

# POLITECNICO DI TORINO

Collegio di Ingegneria Energetica



**Corso di Laurea Magistrale  
in Ingegneria Energetica e Nucleare**

Tesi di Laurea Magistrale

## **Sviluppo di un modello di sistema di accumulo elettrico finalizzato alla flessibilizzazione di cicli combinati cogenerativi**

Relatore

Prof. Vittorio VERDA

Tutor aziendali

Ing. Enrico CLARA

Ing. Marco FRANCO

Francesca Gianetto

Aprile 2018



Ai miei genitori

*“Raggiungi il successo solo quando  
smetti di aver paura del fallimento”*

R. Aoki



# Ringraziamenti

Il ringraziamento più sentito lo devo innanzitutto ai miei genitori, Gabriella e Roberto, i quali, oltre ad avermi permesso economicamente di arrivare fin qui, hanno sempre sostenuto e incoraggiato le mie scelte di vita, ponendosi come delle guide inequivocabili per la mia crescita personale.

Un ringraziamento speciale va al mio tutor aziendale Ing. Marco Franco per avermi seguito meticolosamente durante tutto il lavoro di tesi con i suoi preziosissimi consigli e la sua grande professionalità e disponibilità dimostratemi.

Desidero ringraziare il Prof. Vittorio Verda per avermi permesso di svolgere questa tesi e per il suo cordiale supporto durante la stesura.

Ai miei compagni di avventura Stefy, Fra e Marco, senza i quali il mio percorso non sarebbe stato così piacevole e con i quali spero di non condividere mai più le ansie pre, durante e post esame ma solo belle serate, grazie!

Un grazie immenso ai miei più cari amici Gagga, Francio, Sara, Marty, Faby, Skedo e Giorgia, sui quali so che posso contare sempre e da sempre. Loro sono quelli che ti fanno ridere fino alle lacrime e poi te le asciugano quando da ridere proprio non c'è, ma alla fine un sorriso riescono sempre a tirarmelo fuori.

A Leo, Paris, Carbo, Sara e tutte le altre mie fantastiche compagne di squadra e al nostro allenatore Sallu dedico un grazie infinito. Con loro non condivido solo la grande passione della pallavolo, ma intensi momenti di gioie e dolori, entusiasmi e fatiche che mi hanno aiutato a crescere in questo periodo.

Infine, ma non per importanza, desidero ringraziare il mio fidanzato Peppe che ancora non ho capito perché si sia preso la briga di mettersi con me all'inizio di questo percorso universitario dovendo sorbirsi tutti i miei sbalzi d'umore e non solo. Lui è stato il mio rifugio sicuro in questi cinque anni, una di quelle persone che ormai si fa fatica ad incontrare, ma io ho avuto la fortuna di farlo.

A chiunque abbia dimenticato in questa pagina va la mia gratitudine!



# Indice

Introduzione.....	1
1. Descrizione delle centrali termoelettriche IREN di Moncalieri e YENİ ELEKTRİK di Gebze.....	3
1.1. Centrale cogenerativa a ciclo combinato di Moncalieri.....	3
1.1.1. 3°GT.....	4
1.1.2. 2°GT Ripotenziato .....	12
1.2. Centrale a ciclo combinato di Gebze.....	15
2. Analisi energetica per consentire ai cicli combinati della centrale IREN di Moncalieri di effettuare avviamenti analoghi a quelli dell'impianto YENİ ELEKTRİK.....	18
2.1. Servizi dei sistemi di accumulo.....	19
2.2. Dimensionamento del sistema di accumulo .....	24
3. Valutazione del sistema di accumulo dell'energia elettrica: tecnologie a confronto .....	33
3.1. Classificazione delle tecnologie di sistemi di accumulo elettrico e stato dell'arte .....	33
3.1.1. Sistemi di accumulo meccanici.....	36
3.1.2. Sistemi di accumulo elettromagnetici .....	40
3.1.3. Sistemi di accumulo chimici .....	42
3.1.4. Sistemi di accumulo elettrochimici .....	52
3.2. Scelta del sistema di accumulo elettrico .....	63
3.2.1. Peculiarità degli accumulatori al litio.....	67
4. Analisi di sostenibilità economica.....	79
4.1. Assunzioni per il progetto.....	79
4.2. Calcolo del VAN e del PBT .....	86
5. Layout dell'impianto e schemi di connessione .....	93
Conclusioni.....	101
Bibliografia.....	103

# Lista delle figure

Figura 1.1: 3°GT.....	4
Figura 1.2: Schema impiantistico del 3°GT .....	5
Figura 1.3: Cabinato del gruppo Turbogas del 3°GT.....	6
Figura 1.4: Schema funzionamento GVR .....	7
Figura 1.5: Cabinato esterno GVR del 3°GT .....	7
Figura 1.6: Sezione turbina a vapore di bassa pressione .....	8
Figura 1.7: Sezione turbina a vapore di media pressione .....	9
Figura 1.8: Sezione turbina a vapore di alta pressione.....	9
Figura 1.9: Condensatore.....	10
Figura 1.10: Pompe del vuoto .....	10
Figura 1.11: Scarico dell'acqua del condensatore nel canale.....	11
Figura 1.12: RPW2°GT.....	12
Figura 1.13: Schema TLR del RPW2°GT .....	14
Figura 1.14: Schema TLR del 3°GT.....	14
Figura 1.15: Fotografia sistema TLR della centrale.....	14
Figura 1.16: Centrale YENİ ELEKTRİK di Gebze.....	15
Figura 1.17: Schema impiantistico multi-shaft .....	16
Figura 2.1: Schema dei servizi forniti .....	19
Figura 2.2: Descrizione servizio energy time-shift .....	20
Figura 2.3: Descrizione servizio peak shaving.....	20
Figura 2.4: Descrizione tre tipologie di regolazioni.....	23
Figura 2.5: Curve di avviamento del RPW2°GT – Ansaldo S.p.A .....	25
Figura 2.6: Curve di avviamento del 3°GT – Siemens.....	25
Figura 2.7: Curve di avviamento della centrale YENİ ELEKTRİK - Ansaldo S.p.A.....	26
Figura 2.8: Curve di esercizio .....	27

Figura 2.9: Simulazione cambio assetto di un impianto multi-shaft .....	32
Figura 2.10: Cambio assetto di un impianto single-shaft .....	32
Figura 3.1: Classificazione sistemi di accumulo .....	35
Figura 3.2: Schema impianto CAES convenzionale con caverna salina.....	36
Figura 3.3: Cortes - La Muela PHS a Valencia.....	37
Figura 3.4: Schema di un volano.....	38
Figura 3.5: Schema di un impianto LAES.....	39
Figura 3.6: Schema di un dispositivo SMES.....	40
Figura 3.7: Schema di un supercondensatore .....	41
Figura 3.8: Schema di funzionamento di una cella elettrolitica .....	43
Figura 3.9: Ciclo di Claude modificato .....	46
Figura 3.10: Diagramma pressione-concentrazione assorbimento .....	47
Figura 3.11: Modelli 3D di diversi fullereni .....	48
Figura 3.12: Interfaccia lato AC.....	54
Figura 3.13: Interfaccia lato DC.....	54
Figura 3.14: Batteria piombo/acido.....	55
Figura 3.15: Batteria sodio/zolfo.....	56
Figura 3.16: Batteria a flusso di vanadio.....	57
Figura 3.17: Batteria agli ioni di litio in forma cilindrica .....	59
Figura 3.18: Investimenti nella catena di approvvigionamento della batteria al litio .....	67
Figura 3.19: Comportamento generico di una batteria al litio in carica .....	68
Figura 3.20: Comportamento dettagliato di una batteria al litio in carica.....	69
Figura 3.21: Comportamento di una batteria al litio in scarica in funzione del C-rate .....	70
Figura 3.22: Comportamento di una batteria al litio in scarica in funzione della temperatura .....	71
Figura 3.24: Capacità batteria vs cicli di lavoro.....	73
Figura 3.25: Installazioni Terna a Codrongianos .....	73
Figura 3.26: Ciclaggio standard sui moduli .....	74

Figura 3.27: Distribuzione dei valori di potenza in percentuale durante la regolazione .....	75
Figura 3.28: Risultati test cicli standard.....	76
Figura 3.29: Risultati test cicli di regolazione di frequenza.....	76
Figura 4.1: EESS – distribuzione dei costi di realizzazione al 2011 [%] .....	81
Figura 4.2: IPEX.....	82
Figura 4.3: Mercato Elettrico all’Ingrosso .....	83
Figura 4.4: Regole per la remunerazione su IPEX .....	84
Figura 4.5: VAN: confronto tra scenari.....	92
Figura 4.5: VAN: confronto tra scenari.....	92
Figura 5.1: Assemblato batterie.....	94
Figura 5.2: Container batterie.....	94
Figura 5.3: Stack di inverter e container PCS .....	95
Figura 5.4: Planimetria generale della centrale con sistema di accumulo.....	96
Figura 5.5: Proiezioni ortogonali nel P.V. di un gruppo di container .....	97
Figura 5.6: Container in sospensione .....	97
Figura 5.7: Schema unifilare del progetto .....	99
Figura 5.8: Schema unifilare 3°GT .....	100
Figura 5.9: Schema unifilare RPW 2°GT.....	100

# Lista delle tabelle

Tabella 2.1 Dati tecnici U.P. di Torino .....	27
Tabella 2.2 Simulazione cambio assetto (M1+M2) di un impianto multi-shaft (a forchetta) .....	30
Tabella 2.3 Cambio assetto (M1+M2) di un impianto single-shaft (centrale Iren di Moncalieri) 31	
Tabella 3.1 Elettrolizzatori a confronto.....	44
Tabella 3.2 Celle a combustibile confronto (1) .....	51
Tabella 3.3 Celle a combustibile confronto (2) .....	51
Tabella 3.4 Applicazioni celle a confronto.....	51
Tabella 3.5 Materiali catodici a confronto .....	59
Tabella 3.6 Presentazione delle caratteristiche tecnico-economiche dei sistemi di accumulo.....	62
Tabella 3.7 Installazioni Ptg nel mondo .....	64
Tabella 3.8 ESS con batteria a base di sodio e $P > 10\text{MW}$ .....	65
Tabella 3.9 ESS con batteria al litio e $P > 10\text{MW}$ .....	66
Tabella 3.10 Dati nominali di funzionamento delle celle analizzate.....	70
Tabella 4.1 Assunzioni costi del progetto .....	82
Tabella 4.2 Guadagni della centrale di Moncalieri relativi ai tre servizi richiesti.....	85
Tabella 4.3 Valutazione flussi di cassa (PRIMO SCENARIO) .....	89
Tabella 4.4 Valutazione flussi di cassa (SECONDO SCENARIO) .....	90
Tabella 4.5 Valutazione VAN (PRIMO SCENARIO) .....	91
Tabella 4.6 Valutazione VAN (SECONDO SCENARIO) .....	91



# Sommario

Le alterazioni climatiche e gli squilibri ambientali ad oggi accertati sul nostro pianeta stanno conducendo molti Paesi ad assistere ad una vera e propria rivoluzione dei processi di produzione, distribuzione e consumo di energia elettrica rendendo il tema dell'accumulo estremamente attuale e di grande rilevanza strategica. Malgrado quanto appena argomentato però, ancora non si è giunti alla completa maturità tecnologica, economica e funzionale di tutte le tipologie di *storage* esistenti e conosciute.

Questa tesi ha lo scopo di mettere in evidenza la capacità teorica dei sistemi di accumulo elettrico installati a supporto di impianti di produzione per flessibilizzare l'esercizio di cicli combinati cogenerativi e nello specifico ha l'obiettivo di valutare la possibilità concreta di applicare il sistema ad un caso studio realmente esistente: la centrale termoelettrica di Moncalieri di Iren Energia S.p.A.

# Abstract

The weather changes and environmental imbalances found out on our planet today are leading many countries to take part to a real revolution in the processes of production, distribution and consumption of electricity, making the topic of energy storage extremely contemporary and of great strategic importance. Despite what has just been argued, however, the complete technological, economic and functional maturity of all types of existing and known storage has not reached yet.

The aim of this thesis is to highlight the theoretical capacity of the electrical storage systems installed to support production plants to make the exercise of combined cogeneration cycles more flexible. Specifically, it aims to evaluate the concrete possibility to apply the system to a truly existing case study: the thermoelectric plant of Iren Energia S.p.A. in Moncalieri.



## Introduzione

Il lavoro sviluppato nell'ambito della presente tesi ha riguardato la progettazione di un modello di sistema di accumulo elettrico finalizzato alla flessibilizzazione di cicli combinati cogenerativi di un reale caso di studio. L'attività infatti è stata svolta presso la centrale termoelettrica di Moncalieri della società Iren Energia S.p.A. di Torino, composta da due differenti gruppi cogenerativi a ciclo combinato, ciascuno da 400 MW<sub>e</sub>. L'interesse da parte dell'azienda di installare un sistema di accumulo elettrico nasce dall'esigenza di eguagliare i tempi di raggiungimento della potenza massima complessiva della centrale di Moncalieri, costituita come appena accennato da due gruppi disgiunti, ai tempi impiegati da un impianto con configurazione *multi-shaft*, più comunemente detto *a forchetta*, per fronteggiare prontamente le richieste di cambio assetto di potenza, trasmesse tramite ordini di dispacciamento da parte del gestore Terna S.p.A. L'impianto Yeni Elektrik di Gebze in Turchia è stato preso come riferimento per il confronto per la sua particolarità costruttiva differente da Moncalieri, ma con il medesimo valore di potenza elettrica complessiva erogabile pari a 800 MW<sub>e</sub>. Durante il periodo di lavoro però, a seguito dei risultati ottenuti dall'analisi energetica, è stato ritenuto necessario, a causa della considerevole capacità richiesta al sistema di accumulo per adempiere alla funzione sopra descritta, più di 200 MW<sub>e</sub>, di valutare la possibilità di installazione dell'impianto in un'ottica di supporto alla regolazione primaria e secondaria della frequenza/potenza traendo beneficio anche dal processo di carica/scarica in ore piene/vuote, il che è avvenuto con successo. Si prevede come data di installazione del sistema il 2020.

Nell'arco di tempo dedicato allo studio dell'argomento di tesi, è stato possibile effettuare un sopralluogo degli interni della centrale a partire dal quale è stata condotta l'analisi energetica comparativa tra i tempi impiegati per il cambio assetto (da M1 a M1+M2) di entrambe i gruppi di

Moncalieri con quelli della centrale di Gebze. In seguito, dopo aver eliminato la possibilità di installare una potenza di accumulo notevole ed aver individuato il corretto dimensionamento del sistema tramite l'utilizzo del foglio elettronico *Excel*<sup>®</sup>, è stata impostata un'analisi della tipologia di accumulo che, oltre a prestarsi correttamente alla fornitura del nuovo servizio richiesto dall'azienda, risulta proficua da molteplici punti di vista: ambientale, economico, prestazionale e occupazionale. Tra i sistemi che sono stati esaminati, la scelta è ricaduta sulle batterie agli ioni di litio, le quali costituiscono un buon compromesso tra capacità e condizioni operative e livello di maturità tecnologica. A questo punto è stata effettuata un'analisi di sostenibilità economica del progetto grazie ai dati in parte forniti dal settore “commerciale” di Iren e in parte reperiti sul sito del mercato elettrico GME che ha prodotto risultati positivi interessanti per l'azienda, mentre per la simulazione elettrica e lo sviluppo del layout dell'impianto e dei suoi schemi di connessione è stato adoperato il cad *SEE Electrical*<sup>®</sup> reso disponibile dalla società IGE-XAO Italia srl.

La tesi risulta perciò così strutturata:

- Capitolo 1: viene fornita una descrizione introduttiva dal punto di vista strutturale e costruttivo delle due centrali poste a confronto nel capitolo successivo: la centrale termoelettrica cogenerativa a ciclo combinato Iren di Moncalieri e la centrale a ciclo combinato Yeni Elektrik di Gebze.
- Capitolo 2: viene presentato dapprima un elenco dei possibili servizi che i sistemi di accumulo sono attualmente chiamati a fornire, seguito dal paragrafo riguardante il dimensionamento del sistema.
- Capitolo 3: vengono classificate le tipologie di sistemi di accumulo elettrici ad oggi presenti sul mercato con relativo stato dell'arte, rimarcando altresì vantaggi/svantaggi e campo di applicabilità di ciascuna. Conseguentemente viene esposta la scelta del sistema di accumulo che si intende progettare per la centrale di Moncalieri seguita da un paragrafo di descrizione specifica dei particolari costruttivi e di esercizio.
- Capitolo 4: a seguito di una breve digressione sui meccanismi di funzionamento del mercato elettrico italiano (Italian Power EXchange, IPEX) viene esposta l'analisi di sostenibilità economica del progetto proiettata al 2020.
- Capitolo 5: con l'utilizzo del software e delle planimetrie della centrale sono stati implementati e descritti gli schemi di connessione e il layout di massima del futuro impianto.

## Capitolo 1

# Descrizione delle centrali termoelettriche IREN di Moncalieri e YENİ ELEKTRİK di Gebze

### 1.1. Centrale cogenerativa a ciclo combinato di Moncalieri

La centrale termoelettrica di cogenerazione di Moncalieri, appartenente a Iren Energia S.p.A., azienda italiana leader nel settore della produzione e distribuzione di energia elettrica e termica per teleriscaldamento e dei servizi tecnologici, è costituita da due impianti di cogenerazione a ciclo combinato (RPW2°GT e 3°GT), in grado di erogare una potenza elettrica complessiva di 800 MW<sub>e</sub> ed una potenza termica in assetto cogenerativo di 520 MW<sub>t</sub>, nonché da un impianto di integrazione e riserva da 141 MW<sub>e</sub>. [1] La centrale gode della Certificazione Ambientale ISO 14001 e della Registrazione EMAS, ottenuta per la prima volta nel 2007, le quali dettano rigorosi principi per una corretta gestione degli impianti in termini di salvaguardia dell'ambiente e ottimizzazione dei consumi.

## 1.1.1. 3°GT



*Figura 1.1 3°GT*

Il 3° GT della centrale di Moncalieri utilizza le più moderne tecnologie per la produzione contemporanea di energia elettrica e di energia termica. Il gruppo, con i suoi 383 MW<sub>e</sub> in assetto di solo ciclo combinato e 322 MW<sub>e</sub> più 260 MW<sub>t</sub> in assetto cogenerativo, rappresenta, insieme al nuovo 2°GT ripotenziato, la sorgente principale del calore destinato ad alimentare il sistema di teleriscaldamento della città di Torino, una delle più teleriscaldate d'Europa. [1] Esso è principalmente composto da: una turbina a gas che genera oltre 260 MW<sub>e</sub> di potenza elettrica in condizioni ISO con un rendimento superiore al 39%, un generatore di vapore a recupero di calore, a tre livelli di pressione, alimentato con i gas di scarico caldi provenienti dalla turbina a gas, una turbina a vapore a condensazione da circa 138 MW<sub>e</sub> nominali, un sistema di condensazione a fascio tubiero, un sistema di scambiatori di calore per la produzione di calore per la rete di teleriscaldamento (260 MW<sub>t</sub>) sotto forma di acqua surriscaldata e un sistema di dissipazione del calore per il raffreddamento dell'acqua surriscaldata del teleriscaldamento. In *Figura 1.2* sarà possibile individuare tutti i componenti dell'impianto appena citati: tale configurazione è denominata *single-shaft*, a differenza di quella che verrà descritta successivamente per l'impianto di Gebze. In assetto elettrico si registra un rendimento del gruppo maggiore del 57% mentre in assetto di cogenerazione il rendimento supera addirittura l'87%. [1]



a 50 MW sono direttamente accoppiate all'alternatore e raggiungono la velocità di  $3000 \text{ giri}/\text{min}$ . A causa del forte rumore del sistema compressore-camera di combustione-turbina sono previsti dei silenziatori adeguati e l'intero macchinario è contenuto in un cabinato insonorizzato riportato in *Figura 1.3*. [1] [2]



*Figura 1.3 Cabinato del gruppo Turbogas del 3°GT*

### *Generatore di vapore a recupero*

Il generatore di vapore a recupero (GVR) è sede del trasferimento di calore tra i gas caldi generalmente è suddiviso in quattro unità facilmente distinguibili: l'economizzatore, sezione che precede l'uscita dei fumi al camino, in corrispondenza cioè delle temperature minori dei gas combustibili, dove avviene il preriscaldamento dell'acqua, l'evaporatore, dove avviene il processo evaporativo, il surriscaldatore, in corrispondenza dell'ingresso dei gas combustibili al GVR caratterizzati dalle massime temperature, dove si produce vapore surriscaldato, e il camino che consente il rilascio dei gas combustibili raffreddati in atmosfera. Un elemento distintivo delle caldaie a recupero è il tipo di circolazione adottato nella sezione di evaporazione: nel caso specifico del gruppo 3°GT di Moncalieri preso in esame in questo paragrafo, si tratta di circolazione naturale (GVR orizzontale) basata su corpi cilindrici di ampio diametro con separatori ad alta efficienza. [1]

[2] Di seguito vengono riportati lo schema funzionale della caldaia a recupero a circolazione naturale e la fotografia dell'involucro esterno del generatore di vapore del gruppo.

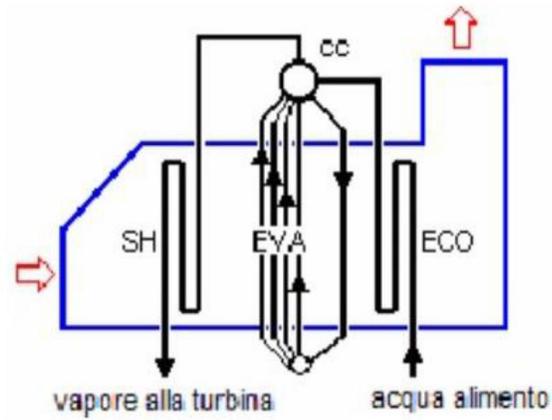


Figura 1.4 Schema funzionamento GVR [2]



Figura 1.5 Cabinato esterno GVR del 3°GT

## *La turbina a vapore e il condensatore*

La turbina a vapore a condensazione è costituita da sezioni di turbina separate per alta, media e bassa pressione, le quali ricevono il vapore direttamente dal GVR. La turbina ad alta pressione è realizzata con carcassa “a barile”, mentre la turbina BP è a due flussi. Il vapore in uscita dalla turbina a bassa pressione defluisce verso il basso nel condensatore a fascio tubiero disposto sotto di essa, all’interno del quale avviene il passaggio di calore tra il vapore in arrivo dalla turbina e l’acqua prelevata direttamente dal canale di derivazione del fiume Po. All’interno del condensatore, dal punto di vista termodinamico, il vapore si trova in condizioni di saturazione all’ingresso e fuoriesce in condizioni di liquido saturo dopo aver effettuato il passaggio di stato. La disaerazione del condensatore avviene per mezzo di due pompe del vuoto e l’aspirazione del condensato dal pozzo caldo installato sotto il condensatore è affidata a tre elettropompe. Dalla turbina di media pressione sono previsti due spillamenti di vapore che vengono direttamente inviati al sistema di teleriscaldamento. L’acqua di mandata agli scambiatori di calore del teleriscaldamento è ad una temperatura di 120°C mentre quella di ritorno si stabilizza intorno ai 70°C. [1] Le illustrazioni riportate di seguito, ottenute durante la giornata di sopralluogo della centrale, permettono di distinguere in modo chiaro i componenti appena descritti.



*Figura 1.6 Sezione turbina a vapore di bassa pressione*



*Figura 1.7 Sezione turbina a vapore di media pressione*



*Figura 1.8 Sezione turbina a vapore di alta pressione*



*Figura 1.9 Condensatore*



*Figura 1.10 Pompe del vuoto*



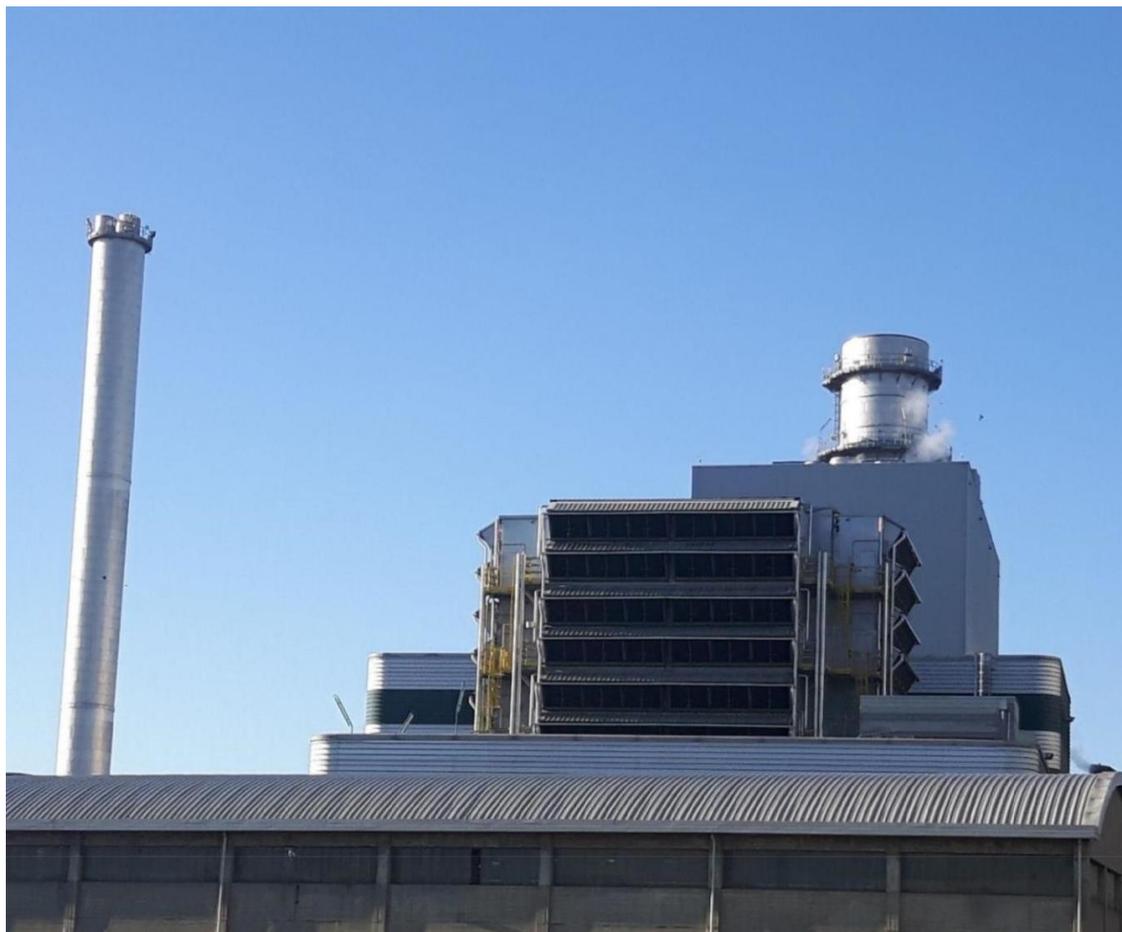
*Figura 1.11 Scarico dell'acqua del condensatore nel canale*

L'impianto è ottimizzato per lavorare nelle seguenti condizioni operative principali in funzione delle fluttuazioni delle richieste di mercato di energia termica o elettrica:

- turbina a gas a carico nominale continuo con turbina a vapore attiva in assetto di sola produzione di energia elettrica senza by-pass di vapore per il teleriscaldamento;
- turbina a gas a carico nominale continuo con turbina a vapore attiva in assetto di cogenerazione con massimo quantitativo di vapore prelevato per la rete di teleriscaldamento;
- turbina a gas a carico nominale continuo con turbina a vapore fuori servizio e massimo prelievo di vapore inviato alla rete di teleriscaldamento;
- turbina a gas a carico nominale continuo con turbina a vapore fuori servizio in assetto di sola produzione di energia elettrica senza prelievo di vapore per la rete di teleriscaldamento.

[1]

### 1.1.2. 2°GT Ripotenziato



*Figura 1.12 RPW2°GT*

Il RPW2°GT della centrale di Moncalieri, realizzato mediante il ripotenziamento, anche detto repowering, dell'esistente ciclo convenzionale in cogenerazione da 141 MW<sub>e</sub>, come il 3°GT, utilizza anch'esso le più evolute tecnologie per la generazione di energia elettrica e di energia termica parallelamente. Il gruppo, con i suoi 395 MW<sub>e</sub> in assetto di solo ciclo combinato e 340 MW<sub>e</sub> più 260 MW<sub>t</sub> in assetto cogenerativo, costituisce, insieme al 3°GT, la sorgente principale del calore destinato ad alimentare il sistema di teleriscaldamento della città di Torino.[3] I due gruppi risultano essere piuttosto simili per quanto riguarda caratteristiche costruttive e condizioni operative perciò, nel presente paragrafo, si cercherà di mettere in luce soltanto alcune differenze impiantistiche caratterizzanti il RPW2°GT. L'impianto, progettato per garantire il massimo rendimento ed il minimo impatto ambientale attualmente possibili, è essenzialmente composto da: una turbina a gas che genera circa 270 MW<sub>e</sub> di potenza elettrica in condizioni ISO con rendimento del 39%, un

generatore di vapore a recupero, a tre livelli di pressione, alimentato con i gas di scarico caldi provenienti dalla turbina a gas (ad una temperatura di circa 600°C), una turbina a vapore a condensazione di potenza pari a circa 141 MW<sub>e</sub> nominali, con sistema di by-pass per il prelievo di vapore da inoltrare alla rete di teleriscaldamento, un sistema di condensazione a fascio tubiero, che utilizza l'acqua proveniente dal canale derivatore del fiume Po per il raffreddamento, un sistema di produzione di calore per la rete di teleriscaldamento (260 MW<sub>t</sub>) sotto forma di acqua surriscaldata a 120°C e un sistema di dissipazione di calore costituito da un aerotermostato di circa 340 MW<sub>t</sub>, con temperatura ambiente di 30°C, per il raffreddamento dell'acqua surriscaldata di ritorno dal teleriscaldamento. Il RPW2°GT in assetto elettrico è contraddistinto da un rendimento complessivo superiore al 58%, mentre in assetto cogenerativo, il rendimento globale è del 90%, valori leggermente più elevati del 3°GT. [3]

Le differenze salienti tra i due gruppi, in termini di particolari costruttivi, sono da ricercarsi esclusivamente nella turbina a vapore e nel layout degli scambiatori di calore per il teleriscaldamento. La turbina a vapore a condensazione è formata da sezioni di turbina separate per alta pressione, media pressione e bassa pressione e i corpi delle tre sezioni di turbina (AP, MP, BP) sono realizzati in due "semigusci". Tra la turbina AP e MP è disposto il supporto fisso, mentre la turbina BP è realizzata a due flussi, caratteristica esattamente equivalente a quella riportata per il 3°GT. [3] Relativamente al sistema di teleriscaldamento invece, nel RPW2°GT è presente soltanto uno scambiatore di calore di bassa pressione, mentre nel 3°GT sono installati due scambiatori di calore a cascata, rispettivamente uno di bassa pressione e uno di alta pressione. I due schemi riportati nella pagina successiva in *Figura 1.13* e *Figura 1.14* evidenziano questa caratteristica, seguiti dalla fotografia reale del sistema di teleriscaldamento presente in centrale. In entrambi i casi "win" e "wout" indicano l'ingresso e l'uscita della portata d'acqua della rete pari a circa 4500 ton/h. Qualora la portata di vapore estratta dalla turbina a media pressione non risultasse sufficiente a soddisfare le richieste termiche delle utenze che usufruiscono del teleriscaldamento, viene chiusa la valvola sul cross-over di modo tale da ridurre la portata di vapore in ingresso alla turbina di bassa pressione.

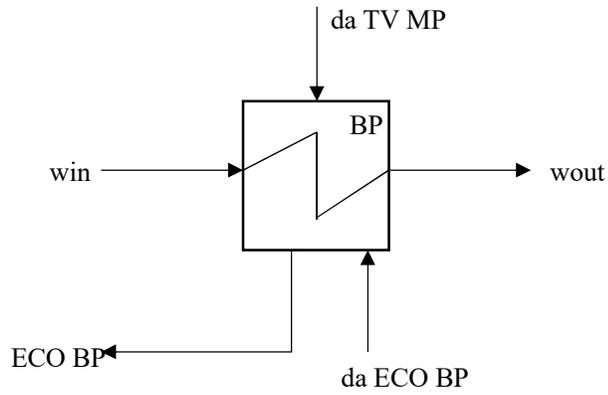


Figura 1.13 Schema TLR del RPW2°GT

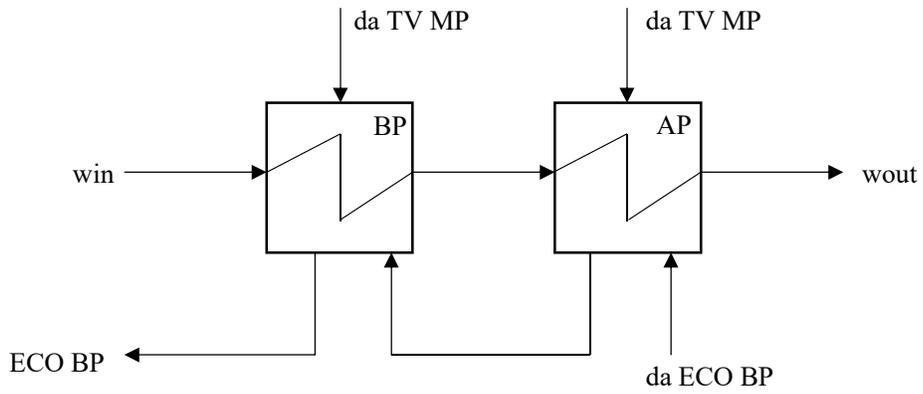


Figura 1.14 Schema TLR del 3°GT



Figura 1.15 Fotografia sistema TLR della centrale

## 1.2. Centrale a ciclo combinato di Gebze

La centrale termoelettrica Yeni Elektrik di Gebze, situata in Turchia in provincia di Kocaeli nei pressi dello stretto del Bosforo, è composta da una moderna unità a ciclo combinato costituito da due turbine a gas e da una turbina a vapore, per una potenza complessiva di circa 800 MW<sub>e</sub>, la quale sarà oggetto del confronto con la centrale di Moncalieri nel prossimo capitolo, come anticipato nell'introduzione. [4] Poiché il lavoro di tesi è stato svolto presso la centrale di Moncalieri, non è stato possibile effettuare allo stesso modo una visita guidata degli interni dell'impianto di Gebze, perciò il contenuto delle pagine seguenti sarà esclusivamente di tipo descrittivo senza l'implementazione di fotografie reali scattate in loco.



*Figura 1.16 Centrale YENİ ELEKTRİK di Gebze [5]*

La configurazione della centrale turca, a differenza di quella definita per Moncalieri, è di tipo *multi-shaft*, o più comunemente conosciuto come *assetto a forchetta*: essa presenta due turbine a gas disposte su assi differenti accoppiate a generatori di vapore a recupero che forniscono, tramite un unico collettore, l'intero quantitativo di vapore alla turbina a vapore, come mostrato in *Figura 1.17*. Questa tipologia di allacciamento permette di installare l'impianto a ciclo combinato in fasi successive. [2]

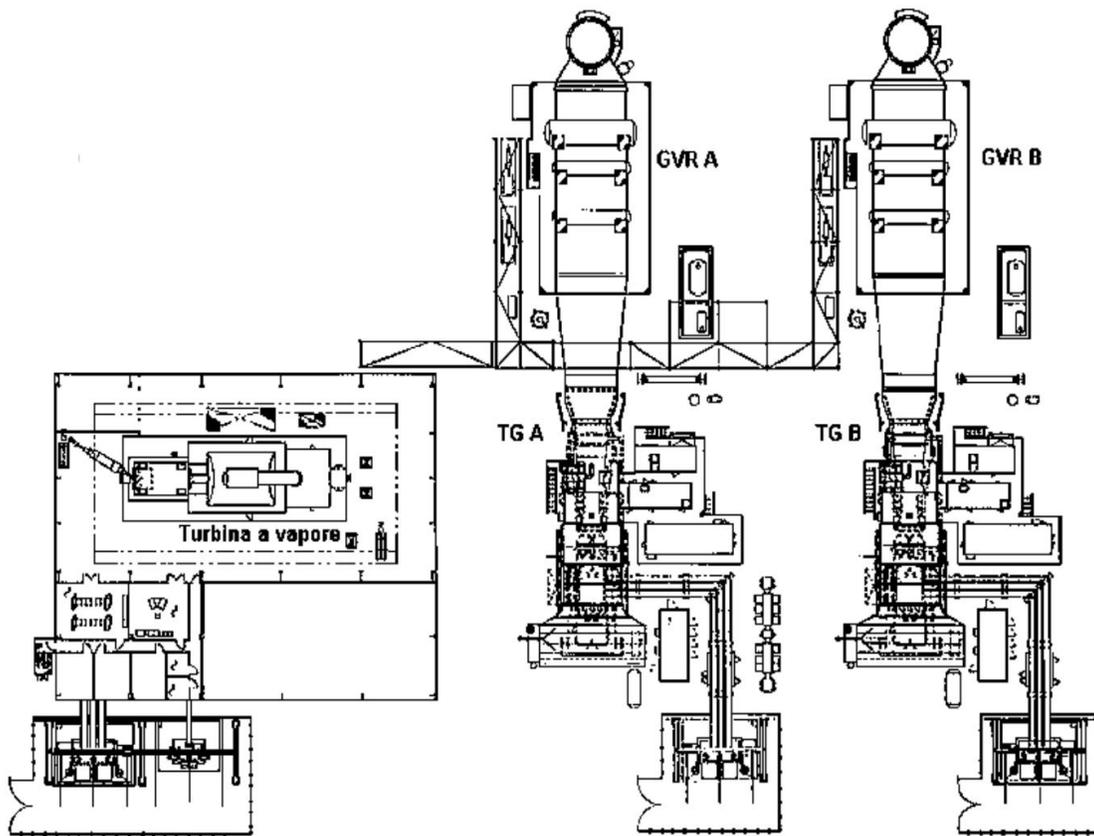


Figura 1.17 Schema impiantistico multi-shaft [2]

Ciascuna turbina a gas e la turbina a vapore sono dotate rispettivamente di generatori separati e di trasformatori che si occupano di cedere alla rete elettrica TEIAS l'energia prodotta attraverso tre linee di trasmissione a 380 kV. Tutti i macchinari rotanti, i componenti costruttivi e i montaggi elettromeccanici sono stati provvisti dalla compagnia Ansaldo S.p.A., peraltro fornitrice anche delle turbine a gas della centrale di Moncalieri, e nell'elenco che segue sono riportati dai tecnici di ciascun dispositivo della centrale:

- due turbine a gas monoalbero, modello AE94.3.A classe F, di capacità nominale di 294 MW<sub>e</sub> con camera di combustione anulare equipaggiata con 24 bruciatori *Low NOx* e generatori sincroni, trifase modello TRY-L56;
  - due caldaie, di tipo orizzontale a circolazione naturale, ripartite in tre sezioni a differente pressione, alta, media e bassa pressione, ciascuna costituita da economizzatore, evaporatore e surriscaldatore;
  - una turbina a vapore modello RT 30 composta da un corpo d'alta pressione e uno di media pressione a singolo attraversamento ed uno di bassa pressione a doppio flusso contrapposto con generatore sincrono, trifase dello stesso modello dei precedenti presentati;
  - un condensatore ad aria con sistema di estrazione del vuoto e 42 moduli dotati di ventole.
- [4]

## Capitolo 2

# Analisi energetica per consentire ai cicli combinati della centrale IREN di Moncalieri di effettuare avviamenti analoghi a quelli dell'impianto YENİ ELEKTRİK

In questo capitolo, come già disposto nell'introduzione, verrà proposta una breve panoramica dei servizi per i quali sono attualmente impiegati i sistemi di accumulo elettrico e, dopo aver individuato l'applicazione di maggior interesse da adattare alla centrale Iren di Moncalieri, si provvederà a mostrare i passaggi dello studio sul dimensionamento dell'accumulatore da installare presso la centrale di Moncalieri che hanno portato ad abbandonare l'idea iniziale a beneficio di una nuova tipologia di servizio. Le tecnologie di accumuli elettrici presenti sul mercato verranno presentate in un secondo momento e tra esse verrà individuata quella che risulta essere più adeguata in termini prestazionali, ambientali e costruttivi al servizio da fornire.

## 2.1. Servizi dei sistemi di accumulo

I sistemi di accumulo dell'energia elettrica sono classificabili in relazione alla modalità di conversione dell'energia oppure al servizio che essi sono in grado di fornire. Stando alla seconda classificazione, in quanto della prima si discuterà nel capitolo successivo, le funzioni che possono essere fornite dai sistemi di accumulo si dividono concettualmente in: prestazioni di energia, caratterizzate da uno scambio di potenza parzialmente costante con autonomia di alcune ore e prestazioni di potenza, caratterizzate al contrario dallo scambio di moderate potenze per tempi di erogazione brevi e tempi di risposta molto rapidi. In *Figura 2.1* si mette in luce la dipendenza dei servizi forniti dai sistemi di accumulo dalla potenza di scarica e dall'autonomia richiesta, consentendo inoltre di apprezzare la scissione figurativa tra sistemi adatti a fornire prestazioni di potenza (in basso) e prestazioni di energia (in alto).

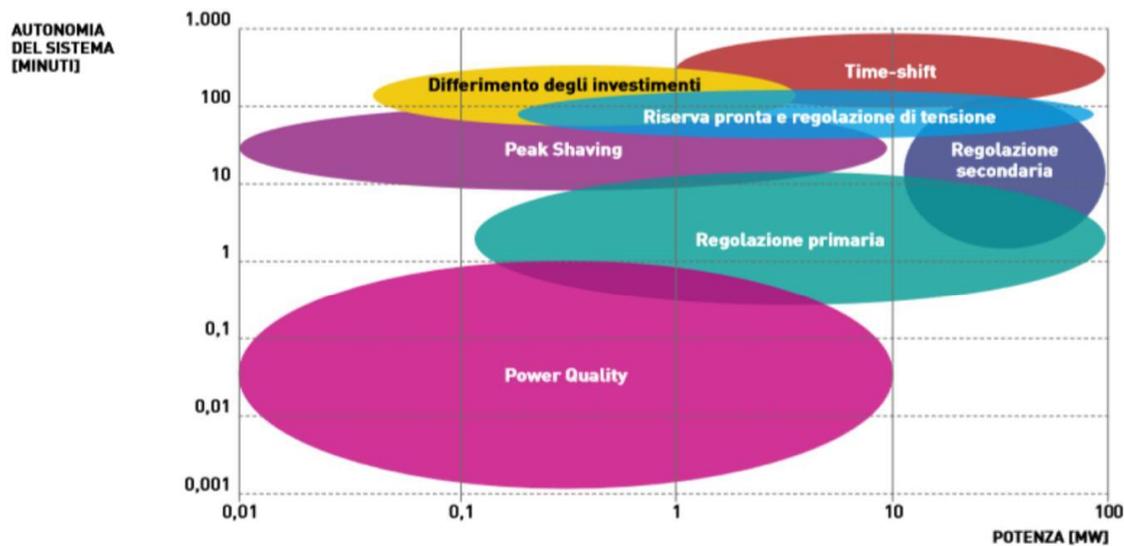


Figura 2.1 Schema dei servizi forniti [6]

### Time-shift di energia

Con il termine *energy time-shift* si intende l'impiego dei sistemi di accumulo per traslare temporalmente l'utilizzo di energia elettrica. [7] In altre parole si tratta di trarre vantaggio dalla differenza di prezzo del MWh<sub>e</sub> in base alle fasce orarie di vendita. Un sistema di accumulo, opportunamente programmato, è in grado di immagazzinare l'energia nelle ore di fuori picco di bassa richiesta, per esempio durante la notte, e rivenderla nelle ore di picco. [8]

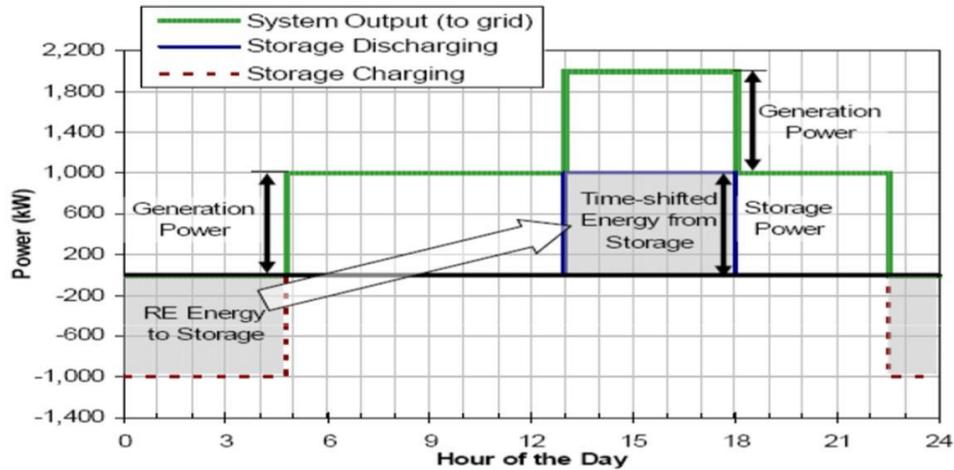


Figura 2.2 Descrizione servizio energy time-shift [8]

Un'altra pratica molto utilizzata in questa tipologia di applicazione è definita *peak shaving*, la quale consiste nell'eliminazione dei picchi di potenza più elevati attraverso l'utilizzo di un sistema di accumulo. Il sistema adatto alla modalità *peak shaving* consente pertanto di stipulare con l'ente regolatore un contratto, economicamente più vantaggioso, con una potenza di picco di richiesta inferiore, essendo il sistema di accumulo in grado di fornire l'integrazione della potenza richiesta dal mercato. [8]

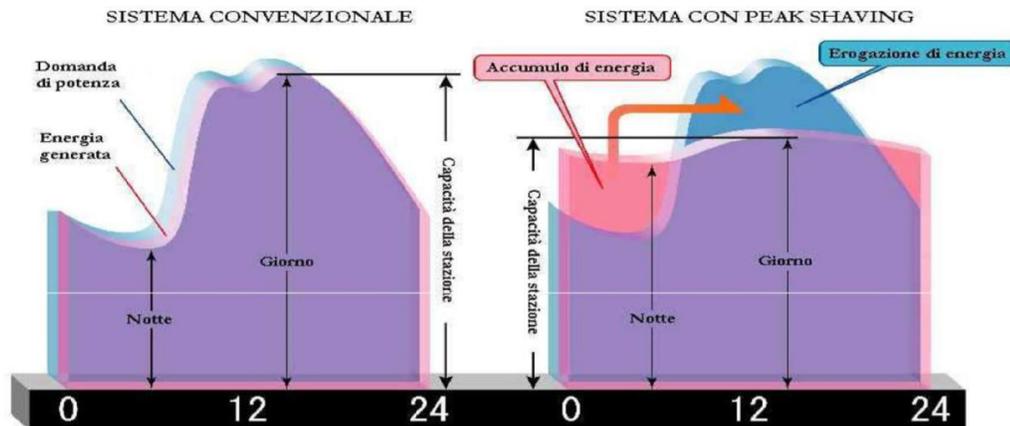


Figura 2.3 Descrizione servizio peak shaving [8]

## Differimento degli investimenti di rete e gestione delle congestioni

Con il termine congestione si intende un intenso sovraccarico di energia sulla rete elettrica vicino o maggiore alla capacità della rete stessa. Le congestioni presenti nella rete di trasmissione, che generalmente si verificano durante le ore di grande richiesta, non consentono ad alcuni impianti di dispacciare tutta l'energia che potrebbero. Questo aspetto implica una suddivisione dell'intero territorio nazionale in zone e di conseguenza i prezzi delle zone meno connesse risultano essere spesso i più elevati (differenziazione locazionale). Lo stoccaggio di energia elettrica può essere utilizzato in questa circostanza per alleviare o evitare del tutto i costi e gli oneri di congestione, nonché per gestire più efficacemente situazioni in cui l'energia elettrica prodotta dalla centrale non può essere immessa direttamente in rete nello stesso momento in cui viene generata. In questo tipo di servizio, i sistemi di stoccaggio verrebbero installati a valle dell'elemento di rete in modo da immagazzinare energia quando la rete non è sovraccaricata ed evitare il sovraccarico generando nei momenti critici prossimi alla congestione. Ridurre congestioni richiede tempi di risposta istantanei ed una grande capacità di accumulo. [9]

## Regolazione primaria, secondaria e terziaria di frequenza e di potenza

Al fine di garantire una funzionalità della rete di trasmissione affidabile e proficua risulta necessario controllare continuamente la frequenza, la quale deve essere mantenuta il più possibile prossima al suo valore nominale di 50 Hz. Eventuali variazioni di frequenza o squilibri tra generazione e carico inciderebbero significativamente sull'efficienza della rete diminuendola, nonché sulla sicurezza degli apparati ad essa collegati, perciò, in tutti gli impianti di produzione con potenza efficiente non inferiore a 10 MW, devono essere predisposte obbligatoriamente delle unità adibite alla regolazione meccanica della frequenza, costituite da regolatori di velocità accoppiati agli alternatori. [9] Nel Capitolo 4 “Regole per il dispacciamento” del Codice di Rete, il Gestore della Rete di Trasmissione (TSO) Terna S.p.A. afferma che: “La fornitura di risorse per la regolazione primaria consiste nel rendere disponibile al Gestore una banda di capacità di produzione di energia elettrica asservita ad un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare la potenza erogata dal medesimo gruppo di generazione, sia in incremento che in decremento, in risposta ad una variazione di frequenza.”<sup>1</sup> Nello stesso documento si fa riferimento alla percentuale di banda di regolazione della potenza efficiente di ciascun gruppo di generazione che l'Utente di Dispacciamento (UdD) deve rendere disponibile: nella macrozona in cui è presente la centrale Iren

---

<sup>1</sup> TERNA. Codice di Rete - Capitolo 4: Regole per il Dispacciamento.

oggetto di questa tesi è pari al  $\pm 1,5\%$ . [10] I sistemi di accumulo, che spesso sono caratterizzati da tempi di risposta molto rapidi e da un'alta velocità di transizione dalla condizione di carica a quella di scarica, possono essere efficacemente impiegati per la fornitura del servizio di regolazione primaria. Infatti nel giro di pochi secondi il sistema deve far fronte a tutte le variazioni di potenza naturali e/o accidentali del sistema elettrico, garantendone la sicurezza. [11] Al termine dell'intervento, siccome esso non è in grado di azzerare completamente l'errore di frequenza (errore a regime non nullo), la frequenza della rete risulta essere comunque differente rispetto a quella precedente alla perturbazione, perciò subentra la regolazione secondaria. La regolazione secondaria è un servizio centralizzato ed automatico destinato per l'appunto alla regolazione della frequenza e della potenza, infatti, nonostante generazione e carico siano stati riportati all'equilibrio con la primaria, il valore della frequenza è inferiore a quello nominale e anche la potenza importata dai sistemi elettrici interconnessi è aumentata rispetto al valore stabilito. Pertanto la regolazione secondaria interviene nel ripristino dei valori nominali di frequenza e dei valori programmati degli scambi dei sistemi interconnessi. Come era facilmente prevedibile, in seguito a regolazione primaria e secondaria, interviene la terziaria nel ripristino dei margini di riserva della regolazione secondaria, la quale consiste in modifiche in tempo reale ai Piani Vincolanti (PV). A differenza delle prime due regolazioni descritte però, essa viene attivata in seguito ad un ordine di dispacciamento (BDE) come un servizio adibito al bilanciamento e non per mezzo di meccanismi di regolazione automatica. Il Gestore Terna S.p.A. impartisce a singoli produttori disposizioni di esercizio relative alla variazione della potenza, in incremento o in decremento, prodotta da unità già attive in termini di "riserva pronta", in grado di erogare entro 15 minuti la potenza richiesta dal gestore con lo scopo di ricostituire la banda di riserva secondaria di potenza, o "riserva di sostituzione", finalizzata a ricostituire la "riserva pronta" entro 120 minuti, al limite richiedendo anche l'entrata in servizio di unità inizialmente spente. [6] [10] [12] Anche in questa circostanza l'installazione di un sistema di accumulo, che potrebbe ricoprire il ruolo di "riserva pronta", in grado di rispondere con tempi molto brevi, permetterebbe al produttore di trarre un notevole profitto. Il meccanismo di remunerazione sul Mercato Elettrico Italiano (Italian Power Exchange – IPEX) relativo alle tre tipologie di regolazione avviene secondo lo schema seguente: regolazione primaria tramite adesione volontaria, regolazione secondaria remunerata su MSD con pay-as-bid per garantire la copertura della banda necessaria e regolazione terziaria remunerata su MB con pay-as-bid su richiesta di ordini di bilanciamento (BDE) in tempo reale. [6] [9] Tenuto conto di quanto appena discusso, l'originale finalità dell'oggetto di studio di questa tesi sembrerebbe corrispondere alla regolazione terziaria, ma come già anticipato nell'introduzione, a causa dell'eccessivo dimensionamento richiesto al sistema di accumulo, approfondito nel prossimo paragrafo, l'interesse ricadrà sul servizio di regolazione primaria/secondaria traendo per di più profitto da un meccanismo di *energy time-shift*.

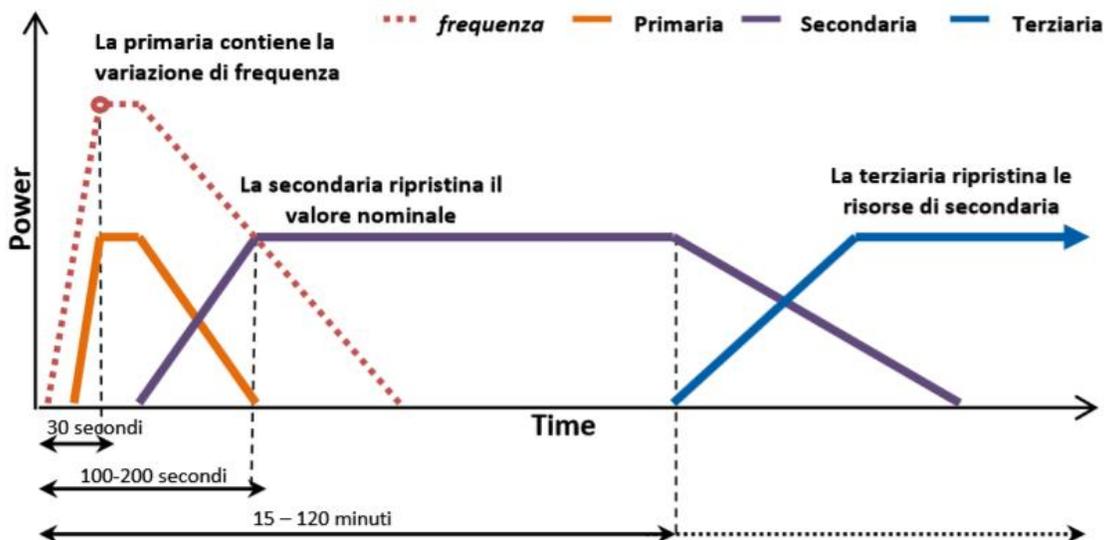


Figura 2.4 Descrizione tre tipologie di regolazioni

M. Pietrucci, Terna, Progetti Pilota Power Intensive: Descrizione degli impianti e delle tecnologie

## Supporto di tensione

Uno degli aspetti indispensabili nella gestione dei sistemi elettrici è il mantenimento di opportuni livelli di tensione sulla rete elettrica. Il ruolo dei sistemi di accumulo in questa specifica applicazione è quello di fornire prontamente potenza reattiva (VAR) distribuita, evitandone il trasporto su lunghe distanze che causerebbe contingenze e guasti sulla rete di trasmissione. I sistemi di accumulo elettrico, perfettamente adattabili a questo tipo di applicazione, intervengono nella regolazione della qualità della tensione nella rete elettrica grazie alla loro capacità di reagire dinamicamente nei cambi di potenza attiva/reattiva e vengono installati in prossimità dei centri di carico. [12]

## Power Quality

Molto simile a quanto appena descritto per il supporto di tensione, con il termine *Power Quality* si intende una specifica tipologia di “prestazione di potenza” volta a garantire una qualità della fornitura elettrica migliore di quella normalmente offerta dalle reti di distribuzione. I dispositivi che ad oggi si occupano di questi interventi sono i *Custom Power*, basati sull’elettronica di potenza e capaci di migliorare la qualità dell’energia elettrica poiché in grado di compensare l’impatto di eventuali carichi disturbanti della rete. Per le applicazioni di *Power Quality* sono richieste durate di scarica tipiche di alcuni secondi e range di potenza inferiori a 10 MW. [12]

## 2.2. Dimensionamento del sistema di accumulo

Dopo il primo paragrafo del capitolo a titolo introduttivo, il principale obiettivo della tesi è sicuramente quello di quantificare la capacità dell'accumulo elettrico da installare a supporto della centrale Iren di Moncalieri secondo l'intenzione originale dell'azienda. In altre parole si tratta di determinare la potenza e l'energia richieste al sistema di accumulo per far fronte al servizio di regolazione terziaria. Il dimensionamento in oggetto nasce dal confronto sulle tempistiche di avviamento a caldo tra la centrale di Moncalieri con configurazione *single-shaft* e quella di Gebze con configurazione *multi-shaft* in una particolare condizione. Lo scenario iniziale in cui ci si colloca è così costituito: nella centrale di Moncalieri è attivo un solo impianto operante a regime e parallelamente l'altro risulta in arresto per un tempo inferiore alle 8 ore mentre nella centrale di Gebze è in esercizio soltanto uno dei due turbogas e allo stesso modo l'altro gruppo turbogas con la turbina a vapore sono in arresto da meno di 8 ore. Ipotizzando l'invio in tempo reale di un ordine di dispacciamento da parte del Gestore Terna, come quelli descritti nel paragrafo precedente, che impartisce di raggiungere la potenza massima e quindi di modificare l'assetto da M1 a M1+M2, sono state calcolate le differenze di tempistiche tra i due impianti nel cambio assetto e ottenimento della piena potenza. Per la centrale di Moncalieri sono stati utilizzati i dati *Excel* degli avviamenti di entrambe i gruppi forniti dall'azienda e riparametrati secondo le curve teoriche fornite rispettivamente dal costruttore Ansaldo S.p.A. per il RPW2°GT e da Siemens per il 3°GT, mentre per la centrale turca, non avendo a disposizione dati puntuali circa gli avviamenti, sono state utilizzate le informazioni messe a disposizione da Iren, e opportunamente verificate tramite una simulazione eseguita su *Excel*. Nelle curve teoriche relative agli impianti di Moncalieri sarà possibile rilevare lo stazionamento del turbogas, in attesa dell'avviamento della turbina a vapore, a circa 135 MW, valore che è stato modificato a circa 80 MW a causa dell'installazione di catalizzatori su ambedue i gruppi. In *Figura 2.5* sono riportate le curve teoriche di avviamento da caldo del RPW2°GT, in *Figura 2.6* quelle del 3°GT e in *Figura 2.7* quelle dell'impianto YENİ ELEKTRİK. In realtà la *Figura 2.7* è stata riportata e commentata esclusivamente a titolo informativo per mettere in evidenza le capacità della centrale in termini di presa di carico e valori di potenza massima e potenza di Minimo Tecnico, ma essa non è adattabile allo scenario considerato per questa tesi, perché non descrive un cambio assetto dell'impianto ma un avviamento completo. I dati tecnici dei due gruppi di Moncalieri sono elencati in *Tabella 2.1*, la quale è stata intenzionalmente associata alla *Figura 2.8* per mettere in evidenza la corrispondenza tra i dati e l'andamento della curva stessa. Nell'elenco è presente anche l'acronimo TN riferito alla centrale termoelettrica Iren di Torino Nord, non presa in esame in questa tesi.

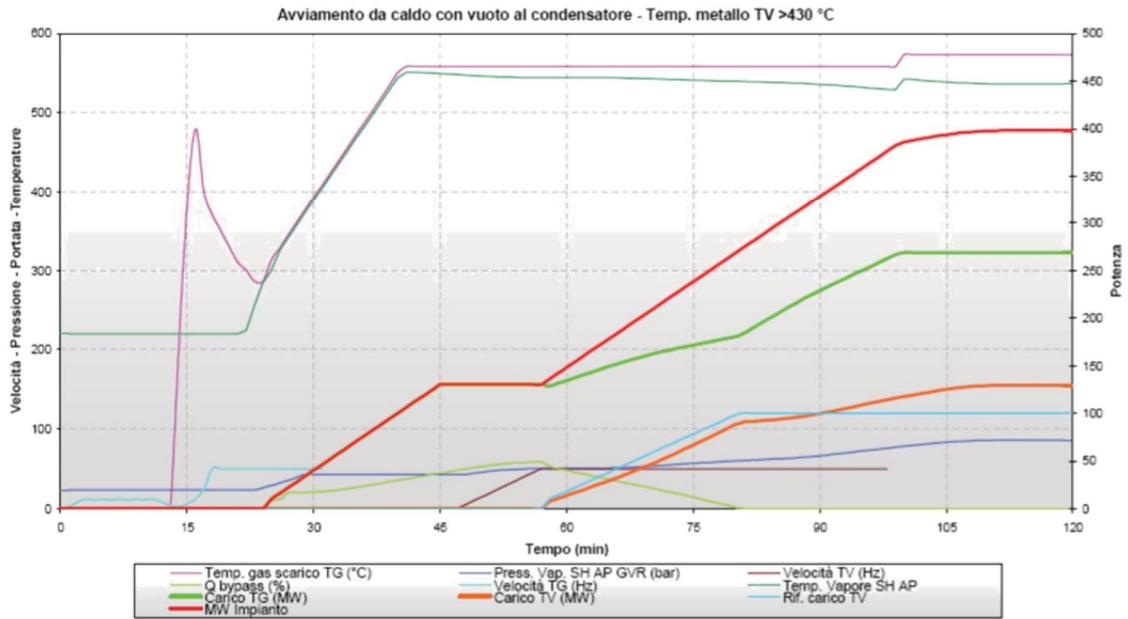


Figura 2.5 Curve di avviamento del RPW2°GT – Ansaldo S.p.A

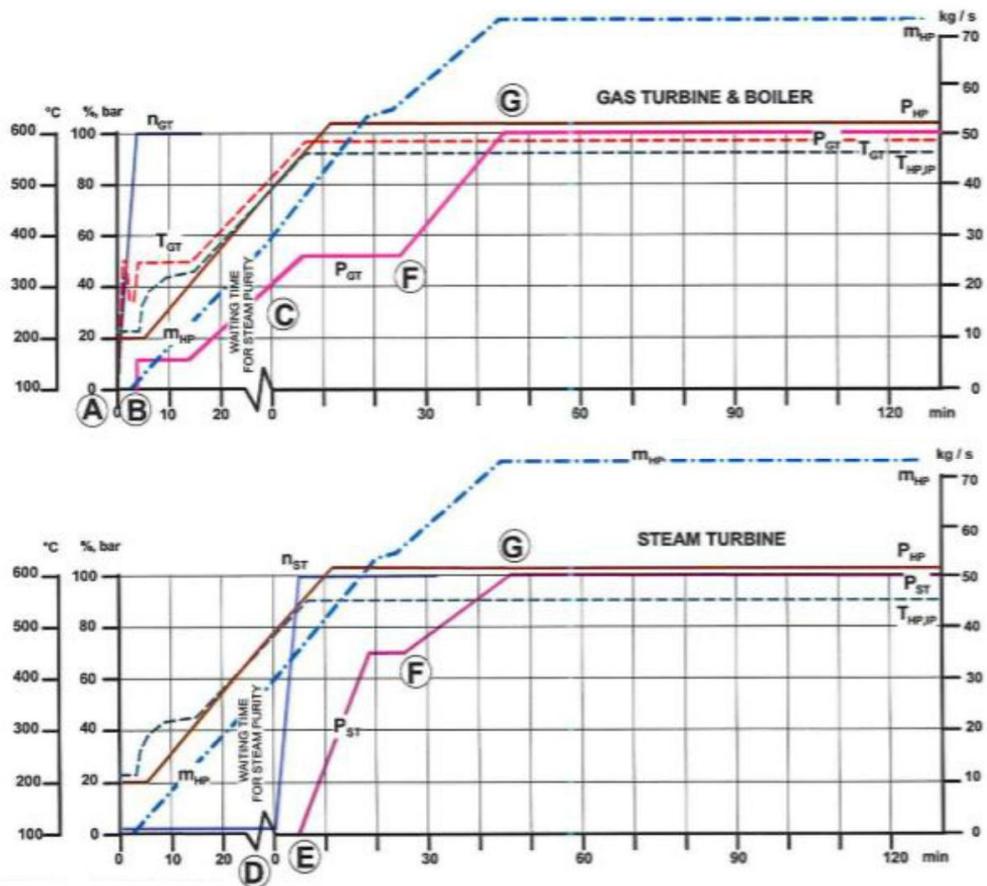


Figura 2.6 Curve di avviamento del 3°GT - Siemens

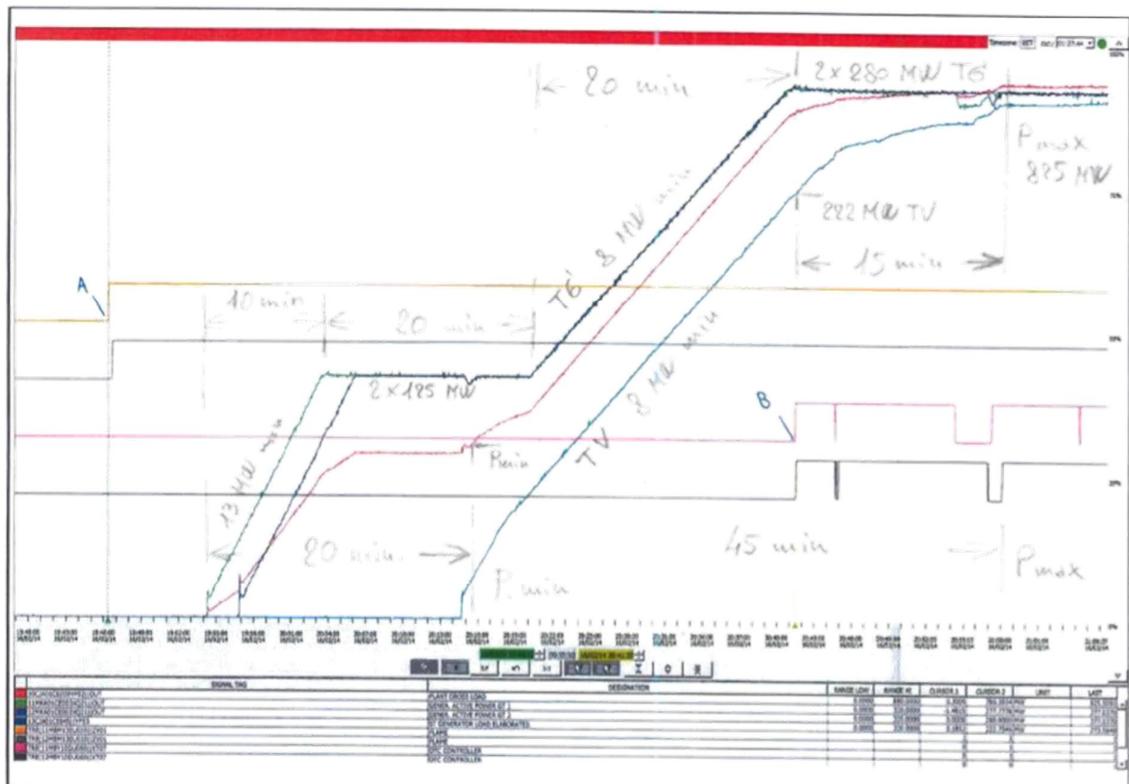
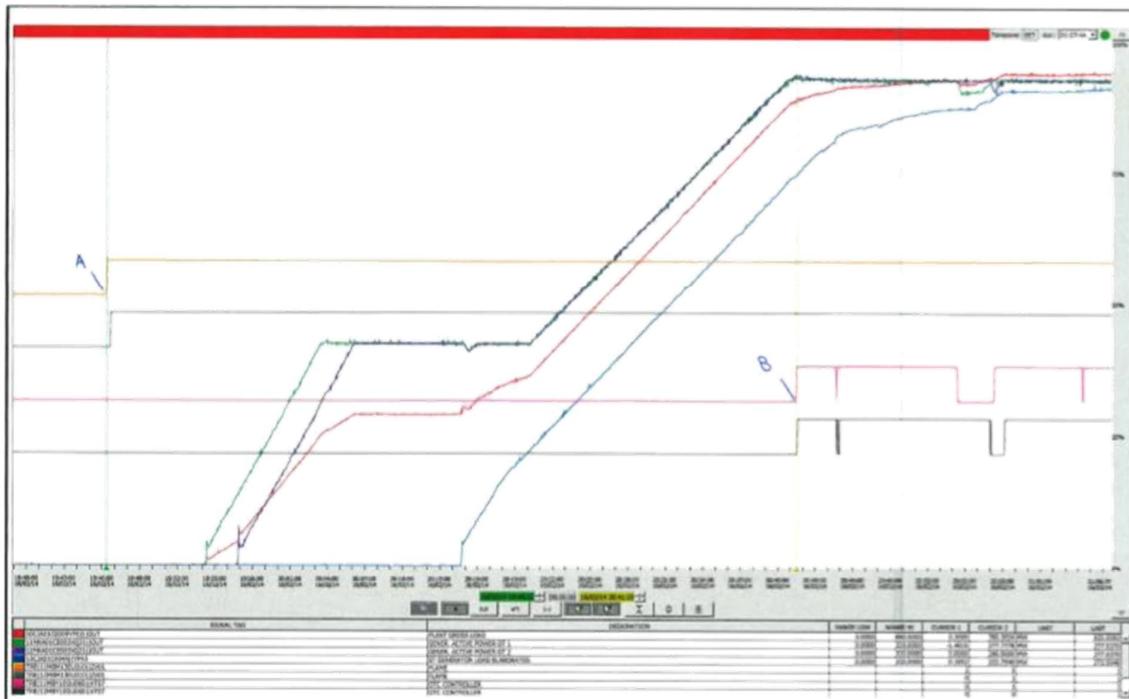


Figura 2.7 Curve di avviamento della centrale YENİ ELEKTRİK - Ansaldo S.p.A.

Dato	Descrizione	u.m.	3°GT	RPW2°GT	TN
TPS	Tempo minimo Permanenza in Servizio	min	120	120	120
TRISP	Tempo di Risposta	min	3	3	3
GRAD	Gradiente in salita e in discesa	MW/min	24	26	26
SB	SemiBanda riserva secondaria	MW	n.a.	n.a.	30
TAR	Tempo di Arresto	min	40	30	25
TDER	Tempo di DERampa	min	30	20	15
TPFS	Tempo minimo Permanenza Fuori Servizio	min	35	35	35
TAV	Tempo di Avviamento (caldo)	min	90	80	95
	Tempo di Avviamento (tiepido-caldo)	min	135	140	140
	Tempo di Avviamento (tiepido-freddo)	min	165	170	170
	Tempo di Avviamento (freddo)	min	270	275	260
Trampa	Tempo di rampa (caldo)	min	75	60	75
	Tempo di rampa (tiepido-caldo)	min	120	120	120
	Tempo di rampa (tiepido-freddo)	min	150	150	150
	Tempo di rampa (freddo)	min	255	255	240
Pmin	Minimo tecnico netto	MW	160	155	150

Tabella 2.1 Dati tecnici U.P. di Torino

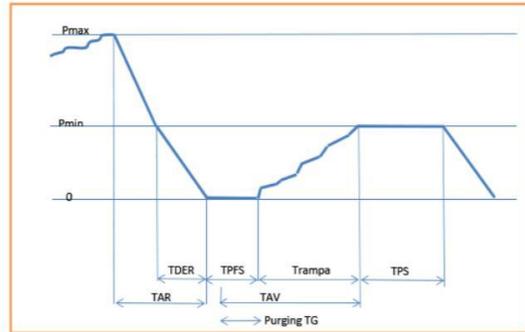


Figura 2.8 Curve di esercizio

Come si evince dalla *Figura 2.8* la centrale YENİ ELEKTRİK impiega circa 20 minuti a raggiungere il suo valore di Minimo Tecnico che vede i due turbogas limitati a 125 MW, dopo una presa di carico con gradiente di  $13 \text{ MW}/\text{min}$  per consentire l'avviamento della turbina a vapore. Dopodiché i due turbogas, dopo aver stazionato 20 minuti circa a 125 MW, procedono con una presa di carico di  $8 \text{ MW}/\text{min}$  fino al raggiungimento della loro potenza massima pari a 280 MW ciascuno in circa 20 minuti, mentre la turbina a vapore, con la stessa presa di carico dei turbogas, giunge linearmente ad un valore di potenza di circa 222 MW e nel giro di 15 minuti raggiunge anch'essa la sua potenza massima per garantire un valore di potenza massima complessiva teorica dell'impianto di  $825 \text{ MW}_e$  in un tempo complessivo di 65 minuti. Per proseguire con lo studio, come già anticipato ad inizio paragrafo, sono stati utilizzati i dati di avviamento su *Excel* di entrambe i gruppi ipotizzando, per quanto riguarda Moncalieri, di azionare i due gruppi a distanza di qualche tempo tale da permettere al primo gruppo attivo di raggiungere il valore di baseload (BL) prima di innescare il secondo, mentre per quanto riguarda la centrale turca, con assetto a forchetta, si è ipotizzata l'entrata in servizio del secondo turbogas nuovamente quando il primo e la turbina a vapore risultassero già a regime. Nel capitolo 1 è stata esibita una potenza elettrica massima in condizioni ISO per il RPW2°GT di  $395 \text{ MW}_e$  e per il 3°GT di  $383 \text{ MW}_e$ , entrambi in assetto di solo ciclo combinato, valori che attualmente gli impianti non sono più in grado di erogare a causa del decadimento dei materiali che costituiscono le apparecchiature: infatti la potenza elettrica massima distribuita in assetto di solo ciclo combinato dal RPW2°GT è diminuita del 7,6% mentre quella del 3°GT è diminuita dell'8,7%. È importante notare che la scelta degli avviamenti a caldo caratterizzanti i due gruppi di Moncalieri per eseguire l'analisi sia ovviamente ricaduta in giornate in cui non fosse necessario azionare il teleriscaldamento, elemento che avrebbe portato ad una ulteriore diminuzione della potenza elettrica massima complessiva raggiunta a causa del fattore di by-pass nella turbina a vapore. In *Tabella 2.2* è riportata la simulazione dell'avviamento a caldo del primo turbogas più turbina a vapore seguito dal passaggio da M1 a M1+M2 con l'avviamento del secondo turbogas in un impianto con configurazione *multi-shaft* come quello presentato per Yeni

Elektrik, impiegando, in assenza di informazioni più dettagliate, i dati in realtà appartenenti al RPW2°GT di Moncalieri e forniti da Iren. La prima colonna indica la data, la seconda la portata di metano in  $\text{m}^3/\text{h}$  originale, la terza la potenza del turbogas in MW originale mentre la quarta e la quinta colonna riportano i nuovi valori di portata e potenza del turbogas riparametrati secondo le curve teoriche, eliminando in questo caso soltanto il tempo di permanenza del turbogas a potenza inferiore a 10 MW. Nella sesta e settima colonna si prevede l’inserimento della seconda turbina a gas, simultaneamente al raggiungimento della piena potenza da parte del primo turbogas, con gradienti di presa di carico molto simili a quelli caratterizzanti la prima e già riparametrati, ma in questo caso riducendo la permanenza a 80 MW da 40 minuti a 15 minuti perché la turbina a vapore è già a baseload, come emerge dai valori nell’ottava colonna. Nella nona colonna semplicemente è riportato il valore complessivo della potenza ottenuta con la turbina a vapore. Nell’ultima colonna rappresentata in tabella è esposto il valore di potenza complessiva dell’intera centrale, in giallo è evidenziato il valore di 732,40 MW e, come si evince dalla seconda colonna inerente alle tempistiche, quella cioè relativa all’entrata in servizio del secondo gruppo turbogas, esso viene raggiunto in 45 minuti. Occorre a questo punto valutare la capacità della centrale di Moncalieri, costituita da due gruppi di produzione svincolati tra loro, di raggiungere la potenza massima, equivalente alla somma delle potenze massime distinte dei due gruppi, nello stesso tempo impiegato da Yeni Elektrik. In *Tabella 2.3* perciò si ipotizza di avviare il RPW2°GT dopo un arresto inferiore alle 8 ore, con le stesse modifiche parametriche delineate precedentemente, e il 3°GT avvia quando il secondo è giunto a baseload, eliminando, rispetto ai valori originali in settima e ottava colonna, la permanenza del turbogas a potenza inferiore a 10MW e modificando anche la presa di carico dello stesso ( $5 \text{ MW}/\text{min}$ ) secondo le curve teoriche di avviamento. In questo modo è possibile apprezzare come il raggiungimento della potenza massima totale si verifichi dopo circa 70 minuti dall’inserimento del 3°GT. Perciò l’impianto di Moncalieri, per risultare competitivo con l’impianto Yeni Elektrik, dovrebbe avviare, in questo esatto scenario di simulazione, in 45 minuti, risultato ottenibile soltanto con la predisposizione di un sistema di accumulo ad integrazione da 205,14 MW, risultato ottenuto dalla differenza tra la potenza massima complessiva degli impianti in funzione e la potenza totale della centrale registrata a 45 minuti.

Per questioni sicuramente economiche, ma anche di tipo occupazionale, tecnologico e di sicurezza, non risulta possibile prevedere di installare presso la centrale un impianto di accumulo di questa entità. Perciò si è stati costretti ad abbandonare l’idea iniziale per orientarsi verso l’opportunità di fornire un servizio differente: tra quelli esposti nel paragrafo precedente, quelli che hanno suscitato il maggior interesse e che risultano essere meno invasivi ma decisamente redditizi sono la regolazione primaria e secondaria della frequenza/potenza e la possibilità di trarre ulteriormente profitto dalla compra/vendita dell’energia nelle diverse ore della giornata in funzione delle

variazioni di prezzo (*energy time-shift*). La richiesta di potenza all'accumulatore corrisponde quindi a 12 MW complessivi, 6 MW per ciascun gruppo equivalenti all'1,5% della potenza massima teorica erogabile. In questo modo, delegando la regolazione primaria, che si ricorda essere un servizio obbligatorio, al sistema di accumulo, è possibile considerare una maggior disponibilità di potenza vendibile da parte di ogni gruppo, come appena accennato 6 MW per ciascuno, mentre per adempiere alla regolazione secondaria si considera un aumento della disponibilità in termini di semibanda.

LEGENDA

- Fase di preaccensione TG (purging)
- Accensione TG
- Stazionamento TG <10 MW eliminata
- Presa carico TG (5.5 MW/min) fino a stazionamento a 80 MW
- Limitazione TG a 80 MW durante curva avviamento TV
- Presa carico TG fino a Pmax

Simulazione cambio assetto (M1+M2) di un impianto multi-shaft (a forchetta)													
Data/ora	Metano old 1 [mc/h]	Turbogas old 1 [MW]	Metano new 1 [mc/h]	Turbogas new 1 [MW]	Metano new 2 [mc/h]	Turbogas new 2 [MW]	Turbovap [MW]	Turbovap compl[MW]	Ptermica [MW]	Tempo 1TG [minuti]	Tempo 2TG [minuti]	Tempo TV compl [minuti]	Ptot centrale M1+M2 [MW]
24-Mar-17 20:20:00	0.00	-2.63	0.00	-2.63	0.00	-2.63	0.31	0.00	-0.04				
24-Mar-17 20:25:00	0.00	-2.02	0.00	-2.02	0.00	-2.63	0.31	0.00	-0.04				
24-Mar-17 20:30:00	0.00	-0.78	0.00	-0.78	0.00	-2.63	0.31	0.00	-0.05				
24-Mar-17 20:35:00	11212.90	-2.44	11212.90	-2.44	0.00	-2.63	0.31	0.00	-0.05	0			
24-Mar-17 20:40:00	20639.00	4.66	21037.98	11.70	0.00	-2.63	0.31	0.00	-0.05	5			9.07
24-Mar-17 20:45:00	20565.51	5.35	25083.44	38.73	0.00	-2.63	0.31	0.00	-0.04	10			36.10
24-Mar-17 20:50:00	20086.17	5.03	29647.88	68.74	0.00	-2.63	0.31	0.00	-0.04	15			66.11
24-Mar-17 20:55:00	20087.49	5.09	32189.35	80.04	0.00	-2.63	0.31	0.00	-0.04	20			77.42
24-Mar-17 21:00:00	20093.29	4.96	31931.14	80.07	0.00	-2.63	0.31	0.00	-0.03	25			77.45
24-Mar-17 21:05:00	20099.79	5.25	32209.40	79.92	0.00	-2.63	0.31	0.00	-0.04	30			77.29
24-Mar-17 21:10:00	20106.79	4.81	31985.59	79.80	0.00	-2.63	0.31	0.00	-0.06	35			77.17
24-Mar-17 21:15:00	20123.10	5.04	32187.44	80.07	0.00	-2.63	0.31	0.00	-0.05	40			77.44
24-Mar-17 21:20:00	19610.99	5.44	32070.69	80.02	0.00	-2.63	8.84	0.00	-0.05	45			77.40
24-Mar-17 21:25:00	20162.28	4.69	32321.43	80.03	0.00	-2.63	28.35	0.00	-0.05	50			77.41
24-Mar-17 21:30:00	21037.98	11.70	32521.39	82.95	0.00	-2.63	53.30	0.00	-0.04	55			80.32
24-Mar-17 21:35:00	25083.44	38.73	44438.82	138.44	0.00	-2.63	65.95	0.00	-0.04	60			135.81
24-Mar-17 21:40:00	29647.88	68.74	63527.45	236.41	0.00	-2.63	82.87	0.00	-0.05	65			233.78
24-Mar-17 21:45:00	32189.35	80.04	66056.23	248.33	0.00	-2.02	94.89	0.00	-0.04	70			246.30
24-Mar-17 21:50:00	31931.14	80.07	64358.22	241.38	0.00	-0.78	98.86	0.00	-0.05	75			240.60
24-Mar-17 21:55:00	32209.40	79.92	65391.05	246.78	11212.90	-2.44	100.99	0.00	-0.04	80			244.34
24-Mar-17 22:00:00	31985.59	79.80	65342.69	247.03	21037.98	11.70	102.33	0.00	-0.03	85			258.73
24-Mar-17 22:05:00	32187.44	80.07	65981.36	248.48	25083.44	38.73	103.73	0.00	-0.02	90			287.21
24-Mar-17 22:10:00	32070.69	80.02	67698.49	255.91	29647.88	68.74	105.72	0.00	-0.03	95			324.64
24-Mar-17 22:15:00	32321.43	80.03	67444.41	256.55	32189.35	80.04	107.62	40.00	-0.04	100			376.59
24-Mar-17 22:20:00	32521.39	82.95	67200.01	255.26	31931.14	80.07	108.29	80.00	-0.03	105			415.33
24-Mar-17 22:25:00	44438.82	138.44	67470.04	256.25	32209.40	85.00	108.88	120.00	-0.02	110			461.25
24-Mar-17 22:30:00	63527.45	236.41	67188.33	254.36	31985.59	165.00	109.00	149.00	-0.03	115			568.36
24-Mar-17 22:35:00	66056.23	248.33	67291.76	254.70	32187.44	245.00	108.90	189.00	-0.02	120			688.70
24-Mar-17 22:40:00	64358.22	241.38	68017.72	257.45	67698.49	255.91	109.52	219.04	-0.04	125			732.40
24-Mar-17 22:45:00	65391.05	246.78	68021.43	258.42	67444.41	256.55	111.12	222.25	-0.03	130			737.22
24-Mar-17 22:50:00	65342.69	247.03	67259.98	255.97	67188.33	254.36	110.62	221.25	-0.02	135			731.58
24-Mar-17 22:55:00	65981.36	248.48	66948.47	254.99	67291.76	254.70	109.82	219.63	-0.02	140			729.32
24-Mar-17 23:00:00	67698.49	255.91	65727.95	252.73	68017.72	257.45	109.29	218.59	-0.03	145			728.76
24-Mar-17 23:05:00	67444.41	256.55	66230.44	253.86	68021.43	258.42	108.75	217.50	-0.04	150			729.79

Tabella 2.2 Simulazione cambio assetto (M1+M2) di un impianto multi-shaft (a forchetta)

LEGENDA RPW2°GT

	Fase di preaccensione TG (purging)
	Accensione TG
	Stazionamento TG <10 MW eliminata
	Presca carico TG (5.5 MW/min) fino a stazionamento a 80 MW
	Limitazione TG a 80 MW durante curva avviamento TV
	Presca carico TG fino a Pmax

LEGENDA 3°GT

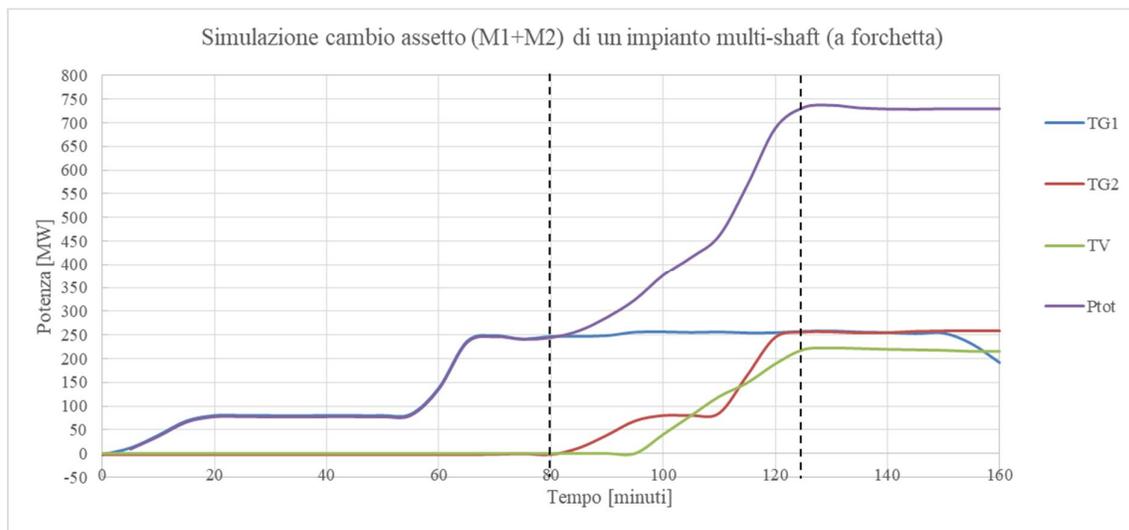
	Fase di preaccensione TG (purging)
	Accensione TG
	Stazionamento TG <10 MW eliminata
	Stazionamento TG <25 MW (10% Pmax TG)
	Presca carico TG (5 MW/min) fino a stazionamento a 80 MW
	Limitazione TG a 80 MW durante curva avviamento TV
	Presca carico TG fino a Pmax

Cambio assetto (M1+M2) di un impianto <i>single-shaft</i> (centrale Iren di Moncalieri)												
Data/ora	RPW2°GT					3°GT					Ptermica [MW]	
	Metano old [mc/h]	Turbogas old [MW]	Metano new [mc/h]	Turbogas new [MW]	Turbovap [MW]	Metano old [mc/h]	Turbogas old [MW]	Metano new [mc/h]	Turbogas new [MW]	Turbovap [MW]		
24-Mar-17 20:20:00	0.00	-2.63	0.00	-2.63	0.31	0.00	-0.86	0.00	-0.86	0.24	-0.04	
24-Mar-17 20:25:00	0.00	-2.02	0.00	-2.02	0.31	0.00	-0.86	0.00	-0.86	0.24	-0.04	
24-Mar-17 20:30:00	0.00	-0.78	0.00	-0.78	0.31	0.00	-0.86	0.00	-0.86	0.24	-0.05	
24-Mar-17 20:35:00	11212.90	-2.44	11212.90	-2.44	0.31	0.00	-0.86	0.00	-0.86	0.24	-0.05	
24-Mar-17 20:40:00	20639.00	4.66	21037.98	11.70	0.31	0.00	-0.86	0.00	-0.86	0.24	-0.05	
24-Mar-17 20:45:00	20565.51	5.35	25083.44	38.73	0.31	0.00	-0.86	0.00	-0.86	0.24	-0.04	
24-Mar-17 20:50:00	20086.17	5.03	29647.88	68.74	0.31	0.00	-0.86	0.00	-0.86	0.24	-0.04	
24-Mar-17 20:55:00	20087.49	5.09	32189.35	80.04	0.31	0.00	-0.86	0.00	-0.86	0.24	-0.04	
24-Mar-17 21:00:00	20093.29	4.96	31931.14	80.07	0.31	0.00	-0.86	0.00	-0.86	0.24	-0.03	
24-Mar-17 21:05:00	20099.79	5.25	32209.40	79.92	8.84	0.00	-0.86	0.00	-0.86	0.24	-0.04	
24-Mar-17 21:10:00	20106.79	4.81	31985.59	79.80	28.35	0.00	-0.86	0.00	-0.86	0.24	-0.06	
24-Mar-17 21:15:00	20123.10	5.04	32187.44	80.07	53.30	0.00	-0.86	0.00	-0.86	0.24	-0.05	
24-Mar-17 21:20:00	19610.99	5.44	32070.69	80.02	65.95	0.00	-0.86	0.00	-0.86	0.24	-0.05	
24-Mar-17 21:25:00	20162.28	4.69	32321.43	80.03	82.87	0.00	-0.86	0.00	-0.86	0.24	-0.05	
24-Mar-17 21:30:00	21037.98	11.70	32521.39	82.95	94.89	0.00	-0.86	0.00	-0.86	0.24	-0.04	
24-Mar-17 21:35:00	25083.44	38.73	44438.82	138.44	98.86	0.00	-1.27	0.00	-1.27	0.24	-0.04	
24-Mar-17 21:40:00	29647.88	68.74	63527.45	236.41	100.99	0.00	-1.68	0.00	-1.68	0.24	-0.05	
24-Mar-17 21:45:00	32189.35	80.04	66056.23	248.33	102.33	1421.11	-2.66	1421.11	-2.66	0.24	-0.04	
24-Mar-17 21:50:00	31931.14	80.07	64358.22	241.38	103.73	15983.57	0.61	24335.40	24.73	0.24	-0.05	
24-Mar-17 21:55:00	32209.40	79.92	65391.05	246.78	105.72	22543.64	9.71	24349.47	24.77	0.24	-0.04	
24-Mar-17 22:00:00	31985.59	79.80	65342.69	247.03	107.62	22382.07	9.68	27501.62	49.77	0.24	-0.03	
24-Mar-17 22:05:00	32187.44	80.07	65981.36	248.48	108.29	22305.87	10.14	31096.58	74.77	0.24	-0.02	
24-Mar-17 22:10:00	32070.69	80.02	67698.49	255.91	108.88	22180.64	10.61	32175.25	84.01	0.24	-0.03	
24-Mar-17 22:15:00	32321.43	80.03	67444.41	256.55	109.00	22128.26	10.29	32620.46	84.74	0.24	-0.04	
24-Mar-17 22:20:00	32521.39	82.95	67200.01	255.26	108.90	23705.34	20.63	32373.67	84.73	5.32	-0.03	
24-Mar-17 22:25:00	44438.82	138.44	67470.04	256.25	109.52	24335.40	24.73	32380.39	84.89	25.82	-0.02	
24-Mar-17 22:30:00	63527.45	236.41	67188.33	254.36	111.12	24349.47	24.77	32687.77	84.98	55.82	-0.03	
24-Mar-17 22:35:00	66056.23	248.33	67291.76	254.70	110.62	25825.23	36.89	32722.69	84.53	85.82	-0.02	
24-Mar-17 22:40:00	64358.22	241.38	68017.72	257.45	109.82	29178.02	63.17	34206.34	124.53	85.00	-0.04	
24-Mar-17 22:45:00	65391.05	246.78	68021.43	258.42	109.29	29457.54	64.84	57607.83	164.53	87.47	-0.03	
24-Mar-17 22:50:00	65342.69	247.03	67259.98	255.97	108.75	29431.50	65.29	65251.26	204.53	98.88	-0.02	
24-Mar-17 22:55:00	65981.36	248.48	66948.47	254.99	107.67	30568.96	73.50	69137.76	244.53	104.25	-0.02	
24-Mar-17 23:00:00	67698.49	255.91	65727.95	252.73	99.05	32175.25	84.01	66268.68	244.00	105.51	-0.03	
24-Mar-17 23:05:00	67444.41	256.55	66230.44	253.86	94.89	32620.46	84.74	66268.68	244.00	105.50	-0.04	
24-Mar-17 23:10:00	67200.01	255.26	61503.63	231.31	94.21	32373.67	84.73	66268.68	244.00	104.59	-0.04	
24-Mar-17 23:15:00	67470.04	256.25	52849.98	191.53	94.51	32380.39	84.89	66268.68	244.00	104.66	-0.04	
24-Mar-17 23:20:00	67188.33	254.36	53615.68	195.01	94.82	32687.77	84.98	66268.68	244.00	104.95	-0.04	
24-Mar-17 23:25:00	67291.76	254.70	54127.96	198.28	91.33	32722.69	84.53	64505.79	238.05	106.51	-0.03	
24-Mar-17 23:30:00	68017.72	257.45	53873.16	196.56	84.79	34206.34	92.75	64180.46	238.76	107.29	-0.02	
24-Mar-17 23:35:00	68021.43	258.42	54455.77	198.20	80.89	36457.21	104.12	64404.23	238.25	107.75	-0.02	
24-Mar-17 23:40:00	67259.98	255.97	43259.22	139.96	77.78	41588.42	130.36	64599.10	238.88	107.54	-0.02	
24-Mar-17 23:45:00	66948.47	254.99	41502.71	130.13	77.54	52544.02	185.84	64533.70	239.28	107.46	-0.03	
24-Mar-17 23:50:00	65727.95	252.73	39549.45	118.28	76.78	64702.62	238.23	64702.62	239.17	108.11	-0.02	
24-Mar-17 23:55:00	66230.44	253.86	38987.25	117.59	74.42	64369.92	237.67	64369.92	239.37	107.88	-0.02	
25-Mar-17 00:00:00	61503.63	231.31	39038.83	118.01	73.99	64422.13	236.79	64422.13	239.35	107.92	-0.03	
25-Mar-17 00:05:00	52849.98	191.53	37578.09	111.09	75.85	64067.34	237.38	64067.34	239.72	108.24	-0.04	
25-Mar-17 00:10:00	53615.68	195.01	36158.82	103.86	76.03	64197.80	237.03	64197.80	239.91	107.90	-0.03	

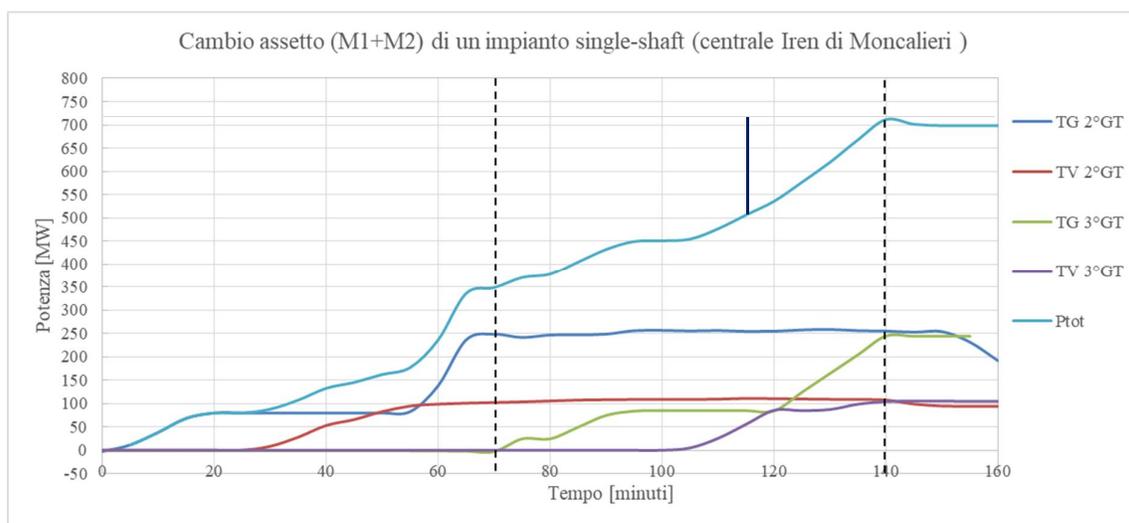
TempoTG 2°GT [minuti]	TempoTV 2°GT [minuti]	TempoTG 3°GT [minuti]	TempoTV 2°GT [minuti]	Ptot centrale [MW]
0				
5				11.40
10				38.43
15				68.43
20				79.74
25	0			79.77
30	5			88.15
35	10			107.54
40	15			132.75
45	20			145.36
50	25			162.29
55	30			177.22
60	35			236.28
65	40			335.96
70	45	0		348.24
75	50	5		370.08
80	55	10		377.51
85	60	15		404.66
90	65	20	0	431.78
95	70	25	5	449.05
100	75	30	10	450.54
105	80	35	15	454.20
110	85	40	20	476.48
115	90	45	25	506.29
120	95	50	30	535.67
125	100	55	35	576.79
130	105	60	40	619.71
135	110	65	45	668.12
140	115	70	50	711.43
				205.14

Tabella 2.3 Cambio assetto (M1+M2) di un impianto *single-shaft* (centrale Iren di Moncalieri)

Sono stati inseriti i grafici relativi agli andamenti delle potenze di ciascun componente nei due differenti ambienti di simulazione, per garantire, oltre alle tabelle numeriche, anche un impatto visivo del caso studio: la *Figura 2.9* è rappresentativa dell'impianto *multi-shaft*, in cui la distanza che intercorre tra le due linee verticali corrisponde esattamente a 45 minuti, mentre la *Figura 2.10* è rappresentativa dell'impianto *single-shaft* in cui la distanza che intercorre tra le due linee verticali corrisponde esattamente a 70 minuti e il segmento nero pieno indica la potenza supplementare che risulterebbe necessario erogare per raggiungere negli stessi 45 minuti la sua potenza massima.



*Figura 2.9 Simulazione cambio assetto di un impianto multi-shaft*



*Figura 2.10 Cambio assetto di un impianto single-shaft*

## Capitolo 3

# Valutazione del sistema di accumulo dell'energia elettrica: tecnologie a confronto

### 3.1. Classificazione delle tecnologie di sistemi di accumulo elettrico e stato dell'arte

In questa sezione si provvederà a fornire un quadro delle possibili tecnologie di accumulo elettrico sia da un punto di vista delle caratteristiche di funzionamento e installazione proprie di ciascuna tipologia, sia da un punto di vista dell'applicabilità della specifica tipologia di accumulo elettrico alle diverse modalità di servizio emerse nel capitolo precedente, nonché da un punto di vista tecnico-economico. Al termine del capitolo, avendo a disposizione un modello dettagliato delle prestazioni offerte dalle diverse tipologie di accumulo, sarà possibile selezionare quella che meglio si adatta al profilo della centrale Iren di Moncalieri sviluppato nel capitolo scorso. A monte della descrizione specifica di ogni sistema è doveroso introdurre un elenco di parametri, comuni a tutte le tipologie, che permetteranno di mettere a confronto le capacità di erogazione di determinati servizi alla rete elettrica di tutte le tecnologie analizzate.

**Potenza nominale [MW]:** valore massimo di potenza che il sistema è in grado di erogare.

**Capacità energetica nominale [MWh]:** valore massimo di energia che il sistema è in grado di erogare durante il tempo di scarica a partire da una condizione di piena carica, ottenuto dalla moltiplicazione della potenza nominale con le ore di funzionamento del sistema di accumulo.

**Densità volumetrica di energia [ $\text{MWh}/\text{m}^3$ ]:** rapporto tra la quantità di energia erogata durante un ciclo di scarica e il volume del sistema di stoccaggio.

**Energia specifica [ $\text{MWh}/\text{kg}$ ]:** rapporto tra la quantità di energia erogata durante un ciclo di scarica e la massa del sistema di stoccaggio. Valore generalmente molto importante per i sistemi di accumulo installati su applicazioni mobili e trascurabile per quanto riguarda le applicazioni stazionarie.

**Potenza specifica [ $\text{MW}/\text{kg}$ ]:** rapporto tra la quantità di potenza disponibile durante un ciclo di scarica e la massa del sistema di stoccaggio

**Tempo di scarica [h]:** tempo impiegato dal sistema a rilasciare la potenza nominale costantemente.

**Efficienza di Round-Trip %:** rapporto tra la quantità di energia in output e la quantità l'energia in input dell'intero sistema.

**Efficienza di rilascio %:** rappresenta l'abilità del sistema di accumulo nel passaggio dalla fase di stoccaggio alla fase di rilascio di energia.

**Tempo di risposta [s/min/h]:** tempo impiegato dal sistema per essere pronto a erogare la potenza nominale.

**Autoscarica giornaliera %:** quantitativo di energia che viene persa dal sistema quotidianamente in condizioni di non utilizzo.

**Durata utile di vita [anni]:** durata di vita del sistema fino al deterioramento dello stesso con conseguente sostituzione.

**Affidabilità del sistema:** parametro che suggerisce la capacità di prontezza del sistema quando è richiesto un suo intervento.

**TRL (Technology Readiness Level):** parametro da 1 a 9 che esprime lo stadio dello sviluppo di una specifica tecnologia:

1 scoperta dei principi basilari della tecnologia

2 formulazione del concetto di funzionamento

3 prova sperimentale del concetto

- 4 tecnologia testata in laboratorio
- 5 tecnologia testata sul campo
- 6 tecnologia dimostrata sul campo
- 7 prototipo dimostrato in ambiente operativo
- 8 sistema completo e qualificato
- 9 tecnologia approvata completamente in ambiente operativo

In funzione della modalit  fisica di stoccare energia avviene la seguente suddivisione dei sistemi di accumulo elettrico.

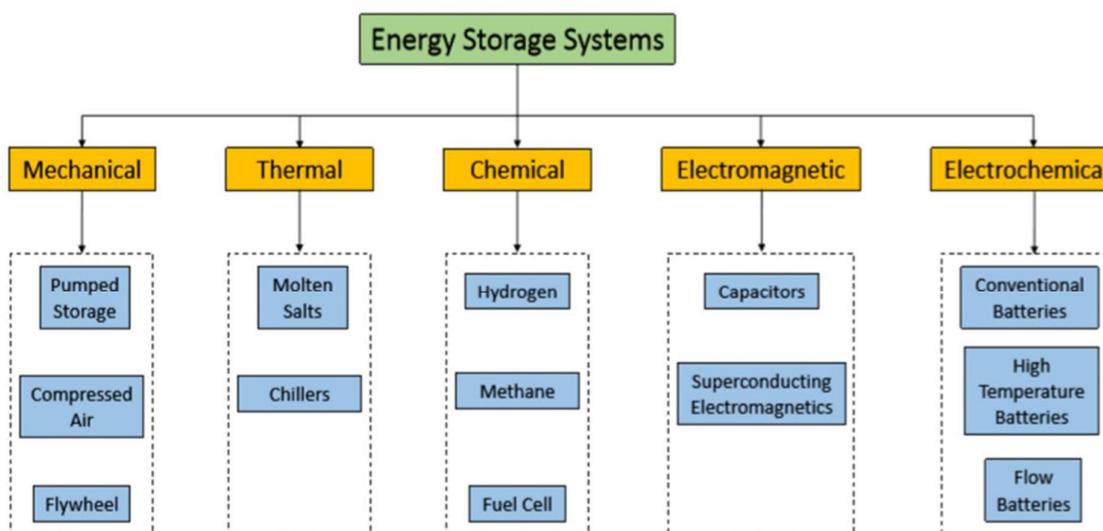


Figura 3.1 Classificazione sistemi di accumulo [13]

### 3.1.1. Sistemi di accumulo meccanici

#### Compressed Air Energy Storage (CAES)

La tecnologia CAES, già impiegata e conosciuta nel ventesimo secolo, vede le sue radici nelle due più importanti applicazioni industriali a livello mondiale: nel 1978 a Huntorf in Germania è stato installato un impianto da 290 MW e successivamente nel 1991 è stato installato un impianto a McIntosh in Alabama da 110 MW, tutt'ora entrambe funzionanti. L'impianto si articola in: un compressore che si occupa del processo di compressione dell'aria prima di trasferirla all'accumulo, un sistema di accumulo all'interno del quale viene iniettata l'aria compressa, che può essere costituito da una caverna sotterranea naturale o, se non disponibile, da serbatoi esterni pressurizzati (200 bar), una camera di combustione dove l'aria accumulata viene convogliata come comburente del gas naturale, seguita da un espansore e da una turbina responsabile della conseguente produzione di energia. In un'ottica di scenario più avanzato, la camera di combustione potrebbe essere completamente eliminata grazie all'accumulo del calore generato in fase di compressione sotto forma di calore latente (CAES adiabatico), ma ad oggi si tratta ancora di un sistema in via di sviluppo. Il grande vantaggio dei sistemi CAES risiede nel disaccoppiamento temporale del processo di compressione/espansione, perciò, a differenza dei turbogas convenzionali, tutta l'energia prodotta dalla turbina è direttamente utilizzabile. [14]

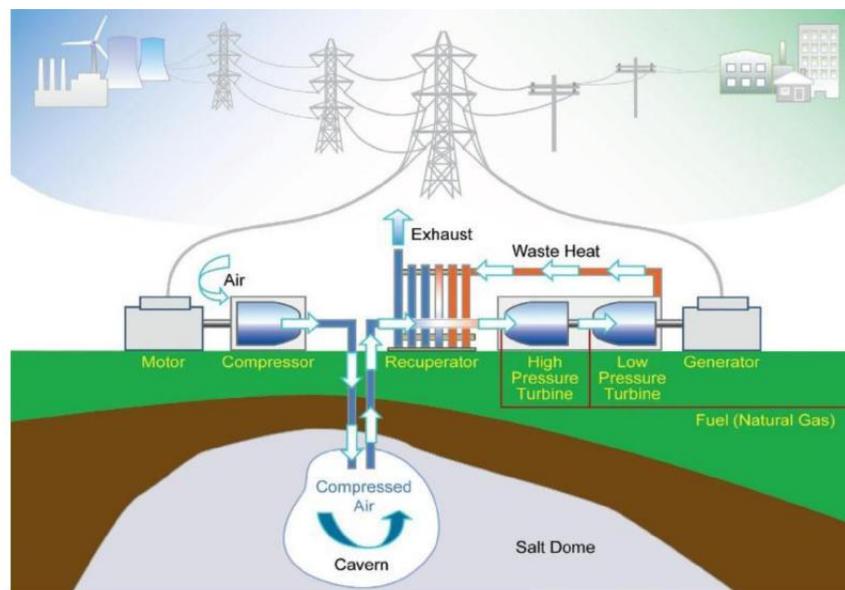


Figura 3.2 Schema impianto CAES convenzionale con caverna salina[14]

## Pumped Hydro Storage (PHS)

Con i suoi 184 GW, il PHS rappresenta il 99% di tutta la capacità di accumulo elettrico installata nel mondo intero. A partire dal 2009 l'Unione Europea ha predisposto l'installazione di sistemi PHS per un totale di 36 GW di potenza, in USA si contano circa 38 impianti PHS operativi e in Giappone altri 43. Esso si compone di due bacini idrici, disposti ad altezze differenti, generalmente con un dislivello di centinaia di metri, collegati tra loro da un canale. Durante le ore di bassa domanda (*off-peak*) l'energia elettrica viene impiegata per pompare l'acqua al serbatoio superiore tramite una turbina reversibile, mentre durante le ore *on-peak* l'acqua accumulata viene rilasciata verso il bacino inferiore dove verrà azionata nuovamente la turbina per la produzione di energia. Si tratta di una tecnologia adatta ad applicazioni su larga scala e caratterizzata da tempi di risposta piuttosto brevi quindi usufruibile anche in servizi che richiedano prontezza e rapidità. Purtroppo però, come per il caso del CAES, si tratta di una tecnologia fortemente dipendente dalla composizione morfologica del terreno e con un impatto ambientale non indifferente. [15]



*Figura 3.3 Cortes - La Muela PHS a Valencia*

<https://www.magnuscmd.com>

## Volano

Il principio su cui si basa il funzionamento del volano è lo sfruttamento dell'energia cinetica rotazionale di una massa posta in rotazione intorno ad un asse verticale. Al dispositivo è accoppiata una macchina elettrica reversibile che funziona da motore durante la fase di carica, in cui la velocità di rotazione raggiunge valori nominali, e da generatore durante la fase di scarica per consentire l'immissione dell'energia elettrica prodotta nella rete. Generalmente l'intero sistema viene collegato ad un convertitore di potenza che permette di utilizzare i volani alla velocità desiderata. [16]

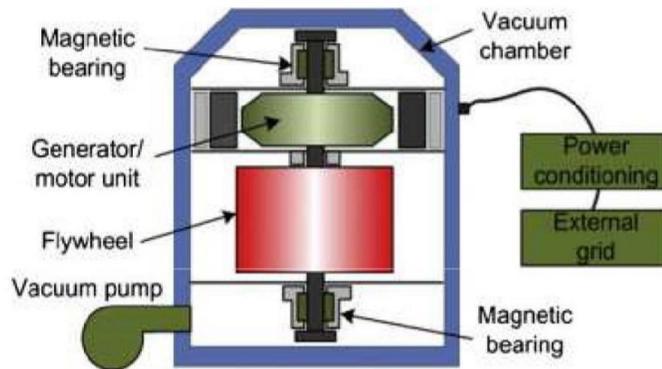
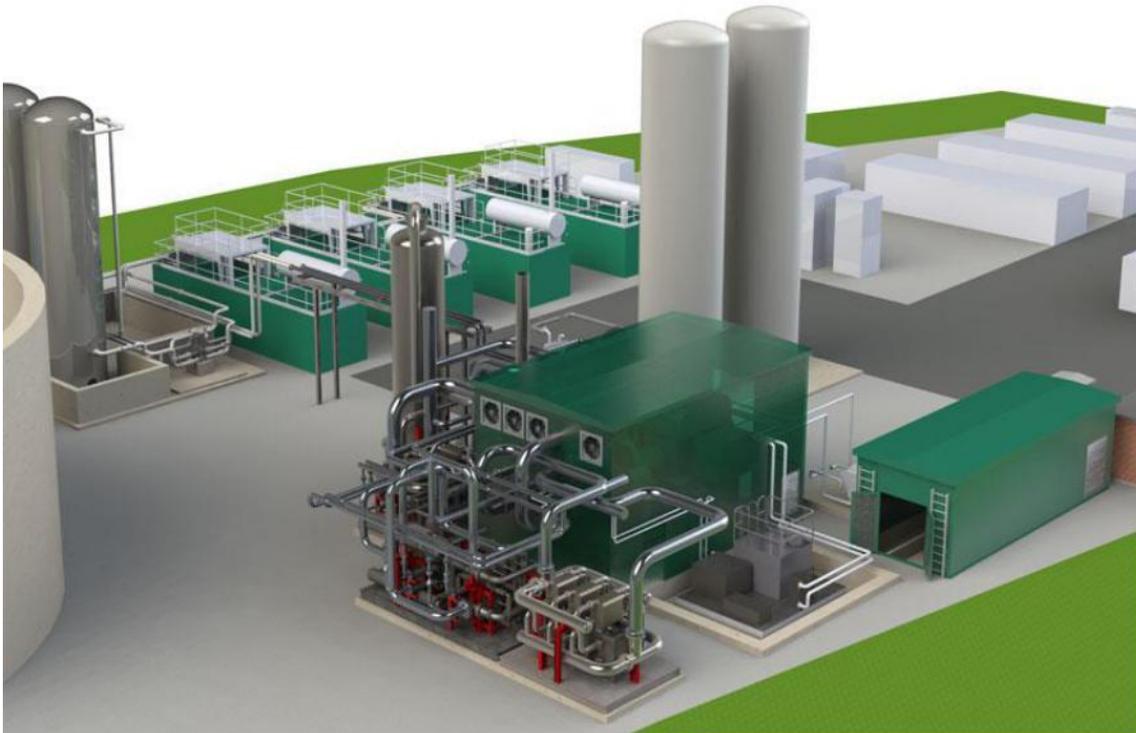


Figura 3.4 Schema di un volano [8]

## Liquid Air Energy Storage (LAES)

Una delle tecnologie più emergenti negli ultimi anni è lo stoccaggio di energia elettrica tramite liquefazione dell'aria. L'azienda leader nella produzione di questa tipologia di impianti è la Highview Power Storage fondata nel 2005 a Londra, la quale si impegna a proporre future soluzioni di accumuli elettrici ad aria liquida sempre più efficienti e durature. Il meccanismo di funzionamento è molto simile a quello del CAES convenzionale ma la compressione è qui sostituita dalla liquefazione. Il sistema di ricarica utilizza energia elettrica per prelevare l'aria dall'ambiente circostante e raffreddarla fino alla temperatura di liquefazione ( $-196^{\circ}\text{C}$ ) per essere successivamente stoccata all'interno di contenitori isolati e ben coibentati a bassa pressione. Durante la terza fase, quella di scarica, coincidente con la richiesta di potenza, l'aria viene prelevata dai vessel, surriscaldata dal calore precedentemente generato dal processo di liquefazione e adeguatamente stoccata, e inviata ad una turbina a gas per generare energia. Questo tipo di tecnologia adattabile ad una grande quantità di servizi grazie alla sua flessibilità in termini di potenza nominale e tempi di

rilascio, a differenza del vicino parente CAES convenzionale con accumuli sotterranei, non richiede particolari siti ad hoc e gode di un'efficienza più elevata. In generale si prospetta quindi come un'affidabile tecnologia da utilizzare su larga scala ma purtroppo ad oggi ancora da considerarsi in via di sviluppo: dal 2011 al 2014 ha funzionato il progetto pilota da 350 kW/2.5 MWh associato ad un impianto di biomasse da 80 MW e nel 2014 la compagnia Viridor ha costruito un sistema pre-commerciale dimostrativo da 5 MW. In un futuro si prevede di installare un sistema da 200 MW/1.2 GWh. [17] [18]



*Figura 3.5 Schema di un impianto LAES [19]*

### 3.1.2. Sistemi di accumulo elettromagnetici

#### Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES)

Gli SMES sono dispositivi capaci di accumulare energia all'interno di un campo magnetico generato da flussi di corrente elettrica secondo la seguente relazione:

$$E = \frac{1}{\mu_0} * V * B^2 \quad (3.1)$$

in cui  $V$  rappresenta il volume in cui è immagazzinato il campo  $B$  e  $\mu_0$  la permeabilità magnetica del vuoto. Ogni sistema SMES è composto da: un magnete superconduttore, un sistema di conversione della potenza (PCS), su cui verrà spesa qualche parola in maniera più approfondita a fine capitolo, un sistema di refrigerazione e un sistema di protezione. I materiali adatti a questo tipo di applicazione devono necessariamente possedere due caratteristiche indispensabili che si verificano soltanto al di sotto della temperatura critica  $T_c$ : avere una resistenza al passaggio di corrente praticamente nulla ed espellere i campi magnetici inducendo delle correnti superconduttive. Attualmente i materiali selezionati che godono di queste caratteristiche a 77 K e che per questo motivo sono stati i più esaminati sono il Niobio Titanio (NbTi) e il tri-Niobato di Stagno (Nb<sub>3</sub>Sn). Il grande limite di questa tecnologia, che non ha mai consentito un completo sviluppo di essa, risiede sicuramente nella complessità e negli alti costi del sistema criogenico a base di He o N<sub>2</sub> nonostante presenti innumerevoli vantaggi: bassa manutenzione in quanto non esistono parti in movimento, tempi di risposta rapidi, elevata efficienza di conversione e numero praticamente infinito di cicli carica/scarica. [20]

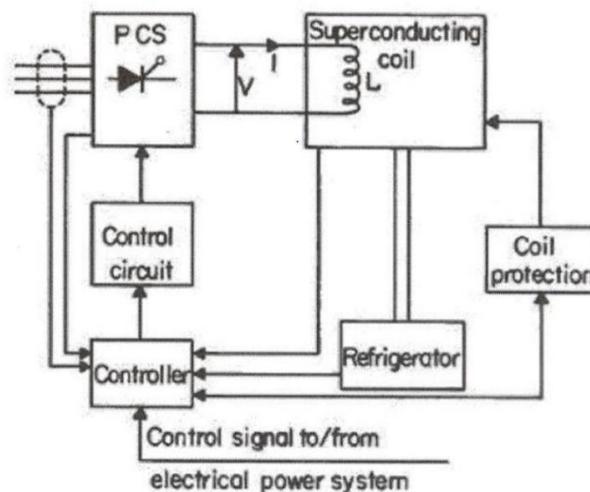


Figura 3.6 Schema di un dispositivo SMES [20]

## Supercondensatore

Il supercondensatore è un accumulatore elettrico caratterizzato da un'elevata densità di potenza a breve termine e trova il suo maggiore impiego nell'elettronica di potenza, generalmente nei dispositivi portatili. Il suo predecessore, il condensatore elettrostatico, si basa sull'accumulo di energia tramite il movimento di portatori di carica e lacune che genera una differenza di potenziale proporzionale al quantitativo di energia accumulata. Il supercondensatore, molto simile al suo antenato, è costituito da due elettrodi metallici polarizzabili, da un setto separatore e da un elettrolita ed è collegato ad un generatore esterno. Questo sistema presenta diverse proprietà a suo favore, la lunga durata di vita, le piccole dimensioni e il tempo di ricarica basso, ma non è adeguato ad applicazioni industriali di *bulk storage* che richiedono l'accumulo di grosse quantità di energia. [21]

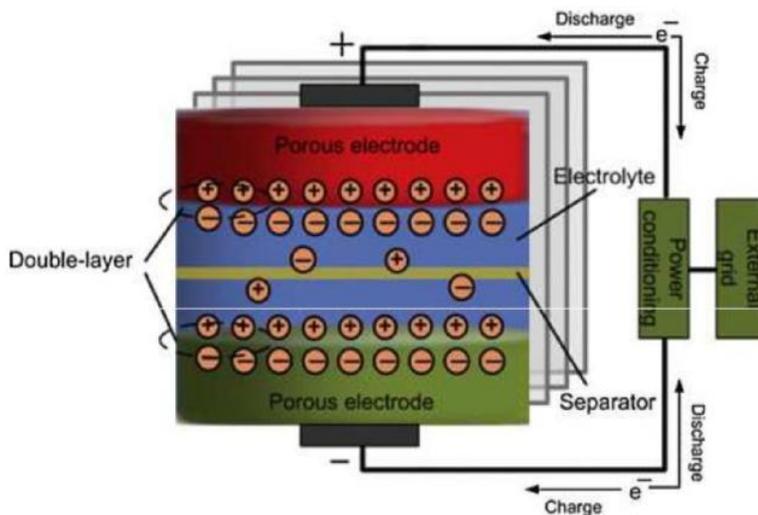


Figura 3.7 Schema di un supercondensatore [8]

### 3.1.3. Sistemi di accumulo chimici

#### Sistemi ad idrogeno

Le potenzialità di impiego dell'idrogeno riconosciute da alcuni studiosi in campo energetico e l'attenzione nei confronti di questo combustibile come riserva di energia elettrica trovano le loro origini già negli anni '70 in seguito alla crisi petrolifera. Sono proprio alcune caratteristiche tipiche dell'idrogeno a renderlo un combustibile molto interessante: con il suo numero atomico  $Z$  pari a 1 è il gas più leggero in natura e l'elemento più abbondante dell'universo osservabile, in condizioni normali l'idrogeno si presenta allo stato gassoso in forma molecolare biatomica  $H_2$  e gode di un altissimo contenuto di energia per unità di massa ( $119.9 \text{ MJ/kg}$ ), può garantire elevate efficienze di conversione e non emette, quando in esercizio, né  $CO_2$  né altri inquinanti pericolosi. La catena di processi che vede l'idrogeno come vettore energetico ha inizio dalla sua produzione, seguita dallo stoccaggio ed infine il suo utilizzo come combustibile per convertire l'energia chimica contenuta direttamente in energia elettrica (*Power-to-Power*). Concettualmente molto simile al CAES e al PHS prima descritti, questo sistema permette di differire temporalmente la produzione di energia elettrica tramite l'utilizzo di celle a combustibile nelle ore *on-peak* e il suo acquisto per impiegarla nell'elettrolizzatore nelle ore *off-peak* di bassa qualità dell'energia, con l'unico svantaggio di giungere al termine del processo con valori di efficienza relativamente bassi dell'ordine del 45%. In tutti questi anni di ricerca, l'idrogeno, inteso come vettore energetico, si è dovuto scontrare con molteplici barriere che attualmente impediscono il completo raggiungimento della maturità e del progresso di questa tecnologia, basti pensare che in tutto il mondo esistono soltanto 13 progetti operativi per un totale di 20 MW. Barriere tecnologiche, poiché, malgrado il contenuto energetico massiccio sia notevole, al contrario il contenuto energetico volumetrico in condizioni ambiente è decisamente ridotto ( $9.86 \text{ MJ/m}^3$ ), perciò per stoccare un certo quantitativo di energia è necessario impiegare grossi volumi, barriere economiche, per gli elevati costi di processo e dei materiali e barriere normative per quanto riguarda la sicurezza dei sistemi che trattano idrogeno. [22]

## Produzione di H<sub>2</sub>

Comunemente si pensa che la quasi totalità dell'idrogeno prodotto derivi dall'acqua, in realtà allo stato attuale l'impiego di elettrolisi dell'acqua copre una piccola quota a livello mondiale (4%) e le sorgenti utilizzate maggiormente come fornitori di idrogeno sono i combustibili fossili. Le tecniche adoperate quindi per ricavare idrogeno sono molteplici, alcune più mature e consolidate, altre, soprattutto quelle che dipendono da processi rinnovabili, ancora allo stadio sperimentale: elettrolisi, Steam Methane Reforming (SMR) o Dry Reforming, ossidazione parziale di idrocarburi, pirolisi e gassificazione di biomasse, effetto fotobiologico e effetto fotoelettrochimico. In questo lavoro di tesi si è scelto di esaminare la tecnica dell'elettrolisi in quanto essa non impone l'utilizzo di combustibili fossili con conseguente emissione di inquinanti, ma anzi rappresenta la nuova frontiera per la produzione pulita di H<sub>2</sub> in grado di scavalcare il limite dell'intermittenza tipico delle energie rinnovabili.

L'elettrolisi è per definizione la scissione della molecola di H<sub>2</sub>O nei suoi costituenti più semplici tramite l'utilizzo di corrente elettrica, il cui passaggio è consentito dalla differenza di potenziale che viene mantenuta tra due elettrodi di metallo inerte, l'anodo e il catodo, immersi in un elettrolita con acqua. Gli elettrodi sono le sedi di reazioni di ossido-riduzione: più specificatamente all'anodo avviene la reazione di ossidazione con relativa espulsione di un e<sup>-</sup> mentre al catodo avviene la reazione di riduzione con relativo assorbimento di un e<sup>-</sup>. L'elettrolita invece è lo strato che fisicamente si occupa di mantenere separati i due elettrodi ma dal punto di vista elettrochimico è la sezione che consente il passaggio degli ioni ma impedisce la transizione di elettroni e molecole. [23]

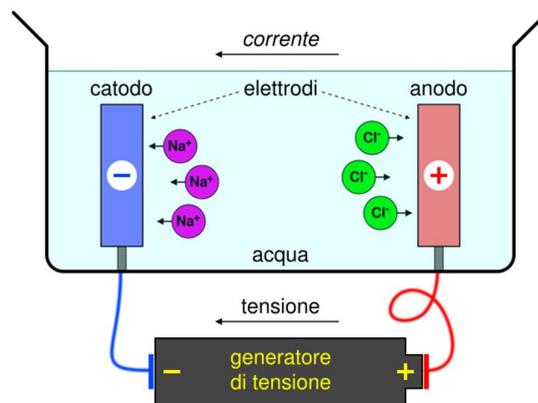


Figura 3.8 Schema di funzionamento di una cella elettrolitica

Wikipedia.org

Le tipologie di elettrolizzatori rappresentate in letteratura si differenziano tra loro per temperatura di funzionamento e tipo di elettrolita (solido o liquido): quelle alcaline con elettrolita liquido (soluzione con circa il 30% di KOH) e temperatura di utilizzo di 80-90°C e quelle a membrana polimerica solida che si dividono in PEMEC (Proton Exchange Membrane Electrolytic Cell) con temperatura di utilizzo di 40-80 °C e SOEC (Solid Oxide Electrolytic Cell) con temperatura di utilizzo di 650-850 °C. [24] Ognuna delle tre soluzioni proposte presenta vantaggi e svantaggi, caratteristiche costruttive specifiche e condizioni operative mostrate in *Tabella 3.1*.

Tecnologia	Elettrolizzatori alcalini		Elettrolizzatori a polimero solido (SPE)	Elettrolizzatori ad alta temperatura (HTE)
	Elettrolizzatori alcalini convenzionali (EAT)	Elettrolizzatori alcalini avanzati (EAHCD)		
Stadio di sviluppo	Unità di grande scala commerciali	Unità da laboratorio e prototipi	Unità da laboratorio e prototipi	Unità molto piccole da laboratorio
Tensione di cella [V]	1.84 - 2.25	1.50 - 3.00	1.00 - 2.00	0.95 - 1.30
Densità di corrente [A/cm <sup>2</sup> ]	0.13 - 0.25	0.20 - 2.00	0.25 - 2.00	0.30 - 1.00
Temperatura [°C]	70 - 90	90 - 145	80 - 150	920 - 1000
Pressione [atm]	1 - 30	fino a 40	fino a 40	fino a 30
Catodo	Acciaio, acciaio inossidabile o nichel	Nichel, nichel attivato cataliticamente	Foglio di fibra di carbonio porosa con strato di Pt	Nichel
Anodo	Nichel	Nichel, nichel attivato cataliticamente	Titanio poroso con uno strato di catalizzatore	Ni-NiO o Perovskite (LaNiO <sub>3</sub> , LaMnO <sub>3</sub> )
Separatore: materiale e resistenza per unità di superficie [Ω/cm <sup>2</sup> ]	Amianto 1.2 - 1.7	A base di amianto (sotto i 100°C), teflon legato, KTi e polibenzimidazolo 0.5 - 0.7	-	-
Elettrolita	25 - 35% KOH	25 - 40% KOH	Membrana di Nafion	Solido: Y <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - ZrO <sub>2</sub>
Efficienza di cella	77 - 80%	80 - 90%	85 - 90%	90 - 100%
Consumo di energia [kWh/Nm <sup>3</sup> (H <sub>2</sub> )]	4.3 - 4.9	3.8 - 4.3	-	3.5

*Tabella 3.1 Elettrolizzatori a confronto [25]*

Riassumendo perciò brevemente quanto appena esposto si può affermare che la tecnologia delle celle alcaline tradizionali risulta essere in grado di assicurare un buon compromesso tra conducibilità elettrolitica e effetti della corrosione, mentre la sua cugina cella alcalina avanzata ad alta densità di corrente permette di aumentare sensibilmente la conducibilità dell'elettrolita attraverso un aumento di temperatura che comporta efficienze di operazione maggiori. Le altre due tecnologie invece ammettono densità di corrente e pressioni operative più elevate, lavorano in

assenza di liquidi corrosivi, e prevedono efficienze superiori all'80%. Per contro però esse necessitano di una manutenzione più solida a causa della vita ridotta della membrana polimerica la quale va sostituita di frequente. [24] L'unico elettrolizzatore tra questi appena descritti, adoperabile in campo industriale, è rappresentato dalla tecnologia alcalina perché semplicemente più matura e frequentemente impiegata, mentre le altre ancora possono definirsi in via di sviluppo, adatta ad applicazioni di grossa taglia e in grado sicuramente di garantire buone prestazioni.

## Stoccaggio di H<sub>2</sub>

Per quanto riguarda lo stoccaggio di idrogeno moltissimi sono i centri di ricerca, le università e le aziende che hanno investito nella sperimentazione di nuove tecniche di accumulo sempre tese a migliorare le prestazioni: ai sistemi classici di compressione e liquefazione si accostano metodi di immagazzinamento, ancora in fase di ingegnerizzazione, di tipo chimico (idruri metallici, ammoniacca) e fisico (nanotubi).

### Compressione

La tecnica della compressione avviene in maniera del tutto molto simile al processo di compressione di altri gas: il vessel adoperato per contenere il gas compresso è mantenuto ad una pressione che può arrivare fino a 700 bar. L'incremento della densità in funzione dell'aumento di pressione (a 700 bar la densità è di  $57.47 \text{ kg/m}^3$ , mentre a 1 bar è pari a  $0.089 \text{ kg/m}^3$ ) consente di utilizzare dei volumi più contenuti a parità di quantitativo massico di idrogeno da stoccare ma non più leggeri, caratteristica rilevante nei sistemi mobili ma trascurabile in quelli stazionari. La potenza elettrica richiesta per condurre il processo è notevole per via dell'alto calore specifico. L'idrogeno compresso è responsabile del cosiddetto fenomeno di "embrittlement" delle pareti del container, ovvero un processo di degradazione dei materiali: per questo motivo il vessel è costituito da uno strato di 5 mm di lana di vetro, da uno di 8 mm di grafite ed infine da uno di 7 mm di polimero ad alta densità. [26]



pressurizzazione ed un modesto isolamento criogenico. In realtà però il problema dell'ammoniaca è la sua produzione: attualmente, infatti, i migliori impianti di produzione consumano energia elettrica in quantità superiore al suo contenuto energetico in idrogeno comportando così delle spese maggiori dei ricavi e rendendo il processo insostenibile. [27]

Absorbimento: idruri metallici

Lo stoccaggio di idrogeno in strutture solide può avvenire tramite assorbimento o adsorbimento. Nel primo caso è noto come alcuni metalli e leghe metalliche siano in grado di assorbire in maniera reversibile una quantità di idrogeno all'interno dei siti interstiziali del reticolo cristallino comportando la creazione degli idruri metallici. È possibile individuare tre fasi ben distinte nel processo di assorbimento: fase  $\alpha$  o fase solida, in cui è presente il metallo e l'idrogeno è dissolto nel solido, fase  $\beta$  o fase ibrida, che per un certo intervallo di tempo coesiste con la fase  $\alpha$ , in cui aumentano la pressione e la concentrazione delle molecole di idrogeno all'interno del reticolo fino ad ottenere la sola fase  $\beta$ . L'assorbimento avviene a basse temperature ed è esotermico mentre il desorbimento, avviato nel momento in cui si vuole utilizzare l'idrogeno e sbloccarlo dalla condizione di stoccaggio, avviene ad alte temperature ed è endotermico e ripercorre esattamente gli stessi passaggi ma nel verso opposto. [28] L'equazione che descrive la relazione tra P e T nel plateau di coesistenza delle due fasi è quella di Van't Hoff:

$$\ln(P) = \frac{\Delta H}{R \cdot T} - \frac{\Delta S}{R} \quad (3.2)$$

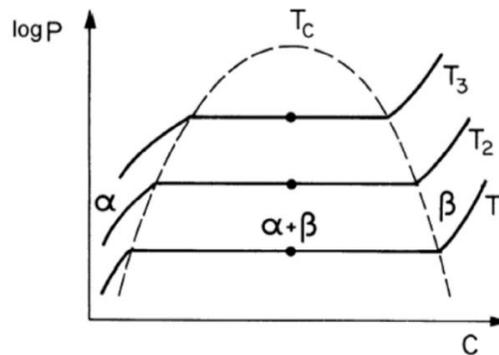


Figura 3.10 Diagramma pressione-concentrazione assorbimento [28]

## Adsorbimento: nanotubi

È stato dimostrato da studi di recente compimento che i nanotubi in carbonio a parete singola (SWNT, Single-Walled Carbon Nanotubes) sono particolarmente adatti a stoccare buone quantità di idrogeno in condizioni di temperatura e pressione ambientali. Nel 1985 è stato scoperto che gli atomi di carbonio di forma sferica posti a contatto, con determinate condizioni al contorno, formano delle strutture ordinate di forma sferica, i fullereni, i quali, in seguito a rilassamento, tendono a ripiegarsi su se stessi dando vita a delle strutture di forma cilindrica. A questo punto il processo di accumulo di idrogeno avviene in maniera abbastanza simile a quanto appena visto per gli idruri ma si parla di adsorbimento in assenza di legami chimici. L'utilizzo di fullereni però implica altissimi costi di produzione perché è richiesto un alto grado di purezza ma la maggior parte dei modelli prodotti contiene alcune imperfezioni inaccettabili in questo tipo di procedimento. [29]

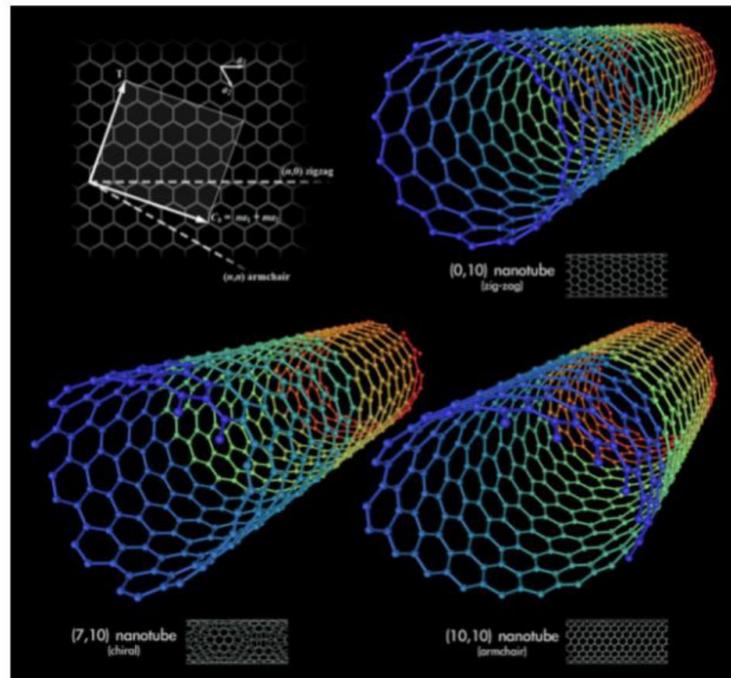


Figura 3.11 Modelli 3D di diversi fullereni [27]

Alla luce della descrizione delle diverse soluzioni per lo stoccaggio di idrogeno, sicuramente le uniche due concretizzabili risultano essere la liquefazione e la compressione, dal momento che per le altre tecnologie, attualmente e nei futuri anni a seguire, esistono solo prototipi a livello sperimentale e ancora si è lontani dalla maturità tecnologica e dall'applicabilità a potenze su larga scala.

## Celle a combustibile

Le celle a combustibile costituiscono lo step conclusivo della filiera che vede l'idrogeno come vettore energetico. Il funzionamento di una cella a combustibile è analogo a quello di un elettrolizzatore ma inverso, in altre parole si consumano i reagenti per ottenere energia. La cella è in grado di operare per tutto il tempo di fornitura del combustibile, perciò se fosse possibile immaginare un'alimentazione continua ed illimitata essa sarebbe in grado di rispondere all'infinito. Un impianto che contiene una cella a combustibile è generalmente suddiviso in tre macrosezioni: una sezione di trattamento del combustibile, coincidente con la sede di produzione e stoccaggio dell'idrogeno, una sede di celle a combustibile installate in serie o in parallelo, e un sistema di conversione della potenza (PCS), già citato in precedenza, responsabile della conversione dell'energia elettrica prodotta dalle celle da continua ad alternata. [30] [31] Le differenti tecnologie di celle a combustibile oggi giorno conosciute sono sei e si differenziano in base alla tipologia di elettrolita e alla temperatura di funzionamento:

**Cella Alcalina (AFC, Alkalyne Fuel Cell):** caratterizzata da temperatura di funzionamento compresa tra 60°C e 120°C, utilizza come elettrolita una soluzione acquosa costituita da idrossido di potassio (KOH) al 30%. La AFC è stata una delle prime celle ad essere impegnata in una missione spaziale della NASA e uno dei punti a suo favore è il ridotto tempo di risposta ma per contro la sua forte sensibilità alla presenza di CO<sub>2</sub>, CO, CH<sub>4</sub> e H<sub>2</sub>S costringe ad utilizzare un combustibile puro almeno al 99%, realtà che ha impedito la sua diffusione su larga scala.

**Cella ad elettrolita polimerico (PEMFC, Proton Exchange Membrane Fuel Cell):** anche questa tipologia di cella rientra nelle temperature di funzionamento inferiori a 100°C. Adatta ad applicazioni residenziali o in ambito veicolare, la PEMFC è costituita da un elettrolita di Nafion (risultato della combinazione di Teflon e HSO<sub>3</sub><sup>-</sup>) e come la AFC è sensibile alla presenza di impurità nel combustibile. Essa necessita della presenza di un catalizzatore per velocizzare le reazioni, il Platino.

**Cella ad acido fosforico (PAFC, Phosporic Acid Fuel Cell):** con la sua temperatura di funzionamento di 200°C circa, ancora rientra nelle tecnologie che operano a bassa temperatura. Essa è costituita da un elettrolita composto da una soluzione concentrata di acido fosforico (H<sub>3</sub>PO<sub>4</sub>), che, se da una parte presenta dei vantaggi dal punto di vista della stabilità, dall'altra è fortemente corrosivo quindi necessita di adeguata manutenzione. Il sistema risulta essere sufficientemente maturo e commercializzato per applicazioni stazionarie dell'ordine dei 200 kW.

**Cella a metanolo diretto (DMFC, Direct Methanol Fuel Cell):** essa rappresenta l'ultima tipologia della categoria di celle a basse temperature di funzionamento (80-100°C) nella quale viene utilizzata una membrana solida polimerica come elettrolita. È caratterizzata da basse efficienze e densità di potenza perciò impiegata soltanto in applicazioni portatili (es. computer).

**Cella a carbonati fusi (MCFC, Molten Carbonate Fuel Cell):** le ultime due celle che vengono presentate operano ad alte temperature, la MCFC a circa 650°C. Il suo elettrolita è composto da una soluzione di carbonati di litio e potassio racchiuso da una matrice ceramica porosa. Utilizzata per un'ampia gamma di servizi grazie alla sua flessibilità (trasporti, navale, generazione energia elettrica e cogenerazione fino a decine di MW), la cella gode di un'efficienza maggiore del 50% e non necessita di alcun tipo di catalizzatore che comporterebbe onerosi costi aggiuntivi ma, è intollerante allo zolfo, il suo elettrolita liquido è fortemente corrosivo e soprattutto avvia in tempi molto lunghi (*slow start up*).

**Cella a ossidi solidi (SOFC, Solide Oxide Fuel Cell):** molto simile alla cella appena presentata per via delle temperature di funzionamento, anche se in questo caso sono decisamente più elevate (800-1000°C). L'elettrolita qui è solido e composto da un materiale ceramico adoperato per migliorare la conducibilità ionica (ossido di zirconio drogato con ossido di ittrio  $YSZ = ZrO_2 + 8\%Y_2O_3$ ). Anche questo tipo di cella risulta adattabile a un'ampia gamma di servizi con preferenza per la cogenerazione, è intollerante allo zolfo e avvia in tempi molto lunghi. [31]

In *Tabella 3.2* e *Tabella 3.3* sono riassunte le caratteristiche strutturali e di funzionamento di ciascuna tipologia mentre in *Tabella 3.4* vengono illustrate le diverse classificazioni di applicazione a cui ogni cella è adattabile e il range di potenze entro cui è in grado di lavorare: tra le sei proposte di celle a combustibile appena esaminate, le uniche due adatte ad una generazione centralizzata, come si può apprezzare in tabella, sono la MCFC e la SOFC entrambe però connotate da lento start up, decisamente inadatto al servizio che deve essere in grado di fornire il sistema di accumulo oggetto di questa tesi e soprattutto connotate entrambe da ridotte efficienze.

Parameters	Fuel cell types		
	PEMFC	AFC	PAFC
Electrolyte	Solid polymer membrane (Nafion)	Liquid solution of KOH	Phosphoric acid (H <sub>3</sub> PO <sub>4</sub> )
Operating temperature (°C)	50-100	50-200	~200
Anode reaction	H <sub>2</sub> → 2H <sup>+</sup> + 2e <sup>-</sup>	H <sub>2</sub> + 2(OH <sup>-</sup> ) → 2H <sub>2</sub> O + 2e <sup>-</sup>	H <sub>2</sub> → 2H <sup>+</sup> + 2e <sup>-</sup>
Cathode reaction	1/2O <sub>2</sub> + 2H <sup>+</sup> + 2e <sup>-</sup> → H <sub>2</sub> O	1/2O <sub>2</sub> + H <sub>2</sub> O + 2e <sup>-</sup> → 2(OH) <sup>-</sup>	1/2O <sub>2</sub> + 2H <sup>+</sup> + 2e <sup>-</sup> → H <sub>2</sub> O
Charge carrier	H <sup>+</sup>	OH <sup>-</sup>	H <sup>+</sup>
Fuel	Pure H <sub>2</sub>	Pure H <sub>2</sub>	Pure H <sub>2</sub>
Oxidant	O <sub>2</sub> in air	O <sub>2</sub> in air	O <sub>2</sub> in air
Efficiency	40-50%	~50%	40%

Tabella 3.2 Celle a combustibile confronto (1) [31]

Parameters	Fuel cell types		
	MCFC	SOFC	DMFC
Electrolyte	Lithium and potassium carbonate (LiAlO <sub>2</sub> )	Stabilized solid oxide electrolyte (Y <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , ZrO <sub>2</sub> )	Solid polymer membrane
Operating temperature (°C)	~650	800-1000	60-200
Anode reaction	H <sub>2</sub> O + CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> → H <sub>2</sub> O + CO <sub>2</sub> + 2e <sup>-</sup>	H <sub>2</sub> + O <sup>2-</sup> → H <sub>2</sub> O + 2e <sup>-</sup>	CH <sub>3</sub> OH + H <sub>2</sub> O → CO <sub>2</sub> + 6H <sup>+</sup> + 6H <sup>-</sup>
Cathode reaction	1/2O <sub>2</sub> + CO <sub>2</sub> + 2e <sup>-</sup> → CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	1/2O <sub>2</sub> + 2e <sup>-</sup> → O <sup>2-</sup>	3O <sub>2</sub> + 12H <sup>+</sup> + 12H <sup>-</sup> → 6H <sub>2</sub> O
Charge carrier	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	O <sup>2-</sup>	H <sup>+</sup>
Fuel	H <sub>2</sub> , CO, CH <sub>4</sub> , other hydrocarbons	H <sub>2</sub> , CO, CH <sub>4</sub> , other hydrocarbons	CH <sub>3</sub> OH
Oxidant	O <sub>2</sub> in air	O <sub>2</sub> in air	O <sub>2</sub> in air
Efficiency	>50%	>50%	40%

Tabella 3.3 Celle a combustibile confronto (2) [31]

SEGMENTO DI MERCATO	POTENZA	TIPO DI CELLA
Applicazioni isolate	0,5-10 kW	PEFC, SOFC
Potenza residenziale	1-10 kW	PEFC, SOFC
Cogenerazione commerciale e residenziale	50 - 250 kW	PEFC, PAFC
Cogenerazione industriale	200 kW - 2 MW	MCFC, SOFC
Potenza distribuita	2 - 20 MW	PAFC, MCFC, SOFC
Generazione centralizzata	< 50 MW	MCFC, SOFC
Trasporto	5 - 200 kW	PEFC, SOFC
Generazione portatile ed elettronica di consumo	< 100 W	DMFC, PEFC

Tabella 3.4 Applicazioni celle a confronto [30]

### 3.1.4. Sistemi di accumulo elettrochimici

La cella è l'unità fondamentale degli accumulatori elettrochimici e comprende gli elettrodi, l'elettrolita, eventuali separatori, il contenitore esterno e i terminali. La batteria costituisce l'assemblaggio di più celle in serie o in parallelo per ottenere determinati valori di tensione e corrente. Prima di proseguire con la descrizione delle batterie, è necessario aggiungere ai parametri tipici di tutti i sistemi di accumulo introdotti ad inizio capitolo, alcuni rappresentativi soltanto di esse:

**Capacità [Ah]:** quantità di carica elettrica che può essere rilasciata per raggiungere un valore soglia di tensione.

**Depth of Charge (DOC) %:** percentuale di quantità di carica rimasta all'interno dell'accumulatore in seguito ad un processo di scarica parziale rispetto alla capacità iniziale.

$$\text{DOC} = \frac{C - \int_0^t i(t) dt}{C} * 100 \quad (3.3)$$

**Depth of Discharge (DOD) %:** percentuale di quantità di carica erogata dal sistema di accumulo rispetto al valore dichiarato nominale. La scarica è valutata profonda se raggiunge il 100 %, ma generalmente la tendenza è quella di mantenersi intorno al 90%, se non inferiore.

**C-Rate [1/h]:** esprime la velocità dei processi di scarica/carica ad una data capacità nominale.

**Durata utile di vita [cicli]:** nei sistemi in cui il danneggiamento dei materiali è strettamente legato ai fenomeni di ciascun ciclo carica/scarica la vita utile del sistema si esprime in cicli e le batterie si considerano esaurite quando non sono più in grado di sostenere una carica superiore all'80% della propria capacità, in altre parole quando la capacità si riduce del 20%. Alcuni costruttori però forniscono il valore di vita utile in cicli in funzione del DOD poiché i cicli di carica/scarica completi (100% DOD) sono responsabili di un maggior deterioramento delle batterie rispetto a cicli parziali.

**Tensione nominale [V]:** valore di tensione a cui lavora la batteria.

**Tensione di cut-in [V]:** tensione registrata ai capi della batteria quando è completamente scarica, o eventualmente ha raggiunto valori intorno al 5-10%.

**Tensione di cut-off [V]:** massima tensione applicabile durante la carica.

**Energia nominale [MWh]:** energia immagazzinabile in una batteria data dal prodotto di tensione e capacità nominali di ogni singola cella moltiplicata per il numero di celle.

$$E_n = C * V * n_{\text{celle}} \quad (3.4)$$

**Potenza nominale [MW]:** potenza erogabile da una batteria data dal prodotto di tensione e capacità nominali di ogni singola cella moltiplicata il C-rate e per il numero di celle.

$$P_n = C * C\text{-rate} * V * n_{\text{celle}} \quad (3.5)$$

Il principio di funzionamento di stoccaggio di energia che accumuna tutte le tipologie di batterie, diversificate tra loro per condizioni operative e materiali strutturali, è molto simile a quello presentato per le celle a combustibile con l'unica differenza che non è previsto alcun scambio materiale con l'esterno perciò il processo di scarica della batteria, con annessa produzione di energia elettrica, è necessariamente limitato dallo stato di carica della batteria stessa e dalle sue capacità prestazionali. Anche in questo caso si parla di reazioni di ossidoriduzione tra una specie riducente che perde elettroni e si ossida (anodo) e una specie ossidante che acquista elettroni e si riduce (catodo). Il passaggio degli elettroni viene consentito all'esterno della struttura tramite un circuito con proprietà conduttive su cui si viene a creare una corrente elettrica. La configurazione primaria per tutte le tecnologie che verranno presentate è la medesima: due elettrodi metallici differenti immersi in una soluzione elettrolitica e separati da un mezzo poroso che autorizza il solo transito degli ioni. [6] Più in generale tutti i sistemi BESS (Battery Energy System Storage) sono costituiti dai moduli di batterie, dal PCS e da un trasformatore. Il PCS o Power Conversion System è il dispositivo che si occupa dell'allacciamento della batteria alla rete di trasmissione nazionale. Esso è costituito da quattro componenti fondamentali: il circuito di potenza, che rappresenta il cuore lavorativo del dispositivo, l'interfaccia lato continua e lato alternata e il sistema di controllo. Lo stadio di potenza del PCS è composto dai sistemi di conversione statici (SCR, IGBT, GTO), tra i quali per potenze superiori a 750 kW vengono impiegati GTO o IGBT, per convertire la potenza da continua ad alternata, in modalità inverter, durante la scarica della batteria e da alternata a continua, in modalità raddrizzatore, durante il processo di carica. Per questo motivo i PCS utilizzati sono sempre bidirezionali. Per quanto riguarda invece le interfacce del sistema, un tipico schema di interfaccia AC, come si può apprezzare in *Figura 3.12*, è costituito da sensori di corrente e di tensione, induttori, dispositivi di interruzione e fusibili, un sezionatore per isolare il sistema ed un trasformatore. [32]

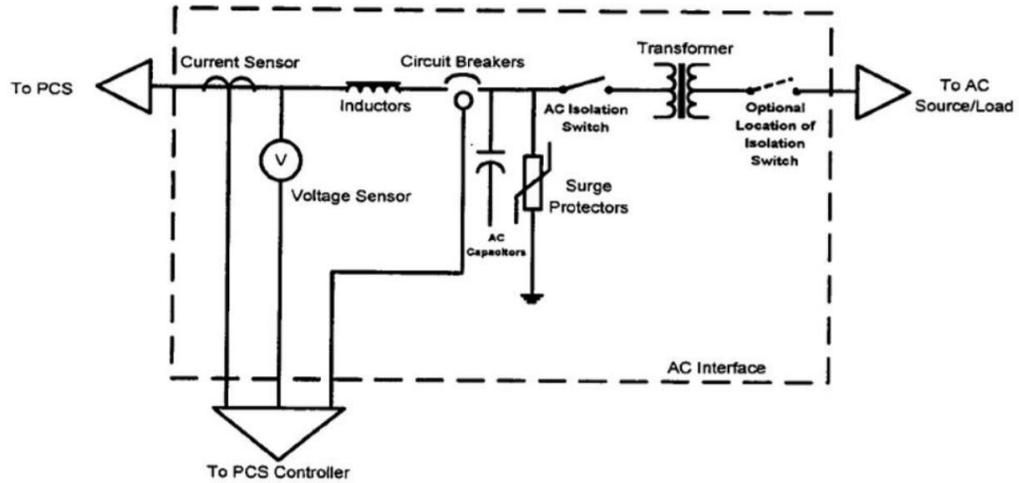


Figura 3.12 Interfaccia lato AC [32]

Mentre in *Figura 3.13*, con sensori di corrente e di tensione, fusibili, un sezionatore, uno scaricatore, un filtro elettromagnetico (EMI) ed un filtro addizionale, è rappresentata la sezione di un'interfaccia lato continua. [32]

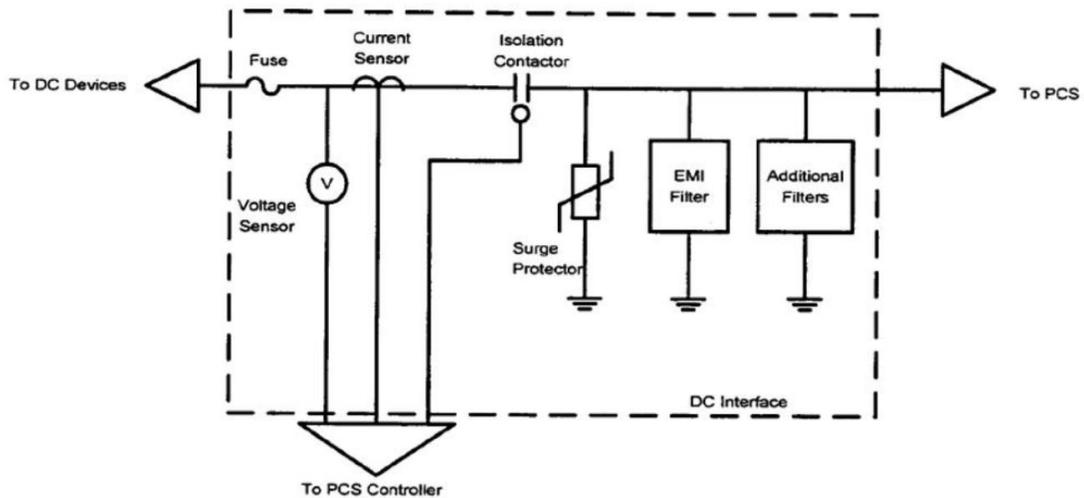
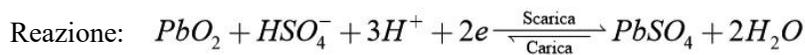


Figura 3.13 Interfaccia lato DC [32]

Il sistema di controllo infine, in forma analogica, digitale o in una combinazione dei due, ha la funzione di comparare le grandezze in uscita dal PCS con una grandezza di riferimento e minimizzare il segnale di errore. [32]

## Accumulatori al piombo/acido (Lead-Acid)

Con i loro 88 MW funzionanti installati in tutto il mondo costituiscono la tecnologia più matura: tra le installazioni di natura più recente si può indicare l'impianto da 10 MW e 7.5 MWh nell'isola di Maui costruito dalla Xtreme Power DPR come supporto alle fluttuazioni di potenza generate dall'impianto eolico da 21 MW a cui esso è collegato. [33] Essi si dividono in due gruppi: accumulatori aperti VLA (Vented Lead Acid) che permettono all'idrogeno e all'ossigeno generati di fuoriuscire e accumulatori ermetici VRLA (Valve Regulated Lead Acid) che favoriscono l'aumento di temperatura della cella.



Catodo: ossido di piombo

Anodo: piombo metallico

Setto poroso: materiale plastico o fibre di vetro

Elettrolita: soluzione acquosa al 37% di  $\text{H}_2\text{SO}_4$

La piombo/acido si presenta come una tecnologia sufficientemente economica, i cui materiali sono facilmente reperibili e abbondanti ma difficili da smaltire perché tossici, è caratterizzata da bassi valori di potenza ed energia specifica, bassa tensione a vuoto, forte dipendenza dalla temperatura di funzionamento e limitata durata di vita. Essa è soggetta a due fenomeni particolarmente sfavorevoli: il “colpo di frusta” responsabile del brusco abbassamento di tensione ad inizio scarica e il “gassing” ovvero la produzione di idrogeno e ossigeno in fase di sovraccarica. [6]

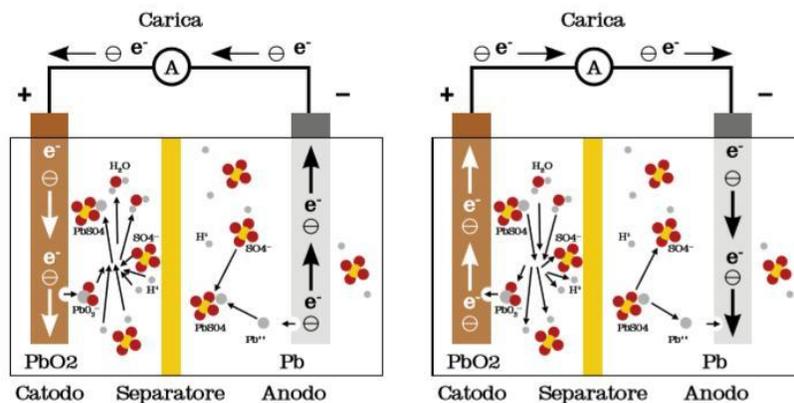
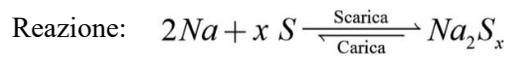


Figura 3.14 Batteria piombo/acido [6]

## Accumulatori al sodio/zolfo (NaS)

Tipologia di accumulatore operativa ad una temperatura compresa tra 300°C e 350°C conta circa 35 installazioni in tutto il mondo per un totale di 198 MW di cui ben 35 MW in Campania e altri 50 MW ad Abu Dhabi. [33]



Catodo: zolfo fuso

Anodo: sodio fuso

Elettrolita: solido ceramico di  $\beta$ -allumina

La sodio/zolfo è caratterizzata da potenza ed energia specifica elevate, rendimento energetico elevato, costituita da materie prime poco costose e abbondanti e lunga durata di vita. Il grande svantaggio legato al funzionamento della NaS sono le alte temperature per cui è richiesto un sistema BMS (Battery Management System) che provoca un aumento dei costi. [6]

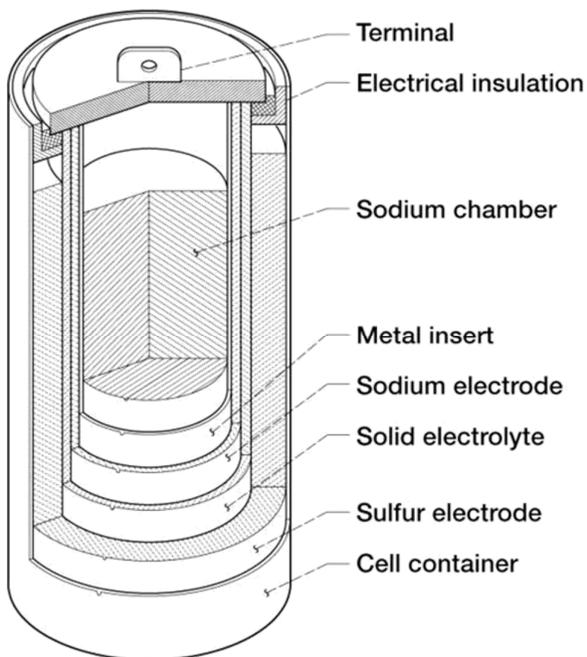
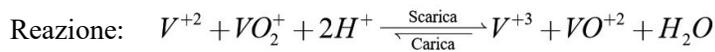


Figura 3.15 Batteria sodio/zolfo

<http://www.keyworldlister.com>

## Accumulatori a flusso di vanadio (Vanadium Redox Flow Battery)

Con soli 38 MW attualmente installati e attivi in tutto il mondo, la tecnologia a flusso di vanadio è la meno impiegata e commercializzata ma si prospettano buoni margini di crescita e di inserimento all'interno del mercato energetico. Le due aziende Hokkaido Electric Power Co Inc. (HEPCO) e Sumitomo Electric Industries (SEI), nel dicembre 2015, hanno messo in funzione il più grande sistema di stoccaggio dell'energia con vanadio da 15 MW e 60 MWh, anche se UET e Rongke Power hanno annunciato la futura costruzione di un sistema a flusso da 200 MW e 800 MWh. [33]



Catodo: semicoppia redox  $VO_2^+ / VO^{+2}$

Anodo: semicoppia redox  $V^{+3} / V^{+2}$

Elettrolita: membrana per passaggio di protoni

Il grande punto di forza di questa batteria è il totale disaccoppiamento di energia stoccata e potenza erogata: l'energia dipende dal volume dell'elettrolita e dalla sua concentrazione mentre la potenza è funzione della superficie della membrana e la portata delle pompe. Essa è in grado di scaricarsi fino a tensione nulla e gode di lunga durata di vita ma è molto costosa, possiede un rendimento energetico basso ed è sensibile alle variazioni di temperatura. [6]

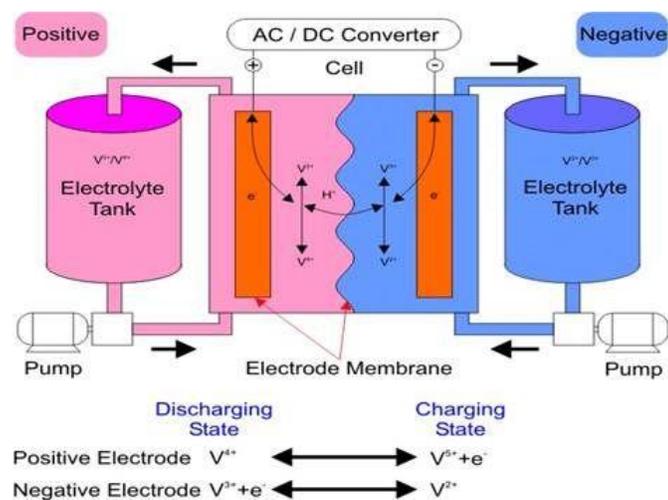
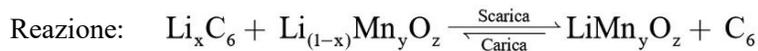


Figura 3.16 Batteria a flusso di vanadio

[www.communityenergyscotland.org.uk/battery-technology](http://www.communityenergyscotland.org.uk/battery-technology)

## Accumulatori al litio (Li-Ion)

Essi con attualmente più di 500 MW installati rappresentano la tecnologia più impiegata e di più ampio interesse da parte di costruttori, centri di ricerche e università. La Fluence Energy ha in progetto un impianto da 100 MW e 400 MWh da installare in California, mentre l'impianto Hornsdale Power Reserve in Australia del Sud con i suoi 100 MW e 129 MWh rappresenta attualmente il più grande sistema mondiale di stoccaggio con batterie agli ioni di litio operativo. [33]



Catodo: composti di litio

Anodo: grafite allo stato litiato o Carbon Coke

Elettrolita: soluzione di esafluorofosfato di litio (LiPF<sub>6</sub>) in solventi organici (carbonato di dimetile e di etilene)

Batteria caratterizzata da un elevatissimo rendimento energetico, alta densità di energia e di potenza, non ha effetto memoria, moderata stima di vita e minima manutenzione ma necessita, come la batteria NaS, di un sistema BMS elettronico per la gestione delle grandezze di cella quali tensione, corrente e temperatura per evitare processi che deteriorano la cella come la gassificazione e il rilascio di vapori infiammabili del solvente presente nell'elettrolita. Per tali motivi le celle Li-Ion sono spesso dotate di un apparato di controllo, che regola la carica ed interviene nel caso in cui i parametri di funzionamento superino i limiti prefissati. Essa è in grado di lavorare in un moderato range di temperature in funzione dell'utilizzo (+70°C/-40°C) e assume profili di scarica piatti in cui V è costante per un ampio intervallo di scarica. Il litio è il metallo con il minor peso atomico associato ad un potenziale elettrodico assoluto estremamente elevato (3.7 V). Le tecnologie agli ioni di litio possono anche essere classificate a seconda della forma della cella: cilindrica, prismatica o laminata. Le celle cilindriche possiedono un'elevata capacità potenziale, minor costo e una buona resistenza strutturale, le celle prismatiche per loro conformazione intrinseca ingombrano meno perciò vengono utilizzate quando lo spazio è limitato (come nei telefoni cellulari) mentre le celle laminate sono flessibili e più sicure delle altre forme appena descritte. [6]

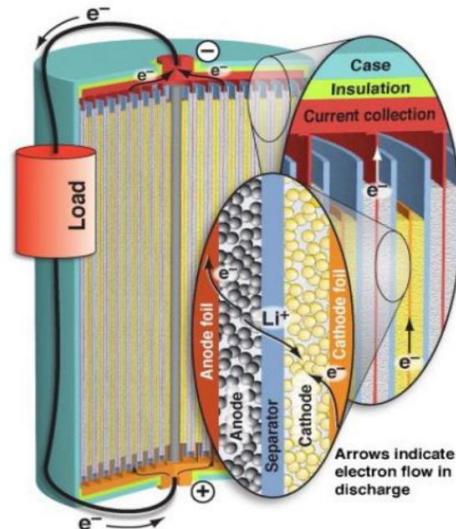


Figura 3.17 Batteria agli ioni di litio in forma cilindrica

<http://rikvold-group.fsu.edu/~ibrahim/Amp5.gif>

Esistono tre sotto-categorie della batteria a litio in funzione del materiale attivo utilizzato: litio-ione, litio-ione polimero e litio metallico. La prima tipologia con elettrolita liquido è certamente la più diffusa grazie alle sue svariate proprietà: tensione di cella elevata, elevata densità di energia, numero di cicli elevato, autoscarica ridotta, connotata da cicli di scariche e cariche profonde ed efficienza energetica maggiore del 90%. La seconda tipologia con elettrolita solido polimerico è caratterizzata invece da maggior sicurezza, a scapito però di una minor conducibilità, mentre la terza con litio in forma metallica allo stato liquido trova difficoltà ad inserirsi nel mercato a causa del mancato raggiungimento di requisiti minimi di ciclabilità. Facendo riferimento alla prima tipologia di batteria è doveroso introdurre una breve digressione sulle differenze prestazionali in funzione del materiale utilizzato per l'elettrodo positivo. [34]

Acronym	Material components	Chemical formula	Uses	Characteristics
LCO	Lithium Cobalt Oxide	$Li_{1-x}CoO_2$	Mobile phones, laptops	Incumbent technology first introduced in 1991, high energy density but incurs longer charge times and shelf life of 1-3 years, can be dangerous if damaged.
LMO	Lithium Manganese Oxide	$Li_{1-x}MnO_4$	Power tools, medical instruments	Low internal cell resistance allows fast recharging and high-current discharging but 1/3 of LCO's energy capacity.
NCA	Nickel Cobalt Aluminium	$Li_{1-x}NiCoAlO_2$	<b>Electric powertrains for vehicles</b> , energy storage	High specific energy and long life span; safety and cost were historical concerns but these are now resolved; Tesla uses NCA.
NMC	Nickel Manganese Cobalt	$Li_{1-x}(NiMnCo)O_2$	<b>Electric powertrains for vehicles</b> , power tools	Can be tailored to high specific energy or high specific power; most Japanese and Korean producers sell NMC into EV market.
LFP	Lithium Iron Phosphate	$Li_{1-x}FePO_4$	<b>Electric powertrains for vehicles</b> , eBikes, garden lights etc.	LFP batteries offer a safe alternative due to thermal and chemical stability of the Fe-P-O bond compared to Co-O bond; the Chinese government is promoting LFP use in China over NCA/NMC.

Tabella 3.5 Materiali catodici a confronto

CSIRO presentation, DB Future Metals conference, 25/06/2013

$Li_{1-x}CoO_2$ : costituisce il materiale maggiormente impiegato per la sua stabilità chimica e termica, benché non presenti una capacità cumulativa di ioni molto elevata. Il cobalto è un materiale tossico e spesso impiegato in ambiente aeronautico e quando associato all'ossigeno risulta essere particolarmente sensibile agli aumenti di temperatura.

$Li_{1-x}MnO_4$ : fornisce maggiore potenza grazie ad una veloce inserzione degli ioni nella struttura a spinello, inoltre il manganese è poco costoso e non tossico. Nondimeno deve essere supportato da additivi che ne evitino la dissolvenza allungandone la ciclabilità.

$Li_{1-x}NiCoAlO_2$ : in questa tipologia la presenza di nichel mostra un potenziale ed una capacità maggiore dei precedenti ma necessita di stabilizzatori. Perciò forma composti conosciuti come NCA e NMC per ottenere un buon compromesso di prestazioni, costi e sicurezza, anche la NCA è caratterizzata da elevate potenza ed energia specifiche ma scarsa sicurezza e alti costi.

$Li_{1-x}NiMnCoAlO_2$ : altresì denominata NMC, attualmente in incremento sul mercato delle batterie. Essa possiede la capacità di lavorare ad alti voltaggi, adatta ad applicazioni di energia come di potenza e capace di sopportare scariche pari a 2C.

$Li_{1-x}FePO_4$ : è in grado di tollerare numerosi cicli ed è adatto al funzionamento ad alte temperature. I materiali sono poco costosi e non tossici, mostrano una tensione di lavoro inferiore alle altre soluzioni conosciute ma sono più stabili in condizioni di sovraccarico e di corto circuito e nonostante presentino una densità di energia inferiore possono sopportare correnti più elevate e potenze maggiori. [34]

A valle della presentazione introduttiva sul funzionamento caratteristico di ogni tipologia di sistema di accumulo, che permette di acquisire un quadro generico delle disponibilità attuali di ESS sul mercato, è stata inserita la *Tabella 3.6*, in parte riepilogativa di quanto già accennato in qualche descrizione, in parte riassuntiva delle specifiche tecniche, economiche ed operazionali di ogni tecnologia, sulle quali si è edificata la scelta per l'ipotesi di progetto di sistema di accumulo proiettato al 2020 da installare presso la centrale Iren di Moncalieri. Per quanto riguarda la colonna relativa al **Costo specifico di installazione** state fatte alcune assunzioni:

- per tutte le tipologie sono state prese in considerazione due voci di costo distinte, una per unità di energia [ $\text{M}\$/\text{MWh}$ ] e una per unità di potenza [ $\text{M}\$/\text{MW}$ ], da impiegare entrambe per ottenere un costo complessivo del sistema installato.
- per quanto riguarda le batterie, gli SMES, i supercondensatori e i volani, l'unità di potenza è rappresentata dal PCS (Power Conversion System) mentre a riguardo dei sistemi CAES, LAES e PHS, l'unità di potenza è rappresentata da tutti quei macchinari che si occupano di connettere i dispositivi di accumulo alla rete elettrica (motori, compressori, turbine, etc.).
- per tutti i sistemi di accumulo l'unità di energia è invece rappresentata dall'apparecchiatura che fisicamente è impiegata nello stoccaggio di energia.
- le proiezioni al 2020 sono frutto di stime di economie di scala da parte di studiosi non trascurando la riduzione dei costi dovuta alla crescita tecnologica dei sistemi stessi.
- il costo di BoP (Balance of Plant) introduce il costo di componenti ausiliari (sistema di controllo, apparecchiature di manovra e protezione, trasformatore d'accoppiamento, strutture di supporto, costi di progetto etc.) ed è già incluso nei costi per unità di potenza assunto pari a  $0.1$  [ $\text{M}\$/\text{MW}$ ] per tutte le tecnologie.
- per l'idrogeno non è valido quanto finora descritto in quanto l'elettrolizzatore, la cella a combustibile e il compressore rappresentano le unità di potenza mentre il serbatoio per lo stoccaggio identifica l'unità energetica e tutti e quattro hanno un loro specifico costo.

In aggiunta ai costi sopra citati è doveroso tenere in considerazione anche i costi di esercizio e manutenzione fissi (**Costo O&M**) generalmente espressi in [ $\text{M}\$/\text{MW-yr}$ ].

Tecnologia	Potenza nominale [MW]	Densità volumetrica [MWh/m <sup>3</sup> ]	Tempo scarica	Tempo risposta	Autoscarica/gg [%]	Efficienza R-T[%]	TRL	Vita attesa [anni]	Costo specifico installazione	Costo O & M
<i>Large-Scale CAES</i>	fino a 500	0.002	1-24 h	10 minuti	quasi nulla	70	9	20-40	0.85 [M\$/MW] 0.01 [M\$/MWh]	0.003 [M\$/MW-yr]
<i>Small-Scale CAES</i>	20-50	0.029	5 h	15 minuti	limitata	75	7	25	0.85 [M\$/MW] 0.14 [M\$/MWh]	0.01 [M\$/MW-yr]
<i>PHS</i>	fino a 4000	0.0014	1-24 h	15 minuti	limitata	70-80	9	>30	1.75 [M\$/MW] 0.0.1 [M\$/MWh]	0.003 [M\$/MW-yr]
<i>Volano</i>	<20	0.02-0.08	15 min	<4sec	totale	90	8	<20	1.27 [M\$/MW] 0.1 [M\$/MWh]	0.02 [M\$/MW-yr]
<i>LAES</i>	10-200	0.2	>1h	10 minuti	ridotta	65-70	7	30	1.2 [M\$/MW] 0.4 [M\$/MWh]	/
<i>SMES</i>	1-10	0.006	pochi sec	millisec	10-15	95	7	>20	0.3 [M\$/MW] 0.65-0.85 [M\$/MWh]	0.02 [M\$/MW-yr]
<i>Supercondensatore</i>	0.3	0.03	10-30 sec	millisec	20	90	8	10-12	0.25-0.45 [M\$/MW] 0.3-2 [M\$/MWh]	0.013 [M\$/MW-yr]
<i>Idrogeno</i>	fino a 50	0.5-1	1-24 h	15 sec	quasi nulla	50-60 (tot)	6	/	compr 0.866 [M\$/MW] elettr 0.83 [M\$/MW] press tank 0.001 [M\$/kg H <sub>2</sub> ] fuel cell 2 [M\$/MW]	/
Tecnologia - batterie	Tensione nominale cella [V]	Capacità cella [Ah]	Energia specifica cella [Wh/kg]	Potenza specifica cella [W/kg]	Autoscarica/gg [%]	Efficienza R-T [%]	TRL	Vita attesa DOD 90% [cicli]	Costo specifico installazione	Costo O & M
<i>Piombo/acido</i>	2.1	1-10000	20-40	70-80	0.1	75	9	800	PCS+BoP 0.3 [M\$/MW] batteria 0.4 [M\$/MWh]	0.05 [M\$/MW-yr]
<i>Sodio/zolfo</i>	2	628	240	210	0.1	85	8	4500	PCS+BoP 0.3 [M\$/MW] batteria 0.415 [M\$/MWh]	0.08 [M\$/MW-yr]
<i>VRB</i>	1.25	/	25	100	quasi nulla	75	7	10000-15000	PCS+BoP 0.3 [M\$/MW] batteria 1.3 [M\$/MWh]	0.07 [M\$/MW-yr]
<i>Litio</i>	3.5-4.5	0.1-10000	40-180	200-3000	0.1-0.3	>90	8/9	>5000	PCS+BoP 0.3 [M\$/MW] batteria 0.825 [M\$/MWh]	0.005 [M\$/MW-yr]

Tabella 3.6 Presentazione delle caratteristiche tecnico-economiche dei sistemi di accumulo [35][36][37][38][39][40][41][42][43]

## 3.2. Scelta del sistema di accumulo elettrico

Alla luce di quanto emerso dai paragrafi introduttivi e dalla *Tabella 3.6*, si può procedere con una scrematura preliminare dei sistemi che meglio si conformerebbero al servizio richiesto per la centrale di Moncalieri e successivamente, tramite una selezione più dettagliata, giungere alla scelta conclusiva.

Per ovvi motivi di conformazione geologica, il PHS e il Large-Scale CAES non sono stati nemmeno presi in considerazione, nonostante sia stata inserita nella tesi, come per tutti gli altri sistemi, una breve descrizione del funzionamento, mentre i supercondensatori non risultano adeguati in quanto caratterizzati da basse potenze nominali e brevissimi tempi di rilascio, stessi motivi validi anche per gli SMES, i quali per di più necessitano di un complesso sistema di refrigerazione molto costoso. I volani potrebbero eventualmente essere adatti al servizio di regolazione di frequenza ma sicuramente inefficaci nell'erogazione di energia per il meccanismo di compra/vendita, oltre al fatto che il loro costo specifico per unità di potenza è decisamente elevato. Il sistema LAES e allo stesso modo il sistema Small-Scale CAES non risulterebbero totalmente inadatti al servizio di regolazione richiesto dalla centrale Iren di Moncalieri, anche se in realtà comunque sarebbero maggiormente appropriati per una prestazione di energia più che di potenza, ma il loro grande limite risiede nel fatto che ad oggi non esiste alcun tipo di installazione, per entrambe le tecnologie, che non sia soltanto allo stadio dimostrativo e la cui potenza superi i 5 MW. Per di più essi non risultano convenienti neanche da un punto di vista economico e di esercizio: nonostante il Large-Scale CAES sia caratterizzato da costi dell'unità di stoccaggio decisamente ridotti, per il Small-Scale CAES l'impiego dei vessel fa inevitabilmente lievitare i prezzi e l'utilizzo del sistema a 200 bar incrementa i costi operativi, stesso ragionamento attuato per il sistema LAES per cui è necessario raggiungere temperature dell'ordine dei  $-196^{\circ}\text{C}$  oltre ad un costo di installazione sufficientemente elevato. Lo stesso discorso di maturità del sistema e di costi specifici risulta essere valido anche per un impianto ad idrogeno: attualmente in tutto il mondo non è stato installato alcun sistema di stoccaggio per applicazioni stazionarie in un'ottica *Power-to-Power* se non prototipi oggetto di studio a livello di laboratorio. Infatti le uniche installazioni operative, caratterizzate da potenza nominale decisamente inferiore a 10 MW, sono finalizzate alla sola produzione di idrogeno destinato a sua volta a diversi usi specifici (*Power-to-Gas*) come quelle elencate in *Tabella 3.17*. Di conseguenza, nel presente e almeno fino al 2030, secondo le stime di alcuni ricercatori, un ipotetico investimento su un sistema stazionario ad idrogeno risulterebbe decisamente imprevedibile e rischioso, oltre al fatto che l'impiego di idrogeno in un sistema di accumulo, soprattutto per quanto concerne la tecnica del gas compresso, quella tenuta in considerazione in questa tesi perché maggiormente sviluppata,

implicherebbe una serie di gravose mansioni volte a tutelare l'aspetto sicurezza. Inoltre, come si poteva evincere dalla *Tabella 3.6*, i costi per le celle a combustibile sono oggi giorno ancora letteralmente insostenibili e per di più devono essere sommati ai costi degli altri componenti che compongono il sistema. [32]

Project Name	Rated Power [kW]	Duration [h]	Status
INGRID Hydrogen Demonstration Project	1200	32.50	Operational
E.ON "Power to Gas" Pilot Plant Falkenhagen	1000	n/a	Operational
Grapzow 140 MW Wind Park with 1 MW Power to Gas System	1000	27.0	Operational
Hydrogenics Power-to-Gas	2000	n/a	Contracted
Energiepark Mainz	6000	4.33	Operational
HyBalance - Air Liquide Advanced Business	1250	n/a	Operational
Audi e-gas Project	6000	n/a	Operational

*Tabella 3.7 Installazioni Ptg nel mondo [33]*

Tra le batterie esistono altre molteplici soluzioni tecnologiche in questa tesi non presentate perché ancora in fase di ingegnerizzazione o al contrario declassate per l'impiego di materiali tossici, come quelle a base di cadmio. Tra le tecnologie che invece sono state presentate e di cui è stata fornita una tabella comparativa circa gli aspetti caratteristici, partendo da un punto di vista prettamente economico, è ovvio che il costo del sistema di conversione della potenza (PCS + BoP) risulti analogo per tutte le tipologie, ma per contro il costo relativo alla struttura della batteria sia molto eterogeneo dipendentemente dai materiali di costruzione. Infatti le tre tipologie al piombo/acido, al sodio/zolfo e al litio sembrano essere abbastanza allineate, nonostante qualche percentuale in più nel costo della batteria al litio, mentre la VRB risulta essere la più onerosa e a causa delle limitate installazioni attualmente presenti a livello mondiale, i costi di impianto risultano essere caratterizzati spesso da una forte incertezza. Le batterie al piombo potrebbero costituire un ottimo compromesso per quanto riguarda i costi di installazione se non fosse per la breve prospettiva di vita che necessiterebbe di frequenti sostituzioni e un'assidua manutenzione. Allo stesso modo le batterie al sodio/zolfo si mostrano particolarmente interessanti dal punto di vista economico in termini di installazione, nonostante in realtà le elevate temperature operative richiedano elevati costi fissi e di manutenzione. Per di più, in un documento presentato dalla Toshiba Corporation nel Dicembre 2013 intitolato "*Battery energy storage systems for maximizing renewable energy introduction: approaches and cases in Japan*", viene sottolineata la propensione delle batterie a base di zolfo e di quelle a flusso a fornire prestazioni di energia mentre le batterie agli ioni di litio risultano essere maggiormente adatte a prestazioni energetiche: caratteristica fondamentale da tenere in considerazione per la scelta del sistema di accumulo. Infatti le ricerche effettuate su *Global Energy Storage Database* (DOE), riguardo ai sistemi di batterie installati e operativi in tutto il mondo, mostrano risultati che avvalorano pienamente quanto appena affermato: le batterie agli ioni

di litio generalmente sono caratterizzate da tempi di rilascio prossimi a un'ora a servizio della regolazione della frequenza/potenza e tempi di risposta dell'ordine dei millisecondi, mentre le altre due tipologie funzionano abitualmente per più di sei ore e richiedono tempistiche di start-up decisamente lente (qualche ora) per via delle alte temperature operative, aspetto peraltro non trascurabile, oltre che in un'ottica finanziaria, anche dal punto di vista della sicurezza a causa degli incendi che potrebbero scaturire in caso di mancato controllo delle temperature. In *Tabella 3.18* e in *Tabella 3.19* sono riportati gli elenchi completi dei progetti con potenza nominale maggiore o uguale di 10 MW approvati in tutto il mondo per le tipologie di batterie appena menzionate.

In conclusione, dopo aver evidenziato non soltanto i parametri prestazionali ed economici e le caratteristiche di funzionamento di ogni singola tecnologia di accumulo, ma altresì la loro adattabilità al servizio di regolazione e la possibilità di compra/vendita energetica, si è deliberata la scelta di installare un complesso di batterie agli ioni di litio.

Project Name	Rated Power [kW]	Duration [h]	Status
Rokkasho Village Wind Farm - Futamata Wind Development	34000	7.0	Operational
Terna SANC Project (1)	12000	8.0	Operational
Terna SANC Project (2)	12000	8.0	Operational
Terna SANC Project (3)	10800	8.0	Operational
Kyushu Electric - Buzen Substation - Mitsubishi Electric / NGK Insulators	50000	6.0	Operational

*Tabella 3.8 ESS con batteria a base di sodio e  $P > 10\text{MW}$  [33]*

Project Name	Rated Power [kW]	Duration [h]	Status
Notrees Battery Storage Project - Duke Energy	36000	0.67	Operational
Los Andes Substation Battery Energy Storage System - AES Gener	12000	1	Operational
AES Angamos Storage Array	20000	0.33	Operational
AES Laurel Mountain	32000	0.25	Operational
Anchorage Area Battery Energy Storage System	25000	0.57	Operational
Auwahi Wind Farm	11000	2.5	Operational
AES Tait Battery Array	20000	n/a	Operational
WEMAG Schwerin Battery Park - Younicos	15000	1.0	Operational
Cochrane Thermal Power Station Storage System	20000	0.32	Announced
Nishi-Sendai Substation - Tohoku Electric / Toshiba	40000	0.50	Operational
Changsha 10MW/20MWh BESS	10000	2.0	Announced
AES Kilroot Advancion Energy Storage Array	10000	0.50	Operational
Feldheim Regional Regulating Power Station (RRKW)	10000	1.0	Operational
Invenery Grand Ridge Wind Project BESS	31500	0.38	Operational
Terna Grid Defense Plan Phase II (1)	20000	n/a	Announced
Jake Energy Storage Center: RES Americas	19800	2.53	Operational
Elwood Energy Storage Center: RES Americas	19800	2.53	Operational
AES Alamos Energy Storage Array	100000	4.0	Under Construction
Atacama I	100000	5.67	Under Construction
Atacama II	12000	0.33	Announced/Never Built
Imperial Irrigation District BESS - GE	30000	0.67	Operational
Beech Ridge Wind Storage 31.5 MW	31500	n/a	Operational
Grand Ridge Energy Storage 31.5 MW	31500	0.38	Operational
IPL Advancion Energy Storage Array	20000	1.0	Operational
Minami-Soma Substation - Tohoku Electric / Toshiba	40000	1.0	Operational
30 MW SK Innovation BESS	30000	n/a	Announced
Kauai Dispatchable Solar Storage - 13 MW / 52MWh - SolarCity	13000	4.0	Contracted
Kingdom of Jordan - NEPCO	20000	n/a	Announced
Masinloc Coal Plant ESS - AES	10000	n/a	Operational
15 MW Energy Storage at Herne Cogeneration Plant - STEAG GmbH	15000	n/a	Contracted
Daimler 2nd Life Storage - The Mobility House	13000	1.0	Operational
15 MW Energy Storage at Lünen Cogeneration Plant - STEAG GmbH	15000	1.50	Operational

15 MW Energy Storage at Walsum Cogeneration Plant - STEAG GmbH	15000	1.50	Contracted
15 MW Energy Storage at Bexbach Cogeneration Plant - STEAG GmbH	15000	1.50	Contracted
15 MW Energy Storage at Volklingen-Fenne Cogeneration Plant - STEAG GmbH	15000	1.50	Contracted
15 MW Energy Storage at Weiher Cogeneration Plant - STEAG GmbH	15000	1.50	Contracted
Warrior Run 10 MW Advancion Energy Storage - AES	10000	n/a	Operational
10 MW - PG&E Molino Substation- Hecate Energy	10000	2.0	Contracted
Golden Hills - NextEra Energy	30000	2.0	Contracted
Lee DeKalb Energy Storage - NextEra	20000	0.50	Operational
Meysersdale Energy Storage - NextEra	18000	0.50	Operational
Green Mountain Energy Storage - NextEra	10400	1.0	Operational
14.8 MW / 58.8 MWh IESO Energy Storage Procurement Phase 1 - Hecate Energy	14800	4.0	Operational
Daimler AG 15 MWh	15000	1.0	Under Construction
McHenry Battery Storage Project - EDF Renewable Energy	20000	2.33	Operational
GS E&R-LG Chem	12500	4.0	Announced
Deepwater Wind-New York	15000	4.0	Operational
Vlissingen Advancion Energy Storage - AES	10000	1.0	Operational
Japan-Egypt-Hurghada-30 MW	30000	4.0	Announced
Shin-Yongin Substation ESS Pilot Project - 24 MW ESS - KEPCO / Samsung SDI	24000	0.50	Operational
Shin-Gimje Substation ESS - 24 MW ESS - KEPCO / Kokam	24000	0.37	Operational
Uiryeong Substation ESS - 24 MW ESS - KEPCO / LG CNS	24000	0.25	Operational
Rabbit Hill Energy Storage Project	10000	0.50	Operational
SDG&E / Hecate Energy Bancroft - (San Diego, CA)	20000	4.0	Contracted
Clinton County BESS - Exelon / RES	10000	25.0	Operational
Jhajjar, Haryana BESS - AES	10000	1.0	Announced
Tucson Electric Power (TEP) - NextEra	10000	0.50	Contracted
University of Arizona Science and Technology Park / TEP - E.ON	10000	0.50	Contracted
Germany Residential Energy Storage Systems - 34,000 PV Battery Storage Systems	68000	3.0	Operational
UK National Grid - RES	20000	n/a	Contracted
Non-Gong Substation ESS - 36 MW ESS - KEPCO / Kokam	36000	0.37	Contracted
Kingfisher Project (Stage 2)	100000	4.0	Announced
SDG&E Escondido Substation - AES	30000	4.0	Contracted
AltaGas Pomona Energy - SCE / Greensmith Energy	20000	4.0	Operational
Lakeland Solar and Storage - Lyon Group	20000	1.0	Operational
Convergent 35 MW / 140 MWh - SCE	35000	4.0	Contracted
Aliso Canyon SCE Mira Loma Substation - Tesla	20000	4.0	Contracted
Marengo Project	20000	0.25	Under Construction
Escondido Energy Storage	30000	4.0	Operational
SCE LM6000 Hybrid EGT - Center	10000	0.42	Operational
SCE LM6000 Hybrid EGT - Grapeland	10000	0.42	Operational
Hornsedale Power Reserve 100MW / 129MWh Tesla Battery	100000	1.28	Operational
Dalrymple 30 MW / 8 MWh battery	30000	0.27	Announced
Cape York Solar Storage 20MW / 80MWh - Lyon Group	20000	4.0	Operational

Tabella 3.9 ESS con batteria al litio e  $P > 10MW$  [33]

### 3.2.1. Peculiarità degli accumulatori al litio

In questo ultimo paragrafo del capitolo 3 verranno esposti i parametri caratteristici delle batterie al litio, che fondamentalmente rappresentano le variabili operative della batteria stessa, che includono la tensione, la corrente, la temperatura di esercizio, i cicli carica/scarica e l'efficienza, in modo tale da poter introdurre nel prossimo capitolo le assunzioni necessarie per il caso studio di questa tesi e poter proseguire con l'analisi di sostenibilità economica del progetto. In linea generale verranno presentati alcuni dei processi necessari al corretto utilizzo di tutte le batterie al litio, nonostante, in ambito di mercato, ogni tipologia sia caratterizzata da valori specifici di riferimento relativi alle proprie condizioni di esercizio. È opportuno quindi, prima di completare l'acquisto di un pacchetto di batterie, contattare i rivenditori e informarsi nello specifico sui dati di funzionamento tipici di ciascuna batteria e in funzione di essi, scegliere quella che meglio si presta al servizio da fornire. Attualmente le imprese leader nella produzione di batterie al litio secondarie destinate all'impiego stazionario sono: Toshiba, LG Chem, Samsung SDI, Tesla, Kokam, Boston Power, BYD, SAFT, Optimum Nano, etc. Risulta interessante notare in *Figura 3.18* che nel 2020, anno di riferimento per il progetto sviluppato nella presente tesi, si stima che la capacità di batterie al litio in esercizio a livello mondiale aumenti del 23,8% rispetto all'anno corrente.

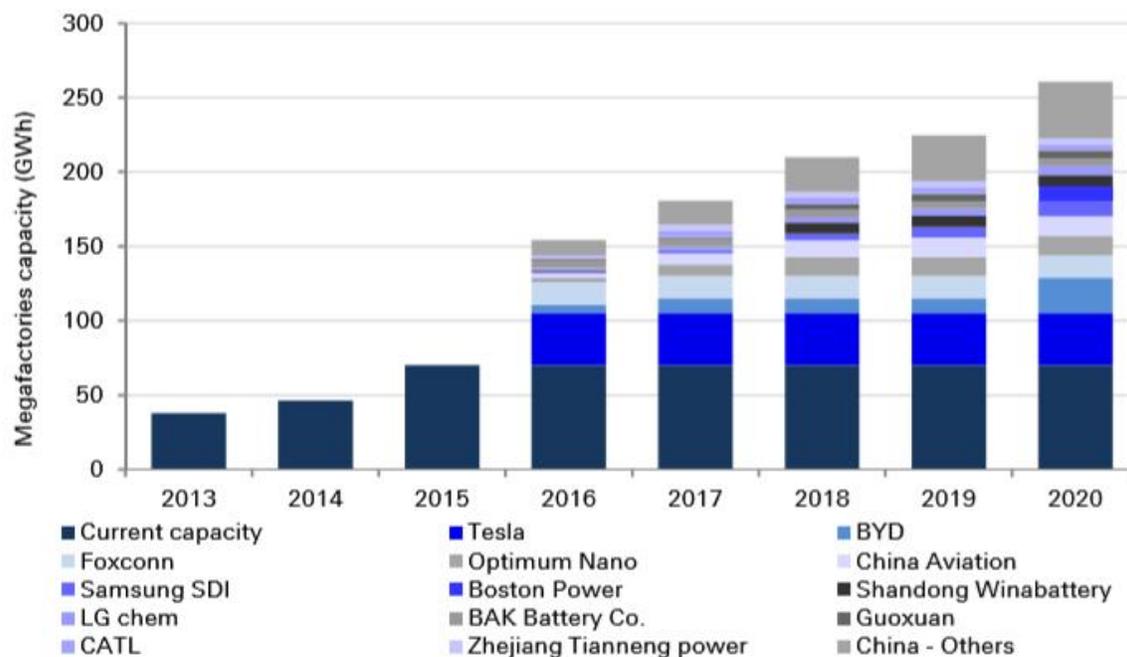
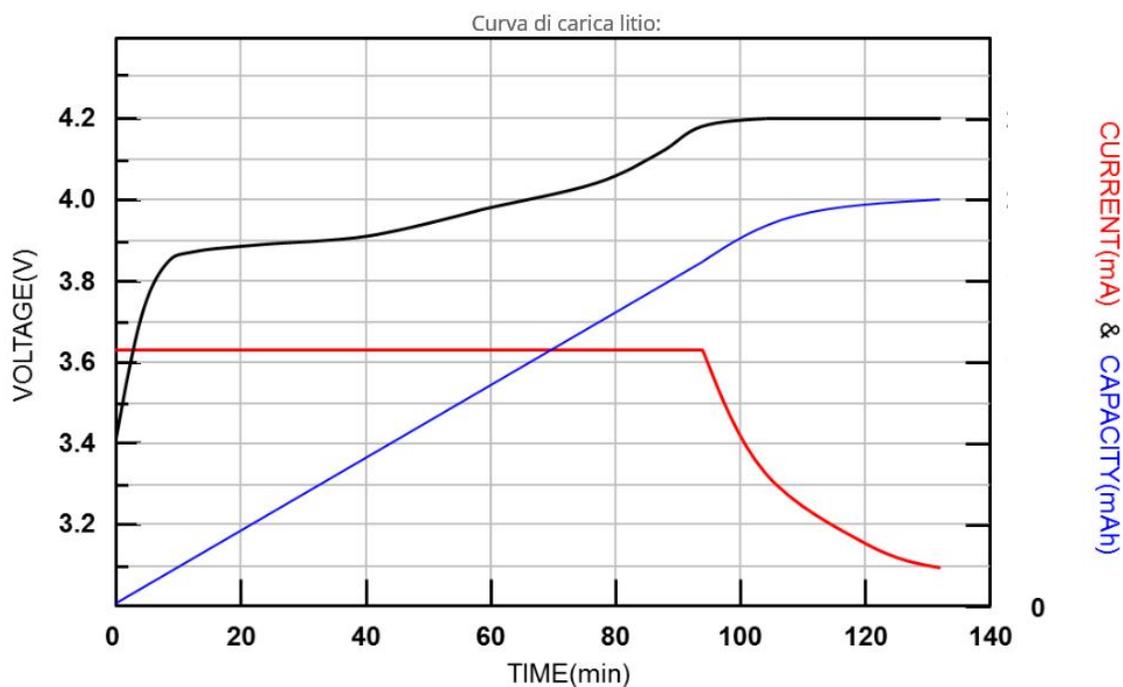


Figura 3.18 Investimenti nella catena di approvvigionamento della batteria al litio [43]

## Carica

In generale il comportamento della tensione e della corrente in funzione del tempo durante un periodo di carica della singola cella, comportamento che si ripete in tutte le celle costituenti l'unità di batterie, esattamente quello riportato in *Figura 3.19* in cui risulta evidente il rapporto inversamente proporzionale delle due misure, prevede il raggiungimento del valore di tensione massima (tensione di cut-off) al termine della carica, corrispondente ad una corrente quasi nulla. In rosso è raffigurato il trend della corrente, in blu quello della capacità della batteria e in nero quello del voltaggio.

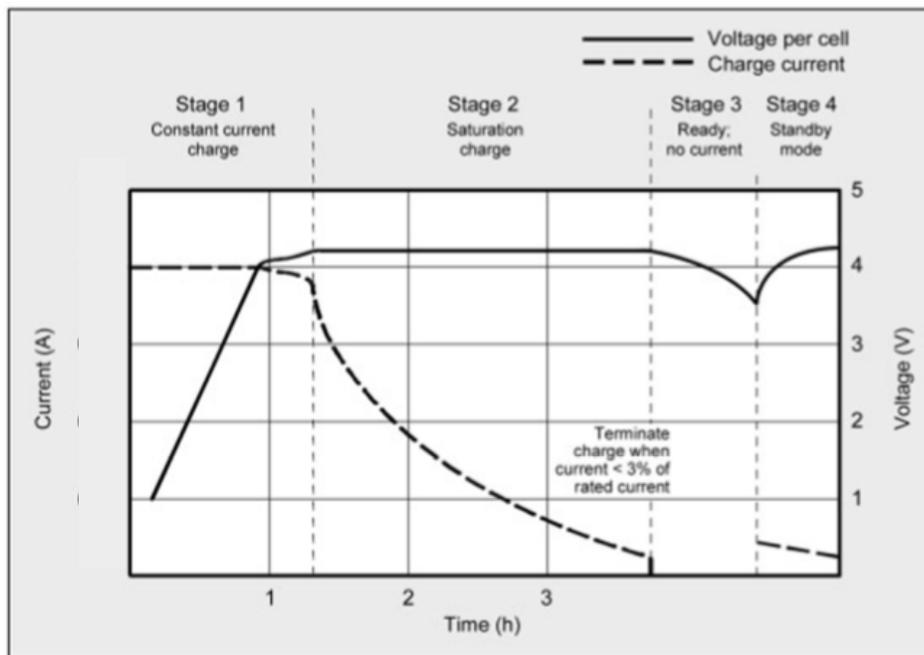


*Figura 3.19* Comportamento generico di una batteria al litio in carica

[www.energeticambiente.it](http://www.energeticambiente.it)

Analizzando il processo di carica più nel dettaglio si può affermare che comunemente esso si compone di due fasi: una iniziale a corrente costante, come si evince anche in figura, durante la quale la tensione imposta ai morsetti raggiunge il massimo valore sopportabile, e una a tensione costante caratterizzata dal decremento della corrente fino al 3% del valore nominale che coincide con il raggiungimento della capacità massima ottenibile dalla cella. Generalmente si preferisce un processo di carica come quello appena descritto rispetto alla modalità ad impulsi la quale rischia di provocare un degrado accelerato della batteria a causa dei picchi di tensione. È prevista, oltre alle

due fasi ora esposte, un'eventuale terza fase di sveglia o di "boost" nell'eventualità che durante il periodo di carica la tensione non sia riuscita a raggiungere il suo valore di cut-off: questa situazione è caratteristica dei periodi di inattività della cella in cui il fenomeno di autoscarica è responsabile della diminuzione della tensione massima registrata ai morsetti. Per ovviare all'inconveniente è possibile applicare piccole scosse di corrente per innalzare il valore di tensione al suo valore assoluto. In *Figura 3.20* si possono distinguere perfettamente le fasi di carica di una generica batteria. [44]



*Figura 3.20* Comportamento dettagliato di una batteria al litio in carica [44]

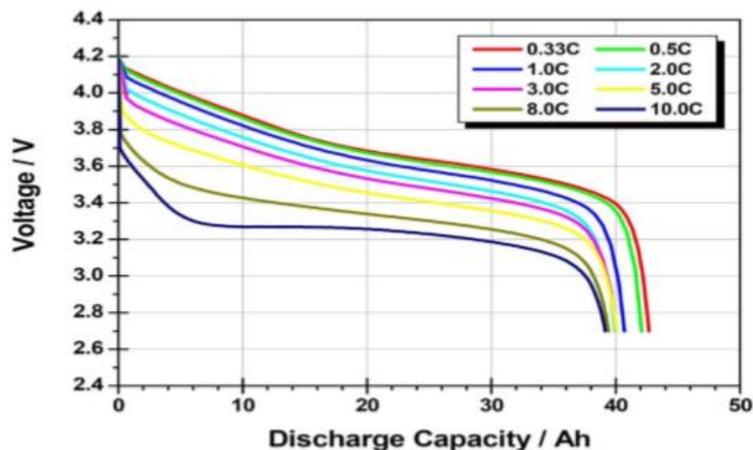
In funzione delle tempistiche, rappresentate dai differenti valori assunti dal C-rate, è possibile identificare tre diverse modalità di ricarica: ricarica lenta, con corrente pari a  $0,1C$  corrispondente cioè a tempistiche superiori alle 10 ore, ricarica rapida, con corrente pari a  $0,3C$  equivalente a circa 3 ore e ricarica veloce con corrente pari a  $1C$  esattamente pari a un'ora. Attualmente esiste anche una quarta modalità definita ultra rapida connotata da correnti maggiori di  $1C$  ma, più la capacità del sistema è elevata, più risulta conveniente impiegare tempi di ricarica prossimi all'ora per ottenere buone capacità di carica ed evitare di stressare i cicli di carica/scarica della batteria e compromettere la vita della stessa. [44]

## Scarica

Durante il periodo di rilascio invece, la tensione, come già accennato nel paragrafo precedente, decresce in funzione dello stato di scarica fino ad un valore inferiore limite, tensione di cut-in, assumendo un profilo a inizio e fine scarica di tipo esponenziale, ma per un ampio gap di valori di capacità decisamente piatto (plateau), il che permette alla cella di lavorare quasi totalmente in condizioni funzionali nominali. In *Figura 3.21* è rappresentato il processo di scarica di una specifica tipologia di batteria, la cella litio-ione NMC prodotta da Kokam modello SLPB 100216216H, il cui datasheet è riportato in *Tabella 3.20*, sufficientemente rappresentativa di tutte le celle a base di litio ad impiego stazionario, ad un fissato valore di temperatura (25°C) e a differenti livelli di corrente. È possibile notare prontamente che, come precedentemente affermato per il processo di carica, anche durante la scarica l'incremento del C-rate influenza negativamente le prestazioni e produce una diminuzione della tensione. Nonostante ciò però, a costo di rinunciare a qualche percentuale di voltaggio in più, per la fornitura di alcune tipologie di servizio è necessario impiegare generalmente non più di 2/3 ore sia in carica che in scarica: ad esempio la maggior parte delle batterie presenti sul mercato adibite al servizio di regolazione presentano valori di corrente nominale pari a 1C. [45]

Capacità nominale [Ah]		40
Tensione nominale [V]		3,7
Carica	Tensione massima [V]	4,2
	Corrente massima [A]	120
Scarica	Tensione minima [V]	2,7
	Corrente continuativa massima [A]	200
	Corrente di picco [A]	300

*Tabella 3.10* Dati nominali di funzionamento delle celle analizzate



*Figura 3.21* Comportamento di una batteria al litio in scarica in funzione del C-rate [45]

## Temperatura

Anche la temperatura costituisce un aspetto determinante sulle capacità prestazionali e di esercizio di una cella al litio durante il processo di scarica. Essa governa la velocità delle reazioni che avvengono all'interno della batteria secondo la relazione esponenziale di Arrhenius<sup>2</sup>: in corrispondenza di temperature minori, le reazioni sono rallentate e di conseguenza diminuisce la quantità di energia estraibile dalla cella, mentre per temperature in aumento la velocità delle reazioni chimiche è positivamente incrementata con il rischio però di provocare un “effetto a valanga” che comporta un ulteriore innalzamento incontrollato della temperatura con conseguente esplosione della cella. Abitualmente le batterie sono in grado di lavorare all'interno di un range di temperature abbastanza esteso (da -40°C a +70°C) ma più ci si discosta dalla temperatura predefinita, generalmente di 20°C/25°C, più le performances risultano penalizzate e aumentano i rischi di guasto permanente dei componenti fondamentali della cella. Ecco perché, nelle installazioni di pacchetti di batterie, risulta indispensabile provvedere alla programmazione di un sistema di condizionamento (HVAC) in grado di mantenere la temperatura ad un valore prestabilito. In *Figura 3.22* è possibile evidenziare il trend della tensione della cella al variare della temperatura a fronte di una scarica a 1C del medesimo modello prodotto da Kokam, utilizzato per la dimostrazione precedente. [45]

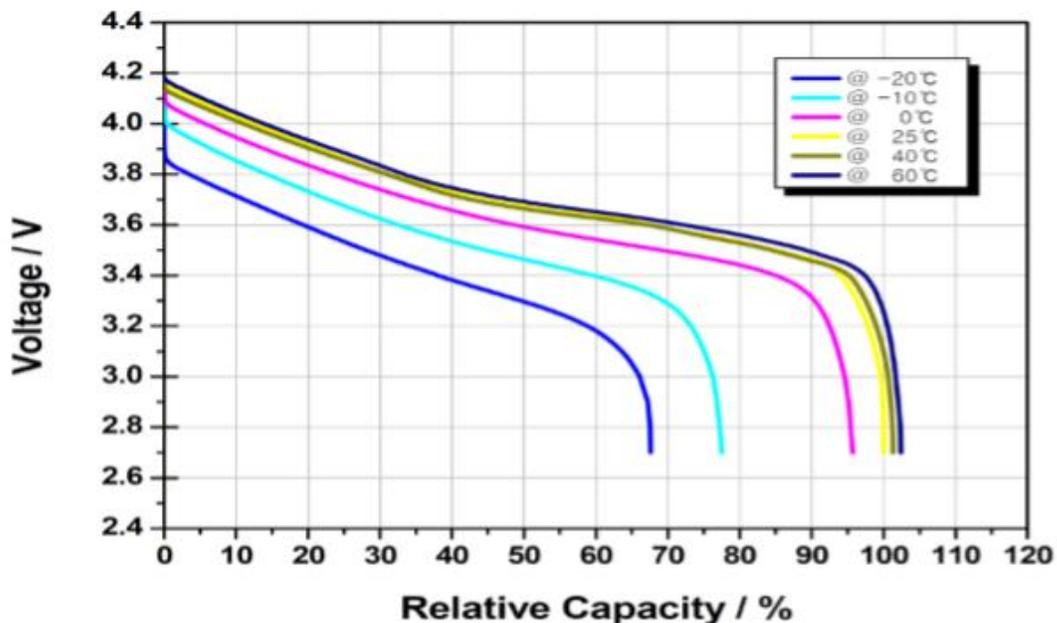


Figura 3.22 Comportamento di una batteria al litio in scarica in funzione della temperatura[45]

<sup>2</sup> L'equazione di Arrhenius è un'equazione esponenziale che mette in relazione la costante di velocità  $k$  con la variazione di temperatura e comporta una variazione di energia:

$$k = k_0 * e^{-\frac{\Delta E}{R*T}}$$

## *Invecchiamento*

La capacità di una batteria è fortemente subordinata ai parametri operativi della stessa, tanto che non rappresenta un valore fisso di progetto, ma varia durante la vita in funzione delle condizioni di esercizio, in particolar modo gli agenti che intervengono nella diminuzione della capacità sono temperatura, modalità di carica e di scarica, tempo e corrente di picco. Graficare la perdita di capacità in funzione di tutte e cinque le variabili menzionate implicherebbe parecchie difficoltà perciò, anche nei cataloghi dei produttori di batterie, viene presentata una curva di calo della capacità in funzione del solo numero di cicli di carica/scarica. Nella curva rappresentata in *Figura 3.24* vengono esplicitamente contraddistinte quattro differenti fasi:

### FASE A

Caratterizzata da una rapida diminuzione della capacità a causa della formazione di uno strato passivante costituito da prodotti di degradazione dei sali inorganici e di decomposizione del solvente dell'elettrolita organico: SEI (Solid Electrolyte Interphase).

### FASE B

Si crea una pellicola sull'anodo che riduce il materiale attivo libero, e quindi un minor numero di ioni litio vengono intercalati nell'anodo durante il processo di carica. Rispetto alla prima fase descritta il tasso di perdita di ioni è minore e quindi la perdita di capacità in funzione del numero di cicli di vita si riduce.

### FASE C

Anche sul catodo si forma una pellicola protettiva, questa volta chiamata SPI (Solid Permeable Interphase) e per lo stesso motivo della FASE B, essa tende a ridurre il materiale attivo libero e la perdita di capacità utile in funzione del numero di cicli si riduce.

### FASE D

Durante l'ultima fase della curva il materiale attivo libero continua a diminuire fino al raggiungimento dell'80% della capacità nominale, valore considerato soglia per la sostituzione della batteria. [44]

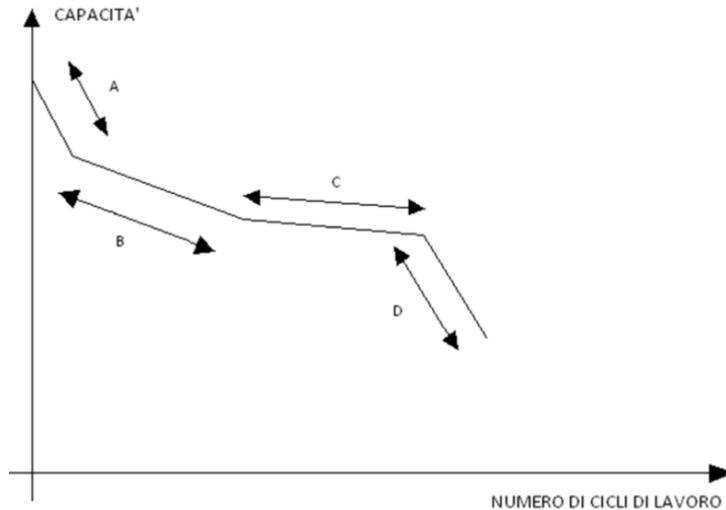


Figura 3.24 Capacità batteria vs cicli di lavoro[44]

In realtà, nonostante la descrizione dettagliata delle quattro fasi di decremento della capacità, normalmente la curva di diminuzione della capacità di una batteria, con annessa restrizione degli anni di vita della stessa, assume un profilo decisamente lineare. A conferma di ciò, sono stati presi come riferimento i risultati dei test effettuati presso i Progetti Pilota di accumulo energetico “grid-scale” di Terna nelle isole Sardegna e Sicilia perché appartenenti alla categoria *Power Intensive*, traducibile in un’elevata rapidità di risposta della risorsa combinata ad un ampio range di escursione delle variazioni della potenza ed equipaggiato per i seguenti servizi di rete: regolazione primaria e secondaria della frequenza e incremento dei margini di sicurezza di gestione delle reti AT dell’isola: caratteristiche analoghe a quanto richiesto dal progetto di questa tesi. [46] Tra i due impianti è stato preso in considerazione quello installato a Codrongianos in Sardegna, il cui “Storage Lab” risulta strutturato come in Figura 3.25:

CODRONGIANOS			
	Tecnologia	Taglia	
	Litio Ferro Fosfato	1 MW	1,23 MWh
	Litio Nichel Cobalto Alluminio	1,2 MW	0,93 MWh
	Litio Manganese	1 MW	0,92 MWh
	Litio Nichel Manganese Cobalto	1,08 MW	0,54 MWh
	Litio titanato	1 MW	1,02 MWh
	Nichel-Cloruro di Sodio	1,2 MW	4,15 MWh
	Nichel-Cloruro di Sodio	1 MW	2,00 MWh
	Flusso - Vanadio	0,4 MW	1,10 MWh

Figura 3.25 Installazioni Terna a Codrongianos[46]

“L’approccio alla sperimentazione delle tecnologie di accumulo interessate è tale da permettere di costruire un track-record di riferimento per un settore che presenta standard normativi ancora in definizione, che sia allo stesso tempo basato su criteri oggettivi di comparazione tra tecnologie di natura differente e che tenga conto di una molteplicità di applicazioni. Obiettivo della sperimentazione è inoltre quello di acquisire un livello di know-how tale da consentire di selezionare la miglior tecnologia adatta per ciascuna applicazione, ed integrare tra loro le diverse tecnologie in maniera ottimale in asservimento all’esercizio del Sistema Elettrico.”<sup>3</sup>

Così si prospetta l’incipit del paragrafo dedicato alla sperimentazione sulle batterie installate nel Lab di Codrongianos del Rapporto Pubblico di Terna. I test sono stati eseguiti in due differenti ambienti di potenza: **Grid-Scale test** sulle unità di accumulo in sito da circa 1 MW e **Module-Scale test** sui moduli di taglia inferiore a 100 kW, costituiti da un assemblaggio di innumerevoli celle, che collegati in serie costituiscono le unità di stoccaggio. Tra i molteplici test effettuati su entrambe i livelli di potenza, quello ritenuto di maggior interesse per l’azienda e per il progetto è per l’appunto il Module-Scale test di invecchiamento per mettere in luce il trend del decremento della capacità in determinate strategie di esercizio dei moduli, come affermato precedentemente. La prima tipologia di ciclo proposta dal committente a cui sono stati sottoposti i moduli è il ciclo standard, rappresentato in *Figura 3.26*, caratterizzato da una scarica a potenza nominale, seguito da una carica completa a potenza nominale, nel rispetto dei limiti prefissati per il modulo, e non prevedendo alcuna fase di stand-by tra un processo e l’altro, anche se queste potrebbero essere preventivamente concordate con il fornitore della tecnologia. Questa tipologia di ciclo si potrebbe configurare quasi perfettamente, con l’aggiunta di fasi di stand-by, alla pratica del *energy time-shift* prevista per il sistema di accumulo da installare a Moncalieri quando non in funzione per la regolazione della frequenza, contraddistinta dai cicli presentati nell’esperimento successivo. [47]

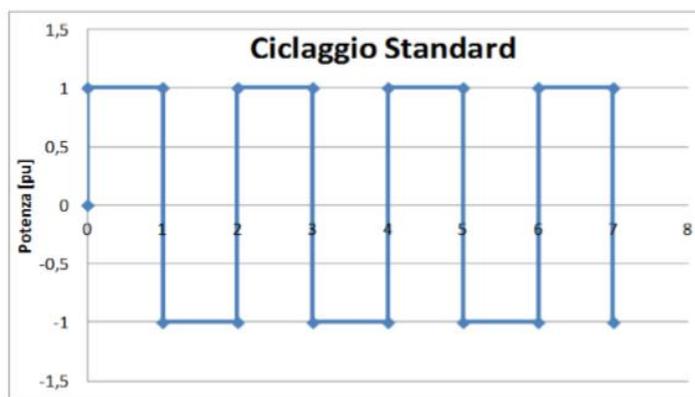
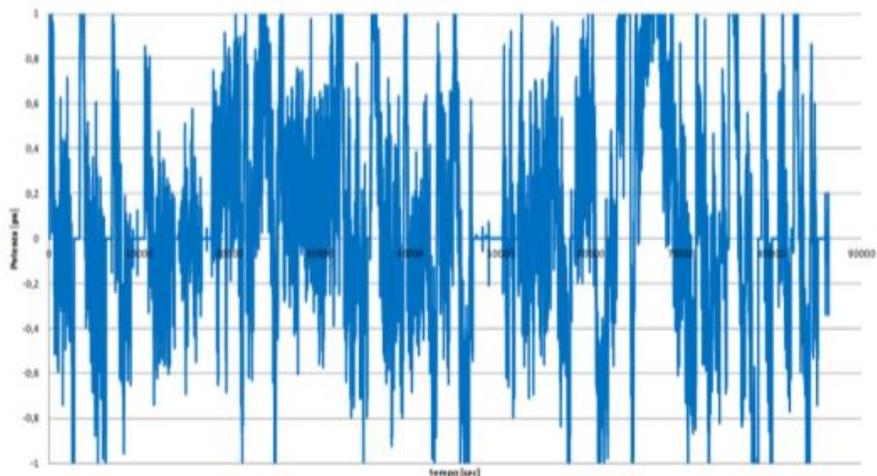


Figura 3.26 Ciclaggio standard sui moduli [47]

<sup>3</sup> Terna S.p.A. (2017). *Rapporto pubblico anno 2016 storage lab sperimentazione di progetti pilota di accumulo energetico di tipo power intensive*.

Mentre la seconda tipologia di ciclo, di cui è riportata l'erogazione della potenza in percentuale in sistemi con rapporto E/P pari a 1 in *Figura 3.27*, è relativa alla regolazione della frequenza ed è stata effettuata da Terna ogni  $10 \pm 2$  giorni per le batterie al litio. Essa è caratterizzata da statismo pari 0,075%, condizione considerata ottimale per il funzionamento rispetto alla realtà, banda morta da 0 mHz, condizione al contrario molto più stressante di quanto effettivamente accada nelle installazioni on-grid, senza alcuna fase di over-charge o over-discharge. [47]



*Figura 3.27* Distribuzione dei valori di potenza in percentuale durante la regolazione [47]

Chiaramente il reale funzionamento e le effettive condizioni di esercizio a cui saranno sottoposte le unità di batterie installate ipoteticamente in un futuro presso la centrale Iren non appariranno propriamente simili ai risultati ottenuti da Terna perché dipenderanno in primo luogo dai dati tecnici riportati nelle schede operative proprie dei pacchetti di batterie che saranno acquistati dall'azienda e in secondo luogo dalle specifiche richieste temporali di mercato. Perciò non è ovviamente ancora possibile determinare il trend corretto di funzionamento del progetto ma sicuramente, i servizi a cui è finalizzato il Lab di Codrongianos fanno sì che le tipologie di test effettuate da Terna si avvicinino fortemente a quelle che probabilmente verranno impiegate nella centrale di Moncalieri e per questo prese come esempio per le assunzioni del caso studio. In *Figura 3.28* e *Figura 3.29* sono riportati i risultati delle sperimentazioni effettuate nello Storage Lab rispettivamente relativamente al ciclo standard e al ciclo di regolazione di frequenza e, alla luce di quanto emerso finora, si è scelto di prendere come riferimento il sistema di accumulo SdA5 connotato dalle seguenti caratteristiche: litio manganese da 1 MW di potenza nominale e 1,4 MW di potenza di sovraccarico (1 min), 0.916 MWh di energia erogabile nominale. È evidente dalle curve riportate che tra i risultati ottenuti il sistema numero 5 (linea rossa) appare quello con le prestazioni più favorevoli insieme al SdA7 ma,

a differenza di quest'ultimo, esso assume un andamento decisamente lineare che si mantiene sufficientemente costante per i due test.

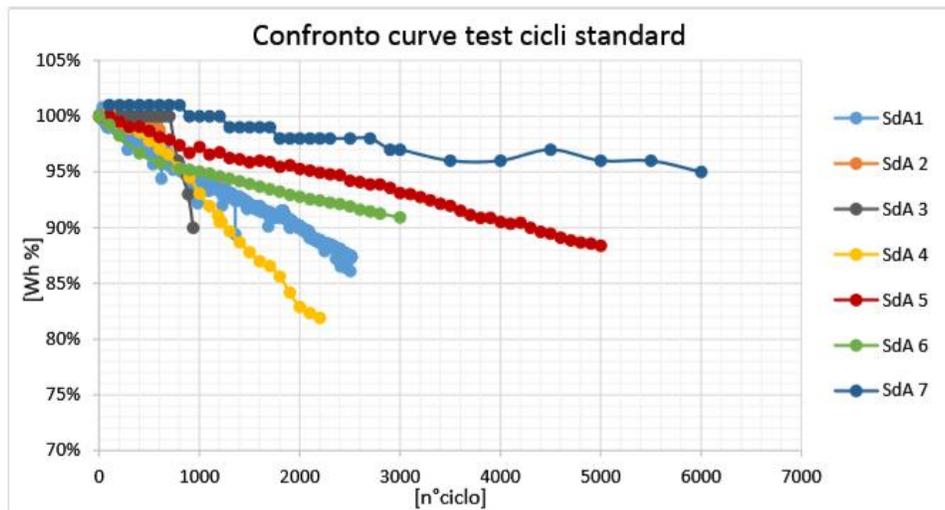


Figura 3.28 Risultati test cicli standard [47]

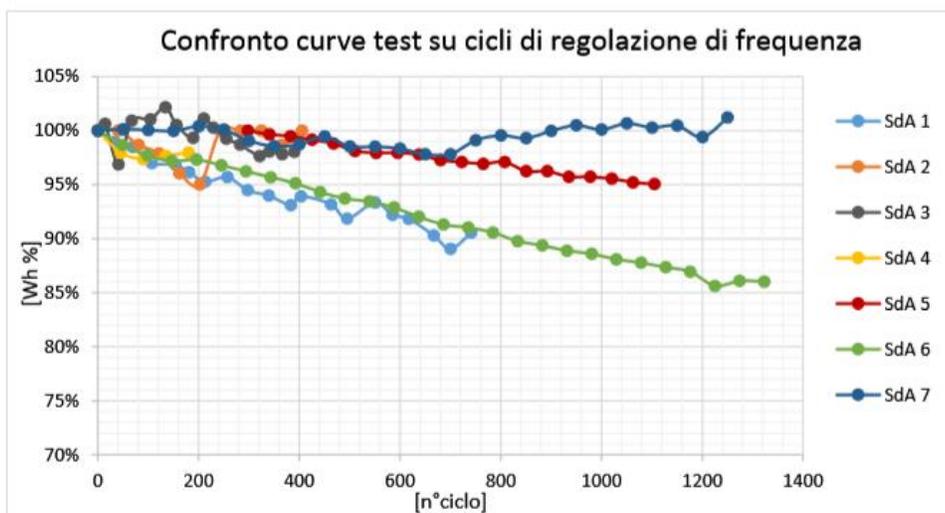


Figura 3.29 Risultati test cicli di regolazione di frequenza [47]

Ipotizzando quindi di considerare la condizione ottimale di esercizio del sistema di batterie, quella cioè corrispondente al primo grafico in *Figura 3.28*, è stato calcolato il coefficiente angolare della retta relativa al SdA5 pari a  $0.0024 \text{ Wh\%/ciclo}$  e opportunamente utilizzato per valutare il numero di cicli corrispondenti ad una perdita complessiva di capacità pari all'80%. Il risultato finale ottenuto è pari a circa 8330 cicli, valore che verrà applicato al progetto di questa tesi.

## *BMS, PCS Controller e SCI*

Uno dei componenti assolutamente indispensabili per il funzionamento di un'unità di batterie al litio composte da più di una cella è il BMS (Battery Management System), un dispositivo che si occupa di monitorare lo stato della batteria intervenendo, ove necessario, a ristabilizzare eventuali parametri di esercizio sfasati e ottimizzare le prestazioni del pacchetto di batterie. Più nello specifico, esso svolge le seguenti mansioni:

- Controllo della temperatura: anche se ormai si verifica molto di rado, perché tutti i pacchetti di batterie sono containerizzati e sigillati, può accadere che le temperature della batteria raggiungano valori eccedenti con conseguente emissione di fumo o addirittura innescando un incendio. Il BMS provvede a misurare la temperatura di ogni singola cella e interviene distaccando la batteria e impedendole di rimanere in esercizio.
- Controllo della tensione minima/massima: in caso di sovra scarica (over-discharge) in cui il valore della tensione di cut-in viene superato, il BMS si occupa di isolare la batteria. Discorso valido anche in condizioni di sovraccarica (over-charge) con superamento della tensione di cut-off e derivato surriscaldamento.
- Controllo della corrente: il BMS non permette l'erogazione di correnti non sopportabili dalla batteria, dipendentemente dai valori di progetto di capacità e C-rate. Infatti l'applicazione di correnti eccessive può condurre alla mal diffusione del litio, che provoca la formazione di placche sulla superficie dell'elettrodo, responsabili a loro volta della formazione dei dendriti che possono provocare corto circuiti.
- Equalizzazione: quando i sistemi di batterie sono costituiti da molteplici celle collegate in serie, è necessario, affinché il comportamento della batteria sia omogeneo, che tutte lavorino nelle stesse condizioni operative. Se ad esempio una cella risulta essere maggiormente degradata la sua capacità di assorbire energia potrebbe essere compromessa, perciò in fase di carica l'applicazione di una data corrente, corretta per le altre celle ma non per quella danneggiata, provocherebbe una sovraccarica con conseguente aumento della temperatura e ulteriore decadimento. Il BMS effettua costantemente un controllo sulla equa distribuzione della carica tra tutte le celle e interviene ad effettuare una livellazione delle caratteristiche per cui, a riposo, tutte le celle hanno la stessa tensione. Questa operazione aumenta notevolmente le prestazioni e la vita della batteria.
- Calcolo del numero di cicli effettuati: il BMS costruisce un archivio storico nel quale tiene traccia dell'invecchiamento della batteria, delle manutenzioni effettuate, delle riparazioni etc. [49]

Insieme al BMS, agiscono parallelamente il SCI (Sistema di Controllo Integrato) e il PCS Controller, il quale si occupa di comandare l'erogazione di potenza attiva/reattiva richiesta. Il SCI invece si interfaccia con il BMS e con il PCS Controller e garantisce il corretto funzionamento e l'esercizio in sicurezza dell'intero sistema di accumulo. [46]

## Capitolo 4

### Analisi di sostenibilità economica

#### 4.1. Assunzioni per il progetto

Oltre alla valutazione dei cicli vita, per cui è stato tenuto in considerazione il valore di riferimento di 8330 cicli, ottenuto nel capitolo precedente, è stato stabilito un numero di cicli richiesto al sistema di accumulo pari a 548 <sup>cicli</sup>/anno. In questo modo la vita attesa del sistema di batterie si prospetta essere di circa 15 anni, mentre quella attesa per l'impianto nella sua totalità si prospetta essere pari a 30 anni: in altre parole, dopo 15 anni si rende necessaria la sostituzione del pacchetto di batterie, perché giunte all'80% della loro capacità, ma non dei dispositivi di potenza. La scelta del valore 548 ricade soltanto sull'impiego della batteria in carica/scarica nelle ore piene/vuote non tenendo in realtà in considerazione i cicli relativi alla regolazione della frequenza poiché sia la primaria che la secondaria sono disponibilità di servizio da garantire al GRTN (Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale) ma non sempre inevitabilmente richieste, e di conseguenza risulta difficile stabilire un numero/anno di erogazione di questo servizio; tuttavia la regolazione primaria/secondaria è prioritaria e va a discapito delle cariche/scariche in ore piene/vuote che di conseguenza saranno minori, pertanto al fine del computo complessivo del numero di cariche/scariche non ci sarebbero variazioni. In termini di funzionalità, viene assunto un valore di

efficienza di Round-Trip di 96% relativo al solo pacchetto di batterie e un rendimento di circa 94% relativo ai sistemi di potenza comprensivi di PCS, il cui singolo rendimento supera il 98,7%, trasformatori e dispositivi di connessione per un rendimento totale del 90%. Il DOD dell'unità batterie è stato ipotizzato pari al 90%, valore che non permette dunque, né in carica né in scarica, di utilizzare il 10% residuo quando in esercizio ma da tener necessariamente in conto per il dimensionamento. Sulla base di quanto appena riportato perciò, al fine di ottenere almeno 12 MW di potenza in output per sostituire la riserva della regolazione primaria su entrambe i gruppi (6 MW per ogni gruppo) contribuendo inoltre ad incrementare la regolazione secondaria e a migliorare la flessibilità dei gruppi con la scarica/carica dell'accumulo in ore di picco/fuori picco, si è scelto di definire la potenza del sistema uguale a 16 MW:

$$MW_{dim} = \frac{12}{0,9*0,9}$$

In realtà il valore puntuale derivante dal calcolo richiederebbe soltanto 14,8 MW ma, per una questione di facilità di costruzione, si è scelto di sovradimensionare l'impianto a 16 MW di modo tale da poter configurare il sistema come segue:

- n° 4 container da 40 ft da 4 MW ciascuno per i PCS;
- n° 8 container da 40 ft da 2 MW ciascuno per le batterie accoppiati a due a due e rispettivamente collegati ad un container PCS;
- due trasformatori BT/MT e due MT/AT

Nel caso studio oggetto di questa tesi, il costo di investimento CAPEX (CAPital EXpenditure), relativo ai flussi di cassa iniziali impiegati dal contraente per avviare la costruzione di un impianto, come già in parte anticipato in *Tabella 3.6*, è comprensivo di due macro voci: costo per unità di energia relativo all'installazione degli assemblati batterie con i relativi sistemi ausiliari e di controllo/protezione integrati e costo per unità di potenza comprensivo di PCS e tutti i BoP (trasformatori d'accoppiamento ed apparecchiature di connessione del sistema, servizi ausiliari, Sistema di Controllo Integrato (SCI), opere civili di allestimento sito, connessioni RTN di cui apparecchiature AT/MT, sistema di controllo locale, montaggi elettromeccanici, etc). Al CAPEX viene allegato, benché non iniziale, il così definito “costo di replacement”, relativo alla sostituzione del pacchetto di batterie quando ritenute esauste: esso è considerato pari al 54% del costo iniziale di installazione secondo il grafico in *Figura 4.1*. [47]

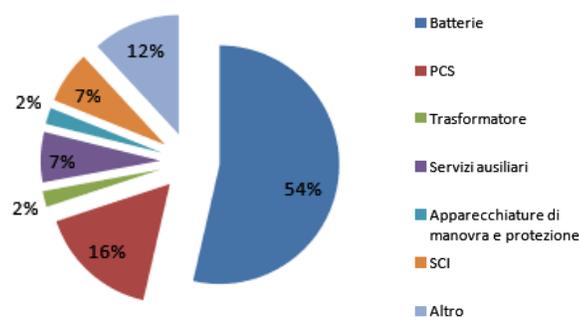


Figura 4.1 EESS – distribuzione dei costi di realizzazione al 2011 [%] [49]

Pertanto oltre ai costi CAPEX, esistono gli OPEX (OPERating EXPenditure), inerenti ai costi di esercizio e di gestione dell'impianto, e si dividono in costi di manutenzione, costi operativi fissi, relativi ad esempio al funzionamento del sistema BMS o al sistema di condizionamento HVAC, e costi variabili legati alle condizioni di utilizzo.

In *Tabella 4.1* è rappresentato il quadro delle assunzioni economiche specifiche del progetto con i relativi risultati. Per il sistema di accumulo preso in analisi in questa tesi il costo del PCS è stato valutato tramite la seguente formula, espressa in funzione del voltaggio in ingresso proveniente dalle batterie, supposto pari a 1,1 kV [42]:

$$\text{M\$/MW} = (13500 * V_{DC}^{-0.59}) / 1000 \quad (4.1)$$

Mentre il costo dell'unità di batterie e quello dei BoP è stato reperito in letteratura secondo specifiche proiezioni future. Il TSPC, Total Specific Plant Cost o Costo specifico totale impianto, è stato ottenuto sommando le tre voci di costo iniziali riportate in *Tabella 4.1* moltiplicando la voce relativa allo stoccaggio per il C-rate di progetto del sistema assunto pari a 1C, valore generalmente impiegato per l'erogazione del servizio di regolazione. Di conseguenza il Costo Capitale è stato ottenuto moltiplicando il TSPC per l'effettivo dimensionamento dell'impianto pari a 16 MW, mentre i costi operativi specifici fissi e quelli di manutenzione (O&M) derivano dalla somma dei costi O&M del pacchetto di batterie con quelli del PCS rispettivamente uguali a  $0.003 \text{ [M\$/MW-yr]}$  per le batterie e  $0.002 \text{ [M\$/MW-yr]}$  per il sistema PCS. Per quanto riguarda i costi variabili è necessario dedicare qualche parola in più, perché sono quelli che fanno riferimento alle condizioni



Più nello specifico i mercati interni a IPEX, quelli cioè raggruppati nel riquadro rosso, sono suddivisi a loro volta conformemente allo schema in *Figura 4.3* secondo il D.lgs. n. 79/99 (Direttiva 96/92/CE).



*Figura 4.3 Mercato Elettrico all'Ingrosso [8]*

“Sul Mercato del Giorno Prima (MGP) si scambiano blocchi orari di energia per il giorno successivo. Gli operatori partecipano presentando offerte nelle quali indicano la quantità ed il prezzo massimo/minimo al quale sono disposti ad acquistare/vendere. La seduta del MGP si apre alle ore 8.00 del nono giorno antecedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 12.00 del giorno precedente il giorno di consegna. Gli esiti del MGP vengono comunicati entro le ore 12.55 del giorno precedente il giorno di consegna. Le offerte sono accettate dopo la chiusura della seduta di mercato, sulla base del merito economico e nel rispetto dei limiti di transito tra le zone. MGP è quindi un mercato d’asta e non un mercato a contrattazione continua.

Il Mercato Infragiornaliero (MI) consente agli operatori di apportare modifiche ai programmi definiti nel MGP attraverso ulteriori offerte di acquisto o vendita. Il MI si svolge in cinque sessioni: MI1, MI2, MI3, MI4 e MI5.

Il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) è lo strumento attraverso il quale Terna S.p.A. si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema (risoluzione delle congestioni intrazonali, creazione della riserva di energia, bilanciamento in tempo reale). Sul MSD Terna agisce come controparte centrale e le offerte accettate vengono remunerate al prezzo presentato (pay-as-bid). Il MSD si articola in fase di programmazione (MSD ex-ante) e Mercato del Bilanciamento (MB). Il MSD ex-ante e MB si svolge in più sessioni, secondo quanto previsto nella disciplina del dispacciamento.”<sup>4</sup>

<sup>4</sup> Juri Riccardi, Enel Ingegneria e Ricerca S.p.A., (2016). *L'integrazione dei sistemi di stoccaggio dell'energia nel sistema elettrico: prospettive e criticità.*

Così vengono descritte da Enel le tipologie di offerte del mercato elettrico in Italia mentre nell'ultimo schema riportato a riguardo, in *Figura 4.4*, sono invece rappresentate le regole di remunerazione.

Schema organizzativo di MPE				
	MGP	MI	MSD	
Risorsa Scambiata	Energia	Energia	Energia per la risoluzione delle congestioni	Energia per il bilanciamento in tempo reale
Unità ammessa a partecipare	Tutti i punti in immissione e in prelievo		Tutti i punti di offerta in immissione e prelievo abilitati alla fornitura dei servizi di dispacciamento	
Operatori ammessi a partecipare	Operatori di mercato	Operatori di mercato	Utenti del dispacciamento	Utenti del dispacciamento
Prezzo	Prezzo di Equilibrio	Prezzo di Equilibrio	Prezzo Offerto	Prezzo Offerto
	MGP	MI	MSD ex-ante	MB

*Figura 4.4 Regole per la remunerazione su IPEX [50]*

A questo punto, dopo aver chiarito le idee sui meccanismi di funzionamento del Mercato Elettrico in Italia, per quanto riguarda la valutazione dei costi variabili, anch'essi espressi in [ $\text{M€}/\text{yr}$ ], è stato considerato l'ultimo biennio di esercizio 2016-2017 dei due gruppi di Moncalieri. In realtà, i dati forniti dal commerciale di Iren Group corrispondono già a dei guadagni (ricavi - costi), sulla base dei prezzi di mercato in MGP. Come sarà possibile dedurre dagli esiti riportati in *Tabella 4.2*, l'annata 2016 è risultata particolarmente negativa a causa di alcuni periodi di inattività non programmati, perciò soltanto il guadagno relativo al 2017 verrà preso come riferimento standard.

Le cifre conclusive ottenute in *Tabella 4.2* per ciascuna tipologia di servizio richiesta fanno riferimento a quanto segue:

- utilizzo delle batterie per sostituzione regolazione primaria liberando la riserva dei gruppi con la possibilità, di conseguenza, di erogare un maggior quantitativo di potenza da vendere in MGP (12 MW totali): in particolar modo gli importi relativi alla sostituzione primaria totale per il 2017, data dalla somma di entrambi i gruppi, si riferiscono ad una maggior produzione di energia elettrica in MGP di circa  $68.800 \text{ MWh}/\text{yr}$  su di un totale di circa  $3.750.000 \text{ MWh}/\text{yr}$ , pari ad un incremento percentuale di +1,8% annuo.
- accumulo nelle ore fuori picco e rilascio nelle ore di picco per  $548 \text{ h}/\text{yr}$  ad un prezzo medio annuo valutato di  $47,7 \text{ €/MWh}$  per le ore fuori picco e di  $80,1 \text{ €/MWh}$  per le ore di picco,

valori reperiti sul sito GSE ai quali è stato applicato un upside sui prezzi medi di vendita grazie alle opportunità MSD.

- supporto per la regolazione secondaria per l'incremento del gradiente disponibile  $MW/min$ .

<b>Guadagni variabili</b>		
<b>RPW 2°GT</b>	€ 2016	€ 2017
<b>Sostituzione primaria</b>	290.804	618.916
<b>Accumulo picco/fuori picco</b>	159.280	210.025
<b>Supporto gradiente</b>	161.618	150.365
<b>3°GT</b>		
<b>Sostituzione primaria</b>	292.906	628.204
<b>Accumulo picco/fuori picco</b>	160.641	222.020
<b>Supporto gradiente</b>	/	58.738
<b>TOTALE</b>		
<b>Sostituzione primaria</b>	583.710	<b>1.247.120</b>
<b>Accumulo picco/fuori picco</b>	160.641	<b>222.020</b>
<b>Supporto gradiente</b>	161.618	<b>209.103</b>

Tabella 4.2 Guadagni della centrale di Moncalieri relativi ai tre servizi richiesti

In grassetto sono evidenziati i guadagni totali rispettivamente di sostituzione primaria, accumulo nelle ore di picco/fuori picco e supporto di gradiente dell'anno 2017 presi come riferimento per il calcolo dei flussi futuri finalizzato alla valutazione del VAN e del PBT nel prossimo paragrafo.

## 4.2. Calcolo del VAN e del PBT

Per valutare la fattibilità di un investimento, finalizzato all'approvazione dell'avviamento di un progetto, ci si può avvalere di diversi strumenti finanziari. In generale gli investimenti industriali sono caratterizzati da un susseguirsi di esborsi e di disponibilità che avvengono in tempi differenti: solitamente, ma non è una regola precisa, l'esborso iniziale, a cui nel paragrafo precedente è stato attribuito il nome di CAPEX, avviene prima della messa in opera del progetto mentre gli OPEX costituiscono gli esborsi distribuiti lungo la vita dell'impianto, al contrario i redditi tendono ad essere maggiori quando più distanti dalla data di installazione. L'analisi dell'investimento può quindi essere riconducibile ad un simbolico meccanismo di entrate/uscite da una cassa associata figurativamente all'investimento iniziale coincidente con l'anno 0 che si protrae durante gli  $n$  anni di vita dell'impianto. Convenzionalmente si assume che tutti i movimenti monetari avvengano in un unico momento, per esempio alla fine dell'anno, evitando così di considerare gli eventuali ammortamenti di queste spese, che non possiedono alcun significato economico diretto se fossero spalmati su tutto il periodo dell'anno. [51]

L'obiettivo dell'analisi di questo paragrafo è quindi quello di verificare se effettivamente, a fronte di un ingente esborso iniziale, esistono non solo dei margini di recupero ma soprattutto di guadagno derivanti dall'impiego specifico dell'impianto sottoposto alla valutazione.

Tra i metodi esistenti è stato utilizzato il metodo del VAN (Valore Attuale Netto) e in più calcolato il tempo di ritorno dell'investimento PBT (Pay Back Time). Dal punto di vista economico il VAN può essere letto come la somma algebrica dei flussi di cassa uscenti/entranti futuri opportunamente attualizzati, cioè penalizzati perché non immediatamente disponibili, tramite la scelta del tasso di sconto  $i$ :

$$VAN = F_0 + \frac{F_1}{(1+i)} + \frac{F_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+i)^n} \quad (4.2)$$

dove  $F_0$  rappresenta il flusso iniziale in uscita equivalente al costo di installazione,  $n$  gli anni di vita dell'investimento,  $F_n$  i flussi di cassa relativi al periodo  $n$  e  $i$  il tasso di sconto.

In conclusione se al termine fissato dell'investimento il VAN è positivo significa che l'investimento possiede una certa utilità economica, se il VAN è uguale a 0 significa che semplicemente è stato restituito completamente il costo del capitale ad un certo tasso di interessi, altrimenti se il VAN risulta negativo significa che l'investimento è in perdita. [51]

La regola del VAN, come tutti i metodi finanziari presenta pro e contro. Tra i vantaggi se ne possono elencare alcuni: tiene conto del fattore tempo, considera intrinsecamente gli eventuali interessi messi in gioco dalle somme impiegate, è utile nella scelta tra investimenti con lo stesso esborso iniziale e determina l'effettivo ritorno monetario di un investimento. Per contro però considera la differenza fra esborsi e ricavi ma non il loro rapporto (redditività) e tra progetti con lo stesso valore finale di VAN non è in grado di differenziare i progetti con un basso costo di investimento e un rapido periodo di ammortamento con progetti caratterizzati da elevati costi di investimento e un lento periodo di ammortamento. Ecco perché, associato al calcolo del VAN, si è optato anche per la valutazione del PBT o tempo di ritorno di un investimento, il quale coincide algebricamente con il valore di  $n$  che annulla il VAN. Questo parametro non è una vera e propria misura della redditività dell'investimento, quanto piuttosto della rapidità con cui si riforma la liquidità persa nella spesa iniziale. [51] [52]

Per il computo dei flussi nel calcolo del Valore Attuale Netto si è proceduto nel seguente modo:

$$F = D - E \quad (4.3)$$

con E equivalente agli esborsi negativi cioè alle uscite, e D alle disponibilità positive o entrate.

Le disponibilità D corrispondono esattamente ai ricavi corrispondenti alla vendita di energia elettrica alla rete nazionale (RTN), mentre gli esborsi E tengono conto dei costi fissi operativi e di manutenzione, dei costi variabili di acquisto di energia nelle ore di fuori picco e delle imposte.

Infatti

$$F = R - C - T \quad (4.4)$$

con R equivalente a ricavi, C costi effettivi dati dalla sommatoria di costi fissi e variabili e T imposte pari a:

$$T = t * RI \quad (4.5)$$

con t corrispondente alla somma delle aliquote IRAP e IRES e RI pari al reddito imponibile che può essere calcolato come:

$$RI = R - C - A \quad (4.6)$$

dove A equivale alla rata di ammortamento che comprende gli eventuali interessi passivi sui mutui finanziari.

Sostituendo l'equazione 4.5 e la 4.6 nella 4.4 si ottiene la formula definitiva che è stata utilizzata per la valutazione dei flussi di cassa annuali da inserire nel calcolo del VAN:

$$F = (1-t)*(R-C)+t*A \quad (4.7)$$

Mentre la valutazione del tasso di sconto  $i$  merita qualche argomentazione in più. È necessario partire dal presupposto che il denaro in sé costa e con il passare del tempo il suo valore cambia. Gli investimenti in progetti a lungo termine risentono particolarmente di questa condizione in quanto l'esborso iniziale rientra tramite ricavi futuri, perciò risulta opportuno quantificare il valore di una certa somma di denaro spesa nel presente e dilazionata nel tempo. Questo processo prende il nome di attualizzazione dei costi ed è rappresentato dall'analisi del WACC (Weighted Average Cost of Capital), il quale dipende direttamente dalla struttura finanziaria dell'investimento. Infatti esso è calcolato come:

$$\text{WACC} = \frac{E}{K} * K_e + \frac{D}{K} * K_d * (1-t) \quad (4.8)$$

con  $E$  corrispondente a *Equity*, ossia la parte di capital proprio che l'azienda imprenditrice possiede in liquidità iniziale,  $D$  corrispondente a *Debt*, ossia la quota di capitale a debito richiesta a qualche impresa bancaria,  $K$  rappresenta il capitale complessivo dato dalla somma di  $E$  e  $D$ ,  $K_e$  corrispondente a *Cost of equity*, ovvero l'aliquota di guadagno sul capital proprio, funzione della propensione al rischio dell'investimento,  $K_d$  corrispondente a *Cost of debt*, ovvero l'aliquota di interessi che il contraente deve versare annualmente per ottenere la somma in prestito richiesta e  $t$  rappresenta l'aliquota fiscale ovvero, come affermato precedentemente, la somma di IRAP e IRES. Tutti i parametri appena citati sono da considerarsi in percentuale e il WACC corrisponde ad un numero adimensionale, espresso anch'esso espresso in percentuale, che è stato utilizzato come tasso di sconto nel calcolo del VAN. Di seguito è riportato l'elenco dei valori assunti in collaborazione con l'azienda per i parametri appena menzionati e per quanto riguarda la percentuale di perdita di capacità del sistema batterie all'anno, essa è stata valutata prevedendo una perdita complessiva del 20% in tutta la vita utile del sistema pari a 15 anni, come emerso nel primo paragrafo del capitolo 4, ed è stata tenuta in considerazione per i guadagni relativi alla carica/scarica in ore piene/vuote e per la regolazione secondaria, mentre il guadagno della primaria è sempre garantito identico. [52]

L'analisi è stata effettuata considerando due differenti scenari: nel primo ipotizzando che una quota dell'investimento iniziale pari al 20% sia sovvenzionata dall'Unione Europea, poiché trattasi di un progetto della categoria "Tecnologie Innovative", e nel secondo ipotizzando di operare senza alcun finanziamento, perciò in *Tabella 4.3*, *Tabella 4.4*, *Tabella 4.5* e *Tabella 4.6* vengono mostrati i passaggi relativi al calcolo dei flussi e all'analisi del VAN per entrambi gli scenari, seguite dai due schemi presentati nelle figure successive, *Figura 4.5* e *Figura 4.6*, relativi al confronto dei risultati sul VAN e sul PBT nei due ambienti separatamente analizzati.

- E:20%
- D: 80%
- $K_c$ : 2,5%
- $K_d$ : 3,5%
- IRAP: 4,2%, IRES 24%
- WACC: 2,5%
- Costo Capitale senza sovvenzione: 14,815 [M€]
- Costo Capitale con sovvenzione: 11,852 [M€]
- Ammortamento: 10% del Costo Capitale
- Costi fissi O&M: 65.000 [€]
- Costo di sostituzione/15 anni: 8 [M€]
- Perdita SOC/anno: 1,33%
- Aumento prezzo dell'energia: 1%

PRIMO SCENARIO: COSTO CAPITALE CON SOVVENZIONE						
Anni	Guadagni [€]	Installazione [€]	Ammortamento [€]	Costo di esercizio fisso [€]	Flussi [€]	
2020	0	0	11852000	0	0	-11852000
2021	1	1678243	0	1185200	65000	1492535
2022	2	1689234	0	1185200	65000	1500427
2023	3	1683443	0	1185200	65000	1496268
2024	4	1677652	0	1185200	65000	1492110
2025	5	1671860	0	1185200	65000	1487952
2026	6	1666069	0	1185200	65000	1483794
2027	7	1660278	0	1185200	65000	1479636
2028	8	1654487	0	1185200	65000	1475478
2029	9	1648695	0	1185200	65000	1471320
2030	10	1642904	0	1185200	65000	1467161
2031	11	1637113	0	0	65000	1128777
2032	12	1631321	0	0	65000	1124619
2033	13	1625530	0	0	65000	1120461
2034	14	1619739	0	0	65000	1116302
2035	15	1695025	0	0	8064100	-4572996
2036	16	1689234	0	0	65000	1166200
2037	17	1683443	0	0	65000	1162042
2038	18	1677652	0	0	65000	1157884
2039	19	1671860	0	0	65000	1153726
2040	20	1666069	0	0	65000	1149568
2041	21	1660278	0	0	65000	1145409
2042	22	1654487	0	0	65000	1141251
2043	23	1648695	0	0	65000	1137093
2044	24	1642904	0	0	65000	1132935
2045	25	1637113	0	0	65000	1128777
2046	26	1631321	0	0	65000	1124619
2047	27	1625530	0	0	65000	1120461
2048	28	1619739	0	0	65000	1116302
2049	29	1613948	0	0	65000	1112144
2050	30	1608156	0	0	65000	1107986

Tabella 4.3 Valutazione flussi di cassa (PRIMO SCENARIO)

SECONDO SCENARIO: COSTO CAPITALE SENZA SOVVENZIONE						
Anni		Guadagni [€]	Installazione [€]	Ammortamento [€]	Costo di esercizio fisso [€]	Flussi [€]
2020	0	0	14815000	0	0	-14815000
2021	1	1678243	0	1481500	65000	1576091
2022	2	1689234	0	1481500	65000	1583983
2023	3	1683443	0	1481500	65000	1579825
2024	4	1677652	0	1481500	65000	1575667
2025	5	1671860	0	1481500	65000	1571509
2026	6	1666069	0	1481500	65000	1567351
2027	7	1660278	0	1481500	65000	1563192
2028	8	1654487	0	1481500	65000	1559034
2029	9	1648695	0	1481500	65000	1554876
2030	10	1642904	0	1481500	65000	1550718
2031	11	1637113	0	0	65000	1128777
2032	12	1631321	0	0	65000	1124619
2033	13	1625530	0	0	65000	1120461
2034	14	1619739	0	0	65000	1116302
2035	15	1695025	0	0	8064100	-4572996
2036	16	1689234	0	0	65000	1166200
2037	17	1683443	0	0	65000	1162042
2038	18	1677652	0	0	65000	1157884
2039	19	1671860	0	0	65000	1153726
2040	20	1666069	0	0	65000	1149568
2041	21	1660278	0	0	65000	1145409
2042	22	1654487	0	0	65000	1141251
2043	23	1648695	0	0	65000	1137093
2044	24	1642904	0	0	65000	1132935
2045	25	1637113	0	0	65000	1128777
2046	26	1631321	0	0	65000	1124619
2047	27	1625530	0	0	65000	1120461
2048	28	1619739	0	0	65000	1116302
2049	29	1613948	0	0	65000	1112144
2050	30	1608156	0	0	65000	1107986

Tabella 4.4 Valutazione flussi di cassa (SECONDO SCENARIO)

PRIMO SCENARIO: VAN CON SOVVENZIONE			
Anni		Flussi [€]	VAN (i=WACC%) [€]
2020	0	-11852000	-11852000
2021	1	1492535	-10396016
2022	2	1500427	-8968178
2023	3	1496268	-7579167
2024	4	1492110	-6227937
2025	5	1487952	-4913472
2026	6	1483794	-3634779
2027	7	1479636	-2390897
2028	8	1475478	-1180886
2029	9	1471320	-3834
2030	10	1467161	1141148
2031	11	1128777	2000480
2032	12	1124619	2835679
2033	13	1120461	3647413
2034	14	1116302	4436329
2035	15	-4572996	1283635
2036	16	1166200	2067942
2037	17	1162042	2830314
2038	18	1157884	3571355
2039	19	1153726	4291653
2040	20	1149568	4991778
2041	21	1145409	5672288
2042	22	1141251	6333722
2043	23	1137093	6976608
2044	24	1132935	7601457
2045	25	1128777	8208766
2046	26	1124619	8799020
2047	27	1120461	9372691
2048	28	1116302	9930236
2049	29	1112144	10472101
2050	30	1107986	10998720

Tabella 4.5 Valutazione VAN (PRIMO SCENARIO)

SECONDO SCENARIO: VAN SENZA SOVVENZIONE			
Anni		Flussi [€]	VAN (i=WACC%) [€]
2020	0	-14815000	-14815000
2021	1	1576091	-13277506
2022	2	1583983	-11770154
2023	3	1579825	-10303576
2024	4	1575667	-8876678
2025	5	1571509	-7488398
2026	6	1567351	-6137699
2027	7	1563192	-4823573
2028	8	1559034	-3545039
2029	9	1554876	-2301142
2030	10	1550718	-1090952
2031	11	1128777	-231621
2032	12	1124619	603579
2033	13	1120461	1415313
2034	14	1116302	2204229
2035	15	-4572996	-948465
2036	16	1166200	-164158
2037	17	1162042	598214
2038	18	1157884	1339255
2039	19	1153726	2059553
2040	20	1149568	2759678
2041	21	1145409	3440188
2042	22	1141251	4101622
2043	23	1137093	4744508
2044	24	1132935	5369356
2045	25	1128777	5976666
2046	26	1124619	6566920
2047	27	1120461	7140591
2048	28	1116302	7698136
2049	29	1112144	8240001
2050	30	1107986	8766620

Tabella 4.6 Valutazione VAN (SECONDO SCENARIO)

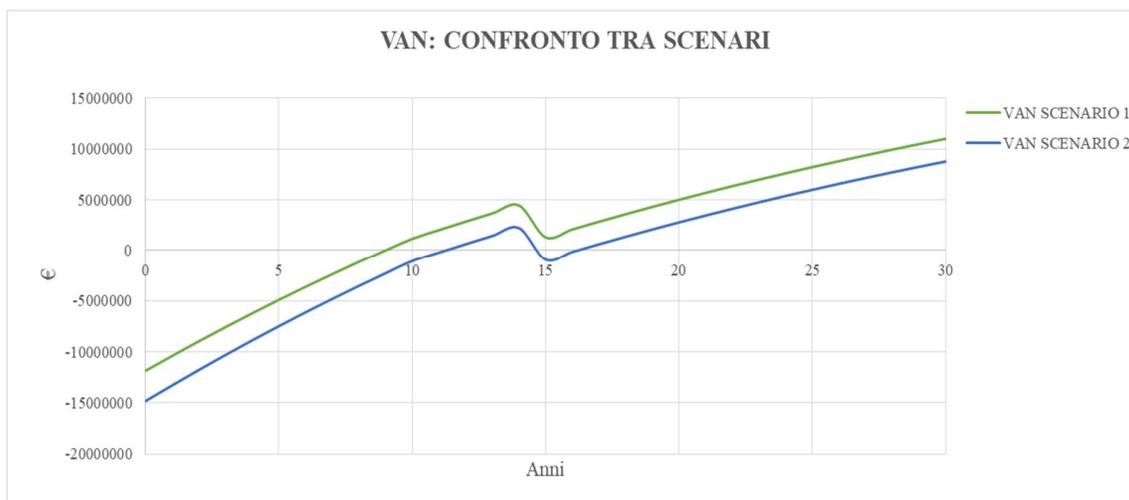


Figura 4.5 VAN: confronto tra scenari

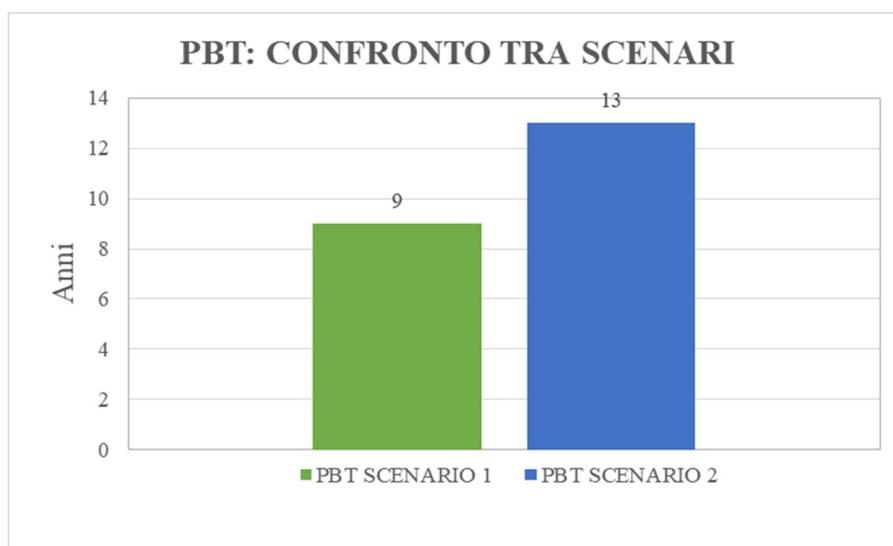


Figura 4.6 PBT: confronto tra scenari

Come si può evincere dai risultati riportati nei grafici e nelle tabelle antecedenti, per entrambi gli scenari analizzati il VAN risulta essere decisamente positivo alla fine della vita dell'impianto perciò il progetto può ritenersi approvato in quanto proficuo, nonché ovviamente interessante anche da un punto di vista tecnologico/innovativo. Come era facilmente prevedibile, il PBT del primo scenario comprendente le sovvenzioni è inferiore di 4 anni rispetto al PBT del secondo scenario e allo stesso modo il VAN dei due investimenti differisce, per tutta la vita dell'impianto, di circa 3 M€, ma in qualsiasi caso il rientro utile economico è garantito.

## Capitolo 5

### Layout dell'impianto e schemi di connessione

L'ultimo capitolo di questo lavoro di tesi, dopo aver verificato la possibilità innanzitutto economica del progetto e il suo dimensionamento, è dedicato quindi alla presentazione del layout dell'impianto in relazione agli spazi disponibili nella centrale di Moncalieri, secondo la planimetria corrispondente, e degli schemi di connessione elettrici che permetteranno al sistema di accumulo di collegarsi direttamente alla RTN. Prima di proseguire con quanto appena descritto però, si rende utile mostrare alcuni particolari tecnico/costruttivi del pacchetto di batterie più PCS.

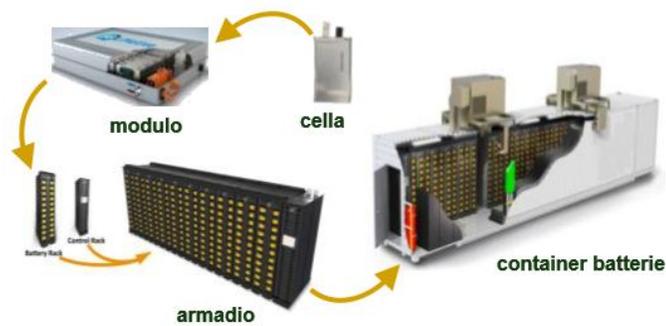
Come è stato anticipato nel capitolo precedente, la configurazione del sistema seguirà lo schema seguente:

- n° 4 container da 40 ft da 4 MW ciascuno per i PCS;
- n° 8 container da 40 ft da 2 MW ciascuno per le batterie accoppiati a due a due e rispettivamente collegati ad un container PCS;
- due trasformatori BT/MT e due MT/AT

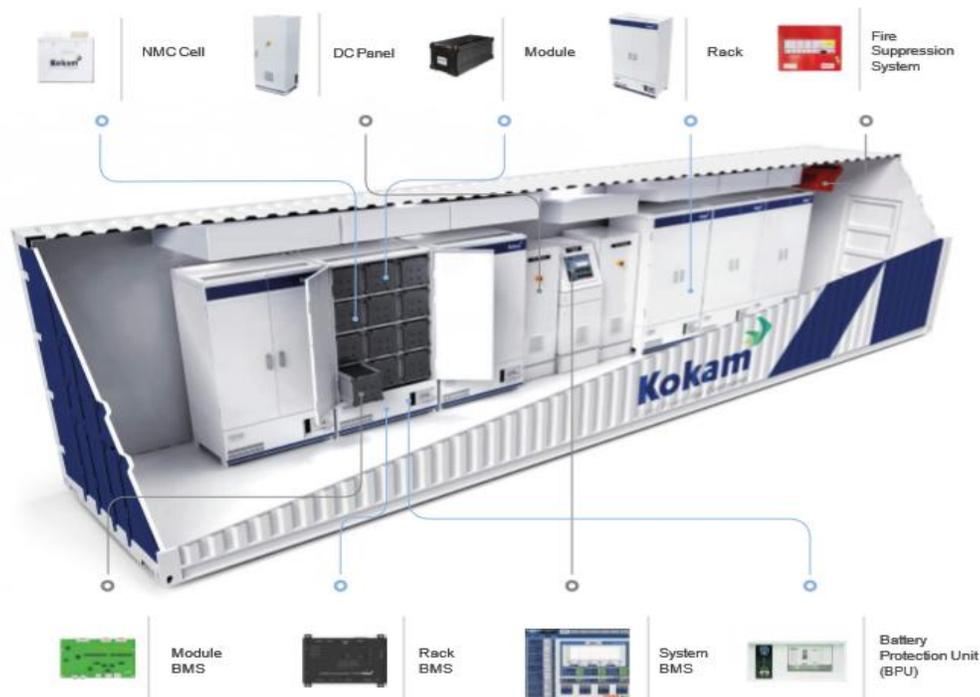
I container, sia delle batterie che dei PCS, seguono un formato standard da 40 ft pari a circa 12,2 m di lunghezza, conformemente alle normative ISO 1496 e ISO 668:2013, e circa 2,5 m di profondità, dotati inoltre internamente di tutti i sistemi ausiliari necessari per il corretto funzionamento.

I container di batterie, dal punto di vista puramente elettrochimico, sono generalmente costituiti da stringhe di rack (armadietti) disposti in parallelo, ciascuno costituito da un assemblaggio di moduli disposti in serie, a loro volta formati da “case” di migliaia di celle opportunamente connesse in serie e parallelo. Nella sua totalità il container è composto inoltre da un’unità di protezione delle batterie BPU (Battery Protection Unit), dal sistema BMS formato da moduli e pannelli, da un impianto di condizionamento HVAC, installato sul coperchio del container, per garantire l’uniformità della temperatura di esercizio ad un dato valore di riferimento e da un apparato di soppressione di incendi.

La *Figura 5.1* raffigura la sequenza di relazioni che conducono le celle alla struttura containerizzata seguita dalla *Figura 5.2*, in cui è rappresentato l’interno specifico di un container di batterie attualmente disponibile sul mercato, fornito dall’azienda sud-coreana Kokam Co., considerato a titolo esemplificativo per la descrizione del pacchetto.



*Figura 5.1 Assemblato batterie [49]*



*Figura 5.2 Container batterie [53]*

I container PCS, anch'essi, come anticipato precedentemente, di misure conformi alle normative, al loro interno sono configurati con stack di inverter modulari bi-direzionali da 1 MW tali da funzionare in collegamento in parallelo permettendo di creare container da 40 ft per 4 MW, come si evidenzia in *Figura 5.2*, in cui è stato riportato un modello di PCS fornito dall'azienda coreana LSIS, nata dalla fusione di LG e GS, considerato nuovamente a titolo dimostrativo.



*Figura 5.3 Stack di inverter e container PCS [54]*

Dopo aver fornito una breve descrizione di come si presenta realmente il sistema di accumulo containerizzato, si può procedere con l'inserimento dell'impianto nella planimetria della centrale di Moncalieri, ricordando di installare un totale, tra container PCS e batterie, di 12 container, due trasformatori BT/MT e due MT/AT e un'area di set-up che include il sistema di controllo centrale e eventuali sistemi ausiliari. I container, di area pari a circa 31 m<sup>2</sup> ciascuno, distanziati tra loro, sia in larghezza che in profondità, di 3 m, occupano complessivamente un'area di circa 822 m<sup>2</sup> a cui va sommata l'area relativa ai sistemi di controllo e al quadro dei trasformatori, supposta in maniera cautelativa uguale a 500 m<sup>2</sup>, per un totale quindi di circa 1350 m<sup>2</sup> su 2500 m<sup>2</sup> resi disponibili sulla planimetria dall'azienda. Un aspetto molto importante che deve essere necessariamente tenuto in considerazione per l'installazione del sistema, ma che ai fini dell'area occupata è totalmente ininfluenza, è la sospensione dei container a circa 1 m di altezza per evitare il rischio di allagamento del pacchetto in una zona a rischio esondazione come Moncalieri. In *Figura 5.4* è riportata la planimetria della centrale Iren aggiornata con l'ipotesi di progetto di sistema di accumulo, accompagnata dalla *Figura 5.5* relativa alla proiezione ortogonale vista dall'alto di un gruppo di 4 container per mettere in evidenza le quote e dalla *Figura 5.6* figurativa della sospensione delle batterie

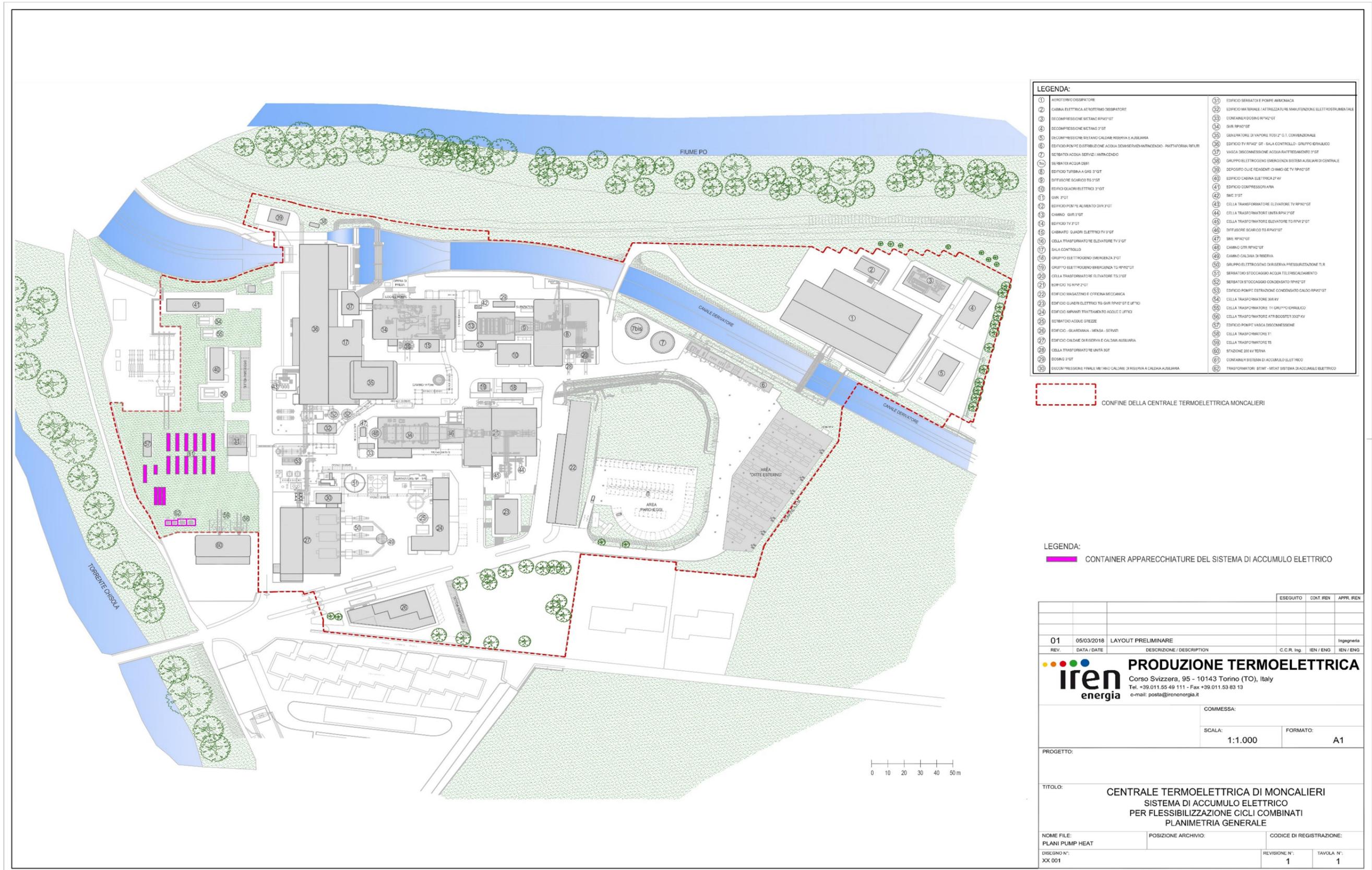


Figura 5.4 Planimetria generale della centrale con sistema di accumulo

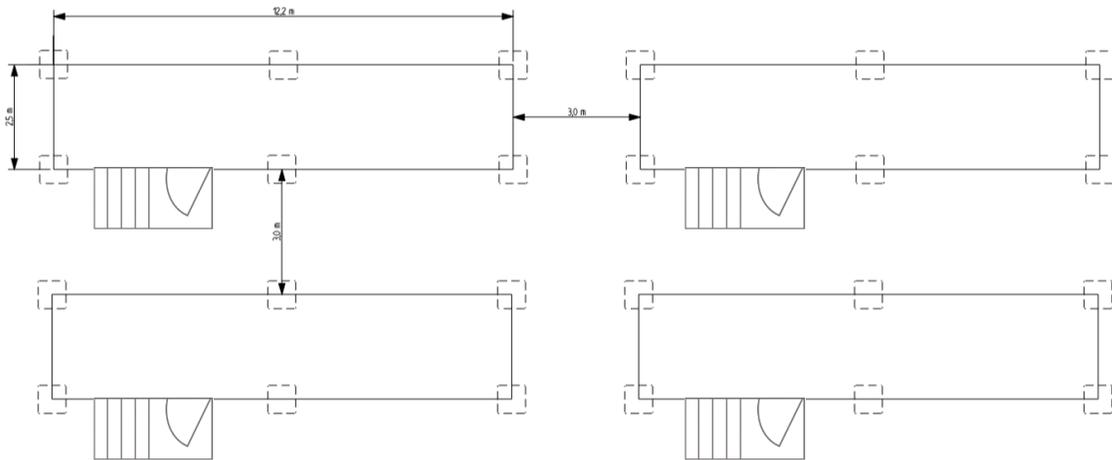


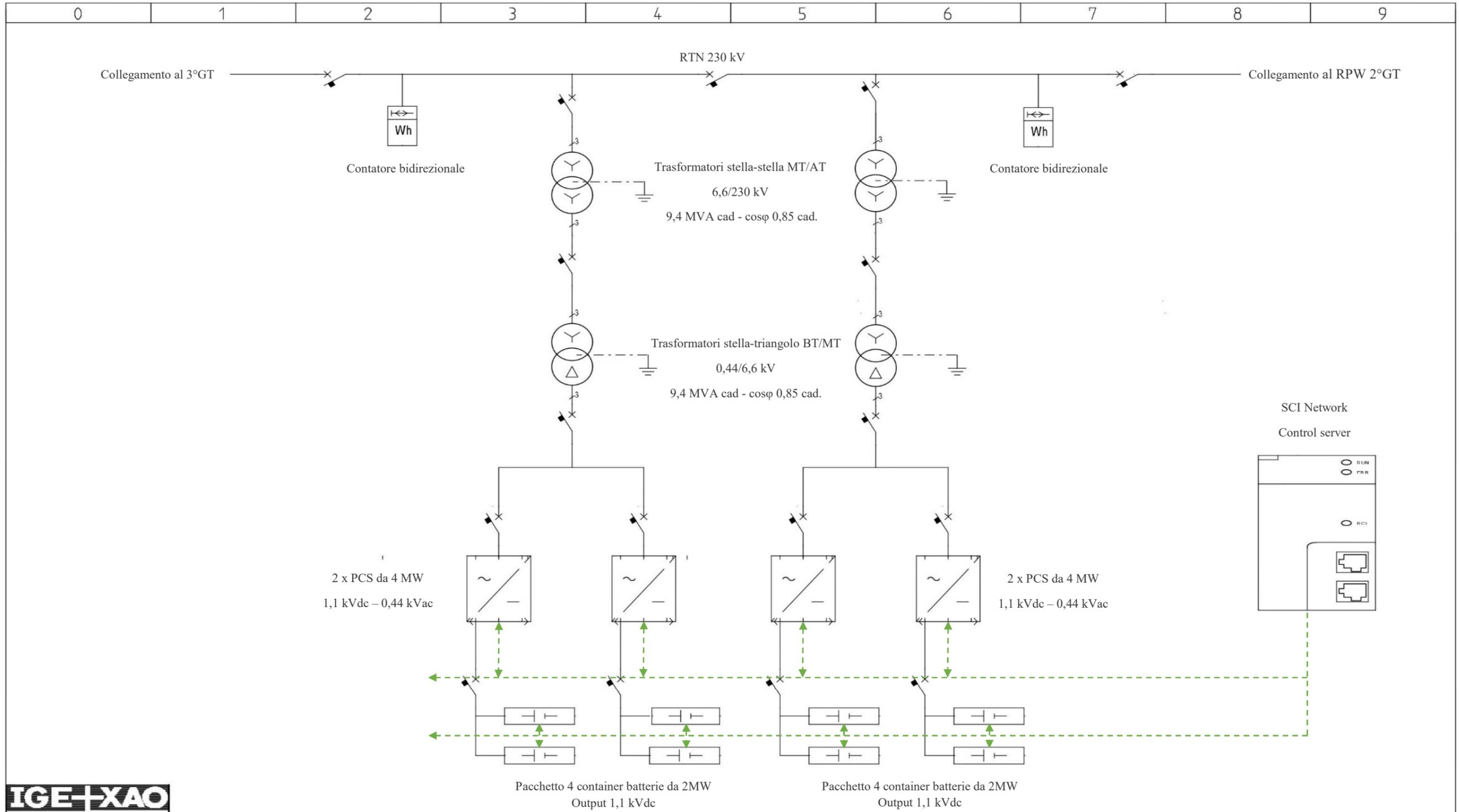
Figura 5.5 Proiezioni ortogonali nel P.V. di un gruppo di container



Figura 5.6 Container in sospensione [46]

Dal punto di vista elettrico invece è stato creato un modello degli schemi di connessione tra i pacchetti di batterie e i PCS con i due gruppi di Moncalieri a cui sono asserviti, grazie all'impiego del software *SEE Electrical*<sup>®</sup>, fornito dalla società IGE-XAO Italia srl, il quale ha reso possibile una simulazione semplificata dello schema unifilare del progetto.

I container batterie, della potenza di 2 MW ciascuno, risultano accoppiati a due a due e collegati ai PCS, ne sono previsti quattro da 4 MW, tramite interruttori per migliorare la selettività e garantire l'eventuale scollegamento in caso di guasto. I container PCS sono a loro volta connessi in parallelo a coppie e direttamente allacciati alla rete di alta tensione tramite due trasformatori per ciascun collegamento: uno con configurazione stella-triangolo di BT/MT e l'altro con configurazione stella-stella di MT/AT con interposti interruttori di scambio. La scelta di installare due trasformatori di BT/MT e due di MT/AT, invece di accorparli in un unico trasformatore per le due tipologie, ricade sul fatto che in questo modo è possibile garantire la migliore flessibilità di utilizzo dell'impianto necessaria per consentire l'erogazione disgiunta della regolazione primaria/secondaria dei due gruppi. Per il processo di carica/scarica nelle ore piene/vuote invece è coinvolto tutto il sistema contemporaneamente. I trasformatori di BT/MT lavorano ad una tensione di ingresso pari a quella in uscita dal PCS di 440 V e ad una tensione di uscita pari a 6600 V, per una potenza di circa 9,4 MVA considerando un  $\cos\phi$  di 0.85, mentre i trasformatori di MT/AT lavorano ad una tensione di ingresso chiaramente di 6600V e ad una tensione di uscita pari a 230000 V, pari alla tensione registrata in rete, per una potenza di circa 9,4 MVA considerando nuovamente un  $\cos\phi$  di 0.85. Alla linea generale di alta tensione sono collegati due contatori bidirezionali, uno per il RPW2°GT e uno per il 3°GT, per quantificare l'energia in ingresso/uscita dal sistema di accumulo. Nella *Figura 5.7* è riportato lo schema unifilare complessivo dell'impianto e nelle *Figure 5.8* e *5.9* i rispettivi schemi unifilari dei due gruppi.



**IGE+XAO**

REVISIONE	MODIFICA	<b>LEGENDA</b> <span style="color: green;">■</span> Circuito di controllo <span style="color: black;">■</span> Circuito di potenza	PROGETTO: Tesi Laurea Magistrale Francesca Gianetto COMMESSA: CLIENTE: TITOLO: Schema unifilare Progetto Iren Group DIS.:	FOGLIO 1 DI 1
DATA 08/03/2018	FIRMA		DATA:	<>

Figura 5.7 Schema unifilare del progetto

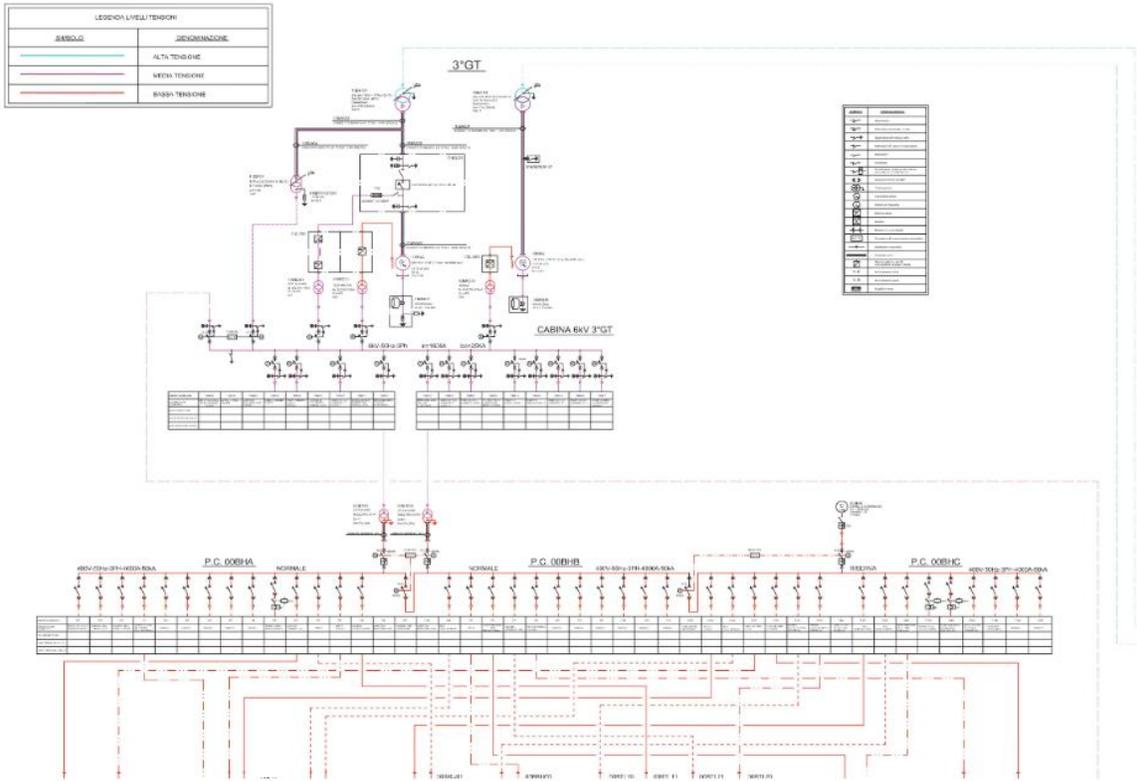


Figura 5.8 Schema unifilare 3°GT

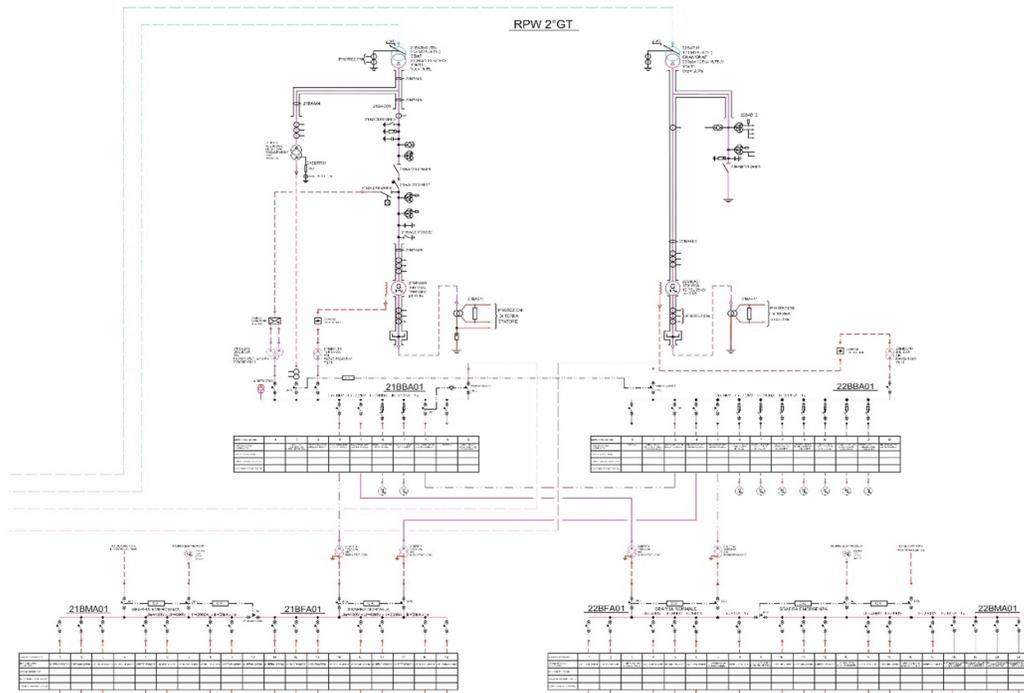


Figura 5.9 Schema unifilare RPW 2°GT

## Conclusioni

L'obiettivo di questo lavoro di tesi è stato quello di creare un modello di sistema di accumulo elettrico da installare a servizio di una centrale termoelettrica realmente esistente, al fine di garantire una flessibilizzazione energetica dei cicli combinati cogenerativi costituenti. La centrale presso la quale è stato sviluppato lo studio è la centrale termoelettrica appartenente al gruppo Iren Energia S.p.A. della città di Moncalieri. Il modello presentato in questo studio è finalizzato alla valutazione della possibilità in termini economici, prestazionali, ambientali, occupazionali, etc. di realizzare il progetto in questione nell'anno 2020.

Da principio l'interesse da parte dell'azienda di installare un sistema di accumulo elettrico nasce dall'esigenza di velocizzare i tempi di avviamento a caldo dei gruppi quando necessario un cambio assetto di potenza corrispondente ad un'entrata in esercizio eccezionale di uno dei due gruppi disgiunti. Nel capitolo 2, a seguito di puntuali calcoli derivanti dal confronto con un'altra centrale con differente configurazione strutturale, nella stessa condizione di esercizio, si è stati costretti ad abbandonare l'idea principale, a causa dell'ingente dimensionamento stimato, optando a questo punto per la possibilità di installare il sistema di accumulo a servizio della regolazione primaria/secondaria della frequenza/potenza contribuendo inoltre alle capacità di guadagno sfruttando il processo di carica/scarica nelle ore di picco/fuori picco. Alla luce di queste considerazioni, il nuovo valore di potenza richiesto in output, necessario per garantire i suddetti servizi, è risultato pari a 12 MW. Dopo aver quindi messo a confronto le tecnologie disponibili attualmente sul mercato di sistemi di accumulo elettrico, sulla base di molteplici proprietà, la scelta è ricaduta sui sistemi di batterie agli ioni di litio. A questo punto si è proceduto con l'analisi economica, la quale ha partorito risultati interessanti, soprattutto nel primo scenario in cui si è ipotizzato l'invio di sovvenzioni da parte dell'UE, con tempistiche di ritorno del capitale (PBT) di

9/30 anni e un valore finale di VAN pari a 10,9 M€. Anche dal punto di vista degli ingombri, è emerso nell'ultimo capitolo che l'area supposta occupata dall'impianto di accumulo elettrico in tutti i suoi componenti sarebbe pari a circa 1350 m<sup>2</sup> rispetto ai 2500 m<sup>2</sup> liberi in centrale.

In conclusione quindi, per le assunzioni considerate in questa tesi, la realizzazione dell'impianto sembrerebbe decisamente appetibile da molteplici punti di vista. In realtà però, se effettivamente nel 2020 il progetto dovesse essere definitivamente approvato, sarà necessario intanto reperire alcuni parametri che in questa tesi è stato impossibile ottenere e pertanto sono stati semplicemente supposti sulla base di ricerche effettuate da altri enti, ad esempio i cicli vita, e sicuramente provvedere a delle simulazioni di comportamento reale della tipologia di batteria che verrà acquistata, per esempio in questo studio sono stati supposti un C-rate e un'efficienza costanti e pari al loro valore massimo, che nella realtà non è possibile mantenere.

## Bibliografia

- [1] IREN ENERGIA S.p.A. *Centrale di Moncalieri 3 ° G T.*
- [2] De Salve Mario, Dispense del corso “Centrali termoelettriche”. *CAP 4 - Le turbine a gas e i cicli combinati.* Politecnico di Torino.
- [3] IREN ENERGIA S.p.A. *Centrale di Moncalieri RPW 2° G T.*
- [4] Ansaldo Energy Group, (2014). *Power Generation news.*
- [5] [www.yenielektrik.com.tr](http://www.yenielektrik.com.tr)
- [6] Antonucci Vincenzo, RSE, (2011). *L'accumulo di energia elettrica. RSEview - Riflessioni sull'energia.*
- [7] K. Bradbury, L. Pratson, and D. Patiño-Echeverri, (2014). *Economic viability of energy storage systems based on price arbitrage potential in real-time U.S. electricity markets.* Appl. Energy, vol. 114, pp. 512-519.
- [8] Juri Riccardi, Enel Ingegneria e Ricerca S.p.A., (2016). *L'integrazione dei sistemi di stoccaggio dell'energia nel sistema elettrico: prospettive e criticità.*
- [9] Carbone, Rosario, (2011). *Energy storage in the emerging era of smart grids.*
- [10] Terna Group. *Codice di Rete - Capitolo 4: Regole per il Dispacciamento.*
- [11] Terna Group, (2008). *Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza. Prescrizione Tecnica - Allegato A15, RSPT085012DSC-PCM.*
- [12] Jim Eyer, Garth Corey, Sandia National Laboratories, (2010). *Energy storage for the electricity grid: benefits and market potential assessment guide - A study for the DOE Energy Storage Systems Program.* Sandia Report SAND2010-0815.
- [13] H. Zhao, Q. Wu, S. Hu, H. Xu, and C. N. Rasmussen (2015). *Review of energy storage system for wind power integration support.* Appl. Energy, vol. 137, pp. 545-553.
- [14] IEC (2011). *Electrical Energy Storage - White Paper.*
- [15] J. P. Deane, B. P. Ó Gallachóir, and E. J. McKeogh (2010). *Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant.* Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 14, no. 4, pp. 1293-1302.

- [16] Susan M. Schoenung and William V. Hassenzahl, Sandia National Laboratories (2003). *Long- vs. Short-Term Energy Storage Technologies Analysis, A Life-Cycle Cost Study: a Study for the DOE Energy Storage Systems Program*. NM.
- [17] Frost&Sullivan, Highview Power Storage (2015). *Global large-scale energy storage technology innovation award*.
- [18] Highview Power Storage (2017). *Liquid Air Energy Storage Pumped Hydro Capability No Geographical Constraints*.
- [19] [www.highview-power.com](http://www.highview-power.com)
- [20] U. B. Vetrella, G. Celentano, G. Messina, and L. Morici, ENEA (2013). *Studio di sistemi di accumulo avanzato basati su magneti superconduttori*.
- [21] G. Cingano (2011). *Il supercondensatore: caratteristiche e prospettive*. Tesi, Università di Padova.
- [22] ENEA (2004). *Presentazione Progetto HyWays Italia*. Milano 5 Aprile.
- [23] Thorsteinn I. Sigfusson (2007). *Pathways to hydrogen as an energy carrier*. University of Iceland. Reykjavik.
- [24] Antonio Matteucci, Marco Calisi, ENEA - Unità Idrogeno e celle a Combustibile (2010). *Modello Idrogeno Times*.
- [25] A.Pozio, A.Cemmi, ENEA - Unità Tecnica Fonti Rinnovabili (2010). *La produzione dell'idrogeno mediante elettrolisi*. Pag. 108-113.
- [26] Massimo Santarelli. Dispense del corso Polygeneration and advanced energy systems. Politecnico di Torino.
- [27] Nicola Maffei (2011). *Produzione di idrogeno da FER, stoccaggio e utilizzo: stato dell'arte*. Tesi, Università degli studi di Bari, Facoltà di scienze matematiche, fisiche e naturali.
- [28] Massimo Santarelli. *Immagazzinamento di idrogeno sotto forma di idruri metallici*. DENERG Politecnico di Torino.
- [29] P. A. Gordon and R. B. Saeger (1999). *Molecular modeling of adsorptive energy storage: Hydrogen storage in single-walled carbon nanotubes*. Ind. Eng. Chem. Res., vol. 38, no. 12, pp. 4647-4655.
- [30] Marina Ronchetti, Dipartimento Tecnologie per l'Energia, Fonti Rinnovabili e Risparmio Energetico, ENEA (2008). *Celle a combustibile, stato di sviluppo e prospettive della tecnologia*.

- [31] A. Kirubakaran, S. Jain, and R. K. Nema (2009). *A review on fuel cell technologies and power electronic interface*. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 9, pp. 2430-2440.
- [32] M. Conte, G. Graditi, M.G. Ippolito, E. Riva Sanseverino, E. Telaretti, G. Zizzo, ENEA (2011). *Analisi e definizione di strategie di gestione e controllo di sistemi di accumulo elettrico per applicazioni in reti di distribuzione attive automatizzate. Report 1 - Analisi dello stato dell'arte*.
- [33] US Development of Energy (DOE) global energy storage database. [www.energystorageexchange.org/projects](http://www.energystorageexchange.org/projects).
- [34] Alekos Signorato, (2015-2016). *Modello Simulink di un Sistema di Accumulo al Litio: influenza dei materiali attivi sulle prestazioni e analisi della risposta del sistema a rapidi transitori della tensione di rete*. Tesi di Laurea Magistrale, Università degli Studi di Padova.
- [35] T.-T. Nguyen, V. Martin, A. Malmquist, and C. A. S. Silva, (2017). *A review on technology maturity of small scale energy storage technologies*. *Renew. Energy Environ. Sustain.*, vol. 2.
- [36] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke (2015). *Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation*. *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 511-536.
- [37] Alexander White, Third International Conference of the SkoltechCenterfor Energy Systems (2014). *Thermo-Mechanical and Generation-Integrated Energy Storage*.
- [38] Massimo Santarelli. *Notes on closed batteries*. DENERG Politecnico di Torino.
- [39] Dan Rastler, EPRI, (2009). *Overview of electric energy storage options for the electric enterprise*.
- [40] Abbas A. Akhil, Georgianne Huff, Aileen B. Currier, Benjamin C. Kaun, Dan M. Rastler, Stella Bingqing Chen, Andrew L. Cotter, Dale T. Bradshaw, and William D. Gauntlett, (2013). *DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA*. Sandia Report. NM.
- [41] M. Brocco, E. Calò, A. Lucci, M. Pasquali, ENEA (2013). *Analisi costi e benefici sull'introduzione di sistemi di accumulo ad idrogeno e Flow Battery nella rete elettrica Italiana*.
- [42] V Viswanathan M Kintner-Meyer P Balducci C Jin, Pacific Northwest National Laboratory PNNL (2013). *National Assessment of Energy Storage for Grid Balancing and Arbitrage. Phase II. Volume 2: Cost and Performance Characterization*.

- [43] Mathew Hocking, James Kan, Paul Young, Chris Terry, David Begleiter, Deutsche Bank Markets Research (2016). *Welcome to the Lithium-ion Age. F.I.T.T. research for investors.*
- [44] Fabio Bandiera, (2012-2013). *Le batterie e le infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici.* Tesi di Laurea Magistrale, Politecnico di Milano.
- [45] Giovanni Viganò, (2013-2014). *Modellazione elettrica e termica di una batteria agli ioni di litio con stimatore dello stato di carica.* Tesi di Laurea Magistrale, Politecnico di Milano.
- [46] M. Pietrucci, Terna Group, (2017). *Progetti Pilota Power Intensive: Descrizione degli impianti e delle tecnologie.*
- [47] Terna S.p.A. (2017). *Rapporto pubblico anno 2016 storage lab sperimentazione di progetti pilota di accumulo energetico di tipo power intensive.*
- [48] ENEA, Unità Tecnica Tecnologie Avanzate per l'Energia e l'Industria: Centro Ricerche Casaccia. *Le batterie al litio.*
- [49] Anna Carolina Tortora: Head of Innovation Lab, Research and Development, Terna Group. *Storage e sicurezza della rete: i progetti di Terna.*
- [50] Enel, (2014). *Il sistema elettrico europeo, il Mercato Elettrico Italiano (Italian Power Exchange - IPEX) e i sistemi di controllo che ne permettono il funzionamento.* Seminario.
- [51] Chiara Noemi Mariotti, (2010/2011). *Valutazione dell'investimento di un impianto fotovoltaico.* Tesi di laurea, Università di Bologna.
- [52] Pierluigi Leone, Vittorio Verda, Andrea Lanzini. Dispense del corso "Thermal design and optimization." *Economic assessment of investment projects in the energy sector.* Politecnico di Torino.
- [53] [www.kokam.com](http://www.kokam.com). *Total energy storage solution provider.*
- [54] [www.lsis.com](http://www.lsis.com). *LSIS Power Conditioning System (PCS).*