



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

Sede Amministrativa: Università degli Studi di Padova

Dipartimento di Ingegneria Industriale

SCUOLA DI DOTTORATO DI RICERCA IN INGEGNERIA INDUSTRIALE

INDIRIZZO: INGEGNERIA DELL'ENERGIA

CICLO: XXVIII

**OTTIMIZZAZIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO DI ENERGIA,
CON PARTICOLARE ATTENZIONE AGLI IMPIANTI DI POMPAGGIO CONNESSI ALLA RETE**

Direttore della Scuola: Ch.mo Prof. Paolo Colombo

Coordinatore d'indirizzo: Ch.mo Prof. Luisa Rossetto

Supervisore: Ch.mo Prof. Anna Stoppato

Dottorando: Nicola Destro

Indice

Riassunto.....	3
Abstract.....	5
Introduzione.....	7
1. Servizi dei sistemi di accumulo di energia	9
1.1. Time shift	9
1.2. Integrazione con fonti rinnovabili.....	10
1.3. Differimento degli investimenti di rete e gestione delle congestioni	10
1.4. Regolazione primaria, secondarie e terziaria	10
1.5. Supporto di tensione	11
1.6. Riaccensione del sistema elettrico	12
1.7. Qualità del servizio	12
2. I sistemi di accumulo connessi alla rete elettrica.....	13
2.1. Generalità sugli accumulatori elettrochimici	16
2.2. Accumulatori al piombo	19
2.3. Accumulatori al nickel.....	20
2.4. Accumulatori al litio	21
2.5. Accumulatori ad alta temperatura	22
2.6. Accumulatori a circolazione di elettrolita.....	23
2.7. Supercondensatori.....	24
2.8. Accumulatori elettromagnetici.....	26
2.9. Accumulatori a volano	27
2.10. Sistemi ad aria compressa	33
2.11. Sistemi di pompaggio idroelettrico	36
3. Algoritmi di ottimizzazione	43
3.1. Particle Swarm Oprimization.....	44
3.2. Differential Evolution	46
4. Energy hub method	51
4.1. L'utenza analizzata	52

4.2.	Il modello implementato	53
4.3.	Risultati e conclusioni	58
5.	Sistema isolato di piccole dimensioni	61
5.1.	L'utenza analizzata	61
5.2.	Il modello implementato	61
5.3.	Risultati e conclusioni	64
6.	Sistemi isolati di grande dimensioni	67
6.1.	L'utenza analizzata	67
6.2.	Il modello implementato	68
6.3.	Risultati e conclusioni	72
7.	Impianti di accumulo CAES	77
7.1.	Il modello implementato	77
7.2.	Scenari di simulazione	85
7.3.	Primo scenario di simulazione e risultati	85
7.4.	Secondo scenario di simulazione e risultati	89
8.	Impianti idroelettrici di pompaggio	95
8.1.	Il progetto Hydro Balance	96
8.2.	Scenari energetici futuri	98
8.3.	Nuovi impianti di pompaggio in Norvegia	100
8.4.	Dettaglio sugli impianti analizzati	106
8.5.	Modelli sviluppati per le analisi	111
8.6.	Confronto risultati modello M-Year ed M-Day	115
8.7.	Risultati modello M-Day	116
8.8.	Risultati del modello M-24h	118
8.9.	Conclusioni	122
	Conclusioni e sviluppi futuri	125
	Bibliografia	127

Riassunto

Negli ultimi anni si è assistito ad una crescente produzione di energia da fonti rinnovabili intermittenti e alla necessità di un adeguamento dei sistemi elettrici per consentire una maggiore integrazione della produzione intermittente nella rete. L'elevato sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili nei sistemi di piccola e grande dimensione passa anche attraverso l'impiego di diverse tecnologie di accumulo.

Nella prima parte della tesi sono analizzati i diversi servizi che possono offrire i sistemi di accumulo. In particolar modo, si ricordano servizi quali il time shift e l'integrazione di fonti rinnovabili che ben si adattano ad impianti di elevata capacità, oltre ai servizi come la qualità del servizio che si adattano ad impianti di piccola capacità. Sono inoltre analizzati i più comuni sistemi di accumulo dell'energia evidenziandone campi di applicazione, costi e sviluppi futuri.

L'analisi approfondita della integrazione delle fonti rinnovabili nei sistemi deve essere condotta attraverso metodi di ottimizzazione e per questa ragione sono analizzati due algoritmi di tipo stocastico successivamente applicati allo studio dei sistemi.

I diversi sistemi energetici analizzati sono di tipo sia non connesso che connesso alla rete elettrica. Inizialmente per studiare i sistemi è applicato il metodo degli energy hub che ben si presta a rappresentare sistemi complessi. Tale metodo è applicato ad un sistema di grandi dimensioni connesso alla rete che richiede energia elettrica e termica durante tutto l'anno. L'obiettivo dell'analisi è quello di determinare il funzionamento ottimale delle macchine al fine di ridurre i costi annuali. Le indagini continuano con l'analisi di un sistema di piccole dimensioni isolato dalla rete che deve soddisfare due richieste dell'utenza, è dotato di impianti per lo sfruttamento delle fonti energetiche locali abbinati ad accumuli. L'obiettivo dell'analisi è quello di determinare la gestione ottimale del sistema energetico per ridurre i costi di gestione del sistema. Le indagini proseguono con l'analisi di un sistema di grandi dimensioni isolato dalla rete che deve soddisfare molteplici richieste dell'utenza, è dotato di impianti per lo sfruttamento delle fonti energetiche locali abbinati a molteplici accumuli. L'obiettivo dell'analisi è quello di determinare la dimensione delle macchine installate e la gestione ottimale del stesse al fine di contenere i costi complessivi del sistema.

L'analisi si sposta poi verso i sistemi di accumulo connessi alla rete elettrica, in particolar modo verso gli impianti ad aria compressa e agli impianti di pompaggio idroelettrico. Il sistema ad aria compressa è analizzato attraverso un modello di simulazione annuale in due scenari di utilizzo: come impianto di accumulo indipendente connesso alla rete elettrica e come impianto operante in coordinamento con un parco eolico. L'obiettivo per i due scenari di funzionamento è quello di massimizzare i guadagni dell'impianto di accumulo operante nel mercato elettrico. I sistemi di accumulo idroelettrici sono stati analizzati grazie ad una collaborazione presso un istituto di ricerca norvegese. Le indagini hanno riguardato tre impianti di pompaggio ripotenziati e operanti in coordinamento con sistemi eolici off-shore nel Mare del Nord. Le indagini hanno individuato nuove strategie di gestione degli impianti idroelettrici utili al livellamento della produzione eolica in abbinamento al rispetto dei vincoli ambientali sull'utilizzo delle riserve idroelettriche.

Le analisi condotte hanno permesso di verificare come i sistemi di accumulo possano trovare applicazioni nella integrazione delle fonti rinnovabili nel breve e nel lungo termine, in applicazioni presso l'utente finale e presso la generazione. Le direzioni di ricerca principali puntano verso una maggiore indagine nelle tecniche di gestione e maggiore ricerca sui singoli componenti attraverso programmi di ricerca sempre più integrati e completi.

Abstract

In the last years, the electrical production from not predictable renewable energy sources has been increased together with the electrical systems improvement to allow the integration into the network. The high exploitation of renewable energy sources in small and large systems involves the use of different storage technologies.

In the first part of the thesis the services provided by the storage technologies are analysed. In particular, services like time shift and renewable energy integration fit well with high capacity plants, while services like the power quality fit well with small capacity plants. Are also analysed the most common energy storage systems highlighting types of application, costs and future developments.

The deep analysis of renewable sources integration are carried out with optimization techniques and two stochastic algorithms have been developed and applied to the systems.

The different energy systems analysed are both stand alone and grid connected. Initially the energy hub approach is applied because it well fit to the complex systems representation. This approach is applied to a large grid connected system that requires electricity and thermal energy throughout the year. The object of the analysis is to determine the optimal operation of the machines in order to minimize the annual costs. Systems investigations go on with the analysis of a small stand alone system that must meet two requirements of the user. The energy system is equipped with facilities for the exploitation of local energy sources combined with storage systems. The objective of the analysis is to determine the optimal management of the energy system to reduce the overall management cost. Systems investigations go on with the analysis of a large stand alone system that must meet multiple user requirements. The energy system is equipped with facilities for the exploitation of local energy sources combined with storage systems. The objective of the analysis is to determine the optimal size and management of the installed machines in order to minimize the overall costs of the system.

Systems investigations analysis go on with analysis of storage systems connected to the grid, in particular compressed air systems and pumped storage hydro power plants. The compressed air system is analysed with a yearly simulation model trough two different usage scenarios: as an independent storage facility connected to the grid and as a facility working in coordination with a wind farm. The goals for the two usage scenarios is to maximize the yearly revenue of the storage system operating in the electricity market. Pumped storage hydro power plants were analysed with the collaboration of a Norwegian research institute. The investigations were focussed on three upgraded pumped storage hydro power plants operating in coordination with offshore wind turbines in the North Sea. Investigations have defined new operation strategies to smooth off the off shore wind power fluctuations in accordance with the environmental constraints on the reserves.

The carried out investigations have verified the energy storage systems potential in order to provide their contribution in the integration of renewable sources in the short and long term, in applications on the user side and on the generation side. The main research directions pointed out are related to

the improvement of the management strategy and the improvement of the components through integrated research programs.

Introduzione

L'obiettivo di questo manoscritto è quello di riassumere il lavoro svolto in tre anni di dottorato di ricerca presso la scuola di dottorato in ingegneria industriale dell'università degli studi di Padova all'interno del gruppo turbomacchine e sistemi energetici.

L'interesse nel tema di ricerca nasce anche dagli obiettivi europei nel campo della politica energetica. Nel recente passato l'Europa ha definito obiettivi e scenari in materia di clima ed energia con orizzonti temporali al 2020, 2030 e 2050.

Gli obiettivi al 2020, ricordati con l'acronimo 20-20-20, chiedono la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra del 20% rispetto ai livelli del 1990, soddisfare i bisogni energetici con il 20% di energia prodotta da fonti rinnovabili, aumentare l'efficienza energetica del 20%.

Gli obiettivi al 2030 chiedono la riduzione del 40% dei gas ad effetto serra, produrre almeno il 27% dell'energia da fonti rinnovabili, aumentare l'efficienza energetica di almeno il 27%, portare il livello di interconnessione elettrica al 15%.

L'obiettivo al 2050 riguarda la riduzione almeno dell'80% dei livelli di gas ad effetto serra rispetto ai livelli del 1990. Tale obiettivo può essere raggiunto attuando una quasi totale de-carbonizzazione dei processi di generazione di energia. Tutti gli scenari europei delineano una generazione di energia da fonti rinnovabili tale da soddisfare almeno il 55% dei fabbisogni di energia [1].

Tra le diverse iniziative attivate a livello europeo si ricorda lo Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan) [2] il piano che mira ad accelerare lo sviluppo delle tecnologie a basso tenore di carbonio per mezzo della European Energy Research Alliance (EERA)[3], l'alleanza europea per la ricerca in campo energetico che riunisce molteplici poli di ricerca europei.

Per raggiungere gli obiettivi previsti per il 2050 c'è la necessità anche di un profondo rinnovamento dei sistemi elettrici attuali in modo da operare efficacemente con la produzione distribuita dell'energia ed in particolar modo con la elevata produzione di energia da fonti rinnovabili. L'evoluzione dei sistemi elettrici passa anche attraverso la realizzazione di sistemi di accumulo connessi alla rete elettrica in grado di contribuire all'accoppiamento tra la curva di domanda e curva di disponibilità di energia che non sono sempre coordinate.

1. Servizi dei sistemi di accumulo di energia

La crescita della produzione di energia da fonti rinnovabili, in particolar modo di quella prodotta dalla fonte eolica e solare, introduce la necessità di maggiore flessibilità dei sistemi elettrici [4]. Una delle possibilità è quella di integrare nelle reti elettriche impianti di stoccaggio di diverse caratteristiche e prestazioni al fine di garantire la sicurezza della fornitura di energia all'utente. I principali servizi richiesti dal sistema elettrico e fornibili dai sistemi di accumulo sono raccolti in Figura 1 che mette in relazione la potenza e la autonomia del sistema in grado di soddisfare la particolare richiesta della rete elettrica. La Figura 1 permette di osservare come servizi quali il time shift richiedano sistemi di accumulo di elevata potenza ed elevata autonomia. Al contrario, servizi come il mantenimento della qualità della fornitura elettrica richiedono potenze minori ed autonomie inferiori rispetto al caso precedente.

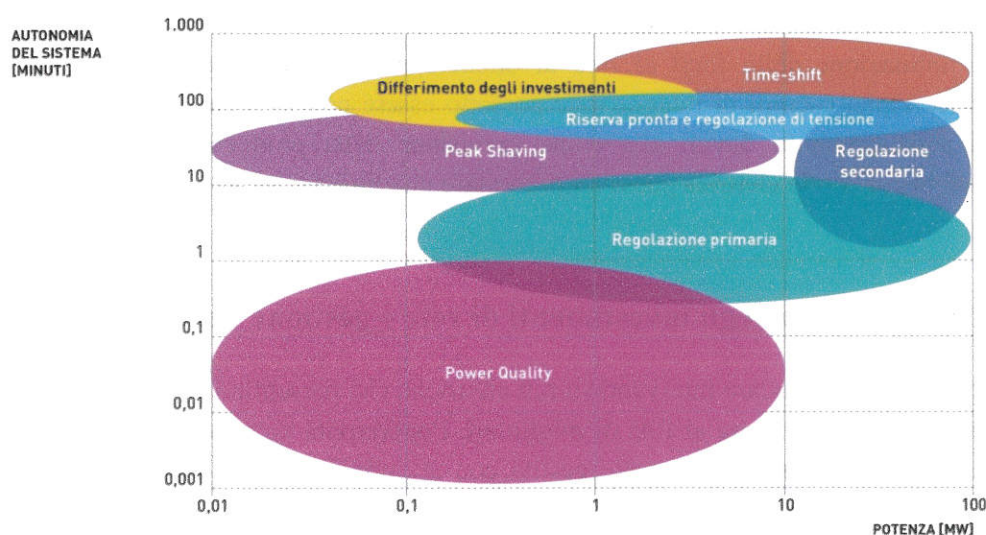


Figura 1: applicazioni dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico in funzione della potenza di scarica e dell'autonomia richiesta [5]

Di seguito sono riassunti i diversi servizi richiesti dal sistema elettrico ed offerti dai sistemi di accumulo che ovviamente possono essere garantiti da più tecnologie di accumulo [6] [7] [8] [5].

1.1. Time shift

Nella accezione più generale del termine time shift si intende lo spostamento dell'energia nel tempo. Una consolidata pratica dei sistemi di accumulo è quella di realizzare il cosiddetto peak shaving, che consiste nello stoccare energia nelle ore di bassa richiesta per renderla disponibile nelle ore di elevata richiesta. Questo tipo di esercizio è economicamente conveniente se il rendimento del ciclo di lavoro (round trip efficiency) supera il rapporto tra prezzo di acquisto e prezzo di vendita dell'energia. Oltre ad un vantaggio esclusivamente economico, il time shift

permette anche vantaggi tecnici legati al coordinamento con gli impianti presenti nella rete elettrica. Ad esempio, nelle ore notturne e di bassa richiesta elettrica, il coordinamento con i convenzionali impianti termoelettrici consente di evitare la riduzione di carico degli impianti termici, evitando la riduzione della vita utile dei componenti e la riduzione di efficienza degli impianti termici.

1.2.Integrazione con fonti rinnovabili

La tecnica del time shift trova particolare applicazione in sistemi elettrici con elevata penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili che potrebbero impiegare l'energia prodotta nelle ore di basso prezzo nelle ore di più alto prezzo. Oltre al beneficio economico ci sono anche benefici tecnici come la regolazione evitata o spegnimento evitato degli impianti termoelettrici con evitato aumento dei costi operativi di impianto. La presenza di impianti di accumulo in coordinamento con gli impianti alimentati a fonti rinnovabili non programmabili consentirebbe di compensare la naturale fluttuazione delle fonti al fine di ottenere un profilo di generazione più regolabile e prevedibile. Tipici esempi di integrazione possono essere con la fonte eolica e solare per evitare oneri di sbilanciamento dovuti alla errata previsione della produzione, ma anche tutte quelle condizioni in cui la rete elettrica possa rappresentare una limitazione al transito di potenza.

1.3.Differimento degli investimenti di rete e gestione delle congestioni

È possibile evitare o rinviare interventi su reti elettriche che presentino degli accumuli di energia in determinati punti del sistema al fine di migliorare l'operatività complessiva della rete. In generale una congestione della rete può essere gestita con accumuli a monte o a valle della congestione stessa ritardando o evitando interventi sulla rete.

1.4.Regolazione primaria, secondarie e terziaria

Il mantenimento del corretto valore della frequenza di rete è sinonimo di stabilità di un sistema che verifica istante per istante l'equilibrio tra produzione e consumo di energia. La domanda del sistema elettrico è però in continua evoluzione e gli impianti di produzione devono continuamente garantire una adeguata generazione al fine di assicurare la stabilità. Uno squilibrio tra generazione e carico introduce una variazione della frequenza di rete ed una significativa variazione della frequenza di rete deve essere eliminata al fine di ripristinare la stabilità.

Per regolazione primaria si intende la capacità di ciascun gruppo di generazione di variare in modo autonomo la potenza erogata al varare della frequenza di rete. Tale servizio è obbligatoriamente fornito da tutte le unità di produzione con potenza non inferiore a 10MVA ad eccezione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, rendendo disponibile una banda di regolazione non inferiore all'1.5% della potenza dichiarata. La totale variazione di potenza richiesta dalle unità, deve essere fornita per almeno metà entro 15 secondi dall'inizio della variazione di

frequenza e completamente entro 30 secondi, dopodiché la nuova potenza generata deve essere mantenuta per almeno 15 minuti dall'inizio dello squilibrio [9]. In queste condizioni i sistemi di accumulo possono aumentare i margini di riserva di regolazione e fornire un contributo alla modulazione di potenza degli impianti convenzionali che sarebbe accompagnata da un aumento dei costi e riduzione di efficienza. Al momento il servizio di regolazione in Italia non è remunerato ed un sostegno economico al servizio potrebbe garantire lo sviluppo dei sistemi di accumulo connessi alla rete.

Per regolazione secondaria si intende la capacità di ciascun gruppo di regolazione di variare la propria potenza prodotta al variare della frequenza agendo su indicazione del segnale di regolazione di rete. Questa azione ha lo scopo di ripristinare il valore nominale della frequenza ed i margini di regolazione primaria. Le unità di produzione abilitate alla fornitura della regolazione secondaria devono rendere disponibile un margine di riserva pari al maggiore tra $\pm 10\text{MW}$ e $\pm 6\%$ della potenza massima per le unità termoelettriche, nonché pari al $\pm 15\%$ della potenza massima per le unità idroelettriche. L'intera banda di regolazione deve essere erogata da ciascuna unità abilitata entro il tempo massimo di 200 secondi ed erogata con continuità per almeno 2 ore [9]. Gli impianti di accumulo potrebbero dare un contributo alla regolazione secondaria generando gli stessi vantaggi ottenuti con il loro impiego nella regolazione primaria.

Per regolazione terziaria si intende il ripristino dei margini di riserva di regolazione secondaria che sono coordinati dal gestore di rete. Il gestore della rete impartisce ai singoli produttori ordini di esercizio relativi alla variazione della potenza prodotta ad unità già in servizio o spente garantendo l'operatività di riserve "pronte", in grado di erogare entro 15 minuti la potenza richiesta e di riserve "di sostituzione", aventi lo scopo di reintegrare la riserva "pronta" senza limitazioni di durata nel tempo [9]. Gli impianti principalmente interessati ad attività di regolazione terziaria sono turbine a gas e centrali idroelettriche ma i sistemi di accumulo possono essere impiegati come riserva "pronta" con i vantaggi discussi nei punti precedenti

1.5. Supporto di tensione

Uno dei parametri monitorati nella rete elettrica è il livello di tensione dei diversi nodi della rete. La generazione di potenza reattiva da parte dei gruppi di generazione consente la variazione dei livelli di tensione che è monitorata ai morsetti dei gruppi di generazione stessi e su opportuni nodi della rete elettrica [9]. I sistemi di accumulo in questo contesto potrebbero fornire un servizio di regolazione della tensione tanto più efficace, tanto più capillare sia la loro presenza nella rete elettrica vista la difficoltà di trasportare potenza reattiva nelle lunghe distanze a causa anche degli assorbimenti da parte degli stessi elementi della rete.

1.6. Riaccensione del sistema elettrico

In caso di guasto generalizzato dell'intero sistema elettrico (black out) la procedura di ripristino delle condizioni di esercizio richiede l'entrata in funzione di centrali idroelettrici o turbogas, in grado di avviarsi autonomamente (capacità di black start). Tale centrali sono impiegate per rialimentare un primo insieme di carichi di base e opportune centrali che consentono il riavvio del sistema elettrico. In questo contesto i sistemi di accumulo di grande taglia possono fornire una riserva di energia pronta all'utilizzo da impiegare come centrali di ripartenza autonoma.

1.7. Qualità del servizio

La rete elettrica dovrebbe fornire una tensione alternata sinusoidale la cui ampiezza e frequenza sono costanti nel tempo secondo le specifiche del sistema. Perturbazioni di breve durata come buchi di tensione, sovratensioni, squilibri di tensione e flicker hanno assunto una importanza sempre maggiore negli ultimi anni a causa delle crescenti richieste di qualità del servizio elettrico avanzate dagli utenti. I disturbi possono essere generati all'interno della rete o all'interno dell'utenza. La correzione dei disturbi possono avvenire con l'impegno di elettronica di potenza e di accumulatori di diverse prestazioni in base al tipo di disturbo [5].

2. I sistemi di accumulo connessi alla rete elettrica

I sistemi di accumulo connessi alla rete elettrica possono essere classificati secondo diversi schemi, ad esempio secondo la forma di energia utilizzata per l'accumulo ottenendo così una distinzione tra sistemi elettrochimici, elettrici, meccanici e chimici [10]. Un'altra possibilità è quella di classificare i diversi sistemi di accumulo secondo le caratteristiche di autonomia e potenza come avviene in Figura 2 che colloca nei diagramma le principali tecnologie di accumulo.

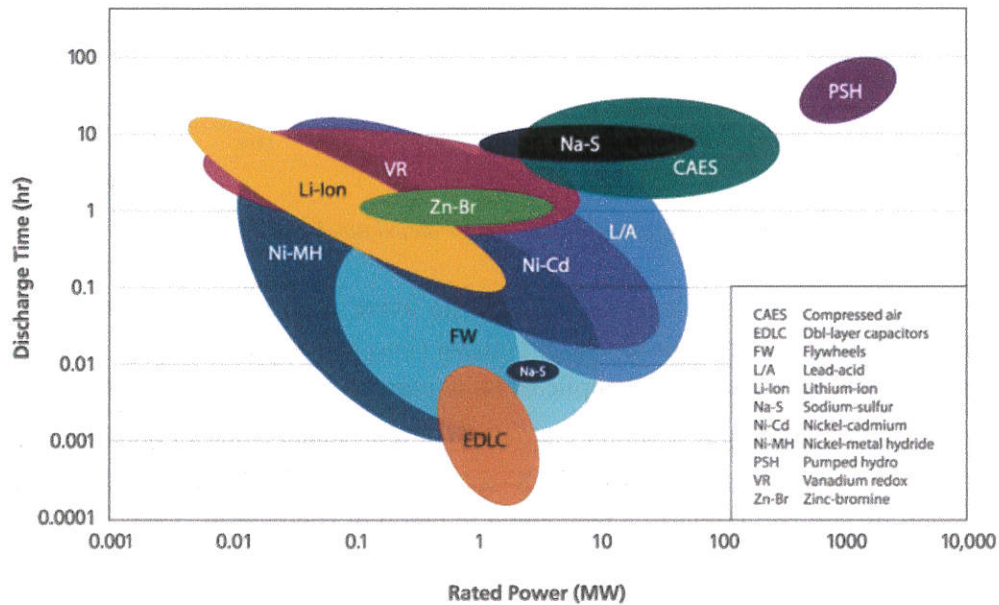


Figura 2: confronto in termini di potenza/tempo di scarica tra le diverse tecnologie di accumulo [11], [12]

Dal grafico è possibile riscontrare che tecnologie come gli impianti di pompaggio e gli impianti ad aria compressa sono in grado di mettere in gioco elevate potenze per un elevato numero di ore, perciò queste tecnologie sono adatte a fornire prestazioni cosiddette di "energia". I supercondensatori ed alcuni accumulatori elettrochimici sono in grado di impegnare modeste potenze per tempi brevi, fornendo prestazioni cosiddette di "potenza". La parte centrale del grafico è occupata dalla maggior parte delle tecnologie che offrono servizi di tipo ibrido come ad esempio i volani, alcuni accumulatori elettrochimici e le batterie di flusso.

Le prestazioni dei diversi sistemi di accumulo possono essere evidenziate anche con la Figura 3 che classifica le diverse tecnologie rapportando l'energia specifica in funzione della potenza specifica.

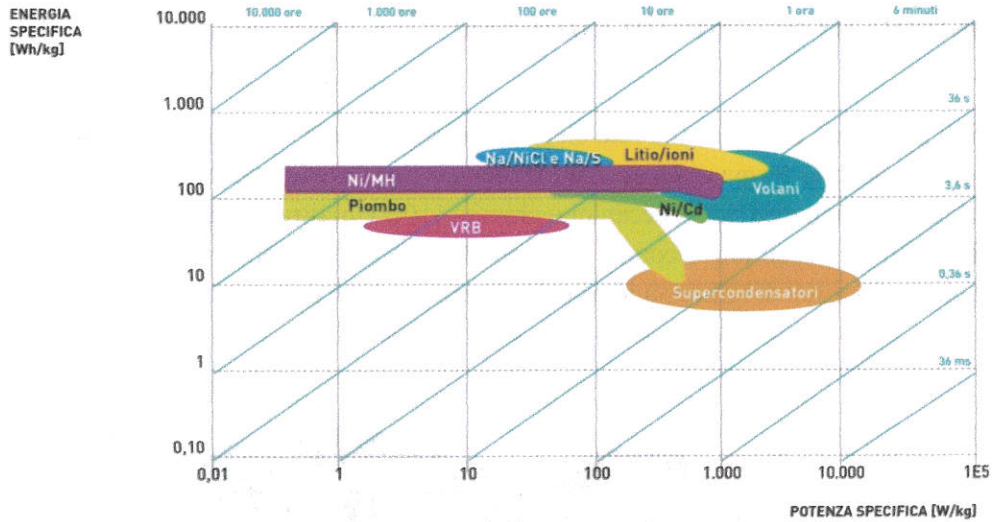


Figura 3: diagramma di Ragone per alcuni tipi di accumulatori [5]

Per ogni tecnologia di accumulo è anche possibile avere indicazione del tempo di scarica. Le tecnologie che si prestano ad applicazioni di potenza sono in basso a destra nel diagramma, mentre le tecnologie maggiormente adatte ad applicazioni di energia sono in alto a sinistra nel diagramma.

I servizi richiesti dei sistemi di accumulo descritti nel precedente capitolo possono essere messi in relazione con le prestazioni dei sistemi di accumulo per identificare quali siano i migliori accoppiamenti tra servizio richiesto e tecnologia in grado di soddisfarlo. Tale confronto è proposto in Tabella 1.

APPLICAZIONE	Idro	CAES	Na/S	Na/NiCl	Li/ion	Ni/Cd	Ni/MH	Pb/acido	Redox	Volani	SC
Time-shift	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Integrazione rinnovabili (Profilo prevedibile)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Differimento investimenti rete	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione primaria	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione secondaria	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione terziaria (Riserva pronta)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Riaccensione sistema elettrico	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Supporto di tensione	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Qualità del servizio (power quality)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

● Sistema adatto all'applicazione ● Sistema meno adatto degli altri all'applicazione ● Sistema non adatto all'applicazione

Tabella 1: confronto dei sistemi di accumulo per le applicazioni standard definite in precedenza [5]

La tecnologia commerciale maggiormente utilizzata per applicazioni di accumulo di energia è il pompaggio idroelettrico che costituisce più del 99% della potenza installata nel mondo con una

quota di 140000MW. Le altre tecnologie impiegate per l'accumulo sono i sistemi ad aria compressa con una potenza installata di 440MW le batterie Sodio-Zolfo con una potenza installata di 304MW. Altre tecnologie presentano una potenza installata di 232MW come si vede in Figura 4.

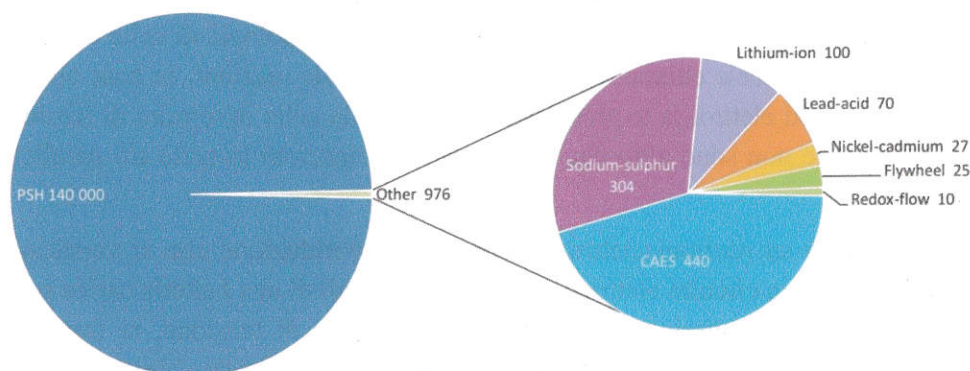


Figura 4: totale potenza installata nel mondo all'anno 2013, per applicazioni di accumulo connesso alla rete [13]

Le proiezioni relative allo sviluppo futuro delle tecnologie di accumulo prendono in considerazione l'impegno economico richiesto per lo sviluppo della tecnologia e il rischio collegato allo sviluppo stesso. È comunque possibile rappresentare lo stato dello sviluppo delle tecnologie di accumulo più promettenti per mezzo della Figura 5 che riporta nell'asse verticale lo stato corrente della tecnologia, mentre nell'asse orizzontale indica il livello di sviluppo atteso per il 2030.

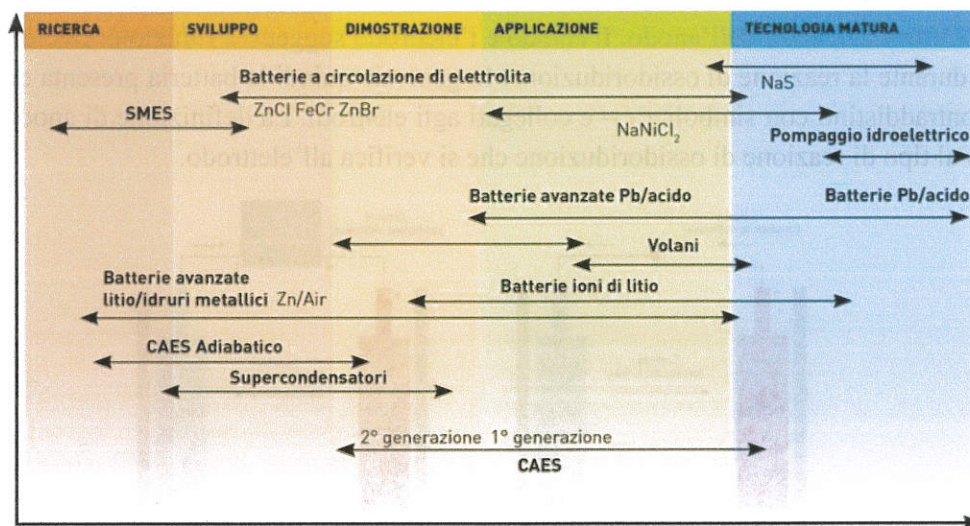


Figura 5: stato attuale delle diverse tecnologie di accumulo e prospettive di sviluppo con orizzonte 2030 [5]

Nel seguito è fatta una panoramica delle più promettenti tecnologie per applicazioni di accumulo di energia elettrica connesso alla rete al fine di evidenziarne le principali caratteristiche, pregi, difetti, applicazioni attuali e future per permettere un confronto delle tecnologie [6], [7], [4], [8], [10].

2.1. Generalità sugli accumulatori elettrochimici

Gli accumulatori elettrochimici sono dispositivi che permettono la conversione reversibile di energia chimica in energia elettrica, sono assemblati in celle costituite da due elettrodi metallici, un separatore e da una soluzione elettrolitica. Esistono numerose tipologie di celle elettrochimiche che si differenziano per le specie chimiche che prendono parte alle reazioni. In base alle combinazioni di elettrodi metallici ed elettrolita le prestazioni esterne della cella in termini di tensione e corrente cambiano. Le batterie non sono altro che opportune combinazioni in serie e/o parallelo di un dato numero di celle.

Le batterie si basano su reazioni elettrochimiche di ossidoriduzione che si verificano quando la batteria è collegata ad un circuito elettrico. Quando i terminali di una batteria carica sono collegati ad un carico elettrico la batteria agisce come un generatore di tensione, la forza elettromotrice produce un flusso di elettroni responsabile della conversione di energia chimica in energia elettrica e della scarica della batteria. Internamente alla batteria si verifica un flusso di ioni, in direzione opposta rispetto al flusso di elettroni. Quando ai terminali della batteria è applicato un opportuno campo elettrico esterno, la batteria si comporta da carico e la forza elettromotrice della batteria si oppone al flusso di elettroni imposto dal campo elettrico esterno. Il flusso di elettroni è responsabile della conversione di energia elettrica in energia chimica e della carica della batteria. Internamente alla batteria si verifica un flusso di ioni, in direzione opposta rispetto al flusso di elettroni. L'anodo della batteria è l'elettrodo sottoposto ad ossidazione cioè soggetto a perdita di elettroni durante la reazione di ossidoriduzione. Gli elettroni escono dall'anodo e la corrente, che ha direzione opposta al flusso elettronico, entra dall'anodo. Il catodo è l'elettrodo soggetto a riduzione cioè che guadagna elettroni durante la reazione di ossidoriduzione. In generale quindi la batteria presenta due terminali o poli, contraddistinti con simboli $+ / -$ e collegati agli elettrodi. La definizione di anodo e catodo è collegato al tipo di reazione di ossidoriduzione che si verifica all'elettrodo.

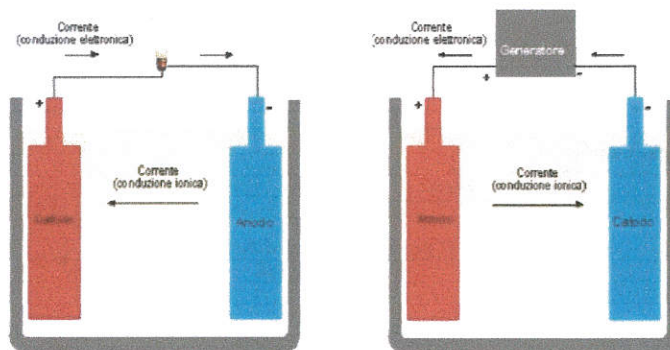


Figura 6: identificazione di catodo ed anodo al variare della condizione di lavoro dell'accumulatore

Le tecnologie tradizionali sono gli accumulatori a base di piombo o a base di nickel. Le altre tecnologie che al momento trovano prevalentemente applicazioni sperimentali per applicazioni connesse alla rete elettrica sono accumulatori ad alta temperatura, a base di ioni di litio e gli accumulatori a circolazione di elettrolita.

In generale le principali caratteristiche che definiscono un accumulatore elettrochimico sono:

- Capacità, indicata con C e misurata in Ah, indica la quantità di carica elettrica che può essere estratta durante la scarica. In generale questo parametro non è univoco ma dipende dal valore della corrente di scarica e dalla temperatura. La capacità, dunque, è definita con riferimento ad un particolare regime di scarica (C-rate) rappresentativo del regime di lavoro cui la batteria è destinata e ad una temperatura di riferimento, tipicamente 25 °C. In Figura 7 sono indicati i valori di capacità in funzione del regime di scarica e della temperatura.

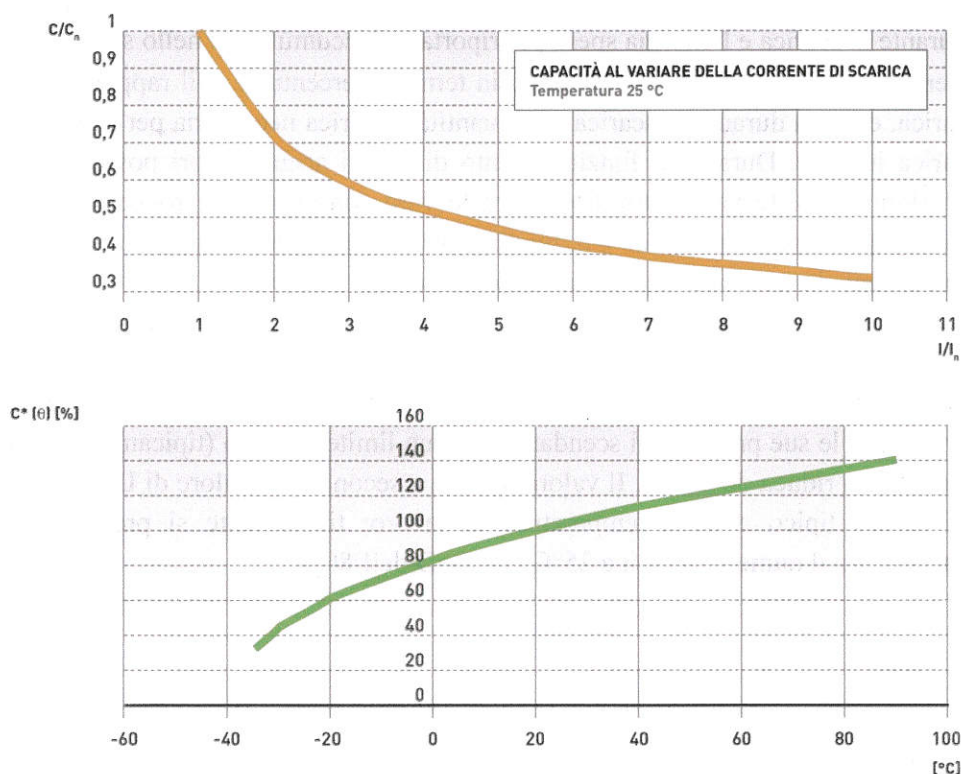


Figura 7: capacità in funzione del regime di scarica e della temperatura [5]

- Stato di carica, indicato anche come State of Charge o SoC e misurato in termini percentuali, indica la quantità di carica presente nell'accumulatore ed è rapportato alla capacità nominale.
- Profondità di scarica, indicata come Depth of Discharge o DoD e misurato in termini percentuali, indica la quantità di carica erogata dall'accumulatore ed è rapportata alla capacità nominale
- Potenza, misurata in W, indica la potenza erogabile in determinate condizioni di funzionamento. Si definiscono quindi la potenza nominale in condizioni nominali di tensione e corrente e la potenza di picco ai 30 secondi che indica la potenza che l'accumulatore è in grado di sostenere per 30 secondi.
- Energia nominale, misurata in Wh, indica l'energia che l'accumulatore è in grado di fornire durante la scarica a partire dalla condizione di piena carica.

- Potenza specifica e densità di potenza, misurate in W/kg e W/l, sono il rapporto tra la potenza in regime di scarica in condizioni di lavoro nominali ed il peso (potenza specifica) e il volume (densità di potenza) dell'accumulatore.
- Energia specifica e densità di energia, misurate in Wh/kg e Wh/l, sono il rapporto tra l'energia che il sistema fornisce durante la scarica ed il peso (energia specifica) e il volume (densità di energia) dell'accumulatore.
- Rendimento energetico, misurato in termini percentuali, è il rapporto tra l'energia fornita durante la scarica e l'energia spesa per riportare l'accumulatore nello stato di carica iniziale.
- Rendimento amperometrico, misurato in termini percentuali, è il rapporto tra la quantità di carica erogata durante la scarica e la quantità di carica necessaria per ripristinare lo stato di carica iniziale. Durante il funzionamento di alcuni accumulatori possono verificarsi delle reazioni parassite agli elettrodi che, tra le varie conseguenze, provocano una riduzione del rendimento amperometrico. Un rendimento amperometrico unitario semplifica in modo importante la gestione dell'accumulatore, perché permette di misurare lo stato di carica semplicemente tramite un'integrazione della corrente di carica/scarica.
- Tempo di vita, misurato in numero di cicli, indica il numero di cicli di scarica (fino ad una prefissata percentuale del DoD) e carica completa che una batteria è in grado di completare prima che le sue prestazioni scendano sotto un limite minimo (tipicamente prima che la sua capacità si riduca del 20%). Il valore cambia a seconda del valore di DoD scelto, del regime di lavoro tipico e della temperatura di lavoro; tipicamente si prende come valore di riferimento il numero di cicli a 25°C con DoD dell'80%.

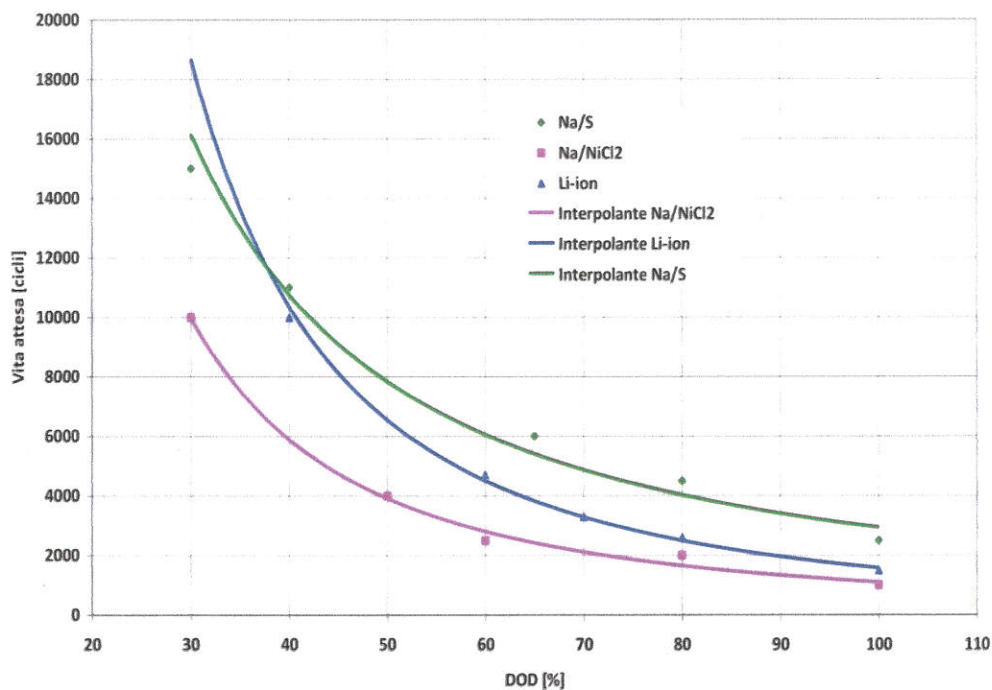
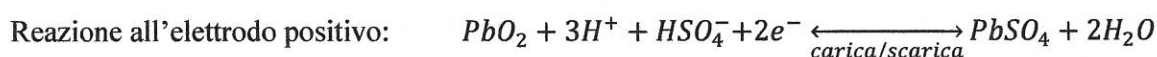
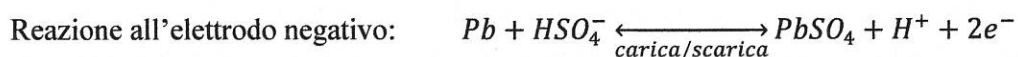


Figura 8: vita residua in funzione della profondità di scarica per diversi tipi di accumulatori.

- Temperatura, misurata generalmente in °C, indica il campo di temperatura dell'ambiente esterno entro cui l'accumulatore è in grado di operare.
- Corrente di scarica, misurata in A ed espressa in funzione del C-rate, indica la corrente di scarica che garantisce la capacità dichiarata.

2.2. Accumulatori al piombo

Le principali tipologie sono le batterie al piombo acido e al piombo gel. L'elettrodo positivo è generalmente formato da biossido di piombo (PbO_2), l'elettrodo negativo da piombo metallico spugnoso e l'elettrolita è una soluzione acquosa di acido solforico (H_2SO_4). Durante la scarica, gli elettrodi reagiscono con gli ioni dell'elettrolita formando solfato di piombo che si deposita nell'elettrolita. Durante la carica, i granuli di solfato di piombo disciolti nell'elettrolita sono convertiti in piombo all'elettrodo negativo e in biossido di piombo all'elettrodo positivo.



Per gli accumulatori al piombo è presente anche una differenza costruttiva perché si identificano batterie a vaso aperto (wet/flooded cell lead acid - VLA) e a vaso chiuso (valve regulated lead acid - VRLA). Nel caso di tecnologia a vaso aperto l'ossigeno e l'idrogeno che si sviluppano all'elettrodo positivo e a quello negativo, rispettivamente, durante la sovraccarica e, in misura ridotta durante la carica, fuoriescono e portano alla disidratazione dell'elettrolita che deve essere rabboccato. Il rabbocco è necessario anche per sostituire l'acqua che evapora durante il funzionamento per l'innalzamento della temperatura dell'accumulatore.

Negli accumulatori a vaso chiuso il contenitore che racchiude gli elettrodi e l'elettrolita è ermetico, ma non completamente in quanto è provvisto di una o più valvole di sfogo in caso di sovrappressione che si creano all'interno della batteria durante la carica, e ancor più durante la sovraccarica, per la produzione di idrogeno ed ossigeno in forma gassosa.

Le prestazioni tipiche per questo tipo di accumulatori sono riportate in Tabella 2.

	Energia specifica		Potenza specifica	Cicli di vita	Rendimento	Temperatura
	[Wh/kg]	[Wh/l]	[W/kg]	Numero di cicli @ 80% DoD	[%]	[°C]
VLA	25 - 40	60 -100	140 -350	200 -1500	70 -75	20 - 40
VRLA	30 - 40	80 -100	140 -300	300 -1000	80 -85	20 - 40

Tabella 2: caratteristiche degli accumulatori al piombo [11], [12]

Le batterie al piombo trovano largo impiego in applicazioni stazionarie quali UPS, alimentazioni di emergenza, telecomunicazioni e come batterie di avviamento per applicazioni di trazione. I vantaggi sono legati alla maturità tecnologica del prodotto che garantisce economicità e possibilità di riciclare i materiali impiegati. Gli svantaggi sono legati alla vita limitata, alla bassa energia e potenza specifica della tecnologia, alla produzione di idrogeno durante la carica. Le prestazioni sono fortemente dipendenti dalla temperatura e dal regime di lavoro mentre il rendimento è piuttosto basso.

Gli esempi più interessanti sono relativi ad applicazioni per la continuità locali o al servizio del sistema elettrico. Un esempio è l'installazione nelle isole Hawaii da 15MW e 10MWh a supporto di un parco eolico da 30MW al fine di limitare le fluttuazioni di potenza generata dall'impianto eolico. Altri esempi sono in California con una installazione di 10MW e 40MWh per la regolazione del carico e a Puerto Rico con una installazione di 20MW e 18MWh [5].

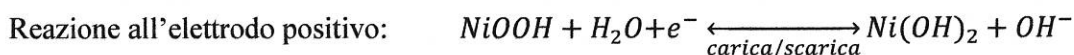
I principali punti di miglioramento di questa tecnologia sono legati all'aumento della potenza specifica e dell'energia specifica grazie al miglioramento dei materiali attivi impiegati e al design per garantire resistenza inferiore. Ulteriori miglioramenti dal lato dei costi potranno provenire dalla automazione e dal miglioramento dei processi, mentre la vita della batteria potrà estendersi attraverso gestioni intelligenti della stessa. Si prevede che le batterie al piombo potranno essere impiegate in integrazione con altre tecnologie di accumulo di energia per massimizzare i benefici e ridurre i costi.

Gli attuali costi di investimento per questa tecnologia sono di circa 400€/kWh e di circa 500€/kW. Le previsioni di costo stimano dei costi di circa 150€/kWh e di circa 200€/kW nel 2030 [11], [12].

2.3. Accumulatori al nickel

Gli accumulatori a base di nickel si dividono in due principali categorie: nickel-cadmio (Ni-Cd) e nickel-idruri metallici (Ni-MH). Il funzionamento degli accumulatori si basa sulla proprietà di alcune leghe e composti metallici di adsorbire idrogeno in opportune condizioni di pressione e temperatura formando idruri metallici. Per gli elettrodi i composti più usati sono miscele di terre rare e metalli, mentre per l'elettrolita si utilizza una soluzione acquosa alcalina. Diversamente dagli accumulatori a base di piombo, l'elettrolita non partecipa alle reazioni, ma agisce come mezzo di trasporto dell'idrogeno.

Durante la fase di scarica, l'idrogeno assorbito dagli idruri reagisce con gli ioni di idrossido OH^- generando acqua. Il materiale attivo dell'elettrodo negativo è pertanto l'idrogeno mentre, il composto intermetallico è usato solo come "serbatoio" per l'idrogeno. Durante la carica, l'elettrolisi dell'acqua contenuta nell'elettrolita produce idrogeno; esso è assorbito dall'elettrodo negativo costituito dal composto intermetallico M e forma l'idruro metallico MH .



Le prestazioni tipiche per questo tipo di accumulatori sono riportate in Tabella 3.

	Energia specifica		Potenza specifica	Cicli di vita	Rendimento	Temperatura
	[Wh/kg]	[Wh/l]	[W/kg]	Numero di cicli @ 80% DoD	[%]	[°C]
Ni-Cd per potenza	25 - 40	130	500	800 - 1500	70 - 75	-40 - 50
Ni-Cd per energia	40 - 50	130	120 - 350	800 - 1500	70 - 75	-40 - 50
NiZn	60 - 80	200 - 300	500 - 1000	200 - 1000	60 - 65	0 - 40
NiMH per potenza	40 - 55	80 - 200	500 - 1400	500 - 2000	70 - 80	0 - 45
NiMH per energia	60 - 80	200 - 350	200 - 600	500 - 2000	70 - 80	0 - 45

Tabella 3: caratteristiche principali degli accumulatori al nickel [11], [12]

Questi accumulatori sono impiegati in diverse applicazioni industriali e militari che richiedono sistemi robusti, affidabili e con buona durata di vita e che offrano buone prestazioni anche in condizioni climatiche non ottimali. La tecnologia Ni-Cd è in fase di declino per i problemi ambientali legati alla presenza del cadmio e sostituita con la tecnologia ad idruri metallici che però risulta maggiormente costosa a causa delle materie prime impiegate. I vantaggi e svantaggi comuni delle due principali categorie sono maturità della tecnologia, la sicurezza e la elevata auto scarica.

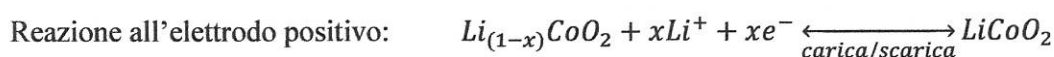
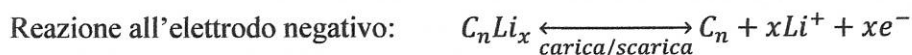
Una interessante applicazione è quella in Alaska con una capacità di 18MWh ed in grado di erogare 27MW per 15 minuti o 46MW per 5 minuti [5]. L'applicazione principale è di dare supporto alla rete elettrica per la compensazione della potenza reattiva, la riserva rapida, la regolazione di frequenza, load following e load levelling.

Gli attuali costi di investimento per la tecnologia nickel-cadmio e nickel-idruri metallici è di circa 600-700€/kWh e di circa 500-600€/kW con previsioni di costo al 2030 di circa 550-650€/kWh e di circa 450-550€/kW [11], [12].

2.4. Accumulatori al litio

Gli accumulatori a base di litio comprendono due sottocategorie, gli accumulatori a base di ioni di litio e gli accumulatori al litio polimero. La prima categoria è la principale e l'elettrodo positivo è costituito da ossidi a base di litio, mentre l'elettrodo negativo è a base di carbonio o, recentemente, a base di titanato di litio. Il funzionamento si basa sull'inserimento di ioni di litio nel reticolo cristallino del carbonio senza modificarne la struttura cristallina. L'elettrolita è non acquoso perché il litio reagisce violentemente con l'acqua e, diversamente dagli accumulatori a base di piombo, l'elettrolita non partecipa alle reazioni e non c'è la formazione né di idrogeno e né di ossigeno. Durante la scarica, gli ioni di litio inseriti nel reticolo cristallino del carbonio (elettrodo negativo)

lasciano il reticolo cristallino, migrano verso l'elettrodo positivo portati dall'elettrolita e si associano all'elettrodo positivo. Durante la carica, gli ioni di litio si dissociano dall'elettrodo positivo, migrano verso l'elettrodo negativo portati dall'elettrolita e si inseriscono nel reticolo cristallino dell'elettrodo negativo



La varietà delle combinazioni dei materiali utilizzati per la realizzazione degli elettrodi genera una ampia gamma di combinazioni con differenti vantaggi e svantaggi in termini di energia e potenza specifica, vita, costi e sicurezza, ma non esiste una tecnologia in assoluto ottimale.

Le prestazioni tipiche per questo tipo di accumulatori sono riportate in Tabella 4.

	Energia specifica		Potenza specifica	Cicli di vita	Rendimento	Temperatura
	[Wh/kg]	[Wh/l]	[W/kg]	Numero di cicli @ 80% DoD	[%]	[°C]
Li-ion per potenza	70 - 130	150 - 450	600 - 3000	800 - 3000	90 - 95	-20 - 60
Li-ion per energia	110 - 220	150 - 450	200 - 600	800 - 3000	90 - 95	-20 - 60
Li Polimero	100 - 180	100	300 - 500	300 - 1000	90 - 95	-20 - 110

Tabella 4: caratteristiche principali degli accumulatori al litio [11], [12]

Il basso peso atomico del litio è uno dei motivi che spiegano l'elevata energia specifica di questa tipologia di accumulatori. Per motivi gestionali e di sicurezza non sono disponibili sul mercato come celle singole, ma come sistemi completi del sistema di gestione delle batterie.

Le applicazioni mondiali sono prevalentemente connesse alla rete elettrica e accoppiate alla generazione distribuita da fonti rinnovabili da qualche kW sino a diversi MW. Una interessante applicazione è quella in negli Stati Uniti che impiega un sistema con elettrodo al titanio di litio. L'applicazione da 2MW e 500kWh ha lo scopo di effettuare la regolazione di frequenza di rete su una base temporale dell'ordine di secondo [5].

Gli attuali costi di investimento per la tecnologia a base di litio sono di circa 600-1200€/kWh e di circa 500-1200€/kW con previsioni di costo al 2030 di circa 200€/kWh e di circa 200€/kW [11], [12].

2.5. Accumulatori ad alta temperatura

Le batterie ad alta temperatura operano a temperatura interna compresa tra i 250 e i 350 °C per garantire lo stato fuso degli elettrodi ed aumentare la conducibilità dell'elettrolita. Le principali tipologie sono sodio/zolfo e sodio/cloruro di nickel, anche note come ZEBRA (Zero Emission

Battery Research Activity). Negli accumulatori al sodio-cloruro di nickel l'elettrodo positivo è costituito da cloruro di nickel ed è immerso in un elettrolita liquido formato da una soluzione di tetracloroalluminato di sodio ($NaAlCl_4$), mentre l'elettrodo negativo è costituito da sodio. I due elettrodi si trovano allo stato fuso e sono divisi da un separatore di materiale ceramico, la β -allumina, che consente il passaggio degli ioni.

L'alta temperatura di lavoro rende le prestazioni degli accumulatori indipendenti dalla temperatura ambiente. Le prestazioni tipiche per questi tipi di accumulatori sono riportate in Tabella 5.

	Energia specifica		Potenza specifica	Cicli di vita	Rendimento	Temperatura
	[Wh/kg]	[Wh/l]	[W/kg]	Numero di cicli @ 80% DoD	[%]	[°C]
NaS (modulo)	103	150	100	4500	89	-20 - 45
Zebra - Na-NiCl ₂	90 - 120	183	100 - 120	2500 - 3000	90	-20 - 45

Tabella 5: caratteristiche principali degli accumulatori ad alta temperatura [11], [12]

Dal punto di vista delle prestazioni sono sostanzialmente simili agli accumulatori al sodio-zolfo, ma sono intrinsecamente più sicuri. Altro punto positivo della tecnologia è l'elevata energia specifica. Come nel caso precedente è richiesto l'uso dei sistemi di gestione delle batterie per garantirne il corretto funzionamento. Gli svantaggi al momento riguardano le dispersioni termiche a causa dell'operatività ad alta temperatura.

Un esempio applicativo della tecnologia sodio/cloruro di nickel ha una capacità di 230kWh ed è accoppiato ad un impianto fotovoltaico da 180kWp [5].

I principali punti di miglioramento sono legati all'aumento di potenza specifica ed energia specifica, all'aumento della vita utile.

Gli attuali costi di investimento per la tecnologia a base di sodio sono di circa 400-650€/kWh e di circa 1500-2500€/kW con previsioni di costo al 2030 di circa 200-300€/kWh e di circa 1000-1500€/kW [11], [12].

2.6. Accumulatori a circolazione di elettrolita

Gli accumulatori a circolazione di elettrolita sono basati su elettrolita a base di vanadio o di bromuro di zinco. Negli accumulatori a circolazione di elettrolita al bromuro di zinco la cella elementare è formata da un elettrodo negativo costituito da zinco (in forma solida quando la batteria è carica), un elettrodo positivo costituito da bromo (liquido a temperatura ambiente) e da un elettrolita costituito da una soluzione acquosa di bromuro di zinco. I due elettroliti sono separati da una membrana in poliolefina microporosa, mentre gli elettrodi sono formati da un composto carbonio-plastico. Gli accumulatori al bromuro di zinco hanno energia e potenza specifiche maggiori degli accumulatori al vanadio e anche un rendimento mediamente maggiore. In entrambe le tecnologie le soluzioni dell'elettrolita sono immagazzinate in serbatoi esterni alla cella sono, messi in circolazione da pompe e la loro caratteristica più importante è il disaccoppiamento tra le caratteristiche di potenza ed energia. La potenza che l'accumulatore può erogare o assorbire

dipende dalla quantità di elettrolita che prende parte alla reazione e dalla portata delle pompe. La capacità di accumulo è invece legata alla quantità di liquido totale e quindi alla capienza dei serbatoi: pertanto è possibile aumentare la capacità dell'accumulatore semplicemente aumentando le dimensioni dei serbatoi. Tra gli svantaggi si ricorda la necessità di manutenzione del circuito idraulico a servizio dell'accumulatore.

Le prestazioni tipiche per questi tipi di accumulatori sono riportate in Tabella 6.

	Energia specifica		Potenza specifica	Cicli di vita	Rendimento	Temperatura
	[Wh/kg]	[Wh/l]	[W/kg]	Numero di cicli @ 80% DoD	[%]	[°C]
Per applicazioni di energia	60 - 80	75 - 80	50 - 150	10000	70 - 75	0 - 40

Tabella 6: caratteristiche principali degli accumulatori a circolazione di elettrolita [11], [12]

L'impiego di questa tecnologia è agli inizi trovando una potenza installata totale di solo 9MW ma l'elevata capacità di questo tipo di accumulatori li rende adatti a grossi impianti di immagazzinamento di energia.

Gli attuali costi di investimento per questa tecnologia sono di circa 400€/kWh e di circa 2500€/kW con previsioni di costo al 2030 di circa 120€/kWh e di circa 250€/kW [11], [12].

2.7. Supercondensatori

In generale, i condensatori sono dispositivi in grado di accumulare energia elettrica in forma elettrostatica. I supercondensatori o ultracondensatori sono anche noti come condensatori a doppio strato elettrochimico ed hanno una densità di energia molto maggiore rispetto ai comuni condensatori. Per esempio, un condensatore elettrolitico ha una capacità di pochi micro Farad, mentre i supercondensatori di uguali dimensioni hanno capacità di diversi Farad. I più grandi supercondensatori commerciali hanno capacità anche di 5000 Farad con densità di energia dell'ordine dei 30Wh/kg. Di contro, i supercondensatori sono in grado di sostenere una tensione molto bassa.

In un condensatore convenzionale l'energia è immagazzinata per rimozione dei portatori di carica, tipicamente elettroni, da una piastra e la loro deposizione sull'altra piastra. La separazione di cariche crea un potenziale tra le due piastre. L'energia immagazzinata è proporzionale sia alla quantità di carica sulle piastre che dalla tensione tra le piastre. Per un dato dielettrico, la quantità di carica è funzione della dimensione e distanza dei piatti, mentre la tensione è limitata dalla ripartizione del dielettrico tra le piastre.

Per un condensatore piano valgono quindi le relazioni:

$$Q = CV$$

$$W = \frac{1}{2} QV = \frac{1}{2} CV^2 = \frac{1}{2} \frac{V^2}{Q} = \frac{1}{2} \frac{Q^2}{C}$$

$$C = \varepsilon \frac{A}{d}$$

I diversi materiali dielettrici (carta, plastica, ceramica e così via) inseriti tra le piastre hanno un valore corretto della costante dielettrica o permeabilità $\varepsilon = \varepsilon_r \varepsilon_0$, dove ε_0 è la permeabilità dell'aria e ε_r è la costante dielettrica del materiale.

Rispetto ai tradizionali condensatori, i supercondensatori hanno una regione dielettrica non convenzionale accompagnata da una superficie delle piastre non regolare. La regione dielettrica è costituita da un sottile strato di materiale isolante che ha un'azione separante che divide due strati di materiale conduttore costituito da un elettrolita che prende anche il nome di doppio strato elettrochimico.

La superficie delle piastre dei supercondensatori utilizza un materiale nanoporoso, tipicamente a base di carbonio, che riveste le piastre costituite da fogli di alluminio. Come risultato, la superficie interna delle piastre è molto più grande della superficie frontale e questo contribuisce ad aumentare la capacità.

Applicando una differenza di potenziale ai terminali di un supercondensatore si innesca un processo di separazione degli ioni dell'elettrolita che porta alla formazione di un doppio strato di carica alle interfacce elettrodo/elettrolita, come mostrato in Figura 9.

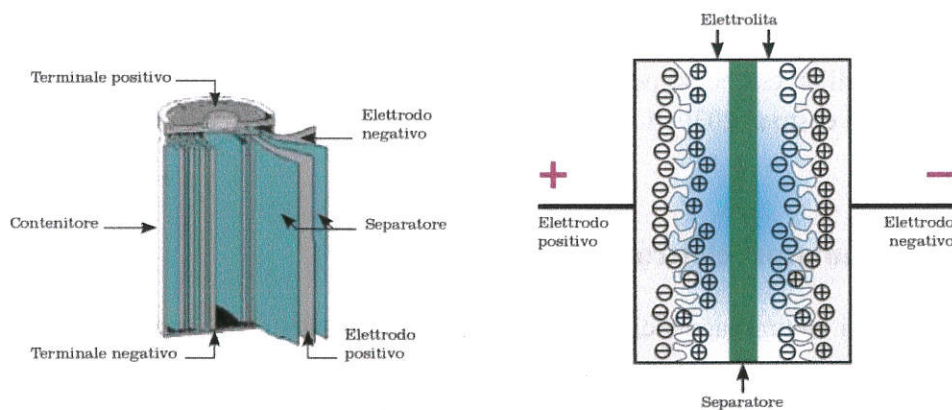


Figura 9: supercondensatore cilindrico e schematizzazione della formazione del doppio strato di carica [5]

Nei supercondensatori l'accumulo di energia elettrica avviene dunque mediante un processo fisico facilmente reversibile e molto rapido di carica e scarica del doppio strato e non si hanno processi chimici di ossidoriduzione. Questo permette di poter caricare e scaricare in modo molto rapido i supercondensatori per un numero di cicli di vita molto maggiore rispetto a quello degli accumulatori elettrochimici. I supercondensatori operano a tensioni che sono dell'ordine di 1V con elettrolita acido acquosa e dell'ordine di 3V con soluzione organica. Questo significa che, per

sostenere tensioni superiori, molti singoli supercondensatori sono collegati in serie a formare dei moduli. I moduli, a loro volta, possono essere collegati in serie dall'utente per raggiungere la tensione di funzionamento richiesto ed eventualmente in parallelo per raggiungere la capacità richiesta. La risultante serie / parallelo dei moduli formano quello che viene comunemente chiamato banco supercondensatore.

Le prestazioni tipiche dei supercondensatori sono riportate in Tabella 7.

	Energia specifica		Potenza specifica	Cicli di vita	Rendimento	Temperatura
	[Wh/kg]	[Wh/l]	[W/kg]	Numero di cicli @ 80% DoD	[%]	[°C]
Per applicazioni di potenza	3 - 5	3 - 10	2000 - 10000	500k - 1M	95 - 100	-20 - 90
Per applicazioni di energia	12 - 20	3 - 6	2000 - 10000	500k - 1M	95 - 100	-20 - 90

Tabella 7: caratteristiche principali dei supercondensatori [11], [12]

Le potenzialità dei supercondensatori sono relative alla possibilità di fornire in modo rapido elevati valori di potenza per brevi periodi di tempo. Questa caratteristica li rendono interessanti per applicazioni nel campo della trazione elettrica anche in abbinamento con accumulatori elettrochimici al fine di aumentarne le prestazioni complessive. Nelle applicazioni stazionarie si prestano bene per applicazioni nella power quality al fine di migliorare la qualità della fornitura elettrica.

Gli aspetti legati al miglioramento della tecnologia riguardano l'incremento della capacità e la riduzione dei costi per agevolare una maggiore diffusione della tecnologia. Sul fronte dei materiali che compongono i supercondensatori, l'elettrolita di tipo organico è il materiale più critico perché contiene solventi infiammabili, irritanti e corrosivi. Per quanto riguarda gli altri materiali costituenti il supercondensatore essi possono essere riciclati.

Gli attuali costi di investimento per questa tecnologia sono di circa 10000€/kWh e di circa 500€/kW con previsioni di costo al 2030 di circa 6000€/kWh e di circa 300€/kW [11], [12].

2.8. Accumulatori elettromagnetici

Gli accumulatori elettromagnetici si basano sul fenomeno della superconduttività per il quale un materiale mostra una resistenza nulla al passaggio di corrente ed una impenetrabilità ai campi magnetici variabili. La superconduttività esiste se un materiale è mantenuto al di sotto di una opportuna temperatura critica, tipica per ogni materiale e dell'ordine di alcune decine di gradi Kelvin. I superconduttori, data la loro capacità di condurre elevate correnti senza dissipazione di energia per effetto Joule, sono la scelta tecnologicamente più avanzata quando è richiesta la creazione di campi magnetici molto intensi senza che sia dissipata energia.

Uno SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage) è costituito da una bobina realizzata mediante materiale superconduttore. L'energia magnetica è associata alla circolazione di una corrente al suo interno che vi rimane immagazzinata permanentemente grazie alle proprietà dei superconduttori di condurre la corrente senza dar luogo a una significativa dissipazione di energia.

La bobina superconduttiva è avvolta su un nucleo magnetico, mantenuto a temperatura criogenica attraverso un refrigeratore. Il liquido refrigerante solitamente usato è l'elio o l'azoto. Come contenitore del nucleo magnetico viene utilizzato un criostato in acciaio inossidabile isolato termicamente e tenuto sotto vuoto.

L'energia magnetica può essere immagazzinata/estratta da uno SMES mediante convertitori statici di potenza. Le prime realizzazioni sperimentali degli SMES risalgono agli anni 70. Inizialmente gli SMES furono concepiti come dispositivi di grossa taglia destinati al livellamento di ampie fluttuazione di carico nelle reti elettriche. Successivamente gli scenari applicativi si sono moltiplicati. SMES di piccola taglia (micro-SMES) vengono oggi utilizzati per garantire localmente la necessaria power quality a carichi estremamente critici, per esempio riducendo le fluttuazioni di energia generata dalle sorgenti elettriche o intervenendo in presenza di buchi di energia di durata limitata.

Attualmente il principale ostacolo per l'impiego degli SMES è costituito dal loro elevato costo. I progressi in corso nello sviluppo di nuove tecnologie superconduttive (in particolare di materiali con temperature critiche più alte) potrebbero consentire l'abbattimento dei costi e la conseguente diffusione degli SMES su larga scala.

Gli SMES sono caratterizzati da un basso livello di energia specifica; tuttavia, rilasciando energia in tempi molto rapidi, essi sono caratterizzati da un'elevatissima potenza specifica. Avendo alti livelli di efficienza e bassi tempi di risposta, essi sono particolarmente adatti ad applicazioni in potenza.

In Tabella 8 sono riassunte le maggiori caratteristiche della tecnologia.

<i>Energia specifica</i>	<i>Potenza specifica</i>	<i>Cicli di vita</i>	<i>Rendimento</i>	<i>Temperatura</i>
<i>[Wh/kg]</i>	<i>[W/kg]</i>	<i>Numero di cicli @ 80% DoD</i>	<i>[%]</i>	<i>[°C]</i>
3	100000	500k - 1M	95 - 100	-20 - 90

Tabella 8: caratteristiche principali degli accumulatori elettromagnetici [11], [12]

2.9. Accumulatori a volano

I volani sono dei sistemi che permettono di immagazzinare energia sotto forma di energia cinetica, mediante la rotazione di un corpo detto rotore che, in fase di carica viene accelerato, mentre in fase di scarica viene decelerato. I componenti che costituiscono i sistemi di accumulo sono il rotore, i cuscinetti, la macchina elettrica reversibile, gli apparati dell'elettronica di potenza e l'involucro esterno.

L'energia cinetica si può esprimere con la relazione

$$E_k = \frac{1}{2} I \omega^2$$

dove I è il momento di inerzia e ω è la velocità angolare. Il momento di inerzia dipende dalla geometria del corpo messo in rotazione, ad esempio considerando dei corpi n , di massa m_i e a distanza r_i dal centro di rotazione il momento di inerzia assume la forma:

$$I = \sum_{i=1}^n m_i r_i^2$$

Se la massa rotante corrispondente a quella di un cilindro cavo, l'espressione del momento di inerzia diventa:

$$I = \frac{1}{2} \pi h \rho (r_0^4 - r_i^4)$$

e l'espressione dell'energia cinetica prende la forma seguente:

$$E_k = \frac{1}{4} \pi h \rho (r_0^4 - r_i^4) \omega^2$$

Dove h è l'altezza del cilindro, ρ la densità del materiale, r_0 raggio esterno ed r_i raggio interno. È facile notare dalla espressione precedente che per ottenere elevate quantità di energia immagazzinata è più interessante aumentare la velocità angolare rispetto ad aumentare la densità del materiale.

L'energia che può essere immagazzinata in sicurezza dipende dal punto in cui il rotore comincia a deformarsi o a frantumarsi. La resistenza alla trazione del materiale determina la velocità massima alla quale è possibile operare. Per un cilindro cavo la tensione che si sviluppa sul bordo esterno è:

$$\sigma = \rho r_0^2 \omega^2$$

La massima energia immagazzinabile prende la forma:

$$E_{k,max} = \frac{1}{4} \pi h \left(1 - \left(\frac{r_i}{r_0}\right)^4\right) r_0^2 \sigma$$

Le precedenti relazioni mostrano come la massima energia accumulabile è ottenibile con un volano costituito da un materiale che combina un'alta resistenza ad una bassa densità.

Da un punto di vista generale è possibile esprimere l'energia in termini specifici di massa e di volume con le relazioni:

$$e_m = \frac{K \sigma_{max}}{\rho}$$

$$e_v = K \sigma_{max}$$

con K fattore di forma che dipende dalla particolare geometria della massa del volano.

Nella Tabella 9 sono riportate le forme principali e i tipici valori del fattore di forma K .



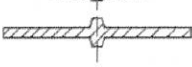
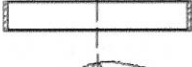
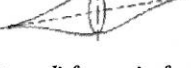

Cross section	Shape factor K
	1.000
	0.931
	0.806
	0.606
	0.500
	0.500

Tabella 9: valore del fattore di forma in funzione delle caratteristiche geometriche della massa rotante [14]

Per ottenere elevate densità di energia, è richiesto un alto valore di K , ma la condizione di fattore di forma unitario è difficilmente realizzabile e i volani di forma cilindrica sono di solito l'opzione preferibile.

Ottenere un'alta densità di energia per unità di massa, massimizzando il valore e_m , prevede l'utilizzo di materiali leggeri e ad alta resistenza, come i materiali compositi, che consentono di operare ad elevata velocità angolare. Ottenere invece un'alta densità di energia per unità di volume, massimizzando il valore e_v , prevede l'impiego di materiali ad elevata resistenza come ad esempio i metalli che hanno costi anche 20-30 volte inferiori rispetto ai materiali compositi. Questi rotori sono costituiti da pesanti dischi di acciaio operanti a velocità inferiori ai 10000 giri al minuto con configurazione dell'albero che può essere sia orizzontale che verticale. Di contro i rotori in materiale composito operano a velocità sino di 100000 giri al minuto e la configurazione dell'albero è verticale. In generale, le macchine che operano con rotori in fibra di carbonio possono raggiungere valori di energia specifica di 100Wh/kg, mentre per i rotori in acciaio l'energia specifica è circa di 5Wh/kg.

Un aspetto fondamentale nella progettazione di un volano è il suo comportamento dinamico a causa della tendenza di instaurarsi di un moto di tipo conico o cilindrico così come rappresentato in Figura 10. Per evitare l'insorgenza di tale moto, il volano deve essere costantemente posto sotto controllo e il moto deve essere eventualmente corretto.

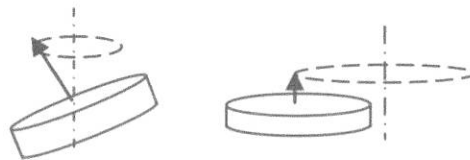


Figura 10: moto conico e moto cilindrico di volano rispetto all'asse di rotazione [11], [12]

Al contrario degli accumulatori elettrochimici, in questi sistemi è teoricamente possibile prelevare efficacemente tutta l'energia immagazzinata. La maggiore limitazione è data dalla coppia T esercitabile dal sistema ricavabile dalla relazione che esprime la potenza del sistema:

$$P = T\omega$$

Nel caso in cui la potenza estratta dal sistema si mantenesse costante e la velocità angolare via via si riducesse, sarebbe necessaria una coppia applicata via via più elevata per mantenere lo scambio di potenza. La limitazione sullo scambio di potenza è legato al valore della velocità angolare di funzionamento del sistema. All'atto pratico il rapporto s tra la minima e la massima velocità del sistema non è mai inferiore a 0.2. L'energia utile accumulabile è quindi pari al valore:

$$E = E_{max}(1 - s^2)$$

Se ad esempio il valore di s è posto pari a 1/3, l'energia accumulabile è circa il 90% dell'energia massima.

I cuscinetti utilizzati in queste applicazioni sono prevalentemente di tipo magnetico che, rispetto ai tradizionali cuscinetti meccanici, presentano attrito quasi nullo, elevata affidabilità, assenza di lubrificante e velocità di esercizio elevate. Le due tipologie impiegate sono di tipo permanente o attivo. I cuscinetti a magneti permanenti (Permanent Magnet Bearing - PMB) sono composti da materiali magnetizzati in modo permanente tendendo quindi a respingersi o ad attrarsi e vengono installati in modo da garantire stabilità al rotore. I cuscinetti magnetici attivi (Active Magnetic Bearing - AMB) sono composti da uno o più elettromagneti, una parte ferromagnetica solidale al rotore, sensori di spostamento e un circuito di controllo. Questi ultimi possono essere comandati consentendo di correggere il moto del rotore.

La macchina elettrica impiegata in questo tipo di applicazioni è generalmente reversibile priva di spazzole o contatti striscianti a causa del funzionamento del rotore in atmosfera controllata. Queste prescrizioni escludono l'uso di motori in corrente continua per impiegare prevalentemente macchine ad induzione o a magneti permanenti. Il motore a induzione è utilizzato di rado: infatti, sebbene sia piuttosto economico, presenta una bassa efficienza ed elevate perdite rispetto alla macchina a magneti permanenti. La natura asincrona del dispositivo è accompagnata da un sistema di controllo che deve gestire la frequenza di funzionamento in relazione alla tensione di alimentazione. Il motore a magneti permanenti è sempre più utilizzato in applicazioni dove è prioritario avere basse perdite di esercizio. La presenza dei magneti permanenti consente di ridurre fortemente le perdite anche se accompagnato da un aumento dei costi della macchina. Inoltre il controllo di velocità risulta essere più semplice rispetto al caso precedente perché il campo magnetico è più stabile [14]. In Tabella 10 sono indicate le principali caratteristiche delle macchine elettriche impiegate.

<i>Machine</i>	<i>Asynchronous</i>	<i>Permanent Magnet Synchronous</i>
<i>Power</i>	High	Medium and low
<i>Specific Power</i>	Medium ($\approx 0.7\text{kW/kg}$)	High ($\approx 12\text{kW/kg}$)
<i>Rotor Losses</i>	Copper and Iron	None
<i>Efficiency</i>	High (93.4%)	Very High (95.2%)
<i>Maximum/base speed</i>	Medium (> 3)	Low (< 2)
<i>Demagnetization</i>	No	Yes
<i>Cost</i>	Low (22€/kW)	High (38€/kW)

Tabella 10: confronto tra le macchine elettriche impiegate nei volani [15].

Gli accumulatori cinetici sono connessi ad un circuito di controllo costituito da convertitore di potenza bidirezionale, spesso basato su interruttori elettronici potenza di tipo IGBT. Le modalità di funzionamento dell'elettronica di potenza permettono al sistema di agire sulla potenza reattiva scambiata con la rete.

L'involucro esterno del volano è necessario per garantirne il funzionamento in efficienza e sicurezza. I compiti principali sono: mantenere il vuoto spinto al suo interno, garantire il contenimento di materiale ad elevata energia cinetica in caso di guasto.

Le prestazioni degli accumulatori cinetici portano la tecnologia a collocarsi in competizione con gli accumuli elettrochimici, i supercondensatori e le batterie di flusso. Così come accade per le tecnologie simili, anche con gli accumulatori cinetici si realizzano installazioni multiple al fine di raggiungere livelli di potenza ed energia necessari al tipo di applicazione. Per questa ragione molto spesso si parla di batterie a volano. I tempi di risposta della tecnologia sono molto brevi, nell'ordine di 5 millisecondi o inferiori. I tempi di scarica possono andare da alcuni secondi sino a 1 ora. L'efficienza di esercizio è molto elevata, dal 70% a più del 90%, dipendente dal design scelto. Un punto critico della tecnologia sono le perdite per auto-scarica collegate al mantenimento in rotazione della massa nei periodi di inattività. La vita utile di una batteria a volano risulta generalmente elevata, 20 anni circa, soprattutto se relazionata ad altre tecnologie di accumulo. Essa dipende dal numero di cicli di carica/scarica e della frequenza di quest'ultimi. Molti costruttori stimano cicli di vita che superano i 100000 cicli completi. I guasti più frequenti riguardano il rotore, sottoposto a fatica e soggetto a possibili fratture propagabili attraverso il rotore stesso durante i frequenti cicli di lavoro. Un vantaggio delle batterie a volano rispetto altre tecnologie di accumulo è la lettura dello stato di carica determinato attraverso una semplice misurazione della velocità angolare del rotore.

Viste le caratteristiche funzionali gli accumulatori cinetici sono adatti alle applicazioni inerenti la qualità di potenza, regolazione di frequenza. Un altro importante campo applicativo riguarda l'appoggio ai parchi eolici o fotovoltaici in termini di regolazione e qualità di servizio. L'elevata

velocità di risposta delle batterie a volano è in grado di mitigare la natura intermittente di tali fonti e quindi ridurre le fluttuazioni di voltaggio, frequenza e potenza che caratterizzano le fonti rinnovabili non programmabili. Un ultimo campo di applicazione riguarda la mobilità ibrida ed elettrica che utilizza i volani per accumulare energia nel breve termine soprattutto ad integrazione e supporto degli accumulatori elettrochimici.

In Tabella 11 sono riportati alcuni dei parametri principali distinti per applicazione.

	<i>Peak power</i> <i>kW</i>	<i>Stored energy,</i> <i>MJ (kWh)</i>	<i>Max rotational velocity,</i> <i>rpm</i>	<i>Rim speed,</i> <i>m/s</i>	<i>Rotor material</i>	<i>Rotor mass,</i> <i>kg</i>	e_m <i>kJ/kg</i>	e_m <i>Wh/kg</i>
<i>Satellite</i>	2	1.4 (0.4)	53000	900	Composite	30	47	13
<i>Power quality</i>	400	4.7 (1.3)	10000	400	Steel	1400	3	1
<i>Hybrid bus</i>	150	7 (2)	40000	900	Composite	60	117	33
<i>Train</i>	2000	470 (130)	15000	950	Composite	2500	188	52

Tabella 11: applicazioni e caratteristiche dei volani

Un interessante esempio applicativo è la stazione sviluppata dalla azienda Beacon Power, con una capacità cumulativa di 20MW e con funzioni di regolazione di frequenza. L'impianto è situato in Stephentown, New York, è entrato in servizio nel Gennaio 2011 e continua a fornire servizi di regolazione alla rete locale. I 200 volani installati hanno altezza di due metri con rivestimento che garantisce il vuoto spinto all'interno dell'involucro di contenimento.

Altre interessanti applicazioni di questa tecnologia riguardano i veicoli in movimento ad esempio la Porsche 911 GT3 R Hybrid è equipaggiata con un sistema a volano che può fornire 120kW per 6-8 secondi a due motori elettrici anteriori da 60kW ognuno, la cui potenza viene sommata a quella del motore posteriore a combustione interna da 360kW.

Un altro caso interessante riguarda la applicazioni spaziali, ad esempio la NASA è interessata all'applicazione spaziale di accumulatori cinetici come ad esempio con il modulo G2 che opera ad una velocità massima di 41000 giri/min e grazie alle perdite molto ridotte impiega circa 5.5 ore per rallentare fino a 12000 giri/min.

I miglioramenti futuri a cui può aspirare questa tecnologia riguardano i miglioramenti sui singoli componenti. Per quanto riguarda il volano sono allo studio migliori materiali al fine di ridurre il costo totale. Anche l'ottimizzazione delle geometrie ha l'obiettivo di ridurre le sollecitazioni al minimo possibile, specialmente in quelle direzioni in cui i materiali compositi sono molto sensibili a causa della anisotropia. I miglioramenti per i cuscinetti riguardano la possibilità di sviluppare la risposta degli attuatori e di puntare a soluzioni più efficienti per aumentare le prestazioni del sistema completo. I miglioramenti sulle macchine elettriche riguardano l'incremento delle prestazioni: le macchine a magneti permanenti sembrano essere l'opzione migliore, l'alto costo dei magneti ha indirizzato le ricerche verso configurazioni tecnologiche con un minor numero di magneti. Per l'elettronica di potenza si punta ad aumentare la affidabilità e le prestazioni dei sistemi chiamati ad operare con alte velocità di commutazione. Un altro importante punto di miglioramento riguarda l'aumento della sicurezza del sistema.

Gli attuali costi di investimento per questa tecnologia sono di circa 1600€/kWh e di circa 650€/kW con previsioni di costo al 2030 di circa 1000€/kWh e di circa 400€/kW [11], [12].

2.10. Sistemi ad aria compressa

La tecnologia CAES (Compressed air Energy Storage Technology) consente di accumulare energia sotto forma di aria compressa generalmente all'interno di cavità geologiche per poi espanderla impiegando una turbina a gas.

I componenti principali di un impianto CAES sono il compressore, il sistema di accumulo di energia, la camera di combustione, la turbina a gas e la macchina elettrica reversibile collegata a compressore e turbina. Compressore e turbina sono generalmente disaccoppiati ed azionati in modo indipendente. I costituenti fondamentali dell'impianto sono interconnessi ad una serie di componenti per il miglioramento delle prestazioni della configurazione base.

In generale la configurazione convenzionale si basa su una serie di stadi di compressione inter e post raffreddati al fine di minimizzare il lavoro di compressione e massimizzare la quantità d'aria destinata all'accumulo. Il sistema di accumulo molto spesso è una cavità geologica ma possono essere considerati anche serbatoi artificiali. L'espansione è generalmente suddivisa in più stadi tra i quali sono interposte camere di combustione intervallate da un recuperatore del calore scaricato dalla turbina. La logica di controllo di un impianto CAES è leggermente diversa rispetto alla logica di controllo di un impianto turbogas convenzionale. Nell'impianto CAES sono regolate la portata d'aria in ingresso alla turbina, la temperatura di ingresso in turbina di alta pressione e la temperatura di uscita dalla turbina di bassa pressione permettendo di risparmiare combustibile ai carichi parziali.

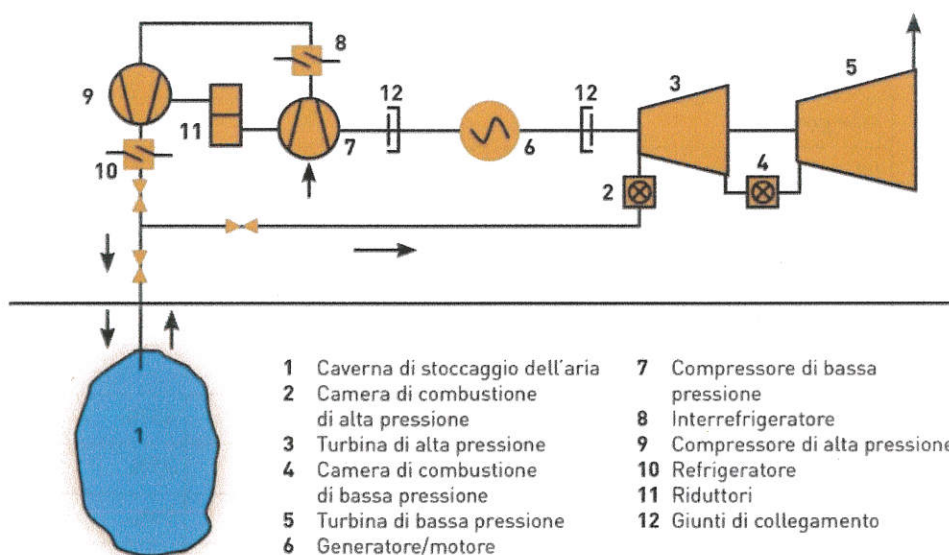


Figura 11: schema e dell'impianto di Huntorf [5]

Al momento la tecnologia CAES non ho trovato molte applicazione ed esistono solamente due impianti attivi nel mondo: l'impianto di Huntorf in Germania e l'impianto McIntosh in Alabama realizzati tra gli anni '80 e '90. Le principali caratteristiche dei due impianti sono riportate nella Tabella 12 per permettere un migliore confronto.

		<i>Huntorf plant</i>	<i>McIntosh plant</i>
<i>Output</i>			
<i>Turbine power</i>	<i>[MW]</i>	290	110
<i>Compressor power</i>	<i>[MW]</i>	60	53
<i>Generation time</i>	<i>[hours]</i>	3	26
<i>Compression time</i>	<i>[hours]</i>	12	41.6
<i>Compression/Generation</i>		4	1.6
<i>Reservoir</i>			
<i>Number of caverns</i>		2	1
<i>Geology</i>		Salt	Salt
<i>Air cavern volume</i>	<i>[m3]</i>	310000	560000
<i>Fuel</i>		Gas	Gas/Oil
<i>Air Flow Rate</i>			
<i>Compression air flow</i>	<i>[kg/s]</i>	108	94
<i>Expansion air flow</i>	<i>[kg/s]</i>	417	157
<i>air mass flow ratio in/out</i>		0.25	0.6
<i>High pressure expander</i>			
<i>Inlet pressure</i>	<i>[bar]</i>	46	43
<i>Inlet temperature</i>	<i>[°C]</i>	537	537
<i>Low pressure expander</i>			
<i>Inlet pressure</i>	<i>[bar]</i>	11	15
<i>Inlet temperature</i>	<i>[°C]</i>	871	871
<i>Heat Rate</i>			
<i>Heat Rate</i>	<i>[BTU/KWh,HHV]</i>	6050	4510
<i>Availability</i>		90%	95%
<i>Starting reliability</i>		99%	99%
<i>Power Requirement</i>		0.82kWin/kWout	0.75kWin/kWout
<i>Normal Start</i>	<i>[min]</i>	8	10 to 12

Tabella 12: principali caratteristiche degli impianti CAES Huntorf e McIntosh

Le caratteristiche progettuali dei due impianti sono funzione delle applicazioni a cui sono destinati e della strategia di utilizzo che si intende perseguire. Il confronto delle potenze di espansione e compressione dei due impianti fa notare come l'impianto di Huntorf presenti un rapporto tra potenza di turbina e compressore più che doppio rispetto all'impianto di McIntosh. Tali valori trovano giustificazione nei volumi delle caverne e dai tempi di carica e scarica delle stesse. L'accumulo dell'impianto tedesco presenta un volume totale di 310000m^2 ripartito su due caverne saline ad una profondità tra i 650m e gli 800m, l'impianto americano invece presenta un volume accumulabile di 560000m^2 in una singola caverna salina ad una profondità di 450m. Le caratteristiche combinate delle macchine installate e degli accumuli conduce a tempi di carica e scarica abbastanza diversi. L'accumulo tedesco può essere caricato e scaricato in 12 e 3 ore, mentre all'accumulo americano sono richieste rispettivamente 42 e 26 ore.

L'impianto americano presenta tre stadi di compressione, uno in più dell'impianto tedesco, ed inoltre presenta un recuperatore del calore dei gas di scarico a valle della turbina di bassa pressione che migliora il rendimento complessivo riducendo il consumo di combustibile. Il rendimento dell'impianto Huntorf è di circa il 42% mentre il rendimento dell'impianto McIntosh arriva a circa il 54%. I tempi di avvio dei due impianti sono paragonabili, leggermente maggiori per l'impianto americano che richiede fino a 12 minuti per commutare il funzionamento da compressione a generazione.

I miglioramenti che possono interessare gli impianti CAES riguardano da un lato l'accumulo di aria e dall'altro i restanti componenti dell'impianto. Oltre alle configurazioni convenzionali ed esistenti cosiddette di prima generazione, esistono le configurazioni di seconda generazione che fanno riferimento ai cosiddetti impianti ibridi.

Lo sfruttamento del calore residuo contenuto nei gas di scarico può essere ottenuto in diverse modalità alternative alla installazione di un recuperatore rigenerativo come avviene nell'impianto McIntosh. Le alternative più interessanti sono l'utilizzo di un ciclo a vapore sottoposto all'impianto di accumulo che però aumenta i tempi di avvio dell'impianto combinato risultante oltre ai costi per i componenti utilizzati. Un'altra soluzione è la modifica del ciclo termodinamico in un ciclo STIG (Steam Injected Gas Turbine) che prevede l'immissione di vapore in camera di combustione. Il vapore è generato con i gas di scarico della turbina a gas e consente di aumentare la potenza complessiva prodotta dall'impianto convenzionale. Un'altra possibilità è rappresentata invece dalla umidificazione dell'aria preriscaldata prima dell'immissione in camera di combustione.

Una configurazione innovativa è rappresentata dal CAES adiabatico nel quale il calore generato durante la compressione è accumulato in un serbatoio termico ed utilizzato in fase di espansione. L'accumulo del calore può essere realizzato con l'impiego di oli o materiali ceramici. Questa configurazione consente di ridurre fortemente l'uso del combustibile ed il rendimento stimato è circa del 65%. Seguendo lo stesso filone si può parlare anche di CAES isoterma, nel quale compressione ed espansione sono eseguite senza apprezzabile variazione della temperatura dell'aria ed ovviamente senza l'impiego del combustibile.

Un ulteriore miglioramento del ciclo base prevede la modifica della configurazione del gruppo espansori con l'inserimento di un gruppo turbogas e di un recuperatore rigenerativo prima dello stadio di espansione del gruppo CAES [16].

L'altro importante punto di indagine per la tecnologia riguarda l'accumulo dell'aria compressa. La soluzione convenzionale è rappresentata dalle caverne saline che garantiscono basse perdite di pressione durante carico e scarico dell'aria oltre al trascurabile trafileamento dell'aria accumulata. Un'altra soluzione simile è rappresentata dall'impiego di formazioni porose come i giacimenti di petrolio o gas naturale esauriti che possono garantire sufficiente integrità strutturale per l'accumulo d'aria. Per applicazioni di piccola taglia si può pensare di utilizzare anche degli accumuli artificiali appositamente realizzati. Una configurazione innovativa è rappresentata dall'accumulo sottomarino con dei palloni gonfiabili posti a qualche centinaio di metri sotto il livello del mare [17]. Sono state presentate anche soluzioni che prevedono la liquefazione dell'aria accumulata, ciò renderebbe l'impianto meno sensibile al luogo di installazione ma intaccherebbe il rendimento del ciclo.

Le caratteristiche degli impianti CAES li fanno collocare tra le tecnologie per applicazioni cosiddette di energia con applicazioni di tipo time shift, la regolazione primaria e secondaria.

Oltre all'impianto Huntorf e all'impianto McIntosh si registrano alcuni progetti in fase di studio. I due principali sono negli Stati Uniti d'America e prevedono due impianti da 210MW e 317MW con la realizzazione di caverne saline dedicate. Questa scelta fa però lievitare i costi specifici dell'impianto a 1100-1260€/kW contro un costo attualizzato dell'impianto McIntosh che è di 590€/kW [17].

I limitati esempi di questa tecnologia rendono difficile la determinazione dei prezzi specifici che si possono considerare variabili tra 200-250€/kWh o tra i 470-2170€/kW al varare della taglia dell'impianto. Le previsioni di costi futuri prevedono una riduzione in funzione dello sviluppo dei sistemi configurazioni più innovative degli impianti come ad esempio il CAES adiabatico [11], [12].

2.11. Sistemi di pompaggio idroelettrico

Gli impianti di pompaggio idroelettrico consentono l'accumulo di energia sotto forma di energia potenziale agendo sulla quota altimetrica della massa d'acqua elaborata.

La tecnologia degli impianti di pompaggio deriva dalla evoluzione della tecnologia per la produzione di energia da fonte idroelettrica abbinando alla turbina una pompa. I componenti principali dell'impianto sono il bacino di monte, il bacino di valle, una turbina, una pompa e una macchina elettrica reversibile in una configurazione ternaria (due macchine idrauliche e una macchina elettrica). Negli ultimi anni si sta affacciando sul mercato la configurazione binaria (una macchina idraulica reversibile e una macchina elettrica reversibile).

Le tipiche taglie degli usuali impianti di pompaggio hanno un intervallo tra i 200 e 300 MW ma non si escludono impianti di taglie maggiori o minori in funzione del sito di installazione. L'efficienza del sistema può arrivare all'80% per le configurazioni di grande potenza ponendo l'accumulo idraulico in competizione con le altre tecnologie.

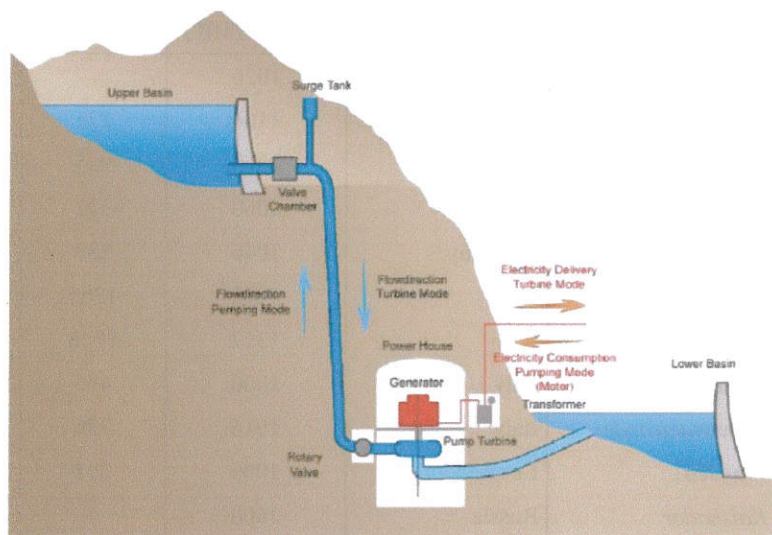


Figura 12: tipica architettura di un impianto di pompaggio idroelettrico

I tempi di risposta degli impianti idroelettrici sono rapidi tenendo conto della potenza che è possibile convertire. Alcuni impianti possono avviare il funzionamento in soli 30 secondi, i tempi di reazione tipici possono essere di circa: 15 secondi per passare dal 50% al 100% della generazione, 2 minuti per passare dal 0% al 100% della generazione, 5 minuti per passare da 0% a 100% del pompaggio e 10 minuti per passare dal 100% della generazione al 100% del pompaggio [11], [12].

Nel dettaglio, i sistemi ternari possono presentare una turbina e una pompa che non sono necessariamente della stessa tipologia, con una macchina elettrica che ruota sempre nella stessa direzione in entrambi i regimi di funzionamento. I sistemi ternari, rispetto ai sistemi binari, presentano dei vantaggi come l'aumento dell'efficienza nei due regimi di funzionamento e semplicità di avvio che può essere realizzato con sistemi accoppiamento tra gli alberi delle macchine.

La tecnologia idroelettrica presenta una elevata potenzialità, nel complesso è stimata una produzione teorica di 15000TWh/anno nel mondo con maggiori possibilità di sviluppo nell'Africa, Asia e Oceania [18]. Per quanto riguarda le grandi installazioni di impianti idroelettrici di pompaggio nel panorama Europeo e Mondiale le maggiori installazioni sono riassunte nella Tabella 13 e nella Tabella 14.

<i>Impianto</i>	<i>Paese</i>	<i>Potenza [MW]</i>	<i>Altezza [m]</i>	<i>Anno</i>
<i>Malta-Reisseck</i>	Austria	1026		1977
<i>Coo-Trois-Ponts</i>	Belgium	1164	275	1978
<i>Grand'Maison</i>	France	1800	955	1985
<i>Goldisthal</i>	Germany	1060	302	2003
<i>Markersbach</i>	Germany	1046	288	1979
<i>Edolo</i>	Italy	1000	1265	1985
<i>Entracque</i>	Italy	1317	1048	1989
<i>Presenzano</i>	Italy	1000	495	1991
<i>Roncovalgrande</i>	Italy	1016	736	1973
<i>Vianden</i>	Luxembourg	1096	291	1976
<i>Kaishador</i>	Russia	1600		1993
<i>Zagorsk</i>	Russia	1200		2000
<i>Linth-Limmern</i>	Switzerland	1000	623	1964
<i>Dniester</i>	Ukraine	2268	38,7	1996
<i>Dinorwig</i>	United Kingdom	1728	545	1984

Tabella 13: maggiori installazioni europee di impianti di pompaggio [19]

<i>Impianto</i>	<i>Paese</i>	<i>Potenza [MW]</i>	<i>Altezza [m]</i>	<i>Anno</i>
<i>Tumut 3</i>	Australia	1500	155	1974
<i>Baoquan</i>	China	2448	563	2011
<i>Guangzhou</i>	China	2400	535	2000
<i>Huizhou</i>	China	2448	420	2007
<i>Tianhuangping</i>	China	1800	887	2004
<i>Grand'Maison</i>	France	1800	955	1985
<i>Kannagawa</i>	Japan	2820	625	2005
<i>Kazunogawa</i>	Japan	1648	714	2001
<i>Okutataragi</i>	Japan	1932	387	1998
<i>Kaishador</i>	Russia	1600		1993
<i>Mingtai</i>	Taiwan	1602	380	1995
<i>Dniester</i>	Ukraine	2268	38,7	1996
<i>Dinorwig</i>	United Kingdom	1728	545	1984
<i>Bath County</i>	United States	3003	385	1985
<i>Castaic</i>	United States	1566	323	1978
<i>Ludington</i>	United States	1872	110	1973
<i>Raccoon Mountain</i>	United States	1530	310	1979

Tabella 14: maggiori installazioni mondiali di impianti di pompaggio [19]

Un funzionamento speciale dei sistemi ternari è il corto circuito idraulico che prevede l'utilizzo simultaneo di pompa e turbina. Questa modalità di funzionamento permette di aumentare la flessibilità del sistema, ad esempio una turbina di potenza 50MW, accoppiata ad una pompa di 45MW, consente il funzionamento del sistema come turbina per una quota di 5MW. Questo approccio può essere seguito per tutte le condizioni di funzionamento delle macchine con conseguente aumento degli intervalli operativi del sistema combinato.

Nel dettaglio, i sistemi binari operano in regime di turbina o di pompa, in funzione del regime di rotazione scelto. Il principale tipo di macchina utilizzato è la Francis. Le possibilità di installazione sono quindi legate all'utilizzo della macchina idraulica nel sito di installazione. I tipici intervalli operativi sono tra i 50 e gli 800 metri con potenze generalmente comprese tra i 100 e i 500 MW

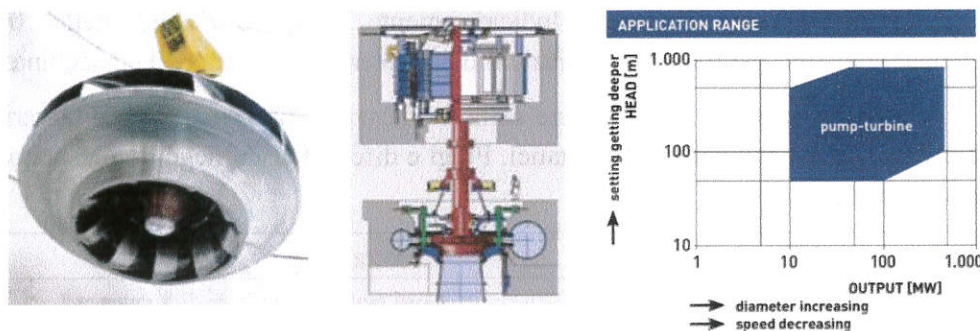


Figura 13: modello di turbina reversibile a velocità variabile Voith e campi di applicazione [20]

Tra i due regimi di funzionamento quello più critico è il regime di pompaggio per il tipo di trasformazione richiesta e perché l'impianto deve operare con una pressione maggiore rispetto alla pressione con cui opera il regime di turbina a causa delle perdite del sistema. Durante il funzionamento da turbina è possibile modificare la potenza estratta variando la portata elaborata dal sistema. Nel funzionamento da pompa, per variare la potenza inviata al sistema è preferibile utilizzare sistemi di controllo elettrico. In generale un sistema binario realizza minori efficienze che sono però accompagnate da un costo totale di investimento minore rispetto al sistema ternario. Questo fatto risulta di importante quando si realizzano impianti idroelettrici che presentano tempi di vita dell'ordine di settanta anni per le opere civili e quanta per le opere elettro-meccaniche.

Il funzionamento delle macchine del sistema può essere a numero di giri fisso o a numero di giri variabile.

In passato l'uso era esclusivamente a numero di giri fisso con una macchina elettrica sincrona operante come generatore e come motore. La macchina sincrona nel funzionamento da motore non è auto avviante e tale limitazione è generalmente superata con l'utilizzo di un convertitore statico che provvede a regolare la frequenza di alimentazione della macchina dal valore nullo sino al valore nominale.

Pregi e difetti dell'impiego di macchine sincrone sono indicate nella Tabella 15.

<i>Vantaggi</i>	<i>Svantaggi</i>
Tecnologia nota e disponibile	Campo operativo limitato
Recupero di energia durante la frenata (se abbinato a convertitore di avviamento)	Carico costante nel funzionamento da pompa
Bassi costi	

Tabella 15: vantaggi e svantaggi dei sistemi idroelettrici operanti a giri fissi [21]

Il funzionamento delle macchine a giri variabili permette di aumentare i campi di funzionamento del sistema operando ad elevati valori di efficienza inseguendo il massimo valore di rendimento al variare della condizione operativa. Indicativamente, una variazione della frequenza di funzionamento del 10% permette una variazioni della potenza elaborata della macchina del 30%.

In casi di macchine sincrone, la variazione della frequenza di funzionamento e la variazione della velocità sono condotte con convertitori statici. Pregi e difetti dell'impiego di questa configurazione sono indicate nella Tabella 16.

<i>Vantaggi</i>	<i>Svantaggi</i>
Modulazione del funzionamento	Costi per il convertitore di frequenza
Assenza di convertitore di avviamento	Limite di generazione di circa 100MW
Recupero di energia durante la frenata (se abbinato a convertitore di frequenza)	
Bassi costi di manutenzione per generatori sincroni	

Tabella 16: vantaggi e svantaggi dei sistemi idroelettrici operanti con macchine sincrone [21]

L'uso di macchine asincrone è interessante per applicazioni di elevata potenza che richiedono campi di variazione della velocità limitati. Questa tecnologia ben si presta a questa applicazione perché permette di dimensionare i convertitori statici collegati al rotore non sulla potenza totale della macchina, ma solo su quota parte della potenza nominale. Inoltre questa tecnologia consente il controllo della potenza reattiva scambiata tra la rete e la macchina.

Pregi e difetti dell'impiego di questa configurazione sono indicate nella Tabella 17.

<i>Vantaggi</i>	<i>Svantaggi</i>
Modulazione del funzionamento	Manutenzione per generatori asincroni
Limite di generazione maggiore di 100MW	
Recupero di energia durante la frenata	
Controllo potenza reattiva	

Tabella 17: vantaggi e svantaggi dei sistemi idroelettrici operanti con macchine asincrone [21]

Le principali configurazioni non convenzionali per gli impianti di pompaggio sono costituite dagli impianti che utilizzano acqua di mare e configurazioni sotterranee. Il primo impianto di pompaggio marino è stato realizzato in Giappone, ad Okinawa, sfruttando il mare come serbatoio inferiore ed

un serbatoio artificiale a 150m di altezza sul livello del mare. La potenza nominale era di 30MW e l'impianto è rimasto attivo per 5 anni al fine di monitorarne le condizioni operative. La configurazione binaria e l'assenza della costruzione del bacino inferiore hanno permesso di contenere i costi dell'impianto, lievitati d'altro canto a causa dell'utilizzo di acqua di mare soprattutto per necessità di impermeabilizzazione del bacino superiore con appositi rivestimenti in gomma. I principali progetti in fase di studio sono in Irlanda, Stati Uniti, Australia [17].

Un'altra configurazione innovativa di impianto prevede di utilizzare come serbatoio inferiore delle cavità sotterranee in disuso come vecchie miniere. Al momento non sono stati realizzati impianti pilota ma sono stati eseguiti diversi studi che hanno messo in luce pregi e difetti di questa soluzione. Da un lato, la realizzazione del serbatoio superiore in prossimità del serbatoio sotterraneo conduce ad una serie di vantaggi legati alla riduzione dei costi per le opere civili. Per questo tipo di installazione si prevedono costi maggiori per le opere elettromeccaniche e per le manutenzioni. Il principale punto di forza è però legato all'aumento dei potenziali siti di installazione della tecnologia di pompaggio idroelettrico.

Gli intervalli operativi delle macchine installate nei moderni impianti consentono di operare tra il 40% e il 100% della potenza nominale in fase di produzione e tra il 70% e il 100% del pompaggio in caso di macchina idraulica reversibile. Le applicazioni della tecnologia del pompaggio idroelettrico permettono di agire su elevate potenze in tempi limitati e di gestire elevate quantità di energia per lunghi tempi e le applicazioni tipicamente di energia con auto scarica praticamente nulla dell'acqua accumulata. Le maggiori applicazioni per questa tipologia di impianti sono quelle del time shift, black start capacity, regolazione di frequenza nelle reti elettriche

Considerando l'evoluzione che il sistema energetico sta subendo negli ultimi anni si prevede un forte incremento dell'utilizzo degli impianti di pompaggio soprattutto in coordinazione con elevate produzioni di energia da fonti rinnovabili. C'è quindi la necessità di migliorare le prestazioni tecniche degli impianti e la loro possibilità di installazione in configurazioni sempre più ampie. Tra le principali necessità di miglioramento tecnico si ricordano le ricerche legate alla possibilità di installazioni di tipo sotterraneo ed operanti con acqua di mare che deve essere abbinata alla ricerca sui singoli componenti di impianto che devono essere in grado di operare in modo sempre più flessibile risolvendo limitazioni legate alle instabilità fluidodinamiche delle macchine e a limitazioni nelle tecniche di controllo della potenza elettrica.

Gli impianti idroelettrici di pompaggio rappresentano la tecnologia di stoccaggio più matura e presente nel mondo. Questi impianti sono perciò tra i primi ad affrontare le nuove sfide di gestione inevitabilmente legate ai mercati dell'energia che sono stati liberalizzati negli ultimi anni.

I mercati hanno orizzonti temporali di programmazione di qualche ora come ad esempio il mercato del giorno prima, il mercato intra giornaliero ed il mercato dei servizi di dispacciamento. Si riscontra quindi la necessità di incrementare le strategie di gestione degli impianti al fine di trovare guadagni in molteplici mercati senza limitarsi a strategie di gestione focalizzate su pochi mercati operando con tecniche di peak- sheaving o nel mercato dei servizi di dispacciamento. Ad esempio un impianto di pompaggio potrebbe duplicare i propri guadagni operando parallelamente su più mercati [22]. Questa direzione di ricerca è approfondita al fine di caratterizzare al meglio la

strategia dell'impianto di pompaggio considerando sempre più vincoli e dettagli dei singoli mercati e i costi operativi degli impianti [23].

Le strategie di gestione individuate per gli impianti di pompaggio possono risultare rischiose se è valutato il solo mercato del giorno prima, al contrario l'interazione con più mercati può rafforzare i guadagni complessivi [24] ed un campo aperto di ricerca riguarda la possibilità di migliorare la tecnologia degli impianti al fine di aumentare le possibilità operative nei mercati [25].

La maggior parte degli algoritmi di ottimizzazione utilizzati sono di tipo deterministico, ma la tendenza generale è quella di puntare verso algoritmi capaci di valutare i rischi e di gestire le incertezze che derivano dalla gestione a breve termine degli impianti [26].

La necessità di gestire le incertezze del mercato legate all'uso istantaneo delle riserve fa tendere alla gestione integrata di più impianti con l'obiettivo di analizzare al gestione coordinata di impianti eolici con idroelettrici. In generale sono attesi alti valori aggiunti dalla gestione coordinata dei due tipi di impianti [27].

In molti casi si nota come le analisi portate avanti dimostrino che, dal punto di vista economico, gli impianti di stoccaggio non riescano ad avere significativi ritorni di investimento senza l'intervento di incentivi [28] [29] [30].

Le tematiche di ricerca considerate in precedenza trovano applicazioni sia su sistemi idroelettrici chiusi e sia su sistemi idroelettrici aperti. La gestione del sistema chiuso risulta più semplice perché generalmente accompagnata da una gestione di tipo settimanale, al contrario del sistema aperto che è soggetto alla disponibilità della fonte nel più lungo periodo e dal rispetto di vincoli ambientali che tendono ad essere risolti con metodi di gestione integrata.

I numerosi esempi di questa tecnologia permettono di determinazione dei prezzi specifici che si possono considerare variabili tra i 350-1500€/kW al varare della taglia dell'impianto [11], [12]. I costi per il futuro sono sicuramente destinati a ridursi, ma in modo probabilmente meno marcato rispetto alle alte tecnologie emergenti.

3. Algoritmi di ottimizzazione

In questo capitolo si intendono richiamare alcuni concetti utili alla successiva investigazione dei sistemi energetici.

I sistemi energetici analizzati sono rappresentati attraverso un modello matematico costituito da un insieme di relazioni con lo scopo di descrivere il sistema stesso. Molto spesso la complessità del sistema reale sottoposto ad indagine non permette di realizzare un modello che riproduca nei minimi dettagli il comportamento del sistema reale e il modello non è altro che una rappresentazione approssimata ma rigorosa della realtà.

Durante la definizione del modello è necessario individuare le variabili di decisione ed esprimere in modo quantitativo le relazioni di uguaglianza e disuguaglianza che determinano la regione di ammissibilità. La natura delle variabili e delle relazioni classifica il modello, giungendo ad esempio a parlare di modello vincolato / non vincolato, lineare / non lineare, stocastico / deterministico.

Quando si opera con dei modelli deve essere chiaro l'obiettivo da raggiungere che molto spesso è definito per mezzo di una funzione obiettivo il cui valore può essere investigato con la tecnica della simulazione o con la tecnica della ottimizzazione. La prima visualizza l'effetto che le variabili di decisione hanno sul sistema, mentre la seconda si occupa dei valori che devono assumere le variabili per ottenere il miglior valore della funzione obiettivo.

In questa sede l'interesse maggiore per le tecniche di analisi è rivolto alle tecniche di ottimizzazione e la funzione obiettivo generalmente analizzata è la funzione di costo del sistema che è sottoposta a minimizzazione.

La tipologia di problemi da trattare è stata spesso analizzata con tecniche di ottimizzazione deterministica basate sull'applicazione di tecniche matematiche, come lo studio del gradiente, per individuare la condizione di ottimo della funzione obiettivo in esame. Tecniche alternative sono tecniche di ottimizzazione stocastica che introducono approcci basati su variabili casuali per la ricerca del valore ottimo della funzione obiettivo. La maggior parte dei metodi si ispirano a comportamenti collettivi del modo animale come stormi di uccelli, banchi di pesci o colonie di formiche [31], [32].

In generale un confronto tra le tecniche di ottimizzazione deterministiche e le stocastiche fa emergere alcuni pregi e difetti delle due tecniche.

Le tecniche deterministiche sono in grado di analizzare una regione limitata dello spazio di ricerca e generalmente la regione analizzata è funzione dei parametri operativi iniziali con i quali l'algoritmo è avviato. Le tecniche deterministiche, basandosi su concetti ed operazioni matematiche, risultano rapide nella individuazione dell'ottimo nella regione analizzata ed il valore è noto con elevata precisione. Con il termine sensitivity si intende la dipendenza del valore di ottimo dalle variazioni delle variabili indipendenti del modello.

Le tecniche di ottimizzazione stocastiche non risentono dei parametri operativi iniziali con i quali l'algoritmo di ricerca è avviato, perciò sono in grado di analizzare la regione di ammissibilità della funzione obiettivo in modo completo. Le tecniche di ricerca si basano su variabili casuali e

l'individuazione dell'ottimo risulta in parte rallentata ma ciò è ovviato dalla possibilità di condurre ricerche in parallelo. Il guadagno in termini di tempo di risoluzione è a favore dell'approccio stocastico nel caso di un elevato numero di variabili di ottimizzazione. L'approccio stocastico tende ad individuare punti di ottimo globale di tipo robusto (robustness). Per robustness si intende la modesta dipendenza del valore di ottimo da modeste variazioni delle variabili indipendenti del modello. Da un punto di vista ingegneristico un punto di ottimo caratterizzato da una elevata robustness (modesta sensitivity) risulta più interessante perché meno influenzabile da eventuali disturbi dei valori in ingresso.

Nel dettaglio saranno trattati ed approfonditi due metodi stocastici PSO (Particle Swarm Optimization) e DE (Differential Evolution) che hanno trovato applicazione nella risoluzione dei problemi trattati [33].

In letteratura sono presenti numerosi algoritmi stocastici e deterministici ed ognuno di essi ben si presta alla risoluzione di determinate classi di problemi. Gli sviluppi della ricerca operativa e delle tecniche di ottimizzazione sono comunque in continua evoluzione con l'obiettivo di risolvere problemi sempre più complessi con il minimo sforzo. In letteratura sono presenti numerose tecniche risolutive che integrano peculiarità di più algoritmi in una unica procedura risolutiva. Come però spesso accade i promettenti risultati presentati sono ottenuti applicando la procedura innovativa a funzioni test che inevitabilmente appartengono a specifiche classi di problemi [34].

3.1. Particle Swarm Optimization

Particle Swarm Optimization (PSO) è un metodo di ricerca stocastica che prende ispirazione dal comportamento collettivo di un gruppo di animali, come ad esempio uno stormo di uccelli.

Lo scopo di questa tecnica è quella di replicare l'intelligenza collettiva di un gruppo di animali alla ricerca di cibo utilizzando semplici relazioni matematiche. Ogni singolo individuo di un gruppo è rappresentato da una particella nell'algoritmo di ricerca, l'esplorazione dell'area alla ricerca di cibo è rappresentata nell'algoritmo come la ricerca dell'ottimo all'interno della regione di ammissibilità della funzione obiettivo, lo scambio di informazioni tra individui del gruppo è tradotto nell'algoritmo come scambio di informazioni tra le particelle.

Il comportamento di un gruppo di animali alla ricerca di cibo si può riassumere seguendo tre regole: separazione per evitare che una porzione dell'area di ricerca risulti sovraffollata di animali, allineamento per far assumere al gruppo una struttura omogenea e seguire il comandante del gruppo, coesione per evitare di riposizionarsi in prossimità di punti dello spazio precedentemente analizzati.

All'interno dell'algoritmo il comportamento delle particelle è controllato seguendo tre regole: quando una particella si avvicina a una zona di minimo o massimo l'informazione è trasmessa a tutti gli altri componenti del gruppo, le altre particelle indirizzano la propria ricerca nella direzione dell'ultimo punto interessante trovato, ogni particella mantiene memoria delle proprie posizioni e delle migliori posizioni individuate dalle altre particelle.

Di seguito è descritta l'architettura dell'algoritmo:

- L'inizializzazione è fatta generando un numero n di particelle ed attribuendo loro posizione random x_i e velocità random v_i all'interno dello spazio di ricerca.
- Per ogni singola particella è valutato il valore della funzione obiettivo $f(x_i)$. La memoria di ogni particella è aggiornata con la posizione trovata ($p_i = x_i$), la memoria globale del gruppo è aggiornata con la miglior posizione trovata dal gruppo p_g .
- La velocità di ogni singola particelle e la posizione di ogni singola particella è aggiornata seguendo le relazioni:

$$v_i(t + 1) = w \cdot v_i(t) + c_1 \cdot R_1 \cdot [p_i(t) - x_i(t)] + c_2 \cdot R_2 \cdot [p_g(t) - x_i(t)]$$

$$x_i(t + 1) = x_i(t) + \Delta t \cdot v_i \cdot (t + 1)$$

Con w inerzia della velocità, c_1 velocità locale, R_1 valore random, c_2 velocità globale, R_2 valore random.

- Queste ultime due azioni si ripetono sino al raggiungimento di un numero massimo di iterazioni.

Il termine w è un componente importante perché con esso è possibile gestire l'avanzamento della ricerca dando più o meno peso alla visione globale della ricerca (exploration) piuttosto che alla visione locale della ricerca (exploitation). Il termine w influenza il movimento di tutte le particelle e una possibilità di miglioramento dell'algoritmo è quella di non considerarlo costante durante il processo di ottimizzazione. Ridurre il valore della velocità in modo lineare partendo da un valore massimo sino ad un valore minimo ha lo scopo di consentire alle particelle di esaminare una area via via minore man mano che procede il processo di individuazione dell'ottimo. Una maggiore velocità nei primi passi di ricerca ha lo scopo di permettere di esaminare una maggiore area così come una minore velocità di ricerca in prossimità del termine del numero di iterazioni ha lo scopo di concentrare la ricerca nell'intorno dell'ottimo. Un interessante metodo per ridurre il valore di w al crescere del numero di iterazioni eseguite è utilizzare la relazione:

$$w_i = w_{max} - \left(\frac{w_{max} - w_{min}}{i_{max}} \right) \cdot i$$

Con w_{min} e w_{max} valore minimo e massimo della velocità, i_{max} numero massimo di iterazioni, i valore della iterazione.

I parametri operativi dell'algoritmo influenzano, seppur in modo lieve il comportamento dell'algoritmo in termini di accuratezza del risultato e tempo di risoluzione. I valori dei parametri operativi che si sono sconsiderati interessanti per la risoluzione dei problemi affrontati sono:

- $10 \leq n \leq 30$ o funzione della dimensione del problema da risolvere
- w linearmente ridotto da 1 a 0.3 al procedere del numero di iterazioni eseguite
- $c_1 = \alpha \cdot c_2$ con $1 \leq \alpha \leq 1.5$
- $0 \leq R_1 \leq 1, 0 \leq R_2 \leq 1$

3.2. Differential Evolution

Differential Evolution (DE) è un metodo di ricerca basato su una popolazione di individui ed è stato introdotto da Storn e Price [35]. L'idea principale alla base del metodo è quella di far evolvere la popolazione iniziale di dimensione n con nuove generazioni ottenute attraverso perturbazioni basate sulla differenza degli individui che costituiscono la popolazione stessa.

L'inizializzazione del metodo avviene con una generazione di individui di caratteristiche random. Le fasi di ottimizzazione possono essere riassunte in tre passi denominati: mutazione, ricombinazione e selezione.

- La mutazione ha lo scopo di esplorare il campo di ricerca evitando la stagnazione. In questa fase è generato un elemento donatore v_i . Ci sono diverse tecniche per ottenere un donatore, ma si basano tutte sulla somma di un vettore noto con la differenza di due o più vettori della popolazione moltiplicata per un fattore di mutazione. Le principali metodologie per definire il vettore donatore sono riportate di seguito con a fianco la notazione di riferimento:

- DE/rand/1 $v_i = x_{r1} + F_1 \cdot (x_{r2} - x_{r3})$
- DE/best/1 $v_i = x_{best} + F_1 \cdot (x_{r2} - x_{r3})$
- DE/rand to best/1 $v_i = x_{r1} + F_1 \cdot (x_{r2} - x_{r3}) + F_2 \cdot (x_{best} - x_{r1})$
- DE/rand/2 $v_i = x_{ri} + F_1 \cdot (x_{r2} - x_{r3} + x_{r4} - x_{r5})$
- DE/best/2 $v_i = x_{best} + F_1 \cdot (x_{r2} - x_{r3} + x_{r4} - x_{r5})$

Con v_i elemento donatore, x_r elemento random della popolazione, x_{best} elemento migliore della popolazione, F_1 ed F_2 sono i fattori di mutazione.

- Il passo della ricombinazione ha lo scopo di mescolare le buone soluzioni della generazione precedente con il donatore precedentemente ottenuto individuando un elemento di prova $u_{i,j}$, denominato trial, da utilizzare nel passo successivo del processo di ottimizzazione. La relazione che governa il passo della ricombinazione si può riassumere così:

if ($rand_{i,j}[0 \div 1] \leq CR$) | ($j = i_{rand}$)

$u_{i,j} = v_{i,j}$

else

$u_{i,j} = x_{i,j}$

end

Dove $rand_{i,j}[0 \div 1]$ è un valore random che è confrontato con il valore fisso CR (crossover ratio), $u_{i,j}$ è l'elemento di prova, $v_{i,j}$ è l'elemento donatore precedentemente individuato ed $x_{i,j}$ rappresenta l'elemento della precedente generazione della popolazione. Se il valore casuale è minore del valore di riferimento, il valore di prova è il vettore donatore altrimenti il vettore di prova è l'elemento della generazione precedente. La bontà

dell'elemento trial individuato nel passo della ricombinazione è valutata nel passo della selezione.

- Il passo della selezione è regolato dalla seguente relazione che ha lo scopo di confrontare i valori della funzione obiettivo che sono realizzati dai due elementi della popolazione conservando l'elemento che produce un risultato migliore.

if $f(u_i^k) < f(x_i^k)$

$x_i^{k+1} = u_i^k$

else

$x_i^{k+1} = x_i^k$

end

Dove $f(u_i^k)$ e $f(x_i^k)$ sono i valori della funzione obiettivo ottenuti rispettivamente dall'elemento donatore e dall'elemento della popolazione precedente k , x_i^{k+1} è l'elemento della popolazione futura $k + 1$ individuato dalla procedura di selezione.

Gli ultimi tre passi della ottimizzazione sono iterati sino al raggiungimento del numero di iterazioni massimo che rappresenta il parametro di controllo della complessiva procedura di ottimizzazione.

Ancor più che nel caso dell'algoritmo PSO, i parametri operativi e le scelte di implementazione influenzano il risultato finale dell'ottimizzatore. Nel seguito sono riportati alcuni casi test per individuare dei parametri operativi generalizzati.

La funzione test utilizzata durante tutte le prove è la nota funzione Rosenbrock multidimensionale.

$$f(x) = \sum_{i=1}^{N-1} [(1 - x_i)^2 + 100(x_{i+1} - x_i^2)]$$

L'obiettivo dei casi test è quello di individuare il valore minimo della funzione per due valori dimensionali ($D2$ e $D30$), visualizzando i valori minimo, medio e massimo ottenuti dagli individui della popolazione al variare dell'iterazione.

Nella Figura 14 si nota come, applicando la strategia DE/rand/1 alle funzioni i valori ottenuti dall'ottimizzazione siano a netto vantaggio della funzione di dimensione minore. Basti comparare il valore ottenuto dall'ottimizzatore alla iterazione 5000.

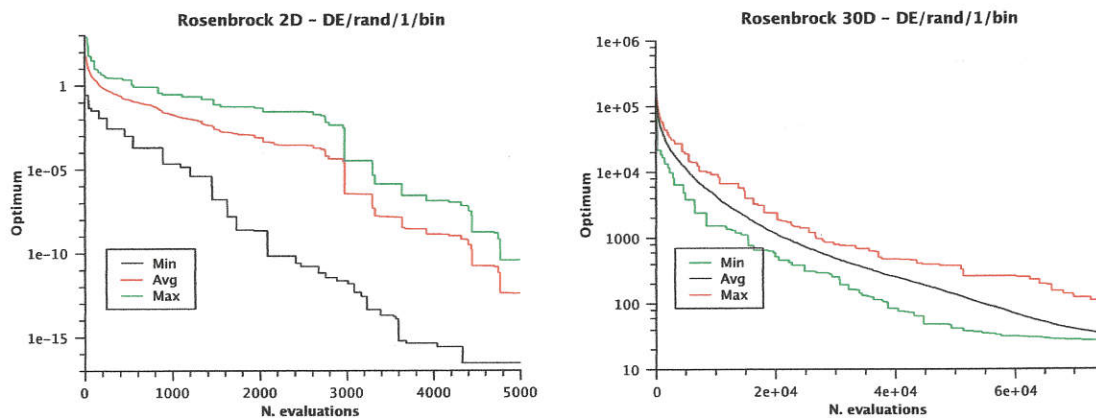


Figura 14: confronto della strategia DE/rand/1/bin per la funzione Rosenbrock 2D e 30D

Cambiando il valore della strategia di mutazione con DE/rand/2 e comparando i nuovi risultati con i precedenti si nota come la strategia attuale risulti meno prestazionale in entrambi i casi perché i nuovi valori ottenuti dalla procedura di ottimizzazione individuano risultati peggiori.

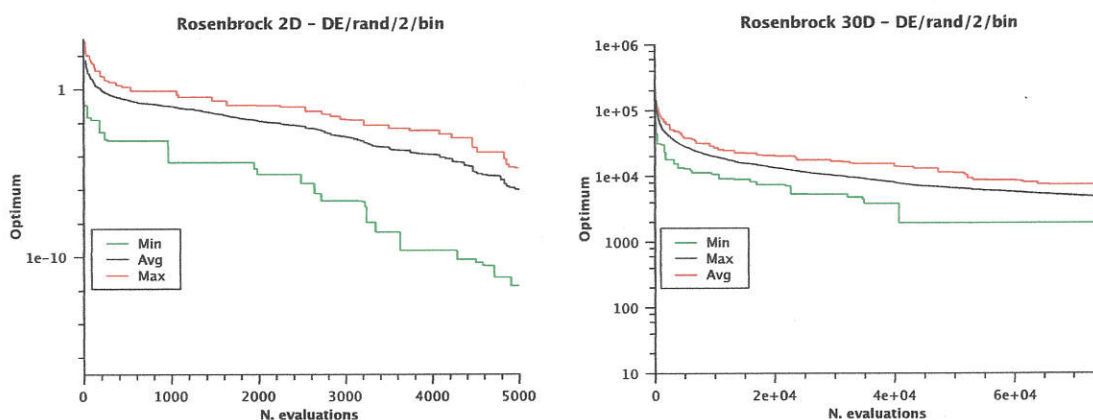


Figura 15: confronto della strategia DE/rand/1/bin per la funzione Rosenbrock 2D e 30D

Cambiando la strategia di mutazione con DE/best/1/bin si nota come i nuovi risultati siano migliori dei precedenti soprattutto in termini di tempo di numero di iterazioni eseguite per raggiungere il minimo della funzione test. Da notare un marcato effetto di stagnazione per il caso di dimensione 30.

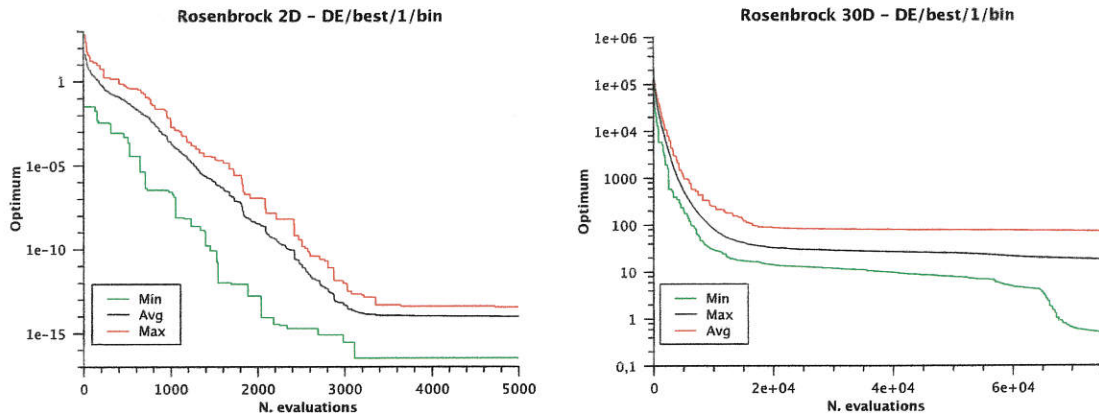


Figura 16: confronto della strategia DE/rand/1/bin per la funzione Rosenbrock 2D e 30D

Cambiando la strategia di mutazione con DE/best/2 si osserva che la qualità dei risultati è simile a quella ottenuta con la strategia DE/rand/1 principalmente per il caso di dimensione due.

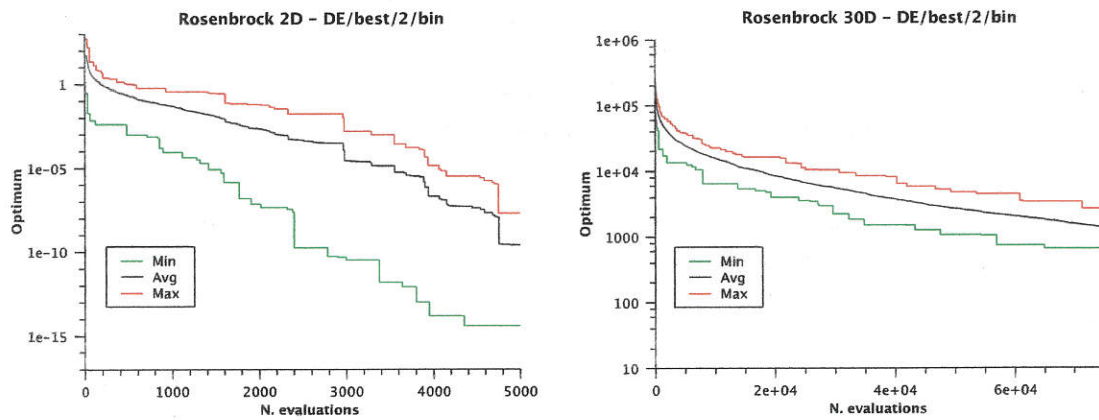


Figura 17: confronto della strategia DE/rand/1/bin per la funzione Rosenbrock 2D e 30D

Cambiando la strategia di mutazione con DE/rand-to-best/1 si nota come la convergenza sia migliore del caso DE/rand/1 per il caso di dimensione due ma si nota una stagnazione nel caso di dimensione trenta.

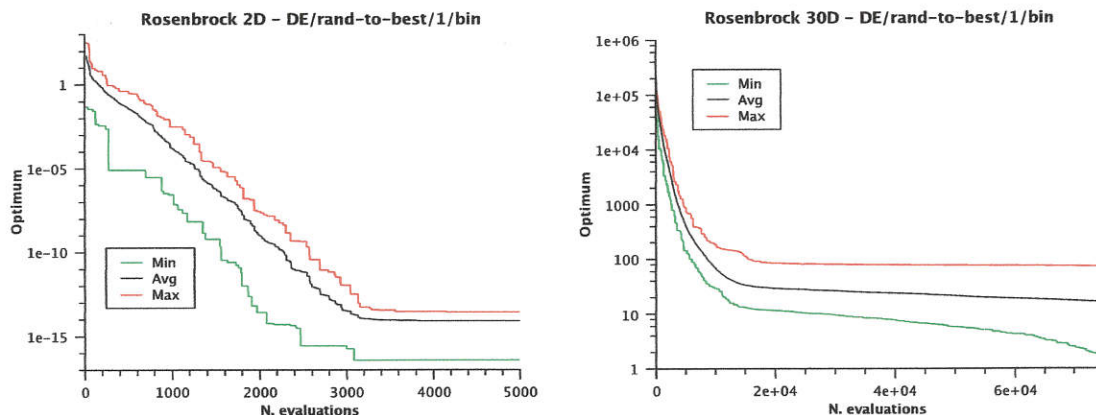


Figura 18: confronto della strategia DE/rand/1/bin per la funzione Rosenbrock 2D e 30D

Dalla analisi complessiva dei risultati si nota come la modifica della strategia di mutazione consenta, in alcuni casi, di ottenere locali miglioramenti nella risoluzione della funzione test analizzata. Molti altri parametri prendono parte alla procedura di ottimizzazione con la possibilità di modificare la qualità della soluzione trovata. Come in ogni algoritmo di ottimizzazione è però interessante individuare dei parametri generalizzati che consentano di risolvere in maniera agevole più classi di problemi. Non si esclude inoltre che la tecnica di ottimizzazione possa essere migliorata nel prossimo futuro magari introducendo nuove logiche di confronto e analisi.

I valori dei parametri operativi di compromesso che sono stati individuati come interessanti per la risoluzione della classe di problemi analizzata sono:

- $10 \leq n \leq 20$ o in funzione della dimensione del problema da risolvere
- $F = 0.8$
- $CR = 0.5$

4. Energy hub method

In questo capitolo si porta un esempio dell'applicazione del metodo di rappresentazione dell'energy hub o del polo energetico che ben si presta ad analizzare sistemi energetici multi-vettore [36] [37].

Un esempio di energy hub è quello indicato nella Figura 19 che racchiude al suo interno un serbatoio di combustibile, un motore a combustione interna e una turbina a vapore. Le alimentazioni dell'hub provengono dalla fonte fossile, dalla fonte geotermica, idrica ed eolica, mentre la fornitura dell'energy hub è rappresentata dal solo vettore elettrico.

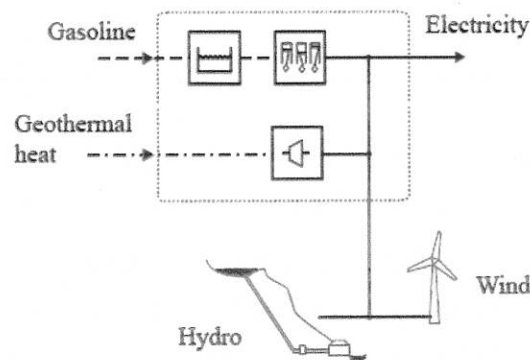


Figura 19: esempio di energy hub a servizio di una utenza isolata [36]

Un altro esempio della applicazione degli energy hub è quello rappresentato nella Figura 20 che gestisce l'alimentazione di una cittadina divisa in tre aree: industriale, commerciale e residenziale.

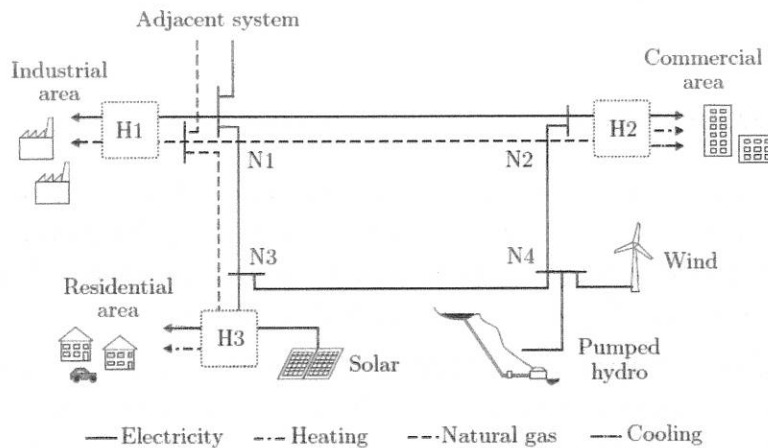


Figura 20: esempio di energy hub interconnesse [36]

La struttura interna degli hub si adatta alle specifiche richieste degli utenti. Sono fornite rispettivamente energia elettrica e calore all'area industriale e all'area residenziale, mentre all'area commerciale è fornito anche il raffreddamento. Il sistema nel suo complesso è alimentato attraverso la adiacente rete elettrica e di gas naturale. Alla hub H3 è connesso un impianto fotovoltaico,

mentre al nodo N4 della rete elettrica sono collegati un impianto eolico ed un impianto idroelettrico a serbatoio con pompaggio in quota che rappresenta una stazione remota fuori dalla cittadina dove sono disponibili fonti rinnovabili.

La formulazione del modello matematico associato all'energy hub si avvale di una formulazione matriciale che collega le uscite dell'hub agli ingressi dell'hub attraverso la matrice di accoppiamento secondo la formulazione di seguito indicata.

$$\underbrace{\begin{pmatrix} L_\alpha \\ L_\beta \\ \vdots \\ L_\omega \end{pmatrix}}_L = \underbrace{\begin{pmatrix} c_{\alpha\alpha} & c_{\beta\alpha} & \cdots & c_{\omega\alpha} \\ c_{\alpha\omega} & c_{\beta\omega} & \cdots & c_{\omega\omega} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ c_{\alpha\omega} & c_{\beta\omega} & \cdots & c_{\omega\omega} \end{pmatrix}}_C \cdot \underbrace{\begin{pmatrix} P_\alpha \\ P_\beta \\ \vdots \\ P_\omega \end{pmatrix}}_P$$

Il vettore P riunisce tutte le diverse potenze in ingresso suddivise per vettore energetico $P = (P_\alpha, P_\beta \dots P_\omega)^T$, mentre il vettore L riunisce tutte le diverse potenze in uscita suddivise per vettore energetico $L = (L_\alpha, L_\beta \dots L_\omega)^T$. La matrice C è chiamata matrice di accoppiamento dei convertitori e descrive la struttura dei collegamenti tra gli ingressi e le uscite del convertitore. Ogni elemento della matrice C è un distinto fattore di accoppiamento che descrive il collegamento tra un particolare vettore energetico in uscita e un particolare vettore energetico in ingresso indicati sul pedice del fattore stesso. Gli elementi della matrice C si riferiscono ai valori di rendimento ed efficienza degli elementi costituenti l'energy hub. Molto spesso le prestazioni dei componenti del polo energetico non sono costanti al variare del carico ed è possibile tener conto della dipendenza dal carico con la relazione del tipo $c_{\alpha\beta} = f_\beta(P_\alpha)$.

4.1.L'utenza analizzata

Il metodo dell'energy hub è stato applicato al caso reale dell'azienda ospedaliera di Padova, realizzando il modello matematico del polo energetico a servizio dell'utenza ed ottimizzandone il funzionamento [38]. L'indagine ha così avuto lo scopo di investigare le possibilità di miglioramento della configurazioni energetiche precedentemente analizzate [39].

Le maggiori richieste dell'utenza sono di tipo elettrico, termico e frigorifero. I dati analizzati hanno precisione oraria e derivano da dati reali dai quali sono stati ricavati due scenari di richiesta di energia su base annua. Il primo scenario è co-generativo caratterizzato dalla richiesta elettrica 41GWh e da una richiesta termica di 51GWh, il secondo scenario è tri-generativo caratterizzato dalla richiesta elettrica 36GWh e da una richiesta termica di 57GWh.

Per maggiore dettaglio si riporta il profilo della richiesta energetica per i giorni tipici di aprile e gennaio nei quali si registrano rispettivamente la massima richiesta elettrica pari a 9.175MW e la minima richiesta elettrica pari a 1.879MW. La massima e la minima richiesta elettrica coincidono sia per la configurazione co-generativa che per quella tri-generativa.

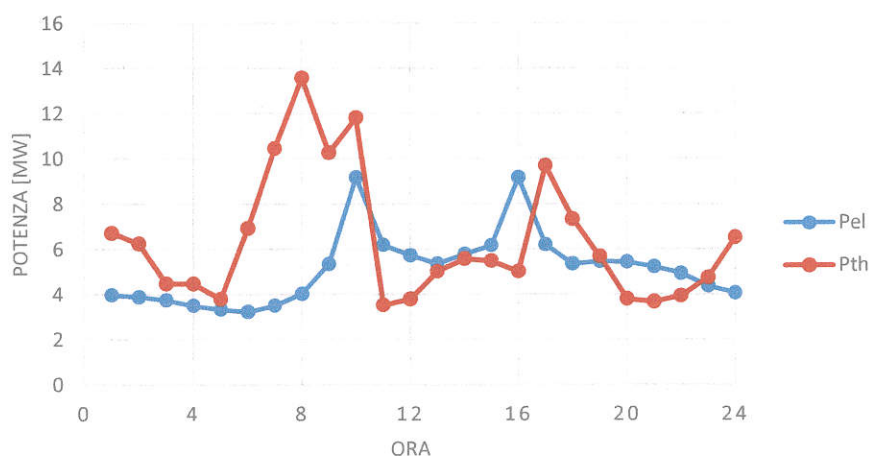


Figura 21: richiesta elettrica e termica per il giorno tipico di aprile

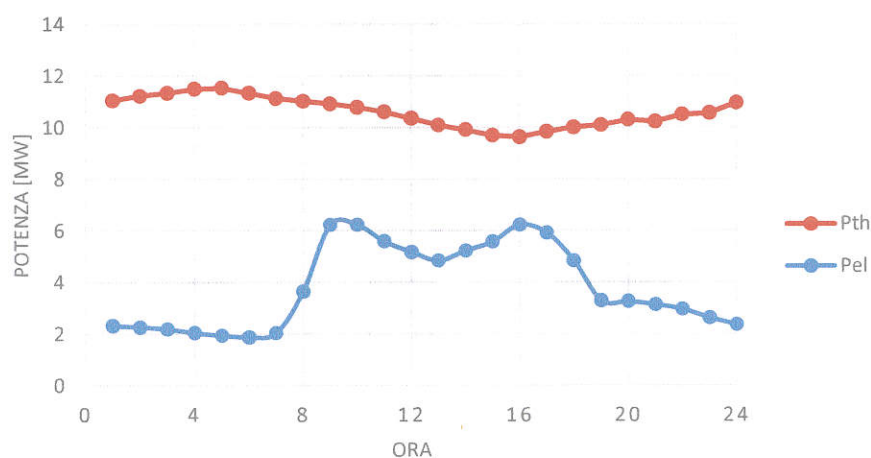


Figura 22: richiesta termica ed elettrica per il giorno tipico di gennaio

4.2. Il modello implementato

Le macchine analizzate che costituiscono l'energy hub a servizio dell'utenza sono: un impianto fotovoltaico (PV), un trasformatore elettrico (TR), tre motori a combustione interna in assetto cogenerativo (MCI) e sei generatori di calore di diverse taglie (CG). Le taglie e i rendimenti nominali sono indicati nella Tabella 18, mentre l'architettura interna del polo energetico è riportata in Figura 23.

	P_{el}	P_{th}	η_{el}	η_{th}
	[MW]	[MW]	[%]	[%]
PV	0.1		15	
TR	10			97
MCI 1	1.415	1.381	43.4	42.3
MCI 2	2.002	1.861	44.73	41.56
MCI 3	3.044	3.034	43.03	42.88
GC		27		90

Tabella 18: potenze e rendimenti nominali delle macchine installate

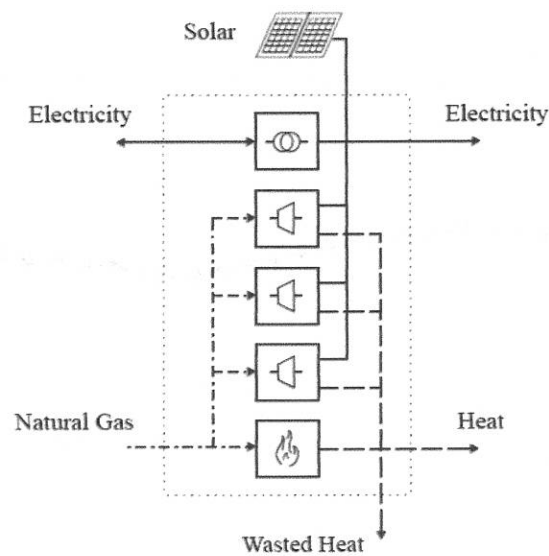


Figura 23: configurazione dell'energy hub a servizio dell'utenza

Il modello è stato poi caratterizzato con le curve di funzionamento delle macchine installate e le leggi della dinamica delle macchine termiche con maggiore attenzione ai vincoli di accensione e spegnimento dei motori a combustione interna.

L'impianto fotovoltaico ha potenza di 100kWp ed è frazionato sulle coperture dei principali edifici dell'area ospedaliera. La totale superficie attiva captante ammonta a 860 m². I pannelli fotovoltaici hanno inclinazione fissa pari a 34 gradi e sono rivolti a sud. L'efficienza per una cella fotovoltaica è di circa il 15% nelle condizioni standard cioè quando si registra un irraggiamento solare pari a 1000W/m², temperatura di esercizio di 25°C e massa d'aria di 1,5. L'impianto fotovoltaico in analisi opera in condizioni diverse dalle condizioni standard con conseguente riduzione della efficienza. Si fa notare che la potenza dell'impianto fotovoltaico è esigua rispetto alla potenza elettrica installata presso l'utenza e, come indicato nei precedenti studi di fattibilità, l'energia prodotta annualmente dall'impianto fotovoltaico è di gran lunga inferiore rispetto alla totale energia elettrica richiesta dall'utenza. Per queste ragioni il rendimento dell'impianto fotovoltaico è considerato costante e pari al rendimento medio stagionale che si può registrare per un impianto

fotovoltaico di analoghe caratteristiche nella stessa ubicazione. Il rendimento medio stagionale considerato è dell'11%. L'impianto fotovoltaico opera per mezzo della fonte solare che nell'arco delle ventiquattro ore e dell'anno non si mantiene costante nel tempo; è perciò necessario conoscere ed indicare la disponibilità della fonte giorno per giorno ed ora per ora o comunque in relazione alla accuratezza con la quale si intende operare.

Il trasformatore elettrico è stato modellato considerando un valore di rendimento a pieno carico pari al 97%. In generale il rendimento del trasformatore dipende dalle condizioni di carico e dal fattore di potenza a cui esso lavora. Nella Figura 24 è riportata la curva di rendimento per un trasformatore operante con $\cos\phi$ pari a 0.8. In generale i trasformatori di potenza sono costruiti in modo da realizzare il massimo rendimento verso i tre quarti di carico massimo in considerazione al fatto che, assai raramente, si troveranno a lavorare permanentemente a pieno carico. Quando il trasformatore lavora nelle migliori condizioni di carico il suo rendimento può arrivare al 99%.

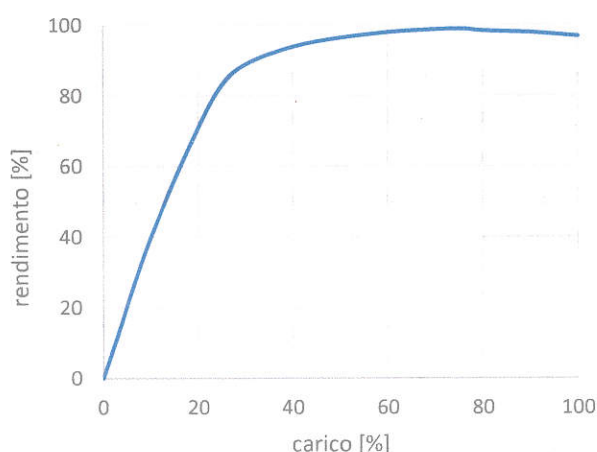


Figura 24: rendimento del trasformatore in funzione del carico

I motori a combustione interna lavorano in assetto cogenerativo e presentano prestazioni variabili al variare del carico. Una riduzione del carico comporta una riduzione del rendimento elettrico ed un aumento del rendimento termico. Nel complesso il rendimento totale, somma del rendimento elettrico e termico, si mantiene sostanzialmente costante. In particolare, al 50% del carico si può registrare una riduzione dai due ai quattro punti percentuali sul valore nominale del rendimento elettrico e un corrispondente aumento dai due ai quattro punti percentuali sul valore nominale del rendimento termico. Il funzionamento ai carichi parziali è possibile fino a potenze pari al 20-30% del carico nominale. L'andamento del rendimento elettrico e del rendimento termico al variare del carico sono riportati nella Figura 25 [40].

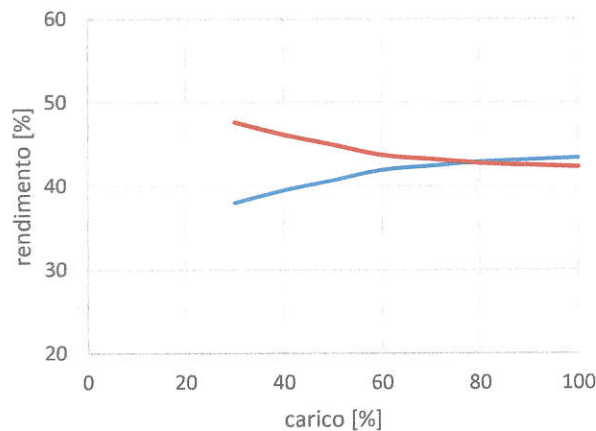


Figura 25: rendimento elettrico e termico del m.c.i. in assetto cogenerativo

I generatori di calore considerati in questo lavoro sono in totale sei: tre macchine da 3.5MW e tre macchine da 5.5MW. Il rendimento di un generatore di calore a pieno carico può superare il 90%. In generale la curva del rendimento di un generatore di calore è crescente al crescere del grado di carico della macchina e, come si vede nella Figura 26, quando il carico scende sotto al 20% c'è una brusca riduzione del rendimento.

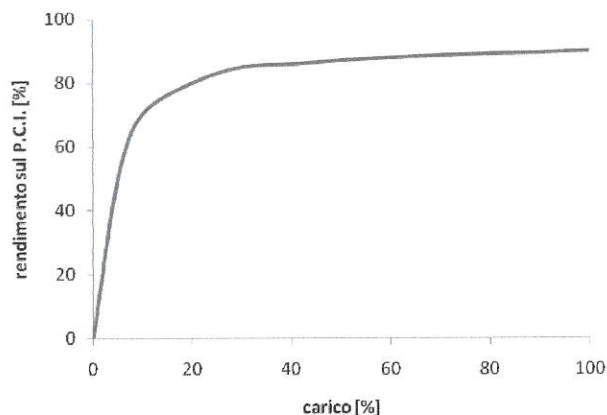


Figura 26: rendimento termico di un generatore di calore

Rispetto all'utilizzo di una sola macchina in grado di coprire l'intero fabbisogno è possibile adoperare due macchine di metà potenza che permettono di realizzare un più elevato valore di rendimento ai carichi parziali. Il concetto è indicato nella Figura 27 che considera la sequenza di inserimento progressiva di due generatori di calore uguali.

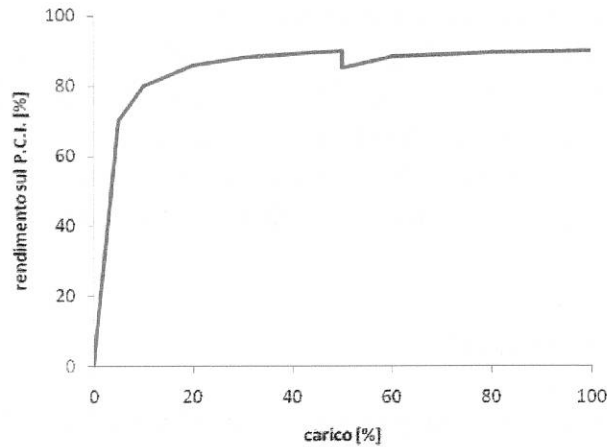


Figura 27: rendimento termico di due generatori di calore

Il ragionamento può essere facilmente esteso anche a più macchine. La disponibilità di sei generatori di calore presso l'utenza, abbinata alla loro ottimale gestione, permette di garantire rendimenti di funzionamento elevati a qualsiasi grado di carico consentito [41]. Il gruppo termico che si viene a definire ha quindi una potenza massima pari alla somma delle potenze massime dei singoli generatori di calore installati, cioè 27MW, e potenza minima pari alla minima potenza del più piccolo generatore di calore installato presso l'utenza. La minima potenza erogabile per un generatore di calore è generalmente uguale al 20% della potenza massima. Da ciò deriva che la minima potenza erogabile dal gruppo termico è di 0.7MW. Come accennato sopra, il gruppo termico, grazie alla ottimale gestione dei singoli generatori di calore che lo costituiscono, presenta un elevato rendimento che è assunto pari al 90% per tutte le condizioni di carico comprese tra il carico minimo e il carico massimo.

Le principali componenti di costo derivano dall'acquisto di energia elettrica, dall'acquisto del gas naturale e dalla manutenzione dei cogeneratori che è calcolata sulla base delle ore di funzionamento e pari a 2.0, 2.4 e 3.0 € per ogni ora di funzionamento e al crescere della taglia della macchina. La fornitura elettrica è organizzata secondo tre fasce orarie: la fascia delle ore di punta (F1), la fascia delle ore intermedie (F2), la fascia delle ore fuori punta (F3) e le componenti di costo sono indicate in Tabella 19.

	Prezzi unitari		Quota fissa mensile
	acquisto	vendita	
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kW]
F1	0.132	0.100	5.00
F2	0.101	0.077	2.50
F3	0.070	0.054	0.00

Tabella 19: costi variabili e costi fissi applicati dalla tariffa elettrica divisi per fasce orarie

Il prezzo del gas naturale impiegato nei generatori di calore è di 0.43€/Sm³, mentre se impiegato nei cogeneratori il prezzo scende a 0.33€/Sm³. La differenza di prezzo sta nella applicazione o

meno dell'IVA che per il tipo di utenza è del 20%. La manutenzione dei cogeneratori che è calcolata sulla base delle ore di funzionamento e pari a 2.0, 2.4 e 3.0 € per ogni ora di funzionamento e al crescere della taglia della macchina. Nel modello sono inoltre presenti i meccanismi di incentivazione per la produzione di energia da fonti rinnovabili pari a 0.323€/kWh e dei meccanismi per la promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia secondo il decreto legislativo n.20 dell'8 febbraio 2007.

4.3. Risultati e conclusioni

L'obiettivo della ottimizzazione è la minimizzazione della funzione di costo annuale del sistema agendo sulla strategia di gestione delle macchine. I risultati dei processi di ottimizzazione dei sistemi hanno individuato nuove strategie di gestione in grado di ridurre i costi annuali di circa il 10% rispetto a quelli precedenti. Il costo fisso annuale comune alle due configurazioni è di 720k€. Il complessivo costo annuale che deriva dalla configurazione cogenerativa è di circa 5050k€, mentre il costo annuale per la configurazione tri-generativa è di 4700k€. Entrambi i risultati ottenuti rispettano i vincoli tecnici e normativi imposti nel modello in particolar modo quello relativo alla cogenerazione.

Nella Figura 28 e nella Figura 29 si riportano, a titolo di esempio, le gestioni delle macchine dell'energy hub per il giorno tipico del mese di aprile ottenute dalla procedura di ottimizzazione.

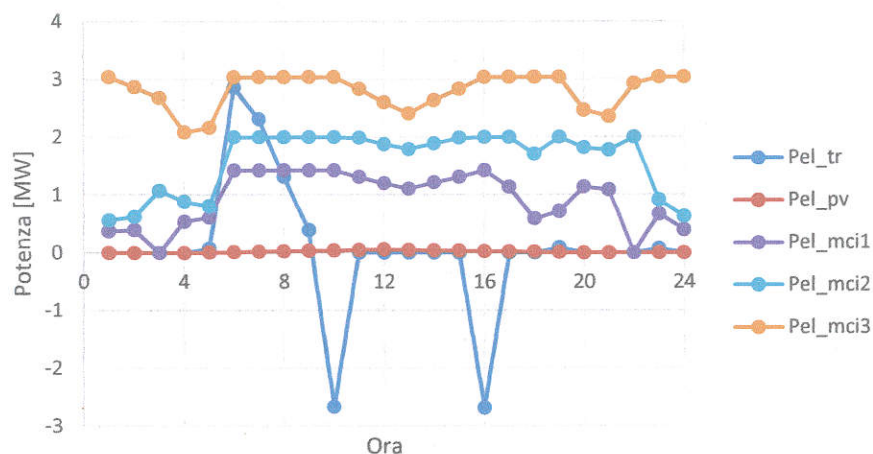


Figura 28: potenza elettrica prodotta da trasformatore, impianto fotovoltaico e motori a combustione interna per il giorno tipico di aprile

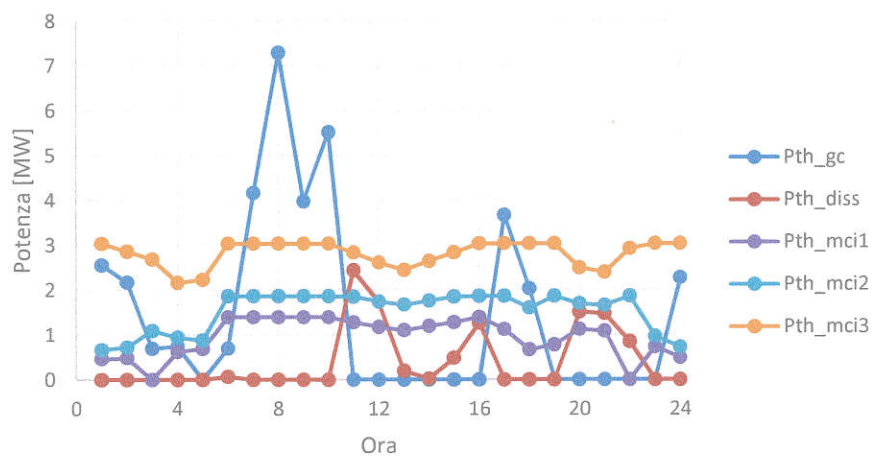


Figura 29: potenza termica prodotta dai generatori di calore, potenza dissipata, generata dai motori a combustione interna per il giorno tipico di aprile

Il modello ha permesso di ottenere buon risultati se confrontati le precedenti risoluzioni. Inoltre il metodo di rappresentazione è interessante per la facilità di implementazione nei software di calcolo.

5. Sistema isolato di piccole dimensioni

L'attenzione sulla analisi dei sistemi è ora rivolta alle applicazioni di piccola potenza a servizio di comunità isolate [42] [43].

Gli utenti delle utenze isolate hanno generalmente minore necessità di energia rispetto agli utenti delle utenze connesse alla rete elettrica perché legate al soddisfacimento dei soli bisogni primari. Questa tipologia di utenza richiede perciò l'utilizzo di un sistema affidabile che assicuri la fornitura delle richieste.

5.1. L'utenza analizzata

In questo panorama è stato deciso di investigare una utenza isolata nell'Africa centrale allo scopo di individuare la migliore strategia di gestione per il soddisfacimento delle richieste. L'utenza, localizzata nel nord della Nigeria, è costituita da un villaggio di circa 50 famiglie composto da circa 250 persone. Le richieste degli utenti sono l'energia elettrica da utilizzare per l'illuminazione e in sistemi di telecomunicazione, e l'acqua di falda da impiegare per scopi alimentari e di irrigazione. Nella Figura 30 sono indicate le richieste elettriche e le richieste di acqua per un tipico giorno estivo che ammontano a circa 95kWh e a circa 28m³. In Figura 30 è facile notare come le richieste siano distribuite nell'arco delle ventiquattro ore della giornata [44] [45] [46].

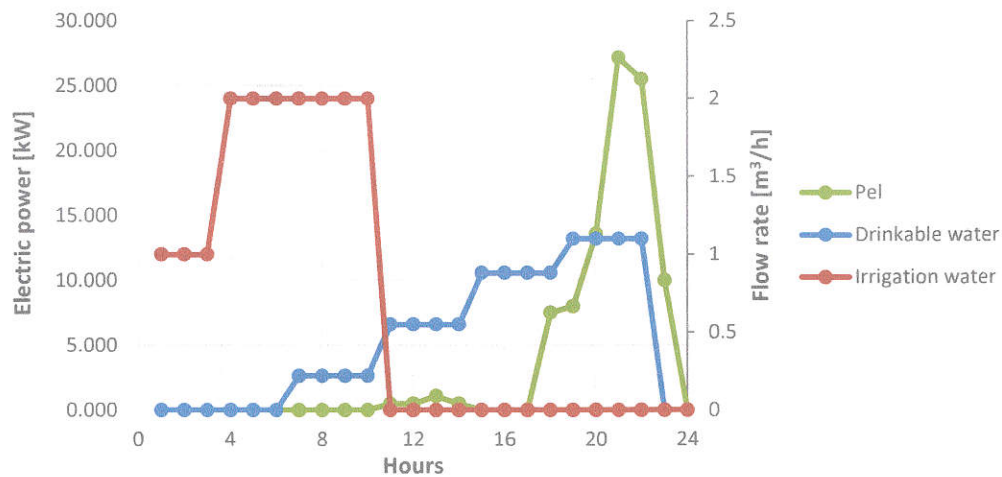


Figura 30: richieste dell'utenza isolata

5.2. Il modello implementato

Il sistema a servizio dell'utente deve garantire una elevata disponibilità dell'entrata in servizio utilizzando in modo appropriato le fonti fossili e le fonti rinnovabili disponibili in loco come sole e

vento. Per la particolare applicazione è stata considerata la possibilità di sfruttare una falda sotterranea alla profondità di circa 70m.

I principali componenti del sistema a servizio dell'utente sono un impianto fotovoltaico, un motore a combustione interna, una macchina idraulica reversibile (Pump As Turbine - PAT), un serbatoio d'acqua e un pacco di batterie. Il sistema così configurato consente di provvedere alle richieste dell'utente anche nei casi in cui la disponibilità delle fonti rinnovabili non fosse sufficiente. Inoltre la presenza di una macchina reversibile come una PAT consente di operare in modalità di pompa e turbina utilizzando una sola macchina idraulica riducendo i complessivi costi di installazione. Il sistema è inoltre dotato di due accumuli (idraulico ed elettrochimico) al fine di diversificare lo stoccaggio di energia. La configurazione del sistema è quella indicata nella Figura 31.

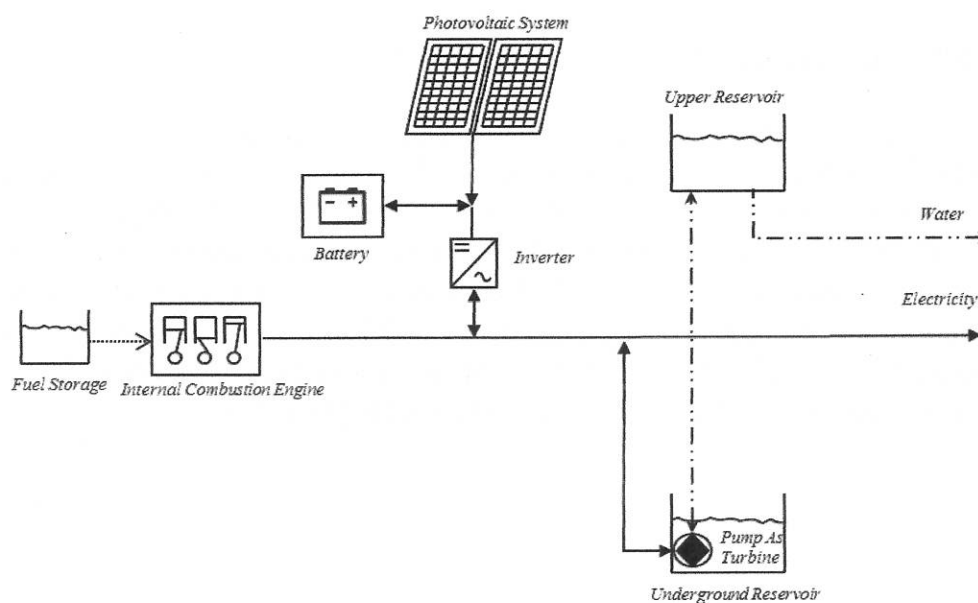


Figura 31: schema del sistema a servizio dell'utente

L'impianto fotovoltaico ha efficienza nominale di 15%, una superficie di 20m^2 con moduli inclinati di 15° rispetto al piano orizzontale. La taglia del sistema fotovoltaico è stata basata sulla richiesta di energia per l'approvvigionamento di acqua. Le caratteristiche ambientali come disponibilità della fonte solare e velocità del vento sono state ricavate per la vicina città di Kano.

Il motore a combustione interna considerato ha una potenza elettrica di 30kW, un carico minimo pari a 3kW ed una efficienza a carico nominale pari a 32.8%.

La macchina idraulica reversibile considerata ha una portata massima pari a $10\text{m}^3/\text{s}$. Nel funzionamento da pompa la portata minima risulta di $2.7\text{m}^3/\text{s}$, mentre in funzionamento da turbina la portata minima è di $5\text{m}^3/\text{s}$ [47]. Il volume del serbatoio di acqua è stato scelto in funzione della richiesta giornaliera ed è pari a 65m^3 .

Il pacco batterie considerato ha una capacità di 30kWh, con un regime di carica scarica pari a C/6. L'efficienza di ciclo di scarica/carica è assunta pari a 75%. Per quanto riguarda la gestione degli accumulatori elettrochimici è necessario ricordare la dipendenza del numero di cicli utili dalla

profondità di scarica. Per questa ragione, all'interno del modello è implementata la curva di vita dell'accumulatore come indicata in Figura 32.

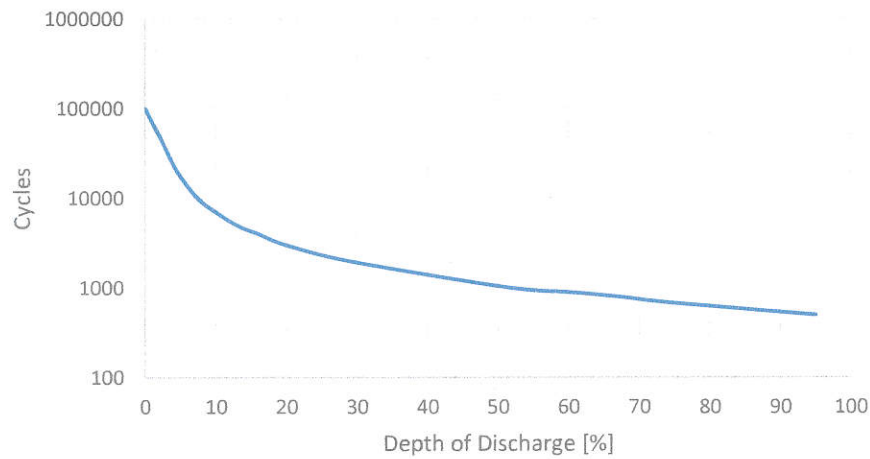


Figura 32: curva di vita degli accumulatori elettrochimici impiegati

L'obiettivo dell'analisi del sistema è la determinazione della gestione ottimale del sistema stesso che corrisponde alla minimizzazione della funzione di costo annuale del sistema riassumibile con la relazione:

$$\sum_1^{365} \sum_1^{24} \left(c_{fuel} \dot{m}_h \Delta t + \frac{c_{battery}}{n_{years}} \right)$$

La relazione prende in considerazione la gestione oraria del sistema per un intero anno e nella relazione si possono identificare il costo del combustibile, c_{fuel} , fissato a 0.66€/kg [48], \dot{m}_h la portata di massa del combustibile utilizzato dal motore a combustione interna, Δt è l'intervallo temporale di riferimento, in questo caso orario. Gli altri termini presenti nella relazione sono il costo del pacco batterie, $c_{battery}$, pari a 12420€ [49], e il numero di anni di vita delle batterie che dipende dalla gestione delle stesse.

Il funzionamento del sistema è stato studiato con l'algoritmo di ottimizzazione PSO descritto nel capitolo precedente. Oltre alle relazioni che descrivono il funzionamento dei singoli componenti del sistema le ulteriori relazioni che compongono il modello sono relative ai bilanci di potenza e portata. Nel dettaglio, per le potenze elettriche è stata considerata l'equazione:

$$P_{users} = P_{PV} + P_{ICE} + P_{PAT} + P_{batt}$$

Al primo membro dell'equazione è presente la potenza destinata all'utenza mentre al secondo membro ci sono le potenze prodotte da sistema fotovoltaico, dal motore a combustione interna e le potenze gestite da PAT e pacco batterie.

Per le portate d'acqua è stata considerata l'equazione:

$$\dot{Q}_{tan k} = \dot{Q}_{users} + \dot{Q}_{PAT}$$

Al primo membro è evidenziata la portata maneggiata dall'accumulo idraulico, somma della portata inviata all'utente e gestita dalla PAT.

I vincoli a cui è sottoposto il sistema si riferiscono principalmente agli accumuli. Sia alle batterie che al serbatoio idraulico è richiesto che la quantità accumulata a fine giornata sia la stessa tutti i giorni dell'anno. Il valore accumulato inizialmente da batterie e serbatoio è stato impostato pari al 50% della massima capacità rispettiva. I diversi vincoli di funzionamento sono introdotti nel modello attraverso opportuna funzione di penalità scritta nella forma:

$$\sum_i \lambda_i \cdot \phi_i(x)^2$$

Dove λ_i è il moltiplicatore della penalità i-esima, $\phi_i(x)$ è la violazione della penalità i-esima.

La funzione di penalità è poi sommata alla funzione obiettivo precedentemente determinata giungendo alla funzione obiettivo complessiva oggetto di ottimizzazione.

$$\sum_1^{365} \sum_1^{24} \left(c_{fuel} \cdot \dot{m}_h \Delta t + \frac{c_{battery}}{n_{years}} \right) + \sum_i \lambda_i \cdot \phi_i(x)^2$$

5.3. Risultati e conclusioni

I principali risultati ottenuti dalla procedura di ottimizzazione hanno permesso di ottenere la gestione ottimale del sistema che minimizza la funzione di costo annuale e la violazione dei vincoli imposti.

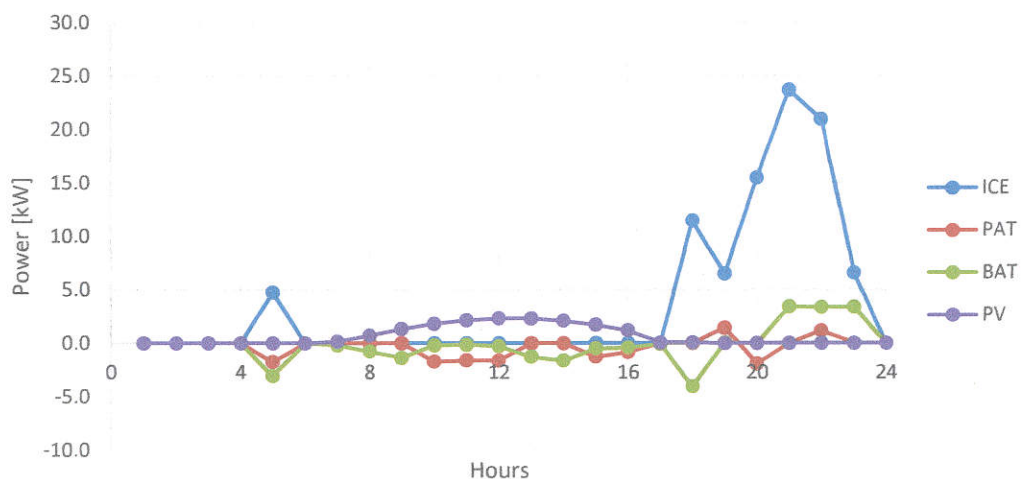


Figura 33: potenza prodotta dai componenti del sistema

Nella Figura 33 sono indicati i valori di potenza prodotta dai diversi componenti del sistema. Durante le ore di luce il sistema fotovoltaico è in grado di provvedere alle richieste elettriche dell'utente e ad azionare la PAT che accumula acqua del serbatoio idraulico in vista delle richieste di acqua diurne e serali. Durante le ore notturne il sistema idraulico e il sistema elettrochimico sono

in grado di lavorare in coordinamento con il motore a combustione interna riducendo così il consumo di combustibile. Il contributo complessivo del motore a combustione interna per il soddisfacimento della richiesta elettrica è pari a circa 84% ma questo risultato è dovuto anche al criterio di dimensionamento del sistema fotovoltaico la cui taglia è in relazione alla energia richiesta per l'approvvigionamento di acqua.

I carichi minimi ai quali possono funzionare le macchine influenza il comportamento del sistema che è costretto quindi ad utilizzare gli accumuli per coordinare il soddisfacimento delle richieste di energia.

Per comprendere al meglio al gestione dei diversi componenti del sistema di seguito sono indicati i livelli degli accumuli durante le ventiquattro ore. Come si vede la batteria tende a ridurre il numero di cariche e scariche eliminando nel contempo il campo di lavoro al di sotto del 50% del livello di carica che causerebbe una repentina riduzione della vita della batteria stessa. Il sottosistema idraulico invece è più flessibile e il serbatoio è soggetto a continui cicli di carica e scarica come indicato nella Figura 34.

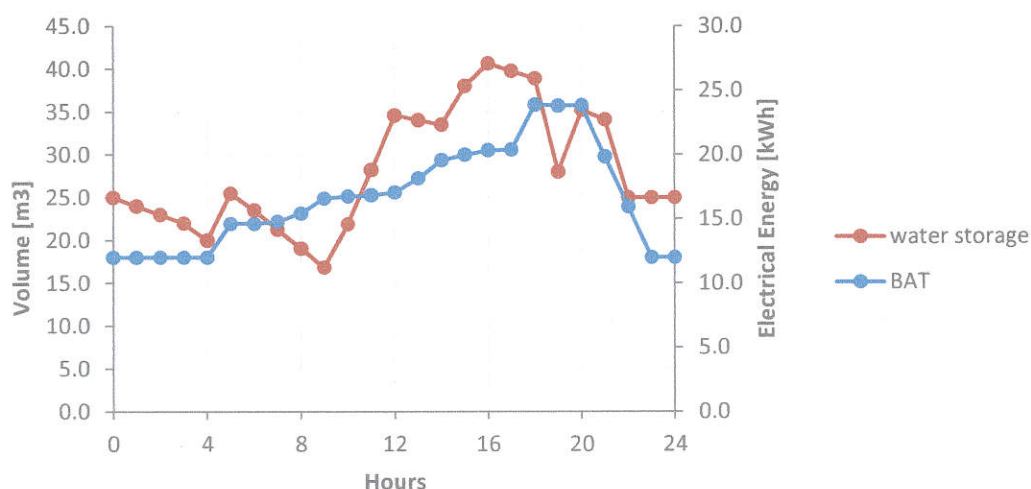


Figura 34: livelli degli accumuli

Il metodo applicato ha permesso di ottenere una ottimizzazione della gestione dei diversi componenti del sistema con l'obiettivo di ridurre i costi di gestione al fine di soddisfare la richiesta dell'utenza. Una possibilità di miglioramento riguarda l'ottimizzazione integrata dell'intero sistema in termini di taglie delle macchine e gestione delle stesse. Non è da sottovalutare la possibilità di considerare una elevata penetrazione di fonti rinnovabili eventualmente integrate con sistemi di accumulo al fine di aumentare la disponibilità all'utilizzo dell'energia.

6. Sistemi isolati di grande dimensioni

Lo studio e l'analisi dei sistemi energetici destinati alla produzione di più vettori con lo studio di una utenza isolata di grandi dimensioni in termini di richieste [50] [51].

6.1. L'utenza analizzata

L'utenza è rappresentata come una realtà montana alla quale afferiscono 170 persone nel panorama nord italiano. L'utenza nel complesso fa richiesta di elettricità, calore, acqua durante tutto l'anno e nel periodo estivo è richiesta anche la produzione di freddo. Lo scopo di questo studio è quello di determinare la condizione per cui si verifica il minor costo per il soddisfacimento delle richieste dell'utente.

La caratterizzazione dei consumi si è spinta tanto da definire due profili di richiesta: uno invernale ed uno estivo. Le richieste complessive sono riassunte nella Tabella 20, mentre nella Figura 35 e nella Figura 36 sono indicati i profili di richiesta per due giorni di riferimento.

	<i>Energia elettrica</i>	<i>Calore per riscaldamento</i>	<i>Calore per raffreddamento</i>	<i>Acqua</i>
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[m ³]
<i>Giorno invernale</i>	742	6192	0	17.6
<i>Giorno estivo</i>	699	1161	3505	19.4

Tabella 20: richieste dell'utenza nel girono invernale e nel girono estivo

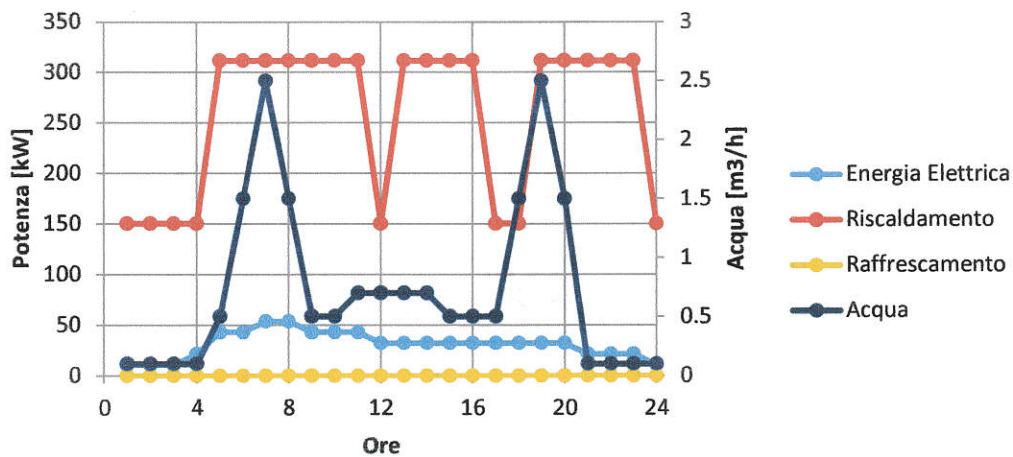


Figura 35: richieste dell'utenza nel girono invernale

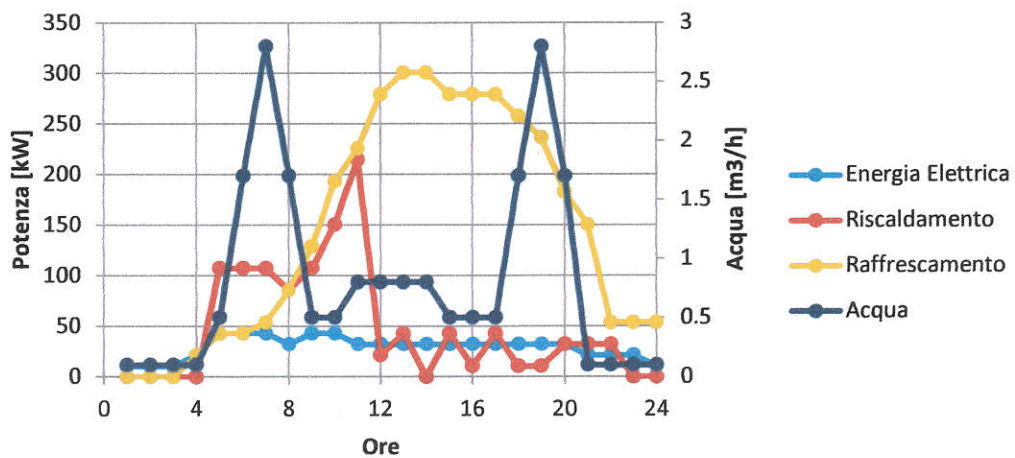


Figura 36: richieste dell'utenza nel girono estivo

6.2. Il modello implementato

Il sistema energetico a servizio dell'utenza è rappresentato in Figura 37 ed è costituito da undici componenti: cogeneratore, caldaia integrativa, accumulo di combustibile, pompa di calore reversibile, accumulo caldo, accumulo freddo, sistema fotovoltaico, inverter, pacco batterie, macchina idraulica reversibile, accumulo idraulico inferiore e superiore.

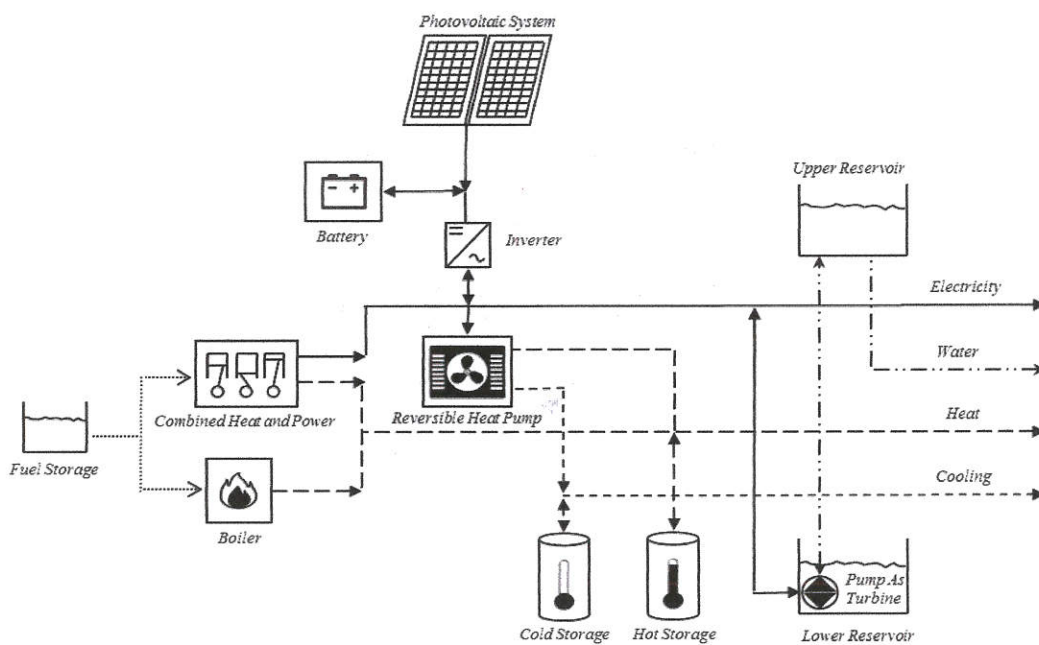


Figura 37: schema del sistema a servizio dell'utenza

Le prestazioni del sistema fotovoltaico sono considerate funzione dei parametri ambientali del sito di installazione come irraggiamento, temperatura e ventosità. Il modello considera poi le condizioni di installazione dei moduli e l'efficienza nominale degli stessi che sono pari a 15° e al 15%.

Il cogeneratore, costituito da un motore a combustione interna, ha un rendimento elettrico nominale del 32% ed un rendimento termico nominale del 47%. Il carico minimo di funzionamento è pari al 20%. L'andamento delle caratteristiche esterne è concettualmente simile a quello indicato in Figura 25.

La caldaia integrativa presenta un rendimento a pieno carico pari all'80% ed un carico minimo pari al 20%. Per questo componente si possono ripetere le considerazioni fatte nell'esempio precedente e l'andamento del valore del rendimento in funzione del carico è concettualmente simile a quello discusso in Figura 26 e in Figura 27.

La pompa di calore reversibile è stata assunta con un coefficiente di effetto utile pari a 4.07 in fase di riscaldamento e di 3.70 in fase di raffrescamento. L'alto grado di carico della macchina nel periodo estivo e nel periodo invernale aiutano a mantenere alti i valori prestazionali medi annui.

La macchina idraulica reversibile ha un intervallo operativo in funzionamento da pompa che è compreso tra il 20% e il 100% della portata volumetrica, mentre l'intervallo operativo in funzionamento da turbina è compreso tra il 50% e il 100% della portata volumetrica. Il massimo valore di rendimento di questo componente è stato considerato pari a 0.8. La disponibilità di acqua è ad una profondità di 50m e nel modello le perdite di carico nelle condotte sono considerate funzione della portata elaborata.

L'accumulo termico caldo e l'accumulo termico freddo sono considerati adiabatici, mentre l'accumulatore elettrochimico ha efficienza del 75% con regime di carica e scarica massimo ammissibile pari a C/20. La vita dell'accumulatore elettrochimico è funzione del regime di carica e scarica dello stesso secondo la relazione di Figura 32.

Le relazioni implementate nel modello tengono conto dei bilanci di energia e dei bilanci di massa dell'intero sistema.

Il bilancio di potenza è unico ma la sua espressione cambia in base al valore di potenza gestita dalla combinazione di impianto fotovoltaico e batteria ($P_{PV} + P_{BAT}$). Se la somma delle due generazioni è maggiore o minore di zero, la quantità inviata all'utenza prende una delle due forme:

$$P_{ut} = (P_{PV} + P_{BAT}) * \eta_{INV} + P_{ICE} + P_{PAT} \quad (P_{PV} + P_{BAT}) > 0$$

$$P_{ut} = \frac{(P_{PV} + P_{BAT})}{\eta_{INV}} + P_{ICE} + P_{PAT} \quad (P_{PV} + P_{BAT}) < 0$$

Con P_{ut} potenza inviata all'utenza, P_{PV} potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico, P_{BAT} potenza generata dall'accumulatore elettrochimico, η_{INV} rendimento dell'inverter, P_{ICE} potenza elettrica generata dal cogeneratore, P_{PAT} potenza elettrica prodotta dalla macchina idraulica reversibile.

Il bilancio termico caldo e freddo seguono le relazioni:

$$Q_{h,ut} = Q_{ICE} + Q_{BL} + Q_{h,PDC} + Q_{HS}$$

$$Q_{c,ut} = Q_{c,PDC} + Q_{CS}$$

Al bilancio termico caldo, $Q_{h,ut}$ potenza termica inviata all'utenza, Q_{ICE} potenza termica recuperata dal cogeneratore, Q_{BL} potenza termica prodotta dalla caldaia integrativa, $Q_{h,PDC}$ potenza termica prodotta dalla pompa di calore, Q_{HS} potenza termica prodotta dall'accumulo caldo.

Al bilancio termico freddo, $Q_{c,ut}$ potenza termica inviata all'utenza, $Q_{c,PDC}$ potenza termica prodotta dalla pompa di calore, Q_{CS} potenza termica prodotta dall'accumulo freddo.

Il bilancio idraulico prende la forma:

$$\dot{m}_{tank} = \dot{m}_{ut} + \dot{m}_{PAT}$$

Con \dot{m}_{tank} portata inviata all'accumulo idraulico, \dot{m}_{ut} portata inviata all'utenza, \dot{m}_{PAT} portata elaborata dalla macchina idraulica reversibile.

Per tutti gli accumuli presenti nel sistema, è imposto che la quantità accumulata ad inizio giornata deve essere uguale alla quantità accumulata a fine giornata.

Il modello generale dal quale è tratto il presente modello è in grado di analizzare molteplici tecnologie, attraverso l'implementazione delle curve caratteristiche e delle taglie nominali di ogni tecnologia considerata nel sistema energetico da analizzare. Il modello generale delinea un sistema energetico assai flessibile, in grado di operare con più macchine della stessa tipologia e con macchine di diversa tipologia e taglia. Il modello generale ha inoltre la possibilità di decidere se vincolare o meno la strategia gestionale delle macchine in alcuni momenti dei giorni di analisi.

La strategia ottima di gestione dei componenti del sistema che permette di ottenere il minor costo è funzione delle taglie nominali degli stessi componenti. Per la determinazione della condizione ottimale si è scelto di utilizzare l'algoritmo di ottimizzazione PSO perché con un sistema così articolato e ricco di soluzioni alternative come ad esempio il doppio accumulo elettrico e le ridondanti produzioni di calore non è immediato individuare quale tecnologia possa garantire a priori un basso costo di sistema. L'intenzione è quindi quella di sviluppare un modello di ottimizzazione che consenta la determinazione integrata delle taglie e delle gestioni che deve essere inevitabilmente condotta per successivi passi di ottimizzazione.

All'interno dello specifico modello sviluppato è implementata una strategia di gestione che prevede il rispetto di alcuni parametri di controllo al fine di indirizzare il funzionamento del sistema verso condizioni preferibili. Al fine di evitare il funzionamento intermittente del cogeneratore tra due ore successive è stata inserita una funzione di conteggio di accensioni e spegnimenti abbinata ad una funzione di limitazione della variazione del carico. Il condizionamento del funzionamento del cogeneratore va di pari passo con il condizionamento del sistema fotovoltaico la cui generazione deve essere favorita alla generazione da fonte fossile in modo da ridurre la priorità di funzionamento del cogeneratore. Questa strategia di funzionamento è realizzabile con l'impiego di opportuni accumuli di energia nel sistema in grado di disaccoppiare la produzione e la richiesta di energia.

La complessiva strategia implementata nel modello ha lo scopo di condizionare ed indirizzare il sistema verso condizioni di funzionamento predefinite. Tale strategia non è però vincolante per la risoluzione che è focalizzata sulla riduzione del costo totale del sistema. La soluzione ottimale è

ottenuta attraverso serie di ottimizzazioni successive che permettono all'algorithmo di risoluzione di concentrare la ricerca in regioni sempre più ristrette nell'intorno delle soluzioni sub-ottime.

Il modello è analizzato attraverso un algorithmo di ottimizzazione con l'obiettivo di ridurre il costo totale del sistema seguendo la relazione:

$$F(\mathbf{X}_j) = \min(f(\mathbf{X}_j) + \sum_{z=1}^{nc} \lambda_z \cdot [VIOL_z]^2)$$

Con $F(\mathbf{X}_j)$ funzione di costo complessiva, $f(\mathbf{X}_j)$ funzione di costo dovuta a componenti e gestione del sistema, λ_z moltiplicatore della penalità e $VIOL_z$ quantità violata del vincolo z .

Il termine $f(\mathbf{X}_j)$ coinvolge i costi legati alla dimensione delle macchine installate oltre ai costi legati alla loro gestione e può essere riscritto esplicitando le singole componenti di costo nella forma seguente:

$$f(\mathbf{X}_j) = (c_{PV}S_{PV} + c_{BAT}S_{BAT} + c_{INV}S_{INV} + c_{ICE}S_{ICE} + c_{boil}S_{boil} + c_{PDC}S_{PDC} + c_{PAT}S_{PAT} + c_{w,res}S_{w,res} + c_{th,res}S_{th,res} + c_{co,res}S_{co,res}) + \sum_{h=1}^{24} (\dot{m}_{CHP} + \dot{m}_{BL})\Delta t$$

Con c costo specifico dei componenti del sistema, S taglia dei componenti del sistema, \dot{m}_{CHP} ed \dot{m}_{BL} la portata di massa di combustibile di cogeneratore e caldaia, Δt è l'intervallo di tempo considerato che è pari ad una ora. I costi specifici delle diverse tecnologie installate e del combustibile sono riassunti nella Tabella 21.

Sistema fotovoltaico	340€/m ²
Cogeneratore	1000€/kWel
Batterie	210€/kWh
Inverter	500€/kW
Macchina idraulica reversibile	220€/kW
Pompa di calore reversibile	300€/kWth
Accumulo di acqua	100€/m ³
Caldaia integrativa	51€/kW
Accumulo caldo	38€/kWh
Accumulo freddo	20€/kWh
Combustibile	1.4€/l

Tabella 21: costi specifici dei componenti e combustibile

Durante il processo di ottimizzazione i valori numerici del termine $f(\mathbf{X}_j)$ e del termine $\sum_{z=1}^{nc} \lambda_z \cdot [VIOL_z]^2$ devono essere il più possibile equilibrati al fine che nessun addendo prevalga sull'altro. Se così non fosse il modello potrebbe dare maggior peso ad uno o all'altro termine conducendo a risultati non interessanti. L'utilizzo di grandezze omogenee nella definizione delle penalità e

l'applicazione di opportuni moltiplicatori di penalità λ_z , permettono di giungere dopo opportuni test ad ottenere una idonea scrittura della funzione obiettivo $F(\mathbf{X}_j)$.

6.3. Risultati e conclusioni

Il risultato del processo di ottimizzazione ha permesso di ottenere la configurazione del sistema in grado di minimizzare i costi complessivi legati alla taglia dei componenti e alla loro gestione. Inoltre si è ottenuta una strategia di gestione che minimizzasse l'accensione e lo spegnimento del cogeneratore e favorisce l'utilizzo della fonte solare e degli accumuli per soddisfare le richieste dell'utenza. L'utilizzo coordinato delle macchine con gli accumulatori permette di operare in condizioni migliori.

Le taglie individuate dall'ottimizzatore sono di 600m² per l'impianto fotovoltaico, di 146kW per il cogeneratore, di 400kWh per le batterie, di 80kW per l'inverter, di 4.6kW per la macchina idraulica reversibile, di 300kW per la pompa di calore reversibile, di 88m³ per l'accumulo idraulico, di 70kW per la caldaia integrativa, di 500kWh per l'accumulo termico caldo, di 1200kWh per l'accumulo termico freddo.

Il funzionamento integrato del sistema conduce ad un utilizzo a pieno carico della pompa di calore reversibile durante il funzionamento invernale ed estivo. Il funzionamento della macchina è coordinato con gli accumuli termici in entrambe le stagioni.

Il cogeneratore e l'impianto fotovoltaico producono l'energia elettrica necessaria al sistema in modo coordinato secondo la strategia di gestione che punta alla riduzione del numero di accensioni e spegnimenti della macchina termica. L'accensione e lo spegnimento del cogeneratore si verificano sempre in corrispondenza della massima produzione di energia da fonte solare. L'energia elettrica prodotta da impianto fotovoltaico e cogeneratore è accumulata prevalentemente nell'accumulo elettrochimico a causa del maggiore rendimento rispetto all'accumulo idraulico con macchina reversibile. La taglia dell'accumulo elettrochimico è individuata dall'algoritmo di ottimizzazione al fine di evitare deperimenti prematuri dell'accumulatore stesso.

I vincoli imposti a tutte le tipologie di accumulo che riguardano i livelli di carica ad inizio e fine giornata sono sempre rispettati in tutti i giorni di analisi.

Con particolare attenzione ai giorni invernali l'energia termica prodotta dalla pompa di calore e recuperata dal cogeneratore è integrata con l'utilizzo della caldaia. Il funzionamento delle macchine termiche è coordinato con l'accumulo termico e la dissipazione è assente.

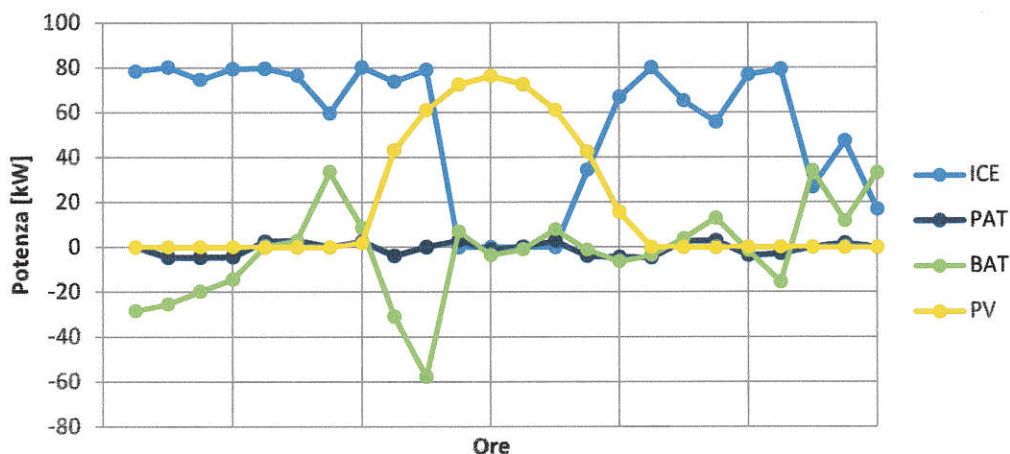


Figura 38: produzione di energia elettrica durante il giorno invernale

Con particolare attenzione ai giorni estivi il calore è prodotto esclusivamente con il recupero del cogeneratore e non con la produzione della caldaia. Nei giorni estivi si registra anche la dissipazione di energia termica prodotta in eccesso dal cogeneratore.

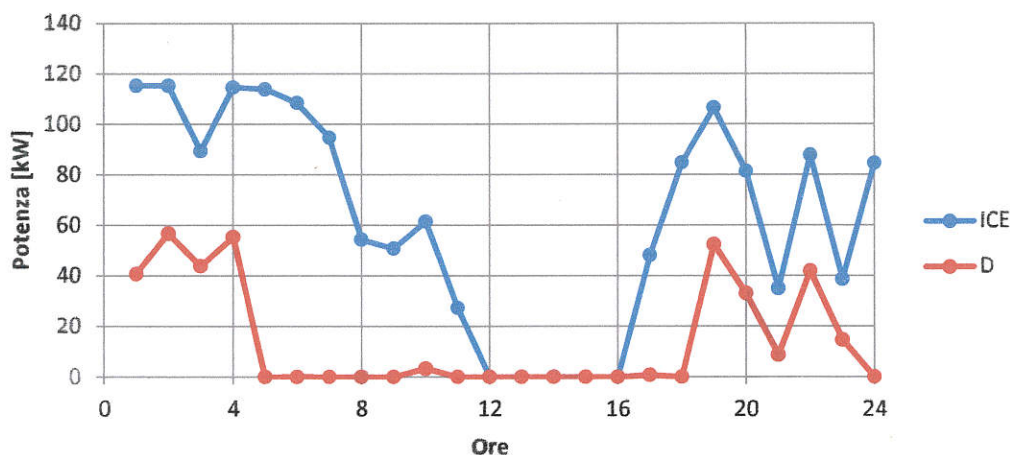


Figura 39: energia termica prodotta e dissipata durante il giorno estivo

La totale produzione di energia elettrica annua è di 633000kWh ed è prodotta per il 35% dall'impianto fotovoltaico e dal 65% dal cogeneratore.

La totale produzione di calore annua è di 1470000kWh ed è generata dalla pompa di calore per il 48%, dal cogeneratore per il 43% e dalla caldaia integrativa per il 5%.

La totale produzione di energia per raffreddamento è interamente prodotta dalla pompa di calore.

Il costo annuale ottenuto dalla strategia ottimizzata è di circa 190000€.

La realizzazione di un modello con valori di efficienza delle macchine costante, rispetto ad un modello con valori di efficienza variabile conduce a risultati leggermente diversi, soprattutto in termini di costi e taglie dei componenti. La differenza è di circa il 5 %.

Per un maggiore dettaglio sulla gestione degli accumuli sono di seguito riportati grafici con l'indicazione delle quantità accumulate tra giorno invernale ed estivo.

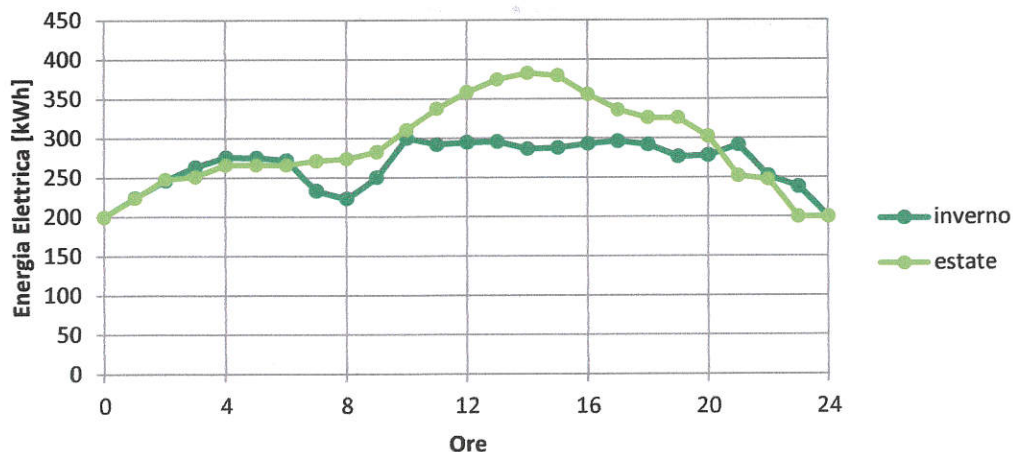


Figura 40: energia elettrica accumulata dalla batteria nel giorno invernale ed estivo

La curva del livello di carica della batteria non presenta repentini processi di carica e scarica per rispettare i vincoli associati ai regimi operativi. La profondità di scarica è modesta per evitarne deperimenti prematuri della vita.

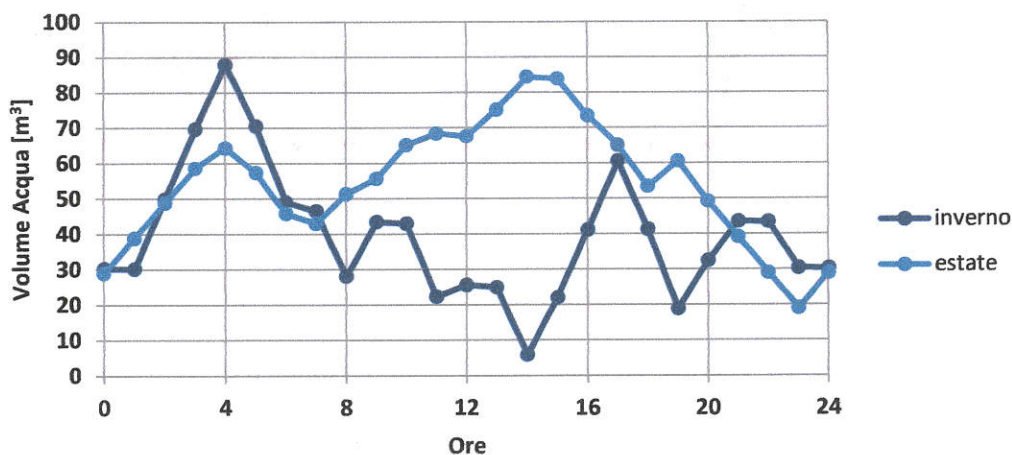


Figura 41: acqua accumulata nel serbatoio idraulico nel giorno invernale ed estivo

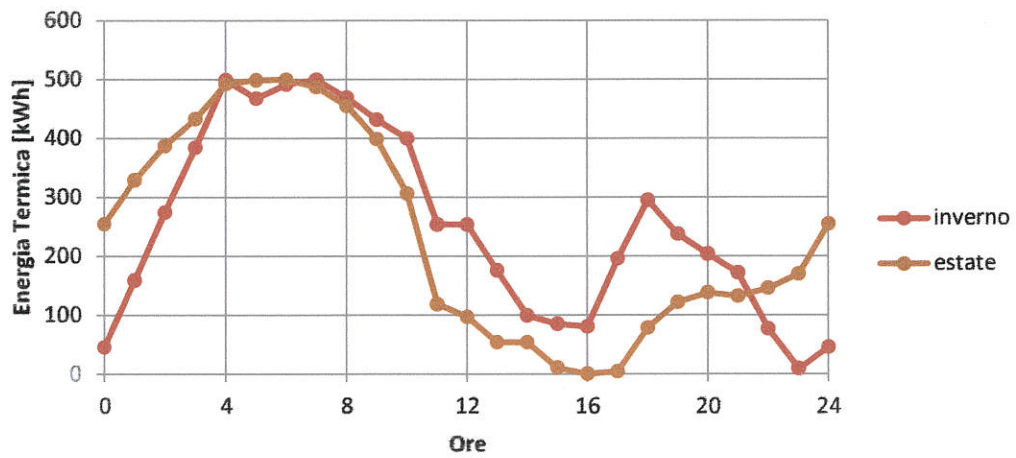


Figura 42: energia termica accumulata nel serbatoio nel giorno invernale ed estivo

Le quantità accumulate nel serbatoio idraulico e termico hanno andamenti maggiormente variabili rispetto alle quantità accumulate nella batteria.



7. Impianti di accumulo CAES

Le indagini sui sistemi energetici è ora rivolta ai sistemi di accumulo di energia connessi alla rete elettrica ed in particolar modo ai sistemi di elevata potenza e con elevato tempo di scarica.

In questa sezione si presenta la modellazione e l'esercizio di un impianto CAES connesso alla rete elettrica in due configurazioni impiantistiche: la prima considera l'impianto connesso alla rete ed operante in modo indipendente nel mercato elettrico, la seconda tratta l'impianto CAES in funzionamento coordinato con parco eolico con l'obiettivo di massimizzare i ricavi del sistema integrato [52].

La tecnologia CAES, dopo i sistemi idroelettrici di pompaggio, è l'alternativa più promettente per l'accumulo di elevate quantità di energia, considerato il basso costo dell'energia prodotta una volta soddisfatti i vincoli geologici per l'accumulo.

7.1. Il modello implementato

La configurazione dell'impianto CAES considerato si ispira agli impianti esistenti di Huntorf in Germania e di McIntosh in Alabama. Lo schema di riferimento del sistema è indicato nella Figura 43 ed i principali componenti dell'impianto CAES sono:

- Il sistema di filtraggio dell'aria aspirata,
- Il treno compressori che opera con scambiatori di pre-raffreddamento, inter-raffreddamento e post-raffreddamento,
- La caverna di stoccaggio dell'aria compressa con le relative valvole di controllo,
- La turbina di espansione divisa in due stadi con due camere di combustione e con uno scambiatore rigenerativo,
- Una macchina elettrica reversibile.

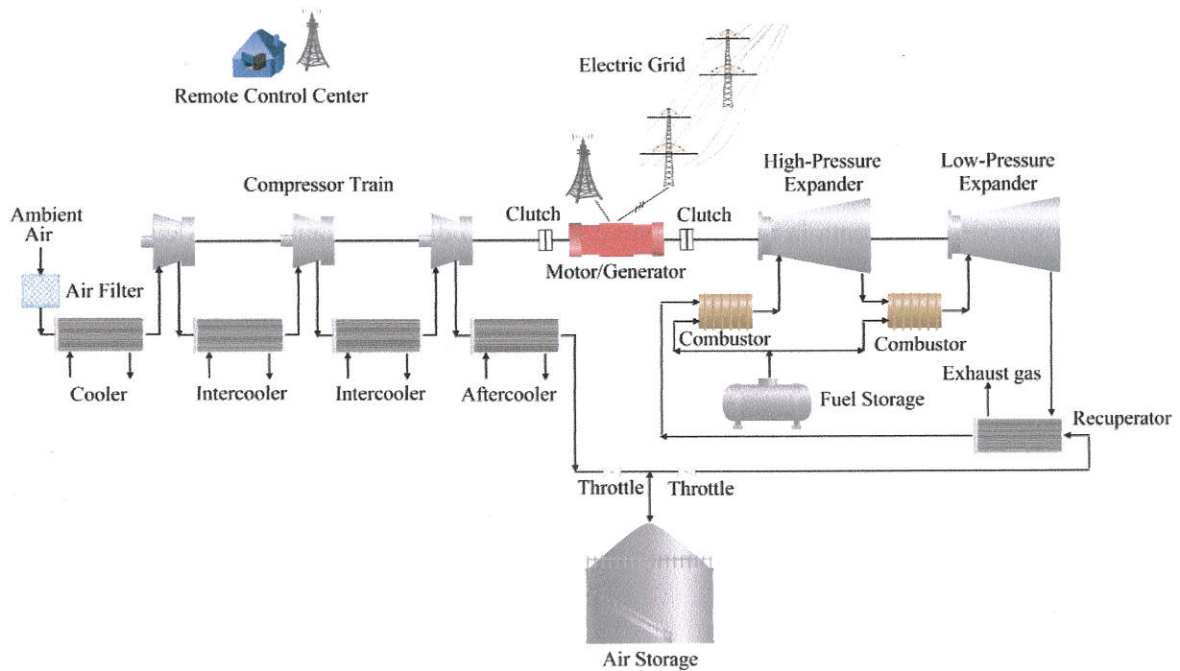


Figura 43: schema dell'impianto CAES considerato

La modellazione dei principali componenti del sistema è condotta attraverso le curve caratteristiche dei componenti stesse e con le equazioni differenziali che descrivono le principali trasformazioni.

Il treno compressori è costituito dalla serie di un compressore assiale e due compressori centrifughi. La portata nominale è di 120kg/s, la potenza nominale dell'intero treno compressori è di 87.5MW. I rapporti di compressione nominali sono pari a 21 per il compressore assiale, 2.5 ed 1.8 per i compressori centrifughi. Le prestazioni dei compressori permettono di mantenere una pressione all'interno dell'accumulo compresa tra 25bar e 65bar.

La relazione di riferimento per la trasformazione di compressione è:

$$T_2 = T_1 \left(1 + \frac{R_c^{\frac{k-1}{k}} - 1}{\eta_{ic}} \right)$$

Dove T_2 è la temperature di fine compressione, T_1 è la temperatura di inizio compressione, R_c è il rapporto di compressione pari a p_2/p_1 , k rapporto tra i calori specifici, η_{ic} rendimento isoentropico di compressione.

Il valore della potenza di compressione è ottenibile con a relazione

$$P_c = \dot{m} c_p (T_2 - T_1) \eta_{mc}$$

Dove \dot{m} è la portata d'aria elaborata, c_p è il calore specifico a pressione costante dell'aria, η_{mc} è il rendimento meccanico di compressione assunto pari a 0.9.

Il primo stadio di compressione è di tipo assiale e la portata elaborata è variata in funzione della posizione delle pale di ingresso (Variable Inlet Guide Vanes - VIGV) che consentono di operare ad

elevati valori di rendimento anche a bassi valori del rapporto di compressione. La portata elaborata può variare tra il 67% e il 108% della portata nominale che dipende anche dalla pressione vigente nell'accumulo.

\dot{m}/\dot{m}_{nom}	$R_c/R_{c,nom}$	$\eta_{ic}/\eta_{ic,nom}$
0.667	0.574	0.953
0.708	0.620	0.965
0.750	0.667	0.966
0.792	0.722	0.977
0.833	0.778	0.978
0.875	0.816	0.983
0.917	0.853	0.983
0.958	0.929	0.989
1.000	1.000	1.000
1.042	1.062	0.991
1.083	1.122	0.965

Tabella 22: valori caratteristici del compressore assiale considerato [53][54]

\dot{m}/\dot{m}_{nom}	$R_c/R_{c,nom}$	$\eta_{ic}/\eta_{ic,nom}$
0.705	1.000	0.928
0.725	0.967	0.964
0.788	0.945	0.988
0.815	0.927	0.994
0.833	0.909	0.998
0.870	0.858	0.999
0.906	0.818	0.996
0.928	0.782	0.976
0.951	0.727	0.964
0.960	0.673	0.934
0.978	0.636	0.904
0.987	0.600	0.880
0.993	0.545	0.843
0.997	0.509	0.798
1.000	0.473	0.693

Tabella 23: valori caratteristici dei compressori centrifughi considerati [53][54]

Nella Tabella 22 sono riportati i valori operativi del compressore assiale considerato, i valori sono espressi in rapporto al valore nominale.

I compressori centrifughi sono stati modellati ammettendo una elaborazione di portata variabile tra il 70% e il 100%. Per queste macchine il valore migliore di rendimento si verifica verso l'87% della portata. La Tabella 23 riposta i valori operativi dei compressori centrifughi considerati, i valori sono espressi in rapporto al valore nominale.

Lo scambiatore di calore a monte del primo stadio di compressione ha lo scopo di rendere le condizioni operative dei compressori indipendenti dalla temperatura dell'aria aspirata garantendo un valore di temperatura all'ingresso del compressore assiale pari 15°C per tutti i giorni dell'anno.

I due scambiatori di calore interposti fra i tre stadi di compressione hanno lo scopo di ridurre il lavoro di compressione raffreddando l'aria durante il processo di compressione.

Lo scambiatore a valle del treno compressori ha lo scopo di raffreddare l'aria prima dell'immissione in caverna al fine di minimizzare il volume complessivamente accumulato in caverna.

Gli scambiatori posti a monte del treno compressori e a valle di ogni stadio sono stati modellati ai carichi parziali come scambiatori a fascio tubiero aria - acqua in controcorrente applicando il metodo $\varepsilon - NTU$ [55].

Le relazioni di riferimento per la configurazione adottata sono:

$$\varepsilon = \frac{1 - e^{-NTU(1-\omega)}}{1 - \omega \cdot e^{-NTU(1-\omega)}}$$

$$NTU = \frac{1}{\omega - 1} \ln \left(\frac{1 - \varepsilon}{1 - \omega\varepsilon} \right)$$

Con ε efficienza termica, ω rapporto tra le capacità termiche dei fluidi pari a C_{min}/C_{max} ed NTU pari al numero di unità di trasporto. Il valore della efficienza degli scambiatori è rappresentato in Figura 44.

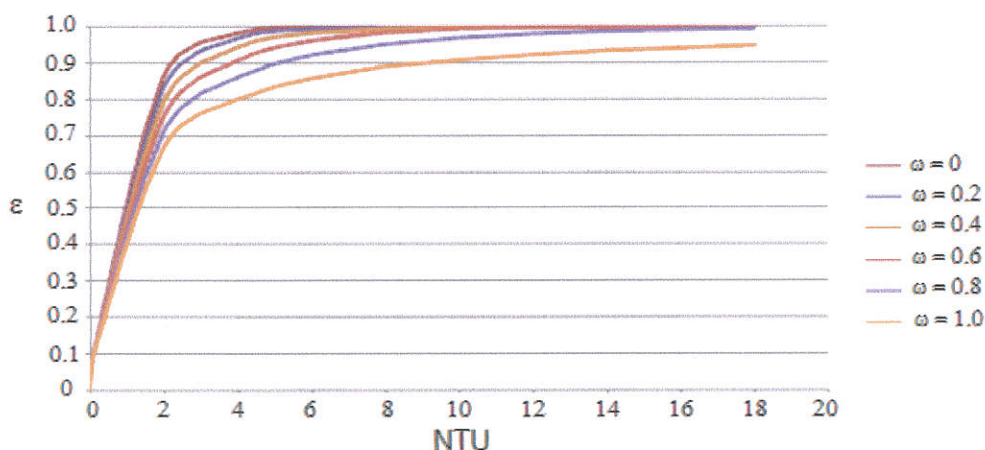


Figura 44: mappa caratteristica dello scambiatore di calore considerato.

Il calcolo del coefficiente globale di scambio termico è stato effettuato considerando dei valori tipici dei coefficienti di convezione termica lato aria e lato acqua. Per la condizione nominale la potenza richiesta per la circolazione dell'acqua all'interno degli scambiatori è di 225kW.

L'accumulo di aria compressa considerato è costituito da una formazione di origine salina soggetta a deformazioni trascurabili e perdite d'aria di circa il 3%. La conducibilità termica del terreno λ_g è pari a 0.9W/mK ed il volume del serbatoio considerato è pari a 300000m³.

Per ragioni di semplificazione, il serbatoio è stato considerato di forma cilindrica, con raggio r_c di 18m, lunghezza L_c di 300m e posto ad una profondità z_c di 250m rispetto al suolo. Il valore del fattore di forma dell'accumulo F_c è di 567m ed è calcolato con la relazione:

$$F_c = \frac{2\pi L_c}{\cosh^{-1}\left(\frac{z_c}{r_c}\right)}$$

Assumendo un raggio di 18m, una lunghezza di 300m, una profondità di 250m, il fattore di forma risulta di circa 567m.

L'aria accumulata è generalmente soggetta ad una variazione di temperatura dovuta alla conduzione termica delle pareti del serbatoio, all'ingresso di massa ed uscita di massa dal serbatoio. Tale variazione può essere espressa con la relazione:

$$\frac{dT_{a,s}}{dt} = \frac{\dot{m}_{a,i}c_{p,a,i}(T_{a,i} - T_{a,s}) - \dot{m}_{a,o}c_{p,a,s}(T_{a,s} - T_g) - \lambda_g F_c (T_{a,s} - T_g)}{\rho_{a,s}c_{p,a,s}V_c}$$

Con $T_{a,s}$ temperatura dell'aria accumulata, $\dot{m}_{a,i}$ portata dell'aria in ingresso, $c_{p,a,i}$ calore specifico dell'aria in ingresso, $T_{a,i}$ temperatura dell'aria in ingresso, $\dot{m}_{a,o}$ portata dell'aria in uscita, $c_{p,a,s}$ calore specifico dell'aria in uscita, T_g temperatura del terreno, $\rho_{a,s}$ densità dell'aria accumulata.

La variazione delle proprietà termodinamiche dell'aria accumulata si possono esprimere per mezzo della relazione:

$$\dot{m}_{a,i} - \dot{m}_{a,o} = V_c \frac{d\rho_{a,s}}{dt} = \frac{\rho_{a,s}V_c}{p_s} \frac{dp_s}{dt} = \frac{V_c}{R_a T_{a,s}} \frac{dp_s}{dt} = C_s \frac{dp_s}{dt}$$

Che si basa sulla trasformazione isoterma $\rho_{a,s} = Kp_s$. Con p_s pressione all'interno della caverna, R_a è la costante particolare dell'aria, C_s è la cosiddetta capacità caratteristica e K è la costante della trasformazione. La presenza di una trasformazione isoterma è dovuta dalla presenza dello scambiatore di post-raffreddamento a monte della caverna.

L'aria accumulata è generalmente soggetta ad una variazione di temperatura dovuta alla conduzione termica delle pareti del serbatoio, all'ingresso di massa ed uscita di massa dal serbatoio. Tale variazione può essere espressa con la relazione:

$$\frac{dT}{dt} = \frac{\dot{m}_1 c_p (t_1 - t_a) - \dot{m}_2 c_p (t_a - t_t) - \lambda_t F (t_a - t_t)}{\rho c_p V}$$

Dove c_p è il calore specifico a pressione costante dell'aria, t_1 è la temperatura dell'aria prima dell'immissione nell'accumulo, t_a è la temperatura dell'aria accumulata, t_t è la temperatura del terreno, λ_t è la conducibilità termica del terreno posto pari a $0.9 \text{ W/m}^2\text{K}$.

Le valvole ai capi dello stoccaggio di aria compressa sono modellate con riferimento alla teoria dei flussi gassosi attraverso uno strozzamento. Il valore della portata attraverso la valvola dipende dalla pressione critica p_{crit} seguendo le relazioni:

$$\dot{m}_a = \frac{p_1 A_t}{\sqrt{R T_a}} \cdot \sqrt{\frac{2k}{k-1} \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{2}{k}} - \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k+1}{k}} \right]} \quad \text{per} \quad \frac{p_2}{p_1} > \frac{p_{crit}}{p_1}$$

$$\dot{m}_a = \frac{p_1 A_t}{\sqrt{R T_a}} \cdot \sqrt{\frac{2k}{k-1} \left[\left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{2}{k-1}} - \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k+1}{k-1}} \right]} \quad \text{per} \quad \frac{p_2}{p_1} < \frac{p_{crit}}{p_1}$$

Nel caso considerato, il valore di k è 1.4 e la pressione critica è pari a $p_{crit} = p_1 \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}} p_1 \cong 0.528 p_1$ dove p_1 e p_2 sono due generiche pressioni per le quali valga la relazione $p_2 > p_1$.

La valvola di laminazione a valle della caverna agisce solo quando la pressione all'interno del serbatoio è maggiore di 46.2bar in modo di non forzare il funzionamento dei componenti a valle della stessa ad operare oltre le condizioni nominali. Se la pressione all'interno della caverna è inferiore al valore limite la valvola di laminazione è bypassata.

Il gruppo di espansione è modellato in due stadi con rapporti di espansione R_e pari rispettivamente a 46/11.2 ed 11/1.2. Il gruppo turbine entrano in funzione solamente se la pressione all'interno della caverna è maggiore di 25bar. La portata nominale delle turbine varia al variare dello scenario di simulazione e sarà discussa in seguito.

La relazione di riferimento per la trasformazione di espansione è:

$$T_4 = T_3 \left[1 - \left(1 - R_e^{\frac{1-k_g}{k_g}} \right) \eta_{ie} \right]$$

Dove T_4 è la temperatura di fine espansione, T_3 è la temperatura di inizio espansione, k_g è il rapporto tra i calori specifici del gas, η_{ie} è il rendimento isoentropico di espansione.

Il valore della potenza estratta dalla turbina si ottiene con la relazione

$$P_t = \dot{m}_{eg} c_{p,eg} (T_3 - T_4) \eta_{me}$$

Dove \dot{m}_{eg} è la portata di gas, $c_{p,eg}$ è il calore specifico a pressione costante dei gas l'aria, η_{me} è il rendimento meccanico che è assunto pari a 0.92.

La Tabella 24 riporta i valori operativi degli espansori considerati, i valori sono espressi in rapporto al valore nominale.

\dot{m}/\dot{m}_{nom}	$R_e/R_{e,nom}$	\dot{m}/\dot{m}_{nom}	$\eta_{ie}/\eta_{ie,nom}$
0.000	0.000	0.000	0.500
0.518	0.023	0.050	0.555
0.743	0.047	0.100	0.610
0.882	0.070	0.150	0.645
0.964	0.093	0.200	0.680
0.998	0.116	0.250	0.705
1.000	0.123	0.300	0.730
1.000	0.140	0.350	0.745
1.000	0.163	0.400	0.760
1.000	0.209	0.450	0.770
1.000	0.256	0.500	0.780
1.000	0.302	0.550	0.783
1.000	0.349	0.600	0.785
1.000	0.395	0.650	0.788
1.000	0.442	0.700	0.790
1.000	0.488	0.750	0.800
1.000	0.535	0.800	0.810
1.000	0.581	0.850	0.835
1.000	0.628	0.900	0.860
1.000	0.674	0.950	0.880
1.000	0.721	1.000	0.900
1.000	0.767		
1.000	0.814		
1.000	0.860		
1.000	0.907		
1.000	0.953		
1.000	1.000		

Tabella 24: valori caratteristici degli espansori considerati [53][54]

L'accensione del gruppo espansori è ritardata di 10 minuti ad ogni avvio. Questo valore di inerzia è inserito nel modello ed è ispirato ai tipici valori di inerzia degli impianti di Huntorf e di McIntosh.

Le camere di combustione considerate sono due, una a monte di ogni stadio di espansione. Le due camere di combustione operano a pressione rispettivamente di 46.2 bar ed 11.2 bar e la perdita di pressione in ognuna di esse è assunte di 0.2 bar. Il combustibile impiegato è gas naturale con potere calorifico inferiore LHV_f di 45000kJ/kg.

La relazione di riferimento per la determinare la temperatura dei fumi di combustione T_{eg} è:

$$T_{eg} = \left[\dot{m}_a c_{p,a} (T_a - T_0) + \frac{\dot{m}_f LHV_f \eta_{cc}}{\dot{m}_{eg} c_{p,eg}} \right] + T_0$$

Con \dot{m}_a portata d'aria, $c_{p,a}$ calore specifico dell'aria, T_a temperatura dell'aria, T_0 temperatura di riferimento, \dot{m}_f portata di combustibile, η_{cc} rendimento della camera di combustione, \dot{m}_{eg} portata dei fumi di combustione, $c_{p,eg}$ calore specifico dei gas di combustione.

La prima camera di combustione riceve l'aria dalla caverna opportunamente preriscaldata dallo scambiatore rigenerativo posto a monte del camino. La prima camera di combustione opera in condizioni costanti con un rapporto aria / combustibile impostato a 50.

La seconda camera di combustione, a causa del rapporto di espansione variabile del primo stadio di espansione, opera con un rapporto aria / combustibile variabile al fine di da garantire l'ottimale esercizio del recuperatore di calore a monte del camino.

Il recuperatore di calore a monte del camino consente il recupero di calore dai gas di scarico con conseguente risparmio di combustibile nelle camere di combustione. Il recuperatore è modellato come uno scambiatore di calore a tubi e mantello con flussi in equicorrente. Le equazioni differenziali che governano lo scambio termico nel tempo sono:

$$M_{eg} c_{p,eg} \frac{dT_{eg}}{dt} = \dot{m}_{eg} c_{p,eg} (T_{eg,i} - T_{eg,o}) - \frac{T_{eg,o} - T_{a,o}}{R}$$

$$M_a c_{p,a} \frac{dT_a}{dt} = \dot{m}_a c_{p,a} (T_{a,i} - T_{a,o}) + \frac{T_{eg,o} - T_{a,o}}{R}$$

Con M_{eg} massa dei gas esausti che prende parte allo scambio termico, $T_{eg,i}$ temperatura dei gas esausti in ingresso, $T_{eg,o}$ temperatura dei gas in uscita, $T_{a,o}$ temperatura dell'aria in uscita, R è la resistenza termica allo scambio termico, M_a massa dell'aria che prende parte allo scambio termico, $T_{a,i}$ temperatura dell'aria in ingresso.

Il valore della resistenza R è calcolato secondo la relazione:

$$R = \frac{1}{\alpha_i A_i} + \frac{1}{\alpha_e A_e} + \frac{\ln \frac{r_e}{r_i}}{2\pi L_p \lambda_p}$$

Con α_i coefficiente di convezione all'interno dei tubi, A_i area dello scambio termico dal lato interno dei tubi, α_e coefficiente di convezione all'esterno dei tubi, A_e area dello scambio termico dal lato esterno dei tubi, r_e raggio esterno dei tubi, r_i raggio interno dei tubi, L_p lunghezza dei tubi, λ_p coefficiente di conduzione termica.

Il coefficiente di conduzione α_i è calcolato con la correlazione di Dittus-Boelter per i gas all'interno dei tubi:

$$Nu = 0.023 Re^{0.8} Pr^{0.3}$$

Mentre il coefficiente α_e è calcolato con la correlazione di Kern:

$$Nu = 0.36Re^{0.55}Pr^{0.3} \left(\frac{\mu}{\mu_p} \right)^{0.14}$$

Con Nu numero di Nusselt, Re numero di Reynolds, Pr numero di Prandtl e μ viscosità.

I gas esausti possono raggiungere la temperatura di 473K e in Figura 45 sono indicati i profili di temperatura dei gas esausti e dell'aria. La condizione di regime si raggiunge dopo circa 60 minuti.

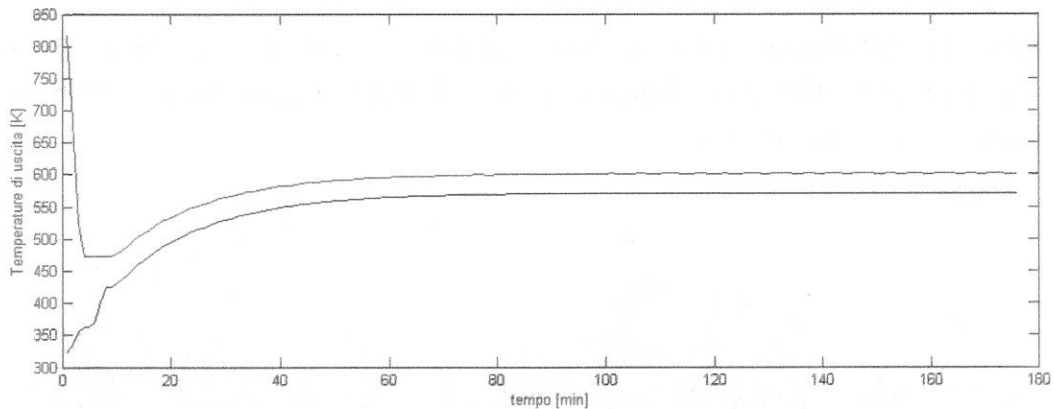


Figura 45: temperature di uscita dei fumi e dell'aria dello scambiatore di calore

La macchina elettrica reversibile è connessa alle turbomacchine attraverso dei giunti ed il rendimento considerato è del 98%.

7.2.Scenari di simulazione

Il modello dell'impianto CAES è stato implementato in un simulatore dinamico e sono stati analizzati due scenari: il primo scenario di simulazione considera l'impianto CAES come un impianto indipendente operante nel mercato elettrico al fine di massimizzare i profitti, mentre il secondo scenario di simulazione considera l'impianto CAES in funzionamento coordinato con un parco eolico con l'obiettivo di massimizzare i ricavi del sistema integrato.

7.3.Primo scenario di simulazione e risultati

Il mercato elettrico di riferimento per l'indagine è il mercato elettrico del giorno prima ed i prezzi dell'energia si riferiscono al prezzo unico nazionale (PUN) dell'anno 2013. La strategia implementata nel primo scenario prevede la massimizzazione dei guadagni acquistando energia nelle ore di basso prezzo per venderla nelle ore di più alto prezzo. I valori di soglia per l'acquisto e la vendita dell'energia dipendono dal prezzo medio dell'energia e dal valore dei rendimenti di carica e scarica dell'impianto di accumulo secondo le relazioni:

$$p_{inf} = p_{med} - \Delta p$$

$$p_{sup} = p_{med} + \Delta p$$

Con p_{inf} soglia inferiore di prezzo, p_{sup} soglia superiore di prezzo, p_{med} prezzo medio dell'energia elettrica, Δp semibanda tra le due soglie di prezzo espresso con la relazione:

$$\Delta p = p_{med} \frac{1 - k}{1 + k}$$

Con k prodotto delle efficienze di carica e scarica dell'impianto di accumulo.

Inserendo i dati dell'impianto nelle equazioni precedenti si ricava che p_{inf} è pari a 57.06€/MWh, p_{sup} è pari a 68.92€/MWh e che il prezzo medio dell'energia p_{med} è pari a 62.99€/MWh. Tali valori sono indicati nella Figura 46.

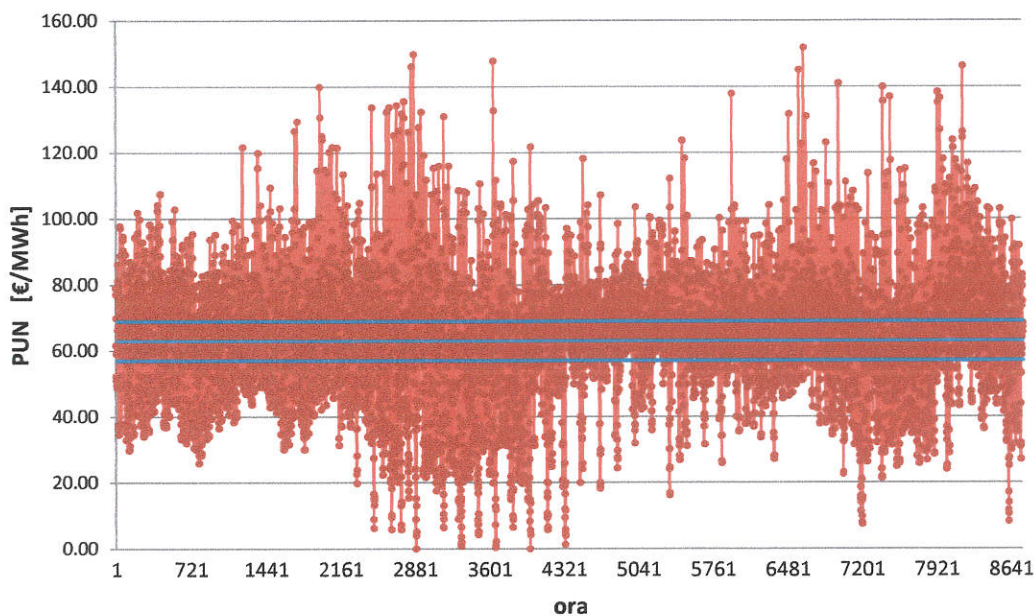


Figura 46: prezzo dell'energia elettrica per l'anno 2013 e bande di acquisto e vendita

La strategia dell'impianto è funzione delle caratteristiche del gruppo turbine e delle pressioni di controllo delle macchine. Una taglia esuberante della turbina rispetto alla taglia del compressore potrebbe causare il repentino svuotamento della caverna o viceversa. Inoltre una cattiva gestione di accensione delle macchine potrebbe causare il discostamento delle condizioni operative delle macchine rispetto alle condizioni di ottimo funzionamento.

Le caratteristiche del gruppo turbine considerate in questo scenario prevedono una portata di 310kg/s ed una potenza complessiva di 290MW.

La strategia di controllo adottata per questo scenario prevede che il gruppo di compressione venga azionato se la pressione all'interno della caverna è inferiore a 48bar o quando il prezzo dell'energia è inferiore alla soglia inferiore p_{inf} . Mentre il gruppo espansori è azionato quando la pressione della caverna è maggiore di 25bar e quando il prezzo dell'energia è superiore alla soglia superiore p_{sup} .

I principali risultati delle simulazioni hanno evidenziato come il sistema operi ad elevato rendimento al variare della portata elaborata grazie al sistema di controllo e regolazione delle macchine. Con riferimento alla strategia adottata, nella Figura 47 è indicato il valore della portata del compressore, della pressione di controllo e della pressione del serbatoio per la prima settimana dell'anno analizzato. La pressione di controllo di 48bar è il principale condizionamento del sistema tranne nei primi passi di simulazione nei quali il funzionamento del compressore è condizionato dal prezzo dell'energia elettrica.

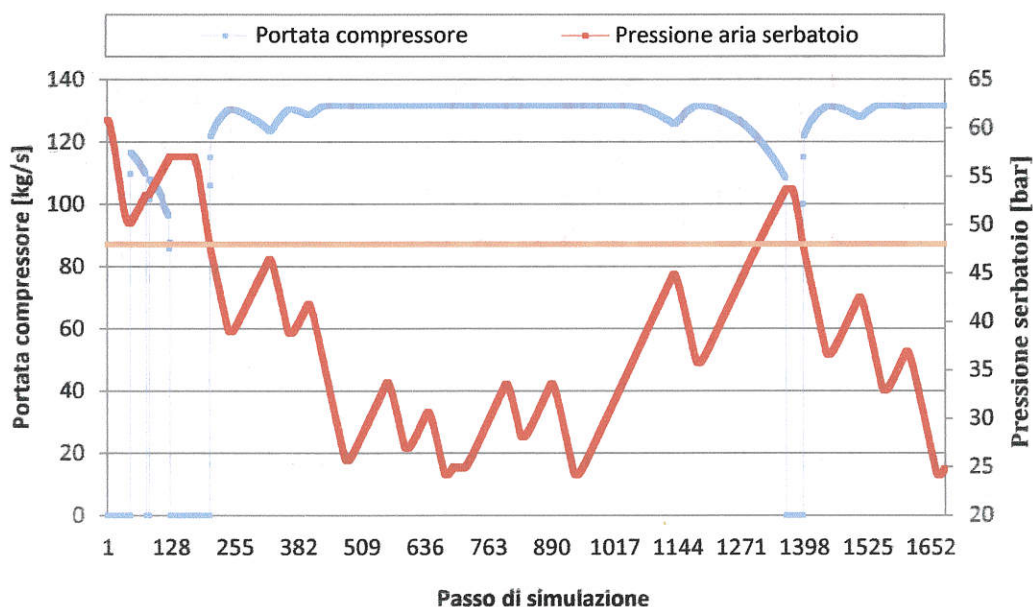


Figura 47: risultati della simulazione per la prima settimana di gennaio per il primo scenario

Come detto in precedenza la seconda camera di combustione presenta un funzionamento dinamico, ben visibile nella Figura 48 da cui si nota come la portata di combustibile sia funzione della pressione di ingresso al primo stadio di espansione.

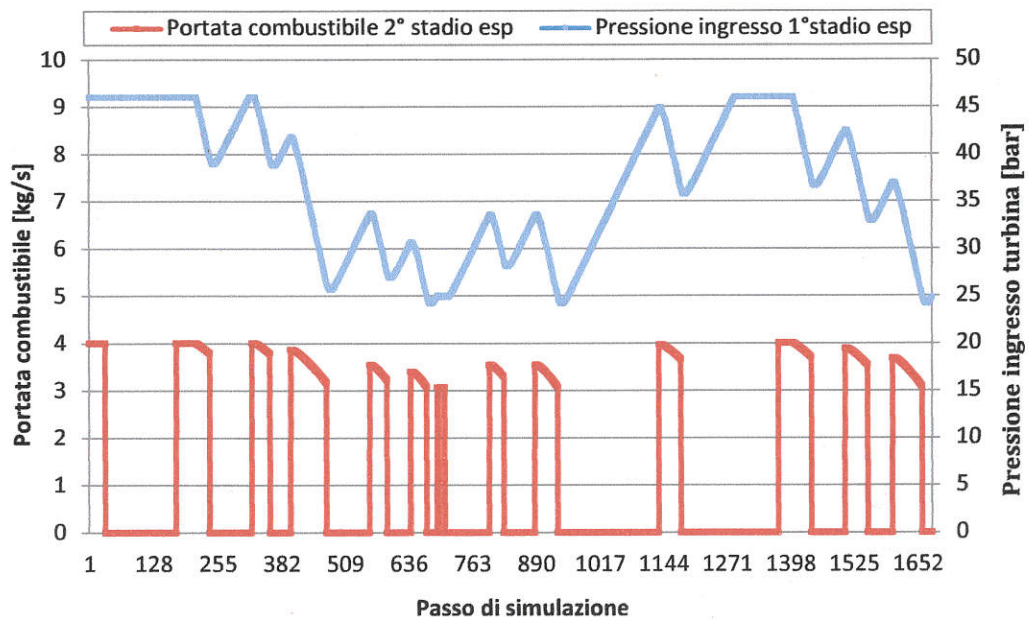


Figura 48: risultati della simulazione per la prima settimana di gennaio per il primo scenario

I risultati annuali ottenuti dalla simulazione, seguendo la strategia di gestione, sono riassunti nella Tabella 25.

<i>Ore di funzionamento compressori</i>	<i>ore</i>	4487
<i>Ore di funzionamento turbine</i>	<i>ore</i>	3641
<i>Volume combustibile</i>	<i>Mm³</i>	7.57
<i>Minima pressione in caverna</i>	<i>bar</i>	24.1
<i>Massima pressione in caverna</i>	<i>bar</i>	60.8
<i>Energia prodotta</i>	<i>TWh</i>	645
<i>Energia utilizzata</i>	<i>TWh</i>	525

Tabella 25: risultati annuali della simulazione per il primo scenario

I guadagni raggiunti da questo impianto ammontano a 5283937€/anno. Per meglio valutare l'interesse economico di un impianto di questo tipo è proposta una analisi economica con i parametri indicati in Tabella 26.

<i>costi di investimento</i>	<i>M€/MW</i>	0.625
<i>costi di manutenzione</i>	<i>M€/MW/anno</i>	0.0095
<i>costo gas naturale</i>	<i>€/m³</i>	0.34
<i>incremento prezzo gas annuale</i>	<i>%/anno</i>	0.7
<i>incremento prezzo energia elettrica</i>	<i>%/anno</i>	2.2
<i>tasso di attualizzazione</i>	<i>%</i>	6
<i>vita utile</i>	<i>anni</i>	30

Tabella 26: parametri economici per le analisi economiche

L'analisi economica è condotta analizzando il valore attuale netto dei flussi di cassa dell'impianto ma al fine di permettere una maggiore interpretazione dei risultati ottenuti vista l'incertezza dei parametri economici considerati a causa del basso numero di impianti presenti, i risultati dell'analisi economica sono riassunti per mezzo di una analisi di sensibilità condotta sul valore del costo di investimento e del tasso di attualizzazione. L'analisi di sensibilità è riassunta in Tabella 27.

<i>costo di investimento</i>		<i>tasso di attualizzazione</i>			
<i>M€/MW</i>	<i>%</i>	<i>5%</i>	<i>6%</i>	<i>7%</i>	<i>8%</i>
0.500	-20	-31.884	-45.518	-56.847	-66.324
0.563	-10	-50.154	-63.788	-75.117	-84.594
0.625	0	-68.134	-81.768	-93.097	-102.574
0.688	10	-86.404	-100.038	-111.367	-120.844
0.750	20	-104.384	-118.018	-129.347	-138.824

Tabella 27: valore attuale netto dell'impianto al variare dei parametri economici.

I valori presenti in Tabella 27 sono tutti negativi il che indica come la configurazione proposta nel primo scenario di simulazione non sia economicamente interessante.

7.4. Secondo scenario di simulazione e risultati

Il secondo scenario di simulazione considera l'impianto CAES in funzionamento coordinato con parco eolico con l'obiettivo di massimizzare i ricavi del sistema integrato.

Il parco eolico considerato prevede l'installazione 60 turbine eoliche con potenza nominale di 3MW operanti con velocità del vento tra 4 m/s e 25 m/s. La produzione teorica di energia per una singola macchina è indicata in Figura 49.

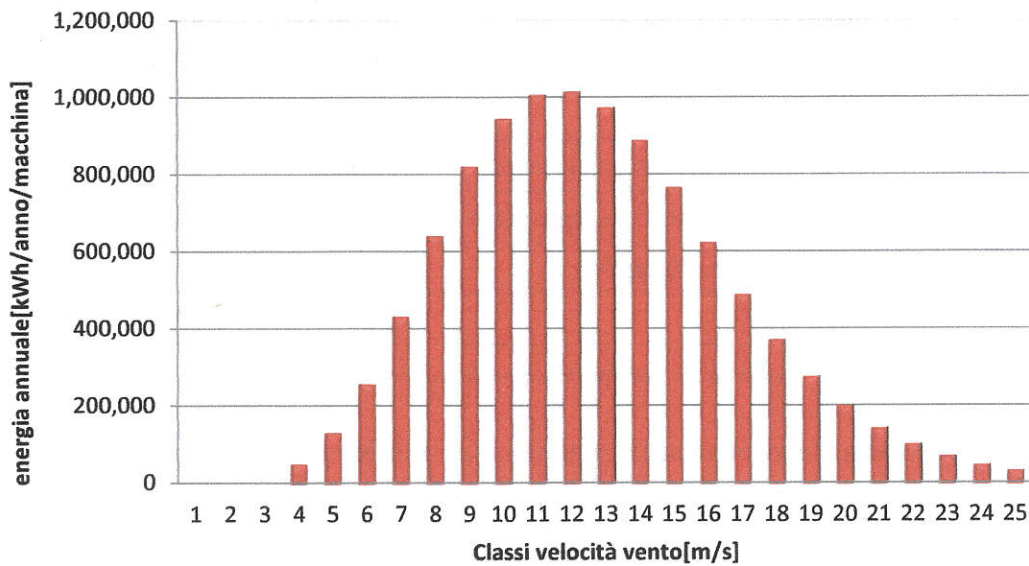


Figura 49: generazione di energia annuale per una turbina eolica nel sito di installazione

Considerando una potenza installata utile di 136MW, il capacity factor del parco eolico è di circa il 29%.

In questo scenario le caratteristiche del gruppo turbine considerate prevedono una portata di 140kg/s ed una potenza complessiva di 128MW.

La strategia di controllo adottata per questo scenario prevede che il gruppo di compressione venga azionato se la pressione all'interno della caverna è inferiore a 55bar o quando il prezzo dell'energia è inferiore alla soglia inferiore p_{inf} . Mentre il gruppo espansori è azionato quando la pressione della caverna è maggiore di 25bar e contemporaneamente quando il prezzo dell'energia è superiore alla soglia superiore p_{sup} o la potenza prodotta dal parco eolico è inferiore a 35MW.

I risultati evidenziano come l'integrazione della produzione eolica con il sistema di accumulo richieda il funzionamento flessibile del gruppo compressori ed espansori. Con riferimento alla strategia adottata, nella Figura 50 è indicato il valore della potenza complessiva generata da impianto di accumulo e parco eolico, la potenza di compressori e turbine, la potenza del solo parco eolico.

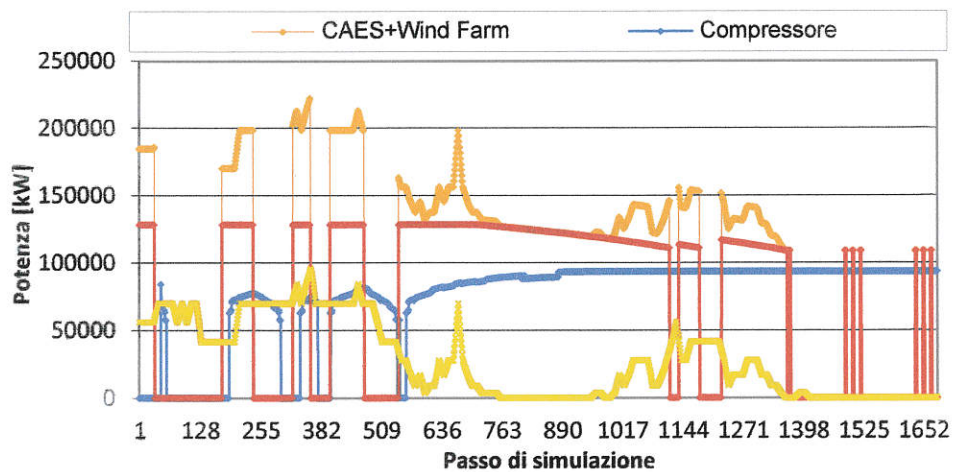


Figura 50: risultati della simulazione per la prima settimana di gennaio per il secondo scenario

Adottare una diversa strategia di controllo del sistema avrebbe portato ad ottenere diversi risultati, ad esempio, una riduzione della pressione della caverna avrebbe portato ad una riduzione del supporto al campo eolico. In Figura 51 sono indicati i valori di portata di compressore e turbina assieme alla pressione nel serbatoio che durante il funzionamento scende ma senza compromettere il funzionamento delle macchine.

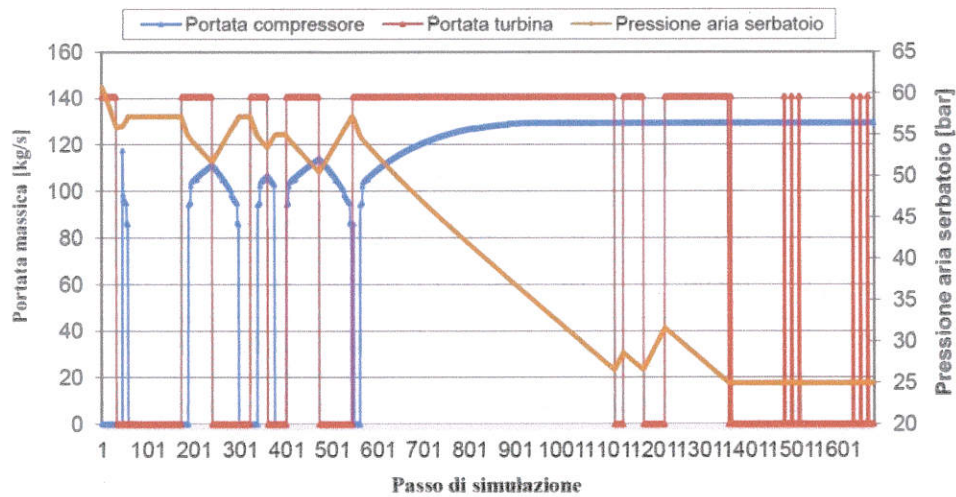


Figura 51: risultati della simulazione per la prima settimana di gennaio per il secondo scenario

I risultati annuali ottenuti dalla simulazione, seguendo la strategia di gestione, sono riassunti nella Tabella 28.

<i>Ore di funzionamento compressori</i>	<i>ore</i>	4458
<i>Ore di funzionamento turbine</i>	<i>ore</i>	5343
<i>Volume combustibile</i>	<i>Mm³</i>	7.04
<i>Minima pressione in caverna</i>	<i>bar</i>	24.9
<i>Massima pressione in caverna</i>	<i>bar</i>	60.8
<i>Energia prodotta</i>	<i>TWh</i>	647
<i>Energia utilizzata</i>	<i>TWh</i>	499

Tabella 28: risultati annuali della simulazione per il secondo scenario

I parametri economici utilizzati per condurre l'analisi economica sono i medesimi impiegati nello scenario precedente con l'aggiunta del contributo economico derivante dalla perfetta previsione della produzione eolica che è stato considerato pari a 7.7c€/MWh. Questo contributo è calcolato sulla base della produzione di energia prodotta dall'impianto di accumulo quando è azionato a supporto del parco eolico. Il contributo economico è di circa 50000€/anno. I guadagni raggiunti da questo impianto ammontano a 6168976€/anno. L'analisi economica, anche in questo caso, è riassunta per mezzo di una analisi di sensibilità i cui risultati sono riportati nella Tabella 29.

<i>costo di investimento</i>		<i>tasso di attualizzazione</i>			
<i>M€/MW</i>	<i>%</i>	<i>5%</i>	<i>6%</i>	<i>7%</i>	<i>8%</i>
0.500	-20	70.791	54.440	40.862	29.511
0.563	-10	62.727	46.376	32.798	21.447
0.625	0	54.791	38.440	24.862	13.511
0.688	10	46.727	30.376	16.798	5.447
0.750	20	38.791	22.440	8.862	-2.489

Tabella 29: valore attuale netto dell'impianto al variare dei parametri economici.

I valori presenti in Tabella 29 sono positivi il che indica come la configurazione proposta nello scenario di simulazione è economicamente interessante con un tempo di ritorno dell'investimento tra il diciassettesimo ed il diciottesimo anno per la un costo di investimento pari a 0.625M€/MW ed un tasso di attualizzazione pari al 6%.

Le analisi tecniche hanno confermato le buone prestazioni di questa tecnologia per la possibilità di mettere in gioco elevati valori di potenza ed energia in un breve tempo. Inoltre si è potuto verificare che la dipendenza dei risultati ottenuti al variare della strategia di gestione e delle caratteristiche delle macchine considerate.

Nel complesso le analisi economiche hanno mostrato come la taglia dell'impianto di accumulo influenzi notevolmente il costo e la redditività dello stesso. Come era facile intuire i piccoli impianti

sembrano essere quelli più interessanti perché accompagnati da minori costi. È inoltre vero che un panorama a lungo termine per cui non sia completamente chiara la remunerazione di questa tecnologia non agevola la diffusione della tecnologia stessa.

8. Impianti idroelettrici di pompaggio

La tematica dell'utilizzo degli impianti idroelettrici di pompaggio per applicazioni di accumulo di energia è stata investigata con il contributo di del centro ricerche CEDREN (Centre for Environmental Design of Renewable Energy) presso Trondheim (Norvegia) attraverso una collaborazione al progetto Hydro Balance [56]. I principali partner del centro CEDREN sono il centro ricerche SINTEF Energy Research, l'università NTNU (Norwegian University of Science and Technology) e l'istituto NINA (Norwegian Institute for Nature Research).

Prima di introdurre il progetto Hydro Balance è necessario descrivere per sommi capi la produzione ed il consumo di energia della Norvegia. Lo stato, nell'anno 2013 ha presentato un consumo lordo di energia elettrica di 129.2TWh, 129.0TWh da fonte idroelettrica, 3.3TWh da produzione termica, 1.9TWh da produzione eolica, 10.1TWh da importazioni e 15.1TWh da esportazioni. L'energia destinata alla operazione di pompaggio è di circa 0.8TWh. Il picco di richiesta per l'anno 2013 è stato di 24.2 GW, mentre la totale potenza installata era ripartita in 31GW per impianti idroelettrici, 1.1GW per impianti termici e 0.8GW da installazioni eoliche [57].

Per maggior dettaglio nella Tabella 31 sono elencati i maggiori invasi norvegesi mentre in Tabella 30 sono indicati i maggiori impianti idroelettrici.

<i>Riserva</i>	<i>Regione</i>	<i>Massima capacità</i>	
		<i>Mm3</i>	<i>GWh</i>
Storglomvatn	Nordland	3506	4589
Blåsjø	Aust-Agder/Rogaland	3105	7759
Tustervatn-Røsvatn	Nordland	2363	2063
Svartevatn	Vest-Agder/Rogaland	1398	2923
Mjøsa	Hedmark/Oppland/Akershus	1312	337
Akersvatn	Nordland	1276	1531
Vatnedalsvatn	Aust-Agder	1150	1967
Møsvatn	Telemark	1064	2270
Altevatn	Troms	1027	1145
Kalvatn	Nordland	706	847

Tabella 30: maggiori riserve idroelettriche norvegesi [57]

<i>Impianto</i>	<i>Regione</i>	<i>Potenza</i>	<i>Produzione</i>
		<i>MW</i>	<i>GWh</i>
Kvilldal	Rogaland	1240	3611
Sima	Hordaland	1120	3516
Tonstad	Vest-Agder	960	4357
Aurland I	Sogn og Fjordane	840	2508
Saurdal	Rogaland	640	1335
Svartisen	Nordland	600	2466
Rana	Nordland	500	2172
Tokke	Telemark	430	2328
Holen	Aust-Agder	390	831
Tyin	Sogn og Fjordane	374	1450
Brokke	Aust-Agder	330	1454
Evanger	Hordaland	330	1351
Nedre Vinstra	Oppland	308	1264
Skjomen	Nordland	300	1191
Vinje	Telemark	300	1051
Kobbelv	Nordland	300	750

Tabella 31: maggiori impianti idroelettrici norvegesi. L'impianto di Saurdal è impianto di pompaggio [57]

8.1. Il progetto Hydro Balance

Il progetto Hydro Balance - Large scale balancing and energy storage from Norwegian hydro power - [56] ha come obiettivo lo studio dello sviluppo della fonte idroelettrica norvegese per definire il suo contributo nel futuro sistema energetico europeo. Il progetto intende fornire un tangibile contributo alla valutazione degli attuali e futuri impianti idroelettrici norvegesi per il soddisfacimento delle richieste di fornitura e bilanciamento energetico delineati negli scenari Europei al 2050. Quando si trattano temi strategici così ampi, è necessario ricordare come le decisioni prese a livello internazionale abbiano ricadute sui singoli stati, sulle comunità ed industrie locali, nonché sui singoli cittadini. Il progetto ha quindi un approccio interdisciplinare sotto il profilo tecnologico, economico, ambientale e sociale al fine di mettere a disposizione le migliori conoscenze agli incaricati pubblici e privati che dovranno intraprendere le scelte strategiche future.

L'obiettivo ad ampio raggio il progetto Hydro Balance è suddiviso in sei pacchetti (Work Package-WP) che operano in interazione tra loro e sono sviluppati prevalentemente in parallelo.

- WP1: Strategie per lo sviluppo degli impianti idroelettrici.

Questo è il pacchetto principale del progetto perché interagisce con gli altri quattro pacchetti successivi (WP2-WP5) raccogliendone i risultati ed identificando via via la direzione di ricerca da seguire durante lo sviluppo dell'intero progetto. L'obiettivo del pacchetto è quello di individuare le modalità di sviluppo degli impianti idroelettrici norvegesi per l'accumulo ed il bilanciamento di energia su larga scala.

Il pacchetto intende ricavare la strategia da seguire per aumentare la flessibilità del sistema idroelettrico norvegese basandosi sulle strategie di sviluppo del sistema energetico europeo con orizzonte al 2050.

Tra i vari risultati attesi ci si aspetta di individuare quali siano le limitazioni e le barriere che riguardano la struttura politica, i requisiti ambientali, l'accettazione pubblica, i modelli di business e le necessità di investimento per lo sviluppo dell'idroelettrico norvegese per applicazioni di larga scala. Alcuni risultati attesi sono l'identificazione delle criticità della rete elettrica norvegese ed europea allo sviluppo di tale applicazione, la valutazione delle alternative all'idroelettrico per il bilanciamento e accumulo di energia su larga scala, adattare il percorso di ricerca da seguire su indicazione dei risultati ottenuti dagli altri pacchetti (WP2-WP5) identificando i passi da seguire per lo sviluppo di tale applicazione.

- WP2: la richiesta di bilanciamento e di accumulo di energia

Questo pacchetto intende analizzare le richieste di bilanciamento e di accumulo di energia richieste al sistema idroelettrico norvegese sulla base degli scenari di richiesta e dei mix di generazione Europea.

Le valutazioni, condotte con modelli temporalmente e geograficamente dettagliati, riguardano l'utilizzo di soluzioni alternative per coprire le richieste di bilanciamento nonché l'interazione tra mercati elettrici. Il dettaglio dei modelli analizzati è focalizzato sulla produzione di energia da fonte solare ed eolica con maggiore attenzione nella produzione di breve termine. L'interazione con i mercati elettrici del giorno prima, intra giornaliero e di bilanciamento al fine di poter gestire nel modo migliore gli errori di previsione nella produzione da fonti rinnovabili. In questo pacchetto è anche analizzato l'impiego dell'idroelettrico e di soluzioni alternative per il bilanciamento e lo stoccaggio della produzione di energia da fonti rinnovabili.

- WP3: analisi per lo sviluppo di modelli economici

Questo pacchetto intende investigare le modalità del servizio di bilanciamento e di come questo servizio possa essere remunerato nei mercati e collegato ai sistemi energetici per consentire di ottenere profitto da parte degli investitori. Il pacchetto punta quindi ad individuare potenziali futuri mercati energetici per l'espansione degli impianti idroelettrici con e senza pompaggio individuando efficaci modelli di business. L'indagine è condotta attraverso modelli della rete europea, con maggiore dettaglio alla generazione del parco centrali norvegese programmando la produzione elettrica con più modelli in cascata la cui azione combinata permette di definire la programmazione delle unità produttive con risoluzione dei minuti.

- WP4: metodi e modelli di valutazione di impatto ambientale

Le nuove strategie di gestione degli impianti idroelettrici condurranno a differenti variazioni annuali, stagionali e giornaliere dei livelli d'acqua registrati in passato influenzando così l'ambiente acquatico. Il pacchetto punta ad indagare gli impatti ambientali delle nuove gestioni degli invasi e dei corsi d'acqua interessati dagli impianti idroelettrici suggerendo delle azioni mitigatrici agendo sulla gestione degli impianti. La modellazione degli ecosistemi sottoposti a naturale evoluzione dei parametri fisici che caratterizzano l'ambiente possono aiutare ad individuare le condizioni critiche che influenzano la vita nell'ecosistema stesso. L'analisi e la modellazione delle nuove condizioni idro dinamiche a cui sono sottoposti gli ambienti acquatici come le nuove variazioni della temperatura, l'erosione, la diversa evoluzione nella formazione di ghiaccio devono essere messe in relazione alle nuove criticità degli organismi acquatici. Il collegamento tra la modellazione dei sistemi acquatici e le nuove condizioni idro dinamiche permette di individuare le criticità legate alle nuove condizioni operative di invasi e corsi d'acqua.

- WP5: accettazione sociale e struttura normativa

Questo pacchetto intende investigare l'accettazione sociale e la struttura normativa che la nuova strategia di gestione degli impianti idroelettrici comporterà. Le nuove strategie di gestione di invasi e corsi d'acqua intaccheranno il sistema normativo nazionale sino alle singole attività locali. Oltre alle sfide tecnologiche, individuare le barriere politiche e sociali a livello nazionale e locale è fondamentale per riconoscere le più promettenti direzioni di sviluppo del progetto producendo mirati feedback al pacchetto WP1.

- WP6: divulgazione e gestione

L'obiettivo di questo pacchetto è la divulgazione della conoscenza che accompagna lo sviluppo del progetto verso le industrie, le autorità e la popolazione. I principali metodi di divulgazione si basano così su seminari informativi tra gli aderenti al progetto e sulla divulgazione di documenti riguardanti l'avanzamento del progetto di ricerca, i traguardi raggiunti e le sfide future da affrontare.

8.2.Scenari energetici futuri

Gli scenari futuri sul ruolo degli impianti idroelettrici norvegesi per l'attività di bilanciamento ed accumulo passa attraverso la definizione di scenari di integrazione del sistema norvegese nel panorama energetico europeo, con maggiore attenzione al panorama nordico. Gli scenari sono ottenuti analizzando le combinazioni di incertezze e opzioni previste per il futuro. I principali scenari delineati sono quattro e si differenziano per il grado di interconnessione della Norvegia con gli altri stati, per i volumi attesi di bilanciamento scambiati, gli orizzonti temporali dell'attività di bilanciamento. Senza scendere nel dettaglio degli scenari se ne offre solamente una panoramica qualitativa.

- Lo scenario A, denominato Small Storage prevede di interconnettere la Norvegia con la rete e i mercati elettrici europei. Il grado di interconnessione è considerato medio e gli impianti idroelettrici norvegesi possono fornire un medio servizio di bilanciamento delle produzione energetica da fonti rinnovabili. Lo scenario prevede complessivamente anche l'utilizzo di tecniche di cattura e stoccaggio di anidride carbonica al fine di ridurre le emissioni di gas serra nell'atmosfera perciò la produzione di fonti rinnovabili non è particolarmente marcata. Questo scenario conduce alla stima di una media produzione di fonti rinnovabili nel panorama europeo il cui bilanciamento può essere ottenuto con un modesto numero di impianti di stoccaggio di grande taglia. Gli impianti norvegesi non sarebbero quindi in particolare competizione con gli altri impianti di accumulo, inoltre linee elettriche di interconnessione con la Norvegia avrebbero lo scopo di bilanciare la produzione di fonti rinnovabile negli stati del nord europei.
- Lo scenario B, denominato Big Storage prevede un importante ruolo per gli impianti idroelettrici norvegesi al fine di integrare la produzione delle fonti rinnovabili dell'Europa offrendo grandi servizi di bilanciamento in diversi orizzonti temporali. L'interconnessione della Norvegia con l'Europa e con i mercati elettrici europei risulta cruciale. L'elevato servizio di bilanciamento deriva dalla elevata penetrazione delle fonti rinnovabili nell'Europa e dalla modeste alternative agli impianti idroelettrici norvegesi per l'accumulo di elevate quantità di energia. Questo scenario conduce alla realizzazione di un elevato numero di impianti idroelettrici nello stato Norvegese e di un elevato numero di linee di trasmissione in grado di garantire elevati scambi di potenza. Per agevolare l'operatività dello scenario è necessaria una completa integrazione tra i diversi mercati dell'energia europei.
- Lo scenario C, denominato Niche Storage prevede che gli impianti norvegesi bilancino quantità medie di energia nel lungo periodo mentre ogni altro stato europeo provvede autonomamente a soddisfare le proprie richieste di bilanciamento. Questo scenario è sostenuto dall'ascesa di tecnologie flessibili per la produzione di energia nell'Europa continentale come ad esempio impianti alimentati a gas naturale abbinati all'accumulo di tipo chimico e di aria compressa. Questo scenario prevede una moderata interconnessione tra la Norvegia e l'Europa a causa del tipo di servizio richiesto che punta al bilanciamento della produzione da fonti rinnovabili con orizzonti temporali di qualche giorno-settimana.
- Lo scenario D, denominato Nordic Storage prevede che gli impianti norvegesi bilancino medie quantità di energia, anche nel breve termine, nel panorama nord europeo. Le interconnessioni sono prevalentemente sviluppate tra gli stati nord europei compreso il Regno Unito. La domanda di bilanciamento proviene prevalentemente dalle produzioni di fonti rinnovabili che può essere bilanciata con gli impianti idroelettrici norvegesi. Questo scenario prevede nel complesso un moderato sviluppo degli impianti idroelettrici norvegesi di pompaggio e uno scambio di energia prevalentemente concentrato con i paesi nord europei.

Per riassumere le diverse caratteristiche degli scenari si può fare riferimento alla Figura 52 che mette in relazione l'integrazione della Norvegia con la rete ed i mercati elettrici europei in funzione della quantità bilanciata e dell'orizzonte temporale del bilanciamento.

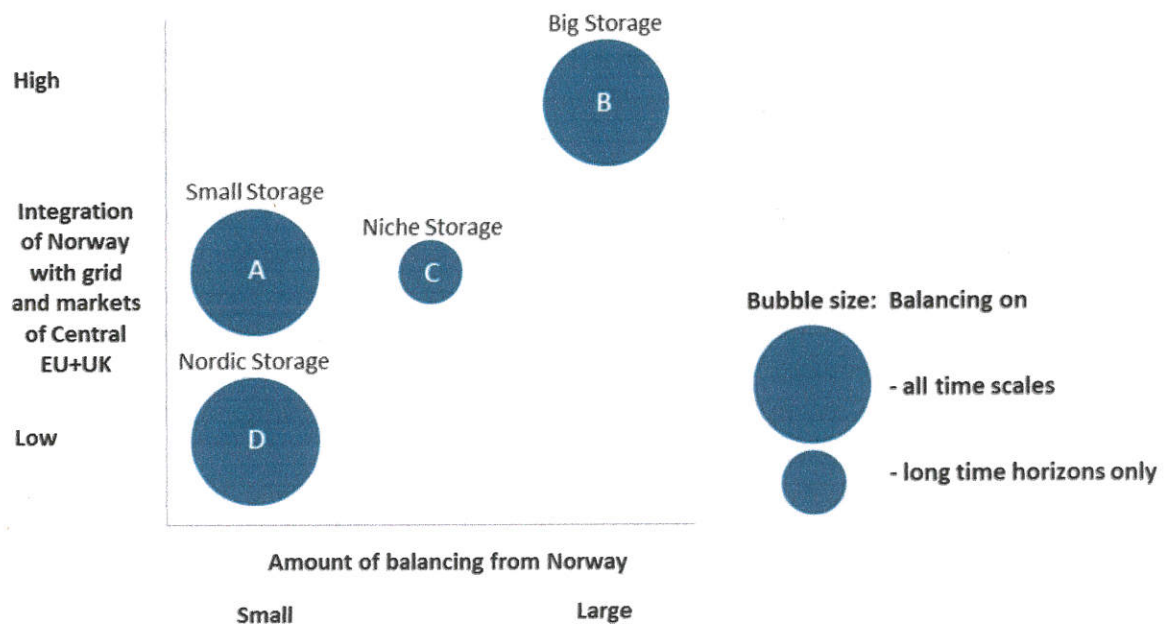


Figura 52: rappresentazione qualitativa dei quattro scenari di bilanciamento

Per avvicinarsi allo studio degli scenari individuati con modelli di sistema in grado di analizzare con sufficiente grado di dettaglio i flussi di energia è necessario procedere con preliminari studi di dettaglio e di fattibilità.

8.3. Nuovi impianti di pompaggio in Norvegia

L'ente per lo sfruttamento delle risorse idriche e per l'energia (Norwegian Water Resources and Energy Directorate - NVE) ha investigato la possibilità di aumentare la potenza di 89 impianti idroelettrici con potenza maggiore di 50MW. Gli impianti esaminati scaricano l'acqua in mare o in laghi e non considerarono l'impiego di impianti di pompaggio [58]. Un altro studio è stato condotto per conto di Energi Norge che ha delineato la possibilità di installare più di 10000MW idroelettrici in Norvegia per contribuire al bilanciamento della produzione Europea nel 2030. Lo studio ha evidenziato come l'installazione di tale potenza permetta di utilizzare gli attuali bacini idroelettrici rispettando i livelli di invaso definiti dall'ente preposto. Un comitato tedesco ha poi analizzato la possibilità della intensiva interconnessione con la Norvegia per garantire alla Germania il completo approvvigionamento di energia rinnovabile nel 2050 [59].

B3 Pumped storage power station Holen (Urarvatn - Bossvatn)							
Reservoir	Urarvatn	Bossvatn					
Volume	253.0	296.0	mill. m3	Power generation with max. power	24	hours/day	
HRWL	1175.0	551.0	m	Pumping with max. power	0	hours/day	
LRWL	1141.0	495.0	m				
HRWL - LRWL	34.0	56.0	m	Gross pressure head (2/3 res. level)	631.3	m	
Start level ¹	75	50	%	Distance intake-outlet	13000	m (horizontal)	
Other inflow ²	0.0	118.0	m ³ /s	Tunnel length	12354	m	
Other discharge ³	28.0	131.0	m ³ /s	Penstock length	914	m	
Max. power generated [MW]	Decrease in water level [cm/hour]	Decrease in water level 1 day [m]	Decrease in water level 3 days [m]	Decrease in water level 7 days [m]	Emptying of upper reservoir [days]	Increase in water level [cm/hour]	Filling of lower reservoir [days]
400	5	1.2	3.6	8.4	21.2	4	27.4
500	6	1.4	4.3	9.9	18.0	6	21.1
600	7	1.6	4.9	11.5	15.6	7	17.1
700	8	1.9	5.6	13.0	13.7	8	14.4
800	9	2.1	6.2	14.5	12.3	9	12.4
1000	10	2.5	7.5	17.6	10.1	12	9.8
1200	12	3.0	8.9	20.7	8.6	15	8.0
1400	14	3.4	10.2	23.7	7.5	17	6.8
Max. power generated [MW]	Max. absorption capacity [m ³ /s]	Tunnel cross-section [m ²]	Penstock cross-section [m ²]	Tunnel volume [mill. m ³]	Penstock volume [mill. m ³]	Station hall volume [mill. m ³]	Total excavated volume [mill. m ³]
400	75	38	25	0.466	0.023	0.043	0.532
500	94	47	31	0.582	0.029	0.052	0.663
600	113	57	38	0.699	0.034	0.060	0.793
700	132	66	44	0.815	0.040	0.068	0.923
800	151	75	50	0.932	0.046	0.075	1.053
1000	189	94	63	1.165	0.057	0.090	1.312
1200	226	113	75	1.398	0.069	0.104	1.571
1400	264	132	88	1.631	0.080	0.118	1.829

¹ Start level is only used for calculating emptying time for upper reservoir and filling time for lower reservoir.

² Inflow (0.0 m³/s) to Urarvatn:

- 0 MW pumping in Vatnedalsvatn power station

² Other inflow to Bossvatn (118.0 m³/s) results from:

- 230 MW in Holen power station 1-2
- 160 MW in Holen power station 3
- 0 MW in Holen power station (Svartevatn)
- 0 MW in Holen power station (Blåsjø)

³ Other discharge from Urarvatn (28.0 m³/s) results from:

- 0 MW in Vatnedalsvatn power station
- 160 MW in Holen 3

³ Discharge from Bossvatn (131.0 m³/s) results from:

- 330 MW in Brokke power station

Tabella 32: analisi preliminare dell'impianto di pompaggio di Holen [60]

Uno studio preliminare [60] ha permesso di investigare l'aumento di potenza di diciannove impianti idroelettrici nel Sud-Ovest della Norvegia mantenendo inalterate le caratteristiche dei bacini. Gli impianti considerati sono di due tipologie: con e senza pompaggio. Gli impianti con opzione di pompaggio sono equipaggiati con macchine reversibili ed operano tra due laghi, mentre gli impianti

idroelettrici senza pompaggio prelevano l'acqua da un lago per scaricarla in un fiordo o nel mare. La realizzazione dei nuovi impianti prevede la costruzione di nuove edifici di centrale per le macchine e di nuove condotte. Una nota considerevole per questo studio è quella di aver considerato invariati i livelli superiori ed inferiori dei bacini (Highest Regulated Water Level - HRWL e Lowest Regulated Water Level - LRWL) regolamentati dalla autorità competente. I modelli sviluppati hanno permesso di ricavare i principali parametri operativi degli impianti idroelettrici al variare della potenza nominale degli impianti stessi assumendo un funzionamento costante e a pieno carico. Al variare di ogni regime operativo è quindi possibile ricavare la variazione del livello degli invasi, il tempo di carica e scarica degli invasi ma anche le principali dimensioni delle opere civili come condotta forzata e del tunnel al variare della potenza nominale degli impianti. A titolo di esempio, in Tabella 32 sono riassunti i principali risultati per l'impianto di Holen.

Dalla analisi condotta sui diciannove impianti idroelettrici nel Sud-Ovest della Norvegia si sono ottenuti tre scenari di aumento della potenza installata. Lo scenario 1 prevede un totale di 12 centrali con una potenza installata complessiva di 11200MW. Per lo scenario 1 sono considerati 5200 MW di potenza da impianti di pompaggio operanti tra due laghi e 6000MW da impianti di sola generazione che scaricano in mare. Per il caso G2 i dati disponibili non permettono di avere maggiore dettaglio sul bacino inferiore. Lo scenario 2, con sole 7 centrali tra generazione e pompaggio, riesce a raggiungere un potenza installata di 13600MW. Per entrambi gli scenari, le condizioni operative degli invasi sono tali da non eccedere la variazione del livello dell'invaso di 13 cm/ora. Tale valore si riferisce a studi precedenti condotti su corsi d'acqua che identificano tale soglia come critica per la specie del salmone. Gli studi precedenti devono però essere confermati per ambienti acquatici come gli invasi e perciò il valore di 13cm/ora è considerato come valore di riferimento per gli scenari individuati.

Il terzo scenario prevede la realizzazione di 13 centrali e raggiunge una potenza complessivamente installata di 18200MW. Solamente per due invasi, il valore della variazione oraria del livello raggiunge i 14cm/ora, ma tale valore non è considerato particolarmente critico viste le considerazioni precedenti.

Considerando lo scenario 3 ed aggiungendo ad esso gli impianti nel Nord del paese, la Norvegia potrebbe raggiungere la potenza installata di 20000MW.

Case	Power station	Output (MW)	Upper reservoir ¹	Lower reservoir ²
A2	Tonstad pumped storage power station	1,400	Nesjen (14 cm/h)	Sirdalsvatn (3 cm/h)
B3	Holen pumped storage power station	700	Urarvatn (8 cm/h)	Bossvatn (8 cm/h)
B6a	Kvilldal pumped storage power station	1,400	Blåsjø (7 cm/h)	Suldalsvatn (4 cm/h)
B7a	Jøsenfjorden hydro storage power station	1,400	Blåsjø (7 cm/h)	Jøsenfjorden (sea)
C1	Tinnsjø pumped storage power station	1,000	Møsvatn (2 cm/h)	Tinnsjø (1 cm/h)
D1	Lysebotn hydro storage power station	1,400	Lyngsvatn (9 cm/h)	Lysefjorden (sea)
E1	Mauranger hydro storage power station	400	Juklavatn (14 cm/h)	Hardangerfjorden (sea)
E2	Oksla hydro storage power station	700	Ringedalsvatn (12 cm/h)	Hardangerfjorden (sea)
E3	Tyso pumped storage power station	700	Langevatn (9 cm/h)	Ringedalsvatn (7 cm/h)
F1	Sy-Sima hydro storage power station	700	Sysenvatn (9 cm/h)	Hardangerfjorden (sea)
G1	Aurland hydro storage power station	700	Viddalsvatn(12 cm/h)	Aurlandsfjorden (sea)
G2	Tyin hydro storage power station	700	Tyin (1 cm/h)	Årdalsvatnet ³
Total new power generation capacity		11,200		

¹ Water level decrease in parentheses.

² Water level increase in parentheses.

³ Insufficient data to calculate water level increase in Årdalsvatnet.

Tabella 33: impianti idroelettrici delineati nello scenario I [60]

È possibile stimare i costi per il potenziamento degli impianti idroelettrici delineati negli scenari precedenti analizzando ed attualizzando le principali voci di spesa [58]. I tempi di costruzione sono in funzione della potenza installata ed il tasso di interesse considerato è pari al 6.5%.

Scenario 1		Unit	A2 Pumped storage power station Tonstad (Nesjen - Sirdalsvatn)	B3 Pumped storage power station Høien (Urvatn - Bossvatn)	B6a Pumped storage power station Kvildal (Blåsø - Suldalsvatn), 1 400 MW in hydro storage power station Jøsenfjorden	B7a Hydro storage power station 400 MW in pumped storage power station Kvildal	C1 Pumped storage power station Tinnshø (Møsvatn - Tinnshø)	D1 Hydro storage power station Lysebotn (Lyngsvatn - Lysefjorden)	E1 Hydro storage power station Mauranger (Jukvatn - Hardangerfjorden)	E2 Hydro storage power station Oksla (Ringedalsvatn - Hardangerfjorden)	E3 Pumped storage power station Tysso (Langevatn - Ringedalsvatn)	F1 Hydro storage power station Sy- Sima (Sysenvatn - Hardangerfjorden)	G1 Hydro storage power station Aurland/Vangen (Viddalsvatn - Aurlandsfjorden)	G2 Hydro storage power station Tyn (Tyn - Ardsalsvatn)	Total
Installed power		MW	1400	700	1400	1400	1000	1400	400	700	700	700	700	700	11200
Number of units		Count	4	2	4	4	3	4	2	2	2	2	2	2	33
Approach/discharge tunnel length		km	22.4	12.4	19.1	14.1	29.3	5.6	5.3	4.0	3.2	21.7	9.1	18.9	165.1
Penstock length		km	0.9	0.9	1.2	1.3	1.0	0.9	1.3	0.5	1.1	1.2	1.2	1.5	13.2
Tunnel cross-section		m ²	128	66	88	82	82	125	23	100	56	45	46	39	
Penstock cross-section		m ²	85	44	59	55	55	83	16	67	37	30	31	26	
Tunnel volume		mill. m ³	2.853	0.815	1.688	1.157	2.411	0.693	0.122	0.404	0.180	0.986	0.418	0.732	12.459
Penstock volume		mill. m ³	0.076	0.040	0.072	0.072	0.055	0.075	0.021	0.035	0.041	0.037	0.037	0.039	0.601
Station hall volume		mill. m ³	0.117	0.068	0.109	0.107	0.088	0.117	0.039	0.074	0.066	0.063	0.063	0.061	0.971
Construction period		years	5.0	4.0	5.0	5.0	4.5	5.0	3.5	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	
Costs:															
Approach/discharge tunnel		MNOK	995.5	333.6	631.5	443.2	922.5	244.8	73.5	147.0	78.5	447.6	188.1	350.2	4856.0
Penstock		MNOK	142.4	64.4	117.2	115.6	88.6	138.2	39.9	58.7	67.9	65.5	66.5	73.5	1038.5
Station hall		MNOK	218.2	126.2	202.7	199.9	163.4	172.2	73.2	137.2	122.1	117.1	117.3	113.4	1808.2
Cross gallery to approach tunnel		MNOK	29.9	10.0	18.9	13.3	27.7	7.3	2.2	4.4	2.4	13.4	5.6	10.5	145.7
Access/cable tunnel + portal		MNOK	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	360.0
Intake		MNOK	12.8	9.2	10.6	9.9	9.9	12.5	7.4	11.0	8.9	10.0	10.1	9.3	121.5
Roads, places, landscape		MNOK	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	60.0
Rigging and operation of site		MNOK	501.8	202.5	355.6	285.9	436.5	229.3	81.0	137.7	110.2	241.0	147.9	207.1	2936.5
Total construction and infrastructure		MNOK	1935.6	780.9	1371.5	1102.8	1683.6	884.3	312.2	531.1	425.0	929.6	570.7	799.0	11326.4
Planning construction and infrastructure		MNOK	7.3	5.3	7.3	7.3	6.3	7.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	72.0
Total machines incl. planning		MNOK	560.0	280.0	700.0	350.0	400.0	350.0	120.0	175.0	280.0	175.0	175.0	175.0	3740.0
Total electro incl. planning		MNOK	630.0	315.0	630.0	630.0	480.0	630.0	220.0	315.0	315.0	315.0	315.0	315.0	5110.0
Site management		MNOK	26.4	20.4	26.4	26.4	23.4	26.4	18.0	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	269.4
Total const./infrast./machines/electro		MNOK	3159.3	1401.5	2735.2	2116.5	2593.3	1898.0	675.5	1046.8	1045.6	1445.2	1086.3	1314.7	20517.8
Building contractor costs		MNOK	5.0	4.0	5.0	5.0	4.5	5.0	3.5	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	52.0
Various/unpredictable costs (15 %)		MNOK	473.9	210.2	410.3	317.5	389.0	284.7	101.3	157.0	156.8	216.8	162.9	197.2	3077.7
Total costs before financing (2008)		MNOK	3638.2	1615.8	3150.4	2438.9	2986.8	2187.7	780.3	1207.8	1206.4	1666.0	1253.3	1515.8	23647.4
Total costs before financing (2014)		MNOK	4058.8	1802.6	3514.6	2720.8	3332.1	2440.6	870.5	1347.4	1345.9	1858.6	1398.2	1691.0	26381.0
Total costs before financing (2014)		M€	485.8	215.8	420.7	325.7	398.8	292.1	104.2	161.3	161.1	225.5	167.4	202.4	3157.8
Total costs incl. 6.5 % p.a. financing		MNOK	4718.3	2095.5	4085.7	3163.0	3873.5	2837.2	1012.0	1566.4	1564.6	2160.6	1625.4	1965.8	30668.0
Total costs incl. 6.5 % p.a. financing		M€	564.8	250.8	489.0	378.6	463.7	339.6	121.1	187.5	187.3	258.6	194.6	235.3	3670.9
Total costs/MW incl. financing (2014)		MNOK/MW	3.370	2.994	2.918	2.259	3.874	2.027	2.530	2.238	2.235	3.087	2.322	2.808	2.738
Total costs/MW incl. financing (2014)		M€/MW	0.403	0.358	0.349	0.270	0.464	0.243	0.303	0.268	0.268	0.369	0.278	0.336	0.328

Tabella 34: caratteristiche e costi degli impianti idroelettrici individuati nello scenario 1 [60]

Il costo specifico medio per gli impianti è stimato a circa 370€/kW per impianti di pompaggio e di 280€/kW per impianti di sola produzione di energia. I costi considerati si riferiscono alle opere civili e elettromeccaniche ad esclusione dei costi per il potenziamento delle linee elettriche a servizio degli impianti come le linee elettriche di interconnessione tra stati. In via preliminare sono state abbozzate linee elettriche in cavo di interconnessione tra i principali impianti idroelettrici soggetti a potenziamento e i principali paesi Europei per agevolare lo scambio di energia nel caso in cui la Norvegia sia identificata come “batteria verde” per l’Europa. Nella Figura 53 sono abbozzate le principali linee elettriche necessarie.

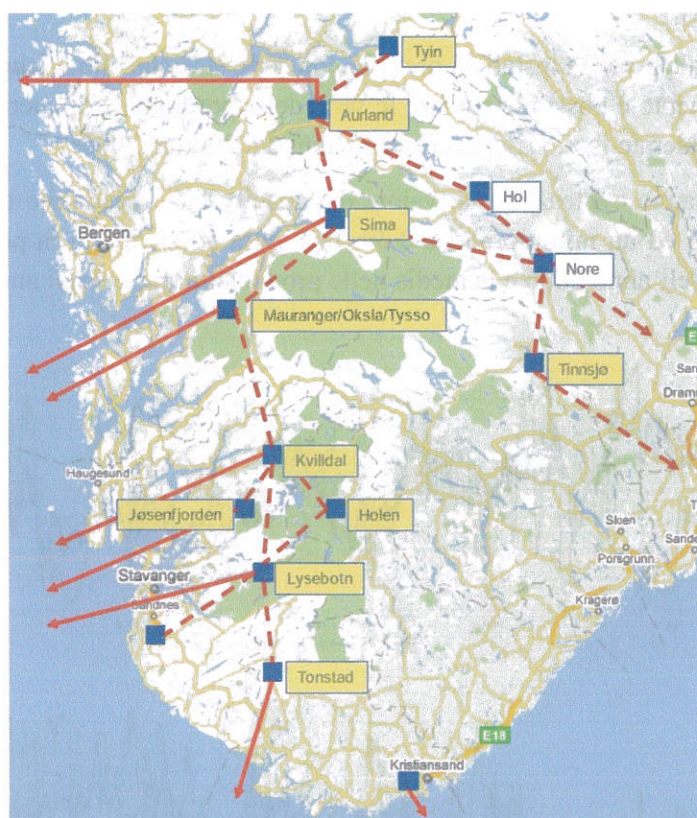


Figura 53: linee elettriche a servizio degli impianti idroelettrici ripotenziati [60]

Bassi costi degli impianti idroelettrici norvegesi garantiscono anche bassi costi dell’energia prodotta. Attraverso uno studio di primo approccio [61] [62] emerge come, per particolari condizioni operative, il costo dell’energia prodotta da impianto idroelettrico sia minore del costo dell’energia prodotta da impianti a gas sia nelle ore fuori picco che di picco anche considerando extra costi dovuti a cavi sottomarini per interconnettere la Norvegia all’Europa.

8.4. Dettaglio sugli impianti analizzati

Le analisi sugli impianti di pompaggio possono essere migliorate analizzando il coordinamento tra gli impianti idroelettrici precedentemente analizzati e la produzione eolica nel Mare del Nord. La produzione eolica considerata si basa su una proiezione al 2030 che prevede l'installazione di 94600MW nel mare del Nord. La totale potenza installata prevista è ripartita tra gli stati che si affacciano al mare del Nord ed in particolare Belgio con 3000MW, Norvegia con 5400MW, Danimarca con 5600MW, Germania con 25400MW, Gran Bretagna con 43300MW, Olanda con 12000MW [63] [64].

Combinando la totale potenza installata prevista con serie storiche climatiche, curve di produzione e fattori di aggiustamento è possibile stimare le serie della produzione di energia previste per il 2030. Le climatiche considerate fanno riferimento agli anni dal 2000 al 2006.

Le serie ottenute hanno evidenziato un valore di capacity factor variabile di anno in anno, con un massimo pari a 0.43 ed un minimo pari a 0.39. In Figura 54 si riporta la per ogni ora dell'anno la produzione oraria dell'anno 2006 e la media delle produzioni orarie degli anni dal 2000 al 2006.

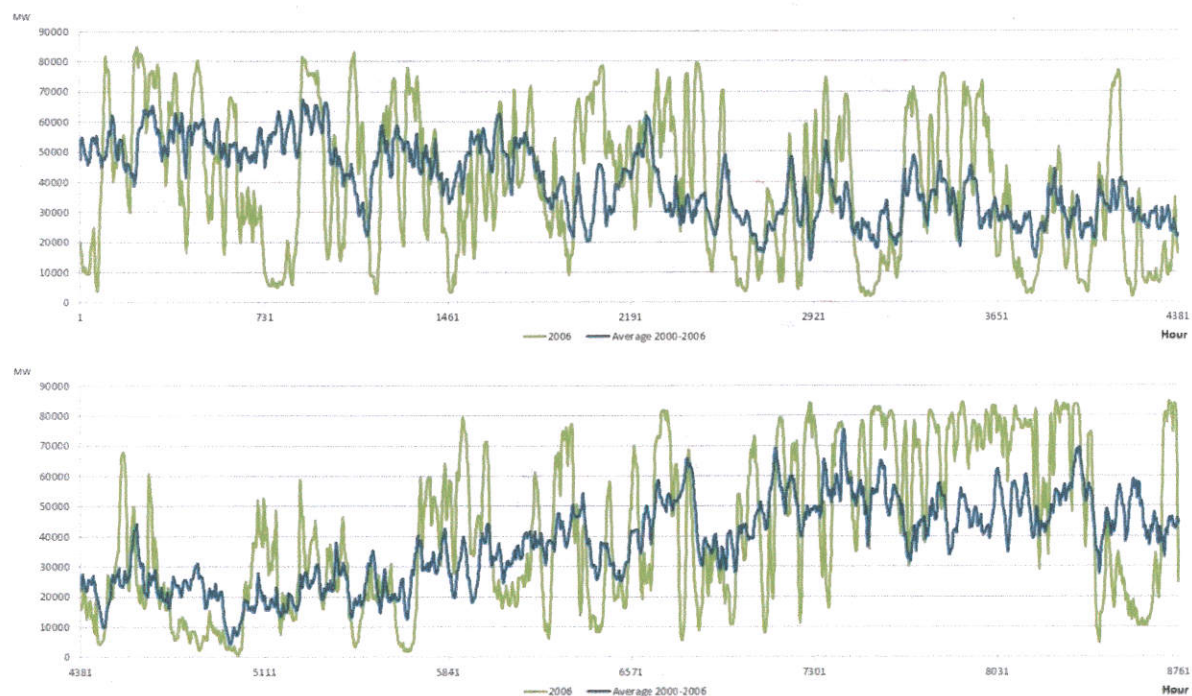


Figura 54: potenza eolica per l'anno 2006 e potenza media negli anni 2000-2006 [19]

L'impiego degli impianti idroelettrici di pompaggio è stato considerato per analizzare la stabilizzazione della variabile produzione eolica stimata per l'anno 2030 a partire dalle serie climatiche degli anni dal 2000 al 2006. L'obiettivo dell'impianto idroelettrico di pompaggio è quello di offrire un servizio di bilanciamento della produzione eolica accumulando l'energia prodotta in eccesso e di integrando la produzione carente.

In [19] sono stati definiti ed analizzati due scenari di richiesta di bilanciamento: uno nel lungo termine denominato Dev-Avg ed uno nel breve termine denominato 7Day-Avg. Entrambi gli scenari di bilanciamento hanno risoluzione giornaliera, sono ricavati dalla serie eolica stimata per il 2030, basata sulla serie eolica dal 2000 al 2006.

Lo scenario di bilanciamento Dev-Avg è definito in modo che l'impianto di pompaggio bilanci la produzione eolica nel lungo termine. A partire dalla produzione eolica giornaliera media dei sette anni sono definite due soglie di funzionamento dell'impianto idroelettrico di pompaggio. La soglia superiore è pari ad 1.25 volte la produzione giornaliera media mentre la soglia inferiore è pari a 0.75 volte la produzione giornaliera media. Quando la produzione eolica giornaliera è superiore alla soglia superiore o è inferiore alla soglia inferiore l'impianto idroelettrico entra in funzione accumulando o erogando energia.

In Figura 55 per ogni giorno dell'anno 2000 è indicata la potenza media oraria prodotta dagli impianti eolici di riferimento. Inoltre sono indicate le due soglie di funzionamento dell'impianto di pompaggio oltre alla potenza media oraria dei sette anni.

La totale richiesta di bilanciamento per i sette anni delineata da Dev-Avg è pari a 656778GWh

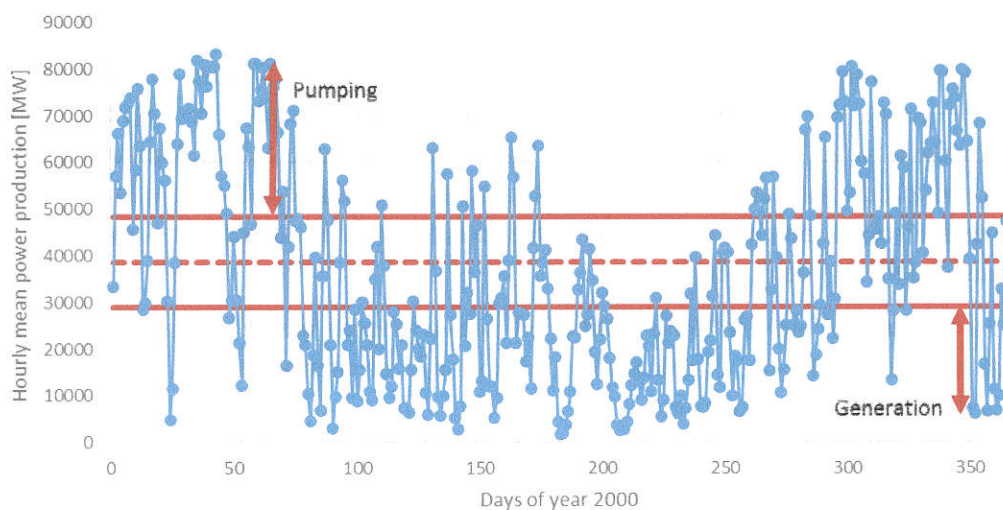


Figura 55: potenza media oraria prodotta dagli impianti eolici off-shore per i gironi dell'anno 2000

Lo scenario di bilanciamento 7Days-Avg è definito in modo che l'impianto di pompaggio bilanci la produzione eolica nel breve termine. La produzione media di riferimento per questo scenario si basa sulla produzione media calcolata con media mobile e basata su sette giorni consecutivi della serie eolica. La media mobile per un generico girone della serie eolica che è calcolata come la media della produzione tra il generico giorno, i tre giorni precedenti e i tre giorni successivi al giorno di riferimento. La richiesta di bilanciamento per un generico giorno della serie è calcolata come differenza tra la produzione di energia giornaliera e la media mobile per quel giorno.

In Figura 56 per ogni giorno dell'anno 2000 è indicata la potenza media oraria prodotta dagli impianti eolici di riferimento. Inoltre è indicata la media mobile di riferimento per la determinazione della strategia di accumulo o generazione.

La totale richiesta di bilanciamento per i sette anni delineata da 7Day-Avg è pari a 664390GWh

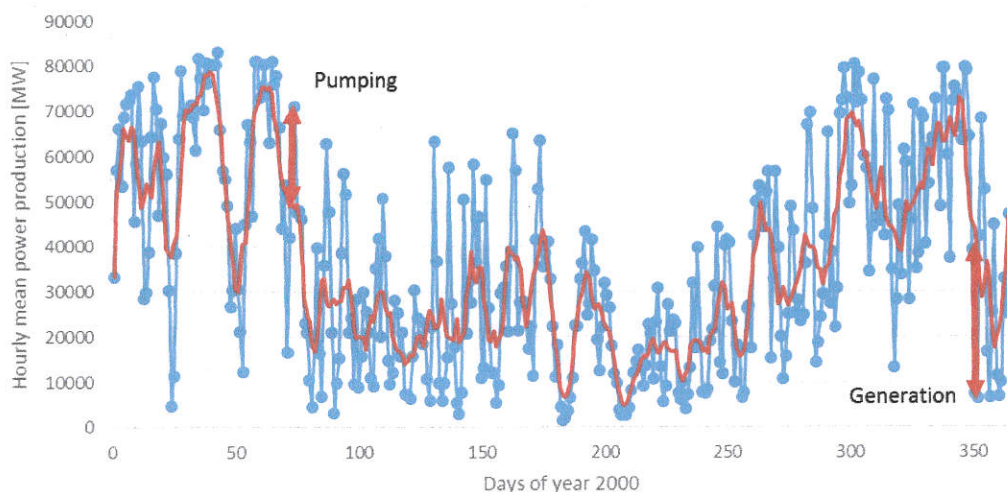


Figura 56: potenza media oraria prodotta dagli impianti eolici off-shore per i gironi dell'anno 2000

Con l'obiettivo di aumentare la risoluzione della analisi è stato definito un nuovo scenario di bilanciamento chiamato 24Hours-Avg, con l'obiettivo di analizzare il bilanciamento della produzione eolica nel più breve termine. Tale scenario ha risoluzione oraria e la richiesta di bilanciamento è basata sulla media mobile di 24 ore di produzione eolica. A partire dai dati originali delle serie di produzione eolica la produzione giornaliera media è calcolata ogni 24 ore successive. La richiesta di bilanciamento è calcolata come la differenza tra la richiesta oraria e la produzione oraria media delle 24 ore di riferimento.

In Figura 57 per ogni ora dell'anno 2000 è indicata la potenza media oraria prodotta dagli impianti eolici di riferimento. Inoltre è indicata la media mobile di riferimento per la determinazione della strategia di accumulo o generazione.

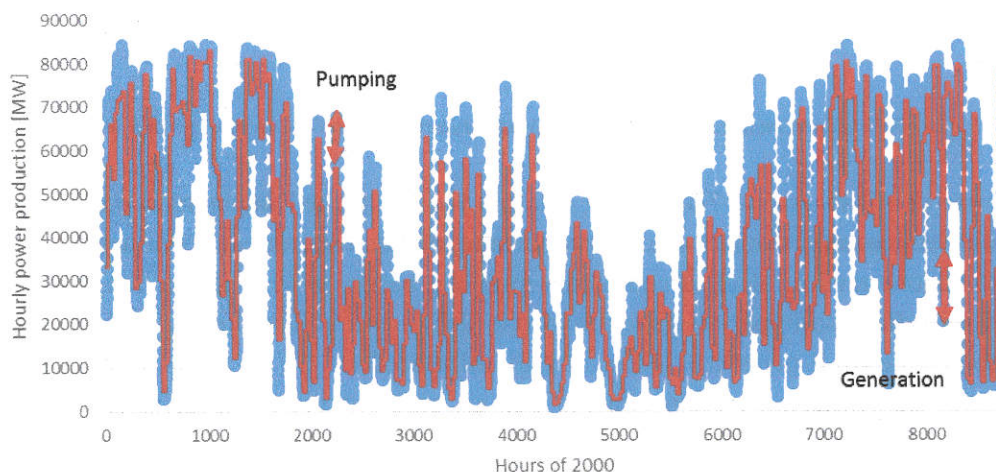


Figura 57: potenza media oraria prodotta dagli impianti eolici off-shore per le ore dell'anno 2000

La totale richiesta di bilanciamento delineata per i sette anni da 24Hours-Avg è pari a 341760GWh. Da sottolineare come le diverse modalità con cui sono stati definiti i diversi scenari di bilanciamento ha portato ad ottenere diverse richieste di bilanciamento.

Ad integrazione di precedenti studi effettuati [60], in questa sede l'interesse è focalizzato sulle richieste di bilanciamento 7Day-Avg e 24Hours-Avg al fine di ricavare nuove strategie di gestione di impianti di pompaggio idroelettrico basate su vincoli tecnici ed ambientali utili per il progredire del progetto Hydro Balance.

In particolare saranno analizzati tre impianti idroelettrici di pompaggio ricavati dallo Scenario 3 precedentemente discusso che prevede complessivamente l'installazione di 13 centrali per una potenza complessiva di 18200MW. Gli impianti selezionati per la trattazione sono gli impianti Holen, Rjukan e Tonstad con potenze nominali rispettivamente di 1000, 2000 e 1400 MW. I dettagli degli impianti sono riassunti nella Tabella 35 che indica i bacini di afferenza, i livelli massimi e minimi ammissibili dalla autorità competente.

PHSP	Invaso	HRWL	LRWL	HRWL – LRWL	Volume	Area a HRWL
		m_{asl}	m_{asl}	m	Mm^3	km^2
Holen	Uravatn	1175	1141	34	253	13.15
	Bossvatn	551	495	56	296	7.7
Rjukan	Møsvatn	919	900	19	1064	78.43
	Tinnsjø	191	187	4	204	51.38
Tonstad	Nesjøen	715	677	38	275	15.36
	Sirdalsvatn	51	47.5	3.5	56	19.47

Tabella 35: caratteristiche degli impianti idroelettrici sottoposti ad analisi

Da una analisi delle caratteristiche degli invasi si nota come Rjukan e Tonstad abbiano bacini simili: i volumi dei bacini inferiori sono circa il 20% del volume superiore ed entrambi i bacini inferiori hanno modeste differenze tra i livelli massimi e minimi degli invasi regolati dalla autorità. La potenzialità dell'impianto di Rjukan deriva ovviamente dalla capacità dei suoi bacini. Per quanto riguarda i bacino superiori si nota come Møsvatn sia poco profondo rispetto a Nesjøen. Il bacino Møsvatn è considerato tra i più grandi bacini Norvegesi, a titolo di esempio il maggiore risulta essere Blaasjø con una capacità di circa 3105 Mm³.

Per quanto riguarda l'impianto di Holen l'invaso superiore e l'invaso inferiore hanno capacità simili ed entrambi presentano una elevata differenza tra i livelli regolati dall'autorità.

Per un maggiore dettaglio sulle caratteristiche degli impianti selezionati per l'analisi si riportano le principali caratteristiche degli impianti con le relative voci di spesa [58].

	Unit	A2 Pumped storage power station Tonstad (Nesjen - Sirdalsvatn)	B3 Pumped storage power station Holen (Uraivatn - Bossvatn)	C1 Pumped storage power station Rjukan (Møsvatn - Tinnsjø)
Installed power	MW	1400	1000	2000
Number of units	Count	4	3	6
Approach/discharge tunnel length	km	22.4	12.4	29.3
Penstock length	km	0.9	0.9	1.0
Tunnel cross-section	m ²	128	94	165
Penstock cross-section	m ²	85	63	110
Tunnel volume	mill. m ³	2.853	1.398	5.787
Penstock volume	mill. m ³	0.076	0.057	0.111
Station hall volume	mill. m ³	0.117	0.090	0.153
Construction period	years	5.0	4.5	6.0
Costs:				
Approach/discharge tunnel	MNOK	995.5	425.0	1460.9
Penstock	MNOK	142.4	93.4	263.4
Station hall	MNOK	218.2	167.9	284.5
Cross gallery to approach tunnel	MNOK	29.9	12.7	43.8
Access/cable tunnel + portal	MNOK	30.0	30.0	30.0
Intake	MNOK	12.8	11.3	16.5
Roads, places, landscape	MNOK	5.0	5.0	5.0
Rigging and operation of site	MNOK	501.8	260.9	736.4
Total construction and infrastructure	MNOK	1935.6	1006.2	2840.5
Planning construction and infrastructure	MNOK	7.3	6.3	9.3
Total machines incl. planning	MNOK	560.0	450.0	900.0
Total electro incl. planning	MNOK	630.0	550.0	1160.0
Site management	MNOK	26.4	23.4	32.4
Total constr./infrastr./machines/electro	MNOK	3159.3	2035.8	4942.2
Building contractor costs	MNOK	5.0	4.5	6.0
Various/unpredictable costs (15 %)	MNOK	473.9	305.4	741.3
Total costs before financing (2008)	MNOK	3638.2	2345.7	5689.5
Total costs before financing (2014)	MNOK	4058.8	2616.9	6347.2
Total costs before financing (2014)	M€	485.8	313.2	759.7
Total costs incl. 6,5 % p.a. financing	MNOK	4718.3	3042.1	7378.6
Total costs incl. 6,5 % p.a. financing	M€	564.8	364.1	883.2
Total costs/MW incl. financing (2014)	MNOK/MW	3.370	3.042	3.689
Total costs/MW incl. financing (2014)	M€/MW	0.403	0.364	0.442

Tabella 36: caratteristiche e costi degli impianti idroelettrici sottoposti ad analisi

Per tutti gli invasi considerati in questa trattazione sono stati resi disponibili i livelli di invaso registrati dall'anno 2000 all'anno 2006. Le serie storiche degli invasi hanno risoluzione giornaliera e permettono di ricavare gli apporti naturali di carica e scarica dei bacini.

L'analisi delle serie storiche dei livelli registrati permette di verificare come i livelli massimi e minimi imposti dall'autorità siano sempre rispettati. I livelli raggiunti dagli invasi sono soggetti a variabilità stagionale che può essere ricondotta alle diverse condizioni climatiche a cui sono soggetti i bacini di raccolta degli invasi stessi.

8.5. Modelli sviluppati per le analisi

Le analisi condotte si sono basate su tre modelli di ottimizzazione realizzati con l'obiettivo di investigare il funzionamento degli impianti di pompaggio considerando tre diversi orizzonti temporali di risoluzione. I modelli considerati sono:

- il modello annuale (M-Year),
- il modello giornaliero (M-Day),
- il modello orario (M-24h).

Tutti i modelli di ottimizzazione sono basati sull'algoritmo di risoluzione Differential Evolution. I diversi modelli presentano delle caratteristiche comuni mentre approfondiscono opportuni dettagli. L'approccio dei modelli è quello di individuare le gestioni ottime di ogni impianto di pompaggio concentrando l'attenzione sui vincoli tecnici ed ambientali.

I vincoli tecnici sono applicati agli impianti e alla macchine che li costituiscono. Per ogni impianto idroelettrico le caratteristiche delle macchine installate si riferiscono alle prestazioni delle macchine attualmente in commercio. In generale la potenza della macchina può essere variata agendo sulla portata elaborata, nel caso di macchine operanti a giri variabili una variazione del 10% sulla velocità della macchina permette una regolazione della potenza del 30%. Da ricordare inoltre che l'efficienza delle macchine a giri variabili permette di limitare la riduzione del rendimento quando la macchina opera a carichi parziali [65].

Le perdite di carico sono calcolate in funzione della portata elaborata dalla macchina.

Le relazioni che descrivono la potenza generata in funzionamento da turbina P_t e la potenza assorbita in funzionamento da pompa P_p possono essere espresse con le relazioni:

$$P_t = \rho \cdot Q \cdot g \cdot (H - H_{lost}) \cdot \eta_t$$

$$P_p = \rho \cdot Q \cdot g \cdot (H + H_{lost}) / \eta_p$$

Con ρ densità dell'acqua, Q portata elaborata dalla macchina idraulica, g accelerazione di gravità, H prevalenza elaborata dalla macchina, H_{lost} perdite idrauliche, η_t rendimento nel funzionamento da turbina, η_p rendimento nel funzionamento da pompa.

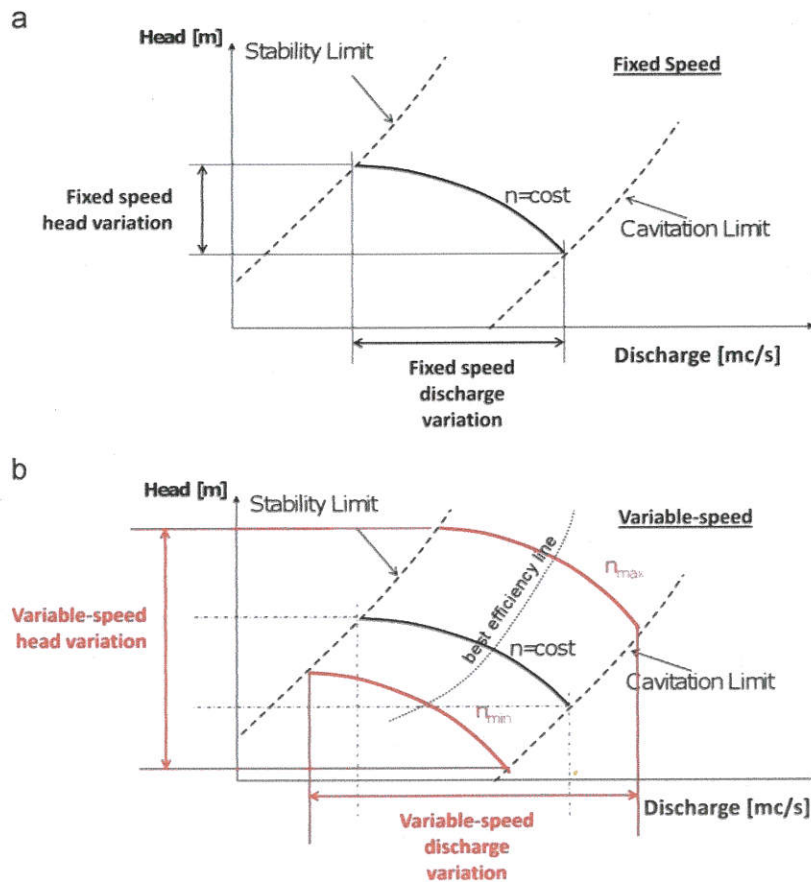


Figura 58: confronto del campo operativo di macchina idraulica reversibile a giri fissi (a) e a giri variabili (b) per il funzionamento da pompa [66].

I vincoli ambientali presi in considerazione si riferiscono ai massimi e ai minimi livelli degli invasi ammessi dall'autorità competente. Nei modelli sono inoltre implementate le curve caratteristiche degli invasi che mettono in relazione il volume accumulato con l'altezza raggiunta del pelo libero. Uno dei punti di miglioramento per la determinazione della gestione degli impianti di pompaggio sta nel vincolare gli invasi ad operare nell'intorno dei livelli storici registrati in passato e disponibili sotto forma di serie storiche. Con questo obiettivo sono stati introdotti addizionali vincoli sotto forma di bande di ammissibilità dei livelli degli invasi. Le bande di lavoro considerate sono: $\pm 0.5m$, $\pm 1.5m$ and $\pm 3.0m$ nell'intorno dei livelli storici di invaso. Questa impostazione serve per analizzare come diversi regimi operativi possano influenzare il bilanciamento della produzione eolica.

L'obiettivo della analisi degli impianti selezionati è la determinazione della gestione ottimale degli impianti di pompaggio per la minimizzazione dell'oscillazione della produzione eolica. La richiesta di bilanciamento della produzione eolica E_{br} è la quantità precedentemente definita negli scenari, l'energia impegnata dall'impianto idroelettrico è la quantità E_{hp} e la quantità di energia non bilanciata è E_{ue} definite con la relazione:

$$E_{ue} = E_{br} + E_{hp}$$

Valori positivi di E_{hp} corrispondono al funzionamento come turbina, mentre valori negativi di E_{hp} corrispondono al funzionamento da pompa. I gradi di libertà del sistema consente tre modalità di funzionamento dell'impianto idroelettrico che sono individuate dall'algoritmo di ottimizzazione.

L'impianto può fornire esattamente la quantità di energia richiesta E_{br} , altrimenti può mettere in gioco minore o maggiore energia rispetto alla richiesta di bilanciamento. Seguendo questo ragionamento è possibile analizzare la composizione dell'energia non bilanciata E_{ue} . Tale quantità può essere dovuta ad una carenza di produzione dell'impianto idroelettrico E_{uel} o da un eccesso di produzione E_{uee} secondo la relazione:

$$E_{ue} = E_{uel} + E_{uee}$$

I valori espressi nella precedente relazione sono da intendersi come valori assoluti ed è possibile ricavare la quantità di energia bilanciata E_{be} come differenza tra la richiesta di bilanciamento E_{br} e la quantità totalmente non bilanciata E_{ue} secondo la relazione:

$$E_{be} = E_{br} - E_{ue}$$

L'algoritmo di ottimizzazione utilizzato per le analisi prevede la minimizzazione della funzione obiettivo $F(x)$ che può essere scritta nella forma:

$$F(x) = E_{ue} + \sum_i \lambda_i \cdot \phi_i(x)^2$$

Dove il primo membro della somma rappresenta l'energia non bilanciata, mentre il secondo membro della relazione rappresenta la funzione di penalità esplicitabile nella forma:

$$\sum_i \lambda_i \cdot \phi_i(x)^2 = \sum_i \lambda_i \cdot [\max(0, c_i(x) - u_i)]^2$$

Dove è possibile evidenziare la dipendenza delle penalità dal valore corrente $c_i(x)$ e dal valore di riferimento u_i .

I diversi vincoli sugli invasi sono implementati nel modello utilizzando la funzione di penalità descritta ed il valore λ_i è il peso relativo delle diverse funzioni di penalità al fine di evitare la predominanza delle funzioni di penalità sulla minimizzazione dell'energia non bilanciata.

Il funzionamento degli impianti idroelettrici comporta di soddisfare gli obiettivi di generazione ed assorbimento senza però violare i vincoli esterni a cui è soggetto il sistema. La gestione degli impianti implementata nel modello consente agli stessi di mettere in gioco quantità inferiori o superiori alla richiesta di bilanciamento, dando libertà al sistema di prepararsi alla gestione di ore critiche.

Le analisi sono condotte con tre modelli di ottimizzazione con diversi orizzonti temporali di risoluzione ma tutti analizzano richieste di bilanciamento della durata complessiva di sette anni in abbinamento alle serie storiche degli invasi anch'esse della durata di sette anni.

Il modello annuale (M-Year) è realizzato al fine di analizzare il sistema con un approccio di perfetta previsione. Le serie degli afflussi ed efflussi dei invasi è considerata come perfettamente nota. Lo scenario di bilanciamento abbinato all'uso di questo modello è il 7Days-Avg ed anch'esso è

considerato come perfettamente noto sin dall'inizio della risoluzione del problema di ottimizzazione. Il modello, eseguito per ogni singolo impianto di pompaggio, permette di ottenere la gestione annuale ottima dell'impianto in un solo passo di ottimizzazione. Il numero delle variabili di ottimizzazione risulta elevato così come il tempo di risoluzione del problema di ottimizzazione. I risultati ottenuti dalla esecuzione di questo modello devono ovviamente essere considerati come stima superiore delle potenzialità degli impianti.

Il modello giornaliero (M-Day) è realizzato per correggere l'approccio ottimistico del modello annuale a causa della difficoltà di perfetta previsione della disponibilità eolica, di afflussi ed efflussi con orizzonti temporali annuali. Lo scopo del modello giornaliero è quello ottenere la gestione ottimale degli impianti idroelettrici analizzando giorno per giorno la gestione degli impianti stessi. In questo modello la richiesta di bilanciamento ed i valori di afflusso ed efflusso dei bacini sono elaborati dal modello in modo graduale. Lo scenario di bilanciamento considerato nell'esecuzione del modello è il 7Days-Avg. Il numero delle variabili di ottimizzazione gestite in ogni passo di ottimizzazione risulta minore rispetto al caso precedente.

Il modello orario (M-24h) è realizzato con l'obiettivo di migliorare il dettaglio della gestione degli impianti avvicinandosi alla gestione reale degli stessi. Come nel modello precedente la richiesta di bilanciamento ed i valori di afflusso ed efflusso dei bacini sono elaborati dal modello in modo graduale. Visto il dettaglio della gestione che si intende raggiungere con questo modello, lo scenario di bilanciamento considerato nell'esecuzione del modello è il 24hours-Avg. Il numero delle variabili di ottimizzazione gestite in ogni passo di ottimizzazione risulta maggiore rispetto al caso precedente. Questo modello di ottimizzazione risulta così il più dettagliato e per questa ragione si intende eseguire una analisi parametrica per mezzo del fattore di utilizzo β_{usag} [67].

Il fattore di utilizzo indica quanta energia sarà disponibile al termine della operazione di accumulo per l'immissione in rete. Tale fattore relaziona quindi l'energia disponibile per l'immissione in rete E_p con l'energia disponibile secondo le previsioni di disponibilità della fonte aleatoria E_{fc} seguendo la relazione:

$$E_p = \beta_{usag} \cdot E_{fc}$$

In particolar modo il fattore di utilizzo prende in considerazione tutta l'energia accumulata: se l'energia disponibile dalla fonte aleatoria è accumulata e scaricata dallo stoccaggio il valore della energia totalmente consegnata alla rete sarà pari all'energia generata dalla fonte aleatoria ridotta di del fattore β_{usag} . Il valore del fattore β_{usag} offre una indicazione sulla frequenza e l'intensità dell'uso dell'accumulo tenendo in considerazione tutte le perdite associate allo stoccaggio di energia. Il valore del coefficiente β_{usag} sarà in generale compreso tra 0 ed 1. Il valore inferiore indica elevati utilizzi dello stoccaggio, il valore superiore indica bassi utilizzi dello stoccaggio.

Ognuno dei tre impianti idroelettrici è stato analizzato con ognuno dei tre modelli variando i valori degli intervalli operativi nell'intono dei livelli storici degli invasi.

8.6. Confronto risultati modello M-Year ed M-Day

I risultati del modello annuale (M-Year), operante con perfetta previsione, risultano simili e leggermente migliori a quelli ottenuti dal modello giornaliero (M-Day) e la ragione sta proprio nell'approccio di perfetta previsione impiegato nel modello annuale. Per meglio analizzare i risultati si propone un confronto tra i risultati dei due modelli per l'impianto Rjukan per il primo di sette anni di analisi. Il modello annuale permette di ottenere un bilanciamento dell'energia eolica maggiore del 3% rispetto all'energia eolica bilanciata con il modello giornaliero. Nella Figura 59 sono indicati i livelli degli invasi raggiunti dal bacino di Møsvatn nelle due strategie individuate dai due modelli. Le linee rosse rappresentano i limiti superiori ed inferiori nell'intorno dei livelli storici. La strategia di gestione è costretta nella banda nell'intorno del livello storico e, per un limitato numero di giorni all'anno, la strategia è ulteriormente vincolata dal limite massimo imposto dall'ente regolatore che riduce così la banda operativa a disposizione a 919m sul livello del mare.

Nella Tabella 37 sono indicati i valori di richiesta di bilanciamento, energia bilanciata, ed energia non bilanciata per i due modelli di ottimizzazione

<i>Rjukan</i>	E_{br}		E_{be}		E_{ue}	
	<i>GWh</i>	<i>GWh</i>	<i>%</i>	<i>GWh</i>	<i>%</i>	
<i>M-Year</i>	9381	6504	69	2878	31	
<i>M-Day</i>	9381	6223	66	3158	34	

Tabella 37: risultati dei modelli M-Year ed M-Day per il primo anno di analisi dell'impianto Rjukan con intervallo operativo di $\pm 1.5m$

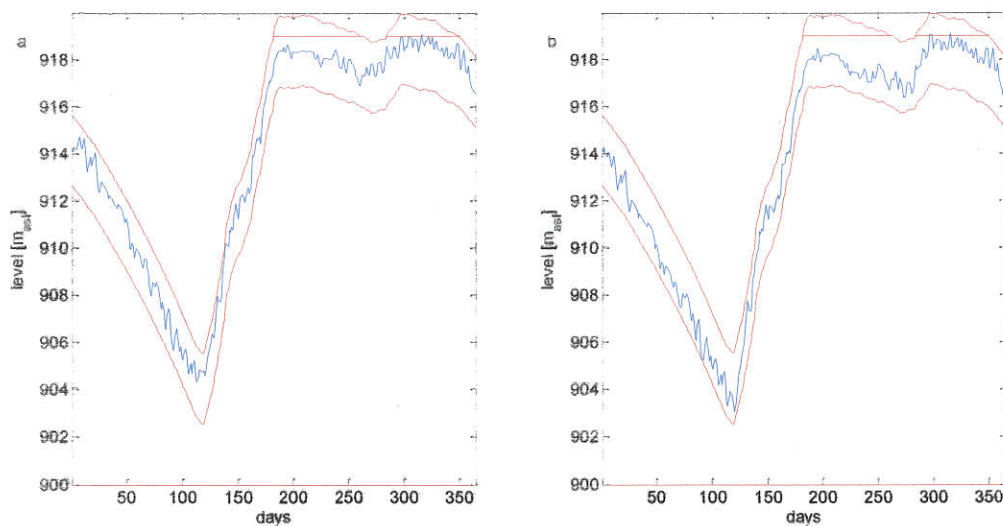


Figura 59: gestione del bacino Møsvatn ottenuto dei modelli M-Year ed M-Day per il primo anno di analisi dell'impianto Rjukan con intervallo operativo di $\pm 1.5m$

8.7. Risultati modello M-Day

Il modello giornaliero rispetto al modello annuale, meglio rappresenta la strategia di gestione di un impianto di questa tipologia perché non è usuale conoscere con ampia previsione al produzione di energia eolica e la disponibilità di acqua nei bacini. Per questa ragione è stato realizzato il modello M-Day che ottimizza il funzionamento di ogni impianto idroelettrico giorno per giorno. I principali risultati ottenuti dal modello sono raccolti in Tabella 38. In generale si nota come un aumento della banda di lavoro conduca ad un aumento della energia bilanciata. Per Holen e Tonstad si nota una continua crescita della energia bilanciata all'aumentare dell'ampiezza della banda di lavoro. Rjukan invece, all'aumentare dell'intervallo operativo da 0.5 ad 1.5 presenta un modesto aumento della capacità di bilanciamento che sin da subito è molto alto. Il variare dell'intervallo operativo da 1.5 a 3.0 non consente sostanziali miglioramenti nel bilanciamento della energia eolica per questo impianto. Questa particolarità per Rjukan è dovuta all'interazione tra i livelli storici dell'invaso e i limiti operativi imposti dall'autorità competente la cui combinazione consente di ottenere inizialmente elevati benefici al bilanciamento ma che dopo poco satura la sua capacità.

PHSP	WB	E_{br}	E_{be}		E_{ue}		E_{uel}		E_{uee}	
	m	GWh	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Holen	±0.5	58359	0	0	58359	100	58359	100	0	0
Holen	±1.5	58359	18052	31	40306	69	39310	98	997	2
Holen	±3.0	58359	34282	59	24076	41	22495	93	1581	7
Rjukan	±0.5	65999	39314	60	26685	40	20967	79	5718	21
Rjukan	±1.5	65999	45245	69	20753	31	14384	69	6370	31
Rjukan	±3.0	65999	45210	69	20789	31	14277	69	6512	31
Tonstad	±0.5	56866	2422	4	54443	96	54307	100	136	0
Tonstad	±1.5	56866	31985	56	24881	44	23386	94	1495	6
Tonstad	±3.0	56866	39599	70	17266	30	15338	89	1928	11

Tabella 38: raccolta dei risultati del modello M-Day per diversi intervalli operativi nell'intorno del livello storico dei bacini.

L'effetto complessivo del bilanciamento dovuto alla azione dei tre impianti porta ad ottenere il massimo beneficio con un valore di banda operativa paria a ±3.0 che permette di conseguire un bilanciamento pari al 66% della totale richiesta. Analizzando poi le modalità di gestione dei singoli impianti si nota come la quantità di energia non bilanciata E_{ue} sia dovuta prevalentemente ad un effetto di sotto bilanciamento E_{uel} o di inattività dell'impianto rispetto ad un effetto di sovra bilanciamento E_{uee} .

Per questo modello sono analizzati con maggiore dettaglio i risultati associati all'impianto di Tonstad con 3.0 metri come livello operativo nell'intorno del livello storico degli invasi. In Figura

60 si nota come la strategia individuata dall'ottimizzatore consente all'impianto di operare in prossimità dei vincoli ambientali imposti, siano essi imposti dall'autorità o dalla banda operativa.

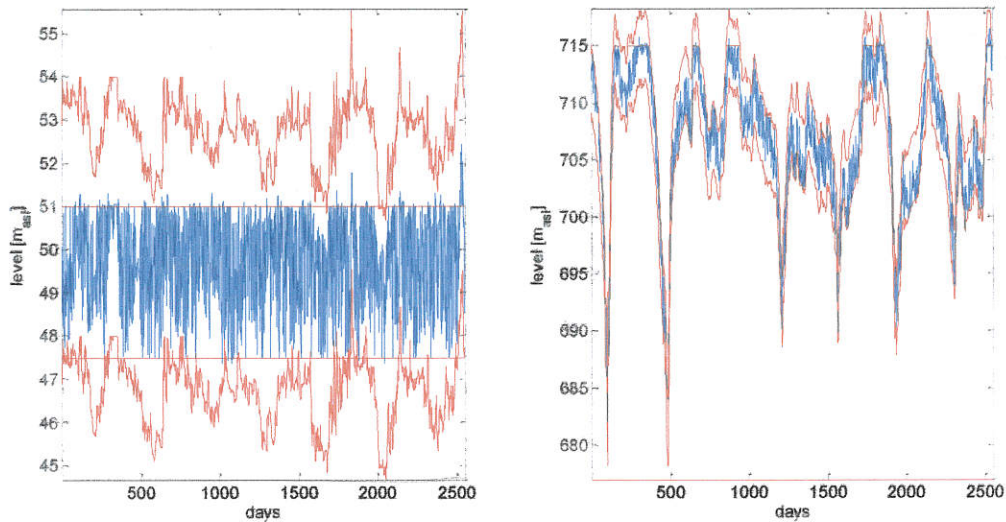


Figura 60: livelli di invaso raggiunti dalla riserva Sirdalsvatn (a) e dalla riserva Nesjen (b) nei sette anni di gestione individuata dal modello M-Day con banda operativa di $\pm 3.0m$

I grafici di Figura 61 indicano la densità di probabilità calcolate tra due giorni successivi. I grafici mostrano come tra due giorni successive siano presenti elevate variazioni di portata ed energia. Per la curva cumulativa delle macchine si vede come il bilanciamento sia ottenuto nel complesso con equilibrata operatività delle fasi di pompaggio e generazione.

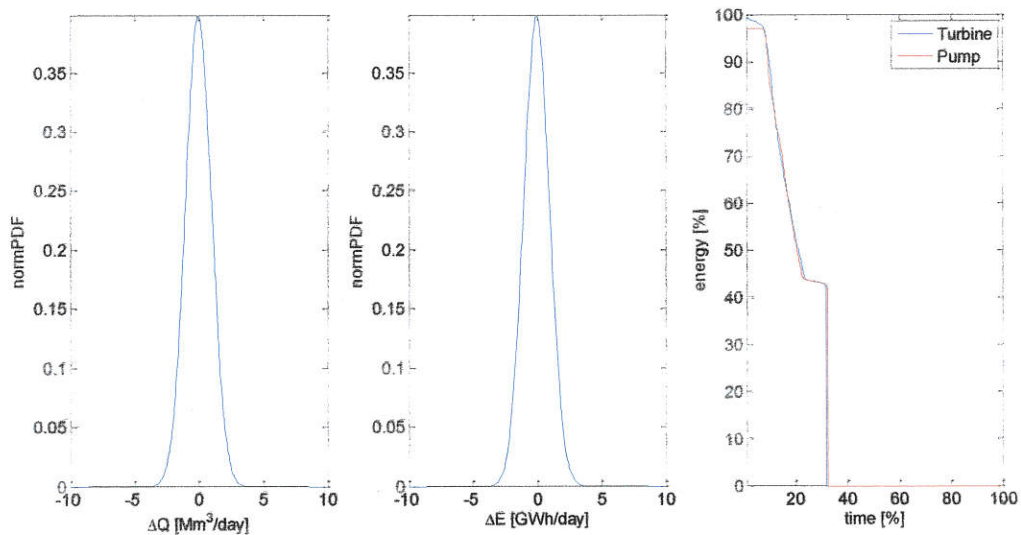


Figura 61: distribuzione della densità di probabilità per la variazione di portata (a) ed energia (b) curva cumulativa della macchina idraulica (c)

Nella Figura 62 è riportato il funzionamento dell'impianto idroelettrico in funzione della richiesta di bilanciamento. Dalla Figura 62 è possibile visualizzare la strategia di funzionamento dell'impianto in relazione alla richiesta di bilanciamento. I punti gialli rappresentano perfetto accoppiamento tra la produzione dell'impianto e la richiesta di bilanciamento. I punti rossi rappresentano un eccesso di produzione rispetto alla richiesta di bilanciamento, mentre i punti blu indicano una carenza. L'eccesso di produzione è in prossimità del minimo operativo dell'impianto e si verifica in alternativa ad una mancata entrata in funzione dello stesso. Per gli stessi punti sono state ricavate le condizioni operative degli invasi, dai quali si vede come il raggiungimento dei limiti all'invaso superiore ed inferiore condizioni il funzionamento dell'impianto soprattutto per le condizioni di carenza di produzione da parte dell'impianto stesso.

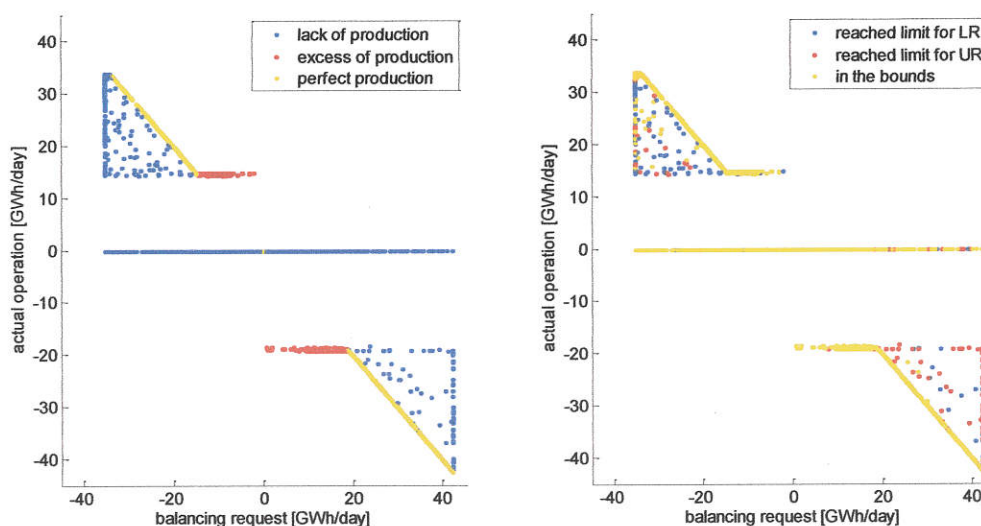


Figura 62: operatività dell'impianto in funzione della richiesta di bilanciamento, evidenziando la modalità di operativa (a) e i limiti dei bacini (b)

8.8. Risultati del modello M-24h

L'analisi degli impianti, per il modello M-24h è stata condotta con maggiore dettaglio con l'impiego del coefficiente β_{usag} ottenendo una analisi di sensibilità al variare del coefficiente β_{usag} applicato.

L'analisi di sensibilità è stata condotta applicando diversi valori del coefficiente β_{usag} alla produzione eolica al fine di determinare il coefficiente β_{usag} in grado di massimizzare la quantità bilanciata. Il valore di β_{usag} è applicato alla media mobile con l'obiettivo di contabilizzare la perdita di energia dovuta all'impiego della tecnologia di stoccaggio.

L'ottimizzazione è stata condotta variando gli intervalli operativi nell'intorno dei valori storici degli invasi. La condizione ideale del funzionamento del sistema è quella in assenza di perdite che permette di minimizzare il valore dell'energia non bilanciata. Tale condizione è realizzata ponendo

$\beta_{usag} = \eta = 1.00$. Considerando nel sistema le perdite di carico, i valori del parametro β_{usag} saranno minori di uno e l'obiettivo dell'indagine è quello di individuare il valore del parametro che minimizza l'energia non bilanciata.

Eseguendo l'ottimizzazione degli impianti idroelettrici, è possibile ricavare il grafico di Figura 63 che indica il valore dell'energia non bilanciata al variare del parametro β_{usag} considerato.

Come accennato in precedenza, la condizione di efficienza unitaria è accompagnata dal migliore valore di β_{usag} possibile per tutti gli impianti.

Per Rjukan, il miglior valore del parametro β_{usag} è pari a 0.95, mentre per Holen e Tonstad il miglior parametro è pari a 0.98, come si vede in Figura 63. L'impianto di Rjukan presenta un valore minore di β_{usag} a causa delle perdite idrauliche che si verificano nel condotto di collegamento degli invasi. Raggiungere il miglior valore di β_{usag} significa minimizzare le perdite del sistema complessivo. I risultati ottenuti, ovviamente sono risultati che valgono per lo specifico impianto di accumulo e la specifica richiesta di bilanciamento.

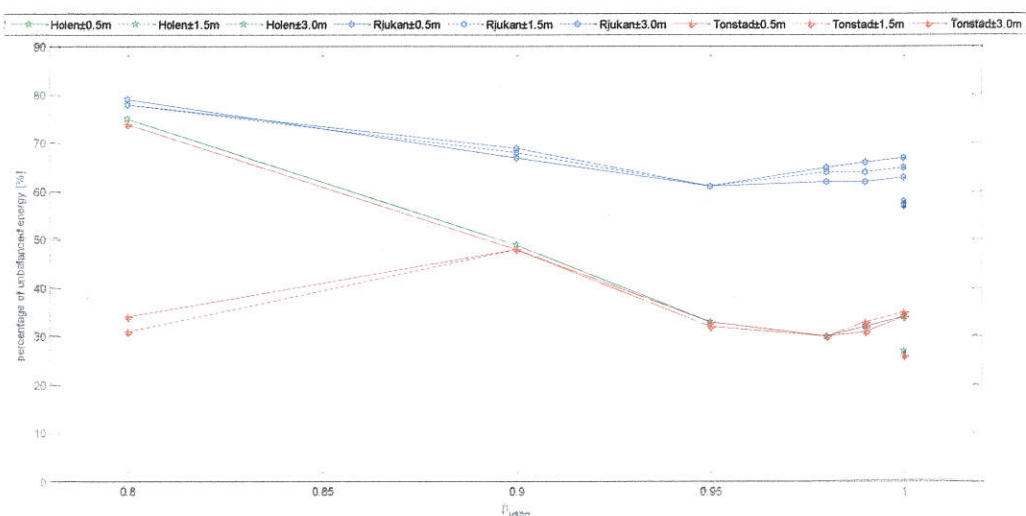


Figura 63: percentuale di energia non bilanciata al variare dell'impianto idroelettrico, della banda di lavoro e del parametro β_{usag}

Tutti i risultati ottenuti dalle diverse procedure di ottimizzazione sono riassunti in Tabella 39. Confrontando i risultati dei diversi impianti idroelettrici si nota un valore abbastanza costante della quantità bilanciata al variare dell'intervallo di lavoro. La differenza tra la quantità bilanciate dai diversi impianti è dovuta all'effetto stocastico del risolutore ma è importante notare che la variazione è minore dell'1%. L'effetto complessivo del bilanciamento dovuto alla azione dei tre impianti porta ad ottenere un bilanciamento pari al 60% della totale richiesta.

PHSP	WB	β_{usag}	E_{br}	E_{be}		E_{ue}		E_{uel}		E_{uee}	
	m		GWh	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Holen	± 0.5	0.98	33230	23188	70	10042	30	6687	67	3356	33
Holen	± 1.5	0.98	33230	23257	70	9973	30	6588	66	3386	34
Holen	± 3.0	0.98	33230	23271	70	9959	30	6561	66	3398	34
Rjukan	± 0.5	0.95	36717	14273	39	22444	61	16851	75	5593	25
Rjukan	± 1.5	0.95	36717	14280	39	22437	61	16724	75	5713	25
Rjukan	± 3.0	0.95	36717	14257	39	22460	61	16650	74	5811	26
Tonstad	± 0.5	0.98	32870	23112	70	9758	30	6180	63	3578	37
Tonstad	± 1.5	0.98	32870	23037	70	9833	30	6298	64	3534	36
Tonstad	± 3.0	0.98	32870	22897	70	9972	30	6279	63	3693	37

Tabella 39: raccolta dei risultati del modello M-24h per diversi intervalli operativi e per il miglior valore del parametro β_{usag}

L'impianto Rjukan ha un minore effetto di bilanciamento rispetto agli altri due impianti e questo deriva dalla caratteristica degli invasi unita ai livelli storici registrati che sono troppo vicino ai livelli massimi e minimi ammessi dall'ente regolatore. Tutti gli impianti mostrano simili strategie di gestione per gli invasi, operando in condizioni prossime a quelle ammesse dai vincoli.

Per meglio commentare i risultati ottenuti si commentano i risultati ottenuti dall'impianto Tonstad, con $\pm 0.5m$ come intervallo operativo nell'intorno del livello storico degli invasi. La strategia individuata dall'ottimizzatore consente all'impianto di operare in prossimità dei vincoli ambientali imposti.

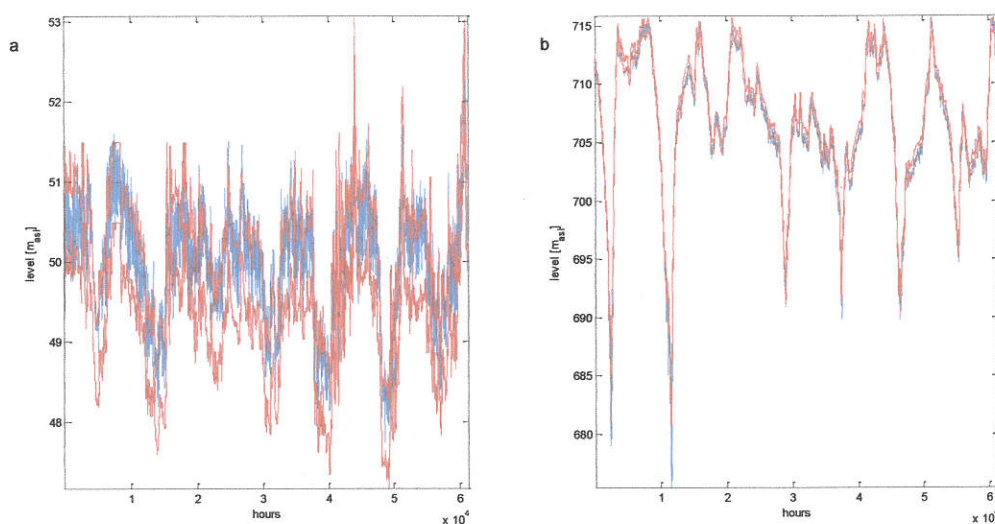


Figura 64: livelli di invaso raggiunti dalla riserva Sirdasvatn (a) e dalla riserva Nesjen (b) nei sette anni di gestione individuata dal modello M-24h con banda operativa di $\pm 0.5m$

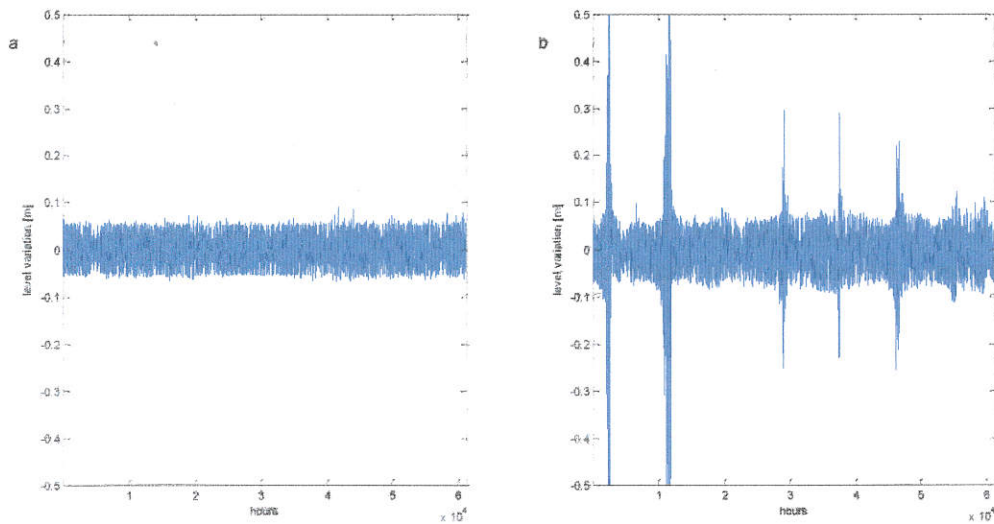


Figura 65: variazione dei livelli d'invaso tra due ore successive per gli invasi Sirdaslsvatn (a) e Nesjen (b) nei sette anni di gestione individuata dal modello M-24h con banda operativa di $\pm 0.5m$

I grafici di Figura 66 indicano la densità di probabilità calcolate tra due ore successive. I grafici mostrano come tra due ore successive siano presenti elevate variazioni di energia e portata. Per la curva cumulativa delle macchine si vede come il bilanciamento sia ottenuto nel complesso con equilibrata operatività delle fasi di pompaggio rispetto alla generazione.

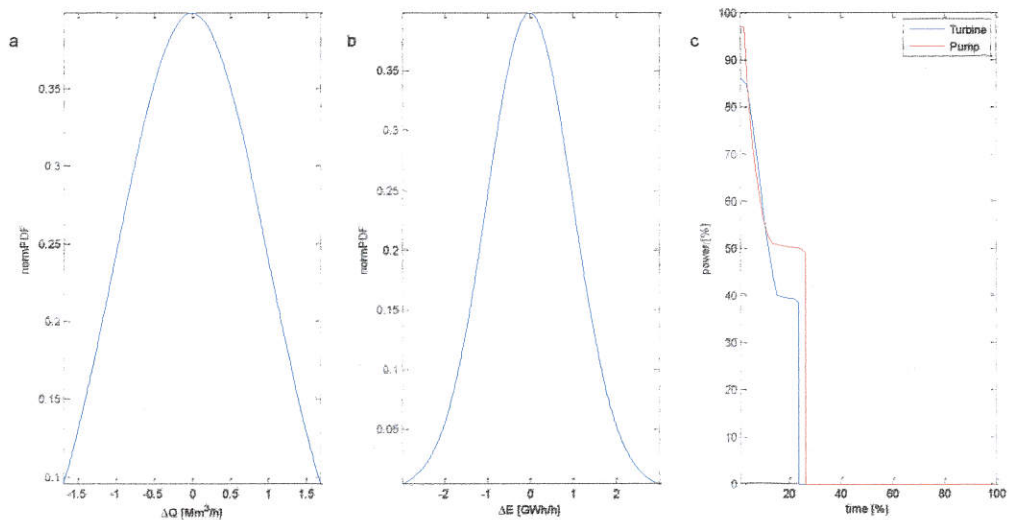


Figura 66: distribuzione della densità di probabilità per la variazione di portata (a) ed energia (b) Curva cumulativa della macchina idraulica (c).

Nella Figura 67 è riportato il funzionamento dell'impianto idroelettrico in funzione del richiesta di bilanciamento. Dalla figura è possibile visualizzare la strategia di funzionamento dell'impianto in

relazione della richiesta di bilanciamento. I punti gialli rappresentano perfetto accoppiamento tra la produzione dell'impianto e la richiesta di bilanciamento. I punti rossi rappresentano un eccesso di produzione rispetto alla richiesta di bilanciamento, mentre i punti i punti blu indicano una carenza. L'eccesso di produzione è in prossimità del minimo operativo dell'impianto mentre la carenza di produzione si verifica in prossimità del funzionamento da turbina per potenze prossime alla nominale. Per gli stessi punti sono state ricavate le condizioni operative degli invasi, dai quali si vede come il raggiungimento dei limiti all'invaso superiore causi criticità al funzionamento dell'impianto. Rispetto al caso precedente, il funzionamento delle macchine è concentrato in alcune aree del grafico e ciò è dovuto in parte alla richiesta di bilanciamento ed in parte alla variazione dell'intervallo operativo nell'intorno del livello storico degli invasi.

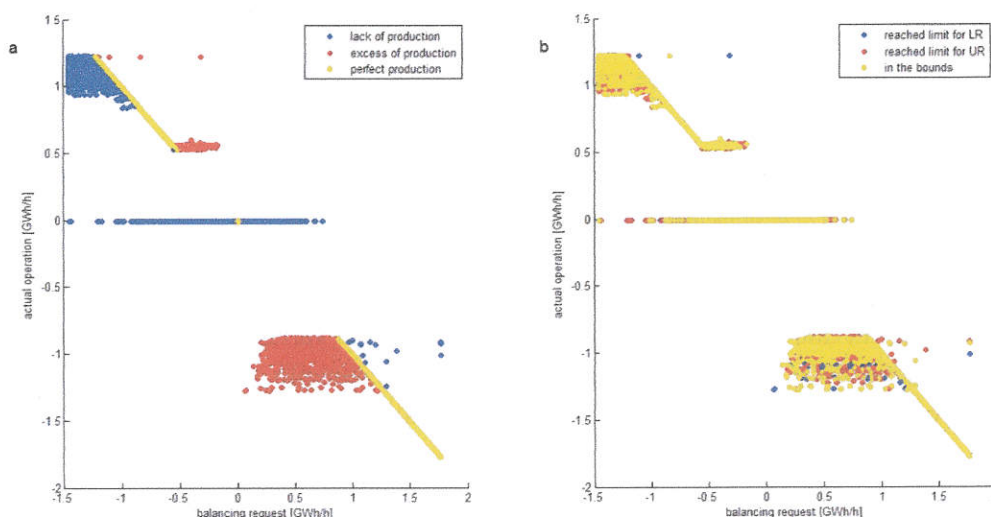


Figura 67: operatività dell'impianto in funzione della richiesta di bilanciamento, evidenziando la modalità di operativa (a) e i limiti dei bacini (b)

8.9. Conclusioni

Lo studio di dettaglio degli impianti idroelettrici ha permesso di investigare con maggiore dettaglio le dinamiche di funzionamento del sistema di accumulo idroelettrico in funzionamento coordinato con un impianto eolico. Questa modalità di gestione ha permesso di evidenziare la flessibilità e la potenzialità della tecnologia idroelettrica per azioni di bilanciamento di elevate quantità di energia. L'attenzione è stata rivolta prevalentemente ai vincoli tecnici ed ambientali seguendo quelle che erano le direzioni di ricerca del progetto Hydro Balance. La scelta dell'utilizzo delle bande operative nell'intorno del valore storico degli invasi ha permesso di ottenere delle nuove strategie di gestione degli impianti idroelettrici che fanno intravedere le nuove strategie di gestione nel caso di bilanciamento di elevate quantità di energia. Le nuove strategie di gestione degli invasi e dei corsi d'acqua che sono state ottenute hanno orizzonti temporali di sette anni, intervalli sufficienti per l'analisi dell'impatto ambientale nell'ambiente acquatico. La scelta di operare attraverso le bande

nell'intorno dei valori storici di invaso permette di iniziare via via ad analizzare il sistema idrico a servizio della produzione di energia che è soggetto a repentine variazioni in relazione alle richieste di bilanciamento. L'eventuale ottenimento dei primi risultati negativi di impatto ambientale nell'ambiente acquatico condurrà a possibili sviluppi del lavoro sino ad ora condotto. Da un lato potrebbe esserci la prosecuzione del lavoro iniziato, incrementando progressivamente le bande operative con intervalli sempre maggiori per permettere il bilanciamento di crescenti quantità di energia. Questo approccio ha però un limite che è legato ai valori di invaso superiori ed inferiori imposti dall'autorità. La tendenza attuale da parte dell'ente regolatore è quella di aumentare i limiti regolati consentendo sempre maggiore sfruttamento dei bacini a patto di dettagliati studi sull'impatto ambientale e sociale come previsto dall'intero progetto. Un altro punto di miglioramento dello studio condotto prevede di approfondire il dettaglio economico dello studio stesso modificando la funzione obiettivo dell'ottimizzatore introducendo non più una funzione obiettivo basata sulla minimizzazione dell'energia non bilanciata all'impianto idroelettrico ma sulla minimizzazione del costo del sistema elettrico dovuto allo sbilanciamento. Questo nuovo approccio potrebbe portare ovviamente a strategie di gestione del sistema idroelettrico anche completamente diverse da quelle delineate sino ad ora con la successiva possibilità di studiarne di nuove aumentando le bande operative e i limiti imposti dalla autorità come accennato prima.

Queste considerazioni sono ovviamente parziali perché la struttura e l'organizzazione del progetto prevede continue interazioni tra i diversi pacchetti del progetto stesso migliorando passo dopo passo la direzione di ricerca in modo sinergico.

Il progetto Hydro Balance è in fase di sviluppo e tra i vari pacchetti del progetto si vuole ricordare il WP3 che ha come obiettivo l'indagine delle modalità di remunerazione del servizio di bilanciamento e dell'interconnessione del sistema norvegese al sistema europeo sulla base degli scenari descritti in precedenza. A titolo di esempio si intendono ricordare solamente due studi collegati [68] [69] che evidenziano come i maggiori benefici di interconnessione per il sistema tedesco si ottengano con una linea di interconnessione di 10GW e la realizzazione di 10GW di impianti di pompaggio in Norvegia nel caso di scenari di alta penetrazione di fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica.

Conclusioni e sviluppi futuri

Durante il lavoro di tesi è stato possibile investigare le tecnologie di accumulo all'interno di sistemi energetici isolati e connessi alla rete. L'attenzione principale è stata dedicata alle tecnologie di elevata potenza ed elevato tempo di scarica che trovano impiego nelle cosiddette applicazioni di energia. In particolare la tecnologia del pompaggio idroelettrico è stata investigata attraverso una collaborazione internazionale presso il centro di ricerca interdisciplinare CEDREN presso Trondheim, in Norvegia.

I sistemi energetici complessivamente analizzati sono stati esaminati con tecniche di simulazione ed ottimizzazione, volte prevalentemente alla individuazione della strategia ottimale dei componenti al fine di minimizzare la funzione obiettivo del problema. Durante gli studi sono state condotte anche ottimizzazioni integrate di taglia e gestione dei componenti del sistema energetico. Gli obiettivi delle ottimizzazioni sono stati prevalentemente di tipo economico ma hanno interessato anche funzioni obiettivi energetici al fine di esaminare la fattibilità tecnica delle operazioni di bilanciamento della produzione eolica con tecnologia idroelettrica all'interno di collaborazioni internazionali di ricerca.

Complessivamente c'è stata la possibilità di verificare come i sistemi di accumulo possono facilitare la transizione verso sistemi energetici con minore utilizzo di fonti fossili per soddisfare la domanda di energia sia per applicazioni isolate che connesse alla rete.

I sistemi di accumulo possono inoltre trovare applicazioni nella gestione dell'energia nel breve e nel lungo termine in applicazioni presso l'utente finale, nella trasmissione dell'energia e nella generazione.

Il panorama della maturità della tecnologia di accumulo è abbastanza vario: sono infatti presenti tecnologie mature come ad esempio il pompaggio idroelettrico ed alcuni tipi di accumulatori elettrochimici ma anche tecnologie in fase di ricerca e sviluppo, come le promettenti batterie a circolazione di elettrolita per il disaccoppiamento delle caratteristiche tra potenza ed energia.

In generale si riscontra come il costo dell'energia prodotta dalle tecnologie di accumulo sia maggiore del costo dell'energia prodotta da fonte convenzionale e di come il costo dell'energia prodotta tenda ovviamente ad aumentare tanto più la tecnologia è in fase di sviluppo anche se per il prossimo futuro ci sono stime al ribasso.

Si nota come ci sia necessità di una maggiore ricerca nelle tematiche legate ai sistemi di accumulo, magari attraverso studi di dettaglio e applicazioni pilota.

I futuri obiettivi di sviluppo sono quindi rivolti alla indagine dei singoli componenti che costituiscono i sistemi di accumulo, al fine di aumentare i campi operativi delle singole tecnologie, oltre alla integrazione delle tecnologie di accumulo nel sistema energetico di piccola o grande scala in funzione del servizio richiesto. In particolar modo si ricorda come la programmazione della produzione e dell'accumulo di impianti di elevata capacità come impianti idroelettrici e ad aria compressa sia necessario farla per orizzonti temporali settimanali o annuali.

L'obiettivo finale delle applicazioni delle diverse attività di ricerca è comunque rivolto all'aumento della potenzialità di impiego delle singole tecnologie ed alla riduzione dei costi complessivi delle tecnologie che inevitabilmente costituiscono una limitazione all'impiego.

Quando si trattano tecnologie con elevati costi di installazione come ad esempio impianti di pompaggio ed impianti ad aria compressa è d'obbligo eseguire attente valutazioni sulle potenzialità di installazione al fine di contenere i costi complessivi ed ovviamente a favorire soluzioni impiantistiche che puntino a ridurre il costo complessivo come l'impiego di invasi naturali per gli impianti di pompaggio e di cavità preesistenti nel caso di impianti ad aria compressa che molto spesso sono disponibili in localizzate aree geografiche dovendo puntare alla collaborazione e alla interconnessione tra i paesi.

La cooperazione internazionale potrà sicuramente facilitare lo sviluppo e l'implementazione di queste tematiche ma non si esclude la necessità, almeno temporanea, di utilizzare un sostegno da parte dei governi per attività di sperimentazione e ricerca come per la realizzazione di applicazioni pilota.

L'attività di sostegno da parte dei governi deve essere inoltre finalizzata alla individuazione dei requisiti tecnici ed economici che permettano il sostentamento della tecnologia per gli effettivi servizi offerti. Ad esempio è inevitabile che le tecnologie di accumulo siano in competizione con altre altre tecnologie, come impianti di produzione di energia sempre più flessibili e reti intelligenti.

Più in generale c'è necessità di ricerche complete ed interdisciplinari che possano prendere in considerazione l'interazione della tecnologia con i sistemi circostanti è cioè indispensabile avere una visione il più possibile ampia che permetta una valutazione oggettiva a lungo termine delle tecnologie senza trascurare tematiche ambientali e solcali alle volte messe in secondo piano.

Bibliografia

- [1] European Commission, “Energy Roadmap 2050 Impact assessment and scenario analysis,” 2011.
- [2] “SET-Plan.” [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/technology-and-innovation/strategic-energy-technology-plan>.
- [3] “EERA.” [Online]. Available: <http://www.eera-set.eu/>.
- [4] S. Koochi-Kamali, V. V. Tyagi, N. A. Rahim, N. L. Panwar, and H. Mokhlis, “Emergence of energy storage technologies as the solution for reliable operation of smart power systems: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 25, pp. 135–165, Sep. 2013.
- [5] RSEview, *L'accumulo di energia elettrica*. 2011.
- [6] A. Akhil, G. Huff, and A. Currier, “DOE/EPRI 2013 electricity storage handbook in collaboration with NRECA,” *Rep. SAND2013*, no. July, p. 340, 2013.
- [7] S. Eckroad and I. Gyuk, “EPRI-DOE handbook of energy storage for transmission & distribution applications,” *Electr. Power Res. Institute, Inc*, no. December, 2003.
- [8] F. Díaz-González, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt, and R. Villafafila-Robles, “A review of energy storage technologies for wind power applications,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 4, pp. 2154–2171, May 2012.
- [9] Terna, *Codice di Rete*. .
- [10] A. Evans, V. Strezov, and T. J. Evans, “Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 6, pp. 4141–4147, Aug. 2012.
- [11] EASE/EERA, “European energy Storage Technology Development Roadmap Towards 2030-Technical Annex,” 2012.
- [12] EASE/EERA, “European Energy Storage Technology Development Roadmap Towards 2030,” 2013.
- [13] IEA, “Technology Roadmap, Energy storage,” 2014.
- [14] M. I. L. Marques, “Design and Control of an Electrical Machine for Flywheel Energy Storage System,” no. May, 2008.
- [15] R. Pena-Alzola, R. Sebastián, J. Quesada, and a Colmenar, “Review of Flywheel based Energy Storage Systems,” *Int. Conf. Power Eng. Energy Electr. Drives*, no. May, pp. 1–6, 2011.
- [16] D. Rastler, “Energy Storage Program P94,” *EPRI*, 2011.
- [17] L. Martini, “Rapporto di sintesi delle attività Progetto 4 – Ricerche su Reti attive , Generazione Distribuita e Sistemi di Accumulo,” 2013.
- [18] IRENA, “Hydropower,” 2015.
- [19] E. Solvang, J. Charmasson, J. Sauterleute, A. Harby, Å. Killingtveit, H. Egeland, O. Andersen, A. Ruud, and Ø. Aas, “Norwegian hydropower for large-scale electricity balancing needs,” 2014.

- [20] Voith, "Pumped Storage Machines."
- [21] Hamnaberg H., "Pumpekraft i Noreg. Kostnadar og utsikter til potensial," NVE, 2011.
- [22] R. Deb, "Operating hydroelectric plants and pumped storage units in a competitive environment," *Electr. J.*, vol. vol. 13, 2000.
- [23] A. Lu, N., Chow, J.H. and Desrochers, "Pumped-storage hydro turbine bidding strategies in a competitive electricity market," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. vol. 19, 2004.
- [24] M. Connolly, D., Lund, H., Finn, P., Mathiesen, B.V. and Leahy, "Practical operation strategies for pumped hydroelectric energy storage (PHES) utilizing electricity price arbitrage," *Energy Policy*, vol. vol. 39 (7), 2011.
- [25] M. Chazarra, J. I. Perez-Diaz, and J. Garcia-Gonzalez, "Optimal operation of variable speed pumped storage hydropower plants participating in secondary regulation reserve markets," in *European Energy Market (EEM), 2014 11th International Conference on the*, 2014, vol. i, pp. 1–5.
- [26] F. A. Conejo, A.J., Arroyo, J.M., Contreras, J. and Villamor, "Self-scheduling of a hydro producer in a pool-based electricity market," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. vol. 17, 2002.
- [27] A. García-González, J., Moraga, R., Matres, R. and Mateo, "Stochastic joint optimization of wind generation and pumped-storage units in an electricity market," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. vol. 23(2), 2008.
- [28] M. Reuter, W.H., Fuss, S., Szolgayobá, J and Obersteiner, "Investment in wind power and pumped storage in a real options model," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. vol. 16, 2012.
- [29] G. Krajačić, D. Lončar, N. Duić, M. Zeljko, R. Lacal Arántegui, R. Loisel, and I. Raguzin, "Analysis of financial mechanisms in support to new pumped hydropower storage projects in Croatia," *Appl. Energy*, vol. 101, pp. 161–171, Jan. 2013.
- [30] A. Spisto, "Market valuation of a hypothetical pump-hydro storage plant in the Italian power system," 2014.
- [31] Singiresu S. Rao, *Engineering Optimization Theory and Practice*. 2009.
- [32] E. G. Talbi, *Metaheuristics: From Design to Implementation*. 2009.
- [33] UniPD, *Stochastic methods for single-and multi-objective optimization*. 2014.
- [34] S.-K. S. Fan, Y.-C. Liang, and E. Zahara, "A genetic algorithm and a particle swarm optimizer hybridized with Nelder–Mead simplex search," *Comput. Ind. Eng.*, vol. 50, no. 4, pp. 401–425, Aug. 2006.
- [35] R. Storn and K. Price, "Differential evolution—a simple and efficient heuristic for global optimization over continuous spaces," *J. Glob. Optim.*, pp. 341–359, 1997.
- [36] M. Geidl, "Integrated Modeling and Optimization of Multi-Carrier Energy Systems," no. 17141, 2007.
- [37] G. Chicco and P. Mancarella, "Matrix modelling of small-scale trigeneration systems and application to operational optimization," *Energy*, vol. 34, no. 3, pp. 261–273, 2009.
- [38] A. Stoppato and N. Destro, "A energy model for energy system optimization based on energy hubs theory," in *ECOS 2011 - 24th international conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems*, 2011, pp. 1384–

1395.

- [39] F. Cagnin, “Studio di fattibilità progetto di ottimizzazione degli impianti cogenerativi dell’ospedale di Padova,” University of Padova, 2010.
- [40] M. Bianchi, P. R. Spina, G. Tomassetti, D. Forni, and E. Ferrero, “Le tecnologie innovative ed efficienti nei sistemi di generazione in assetto co-trigenerativo e nei sistemi integrati con unità a pompa di calore nelle applicazioni industriali e del terziario,” p. 67, 2009.
- [41] UniPD, *Energie Alternative*. 2011.
- [42] A. Stoppato, G. Cavazzini, A. Benato, N. Destro, and G. Ardizzon, “Optimum design and management of a hybrid photovoltaic-pump hydro energy storage,” in *Proceedings of the ASME 2014 -12th Biennial Conference on Engineering Systems Design and Analysis - ESDA 2014*, 2014.
- [43] A. Stoppato, G. Cavazzini, G. Ardizzon, and A. Rossetti, “A PSO (particle swarm optimization)-based model for the optimal management of a small PV(Photovoltaic)-pump hydro energy storage in a rural dry area,” *Energy*, vol. 76, pp. 168–174, Nov. 2014.
- [44] M. Cloutier and P. Rowley, “The feasibility of renewable energy sources for pumping clean water in sub-Saharan Africa: A case study for Central Nigeria,” *Renew. Energy*, vol. 36, no. 8, pp. 2220–2226, Aug. 2011.
- [45] A. Hamidat, B. Benyoucef, and T. Hartani, “Small-scale irrigation with photovoltaic water pumping system in Sahara regions,” *Renew. Energy*, vol. 28, no. 7, pp. 1081–1096, Jun. 2003.
- [46] J. K. Kaldellis, E. Meidanis, and D. Zafirakis, “Experimental energy analysis of a stand-alone photovoltaic-based water pumping installation,” *Appl. Energy*, vol. 88, no. 12, pp. 4556–4562, Dec. 2011.
- [47] G. Ventrone, G., Ardizzon, G., and Pavesi, “Direct and reverse flow conditions in radial flow hydraulic turbomachines,” *Proc. Instn. Mech. Engrs*, vol. 214, 2000.
- [48] C. A. Dahl, “Measuring global gasoline and diesel price and income elasticities,” *Energy Policy*, vol. 41, pp. 2–13, Feb. 2012.
- [49] I. D. Spyrou and J. S. Anagnostopoulos, “Design study of a stand-alone desalination system powered by renewable energy sources and a pumped storage unit,” *Desalination*, vol. 257, no. 1–3, pp. 137–149, Jul. 2010.
- [50] A. Stoppato, A. Benato, N. Destro, and A. Mirandola, “Optimal Design and Management of a Cogeneration System with Energy Storage,” in *ECOS 2014 - 27th international conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems*, 2014.
- [51] A. Stoppato, A. Benato, N. Destro, and A. Mirandola, “Optimal Design and Daily Operation of a Hybrid CHP System with Energy Storage,” in *ECOS 2015 - 28th international conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems*, 2015.
- [52] F. Ferretto, A. Stoppato, N. Destro, and A. Benato, “Modelling of the Annual Performance of a CAES Plant and Relative Economic Analysis,” in *ECOS 2015 - 28th international conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems*, 2015.

- [53] A. Mirandola, A., Macor, "Full Load and Part Load Operation of Gas Turbine-Steam Turbine Combined Plant," *ISEC, Vol.VIII-15*, 1986.
- [54] J. Kurzke, "How to get component maps for aircraft gas turbine performance calculations," *ASME 96-GT-164*, 1996.
- [55] Kays, W.M. and A. L. London, *Compact heat exchangers*. 1984.
- [56] "<http://www.cedren.no/Prosjekter/HydroBalance>." .
- [57] NVE, *Energy in Norway*, 2014th ed. .
- [58] NVE, "Økt installasjon i eksisterende vannkraftverk, Potensial og kostnader," 2011.
- [59] "Climate-friendly, reliable, affordable: 100% renewable electricity supply by 2050," vol. 15. German Advisory Council on the Environment (SRU), 2010.
- [60] E. Solvang, A. Harby, and Å. Killingtveit, "Increasing balance power capacity in Norwegian hydroelectric power stations," 2012.
- [61] K. Øygård, "Pumped hydro plant for power generation," NTNU, 2008.
- [62] M. Korpås, O. Wolfgang, and S. Aam, "Norwegian pumped hydro for providing peaking power in a low-carbon European power market – Cost comparison against OCGT and CCGT," in *EEM15*, 2015.
- [63] J. O. G. Tande, M. Korpås, L. Warland, K. Uhlen, and F. Van Hulle, "Impact of TradeWind offshore wind power capacity scenarios on power flows in the European HV network," *7th Int. Work. Large Scale Integr. Wind Power Transm. Networks Offshore Wind Farms*, pp. 1–6, 2008.
- [64] "Wind Power Integration and Exchange in the Trans-European Power Markets (TRADEWIND)." [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/en/projects/tradewind>.
- [65] A. L. Sætre, "Variable Speed Pumped Storage Hydropower for Balancing Variable Power Production in Continental Europe," NTNU, 2013.
- [66] G. Ardizzon, G. Cavazzini, and G. Pavesi, "A new generation of small hydro and pumped-hydro power plants: Advances and future challenges," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 31, pp. 746–761, Mar. 2014.
- [67] G. Koepfel, "Reliability considerations of future energy systems: multi-carrier systems and the effect of energy storage," 2007.
- [68] F. Wiese, "renpass Renewable Energy Pathways Simulation System Open Source as an approach to meet challenges in energy modeling," 2015.
- [69] G. Bökenkamp, "Universität Flensburg Doctoral Thesis Author : Supervisors : Bökenkamp Hohmeyer," no. October, 2014.