

Introduzione

Decarbonizzazione...indipendenza energetica...riduzione della “bolletta energetica”...obiettivi sacrosanti, tra i più condivisi, che stanno guidando e guideranno sempre più l’evoluzione del sistema elettrico (e più in generale energetico) sia a livello nazionale che internazionale. Obiettivi la cui rilevanza strategica è stata ulteriormente attestata dalla guerra russo-ucraina, la quale non solo non ha determinato sostanziali «marce indietro» rispetto agli obiettivi di evoluzione del sistema energetico fissati negli anni precedenti, ma viceversa ne ha determinato un rafforzamento.

Guardando al contesto italiano (ma la stessa considerazione vale, ancorché con diverse “scale di grigio”, anche per gli altri Paesi europei), la portata della sfida è enorme: detto in altri termini, siamo piuttosto lontani sia dagli obiettivi di decarbonizzazione fissati al 2030 ed al 2050 che dagli altri obiettivi “complementari”, quali la diffusione delle fonti rinnovabili e l’efficientamento dei consumi energetici. Per di più, avvicinarsi sempre più a questi obiettivi richiederà un radicale cambiamento delle “logiche” attraverso cui il sistema elettrico è stato storicamente esercito.

La “buona notizia” tuttavia risiede nel fatto che abbiamo a disposizione (ed avremo sempre più) gli strumenti necessari per governare questa transizione. Tre di questi sono oggetto d’analisi principale dell’edizione 2022 dell’Electricity Market Report: i sistemi di storage, l’apertura del Mercato dei Servizi di Dispacciamento e le Comunità energetiche. Temi che, come di consueto per questo rapporto – e più in generale per l’ “approccio Energy&Strategy” – sono analizzati da molteplici punti di vista, fra loro complementari: tecnologico, normativo-regolatorio e di mercato.

Rimandando alla lettura del rapporto per una trattazione più puntuale, è utile sin d’ora anticipare che il quadro che emerge è caratterizzato da “luci ed ombre”. “Luci” legate ad esempio all’evoluzione tecnologica delle tecnologie abilitanti, le cui performance tecnico-economiche (ad esempio con riferimento ai sistemi di storage) sono migliorate in maniera significativa negli ultimi anni e si prevede che migliorino ulteriormente negli anni a venire. “Ombre” legate ad esempio alla necessità di provvedere (in alcuni casi) al completamento del quadro normativo-regolatorio che ancora risulta incompleto (ad esempio con riferimento all’autoconsumo collettivo ed alle comunità energetiche, rispetto ai quali gli operatori attendono “con ansia” i necessari provvedimenti attuativi).

L’Electricity Market Report 2022 è il penultimo lavoro presentato da Energy & Strategy nel corso dell’anno 2022, che si chiuderà nel mese di dicembre con la presentazione del *Circular Economy Report*, il quale metterà a fuoco gli investimenti ed i risultati concreti della transizione circolare in Italia. Lo sguardo volge già al 2023, anno che vedrà l’introduzione di diverse “novità” con riferimento al portafoglio di attività di ricerca del Gruppo, seppur mantenendo il consueto approccio all’analisi dei problemi e l’auspicio di fornire agli operatori ed al *policy maker* evidenze utili per raggiungere i più sfidanti obiettivi che il nostro Paese si è dato e coglierne le opportunità di *business* connesse.

Umberto Bertelè
Vittorio Chiesa

Executive Summary

Il sistema elettrico nazionale: stato dell'arte, scenari evolutivi e «strumenti abilitanti»

Nel corso degli ultimi anni il sistema elettrico italiano ha intrapreso un percorso evolutivo che ne sta radicalmente cambiando i connotati, da molteplici punti di vista.

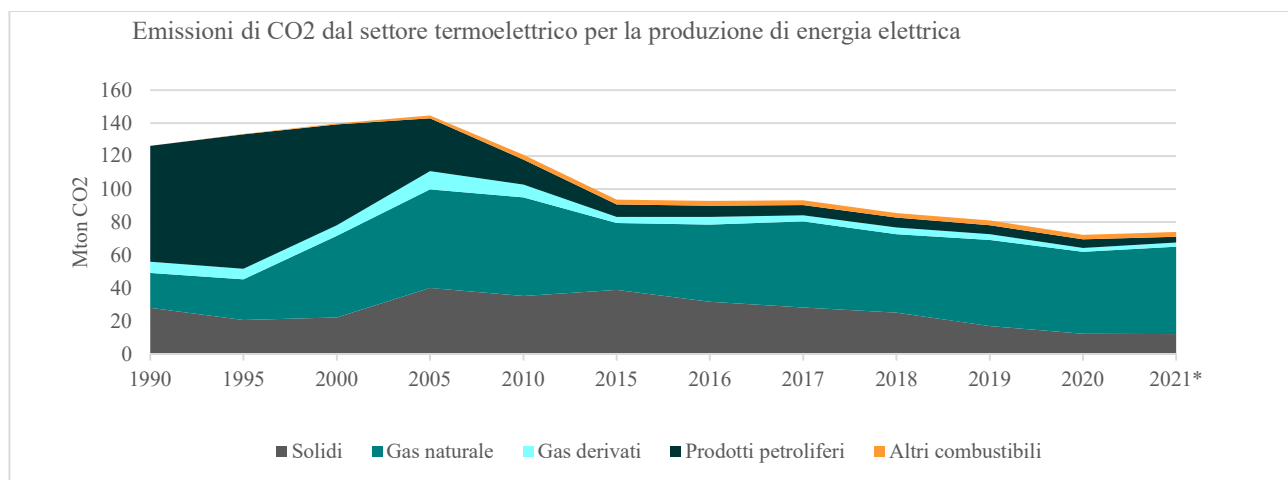
Sul fronte della generazione di energia, è cresciuta significativamente la **capacità installata di impianti a fonte rinnovabile**, che in Italia oggi **supera i 60 GW** grazie soprattutto all'**aumento** avvenuto nell'ultimo decennio delle **fonti rinnovabili non programmabili** all'interno del parco di generazione italiano (**solare ed eolico in primis**). La **potenza installata di eolico e fotovoltaico** è

infatti passata **da meno di 5 GW nel 2008 a più di 33 GW nel 2021**, di cui circa 22,5 GW relativi ad impianti fotovoltaici e 11,3 GW ad impianti eolici.

Contestualmente alla progressiva diffusione delle FER, **la capacità installata da termoelettrico si è gradualmente ridotta: essa oggi è pari a circa 60 GW, rispetto ai 77 GW del 2012** (con una moderata riduzione negli ultimi 5 anni, pari a 2,2 GW). **Il 77% di questa capacità è rappresentata da impianti alimentati a gas naturale** e il 17% da impianti a carbone (di cui è previsto il completo “phase-out” entro il 2025). Le biomasse pesano per circa il 3% così come gli impianti ad olio combustibile, che si stanno notevolmente riducendo.

Queste dinamiche hanno impattato sulla **copertura della domanda di energia elettrica nel nostro Paese**, la quale è **rimasta relativamente costante nell’intorno dei 310-320 TWh/anno nel corso dell’ultimo decennio** (ad eccezione del 2020, per effetto della pandemia). In particolare, la quota parte di domanda elettrica coperta dagli impianti **termoelettrici tradizionali** si è ridotta dal **74% nel 2005 al 51% nel 2021**; contestualmente, le **FER** sono passate dal **14% al 36%** (35% nel 2019, anno non influenzato dagli effetti del Covid), grazie soprattutto alla crescita di eolico e fotovoltaico.

Un’ulteriore importante implicazione fa riferimento alle **emissioni** di anidride carbonica per la produzione di energia elettrica (relative al **settore termoelettrico**), le quali hanno visto **un calo di quasi il 50% tra il 2005 e il 2021**, passando da **144,6 a 74,3 Mton**. Nel 2021, le emissioni hanno fatto registrare un lieve incremento rispetto all’anno precedente, determinato principalmente dall’aumento delle emissioni causate dall’utilizzo di gas naturale. Sul totale di queste emissioni, i **combustibili solidi** (principalmente **carbone**) nel 2021 pesano ancora per **quasi il 17%**.



Nonostante tale riduzione, **il settore della generazione di energia è uno dei principali responsabili delle emissioni di CO₂ a livello nazionale**, con un’incidenza sulle emissioni complessive pari al **22%**.

A partire da questo contesto vanno interpretate le **politiche energetiche recentemente introdotte a livello comunitario e nazionale**. Nell’ultimo anno, infatti, si è assistito ad un progressivo «rilancio» (al rialzo) **degli obiettivi di medio-lungo termine su decarbonizzazione, rinnovabili ed efficienza energetica, ed all’introduzione di nuovi “meccanismi abilitanti”**, il cui combinato disposto dovrà consentire il raggiungimento della **neutralità climatica al 2050**. In particolare, all’interno del pacchetto **Fit for 55** la **Commissione europea ha pubblicato** tra luglio e dicembre 2021 una serie di **revisioni o nuove proposte legislative per ridurre le emissioni GHG (entro il 2030) di almeno**

il 55% rispetto ai valori del 1990. Per raggiungere questo obiettivo, le **20 proposte del Fit for 55** introducono target, norme, fissazione dei prezzi e misure di sostegno in diversi settori strategici. Sebbene ogni proposta del pacchetto Fit for 55 abbia un impatto su più di un settore, all'interno dell'Electricity Market Report 2022 si riporta un'analisi di dettaglio degli atti legislativi relativi al **settore energetico**, con particolare riferimento alle proposte riguardanti i **mercati elettrici**, la tassazione **dei prodotti energetici**, la **tariffazione e l'energia da fonti di rinnovabili**. A titolo di esempio, a luglio 2021 la Commissione europea ha proposto la revisione della Renewable Energy Directive, con l'obiettivo di allineare la quota di rinnovabili sul mix energetico alle politiche energetiche e climatiche dell'Unione Europea, fissando **una quota vincolante di rinnovabili pari al 40% del consumo finale di energia entro il 2030**, e a settembre 2022 il Parlamento europeo ha **pubblicato la propria posizione con emendamento innalzando tale quota al 45% in linea con il RepowerEU**.

In secondo luogo, come già accaduto nel 2020 con la pandemia da Covid-19, la “stretta attualità” ha dato **ulteriore impulso all'iniziativa dei policy maker** (comunitari in primis). Si fa riferimento all'invasione dell'Ucraina da parte della Russia, che ha ulteriormente esacerbato le criticità sui prezzi delle commodity di cui si erano registrate le prime evidenze già prima di questo accadimento (si veda sezione successiva) e, soprattutto, ha riportato in auge il tema della **sicurezza degli approvvigionamenti energetici** per i Paesi europei.

In particolare, in seguito allo scoppio della guerra è stata presentata la bozza di un **piano di investimenti da 210 mld €** con il quale l'Europa si pone l'obiettivo di **rinunciare entro 5 anni all'importazione di fonti fossili dalla Russia e di «tagliare» due terzi dell'import entro la fine del 2022**. All'interno del piano sono presenti **numeroso proposte**, che – aspetto molto interessante da sottolineare – **sono coerenti e non in contrapposizione rispetto agli obiettivi di decarbonizzazione ai quali è stata dedicata grande attenzione a livello comunitario negli ultimi anni** - tra le quali:

- **rafforzare** le misure di efficienza energetica a lungo termine (con un aumento dal 9% al **13% dell'obiettivo vincolante di efficienza energetica** fissato nell'ambito del pacchetto legislativo **Fit for 55**);
- rivedere al rialzo il già citato obiettivo per il 2030 della **direttiva sulle energie rinnovabili**, passando dal 40% al **45%**;
- **raddoppiare il tasso di diffusione** attuale delle **pompe di calore individuali**;
- **snellire** in modo sostanziale le procedure di autorizzazione per la costruzione di **parchi eolici offshore** e istituire **zone di riferimento specifiche per le rinnovabili con procedure di autorizzazione abbreviate e semplificate** in presenza di minori rischi ambientali;
- raggiungere l'obiettivo di produrre internamente **10 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile** e importarne **10 milioni di tonnellate** entro il 2030;
- aumentare la produzione di **biometano sostenibile** fino a **35 miliardi di m³** entro il 2030;
- **risparmiare** ulteriori **35 miliardi di m³ di gas naturale** entro il 2030 (rispetto a quanto già previsto dal Fit-for-55) agendo su efficienza energetica, sostituzione di determinati combustibili, elettrificazione e un maggiore ricorso all'idrogeno rinnovabile, al biogas e al biometano.

All'interno del rapporto sono inoltre approfonditi i recenti provvedimenti normativi introdotti a livello nazionale, tra cui spiccano **il recepimento delle Direttive RED II e IEM**.

	Situazione AS-IS	Obiettivi 2030	Long Term Strategy - Obiettivi 20 Scenario decarbonizzazione
Emissioni GHG	418 MtonCO _{2,eq} (2019)	- 37% - 51%	0 emissioni nette
% rinnovabili sul Consumo Interno Lordo EE	35% (2019)	55%	80-90%
Capacità di generazione FER	60,6 GW (2021)	95,2 GW 125,5 – 130,5 GW	240-350 GW
Consumi finali di energia	118 Mtep (2019)	103,8 Mtep (-12% vs 2020)	70 Mtep (-40% vs 2020)
Domanda EE	319,9 TWh (2021)	339,5 TWh	718 TWh
Auto elettriche	235.000 veicoli (2021)	6 Milioni di veicoli	19 Milioni di veicoli
Energia ambiente da pompe di calore	2.498 ktep (2019)	5.699 ktep	n.d.
Accumuli elettrochimici	0,4 GW (2021)	3 GW centralizzati 4 - 4,5 GW distribuiti	40 – 50 GW

(*): Aggiornamento previsto nel 2021.

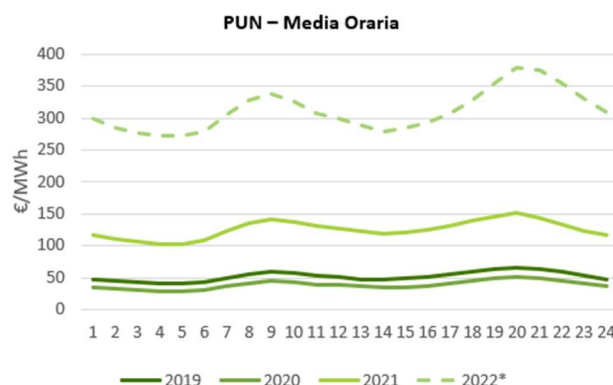
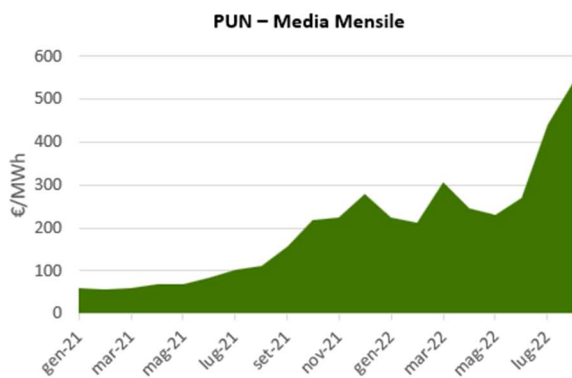
Nota: nel caso di non disponibilità del dato al 2021 si è considerato il dato al 2019 in quanto ritenuto più significativo perché non influenzato dalla pandemia di Covid-19.

La **distanza tra la situazione attuale e gli obiettivi al 2030 e 2050** risulta indubbiamente piuttosto ampia, e dà la misura della “sfida” enorme che il sistema elettrico e gli operatori coinvolti sono chiamati a gestire. Una sfida che è in primo luogo determinata dagli impatti sull’esercizio del sistema elettrico connessi al raggiungimento di questi obiettivi, in primis riguardo la **gestione di grandi volumi di energia elettrica rinnovabile non programmabile**.

La “notizia positiva” è legata tuttavia al fatto che ci sono (e ci saranno) a disposizione una serie di «**strumenti abilitanti**» per il **perseguimento dei suddetti obiettivi**, come mostrato ad esempio dagli “scenari congiunti Terna-Snam” recentemente pubblicati. All’interno del presente rapporto se ne mettono a fuoco tre: **i sistemi di storage**, **l’apertura del MSD** e le **Energy Community**. Tre esempi concreti di come gli obiettivi evolutivi del sistema elettrico possano essere raggiunti solo grazie ad “innovazioni” di carattere tecnologico, normativo-regolatorio e di mercato.

L’andamento dei mercati dell’energia

La **crescita del prezzo dell’energia elettrica (PUN)** è stata pressoché **continua a partire dal secondo semestre del 2021 giungendo ad un primo picco di 281 €/MWh nel mese di dicembre**. In corrispondenza dello scoppio della **guerra in Ucraina**, nel mese di marzo 2022, è stato raggiunto il valore mensile medio di **308 €/MWh**. In seguito, nei mesi estivi il PUN è stato in continua ascesa arrivando ad oltre **540 €/MWh in agosto**, registrando un **aumento del 383% rispetto allo stesso mese dell’anno precedente**. Confrontando la media oraria del PUN durante i primi otto mesi del 2022, si osserva un netto allontanamento dai valori registrati negli anni precedenti.

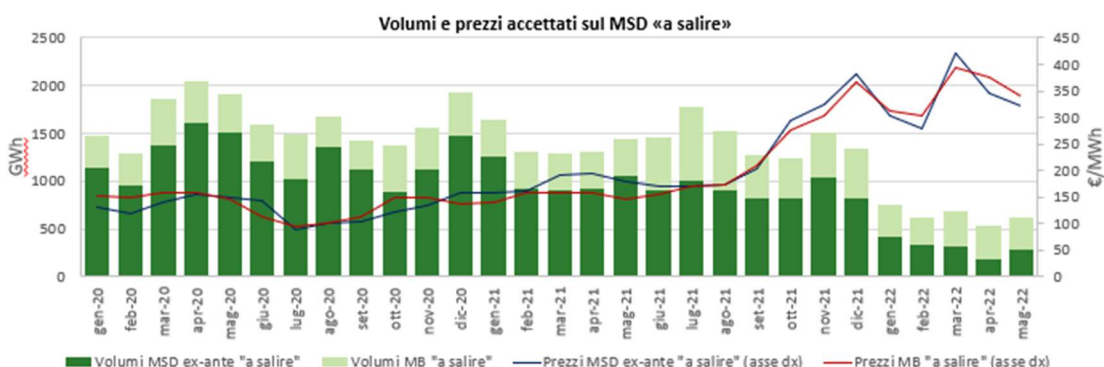


(*): con riferimento al periodo gennaio - agosto

Nel corso del **2022**, si è registrato un **forte aumento dei prezzi zonali in tutta la penisola**: in media nei primi otto mesi dell'anno il prezzo zonale è stato prossimo a **300 €/MWh in tutte le zone di mercato**. Inoltre, osservando i prezzi medi mensili nel 2022, non si notano grandi differenze tra le diverse zone.

L'evoluzione del sistema elettrico negli ultimi anni ha avuto un **impatto sull'approvvigionamento di servizi di dispacciamento da parte di Terna**, *in primis* in termini di **aumento dei volumi scambiati**. Tuttavia, il **trend di sostanziale crescita dei volumi verificatosi tra il 2012 e il 2020** ha registrato una battuta d'arresto **nel 2021**, quando si è verificata **una contrazione dei volumi scambiati** (considerando le quantità «a salire» e «a scendere» sia nel MSD ex-ante che il Mercato del Bilanciamento) e, contestualmente, un **aumento dei prezzi medi** (trinato dai prezzi dell'energia). Osservando i dati medi mensili del **MSD ex-ante** e del **MB «a salire»** relativi al triennio 2020 – 2022 (fino al mese di maggio), emerge un **cambiamento di trend negli ultimi mesi del 2021 e nei primi mesi del 2022**:

- Dal mese di gennaio, **i volumi scambiati sul MSD ex-ante si sono contratti in maniera significativa rispetto ai volumi del MB**;
- L'innalzamento dei **prezzi registrati sul MB e sul MSD ex-ante**, già in corso dalla seconda metà del 2020, si è rafforzato ancora di più da fine 2021, con prezzi che hanno superato il valore di **400 €/MWh**.



Tali andamenti sono giustificati soprattutto dall'aumento dei prezzi del gas, dato che gli impianti alimentati a gas naturale hanno rappresentato la **tecnologia «marginale» predominante su MGP**. Tra gennaio **2021** e **settembre 2022** il prezzo medio mensile del gas ha registrato un **aumento del 815%**: dopo una crescita durante la seconda metà del 2021, ha raggiunto un primo **picco nel mese di marzo del 2022** (in seguito allo scoppio del conflitto in Ucraina) giungendo successivamente ad un

nuovo **massimo storico di oltre 227 €/MWh nel mese di agosto**, causato dalla contrazione delle forniture di gas russo.



Tale situazione ha portato alla proposta di contromisure all'aumento dei prezzi a livello comunitario. Va senz'altro citato l'«**Intervento di emergenza per contrastare gli alti prezzi dell'energia**» approvato il 30 settembre. Le misure contenute nel documento entreranno in vigore il 1° dicembre 2022 e prevedono, in particolare, che si raggiunga una **riduzione della domanda di energia elettrica**, che si inserisca un **cap sui ricavi degli impianti infra-marginali**, l'introduzione di un **contributo di solidarietà versato dalle imprese che operano nel settore oil&gas** e alcune **misure di sostegno per le PMI**. Anche a livello nazionale si sono susseguite una serie di misure per contrastare gli effetti del “caro-energia”, al fine di tutelare le famiglie e le imprese dai rincari che stanno determinando un'**impennata del livello di inflazione**. Tuttavia, **un accordo a livello comunitario non è ancora stato raggiunto** poiché gli **stati membri** risultano **ancora in disaccordo**, al momento della chiusura del presente Report, su quale possa essere la soluzione migliore per porre rimedio al caro energia.

I sistemi di accumulo: potenzialità e limiti delle applicazioni a supporto della transizione energetica

All'interno del rapporto viene analizzato il **ruolo che i sistemi di accumulo di energia elettrica potranno svolgere a supporto dell'evoluzione del sistema elettrico**, evidenziandone le principali **opportunità e barriere**.

Per quanto riguarda le applicazioni, i sistemi di accumulo trovano impiego in tre principali ambiti d'installazione: quello **residenziale**, quello **commerciale e industriale** o quello **utility-scale** (e in tal caso possono presentarsi sia accoppiati a impianti di generazione che in configurazione stand-alone).

Gli accumuli possono, inoltre, svolgere numerose funzioni all'interno del sistema elettrico, che variano dall'**energy-time shifting** all'**integrazione delle rinnovabili** o all'abilitare il customer energy management, oltre alla possibilità di **fornire servizi ancillari**.

Energy time-shifting (SdA accoppiato a FER o stand-alone) I sistemi di accumulo possono essere utilizzati per spostare l'orario di erogazione di energia da fonti rinnovabili, caricandosi in periodi <u>off-peak</u> (in molti casi la produzione eolica è maggiore di notte mentre la produzione da fotovoltaico è concentrata durante le ore centrali della giornata, quando i prezzi dell'elettricità sono bassi) e scaricandosi durante le ore di punta al fine di massimizzare il valore economico dell'energia prodotta da FER.	Arbitraggio Disponibilità di capacità
Integrazione delle rinnovabili (SdA accoppiato a FER) I sistemi di accumulo possono essere utilizzati per supportare l'integrazione delle fonti rinnovabili, riducendo la variabilità e correggendo l'errore di previsione della produzione e immissione in rete.	Peak-shaving e limitazione del curtailment Aumento della programmabilità FER
Supporto alle reti di Trasmissione e Distribuzione (SdA stand-alone) I sistemi di accumulo possono essere utilizzati per ritardare parte degli adeguamenti dell'infrastruttura di trasmissione e distribuzione.	Differimento degli investimenti di rete
Fornitura di servizi ancillari (SdA accoppiato a FER o stand-alone) I sistemi di accumulo possono essere utilizzati per contribuire alla stabilizzazione della rete sia in condizioni normali sia in condizioni di emergenza fornendo servizi ancillari. La remunerazione dei servizi ancillari, ove prevista, può essere basata sull'energia, sulla potenza o su entrambe.	Regolazione di frequenza Regolazione di tensione Rialimentazione del sistema Risoluzione delle congestioni
Customer Energy Management (SdA accoppiato a FER o stand-alone) I sistemi di accumulo possono essere utilizzati per supportare gli utenti finali nella gestione dell'approvvigionamento energetico e/o dei costi.	Load levelling Massimizzazione dell'autoconsumo

In generale, le **tecnologie di accumulo** possono essere classificate in funzione della **fisica alla base del loro funzionamento**, distinguendo tra sistemi di tipo **meccanico**, **elettromagnetico**, **elettrochimico** e **chimico**.

Meccanico	Elettromagnetico	Elettrochimico	Chimico (Power-to-Gas)
Volani	Superconduttori (SMES) <u>Supercapacitori</u>	Batterie statiche (a ioni di litio)	
Pompaggi idroelettrici Accumuli ad aria compressa (CAES) Diabatici Accumuli ad aria compressa (CAES) Adiabatici		Batterie statiche: Zebra (Sodio Cloruro Nickel) Sodio zolfo, a ioni di litio Batterie a flusso	Idrogeno Power-to-Gas

All'interno della sezione **sono descritte** tutte le **tecnologie** menzionate in precedenza. Si riporta, tuttavia, un'analisi di dettaglio solo per alcune di esse, di tipo **elettrochimico** (batterie a **ioni di litio** e a **flusso di vanadio**) e a **pompaggio idroelettrico**, poiché queste rappresentano le **tecnologie maggiormente in uso nel mercato attuale**.

Ad oggi, la **chimica di riferimento** per le batterie a ioni di litio è la **NMC** (LiNiMnCoO_2); esistono diverse tipologie di batterie NMC a seconda del contenuto di Cobalto che tende a decrescere con **l'avanzamento della ricerca** nella tecnologia Hi-Nickel che **ha l'obiettivo di ottenere batterie a più alta densità energetica, economicità e con supply chain più stabile e sostenibile**, sebbene con ricadute in termini di stabilità.

Le batterie NMC sono caratterizzate da **alti valori di potenza nominale**. D'altra parte, **l'impiego del Cobalto** al catodo fa sì che **i costi di produzione delle batterie NMC siano elevati**. Le batterie a ioni di litio NMC sono una tecnologia con un elevato grado di maturità che presenta punti di forza (legati agli **elevati valori di potenza ed energia specifica**) e alcune "criticità" riguardanti **l'alta reattività** con i più comuni elettroliti, una **bassa stabilità termica**, **elevati costi di investimento** ed **elevato impatto ambientale** dovuto all'impiego del Cobalto.

Altra tecnologia ad **elevato grado di maturità** sono le batterie **LFP** (LiFePO₄), caratterizzate da un elettrodo positivo a **struttura olivine** e da una **diffusione del litio monodirezionale**. Tra i punti di forza vanno menzionati una **elevata stabilità operativa e termica**, l'utilizzo di **materiali abbondanti in natura** e l'**atossicità**, mentre presentano **bassi valori di energia e potenza specifica**.

Vanno poi menzionate le batterie LTO, che utilizzano come materiale **all'elettrodo negativo i nanocristalli di litio titanato** al posto della grafite. Sono caratterizzate da **vita utile elevata, stabilità termica ed elevato grado di sicurezza**, ma con **bassi valori di energia e potenza specifica**.

In funzione delle sue caratteristiche tecniche, ognuna delle tecnologie di accumulo risulta più o meno adeguata a svolgere una data funzionalità, ma dalla visione d'insieme emerge chiaramente come **esistano diverse alternative valide** per ognuno degli utilizzi che si possono fare di un sistema di accumulo.

Macrofamiglia	Tecnologia	Servizi di time-shift		Integrazione delle rinnovabili		Supporto alla Trasmissione e Distribuzione	Servizi ancillari				Customer Energy Management	
		Arbitraggio	Disponibilità di capacità	Peak-shaving e Limitazione del curtailment	Aumento della programmabilità FER	Differimento degli investimenti di rete	Regolazione di frequenza	Regolazione di tensione	Rialimentazione del sistema	Risoluzione delle congestioni	Load levelling	Massimizzazione dell'autoconsumo
Meccanico	CAES Diabatico										(*)	(*)
	CAES Adiabatico										(*)	(*)
	Volani											
	Pompaggio											
Elettromagnetico	Superconduttori											
	Supercapacitori											
Elettrochimico	Ioni di litio											
	ZEBRA											
	NaS – Sodio zolfo											
	A flusso											
Chimico	Idrogeno											
	Power-to-gas											

Legenda

Elevata compatibilità

Scarsa compatibilità

Fonte: EASE

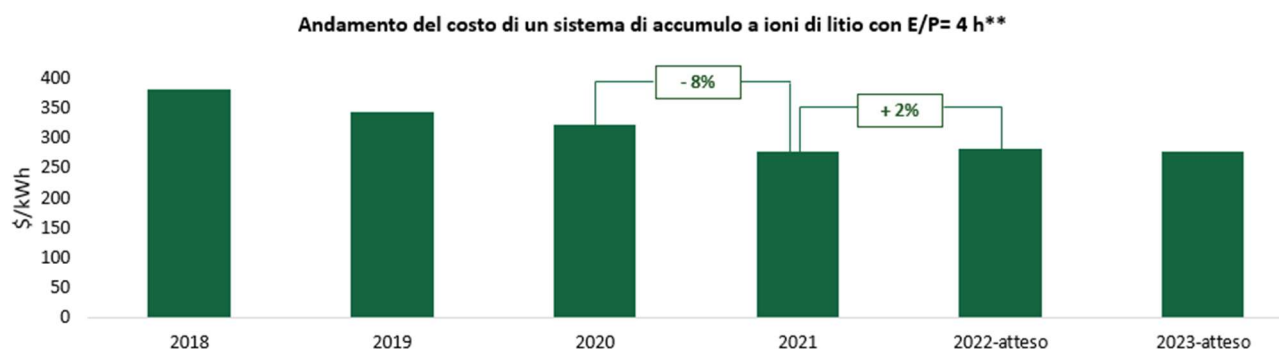
Fonte: EASE

(*) Nota: solo per ambito di installazione C&I.

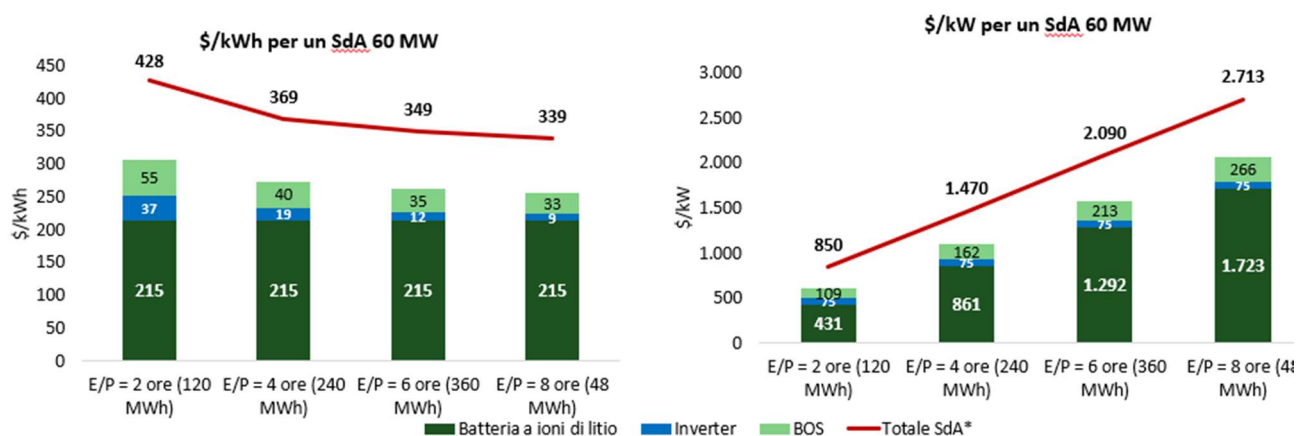
Energy & Strategy – Politecnico di Milano

46

Per quanto riguarda i costi (CAPEX ed OPEX) attuali e attesi dei sistemi di accumulo, osservando l'andamento dei **costi d'investimento** in sistemi di accumulo a ioni di litio utility-scale, comprensivo di batteria, inverter e BOS, durante il 2021 è **stato registrato un calo dell'8% rispetto al 2020**. Tuttavia, nel **2021 si è registrata una decrescita minore rispetto alla variazione registrata tra 2019 e 2020** (pari a - 17%) a causa **dell'aumento dei prezzi delle materie prime** durante la seconda metà del 2021. Il fenomeno dell'aumento dei prezzi **si è acuito nel corso del 2022**, in primis a causa della crisi energetica conseguente all'invasione russa in Ucraina. L'aumento dei costi energetici e delle materie prime porta il 2022 a registrare una previsione di aumento dei costi "anno su anno" del 2% (e molti operatori lamentano aumenti dei CAPEX decisamente più significativi).

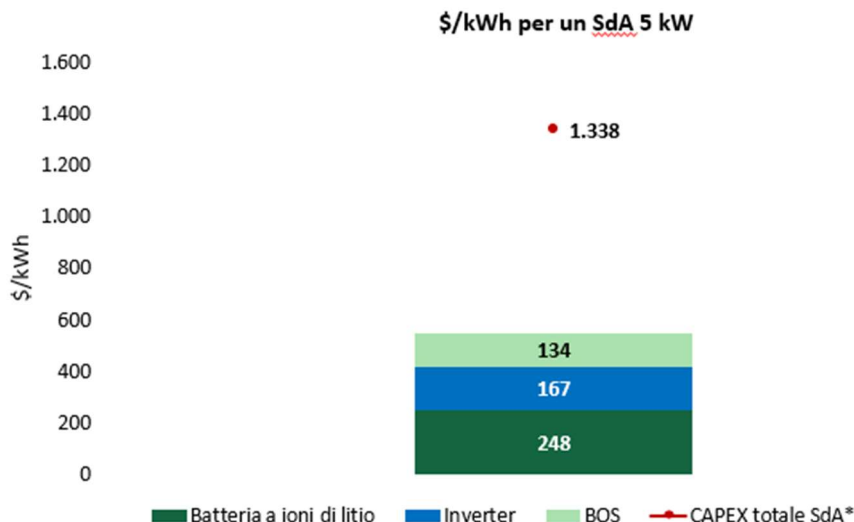


Inoltre, le batterie a ioni di litio (date le loro caratteristiche tecniche) **non permettono di disaccoppiare il dimensionamento in energia da quello in potenza**. Il rapporto E/P del sistema di accumulo completo viene definito tramite l'accoppiamento di batteria e inverter, che permette di dimensionare il sistema in base alle funzionalità per le quali esso verrà impiegato. I grafici mostrano i CAPEX in \$/kW e \$/kWh per SdA utility-scale con diversi E/P ratio per l'anno **2021**, suddivisi nelle diverse componenti hardware del sistema.

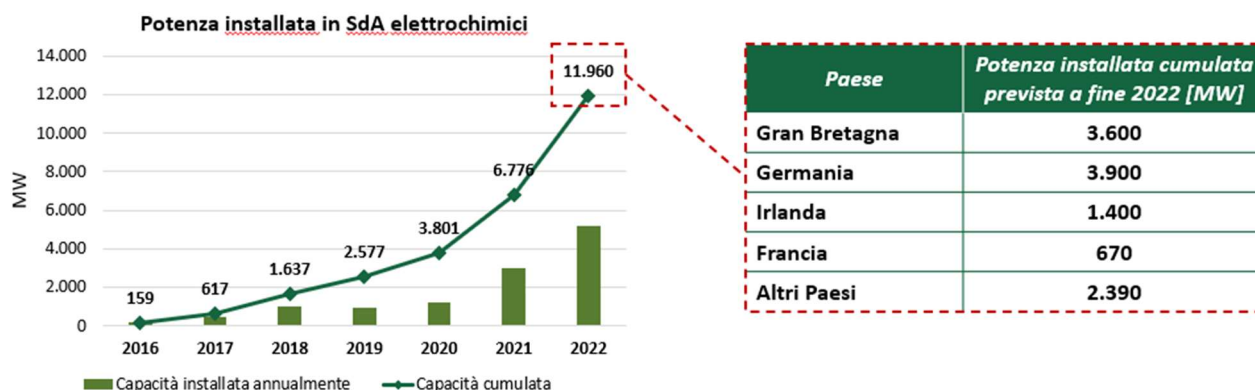


*) Nota: i CAPEX totali comprendono la manodopera per l'installazione, le attività di EPC, le tasse e il margine medio applicato dal produttore del sistema di accumulo.

Il costo specifico di soluzioni di piccola taglia risulta chiaramente maggiore, nell'ordine dei **1.340 \$/kWh** (per un SdA residenziale con E/P ratio pari a 2,5 h per l'anno 2021).



Per quanto riguarda il mercato attuale dei sistemi di accumulo (che all'interno del rapporto è analizzato in maniera estensiva sia con riferimento all'Italia che a livello internazionale), è interessante notare che, a livello europeo, negli ultimi anni si è assistito ad un **fortissimo incremento delle installazioni di sistemi di accumulo elettrochimico**. In particolare, al termine del 2022, si prevede l'installazione di **più di 5 GW di SdA**. Gli Stati che registrano i numeri maggiori sono **Gran Bretagna e Germania**, seguiti poi da **Irlanda e Francia**.



Spostandosi sul **mercato nazionale**, emerge che in Italia, a fine 2021, risultano oltre **75.000 sistemi di accumulo** connessi alla rete, in **crescita del 130% rispetto al 2020**. Le connessioni a fine giugno 2022 corrispondono a **720 MW di potenza per 1.362 MWh di capacità** (ovvero un Energy-to-Power ratio medio pari a 1,9 h). Nei primi sei mesi del 2022 sono stati installati circa **47 mila SdA, ovvero +33% rispetto all'intero 2021** (con forte prevalenza della tecnologia a **ioni di litio**) **quasi unicamente di taglia residenziale** (principalmente per effetto del **Superbonus 110%**).

Riguardo le installazioni di grande taglia, attraverso l'asta relativa al servizio di Fast Reserve, tenutasi il 10 dicembre 2020, sono stati aggiudicati **250 MW di potenza di SdA**, i quali devono entrare in funzione entro la fine del 2022. Inoltre, l'asta del Capacity Market relativa al 2024 si è distinta per l'assegnazione di una larga fetta di CDP nuova in **accumulo**. In particolare, a livello nazionale è stato assegnato **1,1 GW di CDP in sistemi di accumulo elettrochimico**, che rappresenta il **29,7% del totale**.

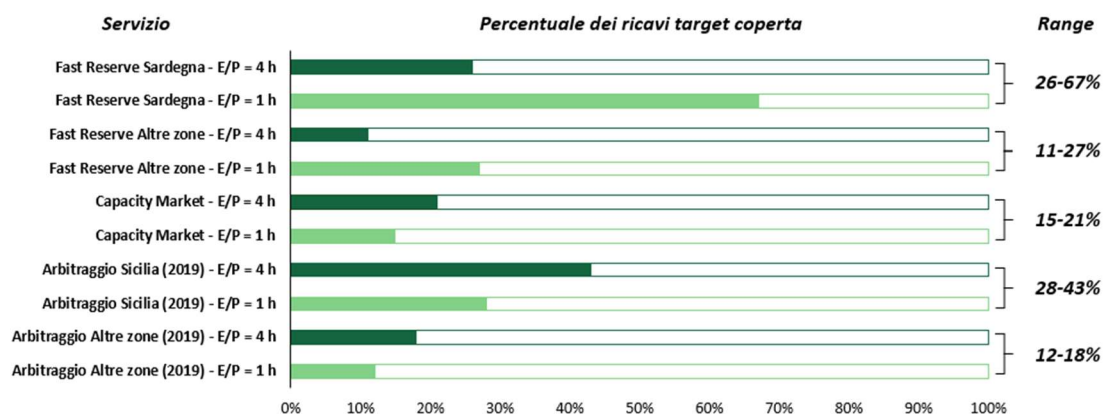
Le attese per il futuro sono piuttosto importanti. Il Piano Nazionale Italiano per l'Energia ed il Clima individua obiettivi pari a **6 GW di accumulo centralizzato** (utility-scale) circa equamente diviso fra accumulo elettrochimico ed idroelettrico (con rapporto tra capacità/potenza di 8h) e **4 GW di accumulo distribuito** al 2030. Gli “scenari congiunti Terna-Snam” indicano, tuttavia, che per essere in accordo con gli obiettivi del Fit-for-55 saranno necessari **94 GWh aggiuntivi di capacità di accumulo**, in particolare **71 TWh relativi a installazioni utility-scale**, **15 TWh a impianti distribuiti** e **8 GWh già assegnati tramite il Capacity Market**.

Al fine di “concretizzare” queste attese, una variabile di primaria importanza riguarda la **sostenibilità economica** delle diverse applicazioni dei sistemi di accumulo. A questo proposito, all'interno del rapporto sono valutati diversi business case relativi all'adozione di sistemi di accumulo nel nostro Paese.

In particolare, riguardo l'installazione in ambito residenziale per la **massimizzazione dell'autoconsumo dell'energia** prodotta da un impianto fotovoltaico, le analisi mostrano che - sotto le ipotesi considerate - **l'investimento non raggiunge la sostenibilità economica**. Si otterrebbe il “pareggio” dell'investimento (e.g. NPV=0 e IRR=4%) per un valore di CAPEX pari a circa **370 €/kWh** in presenza della detrazione fiscale del 50%, quindi ben al di sotto del prezzo attuale (-70% circa).

Riguardo invece le installazioni **utility-scale**, non essendo possibile **prevedere con “ragionevole certezza” la tipologia (ed i relativi volumi) dei servizi** che saranno erogati nel corso della vita utile del SdA e le relative valorizzazioni economiche, non si è cercato di “**ottimizzare**” la **taglia e il rapporto energia/potenza degli storage**, quanto piuttosto sono state scelti dei “valori-tipo” con riferimento ad entrambi, ossia una potenza nominale di **10 MW** e **due diversi rapporti E/P** (E/P=1 e E/P=4).

L'analisi di meccanismi/funzionalità che possono garantire una remunerazione ai sistemi di storage (con riferimento a Fast Reserve, Capacity Market ed arbitraggio) mostra che **nessuno di essi, se considerato singolarmente, permette di raggiungere il target prefissato di profittabilità dell'investimento**. L'analisi conferma il “parere comune” diffuso tra gli operatori, secondo cui **la sostenibilità economica dell'investimento va raggiunta in logica di “revenue stacking”**, ovvero combinando diverse linee di ricavo.



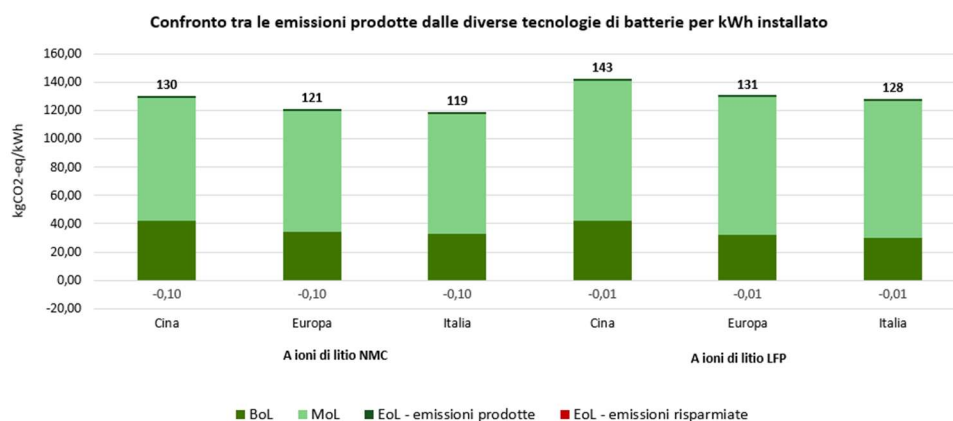
Una **remunerazione «in capacità»** come quella degli esempi mostrati può risultare senz'altro utile per la **stabilizzazione di una quota dei ricavi**, che possono essere poi integrati con l'erogazione

di servizi ancillari e/o con strategie di **arbitraggio** sui prezzi dell'energia (sia nel caso di sistemi di accumulo stand-alone che accoppiati ad impianti di generazione rinnovabile). Anche se non è assicurato che le aste del *Capacity Market* e del progetto *Fast Reserve* saranno ripetute, in conclusione, esse rappresentano un utile esempio di «costruzione» di business plan a partire da meccanismi che, da un lato, sono costruiti in modo da riflettere le necessità del sistema e che, dall'altro, permettano una mitigazione del rischio di investimento per gli operatori. Proprio in questa direzione si muove l'**Articolo 18 del D.lgs. 210/2021**, che si pone l'obiettivo di **favorire lo sviluppo di capacità di stoccaggio** nel nostro paese.

La sezione dedicata allo storage si conclude con una valutazione delle emissioni di GHG connesse ai sistemi di accumulo lungo il **ciclo di vita (con riferimento ad un sistema di accumulo *utility-scale*)**. In particolare, l'analisi del **Lyfe Cycle Assessment** si articola nelle fasi di:

- **Beginning of Life (BoL)**, che includono l'**estrazione delle materie prime**, la **fabbricazione** e l'**assemblaggio dei componenti** e il **trasporto** (sia dal luogo di estrazione al luogo di fabbricazione e assemblaggio, sia dal luogo di fabbricazione e assemblaggio al luogo d'uso);
- **Middle of Life (MoL)**, che include l'utilizzo del sistema di accumulo ***utility-scale*** adoperato per l'applicazione di ***time shifting***, in cui l'energia elettrica è accumulata in corrispondenza di un momento *off-peak* e rilasciata in un momento di *peak-load*;
- **End of Life (EoL)**, per la quale viene considerato l'impatto delle diverse **alternative di fine vita** che saranno descritte considerando vantaggi e svantaggi.

In particolare, sono state incluse all'interno dell'analisi batterie a **ioni di litio NMC111** (0,1 Nickel 0,1 Manganese 0,1 Cobalto) e batterie a **ioni di litio LFP** (Litio Ferro Fosfato). L'**impatto ambientale** delle fasi del ciclo di vita è **determinato in termini di kgCO₂-eq/kWh**, dove i kWh fanno riferimento alla capacità nominale della batteria installata. Il **dimensionamento** della batteria è pari a una capacità di **100 MWh** e un **tempo di scarica pari a 4 h**. Inoltre, l'**orizzonte temporale** per cui si calcola l'impatto ambientale della batteria è pari a **15 anni**. Sulla base dei **fenomeni di degradazione** che riducono la capacità di stoccaggio della batteria in funzione del tempo e del numero di cicli effettuati, si considera una **sostituzione parziale** della batteria previsto nel momento in cui la **capacità effettivamente utilizzabile è minore del 70% della capacità nominale** della stessa (condizione di End of Life). L'intervento prevede la **sostituzione del 20%** della batteria degradata con moduli di nuova costruzione.



Dall'analisi svolta risulta che l'**impatto in termini di emissioni GHG delle tecnologie lungo il ciclo di vita è piuttosto simile**, con valori pari, in media, a 123 kgCO_{2eq}/kWh per le NMC e 134 kgCO_{2eq}/kWh per le LFP.

La fase **più impattante** in termini di emissioni GHG è **rappresentata dalla fase di utilizzo (MoL)** a causa delle **perdite di energia causate dall'efficienza** della batteria a cui è stato applicato il **fattore emissivo del mix energetico italiano**. Rispetto alle ipotesi considerate all'interno dello studio, **le emissioni GHG del mix energetico italiano sono destinate a diminuire**, in primis grazie all'aumento di generazione elettrica rinnovabile: è pertanto dirimente sottolineare che **le emissioni GHG legate alla fase di MoL dei sistemi di accumulo diminuiranno di pari passo**.

Durante la fase di BoL, **la produzione in Cina e il successivo trasporto verso l'Italia causano oltre il 25% in più di emissioni rispetto alla produzione in Europa e in Italia** a causa della maggiore quantità di emissioni al kWh generata dal mix energetico cinese. Tuttavia, **la produzione di batterie a ioni di litio si trova prevalentemente localizzata in Cina**, che ricopre più del 70% del mercato globale.

Il processo di apertura del MSD: verso la «fase 2»

A più di tre anni dall'avvio della sperimentazione sul Progetto Pilota “UVAM”, “emblema” del processo di apertura del MSD, all'interno del Report è stato effettuato un “bilancio” dei **risultati finora raggiunti del progetto pilota**.

Nel corso della “prima fase” (anno **2019**), si è vista una **crescente partecipazione degli operatori alle aste**, che ha portato alla **saturazione del contingente dal mese di ottobre**. La saturazione del contingente ha determinato una **diminuzione del prezzo medio ponderato nei mesi finali dell'anno** (soprattutto in riferimento all'Area A).

Nella “seconda fase” (anno **2020**), si è confermato il **forte interesse degli operatori alla partecipazione**. Il contingente disponibile per l'Area A è stato infatti saturato già con l'asta annuale, e un **elevato livello di saturazione del contingente** è stato confermato anche nelle **aste mensili di inizio 2021**. Il prezzo medio ponderato, di conseguenza, ha subito **un ribasso rispetto al 2019 sia per le aste annuali/infrannuali sia per quelle mensili**.

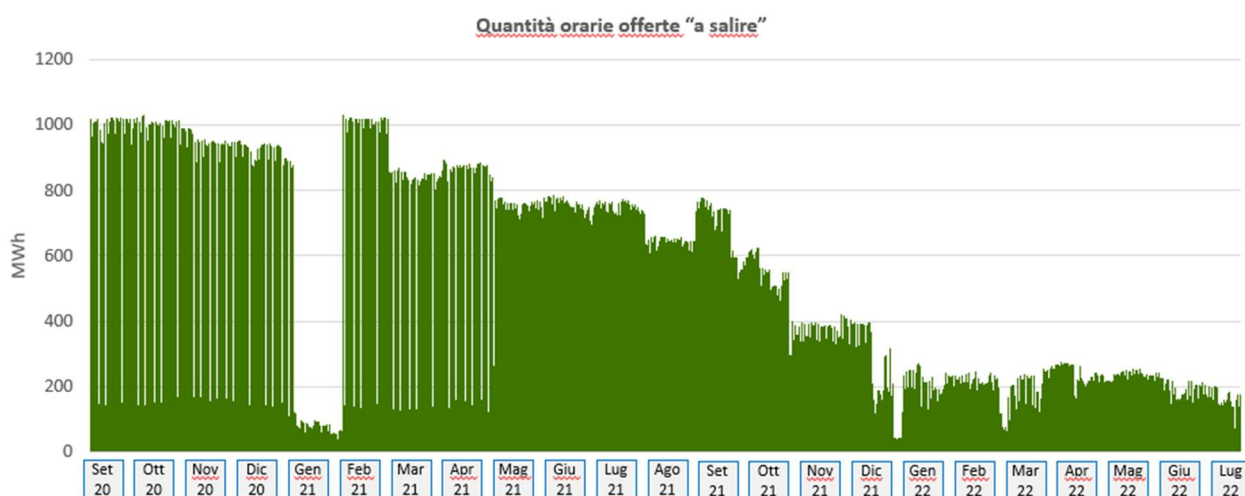
Nella “terza fase” (da **maggio 2021 a settembre 2022**), le aste sono state differenziate per tre prodotti: il prodotto “**pomeridiano**”, il prodotto “**serale 1**” e il prodotto “**serale 2**”. In particolare, le aste per l'assegnazione del **prodotto pomeridiano e del prodotto serale 1** hanno visto un **elevato livello di saturazione** del contingente sia per l'Area A che per l'Area B (anche in questo caso, ciò ha determinato una **riduzione del prezzo ponderato medio rispetto alla base d'asta**) mentre per quanto riguarda il prodotto **serale 2**, caratterizzato dalla presenza di un “**cap**” di **prezzo delle offerte da parte dei BSP pari a 200 €/MWh** (con riferimento all'obbligo di offerta che si assume partecipando all'approvvigionamento a termine), **non è stata assegnata nessuna quantità durante l'asta annuale e la partecipazione alle aste mensili nel 2022 è risultata minima**, soprattutto per effetto della contemporanea crescita dei prezzi dell'energia.

L'evolversi del meccanismo, in primis dal punto di vista delle “regole del gioco”, ha determinato un impatto sulle caratteristiche “anagrafiche” delle UVAM. Al 1° settembre 2022 risultano **abilitate 211 UVAM**, mentre **a luglio 2021** ne risultavano 272. Il numero di UVAM, dunque, è calato del **22%**, e **il numero di POD coinvolti** risulta pari a **414 (circa un terzo rispetto a luglio 2021)**. Al pari delle precedenti rilevazioni, **il 70% delle UVAM** è composto da un **unico POD**, e sono **diminuite le UVAM che aggregano un ampio numero di POD**. Non sono, ad oggi, disponibili dati pubblici riguardo l'esito dei **test di affidabilità**, ma è in essi che va ricercata la causa di tale variazione: era già stato reso noto dall'ARERA che nel periodo **maggio – luglio 2021** erano stati eseguiti in totale **159 test di affidabilità**, dei quali il **79%** circa aveva avuto **esito negativo**, con un **livello di performance medio del 21%**.

Focalizzandosi sull'esito delle aste di approvvigionamento a termine, al 1° settembre 2022 le **UVAM contrattualizzate** risultano **58**, per una **potenza totale «a salire» di 352,9 MW (in calo del 64% rispetto all'anno precedente): 272,4 MW (77%) fanno riferimento all'Area A**, soprattutto alla **zona di mercato «nord» (73% del totale); 80,5 MW (23%) all'Area B**, soprattutto alla **zona di mercato «sud» (11% del totale)**.

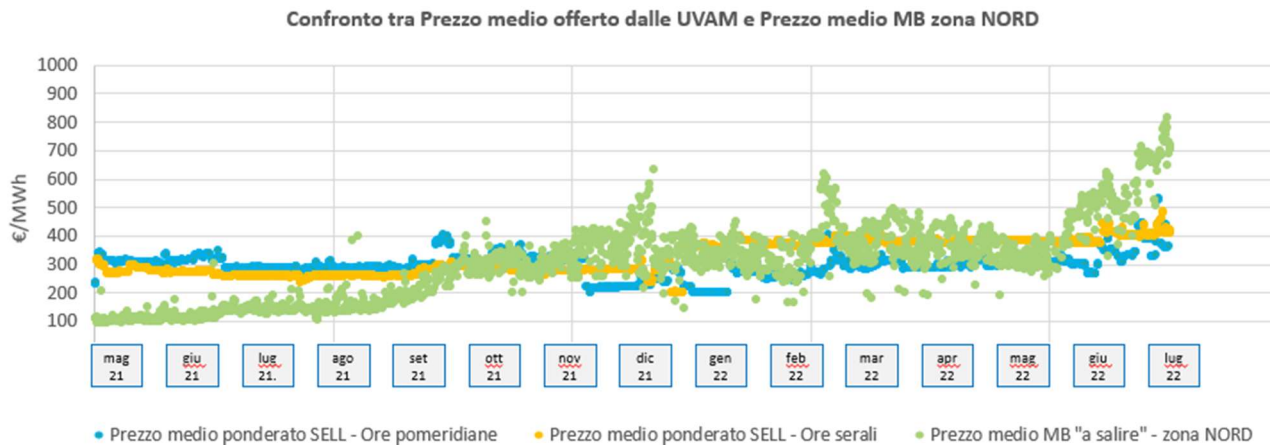
Confrontando questi valori con i dati sulle UVAM abilitate, si nota che **circa il 68% della potenza massima abilitata non risulta contrattualizzata a termine**. Questo dato è **in forte aumento rispetto all'anno precedente** quando risultava che circa il 38% della potenza massima abilitata non era contrattualizzata a termine. Osservando l'esito delle aste per i tre diversi prodotti previsti, in coerenza con quanto emerso dall'analisi delle aste del prodotto serale 2, si nota che **la maggior parte delle UVAM è risultata assegnataria del solo prodotto serale 1**. Inoltre, circa il **41% delle UVAM è risultato assegnatario contemporaneamente di più di un prodotto a termine**. Tra di esse, il **38%** è risultato assegnatario sia del **prodotto pomeridiano** sia di **uno dei due prodotti serali**, mentre il **3%** di **entrambi i prodotti serali**. Infine, **nessuna UVAM è risultata assegnataria del solo prodotto serale 2 né di tutti e tre i prodotti a termine**.

Osservando le **quantità offerte «a salire» dalle UVAM sul MSD (nelle ore interessate dall'obbligo di offerta)**, si nota come si sia verificato un **netto calo delle offerte sul MSD** da parte delle UVAM nel corso degli ultimi 9 mesi.



Il confronto tra i **prezzi delle offerte a salire presentate sul MSD** da parte delle UVAM abilitate (con riferimento alle **sole ore soggette ad obbligo di offerta**) e i **prezzi medi «a salire» registrati**

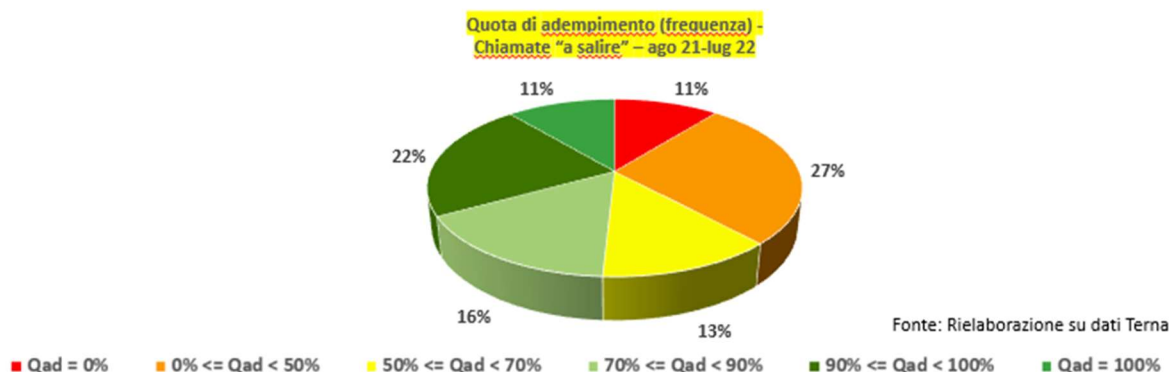
su MB nella zona di mercato NORD (quella in cui sono presenti la maggior parte delle UVAM) mostra un cambio di tendenza a partire dagli ultimi mesi del 2021. Infatti, è possibile notare come i prezzi su MB siano aumentati in maniera progressiva, toccando valori oltre i 400 €/MWh e andando quindi a superare i prezzi offerti da parte delle UVAM, che pure sono cresciuti rispetto al passato. In questo senso si evince l'inadeguatezza dell'attuale strike price se paragonato ai prezzi dei servizi di dispacciamento.



Analizzando gli esiti del Mercato del Bilanciamento a partire da agosto 2021 a luglio 2022, emerge che sono stati inviati da Terna **1.315 ordini di dispacciamento non a scopo di test** per circa **7 GWh**.

Di questi, **1.243 ordini si riferiscono ad ordini di dispacciamento «a salire»**, mentre sono stati solo 72 gli ordini «a scendere» non a scopo di test. Con riferimento alle attivazioni a salire non oggetto di test da parte di Terna, si registrano in totale circa **2.670 MWh di inadempimenti** (pari al **38% delle quantità accettate**). In particolare, nel **33% dei casi l'ordine di dispacciamento è stato eseguito fornendo almeno il 90% della quantità accettata**, cui si aggiunge il **16% delle chiamate in cui è stato erogato un volume di energia compreso tra il 70% e il 90% della quantità accettata**. Nel **11% dei casi l'ordine non è stato eseguito neppure parzialmente**.

Ordini di dispacciamento «a salire» ago-21 – lug-22		Ordini di dispacciamento «a scendere» ago-21 – lug-22	
Numero di ordini di dispacciamento	1.243	Numero di ordini di dispacciamento	72
Quantità accettata totale	6.990 MWh	Quantità accettata totale	57,7 MWh
Quantità accettata media	5,6 MWh	Quantità accettata media	0,8 MWh
Prezzo medio ponderato accettato	314,6 €/MWh	Prezzo medio ponderato accettato	4,2 €/MWh



Performance diverse si osservano sugli esiti delle **attivazioni a scendere**. I dati relativi all'intero periodo agosto 2021 – luglio 2022 mostrano **forti inadempimenti solo nel 7% dei casi**, mentre le altre chiamate presentano un'elevata **quota di adempimento**. In particolare, considerando le **72 chiamate non a scopo di test**, nel **36%** dei casi è stato fornito il **100% della quantità richiesta** e nel **57%** dei casi è stato erogato tra il **90% e il 100%**.

In conclusione, emerge che **dopo un iniziale «rodaggio» da parte degli operatori** (coincidente con i primi mesi della «prima fase»), si è ben presto registrata una **forte partecipazione al progetto pilota**, che ha caratterizzato le prime due fasi del progetto analizzate. Tuttavia, durante la terza fase, ed in particolare **nel corso dei primi mesi del 2022**, si è verificata una **riduzione nella partecipazione rispetto al 2021, in primis a causa della situazione contingente di aumento dei prezzi**, testimoniata in prima battuta da una minore saturazione del contingente messo a disposizione nelle aste di approvvigionamento a termine, soprattutto per il prodotto «Serale 2».

Le energy community alla prova del recepimento delle direttive europee

All'interno del Report viene poi analizzato **lo stato dell'arte e le evoluzioni in tema di autoconsumo collettivo e comunità energetiche a livello nazionale**. Tema sul quale l'attenzione da parte degli operatori è molto forte, ma che «stenta a decollare» per le ragioni che si vedranno nel seguito.

In particolare, la sezione si focalizza sull'aggiornamento del **quadro normativo-regolatorio** di riferimento, l'analisi del **documento di consultazione dell'Autorità per l'energia (ARERA)** in materia di configurazioni per l'autoconsumo (e di **ulteriori provvedimenti normativi inerenti** emanati nel corso del 2022) e l'analisi dei **provvedimenti a supporto della diffusione di configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità energetiche** connessi al PNRR ed alle iniziative promosse su scala **regionale**.

Come anticipato, con il **recepimento normativo della «Renewable Energy Directive 2018/2001 – RED II»** – attraverso il decreto legislativo 199/21 – sono state introdotte nel contesto normativo italiano le configurazioni di **autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e comunità energetiche rinnovabili**. Rispetto alla fase «sperimentale e transitoria» avviata nel 2020 con il Decreto Milleproroghe, vengono introdotte nuove indicazioni (per le quali si rimanda al Capitolo 5) in merito ai concetti di **energia elettrica condivisa, energia elettrica autoconsumata e oggetto di valorizzazione e energia elettrica autoconsumata e oggetto di incentivazione**. Le principali novità riguardano **l'accesso all'incentivo**, che è consentito ad impianti a fonte rinnovabile di **potenza non superiore a 1 MW** e rispetto **l'energia condivisa sotto la medesima cabina primaria**, un **ampliamento del novero di attori** che possono esercitare il **controllo della configurazione** e la possibilità, per quanto riguarda gli «autoconsumatori collettivi», di utilizzare **impianti di produzione ubicati presso edifici o in siti diversi da quelli ove l'autoconsumatore opera**, (purché siano nella disponibilità dell'autoconsumatore stesso).

Secondo quanto stabilito dall'articolo 32 comma 3 del Decreto Legislativo 199/2021, entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, l'ARERA avrebbe dovuto **adottare i provvedimenti necessari a garantire l'attuazione delle disposizioni su autoconsumo e comunità energetiche rinnovabili**. L'art. 8 del medesimo decreto, invece, stabiliva che entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore del suddetto decreto, il Ministero della Transizione Ecologica avrebbe dovuto

aggiornare i meccanismi di incentivazione per gli impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo collettivo o in comunità energetiche rinnovabili di potenza non superiore a 1 MW. Parallelamente, l'articolo 14 comma 10 del Decreto legislativo 210/2021 prevedeva che entro 6 mesi dalla data di entrata in vigore dello stesso, l'ARERA avrebbe dovuto adottare uno o più **provvedimenti per dare attuazione alle disposizioni sui clienti attivi e comunità energetiche dei cittadini.** Attualmente, però, **nessuno dei suddetti provvedimenti è stato ancora pubblicato.** In tal senso, attraverso la deliberazione del 22 marzo 2022 120/2022/R/EEL, l'ARERA ha disposto «di avviare i procedimenti, da completarsi entro la **fine del 2023**, finalizzati a regolare gli aspetti attinenti ai diritti dei clienti finali rientranti nelle configurazioni di autoconsumo».

Nel 2022, le principali novità in merito all'evoluzione normativa hanno riguardato due principali documenti: l'aggiornamento delle **regole tecniche del GSE pubblicate ad aprile 2022** e la pubblicazione del **documento di consultazione 390/2022/R/eel** da parte di ARERA ad agosto 2022. Nelle **regole tecniche del GSE di Aprile 2022** sono riportati alcuni **elementi di novità**, tra cui alcune indicazioni in merito alla differenza tra coloro i quali ricoprono il ruolo di membri e/o azionisti della comunità e coloro che sono i membri della configurazione e hanno accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica autoconsumata. In questo modo viene evidenziato come la **medesima comunità energetica possa identificare una pluralità di sottoinsiemi**, portando ad una semplificazione delle pratiche amministrative e burocratiche, oltre che ad un risparmio economico, connesse alla costituzione dell'ente giuridico. Nel documento di consultazione **390/2022/R/eel** da parte di **ARERA**, invece, vengono riportati gli **orientamenti dell'Autorità** in merito a tre macro-tematiche: **sistemi semplici di distribuzione e consumo – SSPC, sistemi di distribuzione chiusi – SDC** e «**autoconsumo diffuso**». In merito all'«**autoconsumo diffuso**», l'Autorità si è espressa riguardo l'individuazione delle **aree sottese alla medesima cabina primaria**, il ruolo dei **sistemi di accumulo** all'interno delle configurazioni oggetto d'analisi, allo **scorporo in bolletta** della quota di energia condivisa e all'individuazione del **soggetto referente** e modalità di interazione con il GSE. Riguardo quest'ultimo aspetto, l'ARERA propone come sia opportuno concedere alla comunità energetica rinnovabile la possibilità di **demandare il proprio ruolo di referente a un soggetto terzo** a condizione che il mandato sia esplicito anche in relazione alla sua durata e/o alle condizioni di rinnovo. In tal senso, **questo ruolo potrebbe essere ricoperto anche** da società che si occupano di produzione e commercio di energia elettrica, ovvero **da player energetici.**

Nonostante un **quadro normativo regolatorio in corso di definizione**, si evidenzia **notevole fermento** in merito a **strumenti di supporto** messi a disposizione al fine dello sviluppo e della diffusione delle configurazioni di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e comunità energetiche rinnovabili. A **livello nazionale**, tramite il **Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza**, sono previsti **2,2 miliardi euro** per l'installazione di 2 GW di impianti rinnovabili nelle suddette configurazioni. A **livello regionale**, invece, si evidenzia come gran parte delle Regioni italiane (14 in totale) abbiano già **emanato provvedimenti regionali** in merito ad autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e comunità energetiche rinnovabili. Contestualmente, o in momenti successivi, tali Regioni hanno anche stabilito in che modo e con quale «intensità» le stesse intendano supportare la diffusione delle suddette configurazioni. Tra gli strumenti più comuni a supporto della diffusione delle configurazioni si trovano **agevolazioni per finanziare la costituzione** (circa 14 Regioni) e la **progettazione tecnico-economica delle stesse** (circa 11 Regioni), ossia strumenti che prevedono un sostegno finanziario in merito alle attività di

attivazione o costituzione, anche attraverso appositi servizi di consulenza, con particolare riferimento alla predisposizione della documentazione e dei relativi progetti.

Raccomandazioni di policy a supporto dell'evoluzione del sistema elettrico

Le sezioni sui sistemi di accumulo, l'apertura del MSD e le energy community si chiudono con una raccolta delle opinioni **degli operatori del settore** raccolte sotto forma di «**barriere**» **la cui rimozione/mitigazione possa abilitare uno sviluppo dei rispettivi “mercati”** nel nostro Paese.

Riguardo la **diffusione dei sistemi di accumulo**, una prima problematica sottolineata dagli operatori ha **carattere puramente economico** ed è legata all'**andamento del costo della tecnologia**. La **situazione geopolitica e gli effetti post-pandemia** non ancora assorbiti stanno avendo un impatto sulla **disponibilità di risorse** nonché sulla **logistica**, causando un aumento dei prezzi anche degli storage elettrochimici. Diversi operatori sottolineano, infatti, come il «**tradizionale**» **andamento decrescente dei costi delle batterie** (generato dalla crescente maturità tecnologica e dall'aumento della capacità produttiva globale) **si sia interrotto**.

Questa criticità si lega evidentemente all'**incertezza sui potenziali ricavi generati da un sistema di accumulo in futuro**, in un mercato in rapidissima evoluzione. L'effetto combinato di questi due aspetti rende **particolarmente difficoltosa e rischiosa ad oggi una valutazione di investimento**. A quest'ultimo punto si lega la necessità di **interventi normativi**, in particolare volti a ridurre l'incertezza sui ricavi, mentre un ultimo «cluster» di criticità sollevate dagli operatori riguarda **temi puramente tecnici**, come le regole di connessione e di abilitazione al MSD.

Passando al processo di **apertura del MSD**, è stato chiesto agli operatori di esprimere una opinione in merito ad un **eventuale superamento** delle “barriere” già raccolte all'interno dell'edizione 2021, all'aggiunta di nuovi ostacoli e alle proposte di risoluzione delle relative «criticità».

Gli unici aggiornamenti riguardano il **superamento dell'obbligo di offerta «simmetrica»** (a salire ed a scendere) per i servizi di riserva secondaria e l'**avvio del progetto pilota per la fornitura del servizio di regolazione di tensione** con l'asta tenutasi a giugno 2022.

In merito all'obbligo di offerta simmetrica, la **Delibera 215/2021** prevede che il **servizio di regolazione secondaria possa essere erogato anche in modalità asimmetrica** (solo nella modalità in vendita, solo nella modalità in acquisto o con delle semi-bande in vendita e in acquisto di diversa entità).

Riguardo, infine, la fornitura del servizio di regolazione di tensione, Il 22 giugno 2022 si è svolta l'**asta per l'approvvigionamento del servizio che ha visto la partecipazione di 7 operatori e un solo operatore si è aggiudicato un quantitativo in capacità**.

Così come per i temi precedenti, anche al termine del Capitolo 5 è stato raccolto il parere degli operatori. Essi evidenziano che il **primo tema che ha ostacolato la diffusione** di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, comunità energetiche rinnovabili, clienti attivi, clienti attivi che agiscono collettivamente e comunità energetiche dei cittadini risulta inerente ad un **quadro normativo regolatorio in corso di definizione**. Questo ha portato gli **operatori ad attendere i provvedimenti definitivi prima di intraprendere iniziative concrete** e investimenti in merito alla diffusione delle suddette configurazioni.

Inoltre, viene sottolineata la necessità di definire una **procedura semplificata per la verifica dell'appartenenza dei membri alla medesima cabina primaria** e di prevedere un **ruolo** di membri non controllanti per i **player energy** in modo da agevolare la diffusione delle comunità energetiche. Gli operatori intervistati, inoltre, concordano nel sottolineare difficoltà operative per effettuare lo **scorporo in bolletta**, mentre sono stati raccolti pareri disomogenei sul rivedere la soglia di potenza a **1 MW per accedere all'incentivo** (magari consentendo la partecipazione alla configurazione della **sola quota di potenza che rispetti il suddetto vincolo**) e sul consentire anche alla generazione di impianti CAR di accedere agli incentivi.

In conclusione, il quadro che emerge dal rapporto sottolinea come nel corso degli ultimi anni il **sistema elettrico italiano abbia senz'altro intrapreso un percorso evolutivo che ne sta radicalmente cambiando i connotati**, da molteplici punti di vista.

Le **imponenti misure** definite a livello comunitario vengono via via “rafforzate anche per dare risposta **all'aumento “record” dei prezzi dell'energia registrato in Europa**, e la situazione contingente sta facendo emergere con sempre maggiore forza lo **stretto legame che esiste tra sostenibilità ambientale ed economica**.

L'evoluzione delle **tecnologie abilitanti** consente di essere ottimisti riguardo le performance tecnico-economiche attese, ma le maggiori difficoltà si verificano per i diversi stakeholder coinvolti nel **disegnare un settore elettrico** che al 2030 dovrà necessariamente essere **molto diverso da quello di oggi**.

La nota positiva è rappresentata dallo **spirito «collaborativo» e «proattivo»** che si respira in questi mesi nonostante le difficoltà, guidato anche dalla sempre maggiore consapevolezza che c'è il forte rischio che **cresca sempre più il «gap» tra un corretto percorso verso la decarbonizzazione e il trend necessario** ad evitare che le emissioni producano **effetti irreversibili o incontrollabili sul clima**.

L'esperienza insegna che le misure d'urgenza intraprese quando ormai non c'è altra scelta portano spesso a soluzioni non efficienti, una **corretta pianificazione e implementazione delle risposte** per tempo (se l'espressione «per tempo» può ancora essere utilizzata quando mancano ormai solo otto anni al 2030) porterà senz'altro a **risultati migliori**.

