

**POLITECNICO DI MILANO**

Facoltà di Ingegneria Industriale

Corso di Laurea in  
Ingegneria Energetica



Il ruolo dei sistemi CAES e mini CAES nel quadro delle  
tecnologie di accumulo elettriche

Relatore: Prof. Paolo Silva

Tesi di Laurea di:

Carlo Riccardo Sberna

Matr. 743047

Anno Accademico 2014 - 2015



# Ringraziamenti

Il mio primo ringraziamento va al Prof. Silva e al Prof. Rota per la disponibilità e l'attenzione con cui hanno supervisionato il mio lavoro di tesi.

Ai miei genitori e mia sorella Valentina che sono stati sempre presenti nei miei momenti di sconforto e non mi hanno mai fatto mancare il loro sostegno

Alla mia bella famiglia, Lucia e Matias, ai quali dedico questo lavoro.

# Indice Generale

Ringraziamenti .....	ii
Indice Generale .....	iii
Elenco delle Figure .....	vi
Elenco delle Tabelle .....	ix
Elenco delle Formule .....	x
Sommario .....	xi
1 L'accumulo di energia sulla rete elettrica .....	1
1.1 Il contesto .....	4
1.2 Il mercato elettrico .....	9
1.2.1 L'influenza sul prezzo .....	11
1.2.2 L'influenza sul comportamento degli operatori .....	14
1.2.3 L'influenza sulla gestione delle risorse della rete .....	15
1.3 Le funzioni .....	17
1.3.1 Time-Shift (Disaccoppiamento Temporale) .....	17
1.3.2 Integrazione Fonti Rinnovabili Non Programmabili .....	19
1.3.3 Riserve di Rete .....	20
1.3.4 Regolazione primaria, secondaria e terziaria .....	21
1.3.5 Black Start .....	25
1.3.6 Supporto di tensione .....	26
1.3.7 Gestione delle congestioni e differimento capitale .....	27
1.3.8 Power Quality .....	28
1.3.9 Affidabilità del servizio .....	30
1.3.10 Home Energy Management .....	31
1.4 Le specifiche richieste dalla rete .....	31
2 I sistemi di accumulo .....	37
2.1 Parametri dei sistemi di accumulo .....	37
2.2 Classificazione forme .....	41
2.3 Gli impianti di pompaggio idroelettrico .....	41

2.3.1	Gli sviluppi del pompaggio .....	45
2.4	I volani.....	46
2.4.1	Descrizione della tecnologia e dei componenti .....	46
2.4.2	Caratteristiche .....	49
2.5	Le batterie elettrochimiche.....	52
2.5.1	Batterie al Piombo .....	55
2.5.2	Batterie al Litio .....	56
2.5.3	Batterie al Sodio-Zolfo (NaS).....	58
2.5.4	Batterie al Nickel-Cadmio (NiCd).....	59
2.5.5	Batterie al Nickel - Idruri Metallici .....	60
2.5.6	Batterie Sodio-Cloruro di Nichel (ZEBRA).....	61
2.5.7	Batterie a circolazione (FBES) .....	62
2.5.7.1	Vanadium Redox Flow Battery (VRB) .....	63
2.5.7.2	Batterie Zinco Bromo (ZnBr) .....	65
2.5.7.3	Batterie Zolfo Bromo (PBS).....	66
2.6	I Supercondensatori.....	67
2.7	I Magneti superconduttori .....	69
2.8	I TES (Thermal Energy Storage) .....	73
2.9	Classificazione, indici e caratteristiche .....	75
3	Impianti di accumulo ad aria compressa (CAES) .....	89
3.1	Componenti d'impianto e parametri tecnici.....	91
3.2	Configurazioni attuali e future .....	93
3.2.1	CAES convenzionale .....	94
3.2.2	CAES con ciclo combinato.....	97
3.2.3	CAES con ciclo STIG e ciclo con umidificazione dell'aria ....	97
3.2.4	CAES adiabatico.....	98
3.2.5	CAES ibridi .....	99
3.3	Tipologie di serbatoio di accumulo.....	100
3.3.1	Le caverne saline .....	101
3.3.2	Le rocce compatte o miniere abbandonate .....	103
3.3.3	Le rocce porose.....	103
3.3.4	Serbatoi artificiali e tubazioni.....	104
3.3.5	Accumulo sottomarino.....	105

3.4	Impianto di Huntorf.....	106
3.4.1	I componenti e le grandezze nominali .....	109
3.4.2	La gestione operativa e le funzioni .....	111
3.4.3	I costi, l'affidabilità e le manutenzioni .....	112
3.5	Impianto di Mc Intosh .....	115
3.6	Altri impianti .....	119
3.7	Gli impianti adiabatici .....	124
3.7.1	I sistemi di accumulo termico .....	127
3.8	L'Impianto ADELE.....	128
4	I Small CAES .....	132
4.1	I serbatoi .....	132
4.1.1	I parametri dei serbatoi .....	133
4.1.2	Gli sforzi .....	136
4.1.3	Costi materiale .....	137
4.1.4	I costi di fabbricazione.....	141
4.1.5	PUF e pressione minima .....	143
4.1.6	Conclusioni .....	145
4.2	I SCAES Trigenerativi .....	146
4.2.1	Descrizione dei sistemi .....	147
4.2.2	Efficienza energetica .....	149
4.3	I SCAES e le applicazioni per la rete elettrica .....	154
4.4	L'impianto AG Mini-A-CAES/2-TES .....	158
4.5	SCAES EPRI 15 MW (Air Injection o Inlet Chilling).....	163
5	Conclusioni.....	168
	Bibliografia .....	170
	Nomenclatura .....	174
	APPENDICE A (costi in dettaglio di vari impianti SCAES) .....	176

## Elenco delle Figure

1.1	Andamento della potenza elettrica installata lorda in Italia in GW divisa per fonte .....	5
1.2	Andamento della produzione di elettrica installata in Italia in GWh divisa per fonte .....	5
1.3	Andamento della potenza elettrica installata, prodotta e disponibilità degli impianti Eolici e Fotovoltaici .....	6
1.4	Andamento dell'energia destinata ai pompaggi .....	8
1.5	Mercato elettrico e ordine di merito .....	10
1.6	Mercato elettrico e ordine di merito con rinnovabili .....	12
1.7	Andamento prezzi medi orari sul mercato elettrico (€/MWh).....	13
1.8	Andamento dei prezzi max, min e del loro rapporto .....	14
1.9	Esempio di variazione del carico residuo in funzione della produzione eolica per 15 giorni consecutivi .....	16
1.10	I tre tipi di regolazione e i tempi di intervento .....	22
2.1	Schema dei sistemi d'accumulo divisi per forma di stoccaggio .....	41
2.2	Schema impianto pompaggio idroelettrico .....	42
2.3	Foto aerea impianto di pompaggio di La Muela II.....	45
2.4	Foto aerea impianto di pompaggio marino di Okinawa .....	46
2.5	Componenti di un volano.....	47
2.6	Dimensioni comparate di diversi volani commerciali .....	48
2.7	Schema di funzionamento di una batteria.....	52
2.8	Schema semplificato funzionamento batteria VRB.....	62
2.9	Schema semplificato di un supercondensatore .....	68
2.10	Schema di un sistema SMES .....	71
2.11	Schema semplificato di un Sensible Heat TES.....	75
2.12	Comparazione EES per autonomia del sistema e potenza.....	77
2.13	Comparazione EES per autonomia, potenza e capacità di accumulo.....	78
2.14	Comparazione EES per potenza specifica e energia specifica .....	79
2.15	Comparazione EES per densità di potenza e densità di energia.....	80
2.16	Comparazione dei rendimenti delle varie EES .....	82
2.17	Comparazione tra costi operativi e di manutenzione con i costi specifici al kWh immagazzinato .....	88
3.1	Schema di un CAES rigenerativo .....	89
3.2	Schema di un CAES convenzionale .....	94

3.3	Schema di un CAES convenzionale con recuperatore .....	95
3.4	Schema di un CAES con ciclo a vapore .....	97
3.5	Schema di un CAES adiabatico.....	99
3.6	Schema di un CAES ibrido.....	100
3.7	Rendering di una caverna salina e individuazione di zone con presenza contemporanea di caverne e impianti eolici .....	102
3.8	Foto di un pallone sottomarino .....	106
3.9	Foto aerea dell'impianto di Huntorf .....	107
3.10	Profilo delle caverne dell'impianto di Huntorf con profondità in m.....	108
3.11	Schema impianto Huntorf e punti termodinamici .....	109
3.12	Geometria delle due caverne saline ottenuta mediante un'indagine con laser negli anni 1984 e 2001.....	112
3.13	Stato termodinamico del serbatoio e portata di aria estraibile lungo la fase di generazione .....	113
3.14	Numero di avviamenti dell'impianto di Huntorf.....	114
3.15	Veduta aerea dell'impianto di McIntosh.....	115
3.16	Schema dell'impianto CAES di McIntosh.....	116
3.17	Schema impiantistico base di un CAES adiabatico.....	125
3.18	Impianto AA-CAES con le principali grandezze operative .....	126
3.19	Schema del Prototipo d'impianto del progetto ADELE.....	129
3.20	Rendering del TES del progetto ADELE .....	131
4.1	Andamento del volume interno al variare della pressione con diversi livelli di PUF.....	134
4.2	Andamento del volume interno al variare della pressione con diversi livelli di $P_m$ .....	135
4.3	Stato di sforzo in un serbatoio cilindrico con flange ellissoidali 2:1.....	136
4.4	Andamento del coefficiente di stress di Von Mises per serbatoi di diverse dimensioni.....	137
4.5	Andamento del peso dei serbatoi in funzione della pressione per diversi raggi esterni .....	138
4.6	Andamento della lunghezza dei serbatoi in funzione della pressione per diversi raggi esterni.....	138
4.7	Andamento della lunghezza al variare della pressione di sistemi a pari volume di 1 serbatoio e tre serbatoi per diversi raggi esterni.....	140
4.8	Andamento del peso al variare della pressione per sistemi di tre serbatoi e un serbatoio a pari volume interno a diversi raggi esterni a lunghezza dei serbatoi in funzione della pressione per diversi raggi esterni.....	141
4.9	Andamento del costo del serbatoio a variare della pressione per diversi raggi con PUF definito.....	143

4.10	Andamento del costo del serbatoio a variare della pressione per diversi raggi con $P_m$ definita .....	144
4.11	Temperatura e pressione dell'aria durante la fase di compressione raffreddata dall'iniezione di acqua pressurizzata .....	147
4.12	Impianto SCAES 1&2 .....	148
4.13	Impianto SCAES 3&4 .....	148
4.14	Impianto SCAES 5&6 .....	149
4.15	Impianto SCAES 7&8 .....	149
4.16	Flussi energetici ed exergetici di un sistema trigenerativo SCAES .....	153
4.17	Flussi energetici ed exergetici di un sistema SCAES con combustibile ....	153
4.18	CAES convenzionale con l'accumulo non interrato.....	159
4.19	Caratteristiche tecniche e parametri economici del CAES convenzionale con l'accumulo non interrato.....	159
4.20	Schema impianto dell'A-CAES con 1 TES.....	160
4.21	Schema dell'A-CAES con 2 TES .....	161
4.22	Rendering della disposizione H o V dei serbatoi .....	162
4.23	Schema dell'impianto con iniezione aria nel combustore .....	164
4.24	Schema dell'impianto con iniezione d'aria al compressore .....	164

## Elenco delle Tabelle

1.1	Applicazioni della rete elettrica .....	3
1.2	Specifiche richieste dalle applicazioni per la rete con le tecnologie adatte suddivise per grado di maturità.....	33
2.1	Installazioni di volani e principali caratteristiche.....	51
2.2	Vantaggi e svantaggi dei volani.....	51
2.3	Reazioni chimiche e tensioni di cella delle batterie.....	55
2.4	Batterie al Piombo usate per EES.....	56
2.5	Batterie Na/S usate per EES .....	59
2.6	Batterie VRB usate per EES.....	64
2.7	Impianti SMES .....	73
2.8	Comparazione EES per alcuni indici caratteristici 1 .....	81
2.9	Comparazione EES per alcuni indici caratteristici 2 .....	85
2.10	Comparazione EES per alcuni indici caratteristici <b>3Errore. Il segnalibro non è definito.</b>	
3.1	Principali parametri di confronto degli impianti Huntorf e McIntosh.....	119
3.2	Confronto parametri CAES con ciclo combinato.....	122
3.3	Impianti CAES pilota o in fase di studio .....	124
3.4	Principali caratteristiche del progetto ADELE.....	131
4.1	Riassunto tipi di impianto SCAES .....	148
4.2	Analisi energetica di differenti sistemi SCAES.....	151
4.3	Parametri richiesti dalle applicazioni.....	155
4.4	Costi capitali e operativi specifici per uno SCAES da 10 MW .....	156
4.5	Parametri tecnici e finanziari usati per il calcolo del NPV.....	157
4.6	Riassunto costi, benefici e NPV rispetto alle diverse applicazioni .....	157
4.7	Impianti SCAES per applicazioni per la rete elettrica e relativi costi .....	158
4.8	Parametri tecnici ed economici dell'A-CAES con 1 TES .....	160
4.9	Vantaggi e svantaggi dell'A-CAES con 1 TES .....	160
4.10	Confronto parametri dell'A-CAES con 1 e 2 TES .....	161
4.11	Confronto parametri economici dell'A-CAES con 1 e 2 TES .....	162
4.12	Confronto costi per le due versioni dello SCAES .....	165

## Elenco delle Formule

(1) Rendimento, energia elettrica assorbita e generata da un impianto di pompaggio .....	43
(2) Rendimento, energia elettrica assorbita e generata dai volani.....	33
(3) Rendimento, energia elettrica assorbita e generata, capacità dei super condensatori .....	51
(4) Rendimento, energia elettrica assorbita e generata, induttanza dei magneti superconduttori .....	71
(5) Charge Energy Ratio e Heat Rate di un impianto CAES .....	92
(6) Rendimento primo principio $\eta_i$ di un impianto CAES .....	92
(7) Rendimento carica-scarica $\eta_{cs}$ di un impianto CAES .....	59
(8) Rendimento primo principio $\eta_i$ di un impianto CAES adiabatico .....	93
(9) Energia immagazzinata per unità di volume .....	73
(10) Energia immagazzinata per unità di volume non sfruttabile.....	133
(11) PUF (Pressure Utilization Factor) .....	134
(12) Volume interno .....	134
(13) Raggio interno del serbatoio .....	135
(14) Spessore del serbatoio.....	135
(15) Volume interno di un serbatoio .....	136
(16) Peso di un serbatoio .....	136
(17) Lunghezza della parte cilindrica del serbatoio .....	140
(18) Peso totale di N serbatoi .....	140
(19) Calcolo differenza materiale tra N serbatoi e 1 solo serbatoio.....	140
(20) Differenza lunghezza a pari volume tra N serbatoi e 1 solo serbatoio .....	140
(21) Area flangia serbatoio.....	142
(22) Area cilindro serbatoio .....	142
(23) Costo serbatoio .....	142
(24) Equazione sperimentale costi per incrementare pressione .....	144
(25) Pressione di costo minimo .....	145
(26) Rendimento di “riscaldamento” dello SCAES .....	150
(27) Rendimento di “raffreddamento” dello SCAES.....	150
(28) Costi installazione CAES .....	155
(29) Costo energia elettrica prodotta.....	156

## Sommario

Il recente sviluppo delle fonti rinnovabili e la loro crescente importanza come potenza installata e produzione di energia hanno posto le basi per un significativo cambiamento del sistema energetico ed in particolare di quello elettrico. Esso rappresenta un passaggio critico la cui complessità dipende strettamente dall'impossibilità di accumulare in maniera semplice l'energia e dalla non programmabilità delle fonti rinnovabili che, come nel caso dell'eolico, può avere luogo in aree remote, lontane dai centri di carico e caratterizzate da una struttura di rete di trasmissione relativamente debole, dando origine all'impossibilità di evacuare la potenza generata nei momenti di picco della produzione per carenza di capacità di trasporto della rete. È quanto si è verificato negli anni recenti in alcune porzioni della rete del sud Italia. In questo caso, la mancata produzione degli impianti (che nel sistema italiano viene comunque remunerata ai proprietari degli impianti), implica produrre altrettanta energia con altri impianti, tipicamente termoelettrici, con i relativi ulteriori costi ed emissioni. La capacità di accumulo, tradizionalmente effettuata dall'idroelettrico a pompaggio, è utile in un mercato non solo caratterizzato da grandi potenze (pompaggio e CAES) ma anche per medie e basse potenze. L'indagine in questo lavoro oltre ad una rassegna sulle principali tecnologie di accumulo dell'energia elettrica (Electrical Energy Storage) si focalizza sullo stato dell'arte, caratteristiche e la fattibilità tecnico-economica degli impianti e SCAES (Small Compressed Air Energy Storage). Quest'ultima è una tecnologia in sviluppo (Il CAES è invece una tecnologia matura) ma usa dei componenti meccanici come turbine, serbatoi, compressori etc che hanno un grado di maturità molto elevato.

Questa tecnologia potrebbe essere utile nei casi di black start, come UPS (Uninterruptible Power Supply), nei casi di Spinning e Standing Reserve. Come per tutte le tecnologie la sua fortuna dipenderà da una concausa di fattori,

economicità, timing, facilità di accesso, disponibilità in un contesto complesso e multifattoriale come quello che caratterizza attualmente il mercato elettrico.

**Parole chiave:** Accumulo di energia elettrica, mini CAES, SCAES, fonti rinnovabili, adiabatico, Compressed Air Energy Storage

# 1 L'accumulo di energia sulla rete elettrica

Le politiche di incentivazione degli impianti fotovoltaici ed eolici hanno portato alla installazione di una grande quantità di impianti sparsi principalmente nell'Italia meridionale dove contemporaneamente più deboli risultano le infrastrutture di rete.

Il carattere fluttuante e non programmabile della produzione elettrica di questi impianti comporta difficoltà nella regolazione della rete e rende antieconomica la gestione degli impianti di generazione da fonte fossile, che sono chiamati a un funzionamento intermittente con fattori di utilizzo annuo molto limitati.

Il bilancio della produzione di potenza con il consumo e l'assegnazione della capacità di trasporto sulle linee elettriche stanno subendo, infatti, un forte incremento di complessità, ma questi non sono gli unici problemi strutturali e gestionali di cui si sono trovate a soffrire le reti. Al fine di risolvere queste criticità risulta sempre più urgente una transizione del sistema elettrico, dal modello centralizzato e unidirezionale, verso smart grid con flussi bidirezionali in cui generatori, rete ed utilizzatori siano in grado di comunicare tra loro, garantendo una gestione più affidabile ed efficiente.

Una soluzione per una gestione migliore e per rendere l'intero sistema più efficiente è certamente quella di disporre di sistemi capaci di accumulare energia elettrica. Questi non risolverebbero interamente i diversi problemi ma certamente contribuirebbero a rendere la rete più dinamica e capace di gestire il numero sempre crescente di piccoli produttori di energia distribuiti su tutto il territorio. Le tecnologie attualmente in grado di accumulare energia elettrica e rilasciarla in seguito sono molteplici e possono svolgere servizi differenti in funzione delle relative caratteristiche d'impianto.

I sistemi di accumulo permetterebbero infatti un'integrazione maggiore delle fonti rinnovabili aleatorie con la curva di domanda giornaliera, garantendo una

fornitura di energia più stabile anche a fronte di un aumento della penetrazione di tali fonti.

I sistemi di accumulo di energia elettrica possono essere impiegati in molteplici applicazioni, alcune delle quali richiedono “prestazioni in potenza”, quindi sistemi in grado di scambiare elevate potenze per tempi brevi (da frazioni di secondo a qualche decina di secondi), mentre altre richiedono “prestazioni in energia”, quindi sistemi in grado di 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.

È quindi opportuno considerare altre tecnologie di accumulo energetico adatte sia alla grande scala che anche alla piccola scala perché i sistemi elettrici stanno evolvendo verso un più ampio uso di tecnologie digitali (Smart grid) che sostengono una crescente integrazione di varie fonti di energia primarie (generazione distribuita o convenzionale), con una crescente quota di fonti di energia rinnovabili non programmabili anche di modesta potenza.

La necessità di garantire un maggiore controllo delle fasi di produzione e distribuzione sta rendendo le tecnologie dell’accumulo sempre più promettenti ed utili per migliorare il rendimento, la gestione, la qualità e ridurre i costi dell’energia elettrica prodotta ed utilizzata.

I benefici apportati al sistema elettrico interessano tutti i livelli della rete elettriche. Da quello di generazione, trasmissione e distribuzione sino a toccare la singola utenza. I vantaggi per la qualità del servizio sono sintetizzati nella tabella sottostante. Essi riassumono la parte preponderante delle applicazioni dei sistemi di accumulo e sono oggetto di interesse da parte dei soggetti che partecipano al mercato elettrico.

SETTORE	SERVIZIO SPECIFICO	
Rete elettrica	1	Time-shift e peak shaving
	2	Integrazione con fonti rinnovabili non programmabili

SETTORE	SERVIZIO SPECIFICO	
T&D	3	Capacità rifornimento rete
	4	Regolazione primaria, secondaria e terziaria
	5	Black Start
	6	Supporto di tensione
	7	Gestione delle congestioni
Utenza	8	Gestione fattore di utilizzazione e differimento capitale
	9	Qualità servizio
	10	Affidabilità servizio
	11	Home Energy Management

**Tab 1.1 - Applicazioni della rete elettrica**

Nel primo capitolo di questa tesi è introdotto lo scenario di accumulo italiano, descrivendo il funzionamento del mercato elettrico e i problemi che la produzione di potenza da energie rinnovabili ha generato. È inoltre posta particolare attenzione alla necessità di regolazione della rete e alle funzioni che i sistemi d'accumulo possono svolgere.

Nel secondo capitolo sono presentati i parametri utilizzati per classificarle le EES, le forme di stoccaggio e le tecnologie più usate e infine un confronto di indici e caratteristiche

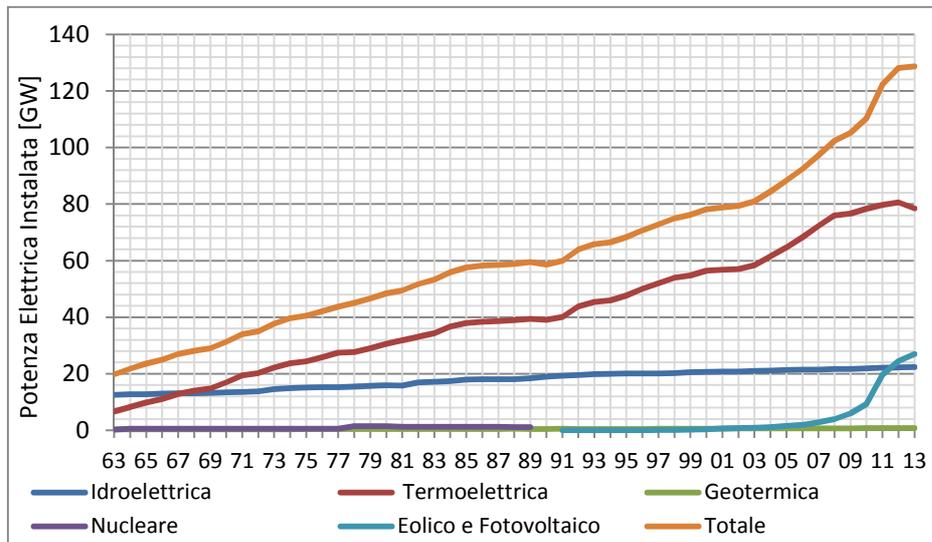
Nel terzo capitolo è presentata la tecnologia dei CAES, le caratteristiche degli impianti esistenti e le diverse configurazioni.

Il quarto capitolo è incentrato sulla tecnologia mini-CAES, presentandone le caratteristiche impiantistiche, vantaggi e svantaggi rispetto alla tecnologia CAES, punti di forza e debolezza riguardo allo stoccaggio di energia.

Nel quinto capitolo sono espone le conclusioni del lavoro di analisi critica del quadro tecnologico e di mercato.

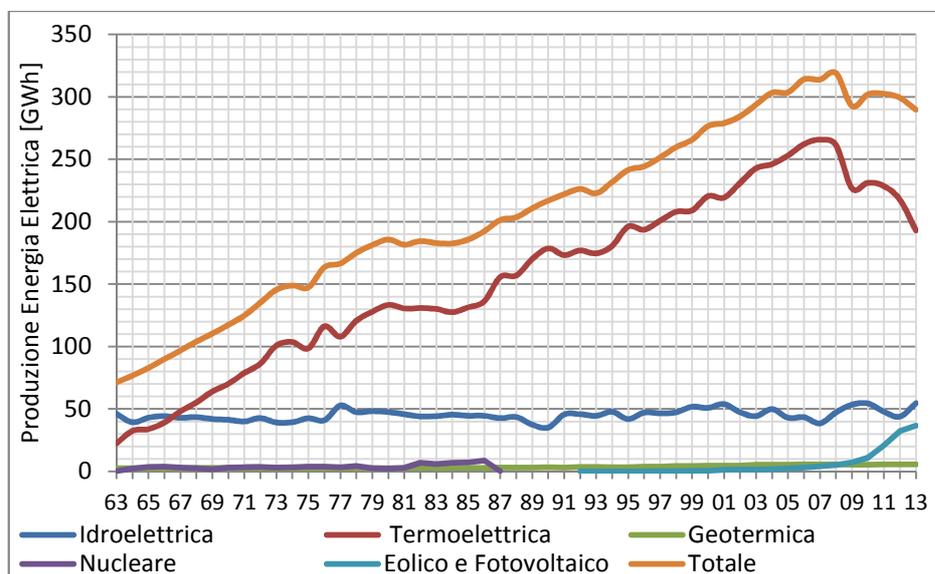
## **1.1 Il contesto**

L'energia elettrica è un vettore energetico che può essere trasportato e trasformato in altre forme in modo relativamente semplice ed efficiente ma è caratterizzato da una certa difficoltà di accumulo. Inizialmente vennero realizzate le prime linee elettriche di trasmissione dalle centrali di generazione alle grandi utenze industriali, consentendo un bilanciamento istantaneo della produzione con il consumo con un'ottica unidirezionale dalla produzione al consumo. Poi si è cercato di sviluppare le reti elettriche in modo da assicurare il servizio a più utilizzatori possibili, anche se in alcuni casi ciò non è stato possibile, vuoi per un costo elevato (connessione zone isolate, isole, baite di montagna) o per ragioni tecniche. Le politiche di incentivazione dei sistemi di produzione a fonti rinnovabili perseguite negli ultimi anni hanno portato all'installazione di una massiccia quota di impianti eolici e soprattutto fotovoltaici. Il carattere fluttuante e non programmabile della produzione elettrica di questi impianti comporta difficoltà nella regolazione della rete e rende antieconomica la gestione degli impianti di generazione da fonte fossile, che sono chiamati a un funzionamento intermittente con fattori di utilizzo annuo molto limitati. Nonostante la capacità produttiva di questi impianti sia intrinsecamente bassa, causa l'incostanza del vento e della radiazione solare, solo in Italia a fine 2014 la potenza installata di eolico e fotovoltaico (entrambe fonti non programmabili) ha raggiunto i 26 GW arrivando a contare insieme per ben il 21% della potenza efficiente lorda del parco nazionale italiano e in grado di produrre oltre il 12% della richiesta elettrica nazionale [1].



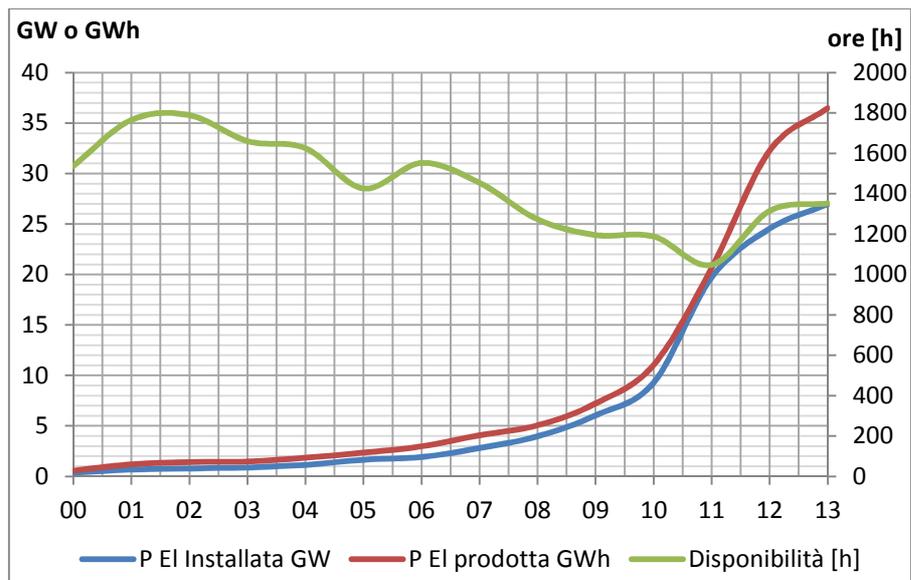
**Fig 1.1 - Andamento della potenza elettrica installata lorda in Italia in GW divisa per fonte**

Da notare come dopo il 2008 ci sia stato un crollo nella produzione termoelettrica che ha portato la quantità prodotta ad essere pari circa a quella degli anni 90. Contemporaneamente la quota delle energie rinnovabili (esclusa l'idroelettrico) è cresciuta arrivando ad un non trascurabile 36 GWh.



**Fig 1.2 - Andamento della produzione di elettrica installata in Italia in GWh divisa per fonte**

C'è da considerare che gli impianti eolici e fotovoltaici seguono anche una logica di posizionamento nel territorio che mira a ricercare una maggiore producibilità (parametri caratteristici sono il posizionamento verso sud dei pannelli fotovoltaici o le velocità medie del vento per l'eolico) e dal seguente grafico si può notare come al crescere della potenza installata sia cresciuta ovviamente l'energia prodotta ma la disponibilità (semplicemente il rapporto tra l'energia prodotta e la potenza con cui la si produce) ha avuto un andamento decrescente. Si può giustificare ciò pensando che nel corso degli anni per primi siano stati progettati e costruiti gli impianti nei luoghi considerati "migliori" e poi sfruttati i siti via via meno idonei. Per l'eolico bisogna considerare anche che in questi anni saranno entrati in funzione impianti molto profittevoli che però hanno scontato lunghe fasi procedurali che ne hanno ritardato l'entrata in funzione.



**Fig 1.3 - Andamento della potenza elettrica installata, prodotta e disponibilità degli impianti Eolici e Fotovoltaici**

Ognuno di questi impianti è collegato alla rete e contribuisce alla sua instabilità in zone favorendo congestioni.

Bisogna conciliare la variabilità della produzione delle fonti energetiche rinnovabili con la variabilità dei carichi. Senza un sistema di accumulo, la

generazione di energia elettrica deve essere istantaneamente uguale al proprio consumo e l'immagazzinamento permette di generare l'energia in un intervallo temporale e di poterla usare in un altro. Questo fenomeno sta creando problemi sempre più gravi ai sistemi elettrici nazionali, che erano stati concepiti e realizzati con logica centralizzata: grandi impianti di produzione (centinaia di MW elettrici) collegati alle utenze tramite una rete di trasmissione e distribuzione adatta a condurre un flusso di potenza unidirezionale.

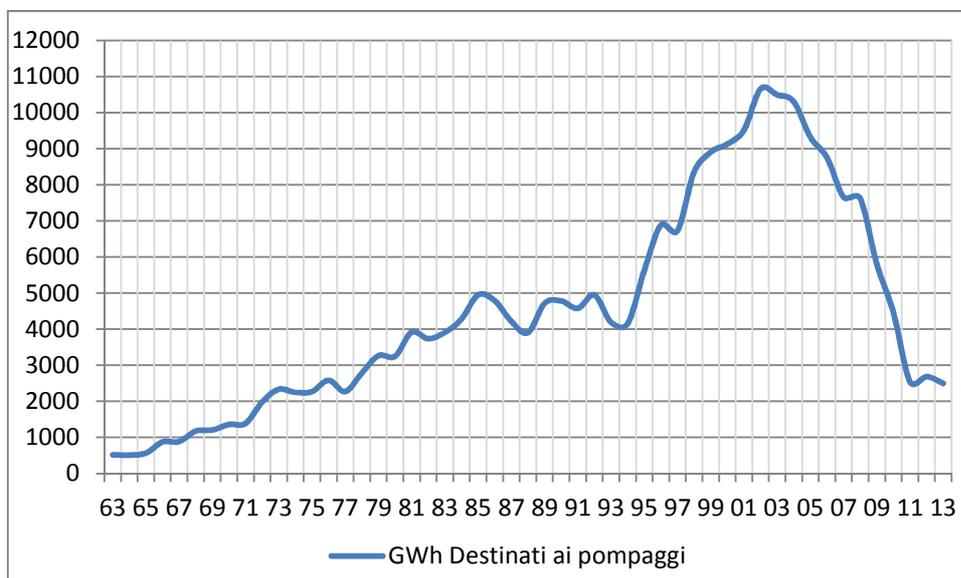
Nel passato l'accumulo di energia sotto forma potenziale nella forma del pompaggio idroelettrico, almeno per grandi potenze (ovvero a partire dalle decine di MW sino a 1000 MW e oltre), è stato usato principalmente durante i periodi di bassa domanda di energia, per poi trasferire, tramite pompe l'acqua da un serbatoio inferiore ad uno superiore, immagazzinando così l'energia sotto forma di energia potenziale. Nei periodi di elevato carico l'acqua dal serbatoio superiore è rilasciata in quello inferiore, azionando le turbine e generando energia.

Questa è sicuramente la tecnica più matura e conveniente per l'accumulo di energia elettrica ed è generalmente realizzato a sfruttando bacini idroelettrici utilizzati per la raccolta di acque da apporti naturali. Il pompaggio è presente in modo abbastanza ampio nel sistema elettrico italiano, con circa 7600 MW installati ed una produzione annua da solo pompaggio di circa 9 TWh. Questa tecnologia ha tuttavia gli svantaggi di essere legati alla presenza di condizioni geografiche molto particolari e di presentare spesso tempi lunghi di realizzazione, dovuti anche a difficoltà autorizzative.

La crescente domanda di energia elettrica ed il ricorso in misura sempre più elevata a fonti rinnovabili aleatorie spingerebbe a potenziare la capacità di accumulo del sistema elettrico italiano. Ciò può essere in qualche misura ottenuto estendendo l'applicazione del pompaggio ad altri impianti idroelettrici; le potenzialità del territorio italiano e degli impianti esistenti sono peraltro limitate e la costruzione comporta spesso tempi lunghi di realizzazione, legati anche a difficoltà autorizzative.

Gli impianti di pompaggio hanno avuto però nello stesso periodo un calo sostanzioso del loro utilizzo dovuto ad altri motivi:

- È stato incentivato il repowering di vecchi impianti ad olio combustibile e l'installazione di nuovi impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale (CCGT, Combined Cycle Gas Turbine), che hanno accresciuto la flessibilità di utilizzo, in particolare la rapidità di regolazione (caratteristica degli impianti idroelettrici di produzione pura e di pompaggio) [3, 8];
- Alcuni bacini hanno sofferto la perdita di efficienza per il progressivo interrimento dei serbatoi e l'invecchiamento delle infrastrutture;
- È stata incrementata la capacità di interconnessione con l'estero, in particolare nella zona nord (dove si trovano la maggior parte degli impianti di pompaggio) [9, 10];
- La crisi economica, a partire dal 2007, ha bloccato la crescita nei consumi di energia elettrica, smentendo le previsioni di crescita;



**Fig 1.4 - Andamento dell'energia destinata ai pompaggi**

I sistemi CAES, il cui concetto risale agli anni '70 del secolo scorso, stanno incontrando un rinnovato interesse per applicazioni centralizzate di grande taglia

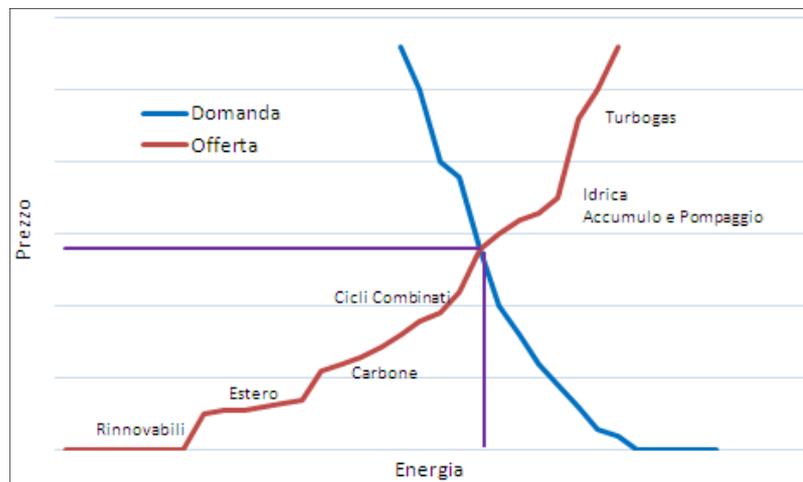
(dell'ordine delle centinaia di MW) e sono oggetto di attività di ricerca, sviluppo e dimostrazione, ad esempio in Germania e negli USA, in particolare per lo sviluppo di sistemi cosiddetti "adiabatici", ovvero senza utilizzo di combustibili fossili.

Gli accumulatori elettrochimici sono attualmente oggetto di intensa attività di ricerca e sviluppo e se ne prevede una crescente penetrazione, sia sulla rete di trasmissione sia per applicazioni distribuite in prossimità dell'utenza e nelle smart grid, di piccola e media taglia (tra 1 MW e qualche decina di MW). Le tecnologie più promettenti appaiono essere, accanto alle batterie NaS, quelle basate su ioni di litio e quelle Redox/vanadio. Gli sforzi di R&S si concentrano sull'aumento della potenza specifica della cella, il miglioramento della facilità di gestione del sistema e la riduzione dei costi.

## **1.2 Il mercato elettrico**

È un sistema organizzato di offerte, di vendita e di acquisto di energia elettrica. La borsa elettrica, prevista dal decreto legislativo n. 79/1999 di liberalizzazione del mercato elettrico, è stata istituita in Italia a partire dal 1° aprile 2004 ed è oggi gestita dal Gestore del Mercato Elettrico. La vendita di energia elettrica viene effettuata ogni giorno per il giorno successivo ricorrendo ad una contrattazione su base oraria dove l'incontro tra domanda e offerta viene effettuata attraverso il sistema del prezzo marginale.

Nelle aste si accetta, cioè si dispaccia, prima l'offerta più economica e poi i "pacchetti" più cari, fino a coprire tutto il fabbisogno. Il GME quindi riceve le offerte di vendita e acquisto e le aggrega in base all'ordine di merito economico. Si individua in tal modo il punto di equilibrio del mercato stesso nell'intersezione tra tali curve aggregate.



**Fig 1.5 - Mercato elettrico e ordine di merito**

La linea della domanda ha una pendenza generalmente negativa indicando come un incremento del prezzo porti ad una diminuzione delle quantità richieste (relazione inversa tra prezzo ed energia). L'energia elettrica è comunque uno di quei beni la cui richiesta è scarsamente influenzata dal prezzo (domanda anelastica o rigida) quindi la linea tende ad essere verticale o quasi verticale. È evidente che quello di energia elettrica è un consumo "ripetitivo", che difficilmente viene variato in funzione del prezzo di acquisto del momento (solo i grandi consumatori probabilmente riescono a fare qualcosa in tal senso).

La linea dell'offerta ha una pendenza positiva (da sinistra verso destra) dove si nota come pur offrendo lo stesso bene ci sono diversi tipi di produzione che hanno diversi costi marginali. Si tratta in pratica di un "composito" la cui forma non dipende solo dalla relazione prezzo-quantità ma anche dalla struttura dei costi.

Se i flussi di energia nel sistema di trasmissione soddisfano i vincoli tecnici ed operativi il prezzo di equilibrio che si forma nel mercato è unico, mentre se almeno un vincolo è violato, il mercato si separa in zone. Per ciascuna zona viene definito un mercato a sé stante che dà luogo alla formazione di un prezzo zonale ed a una modifica dei programmi di immissione e prelievo in modo da rispettare il limite di transito della linea o dell'insieme di linee in oggetto.

Si parla in questo caso di congestione tra due aree con la conseguente formazione di un differenziale di prezzo positivo tra l'area importatrice e l'area esportatrice; tale differenza rappresenta inoltre il beneficio associato all'incremento di capacità di trasmissione tra le due aree. Il disegno del mercato zonale italiano prevede che in caso di congestione, le offerte di vendita accettate nel MGP (Mercato Giorno Prima) siano valutate al prezzo di equilibrio della zona relativa, mentre le offerte di acquisto accettate sono valorizzate, indipendentemente dalla zona in cui i prelievi avvengono, al Prezzo Unico Nazionale (PUN), calcolato come media ponderata dei prezzi zonali. L'assenza di congestioni sul sistema di trasmissione è un indice di adeguatezza del medesimo a consentire gli scambi di energia determinati nella sessione di mercato. Viceversa l'insorgere di congestioni riduce il beneficio associato all'acquisizione di energia elettrica per i consumatori ed il guadagno per i produttori, generando una "rendita di congestione" che solitamente viene assegnata all'operatore di rete con lo scopo di potenziare la rete di trasmissione. Lo stesso operatore di rete si occupa di definire e aggiornare la suddivisione in zone nella rete italiana e dei relativi limiti di transito.

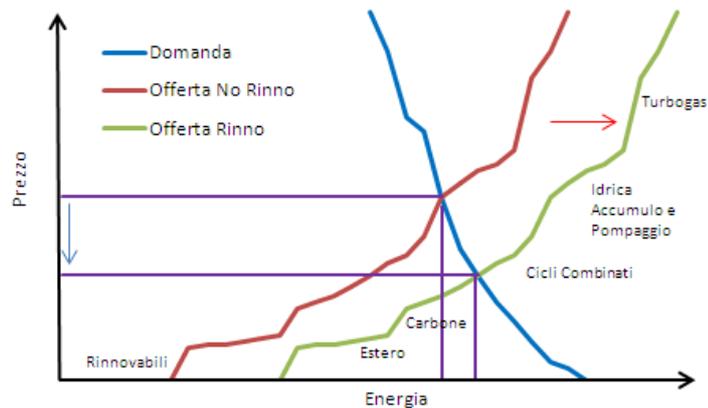
La maggiore presenza di fonti rinnovabili ha modificato fortemente il panorama elettrico italiano su diversi fronti:

- Influenza sul prezzo;
- Influenza sul comportamento degli operatori di borsa;
- Influenza sulla gestione delle risorse di rete.

### **1.2.1 L'influenza sul prezzo**

Nelle aste del MGP si accetta prima l'offerta più economica e poi i "pacchetti" più cari, fino a coprire tutto il fabbisogno. Dato che a determinare il prezzo orario che si applica a tutti gli impianti è la fonte più cara selezionata, la cosiddetta marginale, immissioni di energia a basso prezzo, escludendo le fonti più care all'altro estremo, fanno abbassare notevolmente il costo di tutto il pacchetto di offerte. Le rinnovabili non programmabili, come solare ed eolico, sono offerte a

prezzo nullo, così da non rischiare di non essere selezionate, ben sapendo da una parte di non avere costi di combustibile da coprire, e dall'altra che non saranno comunque remunerate "zero", ma al prezzo determinato dalla fonte marginale. Il loro effetto è quindi quello di far scendere il prezzo dei gruppi di offerte orarie in cui entrano. Schematicamente:



**Fig 1.6 - Mercato elettrico e ordine di merito con rinnovabili**

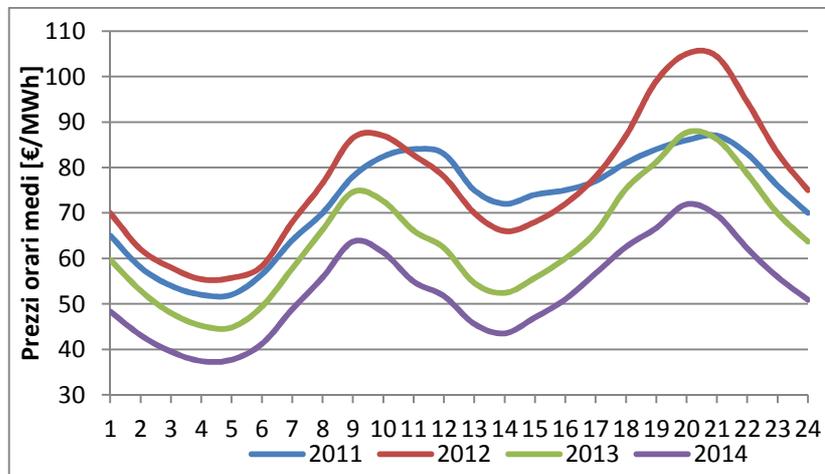
Un incremento sul mercato della produzione rinnovabile a bassi costi marginali fa slittare verso destra la curva di offerta andando ad intersecare la curva di domanda in un nuovo punto di equilibrio che identifica un prezzo inferiore al precedente.

La disposizione delle varie tecnologie di produzione lungo la curva di offerta secondo l'ordine di merito è ovviamente schematizzata, anche se coerente. Diciamo che nella realtà la situazione è più caotica e non esiste una separazione così netta tra i vari raggruppamenti.

Si può osservare che la curva di offerta, essendo il composito di una serie di tecnologie diverse a costi marginali crescenti, acquisisce un andamento esponenziale, ovvero con una pendenza che cresce al crescere della quantità di energia (nella realtà anche più marcato rispetto all'immagine). Ciò significa che una maggiore presenza di energia rinnovabile a bassi costi marginali ha un effetto diverso sul prezzo a seconda di dove la curva di offerta e domanda si incrociano.

Negli ultimi anni si è assistito al fenomeno crescente dello stabilizzarsi di alcuni prezzi zionali orari a valore nullo; questo è causato da un momentaneo calo della

domanda (ad esempio i giorni festivi) ed una forte generazione da rinnovabili. Nei primi mesi del 2013 la diminuzione dei consumi accentuata dalla crisi economica, l'aumento dell'offerta di rinnovabili non programmabili e una stagione invernale eccezionalmente ventosa e piovosa ne hanno facilitato l'occorrenza anche fuori dalla stagione estiva. Il PUN ormai dipende sia dalla quantità di energia richiesta, quanto dalla presenza di sole e vento: se questi sono abbondanti, riescono a farlo calare anche maggiormente rispetto a giorni in cui la domanda di energia è bassa [8]. Bisogna considerare l'energia autoconsumata prodotta dai piccoli e medi impianti rinnovabili posti al servizio di abitazioni e aziende viene conteggiata insieme al resto della produzione nel caso del calcolo del Consumo Interno Lordo ma ovviamente non partecipa al mercato elettrico che quindi vede diminuire i volumi scambiati (solo l'energia immessa in rete arriva al mercato). Anche se gli impianti rinnovabili in autoconsumo sono una piccola parte del totale, l'incremento degli ultimi anni è tale che potrebbe trattarsi comunque di circa 2,8 TWh di energia.



**Fig 1.7 - Andamento prezzi medi orari sul mercato elettrico (€/MWh)**

Bisogna comunque considerare anche il calo del prezzo del gas che ha dato un contributo sicuramente non trascurabile all'abbassarsi del PUN. Infatti oltre all'appiattimento delle gobbe si nota anche come le curve traslino verso il basso.

Considerando graficamente invece i prezzi massimi e i prezzi minimi medi mensili si nota come i primi si siano abbassati più di quanto si siano alzati i secondi. Si intravede un andamento decrescente della linea verde (Rapporto tra i prezzi max e min, asse verticale secondario) che tranne qualche outlier ha una media dal 2010 di compresa tra 2 e 3.

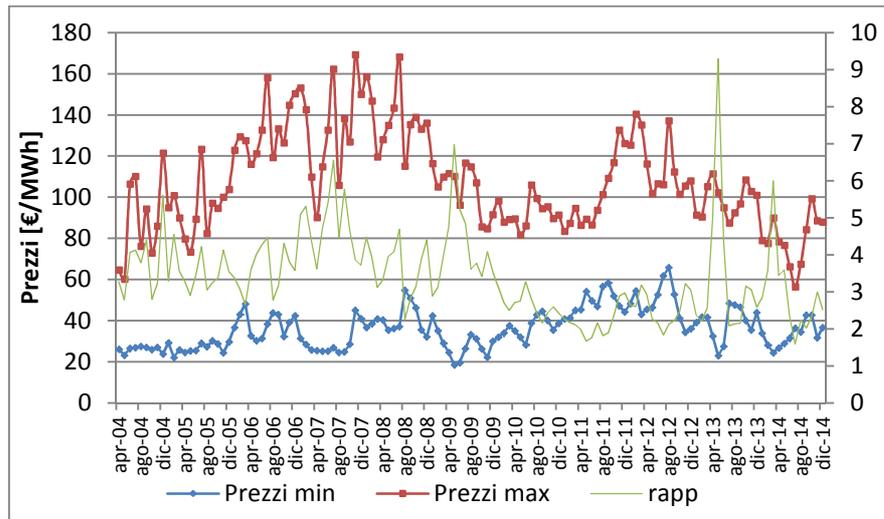


Fig 1.8 - Andamento dei prezzi max, min e del loro rapporto

## 1.2.2 L'influenza sul comportamento degli operatori

In Italia la presenza sempre maggiore di fonti rinnovabili ha, come appena visto, notevolmente influenzato negli ultimi anni i valori di prezzo specialmente nelle ore giornaliere. Questo ha portato inevitabilmente ad un diverso comportamento di tutti gli altri operatori sul mercato elettrico.

Essendo in aumento l'energia generata da impianti eolici e fotovoltaici, il carico residuo da coprire con impianti tradizionali sarà sempre minore, il che porta necessariamente ad una diminuzione dell'utilizzo di quest'ultimi nelle ore più produttive delle fonti rinnovabili. Dalle considerazioni espresse nel paragrafo precedente va quindi inoltre tenuto conto che il prezzo di mercato per queste ore si stabilisce a valori minori di quanto sarebbe successo senza una così importante presenza di eolico e fotovoltaico.

La crisi economica, la conseguente diminuzione della domanda e l'aumento delle interconnessioni con l'estero (che aumenta la concorrenza nel mercato delle zone settentrionali) non aiutano certamente gli impianti a gas, i quali sono portati a funzionare molte meno ore equivalenti rispetto a quelle previste al momento della messa in esercizio dell'impianto.

Nelle ore serali e notturne si assiste perciò a un evento particolare: non solo vengono a mancare quasi d'improvviso le forniture di energia rinnovabile, ma il sistema deve anche affrontare l'innalzamento serale dei consumi, una "rampa di carico" inferiore a quella della mattina presto, ma non trascurabile. Per coprirli si richiamano in servizio le centrali a gas, ma questo continuo "stop and go" repentino porta l'impianto a funzionare durante i tempi d'accensione a rendimenti bassi e sottopone molti componenti dell'impianto a stress ciclici indesiderati, il che porta ad un aumento dei costi [9].

Per tutti questi motivi, nelle ore in cui il fotovoltaico non produce, gli impianti tradizionali tendono a mantenere prezzi orari notturni elevati al fine di recuperare i margini necessari per ripagare almeno il combustibile.

### **1.2.3 L'influenza sulla gestione delle risorse della rete**

É necessario valutare gli effetti che la variabilità della generazione rinnovabile ha sulla gestione del sistema elettrico nel suo complesso.

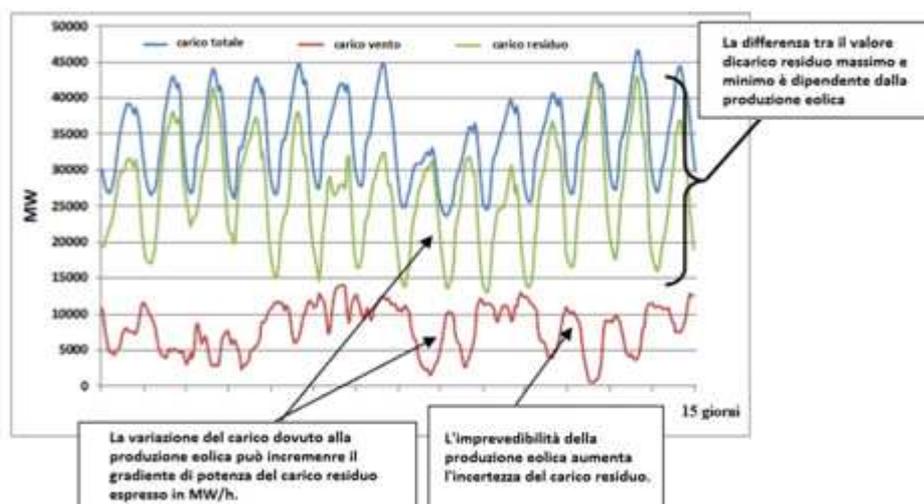
Il modo più immediato per comprendere l'impatto della generazione da fonti rinnovabili sulla rete elettrica è quello di considerare tale fornitura di energia non come "aumento della generazione disponibile", bensì come "riduzione del carico" nel sistema elettrico. Quindi la generazione eolica e fotovoltaica non viene vista dal sistema elettrico come un aumento di generazione disponibile, ma come una riduzione del carico elettrico. In tal modo, la funzione delle unità di base diventa quella di bilanciare il *carico residuo*, definito come il carico effettivo meno l'energia prodotta dalle fonti rinnovabili.

L'introduzione della generazione variabile in rete ha una diretta influenza e

relativi impatti negativi sull'andamento del carico residuo e sul sistema elettrico in generale. In particolare determina:

- Un aumento della riserva necessaria per l'attuazione di servizi di regolazione della frequenza con relativo aumento di costi e diminuzione d'efficienza dell'intero sistema;
- Un aumento della pendenza della curva relativa al carico residuo, ovvero aumenta la velocità con cui le unità preposte per il livellamento del carico devono aumentare o ridurre la potenza erogata;
- Un aumento degli errori nella previsione del carico residuo dovuti all'accumulo degli errori nella stima del carico totale e nella stima della produzione da fonti aleatorie come eolico e fotovoltaico;
- Un aumento del *range* di variazione del carico residuo, cioè la differenza tra valore minimo e valore massimo giornaliero.

L'ultimo impatto citato è particolarmente significativo nella gestione del sistema elettrico, perché determina anche una riduzione del carico minimo con il risultato che alcune delle unità preposte alla copertura del carico di base saranno chiamate a ridurre la potenza erogata e, in casi estremi, verranno direttamente disconnesse dalla rete.



**Fig 1.9 - Esempio di variazione del carico residuo in funzione della produzione eolica per 15 giorni consecutivi [12]**

## **1.3 Le funzioni**

L'accumulo di energia è una strategia chiave nel mitigare diverse criticità, proprie della rete elettrica, causate dalla variabilità ed aleatorietà del carico [4, 17, 18, 19, 20].

In questo paragrafo sono descritte le principali funzioni cui può adempiere un sistema di accumulo allacciato alla rete elettrica. Va sottolineato però che, per buona parte di queste funzioni, tali sistemi rappresentano una soluzione alternativa o complementare ad altre tecniche più convenzionali e quindi generalmente più affidabili: solo per fare qualche esempio l'utilizzo di sistemi di accumulo è utile per evitare le congestioni quanto lo è l'ampliamento della rete elettrica, la fornitura dei margini di riserva può essere effettuata dai sistemi di accumulo così come possono farlo gli impianti di generazione.

### **1.3.1 Time-Shift (Disaccoppiamento Temporale)**

Per time-shift intendiamo l'acquisto (o l'utilizzo se si è un produttore) di energia elettrica per l'accumulo nei momenti di eccesso di produzione rispetto al carico e la successiva immissione in rete nei momenti di maggior richiesta. Tale attività è stata tradizionalmente svolta dagli impianti idroelettrici a pompaggio ed è tuttora perseguita quando il rendimento del sistema di accumulo è maggiore del rapporto tra il prezzo di acquisto dell'energia elettrica sul mercato e quello successivo di vendita (sono però da considerare anche i costi di costruzione e gestione dell'impianto). E cioè se si vuole avere degli impianti di accumulo di energia elettrica dedicati alla rete non eccessivamente penalizzati sul bilancio economico, occorre che siano in grado di avere un'efficienza del ciclo carica- scarica almeno maggiore del 65-70%.

Le tecnologie in grado di esprimere i rendimenti sopra indicati sono: i sistemi di pompaggio, i volani, e i CAES. In questo caso PHS e CAES danno prova di essere una tecnologia matura con un'alta affidabilità. Batterie a circolazione, solar fuel e

TES hanno dimostrato buone potenzialità e sono in corso studi per renderle disponibili per questo tipo di applicazione.

Il time-shift è utilizzato da quando l'energia elettrica è stata prodotta in quota preponderante da grandi centrali termoelettriche a ciclo Rankine, caratterizzate da elevatissimi transitori di funzionamento, che quindi non sono in grado di seguire con precisione la variabilità della curva di carico dell'utenza (load following), a meno di una grave perdita di rendimento in regolazione ed ancor più in caso di accensione/spengimento. L'evoluzione del parco elettrico, nel quale gli impianti cogenerativi, eolici e fotovoltaici, tutti generalmente non programmabili generano circa il 32% dell'intera produzione elettrica, ha portato a un incremento di variabilità nei prezzi dell'energia e quindi a una maggior difficoltà nella gestione economica del time-shift e ne ha incrementato l'importanza.

La privatizzazione e liberalizzazione del settore della produzione di energia elettrica è stata un'altra importante evoluzione del sistema che consente oggi di produrre elettricità e immetterla sulla rete solo ai produttori che si aggiudicano tale compito sul mercato elettrico, con il criterio della miglior offerta. È evidente che questo meccanismo, insieme al cambiamento nelle logiche di localizzazione sul territorio di un nuovo impianto, stabilite ora da diversi soggetti privati senza alcuna pianificazione, hanno portato e porteranno ad un maggior disordine nella distribuzione dei centri di produzione e quindi ad una condizione di più frequente congestione e sovraccarico su alcune linee. In questo contesto un time-shift dell'energia prodotta può risultare conveniente per il gestore della rete (interessato a garantire il minimo prezzo dell'elettricità ed evitare il rifiuto di energia rinnovabile prodotta, che dovrebbe comunque remunerare): egli potrebbe valutare come conveniente l'installazione di sistemi in grado di eseguire il disaccoppiamento temporale a monte o a valle di queste linee, rinviando un più lungo e costoso lavoro di ampliamento delle linee stesse.

Oltre ad un aspetto meramente economico, il time shift comporta anche una serie di benefici di natura tecnica, ottimizzando in particolare l'esercizio degli impianti termoelettrici. I vantaggi principali sono:

- Aumento dell'efficienza;
- Riduzione di stress meccanici, costi di esercizio, emissioni;
- Aumento della vita utile dell'impianto;
- Riduzione delle fasi di shut-down/start-up;
- Minore necessità di fronteggiare elevate rampe di carico (degli impianti termoelettrici) che, in presenza di una significativa penetrazione di impianti fotovoltaici, si verificano al tramonto dove al calo di produzione elettrica si somma l'incremento della domanda di energia per l'illuminazione;
- Riduzione dell'esigenza di fare entrare in servizio impianti costosi e poco efficienti atti a coprire le punte di richiesta di energia elettrica.

### **1.3.2 Integrazione Fonti Rinnovabili Non Programmabili**

Il principio del time-shift precedentemente esposto può essere applicato a sistemi di generazione elettrica basata su fonti rinnovabili non programmabili, attenuando in tal modo la loro intrinseca natura intermittente. La produzione può essere stabilizzata rendendo la curva di produzione più "smussata".

L'accumulo di energia può aumentare il valore della generazione da fonte rinnovabile almeno per tre motivi principali:

- Lo stoccaggio di energia può valorizzare la potenza in uscita dall'impianto in modo tale da poterla utilizzare quando richiesto e non solamente quando è disponibile;
- L'energia elettrica generata può essere monetizzata nei periodi di maggiore introito economico;
- Il classico profilo di generazione potrebbe in tal modo divenire più regolare e prevedibile, riducendo la modulazione degli impianti dispacciabili evitando di compensare con impianti termoelettrici.

- Per l'eolico durante le ore notturne o durante le fasce orarie dove la domanda di energia è già coperta il sistema di accumulo si integrerebbe in maniera ottimale.

Negli ultimi anni, l'aumento della penetrazione del fotovoltaico sulla rete di distribuzione ha presentato problemi operativi per l'utenza. Le rapide fluttuazioni della fonte si traducono in escursioni repentine di tensione rispetto al valore atteso, presentando una sfida significativa per le utenze per cercare di integrare e gestire tale risorse sui loro sistemi. Quando la generazione fotovoltaica è altalenante, un certo tipo di back-up sarà necessario e per garantire che la domanda dei clienti sia soddisfatta in termini di qualità della tensione e di potenza adeguata. In tale ottica i sistemi di stoccaggio di energia possono alleviare queste problematiche della rete di distribuzione.

Per quanto riguarda le grandi applicazioni fotovoltaiche, esse possono richiedere dei sistemi di stoccaggio a basso consumo energetico ed in grado di eseguire molti cicli con un grado di risposta veloce. Tali sistemi sarebbero generalmente nella gamma di dimensioni dai 500 kW a taglie maggiori di 1 MW con durate di carica/scarica che vanno dai 15 minuti fino a 1 ora di stoccaggio con una regolazione che quindi esige prestazioni di "potenza" piuttosto che di "energia". Nel caso dell'eolico la variabilità del vento gioca un ruolo di prim'ordine nella progettazione del sistema di stoccaggio. Le batterie elettrochimiche si presentano in questo senso come le migliori candidate. Per esempio per limitare le variazioni di potenza di un impianto eolico e rinforzare la rete sono stati utilizzati volani e batterie.

### **1.3.3 Riserve di Rete**

A seconda delle circostanze, in un dato sistema di alimentazione elettrica, i sistemi di accumulo di energia possono essere utilizzati per rinviare e/o ridurre la

necessità di acquistare nuove stazioni di generazione elettrica e/o l'eventuale acquisto nel mercato elettrico di energia addizionale.

Il beneficio principale che scaturisce da questa considerazione è di natura economica evitando i costi associati all'acquisto di centrali di generazione e/o energia elettrica.

#### **1.3.4 Regolazione primaria, secondaria e terziaria**

Per mantenere una rete funzionale ed affidabile gli enti fornitori di energia elettrica devono operare un continuo controllo sulla frequenza di rete. Questa deve essere mantenuta il più possibile vicino alla frequenza nominale (50 Hz) in modo da garantire il corretto funzionamento degli apparati collegati. Variazioni significative della frequenza possono portare a cali di efficienza, malfunzionamenti e incidere negativamente sulla sicurezza degli utilizzatori.

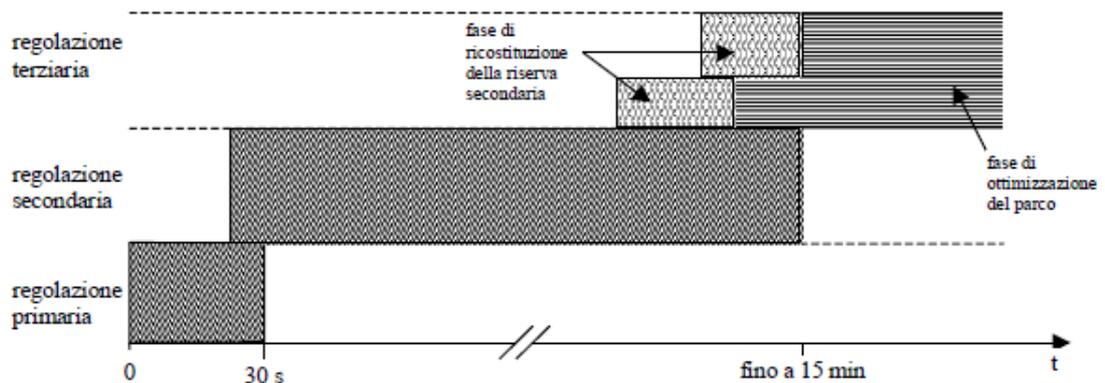
La frequenza di rete subisce continue variazioni a causa della differenza non nulla tra potenza attiva generata dalle centrali e potenza attiva assorbita dagli utilizzatori.

Per questo motivo vengono effettuate delle previsioni a lungo termine sull'ipotetico fabbisogno energetico, in modo da intervenire preventivamente sui generatori per regolare la potenza erogata. È però impossibile prevedere le fluttuazioni della domanda energetica a breve termine, essendo queste del tutto casuali. Viene quindi effettuato un monitoraggio continuo della frequenza di rete per poter aumentare/diminuire la produzione di energia in funzione della sua variazione.

I sistemi di accumulo in tale contesto sono in grado di fornire prestazioni di regolazione primaria, secondaria e terziaria superiori a quelle dei normali impianti termoelettrici.

In caso di squilibrio tra generazione e carico interviene dapprima la regolazione primaria e successivamente la regolazione secondaria che riporta la frequenza di rete al valore nominale e ripristina i margini di riserva della regolazione primaria

utilizzati. A loro volta, anche i margini di regolazione secondaria devono essere ripristinati: a ciò provvede la regolazione terziaria.



**Fig 1.10 - I tre tipi di regolazione e i tempi di intervento**

Con regolazione primaria si intende la capacità di ciascun gruppo di regolazione di variare in maniera autonoma la potenza erogata al variare della frequenza di rete.

In caso di squilibrio tra generazione e carico si verifica una variazione della frequenza di rete a cui reagiscono i regolatori di velocità dei generatori adibiti a fornire il servizio di regolazione primaria.

Tale servizio deve essere obbligatoriamente fornito da tutte le unità di produzione con potenza effettiva non inferiore a 10 MW, ad eccezione di quelle alimentate da fonte rinnovabile non programmabile, mettendo a disposizione una banda di regolazione non inferiore all'1,5% della potenza effettiva. La regolazione ha tempi di intervento brevi (alcuni secondi) ed ha carattere locale. In termini di prestazione, la variazione di potenza richiesta dalle unità adibite, deve essere fornita per almeno metà, entro 15 secondi dall'inizio della variazione di frequenza e completamente entro 30 secondi, dopodiché la nuova potenza generata deve essere mantenuta per almeno 15 minuti dall'inizio dello squilibrio. Un sistema di accumulo caratterizzato da una efficienza elevata e da tempi brevi di carica/scarica (ad esempio volani, capacitori e alcuni accumulatori elettrochimici) può fornire una banda di regolazione pari alla somma delle potenze massime di

carica e di scarica. Oltre a ciò, dato che la modulazione degli impianti termoelettrici imposta dalla regolazione primaria è accompagnata da una riduzione dell'efficienza dell'impianto, con conseguente incremento di emissioni e consumo di combustibile, i sistemi di accumulo possono ridurre la necessità di modulazione degli impianti termoelettrici, in particolare gli impianti di base.

Il significativo sviluppo di tale fonti di energia intermittente porta, a parità di domanda, ad una riduzione del numero di impianti termoelettrici in servizio, e quindi ad una riduzione del margine di riserva di regolazione primaria disponibile, che invece si renderebbe necessario in quantità maggiore, vista la natura variabile di tale fonti. Tuttavia, attualmente nel panorama italiano il servizio di regolazione primaria non è remunerato; è evidente che i sistemi di accumulo che potenzialmente potrebbero svolgerlo dovrebbero trovare un sostegno economico da altri servizi compatibili con la regolazione primaria (ad esempio la regolazione secondaria).

Con regolazione secondaria si intende la capacità di ciascun gruppo di regolazione di variare sotto il controllo del regolatore di rete la potenza erogata al variare della frequenza. Il regolatore di rete è un dispositivo automatico centralizzato che agisce sui regolatori di velocità delle unità di generazione ed è calibrato sugli errori di frequenza e di potenza scambiata con i sistemi interconnessi.

La regolazione secondaria ha lo scopo di:

- Riportare la frequenza di rete al suo valore nominale, in modo da annullare l'errore di frequenza e quindi scaricare la potenza di regolazione primaria che era intervenuta in seguito allo squilibrio, così da ricostituire tutta la riserva primaria iniziale;
- Riportare gli scambi di potenza tra le varie zone di regolazione ai loro valori contrattuali.

Al termine dell'intervento della regolazione primaria è compito solo della zona nella quale si è originato tale squilibrio di intervenire con la sua regolazione

secondaria per annullare l'errore di frequenza e scaricare i regolatori primari dell'intera rete.

Le unità di produzione abilitate alla fornitura della regolazione secondaria devono rendere disponibile un margine di riserva pari al maggiore tra  $\pm 10$  MW e  $\pm 6\%$  della potenza massima delle 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 e fornita con continuità per almeno 2 ore. Generalmente la quantità di riserve secondarie determinate dal Gestore di Rete superano i requisiti minimi sopra indicati.

È evidente che anche i sistemi di accumulo possono essere utilizzati per la fornitura del servizio di regolazione secondaria. A tale proposito valgono tutte le considerazioni relative alla regolazione primaria.

In aggiunta, se la regolazione primaria è un servizio obbligatorio e non remunerato, la regolazione secondaria è oggetto di contrattazione sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), motivo ulteriore che avvalorata la potenziale penetrazione dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico.

La regolazione terziaria è qualsiasi variazione, automatica o manuale, dei punti di funzionamento dei gruppi di produzione, al fine di:

- Garantire la disponibilità della riserva di regolazione secondaria necessaria per esercire il sistema in sicurezza nelle attuali condizioni di carico;
- Ripartire in maniera ottimale, in considerazione degli aspetti economici, la potenza regolante secondaria sui differenti gruppi.

Queste variazioni possono essere effettuate mediante messa in produzione o fuori servizio di gruppi (ad esempio turbine a gas, centrali idroelettriche o centrali di pompaggio), aumentando o diminuendo la potenza erogata dai gruppi già in servizio, modificando la ripartizione della potenza sui gruppi che partecipano alla regolazione secondaria o modificando i programmi di scambio tra aree.

Il Gestore della Rete impartisce ai singoli produttori (anche non responsabili nella regolazione secondaria) ordini di esercizio relativi alla variazione della potenza prodotta da unità già in servizio o spenta garantendo l'operabilità di riserve "pronte", in grado di erogare entro 15 minuti la potenza richiesta e di riserve "di sostituzione", aventi lo scopo di reintegrare la riserva "pronta" senza limitazioni di durata.

In tale contesto, i sistemi di accumulo possono essere impiegati come riserva "pronta", con i vantaggi sopradescritti. In particolare, essendo i margini di riserva terziaria superiori di quelli di riserva primaria e secondaria, il loro impatto sul funzionamento a carico parziale delle unità termoelettriche adibite al servizio di regolazione è maggiore, con benefici conseguenti superiori rispetto ai casi di regolazione primaria e secondaria.

### **1.3.5 Black Start**

In caso di un guasto generalizzato all'interno di un sistema elettrico, la procedura di ripristino delle condizioni ottimali di esercizio prevede la disponibilità di centrali di ripartenza autonoma (tipicamente centrali idroelettriche o turbogas), in grado di avviarsi autonomamente (capacità di Black Start). Tali centrali mettono in tensione le direttrici di accensione, ossia i collegamenti elettrici che consentono a tali centrali di rialimentare un primo insieme di carichi. Un tipico esempio è l'impianto Huntorf che provvede al black start della vicina centrale nucleare [39, 42].

I sistemi di accumulo possono fornire una riserva di potenza ed energia pronta all'uso, identificandosi come potenziali centrali di ripartenza autonoma, consentendo di far ripartire altre centrali, e regolando frequenza e tensione durante la rampa di presa di carico di queste ultime. Con una progressiva e coordinata riaccensione degli impianti di generazione, rialimentazione dei carichi e rimagliatura della rete, si giunge infine alla completa riaccensione dell'intero sistema elettrico.

### **1.3.6 Supporto di tensione**

Un requisito fondamentale nell'ambito della gestione dei sistemi elettrici è il mantenimento di adeguati e stabili livelli di tensione nei diversi nodi della rete elettrica. Nella maggioranza dei casi, il supporto di tensione avviene tramite il servizio di riserva reattiva fornito da unità di produzione abilitate alla regolazione primaria e secondaria. La generazione di una quota di potenza reattiva (VAR) da parte di questi gruppi compensa la reattanza sorta da disturbi sempre presenti nella rete, dati principalmente da:

- Guasti sulla linea di alimentazione dell'utente o sulle altre linee ad essa connesse;
- Guasti su reti interne di clienti;
- Correnti d'inserzione di trasformatori e condensatori;
- Carichi che variano rapidamente e correnti di spunto dei motori;
- Carichi non lineari.

La regolazione della tensione avviene grazie alla modulazione della potenza reattiva erogata, basata sullo scostamento, rispetto ad un valore nominale di riferimento, della tensione ai morsetti dei gruppi di generazione (o alle sbarre AT della centrale), nel caso di regolazione primaria, e della tensione su specifici nodi della rete indicati dal Gestore di Rete nel caso della regolazione secondaria.

I sistemi di accumulo, in tale contesto, possono fornire il servizio di regolazione della qualità della tensione nella rete elettrica (intesa come qualità della forma d'onda: ampiezza, frequenza, variazioni, buchi eccetera) reagendo dinamicamente nei cambi di potenza attiva e reattiva. In particolare, data l'impossibilità di trasmettere potenza reattiva su lunghe distanze, un'applicazione distribuita di sistemi di accumulo in prossimità dei centri di carico potrebbe costituire una modalità particolarmente efficace di gestione del supporto di tensione.

Il tempo necessario per il supporto di tensione si presume essere di circa 30 minuti, tempo per il quale il sistema elettrico riesce a stabilizzarsi.

### **1.3.7 Gestione delle congestioni e differimento capitale**

Una congestione di una linea di trasmissione si verifica quando l'energia elettrica distribuita non può essere consegnata a tutti o ad alcuni carichi perché gli impianti di trasmissione non sono adeguatamente dimensionati alla fornitura di energia. Quando gli aumenti delle capacità di trasmissione non tengono il passo con la crescita della domanda di picco di energia o con l'incremento della generazione elettrica i sistemi di trasmissione possono diventare congestionati. Così, durante i periodi di maggiore domanda di energia, la necessità e il costo di una maggiore capacità di trasmissione aumentano insieme alle tariffe di accesso alla trasmissione. Le congestioni presenti nella rete di trasmissione non permettono, molto spesso nelle ore in cui la domanda è maggiore, ad alcuni degli impianti o alle produzioni più efficienti di dispacciare tutta l'energia che potrebbero. Ciò porta a una suddivisione dell'intero territorio nazionale in zone e i prezzi delle zone meno connesse finiscono spesso per essere molto elevati (*differenziazione locazionale*).

Lo stoccaggio di energia elettrica può essere utilizzato per evitare i costi e gli oneri di congestione, nonché per gestire più efficacemente situazioni critiche. In questo servizio, i sistemi di stoccaggio sarebbero installati in luoghi che sono a valle dell'elemento di rete che si trova in condizioni prossime alla congestione. In tal modo, il sistema di accumulo è in grado di immagazzinare energia quando l'elemento di rete non è sovraccaricato ed evita il sovraccarico, generando nei momenti prossimi alla congestione. Quando invece la congestione è dovuta a un eccesso di generazione, può essere più efficace prevedere un'installazione del sistema di accumulo all'origine del tratto congestionato. Ridurre congestioni e fare funzionare il sistema in condizioni di ottimo richiede tempi di risposta istantanei e una grande capacità di accumulo.

Il differimento di investimenti nelle linee di trasmissione e distribuzione elettrica comporta il ritardo, e in alcuni casi il risparmio completo, di investimenti volti a migliorare elementi del sistema di trasmissione e/o distribuzione, utilizzando relativamente piccoli investimenti in sistemi di accumulo di energia a valle del nodo della rete.

Ad esempio, si possono evitare o dilazionare per alcuni anni gli investimenti atti ad incrementare la capacità di elementi della rete elettrica che vengono a trovarsi in situazioni congestionanti per periodi limitati nell'arco dell'anno (in alcuni casi i carichi più elevati si verificano in pochi giorni l'anno, per poche ore l'anno). In questo modo si riduce il costo complessivo ai contribuenti, si migliora l'utilizzo delle risorse consente l'utilizzo del capitale per altri progetti e si riduce il rischio finanziario connesso agli investimenti proposti.

In aggiunta, se l'impiego dei sistemi di accumulo riduce il carico sulle apparecchiature disponibili, le quali si stanno avvicinando alla propria vita utile, il risultato potrebbe essere quello di prolungare la durata delle attrezzature esistenti ed il conseguente differimento di nuovi investimenti per la relativa sostituzione. Questo può essere particolarmente interessante per elementi di trasmissione che comprendono trasformatori e linee di trasmissione in cavo.

I sistemi di accumulo, essendo in grado sia di immettere sia di prelevare energia dalla rete, possono fornire riserva “a salire” e “a scendere”, dunque ogni unità di potenza installata può fornire potenzialmente il doppio rispetto ad una unità di produzione. Godono inoltre di tempi di risposta estremamente ridotti (rispetto alle unità termoelettriche di grande taglia) nell'eseguire queste operazioni (4).

### **1.3.8 Power Quality**

La qualità del servizio di fornitura di energia comporta il sostegno ai clienti del sistema elettrico da perturbazioni di breve durata che influenzano la qualità della potenza fornita. Idealmente la rete elettrica dovrebbe fornire una tensione alternata sinusoidale la cui ampiezza e frequenza sono costanti nel tempo secondo gli

standard nazionali o comunque le specifiche del sistema (nel caso quest'ultimo non sia direttamente collegato alla rete principale), con un'impedenza nulla a tutte le frequenze. In realtà, nessuna sorgente di potenza garantisce queste considerazioni e potenzialmente può deviare dalle specifiche nelle seguenti modalità:

- Variazioni nella tensione di picco o RMS;
- Fluttuazioni della tensione più o meno brevi, casuali o ripetitive;
- Variazioni della frequenza;
- Variazioni nella forma d'onda;
- Fattore di potenza non unitario;
- Impedenza della rete non nulla a basse ed alte frequenze.

Ognuno di questi effetti indesiderati ha cause differenti, spesso derivanti dalla condivisione delle infrastrutture per la distribuzione dell'energia elettrica. Non è infatti possibile prevedere con precisione l'assorbimento energetico dei vari carichi collegati alla rete. Inoltre è difficile correggere questi problemi in modo efficiente, dato che la gestione di elevate potenze richiede interventi lenti e costosi. Miglioramenti in questo ambito si rifletterebbero nell'aumento della sicurezza e della qualità di fornitura, i cui costi crescono con l'aleatorietà perché va previsto un maggior margine di riserva. La produzione eolica può essere prevista, con anticipo di 24 ore, con un errore medio sulla potenza immessa in rete del 20% circa, mentre per il fotovoltaico è ragionevole un errore del 10% circa [4, 22].

Nonostante il continuo impegno dell'ingegneria in questo campo, le infrastrutture moderne rimangono soprattutto vulnerabili al cosiddetto fenomeno dell'*instabilità angolare*. Questa è essenzialmente una fluttuazione di potenza a bassa frequenza (solitamente minore di 1Hz) difficile da bloccare o smorzare che rimbalza da un capo all'altro della griglia elettrica. Se l'oscillazione a bassa frequenza venisse smorzata, potrebbe essere ripristinata la capacità di trasmissione, alleggerendo le

linee congestionate ed evitando possibili instabilità della griglia. Lo smorzamento di queste oscillazioni può essere effettuato con una rapida iniezione di potenza attiva e reattiva nella rete ad una frequenza simile a quella di tali oscillazioni.

Al momento non è prevista una regolazione specifica della qualità della tensione, l'autorità garante (AEEG, Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas) ha effettuato consultazioni su questo tema.

I sistemi di accumulo caratterizzati da tempi di risposta rapidi, alte potenze ed elevati numero di cicli carica/scarica si configurano come tecnologie adatte alla gestione di tale problematiche. In genere, la durata della scarica richiesta per gestire la qualità del servizio varia da pochi secondi a qualche minuto.

### **1.3.9 Affidabilità del servizio**

I sistemi di accumulo possono supportare efficacemente i carichi dell'utenza quando vi è una totale perdita dell'alimentazione di rete prevista. Durante il guasto, il sostegno necessita un accoppiamento adeguato tra utenza e sistema di accumulo ed il ritorno alle normali condizioni di esercizio sincrono tra utenza e sistema elettrico una volta ripristinate le condizioni operative.

Mentre la taglia del sistema di accumulo è facilmente riconducibile alla capacità dell'utenza, la durata della fase di scarica è basata su criteri che tengono conto della realtà effettiva di esercizio. Se il carico è interessato da regolari disconnessioni dalla rete una potenziale durata può essere nell'ordine di alcune ore, mentre se l'obiettivo è l'appoggio al trasferimento a condizioni di esercizio ordinarie allora la fase di scarica può essere nell'ordine di alcuni minuti. Nel caso di lunghe disconnessioni dalla rete elettrica che oltrepassano la capacità del sistema di accumulo può essere previsto l'entrata in funzione di generatori addizionali, normalmente diesel.

Altra caratteristica molto interessante nel contesto dell'affidabilità dei sistemi di accumulo è la capacità di alcune tecnologie (accumulatori elettrochimici e volani in primo luogo) di essere mobili e quindi di poter supportare carichi ubicati in

luoghi di difficile accesso per i convenzionali elementi di trasmissione e distribuzione. Tale qualità, integrata eventualmente con la generazione elettrica da fonti rinnovabili non programmabili, è preziosa e unica nel proprio genere e può provvedere condizioni di esercizio straordinarie per siti con accesso proibitivo.

### **1.3.10 Home Energy Management**

Con Home Energy Management si intende la gestione intelligente dei carichi domestici volta a diminuire il totale costo derivante dall'uso di energia elettrica.

La gestione ottimale deriva da uno uso razionale dell'energia basata sul *time of use*. Il beneficio economico derivante dal *time shift* precedentemente discusso può essere facilmente tradotto per un'applicazione a livello di utenza. Però, mentre i prezzi dell'energia elettrica a livello di utenza sono basati sulla tariffa di vendita al dettaglio del cliente centrata su specifiche fasce orarie, il prezzo inerente al *time shift* deriva dalla contrattazione fra i vari partecipanti del mercato elettrico.

I sistemi di accumulo possono ridurre notevolmente il costo derivante dall'uso dell'energia elettrica a fronte di un investimento non proibitivo, sebbene attualmente i costi per tale tecnologie per questa scala non siano ancora convenienti.

Intuibilmente, la fase di carica avviene durante fasce orarie corrispondenti a periodi dove il costo dell'energia elettrica è basso, mentre la fase di scarica è correlata ai periodi di maggior domanda caratterizzati da un costo maggiore. In alcuni casi piuttosto che il costo sarebbe da considerare il come si utilizza l'energia immagazzinata. L'esempio più lampante potrebbe essere quello del fotovoltaico familiare che durante il giorno accumulerebbe energia che sarebbe usata la sera.

## **1.4 Le specifiche richieste dalla rete**

La tabella 1.2 elenca le tecnologie EES adatte per ogni tipo di applicazione e le sue caratteristiche.

Application area	Application characteristics & specifications (refer to [6, 20, 26, 108, 106])	Experienced (Exp) and promising (Pro) EES technology options	Related references
Power quality	~ < 1 MW, response time (~ms, <1/4 cycle), discharge duration (ms to sec)	Exp: flywheels, batteries, SMES, capacitors, supercapacitors Pro: flow batteries	26, 80
Ride-through capability (bridging power)	~100 kW–10 MW, response time (up to ~1 s), discharge duration (sec to min and even h)	Exp: batteries and flow batteries; Pro: fuel cells, flywheels and supercapacitors	4, 60, 87,
Energy management	Large (>100 MW), medium/small (~1–100 MW), response time (min), discharge duration (h–days)	Exp: Large (PHS, CAES, TES); small (batteries, flow batteries, TES) Pro: flywheels, fuel cells	34, 39, 56, 88
<b>More specific applications</b>			
Integration renewable smoothing intermittent	Up to ~20 MW, response time (normally up to 1 s, <1 cycle), discharge duration (min to h)	Exp: flywheels, batteries and supercapacitors; Pro: flow batteries, SMES and fuel cells	106
Integration renewable for back-up	~100 kW–40 MW, response time (sec to min), discharge duration (up to days)	Exp: batteries and flow batteries; Pro: PHS, CAES, solar fuels, and fuel cells	26, 40, 76, 107
Emergency back-up power	Up to ~1 MW, response time (ms to min), discharge duration (up to ~24 h)	Exp: batteries, flywheels, flow batteries; Pro: sCAES and fuel cells	107
Tele communications back-up	Up to a few of kW, response time (ms), discharge duration (min to h)	Exp: batteries; Pro: fuel cells, supercapacitors and flywheels	108
Ramping and load following	MW level (up to hundreds of MW), response time (up to ~1 second), duration (min to a few h)	Exp: batteries, flow batteries and SMES; Pro: fuel cells	88, 107
Time shifting	~1–100MW and even more, response time (min), discharge duration (~3–12 h)	Exp: PHS, CAES and batteries; Pro: flow batteries, solar fuels, fuel cells and TES	109
Peak shaving	~100 kW–100MW and even more, response time (min), discharge duration (hour level, ~ < 10 h)	Exp: PHS, CAES and batteries; Pro: flow batteries, solar fuels, fuel cells and TES	108
Load levelling	MW level (up to several hundreds of MW), response time (min), discharge duration (~12 h and even more)	Exp: PHS, CAES and batteries; Pro: flow batteries, fuel cells and TES	108, 109
Seasonal energy storage	Energy management, 30–500 MW, quite long term storage, discharge duration (up to weeks), response time (min)	Pro: PHS, TES and fuel cells; Possible: large-scale CAES and solar fuels	109
Low voltage ridethrough	Normally lower than 10 MW, response time (~ms), discharge duration (up to min)	Exp: Flywheels, batteries; Pro: flow batteries, SMES and supercapacitors	1107
Transmission and distribution stab.	Up to 100 MW, response time (~ms, <1/4 cycle), discharge duration (ms to sec)	Exp: batteries and SMES; Pro: flow batteries, flywheels and supercapacitors	26, 108
Black-start	Up to ~40 MW, response time (~min), discharge duration (sec to h)	Exp: sCAES, batteries, flow batteries; Pro: fuel cells and TES	15, 39, 87
Voltage regulation and control	Up to a few of MW, response time (ms), discharge duration (up to min)	Exp: batteries and flow batteries; Pro: SMES, flywheels and supercapacitors	112, 113
Grid/network Fluctuation suppression	Up to MW level, response time (ms), duration (up to ~min)	Exp: batteries, flywheels, flow batteries, SMES, capacitors and supercapacitors,	1108
Spinning reserve	Up to MWlevel, response time (up to a few sec), discharge duration (30 min to a few h)	Exp: batteries; Pro: SCAES, flywheels, flow batteries, SMES and fuel cells	107, 108
Transportation	Up to ~50 kW, response time (ms–sec), discharge duration	Exp: batteries, fuel cells and supercapacitors;	115

applications	(sec to h)	Pro: flywheels, liquid air storage and solar fuels	
End-user electricity service reliability	~ up to 1 MW, response time (ms, <1/4 cycle), storage time at rated capacity (0,08–5 h)	Exp: batteries; Pro: flow batteries, flywheels, SMES and supercapacitors	6, 107, 108
Motor starting	Up to ~1 MW, response time (ms–sec), discharge duration (sec to min)	Exp: batteries and supercapacitors; Pro: flywheels, SMES, flow batteries and fuel cells	51, 108
Uninterruptible power supply	Up to ~5 MW, response time (normally up to sec), discharge duration (~10 min to 2 h)	Exp: Flywheels, supercapacitors, batteries; Pro: SMES, small CAES, fuel cells, flow batteries	57
Transmission upgrade deferral	~10–100 + MW, response time (~min), storage time at rated capacity (1–6 h)	Exp: PHS and batteries; Pro: CAES, flow batteries, TES and fuel cells	4, 101
Standing reserve	Around 1–100 MW, response time (<10 min), storage time at rated capacity (~1–5 h)	Exp: batteries; Pro: CAES, flow batteries, PHS and fuel cells	6

**Tab 1.2 - Specifiche richieste dalle applicazioni per la rete con le tecnologie adatte suddivise per grado di maturità**

Le tecnologie preposte per il power quality, la continuità di potenza, la gestione della fornitura elettrica devono avere tempi di risposta molto veloci (nell'ordine dei millisecondi). Volani, batterie tradizionali, SMES, condensatori e supercondensatori e alcune batterie a circolazione come le VRB e le PSB sono adatte per svolgere questo servizio.

Quando una tecnologia EES viene utilizzata per assicurare la continuità della potenza elettrica le caratteristiche da avere sono una potenza tra i 100 kW e i 10 MW e tempi di risposta intorno al secondo. Questo per assicurare la continuità del servizio nei momenti di passaggio da un generatore ad un altro. Le batterie tradizionali e quelle a circolazione sono adatte per questo tipo di servizio. In realtà volani, supercondensatori e fuel cell sono pure state usate per applicazioni di questo tipo [60, 126]. La Piller Power Systems Ltd. ha usato volani come tecnologia per assicurare la continuità della potenza elettrica [60].

Le tecnologie EES giocano un ruolo importante anche nell'energy management, gestendo la fornitura elettrica in funzione della domanda di mercato, ottimizzando gli usi della stessa e disaccoppiando cronologicamente le fasi di produzione da quelle di consumo di energia elettrica.

Time shifting and peak shaving sono le tipiche applicazioni per l'energy management. Le tecnologie più usate sono PHS, CAES e TES per la grande scala (sopra i 100 MW) e batterie a circolazione, batterie tradizionali, fuel cells e solar fuels per la piccola e media scala (sotto i 100 MW).

In particolare alcune applicazioni con una breve spiegazione:

- Emergency and telecommunications back-up power: in caso di guasti o mancanza di potenza le tecnologie EES possono operare per dare adeguata potenza a utenti importanti come i servizi di telecomunicazioni fino a quando la situazione di normalità non viene ripristinata. Per questo tipo di emergenze servono tempi di risposta veloci e tempi di scarica lunghi.
- Ramping and Load Following: le tecnologie EES possono dare supporto nel seguire le curve di variazione del carico. Un progetto dimostrativo

chiamato “Irvine Smart Grid Demonstration” usa batterie avanzate da 25 kW come supporto alla regolazione di tensione e variazione del carico in California [77].

- **Peak Shaving and Load Levelling:** Il peak shaving prevede di usare l'energia, accumulate nei periodi di scarsa domanda, evitando l'entrata in funzione di parchi di produzione inefficienti e costosi usati solo per i periodi di massima richiesta. Il Load Levelling è un metodo per bilanciare le grandi fluttuazioni associate alla domanda di elettricità. Le batterie tradizionali e quelle a circolazione si comportano bene sia nelle applicazioni peak shaving come quelle Load Following e Time Shifting. Una loro riduzione di costi e l'aumento dei cicli di vita migliorerebbe tanto la competitività.
- **Seasonal Energy Storage:** L'accumulo di energia e/o il consumo in periodi brevi, saltuari, distanti tra loro o dove le curve di generazione/consumo hanno delle variazioni repentine richiede una grande capacità di accumulo e una autoscarica prossima allo zero. Al momento non ci sono tecnologie commerciali anche se PHS, celle a idrogeno, CAES, TES e solar fuels hanno un potenziale che potrebbe essere sviluppato in futuro.
- **Grid/network fluctuation suppression:** Alcuni sistemi di comunicazione, di telecomunicazione e di potenza sono molto sensibili alle variazioni di potenza nella griglia. Le applicazioni EES possono proteggere questi sistemi se hanno veloci rampe di carico o scarico, elevato numero di cicli e tempi di risposta veloci
- **Spinning Reserve:** In caso di veloce incremento della produzione o veloce decremento nel carico possono verificarsi delle congestioni e le EES devono immediatamente rispondere accumulando il surplus e mantenendolo per alcune ore.

- Transportation applications: Per essere adatta al mondo dei trasporti, sia ibridi che totalmente elettrici, una EES deve assicurare alta densità di energia, piccole dimensioni, un peso limitato e una veloce risposta.
- Uninterruptible Power Supply (UPS): Le Batterie riescono ad assicurare il servizio intervenendo in tempi veloci alle interruzioni o ai cali di potenza.
- Standing reserve: Quando si necessita di bilanciare la domanda e l'offerta di energia le EES possono diventare sistemi temporanei di generazione anche nella media e larga scala.

## 2 I sistemi di accumulo

I sistemi di accumulo sono diversi nella forma con cui accumulano l'energia ma anche nelle caratteristiche tecniche e prestazioni. Ci sono dei parametri che li caratterizzano in modo chiaro e che li rendono tra di loro confrontabili rispetto all'erogazione di determinati servizi nei confronti della rete elettrica [1].

### 2.1 Parametri dei sistemi di accumulo

I più importanti tra questi parametri sono:

- Potenza nominale [kW]: rappresenta la massima potenza elettrica netta erogabile dall'impianto in condizioni nominali, comprensiva di eventuali apporti energetici provenienti da fonti esterne (es: gas naturale utilizzato da un sistema CAES non adiabatico). Nel caso dei sistemi elettrochimici statici (batterie) viene talvolta espressa in riferimento all'energia accumulabile, mediante un fattore "C" pari al rapporto tra potenza nominale ed energia accumulabile.
- Energia accumulabile [kWh]: rappresenta la massima quantità di energia ottenibile mediante scarica del mezzo di accumulo, comprensiva di eventuali apporti derivanti da fonti esterne.
- Energia netta accumulabile [kWh]: rappresenta la medesima grandezza descritta al punto precedente, depurata da eventuali apporti derivanti da fonti esterne. Risulta utile per la valutazione dei servizi di energia erogabili dal sistema.
- Tempo di scarica [ore]: rappresenta il rapporto tra energia l'accumulabile [kWh] e la potenza nominale del sistema [kW]. Esso risulta particolarmente rilevante ai fini della definizione dei ruoli che un sistema di (ES Energy Storage) può rivestire all'interno del sistema elettrico. Nel caso di sistemi modulari (es: batterie) il rapporto energia/potenza è generalmente determinato

dalle caratteristiche del singolo componente presente nell'array, mentre per sistemi non modulari (es: idroelettrico di pompaggio, CAES) esso dipende tipicamente dal rapporto tra la capienza del sistema di accumulo e la taglia del sistema preposto alla conversione dell'energia in fase di scarica.

- Rapporto tempo di scarica/tempo di carica: può essere espresso anche come rapporto tra la potenza prelevabile dal mezzo di accumulo in fase di scarica (derivata dell'energia potenziale stoccata) e quella iniettabile durante il processo di carica. Nel caso di sistemi modulari restano valide le considerazioni di cui al punto precedente, mentre negli altri casi esso dipende dal rapporto tra la taglia dei sistemi di conversione dell'energia utilizzati rispettivamente in fase di carica e in fase di scarica del sistema.
- Rendimento di accumulo: è il rapporto tra l'energia netta accumulabile e quella necessaria a realizzare una carica completa del sistema. Si evidenzia che il rendimento di carica e quello di scarica possono variare in funzione dello stato del sistema (es: secondo della percentuale di carica) e delle modalità operative (es: velocità di scarica) e che il rendimento di accumulo può quindi variare di conseguenza, dipendendo dal prodotto dei due precedenti fattori. Il rendimento di accumulo è sempre valutato come AC to AC e, nel caso delle batterie, include le dissipazioni relative ai sistemi di conversione della potenza AC-DC e DC-AC.
- Costo specifico alla potenza [€/kW]: è il rapporto tra costo complessivo e potenza nominale dell'impianto. Tale rapporto può variare significativamente in funzione della taglia del sistema e, per le sole tecnologie sito-specifiche (idroelettrico di pompaggio e CAES), in funzione delle caratteristiche ante-opera del sito.
- Costo specifico all'energia [€/kWh]: è il rapporto tra il costo complessivo dell'impianto e l'energia netta accumulabile.
- Vita utile dell'impianto: È generalmente espressa in anni e viene determinata ipotizzando che l'impianto segua un ciclo di utilizzo caratteristico rispetto al

ruolo per il quale è stato pro-gettato. Nel caso dei sistemi di accumulo per i quali il deterioramento di alcuni componenti è strettamente legato ai fenomeni che si verificano nell'ambito di ciascun ciclo di carica-scarica (es: deterioramento dell'elettrolita e degli elettrodi in un sistema elettrochimico) la vita utile è invece espressa in termini di numero di cicli realizzabili.

- Costo specifico all'unità di energia accumulata [ $\text{€kWh ciclo}$ ]: è ottenuta dal rapporto tra il costo specifico all'energia e il numero di cicli previsti durante la vita utile dell'impianto. È il parametro economico più importante per la caratterizzazione dei sistemi preposti all'erogazione di servizi di energia, quindi caratterizzati da tempi di scarica lunghi. Per il calcolo di tale parametro non vengono considerati i costi di esercizio e manutenzione dell'impianto, per la conoscenza dei quali sono necessarie analisi più dettagliate rispetto a quelle qui riportate.
- Densità di potenza [ $\text{kW/kg}$ ]: è il rapporto tra potenza nominale e massa del sistema, utile per la caratterizzazione di sistemi modulari e/o mobili (es.: batterie, volani) impiegabili su mezzi di trasporto elettrici o ibridi.
- Densità di energia [ $\text{kWh/kg}$ ]: è il rapporto tra l'energia elettrica erogata durante un ciclo di scarica del sistema e la massa complessiva dello stesso; utile per le stesse finalità descritte al punto precedente.
- Caratteristiche al variare dello stato del sistema: parametri quali potenza e rendimento in fase di carica o in fase di scarica possono variare anche significativamente al variare dello stato di carica del sistema di accumulo, con effetti che possono essere positivi o negativi in funzione dell'andamento relativo delle grandezze coinvolte e del ruolo svolto dal sistema di ES all'interno della rete.
- Affidabilità e disponibilità del sistema: in funzione della complessità di impianto e degli aspetti critici legati al funzionamento dello stesso, diversi sistemi di ES possono presentare valori di disponibilità e affidabilità differenti. L'importanza di tali aspetti risulta tanto maggiore quanto più il ruolo del

sistema di EES (Electrical Energy Storage) è spostato verso servizi di regolazione di rete, bilanciamento e power quality.

- Perdite per autoscarica: sono generalmente proporzionali al tempo di accumulo e vengono determinate come rapporto tra l'energia netta accumulabile, valutata immediatamente al termine della fase di carica, e quella effettivamente misurata in fase di scarica.
- Profondità di scarica (DoD – Depth of Discharge): rappresenta la percentuale della capacità della cella che viene erogata durante una scarica e viene espressa in termini percentuali rispetto alla capacità nominale.
- Massima rampa di carico: esprime la rapidità di risposta dell'impianto a fronte della necessità di assorbire o immettere energia in rete. È convenzionalmente espressa in MW/min e può presentare valori massimi differenti in caso di carica o scarica del sistema.
- Costo di dismissione dell'impianto comprensivo dell'eventuale ripristino delle condizioni ante operam presenti in sito, qualora previsto dalla normativa vigente.
- Impatto ambientale legato al ciclo vita dell'impianto valutato in funzione degli impatti legati alla fase di costruzione, esercizio e dismissione dello stesso.
- Sicurezza durante la costruzione, l'esercizio e la dismissione dell'impianto: può risultare critica in funzione delle caratteristiche dell'impianto (es.: impiego di materiali tossici o infiammabili, rischio di esplosione) e della localizzazione dell'impianto (es.: contesto urbano o area rurale).

## 2.2 Classificazione forme

La classificazione più comunemente usata per differenziare le tecnologie di stoccaggio è quella basata sul modo fisico di stoccare l'energia.

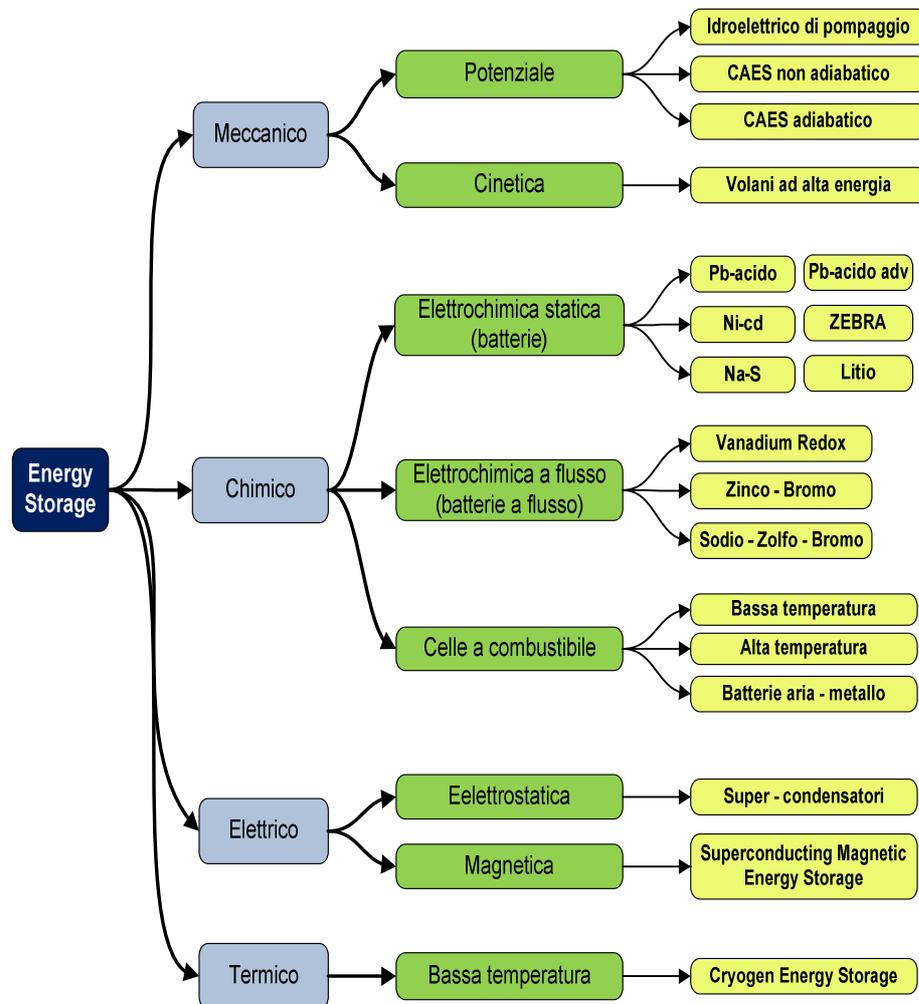


Fig 2.1 - Schema dei sistemi d'accumulo divisi per forma di immagazzinamento

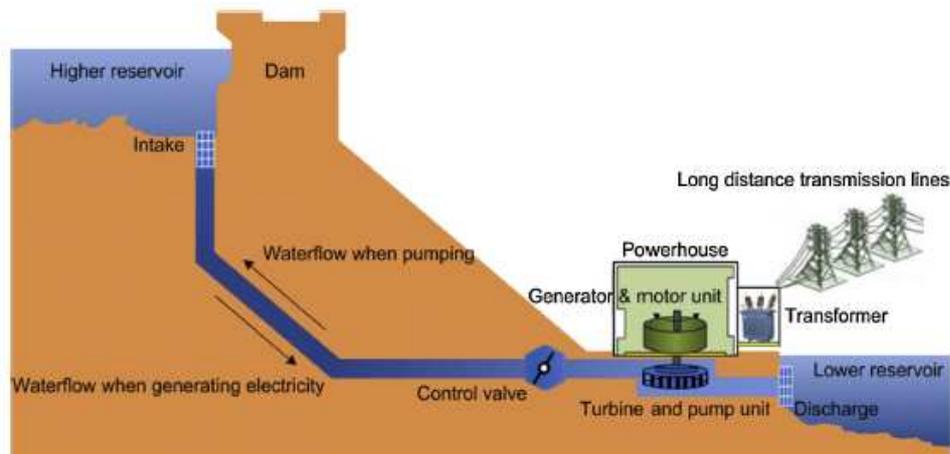
## 2.3 Gli impianti di pompaggio idroelettrico

Le stazioni di pompaggio idroelettrico sono la tecnologia di accumulo più matura e più largamente utilizzata e commercializzata in tutto il mondo. Rappresentano attualmente il 99% degli impianti di accumulo in termini di potenza installata nel

mondo con circa un totale di 127 GW installati (in Italia è di circa 7641 MW con una produzione di energia totale di circa 9175 GWh) [33; 40; 42; 43].

I componenti fondamentali sono:

- un bacino di accumulo a monte ed uno di raccolta a valle;
- un gruppo ternario turbina-pompa-alternatore, od eventualmente binario se la turbina è reversibile (impianti più moderni ed efficienti [33]);
- delle condotte forzate che collegano i due bacini alle turbomacchine.



**Fig 2.2 - Schema impianto pompaggio idroelettrico**

Gli impianti di pompaggio prelevano l'energia elettrica a basso costo per pompare l'acqua dal serbatoio a livello inferiore al serbatoio in quota con conseguente stoccaggio di energia potenziale. Quando è necessaria energia elettrica, l'acqua viene rilasciata dal serbatoio superiore a quello inferiore attraverso una turbina idroelettrica per generare elettricità. La fase di generazione avviene nelle ore di punta dei consumi, generalmente diurne, quando l'acqua immagazzinata nel serbatoio superiore è fatta defluire lungo le condotte per mettere in movimento le turbine della centrale. L'acqua utilizzata, anziché essere rilasciata nell'alveo a valle, è quindi accumulata nel serbatoio inferiore dell'impianto idroelettrico. Nelle ore in cui c'è maggiore disponibilità d'energia a basso costo (di solito notturne e/o festive o in estate nelle ore centrali) l'acqua accumulata nel serbatoio inferiore è risolledata nell'invaso superiore mediante pompe azionate dall'alternatore. In

questa fase l'alternatore funziona come motore, anziché generatore, e assorbe dalla rete l'energia necessaria. Questo processo consente di ripristinare nell'invaso superiore un volume d'acqua tale da rendere possibile la successiva fase di generazione. Il bilancio energetico per questo tipo di impianti è ovviamente sfavorevole, in quanto a causa delle perdite di conversione e di carico, il sollevamento della stessa quantità di acqua richiede più energia (15÷30%) rispetto a quanta è prodotta nella fase di turbinaggio.

L'efficienza del processo si può ottenere dal rapporto tra l'energia elettrica reimpressa in rete e quella che è stata precedente assorbita o, equivalentemente, dal prodotto dei rendimenti delle due fasi:

$$\eta_P = \frac{E_a}{E_g} = \eta_a \eta_g; \quad E_a = \frac{\rho g H V_a}{\eta_a} [J]; \quad E_g = \rho g H V_g \eta_g [J]; \quad (1)$$

dove con il pedice “P” si è indicato il rendimento dell'intero processo, il pedice “a” è riferito all'energia elettrica assorbita e al rendimento della fase di accumulo, il pedice “g” è riferito alla fase di generazione;  $\rho$  è la massa volumica dell'acqua,  $g$  l'accelerazione di gravità [ $m/s^2$ ];  $H$  la differenza di quota tra i due bacini [m] e  $V$  è il volume di fluido movimentato [ $m^3$ ]. Osservando le equazioni si può notare come la capacità di accumulo sia funzione del volume dei serbatoi (in particolare del più piccolo dei due) e della differenza di quota che li separa (da cui dipende, fra l'altro, la scelta del tipo di turbomacchine). La buona efficienza del processo dipende primariamente dalle perdite nelle condotte forzate, nelle macchine elettriche e nelle turbomacchine.

La modulazione di erogazione dell'energia può essere compiuta nell'arco della giornata in tempi rapidissimi (decine di secondi), caratteristiche fondamentali per la copertura delle punte di carico giornaliera e per la regolazione della frequenza di rete.

Inoltre, essi permettono di accumulare grandi quantità di energia a costi decisamente più vantaggiosi rispetto ai sistemi di accumulo di altro tipo eventualmente utilizzabili. Per contro, tali impianti richiedono costi di investimento significativi e siti di costruzione adatti.

La taglia è limitata solamente dalla capacità ( $m^3$ ) della riserva superiore, la quale è limitata non solo dalle dimensioni fisiche ma anche dalla disponibilità stagionale del serbatoio. L'efficienza di un impianto si aggira classicamente tra il 76% e l'85%, a seconda della configurazione scelta, anche se negli ultimi anni il livello di efficienza è salito notevolmente grazie allo sviluppo di turbine reversibili a velocità variabile ed alto rendimento. La vita utile di un impianto è nell'ordine di 50-60 anni.

Le centrali di pompaggio-turbinaggio sono una tecnologia ormai matura, con perdite per evaporazione e permeazione modeste (esse possono essere anche compensate dalle precipitazioni ed altri apporti naturali) che consentono un periodo di accumulo di ore, giorni o settimane, garantendo pur sempre un rendimento globale del 65÷85%, riferendo i valori maggiori agli impianti più moderni e di grande taglia [15, 20, 35, 37, 38]

Gli impianti idroelettrici godono di bassi costi di O&M ( $\approx 5,4 \text{ €/kW/y}$ ) [11, 30, 37]. I brevi tempi di messa in esercizio, che variano dai pochi secondi ai minuti, e la grande capacità di accumulo li rendono appropriati per fornire servizi come la regolazione secondaria e terziaria della frequenza, fondamentali per provvedere alla copertura delle punte di carico e alla riserva strategica, attraverso il servizio di *stoccaggio di energia per la sicurezza del sistema* [11, 20].

Questa tecnologia richiede però la presenza di due serbatoi di accumulo, spesso ampliati con la costruzione di dighe: ciò restringe fortemente il numero di siti adeguati disponibili e ne rende molto variabili, ma comunque consistenti, l'impatto ambientale, i costi di investimento ( $500\div 2500 \text{ €/kW}$ ) e i tempi di realizzazione (circa 10 anni). Tali caratteristiche scoraggiano la scelta degli investitori privati nella tecnologia del pompaggio e ne limitano la convenienza solo a grandi taglie ( $100\div 3000 \text{ MW}$ ), scelte spesso attorno a 1 GW [4, 20, 39, 40, 41]. In un impianto idroelettrico le opere civili rappresentano una quota molto consistente dei costi di impianto e, a meno di piccoli interventi, hanno una vita utile ben più elevata di macchine e sistemi di controllo.

### 2.3.1 Gli sviluppi del pompaggio

Secondo una recente indagine [27, 45, 46] in Europa stima che entro il 2020 saranno costruiti più di 60 impianti per una capacità complessiva di circa 27 GW, pari a oltre il 50% della capacità attuale. Il motivo trainante di questa forte crescita è dovuto alla necessità di incrementare l'immissione in rete di quote sempre crescenti di energia rinnovabile e infatti la maggior parte dei nuovi impianti sarà costruita nei Paesi che maggiormente producono energia da fonte eolica e solare (Germania, Spagna e Portogallo) oppure nei Paesi ad essi adiacenti che presentano condizioni topografiche particolarmente favorevoli (come Svizzera e Austria) [33, 40, 42, 43].

Tra gli impianti di grande taglia più importanti in fase di costruzione si segnala l'impianto spagnolo di La Muela II (realizzato da Iberdrola, figura 2.3), con una potenza installata di 852 MW.



**Fig 2.3 - Foto aerea impianto di La Muela II**

Una ulteriore diffusione futura di questa tecnologia dovrà fare i conti con la scarsità di nuovi siti geomorfologicamente idonei. Si dovrà puntare soprattutto al *repowering* di impianti esistenti e alla concezione di impianti di pompaggio innovativi, ad esempio (figura 2.4) gli impianti che sfruttano il mare come serbatoio inferiore, ampliando i potenziali siti adatti alle zone costiere sufficientemente scoscese. Questa tecnologia richiede maggiori costi per impermeabilizzare perfettamente il serbatoio a monte e proteggere turbina e

componenti a contatto con il fluido da corrosione e depositi, tale spesa è però compensata dalla mancata necessità di costruire o modificare il bacino sottostante. È già stato realizzato e testato un impianto di questo tipo in Giappone, nel sito di Okinawa; questa configurazione impiantistica sarebbe utilizzabile in paesi come l'Italia, ricca di coste con siti poco antropizzati e pendii consistenti, e sarebbe molto utile soprattutto per l'accoppiamento con parchi eolici off-shore [33, 40].



Fig 2.4 - Foto aerea impianto di pompaggio marino di Okinawa [32]

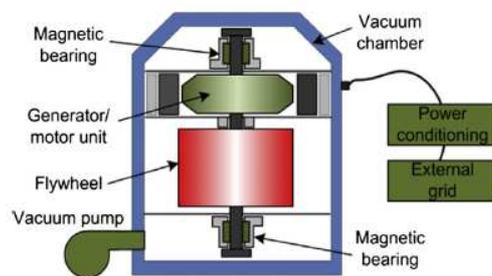
## 2.4 I volani

I volani (*flywheels*) sono una tecnologia utilizzata per regolarizzare la velocità di rotazione di un albero. Se l'albero collega saldamente una macchina motrice (ad esempio una turbina), un alternatore e il volano, di fatto quest'ultimo è in grado di accumulare (accelerando) o scaricare (decelerando) energia elettrica sotto forma di energia cinetica rotazionale. Anche grazie all'evoluzione tecnologica nei materiali e nei supporti, che ha permesso di costruire volani "ad alta velocità", la loro applicazione si sta recentemente ampliando sul sistema elettrico, anche dove non sono presenti generatori: in questo caso il collegamento per lo scambio di energia non è meccanico ma elettrico.

### 2.4.1 Descrizione della tecnologia e dei componenti

I componenti fondamentali dei moderni volani ad alta velocità (figura 2.5) sono:

- Un cilindro in materiale metallico o composito;
- Un motore elettrico (reversibile);
- Un albero che caletta i due componenti predetti, sostenuto grazie a supporti di tipo magnetico;
- Un involucro posto in forte depressione ( $10^{-6} \div 10^{-8}$  bar) per minimizzare l'attrito degli organi rotativi con l'aria [20];
- Un inverter bidirezionale che regola la frequenza di alimentazione del generatore o quella di immissione sulla rete elettrica.



**Fig 2.5 - Componenti di un volano**

### *Rotore*

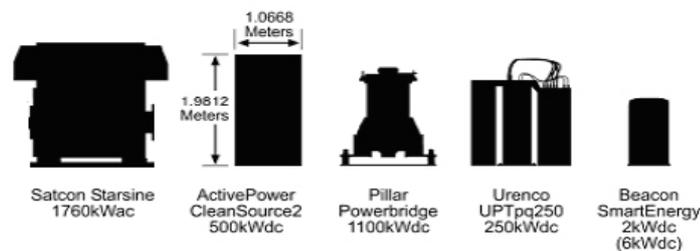
Come già accennato nel paragrafo precedente, il rotore costituisce il sistema di accumulo vero e proprio e conseguentemente è l'organo più importante del volano. Il proprio dimensionamento deve massimizzare l'energia immagazzinabile da un lato e minimizzare le perdite di energia dall'altro, garantendo nel contempo l'integrità strutturale del sistema complessivo.

Il design dei rotori possono essere classificati in due categorie: rotori ad alta o bassa velocità. La distinzione non è netta ma piuttosto arbitraria, però permette di tracciare delle distinzioni generali.

I rotori a bassa velocità utilizzano generalmente pesanti dischi di acciaio ruotanti a velocità inferiori a 10000 rpm. La configurazione dell'albero può essere sia orizzontale che verticale ma generalmente ha una configurazione verticale. I cuscinetti sono solitamente di tipo meccanico ma versioni di cuscinetti magnetici

possono essere utilizzate al fine di ridurre le perdite per frizione. Il cassone di contenimento è in forte depressione riempito d'aria o gas, come ad esempio l'elio, sempre al fine di ridurre i problemi di frizione. I rotori ad alta velocità possono arrivare sino a 100000 rpm grazie a materiali compositi speciali che permettono elevate velocità di rotazione.

La figura sottostante mostra le dimensioni fisiche relative a diversi profili di sistemi a volano disponibili in commercio.



**Fig 2.6 - Dimensioni comparate di diversi volani commerciali**

Il successo di un volano dipende principalmente dalla configurazione dei cuscinetti scelti per il supporto del rotore. Questi difatti sono responsabili dell'affidabilità del sistema a lungo termine e delle performance del dispositivo nei cicli di carica/scarica. La velocità del rotore risulta essere limitata non solo dal materiale costituente il rotore stesso, ma anche dalla frizione sui cuscinetti.

Viste le specifiche di esercizio richieste, in questi ultimi anni i classici cuscinetti meccanici sono sostituiti da cuscinetti magnetici di ultima generazione. Quest'ultimi hanno molti vantaggi:

- Attrito quasi nullo
- Elevata affidabilità
- Assenza di lubrificante
- Velocità di esercizio molto elevate

L'assenza di lubrificante permette l'utilizzo di quest'ultimi in ambienti critici, come ad esempio in una camera a vuoto.

### *Motore / Generatore*

Il motore assorbe l'energia elettrica in entrata e la converte in energia meccanica rotazionale disponibile per il rotore durante la fase di carica, mentre il generatore inverte il processo durante la fase di scarica. Generalmente, nei moderni volani è presente una singola macchina elettrica per provvedere ad entrambe le funzioni. L'accoppiamento è generalmente di tipo radiale, dove il rotore dell'alternatore è fissato direttamente sull'albero del volano, oppure di tipo assiale, configurazione frequente nelle batterie a volano di ridotte dimensioni.

### *Involucro esterno*

Il rivestimento del volano deve garantire in primo luogo sicurezza e performance di esercizio.

Generalmente l'involucro è formato da un spesso strato di acciaio circondante tutti i componenti del volano. La copertura deve proteggere operatori e ambiente circostante da potenziali frammenti di rotore che, originati da fratture precedenti, potrebbero staccarsi viste le elevate velocità di rotazione. Tale guasto di esercizio risulta il più comune.

## **2.4.2 Caratteristiche**

L'efficienza del processo di carica-scarica si può ottenere dal rapporto tra l'energia elettrica immessa in rete e quella che è stata precedentemente consumata. L'energia cinetica rotazionale accumulata nel cilindro dipende dal suo momento di inerzia, che per semplicità può essere calcolato ipotizzando che tutta la massa del rotore sia concentrata sul raggio  $r^*$  [35]:

$$\eta_V = \frac{E_g}{E_a}; \quad E_a = \frac{1}{2\eta_a} J \omega^2 \quad [J];$$
$$E_g = \frac{1}{2} J \omega^2 \eta_g \quad [J]; \quad J = \int r^2 dm_r = m(r^*)^2 \quad [kg \, m^2] \quad (2)$$

dove con il pedice "v" si è indicato il rendimento dell'intero processo, "a" è riferito all'energia elettrica assorbita e al rendimento della fase di accumulo, "g" è

riferito alla fase di generazione;  $\omega$  è la velocità angolare del rotore [s<sup>-1</sup>]; J il suo momento d'inerzia [kgm<sup>2</sup>]; m la sua massa [kg] e  $r^*$  è, appunto, il raggio [m] al quale può essere attribuita tutta la massa affinché risulti il corretto momento d'inerzia.

Le equazioni mostrano che la capacità di accumulo può essere migliorata più con la velocità di rotazione (da cui dipende al quadrato) che con la massa del rotore, non è invece conveniente aumentare troppo il raggio perché con esso aumentano sia gli ingombri del sistema, sia gli sforzi centrifughi cui è sottoposto il rotore. Nell'evoluzione verso i volani ad alta velocità si è puntato proprio all'incremento di velocità angolare fino a  $10^4 \div 10^5$  rpm [27] riducendo invece la massa attraverso l'utilizzo di materiali compositi come la fibra di carbonio leggera e molto resistente agli sforzi se disposta in modo oculato (si tratta di un materiale anisotropo) [20, 37, 49].

I rotor a bassa velocità sono caratterizzati da un'elevata potenza in uscita mentre i rotor ad alta velocità possono offrire sia elevate potenze che energia accumulabile. Le taglie generalmente possono variare da 100 a 2000 kW con tempi di risposta molto brevi, nell'ordine di 5 millisecondi o inferiori. I tempi di scarica possono andare da alcuni secondi sino a 1 ora.

Questa tecnologia è intrinsecamente adatta a svolgere brevi funzioni in potenza (da istantanee fino a qualche minuto) per un numero di cicli molto elevato ( $>10^5$ ), l'applicazione tipica è per la *power quality*, il *peak shaving* e il recupero energetico in utenze, ma installazioni di maggiore taglia possono essere usate sul sistema elettrico come riserve per la *riserva primaria di potenza attiva* e la *riserva reattiva* [20, 21, 49].

Nell'ambito dei sistemi di accumulo di energia, le batterie a volano che meglio si prestano alle performance operative sono i volani ad alta velocità rotazionale. Questi volani utilizzano tipicamente materiali compositi per il rotore, vuoto spinto nell'involucro di contenimento e cuscinetti magnetici. Le massime velocità rotazionali al bordo del rotore attualmente raggiungibili si aggirano sui 2000 m/s (riferiti al bordo del cilindro rotante).

L'installazione di uno o più volani non comporta particolari esigenze e può essere effettuata in tempi molto brevi (meno di un anno), in quanto si tratta di sistemi compatti, amovibili e alloggiabili in capannoni o container. La vita attesa è di circa 20 anni. I costi di investimento sono di circa 200÷500 €/kW, non risentono di economie di scala in quanto si tratta di una tecnologia modulare, il che contribuisce ad avere costi di O&M pari a 0,004 \$/kWh [13] e taglie di impianto molto variabili (0,1÷ 20 MW) [45, 50, 51, 52,]. I guasti più frequenti riguardano il rotore, sottoposto a fatica e soggetto a possibili fratture propagabili attraverso il rotore stesso durante i frequenti cicli di lavoro.

Tra le principali installazioni di volani ad alta velocità si possono citare:

Firms/Institutes	Characteristics	Application area
Active Power Company Clean Source series	100–2000 kW	Backup power supply, UPS systems
Beacon Power Company	100/150 kW/ unit, 20 MW/5MWh plant, cost 43 M\$	Freq. regulation, power quality, voltage support
Boeing Phantom Works	100 kW/5 kWh, HT magnetic bearings	Power quality and peak shaving
Japan Atomic Energy Center	235 MVA, 340 MW for 30s, steel flywheel	High power supply to Nuclear fusion furnace
Piller power systems Ltd.	3600–1500 rpm, 2,4MW for 8 s	Ride-through power and sources of backup power
NASA Glenn research center	$2 \times 10^4$ – $6 \times 10^4$ rpm, 3,6MWh	Supply on aerospace aviation & other transports
Okinawa Electric Company + Toshiba	23 MW	Freq. regulation [40, 45]

**Tab 2.1 - Installazioni di volani e principali caratteristiche [18, 55, 57, 60]**

Una lista esaustiva dei vantaggi/svantaggi rappresentati dai volani è sintetizzata nella tabella seguente:

<i>VANTAGGI</i>	<i>SVANTAGGI</i>
Potenza ed energia sono variabili distinte	Perdite nei cuscinetti molto influenti sul rendimento e complicate da limitare
Veloce risposta di potenza	Stress meccanico del rotore
Alta energia specifica	Limiti dei materiali costituenti il rotore
Elevati cicli di carica/scarica e vita utile	Potenziati guasti pericolosi
Elevata efficienza di esercizio	Perdite parassite ed intrinseche (sempre presenti) pesano 3-5% sul rendimento
Bassi tempi di carica	Bassi tempi di scarica

**Tab 2.2 - Vantaggi e svantaggi dei volani**

## 2.5 Le batterie elettrochimiche

Le batterie ricaricabili sono una delle tecnologie più usate nell'industria e nella vita quotidiana. La figura 2.7 mostra in maniera semplificata il principio di una batteria. Un sistema BES (Battery Energy Storage) consiste in un certo numero di celle elettrochimiche collegate in serie o parallelo che producono elettricità attraverso reazioni di ossidoriduzione tra due specie chimiche con differente potenziale standard di riduzione [29]; la cui differenza risulta pari alla tensione ideale di cella [20]. con un certa tensione generata da una reazione elettrochimica. Ogni cella contiene due elettrodi (un catodo e un anodo) con un elettrolita che può essere solido, liquido o viscoso [64, 65]. Una cella può convertire l'energia da elettrica a chimica in entrambe le direzioni. Durante la scarica nel circuito esterno gli elettroni vanno dall'anodo al catodo. Durante la carica invece la reazione avviene al contrario e la batteria è ricaricata applicando una tensione ai due elettrodi.

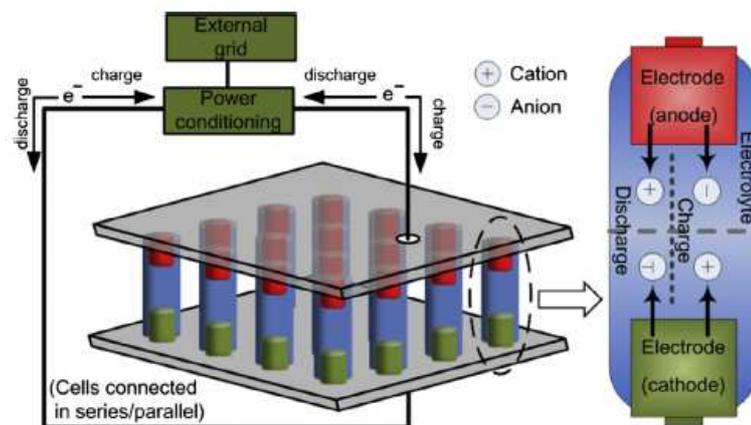


Fig 2.7 - Schema di funzionamento di una batteria

Gli accumulatori elettrochimici presentano il vantaggio di essere modulari e di essere caratterizzati da una buona flessibilità di esercizio, caratteristiche che garantiscono un significativo sostegno a tutti i livelli della rete elettrica, dalla generazione (sopprimendo le fluttuazioni classiche di quest'ultima), passando per la trasmissione e distribuzione (controllo di frequenza, power quality e riserva

pronta) sino all'utenza finale (Demand Side Management. La realizzazione di un sistema a batterie è relativamente breve (sistema operativo entro i 12 mesi) [4, 66]. L'installazione è veloce e la posa abbastanza flessibile (dovuta alla modularità della tecnologia) perfino dentro edifici. Attualmente i relativamente bassi cicli di vita e gli alti costi di manutenzione sono le maggiori barriere per l'implementazione in larga scala. In aggiunta bisogna considerare i costi di recupero e smaltimento se vengono usati materiali che presentano tossicità [9]. Dei 747 MW installati nel mondo molti impianti sono ad opera di produttori giapponesi o statunitensi e sono quasi totalmente ripartiti in 4 diverse tipologie (82%) [15; 33]:

- 452 MW a NaS, pari al 60% della potenza installata nel mondo in batterie per questa applicazione. Essa rappresenta la soluzione economicamente perseguibile e tecnicamente più matura (nonostante sia tuttora oggetto di ricerca e sviluppo) per progetti da realizzare nel breve periodo; rispetto alle concorrenti esse vantano anche una elevata energia specifica, una buona vita utile, un costo specifico decrescente con la taglia e l'utilizzo di elettroliti non tossici, tuttavia presentano alcune criticità e problemi di sicurezza (corrosività del sodio ad alte temperature, delicatezza del separatore ceramico) [17, 18, 43, 56];
- 91 MW al piombo, pari al 12%, sono le batterie con la maggiore maturità tecnica e diffusione nel mondo in campi come l'alimentazione d'emergenza di elementi della rete elettrica e l'avviamento di motori a combustione e dei propri ausiliari, soffrono tuttavia di una vita utile più breve (anche di soli 2÷4 anni per alcune tipologie e utilizzi), di una densità energetica piuttosto bassa e di problemi ambientali (il piombo e gli acidi utilizzati sono dannosi, se non correttamente smaltiti), di gestione e sicurezza (possono rilasciare miscele di gas esplosivi) che ne hanno scoraggiato l'impiego nell'energy storage, nonostante ciò è tuttora attiva la ricerca nel miglioramento delle prestazioni [33, 46];

- 67 MW al nickel/cadmio, pari all'8%. Esse rappresentano un buon compromesso tra energie e potenze specifiche e vita utile, risultano inoltre più affidabili delle Pb/acido; queste buone qualità ne hanno permesso la diffusione in diverse applicazioni industriali e militari, tuttavia il loro sviluppo risulta attualmente pressoché arrestato e il loro mercato è in declino, in particolare a causa del maggior costo (rispetto alle Pb) e dei problemi ambientali che l'utilizzo del cadmio comporta [17, 33, 43];
- 94 MW agli ioni di litio, pari al 15%. Queste batterie sono relativamente giovani (anni '70) e si sono distinte per le ottime efficienze, vite utili e prestazioni in potenza, qualità che ne hanno permesso la diffusione come alimentatori di dispositivi portatili, la fortissima ricerca e sperimentazione per applicazione nella trazione di veicoli e le prime applicazioni su impianti pilota di piccola taglia (<100 kW) per l'accumulo di energia dalla rete (anche le densità energetiche sono elevate); nonostante il costo elevato e le numerose criticità che stanno emergendo nella gestione in sicurezza di grandi impianti queste batterie risultano le più promettenti nell'ottica del medio-lungo termine [20, 22, 33, 43].

I principali responsabili della riduzione dei rendimenti di carica e scarica sono le perdite resistive al passaggio di elettroni nel circuito elettrico e di ioni nel separatore poroso, nonché le inefficienze dei convertitori di potenza e la presenza di eventuali reazioni parassite (reazioni chimiche non volute). Attraverso questi rendimenti va tenuto conto anche della spesa energetica che alcune batterie richiedono per lavorare a temperature superiori a quella ambiente (ad esempio le batterie NaS necessitano temperature operative attorno ai 300C per mantenere gli elettroliti allo stato fuso e consentire una buona permeabilità ionica attraverso il separatore poroso) e degli ausiliari di impianto [18, 46]. Il prodotto dei rendimenti appena citati fornisce l'efficienza totale del ciclo di carica-scarica, generalmente alta ma fortemente condizionata dalla tipologia di celle utilizzate: si parla di valori

compresi tra il 75÷85% delle batterie al piombo e il 90÷95% delle più efficienti (e costose) batterie agli ioni di litio.

Una descrizione delle più importanti tecnologie BES è presentata nei seguenti paragrafi. Le reazioni chimiche che avvengono in questi tipi di batterie sono presentate nella seguente tabella:

Tipo di batteria	Reazioni chimiche all'anodo e al catodo	Tensione
Piombo	$Pb + SO_4^{2-} \rightleftharpoons PbSO_4 + 2e^-$	2,0 V
	$PbO_2 + SO_4^{2-} + 4H^+ + 2e^- \rightleftharpoons PbSO_4 + 2H_2O$	
Litio	$C + nLi^+ + ne^- \rightleftharpoons Li_nC$	3,7
	$LiXXO_2 \rightleftharpoons Li_{1-n}XXO_2 + nLi^+ + ne^-$	
Sodio Zolfo	$2Na \rightleftharpoons 2Na^+ + 2e^-$	2,08 V
	$\kappa S + 2e^- \rightleftharpoons \kappa S^{2-}$	
Nickel Cadmio	$Cd + 2OH^- \rightleftharpoons Cd(OH)_2 + 2e^-$	1,0
	$2NiOOH + 2H_2O + 2e^- \rightleftharpoons 2Ni(OH)_2 + 2OH^-$	1,3 V
Nickel Idruri Metallici	$H_2O + e^- \rightleftharpoons 1/2H_2 + OH^-$	1,0-
	$Ni(OH)_2 + OH^- \rightleftharpoons NiOOH + H_2O + e^-$	1,3 V
Sodio Nickel Cloro	$2Na \rightleftharpoons 2Na^+ + 2e^-$	2,58 V
	$NiCl_2 + 2e^- \rightleftharpoons Ni + 2Cl^-$	

Tab 2.3 - Reazioni chimiche e tensioni di cella delle batterie [20, 41, 67, 68]

## 2.5.1 Batterie al Piombo

La tipologia di batterie ricaricabili più usata è quella al piombo [4,10]. Tutti i design degli accumulatori al piombo condividono la stessa chimica di base. L'elettrodo positivo (catodo) è costituito da diossido di piombo,  $PbO_2$  mentre l'elettrodo negativo (anodo) piombo metallico. L'elettrolita è una soluzione acquosa di acido solforico.

Le batterie al piombo hanno tempi di risposta veloci, bassi tassi di autoscarica giornalieri (<0,3%), efficienza energetica relativamente alta (63÷90%) e bassi costi (50÷400 \$/kWh) [4, 14, 57, 69]. Alcuni esempi di impianti con questo tipo di batterie sono elencati nella seguente tabella:

Name/locations	Characteristics	Application area
BEWAG, Berlin	8,5 MW/8,5 MWh	Spinning reserve, frequency

Name/locations	Characteristics	Application area
		control
Chino, California	10 MW/40 MWh	Spinning reserve, load leveling
PREPA, Puerto Rico	20 MW/14 MWh	Spinning reserve, frequency control
Metlakatla, Alaska	1 MW/1,4 MWh	Enhancing stabilization of island grid
Kahuku Wind Farm, Hawaii	15 MW/3,75 MWh	Power management, load firming, grid integration
Notrees EES project, U.S.	36 MW/24 MWh	Solving intermittency

**Tab 2.4 - Batterie al Piombo usate per EES [20, 67, 75, 76, 107].**

Inoltre sono state sviluppate batterie che fungono da fonte di energia per veicoli elettrici ibridi o veicoli totalmente elettrici. Comunque sono ancora limitate le installazioni nel mondo come vere e proprie EES, principalmente per i bassi cicli di vita (circa 2000), e per la bassa densità di energia ( $50 \div 90$  Wh/L,  $25 \div 50$  Wh/kg) [78, 79]. In aggiunta hanno prestazioni scarse alle basse temperature e ciò richiede un sistema di gestione della temperatura che alza i costi [73].

Attualmente la ricerca e lo sviluppo di batterie al piombo è focalizzata su:

- Materiali innovativi per migliorare le performance soprattutto nell'estensione dei cicli di vita e aumentare la capacità di sopportare scariche profonde;
- Migliorare l'integrazione della tecnologia per le applicazioni rinnovabile e il settore dell'automobile.

Alcuni sistemi di batterie avanzate che hanno tempi di risposta comparabili ai volani e ai superconduttori sono in fase di dimostrazione [73, 74].

## **2.5.2 Batterie al Litio**

In una batteria al Litio il catodo è fatto di un ossido di Litio, come  $\text{LiCoO}_2$  e  $\text{LiMO}_2$ , e l'anodo è fatto di grafite. L'elettrolita è normalmente un liquido organico non acquoso contenente sali di Litio come  $\text{LiClO}_4$  [13]. La batteria al Litio è considerata una ottima tecnologia per le applicazioni dove i tempi di risposta, le

piccole dimensioni e i pesi del sistema sono importanti (tempo di risposta nell'ordine dei millisecondi; 1500÷10,000 W/L; 75÷200 Wh/kg; 150÷2000 W/kg) [4, 9, 26, 57]. Le batterie al Litio hanno alta efficienza anche fino al 97% [13, 26]. I problemi sono che la profondità di scarica può intaccare la durata delle batterie e i pacchi di batterie di solito richiedono un sistema di gestione che innalza i costi. Le attuali ricerche sulle batterie al Litio includono:

- L'uso di nano materiali per aumentare la capacità;
- L'aumento dell'energia specifica sviluppando elettrodi e soluzioni elettrolitiche avanzate.

Alcune compagnie hanno esperienza nell'uso di batterie al Litio nel mercato dell'energia. La società statunitense AES Energy Storage ha commercialmente gestito un sistema di batterie a Litio (8 MW/2 MWh in 2010, allargato a 16 MW in 2011) a New York che funziona come regolatore di frequenza supplementare [8, 77]. L'AES ha inoltre installato un sistema di 32 MW-8 MWh di batterie al Litio (Laurel Mountain) che supportano 98 MW di un parco eolico realizzato nel 2011 [77, 78]. In questo momento il più grande sistema europeo di batterie a base di Litio è in Gran Bretagna anche se in uno stato di prova. L'impianto è di 6 MW-10 MWh e viene usato in una centrale a carbone [79]. La compagnia ha dichiarato che lo storage potrebbe fare risparmiare più di 9 milioni di sterline rispetto ai tradizionali sistemi usati; Il sistema è stato progettato per essere utilizzato anche per la regolazione della frequenza e per compensare le fluttuazioni della potenza dovuta a generatori eolici e fotovoltaici [79]. Nel dicembre 2013 Toshiba ha annunciato il progetto di installare 40 MW-20 MWh a Tohoku, che aiuterà l'integrazione delle rinnovabili nel sistema elettrico [80]. Attualmente le batterie al Litio sono usate nei veicoli ibridi e puramente elettrici (HEV e EV), che usano celle di grande formato e blocchi di grande capacità (15÷20 kWh per gli HEV fino a 50 kWh per gli EV [28]).

### 2.5.3 Batterie al Sodio-Zolfo (NaS)

Una batteria NaS usa sodio e zolfo fusi come elettrodi e usa alluminio di tipo beta (forma isomorfica dell'ossido di alluminio) come elettrolita solido. La reazione normalmente richiede una temperatura di 300-350 C per assicurare che gli elettrodi siano in uno stadio liquido che porta ad avere una alta reattività [8] ed essendo il modulo dotato di coibentazione e sistema di riscaldamento è insensibile alla temperatura esterna.

Le caratteristiche di una batteria NaS sono l'alta densità di energia (150÷300 Wh/L), il rendimento amperometrico praticamente unitario grazie alla mancanza di reazioni parassite, l'assenza di auto scarica grazie al fatto che l'elettrolita solido è un perfetto isolante elettronico, la capacità della cella indipendente dal regime di scarica e la possibilità di unire più moduli in maniera più semplice rispetto alle altre batterie. La batteria usa materiali non costosi ma pericolosi tra cui il Sodio metallico (all'anodo), che è combustibile se esposto con acqua. Pertanto, la costruzione delle batterie include tenute ermetiche e involucri in acciaio inox a doppia parete. Ogni cella è chiusa ermeticamente e circondata da sabbia, sia per ancorare le celle che per mitigare potenziali combustioni. [4,13]. Comunque, le limitazioni sono gli alti costi di funzionamento (80 \$/kW/anno) e la gestione del sistema per l'ottimizzazione della temperatura di funzionamento [13].

La batteria NaS è considerata una delle più promettenti candidate per le applicazioni di storage per le grandi potenze. L'impianto più grande grande è di 244,8 MWh [13, 26, 81]. La tabella 2.5 presenta alcuni impianti e la loro funzione:

Name/locations	Power Capacity	Application area
Kawasaki EES test facility, Japan	50 kW	The 1st large-scale, proof principle, Operated in 1992
Long Island Bus's BES System, New York, US	1 MW 7 MWh	Refueling the fixed route vehicles
Rokkasho Wind Farm ES project, Japan	34 MW 244,8 MWh	Wind power fluctuation mitigation
Saint Andre, La reunion, France	1 MW	Wind power on an island
Graciosa Island, Younicos, Germany	3 MW/18 MWh	Wind & solar power EES for

Name/locations	Power Capacity	Application area
		islands, commissioning 2013
Abu Dhabi Island, UAE	40 MW	Load levelling

**Tab 2.5 - Batterie Na/S usate per EES [77, 81, 82, 83]**

Le batterie NaS sono utilizzate in moduli ad alta potenza per applicazioni nella distribuzione di energia elettrica (power quality, load-levelling, peak-shaving). La risposta dinamica della cella è molto veloce e rende la batteria particolarmente adatta ad applicazioni di Power Quality.

La ricerca e lo sviluppo sono concentrate all'aumento delle prestazioni e a diminuire/eliminare gli svantaggi dovuti alle alte temperature di funzionamento.

Per esempio la Sumitomo Electric Industries e l'università di Kyoto hanno sviluppato una versione a bassa temperatura con alcuni materiali che possono essere fusi a 60 C [84]. Gli sviluppatori dichiarano che la nuova batteria ha una densità pari a 290 Wh/L [84].

#### **2.5.4 Batterie al Nickel-Cadmio (NiCd)**

Una batteria NiCd usa idrossido di nichel come elettrodo positivo e cadmio come elettrodo negativo. L'elettrolita è una soluzione alcalina acquosa.

È molto importante per ragioni storiche fra gli accumulatori perché sono state molto utilizzate nel recente passato sia nell'elettronica di consumo, sia a bordo di veicoli a propulsione elettrica che in applicazioni stazionarie, viste le loro caratteristiche di elevata energia e potenza specifica, robustezza, ed elevata vita utile. Attualmente è la terza tecnologia al mondo di accumulatori elettrochimici per volume di vendite, dopo quelle al piombo e al Litio, grazie in particolare alla loro capacità di lavorare bene a basse temperature.

I punti a svantaggio di questo tipo di batterie sono;

- Cadmio e nickel sono due metalli tossici molto nocivi per l'ambiente [9, 83];

- Le batterie soffrono dell'effetto memoria e la massima capacità può ridursi se la batteria è rapidamente caricata anche dopo essere stata poco scaricata [83].

Ci sono stati pochi utilizzi commerciali veramente validi per le batterie a NiCd per lo storage di energia elettrica. Un esempio è a Golden Valley, Alaska, USA [77]. Questo impianto diventò operativo nel 2003 e la Golden Valley Electric Association lo usa come supporto della rete per la compensazione di potenza reattiva, come riserva pronta all'uso, regolazione di frequenza e time-shift, svolgendo quindi molteplici servizi alla rete elettrica con grande flessibilità di esercizio [77, 87].

Il sistema è composto da oltre 13760 celle Nichel/Cadmio, ha una tensione totale di 5000 V<sub>DC</sub>, una capacità di 18 MWh ed è oggi uno tra i sistemi più potenti al mondo, in grado di erogare 27 MW per 15 minuti, 46 MW per 5 minuti o 40MW per 7 minuti. L'efficienza è 72÷78% con temperature di lavoro adatte all'Alaska (-40÷30 C) [77, 87, 88]. Le fredde temperature sono state la causa della scelta di questo tipo di batterie.

Sembra però che non ci siano più intenti per usare questo tipo di batterie dopo questo per altri impianti di questa taglia [8, 77].

### **2.5.5 Batterie al Nickel - Idruri Metallici**

Le batterie a Nickel - Idruri Metallici sono simili a quelle NiCd tranne che all'elettrodo negativo invece del cadmio c'è un metallo nel quale viene incorporato dell'idrogeno a formare una lega MH<sub>x</sub>, dove con M si indica un generico metallo.

Hanno una discreta densità di energia specifica al peso (70÷100 Wh/kg) e una relativamente alta densità di energia per unità di volume (170÷420 Wh/L), sicuramente superiore alle batterie NiCd [89–92].

Altri vantaggi delle batteria NiMH<sub>x</sub> su quelle NiCd sono di avere un moderato effetto memoria ed essere prive del Cadmio. Esso sono però un poco più costose in conseguenza della maggiore quantità di Nickel che contengono. Le NiMH<sub>x</sub> hanno un ciclo di vita molto più lungo rispetto alle batterie al Litio [89]. Le batterie NiMH<sub>x</sub> hanno un mercato nelle applicazioni per prodotti mobile e nei veicoli elettrici ma anche nei sistemi di accumulo stazionario e UPS (Universal Power Supply) [89, 90, 93].

Comunque il problema principale nello stoccaggio dell'energia elettrica è l'alto tasso di autoscarica, il 5-20% viene perso nelle prime 24 ore dopo una carica completa [89, 90, 91]. Sono poi troppo sensibili ai cicli di carica scarica profondi e le prestazioni decadono dopo un centinaio di cicli completi [89–92].

### **2.5.6 Batterie Sodio-Cloruro di Nichel (ZEBRA)**

La tecnologia delle batterie ZEBRA (Zero Emission Battery Research Activity) è simile alle NaS perché fanno parte delle batterie che lavorano alle alte temperature. Le batterie ZEBRA hanno una moderata energia specifica (94÷120 Wh/kg), densità di energia (150 Wh/L), potenza specifica (150÷170 W/kg), e alte temperature di funzionamento (250÷350 C) [4, 83, 96].

I vantaggi consistono in elevati rendimenti, prestazioni indipendenti dalla temperatura ambiente, buona vita utile e l'assenza di autoscarica grazie alla ceramica presente. La tecnologia è stata sperimentata in un veicolo elettrico e la Rolls Royce l'ha utilizzata per rimpiazzare le batterie al piombo a bordo di navi e yacht (SSA Surface Ships Applications) [63].

Recentemente una joint venture, la FIAMM Energy Storage Solutions (FIAMM in collaborazione con Elettronica Santerno, Terni Energia e Galileia) ha iniziato a produrre delle batterie per l'accumulo stazionario [99]. Ha anche realizzato un impianto basato su batterie sodio/cloruro di Nichel, costituito da 10 moduli da 23 kWh accoppiati ad un impianto fotovoltaico da 180 kW che permette di accumulare l'energia prodotta in eccesso dal fotovoltaico rispetto al carico locale

e di riutilizzarla nei momenti di maggiore richiesta di energia o produzione insufficiente.

Un problema che sorge quando la temperatura di funzionamento è bassa è la solidificazione dei sali e le batterie richiedono 12-15 ore per ritornare a funzionare [63]. Attualmente poche compagnie sono coinvolte nello sviluppo di questa tecnologia e la produzione pochi modelli di questa batteria ne limita per ora lo sviluppo futuro [4, 92, 98].

### 2.5.7 Batterie a circolazione (FBES)

Una FBES (Flow Battery Energy Storage) è in grado di accumulare energia elettrica utilizzando reazioni accoppiate di ossido-riduzione in cui sia i reagenti, sia i prodotti di reazione, in forma ionica, sono completamente disciolti in soluzione acquosa.

Le soluzioni dell'elettrolita positivo e negativo sono immagazzinate in serbatoi, messi in circolazione da pompe e si interfacciano attraverso una membrana che permette lo scambio ionico (e quindi le reazioni di carica/scarica) impedendo però il mescolamento delle soluzioni.

La figura sotto mostra uno schema semplificato:

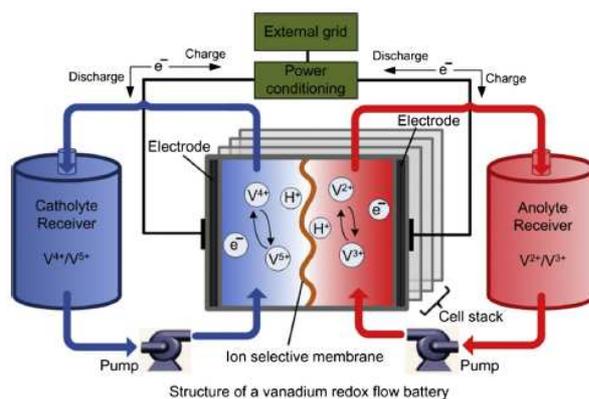


Fig 2.8 - Schema semplificato funzionamento batteria VRB

La caratteristica più importante di questa tecnologia di accumulo è il totale disaccoppiamento tra la potenza e l'energia. La potenza che la batteria può

erogare o assorbire dipende dalla quantità di elettrolita che prende parte alla reazione istante per istante (chiaramente compatibilmente con la velocità della reazione) e, quindi, dalla superficie della membrana e dalla velocità delle pompe. La capacità di accumulo è invece legata alla quantità di liquido totale e quindi alla capienza dei serbatoi, pertanto, a parità di potenza installata, è possibile aumentare la capacità della batteria aumentando le dimensioni dei serbatoi [26, 100, 101].

Gli accumulatori a flusso di elettrolita si prestano in modo particolare ad applicazioni di taglia molto grande (ordine del MW), come ad esempio il load-leveling.

Il tasso ridottissimo di autoscarica è dovuto agli elettroliti separati nei due serbatoi [4, 13]. I problemi principali riguardano le inefficienze dovute alla scarsa uniformità di pompaggio dell'elettrolita, gli alti costi di fabbricazione e costi per i sistemi di gestione maggiori delle batterie tradizionali [102, 103].

È stato possibile usare le FBES per diversi impianti da poche centinaia di kW fino ai MW anche se molte versioni non sono commerciali al momento [4, 19, 104].

Le attività di ricerche attuali insistono sulla creazione di elettrodi più efficienti e meno costosi e più facilmente sostituibili, membrane più selettive e durabili, migliori sistemi per la gestione di potenza ed energia per la grande scala. Alcuni tipi di batterie usate per applicazioni di EES sono le VRB, le ZnBR e le PSB

#### **2.5.7.1 Vanadium Redox Flow Battery (VRB)**

La VRB è una delle batterie più mature a circolazione [4, 87]. La VRB accumula l'energia usando il vanadio, metallo che possiede la capacità di esistere in soluzione in quattro diversi stati di ossidazione,  $V^{3+}/V^{2+}$  all'elettrodo positivo e  $V^{5+}/V^{4+}$  al polo negativo.

Le reazioni chimiche sono:  $V^{4+} \rightleftharpoons V^{5+} + e^{-}$      $V^{3+} + e^{-} \rightleftharpoons V^{2+}$  [100, 102].

Le batterie VRB hanno tempi di risposta veloci (0,001 s) e la loro efficienza è maggiore dell'85% [99, 100]. La durata di vita è teoricamente illimitata dal momento che gli elettrodi/elettroliti non partecipano direttamente alle reazioni se non come portatori di cariche. Inoltre, la membrana non presenta un progressivo

degradamento come avviene invece nelle batterie Redox composte da soluzioni di metalli diversi. Il numero di cicli atteso è circa 10,000–16,000; corrispondenti a 20 anni di utilizzo continuativo [18, 100]. Un sistema VRB ha raggiunto il record di 13342 cicli, in due anni di prove di vita accelerate [69] e alcune batterie VBR sono state studiate per avere anche tempi di scarica pari ad un giorno [4, 58].

Nonostante le VBR stiano espandendo il loro campo di applicazione soffrono di alcuni problemi come la bassa stabilità e solubilità dell'elettrolita, che porta ad avere una bassa densità di energia [100, 101]; e gli costi di funzionamento [103].

Le VRB possono essere usate in un grande numero di applicazioni, che principalmente includono il miglioramento della qualità nelle applicazioni stazionarie e nei UPS, il miglioramento del load-levelling e della sicurezza, il supporto delle rinnovabili. Alcuni impianti che usano VRB sono elencati nella tabella 2.6:

Name/locations	Power/Capacity	Application area
Edison facility, Italy	5 kW, 25 kWh	Telecommunications back-up
Wind power EES facility King Island, Australia	200 kW, 800 kWh	Integrated wind power, foil fuel energy with EES
Wind Farm EES project, Ireland	2 MW, 12 MWh	Wind power fluctuation mitigation, grid integration
VRB EES facility installed by SEI, Japan	1,5 MW, 3 MWh	Power quality application
VRB facility by PacifiCorp, Utah, U.S.	250 kW, 2 MWh	Peak power, voltage support, load shifting
VRB EES system build by SEI, Japan	500 kW, 5 MWh	Peak shaving, voltage support

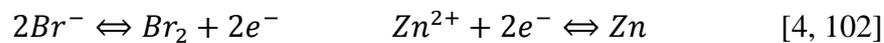
**Tab 2.6 Batterie VRB usate per EES [73, 80 98, 99, 100]**

Al momento due progetti di VRB sono stati finanziati per un costo complessivo di 1,2 milioni di £ in Gran Bretagna. Uno è stato sviluppato dalla Scottish Power, dall'università di Southampton e altri enti, che prevede di testare una batteria di 100 kW per l'accumulo di energia elettrica [80]. L'altro progetto è stato sviluppato da C-Tech Innovation Ltd, E.ON UK plc. e altre istituzioni con lo scopo di accumulare il surplus di energia da fonti rinnovabili [99]. Entrambi i

progetti sono stati destinati ad essere sviluppati in grande scala dopo i successi ottenuti nella piccolo scala [80, 100].

### 2.5.7.2 Batterie Zinco Bromo (ZnBr)

Le ZnBr sono batterie a circolazione dove due soluzioni acquose contengono i component reattivi, che sono basati su elementi di zinco e bromo confinati in due serbatoi. Durante la carica/scarica queste due soluzioni elettrolitiche circolano attraverso le celle nello stack, consistente in compartimenti di materiale plastico composito. Quindi avviene la reazione elettrochimica:



Le ZnBr hanno un'alta densità di energia (30÷65 Wh/L), un alto voltaggio di cella (1,8 V) [4, 26] e una buona risposta alle scariche profonde [19, 102].

Le taglie dei moduli variano dai 3 kW ai 500 kW con un tempo di vita stimato in 10-20 anni e con tempi di scarica superiori alle 10 h [4, 80, 98].

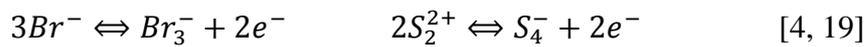
Gli svantaggi delle ZnBr sono la corrosione dei materiali, la formazione di solidificazioni e i bassi rendimenti di cella (65-75%) [4, 101, 103]. Inoltre le ZnBr possono lavorare in un limitato range di temperature [80, 102]. Le applicazioni di accumulo di energia elettrica che usano le ZnBr sono ancora nella fase di dimostrazione o prima commercializzazione. La ZBB Energy Corporation e la Premium Power Corporation hanno sviluppato una versione che vorrebbero commercializzare (50 kWh, 2 MW) [48]. L'azienda RedFlow in Australia ha commercializzato un sistema pienamente funzionale, chiamato ZBM, che eroga più di 3 kW di potenza (5 kW picco) e più di 8 kWh di energia; la compagnia dichiara che può arrivare d un rendimento dell'80% [48].

Nel 2011 alcune compagnie elettriche hanno condotto delle prove di un impianto mobile di 0,5 MW/2.8 MWh per il supporto alla rete e il miglioramento dell'affidabilità [103]. Nello stesso anno a Sacramento la Sacramento Municipal Utility District (SMUD) ha messo in funzione un impianto di 1MW [100, 103]. Un progetto dal nome "Flow batteries for grid scale energy storage", è stato avviato nei laboratori della Berkley University [100].

### 2.5.7.3 Batterie Zolfo Bromo (PBS)

Una PBS usa bromuro di sodio e polisolfuro di sodio come soluzione elettrolitica

Le reazioni chimiche sono:



I vantaggi significativi di un sistema PBS sono:

- I materiali dei due elettroliti sono abbondanti, molto solubili in ambiente acquoso e non sono costosi [19];
- Il voltaggio generato a cavallo delle membrane è circa 1,5 V;
- Il sistema PBS ha un veloce tempo di risposta (20 ms) [4, 103].

Le PSB hanno un ampio range di potenziali applicazioni, specialmente nei sistemi per il controllo della frequenza e nel controllo del voltaggio per via del veloce tempo di risposta.

Un problema è che durante le reazioni chimiche vengono prodotti cristalli di solfato di bromo e solfato di sodio che comportano attenzione e costi per il recupero/smaltimento/.

Sono stati realizzati sistemi PSB a diverse taglie, Per esempio 100 kW installati dalla UK Company Innogy, con una efficienza netta del 75% [104]. Sulla larga scala la Regenesys Technologies ha provato a costruire un sistema di 15 MW/120 MWh in una centrale in Gran Bretagna; un altro impianto dimostrativo 12 MW/120 MWh è stato progettato negli USA per il supporto ad un impianto eolico [51].

Comunque sia per le difficoltà progettuali che per quelle economiche la costruzione di questi due impianti in grande scala è stata fermata e gli impianti dimostrativi sono ora incompiuti [77, 103, 105].

## 2.6 I Supercondensatori

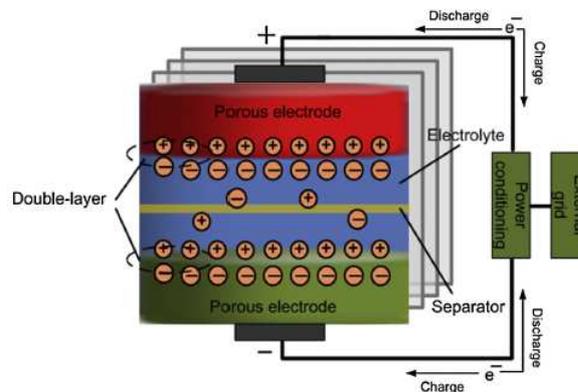
I condensatori sono dei componenti elettrici che, alimentati in corrente continua, sono in grado di immagazzinare cariche elettriche di segno opposto su due elettrodi, separati da un elemento isolante, in poche frazioni di secondo. Per supercondensatori o condensatori elettrochimici (*supercapacitors*) si intende una loro variante in grado di offrire prestazioni in energia e tempi di scarica maggiori, tali da renderli interessanti per alcune applicazioni di *energy storage* [46].

L'efficienza del processo di carica-scarica si può ottenere dal rapporto tra l'energia elettrica reimpressa in rete in fase di generazione e quella precedentemente assorbita per la carica. L'energia elettrostatica accumulata nel supercondensatore può essere calcolata in modo analogo ad un normale condensatore, che nel caso di facce piane e parallele risulta [41, 46, 76]:

$$\eta_{SC} = \frac{E_g}{E_a}; \quad E_a = \frac{1}{2} \frac{CV^2}{\eta_a} [J]; \quad E_g = \frac{1}{2} CV^2 \eta_g [J];$$
$$V = N_s V_{cella} [V]; \quad C = N_p \frac{\epsilon_0 \epsilon_r A}{d} [F] \quad (3)$$

dove con i pedici "SC" si è indicato il rendimento dell'intero processo, "a" è riferito all'energia elettrica assorbita e al rendimento della fase di accumulo, "g" è riferito alla fase di generazione; C è la capacità di accumulo in cariche elettriche del supercondensatore [F]; V la sua tensione di esercizio [V]; N<sub>s</sub> ed N<sub>p</sub> sono il numero di celle collegate in serie ed in parallelo, ε<sub>0</sub> la costante dielettrica assoluta del vuoto [F/m]; ε<sub>r</sub> la costante dielettrica relativa del mezzo interposto alle cariche elettriche (eletrolita), A è l'area della faccia interna degli elettrodi [m<sup>2</sup>]; d è la distanza che li separa [m]. I supercondensatori (SC) sono spesso chiamati condensatori elettrochimici o condensatori a doppio strato.

La struttura elementare di un supercondensatore è costituita da due elettrodi, depositati su dei supporti di alluminio che svolgono la funzione di collettori di corrente, separati da un materiale dielettrico e immersi in una soluzione elettrolitica.



**Fig 2.9 - Schema semplificato di un super condensatore**

Gli elettrodi sono realizzati con materiali porosi, generalmente a base di carbonio, al fine di incrementare la superficie di contatto disponibile con l'elettrolita, arrivando a superfici di migliaia di metri quadri. Il separatore dielettrico, generalmente realizzato con carta, plastica o ceramica, è necessario per impedire il passaggio degli elettroni all'interno del supercondensatore, garantendo allo stesso tempo un'elevata permeabilità al passaggio degli ioni dell'elettrolita. La cella piana così costituita viene arrotolata o ripiegata, facendole assumere una forma cilindrica o rettangolare, e quindi viene riposta in un contenitore. Successivamente il sistema viene impregnato da un elettrolita, dipendentemente dalla potenza richiesta dall'applicazione. La tensione di lavoro è determinata dalla tensione di decomposizione dell'elettrolita e dipende dalla temperatura, dall'intensità di corrente e dalla durata della vita del dispositivo richiesta.

Applicando una differenza di potenziale ai terminali di un supercondensatore s'innescia un processo di separazione degli ioni dell'elettrolita che porta alla formazione di un doppio strato di carica alle interfacce elettrodo/elettrolita

I condensatori sono adatti per l'accumulo di piccola quantità di energia elettrica; hanno un'alta densità di potenza e tempi di carica ridotti se confrontati alle tradizionali batterie [70]. Hanno però basse densità di energia e alti tassi di auto scarica [4, 80, 103]. Considerando queste caratteristiche i condensatori possono essere usati per alcune applicazioni per il controllo della qualità della trasmissione

o per la regolazione della tensione. I supercondensatori accumulano l'energia in forma di carica sulle superfici tra l'elettrolita e i due elettrodi. I supercondensatori hanno densità di potenza e densità di energia comparabili con i sistemi a batteria tradizionali [20, 103, 104]. Le caratteristiche più importanti sono il numero elevato di cicli (anche maggiore di  $10^5$ ) e le alte efficienze (84–97%) [4, 66]. Come nei condensatori l'auto scarica è alta, anche del 5–40% al giorno e i costi arrivano anche ai 2000 \$/kWh immagazzinato [4, 13, 105]. I supercondensatori sono molto adatti per tutte le applicazioni di accumulo di piccola scala e brevi nel tempo e potrebbero essere considerati per la power quality, la riserva primaria, la regolazione della tensione e il livellamento delle oscillazioni di produzione da fonti rinnovabili come eolico e solare. I vantaggi dei supercondensatori rispetto ad altri sistemi di accumulo analoghi, quali ad esempio i volani ad alta velocità, sono le dimensioni e il peso ridotti, la semplicità, i costi di gestione e di manutenzione e relativamente contenuti.

Altra possibile applicazione è l'accoppiamento con sistemi di accumulo elettrochimico per migliorarne la risposta di potenza veloce. La ricerca e lo sviluppo di nuovi supercondensatori è stata attiva negli anni recenti e si sta muovendo nello sviluppo di nuovi materiali. In particolare il grado di porosità superficiale del materiale con cui vengono realizzati gli elettrodi (anche  $1000\div 2000 \text{ m}^2/\text{cm}^3$  per i carboni attivi), scegliendo un elettrolita che sopporti tensioni maggiori e con una costante dielettrica elevata.

## **2.7 I Magneti superconduttori**

Un tipico sistema di accumulo di energia SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage) è costituito da tre componenti:

- Una bobina con avvolgimento in materiale superconduttore e nucleo ad elevata permeabilità magnetica, tipicamente con forma cilindrica o toroidale;

- Un fluido che lambisce l'avvolgimento al fine di mantenerlo alla propria temperatura critica [39];
- Un contenitore termicamente isolato (anche attraverso vuoto spinto) per gli elementi predetti;
- Un ciclo frigorifero che asporta calore dal fluido refrigerante per compensare le perdite termiche e le inevitabili dissipazioni [13, 97];
- Un sistema di conversione dell'energia elettrica che connette la rete (AC) con l'avvolgimento in corrente continua (DC).

Un simile sistema accumula l'energia nel campo magnetico generato dalla corrente continua nella bobina che è stata raffreddata ad una temperatura inferiore alla sua temperatura critica. In generale quando la corrente passa nella bobina parte dell'energia elettrica verrebbe dissipata come calore per la resistenza del filo ma se la bobina è fatta di un materiale superconduttore come leghe di Niobio e Titanio (usati sono pure mercurio e vanadio) e la temperatura è inferiore a quella critica si manifesta una resistenza al passaggio ridottissima e le perdite diventano infinitesime. I materiali superconduttori più utilizzati attualmente sono leghe di Niobio e Titanio (NbTi), raffreddate a circa 4 K con elio evaporante (Teb, He = 4,23 K); che ha una temperatura critica di 9.2 K [4, 97].

Nella fase di scarica lo SMES rilascia l'energia elettrica in corrente alternata essendo connesso ad un sistema di conversione. La quantità di energia è determinata dal flusso di corrente che crea un campo magnetico, proporzionale al numero di spire dell'avvolgimento e all'intensità della corrente stessa [99]. La corrente che circola nelle spire ha ordini di grandezza anche di 3000 A/mm<sup>2</sup> [53] grazie alla drastica riduzione delle perdite per effetto Joule.

Il processo di carica-scarica ha un'efficienza data dal rapporto tra l'energia elettrica reimpressa in rete e quella che le viene precedentemente consumata; nella differenza tra le due gioca un ruolo importante il consumo di energia per il

sistema di refrigerazione. L'energia elettromagnetica accumulata può essere ricavata dopo aver stimato il valore dell'induttanza della bobina [35; 76]:

$$\eta_{SMES} = \frac{E_g}{E_a}; \quad E_a = \frac{1}{2} \frac{LI^2}{\eta_a} \quad [J]; \quad E_g = \frac{1}{2} LI^2 \eta_g - E_{REF} \quad [J];$$

$$L = \mu_0 \mu_r \frac{N^2 A}{l} \quad [H] \quad (4)$$

dove con i pedici "SMES" si è indicato il rendimento dell'intero processo, "a" è riferito all'energia elettrica assorbita e al rendimento della fase di accumulo, "g" è riferito alla fase di generazione;  $L$  è l'induttanza (o coefficiente di autoinduttanza) della bobina [H];  $I$  è il valore di corrente raggiunto nella bobina [A];  $E_{REF}$  è l'energia spesa per il raffreddamento della bobina nel periodo compreso di funzionamento [J];  $\mu_0$  è la permeabilità assoluta del vuoto [H/m];  $\mu_r$  la permeabilità relativa del nucleo ferromagnetico,  $A$  la sua sezione [m<sup>2</sup>];  $N$  il numero di spire che lo avvolgono,  $l$  la sua lunghezza [m].

Uno SMES è schematicamente rappresentato nella figura sottostante

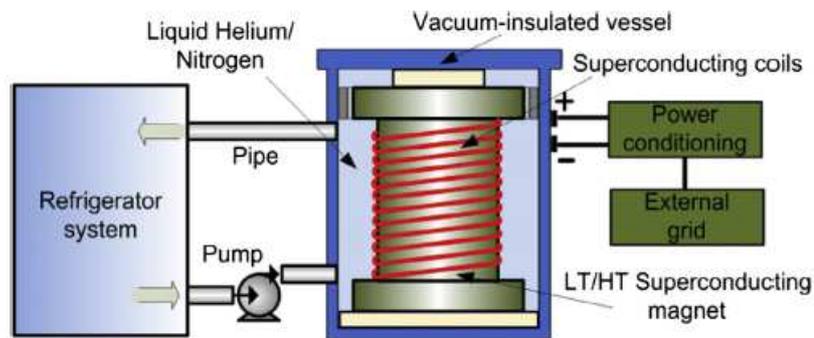


Fig 2.10 - Schema di un sistema SMES

Esistono due gruppi di superconduttori, quelli a bassa temperatura (Low Temperature Superconducting, LTS) che lavorano intorno ai 5 K e quelli ad alta temperatura (High Temperature Superconducting, HTS) che lavorano intorno ai 70 K [13, 131]. I primi sono disponibili commercialmente e la loro tecnologia si può considerare più matura rispetto ai secondi che sono ancora in uno stato di

sviluppo. Alcuni SMES sono stati usati commercialmente in un range tra i 0,1–10 MW mentre quelli da 100 MWh si prevede saranno disponibili entro dieci anni. Le caratteristiche di uno SMES includono l'alta densità di potenza (più di 4000 W/L), Il tempo di risposta veloce (nell'ordine dei millisecondi), tempi di scarica velocissimi (meno di un minuto), alte efficienze (95–98%) e una vita attesa di circa 30 anni [4, 80, 97]. Rispetto alle batterie gli SMES sono capaci di scaricarsi completamente perdendo poco in termini di performance. I problemi principali sono nei costi dai 1000-10000 \$/kWh di energia immagazzinata, gli alti tassi giornalieri di autoscarica (10–15%) e i possibili effetti negativi sull'ambiente e sulle persone per via dei campi magnetici prodotti (aspetto però da approfondire) [80, 47]. L'efficienza è limitata essenzialmente dai convertitori di potenza elettrica in fase di carica-scarica (2÷3%). Tale efficienza cala però al prolungarsi del tempo di accumulo, con il quale crescono le perdite di potenza per la refrigerazione (per asportare 1 W termico sotto  $\Delta T$  così elevati sono necessari 200÷1000 W elettrici) [41, 37, 95, 35]. C'è da precisare che gli avvolgimenti sono molto sensibili alle variazioni di temperatura, anche piccole, che possono causare perdite di energia.

Lo SMES è un candidato per lo stoccaggio sia in applicazioni di potenza sia in quelle di energia soprattutto nelle applicazioni con brevi tempi di durata e si aspetta che abbia un importante ruolo nelle energie rinnovabili nei prossimi anni [44]. La tabella seguente mostra alcuni SMES e le loro applicazioni.

Locations/organizations	Technical data	Features/applications
Proof principle, tested in a grid in Germany	5 KJ, 2 s to max 100 A at 25 K	World first significant HTS-SMES, by ASC
Nosoo power station in Japan	10 MW	Improve system stability and power quality
Upper Wisconsin by American Transmission	3 MW/0,83 kWh, each 8 MV A	Power quality application reactive power support
Bruker EST in Germany	2 MJ	High temperature superconductors
Korea Electric Power Corporation, Hyundai	3 MJ, 750 kV A	Improving power supply quality for sensitive loads
Chubu Electric Power Co. in Japan	7,3 MJ/5MW and 1 MJ	Provide comparison to transient voltage

Locations/organizations	Technical data	Features/applications
University of Houston, SuperPower & others	20 kW, up to 2 MJ class	UHF-SMES, voltage distribution

**Tab 2.7 - Impianti SMES [44, 67, 83, 97]**

Attualmente ricerche, studi e dimostrazioni tendono principalmente a:

- Ridurre i costi degli avvolgimenti e in generale dei sistemi di raffreddamento;
- Sviluppare materiali per avvolgimenti HTS che sembrano essere meno sensibili alle variazioni di temperatura [14, 83, 97].

Dal 2011 SuperPower Inc., in partnership con ABB, Brookhaven National Laboratory e il Texas center for superconductivity all'università di Houston ha sviluppato uno SMES dimostrativo che sarà sviluppato in grande scala per l'integrazione nella griglia elettrica e supporto per le energie rinnovabili [31].

## **2.8 I TES (Thermal Energy Storage)**

La tecnologia TES comprende una varietà di applicazioni che hanno in comune l'uso del calore o del freddo come "deposito" di energia [68,84]. Un TES generalmente consiste in un serbatoio per lo stoccaggio, un sistema di raffreddamento o riscaldamento, elementi come condensatori, pompe, turbine, compressori o chiller. In base alla temperatura i TES possono essere divisi in quelli che lavorano alle basse temperature (Cryogenic Energy Storage (CES) o gli aquiferous low-temperature TES) e quelli che lavorano ad alte temperature come i Latent (fusion) Heat TES, Sensible Heat TES and Concrete Thermal storage) [80, 84, 85].

Il cryogenic energy storage impiega un gas liquefatto (azoto o aria) come accumulo di energia. Nel caso si usi aria si chiama Liquid Air Energy Storage (LAES). Questa versione ha due caratteristiche di interesse che sono l'alto beta di espansione dell'aria dallo stato liquido a quello gassoso e l'alta densità di energia

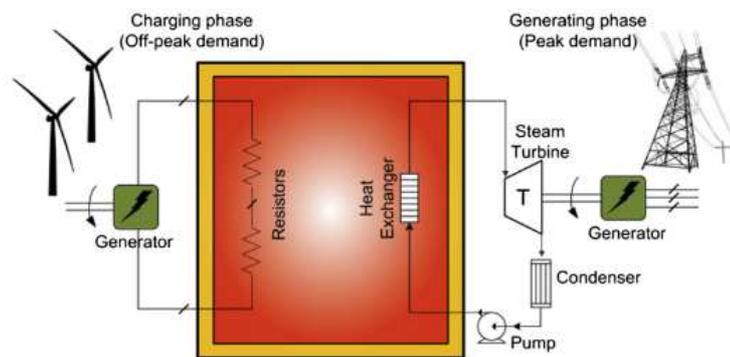
dell'aria liquida. In momenti di basso costo dell'energia elettrica l'impianto di liquefazione provvede a prelevare aria dall'atmosfera, comprimerla a temperatura circa costante (compressione interrefrigerata) fino a circa 40 bar (al di sopra della pressione critica dell'aria,  $P_{cr,aria} = 37,9$  bar [82]), purificarla da polveri e gas che possono provocare sporcamenti o formazione di ghiaccio (vapore d'acqua e  $CO_2$ ), raffreddarla grazie ad un ciclo frigorifero a bassissime temperature (valori non lontani dalla temperatura critica dell'aria,  $T_{cr,aria} = -140,7$  C [82]) e riespanderla fino a pressione atmosferica. I Latent Heat TES impiegano sostanze in cambiamento di fase come sistema di accumulo che in questa fase di transizione emettono o assorbono calore a temperatura costante. Il Concrete Thermal Storage utilizza materiali ceramici o refrattari per accumulare il calore.

Come detto all'inizio questa tecnologia usa sostanze diverse e approcci differenti ma in generale l'impianto è basato su tecnologie note con lunghe vite utili (20÷40 anni). I sistemi TES possono immagazzinare grandi quantità di energia senza pericoli con perdite per autoscarica molto piccole (0,05–1% giorno) e buone densità di energia (80–500 Wh/L, 80–250 Wh/kg). Il sistema è economicamente fattibile con costi contenuti (3–60 \$/kWh) [80, 84, 102]. I Latent Heat TES hanno alta densità di accumulo con un piccolo volume [21].

Però l'efficienza di un TES è normalmente bassa (30–60%) [80]. Con particolare attenzione per le applicazioni per la rete elettrica ci sono alcuni progetti di ricerca attualmente in corso che hanno già dato alla luce impianti pilota come quello della Highview Power Storage che ha progettato e costruito un LAES (300 kW-2,5 MWh) che opera dal 2010 in un impianto a biomasse da 80MW con un rendimento del 25% [80, 84].

Nel febbraio 2014 la società ha ricevuto 8 milioni di £ per un impianto dimostrativo di 5 MW-15 MWh che sorgerà interrato nei pressi di una centrale a gas in Gran Bretagna [86]. Un sistema TES è stato realizzato in un edificio come progetto dimostrativo a Pechino capace di ridurre i picchi di consumi di 6100 kWh al mese [72]. Una nuova centrale che include un TES che opera con ghiaccio è stata costruita nel sud della Florida. L'impianto completo ha una capacità di

11500 tonnellate di acqua fredda e la portata sarà di 68000 tonnellate/ora [71]. Un impianto commerciale di 15 MW chiamato “Solar Tres Power Tower”, è in costruzione in spagna dalla Torresol Energy, e usa sali fusi come fluido di lavoro [86]. Un sistema che combina generazione eolica e un Sensible Heat TES è stato proposto come possibile sistema di supporto nei momenti di peak demand [86]. Lo schema semplificato è nella figura sotto.



**Fig 2.11 - Schema semplificato di un Sensible Heat TES**

L’energia elettrica prodotta dal vento è usata per riscaldare il fluido di lavoro che tramite uno scambiatore produce vapore che è usato per generare elettricità da una turbina.

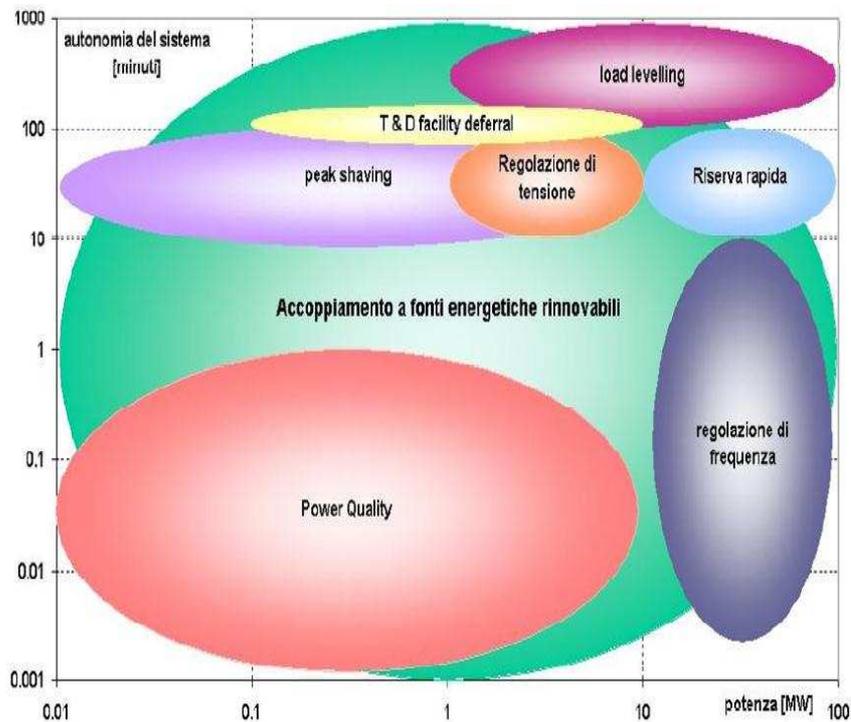
## 2.9 Classificazione, indici e caratteristiche

In questo paragrafo sono confrontate le caratteristiche fin qui presentate in delle figure e tabelle che mostrano le differenti EES. La selezione delle caratteristiche delle EES in base alle richieste della rete e sarà presentata nel prossimo paragrafo. Spesso però si fa riferimento anche alla funzione cui il sistema di stoccaggio è preposto nell’ambito del sistema elettrico. Si può così distinguere tra le seguenti categorie:

- Servizi di potenza: si tratta di tutti i servizi connessi alla garanzia di affidabilità del sistema elettrico in particolare devono garantire la riserva primaria e la stabilizzazione della rete. Questi impianti hanno anche il compito di gestire la regolazione della rete in termini di tensione,

frequenza, potenza reattiva e qualità dell'energia. Tali servizi sono svolti da sistemi di stoccaggio generalmente caratterizzati da elevate potenze e ridotte capacità di accumulo, che determinano quindi tempi di scarica brevi (minuti - secondi) o brevissimi (frazioni di secondo); sono altresì richiesti ridotti costi specifici alla potenza, affidabilità e disponibilità del sistema elevate. Esempi di sistemi che presentano le suddette caratteristiche sono: supercondensatori volanti ad alta energia, SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage) e determinate tipologie di batterie.

- Servizi di energia: si tratta di tutti i servizi che prevedono l'accumulo di quantità rilevanti di energia, finalizzato alla reimmissione in rete in un periodo temporale distinto rispetto a quello di accumulo. Detto accumulo può essere attuato al fine di conseguire vantaggi economici, evitare congestioni di rete, ampliare la possibilità di penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili, differire o escludere gli investimenti necessari all'incremento della potenza di picco richiesta ai gruppi di generazione o a una determinata tratta di linea elettrica, svolgere funzioni di peak-shaving o power leveling, incrementare l'affidabilità del sistema. I servizi in oggetto vengono generalmente forniti da sistemi di stoccaggio caratterizzati da tempi di scarica dell'ordine di alcune ore o giorni, rendimenti di accumulo elevati, costo specifici all'unità di energia accumulata ridotti e perdite per auto-scarica ridotte. Rispondono, in diversa misura, a tali requisiti gli impianti idroelettrici di pompaggio, i sistemi CAES, gli array di batterie, le batterie a flusso, i sistemi elettrolizzatore - cella a combustibile e i sistemi termici a bassa temperatura.

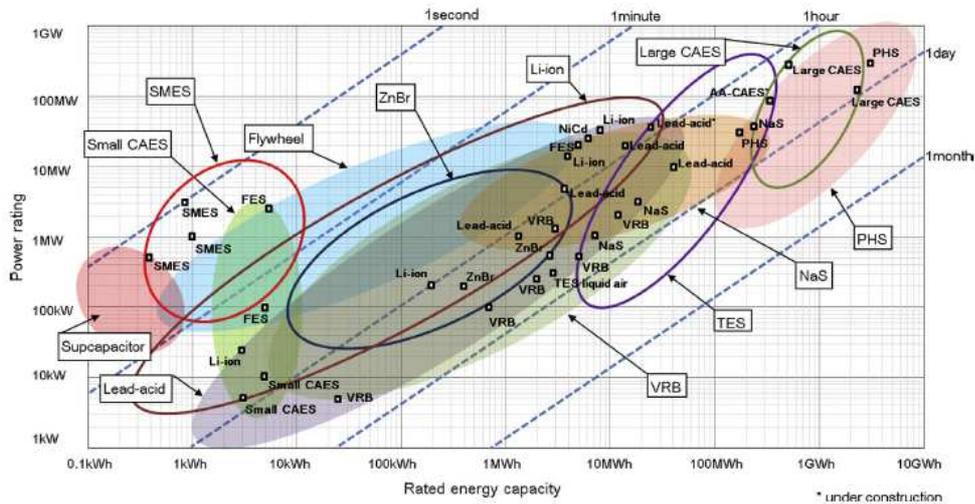


**Fig. 2.12 - Comparazione EES per autonomia del sistema e potenza**

Nella figura sopra nella zona a destra si trovano le funzioni che richiedono prestazioni “in potenza”, come la riserva primaria e secondaria di potenza attiva; più in alto a sinistra vi sono quelle che necessitano soprattutto un’autonomia elevata (ovvero prestazioni “in energia”), come il time-shift per il peak shaving o la gestione di congestioni prolungate ai fini del differimento di investimenti sulla rete; in basso a sinistra si trovano infine quelle funzioni che necessitano rapidità di erogazione per interventi molto brevi, ad esempio quelle atte a migliorare la qualità della tensione. L’abbinamento con i sistemi di generazione da fonti rinnovabili non programmabili può richiedere infine esigenze molto diverse (in sostanza in tutto il campo esplorato di potenze e autonomie) viste le differenti taglie, necessità e criticità degli impianti di questo tipo.

Principalmente si considerano le prestazioni in termini di potenza, autonomia e durata di erogazione. La figura 2.13 confronta le potenze e la quantità di energia accumulabile delle diverse tecnologie EES e oltre alle EES con le attuali

caratteristiche vengono anche indicate in quali aree si prevede alcune tecnologie possano svilupparsi.



**Fig 2.13 - Comparazione EES per autonomia, potenza e capacità di accumulo**

Da questa figura e anche dalla tabella riassuntiva il tempo di scarica permette di dividere le tecnologie in differenti gruppi:

- Tempo di scarica minore di 1 ora: volani, supercondensatori e SMES
- Tempo di scarica intorno alle 10 ore: sCAES (non interrati), batterie al litio, NiCd, ZnBr e PSB
- Tempo di scarica più lungo di 10 ore: CAES, PHS, LAES, VRB, solar fuel, fuel cell e TES

La dimensione dell'accumulatore è un'importante fattore per molte applicazioni. La figura 2.14 confronta la densità di potenza e la densità di energia per differenti EES.

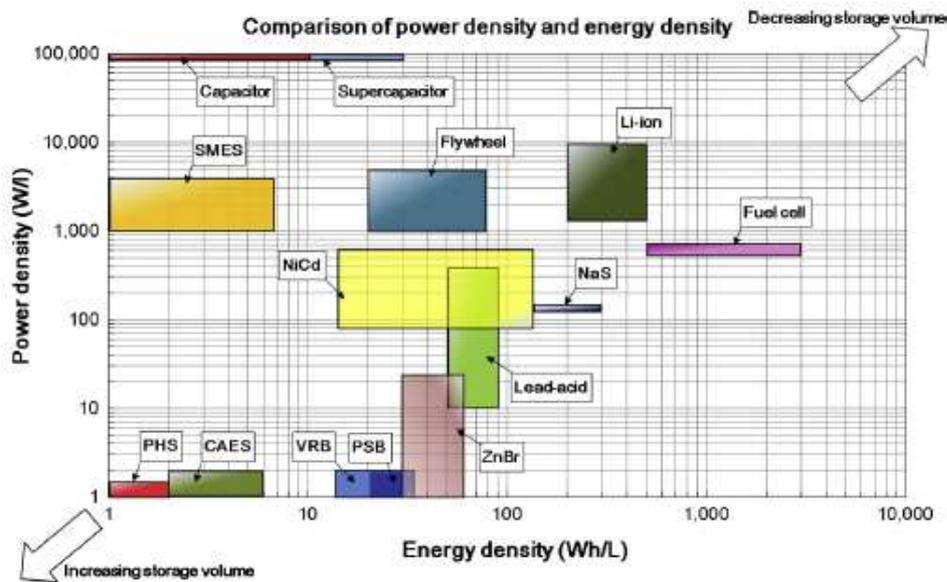


Fig 2.14 - Comparazione EES per densità di potenza e densità di energia

Per una data quantità di energia, maggiori sono la densità di potenza ed energia minore sarà il volume richiesto dal sistema di stoccaggio. Nella stessa figura l'angolo in alto a destra caratterizza le tecnologie che lavorano con volumi di stoccaggio limitati. Al contrario in basso a sinistra troviamo quelle tecnologie che usano grandi volumi come i PHS e i CAES.

Si vede come la maggior parte delle batterie, volani e fuel cells hanno densità di potenza e densità di energia nella media. PHS e CAES hanno basse densità e sono usati in applicazioni stazionarie e richiedono grandi volumi. I supercondensatori e i condensatori hanno altissime densità di potenza ma basse densità di energia. La densità delle batterie a circolazione è minore di quelle convenzionali tra le quali solo batteria al litio ha un'alta densità di energia e un'alta densità di potenza che conferma la bontà del suo utilizzo in moltissime apparecchiature portatili e la ricerca per l'implementazione nel mondo dei trasporti e negli EES di piccola scala.

L'energia specifica e la potenza specifica sono degli indici di grande importanza che rappresentano l'energia e la potenza riferiti per unità di peso.

La figura sotto compara l'energia specifica e la potenza specifica delle tecnologie EES.

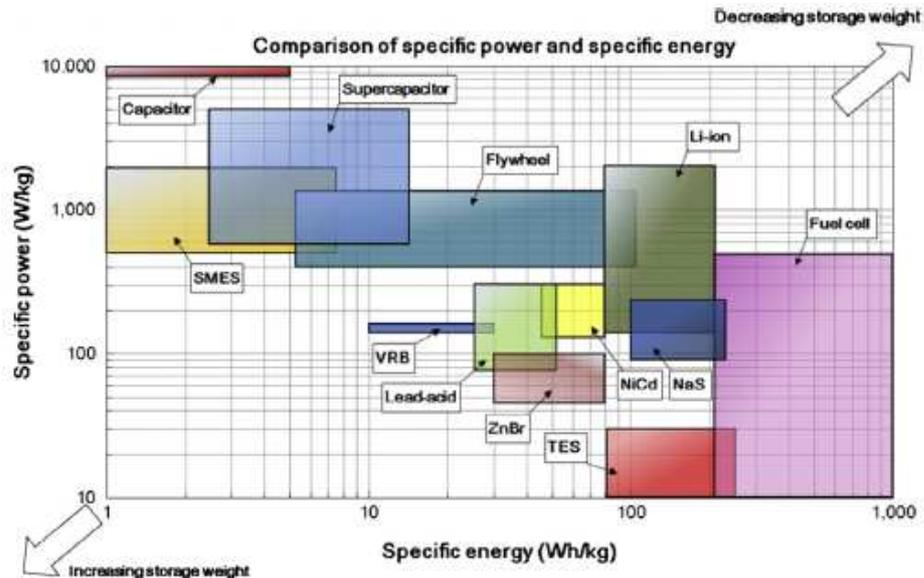


Fig 2.15 - Comparazione EES per potenza specifica e energia specifica

Per un certo quantitativo di energia maggiori sono la potenza specifica e l'energia specifica più leggero sarà il sistema EES. Le tecnologie adatte per le applicazioni dove il peso è un'importante parametro si trovano in alto a destra. Si vede come SMES, condensatori e supercondensatori hanno alte potenze specifiche ma basse energie specifiche per via dei loro veloci tempi di risposta. Questi sistemi sono adatti alle applicazioni per il controllo della qualità di trasmissione. Fuel cells e TES hanno alta energia specifica ma bassa potenza specifica. Al centro ci sono i volani, le batterie a circolazione e le batterie tradizionali. Le batterie al Litio mostrano anche qui delle caratteristiche che le pongono in un piano di tutto rispetto nel mondo degli accumulatori elettrochimici.

La tabella sotto riassume alcune delle caratteristiche fin qui presentate.

Technology	Energy density (Wh/L)	Power density (W/L)	Specific energy (Wh/kg)	Specific power (W/kg)	Power rating (MW)	Rated energy capacity (MWh)
PHS	0,5-1,5 [4]; 1-2 [26]	0,5-1,5 [4]; ~1[26]	0,5-1,5 [4]	-	100-5000 [4]; 30 [34]; <4000 [20]	500-8000 [4]; 180 Okinawa PHS [34, 77]
Large-scale CAES	3-6 [4]; 2-6 [26]	0,5-2 [4]; ~1 [26]	30-60 [4]	-	Up to 300 [4]; 110 & 290 [39]; 1000 [70]	~ < 1000[10]; 580 & 2860 [38, 42]
Overground small CAES	Higher than large-scale CAES	Higher than large-scale CAES	140 at 300 bar [24]	-	0,003-3 [51] Potential ~10 [24]	~0,01[10]; ~0,002- 0,0083 [51]
Flywheel	20-80 [4, 26, 123]	1000-2000 [4]; ~5000 [26]	10-30 [4]; 5-100 [57]; 5-80 [20]	400-1500 [4]	<0,25 [4]; 3,6 [60]; 0,1-20 [13, 177]	0,0052 [60]; 0,75 [70]; up to 5 [20]
Lead-acid	50-80 [4]; 50-90 [70]	10-400 [4]	30-50 [4]; 25-50[106]	75-300 [4]; 250 [70]; 180 [57]	0-20 [4]; 0-40 [14]; 0,05-10 [106]	0,001-40 [99] More than 0,0005[106]
Li-ion	200-500 [4]; 200-400 [26]; 150 [70]	1500-10,000 [26]	75-200 [4]; 90 [70]; 120-200 [106]	150-315 [4]; 300 [70]; 500-2000 [57]	0-0,1 [4]; 1-100 [73]; 0,005-50 [182]	0,024 [79]; ~0,004-10 [99]
NaS	150-250 [4]; 150-300 [26]	~140-180 [26]	150-240 [4]; 100 [183]; 174 [184]	150-230 [4]; 90-230 [9]; 115 [13];	<8 [4]; <34 [14]	0,4-244,8 [81]; 0,4 [106]
NiCd	60-150 [4]; 15-80 [26]; 80 [70]	80-600 [26]	50-75 [4]; 50 [70]; 45-80 [71]	150-300 [4]; 160 [13]; 150 [70]	0-40 [4]; 27 [88]; 40 [186]	6,75 [57, 88]
VRB	16-33 [4]; 25-35 [19]	~ < 2 [26]	0-30 [4]	66 [187]	~0,03-3 [4]; 2 [108] possible 50 [5]	<60 [13]; 2 [88]; 3,6 [106]
ZnBr	30-60 [4]; ~55-65 [26]	~ < 25 [26]	30-50 [4]; 80 [110]; 75 [110]	100 [110]; 45 [110]	0,05-2 [4]; 1-10 [73]	0,1-3 [13]; 4 [14]; 0,05 & 0,5 [106]
PSB	~20-30 [123]	~ < 2 [26]	~15-30 [123]	-	1-15 [4]; 1 [63]; 0,004 [63]	Potential up to 120 [63]; 0,06 [63]
Capacitor	2-10 [4]; ~0,05 [63]	100000+ [4]	0,05-5 [4]; <~0,05 [110]	~100,000 [4]; >~3000-10 <sup>7</sup> [63]	0-0,05 [4]	-
Super capacitor	10-30 [4]; ~10-30 [110]	100000+ [4]	2,5-15 [4]; ~0,05-15 [63]	500-5000 [4]; ~10,000 [63]	0-0,3 [4]; ~0,3+[26]~0,001-0,1 [70]	0,0005 [70]
SMES	0,2-2,5 [4]; ~6 [26]	1000-4000 [4]; ~2500 [26]	0,5-5 [4]; 10-75 [106]	500-2000 [4]	0,1-10 [4,14]; ~1-10 [70]	0,0008 [70]; 0,015 [63]; 0,001 [63]
Solar fuel	500-10000 [4]	-	800-100000 [4]	-	0-10 [4]; 6 and developing 20 [63]	-
Hydrogen Fuel Cell	500-3000 [4]	500+ [4]	800-10000 [4]; ~150-1500 [63]	500+ [4]; ~5-800 [63]	<50 [4]; <10 [26]; 58,8 [4]	0,312 [106]; developing 39 [106]
TES	80-120; 120-200; 200-500 [4]	-	80-120, 80-200 [4]; 150-250 [4]	10-30 [4]	0,1-300 [4]; 15 [106]; 10 [24]	-
Liquid air Storage	4-6 times than CAES at 200 bar [24]	-	214 [24]	-	10-200 [8]; 0,3 [106]	2,5 [106]

Tab 2.8 - Comparazione EES per alcuni indici caratteristici 1

Il rendimento chiamato anche efficienza "round-trip" è il rapporto tra l'energia elettrica in uscita e l'energia in entrata. La maggior parte delle EES (circa il 60% delle tecnologie analizzate) commerciali e quelle nello stadio di prima commercializzazione hanno dai medi agli alti rendimenti come PHS, volani, batterie tradizionali, batterie a circolazione, condensatori, supercondensatori e SMES. CAES, TES, solar fuels e fuel cells hanno mediamente rendimenti bassi, sotto il 60% ma in costante crescita per i miglioramenti e le innovazioni adottate nel corso degli anni in impianti nuovi. Ad esempio l'efficienza per i CAES è passata dal 42% nel 1978, al 54% nel 1991 fino al 70% del AA- CAES del progetto ADELE [38, 39, 42, 43].

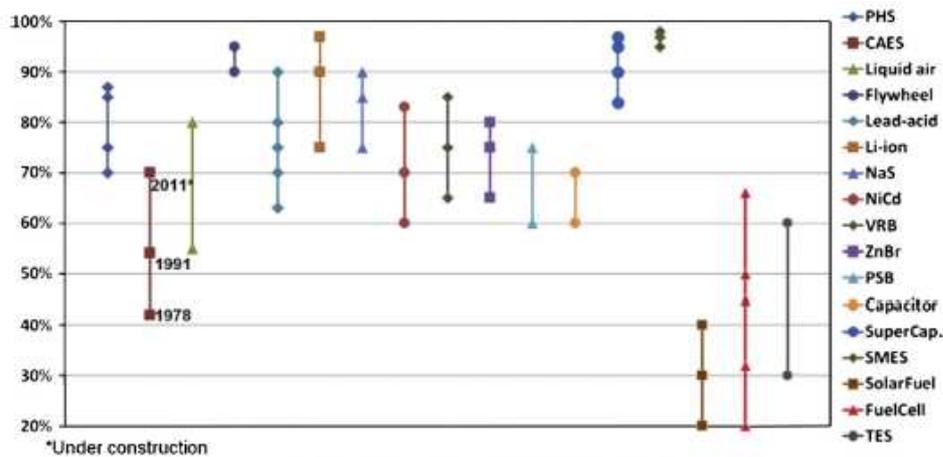


Fig 2.16 - Comparazione dei rendimenti delle varie EES

La Tabella 2.9 elenca i rendimenti di scarica che rappresentano la capacità di un EES di passare dalla fase di accumulo a quella di rilascio dell'energia. Ovviamente questo rendimento è uno dei vari rendimenti che moltiplicati tra di loro danno il rendimento totale. Per esempio negli SCAES prodotti dalla Flowbattery per applicazioni UPS il rendimento di scarica è relativamente alto (75–90%) che migliora il rendimento generale del ciclo ed è stata una delle cause del successo del prodotto [51]. Da non confondere con il rendimento di scarica è il tasso di autoscarica che è legato alle dissipazioni di energia intese come perdita di calore negli accumuli TES, perdite di aria negli accumuli CAES, perdite

elettrochimiche o le reazioni parassite nelle batterie, etc. Il tasso di autoscarica di un sistema EES è uno dei fattori più importanti sulla durata dell'accumulo. PHS, CAES, NaS, batterie a circolazione, fuel cells e solar fuels hanno tassi di autoscarica bassi (di solito si considera il tasso di autoscarica giornaliero) ed è tecnicamente possibile prevedere di accumulare energia con orizzonti temporali lunghi (mesi). Le batterie tradizionali (eccetto le NaS) hanno tassi di autoscarica dallo 0,03% fino al 5% e possono essere usate per l'accumulo a medio termine (giorni). SMES, volani, condensatori e supercondensatori hanno alti tassi di autoscarica (dal 10% in su) e rilasciano l'energia in un giorno o anche meno limitando l'accumulo alle ore. La tecnologia TES comprendendo diverse soluzioni impiantistiche copre sia l'orizzonte dei giorni che anche quello delle settimane.

Vita utile e numeri di cicli sono due fattori che influiscono i costi di investimento. Tempi di vita brevi e un numero limitato di cicli incrementano i costi di manutenzione e i costi per l'eventuale rimpiazzo del sistema. La tabella 2.9 mostra la vita utile e il numero di cicli per le diverse tecnologie e si nota come questi due indici sono più o meno associabili alla forma fisica di stoccaggio dell'energia. Per esempio l'accumulo di energia sotto forma meccanica (che include PHS, CAES, volani) normalmente ha elevati cicli di funzionamento che dipendono direttamente dalle componenti meccaniche usate. Il numero di cicli per le tecnologie che usano l'energia elettrica come SMES, condensatori, supercondensatori sono normalmente superiori ai 20000.

Altresì il numero dei cicli delle batterie non è alto principalmente per tutti i deterioramenti connessi all'uso di sostanze chimiche.

Technology	Daily self-discharge (%)	Lifetime (years)	Cycling times (cycles)	Discharge efficiency (%)	Cycle efficiency (%)	Response time
PHS	Very small [4, 106]	40–60 [4]; 40+ [69]; 30+[24]	10000–30000 [14]	~87 [20]	70–85 [4]; 70–80 [24] 87 [33]; 75–85 [106]	Minutes [20]; not rapid discharge [106]
Large-scale CAES	Small [4]; Almost zero[106]	20+ [69, 106]	8000–12,000 [14]	~70–79 [20]	42,54 [4, 42] AA-CAES 70 [43, 106]	Minutes [20]
Overground small CAES	Very small [51]	23+ [51]	Test 30000 stop/starts [51]	~75–90 [51]	-	Seconds–minutes [20]
Flywheel	100 [4]; ≥20% per hour [57]	~15 [4]; 15+ [69]; 20 [20]	20,000+ [4]; 21,000+ [69]	90–93 [20]	~90–95 [4]; 90 & 95 [70]	<1 cycle [20]; seconds [106]
Lead–acid	0,1–0,3 [4]; <0,1 [57]; 0,2 [69]	5–15 [4, 57]; 13 [69]	500–1000 [4]; 200–1800 [13]	85 [20]	70–80[4]; 63–90 [14]; 75–80 [204]	<1/4 cycle [20] milliseconds
Li-ion	0,1–0,3 [4]; 1 & 5 [13]	5– 15 [4]; 14–16[205]	1000–10,000 [4]; up to20,000 [9]	85 [20]	~90–97 [4]; 75–90 [73]	Milliseconds, <1/4 cycle[14]
NaS	Almost zero [13, 185]	10–15 [4]; 15 [69]; 12–20 [106]	2500 [4]; 3000[110]; 2500–4500 [14]	85 [20]	~75–90 [4]; 75 [110]; 75–85 [204]	-
NiCd	0,2–0,6 [4];0,3 [57]; 0,03–0,6 [14]	10–20 [4]; 3–20[13]; 15–20 [57]	2000–2500 [4]; 3500 [179]	85 [20]	~60–70 [4]; 60–83 [14]	Milliseconds, <1/4 cycle[14]
VRB	Small [4]; very low [13]	5–10 [4]; 20 [63]	12000+ [4]; 13342[69]	~ [207]	75–85 [4,62]; 65–75 [73]	<1/4 cycle [14]
ZnBr	Small [4,100]	5–10 [4]; 10 [69]; 8–10 [205]	2000+ [4]; 1500 [69]	~60–70 [108]	~65–75 [4]; 66–80 [14]; 66[20]	<1/4cycle [20]
PSB	Small [4] Almost zero[63]	10–15 [4]; 15 [108]	-	-	~60–75 [4]; 60–75 [108]	20 ms [116]
Capacitor	40 [4]; ~50 in about 15 minutes [122]	~5 [4]; ~1–10 [122]	50000+ [4]; 5000 (100% DoD) [210]	~75–90 [107]	~60–70 [4]; 70+[210]	Milliseconds, <1/4 cycle[14]
Super capacitor	20–40 [4]; 5 [10]; 10–20 [211]	10–30 [4]; 10–12[66]	100000+ [4]; 50000+[69]	95 [20] Up to~98 [107]	~90–97 [4]; 84–95 [66]	Milliseconds, 1=4 cycle[20]
SMES	10–15 [4]	20+[4]; 30 [20]	100000+[4]; 20000+[14]	95 [20]	~95–97 [4]; 95–98 [66]; 95 [70]	Milliseconds, <1/4 cycle[20]
Solar fuel	Almost zero [4]	-	-	-	~20–30 [4]; planned eff,>54 [63]	-
Hydrogen Fuel cell	Almost zero [4, 106]	5–15 [4]; 20 [110] 20+[110]	1000+ [4]; 20,000+[110]	59 [20]	~20–50 [4]; 32 [106]; 45–66 [110]	Seconds, <1/4 cycle [20]
TES	0,05–1 [4]	10–20 [4]; 5–15[4]; 30 [106]	-	-	~30–60 [4]	Not for rapid response[106]
Liquid air	Small [111, 111]	25+[111]	-	-	55–80+[111]	Minutes [111]

Storage

**Tab 2.9 - Comparazione EES per alcuni indici caratteristici 2**

La maturità delle tecnologie EES ovviamente è collegata al livello di commercializzazione, ai rischi tecnici, alle difficoltà progettuali ed impiantistiche e ai benefici economici attesi. La tabella 2.10 confronta i livelli di maturità delle EES che possono essere comunque divisi in 5 gruppi:

- In fase di sviluppo (AA-CAES, PSB e solar fuel);
- In fase dimostrativa (LAES, Batterie al litio, VRB, ZnBr, supercondensatori, SMES, fuel cell e TES);
- In fase di prima commercializzazione (sCAES non interrati e volani);
- In fase di commercializzazione (CAES, NaS, NiCd e condensatori);
- Mature (PHS e batterie al piombo)

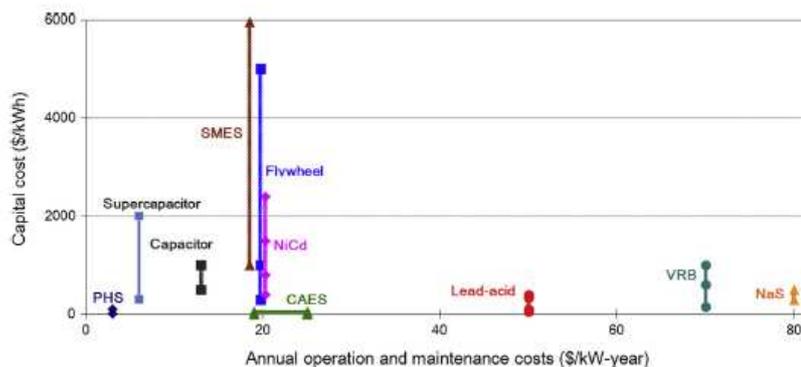
Technology	Suitable storage duration	Discharge time at power rating	Power capital cost (\$/kW)	Energy capital cost (\$/kWh)	Operating and maintenance cost	Maturity
PHS	Hours-months [4] long-term [27]	1-24 h+[4]; 6-10 h [73] 10 h [24]	2500-4300 [73] 2000-4000 [24]	5-100 [4]; 10-12 [20]	0,004 \$/kWh [70] ~3 \$/kW/year [72]	Mature
Large-scale CAES	Hours-months [4] long-term [27]	1-24 h+ [4]; 8-20 h [73]	400-800 [4]; 800- 1000 [24]	2-50 [4]; 2-120 [8] [70]	0,003 \$/kWh [70] 19-25 \$/kW/year [72]	CAES commercialized AA-CAES developing
Overground small CAES	Hours-months longterm [27]	30 s-40 min [51]; 3h [107]	517 [20]; 1300- 1550 [107]	1MVA from £296 k [51]; 200-250 [107]	Very low [51]	Early commercialized
Flywheel	Seconds-minutes [4] short-term(<1 h)[27]	Up to 8 s [4]; 15s - 15 min [24]	250-350 [4]	1000-5000 [4] 1000-14,000 [8]	~0,004 \$/kWh [70] ~20 \$/kW/year [72]	Early commercialized
Lead-acid	Minutes-days [4] short-to-med. term	Seconds-hours [4]; up to 10 h [14]	300-600 [4]; 200-300 [20]; 400 [110]	200-400 [4]; 50-100 [57]; 330 [110]	~50 \$/kW/year [72]	Mature
Li-ion	Minutes-days [4] short-to-med. term	Minutes-hours [4] ~1-8 h [108]	1200-4000[4]; 900-1300[57]	600-2500 [4]; 2770 3800 [73]	-	Demonstration
NaS	Long term[82]	Seconds-hours [4] ~1 h [108]	1000-3000 [4]; 350-3000 [8]	300-500 [4]; 350 [110]; 450 [110]	~80 \$/kW/year [72]	Commercialized
NiCd	Minutes-days [4] Short and long term	Seconds-hours [4]; ~1- 8 h [108]	500-1500 [4]	800-1500 [4]; 400- 2400 [57]	~20 \$/kW/year [72]	Commercialized
VRB	Hours-months [4] Long term [27]	Seconds-24 h+ [4]; 2- 12 h [106]	600-1500 [4]	150-1000[4]; 600 [110]	~70 \$/kW/year [72]	Demo/early Commercialized
ZnBr	Hours-months [4] longterm [27]	Seconds-10 h+ [4] ~10 h [108]	700-2500 [4]; 400 [87]; 200 [20]	150-1000 [4]; 500 [71]	-	Demonstration
PSB	Hours-months [4] long term [27]	Seconds-10 h+ [4] ~10 h [108]	700-2500 [4]	150-1000 [4]; 450 [110]	-	Developing
Capacitor	Seconds-hours [4] ~5 h [210]	Milliseconds-1 h [4]	200-400 [4]	500-1000 [4]	13 \$/kW/year [72] <0,05 \$/kWh [210]	Commercialized
Super capacitor	Seconds-hours [4] short-term(<1 h)[27]	Milliseconds-1 h [4] 1 min [108]; 10s [107]	100-300 [4]; 250- 450 [107]	300-2000 [4]	0,005 \$/kWh [70] ~6 \$/kW-year [20]	Developing/demo
SMES	Minutes-hours [4] short-term (<1 h)[27]	Milliseconds-8 s [4]; up to 30 min [108]	200-300 [4]; 300 [20];380-489 [107]	1000-10000 [4]; 500-72000 [20]	0,001 \$/kWh [70] 18.5 \$/kW/year [72]	Demo/early Commercialized
Solar fuel	Hours-months [4]	1-24 h+ [4]	-	-	-	Developing Developing/demo
Hydrogen Fuel cell	Hours-months [4]	Seconds-24 h+ [4]	500[20];1500-3000 [154]	15 [20]; 2 €/kWh [204]	0,0019-0,0153 \$/kW [154]	Developing/demo
TES	Minutes-days [4]; minutes-months [4]	1-8 h [4]; 1-24 h+ [4] 4-13 h [106]	200-300[4]; 205 [106]; 100-400 [106]	20-50 [4]; 30-60 [4] 3-30 [4]	-	Demo/early commercialized
Liquid air Storage	Long-term [111]	Several hours [111]	900-1900 [111]	260-530 [111]	-	Developing/demo

**Tab 2.10 - Comparazione EES per alcuni indici caratteristici 3**

La stessa tabella elenca anche I costi riferiti alla potenza dell’impianto, i costi riferiti alla quantità di energia stoccata e i costi operativi e di manutenzione (O&M).

I costi O&M sono molto importanti perché hanno un impatto durante tutta la vita utile del sistema. Per esempio anche se il costo specifico al kWh delle batterie al Piombo è bassissimo potrebbero non essere la migliore soluzione per un’applicazione in larga scala per via degli alti costi O&M e della breve vita utile. Tendenzialmente questi costi delle EES tendono a diminuire grazie ai continui sforzi in ricerca e sviluppo, trovando nuovi materiali o soluzioni impiantistiche più semplici o maggiormente affidabili. Tra le tecnologie mature e commerciali PHS e CAES hanno i costi al kWh più bassi, le batterie NaS e al piombo, le batterie a circolazione VRB hanno costi O&M alti. La tecnologia TES ha bassi costi al kWh, SMES e volani sono adatti per applicazioni di potenza e sono poco costosi rapportati alla potenza ma cari in termini di \$ al kWh. Naturalmente questi costi possono variare considerando la grandezza dell’impianto, dove si trova, la possibilità di avere manodopera le per le manutenzioni con costi contenuti e tempi brevi per evitare interruzioni di funzionamento. Perfino le condizioni climatiche locali possono influire sui costi di progetto per molti impianti di EES.

La figura 2.17 confronta i costi in dollari riferiti al kWh con i costi O&M annuali.



**Fig 2.17 - Comparazione tra costi operativi e di manutenzione con i costi specifici al kWh immagazzinato**

### 3 Impianti di accumulo ad aria compressa (CAES)

Gli impianti CAES prevedono di realizzare un accumulo di energia sotto forma di aria compressa, che può essere immagazzinata in caverne sotterranee, in vessel collocati a terra o in alternativa in serbatoi subacquei [8].

I sistemi CAES utilizzano l'energia elettrica a basso costo per comprimere l'aria e conservarla in un serbatoio o una caverna sotterranea appositamente dimensionati. Quando è necessaria energia elettrica, l'aria compressa viene riscaldata generalmente tramite la combustione di gas naturale ed espansa in una convenzionale turbina a gas per produrre elettricità. La figura 3.1 mostra lo schema di un impianto CAES con stoccaggio sotterraneo in una caverna salina e recupero dei gas di scarico dalla turbina di bassa pressione.

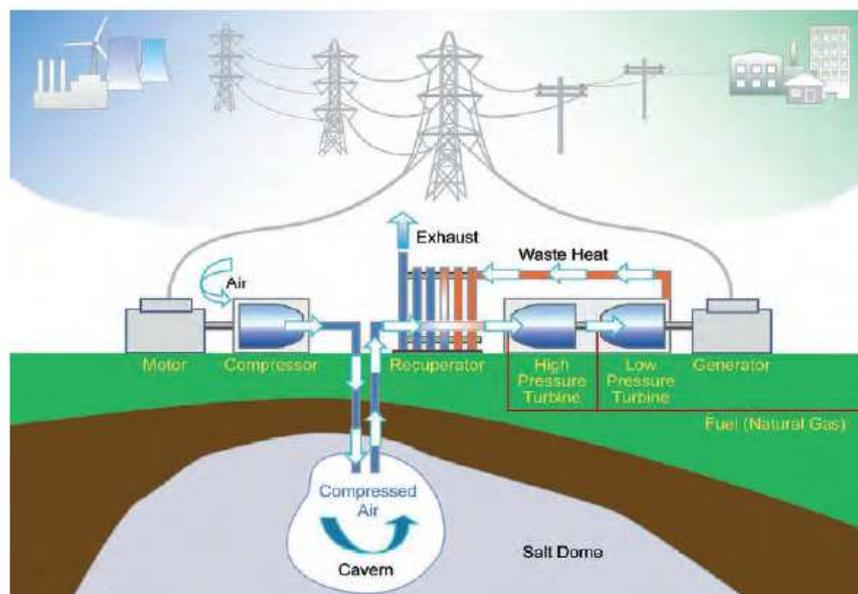


Fig 3.1 - Schema impianto CAES rigenerativo

Da notare come, in un impianto CAES, le fasi di compressione ed espansione sono differite temporalmente.

Questo comporta due grossi vantaggi:

- La compressione avviene durante i periodi dove la domanda di energia ed il proprio prezzo di acquisto risultano essere bassi;
- Nella fase di generazione è disponibile tutta la potenza dell'espansore, con un incremento rilevante dell'energia prodotta (non come nei normali impianti turbogas dove il consumo del compressore classicamente sfrutta il 50-60%).

Unitamente agli impianti idroelettrici di pompaggio, gli impianti CAES sono gli unici in grado di rilasciare energia per alcune ore in quantità analoghe a quelle tipiche dei grandi impianti di produzione di energia elettrica (100÷1000 MW). La tecnologia CAES sembra più appetibile principalmente a causa delle forti limitazioni territoriali dell'idroelettrico a pompaggio, che ne rendono molto complicata l'individuazione di siti adatti ad ospitare nuovi impianti e le relative autorizzazioni a costruire. Inoltre, la diffusa disponibilità, in molte aree del mondo, di formazioni geologiche potenzialmente adatte allo stoccaggio di aria compressa favoriscono ulteriormente il proprio potenziale sviluppo futuro.

Va detto però che anche i sistemi CAES, affinché risultino economici, richiedono un numero di vincoli elevato: vicinanza alla rete elettrica, a fiumi o bacini da cui derivare acqua per il raffreddamento dell'aria compressa (intercooler e aftercooler) [6]; a siti geologici convenientemente sfruttabili per lo stoccaggio e alla rete di trasporto del gas naturale [35, 18]. Mentre il collegamento fisico con il sistema elettrico è imprescindibile, gli altri vincoli possono essere rimossi, spesso però a spese di un maggior costo di investimento e o di esercizio: il raffreddamento dell'aria compressa può avvenire in atmosfera (metodo rumoroso e meno efficiente); l'accumulo di aria compressa può avvenire in serbatoi artificiali (trattati nel paragrafo 3.3.5); il combustibile alimentato può non provenire da pipeline (kerosene o altri combustibili liquidi, idrogeno o biogas

prodotti in loco, ecc.) o può anche non essere necessario (impianti “adiabatici”, paragrafo 3.2).

### **3.1 Componenti d’impianto e parametri tecnici**

L’energia accumulata sotto forma di aria compressa viene utilizzata in un ciclo termodinamico Brayton-Joule. Un sistema CAES si compone principalmente di:

- Un treno di compressori con stadi di inter e post- refrigerazione, aventi lo scopo di minimizzare il lavoro di compressione e massimizzare la quantità di accumulo;
- Un sistema di accumulo, naturale o artificiale, inclusi tubazioni e raccordi;
- Delle camere di combustione a diversi livelli di pressione, dove l’aria accumulata è il comburente classicamente del gas naturale;
- Un treno di espansori;
- Un alternatore/motore che avvia/spegne la fase di generazione/accumulo grazie ad un sistema di frizione;
- Attrezzature ausiliarie (stoccaggio del combustibile e propria iniezione, sistema di raffreddamento, sistemi meccanici, impianti elettrici, scambiatori di calore);
- Sistema di controllo remoto (per regolare e controllare l'accumulo di energia in ore specifiche, per passare dalla modalità di generazione a quella di accumulo o viceversa, per la regolazione della rete elettrica circostante).

La turbina è fisicamente separata dal compressore: i due componenti sono azionati in modo indipendente, disaccoppiando così temporalmente le fasi di compressione (consumo di energia) e di espansione (produzione di energia).

Gli input energetici sono infatti due, l’energia elettrica e il gas naturale necessario per la combustione. Si definiscono due indici prestazionali:

$$\text{CER} = \frac{E_g}{E_a}; \quad \text{HR} = 3600 \cdot \frac{E_f}{E_g} = 3600 \cdot m_f \cdot \frac{\text{PCI}_f}{E_g} \quad (5)$$

Il Charging Energy Ratio (CER) è il rapporto tra l'energia elettrica generata in fase di scarica ( $E_g$ ) [J] e quella assorbita per l'accumulo ( $E_a$ ) [J]. Per un sistema di accumulo puro assume valori sempre inferiori all'unità, a causa delle inevitabili perdite e irreversibilità di processo, mentre un CAES non adiabatico ha valori tipici di 1,2÷1,6 a causa dell'input di combustibile.

L'Heat Rate (HR) è un indice spesso utilizzato nelle centrali termoelettriche per valutarne il consumo di combustibile necessario alla produzione di un Wh di energia elettrica ed è proporzionale all'inverso del rendimento di produzione dell'elettricità. Si ottiene dal rapporto tra l'energia chimica del combustibile alimentato [J] (generalmente espressa a partire dal potere calorifico inferiore e dalla massa del combustibile utilizzato) e l'energia elettrica generata ( $E_g$ ) [J]; divisa per un fattore 3600 che consente la conversione in Wh. Il valore tipico per un turbogas in ciclo aperto è di  $\approx 9500$  J/Wh, i sistemi CAES al confronto mostrano fabbisogni di combustibile circa dimezzati: valori di 4200÷6000 J/Wh, grazie all'azionamento del compressore con l'apporto di energia elettrica (ignorata da questo indice). Il modo più semplice per esprimere l'efficienza di un sistema CAES è il rendimento di primo principio, definito dal rapporto tra l'energia elettrica generata e la somma dell'energia elettrica assorbita e di quella chimica del combustibile consumato:

$$\eta_I = \frac{E_g}{E_a + E_f} = \frac{1}{\frac{1}{\text{CER}} + \frac{\text{HR}}{3600}} \quad (6)$$

Il rendimento di primo principio è anche univoco, in quanto dipende solo da parametri d'impianto misurabili (CER e HR), tuttavia somma direttamente l'energia elettrica a quella chimica del combustibile attribuendogli lo stesso valore energetico; questo in generale non attribuisce all'energia elettrica il valore termodinamico superiore di cui gode: l'energia chimica ha infatti una minor capacità di essere trasformata in lavoro utile (exergia) essendo la combustione la

più importante causa di irreversibilità dell'intero ciclo. L'idea più logica per confrontare un sistema CAES con le altre tecnologie pure di accumulo dell'energia elettrica è quella di depurare la generazione di elettricità dalla quota riconducibile all'utilizzo di una fonte di energia ausiliaria (il gas naturale), attraverso un rendimento di conversione del combustibile tipico degli impianti termoelettrici che, come un CAES, entrano in servizio per assolvere ad una temporanea carenza di produzione: ad esempio i turbogas, per i quali possiamo assumere un rendimento  $\eta_G$  del 44%. Per questo motivo si introduce un termine di rendimento carica-scarica ( $\eta_{cs}$ ) del sistema di accumulo più "realistico", definito come il rapporto tra l'energia elettrica generata in fase di scarica, ridotta della quota legata al consumo di gas naturale, e l'energia elettrica assorbita dalla rete in fase di accumulo.

$$\eta_{cs} = \frac{E_g - E_f \cdot \eta_{NG}}{E_a} = CER \cdot \left(1 - \frac{HR}{3600} \cdot \eta_{NG}\right) \quad (7)$$

Per quanto riguarda un impianto adiabatico, essendo un impianto puro (ovvero senza utilizzo di combustibile) è semplice definire un rendimento come [31]:

$$\eta = CER = \frac{E_g}{E_a} \quad (8)$$

### 3.2 Configurazioni attuali e future

Un impianto CAES può essere realizzato con varie configurazioni di cicli termodinamici. La selezione della struttura più adatta è dettata da condizioni specifiche ed operative, dalla morfologia del sito di installazione nonché da considerazioni economiche sui costi di investimento, su quelli variabili di esercizio e sulle caratteristiche di funzionamento/rendimento complessivo.

Attualmente, con il termine "prima generazione" inerente agli impianti CAES, vengono identificate le configurazioni convenzionali già esistenti o, comunque, versioni di quest'ultime più avanzate, con soluzioni termodinamiche idonee per migliorare il rendimento energetico di ciclo.

Gli impianti CAES di seconda generazione invece si riferiscono ai cosiddetti impianti ibridi.

### 3.2.1 CAES convenzionale

I due impianti di grande taglia attualmente operativi appartengono alla prima generazione di impianti CAES convenzionale. È una configurazione che, come evidenziato, prevede:

- Un compressore, azionato da un motore elettrico durante i periodi con bassa richiesta di energia;
- Un sistema di accumulo di aria compressa, generalmente una caverna salina, caverna in roccia, acquifero profondo o serbatoi metallici;
- Una camera di combustione, dove l'aria accumulata viene miscelata con gas naturale, e combusta;
- Una turbina a gas, dove vengono fatti espandere i gas prodotti in camera di combustione.

Ovviamente come in tutti i CAES, compressori e turbine devono essere meccanicamente scollegati (l'albero deve essere fisicamente tagliato, quindi le turbine non trascinano i compressori).

Uno schema di impianto di un CAES convenzionale è il seguente:

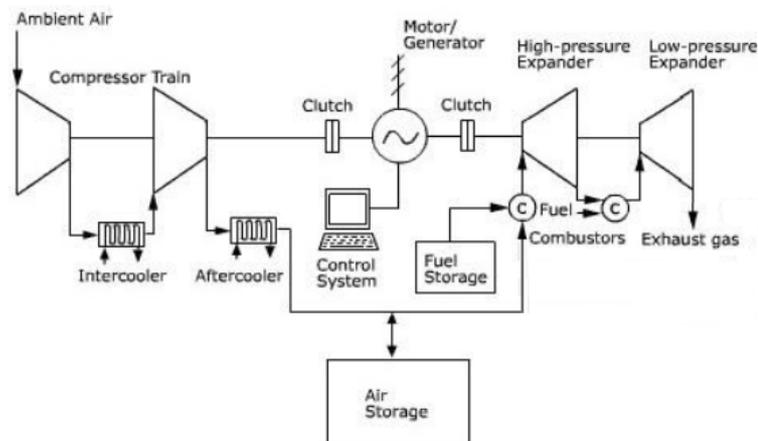
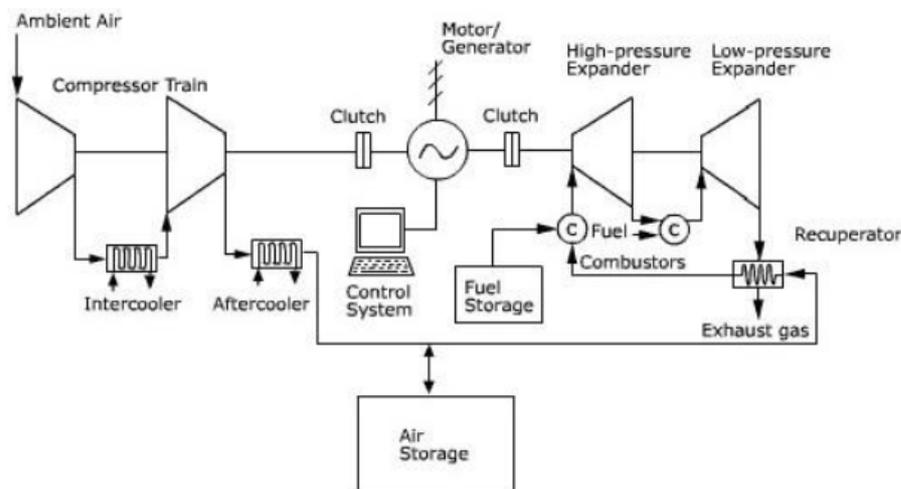


Fig 3.2 - Schema di un CAES convenzionale

In una versione più avanzata l'aria compressa, prima di entrare nella camera di combustione, è preriscaldata in uno scambiatore (recuperatore) dai gas di scarico della turbina (figura 3.2). Inoltre, in funzione della temperatura d'ingresso turbina, è possibile che l'espansore sia costituito da un corpo di alta e uno di bassa pressione tra i quali è posta una seconda camera di combustione



**Fig 3.3 - Schema di un CAES convenzionale con recuperatore**

La possibilità di recuperare una parte consistente dell'energia termica posseduta dai gas scaricati dalla turbina incentiva anche ad aumentare la loro temperatura di immissione nella turbina stessa. Attualmente le migliori tecnologie permettono una TIT (Turbine Inlet Temperature) anche fino ai 1300 C. Sono turbine con pale raffreddate e comportano migliori prestazioni ma hanno dei costi di investimento maggiori. Anche se come per Mc Intosh si utilizza una TIT in ingresso alla turbina di alta pressione ben al di sotto dei 900 C (che era circa il limite per le pale non raffreddate negli anni della sua progettazione) il recuperatore consente comunque un incremento di energia elettrica generata per unità di massa d'aria accumulata: il Charging Energy Ratio tipico di un CAES recuperativo è di 1,4÷1,6 contro l'1,2÷1,4 di un impianto base (senza recuperatore) [35, 18].

Il vero vantaggio dell'utilizzo di un recupero termico sui gas in uscita dagli stadi di espansione, anche a causa del crescente interesse nella riduzione delle emissioni nocive e di gas ad effetto serra, risiede però nella capacità di ridurre il fabbisogno di combustibile a pari potenza elettrica prodotta, nonostante la maggior temperatura di ingresso in turbina di cui si è appena parlato. Il recuperatore può ridurre l'HR di un CAES del 25% circa, da 5500÷6000 J/Wh a 4200÷4500 J/Wh che è circa la metà di un turbogas a ciclo aperto, che presenta invece HR di 9÷10 kJ/Wh a causa del consumo di 40-50% circa della potenza prodotta dall'espansione dei gas combusti per azionare il compressore, mosso invece da energia elettrica nei CAES [18, 13, 45].

Per il calcolo dei rendimenti sono stati utilizzati i valori di CER e HR citati in questo paragrafo, sono stati poi scelti come riferimento una  $T_{\max}$  di 900 C, una  $T_{\text{AMB}}$  di 15 C e un  $\eta_{\text{NG}}$  del 44% in accordo con le considerazioni fatte al Paragrafo 3.1.

Un impianto CAES rigenerativo gode di un importante miglioramento di efficienza sia nello sfruttamento dell'energia chimica del combustibile per la produzione di elettricità, con rendimenti di secondo principio del 60÷66% ( $\eta_{\text{II}} = 48\div54\%$  in un impianto base), sia nell'accumulo di energia, con rendimenti di carica-scarica del 63÷78% contro il 32÷46% in riferimento ad un impianto base. L'esercizio di un CAES recuperativo è più economico perché produce più potenza (maggior CER) e consuma meno combustibile (minor HR), tuttavia sono maggiori i costi di investimento. Il rigeneratore è infatti un componente critico e molto costoso [69]; deve avere elevate superfici di scambio per garantire una buona efficacia nonostante i bassi coefficienti di scambio termico dei gas che vi fluiscono, deve sopportare differenze di pressione molto elevate tra il lato gas combusti (pressione circa atmosferica) e il lato aria compressa ( $\approx 50$  bar) e deve resistere a condense acide se la temperatura dei gas combusti scende sotto il proprio punto di rugiada.

### 3.2.2 CAES con ciclo combinato

In alternativa al recuperatore, al fine di utilizzare il calore residuo dei gas della turbina, è possibile pensare di realizzare un ciclo a vapore a valle dell'impianto CAES.

In questo caso però, affinché il ciclo a vapore raggiunga il pieno carico, è necessaria circa un'ora dalla fase di avviamento dell'impianto. Questo limita l'applicabilità di tale configurazione a situazioni nelle quali è richiesta produzione di energia continua. Rispetto al ciclo convenzionale, questo ciclo riduce il volume specifico di stoccaggio per kWh di output, con una corrispondente riduzione dei costi del serbatoio di stoccaggio.

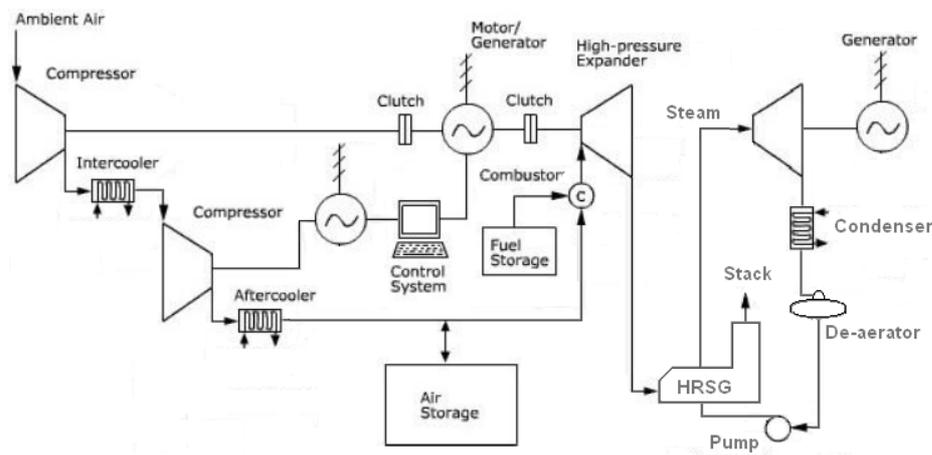


Fig 3.4 - Schema di un CAES con ciclo a vapore

### 3.2.3 CAES con ciclo STIG e ciclo con umidificazione dell'aria

Nel caso di ciclo STIG (Steam Injected Gas Turbine) il calore dei fumi in uscita dalla turbina è utilizzato per produrre del vapore da iniettare in camera di combustione, si aumenta la potenza dell'impianto rispetto al CAES convenzionale. Il vapore espandendosi aumenta il lavoro utile. L'acqua utilizzata in questo caso deve però essere stata demineralizzata, comportando ulteriori costi di gestione. Una terza alternativa finalizzata ad aumentare la potenza dell'impianto è quella che prevede l'umidificazione dell'aria preriscaldata prima dell'immissione in camera di combustione. Come nel caso STIG la sua

saturazione con acqua, anch'essa riscaldata dai gas combusti, incrementa il lavoro utile perché esso è incrementato dall'espansione del vapore d'acqua presente nell'aria e non necessita di acqua demineralizzata.

Rispetto alle due precedenti configurazioni, in questo caso la dinamica dell'impianto risulta molto più rapida perché l'umidificazione dell'aria e il recupero del calore dallo scarico è più semplice rispetto alla gestione della produzione di vapore che ha tempistiche ben definite e aggiunge inerzia alla produzione di energia elettrica. L'incremento di potenza e di rendimento dell'impianto, adottando una tra queste configurazioni impiantistiche, influenza le dimensioni specifiche del volume di accumulo e dei relativi costi d'investimento perché permette in fase di progetto di avere un volume minore di stoccaggio con la stessa potenza erogata. Inoltre, a parità d'energia generata si riducono il consumo di combustibile fossile e le emissioni di CO<sub>2</sub>.

### **3.2.4 CAES adiabatico**

In questo caso il calore generato nel corso della compressione è accumulato e riutilizzato per preriscaldare l'aria nella fase di generazione, consentendo di ridurre o eventualmente eliminare completamente l'impiego di combustibili. In questo tipo di ciclo si può pensare di accumulare l'energia sotto forma di calore latente, ad esempio mediante sali che subiscono transizioni di fase, o sfruttando oli termici, o ancora materiali ceramici. L'aria così raffreddata è poi accumulata a sua volta in un serbatoio geologico, analogamente ai casi precedenti. Il progetto Near Term Energy Storage P94 EPRI prevede di studiare, tra gli altri, anche impianti CAES adiabatici che escludano, o quasi, l'impiego di combustibile [11, 34].

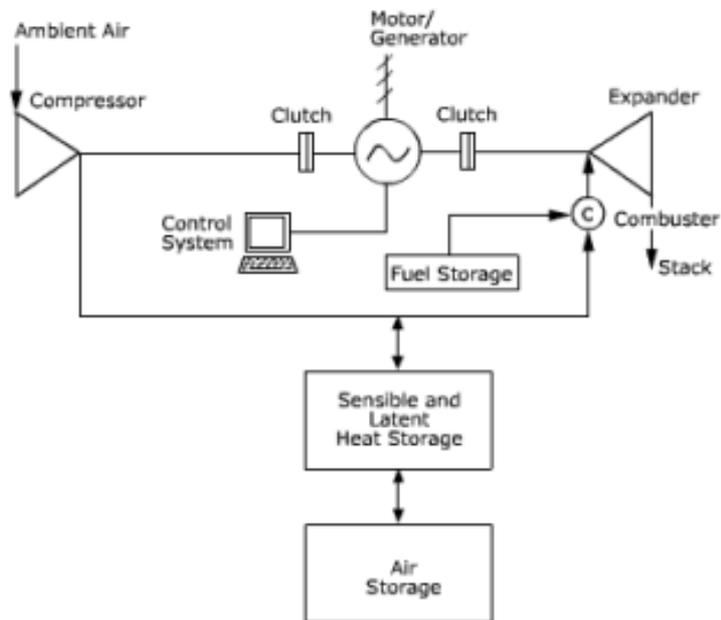


Fig 3.5 - Schema di un CAES adiabatico

### 3.2.5 CAES ibridi

Già alla fine degli anni '90 furono studiate configurazioni impiantistiche differenti da quelle precedentemente descritte [35, 36]. Un esempio è il CAES di “seconda generazione” in figura sotto, sviluppato per conto di EPRI (Electric Power Research Institute, USA), che fa uso di una turbina a gas commercialmente disponibile al fine di aumentare la potenza generata e ridurre i costi di sviluppo dell'impianto [37, 103]. L'impianto prevede l'integrazione di una turbina a gas alimentata con gas naturale in un ciclo CAES (dotato di compressore inter-refrigerato ed espansore) ove l'aria compressa, dopo essere stata riscaldata dai fumi della turbina a gas, è fatta espandere senza uso di combustibile. A valle dell'espansione, parte dell'aria a temperatura ambiente è inviata al compressore della turbina a gas, che con i suoi fumi riscalderà l'aria compressa che va all'espansore. I costi specifici d'investimento per questa e altre configurazioni ibride si aggirano intorno a circa 700 \$/kW esclusi sottostazioni, permessi e imprevisti.

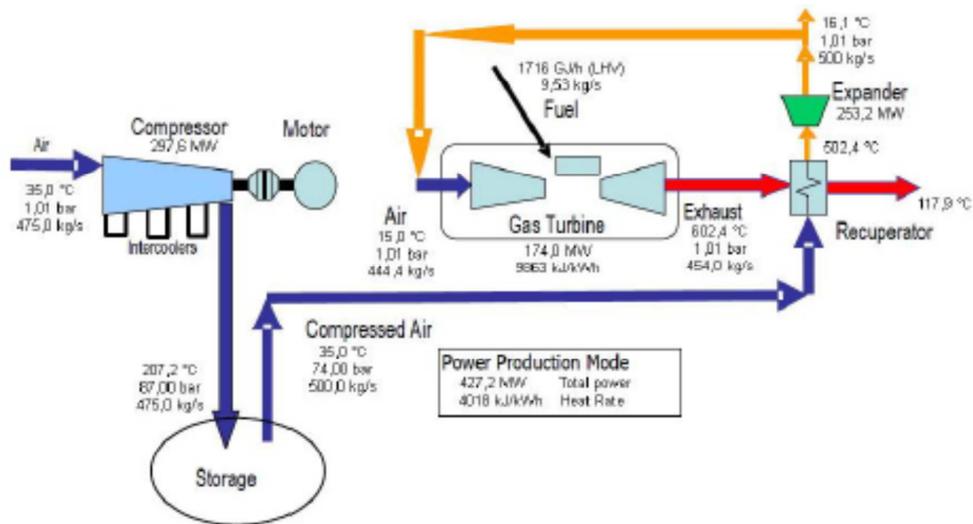


Fig 3.6 - Schema di un CAES ibrido

### 3.3 Tipologie di serbatoio di accumulo

Un serbatoio di accumulo deve rispondere a svariate specifiche e una netta distinzione può essere fatta considerando serbatoi a volume costante o a pressione costante. Rientrano nella categoria di serbatoi a volume costante le caverne saline, le cavità di rocce porose, le caverne in rocce compatte e i serbatoi in acciaio o cemento. Quando si parla di serbatoi a pressione costante invece, ci si riferisce ai palloni sommersi o ai serbatoi che sfruttano una colonna d'acqua per raggiungere la pressione voluta, variando così il volume d'aria nell'accumulo. La soluzione più comunemente utilizzata prevede l'impiego di accumuli a volume costante: ciò significa che il volume di stoccaggio è fisso e rigido e tutto il sistema opera tra due livelli di pressione stabiliti. Questa configurazione offre due diverse soluzioni impiantistiche: far operare la turbina dalla pressione massima a quella ambiente, regolando il flusso in ingresso ad essa, oppure laminare l'aria in ingresso all'espansore in modo da farlo lavorare ad una pressione in ingresso costante. Entrambi gli impianti CAES esistenti hanno un serbatoio d'accumulo a volume costante costituito da una caverna salina e prevedono una laminazione prima che l'aria entri in turbina, in modo da mantenere rendimenti di espansione su livelli

elevati, sprecando però energia. La potenza elettrica erogata dall'impianto decresce col decrescere della pressione. Quest'ultima, infatti, non potrà che inevitabilmente diminuire durante il processo di estrazione dell'aria compressa dallo storage. Il compressore sarà dunque portato ad operare a rapporti di compressione sempre variabili, da cui la necessità di uno studio per ottimizzarne l'efficienza di compressione su tutta la fase di carica dell'impianto. Inoltre, durante la fase di scarica sarà necessario, al fine di garantire una pressione costante in ingresso in turbina, prevedere una valvola di laminazione in grado di controbilanciare la variazione di pressione del serbatoio. Nel caso in cui si disponesse di un accumulo a pressione costante non sarebbe necessario effettuare una laminazione. Negli accumuli naturali sotterranei, per mantenere costante la pressione, è necessario sfruttare una colonna d'acqua che compensi la variazione di volume dell'aria immessa o estratta. Questa tecnica è incompatibile con le caverne saline dal momento che un continuo flusso d'acqua potrebbe dissolvere le pareti della caverna stessa. Potrebbe invece essere sfruttata nel caso di caverne di rocce compatte.

Da un punto di vista tecnico sono preferibili serbatoi operanti a pressione costante e che garantiscano basse perdite di carico durante le fasi carica e scarica. Deve essere inoltre garantita l'integrità del sistema per tempistiche nell'ordine di decine di anni, visto anche il costo d'investimento e i numerosi cicli di carica e scarica. Chiaramente la scelta del serbatoio di accumulo più idoneo allo stoccaggio è dettata da considerazioni tecnico-morfologiche del sito di installazione non ché da valutazioni economiche.

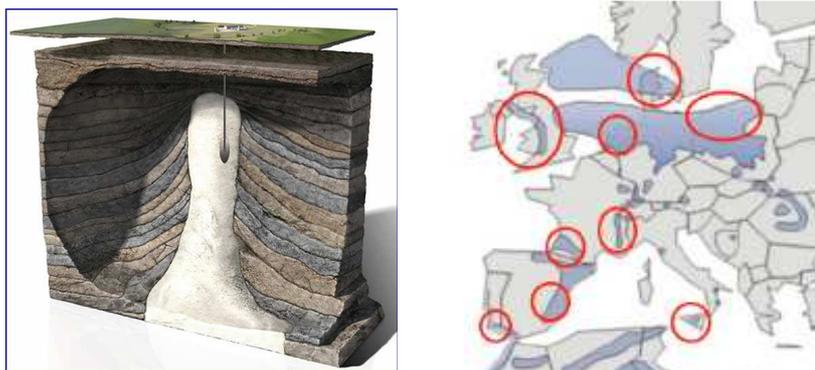
L'elenco sottostante descrive le tipologie di serbatoio che attualmente riscuotono maggior interesse.

### **3.3.1 Le caverne saline**

Le caverne saline sono realizzate sciogliendo parte di un giacimento sotterraneo di sale in modo da modellare la cavità per dimensioni e geometria idonee. La tecnica

prevede solitamente l'iniezione di acqua in pressione (solution mining) nella formazione rocciosa. I costi di investimento contenuti in circa 4,5÷7,5 € per kWh di energia accumulata, la natura elasto-plastica del sale consente inoltre perdite d'aria assolutamente trascurabili (stimate in  $10^{-3}$ ÷ $10^{-4}$ % rispetto al volume al giorno nell'impianto di Huntorf).

Tale configurazione è considerata interessante in quanto già matura (è presente negli unici due impianti allacciati alla rete) e in quanto vantaggiosa dal punto di vista tecnico. Un aspetto importante, oltre a quelli di tipo operativo, è rappresentato dalla presenza di ossigeno ed eventuali batteri anaerobici provenienti da processi ossidativi che potrebbero ridurre la massa d'aria stoccata e l'affidabilità dell'impianto e dei componenti. Le formazioni interessanti per l'accumulo di gas compresso sono i letti salini e le cupole saline (a sinistra in Figura): i primi sono più diffusi ma contengono una maggior concentrazione di impurità e, essendo strati sottili, non permettono di ottenere caverne dal volume molto elevato, a meno di un eccessivo ampliamento orizzontale che comporta il rischio di crollo del soffitto; in ogni caso la caverna va mantenuta sempre ad una pressione minima di poche decine di bar per evitarne il rischio di collassamento [18, 35, 67].



**Fig 3.7 - Rendering di una caverna salina e individuazione di zone con presenza contemporanea di caverne e impianti eolici**

Nella figura a destra sono evidenziate le aree in cui c'è una presenza di caverne saline in cui contemporaneamente è forte la presenza di impianti eolici.

### **3.3.2 Le rocce compatte o miniere abbandonate**

Tale configurazione risulta potenzialmente la migliore se si vuole operare a pressione costante. Generalmente tali formazioni rocciose risultano non porose, garantendo quindi una ottimale tenuta. Per contro, i costi d'investimento risultano e più alti, attestandosi intorno ai 30 \$ per creare un kWh di accumulo. Lo scavo infatti, risulta molto più problematico rispetto alla configurazione precedente.

Nel caso di miniere abbandonate i costi si riducono a circa un terzo, intorno ai 10 \$/kWh.

### **3.3.3 Le rocce porose**

Tipicamente questa tipologia è rappresentata da rocce arenarie porose presenti negli acquiferi salini o nei giacimenti di petrolio o gas naturale. I costi d'investimento si stimano essere intorno ai 1,5÷5 €/kWh di energia accumulata sono mediamente i più bassi e si abbassano notevolmente in caso si voglia espandere il volume di accumulo, con una stima intorno a 0,11 \$/kWh. Il vantaggio di queste formazioni, oltre ai bassi costi incrementali, è la facile reperibilità di questi siti. Il volume massimo disponibile per l'accumulo di aria compressa è invece funzione del grado di porosità delle rocce e dell'estensione della cupola impermeabile che ne consente il contenimento; dalla capacità impermeabilizzante e dallo spessore di questa cupola dipende infine il valore delle dispersioni [18, 102, 61].

Da un punto di vista operativo, alcuni test tecnici hanno evidenziato che è richiesta una porosità superiore al 10% (Stottlemyre 1978) per garantire il desiderato volume di accumulo e le portate di aria richieste. Altri parametri tecnici sono:

- Spessore delle rocce impermeabili almeno di 10 m;
- Permeabilità minima 300 md;
- Profondità da 200 a 1500 m;

- Pressione da 2,0 a 15,0 MPa;
- Massimo incremento di pressione per metro di profondità di 18,1 kPa/m;
- Massima pressione di stoccaggio in riferimento al valore idrostatico.

Un esempio studiato da Bervig and Wallace (1978) indica che per generare 150-200 MW per 8-10 ore serve un volume di  $15 \times 10^6$  m. Anche queste formazioni geologiche necessitano di test chimici per garantire le proprietà minerali e chimiche delle rocce porose. La caratteristica di questa soluzione è che può essere progettata per il funzionamento a pressione costante e a volume costante tramite l'iniezione di liquido e la successiva aspirazione.

### **3.3.4 Serbatoi artificiali e tubazioni**

Tale configurazione si presta maggiormente per impianti di piccola taglia. Mentre le configurazioni precedenti sono tipicamente sotterranee, i serbatoi artificiali hanno il vantaggio di trovarsi in superficie. Con particolare riferimento all'accoppiamento con impianti eolici offshore, una possibile soluzione prevede la compressione dell'aria all'interno di tubazioni che collegano il parco eolico all'impianto di espansione posto sulla terraferma. Il costo d'investimento stimato per tubazioni o serbatoi metallici è molto variabile, funzione del sito d'installazione e della particolare configurazione CAES di accumulo. Recenti stime hanno valutato il costo di realizzazione di grandi serbatoi ( $60000 \div 100000$  m<sup>3</sup>) in 140-180 €/kWh di energia accumulata. Si ritiene che tale valore possa essere ridotto fino a circa 40 €/kWh affidandosi a componenti già collaudati ed ampiamente disponibili sul mercato.

Serbatoi di questo tipo, se ben progettati, sono in grado di immagazzinare aria a pressioni di 20÷100 bar (anche 300 bar nei serbatoi in fibra di carbonio) e sostenere in sicurezza frequenti e repentine oscillazioni di pressione.

L'aria estratta è inoltre più pulita rispetto al caso di accumulo in serbatoi naturali, garantendo una vita più lunga alla turbina.

### 3.3.5 Accumulo sottomarino

L'accumulo sottomarino accoppiato a parchi eolici off-shore è attualmente una configurazione in fase di ricerca e sviluppo presso numerose associazioni e istituzioni. Il MIT di Boston propone di ancorare alle turbine eoliche delle sfere di cemento cave. In fase di accumulo l'energia prodotta dalle turbine è utilizzata per pompare l'acqua marina al di fuori delle cavità sferiche. In fase di generazione l'acqua, rientrando nella sfera, aziona una turbina idraulica. Alternativa, proposta dall'Università di Nottingham, è l'ancoraggio di palloni sottomarini a profondità di alcune centinaia di metri sotto il livello del mare per accumulare aria in un serbatoio operante a pressione costante accoppiato a un impianto CAES adiabatico.

Ad oggi i costi dei primi prototipi (mostrati in figura 3.6) sono sicuramente troppo elevati per rendere questa soluzione una alternativa economicamente conveniente ai serbatoi esterni e a maggior ragione alle caverne saline, ma stime dei possibili costi, una volta che la tecnologia giungesse ad un livello di maturità realizzativa, la indicano concorrenziale rispetto ai serbatoi esterni e meno limitata in termini di taglia dell'impianto rispetto a quest'ultimi.

I test in corso riguardano un'unità con un volume di  $32 \text{ m}^3$ , tuttavia la società produttrice ha già progettato palloni con diametro di 20 metri e circa  $4200 \text{ m}^3$  di volume interno utile. Il loro costo all'attuale stato di sviluppo, con l'installazione a 600 m di profondità e a 5 km dalla costa, è stimabile in circa  $320 \text{ €/ kWh}$  di energia accumulata [58] ma è possibile una consistente riduzione, con l'esperienza di produzione, fino a rendere il sistema competitivo con i serbatoi di superficie trattati al paragrafo precedente [99,28].

In virtù della geografia ricca di coste marine e di fondali con pendenze limitate, ma profondità maggiori di 300÷500 metri a pochi chilometri dalla riva, l'Italia risulta particolarmente interessante per l'applicazione di CAES con questo tipo di

serbatoi e la società RSE (Ricerca sul Sistema Energetico) ne ha già effettuato un primo studio di fattibilità [54].

Il vantaggio principale di questa soluzione è nelle scarse perdite di carico e nella costanza della pressione dell'aria nel momento del suo utilizzo per effetto della pressione idrostatica.



Fig 3.8 - Foto di un pallone sottomarino

### 3.4 Impianto di Huntorf

L'impianto di Huntorf, nei pressi di Brema è un impianto da 321 MW (originariamente 290) che utilizza una coppia di caverne saline realizzate a una profondità variabile tra i 650 e gli 800 metri aventi rispettivamente volumi pari a 140000 e 170000 m<sup>3</sup> [43]. La sua costruzione è iniziata a maggio del 1975 ad opera dell'azienda elettrotecnica svizzera Brown Boveri, oggi accorpata in ABB, e nonostante qualche ritardo legato al riacquisto di alcuni componenti l'impianto fu consegnato già nel dicembre del 1978 [18, 35] con un costo specifico d'investimento (al 2002) pari a circa 400 \$/kW [37].



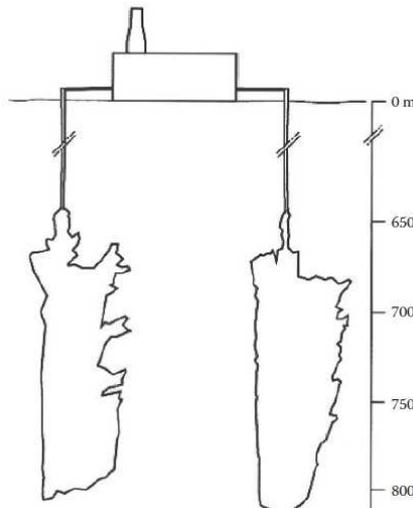
**3.9 - Foto aerea dell'impianto di Huntorf**

La presenza di due diverse caverne invece che una è stata scelta in fase di progetto per motivi di affidabilità e anche per aumentare la sicurezza per eventuali problemi sulla rete. Le finalità dell'impianto sono:

- Accumulare una parte della sovrabbondante produzione di energia elettrica notturna per poi ridistribuirla durante il giorno nell'aiutare le grandi centrali termoelettriche nucleari e a carbone a seguire le rapide oscillazioni del carico (load following) e a coprirne i picchi (peak-shaving), erogando principalmente servizi di regolazione secondaria e terziaria della potenza attiva e di bilanciamento;
- Contribuire alla stabilità della tensione di rete durante la generazione attraverso il servizio di riserva reattiva.
- Fornire il servizio di partecipazione alla rialimentazione del sistema, aiutando gli stessi grandi impianti termoelettrici ad avviarsi in caso di blackout;

La prima caverna è effettivamente sfruttata mediante cicli di riempimento e svuotamento diurni. La seconda caverna invece è tenuta come riserva in caso di malfunzionamenti delle centrali nucleari o black-out. Questa decisione è stata

presa per parecchie ragioni: in primo luogo è assicurata ridondanza durante operazioni di manutenzione o chiusura temporanea della caverna; inoltre è relativamente più facile il riempimento del volume (gestione più elastica dei due semivolumi) per un successivo avvio dopo aver fatto scendere la pressione di una delle caverne a pressione atmosferica. Esse sono separate orizzontalmente da una distanza di circa 180 m e sono in grado di sopportare pressioni fino a 100 bar, permanere alla pressione atmosferica per diversi mesi. [15, 34]

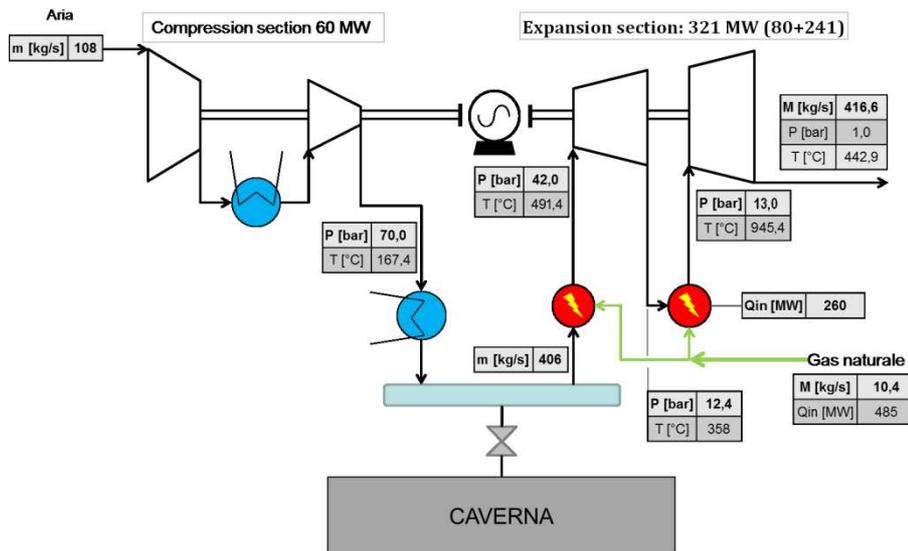


**3.10 - Profilo delle caverne dell'impianto di Huntorf con profondità in m**

Durante le ore notturne l'aria è compressa prelevando energia elettrica a costi competitivi da poco flessibili centrali nucleari o, come oggi, da parchi eolici che sempre più spesso generano surplus energetici locali.

Durante le ore diurne, in particolare in quelle in cui c'è più necessità di coprire i picchi di domanda e di regolare in tempi brevi la frequenza di rete, avviene la fase di espansione dell'aria in turbina, la quale generando 321 MW di potenza svuota la caverna in meno di 3 ore.

Nella figura seguente è rappresentato l'impianto di Huntorf ed i relativi punti termodinamici.



3.11 - Schema impianto Hunterf e punti termodinamici

### 3.4.1 I componenti e le grandezze nominali

La pressione minima ammessa in caverna è pari a 20 bar. Le pressioni operative effettivamente adottate durante le fasi di carica e scarica sono fra 43 e 70 bar, con una massima velocità di svuotamento di 15 bar/h.

Per quanto riguarda la fase di carica l'impianto ha a disposizione un primo compressore assiale multistadio, una refrigerazione, un secondo compressore radiale multistadio con due interrefrigerazioni ed infine una post-refrigerazione che abbassa la temperatura dell'aria compressa fino a 50 C prima dell'immissione nelle caverne per evitar loro eccessivi stress termici e per poter sfruttare al meglio il volume a disposizione immettendo aria più densa. I due compressori assorbono complessivamente una potenza meccanica di circa 60 MW e trattano una portata d'aria di 108 kg/s, impiegando circa 12 ore per il riempimento della caverna; il compressore centrifugo, per questioni di efficienza fluidodinamica, non è calettato direttamente con le altre turbomacchine (3000 giri/min) ma attraverso un moltiplicatore di giri che lo fa ruotare ad una velocità di 7626 giri/min [35].

La fase di espansione è basata su due turbine, una di alta pressione e una di bassa pressione, con un re-heater intermedio per aumentarne la potenza. La pressione

all'ingresso della sezione di espansione viene mantenuta costante attraverso una valvola di laminazione (con una conseguente, modesta, perdita di efficienza del sistema) per limitare i problemi di progettazione e gestione del combustore e dell'espansore. I gas combusti in ammissione alla prima turbina sono alla pressione di 42 bar e alla temperatura di 537 C. Per elevate pressioni di esercizio (>60 bar) le perdite dovute alla laminazione sono ben compensate dalla maggior efficienza degli espansori e semplicità di esercizio a pressione costante [18]. Nel 2006 è avvenuta anche un'operazione di ristrutturazione del processo di espansione ha portato un incremento della potenza prodotta da 290 a 321 MW [70]. La temperatura d'ingresso nella turbina di alta pressione è stata abbassata da 550 a 490 C mentre sono state rese più severe le condizioni all'ingresso della turbina a bassa pressione, da 825 C e 11 bar a 945 C e 13 bar.

Non è previsto un rigeneratore per il recupero del calore sensibile allo scarico della turbina e questo limita il rendimento del sistema durante la generazione. Tale scelta è stata effettuata allo scopo di ridurre il tempo di avviamento dell'impianto.

La connessione delle turbomacchine con la rete elettrica avviene attraverso un generatore sincrono trifase reversibile (funziona anche da motore sincrono), raffreddato ad idrogeno e con potenza apparente, tensione e frequenza nominali di 341 MVA, 21 kV e 50 Hz. Esso può essere indipendentemente collegato all'albero dei compressori e a quello delle turbine per mezzo di due distinte frizioni auto innestanti [35].

Il combustibile adottato per la combustione dell'aria è gas naturale. La portata di aria espansa è pari a 417 kg/s a fronte di una portata di aria al compressore di 108 kg/s. Come ordine di grandezza, una portata di scarico di 417 kg/s è simile a quella di una turbina a gas GE classe E a 50 Hz (che in assetto di turbina a gas ha una potenza elettrica di circa 130 MW).

Questo impianto in particolare raggiunge rendimenti  $\eta_{cs}$  (definito come il rapporto tra l'energia elettrica generata in fase di scarica ridotta della quota legata al consumo di gas naturale e l'energia elettrica assorbita dalla rete in fase di

accumulo) al 36,5%, dato ricavato noti i valori di CER e HR rispettivamente di 1,22 e 5870 J/Wh [36, 37].

Le analisi svolte durante la progettazione hanno stimato l'intervallo di pressioni operative funzionale al raggiungimento dell'ottimo economico: al crescere della pressione aumenta infatti il rapporto tra la potenza erogata e quella prodotta (CER) e cala il fabbisogno di combustibile (HR) ma crescono considerevolmente i costi delle turbomacchine impiegate e peggiora il loro rendimento [18, 47].

### **3.4.2 La gestione operativa e le funzioni**

L'avviamento della fase di produzione di potenza richiede 11 minuti, 2 dei quali sono necessari per la sincronizzazione e la messa in fase delle tensioni del generatore con la rete elettrica; è previsto anche un avvio più rapido (ma meno efficiente), in questo caso il tempo per raggiungere la potenza nominale da impianto fermo è ridotto a 6 minuti grazie ad una temporanea sovralimentazione (oltre il valore di portata nominale) d'aria compressa fino al raggiungimento delle temperature nominali dei combustori [35, 104].

Il funzionamento a carico parziale è perseguito volutamente in caso di richiesta di potenza inferiore al valore nominale (321 MW) o necessariamente quando si vuole continuare a produrre nonostante la pressione del serbatoio di accumulo sia scesa sotto il livello nominale di ammissione all'ingresso della turbina a vapore (46 bar); in ogni caso il CAES di Huntorf (come ogni impianto ad accumulo d'aria compressa) è in grado di controllare la potenza prodotta agendo solo sul valore di portata d'aria ammessa in turbina, tecnica che garantisce un minor decadimento dell'efficienza di espansione a carico parziale rispetto alla riduzione della TIT talvolta attuata nei turbogas [35, 95].

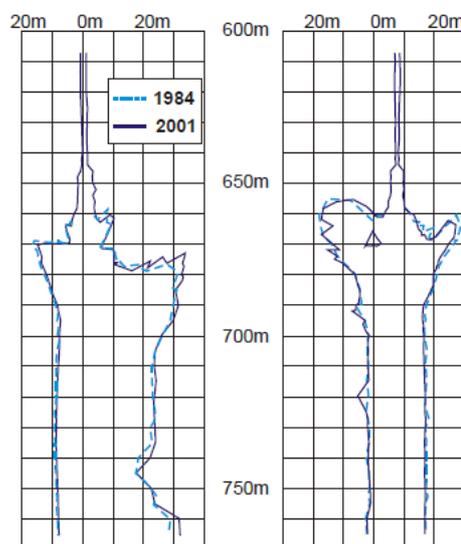
Tali funzioni sono teoricamente competitive con gli impianti idroelettrici di pompaggio, i quali tuttavia non potevano essere realizzati nella Germania del nord a causa della carenza di siti adatti. Nelle stesse regioni sono sorti negli anni successivi alla costruzione dell'impianto un numero sempre più consistente di

parchi eolici che hanno aumentato l'imprevedibilità della produzione e al contempo costretto alcuni impianti termoelettrici alla chiusura per eccesso generazione, aumentando in definitiva il deficit di regolazione di potenza attiva: per questo motivo, come già detto, la capacità di accumulo dell'impianto di Huntorf è stata ampliata [18; 104].

### 2.4.3 I costi, l'affidabilità e le manutenzioni

Una stima dei costi dell'impianto è stata effettuata da EPRI nel 2002 valutandola in 400 \$/kW (circa 420 €/kW), costi ragionevoli per un impianto CAES in versione base (47).

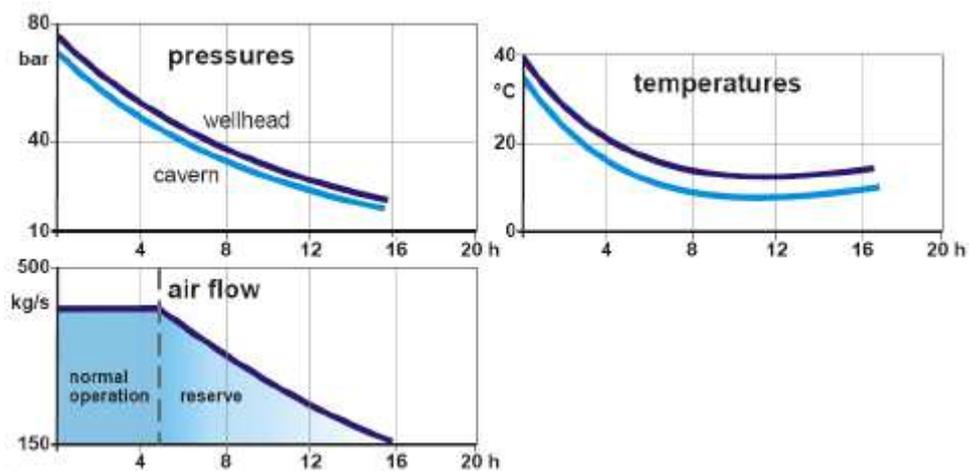
Le caverne saline, che hanno la tendenza a ridursi in volume a causa della natura plastica del sale e dell'azione della pressione litostatica, non hanno in questo caso creato allarmi: una misura effettuata con strumenti laser nel 2001, in occasione di uno svuotamento della caverna n° 1 per manutenzione, ha indicato che la forma di quella cavità non aveva subito cambiamenti significativi, confermando la stabilità della caverna stessa.



**Fig 3.12 - Geometria delle due caverne saline ottenuta mediante un'indagine con laser negli anni 1984 e 2001 [34]**

Misurazioni dello stato termodinamico della caverna eseguite durante il primo riempimento e in successive verifiche hanno evidenziato che il sistema di accumulo non è adiabatico. Le simulazioni numeriche mostrano come lo scambio termico ha luogo fino a un metro di spessore dalla parete, inoltre la forma molto irregolare delle caverne ha incrementato lo scambio termico tra le pareti e l'aria calda presente all'interno, il che ha portato ad un significativo incremento della capacità di aria accumulabile [34].

La figura 3.13 mostra come nel normale intervallo di pressioni operative l'aria contenuta nella caverna si raffreddi in seguito all'espansione che si verifica in conseguenza dell'estrazione di aria. Al ridursi della pressione a valori inferiori al normale range operativo, accade che la temperatura scende al di sotto della temperatura delle pareti esterne e si instaura un tangibile scambio termico il cui effetto è tale da invertire il gradiente di temperatura imposto dall'espansione.



**Fig 3.13 - Stato termodinamico del serbatoio e portata di aria estraibile lungo la fase di generazione**

L'operatività dell'impianto è stata in generale condizionata solo da operazioni di ordinaria manutenzione a bocca pozzo, alle valvole e alle turbomacchine.

Dalle pubblicazioni disponibili emerge una buona affidabilità: nei primi 7000 avviamenti, con più cicli giornalieri, l'impianto ha registrato una disponibilità del 90% e un successo di avvio del 99% [44, 18].

Riguardo la gestione dell'impianto tedesco, H-CAES è completamente automatico ed è comandato a distanza dalla stazione di dispacciamento di Amburgo, per questo non è richiesto personale nel sito [35].

Durante le fasi di espansione sono state effettuate misurazioni per riscontrare presenza di sale nell'aria, il quale è potenzialmente corrosivo per il combustore e la turbina. Valori misurati di 1 mg di sale per kg d'aria portano a concludere che tale minima presenza non causa problemi evidenti [34]. Dopo aver sostituito le tubazioni di estrazione originali in acciaio con apposite tubazioni in plastica rinforzate con fibra di vetro dopo solo pochi mesi dalla messa in esercizio, l'impianto ha subito soltanto interventi alle teste dei pozzi e alle rispettive valvole, confermando i bassi costi di manutenzione attesi [35, 104].

In questi anni di funzionamento l'impianto di Huntorf ha subito un brusco calo del numero di accensioni, principalmente legato al fatto che nel 1985 la rete è stata connessa a impianti idroelettrici di pompaggio, spostando così gli obiettivi del CAES a semplice back-up in caso di malfunzionamenti delle centrali nucleari. In particolare, serve a coprire il transitorio di avviamento (di circa 3-4 ore) richiesto dalle centrali a carbone, alla funzione di riserva per soddisfare i picchi di domanda giornalieri, e a immagazzinare il surplus energetico proveniente dai parchi eolici vicini nelle ore notturne.

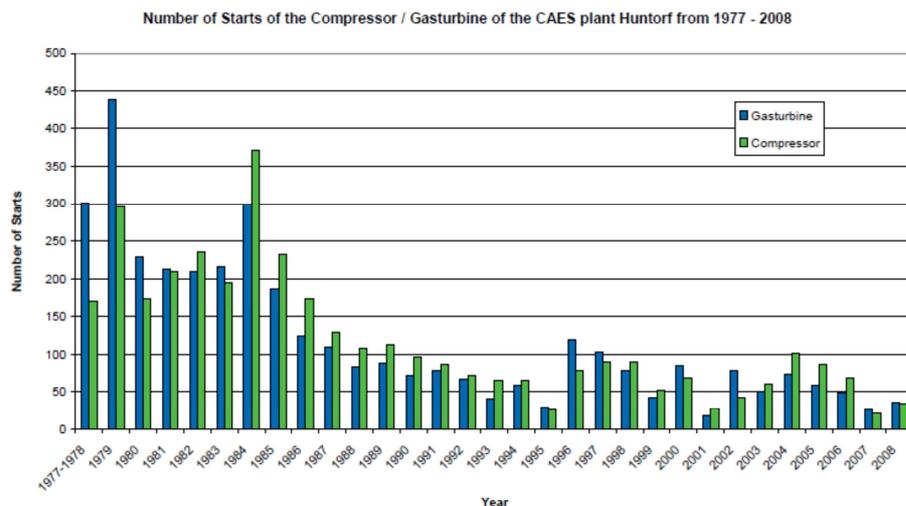


Fig 3.14 - Numero di avviamenti dell'impianto di Huntorf [30]

### 3.5 Impianto di Mc Intosh

L'impianto di McIntosh (USA) è un CAES rigenerativo ed ha una potenza elettrica in generazione di 110 MW con un'energia erogabile di 2,8 GWh. È stato commissionato dalla società Alabama Electric Cooperative, costruito in 30 mesi di lavoro ed è operativo dal settembre 1991 e gestito dalla Power South Company [35, 18, 100].

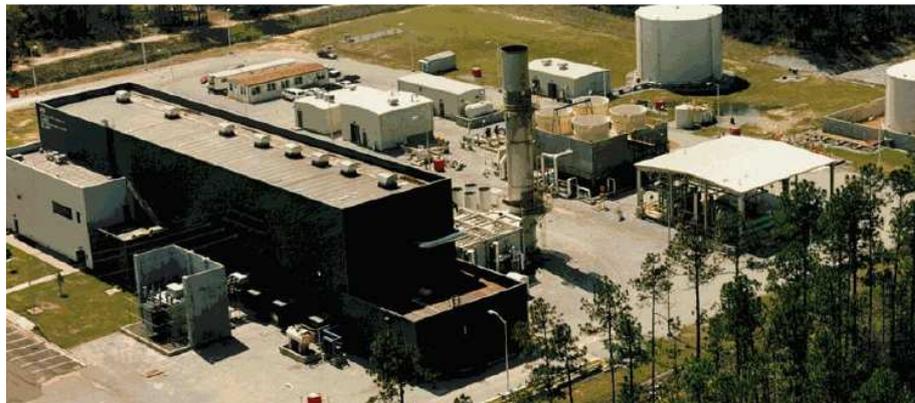


Fig 3.15 - Veduta aerea dell'impianto di McIntosh [33]

Il progetto fu sviluppato dalla statunitense Dresser-Rand, specializzata nei turbogas, con l'obiettivo di ridurre il consumo specifico di combustibile rispetto al CAES di Huntorf attraverso il recuperatore di calore dai gas allo scarico della turbina (ciò ha consentito un risparmio di gas naturale del 22%), mantenendo parametri operativi (temperature, pressioni, ecc.) analoghi a quelli già sperimentati con successo nello stesso impianto [18]. Il costo d'investimento al momento della costruzione (1991) è stato di 65 M\$ [(ari a 590\$/kW) [47].

Al contrario dell'impianto Tedesco, questo fa uso di una singola caverna salina dotata di un volume pressappoco cilindrico di 560.000 m<sup>3</sup> situato a circa 500 m di profondità [35]. L'utilizzo di un solo sito di stoccaggio non porta agli stessi vantaggi in termini di gestione e manutenzione straordinaria dell'impianto di Huntorf, tuttavia include vari miglioramenti, come il sistema di recupero del

calore di scarico e una migliore interrefrigerazione dei compressori, che porta a una riduzione dell'energia elettrica assorbita a pari effetto utile [32].

La finalità principale dell'impianto è quella di accumulare l'aria nella caverna durante la notte quando il carico è basso così come il prezzo dell'energia, per poi generarla durante il giorno in corrispondenza dei picchi di richiesta elettrica. Finalità secondarie riguardano il controllo della frequenza di rete e l'utilizzo come riserva in caso di squilibri della rete.

Cambiano invece le potenze in gioco, specialmente riguardo l'espansore. La configurazione è riportata in figura.

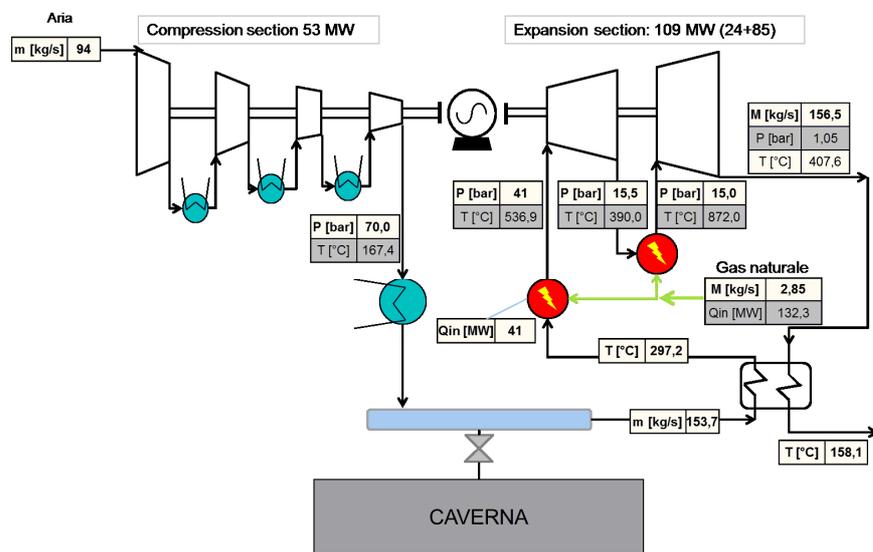


Fig 3.16 - Schema dell'impianto CAES di McIntosh [26].

La sezione di potenza è caratterizzata dal posizionamento di tutte le turbomacchine su due alberi. Il motore/generatore è interposto tra i corpi di compressione ed espansione, con due frizioni di collegamento, una lato generazione e una lato compressione.

Il treno di macchinari costituito dal gruppo compressori, camere di combustione, gruppo turbine ed alternatore/motore è uno dei più lunghi al mondo con i suoi 42,5 metri circa.

Il compressore, con 4 stadi interrefrigerati, assorbe una potenza di 53 MW ed ha le sezioni di alta e media pressione meccanicamente collegate all'albero principale attraverso un moltiplicatore di giri mentre i compressori di bassa pressione sono calettati sull'albero del generatore. Prima dell'invio della portata d'aria di 94 kg/s nella caverna, alle pressioni operative di 45÷74 bar, viene effettuata una post-refrigerazione. Con questa portata massica la caverna ha una durata di riempimento di 38 ore e 26 ore di scarica [38, 36, 37]. Le ore in fase di scarica sono nettamente maggiori del CAES tedesco perché il sistema dispone di una potenza di turbina minore ed un volume della caverna maggiore.

Anche in questo caso si è optato per un'espansione a pressione costante, pertanto l'aria viene laminata fino a 43 bar prima di essere preriscaldata nel recuperatore di calore da 35 C a 307 C, riscaldata ulteriormente fino a 538 C nel combustore di alta pressione ed espansa nella turbina per poi essere risurriscaldata ad 871 C in un secondo combustore ed espansa a partire dai 15 bar residui nella turbina a gas, per passare infine nel recuperatore dove cede la propria entalpia residua prima di essere rilasciata al camino, riducendo il consumo di combustibile di circa il 22% rispetto l'impianto di Huntorf [31]. La portata trattata è di circa di 157 kg/s e permette di ottenere una potenza complessiva di 110 MW [97, 18, 35, 116, 110]. Entrambi i combustori sono stati progettati per poter essere alimentati sia a gas naturale sia ad olio combustibile [47].

La regolazione di potenza avviene attraverso la variazione della portata d'aria espansa e con temperature in ingresso agli stadi di espansione (TIT) costanti; rispetto all'impianto di Huntorf vi è un beneficio ulteriore legato al miglioramento dell'efficienza del recuperatore che a carichi parziali risulta sovradimensionato, comportando nel complesso un calo del rendimento molto contenuto: solo -15% al 20% del carico [35].

I costi di esercizio sono ridotti dalla presenza del recuperatore (minore fabbisogno di combustibile), che ha aumentato i costi d'investimento: da circa 410 \$/kW a 590 \$/kW [47]. I costi d'investimento indicati da EPRI al 2010 sono circa 1000-1250 \$/kW [102].

Le prestazioni di questo CAES sono di 1,33 per il rapporto tra energia elettrica prodotta e consumata (CER) e 4330 J/Wh per il consumo specifico di combustibile. Tali grandezze permettono di calcolare l'efficienza (con le ipotesi del paragrafo 3.1) che risulta del 60% nello sfruttamento del combustibile ( $\eta_{II}$ ) e del 63% nella capacità di accumulare energia elettrica ( $\eta_{es}$ ) [47, 35, 18].

L'impianto così realizzato impiega circa 4 minuti per avviare la fase di accumulo mentre il tempo di avvio per la fase di generazione è di 11 minuti, riducibili a 7 in caso di emergenza con rampe di carico fino a 33 MW/minuto (30% della propria potenza); la produzione può protrarsi alla potenza nominale per circa 26 ore. Il tempo di avviamento maggiore è presumibilmente dovuto alla presenza dello scambiatore rigenerativo, che vincola i gradienti di temperatura allo scarico della turbina a gas.

Tenendo conto di questo tempo davvero limitato e dal fatto che durante gli anni di esercizio ha accumulato un'affidabilità di funzionamento del 95%, oltre che una disponibilità del 99% per la generazione di potenza [39]; si può affermare che l'impianto è particolarmente flessibile e adatto per una regolazione di rete efficiente.

La tabella 3.1 traccia infine un confronto fra le caratteristiche salienti degli unici due impianti CAES commerciali. A testimonianza della differente finalità e utilizzo dei due impianti nelle rispettive reti elettriche, si noti come il rapporto fra la potenza della fase di espansione e quella di compressione sia molto superiore nel caso dell'impianto di Huntorf rispetto a quello di McIntosh (pari rispettivamente a 5,3 contro 2,1). Di riflesso, per il primo impianto risulta molto più elevato il rapporto fra le durate di compressione ed espansione.

	Huntorf	Mcintosh
Produttore	Brown-Boveri	Dresser-Rand
Investimento totale (US \$)	116 M (400\$/kW)	65,1 M (590\$/kW)
Data commissionamento	Dicembre 1978	Giugno 1991
Applicazioni	- Controllo picco - Riserva rotante - Regolazione reattiva	- Arbitraggio - Controllo picco - Riserva rotante
Potenza turbina [MW]	321	110
Potenza compressore [MW]	60	53

	Huntorf	Mcintosh
Tempo di scarica [h]	3	26
Rapporto potenze tur/com	5,3	2,1
Tempo di carica [h]	12	38
Rapporto ore carica/scarica	4	1,6
Numero di caverne	2	1
Geologia	Caverna salina	Caverna salina
Volume caverna [m <sup>3</sup> ]	310000	560000
Combustibile	gas	gas/oil
Portata d'aria compressa [kg/s]	108	94
Portata d'aria espansa [kg/s]	417	157
Rapporto portata d'aria scarica/carica	0,25	0,6
Pressione ingresso turbina HP [bar]	42	412
Temperatura ingresso turbina HP [C]	491	539
Pressione ingresso turbina LP [bar]	13	15
Temperatura ingresso turbina LP [C]	945	872
Heat rate [J/Wh]	5735	4275
Cer	1,22	1,33
H <sub>cs</sub>	36,5%	63,5%
H <sub>i</sub>	41,5%	51,6%
Affidabilità	90%	95%
Disponibilità	99%	99%
Tempo di avviamento [min]	6-11	10-12

**Tab 3.1 - Principali parametri di confronto degli impianti Huntorf e McIntosh [31, 36, 40]**

### 3.6 Altri impianti

Negli ultimi 20 anni la realizzazione di nuovi impianti CAES ha subito una sostanziale stasi confinando alla sola fase propositiva lo sviluppo di nuove iniziative, seguita dalla bocciatura di tutti i progetti realizzativi proposti. Si ricordano altri progetti realizzati e/o abbandonati come:

In Italia, a Sesta (SI), negli anni '80 è stato esercito da Enel un piccolo CAES da 25 MW per dimostrare la fattibilità dei cicli di accumulo di aria compressa in acquiferi profondi, in particolare è stato utilizzato come serbatoio una roccia porosa che intrappolava inizialmente della CO<sub>2</sub>. Sebbene la prima fase di verifiche sia terminata con successo, l'impianto è stato chiuso prematuramente a causa di un evento geologico probabilmente dovuto alla vicinanza con fonti di calore geotermiche [47, 33, 18].

In Giappone, a Kamisunagawa (Hokkaido), la New Energy Foundation ha realizzato un impianto pilota da 2 MW ed ha eseguito sperimentazioni a partire dal 1990 per valutarne l'applicazione nel sistema elettrico con la funzione di bilanciamento del carico [39]. Come serbatoio di accumulo è stato utilizzato il tunnel di una miniera di carbone abbandonata: lungo circa 57 metri, è stato rivestito con uno strato di cemento spesso 0,7 m in cui è stata inserita una tubazione ottenendo un accumulo di 1610 m<sup>3</sup>. L'impianto è composto da un compressore alternativo multistadio che carica il serbatoio a 76 bar in 10 ore, una turbina a gas e un recuperatore di calore per il preriscaldamento dell'aria espansa e può operare 4 ore alla potenza nominale [47, 33]. È prevista la realizzazione di un impianto da 35 MW in collaborazione con Electric Power Development Company Ltd.

In USA, a Norton (Ohio), nel 2001 è partito un progetto della Norton Energy Storage LLC (acquisito nel 2012 dalla First Energy) che prevede la realizzazione dell'impianto CAES più grande al mondo: nella prima fase verranno installati 2 moduli con una potenza totale di 270 MW in produzione e 220 MW in accumulo (di cui è appena terminata la valutazione tecnica ed economica), ad essi dovrebbero seguire altre installazioni fino a raggiungere una produzione di 2700 MW. asserviti allo spostamento del picco di energia di due utility elettriche (American Electric Power e First Energy). La cava è situata presso l'intersezione tra una linea a 138 kV ed una a 765 kV. L'impianto dovrà fornire una serie di servizi ancillari, tra cui la regolazione di frequenza e l'aumento delle riserve. L'accumulo è previsto in una miniera ormai inattiva di carbonato di calcio, con una profondità di circa 700 m e un volume di ben 960000 m<sup>3</sup> che ad impianto ultimato dovrebbe consentire una produzione di circa 30 ore alla potenza nominale. L'investimento totale è stato stimato in 1,2 miliardi di dollari (circa 817 €/kW).

Al fine di massimizzare la produzione di energia per unità di massa d'aria accumulata le pressioni di stoccaggio sono fatte variare tra un minimo di 55 ed un massimo di 110 bar [33, 39, 46] ed è effettuata la laminazione fino al valore

inferiore per operare gli espansori in regime stazionario e il recupero del calore dai gas combusti in uscita dalla turbina per preriscaldare l'aria estratta dal serbatoio, sono state inoltre adottate soluzioni impiantistiche innovative, il tutto per ottenere il rapporto tra potenza elettrica prodotta e assorbita (CER) di ben 1,54 [33, 44, 47].

In USA, nello stato dell'Iowa, era stata avviata nei primi anni 2000 la realizzazione di un impianto CAES nelle vicinanze di Des Moines con entrata in servizio nel 2015 [46].

Il progetto si configurava con una potenza nominale assorbita in compressione pari a circa 220 MW e una potenza massima estraibile di circa 270 MW. La capacità dell'accumulo, prevista in circa 45000 ton di aria, era tale da consentire una fase di generazione di 10-12 ore nei giorni feriali con cicli di accumulo da effettuarsi nelle ore notturne e nei week-end. Il progetto era stato finanziato per 215 milioni di \$.

Lo stoccaggio dell'aria compressa era previsto in un acquifero salino composto da formazioni calcaree porose, alla profondità di circa 900 m. L'impianto era stato concepito principalmente per valorizzare l'energia prodotta da un parco eolico con potenza nominale di 100 MW, distante qualche centinaio di chilometri. Il sistema di accumulo doveva essere completato entro il 2011 ma, a causa del riscontro di una permeabilità del terreno troppo bassa rispetto a quanto inizialmente valutato con prove di carotaggio ed iniezione d'aria, il sito scelto tra oltre 20 indagati non è risultato adatto all'applicazione CAES e il progetto è stato abbandonato [18, 99, 45].

Nonostante ciò il progetto ha lasciato in eredità molto materiale e approfondite valutazioni tecnico-economiche sugli impianti CAES. Nella tabella è istituito un confronto fra l'impianto CAES analizzato e un ciclo combinato di pari potenza massima (impianto 1 turbina a gas + 1 turbina a vapore). Si noti come l'impianto CAES abbia una possibilità di parzializzazione fino a valori di carico molto inferiori a quelli raggiungibili in un ciclo combinato, che risulta invece vincolato dall'operatività dei combustori premiscelati a bassa emissione di NO<sub>x</sub>.

	CAES	Ciclo Combinato
Costo totale di investimento, \$/kW 2010	1374	1122
Fase di generazione		
Portata aria minima, kg/s	67,6	
Potenza minima, MW	32,3	158,8
Rendimento di generazione a potenza min.,%	71	46,3
Portata aria max, kg/s	362,9	
Potenza massima, MW	264,7	264,7
Rendimento di generazione a potenza max.,%	77,6	48,7
Costi O&M variabili *, \$/MWh	2,28	2,44
Costi O&M fissi, \$/kW-year	18,68	19,81
Fase di compressione		
Potenza nominale, MW	219,8	
Portata aria, kg/s	376,5	
Staff totale dell'impianto, persone	15	19
*Calcolati sulla base di un fattore di carico pari al 50%		

**Tab 3.2 - Confronto parametri CAES con ciclo combinato**

La simulazione del funzionamento della centrale ha mostrato che il fattore di carico annuale della centrale CAES di Iowa Energy Storage si collocherebbe fra il 13 e il 17%, equivalente a un utilizzo tra le 5 e le 6 ore di tutti i giorni feriali dell'anno. La produzione risulta maggiore in inverno ed estate dove si evidenziano maggiori disparità di prezzo fra i periodi di picco della richiesta e gli altri periodi. L'analisi sulla redditività di questo impianto ha evidenziato come il semplice arbitraggio sfruttando la differenza di prezzo fra ore di picco e ore vuote non garantisce ritorni economici superiori rispetto a tecnologie tradizionali quali cicli combinati o turbine a gas. L'analisi comunque mostra che la situazione si ribalta contabilizzando anche gli altri vantaggi conseguibili attraverso l'installazione dell'impianto CAES quali:

- La possibilità di sfruttare un'eventuale futura volatilità dei prezzi superiore a quanto preventivato;
- L'utilizzo dell'impianto per servizi ausiliari grazie alla rapidità dell'avviamento e della variazione del carico, ampia regolazione del carico, possibilità di avviamenti e fermate multiple nell'arco della giornata;

- Il miglioramento del profilo di utilizzo degli impianti da fonte fossile (che possono aumentare il fattore di utilizzo riducendo la discontinuità del funzionamento) e rinnovabile (risolvendo le limitazioni forzate all'assorbimento della rete);
- La possibilità di installare quote aggiuntive di energia da fonte rinnovabile;
- La possibilità di differire investimenti sulle linee di trasmissione.

In USA, a Matagorda (Texas), la presenza contemporanea di fattori come la rapida crescita della potenza eolica installata, di frequenti congestioni nel sistema nazionale di trasmissione dell'energia elettrica e di cupole saline nel sottosuolo ha portato allo sviluppo di un progetto che prevede 4 unità analoghe a quella di McIntosh, aventi potenza globale di 540 MW [18, 47].

Il serbatoio sarà costituito da una caverna salina [33, 39, 47].

In Israele è stata effettuata una ricerca volta alla realizzazione di un impianto da 300 MW composto da 3 gruppi, con serbatoio in roccia dura [33].

Il progetto iniziale prevedeva lo sviluppo di turbomacchine da parte della Alstom, nel 2006 la società ha però ritirato il proprio supporto a causa di assenza di fondi.

Il nuovo partner è la Dresser-Rand, già realizzatrice dell'impianto di potenza di McIntosh [19].

Altri progetti pilota o studi sono elencati in tabella:

<b>Nome/ tipo progetto</b>	CAES avanzato	CAES avanzato	CAES isoterma Support RE Production	Next Gen CAES
<b>Partecipanti</b>	NYSEG, EPRI	PG&E, EPRI	SustainX + Altri	EPRI
<b>Tipo stoccaggio</b>	caverna salgemma esistente	formazione acquifera porosa		superficie tubi acciaio
<b>Località</b>	Watkins Glen, NY	Kern County, CA	MA, NH	TBD
<b>Tipologia applicazione</b>	Regolazione del picco e della frequenza, aumento riserve di spinning	Regolazione del picco e della frequenza, aumento riserve di spinning	Integrazione con parco eolico nelle vicinanze per regolazione e stoccaggio	Regolazione del picco e della frequenza, aumento riserve di spinning

Nome/ tipo progetto	CAES avanzato	CAES avanzato	CAES isoterma Support RE Production	Next Gen CAES
Taglia	145 MW	300 MW	1 MW / 4 MWh	15 MW
Finanziamento	DOE SGD - Energy Storage Demo: \$125.0 M DOE Award: \$30 M	DOE SGD Energy Storage Demo: \$355.9 M DOE Award to PG&E: \$25 M	DOE SGD Energy Storage Demo: \$5.4 10.8 millions	EPRI + altri

**Tab 3.3 - Impianti CAES pilota o in fase di studio**

*Kern County*: si tratta di un impianto CAES adiabatico da 300 MW che sfrutta per lo stoccaggio dell'aria un bacino sotterraneo di roccia porosa. Il progetto è in fase di studio: i partner, le utility e il sito devono essere tuttora determinati. L'inizio lavori era previsto per il 2011, ma a oggi non ci sono aggiornamenti.

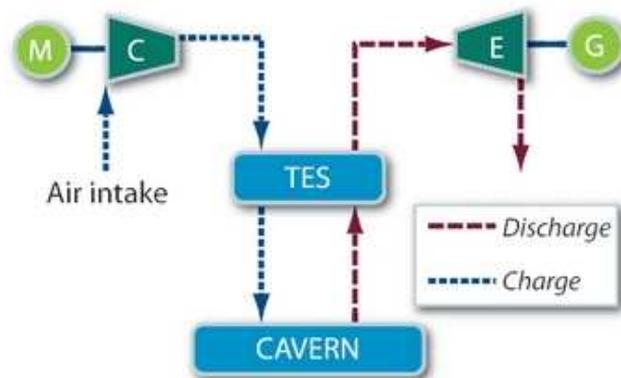
*SustainX CAES*: il progetto è suddiviso in tre step:

- Costruzione di un impianto pilota per una taglia di 50 kW elettrici prodotti;
- Costruzione di un impianto demo da 250 kW;
- Realizzazione di un impianto da 1 MW per 4 MWh disponibili nella fase di generazione.

### 3.7 Gli impianti adiabatici

Negli impianti CAES il raffreddamento dell'aria durante la compressione attraverso interrefrigerazioni e post-refrigerazione è una necessità legata al contenimento della spesa energetica per l'operazione stessa di compressione e all'incremento della capacità di accumulo del serbatoio, nonché alla riduzione delle sollecitazioni termiche a fatica cui vengono sottoposte le sue pareti. Lo schema "adiabatico" (figura 3.17) si propone di accumulare il calore acquisito dall'aria in fase di compressione, prima di stoccarla, per renderlo poi disponibile in fase di generazione al riscaldamento dell'aria stessa prima della sua espansione, evitando così il consumo di combustibile adoperato nei CAES tradizionali col medesimo scopo. Un sistema puramente adiabatico avrà dunque temperature di inizio espansione (TIT) non superiori a quelle di fine compressione (limitate a

circa 550÷600 C con la tecnologia attuale [95]), il che riduce le difficoltà tecnologiche di realizzazione degli espansori ma ne penalizza l'estrazione di potenza: i CAES adiabatici (A-CAES) tornano ad essere sistemi di accumulo puri, con rapporti tra energia elettrica generata ed assorbita (CER) inferiori ad 1.



**Fig 3.17 - Schema impiantistico base di un CAES adiabatico [120]**

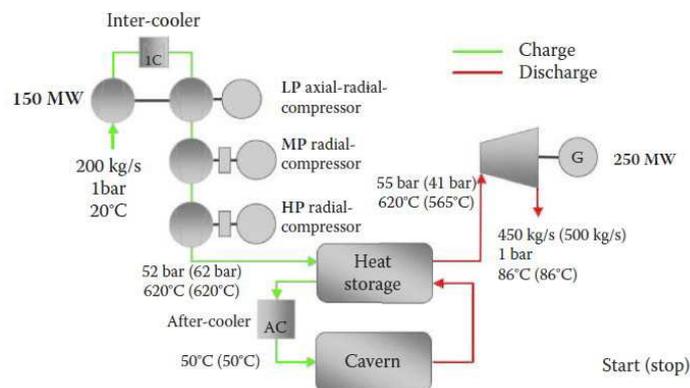
Il CER di un A-CAES varia da 0,7 a 0,9 (risultando il 60÷75% quello di un CAES tradizionale), e in questa configurazione, tale valore corrisponde al rendimento di carica-scarica ( $\eta_{cs}$ ) (formula 7). I CAES adiabatici raggiungono  $\eta_{cs}$  maggiori di quelli tradizionali poiché non devono sostenere le principali perdite exergetiche come le dissipazioni di calore in ambiente, durante e dopo la compressione e la combustione di gas naturale nell'aria espansa [23, 25].

Poco dopo l'inizio dello sviluppo della tecnologia CAES, anni '70, iniziarono già ad essere condotti studi sulla variante adiabatica svoltisi tra gli ultimi anni di tale decade e i successivi anni '80, in particolare negli USA grazie ad un finanziamento dell'istituto di ricerca del sistema elettrico statunitense (EPRI). Tale periodo si concluse con la concezione di diverse configurazioni che promettevano efficienze di accumulo di carica-scarica elevate, con recupero del calore di compressione su 2 livelli di temperatura, ma con costi specifici troppo alti ( $\approx 1700$  \$/kW) per giustificarne ulteriori analisi ed investimenti.

Il costo di investimento aggiuntivo dovuto al sistema di accumulo termico (TES) deve essere confrontato con i vantaggi che esso comporta [25, 35, 18]:

- Eliminazione del consumo di combustibile, tipicamente di origine fossile, delle emissioni inquinanti e di quelle ad effetto serra dovute alla sua combustione;
- Riduzione del costo marginale di esercizio dell'impianto;
- Snellimento delle autorizzazioni ambientali e dell'opposizione al progetto da parte delle popolazioni locali;
- Riduzione del numero di vincoli territoriali (es. Prossimità alle condutture del gas naturale).

A partire dagli anni 2000 numerosi studi hanno analizzato, anche minuziosamente, configurazioni adiabatiche innovative. Il progetto di ricerca lanciato nel 2003 finanziato dall'UE e durato quattro anni (2003-06) ha dato nuova vitalità alla tecnologia, indicato con l'acronimo AA-CAES (*Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage*) ha coinvolto molte realtà industriali (Alstom, MAN, Züblin, ecc.) operanti in diversi settori dell'ingegneria, università e centri ricerca. Si è concluso che esiste il potenziale tecnico per sviluppare componenti d'impianto (compressori, TES, turbine, ecc.) che permettano di ottenere CAES adiabatici sia per l'accumulo distribuito di piccola taglia, sia per accumuli centralizzati da 200÷300 MW; per questi ultimi, in particolare, ha previsto la possibilità di raggiungere efficienze ( $\eta_{cs}$ ) maggiori del 70% e costi di investimento anche inferiori agli 800 €/kW [53].



**Fig 3.18 - Impianto AA-CAES con le principali grandezze operative**

Il passo successivo è stato tentato con il progetto ADELE (L'acronimo in tedesco per “adiabatic compressed air energy storage for electricity supply”) in cui hanno il centro aerospaziale tedesco (DLR), Ed.Züblin AG, Erdgasspeicher Kalle GmbH, GE Global Research, Ooms-Ittner-Hof GmbH e RWE Power AG [54, 47].

### **3.7.1 I sistemi di accumulo termico**

L'accumulo di energia termica svolge un ruolo determinante nell'operatività di un impianto CAES adiabatico e nelle sue prestazioni (potenza elettrica generata, rendimento di carica-scarica), esso rientra tuttavia in un campo attualmente poco approfondito e nessun altro processo industriale richiede lo scambio e stoccaggio di energia termica da e verso aria (fluido a bassa massa volumica e conduttività termica), con elevate variazioni di temperatura (da 50 a 600 C) e di umidità, alti livelli di pressione ( $> 40$  bar) e grandi volumi [65]. Il sistema TES quindi non riveste solo un importante ruolo tecnico ma anche economico, stimato in oltre il 20% del costo di investimento di un A-CAES [23, 68].

Accumuli termici di grande capacità sono stati sviluppati per impianti solari termodinamici a concentrazione (CSP - *Concentrated Solar Power*), ma sono ancora pochissimi quelli in grado di accumulare il calore ad elevata temperatura e comunque operanti solo a pressioni atmosferiche o di poche decine di bar [80].

Le possibili soluzioni faranno riferimento a diverse categorie di accumulo termico:

- Diretto, nel caso in cui l'aria scambi calore direttamente con il materiale atto all'accumulo, o indiretto, se lo scambio tra i due avviene attraverso un fluido termovettore, tipicamente liquido, chiamato anche HTF (*Heat Transfer Fluid*). Sebbene quest'ultimo aggiunga ulteriori irreversibilità al processo può risultare l'unica soluzione percorribile o quella più economica;
- Sensibile, se è perseguito attraverso la variazione di temperatura del

materiale di accumulo, latente, se viene scambiato sotto forma di entalpia di transizione di fase (es. gas-liquido o liquido-solido) del materiale di accumulo che permane a temperatura costante o chimico se viene accumulato in forma di entalpia di reazione dell'elemento di stoccaggio, il quale cambia in modo reversibile la sua natura chimica. L'accumulo latente ha il vantaggio, rispetto al sensibile, di rilasciare calore in fase di generazione a temperatura circa costante, con conseguente maggior efficienza del processo di espansione; per quanto riguarda invece il meccanismo chimico esso avrebbe il notevole vantaggio di consentire uno stoccaggio a temperatura ambiente, con conseguente annullamento delle dissipazioni di calore, tuttavia è una soluzione complicata (in particolare riguardo il controllo della cinetica chimica) e ancora ai primi stadi di sviluppo. Le formule sono:

$$Q_{sens} = mc\Delta T; \quad Q_{lat} = m\Delta h_{pc}; \quad Q_{chim} = m\Delta h_r$$

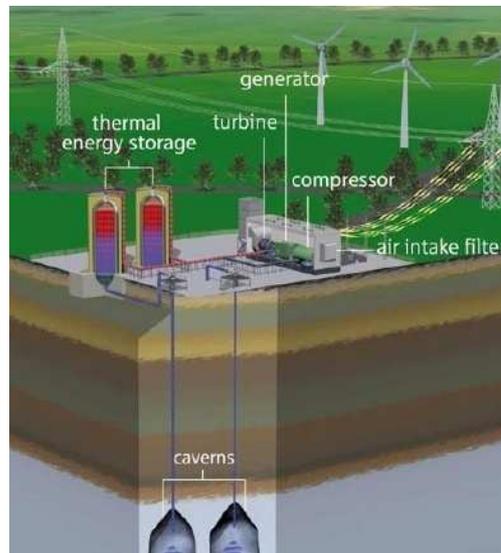
dove  $Q$  è il calore accumulato [J];  $m$  è la massa della sostanza utilizzata per l'accumulo termico [kg];  $c$  il suo calore specifico [J/(kgK)];  $\Delta T$  la sua variazione di temperatura [K];  $\Delta h$  la sua variazione di entalpia [J/kg] per cambiamento di fase ( $pc$ , *phase change*) o reazione chimica ( $r$ , *reaction*).

Dalle sperimentazioni effettuate è evidente come il materiale di accumulo, attraverso le sue proprietà termofisiche ma anche a causa dei suoi limiti tecnici, sia determinante nelle prestazioni e nella capacità di stoccaggio. Nel caso di accumulo indiretto le stesse considerazioni valgono anche per il fluido termovettore.

### 3.8 L'Impianto ADELE

Il progetto ADELE mira all'applicazione delle conoscenze tecnologiche sviluppate durante il progetto AA-CAES (Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage). Nell'impianto ADELE l'aria viene accumulata in una caverna di salgemma alla pressione indicativa di 70 bar, valore che dovrebbe garantire le

migliori prestazioni termodinamiche. Dal punto di vista energetico è stato fissato come target un'efficienza di accumulo pari al 70% con un rapporto tra potenza assorbita in compressione e rilasciata in espansione prossimo all'unità.



**Fig 3.19 - Schema del Prototipo d'impianto del progetto ADELE [55].**

Le funzioni di ADELE saranno il disaccoppiamento temporale, il differimento degli investimenti di rete, il supporto per una regolazione efficiente e l'integrazione di fonti rinnovabili non programmabili (eolico in particolare). A causa dei considerevoli sforzi necessari per risolvere le numerose difficoltà tecniche ci si aspetta però che trascorreranno ancora alcuni anni prima che l'impianto possa entrare in esercizio (data programmata 2016 ÷ 2019) [53]. L'obiettivo finale è la realizzazione di un impianto da 360 MW con un accumulo termico da 1000÷2000 MWh<sub>TH</sub> (360 MWh<sub>EE</sub> di accumulo in energia elettrica), che garantisca un tempo di scarica di 4÷12 ore.

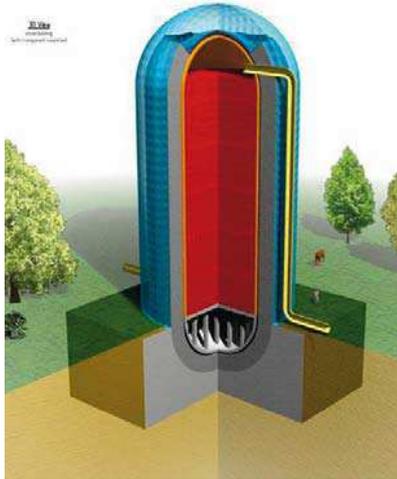
La concezione progettuale di ADELE richiede prestazioni gravose alle turbomacchine utilizzate. In particolare queste dovranno sopportare forti stress ciclici e pressioni molto elevate.

General Electric si sta occupando dello sviluppo del compressore, uno dei componenti più critici dell'impianto, la cui pressione di mandata può raggiungere

i 100 bar. Le difficoltà dello sviluppo di questa macchina riguardano in primis la necessità di mantenere un'elevata efficienza all'aumentare della pressione di mandata che si determina durante l'accumulo di aria nella caverna. La temperatura di fine compressione dell'aria è pari a circa 600C. Il compressore è caratterizzato da un solo intercooler al fine di rilasciare alla fine della compressione aria a una temperatura sufficientemente elevata per l'accumulo termico. In questo caso il calore ( $T > 600C$ ) generato nel corso della compressione e l'aria saranno accumulati utilizzando rispettivamente dei materiali ceramici opportuni e delle caverne saline. Nella fase di espansione l'aria, passando nel serbatoio contenente i materiali per l'accumulo termico, sarà riscaldata prima di evolvere nell'espansore. Come il compressore, anche alla turbina è richiesto di lavorare a pressione d'ingresso variabile senza significative cadute di rendimento e per questo motivo è contemplato l'utilizzo di schiere statoriche a sezione variabile.

Il progetto ADELE accumula aria compressa in una caverna sotterranea (probabilmente salina), da 150000÷500000 m<sup>3</sup>, con una geologia scelta appositamente per tollerare elevate pressioni e frequenze di riempimento-svuotamento;

Züblin AG ha il principale compito di progettare un recipiente in pressione di dimensioni tali da contenere l'elevata massa necessaria all'accumulo termico e in grado di resistere agli sforzi indotti dalle variazioni di temperatura e pressione. Essi hanno optato per un accumulo termico a solidi (pietre naturali, mattoni ceramici o di cemento) inseriti in un volume alto oltre 40 m, resistente alle alte pressioni, isolato e rivestito internamente in materiale refrattario. Per la progettazioni dei solidi è stato necessario tenere conto delle alte pressioni in gioco, della presenza di umidità, effettuare numerosi test sui materiali e studiare in modo accurato gli scambi termici [55]. Infine, l'istituto di ricerca tedesco DLR si occupa dello sviluppo e della sperimentazione dei materiali per l'accumulo termico.



**Fig 3.20 - Rendering del TES del progetto ADELE**

Qui di seguito un riassunto delle caratteristiche del progetto ADELE:

- Caverna: salgemma
- Dimensioni: da 150000 a 500000 m <sup>3</sup>
- Pressione: 70 bar
- Target di efficienza energetica: 70%
- Numero intercooler: 1
- Rapporto potenza gen/com: ~1
- Entrata in servizio prevista: 2016-2019
- Opzioni di accumulo termico:
Sistema in fase solida (Cemento)
Principali caratteristiche previste:
- Densità: 2750 kg/m <sup>3</sup>
- Calore specifico: 916 J/kgK
- Conducibilità termica: 1 W/m-K
- Altezza del contenitore = 40 m
- Diametro del contenitore = 22 m
Sistema in fase liquida (sali fusi)

**Tab 3.4 - Principali caratteristiche del progetto ADELE [31, 47]**

## 4 I Small CAES

Concettualmente si tende a dividere i CAES in due classi (riferiti ai MW di potenza elettrica erogabili):

- Da 0 a 100 MW SCAES o Small CAES;
- Maggiori di 100 MW CAES o Large CAES.

Può capitare che in alcuni casi si indichi 10 MW come una potenza che divide i Micro CAES ( $P < 10 \text{ MW}$ ) dai Mini CAES ( $10 < P < 50$ ) e indicando come Small CAES gli impianti da 50 MW fino a 100 MW.

La tecnologia SCAES è un promettente metodo per immagazzinare energia, con un'alta affidabilità e flessibilità economica, e ha delle caratteristiche differenti con il suo omonimo in larga scala. Usando serbatoi interrati o sul terreno è una soluzione molto più adattabile e flessibile in fase progettuale in particolare per la generazione distribuita che largamente sarà presente nelle reti elettriche [8, 9, 10].

### 4.1 I serbatoi

La più importante caratteristica di uno SCAES è l'uso di serbatoi (teoricamente anche piccole caverne) posti in superficie o interrati a basse profondità. Caratteristiche dei serbatoi come quantità, disposizione, dimensioni, altezza, materiali sono variabili tecniche ed economiche da considerare nel dimensionamento e nello studio di un sistema SCAES. Molti di serbatoi per esempio sono cilindrici con le estremità emisferiche o ellissoidali perché tali forme da una parte minimizzano gli sforzi agenti nel serbatoio e dall'altra minimizzano i costi di produzione. Un indice usato in caso di estremità ellissoidali è il rapporto tra il raggio maggiore (dell'ellisse) e il raggio minore. Per esempio uno dei più tipici è il 2:1 (il raggio maggiore è il doppio del minore). Sebbene serbatoi sferici necessitino di minori spessori (a parità di pressione interna) comportano difficoltà nel trasporto e nella fabbricazione [17]. Sono però

l'opzione economica più conveniente quando sono richiesti alti volumi e indicativamente dai 1200 m<sup>3</sup>.

Uno dei parametri più importanti è la pressione massima alla quale un serbatoio può lavorare che influenza il dimensionamento del compressore ma anche della turbina. Esiste anche una pressione minima sotto la quale la turbina o il motore pneumatico perdono di efficienza o proprio non riescono a dare potenza [19]. Un'altra importante influenza la esercita la temperatura che aumenta durante la compressione e diminuisce durante l'espansione. Senza un adeguato controllo della temperatura molta energia viene persa e per questo si possono usare serbatoi che limitano la dissipazione di calore ma questo, con pressioni di esercizio richieste alte, può portare a costi elevati.

#### 4.1.1 I parametri dei serbatoi

L'energia contenuta nell'aria dipende da variabili termodinamiche come pressione, volume e temperatura. La seguente espressione indica l'energia immagazzinata per unità di volume [19]:

$$e_{TOT} = \frac{n}{n-1} p_{in} \left[ 1 - \left( \frac{p_{out}}{p_{in}} \right)^{\frac{n-1}{n}} \right] \quad (9)$$

Dove l'esponente n è indice dell'abilità di estrarre l'energia ed è uguale a 1 per un processo isoterma e 1,4 per uno adiabatico [20]. P<sub>in</sub> è la pressione interna e P<sub>out</sub> quella fuori dal serbatoio. Questa equazione sarebbe completa se l'espansione arrivasse fino alla P<sub>atm</sub>. In realtà gli espansori spesso non possono estrarre efficientemente energia al di sotto di una certa pressione e per questo ci sarà dell'energia non sfruttabile nel serbatoio. Questa energia la si ottiene sostituendo P<sub>m</sub> a P<sub>in</sub>.

$$e_{res} = \frac{n}{n-1} p_m \left[ 1 - \left( \frac{p_{out}}{p_m} \right)^{\frac{n-1}{n}} \right] \quad (10)$$

L'energia effettivamente utilizzabile diventa:  $e = e_{TOT} - e_{res}$

Si introduce un coefficiente PUF (Pressure Utilization Factor) che esprime la percentuale di utilizzo dell'energia:

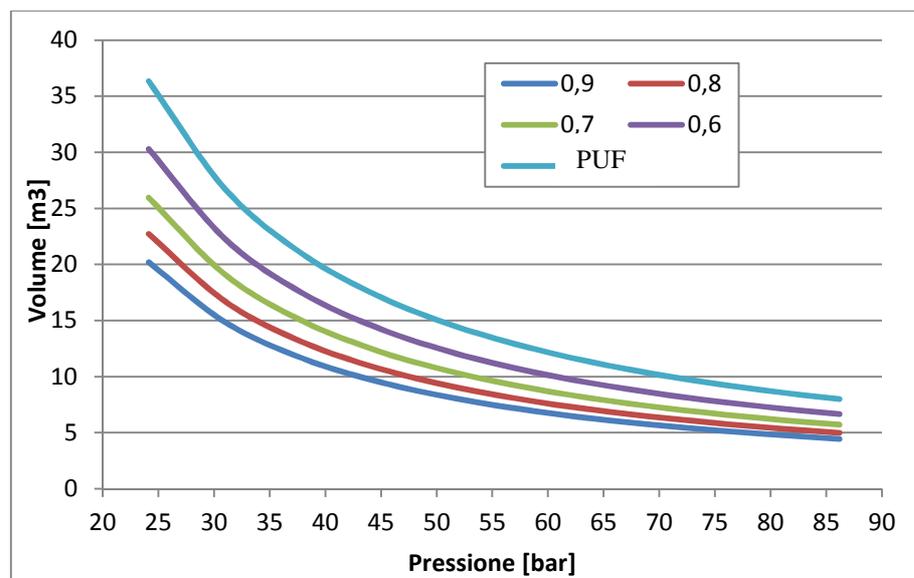
$$PUF = 1 - \frac{e_{res}}{e_{TOT}} \quad (11)$$

Se la quantità di energia da immagazzinare è decisa da progetto e un valore di n è stimato, è possibile ricavare una relazione tra la pressione massima di lavoro e il volume interno usando l'equazione:

$$V_{int} = \frac{E_{ST}}{e} \quad (12)$$

Dove  $E_{ST}$  è la quantità di energia che si desidera immagazzinare.

La figura sotto mostra come incrementando la pressione il volume necessario diminuisce (Esempio per 30 kWh e n=1,2 al variare del PUF):



**Fig 4.1 - Andamento del volume interno al variare della pressione con diversi livelli di PUF**

Allo stesso tempo se la pressione minima cresce, sarà possibile utilizzare un  $\Delta P$  minore e il volume necessario sarà maggiore (Esempio per 30 kWh e n=1,2 al variare di  $P_m$ ):

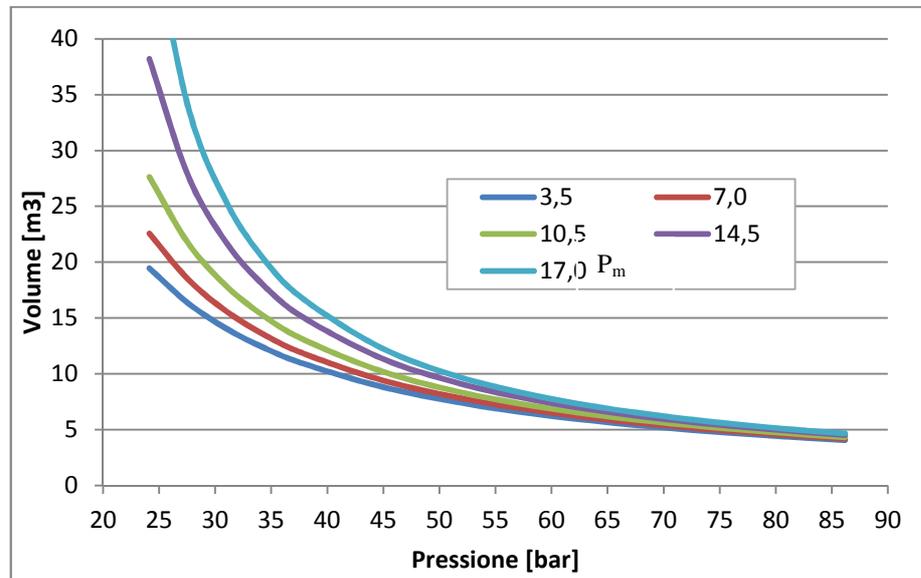


Fig 4.2 - Andamento del volume interno al variare della pressione con diversi livelli di  $P_m$

Questi grafici non danno una indicazione su quale combinazione di volume e pressione sia più efficiente.  $E_{ST}$  da solo non è un parametro utile per dimensionare un serbatoio. Bisogna considerare anche i tipi di materiale e i costi di fabbricazione.

Se il raggio esterno e la tensione ammissibile sono note, il raggio interno è calcolato nel seguente modo:

$$r_{in} = r_{out} \sqrt{1 - \frac{\sqrt{3} \cdot (P_{in} - P_{out}) \cdot VM_r \cdot S}{\sigma_y}} - s_c \quad (13)$$

Dove:

- $VM_r$  è un rapporto tra gli sforzi nelle flange e gli sforzi nel cilindro;
- $S$  è un fattore di sicurezza;
- $s_c$  è uno spessore addizionale progettato per contrastare gli effetti della corrosione durante la vita del serbatoio.

Considero spessore uguale nella parte cilindrica e nelle flange si trova che:

$$s = r_{out} - r_{in} \quad (14)$$

Il volume interno di un serbatoio cilindrico con flange ellissoidali (2:1) è per esempio:

$$V_{int} = \pi r_{in}^2 h + \frac{2}{3} \pi r_{in}^3 \quad (15)$$

Dove h è la lunghezza della parte cilindrica del serbatoio mentre la lunghezza totale è h+r<sub>out</sub>.

Il peso totale del serbatoio è:

$$W_{mat} = \gamma_{mat} \left[ \pi(r_{out}^2 - r_{in}^2) + \frac{2}{3} \pi(r_{out}^3 - r_{in}^3) \right] = \gamma_{mat} V_{mat} \quad (16)$$

Con  $\gamma_{mat}$  peso specifico del materiale.

#### 4.1.2 Gli sforzi

La scelta del materiale è fondamentale quando bisogna considerare gli sforzi che agiscono dall'interno. Lo stato di sforzo può essere espresso tramite gli sforzi di Von Mises.

Gli sforzi maggiori si trovano all'estremità delle flange e nelle zone di giunzione tra il cilindro e le flange (zone colorate di rosso).

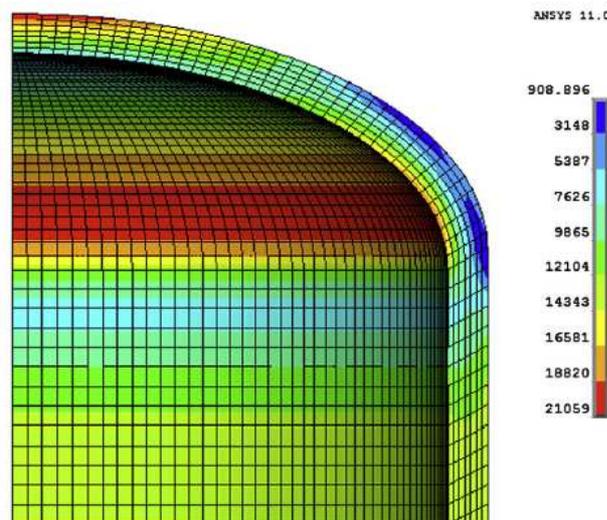
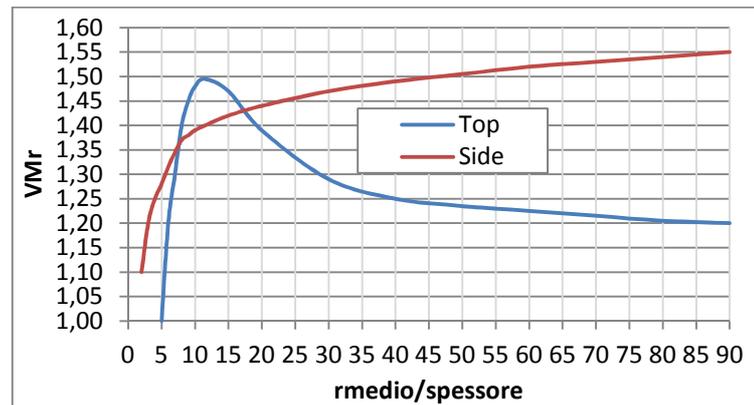


Fig 4.3 - Stato di sforzo in un serbatoio cilindrico con flange ellissoidali 2:1

In figura si distingue l'andamento di questo rapporto per la testa del serbatoio e nella zona di giunzione. È stato trovato che il rapporto tra gli sforzi in testa e gli sforzi nel cilindro è una funzione solamente del rapporto tra il raggio medio e lo spessore.



**Fig 4.4 - Andamento del coefficiente di stress di Von Mises per serbatoi di diverse dimensioni**

Gli sforzi in testa convergono ad uno quando il raggio è zero, quelli nel cilindro sono sempre crescenti e sono maggiori di quelli in testa. La figura 4.2 è la simulazione degli stati di sforzo quando questo rapporto è 11,50 (quindi nella zona del picco). I serbatoi da utilizzare nei CAES devono evitare questo rapporto nella zona da 5 a 50. Per essere conservativi bisognerebbe scegliere la soluzione con il rapporto più grande.

### 4.1.3 Costi materiale

Molto semplicisticamente si può considerare il peso di un serbatoio come l'unica variabile da cui dipende il costo come materiale alla fonte e come costi di lavorazione.

La figura seguente mostra i kg usati di acciaio con peso specifico di  $7860 \text{ kg/m}^3$ ,  $E_{ST}$  di 30 kWh, n di 1,2, PUF di 0,8 e  $\sigma_{max}$  di 248,2 MPa, S (parametro di sicurezza) di 1,5 in base alla pressione di utilizzo per differenti raggi (esterni in pollici):

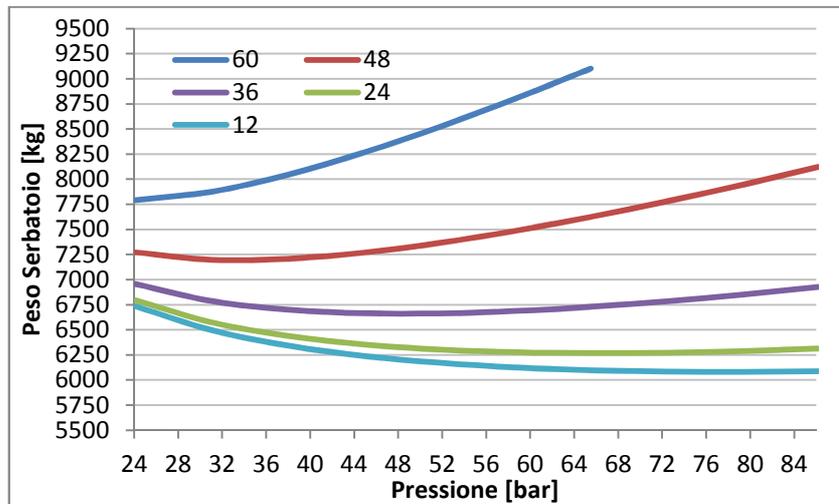


Fig 4.5 - Andamento del peso dei serbatoi in funzione della pressione per diversi raggi esterni

È interessante notare come per ogni valore di raggio esterno c'è una pressione alla quale il peso è minimo. La pressione in questo punto di minimo è bassa per serbatoi con grandi raggi e cresce per minori raggi. Comunque la figura mostra che i serbatoi che usano meno materiale sono quelli con il minore raggio. Come mostrato dalla figura seguente i serbatoi con raggio piccolo soffrono però di elevate lunghezze e la riduzione di lunghezza è minore nei serbatoi con grandi raggi:

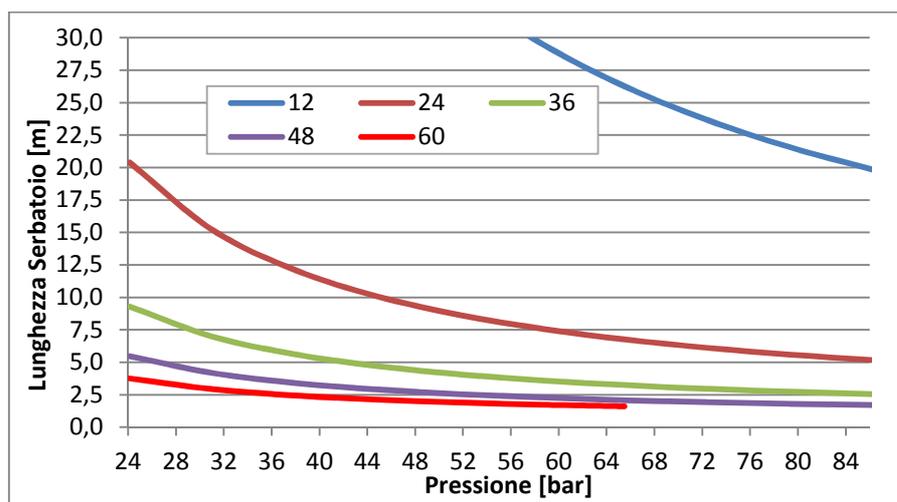


Fig 4.6 - Andamento della lunghezza dei serbatoi in funzione della pressione per diversi raggi esterni

È Possibile evidenziare alcuni andamenti tipici al variare di alcuni parametri:

- Se  $n$  aumenta la curva in 5a trasla verso l'alto e un po' verso sinistra;
- Se  $E_{ST}$  aumenta la curva trasla vero l'alto e un po' verso destra (maggiore energia è immagazzinata allora la pressione deve aumentare per un dato raggio).
- Se PUF aumenta la curva trasla verso il basso e a sinistra e ha un effetto simile alla riduzione di  $E_{ST}$ .
- Se il materiale ha un sigma maggiore la curva trasla verso il basso e verso destra.

Nella realtà viene sempre aggiunto uno strato di materiale progettato in funzione della corrosione che avviene durante la vita utile del serbatoio.

Quando questo spessore viene aggiunto, i serbatoi con raggi piccolo potrebbero non essere più i leggeri come in figura 4.5. Principalmente possono capitare tre situazioni:

- Serbatoi di raggio differente possono diventare i più leggeri a differenti pressioni;
- Il serbatoio con il raggio più grande può diventare il più leggero alle basse pressioni ed essere subito rimpiazzato da serbatoi più piccoli aumentando la pressione;
- Cambiando  $n$ ,  $P_m$ ,  $E_{ST}$  gli effetti sono gli stessi graficamente come nel caso della figura 4.1.

La lunghezza del serbatoio è un parametro importantissimo per la fabbricazione, il trasporto, il montaggio e l'accumulo e per questo serbatoi con piccoli raggi non sono utili. Il problema sorge quanto l'uso di diversi serbatoi interessa la quantità di acciaio utilizzato per crearli e la lunghezza finale degli stessi. Per sistemi di serbatoi il volume interno è semplicemente il numero di serbatoi moltiplicato per il volume interno di un serbatoio e la lunghezza del cilindro finale sarà:

$$h = \frac{\frac{V_{int}}{N} - \frac{2}{3}\pi r_{in}^3}{\pi r_{in}^2} \quad (17)$$

Dove h è la lunghezza della parte cilindrica del serbatoio mentre la lunghezza totale è h+r<sub>out</sub>.

Il peso totale dei serbatoi è:

$$W_{mat} = N\gamma_{mat} \left[ \pi(r_{out}^2 - r_{in}^2) + \frac{2}{3}\pi(r_{out}^3 - r_{in}^3) \right] = N\gamma_{mat}V_{mat} \quad (18)$$

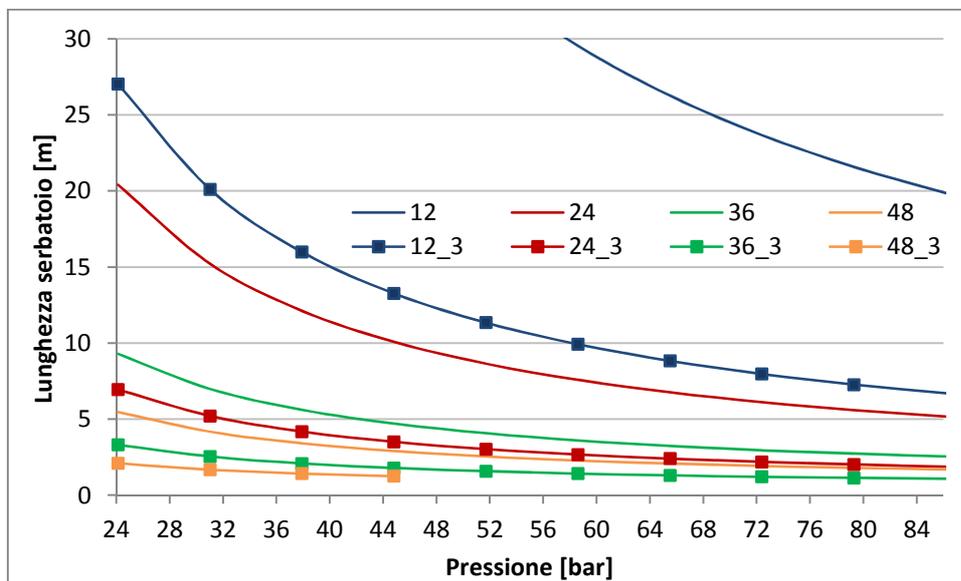
L'eq 19 mostra quanto materiale in più viene usato per costruire diversi serbatoi rispetto a un solo serbatoio:

$$\Delta W_{mat} = (N - 1)\gamma_{mat} \frac{2}{3}\pi r_{out}^3 \left( 1 - \frac{r_{in}}{r_{out}} \right) \quad (19)$$

La differenza di lunghezza tra un serbatoio e differenti serbatoi con o senza lo spessore di corrosione è dato da:

$$\Delta L = \frac{V_{int}}{\pi r_{in}^2} \left( 1 - \frac{1}{N} \right) \quad (20)$$

Usando diversi serbatoi la lunghezza viene di molto ridotta. Questa riduzione a pari pressione è più marcata al diminuire del raggio.



**Fig 4.7 - Andamento della lunghezza al variare della pressione di sistemi a pari volume di 1 serbatoio e tre serbatoi per diversi raggi esterni**

Se confrontiamo le configurazioni con uno e tre serbatoi possiamo notare come all'aumentare dei raggi aumenti molto il peso.

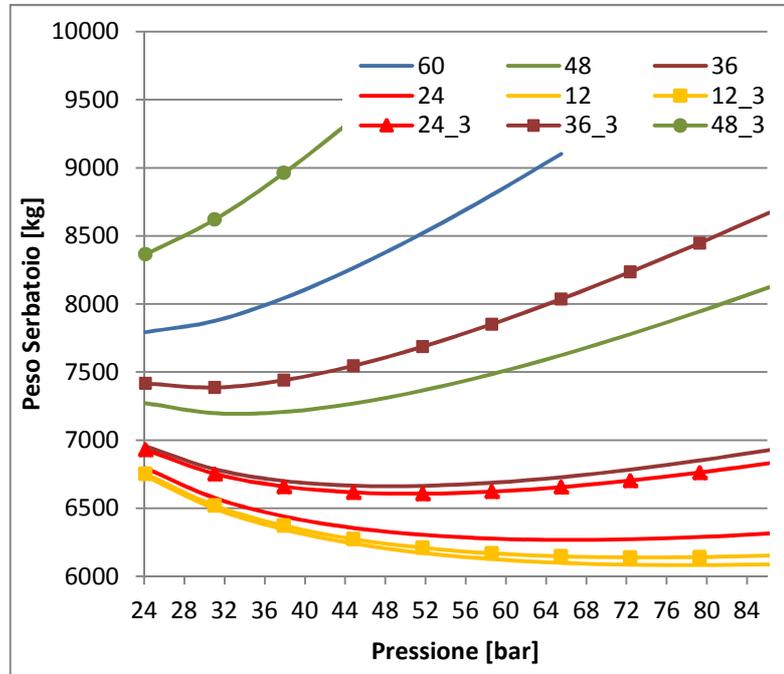


Fig 4.8 - Andamento del peso al variare della pressione per sistemi di tre serbatoi e un serbatoio a pari volume interno a diversi raggi esterni a lunghezza dei serbatoi in funzione della pressione per diversi raggi esterni

#### 4.1.4 I costi di fabbricazione

I costi di un serbatoio dipendono da vari fattori, possono includere costi di manodopera specializzata o di straordinari, componenti speciali, lavorazioni particolari, strutture di supporto ma sono comunque proporzionali al peso. I costi di fabbricazione più importanti sono quelli associati alle saldature [26].

Sono introdotte due costanti, la prima (K) è una costante dei costi di fabbricazione che è proporzionale all'area richiesta per saldare il cilindro alle flange dipendendo dal raggio della flangia e dallo spessore. L'altra costante (J) è proporzionale all'area richiesta per saldare i due lembi che unendosi formeranno il cilindro dipendendo dallo spessore del cilindro e alla sua lunghezza. In tutti e due i casi

spessori elevati comportano difficoltà tecniche nella creazione delle flange e dei cilindri.

I costi di fabbricazione della flangia sono proporzionali all'area:

$$A_{head,cost} = Nr_{out}t_{wall} \quad (21)$$

Dove N è il numero di serbatoi usati e  $t_{wall}$  lo spessore della flangia.

I costi di fabbricazione del cilindro sono proporzionali all'area:

$$A_{cyl,cost} = Nht_{wall} \quad (22)$$

Dove N è il numero di serbatoi usati e h la lunghezza del cilindro.

Usando questi fattori il costo del serbatoio può essere espresso come:

$$Costo = profitto \cdot (MW_{mat} + JA_{cyl,cost} + KA_{head,cost}) \quad (23)$$

Dove:

- Profitto è una costante indicativamente uguale al margine di profitto;
- M è il costo al peso del materiale utilizzato;
- J è la costante dei costi di fabbricazione riferita al cilindro;
- K è la costante dei costi di fabbricazione riferita alle flange;
- W mat è la quantità di materiale utilizzata.

### Esempi

Usando questa formula si ottengono dei risultati che hanno un errore massimo del 20% rispetto al reale costo. La formula indicativamente peggiora quando il serbatoio diventa lungo o grande perché sono necessarie saldature trasversali e longitudinali aggiuntive che non vengono considerate.

Con  $M=1,1\$/kg$ ,  $J=12\$/cm^2$ ,  $K=45,7\$/cm^2$  e un profitto=10% un serbatoio in acciaio dimensionato per 8,96 MPa, lungo 2,95 m, con raggio esterno di 45,7 cm e un volume di  $18,97 m^3$  costa 22960\$. Il prezzo reale è di \$22904 con una differenza di 56\$ (+2,4%).

Il costo di un serbatoio per 3,4 MPa, lungo 3,94 m, con un raggio esterno di 60,96 cm e un volume di  $3,94 m^3$  costa 16807\$. Con le costanti sopra il prezzo calcolato è di 19177\$. La differenza è di 2370\$ (-12%).

Il costo di un serbatoio per 5,52 MPa, lungo 1,65 m, con un raggio esterno di 30,48 cm e un volume di 4,5 m<sup>3</sup> costa 8015\$. Con le costanti sopra il prezzo calcolato è di \$6559. La differenza è di 146\$ (-18%).

#### 4.1.5 PUF e pressione minima

Il PUF e la pressione minima sono due importanti fattori che possono modificare un'analisi tecnico economica nella scelta di un serbatoio.

La figura 4.9 mostra l'andamento dei costi per un serbatoio con differenti raggi al variare della pressione. Per ogni raggio esiste una pressione che minimizza il costo. Andando dai raggi più piccoli a quelli più grandi questa pressione diminuisce.

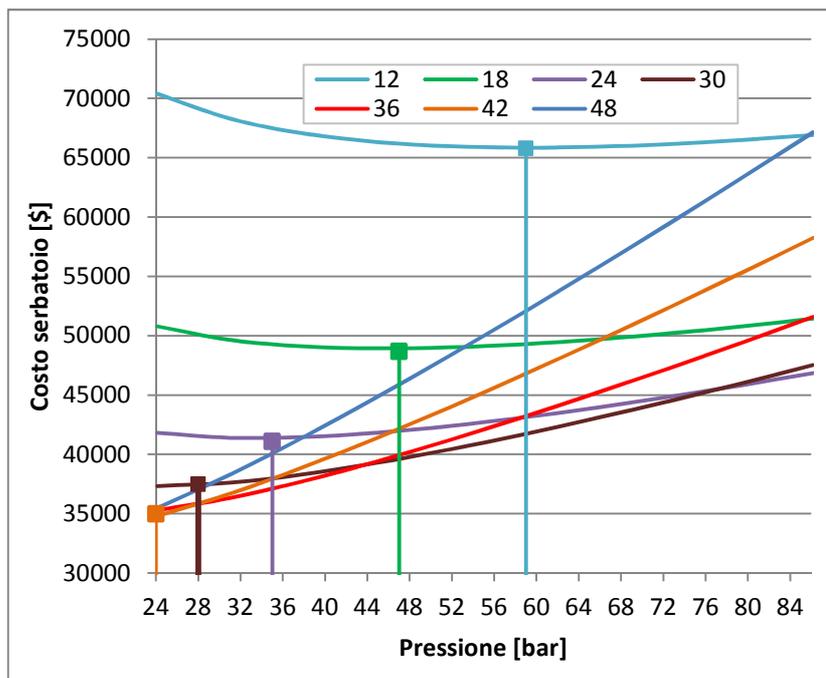


Fig 4.9 - Andamento del costo del serbatoio a variare della pressione per diversi raggi con PUF definito

I serbatoi con piccolo raggi hanno costi di fabbricazione associati alle elevate lunghezze. I serbatoi con grandi raggi sono più economici alle basse pressioni.

Si possono utilizzare i valori di  $E_{ST}$  e  $PUF$  per creare un'equazione approssimata per determinare costi per incrementare la pressione:

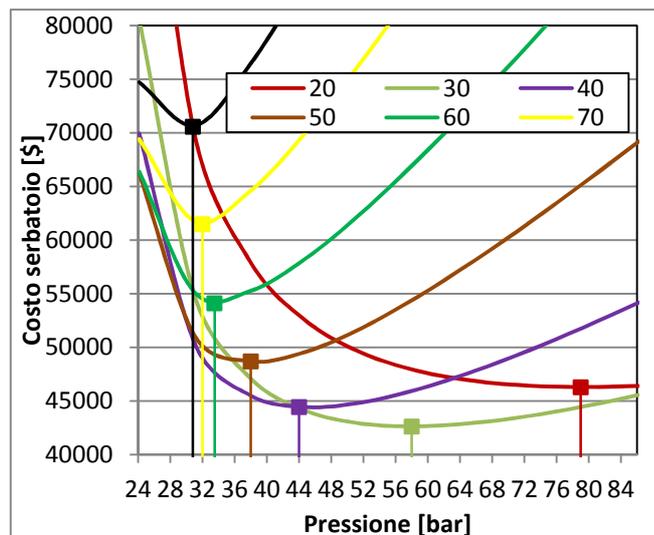
$$S_{mc} = E_{stored}^{0,7} - 11 \ln PUF \quad (24)$$

Con  $E_{ST}$  in kWh,  $PUF$  adimensionale e  $S_{mc}$  è in \$/psi.

Questa equazione non è generale ma rispecchia l'andamento dei costi considerando pressioni tra i 20 e i 90 bar,  $E_{ST}$  intorno ai 30 kWh e raggi esterni dai 5 ai 60 pollici.

Se sono utilizzati tre serbatoi per immagazzinare 30 kWh di energia, il costo associato considerando la pressione di 24 bar è 46750 \$ mentre l'utilizzo di uno solo è 34807\$. La differenza è di 11943 \$. Se il costo per un serbatoio a 86 bar è 46853 \$, mentre per tre serbatoi è 64700 \$ con la differenza di 17844 \$. L'incremento dei costi passando da un serbatoio a N serbatoi aumenta con l'aumentare della pressione. Sebbene utilizzare più serbatoi sia sconsigliato lo si fa per limitare la lunghezza.

La figura 4.10 mostra una relazione che evidenzia un punto di minimo come visto nel grafico 4.9. In questo caso però è nota la pressione minima di lavoro (da caratteristiche degli espansori) ed è più facile trovare la pressione che minimizza i costi.



**Fig 4.10 - Andamento del costo del serbatoio a variare della pressione per diversi raggi con  $P_m$  definita**

Rispetto al caso precedente dove il PUF era un valore scelto da noi ora varia considerando la formula X.

Aumentando con il raggio questa pressione si abbassa. Per un serbatoio di 30 kWh,  $P_m$  di 17 bar e raggio 40 di pollici la pressione che minimizza i costi è circa 44 bar. I costi per lavorare alle basse pressioni sono più penalizzanti rispetto alle alte pressioni.

Possibile usare una relazione sperimentale per determinare la  $P_{MC}$  (Minimum Cost Pressure) da  $E_{ST}$  e  $P_m$ .

$$P_{mc} = 2,9P_m + 34 \ln E_{ST} \quad (25)$$

Dove  $P_m$  e  $P_{mc}$  sono in psi,  $E_{ST}$  in kWh.

Un metodo spesso usato in ingegneria nel campo dei serbatoi è quello che minimizza il rapporto L/D [17,27]. Questo metodo minimizza l'area superficiale per un dato volume ma non è detto che sia un punto di minimo costo visto che da diversi studi non sono state trovate correlazioni tra l'area minimizzata con questo metodo e i costi.

#### **4.1.6 Conclusioni**

Ci sono tanti parametri importanti per dimensionare un serbatoio per massimizzare l'efficienza o minimizzare i costi. Il più importante è la pressione massima a cui il sistema deve lavorare. Ovviamente a pari energia immagazzinata il sistema che lavora a basse pressioni ha dei costi inferiori ai sistemi che lavorano a più alte pressioni. Esiste un punto di minimo scegliendo il giusto raggio. Aumentando il numero di serbatoi per immagazzinare la stessa quantità di energia comporta un aumento di costi significativo con una piccola riduzione della lunghezza. Da qui la convenienza a lavorare con meno serbatoi possibili. È stata introdotta una equazione che da una pressione che minimizza i costi.

## 4.2 I SCAES Trigenerativi

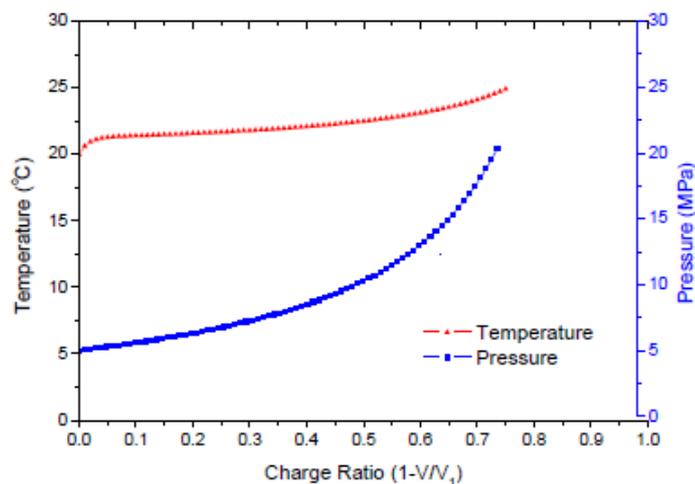
In alcuni casi è possibile utilizzare il calore dissipato dalla compressione per il riscaldamento residenziale e utilizzare il sistema stesso come generatore di potenza o impianto per raffrescare. In generale sono composti da (uno o più) compressori, turbine e scambiatori di calore. L'utilizzo per la produzione di calore o per raffreddare comporta dei vantaggi tecnici tipo la facile manutenzione, la flessibilità nella regolazione della temperatura tramite l'iniezione di acqua, l'utilizzo di un refrigerante naturale e l'alta affidabilità. [37, 38, 39, 40].

il ciclo ad aria rispetto alla possibilità di refrigerazione e condizionamento dell'aria soffre di bassi rendimenti e non è competitivo con i cicli a compressione di vapore [38]. Ma ha dei vantaggi nelle applicazioni che richiedono insieme riscaldamento e raffreddamento [37, 40]. Uno studio ha proposto l'utilizzo di un sistema mini CAES con la funzione di generare potenza ed energia per un impianto di desalinizzazione sfruttando l'aria fredda come un sotto prodotto del processo di cristallizzazione [41]. È stato proposto un nuovo sistema di refrigerazione CAES che impiega una combinazione di un ciclo di ad aria e un ciclo a compressione di vapore, in cui l'effetto di raffreddamento di espansione dell'aria e la potenza di espansione del ciclo ad aria vengono utilizzate per nel compressore del ciclo a compressione di vapore [42].

Il rapporto di pressione di CAES è molto superiore a quello di refrigerazione a ciclo d'aria convenzionale per cui per ridurre il volume di immagazzinaggio dell'aria sono necessari più stadi di compressione e espansione per raggiungere un'elevata efficienza del sistema; questo può essere effettuato controllando che le temperature di riscaldamento e raffreddamento corrispondano a quelle richieste dal carico oppure mediante iniezione di liquido per ottenere un ciclo quasi isoterma [17].

### 4.2.1 Descrizione dei sistemi

Negli impianti CAES di grande scala per massimizzare l'efficienza si usano compressori multistadio con intercooling e aftercooling e turbine multistadio con bruciatori. Nel caso degli SCAES invece è molto importante semplificare l'impianto il più possibile. Per incrementare il rendimento è preferibile avere una espansione e una compressione isoterma (Ciclo Ericsson) invece che delle trasformazioni adiabatiche (Ciclo Bryton) specialmente a causa degli alti rapporti di compressione/espansione dei sistemi micro-CAES. Linnemann and Coney [43] e Hugenhroth et al. [44] hanno proposto di iniettare acqua nebulizzata per assorbire il calore durante la compressione.



**Fig 4.11 - Temperatura e pressione dell'aria durante la fase di compressione raffreddata dall'iniezione di acqua pressurizzata**

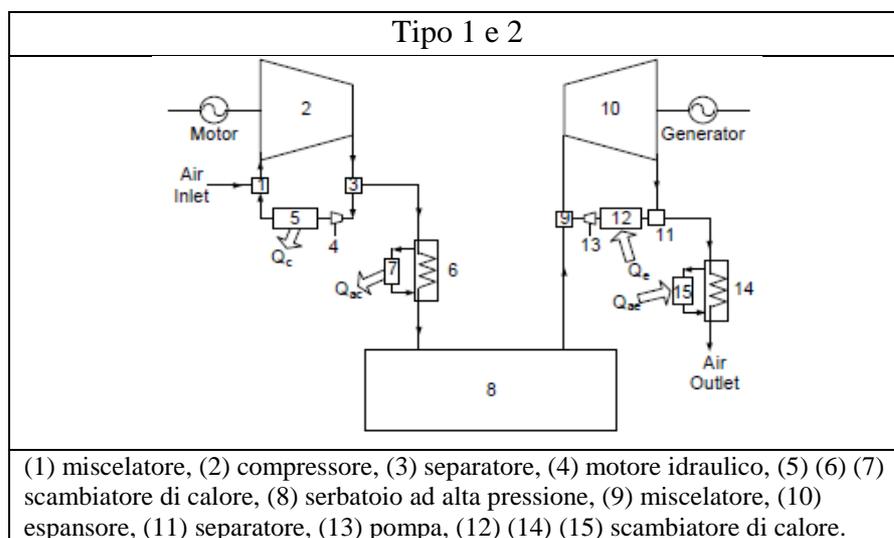
L'acqua potrebbe essere scaricata con l'aria e poi separata, raffreddata e reimpressa in circolo. Il calore recuperato dal raffreddamento dell'acqua potrebbe essere utilizzato per usi sanitari.

Il combustore presente nei CAES potrebbe non essere previsto e in caso si inietterebbe liquido che raffreddandosi durante l'espansione potrebbe essere usato per la climatizzazione. È possibile considerando il tipo di compressione e espansione, il numero di stadi e se previsto l'uso di combustibile stilare la seguente tabella:

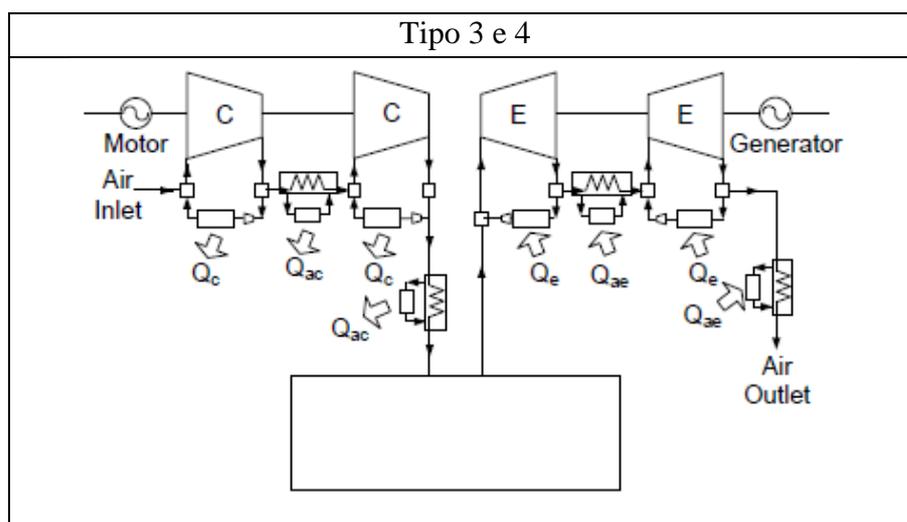
Tipo	Compressione/Espansione	Stadi	Combustibile
1	Adiabatica	1	NO
2	Isoterma	1	NO
3	Adiabatica	2	NO
4	Isoterma	2	NO
5	Adiabatica	1	SÌ
6	Isoterma	1	SÌ
7	Adiabatica	2	SÌ
8	Isoterma	2	SÌ

**Tab 4.1 - Riassunto tipi di impianto SCAES**

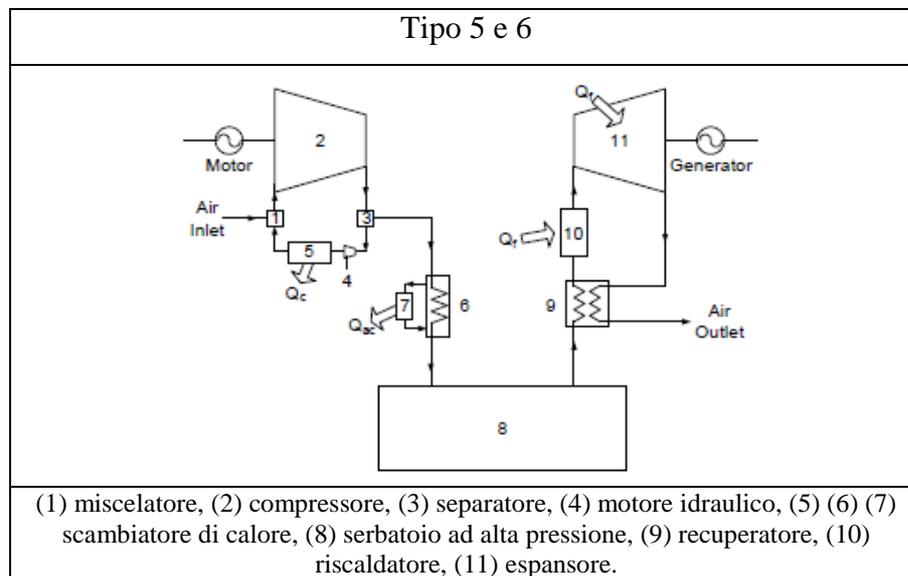
Qui di seguito vengono mostrati i tipi di impianto:



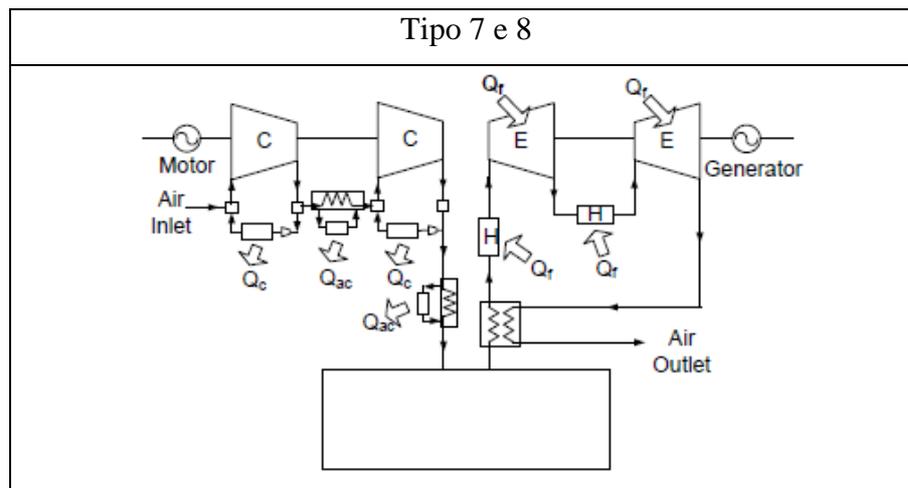
**Fig 4.12 - Impianto SCAES 1&2**



**Fig 4.13 - Impianto SCAES 3&4**



**Fig 4.14 - Impianto SCAES 5&6**



**Fig 4.15 - Impianto SCAES 7&8**

### 4.2.2 Efficienza energetica

Il CAES usa mezzi come l'energia elettrica, il combustibile o il calore per riscaldare l'aria compressa che dovrà espandere. Negli SCAES è possibile usare il calore dissipato dalla compressione per riscaldare e usare l'effetto di assorbimento di calore dell'espansione per raffreddare. In generale un parametro importante è

l'efficienza netta dell'accumulo come la quantità di energia generata dal gas naturale (o altri combustibili) divisa la quantità di energia elettrica di input:

$$\eta_{cs} = \frac{E_{out} - PCI\eta_p}{E_{in}} \quad (7)$$

Dove  $PCI\eta_p$  è l'energia elettrica che sarebbe stata prodotta se il combustibile fosse stato usato in un'altra centrale (PCI è il potere calorifico inferiore e  $\eta_p$  è l'efficienza di produzione di quella centrale, di solito si usa quella media del parco termoelettrico).

Il rendimento di "riscaldamento" dello SCAES è:

$$\eta_H = \frac{Q_{hc}}{E_{in}} \quad (26)$$

Dove  $Q_{hc}$  è il calore dissipato della compressione che riusciamo effettivamente ad usare.

Allo stesso modo il rendimento di "raffreddamento" è:

$$\eta_C = \frac{Q_{cc}}{E_{in}} \quad (27)$$

Dove  $Q_{cc}$  è la quantità di calore che riusciamo a sottrarre.

Una tabella riassuntiva dei principali indici è stata creata con le seguenti ipotesi:

- Il processo di compressione ed espansione è assunto stazionario;
- Tutti gli scambiatori (eccetto i recuperatori con  $\epsilon_r = 0,95$ ) sono assunti ideali e senza perdite di pressione;
- La pressione interna dovrebbe essere scelta considerando i costi del serbatoio, i costi del sistema, l'efficienza e la densità di energia ma è stata fissata uguale a 5 MPa e costante;
- I rapporti del compressore e dell'espansore sono 50 con un rendimento isentropico dell'85%.

TIPO	1	2	3	4	5	6	7	8	
P	50	50	7,1 & 7,1	7,1 & 7,1	50	50	7,1 & 7,1	7,1 & 7,1	MPa
T	623 (20)	80 (20)	239 (20)	80 (20)	623 (20)	80 (20)	239 (20)	80 (20)	C
$E_c$	713	425	519	425	713	425	518	425	kWh

TIPO	1	2	3	4	5	6	7	8	
$T_c$	-177 (20)	-30 (20)	-106 (20)	-6 (20)	45 (700)	535 (700)	283 (700)	613 (700)	C
$E_c$	168	255	214	267	559	847	711	887	kWh
$\eta_s$	23,6	60	41,3	62,8	41,5	103	71,6	107,6	
$Q_{hc}$	606 (80 C)	362 (80 C)	441 (80 C)	361 (80 C)	606 (80 C)	362 (80 C)	441 (80 C)	362 (80 C)	kJ
$\eta_H$	85	85	85	85	85	85	85	85	
$Q_{ce}$	198 (-177 C)	300 (-30 C)	252 (-106 C)	314 (-6 C)	-	-	-	-	kJ
$\eta_c$	27	70,6	48,6	73,9	-	-	-	-	
$Q_f$	-	-	-	-	659	1023	850	1073	kJ
$\eta_{th}$	-		-	-	-23,3	41,2	22,7	43	
$\eta_{II}$	34	74,4	63,8	74	44,7	60,8	54,9	61,5	

**Tab 4.2 - Analisi energetica di differenti sistemi SCAES**

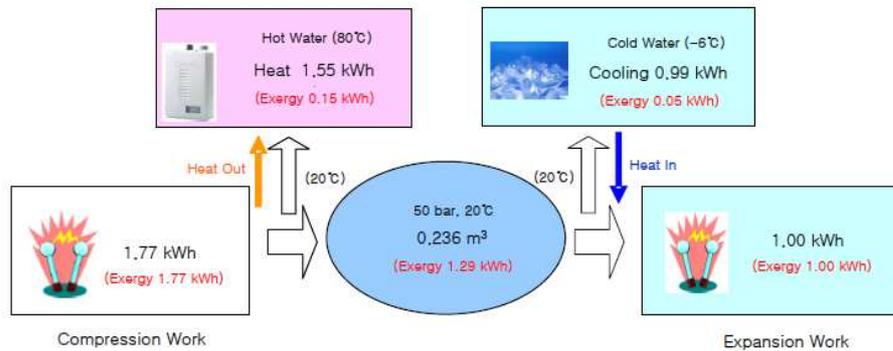
Nello studio si dimostra che il lavoro di compressione per il liquido da iniettare è trascurabile essendo il 2% del lavoro totale del compressore. Stessa cosa per il lavoro del liquido da iniettare in turbina. Anche se la temperatura dopo l'espansione è sotto il punto di congelamento si possono usare delle sostanze anti congelanti. A seconda delle proprietà è possibile controllando la portata e la capacità termica di avere gli stessi risultati ottenibili con l'acqua. Nel caso di compressione adiabatica, specialmente con un solo stadio, le irreversibilità durante la compressione sono molto alte per le alte temperature finali. Con la compressione isoterma invece è possibile regolare la temperatura, minimizzando le perdite, aumentando o diminuendo la portata di liquido iniettato. Nel caso di espansione adiabatica, specialmente con uno stadio, la temperatura all'uscita è veramente bassa e se non sfruttata l'irreversibilità è molto grande. Con l'espansione isoterma è possibile regolare la temperatura di uscita in modo che sia compatibile con quella richiesta dal carico controllando la portata di liquido iniettato.

In particolare, si noti come le efficienze per i sistemi a ciclo Ericsson siano superiori a quelle del ciclo Brayton; inoltre, se vi è l'apporto di calore dall'esterno, nel caso a singolo o doppio stadio, esse aumentano. Il doppio stadio non costituisce un vantaggio reale per il ciclo Ericsson, poiché l'aumento delle

prestazioni del sistema, sia nel caso di apporto di calore esterno che non, non è significativo. Al contrario nel caso del ciclo Brayton, il doppio stadio e quindi il raffreddamento dell'aria di processo durante la fase di compressione (tramite la presenza di intercooler) e l'apporto di calore durante il processo di espansione (tramite la presenza di un riscaldatore) sono necessari per l'aumento dell'efficienza del sistema.

Nel caso di un sistema CAES con l'uso di combustibile è possibile produrre ancora più energia rispetto senza l'uso di carburante, anche se non possiamo usare l'effetto di raffreddamento dell'aria in espansione. La temperatura dell'aria compressa è limitata a 700 C mediante riscaldamento esterno, ma l'aumento della temperatura può portare a miglioramenti nel rendimento energetico e exergetico del sistema. Altrimenti è possibile utilizzare il calore di scarto da motore a gas o turbina a gas, riducendo al minimo le perdite. Nel caso dell'espansione adiabatica l'irreversibilità durante il riscaldamento dell'aria compressa nel preriscaldatore è molto grande a causa della grande caduta di temperatura durante l'espansione e il piccolo recupero di calore nel recuperatore. In caso di espansione quasi isoterma l'irreversibilità è piccola perché il calo di temperatura durante l'espansione è piccolo ed è possibile aumentare la temperatura dell'aria compressa sufficientemente dal recuperatore di calore.

La figura 4.16 mostra i flussi di energia e di exergia di un sistema SCAES trigenerativo per la produzione di 1 kWh di output. È stato considerato un solo stadio con una compressione e espansione isoterma con iniezione di liquido. Come rendimento isentropico del compressore e dell'espansore è stato assunto 0,85 e come rendimento del generatore 0,95.

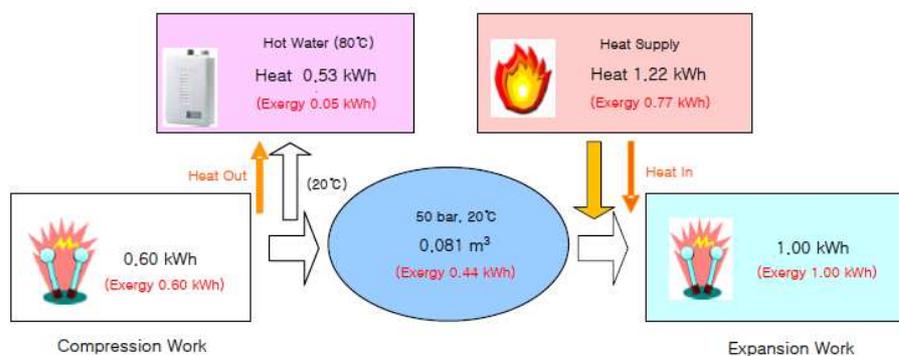


**Fig 4.16 - Flussi energetici ed exergetici di un sistema trigenerativo SCAES**

L'efficienza netta senza apporti termici esterni è del 57%. Sono pure disponibili acqua calda e fredda che usate in una pompa di calore e in un climatizzatore danno un COP rispettivamente di 2,0 ( $Q_{hot}/E_{net}$ ) e 1,3 ( $Q_{cold}/E_{net}$ ).

Considerando l'exergia dell'acqua calda e fredda l'efficienza di secondo principio arriva al 68%.

Per ottenere maggiore potenza elettrica si può usare un combustore per riscaldare l'aria compressa non sfruttando però l'effetto di raffreddamento.



**Fig 4.17 - Flussi energetici ed exergetici di un sistema SCAES con combustibile**

In ambito urbano l'unico problema potrebbe essere il rumore prodotto dal sistema durante il funzionamento. Sebbene possa essere possibile insonorizzare e controllare le emissioni sonore questi sono costi completamente affrontabili.

### 4.3 I SCAES e le applicazioni per la rete elettrica

Questa sezione presenta un'analisi dei costi e dei benefici dei sistemi small CAES nelle applicazioni che riguardano le reti elettriche. Prendendo ad esempio un impianto da 10MW con due versioni di accumulo (3 ore e 10 ore) le applicazioni con le relative caratteristiche sono:

- **H: 3 ore Load Shifting (LS3)**  
3 ore di immagazzinamento dell'energia dai momenti di basso valore a quelli di alto valore. Il ciclo di riferimento è caratterizzato da 3 ore FDP, 1 evento al giorno a 10 MW, 60 eventi per anno, tempo di risposta entro i 10 minuti
- **I: 10 ore Load Shifting (LS10)**  
10 ore di immagazzinamento dell'energia dai momenti di basso valore a quelli di alto valore. Il ciclo di riferimento è caratterizzato da 10 ore FDP, 1 evento al giorno a 10 MW, 250 eventi per anno, tempo di risposta entro i 10 minuti
- **C5: Combinazione di D+E+I (Regulation Control + Spinning Reserve + LS10)**  
La combinazione prevede che il sistema supplisca a uno sfasamento del carico di 10 ore con regolazione di frequenza e riserva di potenza. RC (Regulation Control) è fornita per 16 ore al giorno 105 giorni l'anno. SR (Spinnig Reserve) per il resto delle ore e dei giorni.

Considerando questi parametri è stata sviluppata la tabella con le richieste delle applicazioni:

	Funzione Singola		Funzioni Combinate
	<b>LS3</b>	<b>LS10</b>	<b>LS10 + RC + SR</b>
Storage Designation	10MW-3h	10MW-10h	10MW-10h
Power, MW	10	10	10
<b>LOAD SHIFTING</b>			
Hours per day, h/d	3	10	10
Days per year, d/yr	60	250	250

	Funzione Singola		Funzioni Combinate
	LS3	LS10	LS10 + RC + SR
LS Energy, MWh/yr	1800	25000	25000
REGULATION CONTROL			
Hours per day, h/d			16
Days per year, d/yr			105
RC Energy, MWh/yr			16800
SPINNING RESERVE			
Hours per day, h/d			6
Days per year, d/yr			252
SR Energy, MWh/yr			15120

**Tab 4.3 - Parametri richiesti dalle applicazioni**

Dove i MWh/yr delle diverse applicazioni sono calcolati come prodotto della potenza per il tempo per cui quella applicazione è impiegata.

Entrambi gli impianti usano tubazioni progettate per la distribuzione di gas naturale come serbatoi per comprimere l'aria. I costi iniziali includono l'acquisto del terreno, l'adeguamento e l'installazione. Per un impianto da 10 MW i costi fissi O&M sono valutati in 8\$/kWyr più le tasse e l'assicurazione e i costi annuali per i lavoratori; i costi variabili O&M sono valutati in 0,005 \$/kWh più i costi del combustibile considerando un HR di 4,200 Btu/kWh e un prezzo del gas naturale di \$5/MBtu.

I costi d'investimento e i costi operativi sono elencati nella tabella seguente. I costi di installazione per l'impianto da 3 ore sono 5,5 milioni di \$ mentre per quello da 10 ore sono 8,0 milioni di \$. Sono calcolati al netto dei costi per lo stoccaggio. Sono ottenuti con la seguente formula:

$$\text{Total}_{\text{Capital}} = (\text{BOP}_{\text{Initial}} + \text{CT}_{\text{Initial}}) \cdot \text{Power} + \text{CAES}_{\text{Storage Cost}} \cdot \text{CAES}_{\text{Storage Capacity}} \quad (28)$$

	Funzione Singola		Funzioni Combinate
	LS3	LS10	LS10 + RC + SR
CAES Storage Capacity, MWh <sub>ac</sub>	30	100	100
CT Initial Cost, \$/kW	270	270	270
BOP Initial Cost, \$/kW	160	160	160
CAES Storage Cost, \$/kWh	40	40	40
CAES Storage Initial Cost, \$/kW	120	400	400
Total Capital Cost, M\$	5,5	8,3	8,3

	Funzione Singola		Funzioni Combinate
	LS3	LS10	LS10 + RC + SR
O&M Cost – Fixed, \$/kW-yr	19,0	24,6	24,6
O&M Cost – Variable, \$/kW-yr	4,7	65,0	69,3
Total Costs, M\$	7,9	17,4	17,9
NOTES: *indicates application estimates are in 2004\$ a. Initial costs include acquisition, space, and installation costs. CT means combustion turbine and BOP means balance of plant. Total initial cost can be calculated by multiplying the sum of CT, BOP, and Storage initial costs by the reference power. b. Fixed O&M costs include projected annual labor, parts, tax, and insurance costs. Variable O&M costs include fuel and other variable consumables and assume a duty cycle appropriate for each application.			

**Tab 4.4 - Costi capitali e operativi specifici per uno SCAES da 10 MW**

Per quanto riguarda il costo per kWh erogato lo si può calcolare considerando:

- Il fattore K include il rapporto tra il valore dell'energia elettrica generata diviso l'energia elettrica acquistata e l'energia persa per attrito nei tubi, perdite d'aria, per la regolazione della pressione, e l'efficienza dei componenti nel compressore e nell'espansore [adim];
- $EE_{OP}$  che è il costo dell'energia acquistata durante la fase di compressione [\$/kWh];
- Il fattore HR (Heat Rate) come rapporto tra la quantità di energia in ingresso che serve per produrre 1 unità di energia elettrica [Btu/kWh].
- $FUEL_{cost}$  è il costo del combustibile specifico all'energia [\$/Btu].

In un impianto da 10 MW questi due fattori possono essere stimati rispettivamente in 0,75 e 4200 Btu/kWh. La formula per calcolare i costi dell'energia erogata è quindi:

$$EE_{cost} = K \cdot EE_{OP} + FUEL_{cost} \cdot HR \quad (29)$$

Per quantificare i benefici economici è stato usato il metodo del Net Present Value (NPV) con i seguenti parametri:

Dollar Value	2003	Load Shifting On Peak Period	3	10
System Startup	June 2006	Number Cycles per year	60	250
Project Life, years	20	On-Peak Energy, \$/MWh	120	80
Discount Rate (before tax),%	7,5	Off-Peak Energy, \$/MWh	20	
Property Taxes & Insurance, %/year	2	Yearly Average Energy Charge, \$/MWh	38	
Fixed Charge Rate, %/year	9,81	Regulation Control, \$/MWh	16	

		Spinning Reserve, \$/MWh	3
Natural Gas, \$/MBtu	5	Transmission Demand Charge, \$/kW	5

**Tab 4.5 - Parametri tecnici e finanziari usati per il calcolo del NPV**

Il risultato nella seguente tabella:

	Funzione Singola		Funzioni Combinate
	LS3	LS10	LS10 + RC + SR
Alt Solution Value, \$/kW	750	750	750
Storage Designation	10MW-3h	10MW-10h	10MW-10h
Initial Installed Cost, M\$	5,5	8,3	8,3
Total Costs, M\$	7,9	17,4	17,9
Total Benefits, M\$	10,9	40,4	43,6
Benefit to Cost Ratio	1,4	2,3	2,4
NPV, M\$	3,0	22,9	25,7

**Tab 4.6 - Riassunto costi, benefici e NPV rispetto alle diverse applicazioni**

In tutti e tre i casi è stata dimostrata una convenienza in questi piccoli impianti per questo tipo di applicazioni. Nel caso con 3 ore di load shifting si realizza un NPV di 3 milioni di \$, in quello con 10 ore 22,9 milioni di \$ e nel caso combinato 25,7 milioni di \$.

Altri esempi di impianti SCAES per altre applicazioni per la rete elettrica con i relativi costi sono:

	Avoid Transmission Curtailment*	Renewable Time Shift*	Renewable Forecast Hedging*	C6: Avoid Transmission Curtailment + regulation Control*	C7: Renewables Time shift + Regulation Control*	C8: Renewables Forecast Hedging + Regulation Control*	C9: Frequency Support + Renewable Time Shift*
<b>Capacity (MWh)</b>	120	100	50	120	100	100	80
<b>Initial costs (\$/kW)</b>							
CT	300	300	300	300	300	300	300
BOP	200	200	200	200	200	200	200
Storage	480	400	200	480	400	200	400

O&M cost (\$/kW-yr)							
Fixed	32,6	31,0	27,0	32,6	31,0	27,0	31,0
Variable	9,4	21,9	7,5	26,9	39,4	25,0	17,5
<b>Total Capital Cost (M\$)</b>	<b>9,8</b>	<b>9,0</b>	<b>7,0</b>	<b>9,8</b>	<b>9,0</b>	<b>7,0</b>	<b>9,0</b>

Tab 4.7 - Impianti SCAES per diverse applicazioni per la rete elettrica e relativi costi

## 4.4 L'impianto AG Mini-A-CAES/2-TES

Nel 2012 è stato proposto un sistema mini CAES chiamato AG Mini-A-CAES/2- TES che risulta essere un sistema CAES con accumulo sul terreno con una taglia da poche decine di MW combinato con un sistema TES a due livelli.

L'impianto prende il nome dalle caratteristiche che lo compongono:

- Above Ground ("AG") riferito all'uso di serbatoi non interrati;
- Medium-Small Size ("Mini") riferito alla taglia (10-20MW) con 8 ore di carica e due di scarica;
- Adiabatic ("A-CAES"): Adiabatico perché il calore prodotto durante la compressione viene immagazzinato e poi usato per riscaldare l'aria prima dell'espansione;
- Two-level Thermal Energy Storage ("2 TES"), riferito ai due livelli TES di cui uno con Sali fusi e uno con acqua calda pressurizzata.

Lo sviluppo del progetto è stato fatto considerando prima un CAES convenzionale, poi lo si è dotato di un primo TES e successivamente è stato aggiunto il secondo TES. Il CAES di partenza è un normale impianto non adiabatico, di grande taglia e senza TES con una turbina a gas di ben 100 MW e 3 espansori per un totale di 44 MW. Lo si può definire come un CAES convenzionale con l'accumulo non interrato.

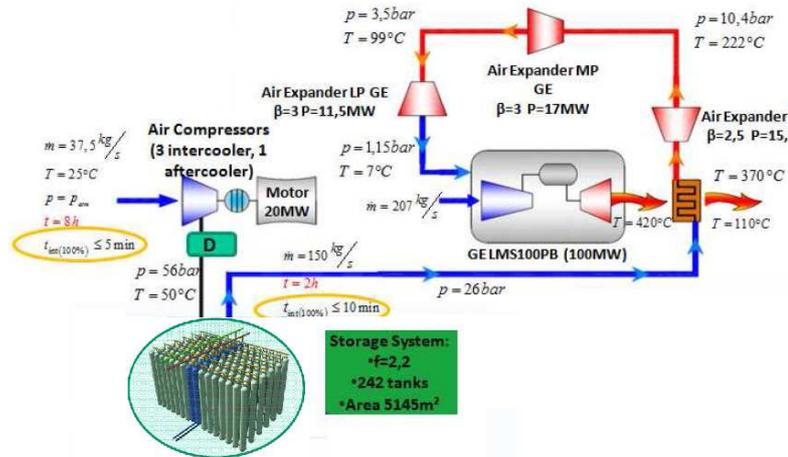


Fig 4.18 - CAES convenzionale con l'accumulo non interrato

Le caratteristiche principali del ciclo sono:

Efficiency	CAES	TG+CAES
CER (kWhout/kWhin)	0,56	
E.el IN/ E.el OUT (kWhin/kWhout)	1,77	
R. Production (Et/Ef)	19%	63%
R. base (Et/Em+Ef)	14%	47%
E. Primary energy (Et/Em/nt+Ef)	10%	34%
Round Trip	29%	81%

Description	Specific Cost	Total Cost (M€)
CAES Plant	450 (€/kW <sub>CAES</sub> )	20
Storage System	15 (€/m <sup>2</sup> )	33
Subtotal CAES		53
Gas Turbine	650 (€/kW)	65
Subtotal		118
Engineering and contingency (10%)		12
<b>Total</b>		<b>130</b>

Fig 4.19 - Caratteristiche tecniche e parametri economici del CAES convenzionale con l'accumulo non interrato

L'aggiunta del TES formato da 54 blocchi di cemento capaci di immagazzinare 25,6kWh<sub>TH</sub>/m<sup>3</sup> con un volume di 187m<sup>3</sup> ognuno e la riduzione di scala (per l'integrazione con un impianto eolico da 50 MW) porta ad un impianto di questo tipo:

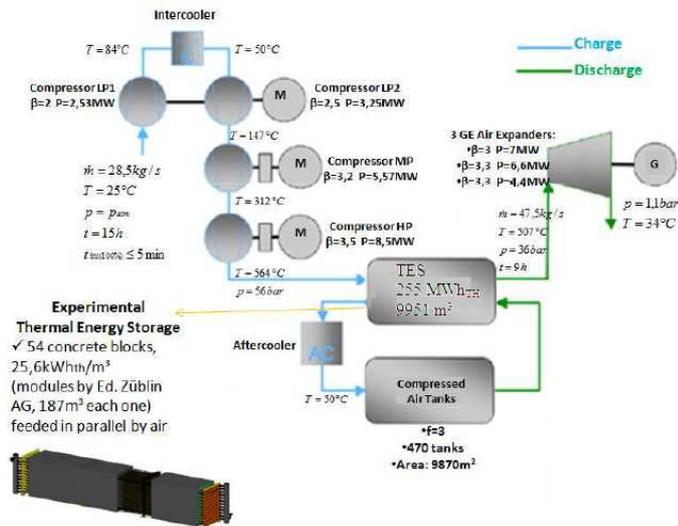


Fig 4.20 - Schema impianto dell'A-CAES con 1 TES

Le caratteristiche tecniche sono riassunte nella seguente tabella:

Component		
Air Expanders	18	Power [MW]
Compressors	20	Power [MW]
CER (kWh <sub>out</sub> /kWh <sub>in</sub> )	0,54	Efficiency
Round Trip	0,54	Efficiency
Description	Specific Cost	Cost [M€]
CAES Plant	450 (€/kW)	8
Air Storage System	15 (€/m <sup>3</sup> )	65
Thermal Storage	450 (€/kW)	1
Total		81

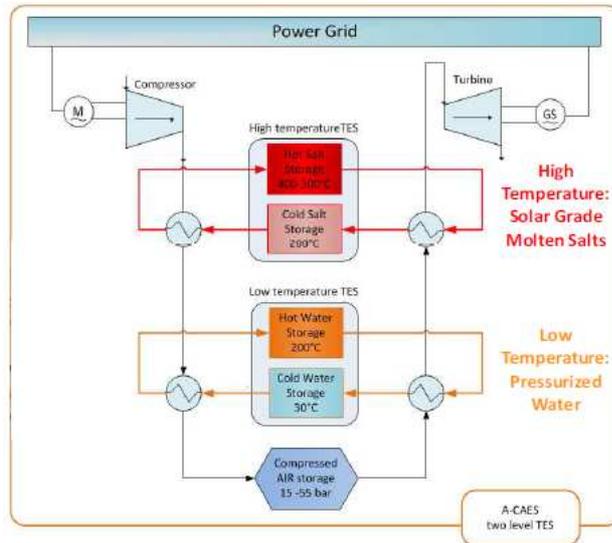
Tab 4.8 - Parametri tecnici ed economici dell'A-CAES con 1 TES

La seguente tabella riassume i vantaggi e svantaggi di questa configurazione:

Vantaggi	Svantaggi
I costi di investimento totali (2000 €/kW) sono comunque minori di quelli delle batterie NaS;	Bassa efficienza 54%;
Taglia ottimizzata per un medio/piccolo impianto eolico e/o un grande impianto fotovoltaico;	Alti costi connessi all'uso dei serbatoi (1/3 dei costi totali).
Veloce tempo di risposta (pochi minuti);	TES sperimentale;
Nessun problema di siting;	
Limitate cause di incendio o esplosioni.	
No rischi per l'ambiente e no uso combustibili	

Tab 4.9 - Vantaggi e svantaggi dell'A-CAES con 1 TES

Il passo successivo è stato quello di aggiungere il secondo TES.



**Fig 4.21 - Schema dell'A-CAES con 2 TES**

Sebbene siano diverse le soluzioni TES (inteso come materiali usati per immagazzinare il calore) l'uso dell'acqua e dei sali fusi permette di risolvere meglio delle problematiche che sorgono nella scelta dei differenti materiali. Ad esempio i sali fusi hanno un costo basso (€/kg), sono stabili fino a temperature elevate ma generalmente non possono scendere a basse temperature (<250 C), alle quali solidificherebbero, e possono dare problemi di corrosione dei materiali. L'acqua ha pure basso costo ma ha una temperatura di immagazzinamento bassa. Confrontando i due sistemi tra di loro:

One pressure level	Two pressure levels
Min/max pressure 13/22 bar	Min/max pressure 34/56 bar
Roundtrip efficiency 63%	Roundtrip efficiency 64%
Easier control strategy	Slightly more complex control
Lower cost	Higher cost
Cost estimates (10 MW):	Cost estimates (10MW):
940 €/kWh	980 €/kWh
2000 €/kW	2330 €/kW

**Tab 4.10 - Confronto parametri dell'A-CAES con 1 e 2 TES**

	One pressure level		Two pressure level	
	€/kW		€/kW	
Heat exchangers	238	12%	572	25%
Turbomachinery	398	20%	323	14%
TES	29	1%	63	3%
Contingency/civil works	182	9%	276	12%
Compressed air tanks	1152	58%	1099	47%
Total	1999		2333	

**Tab 4.11 - Confronto parametri economici dell'A-CAES con 1 e 2 TES**

Confrontando con le altre tecnologie EES:

- Enorme vantaggio di durata con qualsiasi batteria;
- Costi di installazione comparabili con quelle della batterie;
- Più sicuro della batterie;
- Tutti i componenti sono maturi e disponibili sul mercato, no R&D;
- Uso flessibile in un ampio raggio di applicazioni;
- Trovare siti adatti è molto facile, pochi vincoli.

In questo progetto i serbatoi sono di acciaio da 42 o 48 pollici con la possibilità di essere messi in orizzontale o in verticale all'interno di un edificio in cemento.

**Horizontal Configuration**



**Vertical Configuration**



**Fig 4.22 - Rendering della disposizione H o V dei serbatoi**

È stata prevista una versione che utilizza serbatoi ad alte prestazioni:

- Pressioni da 100 a 150 bar;
- Tempo di risposta del sistema in pochi minuti;
- Volume totale da 0,14 a 14 Mm<sup>3</sup>;

- Portate di ingress/uscita di 300 kg/s;
- Costi circa 40 M€ per un sistema di 3 Mm<sup>3</sup>.

E una che utilizza normali serbatoi commerciali:

- Standard: EN 13445;
- Pressione massima 55 bar;
- Temperatura massima 100C;
- Peso 100000kg, Volume 163 m<sup>3</sup>, lunghezza 16 m.

Attualmente la fase progettuale ha sviluppato solo delle versioni base. Entro il 2016 dovrebbero essere pronti i progetti definitivi. Per ora si cercano dei partner per costruire un impianto dimostrativo.

#### **4.5 SCAES EPRI 15 MW (Air Injection o Inlet Chilling)**

Un impianto da 15 MW è stato progettato da EPRI (Electric Power Research Institute) insieme all'Ing. M. Nakhamkin che fu uno dei supervisori del progetto del CAES di MC Intosh. Sono state previste due versioni; Nella prima parte dell'aria in uscita dall'espansore di alta pressione è introdotta nella camera di combustione della turbina a gas insieme al combustibile. Nell'altra versione l'aria uscente dall'unico espansore è introdotta nel compressore della turbina a gas.

L'impianto schematizzato nella seguente figura si riferisce alla prima variante:

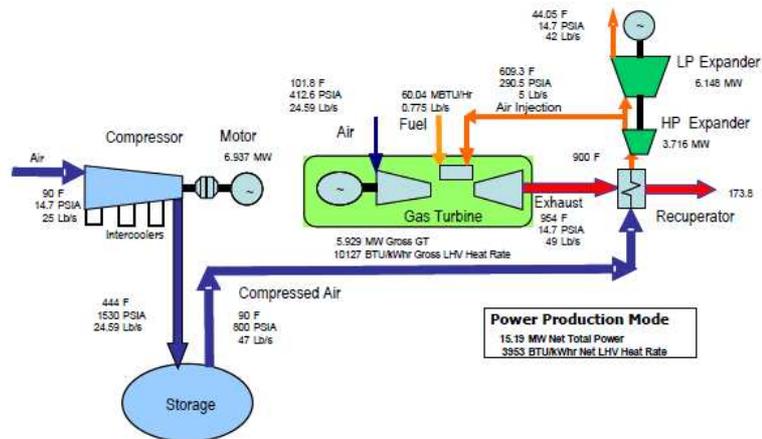


Fig 4.23 - Schema dell'impianto con iniezione aria nel combustore

Qui la seconda versione:

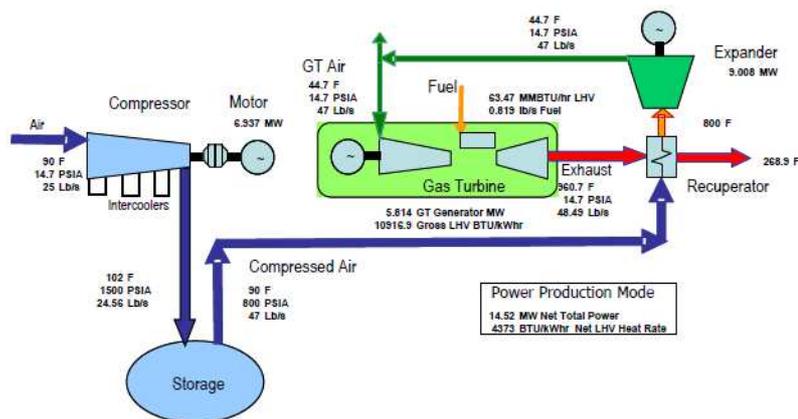


Fig 4.24 - Schema dell'impianto con iniezione d'aria al compressore

Indicativamente la quota di energia prodotta dal ciclo a gas è del 30% mentre il restante è prodotto dall'espansione dell'aria. Nel primo caso si ha un HR approssimativamente di 4000 Btu/kWh mentre nel secondo è quasi di 4400 Btu/kWh ma in tutte e due i casi ben al di sotto dei 10000-11000 Btu/kWh tipici di un normale ciclo a gas. Il combustibile è bruciato solo nella camera di combustione e non sono previsti bruciatori addizionali. Le caratteristiche principali alla base di queste due versioni di impianto sono:

- Uso di componenti con tecnologia matura e facilmente reperibili;

- Semplicità nella costruzione e nella gestione dell'impianto.

Qui di seguito le specifiche dei costi:

Description of Item	Air Injection			Inlet Cooling		
	\$	%Par	%Tot	\$	%Par	%Tot
<b>Civil/Architecture</b>						
Site, Clearing & Grubbing	60000	11,61	0,32	60000	11,61	0,33
Fence 440 LF w/2gates	6600	1,28	0,04	6600	1,28	0,04
Slab on Grade w/ 2' Haunches	80750	15,62	0,43	80750	15,62	0,44
Compressor Slabs X4	9500	1,84	0,05	9500	1,84	0,05
Control & Service Building	360000	69,65	1,94	360000	69,65	1,97
Sub-total	516850		2,78	516850		2,82
<b>Equipment Costs</b>						
Combustion Turbine	2600000	22,01	13,99	2600000	22,41	14,21
LP Air Compressor	1400000	11,85	7,53	1400000	12,07	7,65
HP Compressor	450000	3,81	2,42	450000	3,88	2,46
Heat Exchangers	950000	8,04	5,11	950000	8,19	5,19
HP Expander	484000	4,10	2,60	1000000	8,62	5,47
LP Expander	727000	6,16	3,91	-	-	-
Compressed air Storage	5200000	44,03	27,98	5200000	44,83	28,42
Sub-total	11811000		63,56	11600000		63,40
<b>Mechanical (installation)</b>						
Combustion Turbine	750000	47,47	4,04	750000	49,83	4,10
LP Air Compressor	150000	9,49	0,81	150000	9,97	0,82
HP Compressor	50000	3,16	0,27	50000	3,32	0,27
Heat Exchangers	225000	14,24	1,21	225000	14,95	1,23
HP Expander	125000	7,91	0,67	300000	19,93	1,64
LP Expander	250000	15,82	1,35	-	-	-
8" Steel Pipe	30000	12,00	0,16	30000	12,00	0,16
Sub-total	1580000		8,50	1505000		8,23
<b>Electrical and Controls</b>						
Misc. Electrical	100000	40,00	0,54	100000	40,00	0,55
Field Mounted Instruments	150000	60,00	0,81	150000	60,00	0,82
Sub-total	250000		1,35	250000		1,37
<b>Indirect Costs</b>						
Engineering and Management	1200000	27,12	6,46	1200000	27,12	6,56
Start Up & Commissioning	100000	2,26	0,54	100000	2,26	0,55
Contingency	750000	16,95	4,04	750000	16,95	4,10
Construction Overhead etc	750000	16,95	4,04	750000	16,95	4,10
EPC Contractor Profit	1500000	33,90	8,07	1500000	33,90	8,20
Licensing Fee	125000	2,82	0,67	125000	2,82	0,68
Sub-total	4425000		23,81	4425000		24,18
<b>Total Capital Cost</b>	<b>18583000</b>			<b>18297000</b>		

**Tab 4.12 - Confronto costi per le due versioni dello SCAES**

Per ognuna delle due varianti nella prima colonna la voce nel costo in dollari del 2008. Nella colonna %Par (Partial) c'è la percentuale del costo della voce riferita al settore di appartenenza. Per esempio la voce Combustion Turbine è il 22% degli Equipments Costs. La terza colonna (%Tot) è la percentuale del costo della voce rispetto al totale dei costi capitali. Considerando la voce Combustion Turbine si legge che è il 13% del costo totale. La % dei costi nella terza colonna in corrispondenza di ogni raggruppamento è la somma delle voci interne. Gli Equipments Costs ad esempio sono quasi il 64% del costo totale.

La potenza totale è di 15,2 MW e include la potenza della turbina a gas Taurus 60 e la potenza dei due espansori. La turbina genera 5,9 MW a 32C con un HR di 10100 Btu/kWh per la prima versione e 10900 Btu/kWh per la seconda. Sia nella versione con due espansori che in quella con uno la generazione è di circa 10 MW (in realtà circa 0,7 MW sono quelli che servono per iniettare l'aria nella turbina a gas). Durante i periodi di off peak risulta immagazzinata un'energia di 13,8 MWh che durante la generazione diventa 15,2 MWh con un energy ratio di 0,91. Se non si usasse la turbina a gas i 1,38 MWh diventerebbero in generazione 10,6 MWh con un energy ratio di 1,3.

Quindi 1 kWh di energia immagazzinata in off peak darebbe 0,77 kWh in generazione. L'impianto dimensionato per immagazzinare due ore di produzione di picco genera 30,4 MWh e immagazzina 27,6 MWh. Dal progetto i costi di investimento si aggirano intorno ai 1200-1300 \$/kWh (quasi due volte quelli di un impianto CAES di grande scala). Se si dimensiona l'impianto per uno stoccaggio di 10 ore a potenza nominale i costi di investimento riferiti all'energia potrebbe essere di 120-130 \$/kWh mentre i serbatoi pressurizzati potrebbero costare 35 \$/kWh.

Mentre erroneamente si pensa che il sistema di serbatoi sia il collo di bottiglia della tecnologia SCAES dai dati si vede come il costo "Compressed air storage" influenza solamente per il 28% dei costi totali. Invece gli elementi dell'impianto

di potenza (compressori espansori combustori scambiatori di calore e altri macchinari rappresentano il 37% del totale [13].

I costi di investimento specifici variano tra i 1200 e i 1300 \$/kW.

I costi sopra menzionati sono stati confermati in recenti studi [6, 7, 8] che comparando i costi di differenti soluzioni di stoccaggio hanno concluso che l'immagazzinamento in caverne o serbatoi varia da 5 \$/kW a 100\$/kWh con costi tra i 1100 e i 1600 \$/kW.

In appendice A c'è una tabella con 6 diversi impianti CAES divisi per taglie e altre caratteristiche con un'analisi dettagliata dei costi.

## 5 Conclusioni

Lo studio della tecnologia CAES nella taglia ridotta (meno di 100 MW) ha evidenziato come i punti di forza di un tale sistema siano diversi da quelli di un CAES di grandi dimensioni. Gli impianti SCAES hanno delle particolari qualità:

- La gestione e l'efficienza dipendono più dalla vicinanza del carico che non dall'impianto che genera l'energia elettrica ed è possibile pensare di installare degli impianti anche in zone urbane;
- Il processo isoterma può minimizzare il lavoro al compressore e massimizzare il lavoro dell'espansore tramite l'iniezione di fluido (acqua);
- Un sistema mini CAES può essere funzionale quando contemporaneamente esistono richieste di generazione di energia elettrica, raffreddamento e/o riscaldamento e stoccaggio di energia come per esempio in un contesto urbano o industriale;
- La modularità dei serbatoi apre le porte all'ottimizzazione degli impianti potendo progettare meglio la pressione massima di lavoro (che è il parametro più influente) il numero di serbatoi richiesti e quindi il peso, le lunghezze e i costi annessi;
- L'utilizzo di componenti mature giova sicuramente nella progettazione e gestione di un impianto ma contemporaneamente rappresenta una quota importante dei costi da affrontare.

Alcune problematiche però esistono:

- I serbatoi pur non essendo una quota importante del progetto hanno un peso molto grande nell'ottimizzazione dell'impianto. Lunghezze, volumi, numero di serbatoi, pressioni minime e massime, raggi dei

serbatoi sono variabili che se sbagliate possono penalizzare fortemente l'efficienza di un impianto.

- I costi al kW per l'installazione sono due volte circa quelli di un CAES tradizionale e paragonabili, se non superiori, ai sistemi di batterie ma costi rispetto al kWh accumulato simili se non inferiori alle batterie;
- L'efficienza di scarica è inferiore rispetto alle batterie, ai volani e ai supercondensatori.

# Bibliografia

- 1 Terna. Dati storici. 2014
- 2 Qualenergia [http://www.qualenergia.it/articoli/20130414-mercato-elettrico-il-PUN-in-  
altalena-e-lo-zampino-delle-energie-rinnovabili](http://www.qualenergia.it/articoli/20130414-mercato-elettrico-il-PUN-in-<br/>altalena-e-lo-zampino-delle-energie-rinnovabili) [Online]
- 3 Terna. Impianti di generazione, statistiche. 2012.
- 4 Chen H et Al, *Progress in electrical energy storage system: a critical review*. Prog Nat Sci 2009;19:291–312
- 5 Terna. Piano di sviluppo 2012
- 6 R. B. Schainker, EPRI. *Compressed air energy storage: executive summary*, 2010
- 7 BBC Brown Boveri, *Huntorf air storage gas turbine power plant*
- 8 Taylor P et al. *Pathways for energy storage in the UK*. Technical report. Centre for low carbon futures. Published 27th March 2012. <<http://www.lowcarbonfutures.org/reports/research-reports?page=1>>
- 9 GRTN. Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale. 2004
- 10 J.J. Proczka et al, *Guidelines for the pressure and efficient sizing of pressure vessels for compressed air energy storage*
- 11 Saraceno, P. *I costi della sicurezza*. 2011
- 12 Augello, L. *Studio di un sistema CAES*. s.l. : RSE, 2011.
- 13 D. Poli, R. Giglioli. *Analisi dei limiti di impiego di sistemi di accumulo, non elettrochimici, dell'energia elettrica*. s.l. : ENEA, 2012.
- 14 O. Edberg, C. Naish. *Energy storage and management study*. 2010
- 15 EPRI. *Energy storage technology status*. 2011
- 17 Carbone, Rosario. *Energy storage in the emerging era of smart grids*. 2011
- 18 F. S. Barnes, J. G. Levine. *Large energy storage systems handbook*. s.l. : CRC press, 2011
- 19 Compressed air energy storage (CAES) Dresser-Rand, CAES plant in McIntosh
- 20 Samir S. Large energy storage systems handbook. In: Levine JG, editor. CRC Press; 2011.
- 21 Damato, G. *Energy storage value proposition*. 2011.
- 22 ENEA, *Ricerca di sistema elettrico. Sistemi avanzati di accumulo di energia*. 2012.
- 23 Wolf, D. *Methods for design and application of adiabatic compressed air energy storage based on dynamic modeling*. 2011
- 24 *Efficiency of compressed air energy storage*. B. Elmegaard, W. Brix. 2011
- 25 *A thermodynamic analysis of multistage adiabatic CAES*. G. Grazzini, A. Milazzo. 2011
- 26 *Electrical energy storage: white paper. Technical report. Prepared by electrical energy storage project team*. International Electrotechnical Commission (IEC), Published December 2011.<<http://www.iec.ch/whitepaper/pdf/iecWP-energystorage-LR-en.pdf>> [accessed 15.03.15]
- 27 Terna. *Piano di riaccensione del sistema elettrico nazionale*. 2003
- 28 *Studio di fattibilità di un prototipo dimostrativo di impianto CAES sottomarino*, Eduardo Caracciolo Febbraio 2014
- 29 ENEA, <http://www.elettrotecnologie.enea.it> [Online]
- 30 Benini, Michele. *L'accumulo di energia elettrica: aspetti economici*. s.l. : RSE, 2011
- 31 Ibrahim H, Ilinca A, Perron J. *Energy storage systems—characteristics and comparisons*. Renew Sust Energy Rev 2008;12:1221–50
- 32 *Pumped-hydro energy storage: potential for transformation from single dams*. JRC IET scientific and technical report.EUR 25239 EN.Institute for Energy and Transport. Published on 24th February 2012.

- 33 RSE. *L'accumulo di energia elettrica*. s.l. : Il melograno, 2012
- 34 R. B. Schainker, EPRI. *Compressed air energy storage: executive summary*. 2010
- 35 Ter-Gazarian, A. *Energy storage for power systems*. 1994
- 36 IEC, International Electrotechnical commission (CH). *Electrical energy storage - White paper*. 2011
- 37 *Energy storage systems characteristics and comparisons*. H. Ibrahim, A. Ilinca, J. Perron. 2008. 146
- 38 Yang, C. *Pumped hydroelectric storage*. 2011
- 39 M. Beaudin, H. Zareipour, A. Schellenberglobe, W. Rosehart. *Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources*. 2010
- 40 RWE. ADELE - *Adiabatic CAES for electricity supply*
- 41 Huggins, R. A. *Energy storage*. 2010
- 42 M., Zuber. *The european market for pumped-storage plants*. 2011
- 43 P. Taylor at Al., *Pathways for energy storage in the UK*. 2012
- 44 *Superconducting magnetic energy storage*
- 45 EPRI. *Electricity energy storage technology options*. 2010
- 46 ENEA. *Analisi e definizione di strategie di gestione e controllo di sistemi di accumulo elettrico*
- 47 Janie Page Blanchard. *Environmental Issues Associated With Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) Plants*. 1989 IEEE
- 48 O. Edberg, C. Naish. *Energy storage and menagement study*. 2010
- 49 Micolano, Enrica. *La gestione dell'impatto del fotovoltaico e delle altre rinnovabili non programmabili sulle reti*. s.l. : RSE, 2012
- 50 Sandia. *Energy storage systems cost update*. 2011
- 51 EPRI. *Emerging technologies to increase penetration and availability of renewables: energy storage*. 2008
- 52 Sandia. *Benefit/cost framework for evaluating modular energy storage*. 2008
- 53 Sandia. *Energy storage opportunities analysis*. 2002
- 54 RSE, *Valutazione del potenziale dei sistemi di accumulo di energia mediante centrali di pompaggio idroelettrico per il sistema idroelettrico italiano – Analisi di fattibilità preliminari marzo 2012*
- 55 Zito, R. *Energy storage. A new approach*. 2010
- 56 Bossi, Claudio. *L'accumulo di energia: tecnologie, applicazioni e attività di ricerca* RSE. 2011.
- 57 BCG, The Boston Consulting Group. *Electricity storage - Making large-scale adoption of wind*
- 58 L. Mazzocchi, M. Meghella, E. Micolano. *Studi e sperimentazioni sulle tecnologie di accumulo energetico*. s.l. : RSE.
- 59 Bergdahl A, Proczka J-J. *Data collection from commercial pressure vessel manufacturers and correlation of costs to material weight and amount of welds*. Report No. 2012-2-1, University of Arizona, Department of Civil Engineering and Engineering Mechanics; February 2012
- 60 EU, Policy Departement. *Outlook of energy storage technologies*. 2007
- 61 Berkeley National Laboratory (LBNL), *Modeling of coupled thermodynamic and geo mechanical performance of underground compressed air energy storage in lined rock caverns*, Underground Space Research Department
- 63 Auer, J. *State of the art of electricity storage system*. s.l. : Deutch Bank Research, 2012
- 64 Institution of mechanical engineers, (UK). *Electricity storage*. 2012
- 65 J. P. Vahnanen, P. D. Lund, J. S. Tolonen. *Electrolyser-metal hydride-fuel cell system for seasonal energy storage*. 1997
- 66 *A review of energy storage technologies for wind power applications*. F. Diaz-Gonzalez, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt, R. Villafavila-Robles. 2012

- 67 Cheung K.Y.C, Cheung S.T.H, Navin De Silvia R.G, Juvonen M.P.T, Singh R, Woo J.J. "Large-Scale Energy Storage Systems". Imperial College London: ISE2, 2002/2003
- 68 *State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation*. A. Gil, M. Medrano, I. Martorelli, A. Lazaro. 2009
- 69 Lozza, Giovanni. *Turbine a gas e cicli combinati*. 200
- 70 *Large-scale hydrogen energy storage in salt caverns*. Ozarslan, A. 2012
- 71 Clark L. *The benefits of ice-based thermal energy storage*. Published 6th May 2010. <http://hpac.com/green/benefits-ice-based-thermal-energy-0510/> [accessed 16.12.14]
- 72 Demirbas MF. *Thermal energy storage and phase change materials: an overview*. *Energy Sources, Part B Econ Plan, Policy* 2006;1:85–95
- 73 Demirel, Y. *Energy production, conversion, storage, conservation and coupling*. 2012
- 74 Barsukov, Igor V., Johnson, Christopher S. e Doninger, Joseph E. *New carbon based material for electrochemical energy storage systems: batteries, supercapacitors and fuel cells*
- 75 US Development of Energy (DOE) global energy storage database. n.d. <<http://www.energystorageexchange.org/projects>> [accessed 16..06.14]
- 76 Cottignoli, F. *Elettrotecnica generale*. 2002
- 77 E. Tironi, L. Piegari, V. Musolino, S. Pagnoncelli. *Accumulo elettrico con supercondensatori nell'industria*. s.l. : ENEA, 2009
- 78 *Dynamic Modelling and Control Design of Advanced Energy Storage for Power System Applications*. Molina, Marcelo Gustavo
- 79 Enea, consulting. *Energy storage: Issues, technical solutions and development opportunities*. 2012
- 80 *Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation* School of Engineering, The University of Warwick, Coventry CV4 7AL, UK
- 81 *Highview, power storage*. [http://www.highview-power.com/wordpress/?page\\_id=1320f](http://www.highview-power.com/wordpress/?page_id=1320f). [Online]
- 82 Perry, R. H. *Perry's chemical engineers' handbook*. 1999
- 83 Negri, Antonio N. *L'accumulo di energia elettrica: stato dell'arte, applicazioni, costi*. s.l. : RSE, 2011
- 84 *Concrete thermal storage for solar thermal power plants and industrial process heat*. C. Bahl, D. Laing, M. Hempel, A. Stückle. 2009
- 85 Rastler D. *Electricity energy storage technology options: a white paper primer on applications, costs, and options*. Electric Power Research Institute (EPRI). Technical report. Published December 2010
- 86 Sharma A, Tyagi VV, Chen CR, Buddhi D. *Review on thermal energy storage with phase change materials and applications*. *Renew Sust Energy Rev* 2009;13:318–45
- 87 *A review of the latest developments in electrodes for unitised regenerative polimer electrolyte fuel cells*. J. Pettersson, B. Ramsey, D. Harrison. 2006
- 88 ENEA, Ricerca di sistema elettrico. *Relazione tecnico scientifica ACCUMULO ENERGIA*. 2007. Bibliografia
- 89 *Highview, power storage. Cryogenic energy storage: Introduction*
- 90 Succar S, Williams RH. *Compressed air energy storage: theory, resources, and applications for wind power*. Princeton Environmental Institute. Energy Anal Group; 2008. [http://www.rechargenews.com/business\\_area/innovation/article317683.ece](http://www.rechargenews.com/business_area/innovation/article317683.ece). [Online]
- 92 Gallanti, Massimo. *Rapporto di sintesi del progetto "Ricerche su reti attive, generazione distribuita e sistemi di accumulo"*. s.l. : RSE, 2012. Bibliografia
- 93 University of Wisconsin-Madison, Energy Center. *Net energy balance and greenhouse gas emission from renewable energy storage systems*. 2003
- 94 *Compressed air energy storage act KCC rule development*. Valenti, R. M. 2010.
- 95 Schaber C, Mazza P, Hammerschlag R. *Utility-scale storage of renewable energy*. *Electr.J.* 2004;17(6):21–9 (July)

- 96 *A review of energy storage systems in microgrids with wind turbines*. A. Rabiee, H. Korramdel, J. Aghaei. 2012
- 97 Phil Mckenna. *Superconducting Magnets for Grid-Scale Storage*. Technology Review, Energy. March. 2011. Available [Online]
- 98 Abele A, Elkind E, Intrator J, Washom B, et al. 2020 *Strategic Analysis of Energy Storage in California*. University of California, Berkeley School of Law; University of California, Los Angeles; and University of California, San Diego. California Energy Commission; 2011.
- 99 E.P.R.I, *Electricity Energy Storage Technology Options - A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits*, U.S. Department of Energy
- 100 CONTE, *Sistemi avanzati di accumulo di energia*, Enea 2012
- 101 E.A.S.E, E.E.R.A, *European energy storage technology development roadmap towards 2030*
- 102 E.P.R.I, *Electricity Energy Storage Technology Options - A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits*, U.S. Department of Energy
- 103 Jim Eyer, Garth Corey: “*Energy storage for the electricity grid: benefits and market potential assessment guide - A study for the DOE Energy Storage Systems Program*”, Sandia Report SAND2010-0815, Febbraio 2010, Sandia National Laboratories
- 104 S. Flueckiger, Z. Yang, S. V. Garimella. *Cyclic operation of molten-salt thermal energy storage in thermoclines for solar power plants*. 2010
- 105 Brito AV, editor. *Dynamic modelling. Molina MG. Chapter 4: Dynamic modelling and control design of advanced energy storage for power system applications*. InTech; 2010. M.G.
- 106 DOE/EPRI 2013 *Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA*
- 107 Ali MH, Dougal RA. An overview of SMES applications in power and energy systems. *IEEE Trans Sust Energy* 2010;1:38–47.
- 109 Dunn B, Kamath H, Tarascon J-M. *Electrical energy storage for the grid: a battery of choices*. *Science* 2011;334:928–35.
- 110 Winter M, Brodd RJ. What are batteries, fuel cells, and supercapacitors? *Chem Rev* 2004;104:4245–70.
- 111 Liquid Air Energy Storage (LAES). U.S. Energy Storage Association. n.d. <<http://energystorage.org/energy-storage/technologies/liquid-air-energystorage-laes>>

# Nomenclatura

## Acronimi

AC	Alternating Current
A-CAES	Adiabatic Compressed Air Energy Storage
AEEG	Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas
CAES	Compressed Air Energy Storage
CER	Charging Energy Ratio
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
DC	Direct Current
EES	Electrical Energy Storage
FRNP	Fonti Rinnovabili Non Programmabili
GD	Generazione Distribuita
HP	High Pressure
HR	Heat Rate
HT	High Temperature
HTF	Heat Transfer Fluid
LAES	Liquid Air Energy Storage
LP	Low Pressure
LT	Low Temperature
MSD	Mercato dei Servizi di Dispacciamento
PCI	Potere Calorifico Inferiore
PHS	Pumped Hydroelectric Storage
SCAES	Small Compressed Air Energy Storage
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage
TES	Thermal Energy Storage
TG	Turbina a Gas
TIT	Turbine Inlet Temperature
TV	Turbina a Vapore

## Simboli

$c$	calore specifico kJ/(kg.K)
$c_p$	calore specifico a pressione costante kJ/(kgK)
$c_v$	calore specifico a volume costante kJ/(kgK)
$E$	exergia (kJ)

g	accelerazione di gravità ( $m/s^2$ )
h	lunghezza parte cilindrica serbatoio (m)
kWh	energia
J	energia (J)
n	esponente politropico m ,
m	massa (kg)
P	pressione (Pa o bar)
Q	calore (kJ)
t	tempo (s)
T	temperatura (C)

### **Simboli Greci**

$\eta$	rendimento (adimensionale)
$\eta_{C/E}$	rendimento di compressione/espansione
$\eta_{cs}$	rendimento carica scarica
$\eta_{II}$	rendimento di secondo principio
$\epsilon$	efficienza recuperatore

## APPENDICE A (costi in dettaglio di vari impianti SCAES)

Technology Type For Bulk Storage Application	CT-CAES	CT-CAES	CT-CAES
Survey Year	2011	2011	2010
	<b>Below Ground</b>	<b>Above Ground</b>	<b>Above Ground</b>
<b>System Size</b>	50 MW	50 MW	50 MW
<b>Storage Capacity (Hours)</b>	8-26	5	5
<b>Supplier</b>	S12	S12	S0
<b>DESIGN BASIS - General</b>			
Minimum storage pressure for full generation capability - psia @ surface	-400-800	-400-800	
Maximum compression discharge pressure - psia @ surface	-1500-2000	-1500-2000	
Storage type - above or below ground	Salt Dome, Aquifer or Hard Rock	Above ground	Above ground
Unit Net Capacity - MW @ 95F ambient	50	50	50
Combustion Turbine Capacity - MW, if applicable	19,2	19,2	23
Air Expander(s) Total Net Capacity - MW	30,8	30,8	26
CAES Energy Stored/Released/Generated based on 8 hrs generation (or 2 hours for above ground air storage) - MWH	304/400	124/250 (5 hours)	250 (5 hours)
More Storage -- CAES Energy Stored/ Released/ Generated based on 20 hrs generation (or 4 hours for above ground air storage) - MWH	988/1300	NA	
Energy Charge Ratio - kWh in/kWh out @ Full Load	0,7	0,45	0,8
Number of cycles / year	365	365	365
CAES Plant unit Net Heat Rate @ Full Load - Btu/kwh (LHV)	3900	5880	4091
Total Compressors Power - MW. Compressors number are optimized to meet "smart" grid requirements.	19,0	19,0	23
Hours of Energy storage at Rated Capacity shown - hrs	8,0	5,0	5
More Storage -- CAES Energy Stored/Released - kWh based on 20 hrs storage for underground	1300000	NA	
Storage Efficiency (Energy Generated/Energy Stored); Inverse of Energy Ratio -%	>90%	>90%	See HR and ER
<b>DESIGN BASIS - Site</b>			
Design Summer Ambient T - oF	95F	95F	
Design Winter Ambient T - oF	Not limited	Not limited	
<b>GENERAL - Timing</b>			
Month \$ for Input Data	9	9	9
Plant Life - yrs	40	40	35
Pre-construction Time - yrs			
<b>TOTAL PLANT COST</b>			
\$/kW	1210\$	1762\$	1950\$
\$/kWh @ rated DOD	151\$	352\$	390\$
\$/kWh @ 100% DOD	151\$	352\$	352\$
<b>TOTAL PLANT COST (More Storage)</b>			
\$/Kw (20 or 26 hours underground storage)	1359\$		
\$/kWh @ rated DOD	NA		
\$/kWh @ 100% DOD	52\$		
<b>PLANT COST</b>			
Power - \$/kW	1078\$	1188\$	1131\$
Storage - \$/kWh @ 8 hours underground, varies above ground	17\$	115\$	164\$
Storage - \$/kWh @ 20 or 26 hours	11\$	NA	NA
Incremental Cost for each hour of storage - \$/kW-hour			
<b>SYSTEM COSTS - Equipment &amp; Install</b>			
<b>CAES Capital Costs</b>			
Power Plant Cost Excluding Storage	49000000\$	54000000\$	56550000\$
BOP equipment and installation	Included	Included	Included
Compressed Air Storage Cost	6000000\$	26105300\$	40950000\$
Total CAES Plant Cost	55000000\$	8010300\$	88636361\$
Total CAES Plant Cost w/ 10% Contingency of BOP and Storage	60500000\$	88115830\$	97500000\$
CAES TPC (\$/KW) (8 hours underground storage)	1210\$	1762\$	1950\$
<b>Capital Costs (More Storage)</b>			
Power Plant Cost Excluding Storage	49000000\$		
Compressed Air Storage Cost	12750000\$		
Total CAES Plant Cost w/ 10% Contingency	67925000\$		
CAES TPC (\$/KW) (20 or 26 hours underground storage)	1359\$		
<b>Total Plant Cost (TPC)</b>	6050000\$	881158304	97500000\$
<b>OPERATING EXPENSES</b>			
Fixed O&M - \$/kW-yr	3\$	3\$	4\$

Technology Type For Bulk Storage Application	CT-CAES	CT-CAES	CT-CAES
Periodic Major Maintenance - \$/kW	90\$	90\$	90\$
Period between Major Maintenance - yrs	4	7	7
Variable O&M - \$/kWh (Charging or Discharging)	0,003\$	0,003\$	0,004\$

Technology Type For Bulk Storage Application	CT-CAES	BRAYTON-CAES	BRAYTON-CAES
Survey Year	2011	2011	2011
	Above Ground	Below Ground	Below Ground
<b>System Size</b>	50 MW	103 MW	103MW
<b>Storage Capacity (Hours)</b>	5	8-20	8-20
<b>Supplier</b>	S12-1	S9-1	S9-2
<b>DESIGN BASIS - General</b>			
Minimum storage pressure for full generation capability - psia @ surface	-400-800	315	315
Maximum compression discharge pressure - psia @ surface	-1500-2000	515	515
Storage type - above or below ground	Above ground	Shallow Aquifer	shallow aquifer
Unit Net Capacity - MW @ 95F ambient	50	103	10
Combustion Turbine Capacity - MW, if applicable	19,5	103	103
Air Expander(s) Total Net Capacity - MW	30,5		
CAES Energy Stored/Released/Generated based on 8 hrs generation (or 2 hours for above ground air storage) - MWH	190/250 (5 HOURS)	823,8 MW	826,5 MWH
More Storage -- CAES Energy Stored/ Released/ Generated based on 20 hrs generation (or 4 hours for above ground air storage) - MWH	NA	2059 MWh	2066,2 MWh
Energy Charge Ratio - kWh in/kWh out @ Full Load	0,70	0,74	0,74
Number of cycles / year	365	365	365
CAES Plant unit Net Heat Rate @ Full Load - Btu/kwh (LHV)	3900	3916	3901150
Total Compressors Power - MW. Compressors number are optimized to meet "smart" grid requirements.	19,0	76470 KW	76 KW
Hours of Energy storage at Rated Capacity shown - hrs	5	8	8
More Storage -- CAES Energy Stored/Released - kWh based on 20 hrs storage for underground	NA	2059400	2066500
Storage Efficiency (Energy Generated/Energy Stored); Inverse of Energy Ratio -%	>90%	1346	1357
<b>DESIGN BASIS - Site</b>			
Design Summer Ambient T - oF	95F	60	60
Design Winter Ambient T - oF	Not limited		
<b>GENERAL - Timing</b>			
Month \$ for Input Data	9		
Plant Life - yrs	40	40	40
Pre-construction Time - yrs			
<b>TOTAL PLANT COST</b>			
\$/kW	1958\$	1040\$	1053\$
\$/kWh @ rated DOD	392\$	130\$	132\$
\$/kWh @ 100% DOD	392\$	130\$	132\$
<b>TOTAL PLANT COST (More Storage)</b>			
\$/Kw (20 or 26 hours underground storage)		1129\$	1142\$
\$/kWh @ rated DOD		NA	NA
\$/kWh @ 100% DOD		56\$	57\$
<b>PLANT COST</b>			
Power - \$/kW	10784	921\$	934\$
Storage - \$/kWh @ 8 hours underground, varies above ground	1764	15\$	15\$
Storage - \$/kWh @ 20 or 26 hours	NA	10\$	10\$
Incremental Cost for each hour of storage - \$/kW-hour			
<b>SYSTEM COSTS - Equipment &amp; Install</b>			
<b>CAES Capital Costs</b>			
Power Plant Cost Excluding Storage	49000000\$	56118650\$	57655350\$
BOP equipment and installation	Included	35215740\$	35337150\$
Compressed Air Storage Cost	40000000\$	11120760\$	11159300\$
Total CAES Plant Cost	89000000\$	102455150\$	104151600\$
Total CAES Plant Cost w/ 10% Contingency of BOP and Storage	97900000\$	107088800\$	108801255\$
CAES TPC (\$/KW) (8 hours underground storage)	1958\$	1040\$	1053\$
<b>Capital Costs (More Storage)</b>			
Power Plant Cost Excluding Storage		913344390\$	92992500\$
Compressed Air Storage Cost		19461390\$	19528425
Total CAES Plant Cost w/ 10% Contingency		116203427\$	118007483\$
CAES TPC (\$/KW) (20 or 26 hours underground storage)		1129\$	1142\$
<b>Total Plant Cost (TPC)</b>	97900000\$	107088800	108822501
<b>OPERATING EXPENSES</b>			
Fixed O&M - \$/kW-yr	3\$	5\$	5\$
Periodic Major Maintenance - \$/kW	90\$	90\$	90\$
Period between Major Maintenance - yrs	7	4	4