

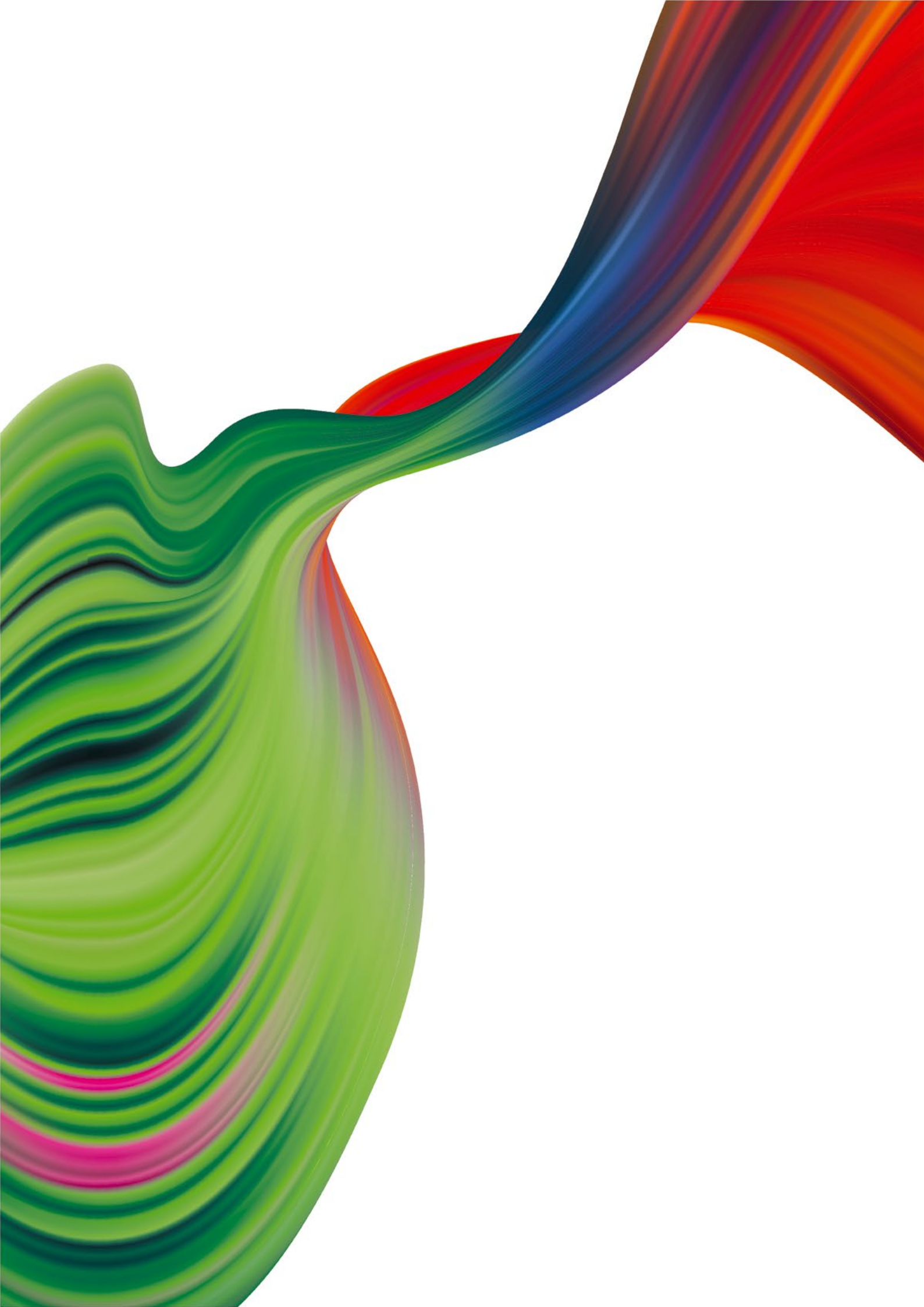


2021

PIANO DI SVILUPPO

Evoluzione Rinnovabile





Driving Energy

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.

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

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

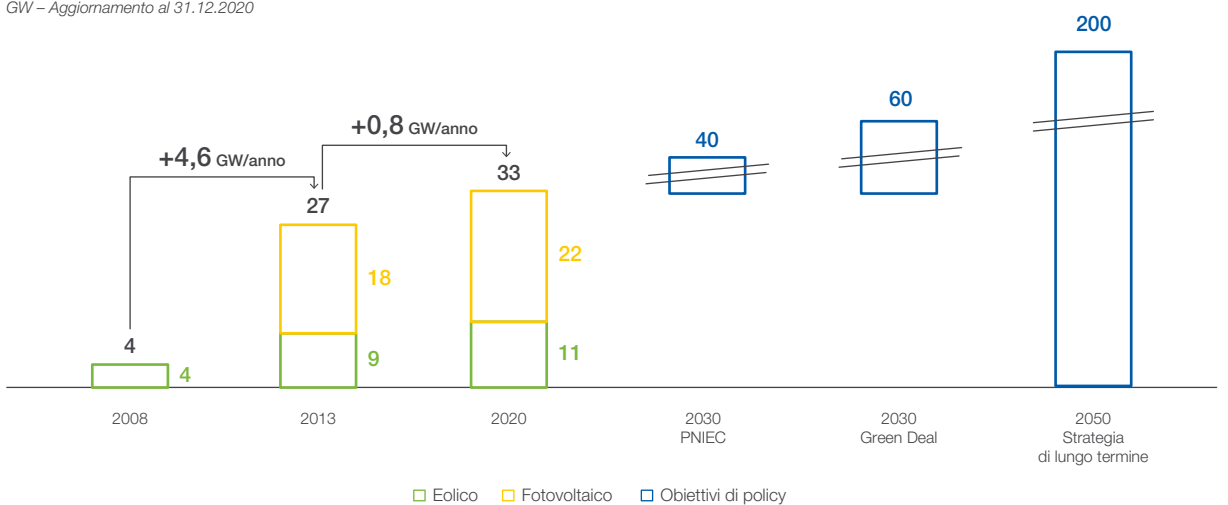
Il settore elettrico ha un ruolo centrale per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del sistema energetico nel suo insieme, grazie all'efficienza intrinseca del vettore elettrico e alla maturità tecnologica delle fonti di energia rinnovabile. L'Italia intende contribuire in maniera decisiva alla realizzazione del cambiamento nella politica energetica e ambientale dell'Unione Europea attraverso misure che prevedono l'aumento della produzione rinnovabile in rapporto ai consumi finali lordi di energia.

Il Governo Italiano ha definito la strategia nazionale di lungo termine per la riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra. Tale strategia prende le mosse dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), che indica il percorso fino al 2030, "trascinando" fino al 2050 le conseguenti tendenze energetico-ambientali virtuose ed individuando quindi gli interventi aggiuntivi necessari rispetto al PNIEC, attribuendo un ruolo chiave al cambiamento radicale nel mix energetico a favore delle rinnovabili. Il fotovoltaico, in particolare, viene identificato come la principale tecnologia in grado di raggiungere elevati livelli di sviluppo in termini di potenza installata, sia per il notevole potenziale nazionale, sia per il suo costo divenuto ormai competitivo. Nel documento viene indicato come obiettivo per il fotovoltaico una capacità installata tra i 200 e i 300 GW al 2050, rispetto ai circa 22 GW attuali e ai 72 GW del PNIEC al 2040.

Come si può notare dalla [figura 1](#) seguente, lo sviluppo delle fonti rinnovabili, a fronte di un boom di installazioni verificatosi tra il 2008 e il 2013, ha subito negli ultimi anni un forte rallentamento e i tassi di incremento della capacità installata si sono ridotti a circa 800 MW/anno. Si tratta di valori estremamente contenuti e insufficienti al raggiungimento degli obiettivi PNIEC (almeno 40 GW di nuova capacità eolica e fotovoltaica al 2030) e ancor di più degli obiettivi che saranno definiti dal recepimento del Green Deal UE (+60 GW).

FIGURA 1 *Evoluzione dell'installato e obiettivi di policy*

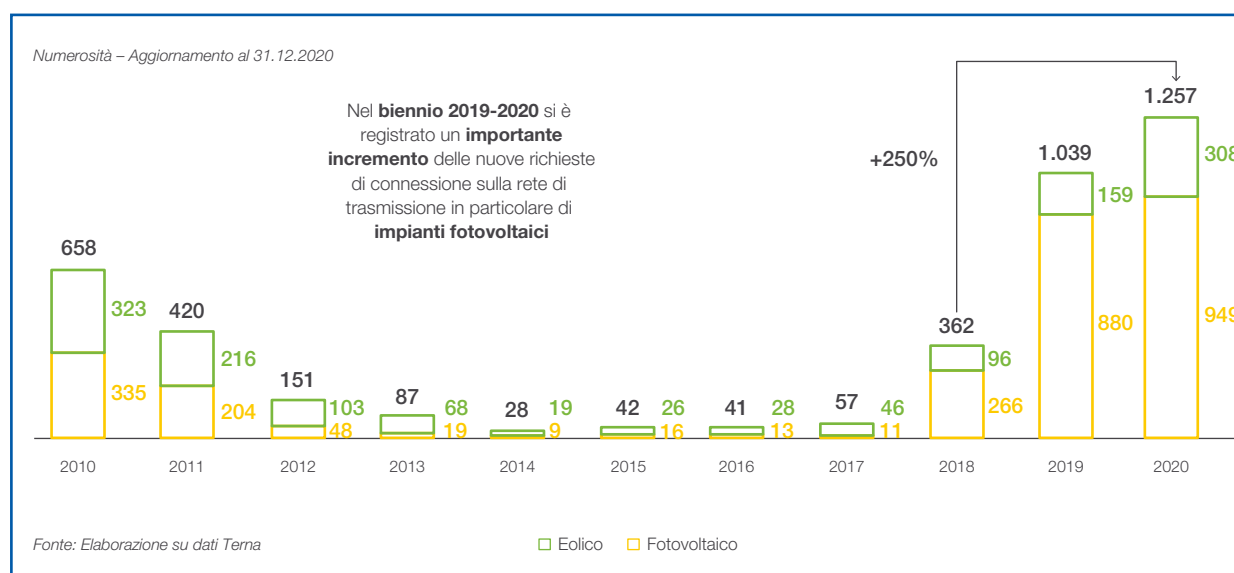
GW – Aggiornamento al 31.12.2020



Per raggiungere gli obiettivi previsti nel PNIEC al 2030 occorrerebbero tassi di installazione di almeno 4 GW all'anno (o almeno 6 GW secondo gli obiettivi del Green Deal). Le aste organizzate ai sensi del decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, del 4 luglio 2019 (DM FER1), hanno evidenziato una riduzione significativa dei costi di realizzazione di questi impianti, ma anche un livello di offerta molto limitato. I motivi della frenata agli investimenti nelle rinnovabili sono ascrivibili, da un lato, alle caratteristiche dell'attuale meccanismo di incentivazione, dall'altro, all'andamento del prezzo dell'energia elettrica, in progressiva diminuzione anche in ragione dell'emergenza Covid-19.

Nonostante questo rallentamento, il livello di iniziative di sviluppo di impianti rinnovabili proposti da investitori privati di varia natura sembrerebbe essere molto incoraggiante. Esistono al 31.12.2020 richieste di connessione alla rete di trasmissione nazionale per oltre 95.000 MW, ed ulteriori circa 10.000 MW di richieste che interessano gli impianti dei distributori locali. Come si può notare dalla [figura 2](#) seguente, considerando solamente le soluzioni di connessione in alta tensione già accettate per gli impianti fotovoltaici ed eolici (circa 68.000 MW) si evince che il trend ha subito una notevole accelerazione negli ultimi due anni (+250% nel 2020 rispetto al 2018).

FIGURA 2 *Evoluzione delle richieste di connessione*



Tuttavia, diversamente da quanto ipotizzato nel PNIEC, le richieste di connessione risultano allo stato attuale distribuite soprattutto nelle regioni del Sud Italia e nelle Isole, peraltro con soluzioni di tipo utility scale, mentre nel PNIEC (e nel relativo aggiornamento previsto con la pubblicazione dello scenario NT-Italia) è ipotizzata una forte crescita del fotovoltaico al Nord Italia, dettata soprattutto da logiche di autoconsumo su reti di bassa e media tensione.

Discorso diverso è necessario per le richieste di connessione degli impianti eolici off-shore, che a partire dal secondo semestre 2019 hanno registrato una forte accelerazione. Risultano infatti attive oltre 5 GW di richieste di connessione di taglia rilevante, in particolare in Puglia, Sardegna e Sicilia (con una singola soluzione da 2,8 GW). Diversi operatori stanno inoltre esplorando la possibilità di ulteriori richieste, sempre concentrate nelle isole maggiori e al sud del Paese.

Appare evidente che anche un limitato numero di iniziative di tale tipologia di impianti, considerata la loro dimensione rilevante, che in molti casi supera le centinaia di megawatt di potenza, nonché la forte aleatorietà della fonte energetica primaria, potrebbe avere un notevole impatto sulla rete elettrica. Anche questo fenomeno risulta oggi divergente rispetto alle ipotesi di distribuzione e di tecnologie prevalenti assunte alla base dello scenario PNIEC e dello scenario NT-Italia, che prevedono al 2030 una crescita di eolico off-shore pari a 900 MW.

Gli operatori di mercato sembrerebbero quindi rispondere ai target di decarbonizzazione con importanti piani di investimento, testimoniati da ingenti volumi di richieste di connessione finalizzate a massimizzare il beneficio delle fonti rinnovabili nelle aree e con le taglie/tecnologie ad oggi in grado di assicurare la maggiore producibilità attesa.

Nonostante una crescita nelle richieste di connessione senza precedenti nel nostro Paese, lo sviluppo di queste iniziative sembrerebbe, ad oggi, limitato da un contesto non favorevole in termini di iter autorizzativi, di pianificazione complessiva e di continuità delle regole di mercato.

In tale contesto risulta quindi fondamentale monitorare con attenzione l'evolversi di questi fenomeni per poter anticipare, ed eventualmente aggiornare opportunamente, la pianificazione e lo sviluppo degli interventi infrastrutturali indispensabili per una piena e sicura integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico.



Gli interventi previsti nel Piano di Sviluppo 2021 risultano infatti adeguati a garantire il contenimento dell'overgeneration, nonché l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico, sulla base delle ipotesi contenute nello scenario PNIEC al 2030 e nel relativo aggiornamento previsto con la pubblicazione dello scenario NT-Italia.

Anche l'effettiva disponibilità dei nuovi impianti di accumulo, sia idroelettrici che elettrochimici, rappresenta un ulteriore elemento di attenzione per le significative differenze tra quanto previsto nel PNIEC e la reale evoluzione della disponibilità di tali risorse, che andrà quindi attentamente monitorata e verificata.

Occorre rilevare, a tal riguardo, che nel corso del 2020 non sono pervenute nuove richieste di connessione per impianti di pompaggio idroelettrico, mentre appare in crescita il numero di richieste per gli accumuli elettrochimici.

Nel presente documento viene fornita, oltre ad una esaustiva rappresentazione dello scenario delle richieste di connessione degli impianti fotovoltaici, eolici e dei sistemi di accumulo, anche un'elaborazione, a partire dall'attuale scenario energetico di riferimento, ovvero l'NT-Italia all'anno orizzonte 2030, di alcune sensitivity su possibili scenari energetici alternativi in merito alla distribuzione delle rinnovabili in Italia.

Vengono inoltre rappresentate delle sensitivity sui potenziali impatti di tali nuovi scenari in termini di possibile incremento dell'overgeneration di sistema.

Infine, è stata analizzata la Sicilia, in quanto considerata rappresentativa di significativi interventi di rete e al contempo caratterizzata da una forte richiesta di connessioni rinnovabili, per evidenziare come le opere previste nel Piano di Sviluppo 2021 siano tali da renderla adeguata alle sfide del PNIEC e di come una diversa distribuzione delle rinnovabili possa invece rilevare elementi di criticità tali da rendere potenzialmente necessari ulteriori interventi non pianificati.



Indice

1	Analisi del contesto di riferimento	9
	Descrizione dell'evoluzione dei principali meccanismi incentivanti e delle logiche di efficienza costi che hanno sostenuto la crescita dell'installato rinnovabile attuale	
2	Stato delle soluzioni di connessione	17
	Descrizione dello stato delle pratiche di connessione pervenute sulla rete di trasmissione, anche indirettamente per il tramite delle società distributrici, alla data del 31.12.2020	
3	Sensitivity Analysis scenari energetici	31
	Descrizione dei potenziali scenari di redistribuzione delle rinnovabili e degli accumuli predisposti sulla base delle richieste di connessione ricevute	

4	Impatti sull'overgeneration di sistema	39
	Descrizione dei potenziali impatti in termini di crescita dell'overgeneration di sistema negli scenari energetici di sensitivity sulle rinnovabili e sugli accumuli	

5	Case Study Sicilia	47
	Descrizione della potenziale riduzione dell'overgeneration in Sicilia grazie all'aumento della potenza di scambio tra le zone di mercato	





1

Analisi del contesto
di riferimento

Analisi del contesto di riferimento

In coerenza con gli orientamenti europei in materia di decarbonizzazione, ed in particolare con quanto stabilito dal Clean Energy Package (CEP), il Governo Italiano ha predisposto a fine 2018 una Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC). A seguito delle raccomandazioni inviate dalla Commissione Europea a giugno 2019, l'Italia ha elaborato e trasmesso a fine 2019 la versione definitiva del PNIEC.

Il **settore elettrico ha obiettivi sfidanti**: nel 2030 le fonti energetiche rinnovabili (FER) dovranno coprire il 55% dei consumi lordi di energia elettrica (rispetto al 35% del 2019), portando la generazione rinnovabile a 186,8 TWh al 2030 (rispetto ai 117,7 TWh registrati nel 2019). A tale scopo, entro il 2030 sarà necessaria l'installazione di circa **40 GW di nuova capacità rinnovabile** costituita quasi esclusivamente da fonti non programmabili, come eolico e fotovoltaico. Inoltre, viene fissato l'obiettivo del **phase-out dalla generazione a carbone entro il 2025**.

A gennaio 2020, con la comunicazione sul **Green Deal** (COM 2019/640), la Commissione Europea ha delineato una **nuova e più ambiziosa roadmap** volta a rafforzare l'ecosostenibilità dell'economia e a conseguire l'obiettivo della neutralità climatica per il 2050, superando gli obiettivi già stabiliti dal Clean Energy Package (CEP). Lo scorso 11 dicembre, il Consiglio Europeo ha approvato il nuovo obiettivo UE vincolante di **riduzione interna netta delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030** rispetto ai livelli del 1990, in luogo dell'obiettivo di riduzione del 40% già fissato con il CEP. Questo implica che i già sfidanti obiettivi di penetrazione delle fonti rinnovabili nei consumi elettrici definiti nel PNIEC dovranno essere riformulati in modo ancora più ambizioso. Prime valutazioni su come potrebbero essere declinati gli obiettivi del Green Deal, indicano per l'Italia un potenziale target di penetrazione rinnovabile intorno al 65%, che richiederebbe l'installazione di almeno ulteriori 20 GW di fotovoltaico ed eolico rispetto ai target già identificati dal PNIEC.

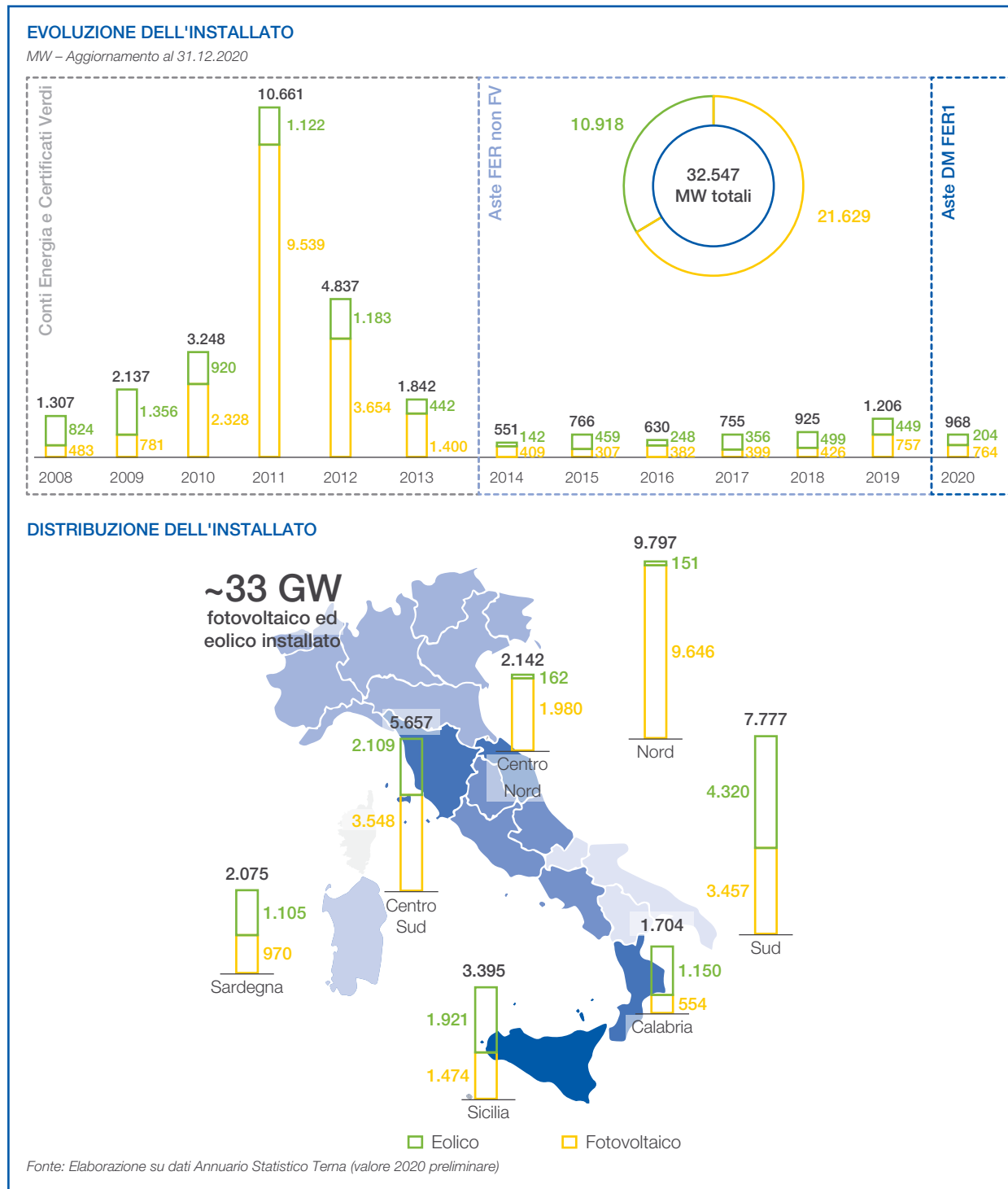
La potenza fotovoltaica ed eolica installata in Italia al 31.12.2020 è pari a circa 32,5 GW, così suddivisa: 21,6 GW di fotovoltaico e 10,9 GW di eolico. Nel presente documento i valori incrementali di potenza necessari al raggiungimento dei target di policy previsti dal PNIEC al 2030 sono stati invece rappresentati come differenza rispetto all'installato al 31 ottobre 2020, in quanto ultimo dato disponibile al momento della predisposizione delle simulazioni. Questi ultimi valori sono pari a circa 32,3 GW, di cui 21,5 GW di fotovoltaico e 10,8 GW di eolico. Le potenze incrementali necessarie per raggiungere gli obiettivi PNIEC al 2030, rispetto all'installato al 31.10.2020, sono invece pari a circa +30,5 GW di fotovoltaico e +8,5 GW di eolico.

Gli esiti delle simulazioni riportate nel presente documento non risultano in ogni caso influenzati dall'aggiornamento del dato al 31.10.2020, per due motivi in particolare:

- Gli scenari energetici alternativi sono stati costruiti partendo dallo scenario energetico di riferimento al 2030, ovvero l'NT-Italia utilizzato nel Piano di Sviluppo 2021;
- Fissati i target del PNIEC al 2030 (gli stessi previsti nello scenario NT-Italia), l'installato attuale influisce solamente sulla potenza incrementale necessaria al raggiungimento degli obiettivi di policy ivi previsti.

Come si può notare dalla **figura 3** seguente, lo sviluppo delle fonti rinnovabili, a fronte del boom di installazioni verificatosi fino al 2013, ha subito un forte rallentamento con tassi di incremento della capacità installata pari a circa 800 MW/anno. Tale trend si conferma anche nel 2020, in cui si nota un aumento della potenza complessiva da fonti rinnovabili di poco inferiore a 1 GW per il fotovoltaico e l'eolico. Si tratta di tassi di incremento contenuti e insufficienti al raggiungimento degli obiettivi PNIEC (circa 40 GW di nuova capacità eolica e fotovoltaica al 2030), e ancor di più al raggiungimento degli obiettivi che saranno definiti dal recepimento del Green Deal.

FIGURA 3 Evoluzione e distribuzione dell'installato



Sempre dalla *figura 3*, si può notare che, mentre l'installato fotovoltaico risulta quasi equamente distribuito (con circa 10 GW nella zona di mercato Nord), l'eolico è invece localizzato prevalentemente nelle regioni del Sud Italia e nelle Isole (circa 2,6 GW in Puglia, 1,9 GW in Sicilia e 1,7 GW in Campania), principalmente per la presenza di caratteristiche più favorevoli dal punto di vista della disponibilità della fonte energetica primaria.

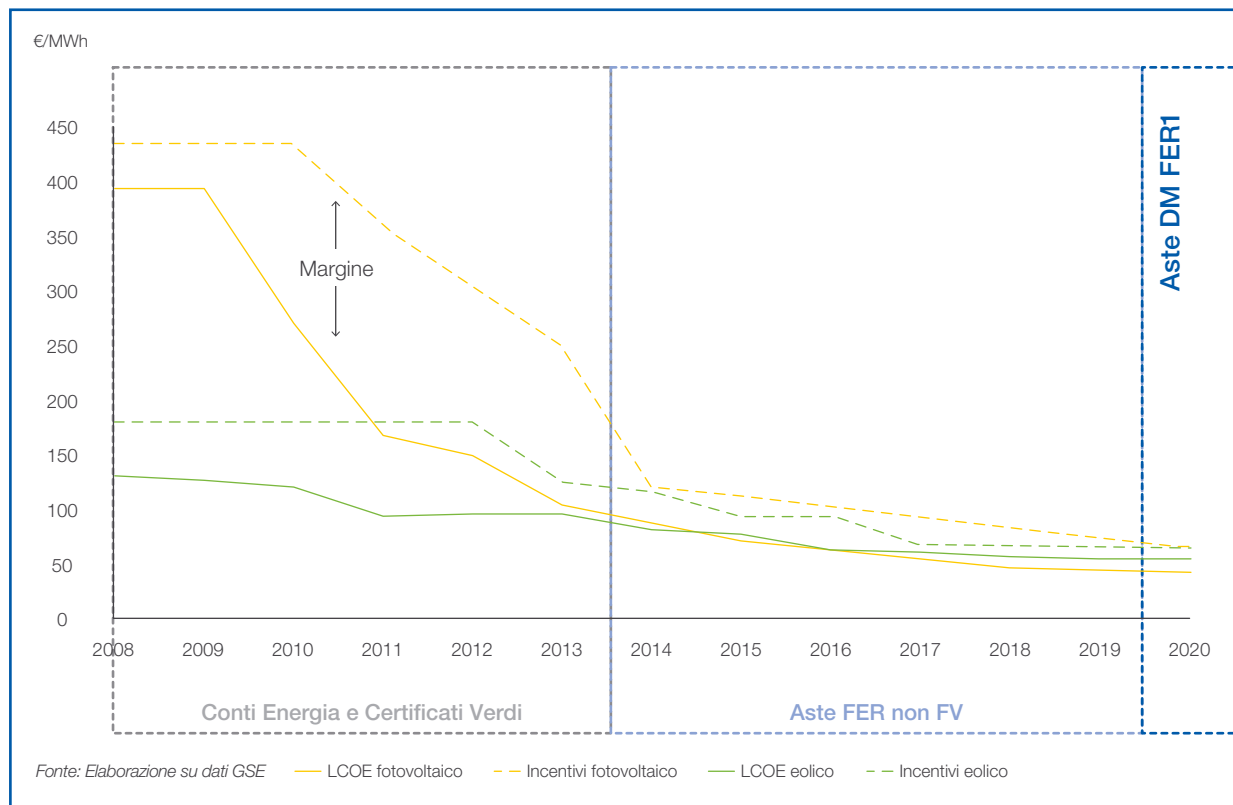
Più nel dettaglio, abbiamo la seguente distribuzione per zona di mercato dell'installato al 31.12.2020:

- > **9.797 MW** (circa il 30% del totale), di cui 9.646 MW (98%) di fotovoltaico e 151 MW (2%) di eolico, localizzati nella **zona Nord**;
- > **2.142 MW** (circa il 7% del totale), di cui 1.980 MW (92%) di fotovoltaico e 162 MW (8%) di eolico, localizzati nella **zona Centro-Nord**;
- > **5.657 MW** (circa il 17% del totale), di cui 3.548 MW (63%) di fotovoltaico e 2.109 MW (37%) di eolico, localizzati nella **zona Centro-Sud**;
- > **7.777 MW** (circa il 24% del totale), di cui 3.457 MW (44%) di fotovoltaico e 4.320 MW (56%) di eolico, localizzati nella **zona Sud**;
- > **3.395 MW** (circa il 10% del totale), di cui 1.474 MW (43%) di fotovoltaico e 1.921 MW (57%) di eolico, localizzati nella **zona Sicilia**;
- > **2.075 MW** (circa il 7% del totale), di cui 970 MW (47%) di fotovoltaico e 1.105 MW (53%) di eolico, localizzati nella **zona Sardegna**;
- > **1.704 MW** (circa il 5% del totale), di cui 554 MW (32%) di fotovoltaico e 1.150 MW (68%) di eolico, localizzati nella **zona Calabria**.

Le principali motivazioni alla base dell'attuale distribuzione geografica del fotovoltaico, che non sembrerebbe seguire le stesse logiche dell'eolico, sono da ricercare principalmente nelle caratteristiche dei diversi meccanismi incentivanti che si sono via via susseguiti nel tempo. Gli strumenti in vigore fino al 2013, in particolare i Conti Energia, esprimevano infatti dei valori di incentivo tali da consentire la sostenibilità economica degli impianti rinnovabili anche in aree a minore disponibilità di risorsa energetica primaria.

Il quadro normativo favorevole ha permesso in questo modo la riduzione dei costi di produzione, progettazione, costruzione e manutenzione, consentendo al fotovoltaico e all'eolico di raggiungere la maturità tecnologica e di risultare competitive con gli impianti di generazione convenzionale. Gli strumenti di incentivazione si sono quindi adattati all'evoluzione tecnologica prevedendo nel tempo meccanismi e logiche sempre più efficienti, con l'obiettivo ultimo di generare un contesto di innovazione e competitività in grado di garantire la diffusione di questi impianti e il raggiungimento degli obiettivi di policy sulla decarbonizzazione.

Come si può infatti notare dalla *figura 4* seguente, la differenza tra il valore degli incentivi e il Levelized Cost of Energy (LCOE), soprattutto per il fotovoltaico, è stata ampiamente positiva fino al 2013, anno in cui è sostanzialmente terminata l'applicazione dell'ultimo Conto Energia. Dal 2014 in poi risultavano infatti in vigore meccanismi incentivanti dedicati alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico (cosiddette Aste FER non FV). Tali aste sono state il preludio per l'attuale meccanismo di promozione delle rinnovabili, ovvero il DM FER1 del 4 luglio 2019, che prevede per l'appunto lo svolgimento di aste competitive tecnologicamente neutre. Secondo tale strumento il fotovoltaico e l'eolico risultano in competizione tra di loro secondo logiche puramente economiche, attraverso uno sconto rispetto alla propria tariffa di riferimento allineata ai valori della market parity.

FIGURA 4 *Trend dell'LCOE*

Osservando la *figura 5* seguente, rappresentante gli esiti delle prime quattro sessioni delle aste del Gruppo A, si nota un **forte trend di diminuzione della saturazione del contingente disponibile**, che passa dal 100% del primo bando a 24% del quarto bando, allocando ai bandi successivi la quota non assegnata in quelli precedenti. Contestualmente, al diminuire delle quantità assegnate, gli operatori hanno progressivamente offerto minori riduzioni della tariffa, portando il prezzo medio delle proposte accettate da circa 57-60 €/MWh a 68-69 €/MWh.

Più nel dettaglio:

- Nel **primo bando** sono stati assegnati 500 MW, il 100% del contingente disponibile, in particolare 495 MW (99%) di eolico e 5 MW (1%) di fotovoltaico, con un prezzo medio pari a 57 €/MWh per l'eolico e a 60 €/MWh per il fotovoltaico;
- Nel **secondo bando** sono stati assegnati 425 MW, l'85% del contingente disponibile (500 MW), in particolare 406 MW (96%) di eolico e 19 MW (4%) di fotovoltaico, con un prezzo medio pari a 65 €/MWh per l'eolico e a 63 €/MWh per il fotovoltaico;
- Nel **terzo bando** sono stati assegnati 314 MW, il 41% del contingente disponibile (775 MW, allocando in tale bando i 75 MW non assegnati in quello precedente), in particolare 218 MW (69%) di eolico e 96 MW (31%) di fotovoltaico, con un prezzo medio pari a 68 €/MWh per l'eolico e a 67 €/MWh per il fotovoltaico;
- Nel **quarto bando** sono stati assegnati 279 MW, il 24% del contingente disponibile (1.161 MW, allocando in tale bando i 461 MW non assegnati in quello precedente), in particolare 259 MW (93%) di eolico e 20 MW (7%) di fotovoltaico, con un prezzo medio pari a 68 €/MWh per l'eolico e a 69 €/MWh per il fotovoltaico.

FIGURA 5 *Esiti delle aste "Gruppo A" DM FER1*



L'analisi degli esiti delle prime quattro sessioni delle aste del Gruppo A sembrerebbero quindi evidenziare che:

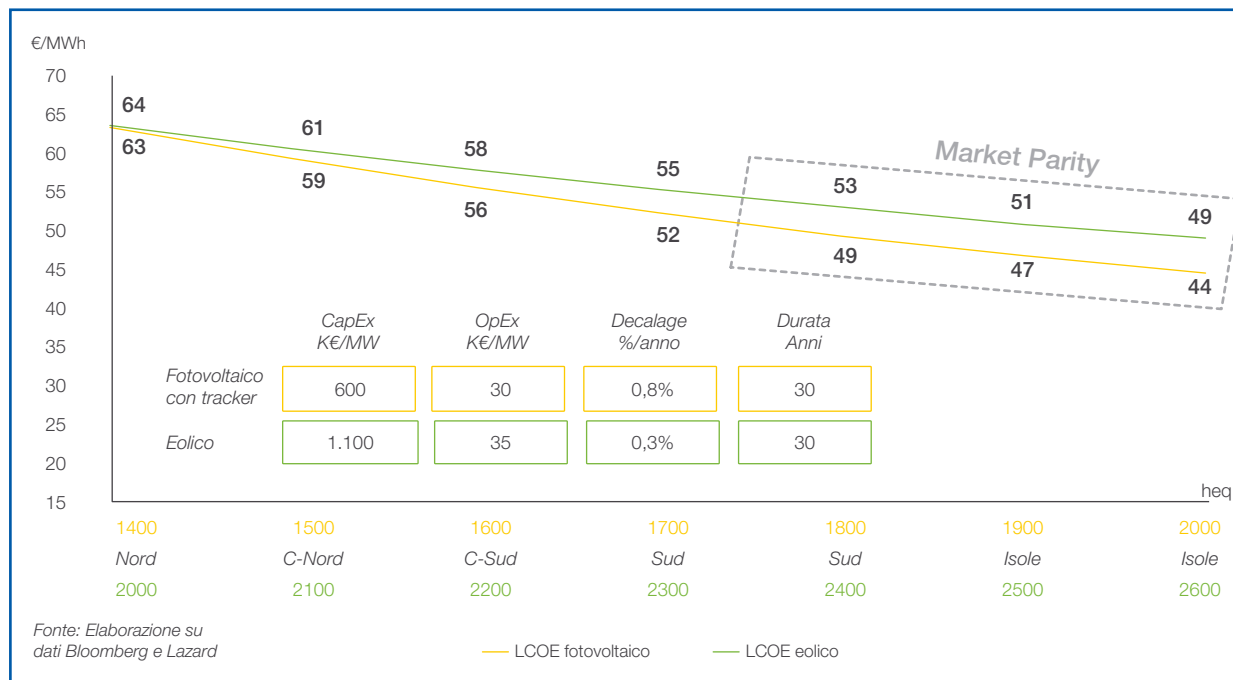
- Gli **impianti eolici hanno una maturità autorizzativa superiore a quella dei fotovoltaici**, in quanto hanno avviato i relativi sviluppi in date precedenti, sia per cogliere le opportunità dei decreti incentivanti ante 2019 sia per considerare le possibili maggiori difficoltà autorizzative. La progressiva riduzione del quantitativo assegnato nei vari bandi dimostrerebbe comunque una ridotta numerosità di impianti eolici già autorizzati e quindi idonei a partecipare alle aste del DM FER1;
- La **partecipazione alle aste da parte del fotovoltaico è limitata dal vincolo previsto nel DM FER1**, secondo il quale risultano ammessi solamente gli impianti autorizzati su terreni agricoli. L'ingente volume di richieste di connessione, descritte nel dettaglio nel successivo Capitolo 2, risulterebbe infatti associato in prevalenza ad impianti fotovoltaici con sviluppi avviati su tale tipologia di terreni;
- Le **tempistiche autorizzative** previste dall'attuale contesto normativo risultano per lo più **incompatibili con un meccanismo incentivante** avente un orizzonte temporale di soli due anni. La lentezza degli iter dei progetti rinnovabili, dovuta in particolare alla complessità amministrativa, determina infatti in molti casi l'ottenimento delle autorizzazioni in tempi superiori all'intera durata prevista per le sessioni d'asta dell'attuale DM FER1.

L'andamento del prezzo dell'energia elettrica è inoltre in progressiva diminuzione. Il valore del Prezzo Unico Nazionale (PUN) ha avuto un trend di decrescita negli ultimi anni per una combinazione di effetti derivanti dalla diminuzione della domanda, riduzione dei prezzi delle commodity e aumento della quota rinnovabili (caratterizzata da costi marginali di generazione pressoché nulli). Tale decrescita è stata ulteriormente amplificata nel 2020 dalla contrazione della domanda e dall'ulteriore calo dei prezzi di gas e CO₂ in ragione dell'emergenza Covid-19. La riduzione dei ricavi attesi dalle rinnovabili e la maggiore volatilità che ne deriva ha, tra i vari effetti, quello di spingere la realizzazione degli impianti rinnovabili, in particolare utility scale, in aree ad alta disponibilità di risorsa energetica primaria per poter remunerare adeguatamente i capitali investiti.

Per esempio, dalla *figura 6* seguente, si evince che:

- Un impianto **fotovoltaico con tecnologia tracker** dal costo di realizzazione complessivo di circa 600 k€/MW raggiunge la market parity a partire dalle **1.700 ore equivalenti**;
- Un impianto **eolico** dal costo di realizzazione complessivo di circa 1.100 k€/MW raggiunge la market parity a partire dalle **2.300 ore equivalenti**. Questo spiegherebbe anche le motivazioni sottese al crescente interesse degli operatori alla tecnologia off-shore.

FIGURA 6 Sensitivity dell'LCOE 2020



Come evidenziato nel successivo Capitolo 2, tale fenomeno è già in atto con ingenti richieste di connessione alla rete di trasmissione nazionale pervenute nelle aree del Sud e delle Isole. Un ulteriore trend in corso è lo spostamento delle richieste di connessione degli impianti fotovoltaici dalle reti di media e bassa tensione a quella di alta tensione, un fenomeno completamente opposto rispetto a quanto fino ad oggi avvenuto. Attualmente, infatti, circa il 90% della capacità eolica è connessa sulla rete di trasmissione in alta tensione, mentre quella fotovoltaica è connessa per circa il 93% della potenza sulle reti di distribuzione ai livelli di media e bassa tensione. Tale fenomeno può essere essenzialmente ricondotto alla massimizzazione della redditività degli investimenti da parte dei proponenti di iniziative rinnovabili, che dipende fortemente anche dalle economie di scala realizzabili con impianti di grande taglia.





2

Stato delle soluzioni
di connessione

Stato delle soluzioni di connessione

La **gestione delle richieste di connessione** in alta tensione, pervenute direttamente e indirettamente (per il tramite delle società distributrici) dai proponenti di iniziative rinnovabili, **permette a Terna di avere una visione sistemica** di quelli che potrebbero essere i futuri scenari sull'evoluzione degli impianti rinnovabili.

Questo capitolo ha l'obiettivo di rappresentare lo stato delle richieste di connessione alla data del 31.12.2020 e in particolare di quelle legate a sviluppi fotovoltaici ed eolici. È presente, inoltre, un focus sulle richieste di connessione degli impianti eolici off-shore, che rappresentano un fenomeno nuovo e in forte accelerazione, nonché quello sui sistemi di accumulo sia idroelettrici che elettrochimici.

Dall'analisi delle richieste di connessione sono stati inoltre elaborati degli scenari di sensitivity per rappresentare una diversa possibile distribuzione delle rinnovabili, descritta in dettaglio nel successivo Capitolo 3.

Alta tensione

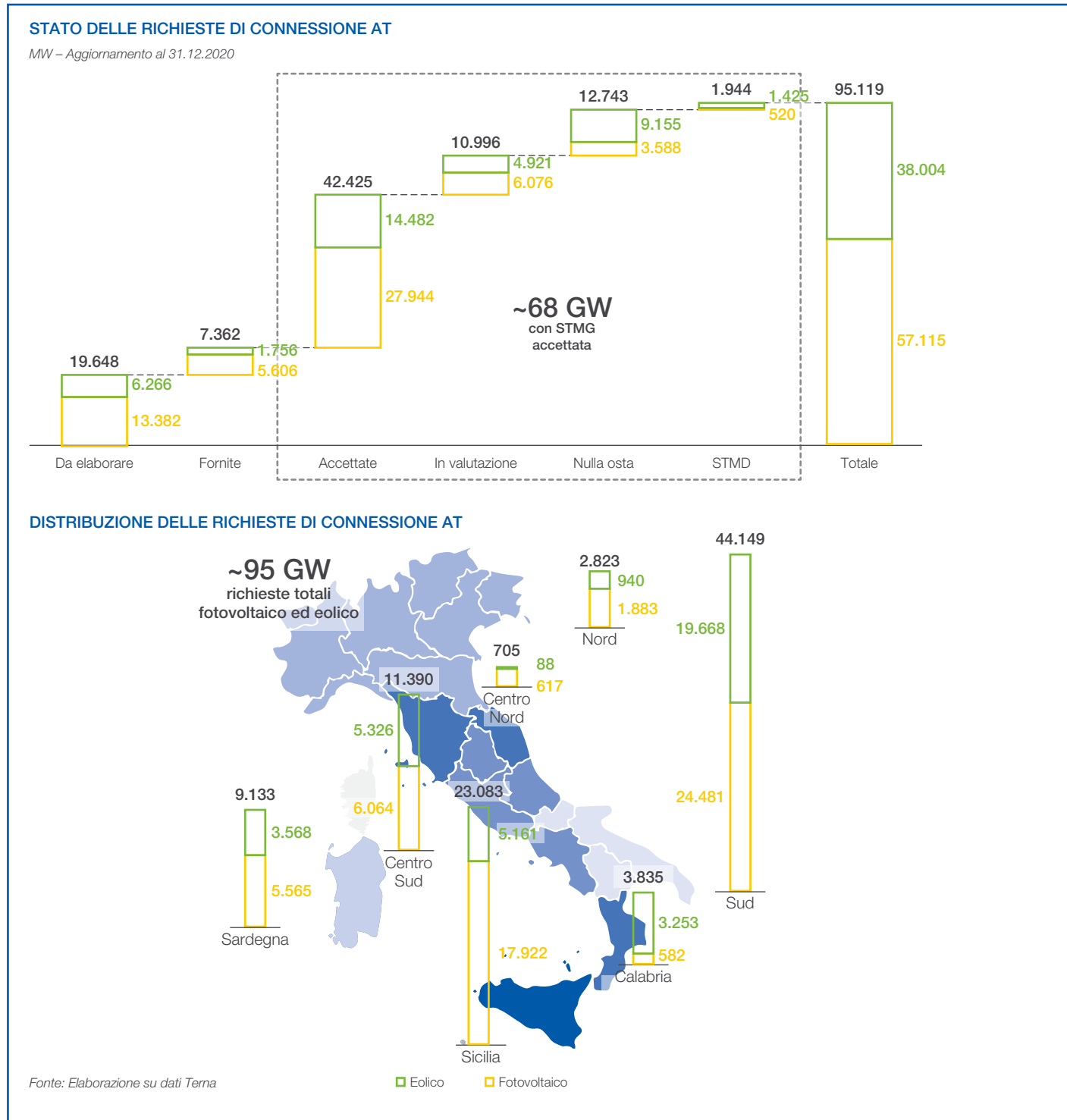
Le **richieste di connessione pervenute in alta tensione alla data del 31.12.2020** per i soli impianti fotovoltaici ed eolici **ammontano complessivamente a 95.119 MW**, di cui 57.115 MW di impianti fotovoltaici e 38.004 MW di impianti eolici. Quest'ultimo valore include anche il repowering, la cui potenza non eccede comunque il 5% delle richieste di connessione totali.

Dall'analisi della **figura 7** seguente, che mostra nel dettaglio la suddivisione delle richieste di connessione in funzione dello stato di avanzamento delle relative pratiche, si evince che circa 68 GW hanno una Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) accettata. In particolare, risulta che:

- **19.648 MW**, di cui 13.382 MW (68%) di fotovoltaico e 6.266 MW (32%) di eolico, è la potenza totale che fa riferimento a quelle **STMG** ancora **da elaborare**. Questa è infatti la prima fase del processo, ovvero quella in cui i proponenti hanno richiesto la soluzione di connessione e sono in attesa di ricevere da parte di Terna la relativa STMG;
- **7.362 MW**, di cui 5.606 MW (76%) di fotovoltaico e 1.756 MW (24%) di eolico, è la potenza totale che fa riferimento a quelle **STMG** che sono state già elaborate da Terna e **fornite** ai proponenti. Questa è infatti la fase del processo in cui Terna ha fornito la soluzione di connessione alla rete di trasmissione ed è in attesa di ricevere la relativa accettazione da parte dei proponenti;
- **42.425 MW**, di cui 27.944 MW (66%) di fotovoltaico e 14.482 MW (34%) di eolico, è la potenza totale che fa riferimento a quelle **STMG** che sono state **accettate** da parte dei proponenti;
- **10.996 MW**, di cui 6.076 MW (55%) di fotovoltaico e 4.921 MW (45%) di eolico, è la potenza totale che fa riferimento a quelle iniziative che hanno trasmesso la documentazione progettuale delle opere di trasmissione e che risultano quindi **in valutazione** da parte di Terna;
- **12.743 MW**, di cui 3.588 MW (28%) di fotovoltaico e 9.155 MW (72%) di eolico, è la potenza totale che fa riferimento a quelle iniziative che hanno ottenuto il **nulla osta** da parte di Terna. Questa è infatti la fase del processo in cui Terna ha rilasciato un parere positivo in merito al progetto di connessione dell'impianto alla rete;
- **1.944 MW**, di cui 520 MW (27%) di fotovoltaico e 1.425 MW (73%) di eolico, è la potenza totale che fa riferimento a quelle iniziative che hanno ottenuto la **Soluzione Tecnica Minima di Dettaglio (STMD)** da parte di Terna e che quindi risultano autorizzate.

Come già anticipato, dall'analisi di questi dati emerge con chiarezza che, se da un lato le richieste di connessione degli impianti fotovoltaici superano di gran lunga quelle degli eolici, dall'altro questi ultimi si trovano in uno stato del processo di connessione più avanzato. Nelle fasi "In valutazione", "Nulla Osta" e "STMD" risultano infatti presenti circa 15,5 GW di impianti eolici su un totale di 25,7 GW.

FIGURA 7 Stato e distribuzione delle richieste di connessione AT



Analizzando invece la distribuzione geografica delle richieste di connessione in alta tensione, sempre osservando la *figura 7*, si nota come queste siano concentrate prevalentemente nelle aree del Sud e delle Isole, ovvero nelle zone ad alta disponibilità di risorsa energetica primaria.

In particolare, risulta che:

- **2.823 MW** (circa il 3% del totale), di cui 1.883 MW (67%) di fotovoltaico e 940 MW (33%) di eolico, sono localizzati nella **zona Nord**;
- **705 MW** (circa l'1% del totale), di cui 617 MW (88%) di fotovoltaico e 88 MW (12%) di eolico, sono localizzati nella **zona Centro-Nord**;
- **11.390 MW** (circa il 12% del totale), di cui 6.064 MW (53%) di fotovoltaico e 5.326 MW (47%) di eolico, sono localizzati nella **zona Centro-Sud**;
- **44.149 MW** (circa il 46% del totale), di cui 24.481 MW (55%) di fotovoltaico e 19.668 MW (45%) di eolico, sono localizzati nella **zona Sud**;
- **23.083 MW** (circa il 24% del totale), di cui 17.922 MW (78%) di fotovoltaico e 5.161 MW (22%) di eolico, sono localizzati nella **zona Sicilia**;
- **9.133 MW** (circa il 10% del totale), di cui 5.565 MW (61%) di fotovoltaico e 3.568 MW (39%) di eolico, sono localizzati nella **zona Sardegna**;
- **3.835 MW** (circa il 4% del totale), di cui 582 MW (15%) di fotovoltaico e 3.253 MW (85%) di eolico, sono localizzati nella **zona Calabria**.

Alla luce di quanto sopra riportato, le zone del Sud e delle Isole (Sicilia e Sardegna), con pratiche di connessione per una potenza complessiva di oltre 80.000 MW (84% del totale), sembrerebbero essere quelle maggiormente interessate dai nuovi possibili scenari sulla redistribuzione delle rinnovabili, descritti in dettaglio nel successivo Capitolo 3.

Media e bassa tensione

Come stabilito dagli articoli 37 e 38 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 99/08 e successive modifiche e integrazioni, le imprese distributrici, la cui rete è direttamente connessa alla rete di trasmissione nazionale, devono inviare a Terna un rapporto trimestrale, secondo uno schema approvato dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (ARERA), relativo a ciascun impianto da connettere alla rete di distribuzione in media e bassa tensione.

Le informazioni trasmesse dai distributori e ricevute da Terna presentano richieste di connessione aggregate per impianto di distribuzione. Per tale motivo, il livello di dettaglio sullo stato delle pratiche in media e bassa tensione è differente da quello rappresentato nel paragrafo precedente e riferito agli impianti che richiedono la connessione direttamente in alta tensione.

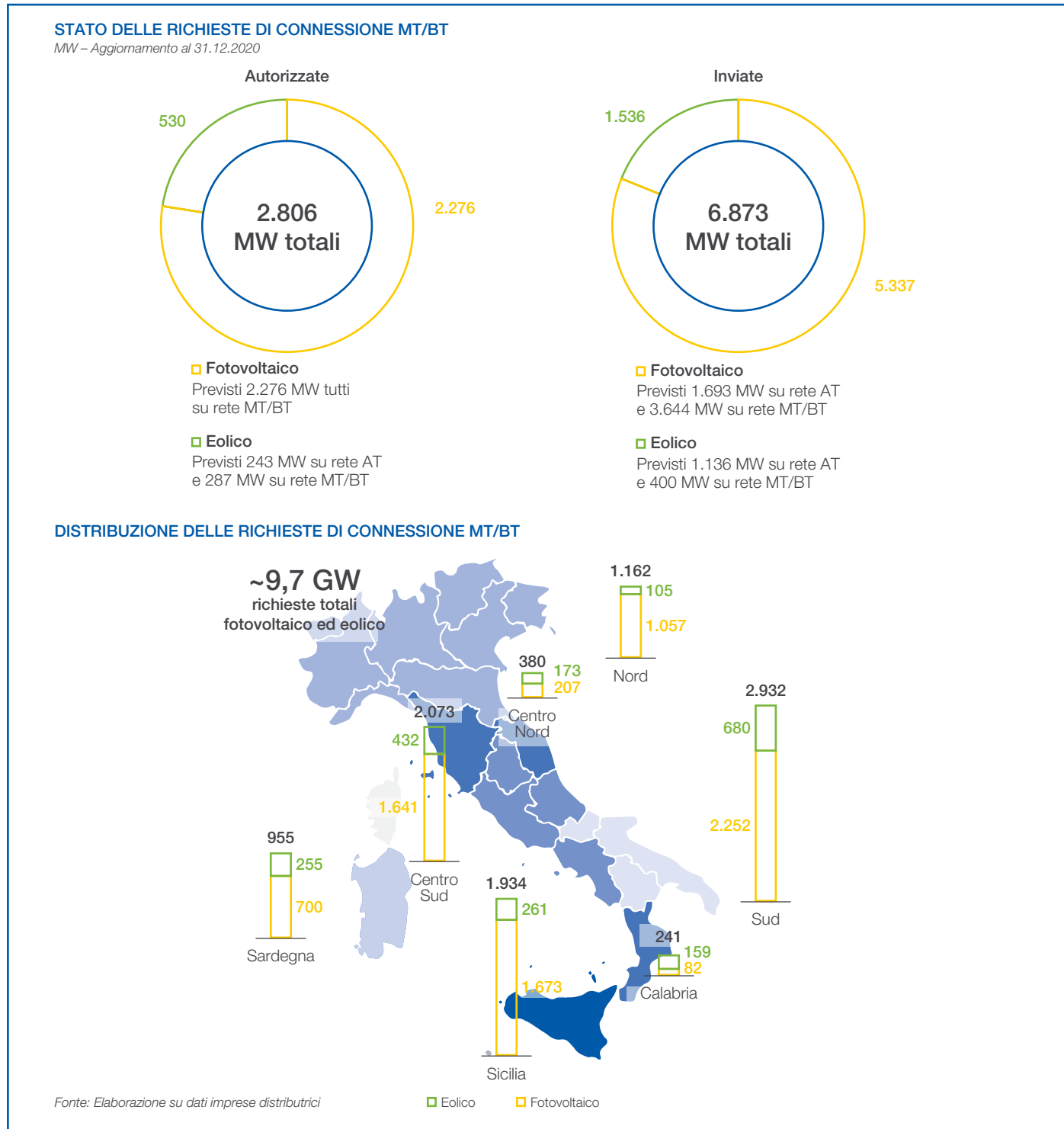
Anche sulle reti di media e bassa tensione si evince un trend crescente negli ultimi anni delle richieste di connessione delle rinnovabili. In particolare, le **richieste di connessione in media e bassa tensione**, sulla base dei dati comunicati dai distributori **al 31.12.2020, ammontano complessivamente a 9.679 MW**, di cui 7.613 MW di impianti fotovoltaici e 2.066 MW di impianti eolici.

Analizzando in dettaglio la *figura 8* seguente, notiamo che:

- **2.806 MW**, di cui 2.276 MW (81%) di fotovoltaico e 530 MW (12%) di eolico, sono relativi a **iniziative autorizzate** da parte degli Enti. Di questi impianti sono previsti in particolare 2.276 MW di fotovoltaico su rete MT/BT, nonché 243 MW di eolico su rete AT e 287 MW su rete MT/BT;
- **6.873 MW**, di cui 5.337 MW (81%) di fotovoltaico e 1.536 MW (12%) di eolico, hanno la **soluzione di connessione** elaborata ed **inviata** dal distributore. Di questi impianti sono previsti in particolare 1.693 MW di fotovoltaico su rete AT e 3.644 MW su rete MT/BT, nonché 1.136 MW di eolico su rete AT e 400 MW su rete MT/BT.

Come già emerso dall'analisi delle richieste di connessione in alta tensione, anche per quelle in media e bassa tensione si evince la predominanza della tecnologia fotovoltaica su quella eolica. Gli impianti eolici sono infatti costituiti prevalentemente da turbine di taglia rilevante, da connettere quindi su rete di trasmissione.

FIGURA 8 *Stato e distribuzione delle richieste di connessione MT/BT*



Approfondendo la distribuzione geografica delle richieste di connessione in bassa e media tensione, sempre osservando la *figura 8*, si nota la stessa tendenza riscontrata sulla rete in alta tensione. Il trend che prevale è infatti una concentrazione delle rinnovabili nelle aree del Sud e delle Isole, ovvero nelle zone ad alta disponibilità di risorsa energetica primaria.

In particolare, risulta che:

- **1.162 MW** (circa il 12% del totale), di cui 1.057 MW (91%) di fotovoltaico e 105 MW (9%) di eolico, sono localizzati nella **zona Nord**;
- **380 MW** (circa il 4% del totale), di cui 207 MW (54%) di fotovoltaico e 173 MW (46%) di eolico, sono localizzati nella **zona Centro-Nord**;
- **2.073 MW** (circa il 21% del totale), di cui 1.641 MW (79%) di fotovoltaico e 432 MW (21%) di eolico, sono localizzati nella **zona Centro-Sud**;
- **2.932 MW** (circa il 30% del totale), di cui 2.252 MW (77%) di fotovoltaico e 680 MW (23%) di eolico, sono localizzati nella **zona Sud**;
- **1.934 MW** (circa il 20% del totale), di cui 1.673 MW (87%) di fotovoltaico e 261 MW (13%) di eolico, sono localizzati nella **zona Sicilia**;
- **955 MW** (circa il 10% del totale), di cui 700 MW (73%) di fotovoltaico e 255 MW (17%) di eolico, sono localizzati nella **zona Sardegna**;
- **241 MW** (circa il 3% del totale), di cui 82 MW (34%) di fotovoltaico e 159 MW (66%) di eolico, sono localizzati nella **zona Calabria**.

Come per le richieste di connessione in alta tensione, anche quelle in media e bassa tensione confermerebbero le zone del Sud e delle Isole (Sicilia e Sardegna), con una potenza complessiva di oltre 6.000 MW (63% del totale), come quelle maggiormente interessate dai nuovi possibili scenari sulla redistribuzione delle rinnovabili.



Eolico Off-Shore

Il 19 novembre 2020 la Commissione Europea (CE) ha presentato la propria strategia per promuovere lo sviluppo delle rinnovabili off-shore. A partire da una capacità eolica off-shore attualmente installata in Europa di circa 12 GW, la **CE stima** di raggiungere un obiettivo di **almeno 60 GW entro il 2030** (e di 300 GW al 2050). Entro i prossimi mesi tutti gli Stati membri costieri, inclusa l'Italia, dovranno presentare i piani nazionali di «pianificazione dello spazio marittimo», sulla base dei propri piani in materia di energia e clima. Per raggiungere questo target, la CE supporterà la cooperazione transfrontaliera tra i Transmission System Operator (TSO), le Autorità nazionali e gli investitori privati, finalizzata a coordinare la pianificazione di lungo termine delle reti off-shore ricadenti nel medesimo spazio marittimo. Lo sviluppo sinergico di tali reti di trasmissione permetterà infatti sia di supportare la realizzazione dei nuovi impianti di produzione off-shore, che si andranno a connettere a tali infrastrutture, sia di incrementare le interconnessioni tra i vari Stati membri.

Nonostante ad oggi non risulti installato alcun impianto eolico off-shore in Italia, grazie al miglioramento della tecnologia delle turbine flottanti, che sta raggiungendo una maturità tale da renderla implementabile anche in applicazioni in cui l'elevata profondità del fondale costituirebbe un limite (es. Mar Mediterraneo), le richieste di connessione degli impianti eolici off-shore stanno avendo, a partire dal secondo semestre 2019, una forte accelerazione soprattutto nelle aree del Sud e delle Isole, data la maggior disponibilità della fonte energetica primaria. **Al 31.12.2020 risultano** infatti oltre **5.253 MW di richieste di connessione** alla rete elettrica in alta tensione di taglia rilevante, alcune da elaborare e altre già accettate, in particolare in Emilia-Romagna, Puglia, Sardegna e Sicilia (con una singola soluzione da 2.793 MW).

Analizzando in dettaglio la *figura 9* seguente, notiamo che le richieste di connessione eccedono di molto il target nazionale di 900 MW previsto nel PNIEC al 2030, e in particolare:

- **3.969 MW hanno richiesto** la soluzione di connessione a Terna. In alcuni casi gli impianti hanno anche ottenuto la relativa **Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG)**;
- **1.284 MW, hanno accettato la Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG)** elaborata da Terna.

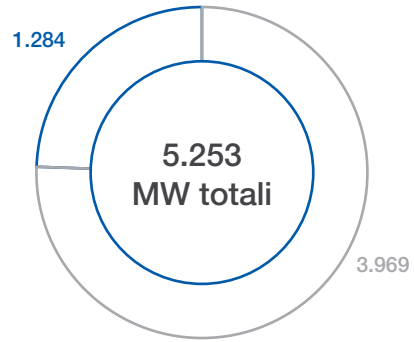
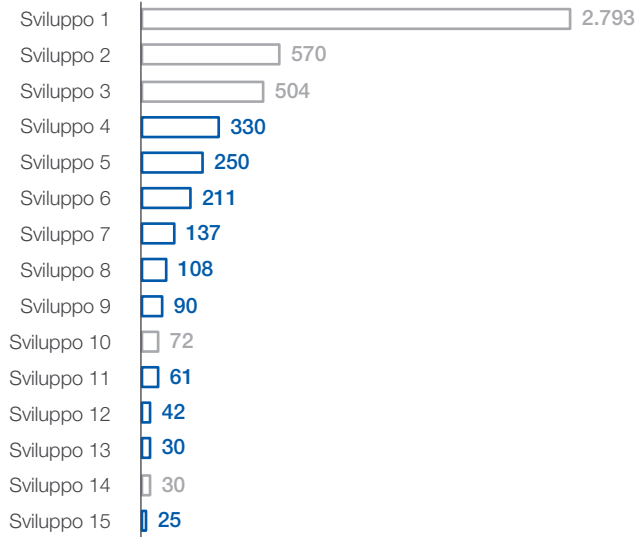
Analizzando invece la distribuzione geografica delle richieste di connessione degli impianti eolici off-shore, sempre osservando la *figura 9*, si nota come queste siano concentrate prevalentemente nelle regioni del Sud e delle Isole, ovvero nelle zone ad alta disponibilità di risorsa energetica primaria. Suddividendo gli sviluppi tra “Formalizzati”, che includono tutti gli impianti con lo stato del processo di connessione fino a STMG “Fornite” ma non ancora accettate, e “Avanzati”, che includono invece tutti gli impianti con lo stato del processo di connessione da STMG “Fornite” fino a “STMD”, risulta in particolare che:

- **900 MW** (circa il 17% del totale), di cui 570 MW (63%) di sviluppi formalizzati e 330 MW (37%) di sviluppi avanzati, sono localizzati nella **zona Nord**;
- **0 MW** sono localizzati nella **zona Centro-Nord**;
- **0 MW** sono localizzati nella **zona Centro-Sud**;
- **397 MW** (circa l'8% del totale), di cui 102 MW (26%) di sviluppi formalizzati e 295 MW (74%) di sviluppi avanzati, sono localizzati nella **zona Sud**;
- **3.452 MW** (circa il 66% del totale), di cui 2.793 MW (81%) di sviluppi formalizzati e 659 MW (19%) di sviluppi avanzati, sono localizzati nella **zona Sicilia**;
- **504 MW** (circa il 9% del totale) di sviluppi formalizzati, sono localizzati nella **zona Sardegna**;
- **0 MW** sono localizzati nella **zona Calabria**.

FIGURA 9 *Elenco e distribuzione degli sviluppi eolici off-shore*

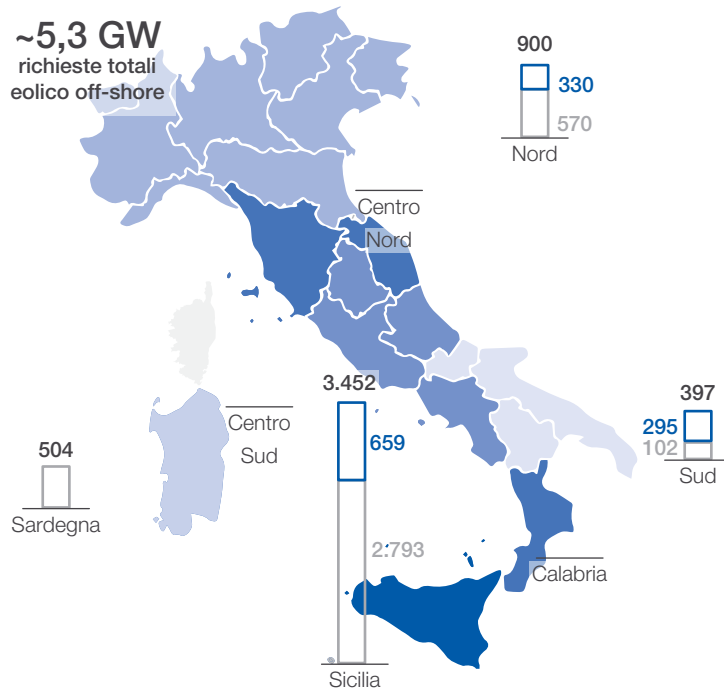
ELENCO DEGLI SVILUPPI OFF-SHORE

MW – Aggiornamento al 31.12.2020



~75%
degli sviluppi di impianti
eolici off-shore si trovano in una fase
preliminare dell'iter autorizzativo

DISTRIBUZIONE DEGLI SVILUPPI OFF-SHORE



Fonte: Elaborazione su dati Terna

■ Sviluppi avanzati □ Sviluppi formalizzati

Considerata la dimensione rilevante di tali impianti, che in molti casi superano le centinaia di megawatt di potenza da connettere in alta tensione, nonché la forte aleatorietà della fonte energetica primaria, emerge la necessità di un attento monitoraggio al fine di prevenire e gestire accuratamente i potenziali impatti che potrebbero avere sulla rete di trasmissione e sul funzionamento dell'intero sistema elettrico nazionale.

Per gestire le improvvise perdite di iniezione di potenza a causa dell'imprevedibilità del vento, risulterebbe per esempio cruciale la scelta di uno **schema di connessione adeguato**, mentre per veicolare la grande quantità di energia prodotta nel Sud verso i centri di consumo presenti al Nord, potrebbero essere necessari **sviluppi infrastrutturali addizionali** che consentano di integrare efficientemente la generazione eolica off-shore.

È stata inoltre avviata l'iniziativa Eurobar, a cui fanno parte oltre Terna, i Transmission System Operator (TSO) di Francia (Rte), Spagna (Ree), Svezia (Kraftnät), Norvegia (Statnett) e Germania (Amprion e 50Hertz). L'iniziativa, aperta a tutti i TSO europei, ha l'obiettivo di sviluppare e implementare un approccio comune per i sistemi di infrastrutture in mare che collegheranno le future capacità off-shore alla rete di trasmissione europea.

Attraverso Eurobar saranno inoltre standardizzate le interfacce della prossima generazione di tecnologie di connessione off-shore, garantendo così che tutti gli elementi coinvolti siano "off-shore grid ready".

Sistemi di accumulo

Le **richieste di connessione** dei sistemi di accumulo, pervenute in alta tensione **alla data del 31.12.2020**, **ammontano complessivamente a 5.789 MW**. Come mostrato nella *figura 10* seguente, le richieste sono così suddivise:

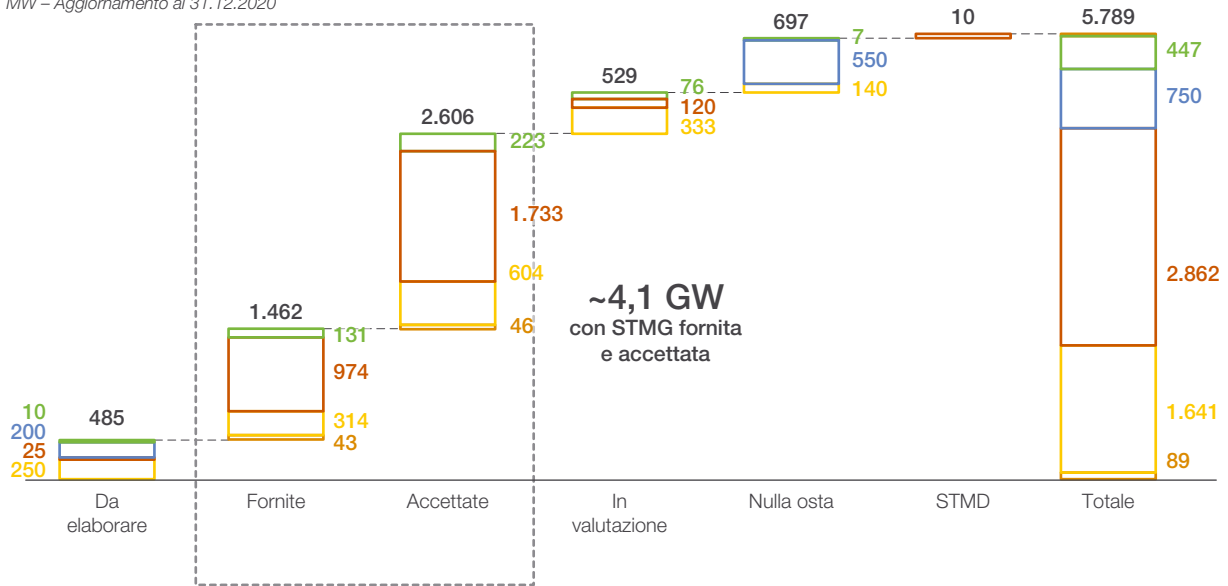
- **2.862 MW** (circa il 49% del totale) di **impianti elettrochimici** in assetto stand alone;
- **750 MW** (circa il 13% del totale) di **impianti idroelettrici**, di cui 550 MW (73%) di pompaggi misti e 200 MW (27%) di pompaggi puri (senza apporti naturali di fiumi ma solo di quelli pluviali);
- **1.641 MW** (circa il 28% del totale) di impianti elettrochimici **abbinati ad impianti fotovoltaici**;
- **447 MW** (circa l'8% del totale) di impianti elettrochimici **abbinati ad impianti eolici**, di cui 360 MW (80%) abbinati ad impianti on-shore e 87 MW (20%) abbinati ad impianti off-shore;
- **89 MW** (circa il 2% del totale) di impianti elettrochimici **abbinati ad impianti termoelettrici**;

Dall'analisi di tali dati emerge con chiarezza una predominanza di richieste di connessione da parte degli impianti elettrochimici, soprattutto in assetto stand alone. Le richieste da parte dei pompaggi idroelettrici, sia misti che puri, risultano invece limitate a due soli impianti di taglia rilevante, per un valore complessivo di 750 MW. Independentemente dalla tecnologia utilizzata, la maggior parte delle richieste risultano essere in una fase preliminare del processo di connessione e in particolare nelle fasi di STMG "Fornite" e "Accettate", per un valore complessivo pari a 4,1 GW (circa il 71% del totale).

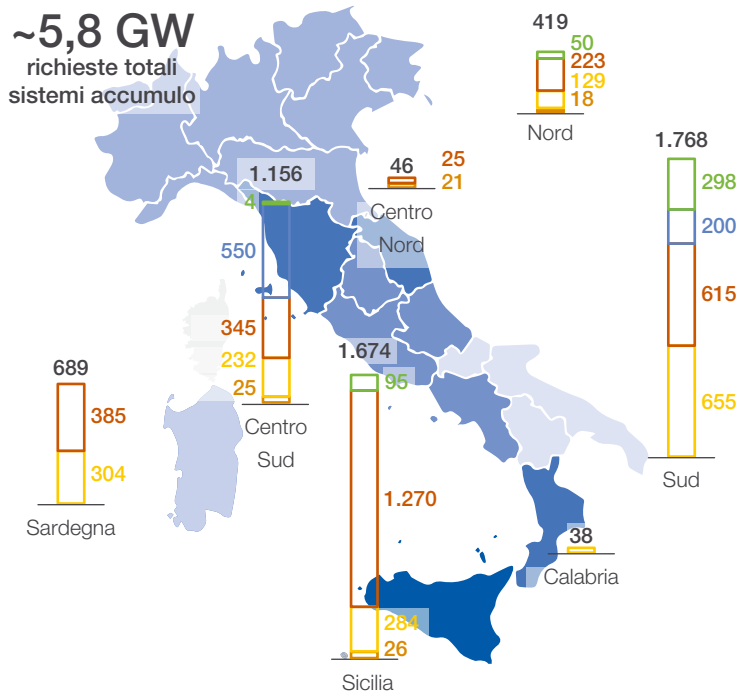
FIGURA 10 Stato e distribuzione delle richieste di connessione degli accumuli

STATO DELLE RICHIESTE DI CONNESSIONE DEGLI ACCUMULI

MW – Aggiornamento al 31.12.2020



DISTRIBUZIONE DELLE RICHIESTE DI CONNESSIONE DEGLI ACCUMULI



Fonte: Elaborazione su dati Terna

■ Abbinato eolico ■ Elettrochimico stand alone ■ Abbinato termoelettrico ■ Idroelettrico ■ Abbinato fotovoltaico

Analizzando invece la distribuzione geografica delle richieste di connessione dei sistemi di accumulo, sempre osservando la figura 10, si nota come queste siano concentrate prevalentemente nelle aree del Sud e delle Isole, ovvero nelle zone ad alta disponibilità di risorsa energetica primaria.

In particolare, risulta che:

- **419 MW** (circa il 7% del totale), di cui 50 MW (12%) di impianti elettrochimici abbinati ad impianti eolici, 129 MW (31%) di impianti elettrochimici abbinati ad impianti fotovoltaici, 223 MW (53%) di impianti elettrochimici in assetto stand alone e 18 MW (4%) di impianti elettrochimici abbinati ad impianti termoelettrici, sono localizzati nella **zona Nord**;
- **46 MW** (circa l'1% del totale), di cui 25 MW (55%) di impianti elettrochimici in assetto stand alone e 21 MW (45%) di impianti elettrochimici abbinati ad impianti termoelettrici, sono localizzati nella **zona Centro-Nord**;
- **1.156 MW** (circa il 20% del totale), di cui 4 MW di impianti elettrochimici abbinati ad impianti eolici, 232 MW (20%) di impianti elettrochimici abbinati ad impianti fotovoltaici, 550 MW (48%) di pompaggi idroelettrici, 345 MW (30%) di impianti elettrochimici in assetto stand alone e 25 MW (2%) di impianti elettrochimici abbinati ad impianti termoelettrici, sono localizzati nella **zona Centro-Sud**;
- **1.768 MW** (circa il 31% del totale), di cui 298 MW (16%) di impianti elettrochimici abbinati ad impianti eolici, 655 MW (37%) di impianti elettrochimici abbinati ad impianti fotovoltaici, 200 MW (11%) di pompaggi idroelettrici e 615 MW (35%) di impianti elettrochimici in assetto stand alone, sono localizzati nella **zona Sud**;
- **1.674 MW** (circa il 29% del totale), di cui 95 MW (16%) di impianti elettrochimici abbinati ad impianti eolici, 284 MW (17%) di impianti elettrochimici abbinati ad impianti fotovoltaici, 1.270 MW (76%) di impianti elettrochimici in assetto stand alone e 26 MW (2%) di impianti elettrochimici abbinati ad impianti termoelettrici, sono localizzati nella **zona Sicilia**;
- **689 MW** (circa il 12% del totale), di cui 385 MW (56%) di impianti elettrochimici in assetto stand alone e 304 MW (44%) di impianti elettrochimici abbinati ad impianti fotovoltaici, sono localizzati nella **zona Sardegna**;
- **38 MW** (circa l'1% del totale) di impianti elettrochimici abbinati ad impianti fotovoltaici, sono localizzati nella **zona Calabria**.

Alla luce di quanto sopra riportato, le zone del Sud e delle Isole (Sicilia e Sardegna), con pratiche di connessione per una potenza complessiva di oltre 4.000 MW (72% del totale), sembrerebbero essere quelle maggiormente interessate dalle potenziali installazioni di impianti di accumulo, in particolare elettrochimico, coerentemente con la distribuzione delle pratiche di connessione degli impianti rinnovabili e con le previsioni dello scenario PNIEC (e quindi anche dell'NT-Italia).

La principale differenza che emergerebbe dall'analisi delle richieste di connessione riguarda invece una diversa composizione del mix tecnologico rispetto a quanto considerato nello scenario NT-Italia al 2030. In tale scenario, dei 10 GW di potenza incrementale di impianti di accumulo, circa 4,5 GW sono previsti essere pompaggi idroelettrici, ai quali al 31.12.2020 risulterebbero però associati solamente 750 MW di richieste di connessione.

PROCESSO DI CONNESSIONE



Terna, secondo l'articolo 3 del D.Lgs. 79/99, **ha l'obbligo di connettere** alla rete di trasmissione nazionale tutti i soggetti che ne facciano richiesta (con **una potenza in immissione uguale o superiore a 10.000 kW**), senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le condizioni fissate dall'**Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (ARERA)**.

L'**ARERA**, tramite la Delibera ARG/elt 99/08 e s.m.i. (Testo Integrato Connessioni Attive - TICA), ha infatti stabilito specifiche direttive relativamente alle modalità, alle condizioni procedurali e a quelle tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione **degli impianti di produzione** di energia elettrica.

Le deliberazioni ARERA che regolamentano l'iter di connessione alla rete di trasmissione nazionale sono state recepite nel **Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete** (Codice di Rete).

In particolare, nella sezione 1A del Codice di Rete, vengono descritti i seguenti aspetti della procedura di connessione alla rete di trasmissione nazionale:

- criteri per l'elaborazione delle soluzioni per la connessione;
- soluzioni tecniche convenzionali per la connessione alla rete di trasmissione nazionale;
- modalità e condizioni contrattuali per l'erogazione del servizio di connessione.

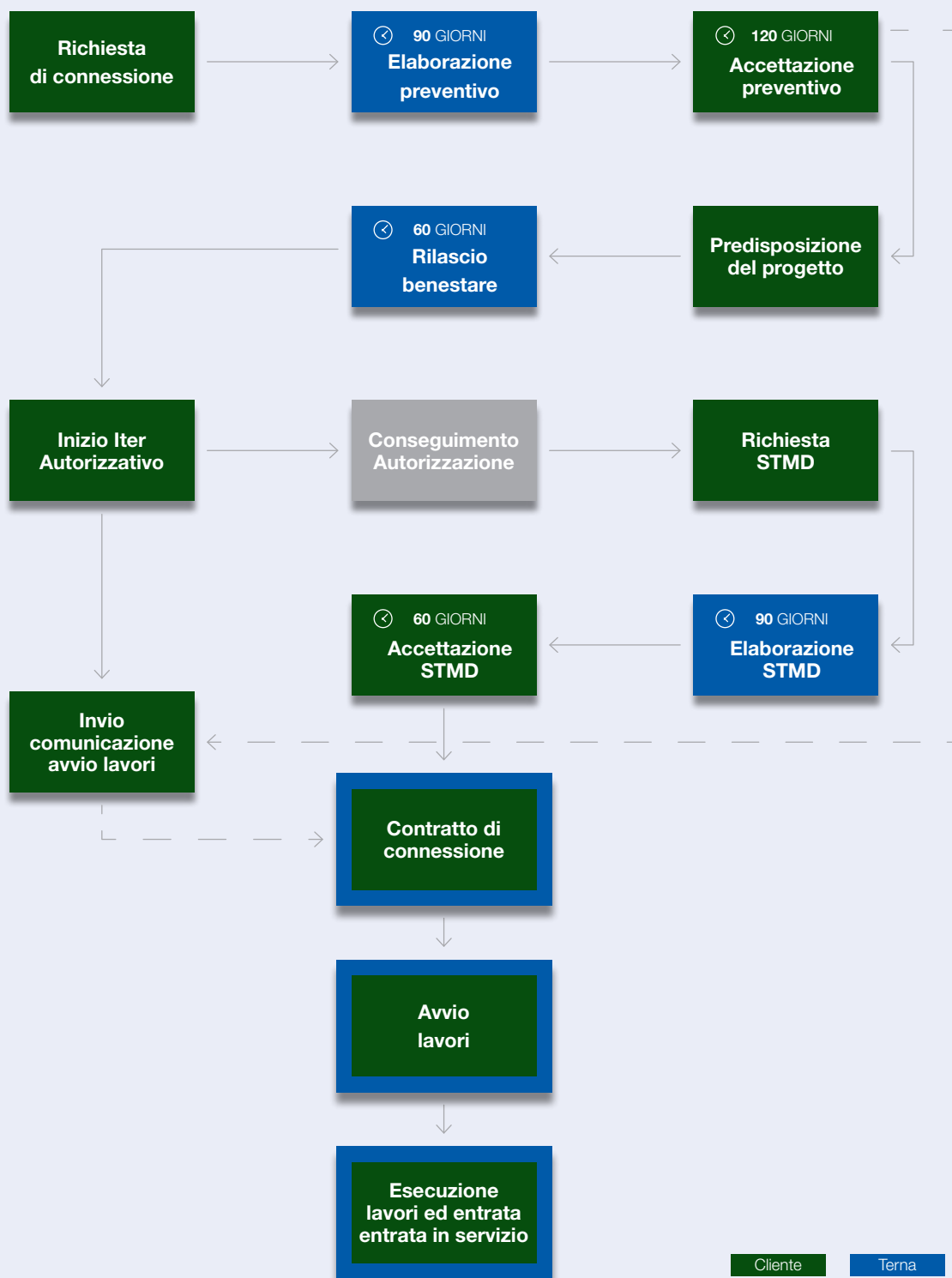


>> continua



La *figura 11* seguente descrive il processo di connessione alla rete di trasmissione di un impianto di produzione rinnovabile con potenza uguale o superiore a 10 MW.

FIGURA 11 *Processo di connessione*



Cliente Terna

>>

>> continua



Nel dettaglio tale processo prevede che:

- Terna elabori, **entro 90 giorni** dalla ricezione della richiesta di connessione, la **Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG)** nella quale vengono descritti tempi e costi di realizzazione degli impianti di rete e degli eventuali interventi sulla rete di trasmissione esistente necessari per la connessione (al netto dei tempi delle autorizzazioni), nonché gli adempimenti necessari ai fini dell'autorizzazione dell'impianto di rete;
- Il produttore **accetti il preventivo** di connessione **entro 120 giorni** dalla data di comunicazione da parte di Terna dell'invio dello stesso, pena la decadenza della relativa pratica. Nel caso in cui il produttore elabori direttamente il progetto per gli impianti di rete da realizzare, tale progetto deve essere sottoposto a Terna per la necessaria approvazione. Il **benessere tecnico del progetto** dovrà essere rilasciato **entro 60 giorni** lavorativi dalla data di ricevimento del relativo progetto;
- **Entro 120 giorni** lavorativi per le connessioni in alta e 180 giorni lavorativi per le connessioni in altissima tensione, il produttore presenti la richiesta di **avvio del procedimento autorizzativo unico** comprensiva di tutta la documentazione necessaria, ivi compreso il progetto dell'impianto di rete per la connessione e degli eventuali interventi sulla rete esistente validato da Terna. L'iter unico ai sensi del D.lgs. n. 387/03 permette di autorizzare tutte le opere di trasmissione necessarie per la connessione contestualmente alle iniziative produttive alle quali sono associate;
- A seguito dell'ottenimento delle autorizzazioni, il produttore invii a Terna la richiesta per l'elaborazione della **Soluzione Tecnica Minima Dettaglio (STMD)** che dovrà essere formulata ed inviata **entro 90 giorni**, riportando le specifiche finali per la progettazione esecutiva e la realizzazione degli impianti di rete;
- Il produttore **accetti la STMD entro 60 giorni** dalla data di comunicazione da parte di Terna dell'invio della stessa, pena la decadenza della pratica. A seguito dell'accettazione della STMD, verrà definito il **contratto di connessione** fra Terna e il produttore. Il documento contiene il dettaglio dei tempi, dei costi e delle condizioni per la realizzazione degli impianti di rete. Il contratto include inoltre la disciplina per l'erogazione del servizio di connessione e lo schema del Regolamento di Esercizio;
- Le comunicazioni periodiche ai sensi dell'articolo 31 comma 31.2 dell'Allegato A della Delibera ARG/elt 99/08 e s.m.i. terminano a seguito della trasmissione a Terna della dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante l'**inizio dei lavori di realizzazione** dell'impianto di produzione.

La Delibera ARG/elt 99/08 (TICA) e s.m.i., attraverso gli articoli 34 e 35, ha definito inoltre le modalità e le tempistiche di coordinamento tra i gestori di rete con obbligo di connessione di terzi.

Tale procedura viene attivata nei casi in cui:

- la connessione debba essere effettuata ad una rete diversa dalla rete gestita dal gestore a cui è presentata la richiesta di connessione;
- la connessione venga effettuata alla rete gestita dal gestore a cui è presentata la richiesta di connessione, comportando però interventi su reti gestite da altri gestori.

La stessa delibera ha altresì delegato Terna e le imprese distributrici a dettagliare le forme di coordinamento, rendendole pubbliche sui rispettivi siti internet, nei casi in cui la connessione determini interventi sulla rete di un altro gestore.

Pertanto, nell'ambito di un apposito gruppo di lavoro con le imprese distributrici è stata elaborata una proposta, preventivamente inviata all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, di coordinamento tra Terna e le imprese distributrici, operativa a decorrere dal 1° marzo 2012.

Come stabilito dagli articoli 37 e 38 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 99/08 e s.m.i., Terna ha infine predisposto lo schema di report per lo scambio informativo con le imprese distributrici, già approvato dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

Le imprese distributrici, la cui rete è direttamente connessa alla rete di trasmissione nazionale, dovranno trasmettere a Terna un rapporto trimestrale riferito sia alle cabine primarie che agli impianti di produzione da connettere.





3

Sensitivity Analysis
scenari energetici

Sensitivity Analysis scenari energetici

Le analisi delle richieste di connessione pervenute alla rete di trasmissione nazionale al 31.12.2020, come rappresentato nel precedente Capitolo 2, sembrerebbero evidenziare delle differenze in termini di potenza e distribuzione geografica degli impianti eolici e fotovoltaici, rispetto a quanto previsto nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) pubblicato a gennaio 2020.

Non potendo ad oggi prevedere con esattezza quale sarà lo scenario prospettico che si andrà a consolidare al 2030, a causa delle diverse variabili sia esogene che endogene difficilmente modellabili (come ad esempio nuovi target di decarbonizzazione, driver decisionali dei player di settore, nuovi possibili meccanismi a supporto delle rinnovabili in Italia, modifiche normative/regolatorie in altri Paesi in grado di influenzare le scelte di investimento, ecc), in questo capitolo si sono elaborati diversi scenari per valutare la possibile evoluzione futura del parco di generazione rinnovabile nazionale.

Nonostante le richieste di connessione esprimano dei valori ben superiori a quelli necessari al raggiungimento dei target di policy, gli scenari di sensitivity sono stati predisposti ipotizzando di lasciare cautelativamente inalterati gli obiettivi di capacità eolica e fotovoltaica previsti nel PNIEC all'anno orizzonte 2030, variando per queste la sola distribuzione geografica sulla base delle richieste di connessione pervenute alla data del 31.12.2020. Al fine di valutare ulteriori effetti complementari all'evoluzione delle rinnovabili, sono stati considerati differenti scenari di sensitivity anche per i sistemi di accumulo, sia idroelettrici che elettrochimici (utility e small scale).

Scenari sensitivity rinnovabili

Il **National Trend Italia** o semplicemente NT-Italia è uno degli scenari energetici di riferimento, insieme al «Business As Usual», per le analisi di rete e le simulazioni del mercato elettrico nel Piano di Sviluppo 2021. Tale scenario è stato sviluppato con un approccio top-down partendo dallo scenario europeo pubblicato da ENTSO-E, revisionato poi in alcune delle ipotesi per tenere in considerazione gli ultimi aggiornamenti disponibili a livello nazionale. Si tratta di uno scenario technology-pull, in cui la diffusione delle tecnologie e l'evoluzione attesa del sistema consentono il **raggiungimento degli obiettivi** di decarbonizzazione, integrazione rinnovabile ed efficientamento definiti a livello europeo e **declinati a livello nazionale nel PNIEC**. Per ogni ulteriore dettaglio sullo scenario National Trend Italia si rimanda al Capitolo 3 del Piano di Sviluppo 2021 o all'aggiornamento del documento congiunto Terna-Snam di descrizione degli scenari energetici pubblicato a febbraio 2021.

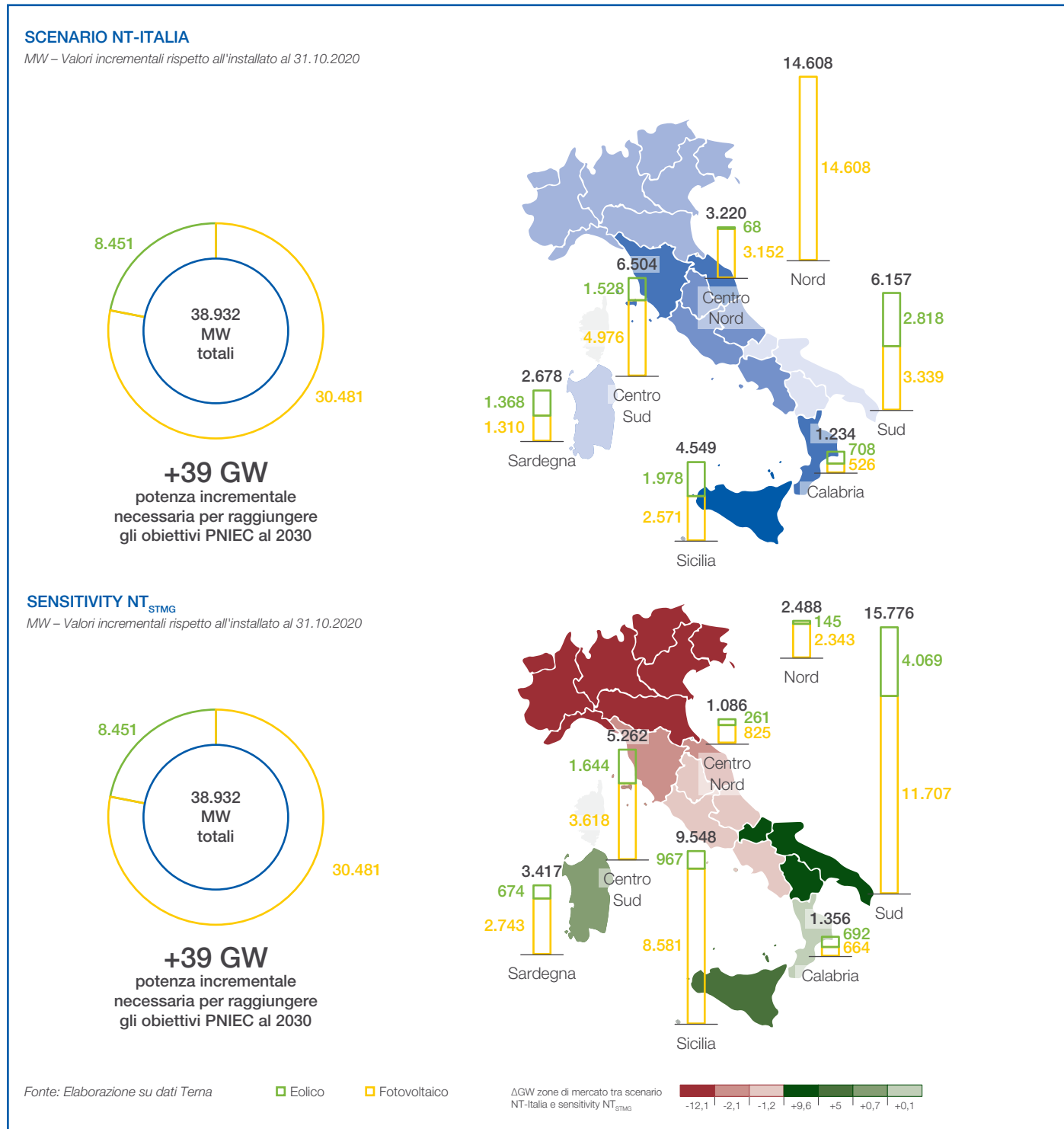
La sensitivity NT_{STMG} è invece lo scenario energetico al 2030 costruito **redistribuendo geograficamente** le future installazioni di impianti fotovoltaici ed eolici **sulla base del totale delle richieste di connessione STMG** attive al 31.12.2020, pervenute a Terna, direttamente e indirettamente (per il tramite delle società distributrici), dai proponenti le iniziative rinnovabili. Tali richieste, come descritto nel precedente Capitolo 2, ammontano complessivamente a circa 95 GW, di cui 57 GW di fotovoltaico e 38 GW di eolico. La sensitivity NT_{STMG} quindi, in coerenza con quanto previsto dall'NT-Italia, prevede gli stessi target di policy definiti nel PNIEC al 2030 (ovvero 52 GW di fotovoltaico e 19 GW di eolico) ma una diversa distribuzione geografica di tali fonti.

Le ipotesi principali alla base della costruzione di tale sensitivity prevedono:

- Per le regioni caratterizzate da un **ammontare di richieste di connessione non particolarmente elevato** in termini di capacità, un incremento della potenza rispetto all'installato attuale pari al 100% delle STMG attive;
- Per le regioni caratterizzate da un **ammontare di richieste di connessione significativo** in termini di capacità, di distribuire la restante quota incrementale di fotovoltaico ed eolico (ovvero al netto di quella già assegnata alle regioni di cui al punto precedente) necessaria per raggiungere i target PNIEC, proporzionalmente alla distribuzione delle STMG attive;
- Nessuna modifica per gli **impianti solari a concentrazione** e per l'**eolico off-shore**, per i quali è stata quindi ipotizzata la stessa distribuzione dello scenario NT-Italia che prevede complessivamente una potenza incrementale al 2030 pari a 800 MW per il solare a concentrazione e 900 MW per l'eolico off-shore.

La figura 12 seguente confronta la differente distribuzione geografica, tra lo scenario NT-Italia e la sensitivity NT_{STMG}, della potenza incrementale di fotovoltaico ed eolico al 2030 necessaria a raggiungere gli obiettivi di policy fissati dal PNIEC.

FIGURA 12 Rinnovabili: scenario NT-Italia vs sensitivity NT_{STMG} al 2030



Confrontando la distribuzione geografica per zone di mercato si evince una notevole differenza tra quanto ad oggi previsto nello scenario NT-Italia e quanto invece ipotizzato nella sensitivity NT_{STMG}. In quest'ultimo è ipotizzata infatti una redistribuzione di circa 15 GW di capacità fotovoltaica ed eolica dalle zone di mercato Nord, Centro-Nord e Centro-Sud a quelle del Sud, Calabria e delle Isole (Sicilia e Sardegna).

Più nel dettaglio passando dallo scenario NT-Italia alla sensitivity NT_{STMG}:

- La **zona Nord**, che **vede diminuire** l'installato incrementale complessivamente di circa **12,1 GW (-83%)**, risulta essere quella che risente maggiormente dell'effetto della redistribuzione;
- La **zona Centro-Nord vede diminuire** l'installato incrementale complessivamente di circa **2,1 GW (-65%)**;
- La **zona Centro-Sud vede diminuire** l'installato incrementale complessivamente di circa **1,2 GW (-18%)**;
- La **zona Sud** registra un **incremento** di circa **9,6 GW (+156%)** rispetto allo scenario iniziale, essendo la zona costituita dalle regioni con un volume maggiore di richieste di connessione in termini di capacità eolica e fotovoltaica;
- La **zona Sicilia** registra un **incremento** di circa **5 GW (+111%)** rispetto allo scenario iniziale;
- La **zona Sardegna** registra un **incremento** di circa **0,7 GW (+26%)** rispetto allo scenario iniziale;
- La **zona Calabria** registra un **incremento** di circa **0,1 GW (+8%)**, restando pressoché inalterata rispetto allo scenario iniziale.

Le analisi di sensitivity sono state effettuate considerando **cinque scenari** intermedi tra lo scenario NT-Italia e la sensitivity NT_{STMG}, definiti in modo sequenziale variando linearmente la capacità rinnovabile installata di fotovoltaico ed eolico, fino al raggiungimento del target previsto dalla redistribuzione in base alle STMG. Nel passaggio da uno scenario di sensitivity all'altro, si redistribuiscono complessivamente dal Nord al Sud Italia circa 2.580 MW di fotovoltaico ed eolico, mantenendo sempre invariato il relativo target nazionale di incremento di potenza fissato dal PNIEC (+38,9 GW rispetto all'installato al 31.10.2020).

A titolo esemplificativo, per la **zona di mercato Sud** si determina che:

- Nello **scenario NT-Italia** la potenza incrementale complessiva di fotovoltaico ed eolico al 2030 è pari a **6.157 MW**;
- Nella **sensitivity NT_{STMG}** la potenza incrementale complessiva di fotovoltaico ed eolico al 2030 è pari a **15.776 MW**;
- La **differenza di potenza** tra la sensitivity NT_{STMG} e lo scenario NT-Italia è pari a **9.619 MW**;
- Ad ogni **step discreto**, corrispondente al relativo scenario di sensitivity, la potenza viene incrementata di **1.603 MW**.

La **figura 13** seguente rappresenta sinteticamente la capacità incrementale eolica e fotovoltaica al 2030 in ciascuno degli scenari considerati (scenario NT-Italia, sensitivity intermedie e sensitivity NT_{STMG}) per ogni zona di mercato. Nell'ultima colonna vengono inoltre indicate le variazioni in termini di gigawatt di potenza per ogni step discreto, ovvero nel passaggio tra uno scenario di sensitivity e il successivo.

FIGURA 13 **Scenari di sensitivity per le rinnovabili al 2030**

		SCENARI DI SENSITIVITY							
MW incrementali fotovoltaico ed eolico		NT-ITALIA	2	3	4	5	6	NT _{STMG}	ΔSTEP
ZONE DI MERCATO	ITnord	14.590	12.573	10.556	8.539	6.522	4.505	2.488	-2.017
	ITcn	3.219	2.864	2.508	2.152	1.797	1.441	1.085	-356
	ITcs	6.505	6.298	6.091	5.884	5.677	5.470	5.262	-207
	ITsud	6.157	7.760	9.363	10.966	12.569	14.173	15.776	1.603
	ITsic	4.549	5.382	6.215	7.048	7.881	8.714	9.548	833
	ITsar	2.678	2.801	2.925	3.048	3.171	3.294	3.417	123
	ITcal	1.234	1.255	1.275	1.295	1.316	1.336	1.356	20
	Totale	38.932	38.932	38.932	38.932	38.932	38.932	38.932	-

■ Zone di mercato con riduzione rinnovabili ■ Zone di mercato con incremento rinnovabili

Fonte: Elaborazione su dati Terna

Al fine di valutare il solo effetto della redistribuzione delle rinnovabili, in una prima fase delle analisi di sensitivity non sono state modificate nè le capacità degli accumuli (sia idroelettrici che elettrochimici) nè la loro distribuzione geografica rispetto allo scenario NT-Italia.

Scenari sensitivity accumuli

L'aumento della produzione da fonti rinnovabili non programmabili ed il necessario progressivo decommissioning degli impianti termoelettrici comporterà per il sistema elettrico la **perdita di risorse programmabili** in grado di garantire la copertura del fabbisogno e di fornire servizi di rete necessari all'esercizio in sicurezza del sistema, quali la regolazione di frequenza e di tensione e contributi in termini di potenza di cortocircuito e di inerzia del sistema.

In tale contesto, lo sviluppo di nuovi impianti di accumulo si rende pertanto necessario dato il contributo significativo che questi sistemi sono in grado di fornire in termini di regolazione di frequenza e di tensione, di restituzione di quote di inerzia e di immagazzinamento di energia nelle ore di basso fabbisogno. Tali impianti risultano pertanto fondamentali all'adeguatezza, alla qualità e alla sicurezza dell'intero sistema elettrico.

Al fine di valutare i possibili impatti dovuti ad una ritardata realizzazione dei sistemi di accumulo, sono stati ipotizzati alcuni scenari di sensitivity. A differenza delle sensitivity elaborate nel paragrafo precedente per le fonti rinnovabili, in cui sono stati considerati inalterati i target nazionali del PNIEC al 2030, per gli accumuli sono stati ipotizzati differenti scenari di sensitivity in cui gli obiettivi in termini di capacità totale installata potrebbero essere raggiunti solo parzialmente.

Infatti, mentre per gli accumuli elettrochimici sia l'asta per l'approvvigionamento dei servizi di riserva ultraveloce (progetto pilota Fast Reserve) sia le procedure per il mercato della capacità, sembrerebbero confermare il grande interesse degli operatori e la maturità tecnologica di tali impianti. Lo stesso non si può invece ipotizzare per i pompaggi idroelettrici. Tali sistemi, nonostante abbiano la possibilità di offrire prestazioni superiori in termini di energia stoccata rispetto allo storage elettrochimico, hanno infatti una struttura di investimento fortemente capital intensive che gli attuali strumenti di mercato e il quadro normativo regolatorio di riferimento non ne permettono la concreta realizzazione. Gli ultimi impianti di pompaggio sono stati realizzati negli anni '80 e le regioni del mezzogiorno e delle isole, dove sono previste le maggiori installazioni di rinnovabili al 2030, ne hanno ad oggi una disponibilità estremamente limitata.

Gli scenari di **sensitivity per gli accumuli** non sono stati predisposti per tutti gli scenari di redistribuzione delle rinnovabili di cui al paragrafo precedente, ma **solamente per quello NT-Italia e per la sensitivity NT_{STMG}**. In questo modo si è in grado di valutare i potenziali impatti sul sistema elettrico nei due estremi possibili evitando al contempo un'onerosità computazionale non necessaria allo scopo di tale documento.

Lo scenario energetico di riferimento dal quale sono state elaborate le sensitivity, come nel caso delle rinnovabili, è sempre lo scenario NT-Italia con anno orizzonte al 2030. Come si può notare dalla **Figura 14** seguente, gli scenari di sensitivity sono gli stessi sia per lo scenario NT-Italia che per la sensitivity NT_{STMG}. L'unica differenza è che nella sensitivity NT_{STMG} gli impianti elettrochimici **small scale** vengono **redistribuiti coerentemente agli impianti fotovoltaici** a cui sono associati. Come visto nel paragrafo precedente, passando infatti dallo scenario NT-Italia alla sensitivity NT_{STMG}, vengono redistribuiti dal Nord al Sud circa 15 GW di rinnovabili, tra cui anche impianti fotovoltaici small scale in autoconsumo. Tale assunzione di redistribuzione è stata poi applicata a tutte le sensitivity previste nella sensitivity NT_{STMG}. Lo scenario E della sensitivity NT_{STMG} prevede quindi le stesse ipotesi di installazioni incrementali al 2030 previste nello scenario NT-Italia, con una differenza solamente in termini di redistribuzione geografica degli accumuli elettrochimici small scale.

È importante sottolineare come in tutte le sensitivity, sia in quelle previste nello scenario NT-Italia che in quelle della sensitivity NT_{STMG}, la potenza degli impianti di accumulo small scale non è stata oggetto di riduzione, supponendo che si concretizzino quindi le stime ipotizzate nel PNIEC. L'ipotesi è che questa tipologia di storage abbia una complessità normativa e realizzativa inferiore agli altri sistemi di accumulo e un maggior ritorno sull'investimento anche grazie al potenziale beneficio associato all'ottimizzazione della quota di produzione rinnovabile in autoconsumo.

FIGURA 14 Scenari di sensitivity per gli accumuli al 2030

MW incrementali accumuli		POMPAGGI	SDA UTILITY	SDA SMALL	TOTALE
SCENARIO NT-ITALIA	NT-Italia	4.500	1.500	4.001	10.001
	A	3.100	1.000	4.001	8.101
	B	1.650	500	4.001	6.151
	C	600	1.500	4.001	6.101
	D	-	-	4.001	4.001
SENSITIVITY NT _{STMG}	E	4.500	1.500	4.001	10.001
	F	3.100	1.000	4.001	8.101
	G	1.650	500	4.001	6.151
	H	600	1.500	4.001	6.101
	I	-	-	4.001	4.001

■ Oggetto di redistribuzione

Fonte: Elaborazione su dati Terna

Per quanto riguarda invece i pompaggi e gli impianti elettrochimici utility scale, sono state previste le stesse sensitivity analysis sia per lo scenario NT-Italia che per la sensitivity NT_{STMG}. Tali scenari di sensitivity hanno riguardato variazioni dei valori di capacità installata indicati nel PNIEC, senza considerare alcuna redistribuzione geografica di tali sistemi di accumulo. A parità di scenario di riferimento (NT-Italia e sensitivity NT_{STMG}) quindi, in ogni step discreto, la distribuzione tra le varie zone di mercato rimarrebbe inalterata, andandosi a modificare solamente la potenza degli impianti.

Prendendo come esempio la tecnologia dei pompaggi idroelettrici avremmo quindi che:

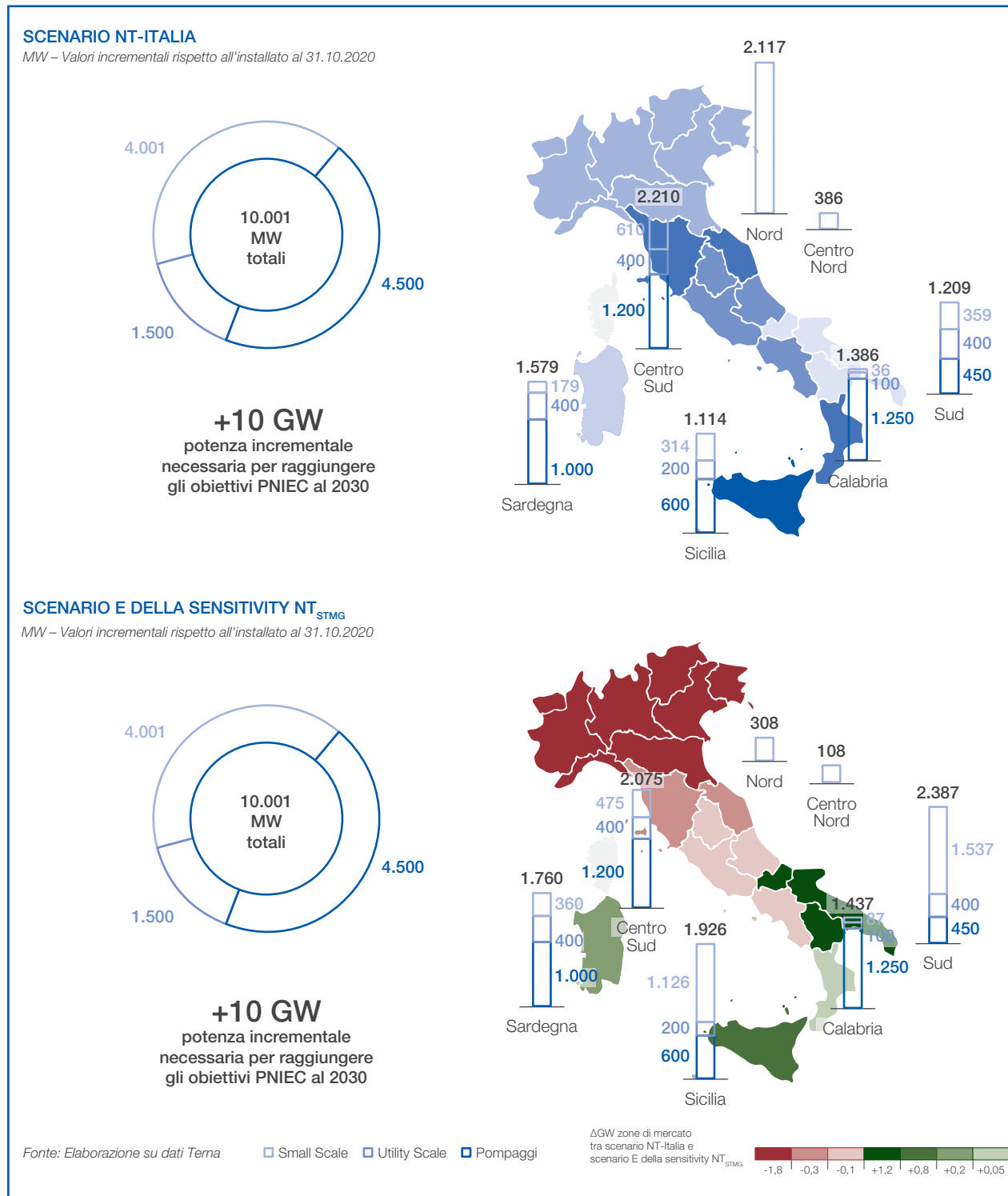
- La potenza incrementale complessiva al 2030 prevista dal **PNIEC** (e quindi anche dall'NT-Italia) è pari a **4.500 MW**;
- La potenza incrementale complessiva al 2030 prevista nello **scenario** di sensitivity A dell'NT-Italia (F per quello NT_{STMG}) è pari a **3.100 MW**, ovvero -1.400 MW rispetto allo scenario precedente;
- La potenza incrementale complessiva al 2030 prevista nello **scenario** di sensitivity B dell'NT-Italia (G per quello NT_{STMG}) è pari a **1.650 MW**, ovvero -1.450 MW rispetto allo scenario precedente;
- La potenza incrementale complessiva al 2030 prevista nello **scenario** di sensitivity C dell'NT-Italia (H per quello NT_{STMG}) è pari a **600 MW**, ovvero -1.050 MW rispetto allo scenario precedente;
- La potenza incrementale complessiva al 2030 prevista nello **scenario** di sensitivity D dell'NT-Italia (I per quello NT_{STMG}) è pari a **0 MW**, ovvero -600 MW rispetto allo scenario precedente.

Per valutare il solo effetto della variazione degli accumuli è importante evidenziare che in ogni scenario di sensitivity non si sono modificate né le potenze né la distribuzione geografica delle rinnovabili, rimaste quindi le stesse previste nei relativi scenari energetici di riferimento, ovvero l'NT-Italia e la sensitivity NT_{STMG}.

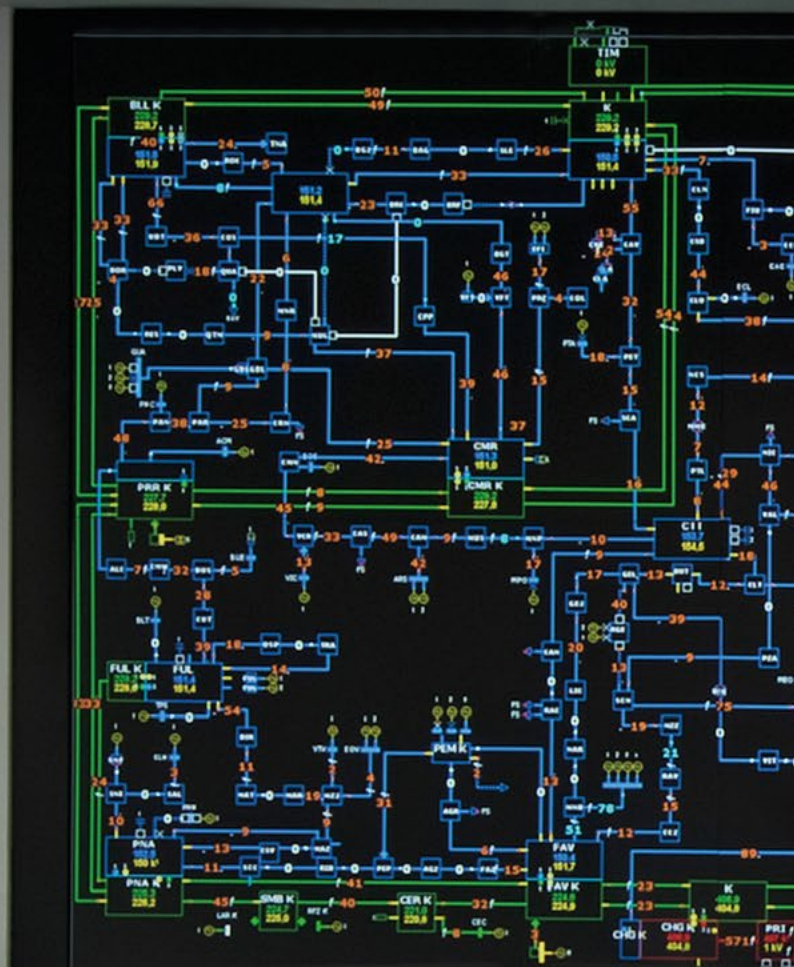
Gli scenari E e H sono stati selezionati per effettuare le simulazioni della sensitivity NT_{STMG} al fine di valutare i potenziali impatti sull'overgeneration derivanti sia da una diversa distribuzione che da una parziale implementazione dei sistemi di accumulo.

La **figura 15** seguente confronta infine le differenti distribuzioni geografiche, tra lo scenario NT-Italia e lo scenario E della sensitivity NT_{STMG}, della potenza incrementale di accumuli necessaria per raggiungere gli obiettivi di policy previsti nel PNIEC al 2030.

Lo scenario E, infatti, è la sensitivity selezionata per la simulazione del case study in Sicilia, descritto in dettaglio nel Capitolo 5.

FIGURA 15 Accumuli: scenario NT-Italia vs scenario E della sensitivity NT_{STMG} al 2030

Come si può notare l'unica differenza tra i due scenari riguarda la distribuzione geografica di circa 2 GW di impianti elettrochimici small scale che vengono spostati dalle zone del Nord a quelle del Sud e delle Isole, coerentemente con la nuova distribuzione del fotovoltaico a cui sono associati.



A row of five computer monitors is positioned on a desk, displaying different sections of the schematic diagram and associated data. The monitors are arranged horizontally, with the first and last monitors showing detailed circuit diagrams, and the middle three monitors displaying text-based information.

- The first monitor on the left shows a detailed circuit diagram with red and green lines, similar to the wall-mounted schematic.
- The second monitor displays a circuit diagram with green lines and various components.
- The third monitor shows a list of components or parameters, possibly a bill of materials or a component list, with columns for component names and values.
- The fourth monitor displays a table with the following text:
MONITORE P
MONITORE OPERATIVA
LEVELLO EFFETTO

CONNESSIONE PORTATA
ENERGIA INDICATA ENTRA
QUANTITA' PROPORZIONALE
PARTE TRONCO DI AGNA
CONTANTE DI TEMPO
LEVELLO OPERAZIONE AGNA
- The fifth monitor on the right shows another detailed circuit diagram, similar to the first monitor.



Impatti sull'overgeneration di sistema

Gli scenari di sensitivity, costruiti a severità crescente in termini di redistribuzione delle rinnovabili, hanno l'obiettivo di valutare le complessità legate alla gestione del sistema in condizioni di alta penetrazione rinnovabile nel mix energetico, con un focus specifico sull'**evoluzione dell'overgeneration**. Ad oggi, le previsioni sulla direzione principale dei flussi di potenza al 2030 indicano una marcata direzionalità dal Sud verso il Nord, con una tendenza sempre più accentuata nei nuovi scenari energetici prospettici. Gli scenari di sensitivity amplificano ulteriormente questo trend e, ove si venissero a verificare senza un'adeguata programmazione e pianificazione, potrebbero generare criticità crescenti dovute alla **congestione di alcune arterie primarie della rete di trasmissione** a cavallo tra sezioni critiche.

A partire dagli scenari definiti nel precedente Capitolo 3 e considerando gli interventi previsti nel Piano di Sviluppo 2021, si sono quindi valutati i possibili effetti sul funzionamento del sistema e in particolare sul potenziale incremento dell'overgeneration. L'utilizzo di software e modelli specifici permette infatti di simulare i mercati dell'energia attraverso calcoli di ottimo economico tali da minimizzare il costo totale del sistema nel rispetto di tutti i vincoli tecnici e di sicurezza. Per ogni ulteriore dettaglio sulla metodologia e i modelli di valutazione utilizzati per le analisi del presente capitolo, si rimanda all'allegato "Documento Metodologico per l'Applicazione dell'Analisi Costi Benefici" del Piano di Sviluppo 2021. Per le simulazioni descritte nel presente capitolo, si sono considerate le condizioni climatiche dell'anno 1984, così come previsto dal processo in ambito europeo di ENTSO-E.

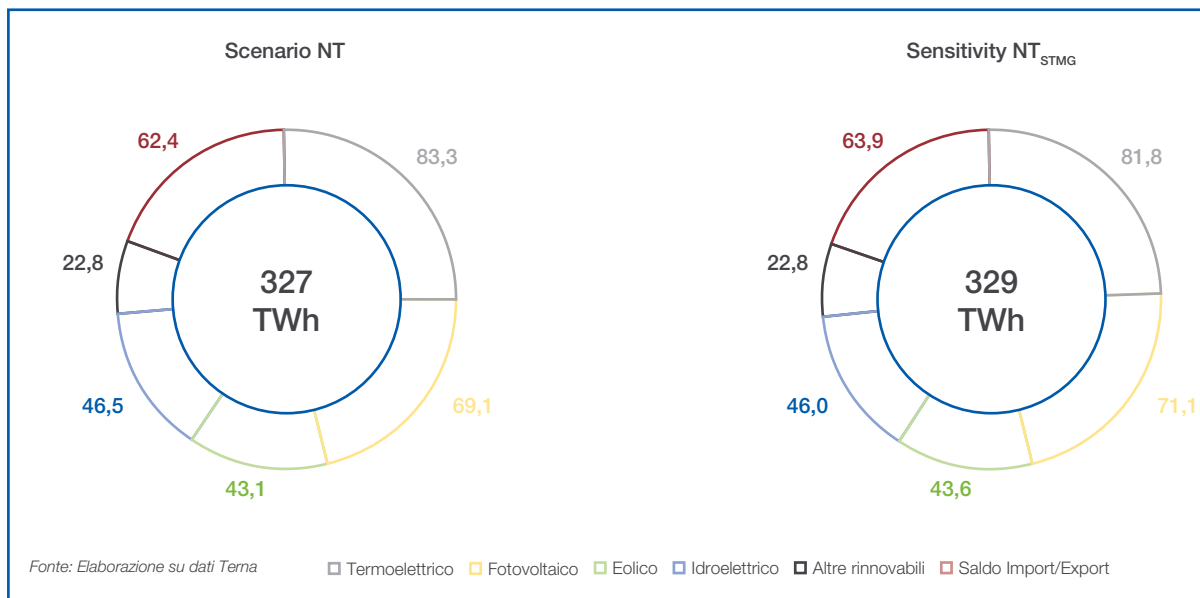
La rappresentazione dei risultati è suddivisa in accordo alle sensitivity sugli scenari predisposte nel precedente Capitolo 3, con una prima sezione che descrive quindi gli impatti della redistribuzione delle rinnovabili sull'overgeneration e la seconda invece focalizzata sugli impatti derivanti dalla variazione delle capacità totali dei sistemi di accumulo.

Sensitivity redistribuzione rinnovabili

Le prime indicazioni sui potenziali impatti derivanti dalla possibile redistribuzione delle rinnovabili nella sensitivity NT_{STMG} rispetto a quanto previsto nello scenario NT-Italia possono essere individuate analizzando la diversa **composizione del mix energetico**, che passa da una produzione complessiva di 327 TWh nello scenario NT-Italia a 329 TWh nella sensitivity NT_{STMG}.

L'evidenza che emerge da tali risultati, analizzando la *figura 16* seguente, è infatti un netto incremento della generazione da fonti rinnovabili nella sensitivity NT_{STMG}. Nonostante passando da uno scenario di sensitivity all'altro la potenza aggiuntiva delle rinnovabili al 2030 rimanga costante (variazione di circa 2.580 MW in ogni step discreto), la redistribuzione degli impianti in zone con maggiore disponibilità di fonte energetica primaria, ovvero con maggior irraggiamento e ventosità, genera un incremento di produzione rinnovabile (fotovoltaica ed eolica) fino a 2,5 TWh (+2%), passando da 112,2 TWh nello scenario NT-Italia a 114,7 TWh nella sensitivity NT_{STMG}.

FIGURA 16 *Mix energetico al 2030*



Un ulteriore effetto, conseguente al precedente, è la riduzione di circa il 2% della produzione da fonte termoelettrica convenzionale, compensata da un incremento dell'import netto.

I nuovi impianti di accumulo previsti nello scenario NT-Italia e in tutti gli scenari di sensitivity sulle rinnovabili (per valutare il solo effetto della redistribuzione delle rinnovabili, in ogni scenario di sensitivity non si sono modificate né le potenze né la distribuzione geografica degli accumuli, rimasti quindi gli stessi previsti nello scenario NT-Italia), sono localizzati principalmente al Sud e nelle Isole, per cui lo spostamento di rinnovabili dal Nord al Sud determina un maggior funzionamento complessivo di tali sistemi, che passano da 14,6 TWh a 17,2 TWh di generazione complessiva.

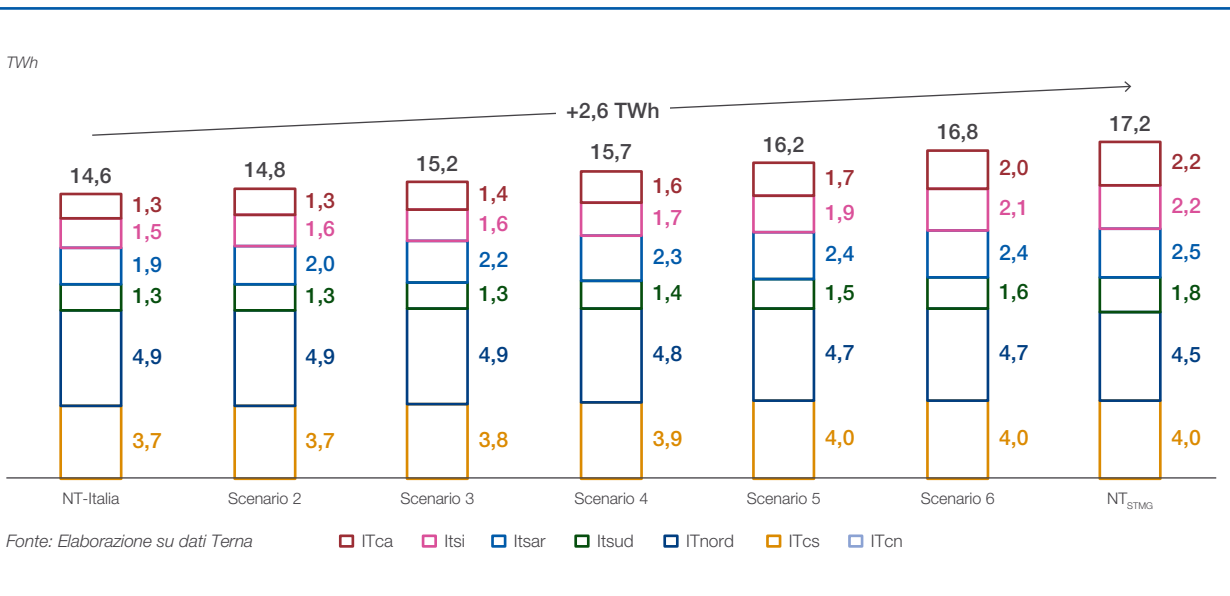
Nella *figura 17* seguente si può notare il dettaglio dell'andamento, nei vari scenari energetici di sensitivity, del funzionamento degli accumuli (pompaggi idroelettrici e impianti elettrochimici), suddiviso tra le varie zone di mercato.

Più nel dettaglio si ha che:

- La **Calabria** passa da 1,3 TWh nello scenario NT-Italia a 2,2 TWh nella sensitivity NT_{STMG}, con un **incremento di 0,9 TWh** (+69%);
- La **Sicilia** passa da 1,5 TWh nello scenario NT-Italia a 2,2 TWh nella sensitivity NT_{STMG}, con un **incremento di 0,7 TWh** (+46%);
- La **Sardegna** passa da 1,9 TWh nello scenario NT-Italia a 2,5 TWh nella sensitivity NT_{STMG}, con un **incremento di 0,6 TWh** (+32%);
- Il **Sud** passa da 1,3 TWh nello scenario NT-Italia a 1,8 TWh nella sensitivity NT_{STMG}, con un **incremento di 0,5 TWh** (+38%);
- Il **Nord** passa da 4,9 TWh nello scenario NT-Italia a 4,5 TWh nella sensitivity NT_{STMG}, con una **riduzione di 0,4 TWh** (-8%);
- Il **Centro-Sud** passa da 3,7 TWh nello scenario NT-Italia a 4,0 TWh nella sensitivity NT_{STMG}, con un **incremento di 0,3 TWh** (+8%).

In definitiva si prevede una crescita del funzionamento dei sistemi di accumulo in tutte le zone di mercato tranne in quella Nord, che è prevista in riduzione, e in quella del Centro-Nord, in cui invece i sistemi di accumulo sono asserviti principalmente all'ottimizzazione dell'autoconsumo degli impianti fotovoltaici distribuiti a cui sono associati.

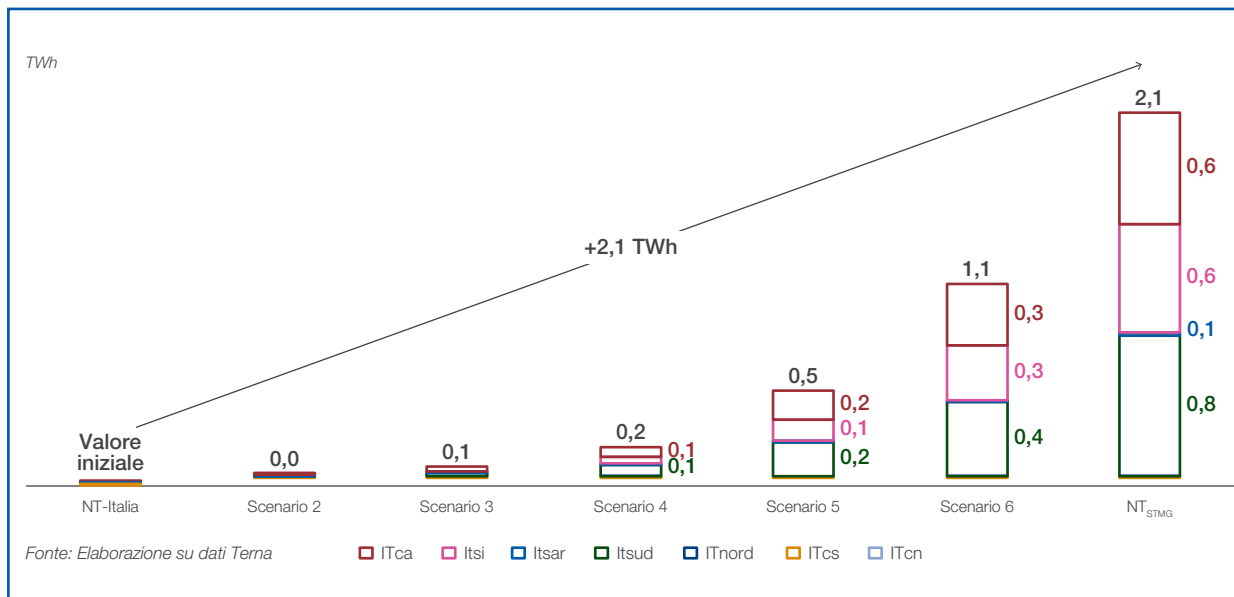
FIGURA 17 *Funzionamento degli accumuli*



Analizzando l'andamento dell'**overgeneration di sistema**, come evidente dalla *figura 18* seguente, si assiste ad un **incremento** di tale variabile fino al valore di **2,1 TWh** nella **sensitivity NT_{STMG}**. Considerando l'overgeneration dello scenario NT-Italia come quella iniziale, abbiamo che:

- La **Calabria** registra un **incremento** del valore di overgeneration nella sensitivity NT_{STMG} di **0,6 TWh** (29% del totale);
- La **Sicilia** registra un **incremento** del valore di overgeneration nella sensitivity NT_{STMG} di **0,6 TWh** (29% del totale);
- La **Sardegna** registra un **incremento** del valore di overgeneration nella sensitivity NT_{STMG} di **0,1 TWh** (4% del totale);
- Il **Sud** registra un **incremento** del valore di overgeneration nella sensitivity NT_{STMG} di **0,8 TWh** (38% del totale);
- Il **Centro-Sud**, il **Centro-Nord** e il **Nord** non registrano invece alcuna variazione di overgeneration negli scenari di sensitivity.

FIGURA 18 Δ **overgeneration negli scenari di sensitivity per le rinnovabili**



Dalle analisi emerge che l'overgeneration cresce secondo una curva esponenziale. Infatti, nonostante la redistribuzione di capacità rinnovabile rimanga costante ad ogni step discreto della sensitivity analysis (2.580 MW in ogni step), gli incrementi dell'overgeneration assumono invece variazioni maggiori.

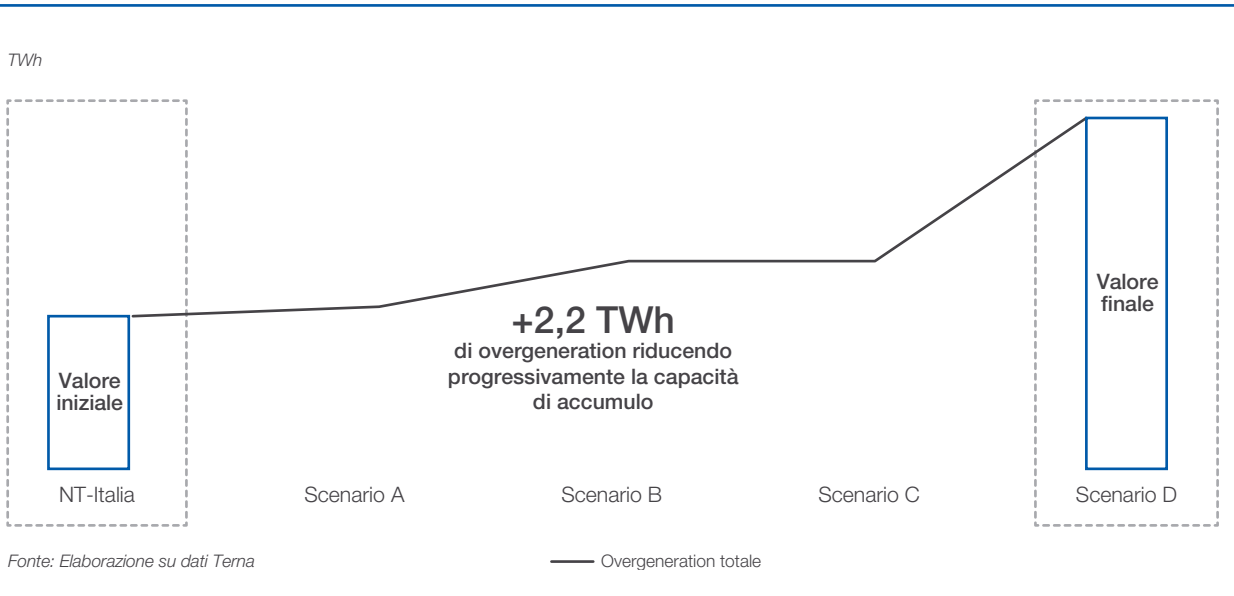
I valori si mantengono contenuti almeno fino al quinto scenario di sensitivity, in cui si stima un aumento di 0,5 TWh rispetto allo scenario NT-Italia. Tuttavia, a partire dal sesto scenario si assiste ad un notevole incremento dell'overgeneration di sistema con valori che eccedono il 1 TWh.

Sensitivity sistemi di accumulo – Scenario NT-Italia

Le analisi degli impatti sull'overgeneration di sistema nel caso di una parziale implementazione dei sistemi di accumulo (sia idroelettrici che elettrochimici) rispetto a quanto indicato nel PNIEC (e quindi anche nello scenario NT-Italia), mostrano come la minor disponibilità di tali impianti favorisca l'incremento dell'overgeneration nei mercati dell'energia.

La [figura 19](#) seguente mostra, a partire dallo scenario di riferimento sulla distribuzione delle rinnovabili **NT-Italia**, l'andamento dell'overgeneration in ogni scenario di sensitivity sugli accumuli, così come descritti nel precedente Capitolo 3.

FIGURA 19 Δ overgeneration negli scenari di sensitivity per gli accumuli dell'NT-Italia



Da tali analisi emerge come l'overgeneration di sistema aumenta complessivamente di circa 2,2 TWh, passando dallo scenario NT-Italia all'ultimo scenario di sensitivity sulla variazione degli accumuli (scenario D).

Sensitivity sistemi di accumulo – Sensitivity NT_{STMG}

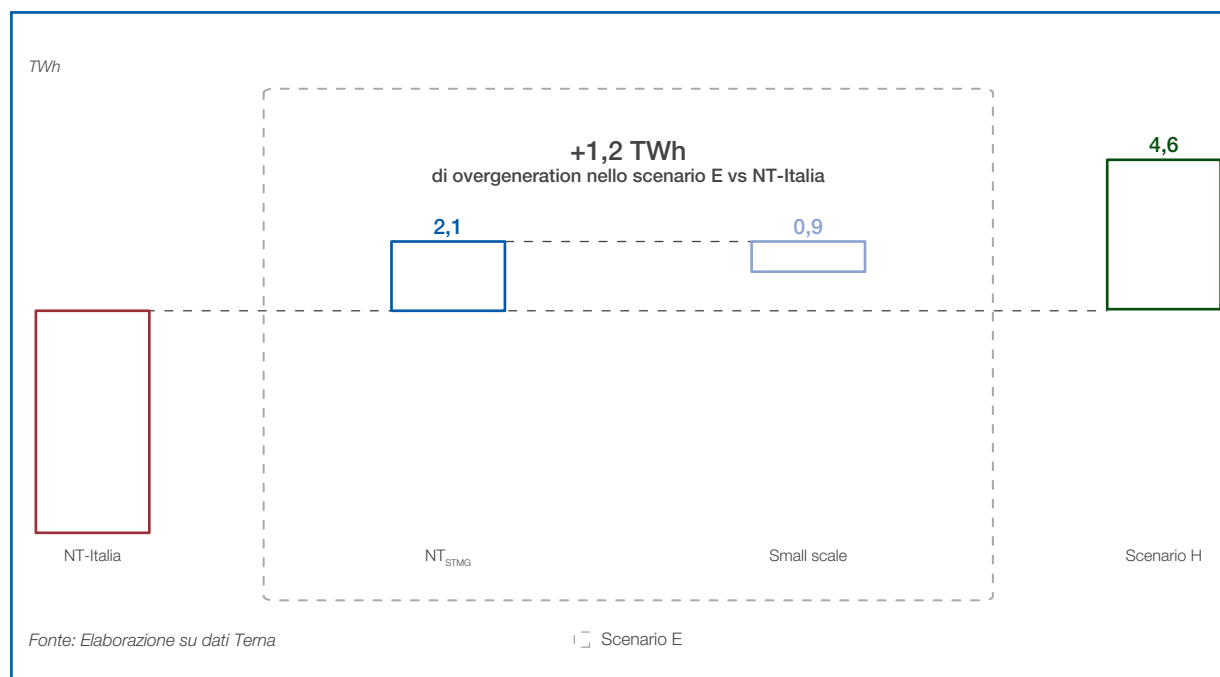
L'analisi degli impatti derivanti dalla riduzione degli accumuli nella sensitivity di redistribuzione delle rinnovabili NT_{STMG} è stata predisposta solo su alcuni scenari ritenuti particolarmente rappresentativi. L'obiettivo è stato infatti quello di valutare, in tali casi selezionati, le **variazioni dell'overgeneration** rispetto agli esiti ottenuti nello **scenario energetico NT-Italia**, descritti nel paragrafo precedente.

Le differenze sono state quindi analizzate nello **scenario di sensitivity E**, per considerare gli effetti della redistribuzione dei circa 2 GW di accumuli elettrochimici small scale dal Nord al Sud, e nello scenario di sensitivity H, per valutare invece il diverso impatto della riduzione degli accumuli utility scale e dei pompaggi idroelettrici in uno scenario di maggior penetrazione di rinnovabili al Sud.

Dalla **figura 20** seguente si evince in particolare che:

- Nello scenario di **sensitivity E**, la sola redistribuzione geografica dei circa 2 GW di accumuli elettrochimici small scale dal Nord al Sud (coerentemente con la sensitivity sulle rinnovabili NT_{STMG}), genera una riduzione complessiva dell'overgeneration di 0,9 TWh. Questo è dovuto principalmente ad una migliore localizzazione di tali impianti che favorisce l'integrazione delle rinnovabili previste al Sud. È importante in ogni caso sottolineare come, rispetto allo scenario NT-Italia, l'**overgeneration** è comunque prevista **in aumento di 1,2 TWh**, per effetto della redistribuzione dei circa 15 GW di rinnovabili dal Nord al Sud nella sensitivity di riferimento NT_{STMG} (+2,1 TWh di overgeneration);
- Nello scenario di **sensitivity H**, in cui a parità di accumuli elettrochimici small scale si prevedono 600 MW di pompaggi idroelettrici e 1.500 MW di accumuli elettrochimici, l'**overgeneration** tende complessivamente a crescere di ulteriori 3,4 TWh rispetto allo scenario di sensitivity E. **Rispetto invece agli esiti dello scenario NT-Italia, l'overgeneration incrementa di 4,6 TWh.**

FIGURA 20 Δ overgeneration negli scenari di sensitivity per gli accumuli dell'NT_{STMG}



Lo spostamento di rinnovabili dal Nord al Sud previste nella sensitivity NT_{STMG}, abbinato alla redistribuzione degli accumuli elettrochimici small scale, genera in definitiva un incremento dell'overgeneration di sistema rispetto allo scenario NT-Italia, valutato complessivamente tra 1,2 TWh e 4,6 TWh in funzione dello scenario di sensitivity considerato sui pompaggi idroelettrici e sugli accumuli elettrochimici (utility e small scale).

60%

50%

40%

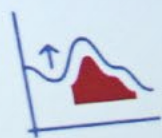
30%





Terna

Sistema Elettrico Nazionale



FABBISOGNO
513.7 GWh



GENERAZIONE
478.2 GWh



TRASMISSIONE
43.3 GWh



FONTI RINNOVABILI
247.2 GWh

5

Top News

27.04.2022

Terna pubblica le liste di candidati per il rinnovo del Consiglio di Amministrazione.

Terna deposita documentazione

Consig



CHI SIAMO

ALTRO

Case Study Sicilia

Case Study Sicilia

In questo capitolo vengono rappresentati i possibili benefici, in termini di riduzione dell'overgeneration, derivanti dallo sviluppo dell'infrastruttura di trasmissione sulla base degli interventi previsti nel Piano di Sviluppo 2021. Tali analisi sono state predisposte per la **Sicilia**, considerata come **rappresentativa dei possibili esiti delle simulazioni**.

La Sicilia è infatti oggetto di importanti interventi di sviluppo previsti nei **Piani di Terna**, nonché di rilevanti volumi di richieste di connessione significativamente divergenti rispetto alla distribuzione prevista nel PNIEC.

In particolare, i principali interventi di rete inseriti nel Piano di Sviluppo 2021 sono:

- Collegamento HVDC Continente-Sicilia-Sardegna;
- Nuovo collegamento 380 kV Bolano-Paradiso;
- Elettrodotta 380 kV Chiaramonte Gulfi-Ciminna;
- Elettrodotta 380 kV Assoro-Sorgente 2-Villafranca;
- Elettrodotta 380 kV Paternò-Pantano-Priolo.

Anche al fine di integrare maggiormente la nuova produzione rinnovabile prevista in Sicilia e nel Sud Italia è stato pianificato nel Piano di Sviluppo 2021 il **nuovo elettrodotta sottomarino 380 kV Bolano-Paradiso**.

Tale opera permetterà di incrementare la capacità di scambio complessiva tra la Sicilia e la Calabria, garantendo così anche una maggiore efficienza nei mercati dell'energia.

Al contempo sarà possibile migliorare l'esercizio della rete in sicurezza e di beneficiare della sinergia con gli ulteriori interventi previsti nell'area. Per ogni ulteriore dettaglio sull'opera si rimanda alla scheda 555-N del Piano di Sviluppo 2021.

Gli interventi pianificati e presenti nel Piano di Sviluppo 2021, insieme a quanto previsto nel Piano di Sicurezza, sono tali da assicurare nello scenario NT-Italia al 2030 un significativo **contenimento del valore di overgeneration in Sicilia**, nonché un esercizio stabile e sicuro della rete dell'isola.

Per valutare invece gli impatti sull'overgeneration in Sicilia derivanti da una distribuzione significativamente diversa delle rinnovabili (e degli accumuli) rispetto a quanto previsto nel PNIEC, si sono selezionati i seguenti scenari energetici, già descritti nel precedente Capitolo 3:

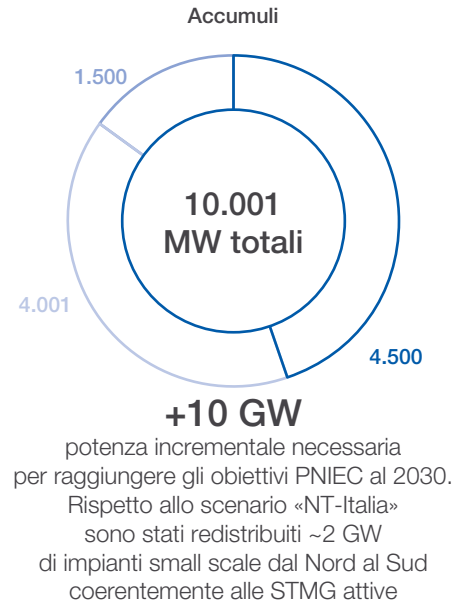
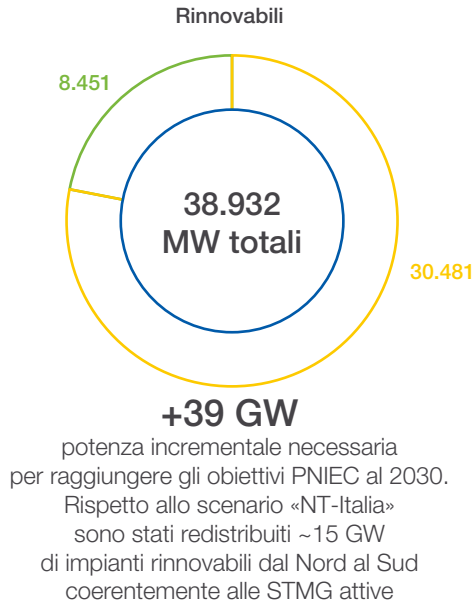
- La **sensitivity NT_{STMG}** per quanto riguarda la redistribuzione delle rinnovabili dal Nord al Sud;
- Lo **scenario E della sensitivity NT_{STMG}** per quanto riguarda invece la variazione degli accumuli.

La **figura 21** seguente rappresenta la distribuzione geografica delle rinnovabili e degli accumuli negli scenari sopra indicati, suddivisi per tipologia, nonché le relative potenze addizionali, rispetto all'installato al 31.10.2020, necessarie per raggiungere i target di policy previsti nel PNIEC (e quindi anche nello scenario NT-Italia) al 2030.

FIGURA 21 Sensitivity NT_{STMG} per le rinnovabili e Scenario E dell' NT_{STMG} per gli accumuli

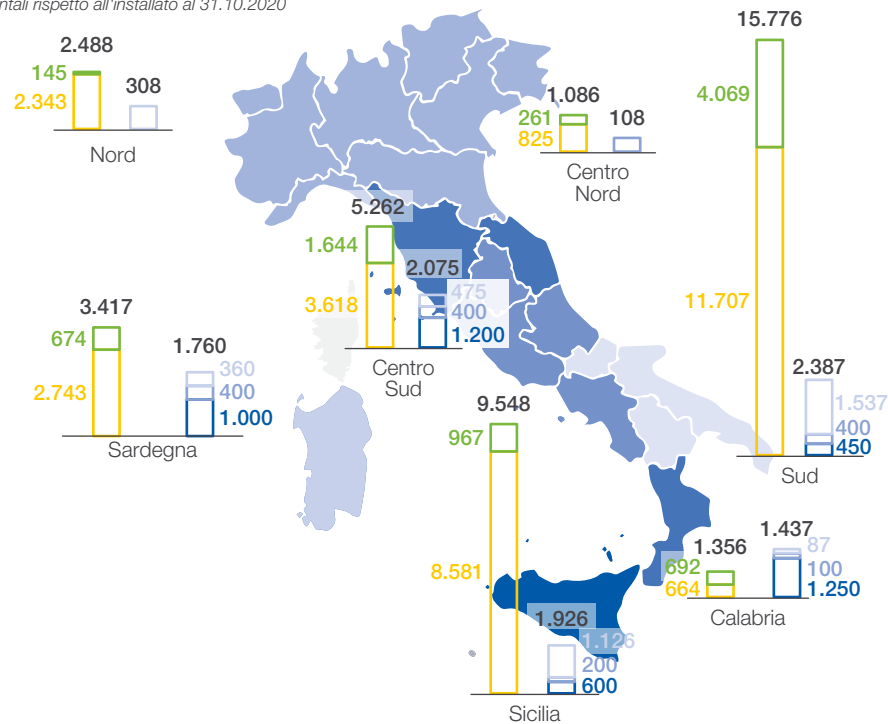
VALORI DELLO SCENARIO RINNOVABILI E ACCUMULI

MW – Valori incrementali rispetto all'installato al 31.10.2020



DISTRIBUZIONE DELLO SCENARIO RINNOVABILI E ACCUMULI

MW – Valori incrementali rispetto all'installato al 31.10.2020



Fonte: Elaborazione su dati Terna

■ Eolico
 ■ Fotovoltaico
 ■ Small Scale
 ■ Utility Scale
 ■ Pompaggi

Sono state selezionate tali sensitivity in quanto ritenute maggiormente rappresentative del potenziale fenomeno (e dei relativi impatti) descritto nei capitoli precedenti e riguardante in particolare il possibile consolidamento di un nuovo scenario di distribuzione delle rinnovabili diverso da quanto rappresentato ad oggi nel PNIEC.

Gli esiti delle simulazioni mostrano che, nel caso si verificassero le ipotesi previste nelle sensitivity selezionate, **l'overgeneration salirebbe a valori superiori ai 2 TWh.**

Le esigenze infrastrutturali vengono infatti individuate da Terna sulla base di simulazioni tecnico-economiche che integrano gli scenari energetici prospettici. Una **maggiore penetrazione di rinnovabili al Sud** potrebbe di conseguenza **amplificare gli impatti sul sistema elettrico al 2030** parzialmente catturati con lo scenario PNIEC, come ad esempio l'aumento delle congestioni di rete e le problematiche di regolazione di tensione.

Gli interventi previsti nel Piano di Sviluppo 2021 risultano, quindi, al momento adeguati a garantire il contenimento dell'overgeneration e l'integrazione degli obiettivi di capacità previsti nel PNIEC al 2030 in Sicilia, mentre una distribuzione significativamente diversa delle rinnovabili (e degli accumuli) dovrebbe necessariamente essere accompagnata da una accurata e attenta pianificazioni degli interventi atti a minimizzare i valori di overgeneration, assicurare l'efficienza dei mercati e la stabilità e sicurezza del sistema.

1

| Analisi del
contesto di
riferimento

2

| Stato delle
soluzioni di
connessione

3

| Sensitivity
Analysis
scenari
energetici

4

| Impatti
sull'overgeneration
di sistema

5

Case
Study Sicilia



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

