



**UNIVERSITÀ  
DEGLI STUDI  
DI PADOVA**

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN  
INGEGNERIA DELL'ENERGIA ELETTRICA

Tesi di Laurea Magistrale

**CABLEWAY STORAGE SYSTEM:  
UN'OPZIONE DI ACCUMULO DI ENERGIA  
PER IL BILANCIAMENTO E IL CONTROLLO  
DI RETI ELETTRICHE ATTIVE**

RELATORE: PROF. ROBERTO CALDON

CORRELATORE: PROF. FABIO BIGNUCOLO

LAUREANDO: FILIPPO GREGOLIN, 1043624

ANNO ACCADEMICO 2014-15



# INDICE

<b>INDICE</b> .....	i
<b>ELENCO DELLE FIGURE</b> .....	vii
<b>ELENCO DELLE TABELLE</b> .....	xiii
<b>Abstract</b> .....	xvii
<b>Introduzione</b> .....	1
<b>1. Generazione distribuita: esigenza dell'accumulo</b> .....	3
1.1 Diffusione delle Fonti Energetiche Rinnovabili .....	3
1.2 Impatto delle FRNP sulle reti elettriche .....	6
1.2.1 Riduzione della capacità regolante del sistema .....	7
1.2.2 Riduzione della prevedibilità delle risorse .....	9
1.2.3 Problemi legati al funzionamento del sistema di protezione di interfaccia .....	10
1.2.4 Fenomeni di sovratensione nel punto di connessione della GD .....	11
1.3 La tecnologia dello storage .....	13
1.3.1 Le funzionalità dei sistemi di storage .....	13
1.3.1.1 Time-shift .....	16
1.3.1.2 Integrazione impianti FRNP .....	18
1.3.1.3 Differimento (o riduzione) investimenti di rete .....	21
1.3.1.4 Sicurezza sistema elettrico .....	21
1.3.1.5 Servizi di rete .....	22
<b>2. Principali sistemi di storage presenti sul mercato</b> .....	27
2.1 Classificazione dei sistemi di accumulo .....	27
2.2 Sistemi di accumulo di tipo meccanico .....	27
2.2.1 Pumped Hydro Storage (PHS) .....	27
2.2.2 Compressed Air Energy Storage (CAES) .....	30
2.2.3 Flywheel Energy Storage (FES) .....	34

2.3 Sistemi di accumulo di tipo elettrico .....	36
2.3.1 I supercondensatori .....	36
2.3.2 Gli SMES .....	39
2.4 Sistemi di accumulo di tipo chimico .....	41
2.4.1 Idrogeno .....	42
2.4.2 Synthetic Natural Gas (SNG) .....	43
2.5 Sistemi di accumulo di tipo termico .....	44
2.5.1 Accumulo di calore sensibile (SHTES, “Sensibile Heat Thermal Energy Storage”) .....	45
2.5.2 Accumulo di calore latente (LHTES, “Latent Heat Thermal Energy Storage”) .....	47
2.5.3 Accumulo termochimico .....	48
2.6 Sistemi di accumulo di tipo elettrochimico .....	49
2.6.1 Batterie con elettrolita acquoso .....	50
2.6.1.1 Batterie al Piombo/Acido .....	50
2.6.1.2 Batterie al Nichel/Cadmio .....	53
2.6.1.3 Batterie al Nichel/Idruri metallici .....	55
2.6.2 Batterie ad alta temperatura .....	55
2.6.2.1 Batterie al Sodio/Zolfo .....	56
2.6.2.2 Batterie al Sodio/Cloruro di Nichel (“ZEBRA”) .....	57
2.6.3 Batterie a circolazione elettrolitica .....	58
2.6.3.1 Batterie Redox a circolazione di elettrolita al Vanadio (“VRB”) .....	59
2.6.3.2 Batteria Redox a circolazione di elettrolita al Bromuro di Zinco .....	60
2.6.4 Batterie al Litio .....	60
<b>3. Cableway Storage System .....</b>	<b>63</b>
3.1 Presentazione del progetto .....	63
3.2 Caratteristiche degli impianti di trazione .....	64

3.3 Gestione della potenza attiva assorbita dalla rete .....	65
3.4 Applicazioni del CSS all'interno delle reti attuali .....	66
<b>4. Modello ed equazioni del motore asincrono trifase .....</b>	<b>69</b>
4.1 Cenni costruttivi .....	69
4.2 Modello circuitale ed equazioni a regime permanente .....	70
4.3 Modelli ed equazioni dinamiche del motore asincrono trifase .....	78
4.3.1 Ipotesi introdotte nella stesura delle equazioni dinamiche ...	78
4.3.2 Legge di Kirchhoff alle maglie .....	80
4.3.3 Legame flussi-correnti .....	83
4.3.4 Equazioni della coppia .....	86
<b>5. Controllo di velocità dei motori asincroni trifase .....</b>	<b>91</b>
5.1 Le tecniche più diffuse di regolazione della velocità .....	91
5.2 I controlli scalari .....	91
5.2.1 Regolazione con variazione del numero di coppie polari .....	92
5.2.2 Regolazione con resistenze rotoriche addizionali .....	94
5.2.3 Regolazione con variazione della tensione .....	95
5.2.4 Regolazione con variazione della frequenza .....	97
5.2.4.1 Riduzione della velocità .....	99
5.2.4.2 Incremento della velocità .....	102
5.2.4.3 Conclusioni sulla regolazione a frequenza variabile ...	104
5.3 I controlli vettoriali .....	107
5.3.1 Field Oriented Control .....	108
5.3.1.1 FOC diretto .....	112
5.3.1.2 FOC indiretto .....	113
<b>6. Simulazione di un sistema di accumulo a fune .....</b>	<b>115</b>
6.1 Caratteristiche strutturali di un impianto di accumulo a fune ...	115
6.1.1 Componenti del sistema .....	116
6.1.1.1 La funivia .....	116
6.1.1.2 I carichi .....	117

6.1.1.3	I serbatoi di stoccaggio del materiale .....	119
6.1.1.4	Il motore .....	119
6.2	Caratteristiche tecniche del CSS studiato .....	120
6.3	Caratteristiche elettriche del circuito implementato per il CSS ...	121
6.3.1	“External Grid” .....	122
6.3.2	“Transformer Ext. Grid” e “Transformer ASM” .....	123
6.3.3	“Rectifier” .....	124
6.3.4	“PWM Converter” .....	125
6.3.5	“ASM” .....	127
6.4	Costruzione del controllo del motore asincrono trifase .....	130
6.4.1	Costruzione della caratteristica meccanica del carico .....	132
6.4.2	Costruzione del controllo di velocità del motore .....	134
6.5	Simulazione del CSS studiato .....	138
6.5.1	Simulazione del CSS privo di controllo .....	138
6.5.2	Simulazione del CSS provvisto di controllo .....	140
<b>7.</b>	<b>Valutazioni economiche per il CSS</b> .....	<b>145</b>
7.1	Introduzione .....	145
7.2	Costo dei principali sistemi di storage .....	146
7.2.1	Costo dei principali sistemi di accumulo elettrochimico .....	146
7.2.1.1	Gli accumulatori al Piombo/ Acido .....	146
7.2.1.2	Gli accumulatori al Nichel/Cadmio .....	147
7.2.1.3	Gli accumulatori al Sodio/Zolfo .....	148
7.2.1.4	Gli accumulatori al Sodio/Cloruro di Nichel (“ZEBRA”) .....	148
7.2.1.5	Gli accumulatori Redox a circolazione di elettrolita al Vanadio .....	148
7.2.1.6	Gli accumulatori al Litio .....	149
7.2.2	Costo dei principali sistemi di accumulo meccanico .....	150
7.2.2.1	Il pompaggio idroelettrico .....	150
7.2.2.2	Il CAES .....	150

7.2.2.3 Il volano .....	151
7.2.3 Costo dei principali sistemi di accumulo elettrico .....	151
7.2.3.1 Il supercondensatore .....	152
7.2.3.2 Lo SMES .....	152
7.3 Voci di costo assunte per il CSS .....	154
7.4 Confronto del CSS con gli altri sistemi di accumulo .....	155
7.5 Possibili soluzioni per l'abbattimento dei costi .....	159
<b>8. Conclusioni .....</b>	<b>161</b>
<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>163</b>



## ELENCO DELLE FIGURE

<b>Figura 1.1:</b> dinamica di crescita in Italia della potenza installata da eolico e fotovoltaico [2] .....	4
<b>Figura 1.2:</b> inversione del flusso di potenza sulle cabine di trasformazione AT/MT [4] .....	6
<b>Figura 1.3:</b> esempio di time-shift mediante uso di sistemi di accumulo .....	16
<b>Figura 2.1:</b> principio di funzionamento del pompaggio .....	28
<b>Figura 2.2:</b> principio di funzionamento del CAES .....	30
<b>Figura 2.3:</b> principale modalità costruttiva di un volano .....	35
<b>Figura 2.4:</b> principio di funzionamento di un EDLC .....	37
<b>Figura 2.5:</b> principale modalità costruttiva di un supercondensatore .....	39
<b>Figura 2.6:</b> schema di uno storage chimico a idrogeno .....	42
<b>Figura 2.7:</b> principio di funzionamento di uno storage chimico a SNG .....	44
<b>Figura 2.8:</b> schema generale di un sistema di accumulo termico .....	45
<b>Figura 2.9:</b> principio di funzionamento di un sistema di accumulo termico .....	46
<b>Figura 2.10:</b> principio di funzionamento dei materiali PCM .....	47
<b>Figura 2.11:</b> principio di funzionamento di un accumulatore termochimico .....	48
<b>Figura 2.12:</b> schema costruttivo di una batteria al piombo/acido .....	51
<b>Figura 2.13:</b> principio di funzionamento di una batteria al Nichel/Cadmio .....	53
<b>Figura 2.14:</b> schema costruttivo di una batteria al Sodio/Zolfo .....	56
<b>Figura 2.15:</b> principio di funzionamento di una batteria a circolazione di elettrolita .....	58
<b>Figura 3.1:</b> schema costruttivo di un Cableway Storage System .....	63
<b>Figura 3.2:</b> schema di controllo della velocità dell'azionamento .....	65

<b>Figura 4.1:</b> circuito elettrico monofase equivalente di una macchina asincrona trifase nel funzionamento con circuiti rotorici cortocircuitati e rotore bloccato .....	70
<b>Figura 4.2:</b> circuito elettrico monofase equivalente di una macchina asincrona trifase nel funzionamento con circuiti rotorici cortocircuitati e rotore in movimento .....	71
<b>Figura 4.3:</b> circuito equivalente semplificato monofase di una macchina asincrona trifase .....	72
<b>Figura 4.4:</b> Tipico andamento della corrente rotorica in funzione dello scorrimento .....	75
<b>Figura 4.5:</b> andamento della caratteristica meccanica di un motore asincrono per diversi valori della resistenza rotorica .....	76
<b>Figura 4.6:</b> caratteristica meccanica di un motore asincrono trifase .....	77
<b>Figura 4.7:</b> modellizzazione degli avvolgimenti di statore e rotore .....	80
<b>Figura 4.8:</b> assi di riferimento ortogonali fissi con lo statore ("s") e con il rotore ("r") .....	82
<b>Figura 5.1:</b> a) una fase dell'avvolgimento statorico con collegamento in serie a bobine alternate per la velocità più bassa; b) inversione della corrente in un ramo del parallelo e conseguente raddoppio di velocità per dimezzamento del numero di poli .....	93
<b>Figura 5.2:</b> schema di un sistema di conversione statica che alimenta una resistenza collegata in serie al rotore e shuntata per mezzo di un tiristore .....	94
<b>Figura 5.3:</b> andamento della caratteristica meccanica al variare della tensione di alimentazione .....	96
<b>Figura 5.4:</b> effetto della diminuzione dell'ampiezza e della frequenza della tensione di alimentazione sulla caratteristica meccanica di un motore asincrono .....	100

<b>Figura 5.5:</b> ampiezza della tensione di alimentazione al fine di mantenere flusso costante, durante la riduzione della velocità .....	101
<b>Figura 5.6:</b> ampiezza della tensione di alimentazione al fine di mantenere flusso costante, durante un incremento della velocità .....	102
<b>Figura 5.7:</b> effetto dell'incremento della frequenza della tensione di alimentazione sulla caratteristica meccanica di un motore asincrono .....	104
<b>Figura 5.8:</b> curva limite della coppia e andamento della coppia massima al variare della velocità per un motore asincrono alimentato a frequenza variabile .....	105
<b>Figura 5.9:</b> curva limite della potenza al variare della velocità per un motore asincrono alimentato a frequenza variabile .....	105
<b>Figura 5.10:</b> strategia di controllo della velocità di un motore asincrono attraverso la regolazione della frequenza e della tensione di alimentazione .....	106
<b>Figura 5.11:</b> introduzione di un nuovo sistema di riferimento, fisso con la generica grandezza "x" .....	109
<b>Figura 5.12:</b> sistema di riferimento basato sul vettore spaziale del flusso rotorico .....	112
<b>Figura 6.1:</b> componenti di un impianto a fune, avendo indicato con (1) i carichi, con (2) la funivia, con (3) i magazzini di monte e di valle e con (4) l'alternatore .....	117
<b>Figura 6.2:</b> potenza richiesta dall'azionamento in funzione del tempo, a velocità costante .....	121
<b>Figura 6.3:</b> schema elettrico del modello utilizzato per lo studio del CSS .....	121
<b>Figura 6.4:</b> schema monofase equivalente del trasformatore trifase a due avvolgimenti utilizzato in DIGSILENT .....	123

<b>Figura 6.5:</b> schema del raddrizzatore trifase a tiristori utilizzato nel progetto .....	124
<b>Figura 6.6:</b> schema dell'inverter trifase utilizzato nel progetto .....	125
<b>Figura 6.7:</b> principio di funzionamento della logica PWM in un convertitore trifase .....	126
<b>Figura 6.8:</b> modalità di controllo dell'inverter trifase in DIGSILENT, dove $P_{m\_in}$ e $f_0$ sono, rispettivamente, il modulo e la frequenza della tensione desiderata .....	127
<b>Figura 6.9:</b> circuito monofase equivalente del motore asincrono trifase inserito nel progetto .....	128
<b>Figura 6.10:</b> circuito monofase equivalente del rotore a doppia gabbia presente nel modello del motore "ASM" .....	129
<b>Figura 6.11:</b> ipotesi semplificativa utilizzata per il calcolo del momento d'inerzia del sistema funivia + carichi .....	129
<b>Figura 6.12:</b> costruzione della caratteristica meccanica del carico .....	130
<b>Figura 6.13:</b> Composite Model del controllo di velocità del motore asincrono .....	131
<b>Figura 6.14:</b> Common Model del "Motor Driven Machine" per la costruzione della curva di coppia del carico .....	133
<b>Figura 6.15:</b> strategia di controllo della velocità di un motore asincrono attraverso la regolazione della frequenza e della tensione di alimentazione .....	134
<b>Figura 6.16:</b> Common Model del "VFD Control" per la costruzione del controllo di velocità del motore "ASM" .....	135
<b>Figura 6.17:</b> caratteristica meccanica del carico del sistema di trazione a fune (in p.u.) .....	138
<b>Figura 6.18:</b> velocità (in p.u.) dell'azionamento asincrono, in risposta alle variazioni del carico, senza il controllo di velocità .....	139
<b>Figura 6.19:</b> tensione (in p.u.) al nodo di alimentazione del motore asincrono, senza il controllo di velocità .....	139

<b>Figura 6.20:</b> potenza attiva (in p.u.) assorbita dalla funivia nel punto di accoppiamento alla rete di distribuzione, senza il controllo di velocità .....	140
<b>Figura 6.21:</b> potenza attiva (in p.u.) assorbita dalla funivia in presenza di controllo di velocità .....	141
<b>Figura 6.22:</b> frequenza (in p.u.) al nodo di alimentazione del motore asincrono, con il controllo di velocità .....	142
<b>Figura 6.23:</b> tensione in (p.u.) al nodo di alimentazione del motore asincrono, con il controllo di velocità .....	142
<b>Figura 6.24:</b> caratteristica meccanica del carico in p.u. (in blu) e velocità dell'azionamento asincrono in p.u. (in rosso) .....	143



## ELENCO DELLE TABELLE

<b>Tabella 1.1:</b>	principali funzionalità dei sistemi di storage [3] .....	15
<b>Tabella 2.1:</b>	principali caratteristiche tecniche del pompaggio[3] .....	29
<b>Tabella 2.2:</b>	principali caratteristiche tecniche del CAES [3] .....	33
<b>Tabella 2.3:</b>	principali caratteristiche tecniche del volano [3] .....	35
<b>Tabella 2.4:</b>	principali caratteristiche tecniche del supercondensatore [3] ..	38
<b>Tabella 2.5:</b>	principali caratteristiche tecniche di uno SMES [3] .....	40
<b>Tabella 6.1:</b>	parametri elettrici dell'External Grid inserita nel progetto ...	122
<b>Tabella 6.2:</b>	parametri elettrici dei due trasformatori inseriti nel progetto .....	123
<b>Tabella 6.3:</b>	parametri elettrici del raddrizzatore inserito nel progetto .....	124
<b>Tabella 6.4:</b>	parametri elettrici dell'inverter inserito nel progetto .....	127
<b>Tabella 6.5:</b>	parametri elettrici del motore asincrono trifase inserito nel progetto .....	128
<b>Tabella 6.6:</b>	calcolo dei guadagni dei regolatori P,I e D attraverso il metodo di Ziegler - Nichols .....	137
<b>Tabella 6.7:</b>	valore dei guadagni introdotti nei regolatori del progetto .....	137
<b>Tabella 7.1:</b>	principali caratteristiche tecniche ed economiche degli accumulatori analizzati .....	153
<b>Tabella 7.2:</b>	valutazione dell'LCOE dei principali sistemi di accumulo ...	157



*Ai miei familiari  
ai miei amici  
e all'Ingegnere A. Raciti  
per avermi supportato e sopportato in questi mesi di tesi*



## **Abstract**

La redazione di questo elaborato di tesi si pone come obiettivo lo studio di un sistema di accumulo innovativo basato su un impianto di trazione a fune. Tale impianto verrà costruito e simulato mediante l'utilizzo di un software dedicato all'analisi di reti elettriche di potenza: DigSilent Power Factory.

Verranno quindi effettuate diverse simulazioni per verificare i tempi di risposta del sistema di accumulo di fronte a variazioni richieste di potenza attiva assorbita, in modo da valutarne l'idoneità per la fornitura di servizi di rete non solo "in energia", ma anche "in potenza".

Infine, verrà proposta un'analisi economica semplificata che comparerà il costo specifico dell'accumulo a fune con quello dei più diffusi sistemi di accumulo presenti ad oggi sul mercato.



# Introduzione

La sempre maggiore diffusione, nelle reti di trasmissione e distribuzione, di generazione elettrica da fonti rinnovabili non programmabili (“FRNP”) permette di far fronte alla crescente domanda di energia, ponendosi come soluzione sia dal punto di vista energetico che da quello economico. Tuttavia, il continuo aumento della generazione distribuita è foriere di nuove problematiche sulle reti elettriche, problematiche che negli ultimi anni hanno dato una forte spinta al mercato dei dispositivi di accumulo, i quali sono in grado di assicurare la stabilità del sistema elettrico di potenza e i requisiti di Power Quality garantiti alle utenze dalle vigenti normative.

Questa tesi, quindi, si pone l’obiettivo di indagare i problemi introdotti dalla diffusione della generazione distribuita, dando poi una lista dei principali sistemi di accumulo.

Più in particolare, si cercherà di mettere in evidenza e analizzare un dispositivo di storage innovativo, basato sul controllo di velocità di un motore asincrono trifase azionante una teleferica; si tratta del cosiddetto Cableway Storage System (“CSS”). L’analisi riguarderà non solo la parte puramente tecnica – dando una descrizione sia dei possibili controlli implementabili nei motori a induzione, sia dello schema di controllo utilizzato e dei risultati ottenuti – ma cercherà di addentrarsi anche in una valutazione di fattibilità economica, comparando il CSS ai dispositivi di storage più diffusi.

Nello specifico, i capitoli 1 e 2 descrivono le problematiche legate allo sviluppo sempre maggiore della generazione distribuita, e i principali sistemi di accumulo in grado di soddisfare alle necessità emergenti della rete elettrica di potenza. Il capitolo 3 fornisce una breve introduzione dell’accumulatore a fune analizzato, per poi passare alla definizione delle equazioni a regime permanente e dinamiche (capitolo 4) e dei diversi tipi di

controllo (capitolo 5) del motore asincrono trifase.

Infine, nel capitolo 6 verrà analizzato in dettaglio il modello del CSS costruito mediante l'utilizzo del software DigSilent Power Factory, mentre nel capitolo 8 si procederà ad un'analisi economica dell'accumulo a fune, confrontandolo con gli accumulatori più diffusi nel mercato elettrico.

# Capitolo 1

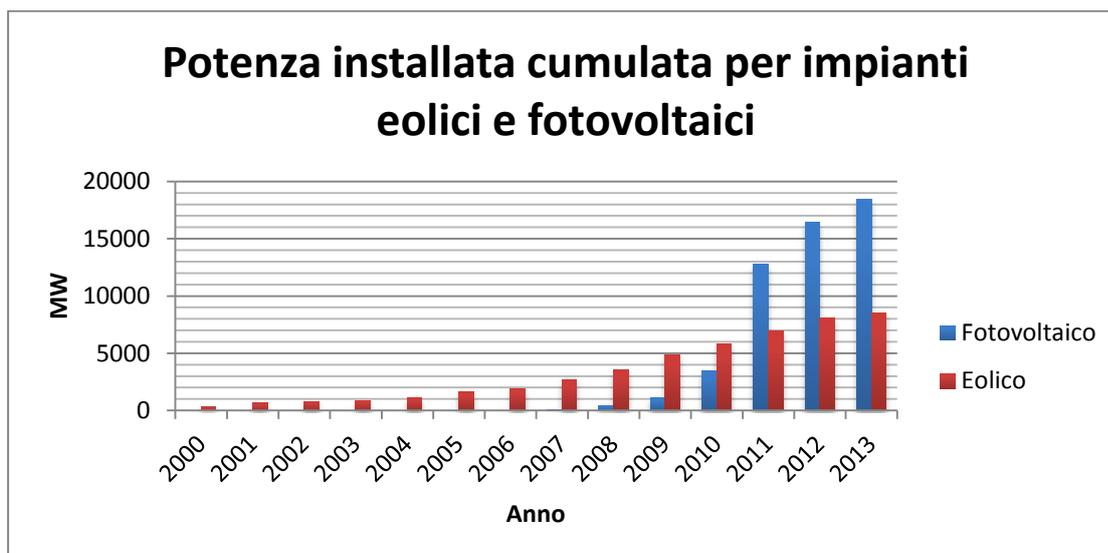
---

## Generazione distribuita: esigenza dell'accumulo

### 1.1 Diffusione delle Fonti Energetiche Rinnovabili

Negli ultimi anni si è assistito, sui sistemi elettrici, a una forte diffusione della produzione elettrica da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), specialmente nel contesto nazionale, ma anche a livello internazionale. In particolare, le Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP), spesso installate sulle reti di distribuzione (si fa riferimento alla cosiddetta Generazione Distribuita - GD), hanno richiesto un cambio radicale nella gestione dei sistemi di controllo, regolazione e protezione. È la rivoluzione delle *Smart Grid*: strutture e procedure operative fortemente innovative che, oltre a mantenere un elevato livello di sicurezza e affidabilità dell'intero sistema, sono anche in grado di far fronte ai numerosi problemi tecnici legati alla gestione delle FRNP, alle possibilità di controllo del carico da parte del sistema, alla promozione dell'efficienza energetica e ad un maggiore coinvolgimento degli utenti finali, attivi e passivi (che comprendono anche nuove tipologie come i veicoli elettrici), in relazione al mercato elettrico [1].

Un ulteriore elemento caratteristico delle *Smart Grid*, che sta assumendo crescente interesse negli ultimi anni, è rappresentato dai sistemi di accumulo, che si rendono necessari per far fronte ai problemi legati all'imprevedibilità delle FRNP, che rendono più difficile il dispacciamento in tempo reale delle risorse di carico e generazione, riducendo la sicurezza di esercizio del sistema elettrico e aumentandone i costi operativi. Al fine di assicurare un adeguato sviluppo delle FRNP, in Italia, come in molti altri paesi, sono stati introdotti numerosi sistemi di incentivazione che ne hanno rappresentato il principale meccanismo di diffusione.



**Figura 1.1:** dinamica di crescita in Italia della potenza installata da eolico e fotovoltaico [2]

Gli impianti alimentati da FRNP coprono ormai una parte significativa della domanda elettrica e il trend è in continua crescita: al 31 maggio del 2013 eolico e fotovoltaico soddisfacevano il 12% della domanda nazionale di energia elettrica (contro il quasi 10% del medesimo periodo nel 2012).

Anche le previsioni future confermano il progressivo aumento delle installazioni di impianti FRNP su tutti i livelli di tensione, rispetto alla totale produzione nazionale di energia elettrica. A livello nazionale il Governo Italiano prevede, infatti, che al 2020 le rinnovabili saranno la prima fonte di produzione di energia elettrica al pari del gas naturale (36-38%), a fronte del 28% registrato nel 2012, mentre le stime di crescita nel medio periodo prevedono di raggiungere il livello cumulato di 23.000 MW di FV e 9.600 MW di eolico al 2016 [3].

Tra questi impianti cresce il peso degli impianti FRNP di piccola taglia sparsi sul territorio (Generazione Diffusa o GD) e maggiormente concentrati sulle reti di distribuzione in media e bassa tensione. Per i prossimi anni si prevedono ancora importanti tassi di crescita per gli impianti FRNP di piccola taglia, sia con riferimento al fotovoltaico che al mini-eolico, il quale ad oggi ha registrato una diffusione modesta.

Una caratteristica fondamentale della GD, che è necessario evidenziare, è l'elevato livello di consumo in sito (circa il 23% della produzione lorda).

Questo fenomeno ha portato all'affermarsi di un nuovo paradigma di produzione e consumo contestuale dell'energia elettrica, quello del cosiddetto "prosumer" (producer + consumer).

Ma questa forte concentrazione delle risorse rinnovabili non programmabili, soprattutto quando installate in zone ben definite del sistema elettrico, che risultano debolmente interconnesse, nonché caratterizzate dalla presenza di un carico elettrico locale ridotto rispetto alla generazione, sta comportando alcune criticità. Le problematiche derivanti dal forte sviluppo delle FRNP sono sia di tipo tecnico (in grado di influenzare la sicurezza del sistema), sia di tipo economico (in grado di influenzare il mercato elettrico), in parte associate all'aleatorietà delle fonti, e possono riassumersi in:

- influenza sull'approvvigionamento delle risorse, sia nella fase di programmazione del Mercato per i Servizi di Dispacciamento (MSD), sia nella fase di gestione in tempo reale del Mercato di Bilanciamento (MB);
- influenza sulla sicurezza e sull'esercizio del sistema (funzionamento del Sistema di Protezione di Interfaccia e regolazione di tensione).

Queste problematiche sono attribuibili soprattutto all'aleatorietà della produzione da FRNP e alle carenze infrastrutturali delle aree in cui tali fonti sono prevalentemente localizzate. Per le reti di distribuzione un indicatore di criticità è la cosiddetta inversione di flusso. L'aumento della quantità di FRNP può infatti comportare il verificarsi di fenomeni di inversione di flusso sia a livello di rete MT (situazione nella quale la potenza attiva fluisce dalla rete di distribuzione MT verso la rete AT) sia di singola linea MT (e BT).

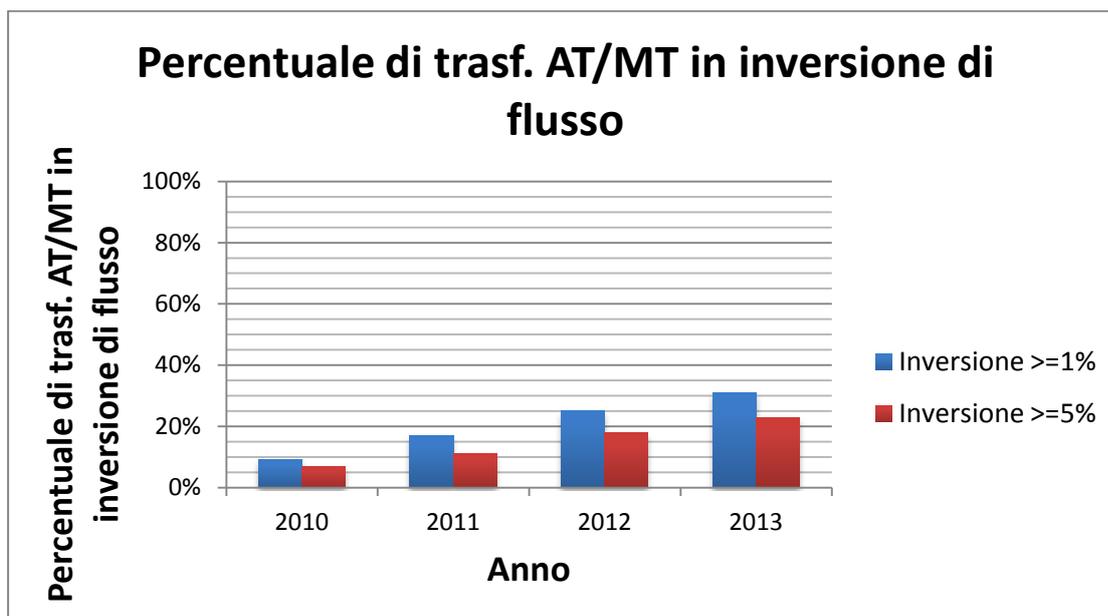


Figura 1.2: inversione del flusso di potenza sulle cabine di trasformazione AT/MT [4]

Ad oggi il forte aumento degli impianti fotovoltaici ha portato ad una significativa inversione dei flussi di potenza; i dati pubblicati da Enel Distribuzione (Figura 1.2) mostrano come circa il 31% dei totali trasformatori AT/MT sono in inversione di flusso per più dell'1% delle ore totali dell'anno (i flussi di potenza sono diretti dalla sezione MT verso quella AT), mentre circa il 23% dei totali trasformatori AT/MT è in inversione per più del 5% delle ore totali dell'anno.

L'aumento dell'inversione di flusso cambia, di conseguenza, anche il profilo di carico nei punti di interconnessione tra la RTN (Rete di Trasmissione Nazionale) e la rete di distribuzione.

## 1.2 Impatto delle FRNP sulle reti elettriche

In aggiunta ai problemi tecnici legati all'integrazione della GD nelle reti di distribuzione e in generale di trasmissione, che richiedono una modifica delle attuali modalità di gestione, controllo e protezione, esistono anche altri problemi legati soprattutto alla mancata programmabilità di queste fonti e alla loro volatilità nel tempo e nello spazio.

L'aleatorietà delle FRNP comporta criticità circa l'approvvigionamento di risorse su MSD e MB, legate principalmente a due fenomeni:

- i profili di produzione degli impianti alimentati da FRNP modificano significativamente l'andamento dei carichi orari zonali da soddisfare tramite generazione da impianti tradizionali;
- la mancanza di informazioni aggiornate circa la produzione oraria zonale degli impianti FRNP non consente né di prevedere adeguatamente la quota da offrire sul Mercato del Giorno Prima (MGP) né di prevedere adeguatamente i fabbisogni orari zonali residui ai fini dell'approvvigionamento di risorse nella fase di programmazione di MSD.

### **1.2.1 Riduzione della capacità regolante del sistema**

L'incremento dell'errore di previsione del carico residuo da bilanciare in tempo reale comporta un incremento dei fabbisogni di regolazione di frequenza/potenza sia in aumento (riserva a salire) che in diminuzione (riserva a scendere). Al fine di inseguire le rampe risultano necessarie azioni rapide di bilanciamento realizzate da impianti programmabili con elevate capacità di modulazione, rapidi tempi di riposta e trascurabili vincoli di permanenza in servizio notte/giorno. L'elevata penetrazione delle FRNP comporta però anche una riduzione della porzione di carico soddisfatta da unità di produzione termoelettriche con capacità di regolazione; questo fatto rende ancora più difficoltosa la costituzione dei margini di riserva necessari a soddisfare i fabbisogni (alcuni servizi di riserva possono infatti essere forniti esclusivamente o prevalentemente da impianti già in produzione; alcune stime di Terna mostrano che negli ultimi quattro anni c'è stata una riduzione della capacità regolante pari a circa il 25%-30%).

La riserva primaria (compresa tra il  $\pm 1,5\%$  ed il  $\pm 10\%$  della potenza nominale per almeno 15 minuti) deve garantire il 50% del totale della riserva entro 15s e tutta la riserva (100%) entro 30 s. Queste tempistiche non sempre sono

sufficienti a garantire che la variazione di frequenza sia gestita all'interno di intervalli di tempo accettabili. Per questo motivo, nei primi istanti successivi alla variazione di frequenza, l'equilibrio è garantito dall'inerzia rotante delle macchine sincrone. Convertendo l'energia cinetica delle masse rotanti in energia elettrica, si contrastano i cambiamenti improvvisi della frequenza limitandone l'escursione e permettendo, nei secondi successivi alla variazione di frequenza, di attivare i regolatori di velocità delle unità di produzione.

I regolatori, agendo automaticamente (ed in maniera autonoma l'uno dall'altro) sulla potenza generata dai rispettivi motori primi ad essi collegati, modificano la potenza elettrica in modo da ristabilire l'equilibrio tra la potenza generata ed il carico, stabilizzando la frequenza.

La mancanza di inerzia di gran parte delle macchine utilizzate per produrre energia da FRNP (generatori eolici e generatori FV in primis), e la riduzione di macchine tradizionali in esercizio, comportano quindi una diminuzione dell'inerzia del sistema che si traduce in un aumento delle escursioni in frequenza.

In più, tali difficoltà sono presenti anche in relazione alla riserva secondaria e terziaria, oltre che con riferimento ai piani di difesa e di riaccensione del complessivo sistema elettrico.

Questi fenomeni comportano quindi una maggiore complessità nello sviluppo e nella gestione delle infrastrutture di rete: infatti, in assenza di interventi alternativi, le reti dovranno essere dimensionate in modo tale da poter veicolare tutto il potenziale produttivo da rinnovabili e, allo stesso tempo, da soddisfare la maggior parte della domanda con fonti convenzionali in qualsiasi momento, a fronte ad esempio di una improvvisa diminuzione delle FER.

Altre problematiche, sempre pertinenti questo tema, sono legate alle difficoltà di sviluppo della rete di trasporto e di interconnessione, che spesso comportano il rischio di dover tagliare la produzione da fonti rinnovabili

quando questa supera la domanda (si consideri ad esempio l'entità della cosiddetta mancata produzione eolica: 694 GWh nel 2009, 470 GWh nel 2010 e di 260 GWh nel 2011 [3]), oltre che alla possibilità di esercizio in sicurezza "N" (rispetto ad "N-1").

### **1.2.2 Riduzione della prevedibilità delle risorse**

La mancanza di penalizzazioni in caso di sbilanciamento (almeno fino al 31 dicembre 2012) e la poca efficienza dei sistemi di previsione contribuiscono a sottostimare la produzione da FRNP ritirata dal GSE e offerta su MGP e la produzione da FRNP offerta direttamente su MGP e MI dagli utenti del dispacciamento diversi dal GSE, ma anche ad incrementare l'errore di previsione di Terna dei fabbisogni orari zonal residui da utilizzare ai fini dell'approvvigionamento di risorse nella fase di programmazione di MSD.

Tutto ciò comporta alcuni effetti economici negativi sia su MGP, sia su MSD. L'offerta sottostimata su MGP comporta un errore di previsione di Terna dei fabbisogni orari zonal residui aumentando inevitabilmente la domanda di capacità di regolazione idonea a compensare sul MB una variazione di questi fabbisogni. Ai fini di mantenere invariato il livello di sicurezza del sistema elettrico, durante MSD, Terna si approvvigiona di maggiori margini di regolazione di frequenza (potenza) e di regolazione di tensione opportunamente distribuiti sulla RTN rispetto a quelli che servirebbero per gestire una rete senza FRNP. A parità di altri fattori, ciò implica un incremento dei costi dell'attività di dispacciamento per effetto dell'incremento delle quantità di riserva secondaria o terziaria [5].

La parte di generazione da FRNP, in particolare da fotovoltaico, non offerta su MGP, non essendo bilanciata dal carico, implica la riduzione e lo spegnimento di generazione termoelettrica, anche in tempo reale, che ha portato però alla definizione di una quota di produzione tradizionale e pompaggio essenziale per la sicurezza del sistema elettrico.

### **1.2.3 Problemi legati al funzionamento del Sistema di Protezione di Interfaccia**

Per quanto riguarda i sistemi di protezione e la loro integrazione con le esigenze di sicurezza e affidabilità dell'intero sistema (rete di trasmissione e di distribuzione), dal punto di vista tecnico la presenza delle FRNP sulle reti di distribuzione MT e BT può comportare il manifestarsi di una serie di criticità sia a livello locale (rete di distribuzione, o un suo sottoinsieme) sia a livello di sistema (rete di trasmissione).

Per quanto riguarda i problemi globali, un Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) basato sul rilievo locale di tensione e frequenza (con regolazioni particolarmente sensibili), in occasione di significativi transitori di frequenza sulla RTN, disconnette la GD collegata alla rete di distribuzione (sia essa connessa al livello MT o BT), che quindi non partecipa al contrasto della perturbazione in atto sul sistema, bensì ne aggrava l'entità, facendo mancare il proprio apporto in tempi brevissimi, e causando problemi alla sicurezza del complessivo sistema elettrico nazionale (SEN).

Questa criticità è relativa a tutto il sistema elettrico continentale. Infatti, in presenza di transitori di frequenza sul sistema elettrico europeo, con valori di frequenza che potrebbero uscire dai limiti indicati, si perderebbe, in modo del tutto improvviso (pochi decimi di secondo), una quantità di potenza di gran lunga maggiore rispetto al valore critico di 3.000 MW (solo in Germania e in Italia sono installati più di 39 GW di impianti fotovoltaici FRNP); tale valore rappresenta per il sistema elettrico continentale europeo una stima della soglia massima al di sopra della quale vi è la forte probabilità di un black-out esteso. In Italia ad esempio si possono citare i disservizi estesi avvenuti a seguito della disconnessione dal parallelo UCTE (28 settembre 2003) o di pesanti perturbazioni provenienti dalle reti estere (4 novembre 2006) in cui si sono persi, solo sulla RTN, circa 2.000 MW di GD. A questa criticità, a livello di sistema elettrico europeo, se ne può aggiungere anche una a livello nazionale: infatti, guardando solamente all'Italia, in caso di

incidente di rete con conseguente variazione di frequenza, si potrebbe verificare una perdita di generazione pari all'intera GD (tra cui i soli impianti fotovoltaici presentano

una potenza installata di oltre 16.000 MW), rendendo di fatto necessaria l'attivazione del piano di difesa del SEN e, in particolare, del piano di alleggerimento del carico ("Load Shedding").

Questa criticità è stata risolta, in Italia, con la pubblicazione dell'Allegato A.70 "Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita". Con la nuova Norma CEI 0-16:2012 queste prescrizioni sono state ulteriormente evolute e oltre a definire nuovi campi di funzionamento per i generatori connessi alle reti di distribuzione si è anche individuata la struttura del nuovo SPI. In particolare, durante il normale funzionamento (in assenza di guasti sulla rete di distribuzione), devono essere attivate le soglie permissive (51,5 Hz per 1,0 s e 47,5 Hz per 4,0 s), mentre, in caso di fenomeni locali, sarà possibile abilitare l'intervento della finestra di frequenza restrittiva (49,7 ÷ 50,3 Hz per 0,1 s) correlandone l'attivazione con un relè a sblocco voltmetrico. In questo modo sarà possibile distinguere tra guasti locali sulla rete di distribuzione (che richiedono l'apertura del SPI in modo da evitare fenomeni di isola indesiderata) e guasti o perturbazioni di sistema.

#### **1.2.4 Fenomeni di sovratensione nel punto di connessione della GD**

Un' ulteriore alterazione dovuta alla presenza di utenti attivi sulla rete di distribuzione (problema locale) è relativa al profilo di tensione. Come già detto in precedenza, nell'attuale configurazione (passiva) della rete di distribuzione, la logica di regolazione prevede di impostare un riferimento di tensione opportunamente elevato in Cabina Primaria (ricorrendo alla regolazione del Variatore Sotto Carico eventualmente con *compound*), così da compensare le cadute di tensione sulle linee e rispettare i vincoli della EN 50160 ( $\pm 10\%$ ) anche nei punti di consegna a fondo linea. In queste condizioni di funzionamento, e con rete passiva le tensioni hanno sempre andamento

non crescente, per via del fatto che i flussi di potenza attiva e reattiva, provenienti dalla CP, attraversano le dorsali unidirezionalmente verso valle, determinando cadute di tensione su ogni tratto di linea.

Nel caso invece di rete attiva, la presenza di GD potrebbe determinare un radicale cambiamento del regime di tensione sui feeder: la connessione di un generatore lungo una linea MT può infatti invertire i flussi di potenza, determinando un incremento della tensione in quel punto e, più in generale, la variazione del profilo di tensione lungo l'intero feeder, anche ben al di sopra dei valori tollerabili.

In tal caso, la regolazione di tensione come attuata oggi non risulta più efficace, soprattutto in presenza della cosiddetta inversione del profilo di tensione (cioè nel caso in cui la tensione nei punti più periferici della rete – quelli a cui è potenzialmente connessa la GD – assuma valori superiori alle tensioni nei nodi in prossimità delle sbarre MT) e, anzi, può avere effetti dannosi sui profili di tensione di rete: l'impostazione di setpoint sbagliati potrebbe, infatti, causare l'infrazione dei limiti di tensione superiori, in corrispondenza di quei nodi, a potenziale maggiore delle sbarre MT, dove è installata GD. Gli stessi problemi sono riscontrabili anche sulle linee BT dove la presenza di numerosi impianti fotovoltaici connessi (spesso a fondo linea) può portare ad un aumento dei valori di tensione nel punto di connessione.

In conclusione, bisogna notare come una penetrazione così marcata e rapida delle fonti rinnovabili non programmabili nel Sistema Elettrico Nazionale richieda una radicale modifica dei criteri di sviluppo e gestione della rete seguiti nel passato. Tale obiettivo si può raggiungere operando in maniera coordinata su due aspetti:

- le modalità di gestione delle reti, ovvero il dispacciamento;
- lo sviluppo delle infrastrutture di rete.

I predetti aspetti sono fortemente correlati e, in alcuni casi, potrebbero essere tra loro sostitutivi. Pertanto occorre valutare di volta in volta quale sia l'intervento che permette di ottenere i migliori risultati al minor costo per il sistema.

I sistemi di accumulo, grazie alla loro capacità di flessibilizzare le immissioni da FRNP, rappresentano una possibile risposta alle sopracitate problematiche che il sistema elettrico si trova ad affrontare. Tali dispositivi possono essere utilizzati sia per risolvere le criticità a livello di sistema, quali ad esempio l'integrazione di elevate quantità di FRNP e le nuove esigenze di capacità regolante, sia criticità locali, quali ad esempio la regolarizzazione dei profili di scambio all'interfaccia AT/MT, l'aumento della capacità di accoglimento della rete per la GD, il controllo di tensione lungo linea e la qualità del servizio.

### **1.3 La Tecnologia dello storage**

Per prima cosa, cercheremo di analizzare a cosa servono i sistemi di storage, ossia di evidenziare le funzionalità che essi sono in grado di offrire quando applicati al sistema elettrico. In questa fase, ci si limiterà alla descrizione delle diverse funzionalità, prescindendo dalla loro rilevanza per i diversi soggetti del sistema elettrico.

Questa analisi consentirà di identificare il punto di comune accordo tra funzionalità e tecnologie, ossia di comprendere quali sono le tecnologie che si prestano meglio ad assicurare ciascuna delle funzionalità individuate.

#### **1.3.1 Le funzionalità dei sistemi di storage**

I sistemi di accumulo possono fornire molteplici servizi e funzionalità, necessari al corretto funzionamento del sistema elettrico (rete di trasmissione e di distribuzione) e degli impianti alimentati da Fonti Rinnovabili Non

Programmabili (FRNP), siano essi grandi impianti di produzione, o piccoli impianti domestici di produzione e consumo.

Le funzionalità che possono essere fornite dai sistemi di accumulo si dividono concettualmente in:

- **prestazioni in potenza**, caratterizzate dallo scambio di elevate potenze per tempi brevi (qualche minuto, decine di minuti) e tempi di risposta molto rapidi (da frazioni di secondo a qualche decina di secondi);
- **prestazioni in energia**, caratterizzate da uno scambio di potenza relativamente costante con autonomia di alcune ore.

Spesso, in molti servizi, di energia o di potenza, i sistemi di accumulo devono inoltre essere in grado di portarsi al valore corretto di potenza di carica/scarica, o di commutare tra carica e scarica in tempi molto rapidi. Ne consegue la necessità di selezionare e dimensionare la tipologia dei sistemi di accumulo in funzione del servizio (o dei servizi) cui si intende destinarli: i principali sono descritti successivamente, evidenziando quali possono essere i soggetti maggiormente interessati [6].

<b>Classe</b>	<b>Tipologia</b>	<b>Funzionalità</b>
"in energia"	Time-shift	Arbitraggio prezzo energia
		Aumento quota autoconsumo energia prodotta
		Riduzione potenza impegnata
		Flessibilizzazione curva di carico
	Integrazione impianti FRNP	Risoluzione congestioni di rete
		Prevedibilità profilo di immissione
		Regolazione profilo scambio AT/MT
	-	Differimento investimenti di rete
	Sicurezza sistema elettrico	Partecipazione rialimentazione sistema elettrico
		Integrazione con sistemi di difesa
"in potenza"	Servizi di rete	Inerzia sintetica
		Regolazione primaria (frequenza)
		Regolazione secondaria e terziaria (frequenza-potenza)
		Bilanciamento real-time
		Regolazione tensione
	Power quality	Qualità del servizio
		Continuità del servizio

**Tabella 1.1:** principali funzionalità dei sistemi di storage [3]

La Tabella 1.1 mostra l'elenco delle principali funzionalità che i sistemi di storage possono assicurare, individuate attraverso una revisione della letteratura specialistica e mediante il confronto con gli operatori del settore. Nel seguito del paragrafo ciascuna di queste funzionalità sarà descritta in maniera dettagliata dal punto di vista "tecnico", il che rappresenta il presupposto per la comprensione delle tecnologie di storage più adatte ad assicurare ciascuna funzionalità e dei soggetti del sistema elettrico potenzialmente "interessati" a sfruttarle.

### 1.3.1.1 Time-shift

I servizi di *time-shift* svolti dai sistemi di accumulo comportano uno spostamento di energia nel tempo, dal periodo in cui l'accumulo è in carica al periodo in cui esso scarica l'energia precedentemente accumulata.

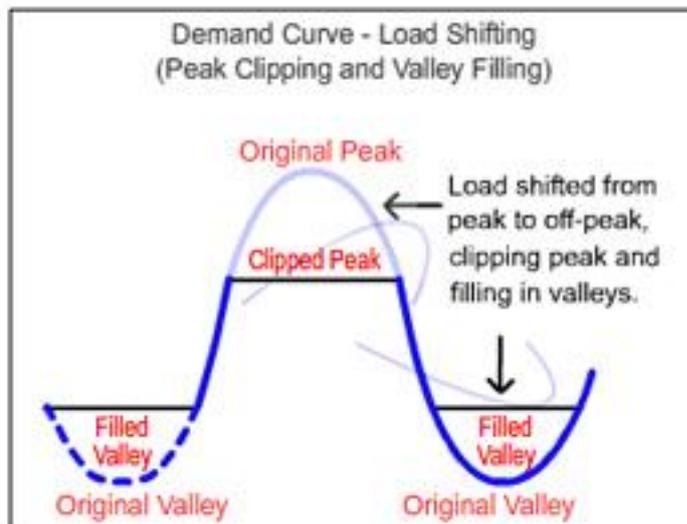


Figura 1.3: esempio di time-shift mediante uso di sistemi di accumulo

Un primo esempio di time-shift, da applicarsi con più facilità in abbinamento ad un impianto FRNP, è l'arbitraggio del prezzo dell'energia elettrica; in questo caso si acquista energia elettrica per immagazzinarla in ore in cui il prezzo è più basso, per poi rivenderla o direttamente utilizzarla nelle ore in cui il prezzo è più elevato.

Questa applicazione può essere svolta solamente dal sistema di accumulo o da un sistema di accumulo abbinato ad un impianto FRNP operando un time-shift di energia da ore caratterizzate da bassi costi marginali di produzione ad ore caratterizzate da costi più elevati con un rapporto inferiore rispetto al rendimento del sistema di accumulo stesso.

L'impiego dei sistemi di accumulo anche da parte del prosumer acquista una crescente rilevanza: l'accumulo può infatti essere visto come efficace strumento, da integrare con l'impianto di generazione da FRNP, per migliorare la gestione dell'energia prodotta e di quella assorbita dal carico. Con questa finalità, un possibile schema di connessione dei sistemi di accumulo all'interno dell'impianto del prosumer prevede di collegarlo sul lato in corrente continua del convertitore statico necessario per garantire l'accoppiamento del generatore alla rete.

Questa modalità di inserzione permette di conseguire un'elevata efficienza di immagazzinamento della produzione da FRNP (senza dover transitare sul lato a.c. dell'inverter o attraverso il trasformatore), oltre che di sfruttare per l'accumulo lo stesso convertitore DC/AC e lo stesso trasformatore MT/BT del generatore, e potenzialmente di integrare l'accumulo all'interno dell'inverter. In questo modo, sarà possibile, coordinando generatore e accumulo, aumentare l'energia auto-consumata dall'impianto accumulando l'energia prodotta in eccesso e utilizzandola nelle ore in cui il carico è elevato; il beneficio diventa maggiore nel caso di meccanismo di tipo *feed-in tariff* (ad esempio, per gli impianti fotovoltaici, il Quinto Conto Energia), che prevede un premio all'energia auto-consumata.

Un ultimo esempio di time-shift è relativo alla flessibilizzazione della curva di carico.

È infatti possibile, attraverso un opportuno utilizzo dei sistemi di accumulo, incrementare la bassa domanda di energia elettrica nelle ore notturne, limitando la necessità di ridurre il carico degli impianti di generazione termoelettrici o addirittura la necessità di spegnerli, per poi riaccenderli

poche ore dopo. Allo stesso modo, nelle ore di alto carico è possibile, tramite i sistemi di accumulo, livellare i consumi e i relativi picchi (*peak shaving*) immagazzinando energia nei periodi di basso fabbisogno quando gli impianti di generazione sono costretti a operare in assetti meno efficienti (minimo tecnico) e rilasciandola nei periodi a fabbisogno più alto evitando il ricorso (da parte di Terna) a impianti di punta di minore affidabilità e con elevati costi variabili. Tale tipo di servizio può essere d'aiuto per gestire più agevolmente le rampe di carico violente determinate dalla tipica curva di produzione del fotovoltaico, comportando anche una minore necessità di disporre di capacità di generazione di punta, consentendo quindi di ridurre o differire nel tempo i relativi investimenti.

Il *peak shaving* può essere effettuato da sistemi di accumulo non solo a livello di intero sistema elettrico, ma anche ad esempio nell'ambito di una microgrid, consentendo un miglior dimensionamento e una migliore gestione dei generatori e dei carichi collegati.

### **1.3.1.2 Integrazione impianti FRNP**

I sistemi di accumulo possono contribuire ad aumentare la capacità di accoglimento della rete per la produzione da FER (*Hosting Capacity*; HC). In questo contesto, i sistemi di accumulo limitano l'insorgenza di congestioni lungo le linee della rete di distribuzione e di trasmissione dovute alle immissioni delle FRNP: ovvero essi assorbono energia quando la produzione da FRNP supera la capacità di accettazione della rete, energia che viene poi re-immessa in rete quando i vincoli tecnici risultano meno stringenti (ad esempio, ore di alto carico).

Un esempio significativo è quello dell'eolico, spesso installato in aree remote, lontane dai centri di carico e caratterizzato da una struttura di rete di trasmissione relativamente debole, che può dare origine all'impossibilità di evacuare la potenza generata nei momenti di picco della produzione (e magari basso carico) per carenza di capacità di trasporto della rete. In tal

caso, l'utilizzo di sistemi di accumulo potrebbe ridurre i problemi di congestione: l'accumulo di energia consente di ottimizzare l'utilizzo della rete esistente, evitando sovraccarichi nelle ore di massima produzione delle fonti rinnovabili non programmabili, mediante accumulo dell'energia non evacuabile in sicurezza, che può essere successivamente rilasciata al venir meno di tale produzione.

In questo modo, i sistemi di accumulo contribuirebbero a ridurre (o differire) gli interventi strutturali necessari ad accettare la totalità delle richieste di connessione per impianti da FRNP, con benefici sulle tempistiche richieste per l'accesso alla rete.

In quest'ottica, l'utilizzo dei sistemi di accumulo è temporaneo e limitato nel tempo dagli interventi di sviluppo rete: una volta che le congestioni sono state eliminate, l'accumulo può essere spostato in un'altra porzione di rete critica; proprio per questo, l'amovibilità dell'accumulo è quindi essenziale.

L'efficacia di un sistema di accumulo risulta tanto maggiore quanto più questo riesce a minimizzare l'energia producibile da fonti rinnovabili non programmabili che viene ridotta per vincoli di rete (mancata produzione) al fine di mantenere il sistema in condizioni di sicurezza. In questo senso, i sistemi di accumulo diffusi a batterie si prestano a ricoprire un ruolo primario per l'integrazione delle fonti rinnovabili, soprattutto se si considera la relativa facilità di localizzazione e rapidità di installazione. La possibilità di installare impianti, in corrispondenza di stazioni o cabine primarie e secondarie esistenti o lungo linea sulle porzioni più critiche della rete, li rende essenziali per ridurre i fenomeni di congestione attuali o che si prevede possano presentarsi già nel breve termine, in attesa dei rinforzi strutturali di rete che hanno un maggiore impatto ambientale e statisticamente richiedono tempi di autorizzazione e realizzazione complessivamente molto maggiori.

Un'ulteriore applicazione dei sistemi di accumulo che potrebbe significativamente favorire l'integrazione delle FRNP consiste nel rendere

prevedibile il profilo di immissione, compensando le fluttuazioni della potenza generata, causate dall'intermittenza della fonte, in modo da ottenere un profilo di immissione complessivo più regolare e prevedibile. Un profilo più regolare consente di ridurre la modulazione degli impianti dispacciabili che, in assenza degli accumuli, dovrebbero compensare le variazioni della produzione rinnovabile: è possibile ridurre, ad esempio, la necessità per gli impianti termoelettrici di fronteggiare le elevate rampe di carico che, in presenza di un rilevante sviluppo del FV, si verificherebbero in corrispondenza del tramonto, quando al calo della produzione fotovoltaica si sommerebbe l'incremento della domanda per illuminazione. Un profilo più prevedibile consentirebbe invece al Gestore della Rete di ridurre la quantità di riserva da approvvigionare, riducendo così i relativi costi che il sistema dovrebbe sopportare. Ciò consentirebbe, inoltre, al proprietario dell'impianto a fonte rinnovabile, integrato dal sistema di accumulo, di ridurre gli oneri di sbilanciamento, essendo in grado di rispettare con maggiore precisione i programmi di produzione presentati al mercato. Questa soluzione è in linea con le recenti evoluzioni regolatorie nel panorama nazionale, che prevedono una sempre maggiore responsabilizzazione degli Utenti attivi nei confronti dei propri sbilanciamenti.

Per quanto riguarda, invece, le FRNP connesse alle reti di distribuzione, i sistemi di accumulo possono migliorare la prevedibilità/dispacciabilità delle risorse di carico/generazione sottese alle reti, regolando i profili di scambio di una porzione di rete o di una intera cabina primaria in modo da rispettare le previsioni. Al Distributore sarebbe dunque richiesto di coordinare opportunamente l'esercizio dell'accumulo con la previsione del carico e della generazione sottesi alla propria rete e di provvedere alla raccolta sistematica di informazioni circa la produzione (opportunamente classificate in base alla fonte energetica) e il carico (ad esempio, suddivise tra carico MT e BT).

### **1.3.1.3 Differimento (o riduzione) investimenti di rete**

I sistemi di accumulo possono essere utilizzati per differire nel tempo (evitare) gli investimenti necessari per incrementare la capacità della rete (di trasmissione o di distribuzione), ad esempio, in caso di reti esercite in condizioni vicine al limite della propria capacità massima sia per eccesso di carico, sia per eccesso di generazione. Più in generale, i sistemi di accumulo diffuso devono intendersi a supporto del miglior esercizio delle reti di trasmissione per massimizzarne lo sfruttamento, evitando di dover realizzare in modo intempestivo nuovi collegamenti che risulterebbero utilizzati esclusivamente nei momenti in cui si verificano picchi contemporanei di produzione da fonti rinnovabili non programmabili.

Inoltre, gli incrementi della capacità degli elementi di rete possono essere effettuati per quantità discrete: ad esempio, nel caso di periodi di sovraccarico limitati, un investimento in un sistema di accumulo relativamente piccolo, in grado di farvi fronte, potrebbe evitare più rilevanti investimenti nell'espansione degli elementi di rete esistenti. Allo stesso tempo, un servizio in grado di ridurre il livello medio di carico di determinati elementi di rete, può garantirne una maggiore vita tecnica, differendo nel tempo la necessità di nuovi investimenti per la relativa sostituzione [5].

### **1.3.1.4 Sicurezza sistema elettrico**

La procedura di riaccensione del sistema elettrico, in caso di *black-out* generalizzato, richiede la disponibilità di centrali capaci di avviarsi autonomamente in assenza di alimentazione dalla rete elettrica (capacità di *black-start*). Le centrali di ripartenza autonoma vengono utilizzate per mettere in tensione le direttrici di riaccensione, ossia collegamenti elettrici che consentono a tali centrali di ri-alimentare un primo insieme di carichi e determinate centrali di ripartenza non autonoma, consentendo loro di ripartire a propria volta, e regolando frequenza e tensione durante la rampa

di presa di carico di queste ultime. I sistemi di accumulo di grossa taglia possono essere utilizzati dal Gestore di rete di trasmissione, al pari delle centrali di ripartenza, per effettuare la riaccensione del sistema elettrico a seguito di un blackout in quanto, oltre alla possibilità di avviarsi autonomamente in assenza di alimentazione dalla rete elettrica, presentano anche tempi di risposta immediati, e la possibilità di effettuare la regolazione della frequenza e della tensione. Allo stesso modo, i sistemi di accumulo possono essere integrati nei piani di difesa del Gestore di Rete da attivarsi in caso di criticità sul sistema elettrico.

#### **1.3.1.5 Servizi di rete**

Oltre alla mitigazione degli effetti dovuti alla non programmabilità della generazione rinnovabile, i dispositivi di accumulo possono essere utilizzati per rispondere anche ad ulteriori nuove esigenze derivanti dalla penetrazione massiccia delle FRNP.

I sistemi di accumulo possono essere utilizzati per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione, accettando modifiche, in incremento o in diminuzione, rispetto ai programmi aggiornati cumulati (degli impianti FRNP a cui sono associati o relativi ad un generico utente del dispacciamento).

Le risorse rese disponibili dai sistemi di accumulo sono, quindi, utilizzate dal gestore di rete per eliminare le congestioni sulla rete generate dai programmi aggiornati cumulati di immissione e prelievo.

I sistemi di accumulo, sia sulla rete di trasmissione, sia su quella di distribuzione (e presso gli utenti), possono essere infatti utilizzati per fornire capacità di regolazione primaria per garantire la stabilità della frequenza con livelli prestazionali anche superiori agli impianti tradizionali, se opportunamente integrati nei sistemi di sicurezza e regolazione.

I sistemi di accumulo possono contribuire alla regolazione primaria di frequenza, migliorando le prestazioni del sistema elettrico nel garantire il

bilanciamento in tempo reale tra produzione e carico, aumentando così la sicurezza di esercizio delle reti.

In futuro, l'accumulo potrebbe fornire il servizio di regolazione primaria con prestazioni diversificate in accordo alle effettive esigenze della rete. Ad esempio, in condizioni di esercizio ordinarie, ai sistemi di accumulo potrebbe essere richiesto di regolare frequenza su una banda limitata (analogamente a quanto oggi richiesto ai gruppi convenzionali, compresa tra il  $\pm 1,5\%$  ed il  $\pm 10\%$  della loro potenza nominale per almeno 15 minuti), in emergenza invece, per fornire il massimo supporto al sistema, l'accumulo potrebbe controllare la frequenza sull'intero range operativo.

I sistemi di accumulo sono in grado di fornire prestazioni utili alla stabilità del sistema, come ad esempio l'inerzia sintetica, punto particolarmente importante in sistemi elettrici, quale quello italiano, che vedono una massiccia e crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili.

Un rilevante sviluppo degli impianti FRNP porta, infatti, a parità di domanda, ad una riduzione del numero di impianti convenzionali in servizio, e quindi anche ad una riduzione del margine di riserva di regolazione primaria disponibile, che invece si renderebbe necessario in maggior quantità, a causa dell'intermittenza di tali fonti. L'introduzione di sistemi di accumulo per aumentare il margine di riserva di regolazione primaria potrebbe in tal caso costituire un ulteriore elemento in grado di favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico.

Per ristabilire sia il valore nominale della frequenza (e quindi i margini di riserva di regolazione primaria) sia i valori programmati degli scambi con i sistemi interconnessi, si ricorre alla regolazione secondaria; i sistemi di accumulo potrebbero essere impiegati anche per la fornitura del servizio di regolazione secondaria: a questo riguardo valgono sostanzialmente le stesse considerazioni già effettuate relativamente alla regolazione primaria.

Peraltro, se la regolazione primaria è un servizio obbligatorio e non remunerato, la regolazione secondaria è oggetto di contrattazione sul MSD, per cui i sistemi di accumulo a ciò dedicati potrebbero trarne profitto. Ma i sistemi di accumulo potrebbero utilmente essere impiegati anche come riserva "pronta". In particolare, essendo i margini di riserva terziaria più ampi di quelli di riserva primaria e secondaria, il loro impatto sul funzionamento a carico parziale delle unità di produzione termoelettrica, e quindi sulla relativa riduzione del rendimento di generazione, è maggiore.

Inoltre, i sistemi di accumulo possono essere utilizzati per approvvigionare riserva e fornire risorse di bilanciamento per il sistema elettrico. I sistemi di accumulo sono in grado di contribuire in modo particolarmente efficiente al soddisfacimento del fabbisogno di riserva del sistema elettrico a fronte di contingenze che ne impongano l'utilizzo.

Potendo immettere o prelevare energia dalla rete, i sistemi di accumulo rappresentano, infatti, la risorsa più efficiente per il servizio di riserva sia a salire che a scendere: ogni MW installato fornisce potenzialmente il doppio in termini di riserva. I tempi di risposta estremamente ridotti dei sistemi di accumulo li rendono, inoltre, potenzialmente integrabili nel sistema di difesa, permettendo di migliorare la gestione delle risorse di rete esistenti.

Infine, i sistemi di accumulo possono mitigare l'impatto delle FRNP sui profili di tensione lungo le linee, sfruttando la capacità dei convertitori statici di accoppiamento alla rete di produrre/assorbire energia reattiva. Per questa applicazione, l'accumulo (inteso come insieme di batteria e inverter) deve gestire opportunamente gli scambi reattivi con la rete, così da regolare i profili di tensione (ad esempio, evitando che le immissioni della GD causino l'eccessivo innalzamento della tensione). Il controllo delle iniezioni reattive sulle reti MT può essere inoltre impiegato per migliorare il fattore di potenza all'interfaccia con la rete di trasmissione.

Gli interventi per aumentare la qualità del servizio mediante sistemi di accumulo possono migliorare la compensazione dei disturbi originati sia

all'interno della rete di distribuzione, sia all'interno dell'utenza. Oltre agli strumenti tradizionali a disposizione dei gestori di rete, i sistemi di accumulo, installati in opportuni punti della rete, possono garantire agli utenti un'alimentazione di qualità superiore rispetto a quella del resto del sistema di distribuzione; in questo caso l'esercizio dell'accumulo è coordinato con i sistemi di automazione e protezione presenti in rete, con l'obiettivo di limitare il numero e la durata delle interruzioni a cui risultano soggetti gli utenti.

In una condizione di guasto tipica, la protezione di feeder interviene disalimentando gli utenti sottesi alla linea. I sistemi di accumulo, se installati in una cabina secondaria o presso l'impianto utente, potrebbero operare come *Uninterruptible Power Supply* (UPS) evitando che gli utenti connessi alla rete sottesa (rete BT, Utente MT) siano coinvolti [3].



# Capitolo 2

---

## Principali sistemi di storage presenti sul mercato

### 2.1 Classificazione dei sistemi di accumulo

Un metodo di classificazione dei sistemi di storage molto diffuso è quello di analizzare i vari tipi di energia utilizzati. Per questo, gli ESS sono suddivisi in sistemi meccanici, elettrochimici, chimici, elettrici e termici. L'idrogeno e il gas naturale sintetico (SNG = "Synthetic Natural Gas") sono vettori energetici secondari che possono essere usati per immagazzinare energia elettrica attraverso l'elettrolisi dell'acqua e, in aggiunta, del metano per produrre idrogeno.

Come accennato in precedenza, le diverse tecnologie di storage, in funzione delle peculiarità che contraddistinguono ciascuna di esse, si prestano tipicamente a fornire solo alcune delle funzionalità identificate nel capitolo precedente.

### 2.2 Sistemi di accumulo di tipo meccanico

Le tipologie più comuni di storage meccanico fanno riferimento al pompaggio, ai sistemi ad aria compressa (CAES = "Compressed Air Energy Storage") e ai volani (FES = "Flywheel Energy Storage").

#### 2.2.1 Pumped Hydro Storage (PHS)

Un impianto di pompaggio idroelettrico permette l'accumulo di energia elettrica sotto forma di energia potenziale gravitazionale contenuta in una massa di acqua posta ad una certa quota. In particolare, un impianto di questo tipo è costituito essenzialmente da due bacini posti a differenti

altezze: quando è necessario estrarre energia elettrica dalla rete, l'acqua dal bacino inferiore viene pompata verso quello superiore, utilizzando una macchina elettrica come motore (cui è associato, quindi, un dispendio di energia elettrica). Viceversa, quando si vuole restituire l'energia immagazzinata, si sfrutta il moto generato dalla caduta dell'acqua dal bacino superiore per mettere in funzione una turbina che permette, mediante un alternatore, la produzione di energia elettrica.

L'acqua viene così raccolta nel bacino di valle, per poter essere nuovamente pompata verso il bacino di monte (tipicamente nelle ore in cui essa ha minor valore e/o quando la domanda di energia elettrica è inferiore alla produzione contestuale), al fine di "chiudere il ciclo".

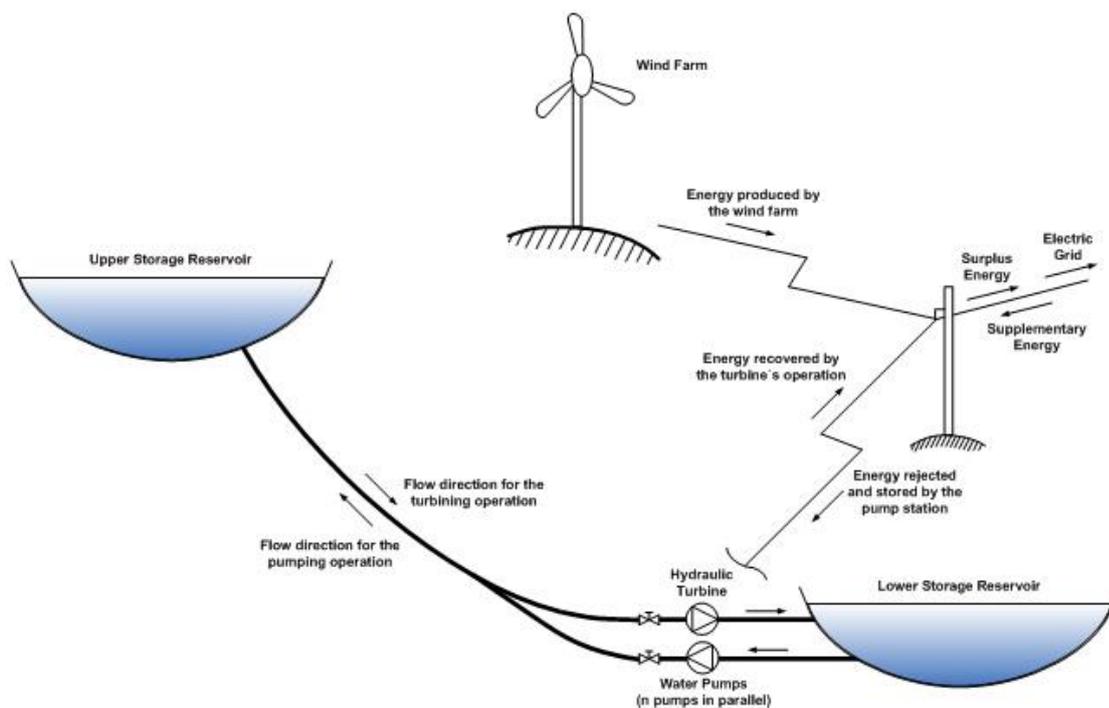


Figura 2.1: principio di funzionamento del pompaggio

Esistono due varianti principali di impianti di pompaggio idroelettrico: impianti "tradizionali" ed impianti "RPT" (acronimo di *Reversible Pump Turbine*). Nella prima tipologia pompe e turbine sono disposte in parallelo, pertanto vi sono due condotte distinte, una per pompare il liquido verso il serbatoio di monte ed una per estrarre lavoro dalla caduta del fluido e

raccogliere quest'ultimo a valle. La seconda tipologia (RPT) prende il nome dalla turbina reversibile impiegata in sostituzione della struttura precedentemente descritta, da cui deriva il fatto che è presente un'unica condotta, percorsa dal fluido in entrambi i sensi.

Indipendentemente dalla configurazione, in un impianto di questo tipo è presente un generatore sincrono per convertire il moto rotatorio della turbina indotto dall'acqua in caduta in energia elettrica.

Gli impianti di pompaggio idroelettrico hanno un ciclo di vita molto lungo, superiore ai 50 anni, efficienza del ciclo elevata (generalmente compresa fra il 70% e l'85%), tempi di risposta piuttosto rapidi (nell'ordine dei secondi/minuti); inoltre il *discharging time*, che dipende dalle dimensioni del bacino di monte, si attesta nell'ordine delle ore, fino a qualche giorno per i bacini di dimensione maggiore.

Tali caratteristiche rendono gli impianti di pompaggio idroelettrico principalmente adatti a fornire prestazioni "in energia", che comportino erogazione di potenze elevate per lunghi lassi temporali (cosiddette funzionalità di "time shift"), sebbene la rapidità di risposta renda questi impianti adatti anche ad applicazioni "in potenza".

<b>Prestazione</b>	<b>Valore</b>
Capacità d'immagazzinamento [MW]	50 - 500
Tempo di scarica [s-min-h-gg]	h - gg
Tempo di risposta [ms-s-min-h-gg]	s - min
Efficienza energetica [%]	70 - 85
Vita utile [anni]	50 - 100

**Tabella 2.1:** principali caratteristiche tecniche del pompaggio [3]

Gli impianti di pompaggio idroelettrico sono il sistema più antico e diffuso commercialmente tra tutte le tecnologie d'immagazzinamento di energia elettrica: attualmente si contano oltre 140 GW di potenza installata (pari a circa il 99% della totale capacità di accumulo esistente), di cui circa 36 GW in

Europa (soprattutto in Italia, con circa 7,5 GW, Spagna, Germania e Francia), 22 GW in USA e poco più di 24 GW in Giappone [3].

La difficoltà di reperimento di siti idonei per realizzare impianti di pompaggio idroelettrico ha dato nuovi impulsi alla ricerca di soluzioni “innovative”. Un caso interessante fa riferimento all’impianto di Yambaru in Giappone, noto come Okinawa Seawater Pumped Storage Power Plant, che utilizza il mare come bacino di valle.

L’impianto aveva una potenza di 30 MW; sfruttando come bacino di valle il mare, raggiunto dal fluido di lavoro dopo un salto di 136 metri, questa variante d’impianto presenta il vantaggio derivante dalla forte riduzione dei costi di costruzione del serbatoio di valle, che compensano i maggiori costi dovuti alla impermeabilizzazione del serbatoio di monte e necessari per la protezione delle componenti d’impianto dalla corrosione.

Questa tecnologia, nonostante abbia dimostrato la sua fattibilità tecnica ed economica, ad oggi non ha registrato ulteriori sviluppi.

### 2.2.2 Compressed Air Energy Storage (CAES)

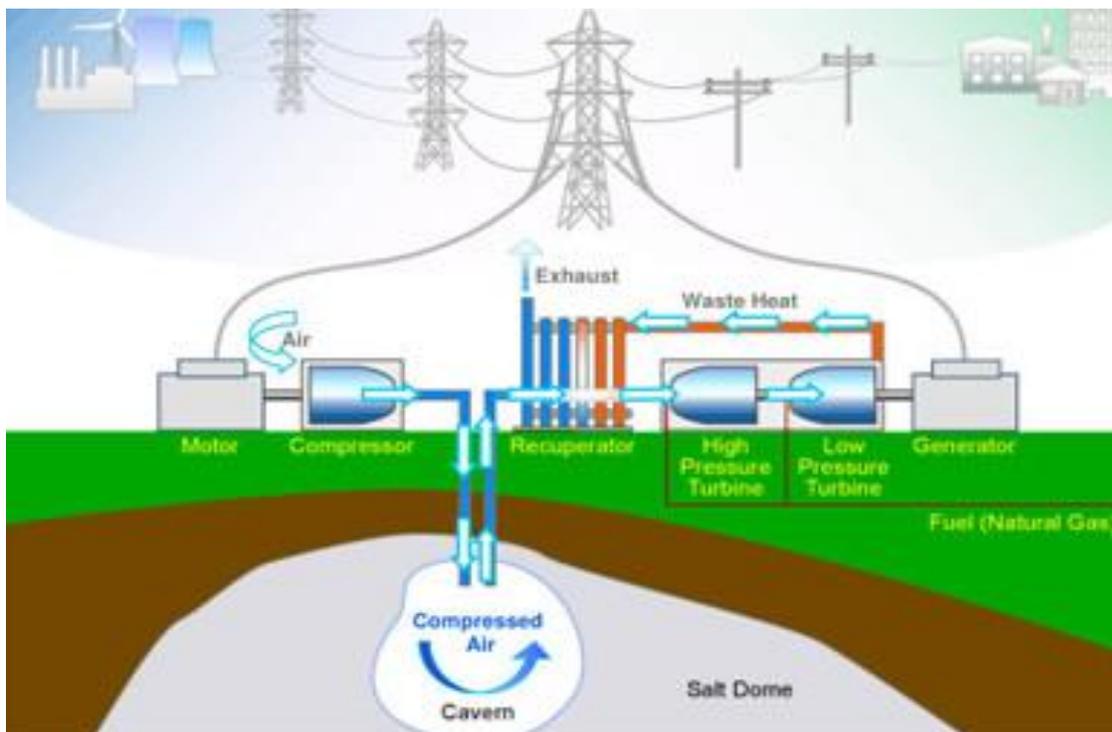


Figura 2.2: principio di funzionamento del CAES

Il principio di funzionamento di un CAES prevede che quando c'è un surplus di produzione di energia elettrica rispetto alla domanda, si sfrutta tale energia per comprimere l'aria (generalmente tra 70 e 100 bar) e accumularla in un serbatoio (naturale o artificiale). Quando invece è richiesta energia dalla rete, il fluido compresso viene espanso in una turbina a gas per produrre energia elettrica. I componenti tipicamente presenti in un impianto CAES, sono [6]:

- compressore, che effettua la compressione dell'aria, che viene convogliata all'interno di un serbatoio;
- serbatoio: in cui viene immagazzinata l'aria compressa. Può essere costituito da caverne saline, miniere abbandonate, serbatoi metallici e tubazioni;
- scambiatori di calore, impiegati per la refrigerazione dell'aria nella fase di compressione ed il riscaldamento dell'aria prima della fase di espansione;
- turbina, che permette l'espansione del fluido funzionale alla produzione di energia elettrica;
- generatore, che produce energia elettrica;
- strumenti di controllo ed ausiliari, che consentono lo svolgimento corretto del ciclo (serbatoio del carburante, cavi, componenti elettronici, dispositivi di comando e di controllo, etc.).

Più in dettaglio, vi sono diverse soluzioni impiantistiche, che condividono lo stesso principio "base" di funzionamento, variando alcuni elementi d'impianto:

- CAES "convenzionale": si tratta della tecnologia con la quale sono stati realizzati gli unici due impianti attualmente esistenti, in USA e Germania. Questa configurazione, che permette di raggiungere valori

di rendimento dell'ordine del 50%, prevede l'utilizzo di un treno di compressori per la compressione dell'aria, il successivo stoccaggio in caverna, una camera di combustione in cui l'aria si miscela con il gas naturale favorendo la reazione di combustione, la turbina per espandere l'aria e infine il generatore per produrre energia elettrica. Una seconda versione prevede che l'aria immagazzinata, prima di giungere in camera di combustione, venga preriscaldata dai gas di scarico della turbina attraverso uno scambiatore di calore;

- CAES con ciclo combinato/ciclo STIG/umidificazione dell'aria: fanno riferimento a configurazioni alternative alla precedente, le quali, al fine di aumentare la potenza ed il rendimento dell'impianto, sfruttano alcuni dispositivi o accorgimenti per recuperare il calore residuo dei gas in uscita dalla turbina (in luogo del preriscaldamento dell'aria). Ad esempio, il CAES con ciclo combinato realizza, a valle della turbina, un ciclo a vapore; il CAES con ciclo STIG sfrutta invece il calore dei gas combusti per produrre vapore da iniettare all'interno della camera di combustione. Una possibilità differente fa riferimento invece al CAES con umidificazione dell'aria, che umidifica l'aria preriscaldata prima di entrare nella camera di combustione;
- CAES adiabatico: permette di utilizzare il calore generato durante la compressione iniziale dell'aria per pre-riscaldare l'aria stessa prima dell'espansione in turbina (riducendo o eliminando del tutto il fabbisogno di combustibile). Il calore può essere stoccato a temperature che variano tra i 50 e i 600°C in forma solida o liquida, sotto forma di calore latente, sfruttando oli termici e sali che subiscono transizioni di fase, o materiali ceramici. Ad oggi non sono stati realizzati impianti di questo tipo, ma risulta in fase di sviluppo il progetto Adele, in Germania.
- CAES isoterma: prevede di effettuare una compressione ed una espansione isoterma, senza che vi siano quindi variazioni apprezzabili

della temperatura dell'aria in entrambe le fasi. In questo caso non si prevede l'utilizzo di combustibili e l'aria dovrebbe essere accumulata in piccoli serbatoi esterni. Nella fase di compressione, l'aria viene raffreddata atomizzando dell'acqua che al contempo si riscalda, la quale viene accumulata ed utilizzata successivamente per riscaldare l'aria nella fase di espansione;

La tecnologia CAES rappresenta una delle soluzioni potenzialmente più interessanti per accumulare quantità elevate di energia. Al pari degli impianti idroelettrici di pompaggio, i CAES permettono di rilasciare energia per alcune ore in quantità analoghe a quelle tipiche delle grandi centrali di produzione di energia elettrica (superiore ai 100 MW), prestandosi quindi principalmente alle applicazioni cosiddette "in energia". A questo proposito, è interessante sottolineare che il transitorio di avviamento è piuttosto rapido: in 20 minuti dall'accensione è possibile raggiungere il pieno carico. Questa tecnologia si presta a frequenti accensioni e spegnimenti, non presentando limiti nel numero di cicli. Inoltre, la tecnologia CAES sconta un'efficienza del ciclo non elevata, intorno al 50%, dovuta alle perdite delle varie fasi di compressione, stoccaggio ed espansione, a fronte di una vita utile nell'ordine dei 25-30 anni.

<b>Prestazione</b>	<b>Valore</b>
Capacità d'immagazzinamento [MW]	50 - 500
Tempo di scarica [s-min-h-gg]	h - gg
Tempo di risposta [ms-s-min-h-gg]	s - min
Efficienza energetica [%]	70 - 85
Vita utile [anni]	50 - 100

**Tabella 2.2:** principali caratteristiche tecniche del CAES [3]

Nonostante la tecnologia alla base degli impianti CAES, con riferimento particolare alla configurazione "tradizionale", risulti piuttosto matura, attualmente a livello mondiale sono presenti soltanto due realizzazioni (in

Germania e Stati Uniti). Le funzionalità per cui sono stati realizzati fanno riferimento al *peak shaving*, alla regolazione della frequenza, a servizi di regolazione e di riaccensione del sistema elettrico.

### 2.2.3 Flywheel Energy Storage (FES)

I volani, noti anche come FES (*Flywheels Energy Storage*), sono dei sistemi che permettono di immagazzinare energia elettrica sotto forma di energia cinetica, mediante la rotazione di un corpo, detto rotore, il quale (in fase di carica) viene accelerato, per poi essere mantenuto a una velocità costante che, nei moderni sistemi con cuscinetto magnetico, può essere compresa tra 20.000 e 50.000 rpm. Rallentando la velocità di rotazione del corpo, sarà possibile estrarre parte dell'energia precedentemente accumulata.

Gli elementi costitutivi di un sistema di questo tipo sono:

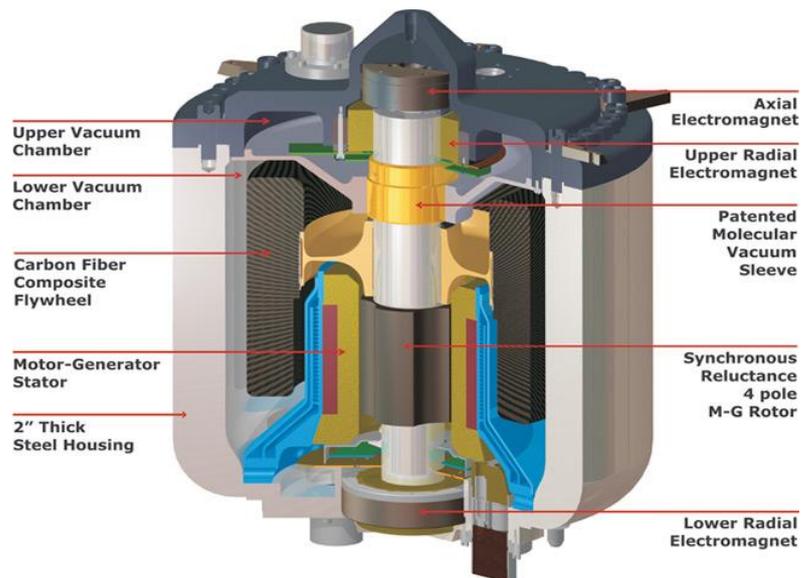
- il volano vero e proprio (rotore);
- la macchina elettrica, in grado di funzionare sia da generatore che da motore (in funzione della necessità, rispettivamente, di rilasciare o assorbire energia);
- il convertitore di potenza a due stadi (inverter), che trasforma la corrente da alternata in continua e viceversa;
- il sistema di controllo elettronico.

La principale caratteristica che li contraddistingue è l'elevata densità di potenza e di energia: grazie alle loro dimensioni ridotte (inferiori al metro quadro) è possibile posizionarli ovunque, prestandosi anche ad applicazioni *on-board* (ad esempio per l'eolico possono essere posizionati direttamente sulla navicella). I punti di forza dei volani sono, oltre alla grande densità energetica, la vita utile elevata (fino a 1.000.000 di cicli), i costi di O&M estremamente ridotti, l'efficienza di ciclo elevata (fino a circa il 90%) ed i tempi di ricarica molto brevi (inferiori ai 15 minuti) [3].

Prestazione	Valore
Potenza specifica [W/kg]	500 - 5.000
Energia specifica [Wh/kg]	70 - 200
Capacità d'immagazzinamento [MW]	<20
Tempo di scarica [s-min-h-gg]	s - min
Tempo di risposta [ms-s-min-h-gg]	ms - s
Efficienza energetica [%]	80 - 90
Vita utile [n° cicli]	100.000 - 1.000.000

**Tabella 2.3:** principali caratteristiche tecniche del volano [3]

Per contro, la tecnologia presenta ad oggi costi molto elevati; inoltre, i volani soffrono di importanti fenomeni di auto scarica a causa della resistenza dell'aria e delle perdite sui cuscinetti.



**Figura 2.3:** principale modalità costruttiva di un volano

Questa tecnologia si presta per erogare funzionalità "in potenza", mentre non risulta adatta per erogare prestazioni "in energia". Sebbene infatti questi dispositivi presentino un'energia specifica elevata, il tempo di scarica estremamente ridotto non li rende applicabili per applicazioni durature. La diffusione attuale dei volani per applicazioni "energy storage" è limitata a tre installazioni presenti negli Stati Uniti, per una potenza complessiva di

circa 23 MW (6 MWh), il cui obiettivo principale è la regolazione della frequenza di rete e l'integrazione degli impianti FRNP. Altri quattro progetti risultano in fase di realizzazione sempre negli Stati Uniti.

## **2.3 Sistemi di accumulo di tipo elettrico**

All'interno dell'accumulo elettrico rientrano due tecnologie diverse, ossia i **supercondensatori** ed i cosiddetti **SMES** (acronimo di *Superconducting Magnetic Energy Storage*), i quali accumulano energia elettrica rispettivamente sotto forma di carica elettrostatica (supercondensatore) e di campo magnetico (SMES).

### **2.3.1 I supercondensatori**

I supercondensatori, o "condensatori elettrici a doppio strato" (dall'inglese *Electric Double Layer Capacitor* - EDLC), immagazzinano l'energia elettrica in maniera simile ai condensatori tradizionali, con la differenza che le cariche elettriche non si accumulano su dei materiali conduttori bensì all'interfaccia tra la superficie di un conduttore e una soluzione elettrolitica. Da un punto di vista costruttivo i supercondensatori sono più simili ad una batteria che ad un condensatore, poiché sono formati da due elettrodi immersi in un elettrolita e sono separati da una membrana permeabile agli ioni. Gli ioni positivi e quelli negativi vengono attratti rispettivamente dall'elettrodo negativo e da quello positivo formando due strati sottili, all'interno dei quali si creano intensi campi elettrostatici e si accumula la carica. Per questo motivo i supercondensatori vengono anche chiamati "condensatori a doppio strato". La membrana separatrice ha lo scopo di evitare il contatto tra gli elettrodi che causerebbe cortocircuiti. I materiali di cui è composto lo strato esterno degli elettrodi sono tipicamente porosi e questo aumenta di molto la loro superficie. Alle estremità della cella sono posti dei fogli di materiale conduttore, tipicamente alluminio. Riassumendo, i componenti fondamentali della cella di un supercondensatore sono essenzialmente tre:

- gli elettrodi;
- l'elettrolita;
- il separatore.

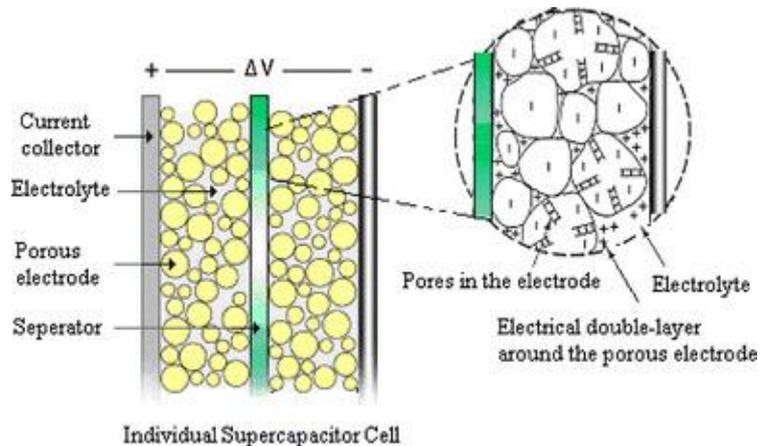


Figura 2.4: principio di funzionamento di un EDLC

I materiali con i quali sono costituiti questi elementi impattano fortemente sulle proprietà dei supercondensatori. Per quanto riguarda gli elettrodi (i quali costituiscono l'elemento che più influenza le prestazioni della cella) i quattro materiali principalmente utilizzati sono carbonio, ossidi metallici, polimeri conduttivi e materiali ibridi. Riguardo invece all'elettrolita, la cui scelta impatta sulla tensione massima raggiungibile dalla cella (e quindi sulla quantità di energia immagazzinabile), esistono tre tipologie di elettrolita: organico, acquoso, o solido. Riguardo infine al separatore, ossia quel componente che permette il trasferimento degli ioni carichi ma impedisce agli elettrodi il contatto, il materiale di cui è costituito è funzione del tipo di elettrolita impiegato: nel caso di elettroliti organici si utilizzano separatori cartacei o polimeri (ad esempio il polipropilene), mentre nel caso di elettroliti acquosi si utilizzano fibre di vetro o materiali ceramici [3].

Per quel che riguarda le prestazioni, possiamo definire i supercondensatori come un sistema di accumulo "intermedio" tra i condensatori classici e le batterie. La capacità raggiunta dai supercondensatori è superiore a quella dei condensatori convenzionali di diversi ordini di grandezza (migliaia di Farad contro pochi Farad), grazie principalmente alla straordinaria densità superficiale degli elettrodi. L'efficienza varia tra l'85% e il 98%, mentre il range di temperatura all'interno del quale possono lavorare spazia tra  $-40^{\circ}\text{C}$

e +65°C. In virtù dell'assenza di reazioni chimiche, la loro durata può arrivare anche al milione di cicli, contro le poche migliaia delle più moderne batterie. Inoltre, la carica e la scarica avvengono in tempi rapidissimi (pochi secondi), al contrario delle batterie, e questo fa sì che la densità di potenza (kW/kg) sia superiore nei supercondensatori rispetto alle batterie, mentre la densità di energia (Wh/kg) sia inferiore.

Tra i fattori più importanti a vantaggio dei supercondensatori si annovera proprio la grande densità di potenza, l'elevata lunghezza del ciclo di vita e la necessità di manutenzione praticamente nulla. D'altro canto, poiché i processi di carica e scarica sono estremamente rapidi, la densità energetica è piuttosto bassa. Il prezzo inoltre, nonostante la forte riduzione degli ultimi anni, non è ancora competitivo per applicazioni "energy storage".

<b>Prestazione</b>	<b>Valore</b>
Potenza specifica [W/kg]	300 - 10.000
Energia specifica [Wh/kg]	1 - 10
Capacità delle celle [F]	1 - 5.000
Tempo di scarica [s-min-h-gg]	s
Tempo di risposta [ms-s-min-h-gg]	ms - s
Efficienza energetica [%]	85 - 98
Vita utile [n° cicli]	500.000 - 1.000.000
Temperatura di funzionamento [°C range]	-40 - +65

**Tabella 2.4:** principali caratteristiche tecniche del supercondensatore [3]

Alla luce delle precedenti considerazioni si può affermare che i supercondensatori sono idonei a fornire servizi in cui sono richieste "di potenza" più che "di energia". Attualmente non risultano a livello mondiale impianti già realizzati che utilizzano questa tecnologia, mentre risulta in fase di realizzazione un impianto negli Stati Uniti della potenza di 2 MW (33 kWh) realizzato per fornire supporto di tensione alla rete su cui insiste il sistema.

### 2.3.2 Gli SMES

I *Superconducting Magnetic Energy Storage systems* ("SMES") immagazzinano l'energia elettrica sotto forma di campo magnetico, mediante l'utilizzo di una bobina superconduttiva avvolta su un nucleo magnetico, mantenuti a temperatura criogenica (all'interno di un apposito contenitore isolato).

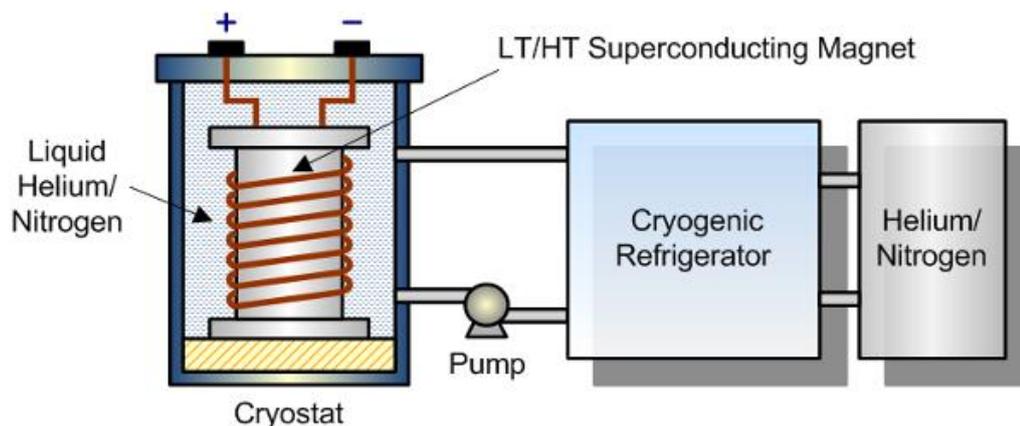


Figura 2.5: principale modalità costruttiva di un superconduttore

Per mantenere lo stato superconduttivo, infatti, la bobina deve trovarsi ad una temperatura più bassa rispetto alla sua temperatura critica (che dipende dal materiale da cui è costituita, tipicamente della lega metallica Niobio/Titanio). Come contenitore viene tipicamente utilizzato un sofisticato criostato d'acciaio inossidabile, isolato termicamente e tenuto sotto vuoto, il quale contiene un fluido ad una temperatura minore della temperatura critica del materiale di cui è costituita la spira. Circa un secolo fa', alla scoperta della superconduttività, era necessaria una temperature di 4°K. Numerose ricerche nel corso degli anni hanno portato alla produzione di materiali superconduttivi in grado di funzionare a temperature molto più elevate, anche fino a 100°K.

Il sistema è costituito anche da un alimentatore a corrente continua che si occupa sia di caricare la bobina sia di mantenerne la carica circolante in essa, compensando le normali perdite resistive, peraltro molto piccole e localizzate perlopiù nella parte di circuito che si trova a temperatura maggiore, permettendo quindi di mantenere valori massimi di carica. La corrente

alternata, proveniente dalla rete, viene trasformata in corrente continua ed indirizzata verso la bobina, tenuta in uno stato superconduttivo al fine di non opporre resistenza ohmica al passaggio della corrente ed evitando così perdite sotto forma di calore. Al raggiungimento della carica ottimale, la bobina viene cortocircuitata da un semiconduttore (mantenuto anch'esso a temperatura criogenica) e la corrente vi circola continuamente.

Grazie alla temperatura criogenica il nucleo permette l'accumulo di grandi quantità di energia, immediatamente disponibile e scaricabile, in uno spazio contenuto, in quanto non avviene nessuna trasformazione dell'energia elettrica. Nel momento in cui tale energia deve essere ceduta, si trasforma la corrente da continua in alternata, mediante appositi inverter e dispositivi di controllo a commutazione.

<b>Prestazione</b>	<b>Valore</b>
Potenza specifica [W/kg]	100.000
Energia specifica [Wh/kg]	3
Capacità d'immagazzinamento [MW]	<10
Tempo di scarica [s-min-h-gg]	s
Tempo di risposta [ms-s-min-h-gg]	ms - s
Efficienza energetica [%]	90 - 95
Vita utile [anni]	20 (indipendente da n° cicli)
Temperatura di funzionamento [°C range]	Insensibile alla temperatura esterna

**Tabella 2.5:** principali caratteristiche tecniche di uno SMES [3]

Gli SMES sono caratterizzati da un livello di energia specifica basso, limitato al valore di circa 3 Wh/kg. Tuttavia, rilasciando energia in tempi molto rapidi, questi sistemi sono caratterizzati da un'elevatissima potenza specifica, che può raggiungere valori di 100 MW/kg. Una progettazione ottimale del sistema permette di raggiungere alti livelli di efficienza, anche del 95%, andando a ridurre sensibilmente le perdite.

Gli SMES sono anche caratterizzati da una vita utile molto lunga, superiore ai 20 anni: le parti che compongono questi sistemi, infatti, non sono costituite

da materiali che nel tempo perdono le loro proprietà chimiche (come le batterie) né da parti soggette a rotazione o che sono in movimento tra loro. Per questo motivo non vi è, a livello teorico, un limite superiore al numero massimo di cicli di carica/scarica che possono essere effettuati da un'unità. Questi sistemi sono pure caratterizzati da ridotti costi di manutenzione, dal momento che a richiedere interventi è più che altro il sistema di raffreddamento, mentre la parte centrale del sistema, non avendo parti in movimento o sottoposte a calore, non è soggetta ad usura o rotture.

I *Superconductive Magnetic Energy Storage system*, avendo alti livelli di efficienza e tempi di risposta bassissimi sono particolarmente adatti ad applicazioni "in potenza". Le aree potenzialmente interessate all'adozione di questi sono quelle maggiormente industrializzate e particolarmente sensibili alle esigenze di power quality. In campo industriale e privato si prestano particolarmente per la *Static Var Compensation* ("SVC") e il supporto di tensione per i carichi maggiormente critici. La capacità della tecnologia SMES attualmente installata nel mondo supera i 100 MW.

Le prime unità SMES prodotte furono installate in America per applicazioni di power quality in ambito industriale, con l'obiettivo principale di proteggere i carichi sensibili dalle variazioni di tensione della rete. In Italia Ansaldo Ricerche e CESI, nel 2004, hanno installato nel laboratorio Elettra dell'azienda Sincrotrone Trieste il primo SMES Italiano con una potenza di 1,2 MW.

## **2.4 Sistemi di accumulo di tipo chimico**

I sistemi di accumulo chimico sono principalmente basati sull'idrogeno e sul gas naturale sintetico ("Synthetic Natural Gas", SNG), intesi come vettori energetici secondari. Lo scopo di questi sistemi è quello di immagazzinare energia attraverso la produzione di idrogeno via elettrolisi; una volta avvenuta tale trasformazione, sono disponibili diverse forme per usare l'idrogeno come vettore energetico: idrogeno puro o SNG, appunto.

Nonostante l'efficienza di questi sistemi sia inferiore rispetto a tecnologie come il pompaggio, lo storage chimico è, al giorno d'oggi, l'unico sistema che permette l'immagazzinamento di grosse quantità di energia (dell'ordine dei TWh) per lunghi intervalli temporali. Un altro vantaggio nell'uso dell'idrogeno e del SNG è legato al fatto che questi vettori energetici possono essere direttamente applicati in diversi settori, come quello dei trasporti, del riscaldamento e nell'industria chimica.

### 2.4.1 Idrogeno

Un tipico sistema di accumulo dell'idrogeno è formato da un elettrolizzatore, un contenitore e una cella a combustibile. L'elettrolizzatore è un convertitore elettrochimico in grado, mediante l'uso di energia elettrica, di scindere l'acqua in idrogeno e ossigeno; ne risulta un processo endotermico. L'idrogeno così ottenuto viene immagazzinato, sotto pressione, in appositi contenitori per un tempo teoricamente illimitato.

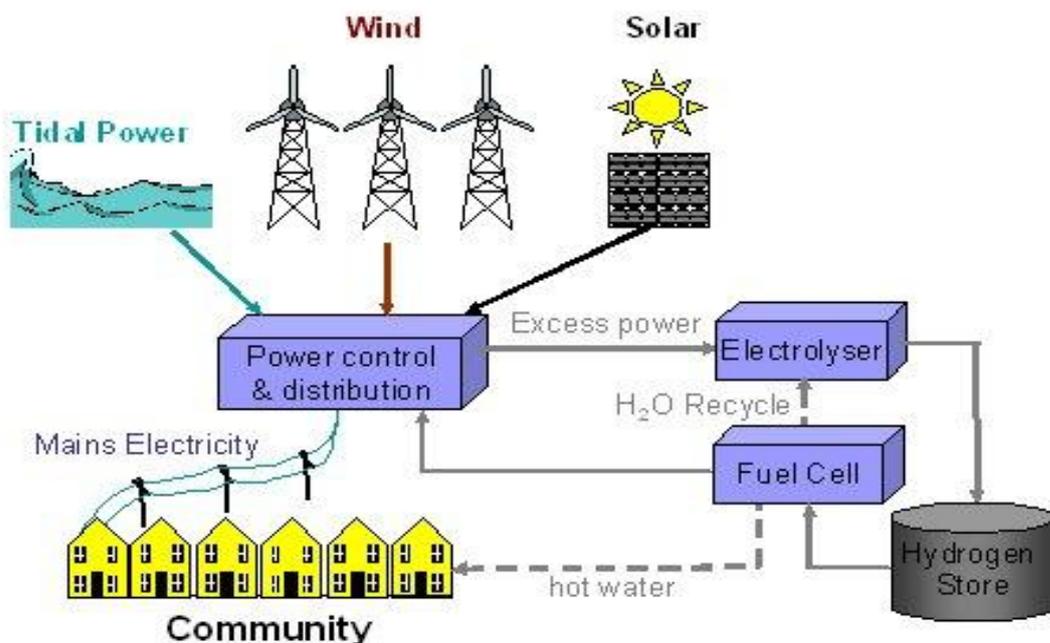


Figura 2.6: schema di uno storage chimico a idrogeno

Per ragioni economiche e pratiche, l'ossigeno prodotto dall'elettrolisi non viene stoccato ma direttamente rilasciato nell'atmosfera.

Nella fase di produzione di elettricità, entrambi i gas fluiscono all'interno della cella a combustibile - l'ossigeno viene prelevato direttamente dall'atmosfera - dove reagiscono producendo acqua; la reazione chimica che ne scaturisce è esotermica e tale calore viene poi usato per la produzione elettrica. In aggiunta alle celle a combustibile, per la generazione possono anche essere presi in considerazione altri sistemi, come motori e turbine a gas, cicli combinati e turbine a vapore.

Il rendimento medio di questo tipo di storage si aggira sul 40%.

Per quanto riguarda il suo stoccaggio, l'idrogeno può essere immagazzinato in forma gassosa ad alta pressione (fino a 900 bar per contenitori artificiali, non oltre 200 bar nel caso di utilizzo di vecchie miniere o caverne saline), in forma liquida ma a temperature estremamente basse, o legato con idruri metallici. Finora non sono ancora stati installati sistemi di questo tipo nell'ambito delle energie rinnovabili [1].

#### **2.4.2 Synthetic Natural Gas (SNG)**

Come già detto, la seconda strada per provvedere a uno stoccaggio di tipo chimico è quella della sintesi del metano (conosciuto come "Synthetic Natural Gas", SNG). Oltre al processo di elettrolisi dell'acqua, questa tecnologia prevede un ulteriore step, ovvero la reazione dell'idrogeno con l'anidride carbonica per la produzione di metano, che può poi essere immagazzinato con le stesse modalità dell'idrogeno o inviato direttamente nei gasdotti.

Per il processo di metanizzazione sono richieste ingenti quantità di anidride carbonica: ecco che, per limitare le perdite di CO<sub>2</sub> (da sorgenti come industrie o, soprattutto, centrali termiche) e di H<sub>2</sub> (dagli impianti di elettrolisi), è preferibile localizzare la produzione di SNG dove è garantita la contemporanea disponibilità di energia elettrica e biossido di carbonio; in

particolare, è molto promettente l'uso di CO<sub>2</sub> dai processi di produzione del biogas, essendo una tecnologia ormai affermata e largamente utilizzata.

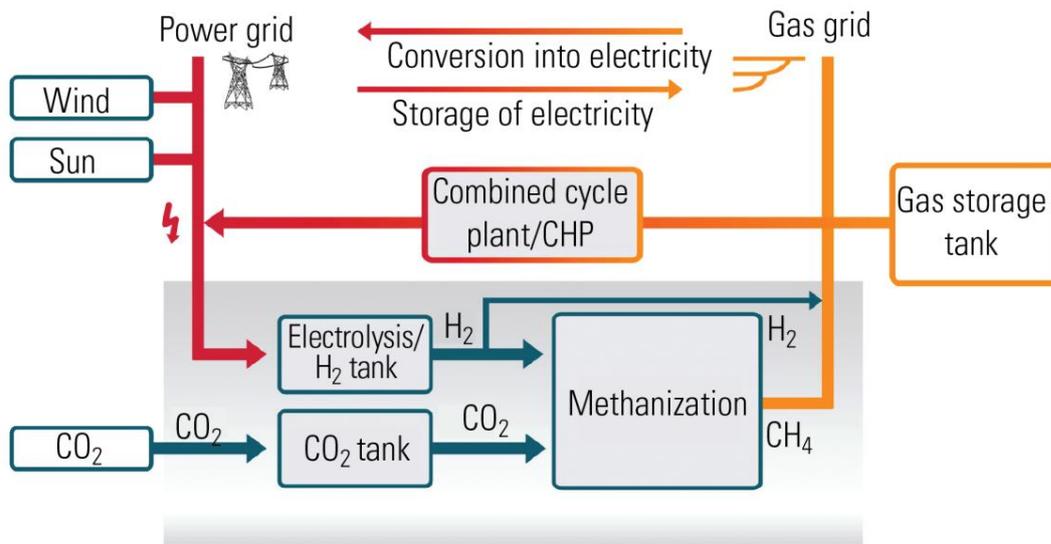


Figura 2.7: principio di funzionamento di uno storage chimico a SNG

Il principale svantaggio di questi sistemi è il rendimento relativamente basso, anche <35% a causa dei numerosi processi richiesti (perdite di conversione durante l'elettrolisi, durante la metanizzazione, perdite nell'immagazzinamento, nel trasporto e nella produzione di energia) [1].

## 2.5 Sistemi di accumulo di tipo termico

Mediante i sistemi di stoccaggio dell'energia termica (TES, "Thermal Energy Storage"), il calore viene trasferito al mezzo di accumulo durante il periodo di carica, e rilasciato in un secondo momento durante il processo di scarica.

Più precisamente il processo completo prevede tre fasi:

- carica;
- conservazione;
- scarica.

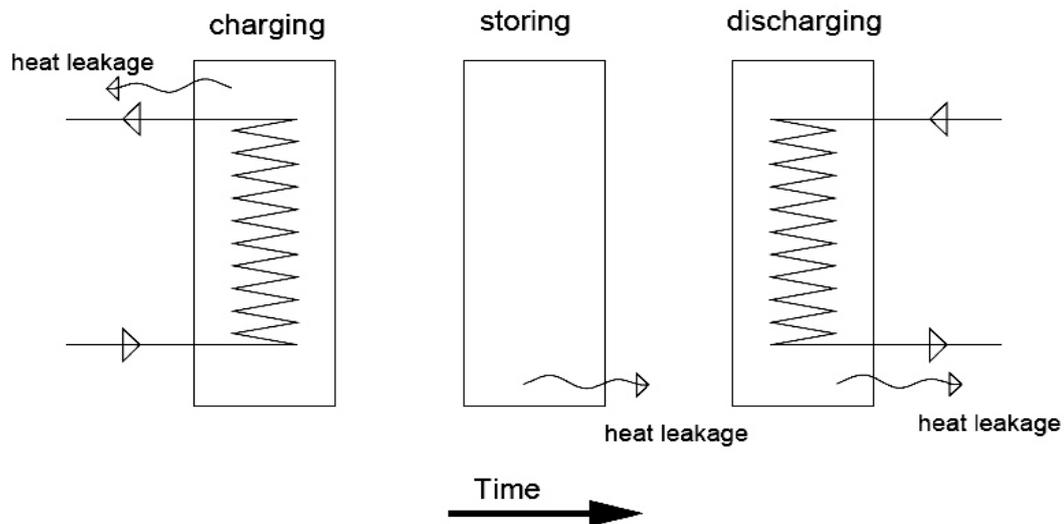


Figura 2.8: schema generale di un sistema di accumulatore termico

La classificazione maggiormente utilizzata si basa sul tipo di scambio termico tra sorgente, accumulatore e utilizzatore. Vi sono, secondo tale parametro, tre metodi di accumulo del calore:

- il calore sensibile (riscaldamento e raffreddamento di un materiale);
- il calore latente (fusione e solidificazione, vaporizzazione e condensazione);
- l'energia termochimica (rottura e formazione di legami molecolari).

### 2.5.1 Accumulo di calore sensibile (SHTES, "Sensibile Heat Thermal Energy Storage")

L'energia viene accumulata mediante variazione della temperatura di un mezzo liquido (acqua, olio) o solido (roccia, mattoni, sabbia, terreno) senza alcun cambiamento di fase nell'intervallo di temperature del processo. Ciò che varia è quindi l'energia interna del mezzo accumulatore.

La quantità di energia accumulata è proporzionale alla differenza tra la temperatura finale e quella iniziale, alla massa ed al calore specifico del mezzo: la capacità di accumulare energia per un materiale considerato dipende in definitiva dalla capacità termica.

Un buon materiale deve avere elevata capacità termica ed essere economico e reperibile in grandi quantità. Proprio per questo l'acqua si presenta come la miglior candidata per il TES a calore sensibile; tuttavia, oltre i 100°C in condizione di normale pressione, vengono impiegati oli, sali fusi, metalli liquidi, ecc, per passare poi ai materiali solidi (rocce e minerali, materiali ceramici, metalli, calcestruzzo, ecc.) che possono essere impiegati in alcuni casi fino a 1000°C [7].

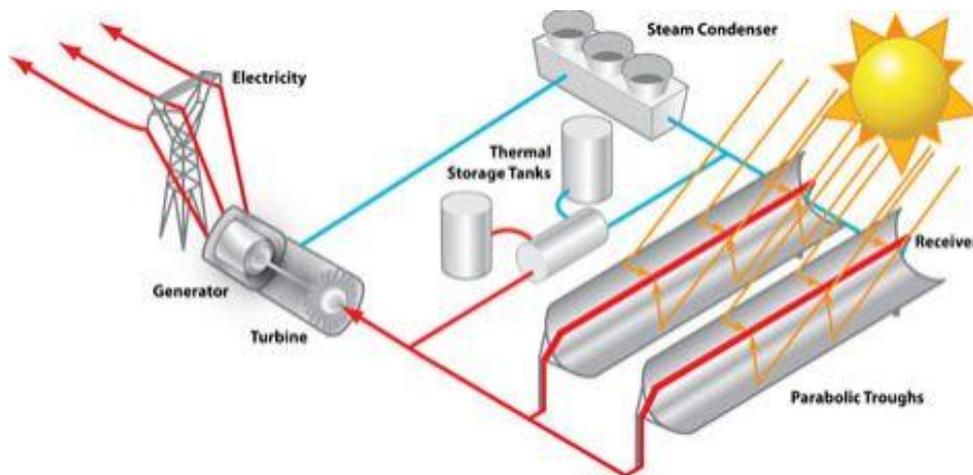


Figura 2.9: principio di funzionamento di un sistema di accumulo termico

Un TES a calore sensibile è costituito dal materiale di accumulo, da un contenitore (nella maggior parte dai casi una cisterna), da un eventuale fluido termovettore diverso dall'accumulatore e dai dispositivi di ingresso e uscita. Il contenitore deve contemporaneamente contenere il materiale di accumulo e prevenire le perdite di energia termica.

Nel caso di utilizzo di mezzi solidi, il materiale è solitamente in forma porosa, oppure impaccato e stratificato in un fondo dove il calore viene accumulato o estratto tramite il flusso di un liquido o di un gas. Quando questo fluido è un liquido, anch'esso dotato di capacità di accumulo, si parla di sistemi di stoccaggio duali. I letti impaccati favoriscono la stratificazione termica, il che costituisce un ulteriore vantaggio. Inoltre il mezzo solido è spesso estremamente economico: si pensi alle rocce, sabbia, sassi o calcestruzzo come materiali di accumulo.

## 2.5.2 Accumulo di calore latente (LHTES, “Latent Heat Thermal Energy Storage”)

È basato sull’assorbimento o il rilascio di calore nel momento in cui il mezzo di stoccaggio subisce un cambiamento di fase da solido a liquido o da liquido a gas e viceversa, senza significative variazioni della temperatura. Tali materiali vengono comunemente definiti PCM (“Phase Change Materials”).

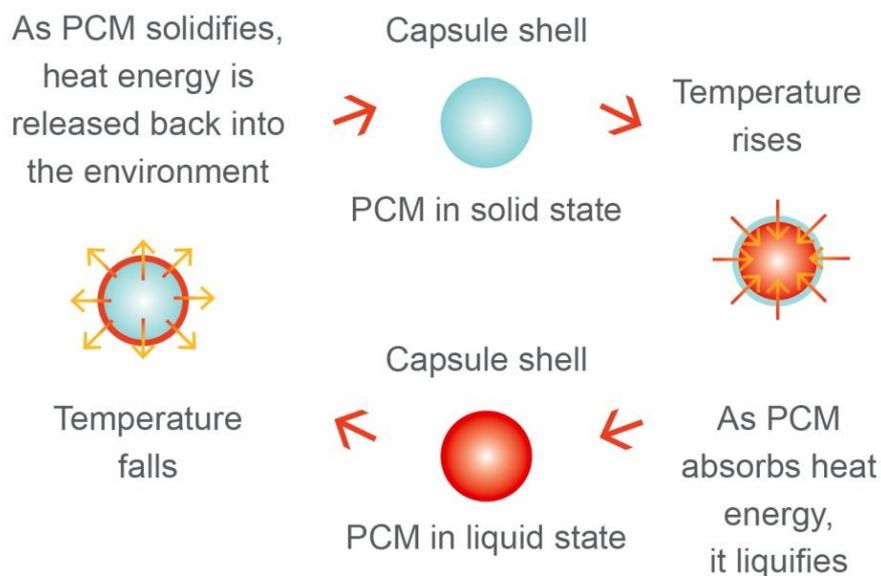


Figura 2.10: principio di funzionamento dei materiali PCM

Tuttavia, nella pratica, è difficile operare isotermicamente alla temperatura di cambiamento di fase; il sistema opera in un intervallo di temperature che include la temperatura di fusione. In questo caso, oltre al calore latente, si deve considerare anche il contributo del calore sensibile accumulato in parte dal solido e in parte dal liquido.

L’elevata densità di accumulo dei PCM (anche  $100 \text{ kW/m}^3$ ) e la ridotta variazione di temperatura rendono questa tipologia di stoccaggio molto promettente: infatti è quella che attualmente catalizza la maggior parte degli interessi e degli sforzi della ricerca sul TES. Si consideri che i sistemi a LHTES, a parità di energia termica immagazzinata, hanno dimensioni decisamente inferiori ad un sistema a SHTES.

Il LHTES può essere classificato sulla base del cambiamento di fase subito dal mezzo di accumulo. Le trasformazioni solido-gas e liquido-gas normalmente non vengono utilizzate poiché i significativi cambiamenti di volume rendono il sistema complesso ed ingombrante. L'attenzione perciò si concentra sulle transizioni solido-liquido o solido-solido (passaggio da una fase cristallina ad un'altra), dato che presentano la maggior densità di accumulo (calore immagazzinato nell'unità di volume) e le minori variazioni volumetriche [7].

### 2.5.3 Accumulo termochimico

I sistemi termochimici si basano sull'energia assorbita e rilasciata durante la rottura e la formazione dei legami molecolari all'interno di una reazione chimica completamente reversibile (RTR, "Reversible Thermochemical Reactions") [3].

In questo caso il calore accumulato dipende dalla quantità di materiale, dal calore di reazione e dal grado di reazione (frazione di reagenti convertita).

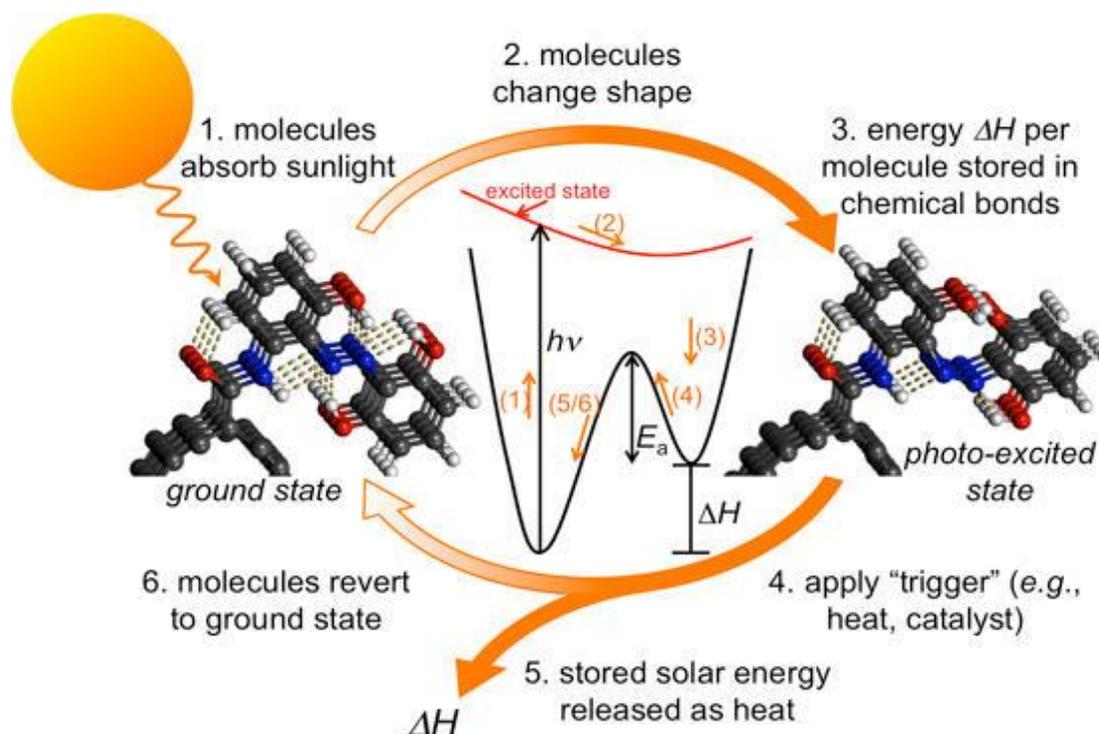


Figura 2.11: principio di funzionamento di un accumulo termochimico

La densità di accumulo, nelle reazioni termochimiche, risulta ancora più elevata che nei sistemi a calore latente. Inoltre, in molti casi, i reagenti chimici possono essere accumulati e conservati in condizioni ambientali standard per tempi anche indefiniti, consentendo un facile trasporto e riducendo buona parte delle perdite termiche. Per questo motivo sono privilegiate le reazioni reversibili con reagenti e prodotti facilmente accumulabili in forma liquida o solida.

Una reazione chimica, tuttavia, per fungere da accumulatore termico deve rispondere a determinate esigenze: la vicinanza all'equilibrio (per facilità di reversibilità); l'energia immagazzinabile sotto forma di legame deve essere di entità tale da rendere conveniente l'impiego del sistema; infine, come di consueto, i reagenti devono essere poco costosi [8].

L'accumulo termochimico, pur sembrando la tecnologia forse più promettente, risulta tuttavia la meno sviluppata.

## **2.6 Sistemi di accumulo di tipo elettrochimico**

Un accumulatore elettrochimico è un sistema che permette la conversione reversibile di energia chimica in energia elettrica. Esso è generalmente costituito da una struttura composta da due semi-celle separate da un setto poroso, ciascuna delle quali contiene al proprio interno un elettrodo (anodo e catodo) metallico immerso in soluzione elettrolitica (che tipicamente contiene ioni dello stesso metallo).

Quella che comunemente viene definita una "batteria" non è altro che una combinazione, in parallelo e/o in serie, di un numero variabile di accumulatori elettrochimici.

Il principio di funzionamento "ideale" attraverso il quale un accumulatore elettrochimico permette di rilasciare ed immagazzinare energia elettrica fa riferimento rispettivamente alle reazioni di ossidoriduzione ed elettrolisi. La prima si concretizza nel fatto che un elettrodo (anodo) si ossida, cedendo elettroni, mentre l'altro elettrodo (catodo) si riduce, acquistando gli elettroni

persi dal primo: attraverso un conduttore, questo flusso di elettroni viene intercettato, ottenendo così corrente elettrica. La seconda reazione, l'elettrolisi, consente di riportare il sistema allo status iniziale: mediante l'applicazione di un campo elettrico dall'esterno, si trasforma l'energia elettrica in energia chimica.

Le diverse tipologie di accumulatori elettrochimici esistenti si caratterizzano per il materiale di cui sono composti gli elettrodi e la soluzione elettrolitica, oltre che in base alle caratteristiche costruttive. In particolare, si possono identificare quattro principali sottocategorie, a ciascuna delle quali appartengono diverse varianti [3]:

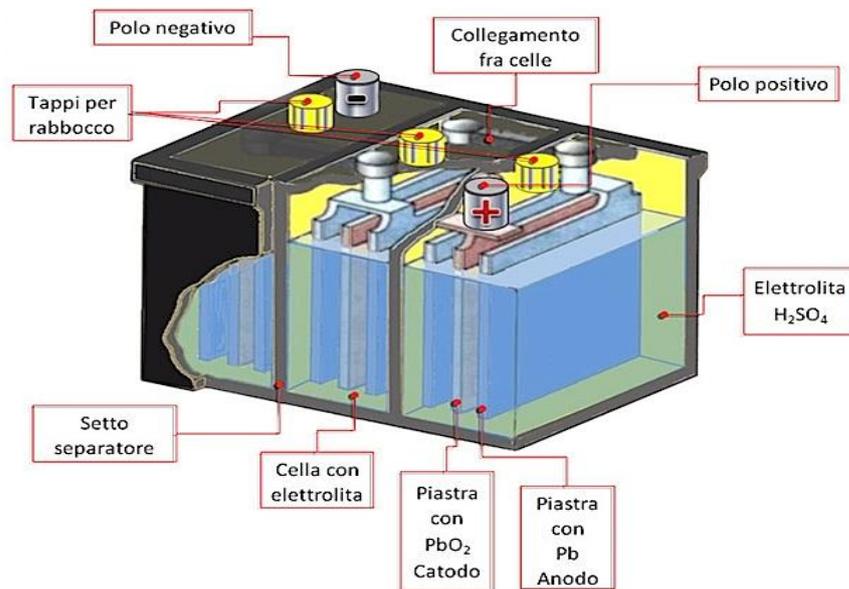
- batterie con elettrolita acquoso;
- batterie ad alta temperatura;
- batterie al litio;
- batterie a circolazione di elettrolita.

### **2.6.1 Batterie con elettrolita acquoso**

In questa categoria di accumulatori, che si contraddistinguono per la presenza di un elettrolita in forma acquosa, si annoverano in particolare gli accumulatori al piombo/acido, nickel/cadmio e nickel/idruri metallici.

#### **2.6.1.1 Batterie al Piombo/Acido**

L'elemento costitutivo di un accumulatore al piombo (ossia la singola cella) è composto da un elettrodo negativo di piombo metallico e da un elettrodo positivo di biossido di piombo, a fronte di un elettrolita costituito da una soluzione acquosa di acido solforico.



**Figura 2.12:** schema costruttivo di una batteria al piombo/acido

Vi sono due principali tipologie di accumulatori al piombo: VLA (*Vented Lead Acid*) o accumulatori aperti, e VRLA (*Valve Regulated Lead Acid*) o accumulatori ermetici.

La caratteristica principale degli accumulatori VLA è quella di essere dotati di un'apertura che permette la fuoriuscita dei gas prodotti durante le reazioni parassite che avvengono durante la fase di carica. Essa risulta inoltre maggiormente ingombrante rispetto all'altra tipologia (VRLA), necessitando pertanto di strutture di sostegno ad hoc, volte anche a garantirne un'opportuna ventilazione. Per questo tipo di accumulatori è necessaria una frequente manutenzione, volta al reintegro dell'acqua contenuta nell'elettrolita che via via si consuma. La seconda tipologia, ossia gli accumulatori VRLA (detti anche ermetici), prevede all'interno della cella, mediante opportune regolazioni, la ricombinazione dell'idrogeno e dell'ossigeno, con la conseguente rigenerazione di acqua. Inoltre sono meno ingombranti e necessitano di una manutenzione minore.

Per contro, la forte disomogeneità costruttiva di questi dispositivi determina criticità nella fase di gestione per applicazioni multiple. Inoltre, dopo un certo valore di corrente di carica, la ricombinazione dei gas è solamente

parziale e i gas inerti vengono scaricati nell'ambiente mediante una valvola, determinando un degrado più rapido della batteria.

Le tecnologie principali con cui sono sviluppati gli accumulatori VRLA sono essenzialmente due:

- Gel: sono batterie con elettrolita gelatinoso, le quali, a differenza delle batterie AGM sotto descritte, permettono un numero maggiore di cicli di carica e scarica. Il vantaggio principale di queste batterie consiste nel fatto che non rilasciano acido, anche se l'involucro di cui sono costituite si rompesse o se fossero capovolte.

A fronte di questi vantaggi, il principale svantaggio risiede nel fatto che queste batterie devono essere caricate con correnti e tensioni inferiori rispetto alle altre batterie, al fine di scongiurare la possibilità che si formino nell'elettrolita delle bolle di gas tali da danneggiarle;

- AGM: questo tipo di batterie sigillate si caratterizza per il fatto di avere tra gli elettrodi un elettrolita solido del tipo AGM (*Absorbed Glass Mat*, ossia una fibra di vetro molto fine costituita da Boro-Silicio impregnata di acido, nello specifico una soluzione di acqua e acido solforico). Pertanto questi accumulatori sono molto sicuri in quanto garantiscono la non fuoriuscita dell'acido anche se rotti. Questo tipo di tecnologia presenta tutti i vantaggi delle batterie al gel, ma senza presentarne i limiti, dal momento che può sopportare correnti di carica più sostenute.

Le performance che offre la tecnologia al piombo acido sono minori rispetto a quelle offerte dalle altre tecnologie di accumulo, osservando in particolare i valori dell'energia specifica, della potenza specifica e della durata attesa. In particolare, questa tecnologia presenta un regime tipico di scarica ridotto, che la caratterizza pertanto come sistema adatto ad applicazioni "in energia". Ad ogni modo, il rapporto tra potenza specifica ed energia specifica risulta

sbilanciato a favore della prima, per questo motivo questa tecnologia può essere utilizzata anche per fornire funzionalità “in potenza”.

Guardando alle installazioni per applicazioni “energy storage” attualmente presenti a livello mondiale, esse sono stimate in circa 69 MW, rappresentando una delle tecnologie più diffuse in questo ambito.

Le ragioni che spiegano la diffusione di queste batterie sono da ricercare nel loro prezzo ridotto rispetto ad altre tecnologie e nella reperibilità delle materie prime necessarie per fabbricarle.

Tuttavia, la tecnologia sconta alcune criticità, riferibili in primis ad una densità energetica piuttosto bassa e ad una durata di vita assai limitata, che di fatto stanno determinando un crescente interesse da parte del mercato per altre tecnologie, come ad esempio le batterie al sodio e al litio.

### 2.6.1.2 Batterie al Nichel/Cadmio

L'elemento costitutivo di un accumulatore al nickel/cadmio è composto da un elettrodo negativo di cadmio e da un elettrodo positivo di ossido idrato di nickel, a fronte di un elettrolita di tipo alcalino (tipicamente idrossido di potassio in soluzione acquosa).

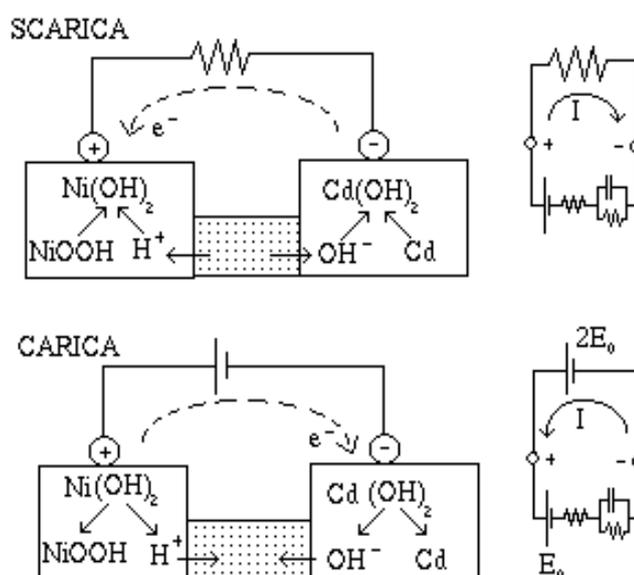


Figura 2.13: principio di funzionamento di una batteria al Nichel/Cadmio

Le batterie al nichel/cadmio sono realizzate secondo due principali tecnologie costruttive:

- con elettrodi “a tasca”, in cui le materie attive di entrambi gli elettrodi sono contenute all’interno di una tasca in lamina di acciaio traforata, al fine di permettere la penetrazione dell’elettrolita;
- con elettrodi “sinterizzati”, in cui le materie prime vengono spalmate in una matrice porosa, grazie alla quale si conseguono prestazioni superiori (maggiore energia specifica, potenze molto più elevate, riduzione della resistenza interna).

Analogamente all’accumulatore al piombo, le batterie nichel/cadmio possono essere di tipo aperto e di tipo ermetico, con forma cilindrica o prismatica. Inoltre, come per il piombo, all’interno della batteria si verificano delle reazioni parassite, come quella di auto-scarica, provocando perdite di energia e rendendo necessaria una frequente manutenzione.

In secondo luogo, questa tecnologia sconta il cosiddetto effetto-memoria.

Analogamente a quanto discusso per la tecnologia al piombo/acido, questa tecnologia presenta un regime tipico di scarica ridotto (che la caratterizza pertanto come sistema adatto ad applicazioni “in energia”), ma l’elevato rapporto tra potenza specifica ed energia specifica rende questa tecnologia adatta anche per fornire servizi “in potenza”.

Per quanto concerne le applicazioni “energy storage”, sebbene nei numeri l’accumulatore al nichel/cadmio risulta ad oggi una tra le tecnologie maggiormente diffuse per questo tipo di applicazione, l’installato a livello mondiale, stimato pari a 27 MW (6,75 MWh), fa riferimento ad un unico impianto, realizzato nel 2003 negli Stati Uniti presso Fairbanks (Alaska).

L’attenzione rivolta alle problematiche ambientali legate alla presenza del cadmio (materiale altamente tossico) ha frenato l’evoluzione di questa tecnologia.

### **2.6.1.3 Batterie al Nichel/Idruri metallici**

L'elemento costitutivo di un accumulatore al nickel/idruri metallici è composto da un elettrodo negativo costituito da composti intermetallici (i quali sono in grado di assorbire ed accumulare l'idrogeno in modo reversibile, con formazione di idruri) e da un elettrodo positivo di ossido idrato di nickel, a fronte di un elettrolita di tipo alcalino (tipicamente idrossido di potassio in soluzione acquosa). Come si nota, l'unica variante sostanziale rispetto alla batteria al nickel/cadmio risiede nell'elettrodo negativo.

Questa tipologia di accumulatore comporta l'uso di materie prime costose, tuttavia il fatto che sia priva di cadmio la rende preferibile dal punto di vista ambientale. Da un punto di vista tecnico, invece, l'energia specifica è leggermente maggiore rispetto alle batterie al Ni/Cd e sono inoltre adatte a ricaricarsi in tempi brevi. Tuttavia uno svantaggio è la loro tendenza all'auto-scarica, dovuta alla diffusione dell'idrogeno attraverso l'elettrolita. Inoltre, l'alta corrente necessaria durante la carica (che di fatto è una reazione esotermica, cioè con sviluppo di calore), rende necessaria ed essenziale una gestione termica e di raffreddamento. Inoltre, analogamente a quanto discusso per le batterie nickel/cadmio, questa tecnologia soffre del cosiddetto "effetto memoria".

Le caratteristiche che contraddistinguono la tecnologia al nickel/idruri metallici la rendono idonea per applicazioni in energia ed in potenza.

Infatti, questa tecnologia presenta un regime tipico di scarica inferiore alla due tecnologie precedentemente analizzate (che la caratterizza pertanto come sistema adatto ad applicazioni "in energia).

### **2.6.2 Batterie ad alta temperatura**

Le batterie ad alta temperatura, che comprendono quelle sodio/zolfo e sodio/cloruro di nichel, lavorano ad una temperatura interna di circa 300°C,

necessaria per portare gli elettrodi allo stato fuso e per aumentare la conducibilità dell'elettrolita. Esse pertanto risultano insensibili alle condizioni ambientali esterne.

Lo sviluppo di queste tipologie di celle è stato spinto dall'esigenza di individuare coppie elettrochimiche in grado di fornire energie specifiche molto elevate, senza ricorrere all'utilizzo di materiali eccessivamente pregiati e rari. Queste batterie si caratterizzano per un'energia specifica molto più elevata rispetto agli accumulatori con elettrolita acquoso, elevati rendimenti energetici, prestazioni indipendenti dalla temperatura ambiente, buona vita attesa.

### 2.6.2.1 Batterie al Sodio/Zolfo

L'elemento costitutivo di un accumulatore al sodio/zolfo è formato da due elettrodi allo stato fuso (rispettivamente di zolfo e sodio), a fronte di un elettrolita di tipo ceramico ( $\beta$ -allumina).

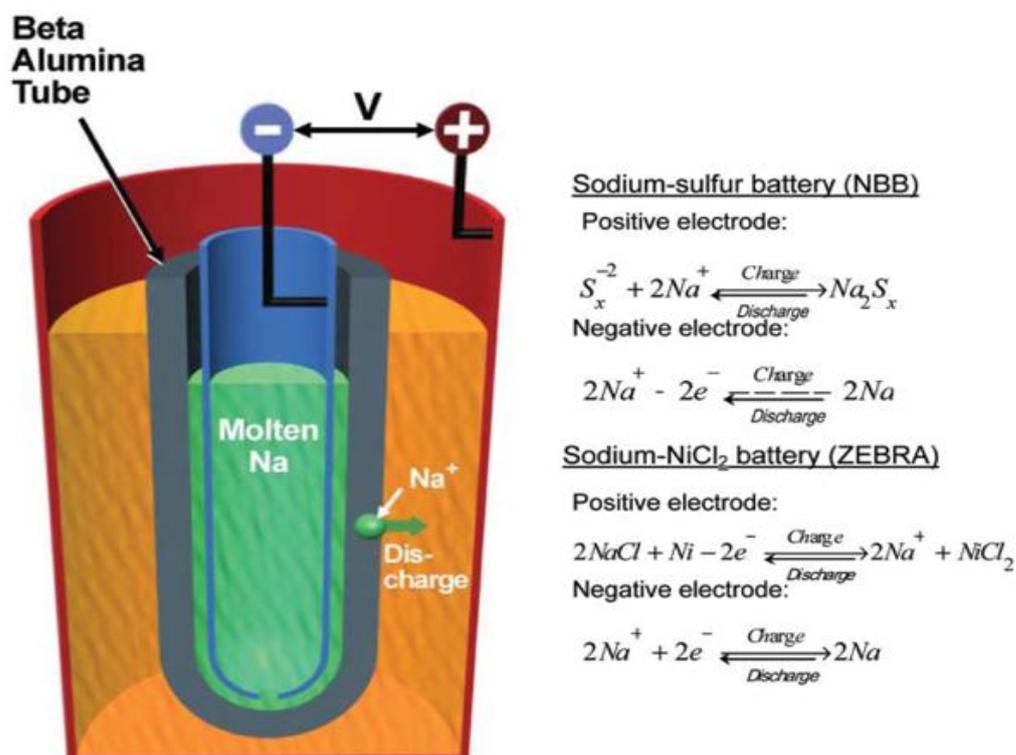


Figura 2.14: schema costruttivo di una batteria al Sodio/Zolfo

Dal punto di vista costruttivo presenta caratteristiche molto diverse rispetto a quelle dei tradizionali accumulatori (cioè le batterie alcaline quali quella al piombo). Infatti, i due elettrodi sono allo stato fuso e sono divisi dal separatore ceramico ( $\beta$ -allumina), che permette il passaggio ionico e svolge le funzioni dell'elettrolita.

Trattandosi di una batteria ad alta temperatura, essa ha bisogno di una coibentazione termica particolarmente efficace per diminuire la dispersione termica.

Con la batteria a riposo, l'autonomia termica può essere di qualche giorno. Questo costringe il sistema di riscaldamento ad essere attivo e a collegare la batteria alla rete elettrica per alimentarlo.

Il connotato principale che contraddistingue la tecnologia al sodio/zolfo rispetto alle altre tipologie di accumulo elettrochimico fa riferimento al fatto che l'energia specifica è molto elevata e inoltre presenta valori maggiori rispetto alla potenza specifica. Per tale motivo, questa tipologia di batteria, contraddistinta anche da un regime tipico di scarica elevato, è tipicamente utilizzata per applicazioni "in energia".

Ad oggi, per applicazioni "energy storage", la tecnologia sodio/zolfo risulta essere una delle più utilizzate, considerato che la potenza installata a livello mondiale è stimata essere pari a 54,2 MW [3].

#### **2.6.2.2 Batterie al Sodio/Cloruro di Nichel ("ZEBRA")**

La batteria al sodio/cloruro di nichel, nota anche con l'acronimo "ZEBRA" (*Zero Emission Battery Research Activity*) è, dal punto di vista della struttura e delle prestazioni, sostanzialmente simile alla batteria sodio/zolfo. Dal punto di vista della struttura, rispetto alla batteria sodio/zolfo cambia soltanto il materiale di un elettrodo, costituito da cloruro di nickel invece che da zolfo.

Le principali caratteristiche tecniche che contraddistinguono questa tecnologia, che vedono una differenza limitata tra energia specifica e potenza

specifica, rendono questa tecnologia adatta sia ad applicazioni “in potenza” che “in energia”. In particolare, l’energia specifica elevata che caratterizza questa tecnologia, comparativamente alle altre tipologie di accumulo elettrochimico (ad esclusione della tecnologia al sodio/zolfo), rende questa tecnologia particolarmente adatta ad applicazioni “in energia”.

Riguardo alle applicazioni di storage attualmente esistenti a livello mondiale, è stato censito un unico impianto realizzato in Italia accoppiato ad un impianto fotovoltaico [3].

### 2.6.3 Batterie a circolazione di elettrolita

Le batterie a circolazione di elettrolita consentono l’accumulo di energia elettrica mediante soluzioni elettrolitiche contenenti differenti coppie redox, utilizzando reazioni accoppiate di ossidoriduzione in cui sia i reagenti che i prodotti di reazione (in forma ionica) sono disciolti in soluzione acquosa. Le soluzioni dell’elettrolita, positiva e negativa, sono immagazzinate in serbatoi, messe in circolazione da pompe, e si interfacciano attraverso una membrana (separatore) che permette lo scambio ionico, impedendo tuttavia il mescolamento delle soluzioni.

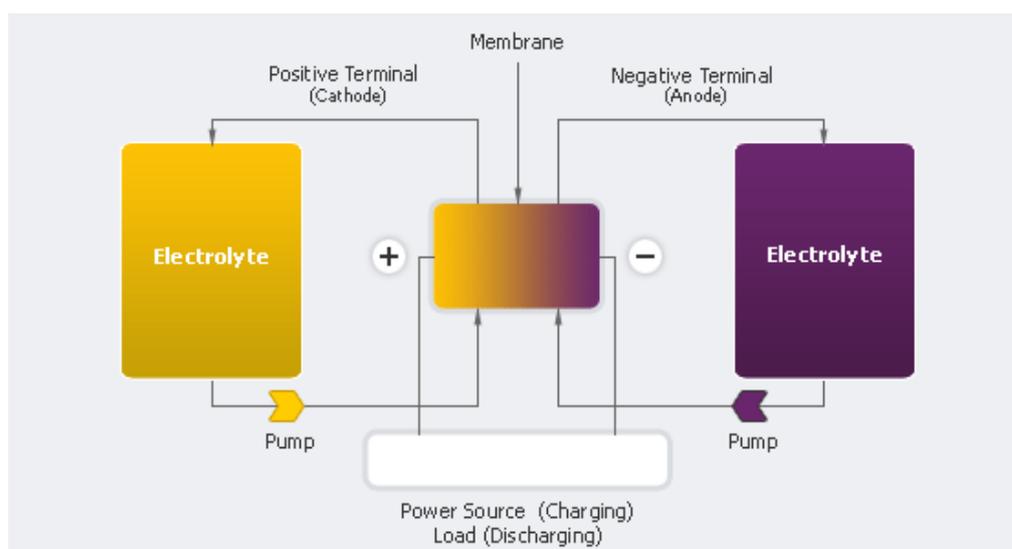


Figura 2.15: principio di funzionamento di una batteria a circolazione di elettrolita

La loro caratteristica più importante è il disaccoppiamento tra le caratteristiche di potenza e di energia: infatti, la potenza che la batteria è in grado di erogare/assorbire è funzione della quantità di elettrolita che prende parte alla reazione istante per istante e quindi dalla superficie della membrana e dalla portata delle pompe, mentre la capacità di accumulo è legata alla quantità di liquido totale e quindi alla capienza dei serbatoi.

Si possono individuare diverse tipologie di batterie a circolazione di elettrolita, tra cui quelle al Vanadio, al Vanadio/Bromo, al Polisolfuro di Bromuro, al Ferro/Cromo, allo Zinco/Bromo ed allo Zinco/Cerium.

#### **2.6.3.1 Batterie Redox a circolazione di elettrolita al Vanadio (“VRB”)**

La batteria VRB (“*Vanadium Redox Battery*”) rientra nel novero delle batterie a circolazione di elettrolita, in cui la coppia redox è costituita da vanadio. L’elemento costitutivo di tale batteria, ossia la cella elementare, è formato da una membrana di scambio ionico, che separa i due elettrodi evitandone il mescolamento, dagli elettrodi stessi, entrambi costituiti da ioni vanadio in differenti stati di ossidazione (disciolti in una soluzione di acido solforico), e dalle piastre bipolari.

Una batteria è composta da un certo numero di celle elementari connesse in serie, da due serbatoi contenenti gli elettrodi e dal circuito idraulico (compreso di pompe) che permette la circolazione degli elettroliti.

Date le caratteristiche che contraddistinguono questa tecnologia, in termini di capacità di accumulo in funzione della dimensione dei serbatoi utilizzati, essa trova principale applicazione per l’immagazzinamento di energia elettrica su larga scala, ossia per applicazioni “in energia”.

D’altro canto, un fattore limitante per questa tecnologia risiede nella temperatura a cui può lavorare, vincolato nell’intervallo 0-40 °C, a causa del fatto che, da un lato, a basse temperature la circolazione del fluido diviene problematica in virtù dell’aumento di densità dello stesso, dall’altro lato, ad

alte temperature si può verificare l'ostruzione del circuito idraulico a causa della precipitazione dei sali di vanadio dell'elettrolita.

Guardando alle applicazioni "energy storage", attualmente sono stati censiti a livello mondiale due impianti che sfruttano questa tecnologia (uno negli Stati Uniti ed uno in Cina), per un totale di 2,6 MW.

### **2.6.3.2 Batteria Redox a circolazione di elettrolita al Bromuro di Zinco**

La cella elementare di questa batteria prevede un elettrodo negativo costituito da zinco (in forma solida quando la batteria è carica), un elettrodo positivo costituito da bromo (liquido a temperatura ambiente) e l'elettrolita costituito da una soluzione acquosa di bromuro di zinco. In particolare, il flusso dei due elettroliti è separato da una membrana in poliolefina microporosa. La batteria è composta da un certo numero di celle, dai serbatoi che contengono l'elettrolita e da un sistema idraulico per la circolazione dell'elettrolita.

Date le caratteristiche che contraddistinguono questa tecnologia, analoghe a quelle discusse per la tecnologia VRB, essa trova principale applicazione per fornire prestazioni "in energia", lavorando tipicamente su regimi di scarica compresi fra 1/2 e 1/10 ore [3].

### **2.6.4 Batterie al Litio**

Le batterie agli ioni di litio presentano diverse varianti, le quali, a fronte di una struttura di base comune, impiegano materiali diversi sia per gli elettrodi che per l'elettrolita. Riguardo agli elettrodi, tipicamente l'anodo è formato da grafite allo stato litiato (affiancato negli ultimi anni dal titanato di litio), mentre il catodo è tipicamente costituito da un ossido litiato di un metallo di transizione (quale ad esempio cobalto, nichel e manganese). L'elettrolita invece, costituito da sali di litio disciolti in miscela di solventi organici, può essere liquido o polimerico, da cui deriva una possibile distinzione tra batterie agli ioni di litio "tradizionali" e batterie

litio/polimeriche [9]. Le diverse combinazioni di elettrodi ed elettrolita danno luogo ad una moltitudine di varianti possibili, ciascuna delle quali si presta meglio per determinate applicazioni.

La principale caratteristica che contraddistingue questa tecnologia fa riferimento all'elevata potenza specifica, notevolmente superiore rispetto alle altre tecnologie di accumulo elettrochimico, da cui deriva che questa tecnologia si presta particolarmente ad applicazioni "in potenza". D'altro canto, l'energia specifica importante e la flessibilità in termini di regime di scarica rendono questa tecnologia "trasversale", ossia adatta anche ad applicazioni "in energia".

Per quanto riguarda le sue installazioni, attualmente a livello mondiale sono stati censiti impianti per circa 120 MW.



# Capitolo 3

---

## Cableway Storage System

### 3.1 Presentazione del progetto

Da quanto esposto nei precedenti 2 capitoli, si potrà notare come le tecnologie di accumulo ad oggi presenti sul mercato siano molto eterogenee, il che le rende adatte a qualsiasi tipo di utilizzo (sia esso in “potenza” o in “energia”), oltre che garantire soluzioni molto diverse in quanto a taglia e ingombro del sistema di storage.

In particolare, il presente progetto di tesi è rivolto all’indagine di un nuovo possibile sistema di accumulo di tipo meccanico caratterizzato quindi, come descritto precedentemente, da un ingombro elevato, in grado tuttavia di garantire un elevato numero di cicli e un rendimento più che soddisfacente; si tratta del cosiddetto **Cableway Storage System** (“CSS”), un sistema di accumulo di energia potenziale gravitazionale il cui impianto di base è costituito da una semplice teleferica trainante dei carichi da un magazzino posto a valle fino a uno collocato a monte:

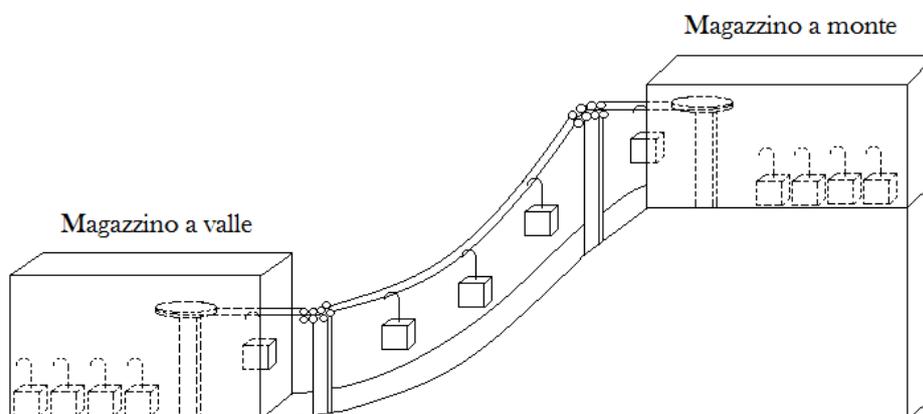


Figura 3.1: schema costruttivo di un Cableway Storage System

### 3.2 Caratteristiche degli impianti di trazione

Gli impianti di trasporto per brevi distanze, quali metropolitane, impianti a fune, a nastro, ecc., sono caratterizzati da un moto e da un carico trasportato estremamente variabili nel tempo. Ciò si ripercuote sulla potenza richiesta all'azionamento, che, nella maggior parte dei casi, è di tipo elettrico. Questa forte variabilità dell'assorbimento di potenza penalizza l'esercente dell'impianto sia per l'acquisto dell'energia, sia per le accresciute perdite di energia nello stesso impianto.

Per venire incontro alle esigenze, diverse, sia del consumatore che del fornitore di energia elettrica, si potrebbero prendere in considerazione due diversi sistemi di accumulo:

- il primo, che può essere previsto per impianti di trazione già esistenti - in cui il distributore dell'energia, a fronte di una potenza, anche rilevante, da mettere a disposizione con i propri impianti, vede un transito di energia piuttosto limitato (basso numero di ore equivalenti di carico annuo) - consiste nell'inserzione di un dispositivo di storage (tipicamente batterie) sulla sbarra di alimentazione dell'impianto, in grado di inseguire la richiesta di potenza, consentendo così l'appiattimento della curva di carico del sistema di trazione [10];
- il secondo, prevede l'utilizzo della teleferica stessa come dispositivo di accumulo. Questa soluzione, per garantire un'efficienza sufficientemente elevata, può essere adottata solo per impianti progettati ad hoc: la sua implementazione in impianti già esistenti, infatti, risulterebbe vantaggiosa economicamente (verrebbero drasticamente ridotti i costi fissi di installazione), di fronte però a rendimenti energetici molto bassi.

In questo elaborato verrà analizzato il secondo tipo di accumulo in presenza di impianti di trazione: esso costituisce la base del CSS.

Nei Cableway Storage Systems la funzione di trasporto passa in secondo piano, venendo anzi usata come mezzo di ammortizzazione dei costi di installazione. Il trasporto dei carichi, cioè, non è il fine, ma il mezzo con cui può essere gestita la potenza assorbita (erogata) dalla (nella) rete.

### 3.3 Gestione della potenza attiva assorbita dalla rete

Questo dispositivo di accumulo differisce in maniera sostanziale dagli Energy Storage Systems (“ESS”) tradizionali. Esso, infatti, non permette di immagazzinare l’energia elettrica in un’altra forma energetica (in questo caso, potenziale gravitazionale) per essere poi restituita alla rete in caso di necessità, ma consente solo una variazione di potenza “real time” sia in difetto che in eccesso:

$$P_{\text{ass}} = P_n \pm \Delta p \quad (3-1)$$

Per avere un sistema che risponda in maniera sufficientemente rapida a variazioni di potenza attiva (e quindi di frequenza) in rete, tale risultato non sarà ottenuto variando i tempi di carica e scarica delle masse trasportate, ma gestendo la velocità con cui tali carichi vengono trasportati lungo la teleferica. Essenziale per l’ottenimento di tale risultato sarà quindi l’utilizzo di convertitori di potenza associati a uno schema di controllo opportunamente calibrato:

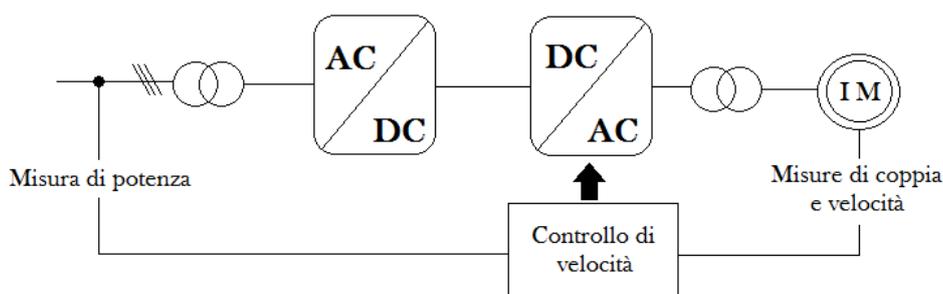


Figura 3.2: schema di controllo della velocità dell’azionamento

Per l'analisi di questo nuovo sistema verrà utilizzato, come azionamento, un motore asincrono trifase; nei prossimi 2 capitoli verranno quindi ricavate le equazioni caratteristiche di questo tipo di motore e le principali tecniche di controllo che possono essere implementate su di esso.

### **3.4 Applicazioni del CSS all'interno delle reti attuali**

Il confronto tra il tipo di accumulo a fune proposto e i sistemi di accumulo principali presenti sul commercio non è immediato: il CSS, infatti, non ha ancora sperimentato una grossa diffusione sul mercato elettrico. Si procederà allora ad esporre le applicazioni attese in base alle sue caratteristiche di funzionamento.

L'impianto a fune possiede una tecnologia di costruzione ormai assodata grazie allo sviluppo su larga scala dei sistemi funiviari; la vita utile di tali impianti può essere stimata pari a 30 anni, con una potenza erogabile per singolo impianto che può spingersi fino a circa 2 MW.

Un aspetto da non sottovalutare di questo dispositivo è l'impatto ambientale, che consiste nell'adeguamento del sito in base alle specifiche richieste dal funzionamento del sistema, che riguardano unicamente l'installazione della funivia e sono quindi paragonabili ai normali impianti di risalita adibiti a persone, quali seggiovie e ski-lift. L'impatto ambientale relativo ad altri sistemi quali il pompaggio idroelettrico e il CAES risulta invece decisamente superiore in quanto l'adeguamento dei siti per l'installazione di questi impianti porta a modificare profondamente il paesaggio, con possibili conseguenze dal punto di vista sociale e della sicurezza.

Grazie alle loro caratteristiche e alla loro rapida risposta di fronte a variazioni di frequenza in rete, i Cableway Storage Systems sono in grado di fornire prestazioni sia "in energia" sia "in potenza", presentando tempi di risposta ben inferiori alla decina di secondi. In particolare, questi sistemi di accumulo possono essere sfruttati per:

- il time-shift: l'impianto a fune risulta adatto ad una applicazione di time-shift, in particolare se applicato ad un parco eolico e in una configurazione ad array di più impianti in parallelo;
- integrare gli impianti FRNP: questo tipo di storage permette la limitazione dell'insorgenza di congestioni lungo le linee della rete di distribuzione e di trasmissione dovute alle immissioni delle FRNP, ovvero essi assorbono energia quando la produzione da FRNP supera la capacità di accettazione della rete;
- differire gli investimenti in rete: gli impianti a fune possono essere utilizzati per differire nel tempo (evitare) gli investimenti necessari per incrementare la capacità della rete (di trasmissione o di distribuzione), ad esempio, in caso di reti esercite in condizioni vicine al limite della propria capacità massima;
- fornire servizi di rete: questi sistemi di accumulo, sia sulla rete di trasmissione, sia su quella di distribuzione, possono infatti contribuire alla regolazione primaria di frequenza, migliorando le prestazioni del sistema elettrico nel garantire il bilanciamento tra produzione e carico, aumentando così la sicurezza di esercizio delle reti.

Per ristabilire sia il valore nominale della frequenza (e quindi i margini di riserva di regolazione primaria) sia i valori programmati degli scambi con i sistemi interconnessi, si ricorre alla regolazione secondaria; i CSS potrebbero essere impiegati anche per la fornitura del servizio di regolazione secondaria: a questo riguardo valgono sostanzialmente le stesse considerazioni già effettuate relativamente alla regolazione primaria.

Se la regolazione primaria è un servizio obbligatorio e non remunerato, la regolazione secondaria è oggetto di contrattazione sul MSD, per cui tali sistemi di accumulo potrebbero trarne profitto.

I tempi di risposta estremamente ridotti dei sistemi di accumulo li

rendono, inoltre, potenzialmente integrabili nel sistema di difesa, permettendo di migliorare la gestione delle risorse di rete esistenti;

- riaccendere il sistema elettrico: un impianto di accumulo a fune potrebbe anche essere utilizzato, in caso di black-out, come impianto per la riaccensione primaria, se munito di una batteria di emergenza. Risulta quindi una centrale idonea a svolgere le funzioni di Black Start e messa in tensione della direttrice di riaccensione, nonché quella di consentire il parallelo del gruppo termoelettrico e la successiva regolazione di frequenza e tensione durante la rampa di presa di carico [11].

# Capitolo 4

---

## Modello ed equazioni del motore asincrono trifase

### 4.1 Cenni costruttivi

Il motore asincrono, o ad induzione, è oggi uno dei motori più impiegati negli azionamenti a livello industriale e commerciale. Il suo principale vantaggio rispetto al motore in corrente continua risiede nell'eliminazione di qualsiasi elemento meccanico di connessione tra statore e rotore (non esistono le spazzole), consentendo quindi un minor costo di costruzione oltre che una maggiore robustezza del motore stesso. Sfortunatamente la velocità del motore asincrono non può essere agevolmente variata se non ricorrendo ad opportuni sistemi di conversione il cui sviluppo negli ultimi anni ha provocato un considerevole impulso nella ricerca e nell'impiego del motore asincrono per applicazioni in cui era usato tradizionalmente il motore a corrente continua.

Indicando con  $\Omega$  la velocità angolare di rotazione del rotore, con  $\Omega_0$  la pulsazione delle grandezze elettriche di statore e con  $\Omega_0/p$  la velocità angolare del campo magnetico (detta velocità di sincronismo), nel motore asincrono risulta sempre:

$$\Omega < \frac{\Omega_0}{p} \quad 4-1)$$

La differenza, normalizzata, tra la velocità di rotazione del campo e quella del rotore viene definita *scorrimento*:

$$s = \frac{\frac{\Omega_o - \Omega}{p}}{\frac{\Omega_o}{p}} \quad (4-2)$$

## 4.2 Modello circuitale ed equazioni a regime permanente

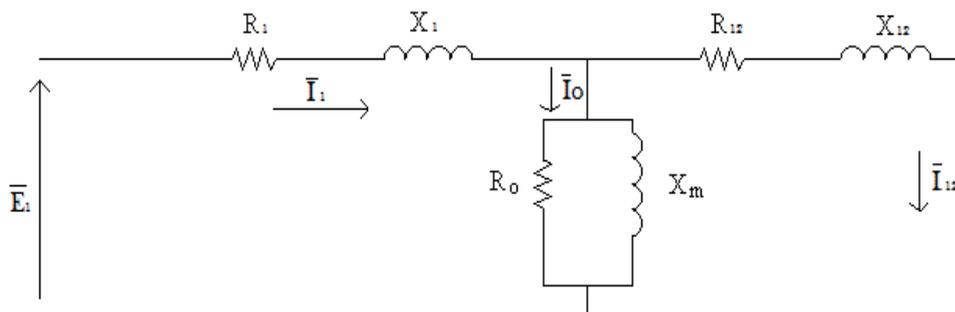
Un semplice modello a regime permanente del motore asincrono può dedursi per analogia con il trasformatore.

Infatti ipotizziamo, in primo luogo, che il rotore sia bloccato. In tale condizione il motore si comporta esattamente come un trasformatore chiuso in corto-circuito: infatti esso ha un circuito primario da cui è alimentato (quello degli avvolgimenti statorici), un nucleo magnetico ed un circuito secondario (quello degli avvolgimenti rotorici) chiuso in corto circuito.

Indicati rispettivamente con:

- $R_1, R_{12}$       resistenza di statore, e di rotore riportata allo statore
- $X_1, X_{12}$       reattanza di statore, e di rotore riportata allo statore
- $X_m$             reattanza di magnetizzazione
- $R_o$              resistenza relativa alle perdite nel ferro
- $I_1, I_{12}$         corrente di statore, e di rotore riportata allo statore
- $I_o$               corrente a vuoto
- $E_1$              valore efficace della tensione di alimentazione dello statore

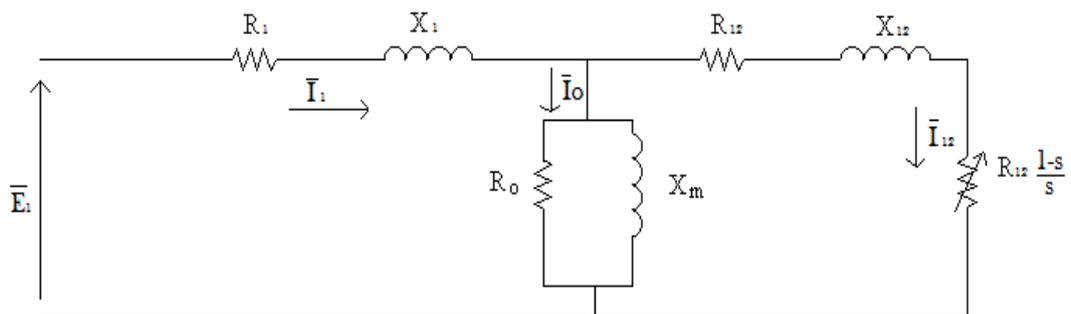
il circuito elettrico equivalente del trasformatore chiuso in corto circuito, e, quindi, del motore asincrono con rotore bloccato, è quello mostrato in figura:



**Figura 4.1:** circuito elettrico monofase equivalente di una macchina asincrona trifase nel funzionamento con circuiti rotorici cortocircuitati e rotore bloccato

Se il rotore viene sbloccato ed inizia a ruotare, la forza elettromotrice prodotta sul circuito rotorico diminuisce in quanto diminuisce la velocità relativa del campo magnetico rispetto ai circuiti rotorici. Contemporaneamente anche la reattanza di dispersione rotorica diminuisce in quanto diminuisce la frequenza delle grandezze elettriche rotoriche (sempre pari alla differenza tra la frequenza elettrica statorica e la velocità del rotore espressa in radianti elettrici) [16].

Viceversa, il valore della resistenza rotorica non cambia. La corrente che in questo caso interessa il circuito rotorico è pari a quella che circolerebbe in un circuito elettrico in cui la forza elettromotrice non è cambiata, la reattanza di dispersione non è cambiata, ma con la resistenza aumentata della quantità  $R_{12} \frac{1-s}{s}$ . Quindi si ricava il circuito elettrico equivalente del motore asincrono a regime permanente:



**Figura 4.2:** circuito elettrico monofase equivalente di una macchina asincrona trifase nel funzionamento con circuiti rotorici cortocircuitati e rotore in movimento

Ora, la corrente  $I_0$ , che caratterizza le perdite a vuoto nel traferro, è percentualmente molto inferiore rispetto alla corrente di statore. Quindi, come generalmente si fa per i trasformatori, anche per il motore asincrono si può tracciare il circuito equivalente semplificato, da cui poi verranno dedotte le equazioni statiche della macchina:

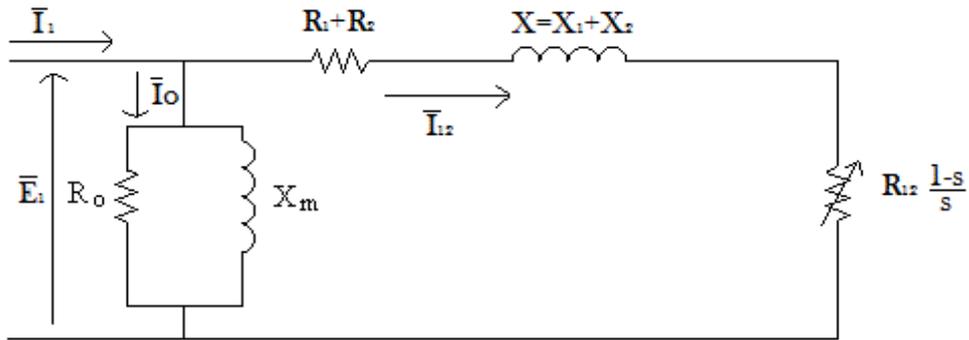


Figura 4.3: circuito equivalente semplificato monofase di una macchina asincrona trifase

Dal modello a regime permanente sinusoidale del motore asincrono trifase è possibile ricavare l'espressione della coppia elettromagnetica prodotta. Per prima cosa, supponiamo trascurabili le perdite a vuoto nel ferro. Si considerino poi le grandezze:

- $P_e$                       potenza elettrica attiva ai morsetti dell'avvolgimento trifase di statore
- $P_t$                       potenza trasmessa elettromagneticamente al rotore
- $P_m = P_{em}$             potenza meccanica all'albero, coincidente con quella convertita da elettrica in meccanica
- $P_{ep} = P_{ep1} + P_{ep2}$     potenza persa per effetto joule negli avvolgimenti di statore e di rotore
- $\Omega/p$                     velocità angolare del campo rotante di statore
- $\Omega$                       velocità angolare del rotore
- $Z = R_1 + jX$

La coppia elettromagnetica risulta data dalla relazione:

$$C = \frac{P_{em}}{\Omega} = \frac{P_m}{\Omega} \tag{4-3}$$

A partire dal circuito equivalente semplificato, è poi possibile calcolare il valore della corrente rotorica e delle potenze assorbite:

$$I_{12} = \frac{E_1}{\sqrt{\left(R_1 + \frac{R_{12}}{s}\right)^2 + X^2}} \quad (4-4)$$

$$P_e = 3 \left(R_1 + \frac{R_{12}}{s}\right) I_{12}^2 \quad (4-5)$$

$$P_{ep} = P_{ep1} + P_{ep2} = 3 R_1 I_{12}^2 + 3 R_{12} I_{12}^2 \quad (4-6)$$

$$P_t = 3 \frac{R_{12}}{s} I_{12}^2 = P_e - P_{ep1} \quad (4-7)$$

$$P_m = 3 R_{12} \frac{1-s}{s} I_{12}^2 \quad (4-8)$$

Facendo ora riferimento alle potenze meccanica e trasmessa, sarà possibile esprimere la coppia elettromagnetica come:

$$C = \frac{P_m}{\Omega} = 3 R_{12} \frac{1-s}{\Omega s} I_{12}^2 = 3 \frac{R_{12}}{\frac{\Omega}{p} s} I_{12}^2 = \frac{P_t}{\frac{\Omega}{p}} \quad (4-9)$$

E infine, esplicitando la corrente rotorica e introducendo l'impedenza  $Z$  precedentemente definita, la coppia può essere ulteriormente esplicitata come:

$$C = 3 \frac{R_{12}}{\frac{\Omega}{p} s} I_{12}^2 = 3 \frac{R_{12}}{\frac{\Omega}{p} s} \frac{E_1^2}{\left(R_1 + \frac{R_{12}}{s}\right)^2 + X^2} = \frac{3E_1^2}{\frac{Z^{\frac{\Omega}{p}}}{p} \left(\frac{Zs}{R_{12}} + \frac{R_{12}}{Zs} + 2\frac{R_1}{Z}\right)} \quad (4-10)$$

Focalizzandoci sul denominatore, da esso si possono ricavare i valori della coppia di avviamento, della coppia massima e di quella alla velocità di sincronismo. In quest'ultimo caso, risulta:

$$\Omega = \frac{\Omega_0}{p} \quad (4-11)$$

e, quindi, sono nulli lo scorrimento, la potenza elettrica, le perdite per effetto joule, la coppia elettromagnetica e la potenza meccanica.

Con rotore fermo, ovvero all'avviamento, risulta  $\Omega = 0$  e, conseguentemente,  $s = 1$ . L'espressione della coppia risulta così modificata nel seguente modo:

$$C = \frac{3E_1^2}{Z^2 \frac{\Omega}{p} \left( \frac{Z}{R_{12}} + \frac{R_{12}}{Z} + 2\frac{R_1}{Z} \right)} = C_a \quad (4-12)$$

Si può infine notare come il termine tra parentesi a denominatore della (4-10) non rimanga costante, ma vari al variare della velocità di rotazione del rotore e, quindi, al variare dello scorrimento. In particolare, tale fattore, a partire da  $s = 1$ , inizialmente diminuisce al diminuire di  $s$ , poi, da un certo valore di  $s$ , aumenta fino a raggiungere il valore  $\infty$  per  $s = 0$ . Ne consegue che nell'intervallo compreso tra  $s = 1$  e  $s = 0$  la coppia  $C$ , a partire dal valore  $C_a$ , aumenta, raggiunge un valore massimo  $C_M$  per poi diminuire fino ad annullarsi per  $s = 0$  [15]. Il valore massimo  $C_M$  si ottiene per quel valore positivo di  $s$  che soddisfa alla relazione:

$$\frac{dC}{ds} = 0 \quad (4-13)$$

ossia per:

$$s = \frac{R_{12}}{Z} = s_M \quad (4-14)$$

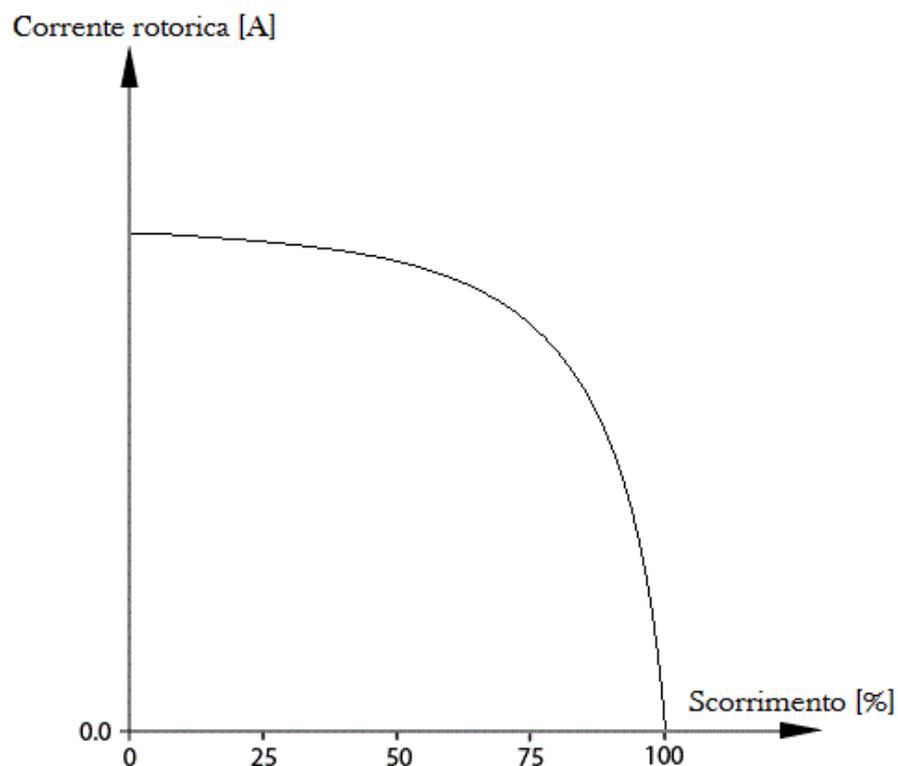
Per tale valore dello scorrimento, dalla (4-10) si ricava:

$$C = \frac{3E_1^2}{2Z \frac{\omega}{p} \left(1 + \frac{R_1}{Z}\right)} = C_M \quad (4-15)$$

Infine, il rendimento di un motore a induzione può essere espresso come:

$$\eta = \frac{P_m}{P_e} \quad (4-16)$$

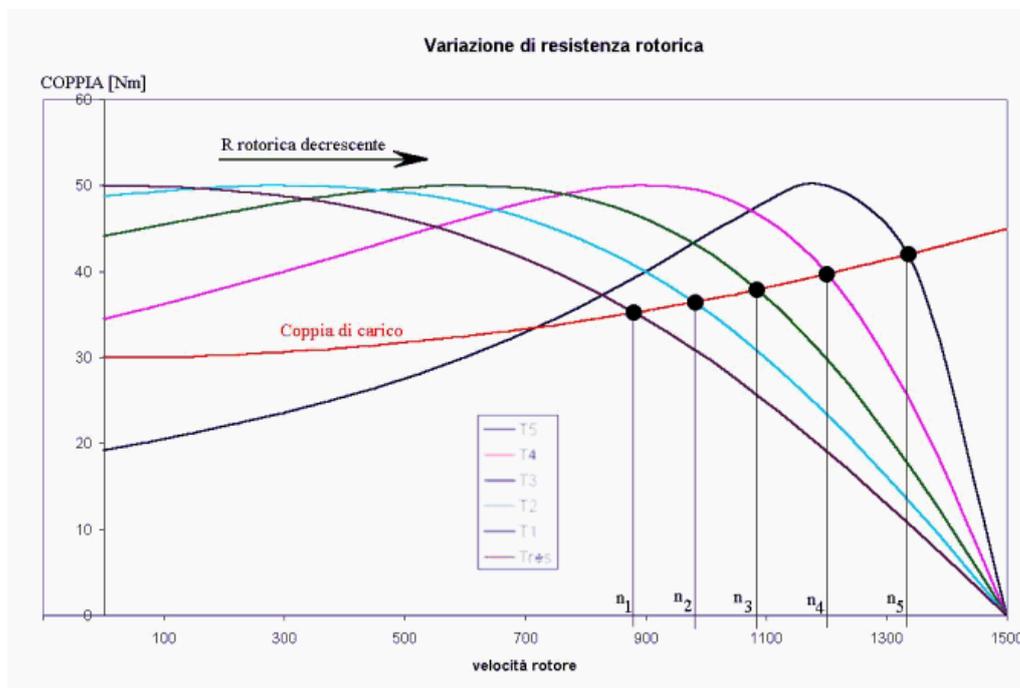
Analizziamo ora le principali caratteristiche di un motore asincrono. La figura seguente mostra il tipico andamento della corrente rotorica in funzione della velocità di rotazione della macchina:



**Figura 4.4:** Tipico andamento della corrente rotorica in funzione dello scorrimento

In alcuni casi (generalmente per macchine di potenza ridotta) un motore asincrono può essere avviato mediante un collegamento diretto alla linea di alimentazione; in altri casi, invece, l'avviamento del motore può richiedere la necessità di una riduzione della corrente assorbita dalla linea allo spunto e di un aumento del valore della coppia di avviamento. L'uno o entrambi tali scopi possono essere ottenuti essenzialmente in due modi diversi:

- inserzione di resistenze ohmiche addizionali nel circuito di rotore. Questa soluzione, realizzabile solo nel caso di motore con rotore avvolto, consiste nell'inserire, in serie con i circuiti rotorici, delle resistenze addizionali attraverso spazzole striscianti su anelli calettati sull'albero del rotore. È così possibile ridurre la corrente di spunto, aumentare la coppia di avviamento e aumentare il valore dello scorrimento in presenza del quale si ha la coppia massima;



**Figura 4.5:** andamento della caratteristica meccanica di un motore asincrono per diversi valori della resistenza rotorica

- avviamento con tensione di alimentazione ridotta. Tale soluzione permette la riduzione della corrente all'avviamento, essendo essa

direttamente proporzionale alla tensione di alimentazione, ma peggiora notevolmente la coppia di spunto, poiché  $C_a$  è proporzionale al quadrato della tensione.

La figura successiva mostra invece una tipica caratteristica meccanica del motore asincrono trifase:

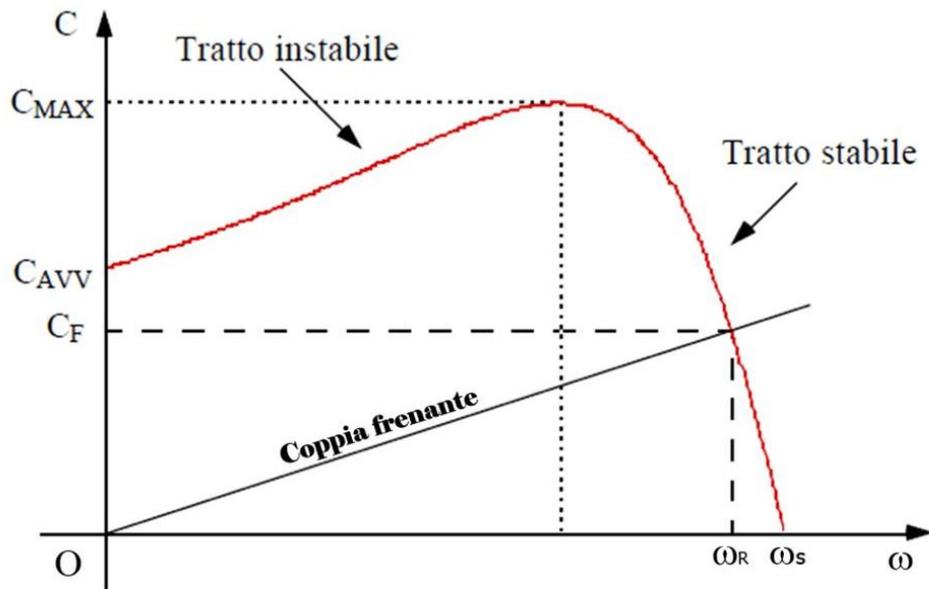


Figura 4.6: caratteristica meccanica di un motore asincrono trifase

Il primo tratto della caratteristica, quello in cui la coppia è crescente con la velocità, si dice "instabile" in quanto a partire da un punto di equilibrio appartenente a tale tratto della curva, in presenza di una piccola variazione di coppia di carico o di tensione di alimentazione, il motore si arresta o va in fuga. Viceversa ciò non accade per un punto di equilibrio appartenente al secondo tratto della caratteristica che per questo si dice "stabile". Per determinare in modo semplice i tratti stabile ed instabile della caratteristica meccanica del motore asincrono, ci si può riferire alla equazione generale di equilibrio delle coppie all'asse del motore (trascurando la coppia di attrito):

$$C_m = C_{load} - J \frac{d\Omega_m}{dt} \quad (4-17)$$

dove  $C_m$ ,  $C_{load}$  e  $J \frac{d\Omega_m}{dt}$  indicano rispettivamente la coppia motrice, la coppia costante di carico e la coppia inerziale.

Se in un certo istante la coppia di carico aumenta, la velocità del motore non varia istantaneamente a causa dell'inerzia presente e quindi  $C_m - C_{load}$  diventa negativo ed il motore inizia a rallentare. Quando il punto di funzionamento appartiene al tratto decrescente della caratteristica meccanica del motore, ad una diminuzione di velocità corrisponde una coppia motrice sviluppata dal motore maggiore della precedente. Il motore tende, quindi, spontaneamente a portarsi in una nuova condizione di equilibrio. Quando, viceversa, il punto di funzionamento è compreso nel tratto crescente della caratteristica meccanica del motore, ad una diminuzione di velocità corrisponde una coppia motrice sviluppata dal motore minore della precedente e quindi ancora più piccola della coppia di carico. La velocità tende ulteriormente a diminuire fino ad annullarsi. Alle stesse conclusioni si perviene considerando una diminuzione della coppia di carico o una variazione della tensione di alimentazione [15].

### **4.3 Modelli ed equazioni dinamiche del motore asincrono trifase**

#### **4.3.1 Ipotesi introdotte nella stesura delle equazioni dinamiche**

Vi sono due caratteristiche dei motori trifase a induzione che semplificano notevolmente il modello: la simmetria cilindrica del circuito magnetico (da cui segue l'indipendenza dalla posizione meccanica) e il fatto che le grandezze statoriche e rotoriche costituiscono due terne trifase (perlomeno durante il funzionamento normale).

Le approssimazioni intrinseche a questa descrizione ideale della macchina sono facilmente intuibili: la perfetta simmetria costruttiva implica ignorare imperfezioni geometriche; si ignorano accorgimenti realizzativi (come la presenza di cave nel nucleo magnetico); la sezione stessa dei conduttori è considerata nulla, alla stregua dei punti materiali meccanici.

Questa idealizzazione della macchina costituisce la base sulla quale poggia il modello matematico che scriveremo; vediamo ora tuttavia come esso possa essere esteso, con opportuni accorgimenti, a sistemi leggermente più complicati di quello proposto.

Nella nostra trattazione faremo riferimento sempre riferimento a una macchina con rotore avvolto, ovvero formato da tre avvolgimenti rotorici mutuamente sfasati di  $2\pi/3$  ed elettricamente raggiungibili dall'esterno (per poter pensare di imporre una tensione rotorica). Le macchine asincrone presentano più spesso un robusto e semplice rotore a gabbia anziché un rotore avvolto (che comprende accorgimenti come le spazzole per l'accessibilità degli avvolgimenti); in tal caso è possibile modellizzare le gabbie rotoriche come "n" fasi distribuite lungo l'angolo giro, le quali, qualora si trascurino le resistenze degli anelli di connessione delle sbarre, sono elettricamente disaccoppiate e in corto circuito; ovviamente in questo caso gli avvolgimenti rotorici non sono accessibili e la tensione di rotore è sempre nulla.

Considerare infinitesima la sezione dei lati attivi significa trascurare i flussi parzialmente concatenati ai conduttori e i conseguenti fenomeni di addensamento di corrente, che rendono dipendenti dalla frequenza i parametri circuitali.

Spesso il fenomeno di addensamento è sfruttato per aumentare la coppia di spunto e migliorare le prestazioni all'avvio; ciò si realizza sviluppando in senso radiale la sezione dei conduttori rotorici (rotori a gabbia profonda): se alle basse frequenze (a regime) essi sono attraversate da correnti distribuite uniformemente in tutta la sezione, a frequenze più alte (all'avvio) si ha

invece un addensamento verso l'esterno e quindi una resistenza maggiore (ricordare che la resistenza rotorica influisce sulla coppia di spunto).

Nel tener conto di questi fenomeni l'attenzione è rivolta alla parte rotorica, dove la frequenza varia con la velocità meccanica (che è variabile di stato); nello statore la frequenza è imposta e normalmente non ha variazioni sensibili, quindi tutto si riduce ad un coefficiente correttivo.

In questa trattazione, infine, la macchina verrà considerata magneticamente lineare (ovvero funzionante nel tratto lineare della curva di saturazione) e verranno trascurati eventuali effetti capacitivi tra diverse spire all'interno degli avvolgimenti [17].

#### 4.3.2 Legge di Kirchhoff alle maglie

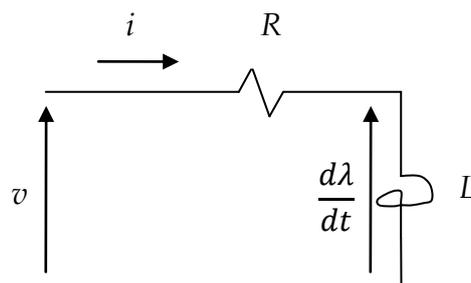


Figura 4.7: modellizzazione degli avvolgimenti di statore e rotore

Il sistema è costituito da sei avvolgimenti mutuamente accoppiati; ciascun avvolgimento è modellizzabile come in figura 4.7, da dove può essere ricavata la legge di Kirchhoff alle tensioni con la convenzione degli utilizzatori.

Scriviamo ora le equazioni alle maglie per il sistema in esame; viene spontaneo, anziché scrivere un'unica equazione matriciale del sesto ordine, separare le due equazioni nelle variabili statoriche e rotoriche, evidenziando la natura trifase del sistema.



$$\bar{u}_s = R_s \bar{i}_s + \frac{d\bar{\lambda}_s}{dt} \quad (4-20)$$

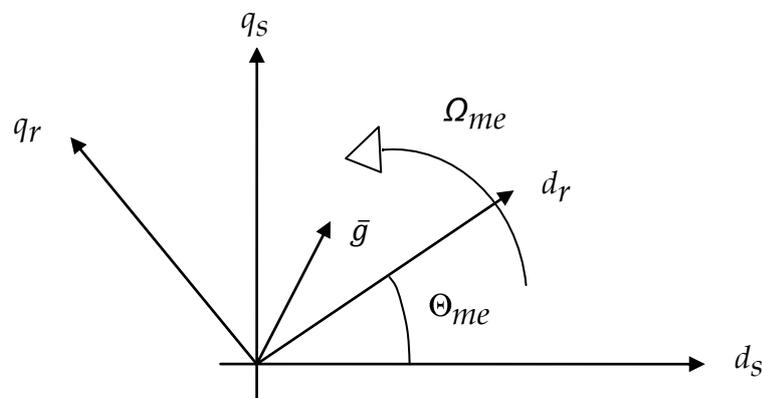
$$0 = R_r \bar{i}_r + \frac{d\bar{\lambda}_r}{dt} \quad (4-21)$$

Indicando ora con l'apice "s" un sistema di riferimento fisso con lo statore e con l'apice "r" un sistema di riferimento fisso con il rotore, possiamo scrivere le due equazioni spaziali come:

$$\bar{u}_s^s = R_s \bar{i}_s^s + \frac{d\bar{\lambda}_s^s}{dt} \quad (4-22)$$

$$0 = \bar{u}_r^r = R_r \bar{i}_r^r + \frac{d\bar{\lambda}_r^r}{dt} \quad (4-23)$$

Possiamo ora pensare i due sistemi di riferimento nel seguente modo, sapendo che lo statore è fermo mentre il rotore ruota alla velocità  $\Omega$  (e, quindi, i vettori spaziali elettrici con velocità  $\Omega_{me} = \Omega p$ ):



**Figura 4.8:** assi di riferimento ortogonali fissi con lo statore ("s") e con il rotore ("r")

Considerando un generico vettore spaziale  $\bar{g}$ , dalla figura 4.8 si nota che, passando da un sistema di riferimento a un altro, si ottiene:

$$\bar{g}^s = \bar{g}^r e^{j\theta_{me}} \quad (4-24)$$

$$\bar{g}^r = \bar{g}^s e^{-j\theta_{me}} \quad (4-25)$$

Analogamente si può pensare di riscrivere il vettore spaziale  $\bar{u}_r^r$  rispetto a un riferimento fisso con lo statore, ovvero:

$$0 = \bar{u}_r^r = \bar{u}_r^s e^{-j\theta_{me}} = R_r \bar{i}_r^s e^{-j\theta_{me}} + \frac{d\bar{\lambda}_r^s}{dt} e^{-j\theta_{me}} - j\Omega_{me} \bar{\lambda}_r^s e^{-j\theta_{me}} \quad (4-26)$$

e, semplificando gli operatori  $e^{-j\theta_{me}}$  degli ultimi due membri, si ricava l'equazione delle tensioni di rotore riportate allo statore:

$$\bar{u}_r^s = R_r \bar{i}_r^s + \frac{d\bar{\lambda}_r^s}{dt} - j\Omega_{me} \bar{\lambda}_r^s \quad (4-27)$$

Si sono così dedotte le due equazioni che descrivono appieno il funzionamento della macchina [17].

### 4.3.3 Legame flussi - correnti

Alle equazioni elettriche dedotte dalla legge di Kirchhoff bisogna aggiungere le informazioni riguardanti il sistema magnetico, espresse dai legami tra i flussi concatenati agli avvolgimenti e le correnti che li attraversano. Essi sono la forma integrale del legame costitutivo  $\bar{B} = \mu \bar{H}$  e quindi rendono conto, oltre che della natura del materiale sede del campo, anche della geometria del circuito magnetico che accoppia gli avvolgimenti [13].

Purtroppo questi legami riflettono la complessità dei fenomeni magnetici nei materiali ferromagnetici, e si presentano in genere come funzioni non lineari (si ricordi la forma del ciclo di isteresi).

Per non complicare troppo il modello si devono effettuare su di esso pesanti approssimazioni; la prima di queste è ipotizzare che il motore lavori costantemente nel tratto lineare della curva di saturazione.

Ciascuno dei flussi concatenati presenti nelle (4-22) e (4-27) è dovuto all'effetto combinato di tutte le correnti presenti nel motore. Assumendo

inoltre il circuito magnetico privo di correnti parassite, ciascun flusso concatenato (per esempio  $\lambda_{sa}$ ) potrà essere espresso come:

$$\lambda_{sa} = \lambda_{ssa} + \lambda_{sra} \quad (4-28)$$

dove:

$\lambda_{ssa}$             componente del flusso dovuta agli avvolgimenti di statore

$\lambda_{sra}$             componente del flusso dovuta agli avvolgimenti di rotore

Indicando con  $i_{sa}$ ,  $i_{sb}$ ,  $i_{sc}$  le correnti circolanti nelle tre fasi di statore e con  $i_{ra}$ ,  $i_{rb}$ ,  $i_{rc}$  quelle circolanti nelle fasi di rotore, si può scrivere:

$$\lambda_{ssa} = L_{ss}i_{sa} + M_{ss}(i_{sb} + i_{sc}) \quad (4-29)$$

$$\lambda_{sra} = M_{sr}\cos(\theta_{me})i_{ra} + M_{sr}\cos(\theta_{me} + \frac{2\pi}{3})i_{rb} + M_{sr}\cos(\theta_{me} + \frac{4\pi}{3})i_{rc} \quad (4-30)$$

avendo introdotto le grandezze  $L_{ss}$  (autoinduttanza della fase "a"),  $M_{ss}$  (mutua induttanza tra la fase "a" e le fasi "b" e "c") ed  $M_{sr}$  (mutua induttanza tra gli avvolgimenti di rotore e la fase "a" di statore). Questi tre parametri risultano indipendenti dalla posizione angolare del rotore, avendo considerato la simmetria della struttura perfettamente cilindrica ed essendo la macchina isotropa (cioè priva di salienze).

Ora, riprendendo la (4-29), e tenendo presente che deve essere:

$$i_{sa} + i_{sb} + i_{sc} = 0 \quad (4-31)$$

ricavando  $i_{sa}$  e sostituendo si ottiene:

$$\lambda_{ssa} = (L_{ss} - M_{ss})i_{sa} = L_s i_{sa} \quad (4-32)$$

La quantità  $L_s$  così definita prende il nome di induttanza sincrona di statore. Il ragionamento appena effettuato può essere esteso alle altre due fasi di statore. Infine, volendo riassumere il tutto sotto forma di vettore spaziale in un sistema di riferimento fisso con lo statore, si otterrà:

$$\bar{\lambda}_{ss}^s = L_s \bar{i}_s^s \quad (4-33)$$

Procedendo in maniera analoga per la componente  $\lambda_{sra}$  dovuta al mutuo accoppiamento con gli avvolgimenti di rotore ed estendendo nuovamente la trattazione a tutte e tre le fasi, si ottiene, sotto forma di vettore spaziale:

$$\bar{\lambda}_{sr}^r = L_m \bar{i}_r^r \quad (4-34)$$

essendo:

$$L_m = M_{sr} \quad \text{mutua induttanza sincrona fra statore e rotore}$$

Riportando ora  $\bar{\lambda}_{sr}^r$  in un sistema di riferimento stazionario con lo statore attraverso la (4-25) si ottiene:

$$\bar{\lambda}_{sr}^s = L_m \bar{i}_r^s \quad (4-35)$$

Il flusso totale presente sullo statore, dato dalla somma dei contributi delle (4-33) e (4-35) sarà allora:

$$\bar{\lambda}_s^s = L_s \bar{I}_s^s + L_m \bar{I}_r^s \quad (4-36)$$

Si può facilmente notare come, grazie alle trasformazioni introdotte, non compaia più la posizione rotorica  $\theta_{me}$ ; ciò significa che questa relazione rimane valida in qualsiasi sistema di riferimento, ovvero può essere più genericamente scritta come:

$$\bar{\lambda}_s^x = L_s \bar{I}_s^x + L_m \bar{I}_r^x \quad (4-37)$$

Grazie alla simmetria presente tra statore e rotore, l'intero ragionamento può essere ripetuto per il calcolo del flusso totale sul rotore, che conduce a:

$$\bar{\lambda}_r^x = L_r \bar{I}_r^x + L_m \bar{I}_s^x \quad (4-38)$$

avendo indicato con  $L_r$  l'induttanza sincrona di rotore, essendo:

$$L_r = L_{rr} - M_{rr} \quad (4-39)$$

#### 4.3.4 Equazioni della coppia

È ora di interesse ricavare delle espressioni per la coppia meccanica generata all'albero del motore attraverso un bilancio delle potenze. Riprendiamo, per prima cosa, le equazioni (4-22) e (4-27). Poiché un generico vettore spaziale " $\bar{t}$ ", all'interno di un sistema di riferimento dq, può essere scomposto nelle sue due componenti come:

$$\bar{t} = t_d + jt_q \quad (4-40)$$

le equazioni di statore e rotore divise nelle componenti "d" e "q" risulteranno:

$$\left\{ \begin{array}{l} u_{sd}^s = R_s i_{sd}^s + \frac{d\lambda_{sd}^s}{dt} \quad (4-41) \\ u_{sq}^s = R_s i_{sq}^s + \frac{d\lambda_{sq}^s}{dt} \quad (4-42) \\ 0 = R_r i_{rd}^s + \frac{d\lambda_{rd}^s}{dt} + \Omega_{me} \lambda_{rq}^s \quad (4-43) \\ 0 = R_r i_{rq}^s + \frac{d\lambda_{rq}^s}{dt} - \Omega_{me} \lambda_{rd}^s \quad (4-44) \end{array} \right.$$

Ora, moltiplicando la (4-41) per  $i_{sd}^s dt$ , la (4-42) per  $i_{sq}^s dt$ , la (4-43) per  $i_{rd}^s dt$ , la (4-44) per  $i_{rq}^s dt$  e sommando membro a membro le quattro equazioni così ottenute, si ricava:

$$(u_{sd}^s i_{sd}^s + u_{sq}^s i_{sq}^s) dt = R_s (i_{sd}^{s2} + i_{sq}^{s2}) dt + R_r (i_{rd}^{s2} + i_{rq}^{s2}) dt + i_{sd}^s d\lambda_{sd}^s + i_{sq}^s d\lambda_{sq}^s + i_{rd}^s d\lambda_{rd}^s + i_{rq}^s d\lambda_{rq}^s + \Omega_{me} (\lambda_{rq}^s i_{rd}^s - \lambda_{rd}^s i_{rq}^s) dt \quad (4-45)$$

La quantità a primo membro rappresenta l'energia elettrica fornita al motore nel tempo  $dt$  e dipende unicamente, come è ovvio, dalle grandezze di statore. A secondo membro, i primi due termini rappresentano le potenze dissipate per effetto joule su tutti gli avvolgimenti della macchina; i successivi 4 elementi rappresentano la variazione di energia magnetica immagazzinata, nel tempo  $dt$ , nei circuiti magnetici di statore e di rotore. Si può osservare che manca qualsiasi effetto delle correnti di un asse sui flussi dell'altro asse, com'è giusto che sia vista l'ortogonalità degli assi dq (ricordare infatti che le mutue induttanze tra statore e rotore variavano col coseno dell'angolo, che in tale sistema di riferimento è fisso e pari a  $90^\circ$ ). Infine, l'ultimo termine della (4-45) - moltiplicato per il fattore  $\frac{3}{2}$  per tener conto del passaggio dal riferimento sincrono a quello stazionario - simboleggia l'energia meccanica sviluppata dal motore nel tempo  $dt$ . Possiamo inoltre esprimere tale energia mediante l'utilizzo della potenza meccanica:

$$E_m = \Omega C dt \quad (4-46)$$

Tenendo conto che:

$$\Omega_{me} = \Omega p \quad (4-47)$$

e uguagliando la (4-46) con la formulazione dell'energia meccanica nella (4-45) si ricava infine un'espressione della coppia funzione delle sole grandezze di rotore:

$$C = \frac{3}{2} p (\lambda_{rq}^s i_{rd}^s - \lambda_{rd}^s i_{rq}^s) \quad (4-48)$$

Utilizzando le notazioni vettoriali, si può verificare che la coppia può essere espressa anche come:

$$C = \frac{3}{2} p \Im m(\bar{\lambda}_r^s \cdot \widetilde{i}_r^s) \quad (4-49)$$

che, dopo semplici passaggi, conduce a:

$$C = \frac{3}{2} p |\lambda_r| |i_r| \sin(\theta_{\lambda_r}^s - \theta_{i_r}^s) \quad (4-50)$$

Si noti come l'argomento della funzione sinusoidale della (4-50) assuma un valore indipendente dal sistema di riferimento adottato. Inoltre, all'interno dei moduli, compaiono grandezze che non presentano più alcun riferimento; tale equazione ha, quindi, validità del tutto generale, indipendentemente dal sistema di riferimento scelto.

Quelle appena trovate, in realtà, non sono le uniche espressioni della coppia possibili: infatti, altre equazioni possono essere ricavate utilizzando le

relazioni flussi-correnti o riferendo le equazioni delle tensioni non più rispetto a un riferimento solidale con lo statore (ma, ad esempio, solidale con il rotore o, come si vedrà per l'applicazione al Field Oriented Control, con il flusso sul rotore  $\bar{\lambda}_r$ ). Si possono così ottenere anche [17]:

$$C = \frac{3}{2}p(\lambda_{sd}^x i_{sq}^x - \lambda_{sq}^x i_{sd}^x) \quad (4-51)$$

$$C = \frac{3}{2}p \frac{L_m}{L_r} (\lambda_{rd}^x i_{sq}^x - \lambda_{rq}^x i_{sd}^x) \quad (4-52)$$



# Capitolo 5

---

## Controllo di velocità nei motori asincroni trifase

### 5.1 Le tecniche più diffuse di regolazione della velocità

Il motore asincrono è di per sé un motore a velocità praticamente costante in quanto, come si può dedurre dalla caratteristica meccanica in figura 4.6 del capitolo precedente, nel suo campo di funzionamento stabile la curva presenta una pendenza elevata, ovvero la velocità non si discosta molto da quella di sincronismo  $\Omega_0/p$ . Tuttavia, in molte applicazioni industriali, e in particolare in questo elaborato di tesi, interessa disporre di motori in grado di funzionare a velocità variabile.

Nel seguito verranno analizzate le due principali classi di controllo della velocità per motori asincroni trifase:

- Controlli scalari;
- Controlli vettoriali.

### 5.2 I controlli scalari

Il controllo scalare è una particolare tecnica di controllo del motore asincrono che si pone l'obiettivo di controllare a ciclo chiuso la coppia e la velocità di rotazione del rotore facendo riferimento alle equazioni a regime permanente sinusoidale del motore asincrono ricavate nel capitolo precedente. Se all'albero di un motore asincrono alimentato a tensione e frequenza costanti e funzionante a vuoto si applica un carico la corrente statorica aumenta e quindi aumenta anche la coppia motrice, fino ad eguagliare la

coppia resistente, e la velocità  $\Omega$ , che aveva un valore di poco inferiore a quello di sincronismo  $\Omega_0/p$ , diminuisce. Il valore della nuova velocità di regime dipende perciò, oltre che dalla frequenza e dalla tensione, anche dalla coppia resistente del carico e quindi dallo scorrimento. Facendo riferimento alla definizione di scorrimento della (4-2), si può facilmente ricavare:

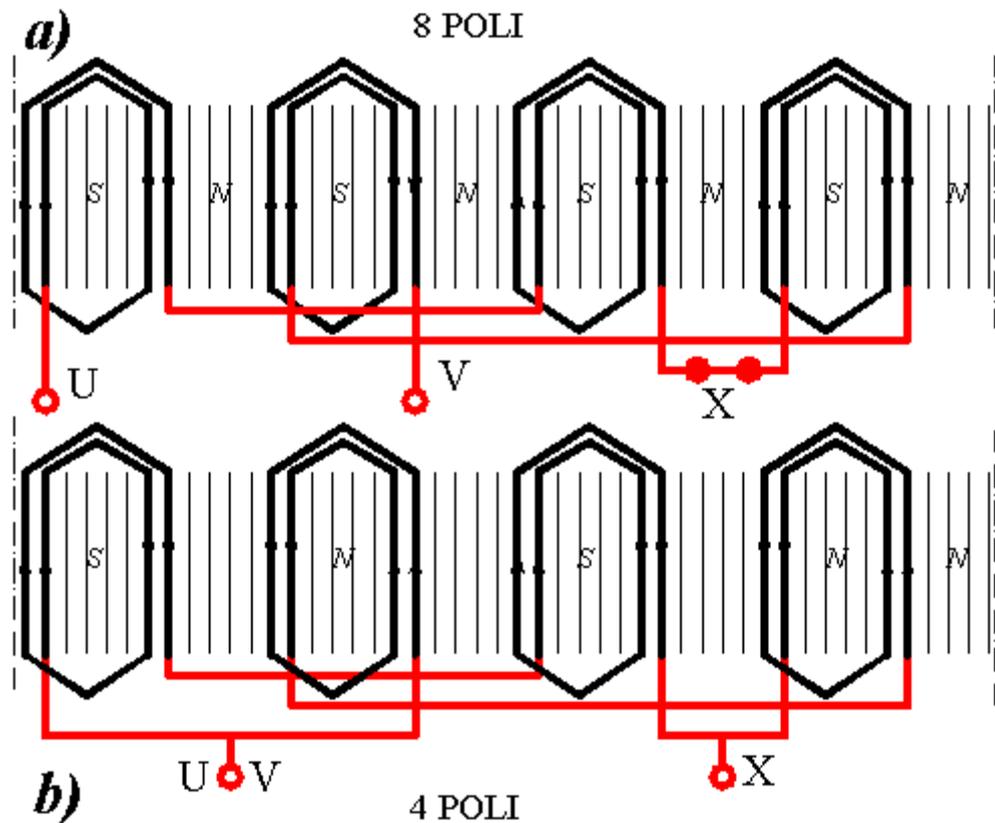
$$\Omega = \frac{\Omega_0}{p} (1 - s) = \frac{2\pi f}{p} (1 - s) \quad (5-1)$$

In base a tale espressione della velocità si deduce che il controllo del moto dei motori asincroni trifasi si può ottenere regolando la frequenza statorica, lo scorrimento o il numero delle coppie polari. E' possibile realizzare tale controllo sia imponendo l'ampiezza e la frequenza della tensione statorica, sia imponendo l'ampiezza e la frequenza della corrente statorica. In questa sede verrà preso in considerazione solo il controllo realizzato imponendo l'ampiezza e la frequenza della tensione statorica, che viene realizzato mediante l'uso di VSI, ovvero "Voltage Source Inverter", agenti ormai quasi esclusivamente con logica PWM.

### **5.2.1 Regolazione con variazione del numero di coppie polari**

Dalla relazione (5-1) si osserva che è possibile ottenere una variazione di velocità variando il numero di coppie polari "p" degli avvolgimenti di statore e di rotore. Per esigenze economiche e strutturali questo metodo è solitamente impiegato per motori asincroni a gabbia di scoiattolo, per i quali è sufficiente modificare il numero dei poli del solo avvolgimento di statore. Nella pratica, la variazione del numero di coppie polari può essere realizzata in diversi modi:

- attraverso la commutazione delle bobine che costituiscono l'avvolgimento. Tale meccanismo, chiamato "Dahlander" e schematizzato in figura 5.1, costituisce un'applicazione ancora in uso per macchine utensili, in cui le lavorazioni richiedono una variazione di velocità in rapporto 2:1;



**Figura 5.1:** a) una fase dell'avvolgimento statorico con collegamento in serie a bobine alternate per la velocità più bassa; b) inversione della corrente in un ramo del parallelo e conseguente raddoppio di velocità per dimezzamento del numero di poli.

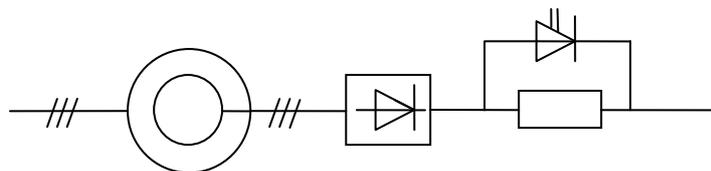
- realizzando più avvolgimenti di statore con numero di poli diversi (ad esempio, uno a 2 poli e uno a 4 poli) e alimentando un avvolgimento per volta;
- combinando le due soluzioni precedenti, tecnica che permette una regolazione di velocità meno grossolana rispetto alle due soluzioni precedenti, prese singolarmente.

Si può quindi constatare come la variazione di velocità ottenuta con questo metodo sia del tipo a gradini e comunque limitata a pochi valori, in numero pari alle differenti polarità realizzabili con l'avvolgimento statorico. I motori utilizzati sono più costosi e hanno rendimenti più bassi dei corrispondenti motori standard; tuttavia, a differenza delle tecniche che verranno analizzate nel seguito, il rendimento nelle diverse condizioni di velocità rimane praticamente costante e pari al valore corrispondente alla velocità nominale.

### 5.2.2 Regolazione con resistenze rotoriche aggiuntive

Uno dei metodi con cui è possibile variare lo scorrimento della macchina - permettendo così una variazione di velocità - è l'aggiunta di resistenze collegate in serie con l'avvolgimento di rotore. Si può quindi già intuire una prima limitazione di questa tecnica: essa è applicabile unicamente a rotori di tipo avvolto.

Gli avvolgimenti rotorici sono connessi, mediante anelli e spazzole, ad un reostato o ad un raddrizzatore a ponte trifase non controllato che alimenta una resistenza shuntata da un interruttore statico a commutazione forzata. La soluzione statica (mostrata in figura 5.2), rispetto a quella convenzionale, comporta minore manutenzione, maggiore dolcezza di controllo e dimensioni più compatte.



**Figura 5.2:** schema di un sistema di conversione statica che alimenta una resistenza collegata in serie al rotore e shuntata per mezzo di un tiristore

Per una data coppia resistente  $C_{load}$  applicata all'albero, la velocità del motore varia al variare della resistenza rotorica complessiva, come già messo in evidenza in Figura 4.5; si nota, quindi, che questo sistema di regolazione

può fare uso dello stesso reostato usato in fase di avviamento. I principali pregi di tale tipo di controllo sono quelli di presentare un basso costo, un buon fattore di potenza e una elevata coppia di spunto  $C_a$ . Gli inconvenienti risiedono soprattutto:

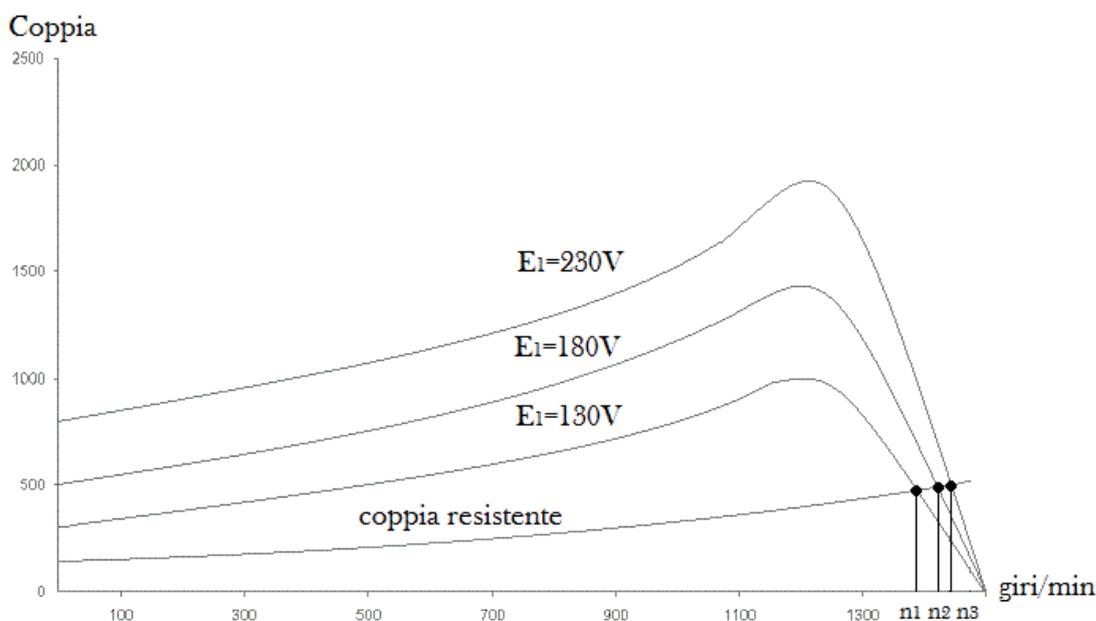
- nella necessità di utilizzare motori con rotore avvolto;
- nella presenza di un campo di variazione della velocità limitato e dipendente dal carico;
- nella diminuzione del rendimento della macchina all'aumentare dello scorrimento.

L'impiego di questo semplice azionamento è perciò limitato ad applicazioni che richiedono modeste variazioni di velocità, come ad esempio pompe e ventilatori, in cui una piccola riduzione in velocità causa una grande diminuzione del volume di fluido erogato, in quanto quest'ultimo, dato che la coppia di carico varia all'incirca col quadrato della velocità, a pressione costante, è proporzionale alla potenza del motore e quindi al cubo della velocità [15].

### **5.2.3 Regolazione con variazione della tensione**

Un altro metodo per variare lo scorrimento e, con esso, la velocità dell'azionamento consiste nella variazione dell'ampiezza della tensione di alimentazione  $E_1$ . Dall'analisi delle equazioni a regime permanente descritte nel capitolo precedente, si potrà notare come rimangano invariati il valore  $S_M$  dello scorrimento in corrispondenza della coppia massima e la velocità  $\Omega_o/p$  del campo magnetico rotante; ne consegue che, con la modifica dell'ampiezza della tensione di alimentazione, si ottiene una variazione dei valori della caratteristica meccanica ma non del suo andamento (come si può apprezzare in

Figura 5.3), e una conseguente variazione della velocità del motore in corrispondenza a una determinata coppia resistente:



**Figura 5.3:** andamento della caratteristica meccanica al variare della tensione di alimentazione

Questo controllo può essere realizzato inserendo tra la rete di alimentazione e il motore un convertitore statico. Agendo sui ritardi di innesco dei componenti elettronici è possibile, regolando la tensione di alimentazione, variare la coppia sviluppata (che è circa proporzionale al quadrato del valore efficace della componente fondamentale di tale tensione) e quindi la caratteristica meccanica e la velocità [20].

Con tale dispositivo è possibile minimizzare le perdite nel ferro del motore, ai bassi carichi, e limitare la corrente di avviamento.

Nel caso di motori a rotore avvolto, il campo di variazione della velocità, che al massimo è dell'ordine del 10% in meno della velocità nominale, può ampliarsi regolando anche la resistenza rotorica.

Tale tipo di controllo, che consente anche di ottenere migliori rendimenti ai bassi carichi e avviamenti dolci, è il mezzo più semplice, economico e affidabile quando:

- le coppie di spunto sono basse e il campo di variazione della velocità è limitato;
- la riduzione della velocità è di breve durata.

Esso comporta però, oltre a tutti gli inconvenienti tipici del controllo della resistenza rotorica (escluso l'impiego di motori con rotore avvolto):

- bassa coppia di spunto;
- basso fattore di potenza;
- elevato contenuto armonico di basso ordine, con conseguente inquinamento della rete di alimentazione e maggiori stress termici e meccanici del motore;
- una limitazione nell'abbassamento della tensione, in quanto una sua eccessiva riduzione - dato che per poter ottenere la stessa coppia deve aumentare la corrente assorbita dal motore - può fare intervenire la protezione di massima corrente del motore.

In definitiva questo accorgimento risulta particolarmente indicato, grazie alla sua semplicità, quando si vogliono ottenere piccole variazioni continue di velocità [15].

#### **5.2.4 Regolazione con variazione della frequenza**

La relazione (5-1) evidenzia la possibilità di variare la velocità  $\Omega$  dell'azionamento agendo anche sulla frequenza "f" della tensione di alimentazione. Il controllo in frequenza, che tra i controlli scalari è quello di gran lunga più utilizzato perché consente di ottenere ampi campi di variazione della velocità, elevati rendimenti anche per bassi valori della velocità, alte coppie di spunto e buona dinamica, si effettua in genere alimentando il motore asincrono tramite un inverter VSI-PWM, in grado di alimentare, con elevato rendimento, motori anche di grande potenza, consentendo una regolazione

della frequenza entro campi anche molto estesi.

In realtà in tale tipo di controllo si regola anche l'ampiezza della fondamentale della tensione di alimentazione. Infatti, al fine di garantire il corretto funzionamento della macchina, è opportuno realizzare le seguenti condizioni:

- la corrente a vuoto, e quindi il flusso al traferro, non deve superare il valore nominale per evitare la saturazione del circuito magnetico ed eccessive perdite nel ferro. I motori, infatti, vengono dimensionati in modo tale che in condizioni nominali il loro circuito magnetico si trovi a funzionare in prossimità del ginocchio della caratteristica magnetica, e quindi anche piccoli aumenti del flusso, connessi a modeste riduzioni di velocità a seguito di una riduzione della frequenza, possono comportare la saturazione del motore e quindi valori di corrente e di perdite tali da determinare elevate temperature del motore con conseguente intervento delle protezioni (anche se il motore sta fornendo la coppia nominale);
- le correnti di statore e di rotore non devono superare i rispettivi valori nominali fissati dal costruttore, per non incorrere in sovra-riscaldamenti e/o sovradimensionamenti del convertitore;
- la tensione di alimentazione non deve superare il valore nominale, per il quale è stato dimensionato il motore [15].

Per quanto riguarda il flusso al traferro  $\Phi$ , nell'ipotesi in cui tensione di alimentazione e forza elettromotrice siano circa uguali (il che equivale a considerare trascurabili le cadute di tensione sulle resistenze e reattanze di statore), possiamo scrivere:

$$E_1 \cong k \Phi f \quad (5-2)$$

Si noti come il flusso al traferro sia direttamente proporzionale al rapporto tra la tensione di alimentazione e la frequenza; in particolare, la tensione dovrà

variare con la frequenza in modo da mantenere il flusso al traferro per quanto possibile costante e pari al suo valore nominale, evitando fenomeni di saturazione; contemporaneamente, andrà anche rispettato il vincolo (più stringente) per cui la tensione di alimentazione non può essere portata oltre il suo valore nominale.

L'analisi di questo tipo di controllo può essere spezzata in due parti, a seconda che si voglia effettuare una riduzione o un aumento di velocità dell'azionamento.

#### 5.2.4.1 Riduzione della velocità

La riduzione della velocità può essere ottenuta riducendo la frequenza di alimentazione  $f$ . Tuttavia, dalla (5-2) si può facilmente notare come, mantenendo la tensione di alimentazione al suo valore nominale, il flusso al traferro venga aumentato, spingendo la macchina a lavorare in zona di saturazione. Tale inconveniente può essere risolto variando corrispondentemente anche la tensione  $E_1$ , in modo da mantenere il flusso costante e pari al suo valore nominale. Indicati con  $E_{1\alpha}$  ed  $f_\alpha$ , rispettivamente, la generica tensione e frequenza di alimentazione, la regolazione implementata sarà allora tale per cui:

$$\frac{E_1}{f} = \frac{E_{1\alpha}}{f_\alpha} = \text{cost.} \quad (5-3)$$

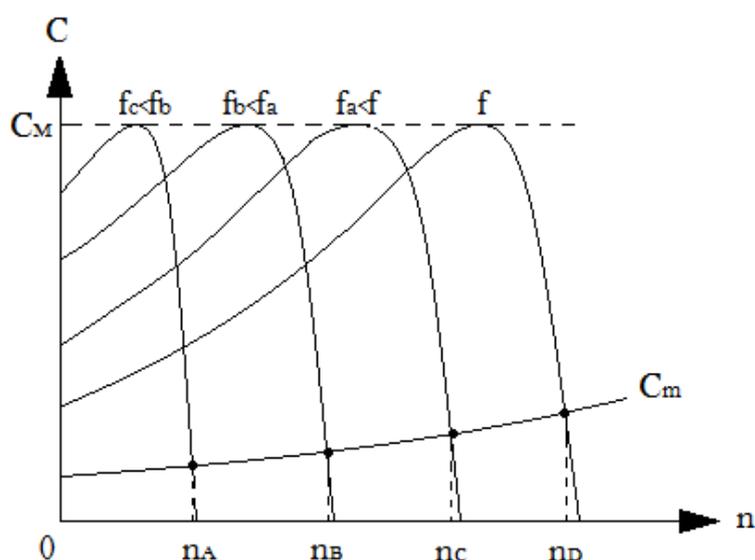
Dall'analisi delle equazioni statiche della macchina asincrona, quello che si osserva da questo tipo di regolazione è che:

- la coppia massima è indipendente dalla frequenza;
- la coppia di avviamento e lo scorrimento relativo alla coppia massima sono inversamente proporzionali alla frequenza;

- l'intervallo di velocità  $\Delta n$  in cui si ha funzionamento stabile è indipendente dalla frequenza;
- la generica coppia  $C_\alpha$  è indipendente dalla frequenza.

È importante evidenziare il significato dell'ultimo punto: la regolazione a rapporto tensione/frequenza costante corrisponde, quindi, a un funzionamento a coppia costante.

Inoltre, questa strategia di controllo consente di ottenere una famiglia di caratteristiche meccaniche che, al variare della frequenza, traslano rigidamente:



**Figura 5.4:** effetto della diminuzione dell'ampiezza e della frequenza della tensione di alimentazione sulla caratteristica meccanica di un motore asincrono

Come detto sopra, la regolazione a tensione/frequenza costante è stata implementata nell'ipotesi di ritenere trascurabili le perdite sulle resistenze e reattanze di statore; ciò risulta vero per ampi intervalli di frequenza (5÷50 Hz). Tuttavia, tale controllo si rivela inadeguato a frequenze inferiori, dove la caduta di tensione negli avvolgimenti non è più trascurabile. Infatti, per il ramo di statore si può scrivere:

$$E_{1\alpha} = R_1 I_1 + jX_1 I_1 + E_{1\alpha f_{em}} \quad (5-4)$$

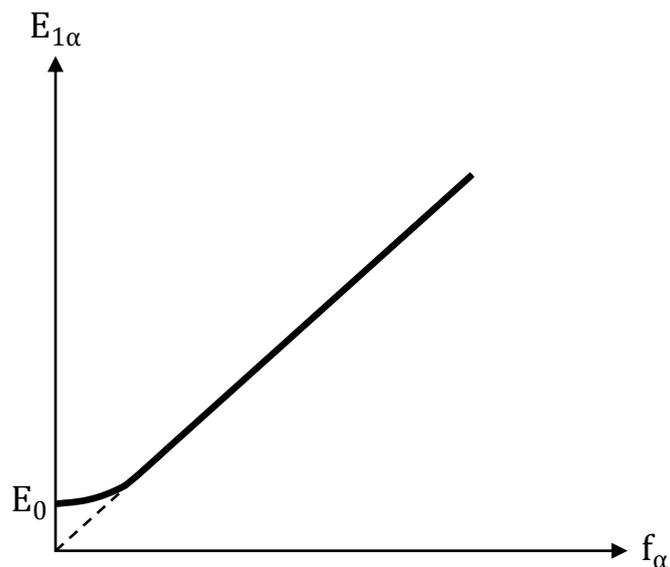
e, dividendo tutto per la frequenza di alimentazione  $f_\alpha$ , si ricava:

$$\frac{E_{1\alpha}}{f_\alpha} = \frac{R_1 I_1}{f_\alpha} + \frac{j2\pi L_1 I_1}{f_\alpha} + \Phi_{1\alpha} \quad (5-5)$$

A secondo membro della relazione (5-5), i primi due addendi, per valori molto bassi di frequenza (<5 Hz), non sono più trascurabili; pertanto, per mantenere la condizione di funzionamento a flusso costante anche a tali frequenze, si deve aumentare opportunamente il rapporto  $E_{1\alpha}/f_\alpha$  per contrastare l'indebolimento del flusso; a tale fine si ricorre spesso alla seguente relazione approssimata:

$$E_{1\alpha} = k f_\alpha + E_0 \quad (5-6)$$

dove i valori di  $k$  ed  $E_0$  sono scelti in modo tale da ottenere, a frequenza nominale, tensione nominale ai morsetti di macchina e, a frequenza pressoché nulla, flusso nominale:

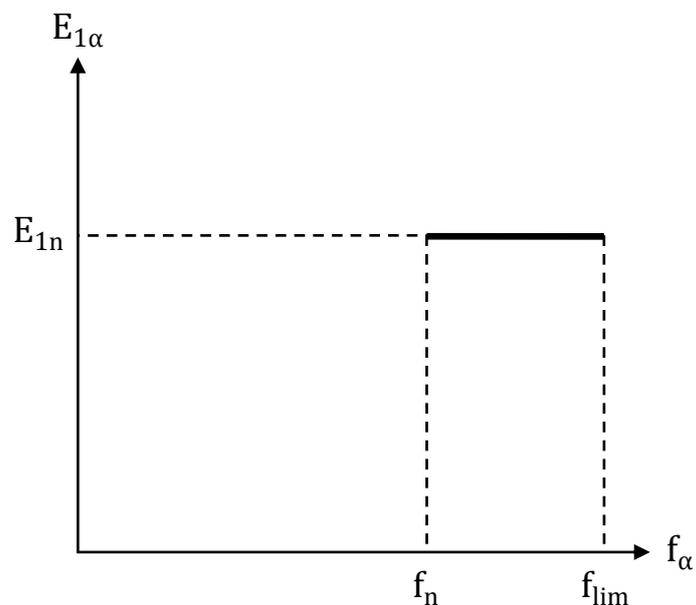


**Figura 5.5:** ampiezza della tensione di alimentazione al fine di mantenere flusso costante, durante la riduzione della velocità

### 5.2.4.2 Incremento della velocità

Per velocità comprese tra la nominale e quella critica (definita soprattutto in base alla massima frequenza raggiungibile relativamente a esigenze di dimensionamento del motore e del convertitore) la tensione viene mantenuta costante e pari al suo valore nominale (per non sollecitare eccessivamente gli avvolgimenti della macchina); quindi, al variare della frequenza, il flusso varia in modo inversamente proporzionale alla velocità; si parla allora di deflussaggio.

La strategia di controllo risulta modificata nel seguente modo:



**Figura 5.6:** ampiezza della tensione di alimentazione al fine di mantenere flusso costante, durante un incremento della velocità

Se ora si analizzano le equazioni statiche della macchina asincrona, quello che si riscontra durante un incremento della velocità è che:

- la coppia massima è inversamente proporzionale al quadrato della frequenza;

- la coppia di avviamento è inversamente proporzionale al cubo della frequenza;
- lo scorrimento relativo alla coppia massima e la generica coppia  $C_\alpha$  sono inversamente proporzionali alla frequenza;
- la potenza convertita  $P_{em\alpha'}$  corrispondente alla coppia  $C_{\alpha'}$  è indipendente dalla frequenza.

Quest'ultimo punto evidenzia come la regolazione a sola frequenza variabile corrisponda a un funzionamento a potenza costante.

Tuttavia, come si è detto, la coppia  $C_\alpha$  decresce secondo  $1/f_\alpha$  mentre la coppia massima  $C_{M\alpha}$  secondo  $1/f_\alpha^2$ ; può quindi accadere che si giunga al valore  $f'$  - per il quale risulta  $C_\alpha = C_{M\alpha}$  - prima di pervenire al valore limite di frequenza  $f_{lim}$ .

In tal caso, per  $f' < f_\alpha < f_{lim}$ , il funzionamento della macchina risulta modificato nel seguente modo:

- la coppia massima  $C_{M\alpha'}$  inferiore al valore di  $C_{\alpha'}$  è inversamente proporzionale al quadrato della frequenza;
- la potenza convertita, corrispondente alla coppia  $C_{M\alpha'}$  è inversamente proporzionale alla frequenza [15].

All'interno di questo intervallo di frequenza il motore lavora quindi alla coppia massima  $C_{M\alpha'}$  con corrente rotorica inferiore alla corrente nominale:

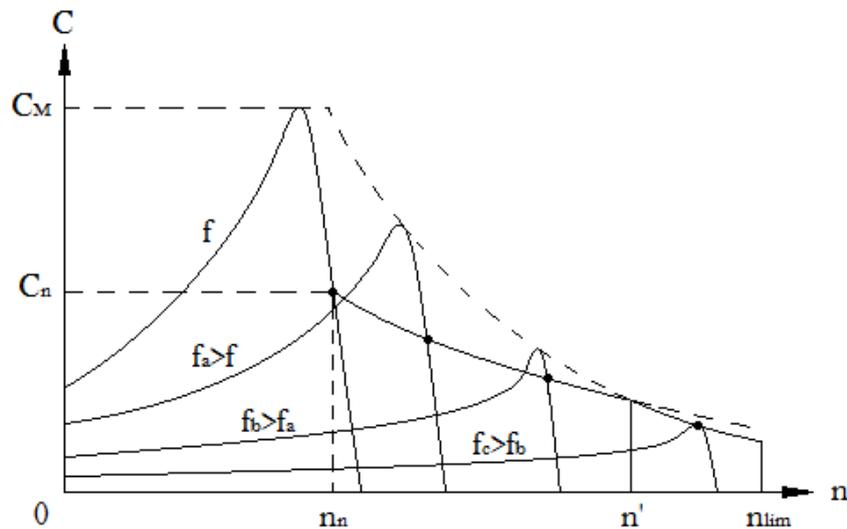


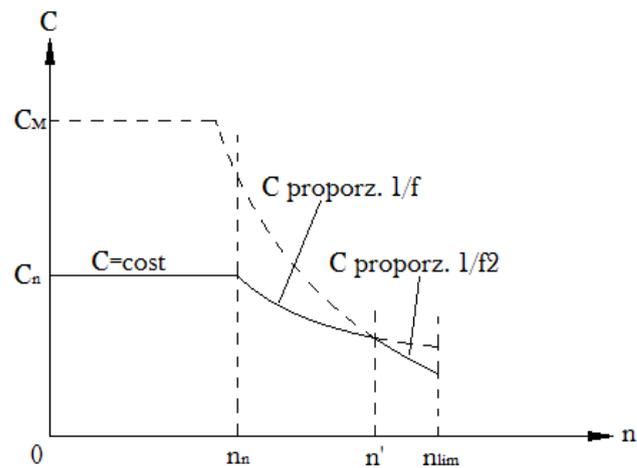
Figura 5.7: effetto dell'incremento della frequenza della tensione di alimentazione sulla caratteristica meccanica di un motore asincrono

### 5.2.4.3 Conclusioni sulla regolazione a frequenza variabile

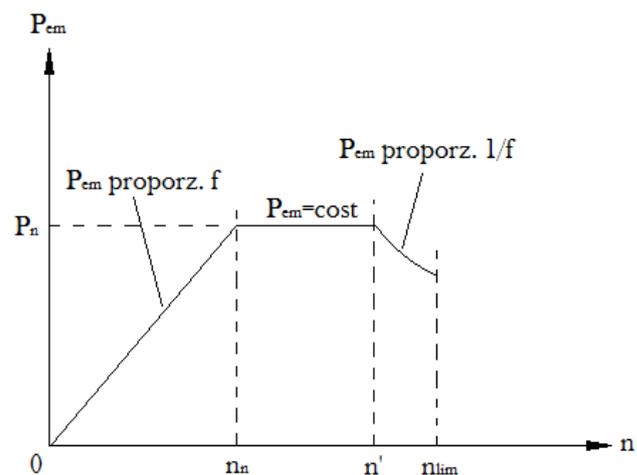
All'interno della regolazione di velocità ottenuta attraverso una variazione della frequenza e della tensione di alimentazione, si possono quindi distinguere tre distinte zone di funzionamento:

- funzionamento a coppia costante: la corrente di magnetizzazione si mantiene costante, e così pure la coppia, mentre la potenza cresce linearmente;
- funzionamento a potenza costante: la tensione non è più aumentata per non danneggiare inverter e motore, la frequenza continua ad aumentare e la corrente di magnetizzazione ed il flusso diminuiscono. La coppia diminuisce secondo un'iperbole, mentre la potenza si mantiene costante;

- funzionamento a potenza decrescente (detto anche a corrente limitata): se la tensione si mantiene costante e la frequenza continua a crescere le reattanze del circuito elettrico del motore si elevano talmente da impedire il passaggio della corrente nominale anche negli avvolgimenti rotorici. La potenza diminuisce secondo  $1/f_\alpha$ , la coppia diminuisce secondo  $1/f_\alpha^2$ .

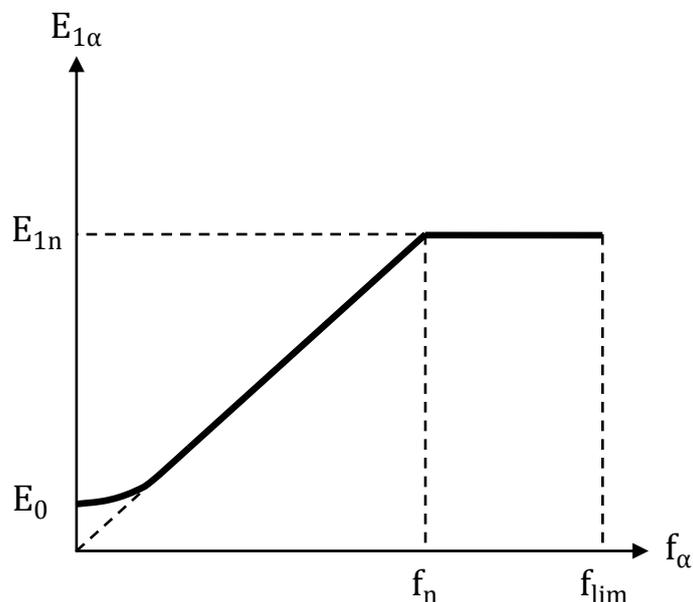


**Figura 5.8:** curva limite della coppia e andamento della coppia massima al variare della velocità per un motore asincrono alimentato a frequenza variabile



**Figura 5.9:** curva limite della potenza al variare della velocità per un motore asincrono alimentato a frequenza variabile

La regolazione di velocità attraverso una variazione di frequenza può allora essere riassunta nel seguente modo:



**Figura 5.10:** strategia di controllo della velocità di un motore asincrono attraverso la regolazione della frequenza e della tensione di alimentazione

Il controllo tensione/frequenza, grazie a:

- la semplicità del suo algoritmo, in quanto basta mantenere il rapporto tensione-frequenza, non ci sono retroazioni da gestire, né implementazione di modelli matematici;
- la sua affidabilità in quanto funziona sempre, a tutte le velocità, nei limiti della coppia disponibile alle varie frequenze di alimentazione;
- l'indipendenza dalle variazioni dei parametri di motore, in quanto non presenta algoritmi di calcolo basati sui parametri elettrici della macchina;

rappresenta ad oggi la tecnica di controllo più utilizzata per l'azionamento di motori asincroni, nonostante l'ampia ricerca degli ultimi decenni su temi relativi ai controlli vettoriali.

### 5.3 I controlli vettoriali

Attualmente gli azionamenti in corrente continua, che in passato hanno dominato il settore degli azionamenti elettrici in relazione alla economicità, semplicità ed affidabilità del relativo sistema di controllo, presentano ancora dei vantaggi, rispetto agli azionamenti in corrente alternata a controllo scalare, nelle applicazioni in cui è richiesta elevata rapidità di risposta. Tali vantaggi derivano essenzialmente dal fatto che nei motori in corrente continua, in relazione all'ortogonalità tra flusso di eccitazione e flusso di armatura (ed alla eventuale presenza degli avvolgimenti compensatori), il flusso di campo non è praticamente influenzato dalla corrente di armatura. Essi risultano quindi naturalmente predisposti per il controllo indipendente della coppia e del flusso, agendo sulla corrente rispettivamente di armatura e di eccitazione.

Invece negli azionamenti in corrente alternata a controllo scalare in cui, oltre alla frequenza, si controlla il modulo della fondamentale della tensione, si interviene contemporaneamente su coppia e flusso, con conseguente sfavorevole influenza sul comportamento dinamico dell'azionamento. Tali azionamenti non sono pertanto adatti per le applicazioni ad alta dinamica (macchine utensili, servomotori, ecc.).

Ecco che le tecniche di regolazione vettoriale permettono di controllare il motore asincrono in coppia, ottenendo prestazioni poco inferiori a quelle dei moderni motori brushless.

Il controllo di scorrimento con alimentazione a corrente impressa rappresenta il più semplice approccio al controllo vettoriale; infatti il dispositivo di controllo dell'azionamento determina i valori desiderati del modulo e della direzione del vettore di corrente. Attualmente è stato praticamente soppiantato dalla tecnica nota come Controllo ad Orientamento di Campo (Field Oriented Control, FOC), che in alcune realizzazioni risulta di poco più complessa del controllo di scorrimento, e attualmente è la tecnica di controllo vettoriale più utilizzata.

Il controllo ad orientamento di campo può essere di due tipi:

- indiretto;
- diretto.

I controlli di tipo predittivo, al contrario del FOC, si propongono di calcolare le tensioni da applicare in funzione direttamente della coppia e del flusso richiesti, senza passare attraverso le correnti [18] [19]. Questo permette di raggiungere il punto di lavoro desiderato in tempi molto brevi; i calcoli al fine di ottenere i vettori di tensione da applicare al motore sono basati sul cosiddetto modello inverso del motore [13].

I principali controlli predittivi sono:

- il Direct Torque Control (DTC);
- il Direct Self Control (DSC).

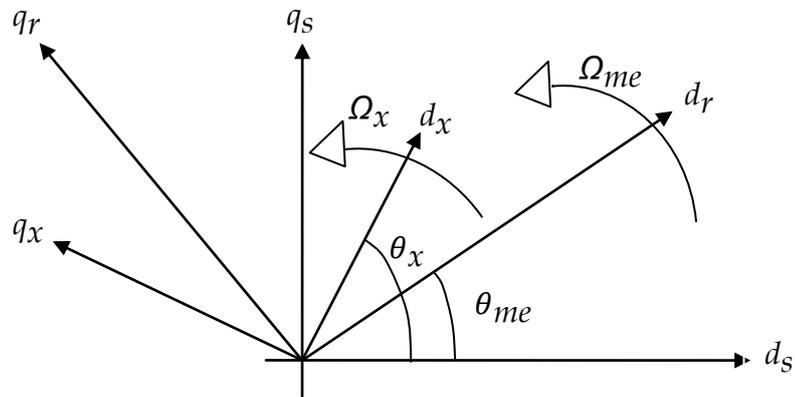
In questo elaborato verrà riportato il controllo vettoriale ad oggi più diffuso: il controllo ad orientamento di campo.

### **5.3.1 Field Oriented Control**

Questa tecnica, attraverso l'individuazione delle due componenti del vettore rappresentativo delle correnti statoriche secondo un opportuno sistema biassiale di riferimento dq ruotante al sincronismo, ci consente di regolare in maniera indipendente la coppia e il flusso della macchina asincrona - come nei motori cc ad eccitazione separata - controllando, indipendentemente tra loro, rispettivamente le due componenti  $I_{sq}$  e  $I_{sd}$ .

L'implementazione del FOC non è però semplice a causa delle necessarie consistenti manipolazioni dei segnali, connesse alle varie trasformazioni matematiche delle correnti statoriche da strutture di riferimento trifasi stazionarie a strutture biassiali dq ruotanti al sincronismo e viceversa [14].

Pertanto, poiché tale pesante impegno computazionale richiede una potenzialità di calcolo molto maggiore di quella necessaria per un controllo scalare, il suo impiego industriale è iniziato solo in connessione allo sviluppo di sistemi di controllo a microprocessori veloci e a basso costo. Nel capitolo precedente abbiamo visto come riferire le grandezze di rotore a un sistema di riferimento dq fisso con lo statore. Risulta ora opportuno, ai fini del controllo ad orientamento di campo, riferire entrambe le equazioni elettriche di statore e di rotore a un generico riferimento  $d_x q_x$  ruotante con velocità  $\Omega_x$  e sfasato, rispetto all'asse diretto di statore, dell'angolo  $\theta_x$ :



**Figura 5.11:** introduzione di un nuovo sistema di riferimento, fisso con la generica grandezza "x"

Riprendendo quindi, dal capitolo precedente, le equazioni (4-22) per l'equazione elettrica di statore e (4-27) per l'equazione elettrica di rotore riportata allo statore, possiamo scrivere una nuova coppia di equazioni riferite al generico sistema di riferimento  $d_x q_x$ :

$$\bar{u}_s^x = R_s \bar{i}_s^x + \frac{d\bar{\lambda}_s^x}{dt} + j\Omega_x \bar{\lambda}_s^x \quad (5-7)$$

$$\bar{u}_r^x = R_r \bar{i}_r^x + \frac{d\bar{\lambda}_r^x}{dt} + j(\Omega_x - \Omega_{me}) \bar{\lambda}_r^x \quad (5-8)$$

Essendo le grandezze di statore note e completamente controllabili, ci

premerà ora studiare l'equazione di rotore. Separando la (5-8) nelle sue componenti "d" e "q", otteniamo:

$$0 = R_r i_{rd}^x + \frac{d\lambda_{rd}^x}{dt} - (\Omega_x - \Omega_{me})\lambda_{rq}^x \quad (5-9)$$

$$0 = R_r i_{rq}^x + \frac{d\lambda_{rq}^x}{dt} + (\Omega_x - \Omega_{me})\lambda_{rd}^x \quad (5-10)$$

Vogliamo tuttavia esprimere le correnti di rotore (indotte) in funzione di quelle di statore (imprese e, quindi, controllabili). A tal fine possiamo sfruttare la relazione che esprime i flussi al rotore. Riprendendo la (4-38) e dividendola nelle sue due componenti, risulta:

$$\lambda_{rd}^x = L_r i_{rd}^x + L_m i_{sd}^x \quad (5-11)$$

$$\lambda_{rq}^x = L_r i_{rq}^x + L_m i_{sq}^x \quad (5-12)$$

Ricavando dalla (5-11) la componente  $i_{rd}^x$ , dalla (5-12) la componente  $i_{rq}^x$  e sostituendole nelle (5-9) e (5-10), si ottiene:

$$0 = \frac{R_r}{L_r} \lambda_{rd}^x - \frac{R_r L_m}{L_r} i_{sd}^x + \frac{d\lambda_{rd}^x}{dt} - (\Omega_x - \Omega_{me})\lambda_{rq}^x \quad (5-13)$$

$$0 = \frac{R_r}{L_r} \lambda_{rq}^x - \frac{R_r L_m}{L_r} i_{sq}^x + \frac{d\lambda_{rq}^x}{dt} + (\Omega_x - \Omega_{me})\lambda_{rd}^x \quad (5-14)$$

Moltiplicando poi la (5-13) per  $\lambda_{rd}^x$ , la (5-14) per  $\lambda_{rq}^x$  e sommando poi le due equazioni membro a membro, si ricava infine:

$$\frac{R_r L_m}{L_r} (\lambda_{rd}^x i_{sd}^x + \lambda_{rq}^x i_{sq}^x) = \frac{R_r}{L_r} (\lambda_{rd}^{x2} + \lambda_{rq}^{x2}) + (\lambda_{rd}^x \frac{d\lambda_{rd}^x}{dt} + \lambda_{rq}^x \frac{d\lambda_{rq}^x}{dt}) \quad (5-15)$$

È immediato ora notare che:

$$\lambda_{rd}^{x2} + \lambda_{rq}^{x2} = |\bar{\lambda}_r^x|^2 = \lambda_r^{x2} \quad (5-16)$$

$$\lambda_{rd}^x \frac{d\lambda_{rd}^x}{dt} + \lambda_{rq}^x \frac{d\lambda_{rq}^x}{dt} = \frac{1}{2} \frac{d\lambda_{rd}^{x2}}{dt} + \frac{1}{2} \frac{d\lambda_{rq}^{x2}}{dt} = \frac{1}{2} \left| \frac{d\bar{\lambda}_r^x}{dt} \right|^2 = \frac{1}{2} \frac{d\lambda_r^{x2}}{dt} \quad (5-17)$$

Le relazioni così introdotte risultano puramente scalari e, sostituite nella (5-15) conducono a:

$$\frac{R_r}{L_r} \lambda_r^{x2} + \frac{1}{2} \frac{d\lambda_r^{x2}}{dt} = \frac{R_r L_m}{L_r} (\lambda_{rd}^x i_{sd}^x + \lambda_{rq}^x i_{sq}^x) \quad (5-18)$$

Come si può intuire, questa sarà l'espressione di base che, una volta elaborata, permetterà il controllo del solo flusso rotorico. La relazione che invece useremo per il controllo della coppia sarà la (4-52):

$$C = \frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_r} (\lambda_{rd}^x i_{sq}^x - \lambda_{rq}^x i_{sd}^x) \quad (4-52)$$

Si noti, tuttavia, come le due equazioni presentino ancora al loro interno entrambe le componenti della corrente statorica; il nostro fine, invece, è quello di associare al controllo del flusso solo  $i_{sd}^x$  (detta corrente di eccitazione) e al controllo di coppia solo  $i_{sq}^x$  (detta corrente di coppia). Ciò potrebbe essere ottenuto solo se fosse:

$$\lambda_{rq}^x = 0 \quad (5-19)$$

ovvero:

$$\lambda_r^x = \lambda_{rd}^x \quad (5-20)$$

In tal caso, dalle (5-18) e (4-52), sarebbe possibile regolare in maniera indipendente il flusso e la coppia della macchina asincrona controllando, indipendentemente tra loro, rispettivamente le componenti diretta e in quadratura della corrente rotorica.

L'unico mezzo possibile per rendere nulla la componente in quadratura del flusso rotorico sarà allora quella di posizionare il vettore spaziale  $\bar{\lambda}_r^x$  giacente sull'asse diretto  $d_x$ ; il generico sistema di riferimento è quindi, in realtà, un sistema di riferimento fisso con il flusso rotorico:

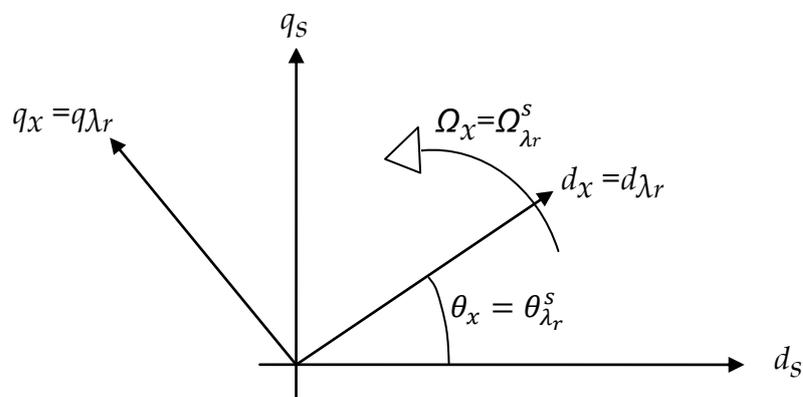


Figura 5.12: sistema di riferimento basato sul vettore spaziale del flusso rotorico

Il punto cardine per l'implementazione del FOC risulta allora la determinazione della posizione del flusso rotorico  $\theta_{\lambda_r}^s$ ; a seconda di come viene calcolata tale posizione, si parlerà di FOC diretto o FOC indiretto [17].

### 5.3.1.1 FOC diretto

Si considerino i vettori spaziali delle tensioni e delle correnti statoriche, ovvero  $\bar{u}_s^s$  e  $\bar{i}_s^s$ . La conoscenza di tali grandezze risulta relativamente semplice: le correnti vengono generalmente misurate, mentre per le tensioni si possono sfruttare i segnali di riferimento. Riprendendo l'equazione (4-22) e integrando per ricavare il flusso statorico, si otterrà:

$$\bar{\lambda}_s^s = \int (\bar{u}_s^s - R_s \bar{i}_s^s) dt \quad (5-21)$$

Ora, isolando la corrente rotorica  $\bar{i}_r^s$  dalla (4-36) e sostituendola nella (4-38) (in cui il generico sistema di riferimento "x" viene ora associato allo statore "s"), si perviene a:

$$\bar{\lambda}_r^s = L_m \bar{i}_s^s + \frac{L_r}{L_m} \bar{\lambda}_s^s - \frac{L_s L_r}{L_m} \bar{i}_s^s = \frac{L_r}{L_m} \left( \bar{\lambda}_s^s - \left( L_s - \frac{L_m^2}{L_r} \right) \bar{i}_s^s \right) = \lambda_r^s e^{j\theta_{\lambda_r}^s} \quad (5-22)$$

La quantità  $L_s - \frac{L_m^2}{L_r} = L_t$  prende il nome di induttanza transitoria di statore e può essere stimata attraverso la misura. Conoscendo  $\bar{\lambda}_s^s$  e potendo misurare le varie induttanze, risulta determinato il flusso  $\bar{\lambda}_r^s$  in modulo e fase e, quindi, anche la sua posizione  $\theta_{\lambda_r}^s$ .

Il principale ostacolo di questo metodo è legato al fatto di non saper garantire elevate efficienze in presenza di velocità basse, questo a causa dell'uso di un filtro passa-basso in sostituzione all'integrale per il calcolo del flusso statorico. Tale dispositivo, infatti, rende questi controlli non adatti ad un funzionamento a bassa frequenza [17].

### 5.3.1.2 FOC indiretto

La maggiore difficoltà per l'impiego del FOC diretto deriva dal sistema utilizzato per il rilievo del modulo e della fase del vettore rappresentativo del flusso concatenato rotorico, in quanto per la sua determinazione è necessario utilizzare particolari sensori ed effettuare accurate manipolazioni dei corrispondenti segnali acquisiti. Per evitare tale problema si può fare ricorso al controllo vettoriale indiretto, più semplice e meno costoso, in quanto la posizione  $\theta_{\lambda_r}^s$  del vettore rappresentativo del flusso rotorico viene determinata in base alla pulsazione rotorica di riferimento (calcolata utilizzando i valori desiderati della coppia e del flusso) e al segnale fornito

dal sensore di velocità.

Riprendiamo quindi in considerazione l'equazione (5-14) riferita all'asse in quadratura del sistema di riferimento solidale alla generica grandezza "x". Abbiamo osservato che, ai fini del completo disaccoppiamento tra controllo di coppia e di flusso è necessario che siano verificate le (5-19) e (5-20). Sostituendo quindi queste ultime due espressioni nella (5-14), si ricava:

$$0 = -\frac{R_r L_m}{L_r} i_{sq}^x + (\Omega_x - \Omega_{me}) \lambda_r^x \quad (5-23)$$

Si noti quindi che, affinché sia vera la (5-19), dovrà essere verificata la (5-23), ovvero basterà scegliere un sistema di riferimento che ruoti alla velocità angolare:

$$\Omega_x = \Omega_{me} + \frac{R_r L_m}{L_r} \frac{i_{sq}^x}{\lambda_r^x} \quad (5-24)$$

Il principale svantaggio connesso all'impiego del FOC indiretto consiste nel fatto che la non esatta conoscenza, istante per istante, dei parametri di macchina e piccoli errori di calcolo comportano una non accurata determinazione del valore di riferimento della pulsazione di scorrimento con allontanamento dalla condizione di disaccoppiamento ideale tra il controllo della coppia e quello del flusso [17].

# Capitolo 6

---

## Simulazione di un sistema di accumulo a fune

### 6.1 Caratteristiche strutturali di un impianto di accumulo a fune

Il Cableway Storage System sfrutta lo stesso principio applicato negli impianti idroelettrici: stoccare energia elettrica sotto forma di energia potenziale gravitazionale che poi viene riconvertita di nuovo in energia elettrica nei momenti in cui se ne ha necessità.

Ai serbatoi presenti nell'idroelettrico (bacini energetici) corrispondono, nell'accumulo a fune, due magazzini, posti uno a monte e uno a valle, adibiti all'immagazzinamento dei carichi trasportati dalla fune. In particolare, nel funzionamento in erogazione di energia i carichi vengono agganciati a monte, nel sito di stoccaggio dell'energia, per poi essere trasportati giù fino a valle, dove vengono sganciati; durante questo processo il sistema a fune fa ruotare una puleggia collegata ad un alternatore che produce energia elettrica da immettere in rete.

Nel funzionamento in accumulo energetico, invece, i carichi vengono prelevati da valle e, tramite lo stesso alternatore, trasportati a monte invertendo il senso di rotazione della puleggia.

La capacità di accumulo è strettamente legata alla capienza dei magazzini a monte e a valle, non presentando il sistema di trasporto in sé alcun vincolo: in generale, possono essere stimati tempi di scarica (e quindi contestuale produzione energetica) pari a circa 3÷5 ore.

Un esempio di produzione energetica da sistemi di accumulo a fune è fornito dall'innovativo impianto RopeCon in Giamaica (costruito da "Doppelmayr Garaventa Group") che combina i vantaggi delle teleferiche con quelli di un nastro trasportatore convenzionale, arrivando a produrre 1300 kWh di

energia frenante ogni giorno.

### **6.1.1 Componenti del sistema**

Le componenti principali di un CSS sono:

- Funivia: funge da sostegno e trasmissione al trasporto dei carichi;
- Carichi: sono le masse trasportate e stoccate, che cedono la loro energia gravitazionale;
- Serbatoi di stoccaggio del materiale;
- Alternatore: prevede un funzionamento sia come motore sia come generatore

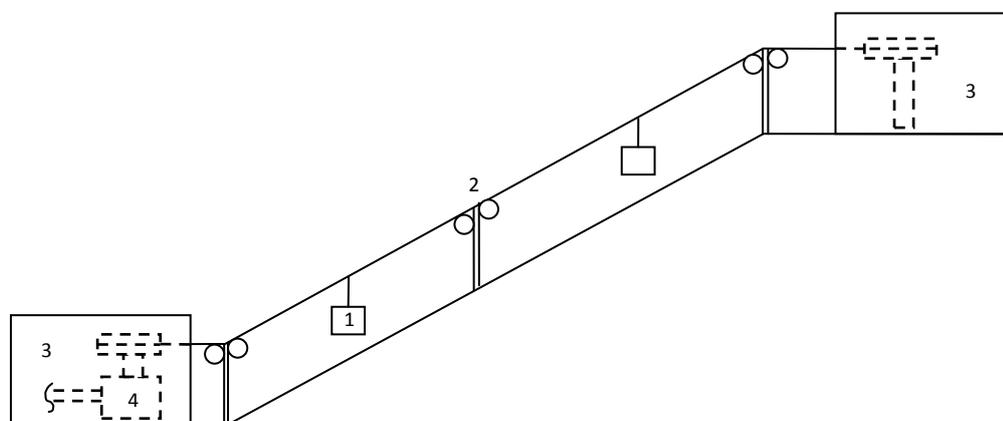
#### **6.1.1.1 La funivia**

L'impianto a fune, come detto, è l'elemento che permette il trasporto dei carichi e la trasmissione dell'energia sia che provenga dal motore, sia che provenga dall'impianto stesso.

Normalmente, la teleferica è un sistema a fune per il sollevamento e il trasporto di merci, solitamente in servizio privato e/o aziendale. Si compone essenzialmente di una o più vie di corsa costituite da altrettante funi tese fra le due stazioni estreme, eventualmente sostenute lungo il tracciato da uno o più sostegni intermedi, forniti di carrelli per agevolare la corsa della fune. Gli impianti vengono classificati in base al numero di funi, potendo essere monofuni, bifuni o trifuni. Nella funivia monofune i compiti di sostegno e trazione sono affidati ad un'unica fune chiusa ad anello fra le sezioni estreme, e il moto può essere a va e vieni oppure continuo o semicontinuo. Nelle bifune e trifune, invece, le funzioni di trazione e di sostegno sono affidate a funi diverse e si avrà quindi una fune traente e una portante; questa caratteristica, conferendo una maggiore resistenza strutturale all'impianto, permette di movimentare carichi più pesanti.

La lunghezza di una teleferica può variare dalle centinaia di metri alle decine di chilometri: la lunghezza della campata della catenaria sospesa tra due sostegni consecutivi dipende dall'entità dei carichi sospesi e dalla resistenza della fune, che solitamente è in acciaio trefolato.

Il sistema a fune viene poi completato da due pulegge, una nella stazione di valle e una in quella di monte, alle quali è collegato l'alternatore elettrico. L'applicazione che verrà analizzata in questa tesi prevede l'uso di un impianto monofune senza sostegni intermedi.



**Figura 6.1:** componenti di un impianto a fune, avendo indicato con (1) i carichi, con (2) la funivia, con (3) i magazzini di monte e di valle e con (4) l'alternatore

### 6.1.1.2 I carichi

I carichi utilizzati in questo impianto possono essere di diverse tipologie e vengono classificati solitamente in due categorie:

- Carichi ad aggancio rapido;
- Carichi ad immissione.

Entrambe le tipologie hanno caratteristiche comuni necessarie per questa applicazione. Posseggono infatti densità elevata (espressa come il rapporto

tra la massa trasportata e il volume occupato) e un basso costo. Vengono utilizzati materiali rocciosi e i loro derivati, che permettono di limitare i costi di investimento dell'impianto, rendendolo economicamente più competitivo. I carichi ad aggancio rapido sono costituiti da blocchi opportunamente preparati, dotati di un sistema di aggancio/sgancio rapido; questi blocchi possono essere creati da colate di calcestruzzo all'interno di stampi, con la possibilità quindi di poter inserire nella colata il sistema di aggancio, saldamente ancorato al masso. Un'altra modalità di preparazione dei carichi ad aggancio rapido è ottenerli da rocce sagomate a cui viene applicato il sistema di sgancio. Il vantaggio di questo carico sta nella densità che si è in grado di raggiungere ( $2000 \text{ kg/m}^3$  per il calcestruzzo,  $2800 \text{ kg/m}^3$  per il marmo compatto) e nella ridotta usura del sistema di scarico. Per contro, questi carichi comportano un costo iniziale maggiore e una soluzione tecnica per l'immagazzinamento più complessa.

I carichi ad immissione, invece, sono chiamati così perché vengono immessi sulla funivia in recipienti prefissati alla fune. I recipienti possono essere costruiti in plastica o metallo a seconda della necessità. La "mass pile" (ovvero la massa trasportata) può essere composta da materiali di piccola pezzatura quali ghiaia, sabbia, polvere, terra, scarti di miniera e tutto ciò che viene recuperato in fase di carico.

Questi materiali si possono trovare già in loco, con una spesa di trasporto e preparazione che è quindi minima; inoltre, non necessitano di un sistema di aggancio in quanto saranno presenti sulla funivia dei recipienti agganciati in modo fisso che vengono riempiti e svuotati da meccanismi automatizzati nelle stazioni di monte e di valle, a seconda delle esigenze.

I vantaggi di questo tipo di carichi sono l'economicità, il poter utilizzare diversi tipi di materiali assieme e una modulazione del carico comandata tramite il grado di apertura delle tramogge. Tuttavia, bisogna tener conto di una minore densità del materiale (intorno ai  $1800 \text{ kg/m}^3$ ) e di una maggiore usura nei sistemi di carico-scarico, soggetti al passaggio del materiale.

### **6.1.1.3 I serbatoi di stoccaggio del materiale**

L'immagazzinamento può essere attuato con diverse tecnologie e differenti metodi, a seconda delle necessità dell'impianto e del tipo di carichi utilizzato. Per i carichi ad immissione verrà prevista una tramoggia, uno spazio di raccolta del materiale per entrambe le stazioni, a cui la fune con i recipienti viene fatta passare sopra per permettere la fase di scarico, e sotto per consentire la fase di carico. Si avrà quindi, in fase di accumulo energetico, il carico del materiale nella stazione di valle, carico che avviene passando sotto la tramoggia. Il materiale può essere così trasportato lungo il pendio, per essere poi rilasciato nella tramoggia a monte. Al contrario, nel funzionamento in generazione energetica il ciclo viene eseguito nel senso opposto.

Mentre il meccanismo di carica è molto semplice, potendo l'apertura delle valvole della tramoggia essere comandata elettronicamente, la fase di scarica può assumere diverse configurazioni: il rilascio del materiale può infatti avvenire per rovesciamento, per diffusione o attraverso l'apertura di apposite valvole controllate elettronicamente o meccanicamente.

Nel caso dei carichi ad aggancio rapido, invece, il sistema per lo stoccaggio in quota del materiale consiste in un nastro trasportatore che posiziona le masse in prossimità della fune da dove, in seguito all'aggancio con la fune stessa, vengono trasportate a valle.

### **6.1.1.4 Il motore**

Per convertire l'energia da elettrica a potenziale gravitazionale (e viceversa) l'impianto necessita di un motore che assolva anche alla funzione di generatore (solitamente asincrono), calettato con l'albero motore della funivia. Il collegamento tra l'impianto a fune e il motore/generatore viene fatto mediante un loop del cavo attorno alla puleggia che trasferisce il moto lineare della fune in energia di rotazione. L'alternatore sarà poi fornito di un sistema di controllo configurato per controllare e gestire la posizione, la

velocità e la direzione dei carichi, ed è quindi in grado di comandare l'accumulo e l'erogazione di energia [11].

## 6.2 Caratteristiche tecniche del CSS studiato

In questo lavoro di tesi è stato simulato il funzionamento di un impianto di accumulo a fune della potenza di 1,8 MW, potendo quindi essere adibito sia per funzioni in "energia" (time-shift e black start), sia (grazie alla sua rapida risposta) per funzioni in "potenza" (regolazione di tensione e frequenza). In particolare, i dati tecnici forniti per la caratterizzazione della funivia sono stati i seguenti:

Raggio della puleggia	3	[m]
Sviluppo in lunghezza	1000	[m]
Sviluppo in altezza	800	[m]
Massa del singolo carico	6.000	[kg]
Distanziamento tra due carichi successivi lungo la fune	170	[m]
Peso della fune	4.500	[kg]
Sezione della fune	2.430	[mm <sup>2</sup> ]
Velocità nominale della funivia	20	[giri/min]

È stata inoltre fornita la curva di coppia meccanica a cui è sottoposto il motore. In particolare, essendo in prima analisi la velocità della puleggia costante e pari al suo valore nominale, la potenza richiesta avrà lo stesso andamento della coppia:

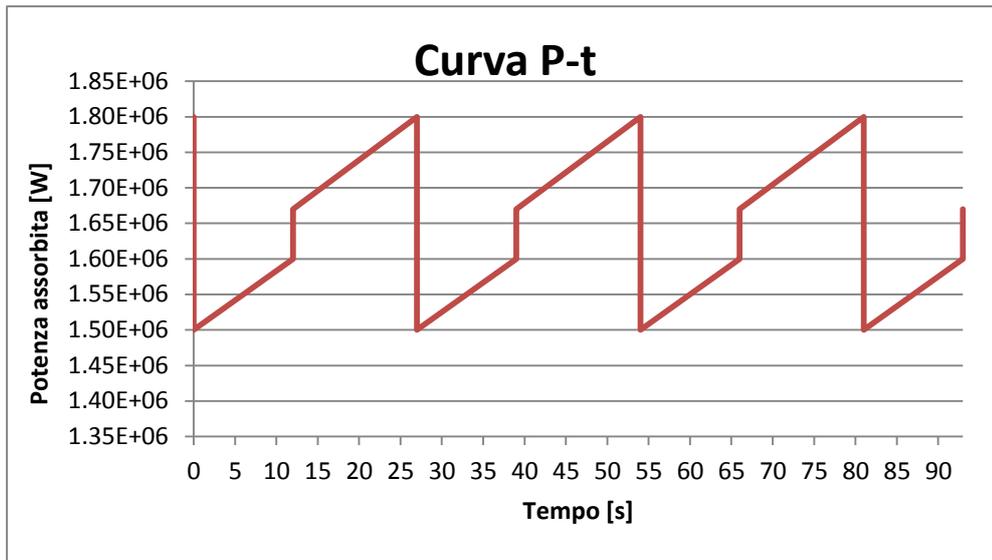


Figura 6.2: potenza richiesta dall'azionamento in funzione del tempo, a velocità costante

### 6.3 Caratteristiche elettriche del circuito implementato per il CSS

Per quanto concerne gli apparati elettrici di potenza utilizzati per la costruzione del sistema di accumulo a fune di questa tesi, essi possono essere riassunti nella seguente figura:

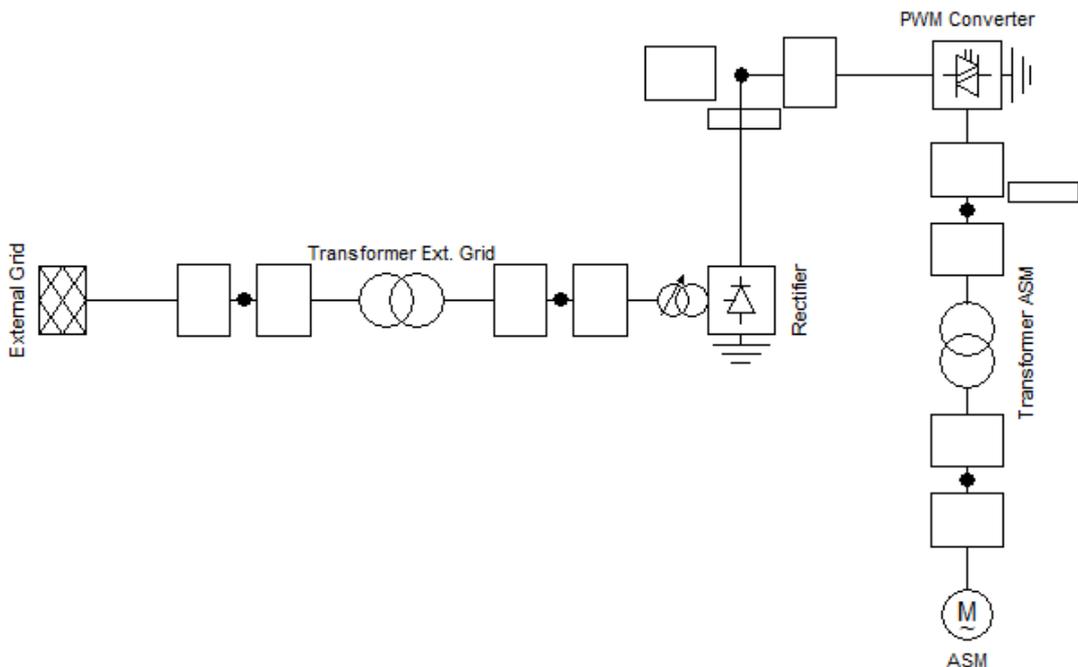


Figura 6.3: schema elettrico del modello utilizzato per lo studio del CSS

Il software utilizzato per lo studio dell'accumulo a fune è stato "DIgSILENT Power Factory", un programma altamente specializzato per l'analisi di sistemi elettrici ed elettronici di potenza: esso consente non solo l'analisi a regime della rete elettrica in oggetto, ma anche l'implementazione di tecniche di controllo per le più svariate finalità.

Si procederà ora a descrivere nel dettaglio i singoli componenti, fornendone i parametri elettrici inseriti nel "case study".

### 6.3.1 "External Grid"

L'"External Grid" non è altro che la rete esterna con la quale è stato alimentato l'intero sistema di accumulo; essa, per consentire un funzionamento regolare dell'impianto a fune, è stata trattata come nodo di saldo ("Slack node"), ovvero quel nodo che permette il bilanciamento delle potenze attive e reattive all'interno della rete al fine di soddisfare determinati vincoli su modulo e fase della tensione di alimentazione. In particolare, la tensione di alimentazione è stata fissata pari a 20 kV, ovvero si è ipotizzato un collegamento del CSS sulla rete di distribuzione (ipotesi realistica se si considera la potenza di 2 MW dell'impianto). I parametri introdotti nella rete esterna di alimentazione risultano i seguenti:

	V (kV)	Energia regolante (MW/Hz)	Potenza di cortocircuito (MVA)	Corrente di cortocircuito (kA)	Costante di tempo di accelerazione (s)
Ext. Grid	20	500	433,0127	12,5	99

**Tabella 6.1:** parametri elettrici dell'External Grid inserita nel progetto

### 6.3.2 “Transformer Ext. Grid” e “Transformer ASM”

I trasformatori “Transformer Ext. Grid” e “Transformer ASM” consentono l’abbassamento della tensione a valori tollerabili per i convertitori elettronici di potenza, il primo, e il successivo innalzamento della tensione per l’alimentazione del motore asincrono, il secondo.

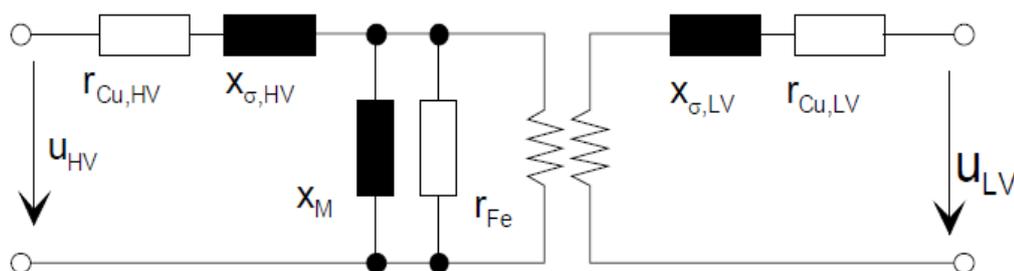


Figura 6.4: schema monofase equivalente del trasformatore trifase a due avvolgimenti utilizzato in DIgSILENT

I dati inseriti nel programma di calcolo per la caratterizzazione dei due trasformatori sono stati i seguenti, considerando che, visti i livelli di tensione a cui sono sottoposti, gli avvolgimenti primario e secondario saranno collegati secondo la configurazione Dyn11:

	Tensione primario - secondario (kV)	Potenza dimensionamento (MVA)	Tensione di cortocircuito (%)	Perdite nel rame (kW)	Corrente a vuoto (%)	Perdite a vuoto (kW)
Transf. Ext. Grid	20 - 1	2.5	6	20	0.001	0.1
Transf. ASM	6 - 0.4	2.5	6	20	0.001	0.1

Tabella 6.2: parametri elettrici dei due trasformatori inseriti nel progetto

### 6.3.3 "Rectifier"

Il raddrizzatore "Rectifier" è stato usato per la conversione della tensione da alternata a continua e permetterne così il controllo da parte dell'inverter. In particolare, viste le elevate potenze in gioco, non è stato inserito un semplice raddrizzatore a diodi, ma a tiristori, in modo da garantire una tensione continua di 1 kV all'ingresso dell'inverter (a fronte di variazioni della tensione sul secondario del trasformatore "Transformer Ext. Grid").

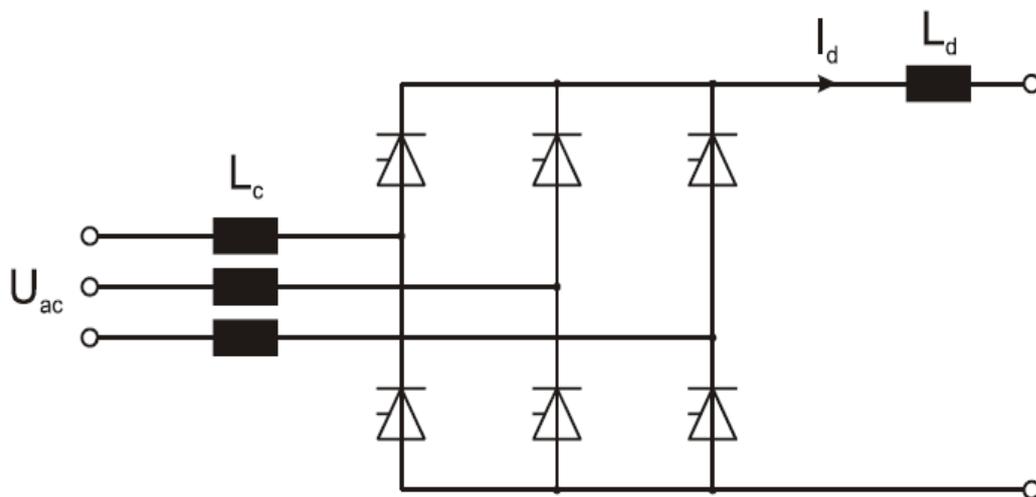


Figura 6.5: schema del raddrizzatore trifase a tiristori utilizzato nel progetto

I parametri elettrici inseriti nel modello del raddrizzatore sono quelli riportati nella tabella seguente:

	Tensione lato DC (kV)	Potenza dimensionamento (MVA)	Tipo di convertitore Diodi - Tiristori
"Rectifier"	1	2.5	Tiristori

Tabella 6.3: parametri elettrici del raddrizzatore inserito nel progetto

### 6.3.4 "PWM Converter"

L'inverter "PWM Converter" è il cuore del sistema di controllo dell'accumulo a fune, in quanto permette la modulazione delle grandezze di alimentazione dell'azionamento asincrono. In particolare, esso viene usato per convertire la tensione continua fornita in uscita dal raddrizzatore in una terna trifase di tensioni sinusoidali di frequenza e ampiezza desiderate.

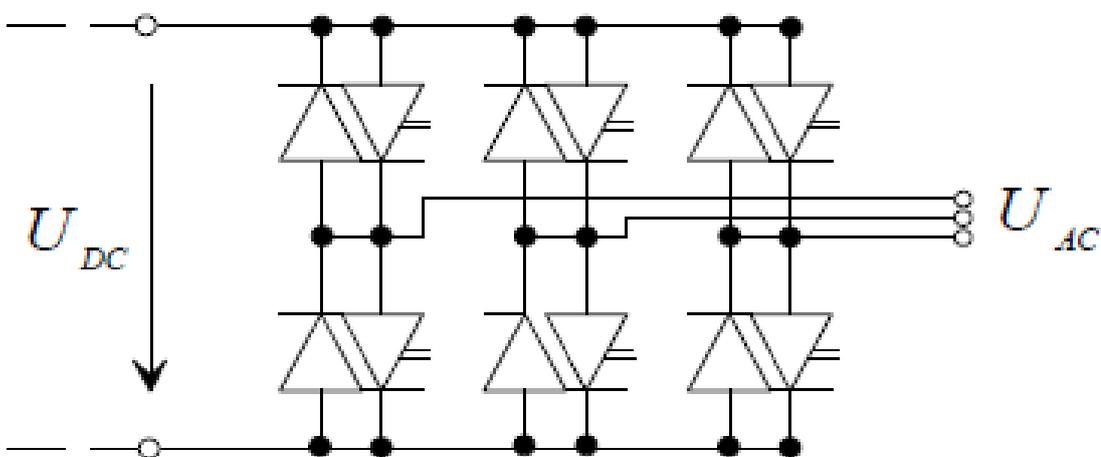
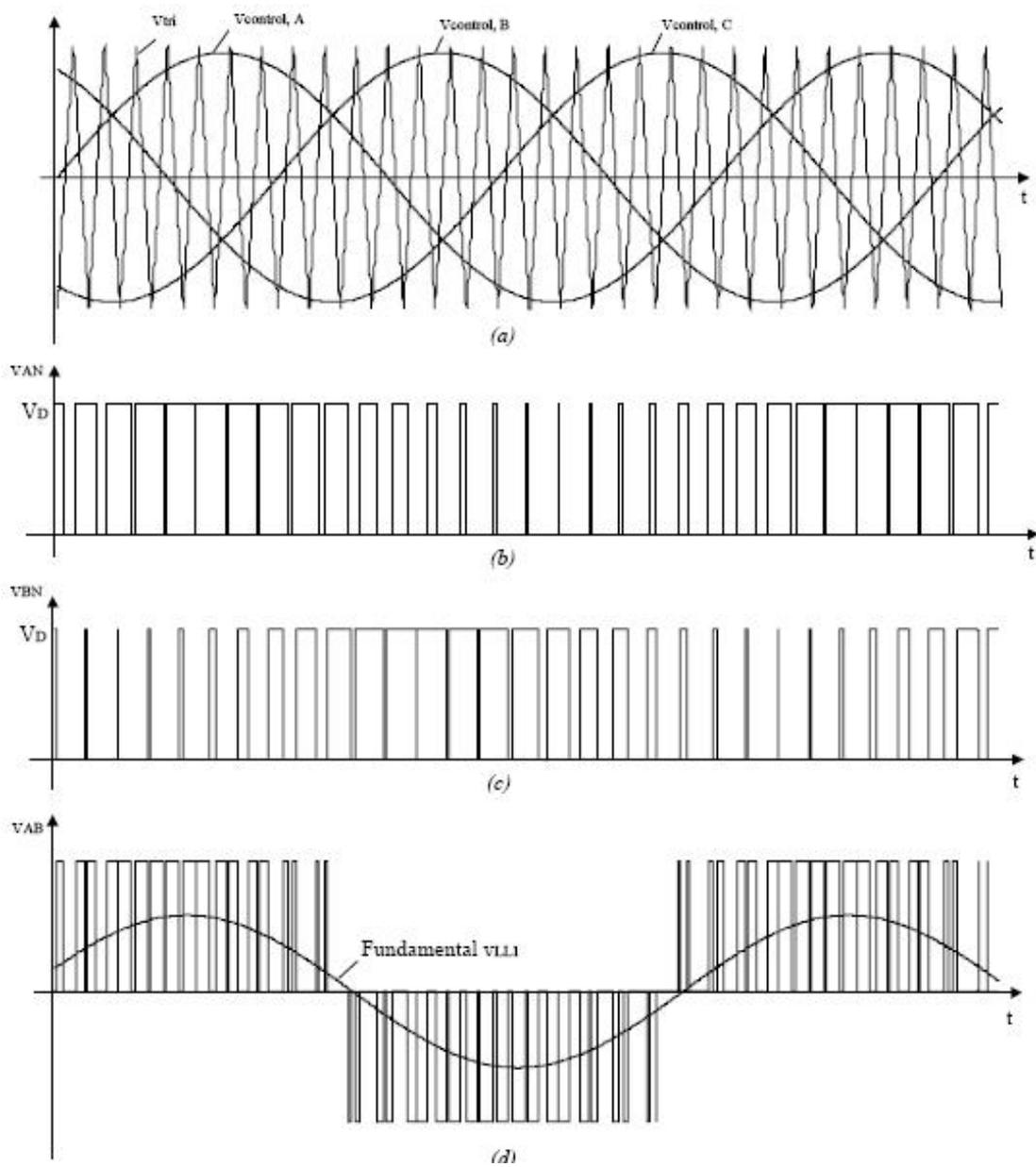


Figura 6.6: schema dell'inverter trifase utilizzato nel progetto

Il controllo dell'inverter inserito nell'impianto viene effettuato mediante la tecnica PWM ("Pulse Width Modulation"): al fine di ottenere in uscita un sistema trifase di tensioni quanto più equilibrate e sinusoidali, una forma d'onda triangolare (detta "portante"), di valore massimo  $V_{trian}$  e di frequenza  $f_s$ , viene confrontata con tre tensioni sinusoidali di controllo (onde dette "modulanti") sfasate tra loro di  $120^\circ$  e aventi la frequenza di uscita desiderata; in base al confronto (eseguito da un comparatore) tra l'onda triangolare e le tre onde sinusoidali, verranno comandati gli interruttori dell'inverter:



**Figura 6.7:** principio di funzionamento della logica PWM in un convertitore trifase

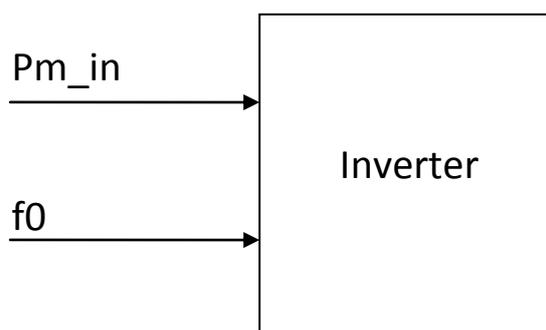
Per quanto riguarda invece i dati inseriti nel software per la caratterizzazione dell'inverter, essi risultano essere i seguenti:

	Tensione lato AC (kV)	Potenza dimensionamento (MVA)	Impedenza cortocircuito (%)	Perdite rame (kW)	Perdite a vuoto (kW)
“PWM Converter”	0.4	2.5	12	188	0.5

**Tabella 6.4:** parametri elettrici dell’inverter inserito nel progetto

Si noti dalla Tabella 6.4 come le perdite introdotte nel blocco che modella l’inverter siano insolitamente alte per un convertitore da 2.5 MVA; questo è dovuto unicamente al fatto di aver inserito in tali voci anche le perdite dovute al raddrizzatore (che in DIgSILENT viene assunto ideale e, quindi, privo di un apposito blocco per l’inserimento delle perdite stesse).

Viste le finalità a cui sarà soggetto lo schema di controllo (ovvero la regolazione della velocità del motore asincrono), in questo elaborato l’inverter verrà controllato attraverso l’ampiezza e la frequenza della tensione di alimentazione desiderata per l’azionamento della funivia:



**Figura 6.8:** modalità di controllo dell’inverter trifase in DIgSILENT, dove  $P_{m\_in}$  e  $f_0$  sono, rispettivamente, il modulo e la frequenza della tensione desiderata

### 6.3.5 “ASM”

Il motore asincrono trifase “ASM” è l’azionamento che permette il moto della fune della funivia e, quindi, dei carichi dal magazzino di valle a quello di monte. Come già detto sopra, tale azionamento, in realtà, dovrebbe

prevedere anche il funzionamento da generatore per l'erogazione nella rete di distribuzione dell'energia precedentemente immagazzinata. In questo elaborato di tesi, invece, si è studiato il solo funzionamento da motore dell'alternatore, andando ad effettuare le regolazioni richieste in rete senza l'immissione di potenza, ma semplicemente modulando, attraverso un controllo di velocità, la potenza assorbita dal motore durante il trasporto verso monte dei carichi.

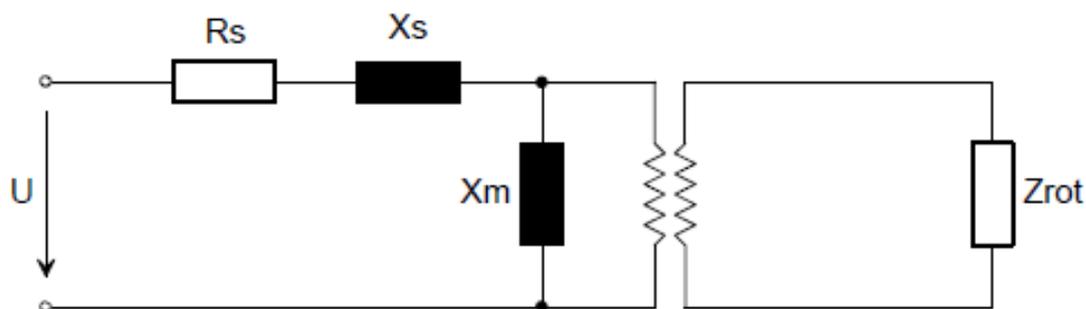


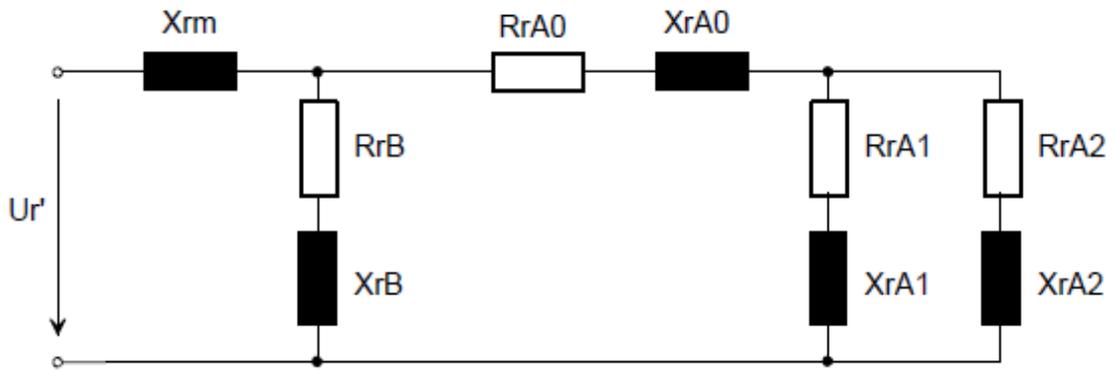
Figura 6.9: circuito monofase equivalente del motore asincrono trifase inserito nel progetto

I parametri elettrici inseriti per la descrizione del motore utilizzato all'interno del software sono i seguenti:

	Tensione alim. (kV)	Potenza meccanica nominale (kW)	Fattore potenza	Rendimento nominale (%)	Velocità nominale (rpm)	Numero coppie polari	Inerzia (kgm <sup>2</sup> )
"ASM"	6	1.800	0.92	97	1.495	2	230

Tabella 6.5: parametri elettrici del motore asincrono trifase inserito nel progetto

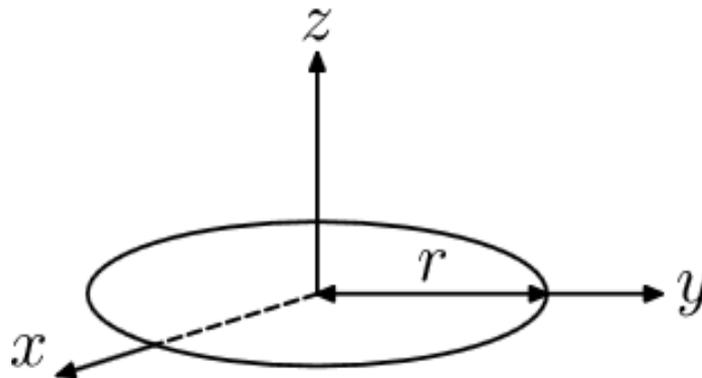
Per il motore "ASM", inoltre, è stato scelto un rotore a doppia gabbia, in grado di garantire un ottimo spunto all'avviamento e un elevato rendimento a regime:



**Figura 6.10:** circuito monofase equivalente del rotore a doppia gabbia presente nel modello del motore "ASM"

Il valore inerziale inserito nell'azionamento, pari a  $230 \text{ kgm}^2$ , è stato ottenuto considerando i parametri geometrici e strutturali della funivia, oltre al motore in sé; in particolare, per quanto riguarda la componente inerziale dovuta al carico, il sistema funivia + carichi è stato approssimato con il calcolo del momento d'inerzia relativo a una circonferenza sottile di raggio "r" e massa "m" (che dovrebbe simulare il comportamento della puleggia):

$$I_z = mr^2 \quad (6-1)$$



**Figura 6.11:** ipotesi semplificativa utilizzata per il calcolo del momento d'inerzia del sistema funivia + carichi

Infine, per quanto concerne la coppia applicata all'albero motore, in DIgSILENT essa dovrà essere inserita appositamente attraverso il "Motor Driven Machine" ("MDM"): tale blocco, richiedendo in ingresso la velocità (in per unità) fornita dal motore e fornendo in uscita il valore della coppia applicata all'albero (sempre in p.u.), consente la costruzione della caratteristica meccanica del carico:

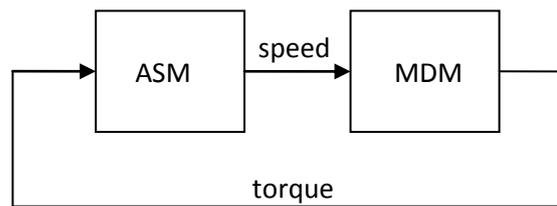


Figura 6.12: costruzione della caratteristica meccanica del carico

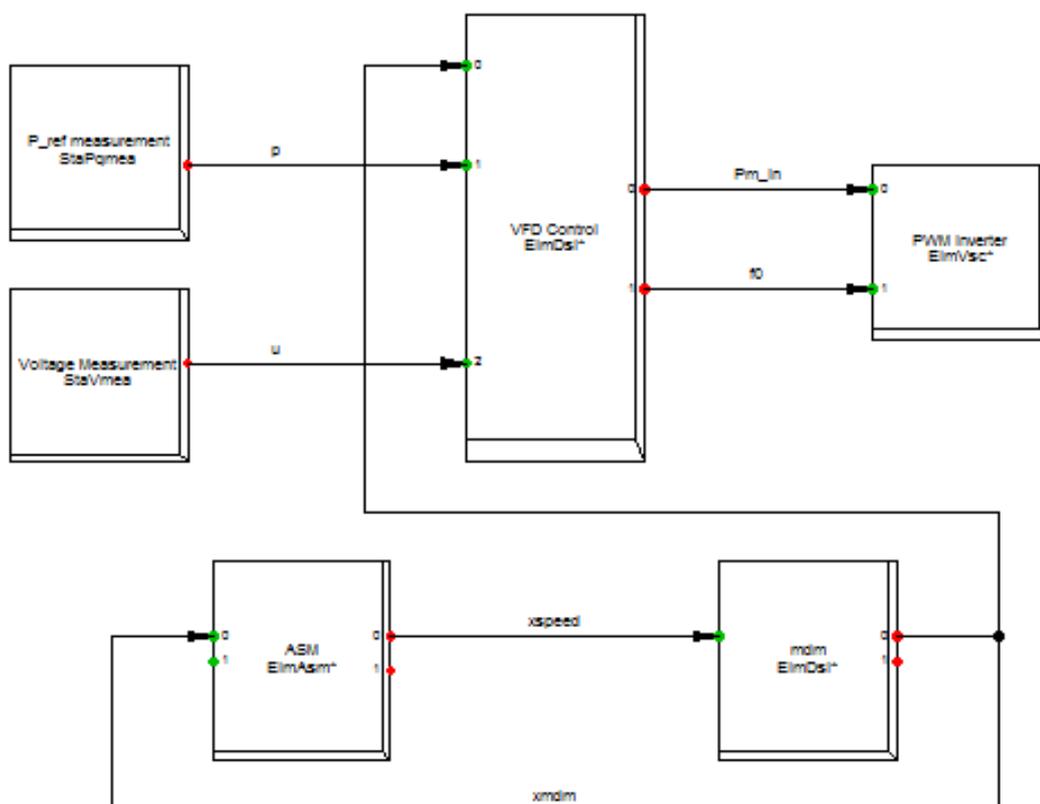
#### 6.4 Costruzione del controllo del motore asincrono trifase

Il presente lavoro di tesi, finalizzato al controllo del motore asincrono di un impianto di accumulo a fune, ha avuto come obiettivo primario la regolazione della potenza attiva assorbita dalla rete di distribuzione attraverso la gestione della velocità dell'azionamento. In particolare, lo studio effettuato può essere suddiviso in due parti:

- Costruzione della caratteristica meccanica del carico;
- Costruzione del controllo di velocità del motore.

Gli schemi di controllo in DIgSILENT vengono realizzati utilizzando due diverse funzioni: la prima viene definita Composite Model e serve per costruire il livello (o i livelli, in caso di controlli molto annidati) più alto dello schema a blocchi. Il Common Model, invece, serve per costruire il livello più basso dello schema a blocchi del controllo.

Il Composite Model dello schema di controllo del motore asincrono per la gestione del funzionamento del motore è rappresentato nella figura seguente:



**Figura 6.13:** Composite Model del controllo di velocità del motore asincrono

Nel Composite Model di Figura 6.13 si possono distinguere due blocchi di misura:

- “P\_ref measurement”, per la misura della potenza attiva nel nodo di connessione dell’impianto con la rete di distribuzione;
- “Voltage measurement”, per la misura della tensione nel nodo di alimentazione del motore “ASM”.

Vi sono poi due blocchi “ElmDsl\*”, ovvero blocchi costruiti con il linguaggio “Dsl” (“DigSilent Simulation Language”) che presentano al loro interno un Common Model:

- “mdm”, che contiene la caratteristica meccanica del carico;
- “VFD Control”, che descrive il controllo dell’inverter.

Infine, sono presenti altri due blocchi che permettono di interfacciare la parte di controllo con gli elementi della rete elettrica:

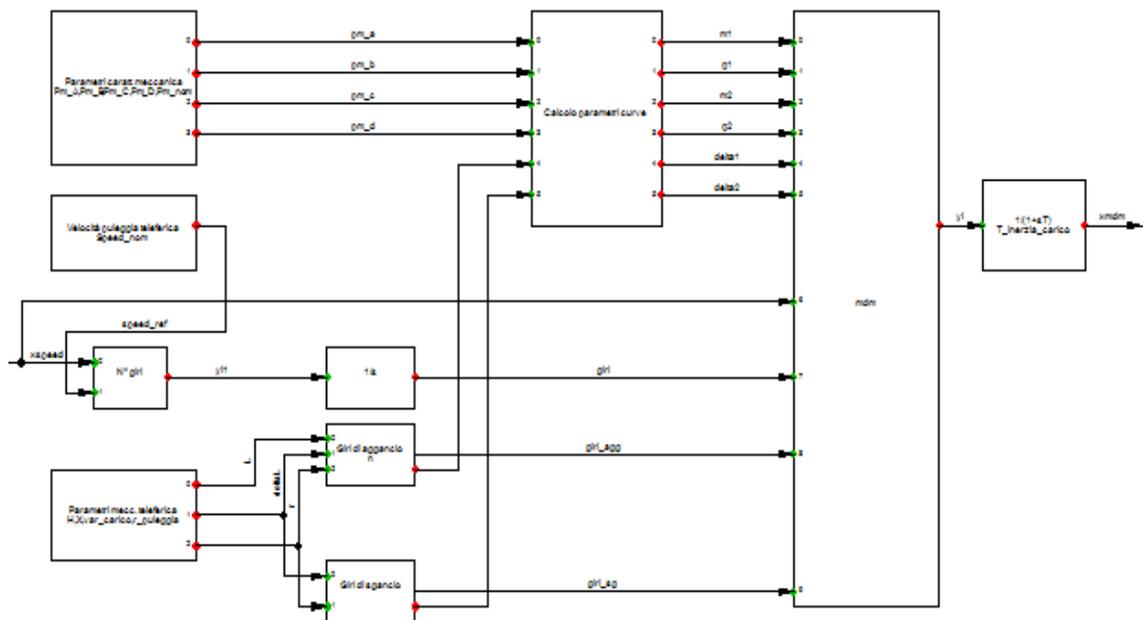
- “ASM”, che si interfaccia al motore asincrono trifase “ASM”;
- “PWM Inverter”, che si collega nella rete all’inverter “PWM Converter”.

A questo punto possiamo passare all’analisi della metodologia con cui è stato costruito il modello per il controllo dell’inverter.

#### **6.4.1 Costruzione della caratteristica meccanica del carico**

Il primo passo affrontato nella costruzione del modello del CSS è stato la definizione della caratteristica meccanica del carico.

Inizialmente, la funivia era prevista con funzionamento a velocità costante, per cui la curva coppia-velocità poteva essere rappresentata a tutti gli effetti come una curva coppia-tempo; la successiva necessità di regolare la velocità istante per istante, tuttavia, ha reso indispensabile l’esigenza di rappresentare la curva di carico in funzione del numero di giri del motore asincrono, e non soltanto del tempo:



**Figura 6.14:** Common Model del “Motor Driven Machine” per la costruzione della curva di coppia del carico

Proprio come anticipato sopra, il “Motor Driven Machine” richiede che venga fornita al suo ingresso la velocità in p.u. (“*xspeed*”), per poi mandare in uscita, verso l’azionamento asincrono, il corrispondente valore di coppia relativa (“*xmdm*”).

La caratteristica meccanica del carico, calcolata nel blocco “*mdm*”, è stata definita attraverso l’introduzione dei parametri geometrici della funivia elencati precedentemente; è così stato calcolato il numero di giri in corrispondenza del quale avviene l’aggancio (nel magazzino a valle) e lo sgancio (nel magazzino a monte) dei carichi trasportati. Introducendo poi le potenze richieste nel funzionamento iniziale a velocità costante e comparando i giri di aggancio e sgancio con l’integrale della velocità (ovvero con il numero di giri compiuti dal motore), è stato quindi possibile creare una famiglia di caratteristiche statiche in grado di simulare il comportamento dei carichi trasportati dal sistema di trazione a fune.

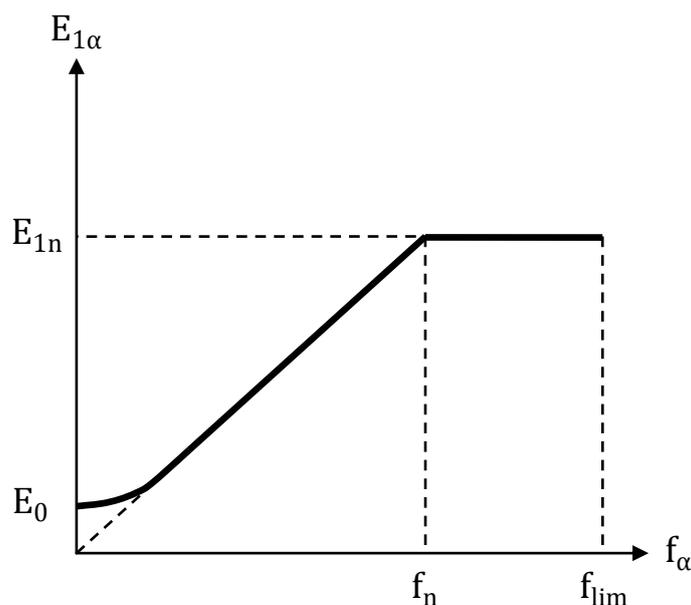
Infine, prima dell’invio della coppia “*xmdm*” al motore “*ASM*”, è stato introdotto un filtro passa basso, distinto da un’opportuna costante di tempo

“T\_inerzia\_carico”, al fine di rendere più “dolci” e più realistiche le rampe in corrispondenza agli istanti di aggancio e sgancio dei carichi.

#### 6.4.2 Costruzione del controllo di velocità del motore

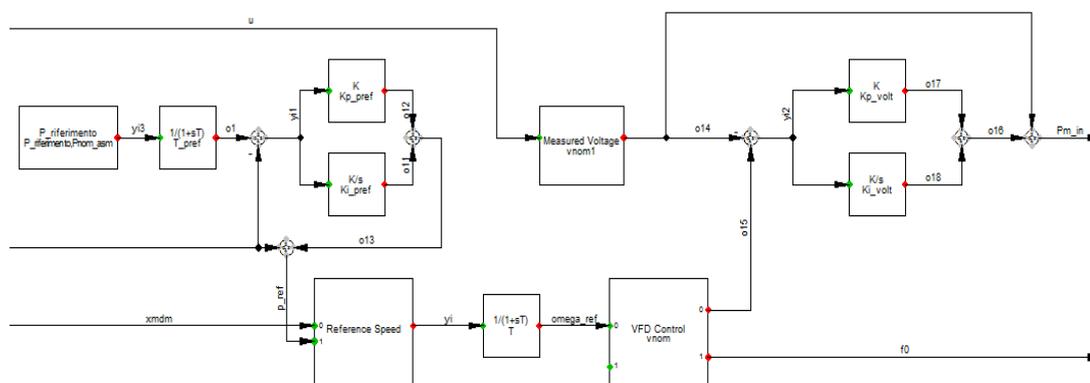
Dopo aver completato la definizione della curva di coppia della funivia, è stato modellizzato il controllo dell’inverter, finalizzato alla regolazione della velocità del motore.

Tra tutti i controlli di velocità dei motori a induzione elencati nel capitolo 5, si è scelto di usare il controllo scalare a frequenza variabile: esso, infatti, oltre ad essere computazionalmente più leggero dei più recenti controlli ad orientamento di campo, permette di mantenere elevato il rendimento della macchina, nei differenti punti della curva statica in cui essa si trova a lavorare. La tecnica implementata sarà allora la regolazione a  $V/f$  costante, in grado di evitare spiacevoli fenomeni di saturazione del nucleo ferromagnetico del motore, qualora la frequenza scendesse al di sotto del suo valore nominale:



**Figura 6.15:** strategia di controllo della velocità di un motore asincrono attraverso la regolazione della frequenza e della tensione di alimentazione

Il Common Model utilizzato per la realizzazione del controllo di velocità del motore asincrono viene riportato nella figura seguente:



**Figura 6.16:** Common Model del “VFD Control” per la costruzione del controllo di velocità del motore “ASM”

Attraverso la comparazione tra la potenza di riferimento “Pri $r$ ” desiderata e la potenza misurata dal blocco “P $_ref$  measurement” precedentemente descritto, e il successivo confronto con il valore di coppia “xmdm” a cui sta lavorando l’azionamento, viene ricavata la velocità che la macchina asincrona dovrà presentare per soddisfare alle richieste (blocco “Reference Speed”).

Nel successivo blocco “VFD Control”, invece, viene implementata la vera e propria regolazione a frequenza variabile, definendo i valori di tensione (“P $m\_in$ ”) e di frequenza (“f $0$ ”) che andranno immessi nell’inverter.

Nel Common Model di Figura 6.16 sono inoltre riportate due retroazioni:

- Una prima retroazione è relativa alla potenza attiva assorbita nel nodo di connessione del CSS con la rete di distribuzione, utilizzata per tener conto di tutte le perdite presenti tra tale nodo e il motore a induzione;

- Una seconda retroazione, invece, riporta la tensione misurata nel nodo di alimentazione dell'azionamento: in questo modo vengono conteggiate e bilanciate le cadute di tensione che occorrono tra l'inverte e il motore (dovute esclusivamente, nel circuito costruito, al trasformatore "Transformer ASM").

Le retroazioni sono state controllate attraverso dei semplici regolatori PI; per la determinazione delle costanti proporzionale ed integrale si è fatto uso del cosiddetto metodo di Ziegler-Nichols, un modello semi-empirico che non richiede una rappresentazione matematica del progetto in analisi. Più precisamente, esso è un algoritmo finalizzato alla ricerca del "guadagno critico", ovvero il guadagno proporzionale che porta il sistema a lavorare in condizioni di instabilità. I passi da eseguire sono i seguenti:

- Le azioni integrale e derivativa vengono inizialmente annullate;
- Il guadagno proporzionale del regolatore viene gradualmente aumentato, fino a raggiungere un funzionamento instabile del sistema;
- Il guadagno proporzionale per cui il controllo si trova a lavorare in condizioni di criticità è chiamato "guadagno critico  $K_u$ ";
- Il periodo delle oscillazioni ottenute con il guadagno critico è detto "periodo critico  $P_u$ ";
- Secondo la seguente tabella, si determinano le costanti per i controllori P, PI e PID:

	$K_p$	$K_i$	$K_d$
P	$0.50 \cdot K_u$	-	-
PI	$0.45 \cdot K_u$	$1.2 \cdot K_p / P_u$	-
PID	$0.60 \cdot K_u$	$2 \cdot K_p / P_u$	$K_p \cdot P_u / 8$

**Tabella 6.6:** calcolo dei guadagni dei regolatori P,I e D attraverso il metodo di Ziegler - Nichols

Sfruttando quindi il metodo empirico di taratura dei regolatori introdotto dai due tecnici intorno al 1942, si è giunti alla seguente valutazione dei guadagni:

	$K_p$	$K_i$	$K_d$
Retroazione potenza	2.3625	43.615	-
Retroazione tensione	0.2295	11.016	-

**Tabella 6.7:** valore dei guadagni introdotti nei regolatori del progetto

## 6.5 Simulazione del CSS studiato

Si procederà ora all'analisi dettagliata del funzionamento del sistema di accumulo rappresentato in questa tesi. In particolare, verranno dapprima effettuate le simulazioni del sistema di accumulo privo di controllo di velocità del motore asincrono (funzionante perciò come semplice funivia); quindi verranno evidenziate le differenze e le potenzialità sfruttabili in seguito all'introduzione dell'apparato di controllo.

### 6.5.1 Simulazione del CSS privo di controllo

Analizziamo, dapprima, il comportamento a regime dell'accumulatore, supposto funzionante alla potenza nominale di 1,8173 MW e privo del controllo di velocità. È quindi stato semplicemente introdotto il Common Model "mdm" adibito alla costruzione della caratteristica meccanica del carico, lasciando che il motore asincrono rispondesse in maniera autonoma alle variazioni di carico negli istanti di aggancio e sgancio:

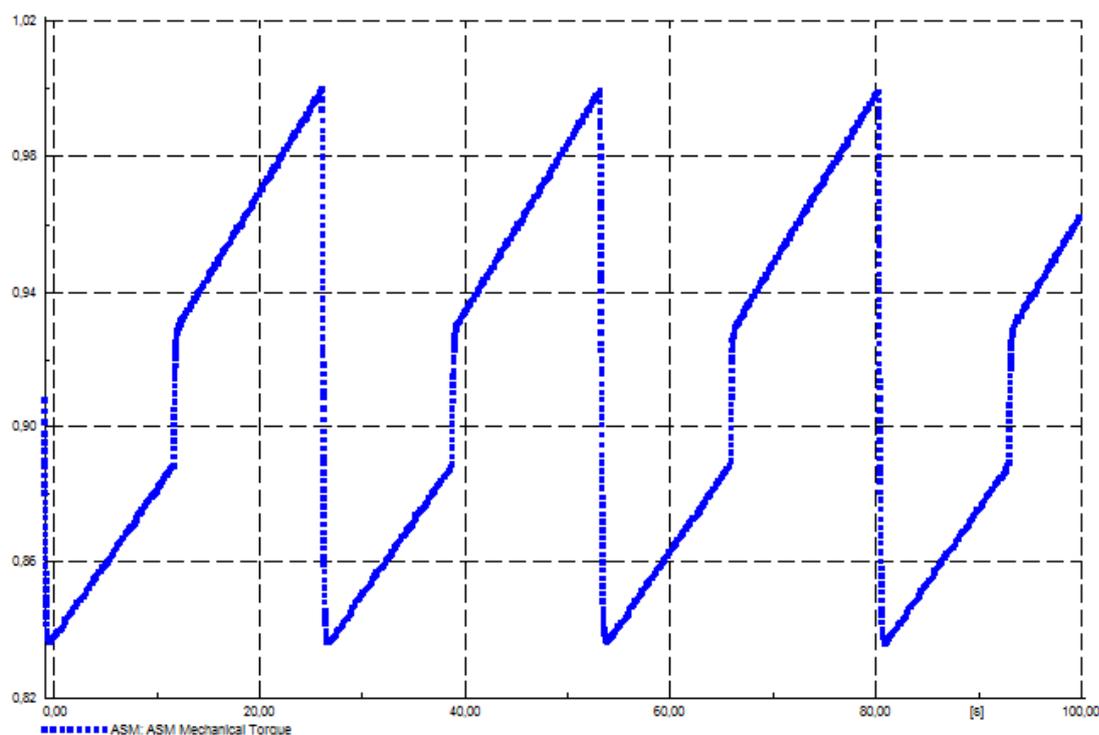
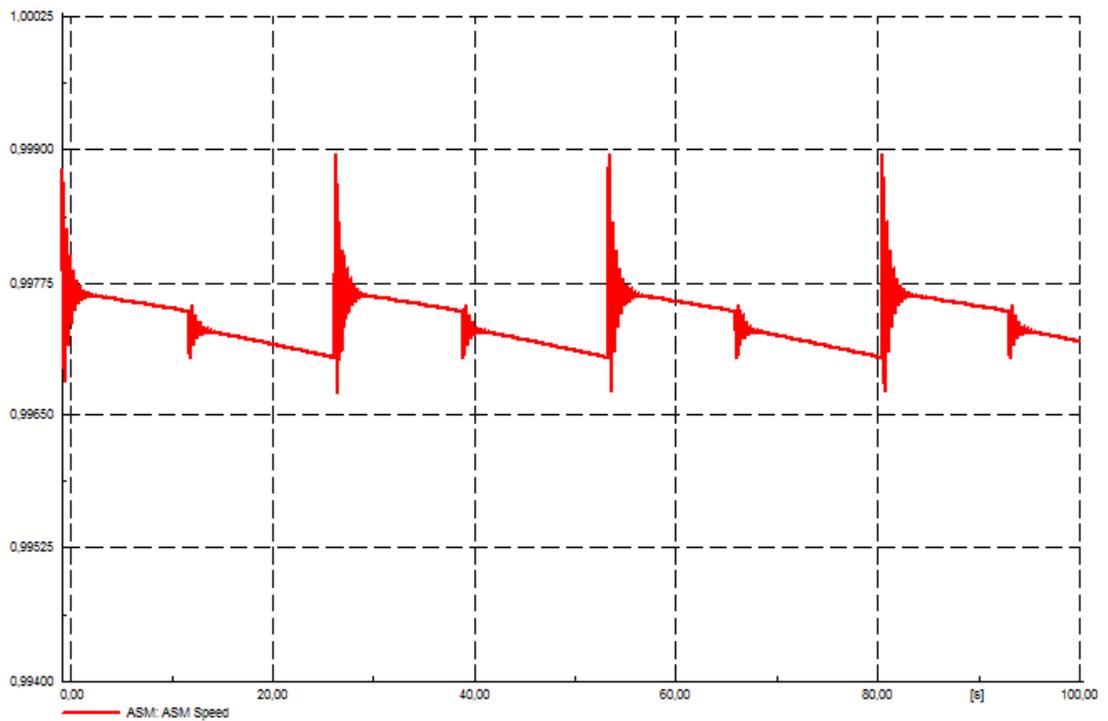
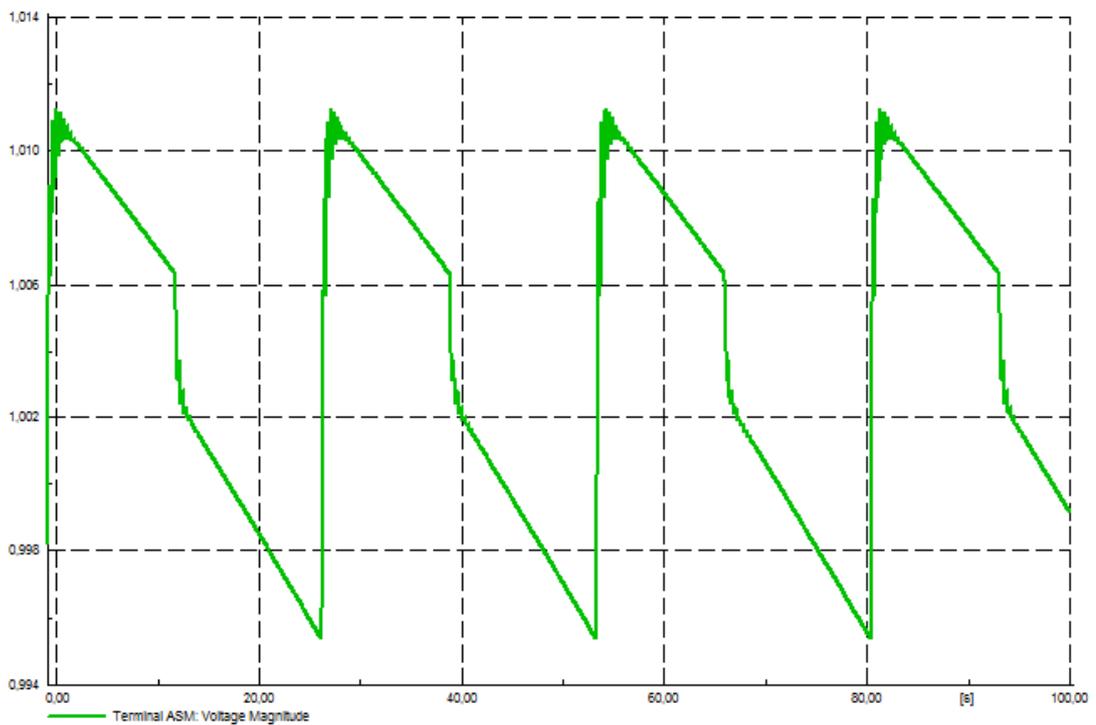


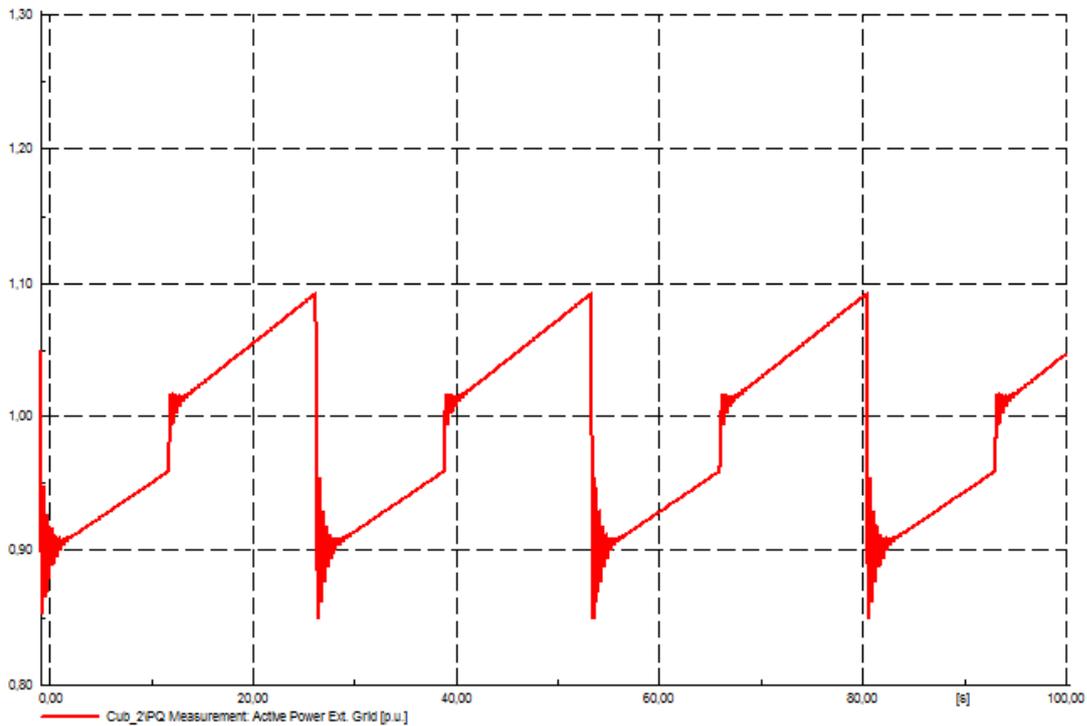
Figura 6.17: caratteristica meccanica del carico del sistema di trazione a fune (in p.u.)



**Figura 6.18:** velocità (in p.u.) dell'azionamento asincrono, in risposta alle variazioni del carico, senza il controllo di velocità



**Figura 6.19:** tensione (in p.u.) al nodo di alimentazione del motore asincrono, senza il controllo di velocità



**Figura 6.20:** potenza attiva (in p.u.) assorbita dalla funivia nel punto di accoppiamento alla rete di distribuzione, senza il controllo di velocità

Come si può osservare dal confronto tra le figure 6.17 e 6.20, la potenza attiva assorbita dal nodo di connessione del sistema di trazione a fune alla rete di distribuzione segue praticamente l'andamento della caratteristica meccanica del carico. La curva di Figura 6.18, invece, mostra come la velocità del motore asincrono trifase possa essere ritenuta mediamente costante, nonostante le naturali oscillazioni in seguito all'aggancio e allo sgancio delle masse connesse alla funivia.

### 6.5.2 Simulazione del CSS provvisto di controllo

Passiamo ora all'analisi delle simulazioni eseguite introducendo il sistema di controllo di velocità dell'azionamento asincrono trifase all'interno del modello del CSS. L'obiettivo di questo regolatore è il completo controllo della potenza attiva assorbita dalla rete di distribuzione, tale da consentire un'eventuale regolazione di tensione e di frequenza della rete di alimentazione, in modo tale da bilanciare eventuali squilibri in rete,

specialmente in reti elettriche attive, riportando grandezze primarie come tensione e frequenza all'interno dei valori ammessi e previsti dalla norma italiana CEI 0-16.

Nelle seguenti simulazioni (che partono sempre da un assorbimento iniziale di 1,8173 MW, pari alla potenza nominale del motore) sono stati inseriti, in particolare, due eventi di variazione della potenza attiva assorbita:

- Il primo evento, fissato al tempo  $t=50$  s, prevede un aumento quasi a gradino (utilizzando un LPF con costante di tempo sufficientemente bassa, pari a circa 50 ms) della potenza richiesta dal sistema di accumulo. La nuova potenza di riferimento viene fissata pari a 2 MW;
- Il secondo evento, generato al tempo  $t=110$  s, identifica invece un'improvvisa diminuzione del setpoint di potenza, che passa dal precedente valore di 2 MW a 1,6 MW.

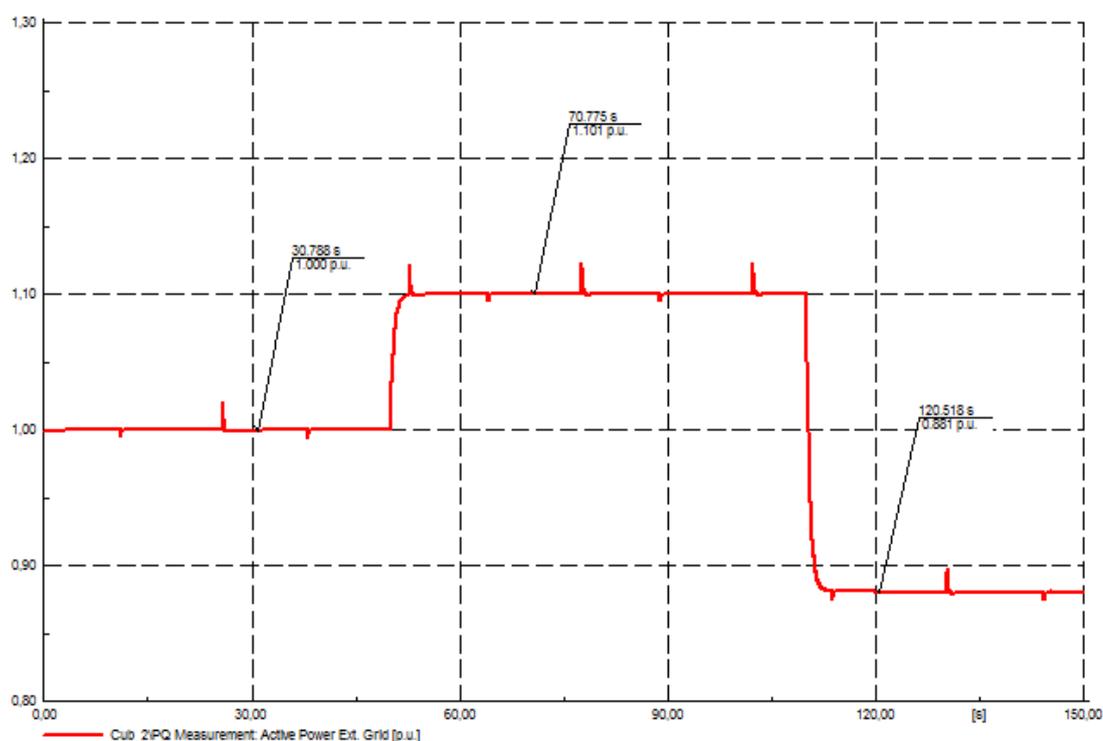


Figura 6.21: potenza attiva (in p.u.) assorbita dalla funivia in presenza di controllo di velocità

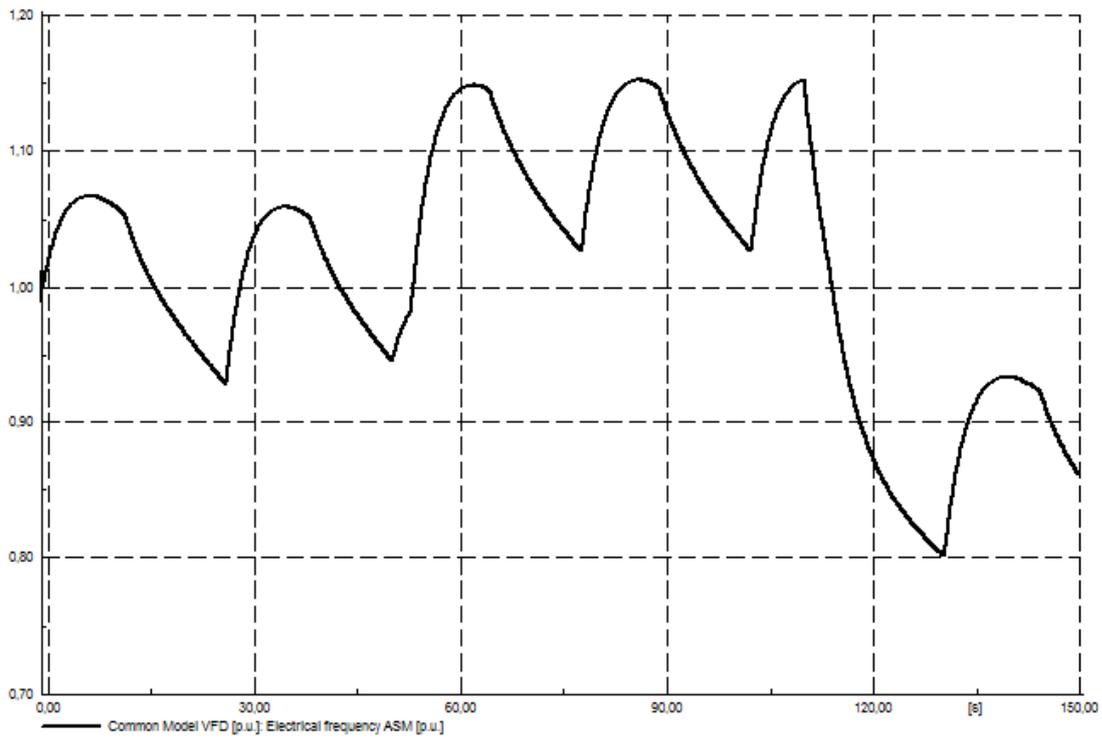


Figura 6.22: frequenza (in p.u.) al nodo di alimentazione del motore asincrono, con il controllo di velocità

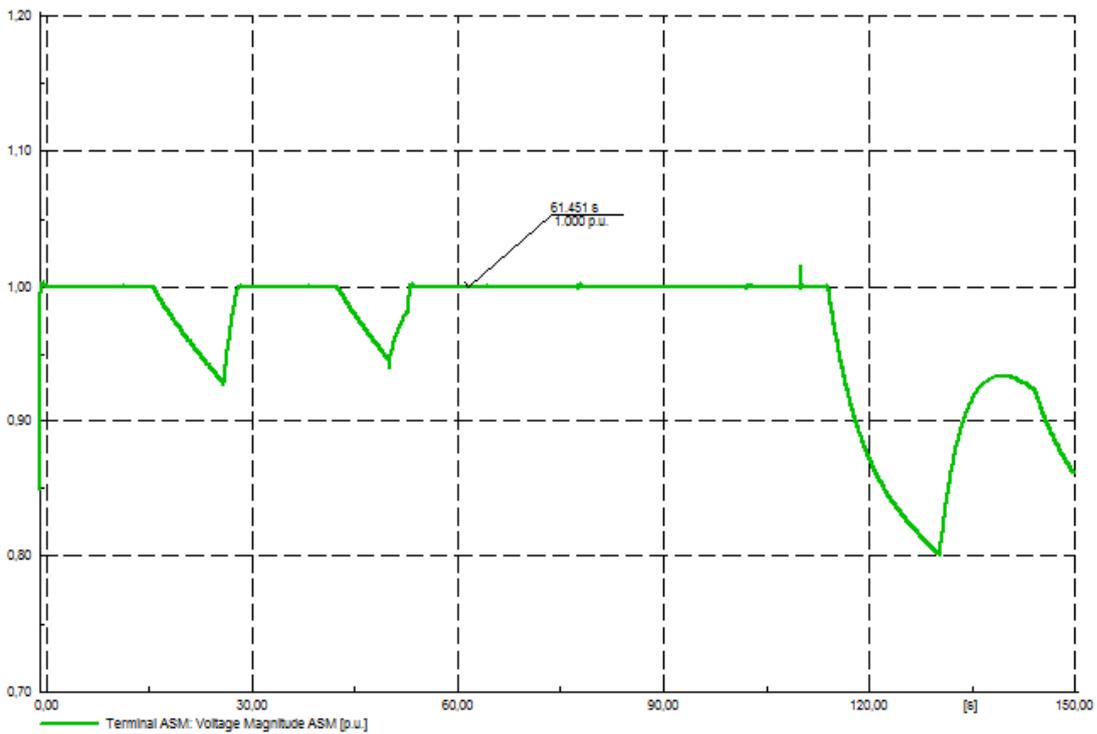
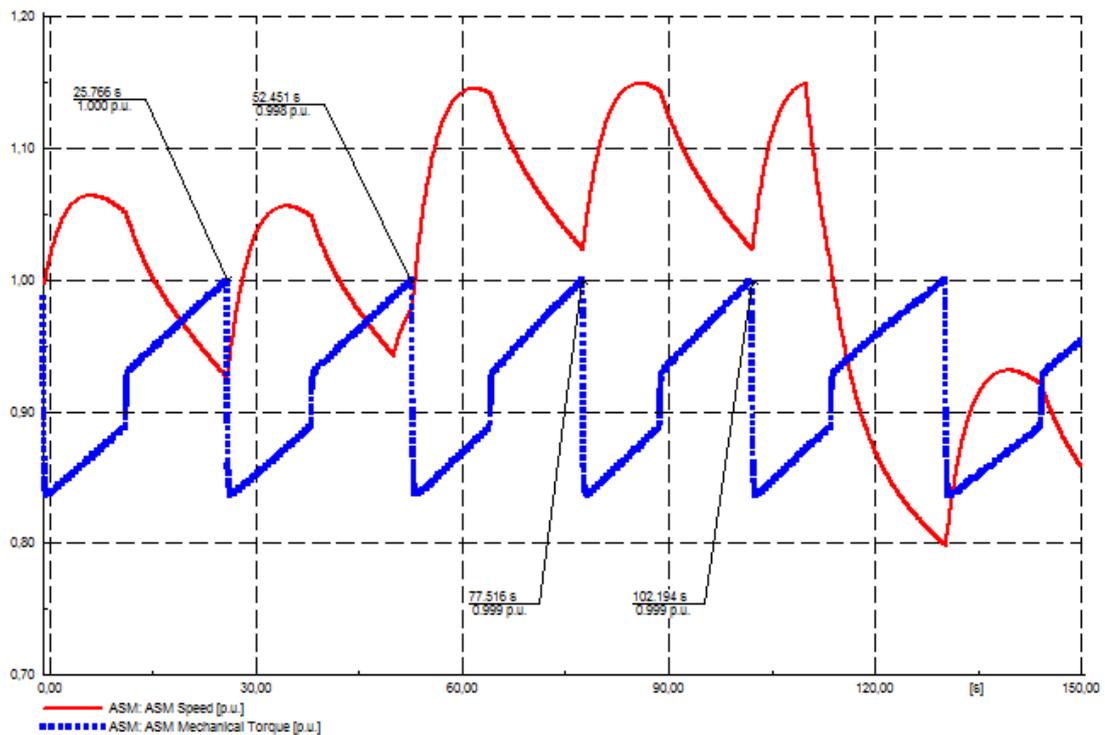


Figura 6.23: tensione in (p.u.) al nodo di alimentazione del motore asincrono, con il controllo di velocità



**Figura 6.24:** caratteristica meccanica del carico in p.u. (in blu) e velocità dell'azionamento asincrono in p.u. (in rosso)

Come si può evincere dalla Figura 6.21, il controllo scalare di velocità implementato nel modello del CSS riesce perfettamente a seguire, in tempi molto rapidi, la potenza richiesta dalla rete di alimentazione, sia si tratti di un suo incremento (evento 1), sia in corrispondenza a una sua diminuzione (evento 2). Addirittura, le oscillazioni più ampie e vistose non sono dovute ai nuovi setpoint richiesti di potenza, ma ai continui agganci e sganci delle masse presenti lungo la fune del sistema di accumulo.

Nella Figura 6.24 possono essere apprezzate le curve di carico (in blu) e di velocità (in rosso). La velocità, in particolare, risulta variabile in base alla potenza richiesta dal CSS; un suo aumento corrisponde, a parità di coppia, ad un aumento della potenza assorbita dall'azionamento, e viceversa. Per quanto riguarda la caratteristica meccanica del carico, si noti che ora essa non può più essere definita come una curva che si ripete ciclicamente con un

periodo fisso: essa, infatti, sarà soggetta a delle “compressioni” e “dilatazioni” a seconda, rispettivamente, che la velocità del motore aumenti o diminuisca.

Infine, le figure 6.22 e 6.23 descrivono l’andamento, rispettivamente, della frequenza e della tensione di alimentazione dell’azionamento. Tali curve sono state rappresentate su due grafici indipendenti per apprezzarne meglio le caratteristiche: se fossero state diagrammate sulla stessa finestra, infatti, per valori inferiori a 1 p.u. tali curve sarebbero apparse perfettamente sovrapposte. Ciò è dovuto al tipo di controllo scalare utilizzato, a  $v/f=\text{cost}$ : se viene richiesto che la frequenza diminuisca di un generico fattore “ $\alpha$ ”, anche la tensione dovrà diminuire dello stesso fattore. Ciò corrisponde, in presenza di parametri espressi in per unità, a identici valori per le due grandezze elettriche. Per frequenze superiori alla frequenza nominale, invece, la tensione di alimentazione viene mantenuta fissa e pari a 1 p.u., per evitare dannose sollecitazioni sugli avvolgimenti della macchina asincrona.

# Capitolo 7

---

## Valutazioni economiche per il CSS

### 7.1 Introduzione

Dato il recente sviluppo di questa tecnologia, non è possibile fare riferimento su impianti a fune già esistenti per confrontare in linea di massima le ipotesi economiche assunte. In particolare, i costi di investimento e di manutenzione sono quelli che rappresentano la maggior incognita in questo progetto.

In prima analisi, sarà possibile fare riferimento in letteratura ai dati associati agli impianti di risalita ski-lift a funivia, con i quali gli impianti a fune analizzati in questo elaborato di tesi condividono gran parte della struttura. Bisognerà poi tener conto, oltre che del sistema di trazione a fune vero e proprio, anche dei convertitori di potenza introdotti per il controllo e di una maggiorazione dei costi del motore, dovendo essere previsto anche un suo funzionamento come generatore.

Bisogna considerare ovviamente il diverso utilizzo che viene fatto degli impianti, da rapportare alle misure di sicurezza che ne conseguono: gli impianti di risalita adibiti al trasporto di persone, a differenza degli impianti a fune con finalità di accumulatori energetici, devono infatti sottostare a criteri di sicurezza più stringenti - volti alla garanzia di un'adeguata affidabilità anche in casi estremi - con inevitabili maggiorazioni sui costi.

Infine, andrà stimata la vita utile dell'impianto, ossia il numero di anni nei quali si può avere la certezza che l'impianto funzioni in modo adeguato e senza gravi complicazioni. Anche in questo caso, come detto poc' anzi, il CSS fa in gran parte riferimento, per l'affidabilità del sistema, all'esperienza

acquisita nella costruzione di impianti di risalita che è ormai stata collaudata negli anni e si trova ad uno stato avanzato di maturazione tecnologica.

## **7.2 Costo dei principali sistemi di storage**

Procediamo ora nell'analisi dei costi dei principali sistemi di accumulo, riprendendo anche i servizi di rete che sono in grado di offrire, per poi compararli con l'impianto a fune studiato. I confronti abbracceranno un po' tutte le caratteristiche degli impianti di storage, dalla vita utile ai costi, fino alle diverse funzionalità che sono in grado di garantire una volta connessi alla rete.

### **7.2.1 Costo dei principali sistemi di accumulo elettrochimico**

Come già visto nel Capitolo 2, gli accumulatori elettrochimici esistenti (i quali d'altro canto si trovano a diversi stadi di sviluppo) si caratterizzano per il materiale di cui sono composti gli elettrodi e la soluzione elettrolitica, oltre che in base alle caratteristiche costruttive.

#### **7.2.1.1 Gli accumulatori al Piombo/Acido**

Le performance che offre la tecnologia al piombo acido sono minori rispetto a quelle offerte dalle altre tecnologie di accumulo elettrochimico, osservando in particolare i valori dell'energia specifica, della potenza specifica e della durata attesa. In particolare, questa tecnologia presenta un regime di scarica ridotto, che la caratterizza pertanto come sistema adatto ad applicazioni "in energia".

Questa tipologia, presentando comunque valori abbastanza elevati di potenza specifica, può essere utilizzata anche per fornire funzionalità "in potenza", caratterizzandosi pertanto come una tecnologia "trasversale".

Le ragioni che spiegano la diffusione di queste batterie sono da ricercare nel loro prezzo ridotto rispetto ad altre tecnologie (prezzo che è nell'ordine dei

500÷700 €/kW per batterie di qualche kW, a fronte ad esempio dei circa 1.000 €/kW per una batteria analoga agli ioni di litio) e nella reperibilità delle materie prime necessarie per fabbricarle. I costi variabili e fissi annuali, inoltre, possono essere stimati nell'ordine del 2% dell'investimento iniziale e di 1 €/kW-anno [25]. La durata di tale tipo di batteria, infine, è stimata nell'ordine dei 1.200 cicli.

### **7.2.1.2 Gli accumulatori al Nichel/Cadmio**

Le caratteristiche che contraddistinguono gli accumulatori al nickel/cadmio la rendono adatta per applicazioni in energia ed in potenza. Infatti, queste batterie presentano caratteristiche di scarica, di potenza ed energia specifiche del tutto simili all'accumulatore al piombo/acido appena descritto.

È interessante sottolineare che, ad oggi, non risulta in programma a livello mondiale la realizzazione di nuove applicazioni di questa tecnologia in ambito "energy storage"; la sua diffusione è infatti stata frenata dalle crescenti attenzioni rivolte alle problematiche ambientali, legate alla presenza del cadmio (materiale altamente tossico). Per questo motivo, non sono fornite stime aggiornate sul costo di tali accumulatori. Dal confronto con uno dei suoi principali produttori, il costo di questa tecnologia dovrebbe comunque essere stimabile tra i 1.200 e i 1.400 €/kW [3], a seconda delle prestazioni che essa è chiamata a fornire, per una durata complessiva intorno ai 1.000 cicli. Per far fronte alle problematiche ambientali, sono state allora sviluppate batterie al Nichel/Idruri metallici, che mantengono comunque le stesse caratteristiche degli accumulatori al Nichel/Piombo, sia per quanto riguarda i servizi di rete in grado di fornire, sia per quanto concerne i costi e la vita utile.

### **7.2.1.3 Gli accumulatori al Sodio/Zolfo**

Il connotato principale che contraddistingue la tecnologia al sodio/zolfo rispetto alle altre tipologie di accumulo elettrochimico fa riferimento al fatto che l'energia specifica è molto elevata e inoltre presenta valori maggiori rispetto alla potenza specifica.

Per tale motivo, questo tipo di batteria, contraddistinta anche da un regime di scarica elevato, è spesso utilizzata per applicazioni "in energia". Il costo attuale di tale tecnologia, per applicazioni "energy intensive" (ossia con taglie nell'ordine dei MW) è stimabile in circa 2.500÷3.500 €/kW, con costi fissi e variabili annuali pari a 5 €/kW-anno + 0,0005 €/kWh [26], e una vita utile prevista pari a circa 4.500 cicli.

### **7.2.1.4 Gli accumulatori al Sodio/Cloruro di Nichel ("ZEBRA")**

Le principali caratteristiche tecniche che li contraddistinguono - che vedono una differenza limitata tra energia specifica e potenza specifica - rendono questi accumulatori "trasversali", ossia adatti sia ad applicazioni "in potenza" che "in energia". In particolare, l'energia specifica elevata che le caratterizza, comparativamente alle altre tipologie di accumulo elettrochimico, rende queste batterie particolarmente adatte ad applicazioni "in energia".

Questa tecnologia presenta un costo stimabile tra i 2.800 e i 3.500 €/kW [24], in funzione della taglia del sistema (che spazia da poche decine di kWh per applicazioni residenziali fino a qualche MWh per applicazioni "utility scale"), e una vita utile che si aggira tra i 2.500 e i 3000 cicli.

### **7.2.1.5 Gli accumulatori Redox a circolazione di elettrolita al Vanadio**

Date le caratteristiche che contraddistinguono questa tecnologia, in termini di capacità di accumulo di energia in funzione della dimensione dei serbatoi utilizzati, essa trova principale applicazione per l'immagazzinamento di

energia elettrica su larga scala, ossia per applicazioni “in energia”. Questa tipologia di accumulatori risulta altamente versatile, potendo comunque essere usata anche per applicazioni “in potenza”.

La durata di questo tipo di batterie risulta ben superiore rispetto a quelle finora analizzate, potendo raggiungere i 10.000 cicli.

Per quanto riguarda i costi, essi sono stimabili attualmente tra i 3.000 e i 4.000 €/kW, con riferimento a taglie nell’ordine dei MW. Tuttavia, è emersa un’opportunità interessante per abbattere il costo d’investimento per questa tecnologia, ossia il leasing dell’elettrolita (che pesa per circa il 40÷50% del costo complessivo d’investimento); questa possibilità è consentita dal fatto che l’elettrolita non va incontro a degrado durante l’esercizio della batteria. I costi annuali di gestione e manutenzione dell’impianto sono stimabili in circa 8 €/kW-anno + 0,001 €/kWh; sono inoltre previsti, una tantum, costi aggiuntivi pari a 700 €/kW per la sostituzione di eventuali accumulatori esauriti [26].

#### **7.2.1.6 Gli accumulatori al Litio**

La principale caratteristica che contraddistingue queste batterie fa riferimento all’elevata potenza specifica, notevolmente superiore rispetto alle altre tecnologie di accumulo elettrochimico, da cui deriva che questa tecnologia si presta particolarmente ad applicazioni “in potenza”. D’altro canto, l’energia specifica elevata e la flessibilità in termini di regime di scarica rendono questi accumulatori adatti anche ad applicazioni “in energia”.

Il costo di una batteria agli ioni di litio è stimato nell’ordine dei 1.000÷1.500 €/kW, in funzione della taglia del sistema, con costi O&M stimabili in circa 7 €/kW-anno + 0,002 €/kWh, a cui andranno aggiunti, circa ogni 5 anni, 150 €/kW per l’ammodernamento dell’impianto [26].

La durata di tale tipo di batterie, infine, può essere stimata tra i 1.500 e i 5.000 cicli.

## **7.2.2 Costo dei principali sistemi di accumulo meccanico**

I sistemi di accumulo meccanico racchiudono, al loro interno, gli impianti di pompaggio idroelettrico, i CAES e i volani.

### **7.2.2.1 Il pompaggio idroelettrico**

Gli impianti di pompaggio idroelettrico hanno un ciclo di vita molto lungo, compreso tra 50 e 100 anni, e tempi di risposta piuttosto rapidi (dell'ordine dei secondi/minuti); inoltre il tempo di scarica, che dipende dalle dimensioni del bacino di monte, si attesta generalmente nell'ordine delle ore. Gli impianti di pompaggio idroelettrico sono caratterizzati da importanti costi d'investimento iniziali (pari all'incirca a 2.500÷3.500 €/kW [21]), legati principalmente alla realizzazione delle infrastrutture e delle opere di ingegneria civile (a fronte di costi per l'attrezzatura elettrica e meccanica che incidono per circa il 10% dell'investimento), cui fanno da contraltare bassi costi di O&M (compresi tra il 2 e il 3% dell'investimento iniziale) [26]. Tali caratteristiche rendono questi sistemi di accumulo principalmente adatti a fornire prestazioni "in energia", che comportino erogazione di potenze elevate per lunghi lassi temporali ("time shift"), sebbene la rapidità di risposta renda questi impianti adatti anche ad applicazioni "in potenza" (come ad esempio l'erogazione di servizi di rete quali la regolazione di frequenza).

### **7.2.2.2 Il CAES**

La tecnologia CAES risulta in grado di accumulare quantità elevate di energia elettrica, a fronte di un costo specifico dell'investimento importante (stimabile intorno a 1.000÷1.500 €/kW [22]), e di costi di O&M stimabili in 5 €/kW-anno + 0,003 €/kWh [26]. Tuttavia, tali costi risentono fortemente delle caratteristiche morfologiche e geologiche del sito, oltre che della taglia dell'impianto; per quanto riguarda il costo del serbatoio, infatti, si va dai 2÷3 €/kW nel caso di utilizzo di caverne saline, fino ai 50÷200 €/kW utilizzando

contenitori e tubazioni metalliche appositamente costruiti.

Al pari degli impianti idroelettrici di pompaggio, i CAES permettono di rilasciare energia per alcune ore in quantità analoghe a quelle tipiche delle grandi centrali di produzione di energia elettrica, prestandosi quindi principalmente alle applicazioni cosiddette "in energia". Il transitorio di avviamento è piuttosto rapido: in 20 minuti dall'accensione è possibile raggiungere il pieno carico mentre, se l'impianto è in standby, il pieno carico può anche essere raggiunto in meno di 1 minuto. Inoltre questa tecnologia sconta una vita utile piuttosto elevata, stimata nell'ordine dei 30÷50 anni.

### **7.2.2.3 Il volano**

La principale caratteristica che contraddistingue questa tecnologia è l'elevata densità di potenza e di energia. I punti di forza dei volani sono, oltre alla grande densità energetica, la vita utile elevata (fino a 1.000.000 cicli), i costi di O&M estremamente ridotti (6 €/kW-anno + 0,0003 €/kWh [26]), l'efficienza di ciclo elevata (fino a circa il 90%) ed i tempi di ricarica molto brevi (inferiori ai 15 minuti). Per contro, la tecnologia presenta ad oggi costi molto elevati: il costo varia molto in funzione della taglia, dai 2.000 ai 4.000 €/kW [23], rispettivamente per impianti di potenza inferiore al MW e nell'ordine delle decine di MW.

Al pari dei supercondensatori e degli SMES, questa tecnologia si presta per erogare funzionalità "in potenza", mentre non risulta adatta per l'erogazione di prestazioni "in energia", a causa del tempo di scarica estremamente ridotto.

## **7.2.3 Costo dei principali sistemi di accumulo elettrico**

All'interno dell'accumulo elettrico, possono essere annoverate due tecnologie diverse: i supercondensatori e gli SMES.

### 7.2.3.1 Il supercondensatore

Possiamo definire i supercondensatori come un sistema di accumulo “intermedio” tra i condensatori classici e le batterie. In virtù dell’assenza di reazioni chimiche, la loro durata può arrivare anche a 1.000.000 di cicli. Inoltre, la carica e la scarica avvengono in pochi secondi, e questo fa sì che la densità di potenza nei supercondensatori sia molto elevata.

Tra i fattori più importanti a loro vantaggio si annoverano, oltre alla grande densità di potenza appena citata, anche l’elevata lunghezza del ciclo di vita e la necessità di manutenzione praticamente assente.

Il prezzo inoltre, grazie a una forte riduzione degli ultimi anni, si attesta attorno ai 300÷800 €/kW, a seconda della taglia dell’impianto, con costi fissi annuali legati unicamente alla potenza impegnata (8 €/kW-anno) [27] [28]. Per le applicazioni “energy storage”, si può affermare che i supercondensatori sono idonei a fornire servizi in cui sono richieste “prestazioni di potenza” più che “prestazioni di energia”.

### 7.2.3.2 Lo SMES

Gli SMES sono caratterizzati da un livello di energia specifica basso. Tuttavia, rilasciando energia in tempi molto rapidi e per brevi istanti temporali, questi sistemi sono caratterizzati da un’elevatissima potenza specifica, risultando particolarmente adatti ad applicazioni “in potenza”.

Gli SMES sono anche caratterizzati da una vita utile superiore ai 20 anni: le parti che compongono questi sistemi, infatti, non sono costituite da materiali che nel tempo perdono le loro proprietà chimiche (come le batterie) né da parti soggette a rotazione. Per questo motivo non vi è, a livello teorico, un limite superiore al numero massimo di cicli di carica/scarica che possono essere effettuati da un’unità.

Sul mercato sono perlopiù presenti i micro-SMES, impianti caratterizzati da potenze variabili da 1 a 10 MW e il cui costo si aggira sui 500 €/kW, con costi di O&M pari a circa 10 €/kWh [27] [29].

	Investment (USD/kW)	O&M (USD/kW-year + USD/kWh)	Life (years)	Efficiency (%)	Discharge time (h)	Typical Power (MW)
PHS	2.500	8 + 0,0003	60	80	8	500
CAES	1.100	5 + 0,003	40	65	8	100
Flywheel	2.300	6 + 0,0003	20	85	0,25	10
Na/S	3.000	5 + 0,0005	15	75	6	10
VRB	3.500	8 + 0,001	15	75	4	10
Li-ion	1.000	7 + 0,002	10	90	0,5	5
Lead acid	600	1	5	80	2	5
Supercap	700	8	15	90	0,01	0,1
SMES	500	10	20	95	0,08	1

**Tabella 7.1:** principali caratteristiche tecniche ed economiche degli accumulatori analizzati

### 7.3 Voci di costo assunte per il CSS

Ci limiteremo in questa tesi a stimare il **Levelized Cost of Energy** ("LCOE") del nuovo sistema di accumulo a fune introdotto, per poi eseguire una comparazione con gli accumulatori sopra riportati ; non verranno considerate nella trattazione le diverse tariffe incentivanti ad oggi disponibili, mentre si terranno in considerazione (seppur in maniera grossolana) le spese collegate all'acquisto dell'energia elettrica nei periodi in cui l'azionamento funziona da motore.

Come detto sopra, i costi di investimento fanno riferimento soprattutto alla struttura della funivia, costi che possono quindi essere grossolanamente estrapolati dalla letteratura di tali sistemi di trazione. Tali costi, non va dimenticato, rispecchiano anche le stringenti normative presenti a garanzia delle persone trasportate, normative che, per ovvie ragioni, non avranno ragion d'essere nel CSS.

Se però, da un lato, otteniamo un risparmio rispetto alle normali funivie adibite al trasporto di persone, dall'altro bisogna considerare delle spese aggiuntive legate all'azionamento, che dovrà essere predisposto per funzionare anche da generatore, e all'apparato di conversione statica, dispositivo cruciale per il corretto funzionamento dell'intero sistema. Infine, non va tralasciata una sostanziale maggiorazione dei costi legata alla necessità di costruire due magazzini, uno a valle e uno a monte, e alla produzione dei carichi che dovranno poi essere trasportati lungo l'impianto (o di un sistema di tramogge per la continua carica e scarica dei contenitori trainati dalla fune).

Ora, riferendoci per semplicità a un CSS da 2 MW, il totale costo di investimento, dato dalla somma delle voci sopra descritte, può essere fissato, in via cautelativa, pari a **5.000.000÷7.000.000 €**.

Si può così notare come il costo di questo sistema di accumulo si aggiri intorno ai **2.500÷3.500 €/kW**, a cui poi andranno sommati i costi di gestione e manutenzione (stimabili pari a circa **2 €/kW-anno + 0,0002 €/kWh**), vincolati

soprattutto al corretto funzionamento della struttura e al mantenimento di un buon livello di efficienza del trasporto mediante una continua oliatura degli apparati meccanici per tutti i **30÷50 anni** di vita utile dell'impianto.

#### **7.4 Confronto del CSS con gli altri sistemi di accumulo**

Per il confronto del CSS con gli altri sistemi di accumulo si è scelto, come anticipato sopra, di seguire la strada dell'LCOE; tale grandezza è uno strumento molto agevole per confrontare i costi unitari di diverse tecnologie di generazione elettrica lungo il loro intero ciclo di vita economica, o in un lasso di tempo determinato. L'LCOE, infatti, corrisponde ai costi che dovrebbe assumersi un investitore ipotizzando la costanza della quantità e dei costi di produzione. In sostanza il tasso di attualizzazione utilizzato nel calcolo del LCOE riflette il ritorno sul capitale investito in assenza di specifici rischi tecnologici o di mercato. Dato che normalmente tali rischi esistono vi è una divaricazione tra l'LCOE e i costi reali sopportati da un investitore che operi su mercati elettrici reali, ciascuno normalmente caratterizzato da proprie specifiche incertezze.

Nonostante questi limiti, LCOE rimane lo strumento generalmente considerato più trasparente per valutare i costi della generazione elettrica ed è ampiamente utilizzato per confrontare i costi di diverse tecnologie e per mettere a punto modelli o eseguire analisi di politica energetica. In questa trattazione, per far fronte all'eterogeneità degli accumulatori presenti ad oggi sul mercato elettrico, verranno introdotte alcune semplificazioni nel calcolo del costo annuo equivalente:

- La produzione energetica verrà considerata costante in ciascun anno, per l'intero orizzonte temporale considerato;

- Non verranno conteggiate nel bilancio economico eventuali tariffe incentivanti legate alla fornitura di servizi di rete, né i costi sostenuti per l'acquisto dell'energia elettrica durante i periodi di ricarica;
- Non sarà conteggiato il valore residuo del sistema di accumulo a fine vita;
- Per il CAES, non verrà preso in considerazione il costo del combustibile (gas).

La relazione che ci permetterà così di ricavare il Levelized Cost of Energy sarà la seguente:

$$\text{LCOE} = \frac{I_0 + \sum_0^n \frac{(\text{CO} + \text{CI})}{(1+r)^n}}{\sum_0^n \frac{\text{EE}}{(1+r)^n}} \quad (7-1)$$

avendo indicato con:

$I_0$	l'investimento iniziale, all'anno 0;
$\text{CO}$	i costi di gestione e manutenzione annuali;
$\text{CI}$	eventuali ulteriori investimenti, una tantum;
$\text{EE}$	l'energia elettrica prodotta annualmente;
$r$	tasso di sconto assunto per la valutazione economica;
$n$	vita utile dell'impianto

Per quanto riguarda il tasso di sconto, esso è stato fissato pari al 5%, in conformità con valutazioni attinenti sistemi di accumulo in larga parte non ancora consolidati all'interno del mercato elettrico.

Infine, per quanto riguarda l'energia elettrica annualmente prodotta dall'ESS, si è tenuto conto sia del rendimento dell'impianto (che quindi considera anche le perdite interne ai convertitori di potenza) sia della profondità di scarica (Depth Of Discharge = "DOD"), che per gli accumulatori di tipo meccanico ed elettrico può essere fissata pari al 100%, mentre per gli accumulatori elettrochimici generalmente non si spinge oltre il 70÷80% (avendo questo parametro grande influenza sulla vita utile del sistema).

Attraverso l'uso del software *Excel*, programma di calcolo elettronico del pacchetto *Microsoft Office*<sup>®</sup>, è stato possibile valutare il costo annuo equivalente (€/MWh) sia del CSS, sia degli altri accumulatori, sfruttando i dati riportati nella Tabella 7.1. I risultati ottenuti sono i seguenti:

	Discount rate (%)	DOD (%)	LCOE (€/MWh)
PHS	5	100	70
CAES	5	100	55
Flywheel	5	100	3.100
Na/S	5	80	200
VRB	5	100	350
Li-ion	5	70	950

Lead acid	5	60	250
Supercap	5	100	23.000
SMES	5	100	1.500
CSS	5	100	220

**Tabella 7.2:** valutazione dell'LCOE dei principali sistemi di accumulo

Dalla Tabella 7.2 è possibile notare come, se ci limitassimo a considerare unicamente i sistemi di accumulo di tipo meccanico (categoria di appartenenza del CSS), l'accumulo a fune appaia assolutamente non competitivo rispetto ad altri sistemi di tipo meccanico (eccezion fatta per il volano, il cui costo è molto elevato a causa della scarsa energia immagazzinabile). Le maggiori problematiche di questo impianto risiedono nella densità di potenza, espressa come kW/m<sup>3</sup>, e nel periodo di scarica. Per quanto concerne il primo punto, infatti, di fronte a una potenza relativamente modesta (2 MW) ma di un ingombro spaziale non indifferente, tale sistema non risulta affatto denso in termini energetici, finendo per essere economicamente svantaggioso; relativamente al tempo di scarica, invece, esso risulta abbastanza limitato (3 ore contro le circa 8 ore raggiungibili dal pompaggio e dal CAES) e vincolato dalle dimensioni dei magazzini.

Cercando di confrontare tra loro sistemi in grado di fornire analoghi servizi di rete, invece, le conclusioni potrebbero subire una revisione.

Ad esempio, il Cableway Storage System, come visto nel capitolo 3, è in grado di svolgere sulla rete funzioni del tutto simili a quelle svolte da gran parte degli accumulatori elettrochimici, eccezion fatta per le batterie al Nichel/Cadmio e al Nichel/Idruri metallici.

Se consideriamo gli accumulatori al Piombo/acido, la loro economicità riesce

ancora a sopperire, in buona parte, alla scarsa durata di vita; per quanto riguarda le batterie al Vanadio e al Sodio/Zolfo, al contrario, non sono i costi dell'investimento a renderle usufruibili, ma il fatto di poter garantire una buona durata di vita ed elevati tempi di scarica. Solo gli accumulatori agli ioni di Litio si dimostrano ancora svantaggiosi rispetto al CSS.

La sensazione è che, nonostante questi ultimi vantaggi descritti, il Cableway Storage System sia una tecnologia "acerba": troppo bassa la potenza fruibile da tale impianto rispetto alle grandi opere civili necessarie alla sua realizzazione, senza contare eventuali costi dovuti all'esproprio di terreni e alla bonifica del territorio.

Inoltre, va notato che gli accumulatori Na/S e VRB presentano costi molto simili, o poco superiori, rispetto all'accumulo a fune, a fronte però di una versatilità molto più elevata: l'installazione del CSS è infatti vincolato a determinati requisiti morfologici e geologici, vincolo a cui invece non sono soggette le più disparate tipologie di batterie.

Non va infine tralasciata un'importante considerazione: il sistema di accumulo a fune (la cui struttura e componentistica è ben conosciuta e studiata da oltre 100 anni) ha dimostrato dei vantaggi economici solo se posto di fronte a impianti di accumulo recenti (batterie ad alta temperatura e a circolazione elettrolitica in primis); nonostante sia già abbordabile, si può affermare, senza timore di essere smentiti, che il costo di tali accumulatori andrà progressivamente diminuendo negli anni in concomitanza con una loro diffusione capillare. Tale margine di miglioramento, purtroppo, non può invece essere attribuito anche al CSS.

## **7.5 Possibili soluzioni per l'abbattimento dei costi**

Si è appena constatato come l'uso di questa tecnologia, nonostante le numerose variabili economiche ancora incognite, possa essere ritenuto economicamente svantaggioso se confrontato con impianti già consolidati nel panorama elettrico mondiale, soprattutto a causa dei suoi costi

d'investimento troppo elevati in relazione alla potenza installata e all'energia che può essere scambiata.

Esistono però alcuni accorgimenti che potrebbero aiutare a ridurre tali oneri, rendendo il CSS, se non competitivo, almeno interessante:

- questo tipo di accumulatori presenta una buona modularità: è possibile infatti costruire più impianti che utilizzino lo stesso salto geodetico e che possono lavorare in parallelo, condividendo alcuni elementi (come ad esempio il serbatoio di stoccaggio del materiale, la connessione alla rete di distribuzione, ecc.), risparmiando così sui costi di investimento e di gestione. Una soluzione di questo genere porta ad un aumento della potenza totale dell'accumulo e della possibilità di regolazione dell'energia;
- la partecipazione pubblica all'investimento consentirebbe un notevole abbattimento dei costi fissi per la costruzione dell'impianto. In questo caso, chi avrebbe vantaggio a investire potrebbe essere Terna che, nel ruolo di responsabile tecnico della rete, potrebbe gestire una parte delle contrattazioni nel Mercato per i Servizi di Dispacciamento ("MSD"), in modo da ridurre i costi che l'accumulo a fune è costretto a sostenere per approvvigionarsi della riserva di energia [11].

# Capitolo 8

---

## Conclusioni

In questo elaborato di tesi è stato affrontato lo studio di un possibile sistema di accumulo innovativo basato sull'utilizzo di un impianto di trazione a fune e controllato mediante un controllo tensione/frequenza dell'azionamento asincrono trifase, il tutto realizzato gestendo le grandezze dell'inverter presente nel circuito elettrico di potenza.

Dalle simulazioni effettuate, si è notato come il sistema sia in grado di rispondere in tempi molto brevi, rispetto ad altri accumulatori di tipo meccanico, a variazioni del setpoint della potenza attiva richiesta nel nodo di connessione alla rete di distribuzione; in particolare, tale sistema sarà in grado di soddisfare e compensare, in maniera rapida, ad eventuali variazioni di tensione e frequenza nella rete elettrica, oltre a poter fornire (a seconda della taglia dei magazzini a monte e a valle) servizi in energia, primi su tutti il time-shift e il riavvio del sistema elettrico in caso di black-out.

Nonostante il Cableway Storage System sembra poter essere una tecnologia affidabile ed efficiente per la gestione di reti elettriche attive - sempre più diffuse a causa della diffusione della generazione distribuita da FRNP - non va trascurato l'aspetto economico emerso nel capitolo precedente: il CSS risulta infatti economicamente conveniente solo se confrontato con i più recenti sistemi di accumulo di tipo elettrochimico, pur avendo questi ultimi un discreto margine previsto di abbassamento dei costi fissi di investimento. Alla luce delle considerazioni fatte sia per quanto riguarda le simulazioni del modello dell'accumulatore, sia in riferimento all'analisi economica basata sull'LCOE, si possono evidenziare gli aspetti che dovranno essere sviluppati.

Un primo aspetto riguarda la connessione dell'impianto di accumulo a fune a una rete elettrica attiva: risulterà di fondamentale importanza la definizione delle caratteristiche statiche tensione/potenza reattiva e frequenza/potenza attiva per il controllo delle variazioni di tensione e frequenza nella rete di distribuzione, ad opera di cambiamenti nella produzione da generazione diffusa.

Un altro aspetto da considerare sarà il funzionamento dell'azionamento asincrono da generatore: in questa tesi, infatti, come già spiegato, il comportamento dell'accumulatore è stato studiato solo in assorbimento energetico variando, in base alle necessità, la potenza elettrica impegnata dalla macchina asincrona. Il CSS dovrà quindi essere modellizzato per descrivere il suo funzionamento come sorgente energetica, permettendo servizi di rete più "in energia" che "in potenza".

Infine, per quanto concerne la sua valutazione economica, andranno studiate eventuali misure in grado di abbattere i costi fissi (legati quasi esclusivamente alla struttura della funivia in sé), magari prendendo spunto dalle considerazioni riportate nel paragrafo 7.5 del capitolo precedente.

## BIBLIOGRAFIA

- [1] IEC, "Electrical Energy Storage", December 2011
- [2] Terna S.p.A., "Impianti di generazione", Dati statistici 2000-2013
- [3] Energy Startegy, Politecnico di Milano, "Smart Grid Report: Sistemi di storage ed auto elettrica", Luglio 2013
- [4] Enel Distribuzione S.p.A., "Piano di sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture di Enel Distribuzione S.p.A. per gli anni 2014-2016", Dicembre 2013
- [5] Eyer, j., Corey, G, "Energy Storage for the electricity grid: benefits markets potential assessment guide", 2010
- [6] RSE (2011), "L'accumulo di Energia elettrica"
- [7] A. Rubin, "L'accumulo dell'energia termica: stato dell'arte e studio di sistemi e soluzione per la media temperatura", anno accademico 2012/2013
- [8] Giles Parkinson, "The long term storage challenge - batteries not included", RenewEconomy publication (2013)
- [9] K.C. Divya, Jacob Østegaard, "Battery energy storage technology for power systems - An overview", IEEE publication (2008)

- [10] M. Ceraolo, A. Di Donato: "Accumulo elettrico con batterie nel terziario: l'applicazione a una funivia", Report RSE/2009/45
- [11] C. Fornasiero: "Remunerazione dei servizi di rete: una simulazione sul mercato elettrico italiano", tesi di laurea magistrale, Università degli Studi di Padova, Anno Accademico 2014/2015
- [12] Takahashi, I.; Ohmori, Y.: "High-Performance Direct Torque Control of an Induction Motor". IEEE Trans. on Industry Application, vol.25, no.2, Mar./Apr. 1989
- [13] G. Tomasso, "Controllo vettoriale di coppia e flusso per motori asincroni", tesi di dottorato di ricerca, Università degli studi di Cassino
- [14] D. Casadei, F. Profumo, G. Serra, A Tani: "FOC and DTC: Two viable schemes for Induction Motors Torque Control", IEEE Trans. on Power Electronics, vol 17, no.5, pp. 779-787, Settembre 2002
- [15] M. Andriollo, G. Martinelli, A. Morini, "MACCHINE ELETTRICHE ROTANTI: teoria ed esercizi", seconda edizione, Dipartimento di Ingegneria Elettrica, Università di Padova
- [16] M. Gattanini, "Modellizzazione della macchina asincrona", Politecnico di Milano, 2004
- [17] S. Bolognani, appunti di "Azionamenti elettrici", 2013, Dipartimento di Ingegneria Elettrica, Università di Padova

- [18] G. Grandi, "Controllo diretto di coppia in azionamenti con macchine asincrone prive di trasduttori", tesi di dottorato di ricerca, Università degli studi di Bologna
- [19] Sobha, D. M.; Joseph, S. C; Deepthi, S.: "Sensorless Induction Motor Speed Control with Fast Dynamic Torque Control". IEEE Proceedings on 2011 International Conference on Signal Processing, Communication, Computing and Networking Technologies (ICSCCN 2011)
- [20] A. Paice, Derek: "Induction Motor Speed Control by Stator Voltage Control". IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, vol. pas-87, n°2, February 1968
- [21] CNA Energia, "Impianti idroelettrici di taglia limitata"
- [22] D. Poli, R. Giglioli, "Analisi dei limiti di impiego di sistemi di accumulo, non elettrochimici, dell'energia elettrica", ENEA, Report RdS/2012/253
- [23] E. Tironi, L. Piegari, V. Musolino, S. Pagnoncelli, "Accumulo elettrico con supercondensatori nell'industria: studio di sistema e valutazioni tecnico-economiche per l'applicazione ad un carro ponte", ENEA, Report RSE/2009/48
- [24] Dataenergia, "Facciamo il punto sull'installazione di accumuli a batterie di grande scala in Italia", articolo del 30/01/2014
- [25] D. Raslter, A. Akhil, D. Gauntlett, E. Cutter, "Energy Storage System Costs", EPRI, 22 February 2012

[26] Sandia National Laboratories, "Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA", SANDIA Report DOE/EPRI 2013

[27] IRENA, "Electricity Storage and Renewables for Island Power"

[28] O. J. Fiske, M. R. Ricci, "Third Generation Flywheels for High Power Electricity Storage", Launchpoint Technologies, USA

[29] "Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable energy", stoRE, Report D2.1 summarizing the current Status, Role and Costs of Energy Storage Technologies