

# IL RUOLO STRATEGICO DEI POMPAGGI IDROELETTRICI NELLA TRANSIZIONE ENERGETICA

---

*Position Paper*

Marzo 2023



---

Il futuro, oggi



The European House  
Ambrosetti



**IL RUOLO STRATEGICO DEI POMPAGGI  
IDROELETTRICI NELLA TRANSIZIONE ENERGETICA**

*Position Paper*

*Position Paper realizzato da The European House – Ambrosetti su incarico di Edison S.p.A.*

*© 2023 Edison S.p.A. e The European House – Ambrosetti S.p.A. Tutti i diritti riservati. Nessuna parte del rapporto può essere in alcun modo riprodotta senza l'autorizzazione scritta di Edison S.p.A. e The European House – Ambrosetti S.p.A.*

*I contenuti del presente Position Paper sono riferibili esclusivamente al lavoro di analisi e di ricerca, rappresentano l'opinione di The European House – Ambrosetti e possono non coincidere con le opinioni e i punti di vista delle persone intervistate e coinvolte nello studio.*

Il presente Studio è stato realizzato da The European House - Ambrosetti su incarico di Edison S.p.A.

Hanno contribuito per conto di Edison:

- **Francesco Ambrosetti** (*Planning & New Initiatives*, Edison S.p.A)
- **Daniele Bellini** (*Responsabile Autorizzazioni e Grandi Concessioni*, Edison S.p.A)
- **Francesco Chierchia** (*Institutional Affairs*, Edison S.p.A)
- **Giuseppe Donghi** (*Senior Consultant - Hydropower business unit*, Edison S.p.A)
- **Riccardo Mariscalco** (*Regulatory Affairs Specialist*, Edison S.p.A)
- **Simone Nisi** (*Head of Institutional Affairs*, Edison S.p.A)
- **Valeria Olivieri** (*Head of Strategy & Corporate Development*, Edison S.p.A)
- **Giorgia Palma** (*Autorizzazioni e Grandi concessioni idroelettriche - Divisione Power Asset*, Edison S.p.A)
- **Andrea Pompa** (*Head of power production and wholesale market regulation*, Edison S.p.A)
- **Elisa Rondella** (*Direzione Regulatory Affairs*, Edison S.p.A)
- **Arianna Rossi** (*Regulatory Affairs*, Edison S.p.A)
- **Giovanni Tiburzio** (*Planning & New Initiatives*, Edison S.p.A)

Il Gruppo di Lavoro The European House - Ambrosetti è composto da:

- **Lorenzo Tavazzi** (*Partner e Responsabile Area Scenari e Intelligence*)
- **Francesco Galletti** (*Consultant Area Scenari e Intelligence; Project Coordinator*)
- **Filippo Barzaghi** (*Analyst, Area Scenari e Intelligence*)
- **Ines Lundra** (*Assistant*)

## **INDICE**

<b>I MESSAGGI CHIAVE DELLO STUDIO</b>	<b>1</b>
<b>CAPITOLO 1</b>	<b>14</b>
<b>IL RUOLO DEI SISTEMI DI ACCUMULO PER LA DECARBONIZZAZIONE E L'INDIPENDENZA ENERGETICA</b>	
1.1 Lo stato dell'arte e gli scenari evolutivi della transizione e dell'indipendenza energetica	14
1.2 Il ruolo dei sistemi di accumulo per accelerare la transizione energetica in Italia	19
<b>CAPITOLO 2</b>	<b>25</b>
<b>LO STATO DELL'ARTE E L'EVOLUZIONE DEL QUADRO REGOLATORIO IN EUROPEA E IN ITALIA IN MATERIA DI SISTEMI DI ACCUMULO</b>	
2.1 Le direttive europee per lo sviluppo dei sistemi di accumulo	25
2.2 L'attuale quadro regolatorio per gli investimenti nei sistemi di accumulo in Italia: caratteristiche e limiti	31
<b>CAPITOLO 3</b>	<b>36</b>
<b>IL RUOLO STRATEGICO DEI POMPAGGI IDROELETTRICI NEL PROCESSO DI TRANSIZIONE ENERGETICA IN ITALIA</b>	
3.1 Lo stato dell'arte dei pompaggi idroelettrici in Italia	36
3.2 Due possibili alternative per la regolazione dei pompaggi idroelettrici in Italia	39
3.3 Il ruolo strategico dei pompaggi idroelettrici e i benefici attivabili da una loro piena valorizzazione	45
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>57</b>

## I 10 MESSAGGI CHIAVE DELLO STUDIO

- 1. Negli ultimi 30 anni, l'intensità di carbonio è diminuita, ma le emissioni di CO<sub>2</sub> hanno continuato a crescere. Per far fronte a questa criticità l'Unione Europea si è posta l'obiettivo di diventare *climate neutral* al 2050. I Paesi europei scontano, però, ritardi sul processo in corso: ad esempio, ai ritmi attuali l'Italia rischia di raggiungere l'obiettivo delle FER per il 2030 con 24 anni di ritardo.**

Negli ultimi 30 anni, nonostante un miglioramento dell'intensità di carbonio, ovvero della quantità di CO<sub>2</sub> emessa per unità di PIL, **le emissioni di CO<sub>2</sub> sono costantemente aumentate**, passando da 21,4 miliardi di tonnellate nel 1990 a 36,3 miliardi di tonnellate nel 2021 (+69,6%).

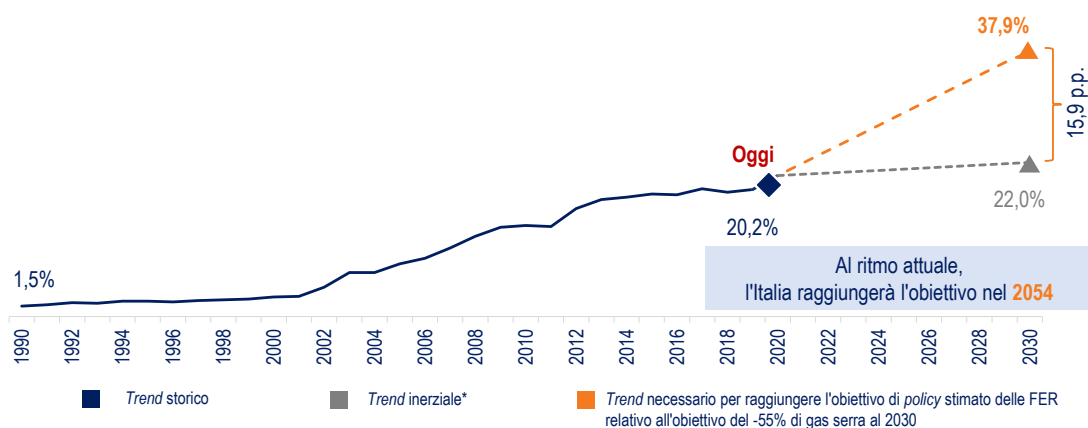
Per far fronte a questa situazione, nel 2015 è stato siglato l'**Accordo di Parigi**, che mira a mantenere il riscaldamento globale "ben al di sotto i 2° C", preferibilmente sotto gli 1,5 °C, entro la fine del secolo. Raggiungere, o addirittura, eccedere questo limite, come rischiamo di fare se proseguiamo sullo stesso *trend* degli ultimi anni, avrebbe ripercussioni ambientali gravi e potenzialmente irreversibili, mettendo in pericolo l'intero ecosistema terrestre.

A tal fine, l'Unione Europea si è posta l'obiettivo di diventare ***climate neutral* entro il 2050** e ha progressivamente aumentato il suo impegno verso questo obiettivo, culminato con il lancio del **Green Deal Europeo**, che prevede di raggiungere la ***carbon neutrality* entro il 2050**.

A livello italiano, sebbene il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e per il Clima (PNIEC) non sia stato ancora aggiornato, a fronte delle rinnovate ambizioni europee presentate nel pacchetto "*Fit for 55*", è ragionevole aspettarsi che i *target*<sup>1</sup> verranno presto rivisti ulteriormente al rialzo. Alla luce di questo atteso rialzo emerge con chiarezza la necessità di accelerare il processo della transizione energetica. Proiettando le stime sui nuovi obiettivi italiani calcolati sulla base dei nuovi obiettivi europei, il Paese rischia di raggiungere l'obiettivo delle FER con **24 anni di ritardo**.

---

<sup>1</sup> Il Piano Integrato Nazionale Energia e Clima (PNIEC) prevede i seguenti *target* di decarbonizzazione al 2030: una quota del 30% di energie rinnovabili nel consumo finale lordo, una riduzione del 40% dei gas serra rispetto ai livelli del 1990 e un miglioramento dell'efficienza energetica del 43%.



**Figura I.** Quota delle rinnovabili (FER) sul consumo finale di energia (valori percentuali), 1990-2030<sup>E</sup>. (\*): I *target* aggiornati per l'Italia sono stati stimati proiettando la stessa percentuale di incremento stimata a livello europeo. I *trend* inerziali sono stati calcolati proiettando il CAGR (*Compound Annual Growth Rate*) dal 2015 al 2019, per tenere conto della maturità del mercato delle tecnologie rinnovabili. Per il 2020 sono state prese in considerazione le stime dell'ENEA. Dal 2021 in poi, si è ipotizzato lo stesso *trend* 2015-2019. Fonte: elaborazione su studio *The European House – Ambrosetti ed Enel Foundation “European governance of the energy transition, enabling investments”*, 2023.

**2. Alla luce del mutato contesto geopolitico, l’Unione Europea si è impegnata ad aumentare l’obiettivo di FER per il 2030 al 45%. Per favorire la penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili, i sistemi di accumulo saranno sempre più cruciali: solo in Italia il PNIEC prevede l’installazione di nuovi sistemi di accumulo per oltre 10 GW entro il 2030.**

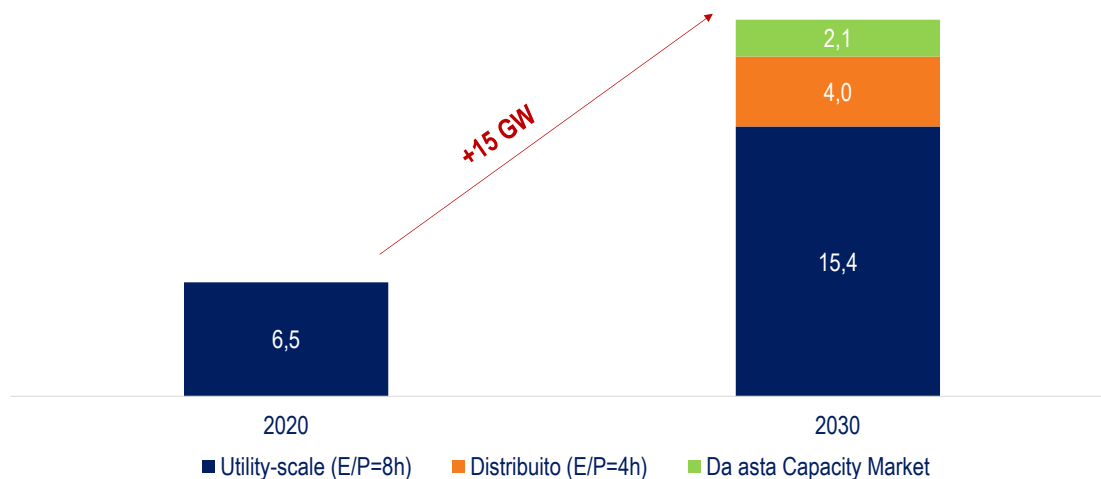
L'attuale crisi energetica ha messo a nudo quanto l'Europa faccia ancora un **affidamento significativo sul gas** per la produzione di elettricità, nonostante la notevole crescita della produzione di energia rinnovabile.

Per accelerare il processo di transizione energetica, all'inizio di quest'anno l'Unione Europea si è impegnata ad aumentare l'**obiettivo di energia rinnovabile per il 2030 al 45%** nell'ambito del pacchetto REPowerEU, un'ambizione che porterà con sé una “nuova ondata” di installazioni di energia *green*. In tal senso, il tema della capacità flessibile *green* diventerà sempre più importante. I sistemi di accumulo possono, quindi, fare un'enorme differenza nell'integrazione della generazione rinnovabile, soprattutto nell'Europa meridionale che, per motivi geografici, è meno interconnessa con i mercati elettrici vicini.

La rilevanza dei sistemi di accumulo per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione è confermata anche dai piani nazionali. In Italia, infatti, il PNIEC prevede l'installazione di **nuovi sistemi di accumulo per oltre 10 GW entro il 2030**, di cui 6 GW c.d. *utility scale* (pompaggi idroelettrici e batterie, localizzati principalmente al Sud e Isole) e i rimanenti in batterie distribuite. Guardando ai più recenti scenari, è stato preso in considerazione il **documento redatto da Terna e Snam**, per avere un'indicazione aggiornata sulle prospettive di sviluppo per i sistemi di accumulo. In particolare, il documento prevede l'installazione di **nuovi sistemi di accumulo per 15 GW entro il 2030** (+4,5 GW rispetto a quanto contenuto nel PNIEC), di cui 2,1 GW da accumuli da aste Capacity Market (principalmente con



E/P=4h), 4,0 GW da sistemi di accumulo distribuito (batterie elettrochimiche con E/P=4h, necessarie per affiancare lo sviluppo del solare/fotovoltaico di piccola taglia per la massimizzazione dell'autoconsumo) e **8,9 GW da impianti utility-scale** (al 2030, secondo lo scenario elaborato da Terna e Snam, le tecnologie mature disponibili sono rappresentate da pompaggi idroelettrici e accumuli elettrochimici con E/P=8h).



**Figura II.** Evoluzione della capacità di accumulo in Italia (GW), 2020 e 2030. N.B. attualmente la potenza in generazione installata in Italia nei pompaggi idroelettrici è pari a 7,6 GW. Tuttavia, per motivi di coerenza con le successive valutazioni del paper, è stata riportata l'attuale potenza installata in assorbimento, pari a 6,5 GW. Per il 2030 è stato considerato lo scenario di policy "Fit for 55", che riguarda gli obiettivi europei di riduzione delle emissioni comunitarie del 55% (grazie ad un acceso ricorso all'elettrificazione e una forte penetrazione delle fonti rinnovabili).  
*Fonte: elaborazione The European House - Ambrosetti su dati Documento di Descrizione degli Scenari 2022 di Terna e Snam, 2023.*

**3. Per rendere i sistemi di accumulo sempre più protagonisti e abilitatori del processo di transizione energetica, è necessario un quadro regolatorio certo, che sia da stimolo per investimenti in nuova capacità. Un'analisi condotta a livello comunitario mostra come la vigente normativa UE non costituisca, però, un supporto adeguato in tal senso.**

I sistemi di stoccaggio sono fondamentali per il futuro dell'energia rinnovabile e del sistema elettrico nazionale. La **realizzazione di nuovi impianti** rappresenta la leva fondamentale per facilitare la penetrazione delle fonti di energia rinnovabile intermittenti nei prossimi anni. È una sfida che, per poter essere affrontata, richiede un **quadro regolatorio certo**, che sia da **stimolo per investimenti in nuova capacità di accumulo**, sia essa derivante da pompaggi idroelettrici o da batterie.

L'Unione Europea ha, quindi, adottato una serie di nuove norme, definendo i parametri normativi per i prossimi anni, ma favorendo anche gli investimenti necessari. In questo contesto e con questi obiettivi, si inserisce il *Clean Energy Package*, il quale, come noto, definisce il quadro normativo e regolatorio per contrastare il cambiamento climatico e guidare la transizione energetica verso l'attuazione degli obiettivi fissati dall'Unione Europea in termini di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, aumento dell'efficienza energetica e sviluppo e integrazione delle fonti rinnovabili al 2030. All'interno di tale

quadro, il *Clean Energy Package*<sup>2</sup> contiene anche le direttive per lo sviluppo dei sistemi di accumulo e stoccaggio.

Tuttavia, in merito ai *feedback* dei vari portatori di interesse sullo stato della Normativa UE in tema stoccaggi, un *report* della Corte dei Conti Europea<sup>3</sup> fa emergere come la **normativa UE non sostenga in modo sufficiente la diffusione dello stoccaggio** di energia e, soprattutto, non offra incentivi adeguati alla diffusione dello stoccaggio.



Figura III. Risposte al questionario sulla normativa UE in tema di stoccaggio di energia della Corte dei Conti Europea a portatori di interessi. Fonte: elaborazione The European House - Ambrosetti su sondaggio della Corte dei conti europea, 2023.

In Italia, il 2 Agosto 2022 ARERA ha pubblicato il Documento di Consultazione “**Criteri e condizioni per il sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico**”, per recepire la normativa europea. Il documento, in particolare, recepisce l’articolo 18 del d.lgs. 210/2021, con cui il Legislatore intende assicurare al sistema elettrico una quantità adeguata di capacità di stoccaggio elettrico funzionale al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

I criteri puntano a favorire la concorrenza, rafforzare il coordinamento tra gli sviluppi in capacità di produzione rinnovabile, in capacità di stoccaggio e in infrastrutture di rete e, infine, **promuovere l’utilizzo efficiente delle risorse di stoccaggio** approvvigionate a termine.

**4. Nonostante l’Italia sia il Paese europeo che mostra la maggiore potenza e la maggiore capacità in termini di pompaggi idroelettrici, questa tecnologia risulta oggi poco sfruttata: dal 2000 ad oggi si è registrata una riduzione di oltre 4 volte della produzione.**

All’interno del quadro delineato sui sistemi di accumulo, un ruolo strategico è giocato dai **pompaggi idroelettrici**. L’idroelettrico rappresenta, infatti, una fonte chiave, in grado

<sup>2</sup> Fonte: Commissione Europea (DG Energy), “Clean energy for all Europeans”, 2019.

<sup>3</sup> Fonte: Corte dei Conti Europea, “Il sostegno dell’UE per lo stoccaggio di energia”, 2019.

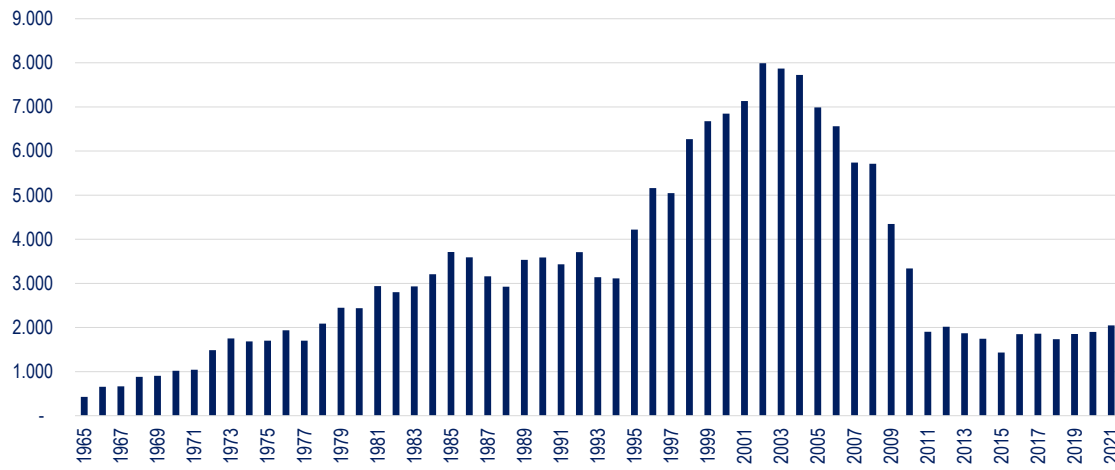
di offrire maggiore **flessibilità e sicurezza** al sistema energetico rispetto alle fonti fossili, facilitando anche l'integrazione delle FER.

In Italia, ad oggi, sono presenti **22 impianti di pompaggio**, con una **potenza massima di assorbimento pari a circa 6,5 GW** e una **potenza massima di produzione pari a circa 7,6 GW**. Complessivamente, la capacità di stoccaggio è pari a 53 GWh. A livello geografico, i 22 impianti di pompaggio sono localizzati prevalentemente al Nord: ben 14 (66,7% del totale). Inoltre, l'84% della capacità di stoccaggio è concentrata nei 6 maggiori pompaggi idroelettrici, di cui 4 al Nord e 2 nel Mezzogiorno.

I pompaggi idroelettrici, tuttavia, ad oggi risultano ancora **poco sfruttati**. Nonostante l'Italia sia il Paese europeo che mostra la maggiore potenza e la maggiore capacità in termini di pompaggi idroelettrici, con una **potenza di quasi 8 GW e circa 8 TWh annui accumulabili**, negli ultimi anni la rilevanza dei pompaggi idroelettrici è andata sempre più riducendosi. Dopo il picco del 2002 - quando la capacità di pompaggio venne utilizzata per 1.000 ore l'anno, traducendosi in 8 TWh – oggigiorno si è scesi a **1-2 TWh annui**. In particolare, dal 2000 ad oggi, nonostante un leggero aumento della potenza installata per quanto riguarda gli impianti di pompaggio (+5% vs 2000), si è registrata una **riduzione di oltre 4 volte** della produzione.

Le motivazioni alla base di questo andamento sono dovute principalmente a due fattori. Da un lato, la dislocazione prevalentemente nel Nord Italia dei pompaggi idroelettrici e – al contempo – la presenza degli impianti da fonte rinnovabili prevalentemente al Sud ne limita l'utilizzo per la risoluzione delle criticità della rete scaturite dalle fonti rinnovabili non programmabili.

Dall'altro lato, l'utilizzo limitato dei pompaggi può essere ricondotto anche al **minore spread peak/off-peak** che non consente il rientro degli investimenti realizzati: affinché il differenziale di prezzo consenta almeno di compensare le perdite connesse ai rendimenti di impianto, **il prezzo di vendita deve essere superiore almeno del 40% rispetto al prezzo di acquisto dell'energia**. Negli ultimi anni, però, la sempre maggiore penetrazione delle fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico ha portato ad una riduzione del differenziale medio di prezzo nel Mercato del Giorno Prima (MGP) tra ore di picco e fuori picco, portando di fatto ad una diminuzione dell'utilizzo dei pompaggi e al tempo stesso disincentivando la realizzazione di nuovi impianti: mentre nel 2010 il differenziale era pari a 42 Euro/MWh, nel 2020 è risultato uguale a 23 Euro/MWh.



**Figura IV.** Produzione lorda di energia idroelettrica da apporti di pompaggio in Italia (GWh), 1965-2021. *Fonte: elaborazione The European House - Ambrosetti su dati Terna, 2023.* N.B.: la produzione lorda di energia idroelettrica da apporti di pompaggio è stata ricavata partendo dai dati di energia destinata a impianti di pompaggio, ai quali è stato applicato un fattore di sconto – in linea con i riferimenti visti in letteratura – del 25%. La differenza fra l’energia impiegata (input) e l’energia ricavata (output) è, infatti, oggi pari ad una perdita del 25%.

## 5. Gli impianti di pompaggio hanno un ruolo cruciale per la flessibilità e resilienza del sistema elettrico nazionale e sono la migliore risorsa per la risoluzione delle congestioni.

Gli impianti di pompaggio, e l’idroelettrico in generale, assumono un **ruolo strategico di estrema rilevanza**, anche e soprattutto alla luce dello scenario energetico attuale, che presenta debolezze legate all’incremento dei prezzi – in particolar modo del gas. L’impennata improvvisa dei prezzi dell’energia elettrica e del gas naturale, infatti, si ripercuote inevitabilmente sulla **sicurezza energetica** ed espone l’Europa e l’Italia al rischio di *blackout* energetici.

I pompaggi idroelettrici, in questo senso, sono in grado di rendere il sistema energetico **più sicuro, resiliente e sostenibile**. Entrando nel merito degli impianti di pompaggio idroelettrico, è possibile sintetizzare i principali vantaggi e benefici come segue:

- possono offrire **servizi di tipo Energy Intensive** (avendo elevate capacità di accumulo rispetto alla taglia in potenza degli impianti). Così facendo, assistono il gestore del sistema di trasmissione nella gestione dei periodi di **overgeneration** e consentono una **traslazione temporale tra produzione e consumo (load shifting)**. Nel dettaglio, gli impianti di pompaggio idroelettrico permettono di assorbire l’energia elettrica in eccesso rispetto alla domanda nelle ore a maggiore generazione rinnovabile<sup>4</sup> e rilasciarla nei momenti caratterizzati da un carico residuo<sup>5</sup> particolarmente elevato;

<sup>4</sup> Le ore centrali della giornata.

<sup>5</sup> Il carico residuo è dato dalla differenza tra domanda e rinnovabili non programmabili.

- possono offrire **servizi di tipo *Power Intensive***. Infatti, sono in grado di smussare picchi di potenza immessa dalle rinnovabili o fornire un contributo a fronte di minore produzione per bilanciare il sistema elettrico;
- rappresentano risorse ad **elevata flessibilità e velocità di risposta**. I pompaggi idroelettrici, infatti, consentono – da un lato - di offrire potenza regolante alla rete, in termini di regolazione di frequenza e tensione, incrementando l’inerzia del sistema e – dall’altro lato – di fornire un contributo essenziale per l’adeguatezza del sistema.
- sono **elementi chiave in ottica dei sistemi di difesa**, supportando la riaccensione del sistema nel processo di *black start*.

Gli impianti di pompaggio, inoltre, risultano la migliore risorsa di rete in grado di garantire i servizi di regolazione (insieme al termoelettrico), mostrandosi una tecnologia adatta a fornire **servizi di regolazione di frequenza (riserva primaria, secondaria e terziaria) oltre ad essere in grado di risolvere le congestioni**.

Servizi di frequenza	Termoelettrico	FR-NP	Consumo	Idro/Pompaggi	Batterie
<i>Fast reserve*</i>	Adatto a fornire il servizio	Non adatto a fornire il servizio	Non adatto a fornire il servizio	Non adatto a fornire il servizio	Adatto a fornire il servizio
Primaria	Adatto a fornire il servizio	Non adatto a fornire il servizio	Non adatto a fornire il servizio	Adatto a fornire il servizio	Adatto a fornire il servizio
Secondaria	Adatto a fornire il servizio	In grado di fornire il servizio con dei limiti	In grado di fornire il servizio con dei limiti	Adatto a fornire il servizio	Adatto a fornire il servizio
Terziaria	Adatto a fornire il servizio	In grado di fornire il servizio con dei limiti	In grado di fornire il servizio con dei limiti	Adatto a fornire il servizio	In grado di fornire il servizio con dei limiti
Risoluzione congestioni	Adatto a fornire il servizio	In grado di fornire il servizio con dei limiti	In grado di fornire il servizio con dei limiti	Adatto a fornire il servizio	In grado di fornire il servizio con dei limiti
Bilanciamento	Adatto a fornire il servizio	In grado di fornire il servizio con dei limiti	In grado di fornire il servizio con dei limiti	Adatto a fornire il servizio	In grado di fornire il servizio con dei limiti
Interrompibilità	Non adatto a fornire il servizio	Non adatto a fornire il servizio	Adatto a fornire il servizio	Non adatto a fornire il servizio	In grado di fornire il servizio con dei limiti

Legenda: Non adatto a fornire il servizio In grado di fornire il servizio con dei limiti Adatto a fornire il servizio

Figura V. Rappresentazione della capacità delle differenti risorse di rete di fornire servizi di regolazione di frequenza. (\*) è un servizio bidirezionale (salita e discesa) che, attraverso gli impianti di accumulo coinvolti, fornisce una regolazione ultra-rapida di frequenza, in maniera continua ed automatica. Fonte: elaborazione The European House - Ambrosetti su dati Terna, 2023.

## 6. Con l’obiettivo di favorire la realizzazione di nuovi pompaggi idroelettrici in Italia, The European House – Ambrosetti ha realizzato un modello d’impatto di due possibili alternative regolatorie: un modello che discende dal DCO 393 di ARERA e un modello “in parte a mercato”.

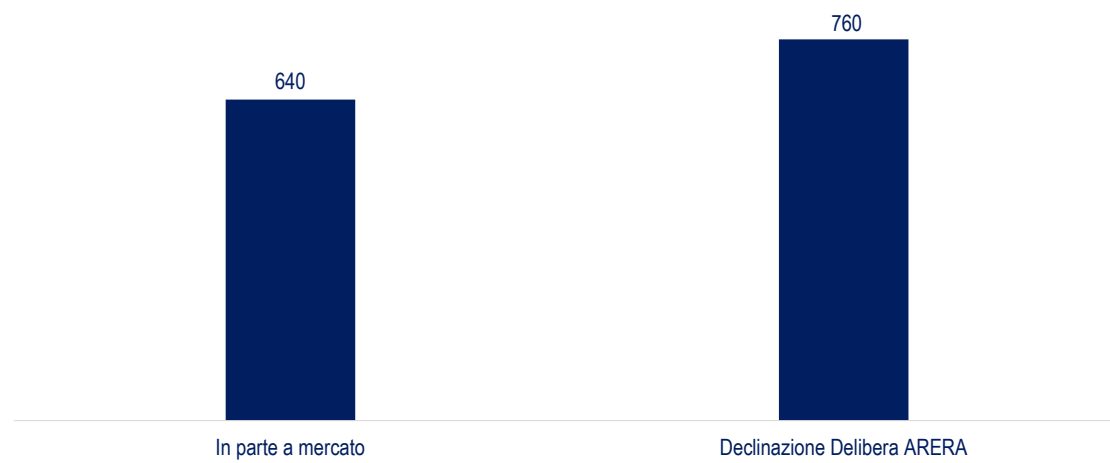
In Italia, il sottoutilizzo dei pompaggi idroelettrici genera implicazioni negative a cascata, in quanto il mancato utilizzo di queste tecnologie comporta l’impossibilità di accumulare grandi quantità di elettricità dall’eolico e fotovoltaico e, di conseguenza, l’impossibilità nel ridurre gli *stress* alla rete e gli sbalzi nei prezzi.

In generale, per far fronte a queste criticità, è quanto mai necessario costruire un **quadro regolatorio e contrattuale *ad hoc***, che sia in grado di assicurare la certezza

della remunerazione su orizzonti di lungo periodo e **favorire la realizzazione di nuovi pompaggi idroelettrici**.

Muovendo da queste considerazioni, The European House – Ambrosetti ha realizzato un modello di **valutazione d’impatto di due possibili alternative regolatorie** per la gestione dei sistemi di pompaggio in Italia. I due modelli analizzati per la regolazione dei pompaggi idroelettrici in Italia sono il modello **“in parte a mercato”** e il modello **“Declinazione DCO 393 ARERA”**. Nello specifico, questi due modelli alternativi mostrano differenti meccanismi di retribuzione per il gestore dell’impianto di pompaggio.

Dalle analisi, è stato stimato che il modello **“in parte a mercato”** prevede un **esborso annuo** a copertura del premio annuo fisso per l’operatore pari a **640 milioni di Euro**, inferiore a quello previsto dal modello **“declinazione DCO 393 ARERA”** pari a **760 milioni di Euro**. Emerge, quindi, come il modello “in parte a mercato” riesca – con un costo per il consumatore finale inferiore rispetto al modello “Declinazione DCO 393 ARERA – a incentivare maggiormente la gestione efficiente da parte dell’operatore del sistema di pompaggio, sia tramite il **rispetto dei segnali provenienti dal mercato spot** che mediante una **modulazione nel valore degli incentivi** (grazie ai meccanismi di mercato presenti). Infine, guardando all’intero orizzonte temporale sui 30 anni di esercizio del pompaggio idroelettrico nel modello considerato, emerge come il modello in parte a mercato comporti un esborso monetario pari a oltre 19 miliardi di Euro, rispetto ad un esborso monetario pari a quasi 23 miliardi di Euro nel caso del modello “Declinazione DCO 393 ARERA”. In altre parole, il modello in parte a mercato è in grado di garantire un **risparmio economico per i consumatori pari a 3,6 miliardi di Euro**.



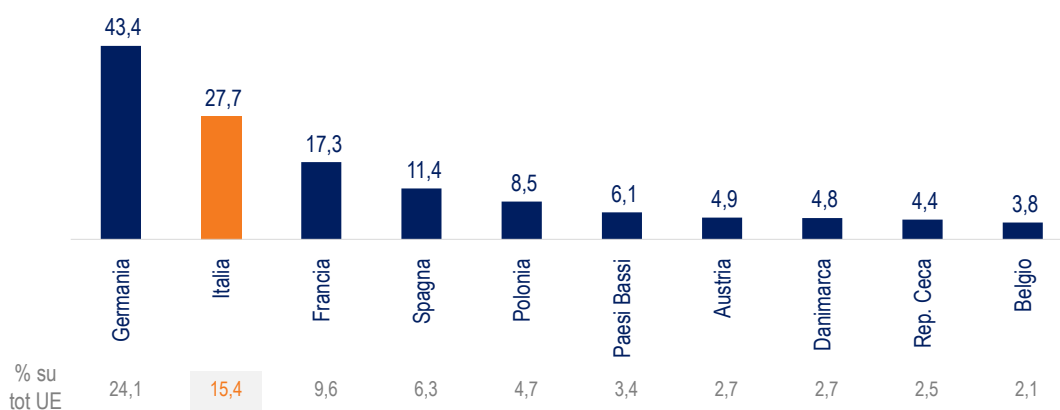
**Figura VI.** Esborso annuo a copertura del premio fisso per l’operatore (milioni di Euro all’anno). *Fonte: elaborazione The European House - Ambrosetti su fonti varie, 2023.*

**7. La competitività industriale della tecnologia idroelettrica in Italia, a cui sono riconducibili i pompaggi, rappresenta un *unicum* a livello europeo: la filiera italiana dell'idroelettrico vale circa 28 miliardi di Euro di produzione e 15 miliardi di Euro di *export* e costituisce un *asset* fondamentale per il Paese.**

Un aspetto da considerare con riferimento ai benefici che il settore idroelettrico, a cui sono pienamente riconducibili i pompaggi, può portare al sistema-Paese è la rilevanza della sua **filiera industriale** per il sistema manifatturiero italiano. Tali considerazioni, infatti, sono tanto rilevanti quanto più si considera il rischio di “minare” l’assetto industriale e la competitività di una filiera industriale e manifatturiera chiave e strategica per l’Italia.

Per quantificare i possibili danni derivanti dal mantenimento dello *status quo* rispetto a modifiche della normativa attualmente vigente, The European House - Ambrosetti ha ricostruito la **filiera dell'idroelettrico** in Italia e negli altri Paesi europei. L’attività di ricostruzione della filiera dell'idroelettrico è stata effettuata a partire dal **database ProdCom**, la base dati più estesa a livello europeo nell’ambito delle statistiche sulla produzione manifatturiera delle imprese sui territori nazionali. In particolare, ProdCom raccoglie **4.498 tecnologie** relative ai 24 settori manifatturieri per tutti i Paesi dell’Unione Europea.

Ai fini dell’analisi, osservando in dettaglio l’universo disponibile dei codici NACE<sup>6</sup>, sono state considerate **150 tecnologie** afferenti alla filiera idroelettrica (es. impianti, apparecchiature, pompe idrauliche, turbine, alternatori, ecc.). Con riferimento alle tecnologie selezionate, l’Italia riporta un valore di produzione di **27,7 miliardi di Euro** – seconda in UE solo alla Germania (43,4 miliardi di Euro) – corrispondente al **15,4%** del totale europeo e solo di poco inferiore alla somma di Francia (17,3 miliardi di Euro) e Spagna (11,4 miliardi di Euro).



**Figura VII.** Primi 10 Paesi in Unione Europea per valore della filiera idroelettrica (valori in miliardi di Euro e in percentuale sul totale), 2020. *Fonte: The European House – Ambrosetti, A2A, Edison, Enel, “Le concessioni idroelettriche in Italia: incertezze e opportunità per il rilancio del Paese”, 2023.*

<sup>6</sup> *Nomenclature statistique des activités économiques dans la Communauté européenne*, corrispondenti agli italiani codici ATECO – Attività Economiche.

Analizzando, invece, il posizionamento dell'Italia rispetto alle **single tecnologie**, il Paese si classifica – in valore assoluto – nelle prime 3 posizioni per valore della produzione nel **79,3%** di esse (119 su 150). In particolare, spicca il ruolo italiano all'interno del contesto europeo con riferimento a **tecnologie fondamentali per l'idroelettrico**, come turbine e ruote idrauliche, con un valore di 121 milioni di Euro (il 31% del totale europeo), dietro solo alla Germania (211 milioni di Euro).

Infine, è importante sottolineare come l'Italia sia il **1° Paese in UE per saldo commerciale** (differenza tra *export* e *import*) **della filiera dell'idroelettrico**, pari a 8 miliardi di Euro (vs. 7,3 della Germania), evidenziando il fatto che la filiera di approvvigionamento delle tecnologie per l'idroelettrico è prevalentemente italiana e **poco dipendente dall'estero**.

## **8. La tecnologia idroelettrica contribuisce alla sicurezza di approvvigionamento energetico riducendo la possibile dipendenza da fornitori esteri di materie prime critiche e rafforzando la competitività del settore energetico nazionale.**

La transizione verso l'energia pulita comporta il passaggio da un sistema ad alta intensità di combustibili a uno ad alta intensità di materiali. In questo quadro, l'accelerazione del processo di transizione energetica sta comportando – tra le altre cose – un **aumento significativo della domanda di alcune materie prime critiche** (tra cui anche le terre rare)<sup>7</sup>.

**La Cina è oggi il principale fornitore mondiale per il 66% delle materie prime critiche**, quasi 4 volte le quote detenute da Sud Africa (9%), Repubblica Democratica del Congo (5%) e Stati Uniti d'America (3%), che insieme arrivano al 17%. Anche in UE, in cui esiste una limitata produzione interna, la Cina costituisce oggi il principale fornitore di materie prime critiche con il 44% del totale. Il quadro di concentrazione della produzione è ancora più marcato per quanto riguarda le terre rare, in cui la Cina garantisce il 98% delle forniture. La dipendenza europea da Paesi terzi non è però circoscritta alla sola Cina. La Turchia fornisce il 98% del borato, il Sudafrica il 71% del platino e una percentuale ancora più alta per i materiali del gruppo del platino. Il litio è fornito per il 78% del totale dal Cile, mentre la fornitura di alcune materie prime critiche come l'afnio e lo stronzio dipendono in larga parte, rispettivamente, da singoli Paesi europei quali rispettivamente la Francia (84%) e la Spagna (100%).

In tal senso, un ulteriore elemento di forza della tecnologia idroelettrica proviene dalla **sicurezza di approvvigionamento**. La tecnologia idroelettrica, infatti, trae le sue fonti a livello locale e territoriale. In questo modo, è in grado di garantire la sicurezza di approvvigionamento energetico, **riducendo la dipendenza dai fornitori esteri** e rafforzando la competitività del settore energetico comunitario e nazionale.

---

<sup>7</sup> Una materia prima è considerata critica quando presenta, allo stesso tempo, un rischio di rifornimento superiore a 1,0 (su un indice da 0 a 6) e una importanza economica superiore a 2,8 (su un indice da 0 a 9).



Materia prima/ Tecnologia	Rame	Cobalto	Nickel	Litio	Terre rare	Platino	Cromo	Zinco	Alluminio
Solare (fotovoltaico)	Alta	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Alta
Eolico	Alta	Bassa	Media	Bassa	Alta	Bassa	Media	Alta	Media
<b>Idroelettrico</b>	Media	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Media	Media	Media
Bioenergie	Alta	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Media	Media
Geotermoelettrico	Bassa	Bassa	Alta	Bassa	Bassa	Bassa	Alta	Bassa	Bassa
Idrogeno	Bassa	Bassa	Alta	Bassa	Media	Alta	Bassa	Bassa	Media
Batterie e veicoli elettrici	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	Bassa	Bassa	Bassa	Alta
Reti elettriche	Alta	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Alta
Nucleare	Media	Bassa	Media	Bassa	Bassa	Bassa	Media	Bassa	Bassa

Legenda: Dipendenza della tecnologia dal minerale Alta Media Bassa

Figura VIII. Principali materie prime critiche e minerali necessari alle principali tecnologie per la transizione energetica. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati International Environment Agency, 2023.

## 9. Gli investimenti aggiuntivi per la realizzazione di nuovi pompaggi idroelettrici da qui al 2030 sono funzionali per il raggiungimento degli obiettivi di transizione energetica e di penetrazione delle rinnovabili rispetto al mix di generazione elettrica, oltre ad essere fondamentali per ridurre i periodi di overgeneration.

Gli impianti di pompaggio idroelettrico, oltre ad avere implicazioni positive in termini di competitività industriale e sicurezza di approvvigionamento, sono in grado di attivare anche significativi **benefici energetici**.

La crescente penetrazione delle fonti di energia rinnovabili non programmabili ha modificato – e continuerà a modificare nei prossimi anni - **la curva di carico residuo**, ovvero il fabbisogno di energia da soddisfare con impianti tradizionali al netto delle rinnovabili non programmabili. Non solo. Il maggior ricorso alle fonti rinnovabili comporterà un aumento della rampa serale di carico e periodi di **overgeneration**<sup>8</sup>. In questo quadro, i **sistemi di accumulo giocano, e giocheranno, un ruolo fondamentale (in combinazione con la flessibilità degli impianti a gas) per rendere più efficiente e veloce la transizione energetica**, oltre a ridurre il *curtailment* di energia elettrica a basse emissioni.

Non realizzando nuovi impianti di pompaggio idroelettrico, il contributo delle FER nella generazione elettrica **si ridurrebbe** e, di conseguenza, non sarebbe possibile

<sup>8</sup> Con *overgeneration* si indica uno scenario di rete in cui la produzione supera la domanda e non è possibile esportare tale eccesso di generazione verso le aree limitrofe (per insufficiente capacità di trasporto o perché le aree limitrofe si trovano in condizioni analoghe) ed è quindi necessario ricorrere ad azioni che garantiscono la sicurezza e l'efficienza dell'esercizio.

raggiungere l'obiettivo fissato dal Piano per la Transizione Ecologica (che ambisce al 72%).

In questo contesto, **il ruolo dei sistemi di accumulo riveste ancora più importanza**. Il progressivo incremento della capacità installata di generazione rinnovabile, soprattutto per quanto riguarda quella non programmabile, registrato negli ultimi anni e destinato a crescere ulteriormente in prospettiva e avrà impatti significativi sulle attività di gestione della rete rendendo più complessa la gestione **in termini di bilanciamento – istante per istante – tra domanda e produzione di energia elettrica**.

Allo stesso tempo, la **progressiva chiusura degli impianti termoelettrici di generazione** comporterà per il sistema elettrico la perdita di fonti di energia programmabili e in grado di fornire un carico costante e/o di far fronte alle variazioni del carico lungo tutto l'arco della giornata.



Figura IX. Il ruolo strategico degli impianti di accumulo (illustrativo). Fonte: elaborazione The European House - Ambrosetti, 2023.

**10. Gli investimenti aggiuntivi per la realizzazione di nuovi pompaggi idroelettrici da qui al 2030, pari a circa 10,5 miliardi di Euro, permettono di generare complessivamente 31,0 miliardi di Euro sul territorio attraverso gli effetti indiretti e indotti.**

Gli impianti di pompaggio idroelettrico sono in grado di abilitare anche **ricadute economiche significative per il sistema-Paese**, per via degli investimenti che impianti di queste dimensioni richiedono. Questo aspetto assume ancora più rilevanza se si considera che, per accelerare nel processo di transizione energetica, è necessario **realizzare nuovi impianti di pompaggio idroelettrico**.

Muovendo da queste considerazioni, The European House – Ambrosetti ha messo a punto un modello per **quantificare gli investimenti necessari**, relativamente alla tecnologia dei pompaggi idroelettrici, tali da permettere il raggiungimento dei *target* energetici nazionali, così come definiti dal “Fit for 55”. Per fare ciò, partendo dal dato di nuova capacità energetica idroelettrica necessaria nello scenario Fit for 55 di Terna e

Snam<sup>9</sup>, pari a **+35 GWh su 8 ore, equivalenti a 4,5 GW di potenza installata**, è stato poi stimato – analizzando la letteratura di riferimento - **l’investimento medio necessario per MW**, per avere una corretta valutazione dei pompaggi idroelettrici. Combinando la capacità energetica aggiuntiva, stimata al paragrafo precedente, con il costo per MW, pari a **2,33 milioni di Euro/MW<sup>10</sup>**, è stato possibile quantificare l’investimento necessario per realizzare la capacità energetica aggiuntiva idroelettrica, che risulta pari a **10,5 miliardi di Euro**.

È stato poi analizzato l’impatto di questi investimenti aggiuntivi dell’idroelettrico sul sistema-Paese nel complesso, considerando sia la componente diretta che quella indiretta e indotta, legate all’attivazione di filiere di approvvigionamento e subfornitura. Alla luce di queste premesse e grazie alle matrici *input-output* delle interdipendenze settoriali fornite da Istat, è stato possibile calcolare **l’effetto moltiplicatore della catena del valore dell’idroelettrico**.

Grazie a questa metodologia, è stato possibile quantificare **l’impatto totale generato sull’economia** degli investimenti aggiuntivi abilitati dalla realizzazione di nuovi impianti di pompaggio idroelettrico. In particolare, emerge come a fronte di un investimento iniziale pari a **10,5 miliardi di Euro**, la ricchezza totale distribuita sul territorio nazionale risulta essere pari a 31,0 miliardi di Euro. In generale, quindi, per ogni Euro di impatto diretto, si genererebbero nell’economia ulteriori 1,96 Euro.

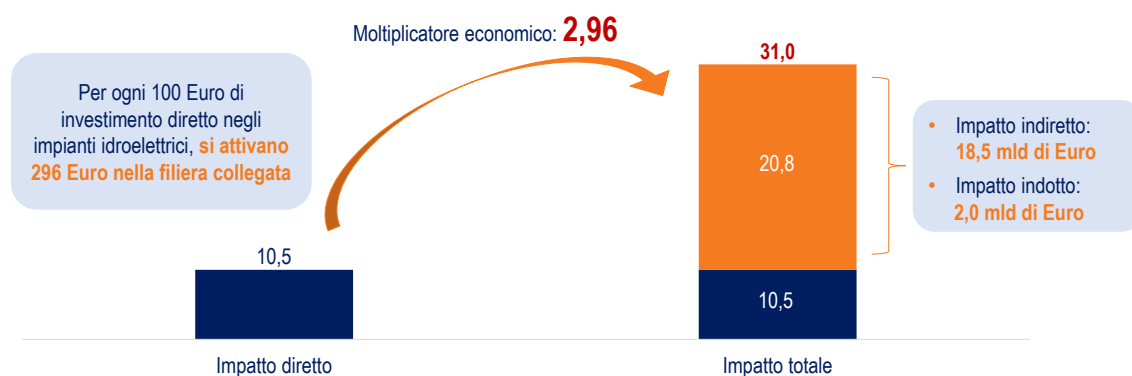


Figura X. Impatto diretto, indiretto e indotto generato dall’investimento per la realizzazione di nuovi pompaggi idroelettrici (miliardi di Euro). Fonte: elaborazione The European House - Ambrosetti, 2023.

Le ricadute sarebbero positive anche per le **casse dello Stato**: solo il gettito dell’IVA derivante da questo investimento aggiuntivo sarebbe pari a **4,5 miliardi di Euro**.

<sup>9</sup> È stata ipotizzata una ripartizione equa (tra batterie *utility-scale* e pompaggi idroelettrici) per gli impianti *utility-scale* riportata nello Scenario 2022 elaborato da Terna e Snam, pari a +8,9 GW / + 71 GWh nello scenario Fit for 55 al 2030.

<sup>10</sup> Ipotizzando dei costi di investimento pari a 350 milioni di Euro per un impianto da 150 MW e, nell’ipotesi di ciclo completo di assorbimento alla potenza massima per una durata di 8 ore, un quantitativo di energia assorbita pari a 1.200 MWh.

# CAPITOLO 1

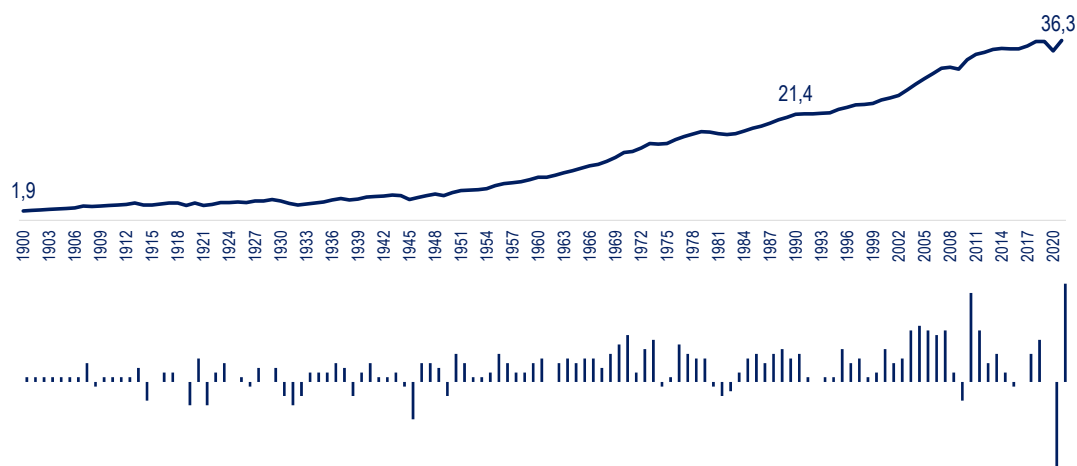
## IL RUOLO DEI SISTEMI DI ACCUMULO PER LA DECARBONIZZAZIONE E L'INDIPENDENZA ENERGETICA

1. Il primo Capitolo di questo Studio si propone il duplice obiettivo di presentare il quadro di riferimento europeo e italiano relativo agli **obiettivi di decarbonizzazione** delle economie e qualificare **il ruolo dei sistemi di accumulo** nel perseguire tali obiettivi.

### 1.1 LO STATO DELL'ARTE E GLI SCENARI EVOLUTIVI DELLA TRANSIZIONE E DELL'INDIPENDENZA ENERGETICA

#### *Il quadro normativo a livello europeo ed italiano*

2. Negli ultimi 30 anni, nonostante un miglioramento dell'intensità di carbonio, ovvero della quantità di CO<sub>2</sub> emessa per unità di PIL, **le emissioni di CO<sub>2</sub> sono costantemente aumentate**, passando da 21,4 miliardi di tonnellate nel 1990 a 36,3 miliardi di tonnellate nel 2021 (+69,6%). Questa dinamica sta determinando **implicazioni fortemente negative sul riscaldamento globale**. Basti pensare che il 2019 è stato il secondo anno più caldo mai registrato, con un aumento medio della temperatura globale pari a circa **1,1 gradi rispetto al periodo pre-industriale**.

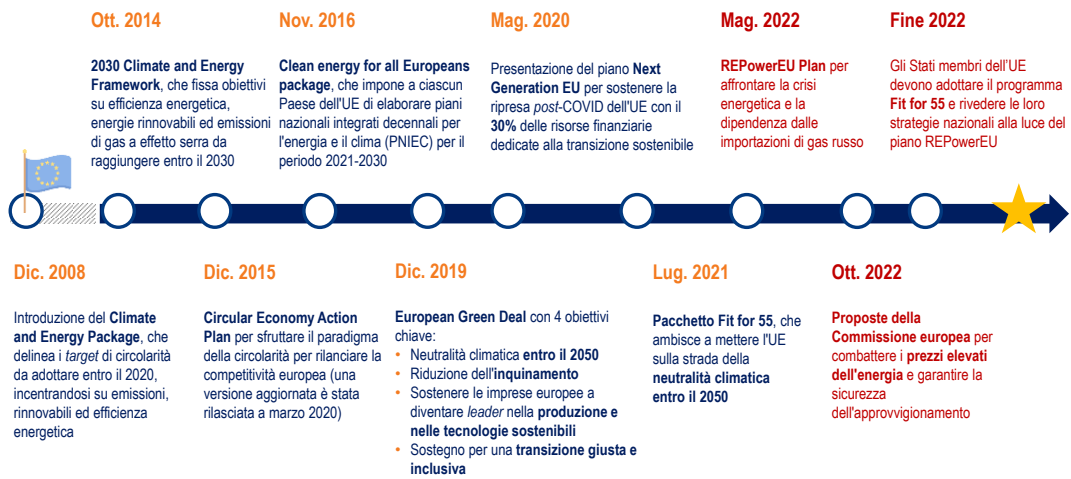


**Figura 1.** Emissioni globali di CO<sub>2</sub> (grafico sopra, Gt di CO<sub>2</sub>) e variazione annuale delle emissioni di CO<sub>2</sub> a livello globale (grafico sotto, valori %), 1900-2021. Fonte: elaborazione The European House - Ambrosetti su dati IEA, 2023.

3. Per far fronte a questa situazione, nel 2015 è stato siglato l'**Accordo di Parigi**, che mira a mantenere il riscaldamento globale "ben al di sotto i 2° C", preferibilmente sotto gli 1,5 °C, entro la fine del secolo. Raggiungere, o addirittura, eccedere questo limite, come rischiamo di fare se proseguiamo sullo stesso *trend* degli ultimi anni,

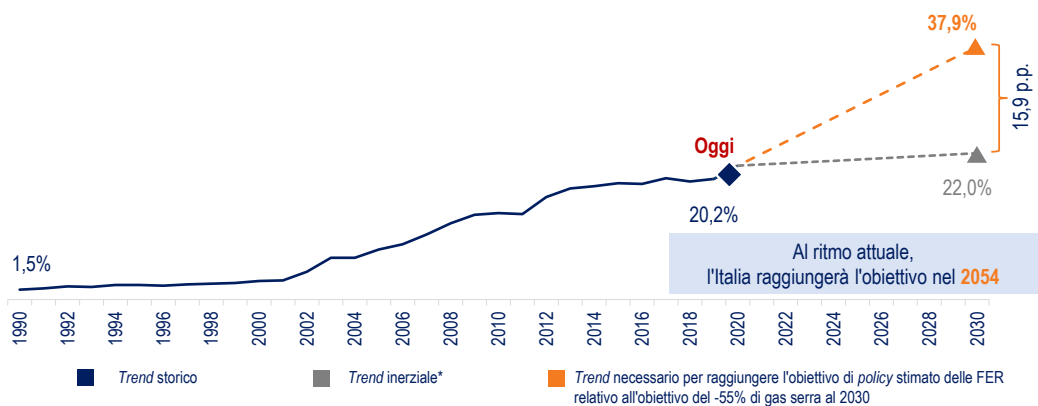
avrebbe ripercussioni ambientali gravi e irreversibili, mettendo in pericolo l'intero Pianeta e gli ecosistemi.

4. Tale contesto sottolinea la fondamentale importanza e urgenza di ripensare alle caratteristiche del sistema energetico in favore di fonti di energia rinnovabili e sostenibili. Tale urgenza è stata ancora più acuita dall'**attuale crisi energetica** scatenata dalle tensioni geopolitiche internazionali e, più nello specifico, dalla situazione russo-ucraina, la quale ha messo in evidenza i problemi legati alla dipendenza dal gas naturale proveniente dalla Russia. Diversificare le fonti di provenienza del gas e potenziare il ricorso alla produzione autoctona di energie rinnovabili è quindi una scelta strategica per il futuro del Paese, avendo il duplice obiettivo, da un lato, di **ridurre la dipendenza energetica nazionale** e, dall'altro lato, di **contenere le emissioni e quindi l'aumento della temperatura**.
5. A tal fine, l'Unione Europea si è posta l'obiettivo di diventare **climate neutral entro il 2050** e ha progressivamente aumentato il suo impegno verso questo obiettivo, culminato con il lancio del **Green Deal Europeo**, che prevede di raggiungere la **carbon neutrality entro il 2050**, includendo anche i passaggi intermedi necessari per raggiungerlo.
6. Nel luglio 2021, la Commissione Europea, nel confermare la sua volontà di accelerare il processo di transizione energetica, ha lanciato il pacchetto di proposte denominato "**Fit for 55**" che definisce gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030. Il nuovo pacchetto, insieme al Next Generation EU, rappresenta una forte accelerazione nella direzione della transizione energetica, introducendo obiettivi più ambiziosi rispetto ai piani precedentemente varati. In particolare, il primo dei due ha rivisto gli obiettivi europei con una maggiore ambizione, fissando tre principali obiettivi per il 2030: **-55%** di emissioni GHG, **40%** di quota di fonti di energia rinnovabile sui consumi finali complessivi e **+36%** di miglioramento dell'efficienza energetica. Entro la fine del 2022, tutti gli Stati Membri dovranno recepire la maggior ambizione prevista dal "Fit for 55" all'interno dei propri Piani Energetici Nazionali, anche alla luce del recente piano "**REPowerEU**" della Commissione Europea. Quest'ultimo ha l'obiettivo di aumentare la resilienza del sistema energetico ed azzerare le importazioni di gas russo dal *mix* europeo entro il 2027 (il gas incide in Europa per circa il 32,3% sui consumi di energia finale).



**Figura 2.** Le principali misure introdotte dall'Unione Europea a favore di un modello di sviluppo sostenibile e decarbonizzato, 2015-2022. Fonte: elaborazione The European House - Ambrosetti su dati Commissione Europea, 2023.

7. A livello italiano, sebbene il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e per il Clima non sia stato ancora aggiornato, a fronte delle rinnovate ambizioni europee in termini di energia rinnovabile presentate nel pacchetto "Fit for 55", è ragionevole aspettarsi che i *target*<sup>11</sup> verranno presto aggiornati al rialzo. In particolare, proiettando le stime sui nuovi obiettivi italiani, ricalcolati sulla base dei nuovi obiettivi europei sanciti dal "Fit for 55", il Paese rischia di raggiungere l'obiettivo delle FER al 2030 con **24 anni di ritardo**.



**Figura 3.** Quota delle rinnovabili (FER) sul consumo finale di energia (valori percentuali), 1990-2030<sup>E</sup>. (\*): I *target* aggiornati per l'Italia sono stati stimati proiettando la stessa percentuale di incremento stimata a livello europeo. I *trend* inerziali sono stati calcolati proiettando il CAGR (*Compound Annual Growth Rate*) dal 2015 al 2019, per tenere conto della maturità del mercato delle tecnologie rinnovabili. Per il 2020 sono state prese in considerazione le stime dell'ENEA. Dal 2021 in poi, si è ipotizzato lo stesso *trend* 2015-2019. Fonte: elaborazione su studio The European House – Ambrosetti ed Enel Foundation "European governance of the energy transition, enabling investments", 2022.

<sup>11</sup> Il Piano Integrato Nazionale Energia e Clima (PNIEC) prevede i seguenti *target* di decarbonizzazione al 2030: una quota del 30% di energie rinnovabili nel consumo finale lordo, una riduzione del 40% dei gas serra rispetto ai livelli del 1990 e un miglioramento dell'efficienza energetica del 43%.

8. Guardando ai più recenti sviluppi, l'Italia si è dotata di un altro strumento di programmazione nazionale: il **Piano per la Transizione Ecologica (PTE)**. Questo piano, tra i suoi obiettivi, prevede la riduzione delle emissioni di gas climalteranti: in tal senso, al 2030 riporta l'obiettivo del taglio delle emissioni del **55% in linea al target europeo del Fit for 55**. Risulta quindi uno strumento più ambizioso rispetto al PNIEC. Basti pensare che il peso percentuale delle fonti rinnovabili sul totale della generazione elettrica è previsto essere pari al **72% al 2030** (vs **55% previsto dal PNIEC**). Guardando ai valori in termini assoluti, mentre la potenza installata da FER è pari a **95,2 GW** nel PNIEC, il PTE prevede **125-130 GW al 2030**.

	Situazione attuale	Obiettivi 2030 – scenario PNIEC	Obiettivi 2030 – scenario PTE
% fonti di energia rinnovabili sul totale della generazione elettrica	41%	55%	72%
Capacità di generazione delle fonti di energia rinnovabili (GW)	60,6 GW	95,2 GW	125-130 GW
Emissioni di CO <sub>2</sub>	381 Mln ton di CO <sub>2</sub>	328 Mln ton di CO <sub>2</sub>	256 Mln ton di CO <sub>2</sub>

Figura 4. I target energetici in Italia nello scenario attuale, nello scenario PNIEC e nello scenario PTE. Fonte: elaborazione su studio The European House – Ambrosetti su dati PNIEC e PTE, 2023.

9. Un ulteriore passo verso una maggiore ambizione energetica a livello italiano è stato rappresentato dalla **strategia a lungo termine al 2050 per la riduzione delle emissioni di gas serra (LTS)**, che è stata presentata a gennaio 2021 e rivista dalla Commissione europea l'11 febbraio 2021 (anche se, come afferma la valutazione della Commissione europea, la strategia manca di pietre miliari del 2040). La strategia include scenari PNIEC proiettati al 2050 per costruire uno scenario di riferimento controfattuale, da confrontare con il **nuovo Scenario di Decarbonizzazione**, che include invece le maggiori ambizioni necessarie per tenere il passo con gli obiettivi di *carbon neutrality* dell'UE.

### *Lo stato dell'arte e le prospettive di sviluppo della transizione energetica in Italia*

10. In generale, sul fronte delle rinnovabili, dei **significativi passi in avanti** sono stati fatti negli ultimi anni. Infatti, sono evidenti i cambiamenti nella copertura della domanda di energia elettrica avvenuti negli ultimi anni. In particolare, le fonti termiche tradizionali si sono ridotte dall'85% nel 2007 al 65% nel 2021. Di contro, **le fonti di energia rinnovabili (FER) sono passate da circa il 15% al 35%**: questa crescita è stata trainata, a partire dal 2011, da eolico e fotovoltaico.

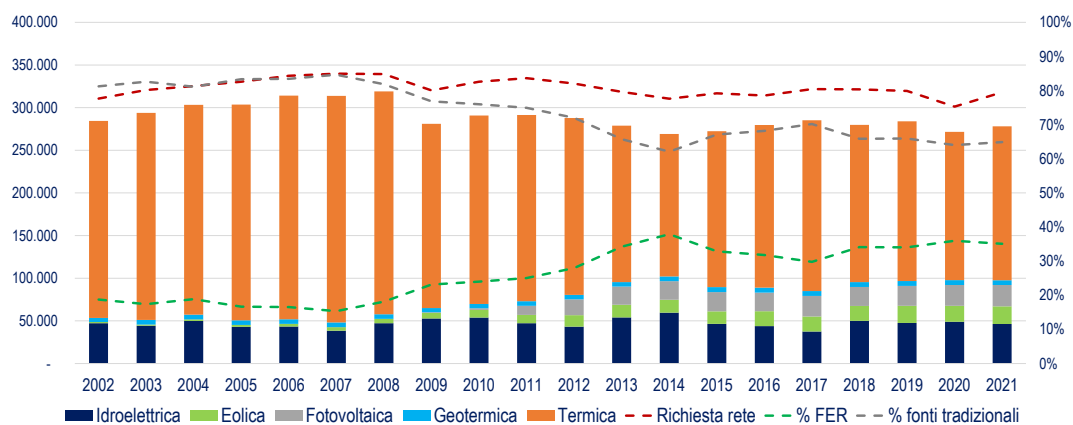


Figura 5. Bilancio dell'energia elettrica (produzione lorda, milioni di kWh e valori %), 2002-2021. Fonte: elaborazione The European House - Ambrosetti su dati Terna, 2023.

- Tuttavia, se osserviamo il *trend* non nel lungo periodo ma anno per anno, si osserva che l'installazione di impianti di energia rinnovabile ha subito un **rallentamento** negli ultimi anni. Basti pensare che, per quanto riguarda eolico e fotovoltaico, si è passati da un tasso di installazione di nuova capacità pari a **4,6 GW per anno tra il 2008 e il 2013** a **0,8 GW per anno tra il 2013 e il 2020**.

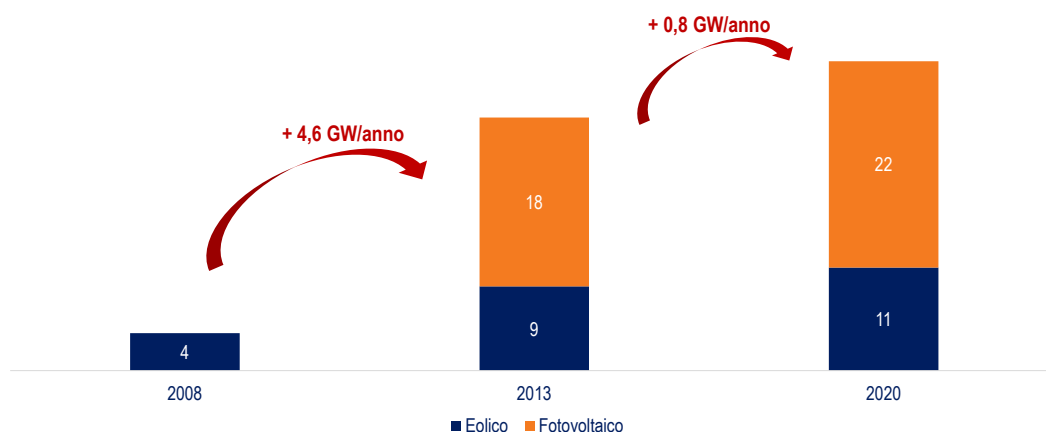


Figura 6. Capacità installata eolica e fotovoltaica (GW), 2008-2013-2020. Fonte: elaborazione The European House - Ambrosetti su dati Terna, 2023.

- Inoltre, considerando i più recenti piani di decarbonizzazione in Italia, emerge come al 2030 **le fonti di energia rinnovabile non programmabile siano destinate ad acquisire sempre più rilevanza**. Basti pensare che, considerando solo gli scenari del PNIEC, il fotovoltaico passerà dagli attuali 22 GW a **52 GW al 2030 (+ 30 GW)** e l'eolico – seppur in minor misura – vedrà l'installazione di **8 GW** di capacità aggiuntiva entro il 2030. Come già ricordato più volte nei paragrafi precedenti, tali obiettivi saranno sicuramente rivisti al rialzo, confermando e rafforzando l'importanza di investire in queste due tecnologie-chiave per la transizione energetica.



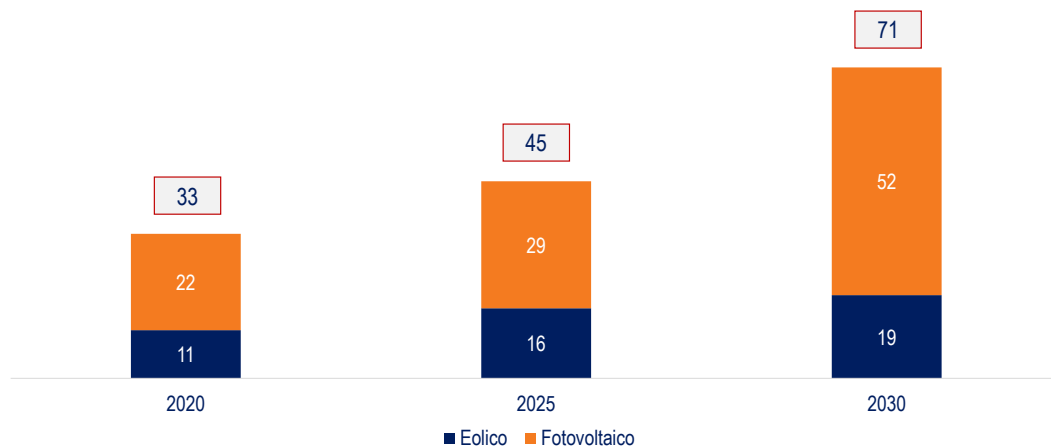


Figura 7. Evoluzione della capacità installata delle fonti di energia rinnovabili non programmabili (GW), 2020, 2025 e 2030. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati PNIEC, 2023.

13. Sebbene all'interno del PTE non siano presenti obiettivi specifici per queste due tecnologie, è stato possibile realizzare una stima sulla base degli obiettivi di capacità rinnovabile installata previsti dal piano. In particolare, The European House – Ambrosetti ha stimato che, per raggiungere gli obiettivi FER complessivi previsti dal PTE al 2030, sarebbe necessario passare già a partire dal 2022, **da un tasso attuale di installazione pari a 0,38 GW/anno ad un tasso di installazione pari a 1,75 GW/anno<sup>12</sup> per l'eolico e da un tasso attuale di installazione pari a 0,73 GW/anno ad un tasso di installazione pari a 5,6 GW/anno** per il fotovoltaico. È chiaro quindi come, per poter raggiungere gli obiettivi di sicurezza climatica ed energetica, sia necessaria un'**accelerazione nelle autorizzazioni**.

## 1.2 IL RUOLO DEI SISTEMI DI ACCUMULO PER ACCELERARE LA TRANSIZIONE ENERGETICA IN ITALIA

### *Lo stato dell'arte e gli scenari evolutivi dei sistemi di accumulo in Italia*

14. In generale, si sta assistendo ad un'evoluzione del sistema elettrico da una configurazione "tradizionale" ad alta inerzia – in cui gli impianti a carbone, ad olio e a gas svolgevano un ruolo predominante – a un sistema elettrico a bassa inerzia, caratterizzato da una forte penetrazione delle fonti di energia rinnovabili non programmabili.

<sup>12</sup> Il tasso attuale di installazione prende in considerazione il periodo 2018-2021.

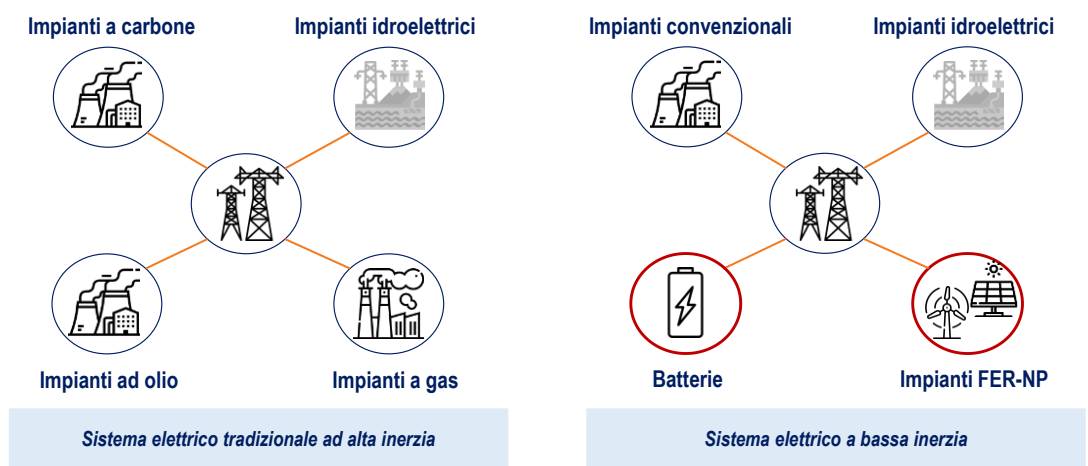


Figura 8. Evoluzione del sistema elettrico in Italia (illustrativo). Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti, 2023. N.B.: FER-NP sono le fonti di energia rinnovabili non programmabili. I cerchi in rosso evidenziano le differenze tra sistema elettrico tradizionale e sistema elettrico a bassa inerzia.

15. In questo quadro, la forte penetrazione delle fonti di energia rinnovabili non programmabili ha modificato – e continuerà a modificare nei prossimi anni - **la curva di carico residuo**, ovvero il fabbisogno di energia da soddisfare con impianti tradizionali al netto delle rinnovabili non programmabili.
16. Non solo. Il maggior ricorso alle fonti rinnovabili comporterà un aumento della rampa serale di carico e periodi di **overgeneration**<sup>13</sup>. In questo quadro, i **sistemi di accumulo giocano, e giocheranno, un ruolo fondamentale per rendere più efficiente e veloce la transizione energetica**, oltre a ridurre il *curtailment* di energia elettrica a basse emissioni.
17. Diversamente dal funzionamento di oggi dove i sistemi di accumulo assorbono nelle ore *off-peak* e producono nelle ore di picco, **al 2030 i sistemi di accumulo assorbiranno energia durante le ore centrali della giornata** (quelle con carico residuo negativo e massima produzione da parte delle RES) e produrranno nelle restanti ore (ovvero, quando la produzione di RES è bassa), consentendo di: i) **coprire il fabbisogno nelle ore di alto carico** e lo scarso contributo delle fonti rinnovabili non programmabili; ii) **ridurre le congestioni di rete** e l'*overgeneration*; iii) **fornire servizi di rete** grazie all'elevata flessibilità che li caratterizza.

<sup>13</sup> Con *overgeneration* si indica uno scenario di rete in cui la produzione supera la domanda e non è possibile esportare tale eccesso di generazione verso le aree limitrofe (per insufficiente capacità di trasporto o perché le aree limitrofe si trovano in condizioni analoghe) ed è quindi necessario ricorrere ad azioni che garantiscono la sicurezza e l'efficienza dell'esercizio.

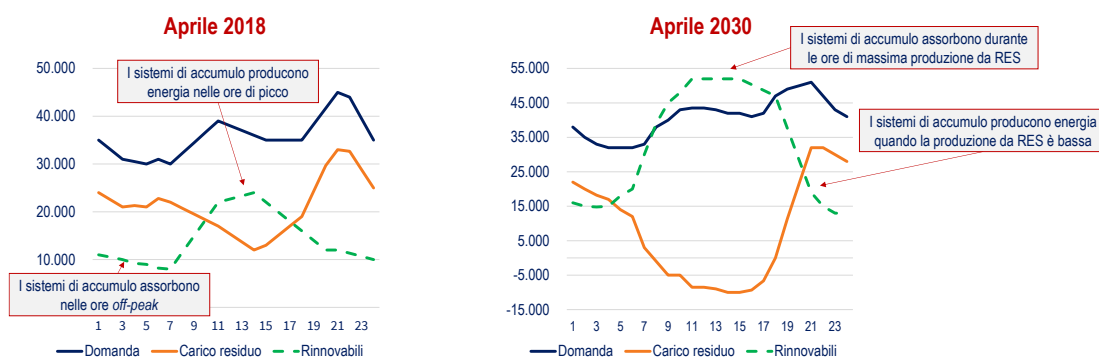


Figura 9. Evoluzione della curva di carico residuo in Italia (illustrativo), aprile 2018 e aprile 2030. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati Terna, 2023.

18. È bene, inoltre, sottolineare che gli impatti delle rinnovabili sulla rete di distribuzione sono già evidenti. Infatti, andando a guardare il fotovoltaico, emerge come la sua penetrazione – soprattutto nelle zone e nei periodi di scarso fabbisogno – abbia comportato fenomeni di **inversione del flusso di energia**<sup>14</sup>, che sono passati da livelli di tensione più bassi a livelli di tensione più alti.

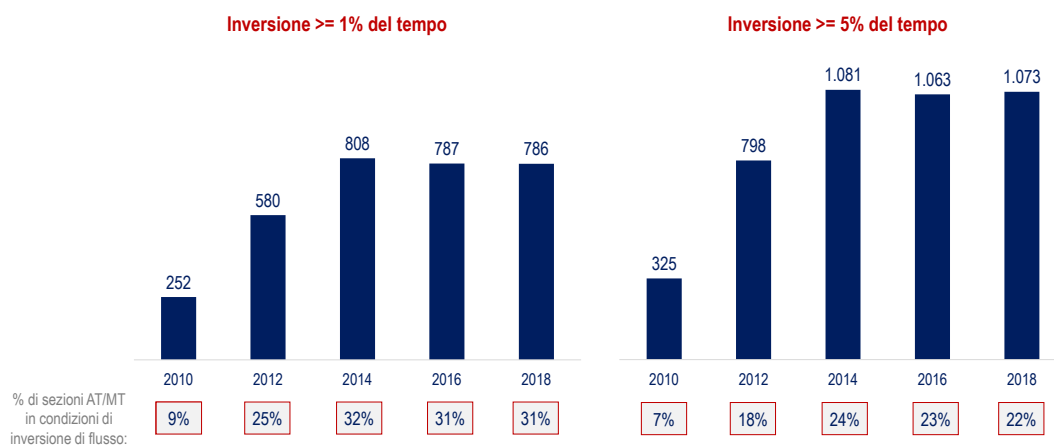


Figura 10. Cabine primarie di E-Distribuzione in cui si è verificata l'inversione del flusso (valori assoluti e % sul totale delle sezioni AT/MT in condizioni di inversione di flusso), 2010-2018. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati E-Distribuzione, 2023.

19. L'aumento dei fenomeni di inversione del flusso di energia comporta un aumento del rischio di richieste di “fermo” agli impianti collegati in alta tensione, creando conseguentemente delle **congestioni di rete**, oltre a causare **sovraccarico** e **saturazione delle interconnessioni**. Le congestioni di rete, in particolare, si verificano soprattutto nelle aree del Paese caratterizzate da alta concentrazione di impianti di fonti rinnovabili non programmabili.

<sup>14</sup> Per inversione del flusso di energia si intende si intende che l'energia, anziché fluire dalla rete di alta tensione (AT) verso la rete di media tensione (MT), fluisce dalla rete di media verso la rete di alta tensione per effetto della produzione di energia elettrica connessa alle reti di media tensione e bassa tensione sottostanti.

20. Diretta conseguenza dei fenomeni di congestione della rete è la **riduzione della produzione degli impianti eolici**<sup>15</sup>, in quanto gli operatori di trasmissione e distribuzione energetica non dispongono di tecnologie e/o strumenti in grado di risolvere il problema. Il taglio della produzione degli impianti eolici è particolarmente evidente negli ultimi anni, con la **mancata produzione eolica** che è passata da 156 GWh del 2012 ad 822 GWh del 2020.

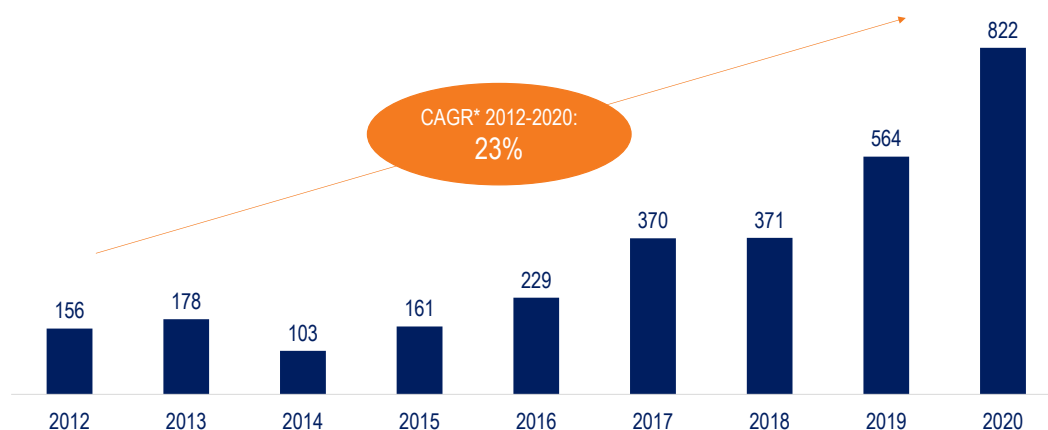


Figura 11. Mancata produzione eolica in Italia (GWh), 2012-2020. (\*) CAGR: *Compound Annual Growth Rate*.  
Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su Terna, 2023.

21. In questo contesto, **il ruolo dei sistemi di accumulo riveste ancora più importanza**. Il progressivo incremento della capacità installata di generazione rinnovabile, soprattutto per quanto riguarda quella non programmabile, registrato negli ultimi anni e destinato a crescere ulteriormente in prospettiva e avrà impatti significativi sulle attività di gestione della rete. In particolare, sarà fondamentale **saper gestire in termini di bilanciamento – istante per istante – domanda e produzione di energia elettrica**.
22. Allo stesso tempo, la progressiva chiusura degli impianti termoelettrici di generazione sta comportando, e comporterà, per il sistema elettrico la perdita di fonti di energia programmabili e in grado di fornire un carico costante e/o di far fronte alle variazioni del carico lungo tutto l'arco della giornata.

<sup>15</sup> Nei casi di *overgeneration* non risolvibili con le risorse a disposizione (margini in discesa degli impianti abilitati a scendere, spegnimento di quei gruppi che non risultano essenziali per la sicurezza della rete elettrica, rimodulazione degli scambi con l'estero), il TSO agisce su fonti di energia rinnovabili che insistono sulla rete AT e, in particolare, sugli impianti eolici (riduzione della produzione), chiedendone il fermo impianto con anticipo e tempo utile.

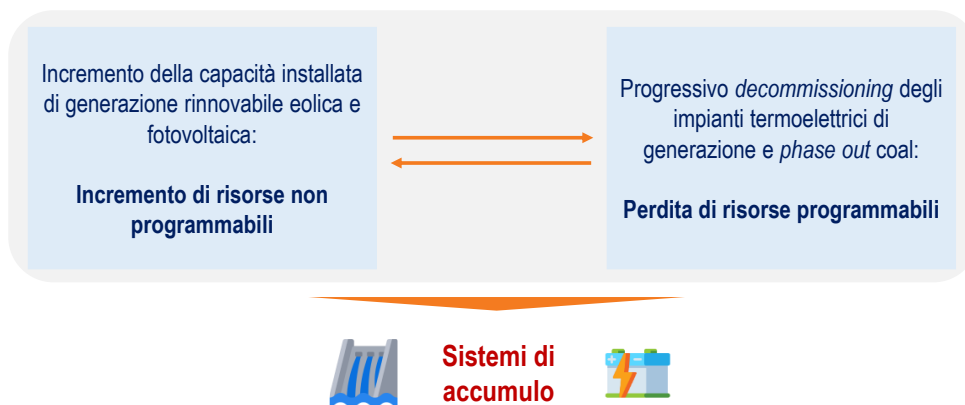
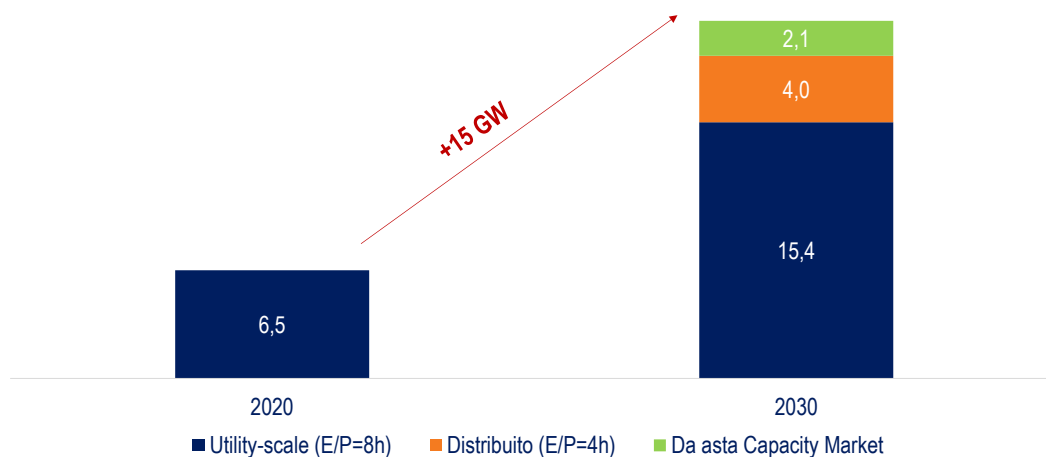


Figura 12. Il ruolo strategico degli impianti di accumulo (illustrativo). Fonte: elaborazione The European House - Ambrosetti, 2023.

23. La rilevanza dei sistemi di accumulo per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione è confermata anche dai piani nazionali. Infatti, il PNIEC prevede l'installazione di **nuovi sistemi di accumulo per oltre 10 GW entro il 2030**, di cui 6 GW *utility scale* (batterie e pompaggi idroelettrici, localizzati principalmente al Sud e Isole) e i rimanenti in batterie distribuite. Guardando ai più recenti scenari, è stato preso in considerazione il **documento redatto da Terna e Snam**, per avere un'indicazione aggiornata sulle prospettive di sviluppo per i sistemi di accumulo. In particolare, il documento prevede l'installazione di **nuovi sistemi di accumulo per 15 GW entro il 2030** (+4,5 GW rispetto a quanto contenuto nel PNIEC), di cui 2,1 GW da accumuli da aste Capacity Market (principalmente con E/P=4h), 4,0 GW da sistemi di accumulo distribuito (batterie elettrochimiche con E/P=4h, necessarie per affiancare lo sviluppo del solare/fotovoltaico di piccola taglia per la massimizzazione dell'autoconsumo) e **8,9 GW da impianti *utility-scale*** (al 2030, secondo lo scenario elaborato da Terna e Snam, le tecnologie mature disponibili sono rappresentate da pompaggi idroelettrici e accumuli elettrochimici con E/P=8h). Considerando che le implicazioni derivanti dal pacchetto Fit for 55 e dal piano REPowerEU porteranno la produzione di energia da fonti rinnovabili non programmabili (eolico e fotovoltaico) a quasi 164 TWh, è chiaro come la capacità di stoccaggio sia destinata a crescere ulteriormente.



**Figura 13.** Evoluzione della capacità di accumulo in Italia (GW), 2020 e 2030. N.B. attualmente la potenza in generazione installata in Italia nei pompaggi idroelettrici è pari a 7,6 GW. Tuttavia, per motivi di coerenza con le successive valutazioni del paper, è stata riportata l'attuale potenza installata in assorbimento, pari a 6,5 GW. Per il 2030 è stato considerato lo scenario di policy "Fit for 55", che riguarda gli obiettivi europei di riduzione delle emissioni comunitarie del 55% (grazie ad un acceso ricorso all'elettrificazione e una forte penetrazione delle fonti rinnovabili). Fonte: elaborazione The European House - Ambrosetti su dati Documento di Descrizione degli Scenari 2022 di Terna e Snam, 2023.

24. I sistemi di stoccaggio sono quindi fondamentali per il futuro dell'energia rinnovabile e del sistema elettrico nazionale. La **realizzazione di nuovi impianti** rappresenta una leva fondamentale per facilitare la penetrazione delle fonti di energia rinnovabile intermittenti nei prossimi anni. Servirà, pertanto, una visione strategica, oltre alla volontà comune di investire nelle tecnologie preposte allo stoccaggio: è una sfida che, per poter essere affrontata, richiede un **quadro regolatorio certo**, che sia da **stimolo per investimenti in nuova capacità di accumulo**, sia essa derivante da pompaggi idroelettrici o da batterie.

## CAPITOLO 2

### LO STATO DELL'ARTE E L'EVOLUZIONE DEL QUADRO REGOLATORIO IN EUROPA E IN ITALIA IN MATERIA DI SISTEMI DI ACCUMULO

25. Il secondo Capitolo dello Studio si prefigge l'obiettivo di riassumere il **quadro regolatorio di riferimento europeo e italiano** in materia di pompeggi idroelettrici. Allo stesso tempo, all'interno del capitolo saranno analizzati i principali limiti che emergono dal **Documento di Consultazione "Criteri e condizioni per il sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico" pubblicato da ARERA il 2 Agosto 2022.**

#### 2.1 LE DIRETTIVE EUROPEE PER LO SVILUPPO DEI SISTEMI DI ACCUMULO

26. Per affrontare le sfide poste dall'Accordo di Parigi e dai propri obiettivi di decarbonizzazione al 2030 e 2050, l'Unione Europea ha adottato una serie di nuove norme, definendo i parametri normativi per i prossimi anni, ma favorendo anche gli investimenti necessari. In questo contesto e con questi obiettivi, si inserisce il *Clean Energy Package*, il quale, come noto, definisce il quadro normativo e regolatorio per contrastare il cambiamento climatico e guidare la transizione energetica verso l'attuazione degli obiettivi fissati dall'Unione Europea in termini di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, aumento dell'efficienza energetica e sviluppo e integrazione delle fonti rinnovabili al 2030.
27. All'interno di tale quadro, il *Clean Energy Package*<sup>16</sup> contiene anche le direttive per lo sviluppo dei **sistemi di accumulo e stoccaggio** che si pongono l'obiettivo di ridurre gli **ostacoli normativi** a favore dello sviluppo di tale tecnologia che, come descritto nel capitolo 1, assume un ruolo-chiave all'interno della transizione energetica. In particolare, il *Clean Energy Package* è composto da 8 provvedimenti legislativi. Nel 2018 è stata approvata la prima parte delle misure, contenenti 3 Direttive e 1 Regolamento. Nello specifico, le 3 Direttive sono:
- la Direttiva sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (2018/2001/UE);
  - la Direttiva sulla prestazione energetica dell'edilizia (2018/844/UE);
  - la Direttiva sull'efficienza energetica (2018/2002/UE).

Il Regolamento approvato riguarda la *governance* dell'Unione Europea dell'energia e dell'azione per il clima (2018/1999/UE).

28. La seconda parte del Pacchetto, approvata alla fine del 2019, contiene a sua volta 3 regolamenti e 1 Direttiva. I regolamenti approvati comprendono:

---

<sup>16</sup> Fonte: Commissione Europea (*DG Energy*), "Clean energy for all Europeans", 2019.

- Regolamento sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica (2019/941/UE);
- Regolamento che istituisce un'Agenzia dell'Unione Europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (2019/942/UE);
- Regolamento sul mercato interno dell'elettricità (2019/943/UE).

La Direttiva riguarda le norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (2019/944/UE).

29. Oltre agli atti giuridici sopracitati del *Clean Energy Package*, la Commissione ha lanciato una serie di iniziative non legislative per sostenere la transizione verso l'energia pulita e garantire che avvenga in modo equo per tutte le regioni e tutti i settori. Tra queste iniziative troviamo:
- l'iniziativa per le regioni carbonifere in transizione;
  - l'iniziativa energia pulita delle isole in UE;
  - le misure per definire e monitorare la povertà energetica in Europa.
30. Per quanto concerne la normativa sullo stoccaggio a livello europeo, tra i regolamenti e le direttive che sono comprese nel *Clean Energy Package*, la Direttiva sulle norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (**Direttiva 2019/944**) e il Regolamento sul mercato interno dell'elettricità (**Regolamento 943/2019**) sono i **2 atti** che più di tutti disciplinano il **tema dello stoccaggio**.
31. In particolare, la **Direttiva (UE) 2019/944**, entrata in vigore il 4 luglio 2019, è composta da **74 articoli**, il cui obiettivo è adattare l'attuale quadro normativo alle nuove dinamiche del mercato, tenendo in considerazione l'obiettivo di decarbonizzazione del sistema energetico e gli sviluppi tecnologici. **La Direttiva stabilisce le regole per la generazione, la trasmissione, la fornitura e lo stoccaggio dell'energia elettrica**, e gli aspetti legati alla tutela dei consumatori, al fine di creare nell'UE mercati dell'energia elettrica integrati, competitivi, orientati al consumatore, flessibili, equi e trasparenti. Allo stesso modo, la Direttiva (UE) 2019/944 si concentra sul **ruolo** degli **Stati membri** e dei **consumatori**, definendo una serie di disposizioni che pongono il consumatore al centro della transizione verso l'energia pulita. Obiettivo degli Stati membri è garantire una concorrenza sui prezzi basata sul mercato tra i fornitori, la protezione dei clienti in condizioni di povertà energetica e il diritto dei clienti finali all'elettricità conforme alle norme UE, indipendentemente dallo Stato membro in cui è registrato il fornitore.
32. La Direttiva chiarisce anche i doveri che gli Stati membri assicurano; nello specifico gli Stati membri garantiscono che i **clienti attivi proprietari di un impianto di stoccaggio di energia**:
- abbiano diritto alla **connessione alla rete** in un **arco di tempo ragionevole** dopo la relativa richiesta, purché siano soddisfatte tutte le condizioni necessarie (responsabilità del bilanciamento e misurazione adeguata);



- **non** siano **soggetti** ad alcun **doppio onere**, compresi gli oneri di rete, per l'energia elettrica immagazzinata che rimane nella loro disponibilità o per la prestazione di servizi di flessibilità ai gestori dei sistemi;
  - **non** siano **soggetti** a requisiti o **oneri sproporzionati** in materia di **licenze**;
  - siano **autorizzati** a **fornire diversi servizi contemporaneamente**, se tecnicamente possibile.
33. Un punto cruciale della Direttiva (UE) 2019/944 riguarda i **gestori dei sistemi energetici**. Secondo la direttiva, gli stessi non dovrebbero possedere, sviluppare, gestire o esercire impianti di stoccaggio dell'energia. Nel nuovo assetto del mercato dell'energia elettrica, i servizi di stoccaggio dell'energia dovrebbero essere **basati sul mercato ed essere competitivi**. Di conseguenza, si dovrebbero evitare sovvenzioni incrociate tra lo stoccaggio dell'energia e le funzioni regolate di distribuzione o trasmissione.
34. Tali restrizioni al possesso degli impianti di stoccaggio dell'energia mirano a **prevenire distorsioni della concorrenza**, eliminare il rischio di discriminazioni, assicurare un **accesso equo ai servizi di stoccaggio dell'energia** per **tutti i partecipanti al mercato** e promuovere l'uso efficace ed efficiente degli impianti di stoccaggio dell'energia, oltre la gestione del sistema di distribuzione o di trasmissione.
35. Tuttavia, la direttiva stessa offre una possibile deroga all'articolo 54. Nello specifico, gli Stati membri possono consentire ai gestori dei sistemi di trasmissione di possedere, sviluppare, gestire o esercire impianti di stoccaggio dell'energia, se questi sono componenti di rete pienamente integrati e l'autorità di regolazione ha concesso la sua approvazione o se sono soddisfatte determinate condizioni. Le condizioni che devono essere soddisfatte affinché si possa ottenere una **deroga all'articolo 54** sono le seguenti:
- **altre parti**, a seguito di una procedura di appalto aperta, trasparente e non discriminatoria, soggetta a riesame e approvazione da parte dell'autorità di regolazione, **non** hanno espresso **interesse a possedere, sviluppare, gestire o esercire tali impianti o non** si sono dimostrate **in grado** di fornire tali servizi a un costo ragionevole e in maniera tempestiva;
  - tali **impianti** o servizi ausiliari non relativi alla frequenza servono al gestore del sistema di trasmissione per **adempiere gli obblighi** che gli incombono a norma della presente direttiva per il **funzionamento efficiente, affidabile e sicuro** del **sistema di trasmissione** e non sono utilizzati per l'acquisto o la vendita dell'energia elettrica sui mercati dell'energia elettrica;
  - **l'autorità di regolazione** ha valutato la **necessità** di tale **deroga**, ha effettuato l'esame *ex ante* dell'applicabilità di una procedura di appalto, comprese le condizioni di tale procedura di appalto, e ha concesso la sua approvazione.

36. L'autorità di regolazione può quindi elaborare orientamenti o clausole di appalto per aiutare i gestori dei sistemi di trasmissione a garantire una procedura di appalto equa. Una volta verificate le condizioni sopra riportate, la decisione di concedere la deroga è comunicata alla Commissione Europea e all'ACER, l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia, unitamente alle informazioni pertinenti in merito alla richiesta e ai motivi per la concessione della deroga. Inoltre, le autorità di regolazione effettuano una **consultazione pubblica**, a intervalli regolari o almeno ogni cinque anni, sugli impianti di stoccaggio dell'energia esistenti al fine di valutare la potenziale disponibilità e l'interesse potenziale di parti terze a investire in tali impianti. Se dalla consultazione pubblica, valutata dall'autorità di regolazione, emerge che **parti terze** sono **in grado** di possedere, sviluppare, esercire o gestire tali impianti in modo **efficiente** sotto il profilo dei costi, l'autorità di regolazione provvede affinché le attività svolte in questi ambiti dai gestori dei sistemi di distribuzione siano progressivamente dismesse entro 18 mesi.
37. Nell'ambito delle **condizioni** relative a tale **procedura**, le **autorità di regolazione** possono **autorizzare** i **gestori dei sistemi di trasmissione** a ricevere una **compensazione ragionevole**, in particolare volta a recuperare il valore residuo dell'investimento negli impianti di stoccaggio dell'energia. Lo schema sulla **consultazione pubblica non si applica** alle componenti di rete pienamente integrate, nemmeno per il normale periodo di ammortamento di nuovi impianti di stoccaggio in batterie la cui decisione definitiva di investimento è adottata fino al 2024, **purché** tali **impianti di stoccaggio** in batterie:
- siano **connessi** alla rete **al più tardi due anni dopo**;
  - siano **integrati** nel **sistema di trasmissione**;
  - siano **utilizzati** unicamente per il **ripristino istantaneo reattivo** della **sicurezza delle reti** in caso di imprevisti a livello delle reti, se tale misura di ripristino ha inizio immediatamente e ha termine quando il regolare ridispacciamento può risolvere il problema;
  - **non** siano **utilizzati** per l'**acquisto o la vendita dell'energia elettrica** sui mercati dell'energia elettrica, compresi quelli di bilanciamento.

### **L'intervento delle Linee Guida della Commissione europea sugli aiuti di Stato a favore del clima, della protezione ambientale e dell'energia (2022) in tema Stoccaggi**

Il 18 Febbraio 2022 sono state pubblicate le Linee Guida della Commissione europea in merito agli aiuti di Stato per clima, ambiente e energia, nell'ottica del conseguimento degli obiettivi climatici europei per la decarbonizzazione dell'economia.

Nello specifico le nuove Linee Guida ampliano le categorie di investimenti che gli Stati membri possono sostenere per includere nuovi settori e tecnologie volti a realizzare gli obiettivi del *Green Deal*. In tema stoccaggio di energia, viene affermato che tutte le tecnologie che contribuiscono alla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra possono essere oggetto di aiuti di Stato, se compatibili con il diritto europeo. Tra queste tecnologie, viene espressamente fatto riferimento allo stoccaggio di energia, se contribuisce a ridurre le emissioni.

Entrando nel merito, i meccanismi di sostegno allo stoccaggio di energia possono essere valutati nell'ambito di misure di sostegno in **3 diversi ambiti**:

- **miglioramento** della *performance* energetica ed ambientale degli **edifici**;
- **mobilità sostenibile**;
- **sicurezza** degli **approvvigionamenti** (i.e., meccanismi di capacità).

Va specificato che le Linee Guida applicabili a meccanismi di sostegno a infrastrutture energetiche realizzate dai TSO (*Transmission System Operators*) e DSO (*Distribution System Operators*) si attuano anche per gli **accumuli stand alone** connessi alle reti di trasporto e distribuzione fino al 31 dicembre 2023.

*Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su fonti varie, 2023.*

38. L'altro pilastro normativo sugli stoccaggi è il **Regolamento (UE) 2019/943** sul **mercato interno dell'energia elettrica**, che rivede le norme e i principi del mercato interno dell'energia elettrica, al fine di garantirne il corretto funzionamento e la competitività e sostiene la decarbonizzazione del settore energetico dell'UE riducendo al minimo gli ostacoli agli scambi transfrontalieri di energia elettrica. Allo stesso tempo, il Regolamento (UE) 2019/943 definisce un insieme di principi che, basandosi su una logica di mercato, mirano a garantire il corretto funzionamento dei mercati dell'energia elettrica. Tra questi principi troviamo che:
- i prezzi si formeranno in base alla domanda e all'offerta;
  - i **clienti** beneficeranno delle regole sul mercato e saranno **partecipanti attivi al mercato**;
  - gli **incentivi** per la produzione di elettricità decarbonizzata seguiranno una **logica di mercato**;
  - gli **ostacoli** ai flussi transfrontalieri di elettricità saranno **progressivamente rimossi**;
  - i **produttori** saranno direttamente o indirettamente **responsabili** delle loro **vendite di energia elettrica**;
  - saranno definite **nuove condizioni** in base alle quali gli Stati membri potranno istituire **meccanismi di capacità** e saranno definiti i principi per la loro creazione.

39. Tra le linee guida che il Regolamento (UE) 2019/943 traccia, emerge in modo inequivocabile il **ruolo cruciale** dello **stoccaggio** di energia. Infatti, per integrare quote crescenti di energie rinnovabili, il futuro sistema elettrico, secondo il Regolamento, dovrebbe avvalersi di tutte le fonti di flessibilità a disposizione, in particolare soluzioni sul versante della domanda e stoccaggio dell'energia, nonché della digitalizzazione attraverso l'integrazione di tecnologie innovative nel sistema elettrico.
40. Il Regolamento stesso afferma che, senza pregiudizio degli articoli 107, 108 e 109 del trattato sul funzionamento dell'Unione europea (TFUE), le deroghe ai principi fondamentali del mercato come la responsabilità del bilanciamento, il dispacciamento basato sul mercato o il ridispacciamento riducono i segnali di flessibilità e diventano ostacoli allo sviluppo di soluzioni quali lo stoccaggio dell'energia, la gestione della domanda o l'aggregazione. Se sono tuttora necessarie deroghe per evitare oneri amministrativi a carico di alcuni partecipanti al mercato, in particolare clienti civili e PMI, le deroghe generali per intere tecnologie non sono coerenti con l'obiettivo di ottenere processi di decarbonizzazione efficienti basati sul mercato e dovrebbero pertanto essere sostituite da misure più mirate.
41. In merito ai **feedback** dei **vari portatori di interesse** sullo **stato** della **Normativa UE** in tema **stoccaggi**, un *report* della Corte dei Conti Europea<sup>17</sup> fa emergere come, per la maggioranza dei rispondenti, la Normativa UE non sostenga in modo sufficiente la diffusione dello stoccaggio di energia e, soprattutto, non offra incentivi adeguati alla diffusione dello stoccaggio.



**Figura 14.** Risposte al questionario sulla normativa UE in tema di stoccaggio di energia della Corte dei Conti Europea a portatori di interessi. Fonte: elaborazione The European House - Ambrosetti su sondaggio della Corte dei conti europea, 2023.

<sup>17</sup> Fonte: Corte dei Conti Europea, “Il sostegno dell’UE per lo stoccaggio di energia”, 2019.

## 2.2 L'ATTUALE QUADRO REGOLATORIO PER GLI INVESTIMENTI NEI SISTEMI DI ACCUMULO IN ITALIA: CARATTERISTICHE E LIMITI

42. Per quanto riguarda l'Italia, le disposizioni contenute nella Direttiva (UE) 2019/944 e nel Regolamento (UE) 943/2019 sono state recepite con il **Decreto Legislativo dell'8 novembre 2021 (n. 210)**<sup>18</sup>. Tale Decreto, coerentemente con le disposizioni contenute all'articolo 54 della Direttiva (UE) 2019/944, mira a introdurre un meccanismo di incentivazione per lo sviluppo della capacità di accumulo, anche e soprattutto tramite ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente) e Terna. Obiettivo del Decreto, coerentemente con la normativa europea, è quello di massimizzare l'utilizzo dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e di favorirne l'integrazione nei mercati dell'energia elettrica e dei servizi ancillari.
43. Per quanto concerne l'attività di stoccaggio, il Decreto Legislativo 8 novembre 2021 (n. 210) introduce importanti novità grazie all'**art. 18**. In primo luogo, per quanto concerne la **definizione del fabbisogno di capacità di accumulo**, il Decreto chiarisce che **Terna** (Gestore della rete di trasmissione nazionale), in coordinamento con i Gestori delle reti di distribuzione, **sottopone** all'approvazione del Ministro della transizione ecologica (sentita l'ARERA e fornendone informazione alle regioni e province autonome), una **proposta di progressione temporale del fabbisogno di capacità di stoccaggio**, articolato per le zone rilevanti della rete di trasmissione<sup>19</sup>. La proposta distingue il fabbisogno, oltre che su base geografica, anche sotto il profilo del tipo di accumulo, in relazione al tipo di funzione a cui si riferisce il fabbisogno.
44. Al comma 6 dell'art. 18 del Decreto, con riferimento allo sviluppo della capacità di stoccaggio, è definito un **sistema di approvvigionamento** a lungo termine basato su **aste concorrenziali**, trasparenti, non discriminatorie, svolte da Terna e orientate a minimizzare gli oneri per i clienti finali. I **principi** su cui si basano le **aste concorrenziali** sono i seguenti:
- l'approvvigionamento riguarda capacità di stoccaggio di **nuova realizzazione**, secondo aste periodiche e contingenti di capacità;
  - l'approvvigionamento è effettuato secondo criteri di **neutralità tecnologica** nel rispetto dei requisiti tecnici definiti da Gestore della rete di trasmissione

---

<sup>18</sup> Il Decreto Legislativo dell'8 novembre 2021 (n. 210) ha anche recepito le disposizioni contenute nel Regolamento (UE) 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica; tuttavia, dato che nel regolamento sopra riportato non vi sono riferimenti normativi allo stoccaggio di energia, nel presente capitolo ci si focalizzerà solo sulla parte del Decreto Legislativo dell'8 novembre 2021 (n. 210) che recepisce la Direttiva (UE) 2019/944 e il Regolamento (UE) 943/2019, che contengono (come esposto nel capitolo 1) riferimenti normativi essenziali per lo stoccaggio di energia.

<sup>19</sup> Tenendo conto dei fabbisogni già individuati del PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima), della presumibile concentrazione geografica delle richieste di connessione alla rete elettrica di impianti di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili.

nazionale, in funzione degli obiettivi di cui al comma 1 del presente articolo e dei vincoli di sicurezza;

- in esito alle aste, è riconosciuta ai titolari della capacità di stoccaggio aggiudicata una **remunerazione annua** per tutto l'orizzonte temporale di lungo termine previsto dalle aste stesse, a fronte dell'obbligo di rendere disponibile tale capacità a soggetti terzi per la partecipazione ai mercati dell'energia elettrica e dei servizi connessi;
  - l'aggiudicazione in esito alle aste è subordinata al rilascio di apposita **garanzia** prestata dai **soggetti aggiudicatari**.
45. Viene chiarito che nel caso in cui, a seguito dello svolgimento delle aste, non sia aggiudicato in tutto o in parte il fabbisogno di capacità necessaria, Terna sottoporrà all'approvazione del Ministro della transizione ecologica un piano di realizzazione diretta dei sistemi di accumulo mancanti, che deve avere il parere favorevole dell'ARERA.
46. Viene spiegato, inoltre, che la capacità di stoccaggio è allocata attraverso una piattaforma centralizzata, organizzata e gestita dal GME (Gestore dei mercati energetici), secondo criteri di mercato trasparenti e non discriminatori. Per quanto concerne i proventi dell'allocazione, questi ultimi sono utilizzati per la riduzione dei corrispettivi per la copertura dei costi di approvvigionamento della capacità di stoccaggio.
47. Per quanto riguarda il **ruolo di ARERA**, il **Decreto Legislativo dell'8 novembre 2021 (n. 210)** chiarisce che entro nove mesi dall'entrata in vigore del decreto stesso (quindi entro l'8 agosto 2022), individuerà:
- i **criteri di aggiudicazione** della capacità di stoccaggio di energia elettrica<sup>20</sup>;
  - le **modalità di copertura dei costi di approvvigionamento** della capacità di stoccaggio;
  - le **condizioni** e le **modalità** per lo **sviluppo del sistema** della capacità di stoccaggio da parte di Terna, nel caso in cui i soggetti terzi non abbiano manifestato interesse a sviluppare in tutto o in parte la capacità di stoccaggio necessaria<sup>21</sup>;
  - le **condizioni** in base alle quali la capacità di stoccaggio aggiudicata è resa disponibile al mercato attraverso la piattaforma, nonché i criteri e le condizioni per l'organizzazione e il funzionamento della piattaforma medesima;
  - le **modalità di utilizzo** della capacità di stoccaggio da parte degli operatori di mercato;

---

<sup>20</sup> Tenendo conto dei costi di investimento, dei costi operativi, delle diverse tecnologie, nonché di una equa remunerazione del capitale investito.

<sup>21</sup> Fermo restando che Terna non può gestire la capacità realizzata.

- le **modalità per il monitoraggio** degli effetti del sistema di approvvigionamento sul sistema e sui mercati.
48. In merito a questo ruolo di ARERA, va specificato che il **2 Agosto 2022 ARERA** ha pubblicato il Documento di Consultazione “*Criteri e condizioni per il sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico*”. Il documento recepisce l’articolo 18 del d.lgs. 210/2021, con cui il Legislatore intende assicurare al sistema elettrico italiano una **quantità adeguata di capacità di stoccaggio elettrico funzionale al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione**.
49. ARERA ha, quindi, definito criteri e condizioni sulla base dei quali Terna sarà tenuta a elaborare e presentare al Ministro, per la relativa approvazione, una proposta di Disciplina del sistema di approvvigionamento a lungo termine della capacità di stoccaggio. In particolare, i **criteri** e le **condizioni** definite da **ARERA** riguardano:
- **l’approvvigionamento a termine della capacità di stoccaggio di energia elettrica;**
  - **l’utilizzo della capacità di stoccaggio** nei mercati dell’energia;
  - lo **sviluppo** da parte di **Terna** della **capacità di stoccaggio elettrico**.
50. Per quanto concerne i criteri e le condizioni per **l’approvvigionamento a termine** della **capacità di stoccaggio di energia elettrica**, sono individuati nei seguenti ambiti d’intervento:
- Contratto standard di approvvigionamento della capacità di stoccaggio;
  - Garanzie e penali;
  - Procedure competitive;
  - Obblighi di trasparenza in capo a Terna;
  - Relazione del meccanismo con il mercato della capacità.
51. In riferimento al Contratto *standard* di approvvigionamento della capacità di stoccaggio viene chiarito che **Terna**, ai sensi del comma 1 dell’articolo 18 del d.lgs. 210/2021, sarà chiamata a formulare una **proposta di progressione temporale del fabbisogno di capacità di stoccaggio** (su base geografica e sotto il profilo del tipo di prestazione necessaria per il sistema).
52. ARERA chiarisce che per la **definizione dei parametri** rilevanti **Terna** predisporrà uno **studio** che passerà in rassegna le tecnologie di stoccaggio elettrico (incluse quelle in fase di sviluppo) indicando, oltre alle caratteristiche prestazionali di ciascuna di esse, anche i dati relativi alla vita utile, alle tempistiche di realizzazione, alla ciclicità, al livello e alla struttura dei costi di investimento e di esercizio (ivi inclusi eventuali costi di decommissioning), e i potenziali di sviluppo nel tempo delle medesime nel sistema elettrico italiano, effettuando opportune analisi di sensitività rispetto ai principali rischi connessi alla specifica tecnologia. Tale Studio sarà aggiornato da Terna **a cadenza regolare** (ad esempio, annualmente od ogni due anni).

53. Viene inoltre specificato che, in anticipo rispetto alle procedure concorsuali, **Terna** definirà uno o più **schemi di contratto standard**, ciascuno con distinte caratteristiche, rispondenti alle diverse esigenze di fabbisogno e alle differenti tipologie di risorse di stoccaggio disponibili. I citati schemi di contratto standard si potranno differenziare tra loro in relazione a uno o più dei seguenti parametri:
- l'orizzonte di pianificazione, ovvero il lasso di tempo che intercorre tra la procedura concorsuale e l'inizio del periodo di consegna;
  - il periodo di consegna;
  - la durata dello stoccaggio;
  - la ciclicità dello stoccaggio;
  - il luogo di consegna, corrispondente allo specifico nodo in cui è localizzata ciascuna unità di stoccaggio;
  - altri requisiti tecnici minimi richiesti da Terna per esigenze di sicurezza.
54. Per quanto riguarda i criteri e le condizioni per l'**utilizzo** della **capacità di stoccaggio** nei mercati dell'energia, ARERA ha fornito suggerimenti nei seguenti ambiti:
- costruzione dei prodotti di *time shifting*;
  - vendita dei prodotti di *time shifting*.
55. Più nel dettaglio, i **prodotti di time shifting** avranno ad oggetto unità virtuali che rifletteranno le caratteristiche della capacità fisica di stoccaggio approvvigionata a termine da Terna e consentiranno a chi li acquista, a fronte del pagamento di un premio fisso, di ricevere un compenso proporzionale ai differenziali di prezzo sui mercati dell'energia tra i periodi cui i medesimi prodotti si riferiscono. Terna definirà uno o più prodotti standard di *time shifting*, differenziati a seconda della tipologia e della localizzazione delle risorse di stoccaggio approvvigionate a termine e del periodo contrattuale (ovvero del periodo in cui possono essere esercitati). Inoltre, va precisato che i prodotti di *time shifting* sono **prodotti fisici** che, per il tramite di unità virtuali, permettono al detentore di tali prodotti di effettuare offerte sui mercati dell'energia (o registrare transazioni sulla PCE).
56. Nel documento vengono inoltre fornite considerazioni da parte di ARERA in riferimento al **corrispettivo a copertura dei costi derivanti dall'approvvigionamento a termine della capacità di stoccaggio elettrico**. Infine, vengono individuate modalità per il monitoraggio degli effetti del sistema di approvvigionamento della capacità di stoccaggio.
57. In riferimento ai limiti dell'attuale normativa sui sistemi di pompaggio va detto che, secondo il **Piano di Sviluppo per il 2021 di Terna**<sup>22</sup>, gli **attuali strumenti di mercato e l'attuale quadro normativo** regolatorio **non garantiscono la sostenibilità economica degli interventi**. Secondo il Piano di Sviluppo 2021

---

<sup>22</sup> Fonte: Terna, "Piano di sviluppo", 2021.



elaborato da Terna, per permettere gli investimenti in nuova capacità di accumulo idroelettrica, è necessaria l'introduzione di meccanismi di contrattualizzazione a lungo termine che consentano la bancabilità dei progetti.

58. Si legge nel Piano, inoltre, che l'intensità di capitale e la vita utile degli accumuli idroelettrici non rendono possibile lo sviluppo di nuove iniziative facendo leva sui segnali di prezzo del mercato *spot* (sempre più influenzato dalle FER) o sul *capacity market* (caratterizzato da durata contrattuale e parametri economici non adeguati a questi sistemi). Una volta realizzati secondo schemi contrattuali a lungo termine, è poi necessario, secondo Terna, garantire una ottimizzazione dell'utilizzo di questi impianti, massimizzando i benefici per il sistema elettrico, ed evitando situazioni di ridotto utilizzo come avviene per gli impianti di pompaggio esistenti.
59. In sintesi, il decreto legislativo di attuazione della Direttiva Mercato introduce un **meccanismo di incentivazione per lo sviluppo della capacità di accumulo** (in linea con l'art 54 della direttiva (UE) 2019/944), ma lascia la definizione di dettaglio ad ARERA e Terna. Nel capitolo successivo vengono pertanto identificati due possibili modelli di regolazione specifici dei pompaggi in Italia, delineando le caratteristiche e i punti di forza di ognuno e identificando la soluzione a maggior convenienza per tutti gli *stakeholder* coinvolti.
60. Infatti, dal modello sviluppato sulle indicazioni contenute nel documento di ARERA, emerge l'**assenza di incentivi** (dato lo schema di remunerazione) **nella gestione efficiente dell'attività di stoccaggio** da parte dell'operatore; allo stesso modo, questo modello risulta meno abile nell'integrare nell'attività dell'operatore i segnali provenienti dal mercato *spot*. Nel prossimo capitolo verrà, quindi, analizzato con maggior dettaglio questo modello e, in parallelo, ne verrà sviluppato un altro che incorpora alcuni elementi di mercato.

## CAPITOLO 3

### IL RUOLO STRATEGICO DEI POMPAGGI IDROELETTRICI NEL PROCESSO DI TRANSIZIONE ENERGETICA IN ITALIA

61. La prima parte del terzo Capitolo di questo Studio si propone, in *primis*, l'obiettivo di delineare lo **stato dell'arte** in Italia dei pompaggi idroelettrici e, in secondo luogo, di realizzare una valutazione d'impatto di **due possibili alternative per la regolazione dei pompaggi idroelettrici in Italia** per identificare il modello più efficiente tale da sostenere gli investimenti. Nella seconda parte di questo Capitolo, invece, vengono esaminati i **tratti distintivi e strategici** dei pompaggi idroelettrici.

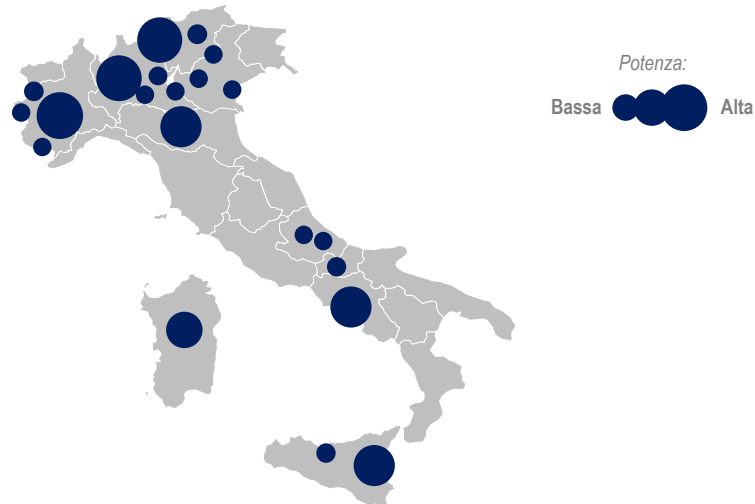
#### 3.1 LO STATO DELL'ARTE DEI POMPAGGI IDROELETTRICI IN ITALIA

62. All'interno del quadro delineato sui sistemi di accumulo, un ruolo strategico è giocato dai pompaggi idroelettrici. L'idroelettrico rappresenta, infatti, una fonte chiave, in grado di offrire maggiore flessibilità e sicurezza al sistema energetico rispetto alle fonti fossili, facilitando anche l'integrazione delle FER.
63. Adeguandosi al livello sia minimo che massimo di domanda sulla rete e permettendo l'accumulo di energia, garantisce la stabilizzazione della rete elettrica, soprattutto alla luce del costante e rilevante aumento di produzione energetica da fonti rinnovabili intermittenti. Secondo i dati dell'International Energy Agency (IEA)<sup>23</sup>, a livello globale, gli impianti idroelettrici assicurano il 29% della flessibilità oraria di energia, seguite dalle centrali a carbone (28%) e dalle centrali a gas (27%).
64. La strategicità dei pompaggi idroelettrici è riconosciuta anche a livello italiano, con la **capacità installata dei pompaggi idroelettrici che è prevista crescere di 3 GW da qui al 2030** (tutti nel Centro-Sud e nelle Isole), passando dagli attuali 7,6 GW a 10,6 GW. Un ulteriore potenziamento della capacità installata viene dalla strategia italiana di lungo periodo, che prevede **nuovi impianti di pompaggio aggiuntivi rispetto agli attuali 7 GW**, con **ulteriori 10 GW** (comprensivi degli sviluppi già previsti nel PNIEC al 2030). Questi impianti aggiuntivi di accumulo consentiranno, tra le altre cose, di:
- assorbire l'eccesso di generazione solare nelle ore centrali della giornata;
  - coprire il fabbisogno nelle ore di picco serali;
  - ridurre la congestione della rete;
  - aiutare la regolazione della frequenza e tensione.
65. Andando, invece, ad analizzare la situazione ad oggi, in Italia risultano presenti **22 impianti di pompaggio**, con una **potenza massima di assorbimento pari a**

---

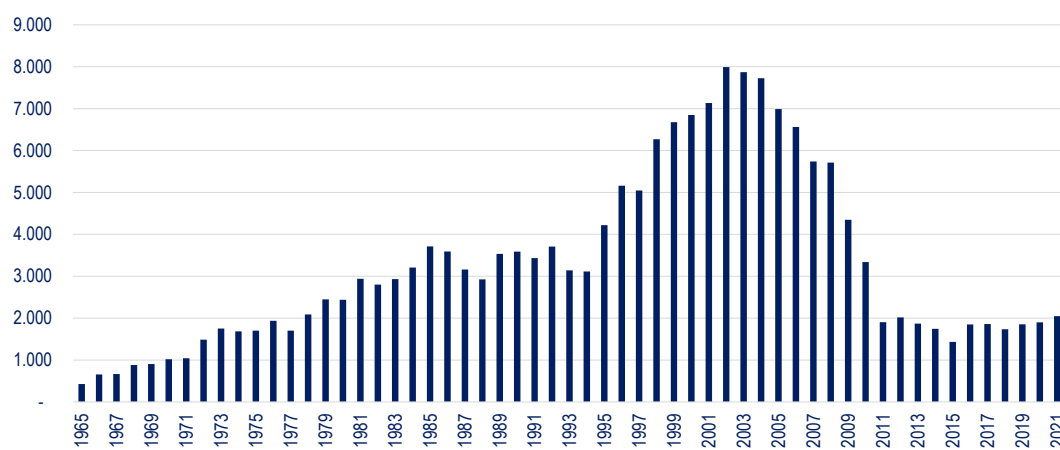
<sup>23</sup> Fonte: International Energy Agency (IEA), "Hydropower Special Market Report", 2021.

**circa 6,5 GW** e una **potenza massima di produzione pari a circa 7,6 GW**. Complessivamente, la capacità di stoccaggio risulta pari a 53 GWh. A livello geografico, 14 su **22 impianti di pompaggio sono localizzati al Nord** (66,7% del totale). Inoltre, l'84% della capacità di stoccaggio è concentrata nei 6 maggiori pompaggi idroelettrici, di cui 4 al Nord e 2 nel Mezzogiorno.



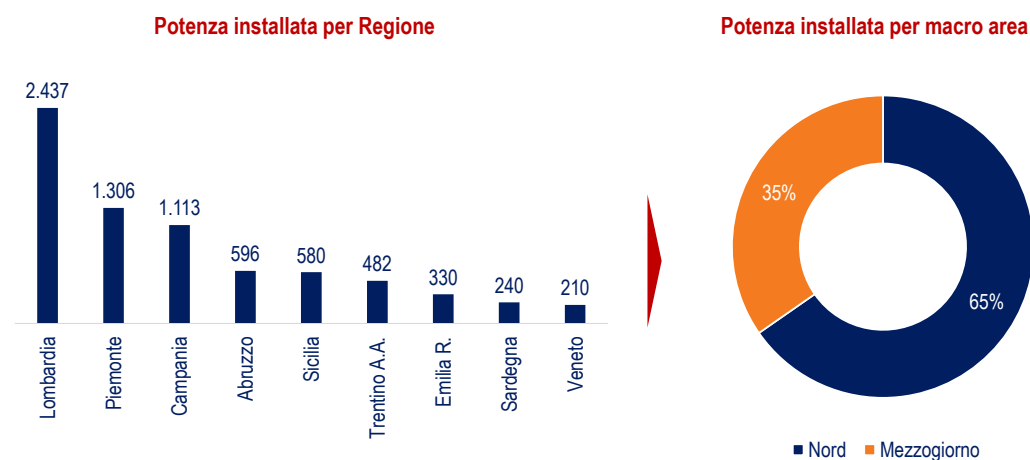
**Figura 15.** Distribuzione territoriale degli impianti di pompaggio idroelettrico (illustrativo). *Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati Terna, 2023.*

66. I pompaggi idroelettrici, tuttavia, ad oggi risultano ancora poco sfruttati. Nonostante l'Italia sia il Paese europeo che mostra la maggiore potenza e la maggiore capacità in termini di pompaggi idroelettrici, con una **potenza di quasi 8 GW e circa 8 TWh annui accumulabili**, negli ultimi anni la rilevanza dei pompaggi idroelettrici si è progressivamente ridotta. Dopo il picco del 2002 - quando la capacità di pompaggio venne utilizzata per 1.000 ore l'anno, traducendosi in 8 TWh – oggi vi sono solo **1-2 TWh annui**. In particolare, dal 2000 ad oggi, nonostante un leggero aumento della potenza installata per quanto riguarda gli impianti di pompaggio (+5% vs 2000), si è registrata una **riduzione di oltre 4 volte** loro produzione.



**Figura 16.** Produzione lorda di energia idroelettrica da apporti di pompaggio in Italia (GWh), 1965-2021. *Fonte: elaborazione The European House - Ambrosetti su dati Terna, 2023.* N.B.: la produzione lorda di energia idroelettrica da apporti di pompaggio è stata ricavata partendo dai dati di energia destinata a impianti di pompaggio, ai quali è stato applicato un fattore di sconto – in linea con i riferimenti visti in letteratura – del 25%. La differenza fra l'energia impiegata (input) e l'energia ricavata (output) è, infatti, oggi pari ad una perdita del 25%.

67. Le motivazioni alla base di questo andamento sono dovute principalmente a due fattori. Da un lato, la **dislocazione prevalentemente nel Nord Italia dei pompaggi idroelettrici** e – al contempo – la presenza degli impianti da fonte rinnovabili prevalentemente al Sud ne limita l'utilizzo per la risoluzione delle criticità della rete scaturite dalle fonti rinnovabili non programmabili.



**Figura 17.** Potenza installata da impianti di pompaggio idroelettrico per Regione (MW) e potenza installata da impianti di pompaggi idroelettrico per macro-area (valori %), 2021. *Fonte: elaborazione The European House - Ambrosetti su dati Terna, 2023.*

68. Dall'altro lato, l'utilizzo limitato dei pompaggi può essere ricondotto anche al **minore spread peak/off-peak** che non consente il rientro degli investimenti realizzati. Più in dettaglio, affinché il differenziale di prezzo consenta almeno di compensare le perdite connesse ai rendimenti di impianto, **il prezzo di vendita deve essere superiore almeno del 40% rispetto al prezzo di acquisto dell'energia.** Negli ultimi anni, però, la sempre maggiore penetrazione delle fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico ha portato ad una riduzione del

differenziale medio di prezzo nel Mercato del Giorno Prima (MGP) tra ore di picco e fuori picco, portando di fatto ad una diminuzione dell'utilizzo dei pompaggi e al tempo stesso disincentivando la realizzazione di nuovi: se nel 2010 il differenziale era pari a 42 Euro/MWh, nel 2020 è risultato uguale a 23 Euro/MWh.

69. La dinamica di sottoutilizzo sopra riportata risulta essere in controtendenza rispetto a quanto registrato in altri Paesi europei come Spagna, Germania e Francia. **La Spagna, ad esempio, sta investendo per accrescere la propria posizione di leadership nei pompaggi idroelettrici.**

**La costruzione di un nuovo pompaggio idroelettrico sarà in grado di aumentare la produzione da FER del 37% sull'isola di Gran Canaria**

L'operatore di rete spagnolo Red Electrica de Espana (REE) ha lanciato a febbraio 2022 la costruzione del **complesso idroelettrico di pompaggio Salto de Chira** sull'isola di Gran Canaria, in Spagna. Il progetto aggiungerà **3,5 GWh di stoccaggio** al territorio nell'Oceano Atlantico e migliorerà la sua capacità di integrare più energie rinnovabili.

Il progetto prevede la costruzione di una centrale idroelettrica da 200 MW tra due bacini esistenti, le dighe di Chira e Soria, situate all'interno dell'isola, un impianto di desalinizzazione dell'acqua di mare, infrastrutture di connessione e altre strutture.

REE sta investendo **più di 400 milioni di Euro** e stima che il nuovo impianto consentirà al sistema energetico delle Isole Canarie di **risparmiare 122 milioni di Euro all'anno**, riducendo la sua dipendenza dai combustibili fossili importati.

Una volta che il complesso sarà operativo, **l'isola di Gran Canaria sarà in grado di aumentare la produzione di energia da fonti rinnovabili del 37% entro il 2026.**

N.B.: il progetto è stato sviluppato dal TSO per via del regime di deroga dalle norme di *unbundling* di cui godono i piccoli sistemi isolati come le Isole Canarie

Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su fonti varie, 2023.

### **3.2 DUE POSSIBILI ALTERNATIVE PER LA REGOLAZIONE DEI POMPAGGI IDROELETTRICI IN ITALIA**

70. Dopo aver evidenziato il ruolo dirimente e cruciale che i pompaggi possono avere nell'attuale contesto italiano, l'obiettivo di questo paragrafo è quello di fornire una **valutazione d'impatto di due possibili alternative** regolatorie per la gestione dei sistemi di pompaggio. I due modelli che verranno presentati per la regolazione dei pompaggi idroelettrici in Italia sono il modello "in parte a mercato" e il modello "Declinazione DCO 393 ARERA".
71. Per ciascun modello verranno approfonditi **punti di forza e limiti**. Il fine ultimo del presente capitolo è identificare, dopo la presentazione di ogni singolo modello, la "**best option**" per la **regolazione dei pompaggi idroelettrici in Italia**. Va, inoltre, specificato che vi sono dei **tratti comuni applicabili a tutte le 2 opzioni sopra menzionate**.
72. In particolare, il comune denominatore dei 2 diversi modelli riguarda la regolamentazione per quanto concerne la realizzazione dell'impianto. Ciò che poi differenzierà i modelli l'uno dall'altro riguarderà la regolamentazione in merito alla

**gestione dell'impianto.** Più nel dettaglio, vi sono due caratteristiche in merito che accomunano tutti i modelli presi in considerazione.

73. In primo luogo, per entrambi Terna indicherà nel dettaglio i fabbisogni per zona, mentre l'operatore sarà chiamato a definire la localizzazione degli impianti. In secondo luogo, è presente un **premio fisso garantito** su un **orizzonte temporale non inferiore a 30 anni**.
74. Per quanto riguarda, invece, le caratteristiche peculiari dei modelli oggetto di studio, ciò che differenzia maggiormente un modello dall'altro sono le modalità di gestione dell'impianto di pompaggio e le premialità a mercato, che cambiano per ogni modello valutato.

#### *Modello "Declinazione DCO 393 ARERA"*

75. Il **primo modello** è denominato "**modello declinazione DCO 393 ARERA**", in quanto cerca di recepire tutti gli *input* forniti sia dal Decreto Legislativo dell'8 novembre 2021 (n. 210) che dal DCO 393 ARERA, adottata recependo l'articolo 18 dello stesso decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210/2021 (d. lgs. 210/2021).
76. Per far fronte alle criticità presenti nell'attuale quadro regolatorio nella gestione dei pompaggi idroelettrici, ARERA ha presentato un DCO che definisce, soprattutto, le modalità di copertura dei costi di approvvigionamento della capacità di stoccaggio, le modalità di utilizzo della capacità di stoccaggio da parte degli operatori di mercato e le modalità per il monitoraggio degli effetti del sistema di approvvigionamento sul sistema e sui mercati.
77. Più nel dettaglio, sulla base dei criteri e le condizioni definite da ARERA nel DCO 393 ARERA (che riguardano nello specifico: approvvigionamento a termine della capacità di stoccaggio di energia elettrica, utilizzo della capacità di stoccaggio nei mercati dell'energia e sviluppo da parte di Terna della capacità di stoccaggio elettrico) è stato sviluppato un modello che possa tenere conto dei vari elementi specificati all'interno del DCO di ARERA.
78. Nel dettaglio, ciò che caratterizza il modello è la parte che fa riferimento alla **gestione dell'impianto**, che è caratterizzata da **minori libertà** per l'operatore rispetto al modello "in parte a mercato". Il modello declinazione DCO 393 ARERA prevede che, per la gestione dell'impianto, vi sia un **obbligo di offerta sui mercati** e, allo stesso tempo, una **remunerazione garantita** con eventuale restituzione (reintegro) di un differenziale positivo (negativo) rispetto agli effettivi ricavi sui mercati.
79. Dal punto di vista cronologico, il modello Declinazione DCO 393 ARERA assume che vi sia una **procedura pubblica** per la **contrattualizzazione** della **capacità di pompaggio**, in cui viene garantito un premio fisso e, allo stesso modo, prevede che il pompaggio metta a disposizione degli operatori di mercato prodotti di time shift per il tramite di Terna (che si traducono in vincoli imposti in MGP) e che segua determinati obblighi di offerta su MSD a prezzo predefinito.

80. Di conseguenza, **l'operatore** dell'attività di pompaggio dovrà, infine, **restituire** al sistema l'eventuale differenza positiva tra i ricavi da mercati e il premio in asta; oppure, ricevere un **reintegro** in caso di differenziale negativo.
81. Il principale **beneficio** del modello Declinazione DCO 393 ARERA riguarda la **certezza da parte dell'investitore nel ricevere una remunerazione**. Per converso, il modello "Declinazione DCO 393 ARERA" presenta significativi punti di debolezza. È, infatti, evidente come **non vi sia alcun incentivo** (dato lo schema di remunerazione per l'attività svolta) **a gestire in modo efficiente l'attività di stoccaggio** da parte dell'operatore. Allo stesso modo, tra i due modelli presentati, quest'ultimo appare quello meno in linea con il quadro regolatorio europeo (per via di meccanismi di competizione minori) e, in parallelo, quello in cui **il premio fisso impatta maggiormente sul consumatore finale**. Infine, anche per l'ultimo aspetto (rispetto dei segnali del mercato *spot*), tale modello risulta essere il meno efficiente nel recepire e integrare nella sua attività tali segnali.

#### *Modello "in parte a mercato"*

82. Il secondo modello che viene di seguito presentato mira a **superare** alcune delle **criticità** che possono emergere dall'applicazione del modello "**Declinazione DCO 393 ARERA**".
83. Più nel dettaglio, con il **modello "in parte a mercato"** gli **obiettivi principali** riguardano la **minimizzazione dell'impatto derivante dal premio fisso sul consumatore finale** e l'ottenimento di una modulazione nel valore dell'incentivo basato sullo sviluppo del mercato. Inoltre, con il modello "in parte a mercato", si punta a garantire alla normativa una maggiore coerenza con la cornice regolatoria europea e, soprattutto, si promuove un modello che incentivi la gestione efficiente da parte dell'operatore del sistema di pompaggio anche tramite il rispetto dei segnali provenienti dal mercato *spot*.
84. Entrando nel merito, il modello "in parte a mercato" nella **gestione dell'impianto** ha delle differenze significative fra il MGP e il MSD. Per quanto concerne il MGP, il **modello "in parte a mercato"** prevede che il pompaggio metta a disposizione degli operatori di mercato **prodotti di time shift di natura finanziaria**. Nello specifico, il *Transmission System Operator* (TSO) raccoglie le richieste di esecuzione dei contratti di *time shift* dagli operatori di mercato e li traduce in un programma teorico per l'operatore di pompaggio.
85. È previsto, inoltre, che entro **specifici vincoli fisici di giacenza e di produzione** minima e massima definiti dal TSO, l'operatore di pompaggio definisce autonomamente la propria programmazione. Sempre nel MGP, infine, l'operatore di pompaggio regola con il TSO il controvalore economico del programma che sarebbe derivato dalla relativa esecuzione.
86. Per quanto concerne il MSD, il "**modello in parte a mercato**" prevede che l'operatore di pompaggio offra **prestazioni a salire (a scendere)** nel rispetto di valori di prezzi massimi (minimi) definiti dal TSO simili a quelli già previsti per il *Capacity market (strike price)*. Ragion per cui, dal punto di vista cronologico, il

modello in parte a mercato appare più complesso del modello precedente, componendosi di diversi momenti nella gestione dell'impianto.

87. Il **primo momento** di questo modello riguarda, infatti, l'**asta** (condotta al ribasso) per la contrattualizzazione di energia RES. In sostanza, diversamente dal modello precedente, l'operatore dell'impianto di pompaggio mette a disposizione degli operatori di mercato prodotti di *time shift* (in un mercato ad-hoc), tali programmi rappresenteranno solo un obbligo di natura finanziaria (il cui controvalore sarà regolato con Terna) ma l'operatore di pompaggio deciderà autonomamente il programma in MGP e le offerte in MSD (all'interno di determinati limiti di prezzo).
88. Per quanto concerne i **benefici del modello in parte a mercato**, tale modello è - fra i 2 - quello che **riesce a recepire maggiormente i segnali del mercato spot** e, allo stesso modo, riesce comunque a garantire una gestione efficiente dell'attività di pompaggio da parte dell'operatore.

#### *Metodologia e risultati della simulazione empirica*

89. In questo paragrafo saranno evidenziati, in primo luogo, gli *step* metodologici seguiti per arrivare alla stima dell'esborso annuo a copertura del premio fisso in entrambi i modelli (modello "Declinazione DCO 393 ARERA" e modello "in parte a mercato"). In secondo luogo, si evidenzieranno le **differenze tra i due modelli** in termini di **esborso annuo e benefici sistematici**.
90. Il modello quantitativo ha avuto **4 principali step metodologici**:
- analisi di casi studio rilevanti per l'ottenimento di informazioni utili;
  - predisposizione del modello quantitativo, attraverso l'utilizzo del *Discounted Cash Flow*;
  - valutazioni economiche, energetiche e finanziarie dei pompaggi idroelettrici analizzati;
  - stima dei benefici economici del modello prescelto.
91. Con riferimento al **caso studio**, sono stati considerati i dati relativi ad un **impianto di pompaggio** (con potenza utile delle pompe di 150 MW e una potenza utile delle turbine di 125 MW). Si è ipotizzata l'entrata in funzione dell'impianto tra il 2029 e il 2030, stimando quindi 6-7 anni per la realizzazione. L'orizzonte temporale di riferimento per l'impianto è di **30 anni** dall'entrata in funzione.
92. L'impianto ha in totale 1.600 ore di funzionamento all'anno; i principali **dati considerati** sono gli OPEX (4 mln €/anno), i costi di costruzione (350 mln di Euro), il *terminal value* al termine dei 30 anni dall'entrata in funzione (280 mln di Euro), l'energia massima assorbita (240 GWh/anno) e fornita (200 GWh/anno).
93. Infine, l'impianto presenta **costi per manutenzione straordinaria** pari a 8 mln di Euro dopo i primi 10 anni e ulteriori costi di manutenzione straordinaria di 8 mln di Euro dopo i primi 20 anni.
94. Le altre **assunzioni** del modello riguardano:



- imposte (IRES e IRAP): si è assunto, coerentemente con i dati dell’Agenzia delle Entrate, un’aliquota pari al 4,2% per l’IRAP e uguale al 24% per l’IRES;
- leva finanziaria: nulla (i.e., si è assunto che l’operatore utilizzi completamente mezzi propri);
- WACC: pari al 9%;
- tasso di inflazione: è stato adottato un vettore inflazionistico per il periodo 2021-2057;
- tasso di attualizzazione: La formula considerata per il tasso di attualizzazione considerata (per ogni  $t$ ) è la seguente:

$$Attualizzazione_t = \frac{1}{(1 + inflazione)^t * (1 + interesse)^t}$$

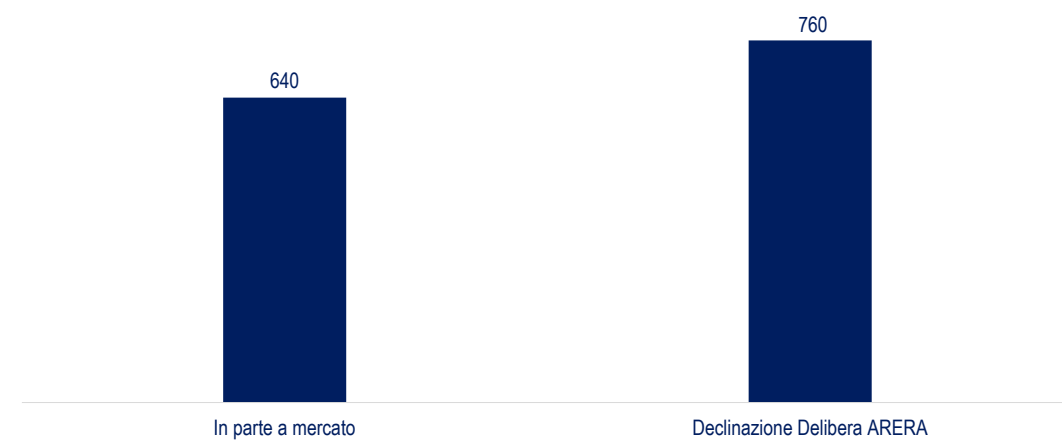
95. I **flussi di cassa** (definiti come differenza fra ricavi operativi e la somma di costi operativi e imposte), secondo il modello di *Discounted Cash Flow*, vengono attualizzati al tempo  $t$  attraverso il prodotto con il fattore di attualizzazione sopra evidenziato.
96. I **ricavi operativi** comprendono i ricavi riferiti al MGP e i ricavi concernenti il MSD. I **costi operativi** comprendono: costi di costruzione, OPEX, costi di manutenzione straordinaria e il controvalore economico del “programma teorico MGP” (che l’operatore dell’accumulo è tenuto a restituire a Terna).
97. Per quanto concerne il **modello “in parte a mercato”**, nel **mercato MGP** l’operatore riceve un margine derivante dalla differenza tra prezzo di acquisto e prezzo di vendita (differenziale PUN *peak* e PUN *off-peak*). Per quanto riguarda il **Mercato MSD**, in riferimento al modello “in parte a mercato”, è stato utilizzato un margine rappresentativo per l’impianto di pompaggio a riferimento<sup>24</sup>.
98. In secondo luogo, per il **modello “declinazione DCO 393 ARERA”** la remunerazione prevista è fissa e calcolata su base annuale; allo stesso modo, tale remunerazione è unica per tutto il periodo considerato e viene definita nell’ambito dell’asta<sup>25</sup>. In questo contesto, non sono previsti margini positivi dall’attività su MSD e, allo stesso modo, anche su MGP non è previsto alcun margine.
99. Il **premio annuo fisso** è stato poi calcolato utilizzando un approccio *trial and error*, in modo da ottenere un *net income* tale da garantire un **tasso interno di rendimento dell’8%**. Il premio annuo fisso è stato assunto già tassato ed è stato

---

<sup>24</sup> Per il modello “in parte a mercato” il margine sul mercato MSD è stato calcolato a partire dai dati interni forniti da Edison.

<sup>25</sup> Per il modello “declinazione DCO 393 ARERA”, la remunerazione fissa annuale è stata calcolata con elaborazioni a partire dalle indicazioni contenute nelle delibere 363/2019/R/EEL e 70/2021/R/EEL di ARERA.

scalato a livello nazionale ipotizzando una potenza aggiuntiva, da qui al 2030, relativi agli impianti di pompaggio idroelettrico pari a **+4,5 GW**<sup>26</sup>.



**Figura 18.** Esborso annuo a copertura del premio fisso per l'operatore (milioni di Euro all'anno). Fonte: elaborazione The European House - Ambrosetti su fonti varie, 2023.

100. Come si evince dalla Figura 18, con le assunzioni sopra citate, si deduce che il modello **“in parte a mercato”** prevede un **esborso annuo** a copertura del premio annuo fisso per l'operatore pari a **640 milioni di Euro**, mentre il premio fisso derivante dal modello **“declinazione DCO 393 ARERA”** è pari a **760 milioni di Euro**. Infine, guardando all'intero orizzonte temporale sui 30 anni di esercizio dei due pompaggi idroelettrici nei due modelli considerati, emerge come il modello in parte a mercato comporti un esborso monetario pari a quasi 19 miliardi di Euro, rispetto ad un esborso monetario pari a quasi 23 miliardi di Euro nel caso del modello **“Declinazione DCO 393 ARERA”**. In altre parole, il modello in parte a mercato è in grado di garantire un risparmio economico per i consumatori pari a 3,6 miliardi di Euro.

101. Fra i due modelli emerge quindi come il **modello “in parte a mercato”** riesca - con un costo per il consumatore finale inferiore rispetto al modello **“Declinazione DCO 393 ARERA”** - a incentivare **una gestione più efficiente da parte dell'operatore del sistema di pompaggio** rispetto al modello **“Declinazione DCO 393 ARERA”**, sia tramite il **rispetto dei segnali provenienti dal mercato spot** che mediante una **modulazione nel valore degli incentivi** (grazie ai meccanismi di mercato presenti in questo modello). Va inoltre menzionato come un meccanismo che possa garantire maggiore efficienza e sostenibilità al sistema è rappresentato anche dal numero di **operatori che partecipano alle aste**; in questo contesto, la funzione di **Terna** può essere dirimente, garantendo misure volte ad ampliare la platea dei partecipanti alle aste e ricoprendo, di fatto, un **ruolo di ultima istanza**.

<sup>26</sup> È stata ipotizzata una ripartizione equa (tra batterie *utility-scale* e pompaggi idroelettrici) della potenza aggiuntiva per gli impianti *utility-scale* riportata nello Scenario 2022 elaborato da Terna e Snam, pari a +8,9 GW nello scenario Fit for 55 al 2030.

### 3.3 IL RUOLO STRATEGICO DEI POMPAGGI IDROELETTRICI E I BENEFICI ATTIVABILI DA UNA LORO PIENA VALORIZZAZIONE

102. In questa sezione, l'obiettivo dello Studio è di andare ad analizzare i **tratti distintivi e strategici** dei pompaggi idroelettrici, con particolare riferimento alla **competitività industriale** della tecnologia, alla **sicurezza di approvvigionamento** e ai **servizi di flessibilità** garantiti. Infine, sono stati quantificati i **benefici energetici, ambientali e sociali** e le **ricadute economiche** derivanti dalla realizzazione di nuovi pompaggi idroelettrici in Italia.

#### *La competitività industriale e l'italianità della tecnologia idroelettrica*

103. Un aspetto da considerare con riferimento ai benefici che il settore idroelettrico può portare al sistema-Paese è la rilevanza della sua **filiera industriale** per il sistema manifatturiero italiano. Tali considerazioni, infatti, sono tanto rilevanti quanto più si considera il rischio di “minare” l'assetto industriale e la competitività di una filiera industriale e manifatturiera chiave e strategica per l'Italia.

104. Per quantificare i possibili danni derivanti dal mantenimento dello *status quo* rispetto a modifiche della normativa attualmente vigente, The European House - Ambrosetti ha ricostruito la **filiera dell'idroelettrico**, in cui ricadono appieno i pompaggi, in Italia e negli altri Paesi europei. L'attività di ricostruzione della filiera dell'idroelettrico è stata effettuata a partire dal **database ProdCom**, la base dati più estesa a livello europeo nell'ambito delle statistiche sulla produzione manifatturiera delle imprese sui territori nazionali. In particolare, ProdCom raccoglie **4.498 tecnologie** relative ai 24 settori manifatturieri per tutti i Paesi dell'Unione Europea.

105. Così facendo, è stato possibile censire **tutti i settori attivati**, direttamente o indirettamente, dall'idroelettrico. Questa attività ha permesso di qualificare la rilevanza del settore per il sistema-Paese, facendo emergere la molteplicità di attività collegate, in particolar modo nel mondo della manifattura.

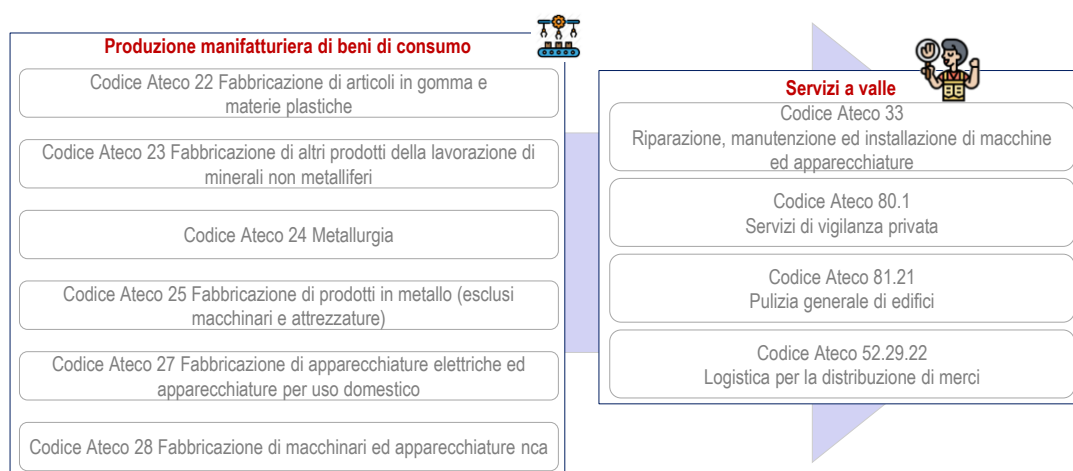
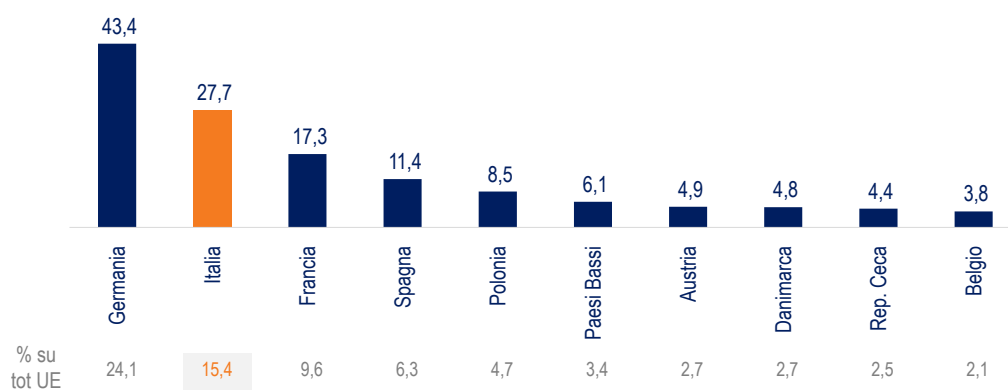


Figura 19. I settori attivati dalla filiera dell'idroelettrico. Fonte: The European House – Ambrosetti, A2A, Edison, Enel, “Le concessioni idroelettriche in Italia: incertezze e opportunità per il rilancio del Paese”, 2022.

106. Il **valore totale della produzione** manifatturiera italiana nel 2020 è stato di **697,8 miliardi di Euro** (il **14%** del totale europeo), inferiore in UE solo alla Germania (1.124,9 miliardi di Euro) e seguito da Francia (471,0 miliardi di Euro) e Spagna (341,7 miliardi di Euro). Ai fini dell'analisi, osservando in dettaglio l'universo disponibile dei codici NACE<sup>27</sup>, sono state considerate **150 tecnologie** afferenti alla filiera idroelettrica (es. impianti, apparecchiature, pompe idrauliche, turbine, alternatori, ecc.). Con riferimento alle tecnologie selezionate, l'Italia riporta un valore di produzione di **27,7 miliardi di Euro** – seconda in UE solo alla Germania (43,4 miliardi di Euro) – corrispondente al **15,4%** del totale europeo e solo di poco inferiore alla somma di Francia (17,3 miliardi di Euro) e Spagna (11,4 miliardi di Euro). È interessante notare come la quota di produzione nazionale di queste tecnologie sia superiore al peso dell'Italia sul totale della manifattura europea (14%), sottolineando un elevato valore strategico di tale filiera per l'economia nazionale.



**Figura 20.** Primi 10 Paesi in Unione Europea per valore della filiera idroelettrica (valori in miliardi di Euro e in percentuale sul totale), 2020. Fonte: *The European House – Ambrosetti, A2A, Edison, Enel, “Le concessioni idroelettriche in Italia: incertezze e opportunità per il rilancio del Paese”, 2022.*

107. Analizzando, invece, il posizionamento dell'Italia rispetto alle **single tecnologie**, il Paese si classifica – in valore assoluto – nelle prime 3 posizioni nel **79,3%** di esse (119 su 150). In particolare, spicca il ruolo italiano all'interno del contesto europeo con riferimento a **tecnologie fondamentali per l'idroelettrico**, come:

- tubi in acciaio saldati e/o senza saldatura, in cui l'Italia si classifica al **1° posto** con un valore di 7,2 miliardi di Euro (30,1% del totale);
- turbine e ruote idrauliche, in cui l'Italia si classifica al **2° posto** con un valore di 121 milioni di Euro (il 31% del totale europeo), dietro solo alla Germania (211 milioni di Euro).

108. Inoltre, la filiera dell'idroelettrico risulta rilevante anche per l'**export italiano**. Le tecnologie considerate valgono **15,4 miliardi di Euro di export**, il **4,5%** del totale manifatturiero italiano. Considerando invece l'**export** a livello europeo relativo alla

<sup>27</sup> *Nomenclature statistique des activités économiques dans la Communauté européenne*, corrispondenti agli italiani codici ATECO – Attività Economiche.

filiera dell'idroelettrica, l'*export* italiano vale il **14,1%** del totale UE e, nonostante rimanga inferiore alla Germania, è rilevante considerare che è pari a più del doppio dell'*export* della Francia, terza in Europa subito dopo l'Italia.

109. L'Italia si posiziona tra i top-3 *best performer* per quota di *export* sul totale europeo per 89 tecnologie su 150, ovvero il **59,3%** delle tecnologie selezionate. Come nel caso del valore della produzione, inoltre, l'Italia si dimostra particolarmente virtuosa per quanto riguarda l'*export* di turbine e ruote idrauliche (2° posto con 15,2 milioni di Euro, il 14% del totale europeo).
110. Infine, è importante sottolineare come l'Italia sia il **1° Paese in UE per saldo commerciale** (differenza tra *export* e *import*) **della filiera dell'idroelettrico**, pari a 8 miliardi di Euro (superiore ai 7,3 miliardi di Euro della Germania), evidenziando il fatto che la filiera di approvvigionamento delle tecnologie per l'idroelettrico è prevalentemente italiana e poco dipendente dall'estero.
111. Da questi dati emerge, quindi, quanto la filiera industriale dell'idroelettrico sia un **asset fondamentale** per la competitività industriale e tecnologica dell'Italia, a differenza di quanto emerge per il settore delle batterie di accumulo in cui l'Italia sta attualmente cercando di rafforzare il proprio posizionamento. Ragion per cui, visti i differenti apporti dei due settori, andrebbe opportunamente considerata l'ipotesi di implementare **aste con fabbisogni distinti** tra batterie e pompaggi idroelettrici, riconoscendo a quest'ultimo settore il contributo di eccellenza emerso dalle analisi sopra riportate.

#### **Focus: il valore del settore delle batterie di accumulo**

Analizzando il contributo del **settore delle batterie di accumulo**, tramite una stima del contributo del macro-settore della fabbricazione di generatori e trasformatori elettrici (codice Ateco 27), emerge come l'Italia si posizioni dietro Germania, Francia, Polonia ed Estonia per il valore generato da questo macro-settore.

In questo contesto, è utile menzionare che la **prima Gigafactory italiana** (a opera di Stellantis nello stabilimento di Termoli) **entrerà in attività nel 2023**, ma la produzione arriverà a regime soltanto nel corso del 2030.

Questo dato, combinato con i precedenti elementi presentati riguardo la filiera dell'idroelettrico, dovrebbe incentivare il Legislatore nel riconoscere **il contributo e l'importanza del settore idroelettrico nell'attuale contesto energetico italiano ed europeo**.

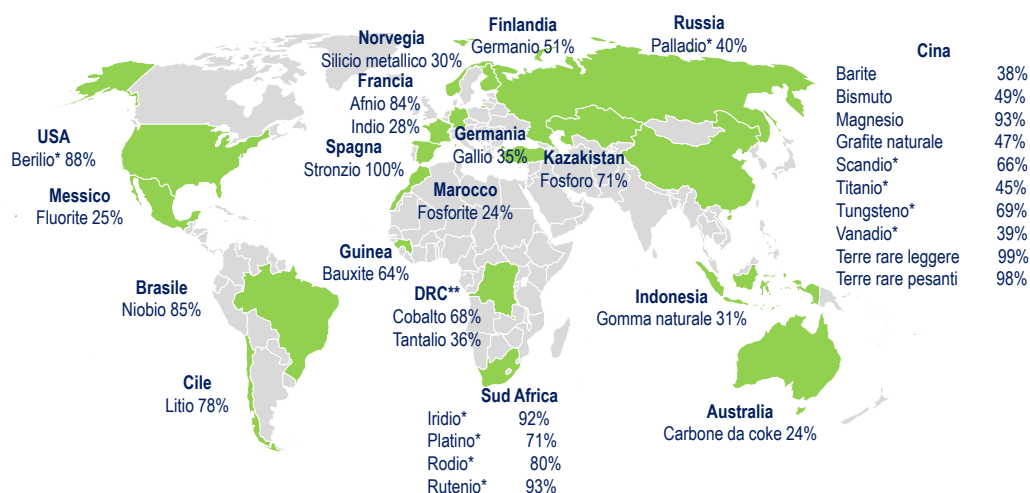
Fonte: elaborazione The European House - Ambrosetti, 2023.

#### *La sicurezza di approvvigionamento e la bassa dipendenza da materie prime critiche della tecnologia idroelettrica*

112. Un sistema energetico alimentato da tecnologie "*green*" è profondamente diverso da uno alimentato da risorse tradizionali a base di idrocarburi. Ad esempio, sebbene gli impianti solari fotovoltaici e i parchi eolici non necessitino di combustibili per il loro funzionamento, in genere **richiedono più materiali** per la loro costruzione rispetto alle controparti basate sui combustibili fossili. Dal 2010 la quantità media di minerali necessari per una nuova unità di capacità di produzione di energia è aumentata del 50%, man mano che le energie rinnovabili aumentavano la loro quota di capacità totale.

113. L'accelerazione del processo di transizione energetica ha comportato – tra le altre cose – un **aumento significativo della domanda di alcune materie prime critiche** (tra cui anche le terre rare)<sup>28</sup>. **La Cina è oggi il principale fornitore di materie prime critiche**, facendo leva sullo sfruttamento dei giacimenti interni e sul posizionamento globale delle proprie compagnie minerarie. La Cina è, infatti, il **principale fornitore mondiale** per il **66%** delle materie prime critiche, quasi 4 volte le quote detenute da Sud Africa (9%), Repubblica Democratica del Congo (5%) e Stati Uniti d'America (3%), che insieme arrivano al 17%. Inoltre, un terzo di tutti i nuovi giacimenti di terre rare è localizzato nel sottosuolo cinese, consentendo a Pechino di posizionarsi **ai vertici della catena di distribuzione di terre rare e materie prime critiche**.

114. Anche in UE, in cui esiste una limitata produzione interna, la Cina costituisce oggi il principale fornitore di materie prime critiche con il **44% del totale**. Il quadro di concentrazione della produzione è ancora più marcato per quanto riguarda le terre rare, in cui la Cina garantisce il 98% delle forniture. La dipendenza europea da Paesi terzi non è però circoscritta alla sola Cina. La Turchia fornisce il 98% del borato, il Sudafrica il 71% del platino e una percentuale ancora più alta per i materiali del gruppo del platino: iridio, rodio, rutenio. Il litio è fornito per il 78% del totale dal Cile, mentre la fornitura di alcune materie prime critiche come l'afnio e lo stronzio dipendono in larga parte, rispettivamente, da singoli Paesi europei quali rispettivamente la Francia (84%) e la Spagna (100%).



**Figura 21.** Principali Paesi per l'approvvigionamento di materie prime critiche in UE, 2020. (\*) Quota sul totale della produzione globale. (\*\*) Repubblica Democratica del Congo. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati Commissione Europea, 2023.

115. A questo proposito, un ulteriore elemento di forza della tecnologia idroelettrica proviene esattamente dalla **sicurezza di approvvigionamento**. La tecnologia idroelettrica, infatti, trae le sue fonti a livello locale e territoriale. In questo modo, è in grado di garantire la sicurezza di approvvigionamento energetico, **riducendo la**

<sup>28</sup> Una materia prima è considerata critica quando presenta, allo stesso tempo, un rischio di rifornimento superiore a 1,0 (su un indice da 0 a 6) e una importanza economica superiore a 2,8 (su un indice da 0 a 9).

**dipendenza dai fornitori esteri** e rafforzando la competitività del settore energetico comunitario e nazionale.

116. Infatti, lo sviluppo della filiera idroelettrica, al contrario di quanto accade per altre tecnologie come il solare, l'eolico e in particolar modo i sistemi di accumulo e i veicoli elettrici, **non costringe il Paese alla dipendenza dall'estero per l'acquisizione di materie prime o componenti** la cui produzione o commercializzazione è concentrata in pochi Paesi.

Materia prima/ Tecnologia	Rame	Cobalto	Nichel	Litio	Terre rare	Platino	Cromo	Zinco	Alluminio
Solare (fotovoltaico)	Alta	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Alta
Eolico	Alta	Bassa	Media	Bassa	Alta	Bassa	Media	Alta	Media
<b>Idroelettrico</b>	Media	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Media	Media	Media
Bioenergie	Alta	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Media	Media
Geotermoelettrico	Bassa	Bassa	Alta	Bassa	Bassa	Bassa	Alta	Bassa	Bassa
Idrogeno	Bassa	Bassa	Alta	Bassa	Media	Alta	Bassa	Bassa	Media
Batterie e veicoli elettrici	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	Bassa	Bassa	Bassa	Alta
Reti elettriche	Alta	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa	Alta
Nucleare	Media	Bassa	Media	Bassa	Bassa	Bassa	Media	Bassa	Bassa

Legenda: Dipendenza della tecnologia dal minerale ■ Alta ■ Media ■ Bassa

**Figura 22.** Principali materie prime critiche e minerali necessari alle principali tecnologie per la transizione energetica. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati International Environment Agency, 2023.

117. Di contro, come emerge dalla Figura 22, i sistemi di accumulo - quali le batterie – fanno ricorso ad un **largo quantitativo di materie prime critiche**, soprattutto cobalto e litio. È chiaro quindi come anche la stessa competitività economica delle batterie possa essere influenzata fortemente dai **prezzi delle materie prime critiche** per cui dipende maggiormente.
118. Se da un lato, infatti, il costo medio delle batterie agli ioni di litio è diminuito drasticamente negli ultimi dieci anni, raggiungendo i 137 Dollari/kWh nel 2020, è altresì vero che **le materie prime rappresentano oggi la maggior parte dei costi totali delle batterie** (50-70%), rispetto al 40-50% di cinque anni fa. I materiali per catodi (25-30%) e anodi (8-12%) rappresentano le quote maggiori.
119. Data l'importanza dei costi dei materiali nel costo totale delle batterie, l'aumento dei prezzi delle materie prime critiche e dei minerali potrebbe avere un effetto significativo sul raggiungimento degli obiettivi di costo. Ad esempio, secondo l'IEA, **un raddoppio dei prezzi del litio o del nichel comporterebbe un aumento del 6% dei costi delle batterie**. Se questi eventi si verificassero nello stesso momento, l'aumento dei costi “consumerebbe” gli effetti di apprendimento previsti associati al raddoppio della capacità.



*I servizi di flessibilità dei pompaggi idroelettrici per un Paese sicuro, resiliente e sostenibile*

120. I pompaggi idroelettrici sono in grado di rendere il sistema energetico più sicuro, resiliente e sostenibile, coerentemente con quanto riportato dalla **strategia energetica europea** che si fonda su 5 pilastri<sup>29</sup>:

- diversificare le fonti energetiche, garantendo la sicurezza energetica attraverso la solidarietà e la cooperazione tra i Paesi membri;
- garantire il funzionamento di un mercato interno dell'energia pienamente integrato, che consenta il libero flusso dell'energia all'interno dell'UE mediante infrastrutture adeguate e senza ostacoli tecnici o normativi;
- migliorare l'efficienza energetica e ridurre la dipendenza dalle importazioni di energia, ridurre le emissioni e stimolare l'occupazione e la crescita;
- decarbonizzare l'economia e passare a un'economia a basse emissioni di carbonio, in linea con l'Accordo di Parigi;
- promuovere la ricerca riguardo alle tecnologie energetiche pulite e a basse emissioni di carbonio e dare priorità alla ricerca e all'innovazione per guidare la transizione energetica e migliorare la competitività.

121. Con riferimento al primo e al terzo pilastro, i pompaggi idroelettrici sono fondamentali a garantire **sicurezza e resilienza** del sistema elettrico europeo. Infatti, sono grado di offrire **flessibilità** al sistema energetico, adeguandosi al livello sia minimo che massimo di domanda sulla rete, permettendo l'accumulo di energia e garantendo la **stabilizzazione della rete elettrica**, soprattutto alla luce del costante e rilevante aumento di produzione energetica da fonti rinnovabili intermittenti.

122. Entrando nel merito degli impianti di pompaggio idroelettrico, è possibile sintetizzare i principali vantaggi e benefici come segue:

- possono offrire **servizi di tipo Energy Intensive** (avendo elevate capacità di accumulo rispetto alla taglia in potenza degli impianti). Così facendo, assistono il gestore del sistema di trasmissione nella gestione dei periodi di **overgeneration** e consentono una **traslazione temporale tra produzione e consumo (load shifting)**. Nel dettaglio, gli impianti di pompaggio idroelettrico permettono di assorbire l'energia elettrica in eccesso rispetto alla domanda nelle ore a maggiore generazione rinnovabile<sup>30</sup> e rilasciarla nei momenti caratterizzati da un carico residuo<sup>31</sup> particolarmente elevato;

---

<sup>29</sup> Fonte: Parlamento Europeo e Commissione Europea, 2021.

<sup>30</sup> Le ore centrali della giornata.

<sup>31</sup> Il carico residuo è dato dalla differenza tra domanda e rinnovabili non programmabili.



- possono offrire **servizi di tipo *Power Intensive***. Infatti, sono in grado di smussare picchi di potenza immessa dalle rinnovabili o fornire un contributo a fronte di minore produzione per bilanciare il sistema elettrico;
- rappresentano risorse ad **elevata flessibilità e velocità di risposta**. I pompaggi idroelettrici, infatti, consentono – da un lato - di offrire potenza regolante alla rete, in termini di regolazione di frequenza e tensione, incrementando l’inerzia del sistema e – dall’altro lato – di fornire un contributo essenziale per l’adeguatezza del sistema;
- sono **elementi chiave in ottica dei sistemi di difesa**, supportando la riaccensione del sistema nel processo di *black start*.

123. Gli impianti di pompaggio, inoltre, risultano la migliore risorsa di rete in grado di garantire i servizi di regolazione (insieme al termoelettrico), mostrandosi una **tecnologia adatta a fornire servizi di regolazione di frequenza (riserva primaria, secondaria e terziaria) oltre ad essere in grado di risolvere le congestioni**.

Risorse di rete:

Servizi di frequenza	Termoelettrico	FR-NP	Consumo	Idro/Pompaggi	Batterie
<i>Fast reserve*</i>					
Primaria					
Secondaria					
Terziaria					
Risoluzione congestioni					
Bilanciamento					
Interrompibilità					

Legenda: Non adatto a fornire il servizio In grado di fornire il servizio con dei limiti Adatto a fornire il servizio

**Figura 23.** Rappresentazione della capacità delle differenti risorse di rete di fornire servizi di regolazione di frequenza. (\*) è un servizio bidirezionale (salita e discesa) che, attraverso gli impianti di accumulo coinvolti, fornisce una regolazione ultra-rapida di frequenza, in maniera continua ed automatica. *Fonte: elaborazione The European House - Ambrosetti su dati Terna, 2023.*

124. Allo stesso modo, gli impianti di pompaggio si dimostrano essere una tecnologia adatta anche a fornire servizi di regolazione della tensione, sia per il servizio di regolazione primaria di tensione che per il servizio di regolazione secondaria di tensione. In sintesi, gli impianti di pompaggio permettono di modulare l'erogazione della potenza elettrica durante l'arco della giornata e di immettere in rete grandi quantità di energia in tempi rapidi.

125. Inoltre, **gli impianti di pompaggio rappresentano – ad oggi – una tecnologia più matura e consolidata rispetto allo *storage* elettrochimico**, soprattutto per stoccare significativi quantitativi di energia. I pompaggi sono anche

in grado di assorbire per **periodi di tempo più lunghi**, riducendo i picchi e il livello di *stress* della rete elettrica, oltre ad avere una vita utile significativamente maggiore (60 anni i pompaggi idroelettrici vs 10 anni le batterie).

126. Gli impianti di pompaggio rappresentano quindi una **risorsa strategica per il sistema elettrico nazionale**, alla luce della loro capacità di fornire servizi di frequenza e di tensione e, di conseguenza, di poter contribuire significativamente in termini di adeguatezza, qualità e sicurezza. Inoltre, assumeranno un'importanza crescente considerando la forte penetrazione delle fonti rinnovabili intermittenti nei prossimi anni.
127. Infine, tra i vantaggi derivanti dai pompaggi idroelettrici è bene ricordare come una maggiore capacità di stoccaggio sia nelle possibilità di avere una **maggiore produzione da fonti rinnovabili, limitando così sempre di più l'esposizione della tariffa elettrica alla volatilità dei prezzi delle commodity**. Ad oggi, tuttavia, le fonti di energia rinnovabili ricoprono ancora un ruolo minoritario sul mercato: nel 2021 sono state risorsa marginale sul mercato del giorno prima (MGP) per circa il 5% delle ore.

**Focus: in Svizzera è presente il più grande impianto di storage idroelettrico d'Europa, in grado di garantire flessibilità al Paese**

Dal 1° luglio 2022 è in funzione **il più grande impianto di storage idroelettrico d'Europa**: una potenza di **0,9 GW** e una capacità di stoccaggio di **20 GWh**.

La costruzione della stazione di pompaggio più grande d'Europa (situata a Nant de Drance, quasi al confine con la Francia) ha avuto inizio nel 2008 ed è stata completata quest'anno ad inizio, con una spesa di circa **2 mld di euro**.

Il progetto è consistito prima di tutto nell'innalzamento di 20 metri della diga, costruita nel 1955, che forma il bacino idroelettrico del Vieux Emosson, a 2.225 metri di altitudine, così che raddoppiasse la sua capacità a 25 milioni di metri cubi di acqua.

Secondariamente è stata realizzata una caverna artificiale nella montagna fra il bacino superiore e quello inferiore, costituito dal lago artificiale da 227 milioni di metri cubi di acqua di Emosson, a 1.900 metri di quota, per ospitare **6 pompe-turbine da 150 MW l'una**, che possono movimentare 360 mc d'acqua al secondo, circa tre volte la portata media del Po a Torino.

La centrale è stata realizzata per far fronte alla discontinuità di produzione derivante da fonti di energia rinnovabili intermittenti (eolico e fotovoltaico), permettendo alla Svizzera di **immagazzinare grandi scorte di energia e di mantenere la rete elettrica stabile sia per i cittadini che per le imprese**.

Fonte: elaborazione The European House - Ambrosetti, 2023.

*I benefici energetici, ambientali e sociali abilitati dagli pompaggi idroelettrici*

128. Gli impianti di pompaggio idroelettrico, oltre ad avere implicazioni positive in termini di competitività industriale e sicurezza di approvvigionamento, sono in grado di attivare anche significativi **benefici energetici**.
129. La crescente penetrazione delle fonti di energia rinnovabili non programmabili ha modificato – e continuerà a modificare nei prossimi anni - **la curva di carico residuo**, ovvero il fabbisogno di energia da soddisfare con impianti tradizionali al netto delle rinnovabili non programmabili. Non solo. Il maggior ricorso alle fonti

rinnovabili comporterà un aumento della rampa serale di carico e periodi di **overgeneration**<sup>32</sup>. In questo quadro, i **sistemi di accumulo giocano, e giocheranno, un ruolo fondamentale (in combinazione con la flessibilità degli impianti a gas) per rendere più efficiente e veloce la transizione energetica**, oltre a ridurre il *curtailment* di energia elettrica a basse emissioni.

130. Non realizzando nuovi impianti di pompaggio idroelettrico, non sarebbe possibile raggiungere l'obiettivo fissato dal Piano per la Transizione Ecologica (che ambisce al 72%) e di conseguenza, il contributo delle FER nella generazione elettrica **si ridurrebbe**.
131. In questo contesto, **il ruolo dei sistemi di accumulo riveste ancora più importanza**. Il progressivo incremento della capacità installata di generazione rinnovabile, soprattutto per quanto riguarda quella non programmabile, registrato negli ultimi anni e destinato a crescere ulteriormente in prospettiva e avrà impatti significativi sulle attività di gestione della rete rendendo più complessa la gestione **in termini di bilanciamento – istante per istante – tra domanda e produzione di energia elettrica**.
132. Allo stesso tempo, la **progressiva chiusura degli impianti termoelettrici di generazione** comporterà per il sistema elettrico la perdita di fonti di energia programmabili e in grado di fornire un carico costante e/o di far fronte alle variazioni del carico lungo tutto l'arco della giornata.
133. Infine, è bene evidenziare come la realizzazione di nuovi pompaggi idroelettrici consentirebbe di **valorizzare le esternalità positive sul territorio e sulle comunità circostanti**, create dallo stretto rapporto tra queste e le società di gestione. Un impianto di pompaggio idroelettrico, infatti, un **impatto positivo sull'ambiente circostante**, ad esempio, regolando la portata d'acqua dell'invaso, attuando una laminazione delle piene in caso di eventi meteo che determinano piogge intense ed alluvioni, garantendo una riserva d'acqua per uso potabile e/o irriguo, dando stimolo all'economia e al turismo locale.
134. L'esercizio di un pompaggio idroelettrico implica molteplici aspetti su cui fare attenzione riguardanti la **tutela dell'assetto idrogeologico** delle aree interessate, come: controllo dei flussi di piena sui corsi d'acqua a regime torrentizio, maggiore presidio territoriale anche attraverso opere di manutenzione e sistemi di monitoraggio, gestione dell'*habitat*, pulizia delle acque e gestione dei sedimenti, distribuzione della risorsa idrica in modo razionale nel tempo in caso di scarsità, prevenzione degli incendi.
135. L'idroelettrico ha, quindi, anche una **valenza strategica nel rapporto con le comunità locali e i territori**, che li rende imprescindibili per la generazione di esternalità positive diffuse.

---

<sup>32</sup> Con *overgeneration* si indica uno scenario di rete in cui la produzione supera la domanda e non è possibile esportare tale eccesso di generazione verso le aree limitrofe (per insufficiente capacità di trasporto o perché le aree limitrofe si trovano in condizioni analoghe) ed è quindi necessario ricorrere ad azioni che garantiscono la sicurezza e l'efficienza dell'esercizio.

## *Le ricadute economiche attivabili dalla realizzazione di nuovi pompaggi idroelettrici*

136. Come visto nei precedenti paragrafi, gli impianti di pompaggio idroelettrico – e più in generale i sistemi di accumulo – sono in grado di garantire **molteplici benefici al sistema-Paese**, sia di natura energetica che di natura ambientale e sociale. Queste esternalità positive, combinate con l’elevata competitività industriale italiana, con la bassa dipendenza da materie prime critiche e con la significativa flessibilità che la tecnologia idroelettrica è in grado di offrire, mettono in luce il **ruolo strategico** già giocato – e che potrà essere ulteriormente potenziato nei prossimi anni – dai pompaggi idroelettrici nel nostro Paese.
137. Tuttavia, i benefici non sono circoscritti “solo” a queste dimensioni. Infatti, se si vuole accelerare nel processo di transizione energetica – favorendo quindi la penetrazione di fonti di energia rinnovabili quali l’eolico e il fotovoltaico – è necessario accompagnare questo dispiegamento con la **realizzazione di nuovi impianti di pompaggio idroelettrico**.
138. Anche stando allo scenario pubblicato da Terna e Snam<sup>33</sup>, **gli impianti di accumulo rivestono un ruolo cruciale per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione**, essendo in grado di accumulare l’energia prodotta nelle ore centrali della giornata e di rilasciarla durante le ore della sera (quando la generazione fotovoltaica decresce e il fabbisogno di elettricità si mantiene elevato).
139. Muovendo da queste considerazioni, The European House – Ambrosetti ha messo a punto un modello per **quantificare gli investimenti necessari** - relativamente alla tecnologia dei pompaggi idroelettrici, che fa parte degli impianti *utility-scale* – tali da permettere il raggiungimento dei *target* energetici nazionali, così come definiti dal Fit for 55.
140. Per fare ciò, partendo dal dato di nuova capacità energetica idroelettrica necessaria nello scenario Fit for 55 di Terna e Snam<sup>34</sup>, pari a **+35 GWh su 8 ore, equivalenti a 4,5 GW di potenza installata**, è stato poi stimato – analizzando la letteratura di riferimento - **l’investimento medio necessario per MW**, per avere una corretta valutazione dei pompaggi idroelettrici. Combinando la capacità energetica aggiuntiva, stimata al paragrafo precedente, con il costo per MW, pari a **2,33 milioni di Euro/MW**<sup>35</sup>, è stato possibile quantificare l’investimento necessario per realizzare la capacità energetica aggiuntiva idroelettrica, che risulta pari a **10,5 miliardi di Euro**.

---

<sup>33</sup> Terna e Snam, “Documento di Descrizione degli Scenari 2022”, 2023.

<sup>34</sup> È stata ipotizzata una ripartizione equa (tra batterie *utility-scale* e pompaggi idroelettrici) per gli impianti *utility-scale* riportata nello Scenario 2022 elaborato da Terna e Snam, pari a +8,9 GW / + 71 GWh nello scenario Fit for 55 al 2030.

<sup>35</sup> Ipotizzando dei costi di investimento pari a 350 milioni di Euro per un impianto da 150 MW e, nell’ipotesi di ciclo completo di assorbimento alla potenza massima per una durata di 8 ore, un quantitativo di energia assorbita pari a 1.200 MWh.

141. Per analizzare l’impatto di questi investimenti aggiuntivi dell’idroelettrico sul sistema-Paese nel complesso, è stato inoltre **stimato il contributo economico** totale generabile, considerando sia la componente diretta che quella **indiretta e indotta**, legate all’attivazione di filiere di approvvigionamento e subfornitura. Alla luce di queste premesse e grazie alle **matrici input-output delle interdipendenze settoriali** fornite da Istat, è stato possibile calcolare **l’effetto moltiplicatore** della catena del valore dell’idroelettrico. Il sistema *input-output*, infatti, analizza statisticamente le interazioni tra i settori industriali e produttivi di una nazione e attraverso uno schema a matrice offre una rappresentazione sintetica delle sue relazioni interne ed esterne.

**Focus: la metodologia di calcolo degli impatti**

Le matrici *input-output* forniscono la **metodologia standard per effettuare delle analisi di impatto**, consentendo di stimare gli effetti generati sul sistema economico da un fattore scatenante (ad esempio, gli investimenti in un determinato settore).

Al fine di quantificare nel miglior modo possibile l’impatto degli investimenti sul territorio nazionale, gli investimenti aggiuntivi calcolati precedentemente, pari a circa 10,5 miliardi di Euro, sono confluiti nella branca di attività economica più affine alla progettualità in essere (tra le 63 branche di attività economiche previste da Istat). Si tratta, nel dettaglio, della categoria: “Energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata”.

Fonte: elaborazione The European House - Ambrosetti, 2023.

142. Grazie a questa metodologia, è stato possibile quantificare **l’impatto totale generato sull’economia** degli investimenti aggiuntivi abilitati dalla realizzazione di nuovi impianti di pompaggio idroelettrico. In particolare, emerge come a fronte di un investimento iniziale pari a **10,5 miliardi di Euro**, la ricchezza totale distribuita sul territorio nazionale risulta essere pari a **31,0 miliardi di Euro**. In generale, quindi, **per ogni Euro di impatto diretto, si genererebbero nell’economia ulteriori 1,96 Euro**.

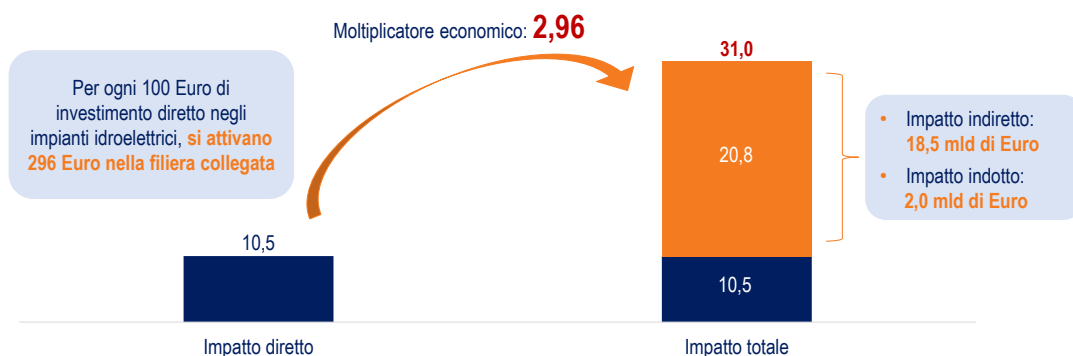


Figura 24. Impatto diretto, indiretto e indotto generato dall’investimento per la realizzazione di nuovi pompaggi idroelettrici (miliardi di Euro). Fonte: elaborazione The European House - Ambrosetti, 2023.

143. Le ricadute economiche sarebbero rilevanti non solo per l’economia privata, ma anche per le **casce dello Stato**. Infatti, nell’ipotesi di realizzazione degli

investimenti addizionali derivanti dalla proroga delle concessioni, il gettito IVA<sup>36</sup> aggiuntivo sarebbe pari a **4,5 miliardi di Euro**.

144. Infine, occorre menzionare anche le **ricadute occupazionali** che si avrebbero a seguito di questi investimenti addizionali abilitati dalla realizzazione di nuovi impianti di pompaggio idroelettrico. Infatti, oltre ai benefici economici in termini di ricchezza distribuita e introiti per le casse dello Stato, si avrebbero dei vantaggi significativi in termini di occupazione sostenuta, trattandosi di un settore ad **elevato impatto occupazionale** ed innovazione tecnologica. Il settore idroelettrico, infatti, conta il maggiore numero di occupati permanenti rispetto ad altre FER, pari a **15.294 unità lavorative per anno (ULA)** nel 2017 (a fronte di 4.598 nel fotovoltaico, 3.605 nell'eolico e 689 nel geotermico)<sup>37</sup>. Inoltre, è previsto un aumento di 1.086 ULA nei prossimi 10 anni a fronte di maggiori investimenti per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030.

---

<sup>36</sup> Il calcolo del gettito IVA è ottenuto applicando le diverse aliquote IVA dei singoli prodotti che sono alla base delle tabelle delle interdipendenze settoriali (*input-output*) fornite da Istat.

<sup>37</sup> Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle infrastrutture e dei Trasporti, "*Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima*", dicembre 2019.

## **BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO**

- ARERA, *Delibera 363/2019/R/EEL*, 2019
- ARERA, *Delibera 70/2021/R/EEL*, 2021
- ARERA, *DCO 393/2022/R/EEL*, 2022
- Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), “*Relazione annuale, Stato dei servizi 2020 – Volume 1*”, aprile 2021
- Clô A., “*L'idroelettrica: un'opportunità per la transizione ecologica del Paese*”, giugno 2021
- Comitato Parlamentare per la Sicurezza della Repubblica (COPASIR), “*Relazione sulla sicurezza energetica nell'attuale fase di transizione ecologica*”, 13 gennaio 2022
- Commissione Europea, “*Clean energy for all Europeans package*”, 2019
- Commissione Europea, *Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020*, 2014
- Compagnia Valdostana delle Acque, “*Valutazioni ambientali – Stati Generali*”, 9 dicembre 2021
- Comune di Massa, “*Studio di fattibilità per la realizzazione di un impianto idroelettrico presso l'acquedotto potabile di 'Massa centro'*”, marzo 2016
- Corte dei Conti Europea, “*Il sostegno dell'UE per lo stoccaggio di energia*”, 2019
- Elettricità Futura e Utilitalia, “*Impatto dell'evoluzione del sistema dei canoni e degli altri oneri afferenti alle grandi derivazioni idroelettriche*”, giugno 2021
- Eurelectric, “*Facts of hydropower in the EU*”, maggio 2018
- European University Institute, “*Regimes for granting the right to use hydropower in Europe*”, 16 novembre 2016
- Gestore Servizi Energetici (GSE), “*Rapporto Statistico 2019 – Fonti Rinnovabili*”, marzo 2021
- Gestore Servizi Energetici (GSE), “*Rapporto Statistico 2018 – Fonti Rinnovabili*”, dicembre 2019
- Gestore Servizi Energetici (GSE), “*Rapporto Statistico 2017 – Fonti Rinnovabili*”, dicembre 2018
- Gestore Servizi Energetici (GSE), “*Rapporto Statistico 2016 – Energia da fonti rinnovabili in Italia*”, gennaio 2018
- Gestore Servizi Energetici (GSE), “*Rapporto Statistico 2015 – Energia da fonti rinnovabili in Italia*”, marzo 2017
- Gestore Servizi Energetici (GSE), “*Rapporto Statistico 2014 – Energia da fonti rinnovabili in Italia*”, dicembre 2015

- Gestore Servizi Energetici (GSE), “*Rapporto Statistico 2013 – Impianti a fonti rinnovabili*”, marzo 2015
- Gestore Servizi Energetici (GSE), “*Rapporto Statistico 2012 – Impianti a fonti rinnovabili*”, 2013
- Gestore Servizi Energetici (GSE), “*Rapporto Statistico 2011 – Impianti a fonti rinnovabili*”, 2012
- Gestore Servizi Energetici (GSE), “*Rapporto Statistico 2010 – Impianti a fonti rinnovabili*”, 2011
- Governo italiano, *Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica Atto del Governo 294*, 2021
- Governo italiano, *Decreto Legislativo 2021/210*, 2021
- Karrett G., McManamay R., and Wang J., “*Global hydropower expansion without building new dams*”, 1 novembre 2021
- International Energy Agency, “*Hydropower Special Market Report*”, giugno 2021
- International Energy Agency, “*The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions*”, maggio 2021
- International Hydropower Association, “*Hydropower Status Report 2020: sector trends and insights*”, 2020
- Legambiente, “*L'idroelettrico – impatti e nuove sfide al tempo dei cambiamenti climatici*”, gennaio 2018
- Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle infrastrutture e dei Trasporti, “*Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima*”, dicembre 2019.
- Ministero della Transizione Ecologica, “*La situazione energetica nazionale nel 2020*”, luglio 2021
- Parlamento e Consiglio Europeo, *Direttiva (UE) 2018/844*, 2018
- Parlamento e Consiglio Europeo, *Direttiva (UE) 2018/2001*, 2018
- Parlamento e Consiglio Europeo, *Direttiva (UE) 2018/2002*, 2018
- Parlamento e Consiglio Europeo, *Direttiva (UE) 2019/944*, 2019
- Parlamento e Consiglio Europeo, *Regolamento (UE) 2018/1999*, 2018
- Parlamento e Consiglio Europeo, *Regolamento (UE) 2019/941*, 2019
- Parlamento e Consiglio Europeo, *Regolamento (UE) 2019/942*, 2019
- Politecnico di Milano, “*Renewable Energy Report: la ripartenza del mercato e le sfide della crescita*”, giugno 2020
- Politecnico di Milano e Assoidroelettrica, “*Analisi costi-benefici di natura economica ed ambientale connessi al settore idroelettrico italiano*”, 2016



- Regione Lombardia (Bollettino Ufficiale), “*Serie ordinaria n.2*”, 11 gennaio 2022
- Regione Lombardia, “*Legge Regionale 8 aprile 2020, n.5*”, aprile 2020
- Regione Piemonte, “*Deliberazione della Giunta Regionale 29 dicembre 2020, n.28-2708*”, 2020
- Senato della Repubblica francese, “*Proposition de Loi tendant à inscrire l’hydroélectricité au coeur de la transition énergétique et de la relance économique*”, 1 settembre 2021
- Società Economica Valtellinese, “*L’industria idroelettrica tra mercato, normativa e territori*”, aprile 2016
- Statista, “*Hydropower Industry Worldwide*”, 2021
- Terna, “*Dati storici, 1983-2015*”, 2015
- Terna, “*Impianti di generazione*”, 2016
- Terna, “*Impianti di generazione*”, 2018
- Terna, *Piano di Sviluppo*, 2021
- Terna e Snam, “*Documento di Descrizione degli Scenari 2022*”, 2022
- The European House – Ambrosetti, A2A, Edison, Enel, “*Le concessioni idroelettriche in Italia: incertezze e opportunità per il rilancio del Paese*”, aprile 2022
- Zanotti M., Cassani C.E., “*Le derivazioni idroelettriche in Lombardia*”, 2005