



# ENERGY STORAGE REPORT

Le applicazioni ed il potenziale di mercato delle soluzioni di storage in Italia: dall'accumulo di energia alla fornitura di servizi di rete

Novembre 2016



**POLITECNICO**  
MILANO 1863

**MP**

POLITECNICO DI MILANO  
GRADUATE SCHOOL  
OF BUSINESS

[energystrategy.it](http://energystrategy.it)

# Indice

|  |     |
|--|-----|
| Introduzione   | 3   |
| <i>Executive summary</i>   | 7   |
| <b>1.</b> Definizione e ambito di analisi                                    | 29  |
| <b>2.</b> Le soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo elettrochimici | 49  |
| <b>3.</b> I sistemi di accumulo come "riserva di energia"                    | 69  |
| <b>4.</b> I sistemi di accumulo per i "sistemi di rete"                      | 103 |
| <b>5.</b> I potenziali sistemi di accumulo in Italia                         | 189 |
| Gruppo di lavoro   | 205 |
| La School of Management  | 207 |
| L'Energy & Strategy Group  | 208 |
| Le imprese Partner   | 209 |





# Introduzione

Lo *storage* dell'energia non è certo argomento "nuovo", se si considera che è quantificata in oltre 170 GW la capacità installata a livello mondiale. L'Europa conta 45 GW di installazioni ed anche l'Italia (nella lista delle *top 10 countries* al mondo, con i suoi 7 GW) non è certo nuova a questo tipo di sistemi. Sono numeri "importanti" e che a prima vista potrebbero disorientare il lettore, se non si precisasse che la quasi totalità di questi impianti di *storage* si basa su tecnologie di tipo "meccanico", ed in particolare sugli impianti di pompaggio idroelettrici.

Al "nuovo" *storage*, quello elettrochimico, di Tesla e degli altri produttori che promettono attraverso le "batterie" di rivoluzionare il nostro modo di gestire l'energia, è invece dovuto

il grande fermento ed il dibattito sulla possibilità (finalmente) di stoccare l'energia elettrica. Fuor di celia, è indubbio che questo "nuovo" *storage*, più scalabile e distribuito sia da considerarsi il tassello mancante del paradigma di generazione distribuita di energia – quello per intenderci che ha fatto passare molti utenti da *consumer* a *prosumer* di energia – ed il suo naturale completamento.

Non sempre però il dibattito pubblico coglie gli aspetti più interessanti o più profondi di un fenomeno, ed il caso del "nuovo" *storage* non fa eccezione. Come si è avuto modo di studiare in questo rapporto, infatti, non è al mercato residenziale che si deve guardare per trovare le applicazioni più redditizie – giacchè in questo mercato ci si



scontra ancora con livelli di costo della tecnologia non in linea con i “risparmi” sui consumi – ma al mercato dei servizi di rete e al dispacciamento, molto meno noti, ma che hanno cubato nel 2016 oltre 2 miliardi di € di costi a carico di Terna, cui spetta il compito di “stabilizzare” la rete nazionale. Un mercato che ad oggi in Italia, a differenza di quanto accade in altri Paesi, è precluso ai sistemi di *storage*, ma che potrebbe diventare la chiave di volta per farli divenire una componente importante del nostro ecosistema energetico.

A questo potenziale e alle attese di sviluppo tecnologico è dedicato l'*Energy Storage Report*, l'ultimo dei Rapporti di ricerca pubblicati nel 2016 ed il primo dell'*Energy & Strategy Group* ad affrontare questo tema a buon ragione giudicato di frontiera.

L'occasione è propizia per ringraziare, come di consueto, le imprese *partner* della ricerca, che hanno creduto nella necessità di fare luce sul tema dell'*energy storage* anche di fronte ad un mercato in Italia che ad oggi (con la sola parte residenziale a muovere i primi passi ed i servizi di rete come indicato in precedenza ancora “non accessibili”) è ancora ad uno stadio embrionale. Allo stesso modo vanno riconosciuti i contributi dei molti altri operatori di mercato che ci consentono ogni anno di presentare analisi sempre aggiornate e costruire le nostre interpretazioni dei dati.

Il prossimo appunto è per Gennaio 2017 con l'*E-Mobility Report*, che analizzerà le principali traiettorie di innovazione ed i modelli di business più diffusi nell'ambito della mobilità elettrica, sia privata che pubblica, chiu-

dendo idealmente il ciclo delle attività del 2016 ed aprendo il nuovo ciclo di

Rapporti dell'Energy & Strategy Group per il prossimo anno.

**Umberto Bertelè**

*School of Management - Politecnico di Milano*



**Vittorio Chiesa**

*Direttore Energy & Strategy Group*





# Executive Summary

Lo *Storage Energy Report* si pone un obiettivo ambizioso: quello di fare chiarezza in un ambito, i sistemi di accumulo di energia appunto, ove spesso l'attenzione agli aspetti tecnologici o alla "moda" (legata all'azione commerciale di operatori comunque noti ad un vasto pubblico) ha lasciato in secondo piano la valutazione economica dei ritorni e dei rendimenti. Un ambito dove estremamente differenti sono le possibilità di applicazione dei sistemi di accumulo, in ambito domestico, industriale e commerciale, nelle *utilities* ed al servizio delle infrastrutture di rete e dove il quadro normativo – come sempre nell'energia, ma anche qui con ridotta attenzione da parte dei "non addetti ai lavori" – gioca un ruolo fondamentale nel defini-

re le reali potenzialità di mercato. Un ambito insomma che era necessario investigare con l'approccio analitico tipico dell'Energy&Strategy Group.

## Le tecnologie per i sistemi di accumulo elettrico.

Nel 2016 risultano installati a livello globale **oltre 170 GW di capacità così suddivisi: 60 GW in Asia, 45 GW in Europa (con l'Italia nella lista delle top 10 countries a livello globale con circa 7 GW di installato totale), 21 GW negli USA** e la restante quota di 44 GW distribuita nel Resto del Mondo. Tuttavia, di questi 170 GW, **oltre il 95%** è rappresentato da soluzioni tecnologiche di tipo meccanico, ed ancor più in partico-





lare da **pompaggi idroelettrici**, con il resto delle soluzioni tecnologiche (chimiche, elettrochimiche, elettriche e termiche) a dividersi i circa 6 GW di capacità restante. **Un tale squilibrio ha indubbiamente delle ragioni storiche, con i pompaggi idroelettrici** che hanno rivestito soprattutto in passato un ruolo preponderante (per non dire unico, quando ancora le altre tecnologie erano ad un livello di sviluppo embrionale) nella realizzazione di sistemi di accumulo, **avendo il vantaggio tra l'altro di poter raggiungere scale anche decisamente elevate.**

E' tuttavia indubbio che **oggi** – soprattutto in Europa e in larga parte dei Paesi occidentali – **il ricorso al pompaggio idroelettrico sia molto più raro, per i costi ed i tempi di investimento e per le caratteristiche di impatto "ambientale" che a questi è associato.**

Fra le soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo quelle che invece sono **soggette ad una dinamica di sviluppo in crescita sono gli storage elettrochimici**, che sia a livello residenziale, **con la diffusione a livello globale di "batterie" per usi domestici** (che anche in Italia hanno visto nel corso dell'ultimo anno un numero di installazioni compreso tra le 2.000 e le 3.000 unità) **e con il crescente volume di investimenti per "batterie" da impiegarsi per il controllo e la stabilizzazione delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione** (non in Italia però e per le ragioni che si vedranno più avanti). **I sistemi di accumulo elettrici** (SMES e SuperCapacitori), **da un lato, sono ancora ad un grado di sviluppo embrionale**, mentre **quelli chimici e termici**, che pure vedono soluzioni disponibili commercialmente, hanno ambiti di applicazione più limitati, **spesso connessi a**

**determinate configurazioni produttive** (come i campi solari termodinamici per i sali fusi).

Non è un caso quindi che **oltre il 90% dei nuovi investimenti in sistemi di accumulo a livello globale siano dedicati alle soluzioni elettrochimiche che, per le loro caratteristiche di scalabilità, sono anche quelle maggiormente adatte al paradigma di generazione distribuita di energia**, che sempre più va affermandosi nei Paesi avanzati.

Se si guarda nel dettaglio, rimandando ovviamente al Rapporto per ulteriori approfondimenti e per un quadro completo dei vantaggi e degli svantaggi delle alternative disponibili, **le "batterie" elettrochimiche più performanti in termini di energia specifica (Wh/kg)** che è indicatore "principale" nel determinare le potenzialità

di impiego di questi sistemi, giacché ne influenza decisamente la "portabilità") sono quelle agli **ioni di litio e al sodio-nichel** (anche dette ad alta temperatura).

**Le batterie a ioni di litio in particolare appaiono quelle che si adattano meglio anche ad applicazioni di piccola e media taglia (sotto i 100 kW)** grazie alla minore complessità di esercizio, mentre **sulle taglie maggiori queste sono in competizione con le batterie sodio-nichel** (considerando su queste taglie non più un problema il fatto che le batterie operino ad elevate temperature). Le batterie redox al vanadio sembrano destinate a pagare l'eccessiva complessità, mentre le batterie al piombo, nonostante siano le più diffuse, vedono decisamente appannati i loro vantaggi rispetto alle tecnologie concorrenti.

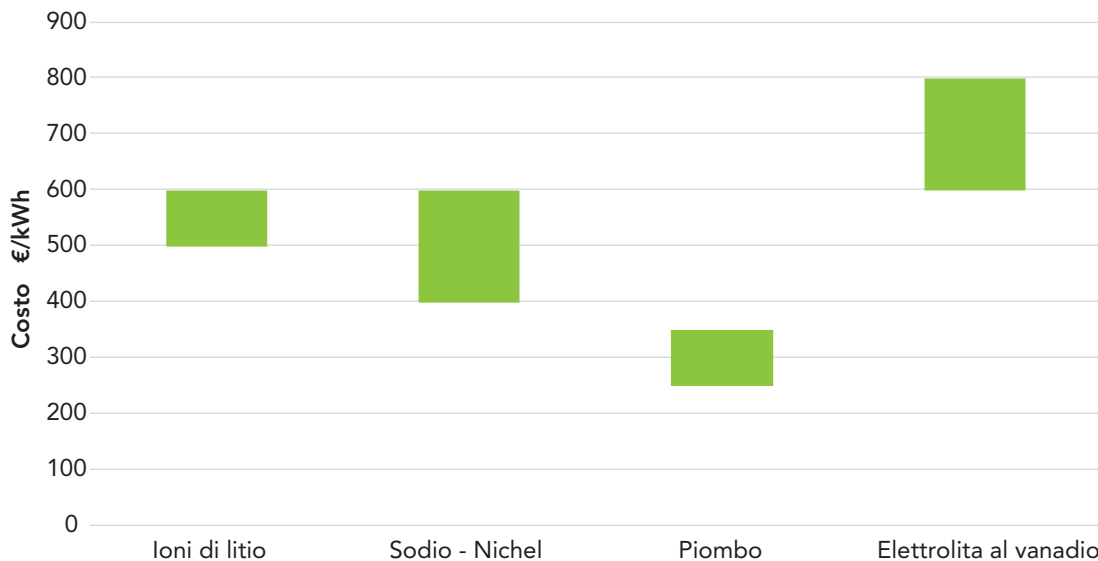
Se l'analisi condotta sino ad ora ha



guardato alle prestazioni tecniche ed ai vantaggi e svantaggi di applicazione, è evidente come sia necessario analizzare anche il costo attuale e atteso delle alternative tecnologiche prese in esame.

Il quadro che ne esce – come riportato in figura – è piuttosto chiaro:

- **le batterie al piombo godono di un notevole vantaggio di costo** (arrivando a livelli che sono circa ½ di quelli delle batterie agli ioni



di litio), che deriva indubbiamente dalle **economie di scala e di esperienza** (nello sviluppo del processo produttivo) che le caratterizza;

- **le batterie redox al vanadio sono le più costose – anche per effetto della loro complessità - e quindi quelle oggi meno competitive sul mercato;**
- **le batterie agli ioni di litio e al sodio-nichel hanno un posizionamento molto simile sul mercato e, pur rimanendo come visto su livelli di costo più elevati delle batterie al piombo, possono a buon ragione considerarsi le principali competitor sul mercato futuro degli accumuli.**

**Se si aggiunge la prospettiva di riduzione di costi nell'orizzonte dei prossimi 10 anni (sino quindi al 2025) appare con ancora maggior evidenza questo "testa a testa". Le batte-**

**rie al piombo**, infatti, nonostante le attività di ottimizzazione del processo produttivo ancora in corso, **sono previste riuscire a limare ulteriormente il costo di investimento sino ad un "massimo" del 5%. Le batterie redox al vanadio** possono invece vantare – soprattutto per effetto della riduzione della complessità dell'architettura della batteria – **riduzioni di costo attese anche nell'ordine del 20%. Le batterie sodio-nichel sono previste con una riduzione di costo che supera il 30%, ma per le batterie agli ioni di litio sono possibili modifiche del costo anche nell'ordine del 40%.** La "battaglia" quindi della generazione distribuita di energia pare doversi combattere tra le soluzioni a maggiore energia specifica.

La tecnologia è solo una delle prospettive da cui guardare il tema dei sistemi di accumulo. Altrettanto im-

portante è **l'analisi degli impieghi** di questi sistemi. Ai fini del presente Rapporto, si è **deciso di introdurre una classificazione alternativa**, che invece che guardare al tipo di comportamento "elettrico" richiesto al sistema di accumulo, **si focalizza sull'attore principale del sistema per cui vengono impiegati i sistemi di accumulo**. In particolare quindi si sono distinti:

- **gli impieghi denominati "servizi di rete"**, dove i sistemi di accumulo sono utilizzati (dal gestore di rete o da altri soggetti ne perseguano i medesimi obiettivi) per garantire il corretto funzionamento della rete di trasmissione e distribuzione, sia in termini di qualità di erogazione del servizio che di sicurezza del sistema;
- **gli impieghi denominati «riserva di energia»**, dove i sistemi di accumulo sono utilizzati da pro-

**duttori di energia** (sia a livello residenziale, commerciale e industriale, con i cosiddetti *prosumer*, che a livello degli operatori "puri" sul mercato elettrico) **al servizio di impianti non programmabili**.

E' guardando a questi due tipi di impieghi che si è sviluppato il testo del Rapporto.

**I sistemi di accumulo come "riserva di energia"**

E' evidente come questa forma di impiego sia **quella più nota e dibattuta proprio perché interessa da vicino il cosiddetto *prosumer***, ovvero il soggetto che da utente elettrico è divenuto anche produttore di energia, sfruttando il paradigma della generazione distribuita.

Al fine di **modellizzare gli impieghi**

**in questo ambito**, si è deciso nel Rapporto di **considerare il caso di accoppiamento tra sistemi di accumulo e impianti di produzione di energia elettrica da fotovoltaico**. In particolare si è considerato il **caso di un impianto fotovoltaico da 3 kW** (che rappresenta ad oggi oltre il 60% del mercato residenziale e conta all'incirca 180.000 impianti), cui si decida di **accoppiare un sistema di accumulo agli ioni di litio di 3 diverse capacità: 2, 4 e 6 kWh**. Si sono infine considerate due opzioni: (i) l'impianto fotovoltaico da 3 kW sia già presente e quindi il sistema di accumulo sia aggiunto in logica di **retrofit**. E' opportuno sottolineare come, in questo caso, il costo per il sistema di accumulo sia maggiore giacché è necessario sostituire anche l'inverter dell'impianto fotovoltaico per renderlo compatibile con le esigenze impiantistiche di collegamento con i sistemi di accu-

mulo; (ii) l'impianto fotovoltaico ed il sistema di accumulo siano installati **ex novo** e congiuntamente.

Rimandando al testo del Rapporto per i dettagli delle analisi è qui possibile tuttavia riassumere i risultati come segue.

**Nel caso delle batterie più piccole (2 kWh), con l'attuale struttura di costi (5.000 - 5.500 € per il retrofit e 3.500 - 4.000 € per gli impianti ex novo) la redditività dell'investimento sia sempre al di sotto della soglia di accettabilità. Per arrivare – in ogni caso applicativo – alla soglia del 4% sarebbe necessario raggiungere livelli di costo inferiori a 3.000 € / kWh, ossia circa il 33% in meno nel caso di impianti ex novo e oltre il 40% nel caso di retrofit.** Questo secondo caso è ancora più complesso giacché richiede un investimento

aggiuntivo nell'inverter, componente per il quale (a differenza di quanto avviene per i sistemi di accumulo) è assai difficile prevedere riduzioni significative di costo nei prossimi anni. **Considerando il vincolo del tempo di rientro, invece, il costo dovrebbe scendere sino a 1.500 €/kWh per scendere almeno sotto la vita utile della batteria (10 anni).** Valore di costo che appare difficilmente raggiungibile.

**La situazione per gli impianti da 4 kWh è decisamente migliore** per quanto riguarda la redditività dell'investimento, che **in quasi tutti i casi è almeno pari o superiore alla soglia del 4%.** **Considerando il vincolo del tempo di rientro, invece, il costo dovrebbe scendere sino a 3.000 €/kWh per rimanere almeno sotto la vita utile della batteria (10 anni).** Valore di costo che rappresenterebbe una ri-

**duzione rispetto all'attuale del 40% e 60% nei rispettivi scenari.**

Rispetto al caso da 2 kWh il **trade off tra il dimensionamento** (e quindi l'incremento della quota di autoconsumo "contestuale") **ed il costo del sistema di accumulo pare essere qui risolto in maniera più efficace.** Anzi proprio su questa taglia appare possibile **costruire scenari di integrazione ancora più spinti ove sia massimizzato il consumo elettrico.** Si dà infatti spazio nel Rapporto alla analisi di uno scenario denominato *full electric* in cui l'intero fabbisogno energetico dell'abitazione (incluso quello che ad oggi normalmente è soddisfatto col gas) è invece soddisfatto attraverso apparecchiature che utilizzano il vettore elettrico (come le cucine ad induzione e le pompe di calore).

In questo caso **i tempi di ritorno**

complessivi sono inferiori a 8 anni e con rendimenti “a due cifre” per quanto riguarda l’IRR, anche se è evidente che in questo caso ci si rivolga prettamente al mercato delle nuove abitazioni e sia necessario prevedere in fase di progettazione l’adozione di questo paradigma.

La situazione per gli impianti da 6 kWh presenta una situazione più polarizzata, con gli interventi di realizzazione *ex novo* che mostrano redditività sopra la soglia di accettabilità, e gli interventi in *retrofit* che invece sono caratterizzata da maggiori criticità. Se si guarda al PBT, però, sarebbe necessario anche qui arrivare a livelli di costo del 38% inferiori a quelli attuali (circa il 50% nel caso di *retrofit*) per permettere all’investimento di rientrare prima della vita utile della batteria.

**Le riduzioni di costo di investimento**

necessarie per riportare le situazioni entro criteri di accettabilità dal punto di vista economico appaiono essere molto spesso estremamente **significative** anche a paragone delle previsioni sullo sviluppo delle tecnologie. **L’impiego dei sistemi di accumulo come “riserva di energia” in ambito residenziale appare ancora lontano dalla piena sostenibilità economica. Soprattutto con riferimento agli interventi di *retrofit*, che potrebbero giovare della base installata già esistente, non pare – salvo che nel caso di dimensioni intermedie come il 4 kWh – vi possano essere rendimenti dell’investimento tali da giustificare la diffusione di mercato.**

E’ dunque evidente che le **strade per lo sviluppo del mercato in ambito residenziale non possono che essere due, e per certi versi quasi “antitetiche”:**



- **una adozione che non si basi su criteri di economicità** (peraltro cosa non rara quando il decisore è l'individuo o la famiglia) **e quindi privilegi gli aspetti di innovazione tecnologica** (sui quali ad esempio puntano alcuni degli operatori di punta del mercato) **o di sostenibilità ambientale dell'investimento;**
- **una adozione che passi da un nuovo paradigma di consumo elettrico** (estendendo addirittura la configurazione *full electric* vista qui con la necessità di ricarica di uno o più veicoli elettrici) **che renda la produzione distribuita e l'utilizzo efficiente (temporalmente distribuito grazie ai sistemi di accumulo) dell'energia elettrica la "chiave" attorno alla quale vengono progettati i nuovi sistemi residenziali.**

Appare superfluo, eppure opportuno,

sottolineare come la **seconda strada – favorita anche dalla riforma tariffaria prima citata – sia quella più desiderabile, ma indubbiamente la più "stretta"**, soggetta come è alla necessità di ripresa decisa degli investimenti nel mercato residenziale e di una maggiore e più diffusa consapevolezza delle potenzialità e delle caratteristiche dei sistemi di accumulo elettrici. **E' la prima strada tuttavia quella che caratterizza il mercato odierno e rispetto alla quale una parte degli operatori sta costruendo** (forse correndo anche qualche rischio) **la propria value proposition.**

Il quadro che si è dipinto in ambito residenziale spinge a fare alcune riflessioni rispetto agli altri ambiti possibili di impiego dei sistemi di accumulo come "riserva di energia". Innanzitutto il caso dei **comparti industriali**. In questi casi, gli impianti locali di pro-

duzione di energia (fotovoltaici) nella maggior parte dei casi – con la parziale eccezione dei primissimi Conti Energia dove era lo “spazio disponibile” a guidare la progettazione – sono stati dimensionati per massimizzare l’auto-consumo contestuale, che raggiunge picchi anche superiori all’80%. In tale contesto **il contributo aggiuntivo dei sistemi di accumulo appare essere decisamente limitato e non in grado di ripagarsi economicamente**. Con un dimensionamento ad hoc dell’impianto fotovoltaico il **livello di auto-consumo sulla produzione, già oggi, raggiunge quote oltre l’80%**; di conseguenza la parte di produzione fotovoltaica destinabile alla ricarica della batteria ammonterebbe ad una quota modesta (ad esempio il weekend a sito produttivo chiuso). Questo significherebbe un uso saltuario e discontinuo della batteria tale da rendere ancor più insostenibile l’investimento

in oggetto.

Ancora più critico è il caso degli **impianti non programmabili**. Qui, se si escludono i “servizi di rete” che si tratteranno invece più avanti, **l’unico impiego dei sistemi di accumulo come “riserva di energia” può essere lo sfruttamento delle differenze di prezzo orario sul mercato dell’energia**, ipotizzando di usare gli accumuli come *time shift* della fornitura di energia al mercato. Per ottenere un *time shift* di 1 ora per un impianto da 1 MW è necessario un sistema di accumulo di capacità pari almeno a 1 MWh, con conseguenti costi di investimento nell’ordine di 700.000 €. **Se si considerano le differenze massime orarie registrate in un campione di mesi sul mercato elettrico queste non superano i 40-60 €/ MWh nei picchi**, ma tradotte in numero di «finestre» di opportunità di trading, si

registrano bassissime probabilità di accadimento. **Anche in questo caso quindi è evidente come il razionale economico – per i soli impieghi di “riserva di energia” – sia decisamente di là da venire.**

### **I sistemi di accumulo per i “servizi di rete”**

L’impiego dei sistemi di accumulo per i “servizi di rete” offre invece un quadro decisamente differente. Nell’ambito del Rapporto, **dovendo fare una scelta rispetto a quali “servizi di rete” considerare si è scelto di concentrarsi sul mercato del Dispacciamento.**

Con il termine mercato del Dispacciamento in Italia si intendono tutte quelle operazioni eseguite dall’ente regolatore, o da chi viene incaricato da esso, al fine di garantire la gestio-

ne in sicurezza del sistema elettrico. Tra queste particolare rilevanza economica assume il **Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD)**, dove viene acquistata e venduta l’energia necessaria a controbilanciare ogni sbilanciamento sulla rete. Sul MSD Terna agisce come controparte centrale e **le offerte da parte di chi è in grado di fornire energia (o di ridurre la produzione) una volta accettate vengono remunerate al prezzo presentato (pay-as-bid).** E’ evidente quindi come sia in capo agli operatori la valutazione della convenienza economica dell’offerta presentata e della eventuale competizione attesa sul MSD e come, in situazioni di elevata criticità o di scarsa concorrenza (si rammenti che – come sarà chiarito meglio in seguito – le offerte si devono riferire a specifiche “zone” della rete), la posizione di Terna sia di relativo svantaggio nella remunerazione

del servizio.

E' inteso, e si tornerà più avanti su questo, che le **valutazioni fatte – riferendosi ad una parte e non al tutto del mercato del Dispacciamento – siano da intendersi come “conservative” rispetto alle reali potenzialità dei sistemi di accumulo.**

**Il costo dei servizi di rete sul MSD è stato pari nel 2015 a oltre 1,15 miliardi di €, in calo – grazie soprattutto agli investimenti fatti da Terna sulle infrastrutture di rete – significativo rispetto agli anni 2013 e 2014. Se si considera come termine di paragone il costo dell'energia (PUN medio del 2015 pari a 52,3 €/MWh), regolare il mercato è costato l'equivalente di 22 TWh di energia. Il 2016 ha fatto però segnare una pericolosa inversione di tendenza, con il primo semestre che da solo ha comportato**

costi per oltre **1 miliardo di €.**

Nel MSD i comportamenti attraverso il quale TERNA gestisce il dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione vengono **definiti «a salire» quando compra energia** (ossia chiede agli operatori di aumentare la produzione rispetto a quanto programmato sul MGP - Mercato del Giorno Prima ), **«a scendere» quando la vende** (ovvero l'operatore che l'aveva messa a disposizione sul MGP la “ricompra” da Terna in quanto non più necessaria). **Nel 2015 complessivamente sono stati transati 15 TWh (di cui il 65% a salire). Il dato del primo semestre 2016, mostra livelli di transazioni di 10 TWh (di cui il 56% a salire).**

Al mercato del dispacciamento possono partecipare solamente gli impianti **«abilitati»**, ossia **unità di produzione**

**o consumo che rispondono ai requisiti fissati** (in termini di potenza, tempi di risposta, variazioni di assetto, ...) **nelle regole per il dispacciamento ai fini dell'abilitazione alla fornitura a Terna di risorse per il dispacciamento** dell'energia elettrica. Le **unità abilitate (UA)** ad oggi sono **esclusivamente impianti programmabili**. Sono quindi esclusi sia **gli impianti alimentati a fonti rinnovabili non programmabili** (quindi eolico e fotovoltaico) **sia i sistemi di accumulo**.

**Ancora di là da venire, quindi, è l'accesso al MSD in Italia da parte dei sistemi di accumulo, in particolare di quegli operatori (batteristi "puri" o "storage farm" ) – che invece operano su analoghi mercati di altri Paesi europei, come la Germania o il Regno Unito, ai quali sono dedicati degli approfondimenti nel Rapporto – che offrono attraverso**

**sistemi di accumulo appositamente connessi alla rete quei servizi descritti in precedenza. Questo nonostante, giova sottolinearlo, in termini di prestazioni operative, ad esempio tempo di risposta e potenza disponibile, gli accumuli elettrochimici risultino essere già oggi competitivi in questo tipo di mercati.**

**Le simulazioni economiche condotte per un operatore cosiddetto "Batterista Puro", che si doti di batterie agli ioni di litio per operare sul MSD, e per le quali ovviamente si rimanda al dettaglio del Rapporto, offrono risultati estremamente interessanti. L'IRR dell'investimento nella configurazione di riferimento risulta positivo a partire da valori di prezzo dell'energia transata "a salire" di 175 €/MWh. Questa soglia è la medesima che porta il PBT, di poco superiore ai 10 anni, ossia la vita utile della**

**batteria. Per trovare condizioni di investimento con IRR > 10% è necessario salire sino a livelli di prezzo dell'energia di 275 €/MWh che è anche la soglia di riferimento se si vuole mantenere il PBT entro 6 anni.**

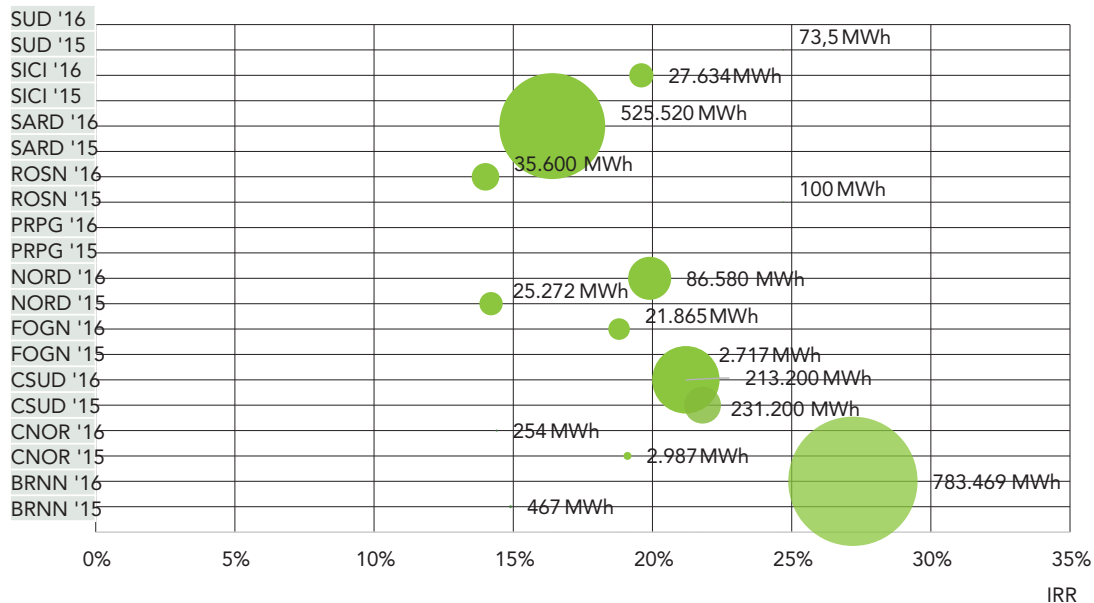
Questi **valori**, che a prima vista possono sembrare molto lontani dalla "realtà" del mercato elettrico, sono invece **non infrequenti sul MSD**. Per ogni **area geografica virtuale (sono in tutto 10) in cui è suddiviso il MSD** si è effettuata **la analisi ora per ora, giorno per giorno dei MWh transati negli anni 2015 e 2016** (dove i mesi di Novembre e Dicembre sono stati stimati tenendo conto dell'andamento mensile del MSD negli ultimi 4 anni per quanto riguarda l'energia transata, per il corrispettivo economico si è tenuto presente l'andamento annuale come da dati Terna-GME). Complessivamente quindi **si sono analizzate**

**oltre 170.000 registrazioni di transazioni**, rispetto alle quali è stata valutata la sostenibilità economica del "Batterista Puro" considerando che questo voglia operare **esclusivamente sul MSD "a salire"**.

**Il quadro dei risultati** – che nel Rapporto sono dettagliati per ogni anno e per ogni singola area geografica, rappresentando quindi anche una notevole fonte di dati per gli operatori – è riportato in figura.

**La somma dell'energia transabile in maniera economicamente sostenibile per un "Batterista Puro" nel 2015 è pari a 95.168 MWh e le aree geografiche di possibile insediamento sono 7 su un totale di 10.** La situazione ovviamente si modifica in meglio se si prende a riferimento il **2016**, con la **quota di energia che sale a 1.694.122 MWh (+ 1.680%) e 8 aree di possibile insediamento.** In questo senso è evidente un "Batterista Puro"





avrebbe potuto beneficiare – ma forse anche mitigare – il “nervosismo” del mercato.

**Gli IRR**, rammentando che la soglia

di sostenibilità è stata fissata al 10%, hanno **valori che variano tra il 15%, della zona di Rossano tenendo conto dell’andamento del MSD 2016,**



**e il 27% della zona di Brindisi sempre nel 2016.** Nell'anno 2015 il range minimo-massimo è invece rappresentato dal 14,2% di Nord e dal 27,2% di Brindisi.

**Un potenziale quindi estremamente significativo che cresce ulteriormente se si considerano i valori attesi di costo delle batterie al litio.** Applicando infatti – come mero esercizio di scenario – ai dati del MSD del 2015 le condizioni di costo delle batterie al litio al 2025 – **la quantità di energia transabile passi da 95.168 MWh a 431.905 MWh (+ 4,5 volte), con tutte le aree geografiche (ad eccezione della comunque piccola Priolo Gargallo) potenzialmente sede di investimenti.**

**Le opportunità per l'impiego di sistemi di accumulo nel nostro Paese come fornitori di "servizi di rete"**

**sono quindi evidenti,** non solo nel 2016 (dove le tensioni sul MSD hanno creato spesso condizioni di prezzo decisamente "fuori mercato") ma **anche nel 2015, che invece è il risultato di un percorso virtuoso di riduzione dei costi del MSD.**

**Se si aggiungono le attese riduzioni di costo di investimento per i sistemi di accumulo ed il fatto che il mercato del Dispacciamento sia in realtà molto più ampio del "solo" MSD** (come anche dimostrato dai casi di altri Paesi riportati in questo Capitolo) ci si rende conto di come **le possibilità siano già oggi più che concrete.** Non è un caso che le zone con il potenziale maggiore siano quelle meridionali, dove maggiore è la presenza di impianti rinnovabili non programmabili e dove storicamente più critica è la condizione della domanda e della offerta di energia.





E' possibile pensare ad un **nuovo paradigma di gestione delle rete nazionale che tenga in considerazione i sistemi di accumulo** come strumento chiave, soprattutto in congiunzione con il contributo delle rinnovabili non programmabili? E' possibile vedere nei sistemi di accumulo delle **alternative – da valutare economicamente e nell'impatto complessivo – ad investimenti infrastrutturali nella rete?** La risposta che i dati lasciano supporre è ovviamente positiva.

### **Il potenziale di mercato in Italia per i sistemi di accumulo**

Usando la **medesima distinzione tra impieghi** vista sino ad ora, è stato poi possibile **stimare il potenziale di mercato in Italia per i sistemi di accumulo da qui al 2025.**

Innanzitutto si è stimato il **potenziale**

**di mercato dei sistemi di accumulo come riserva di energia** come costituito da **3 componenti chiave:**

- **le nuove realizzazioni residenziali**, in particolare quelle **sviluppate secondo il paradigma *full electric***, ossia l'accoppiamento di sistemi di produzione localizzati (fotovoltaico), sistemi di accumulo ed utenze esclusivamente elettriche per soddisfare i fabbisogni energetici della famiglia (inclusa l'eventuale mobilità);
- **le realizzazioni residenziali in retrofit su impianti esistenti**, dove l'impiego dei sistemi di accumulo è in accoppiamento ad impianti di produzione di energia localizzati esistenti ed è quindi richiesto l'adeguamento dell'impianto con la sostituzione dell'inverter;
- **le realizzazioni non residenziali**, per *prosumer* commerciali o industriali o nei casi di impianti *stand*

| Componente                      | Sostenibilità economica dell'investimento in sistemi di accumulo  | Propensione all'adozione dei sistemi di accumulo (% del mercato teorico penetrabile)   |
|---------------------------------|---|--|
| <b>Residenziale nuovo</b>       | La redditività dell'investimento è accettabile solo nelle condizioni full electric e per livelli di costo delle batterie in riduzione del 25%-30% rispetto ai costi attuali   | 10%-15%<br>(considerando la ridotta diffusione attuale dei sistemi full electric e che il livello di costo identificato non sarà raggiunto prima del 2020) |
| <b>Residenziale in retrofit</b> | La redditività dell'investimento risulta accettabile solo per livelli di costo delle batterie in riduzione del 40%-45% rispetto ai costi attuali, condizione quindi sostanzialmente irrealizzabile nell'orizzonte di tempo considerato. | 5%-10%<br>(considerando comunque che l'adozione da parte del cliente residenziale non è soggetta esclusivamente a valutazioni economiche)                  |
| <b>Non Residenziale</b>         | La redditività dell'investimento risulta non accettabile lungo tutto l'orizzonte considerato ed in qualsiasi condizione di costo delle batterie   | 0%<br>(considerando l'adozione in questi casi soggetta esclusivamente a valutazioni economiche)  |

alone di produzione di energia da fonti rinnovabili non programmabili.

La tabella riporta le **ipotesi di propensione all'adozione** per ciascuna delle componenti sopra identificate.

Come conseguenza diretta di quan-

to visto sopra, **il mercato potenziale dei sistemi di accumulo come "riserva di energia" da qui al 2025 può essere stimato in 150 milioni di €, di cui il 50% relativo ai sistemi ex novo (con oltre 25.000 realizzazioni) ed il restante 50% al retrofit (pari a circa 21.000 realizzazioni). Il valore è**

dunque interessante anche se complessivamente si raggiunge solo tra il 15%-20% del totale della base installata al 2025 di impianti residenziali di produzione di energia localizzati (fotovoltaici) e non si prevede alcuna penetrazione del mercato non residenziale.

Non pare invece esserci un mercato di una qualche significatività nel caso delle utenze non residenziali. Infatti, in questi casi come discusso in precedenza, da un lato, la progettazione dell'impianto di produzione di energia è stata nella maggior parte dei casi pensata per massimizzare ex ante il consumo di energia contestuale e, dall'altro lato, negli impianti *stand alone* è invece troppo poco rilevante economicamente il beneficio dall'effetto di *time shift* o di continuità della produzione che potrebbe essere garantito dai sistemi di accumulo.

Per quanto riguarda invece il potenziale dei sistemi di accumulo per i "servizi di rete" si è ritenuto opportuno considerare i valori di prezzo sul MSD registrati nel 2015 (e non considerando quindi l'effetto distortivo rispetto al trend del 2016) e riportare due scenari:

- uno scenario conservativo, dove l'ingresso (ed il conseguente dimensionamento) del "Batterista Puro" avvenga solo per operare in condizioni di prezzo dell'energia transata a "salire" superiori a 275 €/MWh.
- uno scenario espansivo, dove l'ingresso (ed il conseguente dimensionamento) del "Batterista Puro" avvenga per operare in condizioni di prezzo dell'energia transata a "salire" superiori a 175 €/MWh, ossia in modo molto più organico al funzionamento del mercato

**Il mercato potenziale dei sistemi di accu-**

mulo nei “servizi di rete” da qui al 2025 può essere stimato in circa 90 milioni di € nello scenario conservativo e sino a 420 milioni di € nello scenario espansivo, che ha peraltro maggiori possibilità di accadimento. Complessivamente quindi si tratta di un **mercato potenziale grande sino a quasi 3 volte quello degli impieghi come “riserva di energia”**.

Se si considera che **questo mercato di fatto oggi non esiste, giacchè i sistemi di accumulo non sono ammessi ad operarvi**, e che la stima fatta è conservativa in quanto considera solo un parte del mercato del Dispacciamento (in particolare il MSD “a salire”), **ci si rende conto della rilevanza delle decisioni assunte o da assumere in merito.**

**Se è poi vero che l’aumento della competizione** (come al contrario ha dimostrato l’andamento nel mercato del 2016) **porta a ridurre il costo del Di-**

**spacciamento è ragionevole assumere un effetto “a cascata” dell’ingresso dei sistemi di accumulo.** Se si ipotizza che i sistemi di accumulo entrati sul MSD permettano almeno di tagliare i picchi di prezzo dell’energia transata “a salire”, **i benefici per il Sistema Paese** (rappresentato in questo caso da Terna che si accolla gli oneri del Dispacciamento) potrebbero essere **quantificabili in 321 milioni di €.** **Un valore che da solo sarebbe equivalso al 29% del MSD 2015** e che corrisponderebbe (essendo però un risparmio annuale) all’**installazione di 230 MW di sistemi di accumulo.**

**Il mercato dei sistemi di accumulo nel nostro Paese è di fronte ad un bivio:**

- **restare un mercato tutto sommato di nicchia**, rivolto quasi **esclusivamente ai clienti residenziali** e con una spinta fondamentale che non è quella economica, ma la “moda” o l’attenzione all’ambiente da parte del cliente finale

- **divenire un mercato organico al sistema di generazione dell'energia** (come peraltro già accade in altri Paesi europei), ampliando i propri confini al mondo delle imprese e permettendo **la nascita di operatori specializzati** che possano sfruttare i sistemi di accumulo per partecipare attivamente al mercato. In questo secondo caso – come visto nel Capitolo 4 – **anche per gli impianti rinnovabili utility scale**

**l'adozione di sistemi di accumulo troverebbe dei razionali economici convincenti**, con numeri quindi anche maggiori di quelli qui riportati nello scenario espansivo.

**Gli operatori specialistici dei sistemi di accumulo, il sistema imprenditoriale dell'energia e soprattutto il regolatore hanno l'arduo compito oggi di decidere quale strada intraprendere.**

**Davide Chiaroni**  
*Responsabile della Ricerca*



**Federico Frattini**  
*Responsabile della Ricerca*



**Damiano Cavallaro**  
*Project Manager*





POLITECNICO  
MILANO 1863

MP

POLITECNICO DI MILANO  
GRADUATE SCHOOL  
OF BUSINESS



# Definizione e ambito di analisi 1

Partner



Green Power



Con il patrocinio di

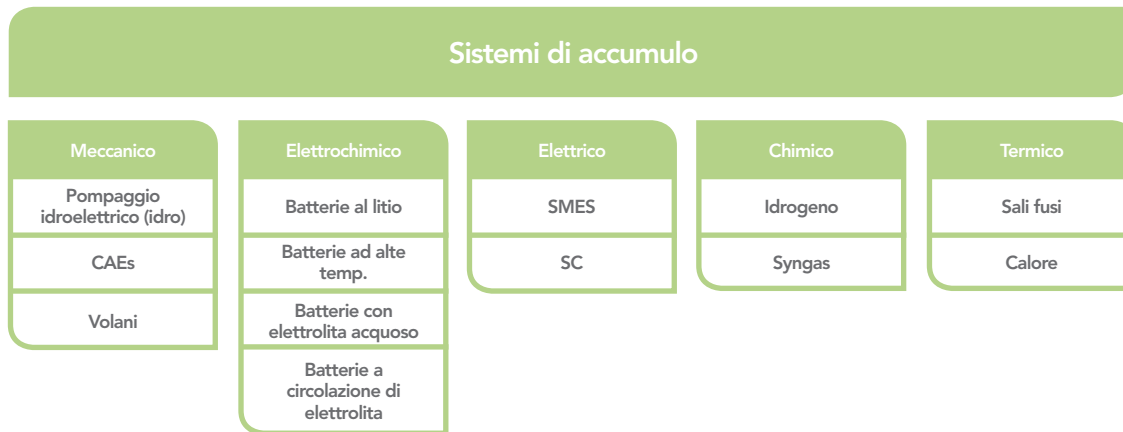


### Obiettivi della sezione

- L'obiettivo fondamentale di questo capitolo è quello **di definire i "confini" della ricerca**, inquadrando sin da subito quale è il focus che si è scelto per questo Rapporto. A questo scopo si presenta:
  - **un breve quadro delle soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo (storage)** e delle loro principali caratteristiche;
  - una classificazione degli **impieghi possibili per i sistemi di accumulo**, con particolare attenzione alla **distinzione fra i cosiddetti impieghi di "riserva di energia"** (utilizzabili **localmente ed in stretta congiunzione con i sistemi di produzione**) e quelli dei **"servizi di rete"** (che hanno invece come obiettivo garantire **l'efficacia e l'efficienza delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica**)
- Il focus del Rapporto, a partire dal capitolo successivo a questo, saranno quindi i **sistemi di accumulo elettrochimico** ed i loro possibili impieghi come **"riserva di energia"** e **soprattutto per i "servizi di rete"**

# Le soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo

- Di seguito viene mostrata una classificazione delle **diverse soluzioni tecnologiche** con cui è possibile **accumulare energia**;
- Nelle slide successive – per ciascuna delle tipologie qui rappresentate – verrà fornita una breve descrizione, che ne metta in luce le principali caratteristiche e tipologie di impiego





# Le soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo meccanico

| Sistemi di accumulo | Alternativa tecnologica | Descrizione  |
|---------------------|-------------------------|--|
| Meccanico           | Pompaggio idroelettrico | Questi sistemi funzionano con il travaso dell'acqua tra due serbatoi, posti a quote diverse. Durante i periodi "off peak" si utilizza energia a basso costo, fornita dalla rete, per pompare l'acqua dal serbatoio inferiore a quello superiore, utilizzando turbine reversibili. Nei periodi di picco della domanda, l'acqua viene quindi rilasciata attraverso le turbine per produrre energia che viene messa sul mercato a prezzi più alti. Il bilancio energetico è negativo, perché è più l'energia spesa di quella che si produce. Ma il processo conviene comunque, perché la pompa viene azionata utilizzando energia a basso costo, prelevata nelle ore notturne oppure prelevata dagli esuberanti nei periodi di picco della domanda a causa dell'entrata in funzione di campi eolici e fotovoltaici. |
|                     | CAES                    | Compressed Air Energy Storage: questi sistemi utilizzano compressori alimentati da energia elettrica a basso costo prodotta nelle ore notturne. L'aria compressa viene accumulata in cavità ermetiche, ad una pressione di 70-100 bar e viene utilizzata in un impianto turbogas tradizionale, permettendo di eliminare il lavoro del compressore e aumentando così notevolmente l'efficienza. Il risparmio che si può ottenere è di circa il 40% di gas per la produzione della stessa quantità di energia elettrica.   |
|                     | Volani                  | Sistema di accumulo cinetico di energia, in cui una massa cilindrica viene fatta ruotare a velocità altissime da un motore elettrico che assorbe così gli eccessi di produzione. L'energia accumulata dalla massa ruotante può poi venire estratta utilizzando lo stesso motore in funzione di generatore elettrico. Tutta la parte in movimento è priva di attriti, essendo tenuta sottovuoto e sospesa magneticamente. Ciò garantisce altissimo rendimento e lunga durata.   |

# Le soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo elettrochimico

| Sistemi di accumulo | Alternativa tecnologica                |          | Descrizione   |
|---------------------|--|----------|---|
| Elettro-chimico     | Batterie a circolazione di elettrolita | Redox    | Sistemi che utilizzano reazioni accoppiate di ossido-riduzione in cui sia i reagenti che i prodotti sono disciolti in soluzione acquosa.  |
|                     | Batterie ad alta temperatura           | Na/S     | L'elemento costitutivo di un accumulatore al sodio/zolfo è composto da due elettrodi allo stato fuso (di sodio e zolfo), a fronte di un elettrolita di tipo ceramico (beta allumina).   |
|                     |  | Na/NiCl  | Simile alla Na/S, cambia soltanto il materiale di un elettrodo (cloruro di nickel invece che zolfo).  |
|                     | Batterie al litio                      | Li-ion   | L'elemento costitutivo di un accumulatore al litio è composto da due elettrodi, uno composto da grafite allo stato litato (anodo), mentre l'altro (catodo) da un ossido litato di un metallo di transizione (cobalto, nichel e manganese); l'elettrolita può essere liquido o polimerico. |
|                     | Batterie con elettrolita acquoso       | Pb/acido | L'elemento costitutivo di un accumulatore al piombo è composto da un elettrodo negativo di piombo metallico e da un elettrodo positivo di biossido di piombo, a fronte di un elettrolita costituito da una soluzione acquosa di acido solforico.  |

# Le soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo elettrico

| Sistemi di accumulo | Alternativa tecnologica | Descrizione   |
|---------------------|-------------------------|---|
| Elettrico           | SMES                    | (accumulo in magneti superconduttori). L'energia è accumulata in un campo magnetico creato dal flusso di corrente che attraversa un cavo conduttore (detto più precisamente "induttore"). Se l'induttore è composto da materiale superconduttore, il sistema di accumulo elettromagnetico di energia viene denominato SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage).   |
|                     | SC                      | Super Capacitore: I supercondensatori (supercapacitors) sono composti di due elettrodi polarizzabili, un separatore e un elettrolita, dove il campo elettrico è immagazzinato nelle interfacce tra l'elettrolita e gli elettrodi. I supercondensatori si caratterizzano per l'elevata densità di potenza, per la grande durata (500 000 cicli di carica-scarica con una durata di vita minima di 10 anni, senza che la capacità si modifichi in funzione del tempo) e per la semplicità e reversibilità dell'immagazzinamento di energia rispetto alle batterie convenzionali. Lo svantaggio è legato invece alla quantità di carica accumulabile che è limitata e dipende dalla superficie di interfaccia elettrodo-elettrolita. |

# Le soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo chimico

| Sistemi di accumulo | Alternativa tecnologica | Descrizione   |
|---------------------|-------------------------|---|
| Chimico             | Idrogeno                | L'idrogeno utilizzato come sistema di accumulo può essere immagazzinato (gas compresso) in diversi modi. Quelli principalmente utilizzati sono: sotto terra e a bordo di veicoli in contenitori pressurizzati. Quest'ultima soluzione di accumulo è la più semplice: l'idrogeno viene compresso a circa 20,7 MPa e immagazzinato in cilindri per il gas, a pressione standard, o in contenitori sferici per quantità superiori a 15.000 Nm <sup>3</sup> . In generale l'accumulo sotto forma di gas compresso, in tubi ad alta pressione, è limitato a sistemi inferiori ai 14.000 Nm <sup>3</sup> o ancora minori, a causa del loro costo elevato. L'accumulo dell'idrogeno in impianti sotterranei, invece, è conveniente per il trattamento di grossi quantitativi o per lunghi periodi. |
|                     | Syngas                  | Processo di gassificazione del carbone e trattamento del syngas per una produzione di idrogeno ed energia elettrica a emissioni estremamente ridotte di agenti inquinanti e di anidride carbonica   |



# Le soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo termico

| Sistemi di accumulo | Alternativa tecnologica | Descrizione  |
|---------------------|-------------------------|--|
| Termico             | Sali fusi               | Per applicazioni in centrali termoelettriche, soprattutto ad energia solare, il sistema più adottato è costituito da specchi parabolici che concentrano la luce diretta del sole e da serbatoi di sali fusi i quali hanno la proprietà di essere dei pessimi conduttori di calore e quindi lo trattengono fino al momento del suo prelievo. Alcune centrali utilizzano nitrato di sodio fuso per l'immagazzinamento del calore e la produzione di vapore, consentendo di ottenere migliori efficienze e una maggiore flessibilità nell'utilizzo della produzione di energia elettrica.   |
|                     | Calore                  | Il termine "Solar Pond" viene usato per descrivere una massa di acqua, contenuta in un bacino, che assorbe l'energia solare incidente e l'accumula al suo interno. La tecnica più utilizzata è quella del lago solare a gradiente salino (salinity gradient solar pond). La costruzione del solar pond, fino a migliaia di metri quadrati, ha costi per unità di area molto inferiori a quelli di qualunque altra metodologia di sfruttamento dell'energia solare. La grande massa di accumulo e la capacità di isolamento termico caratterizzano i solar pond, che così possono mantenere l'energia termica per lunghi periodi (stagioni) senza che si registrino sensibili diminuzioni della temperatura della salamoia. |

## Le soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo

- Le diverse soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo viste in precedenza hanno un **livello di diffusione estremamente differenziato**.
- Gli **oltre 170 GW di capacità complessivamente installata a livello globale** sono così suddivisi:
  - **60 GW in Asia, 45 GW in Europa** (con l'Italia nella lista delle **top 10 countries a livello globale con circa 7 GW di installato totale**), **21 GW negli USA** e la restante quota di 44 GW distribuita nel Resto del Mondo;
  - **Circa 164 GW della capacità installata** è rappresentata da soluzioni tecnologiche di tipo meccanico, ed ancor più in particolare da **pompaggi idroelettrici**. Le **altre soluzioni** tecnologiche si dividono quindi la parte restante, poco più di **6 GW di capacità installata a livello globale**.
- **Un tale squilibrio ha indubbiamente delle ragioni storiche**, con i **pompaggi idroelettrici** che hanno rivestito soprattutto in passato un ruolo preponderante (per non dire unico, quando ancora le altre tecnologie erano ad un livello di sviluppo embrionale) nella realizzazione di sistemi di accumulo, **avendo il vantaggio tra l'altro di poter raggiungere scale anche decisamente elevate**.

# Le soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo

- E' tuttavia indubbio che **oggi** – soprattutto in Europa e in larga parte dei Paesi occidentali – **il ricorso al pompaggio idroelettrico sia molto più raro, per i costi ed i tempi di investimento e per le caratteristiche di impatto “ambientale” che a questi è associato.**
- Fra le soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo quelle che invece sono **soggette ad una dinamica di sviluppo in crescita sono gli storage elettrochimici**, che sia a livello residenziale, **con la diffusione a livello globale di “batterie” per usi domestici** (che anche in Italia hanno visto nel corso dell’ultimo anno un numero di installazioni compreso tra le 2.000 e le 3.000 unità) **e con il crescente volume di investimenti per “batterie” da impiegarsi per il controllo e la stabilizzazione delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione** (si veda il box 1).
- **I sistemi elettrici, da un lato, sono ancora ad un grado di sviluppo embrionale**, mentre **quelli chimici e termici**, che pure vedono soluzioni disponibili commercialmente, hanno ambiti di applicazione più limitati, **spesso connessi a determinate configurazioni produttive** (come i campi solari termodinamici per i Sali fusi).

## BOX1: I sistemi di accumulo elettrochimico in Italia: i progetti pilota di Terna

- Terna, gestore della rete di trasmissione italiana, possiede numerosi progetti pilota nelle regioni del sud, tra cui, Campania, Sicilia e Sardegna. In totale tra progetti già operativi ed in fase di progettazione, la potenza totale ammonta a circa 75 MW, per un totale di investimenti di oltre 250 mln €.
- Fase I

| Località                | Tipologia        | Potenza installata | Tecnologia                         |
|-------------------------|------------------|--------------------|------------------------------------|
| Sardegna - Codrongianos | Power Intensive  | 9,15 MW (5,4 MW)*  | Li/ion, Na/NiCl,Flow,<br>Supercaps |
| Sicilia - Cimina        | Power Intensive  | 6,8 MW (5,1 MW)*   |                                    |
| Campania - Ginestra     | Energy Intensive | 12 MW              | NaS                                |
| Campania - Flumeri      | Energy Intensive | 12 MW              |                                    |
| Campania - Scampitella  | Energy Intensive | 10,8 MW            |                                    |

- Fase II

| Località                | Tipologia       | Potenza installata | Tecnologia  |
|-------------------------|-----------------|--------------------|-------------|
| Sardegna - Codrongianos | Power Intensive | (24 MW)            | Da definire |
| Sicilia - Casuzze       | Power Intensive |                    |             |

(\*) Potenza installata già operativa



# Le soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo

- Con oltre il 90% dei nuovi investimenti in sistemi di accumulo a livello globale sono quindi le soluzioni elettrochimiche a meritare un ulteriore approfondimento.
- E' opportuno infine sottolineare come, per le loro caratteristiche di scalabilità, sono le soluzioni elettrochimiche quelle maggiormente adatte al paradigma di generazione distribuita di energia, che sempre più va affermandosi nei Paesi avanzati.



# Gli impieghi dei sistemi di accumulo

- Se si considerano gli impieghi possibili dei sistemi di accumulo è **invalso l'impiego della classificazione che distingue fra:**
  - **Prestazioni cosiddette "in potenza"**, caratterizzate dallo scambio di elevate potenze elettriche in tempi brevi e con tempi di risposta molto rapidi. In questo caso quindi **i sistemi di accumulo possono giocare un ruolo di "stabilizzatori" di uno squilibrio momentaneo tra domanda e offerta di energia sulla rete;**
  - **Prestazioni cosiddette "in energia"**, caratterizzate da uno scambio di potenza relativamente costante ed una autonomia di alcune ore. In questo caso quindi **i sistemi di accumulo si comportano in maniera simile ad unità di produzione di energia.**
- La slide seguente mostra con maggiore dettaglio le funzionalità e gli impieghi possibili per i sistemi di accumulo "in potenza" ed "in energia".

# Gli impieghi dei sistemi di accumulo

| Classe       | Tipologia                   | Impiego  | Note  |
|--------------|-----------------------------|--|---|
| «in energia» | Time-shift                  | Arbitraggio prezzo energia (storage + FRNP)  | Acquistare energia per immagazzinarla nelle ore in cui i prezzi sono bassi, al fine di rivenderla (o utilizzarla) nelle ore in cui i prezzi sono più elevati.   |
|              |                             | Aumento quota autoconsumo  | Aumento della quota di energia prodotta e direttamente autoconsumata, soprattutto grazie alla parte di produzione di energia non consumata simultaneamente alla sua produzione, ma immagazzinata nel sistema di accumulo.   |
|              |                             | Riduzione potenza impegnata  | L'utilizzo del sistema di accumulo per uniformare i carichi e di conseguenza eliminare i «picchi» permette di ridurre la potenza impegnata.   |
|              | Integrazione impianti FRNP  | Risoluzione congestioni di rete  | I sistemi di accumulo possono aumentare la capacità di accoglimento del sistema elettrico.  |
|              |                             | Regolarità/Prevedibilità profilo di immissione e profilo di cambio interfaccia AT/MT | La stima dei profili di consumo/generazione è soggetta a errori di previsione (più elevati con l'avvento delle rinnovabili). Per compensare gli errori di previsione, Terna deve acquistare risorse su MSD.   |
|              | -                           | Differimento (riduzione) investimenti di rete  | Alternativa di investimento rispetto all'aumento della capacità della rete elettrica già esistente.   |
|              | Sicurezza sistema elettrico | Sistema di difesa e rialimentazione sistema elettrico in caso di black out           | In caso di black-out generalizzato, la procedura di riaccensione del sistema elettrico richiede la disponibilità di centrali di ripartenza autonoma, ossia centrali (idroelettriche, turbogas) in grado di avviarsi autonomamente in assenza di alimentazione dalla rete elettrica. |

# Gli impieghi dei sistemi di accumulo

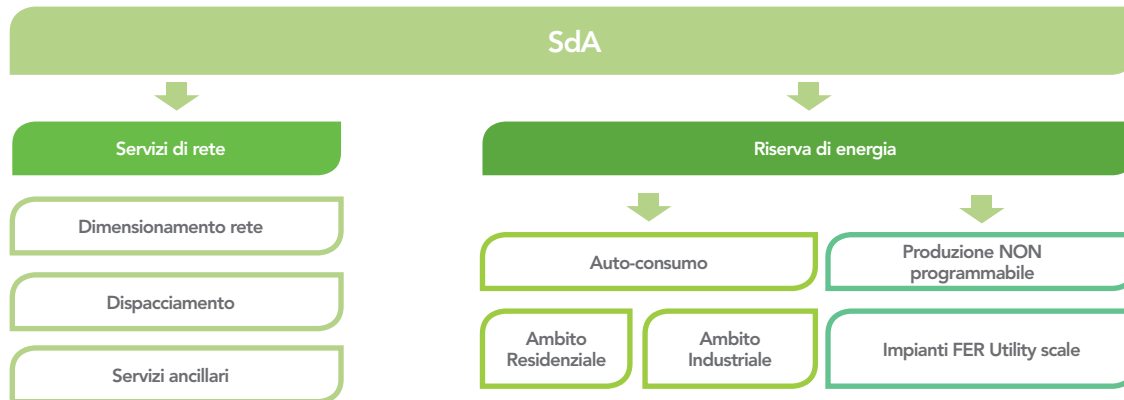
| Classe       | Tipologia       | Impiego   | Note   |
|--------------|-----------------|---|--|
| «in potenza» | Servizi di rete | Risoluzione congestioni in fase di programmazione | I sistemi di accumulo possono aumentare la capacità di accoglimento del sistema elettrico per le FER (Risorse per la risoluzione delle congestioni in sede di programmazione).   |
|              |                 | Regolazione primaria / secondaria / terziaria     | Servizi con fini di regolazione della frequenza a 50 Hz, si differenziano per il tempo di risposta e la continuità del servizio che devono garantire.  |
|              |                 | Bilanciamento in tempo reale                      | Riserva di potenza necessaria ad entrare in funzione (a «scendere»/ a «salire») su comando di Terna per risolvere gli sbilanciamenti creati dalla differenza della domanda programmata e quella in «real time».  |
|              | «Power quality» | Qualità della tensione e continuità del servizio  | I convertitori statici c.c./a.c. per l'accoppiamento del SdA (Sistema di accumulo) alla rete possono essere impiegati per la gestione dei flussi energetici reattivi in rete, servizio particolarmente interessante sulla rete di distribuzione, dove la Grande Distribuzione altera i profili di tensione (controflusso), determinando un loro innalzamento e rendendoli meno prevedibili. Il SdA può migliorare la continuità del servizio della fornitura (SAIDI; SAIFI). Se il SdA è connesso presso un Utente, può operare da UPS per l'utenza sottesa. |

# Gli impieghi dei sistemi di accumulo

- Ai fini del presente Rapporto, si è **deciso di introdurre una classificazione alternativa**, che invece che guardare al tipo di comportamento “elettrico” richiesto al sistema di accumulo, **si focalizza sull’attore principale del sistema per cui vengono impiegati i sistemi di accumulo**.
- In particolare quindi si distingueranno:
  - **gli impieghi denominati “servizi di rete”, dove i sistemi di accumulo sono utilizzati (dal gestore di rete o da altri soggetti ne perseguano i medesimi obiettivi) per garantire il corretto funzionamento della rete di trasmissione e distribuzione**, sia in termini di qualità di erogazione del servizio che di sicurezza del sistema;
  - **gli impieghi denominati «riserva di energia», dove i sistemi di accumulo sono utilizzati da produttori di energia** (sia a livello residenziale, commerciale e industriale, con i cosiddetti prosumer, che a livello degli operatori “puri” sul mercato elettrico) **al servizio di impianti non programmabili**.

# Gli impieghi dei sistemi di accumulo

- La figura seguente riporta la **distinzione degli impieghi che verrà utilizzata nell'ambito del presente Rapporto**, con un maggiore dettaglio circa le principali funzionalità assolte.
- Nelle slide successive queste funzionalità sono descritte con ulteriore dettaglio.



# Gli impieghi dei sistemi di accumulo per i "servizi di rete"

- La seguente tabella mostra i possibili impieghi dei sistemi di storage per fornire servizi di rete.

| TIPOLOGIA DI IMPIEGO              | DESCRIZIONE  |
|-----------------------------------|--|
| <b>DIMENSIONAMENTO DELLA RETE</b> | I sistemi di storage come alternativa ad ampliare e potenziare la rete di trasmissione dove oggi risulta essere carente in termini di capacità.  |
| <b>DISPACCIAMENTO</b>             | I sistemi di storage utilizzati come unità produttive che, partecipando al mercato dei servizi di dispacciamento, offrono quantità di energia ad un determinato prezzo (pay-as-bid) a Terna.   |
| <b>SERVIZI ANCILLARI</b>          | <p>I servizi ancillari sono dei servizi necessari a garantire la sicurezza dell'intero sistema elettrico. Essi sono legati alla gestione della rete di trasmissione.</p> <p>I principali servizi ancillari sono:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Riserva primaria di frequenza;</li><li>• Riserva secondaria di frequenza;</li><li>• Riserva terziaria di frequenza;</li><li>• Risoluzioni delle congestioni;</li><li>• Controllo e supporto della tensione.</li></ul> |

# Gli impieghi dei sistemi di accumulo per la “riserva di energia”

- La seguente tabella mostra i possibili impieghi dei sistemi di storage per fornire riserva di energia.

| TIPOLOGIA DI IMPIEGO                | DESCRIZIONE   |
|-------------------------------------|---|
| <b>AUTOCONSUMO RESIDENZIALE</b>     | I SdA potrebbero permettere l'aumento della percentuale dell'energia prodotta in loco ed auto-consumata. Ad oggi la percentuale dell'energia auto-consumata si attesta su circa il 30% di quella prodotta da un impianto fotovoltaico, con l'integrazione di un sistema di accumulo si raggiungerebbero quote fino all'80% in base al profilo di consumo dell'utente.   |
| <b>AUTOCONSUMO INDUSTRIALE</b>      | I SdA nel settore industriale hanno il medesimo scopo di quelli residenziali, però in questo ambito si aprono due scenari; il primo è rappresentato da quegli impianti appartenenti ai conti energia, e quindi normalmente sovradimensionati rispetto al fabbisogno necessario, che posseggono una quota parte di produzione da dedicare al caricamento dello storage. Il secondo scenario rappresenta tutti quegli impianti post-incentivi che vengono, giustamente, dimensionati <i>ad-hoc</i> sul fabbisogno del cliente e per questo già vedono, praticamente, il 100% della produzione auto-consumata senza bisogno di un accumulo energetico. |
| <b>PRODUZIONE NON PROGRAMMABILE</b> | Nel caso di un SdA integrato ad un impianto FER di taglia <i>Utility-scale</i> l'impianto otterrebbe la capacità di offrire i seguenti servizi descritti nelle slide precedenti:<br><br>Regolarità/Prevedibilità profilo di immissione e profilo di scambio interfaccia AT/MT, Risoluzione congestioni di rete, Arbitraggio prezzo energia (storage + FRNP).  |







POLITECNICO  
MILANO 1863

MP

POLITECNICO DI MILANO  
GRADUATE SCHOOL  
OF BUSINESS



# Le soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo elettrochimici **2**

Partner



Green Power



GALA

Con il patrocinio di



### Obiettivi della sezione

- L'obiettivo di questo capitolo è quello di analizzare con maggior dettaglio le soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo elettrochimici.
- In particolare:
  - si analizzeranno le **prestazioni energetiche ed i principali vantaggi e svantaggi delle diverse tecnologie disponibili sul mercato;**
  - si identificheranno i **costi di investimento (€/kWh) attuali e attesi per le diverse tecnologie disponibili.**

# Le soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo elettrochimico: le prestazioni

- Al fine di classificare le diverse soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo elettrochimici è possibile identificare alcune **prestazioni "chiave"** ed in particolare:
  - **La potenza specifica**, misurata in W/kg che descrive la potenza generabile ogni unità di peso costituente il sistema di accumulo;
  - **L'energia specifica**, misurata in Wh/kg che descrive l'energia erogabile ogni unità di peso costituente il sistema di accumulo;
  - **L'efficienza energetica di carica/scarica**, misurata in % che rappresenta il rapporto tra l'energia scaricata e l'energia spesa per riportare il sistema di accumulo nello stato di carica iniziale;
  - **La durata**, misurata in n. cicli di carica e scarica nell'arco della vita utile di funzionamento della batteria;
  - **La vita calendariale** o vita "utile", misurata in anni.
- Le slide seguenti riportano le **prestazioni di riferimento – misurate comparando tra di loro i dati raccolti dalle interviste dirette con le informazioni reperibili pubblicamente dai cataloghi dei principali fornitori** – per ciascuna delle tecnologie di accumulo elettrochimico.
- La "rilettura" critica delle prestazioni "chiave" di ciascuna tecnologia permettono poi di identificare i principali vantaggi e svantaggi ad esse associati.

### Batteria agli ioni di litio: le prestazioni

| Batteria agli ioni di litio   | Caratteristica (cella)                      | Valore        |
|---|---|---------------|
| Elevata potenza specifica, superiore rispetto alle altre tecnologie di accumulo elettrochimico, utilizzata per applicazioni «in potenza». | Potenza specifica [W/kg]                    | 200 ÷ 300     |
|   | Energia specifica [Wh/kg]                   | 40 ÷ 180      |
|   | Efficienza energetica di carica/scarica [%] | 80 ÷ 95       |
|   | Durata [n° di cicli]                        | 4.000 – 5.000 |
|   | Vita calendariale (anni)                    | 12 - 15       |

La tecnologia agli ioni di litio risulta essere, tra quelle della categoria elettrochimica, quella che **attrae maggior investimenti in attività di ricerca e che ha anche catalizzato l'attenzione soprattutto del mondo automotive**, grazie soprattutto alle prestazioni che è in grado di esprimere con riferimento all'energia specifica (e quindi al peso).

# Batteria agli ioni di litio: vantaggi e svantaggi

## Vantaggi



- Vita utile lunga: > 4000 cicli di carica e scarica
- "Shelf-life" molto lunga: le batterie al litio possono essere stoccate in adeguati magazzini ed essere vendute a distanza di anni
- Buona capacità di mantenere il livello di carica iniziale nel tempo, anche se non utilizzate
- Alto tasso di utilizzo in scarica: la batteria può sopportare scariche a correnti continue di 5C e impulsiva fino a 25C
- Capacità che variano da 100mAh a 200Ah, ciò rende tali batterie utilizzabili in moltissime applicazioni
- Tempi relativamente brevi del ciclo di ricarica

## Svantaggi



- Si degradano se scaricate al di sotto di una tensione di 2V
- Perdono permanentemente la propria capacità con temperature superiori a 65 °C
- Soffrono gli sbalzi termici, e non lavorano bene a basse temperature. Ciò rende necessaria una adeguata coibentazione termica
- Alto pericolo di sicurezza quando vengono sovraccaricate, o sono sottoposte a temperature troppo elevate, con potenziale rischio di esplosione
- Elevato impatto ambientale rispetto alle altre tecnologie. Nelle batterie agli ioni di litio sono infatti presenti i seguenti componenti: metalli pesanti, sali basati su fluorite ed arsenico, solventi organici, litio e metalli alcalini altamente reattivi



### Batteria al piombo: le prestazioni

| Batteria al piombo   | Caratteristica (cella)                      | Valore                             |
|--|---|------------------------------------|
| <b>Presenta un regime tipico di scarica ridotto, che la caratterizza pertanto come sistema adatto ad applicazioni «in energia»; può anche essere utilizzata per fornire funzionalità «in potenza».</b> | Potenza specifica [W/kg]                    | 20 ÷ 40 [VLA]*<br>70 ÷ 80 [VRLA]** |
|  | Energia specifica [Wh/kg]                   | 15 ÷ 25 [VLA]*<br>20 ÷ 40 [VRLA]** |
|  | Efficienza energetica di carica/scarica [%] | 70 ÷ 85                            |
|  | Durata [n° di cicli]                        | 1.500 – 2.500                      |
|  | Vita calendariale (anni)                    | 5 - 7                              |

Le batterie al piombo (accumulatori al piombo acido) sono state il primo tipo di batterie secondarie disponibili sul mercato, dopo la loro invenzione nel 1859.

Nonostante ancora oggi rappresentino all'incirca il 70% del mercato degli accumulatori elettrochimici (dato il loro impiego diffuso nell'*automotive*) sono forse la soluzione tecnologica che più accusa la competizione da parte delle batterie agli ioni di litio.

\*VLA – Vented Lead Acid (accumulatori aperti)

\*\*VRLA – Valve Regulated Lead Acid

# Batteria al piombo: vantaggi e svantaggi

## Vantaggi



- Buona efficienza energetica, oltre il 70%;
- Buone performance se utilizzate con alti livelli di scarica
- Ampia gamma nelle temperature di utilizzo: dai  $-40^{\circ}\text{C}$  ai  $+60^{\circ}\text{C}$
- Tensione di cella singola sufficientemente levata
- Diverse possibilità per l'indicazione dello stato di carica
- Facile produzione in grandi volumi
- Esistono tipologie con ridotto o assente bisogno di manutenzione
- Basso costo

## Svantaggi



- Vita utile relativamente breve, se confrontata con le altre soluzioni di accumulo
- Peso elevato, proprio per il materiale (piombo) con cui sono fabbricate
- Bassa densità energetica (30-40 W h/kg)
- Rischio di danneggiamento irreversibile a causa della solfatazione
- Alto contenuto di piombo, arsenico ed antimonio, molto pericolosi per la salute
- Necessità di trattare i rifiuti in modo adeguato e differenziato
- Grosse difficoltà nella produzione di batterie di piccola capacità
- Alte correnti di corto circuito che possono danneggiare irrimediabilmente la batteria





### Batteria al sale (sodio-cloruro di nichel): le prestazioni

| Batteria al sale (sodio-cloruro di nichel)   | Caratteristica (cella)                      | Valore        |
|--|---|---------------|
| L'energia specifica elevata che la caratterizza rende questa tecnologia particolarmente adatta ad applicazioni "in energia". | Potenza specifica [W/kg]                    | 170           |
|  | Energia specifica [Wh/kg]                   | 160           |
|  | Efficienza energetica di carica/scarica [%] | 90            |
|  | Durata [n° di cicli]                        | 2.500 – 3.500 |
|  | Vita calendariale (anni)                    | 10 - 12       |

Le batterie al sale vengono chiamate anche batterie termiche poiché lavorano con **range di temperatura molto elevati**, nell'ordine dei 400°C-700°C, per permettere la fusione dell'elettrolita.

# Batteria al sale (sodio-cloruro di nichel): vantaggi e svantaggi

## Vantaggi



- Soluzione ecologica e flessibile per numerose applicazioni
- Componentistica completamente riciclabile
- Non necessario un sistema di raffreddamento
- Notevole resistenza agli sbalzi di temperatura

## Svantaggi



- Limitate applicazioni, prevalentemente sulla rete
- Alte temperature di funzionamento
- Diffusione ancora limitata, ma prospettive incoraggianti (USA, Giappone)



### Batteria a circolazione di elettrolita al vanadio: le prestazioni

| Batteria a circolazione di elettrolita al vanadio  | Caratteristica (cella)                      | Valore  |
|--|---|---------|
| Trova applicazione per l'immagazzinamento di energia elettrica su larga scala ("in energia"). La versatilità di costruzione rende comunque possibile progettare batterie di questo tipo anche per applicazioni "in potenza". | Potenza specifica [W/kg]                    | 100     |
|  | Energia specifica [Wh/kg]                   | 25      |
|  | Efficienza energetica di carica/scarica [%] | 60 ÷ 85 |
|  | Durata [n° di cicli]                        | 10.000  |
|  | Vita calendariale (anni)                    | 15 - 20 |

Appartengono alla categoria delle batterie cosiddette **redox**, ossia costituite da due serbatoi contenenti le soluzioni anodiche e catodiche che generano il flusso di corrente. In questa batteria la coppia redox è costituita dal Vanadio ( $V^{2+}/V^{3+}$  al catodo e  $V^{4+}/V^{5+}$  all'anodo), presenti nell'elettrolita in soluzione con acido solforico.

## Batteria a circolazione di elettrolita al vanadio: vantaggi e svantaggi

### Vantaggi



- Disaccoppiamento di potenza ed energia, perché l'energia è determinata solamente dalla capienza dei serbatoi
- Soluzione economica per stoccare l'energia a livello di rete
- Numero indefinito di cicli di carica/scarica della batteria
- Efficienza elevata
- Carica facile e veloce della batteria mediante semplice sostituzione dell'elettrolita
- Vita utile > 20 anni
- Manutenzione bassa/ inesistente
- Facilità di monitoraggio dello stato di carica delle celle
- Costo per kWh in diminuzione all'aumentare della capacità di stoccaggio
- Miglioramento, sotto il profilo costi/kWh, dei costi di manutenzione e di durata nei confronti della tradizionale batteria al piombo

### Svantaggi



- Non adatte ad applicazioni di piccola taglia, per le quali il litio rimane la tecnologia di riferimento
- Ingombri notevoli
- Rapporto energia/volume relativamente basso
- Sistema di complessità maggiore dei classici accumulatori



# Le soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo elettrochimico: vantaggi e svantaggi

- Nella tabella vengono riassunti i principali vantaggi e svantaggi delle tecnologie prese in esame

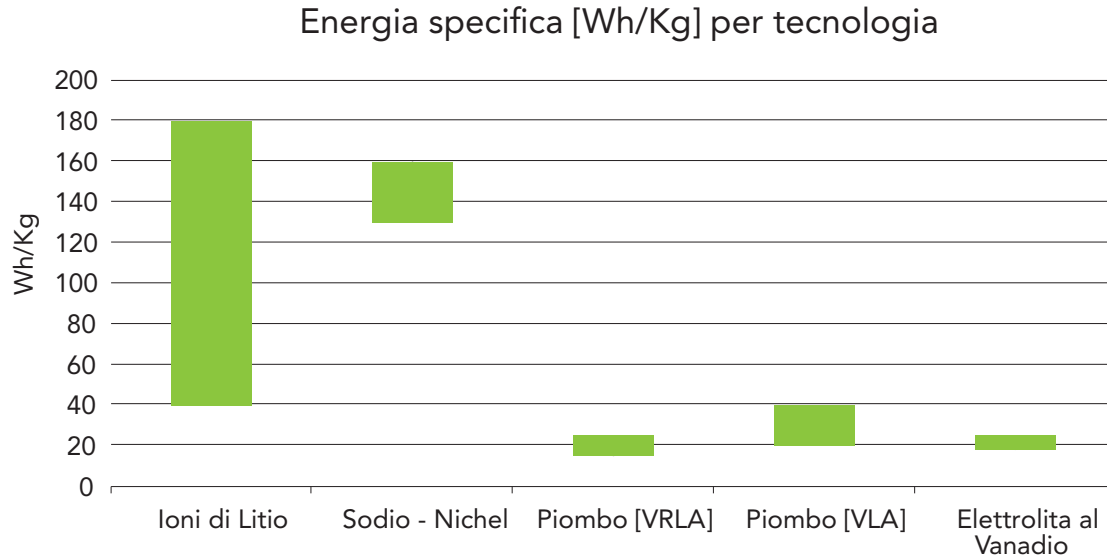
| Tipo di batteria                 | Vantaggi  | Svantaggi  |
|----------------------------------|---|--|
| <b>Ioni di litio</b>             | In continua evoluzione tecnologica<br>Durata più elevata rispetto a quelle al piombo acido<br>Molto diffuse   | Costo più elevato rispetto a quelle al piombo acido  |
| <b>Sodio – Cloruro di Nichel</b> | Particolarmente efficienti, alto numero di cicli carica/scarica, materiali non tossici  | Presentano alcune limitazioni nell'utilizzo dovute al mantenimento della elevata temperatura di lavoro.  |
| <b>Piombo</b>                    | Le più diffuse, economiche e robuste<br>Buoni il rendimento di carica/scarica ed il rapporto prestazioni/prezzo   | Pesanti ed ingombranti   |
| <b>Elettrolita al vanadio</b>    | Capacità pressoché illimitata semplicemente usando serbatoi grandi a piacere<br>Si possono lasciare completamente scariche per lunghi periodi senza effetti avversi | Rapporto energia/volume relativamente basso<br>Sistema di complessità maggiore dei classici accumulatori |

# Le soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo elettrochimico: un quadro d'assieme

- Il quadro che ne esce – **considerando anche l'andamento delle prestazioni ed in particolare dell'energia specifica (Wh/kg)** che è indicatore “principe” nel determinare le potenzialità di impiego di questi sistemi, giacché ne influenza decisamente la “portabilità” (si veda la figura della slide seguente) – è riassumibile come segue:
  - **Le batterie più performanti in termini di energia specifica (ioni di litio e sodio-nichel) sono quelle per cui si attendono i maggiori utilizzi.**
  - **Le batterie a ioni di litio in particolare appaiono quelle che si adattano meglio anche ad applicazioni di piccola e media taglia (sotto i 100 kW)** grazie alla minore complessità di esercizio, mentre **sulle taglie maggiori queste sono in competizione con le batterie sodio-nichel** (considerando su queste taglie non più un problema il fatto che le batterie operino ad elevate temperature).
  - Le batterie redox al vanadio sembrano destinate a pagare l'eccessiva complessità, mentre le batterie al piombo, nonostante siano le più diffuse, vedono decisamente appannati i loro vantaggi rispetto alle tecnologie concorrenti.

# Le soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo elettrochimico: un quadro d'insieme

- Il grafico riporta l'energia specifica associata a ciascuna tecnologia.



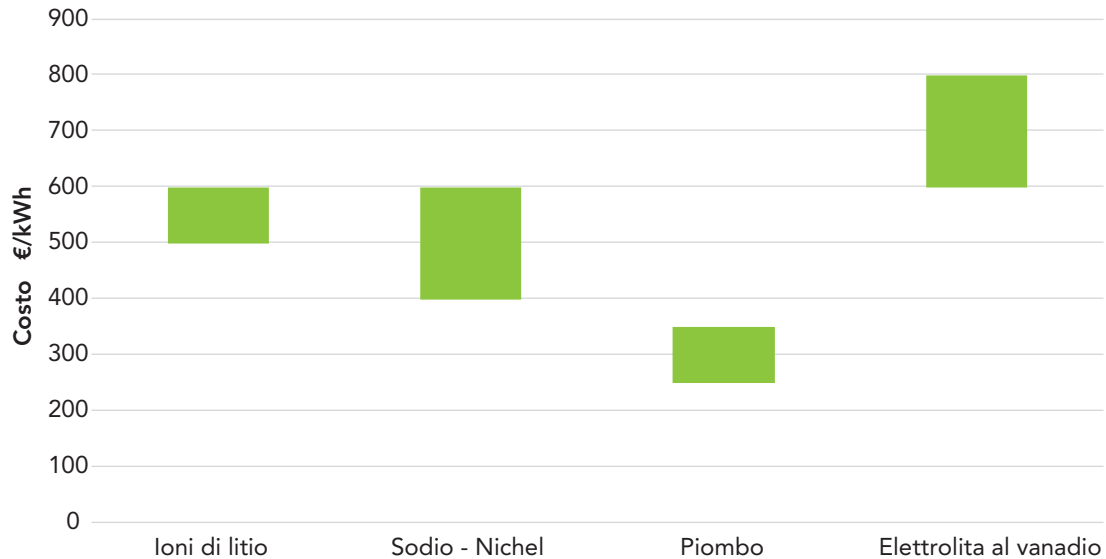
# Le soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo elettrochimico: i costi

- Se l'analisi condotta sino ad ora ha guardato alle prestazioni tecniche ed ai vantaggi e svantaggi di applicazione, è **evidente come sia necessario analizzare anche il costo attuale e attesto delle alternative tecnologiche prese in esame.**
- Il quadro che ne esce – con la **fotografia scattata al momento attuale e riportata nella slide seguente** – è piuttosto chiaro:
  - **le batterie al piombo godono di un notevole vantaggio di costo** (arrivando a livelli che sono circa ½ di quelli delle batterie agli ioni di litio), che deriva indubbiamente dalle **economie di scala e di esperienza** (nello sviluppo del processo produttivo) che le caratterizza
  - **le batterie redox al vanadio sono le più costose** – anche per effetto della loro complessità - e quindi meno competitive sul mercato
- ...



# Le soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo elettrochimico: i costi

- Il grafico riporta il **costo di installazione in €/kWh** per le diverse tecnologie misurato in media nel corso dell'ultimo anno

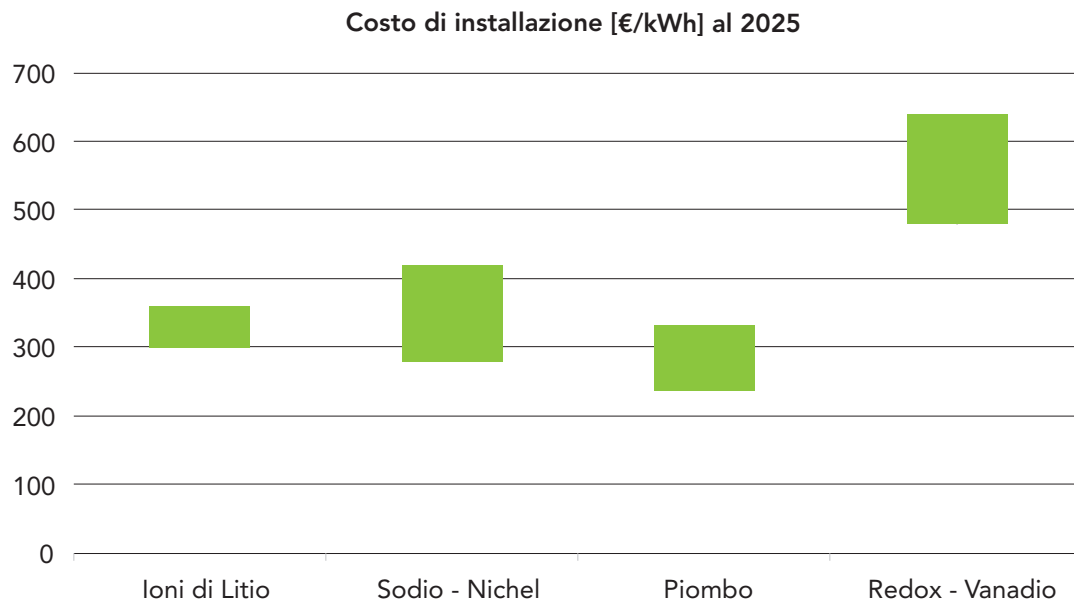


# Le soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo elettrochimico: i costi

- ...
- **Le batterie agli ioni di litio e al sodio-nichel hanno un posizionamento molto simile sul mercato** e, pur rimanendo come visto su livelli di costo più elevati delle batterie al piombo, **possono a buon ragione considerarsi le principali competitor sul mercato futuro degli accumuli.**
- **Se si aggiunge la prospettiva di riduzione di costi** (si veda la slide seguente) nell'orizzonte dei prossimi 10 anni (sino quindi al **2025**) **appare con ancora maggior evidenza questo "testa a testa"**.
- E' interessante sottolineare come le previsioni – ottenute triangolando i dati di studi condotti a livello internazionale e le informazioni raccolte tramite le interviste dirette agli operatori del settore – abbiano un elevato grado di condivisione.

# Le soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo elettrochimico: i costi al 2015

- Il grafico riporta il **costo di installazione in €/kWh** per le diverse tecnologie atteso al 2025



## Le soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo elettrochimico: i costi

- **Le batterie al piombo**, nonostante le attività di ottimizzazione del processo produttivo ancora in corso, sono previste riuscire a limare ulteriormente il costo di investimento sino ad un "massimo" del 5%.
- **Le batterie redox al vanadio** possono invece vantare – soprattutto per effetto della riduzione della complessità dell'architettura della batteria – **riduzioni di costo attese anche nell'ordine del 20%**.
- **Le batterie sodio-nichel** sono previste con **una riduzione di costo che supera il 30%**, ma per **le batterie agli ioni di litio** sono possibili modifiche del costo anche nell'ordine del 40%.

# Le soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo elettrochimico: i costi

- Per effetto di queste riduzioni di costo:
  - Il differenziale di costo tra le batterie agli ioni di litio e le batterie al piombo dovrebbe scendere sino a toccare 75 €/kWh contro gli oltre 250 €/kWh attuali.
  - Il differenziale di costo tra le **batterie agli ioni di litio e le batterie al sodio-nichel dovrebbe “cambiare segno” diventando positivo (e nell’ordine dei 50 €/kWh).**
  - **Le batterie all’elettrolita di vanadio dovrebbero divenire in prospettiva ancora più costose in relativo, restando su valori di costo superiori ai 650 €/kWh.**
- La “battaglia” quindi della generazione distribuita di energia pare doversi combattere tra le soluzioni a maggiore energia specifica. Sarà a queste tecnologie che ci si riferirà quindi in prima battuta e dove non diversamente specificato nei successivi capitoli di questo Rapporto.



**POLITECNICO**  
MILANO 1863

**MP**

POLITECNICO DI MILANO  
GRADUATE SCHOOL  
OF BUSINESS



# I sistemi di accumulo come "riserva di energia" 3

Partner



Green Power



GALA

Con il patrocinio di



## Obiettivi della sezione

- L'obiettivo di questo capitolo è quello di **analizzare gli utilizzi dei sistemi di accumulo (elettrochimici) come "riserva di energia"**, ossia nel loro **utilizzo in congiunzione con un impianto localizzato di produzione di energia elettrica** al fine di massimizzarne l'efficienza e l'efficacia di funzionamento.
- Come già anticipato nel Capitolo 1 del presente Rapporto, l'impiego come "riserva di energia" può essere studiato in diversi ambiti. **In questo Capitolo, si analizzeranno quindi innanzitutto gli impieghi in ambito residenziale** e successivamente si estenderà l'analisi all'ambito industriale e agli impianti *utility scale*.
- Si procederà quindi nella **valutazione dei ritorni economici (in termini di IRR – *Internal Rate of Return*) e dei tempi di rientro (PBT – *Pay Back Time*) degli investimenti** in sistemi di accumulo.

## I sistemi di accumulo come “riserva di energia” in ambito residenziale

- Al fine di **modellizzare gli impieghi in ambito residenziale**, si è deciso di **considerare il caso di accoppiamento tra sistemi di accumulo e impianti di produzione di energia elettrica da fotovoltaico**.
- In particolare si considererà il **caso di un impianto fotovoltaico da 3 kW** (che rappresenta ad oggi oltre il 60% del mercato residenziale e conta all'incirca 180.000 impianti).
- A questo impianto si ipotizza di **accoppiare un sistema di accumulo agli ioni di litio di 3 diverse capacità: 2, 4 e 6 kW**. Il costo di investimento\* associato al sistema di accumulo è riportato nella slide seguente, dove in particolare sono considerate due opzioni:
  - **l'impianto fotovoltaico da 3 kW sia già presente e quindi il sistema di accumulo sia aggiunto in logica di retrofit;**
  - **l'impianto fotovoltaico ed il sistema di accumulo siano installati ex novo e congiuntamente.**

(\*) Nella simulazione di investimento si è tenuto presente della detrazione fiscale al 50% in 10 anni.





### 3. I sistemi di accumulo come "riserva di energia"

## I sistemi di accumulo come "riserva di energia" in ambito residenziale

- Il costo di investimento associato al sistema di accumulo è riportato nella tabella seguente.

| SISTEMA DI ACCUMULO         | Capacità | Costo - <i>Ex novo</i> | Costo - <i>Retrofit</i> |
|-----------------------------|----------|------------------------|-------------------------|
| Batteria agli ioni di litio | 2 kWh    | 3.500-4.000            | 5.000-5.500             |
|                             | 4 kWh    | 5.000-5.800            | 6.000-6.500             |
|                             | 6 kWh    | 7.000-7.500            | 8.000-8.500             |

- E' opportuno sottolineare come, **nel caso di retrofit, il costo per il sistema di accumulo sia maggiore giacché è necessario sostituire anche l'inverter dell'impianto fotovoltaico** per renderlo compatibile con le esigenze impiantistiche di collegamento con i sistemi di accumulo (\*).

(\*) Gli inverter di nuova generazione sono provvisti di un'apposita «porta» per l'ingresso del sistema di accumulo e quindi già predisposti per un'eventuale integrazione con i SdA.

## I sistemi di accumulo come “riserva di energia” in ambito residenziale

- Le possibili configurazioni di impianto presentate nella slide precedente verranno «calate» sui seguenti **utenti tipo, caratterizzati da un certo profilo di consumo annuale e dal variare della zona geografica di appartenenza** (considerata come proxy della produzione energetica dall’impianto fotovoltaico).
- I **dati relativi agli utenti tipo** sono riassunti nella seguente tabella.

| IMPIANTO FV                              | DATI                          |                                 |                              |
|--|-------------------------------|---------------------------------|------------------------------|
| Profilo di consumo annuale<br>[kWh/anno] | 4.000                         | 5.000                           | 6.000                        |
| Aree geografiche                         | Nord<br>(1.100 kWh/ kW picco) | Centro<br>(1.200 kWh/ kW picco) | Sud<br>(1.300 kWh/ kW picco) |

## I sistemi di accumulo come "riserva di energia" in ambito residenziale

- Infine, è opportuno sottolineare come **si siano utilizzate per il calcolo dei ritorni economiche le tariffe "a regime" conseguenti all'entrata in vigore della riforma introdotta dalla Delibera 582/2015/R/EEL**, ed un tasso di attualizzazione pari al 4%.
- In particolare **l'impatto dell'adozione dei sistemi di accumulo incrementa in maniera significativa** (dipendendo dalla capacità della batteria) **l'autoconsumo "contestuale" (anche se "differito")**, **minimizzando quindi gli scambi attivi con la rete elettrica.**
- Le soglie economiche di accettazione dell'investimento sono riportate nella tabella seguente. Come al solito **particolare attenzione andrà prestata al PBT, considerando peraltro che la vita utile dei sistemi di accumulo può essere considerato pari a circa 10-11 anni.**

|            | SOGLIE DI ACCETTAZIONE DELL'INVESTIMENTO |
|------------|--|
| IRR [%]    | 4%                                       |
| PBT [anni] | 6 - 8 anni                               |

## I sistemi di accumulo come “riserva di energia” in ambito residenziale

- Nelle slide successive vengono riportati i risultati dell’analisi economica degli investimenti secondo la sequenza qui identificata.

|       | <i>EX novo</i> | <i>Retrofit</i> |
|-------|----------------|-----------------|
| 2 kWh | Caso 1         | Caso 2          |
| 4 kWh | Caso 3         | Caso 4          |
| 6 kWh | Caso 5         | Caso 6          |

### 3. I sistemi di accumulo come "riserva di energia"

## Caso 1: Sistemi di accumulo da 2 kWh applicati in impianti *ex novo*

La seguente tabella riassume i risultati delle simulazioni nel caso dell'accumulo da **2 kWh** di capacità per impianto **ex novo**, in ambito residenziale, al variare del profilo di consumo annuale dell'utente.

| Profilo di consumo<br>4.000 kWh/anno | COSTO «CHIAVI IN<br>MANO»* | % Autoconsumo<br>raggiungibile | IRR             | PBT                   |
|--------------------------------------|----------------------------|--------------------------------|-----------------|-----------------------|
| Nord                                 | 3.500€                     | 40% - 50%                      | (-2,6%) – (-3%) | > Vita utile batteria |
| Centro                               | -                          |                                |                 |                       |
| Sud                                  | 4.000€                     |                                |                 |                       |

| Profilo di consumo<br>5.000 kWh/anno | COSTO «CHIAVI IN<br>MANO»* | % Autoconsumo<br>raggiungibile | IRR             | PBT                   |
|--------------------------------------|----------------------------|--------------------------------|-----------------|-----------------------|
| Nord                                 | 3.500€                     | 40% - 50%                      | (-1,9%) – (-2%) | > Vita utile batteria |
| Centro                               | -                          |                                |                 |                       |
| Sud                                  | 4.000€                     |                                |                 |                       |

| Profilo di consumo<br>6.000 kWh/anno | COSTO «CHIAVI IN<br>MANO»* | % Autoconsumo<br>raggiungibile | IRR                 | PBT                   |
|--------------------------------------|----------------------------|--------------------------------|---------------------|-----------------------|
| Nord                                 | 3.500€                     | 40% - 45%                      | (-1,85%) – (-1,95%) | > Vita utile batteria |
| Centro                               | -                          |                                |                     |                       |
| Sud                                  | 4.000€                     |                                |                     |                       |

(\*) Non sono previste sostituzioni di batteria durante la vita utile dell'impianto FV.

## Caso 2: Sistemi di accumulo da 2 kWh applicati in *retrofit*

- La seguente tabella riassume i risultati delle simulazioni nel caso dell'accumulo da **2 kWh** di capacità per impianto in **retrofit**, in ambito residenziale, al variare del profilo di consumo annuale dell'utente.

| Profilo di consumo<br>4.000 kWh/anno | COSTO «CHIAVI IN<br>MANO»* | % Autoconsumo<br>raggiungibile | IRR              | PBT                   |
|--------------------------------------|----------------------------|--------------------------------|------------------|-----------------------|
| Nord                                 | 5.000€                     | 40% - 50%                      | (-3,95%) - (-4%) | > Vita utile batteria |
| Centro                               | -                          |                                |                  |                       |
| Sud                                  | 5.500€                     |                                |                  |                       |

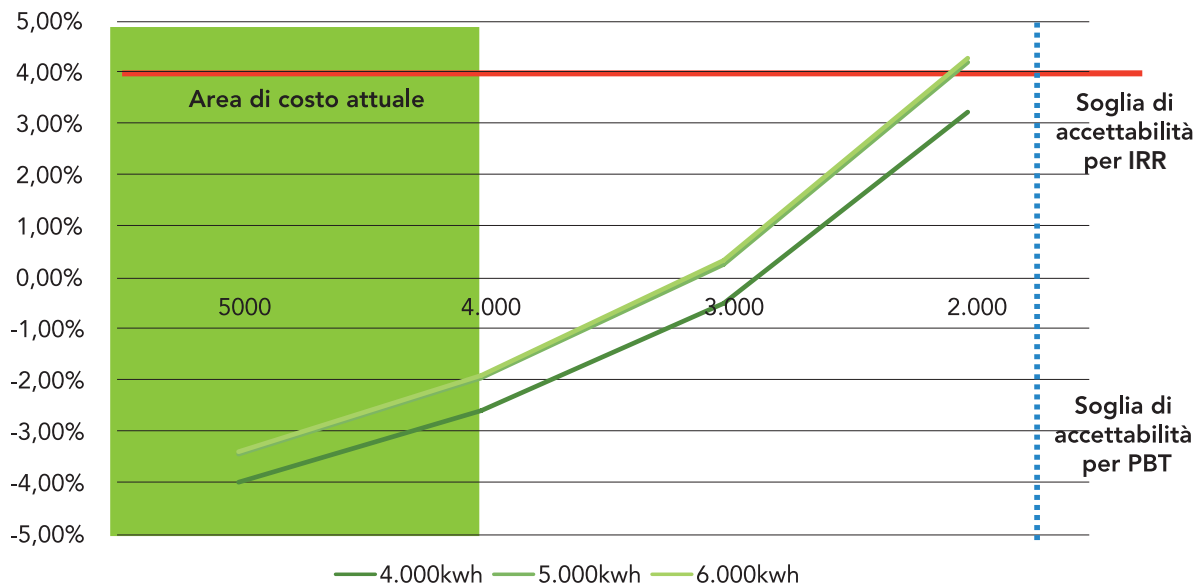
| Profilo di consumo<br>5.000 kWh/anno | COSTO «CHIAVI IN<br>MANO»* | % Autoconsumo<br>raggiungibile | IRR               | PBT                   |
|--------------------------------------|----------------------------|--------------------------------|-------------------|-----------------------|
| Nord                                 | 5.000€                     | 40% - 50%                      | (-3,4%) - (-3,5%) | > Vita utile batteria |
| Centro                               | -                          |                                |                   |                       |
| Sud                                  | 5.500€                     |                                |                   |                       |

| Profilo di consumo<br>6.000 kWh/anno | COSTO «CHIAVI IN<br>MANO»* | % Autoconsumo<br>raggiungibile | IRR               | PBT                   |
|--------------------------------------|----------------------------|--------------------------------|-------------------|-----------------------|
| Nord                                 | 5.000€                     | 40% - 45%                      | (-3,3%) - (-3,4%) | > Vita utile batteria |
| Centro                               | -                          |                                |                   |                       |
| Sud                                  | 5.500€                     |                                |                   |                       |

(\*) Non sono previste sostituzioni di batteria durante la vita utile dell'impianto FV.

## Sistemi di accumulo da 2 kWh: l'analisi di sensitività

- Il seguente grafico mostra l'analisi di sensitività per l'IRR in funzione della variazione del costo «chiavi in mano» del sistema di accumulo con capacità **2 kWh** negli scenari «**ex-novo**» e «**retrofit**».



## Sistemi di accumulo da 2 kWh: l'analisi di sensitività

- Appare evidente come **con l'attuale struttura di costi** (5.000 - 5.500 € per il *retrofit* e 3.500 - 4.000 € per gli impianti *ex novo*) **la redditività dell'investimento sia al di sotto della soglia di accettabilità.**
- **Per arrivare – in ogni caso applicativo – alla soglia del 4% sarebbe necessario raggiungere livelli di costo inferiori a 2.000 €,** ossia circa il **33% in meno nel caso di impianti *ex novo* e oltre il 40% nel caso di *retrofit*.** Questo secondo caso è ancora più complesso giacché richiede un investimento aggiuntivo nell'inverter, componente per il quale (a differenza di quanto avviene per i sistemi di accumulo) è assai difficile prevedere riduzioni significative di costo nei prossimi anni.
- **Considerando il vincolo del tempo di rientro, invece, il costo dovrebbe scendere sino a 1.500 € a batteria per scendere almeno sotto la vita utile della batteria (10 anni).** Valore di costo che appare difficilmente raggiungibile.



### 3. I sistemi di accumulo come "riserva di energia"

## Caso 3: Sistemi di accumulo da 4 kWh applicati in impianti *ex novo*

- La seguente tabella riassume i risultati delle simulazioni nel caso dell'accumulo da **4 kWh** di capacità per impianto **ex novo**, in ambito residenziale, al variare del profilo di consumo annuale dell'utente.

| Profilo di consumo<br>4.000 kWh/anno | COSTO «CHIAVI IN<br>MANO»* | % Autoconsumo<br>raggiungibile | IRR       | PBT                   |
|--------------------------------------|----------------------------|--------------------------------|-----------|-----------------------|
| Nord                                 | 5.000€<br>-<br>5.800€      | 60% - 65%                      | 0,5% - 1% | > Vita utile batteria |
| Centro                               |                            |                                |           |                       |
| Sud                                  |                            |                                |           |                       |

| Profilo di consumo<br>5.000 kWh/anno | COSTO «CHIAVI IN<br>MANO»* | % Autoconsumo<br>raggiungibile | IRR       | PBT                   |
|--------------------------------------|----------------------------|--------------------------------|-----------|-----------------------|
| Nord                                 | 5.000€<br>-<br>5.800€      | 55% - 60%                      | 1% - 1,6% | > Vita utile batteria |
| Centro                               |                            |                                |           |                       |
| Sud                                  |                            |                                |           |                       |

| Profilo di consumo<br>6.000 kWh/anno | COSTO «CHIAVI IN<br>MANO»* | % Autoconsumo<br>raggiungibile | IRR         | PBT                   |
|--------------------------------------|----------------------------|--------------------------------|-------------|-----------------------|
| Nord                                 | 5.000€<br>-<br>5.800€      | 50% - 55%                      | 1,3% - 1,8% | > Vita utile batteria |
| Centro                               |                            |                                |             |                       |
| Sud                                  |                            |                                |             |                       |

(\*) Non sono previste sostituzioni di batteria durante la vita utile dell'impianto FV.

## Caso 4: Sistemi di accumulo da 4 kWh applicati in *retrofit*

- La seguente tabella riassume i risultati delle simulazioni nel caso dell'accumulo da **4 kWh** di capacità per impianto in **retrofit**, in ambito residenziale, al variare del profilo di consumo annuale dell'utente.

| Profilo di consumo<br>4.000 kWh/anno | COSTO «CHIAVI IN<br>MANO»* | % Autoconsumo<br>raggiungibile | IRR             | PBT                   |
|--------------------------------------|----------------------------|--------------------------------|-----------------|-----------------------|
| Nord                                 | 7.000€                     | 60% - 65%                      | (-0,7%) – (-1%) | > Vita utile batteria |
| Centro                               | -                          |                                |                 |                       |
| Sud                                  | 7.500€                     |                                |                 |                       |

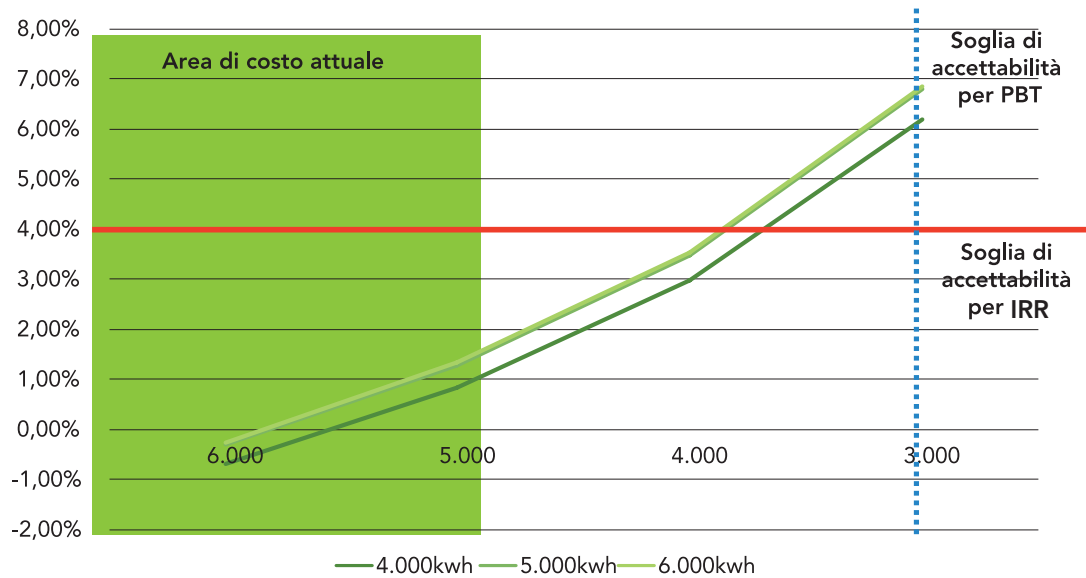
| Profilo di consumo<br>5.000 kWh/anno | COSTO «CHIAVI IN<br>MANO»* | % Autoconsumo<br>raggiungibile | IRR               | PBT                   |
|--------------------------------------|----------------------------|--------------------------------|-------------------|-----------------------|
| Nord                                 | 7.000€                     | 55% - 60%                      | (-0,3%) – (-0,5%) | > Vita utile batteria |
| Centro                               | -                          |                                |                   |                       |
| Sud                                  | 7.500€                     |                                |                   |                       |

| Profilo di consumo<br>6.000 kWh/anno | COSTO «CHIAVI IN<br>MANO»* | % Autoconsumo<br>raggiungibile | IRR               | PBT                   |
|--------------------------------------|----------------------------|--------------------------------|-------------------|-----------------------|
| Nord                                 | 7.000€                     | 50% - 55%                      | (-0,2%) – (-0,5%) | > Vita utile batteria |
| Centro                               | -                          |                                |                   |                       |
| Sud                                  | 7.500€                     |                                |                   |                       |

(\*) Non sono previste sostituzioni di batteria durante la vita utile dell'impianto FV.

## Sistemi di accumulo da 4 kWh: l'analisi di sensitività

- Il seguente grafico mostra l'andamento dell'indice IRR in funzione della variazione del costo «chiavi in mano» del sistema di accumulo con capacità **4 kWh** negli scenari «**ex-novo**» e «**retrofit**».



## Sistemi di accumulo da 4 kWh: l'analisi di sensitività

- La situazione per gli impianti da 4 kWh è decisamente migliore rispetto ai precedenti per quanto riguarda la redditività dell'investimento, che in quasi tutti i casi (con la sola eccezione del *retrofit*) è un valore superiore allo zero.
- Considerando il vincolo del tempo di rientro, invece, il costo dovrebbe scendere sino a 3.000 € a batteria per rimanere almeno sotto la vita utile della batteria (10 anni). Valore di costo che rappresenterebbe una riduzione rispetto all'attuale del 40% e 60% nei rispettivi scenari.
- Rispetto al caso da 2 kWh il *trade off* tra il dimensionamento (e quindi l'incremento della quota di autoconsumo "contestuale") ed il costo del sistema di accumulo pare essere qui risolto in maniera più efficace.
- Anzi proprio su questa taglia appare possibile costruire scenari di integrazione ancora più spinti ove sia massimizzato il consumo elettrico.

## BOX 2: edificio residenziale «full electric»

- Si ipotizzi uno scenario residenziale "full electric", ossia configurazione caratterizzata dalle seguenti specifiche energetiche per un edificio residenziale di circa 120 m<sup>2</sup>:
  - Utenze energetiche soddisfatte tramite il vettore elettrico:

| Utenza                       | Tecnologia                            |
|------------------------------|---------------------------------------|
| Riscaldamento ( a pavimento) | Pompa di calore                       |
| Aria condizionata            |                                       |
| Acqua calda sanitaria        |                                       |
| Cucina                       | Piastra ad induzione                  |
| Elettrodomestici             | Alta efficienza energetica classe A++ |

- Impianto di auto-produzione:

|                               | Dati                       |
|-------------------------------|----------------------------|
| Potenza Impianto Fotovoltaico | 5 kW                       |
| Area geografica               | Nord Italia - 1.100 kWh/kW |
| Costo «chiavi in mano»        | 10.000€                    |

## BOX 2: edificio residenziale «full electric»

- Per il sistema di HVAC è stata utilizzata una pompa di calore aria-aria:

|  | Dati    |
|--|---------|
| Potenza nominale pompa di calore in riscaldamento  | 12,4 kW |
| COP  | 4 - 5   |
| Potenza nominale pompa di calore in raffrescamento | 9,5 kW  |
| EER  | 4 - 4,6 |
| Costo «chiavi in mano»                             | 6.500€  |

- Le caratteristiche del **sistema di accumulo da 4 kWh** sono indicate in tabella

|                         | Dati   |
|-------------------------|--------|
| Tecnologia SdA          | Litio  |
| Capacità                | 4kWh   |
| Costo «chiavi in mano»* | 5.000€ |
| % autoconsumo FV+SdA    | 75%    |

\*Costo comprensivo dell'inverter di nuova generazione abilitato all'integrazione di FV+SdA

## BOX 2: edificio residenziale «full electric»

- L'investimento complessivo necessario alla realizzazione della configurazione «full electric» è di **11.750 €**, che si traduce nel seguente fabbisogno elettrico, che viene qui rapportato all'analogo fabbisogno elettrico e di gas per una configurazione tradizionale.

|                              | Caso "tradizionale"             | Caso "full electric"            |
|------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| Profilo di consumo elettrico | 2.400 kWh/anno - 2.800 kWh/anno | 6.000 kWh/anno - 7.000 kWh/anno |
| Profilo di consumo gas       | 1.000 Smc - 1.300 Smc           | -                               |

- Considerando l'investimento di cui sopra, **la configurazione "full electric" mostra tempi e ritorni decisamente interessanti**, come riportato in tabella.

|                                  | Dati   |
|----------------------------------|--------|
| IRR<br>(internal rate of return) | 11,1%  |
| PBT<br>(Pay-back time)           | 8 anni |

N.B. Per quanto riguarda l'impianto di riscaldamento dell'edificio si ipotizza che l'investimento faccia riferimento esclusivamente alla pompa di calore in sostituzione della precedente tecnologia e che non sia necessario intervenire sul circuito di distribuzione radiante del calore già esistente.

## Caso 5: Sistemi di accumulo da 6 kWh applicati in impianti *ex novo*

- La seguente tabella riassume i risultati delle simulazioni nel caso dell'accumulo da **6 kWh** di capacità per impianto **ex novo**, in ambito residenziale, al variare del profilo di consumo annuale dell'utente.

| Profilo di consumo<br>4.000 kWh/anno | COSTO «CHIAVI IN<br>MANO»* | % Autoconsumo<br>raggiungibile | IRR         | PBT                   |
|--------------------------------------|----------------------------|--------------------------------|-------------|-----------------------|
| Nord                                 | 7.000€                     | 75% - 80%                      | 1,2% - 1,5% | > Vita utile batteria |
| Centro                               | -                          |                                |             |                       |
| Sud                                  | 7.500€                     |                                |             |                       |

| Profilo di consumo<br>5.000 kWh/anno | COSTO «CHIAVI IN<br>MANO»* | % Autoconsumo<br>raggiungibile | IRR         | PBT                   |
|--------------------------------------|----------------------------|--------------------------------|-------------|-----------------------|
| Nord                                 | 7.000€                     | 70% - 75%                      | 0,7% - 1%   | > Vita utile batteria |
| Centro                               | -                          |                                | 1,6% - 1,8% |                       |
| Sud                                  | 7.500€                     |                                |             |                       |

| Profilo di consumo<br>6.000 kWh/anno | COSTO «CHIAVI IN<br>MANO»* | % Autoconsumo<br>raggiungibile | IRR         | PBT                   |
|--------------------------------------|----------------------------|--------------------------------|-------------|-----------------------|
| Nord                                 | 7.000€                     | 65% - 70%                      | 0,2% - 0,4% | > Vita utile batteria |
| Centro                               | -                          |                                | 1,1% - 1,3% |                       |
| Sud                                  | 7.500€                     |                                | 1,9% - 2,2% |                       |

(\*) Non sono previste sostituzioni di batteria durante la vita utile dell'impianto FV.



## Caso 5: Sistemi di accumulo da 6 kWh applicati in impianti *ex novo*

- Appare opportuno sottolineare come nel caso da 6 kWh la caratterizzazione geografica appaia maggiormente rilevante.
- Infatti nella zona del **nord Italia** e per livelli di consumo superiori a 4.000 kWh/anno il sistema di accumulo non riesce ad essere caricato completamente, caso identico si ha in **centro Italia** con profili di consumo oltre i 5.000 kWh/anno. Al **sud Italia**, il caso limite, seppur di poco, risultano essere i profili da 6.000 kWh/anno in su.
- Nei casi sopracitati, un impianto di maggiori dimensioni potrebbe essere una soluzione possibile, in aggiunta a un dimensionamento più adeguato per quanto riguarda il fronte accumulo.
- In generale un'attenta **analisi del fabbisogno energetico** permetterà l'«accoppiamento» ideale tra il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico e la taglia del sistema di accumulo.

## Caso 6: Sistemi di accumulo da 6 kWh applicati in impianti *retrofit*

- La seguente tabella riassume i risultati delle simulazioni nel caso dell'accumulo da **6 kWh** di capacità per impianto **in retrofit**, in ambito residenziale, al variare del profilo di consumo annuale dell'utente.

| Profilo di consumo<br>4.000 kWh/anno | COSTO «CHIAVI IN<br>MANO»* | % Autoconsumo<br>raggiungibile | IRR     | PBT                   |
|--------------------------------------|----------------------------|--------------------------------|---------|-----------------------|
| Nord                                 | 8.500€<br>-<br>9.000€      | 75% - 80%                      | 0%-0,3% | > Vita utile batteria |
| Centro                               |                            |                                |         |                       |
| Sud                                  |                            |                                |         |                       |

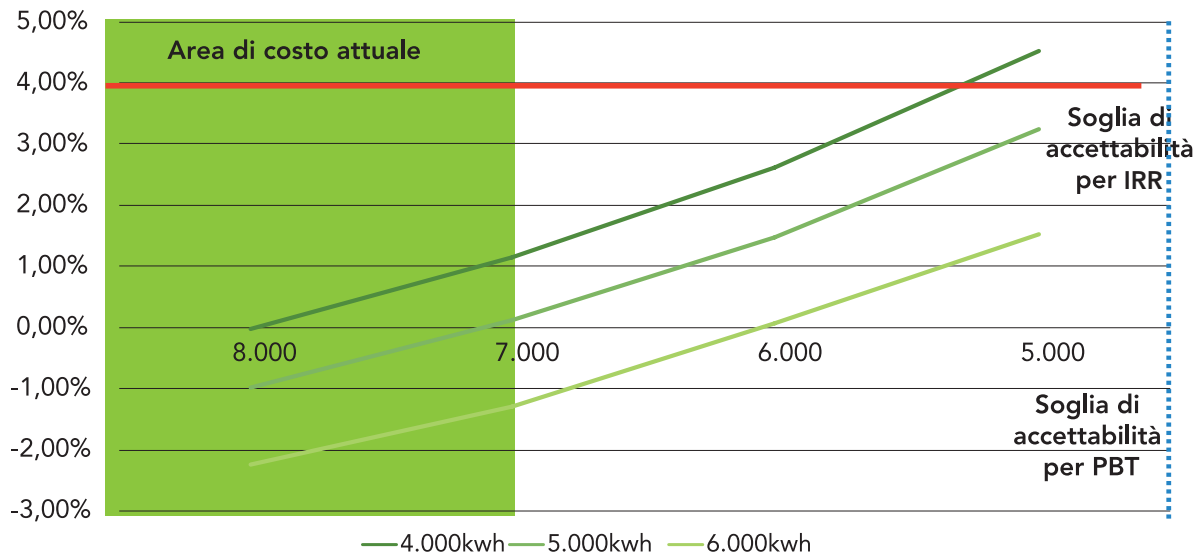
| Profilo di consumo<br>5.000 kWh/anno | COSTO «CHIAVI IN<br>MANO»* | % Autoconsumo<br>raggiungibile | IRR       | PBT                   |
|--------------------------------------|----------------------------|--------------------------------|-----------|-----------------------|
| Nord                                 | 8.500€<br>-<br>9.000€      | 70% - 75%                      | 0,3%-0,5% | > Vita utile batteria |
| Centro                               |                            |                                | 0,5%-0,7% |                       |
| Sud                                  |                            |                                |           |                       |

| Profilo di consumo<br>6.000 kWh/anno | COSTO «CHIAVI IN<br>MANO»* | % Autoconsumo<br>raggiungibile | IRR       | PBT                   |
|--------------------------------------|----------------------------|--------------------------------|-----------|-----------------------|
| Nord                                 | 8.500€<br>-<br>9.000€      | 65% - 70%                      | 0,3%-0,5% | > Vita utile batteria |
| Centro                               |                            |                                | 0,6%-0,8% |                       |
| Sud                                  |                            |                                | 0,7%-1%   |                       |

(\*) Non sono previste sostituzioni di batteria durante la vita utile dell'impianto FV.

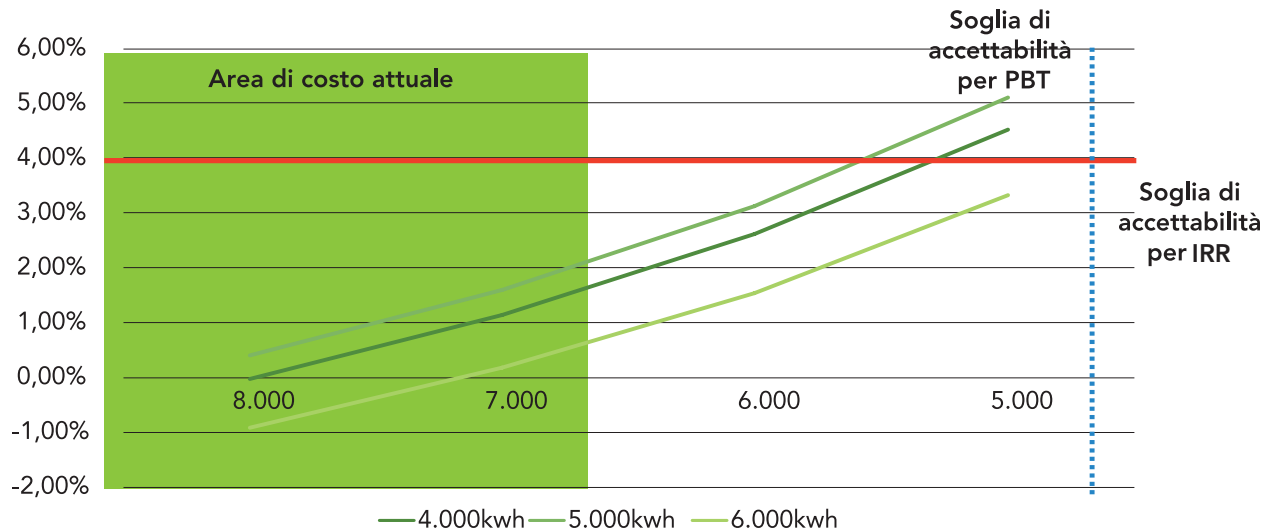
## Sistemi di accumulo da 6 kWh: l'analisi di sensitività

- Il seguente grafico mostra l'andamento dell'indice IRR in funzione della variazione del costo «chiavi in mano» del sistema di accumulo con capacità **6 kWh nel Nord Italia** negli scenari «*ex-novo*» e «*retrofit*».



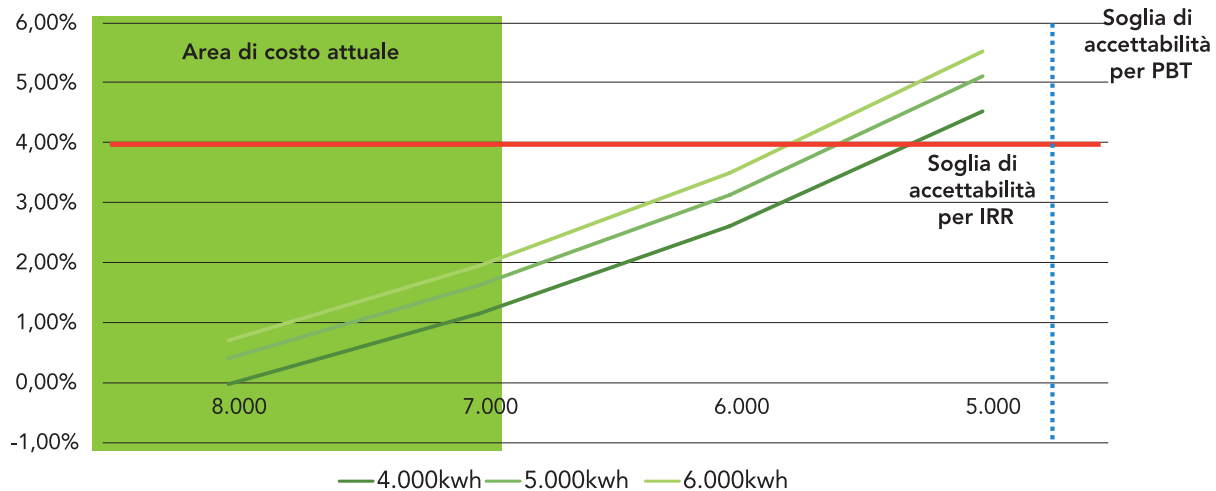
## Sistemi di accumulo da 6 kWh: l'analisi di sensitività

- Il seguente grafico mostra l'andamento dell'indice IRR in funzione della variazione del costo «chiavi in mano» del sistema di accumulo con capacità **6 kWh nel Centro Italia** negli scenari «*ex-novo*» e «*retrofit*».



## Sistemi di accumulo da 6 kWh: l'analisi di sensitività

- Il seguente grafico mostra l'andamento dell'indice IRR in funzione della variazione del costo «chiavi in mano» del sistema di accumulo con capacità **6 kWh** nel **Sud Italia** negli scenari «*ex-novo*» e «*retrofit*».



## Sistemi di accumulo da 6 kWh: l'analisi di sensitività

- La situazione per gli impianti da 6 kWh presenta una situazione più polarizzata, con gli interventi di **realizzazione ex novo** che, oltre i già citati casi in cui l'accumulo si trova in una situazione di carica inefficiente, **mostrano redditività sotto la soglia di accettabilità, e gli interventi in retrofit che invece sono caratterizzata da maggiori criticità.**
- Se si guarda al PBT, però, sarebbe necessario arrivare a livelli di costo del **38% inferiori a quelli attuali (circa il 50% nel caso di retrofit)** per permettere all'investimento di rientrare prima della vita utile della batteria. Anche in questo caso, valori, quindi assai lontani dall'essere considerati "alla portata".

### 3. I sistemi di accumulo come "riserva di energia"

## I sistemi di accumulo come "riserva di energia" in ambito residenziale: un quadro d'assieme

- La seguente tabella riassume i risultati ottenuti dalle simulazioni in ambito residenziale nello scenario di impianto «**ex-novo**».

- PTB**

| Profilo di consumo / Capacità batteria | 4.000 kWh/anno |        |     | 5.000 kWh/anno |        |     | 6.000 kWh/anno |        |     |
|--|----------------|--------|-----|----------------|--------|-----|----------------|--------|-----|
|  | Nord           | Centro | Sud | Nord           | Centro | Sud | Nord           | Centro | Sud |
| 2 kWh                                  | >V.U.          |        |     | >V.U.          |        |     | >V.U.          |        |     |
| 4 kWh                                  | >V.U.          |        |     | >V.U.          |        |     | >V.U.          |        |     |
| 6 kWh                                  | >V.U.          |        |     | >V.U.          |        |     | >V.U.          |        |     |

- IRR**

| Profilo di consumo / Capacità batteria | 4.000 kWh/anno  |        |     | 5.000 kWh/anno  |             |     | 6.000 kWh/anno      |             |             |
|--|-----------------|--------|-----|-----------------|-------------|-----|---------------------|-------------|-------------|
|  | Nord            | Centro | Sud | Nord            | Centro      | Sud | Nord                | Centro      | Sud         |
| 2 kWh                                  | (-2,6%) - (-3%) |        |     | (-1,9%) - (-2%) |             |     | (-1,85%) - (-1,95%) |             |             |
| 4 kWh                                  | 0,5% - 1%       |        |     | 1% - 1,6%       |             |     | 1,3% - 1,8%         |             |             |
| 6 kWh                                  | 1,2% - 1,5%     |        |     | 0,7% - 1%       | 1,6% - 1,8% |     | 0,2% - 0,4%         | 1,1% - 1,3% | 1,9% - 2,2% |



# I sistemi di accumulo come "riserva di energia" in ambito residenziale: un quadro d'insieme

- La seguente tabella riassume i risultati ottenuti dalle simulazioni in ambito residenziale nello scenario «retrofit».

- **PBT**

| Profilo di consumo / Capacità batteria | 4.000 kWh/anno |        |     | 5.000 kWh/anno |        |     | 6.000 kWh/anno |        |     |
|--|----------------|--------|-----|----------------|--------|-----|----------------|--------|-----|
|  | Nord           | Centro | Sud | Nord           | Centro | Sud | Nord           | Centro | Sud |
| 2 kWh                                  | >V.U.          |        |     | >V.U.          |        |     | >V.U.          |        |     |
| 4 kWh                                  | >V.U.          |        |     | >V.U.          |        |     | >V.U.          |        |     |
| 6 kWh                                  | >V.U.          |        |     | >V.U.          |        |     | >V.U.          |        |     |

- **IRR**

| Profilo di consumo / Capacità batteria | 4.000 kWh/anno   |        |     | 5.000 kWh/anno    |             |     | 6.000 kWh/anno |             |           |
|--|------------------|--------|-----|-------------------|-------------|-----|----------------|-------------|-----------|
|  | Nord             | Centro | Sud | Nord              | Centro      | Sud | Nord           | Centro      | Sud       |
| 2 kWh                                  | (-3,95%) - (-4%) |        |     | (-3,4%) - (-3,5%) |             |     | 1,3% - 1,6     |             |           |
| 4 kWh                                  | (-0,7%) - (-1%)  |        |     | (-0,3%) - (-0,5%) |             |     | 4,2% - 4,7%    |             |           |
| 6 kWh                                  | 0% - 0,3%        |        |     | 0,3% - 0,5%       | 0,5% - 0,7% |     | 0,3% - 0,5%    | 0,6% - 0,8% | 0,7% - 1% |



## BOX 3: il «caso» di successo della Lombardia

- Con la **Delibera 4769 del 28 gennaio 2016** la **Regione Lombardia** definisce due nuove misure di incentivazione per la diffusione dei **sistemi di accumulo** e della **ricarica privata per veicoli elettrici**. Primi casi in Italia di incentivo pubblico per questa tipologia di interventi.
- I fondi totali previsti dalla sopracitata delibera ammontano a **€ 3.000.000** suddivisi nei seguenti ambiti:
  - **€ 2.000.000** per l'acquisto e all'installazione di **sistemi di accumulo di energia elettrica prodotta da impianti solari fotovoltaici**;
  - **€ 1.000.000** per l'acquisto e all'installazione di **sistemi di ricarica** domestica per veicoli elettrici.
- Ne potranno beneficiare i **soggetti pubblici e privati** residenti in Lombardia e il **contributo** ammesso sarà fondo perduto **fino al 50%** delle spese dell'intervento (IVA compresa), fino ad un massimo di 5.000 euro per ciascun intervento ammesso.

## BOX 3: il «caso» di successo della Lombardia

- I **requisiti minimi** per accedere agli incentivi sono i seguenti:
  - sistemi di accumulo connessi a **impianti fotovoltaici** dotati di generatore di potenza nominale fino a **20 kW**;
  - sistemi di accumulo collegati secondo gli schemi di connessione previsti dalla **norma CEI 0-21**;
  - sistemi di accumulo realizzati con tecnologia: elettrochimica (es., Pb acido, ioni di Litio) o meccanica (es. volano).
- Il contributo a fondo perduto è **incompatibile con gli impianti FV** incentivati con il I° Conto Energia in scambio sul posto.
- Il **26 Maggio 2016 la Regione Lombardia**, dopo soli 4 mesi, **ha dichiarato chiuso il bando** a causa dell'**esaurimento** dei fondi messi a disposizione a conferma del successo dell'intera operazione.

## I sistemi di accumulo come "riserva di energia" in ambito residenziale: un quadro d'insieme

- L'impiego dei sistemi di accumulo come "riserva di energia" in ambito residenziale appare ancora lontano dalla piena sostenibilità economica.
- **Soprattutto con riferimento agli interventi di retrofit**, che potrebbero giovare della base installata già esistente, non pare – salvo che nel caso di dimensioni intermedie come il 4 kWh – vi possano essere rendimenti dell'investimento tali da giustificare la diffusione di mercato.
- **Il quadro diventa ancora più fosco se si prendono in esame i tempi di rientro degli investimenti**, che nella totalità dei casi ci si attende **superiori alla vita utile stessa dei sistemi di accumulo**.

## I sistemi di accumulo come “riserva di energia” in ambito residenziale: un quadro d’insieme

- **Le riduzioni di costo di investimento necessarie** per riportare la situazioni entro criteri di accettabilità dal punto di vista economico **appaiono essere molto spesso estremamente significative anche a paragone delle previsioni sullo sviluppo delle tecnologie** (così come riportate nel Capitolo 2 del presente Rapporto).
- E’ dunque evidente che le **strade per lo sviluppo del mercato in ambito residenziale non possono che essere due, e per certi versi quasi “antitetiche”**:
  - **una adozione che non si basi su criteri di economicità** (peraltro cosa non rara quando il decisore è l’individuo o la famiglia) **e quindi privilegi gli aspetti di innovazione tecnologica** (sui quali ad esempio puntano alcuni degli operatori di punta del mercato) **o di sostenibilità ambientale dell’investimento;**
  - **una adozione che passi da un nuovo paradigma di consumo elettrico** (estendendo addirittura la configurazione *full electric* vista qui con la necessità di ricarica di uno o più veicoli elettrici) **che renda la produzione distribuita e l’utilizzo efficiente (temporalmente distribuito grazie ai sistemi di accumulo) dell’energia elettrica la “chiave” attorno alla quale vengono progettati i nuovi sistemi residenziali.**

## I sistemi di accumulo come "riserva di energia" in ambito residenziale: un quadro d'insieme

- Appare superfluo, eppure opportuno, sottolineare come **la seconda strada – favorita anche dalla riforma tariffaria prima citata – sia quella più desiderabile, ma indubbiamente la più "stretta"**, soggetta come è alla necessità di ripresa decisa degli investimenti nel mercato residenziale e di una maggiore e più diffusa consapevolezza delle potenzialità e delle caratteristiche dei sistemi di accumulo elettrici.
- **E' la prima strada tuttavia quella che caratterizza il mercato odierno e rispetto alla quale una parte degli operatori sta costruendo** (forse correndo anche qualche rischio) **la propria value proposition.**

## BOX 4: I sistemi di accumulo come “riserva di energia” negli altri ambiti

- Il quadro che si è dipinto in ambito residenziale spinge a fare alcune riflessioni rispetto agli altri ambiti possibili di impiego dei sistemi di accumulo come “riserva di energia”.
- Innanzitutto il caso dei **comparti industriali**. In questi casi, gli impianti locali di produzione di energia (fotovoltaici) nella maggior parte dei casi – con la parziale eccezione dei primissimi Conti Energia dove era lo “spazio disponibile” a guidare la progettazione – sono stati dimensionati per massimizzare l’autoconsumo contestuale, che raggiunge picchi anche superiori all’80%.
- In tale contesto **il contributo aggiuntivo dei sistemi di accumulo appare essere decisamente limitato e non in grado di ripagarsi economicamente**. Con un dimensionamento ad hoc dell’impianto fotovoltaico **il livello di auto-consumo sulla produzione, già oggi, raggiunge quote oltre l’80%**; di conseguenza la parte di produzione fotovoltaica destinabile alla ricarica della batteria ammonterebbe ad una quota modesta (ad esempio il weekend a sito produttivo chiuso). Questo significherebbe un uso saltuario e discontinuo della batteria tale da rendere ancor più insostenibile l’investimento in oggetto.

## BOX 4: I sistemi di accumulo come "riserva di energia" negli altri ambiti

- Ancora più critico è il caso degli **impianti non programmabili**. Qui, se si escludono i "servizi di rete" che si tratteranno invece diffusamente nel successivo Capitolo, **l'unico impiego dei sistemi di accumulo come "riserva di energia" può essere lo sfruttamento delle differenze di prezzo orario sul mercato dell'energia**, ipotizzando di usare gli accumuli come *time shift* della fornitura di energia al mercato.
- Per ottenere un *time shift* di 1 ora per un impianto da 1 MW è necessario un sistema di accumulo di capacità pari almeno a 1 MWh, con conseguenti costi di investimento nell'ordine di **700.000 €**. Se si considerano le differenze massime orarie registrate in un campione di mesi sul mercato elettrico queste non superano i 40-60 €/ MWh nei picchi, ma tradotte in numero di «finestre» di opportunità di trading, si registrano bassissime probabilità di accadimento.
- Anche in questo caso quindi è evidente come il rationale economico – per i soli impieghi di "riserva di energia" – sia decisamente di là da venire, anche considerando le riduzioni di costo attese di cui si è parlato nel Capitolo 1.



POLITECNICO  
MILANO 1863

MP

POLITECNICO DI MILANO  
GRADUATE SCHOOL  
OF BUSINESS



# I sistemi di accumulo per i "servizi di rete" 4

Partner



Green Power



GALA

Con il patrocinio di





### Obiettivi della sezione

- L’obiettivo di questo capitolo è quello di **analizzare gli utilizzi dei sistemi di accumulo (elettrochimici) come “riserva di energia”**, ossia nel loro **utilizzo in congiunzione con un impianto localizzato di produzione di energia elettrica** al fine di massimizzarne l’efficienza e l’efficacia di funzionamento.
- Come già anticipato nel Capitolo 1 del presente Rapporto, l’impiego come “riserva di energia” può essere studiato in diversi ambiti. **In questo Capitolo, si analizzeranno quindi innanzitutto gli impieghi in ambito residenziale** e successivamente si estenderà l’analisi all’ambito industriale e agli impianti *utility scale*.
- Si procederà quindi nella **valutazione dei ritorni economici (in termini di IRR – *Internal Rate of Return*) e dei tempi di rientro (PBT – *Pay Back Time*) degli investimenti** in sistemi di accumulo.

## Indice sezione

### Il mercato del Dispacciamento in Italia

La sostenibilità economica dei sistemi di accumulo in Italia sul MSD

### Il mercato del Dispacciamento In Italia

- Con il termine mercato del Dispacciamento in Italia si intendono tutte quelle operazioni eseguite dall'ente regolatore, o da chi viene incaricato da esso, al fine di garantire la gestione in sicurezza del sistema elettrico.
- L'insieme dei corrispettivi volti alla copertura dei costi per l'erogazione dei servizi necessari al dispacciamento, vengono redistribuiti sul singolo kWh venduto a tutti i clienti finali.
- Il corrispettivo di maggior «peso» in termini economici è il cosiddetto Up-lift – il corrispettivo unitario per l'approvvigionamento delle risorse nel Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) - è stimato da Terna su base trimestrale e viene fatturato agli Utenti del dispacciamento per i prelievi effettivi di energia elettrica del trimestre. L'Up-lift è il rapporto tra controvalore delle varie voci di costo che lo compongono e l'energia prelevata dalla rete.

# Il mercato del Dispacciamento In Italia

- Le **diverse componenti del mercato del Dispacciamento** possono quindi essere riassunte nella tabella seguente.

| COMPONENTE         | DESCRIZIONE   |
|--------------------|---|
| CAPACITY PAYMENT   | Valori del corrispettivo unitario a copertura dei costi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva.  |
| INTERROMPIBILITÀ   | Unità che in caso di deficit di potenza garantiscono il loro distacco dalla rete.   |
| UP ESSENZIALI      | Remunerazione per quegli impianti considerati da TERNA essenziali ai fini della sicurezza del sistema elettrico.  |
| MODULAZIONE EOLICA | Compenso per la mancata immissione di energia elettrica a causa della capacità di trasporto ridotta della rete di sub-trasmissione.   |
| UP-LIFT            | Il Corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel MSD, di cui alla Delibera AEEGSI n. 111/06, rappresenta l'onere netto associato alle seguenti partite energia: acquisti e vendite sul MSD a pronti e a termine (questi ultimi rappresentativi dei premi dei contratti stipulati in alternativa alla dichiarazione di essenzialità), remunerazione dell'avviamento impianti sul MSD (c.d. Gettone di avviamento e di cambio assetto), sbilanciamenti, rendite da congestione e relative coperture finanziarie, servizio di interconnessione virtuale (c.d. Interconnector) e altre partite minori. |

### La componente Up-Lift

- La parte preponderante del mercato del Dispacciamento è **costituita indubbiamente dall’Up-Lift (che mediamente ha un peso del 90%-95% sul totale dei costi)**. L’Up-Lift a sua volta può essere suddiviso in due componenti, come indicato in tabella.

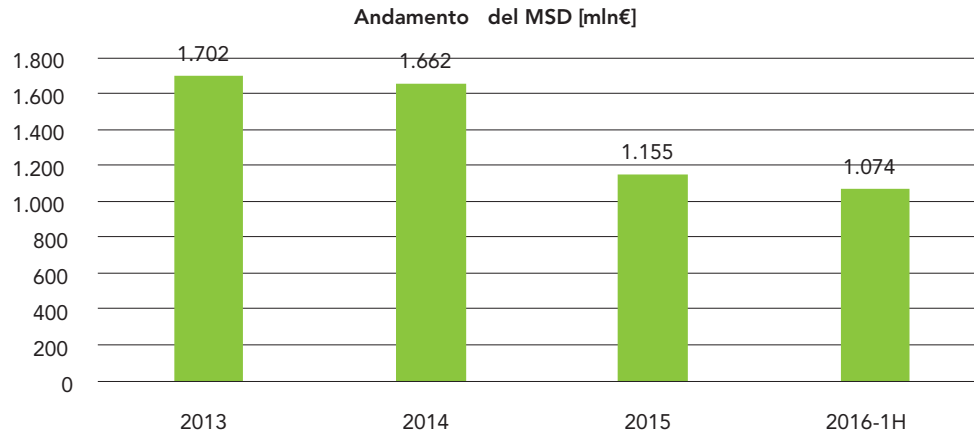
|              |     |                                     | DESCRIZIONE  |
|--------------|-----|-------------------------------------|--|
| UP – LIFT    | MSD | Approvvigionamento servizi          | la componente approvvigionamento servizi si riferisce alle contrattazioni sul MSD finalizzate all’approvvigionamento dei servizi di dispacciamento. È pari a quota parte della lettera b) del comma 44.1 della deliberazione 111/06;   |
|              |     | Componente energia                  | Rappresenta il saldo economico tra lo sbilanciamento del sistema e l’energia acquistata e venduta sul MSD a copertura dello stesso sbilanciamento. Il valore di tale componente risulta, in generale, non nullo data l’applicazione di un’asta discriminatoria (c.d. Pay-as-Bid) per la valorizzazione delle offerte accettate sul MSD e l’applicazione di prezzi di sbilanciamento non cost-reflective per specifiche tipologie di unità. |
| UPLIFT – MSD |     | Contratti                           | Rappresenta la componente fissa dei contratti stipulati in alternativa alla dichiarazione di essenzialità.   |
|              |     | Gettone avviamento e cambio assetto | Rappresenta il saldo tra il costo dei gettoni riconosciuti a remunerazione delle manovre di avviamento e di cambio assetto sul MSD e l’eventuale provento derivante dall’applicazione del corrispettivo di mancato rispetto degli ordini di avviamento e di cambio assetto.  |
|              |     | Altre partite                       | Raggruppa partite economiche singolarmente poco rilevanti (e.g. corrispettivi di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento, corrispettivi di non arbitraggio, saldo corrispettivo aggregazione misure, etc).   |

## La componente MSD

- La componente MSD è pari mediamente al 90% del totale dell'Up-Lift e rappresenta quindi, sia per natura che per dimensioni, la parte del Mercato del Dispacciamento dove è opportuno concentrare l'analisi.
- E' inoltre importante sottolineare come il MSD sia anche la **parte di mercato più trasparente dal punto di vista delle informazioni disponibili** e che quindi si presta maggiormente agli obiettivi dello studio.
- E' inteso, e si tornerà più avanti su questo, che le **valutazioni fatte – riferendosi ad una parte e non al tutto del mercato del Dispacciamento – siano da intendersi come "conservative"** rispetto alle reali potenzialità dei sistemi di accumulo.

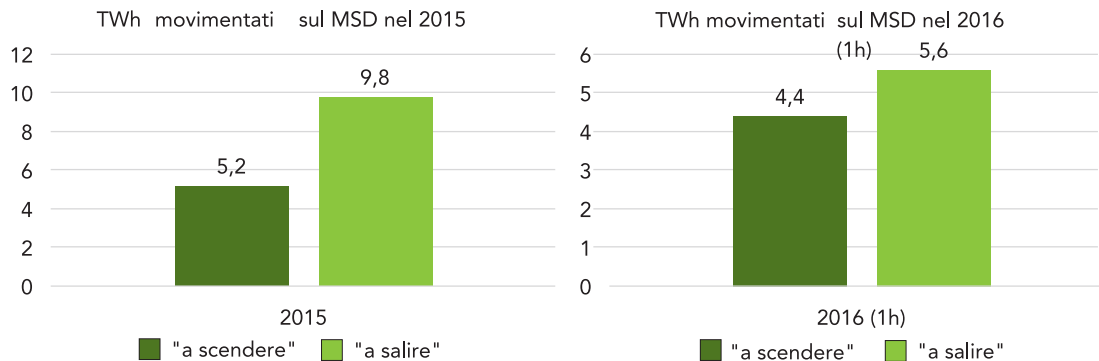
### Il MSD: valore e corrispettivo transato

- Il costo dei servizi di rete sul MSD è stato pari nel 2015 a oltre 1,15 miliardi di €, in calo – grazie soprattutto agli investimenti fatti da Terna sulle infrastrutture di rete – significativo rispetto agli anni 2013 e 2014. **Se si considera come termine di paragone il costo dell'energia (PUN medio del 2015 pari a 52,3 €/MWh), regolare il mercato è costato l'equivalente di 22 TWh di energia;**
- Il 2016 ha fatto però segnare una pericolosa inversione di tendenza, con il primo semestre che da solo ha comportato costi per **oltre 1 miliardo di €.**



## Il MSD: valore e corrispettivo transato

- Nel MSD i comportamenti attraverso il quale TERNA gestisce il dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione vengono definiti «a salire» quando compra energia (ossia chiede agli operatori di aumentare la produzione rispetto a quanto programmato sul MGP - Mercato del Giorno Prima ), «a scendere» quando la vende (ovvero l'operatore che l'aveva messa a disposizione sul MGP la "ricompra" da Terna in quanto non più necessaria);
- Nel 2015 complessivamente sono stati transati 15 TWh (di cui il 65% "a salire"). Il dato del primo semestre 2016, mostra livelli di transazioni di 10 TWh (di cui il 56% "a salire").





### Il MSD: obiettivi e modalità di funzionamento

- Il **Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)** è lo strumento attraverso il quale **Terna S.p.A. si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema** (risoluzione delle congestioni intrazonali, creazione della riserva di energia, bilanciamento in tempo reale, così come descritte nel Capitolo 1 del presente Rapporto).
- Sul **MSD** Terna agisce come controparte centrale e **le offerte da parte di chi è in grado di fornire energia (o di ridurne la produzione) una volta accettate vengono remunerate al prezzo presentato (Pay-as-Bid)**. E' evidente quindi come sia in capo agli operatori la valutazione della convenienza economica dell'offerta presentata e della eventuale competizione attesa sul MSD e come, in situazioni di elevata criticità o di scarsa concorrenza (si rammenti che – come sarà chiarito meglio in seguito – le offerte si devono riferire a specifiche “zone” della rete), la posizione di Terna sia di relativo svantaggio nella remunerazione del servizio.

## Il MSD: obiettivi e modalità di funzionamento

- Il MSD si articola in:
  - **fase di programmazione (MSD ex-ante)**, dove l'esito è relativo alle offerte accettate da Terna a programma, ai fini della risoluzione delle congestioni e della costituzione di un adeguato margine di riserva;
  - **Mercato del Bilanciamento (MB)**, dove Terna accetta offerte di acquisto e vendita di energia al fine svolgere il servizio di regolazione secondaria e mantenere il bilanciamento, nel tempo reale, tra immissione e prelievi di energia sulla rete.
- Il MSD ex-ante e il MB si svolgono in più sessioni, secondo quanto previsto nella disciplina del dispacciamento.

### Il MSD: la normativa di riferimento

- Il MSD è attualmente regolato dalla **Delibera n. 111/06 s.m.i. della AEGGSI** (Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79) con l'obiettivo di:
  - a) assicurare l'imparzialità, la neutralità e la trasparenza del servizio di dispacciamento, erogato a tutti gli utenti delle reti con obbligo di connessione di terzi, ivi inclusi i clienti finali;
  - b) assicurare la parità di trattamento, ai fini del dispacciamento, degli acquisti e delle vendite concluse nel sistema delle offerte o al di fuori di esso;
  - c) promuovere un'efficiente utilizzazione delle risorse disponibili nel sistema elettrico, attraverso il dispacciamento delle unità di consumo e della rete rilevante;
  - d) promuovere lo sviluppo di mercati a termine per la compravendita di energia elettrica.
- Al mercato del dispacciamento possono partecipare solamente gli impianti **«abilitati»**, ossia **unità di produzione o consumo che rispondono ai requisiti fissati** (in termini di potenza, tempi di riposta, variazioni di assetto, ...) **nelle regole per il dispacciamento** ai fini dell'abilitazione alla fornitura a Terna di risorse per il dispacciamento dell'energia elettrica;
- Le **unità abilitate (UA) ad oggi sono esclusivamente impianti programmabili**. Sono quindi **esclusi sia gli impianti alimentati a fonti rinnovabili non programmabili** (quindi eolico e fotovoltaico) **sia i sistemi di accumulo**.

## Il MSD: la normativa di riferimento

- In merito – anche se non esclusivo – ai soggetti abilitati al MSD, va sottolineato come **l’Autorità abbia da tempo avviato un dibattito relativo all’inclusione di nuovi soggetti**.
- Con il documento per la consultazione (**DCO 354/2013**) si è sollecitato il pubblico dibattito per la riforma delle modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, con particolare riferimento agli impianti di generazione distribuita e agli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili non programmabili.
- Con la successiva **Del. 393/2015/R/eel** è stata attivata una «Riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento dell’energia elettrica e conseguente attivazione del progetto interdirezionale RDE (Riforma del dispacciamento elettrico)».
- Infine, **ancora nel mese di giugno 2016**, l’Autorità ha pubblicato il **DCO 298/2016/R/eel** volto a riformare il mercato dei servizi di dispacciamento, e soprattutto a sostituire l’allegato A della deliberazione 111/06, ossia l’allegato che regolava le condizioni per l’erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell’energia elettrica l’approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico.

### Il MSD: la normativa di riferimento

- In buona sostanza, appare evidente **l'intenzione della Autorità di porre in essere i primi interventi finalizzati a consentire alla generazione distribuita, alla domanda e alle fonti rinnovabili non programmabili** di ogni taglia **di accedere al MSD** per il tramite dei rispettivi utenti del dispacciamento, anche attraverso la necessaria aggregazione.

## Il MSD ed i sistemi di accumulo

- **L'Autorità ha pubblicato nel Novembre 2014 la delibera 574/2014/R/eel** con le disposizioni relative all'**integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale**. La delibera, integrata poi dalla successiva **Del. 642/2014/R/eel**, definisce le **modalità di accesso e di utilizzo della rete pubblica nel caso di sistemi di accumulo di energia elettrica**, nonché le ulteriori misure dell'energia elettrica eventualmente necessarie per la corretta erogazione di strumenti incentivanti o di regimi commerciali speciali in presenza di sistemi di accumulo (ad esempio prevedendo l'installazione di un contatore dell'energia accumulata nel caso di impianti incentivati o comunque aderenti alla convenzione di «Scambio sul Posto»).
- Ai fini della regolazione, **i sistemi di accumulo – peraltro senza distinzioni di tecnologia** - sono considerati come **unità di generazione, ma** come detto in precedenza, **non sono unità abilitate (UA) al MSD**.
- **E' interessante sottolineare comunque come ad inizio 2015**, il CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano) abbia pubblicato le nuove versioni delle regole tecniche CEI 0-21 e **CEI 0-16, definendo, da un punto di vista pratico, le configurazioni tecniche che consentiranno ai sistemi di accumulo di fornire «servizi di rete»**, forse un primo passo – certo non spedito – nella direzione di inclusioni di questi sistemi.

### Il MSD ed i sistemi di accumulo

- **Ancora di là da venire, tuttavia, è l’accesso al MSD in Italia da parte dei sistemi di accumulo**, in particolare di quegli **operatori (batteristi “puri” o “storage farm”)** – che come riportato nel box seguente, invece operano su analoghi mercati di altri Paesi europei – che offrono attraverso sistemi di accumulo appositamente connessi alla rete quei servizi descritti in precedenza.

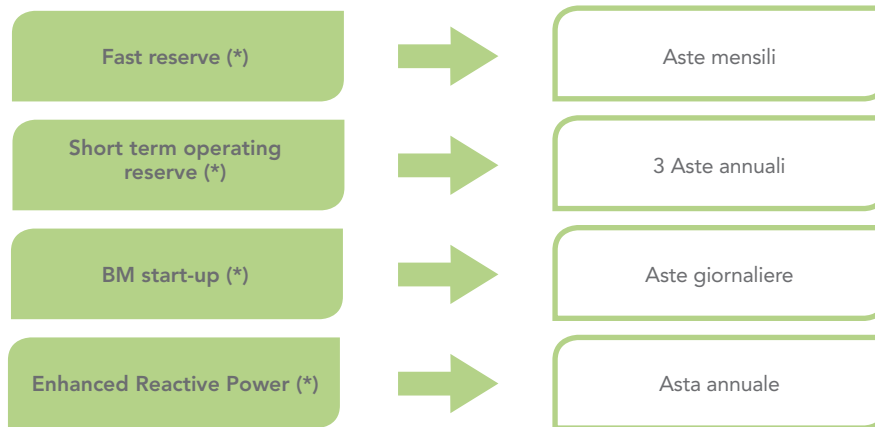
## BOX: I sistemi di accumulo ed i servizi di rete in Europa

- Sono diversi i Paesi europei dove i sistemi di accumulo sono ammessi ai mercati dei servizi di rete e dove quindi operatori come le **"storage farm"** contribuiscono alla gestione e stabilizzazione delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione di energia elettrica.
- In termini di **prestazioni operative**, ad esempio tempo di risposta e potenza disponibile, infatti, **gli accumuli elettrochimici risultano essere competitivi in questo tipo di mercati.**
- **Nel Regno Unito**, ad esempio, si sono dichiarati **risparmi per oltre 200 mln €** derivanti dall'apertura a differenti tecnologie **del mercato dei servizi di dispacciamento dell'energia elettrica.**
- In maniera analoga in **Germania**, l'accesso dei sistemi di accumulo al mercato della capacità ha fatto **ridurre tra il 20%-30% rispetto al periodo precedente il costo della "capacità"** sul mercato dei servizi di rete.
- Nel Nord Europa, **ad esempio in Danimarca**, la varietà di tecnologie e di operatori ammessi al mercato dei servizi di rete ha consentito di **operare regolazioni quasi in real time, evitando la fase di programmazione ex ante e quindi le relative complessità e oneri di gestione.**



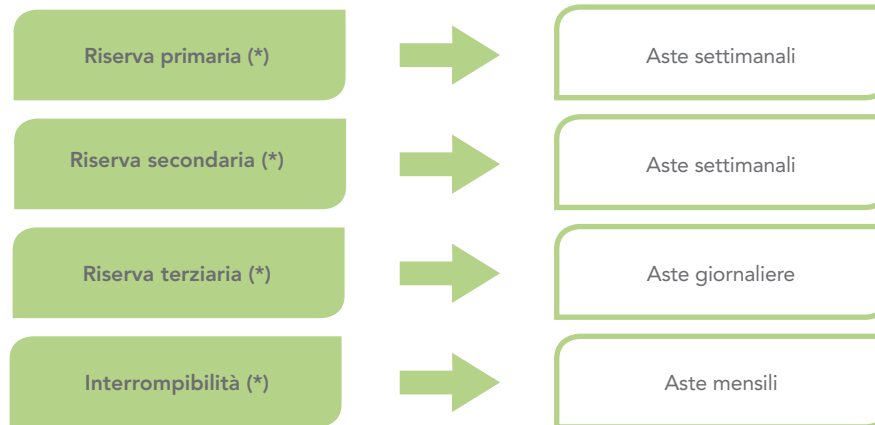
### Il caso del Regno Unito

- I sistemi di accumulo nel Regno Unito già da quest'anno, 2016, hanno partecipato con successo alle aste per l'erogazione dei servizi di rete, e secondo i meccanismi di funzionamento indicati in figura. In particolare si evidenziano con il segno (\*) quei servizi che ad oggi in Italia non vengono invece remunerati e/o disciplinati attraverso regole di mercato.



## Il caso della Germania

- In Germania, già dal 2007, il mercato dei servizi di rete è aperto agli operatori che garantiscano determinate *performance* (es. tempo di risposta, potenza minima, capacità, ecc.) hanno accesso ai mercati dei servizi di rete, e secondo i meccanismi di funzionamento indicati in figura. In particolare si evidenziano con il segno (\*) quei servizi che ad oggi in Italia non vengono invece remunerati e/o disciplinati attraverso regole di mercato.



### Indice sezione

Il mercato del Dispacciamento in Italia

**La sostenibilità economica dei sistemi di accumulo in Italia sul MSD**

# La sostenibilità economica: metodologia

- Ai fini di valutare la sostenibilità economica:
  - **si è preso in considerazione il solo MSD "a salire"**, caratterizzato dai livelli di prezzo e dalla dinamicità più interessante.
  - si sono analizzate **3 diverse configurazioni** :
    - **«Batterista puro»** che si approvvigiona dalla rete al PUN per ricaricare le proprie batterie (**Configurazione di riferimento**);
    - **Impianto eolico\*** che si doti di un sistema di accumulo la cui carica avvenga usando l'energia prodotta localmente, ossia al **LCOE** – Levelized cost of energy;
    - **Impianto fotovoltaico\*** che si doti di un sistema di accumulo la cui carica avvenga usando l'energia prodotta localmente.
  - si sono considerati i seguenti **criteri di valutazione**:
    - **IRR**, internal rate of return (**con una soglia di accettazione pari al 10%**);
    - **PBT**, pay-back time (**con una soglia di accettazione pari a 6 anni**).

(\*) Ipotizzando % crescenti della produzione da dedicare alla carica della batteria per partecipare al MSD.

### La sostenibilità economica: metodologia

- Per ogni **area geografica virtuale in cui è suddiviso il MSD** si è effettuata la **analisi ora per ora, giorno per giorno dei MWh transati negli anni 2015 e 2016** (dove i mesi di Novembre e Dicembre sono stati stimati tenendo conto dell'andamento mensile del MSD negli ultimi 4 anni per quanto riguarda l'energia transata, per il corrispettivo economico si è tenuto presente l'andamento annuale come da dati Terna-GME);
- Complessivamente quindi **si sono analizzate oltre 170.000 registrazioni di transazioni**, rispetto alle quali è stata valutata la sostenibilità economica;
- **L'ipotesi fatta è che il "Batterista Puro" (configurazione di riferimento) disponga del proprio parco di sistemi di accumulo nella area geografica virtuale** di volta in volta considerata e che operi **esclusivamente sul MSD "a salire"**.

## La sostenibilità economica: metodologia

- Le aree geografiche virtuali considerate sul MSD sono riportate nella tabella seguente.

| Acronimo | Nome zona   | Dettaglio  | Tipo                        |
|----------|-------------|--|-----------------------------|
| BRNN     | Brindisi    |  | polo di produzione limitato |
| CNOR     | Centro Nord | Toscana, Umbria, Marche  | geografica                  |
| CSUD     | Centro Sud  | Lazio, Abruzzo, Campania   | geografica                  |
| FOGN     | Foggia      |  | polo di produzione limitato |
| NORD     | Nord        | Val D'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna | geografica                  |
| PRGP     | Priolo G.   |  | polo di produzione limitato |
| ROSN     | Rossano     |  | polo di produzione limitato |
| SARD     | Sardegna    |  | geografica                  |
| SICI     | Sicilia     |  | geografica                  |
| SUD      | Sud         | Puglia, Basilicata, Calabria   | geografica                  |

### La sostenibilità economica: metodologia

- Infine, la tabella riporta le **assunzioni utilizzate per definire le configurazioni di riferimento**. Coerentemente con il Capitolo 2 e in analogia con quanto fatto nel Capitolo 3 si è scelto anche in questo caso la tecnologia agli Ioni di Litio.

| Sistema di Accumulo   | DATI                     |
|---|--------------------------|
| Tecnologia  | Ioni di litio            |
| Potenza [MW]  | 10                       |
| Capacità [MWh]  | 20                       |
| Costo [€/MWh]   | 700.000                  |
| Costo ricarica [€/MWh]  | 40                       |
| O&M [€/anno]  | 280.000 – (1% Costo SdA) |
| Tasso attualizzazione   | 6%                       |
| Ammortamento  | 10 anni quote costanti   |
| % disponibilità della batteria sul totale teorico dei cicli disponibili (*) | 50 cicli utili/mese      |

(\*) Numero di cicli mensili che garantirebbero una vita utile calendariale di circa 10 anni.

## La sostenibilità economica: l'IRR

- Se si considera la **configurazione di riferimento** ("Batterista Puro" che si approvvigiona dalla rete), la **redditività dell'investimento**, misurata tramite l'IRR è **riportata nella tabella seguente in corrispondenza di diverse fasce di prezzo dell'energia transata a "salire"**.

| Prezzo medio [€/MWh] | IRR [%] |
|----------------------|---------|
| 50                   | N.S     |
| 75                   | -22%    |
| 125                  | -7,5%   |
| 175                  | 1%      |
| 225                  | 7,9%    |
| 275                  | 13,9%   |
| 325                  | 20,5%   |
| 375                  | 24,7%   |
| 425                  | 29,6%   |
| 475                  | 34,3%   |
| 525                  | 39,1%   |
| 575                  | 43,6%   |
| 675                  | 52,6%   |
| 775                  | 61,5%   |
| 825                  | 65,8%   |
| 1.025                | 83,2%   |

(\*) N.S.: Non significativo - Fortemente negativo/notevolmente oltre la vita utile della tecnologia



### La sostenibilità economica: il PBT

- Analogamente, si riporta in tabella la **situazione per la configurazione di riferimento nel caso in cui la variabile analizzata sia il PBT.**

| Prezzo medio [€/MWh] | PBT [anni] |
|----------------------|------------|
| 50                   | N.S        |
| 75                   | >V.U.      |
| 125                  | >V.U.      |
| 175                  | >V.U.      |
| 225                  | 7          |
| 275                  | 6          |
| 325                  | 5          |
| 375                  | 4          |
| 425                  | 4          |
| 475                  | 3          |
| 525                  | 3          |
| 575                  | 3          |
| 675                  | 2          |
| 775                  | 2          |
| 825                  | 2          |
| 1.025                | 2          |

(\*) N.S.: Non significativo - Fortemente negativo/notevolmente oltre la vita utile della tecnologia

## La sostenibilità economica: IRR e PBT

- Dall'analisi delle tabelle precedenti è evidente che:
  - **l'IRR dell'investimento nella configurazione di riferimento risulti positivo a partire da valori di prezzo dell'energia transata "a salire" di 175 €/MWh.** Questa soglia è la medesima che porta il PBT, di poco superiore ai 10 anni, ossia la vita utile della batteria;
  - **Per trovare condizioni di investimento con IRR > 10% è necessario salire sino a livelli di prezzo dell'energia di 275 €/MWh** che è anche la soglia di riferimento se si vuole mantenere il PBT entro 6 anni.
- **Si vedrà meglio nel seguito come sul MSD queste condizioni comunque si verifichino** e quindi consentano un impiego dei sistemi di accumulo, **si è ritenuto però opportuno rifare il calcolo di IRR e PBT anche in ottica prospettica**, prendendo come riferimento il **livello di costo (-40% come indicato nel Capitolo 2) delle batterie atteso nel 2025.**

(\*) N.S.: Non significativo - Fortemente negativo/notevolmente oltre la vita utile della tecnologia

### La sostenibilità economica: l'IRR (e)

- Nel caso si considerino i **livelli di costo per i sistemi di accumulo del 2025**, l'IRR diviene **positivo per prezzi dell'energia superiori a 175 €/MWh** e supera il 20% già da 225 €/MWh.

| Prezzo medio [€/MWh] | IRR [%] |
|----------------------|---------|
| 50                   | N.S     |
| 75                   | -13,2%  |
| 125                  | 2%      |
| 175                  | 12,4%   |
| 225                  | 21,9 %  |
| 275                  | 30,1%   |
| 325                  | 38,1%   |
| 375                  | 45,7%   |
| 425                  | 53,2%   |
| 475                  | 60,6%   |
| 525                  | 66,8%   |
| 575                  | 75,1%   |
| 675                  | 89,5%   |
| 775                  | 103,9%  |
| 825                  | 111,2%  |
| 1.025                | 140,2%  |

(\*) N.S.: Non significativo - Fortemente negativo/notevolmente oltre la vita utile della tecnologia

## La sostenibilità economica: il PBT (e)

- Analogamente, per il PBT calcolato con i **livelli di costo per i sistemi di accumulo del 2025 la soglia di accettabilità scende a 175 €/MWh.**

| Prezzo medio [€/MWh] | PBT [anni] |
|----------------------|------------|
| 50                   | N.S        |
| 75                   | >V.U.      |
| 125                  | >V.U.      |
| 175                  | 6          |
| 225                  | 4          |
| 275                  | 4          |
| 325                  | 3          |
| 375                  | 3          |
| 425                  | 2          |
| 475                  | 2          |
| 525                  | 2          |
| 575                  | 2          |
| 675                  | 2          |
| 775                  | 2          |
| 825                  | 1          |
| 1.025                | 1          |

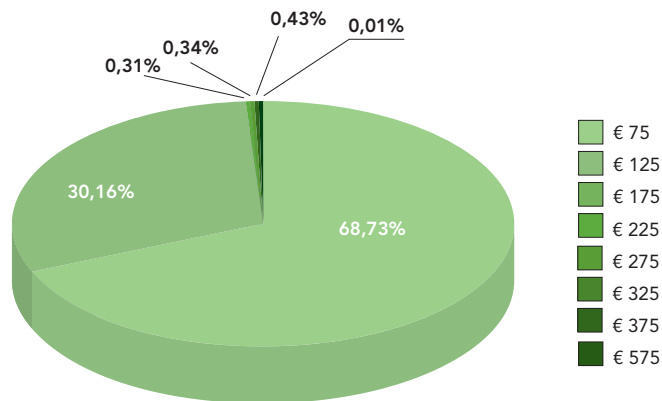
(\*) N.S.: Non significativo - Fortemente negativo/notevolmente oltre la vita utile della tecnologia

# La sostenibilità economica nelle diverse aree geografiche virtuali

- Nelle slide che seguono, per ciascuna delle aree geografiche virtuali del MSD vengono riportati:
  - **i volumi transati e le relative fasce di prezzo nel 2015 e nel 2016;**
  - **la sostenibilità economica nel 2015 e nel 2016**, misurata considerando che il “Batterista Puro” operi ogni qual volta vi sia un razionale economico (IRR e PBT sopra la soglia);
  - **una rappresentazione di sintesi**, ove si simula anche l’effetto della condizione di costo attesa al 2025.

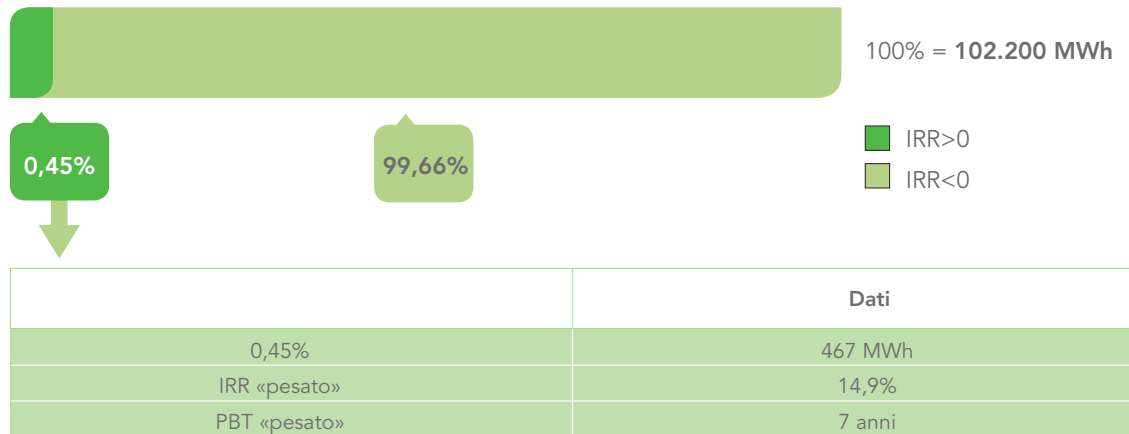
## BRNN: Il volume transato e le fasce di prezzo del 2015

- La zona di **Brindisi – BRNN** ha registrato in totale **102.200 MWh** di energia transata sul MSD "a salire" nell'anno 2015.
- I volumi di energia transati nell'area di **Brindisi – BRNN** sono stati venduti ad un prezzo medio di **75 €/MWh** per il **68,7% del totale**, hanno raggiunto il **livello di 125 €/MWh per il 30,2 % del totale**. Solo una parte residuale, intorno all' 1%, è stata venduta ad un prezzo superiore.



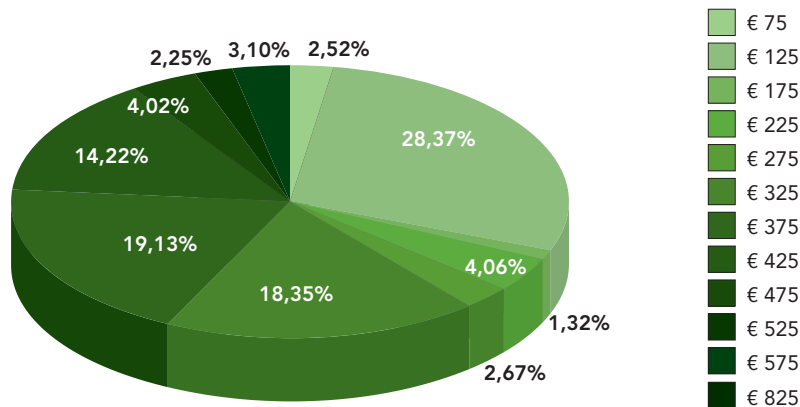
### BRNN: la sostenibilità economica nel 2015

- Sulla base dei dati riportati nella slide precedente, appare evidente come **l'energia transata superi la soglia di accettabilità economica (275 €/MWh) solo nello 0,45% del totale.**
- **L'energia "utile"** per un "Batterista Puro" si sarebbe quindi attestata nel 2015 in **467 MWh**, cui corrisponde – tenendo conto della effettiva distribuzione di prezzo – un **IRR del 14,9% ed un PBT attorno a 7 anni.**



## BRNN: Il volume transato e le fasce di prezzo del 2016

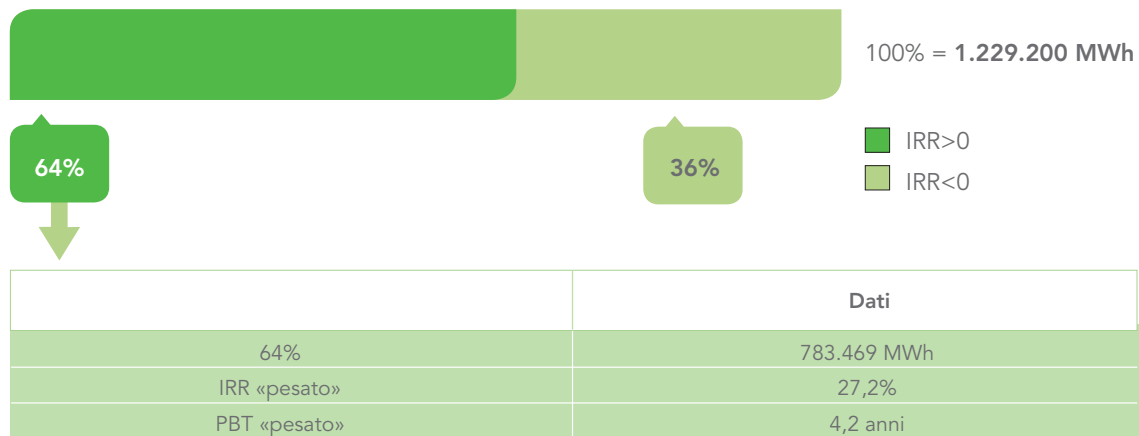
- La zona di **Brindisi – BRNN** ha registrato un totale di transazioni per **1.229.200 MWh** nell'anno **2016**, ai prezzi medi riportati in figura.
- **E' evidente quindi non soltanto la crescita del transato (+ 1.100% rispetto al 2015), ma anche la** differente (e più onerosa per Terna) distribuzione delle offerte.





### BRNN: la sostenibilità economica nel 2016

- L'energia "utile" per un "Batterista Puro" sarebbe stata nel 2016 pari a oltre **783.469 MWh** (il **64% del totale**), cui corrisponde – tenendo conto della effettiva distribuzione di prezzo – un **IRR del 27,2%** ed un **PBT di poco superiore a 4 anni**.

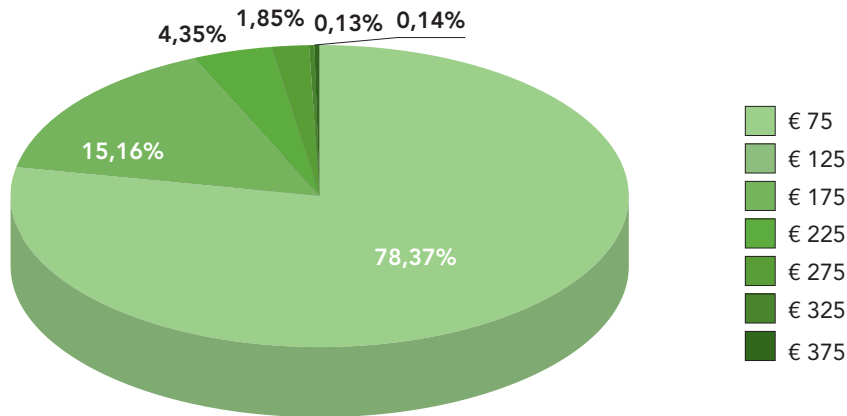


## BRNN: la sostenibilità economica

- E' evidente come l'area di Brindisi, non a caso classificata come "polo di produzione limitato", abbia un comportamento di prezzo sul MSD piuttosto "nervoso" (tanto che si è passati da transazioni di circa 102 GWh nel 2015 a oltre 1.229 GWh del 2016, per un costo complessivo di oltre 300 milioni di €).
- In tali condizioni, la sostenibilità economica di un "Batterista Puro" risulta più che interessante, sia per volumi (e su questo si veda anche il successivo Capitolo 5) che per redditività.
- Se si applicasse poi allo stato dei prezzi MSD del 2015 (condizione «normale») in questa area la condizione di costo delle batterie al litio atteso al 2025 (-40% rispetto all'attuale) la quota di energia transabile economicamente sostenibile ammonterebbe a 1.139 MWh (oltre il 100% in più rispetto alla simulazione sui dati 2015).

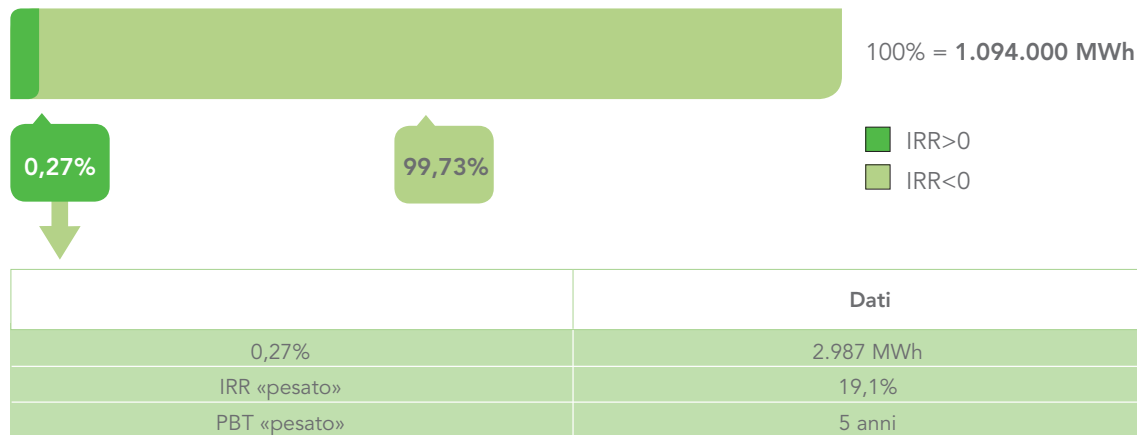
### CNOR: Il volume transato e le fasce di prezzo del 2015

- La zona **Centro Nord – CNOR** ha registrato un totale di energia transata "a salire" nel 2015 pari a **1.094.000 MWh**, ai prezzi medi riportati in figura.
- Nella larga parte dei casi (**78,4%** del totale) ci si è assestati attorno a valori di **75 €/MWh**.



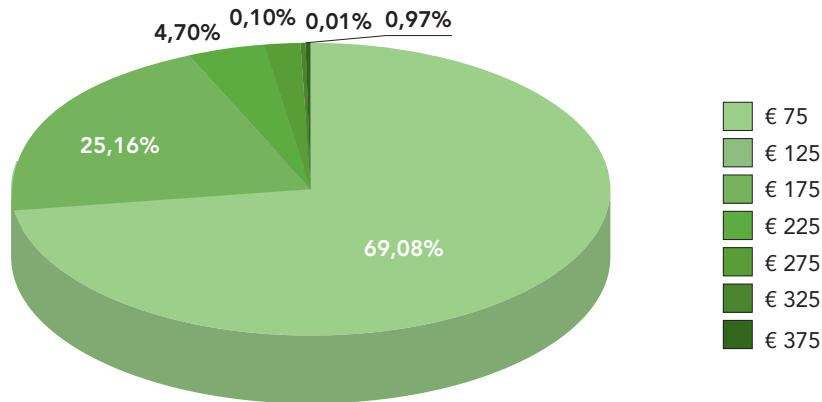
## CNOR: la sostenibilità economica nel 2015

- Sulla base dei dati riportati nella slide precedente, appare evidente come **l'energia transata superi la soglia di accettabilità economica (275 €/MWh) solo nello 0,27% del totale.**
- **Considerati però i volumi in gioco, l'energia "utile" per un "Batterista Puro" si sarebbe comunque attestata nel 2015 a circa 3 GWh, cui corrisponde un IRR del 19,1% ed un PBT di 5 anni.**



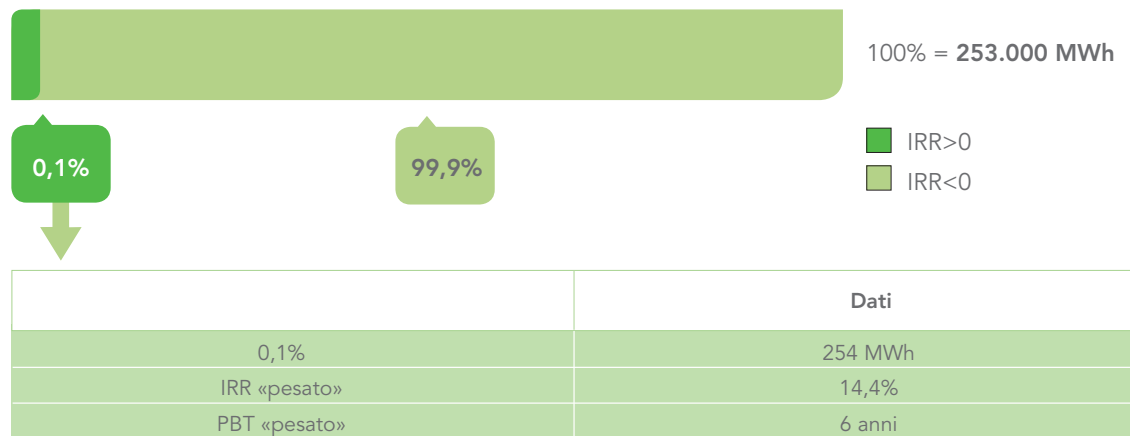
### CNOR: Il volume transato e le fasce di prezzo del 2016

- La zona **Centro Nord – CNOR** ha registrato un totale di transazioni per **253.000 MWh** nell'anno **2016**, ai prezzi medi riportati in figura.
- Rispetto al caso precedente, nel 2016 si è assistito qui ad una riduzione dell'energia transata e cui però **si è ancora una volta associato un peggioramento** (in termini di onere per Terna) **nella distribuzione dei prezzi.**



## CNOR: la sostenibilità economica nel 2016

- L'energia "utile" per un "Batterista Puro" sarebbe stata nel 2016 pari a **254 MWh (lo 0,1% del totale e meno di un decimo del 2015)**, cui corrisponde – tenendo conto della effettiva distribuzione di prezzo – un IRR del 14,1% ed un PBT di circa **6 anni**.

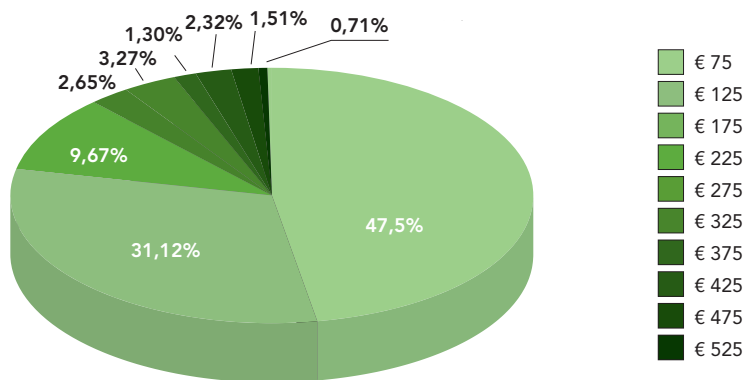


### CNOR: la sostenibilità economica

- L'area del Centro Nord si è caratterizzata per una forte contrazione dei volumi di energia transata ai fini del bilanciamento della rete, **segnando un -70% di energia nel 2016**.
- I **prezzi medi**, a cui avvengono gli scambi di energia tra gli operatori abilitati al MSD e Terna, **non presentano particolari picchi**. La fascia di prezzo più elevata è di **375€/MWh** (circa la metà delle zone virtuali geografiche più care) e rappresenta in termini di quantità solamente pochi punti percentuali sul totale transato.
- **Nonostante questo esistono possibili "finestre" economicamente sostenibili per un "Batterista Puro"**.
- **Se si applicasse allo stato dei prezzi MSD del 2015** in questa area **la condizione di costo delle batterie al litio atteso al 2025** (-40% rispetto all'attuale) **la quota di energia transabile economicamente sostenibile aumenterebbe fino a 70.923 MWh** (oltre 20 volte rispetto a quella a prezzi correnti per le batterie) e **12.173 MWh** per quanto riguarda la medesima riduzione **di costo applicata ai dati del MSD 2016**.

## CSUD: Il volume transato e le fasce di prezzo del 2015

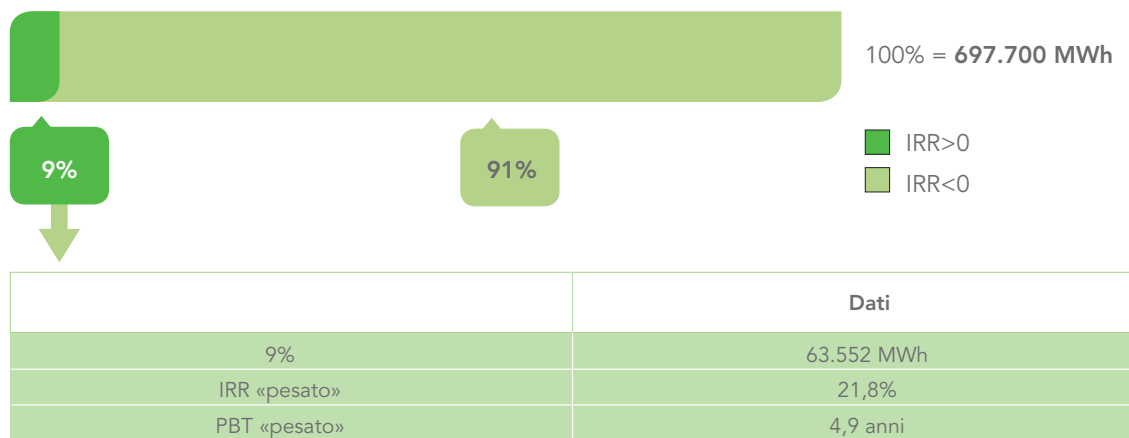
- La zona **Centro Sud – CSUD** ha registrato un totale di energia transata “a salire” nel 2015 pari a **697.700 MWh**, ai prezzi medi riportati in figura.
- I volumi di energia transati nell’area **Centro Sud – CSUD** sono stati venduti ad un prezzo medio di **75 €/MWh** per il **47,4% del totale**, mentre solo nel 21% dei casi si è superata la quota di 175 €/MWh, con picchi sino a 525 €/MWh.





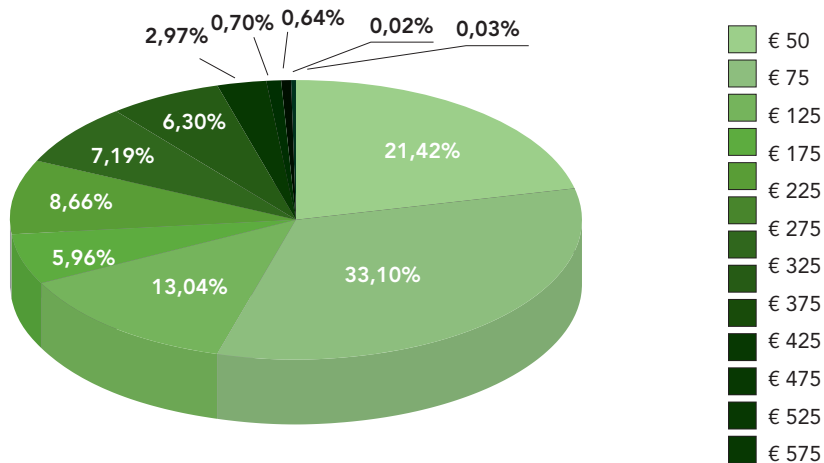
### CSUD: la sostenibilità economica nel 2015

- Sulla base dei dati riportati nella slide precedente, appare evidente come **l'energia transata superi la soglia di accettabilità economica (275 €/MWh) nel 9% del totale.**
- **L'energia "utile"** per un "Batterista Puro" si sarebbe quindi attestata nel 2015 in oltre **697 GWh**, cui corrisponde un **IRR del 21,8%** ed un **PBT di poco inferiore ai 5 anni.**



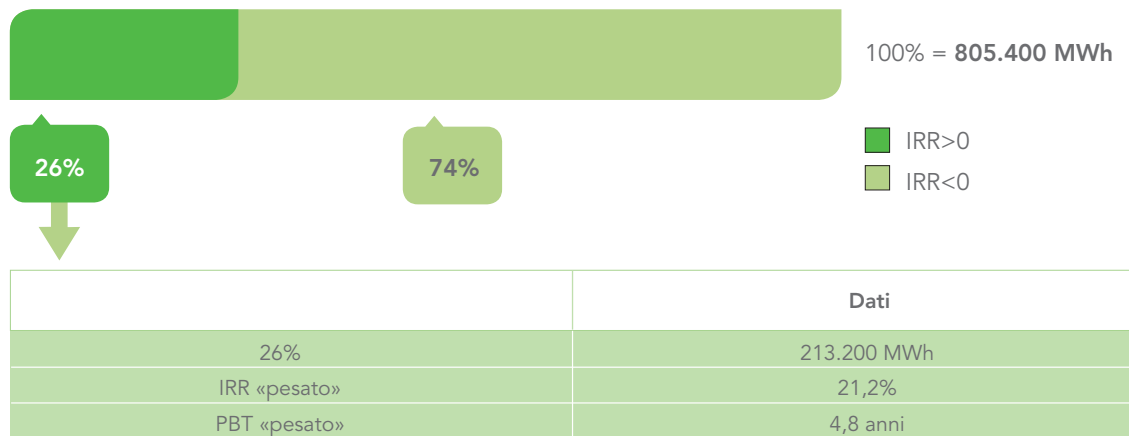
## CSUD: Il volume transato e le fasce di prezzo del 2016

- La zona **Centro Sud – CSUD** ha registrato un totale di transazioni per **805.400 MWh** nell'anno **2016**, ai prezzi medi riportati in figura.
- Si è quindi assistito ad una **crescita del 15% dell'energia transata in volume**. Inoltre, una **quota ben più rilevante, circa il 32% del totale**, è stata transata ad un prezzo superiore ai **225 €/MWh**.



### CSUD: la sostenibilità economica nel 2016

- L'energia "utile" per un "Batterista Puro" sarebbe stata nel 2016 pari a oltre **213 GWh (il 26% del totale)**, cui corrisponde – tenendo conto della effettiva distribuzione di prezzo – un **IRR del 21,2% ed un PBT inferiore a 5 anni**.

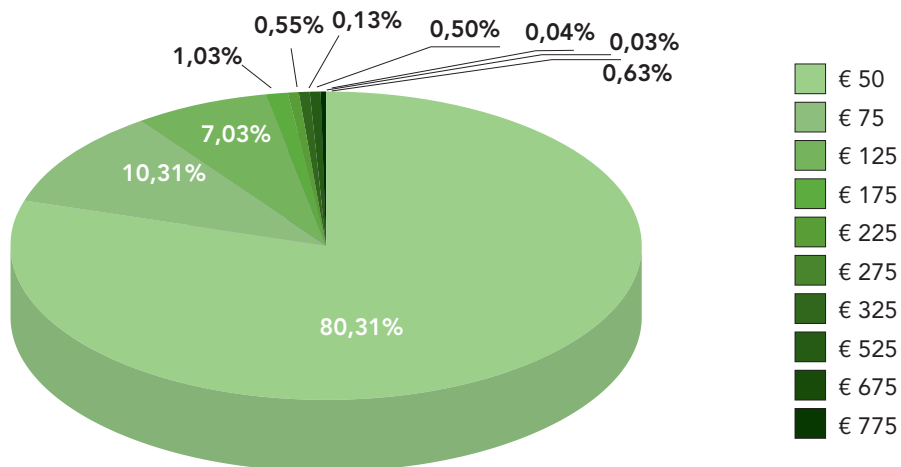


## CSUD: la sostenibilità economica

- Anche in questa area sono evidenti le opportunità economiche per un "Batterista Puro", con oltre 63 GWh e 213 GWh economicamente sostenibili rispettivamente nel 2015 e nel 2016.
- Se si applicasse allo stato dei prezzi MSD del 2015 (condizione «normale») in questa area la condizione di costo delle batterie al litio atteso al 2025 (-40% rispetto all'attuale) **la quota di energia transabile economicamente sostenibile ammonterebbe a 149.503 MWh** (pari a oltre 2 volte quella simulata per il 2015).

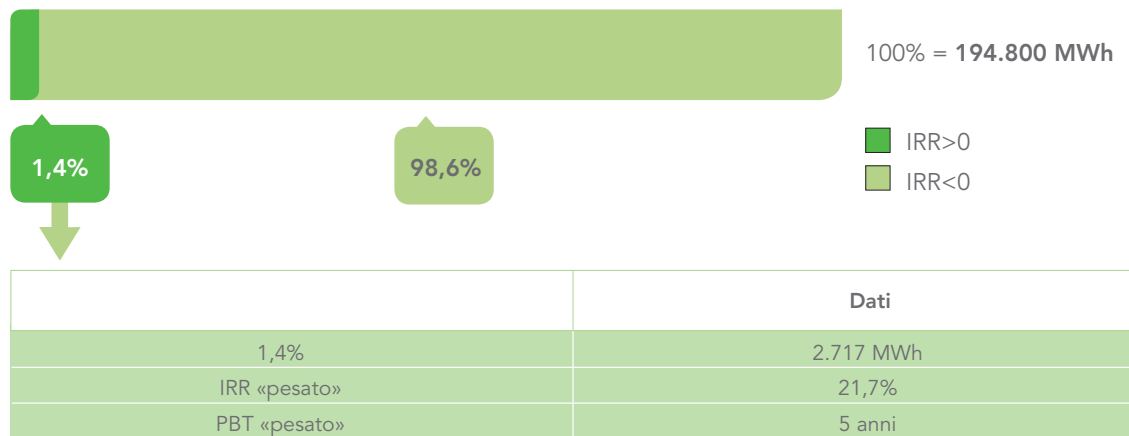
### FOGN: Il volume transato e le fasce di prezzo del 2015

- La zona **Foggia – FOGN** ha registrato un totale di energia transata "a salire" nel 2015 pari a **194.800 MWh**, ai prezzi medi riportati in figura e per la grande parte (80,3%) nella fascia attorno a 75 €/MWh.



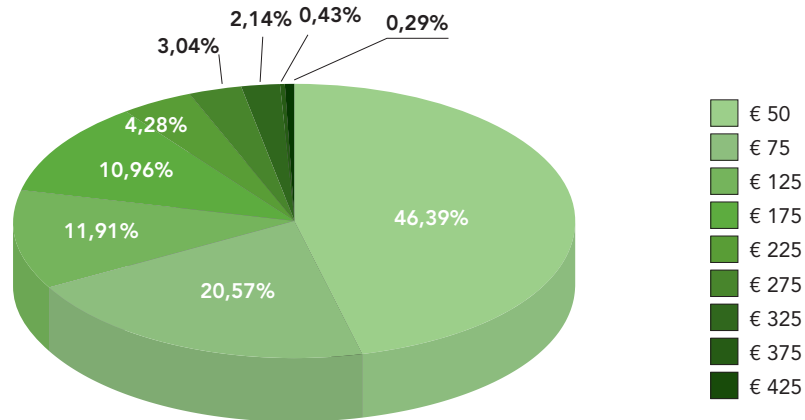
## FOGN: la sostenibilità economica nel 2015

- **L'energia "utile"** per un "Batterista Puro" si sarebbe quindi attestata nel 2015 in circa **3 GWh (l'1,4% del totale)**, cui corrisponde un **IRR del 21,7% ed un PBT di circa 5 anni**.



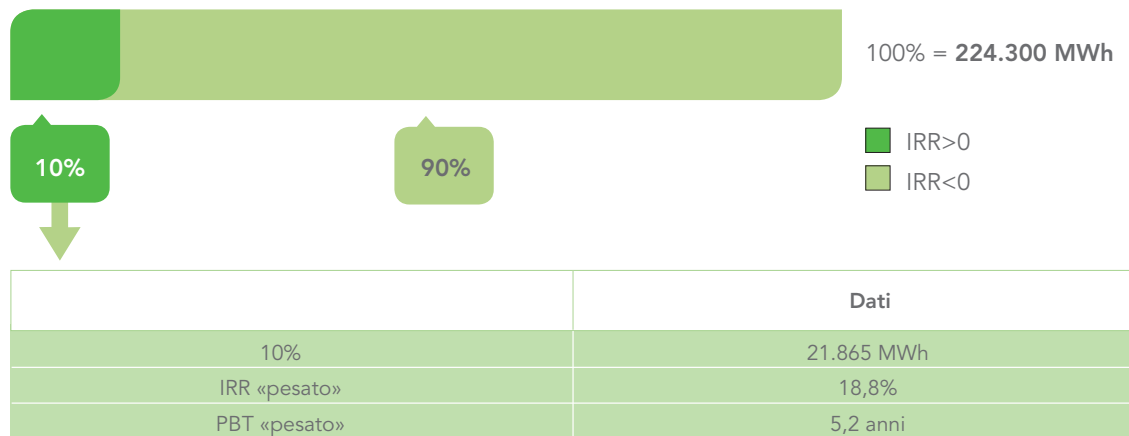
### FOGN: Il volume transato e le fasce di prezzo del 2016

- La zona **Foggia – FOGN** ha registrato un totale di transazioni per **224.300 MWh** nell'anno **2016**, ai prezzi medi riportati in figura.
- Si è quindi assistito ad una **crescita del 15% dell'energia transata in volume**. Inoltre, una **quota ben più rilevante, circa il 20% del totale, è stata transata ad un prezzo superiore ai 175 €/MWh** con punte misurate attorno ai **425 €/MWh**.



## FOGN: la sostenibilità economica nel 2016

- **L'energia "utile"** per un "Batterista Puro" sarebbe stata nel 2016 pari a oltre **21 GWh (il 10% del totale e oltre 9 volte il dato registrato nel 2015)**, cui corrisponde – tenendo conto della effettiva distribuzione di prezzo – un **IRR del 18,8%** ed un **PBT di poco superiore a 5 anni**.



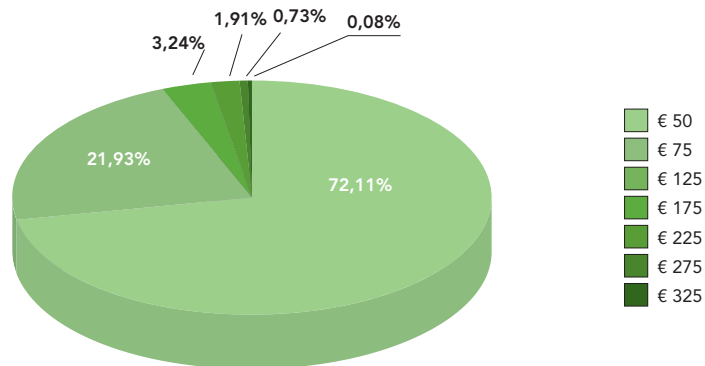


### FOGN: la sostenibilità economica

- Anche in questa area – nonostante i volumi complessivamente ridotti – vi sono opportunità economiche per un “Batterista Puro”, con oltre 2,7 GWh e 21,8 GWh economicamente sostenibili rispettivamente nel 2015 e nel 2016.
- Se si applicasse allo stato dei prezzi MSD del 2015 (condizione «normale») in questa area la condizione di costo delle batterie al litio atteso al 2025 (-40% rispetto all’attuale) la quota di energia transabile economicamente sostenibile ammonterebbe a **18.327 MWh** (circa **9 volte** in più rispetto all’anno di riferimento).

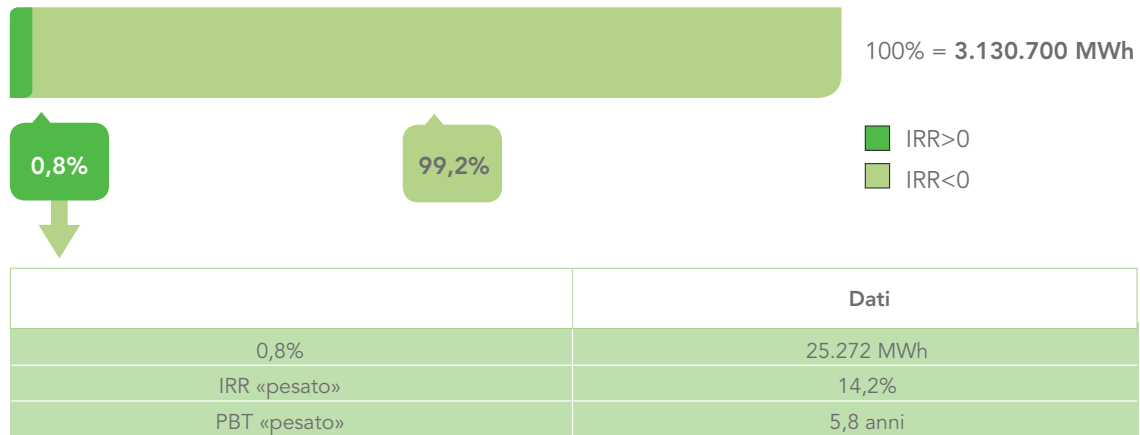
## NORD: Il volume transato e le fasce di prezzo del 2015

- La zona **Nord – NORD** ha registrato un totale di energia transata "a salire" nel 2015 pari a **3.130.700 MWh**, ai prezzi medi riportati in figura.
- I volumi di energia transati nell'area **Nord – NORD** sono stati venduti ad un prezzo medio di **75 €/MWh per il 72,1% del totale**. Solo una parte residuale, circa il **3%**, è stata venduta ad un prezzo superiore a 175 €/MWh.



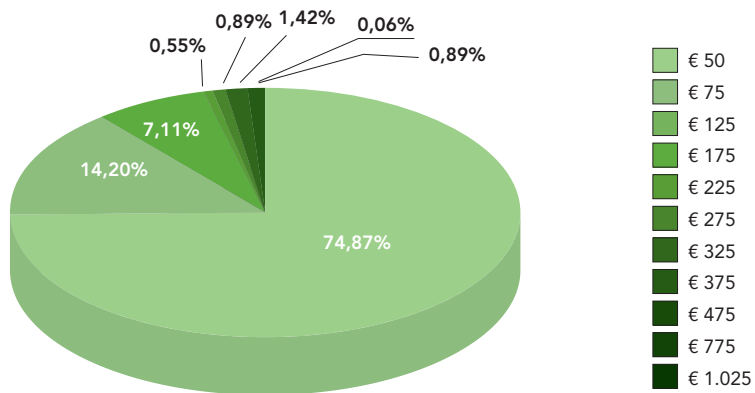
### NORD: la sostenibilità economica nel 2015

- Sulla base dei dati riportati nella slide precedente, appare evidente come **l'energia transata superi la soglia di accettabilità economica (275 €/MWh) nello 0,8% del totale.**
- **L'energia "utile" per un "Batterista Puro" si sarebbe quindi attestata nel 2015 in poco più di 25 GWh, cui corrisponde un IRR del 14,8% ed un PBT di poco inferiore ai 6 anni.**



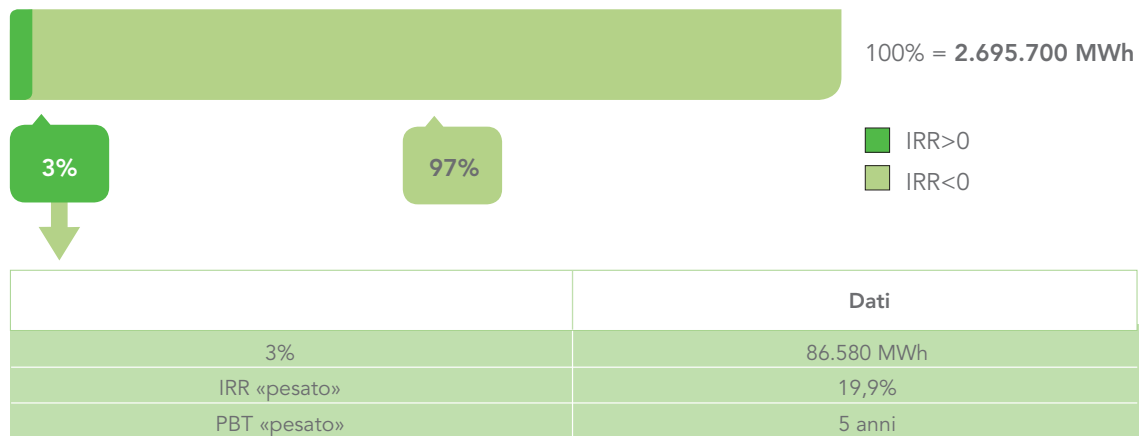
## NORD: Il volume transato e le fasce di prezzo del 2016

- La zona Nord – NORD ha registrato un totale di transazioni per 2.695.700 MWh nell'anno 2016, ai prezzi medi riportati in figura.
- Si è quindi assistito (come nella zona Centro Nord) ad un calo dei volumi transati ma – un costante ormai – incremento della dispersione dei prezzi. Circa il 4% è stato venduta a prezzi superiori a 325 €/MWh con punte di 1.025 €/MWh.



### NORD: la sostenibilità economica nel 2016

- L'energia "utile" per un "Batterista Puro" sarebbe stata nel 2016 pari a oltre **86 GWh (il 3% del totale)**, cui corrisponde – tenendo conto della effettiva distribuzione di prezzo – un **IRR del 19,9%** ed un **PBT di circa 5 anni**.

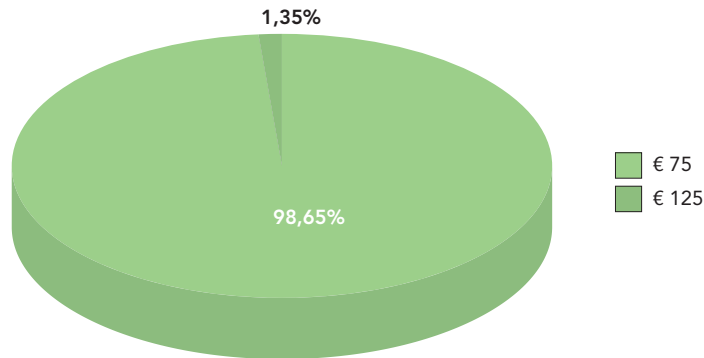


## NORD: la sostenibilità economica

- L'area identificata con la sigla NORD **detiene il record per l'energia che è stata transata nell'anno 2016 e nel 2015**, passando dagli oltre 3 TWh del 2015 ai circa 2,7 TWh del 2016.
- Nonostante i volumi di energia transata siano decisamente elevati i **prezzi medi rimangono comunque bassi**. Per un **"Batterista Puro"** lo spazio di azione è comunque misurabile nell'ordine di **25 GWh nel 2015 e oltre 86 nel 2016**.
- Se si applicasse allo stato dei prezzi MSD del 2015 (condizione «normale») in questa area la condizione di costo delle batterie al litio atteso al 2025 (-40% rispetto all'attuale) **la quota di energia transabile economicamente sostenibile ammonterebbe a 186.293 MWh (oltre 7 volte quella transata con costi attuali del litio)**.

### PRGP: Il volume transato e le fasce di prezzo del 2015

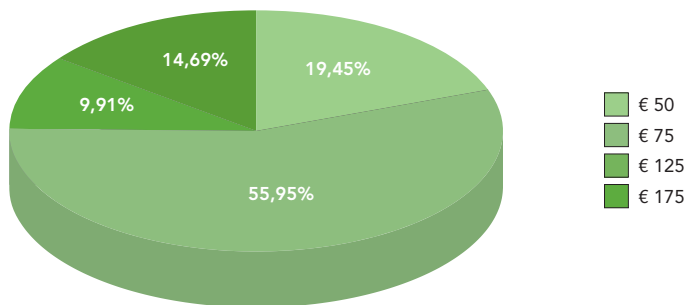
- La zona **Priolo Gargallo – PRGP** ha registrato un totale di energia transata "a salire" nel 2015 pari a **587.400 MWh**, ai prezzi medi riportati in figura, che come si vede sono stati nella quasi totalità dei casi nella fascia 75 €/MWh.



E' evidente in queste condizioni di prezzo non vi sono situazioni che rendono economicamente sostenibile la configurazione del "Batterista Puro"

## PRGP: Il volume transato e le fasce di prezzo del 2016

- La zona **Priolo Gargallo – PRGP** ha registrato un totale di transazioni per **365.500 MWh** nell'anno **2016**, ai prezzi medi riportati in figura.
- Nonostante anche qui la crescita dei prezzi (associata però ad una riduzione dei volumi) la situazione non cambia rispetto al 2015.

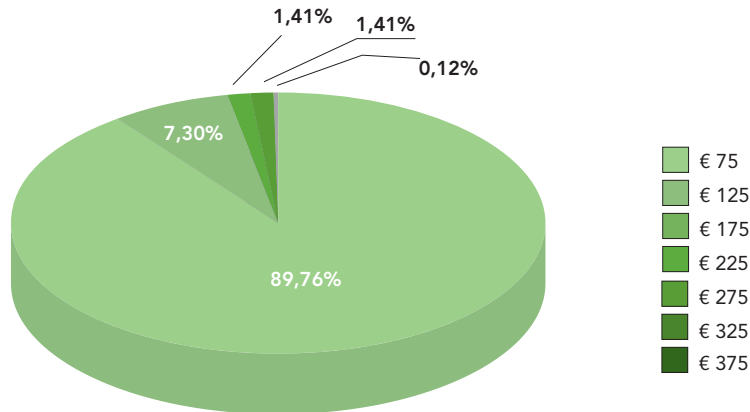


E' evidente in queste condizioni di prezzo non vi sono situazioni che rendono economicamente sostenibile la configurazione del "Batterista Puro"



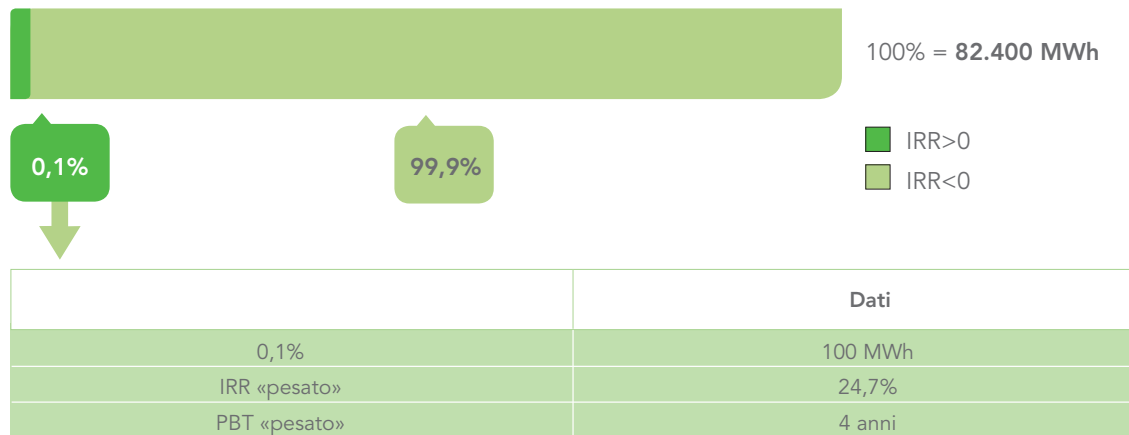
### ROSN: Il volume transato e le fasce di prezzo del 2015

- La zona **Rossano – ROSN** ha registrato un totale di energia transata "a salire" nel 2015 pari a **82.400 MWh**, ai prezzi medi riportati in figura.
- I volumi di energia transati nell'area **Rossano – ROSN** sono stati venduti ad un prezzo medio di **75 €/MWh** per l'**89,76% del totale**, anche se vi sono alcuni picchi che superano quota 275 €/MWh.



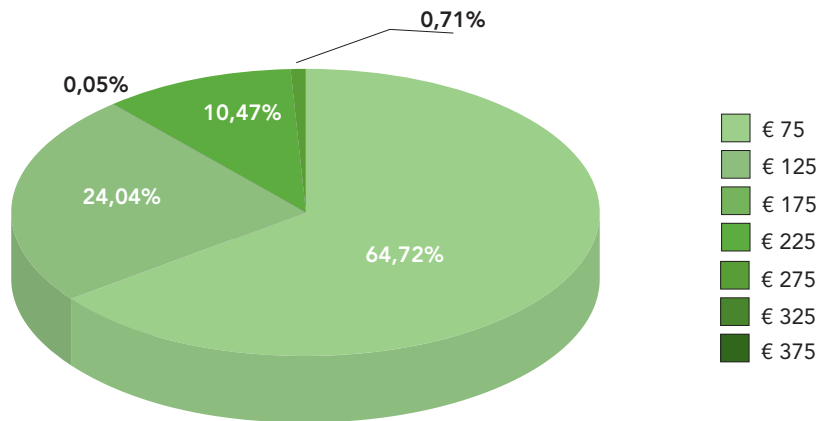
## ROSN: la sostenibilità economica nel 2015

- Sulla base dei dati riportati nella slide precedente, appare evidente come **l'energia transata superi la soglia di accettabilità economica (275 €/MWh) solo nello 0,1% del totale**, comunque sufficiente a garantire ad un "Batterista Puro" una "produzione" di 100 MWh, un **IRR del 24,7%** ed un **PBT di 4 anni**.



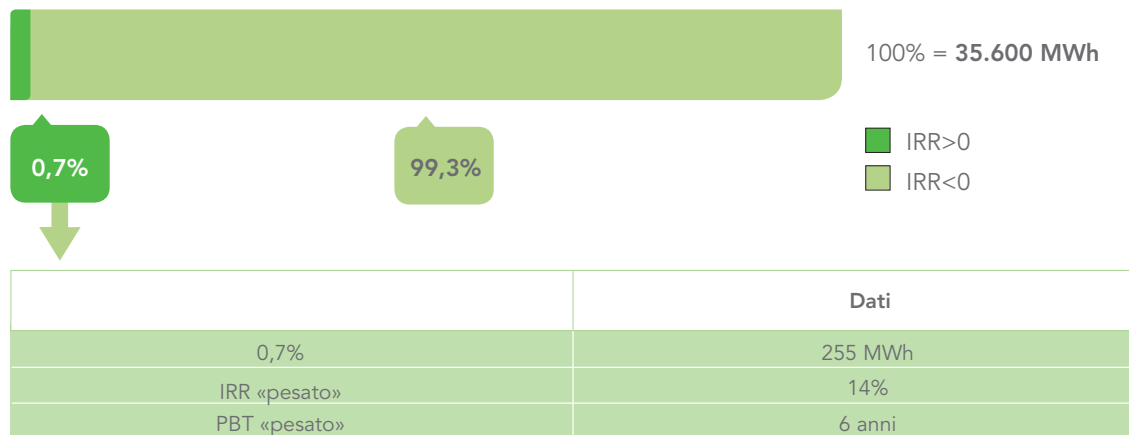
### ROSN: Il volume transato e le fasce di prezzo del 2016

- La zona **Rossano – ROSN** ha registrato un totale di transazioni per **35.600 MWh** nell'anno **2016**, ai prezzi medi riportati in figura.
- Alla riduzione dell'energia transata in volume si è accoppiata la **crescita dei prezzi medi**, con la "fetta" dei **75 €/MWh** che è passata dal quasi **90%** del 2015 al quasi **65%** del 2016.



## ROSN: la sostenibilità economica nel 2016

- L'energia "utile" per un "Batterista Puro" sarebbe stata nel 2016 pari a **255 MWh (lo 0,7% del totale, ma oltre 2,5 volte il dato del 2015)**, cui corrisponde – tenendo conto della effettiva distribuzione di prezzo – un **IRR del 14%** ed un **PBT di 6 anni**.

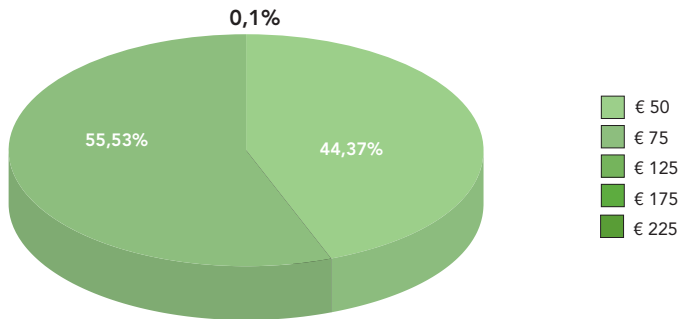


### ROSN: la sostenibilità economica

- Nonostante la ridotta dimensione dell'area ROSN, anche qui vi sono delle opportunità economiche per un "Batterista Puro", con circa 100 MWh e 255 MWh economicamente sostenibili rispettivamente nel 2015 e nel 2016.
- **Se si applicasse allo stato dei prezzi MSD del 2015 (condizione «normale») in questa area la condizione di costo delle batterie al litio atteso al 2025 (-40% rispetto all'attuale) la quota di energia transabile economicamente sostenibile ammonterebbe a 1.260 MWh (oltre 10 volte in più rispetto a quella simulata per l'anno 2015).**

## SARD: Il volume transato e le fasce di prezzo del 2015

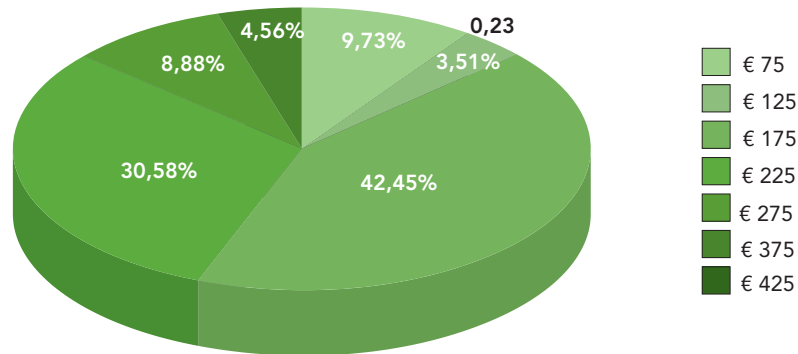
- La zona ha registrato un totale di energia transata "a salire" nel 2015 pari a 1.0183.900 MWh, ai prezzi medi riportati in figura.
- I volumi di energia transati nell'area sono stati venduti ad un prezzo medio di 125 €/MWh per il 55,5%, il 44,3% a 75 €/MWh e la restante parte, circa l'1%, è stato venduto ad un prezzo medio superiore a 125 €/MWh.



E' evidente in queste condizioni di prezzo non vi sono situazioni che rendono economicamente sostenibile la configurazione del "Batterista Puro"

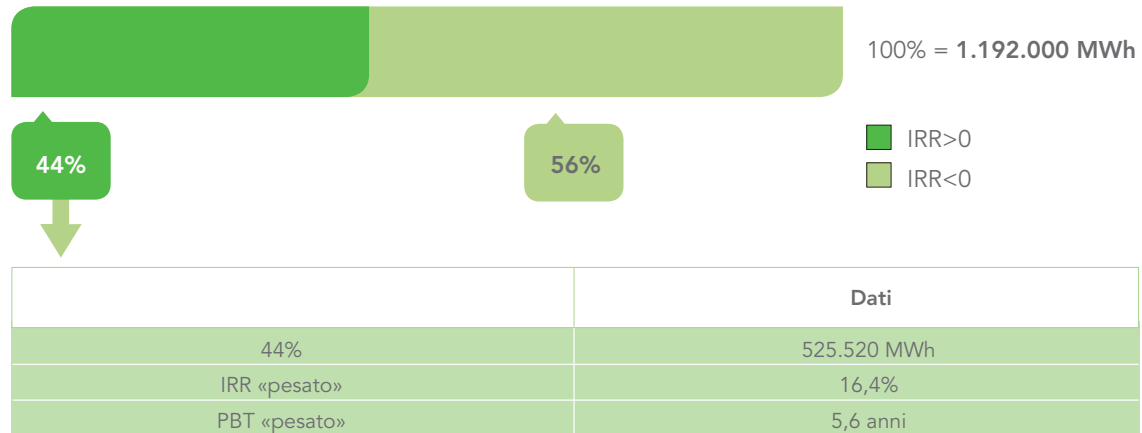
### SARD: Il volume transato e le fasce di prezzo del 2016

- La zona **Sardegna – SARD** ha registrato un totale di transazioni per **1.192.000 MWh** nell'anno **2016**, ai prezzi medi riportati in figura.
- Pur di fronte quindi a volumi di energia transata analoghi, è **significativamente modificata la distribuzione dei prezzi**, con ad esempio il **30,6% del totale** che è stato transato nella fascia di prezzo di **275 €/MWh**.



## SARD: la sostenibilità economica nel 2016

- **L'energia "utile"** per un "Batterista Puro" sarebbe stata nel 2016 pari a oltre **525 GWh (il 44% del totale)**, cui corrisponde – tenendo conto della effettiva distribuzione di prezzo – un **IRR del 16,4%** ed un **PBT comunque inferiore a 6 anni**.



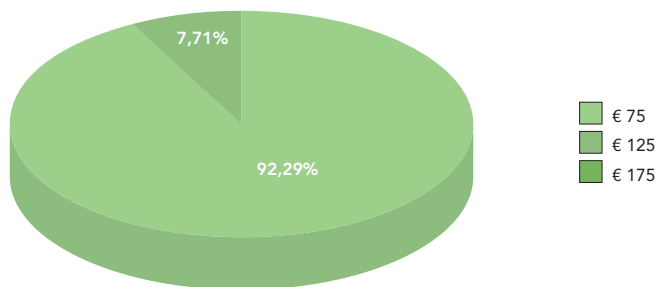


### SARD: la sostenibilità economica

- In questa area geografica **le opportunità concrete per un "Batterista Puro" sono limitate ai 525 MWh del 2016, nati quindi in una condizione particolare di "tensione" dei prezzi.**
- **Se si applicasse però allo stato dei prezzi MSD del 2015 (condizione «normale») la condizione di costo delle batterie al litio atteso al 2025 (-40% rispetto all'attuale) la quota di energia transabile economicamente sostenibile ammonterebbe a circa 780 MWh.**

## SICI: Il volume transato e le fasce di prezzo del 2015

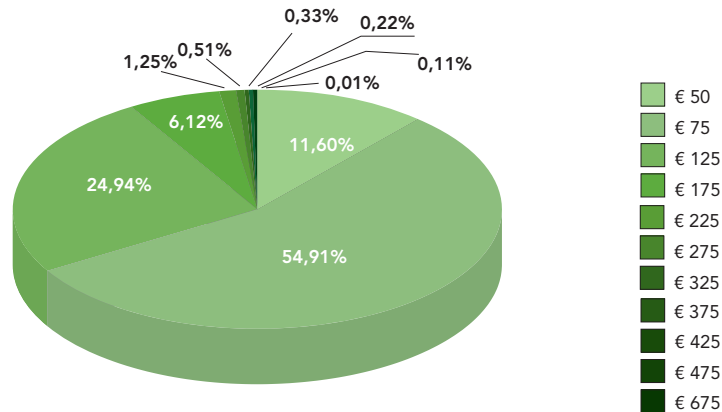
- La zona **Sicilia – SICI** ha registrato un totale di energia transata “a salire” nel 2015 pari a **3.552.100 MWh**, ai prezzi medi riportati in figura.
- **Nonostante i volumi estremamente significativi**, il prezzo medio di **75 €/MWh** si è registrati nel **92,3%**.



E' evidente in queste condizioni di prezzo non vi sono situazioni che rendono economicamente sostenibile la configurazione del "Batterista Puro"

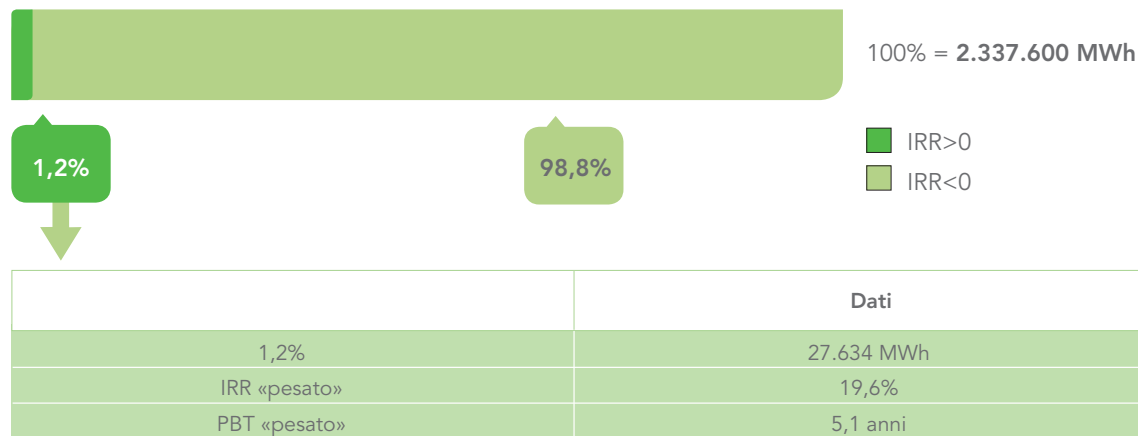
### SICI: Il volume transato e le fasce di prezzo del 2016

- La zona **Sicilia – SICI** ha registrato un totale di transazioni per **2.337.600 MWh** nell'anno **2016**, ai prezzi medi riportati in figura.
- Pur di fronte quindi a volumi di energia transata inferiori rispetto all'anno precedente, è **significativamente modificata la distribuzione dei prezzi**, con il "peso" del prezzo medio di 75 €/MWh quasi dimezzato rispetto al 2015.



## SICI: la sostenibilità economica nel 2016

- **L'energia "utile"** per un "Batterista Puro" sarebbe stata nel 2016 pari a oltre **27.000 MWh (comunque solo l'1,2% del totale)**, cui corrisponde – tenendo conto della effettiva distribuzione di prezzo – un **IRR del 19,6%** ed un **PBT di poco superiore a 5 anni**.

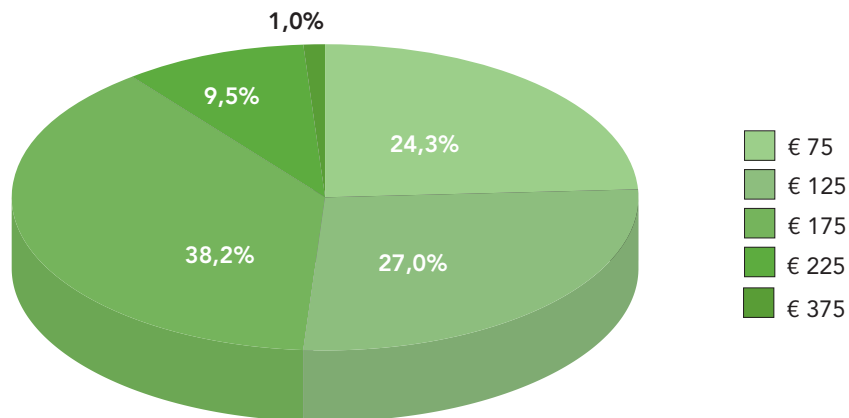


### SICI: la sostenibilità economica

- In questa area geografica – **nonostante i volumi transati – le opportunità concrete per un “Batterista Puro” sono limitate ai 27 GWh del 2016, nati quindi in una condizione particolare di “tensione” dei prezzi.**
- Anche se si applicasse però allo stato dei prezzi MSD del 2015 (condizione «normale») la condizione di costo delle batterie al litio atteso al 2025 (-40% rispetto all’attuale) la quota di energia transabile economicamente sostenibile ammonterebbe a solo circa 40 MWh.

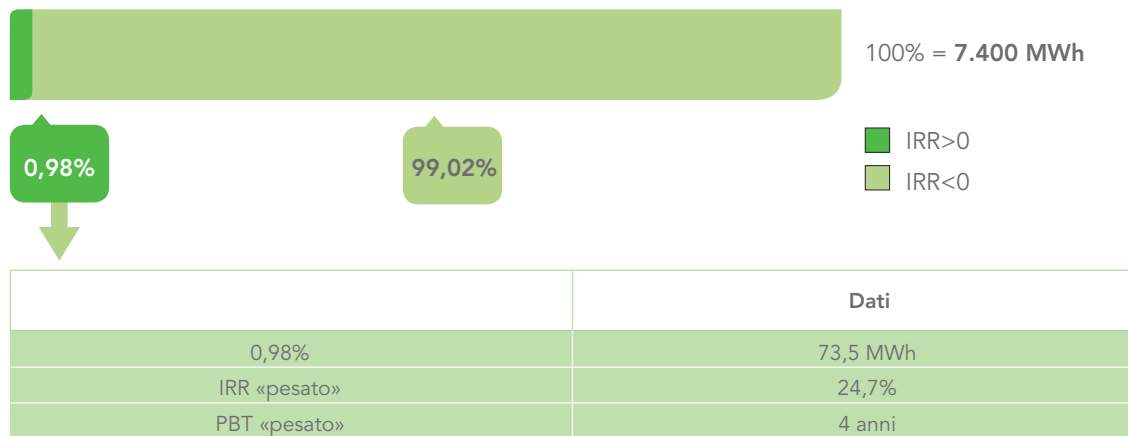
## SUD: Il volume transato e le fasce di prezzo del 2015

- La zona del Sud – SUD ha registrato un totale di energia transata “a salire” nel 2015 pari a 7.400 MWh, ai prezzi medi riportati in figura.



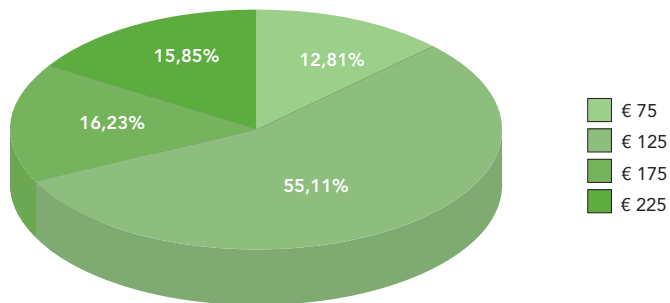
### SUD: la sostenibilità economica nel 2015

- L'energia "utile" per un "Batterista Puro" si sarebbe quindi attestata nel 2015 in soli **73 MWh (lo 0,98% di un mercato comunque molto piccolo)**, cui corrisponde un **IRR del 24,7%** ed un **PBT di 4 anni**.



## SUD: Il volume transato e le fasce di prezzo del 2016

- La zona del **Sud – SUD** ha registrato un totale di transazioni per **19.500 MWh** nell'anno **2016**, ai prezzi medi riportati in figura.
- Si è quindi assistito ad una **crescita del 263% dell'energia transata in volume** cui è corrisposto – **caso unico nel panorama delle aree geografiche** – una **distribuzione del prezzo medio in calo rispetto al 2015**.



E' evidente in queste condizioni di prezzo non vi sono situazioni che rendono economicamente sostenibile la configurazione del "Batterista Puro"

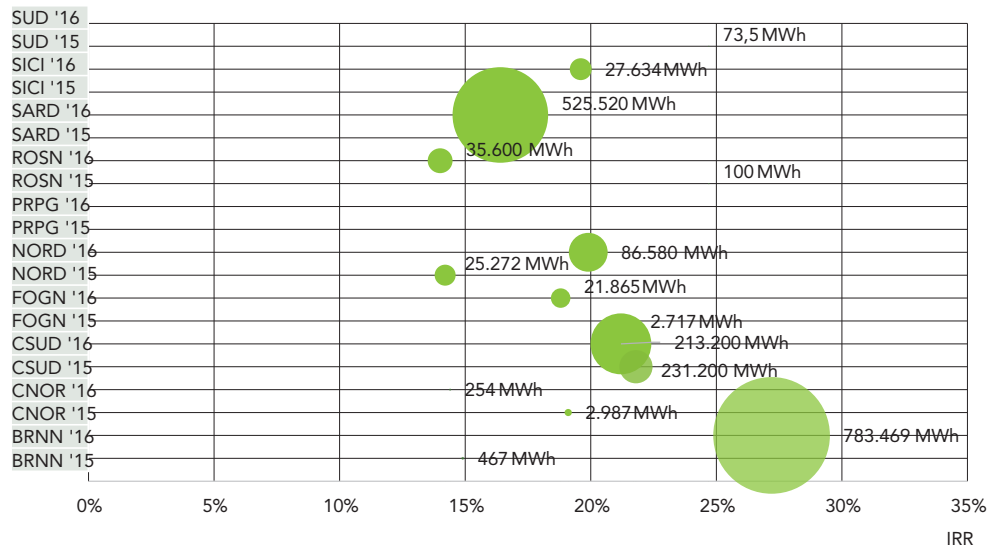


### SUD: la sostenibilità economica

- Nel 2015 solamente **73,5 MWh di energia sarebbero risultati interessanti dal punto di vista economico per un “Batterista Puro”**. Nel 2016, addirittura, non vi sono opportunità di investimento in quanto i prezzi medi a cui viene transata l’energia sul MSD rimangono al di sotto della soglia dei **225 €/MWh**.
- Se si applicasse allo stato dei prezzi MSD del 2015 (condizione «normale») in questa area la condizione di costo delle batterie al litio atteso al 2025 (-40% rispetto all’attuale) **la quota di energia transabile economicamente sostenibile arriverebbe a 3.640 MWh**, dato comunque interessante considerando complessivamente i ridotti volumi dell’area.

# La sostenibilità economica nelle diverse aree geografiche virtuali: un quadro d'assieme

- Il grafico riporta la sintesi dei risultati per ciascuna area geografica, comparando il dato del 2015 e del 2016. La dimensione della bolla indica i MWh transabili in maniera economicamente sostenibile.



# La sostenibilità economica nelle diverse aree geografiche virtuali: un quadro d’insieme

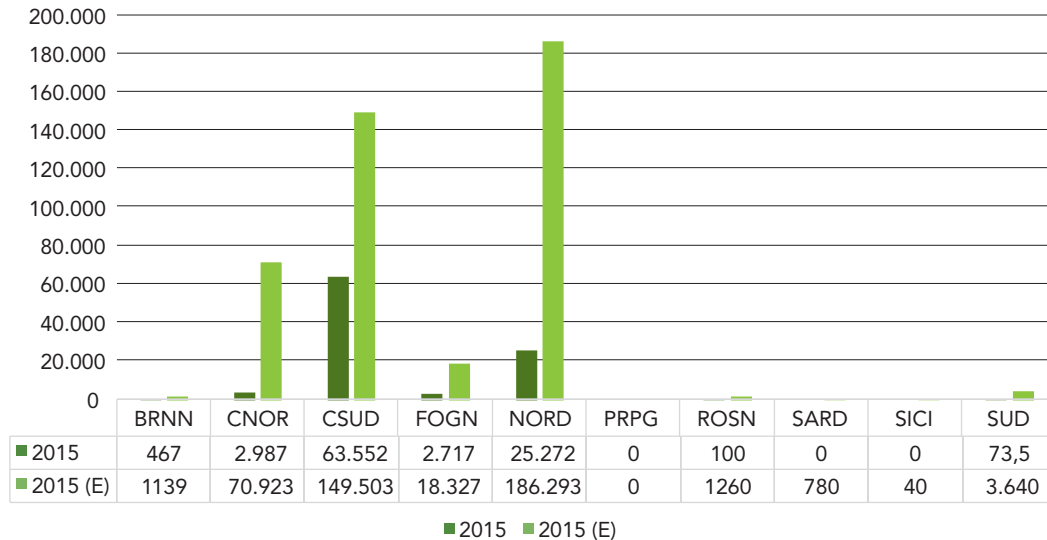
- La somma dell’energia transabile in maniera economicamente sostenibile per un “Batterista Puro” nel 2015 è pari a 95.168 MWh e le aree geografiche di possibile insediamento sono 7 su un totale di 10.
- La situazione ovviamente si modifica in meglio se si prende a riferimento il 2016, con la **quota di energia che sale a 1.694.122 MWh (+ 1.680%) e 8 aree di possibile insediamento**. In questo senso è evidente un “Batterista Puro” avrebbe potuto beneficiare – ma forse anche mitigare – il “nervosismo” del mercato.
- **Gli IRR**, rammentando che la soglia di sostenibilità è stata fissata al 10%, hanno **valori che variano tra il 15%, della zona di Rossano tenendo conto dell’andamento del MSD 2016, e il 27% della zona di Brindisi sempre nel 2016**. Nell’anno 2015 il range minimo-massimo è invece rappresentato dal 14,2% di Nord e dal 27,2% di Brindisi.

## La sostenibilità economica nelle diverse aree geografiche virtuali: un quadro d'assieme

- Un potenziale quindi estremamente significativo che cresce ulteriormente se si considerano i valori attesi di costo delle batterie al litio.
- Il grafico della slide seguente mostra come – applicando ai dati del MSD del 2015 le condizioni di costo delle batterie al litio al 2025 – **la quantità di energia transabile passi da 95.168 MWh a 431.905 MWh (+ 4,5 volte), in tutte le aree geografiche (ad eccezione della comunque piccola Priolo Gargallo) potenzialmente sede di investimenti.**
- Mentre i box riportano dei casi relativi alle configurazioni alternative, impianti fotovoltaici ed eolici che si dotino di un sistema di accumulo.

# La sostenibilità economica nelle diverse aree geografiche virtuali: un quadro d'insieme

- Il grafico riporta il raffronto fra l'energia transabile ai prezzi del MSD 2015 in condizioni di costo delle batterie al litio attuale e atteso (e) al 2025.



## Box 5: Impianto eolico + Sistema di Accumulo operante su MSD

- Il seguente box mostra lo scenario che prevede la dotazione per un impianto eolico di un sistema di accumulo, dove una parte della produzione viene adibita al caricamento della batteria. La simulazione avrà luogo nell'area di Brindisi, e tramite il SdA, l'impianto eolico parteciperà al mercato dei servizi di dispacciamento.

| SdA             | Dati           |
|-----------------|----------------|
| Tecnologia      | Ioni di litio  |
| Capacità        | 2 MWh          |
| Potenza         | 1 MW           |
| Costo           | 1.400.000 €    |
| O&M             | 140.000 €      |
| MWh disponibili | 3.500 MWh/anno |
| % uso batteria  | 70%            |

### Box 5: Impianto eolico + Sistema di Accumulo operante su MSD

| Impianto eolico             | Dati                        |
|-----------------------------|-----------------------------|
| Potenza                     | 10 MW                       |
| Produzione                  | 1.750 MWh/MW                |
| Produzione destinata al SdA | 17%                         |
| Costo                       | 1.400.000 €/MW              |
| O&M                         | 30.000 €/MW                 |
| Tariffa incentivante        | 77 €/MWh (-30% base d'asta) |
| Tasso di attualizzazione    | 6%                          |
| LCOE                        | 80 €/MWh                    |

## Box5 : Impianto eolico + Sistema di Accumulo operante su MSD

- L'ipotesi che sta alla base della simulazione è quella di prevedere di vendere l'energia accumulata nella batteria su base annua ai tre livelli di prezzo che garantiscono un IRR maggiore di zero come si evince dalle analisi dello scenario «Batterista Puro».

| MSD                     |                                   | Dati      | PBT     | IRR |
|-------------------------|-----------------------------------|-----------|---------|-----|
| MSD<br>area<br>BRNN '16 | 65.639 MWh<br>Transati a<br>IRR>0 | 525 €/MWh | 11 anni | 12% |
|                         |                                   | 575 €/MWh | 10 anni | 13% |
|                         |                                   | 825 €/MWh | 7 anni  | 19% |



### Box 6: Impianto fotovoltaico + Sistema di Accumulo operante su MSD

- Il seguente box mostra lo scenario che prevede la dotazione per un impianto fotovoltaico di un sistema di accumulo, dove una parte della produzione viene adibita al caricamento della batteria. La simulazione avrà luogo nell'area di Brindisi, e tramite il SdA, l'impianto eolico parteciperà al mercato dei servizi di dispacciamento.

| SdA                    | Dati          |
|------------------------|---------------|
| Tecnologia             | Ioni di litio |
| Capacità               | 150 kWh       |
| Potenza                | 200 kW        |
| Costo «chiavi in mano» | 700 €/kWh     |
| O&M                    | 700 €         |
| MWh disponibili        | 260 MWh/anno  |
| % uso batteria         | 70%           |

## Box 6: Impianto fotovoltaico + Sistema di Accumulo operante su MSD

| Impianto fotovoltaico       | Dati           |
|-----------------------------|----------------|
| Potenza                     | 1 MW           |
| Produzione                  | 1.300 MWh/MW   |
| Produzione destinata al SdA | 17%            |
| Costo «chiavi in mano»      | 1.000.000 €/MW |
| O&M                         | 35.000 €/MW    |
| Tariffa - PUN               | 40 €/MWh       |
| LCOE                        | 80 €/MWh       |

### Box 6: Impianto fotovoltaico + Sistema di Accumulo operante su MSD

- L'ipotesi che sta alla base della simulazione è quella di prevedere di vendere tutta l'energia accumulata nella batteria, su base annua, ai tre livelli di prezzo che garantiscono un IRR maggiore di zero come si evince dalle analisi dello scenario «Batterista Puro».

| MSD                     |                                   | Dati      | PBT     | IRR   |
|-------------------------|-----------------------------------|-----------|---------|-------|
| MSD<br>area<br>BRNN '16 | 65.639 MWh<br>Transati a<br>IRR>0 | 525 €/MWh | 18 anni | 6,7%  |
|                         |                                   | 575 €/MWh | 15 anni | 8,2%  |
|                         |                                   | 825 €/MWh | 9 anni  | 14,2% |

## La sostenibilità economica nelle diverse aree geografiche virtuali: un quadro d'insieme

- **La opportunità per l'impiego di sistemi di accumulo nel nostro Paese come fornitori di "servizi di rete" sono evidenti**, non solo nel 2016 (dove le tensioni sul MSD hanno creato spesso condizioni di prezzo decisamente "fuori mercato") ma **anche nel 2015, che invece è il risultato di un percorso virtuoso di riduzione dei costi del MSD.**
- **Se si aggiungono le attese riduzioni di costo di investimento per i sistemi di accumulo** ed il fatto che **il mercato del Dispacciamento sia in realtà molto più ampio del "solo" MSD** (come anche dimostrato dai casi di altri Paesi riportati in questo Capitolo) ci si rende conto di come **le possibilità siano già oggi più che concrete.**
- **Non è un caso che le zone con il potenziale maggiore siano quelle meridionali**, dove **maggiore è la presenza di impianti rinnovabili non programmabili** e dove **storicamente più critica è la condizione della domanda e della offerta di energia.**

### La sostenibilità economica nelle diverse aree geografiche virtuali: un quadro d'insieme

- E' possibile pensare ad un nuovo paradigma di gestione delle rete nazionale che tenga in considerazione dei sistemi di accumulo come strumento chiave, soprattutto in congiunzione con il contributo delle rinnovabili non programmabili?
- E' possibile vedere nei sistemi di accumulo delle alternative – da valutare economicamente e nell'impatto complessivo – ad investimenti infrastrutturali nella rete?
- E' possibile pensare al ruolo dei sistemi di accumulo abilitati al mercato del Dispacciamento come deterrenti economici alle "tensioni" che invece hanno caratterizzato il 2016?
- Ed in quanto tali come soggetti che – incrementando la competizione – rendano meno onerosa la gestione ed il costo dei "servizi di rete"?



**POLITECNICO**  
MILANO 1863

**MP**

POLITECNICO DI MILANO  
GRADUATE SCHOOL  
OF BUSINESS



# Il potenziale dei sistemi di accumulo in Italia **5**

Partner



Green Power



GALA

Con il patrocinio di



### Obiettivi della sezione

- Il presente Capitolo ha l'obiettivo di **stimare il potenziale di mercato dei sistemi di accumulo in Italia da qui al 2025**, sulla base delle risultanze della analisi economiche riportate nei capitoli precedenti.
- La stima è stata effettuata separatamente per i due impieghi analizzati in questo Rapporto, ossia la **"riserva di energia"** ed i **"servizi di rete"**.
- **Nel caso dei "servizi di rete" si è realizzata una stima dei risparmi conseguibili sul mercato del Dispacciamento** (ed in particolare sulla componente MSD di cui si sono raccolti i dati di dettaglio) per effetto della eventuale abilitazione dei sistemi di accumulo ad operarvi.

## Il mercato potenziale dei sistemi di accumulo come “riserva di energia”: metodologia

- Sulla base dei risultati del Capitolo 3 del presente Rapporto è possibile considerare **il potenziale di mercato dei sistemi di accumulo come riserva di energia** come costituito da **3 componenti chiave**:
  - **le nuove realizzazioni residenziali**, in particolare quelle **sviluppate secondo il paradigma *full electric***, ossia l'accoppiamento di sistemi di produzione localizzati (fotovoltaico), sistemi di accumulo ed utenze esclusivamente elettriche per soddisfare i fabbisogni energetici della famiglia (inclusa l'eventuale mobilità);
  - **le realizzazioni residenziali in retrofit su impianti esistenti**, dove l'impiego dei sistemi di accumulo è in accoppiamento ad impianti di produzione di energia localizzati esistenti ed è quindi richiesto l'adeguamento dell'impianto con la sostituzione dell'inverter;
  - **le realizzazioni non residenziali**, per *prosumer* commerciali o industriali o nei casi di impianti *stand alone* di produzione di energia da fonti rinnovabili non programmabili.



# Il mercato potenziale dei sistemi di accumulo come “riserva di energia”: metodologia

- Per ciascuna delle 3 componenti citate in precedenza è possibile sintetizzare le valutazioni economiche condotte ed ottenere il seguente quadro, che ne indichi la **propensione all'adozione dei sistemi di accumulo**.

| Componente               | Sostenibilità economica dell'investimento in sistemi di accumulo  | Propensione all'adozione dei sistemi di accumulo (% del mercato teorico penetrabile)   |
|--------------------------|---|--|
| Residenziale nuovo       | La redditività dell'investimento è accettabile solo nelle condizioni full electric e per livelli di costo delle batterie in riduzione del 25%-30% rispetto ai costi attuali   | 10%-15%<br>(considerando la ridotta diffusione attuale dei sistemi full electric e che il livello di costo identificato non sarà raggiunto prima del 2020) |
| Residenziale in retrofit | La redditività dell'investimento risulta accettabile solo per livelli di costo delle batterie in riduzione del 40%-45% rispetto ai costi attuali, condizione quindi sostanzialmente irrealizzabile nell'orizzonte di tempo considerato. | 5%-10%<br>(considerando comunque che l'adozione da parte del cliente residenziale non è soggetta esclusivamente a valutazioni economiche)                  |
| Non Residenziale         | La redditività dell'investimento risulta non accettabile lungo tutto l'orizzonte considerato ed in qualsiasi condizione di costo delle batterie   | 0%<br>(considerando l'adozione in questi casi soggetta esclusivamente a valutazioni economiche)  |

## Il mercato potenziale dei sistemi di accumulo come “riserva di energia”: metodologia

- La propensione all’adozione può essere poi applicata ai numeri attuali e attesi del mercato degli impianti localizzati di produzione di energia, ottenendo il potenziale riassunto nelle slide successive.
- E’ opportuno precisare che per il calcolo del valore del mercato si è assunto un costo medio pari a **2.800 € per le realizzazioni ex novo**, calcolato come media pesata tra il costo attuale (ad es. 4.000€ per un SdA da 2 kWh) e quello atteso al 2025 (circa 2.400 € per la stessa tipologia di SdA), e **3.500 € per le realizzazioni in retrofit**, ove si è incluso anche il costo di sostituzione dell’inverter. Si noti come la media «pesata» sia fortemente sbilanciata verso il costo a tendere, in quanto ci si aspetta che le principali sostituzioni avvengano nei prossimi anni.
- Si noti come - al fine di lasciare al lettore una spazio autonomo di interpretazione dei dati – si sono forniti anche i dati sulla numerosità di impianti (*ex novo* e in *retrofit*) considerati per il calcolo.

# Il mercato potenziale dei sistemi di accumulo come "riserva di energia" entro il 2025

- Retrofit

|                                      | <b>BATTERIA DI PICCOLA TAGLIA</b><br>Impianto FV 3kW – 5 kW | <b>BATTERIA DI TAGLIA MEDIA</b><br>Impianto FV >6kW |
|--------------------------------------|---|---|
| <b>Numero impianti</b>               | 250.000   | 50.000  |
| <b>Potenziale di mercato teorico</b> | 850 – 1.000 mln €   | 200 – 400 mln €                                     |
| <b>Potenziale di mercato atteso</b>  | 40 – 50 mln €   | 20 – 40 mln €                                       |

- Ex-novo

|                                      | <b>BATTERIA DI PICCOLA TAGLIA</b><br>Impianto FV 3kW – 5 kW | <b>BATTERIA DI TAGLIA MEDIA</b><br>Impianto FV >6kW |
|--------------------------------------|---|---|
| <b>Numero nuovi impianti</b>         | 20.000 anno   | 15.000 anno   |
| <b>Potenziale di mercato teorico</b> | 500 – 700 mln €   | 75 – 100 mln €                                      |
| <b>Potenziale di mercato atteso</b>  | 50 – 70 mln €   | 11 – 20mln €  |

## Il mercato potenziale dei sistemi di accumulo come “riserva di energia” entro il 2025

- Il mercato potenziale dei sistemi di accumulo come “riserva di energia” da qui al 2025 può essere stimato in 150 milioni di €, di cui il 50% relativo ai sistemi ex novo (con oltre 25.000 realizzazioni) ed il restante 50% al retrofit (pari a circa 21.000 realizzazioni).
- Il valore è dunque interessante anche se complessivamente si raggiunge solo circa il 10% del totale della base installata al 2025 di impianti residenziali di produzione di energia localizzati (fotovoltaici) e non si prevede alcuna penetrazione del mercato non residenziale.
- E' evidente come l'effettiva esistenza di questo mercato dipenderà dalla capacità dei produttori di sistemi di accumulo di raggiungere i livelli di costo attesi (come descritto nel Capitolo 2) e/o alla presenza di sistemi (come il già citato caso della Regione Lombardia) di incentivazione che modifichino in maniera sostanziale il livello di investimento iniziale necessario.

# Il mercato potenziale dei sistemi di accumulo come “riserva di energia” entro il 2025

- Non pare invece esserci un mercato di una qualche significatività nel caso delle utenze non residenziali.
- Infatti, in questi casi, da un lato, **la progettazione dell'impianto di produzione di energia è stata nella maggior parte di casi pensata per massimizzare ex ante il consumo di energia contestuale** e, dall'altro lato, negli **impianti *stand alone* è invece troppo poco rilevante economicamente il beneficio dall'effetto di *time shift* o di continuità della produzione** che potrebbe essere garantito dai sistemi di accumulo.

# Il mercato potenziale dei sistemi di accumulo nei “servizi di rete”: metodologia

- E' opportuno ricordare in premessa che **i sistemi di accumulo ad oggi in Italia non possono offrire servizi di rete, e di conseguenza il mercato – a regole vigenti – è pari sostanzialmente a zero** (a meno di qualche installazione pilota ammessa a fini di test).
- Tuttavia, **sulla base dei risultati del Capitolo 4 del presente Rapporto – e considerando invece la possibilità che i sistemi di accumulo siano abilitati ad operare nel mercato del Dispacciamento – è possibile stimarne un potenziale di mercato da qui al 2025.**
- La stima è stata effettuata **valutando il solo MSD** (e quindi va interpretata “per difetto” rispetto al possibile potenziale) **e trasformando in MW di sistemi di accumulo prima e poi in € l’energia transata economicamente sostenibile per ciascuna area geografica virtuale del MSD.**

### Il mercato potenziale dei sistemi di accumulo nei "servizi di rete": metodologia

- In questo caso si è ritenuto **opportuno considerare i valori di prezzo sul MSD registrati nel 2015** (e non considerando quindi l'effetto distorsivo rispetto al trend del 2016) e si sono riportati due scenari:
  - **uno scenario conservativo**, dove l'ingresso (ed il conseguente dimensionamento) del "Batterista Puro" avvenga solo per **operare in condizioni di prezzo dell'energia transata a "salire" superiori a 275 €/MWh**;
  - **uno scenario espansivo**, dove l'ingresso (ed il conseguente dimensionamento) del "Batterista Puro" avvenga per **operare in condizioni di prezzo dell'energia transata a "salire" superiori a 175 €/MWh**, ossia in modo molto più organico al funzionamento del mercato.
- In entrambi i casi si è considerato – per la trasformazione da MW in € - un **costo medio di 1,4 mln €, ossia pesato rispetto al calo di costo atteso.**

## Il mercato potenziale dei sistemi di accumulo nei "servizi di rete": scenario conservativo

- I valori di potenza installabile ed investimenti in sistemi di accumulo dello scenario conservativo sono riportati nella tabella seguente, con la suddivisione nelle 10 aree geografiche virtuali del MSD.

| MSD_2015                        | BRNN      | CNOR    | CSUD      | FOGN    | NORD      | PRGP | ROSN      | SARD | SICI | SUD     | TOTALE    |
|---------------------------------|-----------|---------|-----------|---------|-----------|------|-----------|------|------|---------|-----------|
| Nuova potenza installabile [MW] | 0 - 1     | 1,5 - 3 | 50 - 60   | 1 - 2   | 18 - 22   | 0    | 0 - 1     | 0    | 0    | 0 - 1   | 70,5 - 89 |
| Volume d'affari» [mln €]        | 0,9 - 2,8 | 71 - 88 | 168 - 190 | 15 - 21 | 207 - 220 | 0    | 1,4 - 2,8 | 0    | 0    | 4 - 6,1 | 470 - 531 |

- E' interessante sottolineare come il **67% del potenziale totale sia in realtà concentrato nell'area Centro Sud**, seguita per rilevanza dall'area **Centro Nord con un ulteriore 25%**.



### Il mercato potenziale dei sistemi di accumulo nei "servizi di rete": scenario espansivo

- I valori di potenza installabile ed investimenti in sistemi di accumulo dello scenario conservativo sono riportati nella tabella seguente, con la suddivisione nelle 10 aree geografiche virtuali del MSD.

| MSD 2015(€)                     | BRNN      | CNOR      | CSUD      | FOGN    | NORD      | PRGP | ROSN      | SARD | SICI | SUD       | TOTALE           |
|---------------------------------|-----------|-----------|-----------|---------|-----------|------|-----------|------|------|-----------|------------------|
| Nuova potenza installabile [MW] | 0,5 - 2   | 51,5 - 63 | 120 - 135 | 11 - 16 | 148 - 157 | 0    | 1 - 2     | 0    | 0    | 3 - 4     | <b>335 - 379</b> |
| Volume d'affari» [mln €]        | 0,6 - 2,2 | 57 - 70   | 132 - 149 | 12 - 18 | 163 - 173 | 0    | 1,1 - 2,2 | 0    | 0    | 3,3 - 4,4 | <b>369 - 419</b> |

- E' interessante sottolineare come in questo caso sia il **Centro Nord a passare in testa con riferimento al potenziale (42% del totale), seguito da vicino (35%) dal Centro Sud.**

## Il mercato potenziale dei sistemi di accumulo nei “servizi di rete” entro il 2025

- Il mercato potenziale dei sistemi di accumulo nei “servizi di rete” da qui al 2025 può essere stimato in circa 90 milioni di € nello scenario conservativo e sino a 420milioni di € nello scenario espansivo. Complessivamente quindi si tratta di un mercato potenziale grande 3,5 volte quello degli impieghi come “riserva di energia”.
- Se si considera che **questo mercato di fatto oggi non esiste**, giacchè i sistemi di accumulo non sono ammessi ad operarvi, e che la stima fatta è conservativa in quando considera solo una parte del mercato del Dispacciamento (in particolare il MSD “a salire”), **ci si rende conto della rilevanza delle decisioni assunte o da assumere in merito.**
- **Se è poi vero che l’aumento della competizione** (come al contrario ha dimostrato l’andamento nel mercato del 2016) **porta a ridurre il costo del Dispacciamento è ragionevole assumere un effetto “a cascata” dell’ingresso dei sistemi di accumulo**, come riportato nella slide seguente.

# Il mercato potenziale dei sistemi di accumulo nei "servizi di rete" entro il 2025

- Se si ipotizza **che i sistemi di accumulo entrati sul MSD permettano almeno di tagliare i picchi di prezzo dell'energia transata "a salire"**, ossia, l'energia transata ad un prezzo medio di 575 €/MWh dopo l'introduzione degli SdA, si ipotizzi venga transata alla fascia media di prezzo inferiore di 525 €/MWh; **i benefici per il Sistema Paese** (rappresentato in questo caso da Terna che si accolla gli oneri del Dispacciamento) potrebbero essere **quantificabili in 328 milioni di €**, come dettagliato nella tabella sottostante.

| €                          | BRNN      | CNOR       | CSUD       | FOGN       | NORD        | PRGP       | ROSN      | SARD        | SICI        | SUD       |
|----------------------------|-----------|------------|------------|------------|-------------|------------|-----------|-------------|-------------|-----------|
| <b>COSTO msd_15</b>        | 9.385.083 | 98.962.264 | 90.060.094 | 17.986.496 | 293.386.500 | 44.458.302 | 6.803.983 | 104.728.788 | 280.111.922 | 1.075.259 |
| <b>COSTO msd_15 «OPEN»</b> | 6.031.814 | 65.669.023 | 63.451.453 | 12.133.716 | 193.289.085 | 29.572.568 | 4.531.996 | 65.105.748  | 184.458.495 | 747.089   |
| <b>RISPARMI</b>            | 3.353.269 | 33.293.241 | 26.608.641 | 5.852.780  | 100.097.765 | 14.885.734 | 2.271.987 | 39.623.041  | 95.653.428  | 328.170   |

- Un valore che da solo sarebbe equivalso al 29% del MSD 2015** e che corrisponderebbe (essendo però un risparmio annuale) **all'installazione di 230 MW di sistemi di accumulo**.

# Il mercato potenziale dei sistemi di accumulo in Italia entro il 2025

- Il mercato dei sistemi di accumulo nel nostro Paese è di fronte ad un bivio:
  - restare un mercato tutto sommato di nicchia, rivolto quasi esclusivamente ai clienti residenziali e con una spinta fondamentale che non è quella economica, ma la “moda” o l’attenzione all’ambiente da parte del cliente finale;
  - divenire un mercato organico al sistema di generazione dell’energia (come peraltro già accade in altri Paesi europei), ampliando i propri confini al mondo delle imprese e permettendo la nascita di operatori specializzati che possano sfruttare i sistemi di accumulo per partecipare attivamente al mercato. In questo secondo caso – come visto nel Capitolo 4 – anche per gli impianti rinnovabili *utility scale* l’adozione di sistemi di accumulo troverebbe dei razionali economici convincenti, con numeri quindi anche maggiori di quelli qui riportati nello scenario espansivo.
- Gli operatori specialistici dei sistemi di accumulo, il sistema imprenditoriale dell’energia e soprattutto il regolatore hanno l’arduo compito oggi di decidere quale strada intraprendere.



## Gruppo di lavoro

Vittorio Chiesa - *Direttore Energy & Strategy Group*

Davide Chiaroni - *Responsabile della Ricerca*

Federico Frattini - *Responsabile della Ricerca*

Damiano Cavallaro - *Project Manager*

Cristian Pulitano

Giovanni Toletti

Marco Chiesa

Melinda Farina

Simone Franzò

Marco Guiducci

Davide Perego

Anna Temporin

Andrea Urbinati

Vito Maria Manfredi Latilla



## La School of Management

La School of Management del Politecnico di Milano è stata costituita nel 2003.

Essa accoglie le molteplici attività di ricerca, formazione e alta consulenza, nel campo del management, dell'economia e dell'industrial engineering, che il Politecnico porta avanti attraverso le sue diverse strutture interne e consortili.

Fanno parte della Scuola: il Dipartimento di Ingegneria Gestionale, i Corsi Undergraduate e il PhD Program di Ingegneria Gestionale e il MIP, la Business School del Politecnico di Milano che, in particolare, si focalizza sulla formazione executive e

sui programmi Master.

La Scuola può contare su un corpo docente di più di duecento tra professori, lettori, ricercatori, tutor e staff e ogni anno vede oltre seicento matricole entrare nel programma undergraduate.

La School of Management ha ricevuto, nel 2007, il prestigioso accreditamento EQUIS, creato nel 1997 come primo standard globale per l'auditing e l'accREDITAMENTO di istituti al di fuori dei confini nazionali, tenendo conto e valorizzando le differenze culturali e normative dei vari Paesi.



**POLITECNICO**  
MILANO 1863



POLITECNICO DI MILANO  
GRADUATE SCHOOL  
OF BUSINESS



## L'Energy & Strategy Group



L'Energy & Strategy Group della School of Management del Politecnico di Milano è composto da docenti e ricercatori del Dipartimento di Ingegneria Gestionale e si avvale delle competenze tecnico-scientifiche di altri Dipartimenti, tra cui in particolare il Dipartimento di Energia.

L'Energy & Strategy Group si pone l'obiettivo di istituire un Osservatorio permanente sui mercati e sulle filiere industriali delle energie rinnovabili, dell'efficienza energetica e della sostenibilità ambientale d'impresa in Italia, con l'intento di censirne gli operatori,

analizzarne strategie di business, scelte tecnologiche e dinamiche competitive, e di studiare il ruolo del sistema normativo e di incentivazione.

L'Energy & Strategy Group presenta i risultati dei propri studi attraverso:

- rapporti di ricerca "verticali", che si occupano di una specifica fonte di energia rinnovabile (solare, biomasse, eolico, geotermia, ecc.);
- rapporti di ricerca "trasversali", che affrontano il tema da una prospettiva integrata (efficienza energetica dell'edificio, sostenibilità dei processi industriali, ecc.).

## Le Imprese Partner

ABB

CESI

EDISON

ENEL GREEN POWER

ENI

GALA



ABB ([www.abb.it](http://www.abb.it)) è leader nelle tecnologie per l'energia e l'automazione che consentono alle utility, alle industrie e ai clienti dei settori dei trasporti e delle infrastrutture di migliorare le loro performance riducendo al contempo l'impatto ambientale. Le società del Gruppo ABB operano in oltre 100 Paesi e impiegano circa 135.000 dipendenti.

Leadership tecnologica, presenza globale, conoscenza applicativa e forti competenze locali sono gli elementi qualificanti di un'offerta completa di prodotti, sistemi e servizi che permettono ai clienti di migliorare le loro attività in termini di efficienza energetica, affidabilità delle reti e produttività industriale. ABB nasce nel 1988 dalla fusione di due importanti realtà industriali europee: la svedese ASEA, fondata nel 1883 e la svizzera Brown Boveri, fondata nel 1891, la quale già nel 1903 acquisisce il Tecnomasio Italiano, la più antica società elettromeccanica italiana creata nel 1863.

L'esperienza di ABB nelle soluzioni per l'accumulo di energia risale a oltre cento anni fa, quando furono inventati i primi schemi di pompaggio idroelettrico. Nell'ultimo decennio ABB si è specializzata nella realizzazione di sistemi di accumulo tramite batterie. L'ampiezza e la profondità delle nostre conoscenze ci permettono di offrire soluzioni di storage efficienti e affidabili per una vasta gamma di applicazioni che coprono qualsiasi esigenza energetica – che si parli di poche decine di kilowatt o di centinaia di Megawatt. La funzione primaria di un sistema di accumulo BESS

(Battery Energy Storage System) è la disponibilità energetica nel caso di un guasto di un'apparecchiatura nell'impianto di produzione o laddove sussista la necessità di supportare una generazione fotovoltaica e/o eolica o per regolare il funzionamento di una rete debole e/o instabile. Per questi sistemi si usano batterie ricaricabili per accumulare elettricità sotto forma di energia chimica.

Per l'accumulo di ingenti quantitativi di energia, l'avanzata tecnologia basata su convertitori, così come sistemi di controllo e dispositivi elettrici di impianto (EBoP), sono volti a massimizzare la flessibilità e l'efficienza dei sistemi idroelettrici di pompaggio, il cui attuale significativo rilancio è testimoniato dalla costruzione di nuove infrastrutture e dall'upgrade di impianti esistenti in tutto il mondo.

Di recente ABB ha fornito a e-distribuzione (Gruppo Enel) il primo sistema di accumulo di energia a batterie (BESS), progetto sperimentale realizzato presso la cabina primaria di distribuzione situata in Contrada Dirillo, in provincia di Ragusa. L'impianto pilota è stato voluto da Enel per valutarne la capacità di contribuire al mantenimento della stabilità della rete regolando la frequenza e migliorando al contempo la qualità dell'energia.

Il sistema ha una potenza nominale di 2 megawatt (MW) sovraccaricabile a 2,35 MW, ed è in grado di erogare una potenza di 1 MW per un tempo massimo di un'ora oppure di 2 MW per mezz'ora.

CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano - è stato fondato nel 1956 dal professor Ercole Bottani, docente di Elettrotecnica generale presso il Politecnico di Milano, per facilitare lo sviluppo e la sicurezza del Sistema Elettrico Italiano, oltre che per offrire laboratori di testing e servizi di certificazione per l'industria elettromeccanica.

Oggi CESI sviluppa un giro d'affari di oltre 120 milioni di euro ed opera in più di 40 paesi al mondo, grazie ad un network di 1.000 professionisti e attraverso i propri stabilimenti ed uffici in Italia (Milano, Seriate e Piacenza), Germania (Berlino e Mannheim), Emirati Arabi Uniti (Dubai) e in Brasile (Rio de Janeiro). CESI opera da oltre 50 anni come leader globale nella fornitura di servizi integrati di testing e certificazione, consulenza ed ingegneria per gli operatori del settore elettro-energetico come imprese di generazione e distribuzione, gestori delle reti di trasmissione, enti regolatori, pubblica amministrazione, sviluppatori, nonché per aziende internazionali di componentistica

elettromeccanica ed automazione industriale. CESI inoltre collabora con importanti enti finanziatori di progetti volti a realizzare grandi infrastrutture elettriche come EuropeAid, World Bank, European Bank of Reconstruction and Development, Asian Development Bank, African Development Bank e Inter-American Bank.

Il marchio CESI è riconosciuto sul mercato globale ed è associato ad esperienza, qualità ed indipendenza nonché a competenze tecniche e attrezzature di laboratorio distintive a livello internazionale. CESI possiede un vasto network commerciale internazionale ed importanti referenze globali. Avanzato know-how tecnologico, esperienza, indipendenza, sviluppo di soluzioni ad hoc, fanno di CESI un leader dei servizi tecnico-specialistici e della consulenza agli operatori del settore elettrico.

CESI è una società indipendente che vanta importanti aziende nazionali ed internazionali come shareholders, tra i quali Enel, Terna e ABB.



CESI



L'energia del futuro è sostenibile e intelligente: fonti rinnovabili, efficienza energetica, nuovi servizi ai clienti, digitalizzazione. Un nuovo modo di guardare all'energia come valore indispensabile per la qualità della vita e la competitività delle aziende.

La chiave di questo futuro è l'innovazione al servizio del cliente. Una sfida che Edison vuole cogliere per mantenere vivo lo spirito pionieristico che ha guidato sino a oggi lo sviluppo dell'azienda energetica più antica d'Europa.

Oggi Edison intende continuare ad essere un operatore di riferimento del settore energetico italiano con un ruolo attivo nel processo di consolidamento sia del mercato retail che dell'efficienza energetica. Attualmente opera in più di 15 paesi nel mondo impiegando oltre 5.000 persone, anche attraverso Fenice recentemente acquisita.

Grazie al parco centrali tra i più efficienti e sostenibili d'Italia, che comprende impianti a gas (CCGT), idroelettrici, eolici, solari e a biomassa, Edison, nel primo semestre del 2016, ha generato 9,1 TWh di elettricità, il 7% della produzione elettrica italiana. Sul fronte idrocarburi, Edison è presente in Italia, nel Mediterraneo e nel Nord Europa, con oltre 100 concessioni e permessi di esplorazione e produ-

zione di gas naturale e greggio, con riserve pari a 257,5 milioni di barili di petrolio equivalenti al 31 dicembre 2015.

Nel primo semestre del 2016, ha importato 7,3 miliardi di metri cubi di gas coprendo così il 23% del totale importazioni gas in Italia e contribuendo alla sicurezza del sistema energetico nazionale.

Edison offre energia elettrica e gas naturale ai clienti finali come pure servizi energetici e ambientali, in particolare alle realtà industriali. Inoltre serve oltre 1 milione di clienti in Italia, clienti che ha l'obiettivo di aumentare nei prossimi anni tramite crescita organica e acquisizioni.

Il Gruppo è inoltre impegnato nella diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento di gas per la transizione e la sicurezza del sistema energetico nazionale. La società ha allo studio la realizzazione di nuove infrastrutture per l'importazione di gas per l'Italia e l'Europa e, attraverso proprie controllate, gestisce il trasporto, lo stoccaggio e la distribuzione del gas. Edison opera anche nei mercati all'ingrosso di energia elettrica, gas e, più in generale, delle commodity.

Dal 2012, Edison è controllata dal gruppo EDF ed è quotata alla Borsa Italiana, limitatamente alle azioni di risparmio.

Enel Green Power, nata nel dicembre 2008, è la società del Gruppo Enel dedicata allo sviluppo e alla gestione delle attività di generazione di energia da fonti rinnovabili a livello internazionale, presente in Europa, nel continente americano, in Asia e in Africa.

È tra i principali operatori a livello internazionale nel settore della generazione di energia da fonti rinnovabili con una produzione su base annuale di 32 miliardi di chilowattora prodotti principalmente da acqua, sole, vento e calore della terra, in grado di soddisfare i consumi di oltre 11 milioni di famiglie ed evitare ogni anno più di 17 milioni di tonnellate di emissioni di anidride carbonica.

Enel Green Power ha una capacità installata di 10.571 MW, con 710 impianti in 16 Paesi e un mix di generazione che include eolico, solare, idroelettri-

co, geotermico e biomasse.

Contribuiamo con il nostro impegno ad uno sviluppo sostenibile. Riteniamo che le fonti rinnovabili costituiscano uno strumento importante per promuovere la competitività del sistema produttivo dei diversi Paesi e per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento delle fonti di energia: la produzione diffusa di elettricità da acqua, sole, vento e calore della terra contribuisce infatti a una maggiore autonomia energetica delle nazioni, e allo stesso tempo sostiene la salvaguardia dell'ambiente.

L'obiettivo di Enel Green Power è quello di crescere incrementando notevolmente la capacità installata e ottimizzando, per ogni Paese, il mix delle tecnologie, in un'ottica di valorizzazione delle caratteristiche specifiche dei territori e facendo leva sulle competenze acquisite da Enel nel settore.





Eni è un'impresa dell'energia. Lavora per costruire un futuro in cui tutti possano accedere alle risorse energetiche in maniera efficiente e sostenibile.

Fonda il proprio lavoro sulla passione e l'innovazione. Sulla forza e lo sviluppo delle proprie competenze. Sul valore della persona, ricono-

scendo la diversità come risorsa.

Eni crede nella partnership di lungo termine con i Paesi e le comunità che la ospitano.

Il modo di operare di Eni è fondato sull'eccellenza operativa, l'attenzione alla salute, alla sicurezza e all'ambiente è volto alla prevenzione e alla riduzione dei rischi operativi.

Il Gruppo Gala rappresenta una delle realtà più dinamiche e di successo del settore energetico, nel quale è divenuto il leader italiano indipendente nella fornitura di energia elettrica e gas.

Il Gruppo si ispira a valori fondanti quali correttezza, trasparenza, qualità e merito, dei quali è profondamente permeata l'attività degli stakeholders.

Il Management sta ampliando i settori di intervento con l'obiettivo di crescere rapidamente, in un'ottica di virtuosa sinergia tra le diverse aree di business. La visione strategica si basa su una presenza fortemente orientata al cliente, con una marcata attenzione alle tecnologie innovative.

La principale linea di business è la fornitura di energia elettrica ai clienti finali, settore in cui Gala è tra i primi dieci gruppi in Italia con un volume di vendita di 7,9 TWh nel 2014.

Nel 2013 la società è entrata nel mercato della fornitura di gas, con una logica di cross-selling verso i mercati PMI e Retail. Il Gruppo opera nei diversi segmenti di mercato con business unit societarizzate.

- Gala Engineering, interamente controllata, è specializzata in soluzioni di ingegneria e project management di infrastrutture e centri direzionali.
- Gala Shanghai, costituita nel 2014 e interamente controllata, opera nell'ingegneria e project management in Cina.
- Gala Power, interamente controllata, svolge attività di produzione di energia da fonte fotovoltaica con impianti di proprietà.
- Proxima, acquisita nel maggio 2015 e interamente controllata, è proprietaria di un brevetto

relativo ad una tecnologia di accumulo di energia, basata sul redox con vanadio.

- Gala Tech, interamente controllata, ha recentemente perfezionato un accordo per l'affitto del ramo d'azienda di Solsonica, che include una fabbrica di pannelli fotovoltaici di alta qualità con una capacità produttiva di 144 MW anno.
- Nei piani di sviluppo di Gala c'è il prossimo ingresso nel settore del facility management e dell'efficienza energetica, anche attraverso l'acquisizione di primari operatori.
- Nell'ambito dell'attività di ricerca e sviluppo, Gala ha avviato nel 2014 l'iniziativa Gala SMILE (SMart Ideas for Life Enhancement). I progetti attuativi contenuti nel Programma SMILE, che contano sulle capacità imprenditoriali e sul supporto delle strutture di marketing e finanza del Gruppo, sono:
  - Gala SmartNet, una Rete d'impresa di PMI attive nelle Smart Cities and Communities, finalizzata ad attività di ricerca applicata e
  - Gala Lab, un acceleratore d'impresе in partnership con il Fondo di Venture Capital di Lazio In-nova, il Parco Scientifico e Tecnologico di Roma e altri investitori privati; Gala Lab investirà in start-up ad alta tecnologia che abbiano superato l'early stage.

Negli ultimi due esercizi la società ha visto una forte crescita di volumi e marginalità.

Da marzo 2014 Gala S.p.A. è quotata all'Alternative Italian Market della Borsa di Milano, segmento nel quale la società è leader per capitalizzazione.









## Note

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---



Note

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---



Note

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---





Note

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---







Copyright 2015 © Politecnico di Milano - Dipartimento di Ingegneria Gestionale  
Collana Quaderni AIP  
Registrazione n. 433 del 29 giugno 1996 - Tribunale di Milano

Direttore Responsabile: Umberto Bertelè

Progetto grafico e impaginazione: Ntounas Stefano  
Stampa: Tipografia Litografia A. Scotti Srl

ISBN: 978-88-98399-18-5

Partner



Con il patrocinio di



STAMPATO SU  
CARTA RICICLATA

ISBN: 978-88-98399-18-5