

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA
DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE
CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA ENERGETICA

**Tesi di Laurea Magistrale
in Ingegneria Energetica**

**SISTEMI DI ACCUMULO DI ENERGIA:
INDICI DI PRESTAZIONE E PRINCIPI DI
MODELLAZIONE**

Relatore: Prof. Ing. Andrea Lazzaretto

Correlatore: Ing. Sergio Rech

Laureando: Matteo Dal Corso

ANNO ACCADEMICO 2014-2015

In ogni attività la passione toglie gran parte della difficoltà.

Erasmus da Rotterdam

Abstract

In questa Tesi vengono analizzati i principali sistemi di accumulo di energia allo scopo di individuarne le principali caratteristiche e le applicazioni più adatte ad ognuno di essi. A tal fine si sono individuati una serie di indici di prestazione ed i principali criteri di classificazione utilizzati in letteratura che si basano su uno o più di questi indici prestazione.

Nella prima parte della Tesi sono descritte le applicazioni dei sistemi di accumulo e lo state dell'arte delle principali tecnologie.

Nella seconda parte viene fornita una rielaborazione personale degli indici di prestazione calcolati e trovati in letteratura, al fine di classificare i sistemi di accumulo in relazione alle loro applicazioni. Viene inoltre presentato il modello di un sistema di accumulo ad aria compressa (CAES – *Compressed Air Energy Storage*) al fine di simularne il funzionamento e valutarne le prestazioni. Tale impianto, sebbene di taglia non molto elevata (50 MW), risulta essere in grado di ottenere un *rendimento round-trip* elevato (49,5%) grazie a un sistema di accumulo termico che recupera parte del calore di compressione.

This thesis analyzes the main energy storage systems in order to identify the main features and the applications best suited to each of them. The thesis identifies a series of performance indices and the main classification criteria used in literature that are based on one or more of these performance indices.

The first part of the thesis describes the applications of storage systems and the state of the art of the main technologies.

The second part provides a personal reflection of the performance indices calculated and found in literature, in order to classify storage systems in relation to their applications. This part also presents the model of a compressed air storage system (CAES - Compressed Air Energy Storage) in order to simulate the operation and evaluate the performance. This plant, although not very large (50 MW), appears capable of obtaining a high round-trip efficiency (49.5%) due to a thermal storage system that recovers some of the heat of compression.

INTRODUZIONE.....	11
--------------------------	-----------

CAPITOLO 1

VANTAGGI E PROSPETTIVE DI UN SISTEMA DI ACCUMULO DI ENERGIA.....	13
---	-----------

1.1	INTRODUZIONE	13
1.2	SERVIZI OFFERTI ALLA RETE ELETTRICA E ALLE UTENZE	16
1.2.1	Load leveling, peak shaving e energy price arbitrage.....	17
1.2.2	Integrazione e supporto di sorgenti rinnovabili non programmabili.....	18
1.2.3	Regolazione primaria, secondaria e terziaria	21
1.2.4	Black-start	25
1.2.5	Controllo della tensione sulla rete elettrica.....	26
1.2.6	Power quality, stabilità e affidabilità del servizio elettrico.....	27
1.2.7	Gestione delle congestioni e differimento capitale.....	29
1.2.8	Home energy management.....	33
1.3	CONCLUSIONI	34

CAPITOLO 2

INDICI DI PRESTAZIONE PER IL CONFRONTO DI SISTEMI DI ACCUMULO DI ENERGIA.....	35
--	-----------

2.1	INTRODUZIONE	35
2.2	INDICI DI PRESTAZIONE.....	35
2.3	CRITERI DI CONFRONTO TRAMITE UNO O PIÙ INDICI DI PRESTAZIONE.....	42
2.3.1	Campo di applicazione in termini di massima potenza erogabile.....	43
2.3.2	Efficienza e durata del sistema di accumulo	44
2.3.3	Costi di investimento	45
2.3.4	Costi di investimento per ciascun ciclo di carica-scarica	47
2.3.5	Densità di energia.....	48
2.4	ANALISI COMPLESSIVA DEL CONFRONTO DELLE TECNICHE DI STOCCAGGIO.....	49
2.5	CONCLUSIONI	50

CAPITOLO 3

PRINCIPALI SISTEMI DI ACCUMULO DI ENERGIA.....	53
3.1 GLI IMPIANTI DI POMPAGGIO IDROELETTRICI (PHES).....	53
3.1.1 Descrizione.....	54
3.1.2 L'Italia nel panorama idroelettrico globale.....	57
3.1.3 Sviluppi futuri	59
3.2 GLI IMPIANTI DI ACCUMULO AD ARIA COMPRESSA (CAES)	65
3.2.1 Descrizione.....	66
3.2.2 Tipologie di serbatoi di accumulo.....	68
3.2.3 Impianti esistenti	71
3.2.4 Sviluppi futuri	77
3.3 SISTEMI ALTERNATIVI PER L'ACCUMULO DI ENERGIA POTENZIALE (ARES).....	82
3.3.1 Descrizione.....	83
3.3.2 Sviluppi futuri	87
3.4 I VOLANI (FES).....	92
3.4.1 Descrizione.....	93
3.4.2 Sviluppi futuri	96
3.5 GLI ACCUMULATORI ELETTROCHIMICI.....	99
3.5.1 Descrizione.....	99
3.5.2 Considerazioni su prestazioni e applicazioni degli accumulatori elettrochimici	105
3.6 I SUPER CONDENSATORI (SCES).....	106
3.6.1 Descrizione.....	107
3.6.2 Sviluppi futuri	109
3.7 CONCLUSIONI	111

CAPITOLO 4

ANALISI COMPARATIVA DEI SISTEMI DI ACCUMULO ANALIZZATI.....	113
4.1 SCELTA DEGLI INDICI DI CONFRONTO.....	113
4.1.1 Densità di energia accumulabile	113
4.1.2 Efficienza complessiva	121
4.1.3 Potenza erogabile (taglia).....	123
4.1.4 Tempo di risposta e tempo di scarica.....	124
4.2 COMPARAZIONE TRA DIVERSI SISTEMI	125

4.3	CONCLUSIONI	130
CAPITOLO 5		
MODELLO DINAMICO DI FUNZIONAMENTO DI UN IMPIANTO CAES.....		133
5.1	CONCETTI PRELIMINARI E APPROCCIO DI MODELLAZIONE.....	133
5.2	SCHEMA DI IMPIANTO E MODELLAZIONE DEI FLUSSI	133
5.2.1	Modello del compressore	135
5.2.2	Modello del serbatoio di accumulo termico (TES).....	139
5.2.3	Modello del serbatoio dell'aria compressa	144
5.2.4	Modello della turbina	147
5.3	COMPONENTI AGGIUNTIVI	151
5.3.1	Modello dell'aftercooler	151
5.3.2	Modello della camera di combustione	154
5.4	PRESENTAZIONE E DISCUSSIONE DEI RISULTATI	157
5.4.1	Input di potenza sfruttata in fase di carica	157
5.4.2	Simulazione A: A-CAES	158
5.4.3	Simulazione B	165
5.4.4	Simulazione C	170
5.5	CONCLUSIONI	176
CONCLUSIONI.....		179
BIBLIOGRAFIA.....		181
RINGRAZIAMENTI.....		185

Introduzione

La generazione di energia elettrica attraverso lo sfruttamento di risorse rinnovabili è un passaggio chiave per ridurre la dipendenza dalle fonti fossili e per la salvaguardia dell'ambiente.

È necessario considerare che, nonostante le risorse rinnovabili siano abbondanti, esse sono per natura instabili, intermittenti e pertanto raramente sincronizzate con la richiesta di energia. I sistemi di accumulo di energia svincolano, entro i limiti delle loro dimensioni, la generazione dal consumo di potenza. Questo permette di utilizzare le fonti rinnovabili non programmabili in modo più razionale.

In questa Tesi vengono presentate le principali applicazioni dei sistemi di accumulo [Mahlia et al., 2014; Rodrigues et al., 2014]. La descrizione dei sistemi di accumulo è frutto di una approfondita *review* bibliografica basata sull'attuale stato dell'arte e i possibili sviluppi delle tecnologie in esame [Ibrahim et al., 2008; Chen et al., 2009; Beaudin et al., 2014; Ferreira et al., 2013; X. Luo et al., 2014]. Sono state reperite informazioni precise sugli impianti di accumulo ad aria compressa esistenti di Huntorf (Germania) e McIntosh (Alabama - USA) [Crotogino, 2001; EPRI-History of First U.S. Compressed-Air Energy Storage (CAES) Plant (110MW 26h), 1992-1994]. È stata fornita una descrizione sintetica dei principali sistemi di accumulo elettrochimici, fornendo indicazioni sulle prestazioni e gli sviluppi di queste tecnologie [Poullikkas, 2013].

È stata discussa la possibilità di accoppiare i sistemi di accumulo a impianti di produzione dell'energia elettrica basati sullo sfruttamento delle risorse rinnovabili non programmabili, in particolare la possibilità di supportare il funzionamento di un parco eolico con un sistema di accumulo ad aria compressa [Cavallo, 2001].

Un obiettivo di questo lavoro è la classificazione dei sistemi di accumulo allo scopo di valutarne il campo di applicazione. Per fare ciò è stato necessario reperire in letteratura una serie di definizioni di indici di prestazione che denotano i principali criteri di confronto utilizzati per i sistemi di accumulo [Ibrahim et al., 2008].

Il lavoro di Tesi si completa con una rielaborazione personale dei dati bibliografici riferiti alle prestazioni dei sistemi di accumulo e con la presentazione e valutazione di un modello di sistema di accumulo ad aria compressa (CAES – *Compressed Air Energy Storage*).

Il modello del sistema CAES è composto da quattro componenti principali un compressore assiale, un serbatoio di accumulo termico TES (*Thermal Energy Storage*), un serbatoio di stoccaggio per l'aria compressa e una turbina.

Questa configurazione può essere cambiata nel caso in cui sia necessario aggirare dei vincoli tecnologici o migliorare le prestazioni del sistema. In particolare se la temperatura dell'aria all'interno del serbatoio di stoccaggio dovesse risultare troppo elevata è necessario introdurre uno scambiatore di calore che raffreddi l'aria in ingresso, al fine di evitare danni alle pareti del serbatoio stesso. Viceversa se la temperatura dell'aria all'uscita della turbina dovesse risultare troppo bassa può essere conveniente l'aggiunta di una camera di combustione alimentata a gas naturale.

Viene dimostrato che questi sistemi hanno buone prestazioni anche per impianti di taglia non troppo elevata.

Capitolo 1

VANTAGGI E PROSPETTIVE DI UN SISTEMA DI ACCUMULO DI ENERGIA

In questo capitolo si discute la necessità di nuovi sistemi di accumulo di energia per il supporto alla rete elettrica e vengono inoltre le principali applicazioni dei sistemi di accumulo al fine di mostrarne la loro flessibilità di impiego e la loro capacità di soddisfare le necessità del sistema elettrico.

1.1 Introduzione

La generazione di energia elettrica attraverso lo sfruttamento di risorse rinnovabili è un passaggio chiave per ridurre la dipendenza dalle fonti fossili e per la salvaguardia dell'ambiente.

Attualmente la produzione elettrica è ancora fortemente centralizzata e spesso situata a lunghe distanze rispetto ai consumatori finali. Il livellamento del carico è affidato ad impianti idroelettrici e a gas naturale, regolati da previsioni di consumo giornaliera e stagionali [Mahlia et al, 2014].

In futuro i sistemi di produzione di energia elettrica sostenibili saranno basati sull'uso razionale delle fonti tradizionali di energia, abbinato ad uno sfruttamento crescente delle risorse rinnovabili. A conferma di ciò, la porzione di energia elettrica generata a partire dalle fonti rinnovabili sta registrando un importante trend di crescita in tutto il mondo.

È necessario considerare che, nonostante le risorse rinnovabili siano abbondanti, esse sono per natura instabili, intermittenti e pertanto raramente sincronizzate con la richiesta di energia [Ibrahim et al., 2008].

La progressiva decentralizzazione della produzione di energia elettrica dovuta all'introduzione distribuita di impianti basati sullo sfruttamento di risorse rinnovabili, caratterizzate da un comportamento oscillatorio e intermittente, sta complicando la gestione della rete elettrica a causa dei frequenti sbilanciamenti tra produzione di energia e richiesta da parte delle utenze; ciò è ulteriormente aggravato dalla limitata capacità di variazione del carico degli impianti termoelettrici a carbone e termonucleari. Il surplus di energia elettrica prodotto durante i periodi di bassa

richiesta, se elevato, può variare sensibilmente le condizioni economiche del mercato elettrico e condurre al sovraccarico delle infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica esistenti che spesso non sono dimensionate per sopportare tali incrementi di potenza.

Per questi motivi è necessario individuare nuovi criteri di regolazione e fornitura dell'energia per ottenere un funzionamento ottimale della rete elettrica.

L'accumulo di energia svincola, entro i limiti delle sue dimensioni, la generazione dal consumo di potenza. Questo permette di utilizzare le fonti rinnovabili non programmabili in modo più razionale.

L'introduzione dello sfruttamento distribuito delle risorse rinnovabili ha portato ad una crescita di interesse nello sviluppo di efficienti sistemi di accumulo di energia con la funzione di rendere il sistema elettrico più flessibile e di permettere il controllo dell'intermittenza di queste sorgenti, rendendole competitive anche se confrontate con le fonti convenzionali di energia. Risulta quindi conveniente individuare efficienti sistemi per accumulare il surplus della produzione elettrica proveniente dalle fonti rinnovabili, utilizzabile successivamente in opportuni periodi di richiesta di energia.

In questo momento l'eolico risulta essere la miglior risorsa rinnovabile nel campo della produzione di energia elettrica, tuttavia la potenza generata dagli aeromotori è influenzata dalla natura imprevedibile del vento che causa problemi all'integrazione di numerose turbine eoliche nella rete elettrica. Per migliorare l'integrazione della sorgente eolica nel panorama della produzione di energia elettrica è sicuramente necessario migliorare i sistemi di regolazione della rete, ad esempio con l'introduzione di nuovi impianti di accumulo di energia [Cavallo, 2001].

Per quanto riguarda i sistemi elettrici isolati (es. piccole isole lontano dalla terraferma o zone montane difficilmente accessibili), che dipendono principalmente dallo sfruttamento di risorse rinnovabili come l'eolico, conviene prestare particolare attenzione all'eventuale integrazione con un impianto di accumulo di energia che potrebbe rendere questi sistemi elettrici completamente indipendenti dai combustibili fossili oggi ancora largamente impiegati.

Una fornitura di energia elettrica basata su un ampio sfruttamento delle risorse rinnovabili richiede inoltre una gestione affidabile e sostenibile della rete elettrica, che includa una buona capacità di accumulo di energia superando gli inconvenienti legati ai costi operativi e di installazione di tali impianti.

Il principio di funzionamento di un sistema di accumulo di energia è il seguente: l'energia elettrica in ingresso al sistema viene trasformata attraverso un modulo di conversione in un'altra forma di energia facilmente stoccabile, ad esempio energia meccanica, chimica, termica o elettromagnetica; quest'ultima può rimanere stoccata per un tempo limitato, a causa delle perdite di auto-scarica, per poi essere nuovamente riconvertita in energia elettrica. L'efficienza complessiva del sistema è determinata da entrambi i rendimenti di conversione e dalle perdite di auto-scarica del serbatoio di accumulo, come si può notare dall'equazione (1.1) che fa riferimento alla Fig. 1.1 [Rodrigues et al., 2014].

$$\varepsilon = \frac{(ECM_{out} \cdot \eta_{conv,out}) - E_{persa}}{ECM_{in} \cdot \eta_{conv,in}} \quad (1.1)$$

Quindi i sistemi di accumulo riescono ad immagazzinare energia a spese di una quota parte che viene irrimediabilmente perduta.

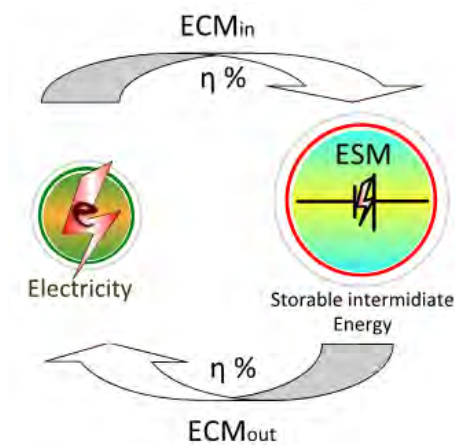


Fig. 1.1. Rappresentazione schematica di un ciclo di accumulo di energia [Rodrigues et al., 2014].

L'accumulo di energia elettrica è un'operazione molto complicata e richiede attrezzature ingombranti e molto costose per essere realizzata. Sono state sviluppate diverse tecniche di accumulo basate sulle forme più comuni di energia: meccanica, chimica, termica ed elettromagnetica; tuttavia una delle difficoltà principali risiede nella scelta del sistema di accumulo più conveniente e più adatto all'applicazione che si vuole supportare.

Le tecniche di accumulo possono essere classificate in quattro macro-categorie organizzate in funzione delle loro applicazioni:

- applicazioni a bassa potenza (fino a 100 kW) in aree isolate per l'alimentazione di sistemi ausiliari e di emergenza;
- applicazioni a media potenza (0,1÷20 MW) in aree isolate per l'alimentazione di sistemi elettrici isolati e per il supporto di servizi ausiliari;
- applicazioni connesse alla rete elettrica per il *load leveling* e il *peak shaving* su larga scala, che consistono nel livellamento giornaliero della curva di carico elettrico;
- applicazioni per il controllo della qualità dell'energia elettrica, come il controllo della stabilità della rete e la regolazione di tensione e frequenza.

1.2 Servizi offerti alla rete elettrica e alle utenze

Fino a pochi anni fa gli impianti di accumulo di energia elettrica erano quasi esclusivamente costituiti da impianti idroelettrici e venivano utilizzati solo per il livellamento della curva di carico elettrico, erogando energia durante i picchi di richiesta e accumulandola durante i periodi di basso carico. Questo era possibile grazie ai numerosi impianti di pompaggio idroelettrici costruiti fin dai primi anni del '900 in tutto il mondo.

L'introduzione distribuita di nuovi impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sta spingendo i gestori della rete elettrica ad affrontare una serie di cambiamenti operativi; contemporaneamente il progresso tecnologico dei sistemi di accumulo di energia elettrica sta creando una serie di opportunità preziose per fornire servizi unici per l'evoluzione della rete elettrica.

Malgrado i vantaggi apportati al sistema elettrico, i sistemi di accumulo attualmente installati sono realtà marginali nel panorama elettrico mondiale. Infatti dei 5.550 GW di potenza elettrica totale installata nel mondo [EIA, 2013], solo 128 GW [Mahlia et al., 2014] sono dedicati ad impianti di accumulo.

Il motivo principale è la mancanza di prezzi competitivi per la diffusione su larga scala di questi impianti, tuttavia questa tendenza è destinata a cambiare sotto la spinta di un approvvigionamento energetico sostenibile sia dal punto di vista economico che dal punto di vista ambientale.

I servizi offerti da un sistema di accumulo interessano tutti i livelli del sistema elettrico, dalla generazione alla trasmissione e distribuzione fino alle singole utenze.

Di seguito vengono descritti i principali servizi, con particolare attenzione ai benefici tecnici ed economici che essi possono comportare per la rete ed il mercato elettrico.

1.2.1 *Load leveling, peak shaving e energy price arbitrage*

L'utilizzo di un sistema di accumulo di energia elettrica secondo la logica del *load leveling* consiste nello stoccaggio di energia durante le ore di basso carico del sistema elettrico e la sua successiva fornitura durante i periodi di forte richiesta da parte delle utenze.

Questo criterio di funzionamento comporta soprattutto benefici di natura tecnica, ottimizzando in particolar modo il funzionamento degli impianti termoelettrici e la gestione della rete elettrica grazie anche all'operazione di *peak shaving*, ovvero il livellamento dei picchi di massima richiesta di energia elettrica. Infatti come si può notare in Fig. 1.2, l'intervento di un sistema di accumulo può soddisfare il picco di richiesta (in violetto) mantenendo un profilo di generazione più omogeneo.

Gli impianti termoelettrici, in particolare quelli che sfruttano fonti primarie a basso costo (es. carbone), non sono progettati per operare a carico parziale con buone efficienze. Accumulando il surplus di energia elettrica che essi generano durante i periodi di bassa richiesta, è possibile consentire a questi impianti di funzionare sempre in prossimità di carico e rendimento nominali. L'energia accumulata può essere successivamente erogata durante le ore di massima richiesta riducendo il carico dei costosi impianti di *peaking* alimentati a gas naturale.

La gestione della rete elettrica è molto complessa, il consumo di potenza da parte delle utenze è caratterizzato da fluttuazioni molto marcate. I sistemi di accumulo possono intervenire, come descritto in precedenza, per livellare la curva di carico e gestire i periodi di massima richiesta rinviando gli investimenti su nuove infrastrutture di rete e sull'aumento della potenza installata.

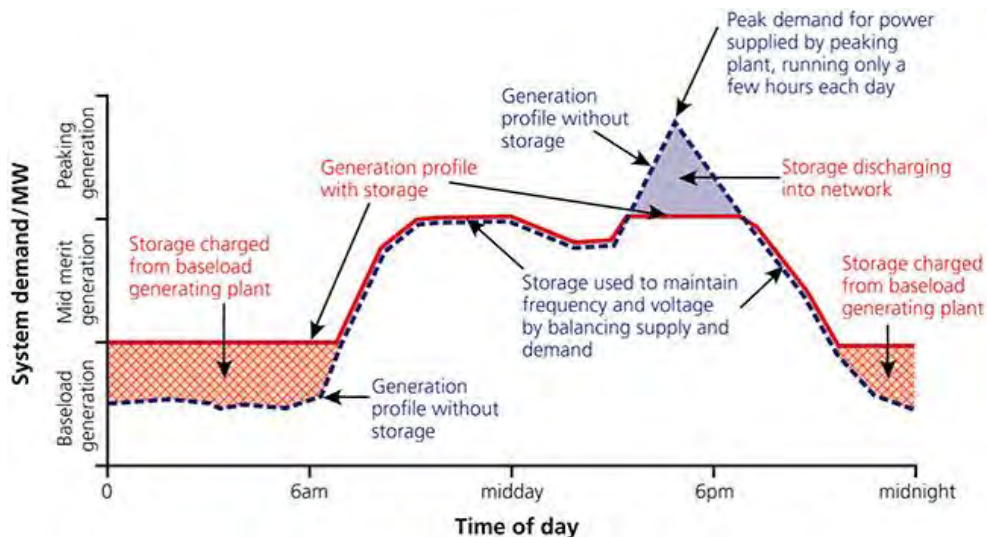


Fig. 1.2. Grafico di carico giornaliero che evidenzia gli interventi di *load leveling* [Prudent Energy, 2012].

Questa strategia di funzionamento favorisce anche la pratica dell'*energy price arbitrage*. Essa sfrutta la differenza di prezzo dell'energia elettrica che si ha tra due momenti della giornata o della settimana per realizzare un profitto economico per l'impianto di accumulo. L'energia elettrica viene acquistata ed immagazzinata quando costa poco a causa della bassa richiesta da parte delle utenze, per poi essere rivenduta durante le ore in cui i prezzi sono più elevati.

Dal punto di vista economico è possibile affermare che i sistemi di accumulo di energia favoriscono la riduzione e la stabilizzazione dei prezzi nel mercato elettrico perché svincolano la produzione elettrica dalle speculazioni e dalla volatilità dei prezzi legate ai combustibili fossili [Rodrigues et al., 2014].

1.2.2 Integrazione e supporto di sorgenti rinnovabili non programmabili

L'introduzione di nuovi sistemi di accumulo di energia permette di sfruttare in modo più efficiente gli impianti di produzione elettrica basati su fonti rinnovabili. Infatti sfruttando il principio del *load leveling* descritto in precedenza, è possibile smorzare gli effetti della loro natura prevalentemente oscillatoria ed intermittente ottenendo i seguenti vantaggi:

- lo stoccaggio di energia può supportare gli impianti basati su fonti rinnovabili in caso di assenza o variazione di intensità delle sorgenti (es. vento, sole) rendendo il loro profilo di generazione più regolare e prevedibile;

- durante i periodi di bassa richiesta è possibile accumulare quella porzione di energia elettrica che normalmente non può essere generata perché comporterebbe il sovraccarico delle linee di trasmissione;
- si riduce l'impiego degli impianti termoelettrici di *peaking* che, in assenza di accumuli, sono spesso chiamati a compensare la variabilità della produzione elettrica da fonti rinnovabili.

Le energie eolica e solare sono le risorse rinnovabili più diffuse nel nostro pianeta ma sono difficili da sfruttare efficientemente su larga scala poiché il loro collegamento con la rete elettrica comporta una fornitura di energia incostante e poco prevedibile (specialmente a lungo termine), aggiungendo un grado di instabilità alla rete stessa. Per questo motivo è necessario interporre un dispositivo di accumulo di energia al fine di livellarne la potenza in uscita e garantirne un funzionamento stabile ed affidabile incoraggiando così nuovi investimenti nel settore.

Per quanto riguarda gli impianti termoelettrici impiegati per la modulazione del carico, si eviterebbero le perdite di efficienza associate alle numerose fasi di *start-up* e *shut-down*, riducendo gli stress meccanici e termici che influenzano in modo significativo la vita utile di questi impianti.

Nel bilancio economico complessivo deve essere considerato l'extra-costi dovuto all'integrazione del sistema con un impianto di accumulo.



Fig. 1.3. Eolico e fotovoltaico sono attualmente le fonti più promettenti per la produzione di energia elettrica.

La generazione elettrica derivante da eolico e fotovoltaico giocherà nei prossimi anni un ruolo fondamentale nelle politiche di riduzione delle emissioni di CO₂.

In riferimento all'eolico, durante l'anno 2013 nel nostro pianeta è stata installata una potenza di 35 GW, con un incremento del 12% circa rispetto al 2012, raggiungendo una potenza totale di 318 GW [EIA, 2013]. Le maggiori potenze installate nel 2013 sono state in Cina (circa 91,4 GW), negli USA (61,1 GW), in Germania (34,7 GW), in Spagna (23 GW) e in India (20,2 GW). La potenza eolica totale installata in Europa è pari al 36,8% della potenza eolica mondiale.

La posizione dell'Italia è sempre stata all'avanguardia, e nel 2013 era al 7° posto nella classifica della potenza installata, dopo Cina, USA, Germania, Spagna, India e Gran Bretagna. Nonostante l'EWEA (*European Wind Energy Association*) abbia da poco rivisto al ribasso le stime di sviluppo di pale e turbine eoliche nel vecchio continente, passando da una previsione di 230 GW a 192 GW di nuova potenza eolica installata entro il 2020, le prospettive di crescita restano comunque elevate ed incoraggianti e si può affermare che i sistemi di accumulo avranno per molti anni un ruolo fondamentale per l'ottimizzazione e il supporto della rete elettrica.

I vantaggi fondamentali apportabili dai sistemi di stoccaggio di energia riguardano la regolazione della potenza generata e l'incremento del *capacity factor* (rapporto tra la produzione elettrica effettiva fornita da un impianto e la produzione elettrica teorica generata al carico nominale).

L'accumulo è particolarmente vantaggioso quando la domanda di energia risulta essere già soddisfatta. La capacità di attenuare le fluttuazioni tipiche della generazione eolica e di permetterne lo sfruttamento durante le fasce orarie dove non è richiesta può infatti incrementare la produzione annua complessiva di ogni turbina o parco eolico.

Un altro vantaggio riguarda la riduzione delle ore di funzionamento degli impianti termoelettrici di modulazione, che devono fronteggiare la variabilità tipica della generazione da fonti rinnovabili consumando combustibili fossili costosi.

Anche la produzione di energia elettrica da fotovoltaico ha visto un trend di crescita importante. Secondo le ultime previsioni, la capacità globale passerà dai 139,8 GW datati fine 2013 a quasi 330 GW nel 2020. La crescita interesserà principalmente i paesi emergenti, con la Cina in testa alla classifica.

Come si può osservare nella Fig. 1.4 la Germania è da sempre protagonista nel panorama mondiale del fotovoltaico.

Dal 2010 al 2012 anche l'Italia, grazie alle incentivazioni fornite dal "Conto Energia", ha registrato un vero e proprio boom di installazioni. Nel 2011 ha persino raggiunto la testa della classifica mondiale con una potenza annua installata di 9,3 GW.

Dopo anni di supremazia del binomio Italia-Germania, nel 2013 i primi tre paesi per installazione annua di potenza sono stati: Cina, Giappone e Stati Uniti.

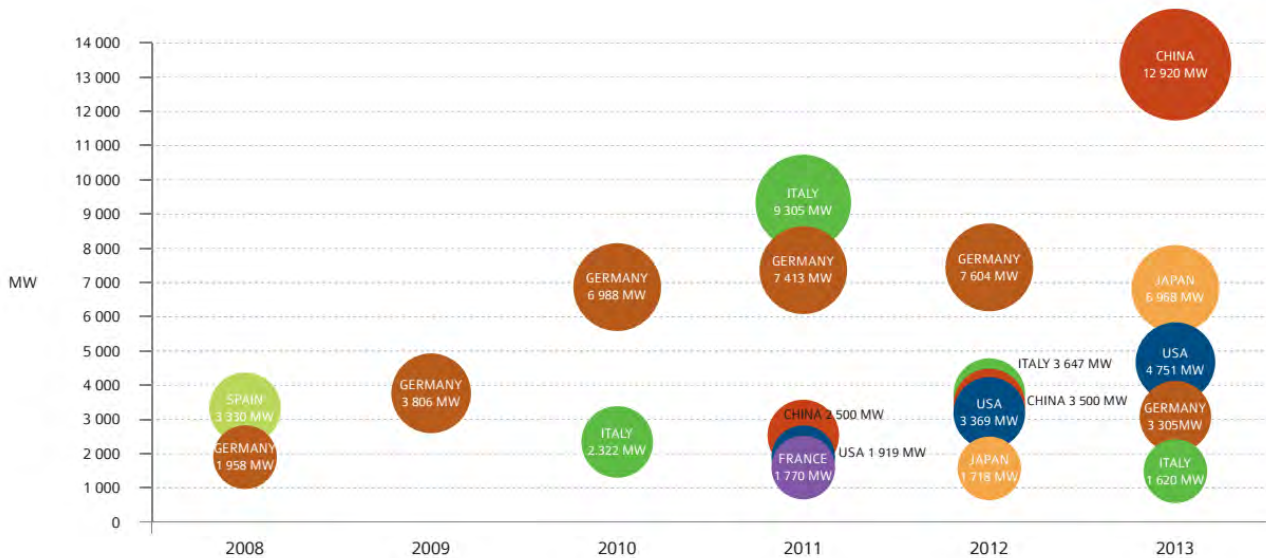


Fig. 1.4. Principali incrementi della potenza installata PV dal 2008 al 2013 [IEA PVPS TRENDS, 2014].

Per quanto riguarda i paesi della UE, a fine 2013 la Germania era in testa alla classifica con 35,76 GW di potenza installata, seguita dall'Italia con circa la metà della capacità tedesca e pari a 18,07 GW.

Per le piccole installazioni fotovoltaiche possono essere sufficienti piccoli impianti di *back-up* mentre per la produzione elettrica su larga scala è necessario adottare sistemi di accumulo molto efficienti ed in grado di sopportare almeno 50.000 cicli di carica-scarica prima di dover essere profondamente revisionati o smantellati.

1.2.3 Regolazione primaria, secondaria e terziaria

I sistemi di regolazione sono tre: primario, secondario e terziario. Si differenziano tra loro per la modalità e i tempi di intervento.

In un sistema elettrico ogni squilibrio tra generazione e fabbisogno di potenza causa un transitorio in cui, nei primi istanti, si verifica una variazione dell'energia cinetica immagazzinata nei motori e negli alternatori connessi e in esercizio. L'effetto più evidente è una variazione di frequenza rispetto al valore nominale fissato a 50/60 Hz.

Nei secondi successivi alla variazione di frequenza, i regolatori di velocità delle unità di produzione agiscono automaticamente, ed in maniera autonoma l'uno dall'altro, sulla potenza generata dai rispettivi motori con un'azione che modifica la potenza elettrica in modo da ristabilire l'equilibrio tra la potenza generata ed il fabbisogno. L'azione dei regolatori permette di contenere la variazione di frequenza ma non ne ripristina il valore nominale.

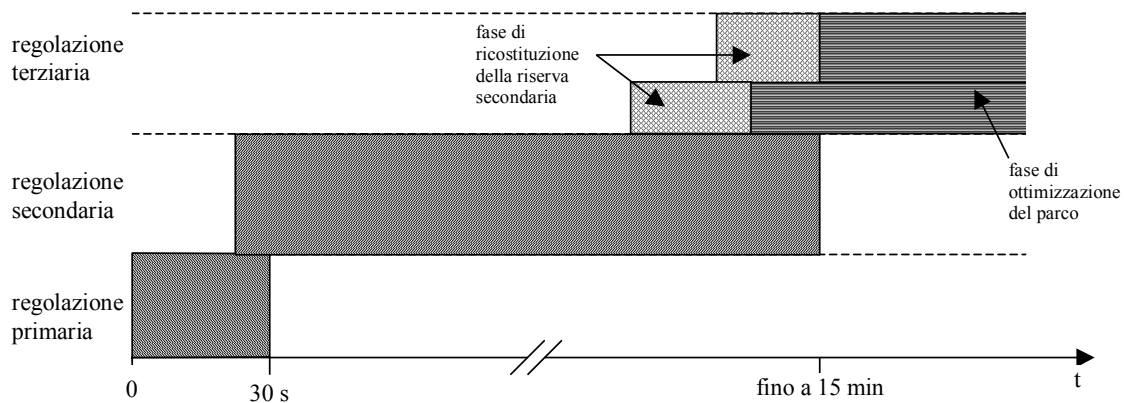


Fig. 1.5. Tempi di intervento dei meccanismi di regolazione di frequenza [Terna, 2008].

Si definisce *regolazione primaria* della velocità l'insieme di operazioni avente l'obiettivo di mantenere in un sistema elettrico l'equilibrio tra generazione e fabbisogno [Terna, 2008].

Come si può notare dalla Fig.1.5 la regolazione primaria è la prima ad intervenire, per una durata totale del tempo di intervento di circa 30 secondi.

Nel caso di un transitorio in sotto-frequenza (riduzione della frequenza nominale di rete a causa di un aumento improvviso del carico), la potenza complessiva immessa in rete dalle unità di produzione in esercizio sarà aumentata. Affinché ciò sia possibile è necessario che tali unità dispongano di un margine di potenza tra il punto di funzionamento e la potenza massima. Questa potenza è denominata *riserva di regolazione primaria* o *banda di regolazione primaria*. La regolazione primaria e la corrispondente banda di riserva di potenza fanno parte di un servizio che è obbligatorio per tutte le unità di produzione in servizio, di potenza non inferiore a 10 MVA, con le modalità descritte dal codice di rete. La somma delle riserve di regolazione primarie di tutte le unità di produzione in esercizio costituisce la riserva primaria del Sistema Elettrico Nazionale.

Analoghe considerazioni possono essere svolte in caso di un transitorio di sovralfrequenza (aumento della frequenza nominale di rete a causa di una riduzione improvvisa del carico). Tuttavia, in questo caso, la riserva di regolazione primaria è data dal margine di potenza tra il punto di funzionamento e la potenza corrispondente a quella di minimo tecnico dichiarata per ogni impianto.

Al ristabilimento dell'equilibrio delle potenze generate ed assorbite, il sistema elettrico si trova ad operare in una nuova condizione di regime, in cui la frequenza ha un valore diverso da quello nominale e gli scambi di potenza tra le varie Aree di Controllo, definite dall'UCTE (*Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*), sono diversi dai valori programmati.

Per il cosiddetto *principio di solidarietà*, il contributo in potenza che ogni area di controllo deve fornire per la costituzione della riserva primaria di tutta la rete interconnessa è definito in base ad un *coefficiente di partecipazione* della singola area, assegnato annualmente dall'UCTE e che ogni gestore del sistema elettrico di trasmissione è chiamato a rispettare.

Per ristabilire il valore nominale delle frequenza e i valori di potenza di scambio programmati, è stata istituita una ulteriore regolazione, denominata *regolazione secondaria o regolazione frequenza-potenza*, che deve intervenire con tempi più lenti rispetto alla regolazione primaria per un tempo di intervento che può arrivare fino a circa 15 minuti (Fig. 1.5).

Anche questa regolazione agisce su un margine di potenza dedicata, denominata *riserva o banda secondaria*, resa disponibile però da unità di produzione dedicate, la cui entità è stabilita dal gestore della rete in ottemperanza alle raccomandazioni definite dall'UCTE.

Nel caso di utilizzo permanente della banda di regolazione secondaria, il gestore della rete può ripristinare una quota del margine di potenza destinato a questa regolazione utilizzando un'ulteriore potenza disponibile, definita *riserva di regolazione terziaria*. Tale regolazione viene eseguita su richiesta diretta del gestore della rete che impartisce disposizioni di esercizio come l'entrata in servizio di unità di produzione di riserva o la variazione della potenza prodotta da altre unità già in servizio. Le assegnazioni inerenti alla regolazione terziaria vengono fatte in base ad un mercato dedicato.

I sistemi di accumulo, spesso caratterizzati da tempi di risposta rapidi, possono fornire prestazioni di regolazione primaria molto utili. Un sistema di accumulo contraddistinto da una efficienza elevata e da tempi brevi di carica-scarica (es. volani, super condensatori ed alcune tipologie di batterie) può fornire una banda di regolazione pari alla somma delle potenze massime di carica e di scarica. Inoltre è possibile ridurre la modulazione degli impianti termoelettrici imposta dalla regolazione primaria, accompagnata da una riduzione dell'efficienza dell'impianto e con conseguente incremento di emissioni e consumo di combustibile.

Lo sfruttamento delle fonti rinnovabili non programmabili 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, vista la natura prettamente variabile di tali fonti, si renderebbe necessario in quantità maggiore. In tale contesto i sistemi di accumulo possono aumentare i margini di riserva di regolazione primaria favorendo l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico.

Attualmente nel panorama elettrico 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 e complementari come la regolazione secondaria.

Le variazioni della potenza erogata possono essere effettuate mediante l'avviamento o la sospensione dal servizio di varie unità di produzione (es. turbo-gas, impianti di pompaggio idroelettrici), aumentando o diminuendo la potenza erogata dai gruppi già in servizio, modificando la ripartizione della potenza dei gruppi dedicati alla regolazione secondaria o modificando i programmi di scambio di potenza tra aree di controllo della rete elettrica. Il gestore della rete impartisce ai singoli gruppi di produzione ordini di esercizio relativi alla variazione della potenza prodotta da unità in servizio o funzionanti da riserva "pronta", cioè in grado di erogare entro 15 minuti la potenza richiesta.

In tale contesto, i sistemi di accumulo possono essere facilmente impiegati come riserva "pronta", con i vantaggi sopradescritti, in particolare limitando l'impatto il funzionamento al carico parziale delle unità termoelettriche adibite al servizio di regolazione.

1.2.4 *Black-start*

Con *black-start* si definisce il processo di ripristino di una centrale elettrica quando non si può fare affidamento sulla rete esterna di trasmissione dell'energia, come ad esempio in condizioni di *black-out*. I gruppi di produzione devono essere avviati individualmente e gradualmente ricollegati alla rete elettrica per formare nuovamente un sistema interconnesso.

Per supportare la procedura di *black-start*, alcune centrali dispongono di piccoli generatori diesel ausiliari, chiamati *black start diesel generators* (BSDG) che servono ad alimentare gli ausiliari degli impianti di grossa taglia. Infatti per supportare le pompe dell'acqua di alimentazione del generatore di vapore, i ventilatori che assicurano il tiraggio forzato in caldaia e la preparazione del combustibile, gli impianti di produzione che utilizzano turbine a vapore richiedono una potenza di servizio pari a circa il 10% della loro capacità. I BSDG vengono impiegati per avviare dei generatori più grandi (di diversi MW di capacità), che a loro volta supportano l'avviamento dei generatori principali della centrale elettrica.

È antieconomico fornire una grande capacità di riserva ad ogni gruppo di produzione, conviene affidare la procedura di *black-start* a centrali dedicate collegate alla rete elettrica.

Spesso le centrali idroelettriche sono designate come sorgenti di *black-start* per ripristinare le interconnessioni di rete. Una stazione idroelettrica richiede una potenza iniziale minima per avviarsi, sufficiente ad aprire le porte di aspirazione e ad alimentare le bobine di eccitazione del generatore. In questo modo può rapidamente erogare potenza alla rete e consentire l'avvio delle centrali a combustibile fossile o nucleari.

Anche alcuni impianti turbo-gas possono essere configurati per la procedura di *black-start*, fornendo un'alternativa nei luoghi privi di risorse idroelettriche.

In questo scenario i nuovi sistemi di accumulo possono fornire una riserva di potenza ed energia pronta all'uso, identificandosi come potenziali centrali di ripartenza autonoma. Tali sistemi possono fornire elevate capacità di *black-start* per supportare l'avvio dei grandi impianti di generazione elettrica.



Fig. 1.6. Immagine satellitare del *black-out* che ha colpito l'Italia nel settembre 2003.

1.2.5 Controllo della tensione sulla rete elettrica

Il gestore della rete deve garantire alle utenze i livelli di tensione stabiliti nei diversi nodi della rete elettrica.

Solitamente il supporto di tensione avviene grazie al servizio di riserva reattiva fornito da speciali unità di produzione abilitate alla regolazione primaria e secondaria. La generazione di una quota di potenza reattiva (VAR) da parte di questi gruppi compensa i frequenti disturbi presenti nella rete. Essi sono dovuti principalmente a:

- guasti sulle linee di trasmissione dell'energia elettrica;
- guasti sulle reti interne delle grosse utenze;
- correnti di inserzione e disinserzione di carichi induttivi e capacitivi (es. trasformatori, condensatori e motori asincroni);
- variazioni repentine di carico dovute principalmente alle correnti di spunto dei motori elettrici;
- carichi non lineari.

La regolazione della tensione avviene grazie alla modulazione della potenza reattiva erogata che si basa sullo scostamento, rispetto ad un valore nominale di riferimento, della tensione ai morsetti dei gruppi di generazione nel caso di regolazione primaria o della tensione su specifici nodi della rete nel caso della regolazione secondaria.

I generatori capaci di erogare potenza reattiva sono chiamati *condensatori rotanti* e il loro funzionamento è illustrato in Fig. 1.7. Nel caso di un aumento della tensione la

macchina assorbe potenza reattiva induttiva (reattore induttivo - parte bassa del grafico) mentre nel caso di un abbassamento di tensione la macchina eroga potenza reattiva capacitiva (condensatore rotante – parte alta del grafico), in entrambi i casi viene ristabilito il valore nominale della tensione.

In tale contesto i sistemi di accumulo possono fornire il servizio di regolazione della qualità della tensione nella rete elettrica (intesa come qualità della forma d'onda in ampiezza e frequenza). In particolare, a causa della difficoltà a trasmettere potenza reattiva su lunghe distanze (la presenza di alti valori di potenza reattiva nelle linee di trasmissione comporta un notevole aumento delle perdite elettriche), un'applicazione distribuita di sistemi di accumulo (es. volani e super condensatori) in prossimità delle utenze più energivore potrebbe costituire un modus operandi molto efficace per il supporto di tensione.

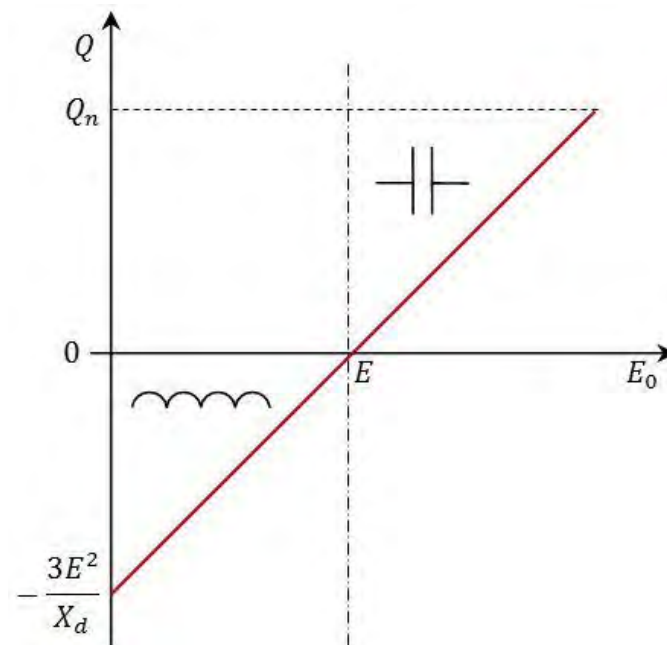


Fig. 1.7. Andamento della potenza reattiva generata o assorbita in un condensatore rotante al variare della tensione di eccitazione [Antonio Paolucci - Lezioni di trasmissione dell'energia elettrica].

1.2.6 Power quality, stabilità e affidabilità del servizio elettrico

Il gestore della rete deve garantire ai propri clienti la qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica, controllando le perturbazioni di breve durata che influenzano la qualità della potenza erogata.

In una situazione ideale, in assenza di perturbazioni, la rete elettrica fornisce una tensione alternata sinusoidale, di ampiezza e frequenza costanti nel tempo e fissate secondo gli standard nazionali o rispettando le specifiche del sistema (es. sistemi isolati), con un'impedenza nulla per tutto il campo di frequenze ammissibili. In realtà nessuna sorgente di potenza garantisce questi presupposti di funzionamento, allontanandosi dalle condizioni ideali a causa di:

- variazioni del valore massimo e del valore efficace della tensione, che possono essere più o meno brevi, casuali o ripetitive;
- variazioni della frequenza di rete;
- variazioni della forma d'onda;
- fattore di potenza ($\cos\varphi$) non unitario;
- impedenza della rete non nulla.

Ognuno di questi effetti indesiderati può avere cause differenti, spesso derivanti dalla condivisione delle infrastrutture per la distribuzione dell'energia elettrica. È difficile risolvere questi problemi in modo efficiente perché non è possibile prevedere con precisione l'assorbimento di energia dei vari carichi collegati alla rete.

Le moderne infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica rimangono soprattutto vulnerabili al cosiddetto fenomeno dell'instabilità angolare, causato da una fluttuazione di potenza a bassa frequenza che rimbalza da un capo all'altro della rete elettrica. Questa forma d'onda è difficile da bloccare o smorzare e può arrivare ad occupare una porzione importante della capacità di trasmissione della linea. In passato questo fenomeno è stato collegato a numerosi *black-out* su larga scala che sono costati molto in termini di perdita di produttività e di affidabilità del servizio. Smorzando l'oscillazione a bassa frequenza si può ripristinare la piena capacità di trasmissione della rete elettrica, alleggerendo le linee congestionate ed evitando di operare vicino alle condizioni di instabilità.

Lo smorzamento delle oscillazioni può essere effettuato con una rapida iniezione di potenza attiva o reattiva, con una frequenza prossima a quella di tali fluttuazioni.

I sistemi di accumulo caratterizzati da tempi di risposta rapidi, elevata potenza e che possono supportare frequenti cicli di carica-scarica si configurano come tecnologie adatte alla gestione di queste oscillazioni. In genere, la durata della scarica richiesta per garantire la qualità del servizio varia da pochi secondi a qualche minuto. Durante

la fase di scarica il sistema di accumulo attenua il disturbo in modo da soddisfare le specifiche di qualità della potenza erogata.

I sistemi di accumulo possono essere utilizzati come *energy back-up* per soddisfare in modo efficace i fabbisogni delle utenze nel caso in cui venga a mancare l'alimentazione prevista dalla rete elettrica. Ciò è particolarmente utile per garantire il funzionamento di sistemi ausiliari e di emergenza.

In caso di guasto del sistema elettrico è necessario un accoppiamento adeguato tra utenza e sistema di accumulo, che consenta di ritornare alle normali condizioni di esercizio una volta ripristinato il collegamento con la rete elettrica.

In fase di dimensionamento, mentre la taglia del sistema di accumulo è facilmente ricavabile dal fabbisogno dell'utenza, la durata della fase di scarica è basata su criteri che tengono conto delle condizioni reali di esercizio. Se il carico è interessato da regolari disconnessioni dalla rete, il supporto del sistema di accumulo può protrarsi per alcune ore, mentre se l'obiettivo è quello di garantire il ritorno alle condizioni di esercizio ordinarie la fase di scarica può essere di breve durata, nell'ordine di alcuni minuti. Infine nel caso di lunghe disconnessioni dalla rete elettrica, che superano la capacità del sistema di accumulo, può essere prevista l'entrata in funzione di generatori diesel addizionali.

La flessibilità dei sistemi di accumulo permette di supportare le repentine variazioni di carico, donando alla rete elettrica maggiore stabilità, prevenendo eventuali guasti e aumentando quindi l'affidabilità del servizio elettrico.

In questo contesto, un'altra caratteristica interessante dei sistemi di accumulo è la capacità, per alcune tecnologie (in particolare gli accumulatori elettrochimici), di essere compatti e facilmente trasportabili. Così è possibile supportare utenze isolate dove la rete elettrica non può arrivare per motivi tecnici o economici. Questa virtù abbinata ai sistemi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili può provvedere a condizioni di esercizio straordinarie in siti di difficile accesso per i sistemi di distribuzione convenzionali.

1.2.7 Gestione delle congestioni e differimento capitale

Nello scenario elettrico nazionale gli impianti di accumulo di energia possono essere utilizzati per trarre benefici di natura principalmente economica in quanto permettono

di limitare la necessità di costruire nuove centrali di produzione e di acquistare energia addizionale proveniente da altri mercati elettrici.

I due grafici in Fig. 1.8 illustrano la strategia di funzionamento di un sistema di accumulo collegato in parallelo alla rete elettrica. Questo prassi operativa ha lo scopo di livellare la curva di carico permettendo uno sfruttamento più efficiente delle risorse di energia.

Il grafico in alto mostra la classica curva di carico settimanale; mentre il grafico inferiore mostra le fasi di carica-scarica del sistema di stoccaggio. Le fasi di carica avvengono solitamente nelle ore notturne mentre i periodi di scarica sono legati ai momenti di massima richiesta di energia elettrica.

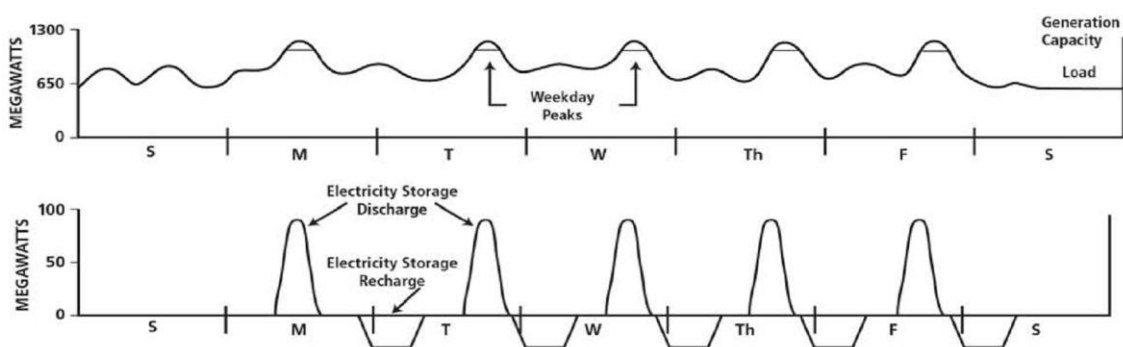


Fig. 1.8. Strategia di gestione di un sistema di accumulo per il rifornimento della rete [Ferretto, 2014].

La congestione di una linea di trasmissione dell'energia elettrica si verifica quando la capacità di trasporto della linea stessa non viene adattata alla domanda crescente di energia da parte delle utenze. Durante i periodi di maggior carico della rete la necessità ed i costi associati all'aumento della capacità di trasmissione portano al rincaro delle tariffe di vendita dell'energia elettrica. Un ulteriore problema è dato dal fatto che le congestioni presenti nella rete elettrica non permettono agli impianti di produzione che sfruttano efficientemente risorse rinnovabili di generare tutta l'energia potenzialmente producibile, in particolare nelle ore in cui la domanda di energia è maggiore.

L'accumulo di energia elettrica può essere utilizzato per evitare l'aumento dei costi associati alle congestioni e per garantire uno sfruttamento più efficace delle risorse rinnovabili.

In questo contesto conviene installare i sistemi di stoccaggio a valle degli elementi di rete più critici che si trovano in condizioni prossime alla congestione. Il sistema di

accumulo è in grado di immagazzinare energia quando la rete non è sovraccaricata e successivamente può servire l'utenza nei momenti di maggiore richiesta, evitando la congestione della linea di collegamento. Invece quando la congestione è dovuta ad un eccesso di produzione di energia, è possibile prevedere l'installazione di un sistema di accumulo a monte del tratto congestionato.

La Fig. 1.9 illustra l'utilizzo di un sistema di accumulo in tale contesto. Nel diagramma in alto si può notare una condizione di carico particolarmente elevata durante il pomeriggio del mercoledì (*W*); nel diagramma in basso vediamo come il sistema di accumulo (carico) interviene in fase di scarica per compensare tale squilibrio, decongestionando la linea di trasmissione interessata. Il sistema di stoccaggio può essere successivamente ricaricato quando, in tarda serata e durante la notte, il carico della linea di alimentazione ritorna in condizioni normali.

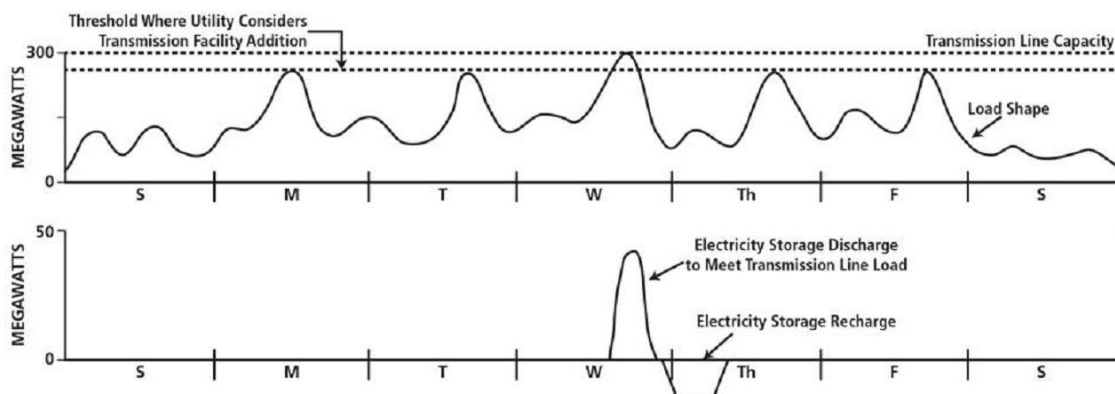


Fig. 1.9. Strategia di gestione di un sistema di accumulo per evitare le congestioni [Ferretto, 2014].

Il differimento degli investimenti nel sistema elettrico può comportare la riduzione o addirittura il risparmio totale dei costi collegati all'installazione di nuovi impianti di produzione e al rinnovamento delle linee di trasmissione e distribuzione. Può risultare opportuno costruire nuovi impianti di accumulo capaci di supportare le continue metamorfosi del mercato elettrico, in particolare dopo l'introduzione distribuita dei sistemi di produzione basati su fonti rinnovabili non programmabili.

Si possono evitare o diluire in alcuni anni gli investimenti atti ad incrementare la capacità degli elementi della rete elettrica che vengono a trovarsi in situazioni critiche per limitati periodi dell'anno. Anche una piccola quantità di energia accumulata può essere sufficiente a fornire la capacità necessaria per rinviare il bisogno di grandi investimenti in nuove infrastrutture di trasmissione elettrica. In questo modo si

riducono le tariffe per i consumatori finali, si migliora l'utilizzo delle risorse energetiche e si riduce il rischio finanziario connesso agli investimenti altrimenti necessari.

Per la maggior parte dei nodi del sistema elettrico, le richieste di carico maggiore si verificano poche volte l'anno. La Fig. 1.10 mostra un esempio di curva di durata del carico elettrico, essa riporta in ascissa la durata annua per la quale il carico si mantiene maggiore o uguale al valore indicato in ordinata; l'area sottesa dalla curva esprime l'energia elettrica che viene assorbita dalle utenze ogni anno. Si può notare che il carico annuale più elevato si verifica in un giorno specifico, caratterizzato da un picco di consumo leggermente più alto di qualsiasi altro giorno dell'anno.



Fig. 1.10. Esempio di curva di durata del carico elettrico.

Oltre a supportare queste condizioni eccezionali di carico, con ovvi benefici economici nella gestione del sistema elettrico, i sistemi di accumulo comportano anche dei vantaggi di natura tecnica. Alleviando il carico sulle apparecchiature elettriche disponibili, in particolare per quelle più datate, il risultato potrebbe essere quello di prolungarne la vita utile consentendo il differimento di nuovi investimenti per la loro sostituzione. Questo aspetto risulta essere particolarmente interessante per gli elementi che compongono i sistemi di trasmissione e distribuzione dell'energia, ossia i trasformatori e linee di trasmissione aeree e in cavo.

1.2.8 Home energy management

La pratica dell'*home energy management* consiste nella gestione razionale dei carichi domestici allo scopo di ridurre i costi di esercizio in termini di energia elettrica.

Una gestione ottimale dei consumi elettrici si può ricavare da un uso ragionevole dell'energia basato sul principio del *time of use*. Questo principio sfrutta il beneficio economico derivante dal *time-shift*, che consiste nell'acquisto e stoccaggio di energia a prezzi ridotti durante le ore di basso carico del sistema elettrico e il suo successivo reimpiego durante i periodi di forte richiesta in cui le tariffe crescono sensibilmente. Questo concetto può essere facilmente implementato anche su applicazioni a livello domestico ed industriale.

È opportuno precisare che, mentre il guadagno collegato al *time-shift* deriva dalla contrattazione fra i vari partecipanti al mercato elettrico, i prezzi dell'energia elettrica a livello di utenza si basano su tariffe di vendita al dettaglio e sono riferiti a specifiche fasce orarie.

In questo contesto i sistemi di accumulo possono ridurre notevolmente i costi legati all'acquisto di energia elettrica a fronte però di un sensibile investimento iniziale.

La Fig. 1.11 mostra un esempio di abitazione moderna dove l'autoproduzione di energia elettrica da fonti rinnovabili viene integrata con un sistema di accumulo di energia e con il collegamento alla rete elettrica. Lo scopo principale dell'*home energy management* è quello di massimizzare il consumo dell'energia autoprodotta limitando al minimo l'acquisto di energia elettrica dalla rete. L'utilizzo di un sistema di accumulo può concorrere al raggiungimento di questo scopo in modo sostanziale. Infatti può essere ricaricato sia sfruttando il surplus dell'energia elettrica autoprodotta, sia acquistando energia elettrica dalla rete quando i prezzi sono più vantaggiosi.

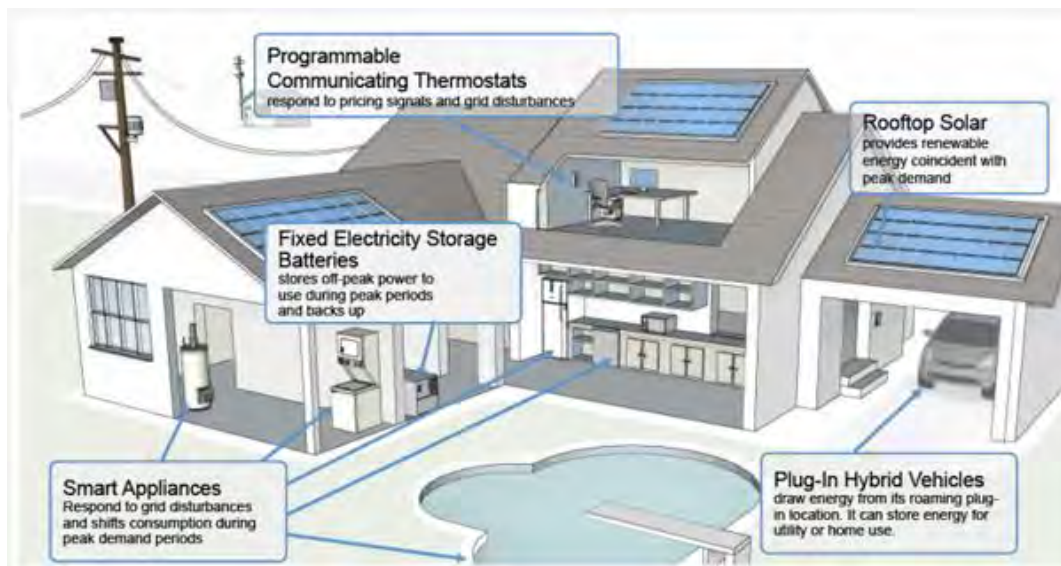


Fig. 1.11. Esempio di gestione razionale dei carichi elettrici in un'abitazione moderna.

1.3 Conclusioni

I moderni sistemi di accumulo di energia sono in grado di servire varie applicazioni anche molto diverse tra loro, in particolare:

- *energy management*: è l'insieme di applicazioni che comprende *load leveling*, *peak shaving* e *energy price arbitrage*;
- supporto ai sistemi di produzione elettrica basati sulle fonti rinnovabili non programmabili;
- *spinning reserve* (riserva pronta di energia) per il controllo di tensione e frequenza di rete;
- *black-start* e *energy backup*;
- *power quality*;
- *home energy management* e sistemi di trasporto (veicoli ibridi elettrici).

La ricerca e lo sviluppo continuo di queste tecnologie può contribuire in modo concreto alla realizzazione dell'idea di *smart-grid* e migliorare lo sfruttamento delle risorse rinnovabili, con conseguenti benefici ambientali in termini di riduzione delle emissioni di CO₂ ed altri inquinanti in atmosfera.

Capitolo 2

INDICI DI PRESTAZIONE PER IL CONFRONTO DI SISTEMI DI ACCUMULO DI ENERGIA

In questo capitolo vengono presentati una serie di indici di prestazione dei sistemi di accumulo di energia allo scopo di studiare i più comuni criteri di confronto per queste tecnologie. La definizione degli indici di prestazioni e dei criteri di confronto è interamente basata su una *review* bibliografica [Ibrahim et al., 2008].

2.1 Introduzione

I sistemi di accumulo di energia possono essere classificate secondo i seguenti criteri:

- la tipologia di applicazione: permanente o portatile;
- la durata dello stoccaggio: a breve o lungo termine;
- il tipo di produzione: massima potenza richiesta.

Si rende pertanto necessario analizzare in senso critico le caratteristiche fondamentali (sia tecniche sia economiche) dei sistemi di accumulo al fine di stabilire dei criteri di confronto che permettano di selezionare la tecnologia di accumulo migliore per il tipo di applicazione a cui è destinata.

2.2 Indici di prestazione

Di seguito vengono elencati e descritti gli indici di prestazione dei sistemi di accumulo di energia sui quali si basano i principali criteri di selezione.

Capacità di accumulo (*Storage capacity*)

È la quantità di energia disponibile all'interno del sistema di accumulo una volta terminato il processo di ricarica. La capacità di accumulo, indicata con E_{st} [Wh], è definita come l'energia complessivamente accumulata, mentre l'energia effettivamente recuperata in fase di scarica è indicata con E_{ut} [Wh]. La capacità di accumulo non può essere totalmente utilizzata per evitare danni permanenti al sistema di accumulo (ovvero, $E_{ut} < E_{st}$) e lo stato di minima carica raggiungibile dal sistema senza subire danni viene definito profondità di scarica del sistema (*depth of discharge*).

Se la fase di carica e di scarica avviene molto rapidamente è possibile danneggiare il sistema di accumulo. Questo discorso vale soprattutto per alcuni accumulatori elettrochimici (es. batterie al piombo-acido) che rischiano di danneggiarsi in modo irreversibile se scaricate completamente o troppo velocemente.

Potenza disponibile (*Available power*)

E' la massima potenza di carica-scarica del sistema di accumulo e può essere indicata con P_{max} [W]. Questo parametro determina la taglia del motore-generatore nella catena di conversione e stoccaggio dell'energia.

Tasso di trasmissione di potenza (*Power transmission rate*)

Questo indice determina il tempo necessario ad estrarre l'energia stoccata dal serbatoio di accumulo. L'accumulo di energia può essere un processo lento ma spesso la fase di scarica deve essere molto veloce per assecondare le richieste energetiche delle utenze, per questo il *power transmission rate* può essere un fattore limitante. Ad esempio, a volte l'energia accumulata deve essere fornita durante le poche ore di massima richiesta di carico, quindi se il *power transmission rate* è molto elevato significa che il sistema non è ben progettato o è fortemente limitato.

Tempo di scarica (*Discharge time*)

È la durata della fase di totale scarica del sistema di accumulo operante alla potenza massima, ovvero:

$$\tau [s] = E_{st}/P_{max} \quad (2.1)$$

Il tempo di scarica dipende dalla profondità di scarica e dalle condizioni di funzionamento del sistema.

Ad esempio per un sistema PHES (*Pumped Hydro Energy Storage*) la capacità di accumulo dipende dalla massa d'acqua e dall'altezza del salto, mentre la massima potenza disponibile è determinata dalle dimensioni delle condotte forzate e dalla taglia delle macchine idrauliche ed elettriche.

La difficoltà nel separare la capacità di accumulo dalla potenza disponibile rende difficile la scelta di un tempo di scarica ottimale per molte tecnologie di stoccaggio.

Efficienza

Può essere definita come il rapporto tra l'energia rilasciata dal sistema di accumulo e l'energia precedentemente stoccata:

$$\eta = \frac{E_{ut}}{E_{st}} \quad (2.2)$$

Questa definizione viene spesso semplificata eccessivamente perché si basa su un'unica fase di un processo ben più complesso. Siccome i sistemi di accumulo soffrono di perdite durante la fase di carica e di stoccaggio (auto-scarica), la definizione di efficienza deve essere basata su uno o più cicli reali per ogni applicazione specifica.

È necessario che il processo di accumulo abbia una buona efficienza complessiva per risultare veramente competitivo, ciò è possibile solo limitando le perdite energetiche e di auto-scarica. In questo modo è possibile supportare le applicazioni giornaliere legate all'*energy management (load leveling, peak shaving, energy price arbitrage)*.

Rendimento round-trip

Per confrontare diversi sistemi di accumulo di energia, con particolare riferimento all'accumulo di energia elettrica, in letteratura è normalmente impiegato il parametro denominato *rendimento (o efficienza) round-trip*, generalmente definito come rapporto tra energia elettrica totale restituita dal sistema in fase di scarica ed energia elettrica totale assorbita durante la fase di carica:

$$\eta_{RT} = \frac{\text{electricity output}}{\text{electricity input}} \quad (2.3)$$

Questa definizione del parametro, nata per il confronto di sistemi di accumulo di energia elettrica a batterie, non è particolarmente adatta a confrontare i sistemi CAES (*Compressed Air Energy Storage*) convenzionali con i sistemi A-CAES (*Adiabatic - Compressed Air Energy Storage*).

Al fine di facilitare il confronto tra i sistemi CAES ed altri sistemi di accumulo di energia elettrica, si può introdurre una definizione di *efficienza round-trip* basata sul rapporto tra energia elettrica uscente e la quantità totale di energia elettrica

“equivalente” entrante nel sistema, dove quest’ultimo valore è calcolato tenendo conto del contributo di eventuali combustibili impiegati durante la generazione. Il calcolo dell’energia entrante è basato sulla relazione seguente:

$$E_M + \eta_{NG} \cdot E_F \quad (2.4)$$

Dove E_M è l’energia elettrica impiegata durante la fase di compressione ed E_F è l’energia entrante con il combustibile (tipicamente gas naturale) che viene valorizzata come se fosse stata impiegata per generare energia elettrica in un impianto convenzionale di efficienza η_{NG} .

Se E_T è l’energia elettrica prodotta nella fase di generazione, l’efficienza *round-trip* η_{RT} così definita è calcolabile con la seguente relazione:

$$\eta_{RT} = \frac{E_T}{E_M + \eta_{NG} \cdot E_F} \quad (2.5)$$

Cycling capacity

Si riferisce al numero di volte in cui le unità di stoccaggio possono compiere un ciclo di carica e di scarica, viene espressa come numero massimo di cicli completabili N_{max} . La resistenza del sistema di stoccaggio all’usura termica e meccanica in termini di *cycling capacity* è di primaria importanza, tuttavia i processi di usura sono spesso complessi e difficili da quantificare così come l’identificazione di N_{max} .

Nelle batterie al piombo-acido la *cycling capacity* è fortemente collegata allo stato di carica medio o più precisamente alla profondità di scarica (*depth of discharge*), come illustrato in Fig 2.1. Infatti la vita di questi accumulatori in termini di *cycling capacity* si riduce fortemente all’aumentare della profondità di scarica.



Fig. 2.1. Evoluzione di N_{max} in funzione della profondità di scarica [Ibrahim et al., 2008].

Autonomia

Equivale al tempo massimo per cui il sistema di accumulo, in fase di scarica, è in grado di fornire energia in modo continuo. L'autonomia è definita dal rapporto tra l'energia fornita dal sistema in fase di scarica e la potenza di scarica:

$$a [s] = \frac{E_{ut}}{P_d} \quad (2.6)$$

L'autonomia che un sistema di accumulo deve garantire dipende dal tipo di stoccaggio e dal tipo di applicazione, ad esempio per un piccolo sistema elettrico (pochi kWh), sito in un'area isolata e basato sulle fonti rinnovabili, l'autonomia è un criterio cruciale.

Costi

Come ogni altro investimento, un sistema di stoccaggio di energia è un progetto interessante quando il guadagno totale è maggiore dei costi. Il capitale investito per la costruzione e installazione del sistema e i costi di O&M (*Operations and Maintenance*) sono i principali fattori da considerare per l'intera vita del sistema.

I costi di investimento di un sistema di accumulo sono generalmente ricavati utilizzando questa relazione:

$$C = C_1 \cdot W_{ut} + C_2 \cdot P_d \quad (2.7)$$

I costi di *O&M*, distribuiti sulla durata della vita del sistema, si presuppongono proporzionali al costo di investimento (nell'ordine del 40% dell'investimento su 20 anni per i sistemi di produzione di energia elettrica).

Sistemi a bassa efficienza con una ridotta *cycling capacity* richiedono i più bassi investimenti iniziali. È opportuno stimare la durata dell'intero impianto, inclusa l'unità di stoccaggio, per non rischiare di trovarsi di fronte ad inaspettati interventi di manutenzione o sostituzione.

Fattibilità/Adattamento alle applicazioni energetiche

Per essere efficiente, un sistema di accumulo di energia deve essere accuratamente scelto in base al tipo di applicazione (da bassa a media potenza in aree isolate, connessa alla rete, ecc.) e al tipo di produzione (permanente, portatile, rinnovabile, ecc.) che dovrà supportare.

Perdite di auto-scarica (*Self-discharge*)

È la porzione di energia che viene dissipata durante la fase di stoccaggio. È quindi chiaro che le perdite di auto-scarica devono essere le più basse possibili se si vuole conservare l'energia per lunghi periodi di tempo (*seasonal storage*).

Densità di energia per unità di massa e di volume

Rappresenta l'ammontare massimo di energia accumulabile per unità di massa o volume del sistema di stoccaggio. La massa e il volume del sistema di accumulo sono molto importanti soprattutto per le applicazioni portatili (settore dei trasporti), mentre per le applicazioni permanenti possono essere meno importanti.

Dispositivi di controllo

Questi dispositivi sono molto importanti per garantire sia la qualità del servizio sia la sicurezza dei sistemi di accumulo. Possono essere complessi e quindi possono richiedere un investimento importante, tuttavia permettono (sono necessari) di

monitorare continuamente la riserva di energia garantendone accessibilità e disponibilità.

Vincoli operativi

I principali vincoli operativi sono legati a:

- sicurezza: rischio di esplosioni, perdite, rotture improvvise, ecc.;
- condizioni operative: temperatura e pressione massime e minime;
- disponibilità di spazio per la realizzazione dell'impianto;
- approvvigionamento di risorse idriche e combustibili.

Affidabilità

L'affidabilità dei sistemi di stoccaggio (o più in generale dei sistemi energetici) è da sempre un requisito importante perché essi devono essere in grado di garantire un servizio *on-demand*. Particolare attenzione deve essere prestata ai sistemi di accumulo che supportano reti elettriche isolate.

Aspetti ambientali

Non sono propriamente degli indici di prestazione di un sistema di stoccaggio ma gli aspetti ambientali possono risultare molto persuasivi per promuovere la diffusione dei sistemi di accumulo di energia. Gli impianti di accumulo consentono infatti di ridurre le emissioni di CO₂ ma i costi di installazione sono superiori a quelli degli impianti tradizionali. Nonostante ciò nei Paesi scandinavi (in particolare Svezia e Norvegia) una parte della popolazione preferirebbe pagare di più per l'energia elettrica a fronte di grossi investimenti mirati alla riduzione dell'inquinamento ambientale.

Inoltre alcuni aspetti ambientali, quali quelli legati alla produzione dei componenti dei sistemi di accumulo e al loro smaltimento alla fine della vita utile, possono essere indici per la scelta un sistema di accumulo rispetto ad un altro.

Altri aspetti

L'accessibilità dei componenti per gli interventi di manutenzione abbinata ad una progettazione semplice e alla flessibilità di utilizzo sono caratteristiche importanti da considerare per chi desidera installare un impianto di accumulo di energia.

Infine è importante specificare che queste caratteristiche devono essere comuni a tutto il sistema nel suo complesso: dalle unità di stoccaggio ai sistemi di conversione dell'energia.

2.3 Criteri di confronto tramite uno o più indici di prestazione

Per poter comparare le prestazioni delle differenti tecniche di stoccaggio, è necessario prima selezionare gli indici di prestazione (ad esempio: costi, densità energetica, potenza specifica, *cycling capacity*, efficienza, ecc.) più idonei al confronto stesso. In particolare, questi parametri permettono di stabilire dei criteri di confronto per le quattro categorie di applicazione seguenti:

- applicazioni a bassa potenza (fino a 100 kW) su aree isolate, principalmente per alimentare sistemi ausiliari e di emergenza;
- applicazioni a media e grande potenza (0,1÷20 MW) su aree isolate, alimentazione di sistemi elettrici isolati (isole e regioni montane isolate) e supporto urbano di emergenza;
- applicazioni ad alta potenza connesse alla rete per l'*energy management*;
- applicazioni ad alta potenza per la *power quality*.

Uno strumento largamente utilizzato per il confronto fra diverse tecnologie di sistemi di accumulo è il diagramma di Ragone (Fig. 2.2) che riporta le prestazioni di tali sistemi in termini di energia specifica accumulata (ascissa) e potenza specifica fornita (ordinata). Questo tipo di confronto è particolarmente interessante per i sistemi di accumulo portatili, per i quali massa e volume occupato sono aspetti molto critici. Ad esempio, gli accumulatori agli ioni di litio hanno un'energia specifica elevata (circa 180 Wh/kg) ma la loro potenza specifica non supera i 1000 W/kg; al contrario i super condensatori hanno una bassa energia specifica (10÷40 Wh/kg) tuttavia la loro potenza specifica raggiunge i 10.000 W/kg.

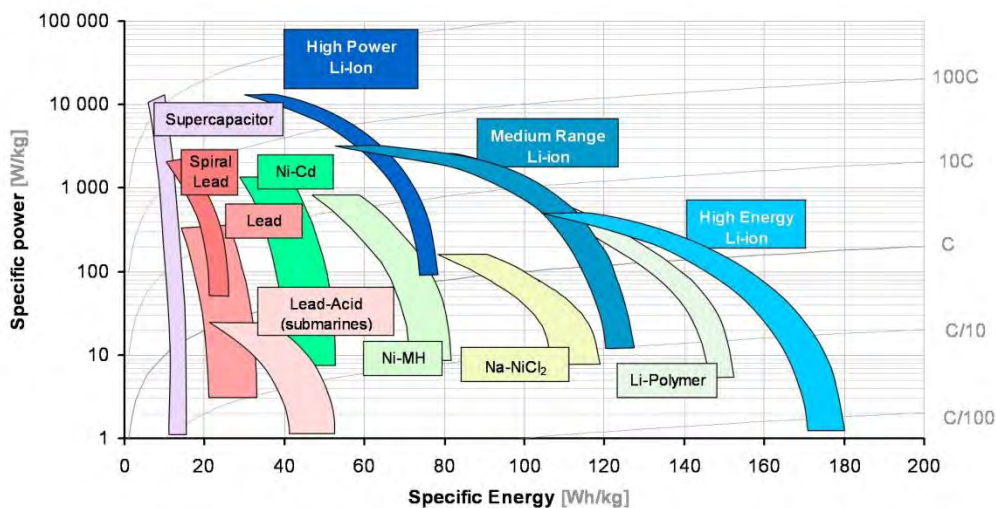


Fig. 2.2. Diagramma di Ragone per alcuni tipi di batterie [http://galleryhip.com/chemical-energy-batteries.html].

Gli impianti di accumulo permanenti (non portatili), che si inseriscono nel contesto della produzione di energia elettrica su larga scala, l'aspettativa di vita e i costi totali dell'impianto (investimento, perdite di energia e *O&M*) sono i criteri più importanti.

2.3.1 Campo di applicazione in termini di massima potenza erogabile

L'utilizzo di sistemi di accumulo permanenti per applicazioni su larga scala può essere classificato in tre principali categorie operative:

- *power quality*: l'energia stoccata viene utilizzata solo per brevi periodi di tempo (pochi secondi) per garantire la qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica;
- *energy backup*: l'accumulo di energia viene impiegato per assicurare la continuità del servizio durante le situazioni di emergenza o durante lo *shut-down* e *start-up* degli impianti di produzione elettrica. L'autonomia deve quindi essere di alcuni minuti;
- *energy/network management*: in questo campo di applicazioni i sistemi di accumulo vengono utilizzati per disaccoppiare il sincronismo tra generazione e consumo di energia. Alcune applicazioni tipiche sono il *load leveling*, il *peak shaving* e l'*energy price arbitrage* che sono già state trattate nel Paragrafo 1.2.2.

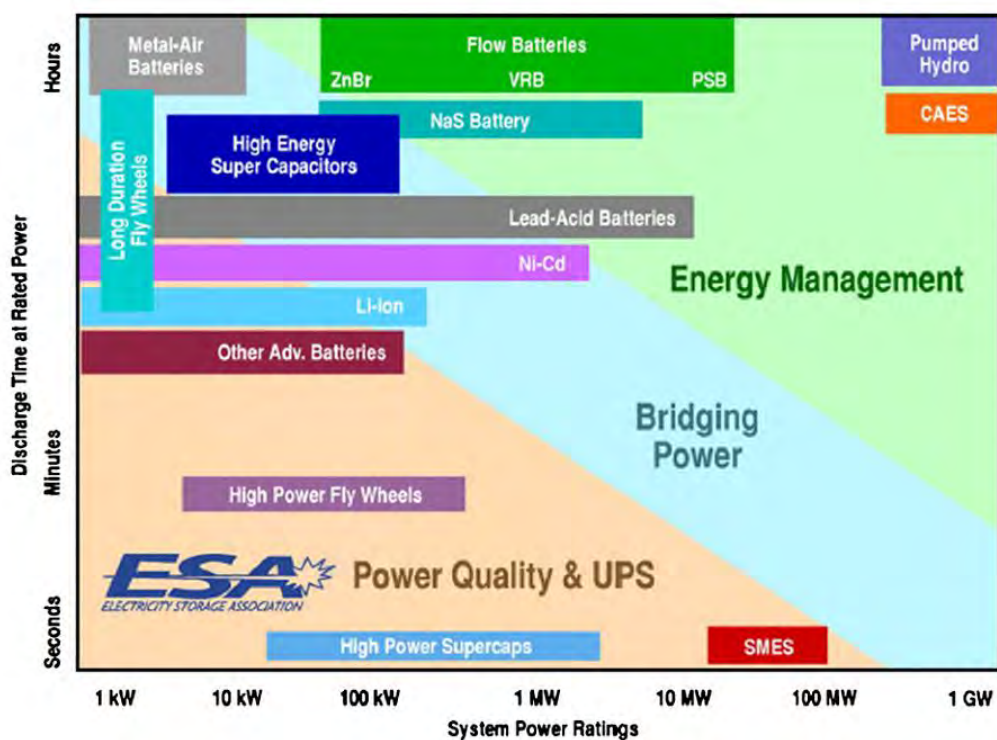


Fig. 2.3. Distribuzione delle tecniche di accumulo in funzione del campo di applicazione [ESA, 2015].

Il diagramma in Fig. 2.3 mette in relazione la potenza disponibile (ascissa) con il tempo di scarica (ordinata) del sistema di accumulo. Come si può notare i sistemi di accumulo idonei alla prima categoria hanno potenza maggiore e tempi di scarica più lunghi (*Pumped Hydro* e *CAES – Compressed Air Energy Storage*). Gli accumulatori elettrochimici (batterie) sono invece adatti alla seconda categoria. Infine per la terza categoria si può fare affidamento su *flywheels* (volani) e super condensatori.

2.3.2 Efficienza e durata del sistema di accumulo

L'efficienza complessiva e l'aspettativa di vita (in termini di numero massimo di cicli completabili) sono due parametri importanti da considerare nella scelta della tecnologia di accumulo in quanto incidono direttamente sui costi dello stoccaggio di energia.

La bassa efficienza aumenta i costi energetici effettivi in quanto solo una piccola parte dell'energia da stoccare può essere successivamente recuperata. Anche una breve durata della vita del sistema aumenta i costi a lungo termine in quanto le unità di stoccaggio richiederanno più frequentemente di essere sostituite (es. batterie al piombo-acido).

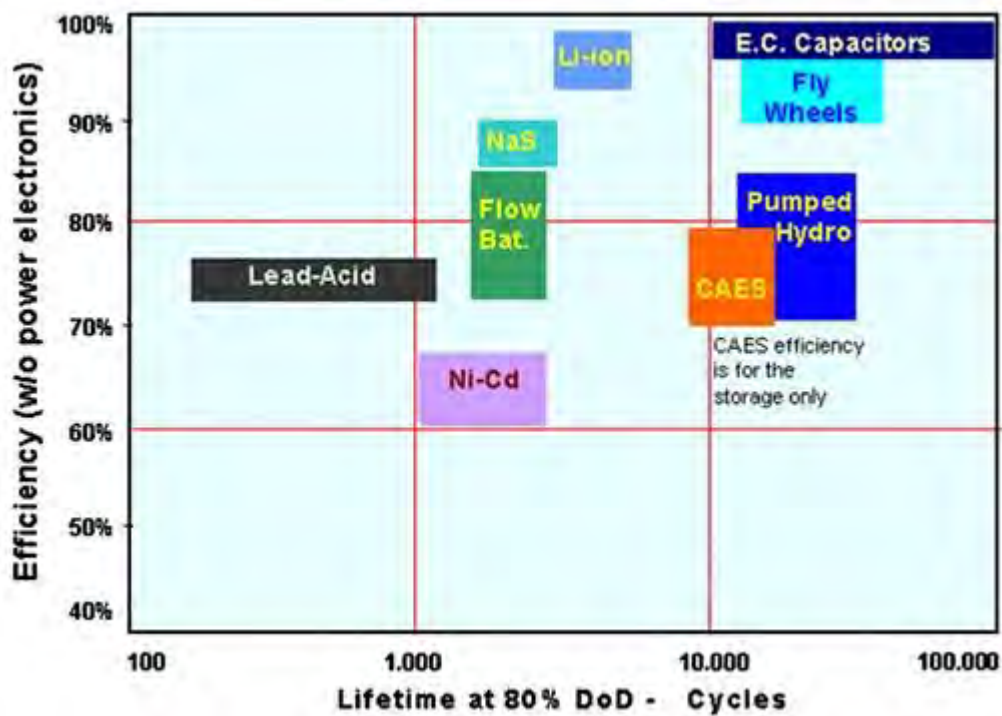


Fig. 2.4. Distribuzione delle tecniche di accumulo in funzione dell'efficienza e della durata della vita [ESA, 2015].

Il diagramma in Fig. 2.4 riporta la distribuzione delle tecniche di accumulo in funzione dell'efficienza (ordinata) e della durata della vita in termini di *cycling capacity* (ascissa). Tutti i sistemi di accumulo considerati hanno un'efficienza pari o superiore al 60% ma la durata della vita degli accumulatori elettrochimici (in particolare le batterie al piombo-acido) è decisamente inferiore al quella di *Pumped Hydro*, *CAES*, *flywheels* e super condensatori.

2.3.3 Costi di investimento

Il costo di investimento associato alla tipologia di sistema di accumulo è un parametro economico importante che influenza il costo complessivo dell'operazione di accumulo di energia. In altre parole i sistemi di stoccaggio possono essere redditizi se il guadagno ricavato dalla fase di scarica supera le spese di acquisto dell'energia sostenute durante la fase di carica.

Anche i costi complessivi del sistema (inclusi i costi di *R&D*) devono essere successivamente considerati per poter giungere ad un'analisi completa dei costi.

Ad esempio, nonostante le batterie al piombo-acido siano relativamente economiche, non sono necessariamente la scelta ottimale per la gestione energetica a causa della loro breve durata della vita (in termini di *cycling capacity*).

La Fig. 2.5 mostra la distribuzione delle tecniche di accumulo in funzione dei costi. Il costo di investimento associato alle batterie è stato adattato escludendo la spesa dovuta all'installazione degli apparati di conversione elettronica di potenza. Il costo dell'energia è stato separato dall'efficienza di stoccaggio per ottenere il costo specifico per unità di energia fornita. I costi di installazione variano a seconda del tipo e delle dimensioni del sistema di accumulo.

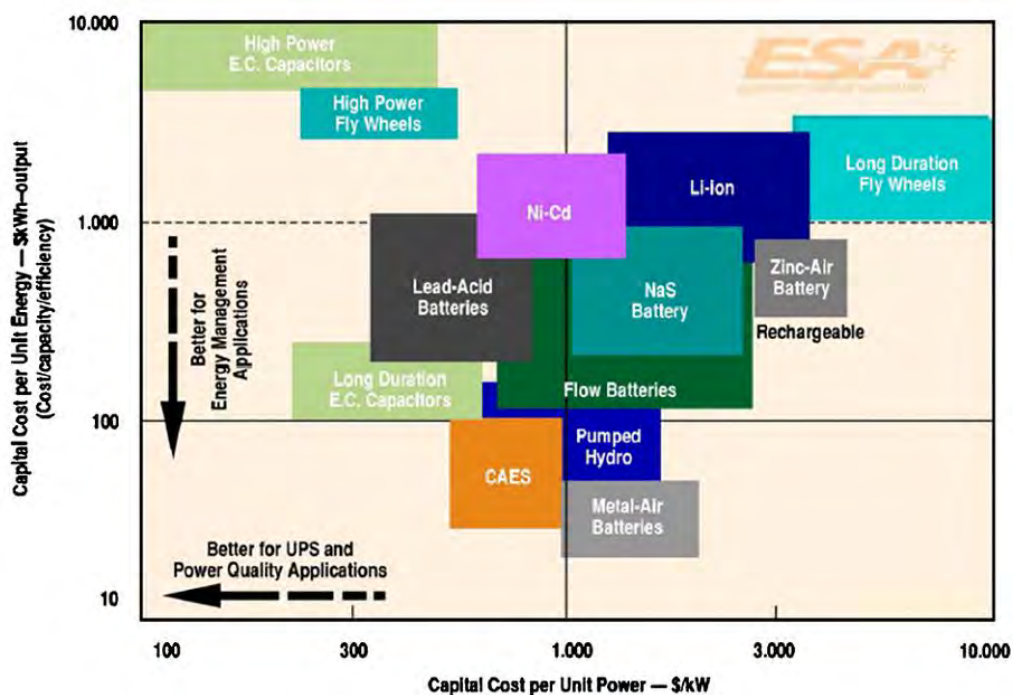


Fig. 2.5. Distribuzione delle tecniche di accumulo in funzione dei costi per unità di potenza e per unità di energia [ESA, 2015].

Nonostante possa sembrare ovvio, è opportuno ricordare che il sistema di accumulo deve essere progettato seguendo delle specifiche tecniche coerenti con il campo di applicazione da servire al fine di ottimizzare i costi complessivi di impianto. Conviene impiegare sistemi di accumulo che abbiano un costo di investimento limitato per i servizi di *power quality* (Paragrafo 1.2.7), mentre per la pratica dell'*energy management* (Paragrafo 1.2.2) è meglio utilizzare sistemi caratterizzati da un basso costo specifico per unità di energia fornita visti i grossi volumi di energia elaborati.

2.3.4 Costi di investimento per ciascun ciclo di carica-scarica

Il costo specifico di ciascun ciclo può essere utile per quantificare le spese di un sistema di stoccaggio di energia progettato per applicazioni che richiedono frequenti cicli di carica-scarica. Questo costo è formato da tre componenti principali: il costo di carica (costo dell'energia spesa per caricare il sistema), il costo di manutenzione e il costo di sostituzione totale o di alcune parti del sistema di accumulo durante la vita utile dell'impianto.

In Fig. 2.6 è riportata la prima componente del costo specifico di ciclo (il costo di carica) per differenti tecnologie, prendendo in considerazione durata della vita di impianto ed efficienza. Gli impianti capaci di elaborare grossi quantitativi di energia devono avere bassi costi specifici per ciclo (es. *Pumped Hydro* e *CAES*) a fronte di una lunga durata della vita, viceversa per impianti con una *cycling capacity* limitata è possibile ammettere superiori costi specifici per ciclo. Si noti che per le tecnologie più recenti alcune componenti del costo specifico di ciclo non sono note o sono soggette a grande incertezza.

Il costo di investimento per ciclo non è un criterio appropriato per la valutazione di impianti di accumulo impiegati nelle applicazioni di *load leveling* e *energy price arbitrage*, quando lo stoccaggio è poco frequente e i costi dell'energia sono alti e instabili.

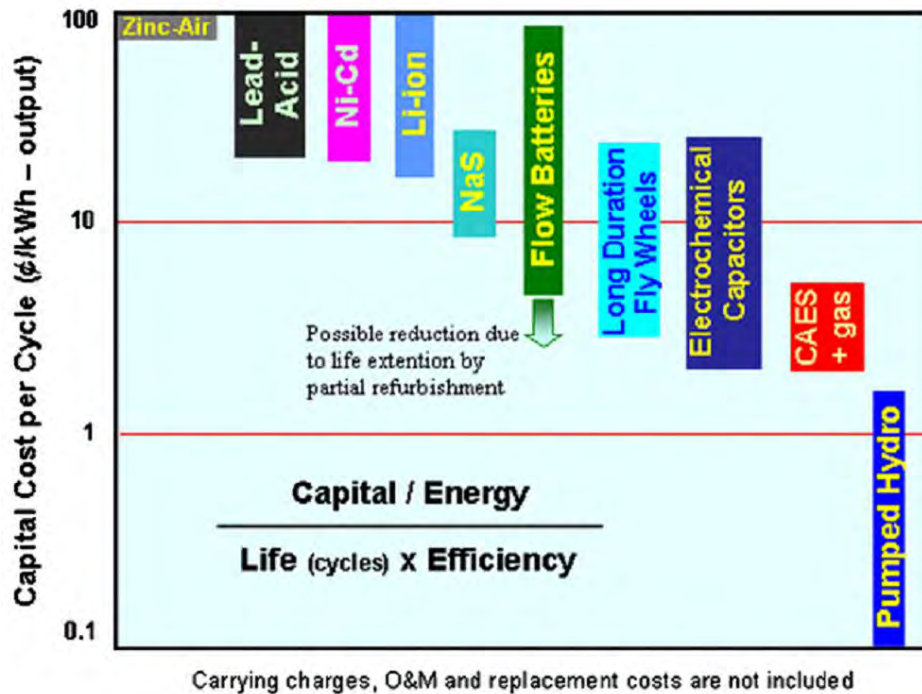


Fig. 2.6. Distribuzione delle tecniche di accumulo in funzione dei costi di investimento per ciclo di carica-scarica [ESA, 2015].

2.3.5 Densità di energia

Le diverse tecniche di stoccaggio possono anche essere classificate in funzione della densità di energia per unità di volume o di massa. Questo tipo di confronto è particolarmente importante per l'industria dei trasporti, le applicazioni portatili e il supporto di energia in aree isolate.

La massa è un parametro importante per le applicazioni permanenti in termini di costo dei materiali. Si potrebbe perciò scegliere, per un'installazione elettrica, un materiale con bassa energia specifica (il che significa che servirà più materiale), ad un costo unitario che permetta la riduzione dei costi complessivi del sistema di accumulo. Infatti in questo caso quello che conta è il prezzo per kWh e non l'unità di peso per kWh.

Il volume occupato da un sistema di stoccaggio è importante soprattutto se lo spazio per l'installazione è ristretto o costoso da acquistare, ad esempio nelle aree urbane. L'incremento del volume rende necessario un sito di costruzione più grande, ciò porta all'aumento dei costi complessivi del sistema.

Per quanto riguarda le applicazioni portatili è opportuno contenere sia il peso che il volume del sistema di accumulo limitando molto la scelta delle tecnologie disponibili.

Come si può notare in Fig. 2.7 le batterie al sodio-zolfo (*NaS*) e agli ioni di litio (*Li-ion*) sono gli accumulatori elettrochimici ricaricabili con la densità di energia più elevata sia per unità di volume sia per unità di massa. In particolare gli accumulatori *Li-ion*, compatti e leggeri sono adatti all'alimentazione di apparecchiature portatili o di autoveicoli elettrici.

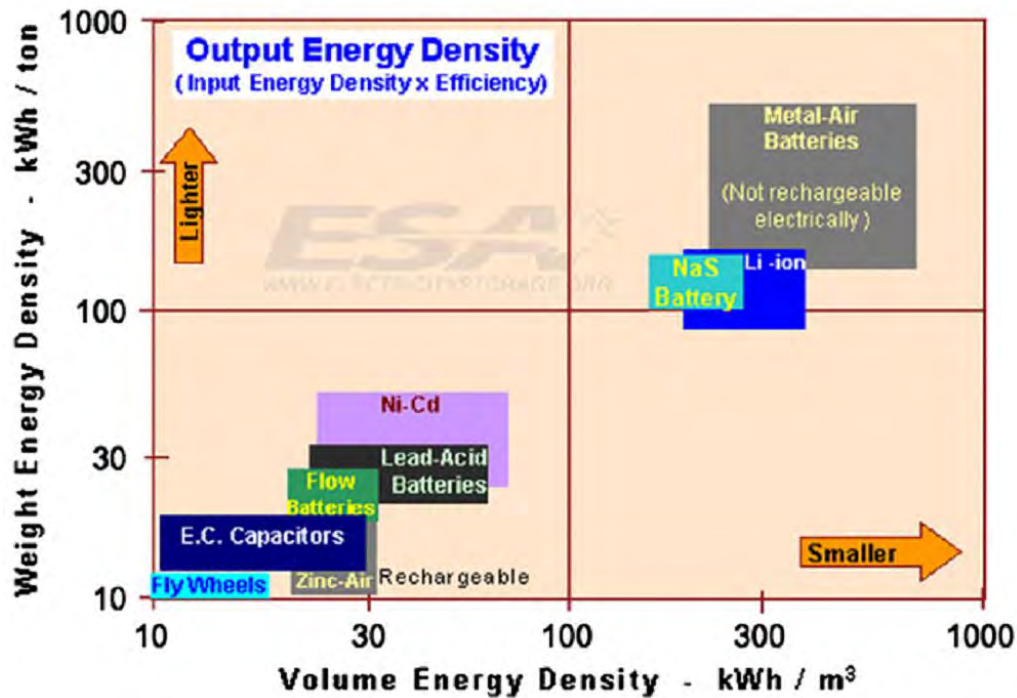


Fig. 2.7. Distribuzione delle tecniche di accumulo in funzione della densità di energia per applicazioni di bassa potenza [ESA, 2015].

2.4 Analisi complessiva del confronto delle tecniche di stoccaggio

Di seguito viene discussa la possibilità di impiego delle moderne tecniche di accumulo per il supporto delle quattro categorie di applicazioni descritte all'inizio del Paragrafo 2.4.

Per quanto riguarda le applicazioni permanenti di piccola potenza è importante contenere al minimo le perdite di auto-scarica. Basandosi su criteri di scelta puramente tecnici (prestazioni), le unità di accumulo agli ioni di litio (*Li-ion*) risultano essere la soluzione migliore.

In riferimento a piccoli sistemi elettrici (pochi kW), situati in aree isolate, che fanno affidamento sulla produzione di energia da fonti rinnovabili, il requisito principale è l'autonomia; le batterie al piombo-acido restano il miglior compromesso tra costo e

prestazioni. Le batterie agli ioni di litio hanno prestazioni migliori ma sono decisamente più costose.

Per sistemi più grandi (pochi 100 kWh), le batterie al piombo-acido sono ancora favorite e le soluzioni alternative sono o meno efficienti o troppo costose: i sistemi ad aria compressa hanno problemi di auto-scarica per unità di piccola taglia, le celle a combustibile sono costose e poco efficienti, infine le batterie di flusso hanno ancora elevati costi di manutenzione.

La terza categoria si riferisce all'*energy management* e richiede lo stoccaggio di grosse quantità di energia (molti MWh). I sistemi di accumulo ad aria compressa e gli impianti di pompaggio idroelettrici sono la scelta migliore. Anche le batterie di flusso potrebbero raggiungere le potenze desiderate ma sono sicuramente più costose.

La quarta categoria riguarda la *power quality*. Queste applicazioni richiedono potenze specifiche elevate, tempi di scarica molto brevi e una buona *cycling capacity*. Volani (FES - *Flywheel Energy Storage*) e super condensatori (SCES - *Super Capacitor Energy Storage*) si adattano perfettamente a queste applicazioni.

In generale le batterie al piombo-acido sono la tecnologia che meglio si adatta a tutte le categorie di applicazione ma hanno una durata limitata e sono inaffidabili. Gli accumulatori agli ioni di litio sono molto performanti ma sono anche molto costosi per applicazioni di taglia media. Le batterie Ni-Cd (nichel-cadmio) Ni-MH (nichel-metallo idruro) non soddisfano completamente nessuno dei criteri selezionati (basse prestazioni rispetto ai costi elevati).

Riassumendo, per quanto riguarda le applicazioni su larga scala i sistemi ad aria compressa e gli impianti di pompaggio idroelettrici sono da raccomandare per l'*energy management*, mentre FES e SCES sono da preferire alle batterie per quanto concerne la *power quality*.

2.5 Conclusioni

In questo capitolo sono state individuate le quattro categorie di utilizzo principali dei sistemi di accumulo di energia e molti indici di confronto che verranno utilizzati in seguito.

La scelta degli indici di confronto è fondamentale per la creazione di un criterio generale che consenta di individuare il miglior sistema di accumulo per ogni campo di applicazione da servire.

È stato dimostrato inoltre che ogni tecnica di accumulo presenta dei punti di forza che, se sfruttati in modo opportuno, possono concorrere al miglioramento delle prestazioni del sistema elettrico.

Capitolo 3

PRINCIPALI SISTEMI DI ACCUMULO DI ENERGIA

In questo capitolo viene presentata una *review* dei principali sistemi di accumulo esistenti, precisandone lo stato dell'arte e gli eventuali sviluppi futuri, allo scopo di fornire gli elementi per poter successivamente, nel Capitolo 4, individuare le applicazioni più convenienti per ogni tecnologia.

3.1 Gli impianti di pompaggio idroelettrici (PHES)

Gli impianti di pompaggio idroelettrici, detti anche PHES (*Pumped Hydro Energy Storage*), sono la prima tecnologia di accumulo al mondo per potenza installata e diffusione. Soddisfano il 3% del fabbisogno mondiale di energia grazie a 90 GW di potenza complessivamente installata.

Sono essenzialmente impianti idroelettrici dove la macchina è reversibile, ovvero può operare sia come macchina operatrice (in fase di pompaggio) per trasportare l'acqua dal serbatoio inferiore a quello superiore consumando energia, sia come macchina motrice (in fase di turbinaggio) per produrre energia svuotando il serbatoio superiore. In alternativa possono essere presenti due differenti macchine dedicate per le due operazioni.

Questi impianti spesso svolgono la funzione di modulazione del carico elettrico: durante i periodi di basso carico l'acqua viene pompata al serbatoio superiore e viene resa disponibile per la successiva fase di turbinaggio che serve a coprire i picchi di richiesta.

Le macchine idrauliche hanno generalmente tempi di avviamento rapidi (alcune decine di secondi), grazie a questa caratteristica gli impianti PHES risultano essere idonei alla modulazione delle repentine variazioni di carico con brevi tempi di risposta, permettendo la copertura delle punte di carico giornaliera e la regolazione della frequenza di esercizio della rete elettrica.

Il bilancio energetico di questi impianti è chiaramente sfavorevole a causa delle perdite di conversione e di carico, infatti la fase di pompaggio richiede il 15-30% in più dell'energia prodotta in fase di turbinaggio. Tuttavia il rendimento di conversione è migliorato dalle precipitazioni che, se abbondanti, permettono di ricaricare

gratuitamente il serbatoio aumentando la quota parte di energia generata in fase di turbinaggio.

3.1.1 Descrizione

Gli impianti PHES prelevano dalla rete l'energia elettrica che è disponibile durante le ore notturne, cioè nel periodo di minore richiesta, per pompare acqua nel bacino superiore. Il potenziale idrico in tal modo accumulato è riconvertito in energia elettrica grazie a uno o più gruppi di turbina-generatore quando, durante le ore diurne, la domanda raggiunge punte elevate.

Gli impianti con quattro macchine: pompa-motore elettrico, turbina-generatore, sono la soluzione più flessibile perché permettono di adattare le caratteristiche dei macchinari alle esigenze funzionali proprie dei singoli gruppi. Questi furono superati dagli impianti ternari, nei quali un'unica macchina elettrica reversibile sostituiva il motore e il generatore. In seguito furono sviluppati gli impianti binari, costituiti da una macchina idraulica pompa-turbina, e da una macchina elettrica motore-generatore.

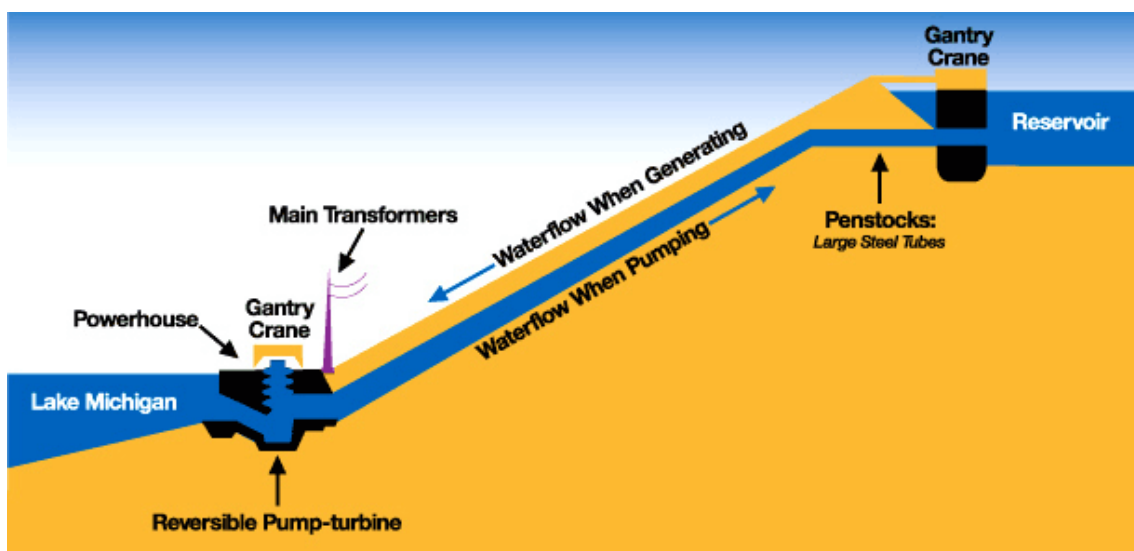


Fig. 3.1. Esempio di funzionamento di un impianto di pompaggio binario.

Una macchina idraulica è di per sé reversibile, capace cioè di operare come pompa e, a rotazione invertita, come turbina [Ventrone, 2006].

La configurazione geometrica di una turbina è però alquanto diversa da quella di una pompa. A pari valori di prevalenza h , portata volumetrica Q_v , numero di giri n , e del

numero tipo di macchina K , il coefficiente di pressione Ψ di una turbina è circa doppio rispetto a quello di una pompa. La girante avrà quindi grado di reazione più basso e diametro del 40% minore. Le pale, più corte e quasi due volte più numerose, sono profilate per accelerare la corrente relativa, alla quale deve essere imposta una variazione angolare molto maggiore di quella ammissibile in una pompa. Infatti in una pompa la corrente relativa non può sopportare che decelerazioni assai modeste (a regime i valori di w_1/w_2 , che in una pompa non devono essere minori di $0,7 \div 0,8$, possono invece scendere sotto lo 0,4 per una turbina).

Non resta quindi che progettare la macchina reversibile come pompa, tenendo conto, nel dimensionare i canali statorici, delle esigenze del funzionamento inverso da turbina.

La Fig. 3.2 riporta le caratteristiche funzionali di un modello di pompa-turbina avente numero tipico di circa 0,7 nel funzionamento da pompa. Si osservi che il rendimento da turbina è maggiore, anche se di poco, del rendimento da pompa ed è ottenuto per una portata più elevata.

Quando h è maggiore di quella che una sola girante può elaborare, si ricorre a macchine a due o più stadi.

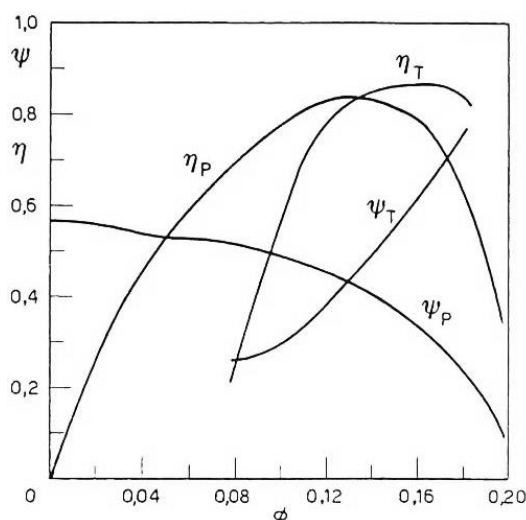


Fig. 3.2. Caratteristiche di una macchina reversibile nel funzionamento da pompa e nel funzionamento da turbina [Ventrone, 2006].

Gli impianti di pompaggio idroelettrici permettono di accumulare grandi quantità di energia con costi di gestione contenuti. Tra le varie tipologie di impianti di accumulo questa tecnologia presenta la più elevata capacità di generazione elettrica, la taglia è

definita dalla capacità volumetrica della riserva superiore e dalla potenza delle macchine elettriche ed idrauliche installate (tipicamente compresa tra le decine e le centinaia di MW).

La capacità del serbatoio di accumulo è limitata dalle dimensioni fisiche del bacino superiore e dalla disponibilità stagionale delle risorse idriche.

L'efficienza di un impianto PHES si attesta generalmente tra il 65% e l'85%, a seconda della configurazione scelta e dall'età delle macchine installate; negli ultimi anni l'efficienza media è stata notevolmente incrementata grazie allo sviluppo di turbine reversibili a velocità variabile ed alto rendimento. Infatti il riammodernamento delle vecchie centrali idroelettriche, che consiste principalmente nella sostituzione delle macchine elettriche ed idrauliche, può aumentare il rendimento complessivo anche del 10%, passando dal 65÷70% al 75÷80%.

Sono impianti molto longevi, la loro vita utile si aggira intorno ai 50÷60 anni se si considera solo la durata delle macchine installate, mentre per quanto riguarda le opere civili possono trascorrere anche 80÷100 anni prima che vi sia la necessità di interventi importanti.

È importante precisare che la costruzione di questi impianti di accumulo è fortemente vincolata dalle caratteristiche geografiche e morfologiche del sito di installazione e dall'abbondanza di risorse idriche. Inoltre deve essere garantito il minimo deflusso vitale (MDV), cioè quel quantitativo di acqua rilasciata da una qualsiasi opera di captazione sull'asta di un lago, fiume, torrente o qualsiasi corso d'acqua in grado di garantirne la naturale integrità ecologica, seppur con popolazione ridotta, con particolare riferimento alla tutela della vita acquatica. Quindi l'MDV deve essere considerato come una portata residua, in grado di permettere a breve e a lungo termine la salvaguardia della normale struttura naturale dell'alveo e, di conseguenza, la presenza di una biocenosi che corrisponda alle condizioni naturali.

Tali impianti richiedono costi di investimento molto elevati per la costruzione delle opere civili e per l'acquisto delle macchine elettriche ed idrauliche. Le opere civili possono comprendere non solo la costruzione delle strutture di sbarramento ma anche la realizzazione di un bacino artificiale, comportando un aumento dei costi proporzionale al volume di materiale da sbancare.

Gli impianti PHES sono ecologici, hanno zero emissioni di gas serra, per questo motivo e per la loro versatilità di impiego si sono diffusi molto velocemente in tutto il

panorama elettrico mondiale. Attualmente gli impianti di pompaggio idroelettrici occupano già la quasi totalità dei siti naturalmente idonei, restano escluse le zone di difficile accesso che richiedono costi di investimento troppo elevati.

Come vedremo in seguito è importante continuare la ricerca di potenziali siti per la realizzazione di impianti PHES in quanto consentono lo stoccaggio di grosse quantità di energia con zero emissioni di CO₂.

3.1.2 L'Italia nel panorama idroelettrico globale

In una visione globale, la totale potenza installata per i sistemi di accumulo è di circa 128 GW elettrici. Gli impianti di pompaggio idroelettrici costituiscono la parte preponderante con 127 GW, a conferma di come le ultime tecnologie di stoccaggio siano un fenomeno molto recente mentre le stazioni di pompaggio siano una realtà ben consolidata.

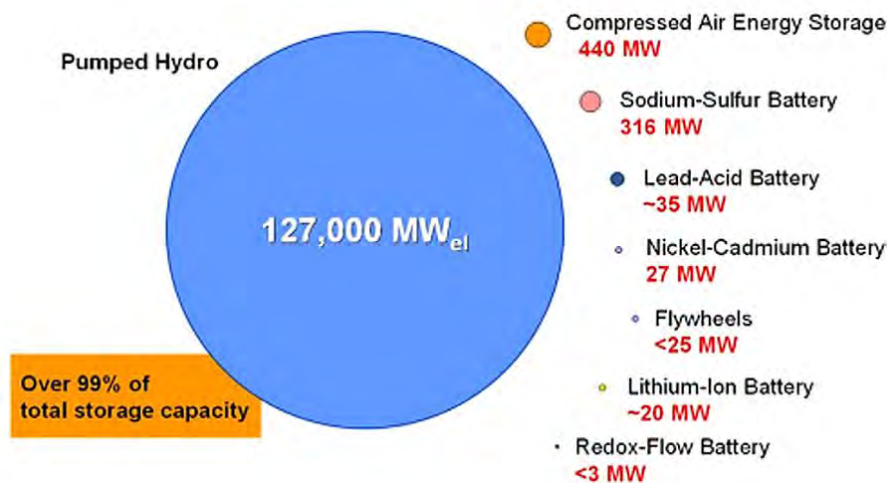


Fig. 3.3. Capacità di accumulo di energia elettrica installata nel mondo [Mahlia, 2014].

La capacità di pompaggio installata nel mondo è destinata ad aumentare notevolmente. In particolare in Europa si assisterà ad una forte crescita del numero di impianti installati. Si stima che entro il 2020 saranno costruiti più di 60 impianti per una potenza complessiva di circa 27 GW, pari a circa il 50% dell'attuale potenza installata. Germania, Spagna e Portogallo si trovano in prima posizione grazie al sensibile aumento della produzione di energia elettrica da fonte eolica e solare, seguiti da Svizzera ed Austria favorite dalle condizioni topografiche particolarmente vantaggiose.

L'Italia è da sempre un paese virtuoso nello sfruttamento delle proprie risorse idriche. Il primo impianto idroelettrico di rilievo fu quello del Gorzente, realizzato nel 1889 per alimentare gli stabilimenti industriali della zona di Genova. Lo sviluppo industriale ha permesso poi la diffusione a livello nazionale dell'idroelettrico che ancora oggi contribuisce in modo significativo alla produzione dell'energia elettrica italiana. Infatti nel 2009, grazie alle favorevoli condizioni meteorologiche, l'energia elettrica generata dagli impianti idroelettrici ha superato i 49 milioni di MWh, ovvero il 16.9% del totale della produzione nazionale.

La diffusione delle stazioni di pompaggio ha lentamente seguito lo sviluppo dell'idroelettrico ma a partire dagli anni '70, contestualmente al programma di realizzazione di nuove centrali nucleari promosso dal governo italiano, furono progettati e costruiti diversi impianti di pompaggio di grossa potenza, destinati ad equilibrare il bilancio tra l'energia richiesta e quella prodotta permettendo alle centrali nucleari di funzionare in modo continuativo.

In Fig. 3.4 sono evidenziati i principali impianti di pompaggio presenti nel territorio italiano. Nell'anno 2009 la produzione lorda da apporti di pompaggio è stata di 4.267,8 GWh generati grazie a una potenza di pompaggio totale pari a 7.659,1 MW.

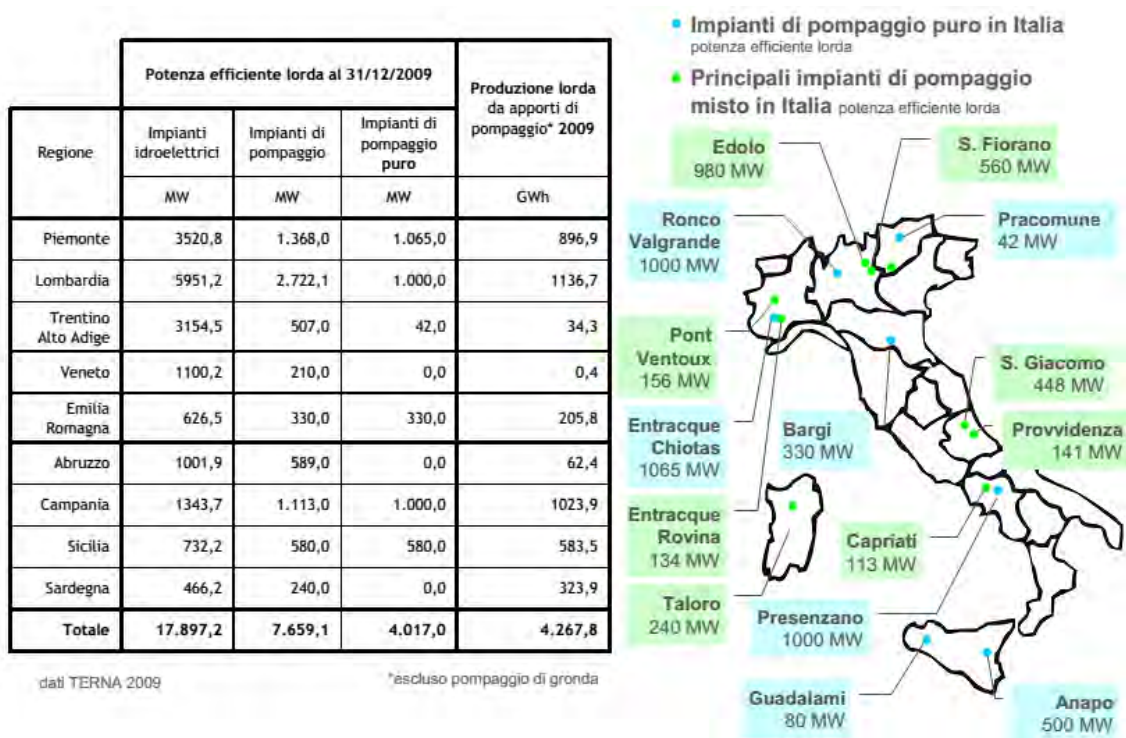


Fig. 3.4. Distribuzione degli impianti idroelettrici e di pompaggio in Italia al 31/12/2009 [TERN, 2009].

3.1.3 Sviluppi futuri

Studi recenti hanno evidenziato come sia possibile incrementare la capacità complessiva dei sistemi di pompaggio grazie al riammodernamento degli impianti e alla modifica delle infrastrutture esistenti (macchine, opere di sbarramento, opere di presa, condotte, ecc.).

Uno sviluppo strategico interessante potrebbe coinvolgere le coste marine italiane, caratterizzate dalla presenza diffusa di impianti eolici e fotovoltaici ma debolmente collegate alla rete elettrica nazionale. Se il dislivello lo consente, è possibile realizzare particolari impianti di pompaggio marino che sfruttano il mare come serbatoio di accumulo inferiore.

Nel 1999 a Okinawa in Giappone è stato costruito un impianto sperimentale di pompaggio marino che sfrutta un salto di 136 m e genera una potenza totale pari a 30 MW (Fig 3.5). Dopo cinque anni di sperimentazioni, l'impianto ha cominciato a funzionare regolarmente confermando le ipotesi di efficienza e profittabilità. Per impianti di grossa taglia, le valutazioni economiche hanno evidenziato che gli extra-costi sostenuti per la realizzazione del serbatoio superiore e per la protezione dei componenti da corrosione e incrostazioni, risultano ampiamenti compensati dal risparmio derivante dalla mancata costruzione del serbatoio inferiore.



Fig. 3.5. Impianto di pompaggio marino di Okinawa (Giappone).

L'identificazione di nuovi siti idonei alla realizzazione di impianti PHES è di vitale importanza per incrementare la capacità di accumulo di energia, soprattutto in prospettiva di un sensibile aumento della penetrazione elettrica derivante da fonti

rinnovabili. Per questo motivo negli ultimi anni si è assistito allo sviluppo di software destinati alla ricerca di luoghi idonei alla realizzazione di nuovi impianti di pompaggio.

Di seguito vengono presentati i risultati degli studi condotti dai team di ricerca di due note università irlandesi.

Lo scopo del lavoro svolto dai ricercatori della *University of Limerick* (Irlanda) è basato sullo sviluppo di un software capace di scansionare una porzione di superficie terrestre al fine di individuare dei siti idonei alla costruzione di nuovi impianti PHES [Connolly et al., 2010].

L'algoritmo implementato nel software consente di individuare due aree sufficientemente pianeggianti (prevedendo anche un parziale sbancamento), situate ad un livello di separazione verticale fissato tra i dati di ricerca (salto) e ad una distanza orizzontale ragionevole (legata al costo di installazione delle condotte forzate).

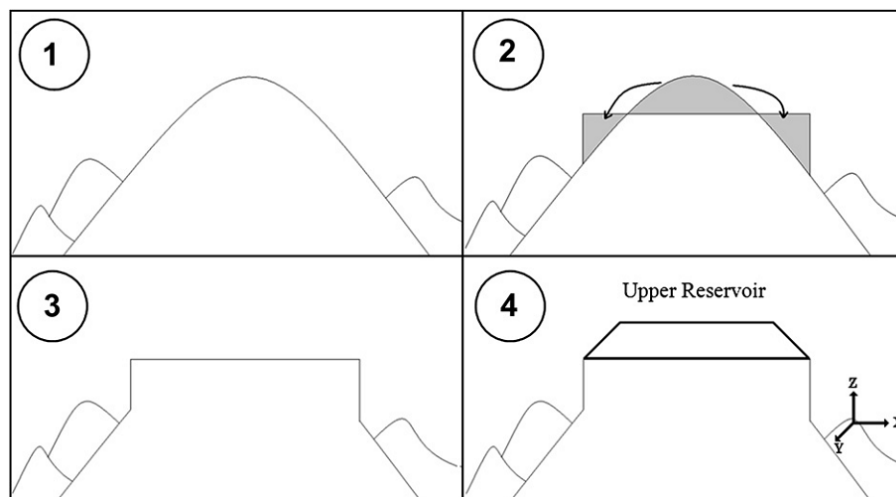


Fig. 3.6. La procedura di movimento terra ipotizzata dal software prevede una prima fase di sbancamento e la successiva realizzazione del serbatoio di accumulo [Connolly et al., 2010].

Per verificare l'efficienza dell'algoritmo sono stati effettuati alcuni test impostando set di dati artificiali, basati su caratteristiche del suolo opportunamente scelte per fungere da benchmark. Successivamente è stata esaminata una porzione di terreno in cui è sito un impianto di pompaggio esistente (Turlough Hill - Irlanda). Il programma ha riconosciuto la possibilità di costruire un impianto PHES in questa località fornendo la prova definitiva del corretto funzionamento dell'algoritmo.

Dopo questa prima fase di collaudo il software è stato utilizzato sul campo per analizzare un'area di 20x40 km² sita nel sud-ovest dell'Irlanda. La decisione di

analizzare una porzione di superficie relativamente piccola è vincolata dal costo di approvvigionamento dei dati geografici e geologici necessari e dai tempi molto lunghi richiesti dalla simulazione (6 giorni÷20 settimane).

Sono state effettuate tre analisi basate su tre diversi set di dati. Nella tabella seguente (Tab. 3.1) sono riportate le variabili di input riferiti ai tre casi in analisi.

DATI DI INPUT	CASO 1	CASO 2	CASO 3
Superficie del serbatoio di accumulo superiore [m²]	120.000	180.000	70.000
Superficie del serbatoio di accumulo inferiore [m²]	120.000	120.000	70.000
Distanza verticale tra i due serbatoi (salto) [m]	200	150	200
Distanza orizzontale tra i due serbatoi [m]	1.000	1.000	1.000
Volume di terreno da sbancare per realizzare il serbatoio superiore [m³]	300.000	400.000	200.000
Volume di terreno da sbancare per realizzare il serbatoio inferiore [m³]	300.000	300.000	200.000

Tab. 3.1. Elenco dei parametri utilizzati nelle tre analisi.

Per il calcolo del volume di stoccaggio bisogna stabilire l'altezza delle pareti del serbatoio. Sono stati scelti 30 m come per la centrale di Turlough Hill, presa come riferimento anche per l'efficienza complessiva (63%, scelta conservativa) e per la portata volumica (113 m³/s).

Per quanto riguarda il nuovo sito identificato nella prima analisi (Fig. 3.7 in verde) sono state calcolate la potenza istantanea e la capacità di stoccaggio, che risultano essere rispettivamente pari a 178 MW e 1.570 MWh. Il tempo di scarica del serbatoio è di 9 h.

La seconda analisi invece ha individuato quattro nuovi siti (Fig. 3.7 in rosso) per i quali si sono valutate due condizioni di funzionamento con due portate diverse: con 113 m³/s otteniamo una potenza di 113 MW e un tempo di scarica del serbatoio di 13 h, mentre con una portata di 169,8 m³/s otteniamo una potenza di 200 MW ma il tempo di scarica del serbatoio si riduce a 8,8 h. La capacità di stoccaggio per ogni serbatoio è di 1.766 MWh.

Infine la terza analisi non ha riscontrato la possibilità di nuove installazioni.

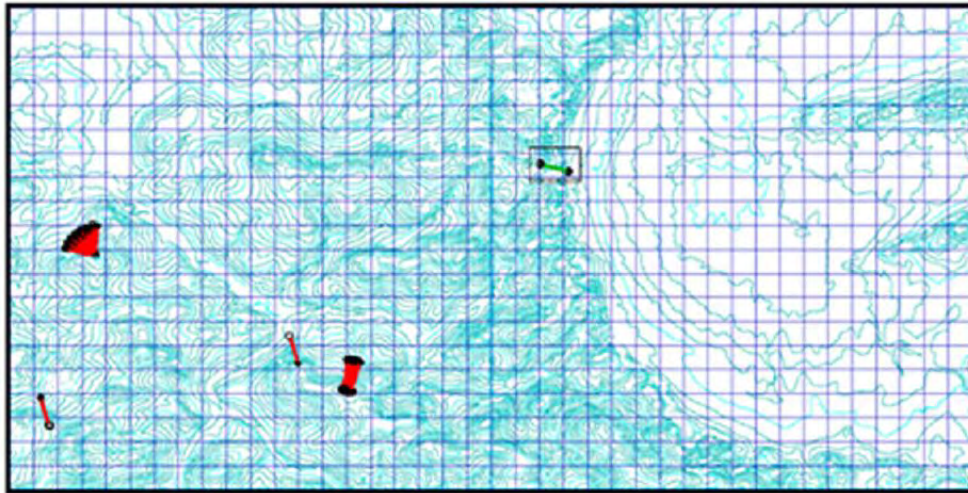


Fig. 3.7. Siti idonei all'installazione di nuovi impianti PHEP [Connolly et al., 2010].

Analizzando una porzione di suolo di soli 800 km² (pari all'1% della superficie irlandese) è stata riscontrata l'opportunità di realizzare ben cinque nuovi impianti PHEP per una potenza complessiva che va da 710 a 979 MW e una capacità di stoccaggio complessiva di 8.634 MWh. Ciò dimostra sia l'efficacia del software, sia il fatto che in Irlanda sono presenti molte aree idonee alla costruzione di nuovi impianti di pompaggio artificiali che altrimenti passerebbero inosservate senza l'utilizzo di questo algoritmo di ricerca.

I ricercatori dello *University College Cork* (Irlanda) hanno invece presentato un modello in grado di calcolare il potenziale sviluppo teorico degli impianti di pompaggio esistenti (ma anche di semplici bacini naturali/artificiali) attraverso la progettazione di nuovi schemi di distribuzione delle acque e la costruzione di un nuovo bacino di accumulo artificiale a monte di quello già esistente [Fitzgerald et al., 2012].

Questa metodologia si basa su informazioni geografiche e geologiche fornite da database DEMs (*Digital Elevation Maps*), GIS (*Geographical Information Systems*) e SRTM (*Shuttle Radar Topography Mission*). Inoltre vengono utilizzati dati e informazioni sulle dighe esistenti forniti da database ICOLD (*International Commission On Large Dams*), GWSP (*Global Water System Project*) e GRanD (*Global Reservoir and Dam*). Altre dighe sono state geo-referenziate manualmente tramite Google Earth.

Nel modello è necessario introdurre vincoli ambientali, nello specifico si è tenuto conto del rispetto di:

- database CLC (*CORINE Land Cover*);
- zone abitate, corsi d'acqua, laghi, ecc.;
- strade e ferrovie (database DIVA-GIS);
- linee di trasmissione dell'energia elettrica;
- aree sotto la protezione dell'UNESCO;
- zone umide protette dalla convenzione RAMSAR.

La metodologia del modello consiste nei passaggi seguenti:

- dighe e bacini esistenti vengono selezionati dai database precedentemente nominati;
- l'algoritmo ricerca in un raggio di 5 km dalla diga esistente un sito idoneo alla realizzazione di un secondo serbatoio di accumulo (preferibilmente situato ad una altitudine maggiore);
- è opportuno ricercare siti ragionevolmente pianeggianti, viene impostata una pendenza massima tollerabile di 5 °;
- vengono selezionate solo le zone che rispettano i vincoli di occupazione areica massima di 70.000 m² con una riserva minima di 1.000.000 m³;
- viene impostato un salto minimo tra i due serbatoi di 150 m, basato sulla media dei salti degli impianti PHES esistenti;
- vengono scartate tutte le zone soggette a vincoli ambientali;
- viene scelta la zona all'interno del buffer di 5 km con il miglior potenziale;
- l'analisi viene ripetuta per tutte le dighe e bacini scelti.

Come banco di prova è stata scelta la Turchia perché è stato stimato che solo il 35% delle sue abbondanti risorse idriche sia attualmente sfruttato da impianti idroelettrici. Chiaramente il modello è pensato per essere implementato anche in tutta Europa, dove l'aumento della penetrazione elettrica delle fonti rinnovabili sta cominciando a richiedere pressantemente lo sviluppo di nuovi sistemi di accumulo.

Dall'analisi di 612 riserve d'acqua in Turchia, la ricerca ne ha selezionate 444 di idonee allo sviluppo di nuovi impianti PHES, per una totale energia potenzialmente stoccabile di 3.817 GWh. Riducendo il buffer di ricerca da 5 km a 1 km le possibilità si riducono molto, come si riducono se aumentiamo l'altezza minima del salto a 200 m o 300 m.

A prova dell'efficienza del metodo impiegato è stata analizzata la diga esistente di Karacaören II, individuando due siti potenzialmente idonei alla costruzione di un secondo serbatoio che aumenterebbe lo stoccaggio di energia di 34 GWh.

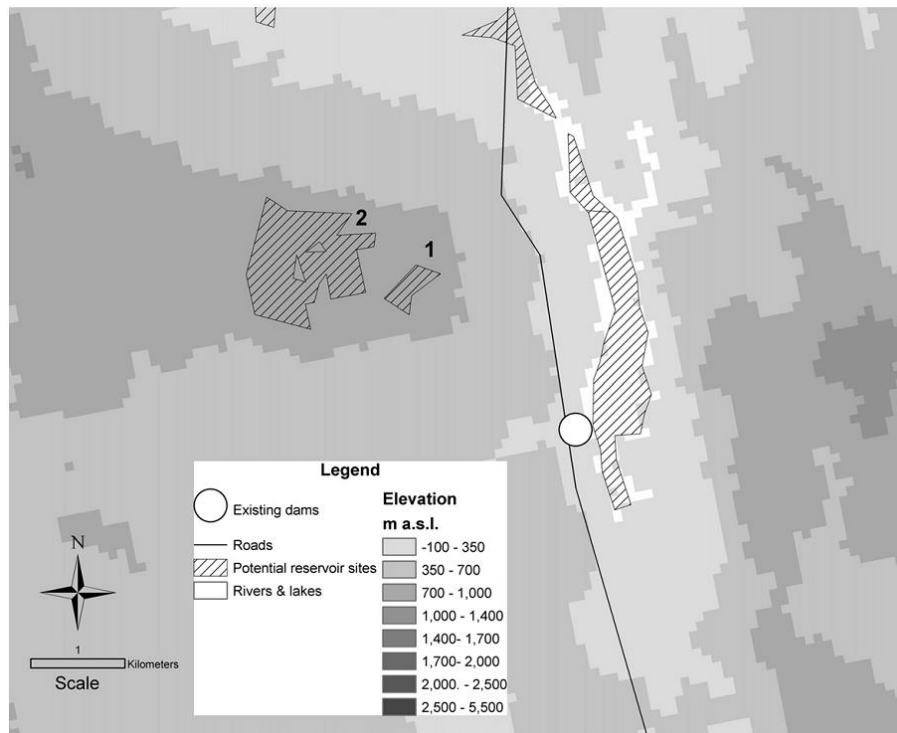


Fig. 3.8. Analisi della zona che circonda la diga di Karacaören II in Turchia [Fitzgerald et al., 2012].

È importante valutare con attenzione le criticità e i vincoli ambientali di ciascuna zona considerata dal modello. Non deve essere sottovalutata la geologia del suolo (permeabilità del terreno) e l'attività sismica della zona.

L'implementazione di questo algoritmo apre nuove prospettive di sfruttamento delle risorse idriche esistenti. La costruzione di nuove centrali di pompaggio consentirebbe di aumentare il fattore di carico degli impianti che sfruttano risorse rinnovabili come l'eolico o il fotovoltaico, contribuendo alla riduzione dei consumi di gas naturale impiegato nelle numerose centrali di peaking, con conseguenti benefici economici e ambientali.

Nonostante in Europa lo sfruttamento delle risorse idriche per la produzione di energia elettrica sia molto elevato, potrebbe rivelarsi interessante effettuare un'analisi approfondita basata sull'utilizzo di questo modello per vagliare la possibilità di trasformare alcuni dei serbatoi e bacini esistenti in nuovi impianti PHES.

3.2 Gli impianti di accumulo ad aria compressa (CAES)

Lo stoccaggio di aria compressa o CAES (*Compressed Air Energy Storage*) si presenta come una delle più recenti tecnologie di accumulo di energia più interessanti per via della sua elevata capacità di accumulo associata a dei costi di investimento relativamente bassi. Questi impianti, assieme agli impianti di pompaggio idroelettrici, sono in grado di rilasciare energia per alcune ore in quantità assimilabili a quelle tipiche dei grandi impianti di generazione termoelettrica.

I sistemi CAES impiegano l'energia elettrica proveniente dalla rete o da impianti a fonti rinnovabili per comprimere l'aria ambiente e conservarla in un serbatoio di accumulo di origine naturale o artificiale. Quando è necessario erogare nuovamente energia elettrica, l'aria compressa viene riscaldata solitamente con la combustione di gas naturale ed espansa in una convenzionale turbina a gas. In Fig. 3.9 è rappresentato lo schema di un impianto CAES che sfrutta il recupero dei gas di scarico in uscita dalla turbina di bassa pressione per preriscaldare l'aria proveniente dal serbatoio di accumulo.

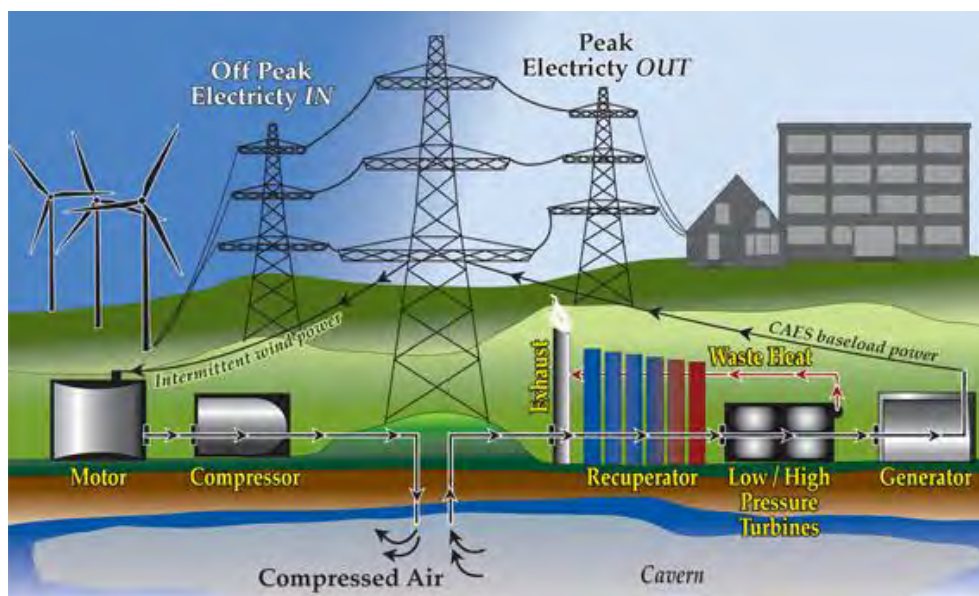


Fig. 3.9. Esempio di funzionamento di un impianto CAES con recuperatore [WindSoHy, 2013].

Possiamo considerare un impianto CAES come un ciclo turbo-gas dove la fase di compressione e quella di espansione sono disaccoppiate grazie alla presenza del serbatoio di accumulo. Questo comporta importanti vantaggi di natura tecnica ed economica:

- il compressore non è vincolato dal regime di rotazione della turbina e può lavorare a velocità variabile seguendo l'andamento del carico della rete elettrica o degli impianti a fonti rinnovabili;
- è possibile sfruttare tutta la potenza prodotta dall'espansore, mentre in un normale ciclo turbo-gas la fase di compressione consuma circa i 2/3 della potenza resa disponibile nella fase di espansione;
- la fase di compressione avviene solitamente nei periodi dove la domanda e quindi il relativo prezzo di acquisto dell'energia risultano essere più bassi;
- in caso di necessità un impianto CAES può funzionare come un turbo-gas a ciclo semplice prevedendo un collegamento a frizione meccanica tra compressore e turbina.

L'idea di stoccare l'energia elettrica sotto forma di aria compressa non è una realtà recente ma risale a più di 40 anni fa. I primi studi risalgono alla fine degli anni '60 quando si cominciò a ricercare nuove tecnologie di accumulo capaci di soddisfare le punte di richiesta di energia e di consentire all'emergente settore dell'energia nucleare di lavorare con un fattore di carico elevato e costante.

Questa tecnologia, disponibile a livello commerciale dalla fine degli anni '70, ha recentemente riscosso un rinnovato interesse a causa della continua crescita della quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili.

I sistemi CAES sono in grado di mitigare la variabilità delle fonti rinnovabili, minimizzando la necessità di modifiche alla rete elettrica di trasmissione e distribuzione. Inoltre la capacità di riserva pronta, *black-start* e regolazione del carico giustificano l'attrazione crescente verso questa tecnologia.

La disponibilità di formazioni geologiche adatte allo stoccaggio di aria compressa è diffusa in tutto il nostro pianeta, confermando ancora una volta la possibilità di sviluppo di questi impianti di accumulo.

3.2.1 Descrizione

I sistemi di accumulo ad aria compressa sono molto simili agli impianti turbo-gas tradizionali, si differenziano da questi ultimi solo per la presenza di un motore elettrico che aziona il compressore e di un serbatoio di accumulo per l'aria compressa che permette anche il *time-shift* del funzionamento della turbina. In generale i componenti principali di un sistema di accumulo CAES sono i seguenti:

- un treno di compressori avviato da un motore elettrico durante i periodi di bassa richiesta di energia;
- un serbatoio di accumulo per l'aria compressa che può essere di origine naturale (ex miniera di sale, caverna di roccia dura, acquifero, ecc.) o artificiale;
- una camera di combustione alimentata a gas naturale, necessaria al riscaldamento dell'aria proveniente dal serbatoio di accumulo prima dell'ingresso in turbina;
- una o più turbine in serie azionano l'alternatore che eroga nuovamente energia elettrica.

È importante prevedere un *aftercooler* dopo il treno compressori che raffredda l'aria compressa prima dello stoccaggio nel sottosuolo perché i serbatoi di accumulo naturali non accettano temperature dell'aria superiori ai 50 °C. In ogni caso lo stoccaggio dell'aria ad alta temperatura ridurrebbe la capacità di accumulo del serbatoio perché la densità di un gas ideale è inversamente proporzionale alla sua temperatura (3.1).

$$\rho_{air} = \frac{p}{R_{air} \cdot T} \quad (3.1)$$

È possibile installare un recuperatore che sfrutta il calore residuo dei gas in uscita dalla turbina per preriscaldare l'aria proveniente dal serbatoio di accumulo risparmiando parte del combustibile destinato alla camera di combustione.

Può essere conveniente installare una sola macchina elettrica reversibile, ciò permetterebbe la riduzione dei costi dell'investimento iniziale ma potrebbe incrementare le spese di *O&M (Operations and Maintenance)* a causa del complesso sistema di frizioni meccaniche che permette l'inserimento alternato di compressore e turbina.

È importante precisare che la turbina è fisicamente separata dal compressore: i due componenti sono azionati in modo indipendente, separando nel tempo le fasi di compressione da quelle di espansione.

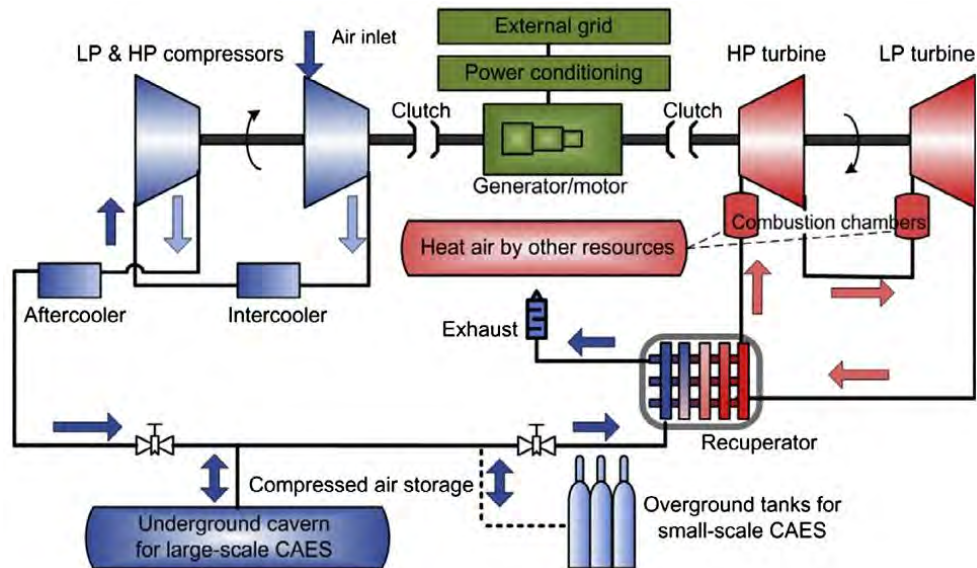


Fig. 3.10. Rappresentazione schematica di un impianto CAES con recuperatore [X. Luo et al., 2014].

3.2.2 Tipologie di serbatoi di accumulo

Un serbatoio di accumulo per l'aria compressa deve soddisfare vari requisiti di natura tecnica ed economica.

Dal punto di vista tecnico sono preferibili serbatoi che operano a pressione costante e che garantiscono basse perdite di carico durante le fasi carica e scarica. In alternativa è possibile operare a volume costante, regolando la pressione dell'aria in uscita dal serbatoio con una valvola di laminazione.

È importante contenere le perdite di auto-scarica, l'aria è un gas che può fuoriuscire facilmente in presenza di perdite anche di piccola entità. È necessario sigillare il serbatoio in modo accurato o sfruttare una formazione geologica naturale che permetta intrinsecamente di limitare le perdite.

Il serbatoio deve essere in grado di sopportare numerosi cicli di carica-scarica e può avere una vita utile relativamente lunga, nell'ordine delle decine di anni.

La scelta del tipo di serbatoio è vincolata soprattutto dalle caratteristiche geologiche e morfologiche del sito di installazione ma anche da considerazioni tecniche ed economiche.

L'elenco seguente descrive le principali tipologie di serbatoio per l'accumulo di aria compressa.

Caverne saline

Le caverne saline sono realizzate a partire da un giacimento sotterraneo di sale chiamato duomo salino o diapiro di sale. I diapiri di sale sono molto importanti nella geologia del petrolio perché grazie alla loro impermeabilità possono fungere da trappole per idrocarburi e gas.

Il serbatoio viene realizzato tramite l'iniezione di acqua in pressione che permette di sciogliere il sale e creare una cavità con la geometria e le dimensioni richieste.

Grazie alle proprietà meccaniche e morfologiche delle formazioni saline, le perdite di auto-scarica e le perdite di carico sono limitate e trascurabili rispetto ad altre tipologie.

Questo tipo di serbatoio è utilizzato da entrambi gli impianti CAES attualmente esistenti in Germania e Stati Uniti ed è considerato affidabile e maturo dal punto di vista tecnologico. È una soluzione vantaggiosa anche dal punto di vista economico, infatti i costi di costruzione sono relativamente bassi e ammontano a circa 1÷2 \$/kWh di energia stoccabile [Mahlia et al., 2014].

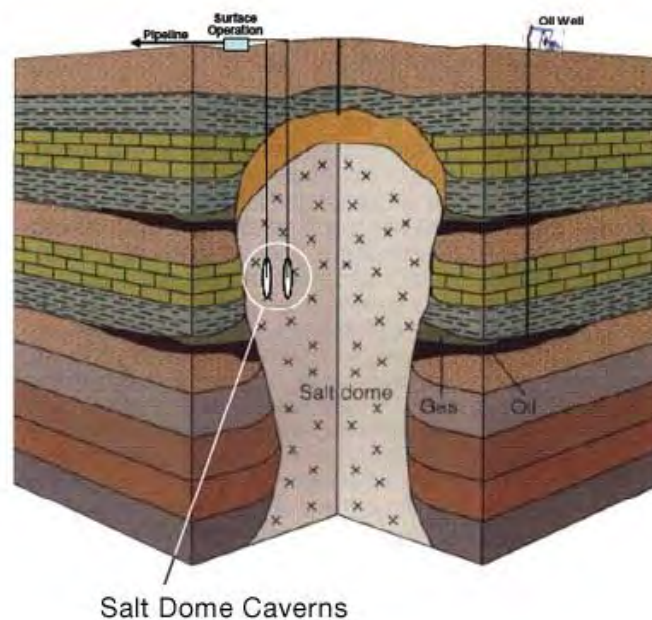


Fig. 3.11. Serbatoio ricavati all'interno di un duomo di sale.

Caverne di roccia dura o miniere abbandonate

Questa soluzione è potenzialmente la più efficace e durevole nel tempo. Le formazioni rocciose di granito o basalto sono molto compatte e garantiscono una tenuta ottimale. A causa della durezza di queste rocce lo scavo risulta essere abbastanza problematico facendo lievitare i costi di costruzione intorno ai 30 \$/kWh di energia stoccabile. Nel caso di miniere abbandonate si risparmiano le spese di scavo ma la realizzazione dei complicati sistemi di tenuta mantiene i costi elevati e pari a circa 10 \$/kWh di energia stoccabile.

Formazioni porose o acquiferi

Questa tipologia di serbatoio si può realizzare in presenza di rocce porose che si trovano negli acquiferi e nei giacimenti esausti di petrolio o gas naturale. Le formazioni geologiche circostanti devono prevedere uno strato impermeabile per consentire una tenuta ottimale del serbatoio e garantire una certa solidità strutturale per resistere alle pressioni di accumulo dell'aria.

Dal punto di vista operativo è richiesta una porosità superiore al 13% per garantire i volumi di accumulo e le portate d'aria desiderati. Queste formazioni geologiche necessitano inoltre di test chimici per verificare le proprietà minerali e chimiche delle rocce porose.

I costi d'investimento per la costruzione del serbatoio sono abbastanza bassi e si attestano intorno ai 2÷7 \$/kWh di energia stoccabile. Inoltre grazie alla facile reperibilità di siti idonei a questa applicazione, i costi possono abbassarsi ulteriormente per grandi volumi di accumulo.

Serbatoi artificiali

Mentre le soluzioni viste finora sono tipicamente sotterranee, i serbatoi artificiali sono installati in superficie. Così facendo si semplificano le operazioni di manutenzione ma si causa allo stesso tempo un sensibile incremento dell'impatto visivo/ambientale dell'impianto, anche per questo motivo i serbatoi artificiali sono sfruttabili soprattutto per impianti di piccola taglia.

In riferimento all'accoppiamento con impianti eolici *off-shore*, 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 e serbatoi metallici è molto variabile in funzione del sito d'installazione e della configurazione CAES di accumulo. Le ultime stime si aggirano intorno ai 40÷140 \$/kWh di energia stoccabile [Mahlia et al., 2014].

Accumulo sottomarino

L'accumulo sottomarino di aria o acqua è attualmente una configurazione oggetto di *R&D* presso numerose istituzioni. In particolare si studiano delle soluzioni atte a favorire l'accoppiamento del serbatoio di accumulo con parchi eolici *off-shore*.

Uno studio condotto da alcuni ricercatori dell'MIT (*Massachusetts Institute of Technology* - USA) propone di ancorare le turbine eoliche a delle sfere di cemento cave. In fase di accumulo l'energia prodotta dalle turbine eoliche è utilizzata per pompare l'acqua marina al di fuori delle cavità sferiche, mentre in fase di generazione l'acqua, rientrando nella sfera, aziona una turbina idraulica [Slocum et al., 2011].

L'alternativa proposta dagli studiosi dell'Università di Nottingham in Inghilterra, è l'ancoraggio di palloni sottomarini ad alcune centinaia di metri di profondità sotto il livello del mare per accumulare aria in un serbatoio operante a pressione costante accoppiato a un impianto CAES adiabatico.

3.2.3 Impianti esistenti

Fino ad oggi sono stati realizzati solamente due impianti CAES in tutto il mondo: uno in Germania (Huntorf) e uno negli Stati Uniti (McIntosh, Alabama). A dover di cronaca va riportato che in Italia negli anni '80 ENEL realizzò una piccola unità CAES sperimentale da 25 MW a Sesta (SI), utilizzando una formazione geologica porosa contenente precedentemente CO₂.

L'impianto di Huntorf (Germania)

L'impianto CAES di Huntorf, nei pressi di Brema, è stato realizzato nel 1978. La sua potenza nominale relativa alla fase di espansione è di 290 MW. L'aria è stoccata in due caverne saline realizzate ad una profondità variabile tra i 650 e gli 800 metri per un volume complessivo di circa 310.000 m³ [Crotochino, 2001]. La realizzazione dei serbatoi di accumulo è stata completata con una tecnica che sfrutta l'iniezione di

acqua per sciogliere gradualmente il sale nel sottosuolo e formare la cavità. Le caverne si trovano a una profondità superiore ai 600 m che assicura un accumulo di aria stabile per diversi mesi e consente di operare fino a una pressione massima di 100 bar, sebbene la massima pressione di esercizio risulti minore e pari a 72 bar.



Fig. 3.12. Veduta aerea dell'impianto CAES di Huntorf (Germania).

Una caverna viene sfruttata per l'esercizio di *load leveling* giornaliero, mentre il secondo serbatoio di accumulo è utilizzato per regolare il vicino impianto nucleare e fungere quindi da riserva pronta, con una certa capacità di *black-start*, in caso di fuori servizio inaspettati del suddetto impianto. L'impianto funge anche da supporto alla vicina area industriale nel caso si dovessero verificare interruzioni improvvise del servizio elettrico.

Il volume totale di accumulo si sarebbe potuto realizzare facilmente in un'unica caverna ma venne preferita la soluzione a due serbatoi distinti per i seguenti motivi:

- garantire la ridondanza del servizio durante i periodi di manutenzione che necessitano la messa in fuori servizio di un serbatoio;
- è più semplice ricaricare un volume di accumulo minore se la pressione nel serbatoio cala al livello atmosferico;
- la procedura di avvio del compressore dell'impianto richiede una pressione minima di 13 bar in almeno una delle caverne.

Un aspetto critico nella progettazione dei serbatoi di accumulo è rappresentato dalla necessità di prelevare portate d'aria estremamente elevate, pari a 417 kg/s e dall'esigenza di contenere le perdite di carico. Per questo motivo sono state utilizzate condotte in acciaio con un diametro di 24.5" (circa 62cm). Le condotte fuoriescono

per 80 m circa dalla sommità della caverna per evitare il prelievo di polvere di sale che può danneggiare gravemente le turbine. A causa di numerosi problemi di corrosione, negli anni '80 le condotte in acciaio sono state sostituite da tubazioni in plastica composita a matrice organica (*FRP, fibre-reinforced plastic*).

La costruzione dell'impianto ha richiesto circa trenta mesi di lavoro, con un costo specifico di investimento pari a circa 400 \$/kW (aggiornato al 2001).

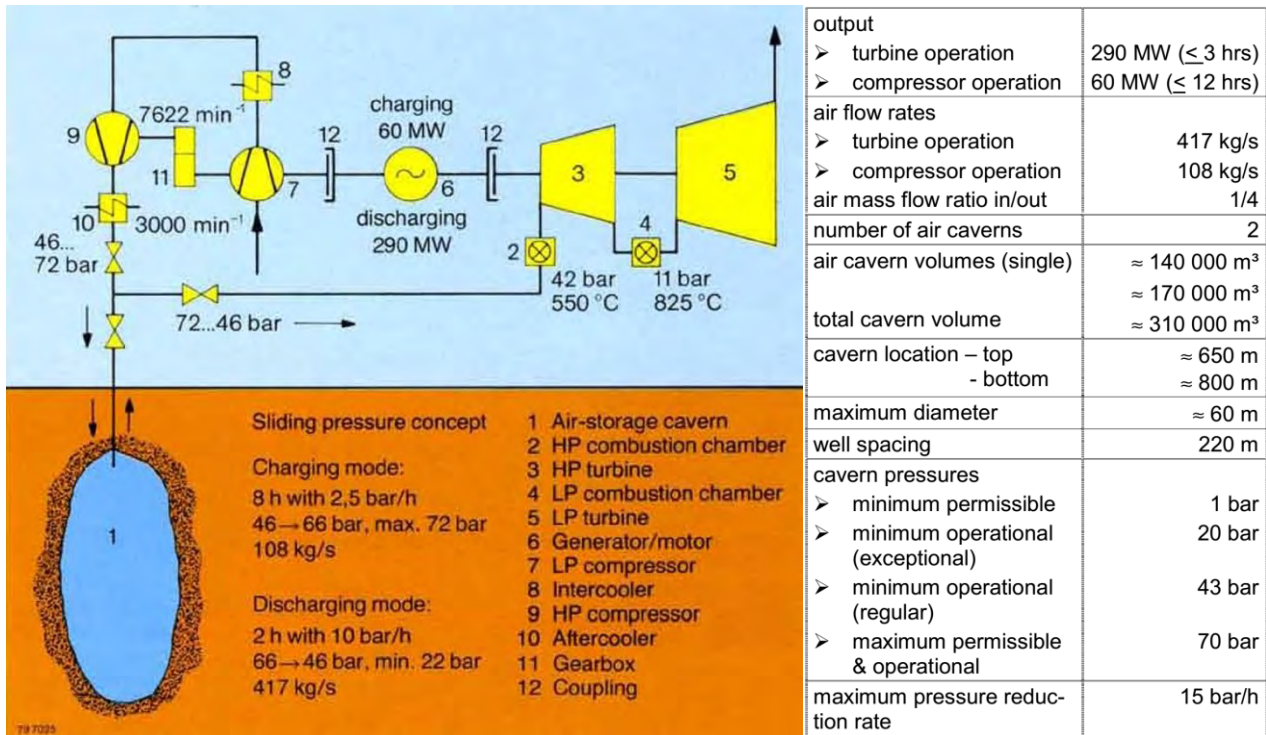


Fig. 3.13. Schema semplificato e parametri distintivi dell'impianto CAES di Huntorf (Germania) [BBC-Brown Boveri, 1990].

In condizioni nominali l'avviamento dell'impianto richiede circa 11 minuti, tempo che può essere dimezzato in caso di necessità a fronte di una riduzione della potenza in uscita. La pressione di accumulo all'interno dei serbatoi è fissata ed è pari a 66 bar e può arrivare fino a 72 bar.

La fase di compressione avviene con l'ausilio di due macchine in serie: il compressore di bassa pressione è un compressore assiale mentre quello di alta pressione è un compressore centrifugo. Il consumo di potenza della serie di compressori è di 60 MW, per rendere più efficiente la fase di compressione sono stati inseriti degli scambiatori di calore tra i vari stadi che raffreddano l'aria in ingresso (*intercooler*). Alla fine del

processo di compressione l'aria viene raffreddata sino a 50°C prima di essere iniettata nella caverna di accumulo.

In fase di scarica la pressione del serbatoio scende sino a 46 bar. Una valvola di laminazione garantisce all'ingresso della prima camera di combustione una pressione costante pari a 42 bar. Dopo la prima combustione isobara i gas vengono espansi fino a 11 bar nella turbina di alta pressione. I gas sono successivamente ri-combusti nella seconda camera di combustione ed espansi sino alla pressione ambiente nella turbina di alta pressione. Entrambe le camere di combustione sono alimentate a gas naturale. L'efficienza complessiva dell'impianto è pari al 42%.

L'impianto CAES di Huntorf è completamente automatizzato, un sistema di controllo remoto regola la portata di aria in ingresso al compressore, la temperatura all'ingresso della turbina di alta pressione e la temperatura in uscita dalla turbina di bassa pressione. Ottimizzando queste operazioni si ottiene una buona efficienza anche ai carichi parziali. Gli oltre 35 anni di esercizio confermano l'elevata affidabilità dell'impianto. In Fig. 3.14 è rappresentato il numero di avviamenti di compressore e turbina per anno, nell'intervallo di tempo che va dal 1978 al 2000.

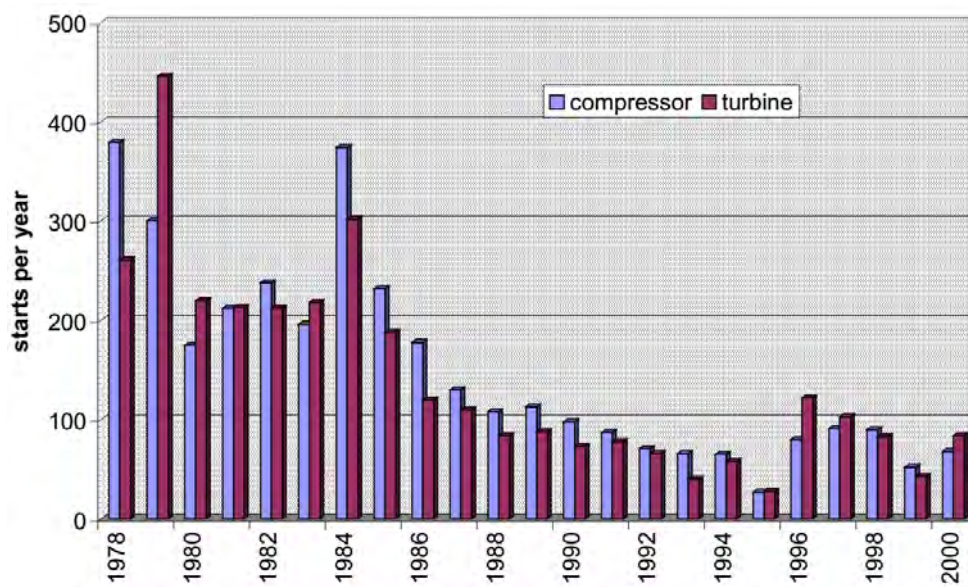


Fig. 3.14. Numero di avviamenti di compressore e turbina per anno [Crotogino, 2001].

Come si può notare il numero di avviamenti ha subito forti variazioni negli anni per varie cause. In primo luogo la connessione ad una rete elettrica più ampia, datata 1985, ha inserito l'impianto CAES in un contesto comprendente numerose stazioni di pompaggio. Dopodiché il suo ruolo principale è diventato quello di fornire una riserva

energetica pronta all'uso nel caso di guasti ad altri impianti. In alternativa poteva coprire le punte di richiesta di energia qualora si rendesse necessario.

Oggi l'impianto di Huntorf è utilizzato principalmente per il supporto di impianti termoelettrici tradizionali. Ad esempio un impianto termoelettrico di taglia media impiega dalle tre alle quattro ore per raggiungere la capacità nominale di esercizio. L'impianto CAES soddisfa la domanda di energia durante il periodo transitorio. Un'altra tipica applicazione è il *peak shaving* nelle ore notturne, quando nessun impianto di pompaggio può entrare in esercizio. Un'importante applicazione è anche associata al crescente sviluppo delle risorse eoliche in Germania.

L'impianto di McIntosh (Alabama, USA)

L'impianto CAES di McIntosh in Alabama (USA) venne costruito dopo quello tedesco e risulta operativo dal 1991. La sua potenza nominale è di 110 MW ed è in grado di fornire energia elettrica in modo continuativo per 26 ore a pieno carico [EPRI-History of First U.S. Compressed-Air Energy Storage (CAES) Plant (110MW 26h), 1992-1994]. La costruzione dell'impianto da parte del gruppo industriale statunitense DRESSER-RAND ha richiesto approssimativamente 30 mesi di lavoro per un investimento complessivo pari a circa 65 milioni di dollari.

Il funzionamento dell'impianto è basato sul principio dell'*energy price arbitrage*, che sfrutta la differenza di prezzo dell'energia elettrica che si ha tra due momenti della giornata o della settimana per realizzare un profitto economico per l'impianto di accumulo. L'energia elettrica viene acquistata ed immagazzinata quando costa poco a causa della bassa richiesta da parte delle utenze, per poi essere rivenduta durante le ore in cui i prezzi sono più elevati.



Fig. 3.15. Veduta aerea dell'impianto CAES di McIntosh (Alabama, USA).

La configurazione dell'impianto è simile a quella di Huntorf ma con alcune differenze sostanziali. Lo stoccaggio dell'aria avviene in una caverna salina del volume di oltre 500.000 m^3 posta a 450 m al di sotto della superficie terrestre. La differenza più importante è la presenza di un recuperatore di calore che utilizza il calore dei gas di scarico in uscita dalla turbina di bassa pressione per preriscaldare l'aria in ingresso alla camera di combustione. Ciò consente di ridurre i consumi di gas naturale del 22÷25%, migliorando l'efficienza complessiva dell'impianto dal 42% (Huntorf) al 54%. Anche l'affidabilità di questo impianto è molto elevata.

Il treno di macchinari, illustrato in Fig. 3.16, con i suoi 42,5 m di lunghezza è uno dei più lunghi al mondo. Il gruppo compressori comprende un compressore assiale di bassa pressione, dei compressori alternativi di media pressione e un compressore centrifugo di alta pressione, per una potenza complessiva di circa 50 MW. La pressione nel serbatoio raggiunge i 75 bar ma viene ridotta a circa 45 bar costanti prima di entrare nel recuperatore. L'inerzia dell'impianto è molto bassa, impiega solamente 14 minuti per raggiungere la potenza nominale.

L'impianto è in grado di passare dalla fase di compressione a quella di espansione e viceversa in tempi molto brevi grazie alla combinazione motore/generatore regolato da un sistema a frequenza variabile (VDF) e dalla capacità dei gruppi di compressione ed espansione, operanti a velocità variabile. La fase di transizione da accumulo a produzione di energia richiede circa 13 minuti mentre il passaggio da espansione a compressione richiede solamente 5 minuti.

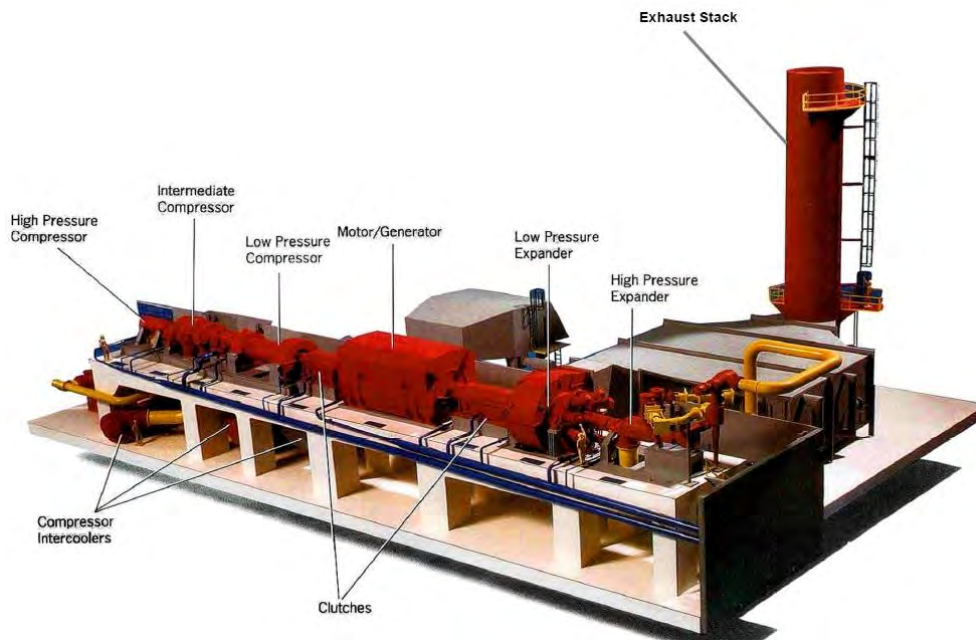


Fig. 3.16. Schema semplificato dell'impianto CAES di McIntosh (Alabama, USA) [DRESSER-RAND, 2013].

3.2.4 Sviluppi futuri

Lo sviluppo degli impianti CAES è orientato principalmente al recupero e stoccaggio del calore residuo di fine compressione in opportuni serbatoi TES (*Thermal Energy Storage*). Successivamente è possibile sfruttare questo calore per preriscaldare l'aria compressa prima dell'ingresso in turbina, riducendo i consumi di gas naturale (idealmente sino a zero) e incrementando sensibilmente il rendimento complessivo dell'impianto di accumulo. Questa tecnologia viene presentata con l'acronimo A-CAES (*Adiabatic - Compressed Air Energy Storage*) ed è in questo momento il punto di partenza per lo studio di nuovi sistemi di accumulo ad aria compressa.

Il progetto ADELE

Il primo vero progetto industriale noto di impianto A-CAES stato lanciato da RWE Power AG (Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk) nel 2010 in partnership con numerose aziende tra cui, oltre a GE (General Electric), il centro aerospaziale tedesco DLR (Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt), Ed. Züblin AG, Erdgasspeicher Kalle GmbH, Ooms-Ittner-Hof GmbH [ADELE-RWE Power AG, 2010].

Questo progetto di A-CAES si propone di migliorare l'efficienza del processo effettuando una compressione dell'aria tendenzialmente adiabatica, recuperando quindi il calore di compressione da impiegare poi per riscaldare nuovamente l'aria

prima della sua espansione. L'energia termica recuperata viene stoccata in appositi serbatoi esterni sviluppati e progettati da uno dei partner (Ed. Züblin AG), la cui tecnologia pare mutuata da quella dei ben noti recuperatori rigenerativi Cowper in uso nelle vetrerie e nelle acciaierie.

Il progetto, di nome ADELE, si propone la costruzione entro il 2016 di una centrale dimostrativa su scala commerciale (Fig. 3.17), che non impiega combustibili ed è in grado di raggiungere un'efficienza *round-trip* prossima al 70%.

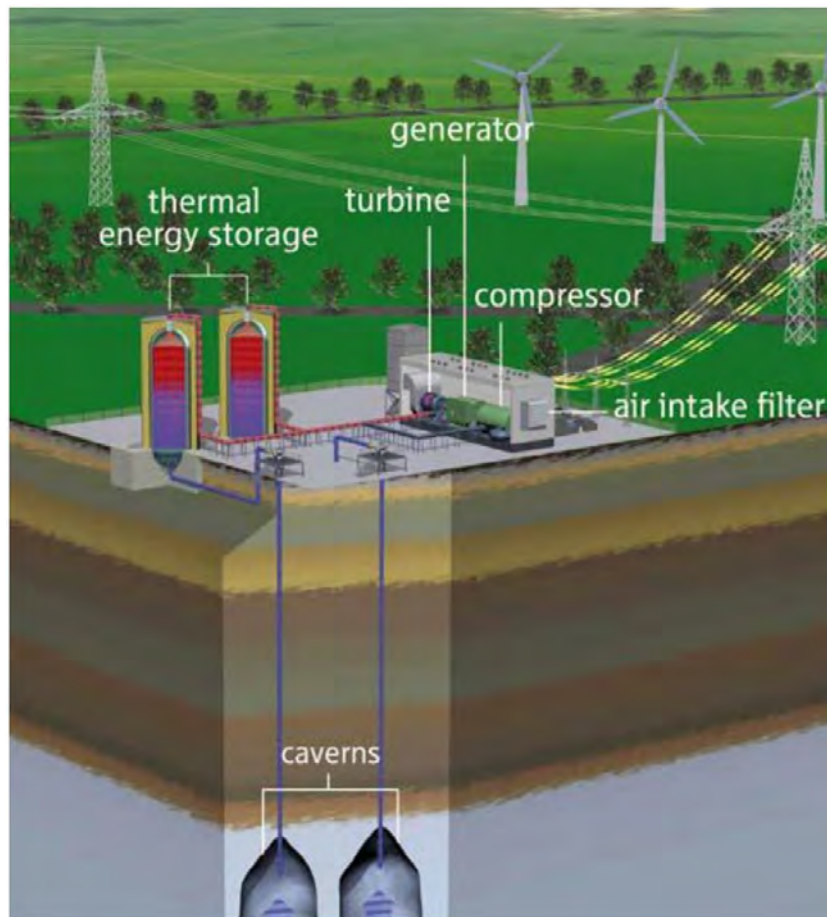


Fig. 3.17. Visione prospettica dell'impianto del progetto ADELE [RWE Power AG, 2010].

L'investimento previsto è pari a 12 milioni di euro. Il progetto trae origine da uno studio effettuato da General Electric e RWE a partire dal 2008 nell'ambito di alcuni progetti finanziati dall'UE denominati “*Advanced Adiabatic - Compressed Air Energy Storage (AA-CAES)*”.

Uno dei componenti non convenzionali del progetto è il compressore dell'aria ad azionamento elettrico tendenzialmente adiabatico, il cui sviluppo è affidato a General Electric così come quello della turbina. Il componente è particolarmente critico

soprattutto dal punto di vista dei materiali poiché non esiste casistica di macchine sufficientemente ampia che associano l'elevata pressione (sono previsti 100 bar) all'elevata temperatura (sono previsti circa 600 °C) con funzionamento ciclico e/o con rapidi transitori di carico.

L'altro componente chiave del progetto è il serbatoio di accumulo termico, che per quanto noto sarà realizzato (Fig. 3.18) con serbatoi cilindrici verticali (alti circa 40 m) al cui interno sarà posizionato un letto di manufatti ceramici. Per questo componente l'attività di sviluppo, affidata a Ed. Züblin AG e alla sua controllata Ooms-Ittner-Hof GmbH (OIH), comporta l'identificazione della miglior soluzione sia per il materiale del vessel e la sua coibentazione che per il materiale destinato all'accumulo dell'energia termica. Per rendere meglio l'idea della complessità dei problemi da risolvere, si può aggiungere che in questa attività di ricerca è coinvolto anche il centro aerospaziale tedesco (DLR) e l'Institute of Technical Thermodynamics (ITT).



Fig. 3.18. Visione panoramica del nuovo sistema di accumulo termico studiato da Ed. Züblin AG.

Per quanto riguarda in modo specifico lo stoccaggio, deve essere identificato il materiale più idoneo dal punto di vista della capacità di accumulo termico, della facilità di caricamento e rilascio dell'energia termica con un flusso di aria compressa, senza trascurare un basso costo specifico.

LTA-CAES (Low Temperature Adiabatic-Compressed Air Energy Storage)

Uno studio recente propone lo stoccaggio del calore a bassa temperatura per il supporto di sistemi A-CAES, in alternativa allo stoccaggio convenzionale ad alta temperatura [Wolf-Budt, 2014]. Il sistema esaminato ha un *rendimento round-trip* compreso tra il 52 e il 60%, si dimostra che a fronte di una minima riduzione del rendimento rispetto ad un sistema A-CAES che sfrutta l'accumulo termico ad alta temperatura si ottiene un netto miglioramento della caratteristica di *start-up* (avviamento) dell'impianto.

Negli impianti CAES è necessario riscaldare l'aria prima dell'immissione in turbina per incrementare il salto entalpico elaborabile e per non rischiare l'eccessivo raffreddamento della palettatura e quindi la presenza di condensa. A questo scopo si utilizza una camera di combustione alimentata da gas naturale.

Gli impianti A-CAES incorporano un sistema di accumulo termico TES atto a recuperare e immagazzinare il calore generato dalla compressione del fluido, per poterlo poi sfruttare per preriscaldare l'aria prima dell'immissione in turbina evitando il consumo di gas naturale.

L'accumulo ad alta temperatura presenta alcuni problemi:

- i turbo compressori odierni sono limitati da temperature di uscita dell'aria inferiori a 600 °C;
- è difficile far coesistere alte temperature e alte pressioni nel serbatoio;
- gli stress termici e meccanici possono generare degli attriti tra materiali interni al TES provocando il rilascio nell'aria compressa di micro particelle dannose per gli organi della turbina;
- il raggiungimento di alte temperature comporta un tempo di *start-up* di circa 15 minuti, il sistema è quindi poco reattivo a rapide variazioni di carico.

Viste queste difficoltà si è pensato di studiare un'alternativa di stoccaggio termico con una temperatura compresa tra i 90 e i 200 °C.

L'impianto proposto è in grado di fornire una potenza di 30 MW per una durata dell'accumulo di 8 h. La pressione massima dell'aria nel serbatoio raggiunge i 150 bar.

Il TES può utilizzare acqua come fluido di accumulo (pressurizzata se si raggiungono temperature superiori a i 95 °C) o olio diatermico. Vi sono due unità di accumulo

termico: l'unità calda viene caricata durante il processo di compressione mentre l'unità fredda viene caricata durante il processo di espansione (Fig. 3.19).

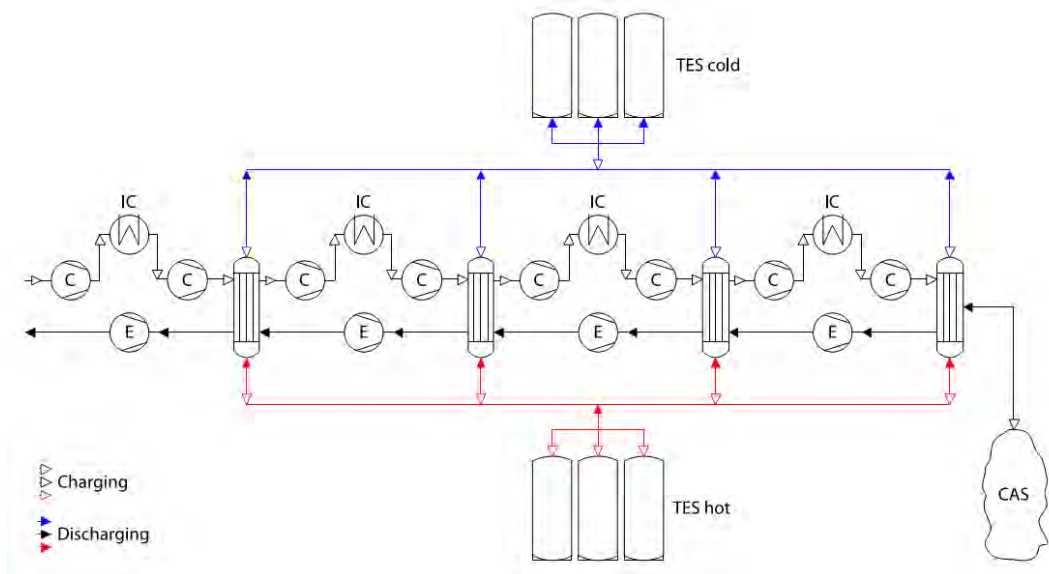


Fig. 3.19. Schema di un impianto LTA-CAES [Wolf-Budt, 2014].

Degli scambiatori intercooler, interposti tra gli stadi di compressione, rilasciano all'ambiente una piccola parte del calore generato per rendere più efficiente il processo. Si utilizzano compressori radiali che allo stato dell'arte attuale sono capaci di raggiungere rapporti di compressione pari a 40. Il consumo di potenza del treno di compressori è di circa 50 MW.

Parameters	LTA-CAES	HTA-CAES
Representative time series period	2008–2011	
Inst. compressor power and part load ability	50 MW, 50–100%	
Inst. expander power and part load ability	30 MW, 30–100%	
Cycle efficiency (AC–AC)	56%	70%
Storage capacity	8 h of turbine operation at full load	
Stand-by storage losses	0.5% per day	
Variable operation costs	2 €/MWh	
Start-up cost	4 €/MW	
Capacity price (SCR)	bid period average value	
Positive and negative energy bid (SCR)	bid period average value	

Fig. 3.20. Scenario di analisi di un impianto LTA-CAES [Wolf-Budt, 2014].

La Fig. 3.20 mostra il confronto di un impianto LTA-CAES con una applicazione HTA-CAES (*High Temperature*). Si nota subito che l'approccio a bassa temperatura

ha un'efficienza round-trip del 56% rispetto all'HTA-CAES che raggiunge il 70%. Tuttavia l'impianto LTA-CAES, con un tempo di avviamento inferiore ai 5 minuti, è molto più reattivo e permette di partecipare non solo alla regolazione giornaliera del carico elettrico ma anche alla regolazione secondaria aumentando il fattore di carico del sistema e quindi il profitto.

Riassumendo, gli impianti A-CAES che sfruttano un TES a bassa temperatura hanno i seguenti vantaggi:

- tempi di avviamento molto veloci, anche minori di 5 minuti;
- sfruttano TES ad acqua (facilmente reperibile, di scarso impatto ambientale e poco costosa);
- non vi è interazione meccanica tra l'aria compressa e le pareti del TES, infatti i sistemi di accumulo termico in cemento a contatto con l'aria liberano particelle solide che possono danneggiare gli organi della turbina;
- offrono un ampio range di manovra con pressioni di stoccaggio dell'aria che possono raggiungere i 150 bar.

Lo sviluppo di nuovi sistemi di accumulo A-CAES con prestazioni energetiche elevate permette di ridurre il consumo di combustibili fossili pregiati come il gas naturale e pertanto di ridurre le emissioni dell'impianto in termini di CO₂. Considerando il progressivo aumento dei prezzi del gas naturale e l'avvento di nuove tasse sulle emissioni, un impianto A-CAES può risultare decisamente più competitivo nel mercato elettrico globale rispetto alla soluzione tradizionale.

3.3 Sistemi alternativi per l'accumulo di energia potenziale (ARES)

Il sistemi più utilizzati al mondo per l'accumulo di energia potenziale sono gli impianti PHES. Tuttavia il grosso problema di questa tecnica di accumulo è la bassa densità di energia ottenibile, infatti da un metro cubo di acqua e un salto pari a 100 m di altezza si possono ricavare solamente 0,273 kWh/m³.

Per ovviare a questo problema si è pensato di accumulare energia potenziale trasportando lungo un percorso in salita masse con una densità superiore a quella dell'acqua. A questo scopo il cemento, con una densità di 2000-2500 kg/m³, risulta essere un buon materiale perché si possono produrre masse di qualsivoglia forma e dimensione ad un costo ragionevole.

3.3.1 Descrizione

L'azienda californiana ARES North America ha realizzato un progetto di accumulo di energia chiamato *Advanced Rail Energy Storage* [ARES North America, 2014]. Il sistema ARES sfrutta il surplus di energia elettrica prodotta da impianti eolici e fotovoltaici, o semplicemente assorbita dalla rete, per far salire migliaia di masse in cemento con l'ausilio di particolari treni navetta. Per convertire l'energia potenziale così accumulata in energia elettrica è sufficiente lasciare il treno navetta libero di scendere il percorso in discesa e convertire il suo motore in generatore.



Fig. 3.21. L'impianto ARES sperimentale di Tehachapi (California - USA) [ARES North America, 2014].

La Fig. 3.21 mostra un vagone motorizzato e zavorrato con una massa in cemento che percorre il percorso in salita dell'impianto pilota realizzato da ARES in California. La captazione/erogazione della corrente è resa possibile da una terza rotaia che segue lateralmente il percorso dei binari.

Di seguito viene presentata un'analisi critica del sistema ARES utilizzando i dati forniti dal sito internet dell'azienda. I tecnici di ARES sostengono che sia possibile realizzare un impianto capace di generare 333 MW di potenza per una durata totale del servizio di 8 ore, mediante un sistema che è composto da:

- 2 binari, uno di andata e uno di ritorno;
- 2 aree di stoccaggio delle masse in cemento, una alla quota geodetica inferiore e uno a quella superiore;

- una pendenza massima del percorso del 7,5% (7,5 m di elevazione ogni 100 m di rotaia) che corrisponde ad un angolo di inclinazione di 4,3°;
- una lunghezza del percorso di 8 miglia, equivalenti a 12.875 m;
- 5.700 masse in cemento del peso di 240 tonnellate l'una;
- 70 treni navetta composti da 4 veicoli ciascuno di cui 2 motorizzati, la massa di un veicolo a carico è pari a 300 tonnellate.

Un percorso lungo 12.875 m con un pendenza del 7,5% da origine ad un dislivello di 963 m, nell'ipotesi che il treno navetta riesca a superare questa salita si ottiene un incremento della sua energia potenziale pari a:

$$E_p = m_{netta} \cdot g \cdot h = (4 \cdot 240.000) \cdot 9,81 \cdot 963 = 9.068 [MJ] = 2.519 [kWh]$$

A questo valore vanno sottratte le perdite dovute principalmente ad attriti (tra ruote e rotaia), rendimento meccanico (degli organi di trasmissione), rendimento elettrico (del motore-generatore elettrico) e rendimento di captazione elettrica. Secondo i tecnici di ARES il guadagno netto in termini di energia potenziale dovrebbe attestarsi intorno ai 2000 kWh per ogni treno navetta che compie il percorso in salita, risultato probabilmente troppo ottimistico, come si vedrà nel seguito.

La densità di energia ottenibile dallo stoccaggio di masse in cemento resta comunque bassa se confrontata con la densità di altri sistemi di accumulo (es. accumulatori al litio: $200 \div 500 \text{ kWh/m}^3$): per un salto di 100 m e una massa volumica del cemento di 2000 kg/m^3 otteniamo una densità di energia pari a $0,545 \text{ kWh/m}^3$, che sale a $0,681 \text{ kWh/m}^3$ utilizzando un cemento di densità pari a 2500 kg/m^3 .

La potenza istantanea sviluppata da un treno navetta per un tempo di scarica pari a 34 s è:

$$P = \frac{m_{lorda} \cdot g \cdot h}{\Delta t} = \frac{(4 \cdot 300.000) \cdot 9,81 \cdot 963}{34} = 333,38 [MW]$$

Questo valore risulta essere concorde con quello calcolato dai tecnici di ARES, tuttavia è necessario considerare che percorrere 963 m in 34 s implica una velocità verticale v_y , pari a:

$$v_y = v \cdot \sin(\theta) = 28,32 \left[\frac{m}{s} \right]$$

Ipotizzando di osservare 35 treni navetta che percorrono contemporaneamente il percorso, distanziati in termini di tempo da 34 s gli uni dagli altri (tempo che permette carico e scarico delle masse in cemento), si ottiene invece una velocità verticale di 0,81 m/s che corrisponde ad una velocità lineare del treno navetta v di 10,8 m/s.

Riguardo al dimensionamento delle aree di stoccaggio, che dovranno essere capaci entrambe di contenere tutte le 5700 masse in cemento, possiamo osservare i risultati ottenuti nella tabella seguente (Tab. 3.2).

ρ_{cemento} [kg/m ³]	b [m]	h [m]	l [m]	A_{tot} [m ²]	A_{tot} [ha]
2000	2	3	20	228000	22,80
2500	2	3	16	182400	18,24

Tab. 3.2. Dimensionamento delle aree di stoccaggio al variare della densità del cemento utilizzato.

Si osserva che costruendo le masse con un cemento di densità pari a 2000 kg/m³ si ottiene un'area di stoccaggio pari a 22,80 ha, che corrisponde ad un quadrato avente circa 477 m di lato. Utilizzando invece un cemento di densità pari a 2500 kg/m³ si ottiene un area di stoccaggio pari a 18,24 ha, meno estesa della precedente. È opportuno precisare che in questo conto non sono stati considerati gli spazi occupati dalle infrastrutture e gli spazi necessari per permettere il movimento della masse, la superficie ottenuta è semplicemente la somma dell'area in pianta di tutte le 5700 masse in cemento. Non è stato preso in considerazione un eventuale stoccaggio in verticale, perché risulta essere di difficile, se non impossibile, realizzazione visto il peso considerevole di ogni massa.

È possibile affermare che solo la costruzione dei due magazzini di stoccaggio risulta avere un impatto ambientale notevole, inoltre la ricerca di un sito con un estensione che supera i 12 km e una pendenza quasi omogenea del 7,5% non è semplice da individuare.

Questo progetto, pur essendo fortemente innovativo, non tiene conto dei problemi legati alla ricerca di uno sito con caratteristiche morfologiche idonee alla realizzazione di un impianto così esteso, inoltre l'*efficienza round-trip* del 78% ottenuta dai tecnici ARES sembra essere troppo ottimistica. Infatti, supponendo di avere come unico fattore di perdita il lavoro della forza di attrito legato all'accoppiamento cerchione-rotaia, è possibile calcolare in modo semplificato un rendimento del ciclo di carica-scarica.

All'energia accumulata in fase di carica è necessario aggiungere l'energia dissipata per attrito, mentre in fase di scarica deve essere sottratta. Ipotizzando un coefficiente di attrito volvente μ_v pari a 0,01 (cautelativo) è possibile calcolare il lavoro della forza di attrito [Perticaroli, 2001]:

$$L_{diss} = \mu_v \cdot m_{lorda} \cdot g \cdot \cos(\theta) \cdot l$$

$$= 0,01 \cdot (4 \cdot 300.000) \cdot 9,81 \cdot \cos(4.3) \cdot 12.875 = 1.511 [MJ] = 420 [kWh]$$

Ipotizzando il treno di rendimenti elencato in Tab. 3.3:

Rendimento		
Captazione e conversione (buone condizioni atmosferiche: no pioggia, no nebbia)	η_c	0,95
Elettrico	η_e	0,985
Meccanico	η_m	0,985
Totale ($\eta_c \cdot \eta_e \cdot \eta_m$)	η_{tot}	0,922

Tab. 3.3. Treno di rendimenti tipico di un sistema ferroviario [Perticaroli, 2001].

È infine possibile calcolare un'efficienza *round-trip* pari a:

$$\eta_{RT} = \frac{(E_p - L_{diss}) \cdot \eta_{tot}}{\frac{E_p + L_{diss}}{\eta_{tot}}} = \frac{1.935}{3.188} \sim 0,6 = 60\%$$

Il valore calcolato è inferiore al risultato proposto dai tecnici di ARES ed è legato ad un fattore di perdita che considera la forza di attrito nell'accoppiamento cerchione-rotaia e le altre perdite legate ai componenti meccanici ed elettrici.

Va tenuto conto del fatto che i sistemi ferroviari sono progettati per superare pendenze massime del 3-3,5%, una pendenza del 7,5% metterebbe a dura prova le condizioni di aderenza del treno navetta.

Allo stato attuale il progetto ARES non ha buone prospettive di sviluppo, sia per le difficoltà nella ricerca di siti idonei alla costruzione dell'impianto che per la complessità intrinseca dei sistemi di trasporto ferroviari.

3.3.2 Sviluppi futuri

Un interessante alternativa al sistema ARES è proposta da due ricercatori dell'Università degli Studi di Padova, Fabio Bignucolo e Arturo Lorenzoni, i quali hanno valutato la possibilità di realizzare un accumulo di energia potenziale utilizzando un impianto di risalita funicolare per trasportare delle strutture metalliche riempite di pietre [Bignucolo-Lorenzoni, 2014].

Durante la fase di carica l'impianto assorbe energia dalla rete elettrica per trasportare le masse al magazzino di monte, mentre durante la fase di scarica il motore viene convertito in generatore e le masse vengono lasciate scendere lungo la fune per effetto della gravità.

Questo sistema di accumulo viene chiamato *Cableway Storage System* (CSS) e grazie alla decennale esperienza dei costruttori italiani di impianti di risalita funicolare per il trasporto di cose o persone può essere considerata una tecnologia matura anche se ancora in fase di sperimentazione.

La Fig. 3.22 mostra la configurazione generale dell'impianto, le masse vengono agganciate alla fune attraverso un sistema di accoppiamento automatico.

Sono previsti due magazzini per le masse, uno a valle e uno a monte. A valle è necessario prevedere anche lo spazio per la collocazione del locale macchine che dovrà contenere gli organi di movimento e di conversione elettrica. Il magazzino di monte invece è condizionato da vincoli ambientali e dalla difficoltà di ricavare in quota uno spazio sufficientemente ampio per lo stoccaggio delle masse.

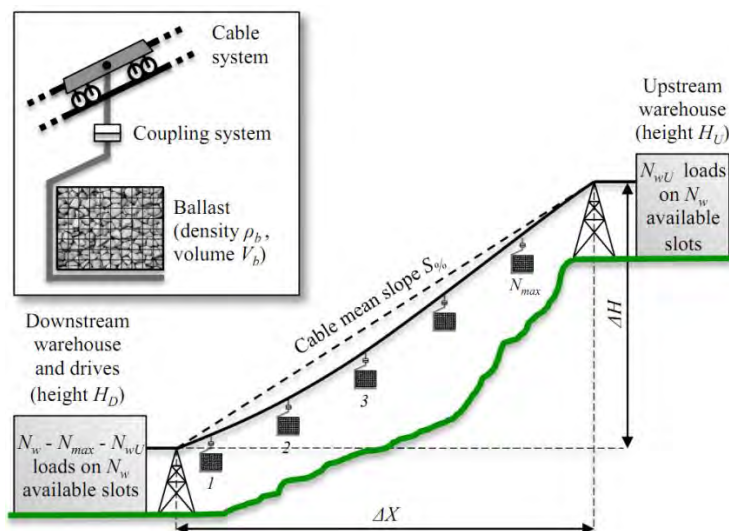


Fig. 3.22. Rappresentazione schematica di un impianto CSS [Bignucolo-Lorenzoni, 2014].

Gli impianti funicolari sono di semplice installazione e manutenzione, con la giusta pendenza e lunghezza del tragitto si possono realizzare in un'unica campata concentrando il locale macchine a valle, dove avviene anche il collegamento alla rete elettrica.

Questa tipologia di accumulo si presta ad applicazioni di *peaking*, al controllo della tensione e della frequenza di rete e al supporto ausiliario di emergenza. Sono pronti ad intervenire per scongiurare i frequenti *black-out* che avvengono nelle zone montane, soprattutto durante la stagione invernale.

Questi impianti offrono numerosi vantaggi:

- sono semplici da realizzare ma anche da smantellare se non sono più necessari;
- è possibile aumentare la potenza complessiva generata aggiungendo più linee in parallelo (se il sito lo permette);
- hanno un fattore di rischio molto basso e quindi si possono ritenere sicuri per cose o persone;
- non richiedono particolari permessi per l'installazione perché si tratta di una tecnologia collaudata.

La potenza generata, a differenza dei sistemi a batterie, non dipende dallo stato di carica del sistema ma solamente dalla portata in termini di massa trasportabile del cavo. Pertanto è possibile dimensionare in modo indipendente potenza generata e capacità di accumulo di energia.

Le criticità di questa tecnologia risultano essere la scarsa densità di energia immagazzinabile (paragonabile a quella del sistema ARES), la necessità di essere interconnessi alla rete elettrica (non possono essere realizzati in luoghi troppo isolati) ed infine l'assoggettamento ai vincoli ambientali del sito prescelto per la realizzazione.

Facendo riferimento a zone prive di vincoli ambientali particolari, una volta individuato un pendio idoneo alla realizzazione di un impianto di questo tipo è possibile procedere con un dimensionamento di massima. In primo luogo è necessario dimensionare la massa di un singolo carico m_L che sarà data dalla massa della struttura metallica m_s e dalla massa delle pietre di zavorra trasportate, ottenibile moltiplicando la loro densità ρ_b per il loro volume V_b .

$$m_L = m_s + \rho_b \cdot V_b \quad (3.2)$$

La funivia collega il magazzino a monte con il magazzino a valle che sono situati rispettivamente a un'altezza sopra il livello del mare pari a H_M e H_V . Di conseguenza il dislivello superato dalla funivia risulta pari a:

$$\Delta H = H_M - H_V \quad (3.3)$$

Conoscendo la distanza orizzontale tra i due magazzini ΔX possiamo calcolare la pendenza S e la lunghezza L della fune.

$$S_{deg} = \tan^{-1}(\Delta H/\Delta X) \quad e \quad S_{\%} = \Delta H/\Delta X \quad (3.4) \quad e \quad (3.5)$$

$$L = \sqrt{\Delta X^2 + \Delta H^2} \quad (3.6)$$

L'energia richiesta per trasportare un carico dal magazzino a valle al magazzino a monte si può ricavare direttamente dalla formula dell'energia potenziale, dove g è l'accelerazione di gravità. In questo dimensionamento di massima non vengono prese in considerazione le perdite per effetto Joule e le perdite meccaniche.

$$E_L = m_L \cdot g \cdot \Delta H \quad (3.7)$$

Considerando la velocità massima lineare della fune v si calcola la sua componente massima verticale v_H . In questo modo è possibile calcolare il tempo T_H impiegato da un carico per superare il dislivello ΔH . È importante ricordare che il motore/generatore può operare a velocità variabile per assecondare varie situazioni di carico.

$$v_H = v \cdot \sin(S_{deg}) \quad (3.8)$$

$$T_H = \Delta H/v_H \quad (3.9)$$

Infine si calcola la potenza necessaria al sistema per trasportare una carico di massa m_L .

$$P_L = E_L/T_H \quad (3.10)$$

Ogni impianto funicolare è caratterizzato da un limite legato alla massa sospesa trasportabile dalla fune. Definita m_{max} , il numero massimo di carichi trasportabili sarà dato da:

$$N_{max} = m_{max}/m_L \quad (3.11)$$

La distanza lineare L_L tra due zavorre sospese serve a calcolare il tempo T_L disponibile per compiere le manovre di aggancio/sgancio dei carichi alla/dalla fune.

$$L_L = L/N_{max} \quad (3.12)$$

$$T_L = L_L/v \quad (3.13)$$

La potenza nominale dell'impianto è definita da:

$$P = N_{max} \cdot P_L \quad (3.14)$$

L'energia nominale stoccabile dall'impianto e il tempo di carica/scarica sono dati dalle:

$$E = N_W \cdot E_L \quad (3.15)$$

$$T_{C/D} = E/P \quad (3.16)$$

Dove N_W è il numero totale di masse stoccabili che ci permette di calcolare il volume totale di ogni magazzino V_W , considerando anche un fattore k che tiene conto del rapporto tra il volume totale delle masse stoccate e il volume richiesto nel magazzino.

$$V_W = N_W \cdot \frac{V_b}{k} \quad (3.17)$$

La tabella seguente riporta dati e risultati ottenuti da un esempio di dimensionamento. Viene proposta una configurazione a tre funi.

L'esperienza nella costruzione di sistemi di trasporto funicolari è servita per fornire valori realistici riguardanti le attrezzature e materiali utilizzati. Soluzioni specifiche

per sistemi di accumulo funicolari possono essere successivamente studiate per aumentarne l'efficienza e ridurne i costi.

Parametro	Dimensionamento
massa totale di ogni zavorra m_L [kg]	5000
massa della struttura metallica di supporto m_s [kg]	1500
densità delle pietre di zavorra ρ_b [kg/m ³]	2000
volume delle pietre di zavorra V_b [m ³]	1,75
differenza altimetrica tra i due magazzini ΔH [m]	830
distanza orizzontale tra i due magazzini ΔX [m]	1007
pendenza della fune $S\%$	82,4%
lunghezza della fune L [m]	1305
energia di un singolo carico E_L [kWh]	11,31
velocità massima della fune v [m/s]	6,00
velocità di ascesa/discesa v_H [m/s]	3,82
tempo di ascesa/discesa per ogni carico T_H [s]	217
potenza ideale per un singolo carico P_L [kW]	187,2
massa sospesa massima m_{max} [kg]	60000
numero massimo di carichi sospesi N_{max}	12
distanza lineare tra due carichi consecutivi L_L [m]	108,7
tempo disponibile per manovre di aggancio/sgancio T_L [s]	18,1
potenza nominale del CSS P [MW]	2,25
numero di masse stoccabili nel magazzino N_W	320
energia nominale stoccata dal CSS E [MWh]	3,62
tempo minimo di carica/scarica T_{CD} [h]	1,61
rapporto k	65%
volume totale di ogni magazzino V_W [m ³]	862

Tab. 3.4. Dati e risultati del dimensionamento preliminare di un impianto CSS [Bignucolo-Lorenzoni, 2014].

Stando ai risultati ottenuti da questo dimensionamento preliminare, un sistema CSS sembra essere un'interessante alternativa alle esistenti tecnologie di accumulo di energia. In particolare considerando le ridotte dimensioni totali dell'impianto si può dire che un sistema CSS è facilmente integrabile anche in zone soggette a vincoli ambientali.

Per ridurre l'impatto ambientale dell'impianto CSS le pietre di zavorra possono essere reperite in loco, ricavandole dal materiale di risulta di eventuali sbancamenti necessari

a liberare l'area dei magazzini di stoccaggio. In questo modo si risparmiano anche le spese per l'acquisto e il trasporto del materiale di zavorra.

Combinando più di un modulo in parallelo si possono facilmente raggiungere potenze nominali superiori a 10 MW, mentre la scelta di tempi di scarica corti o lunghi può essere effettuata dimensionando opportunamente la capacità del magazzino. In questo modo si possono soddisfare diverse applicazioni come il *load leveling*, il *peak shaving*, il controllo della tensione e della frequenza di rete e il supporto di servizi ausiliari di emergenza.

In conclusione un sistema CSS, nonostante la bassa densità di energia stoccabile, risulta essere una valida alternativa al sistema ARES ma anche agli impianti PHES, con riferimento particolare alle zone collinari o montane particolarmente aride.

3.4 I volani (FES)

I volani rappresentano il primo sistema di accumulo di energia meccanica scoperto dall'uomo. Già in un lontano passato questo meccanismo era impiegato per regolare la potenza nei mulini per la macinazione dei cereali che sfruttavano risorse di energia rinnovabili come l'acqua o il vento, per natura intermittenti e poco omogenee.

È solo durante la rivoluzione industriale che questi sistemi di accumulo vennero impiegati per la prima volta in vere e proprie applicazioni energetiche. Una delle prime applicazioni inerenti alla produzione di energia elettrica fu la regolazione della potenza in uscita dei motori a vapore che venivano accoppiati ai generatori, infatti i volani consentono di modulare la fornitura di potenza anche se la fonte di energia meccanica è di natura pulsante.

In generale, i volani sono utili ad equilibrare la potenza nelle macchine rotanti e nei motori a scoppio in caso di brusche variazioni di carico.

L'idea di utilizzare i volani come sistemi di accumulo di energia indipendenti risale però solo agli anni '70. In quel periodo lo sviluppo delle macchine di conversione statica (inverter e raddrizzatori) ha permesso di sfruttare in modo più efficiente l'energia cinetica accumulata dai volani. Contemporaneamente i progressi nella ricerca di nuovi materiali compositi e lo studio dei cuscinetti magnetici ha incrementato la capacità di accumulo di energia dei volani e ridotto le perdite per attrito dando vita ai primi sistemi di accumulo FES (*Flywheel Energy Storage*).

Nonostante le ottime proprietà di regolazione delle tensione e frequenza di rete, la diffusione nel mercato elettrico di queste macchine è ostacolata principalmente dai costi elevati e dai bassi tempi di scarica.

3.4.1 Descrizione

I volani accumulano energia cinetica in termini di aumento del momento angolare di una massa rotante. Durante la fase di carica il volano viene posto in rotazione e accelerato da un motore elettrico, mentre nella fase di scarica lo stesso motore viene convertito in generatore producendo nuovamente energia elettrica [Chen et al., 2008].

L'energia accumulata da un sistema FES è proporzionale alla massa e alla velocità del volano, mentre la potenza disponibile dipende dalla taglia del motore-generatore.

La Fig. 3.23 mostra la configurazione tipica di questo sistema di accumulo, formata dai seguenti componenti principali:

- volano in acciaio o in materiale composito;
- gruppo di cuscinetti di supporto (a sfera o magnetici);
- motore-generatore reversibile;
- sistema di conversione di potenza elettronico;
- involucro sottovuoto che protegge il dispositivo.

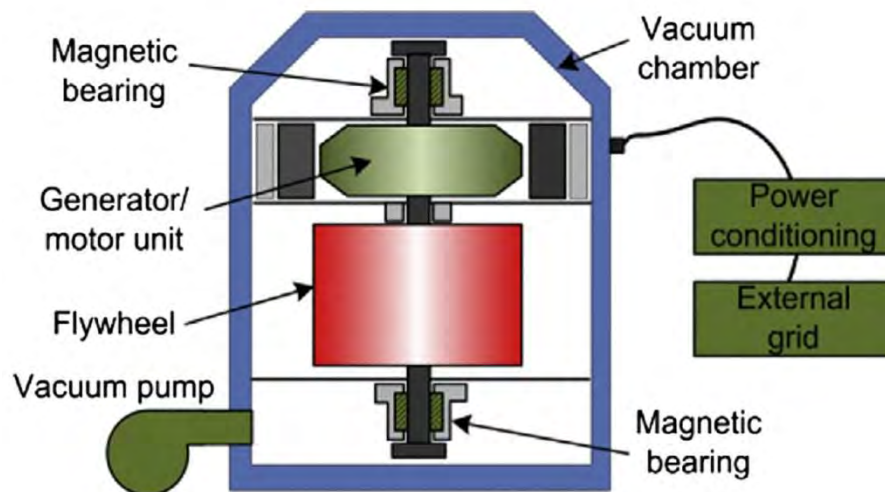


Fig. 3.23. Schema semplificato di un sistema di accumulo FES [X. Luo et al., 2014].

Per prevenire il rischio di correnti d'aria improvvise che possono disturbare la rotazione del volano e ridurre le perdite di energie dovute alla resistenza dell'aria, il dispositivo è racchiuso all'interno di un involucro sottovuoto.

Per valutare la quantità di energia accumulata da un sistema FES, è opportuno richiamare la formula dell'energia cinetica di un corpo rigido a simmetria assiale posto in rotazione attorno al proprio asse:

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot I \cdot \omega^2 = \frac{1}{2} \cdot (m \cdot r^2) \cdot \omega^2 \quad (3.18)$$

Dove $I = m \cdot r^2$ è il momento d'inerzia di una massa m di raggio r posta in rotazione attorno al proprio asse di simmetria e ω è la velocità angolare .

L'ammontare di energia accumulata dipende in primo luogo dal quadrato della velocità angolare, dato che questi sistemi non possono essere né troppo pesanti né di raggio troppo elevato per non gravare eccessivamente sui cuscinetti di sostegno ed evitare il rischio di squilibrio.

I sistemi FES possono essere classificati in due gruppi [X. Luo et al., 2014]:

- FES a bassa velocità: il volano è realizzato in acciaio e la velocità di rotazione è inferiore ai 6.000 rpm;
- FES ad alta velocità: il volano è costituito da materiali compositi avanzati (es. fibra di carbonio) e possono raggiungere velocità di rotazione superiori ai 10.000 rpm.

L'utilizzo di materiali compositi per la fabbricazione dei volani ha permesso un significativo incremento della velocità di rotazione e di conseguenza l'aumento dell'energia specifica accumulata. La Fig. 3.24 riporta una serie di materiali utilizzati nella costruzione dei volani ad alta velocità.

Material	Density (kg/m ³)	Tensile strength (MPa)	Max energy density (for 1 kg) (MJ/kg)	Cost (\$/kg)
Monolithic material				
4340 steel	7700	1520	0.19	1
Composites				
E-glass	2000	100	0.05	11.0
S2-glass	1920	1470	0.76	24.6
Carbon T1000	1520	1950	1.28	101.8
Carbon AS4C	1510	1650	1.1	31.3

Fig. 3.24. Materiali impiegati nella costruzione dei volani [Mahlia et al., 2014].

I cuscinetti meccanici (a sfera) non sono adatti alle moderne apparecchiature FES. Le elevatissime velocità di rotazione causano grossi problemi di frizione e limitano la vita del componente. Infatti, anche se negli ultimi anni sono stati introdotti nuovi materiali ceramici e acciai molto resistenti, il deterioramento dell'olio lubrificante interno resta il problema principale che determina la durata del cuscinetto.

Per risolvere questo inconveniente, oggi vengono impiegati dei cuscinetti magnetici che possono essere utilizzati anche in assenza di un albero meccanico di supporto. Questi dispositivi non necessitano di lubrificazione e riescono a contenere le perdite anche se il sistema rimane in *stand-by* per qualche ora.

Recentemente è stato introdotto sul mercato un nuovo tipo di cuscinetto chiamato HTS (*High Temperature Super Conducting*) che permette un'ulteriore riduzione delle perdite durante la fase di *stand-by*, resiste alle rapide commutazioni delle fasi di funzionamento e consente di ridurre i costi. Tuttavia richiede l'impiego di azoto liquido per il raffreddamento criogenico delle sue parti. Una comparativa delle principali tipologie di cuscinetti è presentata in Fig. 3.25.

Bearing	Power loss	Advantages	Disadvantages
Ball	5–200 W + due to seals	Simple, low cost, compact	Needs lubrication, seals, hubs and axle
Magnetic	10–100 W	Acts directly on the rotor, can cope with clearance changes	High cost, requires "touchdown bearings" reliability
HTS	10–50 W	Low loss, high forces	Long-term development requirement, housekeeping losses

Fig. 3.25. Comparativa dei principali tipi di cuscinetti utilizzati nei sistemi FES [Mahlia et al., 2014].

Le applicazioni principali dei sistemi FES sono quelle che richiedono potenza elevata ma per brevi periodi di tempo (es 100 kW / 10 s).

Le applicazioni più comuni dei volani a bassa velocità e media potenza sono legate alla *power quality*, ai servizi di *ride-through* (supporto delle interruzioni di potenza fino a 15 s) e alle funzioni di *bridging* (fornitura ausiliaria di energia durante il passaggio da una sorgente di potenza ad un'altra).

Le moderne apparecchiature FES ad alta velocità, che utilizzano i cuscinetti magnetici per contenere le perdite e aumentare l'efficienza complessiva del sistema di accumulo, possono arrivare a qualche MW di potenza installata. Oltre alle applicazioni precedentemente citate, questi dispositivi possono essere impiegati anche per la regolazione del carico elettrico, per le funzioni di *spinning-reserve* e per il controllo della tensione e frequenza di rete. Queste applicazioni necessitano di una maggiore

autonomia che grazie ai nuovi cuscinetti a levitazione magnetica può essere estesa a una decina di minuti.

Altre applicazioni interessanti sono quelle legate al settore dei trasporti e aerospaziale. In particolare dal 2009 le monoposto che partecipano al campionato mondiale di Formula 1 sono dotate di avanzati dispositivi FES chiamati nel settore delle corse KERS (*Kinetic Energy Recovery Systems*). Il KERS recupera e accumula l'energia cinetica generata durante la fase di frenata per sfruttarla in un momento successivo.

I volani, a differenza degli accumulatori elettrochimici, assicurano una *cycling capacity* molto alta, possono arrivare anche a centinaia di migliaia di cicli di carica-scarica completi prima di dover essere sostituiti. L'efficienza è tipicamente elevata e compresa tra il 90÷95%.

L'energia specifica accumulabile con questa tecnologia va dai 5÷25 Wh/kg dei sistemi a bassa velocità fino a raggiungere i 100 Wh/kg dei sistemi ad alta velocità che utilizzano volani compositi e cuscinetti magnetici. Il costo dei volani in composito è maggiore rispetto a quelli tradizionali in acciaio ma permettono di raggiungere alte efficienze (95%) contenendo le perdite di auto-scarica. Inoltre sono di semplice manutenzione e non necessitano della frequente sostituzione dei cuscinetti in bagno d'olio.

In generale si può affermare che i volani sono ottimi per l'accumulo di energia, hanno costi di *O&M* minimi e una vita molto lunga, alte efficienze, alta *cycling capacity* e possono essere impiegati entro range di temperatura molto ampi (-20÷80 °C).

3.4.2 Sviluppi futuri

Tutti gli sforzi di *R&D* (*Research and Development*) sono concentrati nella ricerca di nuovi materiali compositi per la costruzione dei volani e di nuove tipi di cuscinetti sempre più performanti.

Un altro settore di ricerca importante è quello dei trasporti, dove si stanno studiando nuovi sistemi di accumulo FES compatti ed efficienti che permettano di ridurre i consumi e aumentare le prestazioni dei veicoli.

Per quanto riguarda il supporto di applicazioni su larga scala, la Urenco Power Technologies (UPT) ha recentemente dimostrato che con i sistemi di accumulo FES si possono efficacemente compensare le variazioni di carico degli impianti eolici,

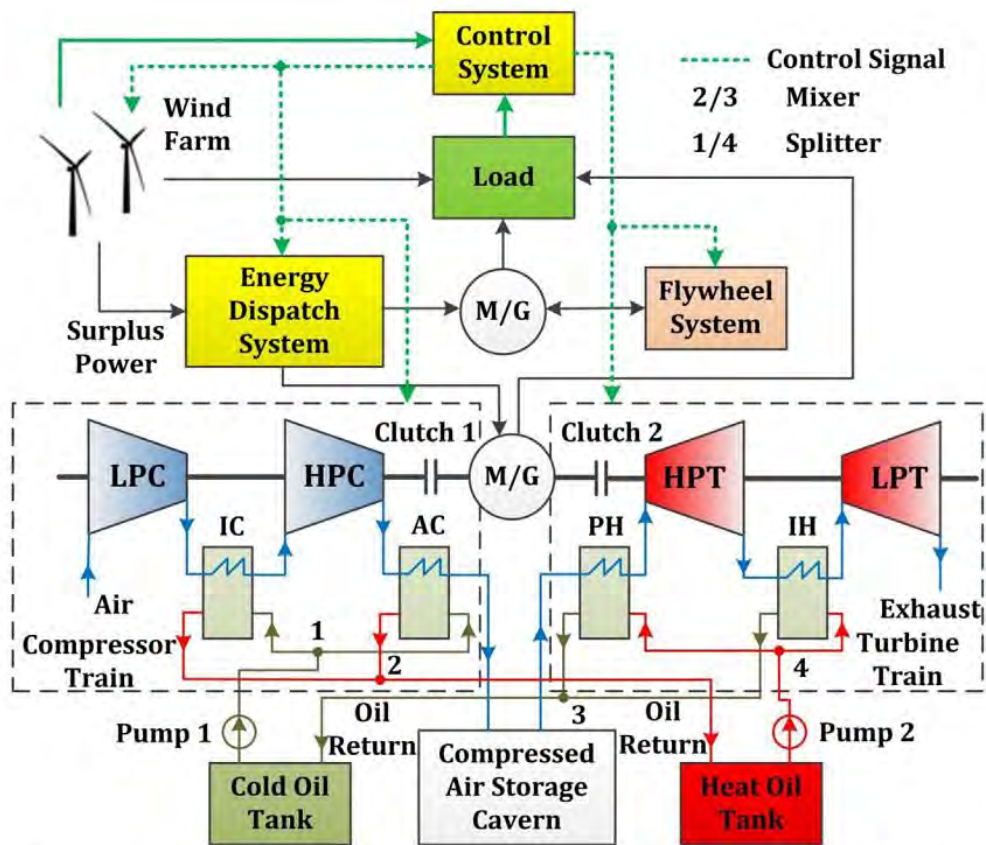
favorendo lo sviluppo in luoghi isolati (es. piccole isole) di sistemi elettrici basati solamente sullo sfruttamento di risorse rinnovabili.

Il supporto di sistemi di produzione elettrica basati sulle fonti rinnovabili richiede una buona autonomia. I volani da soli non sono in grado di fornire l'energia necessaria a compensare lunghe interruzioni di servizio, per questo i ricercatori della *Xi'an Jiaotong University* in Cina hanno proposto una soluzione ibrida di sistemi di stoccaggio basata su un impianto di accumulo principale A-CAES e su un sistema FES secondario per il supporto di una applicazione eolica [P. Zhao et al., 2014].

Lo scenario proposto viene analizzato sia in condizioni di design che in off-design. L'impianto A-CAES opera a pressione costante all'ingresso della turbina (in questo modo è possibile massimizzare l'efficienza della turbomacchina) mentre l'impianto FES adotta una strategia a potenza costante.

L'utilizzo di una soluzione ibrida di sistemi di stoccaggio consente di avere un sistema complessivo in grado di compensare le piccole ma rapide variazioni di potenza con tempi di risposta molto brevi (FES) e anche le grosse variazioni di carico che richiedono l'utilizzo di impianti con tempi di avviamento più lunghi (A-CAES).

La Fig. 3.26 mostra lo schema complessivo dell'impianto. Si vede chiaramente che il parco eolico è collegato ai due sistemi di accumulo tramite un sistema di controllo che a seconda dello scenario adotta l'una o l'altra strategia di intervento.



**C: Compressor M: Motor G: Generator LP: Low Pressure HP: High Pressure
T: Turbine IC: Intercooler AC: Aftercooler PH: Preheater IH: Interheater**

Fig. 3.26. Schema dell'impianto ibrido A-CAES/FES abbinato a un'applicazione eolica [P. Zhao et al., 2014].

I sistemi di accumulo sono dimensionati secondo le esigenze del carico elettrico e secondo la disponibilità della sorgente ventosa, utilizzando uno sviluppo in serie di Fourier che calcola nel tempo la potenza di squilibrio tra energia disponibile nel vento e carico richiesto.

In pratica si vuole dimostrare che, con un dimensionamento corretto, un impianto ibrido di accumulo risulta avere un accoppiamento migliore con le sorgente eoliche rispetto a un sistema che sfrutta un unico genere di impianto di accumulo. Infatti i dispositivi FES si occupano delle fluttuazioni improvvisi del carico mentre l'impianto A-CAES compensa le grosse variazioni di carico che possono durare anche per lunghi periodi.

3.5 Gli accumulatori elettrochimici

Mentre alcune tecnologie di accumulo di energia come PHES, CAES ed ARES necessitano di siti con specifiche caratteristiche geo-morfologiche e la costruzione di infrastrutture importanti, i sistemi di accumulo elettrochimici, più comunemente chiamati batterie, offrono una buona capacità di stoccaggio di energia abbinata a una richiesta di spazio contenuta.

In passato le batterie non sono state utilizzate per lo stoccaggio di energia su larga scala per via dei costi elevati di installazione e manutenzione. Oggi la situazione sta progressivamente cambiando e sistemi di accumulo a batterie si stanno diffondendo rapidamente in tutto il mondo. Gli accumulatori elettrochimici possono soddisfare molteplici funzioni:

- supporto delle rete elettrica: in caso di guasto dei sistemi di produzione di energia o nel caso di sistemi elettrici isolati le batterie possono fungere da riserva pronta di energia;
- stabilizzazione della rete elettrica: i sistemi di accumulo a batteria possono anche essere utilizzati per stabilizzare la tensione e la frequenza della rete elettrica, quando sono troppo alte le batterie possono assorbire energia dalla rete mentre nel caso di cadute di tensione o frequenza l'energia immagazzinata viene reimpressa in rete;
- gestione della rete elettrica: in particolare per il livellamento della curva di carico e supporto alle sorgenti di energia rinnovabile come eolico o fotovoltaico.

Le applicazioni legate alla *power quality*, come il controllo di tensione o frequenza, richiedono ai sistemi di accumulo tempi di carica-scarica molto brevi (da secondi a minuti) mentre le tipiche applicazioni energetiche richiedono tempi di carica-scarica decisamente più lunghi (tipicamente un ciclo al giorno). Pertanto tra le varie tipologie di batterie esistenti vi saranno tecnologie idonee all'uno o all'altro scopo.

3.5.1 Descrizione

In questo lavoro verranno analizzati quattro sistemi di accumulo a batteria allo scopo di determinare il migliore per lo stoccaggio di energia su larga scala. I sistemi presi in esame sono i seguenti:

- batterie al piombo-acido;
- batterie agli ioni di litio;
- batterie al sodio-zolfo;
- batterie di flusso redox al vanadio.

Batterie al piombo-acido (*Lead-acid*)

Le batterie al piombo-acido, inventate nel 1859, sono la tipologia di accumulatori più collaudata e utilizzano un elettrolita liquido costituito da una soluzione acquosa di acido solforico [Poullikkas, 2013]. È una tecnologia collaudata ad alta efficienza (68÷88%) e i costi di produzione sono piuttosto bassi (240-480 €/kW). Tuttavia queste batterie sono lente nella carica, non possono essere scaricate completamente, hanno una limitata *cycling capacity* (500÷1000 cicli) e una bassa densità di energia per unità di peso (30÷50 Wh/kg). Inoltre il piombo e l'acido solforico utilizzati per la loro costruzione sono tossici e dannosi per l'ambiente.

Questo tipo di batteria è largamente utilizzato nei sistemi di trasporto e negli apparati fissi di telecomunicazione. Per quanto riguarda i sistemi energetici, le batterie *Lead-acid* trovano impiego nel supporto ai piccoli impianti fotovoltaici della generazione distribuita ma anche nel supporto di reti elettriche isolate. Non trovano largo impiego nella gestione della rete elettrica perché hanno una durata limitata e richiedono una manutenzione regolare. Nonostante ciò a Chino in California è stato installato un sistema di accumulo al piombo-acido da 10 MW e 40 MWh per il livellamento della curva di carico [Chen et al., 2009].

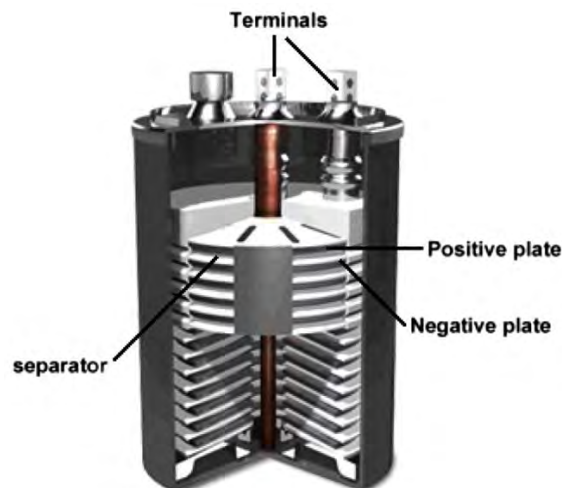


Fig. 3.27. Struttura di una batteria al piombo-acido [Poullikkas, 2013]

Batterie agli ioni di litio (*Li-ion*)

Le batterie agli ioni di litio sono state commercializzate da Sony a partire dal 1991 e in poco tempo sono diventate il sistema di accumulo più utilizzato nell'ambito dell'elettronica di consumo grazie alle loro caratteristiche di alta efficienza (oltre il 95%), lunga durata in termini di numero massimo di cicli di carica-scarica (3000 cicli con una profondità di scarica dell'80%) e elevata densità di energia (200 Wh/kg) [Poullikkas, 2013].

A causa degli elevati costi di produzione (1000÷2000 €/kW) queste batterie non hanno avuto molto successo nelle applicazioni energetiche di accumulo su larga scala ma possono trovare impiego nella regolazione e stabilizzazione della rete elettrica. Si prospetta nei prossimi anni una riduzione dei costi di produzione e un aumento della vita utile di queste batterie rendendo più interessante lo sfruttamento per l'accumulo di energia su larga scala che favorito dall'elevata densità di energia accumulabile, rende queste batterie particolarmente adatte ad applicazioni dove lo spazio per l'installazione è relativamente limitato (es. autoveicoli).

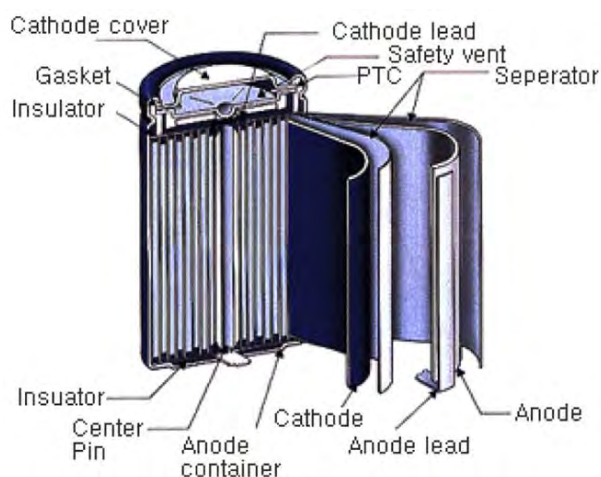


Fig. 3.28. Struttura di una batteria agli ioni di litio [Poullikkas, 2013].

Batterie al sodio-zolfo (*NaS*)

Le batterie al sodio-zolfo sono batterie ricaricabili che lavorano ad alta temperatura utilizzando sodio metallico. Offrono soluzioni interessanti per applicazioni di accumulo di energia su larga scala per il livellamento della curva di carico, la riduzione dei picchi di richiesta e l'integrazione con le fonti di energia rinnovabili [Poullikkas, 2013].

Questo tipo di batteria ha un'elevata densità di energia ($140\div 240$ Wh/kg), alta efficienza ($75\div 85\%$), un'elevata *cycling capacity* (oltre 2500 cicli) ed è costruito con materiali economici ($240\div 400$ €/kW). Tuttavia, avendo una temperatura operativa di $300\text{-}350$ °C e a causa della natura corrosiva del polisolfuro di sodio prodotto in fase di scarica, queste batterie sono adatte solo ad installazioni permanenti di grossa taglia (qualche decina di MW).

Le batterie al sodio-zolfo non sono particolarmente pericolose per l'ambiente perché sono completamente sigillate e non permettono la fuoriuscita di nessun tipo di emissione, inoltre sono riciclabili al 99%.

Al momento sono prodotte solamente da un'azienda al mondo, NGK Insulators Limited con sede a Nagoya in Giappone.

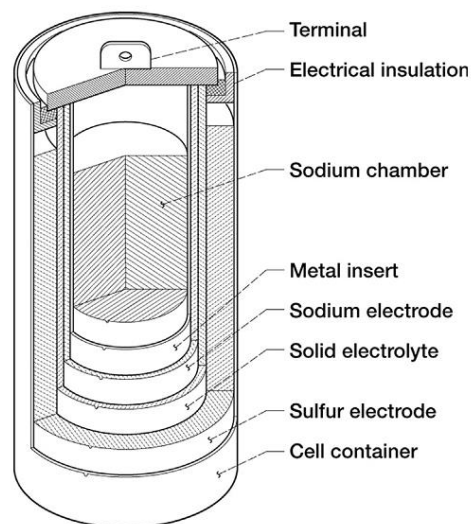


Fig. 3.29. Struttura di una batteria al sodio-zolfo [Poullikkas, 2013].

Batterie di flusso redox al vanadio (VRB)

Una batteria di flusso è una particolare tipologia di batteria ricaricabile in cui l'elettrolita liquido, che può contenere una o più specie elettro-attive, converte direttamente energia chimica in energia elettrica attraverso una cella elettrochimica. L'elettrolita viene stoccato in un serbatoio esterno e pompato attraverso le celle del reattore quando necessario. Le batterie di flusso possono essere rapidamente ricaricate sostituendo il liquido elettrolita [Poullikkas, 2013].

Le batterie di flusso redox (*reduction-oxidation*) sono composte da una cella a combustibile reversibile dove i componenti elettro-attivi sono disciolti nell'elettrolita.

La caratteristica fondamentale di questa tipologia di batterie sta nel fatto che la potenza sviluppata è completamente indipendente dall'energia immagazzinabile in quanto la prima si ottiene dal dimensionamento dell'area del reattore mentre la seconda è data dal volume dell'elettrolita contenuto nel serbatoio.

Le batterie di flusso redox al vanadio sfruttano la capacità degli ioni di vanadio di esistere in soluzione in quattro diversi stati di ossidazione, in questo modo è possibile utilizzare un unico elemento elettro-attivo anziché due. Si tratta di una tecnologia particolarmente pulita, ad alta efficienza (70÷85%) e con una *cycling capacity* decisamente elevata (circa 12000 cicli). Queste batterie sono anche favorite da un'ampia disponibilità di materie prime per la loro costruzione.

I sistemi VRB possono avere una capacità di accumulo praticamente illimitata aumentando semplicemente il volume di elettrolita liquido, inoltre le limitate perdite parassite nel tempo le rendono adatte per un accumulo a lungo termine (*seasonal storage*). Avendo un tempo di risposta molto rapido possono essere utilizzate per il supporto di applicazioni che non possono essere interrotte (*UPS - Uninterruptible Power Supply*), permettendo la sostituzione delle batterie al piombo-acido ed eventualmente dei generatori diesel.

Gli svantaggi principali sono la bassa densità di energia (circa 30 Wh/kg) che rende necessario un volume elevato di elettrolita se si vogliono soddisfare applicazioni energetiche su larga scala e la relativa complessità del sistema rispetto alle batterie tradizionali; l'installazione di queste batterie richiede inoltre pompe, sensori e sistemi di controllo molto complessi che portano ad avere dei costi di produzione ed installazione piuttosto elevati e difficili da quantificare con precisione (circa 200÷800 €/kW).

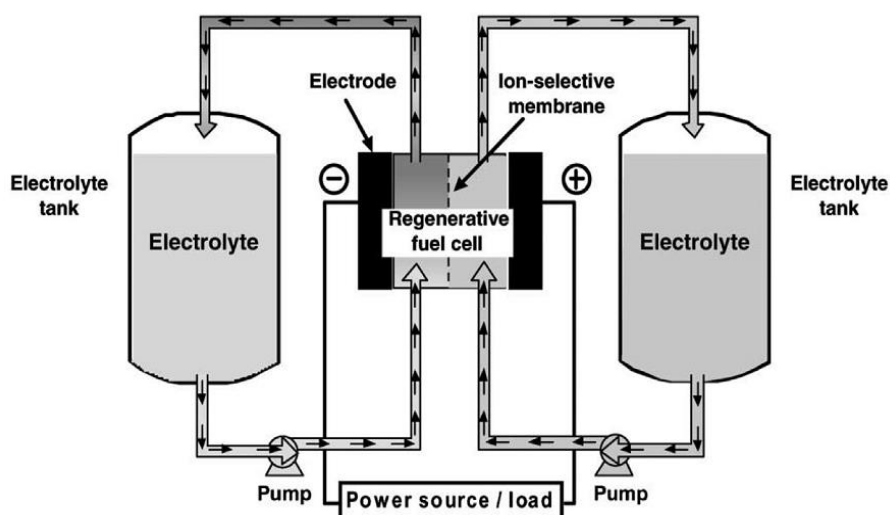


Fig. 3.30. Struttura di una batteria di flusso redox al vanadio [Poulikkas, 2013].

Le tabelle seguenti riassumono alcune caratteristiche principali delle quattro tipologie di batterie trattate [Beaudin et al, 2010; Poulikkas, 2013].

Tecnologia	Potenza nominale [MW]	Efficienza [%]	Densità di energia [Wh/kg]	Perdite parassite [%/giorno]
piombo-acido (Lead-acid)	0 - 50	65 - 80	30 - 50	0,1-0,3
ioni di litio (Li-ion)	0 - 0,1	95+	75 - 200	0,1-0,3
sodio-zolfo (NaS)	0,05 - 350	75 - 90	150 - 240	20
redox al vanadio (VRB)	0,03 - 3	75 - 85	10 - 40	~0

Tab. 3.5. Caratteristiche tecniche delle tipologie di batterie analizzate.

Si nota che tutte le tecnologie proposte hanno buoni valori di efficienza, le batterie al sodio-zolfo sono quelle che meglio si prestano ad applicazioni energetiche su larga scala mentre le batterie agli ioni di litio sono sfruttabili per applicazioni di potenza non superiore ai 100 kW.

Tecnologia	Costo di produzione [€/kW]	Durata: n° max di cicli carica-scarica	Tempo di accumulo	Spazio richiesto dal sistema [m ² /kWh]
piombo-acido (Lead-acid)	240 - 480	500-1000	minuti-giorni	0,06
ioni di litio (Li-ion)	1000 - 2000	3000	minuti-giorni	0,03
sodio-zolfo (NaS)	240 - 400	2500	secondi-ore	0,02
redox al vanadio (VRB)	200 - 800	12000+	ore-mesi	0,04

Tab. 3.6. Caratteristiche pratiche ed economiche delle tipologie di batterie analizzate.

3.5.2 Considerazioni su prestazioni e applicazioni degli accumulatori elettrochimici

Nel complesso le batterie agli ioni di litio, nonostante le ottime prestazioni e il basso rischio ambientale, sono da considerarsi troppo costose per applicazioni su larga scala ma restano interessanti per l'industria dell'*automotive* dove è richiesta un'alta densità di energia per rendere l'impianto di accumulo facilmente integrabile negli autoveicoli. Le batterie al piombo-acido sono economiche e ben collaudate ma hanno una scarsa densità di energia, necessitano di manutenzione frequente e si rovinano facilmente se vengono scaricate troppo velocemente o se si raggiunge una profondità di scarica superiore al 60%. A ciò dobbiamo sommare il fatto che sono costruite con materiali dannosi per l'ambiente. Queste batterie si possono prendere in considerazione per impianti di supporto o backup energetico ma non sono propriamente adatte all'accumulo su larga scala.

Per quanto riguarda le batterie di flusso redox al vanadio, possono risultare interessanti per diversi campi di applicazione, in particolare avendo un bassissimo fattore di perdita nel tempo si prestano anche all'accumulo di energia a lungo termine (*seasonal storage*). Al momento è una tecnologia ancora in fase di sviluppo ma quando sarà matura potrà essere sfruttata anche per sostituire in modo ecologico i gruppi elettrogeni diesel, prestando sempre attenzione al dimensionamento del serbatoio che può risultare critico a causa della bassa densità di energia accumulabile con questo sistema.

Le batterie al sodio-zolfo possono essere impiegate per applicazioni su larga scala ad un costo competitivo, inoltre l'elevata densità di energia permette di contenere lo spazio occupato dal sistema di accumulo. È una tecnologia pulita ed affidabile, le sue consistenti perdite parassite non risultano essere un problema per cicli di funzionamento giornalieri. Hanno una vita media compresa tra i 5 e i 15 anni, al termine dei quali possono essere quasi completamente riciclate. L'NGK Insulators Limited ha già installato numerosi sistemi di accumulo basati su questa tecnologia anche per il supporto di impianti basati sulle fonti rinnovabili.

Allo stato dell'arte attuale si può concludere quindi che le batterie al sodio-zolfo risultano essere la tipologia di batteria più conveniente sia in termini economici che in termini pratici perché si prestano a diverse applicazioni, non solo su larga scala come il livellamento della curva di carico elettrico o il supporto di impianti basati sulle

fonti rinnovabili ma anche per il controllo della qualità e della stabilità della rete elettrica.

È importante segnalare che tutte le batterie sono costruite con materiali, in particolare metalli, che sono necessari e insostituibili. Questi materiali sono disponibili in quantità limitata sul nostro pianeta, inoltre molti di essi sono sparsi nel suolo rendendone l'estrazione molto complicata e costosa.

Dalla figura sottostante si nota che, ad esempio, le riserve di piombo sono decisamente più limitate rispetto alle riserve di sodio, vanadio e litio.

Metal	EES usage	Reserves (kilotons)	Yearly use (kilotons)	Years left (constant usage)
Bismuth	SMES	320	5.8	55.2
Barium	SMES	190,000	7770	24.5
Copper	SMES	550,000	15,700	35.0
Lead	Lead-acid, SMES	79,000	3800	20.8
Lithium	Lithium-ion	4100	27.4	149.6
Magnesium	SMES, fuel cell		808	>1000
Nickel	NiCd, fuel cell	70,000	1610	43.5
Palladium and platinum	Fuel cell	80	0.41	197
Sodium	NaS	3,300,000	4000	825
Strontium	SMES	6800	512	13.3
Titanium	Flywheel, fuel cell	5280	166	31.8
Vanadium	VRB	13,000	60	216.7
Yttrium	SMES	540	8.9	60.7
Zinc	ZBR	180,000	11,300	15.9
Zirconium	Fuel cell	51,000	1360	37.5

Fig. 3.31. Disponibilità mondiale di metalli utilizzati nella costruzione di dispositivi di accumulo di energia [Beaudin et al.,2010].

Altri sistemi di accumulo di energia come PHES, CAES, TES, volani e super condensatori non sono vincolati dall'utilizzo di materiali specifici o materiali rari e costosi, pertanto risultano essere tecnologie più flessibili in un ottica di sviluppo a medio-lungo termine quando certe risorse minerali cominceranno a scarseggiare.

3.6 I super condensatori (SCES)

I super condensatori o SCES (*Super Capacitor Energy Storage*) sono dei particolari condensatori elettrolitici ad alte prestazioni.

Questa tecnologia è stata sviluppata nel 1957 da Howard I. Becker allo scopo di fondere le caratteristiche dei condensatori con quelle degli accumulatori elettrochimici. Le prime applicazioni, risalenti agli anni '70, consistevano in semplici

sistemi di *energy backup* per apparati informatici, mentre oggi sono utilizzati in molte applicazioni ad alta potenza per la *power quality*, per scopi militari, nell'elettronica di potenza e nei sistemi di trazione elettrici. Tuttavia il costo elevato ne rallenta ancora la diffusione.

3.6.1 Descrizione

Il modo più diretto di accumulare energia elettrica è attraverso l'impiego di un condensatore. Nella sua forma più semplice un condensatore è formato da due piastre metalliche (elettrodi) separate da uno strato isolante chiamato materiale dielettrico [Chen et al., 2009].

Quando una piastra viene caricata da una fonte diretta di energia elettrica, sull'altra piastra viene indotta una carica equivalente ma di segno opposto.

I condensatori possono essere caricati molto velocemente rispetto alle batterie convenzionali e resistono a centinaia di migliaia di cicli di carica-scarica (500.000÷1.000.000).

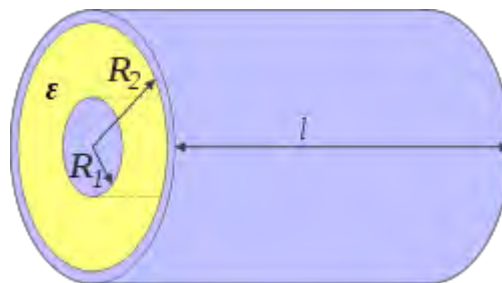


Fig. 3.32. Schema di un condensatore cilindrico convenzionale.

La maggior parte dei condensatori in commercio è di forma cilindrica (Fig. 3.32) e la loro capacità è determinata dalla nota relazione:

$$C = \frac{Q}{\Delta V} = 2 \cdot \pi \cdot \varepsilon \cdot \frac{l}{\ln \frac{R_2}{R_1}} [F] \quad (3.19)$$

Dove ε è la costante dielettrica dell'isolante, l la lunghezza del condensatore, R_1 ed R_2 sono rispettivamente il raggio dell'armatura interna ed esterna.

L'energia potenziale elettrostatica immagazzinata nel condensatore si calcola invece con l'espressione seguente:

$$U_E = \frac{C \cdot V^2}{2} = \frac{Q \cdot V}{2} [J] \quad (3.20)$$

Dove V è la tensione ai capi delle armature e Q la quantità di carica elettrica accumulata.

I condensatori convenzionali sono adatti all'accumulo di limitate quantità di energia, possono lavorare a vari livelli di tensione e hanno brevi tempi di ricarica rispetto alle batterie. Tuttavia bisogna considerare che hanno una bassa densità di energia e notevoli perdite parassite in caso di *stand-by* prolungati. Se si vuole incrementarne la capacità è necessario aumentare di molto la superficie degli elettrodi rendendoli antieconomici e ingombranti

Possono essere utilizzati nell'ambito della *power quality* e per applicazioni di *bridging* e recupero di energia, per tempi di utilizzo brevi (qualche secondo).

I super condensatori sono invece composti da due elettrodi conduttori, un elettrolita liquido e una membrana porosa che li separa (Fig. 3.33).

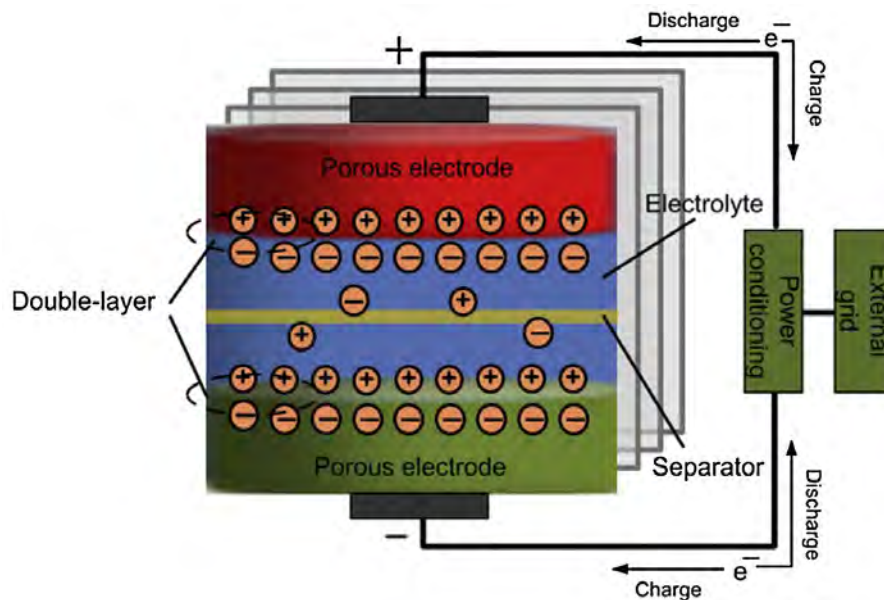


Fig. 3.33. Schema semplificato di un super condensatore elettrolitico [X. Luo et al., 2014].

L'energia viene accumulata in forma statica sulla superficie compresa tra l'elettrolita e i due elettrodi conduttori che sono costruiti con speciali nano-materiali (es. carbone attivo, grafene, nano-tubi in carbonio, ecc.). L'utilizzo di materiali porosi permette di incrementare la superficie degli elettrodi e quindi la capacità di accumulo, inoltre

dato che la distanza tra le piastre è molto piccola (< 1 nm) si possono raggiungere potenze specifiche elevate ($5\div 10$ kW/kg) [X. Luo et al., 2014].

L'energia specifica che riescono ad accumulare è $5\div 40$ Wh/kg, in pratica una via di mezzo tra i condensatori convenzionali e le batterie. Le caratteristiche più importanti sono l'elevata *cycling capacity* (oltre 500.000 cicli) e l'alta efficienza $84\div 97\%$.

I problemi principali per questa tecnologia sono le perdite giornaliere durante la fase di *stand-by* che rimangono molto elevate $5\div 40\%$ e la scarsa autonomia in fase di scarica.

Le migliori caratteristiche di accumulo di energia e l'alta potenza specifica hanno permesso ai sistemi SCES di ampliare il loro campo di applicazione. Pertanto questa tecnologia risulta adatta all'accumulo a breve termine per applicazioni di *power quality*, *ride-through*, *bridging*, per l'avviamento di motori elettrici e dispositivi elettromagnetici (forni ad arco) e per il supporto di veicoli ibridi elettrici che rigenerano l'energia accumulata in fase di frenata, dando un grosso contributo alla riduzione dei consumi di carburante in particolare nelle situazioni di traffico cittadino.

La Fig. 3.34 presenta un elenco dei principali costruttori distribuiti in tutto il pianeta.

Device/Company name	Country	Technical information
Super capacitor, CAP-XX	Australia	Single cell 2.3–2.9 V, up to ~ 2.4 F, 233–358 K
Gold capacitor, Panasonic	Japan	Single cell 2.3–5.5 V, 0.1–2000 F
Ultracapacitor/ Boostcap, Maxwell	U.S.	Single cell 2.2–2.7 V, 1–3000 F, UPS, pulse, transportation
Supercapacitor, NEC	Japan	3.5–12 V, 0.01–6.5 F, power quality application
Supercapacitor, Siemens	Germany	21 MJ/5.7 W h, 2600 F, metro distribution net application
Supercapacitor, TVA company	U.S.	200 kW, supporting the start of high power dc machines

Fig. 3.34. Principali costruttori di sistemi di accumulo SCES [X. Luo et al., 2014].

3.6.2 Sviluppi futuri

Oltre alle unità SCES esistenti, sono in fase di *R&D* anche grosse unità con un'energia specifica elevata che permetteranno di allargare ulteriormente il campo di applicazione di questi sistemi di accumulo.

La Nanotek Instruments ha sviluppato un nuovo tipo di elettrodo per i suoi super condensatori. Questi elettrodi sono costituiti da micro-fogli di grafene “accartocciati” e compressi al posto del tipico carbone attivo (Fig. 3.35). La torsione e la curvatura dei fogli di grafene consente di aumentare la superficie dell’elettrodo che interagisce con l’elettrolita, incrementando di conseguenza l’energia immagazzinata.

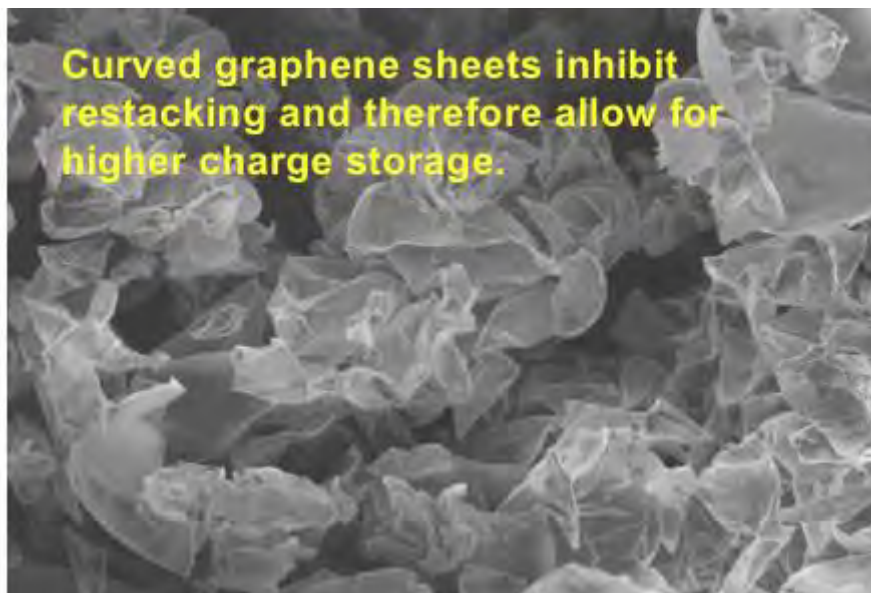


Fig. 3.35. Struttura dei fogli di grafene che compongono l’elettrodo [Nanotek Instruments, 2015].

Questi super condensatori raggiungono un’energia specifica di 85,6 Wh/kg a temperatura ambiente e di 156 Wh/kg a 80 °C (paragonabile a quella di una batteria al Ni-MH) che gli consente di prolungare l’autonomia di funzionamento continuo fino a 10÷15 minuti [Nanotek Instruments, 2015].

I ricercatori della *Cleveland State University* (Ohio - USA) stanno sviluppando un nuovo materiale composito formato da nano-particelle di silicio inglobate in un polimero conduttore di polianilina (PANI). Utilizzando questo materiale per costruire gli elettrodi si riesce ad aumentare la superficie e quindi la capacità di accumulo del super condensatore [Q. Liu et al., 2010].

Si può facilmente intuire come tutti gli sforzi di *R&D* siano volti all’aumento della superficie di contatto degli elettrodi. Infatti questa risulta essere l’unica via per aumentare l’energia specifica accumulabile e quindi l’autonomia dei sistemi SCES del futuro.

3.7 Conclusioni

Questo capitolo ha visto una panoramica delle principali e più promettenti tecniche di accumulo di energia. Tra queste, la più matura per lo stoccaggio di energia su larga scala è sicuramente il PHES che tuttavia deve sottostare a forti vincoli geomorfologici e ambientali per la sua realizzazione. Un'ottima alternativa potrebbero essere i sistemi di accumulo CAES che si basano su una configurazione impiantistica collaudata e permettono una buona flessibilità di funzionamento. Il sistema ARES offre buone prestazioni ma i vincoli legati al sito di installazione (per un impianto di taglia elevata) sono difficili da soddisfare e per questo non risulta essere una tecnologia adatta allo stoccaggio di energia su larga scala.

Gli accumulatori elettrochimici ad eccezione delle batterie di flusso sono tutte tecnologie mature e collaudate. In particolare le batterie agli ioni di litio sono adatte ad applicazioni di accumulo portatili dove è importante ridurre peso e ingombro. Gli accumulatori al piombo-acido sono economici e possono essere utilizzati dove il costo di investimento è una variabile importante da considerare rispetto alle prestazioni. Infine le batterie al sodio-zolfo si stanno diffondendo anche per applicazioni su larga scala grazie alle loro ottime prestazioni in termini di densità di energia ed efficienza. La diffusione dei sistemi di accumulo FES e SCES è ancora frenata dagli elevati costi di investimento, tuttavia ci sono buone probabilità che nei prossimi anni diventino le tecnologie di riferimento per le applicazioni legate alla *power quality* e alla regolazione di tensione e frequenza di rete.

Il successivo Capitolo 4 avrà il compito di classificare e comparare i sistemi di accumulo presentati, allo scopo di individuare per ognuno la categoria di applicazione idonea.

Capitolo 4

ANALISI COMPARATIVA DEI SISTEMI DI ACCUMULO ANALIZZATI

In questo capitolo viene presentata un'analisi comparativa tra i sistemi di accumulo descritti nel Capitolo 3 basata su una rielaborazione personale delle informazioni bibliografiche raccolte. L'obiettivo di questa analisi è quello di creare una classificazione che permetta di individuare la miglior/le migliori tecnologia/e disponibile/i in funzione del tipo di applicazione e del sito di installazione.

4.1 Scelta degli indici di confronto

Per comparare i diversi sistemi di accumulo è conveniente limitare la scelta ad un numero di indici di confronto sufficiente a produrre una classificazione semplice e sufficientemente generale e completa.

Gli indici scelti sono:

1. Densità di energia accumulabile;
2. Efficienza complessiva (rapporto tra l'energia fornita e l'energia assorbita dal sistema di accumulo);
3. Potenza erogabile;
4. Tempi di risposta (tempo impiegato dal sistema di accumulo per passare dalle condizioni di *stand-by* alle condizioni di funzionamento nominali) e scarica (autonomia del sistema di accumulo in fase di scarica nel funzionamento alla potenza nominale).

Questi indici vengono valutati di seguito per ogni principale tecnologia disponibile di sistema di accumulo

4.1.1 Densità di energia accumulabile

Si richiama la definizione fornita in precedenza nel Paragrafo 2.2. Nel caso di energia immagazzinata per unità di massa si parla più correttamente di energia specifica.

In molti casi risulta chiaro dal contesto quale sia la definizione più idonea: ad esempio nella missilistica si fa riferimento all'energia per unità di massa, mentre nello studio dei gas in pressione l'energia per unità di volume è più appropriata. In alcune

applicazioni, per esempio quando si compara l'efficacia di un combustibile gassoso rispetto a un combustibile liquido, entrambi i valori sono importanti e devono essere dichiarati esplicitamente.

Di seguito viene calcolata la densità di energia accumulabile per alcuni esempi di sistemi di accumulo.

Densità di energia accumulabile da un impianto CAES

Per stimare la densità di energia di questo sistema di accumulo l'aria verrà trattata come un gas ideale binario con calori specifici costanti. Per queste condizioni vale l'equazione di stato dei gas ideali:

$$p \cdot V = n \cdot R \cdot T \quad (4.1)$$

Dove p è la pressione del gas, V il volume, T la temperatura, n il numero di moli di gas e $R = 8,314472 \left[\frac{J}{mol \cdot K} \right]$ la costante universale dei gas.

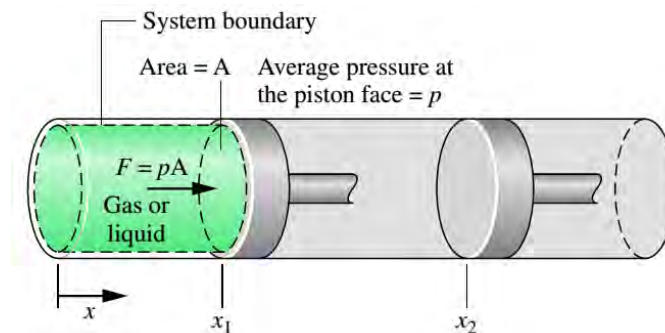


Fig. 4.1. Espansione o compressione di un gas ideale [Samaniego, 2010].

Per valutare la quantità di energia stoccata durante il processo di compressione dell'aria viene considerato un sistema chiuso, composto da un accoppiamento pistone-cilindro di area A dove viene compresso il gas (Fig. 4.1). Durante il processo di compressione il gas esercita una forza F ortogonale alla superficie del pistone data da:

$$F = p \cdot A \quad (4.2)$$

Il lavoro compiuto dal pistone per uno spostamento dx è:

$$dW = p \cdot A \cdot dx \quad (4.3)$$

Il prodotto $A \cdot dx$ equivale alla variazione di volume dV . Integrando l'equazione precedente tra V_1 e V_2 è possibile calcolare il lavoro di compressione compiuto dal pistone:

$$W_c = - \int_{V_1}^{V_2} p \cdot dV \quad (4.4)$$

Al fine di calcolare la densità di energia per unità di volume dell'aria compressa si considera un processo isoterma. Con questa assunzione la legge dei gas ideali si trasforma nella legge di Boyle-Mariotte:

$$p \cdot V = n \cdot R \cdot T = \text{cost} \quad (4.5)$$

Quindi:

$$W_c = - \int_{V_1}^{V_2} p \cdot dV = n \cdot R \cdot T \cdot \int_{V_2}^{V_1} \frac{dV}{V} = n \cdot R \cdot T \cdot \ln\left(\frac{V_1}{V_2}\right) \quad (4.6)$$

L'aria viene compressa in modo isoterma da uno stato iniziale con un volume $V_0 = 1 [m^3]$ e una pressione $p_0 = 100.000 [Pa]$ a un generico stato finale (V_1, p_1) con $p_1 > p_0$, la densità di energia ottenibile da un processo ideale è pari a:

$$\frac{W_c}{V_0} = \frac{n \cdot R \cdot T}{V_0} \cdot \int_{V_1}^{V_0} \frac{dV}{V} = \frac{p_0 \cdot V_0}{V_0} \cdot \int_{V_1}^{V_0} \frac{dV}{V} = p_0 \cdot \ln\left(\frac{V_0}{V_1}\right) = p_0 \cdot \ln\left(\frac{p_1}{p_0}\right) \left[\frac{J}{m^3}\right] \quad (4.7)$$

Grazie a questa relazione è stato possibile calcolare la densità di energia accumulabile con un sistema CAES considerando il solo aumento di pressione.

Nella Fig. 4.2 è riportato l'andamento della densità energetica per unità di volume al crescere della pressione e della densità dell'aria. Si può notare che la densità di energia assume un andamento asintotico crescente all'aumentare della pressione di accumulo, mentre la densità dell'aria presenta un andamento lineare crescente in accordo con la legge dei gas ideali.

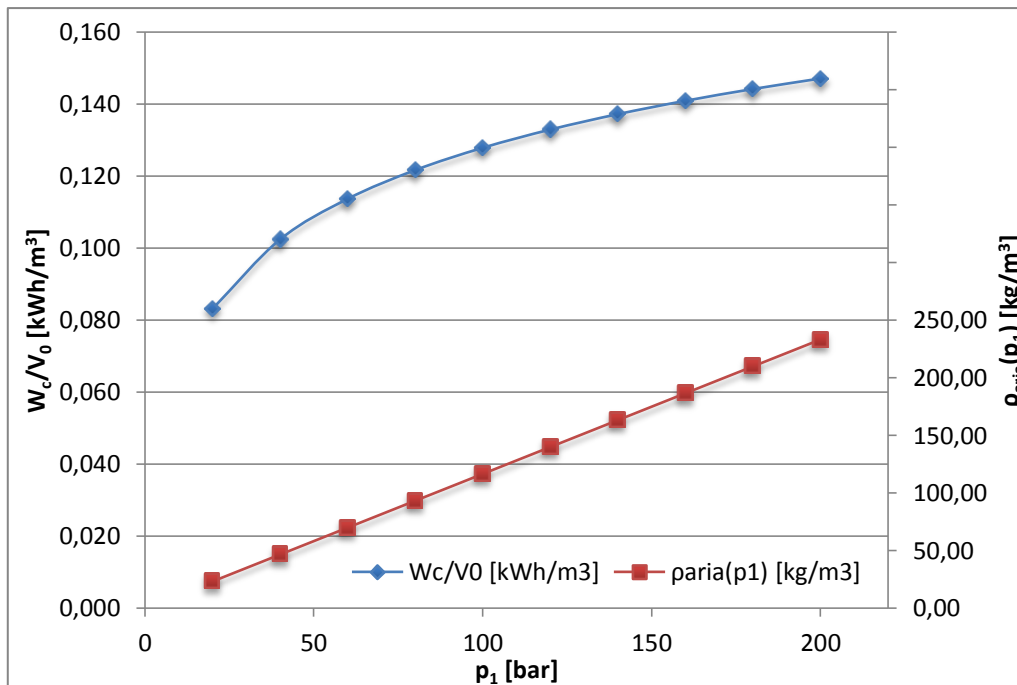


Fig. 4.2. Densità di energia per unità di volume dell'aria compressa al crescere di p_1 .

Se si vuole convertire la densità di energia per unità di volume in energia specifica (per unità di massa) è sufficiente dividere la prima per la densità dell'aria alle condizioni iniziali:

$$\frac{W_c}{V_0} \cdot \frac{1}{\rho_{aria}(p_0, T_0)} = \frac{W_c}{m} \left[\frac{J}{kg} \right] \quad (4.8)$$

L'andamento dell'energia specifica non varia molto rispetto all'andamento della densità di energia per unità di volume, in quanto la densità dell'aria è costante per p_0 e T_0 fissate (Fig. 4.3).

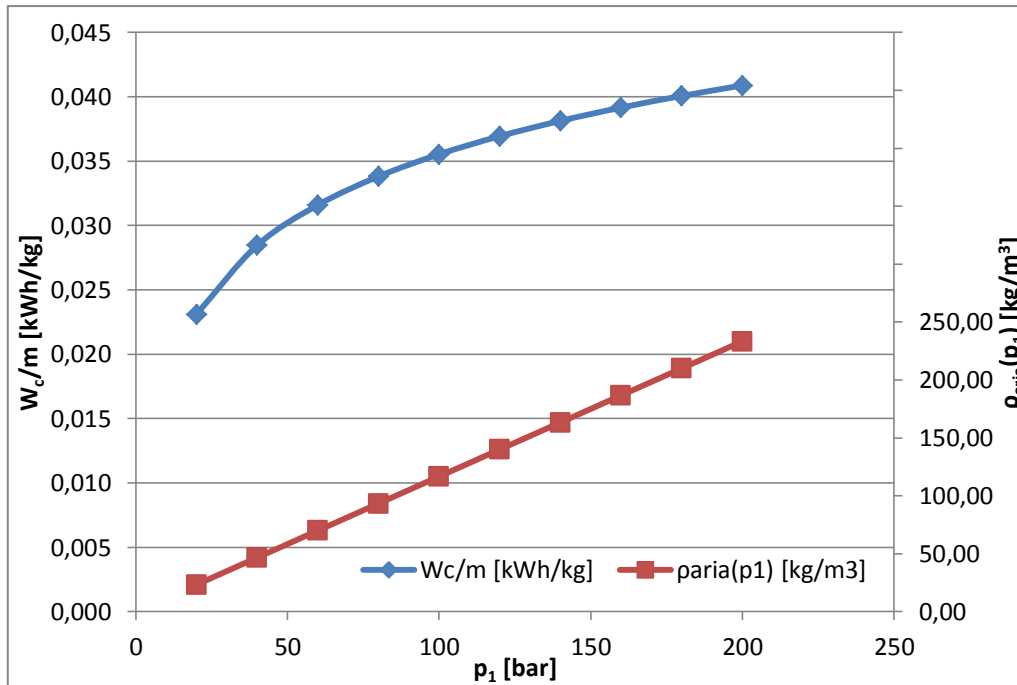


Fig. 4.3. Densità di energia per unità di massa dell'aria compressa al crescere di p_1 .

Densità di energia accumulabile dagli impianti PHES e ARES

Il calcolo della densità di energia per questi due sistemi di accumulo è basato sulla definizione di energia potenziale gravitazionale:

$$E_p = m \cdot g \cdot h \quad (4.9)$$

Dove m è la massa del corpo, $g = 9,81 \left[\frac{m}{s^2} \right]$ l'accelerazione di gravità e h l'altezza rispetto a una quota di riferimento scelta arbitrariamente. Ciò che conta è la differenza di energia potenziale tra il serbatoio di accumulo (di acqua o sassi) superiore e quello inferiore, tale differenza è dovuta a una differenza di altezza e pertanto la quota di riferimento risulta ininfluente.

Al fine di calcolare la densità di energia per unità di volume ideale è sufficiente sostituire a m la densità $\rho \left[\frac{kg}{m^3} \right]$ del corpo nel modo seguente ($V_0 = 1 m^3$):

$$\frac{E_p}{V_0} = \frac{m}{V_0} \cdot g \cdot h = \rho \cdot g \cdot h \left[\frac{J}{m^3} \right] \quad (4.10)$$

Grazie a questa relazione è stato possibile calcolare la densità di energia accumulabile con i sistemi PHES e ARES.

Per quanto concerne la densità energetica per unità di volume sono stati ricavati tre andamenti, uno riferito al sistema PHES considerando la densità dell'acqua $\rho_{h2o} = 999,97 \left[\frac{kg}{m^3} \right]$ e due riferiti al sistema ARES considerando la densità di due diversi tipi di cemento: $\rho_{cemento,1} = 2000 \left[\frac{kg}{m^3} \right]$ e $\rho_{cemento,2} = 2500 \left[\frac{kg}{m^3} \right]$.

L'energia specifica è ricavabile semplicemente dal prodotto: $g \cdot h \left[\frac{J}{kg} \right]$.

Nella Fig. 4.4 sono riportati gli andamenti della densità di energia accumulabile al crescere dell'altezza del salto.

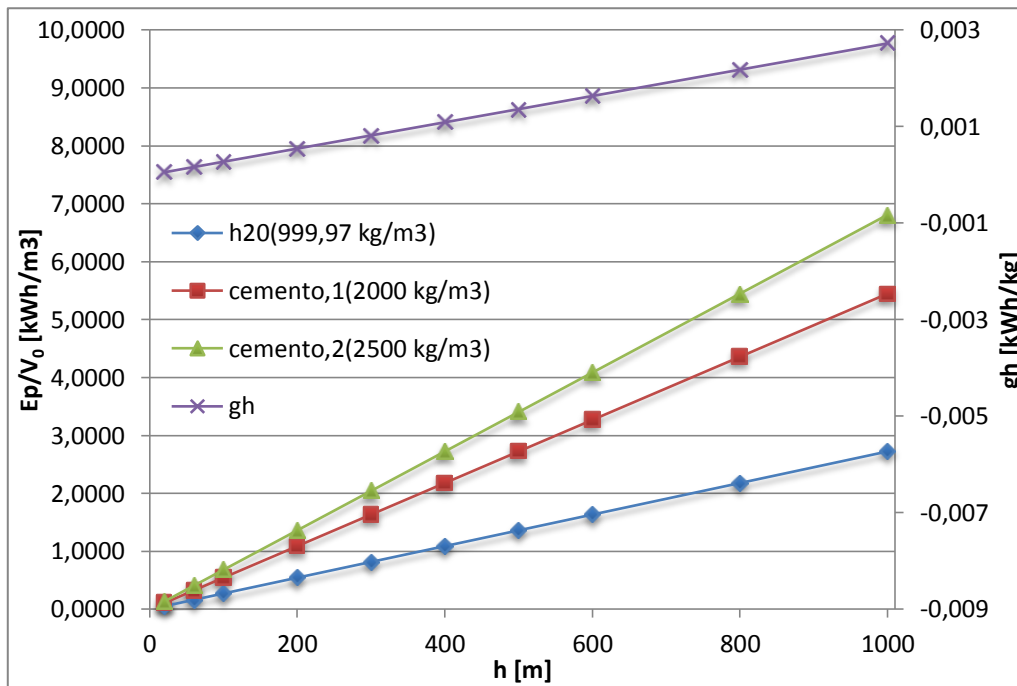


Fig. 4.4. Andamento della densità di energia accumulabile al crescere dell'altezza del salto h .

Si nota che gli andamenti sono tutti lineari in accordo con la legge dell'energia potenziale gravitazionale e la pendenza aumenta all'aumentare della densità del mezzo utilizzato. Quindi in generale l'equazione per il calcolo dell'energia specifica di questi sistemi si può esprimere come l'equazione di una retta passante per l'origine (termine noto nullo) e con pendenza pari a g (costante) per ρ (funzione del materiale):

$$\frac{E_p}{V_0} = (g \cdot \rho_{materiale}) \cdot h \left[\frac{J}{m^3} \right] \quad (4.11)$$

Tabelle riassuntive

La tabella seguente è stata ricavata utilizzando i risultati dei calcoli riportati in precedenza per i sistemi PHES, CAES e ARES. Per gli altri sistemi di accumulo sono stati utilizzati i dati reperiti in letteratura, nello specifico è stata fatta la media dei valori riportati dai vari autori ricavando per ogni tipologia di accumulo un range di parametri [Beaudin et al., 2010; Chen et al., 2009; Ferreira et al., 2013; Mahlia et al., 2014; Poullikkas, 2013; Rodrigues et al., 2014; X. Luo et al., 2014].

Sistema di accumulo	Densità di energia [Wh/L]	Energia specifica [Wh/kg]
PHES (h=100 m)	0,273	0,273
CAES (p₁=80 bar)	0,122	34
ARES (h=100 m)	0,545 - 0,681	0,273
Lead-acid	50 - 80	30 - 50
Li-ion	200 - 500	80 - 200
VRB (Vanadium Redox Flow Battery)	16 - 33	10 - 30
NaS	150 - 250	140 - 240
FES (Flywheel)	20 - 80	5 - 100
SCES (Super Capacitor)	10 - 30	5 - 40

Tab. 4.1. Tabella riassuntiva delle densità energetiche accumulabili dai sistemi analizzati.

I sistemi PHES, CAES, ARES sono caratterizzati da densità energetiche molto basse ma possono contare su delle capacità di accumulo molto elevate (i serbatoi possono essere molto grandi perché la sostanza di accumulo è poco costosa rispetto agli altri sistemi) che consentono di raggiungere lunghe autonomie di esercizio.

Le batterie, in particolare quelle al litio e al sodio-zolfo, hanno buone densità energetiche e possono essere un buon compromesso tra autonomia e dimensioni del sistema.

Infine i sistemi FES e SCES non hanno densità energetiche particolarmente elevate ma possono fare affidamento su potenze specifiche molto alte (FES: 0,4 - 1,5 [kW/kg]; SCES: oltre 100 [kW/kg]), permettendo così la regolazione di tensione e frequenza nella rete elettrica. Tuttavia sono anche caratterizzati da autonomie limitate a pochi minuti di funzionamento continuo.

Combustibile	Energia specifica [kWh/kg]	Densità di energia [kWh/L]
Idrogeno (std)	39,72	0,003
Gas naturale (std)	15,44	0,0105
Petrolio	11,63	10,28
Legno	1,67 - 4,72	-
Carbone	3,89 - 4,44	-
RSU (Rifiuto solido urbano)	2,22 - 3,06	-
Benzina	13,03	9,61
Gasolio	12,72	11,75
Miscela di bio-etanolo E85	9,19	7,13
Bio-diesel	11,72	9,17

Tab. 4.2. Tabella delle densità energetiche di alcuni combustibili e bio-combustibili [Mion, 2014].

Nella Tab. 4.2 sono riportati i valori di densità energetica di alcuni tra i più comuni combustibili e bio-combustibili. Questi parametri sono di gran lunga più elevati di quelli raggiungibili con le moderne tecniche di accumulo. È opportuno limitare l'impiego dei combustibili alle applicazioni che ne rendono strettamente necessario l'utilizzo, in particolare quelle con forti vincoli su dimensioni e peso del serbatoio. A questo proposito si riporta di seguito un semplice esempio di calcolo.

Esempio di calcolo: auto a benzina VS auto elettrica

Si vogliono valutare le dimensioni del serbatoio di un'automobile con motore a combustione interna alimentato a benzina e le dimensioni del gruppo di accumulatori agli ioni di litio di un'automobile elettrica necessarie per raggiungere un'autonomia di 600 km.

Ipotizziamo che l'automobile a benzina riesca a percorrere 12 km con un litro di benzina (consumo medio per un'auto di media cilindrata [Quattroruote]). Il volume del serbatoio del carburante necessario è:

$$V_{\text{serbatoio}} = \frac{\text{autonomia}}{\text{consumo}} = \frac{600 \text{ [km]}}{12 \left[\frac{\text{km}}{\text{L}} \right]} = 50 \text{ [L]}$$

La massa del carburante necessario è:

$$M_{\text{carburante}} = V_{\text{serbatoio}} \cdot \rho_{\text{benzina}} = 50 \text{ [L]} \cdot 0,72 \left[\frac{\text{kg}}{\text{L}} \right] = 36 \text{ [kg]}$$

Per quanto riguarda l'auto elettrica, dotata di moderni accumulatori agli ioni di litio, si fa riferimento ai consumi dichiarati della *Nissan Leaf* che riesce a percorrere 7,29

con un kWh di energia elettrica [Wikipedia - Nissan Leaf]. La capacità di accumulo necessaria delle batterie è:

$$E_{batterie} = \frac{\text{autonomia}}{\text{consumo}} = \frac{600 \text{ [km]}}{7,29 \left[\frac{\text{km}}{\text{kWh}} \right]} = 82,3 \text{ [kWh]}$$

Questo valore diviso per la densità di energia per unità di volume e per unità di massa degli accumulatori agli ioni di litio più performanti ($0,5 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{L}} \right]$ e $0,2 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{kg}} \right]$) permette di calcolare il volume occupato e la massa delle batterie:

$$V_{batterie} = \frac{E_s}{0,5 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{L}} \right]} = 164,6 \text{ [L]} \text{ e } M_{batterie} = \frac{E_s}{0,2 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{kg}} \right]} = 411,5 \text{ [kg]}$$

Da questi semplici calcoli è facilmente intuibile che un'auto elettrica, a parità di autonomia, necessita di uno spazio dedicato al sistema di accumulo 3,3 volte più grande di quello occupato da un tradizionale serbatoio del carburante. Inoltre gli accumulatori agli ioni di litio sono molto pesanti e limitano la capacità di trasporto del veicolo stesso. Per contenere la massa del sistema di accumulo (103÷137 kg) le auto elettriche possono raggiungere un'autonomia di circa 150÷200 km.

È quindi facilmente intuibile che percorrere lunghe distanze con un'automobile elettrica è possibile solo se sono presenti numerose stazioni di rifornimento dedicate (almeno una ogni 150 km).

4.1.2 Efficienza complessiva

L'efficienza complessiva di un sistema di accumulo è il rapporto tra l'energia assorbita in fase di carica e l'energia fornita dal sistema di accumulo in fase di scarica. Va precisato che i sistemi di accumulo riescono ad immagazzinare energia a spese di una parte di essa che viene irrimediabilmente perduta a causa delle perdite di conversione e di auto-scarica (Fig. 4.5). In particolare, quando l'energia fornita è dello stesso tipo dell'energia assorbita, il sistema di accumulo permette di utilizzare tale forma di energia in un momento differente rispetto al momento in cui è stata generata a spese di una perdita.

Qualora l'energia assorbita e l'energia fornita dal sistema siano energia elettrica, l'efficienza complessiva è chiamata efficienza *electricity to electricy* o *rendimento* (o *efficienza*) *round-trip* (Paragrafo 2.2).

Facendo riferimento alla Fig. 4.5, per questa classificazione si farà riferimento alla seguente definizione generale di efficienza complessiva del sistema:

$$\eta = \frac{E_{fornita}}{E_{assorbita}} = \frac{E_{assorbita} - E_{perduta}}{E_{assorbita}} = \frac{E_{fornita}}{E_{fornita} + E_{perduta}} \quad (4.12)$$

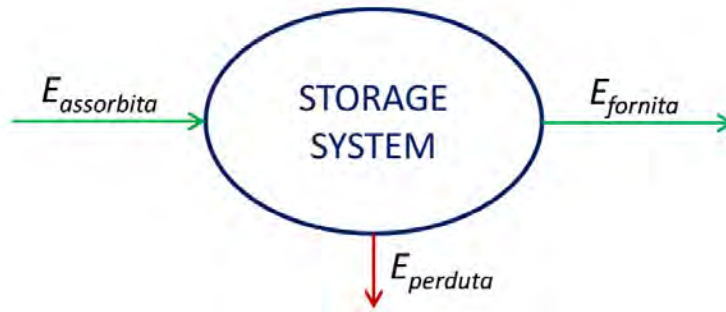


Fig. 4.5. Flussi di energia entranti e uscenti da un generico sistema di accumulo.

Tabella riassuntiva

La tabella seguente è stata ricavata con il processo descritto in precedenza per la densità energetica. Per quanto concerne i sistemi CAES sono citati i rendimenti degli impianti attualmente esistenti (Huntorf e McIntosh) e il rendimento previsto per i nuovi sistemi A-CAES e SS-CAES (*Small Scale Compressed Air Energy Storage*). Il rendimento del sistema ARES è il risultato del calcolo presentato nel Capitolo 2.

Sistema di accumulo	$\eta\%$
PHES	65 - 85
CAES	42 (Huntorf) 54 (McIntosh) 60 - 80 (A-CAES) 50 - 57 (SS-CAES)
ARES	60 78 [ARES, 2014]
Lead-acid	68 - 88
Li-ion	88 - 96
VRB (Vanadium Redox Flow Battery)	70 - 85
NaS	75 - 85
FES (Flywheel)	88 - 95
SCES (Super Capacitor)	84 - 97

Tab. 4.3. Tabella riassuntiva delle efficienze complessive dei sistemi analizzati.

I sistemi di accumulo presentati raggiungono quasi tutti un'ottima efficienza complessiva, ad eccezione dei sistemi CAES e SS-CAES (*Small Scale - Compressed Air Energy Storage*) che sono un po' meno performanti a causa del consumo di gas naturale nel ciclo di funzionamento. È da precisare che l'efficienza del sistema dipende dal tempo in cui l'energia deve rimanere immagazzinata nel sistema a causa delle perdite di auto-scarica, le quali dipendono (solitamente in modo lineare) dal tempo.

4.1.3 Potenza erogabile (taglia)

La potenza erogabile è la potenza che il sistema di accumulo è in grado di fornire all'utilizzatore in condizioni di funzionamento nominali, ovvero è indice della velocità con cui il sistema riesce a fornire l'energia in esso accumulata.

Definisce la taglia dell'impianto di accumulo ed il tipo di applicazioni supportabili che in prima analisi si possono suddividere semplicemente in alta ($P > 100 [MW]$), media ($P = 1 \div 100 [MW]$) e bassa potenza ($P < 1 [MW]$).

Tabella riassuntiva

La Tab. 4.4 riporta i valori della potenza erogabile per i sistemi di accumulo descritti nel Capitolo 3 ed è stata ottenuta con i medesimi criteri adottati per ricavare la tabella della densità energetica (Tab 4.1). Per quanto concerne i sistemi CAES sono citate le

potenze degli impianti attualmente esistenti (Huntorf e McIntosh), le potenze previste per i nuovi sistemi SS-CAES e un *range* di potenza generico trovato in letteratura [X. Luo et al., 2014]. La potenza del sistema ARES è il risultato del calcolo presentato nel Capitolo 2. Il *range* di potenza citato per le batterie al sodio-zolfo è stato ricavato dai dati disponibili nel sito internet del costruttore [NGK Insulators LTD., 2015]. I sistemi FES possono anche essere accorpati in grossi moduli che raggiungono i 20 [MW] di potenza totale installata [Beacon Power LLC, 2015].

Sistema di accumulo	P [MW]
PHES	100 - 5000
	290 (Huntorf)
	110 (McIntosh)
CAES	1 - 20 (SS-CAES)
	20 - 400
ARES	333 [ARES, 2014]
Lead-acid	0,03 - 30
	50+ possibility
Li-ion	0,001 - 0,1
VRB (Vanadium Redox Flow Battery)	0,025 - 3
	50+ possibility
NaS	0,05 - 34 [NGK, 2015]
FES (Flywheel)	0,001 - 0,20
	20 [Beacon Power]
SCES (Super Capacitor)	0,001 - 0,30

Tab. 4.4. Tabella riassuntiva delle potenze erogabili dai sistemi analizzati.

4.1.4 Tempo di risposta e tempo di scarica

Il tempo di risposta (*response time*) è il tempo impiegato dal sistema di accumulo per passare dalle condizioni di stand-by alle condizioni di funzionamento nominali. Tempi di risposta brevi caratterizzano i sistemi di accumulo di piccola taglia, molto reattivi e pronti a regolare anche le più piccole variazioni di carico. Il supporto delle grosse variazioni di carico è invece affidato a sistemi di accumulo di taglia elevata che sono spesso caratterizzati da tempi di risposta più lunghi.

Il tempo di scarica (*discharge time*) è l'autonomia in fase di scarica del sistema di accumulo nel funzionamento alla potenza nominale. I sistemi di accumulo di taglia elevata possono avere tempi di scarica molto lunghi (se la capacità di accumulo del serbatoio lo permette) e possono supportare le applicazioni più gravose in termini di potenza assorbita, ad esempio:

- *load leveling*;
- *peak shaving*;
- *time-shift (energy price arbitrage)*;
- supporto ai sistemi di produzione basati sulle fonti rinnovabili (*renewable support*);
- regolazione secondaria;
- *black-start*;
- gestione delle congestioni.

I sistemi di accumulo caratterizzati da tempi di scarica abbastanza brevi sono quasi sempre molto reattivi (hanno brevi tempi di risposta) e possono supportare altre applicazioni importanti per la rete elettrica, ad esempio:

- regolazione di tensione e frequenza nella rete;
- *power quality*, stabilità e affidabilità del servizio elettrico.

Tabella riassuntiva

La tabella seguente è stata ricavata incrociando due set di valori trovati in letteratura [Chen et al., 2009; Rodrigues et al., 2014].

Sistema di accumulo	Tempo di risposta	Tempo di scarica
PHES	5 - 15 minutes	1 - 24+ hours
CAES	5 - 15 minutes	3 hours (Huntorf) 26 hours (McIntosh) 1 - 24+ hours
ARES	few minutes	1 - 10 hours
Lead-acid	immediate	seconds to 10 hours
Li-ion	immediate	seconds to 8 hours
VRB (Vanadium Redox Flow Battery)	few seconds	seconds to 24+ hours
NaS	few seconds	seconds to hours
FES (Flywheel)	immediate	seconds to minutes
SCES (Super Capacitor)	immediate	seconds to minutes

Tab. 4.5. Tabella riassuntiva dei tempi di risposta e di scarica dei sistemi analizzati.

4.2 Comparazione tra diversi sistemi

In questo paragrafo vengono confrontati i diversi sistemi di accumulo presentando una tabella comparativa che contiene, oltre alle caratteristiche precedentemente elencate,

alcune indicazioni riguardanti le applicazioni consigliate ed eventuali vincoli legati al sito di installazione dell'impianto.

Nel primo capitolo sono state elencate e descritte le principali applicazioni dei sistemi di accumulo, successivamente riprese nel Paragrafo 4.2.4. Tuttavia il campo di applicazioni è ben più ampio e risulta opportuno citare anche i seguenti impieghi:

- *seasonal storage*: è la capacità del sistema di accumulare e conservare l'energia per lunghi periodi. È necessario che il sistema abbia delle perdite di auto-scarica molto limitate;
- *spinning reserve*: è la capacità del sistema di aumentare la potenza generata per contribuire alla regolazione di frequenza;
- *energy backup*: è una riserva pronta di energia che il sistema di accumulo può mettere a disposizione per supportare servizi ausiliari e di emergenza. Alcuni esempi tipici possono essere l'avviamento di un impianto termoelettrico tradizionale o più semplicemente l'alimentazione ausiliaria di sistemi elettrici siti in aree isolate e basati sullo sfruttamento di risorse rinnovabili.
- *transport*: comprende tutte quelle applicazioni mobili che necessitano di alimentazione elettrica;
- *fluctuation support e oscillation damping*: sono quelle applicazioni appartenenti alla macro-categoria della *power quality* che si occupano dello smorzamento delle fluttuazioni e delle oscillazioni armoniche introdotte nella rete dai sistemi di produzione elettrica che utilizzano molta elettronica di potenza (es. impianti fotovoltaici);
- *smoothing intermittance*: è una applicazione particolarmente utile ad attenuare nel breve periodo (*seconds to minutes*) i problemi di intermittenza tipici degli impianti di produzione che sfruttano risorse rinnovabili.

In merito ai vincoli legati al sito di installazione, i più significativi risultano essere:

- PHES: è necessario che il sito abbia caratteristiche morfologiche idonee alla costruzione dei bacini di accumulo che devono essere posti ad altitudini differenti. Può essere un vantaggio se il sito dispone di abbondanti risorse idriche, tuttavia l'acqua può essere portata di proposito e venire periodicamente integrata dalle precipitazioni naturali o artificialmente. Per limitare le perdite di carico sulle condotte è preferibile che i bacini si trovino a distanze orizzontali

non eccessive (~ 1000 [m]). Risulta quindi chiaro che le zone collinari e montuose siano le uniche a poter soddisfare questi requisiti;

- CAES: il problema principale per questa tecnologia è la ricerca di un sito con caratteristiche geologiche adatte alla realizzazione di una delle tipologie di serbatoi sotterranei discussi precedentemente nel Capitolo 2. L'impatto visivo di questi impianti è limitato perché in superficie l'impianto ha le dimensioni di un comune turbogas;
- ARES: i binari del sistema devono essere installati con una pendenza omogenea e non troppo elevata capace su lunghe distanze di generare un buon dislivello, pertanto è opportuno ricercare zone scarsamente popolate e caratterizzare quindi da un'ampia disponibilità di superficie che permetta anche la realizzazione delle zone di accumulo delle masse in cemento. È possibile prendere in considerazione zone desertiche o semidesertiche (es. California e Nevada, USA);
- Batterie al sodio-zolfo (*NaS*): tra i sistemi di accumulo a batteria esistenti sono quelle che raggiungono le potenze installate maggiori. Un'installazione da 34 [MW] necessita di una superficie di circa 7000 [m²].

Le altre tipologie di batterie e i sistemi FES e SCES non sono legate a vincoli particolari riguardanti il sito di installazione.

Il grafico in Fig. 4.6 raffigura il campo di applicazione in termini di potenza erogabile e densità di energia delle tecnologia di accumulo considerate.

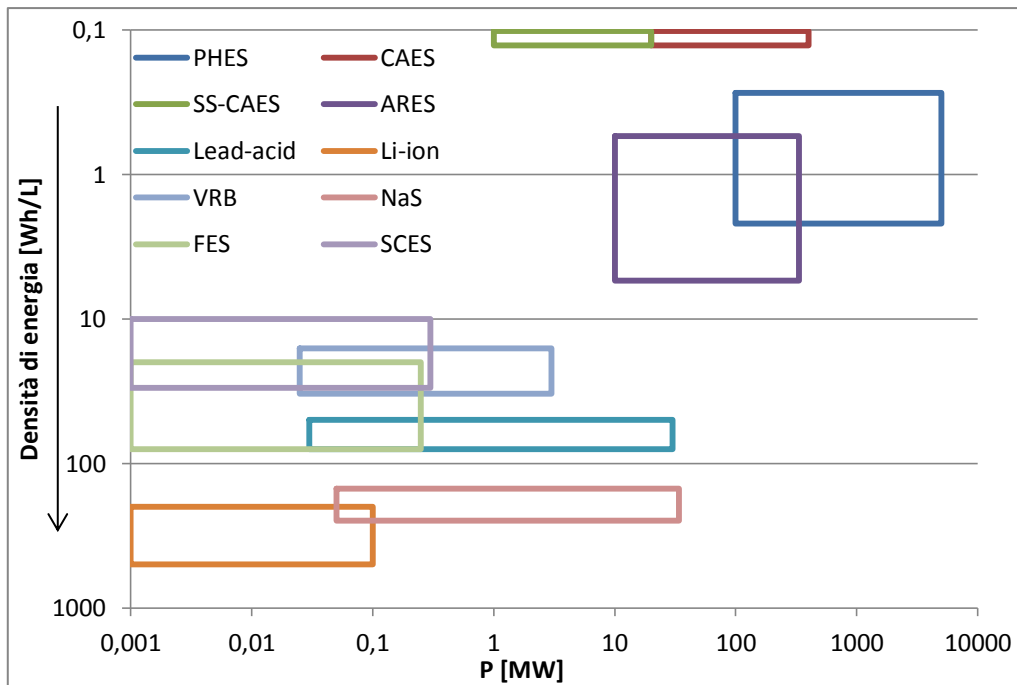


Fig. 4.6. Grafico comparativo delle potenze erogabili in funzione della densità di energia.

I sistemi di accumulo che raggiungono le potenze installate maggiori (PHES, CAES e ARES) hanno basse densità di energia e quindi necessitano di serbatoi di accumulo di dimensioni notevoli.

Le altre tecnologie invece possono essere più compatte grazie all'elevata densità energetica ma sono limitate ad applicazioni di media e bassa potenza.

Sistema di accumulo	P [MW]	Tempo di risposta	Tempo di scarica	Applicazioni	Densità di energia [Wh/l]	Energia specifica [Wh/kg]	$\eta\%$	Vincoli sul sito
PHES ($h=100\text{ m}$)	100 - 5000	5 - 15 minutes	1 - 24+ hours	Energy management, Renewable support, Spinning reserve, Regolaz. Secondaria, Seasonal storage, Black start	0,273	0,273	65 - 85	Zone collinari o montane per sviluppare un buon salto idrico, buone risorse idriche.
CAES ($p_1=80\text{ bar}$)	290 (Huntorf) 110 (McIntosh) 20 - 400	5 - 15 minutes	3 hours (Huntorf) 26 hours (McIntosh) 1 - 24+ hours	Energy management, Renewable support, Spinning reserve, Regolaz. secondaria Seasonal storage, Black start	0,122	34	42 (Huntorf) 54 (McIntosh) 60 - 80 (A-CAES)	Caratteristiche geologiche adatte alla costruzione di un serbatoio sotterraneo (Capitolo 2).
SS-CAES ($p_1=80\text{ bar}$)	1 - 20	5 - 15 minutes	1 - 8 hours	Energy management, Spinning reserve, Energy backup	0,122	34	50 - 57	-
ARES ($h=100\text{ m}$)	333 [ARES, 2014]	few minutes	1 - 10 hours	Energy management, Renewable support, Spinning reserve, Regolaz. secondaria Seasonal storage, Black start	0,545 - 0,681	0,273	60 78 [ARES, 2014]	Zone desertiche o semidesertiche con pendenza omogenea e molto bassa (7,5%).
Lead-acid	0 - 30 50+ possibility	immediate	seconds to 10 hours	Energy backup, Transport, Home energy management	50 - 80	30 - 50	68 - 88	-
Li-ion	0,001 - 0,1	immediate	seconds to 8 hours	Power quality, Energy backup, Transport, Home energy management	200 - 500	80 - 200	88 - 96	-
VRB (<i>Vanadium Redox Flow Battery</i>)	0,025 - 3 50+ possibility	few seconds	seconds to 24+ hours	Energy management, Power quality, Regolaz. frequenza e tensione, Renewable support, Seasonal storage	16 - 33	10 - 30	70 - 85	-
NaS (<i>Sodium-Sulfur</i>)	0,05 - 34 [NGK, 2015]	few seconds	seconds to hours	Energy management, Power quality, Regolaz. frequenza e tensione, Renewable support	150 - 250	140 - 240	75 - 85	Occupazione superficiale di 7000 [m ²] per 34 [MW] di potenza.
FES (<i>Flywheel</i>)	0,001 - 0,25 20 [Beacon Power]	immediate	seconds to minutes	Power quality, Transport (KERS), Smoothing intermittance	20 - 80	5 - 100	88 - 95	-
SCES (<i>Super Capacitor</i>)	0,001 - 0,30	immediate	seconds to minutes	Power quality, Fluctuation support, Oscillation damping, Smoothing intermittance	10 - 30	5 - 40	84 - 97	-

Tab. 4.6. Tabella comparativa finale delle principali tecniche di accumulo di energia.

In riferimento alla Tab. 4.6, con *energy management* si intende quell'insieme di applicazioni su larga scala che comprende: *load leveling*, *peak shaving* e *time-shift (energy price arbitrage)*.

4.3 Conclusioni

In questo capitolo si è fatto un confronto critico dei differenti sistemi di accumulo secondo i criteri di densità di energia accumulabile, potenza erogabile, efficienza complessiva, tempo di risposta e tempo di scarica. Dall'analisi è emerso che tecnologie come volani (FES), super condensatori (SCES) e batterie sono adatte principalmente al controllo della qualità e della stabilità della rete elettrica, in particolare al controllo di tensione e frequenza e alla gestione dei transitori elettrici di breve durata. Le batterie al piombo-acido sono largamente utilizzate per il supporto di reti elettriche isolate e come back-up di emergenza mentre le batterie al sodio-zolfo (*NaS*) si prestano anche alla regolazione della rete elettrica, all'inseguimento del carico e al supporto di impianti di produzione elettrica basati sulle fonti rinnovabili. Tuttavia a causa delle sensibili perdite di auto-scarica sono adatte a cicli di carica-scarica giornalieri, per un impegno di potenza medio di qualche decina di megawatt. Per l'accumulo di energia su larga scala, tecnologie come PHES, CAES e ARES, caratterizzate soprattutto da un'elevata capacità di accumulo, risultano essere più adatte per la regolazione e l'inseguimento del carico elettrico e per il supporto e mantenimento dell'impegno di carico da parte di sistemi di produzione di energia basati sullo sfruttamento delle fonti rinnovabili. Infatti le fonti di energia rinnovabili, ad esempio eolico e solare, sono a carattere intermittente e pertanto necessitano di sistemi di supporto che possano soddisfare la richiesta di potenza elettrica anche per lunghi periodi.

I sistemi di accumulo PHES sono vincolati soprattutto dalla configurazione geomorfologica del sito di realizzazione, inoltre è necessario che vi sia una certa abbondanza di risorse idriche o che il sito sia interessato da precipitazioni periodiche in grado di compensare le perdite d'acqua dovute all'evaporazione o al drenaggio naturali. Attualmente rimangono pochi siti idonei alla costruzione di questi impianti, specialmente di taglia elevata, pertanto non si può confidare troppo su questa tecnologia per risolvere i futuri problemi di accumulo di energia. Ciò nonostante è

importante continuare con la ricerca di nuovi siti sfruttabili perché si tratta di sistemi di accumulo caratterizzati da zero emissioni, alte efficienze, molto affidabili e di lunga durata in termini di vita utile dell'impianto.

In merito alla tecnologia CAES, basata sull'accumulo di aria compressa, vi sono buone prospettive di sviluppo. Infatti i sistemi di accumulo CAES derivano direttamente dagli impianti a ciclo turbogas e pertanto sono basati su tecnologie conosciute e ben collaudate. Oltre ad avere una buona efficienza (50-60%) possono essere configurati in modo molto flessibile, consentendo anche il funzionamento dell'impianto in ciclo turbogas semplice. Questi impianti hanno uno scarso impatto visivo in quanto il serbatoio di accumulo dell'aria compressa è sotterraneo, mentre dal punto di vista ambientale si tratta purtroppo della tecnologia meno pulita perché nella sua configurazione classica utilizza come combustibile gas naturale. Il problema principale dei sistemi di accumulo CAES è la ricerca di un sito idoneo alla realizzazione di un serbatoio di confinamento geologico per l'aria compressa, tuttavia si possono presentare varie alternative in base alle caratteristiche geologiche del suolo, come ad esempio acquiferi, caverne di sale, giacimenti di gas naturale esauriti o caverne di rocce dure.

Per quanto riguarda la tecnologia ARES, nonostante possa raggiungere potenze e capacità di accumulo notevoli, è piuttosto improbabile che trovi lo spazio per inserirsi nel mercato a causa dei vincoli legati al sito di installazione. Inoltre è molto difficile trovare una zona molto estesa, con una pendenza omogenea e sufficientemente bassa per realizzare i binari del sistema di accumulo.

Capitolo 5

MODELLO DINAMICO DI FUNZIONAMENTO DI UN IMPIANTO CAES

In questo capitolo viene presentato il modello di un impianto CAES con l'obiettivo di simularne il funzionamento e valutarne le prestazioni.

5.1 Concetti preliminari e approccio di modellazione

Attualmente gli impianti di pompaggio idroelettrici (PHES) sono una tecnologia matura e già ampiamente utilizzata per l'accumulo di energia elettrica.

La scelta di verificare le prestazioni di un impianto CAES è dovuta al fatto che tali impianti si presentano come la miglior alternativa agli impianti PHES per l'accumulo di energia su larga scala sia in termini tecnici che in termini economici (Capitoli 3 e 4). Infatti gli impianti CAES non hanno gli stessi vincoli geo-morfologici dei sistemi PHES e hanno ottime prestazioni in termini di efficienza complessiva e basse emissioni di CO₂.

La modellazione dell'impianto CAES e la sua simulazione in condizioni di off-design sono state effettuate attraverso il software *Simulink*, ambiente di simulazione dinamica del pacchetto *Matlab*[®].

5.2 Schema di impianto e modellazione dei flussi

Una rappresentazione semplificata del sistema e dello scambio di informazioni tra i componenti è mostrata in Fig. 5.1. I componenti principali dell'impianto CAES sono un compressore assiale, un serbatoio di accumulo termico (TES), un serbatoio di accumulo per l'aria compressa (AIR STORAGE) e una turbina, i quali sono mostrati in figura evidenziando anche le variabili in ingresso al componente e le variabili calcolate in uscita dal componente. Le frecce con linea continua rappresentano le variabili calcolate che servono al componente successivo (seguono il processo fisico) mentre le frecce con linea tratteggiata rappresentano le variabili aggiornate che servono ad un componente precedente.

L'approccio di modellazione utilizzato segue il processo fisico e l'utilizzo di uno schema a blocchi consente di disaccoppiare i componenti del sistema permettendo al

loro interno il riequilibrio delle grandezze termodinamiche nel tempo. In particolare si individuano due categorie di blocchi legate alla natura intrinseca del componente rappresentato:

- *transito di massa*: determinano la variabile estensiva \dot{m} (portata di massa) in funzione delle variabili intensive a monte (p e T) e della pressione a valle (p);
- *capacità*: determinano le variabili intensive (p e T) all'interno del loro volume di controllo in funzione delle portate di massa entranti e uscenti (\dot{m}_{in} e \dot{m}_{out}) e delle variabili intensive (p e T) a monte.

La natura di queste due categorie di blocchi impone che essi debbano essere gli uni alternati agli altri.

Basandosi sulle definizioni appena fornite è possibile affermare che il compressore e la turbina del sistema CAES sono dei blocchi *transito di massa* mentre il sistema di accumulo termico (TES) e il serbatoio dell'aria compressa (AIR STORAGE) sono dei blocchi *capacità*. Nel TES non c'è scambio di massa con l'esterno perché le portate d'aria entrano ed escono scambiando solo calore con il fluido termovettore contenuto nel serbatoio mentre nell'AIR STORAGE c'è sia scambio di massa con l'esterno (una portata d'aria entrante e una portata d'aria uscente) che di calore.

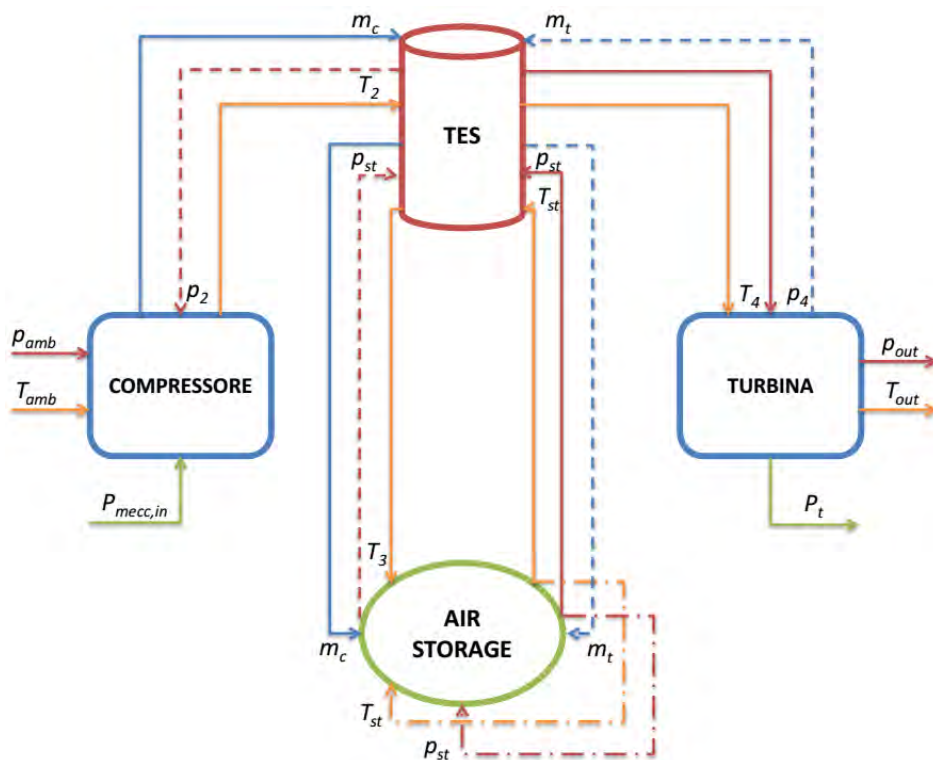


Fig. 5.1. Rappresentazione semplificata del sistema CAES in analisi.

Il sistema generale mostrato in Fig. 5.1 potrà in seguito essere modificato con l'aggiunta di specifici componenti aggiuntivi (Paragrafo 5.3). In particolare, se l'aria accumulata nell'AIR STORAGE dovesse raggiungere temperature troppo elevate, potrebbe essere necessario introdurre uno scambiatore di calore (*aftercooler*) per il raffreddamento dell'aria prima dello stoccaggio. L'aggiunta di una camera di combustione alimentata a gas naturale (CC), invece, potrebbe essere necessaria se la temperatura dell'aria all'uscita della turbina dovesse raggiungere temperature troppo basse (la turbina dovrà essere divisa in due gruppi di stadi, il primo elaborerà la portata d'aria proveniente dall'AIR STORAGE e riscaldata nel TES mentre il secondo elaborerà la portata di gas proveniente dalla camera di combustione interposta tra i due gruppi).

Le perdite di carico negli organi di manovra e nelle tubazioni che collegano i vari componenti sono state considerate trascurabili.

5.2.1 Modello del compressore

Per questa analisi è stato scelto di considerare un compressore assiale. Negli impianti di Huntorf e McIntosh il treno compressori è rappresentato da più gruppi di stadi di compressione provvisti di *intercooler*, per minimizzare il lavoro di compressione, e con un *aftercooler* finale che massimizza la portata volumetrica d'aria inviata al serbatoio di accumulo. Il modello semplificato del compressore realizzato in *Simulink* non rispecchia questa realtà impiantistica ma resta in accordo con criteri di modellazione dinamica del componente, a questo scopo sono state reperite in letteratura le curve caratteristiche di un compressore assiale e successivamente adattate alle condizioni di funzionamento del componente [Wikipedia - General Electric LM2500].

La mappa di partenza è stata scalata secondo le seguenti condizioni di *design point*: la portata d'aria è fissata pari a 80 kg/s mentre il rapporto di compressione equivale a 45.

Il compressore è il componente più sensibile alle variazioni di carico. L'esercizio in off-design del compressore è influenzato dalle condizioni ambiente e dalla potenza meccanica fornita dal motore elettrico di alimentazione. Grazie all'azionamento delle pale a calettamento variabile VIGVs poste all'ingresso del compressore, è possibile

mantenere valori del rendimento isoentropico elevati al variare della potenza assorbita e quindi della portata d'aria aspirata.

La portata d'aria massima aspirata sarà funzione della pressione presente all'interno del serbatoio di accumulo dell'aria. Di conseguenza la portata massima elaborabile sarà dimensionata in funzione della minima pressione ammissibile nel serbatoio e analogamente la minima portata elaborabile sarà associata alla massima pressione raggiunta all'interno dell'AIR STORAGE.

Variabili in ingresso:

- p_{st} : pressione dell'aria contenuta nell'AIR STORAGE;
- $P_{mecc,in}$: potenza meccanica disponibile.

Parametri fissati:

- $p_{amb} = 1 [bar]$: pressione dell'aria ambiente aspirata dal compressore;
- $T_{amb} = 288,15 [K]$: temperatura dell'aria ambiente aspirata dal compressore;
- $c_{p,air} = 1.004 \left[\frac{J}{kg \cdot K} \right]$: calore specifico dell'aria a pressione costante;
- $k_{air} = \frac{c_{p,air}}{c_{v,air}} = 1,4$: rapporto dei calori specifici dell'aria;
- $\eta_m = 0,985$: rendimento meccanico del compressore.

Variabili calcolate:

- r_c : rapporto di compressione del compressore;
- \dot{m}_c : portata d'aria aspirata dal compressore;
- $\eta_{is,c}$: rendimento isoentropico del compressore;
- T_2 : temperatura dell'aria in uscita dal compressore.

Bilancio di massa:

Il compressore può essere considerato come un blocco *transito di massa*, pertanto il suo bilancio di massa risulta essere semplicemente:

$$\dot{m}_{c,in} = \dot{m}_{c,out} \quad (5.1)$$

Bilancio di energia:

Determina la potenza meccanica assorbita dal compressore che coincide con la potenza meccanica fornita al sistema CAES:

$$P_{mecc,in} = \eta_m \cdot P_c = \eta_m \cdot \dot{m}_c \cdot c_{p,air} \cdot (T_2 - T_{amb}) \quad (5.2)$$

Equazioni ausiliarie:

Il rapporto di compressione è calcolato istante per istante al variare della pressione dell'aria all'interno dell'AIR STORAGE:

$$r_c = \frac{p_{st}}{p_{amb}} \quad (5.3)$$

Le mappe del compressore solitamente sono fornite nella forma (\dot{m}_{corr}, r_c) e $(\dot{m}_{corr}, \eta_{is})$. In questo modello si è scelto di elaborare le mappe disponibili al fine di legare la portata di massa aspirata dal compressore e il rendimento isoentropico dello stesso al rapporto di compressione e alla potenza meccanica in ingresso. Si è scelto di operare in questo modo nell'ipotesi che il funzionamento del compressore sia legato alla potenza elettrica resa disponibile da un impianto di produzione basato su fonti rinnovabili non programmabili.

Il procedimento seguito per ricavare le mappe in funzione della potenza e del rapporto di compressione è il seguente:

- le mappe disponibili sono state adimensionalizzate e ordinate in modo crescente secondo il numero di giri del compressore ($N\%$);
- le mappe adimensionali sono state scalate utilizzando i valori di *design point* di una simulazione analoga [Wolf-Budt, 2014];
- è stata calcolata la $P_{mecc,in}$ punto ogni punto di funzionamento utilizzando la relazione (5.2);
- il set di dati è stato ordinato in modo crescente secondo il rapporto di compressione e sono stati individuati dei gruppi di r_c coerenti con un'applicazione CAES.

Con questa procedura è stato possibile ricavare la rappresentazione grafica presentata in Fig. 5.2. Tuttavia si può notare che a un valore della potenza meccanica disponibile corrispondono due valori della portata corretta. Lo scopo principale di un impianto CAES è quello di immagazzinare aria compressa, pertanto sono stati selezionati solo i punti che massimizzano la portata corretta e minimizzano la potenza meccanica disponibile, scartando quelli non conformi all'obiettivo fissato.

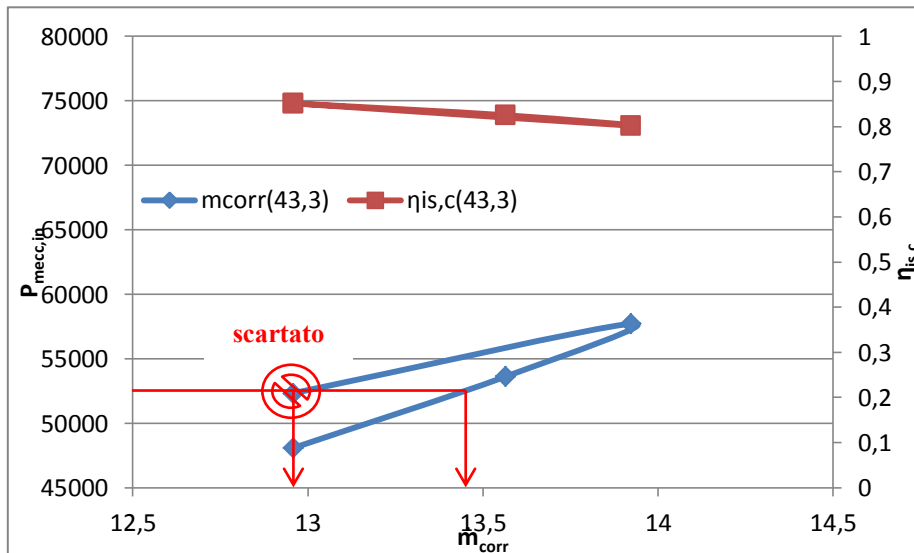


Fig. 5.2. Mappa della portata corretta e del rendimento isoentropico al variare delle potenza meccanica disponibile, con $r_c = 43,3$.

La Fig. 5.3 mostra la rappresentazione grafica delle mappe finali utilizzate.

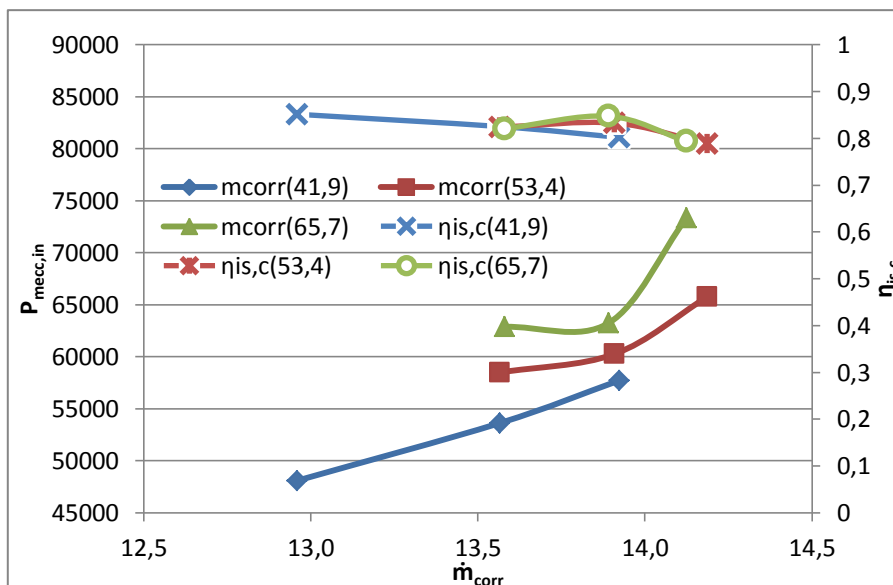


Fig. 5.3. Mappa della portata corretta e del rendimento isoentropico al variare del rapporto di compressione e della potenza meccanica disponibile.

Entrando nella mappa con i valori del rapporto di compressione e della potenza meccanica in ingresso è possibile ricavare la portata corretta e il rendimento isoentropico del compressore.

Conoscendo la portata corretta è possibile calcolare la portata d'aria aspirata dal compressore:

$$\dot{m}_c = \frac{\dot{m}_{corr} \cdot p_{amb}}{\sqrt{T_{amb}}} \quad (5.4)$$

La conoscenza dell'equazione dell'adiabatica isoentropica e della definizione di rendimento isoentropico di compressione per un gas ideale permette il calcolo della temperatura dell'aria all'uscita del compressore:

$$T_{amb} \cdot p_{amb}^{\frac{1-k}{k}} = T_{2,is} \cdot p_2^{\frac{1-k}{k}} \quad (5.5)$$

$$\eta_{is,c} = \frac{\Delta h_{is}}{\Delta h} = ideal\ gas = \frac{T_{2,is} - T_{amb}}{T_2 - T_{amb}} \quad (5.6)$$

$$T_2 = T_{amb} \cdot \left(1 + \frac{r_c^{\frac{k-1}{k}} - 1}{\eta_{is,c}} \right) \quad (5.7)$$

5.2.2 Modello del serbatoio di accumulo termico (TES)

Il serbatoio di accumulo termico è un contenitore di forma cilindrica, le cui pareti sono realizzate in cemento armato dello spessore di 40 cm e isolate da uno strato di 5 cm di lana di vetro. Il serbatoio è riempito con olio diatermico, nello specifico è stato scelto il THERMINOL[®] VP-1 perché largamente utilizzato nelle applicazioni a media temperatura (fino a 400 °C).

Non vi è nessuna variazione della massa dell'olio all'interno del serbatoio. Avviene invece uno scambio di calore: all'interno del TES sono immerse nell'olio due batterie di scambio termico che hanno lo scopo di raffreddare l'aria in uscita dal compressore

(*cooler*) e successivamente di riscaldare l'aria proveniente dall'AIR STORAGE prima dell'ingresso in turbina (*heater*).

In Fig. 5.4 è rappresentato lo schema semplificato del serbatoio di accumulo termico e il relativo volume di controllo V.C. considerato nel modello.

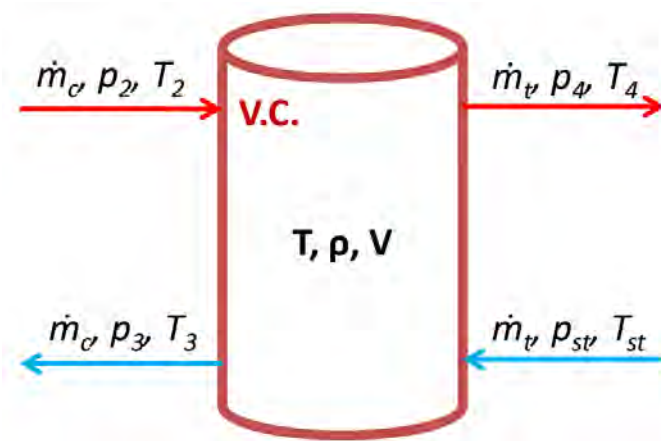


Fig. 5.4. Rappresentazione schematica del serbatoio di accumulo termico e relativo volume di controllo.

Variabili in ingresso:

- \dot{m}_c : portata d'aria proveniente dal compressore;
- p_2 : pressione dell'aria all'uscita dal compressore;
- T_2 : temperatura dell'aria all'uscita dal compressore;
- \dot{m}_t : portata d'aria proveniente dall'AIR STORAGE;
- p_{st} : pressione dell'aria all'uscita dall'AIR STORAGE;
- T_{st} : temperatura dell'aria all'uscita dall'AIR STORAGE.

Parametri fissati: \dot{m}_c, p_3, T_3 $\dot{m}_t, p_{st}, T_{st}$

- $c_{p,air} = 1.004 \left[\frac{J}{kg \cdot K} \right]$: calore specifico dell'aria a pressione costante;
- $h_{TES} = 10 [m]$: altezza del serbatoio TES;
- $r_{TES} = 2,5 [m]$: raggio alla base del serbatoio TES;
- $K_d = \frac{1}{R_{cemento} + R_{lana_vetro}} = \frac{1}{\frac{s_{cem}}{\lambda_{cem}} + \frac{s_{lan}}{\lambda_{lan}}} = \frac{1}{\frac{0,4}{1,91} + \frac{0,05}{0,053}} = 0,00088 \left[\frac{kW}{m^2 \cdot K} \right]$: coefficiente globale di dispersione termica attraverso le pareti del serbatoio;

- $K_{cl} = K_{ht} = 0,055 \left[\frac{kW}{m^2 \cdot K} \right]$: coefficiente globale di scambio termico aria/olio delle batterie di raffreddamento (*cooler*) e di riscaldamento (*heater*) dell'aria [Mion, 2014];
- $A_{cl} = A_{ht} = 350 [m^2]$: superficie di scambio termico delle batterie di raffreddamento (*cooler*) e di riscaldamento (*heater*) dell'aria;
- $p_3 = p_2 \cdot 0,99$: pressione dell'aria all'ingresso dell'AIR STORAGE, calcolata ipotizzando un fattore di perdita di pressione dell'1%;
- $p_4 = p_{st} \cdot 0,99$: pressione dell'aria all'ingresso della turbina, calcolata ipotizzando un fattore di perdita di pressione dell'1%.
- T_e è la temperatura esterna nell'arco della giornata, il cui andamento è rappresentato in Fig. 5.5.

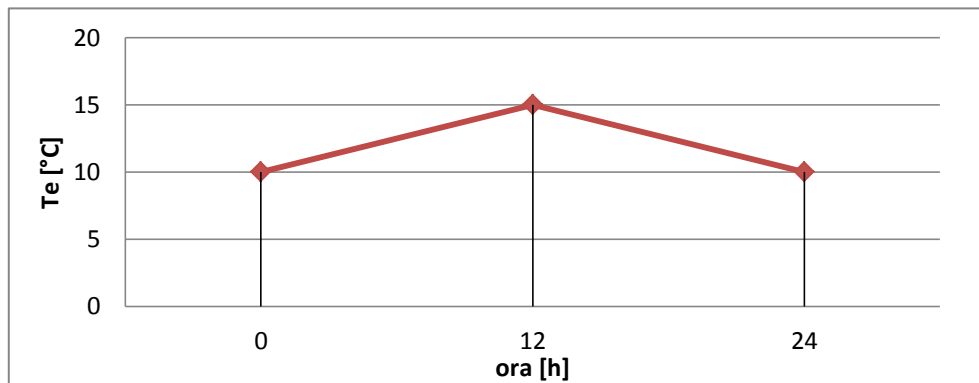


Fig. 5.5. Andamento della temperatura esterna nel tempo.

Variabili calcolate:

- T_{TES} : temperatura dell'olio all'interno del serbatoio di accumulo termico;
- q_{cl} : flusso di calore ceduto dall'aria proveniente dal compressore all'olio contenuto nel serbatoio;
- T_3 : temperatura dell'aria all'ingresso dell'AIR STORAGE;
- q_{ht} : flusso di calore ceduto dall'olio contenuto nel serbatoio all'aria diretta al gruppo di espansione;
- T_4 : temperatura dell'aria all'ingresso della turbina;
- q_d : flusso di calore disperso (scambiato con l'ambiente).

Bilancio di massa:

Lato aria:

$$\dot{m}_{c,in} = \dot{m}_{c,out} \quad \text{e} \quad \dot{m}_{t,in} = \dot{m}_{t,out} \quad (5.8) \quad \text{e} \quad (5.9)$$

Lato olio:

$$\frac{dM(t)}{dt} = \Sigma \dot{m}_{in}(t) - \Sigma \dot{m}_{out}(t) = 0 \quad (5.10)$$

Non è presente una variazione della massa di olio contenuta nel serbatoio di scambio termico.

Bilancio di energia:

$$\frac{dU(t)}{dt} = \Sigma q(t) = q_{cl}(t) - q_{ht}(t) - q_d(t) \quad (5.11)$$

$$\frac{dU(t)}{dt} = \frac{M_{oil} \cdot u(t)}{dt} = \rho_{oil} \cdot V_{TES} \cdot c_{oil} \cdot \frac{dT_{TES}(t)}{dt} \quad (5.12)$$

È possibile ricavare un'unica equazione avente come unica incognita $\frac{dT_{TES}}{dt}$:

$$\frac{dT_{TES}(t)}{dt} = \frac{q_{cl}(t) - q_{ht}(t) - q_d(t)}{\rho_{oil} \cdot V_{TES} \cdot c_{oil}} \quad (5.13)$$

$$\text{Dove: } V_{TES} = \pi \cdot r^2 \cdot h \quad (5.14)$$

La derivata della temperatura nel tempo può essere integrata fornendo un valore iniziale T_0 della temperatura, ottenendo quindi così l'andamento della T_{TES} nel tempo.

Equazioni ausiliarie:

Nell'equazione (5.13) q_{cl} e q_{ht} sono calcolati utilizzando il metodo ε - NTU . Il procedimento è riportato di seguito.

Il bilancio di energia attraverso la batteria di raffreddamento è:

$$q_{cl} = \dot{m}_c \cdot c_{p,air} \cdot (T_2 - T_3) \quad (5.15)$$

Non essendo nota la temperatura T_3 , q_{cl} può essere calcolato anche dalle prestazioni della batteria stessa:

$$\varepsilon = \frac{T_2 - T_3}{T_2 - T_{TES}} = 1 - e^{-NTU} \quad \text{per} \quad \frac{C_{min}}{C_{max}} \sim 0 \quad (5.16)$$

come nel caso in esame

$$\text{Essendo: } NTU_{cl} = \frac{K \cdot A}{C_{min}} = \frac{K_{cl} \cdot A_{cl}}{\dot{m}_c \cdot c_{p,air}} \quad (5.17)$$

e sostituendo $(T_2 - T_3)$ all'espressione dell'efficienza, si ricava:

$$q_{cl} = \dot{m}_c \cdot c_{p,air} \cdot (T_2 - T_{TES}) \cdot (1 - e^{-NTU_{cl}}) \quad (5.18)$$

Una volta noto il calore ceduto dall'aria all'olio è possibile calcolare la temperatura T_3 dall'equazione (5.15):

$$T_3 = T_2 - \frac{q_{cl}}{\dot{m}_c \cdot c_{p,air}}$$

Lo stesso procedimento permette il calcolo di q_{ht} e di T_4 , in particolare:

$$q_{ht} = \dot{m}_t \cdot c_{p,air} \cdot (T_{TES} - T_{st}) \cdot (1 - e^{-NTU_{ht}}) \quad (5.19)$$

$$T_4 = T_{st} + \frac{q_{ht}}{\dot{m}_t \cdot c_{p,air}} \quad (5.20)$$

Il flusso di calore disperso q_d è calcolato nel modo seguente:

$$q_d = K_d \cdot S_{TES} \cdot \Delta T \quad (5.21)$$

$$\text{con } S_{TES} = 2\pi \cdot r \cdot (r + h) \quad \text{e} \quad \Delta T = T_{TES} - T_e \quad (5.22) \quad \text{e} \quad (5.23)$$

Le proprietà ρ_{oil} e c_{oil} dell'olio al variare della temperatura T_{TES} , sono calcolate mediante le seguenti espressioni polinomiali trovate nella scheda tecnica del THERMINOL[®] VP-1 prodotto da Solutia:

$$\rho_{oil}(T[^\circ C]) = -0,90797 \cdot (T) + 0,00078116 \cdot (T^2) - 2,367 \cdot 10^{-6} \cdot (T^3) + 1.083,25 \left[\frac{kg}{m^3} \right] \quad (5.24)$$

$$c_{oil}(T[^\circ C]) = 0,002414 \cdot (T) + 5,9591 \cdot 10^{-6} \cdot (T^2) - 2,9879 \cdot 10^{-8} \cdot (T^3) + 4,4172 \cdot 10^{-11} \cdot (T^4) + 1,498 \left[\frac{kJ}{kg \cdot K} \right] \quad (5.25)$$

5.2.3 Modello del serbatoio dell'aria compressa

Solitamente il serbatoio di un impianto A-CAES è costituito da una caverna sotterranea preferibilmente di origine salina, deformabile, anche se in modo trascurabile, e soggetta a perdite d'aria. In questa analisi è stato considerato un serbatoio rigido di volume V_{st} costante e caratterizzato da una perdita d'aria annua trascurabile. In letteratura la perdita d'aria media si attesta intorno al 3% del volume totale annuo immagazzinato ma essa dipende anche dalla tipologia di serbatoio utilizzato [Samaniego, 2010].

Nel modello il volume di controllo considerato viene mostrato in Fig. 5.6. L'aria presente nel serbatoio è trattata come una miscela ideale di gas ideali.

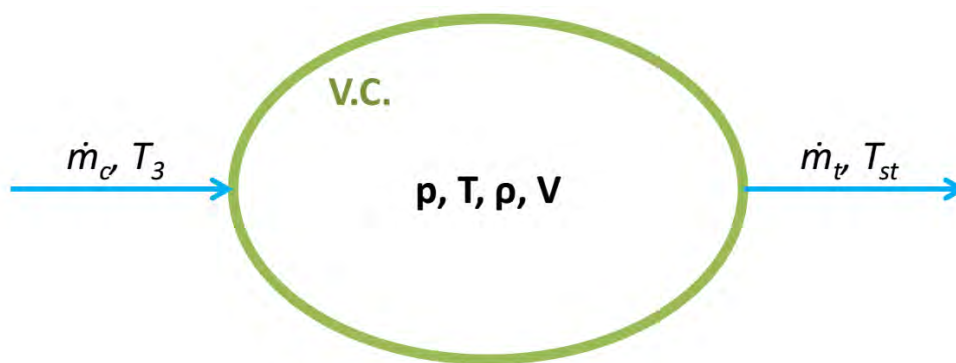


Fig. 5.6. Rappresentazione schematica del serbatoio dell'aria e relativo volume di controllo.

Variabili in ingresso:

- \dot{m}_c : portata d'aria proveniente dal compressore;
- T_3 : temperatura dell'aria calcolata all'uscita del serbatoio di accumulo termico TES;
- \dot{m}_t : portata d'aria richiesta dalla turbina.

Parametri fissati:

- $R_{air} = 287,05 \left[\frac{J}{kg \cdot K} \right]$: costante dei gas specifica per l'aria secca;
- $V_{st} = 300.000 [m^3]$: volume totale del serbatoio;
- $T_{rif} = 0 [K]$: temperatura di riferimento per l'entalpia.

Variabili calcolate:

- p_{st} : pressione dell'aria all'interno del serbatoio;
- T_{st} : temperatura dell'aria all'interno del serbatoio.

Il calcolo di p_{st} e di T_{st} è affidato a un sistema di due equazioni differenziali composto dai bilanci di massa e di energia del serbatoio, entrambi in condizioni non stazionarie.

Bilancio di massa:

$$\frac{dM(t)}{dt} = \Sigma \dot{m}_{in}(t) - \Sigma \dot{m}_{out}(t) \quad (5.26)$$

Sostituendo $M = \rho \cdot V$ e $\rho = \frac{p}{R_{air} \cdot T}$ si ottiene:

$$\frac{\dot{m}_c(t) - \dot{m}_t(t)}{V_{st}} = \frac{1}{R_{air} \cdot T(t_{-1})} \cdot \frac{dp}{dt} - \frac{p(t_{-1})}{R_{air} \cdot T^2(t_{-1})} \cdot \frac{dT}{dt} \quad (5.27)$$

Bilancio di energia:

$$\frac{dU(t)}{dt} = \Sigma(\dot{m}_{in}(t) \cdot h_{in}(t)) - (\Sigma\dot{m}_{out}(t) \cdot h_{out}(t)) \quad (5.28)$$

Sostituendo $M = \rho \cdot V$, $\rho = \frac{p}{R_{air} \cdot T}$, $u = c_v \cdot T$ e $h = (T - T_{rif}) \cdot (c_v + R_{air})$ si ottiene:

$$\begin{aligned} & \frac{\dot{m}_c(t) \cdot T_3(t) \cdot (c_v + R_{air}) - \dot{m}_t(t) \cdot T_{st}(t_{-1}) \cdot (c_v + R_{air})}{V_{st}} \\ & = c_v \cdot T(t_{-1}) \cdot \left(\frac{1}{R_{air} \cdot T(t_{-1})} \cdot \frac{dp}{dt} - \frac{p(t_{-1})}{R_{air} \cdot T^2(t_{-1})} \cdot \frac{dT}{dt} \right) + \frac{p(t_{-1})}{R_{air} \cdot T(t_{-1})} \cdot \left(c_v \frac{dT}{dt} \right) \end{aligned} \quad (5.29)$$

Da questi due bilanci si ricava un sistema di due equazioni differenziali nelle due incognite $\frac{dp}{dt}$ e $\frac{dT}{dt}$, in funzione delle portate di ingresso e di uscita e della temperatura T_3 :

(5.30)

$$\begin{bmatrix} \frac{dp}{dt} \\ \frac{dT}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{R_{air} \cdot T(t_{-1})} & -\frac{p(t_{-1})}{R_{air} \cdot T^2(t_{-1})} \\ \frac{c_v}{R_{air}} & 0 \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \frac{\dot{m}_c(t) - \dot{m}_t(t)}{V_{st}} \\ \frac{\dot{m}_c(t) \cdot T_3(t) \cdot (c_v + R_{air}) - \dot{m}_t(t) \cdot T_{st}(t_{-1}) \cdot (c_v + R_{air})}{V_{st}} \end{bmatrix}$$

$\frac{dp}{dt}$ e $\frac{dT}{dt}$ possono essere integrate fornendo un valore iniziale (p_0 e T_0).

Le variabili $p(t_{-1})$ e $T(t_{-1}) = T_{st}(t_{-1})$ dipendono dal tempo $(t - 1)$ perchè sono contemporaneamente variabili in ingresso e variabili calcolate. Per evitare un *loop* algebrico si utilizza il blocco *Memory* di *Simulink* che consente di aggiornare le variabili all'ingresso con il valore calcolato all'istante precedente.

Equazioni ausiliarie:

Il calore specifico a volume costante c_v varia in funzione della temperatura dell'aria (T_3 o T_{st}), per calcolarlo è stata utilizzata la seguente equazione polinomiale:

$$c_v(T[K]) = -4E^{-10} \cdot (T^3) + 9E^{-7} \cdot (T^2) - 0,0004 \cdot (T) + 0,762 \left[\frac{J}{kg \cdot K} \right] \quad (5.31)$$

5.2.4 Modello della turbina

La turbina è stata modellata ipotizzando un singolo stadio di espansione. E' stata reperita in letteratura una curva caratteristica di una turbina a gas e successivamente adattata al modello [Wikipedia - General Electric LM 2500].

L'esercizio del blocco di espansione è subordinato ai controlli vigenti sui parametri termodinamici dell'impianto, in particolare alla pressione del serbatoio dell'aria compressa. In generale le turbine lavorano con una pressione dell'aria in ingresso maggiore o uguale a 25 bar, il rapporto di espansione nominale considerato in questo caso è invece equivalente a 50.

La portata nominale elaborabile dalla turbina viene fissata a seconda dello scenario di simulazione esaminato ed è inizialmente posta pari a 120 kg/s. Sebbene la trattazione non sia stazionaria, la portata elaborata dalla turbina rimane costante istante per istante in quanto il gruppo di espansione è trattato come un ugello che opera in condizioni di *choking* secondo la teoria di Stodola [Cooke, 1985].

Variabili in ingresso:

- p_4 : pressione dell'aria all'ingresso della turbina;
- T_4 : temperatura dell'aria all'ingresso della turbina;
- $p_{out} = 102.000 [Pa]$: contropressione allo scarico della turbina.

Parametri fissati:

- $c_{p,air} = 1.004 \left[\frac{J}{kg \cdot K} \right]$: calore specifico dell'aria a pressione costante;
- $k_{air} = \frac{c_{p,air}}{c_{v,air}} = 1,4$: rapporto dei calori specifici dell'aria;

- $R_{air} = 287,05 \left[\frac{J}{kg \cdot K} \right]$: costante dei gas specifica per l'aria;
- $\dot{m}_{t,DP} = 120 \left[\frac{kg}{s} \right]$: portata d'aria elaborata dalla turbina in condizioni di design point;
- $r_{e,DP} = 50$: rapporto di espansione in condizioni di design point;
- $p_{in,DP} = 45.000.000 [Pa]$: pressione dell'aria all'ingresso della turbina in condizioni di design point;
- $T_{in,DP} = 700 [K]$: temperatura dell'aria all'ingresso della turbina in condizioni di design point;
- $\eta_m = 0,985$: rendimento meccanico della turbina;
- $\dot{m}_{corr,DP} = \frac{\dot{m}_{t,DP} \cdot \sqrt{T_{in,DP}}}{p_{in,DP}} = 0,0007055 \left[\frac{kg}{Pa} \cdot \sqrt{K} \right]$: portata d'aria corretta in condizioni di design point;
- $K_{Stodola} = \frac{\dot{m}_{t,DP}}{\sqrt{\rho_{air,DP} \cdot p_{in,DP} \cdot \left(1 - \frac{1}{r_{e,DP}^2}\right)}} = \frac{\dot{m}_{t,DP}}{\sqrt{\frac{p_{in,DP}^2}{R_{air} \cdot T_{in,DP}} \cdot \left(1 - \frac{1}{r_{e,DP}^2}\right)}} = 0,01196 \left[\frac{W}{Pa} \right]$: costante di Stodola.

Variabili calcolate:

- \dot{m}_t : portata d'aria elaborata dalla turbina;
- $\eta_{is,t}$: rendimento isoentropico della turbina;
- T_{out} : temperatura dell'aria all'uscita dalla turbina;
- P_t : potenza meccanica generata dalla turbina.

Bilancio di massa:

La turbina si può considerare come un blocco *transito di massa*, pertanto il suo bilancio di massa risulta essere semplicemente:

$$\dot{m}_{t,in} = \dot{m}_{t,out} \quad (5.32)$$

Bilancio di energia:

Determina la potenza meccanica prodotta dalla turbina che coincide con la potenza meccanica in uscita dal sistema CAES:

$$P_t = \eta_m \cdot \dot{m}_t \cdot c_{p,air} \cdot (T_4 - T_{out}) \quad (5.33)$$

Equazioni ausiliarie:

La portata d'aria elaborata dalla turbina viene calcolata istante per istante al variare delle proprie condizioni di ingresso. Si utilizza la relazione di Stodola:

$$\dot{m}_t = K_{Stodola} \cdot \sqrt{\frac{p_4^2}{R_{air} \cdot T_4} \cdot \left(1 - \frac{1}{r_e^2}\right)} \quad (5.34)$$

Questa equazione deriva dalla teoria di Stodola, secondo la quale ogni gruppo di stadi di turbina risente del comportamento *choked* degli ultimi stadi. Stodola verifica sperimentalmente che il coefficiente di flusso di massa ϕ_i risulta costante per tutti gli stadi di turbina:

$$\phi_i = \frac{\dot{m}}{\sqrt{\frac{p_i}{v_i}}} = \frac{\dot{m}}{\sqrt{p_i \cdot \rho_i}} = ideal\ gas = \frac{\dot{m} \cdot \sqrt{T_i}}{p_i} = cost \quad (5.35)$$

Che si collega direttamente alla *Legge dell'Ellisse* di Stodola (1927):

$$\phi_i \propto \sqrt{1 - \left(\frac{p_{out}}{p_{in}}\right)^2} \quad (5.36)$$

Questa proporzionalità è dovuta proprio alla costante di Stodola:

$$\phi_i = K_{Stodola} \cdot \sqrt{1 - \left(\frac{p_{out}}{p_{in}}\right)^2} \quad (5.37)$$

$$\dot{m} = K_{Stodola} \cdot \frac{p_i}{\sqrt{T_i}} \cdot \sqrt{1 - \left(\frac{p_{out}}{p_{in}}\right)^2} = ideal\ gas = K_{Stodola} \cdot \sqrt{\rho_i \cdot p_i \cdot \left(1 - \frac{1}{r_e^2}\right)} \quad (5.38)$$

Il calcolo di \dot{m}_t permette di calcolare la portata corretta: $\dot{m}_{corr} = \frac{\dot{m}_t \cdot \sqrt{T_4}}{p_4}$ (5.39)

Con il rapporto $\frac{\dot{m}_{corr}}{\dot{m}_{corr,DP}}$ è possibile ricavare dalla mappa del rendimento isoentropico $\eta_{is,t}$ al variare delle condizioni di carico della turbina. La Fig. 5.7 mostra la rappresentazione grafica della mappa utilizzata.

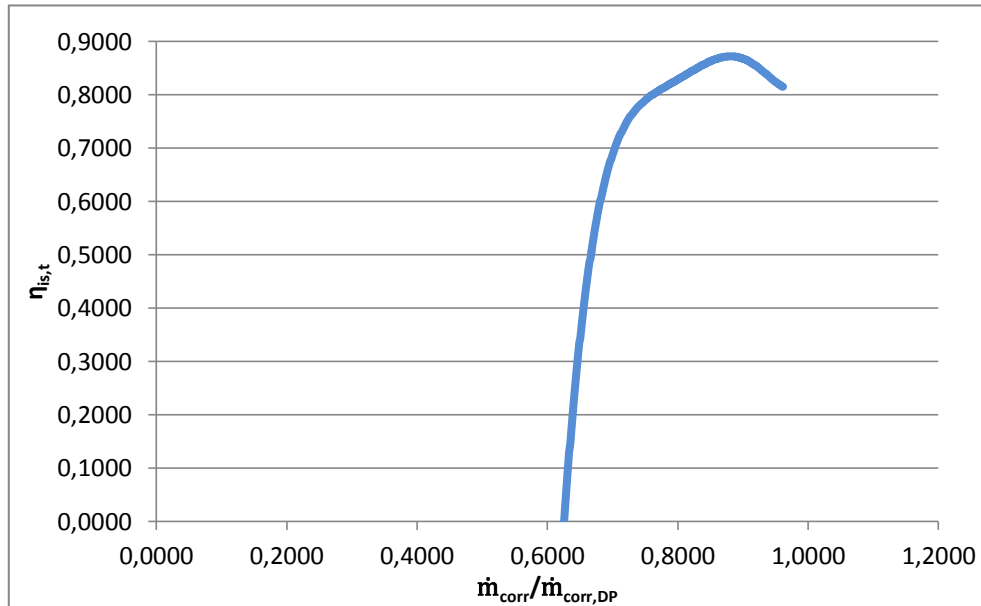


Fig. 5.7. Mappa del rendimento isoentropico al variare della portata adimensionale.

La conoscenza dell'equazione dell'adiabatica isoentropica e della definizione di rendimento isoentropico di espansione per un gas ideale permette il calcolo della temperatura dell'aria all'uscita della turbina:

$$T_4 \cdot p_4^{\frac{1-k}{k}} = T_{out,is} \cdot p_{out}^{\frac{1-k}{k}} \quad (5.40)$$

$$\eta_{is,t} = \frac{\Delta h}{\Delta h_{is}} = \text{ideal gas} = \frac{T_4 - T_{out}}{T_4 - T_{out,is}} \quad (5.41)$$

$$T_{out} = T_4 \cdot \left[1 - \eta_{is,t} \cdot \left(1 - r_e^{\frac{1-k}{k}} \right) \right] \quad (5.42)$$

5.3 Componenti aggiuntivi

Il sistema presenta dei vincoli tecnologici che verranno risolti passo dopo passo con l'introduzione di alcuni componenti aggiuntivi.

Di seguito sono presentati i modelli di questi componenti aggiuntivi, per le considerazioni sulle simulazioni e gli effetti dovuti all'introduzione di questi componenti si rimanda al paragrafo successivo dedicato alla presentazione e discussione dei risultati.

5.3.1 Modello dell'*aftercooler*

L'*aftercooler* è uno scambiatore di calore la cui funzione è quella di raffreddare l'aria proveniente dal serbatoio di accumulo termico TES fino alla temperatura di 50 °C, prima dello stoccaggio nel serbatoio sotterraneo (Fig. 5.8). Il flusso di raffreddamento è costituito da un portata d'acqua alla temperatura di 15 °C (prelevabile da un fiume o lago vicino). Si impone che la temperatura dell'acqua di raffreddamento all'uscita dall'*aftercooler* non superi i 30 °C per evitare di danneggiare la flora o fauna nella zona di reimmissione.

Questo processo è necessario perché le alte temperature dell'aria possono danneggiare le pareti del serbatoio, inoltre così facendo si incrementa la capacità di stoccaggio del serbatoio stesso perché un gas molto caldo a parità di pressione ha una densità inferiore rispetto a quella dello stesso gas a una temperatura più bassa.

Nell'*aftercooler* viene calcolata ad ogni istante la portata d'acqua necessaria a raffreddare l'aria nel medesimo istante.

La Fig. 5.8 mostra una rappresentazione schematica del sistema modificato con l'introduzione del componente *aftercooler*. Sono inoltre mostrate le variabili in ingresso e calcolate dal nuovo componente.

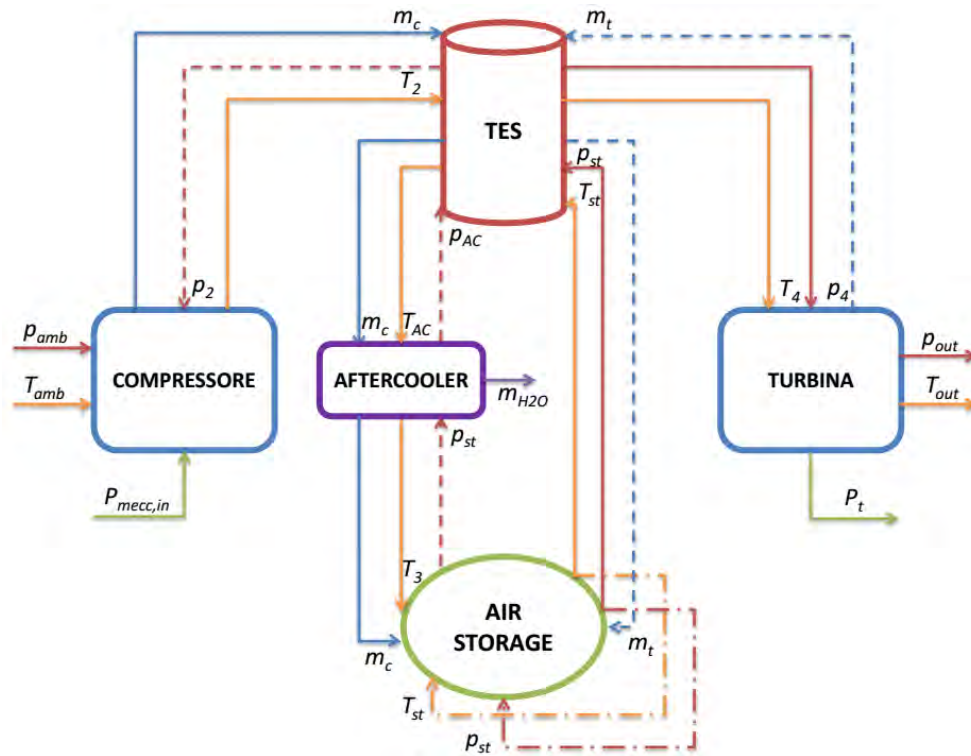


Fig. 5.8. Rappresentazione semplificata del sistema CAES in analisi con l'introduzione dell'*aftercooler*.

Variabili in ingresso:

- \dot{m}_c : portata d'aria proveniente dal compressore;
- p_{AC} : pressione dell'aria all'uscita dal serbatoio di accumulo termico TES;
- T_{AC} : temperatura dell'aria all'uscita dal serbatoio di accumulo termico TES.

Parametri fissati:

- $c_{p,air} = 1.004 \left[\frac{J}{kg \cdot K} \right]$: calore specifico dell'aria a pressione costante;
- $c_{p,H2O} = 4.186 \left[\frac{J}{kg \cdot K} \right]$: calore specifico dell'acqua a pressione costante;
- $T_3 = 323,15 [K]$: temperatura dell'aria all'uscita dell'*aftercooler*;
- $T_{in,H2O} = 288,15 [K]$: temperatura dell'acqua all'ingresso dell'*aftercooler*;
- $T_{out,H2O} = 303,15 [K]$: temperatura dell'aria all'uscita dell'*aftercooler*;
- $A_{AC} = 400 [m^2]$: area di scambio della batteria di post raffreddamento;
- $K_{AC} = 0,57 \left[\frac{kW}{m^2 \cdot K} \right]$: coefficiente globale di scambio termico aria/acqua della batteria di post raffreddamento [Bonacina-Cavallini-Mattarolo, 1992].

Variabili calcolate:

- \dot{m}_{H_2O} : portata d'acqua di raffreddamento necessaria;
- p_3 : pressione dell'aria all'ingresso dell'AIR STORAGE.

Bilancio di massa:

Questo componente lavora in regime stazionario calcolando di volta in volta la portata d'acqua necessaria al raffreddamento dell'aria.

$$\dot{m}_{c,in} = \dot{m}_{c,out} \quad \text{e} \quad \dot{m}_{H_2O,in} = \dot{m}_{H_2O,out} \quad (5.43) \quad \text{e} \quad (5.44)$$

Bilancio di energia:

Si riportano le equazioni caratteristiche degli scambiatori di calore che permettono di calcolare la quantità di calore scambiato istante per istante.

$$q_{AC} = \dot{m}_c \cdot c_{p,air} \cdot (T_{AC} - T_3) \quad (5.45)$$

$$q_{AC} = K_{AC} \cdot A_{AC} \cdot \Delta T_{ml} \quad (5.46)$$

$$q_{AC} = \dot{m}_{H_2O} \cdot c_{p,H_2O} \cdot (T_{out,H_2O} - T_{in,H_2O}) \quad (5.47)$$

Equazioni ausiliarie:

La pressione p_3 è determinata ipotizzando un fattore di perdita di pressione all'interno dell'*aftercooler* pari al 1% della pressione in ingresso p_{AC} .

Fissata T_3 è possibile ricavare il calore q_{AC} che deve essere asportato dall'aria attraverso l'acqua di raffreddamento. Restano quindi da calcolare la superficie di scambio A_{AC} e la portata d'acqua di raffreddamento \dot{m}_{H_2O} . Per fare ciò è necessario definire prima la differenza di temperatura media logaritmica:

$$\Delta T_{ml} = \frac{\Delta_1 - \Delta_2}{\ln \frac{\Delta_1}{\Delta_2}} = \frac{(T_{AC} - T_{out,H2O}) - (T_3 - T_{in,H2O})}{\ln \frac{T_{AC} - T_{out,H2O}}{T_3 - T_{in,H2O}}} \quad (5.48)$$

Che permette il calcolo in condizioni di *design point* della superficie di scambio della batteria di post raffreddamento:

$$A_{AC} = \frac{q_{AC}}{K_{AC} \cdot \Delta T_{ml}} \quad (5.49)$$

In condizioni di *off design* si calcola la portata d'acqua al variare della temperatura dell'aria in ingresso alla batteria di post raffreddamento:

$$\dot{m}_{H2O} = \frac{q_{AC}}{C_{p,H2O} \cdot (T_{out,H2O} - T_{in,H2O})} \quad (5.50)$$

5.3.2 Modello della camera di combustione

L'introduzione di una camera di combustione adiabatica (CC) alimentata a gas naturale è resa necessaria dal fatto che l'aria esce dalla turbina del sistema in Fig. 5.8 ad una temperatura troppo bassa (~ 165 K) rendendo il processo impossibile da realizzare.

Si suddivide quindi la turbina in due gruppi di stadi con una camera di combustione interposta tra il primo e il secondo gruppo di stadi (Fig. 5.9).

Il primo gruppo di stadi (TURBINA 1) opera secondo la logica presentata nel Paragrafo 5.2.4 ed espande l'aria fino a una pressione di 26 bar, mentre il secondo gruppo (TURBINA 2) espande i gas provenienti dalla camera di combustione fino a una pressione finale di 1,02 bar. Il rendimento isoentropico del secondo gruppo di stadi è calcolato con la stessa mappa adimensionale presentata alla fine del Paragrafo 5.2.4, i valori di *design point* sono stati adattati alle diverse condizioni di funzionamento.

Il rapporto tra la portata di combustibile e la portata d'aria è stato fissato pari all'1%, sufficiente ad innalzare la temperatura allo scarico della turbina fino a circa 413 K. Nel Paragrafo 5.4.4 verrà presentata un'analisi di sensitività allo scopo di valutare il

rendimento round-trip del sistema, la temperatura allo scarico della TURBINA 2 e l'energia ottenibile in fase di scarica al variare della portata di *fuel*.

La Fig. 5.9 mostra una rappresentazione schematica del sistema finale comprensivo di camera di combustione e doppio stadio di turbina.

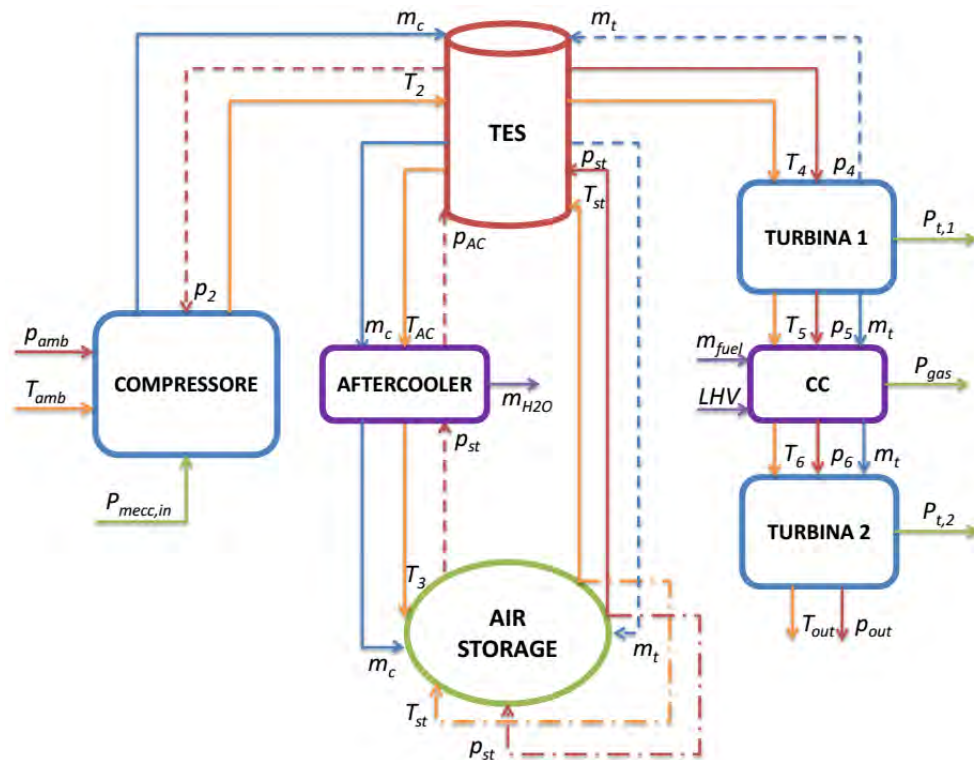


Fig. 5.9. Rappresentazione semplificata del sistema CAES in analisi con l'introduzione finale di CC e secondo gruppo di espansione.

Variabili in ingresso:

- \dot{m}_t : portata d'aria proveniente dal primo gruppo di espansione;
- p_5 : pressione dell'aria all'ingresso della CC;
- T_5 : temperatura dell'aria all'ingresso della CC.

Parametri fissati:

- $\frac{\dot{m}_{fuel}}{\dot{m}_t} = \psi = 0,01 = 1\%$: rapporto di dosaggio *fuel/air*;
- $LHV = 50.056.000 \left[\frac{J}{kg} \right]$: potere calorifico inferiore del gas naturale;
- $\frac{p_6}{p_5} = f_{CC} = 0,99$: fattore di perdita di pressione in CC;
- $\eta_{CC} = 0,98$: rendimento di combustione;

- $T_0 = 288,15 [K]$: temperatura di riferimento per la combustione;
- $c_{p,gas} = 1.170 \left[\frac{J}{kg \cdot K} \right]$: calore specifico dei gas di combustione;
- $k_{gas} = \frac{c_{p,gas}}{c_{v,gas}} = 1,33$: rapporto dei calori specifici dei gas di combustione (usato solo nei calcoli del secondo gruppo di espansione).

Variabili calcolate:

- p_6 : pressione dell'aria all'uscita della CC;
- T_6 : temperatura dell'aria all'uscita della CC;
- P_{gas} : potenza consumata in termini di gas naturale.

Bilancio di massa:

La portata di aria si somma a quella del *fuel* per formare la portata complessiva dei gas di combustione:

$$\dot{m}_t + \dot{m}_{fuel} = \dot{m}_{gas} \quad (5.51)$$

Bilancio di energia:

Assumendo che i gas siano a comportamento ideale il bilancio di combustione è:

$$\dot{m}_t \cdot c_{p,air} \cdot (T_5 - T_0) + \dot{m}_{fuel} \cdot LHV \cdot \eta_{CC} = \dot{m}_{gas} \cdot c_{p,gas} \cdot (T_6 - T_0) \quad (5.52)$$

Dove η_{CC} tiene conto del calore disperso verso l'esterno e delle perdite per possibile combustione incompleta.

Equazioni ausiliarie:

Dalla definizione di fattore di perdita di pressione si calcola la pressione di uscita dei gas dalla camera di combustione:

$$p_6 = f_{CC} \cdot p_5 \quad (5.53)$$

Dal bilancio di energia, equazione (5.52), è possibile isolare la temperatura di fine combustione T_6 dei gas:

$$T_6 = T_0 + \frac{\dot{m}_t \cdot c_{p,air} \cdot (T_5 - T_0) + \dot{m}_{fuel} \cdot LHV \cdot \eta_{CC}}{\dot{m}_{gas} \cdot c_{p,gas}}$$

La potenza consumata in termini di gas naturale è semplicemente:

$$P_{gas} = \dot{m}_{fuel} \cdot LHV \quad (5.54)$$

5.4 Presentazione e discussione dei risultati

In questo paragrafo vengono presentati e discussi i risultati ottenuti dalle simulazioni di funzionamento giornaliero di un sistema CAES che sfrutta la presenza di un serbatoio TES per recuperare e stoccare parte del calore generato dal processo di compressione dell'aria.

Sono state compiute tre simulazioni riferite a tre diverse configurazioni dello stesso modello CAES:

- Simulazione A: fa riferimento al modello più semplice schematizzato in Fig. 5.1;
- Simulazione B: fa riferimento al modello con l'introduzione dell'*aftercooler* tra serbatoio TES e AIR STORAGE schematizzato in Fig. 5.8;
- Simulazione C: fa riferimento al modello completo, comprensivo di *aftercooler*, camera di combustione e doppio gruppo di espansione schematizzato in Fig. 5.9.

5.4.1 Input di potenza sfruttata in fase di carica

In fase di carica il sistema utilizza un input di potenza elettrica messa a disposizione da sistemi di produzione basati sulle fonti rinnovabili, come ad esempio un parco eolico o un campo fotovoltaico.

L'andamento della potenza utilizzata in input è a gradino, andamento che simula le oscillazioni tipiche di un sistema di produzione basato sulle fonti rinnovabili (Fig. 5.10).

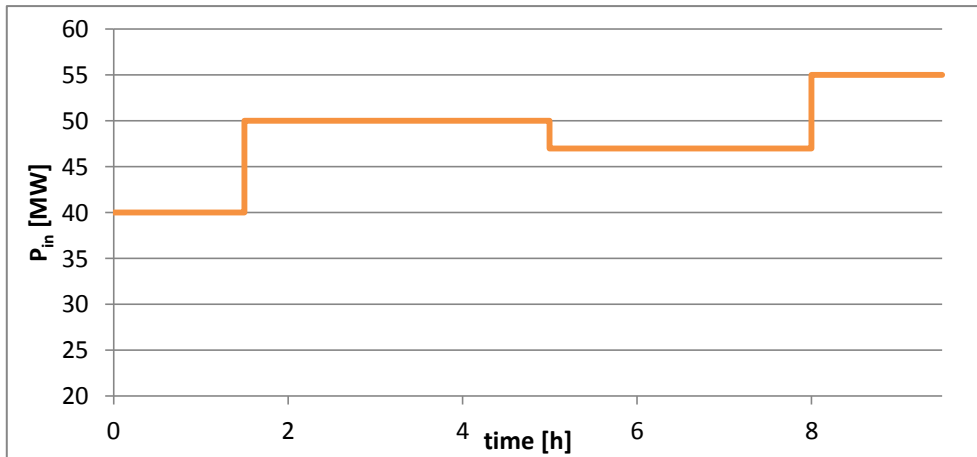


Fig. 5.10. Sorgente di potenza utilizzata per la fase di carica del sistema CAES.

La potenza disponibile nella fase di carica varia da un valore minimo di 40 MW a un valore massimo di 55 MW e il tempo di carica del sistema è stato fissato pari a 9,5 ore, tempo sufficiente per portare il serbatoio di stoccaggio dell'aria a una pressione adeguata per il processo di espansione. Questo dato di input è mantenuto costante in tutte e tre le simulazioni.

5.4.2 Simulazione A: A-CAES

In questa prima simulazione si prende in considerazione il modello in Fig. 5.1. Le fasi di funzionamento del sistema sono tre:

- carica: della durata di 9,5 ore e coerente con la sorgente di potenza presentata nel Paragrafo 5.4.1;
- stand-by: della durata di 3 ore, in questo periodo il sistema resta in attesa (compressore e turbina sono fermi);
- scarica: della durata di 11,5 ore, la fase di scarica termina quando la pressione nell'AIR STORAGE ritorna ad essere pari al valore iniziale (30 bar).

In Tab. 5.1 vengono riassunti i tempi ipotizzati per ciascuna fase.

Fase di funzionamento	time [h]
carica	9,5
stand-by	3
scarica	11,5

Tab. 5.1. Riepilogo temporale delle fasi di funzionamento nella Simulazione A.

Di seguito sono presentati e discussi gli andamenti nel tempo delle grandezze caratteristiche del sistema CAES analizzato.

Gli andamenti della pressione (Fig. 5.11) e della temperatura (Fig. 5.12) dell'aria nell'AIR STORAGE sono i più rappresentativi.

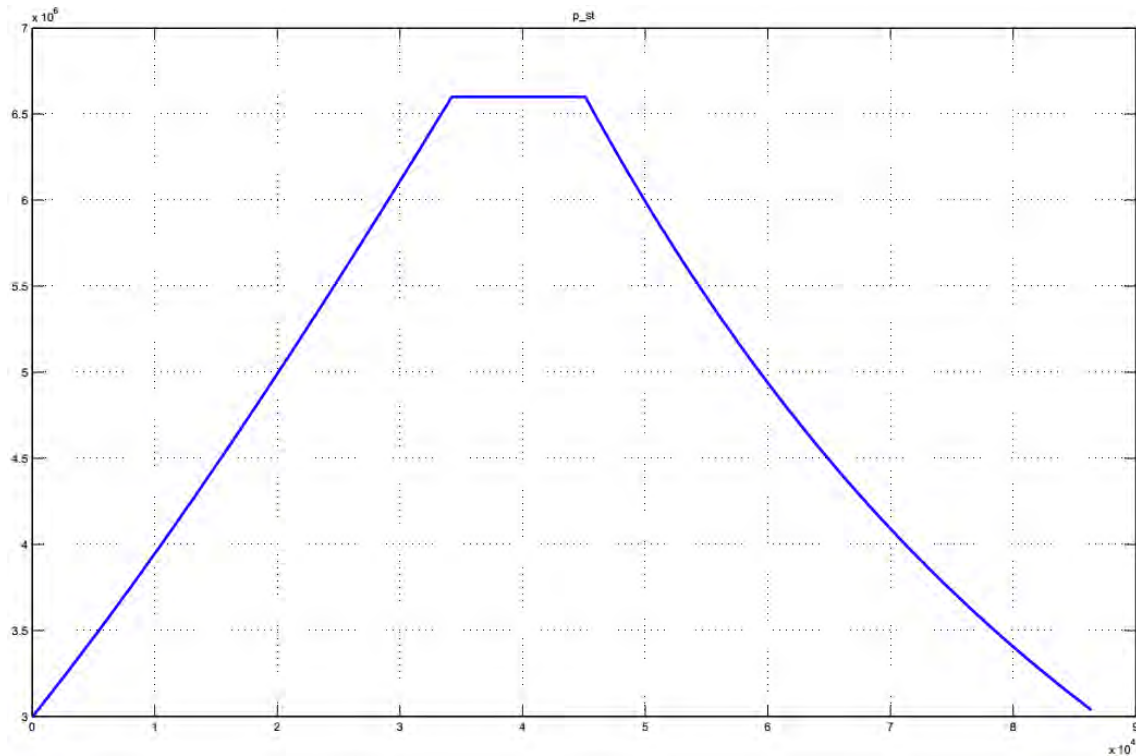


Fig. 5.11. Andamento della pressione all'interno dell'AIR STORAGE (Simulazione A).

Durante la fase di carica la pressione dell'aria nel serbatoio passa dal valore iniziale di 30 bar a un valore finale di circa 66 bar. Viceversa durante la fase di scarica la pressione diminuisce dal valore di 66 bar fino al valore iniziale di 30 bar.

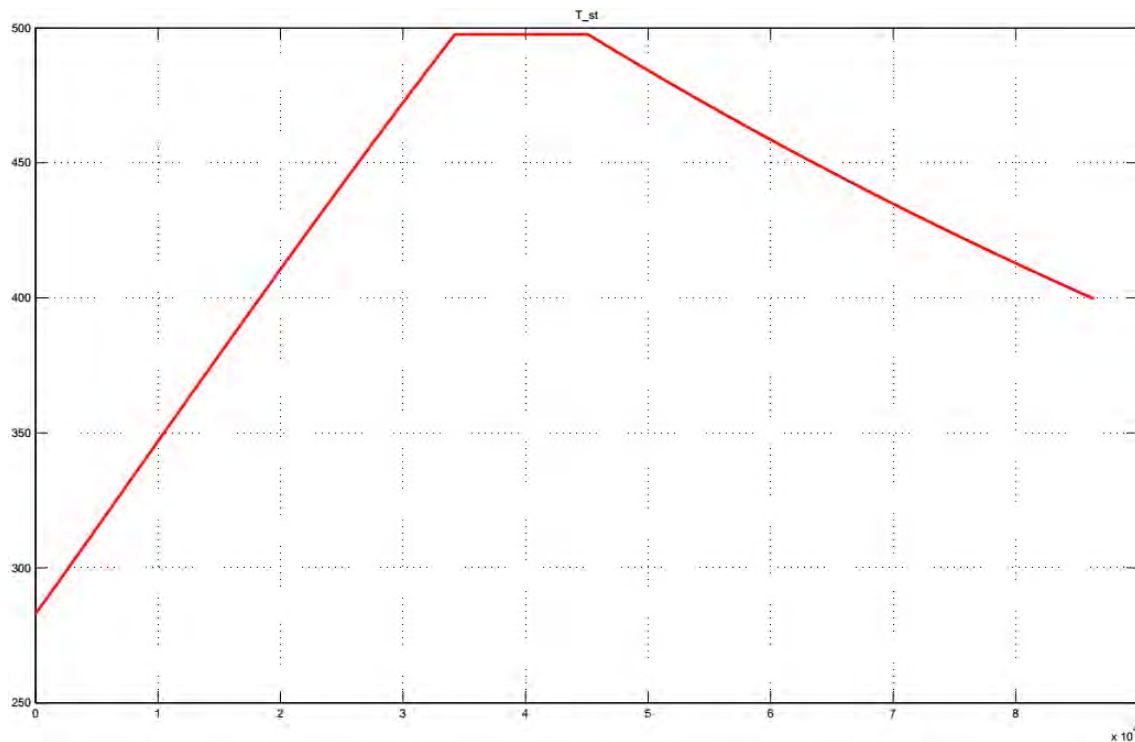


Fig. 5.12. Andamento della temperatura all'interno dell'AIR STORAGE (Simulazione A).

La temperatura dell'aria all'interno dell'AIR STORAGE cresce durante la fase di carica dal valore iniziale di 288,15 K a un valore di poco inferiore ai 500 K. Nella fase di scarica la temperatura torna a scendere ma alla fine resta comunque molto elevata (400 K).

Come è già stato anticipato, una temperatura dell'aria elevata all'interno dell'AIR STORAGE può danneggiarne le pareti e limitarne la capacità di accumulo.

Un'altra grandezza importante è la temperatura all'interno del serbatoio di accumulo termico TES.

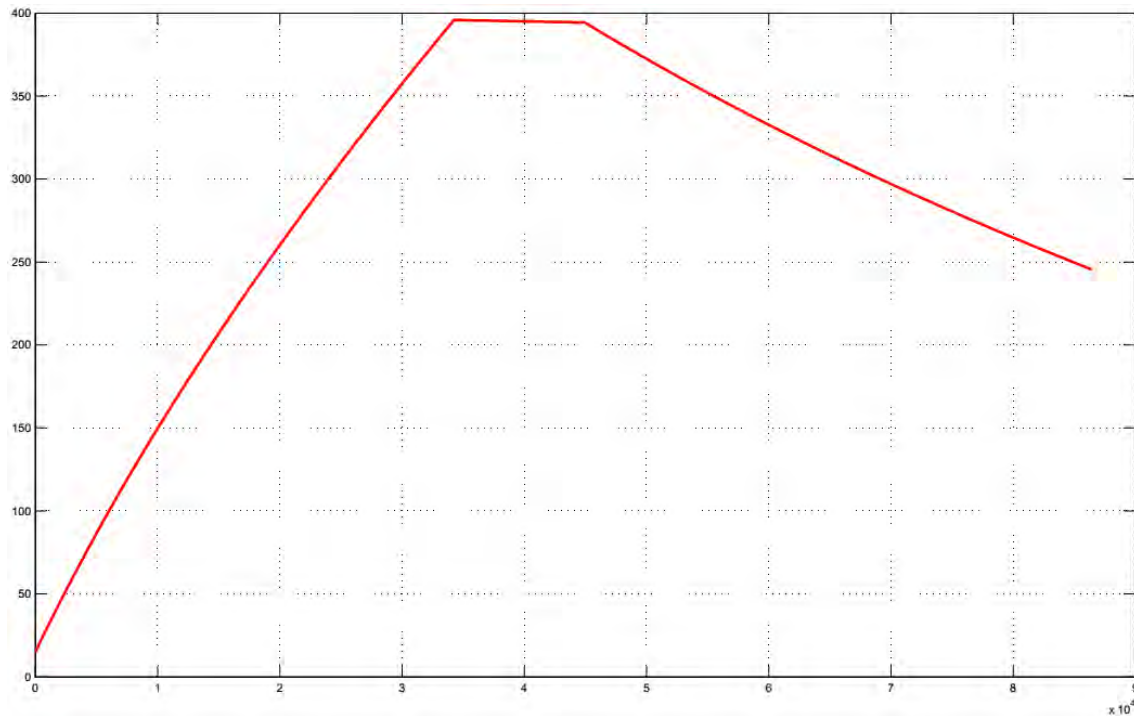


Fig. 5.13. Andamento della temperatura all'interno del TES (Simulazione A).

Come si può notare dalla Fig. 5.13 la temperatura dell'olio nel TES cresce durante la fase di carica dal valore iniziale di 15 °C al valore finale di 395 °C. È molto importante che questa temperatura non superi i 400 °C per evitare il degradamento dell'olio THERMINOL[®] VP-1. Durante la fase di scarica l'olio si raffredda fino a una temperatura di poco inferiore a 250 °C. Questo calore residuo può essere un problema per le successive fasi di carica ma può essere dissipato con un sistema di raffreddamento ausiliario o meglio recuperato per altri utilizzi (es. processi industriali, teleriscaldamento, ecc.).

L'andamento della portata d'aria aspirata dal compressore è stato ricavato con una simulazione particolare a potenza costante e pari a 50 MW. In questo modo è stato possibile ottenere una curva rappresentativa della variazione della portata durante la fase di carica, senza l'influenza oscillatoria della sorgente di potenza a gradini.

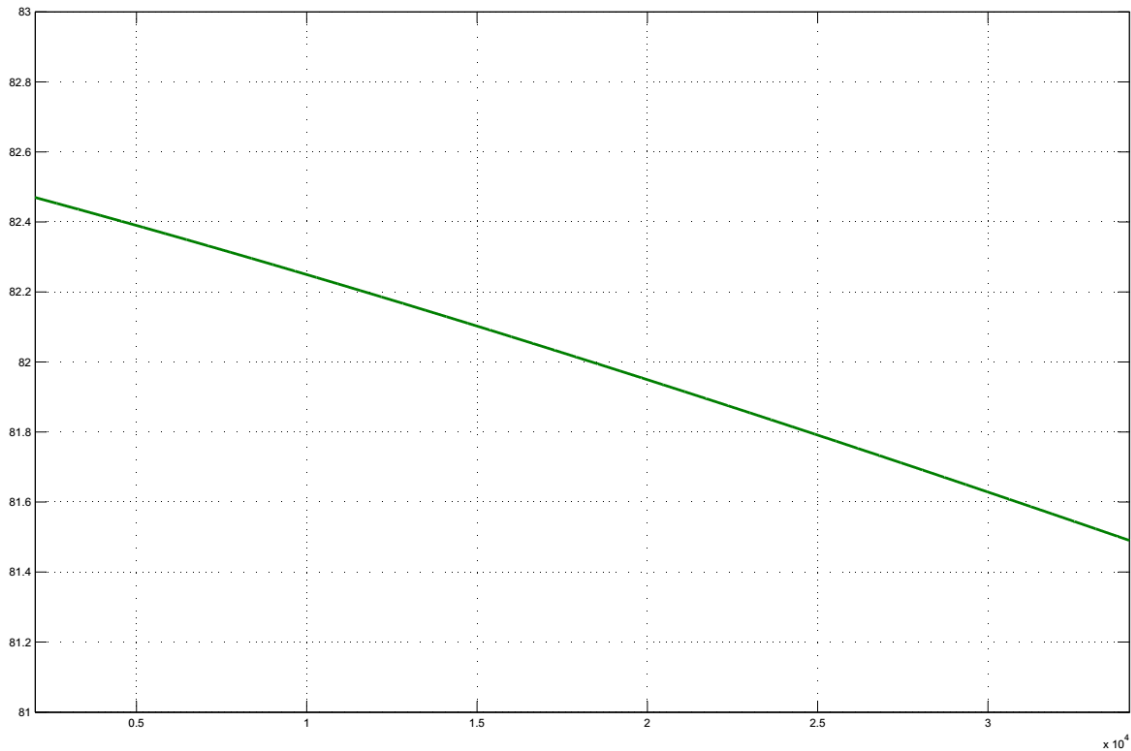


Fig. 5.14. Andamento della portata aspirata dal compressore (Simulazione A).

Dalla Fig. 5.14 si nota che la portata d'aria si riduce, seppur di poco, all'aumentare della pressione dell'aria nell'AIR STORAGE e quindi del rapporto di compressione, diminuzione imposta dalle mappe del compressore.

La portata d'aria non si riduce di molto all'aumentare del rapporto di compressione perché il compressore può operare a numero di giri variabile. Al crescere del rapporto di compressione il compressore aumenta la velocità di rotazione mantenendo il valore della portata aspirata quasi costante (82,45÷81,5 kg/s).

Anche gli andamenti della portata dell'aria in ingresso alla turbina (Fig. 5.15) e della potenza prodotta dal gruppo di espansione (Fig. 5.16) risultano essere interessanti.

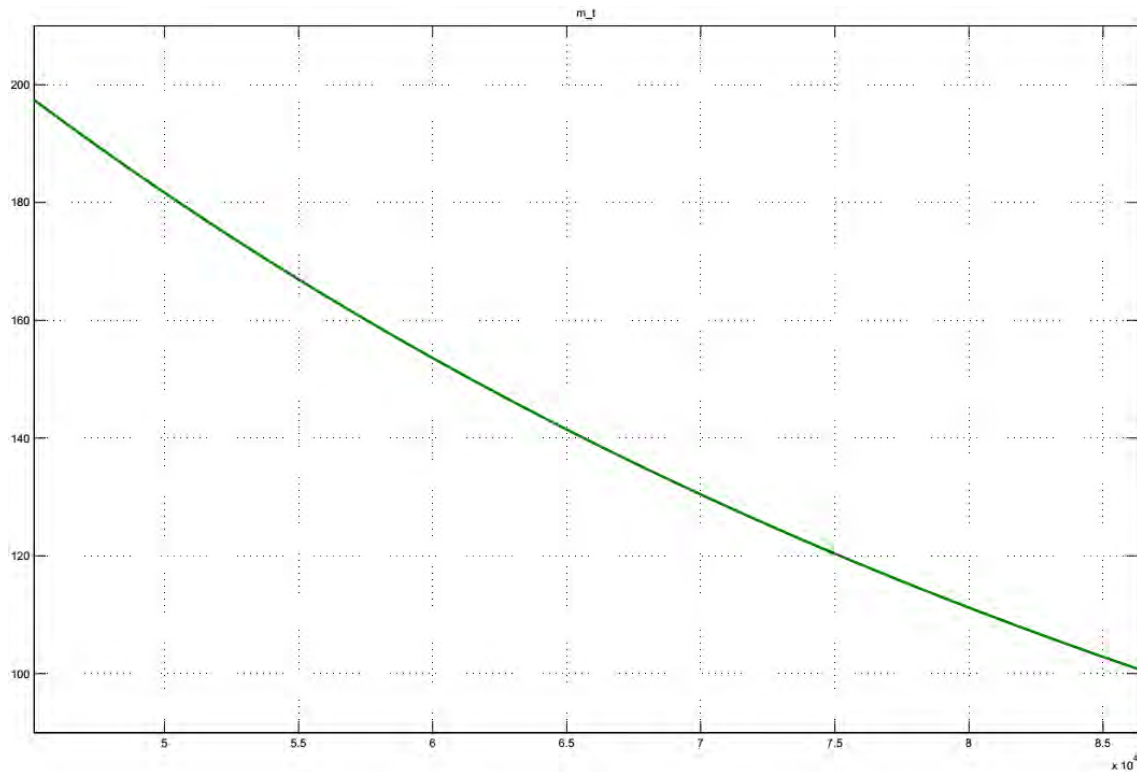


Fig. 5.15. Andamento della portata all'ingresso della turbina (Simulazione A).

La portata elaborata dalla turbina varia in modo sensibile durante la fase di scarica, infatti passa da un valore iniziale di 197 kg/s a un valore finale di 101 kg/s. Ciò è dovuto alla riduzione della pressione dell'aria nell'AIR STORAGE durante la fase di scarica, ne consegue che anche l'andamento della potenza generata dalla turbina debba avere un valore decrescente (Fig. 5.16).

La turbina opera a numero di giri costante, al diminuire del rapporto di espansione è in grado di richiamare una portata d'aria decrescente in accordo con l'equazione (5.34).

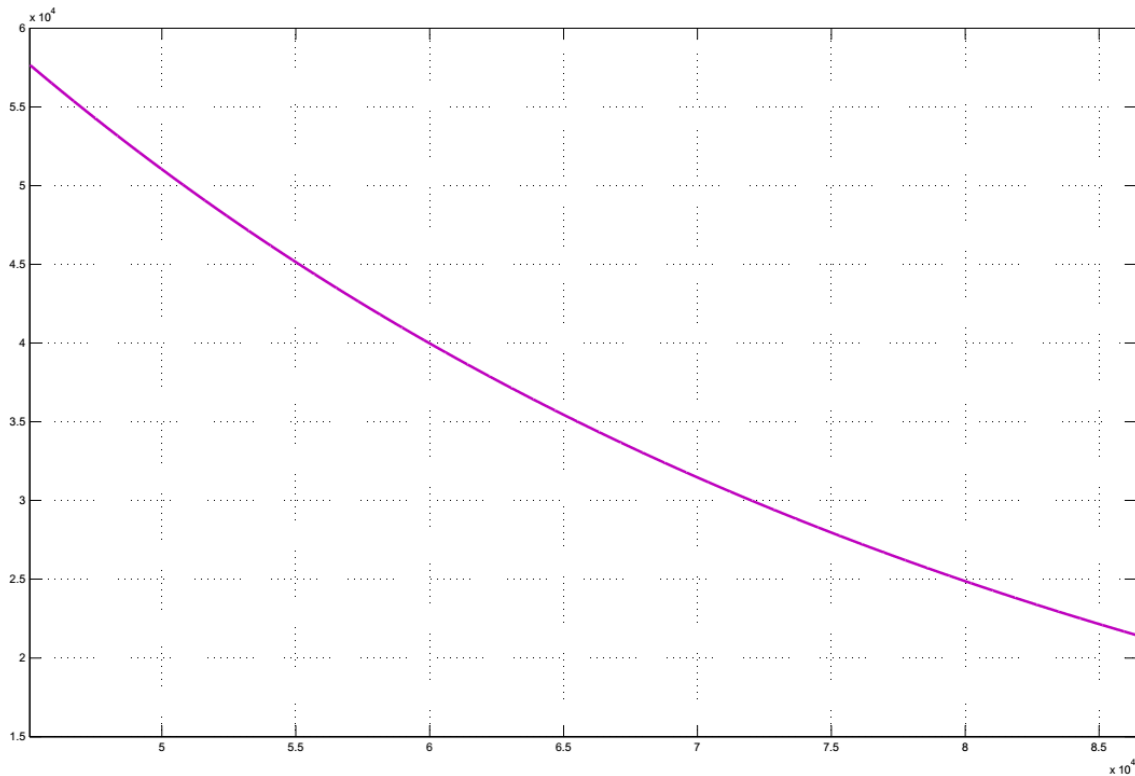


Fig. 5.16. Andamento della potenza generata dalla turbina (Simulazione A).

La potenza generata dalla turbina durante la fase di scarica varia dal valore iniziale di 58 MW a un valore finale di 21 MW.

È possibile calcolare un *rendimento round-trip* del sistema dato dal rapporto tra l'energia generata dalla turbina e l'energia assorbita dal compressore. Queste energie sono di tipo meccanico e vanno riportate al caso elettrico per mezzo del rendimento elettrico del motore-generatore, pari a $\eta_{el} = 0,99$.

$$\eta_{RT} = \frac{E_t \cdot \eta_{el}}{\frac{E_c}{\eta_{el}}} = \frac{E_t}{E_c} \cdot \eta_{el}^2 = \frac{1,509 [TJ]}{1,901 [TJ]} \cdot 0,99^2 \sim 0,78 = 78\%$$

Questo valore di rendimento non è raggiungibile perché non è possibile stoccare l'aria nell'AIR STORAGE a una temperatura superiore ai 50 °C. La simulazione successiva analizza il comportamento del sistema con l'introduzione di una batteria di post raffreddamento dell'aria.

5.4.3 Simulazione B

La seconda simulazione si basa sul modello rappresentato in Fig. 5.8. Le fasi di funzionamento del sistema sono riepilogate nella tabella seguente (Tab. 5.2).

Fase di funzionamento	time [h]
carica	9,5
stand-by	3
scarica	6,5

Tab. 5.2. Riepilogo temporale delle fasi di funzionamento nella Simulazione B.

Per ridurre il calore di post compressione vi sono tre strade:

- suddividere il compressore in più stadi con l'interposizione di più *intercooler* tra uno stadio e l'altro per il raffreddamento dell'aria e la riduzione del lavoro di compressione;
- ridurre il rapporto di compressione;
- inserire un *aftercooler* ad acqua prima dell'AIR STORAGE che raffredda l'aria alla temperatura di stoccaggio desiderata.

In questa analisi semplificata si è tentato dapprima di ridurre il rapporto di compressione stoccando l'aria a basse pressioni. Tuttavia questo comporta una forte riduzione del lavoro netto del gruppo di espansione.

$$\eta_{TG,id} = 1 - \frac{T_1}{T_2} = 1 - \frac{1}{r_p^{(k-1)/k}} \quad (5.55)$$

T_1 è la temperatura di aspirazione dell'aria e T_2 è la temperatura di fine compressione. Come si può notare dalla relazione (5.55) il rendimento termico di un ciclo ideale di *Brayton-Joule* dipende principalmente (per un determinato fluido motore ideale) dal valore del rapporto di pressione r_p elaborato dal compressore crescendo con questo, e non dipende direttamente dai valori di temperatura minima T_1 e massima T_3 di ciclo [Cavallini-Mattarolo, 1992].

La Fig. 5.17 mostra tre distinti cicli ideali di *Brayton-Joule* vincolati tra gli stessi valori di temperatura minima e massima, con valore crescente del rapporto di pressione dal I al III. Il valore massimo possibile del rapporto di pressione si ha

quando risulta al limite $T_2 = T_3$ (ciclo degenerare con lavoro netto nullo), per il quale si ha:

$$(r_p)_{max} = \left(\frac{T_3}{T_1}\right)^{k/(k-1)} \quad (5.56)$$

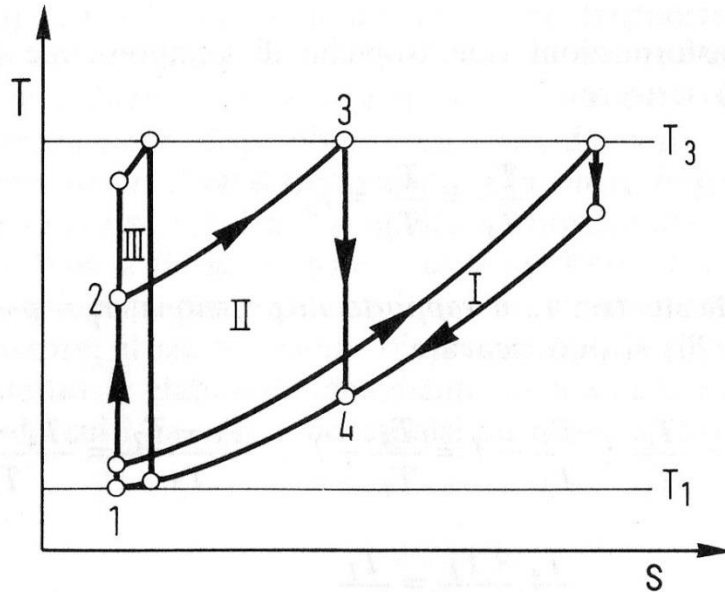


Fig. 5.17. Differenti cicli di *Brayton-Joule* tra gli stessi valori di temperatura T_1 e T_3 , al variare di r_p [Cavallini-Mattarolo, 1992].

Si nota subito che per $r_p \rightarrow (r_p)_{max}$ il rendimento termico del ciclo ideale di *Brayton-Joule* tende a quello di *Carnot* tra i valori di temperatura massima e minima: $\eta_{TG,id} \rightarrow 1 - \frac{T_1}{T_3}$.

La differenza di entalpia elaborata dal gruppo di espansione dipende sia dal rapporto delle pressioni che dalla temperatura dell'aria all'ingresso della turbina. Pertanto un rapporto delle pressioni basso non può far altro che ridurre il rendimento. Successivamente vedremo cosa comporta una bassa temperatura all'ingresso del gruppo di espansione.

Alla fine è stato scelto di introdurre nel modello un componente aggiuntivo, l'*aftercooler* che raffredda l'aria fino a una temperatura di 50 °C prima di inviarla al serbatoio di stoccaggio.

Di seguito sono presentati e discussi gli andamenti nel tempo delle grandezze più rappresentative del modello modificato dall'introduzione dell'*aftercooler*.

In Fig. 5.18 è mostrato l'andamento della temperatura dell'aria all'interno dell'AIR STORAGE.

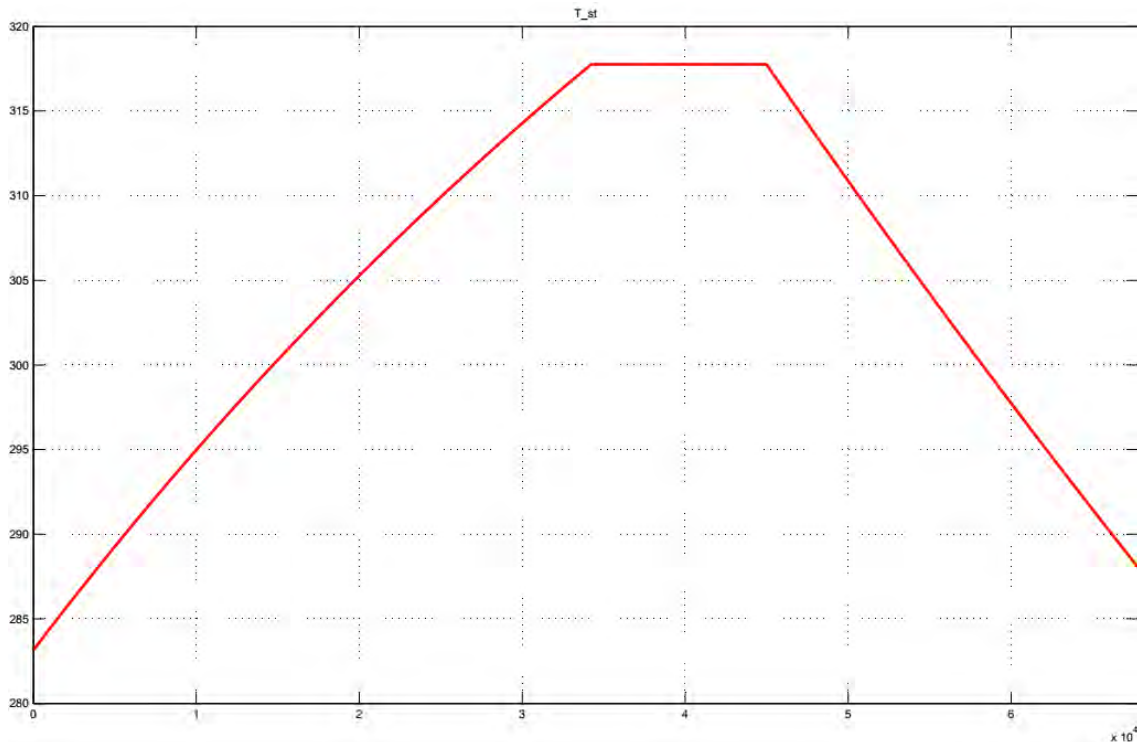


Fig. 5.18. Andamento della temperatura all'interno dell'AIR STORAGE (Simulazione B).

Grazie all'introduzione dell'*aftercooler* la temperatura dell'aria nel serbatoio di stoccaggio cresce durante la fase di carica fino a un valore massimo di 318 K (~ 45 °C) che è sufficiente per evitare di danneggiare le pareti del serbatoio e avere una buona capacità di stoccaggio.

Un'altra variabile importante da considerare è la portata d'acqua necessaria per il raffreddamento dell'aria. L'andamento nel tempo di questa grandezza è rappresentato in Fig. 5.19.

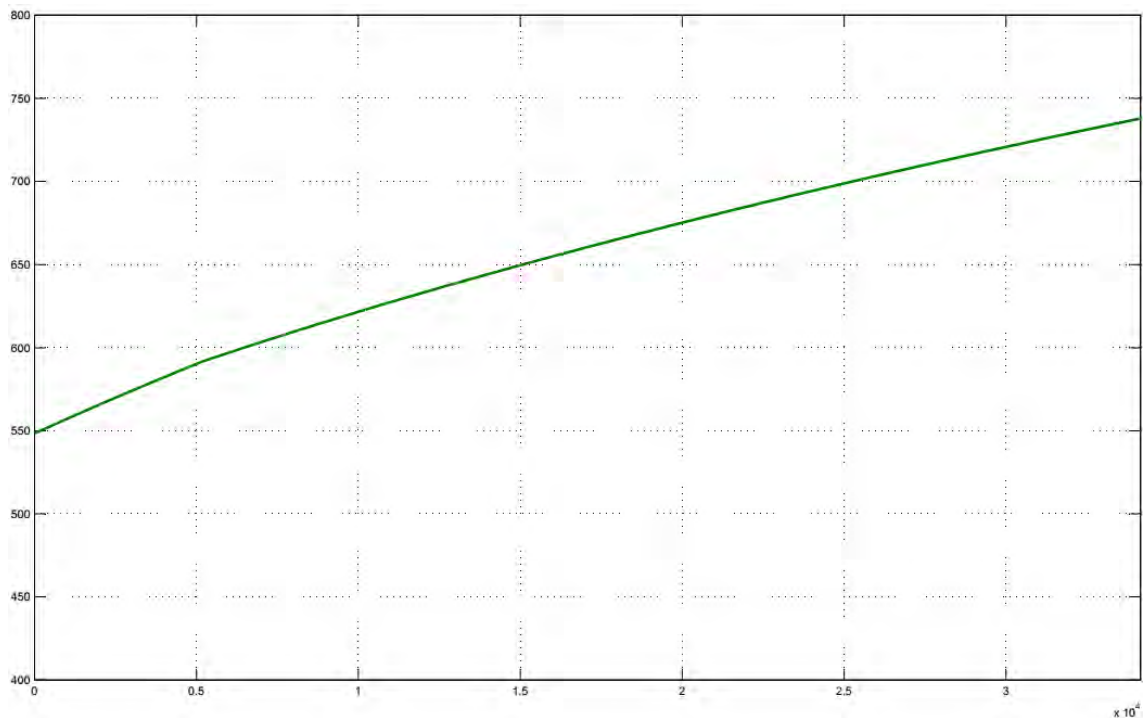


Fig. 5.19. Andamento della portata d'acqua di raffreddamento (Simulazione B).

La portata cresce nel tempo da un valore minimo di 548 kg/s a un valore massimo di 748 kg/s. L'andamento crescente della portata d'acqua è giustificato dal fatto che la temperatura dell'aria all'uscita dal compressore cresce all'aumentare del rapporto di compressione, contemporaneamente il serbatoio TES riscaldandosi riesce ad assorbire sempre meno calore.

Questi valori di portata sono molto elevati perché viene fissato un $\Delta T_{H2O} = T_{out,H2O} - T_{in,H2O}$ pari a 15 °C, per ridurre l'impatto ambientale causato dallo scarico nel sistema idrico di acque di processo molto calde.

In questa simulazione l'andamento della temperatura dell'aria allo scarico della turbina denota i limiti tecnologici di fattibilità di questa soluzione impiantistica.

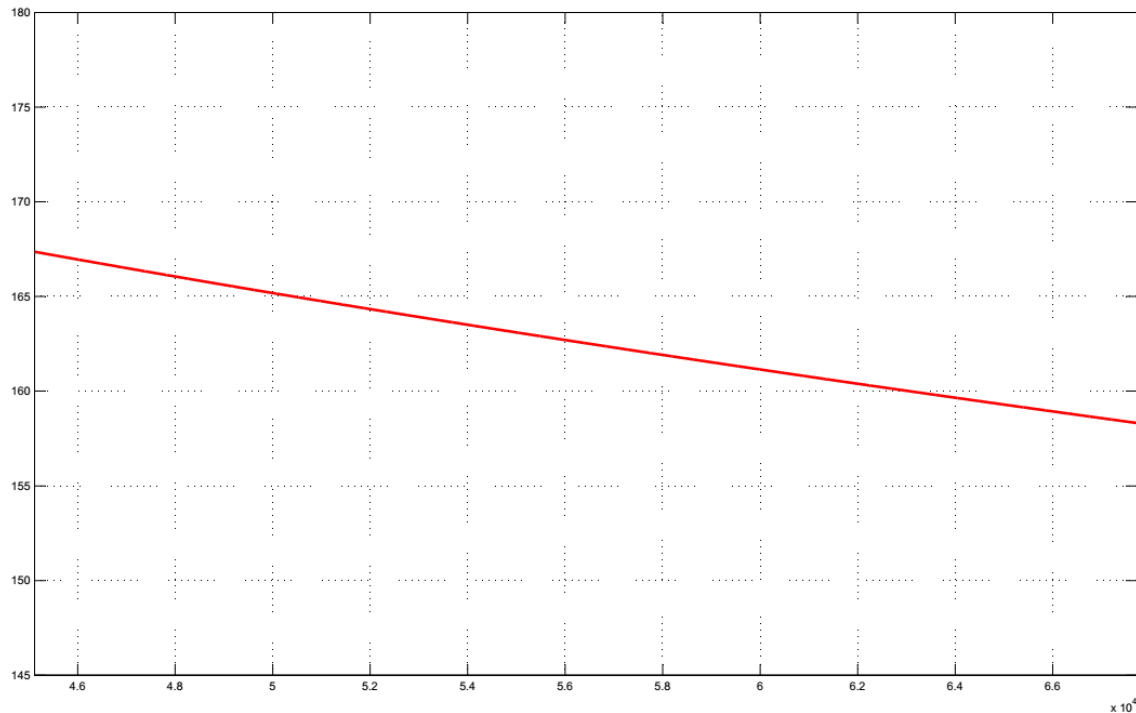


Fig. 5.20. Andamento della temperatura dell'aria allo scarico della turbina (Simulazione B).

Come si nota dalla Fig. 5.20 la temperatura dell'aria allo scarico della turbina varia tra due valori estremamente bassi, 167 e 158 K, rendendo questo processo di espansione tecnologicamente impossibile da realizzare.

Anche in questo caso è possibile calcolare un *rendimento round-trip* del sistema:

$$\eta_{RT} = \frac{E_t \cdot \eta_{el}}{\frac{E_C}{\eta_{el}}} = \frac{E_t}{E_C} \cdot \eta_{el}^2 = \frac{0,532 [TJ]}{1,744 [TJ]} \cdot 0,99^2 \sim 0,30 = 30\%$$

Tenendo presente che il processo di espansione è impossibile da realizzare, un rendimento così basso è dovuto principalmente al fatto che l'*aftercooler* asporta dall'aria un grosso quantitativo di calore e il sistema TES non riesce a riscaldare l'aria prima dell'immissione in turbina in modo sufficiente, pertanto la turbina si trova ad elaborare aria a una pressione elevata ma a bassa temperatura.

La simulazione successiva analizza il comportamento del sistema con la divisione della turbina in due stadi e l'introduzione di una camera di combustione alimentata a gas naturale tra primo e secondo stadio.

5.4.4 Simulazione C

La terza simulazione si basa sul modello rappresentato in Fig. 5.9. Le fasi di funzionamento del sistema sono riepilogate nella tabella seguente (Tab. 5.3).

<i>Fase di funzionamento</i>	<i>time [h]</i>
carica	9,5
stand-by	3
scarica	6,5

Tab. 5.3. Riepilogo temporale delle fasi di funzionamento nella Simulazione C.

L'andamento della pressione dell'aria all'interno del serbatoio di stoccaggio è riportato in Fig. 5.21.

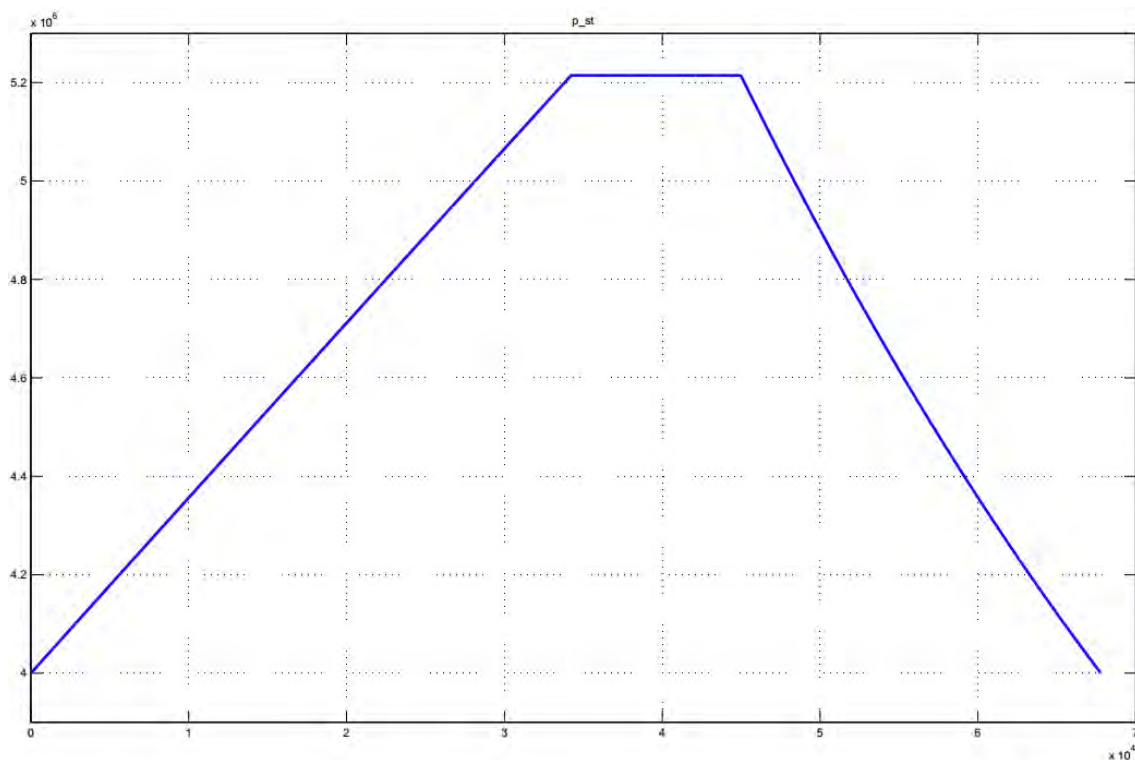


Fig. 5.21. Andamento della pressione dell'aria all'interno dell'AIR STORAGE (Simulazione C).

Durante la fase di carica la pressione dell'aria nel serbatoio cresce dal valore iniziale di 40 bar al valore finale di 52 bar. Viceversa nella fase di scarica.

Si è scelto di aumentare il valore iniziale della pressione per massimizzare la potenza prodotta nella fase di espansione.

Il primo stadio di turbina espande l'aria riscaldata nel serbatoio di accumulo termico TES fino alla pressione di 26 bar. Il basso rapporto di espansione fa in modo che la temperatura dell'aria all'uscita dal primo stadio di espansione resti intorno a valori accettabili, in particolare varia da un valore massimo di 300 K a un valore minimo di 290 K.

La camera di combustione viene introdotta nel modello per aumentare la temperatura dell'aria prima dell'espansione nel secondo stadio di turbina.

La portata di combustibile viene fissata pari all'1% della portata d'aria, il suo andamento è riportato in Fig. 5.22.

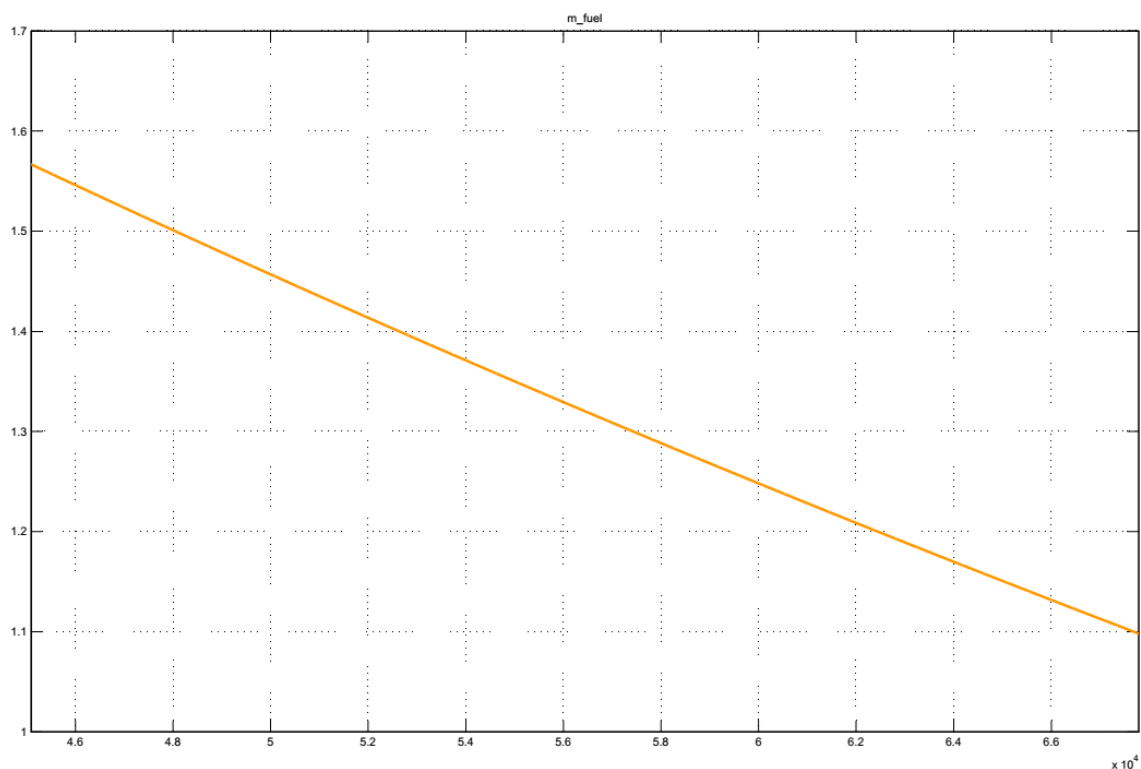


Fig. 5.22. Andamento della portata di combustibile in CC (Simulazione C).

L'andamento della portata di *fuel* ricalca quello della portata d'aria elaborata dalla turbina che, durante la fase di scarica, si riduce all'abbassarsi della pressione dell'aria nel serbatoio (Fig. 5.15).

Il secondo e ultimo stadio di turbina espande i gas provenienti dalla camera di combustione fino alla pressione di 1,02 bar, opera con un rapporto di espansione costante e pari a 25,5. L'andamento della temperatura dei gas all'uscita del secondo stadio di turbina è mostrato in Fig. 5.23.

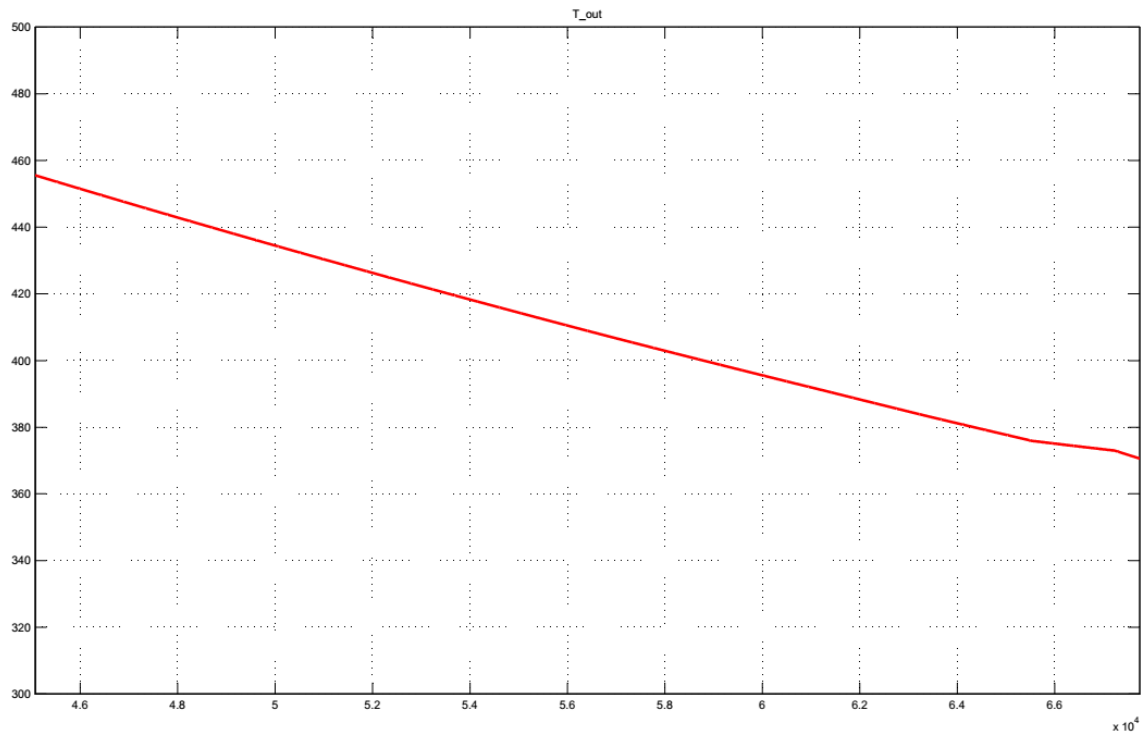


Fig. 5.23. Andamento della temperatura dei gas all'uscita del secondo stadio di turbina (Simulazione C).

Come si può la temperatura di uscita dei gas varia da un valore massimo di 456 K a un valore minimo di 370 K. Si è cercato di mantenere questa temperatura più bassa possibile per minimizzare i consumi di combustibile e quindi ottimizzare il rendimento complessivo dell'impianto.

L'andamento della potenza complessiva generata dal treno di espansione è riportato in Fig. 5.24.

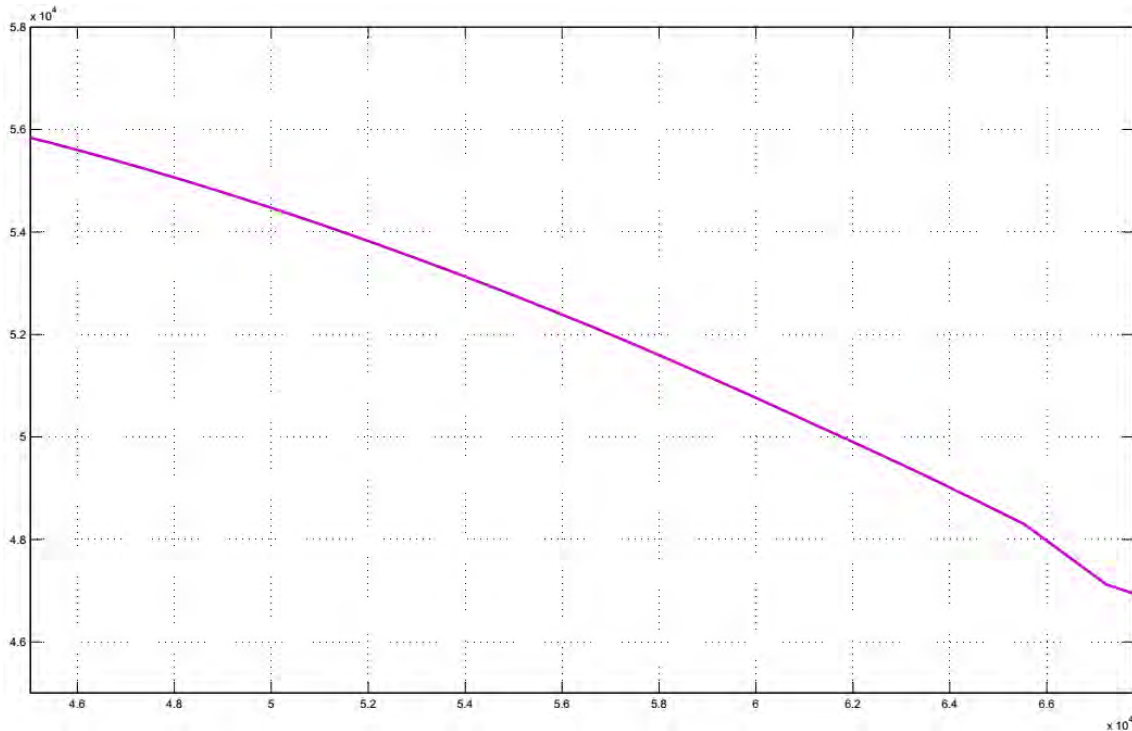


Fig. 5.24. Andamento della potenza complessiva generata dal treno di espansione (Simulazione C).

La potenza durante la fase di scarica varia da un valore iniziale di 55 MW a un valore finale di 47 MW. La variazione della potenza durante questa simulazione è meno sensibile di quella presentata nella Simulazione A, ciò è dovuto principalmente a due fatti:

- la variazione di pressione nel serbatoio dell'aria è meno marcata rispetto alla Simulazione A, 66÷30 bar contro 52÷40 bar;
- il secondo stadio di turbina opera a rapporto di espansione costante.

Prima di calcolare il rendimento *round-trip* dell'impianto è opportuno riportare il consumo di *fuel* in termini di energia elettrica equivalente per poterlo confrontare coerentemente con la potenza elettrica assorbita dal compressore e la potenza elettrica generata dalla turbina. Per fare ciò si è supposto di valorizzare il gas naturale in un piccolo impianto turbogas di circa 50 MW di potenza e con un rendimento complessivo del 35% [Lozza, 2006]:

$$E_{el,eq} = E_{fuel} \cdot \eta_{TG,50MW} = \dot{m}_{fuel} \cdot LHV \cdot \tau_{scarica} \cdot \eta_{TG,50MW} = 0,529 [TJ]$$

A questo punto è possibile calcolare il *rendimento round-trip* del sistema:

$$\eta_{RT} = \frac{E_t \cdot \eta_{el}}{\frac{E_C}{\eta_{el}} + E_{el,eq}} = \frac{1,185 [TJ]}{1,867 [TJ] + 0,529[TJ]} = 0,495 = 49,5\%$$

Il rendimento ottenuto risulta essere particolarmente interessante per un impianto di questa taglia.

Si presenta infine un'analisi di sensitività allo scopo di valutare il *rendimento round-trip* del sistema, la temperatura allo scarico della TURBINA 2 e l'energia ottenibile in fase di scarica al variare della portata di *fuel*.

Il rapporto tra la portata di *fuel* e la portata d'aria viene fatto variare dallo 0,4% al 2,2%. I risultati ottenuti sono riportati nella tabella seguente (Tab. 5.4).

\dot{m}_{fuel}/\dot{m}_t	η_{RT} [%]	range T_{out} [K]	$T_{out,media}$ [K]	E_t [TJ]
0,004	42,1	277 - 267	272	0,885
0,006	45,9	328 - 297	313	1,013
0,008	48,2	392 - 329	361	1,117
0,01	49,5	456 - 370	413	1,185
0,012	50,3	528 - 421	475	1,274
0,014	50,6	600 - 478	539	1,338
0,016	50,7	674 - 534	604	1,394
0,018	50,4	751 - 596	674	1,442
0,02	49,9	829 - 657	743	1,483
0,022	49,3	910 - 719	815	1,518

Tab. 5.4. Tabella riassuntiva dell'analisi di sensitività condotta al variare del rapporto \dot{m}_{fuel}/\dot{m}_t .

Il grafico in Fig. 5.25 mostra l'andamento del *rendimento round-trip* al variare del rapporto (\dot{m}_{fuel}/\dot{m}_t). Il *rendimento round-trip* cresce all'aumentare del rapporto di dosaggio fino a un valore massimo del 50,7% con $\frac{\dot{m}_{fuel}}{\dot{m}_t} = 0,016 = 1,6\%$ per poi calare con rapporti di dosaggio superiori.

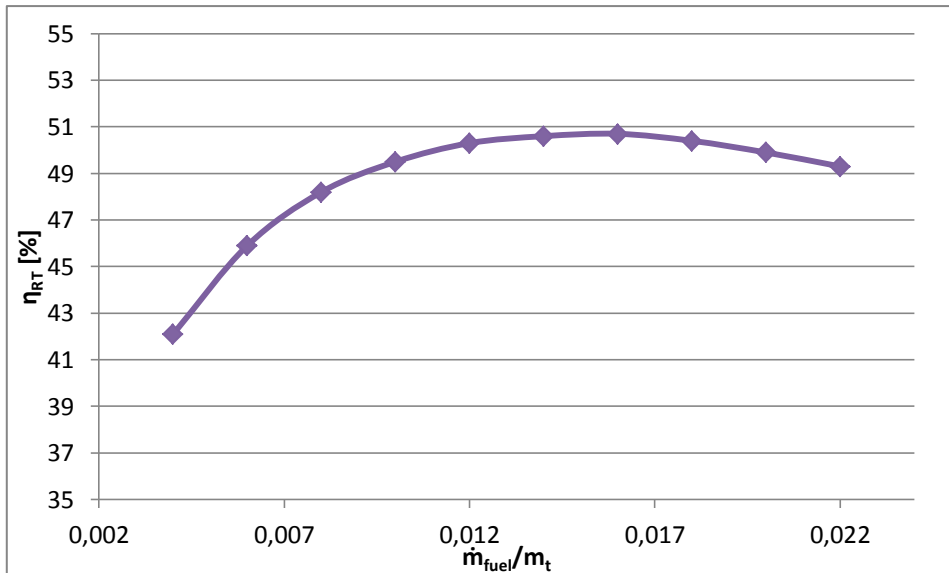


Fig. 5.25. Andamento del *rendimento round-trip* al variare del rapporto \dot{m}_{fuel}/\dot{m}_t .

Il grafico in Fig. 5.26 mostra l'andamento della temperatura allo scarico della TURBINA 2 e dell'energia ottenibile in fase di scarica al variare di $(\dot{m}_{fuel}/\dot{m}_t)$. Entrambi gli andamenti risultano crescenti all'aumentare del rapporto di dosaggio. La temperatura cresce in modo esponenziale mentre l'energia ottenibile tende a stabilizzarsi al di sotto di un asintoto orizzontale.

All'aumentare del rapporto di dosaggio la turbina rilascia i gas ad una temperatura sempre più elevata perché è sempre meno capace di sfruttare completamente il salto entalpico.

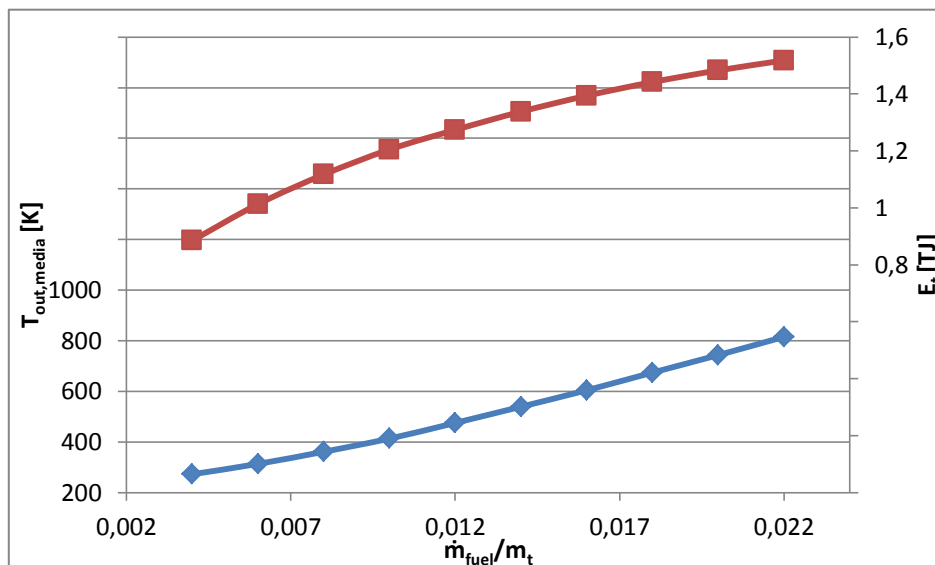


Fig. 5.26. Andamento della temperatura allo scarico della TURBINA 2 e dell'energia ottenibile in fase di scarica al variare del rapporto \dot{m}_{fuel}/\dot{m}_t .

La scelta di operare con un rapporto $\frac{\dot{m}_{fuel}}{\dot{m}_t} = 0,01 = 1\%$ risulta essere efficace perché permette di massimizzare il *rendimento round-trip* e l'energia ottenibile in fase di scarica, minimizzando (entro i vincoli tecnologici) la temperatura allo scarico della TURBINA 2 e quindi le perdite.

5.5 Conclusioni

In questo capitolo sono state presentate e simulate tre varianti dello stesso sistema CAES.

La prima simulazione ha dimostrato che lo stoccaggio dell'aria a una temperatura elevata permette di ottenere un *rendimento round-trip* molto elevato che tuttavia non è raggiungibile a causa dei vincoli tecnologici legati alla struttura del serbatoio dell'aria.

La seconda simulazione ha visto l'introduzione di un *aftercooler* in grado di raffreddare l'aria fino alla temperatura di stoccaggio. Si è visto come ciò comporti una grossa riduzione del *rendimento round-trip* e renda il processo impossibile da realizzare a causa delle basse temperature di uscita dell'aria dal gruppo di espansione. Questo problema è stato risolto nella terza ed ultima simulazione dove la turbina è stata divisa in due stadi con l'aggiunta di una camera di combustione alimentata a gas naturale tra primo e secondo stadio. Il primo stadio di turbina riceve l'aria riscaldata nel serbatoio di accumulo termico TES e la scarica nella camera di combustione, mentre il secondo stadio elabora i gas in uscita dalla CC.

Con questa soluzione è stato possibile raggiungere un *rendimento round-trip* del 49,5%. Questo rendimento è particolarmente elevato in relazione alla taglia dell'impianto ed è stato possibile raggiungerlo soprattutto grazie al serbatoio di accumulo termico TES che recupera dall'aria parte del calore di fine compressione per poi restituirlo, sempre parzialmente prima della fase di espansione.

Un interessante sviluppo di questo sistema potrebbe consistere nella suddivisione in stadi del compressore e nell'aggiunta di scambiatori *intercooler* tra i vari stadi capaci di recuperare con maggiore efficienza il calore accumulato dall'aria nella fase di compressione e di stoccarlo in un serbatoio di accumulo termico. Viceversa per il treno di espansione che può sfruttare l'interposizione di scambiatori rigenerativi alimentati dal serbatoio di accumulo termico per preriscaldare l'aria in ingresso a ogni

stadio. In questo modo è possibile ridurre il lavoro di compressione, aumentare il lavoro di espansione e ridurre la quantità di calore da smaltire mediante l'utilizzo di un *aftercooler*, aumentando così anche l'efficienza complessiva del sistema.

Conclusioni

Nel primo capitolo sono state individuate le principali applicazioni per i sistemi di accumulo:

- *energy management*: è l'insieme di applicazioni che comprende *load leveling*, *peak shaving* e *energy price arbitrage*;
- supporto ai sistemi di produzione elettrica basati sulle fonti rinnovabili non programmabili;
- *spinning reserve* (riserva pronta di energia) per il controllo di tensione e frequenza di rete;
- *black start* e *energy backup*;
- *power quality*;
- *home energy management*.

Facendo riferimento all'analisi comparativa condotta nel Capitolo 4 è possibile affermare che: i sistemi di accumulo di taglia elevata e con una buona autonomia (PHES, CAES, ARES) sono adatti alle applicazioni di *energy management*, supporto ai sistemi di produzione elettrica basati sulle fonti rinnovabili, *spinning reserve*, *black-start* e *energy backup*. Anche gli accumulatori al sodio-zolfo (NaS) sono idonei per queste applicazioni ma a causa delle elevate perdite di auto-scarica sono adatti solo per cicli giornalieri e non allo stoccaggio a lungo termine.

Gli accumulatori al piombo-acido sono utilizzati per le applicazioni di *energy backup* e *home energy management*, così come gli accumulatori agli ioni di litio che grazie alla loro elevata densità di energia possono anche supportare applicazioni portatili.

Infine i sistemi di accumulo FES e SCES grazie ai brevi tempi di risposta e alle elevate potenza specifiche sono da preferire per le applicazioni legate alla *power quality* e al controllo di tensione e frequenza. I sistemi FES possono anche supportare le applicazioni di *spinning reserve* e *energy backup* ma per alte potenze installate risultano essere ancora antieconomici.

In merito alla tecnologia CAES, basata sull'accumulo di aria compressa, vi sono buone prospettive di sviluppo. Questi sistemi oltre ad avere una buona efficienza (50-60%) possono essere configurati in modo molto flessibile, consentendo anche il funzionamento dell'impianto in ciclo turbogas semplice. Il problema principale dei sistemi di accumulo CAES è la ricerca di un sito idoneo alla realizzazione di un

serbatoio di confinamento geologico per l'aria compressa, tuttavia si possono presentare varie alternative in base alle caratteristiche geologiche del suolo.

Sulla base di queste considerazioni è stato deciso di simulare il comportamento e valutare le prestazioni di un sistema CAES.

I risultati delle simulazioni hanno mostrato che lo stoccaggio dell'aria a una temperatura elevata permette di ottenere un *rendimento round-trip* molto elevato che tuttavia non è raggiungibile a causa dei vincoli tecnologici legati alla struttura del serbatoio dell'aria.

L'introduzione di un *aftercooler* in grado di raffreddare l'aria prima dello stoccaggio comporta una grossa riduzione del *rendimento round-trip* e rende il processo impossibile da realizzare per via delle basse temperature di uscita dell'aria dal gruppo di espansione.

Con la divisione della turbina in due gruppi di stadi e l'interposizione di una camera di combustione tra primo e secondo stadio è stato possibile raggiungere un *rendimento round-trip* del 49,5%. Questo rendimento è particolarmente elevato in relazione alla taglia dell'impianto ed è stato possibile raggiungerlo soprattutto grazie al serbatoio di accumulo termico TES che recupera dall'aria parte del calore di fine compressione per poi restituirlo, sempre parzialmente prima della fase di espansione. L'analisi di sensitività condotta al variare della portata di *fuel* ha motivato la scelta di operare con un rapporto $\frac{\dot{m}_{fuel}}{\dot{m}_t} = 0,01 = 1\%$ che permette di massimizzare il *rendimento round-trip* e l'energia ottenibile in fase di scarica, minimizzando (entro i vincoli tecnologici) la temperatura allo scarico della turbina e quindi le perdite.

Un interessante sviluppo di questo sistema potrebbe consistere nella suddivisione in stadi del compressore e nell'aggiunta di scambiatori *intercooler* tra i vari stadi capaci di recuperare con maggiore efficienza il calore accumulato dall'aria nella fase di compressione e di stoccarlo in un serbatoio di accumulo termico. Viceversa per il treno di espansione che può sfruttare l'interposizione di scambiatori rigenerativi alimentati dal serbatoio TES per preriscaldare l'aria in ingresso a ogni stadio. In questo modo si può ridurre al minimo la quantità di calore che deve essere asportata dall'*aftercooler* aumentando l'efficienza complessiva del sistema.

Bibliografia

- [Antonio Paolucci – Lezioni di trasmissione dell’energia elettrica] Antonio Paolucci, Lezioni di trasmissione dell’energia elettrica, Cleup Editore;
- [ARES North America, 2014] <http://www.aresnorthamerica.com>;
- [BBC-Brown Boveri, 1990] BBC-Brown Boveri, 1990, Huntorf Air Storage Gas Turbine Power Plant, Energy Supply;
- [Beacon Power LLC, 2015] <http://beaconpower.com/carbon-fiber-flywheels>;
- [Beaudin et al., 2010] M. Beaudin et al., 2010, Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review, Energy for Sustainable Development 14 (2010) 302– 314;
- [Bignucolo-Lorenzoni, 2014] Bignucolo-Lorenzoni, 2014, Paper, Transmission and distribution networks regulation through dedicated cableway plants;
- [Bonacina-Cavallini-Mattarolo, 1992] Bonacina-Cavallini-Mattarolo, 1992, Trasmissione del calore, Cleup Editore;
- [Cavallini-Mattarolo, 1992] Cavallini-Mattarolo, 1992, Termodinamica applicata, Cleup Editore;
- [Cavallo, 2001] A. J. Cavallo, 2001, Energy Storage Technologies for Utility Scale Intermittent Renewable Energy Systems, Journal of Solar Energy Engineering, Vol. 123/387-389;
- [Chen et al., 2009] H. Chen et al., 2009, Progress in electrical energy storage system: A critical review, Progress in Natural Science 19 (2009) 291–312;
- [Connolly et al., 2010] D. Connolly et al., 2010, Development of a computer program to locate potential sites for pumped hydroelectric energy storage, Energy 35 (2010) 375–381;
- [Cooke, 1985] D. H. Cooke, 1985, On Prediction of Off-Design Multistage Turbine Pressure by Stodola’s Ellipse, Transactions of the ASME 1985;107:595–606;
- [Crotogino, 2001] Fritz Crotogino, 2001, Huntorf CAES: More than 20 Years of Successful Operation, Spring 2001 Meeting Orlando;
- [DRESSER-RAND, 2013] Nicolas Samson, 2013, Dresser-Rand’s SMARTCAES Compressed Air Energy Storage solutions;
- [EIA, 2013] <http://www.eia.gov/electricity/data/browser>;

[EPRI-History of First U.S. Compressed-Air Energy Storage (CAES) Plant (110MW 26h), 1992-1994];

[ESA, 2015] <http://energystorage.org>;

[Ferreira et al., 2013] H. L. Ferreira et al., 2013, Characterisation of electrical energy storage technologies, *Energy* 53 (2013) 288-298;

[Ferretto, 2014] Ferretto Federico, 2014, Tesi di laurea, I sistemi di accumulo di energia elettrica: modellazione dell'esercizio annuo di un impianto CAES e relativa analisi economica;

[Fitzgerald et al., 2012] N. Fitzgerald et al., 2012, A GIS-based model to calculate the potential for transforming conventional hydropower schemes and non-hydro reservoirs to pumped hydropower schemes, *Energy* 41 (2012) 483-490;

[Ibrahim et al., 2008] Ibrahim-Ilinca-Peron, 2008, Energy storage systems-Characteristics and comparisons, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12 (2008) 1221–1250;

[<http://galleryhip.com/chemical-energy-batteries.html>];

[Lozza, 2006] G. Lozza, 2006, Turbine a gas e cicli combinati 2a edizione, Progetto Leonardo;

[Mahlia et al., 2014] T. M. I. Mahlia et al., 2014, A review of available methods and development on energy storage technology update, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 33 (2014) 532– 545;

[Mion, 2014] Mion Michele, 2014, Tesi di laurea, Analisi teorica di un impianto cogenerativo a biomassa legnosa;

[Nanotek Instruments, 2015] <http://nanotekinstruments.com/graphene-based-supercapacitor>;

[NGK Insulators LTD., 2015] https://www.ngk.co.jp/nas/case_studies;

[Perticaroli, 2001] F. Perticaroli, 2001, Sistemi elettrici per i trasporti, Casa Editrice Ambrosiana;

[Poullikkas, 2013] A. Poullikkas, 2013, A comparative overview of large-scale battery systems for electricity storage, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 27 (2013) 778–788;

[Prudent Energy, 2012] <http://www.pdenergy.com/>;

[Q. Liu et al., 2010] Q. Liu et al., Supercapacitor electrodes based on polyaniline–silicon nanoparticle composite, *Journal of Power Sources* 195 (2010) 3956–3959;

- [Quattroruote] <http://www.quattroruote.it/>;
- [Rodrigues et al., 2014] E. M. G. Rodrigues, 2014, Energy storage systems supporting increased penetration of renewables in islanded systems, *Energy* 75 (2014) 265-280;
- [RWE Power AG, 2010] RWE Power AG – Brochure ADELE, 2010;
- [Samaniego, 2010] Fernando De Samaniego Steta, 2010, Master Thesis PSL1003, Modeling of an Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage (AA-CAES) Unit and an Optimal Model-based Operation Strategy for its Integration into Power Markets;
- [Slocum et al., 2011] Slocum et al., 2013. "Ocean Renewable Energy Storage (ORES) System: Analysis of an Undersea Energy Storage Concept." *Proceedings of the IEEE* 101(4): 906–924;
- [Terna, 2008] A. Gubernali et al., 2008, Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza, Allegato A15, Pag. 1-26;
- [Ventrone, 2006] G. Ventrone, 2006, *Macchine* 2a edizione, Libreria Internazionale Cortina;
- [Wikipedia – General Electric LM2500] http://it.wikipedia.org/wiki/General_Electric_LM2500;
- [Wikipedia – Nissan Leaf] http://en.wikipedia.org/wiki/Nissan_Leaf;
- [WindSoHy, 2013] <http://windsohy.com>;
- [Wolf-Budt, 2014] Wolf-Budt, 2014, LTA-CAES – A low-temperature approach to Adiabatic Compressed Air Energy Storage, *Applied Energy* 125 (2014) 158–164;
- [X. Luo et al., 2014] X. Luo et al., 2014, Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation, *Applied Energy* (2014) ARTICLE IN PRESS.

Ringraziamenti

Non è semplice riassumere in poche righe un percorso universitario durato oltre 10 anni, la sensazione di sconfitta che si prova alla fine di ogni semestre trascorso senza aver raggiunto gli obiettivi prefissati ma anche la gioia nel veder premiata la propria preparazione con un voto adeguato (che non deve per forza essere 30).

Prima di tutto vorrei ringraziare chi ha continuato a credere in me anche nei momenti in cui persino io avevo smarrito la fiducia nelle mie capacità: i miei genitori Rita e Luciano, sponsor e complici di questa avventura; la mia fidanzata Barbara, correlatrice instancabile e compagna di vita; infine mio nonno Tomaso che ci ha lasciato nel 2010 ma è riuscito a trasmettermi le capacità di base per affrontare in modo efficace i primi “problemi ingegneristici”.

Ringrazio il Prof. Lazzaretto per avermi accettato come suo tesista e proposto un argomento di Tesi attuale e ricco di spunti per il futuro. All’Ingegnere Rech va un ringraziamento speciale per aver avuto la pazienza di rispondere ad oltre 80 e-mail e per aver sopportato il “delirio” delle ultime settimane.

Veniamo ora ai “compagni di merende”. Finalmente anche il Ranger è riuscito a prendere il suo “pezzo di carta”.

Grazie a Michele che mi sopporta da quasi 20 anni e con cui ho condiviso la maggior parte delle esperienze scolastiche; grazie a “Fernando” che con i suoi modi di fare riusciva ~~sempre~~ quasi sempre a migliorarmi la giornata; grazie anche a “Ghira” per gli “appunti dell’anno prima” e le tutte le “dritte”; infine grazie a Federica per avermi dimostrato che non bisogna mollare mai se vuole ottenere un risultato.

Ringrazio i miei “amici di m...” che staranno preparando la mia “Via Crucis” ma più che altro aspettando di godere di un sontuoso rinfresco (illusi!).

Ringrazio lo zio Floris per avermi trasmesso la passione per le penne, grazie anche allo zio Ruben per avermi tramandato la passione per le donne e per il buon vino.

Grazie ai presidenti delle squadre di basket (Adriano – Mirano Smanazzatori) e calcetto (Bebe – Q.A.N.L.) per le avventure sportive e non.

Un grazie polemico ai fratelli e sorelle che non ho nella speranza che nessuno mi rompa più le scatole perché sono figlio unico.

Si potrebbe continuare così all’infinito per cui mi limiterò a citare solo pochi altri protagonisti: Tina a cui interessa solo mangiare e dormire (anche adesso), la Panda

Jolly al limite a soli 70 km/h, il Tartarugo, il Diplomatico e i suoi colleghi, la Falcon,...

Infine grazie a tutti quelli che hanno incrociato le loro vite con la mia e contribuito a realizzare la persona che sono ora.