

Applicazioni dei sistemi di accumulo della energia elettrica - 1

- I sistemi di accumulo della energia elettrica sono largamente utilizzati per l'alimentazione elettrica dei dispositivi mobili a diversi livelli di energia e potenza (cellulari, computers, lampade, strumenti di misura, veicoli elettrici, veicoli per la movimentazione delle merci, ...)
- I sistemi di accumulo possono anche essere utilizzati per migliorare il comportamento del sistema elettrico di potenza, in particolare per migliorarne la stabilità e la sicurezza massimizzando l'uso delle fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) e la generazione distribuita (GD). I sistemi di accumulo sono uno dei componenti fondamentali per la realizzazione di una smart grid (*una rete elettrica che può integrare intelligentemente le azioni di tutti gli utenti ad essa connessi – generatori, consumatori e prosumers, per consegnare in maniera efficiente, sicura e sostenibile la fornitura di energia elettrica* (https://www.earpa.eu/earpa/39/etp_smartgrids.html))
- I sistemi di accumulo utilizzati nella rete elettrica sono di tipo statico e sono costituiti da dispositivi collegati permanentemente in un determinato punto del sistema elettrico. Nell'ambito di una smart grid si potrebbero considerare anche i dispositivi di accumulo presenti a bordo dei veicoli elettrici e collegabili alla rete (*plug-in*); tale applicazione è caratterizzata da un numero estremamente elevato di dispositivi (diversi milioni di veicoli) ciascuno in grado di accumulare una ridotta quantità di energia (10-15 kWh), in grado di collegarsi in una qualsiasi delle colonnine di ricarica sul territorio e spostarsi rapidamente da una colonnina all'altra.

Applicazioni dei sistemi di accumulo della energia elettrica - 2

Con riferimento all'utilizzo nel sistema elettrico, i sistemi di accumulo possono essere impiegati in molteplici applicazioni:

- Integrazione delle fonti energetiche rinnovabili non programmabili;
- Regolazione della frequenza primaria, secondaria e terziaria;
- Supporto di tensione;
- Qualità del servizio (power quality);
- Peak shaving, load leveling;
- Time-shift.

Alcune di queste applicazioni richiedono prestazioni in potenza altre prestazioni in energia

- **prestazioni in potenza**; il sistema di accumulo deve potere scambiare potenze elevate per tempi brevi (da frazioni di secondo a qualche decina di secondi)
- **prestazioni in energia**; il sistema di accumulo deve potere scambiare continuamente potenza per diverse ore.

In molte applicazioni, di energia o di potenza, i sistemi di accumulo devono essere anche in grado di portarsi al valore corretto di potenza di carica/scarica, o di commutare tra le fasi di carica e quelle di scarica in tempi molto rapidi.

Parametri di un sistema di accumulo della energia elettrica

Energia nominale (rated energy)

Energia che il sistema di accumulo è in grado di accumulare; tale energia verrebbe resa disponibile se il sistema di accumulo venisse scaricato completamente e senza perdite

Potenza nominale (rated power)

Potenza che il sistema di accumulo è in grado di scambiare con continuità

Autonomia (discharge time)

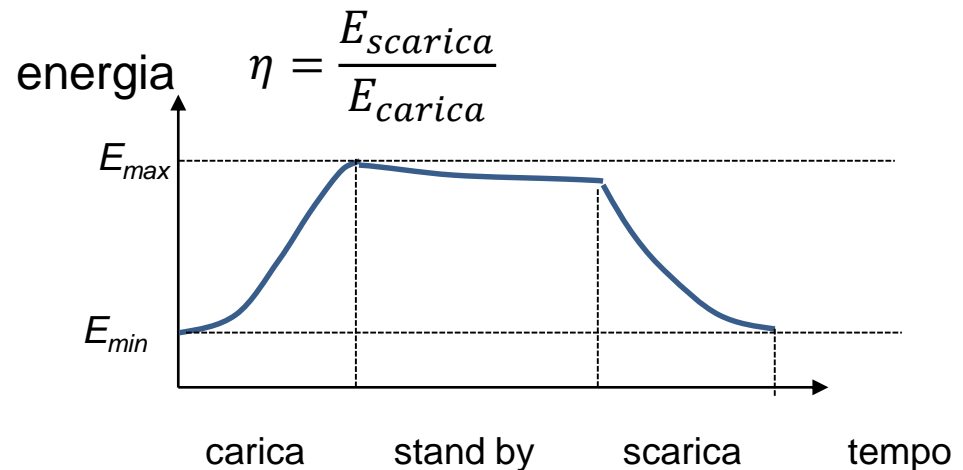
Durata della fase di scarica se avvenisse a potenza costante e pari alla potenza nominale

Efficienza (η : round trip efficiency)

Rapporto fra l'energia ceduta dal sistema di accumulo nella fase di scarica e l'energia assorbita dal sistema di accumulo nella fase di carica

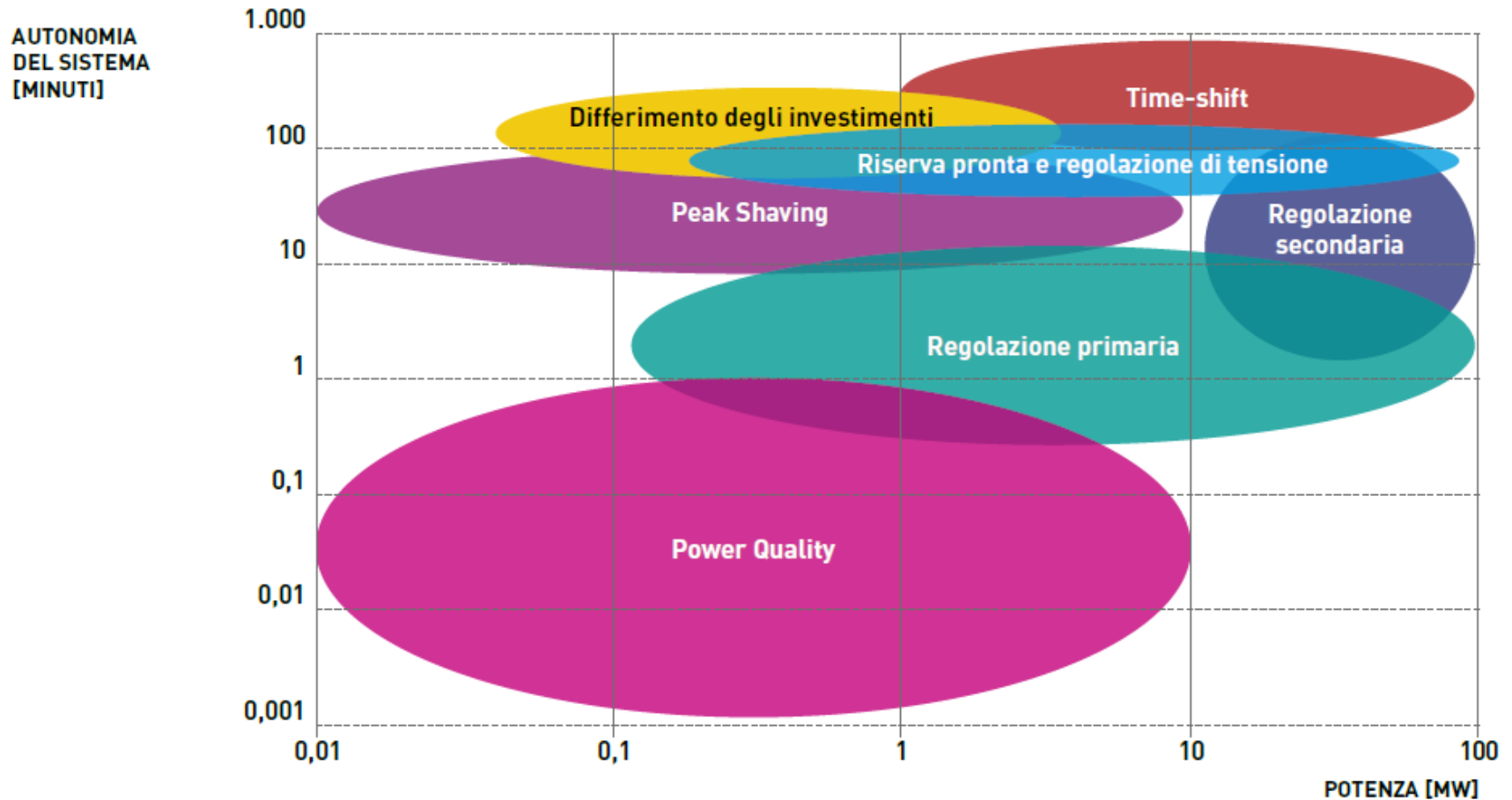
L'efficienza è minore di 1 a causa delle perdite:

- Non tutta l'energia assorbita nella fase di carica viene accumulata.
- Non tutta l'energia accumulata viene resa disponibile nella fase di scarica.
- Una parte dell'energia accumulata viene persa nella fase di stand-by (autoscarica)



Applicazioni dei sistemi di accumulo della energia elettrica - 3

- La potenza e l'energia richieste ad un sistema di accumulo variano al variare della applicazione



Integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili - 1

- Le centrali che utilizzano le FRNP non sono in grado di controllare la potenza che viene resa disponibile; volendo utilizzare tali fonti energetiche completamente è necessario bilanciare le loro variazioni di potenza variando la potenza delle centrali termoelettriche ed idroelettriche.
 - Un eccesso di produzione eolica di notte, in corrispondenza della minima richiesta di potenza, obbliga le centrali termoelettriche a ridurre notevolmente la loro potenza ed in qualche caso a spegnersi e riavviarsi successivamente.
 - Il brusco calo della potenza generata dagli impianti fotovoltaici al tramonto avviene contemporaneamente con la crescita della richiesta di potenza degli impianti di illuminazione; è quindi necessario che le centrali termoelettriche innalzino rapidamente la loro potenza erogata.
- Il rendimento delle centrali termoelettriche cala al calare della potenza di funzionamento e i cicli shut-down start-up, riducono la loro vita tecnica attesa.
- La presenza di un sistema di accumulo permette di ridurre la variabilità della potenza prodotta dalle FRNP riducendo quindi la conseguente variazione della potenza delle centrali termoelettriche ed aumentandone l'efficienza e la vita tecnica attesa.
- La produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (ad esempio la produzione eolica nel meridione), può essere in eccesso rispetto alla capacità della rete che deve trasportare l'energia elettrica; in assenza di un sistema di accumulo l'energia prodotta viene limitata al valore accettabile per la rete di trasmissione; in presenza di un sistema di accumulo l'energia viene accumulata ed erogata alla rete in un momento successivo.
- I sistemi di accumulo utilizzati contestualmente alle FRNP rendono prevedibile la loro produzione di energia elettrica, al pari delle centrali convenzionali.

Integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili - 2

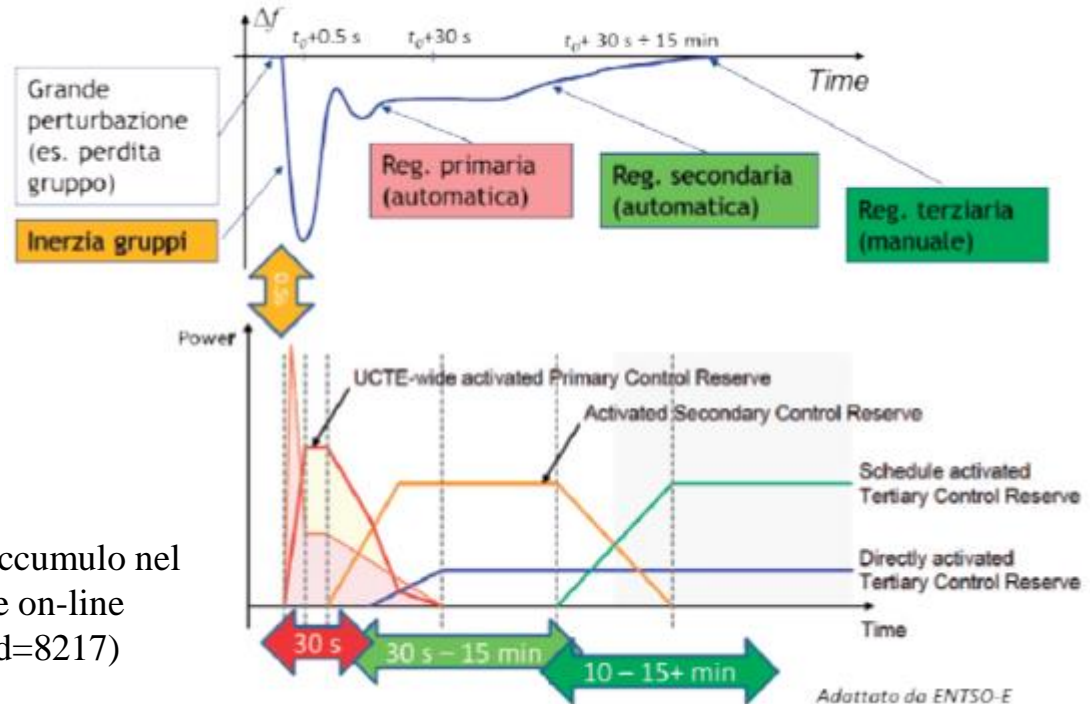
Nei primi istanti dopo un disturbo (fino a 550 millisecondi dall'insorgenza del guasto) , la variazione della frequenza di rete è garantita dalla inerzia delle masse rotanti dei gruppi turbo-alternatori collegati alla rete.

- La crescente penetrazione delle FRNP riduce l'inerzia del sistema elettrico:
 - I generatori fotovoltaici non possiedono masse rotanti e quindi non contribuiscono all'inerzia del sistema;
 - i generatori eolici hanno una massa rotante ma le macchine utilizzate non sono in grado di contribuire all'inerzia del sistema (ad esempio quando l'alternatore non è collegato direttamente alla rete).
- La mancanza di una inerzia sufficiente può diventare critica per il sistema elettrico
- I sistemi di accumulo che sono in grado di fornire in tempi molto rapidi potenze elevate possono ovviare alla mancanza di inerzia del sistema elettrico.

Regolazione della frequenza

- In caso di squilibrio tra la potenza generata e quella assorbita nella rete si verifica una variazione della frequenza a cui reagiscono automaticamente i regolatori di velocità dei generatori delle unità di produzione abilitate a fornire il servizio di regolazione primaria; la potenza generata viene variata fino al raggiungimento di una situazione di equilibrio
- La regolazione secondaria interviene sui regolatori di flusso delle turbine sotto il controllo di un dispositivo automatico centralizzato (regolatore di rete) per ristabilire il valore nominale della frequenza ed i margini di riserva per la regolazione primaria.

Fonte: RSE-ANIE Energia “I sistemi di accumulo nel settore elettrico”, marzo 2015, disponibile on-line (<http://www.rse-web.it/notizie.page?docId=8217>)



- La regolazione terziaria interviene per ristabilire i margini di riserva della regolazione secondaria: il Gestore della rete impartisce ai singoli produttori, disposizioni di esercizio relative alla variazione della potenza prodotta da unità già in servizio (riserva “pronta”, in grado di erogare entro 15 minuti la potenza richiesta dal Gestore, e riserva “di sostituzione”, che ha lo scopo di ricostituire la riserva “pronta”, senza limitazioni di durata), al limite richiedendo anche l’entrata in servizio di unità inizialmente spente.

Regolazione primaria

- Il servizio di regolazione primaria deve essere obbligatoriamente fornito da tutte le unità di produzione con potenza efficiente non inferiore a 10 MW, ad eccezione di quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, mettendo a disposizione una banda di regolazione non inferiore all'1,5% della potenza efficiente. In termini di prestazioni, la variazione di potenza generata richiesta all'unità di produzione deve essere erogata per almeno metà entro 15 secondi dall'inizio della variazione di frequenza e completamente entro 30 secondi, dopodiché la nuova potenza generata deve essere stabilmente mantenuta per almeno 15 minuti (in assenza di ulteriori variazioni di frequenza).
- I sistemi di accumulo, che spesso sono caratterizzati da tempi di risposta molto rapidi (da zero alla massima potenza e viceversa in pochi secondi), possono utilmente essere impiegati per la fornitura del servizio di regolazione primaria ed anzi sarebbero in grado di fornire prestazioni in regolazione primaria superiori a quelle degli impianti termoelettrici.
- Il principale ostacolo all'introduzione dei sistemi di accumulo per la regolazione primaria della frequenza è costituito dal meccanismo di remunerazione di tale servizio; tale remunerazione è stata introdotta in Italia nel 2013 ma non è al momento sufficiente per rendere i sistemi di accumulo economicamente convenienti. La materia è oggetto di valutazione da parte delle autorità competenti.
- Al crescere della penetrazione delle RFNP, in assenza di sistemi di accumulo, si riduce la riserva di potenza dispacciabile da utilizzare per la regolazione primaria.

Regolazione secondaria

- Le unità di produzione abilitate alla fornitura della regolazione secondaria devono rendere disponibile un margine di riserva pari al maggiore tra ± 10 MW e $\pm 6\%$ della potenza massima per le unità termoelettriche, nonché pari al $\pm 15\%$ della potenza massima per le unità idroelettriche. L'intera banda di regolazione deve essere erogata da ciascuna unità abilitata entro il tempo massimo di 200 secondi ed erogata con continuità per almeno 2 ore.
- I sistemi di accumulo, avendo caratteristiche (potenza, tempo di risposta, energia) tali da poter fornire il servizio di regolazione primaria, a maggior ragione, possono essere impiegati anche per la fornitura del servizio di regolazione secondaria;
- La regolazione secondaria è oggetto di contrattazione sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), per cui i sistemi di accumulo a ciò dedicati potrebbero trarne adeguatamente profitto.

Regolazione terziaria

- Per effettuare la regolazione terziaria della frequenza il Gestore della Rete impartisce a singoli produttori (anche non coinvolti nella regolazione secondaria) disposizioni di esercizio relative alla variazione della potenza prodotta da unità già in servizio:
 - riserva “pronta”, in grado di erogare entro 15 minuti la potenza richiesta dal Gestore,
 - riserva “di sostituzione”, che ha lo scopo di ricostituire la riserva “pronta”, senza limitazioni di durata), richiedendo, se necessario, l’entrata in servizio di unità inizialmente spente.
- I sistemi di accumulo potrebbero essere impiegati come riserva “pronta”. In assenza di sistemi di accumulo la riserva pronta viene realizzata con centrali termoelettriche che lavorano a bassa potenza e quindi con rendimento basso. La sostituzione di tali centrali con dispositivi di accumulo ad alta efficienza porta quindi ad un beneficio elevato in termini di riduzione di gas serra.
- Il servizio di regolazione terziaria è oggetto di contrattazione sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento, per cui i sistemi di accumulo a ciò dedicati potrebbero trarne adeguatamente profitto.

Un transitorio di frequenza in Sicilia - 1



Fonte: E. Ciapessoni, D. Cirio, A. Gatti, A. Pitto, «Renewable power integration in Sicily: frequency stability issues and possible countermeasures», 2013 IREP

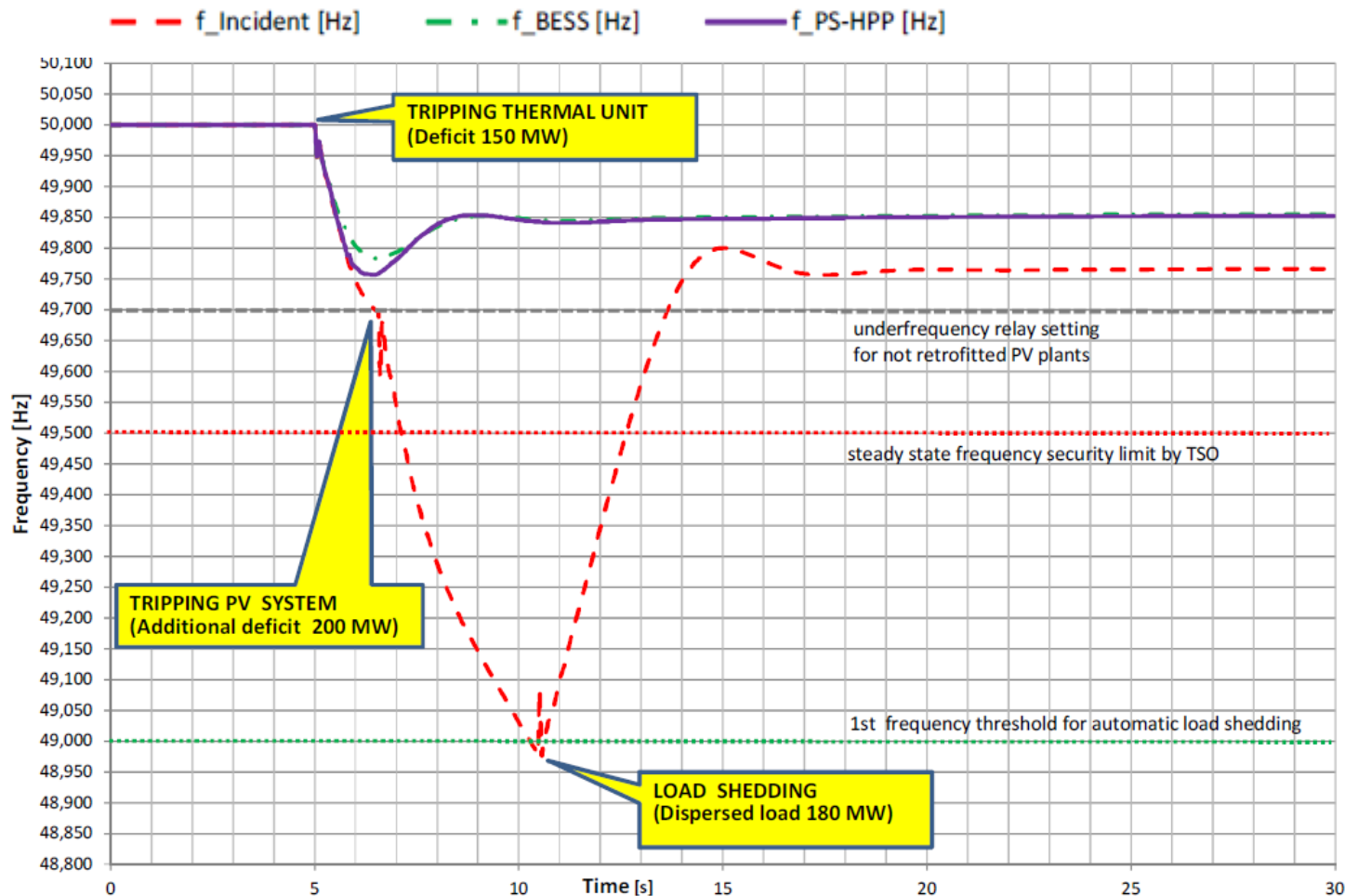
Il 18/5/2011 la Sicilia Stava funzionando in isola a causa di un intervento di manutenzione programmata sulla connessione con l'Italia (380 kV, 1000 MVA).

All'epoca la rete siciliana aveva una capacità di generazione di 5.8 GW (termoelettrico),

730 MW (idroelettrico), 866 MW (fotovoltaico), 1800 MW (eolico).

- Il guasto ad una centrale termoelettrica a S.Filippo di Mela, collegata alla linea a 220 kV ha prodotto una improvvisa riduzione di 150 MW della potenza generate
- La frequenza è rapidamente scesa sotto la soglia di 49.7 Hz che, secondo il codice di rete dell'epoca, ha prodotto il distacco di 200 MW di potenza fotovoltaica a cui è seguita una ulteriore riduzione della frequenza al di sotto della soglia di 49.0 Hz.
- Il distacco di 180 MW di carichi ha permesso di riportare la frequenza ad un valore accettabile

Un transitorio di frequenza in Sicilia - 2



Fonte: E. Ciapessoni, D. Cirio, A. Gatti, A. Pitto, «Renewable power integration in Sicily: frequency stability issues and possible countermeasures», 2013 IREP

Il modello mostra che un sistema di accumulo costituito da un banco di batterie (BESS Batteries Energy Storage System) in grado di erogare 50 MW per almeno 15 min, con un tempo di risposta inferiore a 0.5 s, avrebbe consentito di mantenere collegate sia la generazione fotovoltaica che le utenze.

Supporto di tensione

- Per mantenere stabile il valore della tensione nei vari nodi della rete, le unità di produzione variano la potenza reattiva erogata, in maniera automatica, sulla base dello scostamento, rispetto ad un valore di riferimento, della tensione alle sbarre AT della centrale, nel caso della regolazione primaria, e della tensione su alcuni nodi predefiniti dal Gestore di Rete (“nodi pilota”) nel caso della regolazione secondaria.
- I sistemi di accumulo, localizzati in prossimità dei centri di carico, potrebbero svolgere molto efficacemente il servizio di regolazione della tensione.

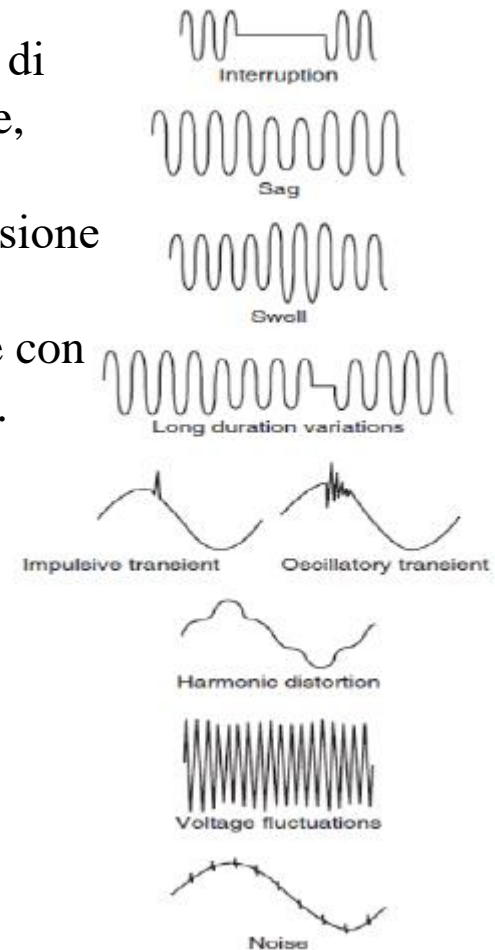
Qualità del servizio (power quality)

La tensione della rete di distribuzione della energia elettrica spesso si discosta dalla forma d'onda ideale; i disturbi possono essere fenomeni di regime (variazioni di frequenza, sbilanciamenti, distorsioni (armoniche, buchi di tensione) o transitori (impulsi e oscillazioni, variazioni dell'ampiezza della fondamentale in tempi brevi, fluttuazioni della tensione di rete (*flickering*), variazioni della frequenza della fondamentale)

- I fenomeni di regime si ripercuotono sulle utenze collegate alla rete con possibili danneggiamenti ed effetti negativi sulla loro durata di vita.
- I fenomeni transitori possono avere influenza anche sulla sicurezza dell'utilizzatore oltre che sui dispositivi

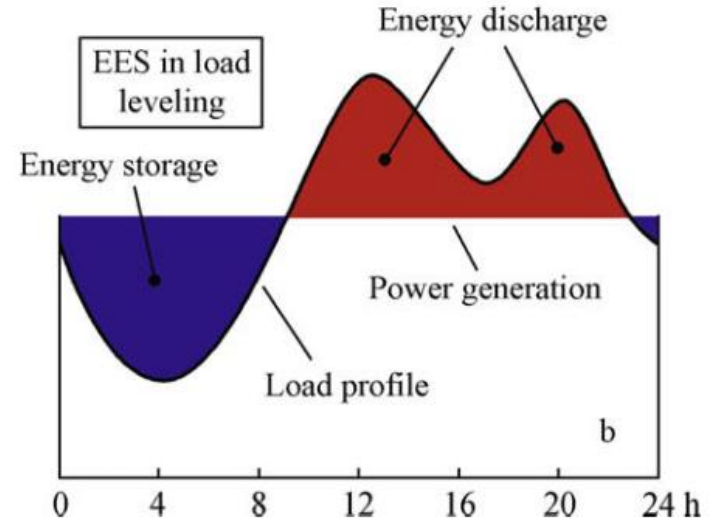
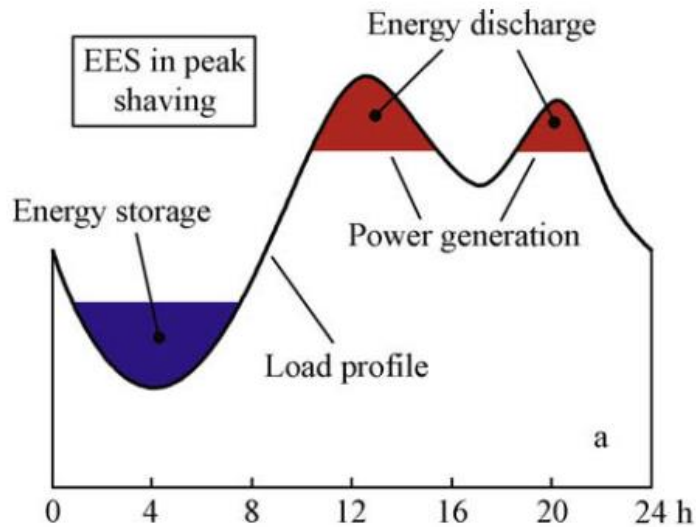
Per alcuni carichi sensibili i disturbi sulla tensione di rete possono risultare inaccettabili ed è quindi necessario predisporre opportuni dispositivi in grado di garantire una qualità della fornitura elettrica “superiore” rispetto a quella normalmente offerta dalle reti di distribuzione.

- I dispositivi per aumentare la power quality sono costituiti da un sistema di accumulo collegato alla rete e al carico da proteggere mediante convertitori elettronici di potenza in grado di compensare i disturbi della rete che influiscono negativamente sul carico o, viceversa, compensare i disturbi che il carico induce sulla rete.



Esempi di disturbi sulla tensione di rete (Fonte: Smart Metering per misure di Power Quality RdS/PAR2014/016)

Peak shaving, load levelling



Assorbendo energia durante il periodo di minima richiesta (la notte) ed erogandola durante il periodo di massima richiesta, i sistemi di accumulo possono impedire di dovere avviare impianti con una bassa efficienza per fare fronte ai picchi della richiesta e nello stesso tempo di utilizzare al meglio le centrali termoelettriche, facendole funzionare con una potenza prossima a quella nominale anziché a potenza ridotta durante la notte.

- La possibilità di effettuare un significativo *peak shaving* da parte dei sistemi di accumulo comporta anche una minore necessità di disporre di capacità di generazione, in particolare di punta, consentendo quindi di ridurre o differire nel tempo i relativi investimenti.

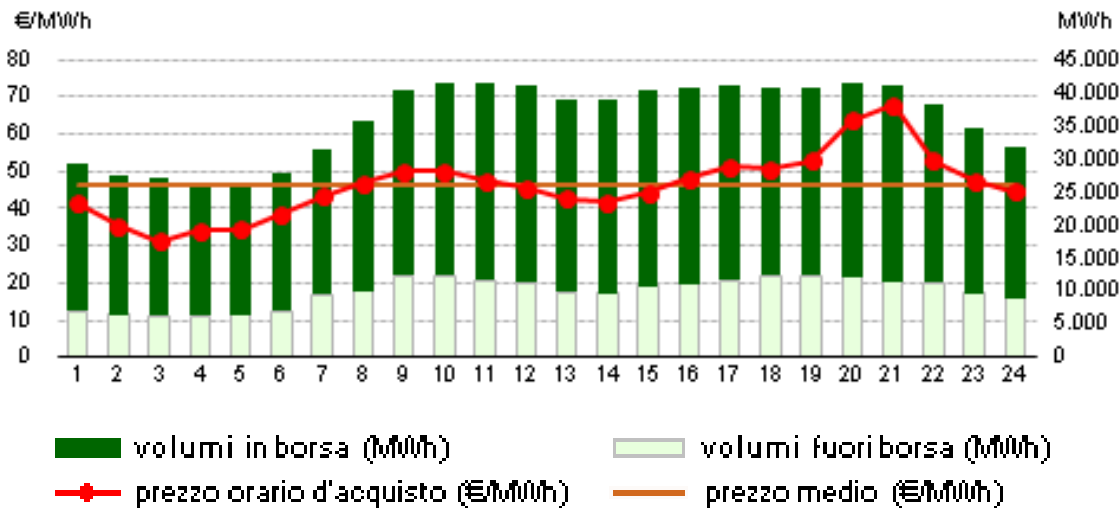
Peak shaving, un esempio

Si consideri ad esempio una linea in BT alimentata da una cabina MT/BT con una potenza di 400 kVA; la richiesta di potenza dei carichi collegati alla linea varia da un valore minimo di 80 kW, nelle ore notturne (0-7, con un valore medio in quelle ore circa 100 kW) ad un valore massimo di 350 kW, nelle ore diurne 7-19 (valore medio in quelle ore di circa 300 kW).

- Sulla linea vengono inserite due postazioni per la ricarica rapida dei veicoli elettrici: ciascuna postazione è in grado di ricaricare un veicolo in 15 minuti, assorbendo una potenza di 50 kW.
- Se entrambe le postazioni vengono utilizzate contemporaneamente nelle ore di punta, la potenza richiesta al trasformatore della cabina di alimentazione della linea supera il valore massimo ammissibile di 400 kW e sarebbe quindi necessario sostituire tale trasformatore con un trasformatore di potenza più elevata.
- E' possibile soddisfare la richiesta di potenza introducendo un sistema di accumulo che possa erogare una potenza di 100 kW per un'ora e si ricarichi nelle ore notturne

Time shift

- Il sistema di accumulo si carica prelevando energia dalla rete in un periodo il cui il prezzo dell'energia è basso (ad esempio di notte) ed eroga l'energia accumulata (a meno delle perdite del sistema di accumulo stesso) alla rete in un periodo in cui il prezzo della energia è alto (ad esempio nelle ore centrali della giornata). La motivazione del sistema di accumulo è quindi solo economica e la convenienza dipende dal differenziale tra il prezzo alla vendita ed il prezzo all'acquisto della energia elettrica e dall'efficienza del sistema di accumulo.



prezzi e volumi orari per il giorno di flusso 12/9/2017

Fonte:

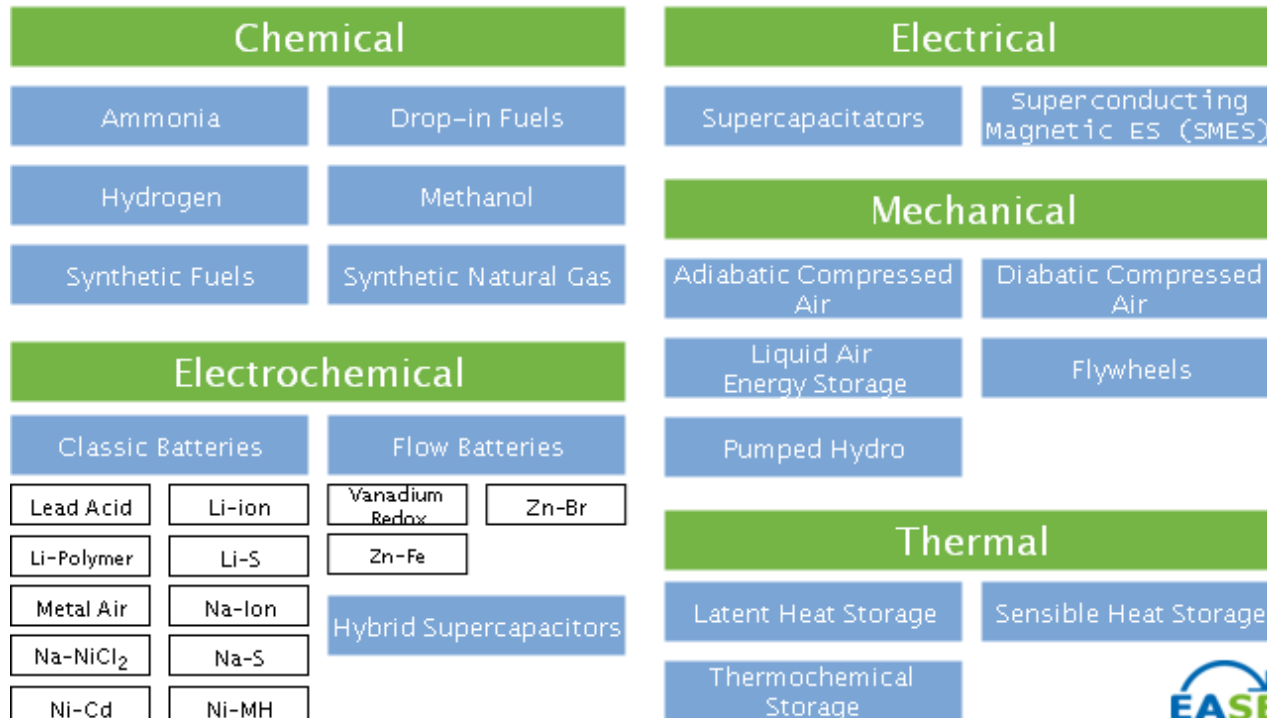
Gestore dei Mercati Energetici S.p.A
(<http://www.mercatoelettrico.org/It>)

- Per un utente industriale il sistema di accumulo può essere utilizzato per acquistare l'energia necessaria al processo nelle ore in cui il costo è minore, caricando il sistema di accumulo, ed utilizzare l'energia accumulata nelle ore in cui il costo è maggiore.

Classificazione dei sistemi di accumulo della energia elettrica

I sistemi di accumulo della energia elettrica possono essere classificati sulla base del tipo di energia in cui viene trasformata l'energia elettrica:

- Accumulo chimico (produzione di combustibili, ad esempio idrogeno)
- Accumulo elettrochimico (batterie);
- Accumulo in un campo elettrico (supercondensatori) o magnetico (SMES = Superconducting Magnetic Energy Systems)
- Accumulo meccanico (volani, CAES=Compressed Air Energy Storage, PHS = pumped hydro Storage).
- Termico (Sali fusi)



Fonte: Joint EASE/EERA recommendations for European Energy Storage Technology Development Roadmap. 2017 update

EASE: European Association for Storage of Energy
 EERA: European Energy Research Alliance (of public research centres and universities)

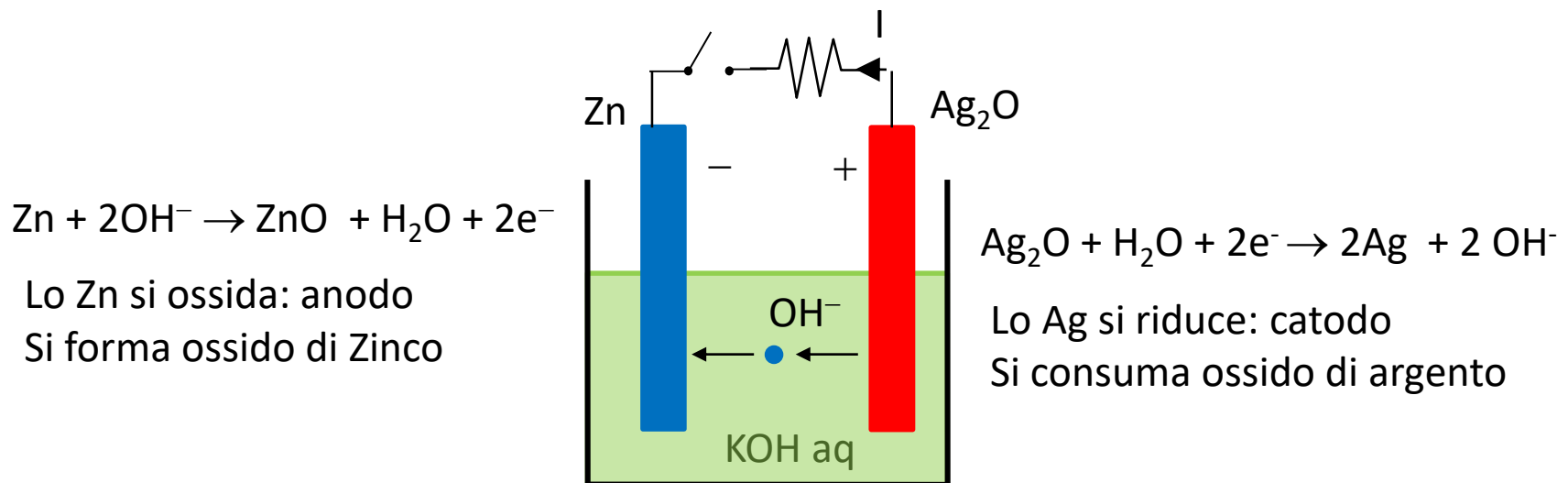


Accumulo elettrochimico - 1

- Il principio alla base del funzionamento dei generatori elettrochimici (**batterie**) è costituito dalle reazioni di ossidoriduzione (REDOX), in cui avviene uno scambio di elettroni tra le specie chimiche reagenti. Una specie chimica (specie riducente) perde elettroni e si ossida e una seconda specie chimica (specie ossidante) acquista gli elettroni persi dal riducente e si riduce.
- Ad esempio, nella reazione
$$\text{Ag}_2\text{O} + \text{Zn} \rightarrow 2 \text{Ag} + \text{ZnO}$$
 l'argento (Ag) si riduce (il suo numero di ossidazione passa da +1 a 0) e lo zinco (Zn) si ossida (il suo numero di ossidazione passa da 0 a +2).
Se si mescolano in un contenitore polveri di ossido di argento (Ag_2O) e zinco (Zn), la reazione di ossidoriduzione avviene spontaneamente con produzione di calore.
Nella cella elettrochimica Ag – Zn le reazioni di ossidazione e riduzione avvengono in regioni separate (gli elettrodi) e gli elettroni che intervengono nella reazione si muovono da un elettrodo all'altro attraverso un carico elettrico esterno: così facendo l'energia liberata dalla reazione viene fornita come energia elettrica al carico esterno.
- La **cella elettrochimica** è costituita da due elettrodi di materiali diversi immersi in un elettrolita; le diverse proprietà ossidanti/riducenti dei due materiali fanno sì che, a vuoto (in assenza di un contatto elettrico esterno tra i due elettrodi) ad un elettrodo avvenga una reazione di ossidazione (perdita di elettroni) e quindi l'elettrodo si carichi negativamente mentre all'altro elettrodo avvenga una reazione di riduzione (guadagno di elettroni) e quindi l'elettrodo si carichi positivamente. All'equilibrio tra i due elettrodi si stabilisce una d.d.p. V_0 (tensione a vuoto della cella)

Accumulo elettrochimico - 2

- Nella batteria Ag-Zn ($\text{Zn} \mid \text{KOH aq} \mid \text{Ag}_2\text{O}$) gli elettrodi sono griglie metalliche ricoperte una di ossido di argento ed una di zinco. Gli elettrodi sono immersi in un elettrolita, costituito da una soluzione acquosa di idrossido di potassio (KOH)
- La reazione di ossidazione avviene spontaneamente sull'elettrodo di Zn (anodo); con l'interruttore aperto l'elettrodo si carica negativamente fino al raggiungimento di una situazione di equilibrio.
- La reazione di riduzione avviene spontaneamente sull'elettrodo di Ag_2O (catodo); con l'interruttore aperto l'elettrodo si carica positivamente fino al raggiungimento di una situazione di equilibrio. La differenza di potenziale della cella a vuoto è $V_0 = 1.6 \text{ V}$
- Chiudendo l'interruttore, gli elettroni in eccesso sull'elettrodo negativo possono raggiungere l'elettrodo positivo attraversando il carico (passa una corrente I e viene ceduta potenza elettrica al carico) e le due reazioni possono proseguire fino all'esaurimento dello Zn e del Ag_2O . Gli ioni OH^- prodotti al catodo possono raggiungere l'anodo attraverso l'elettrolita.

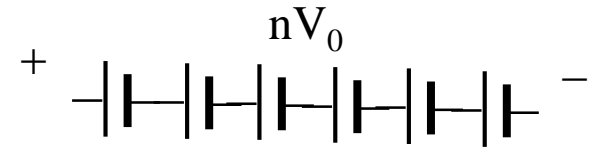


Accumulo elettrochimico - 3

- Il comportamento reale dei generatori elettrochimici differisce da quello ideale. In particolare, oltre alle reazioni principali che portano allo sviluppo della corrente elettrica, hanno luogo altre reazioni “parassite”, o “secondarie”, che sono competitive nei confronti delle principali e ostacolano il funzionamento del generatore.
- Negli accumulatori elettrochimici una delle più note reazioni parassite è la reazione di gassificazione che si ha nella fase finale della ricarica per gli accumulatori con elettrolita acquoso (piombo/acido, nichel/cadmio, nichel/metalli idruri). La reazione si innesca al superamento della tensione di gassificazione, che avvia la reazione di elettrolisi dell’acqua dell’elettrolita producendo idrogeno all’elettrodo negativo e ossigeno al positivo. Le conseguenze di questa reazione parassita sono innanzitutto la riduzione del rendimento di ricarica dell’accumulatore – che non è unitario, dal momento che una parte della corrente di ricarica viene impiegata nella reazione parassita – il consumo dell’acqua dell’elettrolita e la produzione di gas che possono formare miscele potenzialmente pericolose
- Anche l’autoscarica di un accumulatore, ovvero la scarica che avviene quando l’accumulatore è a riposo, è dovuta a varie reazioni parassite che consumano lentamente le cariche presenti e portano nel tempo alla scarica completa. L’entità dell’autoscarica varia a seconda della tipologia di accumulatore; ad esempio, nella batteria al piombo l’autoscarica ha un valore pari circa al 2-3% della capacità al mese.

Accumulo elettrochimico - 4

- Dato che la tensione a vuoto della cella elettrochimica è piccola (qualche Volt), di solito, una batteria è costituita da più celle elementari collegate in serie tra di loro.



Tra le batterie si distinguono:

- **Batterie primarie** (primary batteries): sono irreversibili; una volta scaricate non possono essere riutilizzate.
- **Batterie secondarie** (secondary batteries – storage batteries): sono reversibili; possono essere caricate e scaricate e quindi possono essere utilizzate per accumulare l'energia elettrica.
- **Celle a combustibile** (fuel cell – flow batteries): sono reversibili come le batterie secondarie, ma i reagenti sono accumulati in serbatoi esterni alla cella
- L'elettrolita può essere solido, liquido o gassoso

Accumulo elettrochimico - 4

Le batterie sono utilizzate prevalentemente per **applicazioni non connesse alla rete** e molto diversificate:

- Impianto elettrico delle automobili con motore a combustione interna
- Alimentazione di strumenti elettronici,
- UPS (Uninterruptible Power Systems) e sistemi di emergenza
- Trazione elettrica stradale, in questo momento in fase di crescita. In Europa le auto elettriche immatricolate nel 2018 sono state 385000 (con un aumento del 31% rispetto al 2017).
- Le applicazioni a supporto del sistema elettrico coprono in realtà solo una percentuale molto ridotta del totale (meno del 5% della capacità installata totale).

I principali vantaggi dei sistemi di **accumulo elettrochimico con funzioni di supporto alla rete** elettrica sono:

- La modularità: la potenza può variare da pochi kW (per impianti fotovoltaici di tipo domestico) a decine di MW (per l'accoppiamento con parchi eolici).
- Tempi di risposta alle variazioni di carico veloci (minori di 1 s).
- Rapidità di installazione e possibilità di installazione in un punto qualunque della rete, in particolare in prossimità dei generatori/carichi cui sono asserviti.
- Elevato rapporto potenza/energia e si prestano a lavorare in applicazioni “ibride” che richiedono autonomie dell'ordine dell'ora ma anche capacità di erogare picchi di potenza.

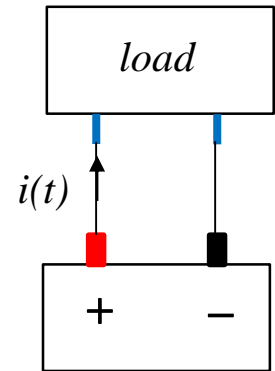
Accumulo elettrochimico - 5

- L'energia erogabile da una batteria dipende dalla quantità di reagenti che partecipano alla reazione di ossidoriduzione presenti nella batteria: per ogni reazione REDOX viene scambiata una certa quantità di carica tra anodo e catodo attraverso il carico elettrico e viene erogata una certa quantità di energia che in parte viene ceduta al carico sotto forma di energia elettrica, in parte viene trasformata in calore all'interno della batteria oppure viene utilizzata per lo svolgimento di reazioni parassite sempre all'interno della batteria
- Molto spesso la capacità di accumulo della energia elettrica di una batteria viene indicata riportando la sua **capacità**, cioè la carica (espressa in Ah) che la batteria è in grado di fare circolare sul carico

Capacità (C) di una batteria:

Carica (espressa in Ah) erogata dalla batteria
nella fase di scarica

$$C = \int_0^{\Delta t} i(t) dt$$



La capacità della batteria nella fase di scarica dipende dal carico cui è collegata

- se viene collegata ad una resistenza la corrente erogata varia nel tempo fino all'arresto dei processi elettrochimici e la capacità risulta massima
- Per una corretta gestione della batteria (massima durata della vita tecnica) è necessario non superare mai i limiti di tensione previsti; tali limiti dipendono dal tipo di batteria e sono legati al manifestarsi di reazioni parassite irreversibili agli elettrodi che limitano o impediscono il successivo funzionamento della batteria

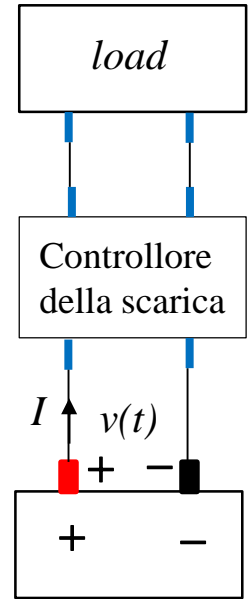
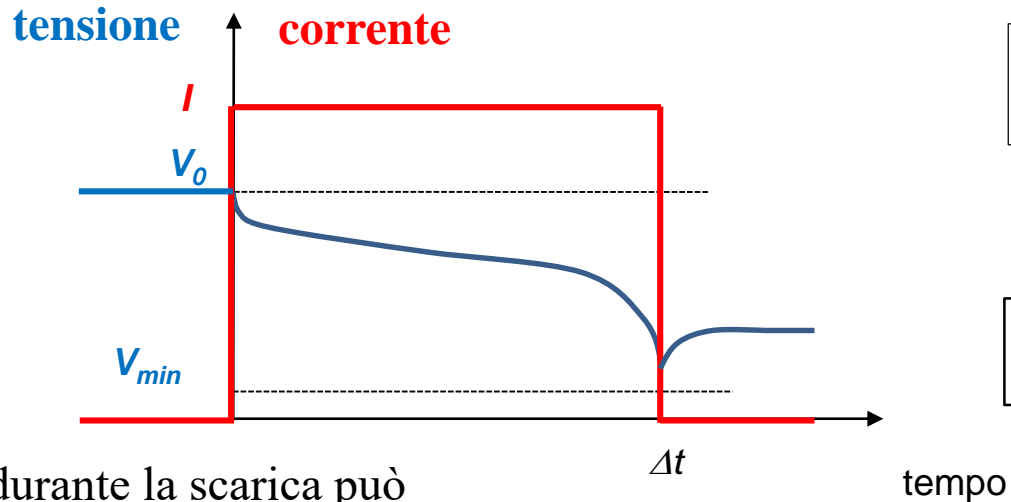
Accumulo elettrochimico - 6

- Le batterie vengono caratterizzate collegandole al carico mediante un convertitore che fa avvenire la scarica della batteria a corrente costante per un tempo Δt ; durante la scarica la tensione non deve mai scendere al di sotto del valore minimo ammissibile (V_{min})

?

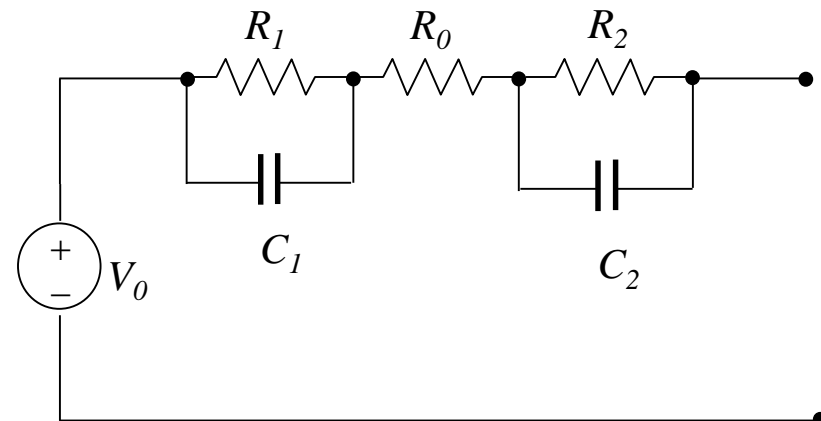
$$C = I \cdot t$$

$$\Delta E = \int_0^{\Delta t} v(t) I dt$$



L'andamento della tensione durante la scarica può essere descritto da un circuito equivalente come quello indicato.

- V_0 = tensione a vuoto (in assenza di corrente) della batteria; V_0 cala al crescere della capacità scaricata
- R_0 descrive il passaggio di corrente nell'elettrolita
- R_1 , C_1 ed R_2 , C_2 descrivono i fenomeni che avvengono agli elettrodi al passaggio della corrente

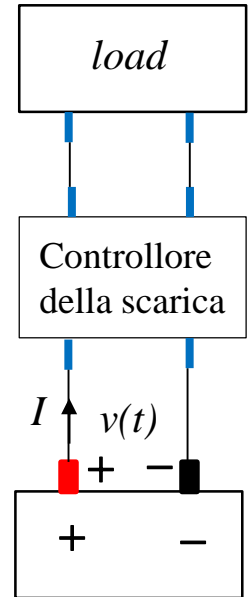
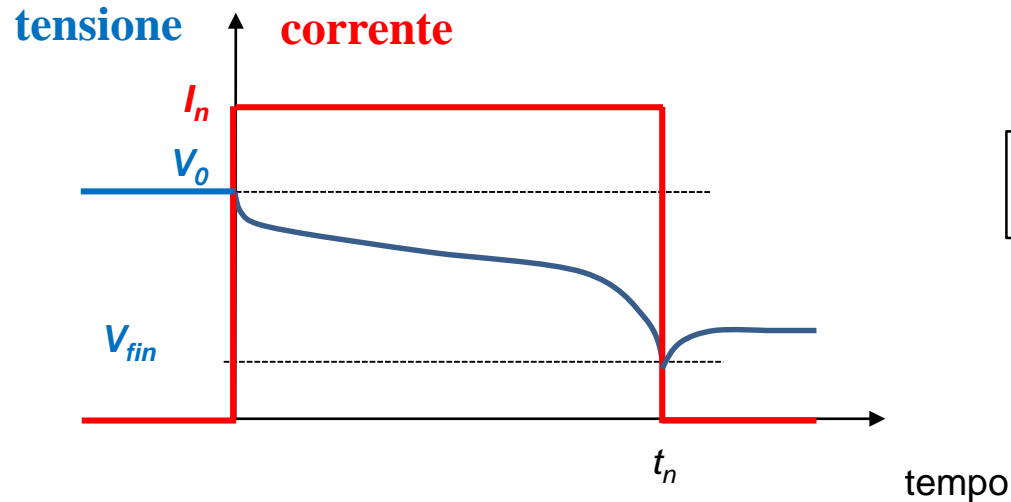


Accumulo elettrochimico - 7

- La capacità C e l'energia ΔE erogate dalla batteria durante la scarica a corrente costante dipendono dal valore I della corrente, dalla durata della scarica, dallo stato iniziale della batteria (concentrazione degli elettroliti) e dalla temperatura di lavoro. Al variare della durata della scarica cambia il valore finale della tensione

$$C_n = I_n t_n$$

$$E_n = \int_0^{t_n} v(t) I_n dt$$

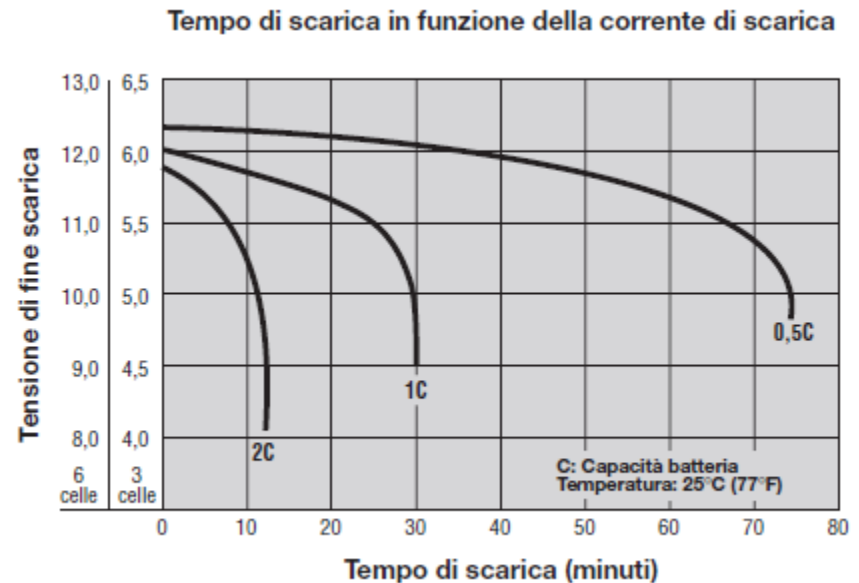
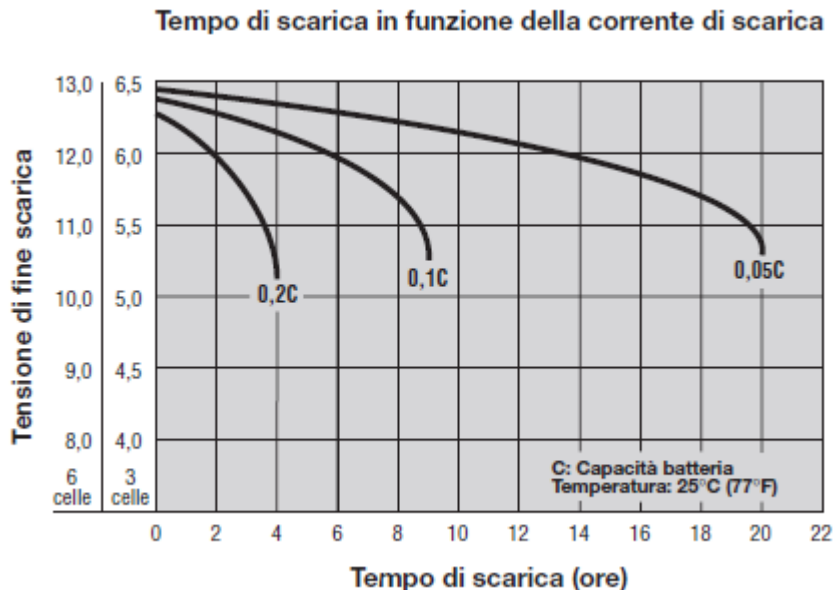


Capacità nominale (C_n) di una batteria:

Carica (espressa in Ah) erogata dalla batteria nella fase di scarica a corrente costante per un tempo t_n (valore tipico: $t_n = 10$ ore), ad una temperatura di riferimento ($T = 25$ °C); l'energia erogata dalla batteria durante tale scarica (E_n) è l'energia nominale.

Accumulo elettrochimico - 8

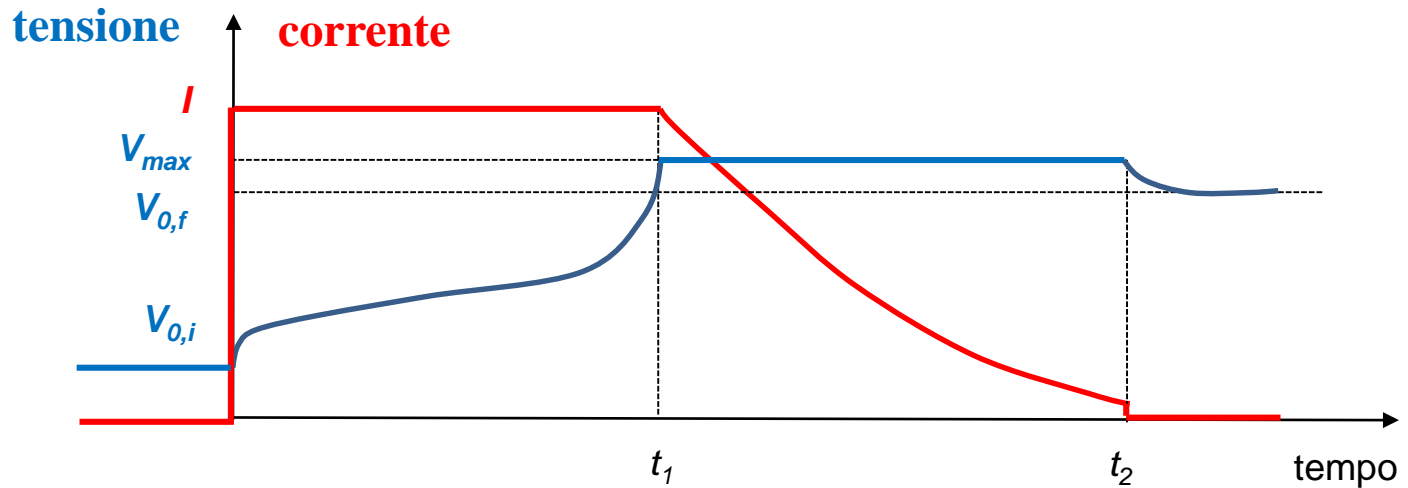
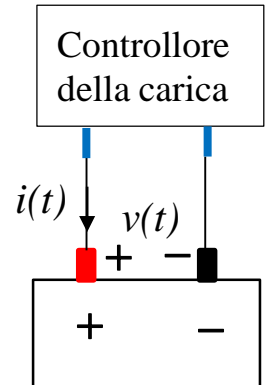
- I costruttori forniscono il valore della capacità nominale C_n (Ah) e del tempo di scarica t_n (h) corrispondente alla capacità nominale e alcune curve della tensione di cella in funzione del tempo in corrispondenza a diversi valori della corrente di scarica
- Il valore della corrente di scarica corrispondente a ciascuna curva può essere indicato con un parametro k (C-rate): la corrente di scarica I ed il tempo di scarica Δt possono essere ricavati dalle relazioni $I = kC_n$, $\Delta t = 1/k$



Curve di scarica tipiche di una cella di una batteria FIAMM-GS (Fonte, manuale tecnico batterie al piombo a ricombinazione interna, FIAMM-GS). $t_n = 20$ h, la tensione a fine scarica è pari a 1.75 V/cella fino a 0.2C, 1.70 V/cella da 0.2C a 0.5C, 1.60 V/cella da 0.5C a 1C, 1.50 V/cella da 1C a 2C, 1.35V/cella da 2C a 3C e 1 V/cella sopra a 3C.

Accumulo elettrochimico - 9

- Per ricaricare la batteria secondaria è necessario alimentarla con un generatore in grado di mantenere una tensione maggiore della tensione a vuoto della batteria. Bisogna però non superare mai un valore massimo, che dipende dal tipo di batteria utilizzato, superato il quale avvengono fenomeni irreversibili all'interno della cella che ne compromettono il funzionamento nella successiva fase di scarica
- Una possibile procedura per la carica della batteria prevede una prima fase a corrente costante in cui la tensione cresce lentamente fino al valore massimo ammissibile, quindi una fase a tensione costante e pari al valore massimo ammissibile, in cui la corrente scende lentamente fino ad annullarsi (valore inferiore ad un piccolo valore predefinito)



Accumulo elettrochimico - 10

Misurando la corrente erogata dalla batteria a partire dall'istante iniziale, supposto al termine della prima carica, si definisce la profondità di scarica e lo stato di carica

➤ la **profondità di scarica** (**DoD** = Depth of Discharge) è la capacità della batteria che è stata scaricata come frazione della capacità nominale

$$DoD(t) = \frac{\int_0^t i(t') dt'}{C_n}$$

➤ Lo **stato di carica** (**SoC** = State of Charge) è la capacità della batteria come frazione della capacità nominale

$$SoC(t) = \frac{C_n - \int_0^t i(t') dt'}{C_n}$$

$$SoC(t) = 1 - DoD(t)$$

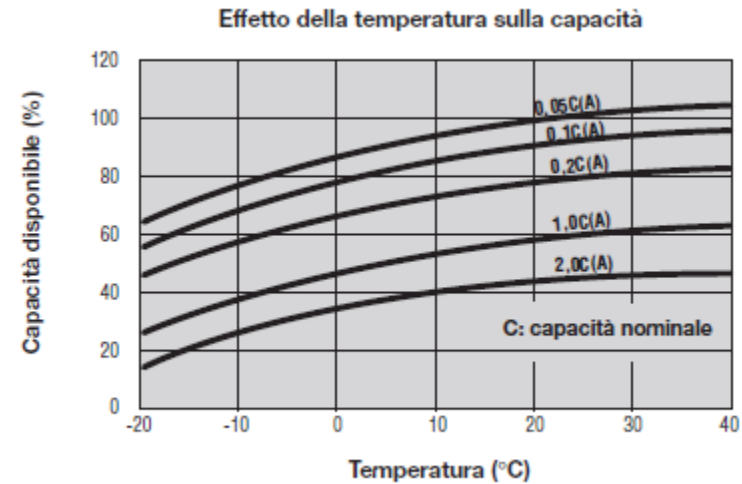
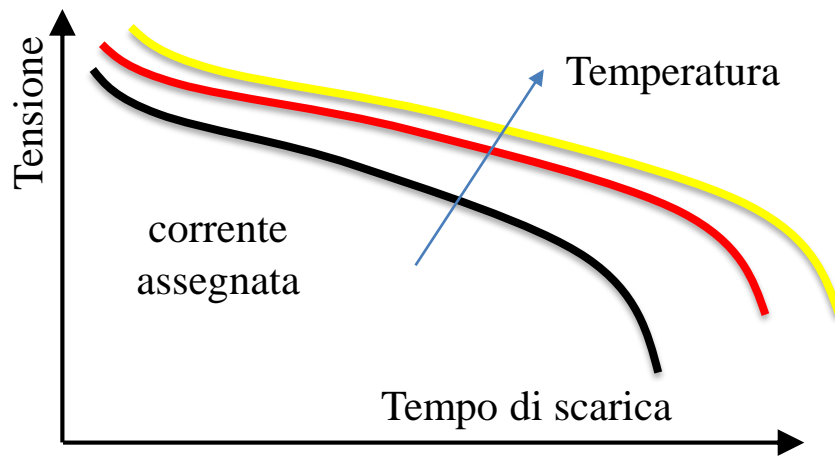
➤ In una carica che inizi all'istante $t = 0$ e preveda una prima fase di durata t_1 a corrente costante I ed una a tensione costante di durata $(t_2 - t_1)$ risulta:

$$SoC(t_2) = SoC(0) + \frac{I t_1 + \int_{t_1}^{t_2} i(t) dt}{C_n}$$

➤ In una scarica a corrente costante I a partire dall'istante $t = 0$ fino all'istante t_1 risulta:

$$DoD(t_1) = DoD(0) + \frac{I t_1}{C_n}$$

Accumulo elettrochimico - 11

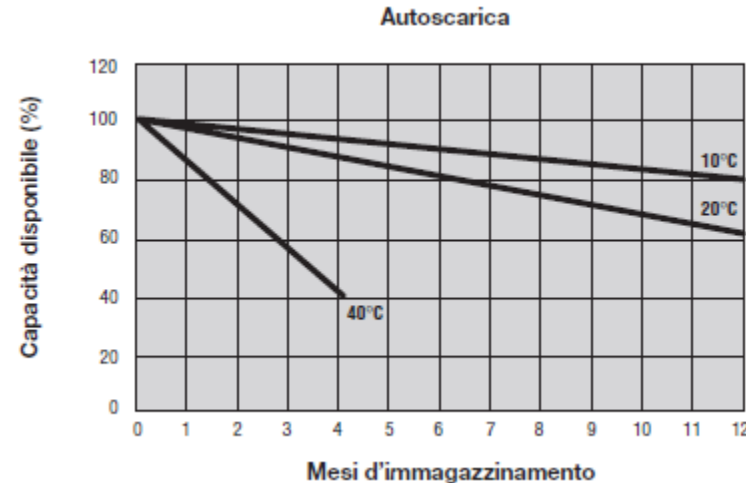


Al diminuire della temperatura

- Le prestazioni della cella (tensione, capacità) diminuiscono
- La resistenza interna aumenta a causa della diminuzione della mobilità ionica
- Nel caso di elettroliti acquosi il congelamento della soluzione non consente il funzionamento della batteria al di sotto di una certa temperatura

All'aumentare della temperatura

- Diminuisce la vita della batteria (numero di cicli)
- Aumenta il tasso di autoscarica



Fonte: «Manuale tecnico batterie al piombo a ricombinazione interna», FIAMM-GS

Accumulo elettrochimico - 12

A partire dalla batteria completamente carica alla sua capacità nominale C_n ($SoC = 1$), ripetendo sempre lo stesso ciclo, composto da una scarica con corrente costante I fino ad un valore assegnato della profondità di scarica (ad esempio: $DoD = 80\%$) e da una carica completa si osserva che:

- Dopo un certo numero di cicli, ad ogni ciclo lo SoC che si raggiunge al termine del ciclo risulta una funzione decrescente con il numero dei cicli (**la capacità della batteria si riduce ad ogni ciclo**).
- Il **numero di cicli di vita** della batteria si raggiunge quando lo SoC raggiunge il valore 0.8, cioè la capacità della batteria è pari all'80% del valore nominale

Il numero di cicli di vita della batteria:

- diminuisce all'aumentare della temperatura;
- diminuisce all'aumentare della velocità di carica/scarica (valore della corrente I);
- diminuisce all'aumentare della profondità di scarica.

Accumulo elettrochimico - 13

Per una batteria è possibile definire il rendimento facendo riferimento alla energia scambiata, alla carica scambiata oppure alla tensione nei processi di carica/scarica.

- Con riferimento alla energia, l'energia ceduta nella fase di scarica (E_s) è minore di quella assorbita nella fase di carica (E_c) e si definisce il rendimento energetico (round trip efficiency) η_E

$$\eta_E = \frac{E_s}{E_c}$$
- Con riferimento alla carica, la carica ceduta nella fase di scarica (Q_s) è minore di quella assorbita nella fase di carica (Q_c) e si definisce il rendimento amperometrico (Coulombic efficiency) η_Q

$$\eta_Q = \frac{Q_s}{Q_c}$$
- Con riferimento alla tensione, il valore medio della tensione nella fase di scarica (V_s) è minore di quello nella fase di carica (V_c) e si definisce il rendimento voltmetrico (voltaic efficiency) η_V

$$\eta_V = \frac{V_s}{V_c}$$

$$E_c = \int_0^{\Delta t_c} v(t) I_c dt \quad E_s = \int_0^{\Delta t_s} v(t) I_s dt \quad Q_c = \int_0^{\Delta t_c} I_c dt \quad Q_s = \int_0^{\Delta t_s} I_s dt$$

$$V_c = \frac{1}{\Delta t_c} \int_0^{\Delta t_c} v(t) dt \quad V_s = \frac{1}{\Delta t_s} \int_0^{\Delta t_s} v(t) dt$$

$$\eta_V = \frac{\frac{1}{\Delta t_s} \int_0^{\Delta t_s} v(t) dt}{\frac{1}{\Delta t_c} \int_0^{\Delta t_c} v(t) dt} = \frac{\frac{1}{I_s \Delta t_s} \int_0^{\Delta t_s} I_s v(t) dt}{\frac{1}{I_c \Delta t_c} \int_0^{\Delta t_c} I_c v(t) dt} = \frac{E_s}{Q_s} \frac{Q_c}{E_c} = \frac{\eta_E}{\eta_Q}$$

Accumulo elettrochimico - 14

Le principali tecnologie che trovano applicazione per la realizzazione di **batterie primarie** sono:

- Batteria primaria Zinco – Manganese (MnO_2 | 27-40% KOH aq. | Zn) con elettrolita alcalino che trova applicazione nei dispositivi digitali (AAA, AA, D)
- Batteria primaria Argento – Zinco (MnO_2 | 27-40% KOH aq. | Zn) con elettrolita alcalino che trova applicazione negli apparecchi per l'udito, e negli orologi da polso

Tra **le batterie secondarie** che hanno raggiunto un livello di sviluppo commerciale si possono individuare quattro categorie:

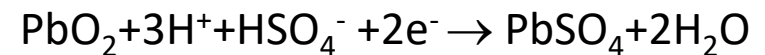
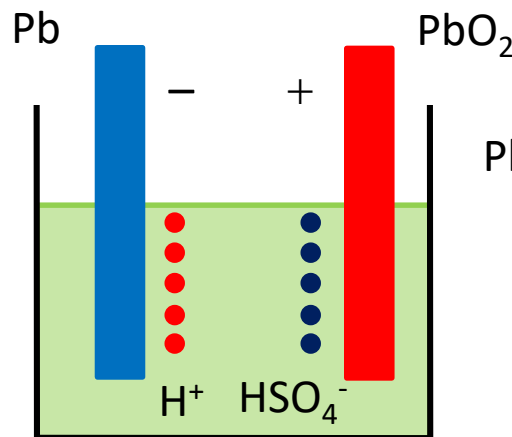
- Batterie con elettrolita acquoso (piombo/acido, nichel/cadmio e nichel/idruri metallici);
- Batterie ad alta temperatura, (sodio/zolfo, sodio/cloruro di nichel);
- Batterie a circolazione di elettrolita (flow batteries)
- Batterie litio/ioni.

Batteria piombo/acido

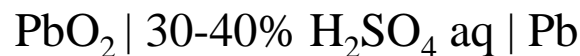
- Gli elettrodi sono di piombo (Pb) ed ossido di piombo (PbO₂) e l'elettrolita è una soluzione acquosa di acido solforico (H₂SO₄) avente una concentrazione compresa tra il 30 ed il 40 %.
- Nell'elettrolita l'acido solforico si trova dissociato negli ioni H⁺ e HSO₄⁻
- Alla superficie dell'elettrodo di Pb, a circuito aperto avviene spontaneamente la reazione di ossidazione del Pb (il numero di ossidazione del piombo passa da 0 a +2), con formazione di solfato di piombo (PbSO₄ solido) e ioni H⁺; l'elettrodo si carica negativamente ed al crescere della carica negativa dell'elettrodo la reazione viene sempre più ostacolata fino a quando viene raggiunto l'equilibrio in corrispondenza di una tensione a vuoto della cella di 2.16 V
- Alla superficie dell'elettrodo di PbO₂ avviene spontaneamente la reazione di riduzione del piombo (il numero di ossidazione del piombo passa da +4 a +2), con formazione di solfato di piombo (PbSO₄ solido) e acqua; l'elettrodo si carica positivamente ed al crescere della carica positiva dell'elettrodo la reazione viene sempre più ostacolata fino a quando viene raggiunto l'equilibrio.



Il Pb si ossida

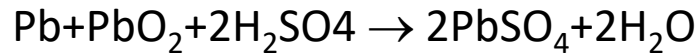


Il Pb si riduce

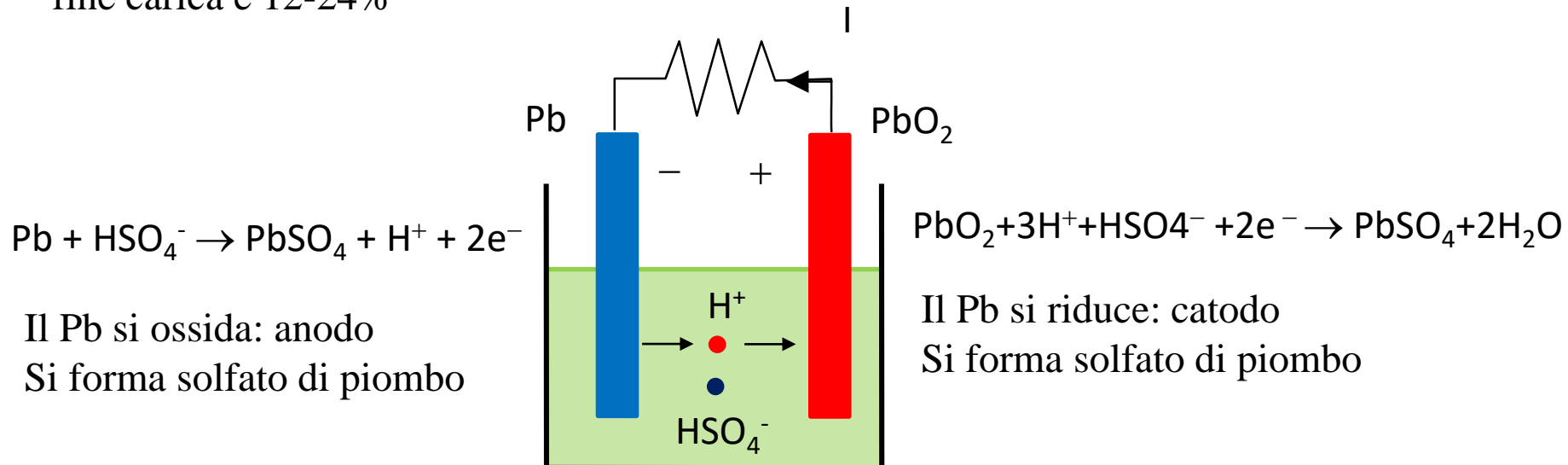


Batteria piombo/acido: scarica

- Quando si collega la batteria ad un carico esterno, gli elettroni in eccesso presenti sull'elettrodo negativo possono raggiungere l'elettrodo positivo passando sul carico (la corrente circola nel verso opposto) e le reazioni di ossidazione e riduzione ai due elettrodi possono procedere continuamente senza mai raggiungere l'equilibrio
- All'elettrodo positivo avviene la riduzione del piombo (catodo), all'elettrodo negativo avviene l'ossidazione del piombo (anodo), gli ioni H^+ prodotti all'anodo raggiungono il catodo attraverso l'elettrolita garantendo la neutralità dell'elettrolita stesso
- Durante la scarica viene consumato Pb , PbO_2 e H_2SO_4 e si produce $PbSO_4$, H_2O ed energia che viene direttamente erogata al carico

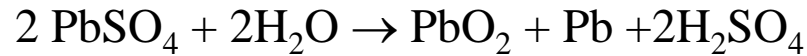


- La scarica si interrompe quando i reagenti si sono consumati; la concentrazione di H_2SO_4 a fine carica è 12-24%

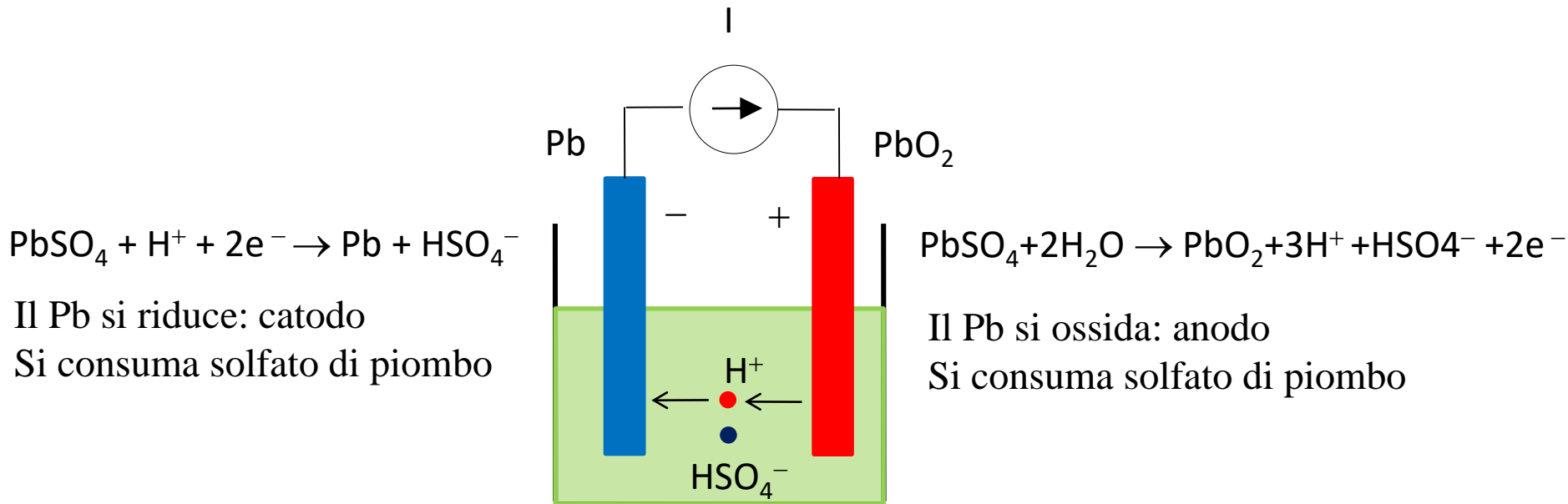


Batteria piombo/acido: carica

- Durante la carica il generatore elettrico forza la reazione ad avvenire nella direzione sfavorevole dal punto di vista energetico consumando solfato di piombo ed acqua e rigenerando l'acido solforico



- Durante la carica l'elettrodo positivo funziona da anodo (il Pb si ossida) e l'elettrodo negativo da catodo (il Pb si riduce)
- La carica si interrompe quando tutto il solfato di piombo è consumato



Batteria piombo/acido: criticità

Passivazione

Formazione di uno strato di solfato di piombo con granulometria fine sulla superficie degli elettrodi che impedisce il completo sfruttamento dei reagenti (40-60 % a correnti di scarica basse, 5 – 10 % a correnti di scarica alte)

Solfatazione

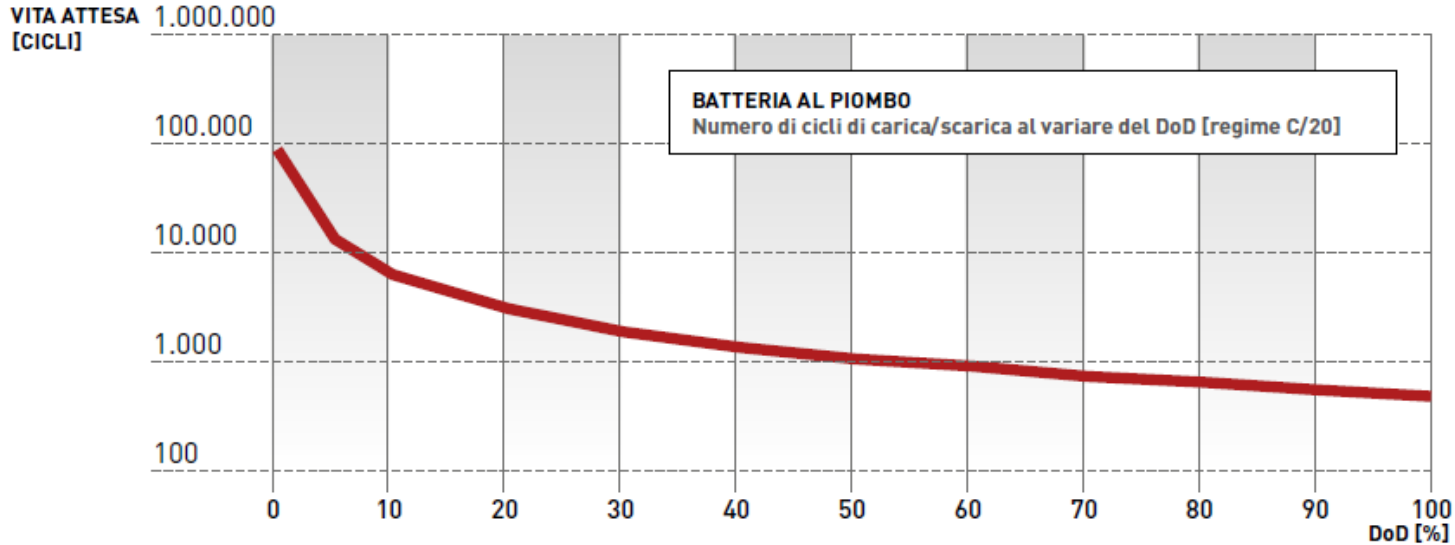
Trasformazione dello strato di solfato di piombo che ricopre gli elettrodi con granulometria fine in uno strato denso con granulometria grossa che impedisce la ricarica della batteria; al passaggio della corrente, all'elettrodo negativo non avviene la riduzione del solfato di piombo, bensì la formazione di idrogeno. La solfatazione avviene quando si lascia la batteria a lungo scarica.

Sovraccarica

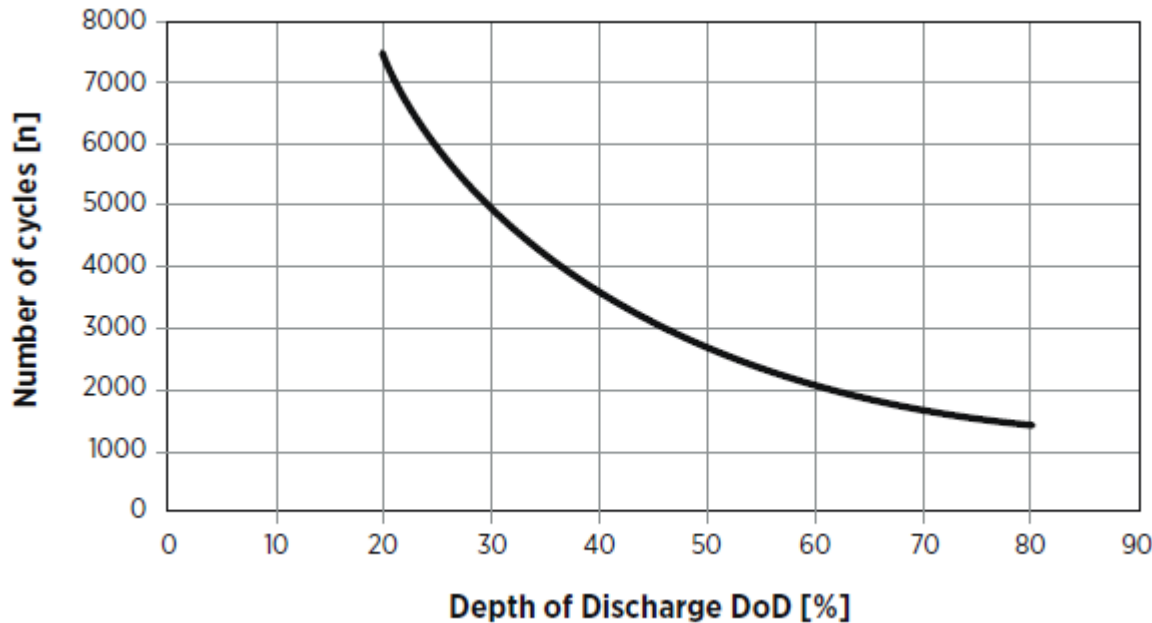
La carica termina quando tutte le molecole del solfato di piombo (PbSO_4) formatesi durante la scarica sono state nuovamente scomposte ripristinando l'iniziale concentrazione di acido solforico nell'elettrolita. Se al termine della carica si continua a fornire corrente/energia alla batteria non si ha ulteriore incremento di carica ma produzione di idrogeno gassoso per elettrolisi dell'acqua

- Pericolo di esplosione
- Variazione di proprietà dell'elettrolita

Batteria piombo/acido: vita attesa



Fonte: RSEview,
“L’accumulo di energia
elettrica”, 2011



Fonte: IRENA (International
Renewable Energy Agency, «Battery
storage for renewables: market status
and technology outlook», 2015

➤ La vita attesa della batteria piombo/acido cala al crescere della profondità della fase di scarica

Batteria piombo/acido: tecnologie costruttive -1

Esistono molteplici tipologie di accumulatori al piombo/acido, che possono essere raggruppate in due categorie principali:

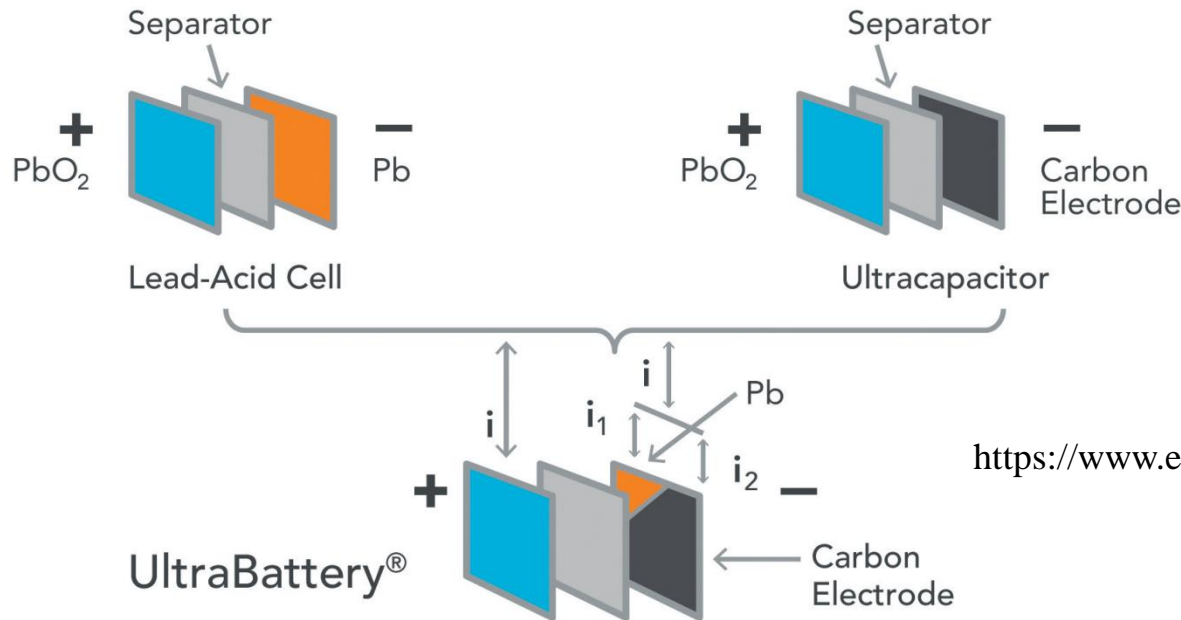
- accumulatori aperti, o VLA (Vented Lead Acid),
 - accumulatori ermetici, o VRLA (Valve Regulated Lead Acid).
- Gli accumulatori VLA, sono caratterizzati dalla presenza di una apertura che permette la fuoriuscita dell'idrogeno e dell'ossigeno prodotti durante le reazioni parassite in carica. Questi accumulatori trovano largo impiego in applicazioni stazionarie e nella trazione: nei veicoli con motore a combustione interna SLI (Starting Lighting Ignition), nella trazione elettrica (deep cycle), nelle centrali elettriche come alimentazione di emergenza (funzionamento in tampone, ovvero alimentate a tensione costante di basso valore, con corrente molto piccola sufficiente a reintegrare l'autoscarica).
- Negli accumulatori VRLA, detti anche a ricombinazione di gas o ermetici, l'idrogeno prodotto sulla piastra negativa viene convogliato verso la positiva dove si ricombina con l'ossigeno ricostituendo acqua. Le tecnologie sono essenzialmente due: quella AGM (Absorbed Glass Material) in cui l'elettrolita è assorbito in un supporto microporoso tipo fibra di vetro, e quella GEL in cui l'elettrolita è assorbito in un supporto tipo gel. La reazione di ricombinazione è esotermica ed è favorita dalla temperatura crescente, pertanto esse possono essere sede del fenomeno della fuga termica che, se non interrotto, termina con la distruzione dell'accumulatore. È perciò importante in sede d'installazione posizionare i vari accumulatori in modo che sia favorita la loro ventilazione.

Batteria piombo/acido: tecnologie costruttive - 2

Recentemente Ecoult/East Penn, Axion Power International e Xtreme Power hanno introdotto il carbonio nella realizzazione di uno o di entrambi gli elettrodi.

- Il carbonio contrasta il processo di solfatazione degli elettrodi ed il processo di elettrolisi dell'acqua.

UltraBattery® Technology



<https://www.ecoult.com/technology/ultrabattery>

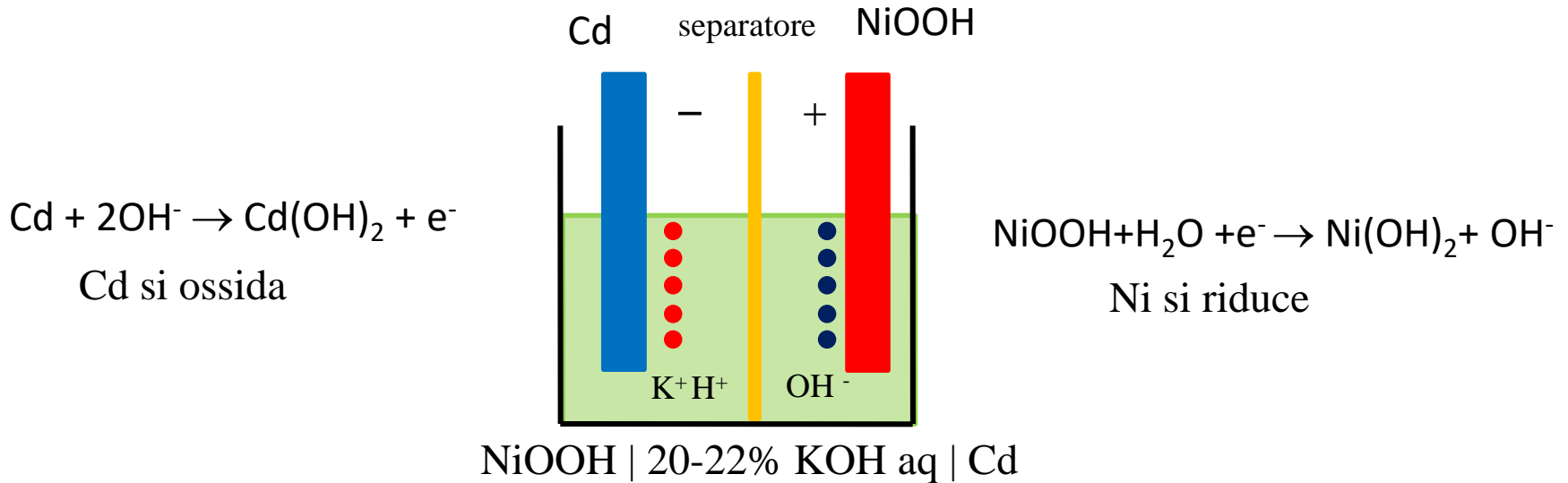
Batteria piombo/acido: caratteristiche

- Le batterie al piombo sono quelle con il più alto livello di maturità tecnologica e commerciale. Trovano largo impiego in applicazioni stazionarie quali UPS, alimentazioni di emergenza in centrali o sottostazioni elettriche, telecomunicazioni, e nei trasporti, come batterie di avviamento e per alimentare i servizi ausiliari a bordo di treni, navi e aerei. È la tecnologia più diffusa al mondo, grazie al basso prezzo e alla reperibilità delle materie prime, ma presenta una densità energetica piuttosto bassa e una durata di vita assai limitata.

Aspetti ambientali

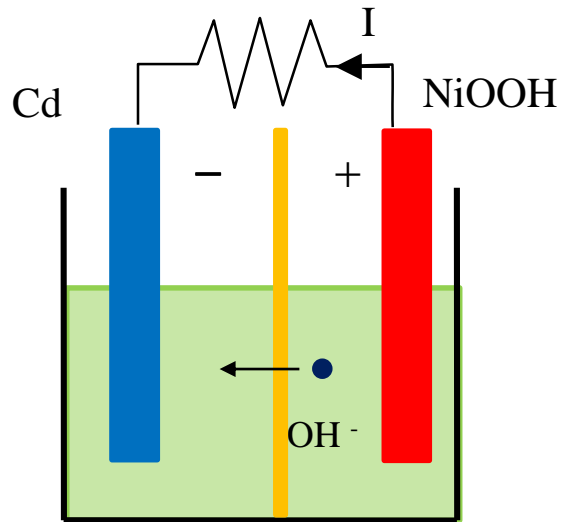
- Nel 1988 è stato istituito il COBAT, Consorzio Obbligatorio per le Batterie al Piombo Esauste e i Rifiuti Piombosi, che assicura la raccolta, il trasporto e il riciclaggio delle batterie esauste negli impianti consorziati con una rete di centri di raccolta distribuiti sul territorio. Con il D.Lgs. 188/08, in recepimento della Direttiva Comunitaria 2006/66/CE, è stato introdotto un regime concorrenziale nel settore pile e accumulatori ed il COBAT è diventato un Consorzio multifiliera (consorzio di diritto privato, senza fini di lucro «Consorzio nazionale raccolta e riciclo»)
- Attualmente il metallo riciclato dalle batterie esauste rappresenta oltre il 40% della produzione italiana di piombo

Batteria nichel/cadmio

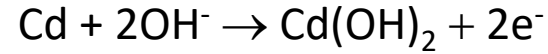


- L'elettrodo positivo è costituito da ossido idrato di nichel (NiOOH)
- L'elettrodo negativo è costituito da cadmio (Cd)
- L'elettrolita è costituito da idrossido di potassio in soluzione acquosa, spesso addizionato con piccole quantità di idrossido di litio e idrossido di sodio per aumentare la vita utile e l'intervallo di temperatura di lavoro della batteria.
- Il separatore (generalmente costituito da nylon) impedisce il passaggio di elettroni tra gli elettrodi ma permette il passaggio degli ioni nella soluzione
- La tensione della cella, a vuoto è di 1.25 V

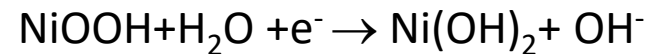
Batteria nichel/cadmio – carica, scarica



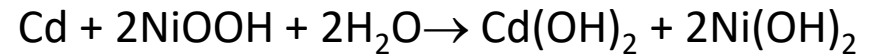
Elettrodo negativo (anodo): Cd si ossida



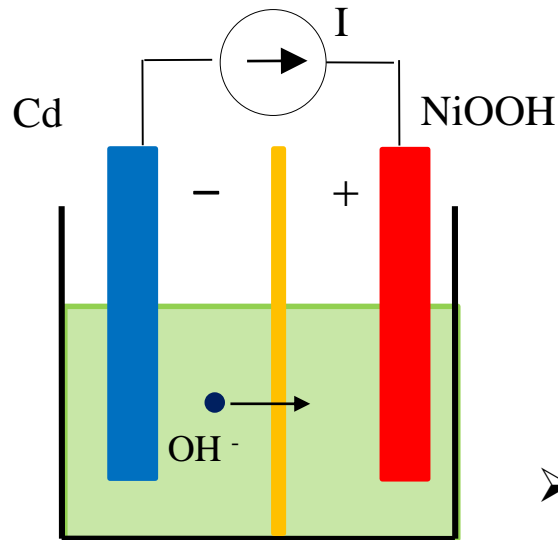
Elettrodo positivo (catodo): Ni si riduce



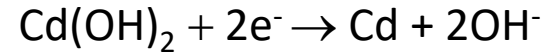
Reazione completa:



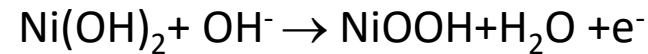
- La scarica termina quando il cadmio/nichel si è tutto ossidato/ridotto



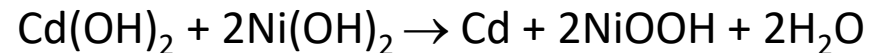
Elettrodo negativo (catodo): Cd si riduce



Elettrodo positivo (anodo): Ni si ossida



Reazione completa:



- La carica termina quando tutto il Cd/Ni si è ridotto/ossidato.

- L'elettrolita permette il trasferimento degli ioni durante i processi di carica e scarica ma non viene degradato durante i cicli di lavoro (la concentrazione rimane costante).

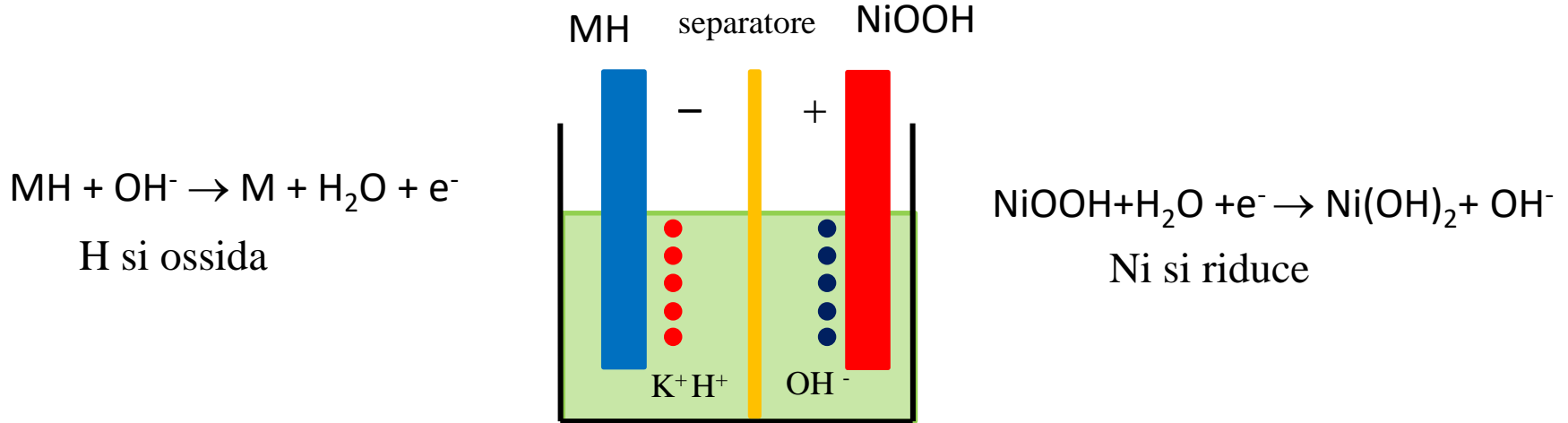
Batteria nichel/cadmio: caratteristiche

- Le batterie al nichel/cadmio sono realizzate secondo due principali tecnologie costruttive: con elettrodi “a tasca” o con elettrodi “sinterizzati”; quest’ultima tecnologia permette di ottenere le prestazioni migliori. L’elettrodo positivo viene ottenuto depositando polvere di nichel su un foglio di acciaio ottenendo un materiale poroso con una grande superficie equivalente.
- L’ossigeno prodotto durante la carica viene rilasciato all’esterno nel caso di batterie di tipo aperto, mentre viene diffuso attraverso il separatore e ricombinato all’elettrodo negativo nel caso di celle di tipo ermetico. La ricombinazione dell’ossigeno è una delle reazioni parassite della cella che contribuisce all’autoscarica.
- Le batterie nichel/cadmio presentano l’effetto memoria: riduzione della tensione di cella in corrispondenza a scariche poco profonde. Il fenomeno è reversibile attraverso una scarica e una carica completa della cella.

Aspetti ambientali

- Le batterie nichel/cadmio sono classificate come rifiuti pericolosi, a causa della presenza del cadmio e potrebbero contaminare gravemente l’ambiente se venissero sottoposte agli usuali processi di incenerimento.
- Le batterie nichel/cadmio per applicazioni industriali devono essere raccolte dal produttore e riciclate in apposite strutture; il processo di riciclaggio permette di riottenere il 99% dei metalli contenuti, e il cadmio derivante da questo processo è destinato alla realizzazione di nuovi accumulatori.

Batteria nichel/idruri metallici

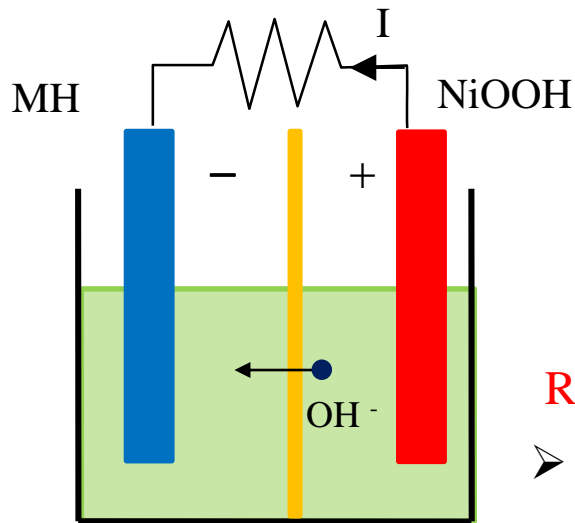


NiOOH | 20-22% KOH aq | MH

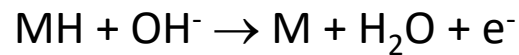
- L'elettrodo positivo è costituito da ossido idrato di nichel, come nella cella nichel-cadmio
- L'elettrodo negativo è costituito da composti intermetallici (M), contenenti terre rare (leghe La-Ni o Ti-Zr), capaci di assorbire in modo reversibile idrogeno con formazione di idruri (MH)
- L'elettrolita è costituito da idrossido di potassio in soluzione acquosa, spesso addizionato con piccole quantità di idrossido di litio e idrossido di sodio per aumentare la vita utile e l'intervallo di temperatura di lavoro della batteria.
- Il separatore impedisce il passaggio di elettroni tra gli elettrodi ma permette il passaggio degli ioni nella soluzione
- La tensione della cella, a vuoto è di 1.25 V

Batteria nichel/idruri metallici: carica, scarica

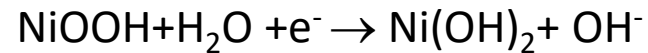
Scarica:



Elettrodo negativo (anodo): H si ossida



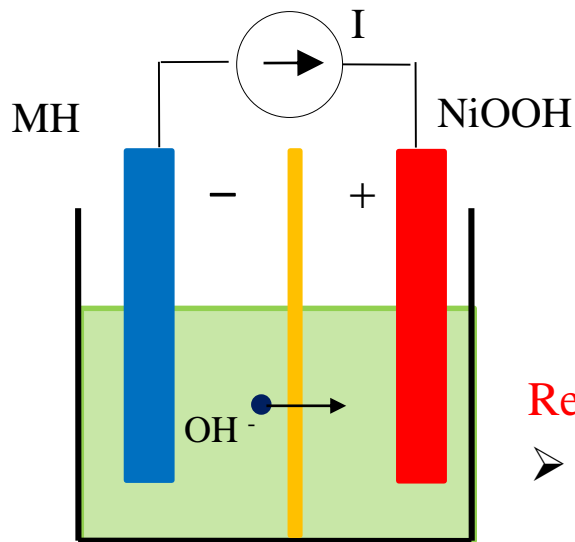
Elettrodo positivo (catodo): Ni si riduce



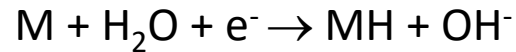
Reazione completa: $\text{MH} + \text{NiOOH} \rightarrow \text{M} + \text{Ni(OH)}_2$

- La scarica termina quando non è più presente idrogeno nell'elettrodo negativo

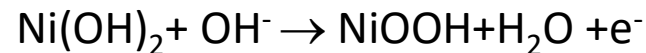
Carica:



Elettrodo negativo (catodo): H si riduce



Elettrodo positivo (anodo): Ni si ossida



Reazione completa: $\text{M} + \text{Ni(OH)}_2 \rightarrow \text{MH} + \text{NiOOH}$

- La carica termina quando non è più presente idrossido di Ni nell'elettrodo positivo

- L'elettrolita permette il trasferimento degli ioni durante i processi di carica e scarica ma non viene degradato durante i cicli di lavoro (la concentrazione rimane costante).

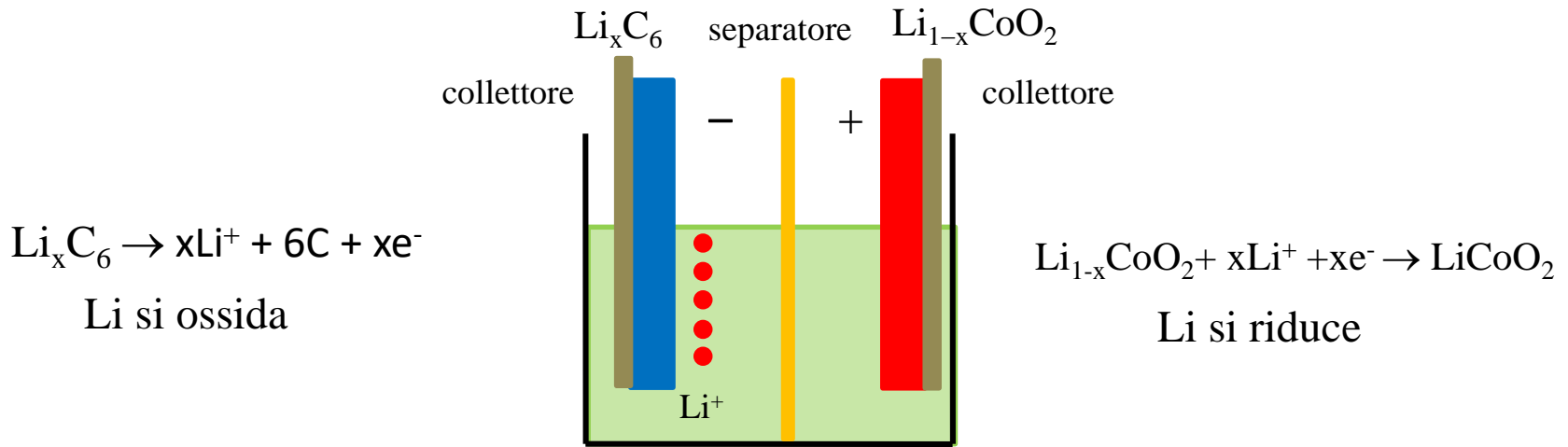
Batteria nichel/idruri metallici: caratteristiche

- Una delle reazioni parassite che avvengono nelle batterie nichel/idruri metallici è la reazione di ricombinazione dell'ossigeno che contribuisce, insieme al continuo moto degli ioni dell'elettrolita alla autoscarica della batteria
- Analogamente alle batterie nichel/cadmio le batterie nichel/idruri metallici presentano l'effetto memoria (riduzione della tensione di cella in corrispondenza a scariche poco profonde).
- Le batterie nichel/idruri metallici vengono largamente utilizzate nei veicoli ibridi: la Toyota Prius 1.8 hybrid adpera un pacco batterie NiMH da 201,6 V con capacità nominale di 6.5 Ah (tempo di scaria nominale: 3 h) (<https://www.toyota.it/gamma/prius/index/specifiche>).

Aspetti ambientali

La batteria nichel/idruri metallici, non presenta grossi problemi di inquinamento ambientale. Il processo di riciclaggio di questi accumulatori occupa solo un mercato di nicchia, non essendoci normative stringenti, anche se il costo del nichel può favorire la penetrazione di tale processo.

Batteria litio/ioni

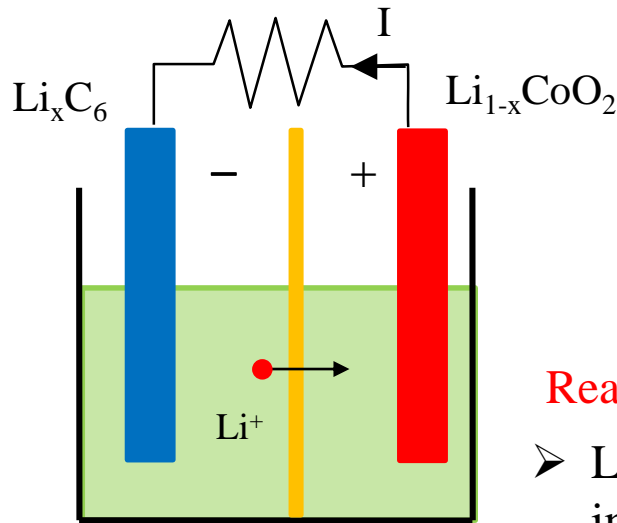


Una batteria litio/ioni è composta da sottili strati costituenti il catodo, il separatore e l'anodo, immersi in un elettrolita che permette il trasporto degli ioni litio.

- L'elettrodo positivo è costituito da un ossido litiato di un metallo di transizione ($\text{Li}_{1-x}\text{CoO}_2$, $\text{Li}_{1-x}\text{NiO}_2$, $\text{Li}_{1-x}\text{MnO}_2$, $0 < x < 1$);
- L'elettrodo negativo è generalmente costituito da grafite allo stato litiato, Li_xC_6 ($0 < x < 1$).
- L'elettrolita è composto da sali di litio (LiPF_6), disciolti in una miscela di solventi organici (carbonato di dimetile e di etilene) e la membrana separatrice è costituita normalmente da polietilene o polipropilene. Negli elettroliti polimerici, l'elettrolita liquido viene fuso in una matrice polimerica ospitante per formare un gel, garantendo le medesime prestazioni dell'elettrolita liquido ma con un maggiore grado di sicurezza intrinseca.
- I collettori di corrente sono costituiti da metalli che non devono reagire con l'elettrolita e sono solitamente di rame per l'anodo e di alluminio per il catodo.
- La tensione della cella, a vuoto è di 3.6 V

Batteria litio/ioni – carica/scarica

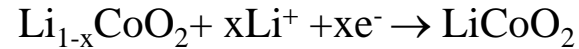
Scarica:



Elettrodo negativo (anodo): Li si ossida



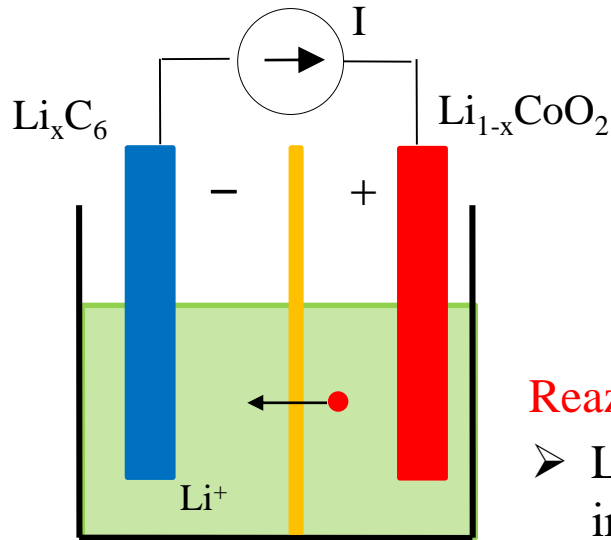
Elettrodo positivo (catodo): Li si riduce



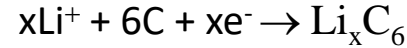
Reazione completa: $\text{Li}_x\text{C}_6 + \text{Li}_{1-x}\text{CoO}_2 \rightarrow 6\text{C} + \text{LiCoO}_2$

➤ La scarica termina quando non è più presente litio intercalato nella grafite

Carica:



Elettrodo negativo (catodo): Li si riduce



Elettrodo positivo (anodo): Ni si ossida



Reazione completa: $6\text{C} + \text{LiCoO}_2 \rightarrow \text{Li}_x\text{C}_6 + \text{Li}_{1-x}\text{CoO}_2$

➤ La carica termina quando non è più presente litio intercalato nell'ossido di cobalto

➤ L'elettrolita permette il trasferimento degli ioni durante i processi di carica e scarica ma non viene degradato durante i cicli di lavoro (la concentrazione rimane costante).

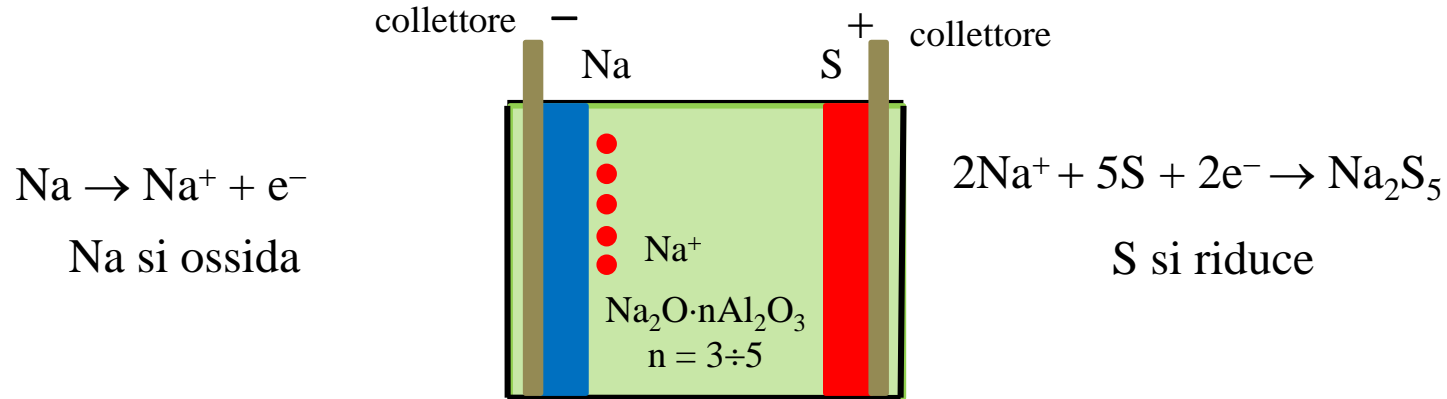
Batteria litio/ioni - caratteristiche

- Le celle litio/ioni possono dare origine a situazioni di pericolo se sottoposte a condizioni di sovraccarico elettrico e/o termico, per questo è necessario l'utilizzo di un sistema di bilanciamento delle tensioni di cella e di un BMS (Battery Management System) che monitori le grandezze di cella e di batteria e intervenga in caso di condizioni a rischio.
- Per migliorare la stabilità e ridurre i costi sono oggi realizzati catodi composti da: ossidi misti a tre elementi di transizione a base nichel/cobalto come il $\text{Li}(\text{Ni}_{0.85}\text{Co}_{0.1}\text{Al}_{0.05})\text{O}_2$ (NCA), $\text{Li}(\text{Ni}_{1/3}\text{Co}_{1/3}\text{Mn}_{1/3})\text{O}_2$ (NMC), composti litio/manganese (LiMn_2O_4) (LMO), fosfato litiato di ferro (LiFePO_4), (LFP).
- L'anodo può essere realizzato in titanato di litio ($\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$), (LTO)
- L'elettrolita può essere solido
- Per le loro caratteristiche sono la tecnologia più utilizzata nella trazione elettrica
- Le batterie litio/ioni sono una tecnologia relativamente giovane, dal momento che il loro sviluppo è stato avviato negli anni '70 e la prima batteria ricaricabile agli ioni di litio è stata commercializzata nel 1991.

Aspetti ambientali

- Le celle litio/ioni non presentano grossi problemi di inquinamento ambientale, in virtù del ridotto livello di tossicità dei componenti costituenti tali batterie.
- Il riciclaggio delle batterie al litio non è attrattivo economicamente

Batteria sodio/zolfo

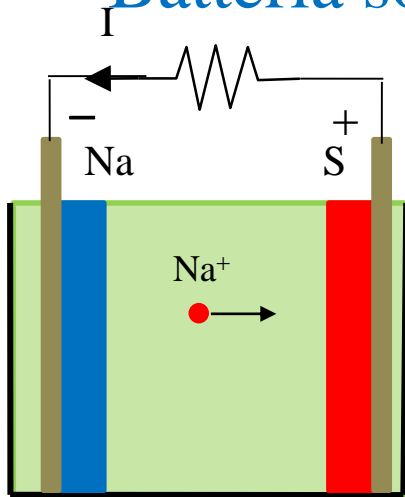


Nelle batterie sodio/zolfo i due elettrodi si trovano allo stato fuso, isolati fisicamente ed elettricamente tra loro da un separatore ceramico che permette il passaggio ionico e svolge le funzioni di elettrolita.

- Il catodo è costituito da zolfo allo stato liquido
- L'anodo è costituito da sodio allo stato liquido
- Il separatore ceramico è costituito dalla β'' -allumina, un composto costituito da β'' -allumina drogata con ossidi che le conferiscono una struttura caratteristica in cui si muovono gli ioni sodio.
- La tensione della cella, a vuoto è di 2 V

Batteria sodio/zolfo: carica, scarica

Scarica:



Elettrodo negativo (anodo): Na si ossida



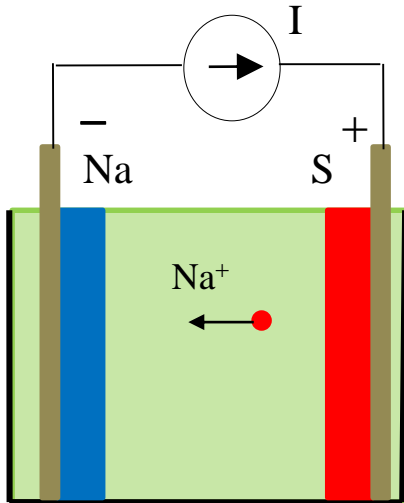
Elettrodo positivo (catodo): S si riduce



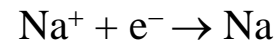
Reazione completa: $15\text{S} + 10\text{Na} \rightarrow 5\text{Na}_2\text{S}_3$

- La scarica termina quando tutto lo zolfo si è ridotto, senza raggiungere la riduzione completa (Na_2S_2), in quanto il bisolfito di sodio sarebbe in fase solida e renderebbe la reazione irreversibile

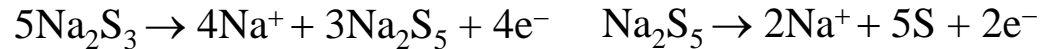
Carica:



Elettrodo negativo (catodo): Na si riduce



Elettrodo positivo (anodo): S si ossida



Reazione completa: $5\text{Na}_2\text{S}_3 \rightarrow 15\text{S} + 10\text{Na}$

- La carica termina quando tutto il sodio si è ossidato (non sono più presenti solfiti)

- L'elettrolita permette il trasferimento degli ioni durante i processi di carica e scarica ma non viene degradato durante i cicli di lavoro (la concentrazione rimane costante).

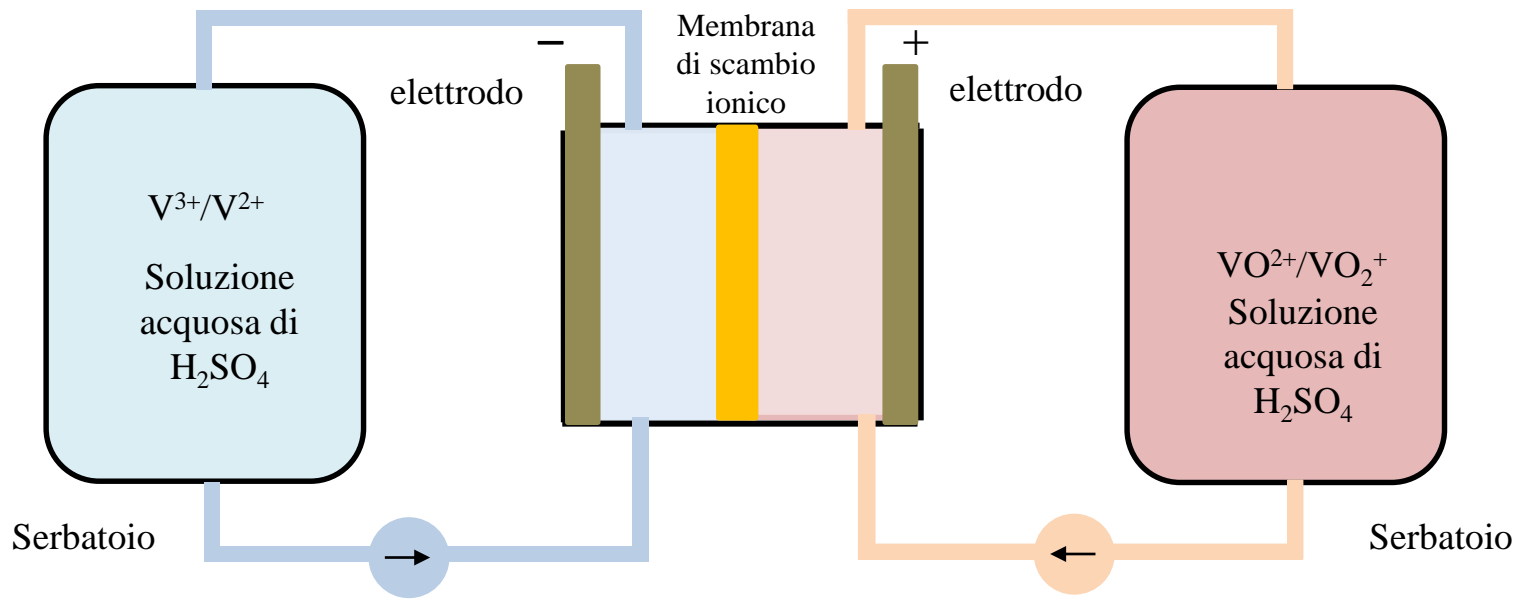
Batteria sodio/zolfo: caratteristiche

- Il separatore ceramico permette il passaggio ionico solo per temperature prossime ai 300°C e questo, unito alla necessità di mantenere i due elettrodi allo stato fuso (temperatura di fusione: zolfo 119 °C, sodio: 97.5 °C) obbliga a mantenere la cella ad alta temperatura (300÷350 °C)
- Lo zolfo liquido è fortemente corrosivo e quindi i materiali dei collettori di corrente catodica devono essere realizzati con leghe pregiate a base di molibdeno o cromo.
- Una rottura del separatore ceramico può mettere in contatto il sodio e lo zolfo della cella, sviluppando una reazione fortemente esotermica e molto violenta che può produrre un incendio. Vengono quindi adottate tecnologie costruttive per limitare tale effetto.
- La batteria è inserita in un contenitore termicamente isolato che permette di ridurre la dispersione termica. La temperatura interna della batteria aumenta durante la scarica e si riduce durante la carica. La batteria è dotata di un sistema di riscaldamento che si attiva quando la temperatura diminuisce troppo. La batteria a riposo può rimanere in assenza di alimentazione del sistema di riscaldamento solo per qualche giorno

Aspetti ambientali

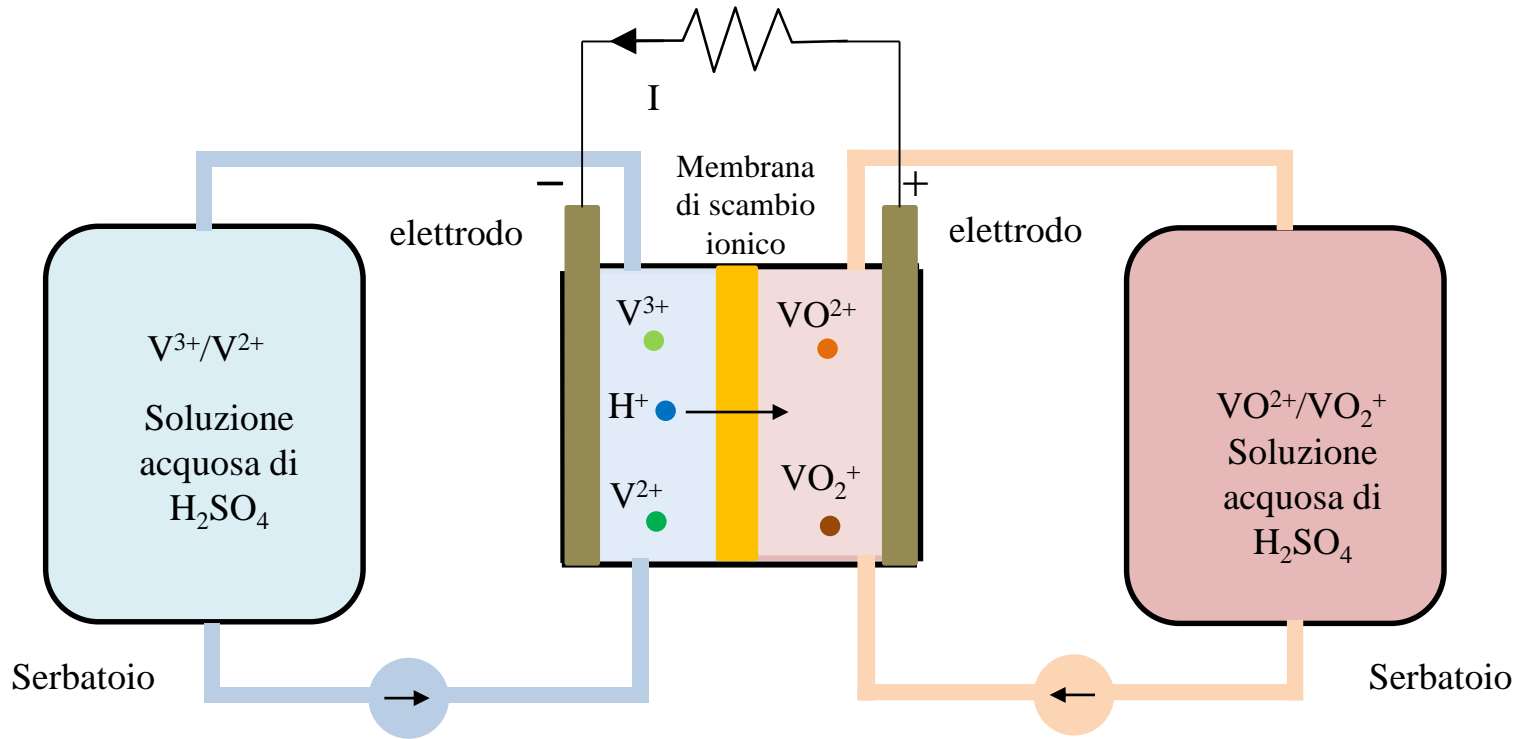
- Le batterie sodio/zolfo non presentano grossi problemi dal punto di vista ambientale
- Il processo di riciclaggio delle batterie è compiuto dal produttore, che utilizza i materiali riciclati per produrre nuove batterie.

Batteria a circolazione di elettrolita al vanadio (VBR)



- Nella batteria al vanadio la coppia Redox è costituita da vanadio in differenti stati di ossidazione, V^{3+}/V^{2+} all'elettrodo negativo e V^{5+}/V^{4+} al positivo, disciolti in una soluzione di acido solforico.
- La cella è divisa in due semicelle collegate a due serbatoi dove sono contenuti i reagenti delle reazioni di ossidoriduzione, separate da una membrana che permette il passaggio di ioni da una semicella all'altra.
- La tensione della cella a vuoto è di 1.25 V
- L'energia accumulata dipende solo dal volume dei serbatoi ed è indipendente dalla potenza erogata che dipende invece dalle dimensioni degli elettrodi e dalla portata di elettrolita

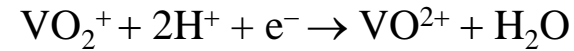
Batteria VBR - scarica



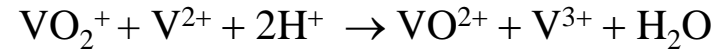
Elettrodo negativo (anodo): V si ossida



Elettrodo positivo (catodo): V si riduce

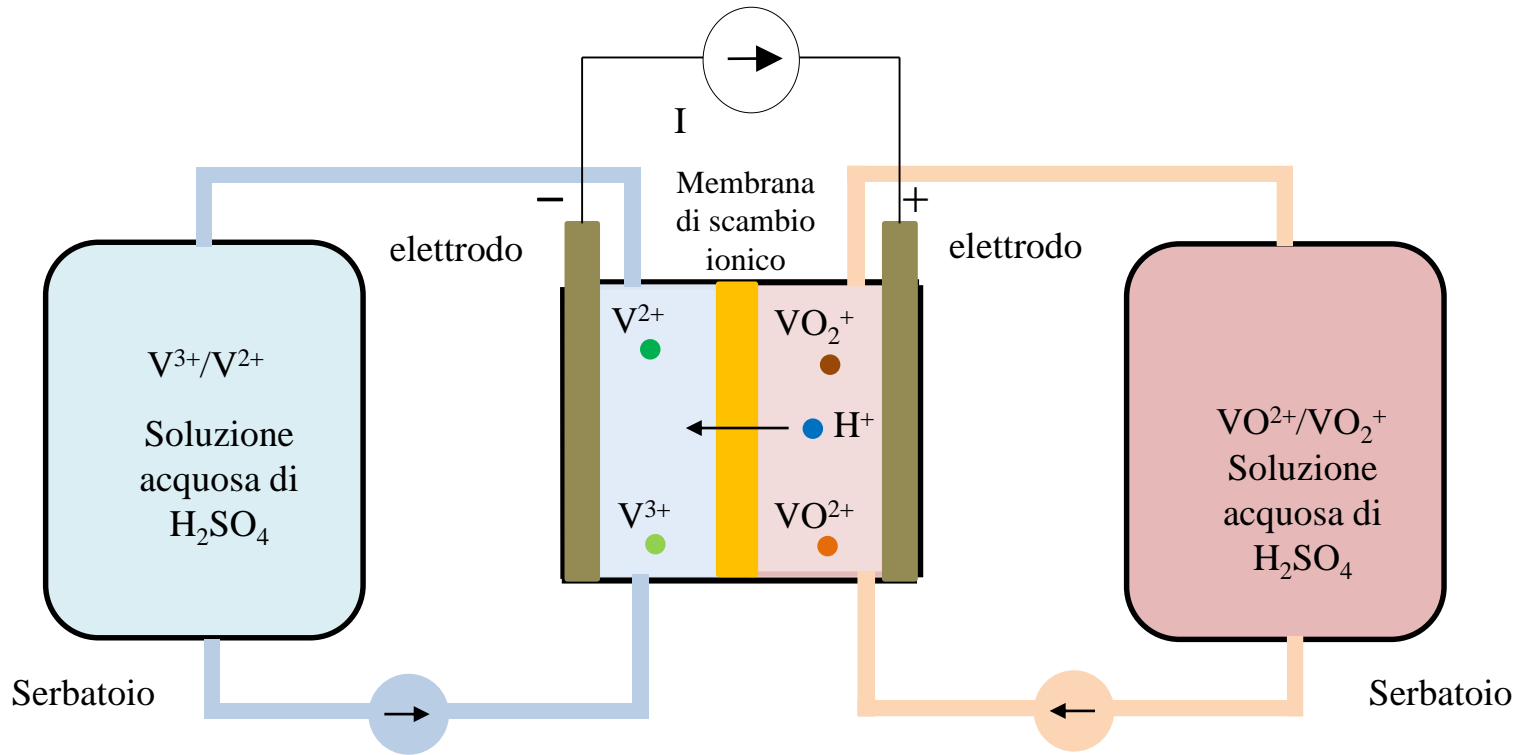


Reazione completa:

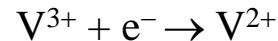


- La scarica termina quando tutto il vanadio nel serbatoio collegato alla semicella negativa/positiva si è ossidato/ridotto

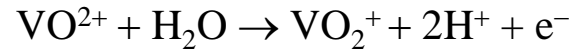
Batteria VBR - carica



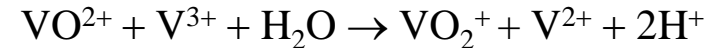
Elettrodo negativo (catodo): V si riduce



Elettrodo positivo (anodo): V si ossida



Reazione completa:



- La carica termina quando tutto il vanadio nel serbatoio collegato alla semicella negativa/positiva si è ridotto/ossidato

Batteria VBR - caratteristiche

- La batteria può essere scaricata completamente (fino a 0 V); la tensione di fine scarica viene limitata solo dal convertitore elettronico che controlla la scarica.
- L'efficienza energetica del sistema è fortemente influenzata dalle modalità di gestione delle pompe. Per ottimizzare l'efficienza è necessario potere variare la velocità delle pompe al variare del carico.
- Alle basse temperature ($< 0^{\circ}\text{C}$) l'aumento di viscosità del fluido impedisce la corretta circolazione dell'elettrolita; alle alte temperature ($> 40^{\circ}\text{C}$) può avvenire la precipitazione dei Sali di vanadio con conseguente ostruzione del circuito idraulico.
- La durata di vita della batteria è teoricamente illimitata: non si verifica il decadimento delle prestazioni e gli elettrodi non si corrodono. La vita attesa è di oltre 10000 cicli (20 anni di uso continuativo). Sono stati raggiunti 13.342 cicli, in due anni di prove di vita accelerate

Aspetti ambientali

- La batteria è composta prevalentemente da materiali plastici che possono essere completamente riciclati.
- L'elettrolita contiene una concentrazione di acido solforico leggermente inferiore rispetto all'accumulatore al piombo e deve seguire le modalità di trattamento dei rifiuti speciali.
- I due elettroliti possono essere riciclati e riutilizzati completamente.

Confronto batterie

Table 6: Status of development of major electrochemical storage systems for grid applications.

Status	Energy Storage Technology
Mature	Lead-acid, Ni-Cd (nickel cadmium), NiMH (Nickel-metal hydride)
Commercial	Li-ion, Lead-acid, NaS (sodium-sulphur) and NaNiCl ₂ (Zebra), Li-ion capacitors, ZnBr (zinc bromine), Va (vanadium) flow batteries, Zinc-air, Li-polymer
Demonstration	Advanced lead-acid, Li-ion, Na-ion, HBr (hydrogen bromine) flow batteries, LiS
Prototype	FeCr (iron chromium), Li-ion capacitors
Laboratory	Advanced Li-ion, new electrochemical couples (other Li-based), liquid metal batteries, Mg-based batteries, Li-air and other Metal-air batteries, Al batteries, nonaqueous flow batteries, solid-state batteries, batteries with organic electrodes
Idea, concept	Solid electrolyte Li-ion batteries, rechargeable Me-air batteries (Mg-air, Al-air and Li-air)

69 US Department of Energy: Global Energy Storage Database, 2016. http://www.energystorageexchange.org/projects/data_visualization

Fonte: Joint EASE/EERA recommendations for European Energy Storage Technology Development Roadmap. 2017 update

Storage Segment	Storage Type	Storage Duration ¹	Lead-acid	Ni-Cd	Li-ion	NaS	NaNiCl ₂	Flow
Fast-acting storage	Power quality	<1 min	😊	😞	😊	😞	😞	😊
	Power system stability	1 – 15 min	😊	😊	😊	😊	😊	😊
Power storage		15 – 60 min	😊	😊	😊	😊	😊	😊
Energy storage	Daily	6 h	😊	😞	😊	😊	😊	😊
	Weekly	30 – 40 h	😞	😞	😞	😊	😊	😊
	Monthly	168-720 h	😞	😞	😞	😞	😞	😞

1: This refers to the length of the service provision.

😊	Very suitable
😞	Less suitable
😞	Unsuitable

Dati batterie

Sistemi di accumulo collegati alla rete:

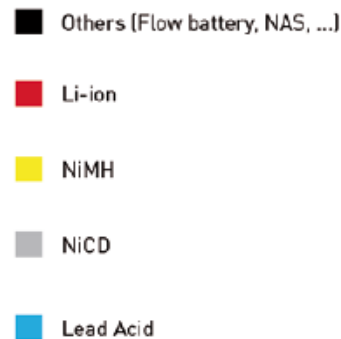
Potenza installata nel mondo (2016): 171060 MW

Potenza installata in impianti con batterie: 1639 MW

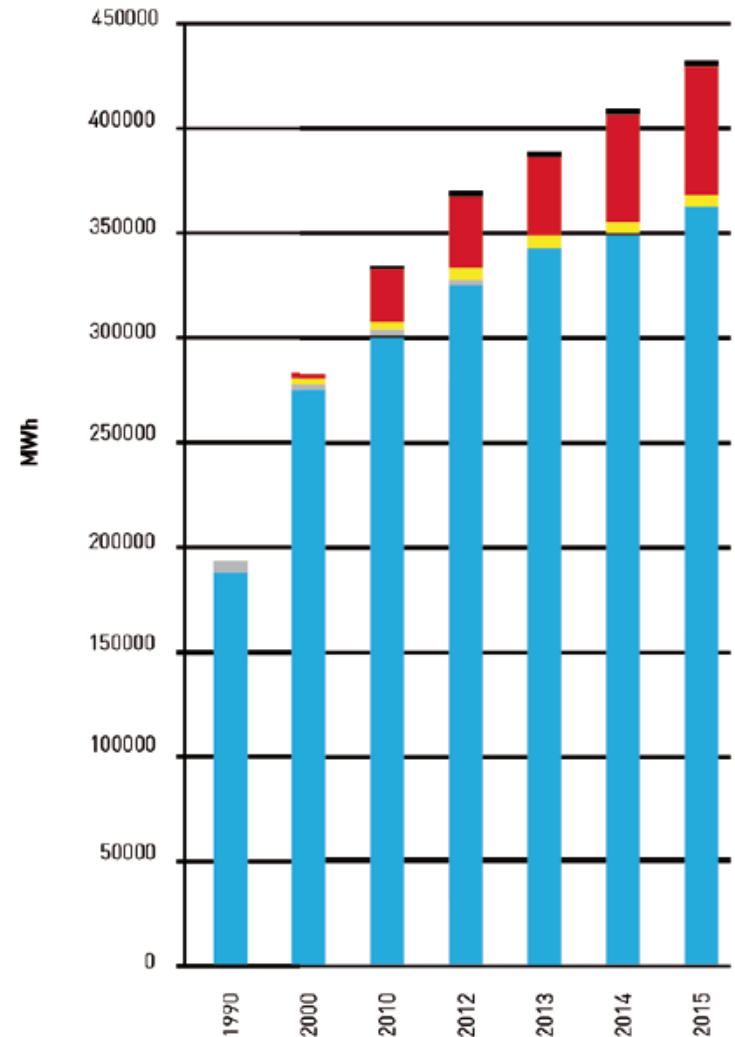
- Litio/ioni: 1134 MW
- Batterie ad alta temperatura: 206 MW
- Batterie a circolazione di elettrolita: 74 MW
- Batterie piombo/acido: 110 MW
- Batterie al Nichel 30 MW

Esiste un database dei progetti relativi ai sistemi di accumulo connessi alla rete, disponibile al sito

<http://www.energystorageexchange.org/>, dove sono riportate informazioni su impianti pilota sia in fase di sviluppo, sia già funzionanti e sulle attività di ricerca nel settore.



Mercato delle batterie nel 2016



Impianti per i servizi alla rete in Italia - 1

Nell'ambito del **Piano di Difesa per la Sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale 2012-2015**, Terna ha individuato un programma di installazione di 40 MW di sistemi di accumulo al fine di utilizzare le potenzialità introdotte dai rapidi tempi di risposta dei sistemi di accumulo per incrementare i margini di sicurezza di gestione delle reti AT delle Isole Sicilia e Sardegna.

Considerato l'elevato contenuto innovativo del Progetto, Terna ha ritenuto necessario suddividere il programma in una prima fase ad alto contenuto sperimentale denominata Storage Lab, che prevede l'installazione complessiva di circa 16 MW di diverse tecnologie di accumulo, suddivise in circa 8 MW in Sicilia ed 8 MW in Sardegna.

Lo **Storage Lab**, impianto unico al mondo per varietà di tecnologie disponibili ed innovatività nei sistemi di controllo, presenta attualmente una capacità complessiva di circa 12,5 MW e 18,2 MWh di tecnologie di accumulo, entrate in esercizio con tempistiche tra loro differenti. Le singole unità di accumulo hanno una taglia di circa 1MW, e sono del tipo lithium-based (9,2 MW, 5 tipologie) e del tipo ZEBRA (3,4 MW, 2 tipologie). Attualmente, Terna sta inoltre integrando i progetti con tecnologie denominate "*batterie a flusso*", e prevede di completare il programma di 16 MW sperimentando successivamente anche sistemi basati su supercapacitori.

Impianti per i servizi alla rete in Italia - 2

Progetto Storage Lab

Storage Lab (Power Intensive)

Mission: contribuire alla
sicurezza della rete

Taglia (MW): 16 MW

Soluzioni: Li-Ion, Zebra, Flow,
altro (Supercap...)

Numero di impianti: 2

Impianto 1: Codrongianos

Taglia finale pianificata: $\approx 8,65$ MW

Status: in sperimentazione $\approx 7,9$ MW

Impianto 2: Ciminna

Taglia finale pianificata: $\approx 7,3$ MW

Status: in sperimentazione $\approx 5,55$ MW



Impianti per i servizi alla rete in Italia - 3

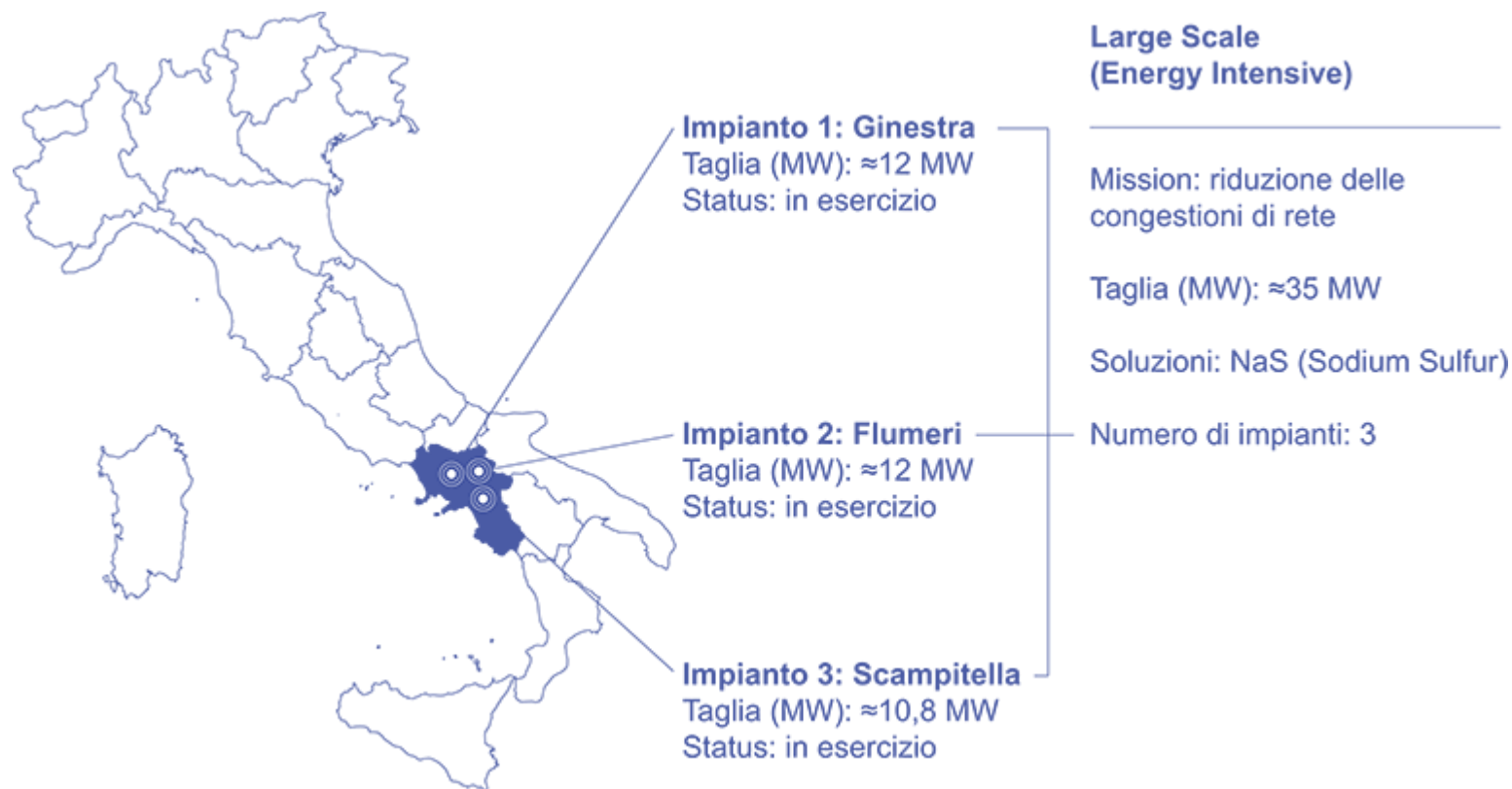
Nell'ambito del **Piano di Sviluppo della RTN 2011**, Terna ha previsto la realizzazione di progetti **Large Scale Energy Storage** afferenti a porzioni di rete a 150 kV del Sud Italia che risultano critiche per l'elevato numero di congestioni di rete derivanti da eccessiva penetrazione di FRNP.

Con l'obiettivo primario di ridurre le suddette congestioni, Terna ha previsto un progetto pilota fortemente innovativo, basato sull'utilizzo di tecnologie di accumulo elettrochimico cosiddette "*energy intensive*", ovvero caratterizzate da elevate capacità di accumulo rispetto alla taglia in potenza degli impianti, selezionando, attraverso un bando di gara pubblico, la tecnologia di batterie NAS (tecnologia sodio/zolfo) come maggiormente idonea al contesto.

Terna ha quindi suddiviso il programma complessivo di 35 MW di accumuli approvati dal Ministero dello Sviluppo Economico in tre impianti SANC (Sistema di Accumulo Non Convenzionale), ciascuno collegato ad una Stazione Elettrica 20/150 kV di connessione alla RTN

Impianti per i servizi alla rete in Italia - 4

Progetto Large Scale Energy Storage



Dopo una fase provvisoria di esercizio e tuning con presidio in sito durata l'intero anno 2015, i tre impianti SANC sono attualmente in esercizio in teleconduzione da remoto.

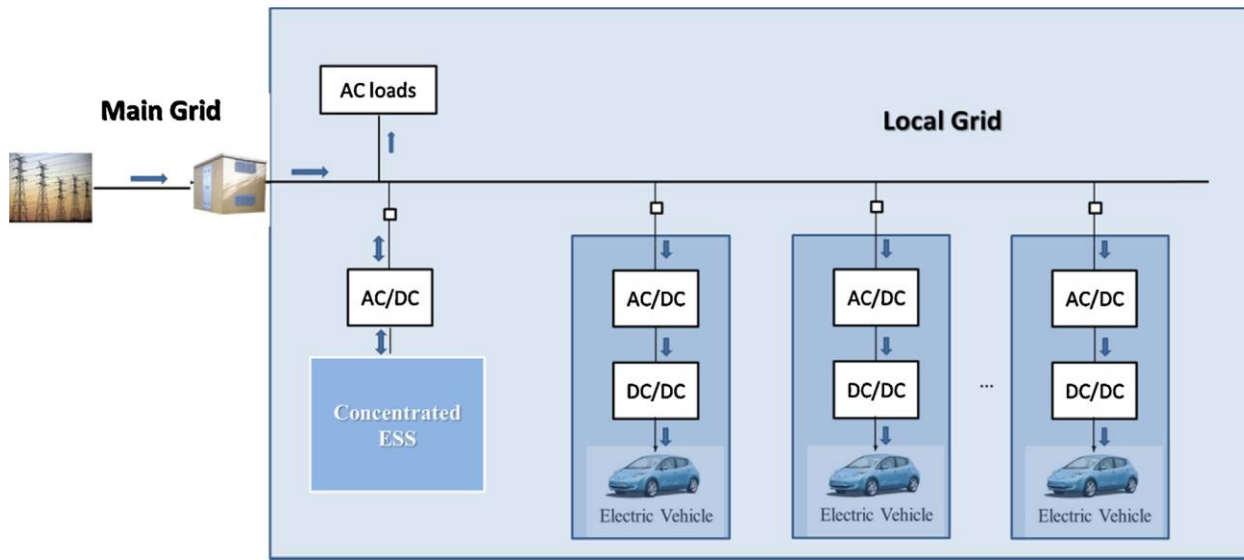
Ricarica dei veicoli elettrici - 1

- Le batterie maggiormente utilizzate nei veicoli elettrici sono le batterie agli ioni di litio con energia accumulata variabile da 5 kWh a 53 kWh.
- La carica della batteria può essere fatta a diversi valori della corrente (potenza) a cui corrispondono diversi valori della durata della carica.
- In ambiente domestico, potendo disporre di potenze ridotte (3- 5 kW) la carica della batteria del veicolo elettrico può richiedere alcune ore.
- Per lo sviluppo dei veicoli elettrici è importante disporre di stazioni di ricarica veloce che devono quindi poter erogare potenze elevate.

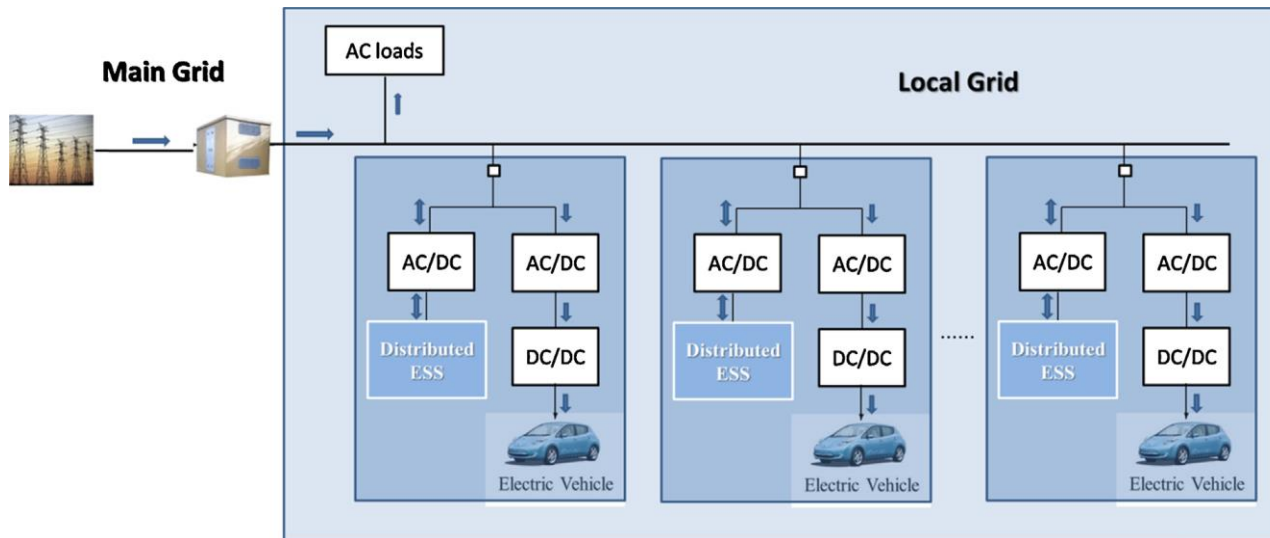
Charge method	Mains connection	Power (kW)	Max current (A)	Location
Normal power	1-phase AC connection	3.7	10 - 16	Domestic
Medium power	1 or 3-phase AC connection	3.7 - 22	16 - 32	Semi-public
High power	3-phase AC connection	> 22	> 32	Public
High power	DC connection	> 22	> 32	Public

Fonte: D. Sbordone et Al., "EV fast charging stations and energy storage technologies:A real implementation in the smart micro grid paradigm", Electric Power Systems Research, 2015

Ricarica dei veicoli elettrici - 2



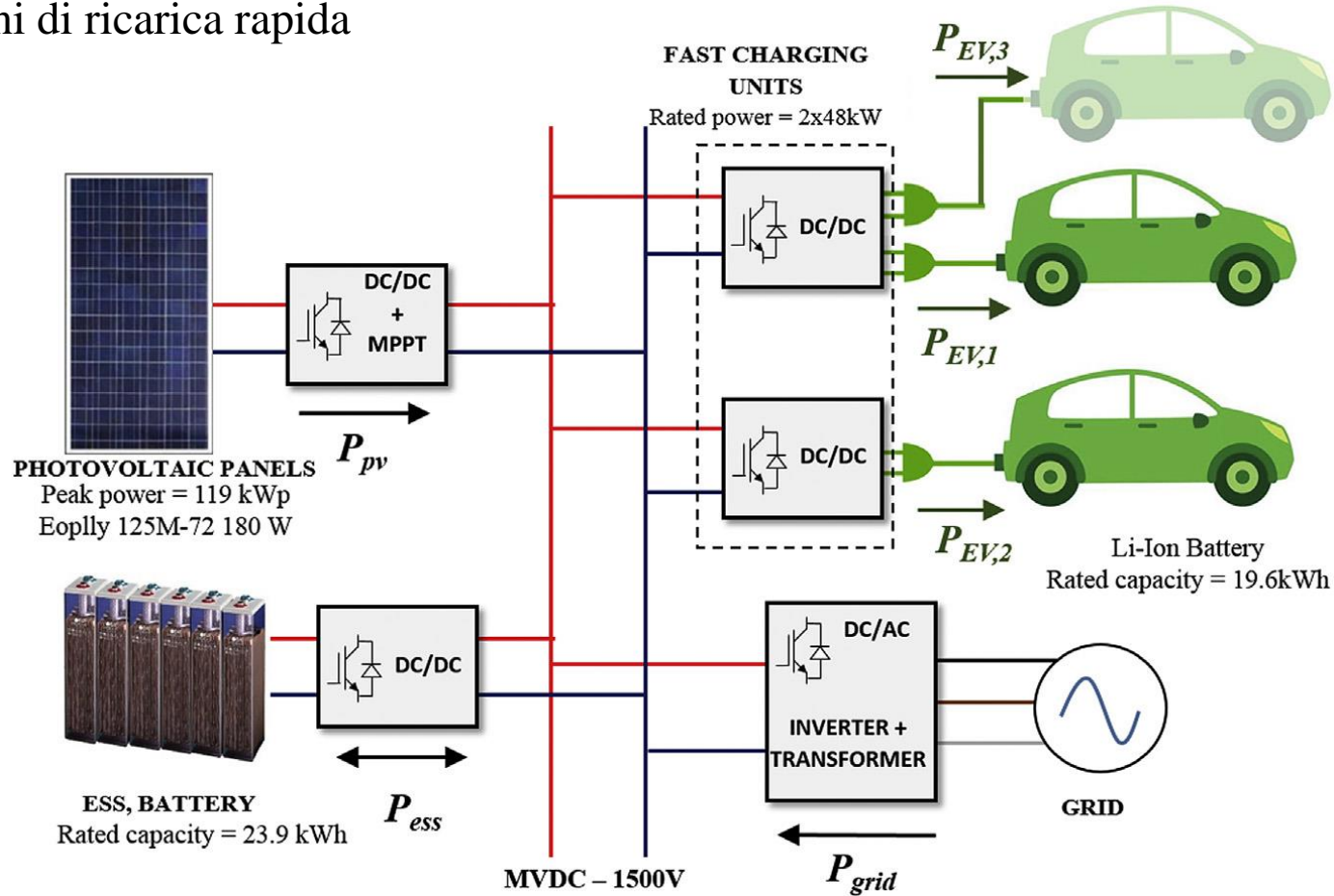
Quando un gran numero di veicoli elettrici vengono caricati simultaneamente la potenza richiesta potrebbe provocare disturbi sulla rete (armoniche, fluttuazione/calore della tensione).



Si rende quindi necessario l'uso di un sistema di accumulo (con funzioni di peak sheaving) che può essere centralizzato (un sistema di accumulo al servizio di tutti carichi collegati allo stessa rete) o distribuito.

Ricarica dei veicoli elettrici - 3

Per la mobilità sostenibile è indispensabile che l'energia elettrica utilizzata per la ricarica delle batterie dei veicoli venga prodotta con fonti rinnovabili. La tecnologia fotovoltaica che produce energia in corrente continua può essere utilizzata, insieme ad un sistema di accumulo nelle stazioni di ricarica rapida



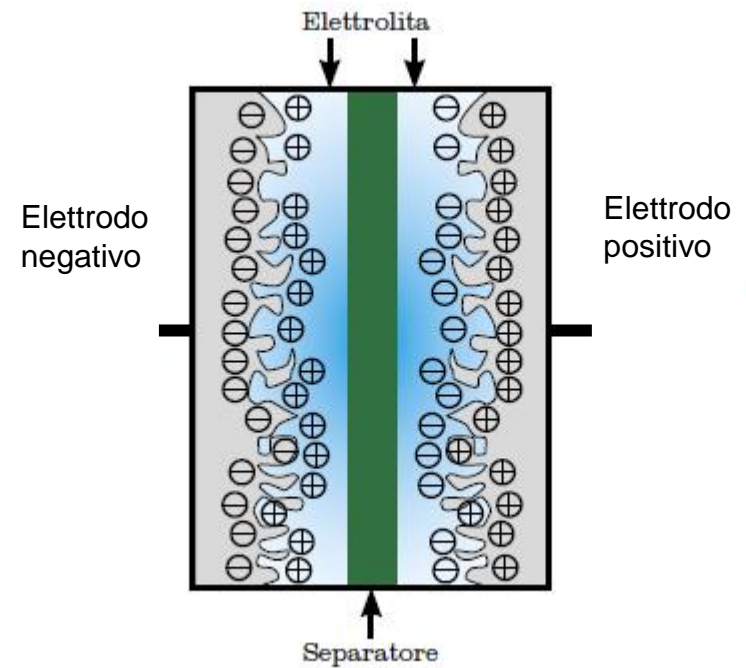
Supercondensatori - 1

I supercondensatori, o condensatori elettrochimici si differenziano dai normali condensatori per il materiale interposto tra gli elettrodi: nei condensatori il materiale è un dielettrico solido mentre nei supercondensatori il materiale è un elettrolita, generalmente di tipo organico, in cui gli ioni si possono muovere liberamente.

I supercondensatori si possono dividere in tre categorie: condensatori a doppio strato, condensatori a doppio strato pseudocondensatori, condensatori ibridi.

➤ Nei condensatori a doppio strato (EDLC; Electric Double Layer Capacitor), non avviene nessuno scambio di carica tra gli elettrodi e l'elettrolita, e l'energia è accumulata nel campo elettrico tra il doppio strato di carica che si forma alla superficie degli elettrodi. Per avere valori di capacità elevati gli elettrodi sono realizzati di carbonio depositato su una superficie di alluminio che funge da collettore delle cariche elettriche. Il carbonio poroso permette di avere una elevata superficie in contatto con l'elettrolita per unità di superficie di collettore di corrente.

➤ L'elevata capacità viene ottenuta con elevati valori della superficie degli elettrodi ed una distanza tra lo strato di carica nell'elettrodo e quello nell'elettrolita delle dimensioni atomiche



Supercondensatori - 2

- Negli elettrodi degli **pseudocondensatori** avviene una reazione di ossidoriduzione e quindi avviene uno scambio di carica con l'elettrolita. I materiali utilizzati per la realizzazione degli elettrodi sono ossidi metallici.
- Nei supercondensatori di tipo ibrido avvengono sia le reazioni di ossidoriduzione che l'accumulo della energia nel doppio strato di carica alla superficie degli elettrodi.
- I supercondensatori, avendo una resistenza molto piccola, sono in grado di erogare potenze elevate con tempi di risposta molto veloci.
- Rispetto alle batterie sono caratterizzati da valori minori di energia accumulabile e di energia specifica, ma valori molto maggiori del numero di cicli di vita

Per le loro caratteristiche possono essere utilizzati nel campo della trazione elettrica, nelle applicazioni di potenza per impianti fissi e in accoppiamento con altri tipi di accumulatori elettrochimici per aumentarne le prestazioni in termini di potenza e di vita utile.

- I supercondensatori non presentano grossi problemi di impatto ambientale. L'unico problema è rappresentato dagli elettroliti di tipo organico che, al pari di quelli contenuti nelle batterie litio/ioni, contengono solventi che risultano infiammabili, irritanti e corrosivi.
- I supercondensatori vengono trattati come qualsiasi apparecchiatura elettronica e il suo processo di riciclaggio è economicamente conveniente in virtù del quantitativo di alluminio e di altri metalli contenuti.

Supercondensatori: parametri caratteristici

	Current performance	Target 2030	Target 2050
Voltage	3.0 Volt	4.0 Volt	4.5- 5 Volt
Energy density	4-8 Wh/kg EDLCs	50Wh/kg	75 Wh/kg
	15-30 Wh/kg for LCAPs		
Power density	»10-20kW/kg (1-5s)	»40kW/kg (1-5s)	»60kW/kg (1-5s)
Specific capacitance	6F/g	50 F/g	ca. 600F/g
Cyclability	500k – 1M cycles	1.5M cycles	> 2M cycles
Temp Low	T = -40°C	T = -40°C	T= -40°C
Temp High	T= 65°C	T= 100°C	T= 125°C

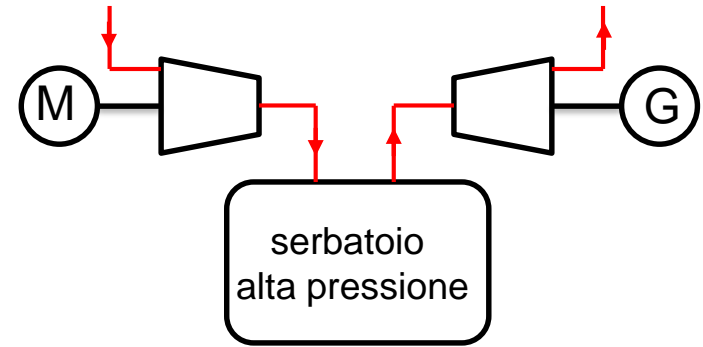
Fonte: Joint EASE/EERA recommendations for European Energy Storage Technology Development Roadmap. 2017 update

	Current	Target 2030	Target 2050
€/W	0,3 €/W (cell basis)	0,2€/W (cell basis)	0,05€/W (cell basis)
€/F	0.015 c€/F	0.005 c€/F	0.002 c€/F

CAES (Compressed Air Energy Storage) adiabatico

I componenti fondamentali di un sistema di accumulo dell'energia elettrica mediante aria compressa sono:

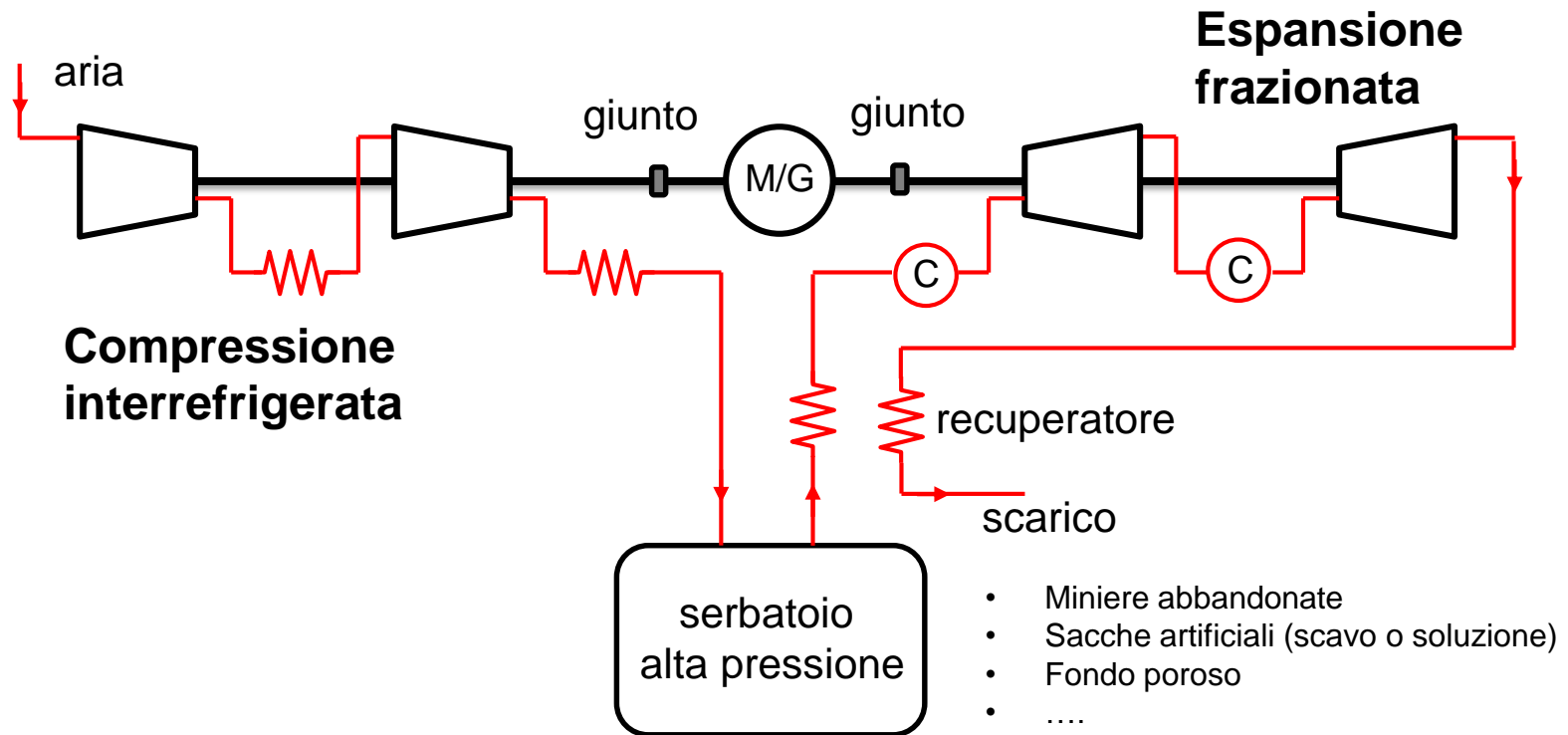
- Un motore elettrico che aziona un compressore per comprimere l'aria ambiente (compressione adiabatica: fase di accumulo).
- Un serbatoio in grado di accumulare l'aria compressa
- Una turbina a gas alimentata dall'aria compressa proveniente dal serbatoio (espansione adiabatica) che aziona un generatore elettrico per produrre energia elettrica (fase di generazione)



L'utilizzo diretto della compressione ed espansione adiabatica in un sistema di accumulo non risulta al momento praticabile in quanto il rendimento del ciclo è troppo basso

- Per aumentare il rendimento del ciclo è necessario introdurre, come nelle centrali a gas una fase di riscaldamento del fluido operatore nella turbina

CAES non adiabatico



- L'impianto CAES non adiabatico risulta quindi simile ad un sistema turbogas, ma con compressione ed espansione differite
- L'impianto non adiabatico richiede però l'uso di un combustibile fossile (metano, gas naturale) nella fase di generazione

$$\eta = \frac{\text{kWh}_e \text{ (out)}}{\text{kWh}_e \text{ (in)} + \text{kWh}_{th} \text{ (in)}} \quad \eta = \text{rendimento}$$

- Sono allo studio diverse configurazioni di impianto

CAES: serbatoio di accumulo

Il serbatoio di accumulo può essere:

- Una caverna salina che si può realizzare sciogliendo parte di un giacimento sotterraneo di sale in modo da ottenere una cavità di geometria e dimensioni opportune.
- Una caverna nella roccia oppure una miniera abbandonata; soluzione più costosa da realizzare, rispetto alla caverna salina.
- Formazione di rocce porose; soluzione meno efficiente ma di cui esiste una maggiore disponibilità, anche in prossimità di zone dove esiste una grande produzione di energia elettrica da fonte eolica.
- Serbatoi metallici e tubazioni; soluzione adottabile nel caso di quantità di energia da accumulare non elevata.
- Serbatoio sottomarino, realizzato in cemento o mediante pallone gonfiabile.
Si potrebbe usare un serbatoio in cemento sottomarino per ancorare le turbine eoliche offshore;
 - nella fase di accumulo si utilizza l'energia elettrica per immettere aria compressa nel serbatoio ed espellere l'acqua
 - Nella fase di generazione si lascia che l'acqua rientri nel serbatoio alimentando così una turbina idraulica cui è collegato un generatore elettrico.

Una delle applicazioni più importanti dei sistemi CAES è proprio l'accumulo di grandi quantità di energia per controllare la produzione delle centrali eoliche

CAES: parametri tipici

Attualmente esistono solo due impianti CAES: Huntorf in Germania, Mc Intosh in Alabama, entrambi utilizzano come serbatoio una caverna salina.

Luogo	Huntorf (D)	McIntosh (USA)
Anno di messa in esercizio	1978	1991
Volume stoccaggio aria	300000 m ³	538000 m ³
Pressione di stoccaggio	70 Bar	75 Bar
Recupero calore	NO	SI
Output elettrico	290 MW / 2 h	110 MW / 26 h
Input elettrico	60 MW / 8 h	50 MW / 41 h
kWh _e in (compressione) / kWh _e out	0.80	0.69
kWh _{th} in (combustione) / kWh _e out	1.60	1.17
Rendimento complessivo kWh _e out / (kWh _e in + kWh _{th} in)	0.42	0.54

Volani (Flywheel)

In un sistema di accumulo con un volano (FES), l'energia è accumulata come energia di rotazione di una massa rotante

$$E = \frac{1}{2} J \omega_m^2$$

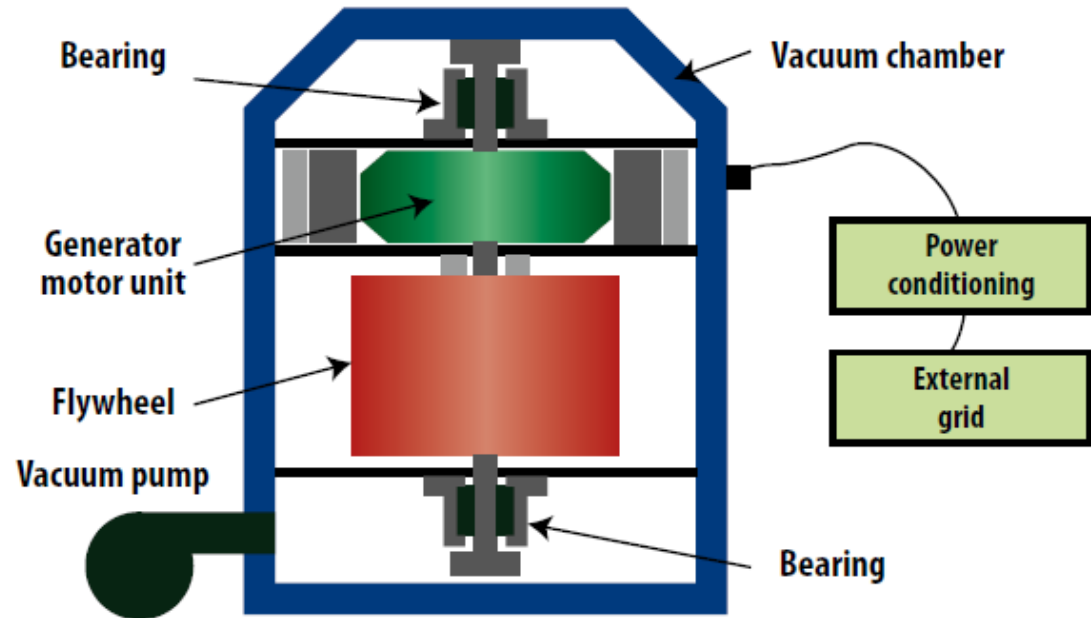
J = momento d'inerzia della massa rotante rispetto all'asse di rotazione

ω_m = velocità angolare di rotazione

- Durante la fase di carica un motore elettrico accelera la massa rotante prelevando energia elettrica; durante la fase di scarica, la stessa macchina elettrica funziona da generatore erogando potenza elettrica a scapito della energia cinetica del rotore.
- Per avere valori elevati della efficienza è necessario ridurre gli attriti al minimo; per questo viene fatto il vuoto nella camera ed i cuscinetti debbono avere perdite il più possibile contenute (cuscinetti magnetici); l'autoscarica del volano rimane comunque molto elevata

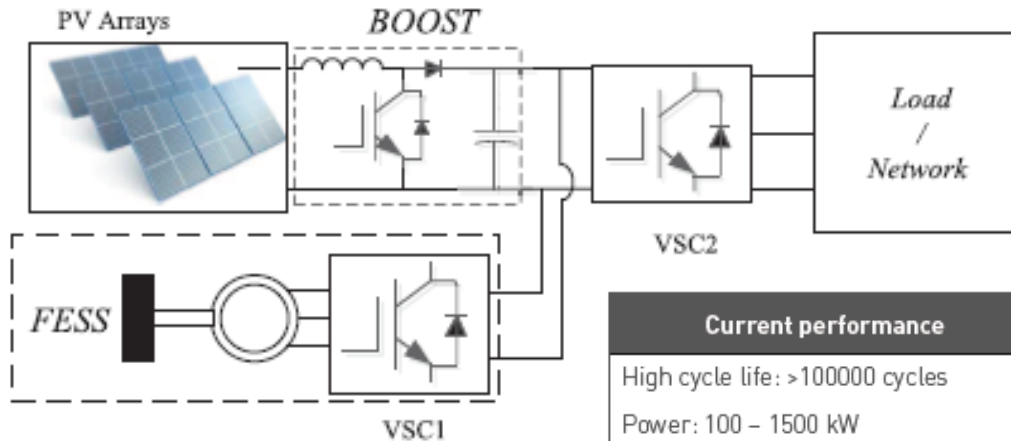
Le caratteristiche meccaniche del materiale del volano determinano la massima velocità di rotazione possibile:

- Sistemi a bassa velocità ($\omega_m < 10000$ giri/min)
- Sistemi ad alta velocità ($10000 < \omega_m < 100000$ giri/min)



Volani (Flywheel) - 2

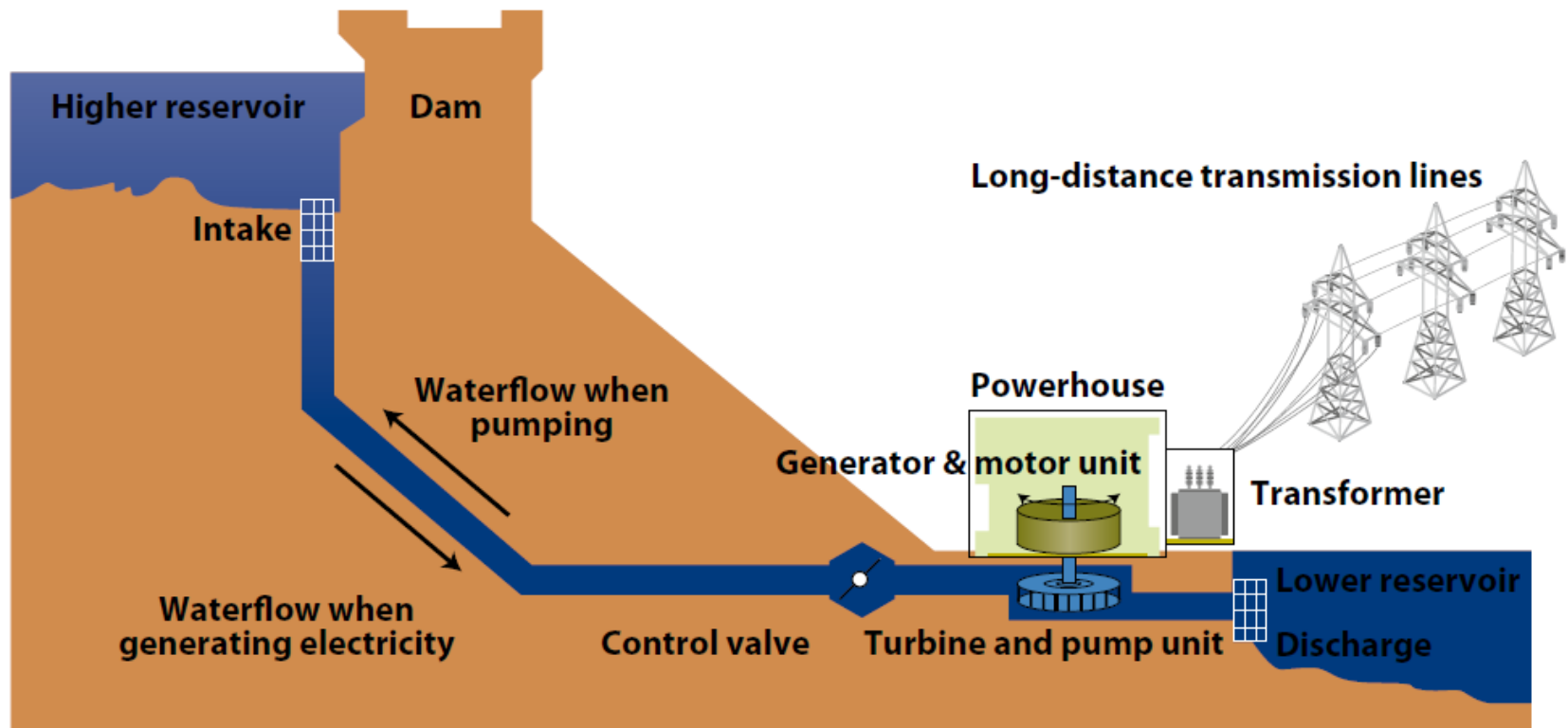
- I sistemi di accumulo con volano possono erogare grandi potenze in tempi molto rapidi (qualche secondo) e sono quindi adatti a tutte le applicazioni in potenza (regolazione della frequenza, riduzione dei picchi di potenza nei parchi eolici e solari)
- I sistemi di accumulo con volano possono essere caricati e scaricati per un milione di cicli senza alcuna degradazione della loro prestazione.
- In caso di guasto la camera dove è posta la massa rotante ne deve garantire il contenimento per evitare danni a persone e cose circostanti



Current performance	Target 2030	Target 2050
High cycle life: >100000 cycles	Reduced friction, higher rotation speed for higher energy storage (>10 kWh)	Higher energy storage density: >100 Wh/kg
Power: 100 – 1500 kW	Stronger materials (composite)	
Energy: 0,5 – 50 kWh	Large scale demonstration sites	
Roundtrip efficiency: 80-90%	Development of competitive magnetic bearings	
Cost: 500-3000 €/kWh and 1000-2000 €/kW (depending on the power and energy levels)	Rotor manufacturing cost reduction <3000 €/kWh	Cost reduction: < 350 €/kWh

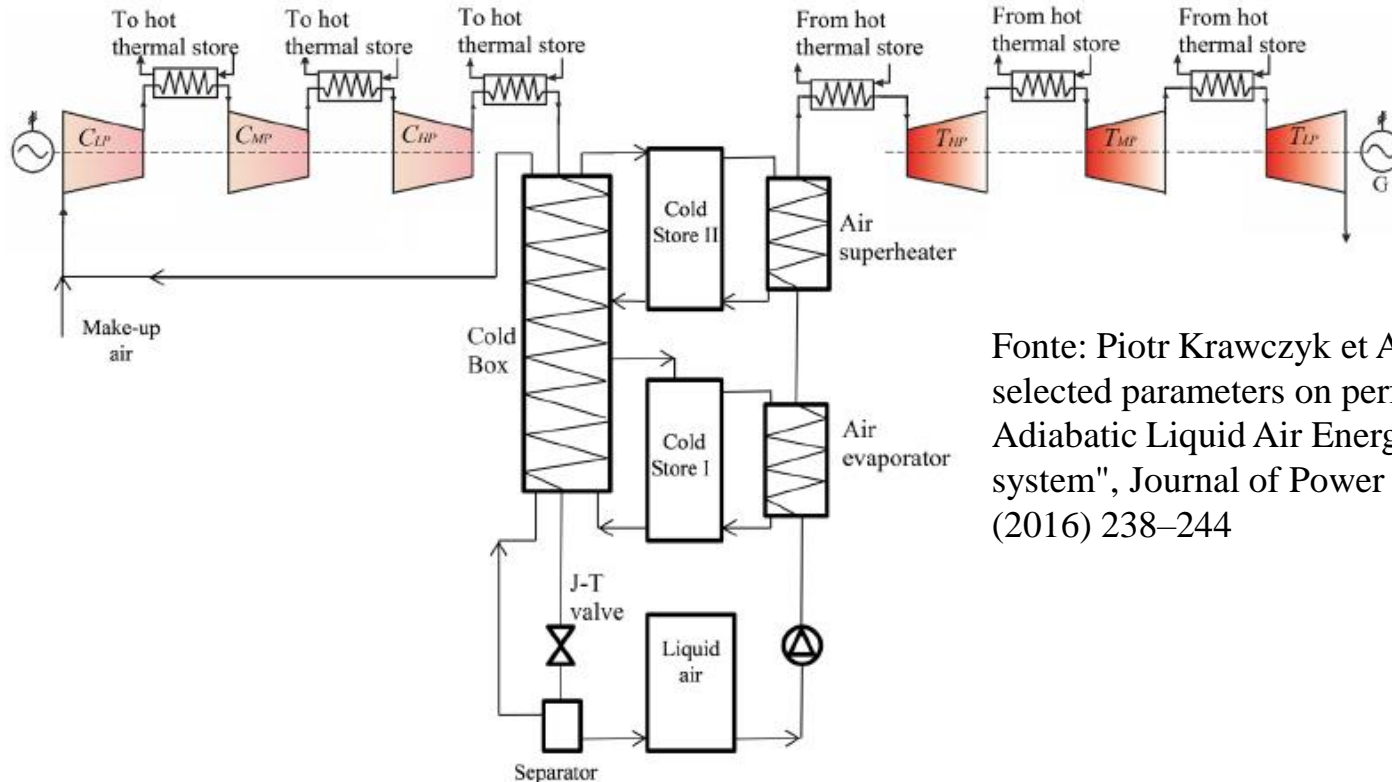
Fonte: Joint EASE/EERA recommendations for European Energy Storage Technology Development Roadmap. 2017 update

Impianti di pompaggio



- Gli impianti di pompaggio richiedono l'uso di una unità turbina-generatore per erogare potenza durante la fase di scarica ed una unità motore-pompa per pompare l'acqua dal serbatoio a valle a quello a monte nella fase di carica; i due gruppi possono essere un unico gruppo in grado di svolgere entrambe le funzioni.
- Normalmente sono in grado di regolare la potenza elettrica erogata, ma non sono in grado di regolare la potenza in ingresso nella fase di carica.
- Il loro sviluppo è legato alla disponibilità dei due bacini a quote diverse; sarebbe possibile utilizzare come bacino inferiore cavità sotterranee.

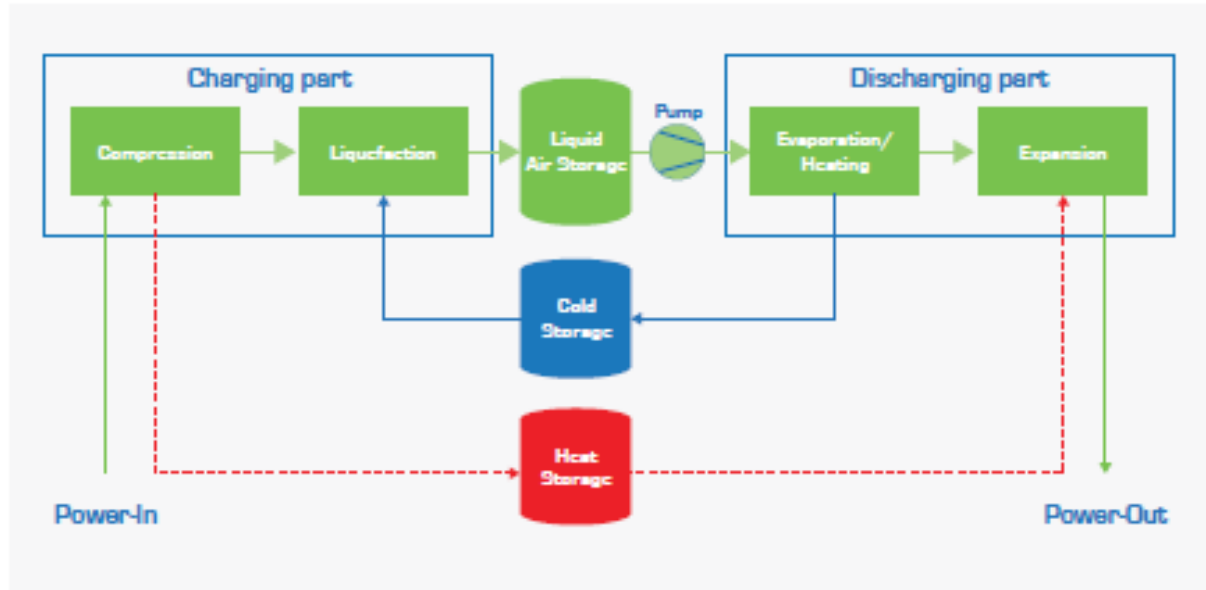
LAES: Liquid Air Energy Storage



Fonte: Piotr Krawczyk et Al. "Impact of selected parameters on performance of the Adiabatic Liquid Air Energy Storage system", Journal of Power Technologies (4) (2016) 238–244

- Nella fase di carica un ciclo frigorifero utilizza l'energia elettrica per liquefare l'aria che viene accumulata in forma liquida a temperature inferiori a $-190\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- Nella fase di scarica l'aria liquida viene compressa e fatta evaporare utilizzando il calore proveniente dall'ambiente (e dagli eventuali serbatoi caldo e freddo) producendo aria in pressione che muove un turbo-alternatore che produce energia elettrica.
- Per ottenere valori elevati della round trip efficiency è indispensabile l'ottimizzazione del ciclo frigorifero e del ciclo a con turbina a gas.

LAES: Liquid Air Energy Storage - 2



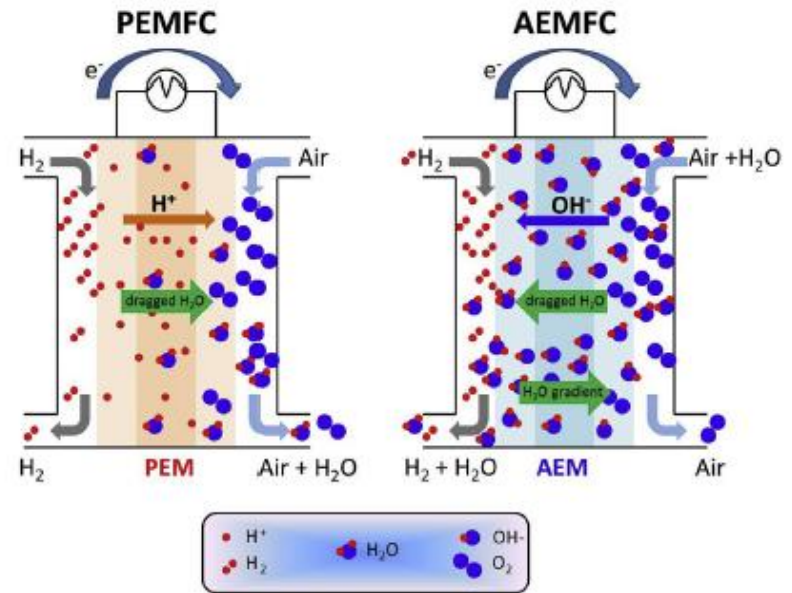
- MHPSE (Mitsubishi Hitachi Power System Europe) and the Linde Group have been jointly developing the LAES technology since 2012 and have developed a “Generation 1” system based upon commercially available components.
- Highview operated a grid connected 350kW/2.5MWh plant in Slough, Greater London, from 2010 to 2014. The project proved the capabilities of the system to utilise existing proven technologies and components. Some companies applied for patents regarding the LAES technology (e.g. Hitachi and Highview). The technology is very similar to CAES when considering the power island.

Economia dell'idrogeno

- L'idrogeno viene utilizzato come vettore energetico, prodotto mediante elettrolisi dell'acqua utilizzando energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (idroelettrica, eolica, fotovoltaica)
- L'idrogeno prodotto, opportunamente accumulato e distribuito viene utilizzato per produrre energia elettrica e/o termica mediante combustione con l'ossigeno dell'aria.
- Le celle a combustibile realizzano la conversione diretta della energia chimica contenuta nell'idrogeno in energia elettrica.

PEMFC = proton exchange membrane fuel cell

AEMFC = anion exchange membrane fuel cell



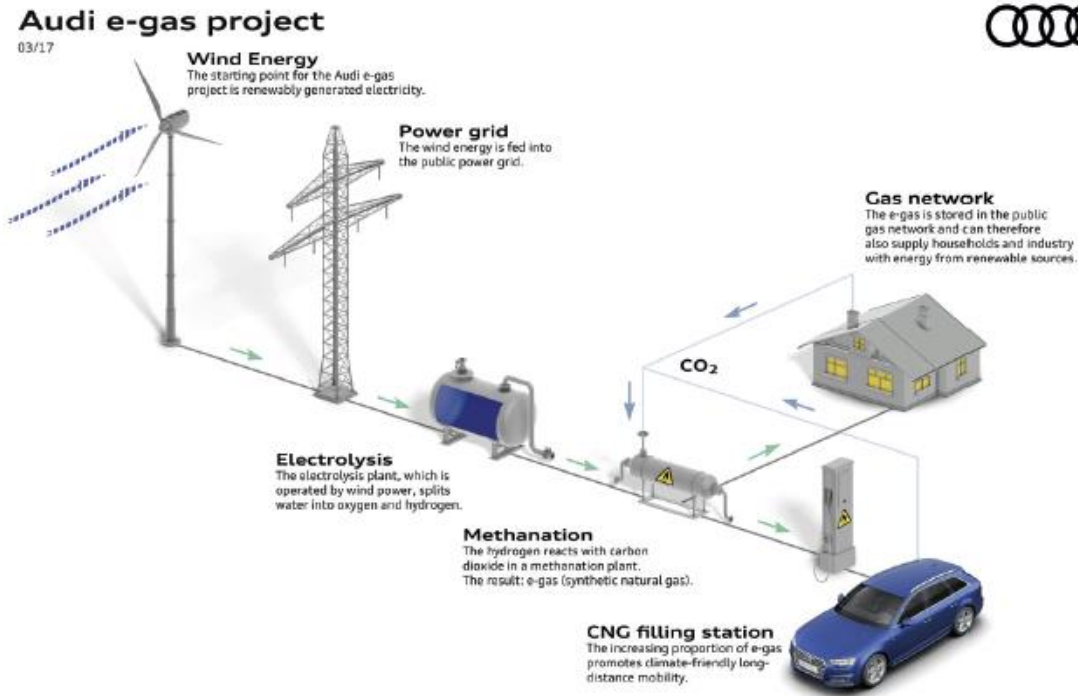
Economia dell'idrogeno - 2

Storage Technology	Volumetric Density (kg H2/m3)	Operating pressure (bar)	Operating temperature (K)	Cost (\$ / kg H2)
Compressed gas (H2)	17 – 33	350 & 700	ambient	400-700
Cryogenic (H2)	35 – 40	1	20	200-270*
Cryocompressed (H2)	30 – 42	350	20	400
High pressure solid	40	350	243 – 298	-
Sorbents (H2)	20 – 30	80	77	-
Metal hydrides (H)	< 150	1 – 30	ambient	553 >500
Complex hydrides (H)	< 120	1 – 50	423 – 573	300-450*
Chemical hydrides (H)	30	1 – 50	423 – 573	300-450*

* Cost estimates based on 500,000 units production;

** Regeneration and processing costs not included

Economia dell'idrogeno - 3



- Per aumentare la densità volumetrica di energia e fare uso delle infrastrutture esistenti per la distribuzione dei combustibili, l'idrogeno prodotto può essere utilizzato, in combinazione con anidride carbonica per produrre metano (CH₄) o metanolo (CH₃OH)

Parametri caratteristici dei sistemi di accumulo - 1

Technical characteristics of large scale energy storage systems.

Technology	Power rating (MW)	Discharge duration	Response time	Efficiency (%)	Lifetime
Lead-acid batteries	< 50	1 min-8 h	< 1/4 cycle	85	3-12 years
Nickel-cadmium batteries	< 50	1 min-8 h	N/A	60-70	15-20 years
Sodium-sulfur batteries	< 350	< 8 h	N/A	75-86	5 years
Vanadium redox flow batteries	< 3	< 10 h	N/A	70-85	10 years
Zinc-bromine flow batteries	< 1	< 4 h	< 1/4 cycle	75	2000 cycles
Flywheels	< 1.65	3-120 s	< 1 cycle	90	20 years
Pumped hydro energy storage systems	100-4000	4-12 h	s-min	70-85	30-50 years
Compressed air energy storage systems	100-300	6-20 h	s-min	64	30 years

Economical and environmental characteristics of large scale energy storage systems.

Technology	Capital cost (US\$/kWh)	Environmental issues
Lead-acid batteries	50-310	Lead disposal
Nickel-cadmium batteries	400-2400	Toxic cadmium
Sodium-sulfur batteries	180-500	Chemical handling
Vanadium redox flow batteries	175-1000	Chemical handling
Zinc-bromine flow batteries	200-600	Chemical handling
Flywheels	400-800	Slight
Pumped hydro-energy storage systems	8-100	Reservoir
Compressed air energy storage systems	2-100	Gas emissions

Fonte: A. Poullikkas, «A comparative overview of large-scale battery systems for electricity storage», Renewable and Sustainable Reviews 27 (2013) 778-788

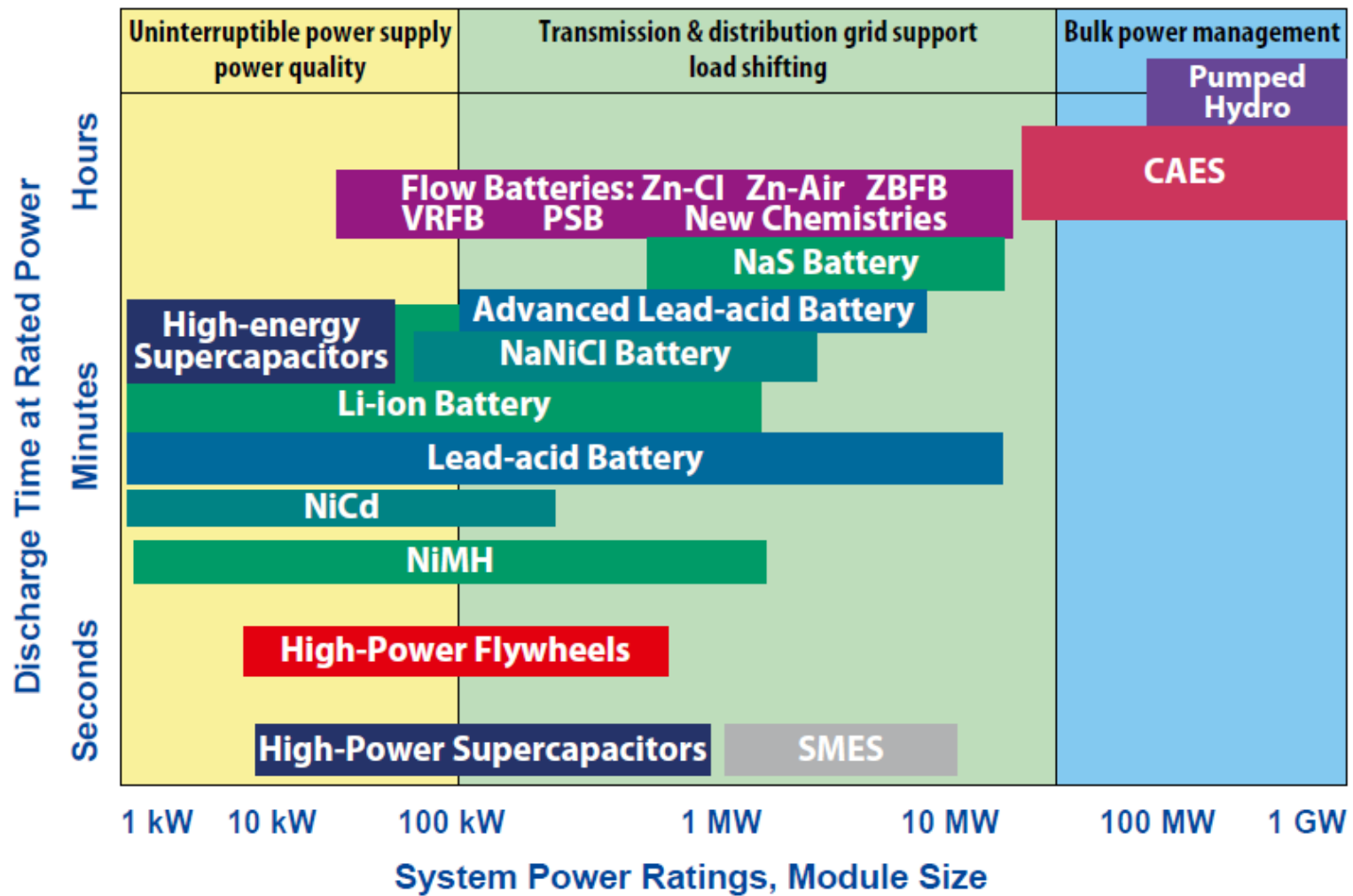
Parametri caratteristici dei sistemi di accumulo - 2

Battery system	Redox reaction		Cell voltage (V)	Energy Efficiency (%)	Lifetime (yrs.)	Cycle life (yrs.)	Energy and power density		Energy and power cost		Limitation
	Positive electrode	Negative electrode					Wh/kg	W/kg	\$/kWh	\$/kW	
Lead-acid	PbO ₂	Pb	2.1	>70%	3–12	500–1000	30–50	75–300	200–400	300–600	Limited cycle-life/toxicity of Pb/High cost
Na–S	S	Na	~2	75–90	5–15	2500	150–240	150–230	300–500	1000–3000	Safety/high operating temperature
Li-ion	LiCoO ₂	C ₆	~3.7	85–98	5–15	1000–10,000	75–200	150–315	500–2500	175–4000	High energy cost/safety
Redox flow (all V)	V ⁴⁺ /V ⁵⁺	V ²⁺ /V ³⁺	1.26	75–85	10	12,000	10–30	–	150–1000	600–1500	Low energy density/leak current/corrosion/high cost

Energy storage technology	Power rating (MW)	Discharging duration (h)	Efficiency (%)	Capital cost (\$/kWh)	Cycle cost output (\$/kWh)	Life (yrs.)	Maturity	Safety issues	Limitations
Pumped hydro	10's MW to GW	>8	65–80	80–200	0.001–0.02	30	Commercial	Exclusion area	Location limited/long lead-time (>10 yrs.)
Compressed air energy storage	100's MW to GW	0.1–15	60–79	50–110	0.03–0.06	30	Demonstration stage with limited commercial	Pressure vessels	Location limited/need gas turbine system/contaminant emission
Flywheel energy storage	1–100 kW	0.1–1	>90	300–5000	0.05–0.4	20	Commercial	Containment	Low energy density and efficiency/high initial cost/high-self discharge

Fonte: Jaephil Cho et Al. «Commercial and research battery technologies for electrical energy storage applications», Progress in Energy and Combustion Science, (48), 2015, 84-101

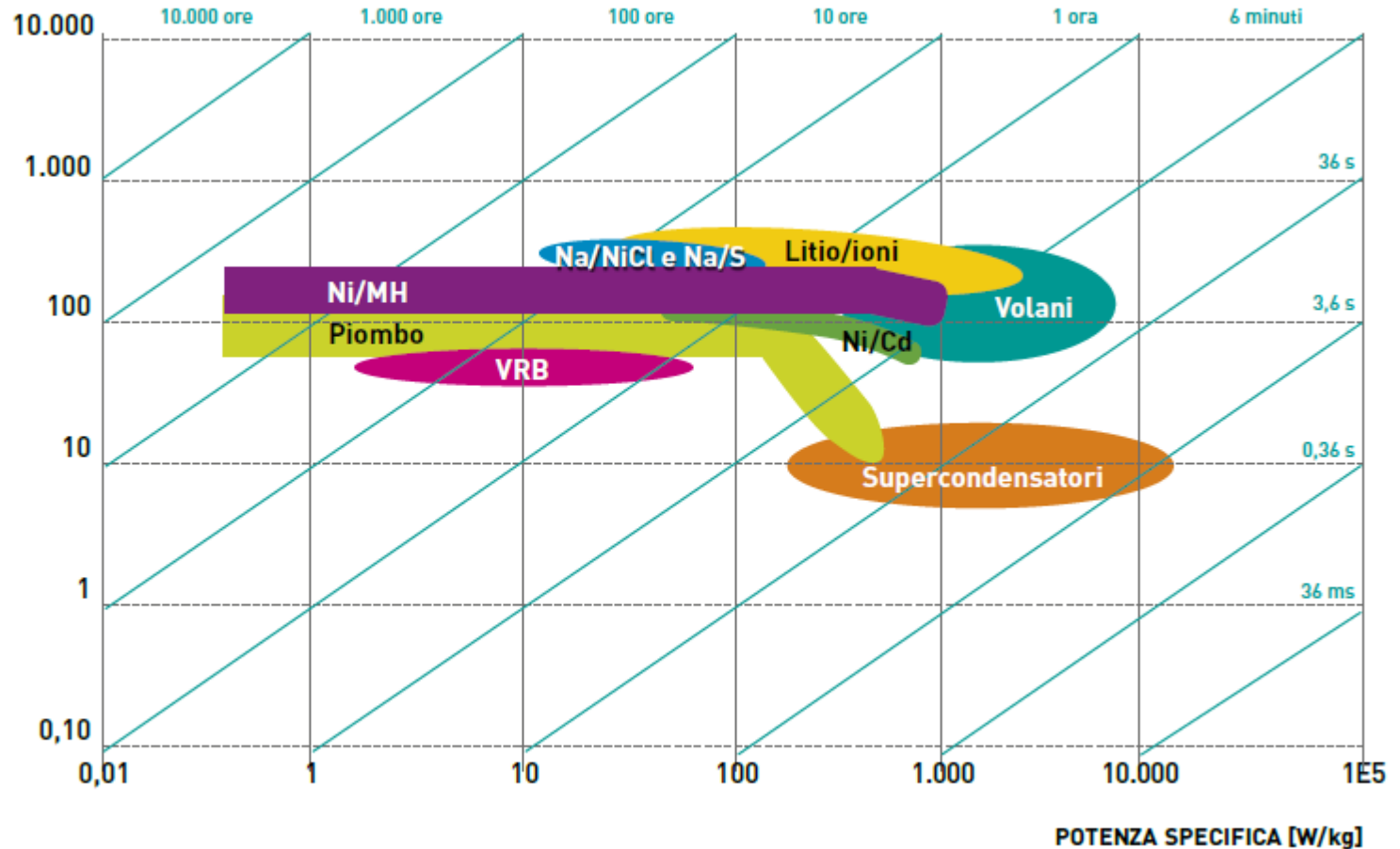
Caratteristiche dei sistemi di accumulo - 1



Caratteristiche dei sistemi di accumulo - 2

- Il diagramma di Ragone permette di confrontare diverse tecnologie sulla base dell'energia e della potenza offerte a parità di peso.

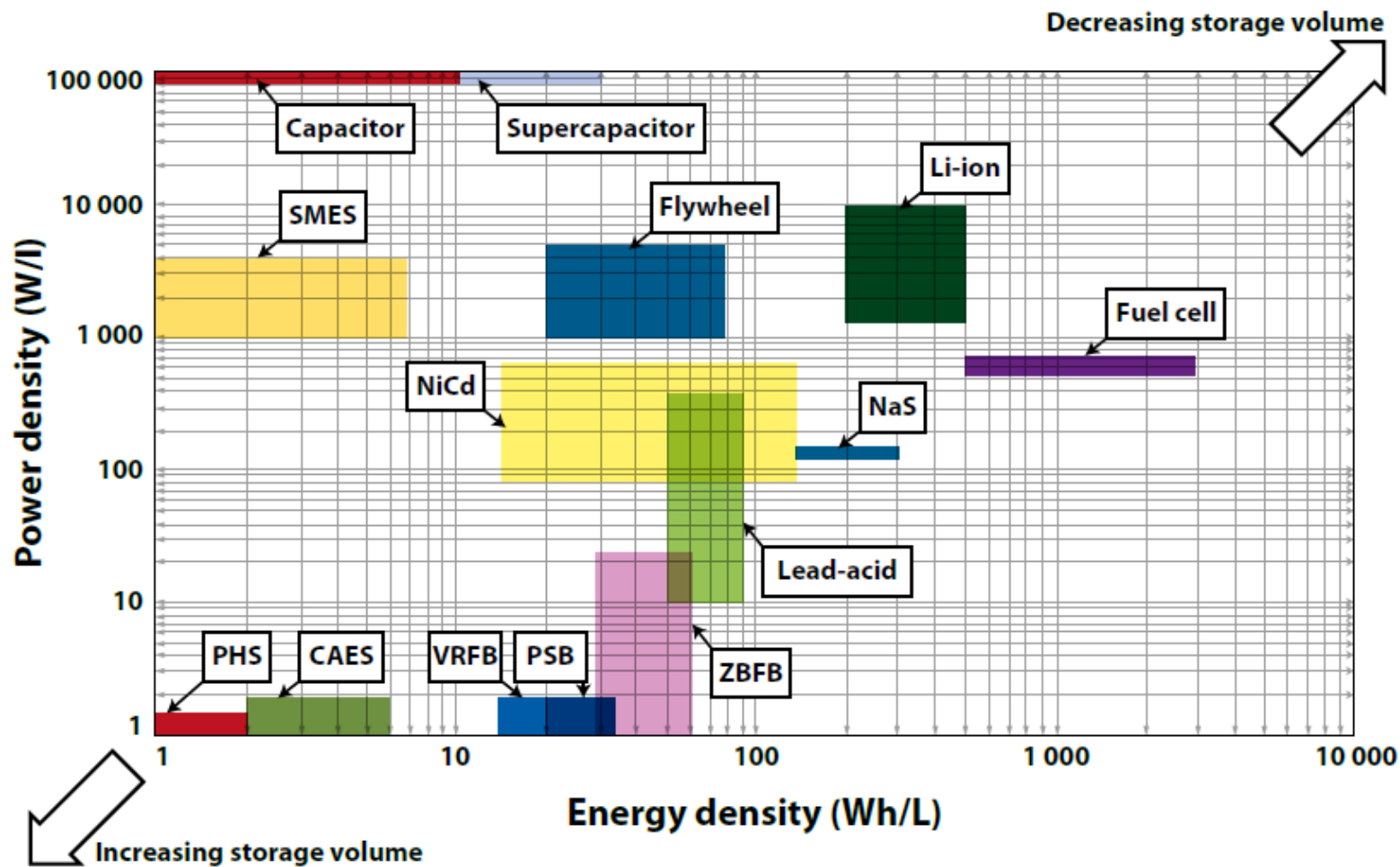
ENERGIA SPECIFICA [Wh/kg]



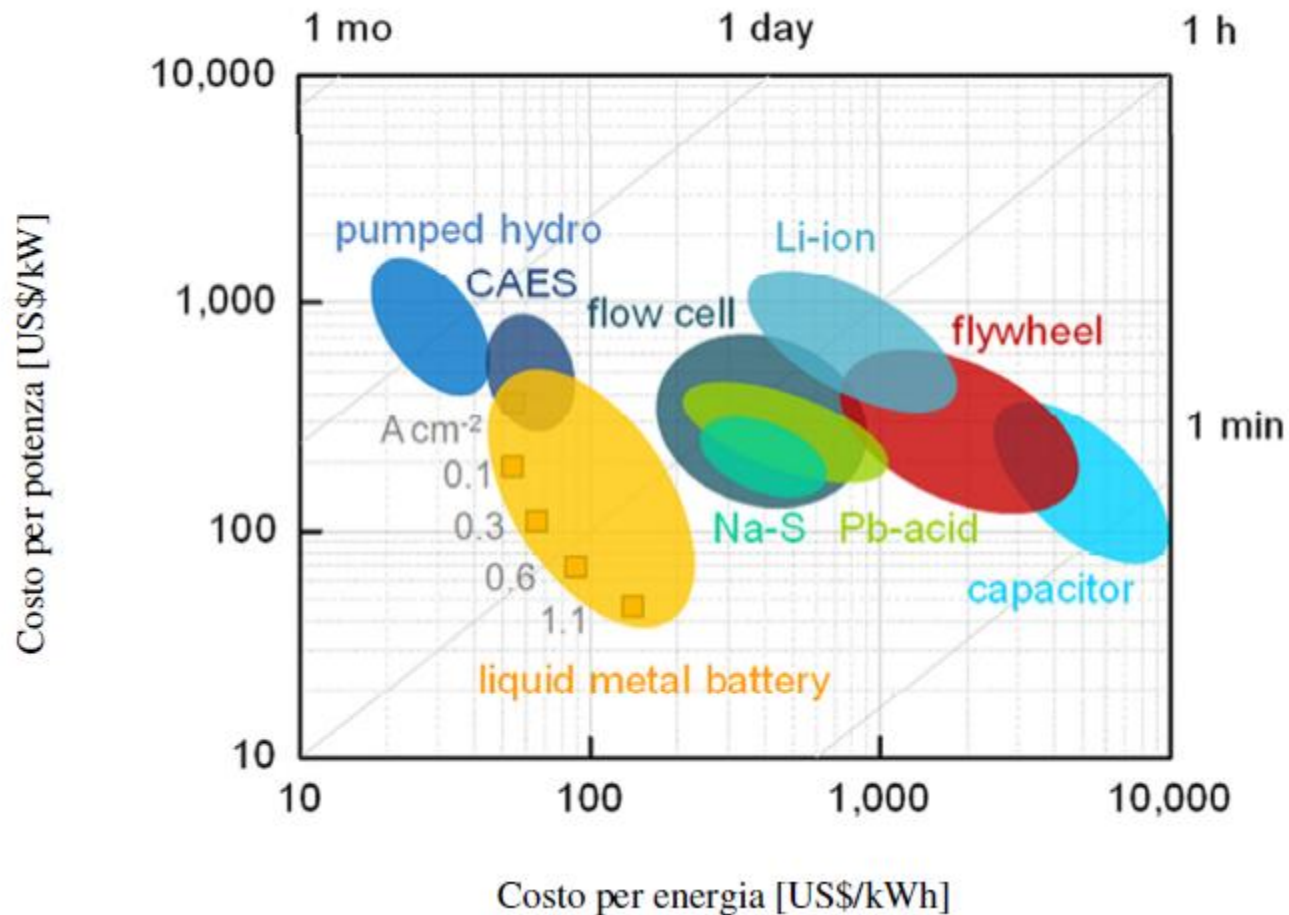
Fonte: RSEview, "L'accumulo di energia elettrica"

- Un altro parametro importante per individuare il sistema di accumulo più idoneo per una data applicazione è il tempo di risposta, ovvero l'attitudine dell'accumulatore a variare la potenza erogata o assorbita in tempi rapidi

Caratteristiche dei sistemi di accumulo - 3

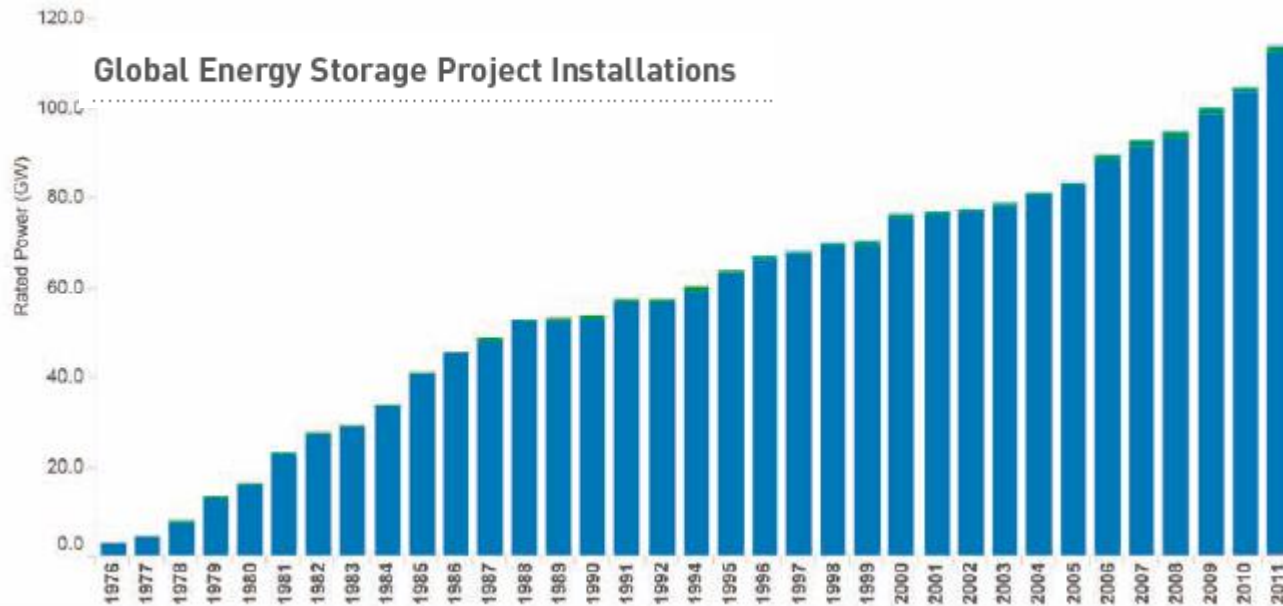


Caratteristiche dei sistemi di accumulo - 4

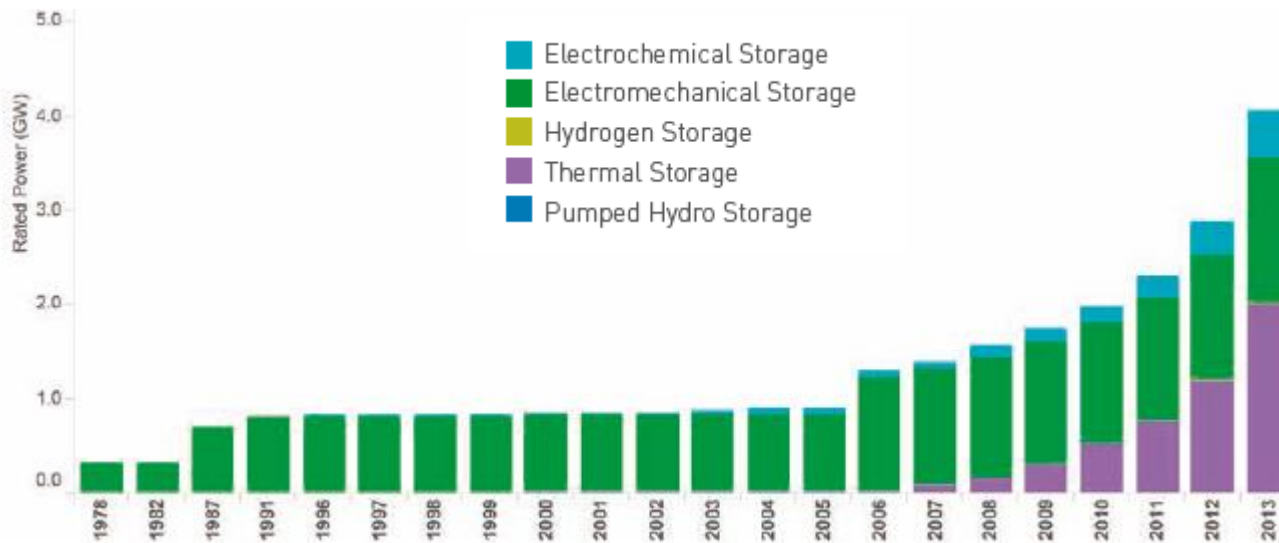


Fonte: RSE, Omar Perego, «Rapporto di Sintesi del Progetto: Materiali e tecnologie per l'accumulo di energia per il sistema elettrico», 2016

Capacità installata - 1



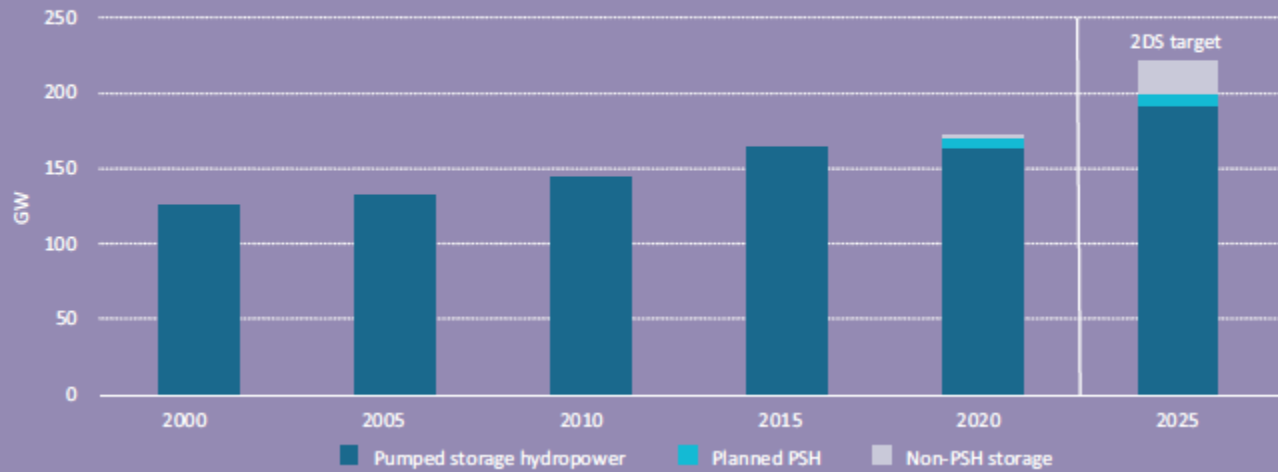
- In 2015, installed large-scale energy storage capacity world-wide was estimated at 150 GW with approximately 96% of this capacity consisting of pumped hydro storage (PHS).
- More than 70% of new installations completed in 2014 are still PHS.



Fonte: Joint EASE/EERA recommendations for European Energy Storage Technology Development Roadmap. 2017 update

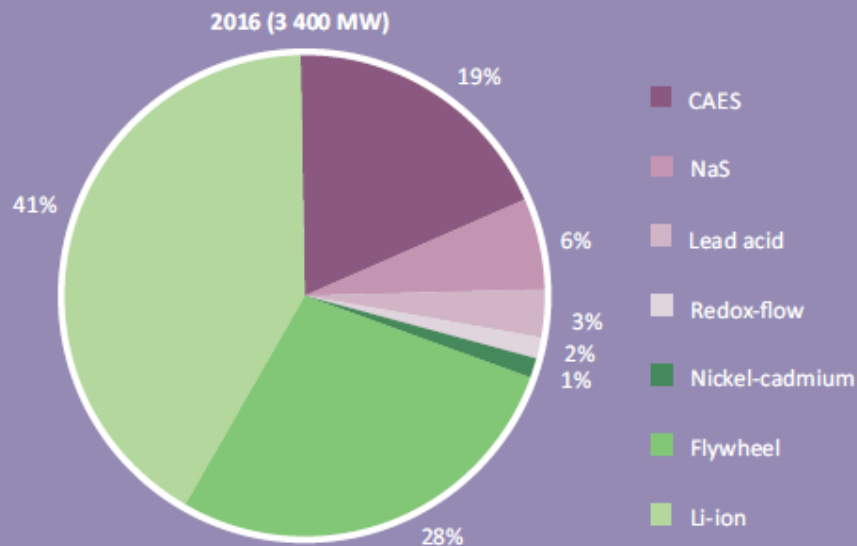
Capacità installata - 2

58 Globally installed electricity storage (GW)

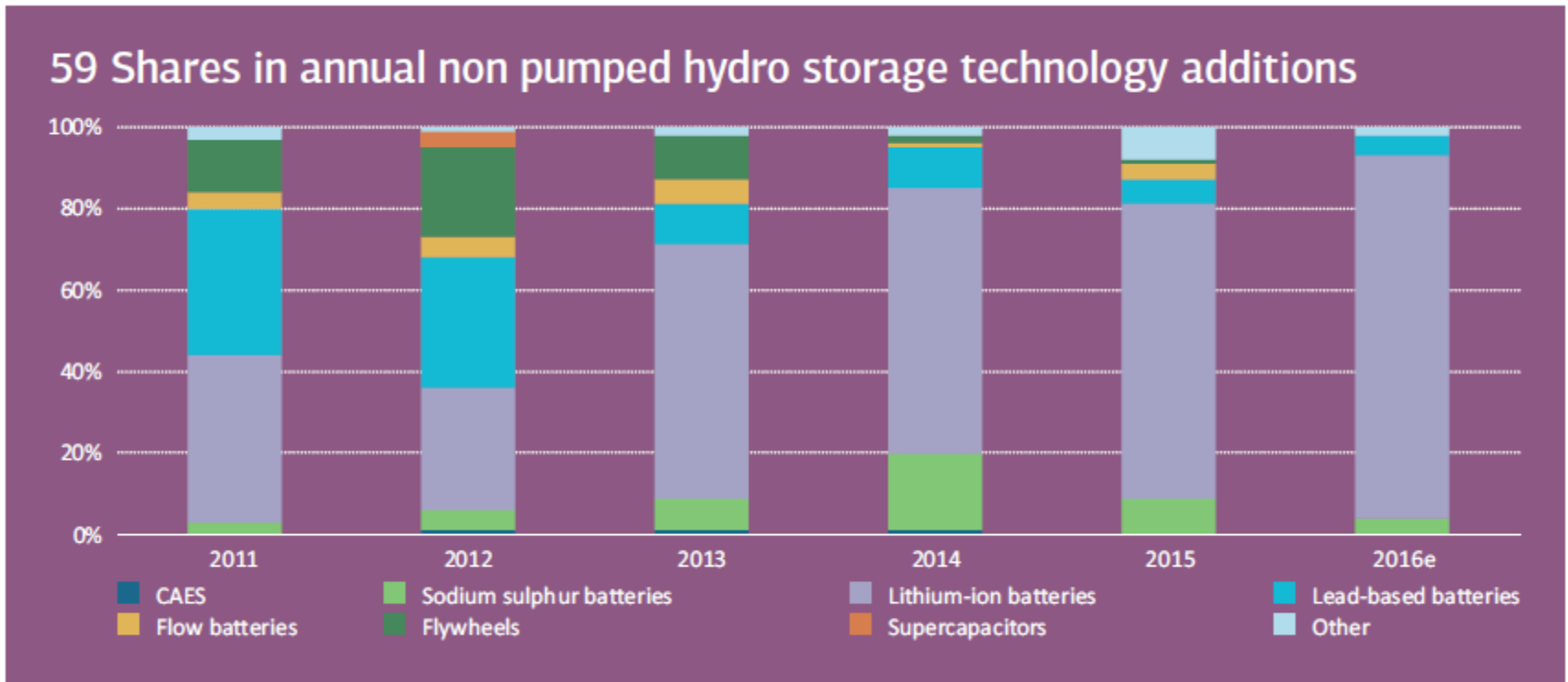


Fonte: IEA,
“Tracking clean
energy progress
2017”

60 Installed non-pumped hydro storage, 2016



Capacità installata - 3



Fonte: IEA, "Tracking clean energy progress 2017"

Convenienza economica dei sistemi di accumulo

- I sistemi di accumulo sono indispensabili per raggiungere una elevata penetrazione elettrica delle fonti rinnovabili non programmabili, ma in molte applicazioni il loro uso non risulta ancora economicamente conveniente

Fonte: EASE Reply to European Commission's Questions on "The Future of Energy Storage in the EU", September 2018

- Why does the energy system need energy storage?

".... Simply put: without energy storage, the EU cannot achieve its transition to a low-carbon economy. "

- What are the barriers (regulatory, fiscal, economic, technical) in the deployment of energy storage ?

" the value of energy storage facilities' exceptionally fast reaction time or flexibility is not yet recognised at EU level. While fast-reacting energy storage devices can respond to frequency imbalances in milliseconds (thereby reducing the amount of balancing power), they will be remunerated at the same rate as slower-reacting devices.

"..... More generally speaking, energy storage solutions often compete with incumbent technologies and investment schemes. Despite proven technical feasibility and a favourable environmental footprint, projects are not realised as they are suffering from one or several of the following drawbacks:

- Environmental benefits are not remunerated.
- Regulatory provisions or policy support schemes which prevent proper economic signals for investment in storage devices"

Sistema di accumulo integrato in una centrale a carbone - 1

- Centrale a carbone con una potenza lorda di 660 MW, 615 MW al netto del consumo degli ausiliari. La centrale deve garantire in ogni momento una potenza a salire per la regolazione primaria della frequenza pari all'1.5 % della sua potenza nominale netta (9.37 MW).
- In assenza di un sistema di accumulo la centrale deve sempre funzionare ad una potenza minore di quella nominale, rinunciando in ogni momento alla produzione di 9.37 MW.
- Con un sistema di accumulo è possibile operare la centrale alla sua potenza nominale, garantendo la potenza per la regolazione primaria della frequenza mediante il sistema di accumulo.
- Dati reali, rilevati con campionamento orario, nel periodo intercorso tra il 1° giugno 2013 ed il 31 maggio 2014: potenza offerta sul mercato del giorno prima, energia venduta sul medesimo mercato e prezzo di vendita.
- Sono stati considerati solo i dati relativi alle ore in cui tutta la potenza offerta è stata effettivamente venduta e quindi è ragionevole pensare che sarebbe stato possibile vendere anche l'energia prodotta con l'impiego della centrale alla massima potenza (+9.37 MW)

Sistema di accumulo integrato in una centrale a carbone - 2

- Sono stati valutati i maggiori costi dovuti all'impiego della centrale a potenza maggiore valutati supponendo che il costo del carbone fosse di 11 €/GCal (cioè 9,46 €/MWh), il rendimento dell'impianto fosse 43%, ed il costo variabile O&M pari a 2,3 €/MWh. Il maggiore costo è risultato di 24.3 €/MWh
- Si è ipotizzato di utilizzare un sistema di accumulo costituito da batterie Li-ioni con una capacità di 10 MWh ed una potenza di 10 MW in modo da soddisfare tutta la richiesta di potenza per la regolazione primaria per un'ora.
- Le perdite dovute all'uso intensivo del sistema di accumulo sono state supposte pari ad una scarica completa al giorno: 3650 MWh/ anno (365 giorni/anno * 10 MWh/giorno).

Costo del sistema di accumulo **12 M€** (costo specifico 1.2 M€/MWh) .

Costo dovuto alle perdite **88695 €/anno** (3650 MWh/ anno * 24.3 €/MWh)

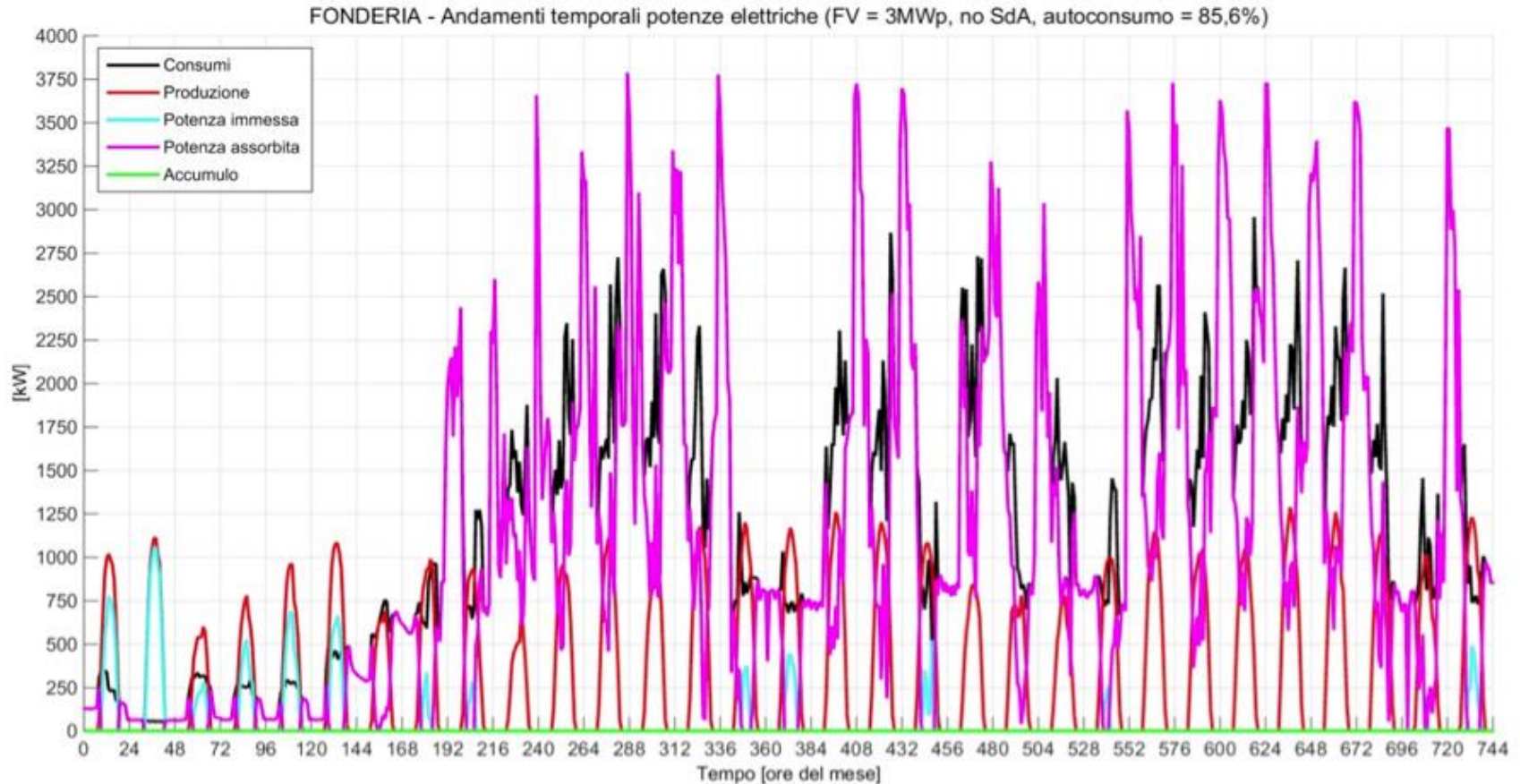
Maggiore ricavo dovuto alla vendita della energia **3.074 M€/anno**

Maggiore guadagno: **1.719 M€/anno** (3.074 M€/anno – costi marginali – costo perdite)

Tempo di ritorno dell'investimento, senza considerare le spese per interessi, **7 anni** (12 M€ / 1.719 M€/anno)

Analisi costi-benefici di un sistema FV + accumulo per un utente industriale

- Utente del nord Italia, allacciato in media tensione (15 kV) e con potenza contrattuale pari a 3.45 MW, in possesso di un tetto fotovoltaico con potenza di 3 MWp



Potenza elettrica consumata, assorbita dalla rete, prodotta dall'impianto fotovoltaico nel mese di marzo

Fonte: RSE-ANIE Energia, "I sistemi di accumulo nel settore elettrico", marzo 2015

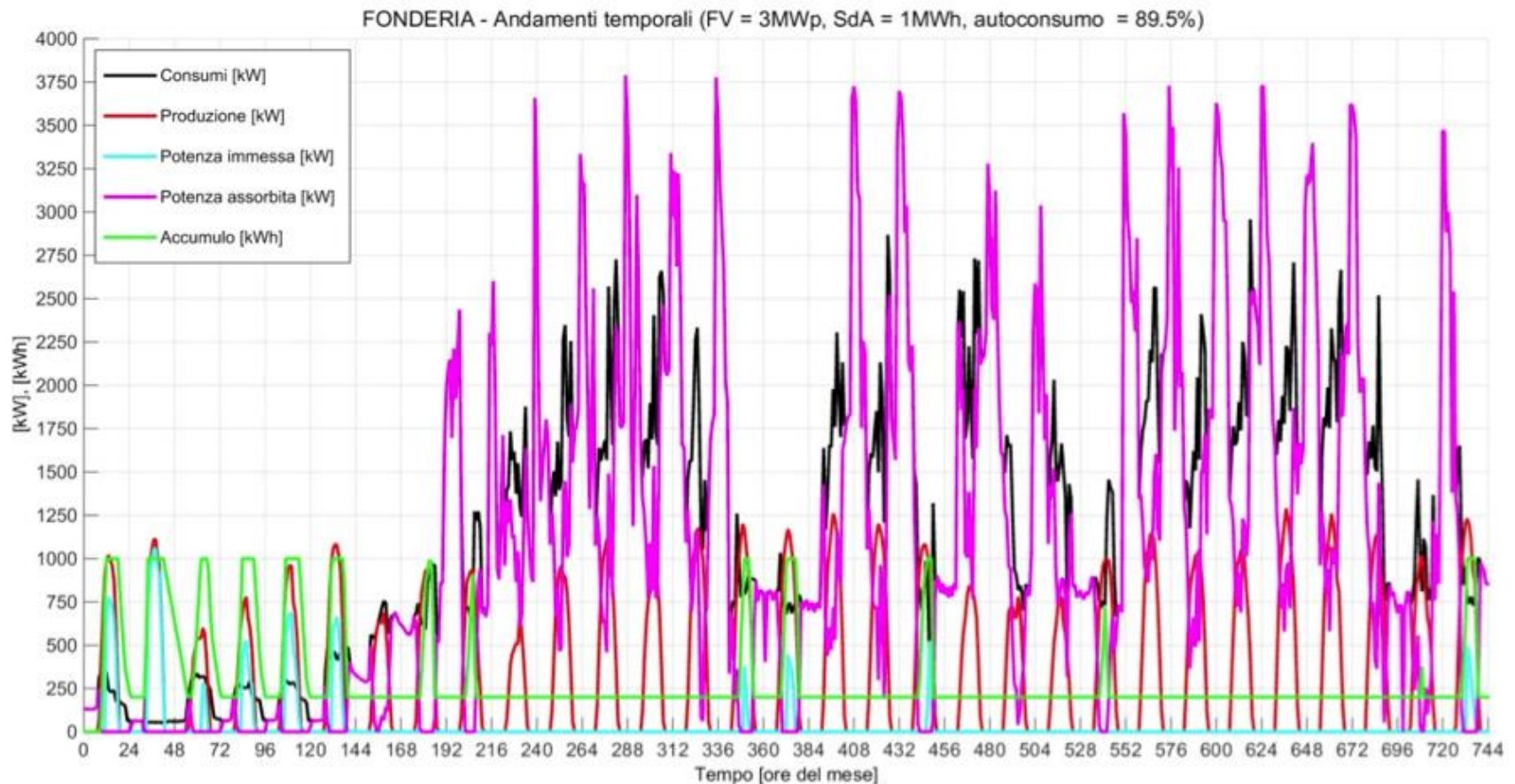
Analisi costi-benefici di un sistema FV + accumulo - 2

Tipo consumo	Prezzo unitario (€/kWh)	Senza FV		Con FV 3MWp		Differenza
		Quantità (kWh)	Totale (€)	Quantità (kWh)	Totale (€)	
Consumo F1	0.0671	323300	21693	175340	11765	9928
Consumo F2	0.0681	288620	19655	252030	17163	2492
Consumo F3	0.0503	396840	19961	367150	18467	1494
Dispacciamento	0.0117	1008760	11821	794520	9310	2511
Quota energia	0.586	1008760	59175	794520	46608	12567
Proventi da vendita FV	0.0389	0	0	35917	1397	-1397
Quota potenza	2.36 (€/kWp)	3788 (kW)	8959	3788	8959	0
Quota fissa	21.82 (€/anno)		21	1	21	0
TOTALE			141285		113694	27591

- L'impianto FV da 3 MWp consente di risparmiare circa 28 k€ nel mese di marzo, per un totale annuo stimato pari a 283 k€.
- Supponendo un costo di investimento per l'impianto FV pari a 900 €/kWp (Solar Energy Report, 2014), si ottiene un costo di 2,7 M€, il cui payback time può essere stimato in circa 15 anni (CAPEX 900 €/kWp, OPEX 30 k€/anno, tasso di interesse 6%).
- La quota di energia prodotta dall'impianto fotovoltaico autoconsumata dall'utente è pari a 85% e quindi si può pensare di utilizzare un sistema di accumulo

Analisi costi-benefici di un sistema FV + accumulo - 3

- L'utilizzo di un sistema di accumulo con una capacità di 1 MWh ed una potenza di 1 MW consente di aumentare l'autoconsumo della energia prodotta dal PV fino dal 85% al 89.5 %



Potenza elettrica consumata, assorbita dalla rete, prodotta dall'impianto fotovoltaico nel mese di marzo

Analisi costi-benefici di un sistema FV + accumulo - 4

Tipo consumo	prezzo unitario [€/kWh]	CON FV = 3 MWp		CON SdA = 1 MWh		DIFFERENZA
		Quantità [kWh]	totale	Quantità [kWh]	totale	
Consumo F1	0,0671	175.340	€ 11.765	172.520	€ 11.576	€ 189
Consumo F2	0,0681	252.030	€ 17.163	247.730	€ 16.870	€ 292
Consumo F3	0,0503	367.150	€ 18.467	364.060	€ 18.312	€ 155
Dispacciamento	0,0117	794.520	€ 9.310	784.310	€ 9.191	€ 119
Quota energia	0,0586	794.520	€ 46.608	784.310	€ 46.009	€ 598
Proventi da vendita FV	0,0389	35.917	€ 1.397	26.401	€ 1.027	€ 370
Quota potenza	2,36 [€/kWp]	3.788 [kW]	€ 8.959	3.788 [kW]	€ 8.959	€ 0
Quota fissa	21,82 [€/anno]	1	€ 21	1	€ 21	€ 0
TOTALE			€ 113.694		€ 111.967	€ 1.726

- L'installazione di un sistema di accumulo (SDA) da 1 MWh porta ad un beneficio complessivo di circa 1.700 € per il mese di Marzo, stimabili in circa 21 k€ in un anno.
- La convenienza economica dell'impiego del sistema di accumulo dipende dal costo del sistema di accumulo

$$\text{Costo_SdA} = \text{Costo_potenza} + \text{Costo_capacità}$$

- Costo_potenza è il costo associato all'inverter ed è funzione della potenza
- Costo_capacità è il costo associato al pacco batterie e varia quindi in funzione della capacità del sistema di accumulo

- Ipotizzando un costo di circa 200 €/kWh per il pacco batterie, ed un costo di circa 250 k€ per l'inverter da 1 MW (250 k€/MW) si otterrebbe, il costo del sistema di accumulo è pari a 0.45 M€, che, spalmato su 10 anni (vita media utile stimata per un SdA) risulterebbe pari a 45 k€/anno, a fronte di un guadagno di 21 k€/anno

Sistemi di accumulo e decarbonizzazione delle isole minori -1

Le isole minori costituiscono un sistema elettrico isolato; ad oggi, il loro fabbisogno energetico è coperto mediante centrali termoelettriche a gasolio, con uno sviluppo limitato delle fonti energetiche rinnovabili (FER).

- Ustica è una piccola isola situata a nord-ovest della Sicilia, non connessa alla rete elettrica nazionale. Durante il periodo estivo la popolazione triplica a causa del massiccio afflusso turistico. I carichi elettrici risultano di conseguenza molto variabili durante l'anno, passando da circa 400 MWh/mese nel periodo invernale ad oltre 1 GWh/mese durante la stagione turistica.
- La centrale per la produzione di energia elettrica è costituita da gruppi diesel, la cui potenza complessiva (circa 4,6 MW) risulta abbondantemente sovradimensionata rispetto alla domanda energetica media, al fine di soddisfare il carico di picco del mese di agosto. Ne consegue uno sfruttamento molto limitato degli attuali gruppi di generazione.
- La presenza di generatori FER sull'isola è invece ad oggi limitata ad alcuni piccoli impianti fotovoltaici per una potenza nominale complessiva di circa 100 kW.
- E' presente un dissalatore, alimentato dalla rete MT dell'isola, in grado di produrre a pieno regime oltre 1.600 m³/giorno di acqua dissalata, che viene stoccata in serbatoi di accumulo con una capacità complessiva di 11.000 m³.
- Sono state proposte diverse soluzioni per ridurre l'uso di combustibile fossile introducendo una quota crescente di FER ed un sistema di accumulo e per ciascuna soluzione proposta è stato calcolato il LCOE, confrontandolo con quello corrispondente alla situazione attuale.

Sistemi di accumulo e decarbonizzazione delle isole minori -2

Tabella 1 - Costo capitale e di O&M dei principali componenti d'impianto

Componente	Costo capitale	Operation & Maintenance
Generatore FV	1.200 €/kW	50 €/kW/anno
Gen. Diesel	400 €/kW	0,02 €/h/kW
EESS	500 €/kWh + 300 €/kW	10 €/kWh/anno

Le soluzioni proposte sono:

- **Diesel + FV**; sono state considerate diverse potenze del FV e si è supposto che almeno un gruppo diesel rimanesse sempre in funzione per garantire la regolazione della frequenza. Il dissalatore è stato considerato un carico elettrico non differibile.
- **Diesel + FV + accumulo elettrochimico**; sono state considerate diverse potenze del FV ed il sistema di accumulo è stato dimensionato con un rapporto 2:1 tra energia e potenza e un'efficienza "roundtrip" di carica e scarica pari al 90%. L'energia del sistema di accumulo è stata ricavata ottimizzando le prestazioni del sistema. Si è considerata sia l'opzione di mantenere comunque acceso un generatore diesel per la regolazione della frequenza, sia di lasciare la regolazione della frequenza al sistema di accumulo. Il dissalatore è stato considerato un carico elettrico non differibile.
- **Diesel + FV + accumulo idrico**; il dissalatore è stato considerato come un carico elettrico "differibile", che può essere alimentato principalmente nelle ore di massima potenza del FV ed essere invece spento nelle ore di massima richiesta di potenza dagli altri carichi, mantenendo comunque il consumo medio giornaliero di acqua potabile richiesto,.

Sistemi di accumulo e decarbonizzazione delle isole minori -3

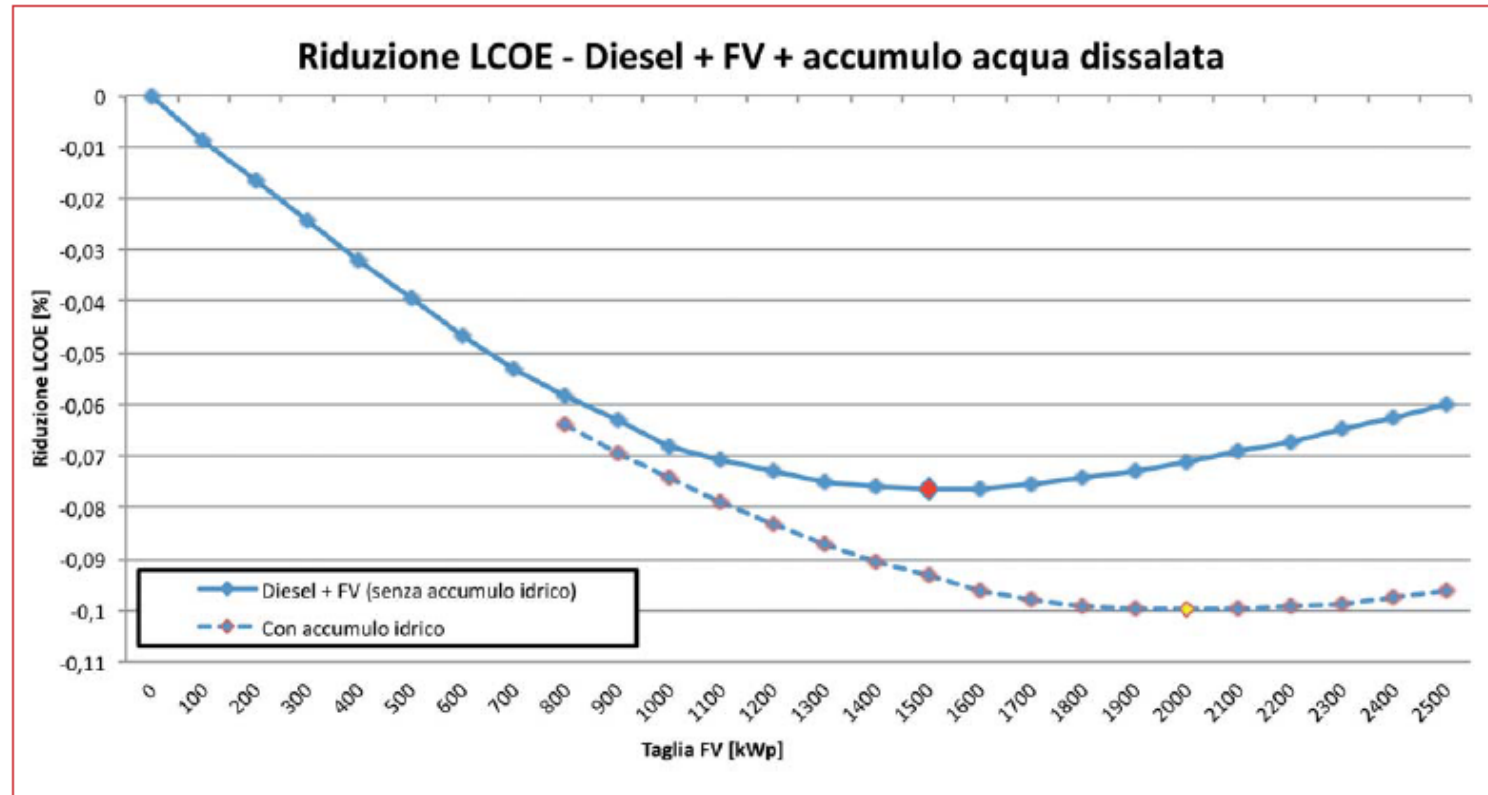
Tabella 2 - Sintesi dei risultati per le configurazioni d'impianto "ottimali"

#	Configurazione	Taglia FV [kW]	Taglia accumulo [kWh/kW]	Δ LCOE	Penetrazione FER [%]	Energia in eccesso [%]*	Δ consumo di combustibile [%]
1	<i>Diesel + FV</i>	1.500	-	- 7,7%	25,6%	26,5%	- 26,6%
2	<i>Diesel + FV + accumulo (100%FV)</i>	1.700	1.700 / 850	- 7,2%	33,2%	12%	- 32,3%
3	<i>Diesel + FV + accumulo (200%FV)</i>	2.100	4.200 / 2.100	- 5%	42,5%	6,3%	- 41,8%
4	<i>Diesel + FV + accumulo (100%FV) - spegnimento diesel</i>	1.800	1.800 / 900	- 8,8%	35,2%	12%	- 35,6%
5	<i>Diesel + FV + accumulo (200%FV) - spegnimento diesel</i>	2.300	4.600 / 2.300	- 6,6%	46,1%	6,9%	- 45,4%

*rispetto alla produzione FER

- Tutte le soluzioni che prevedono l'incremento della potenza FV risultano vantaggiose, rispetto alla situazione attuale, sia in termini economici (minore LCOE), sia in termini ambientali (minore consumo di combustibile)
- L'introduzione del sistema di accumulo permette di massimizzare la penetrazione delle FER ed il conseguente risparmio di combustibile (benefici ambientali); il vantaggio economico si ottiene però solo consentendo al sistema di accumulo di operare per la regolazione della frequenza.
- La configurazione #4 risulta la più favorevole dal punto di vista economico (riduzione LCOE pari a -8,8%) mentre la #5 massimizza i benefici in termini energetici e ambientali (penetrazione FER e riduzione dei consumi di combustibile superiori al 45%).

Sistemi di accumulo e decarbonizzazione delle isole minori -3



- Per ogni valore della potenza del FV, la configurazione con possibilità di accumulo idrico permette di ottenere una riduzione del LCOE maggiore rispetto alla soluzione “Diesel + FV” senza accumulo,.