



Ricerca di Sistema elettrico

# Analisi costi e benefici sull'introduzione di sistemi di accumulo ad idrogeno e Flow Battery nella rete elettrica Italiana

*M. Brocco, E. Calò, A. Lucci, M. Pasquali*

ANALISI COSTI E BENEFICI SULL'INTRODUZIONE DI SISTEMI DI ACCUMULO AD IDROGENO E FLOW BATTERY NELLA RETE ELETTRICA ITALIANA

M. Brocco, E. Calò, A. Lucci, M. Pasquali (ENEA)

Settembre 2013

Report Ricerca di Sistema Elettrico

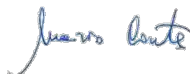
Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA  
Piano Annuale di Realizzazione 2012

Area: Governo, gestione e sviluppo del sistema elettrico nazionale

Progetto: Sistemi avanzati di accumulo dell'energia

Obiettivo: Studio e sviluppo di metodi di accumulo alternativi a quelli al litio-ione

Responsabile del Progetto: Mario Conte, ENEA



## Indice

SOMMARIO .....	4
INTRODUZIONE .....	4
1 L'ACCUMULO NELLA RETE ELETTRICA ITALIANA .....	9
2 LE BATTERIE REDOX A FLUSSO .....	11
2.1 PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO .....	11
2.2 LE BATTERIE REDOX A FLUSSO: CARATTERISTICHE DI INTERESSE .....	13
2.3 ESPERIENZE SULLE BATTERIE A FLUSSO AL VANADIO .....	14
2.4 DIMENSIONAMENTO E COSTI DI UN SISTEMA REDOX.....	19
2.4.1 <i>Il progetto pilota di Painesville</i> .....	19
2.4.2 <i>Confronto costi ed ingombri con un sistema di accumulo al Litio</i> .....	24
2.5 ANALISI DEI BENEFICI CONSEGUENTI ALL'INSTALLAZIONE DEL SISTEMA .....	31
2.5.1 <i>Vantaggio economico conseguente all'inserimento del sistema in un nodo MT/BT</i> .....	31
2.5.2 <i>Complesso di sistemi di accumulo e riduzione del costo di adeguamento di una rete AT</i> .....	32
2.5.3 <i>Margine di guadagno annuale per un gestore dell'accumulo – il nodo di Foggia</i> .....	33
2.6 ANALISI COSTI/BENEFICI PER UN SISTEMA REDOX .....	39
3 ACCUMULO MEDIANTE IDROGENO .....	41
3.1 IPOTESI DI LAVORO .....	41
3.2 CALCOLO DEL RENDIMENTO COMPLESSIVO DEL SISTEMA (ROUND TRIP EFFICIENCY) .....	41
3.3 DIMENSIONAMENTO DI MASSIMA .....	42
3.3.1 <i>Dimensionamento elettrolizzatori</i> .....	42
3.3.2 <i>Dimensionamento compressori</i> .....	42
3.3.3 <i>Dimensionamento serbatoio idrogeno a 200 bar</i> .....	42
3.3.4 <i>Dimensionamento motori diesel</i> .....	43
3.4 STIMA DEI COSTI.....	44
3.5 STIMA DEI BENEFICI.....	44
4 CONCLUSIONI .....	46
5 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI .....	46
ALLEGATI:.....	48

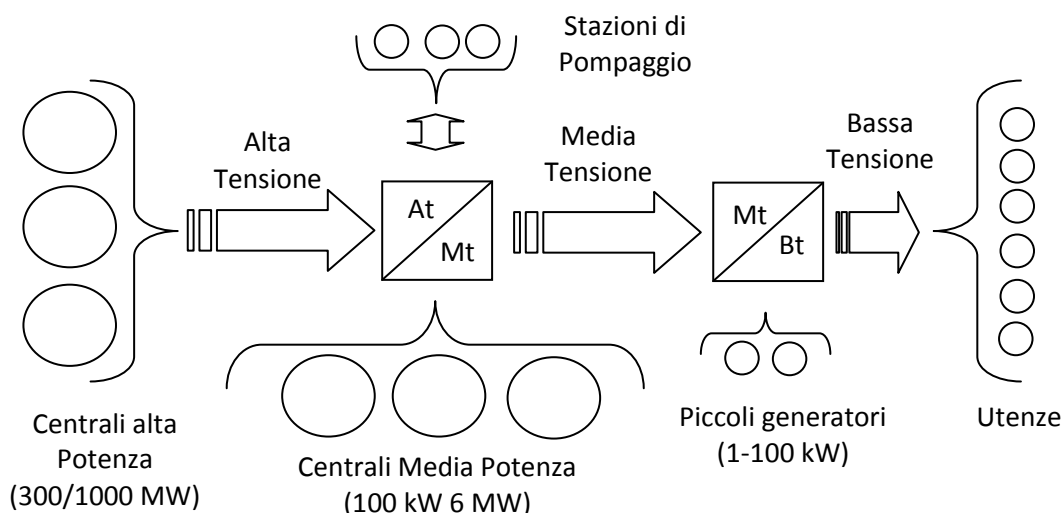
## Sommario

Il presente documento illustra un'analisi costi e benefici relativa a due sistemi di accumulo di energia: le batterie a flusso e l'idrogeno. Per il primo sistema, dopo un esame dello stato dell'arte, si esegue un confronto di costo ed ingombro per un caso specifico tra un sistema Redox ed uno al Litio, per il secondo si esegue una progettazione tecnica di massima, successivamente si immagina di installare i due sistemi in un nodo della rete elettrica Italiana e si calcola il margine di guadagno annuale per il gestore degli stessi ed i benefici apportati dai due sistemi in termini di mancato adeguamento in potenza della rete di trasmissione.

## Introduzione

Nella sua concezione tradizionale che per molti aspetti è ancora quella attuale la rete elettrica è caratterizzata dalla suddivisione in tre grandi sottosistemi: generazione, trasmissione e distribuzione elettrica. Una rete così strutturata è concepita in modo che la potenza generata fluisca in direzione univoca dal sottosistema di generazione a quello di distribuzione, il sistema prevede che la potenza venga trasmessa a due diversi livelli di tensione, alta e media, mentre viene distribuita in bassa: solo generatori di piccola taglia sono connessi direttamente alla rete in bassa tensione.

A grandi linee e con delle semplificazioni la rete elettrica tradizionale è costituita nel seguente modo:

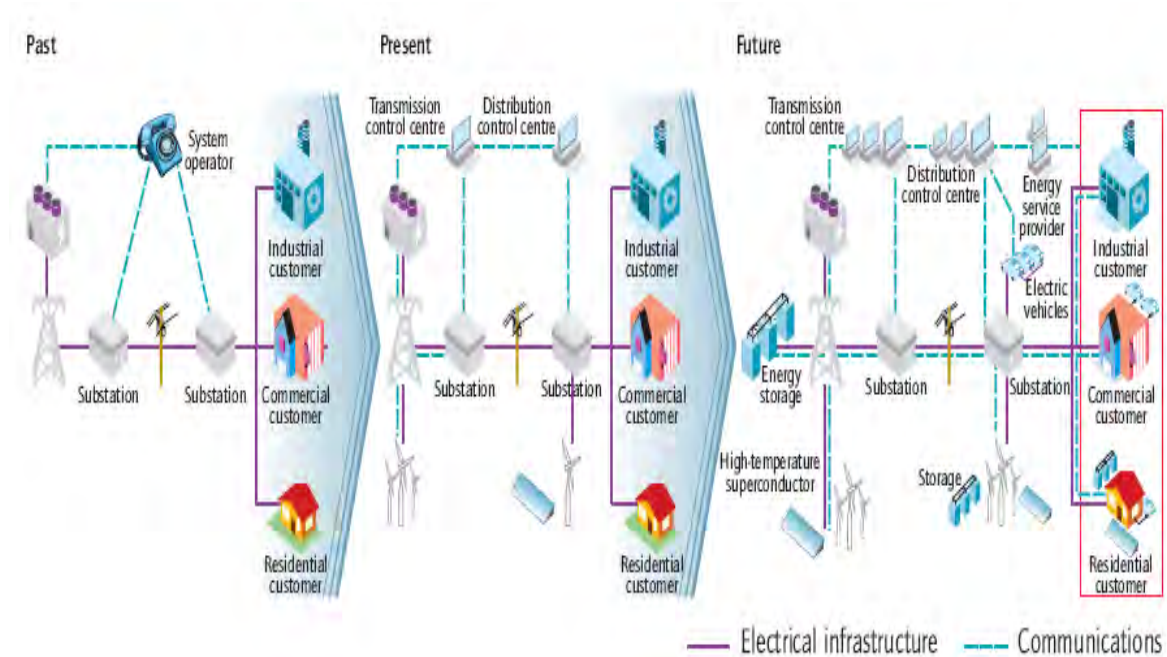


**Figura 1. Struttura di una rete elettrica tradizionale**

Le centrali elettriche di altissima potenza possono essere termoelettriche, nucleari o idrauliche, quelle di media potenza ancora idrauliche o turbogas: si tratta di sistemi in cui l'erogazione di potenza può essere controllata in ogni istante dal gestore della rete. Il compito del gestore è quello di mantenere in ogni istante l'equilibrio tra la potenza generata dalle centrali e quella assorbita dalle utenze, nella sua

strategia c'è il vincolo di mantenere il più possibile le centrali termoelettriche e nucleari alla loro massima potenza ed inserire quelle idrauliche e le turbogas per coprire le punte di carico. Le turbogas sono centrali 'veloci' che possono essere inserite o disinserite in funzione dell'andamento della richiesta di carico: in generale il gestore predispone una riserva di potenza 'rotante' che può essere inserita per coprire eventuali veloci ed imprevisti sovraccarichi. Nello schema illustrato in figura 1 sono presenti le stazioni di pompaggio, che costituiscono il sistema di accumulo della rete, potendo operare sia come carico che come generatore a seconda del bisogno. I bacini di pompaggio furono introdotti nelle reti elettriche per poter permettere alle centrali termoelettriche e nucleari di lavorare a pieno regime anche quando la richiesta di potenza del carico era inferiore a quella totale da esse erogabile: in quelle condizioni il bacino immagazzinava energia che veniva restituita alla rete quando la richiesta di potenza della stessa aumentava.

L'introduzione nella rete degli impianti eolici e fotovoltaici ed in generale di sistemi di generazione elettrica ad energia rinnovabile, che sono caratterizzati dal fatto che non è possibile prevedere a priori l'andamento della potenza che possono erogare, ha portato ad una evoluzione del sistema che sta gradualmente passando da rigido e centralizzato sulla produzione di grandi centrali elettriche a 'distribuito', con la presenza di tante piccole centrali, di cui non è sempre gestibile la potenza erogabile e che vanno coordinate tra di loro in modo più complesso che in passato. La figura seguente mostra l'evoluzione della rete elettrica [1]:



**Figura 2. Evoluzione della rete elettrica**

Nella figura è evidente il ruolo dei sistemi di accumulo, che possono venire utilizzati in modo da compensare le variazioni di potenza generata dalla rete o richiesta dai carichi e mantenere così l'equilibrio elettrico della rete.

Lo schema elettrico a cui si tende è quello della 'Smart Grid' in cui ad una centrale di generazione di grande potenza vengono affiancate delle centrali di piccola/media taglia che operano a livello 'locale':

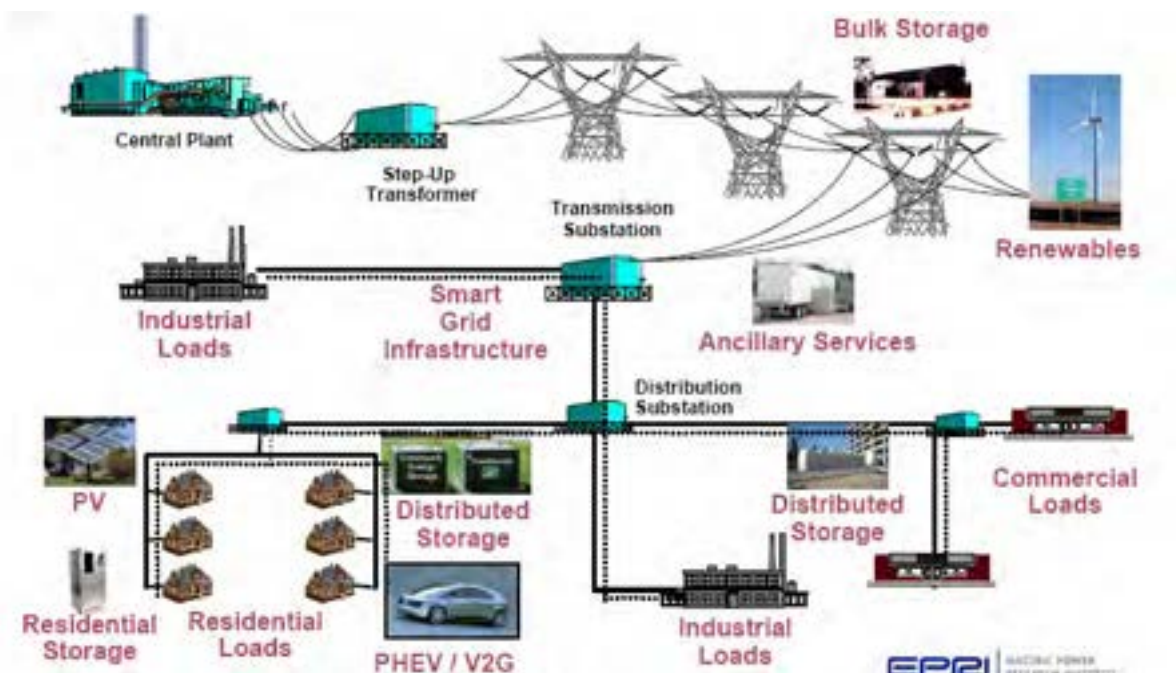


Figura 2. Smart Grid

Nella Smart Grid l'accumulo deve svolgere diverse funzioni, e quindi deve possedere diverse caratteristiche per ognuna di esse: si è quindi cercato di definire delle caratteristiche standard richieste al sistema di accumulo per ognuna delle funzioni a cui può essere associato. Le funzioni principali della rete elettrica possono essere individuate oltre che nella generazione e nella trasmissione e distribuzione nei cosiddetti servizi ancillari ovvero funzioni come la regolazione della frequenza e della tensione, il riavvio stesso della rete in caso di Black out e la riserva statica di potenza. In particolare il DOE ha definito uno standard che viene riportato in tabella 1. ([2],[3])

Tabella 1. Funzioni e caratteristiche standardizzate dei sistemi di accumulo

	Applicazione	Potenza richiesta [MW]	Autonomia del sistema [min]	Modalità operative	Livello di tensione AC
Generazione	riserva rapida	10 - 100	10-100	pochi interventi l'anno	MT - AT
	riserva rapida per regolazione di frequenza	10 - 100	< 10	continui cicli di carica/scarica non profondi	MT - AT
	load levelling	1 - 100	100-1000	cicli di carica e scarica giornalieri	MT - AT
T & D	regolazione di tensione	1 - 10	10-100	cicli di carica e scarica giornalieri	MT - AT
	T & D facility deferral	0.1 - 10	100	cicli di carica e scarica giornalieri	MT - AT
servizi ancillari	peak shaving	0.01 - 10	10-100	cicli di carica e scarica giornalieri	BT - MT
	accoppiamento alle fonti rinnovabili	0.01 - 100	0.001-1000	variabile a seconda dell'applicazione	variabile
	power quality	0.01 - 10	0.001-1	il sistema eroga forti potenze per tempi brevi	BT - MT

Dalla tabella si evince che ogni applicazione richiede al sistema una diversa velocità di risposta, capacità di accumulo energetico, potenza e tensione di lavoro.  
 E' possibile sintetizzare quanto espresso nella tabella tramite il seguente diagramma:

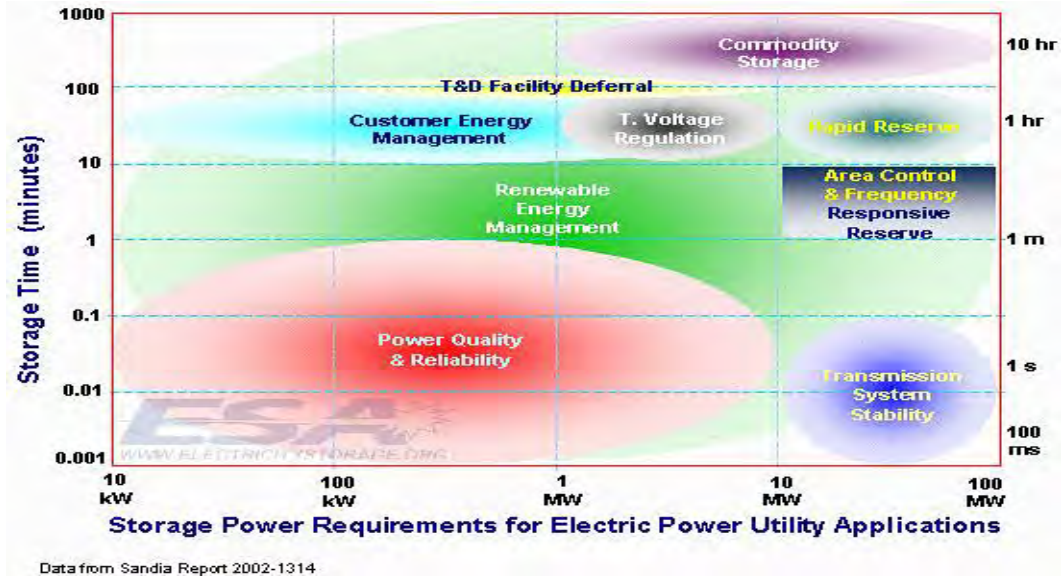


Figura 3. Potenza ed energia richieste dalle applicazioni in rete dei sistemi di accumulo

La crescente importanza dell'utilizzo di sistemi di accumulo nelle reti elettriche ha orientato tanto la ricerca di base come quella applicata verso questo settore: la maggior parte dello sviluppo si è avuto su sistemi di tipo elettrochimico, ma si è indagato e si sta indagando anche su altre soluzioni, quali i supervolani, l'aria compressa o l'utilizzo di superconduttori.

Per caratterizzare le varie soluzioni trovate rendendole confrontabili fra di loro se ne considera l'energia specifica, la potenza specifica, il rapporto potenza/energia, i cicli di vita ed i costi. Il seguente diagramma partendo dalla potenza e dall'energia specifica associa ad ogni tipologia di accumulo il suo possibile campo di applicazione:

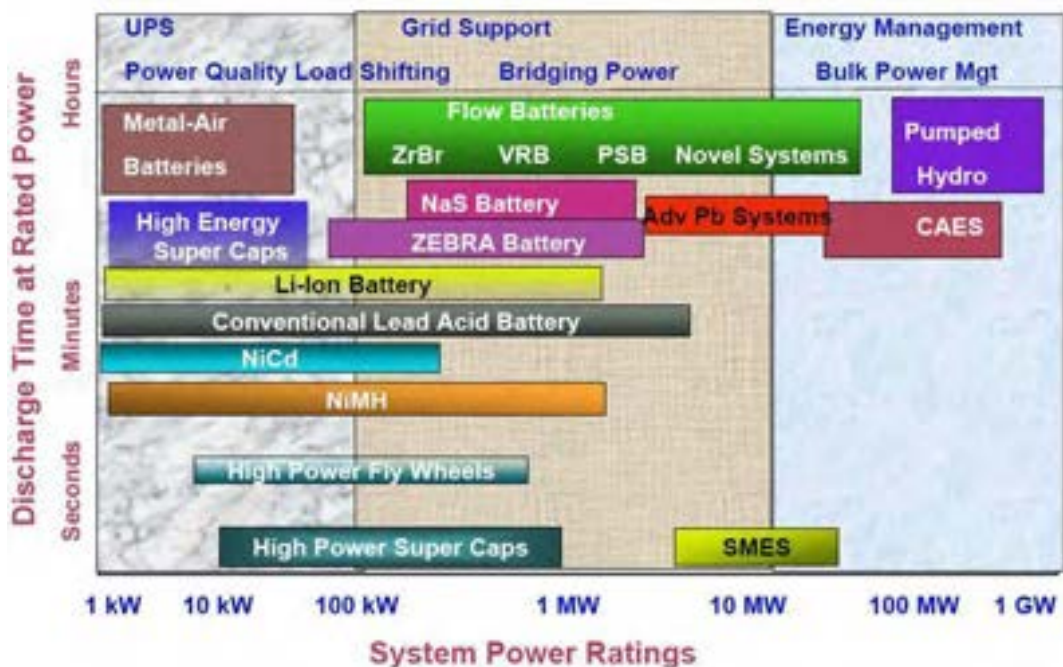


Figura 3. Sistemi di accumulo e relativi campi di applicazione

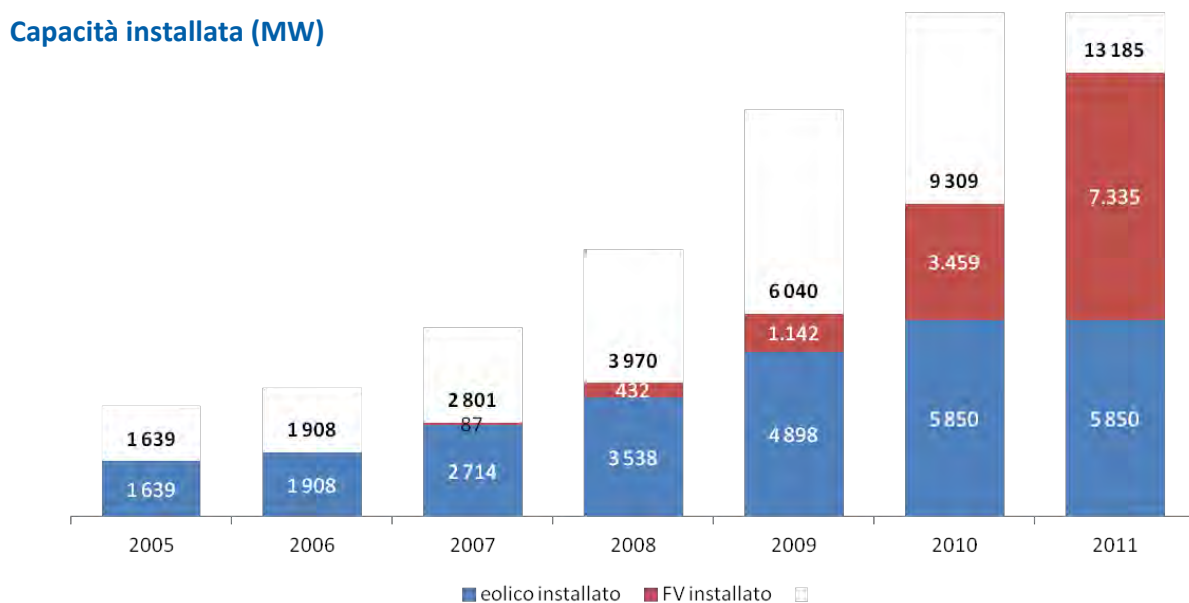
In letteratura sono presenti studi relativi ad ognuna di queste tecnologie, con esempi di applicazioni, analisi dei possibili sviluppi tecnologici e stime dei futuri costi di produzione in serie.

In realtà non sempre questi studi sono esaustivi, ad es. se ormai le applicazioni del Litio sono numerose e la tecnologia ben conosciuta non altrettanto si può dire per le batterie a flusso, dove il materiale a disposizione proviene spesso da studi realizzati dal costruttore e che quindi hanno l'esplicito scopo di promuovere il prodotto. Uno dei maggiori problemi da affrontare è quello di avere informazioni affidabili sui costi del sistema, infatti spesso il materiale a disposizione è volutamente poco chiaro su questo tema, fornendo dati parziali (ad es. relativi al costo delle sole celle) o globali (tutto il sistema, elettronica di controllo e di potenza ed allaccio alla rete compresi) e non dati di dettaglio che permettano di fare confronti diretti tra diverse soluzioni.

Questo lavoro prende in considerazione le batterie a flusso e l'accumulo di idrogeno: per le prime si propone di approfondire in modo critico alcune esperienze sperimentali e di effettuare una analisi di costo ed ingombro per una applicazione specifica e compararla con quelli di un equivalente sistema al Litio, per il secondo si eseguirà una analisi dei costi ed ingombri di un accumulo di grande energia. Una volta fatta questa analisi viene preso in considerazione un nodo della rete elettrica Italiana e si suppone di installare in esso i sistemi di accumulo studiati in precedenza per valutare il possibile guadagno annuale di un ipotetico esercente dello stesso.

## 1 L'accumulo nella rete elettrica Italiana

La figura seguente mostra l'incremento di potenza della rete elettrica Italiana dovuta alla installazione di impianti eolici e fotovoltaici nel periodo 2005/2011 [4]:

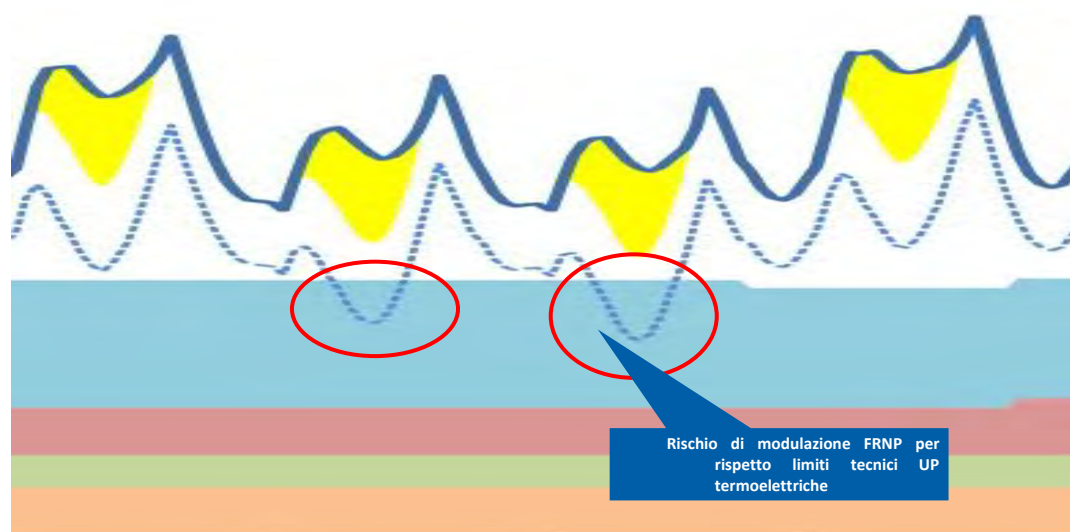


\* Fonte GSE – dati provvisori Giugno 2011

**Figura 4. Incremento delle FER nella rete elettrica Italiana**

Nel momento in cui la potenza richiesta dal carico elettrico è inferiore a quella erogabile dalle centrali termoelettriche (che coprono la richiesta di base) e dagli impianti FER si ha che questi vengono sottoutilizzati, in quanto non è possibile ridurre la potenza prodotta dalle termoelettriche.

Il seguente diagramma di carico [4] mostra come questo possa avvenire:



**Figura 5. Riduzione della potenza prodotta dagli impianti Fotovoltaici ed eolici**

Questa situazione (congestione) avviene in particolare nel Sud Italia, laddove la presenza di impianti eolici è molto forte e la rete elettrica non è in grado di dispacciare la potenza in eccesso verso il centro Nord. Sempre da Terna vengono riportate le congestioni della rete elettrica Italiana nel periodo luglio 2009/giugno 2010.

■ Saturazione margini scambio tra zone mercato ed effetto su rendita da congestione (luglio 2009-giugn Figura 19. Stima di risparmio di Terna o 2010)

Zona interessate	ore congestione	Frequenza	Peso su rendita
Sud→Centro*	1.955	14%	44%
Rossano/Brindisi→Sud	985	7%	20%
Sud→Sicilia	5.465	39%	13%
Nord→Centro	105	3%	10%
Centro→Sardegna(SACOI)	2.119	15%	4%
Centro→Sardegna(SAPEI)	1.024	9%	4%
Sicilia→Sud	485	3%	10%

\*Causato anche da indisponibilità linee 400 kV anche per lavori di connessione/sviluppo

Figura 6. La congestione della rete elettrica Italiana (07/2009-06/2010)

Questo vuol dire che gli impianti non vengono utilizzati nella loro piena produttività e la cosa si traduce in un danno economico per l' esercente. Riprendendo in considerazione lo stesso diagramma di carico è possibile fare una seconda osservazione: se si ha una repentina perdita della potenza erogata dagli impianti eolici o solari (ad es. per il passaggio di nuvole) occorre compensarla con l' introduzione di una riserva rotante, ad es. un turbogas, ma anche questo comporta dei danni economici per l' esercente.

La soluzione al problema potrebbe essere quella di potenziare la linea locale, rendendola in grado di scambiare più potenza con quella nazionale, cosa che si traduce nell' installare nuovi cavi e conduttori per la linea ad alta tensione a 150 kV: una stima dei costi degli stessi è pari a 1600 kE/km per i cavi e 270 kE/km per i conduttori, a questi costi vanno aggiunti quelli per le altre infrastrutture (trasformatori, cabine, tralicci) necessarie per la costruzione dei nuovi impianti, fino a giungere ad una stima di 325 kE/MW 'sbloccato'. [5]

In alternativa l' inserimento in rete di sistemi di accumulo di energia permetterebbe di evitare il potenziamento della rete, rendere disponibile tutta l' energia prodotta dalle centrali eoliche e fotovoltaiche e rendere programmabile l' utilizzo delle stesse. Quindi l' inserimento dell' accumulo non costituisce un investimento economico che va valutato solo in base alla quantità di energia che esso può immagazzinare e restituire ed al relativo guadagno, ma anche in base al risparmio sulla manutenzione della rete stessa.

L' investimento conseguente all' adozione di sistemi di accumulo in luogo del rafforzamento della rete è tanto più giustificato se si considera la futura proliferazione di impianti eolici e fotovoltaici e lo sviluppo della rete verso un sistema Smart Grid, che potrebbero aumentare le congestioni in più punti della rete e rendere difficile l' operazione di scambio di energia a prescindere dalla potenza di trasmissione della stessa.

## 2 Le batterie Redox a Flusso

### 2.1 principio di funzionamento

Il funzionamento delle batterie Redox a Flusso è trattato nel report Enea “Studio preliminare su sistemi Redox a Flusso” Claudia Paoletti, Alfonso Pozio e Pier Paolo Prosini relativo alla ricerca di sistema 2012 e non viene pertanto riportato in dettaglio nel presente lavoro, tuttavia è utile per il seguito della lettura fornire almeno una descrizione sintetica del principio di funzionamento.

Le batterie a flusso sono un tipo di batteria ricaricabile, in cui gli elettroliti vengono fatti fluire attraverso una cella elettrochimica che converte l’energia chimica in energia elettrica.

Tali batterie sono costituite sostanzialmente di 3 parti:

- lo *stack*, dove avviene la reazione di ossido-riduzione, composto da celle disposte in serie e attraversate dallo stesso flusso di corrente;
- i serbatoi in cui vengono stoccati gli elettroliti liquidi;
- il sistema di circolazione comprendente le tubazioni e le pompe necessarie a fluire gli elettroliti.

La caratteristica principale di questo tipo di tecnologia è l’indipendenza tra l’energia stoccata e la potenza erogata: l’energia immagazzinata dipende infatti dal volume e dalla concentrazione di elettrolita contenuto nei serbatoi; la potenza invece è funzione della superficie della membrana attraverso cui avviene lo scambio ionico e del sistema di conversione della potenza.

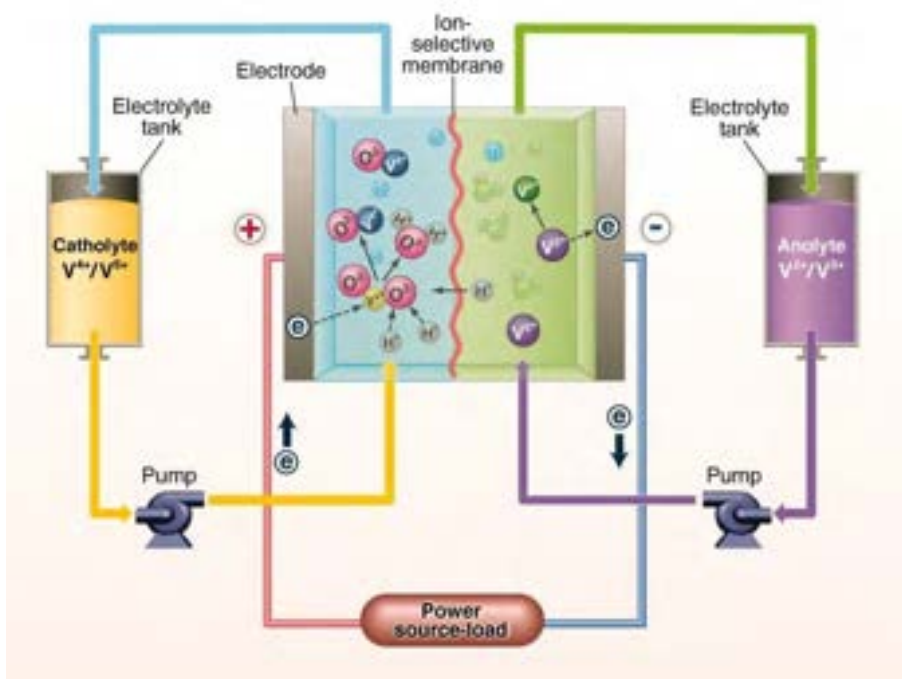


Figura 7. Struttura di una batteria a flusso

La tipologia di batteria al flusso dipende dall’elettrolita o coppie di elettrolita che circola nei serbatoi, le principali tipologie sono riportate nella tabella successiva:

Tabella 2. Coppie di elettrolita per una batteria a flusso

Table I. Characteristics of Some Flow Battery Systems.			
System	Reactions	$E_{cell}^0$	Electrolyte
<b>Redox</b>			Anode/Cathode
All Vanadium <sup>3</sup>	Anode: $V^{2+} \xrightleftharpoons[discharge]{charge} V^{3+} + e^-$ Cathode: $VO_2^+ + e^- \xrightleftharpoons[discharge]{charge} VO^{2+}$	1.4 V	$H_2SO_4/H_2SO_4$
Vanadium-Polyhalide <sup>5</sup>	Anode: $V^{2+} \xrightleftharpoons[discharge]{charge} V^{3+} + e^-$ Cathode: $\frac{1}{2} Br_2 + e^- \xrightleftharpoons[discharge]{charge} Br^-$	1.3 V	$VCl_2-HCl/NaBr-HCl$
Bromine-Polysulfide <sup>4</sup>	Anode: $2 S_2^{2-} \xrightleftharpoons[discharge]{charge} S_4^{2-} + 2e^-$ Cathode: $Br_2 + 2e^- \xrightleftharpoons[discharge]{charge} 2 Br^-$	1.5 V	$NaS_2/NaBr$
Iron-Chromium <sup>7</sup>	Anode: $Fe^{2+} \xrightleftharpoons[discharge]{charge} Fe^{3+} + e^-$ Cathode: $Cr^{3+} + e^- \xrightleftharpoons[discharge]{charge} Cr^{2+}$	1.2 V	$HCl/HCl$
$H_2-Br_2$ <sup>8</sup>	Anode: $H_2 \xrightleftharpoons[discharge]{charge} 2H^+ + 2e^-$ Cathode: $Br_2 + 2e^- \xrightleftharpoons[discharge]{charge} 2Br^-$	1.1 V	PEM <sup>*</sup> -HBr
<b>Hybrid</b>			
Zinc-Bromine	Anode: $Zn \xrightleftharpoons[discharge]{charge} Zn^{2+} + 2e^-$ Cathode: $Br_2 + 2e^- \xrightleftharpoons[discharge]{charge} 2 Br^-$	1.8 V	$ZnBr_2/ZnBr_2$
Zinc-Cerium <sup>9</sup>	Anode: $Zn \xrightleftharpoons[discharge]{charge} Zn^{2+} + 2e^-$ Cathode: $2Ce^{4+} + 2e^- \xrightleftharpoons[discharge]{charge} 2Ce^{3+}$	2.4 V	$CH_3SO_3H$ (both sides)

\*Polymer Electrolyte Membrane

Le densità di energia e di potenza della batteria dipendono dall'elettrolita che si utilizza:

Tabella 3. Densità di energia e potenza

Batteries	Energy Density (Wh/L)	Power Density (W/L)
<b>Bromine-polysulfide</b>	20-35	60
<b>Vanadium-vanadium</b>	20-35	60-100
<b>Vanadium-bromine</b>	20-35	50
<b>Zinc-bromine</b>	20-35	40
<b>Zinc-cerium</b>	20-35	50

## 2.2 Le batterie Redox a Flusso: caratteristiche di interesse

La tabella 3 mostra come le densità di potenza ed energia di una batteria a flusso siano minori rispetto a quelle di altre tecnologie, come ad es. le Litio Ione, che possono arrivare a 100/150 Wh/L e 330 W/L, perché allora la ricerca si indirizza su queste batterie?

La ricerca applicata su queste batterie si è concentrata principalmente su quelle che utilizzano il Vanadio come elettrolita, i motivi sono legati al costo del Vanadio ed alla vita operativa che esso assicura alla batteria: infatti il principale vantaggio del sistema VRB è che, essendo gli elettroliti costituiti da soluzioni dello stesso metallo, l'eventuale diffusione delle soluzioni attraverso la membrana non compromette la vita della batteria.

Quest'ultima presenta dunque, potenzialmente, una durata indefinita di vita, la durata reale non può essere infinita, ma è molto elevata, tanto che dei sistemi dimostrativi sono durati ben 14000 cicli. [6]

Come detto in precedenza il sistema redox è un sistema 'componibile' in cui le caratteristiche di potenza ed energia non sono intrinsecamente legate fra di loro: l'energia accumulata dipende dalla quantità di elettrolita stoccata nei serbatoi mentre la potenza generata dipende dalla densità di corrente della membrana e dal numero di celle in serie. Una caratteristica importante delle batterie a flusso è che non presentano il fenomeno della disequalizzazione delle tensioni parziali di cella: il fenomeno della disequalizzazione limita la possibilità di utilizzo della piena capacità di un pacco batterie e per questo si introduce un'elettronica che lo contrasta, non avere questo problema permette di sfruttare al massimo la capacità del pacco e limita uno dei costi e delle complicazioni principali del sistema di gestione della batteria. Ultima caratteristica di interesse è quella che si può eseguire una 'ricarica veloce' semplicemente sostituendo il liquido dei serbatoi.

A fronte di questi vantaggi il sistema presenta un autoconsumo dovuto alla presenza delle pompe, la possibilità di avere una rottura delle stesse e dei problemi di affidabilità causati dalla presenza di un fluido in movimento.

Ricapitolando:

Vantaggi:

- Elevata vita operativa della membrana
- 'Componibilità' del sistema la cui capacità può essere modificata semplicemente cambiando i serbatoi
- Mancanza del problema della equalizzazione delle celle
- Basso costo dell'elettrolita

Svantaggi:

- Bassa densità di energia/potenza
- Elevato autoconsumo dovuto alla presenza di componenti quali le pompe
- Affidabilità del sistema, che presenta pompe, valvole, sistemi di controllo elettromeccanico

### 2.3 Esperienze sulle batterie a flusso al Vanadio

La tabella 4 [7] riporta le caratteristiche di alcune batterie Redox al Vanadio (VRB) realizzate nel periodo 1988/2008 e riportate in letteratura:

**Tabella 4. Performance di sistemi redox al Vanadio su una scala di 1 kW-1MW**

Autori/anno	Rendimento elettrico	Potenza	Energia	Nazione	Ente/Società
Rychcik and Skyllas - Kazacos (1988)	Non noto	1 kW	5 kWh	Australia	Australian Department of Resources and Energy
Skyllas - Kazacos et al. (1991)	72–90%	1.33 kW	0.7 kW h (40–42 A h)	Australia	Australian National Energy Research Development Council, NSW Department of Minerals & Energy and Mount Resources Ltd.
Largent et al. (1993)	Non noto	1.6–5 kW	12 kWh	Australia	Australia Research Council, Pacific Power, NSW Office of Energy and Thai Gypsum Co. Ltd.
Skyllas - Kazacos and Menictas (1997)	>80%	1–3 kW	Non noto	Australia	Unisearch Ltd.
Itoh et al. and Tokuda et al. (1999 and 2000, respectively)	$\eta_E = 80\%$ 80–85% $\eta_{system} = 80–85\%$ 75–82% $\eta_{system} = 70\%$	$\approx 20$ kW 50 kW  450 kW	$\approx 10$ kWh (0.5 h) 175–400 kWh 900 kWh (2 h)	Giappone	Sumitomo Electric Ltd. and The Kansai Electric Power Co., Inc.
Shibata and Sato (1999) [	Non noto	200 kW	800 kWh (4 h)	Giappone	Kashima - Kita Electric Power Corp.
Miyake and Tokuda (2001)	Non noto	Non noto	30–3 MWh	Giappone	Sumitomo Electric Ltd. and The Kansai Electric Power Co., Inc.
Various commercial batteries (2002)	Non noto	10 to 50 kW	Non noto	Tailandia	Cellennium (Thailand) Company Ltd.
Hawkins and Robbins (2002)	82 – 85%	250 kW	520 kWh	Australia / Canada	Telepower Australia Pty. and Vantack (VRB) Technology Corp.
Shigematsu et al. (2002)	Non noto	1.5 MW – 3MW	3600 – 7200 MWh	Giappone	Sumitomo Electric Ltd.
Shinzato et al. (2002)	Non noto	170 – 275 kW	Non noto		
Skyllas - Kazacos (2002)	Non noto	Non noto	3.9 kWh	Australia	Non noto
Schreiber et al. (2005)	Non noto	1 kW	50 kWh	Austria	ASFINAG (Austrian Motor and Expressway Operator)
Zhao et al. (2006)	77–78%  80–82%	$\approx 1$ kW (0.7–1.4 kW)  $\approx 10$ kW (5–10 kW)	Non noto  0.1 Wh cm <sup>-2</sup>	Cina	National 863 Programme of China
Huang et al. (2008)	Non noto	0.25 – 0.9 kW	24 Wh dm <sup>-3</sup>	Cina	Pan - tang Group Pang - zhi - hua Iron and Steel Research Institute
Various commercial batteries	Non noto	80–150 W kg <sup>-1</sup> elettrolita	2.5 – 10 MWh	Canada	VRB Power Systems Inc.

Dalla tabella si evince che dal 1999 in poi sono stati realizzati sistemi di grande potenza (20 kW-3 MW) e di grande capacità (la maggiore è di 7200 MWh), il rendimento di questi sistemi è nell'ordine del 77/85 %.

Allo stato di diffusione attuale della tecnologia i produttori di batterie a flusso tendono a sviluppare soluzioni personalizzate per l'utente costruite in parte mettendo insieme in serie o in parallelo moduli 'standard' ed in parte realizzando prodotti su misura per una applicazione specifica, in generale i produttori tendono a non fornire in catalogo tutte le caratteristiche elettriche, di ingombro e peso dei loro moduli standard ma si riservano di contattare il singolo cliente e passargli le informazioni.

Il produttore Cinese GEFC (Golden Energy Fuel Cell Co., Ltd. [8]) ha invece scelto di rendere note le caratteristiche dei suoi prodotti, in particolare il modulo base da 2.5 kW/3.75 kWh con cui costruisce i sistemi di potenza e capacità superiori ha le seguenti caratteristiche:

**Tabella 5. Caratteristiche GEFC da 2.5 kW/3.75 kWh**

Item	Parameter
Model	GEFC-2.5kW1.5h-VFB
Norminal Voltage	50V
Rated Current	50A
Norminal Power	2.5kW
Rated Discharge Time	1.5h
Rated Energy Efficiency	75 %
Weight of Cell stack	80kg
Size of Cell stack	620mm x 400mm x 360m
Battery Weight	400kg
Battery Size	1.2m x 0.6m x 1.5m
Operating Temperature	5~35°C
Charging Limited Voltage	64V
Discharging Limited Voltage	40V

Visto dall'esterno il modulo si presenta all'utente in questo modo:



**Figura 7. Modulo GEFC da 2.5 kW/3.75 kWh**

Con il modulo da 2.5 kW vengono assemblate le altre soluzioni, in particolare la batteria da 50 kW/300 kWh, quella con la massima potenza e capacità in catalogo ha le seguenti caratteristiche:

**Tabella 6. Caratteristiche GEFC da 50 kW/300 kWh**

Item	Parameter
Model	GEFC-50kW6h-VFC
Rated Voltage	500V
Rated Current	100A
Rated Power	50kW
Rated Time	6h
Rated Energy Efficiency	75 %
Weight of Cell stack	140kgx10
Size of Cell stack	680mm x 520mm x 4800mm x10
Battery Weight	2800kg x10
Battery Size	2.5m x 1.2m x 2.0m x10
Operating Temperature	5~35°C
Charging Limited Voltage	640V
Discharging Limited Voltage	400V

L'indicazione "x 10" relativa alle dimensioni ed al peso del sistema è dovuta al fatto che lo stesso è realizzato con dieci elementi aventi quelle dimensioni e peso, come si può osservare nell'immagine successiva (relativa ad un sistema da 250 kWh):



**Figura 8. Sistema GEFC da 50 kW/250 kWh**

Come si è detto uno dei vantaggi dei sistemi redox al Vanadio (VRB) maggiormente riportati in letteratura è quello della vita operativa, che corrisponde a quella della membrana, a fronte di questo vantaggio ci può essere però un problema di affidabilità legato alla presenza di un elettrolita che circola all'interno delle pompe e delle valvole di controllo del sistema: per questo motivo è interessante approfondire due sperimentazioni eseguite da enti/università non legate al produttore della batteria.

In Italia nel 2002 il Cesi ha eseguito una sperimentazione completa su una batteria a flusso della Sumitomo da 45 kW, 90 kWh costituita da uno stack di 100 celle, per una tensione nominale di 125 V ed una corrente di 370 A [9], mentre la University of Alaska Fairbanks ha eseguito nel 2006/2008 la sperimentazione di un sistema prodotto dalla VRB da 3.3 kW, 10 kWh [6], in entrambi i casi ci sono stati problemi di affidabilità.

La batteria testata dal Cesi ha avuto delle perdite di elettrolita alle valvole ed allo stack, quest'ultima ha comportato la sostituzione dello stesso.

In questa immagine viene mostrato il sistema in prova nell'Università di Fairbanks, prodotto dalla VRB Power:



**Figura 9. Batteria in prova nell'Università di Fairbanks**

Con il particolare dello stack e del sistema di circolazione dell'elettrolita:



**Figura 10. Particolare dello stack e del sistema di circolazione**

Anche in questo caso la batteria ha mostrato problemi di affidabilità: in particolare si sono avute più volte perdite dell'elettrolita nelle giunzioni dei condotti e si è dovuto sostituire lo stack. La sostituzione dello stack si è resa necessaria in ben due occasioni, nel 2006 e nel 2008, oltre allo stack si è reso necessario sostituire anche l'elettrolita.

Da queste esperienze si deduce che il tema dell'affidabilità del sistema è una delle attività principali da sviluppare nel futuro della ricerca.

## 2.4 Dimensionamento e costi di un sistema redox

L'interesse su di un sistema di accumulo è legato sia alle sue caratteristiche fisico chimiche, come la potenza e l'energia specifica, la durata di vita e la dinamica che ai suoi costi di realizzazione e manutenzione. Per confrontare diverse tecnologie sarebbe corretto confrontarne anche i costi, i quali comprendono sia l'investimento iniziale che quello legato alla manutenzione, quelli del sistema che supporta la parte elettrochimica, come ad es. l'elettronica i contenitori le pompe di circolazione ed i sistemi di raffreddamento ed infine quelli legati all'elettronica di potenza che si occupa della conversione di corrente da continua ad alternata.

Purtroppo nel caso delle batterie a Flusso, che non hanno ancora una diffusione paragonabile a quella di altre tecnologie, come ad es. il Litio o le NAS le informazioni sui costi sono difficilmente reperibili, infatti i produttori preferiscono proporre non l'acquisto del solo sistema di accumulo, ma uno studio completo di una soluzione ad hoc per il cliente, che comprenda anche la individuazione delle aree dove installare la batteria, del tipo di inverter, del ciclo di lavoro ecc.

Tali informazioni sono spesso riservate, e non è quindi semplice venirne in possesso.

Nel seguito del lavoro si farà riferimento ad un progetto pilota americano, finanziato dal DOE e dalla città di Painesville (Ohio) per il quale, mettendo insieme diverse fonti e facendo una indagine di congruità, è stato possibile avere informazioni sui costi di produzione dei singoli componenti del sistema.

### 2.4.1 Il progetto pilota di Painesville

Un interessante ed attuale esempio di progettazione e realizzazione di un impianto di accumulo a batterie a flusso è quello che la città di Painesville (Ohio) e la Ashlawn Energy LLC stanno realizzando, in accordo con il DOE: si tratta di un progetto pilota per l'installazione di un sistema di accumulo costituito da batterie Redox al Vanadio della potenza di 1.28 MW e dell'energia di 8.96 MWh [10]. Il sistema sarà realizzato in modo modulare, partendo da unità di potenza/capacità inferiore: si assembleranno moduli della potenza di 5 kW fino a costruire un modulo da 160 kW, mettendo in parallelo dieci moduli si arriverà alla potenza richiesta dall'applicazione.

La capacità base dei cassoni sarà di 320 kWh, l'assemblaggio di più cassoni permetterà di raggiungere la capacità voluta.

Di seguito viene riportato il diagramma di Gantt del progetto, che copre un intervallo temporale che va dal 2010 al 2014:

Tabella 6. Diagramma di Gantt del progetto di Painesville



Per realizzare la parte di potenza si conetteranno in serie dei moduli base di 5 kW, con trentadue moduli si ottiene uno stack da 160 kW, successivamente i moduli da 160 kW verranno collegati in serie ed in parallelo secondo lo schema seguente:

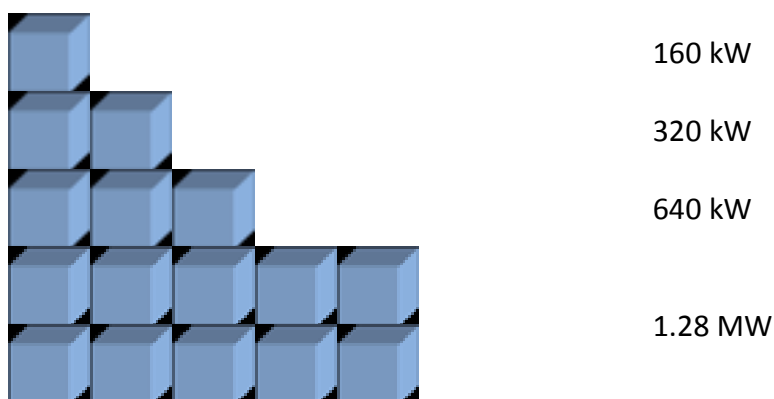





Figura 11. Assemblaggio dei moduli dello stack da 160 kW

Anche per lo stoccaggio dell'elettrolita si procede mettendo insieme coppie di contenitori base, fino ad arrivare ad un modulo da 1.28 MWh, otto di questi moduli permettono di giungere alla capacità nominale di 8.96 MWh.

	320 kWh = 12.492m <sup>3</sup>
	640 kWh = 24.984m <sup>3</sup>
	1.28 MWh = 49.967m <sup>3</sup>

**Figura 12. Assemblaggio dei contenitori da 320 kWh e relativo ingombro**

La Ashlawn fornisce l'ingombro del singolo modulo: da questo si deduce che la densità di energia dell'elettrolita è pari a 22 Wh/l.

Di seguito vengono mostrati i prototipi dello stack del sistema:



**Figura 13. Prototipi di stack**

Per installare la batteria occorre realizzare un locale adatto, i costi di realizzazione del locale sono parte integrante del progetto:



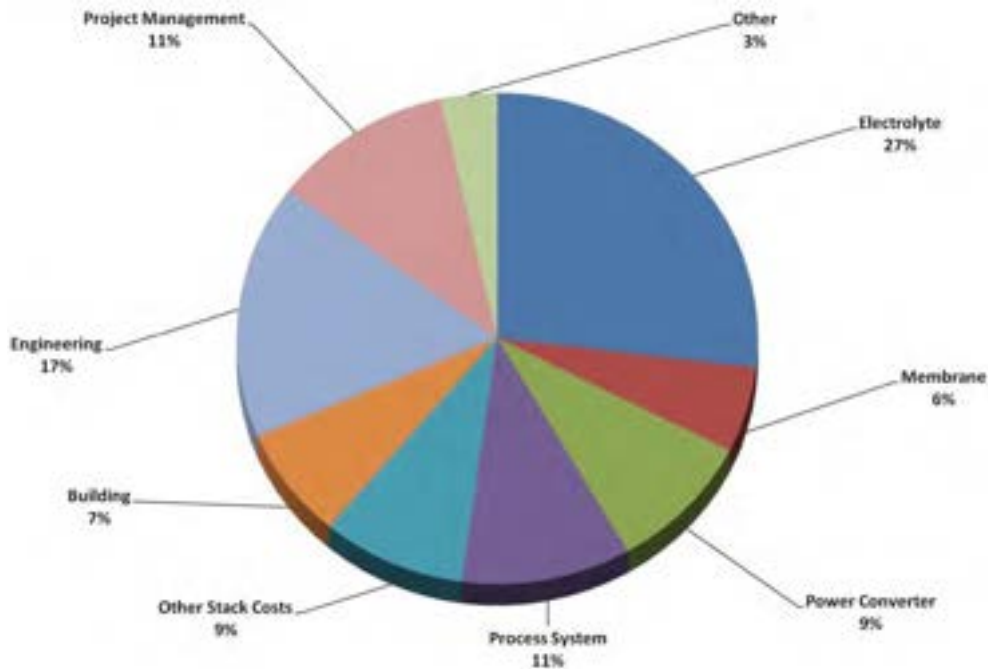
a)



b)

**Figura 13. a) b) Locale batterie**

La Ashlawn ha anche fornito la distribuzione dei costi del progetto allo stato di avanzamento del 2012: il seguente diagramma a torta sintetizza le singole attività e rappresenta la distribuzione dei costi del progetto



**Figura 13. Distribuzione dei costi del progetto di Painesville**

Il Progetto è finanziato in parte dal DOE, in parte dalla municipalità di Painesville ed e da altri soggetti, il DOE lo identifica con il codice CID: OE0000233 e fornisce come totale del finanziamento il dato di 9462623 \$ [11].

Con questi dati è possibile stimare i costi del progetto riportati sul diagramma a torta, di seguito forniti direttamente in kEuro:

**Tabella 7. Costi del progetto di Painesville**

Attività	Costo (kEuro)
Project Management	780
Ingegnerizzazione	1205
Costruzione infrastrutture	496
Ausiliari+controllo	780
Convertitori di potenza	638
Membrana	425
Elettrolita	1914
Altri costi di stack	638
Altro	212

Dalla tabella 7 si possono separare i costi della sola parte elettrochimica e di processo dal resto di quelli del progetto:

**Tabella 8. Costi del solo accumulo Redox**

Attività	Costo (kEuro)
Ausiliari+controllo	780
Membrana	425
Elettrolita	1914
Altri costi di stack	638
Totale	3757

Disponendo di questi dati è possibile fare un confronto diretto tra il costo e quello di un equivalente sistema di accumulo realizzato con un'altra tecnologia.

#### 2.4.2 Confronto costi ed ingombri con un sistema di accumulo al Litio

Nell'ambito della ricerca di sistema Enea ha progettato e realizzato dei sistemi di accumulo al litio, in particolare ha realizzato un pacco di batterie per la funicolare di Bergamo della capacità di 80 Ah alla tensione di lavoro di 440 V [12]: sfruttando la metodologia di lavoro acquisita per Bergamo ed utilizzando i costi dei componenti sviluppati su misura per quella applicazione è possibile stimare il costo e l'ingombro di un sistema al Litio equivalente a quello sviluppato dalla Ashlawn per il progetto di Painesville.

Per dimensionare il pacco occorre definirne la capacità e la tensione di lavoro: la Ashlawn non fornisce questo dato ma risulta [11] che abbia adottato un convertitore di potenza prodotto dalla American Superconductor, il modello PM-3000, che accetta al bus in continua una tensione nominale di 1150 V per una alternata in uscita di 690 V [13].

La scelta fatta può apparire incongruente con le esigenze del progetto, infatti per un livello di potenza e tensione simile sembrerebbe più opportuno utilizzare una tensione di Bus di circa 600 V, ci sono però due osservazioni da fare: la prima è che un convertitore, o meglio un sistema di convertitori di quella taglia non è reperibile con semplicità sul mercato, questo della ASM nasce per l'eolico e quindi lavora a tensioni adatte a quella applicazione, la seconda è che le batterie redox a flusso non pongono problemi di equalizzazione della tensione a differenza delle concorrenti, quindi possono lavorare ad alte tensioni senza particolari problemi, ed è corretto sfruttarne questa peculiarità.

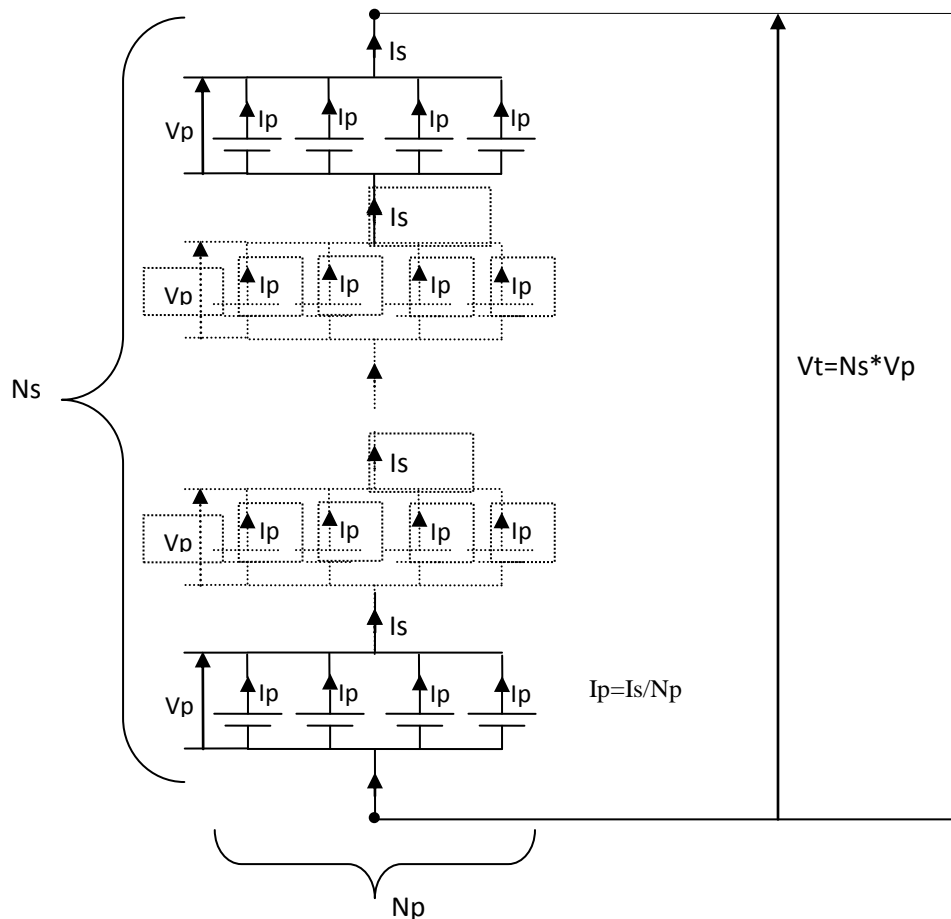
Un confronto corretto di tecnologie dovrebbe prevedere che l'accumulo equivalente alla VRB lavori alla tensione di 450/600 V, ma questo vorrebbe dire dimensionare un convertitore di potenza e stimarne il costo o trovarne uno in commercio con queste caratteristiche ed indagare sul prezzo di vendita: una indagine eccessiva per lo scopo di questo lavoro, tanto più che il costo dell'accumulo in se cambierebbe di poco, dato che è più legato all'energia che alla tensione complessiva di lavoro. Adottando una tensione di 1000 V si aumenta il costo dell'elettronica di controllo del sistema che deve misurare le tensioni parziali delle celle, si accetta questo aumento.

In questa sede si decide di adottare come specifica la tensione di 1000 V, leggermente inferiore a quella nominale del Bus in continua del convertitore AMS, ma compatibile con il buon funzionamento dello stesso, dalla scelta fatta derivano le caratteristiche del pacco batterie:

Tensione nominale: 1000 V  
 Corrente nominale: 1280 A  
 Capacità: 10240 Ah (1000 A per 8 ore)

Per dimensionare un accumulo equivalente si sceglie di utilizzare le batterie al litio e di seguire, in modo analogo a quanto fatto dalla Ashlawn LLC per il sistema Redox, l'idea di mettere in parallelo tra di loro dieci sistemi da 1000 V e 128 kW, ognuno di capacità di circa 1000 Ah. La scelta fatta permette di

minimizzare le correnti che scorrono in ogni batteria e di garantire l'affidabilità del sistema, in quanto la perdita di uno dei sottosistemi non pregiudica il funzionamento degli altri. Occorre quindi realizzare un sistema di accumulo che possa erogare 128 A per 8 ore, alla tensione di 1000 V: per realizzarlo è possibile pensare di accoppiare in serie/parallelo degli elementi gemelli secondo lo schema seguente:



**Figura 14. Schema di connessione delle celle al litio**

E' possibile realizzare questo sistema utilizzando le batterie della Kokam ad alta energia, in particolare il modello da 240 Ah SLPB 160460330, le cui caratteristiche principali sono riportate nella pagina seguente [14]:



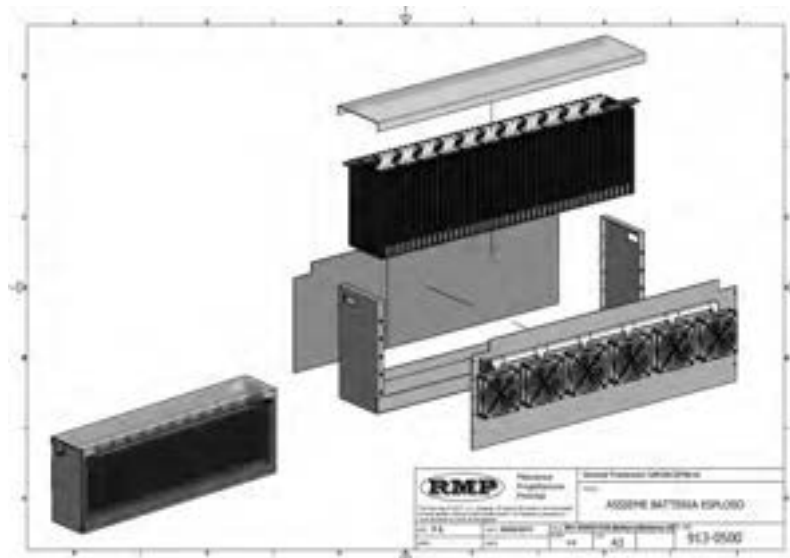


Figura 16. Contenitore delle celle

L'elettronica di gestione del sistema è composta da un misuratore delle tensioni e temperature di cella, denominato MUX, e da un microprocessore di controllo che gestisce più Mux collegati tra di loro via Can (BMS): un Mux come quello adottato per Bergamo può misurare la tensione di 24 celle, o meglio la  $V_p$  di 24 paralleli di 4 celle elementari.

Scegliendo questa elettronica si avrà che la tensione totale misurata da un mux è di  $24 \cdot 3.7 = 88.8$  V, utilizzando dodici Mux si ha una tensione totale di  $88.8 \cdot 12 = 1065$  V, compatibile con le nostre specifiche e che ha il pregio di abbassare leggermente la corrente di lavoro del sistema.

Le dimensioni del contenitore si possono ricavare considerando quelle della cella elementare, qui riportate per comodità di lettura:

Dimensioni e peso:

Spessore	$Sc = 16.0 \pm 0.5$ mm
Altezza	$Hc = 455 \pm 2.0$ mm
Larghezza	$Lc = 325 \pm 2.0$ mm
Peso (g)	$Pc = 5,000 \pm 150$ mm

Le celle vanno impilate considerando uno spazio per il passaggio dell'aria di raffreddamento, che si pone pari a  $dc = 5$  mm, l'altezza del contenitore, che ospita anche i collegamenti di potenza e di segnale dell'elettronica di controllo, viene maggiorata di  $hc = 25$  mm rispetto a quella della cella sia per ospitare tali collegamenti che per motivi di raffreddamento e di isolamento dall'ambiente esterno, similmente occorre prevedere uno spazio di manovra anche in larghezza, si sceglie di  $lc = 10$  mm; infine si prevede di lasciare uno spazio di  $dt = 10$  mm tra le celle esterne ed il contenitore stesso in cui vengono fissate.

Realizzare contenitori troppo lunghi pregiudicherebbe la possibilità di trasportarli e disporli in una stanza con la giusta flessibilità, per questo si decide che ogni contenitore sia costituito da  $Nc = 48$  celle elementari: essendo  $Np = 4$  si ha che per il singolo contenitore  $Ns = 12$ , la sua tensione totale è pari ad  $Vc = Ns \cdot 3.7 = 44.4$  V, come conseguenza della decisione presa si ha anche che un MUX esegue la supervisione di due contenitori.

Con queste scelte si ha che la lunghezza del contenitore è pari a:

$$L=Nc*(Sc+dc)+2*dt=48*(16+5)+2*10=1028 \text{ mm}$$

L'altezza è:

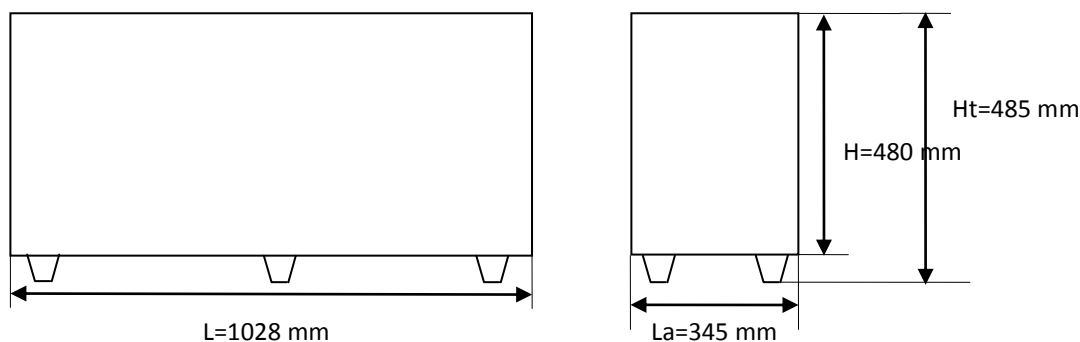
$$H=Hc+h=455+25=480 \text{ mm}$$

Al contenitore verranno applicati dei piedini dell'altezza di  $hp=5 \text{ mm}$  che consentano di isolarlo dalla base che lo sostiene e di creare uno spazio per lo scorrimento dell'aria di raffreddamento, per cui l'altezza finale è pari ad  $Ht=Hc+hp=485 \text{ mm}$

La larghezza.

$$La=Lc+lc=325+10=345 \text{ mm}$$

La figura seguente riporta sommariamente le dimensioni principali del contenitore:



**Figura 17. Dimensioni del contenitore**

Il volume del contenitore risulta essere  $Volc=L*Ht*La=0.172 \text{ m}^3$  (172 litri): per realizzare una stringa da 1065 V, 1 MWh occorrono ventiquattro contenitori per un volume totale del sistema di accumulo pari a  $4.12 \text{ m}^3$  (4120 litri). Si noti che mentre la densità di energia della cella elementare è pari a  $370 \text{ Wh/L}$ , mentre quella del sistema di accumulo è pari a  $248 \text{ Wh/L}$  ovvero al 67 % di quella iniziale.

A questo punto è possibile eseguire una stima dei costi del sistema: Il costo delle celle Kokam ad alta Energia è di  $0.42 \text{ E/Wh}$  (fonte Kokam), quello pagato da Enea per la realizzazione del case di Bergamo è di 2000 Euro a contenitore, che potrebbe scendere a 1700 per una produzione di qualche centinaio di esemplari, il costo dei MUX è di 400 Euro a componente, ed anche quello del BMS è stimabile nella stessa cifra.

Il sistema completo è formato da  $24*10=240$  contenitori ma occorre se ne prevederne almeno due in più per eventuali esigenze di manutenzione o rottura di uno di essi il trasporto: ogni contenitore ospita 48 celle, quindi il numero di celle necessarie per realizzare il sistema di accumulo è pari a  $48*242=11616$  celle, anche in questo caso occorre prevedere che nella lavorazione si possano perdere delle celle per la rottura dei terminali di contatto o per altri motivi, per questo motivo si decide di prenderne una riserva del 10 % portando il totale a 12778 celle. Sempre per sicurezza e disponibilità di ricambi si prevede di acquistare due MUX e due BMS in soprannumero.

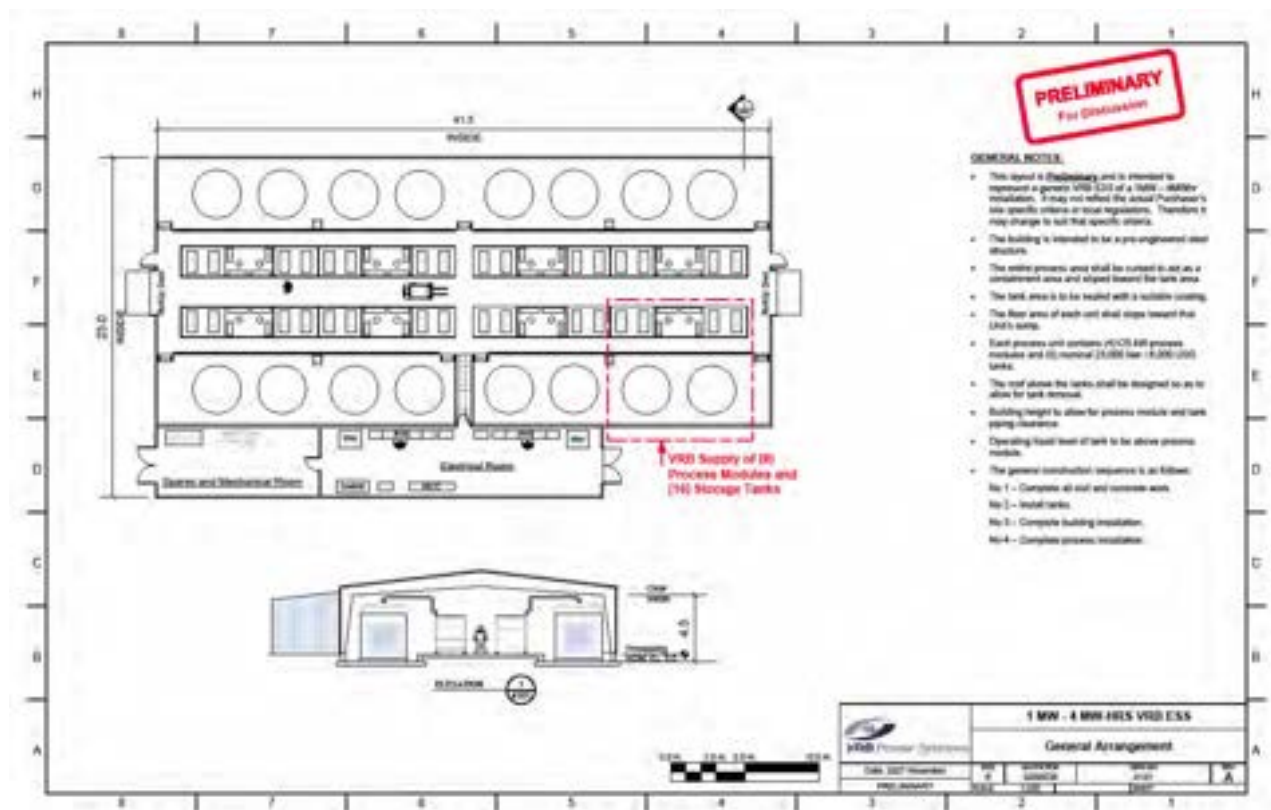
La seguente tabella riporta il dettaglio dei costi fino qui analizzati:

**Tabella 8. Costi del solo accumulo Litip**

Componente	Costo unitario (E)	N° componenti	Costo totale (kE)
Cella	369	12778	4715
Case	1700	242	411
Mux	122	400	489
BMS	14	400	5.6
			5180

Il costo del sistema Redox è di 3757 kEuro, mentre quello al Litio è di 5180 kEuro e non è stato conteggiato in esso il costo dei bus di collegamento tra i contenitori, che dipende dalla geometria dell'ambiente in cui verranno installati. Se per il sistema redox si parla di un prodotto su misura per una determinata applicazione ed ancora allo stato prototipale, nel caso del Litio possono scendere in breve tempo soprattutto i costi dei contenitori mentre quelli delle celle andrebbero visti in una produzione in altissima serie e quelli dell'elettronica sono ormai stabili, per cui il rapporto di costo tra le due soluzioni, nel caso in esame di circa 1.4, potrebbe favorire ancor di più il sistema Redox.

Il vantaggio dell'accumulo al Litio è sicuramente quello relativo al volume occupato, non si hanno a disposizione le dimensioni della sala che dovrà accogliere il sistema di Painesville, ma la VRB, altro produttore di batterie a flusso al Vanadio, ha fornito le dimensioni e le caratteristiche di quella di un sistema simile, della stessa potenza e metà dell'energia di quello della Ashlawn [15]:



**Figura 18. Dimensioni e caratteristiche della sala VRB**

Considerando di raddoppiare i contenitori e portare il sistema alla capacità di 8 MWh si ricava indicativamente una dimensione della sala di 41.5 m \*35 m \*4.5 m.

Per stabilire le dimensioni di una infrastruttura che contenga l'accumulo al Litio si può pensare di lasciare ad ogni singolo pacco uno spazio a disposizione di 1.2 m\*0.4 m \* 0.5 m che ne permette un agevole posizionamento ed il ricambio dell'aria di raffreddamento: una struttura alta 5 m, per una lunghezza di 25 m ed un larghezza di 3 m potrebbe bastare per montare tutto il sistema e gestirlo con comodità, il rapporto di superficie occupata dalla due strutture è di 19 volte superiore per le Redox.

## 2.5 Analisi dei benefici conseguenti all'installazione del sistema

I vantaggi relativi alla installazione di un sistema di accumulo come quello analizzato in questa sede sono legati alle molteplici funzioni che questo può svolgere all'interno di un 'distretto' elettrico, al fatto che esso permette di ottimizzare lo sfruttamento di impianti di generazione di tipo eolico o fotovoltaico, all'abbassamento della potenza da impegnare nella rete di trasmissione/distribuzione.

Non è possibile quantificare questi vantaggi per un caso generale ma vanno analizzate delle situazioni specifiche, per esempio nel caso di Painesville il sistema Redox è stato sviluppato per accoppiarlo ad un impianto di produzione di energia della potenza di 32 MW. Sempre considerando lo stesso sistema di accumulo lo si può immaginare accoppiato in bassa tensione ad una fabbrica ed in tal modo, conoscendo il valore dei beni prodotti e la potenza impegnata verso la rete dalla stessa, si possono quantificare i benefici apportati in termini di riduzione di potenza impegnata, miglioramento della qualità di fornitura, annullamento di eventuali Black out che possono compromettere la produzione ecc. Nel presente lavoro si è scelto di immaginare il sistema collegato ad un nodo congestionato della rete elettrica Italiana e di stimare i benefici che esso può portare in termini di riduzione del costo di adeguamento di potenza della rete stessa e di guadagno vero e proprio dovuto alla sua capacità di acquistare energia a basso prezzo e rivenderla ad un prezzo superiore.

Questa valutazione di massima non esaurisce l'argomento e non implica che per utilizzi diversi da quello considerato l'investimento non possa essere più conveniente.

Il costo totale del progetto di Painesville risulta essere di 7088 kEuro, ma essendo un progetto pilota che ha richiesto lo studio e l'adozioni di soluzioni innovative e lo sviluppo di nuovi brevetti questo costo è sicuramente superiore a quello di una produzione in 'serie' del sistema, togliendo la parte di ingegnerizzazione e di project management l'investimento totale diviene 5103 kEuro, cifra che viene presa come riferimento, ma che potrebbe essere, in base alla considerazioni fatte in precedenza, ancora superiore a quella di una produzione in 'serie' del sistema.

### 2.5.1 Vantaggio economico conseguente all'inserimento del sistema in un nodo MT/BT

La potenza di lavoro dell'accumulo è di 1.28 MW: nel caso di Painesville il sistema è connesso alla linea in bassa tensione, ma nel presente studio si ritiene più opportuno collegarlo alla linea Italiana di media tensione, anche se, come si vede in tabella 1 il sistema potrebbe lavorare anche in AT. Il collegamento in media tensione può essere effettuato con un inverter che abbia un costo più o meno equivalente a quello dell'inverter adottato nel progetto (forse leggermente inferiore a causa della riduzione della corrente che scorre nei componenti elettronici).

La conseguenza immediata della installazione del sistema è la riduzione della potenza richiesta alla rete di trasmissione che esce dal ramo AT/BT-BT/MT e che va ad alimentare il distretto di interesse: in pratica uno dei vantaggi del sistema è quello di non dover installare una nuova rete in MT.

Il costo di installazione di una linea da 1250 kVA in MT può essere stimato in base ai dati sui costi dei trasformatori, delle cabine e dei conduttori forniti dall'Enel [5].

In particolare si ha:

Stima del costo della cabina con trasformatore da 1250 kVA: 30 kEuro (Fonte EEI Vicenza)

Costo del collegamento con conduttore in aria: 45 kEuro/km

Costo del collegamento con conduttore in terra: 55 kEuro/km

Immaginando di realizzare una derivazione dalla cabina AT/MT linea a 30 kV lunga trenta chilometri, di cui sette interrati e di inserire una nuova cabina di trasformazione MT/BT si ha un costo di:

Costo totale= 23 km\*45 kE/km+7 km\*55 kE/km+30 kE=1450 kE

Questi costi non valutano il vantaggio economico di non aver eseguito scavi urbani, fermato attività in zone popolate ecc.

Ipotizzando che la rete di trasmissione esistente abbia una perdita massima del 4.7 % (TIQE 2012-2015, Testo Integrato Qualità Energia elettrica) questa per una potenza di 1.28 MW corrisponde a 60.160 kW ai quali vanno aggiunti quelli delle perdite del trasformatore che si possono stimare in altri 38 kW per un totale di 98 kW, su questo si tornerà in seguito.

### 2.5.2 Complesso di sistemi di accumulo e riduzione del costo di adeguamento di una rete AT

Inserendo il sistema in una rete congestionata e facendolo lavorare con il complesso di altri sistemi di accumulo si può immaginare di evitare il rafforzamento della linea AT che alimenta quella zona, in questo caso il risparmio conseguente va valutato considerando il costo del complesso dei sistemi installati, infatti ben difficilmente uno squilibrio di 1.28 MW giustificherebbe la costruzione di una nuova rete AT.

Da fonte Enel [5] si ha che il costo di una cabina di Trasformazione AT/MT della taglia di 16 MVA, ovvero la minima possibile è di 1630 kEuro, mentre il costo minimo della linea aerea può stimarsi in 220 kEuro/km+45 kEuro a sostegno (uno ogni 300 metri, un kilometro) e quello di una linea in cavo sale a 1000 kEuro/km, escludendo i componenti di supporto.

Sulla base di una analisi dei flussi di potenza nella rete elettrica nazionale Terna ha stimato in 60 milioni di Euro i benefici derivanti dall'adozione di 130 MWh di accumulo in rete [4].

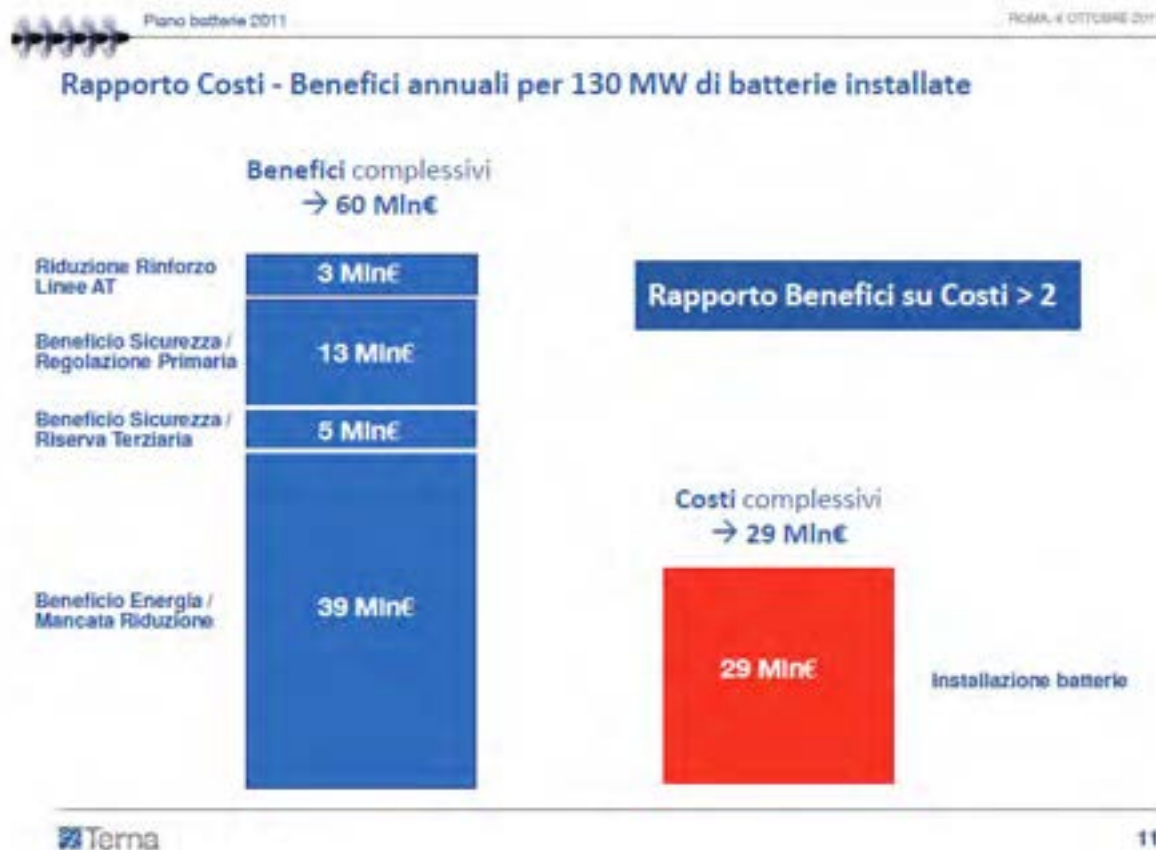


Figura 19. Stima di risparmio di Terna

I dati ora presentati forniscono una indicazione di massima dei possibili benefici derivanti dall'adozione dell'accumulo Redox in termini di risparmio di spesa sulle opere della linea elettrica, si cerca ora di quantificare il guadagno derivante ad un ipotetico gestore che acquisti e rivenda energia tramite il sistema.

### 2.5.3 Margine di guadagno annuale per un gestore dell'accumulo – il nodo di Foggia

#### Analisi dei dati dei Mercati Elettrici

L'analisi dei dati del Gestore dei Mercati Energetici (GME [16]) riguardanti i mercati elettrici, attraverso gli esiti dei prezzi del mercato all'ingrosso o Mercato del Giorno Prima (MGP), fornisce un'idea dei momenti in cui l'offerta di energia elettrica supera di molto la domanda (prezzi bassi) e dei momenti in cui la domanda di energia elettrica supera di molto l'offerta (prezzi alti).

Come esempio si riporta in figura 20 il caso del giorno Domenica 2 Giugno 2013 (Italia) in cui per circa 10 ore, dalle 8 alle 18, il prezzo dell'energia elettrica indica un'offerta superiore alla domanda, mentre per circa 4 ore, dalle 20 alle 24, il prezzo dell'energia elettrica indica una domanda superiore all'offerta.



Figura 20. Prezzi dell'energia elettrica (Mercato del Giorno Prima) MGP di Domenica 2 Giugno 2013

Si può notare come si giunga, in alcuni momenti di congestione, ad un prezzo zero, ovvero chi immette energia nella rete in quel momento non viene remunerato. Si riportano per comodità di lettura i dati della congestione di rete forniti da Terna per il periodo 07/2009-06/2010 già presentati in precedenza:

■ Saturazione margini scambio tra zone mercato ed effetto su rendita da congestione (luglio 2009-giugno 2010)

Zona interessata	Ore congestione	Frequenza	Peso su rendita
Sud→Centro*	1.955	14%	44%
Rossano/Brindisi→Sud	985	7%	20%
Sud→Sicilia	5.465	39%	13%
Nord→Centro	485	3%	10%
Centro→Sardegna(SACOI)	2.119	15%	4%
Centro→Sardegna(SAPEI)	1.024	9%	4%
Sicilia→Sud	485	3%	10%

\*Causato anche da indisponibilità linee 400 kV anche per lavori di connessione/sviluppo

Figura 6. La congestione della rete elettrica Italiana (07/2009-06/2010)

Per stimare i guadagni derivanti dall'utilizzo di un sistema di accumulo bisogna riferirsi a casi specifici; come esempio si è scelto il nodo di Foggia, per la forte presenza in zona di eolico e fotovoltaico installati (600 MW di solo eolico installati al 2011).

Nella figura che segue si riporta a titolo esemplificativo l'andamento dei prezzi dell'energia elettrica (esiti del Mercato del Giorno prima, MGP), quale indicatore del rapporto tra domanda e offerta dell'energia elettrica, per il suddetto nodo nel giorno 9 Giugno 2013 (Domenica).

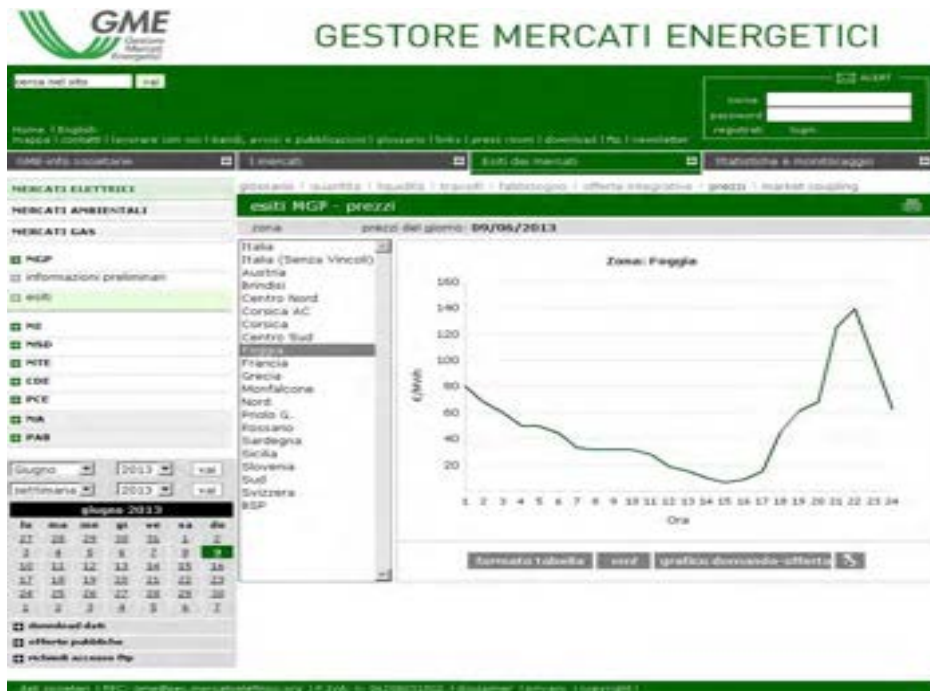


Figura 21. Prezzi dell'energia elettrica (Mercato del Giorno Prima) MGP di Domenica 9 Giugno 2013 nella zona di Foggia

Dall'andamento dei prezzi si osserva che per circa 6-7 ore (dalle 11 alle 18), sarebbe stato conveniente l'accumulo dell'energia elettrica, mentre per circa 3 ore (dalle 20 alle 23) sarebbe stato conveniente produrre e vendere energia elettrica.

La tabella che segue indica inoltre il valore di HHI, indice della concorrenza, e MTI, indice della tecnologia in grado di stabilire il prezzo di vendita.

**Tabella 9. Vendite, prezzi dell'energia elettrica (Mercato del Giorno Prima) MGP, e indicatori di concorrenza di Domenica 9 Giugno 2013 nella zona di Foggia (per il significato degli indicatori vedi allegato)**

Foggia 09.06.2013 domenica									
ora	vendite MWh	% su totale Italia	totale Italia MWh	prezzo MGP €/MWh	HHI	MTI			
					1: competition, 10000: monopoly	Marginal Technology Index			
1	356	1.4%	24'848	79.8	9'832	Ccgt			
2	357	1.6%	23'017	68.0	9'743	I.Modulazione			
3	358	1.6%	22'124	60.0	9'637	I.Modulazione			
4	362	1.7%	21'622	50.0	9'568	Ccgt			
5	344	1.6%	21'480	49.5	9'481	Ccgt			
6	315	1.5%	20'840	44.0	9'368	Ccgt			
7	318	1.5%	20'908	33.4	9'225	Carbone			
8	321	1.4%	22'359	31.2	9'044	I.Pompaggio			
9	323	1.3%	24'216	31.2	8'972	I.Pompaggio			
10	321	1.2%	25'854	31.2	9'038	I.Pompaggio			
11	320	1.2%	26'805	28.0	9'099	Esterio			
12	320	1.2%	27'462	18.5	9'125	Esterio			
13	321	1.1%	27'950	15.0	9'060	Esterio			
14	321	1.2%	27'135	10.0	9'056	I.Fluyente			
15	322	1.2%	26'500	6.7	9'016	Esterio			
16	323	1.3%	25'693	8.8	8'947	Esterio			
17	323	1.3%	25'389	15.3	8'938	Esterio			
18	321	1.3%	25'464	45.6	9'034	I.Pompaggio			
19	348	1.3%	26'281	61.0	9'247	I.Modulazione			
20	344	1.3%	27'132	68.0	9'492	Ccgt			
21	350	1.3%	28'021	125.0	9'633	I.Modulazione			
22	356	1.2%	29'233	139.0	9'619	Oliocarbone			
23	361	1.3%	27'830	100.0	9'541	I.Modulazione			
24	365	1.4%	25'381	62.7	9'451	Ccgt			
	8'073	1.3%	603'545						

Dall'analisi completa di tutti i dati riportati da GME nel periodo 01.01.2013 -31.07.2013 per il nodo di Foggia, si ricava che:

- le ore di prezzo basso ( e quelle di prezzo alto) si concentrano nel periodo primaverile (aprile, maggio, giugno); è verosimile che lo stesso accada nel periodo autunnale,
- nel periodo considerato (totale 5087 ore) vi sono 217 ore con prezzo dell'energia elettrica inferiore a 16 Euro/MWh e 148 ore con prezzo dell'energia elettrica superiore a 96 Euro/MWh.

La tabella che segue riporta la distribuzione dei prezzi nel periodo considerato:

**Tabella 10. Distribuzione delle classi di prezzo dell'energia elettrica nella zona di Foggia (periodo 01.01.2013 – 31.07.2013)**

<i>Range della classe €/MWh</i>	<i>media €/MWh</i>	<i>Frequenza (ore)</i>	<i>Frequenza percentuale</i>
0 - 16	<b>6.4</b>	<b>217</b>	4.3%
16 - 32	<b>26.4</b>	<b>590</b>	11.6%
32 - 48	<b>39.4</b>	<b>935</b>	18.4%
48 - 64	<b>57.7</b>	<b>1560</b>	30.7%
64 - 80	<b>69.6</b>	<b>1372</b>	27.0%
80 - 96	<b>86.5</b>	<b>265</b>	5.2%
96 - 112	<b>102.3</b>	<b>81</b>	1.6%
112 - 128	<b>120.2</b>	<b>24</b>	0.5%
128 - 144	<b>133</b>	<b>21</b>	0.4%
144 - 160	<b>149</b>	<b>17</b>	0.3%
160 - 176	<b>163</b>	<b>5</b>	0.1%
	totale	5087	

- le ore a prezzo più basso (< 32 €/MWh) sono state il 15,9 % delle ore totali (807 / 5087)
- le ore a prezzo più alto (>96 €/MWh) sono state il 2,9 % delle ore totali (148 / 5087).

La tabella 10 è fondamentale per la analisi dei margini di guadagno relativi alla gestione del sistema di accumulo, in quanto consente di stimare il massimo guadagno ad esso associabile: infatti è possibile calcolarlo immaginando di assorbire energia nelle ore di minor prezzo e di rivenderla nelle ore di maggior prezzo.

Si distinguono per semplicità due situazioni:

- 1) Accumulo in assorbimento a 1.28 MW, con perdite di linea della rete di 98 kW
- 2) Accumulo in erogazione a 1.28 MW, con risparmio di perdite della rete

Considerando un rendimento di sistema pari a  $\eta_s=0.7$  come dichiarato dalla Ashlawn si ha che a parità di potenza se l'accumulo assorbe energia per un ora è in grado di erogarla per 0.7 ore.

Dalla tabella 10 si evince che il minimo costo medio dell'energia è stato pari a 6.4 E/MWh per 217 ore, ipotizzando di aver potuto comprare tutta l'energia si ha una spesa per il gestore pari a:

$$> \text{Spesa parziale gestore accumulo} = 6.4 \text{ Euro/MWh} \cdot 217 \text{ h} \cdot 1.28 \text{ MW} = 1777 \text{ Euro}$$

Mentre il gestore di rete, per fornire l'energia necessaria ha avuto una perdita di:

$$> \text{Perdite gestore di rete} = 0.098 \text{ MW} \cdot 217 \text{ h} \cdot 6.4 \text{ Euro/MWh} = 136 \text{ E}$$

L'accumulo può erogare questa energia per un numero di ore pari a  $217 \text{ h} \cdot 0.7 = 152 \text{ h}$

Ipotizzando di poter operare con il massimo guadagno si ha che il sistema eroga energia per 5 ore vendendola al prezzo di 163 E/MWh successivamente erogherà per 17 ore al prezzo 149 E/MWh e così via fino al tempo totale di 152 h, mentre il gestore della rete evita le perdite in linea ed il relativo costo. La tabella seguente mostra il margine di guadagno connesso al solo assorbimento di energia nella fascia minima di costo e rivendita in quelle di massimo costo:

**Tabella 11. Margine di guadagno parziale**

Costo Energia (Euro/MWh)	Ore erogazione (h)	Guadagno sistema accumulo (Euro)	Risparmio gestore (Euro)
163	5	1043	80
149	17	3242	248
133	21	3575	273
120.2	24	3693	283
102.3	81	10606	812
86.5	3.9	432	33
<b>Guadagno lordo</b>		<b>22591</b>	<b>1730</b>
<b>Totale spese</b>		<b>1777</b>	<b>136</b>
<b>Margine di guadagno</b>		<b>20814</b>	<b>1594</b>

Per ora si è calcolato il solo margine di guadagno relativo all'assorbimento di energia al minimo costo, si può iterare il processo fino a stimare il massimo guadagno possibile nel periodo considerato:

**Tabella 12. Massimo margine di guadagno nel periodo considerato**

	Gestore accumulo	Gestore Linea
Costo (Euro)	68868	5273
Ricavo (Euro)	128171	9813
Guadagno (Euro)	59302	4540
tot=		63843

La tabella mostra che nel periodo considerato è possibile avere un guadagno massimo di 59300 Euro per il gestore dell'accumulo, a fronte di un risparmio di perdite di energia per il gestore della linea pari a 4540 Euro.

Facendo l'ipotesi semplificativa che lo stesso comportamento del mercato dell'energia possa estendersi a tutto l'anno si ricava il massimo guadagno annuale connesso all'installazione del sistema:

**Tabella 13. Massimo margine di guadagno in un anno**

Gestore	Guadagno (kEuro)
Accumulo	102
Linea	8
Totale	110

Il ragionamento fatto implica che il gestore abbia sempre la capacità di immagazzinare e rivendere energia nelle fasce orarie di interesse: questo dipende dalla potenza e dalla capacità di cui dispone, che vanno stabilite in funzione della zona di installazione dell'impianto e dell'andamento dei prezzi dell'energia.

## 2.6 Analisi costi/benefici per un sistema Redox

Il lavoro svolto ha messo in evidenza i vantaggi derivanti dalla installazione di un accumulo nella rete elettrica ed ha mostrato come, a parità di prestazioni, un accumulo di alta energia costituito da batterie a flusso possa risultare conveniente rispetto ad uno equivalente al litio.

Se si prende in considerazione l'esempio del nodo di Foggia la stima costi/benefici fatta sembra bocciare l'idea dell'installazione del sistema di accumulo, infatti considerato 5103 kEuro il costo del sistema si ha:

Costo del sistema:	5103 kEuro
Risparmio adeguamento della rete MT:	1450 kEuro
Margine di guadagno annuo di gestione del sistema:	110 kEuro/anno

Questa stima in realtà non tiene conto di una serie di fattori, il più importante dei quali è il costo di adeguamento della rete di AT: se questo accumulo, insieme ad un complesso di interventi, quali magari l'immissione di altri sistemi di accumulo in zona, evita la costruzione di una nuova rete in AT si ha che l'investimento diviene palesemente conveniente in quanto si ripaga con il costo di soli venti chilometri di linea aerea.

Altri limiti dell'analisi sono i seguenti:

- 1) E' stato considerato un costo di realizzazione della rete MT minimale, quello reale potrebbe essere molto maggiore in funzione dei terreni da attraversare, dei lavori stradali richiesti e di fattori qui non valutati
- 2) Non si sono considerati i vantaggi economici relativi a servizi di rete che non siano lo stoccaggio e la rivendita di energia
- 3) Se il sistema garantisce continuità di fornitura a fabbriche, ospedali, centri commerciali evita grandi danni economici

Non sono stati considerati questi elementi per mancanza di informazioni specifiche, ma è evidente che non si tratta di vantaggi trascurabili.

Detto questo l'analisi ha anche un altro limite: si è immaginato di utilizzare una soluzione ideata per un caso specifico (Painesville) ad un altro caso, ma questo ovviamente comporta un utilizzo non corretto dell'accumulo. L'esempio di Painesville è stato utilissimo per determinare i costi del sistema in una applicazione reale, il suo ingombro, i tempi di realizzazione e permettere un confronto con altre tecnologie: se ne è fatta una 'estensione' al caso del nodo di Foggia dimostrando l'interesse economico per questa tipologia di accumulo e permettendo di capire gli ordini di grandezza in gioco per i costi ed i guadagni, ma non è una applicazione sviluppata ad hoc per Foggia.

Il grande vantaggio delle Redox rispetto ad altri sistemi è che in esse le funzioni di immagazzinamento dell'energia e di produzione di potenza sono disaccoppiate: l'energia è immagazzinata nell'elettrolita e la potenza viene erogata dallo stack, entro certi limiti quindi non esiste un rapporto fisso Potenza/Energia P/E.

In base a quanto detto il costo della batteria si può esprimere in prima approssimazione in questo modo:

$$\text{Costo totale} = C_0 + C_1 * P + C_2 * E$$

Dove  $C_1$  comprende i costi dell'elettronica di potenza e dello stack mentre  $C_2$  essenzialmente quelli dei serbatoi, dell'elettrolita e della realizzazione di una infrastruttura che ospita l'impianto.

Ad es. con i dati di Painesville il costo del raddoppio della potenza dello stack è valutabile in base alla tabella 7 in 1700 kEuro, mentre quello della capacità in 1914 kEuro.

Questa flessibilità, non presente nelle altre tipologie di accumulo, è di sicuro un motivo di interesse verso le batterie a flusso.

In base a quanto visto si può concludere che la ricerca sulle batterie a flusso e sulle loro applicazioni è giustificata sia per il costo delle stesse rispetto a quello delle altre tipologie di accumulo sia per la loro capacità di disaccoppiare l'energia e la potenza dell'accumulo.

I principali temi di questa ricerca dovrebbero essere l'affidabilità del sistema e lo sviluppo di Elettroliti caratterizzati da una maggiore densità di energia rispetto a quelli attuali.

## 3 Accumulo mediante Idrogeno

### 3.1 Ipotesi di lavoro

Per il caso dell'accumulo mediante idrogeno sono state poste le seguenti ipotesi:

- l'accumulo è finalizzato alla riserva di energia
- i tempi di accumulo e di rilascio dell'energia sono dell'ordine delle ore (10 – 70 h)
- nell'area interessata non vi è la possibilità di utilizzare il pompaggio in bacino idrico o l'accumulo mediante aria compressa [17]

Con riferimento alla analisi economica sviluppata per il nodo di Foggia si è individuata una soluzione per l'accumulo ad idrogeno caratterizzata da queste specifiche. Il tipo di impianto individuato, sulla base dei dati di ore di congestione, perdita di efficienza e potenza rinnovabile installata [18], sarebbe indicativamente così composto:

- AC/DC converter (80 MW)
- Impianto di elettrolisi alcalina (80 MW), output: idrogeno a 30 bar
- Compressore idrogeno da 30 bar sino a 200 bar
- Stoccaggio idrogeno a 200 bar (30.600 kg di idrogeno)
- Motore diesel alimentato a idrogeno con alternatore (40 MW)

I vantaggi di questo sistema sono

- Rapidi tempi di risposta
- Elevata densità energetica dell'accumulo (555 kWh/m<sup>3</sup> per idrogeno a 200 bar, inferiore soltanto a quella dei combustibili fossili tradizionali liquidi o solidi)
- Possibilità di accumulare quantità elevate di energia (nell'ordine dei GWh) e tempi di scarica da ore a settimane [19]

### 3.2 Calcolo del rendimento complessivo del sistema (round trip efficiency)

Il rendimento di sistema può essere stimato considerando i seguenti fattori:

- Capacità di accumulo: sino a 18 ore in carica alla potenza massima (80 MW)
- Capacità di scarica: sino a 9,9 ore alla potenza massima (40 MW)
- Efficienza AC/DC converter e impianto di elettrolisi (80 MW) = 70%
- Efficienza compressione idrogeno a 200 bar = 93,3%
- Idrogeno compresso (200 bar) prodotto = 940,5 MWh pari a 3.385.670 MJ pari a 28.214 kg di idrogeno (120 MJ/kg): con una densità di 16,67 kg/m<sup>3</sup> (densità idrogeno a 200 bar) abbiamo 1.692 m<sup>3</sup> cioè un serbatoio sferico del diametro di 14,8 m, o, se possibile, uno o più carri bombolai
- Efficienza di motore (40 MW) diesel 40%, efficienza alternatore (40MW) 98%
- Efficienza combinata motore e alternatore: 39,2%

**Round trip efficiency = 25,6 % (70% x 93,3% x 40% x 98%) .**

- Osservazione: l'efficienza complessiva di questo sistema di accumulo è tra le più basse; (per confronto il pompaggio in bacino idrico ha un'efficienza del 70-80%, i sistemi con batterie possono arrivare al 95% nel caso degli ioni di Litio [20]).

### 3.3 Dimensionamento di massima

Il dimensionamento di massima del sistema di accumulo deriva direttamente dalla analisi sviluppata al capitolo 2.5.3 per il nodo di Foggia, sulla base di dati riportati in tabella 9. e tabella 10. si può, in prima istanza ipotizzare un impianto di accumulo mediante idrogeno avente queste caratteristiche:

- AC/DC converter (80 MW)
- Impianto di elettrolisi alcalina (80 MW), output: idrogeno a 30 bar
- Compressore idrogeno da 30 bar sino a 200 bar
- Stoccaggio idrogeno a 200 bar (28.214 kg) idrogeno compresso (200 bar)
- Motore diesel alimentato a idrogeno con alternatore (40 MW)

#### 3.3.1 Dimensionamento elettrolizzatori

L'input massimo previsto agli elettrolizzatori è 80 MW, considerando un rendimento del 70 %, il quantitativo di idrogeno prodotto equivale a 56 MW pari a 1680 kg/h e cioè 18.877 Nm<sup>3</sup>/h.

Secondo quanto riportato dalla Task 25 della IEA-HIA (Hydrogen Implementation Agreement) "High Temperature Hydrogen Production Process", i più grandi sistemi attualmente disponibili per produzioni di idrogeno su larga scala (elettrolisi alcalina) sono forniti da NorskHydro (485 Nm<sup>3</sup>/h di idrogeno a 30 bar) e IHT (760 Nm<sup>3</sup>/h di idrogeno a 30 bar).

Per produrre 18.877 Nm<sup>3</sup>/h di idrogeno a 30 bar sono quindi necessari 39 e 25 di questi elettrolizzatori, rispettivamente.

#### 3.3.2 Dimensionamento compressori

Dato il rendimento degli elettrolizzatori (70 %), i compressori (alternativi a due o tre stadi) dovranno essere dimensionati per comprimere da 30 a 200 bar un flusso di idrogeno equivalente a 56 MW, cioè 18.887 Nm<sup>3</sup>/h; assumendo un'efficienza di compressione di 0,2 kWh / Nm<sup>3</sup> [21], la potenza necessaria per i compressori è pari a 3,8 MW (6,7 % di 56 MW).

#### 3.3.3 Dimensionamento serbatoio idrogeno a 200 bar

Quantità massima di idrogeno da accumulare: 80 MW per 18 ore = 1.440MWh, rendimento degli elettrolizzatori e dei compressori 0,70 x 0,933 = 0,653; 1.440 x 0,653 = 940,5 MWh pari a 3.385.670 MJ

Con 120 MJ/kg si tratta di 28.214 kg di idrogeno: densità dell'idrogeno a 200 bar 16,67 kg/m<sup>3</sup>

Volume richiesto: 1.692 m<sup>3</sup> pari ad un serbatoio sferico del diametro di circa 14,8 metri.

Il volume limite commerciale per i carri bombolai a 200 bar è 4000 m<sup>3</sup> (Air Liquide) – 4800 m<sup>3</sup> (Sapio).

### 3.3.4 Dimensionamento motori diesel

Considerato che l'energia accumulata nel serbatoio dell'idrogeno è pari a 940,5 MWh e che il rendimento elettrico del gruppo motori diesel - alternatori è del 39,2 %, l'energia erogabile è 369 MWh, pari a 39,2 MW per 9,4 ore; i gruppi di potenza potrebbero essere due da 16,5 MW elettrici e uno da 7 MW elettrici.

Per indicazioni sugli ingombri e sui pesi si riportano i dati ricavati da materiale divulgativo Wartsila (Liquid Biofuel Power Plants del 2011)

**DUAL-FUEL ENGINES**  
Wärtsilä 340F

Technical data 50 Hz/750 rpm	6L340F	8L340F	16V340F	20V340F
Power electrical kW	2579	3686	6970	8730
Heat rate kJ/kWh	8047 (8517)*	8300 (8214)*	8048 (8146)*	8035 (8127)*
Electrical efficiency %	43.1 (42.3)*	44.4 (44.3)*	44.7 (44.1)*	44.8 (44.3)*
Technical data 60 Hz/720rpm				
Power electrical kW	2400	3758	6737	8439
Heat rate kJ/kWh	8047 (8437)*	8300 (8175)*	8048 (8107)*	8035 (8127)*
Electrical efficiency %	43.1 (42.7)*	43.4 (44.0)*	44.7 (44.4)*	44.8 (44.3)*
Dimensions and dry weight of generating set				
Length mm	8400	10400	11300	12890
Width mm	2780	2780	3000	3000
Height mm	3840	3842	4240	4440
Weight tonna	58	77	120	130

Heat rate and electrical efficiency at generator terminals, including engine driven pumps, ISO 3046 conditions and gas LHV = 38 MJ/m<sup>3</sup>, Turbine 3%, Power factor 0.8, Gas Methane Number > 80, Net defined at NTP (273.15 K and 101.3 kPa) 1st mode.

**Wärtsilä 500F**

Technical data 50 Hz/500 rpm	Unit	19V500F
Power electrical kW		16621 (16621)*
Heat rate kJ/kWh		7616 (8195)*
Electrical efficiency %		47.3 (43.9)*
Technical data 60 Hz/514 rpm		
Power electrical kW		17076 (17076)*
Heat rate kJ/kWh		7618 (8186)*
Electrical efficiency %		47.3 (44.0)*
Dimensions and dry weight with generating set		
Length mm		15780 (18790)*
Width mm		4090 (4090)*
Height mm		6020 (6020)*
Weight tonna		355 (355)*

Heat rate and electrical efficiency at generator terminals, including engine driven pumps, ISO 3046 conditions and gas LHV = 38 MJ/m<sup>3</sup>, Turbine 3%, Power factor 0.8, Gas Methane Number > 80, Net defined at NTP (273.15 K and 101.3 kPa) 1st mode.

Figura 22. Dati tecnici e dimensionali di motori diesel Wartsila

Per quanto riguarda l'efficienza elettrica si ritiene prudente confermare il valore del 39,2 %, in quanto i valori riportati in figura (circa 44 %) non tengono conto delle perdite dovute agli adattamenti per l'alimentazione con idrogeno anziché con gas naturale o biogas.

Per gli ingombri e i pesi si rileva circa 19 x 4 x 6 m di ingombro e 355 tonnellate ciascuno per i due gruppi da 16,6 MW , e circa 11 x 3,3 x 4,2 m di ingombro e 120 tonnellate per il gruppo da 6,97 MW.

### 3.4 Stima dei costi

Nonostante i numerosi contatti presi nel periodo giugno – settembre 2013 (vedi elenco in allegato) con importanti operatori industriali internazionali per richiesta di informazioni di tipo tecnico e d economico sugli impianti, non si sono avuti al presente riscontri ufficiali.

Pertanto, per la stima dei costi, si è fatto ricorso a dati di letteratura e a considerazioni ingegneristiche.

- Elettrolizzatori da 80 MW; valori da letteratura: 830 US\$/kW [22];  
340 US\$/kW [19] *in caso di produzioni su larga scala*  
si è assunto prudenzialmente il valore più alto, con un rapporto di cambio euro/dollaro di 1,33, per cui per 80 MW il costo degli elettrolizzatori è valutabile in 50 M€
- Compressori; sulla base della potenza individuata (3,8 MW) e del dato di costo riportato in [12], si è stimato un costo indicativo pari a 2,8 M€
- Serbatoio di accumulo; valori da letteratura: 900 US\$/ kg H<sub>2</sub> utilizzabile [22]  
204 – 1080 US\$/kg H<sub>2</sub> utilizzabile [23]  
500 US\$/kg H<sub>2</sub> utilizzabile [19]  
assumendo prudenzialmente il valore più alto, con un rapporto di cambio euro/dollaro di 1,33, per 28.214 kg di idrogeno da accumulare il costo del serbatoio è stimabile in 23 MEuro
- Gruppo motori diesel alimentati a idrogeno e alternatori (39,2 MW); assumendo un costo di stima di 300 kEuro / MW si ha un costo totale di 12 MEuro per una potenza elettrica indicativa di 40MW.

In totale il costo di investimento dovrebbe aggirarsi sugli 88 MEuro, cui va aggiunto circa un 20% per opere civili e Balance of Plant, sino a raggiungere 105 MEuro, come ordine di grandezza.

A fronte di questo investimento bisogna tenere conto dei costi di investimento evitati per il mancato rinforzo delle linee elettriche a 150 kV.

Per avere un'idea degli ordini di grandezza in gioco, tenendo conto del costo chilometrico medio di rinforzo pari a 0,9 MEuro / km [4], un mancato adeguamento di 50 km di linea a 150 kV verrebbe a valere 45 MEuro.

### 3.5 Stima dei benefici

Analogamente a quanto sopra riportato per il caso della batteria a flusso, si ipotizza ancora di inserire il sistema di accumulo con idrogeno in prossimità del nodo di Foggia, pertanto, per quanto riguarda i prezzi dell'energia elettrica, ci si riferisce alla tabella 10 e si calcola il guadagno di esercizio del sistema con la stessa procedura utilizzata precedentemente.

Considerando i dati di tabella 10 ed estendendo la loro validità nell'arco di un anno, risulta che il margine economico derivante dall'esercizio dell'impianto sopra descritto è pari a 785.000 Euro/anno, relativamente al guadagno che nasce dalla differenza del prezzo dell'energia elettrica in fase di accumulo e in fase di rilascio.

A tale cifra vanno però sottratti i costi di esercizio e manutenzione, che possono essere valutati intorno al 2 % annuo, rispetto al costo di investimento (2 MEuro/anno) e aggiunti eventuali costi evitati di esercizio e manutenzione della rinnovata linea elettrica a 150 kV.

Dato che il costo preponderante dell'investimento è costituito dagli elettrolizzatori, sarebbe da verificare, mediante una analisi di sensibilità, l'effetto ottenibile variando la potenza degli stessi.

Ad una prima valutazione si giunge ai risultati riportati nella tabella seguente.

**Tabella 14. Analisi parametrica del guadagno in funzione della potenza degli elettrolizzatori**

Potenza elettrolizzatori	Potenza gruppi diesel	Costo di investimento							Costo annuo esercizio e manutenzione (2 %)	Margine operativo economico da acquisto e vendita energia elettrica
		Elettrolizzatori	Compressore	Serbatoio	Gruppi diesel	Totale impianti	Opere civili e Balance of Plant (20 %)	Totale		
		M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€		
MW	MW								M€ / anno	M€ / anno
40	48	25.0	1.4	11.5	13.5	51.3	10.3	61.6	1.23	0.77
60	48	37.4	2.1	17.2	13.5	70.2	14.0	84.3	1.69	1.06
80	48	49.9	2.8	22.9	13.5	89.1	17.8	107.0	2.14	1.54
100	48	62.4	3.5	28.6	13.5	108.0	21.6	129.7	2.59	1.93

Come si può notare il margine economico derivante dalla compravendita dell'energia elettrica non riesce mai a superare i prevedibili costi di esercizio e manutenzione.

La situazione migliore risulta essere quella del caso degli elettrolizzatori da 100 MW, ma c'è da notare che in questo caso le ore di funzionamento dei gruppi diesel dovrebbero essere 337 in un anno, a fronte delle 254 ore annue individuate come ore disponibili di energia elettrica a prezzo alto.

Se si introducono i valori target della produzione in serie per gli elettrolizzatori e lo stoccaggio dell'idrogeno (rispettivamente 255 Euro/kW e 375 Euro/kg di H<sub>2</sub>), si ottiene:

**Tabella 15. Analisi parametrica del guadagno con i costi di produzione in serie per i componenti del sistema di accumulo**

Potenza elettrolizzatori	Potenza gruppi diesel	Costo di investimento con valori target per elettrolizzatori e stoccaggio idrogeno							Costo annuo esercizio e manutenzione (2 %)	Margine operativo economico da acquisto e vendita energia elettrica
		Elettrolizzatori	Compressore	Serbatoio	Gruppi diesel	Totale impianti	Opere civili e Balance of Plant (20 %)	Totale		
		M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€		
MW	MW								M€ / anno	M€ / anno
40	48	10.2	1.4	5.3	13.5	30.4	6.1	36.5	0.73	0.77
60	48	15.3	2.1	7.9	13.5	38.8	7.8	46.6	0.93	1.06
80	48	20.4	2.8	10.6	13.5	47.3	9.5	56.8	1.14	1.54
100	48	25.5	3.5	13.2	13.5	55.7	11.1	66.8	1.34	1.93

Si può osservare che in questo caso si ottiene un margine economico positivo, anche se l'investimento in se' presenta tempi di ritorno lunghissimi: nel caso di elettrolizzatori da 80 MW e gruppi diesel da 48 MW il pay-back time semplice sarebbe di 142 anni.

È evidente quindi che l'elemento decisivo per questo tipo di investimento è costituito dai costi evitati per l'adeguamento delle linee a 150 kV. Utilizzando il valore medio previsto per tale adeguamento 0,9 MEuro/km [4], si deduce che mancati adeguamenti di linea dell'ordine di 40 – 70 km possono influire moltissimo sul bilancio economico, fermo restando che, in generale, i benefici derivanti dalla rivendita dell'energia elettrica prodotta non riescono a compensare i costi di esercizio e manutenzione di questi impianti.

## 4 Conclusioni

Sono stati valutati parzialmente e in prima approssimazione i costi, gli ingombri e i benefici dei due sistemi di accumulo oggetto dello studio, sulla base dei costi attuali stimati od applicati.

Per una analisi più approfondita è necessario inoltre calcolare i benefici derivanti dal mancato adeguamento della rete elettrica di trasmissione ad alta tensione alle potenze che sarebbero necessarie per utilizzare appieno la capacità produttiva installata di fonti rinnovabili.

Per quanto concerne l'analisi dei benefici, lo studio ha preso in considerazione soltanto un caso particolare ed è riferito allo stato attuale della rete elettrica italiana, di conseguenza le analisi presentate tengono conto non solo dello stato dell'arte delle tecnologie prese in esame, ma anche delle particolari condizioni meteo-climatiche e di configurazione del sistema elettrico dell'Italia del Sud, per cui non possono essere generalizzate tout-court.

Per il caso dell'accumulo costituito da batterie a Flusso, anche in mancanza di informazioni dettagliate sullo stato della rete e dei costi per il mercato europeo e nazionale, si ritiene che possa esistere una gamma di applicazioni per le quali il rapporto benefici/costi ne giustifichi l'adozione.

La ricerca in questo campo deve essere orientata oltre che alla riduzione del costo dell'elettrolita e all'aumento della sua densità di energia anche al raggiungimento di una maggiore affidabilità del sistema nel suo complesso.

Per il caso dell'accumulo con l'idrogeno, le analisi di sensibilità mostrano che, con riferimento all'esempio specifico preso in considerazione, anche intervenendo sui costi di investimento di elettrolizzatori e sistemi di stoccaggio si evidenziano tempi di ritorno dell'investimento molto lunghi, dell'ordine dei 50- 100 anni. Tenuto conto di quanto già detto a proposito dei mancati investimenti per l'adeguamento della rete ad alta tensione, è molto importante che il margine economico derivante dalla compravendita dell'energia elettrica sia superiore ai costi di esercizio e manutenzione dell'impianto, infatti tali costi di esercizio e manutenzione risultano a volte superiori, o comunque dello stesso ordine di grandezza, del beneficio ottenibile dalla rivendita dell'energia elettrica prodotta.

Lo studio ha messo in evidenza che per poter considerare conveniente in termini economici l'adozione di un sistema di accumulo ad idrogeno non è importante la sola riduzione dei costi di realizzazione dell'impianto, ovvero quelli dei principali componenti dello stesso, derivante da economie di scala e da futuri miglioramenti tecnologici ed industriali, ma è altrettanto importante sia la riduzione dei costi per le opere accessorie che quella dei costi di esercizio e manutenzione complessivi del sistema.

Come conclusione si può affermare che a breve termine i costi di installazione e manutenzione dell'impianto non sembrano giustificare, in base all'esempio preso in considerazione, l'adozione di un accumulo ad idrogeno. Diverso è un discorso su un lungo orizzonte temporale, dove non solo si potranno ridurre i costi dell'impianto, ma la crescita di potenza delle FER installate nella rete elettrica rispetto a quella delle centrali tradizionali farà salire i costi di adeguamento della rete stessa ed il tempo delle congestioni che si potranno verificare in essa con le relative variazioni di costo dell'energia.

## 5 Riferimenti bibliografici

1. Mario Conte "Lo stoccaggio dell'energia: potenzialità e prospettive" Trasporto e Stoccaggio dell'Energia: Come diventare "Smart" Milano, 11 Luglio 2011
2. P.Butler, "Battery Energy Storage for Utility Applications: Phase I, Opportunities Analysis", SANDIA REPORT 1994
3. P.Butler, J.L.Miller, P.A.Taylor, "Energy Storage Opportunities Analysis Phase II Final Report, A Study for the DOE Energy Storage System Program" SANDIA REPORT 2002
4. Terna - Piano di Sviluppo 2011 Documento integrativo relativo ai sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica

5. Enel - GUIDA PER LE CONNESSIONI ALLA RETE ELETTRICA DI ENEL DISTRIBUZIONE - Dicembre 2011 Ed. 2.2 - 1/264
6. Dennis Witmer "VRB Flow Battery Demonstration" – Wind Diesel Conference, Girdwood, Alaska April 24, 2008
7. Gareth Kear, Akeel A. Shah\*, † and Frank C. Walsh "Development of the all - vanadium redox flow battery for energy storage: a review of technological, financial and policy aspects" INTERNATIONAL JOURNAL OF ENERGY RESEARCH - Int. J. Energy Res. 2012; 36:1105–1120 -
8. <http://www.gefc.com/en/Products.aspx?id=79&gclid=CJ2W-7XR47cCFUFY3god00wAPQ>
9. RSE ricerca sistema elettrico - Rapporto A2-040491 "Completamento e sintesi dell'attività di prova 2002 sul sistema per peak-shaving con batteria Redox della SUMITOMO"
10. Jodi Startari, Ashlawn Energy LLC, "Painesville Municipal Electric Power Vanadium Redox Battery Demonstration Project", 2012 DOE Energy Storage Program Peer Review and Update Meeting, Washington, DC on Sept. 26 – 28, 2012
11. <http://www.sgiclearinghouse.org/sites/default/files/projdocs/1753.pdf>
12. Manlio Pasquali, Francesco Vellucci, Enea – "Applicazione di un sistema di accumulo costituito da batterie al Litio ad un impianto funicolare: risoluzione dei problemi termici e gestione delle potenze", RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO, Report RdS/2011/308
13. [http://www.amsc.com/pdf/PM3000W\\_DataSheet.pdf](http://www.amsc.com/pdf/PM3000W_DataSheet.pdf)
14. [http://www.kokam.com/product/product\\_pdf/high\\_energy\\_density/EL-404\\_SLPB160460330\\_240Ah\\_Grade.pdf](http://www.kokam.com/product/product_pdf/high_energy_density/EL-404_SLPB160460330_240Ah_Grade.pdf)
15. Brian Beck, VRB Power Systems - Information on Tribal Energy Development -- Wind-Diesel Workshop, Alaska, April 2008
16. <http://www.mercatoelettrico.org/It/default.aspx>
17. NREL – National Renewable Energy Laboratory "Hydrogen for Energy Storage Analysis Overview" May 2010
18. ANIE - Federazione Nazionale Imprese Elettrotecniche ed Elettroniche, "Position Paper Gruppo Sistemi di Accumulo", Novembre 2012
19. Susan Schoenung, SANDIA NATIONAL LABORATORIES – "Economic Analysis of Large-Scale Hydrogen Storage for Renewable Utility Applications", August 2011
20. IEC – International Electrotechnical Commission – "Electrical Energy Storage" White Paper, December 2011
21. Magnus Korpås "Distributed Energy Systems with Wind Power and Energy Storage", Thesis, Trondheim University 2004
22. Paul W. Parfomak "Energy Storage for Power Grids and Electric Transportation: A Technology Assessment" March 2012
23. C.E. Grégoire Padró, V. Putsche "Survey of the Economics of Hydrogen Technologies" September 1999 • NREL/TP-570-27079
24. Huamin Zhang "Investigation and Application of Redox Flow Battery for Energy Storage" 2nd SINO-BRITISH Workshop
25. IEA-ETSAP and IRENA© Technology Policy Brief E18 – April 2012 ELECTRICITY STORAGE TechnologyBrief
26. Deutsche Bank : Josef Auer "State-of-the-art Electricity Storage Systems" Marzo 2012
27. Wade A. Amos " Costs of Storing and Transporting Hydrogen" NREL Nov 1998

## Allegati:

Elenco aziende cui sono state richieste informazioni di tipo tecnico:

- Wartsila (Gruppo Motori e Alternatori)
- Idromeccanica (Compressore Idrogeno)
- Air Liquide (Sistema di Stoccaggio Idrogeno)
- Denora (Elettrolizzatori)
- MAN (Gruppo Motori)
- MCS Cylinders (Sistema di Stoccaggio Idrogeno)
- Norsk Hydro (Elettrolizzatori)
- STN Atlas (AC/DC Converters e Alternatori)
- VAKO ((Sistema di Stoccaggio Idrogeno)

Indici riportati in tabella 2

Indice di Hirschmann-Herfindahl (HHI)

Indice aggregato di mercato che misura il grado di concentrazione e dispersione delle quantità offerte e/o vendute dagli operatori e calcolato, per ciascuna ora e ciascuna macrozona, come somma delle quote sulle vendite (o sulle offerte) di mercato moltiplicate per 100 ed elevate al quadrato. L'indice può assumere valori compresi tra 0 (perfetta concorrenza) e 10000 (monopolio): un valore dell'HHI inferiore a 1200 è considerato indice di un mercato concorrenziale, mentre al di sopra dei 1800 è considerato indice di un mercato poco competitivo. L'HHI viene calcolato su base oraria e quindi aggregato in medie semplici mensili. Le quote sono definite considerando le quantità offerte e/o vendute dai singoli operatori, raggruppati sulla base dell'appartenenza di gruppo, includendo le quantità oggetto di contratti bilaterali; il GSE è a tal fine considerato un operatore a sé stante.

Indice di Tecnologia Marginale (ITM)

Indica la tecnologia produttiva che ha fissato il prezzo di vendita dell'energia elettrica