

# **POLITECNICO DI MILANO**

**Facoltà di Ingegneria dei Processi Industriali**

**Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica**



## **IMPIEGO DI DISPOSITIVI DI ACCUMULO PER INNALZARE IL LIVELLO DI GUASTO A VALLE DI CONVERTITORI DC/AC**

Relatore: **Prof. Enrico TIRONI**

Correlatore: **Ing. Luigi PIEGARI**

Tesi di Laurea di:

Stefano LEGRENZI

Matr. 797146

Riccardo Pietro SEGHEZZI

Matr. 796063

Anno Accademico 2013-2014

# Indice Generale

## Introduzione: Panoramica sull'utilizzo di inverter alimentante rete in alternata

<b>1</b>	<b>Impatto dei PEC sulle reti di distribuzione, mancanza di selettività delle protezioni e possibili soluzioni al problema.....</b>	<b>3</b>
1.1	Comportamento del PEC a fronte di un guasto simmetrico.....	3
1.2	Aspetti negativi dei PEC sul sistema di protezioni della rete.....	5
1.3	Aspetti positivi dei PEC sul sistema di protezioni della rete.....	6
1.3.1	Riduzione “dell’accecamento” delle protezioni.....	6
1.3.2	Riduzione dei falsi interventi.....	7
1.3.3	Riduzione dei casi di mancata auto richiusura automatica.....	8
1.4	Sistemi di protezione convenzionali adottati in una rete alimentata da PEC.....	9
1.5	Possibili soluzioni per proteggere una rete alimentata da PEC.....	14
1.5.1	Algoritmi avanzati di identificazione del guasto.....	14
1.5.1.1	Tecniche basate sulla misura della tensione.....	15
1.5.2	Tecniche di protezione adattiva.....	15
1.5.3	Controllo del guasto attraverso il PEC.....	16
1.5.3.1	Fold back.....	17
1.5.3.2	Brickwalling.....	18
1.5.4	Energy Storage Device (sistemi di accumulo di energia).....	19
<b>2</b>	<b>Dimensionamento della rete con verifica del mancato intervento delle protezioni in caso di guasto.....</b>	<b>22</b>
2.1	Introduzione.....	22
2.2	Dimensionamento della rete.....	22
2.2.1	Rete di alimentazione esterna.....	23
2.2.2	Inverter principale di alimentazione.....	24
2.2.3	Carichi.....	27
2.2.4	Linee in cavo.....	29
2.2.5	Protezioni.....	32
2.3	Verifica del mancato intervento delle protezioni in caso di corto circuito trifase sul carico 1 e verifica dell’intervento delle protezioni in caso di cortocircuito trifase su uno dei carichi 2,3,4.....	34
2.3.1	Introduzione.....	34
2.3.2	Prima simulazione: guasto trifase sul carico.....	34
2.3.3	Seconda simulazione: guasto trifase sul carico 2.....	40
2.4	Calcolo delle correnti di corto circuito nel caso di alimentazione della rete attraverso un generatore di tensione nei vari casi di guasto.....	46
2.4.1	Introduzione.....	46
2.4.2	Calcolo dell’impedenza equivalente e della corrente erogata dalla rete di potenza prevalente.....	47

2.4.3	Calcolo delle correnti di corto circuito nei vari tipi di guasti su carico1.....	48
2.4.3.1	Calcolo $V_{eq}$ .....	48
2.4.3.2	Guasto trifase con resistenza di guasto pari a $Z_g = 0.1 \Omega$ .....	49
2.4.3.3	Guasto monofase su fase A con resistenza di guasto pari a $Z_g = 0,1 \Omega$ .....	51
<b>3</b>	<b>Dimensionamento e modalità di gestione del sistema di accumulo per guasti simmetrici.....</b>	<b>54</b>
3.1	Introduzione.....	54
3.2	Dimensionamento del sistema di accumulo.....	55
3.3	Descrizione della strategia di controllo e verifica del corretto funzionamento del sistema di accumulo.....	58
3.3.1	Introduzione.....	58
3.3.2	Gestione dell'accumulo in caso di corto-circuito trifase.....	59
3.3.3	Verifica del corretto funzionamento dell'accumulo in caso di corto-circuito trifase.....	60
3.3.4	Gestione dell'accumulo in caso di sovraccarico.....	66
3.3.5	Verifica del corretto funzionamento dell'accumulo in caso di sovraccarico.....	67
3.3.6	Modalità di gestione della fase di ricarica.....	71
<b>4</b>	<b>PLL.....</b>	<b>78</b>
4.1	Introduzione.....	78
4.2	Trasformata di Clarke.....	79
4.3	PLL trifase.....	81
4.4	PLL monofase.....	83
4.5	Identificazione guasto.....	84
<b>5</b>	<b>Modalità di gestione del sistema di accumulo per guasti dissimmetrici....</b>	<b>86</b>
5.1	Introduzione: generalità.....	86
5.2	Tipologie di guasti.....	87
5.2.1	Guasto trifase.....	87
5.2.2	Guasto bifase, isolato da terra.....	87
5.2.3	Guasto bifase, a terra.....	87
5.2.4	Guasto monofase, a terra.....	88
5.3	Confronto tra tipi di cortocircuito.....	88
5.4	Modalità di calcolo delle correnti di cortocircuito.....	89
5.5	Modalità di gestione del corto circuito monofase.....	90
5.6	Verifica del corretto funzionamento dell'accumulo in caso di corto circuito monofase.....	90
5.7	Modalità di gestione del corto circuito bifase a terra.....	102
5.8	Verifica del corretto funzionamento dell'accumulo in caso di corto circuito bifase a terra.....	103
5.9	Modalità di gestione del corto circuito bifase isolato.....	112

5.10	Verifica del corretto funzionamento in caso di cto-cto bifase isolato.....	113
5.11	Inverter.....	120
<b>6</b>	<b>Batteria.....</b>	<b>128</b>
6.1	Introduzione.....	128
6.2	Generalità e principio di funzionamento.....	128
6.3	Panoramica sulle tipologie di accumulo.....	129
6.3.1	Batterie elettrochimiche.....	129
6.3.1.1	Componenti di una cella.....	130
6.3.1.2	Funzionamento della cella.....	130
6.3.2	Volani.....	131
6.3.2.1	Analisi componenti del sistema.....	132
6.3.2.2	Convertitore elettronico.....	133
6.3.2.3	Prestazione.....	134
6.3.3	Condensatore elettrostatico.....	136
6.3.3.1	Capacità.....	136
6.3.3.2	Costante dielettrica relativa.....	137
6.3.4	Condensatori elettrolitici.....	137
6.3.5	Supercondensatore.....	138
6.3.5.1	Struttura della cella.....	138
6.3.5.2	Gli elettrodi.....	139
6.3.5.3	Il separatore.....	139
6.3.5.4	Configurazione elettrodi.....	140
6.4	Analisi delle prestazioni.....	141
6.5	Dimensionamento del sistema di accumulo.....	143
6.6	Gruppo statico di continuità (UPS).....	148

# **Introduzione: Panoramica sull'utilizzo di inverter alimentante rete in alternata**

Oggi il numero di convertitori elettronici di potenza utilizzati all'interno delle reti elettriche di distribuzione di tutto il mondo sta aumentando.

I PEC (Power Electronic Converter) sono utilizzati in molte applicazioni, tra cui l'interfacciamento con la rete di fonti energetiche provenienti da energie rinnovabili (fotovoltaico e turbine eoliche), connessione a reti elettriche di sistemi di accumulo di energia, alimentazione di reti di distribuzione oppure consentire la trasmissione HVDC (High Voltage Direct Current).

Mentre per altre funzionalità l'utilizzo dei PEC è ancora in fase di studio, tra cui la limitazione della corrente di guasto in certe applicazioni e impianti navali con un sistema di distribuzione DC.

Sebbene un massiccio impiego di PEC abbia facilitato l'interconnessione tra vari sistemi elettrici, sono subentrati anche una serie di aspetti negativi non secondari. Infatti, in reti elettriche di distribuzione alimentate interamente da una sorgente interfacciata attraverso un PEC, si possono evidenziare delle implicazioni non favorevoli al corretto funzionamento del sistema di protezioni adottato. L'utilizzo di un convertitore elettronico per alimentare i carichi di una rete di distribuzione dell'energia, riduce in maniera considerevole la potenza di corto circuito della stessa, compromettendo in alcuni casi l'intervento tempestivo delle protezioni in caso di guasto.

Infatti, un ridotto livello di guasto non consentirebbe di avere elevate correnti di corto circuito e quindi non permetterebbe ad un sistema di protezioni convenzionali (di massima corrente) di essere messo nelle condizioni di intervenire eliminando il guasto.

Questo comportamento che le protezioni intrinseche al PEC debbano essere estremamente rapide nel limitare la corrente erogata dal convertitore, è applicato per evitare danni irreversibili alle valvole a semiconduttore durante le fasi di guasto [1-4].

I problemi associati alla protezione della rete alimentata da PEC possono essere in parte risolti adottando nuove soluzioni di protezione o nuove configurazioni di rete come:

- la prima riguarda tecniche il cui scopo è quello di modificare il metodo di rilevamento dei guasti, non basandosi solo sulla misura della corrente. Questi metodi sono di solito complessi e hanno bisogno di scambio di informazioni tra PEC e interruttori,
- Introduzione di nuovi algoritmi di identificazione del guasto da implementare nei relè delle protezioni,
- Introduzione di protezioni adattive,
- aumentare la dimensione del PEC, in modo da non avere problemi di riduzione del livello di guasto da parte del PEC,
- L'ultimo gruppo di possibili soluzioni consiste nell'introduzione di nuovi elementi (ad esempio sistemi di accumulo) alimentati anche essi da PEC per aumentare la potenza di cortocircuito al fine di rendere i sistemi tradizionali di protezione (massima corrente) in grado di rilevare eventi di guasto.

Questo lavoro si pone l'obiettivo di ricercare una soluzione al problema esposto, in modo da garantire il corretto funzionamento degli organi deputati alla protezione della rete da corto circuiti (sia simmetrici che dissimmetrici) sui carichi, il funzionamento corretto dei sistemi di protezione è infatti un aspetto fondamentale per garantire una buona qualità di servizio dei carichi collegati ad una rete di distribuzione. La soluzione studiata si basa sull'introduzione di un sistema di accumulo dell'energia per innalzare momentaneamente il livello di corto circuito della rete durante il guasto. Questo metodo, a differenza degli altri possibili, non modifica la tipologia delle protezioni impiegate e ha il vantaggio di non avere il bisogno di comunicazione tra i vari elementi dell'impianto.

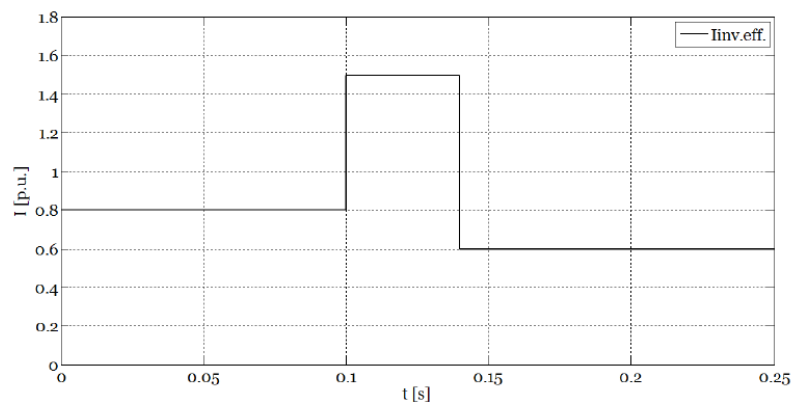
# Capitolo 1: Impatto dei PEC sulle reti di distribuzione, mancanza di selettività delle protezioni e possibili soluzioni al problema

L'introduzione dei PEC e la loro successiva larga diffusione, come spiegato nel capitolo precedente, hanno portato ad avere indubbi benefici ma anche implicazioni negative sulla rete elettrica a cui sono connessi. Nel seguente capitolo verranno approfondite in maniera più dettagliata le problematiche ed i vantaggi apportati dalla diffusione dei PEC alle reti elettriche, analizzando anche le soluzioni innovative trovate.

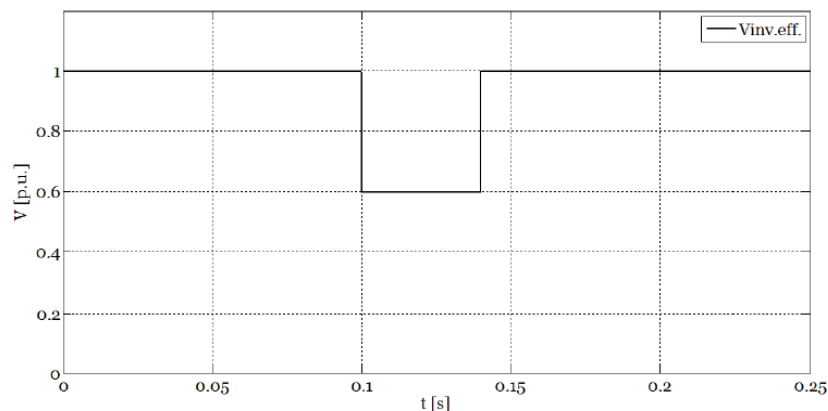
## 1.1 Comportamento del PEC a fronte di un guasto simmetrico

La risposta che un convertitore elettronico fornisce a seguito di un guasto simmetrico su un carico posto a valle, è governata essenzialmente dal proprio sistema di controllo. In generale in un *inverter* l'andamento tipico delle principali grandezze elettriche a seguito di un corto circuito trifase è quello mostrato nelle figure 1.1 e 1.2.

Per analizzare la risposta del convertitore è stato simulato un guasto trifase al tempo di 0,1 secondi ed il successivo intervento delle protezioni con l'estinzione del corto circuito al tempo 0,14 secondi [1].



**Figura 1.1** Andamento del valore efficace della corrente di fase erogata da un *inverter* a seguito di un c.to-c.to trifase.



**Figura 1.2** Andamento del valore efficace della tensione di fase di un *inverter* a seguito di un cto-cto trifase.

Come si può notare analizzando le figure appena esposte, negli istanti precedenti al corto circuito il convertitore eroga verso i propri carichi una corrente di 0,8 [p.u.] ed una tensione pari a quella nominale.

Nel momento in cui si verifica il corto circuito, il controllo del PEC aumenta la corrente erogata in ragione della richiesta della rete. L'entità di tale corrente, nel caso in cui il PEC sia stato dimensionato per poter lavorare per un periodo limitato di tempo in sovraccarico, viene limitata dal sistema di controllo ad un valore leggermente superiore al nominale, tipicamente  $1,5 I_n$ . In questo modo le valvole elettroniche vengono tutelate, poiché potranno erogare quella corrente

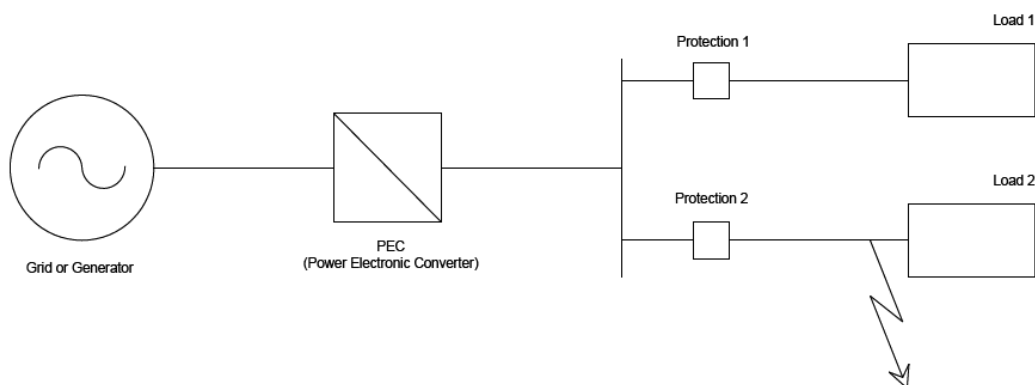


per un tempo prestabilito, che non comprometterà il loro funzionamento. Per quanto riguarda l'andamento della tensione, essa decresce a causa del guasto, creando disservizio nella fornitura di energia della durata del guasto.

Se, come nel caso preso in esame, il sistema di protezione rileva il guasto ed interviene, il PEC torna ad alimentare la rete con tensione nominale e corrente adeguata alla richiesta dei carichi. In caso contrario il convertitore continuerà ad alimentare il guasto senza agevolare l'intervento delle protezioni e la risoluzione del problema[1].

## 1.2 Aspetti negativi dei PEC sul sistema di protezioni della rete

Come già esposto nei paragrafi precedenti il problema maggiore dell'alimentazione di reti attraverso inverter è il ridotto contributo alle correnti di corto circuito che il PEC attua, per proteggere le proprie valvole. Questa problematica risulta valida nel caso di rete alimentata interamente attraverso un convertitore elettronico di potenza. Questo aspetto negativo, per ora legato principalmente a reti isolate, in futuro potrebbe estendersi e riguardare tutti gli impianti con un'elevata densità di apparecchi connessi attraverso PEC.



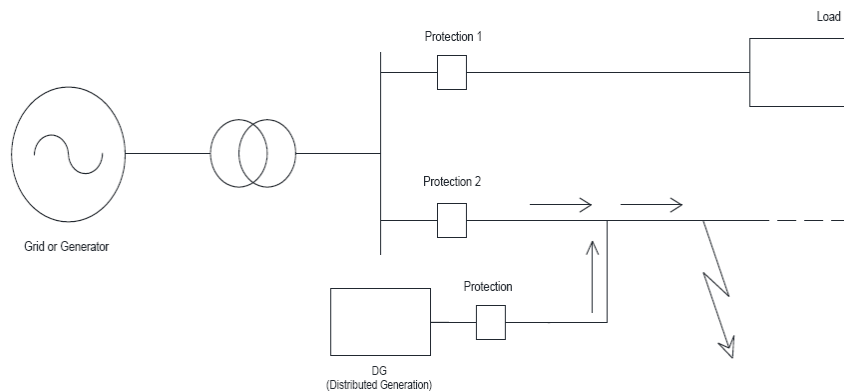
**Figura 1.3** Guasto in una rete alimentata da PEC.

### 1.3 Aspetti positivi dei PEC sul sistema di protezioni della rete

Sebbene l'impatto dei convertitori elettronici di potenza sul sistema di protezioni abbia riscontrato problematiche importanti, esiste anche una serie di benefici apportati dall'utilizzo di questi dispositivi. Questi aspetti sono riscontrabili per lo più analizzando il comportamento tenuto dai PEC nell'interfacciamento verso la rete di sorgenti di generazione distribuita. In alcuni casi il limitato contributo alla corrente corto circuito, caratteristico di questi dispositivi, diventerebbe un vantaggio, andando a limitare i pericoli di danni o malfunzionamento della rete durante le fasi di guasto.

#### 1.3.1 Riduzione "dell'accecamento" delle protezioni

Considerando la rete della Figura 1.4, il mancato intervento della protezione accade quando essa non è in grado di rilevare il guasto.

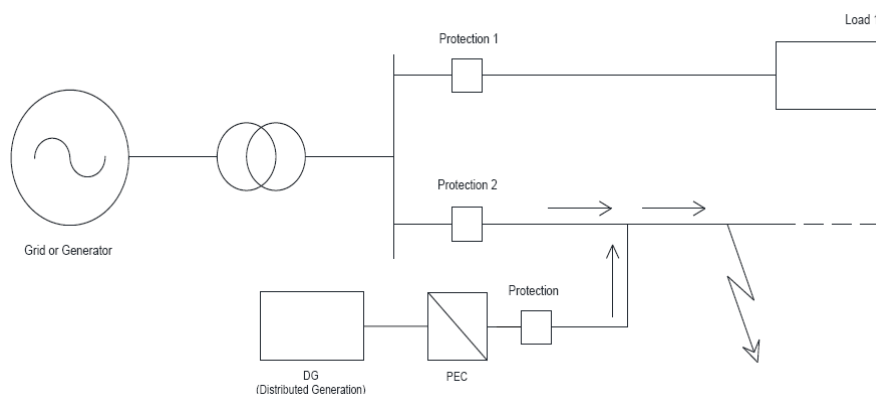


**Figura 1.4** Manifestazione del possibile non intervento della protezione in caso di guasto dovuta alla presenza della generazione distribuita (DG).

Ovviamente per questo esempio si considera una sorgente, a monte del trasformatore, di potenza infinita se no le considerazioni che si vanno a fare non sarebbero veritiere.

Tutto ciò si manifesta quando la corrente di corto circuito non fluisce attraverso i sensori della protezione, ma viene erogata a valle di essa. Infatti, se la DG (generazione distribuita) fosse connessa a valle della protezione direttamente alla linea tramite interruttore, la corrente di guasto non circolerebbe attraverso il relè dell'interruttore della protezione 2 e quindi quest'ultimo non sarebbe mai messo nella condizione di intervenire [1].

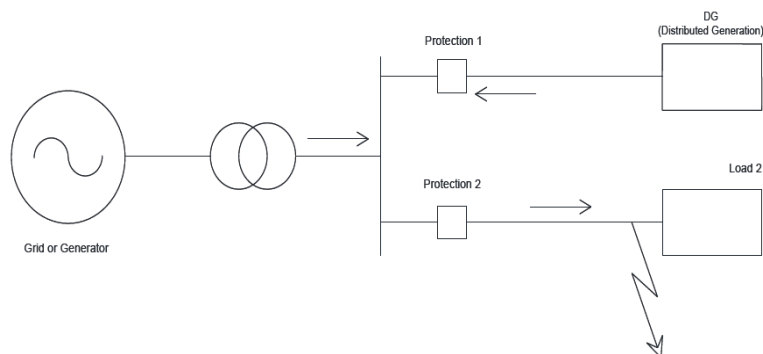
A tale proposito l'utilizzo dei PEC nell'interfacciamento di DG alla rete andrebbe a ridurre considerevolmente il contributo di guasto di quest'ultima, incrementando quindi la corrente data dalla rete principale che fluirebbe attraverso la protezione a monte ("protection 2") facendola intervenire correttamente. Per questo motivo si dice che i convertitori elettronici di potenza favoriscono in questi casi la risoluzione "dell'accecamento" delle protezioni.



**Figura 1.5** Riduzione dell'“accecamento” della protezione attuato dalla DG grazie all'aggiunta del PEC.

### 1.3.2 Riduzione dei falsi interventi

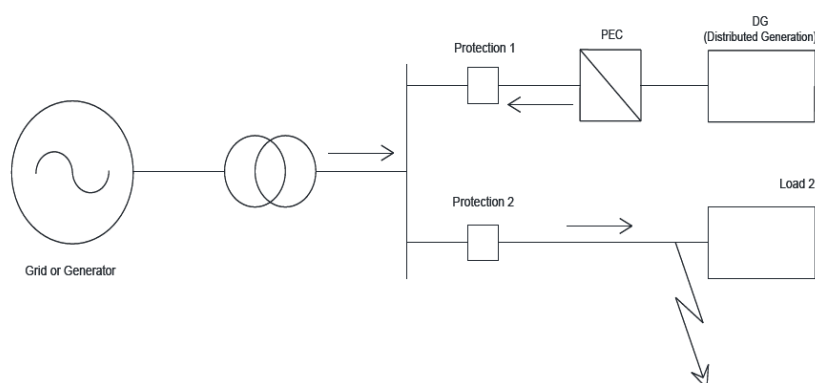
Facendo riferimento alla Figura 1.6, un falso intervento potrebbe verificarsi nel caso in cui la DG fosse connessa direttamente alla rete e si verificasse un guasto su una linea differente.



**Figura 1.6** Falso intervento della protezione 1 in caso di guasto sulla linea 2.

Assumendo come ipotesi che le due linee rappresentate in Figura 1.6 e in Figura 1.7, possiedano protezioni di massima corrente con tempi e correnti di intervento simili e che la DG presente sulla linea 1 contribuisca al guasto in maniera consistente, la selettività delle due protezioni potrebbe diventare un problema rilevante.

Infatti, allorché si verificasse il guasto sulla linea 2, non risulterebbe chiaro quale delle due protezioni presenti sulle linee intervenga per prima. In particolare se intervenisse per prima la protezione 1 rispetto alla seconda, si verificherebbe una disconnessione della DG non necessaria all'estinzione del guasto. Si genererebbe quindi un intervento non necessario.



**Figura 1.7** Riduzione del falso intervento della protezione 1 in caso di guasto sulla linea 2.

L'introduzione del convertitore elettronico di potenza come interfaccia della DG con la rete (Figura 1.7), ridurrebbe drasticamente il problema appena descritto andando a limitare il contributo al guasto della linea 1 e quindi evitando l'intervento della prima protezione. Quindi, attraverso il PEC, la protezione presente sulla linea 2 sarà attraversata da una corrente di guasto, alimentata dalla rete esterna, sicuramente maggiore rispetto al caso precedente, facendo scattare l'interruttore 2 rapidamente ed isolando quindi il guasto [1].

### 1.3.3 Riduzione dei casi di mancata auto richiusura automatica

Gli archi sulle linee di trasmissione causati da sovratensioni sono normalmente estinti scollegando la linea e poi riconnettendola (auto richiusura), tuttavia se c'è un DG collegato sulla linea può continuare ad alimentare la corrente di cto-cto, mentre la linea viene scollegata e l'arco potrebbe non spegnersi. Avendo il DG

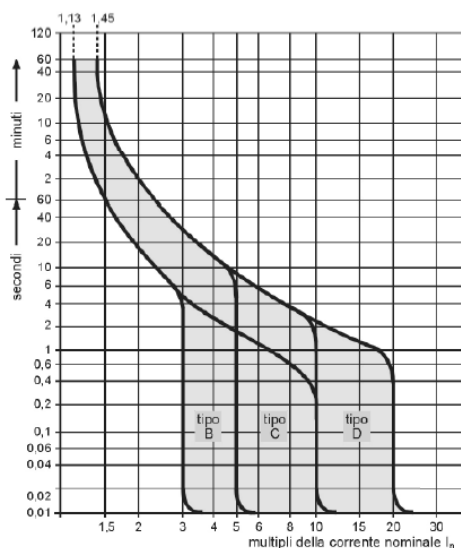
collegato alla rete tramite il PEC in caso di guasto la corrente può essere controllata e mandata a zero mentre la linea viene scollegata consentendo l'estinzione dell'arco.

#### **1.4 Sistemi di protezione convenzionali adottati in una rete alimentata da PEC**

In generale in questo lavoro di tesi si analizzeranno delle reti elettriche di distribuzione alimentate tramite PEC. Le reti di distribuzione dell'energia elettrica (sia nelle reti pubbliche, dal trasformatore MT/BT ai punti di consegna degli utilizzatori finali, sia nelle reti di distribuzione industriale, dalle sbarre principali BT ai quadri secondari fino alle utenze) avviene su linee al livello di bassa tensione (230/400 V) con andamento radiale. La protezione di tali linee contro le sovracorrenti derivanti da guasti o sovraccarichi è ottenuta mediante fusibili o, più comunemente, mediante interruttori automatici con soglie di massima corrente. La funzione di protezione contro i cortocircuiti è realizzata con sganciatori magnetici, oppure con sganciatori statici a tempo indipendente associati all'interruttore automatico, mentre si impiegano sganciatori statici termici bimetallici o sganciatori statici a tempo inverso per preservare le linee dai sovraccarichi.

Dal punto di vista costruttivo, per questi livelli di tensione si riscontrano protezioni sia dirette che indirette. Nel primo caso l'apertura dei contatti dell'interruttore è provocata dalla sovracorrente stessa: per correnti di valore significativo (multipli alla nominale) si ricorre a effetti magnetici, mentre per sovracorrenti più modeste sono impiegate lamine bimetalliche la cui dilatazione è funzione della temperatura (soglia termica). L'abbinamento delle due soglie costituisce la protezione magnetotermica.

Di seguito viene riportata la caratteristica corrente-tempo di un dispositivo di protezione magnetotermico.



**Figura 1.8** Curva di intervento di un relè magnetotermico

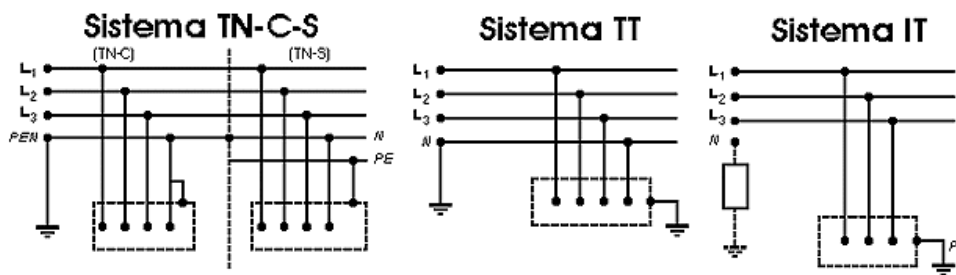
Le stesse caratteristiche di intervento possono essere ottenute in maniera indiretta: in questo caso gli interruttori sono equipaggiati con relè (cui è affidata la rilevazione delle sovracorrenti) e sganciatori che provvedano all'apertura.

Naturalmente relè di tipo direzionale non vengono utilizzati a causa della natura radiale della rete e in considerazione dell'ipotesi di assenza di generazione distribuita. In questo modo non si verificano flussi bidirezionali di potenza.

Le protezioni devono essere coordinate con la caratteristica delle linee da proteggere (le linee BT sono realizzate per la stragrande maggioranza in cavo).

Per quanto riguarda la protezione contro i guasti a terra, essa è influenzata in modo decisivo dalla presenza o meno di un impianto di messa a terra unico per le masse degli impianti e per il punto di neutro.

Prima di continuare si fa un piccolo richiamo sulle tipologie di impianti in BT (TT, TN e IT).



**Figura 1.9** Tipologie dei sistemi di distribuzione

Nelle definizioni che seguono i codici usati hanno i seguenti significati.

- Prima lettera: situazione del sistema di alimentazione verso terra:

T = collegamento diretto a terra del neutro;

I = isolamento da terra del neutro (oppure collegamento a terra tramite un'impedenza).

- Seconda lettera: situazione delle masse dell'impianto elettrico rispetto a terra:

T = masse collegate direttamente a terra;

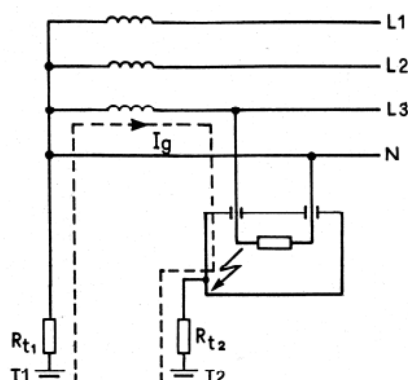
N = masse collegate al punto messo a terra del sistema di alimentazione.

- Lettere successive: disposizione dei conduttori di neutro e di protezione

S = funzioni di neutro e di protezione svolte da conduttori separati (N e PE);

C = funzioni di neutro e di protezione svolte da un unico conduttore (PEN).

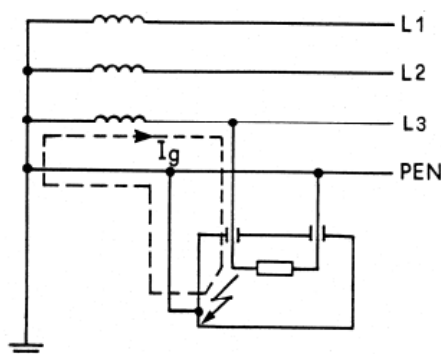
*Sistema TT* = il neutro e le masse sono direttamente collegate a terra, con due impianti di terra indipendenti. Il neutro deve essere sezionabile, mentre il conduttore di protezione PE non deve essere mai sezionabile, perché deve collegare le masse ai dispersori di terra. In caso di guasto, il circuito interessato al passaggio di corrente è quello tratteggiato. Essendo le resistenze di terra basse (di solito quella dell'utente è la maggiore), la corrente di guasto può assumere un basso valore (a causa della resistenza totale di guasto elevata) che può non far intervenire l'interruttore di protezione, se questi non è di tipo differenziale di opportuna sensibilità, causando dei problemi di sicurezza nell'installazione.



**Figura 1.10** Circuito di guasto nel sistema TT

*Sistema TN* = ha il neutro messo direttamente a terra e le masse connesse a quel punto per mezzo del conduttore di protezione. Si distinguono tre tipi di sistemi TN, secondo la disposizione dei conduttori di neutro e di protezione: TN-S il conduttore di neutro e di protezione sono separati; TN-C le funzioni di neutro e di protezione sono combinate in un solo conduttore (PEN) e TN-C-S le funzioni di neutro e di protezione sono combinate in un solo conduttore in una parte del sistema e separate nella restante parte

Il circuito di guasto in tali collegamenti è limitato tra la fase ed il neutro ed è un circuito a bassissima impedenza, con una corrente di guasto che è molto elevata, producendo l'intervento dell'interruttore di massima corrente a protezione del circuito. L'efficienza del sistema è legata alla qualità della terra della cabina, quindi in assenza di interruttori differenziali il sistema TN è più sicuro del sistema TT. In Italia il sistema TN è quello più comunemente usato per le reti di distribuzione private in bassa tensione.



**Figura 1.11** Circuito del guasto a terra del sistema TN



*Sistema IT* = Il sistema IT non ha il neutro collegato direttamente a terra, mentre le masse sono collegate a terra. La corrente dovuta ad un primo guasto è di valore limitato perché si richiude attraverso le capacità verso terra dell'impianto ed eventualmente anche attraverso l'impedenza inserita tra il neutro del sistema di alimentazione e la terra. Il sistema IT è consigliabile quando si abbiano sufficienti ragioni, economiche o di sicurezza, per evitare l'apertura del circuito al primo guasto a terra.

Infine si fa una panoramica sull'impiego dei vari sistemi:

sistema di distribuzione	principali applicazioni	Note
<b>TT</b>	installazioni domestiche e similari; piccole industrie alimentate in bassa tensione	Il sistema di distribuzione TT è utilizzato quando non è possibile garantire la distribuzione del conduttore di protezione (PE) e si preferisce affidare all'utente la responsabilità della protezione dai contatti indiretti.
<b>TN</b>	industrie e grossi impianti alimentati in media tensione	Il sistema TN è un sistema con il quale viene distribuita l'energia alle utenze che dispongono di propria cabina di trasformazione; in questo caso è relativamente semplice garantire il conduttore di protezione.
<b>IT</b>	industrie chimiche e petrolchimiche, impianti in cui è fondamentale la continuità di servizio	Questo tipo di sistema risulta essere particolarmente adatto nei casi in cui deve essere garantita la continuità di servizio in quanto la presenza di un primo guasto non dà luogo a correnti di valore elevato e/o pericoloso per le persone.

**Tabella 1.1** Campi d' impiego dei vari sistemi di distribuzione

Poiché i guasti verso terra hanno notevoli ripercussioni sulla sicurezza delle persone, per la protezione da essi in BT possono essere realizzati con gli stessi dispositivi installati contro i guasti simmetrici (trifase che è quello con valori di corrente maggiori) solo quando le correnti nelle due situazioni abbiano valori simili (sistema TN). Nei sistemi TT, l'esiguo valore delle correnti di guasto a terra rende praticamente obbligatorio l'impiego di interruttori con relè differenziali.

Successivamente nel nostro lavoro si considererà una rete di distribuzione di tipologia TN, cosicché si possa utilizzare come unica protezione quella di massima corrente.

La presenza di un guasto plurifase o a terra su un carico produrrebbe la circolazione di alte correnti di corto circuito se comparate con il loro valore nominale. Come è stato descritto nei precedenti paragrafi, i sistemi di protezione convenzionali utilizzano come elemento di rilievo del guasto il livello di sovra corrente che il guasto stesso crea.

Se ora si considera di alimentare una rete di distribuzione attraverso una sorgente interfacciata per mezzo di un convertitore elettronico di potenza, in caso di guasto su un carico è possibile (come accennato nei paragrafi precedenti) che il sistema di protezione tradizionale non rilevi correttamente il corto circuito. Tutto ciò è causato da un limitato livello di guasto dei convertitori elettronici di potenza.

In conclusione, la protezione tradizionale basata su relè a tempo inverso perde la sua utilità se implementata in reti elettriche di distribuzione alimentate attraverso convertitori elettronici di potenza, a causa della limitata potenza di corto circuito che quest'ultimi sono in grado di sostenere. Risulta quindi necessario lo studio di altre tecniche di protezione, in modo da garantire l'apertura degli interruttori in caso di guasto.

## **1.5 Possibili soluzioni per proteggere una rete alimentata da PEC**

Esistono varie soluzioni al problema legato al malfunzionamento del sistema di protezioni convenzionali di una rete elettrica di distribuzione in BT ( $V_n = 400 V$ ) alimentata attraverso un PEC. Queste tecniche [1] sono tutt'oggi in fase di studio ed approfondimento, anche se in alcuni casi si è già passati alla fase di implementazione all'interno di reti soggette a queste problematiche.

I rimedi studiati sino ad ora si possono suddividere in due gruppi. Il primo riguarda un miglioramento delle tecniche di rilievo del guasto presso le protezioni; il secondo si basa sull'introduzione di nuovi elementi all'interno della rete o sul miglioramento del controllo del PEC. Quanto detto serve a rendere visibile il guasto alla protezione, che nel secondo caso non viene modificata. Un'altra distinzione è deducibile dall'analisi delle varie tecniche, che vengono distinte tra quelle che necessitano di un costante dialogo tra i vari elementi della rete e quelle che lavorano senza dover ricevere informazioni sullo stato di tutti gli altri apparecchi presenti nell'impianto.

### **1.5.1 Algoritmi avanzati di identificazione del guasto**

Come già ampiamente descritto in precedenza, per i dispositivi posti a valle di generatori interfacciati da PEC, l'utilizzo di sovracorrenti per identificare un guasto

non è un metodo realizzabile. Una possibile soluzione basa il proprio metodo sulla misura di “buchi” di tensione, di seguito viene esposta questa soluzione.

### **1.5.1-1 Tecniche basate sulla misura della tensione**

Un “buco” di tensione all’interno di un sistema elettrico può essere interpretato come evento indicativo di un guasto. Esistono varie tecniche di rilevamento del guasto basate sulla misura della tensione di rete, tutte accomunate da una serie di caratteristiche.

In genere si tratta di metodi che non necessitano di sistemi di comunicazione per funzionare correttamente. Questo aspetto rappresenta un vantaggio non indifferente, in quanto semplifica il sistema di protezione e limita i costi economici dei relè che non hanno necessità di dialogare tra loro.

Esistono comunque punti deboli da non sottovalutare, come la marcata sensibilità del tempo di intervento in funzione della tipologia di corto circuito che si verifica. Infatti, considerando un guasto che si manifesta attraverso un moderato abbassamento del livello di tensione, come può essere l’esempio di un corto circuito ad alta impedenza, questa tecnica risulta essere poco efficace.

Ragionando sulle considerazioni appena realizzate, anche la configurazione dell’impianto di terra della rete può avere un impatto sull’entità dell’abbassamento della tensione e quindi sul rilevamento del guasto.

Un’altra caratteristica che ostacola l’utilizzo di questo criterio, è rappresentata dalla difficoltà di ottenere la selettività degli organi di protezione. Durante un guasto, a causa della bassa impedenza delle linee che compongono la rete, i “buchi” di tensione misurati sulle varie linee sono, rispetto a quello rilevato sul conduttore guastato, molto simili. Da qui nasce la difficoltà nell’eseguire la selettività, rischiando di togliere l’alimentazione a grosse porzioni di rete per eliminare il corto circuito.

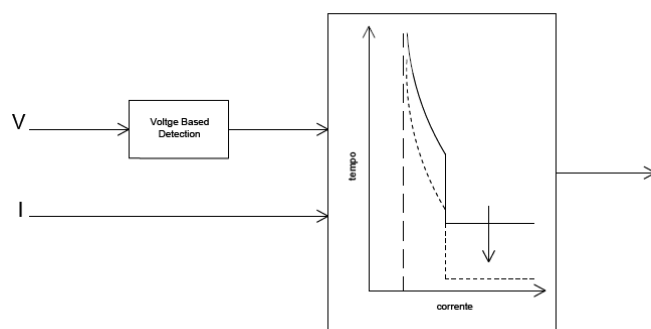
Queste tecniche sono ancora in fase di sviluppo, con l’obiettivo di ridurre i problemi ed i punti deboli, come l’utilizzo di queste tecniche in reti in cui sono presenti molte sorgenti ed interconnessioni.

### 1.5.2 Tecniche di protezione adattiva

La precedente sezione ha illustrato come la misurazione della tensione può essere efficacemente utilizzata come metodo di rilievo di un guasto presente sulla rete tuttavia questo metodo ha evidenziato problematiche relative alla selettività.

Una potenziale soluzione a tutto ciò è rappresentata dall'utilizzo della misurazione della tensione in appoggio alla tecnica basata sul rilievo della sovracorrente. Come è mostrato dalla Figura 1.12, questo dispositivo opera utilizzando il valore della diminuzione della tensione di rete, per selezionare un valore di corrente verso il quale traslare in basso la caratteristica tempo-corrente del relè magnetotermico, riducendo quindi il tempo di intervento. Il valore di traslazione verso il basso della caratteristica dell'interruttore di sovracorrente viene calcolato in modo che sia significativo nei soli casi di corto circuito e non rilevante per sovraccarichi. Tutto ciò è possibile analizzando l'entità della diminuzione di tensione di rete.

Questa tecnica risulta interessante in quanto non presenta l'esigenza di conoscere lo stato di altre grandezze o elementi della rete, per cui non vi è bisogno di comunicazione tra le varie protezioni.



**Figura 1.12** Protezione adattiva con misurazione della tensione di rete in appoggio alla protezione di sovracorrente

### 1.5.3 Controllo del guasto attraverso il PEC

Ora l'attenzione viene posta allo studio dei possibili metodi di controllo del convertitore, in maniera da agevolare l'intervento delle protezioni dell'impianto.

In questo caso gli interruttori presenti all'interno della rete non vengono modificati, quindi sono azionati da relè di massima corrente.

Questa strategia ha come obiettivo di modificare la risposta al corto circuito di una rete alimentata tramite PEC, innalzando il contributo al guasto del convertitore ed agevolando l'intervento dei dispositivi di protezione.

A tal proposito esistono due strategie differenti, che verranno brevemente esposte nei prossimi paragrafi.

### **1.5.3-1 Fold back**

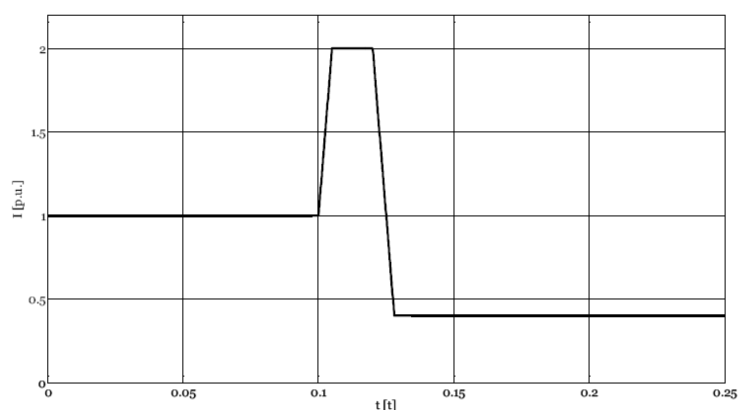
È uno dei metodi di gestione del PEC per innalzare il valore della corrente di corto circuito erogata dal dispositivo elettronico verso la rete a valle. Questa tecnica viene implementata ed eseguita direttamente dalla centralina di comando del dispositivo di conversione e viene attuata solamente nel caso in cui si crei un corto circuito su un punto della rete alimentata dal PEC.

Nel momento in cui si manifestasse il guasto, il sistema di controllo su cui è implementato il *fold back*, incrementa il valore della corrente erogata dal dispositivo verso il massimo sostenibile. L'entità di tale corrente è strettamente legata alle caratteristiche e ai limiti delle valvole elettroniche di cui è composto il convertitore. Ma, essendo un intervento di breve durata e non frequente, il limite di corrente erogabile può essere spinto a valori elevati: tipicamente due volte la corrente nominale. Tutto ciò deve essere implementato evitando di sovraccaricare eccessivamente e quindi danneggiare le apparecchiature elettroniche. Tale livello di corrente viene mantenuto, come già detto, per un periodo di tempo breve, in modo da far rilevare il guasto alle protezioni a valle. Successivamente, prima che l'interruttore designato abbia estinto il guasto, il *fold back* forza la corrente ad un valore inferiore al nominale. Questa operazione viene eseguita a beneficio dell'interruttore che deve aprire la corrente di guasto.

La strategia appena indicata è in fase di studio sulla rete di distribuzione DC, presente su grosse imbarcazioni dove si presenta anche il problema di dover aprire correnti di guasto elevate, senza avere il passaggio per lo zero della corrente ad agevolare il processo. Diminuire la corrente di guasto dopo averla momentaneamente innalzata, risulta essere la soluzione ad entrambi i problemi analizzati, ossia rilievo del guasto e apertura facilitata della protezione. Per poter diminuire la corrente sotto il livello nominale senza arrecare problematiche ai

carichi, si risolve disalimentando momentaneamente le utenze non essenziali, per poi alimentarle nuovamente a guasto estinto.

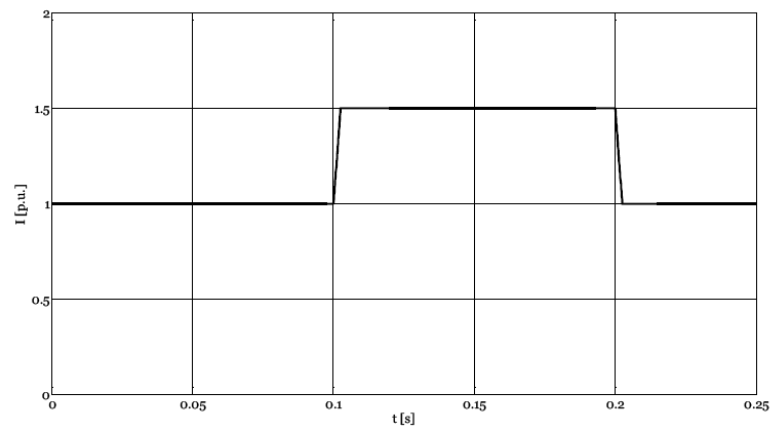
In molti casi però il livello di guasto raggiunto non è sufficiente o non è mantenuto sufficientemente a lungo per garantire l'intervento dei relè di massima corrente. A tal proposito dovranno necessariamente essere applicate altre tecniche per garantire il rapido intervento dei dispositivi di protezione.



**Figura 1.13** Andamento della corrente DC di tipo fold back del PEC al corto circuito.

### 1.5.3-2 Brickwalling

Nel seguente metodo viene analizzato un guasto trifase la cui risposta al corto circuito differisce dal quello precedente, innanzitutto la corrente di guasto erogata è di entità inferiore al caso di risposta *fold back*, ma viene mantenuta per un periodo di tempo superiore; successivamente la corrente non viene più ridotta per facilitare la sua interruzione ma viene riportata al valore prima del guasto. Tipicamente si arriva ad erogare una volta e mezzo la corrente nominale del convertitore, per un tempo tale da non compromettere le valvole elettroniche, come nel caso visto nei paragrafi precedenti. In questo modo si riduce il rischio di danni permanenti al PEC, mentre la logica di intervento si basa sull'incremento delle probabilità di rilevamento del guasto attraverso le protezioni di sovracorrente. L'aumento di probabilità di intervento si verifica perché il guasto viene alimentato per un periodo di tempo maggiore, anche se da un livello di corrente inferiore rispetto al caso precedente.

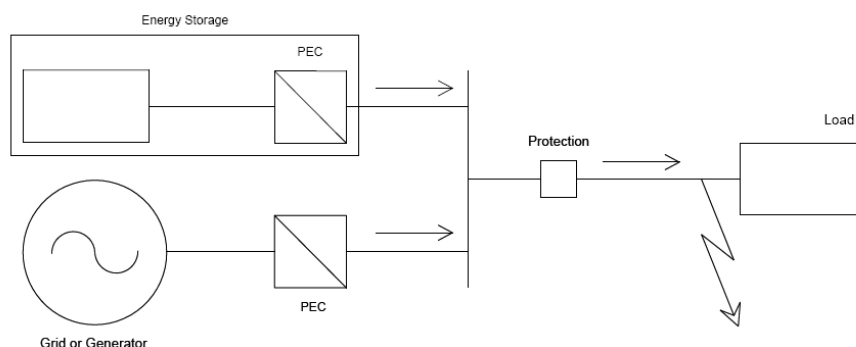


**Figura 1.14** Andamento del valore efficace della corrente di tipo brickwalling del PEC al corto circuito trifase.

Si può concludere dicendo che Fold back e Brickwalling sono tecniche non adatte ad essere utilizzate singolarmente, se non nel caso di particolari applicazioni. Infatti, sebbene forniscano un contributo al guasto talvolta anche rilevante, non garantiscono la certezza dell'intervento del sistema di protezione. Nonostante tutto ciò, il loro utilizzo è in costante ascesa perché rappresentano una valida soluzione di appoggio ad altre tecnologie. Vengono utilizzate spesso affiancate ad Energy Storage Device (sistemi di accumulo di energia), riducendone il dimensionamento e quindi il costo complessivo dell'impianto di accumulo.

#### 1.5.4 Energy Storage Device (sistemi di accumulo di energia)

Come è già stato più volte ripetuto in precedenza, il problema più rilevante, dovuto all'interfacciamento di una sorgente attraverso il PEC, è il suo ridotto contributo alla corrente di corto circuito. I sistemi di accumulo di energia, potrebbero essere utilizzati per aumentare il livello di corto circuito della rete e quindi, in caso di guasto, alimentare quest'ultimo in modo da far intervenire le protezioni di sovracorrente convenzionali. Un esempio è fornito dalla Figura 1.15.



**Figura 1.15** Esempio di rete dotata di sistema di accumulo di energia.

Utilizzando questo metodo, si risolve sostanzialmente il problema legato all'utilizzo dei PEC nelle reti elettriche senza modificare inoltre nessuna protezione presente sui vari rami della rete. Il sistema di accumulo sarà dimensionato in modo da riuscire ad erogare, durante le fasi di guasto, la corrente necessaria a far intervenire i relè di massima corrente; mentre l'inverter che interconnette la sorgente alla rete, se non è munito di controlli Fold back o Brickwalling, continuerà ad erogare la propria corrente massima.

Risulta quindi evidente che l'efficacia del rilevamento del guasto da parte delle protezioni dipende sostanzialmente dalla capacità del sistema di accumulo di erogare sufficiente corrente. Risulta quindi fondamentale una scelta ed un dimensionamento dell'accumulo di energia che soddisfi questi requisiti. Possono essere utilizzati a tal scopo molti tipi di accumulatori differenti come: batterie elettrochimiche, supercondensatori, flywheel ed altre tecnologie disponibili sul mercato. I flywheel e i supercondensatori hanno come vantaggio un'elevata densità di potenza disponibile in tempi molto rapidi, qualità fondamentale per un'efficace risoluzione del corto circuito, mentre le batterie elettrochimiche possiedono un'elevata densità di energia ma una bassa densità di potenza (nei capitoli successivi verrà approfondita la scelta del sistema di accumulo).

Tuttavia, l'utilizzo di sistemi di accumulo di energia adottati come solo metodo per risolvere un corto circuito sulla rete, si rivela una soluzione costosa. Per questo motivo questi sistemi vengono normalmente implementati al fianco di altre tecniche, come i metodi di controllo del PEC durante il guasto esposti nei paragrafi precedenti. In questo modo si riesce a ridurre il dimensionamento del sistema di accumulo ed il conseguente costo dell'intero impianto.



## Bibliografia

- [1] K. I. Jennett, C. D. Booth, *Protection of Converter Dense Power Systems*, University of Strathclyde, UPEC2010 31st Aug - 3rd Sept 2010.
- [2] R.M. Tumilty, M. Brucolit, G.M. Burt, T.C. Greent, *Approaches to Network Protection for Inverter Dominated Electrical Distribution Systems*, University of Strathclyde, Glasgow, UK Imperial College London, UK.
- [3] Mohammad Reza Miveh, Majid Gandomkar, Sohrab Mirsaeidi, Mohammad Reza Gharibdoost, *A Review on Protection Challenges in Microgrids*.
- [4] Proceedings of the International Electrical Engineering Congress 2014, A Review on Microgrid Protection, Niraj Kumar Chaudhary, Saumya Ranjan Mahantj and Ravindra Kumar Singh Electrical Engineering Department, MNNIT Allahabad, Allahabad, India

## Capitolo 2: Dimensionamento della rete con verifica del mancato intervento delle protezioni in caso di guasto

### 2.1 Introduzione

Nel seguente capitolo si dimensioneranno tutti i componenti della rete in esame, una rete di distribuzione reale composta da una serie di carichi di potenza differente alimentata da un convertitore di potenza (PEC), per poi andare a verificare nel caso di guasto trifase l'avvenuto o il mancato intervento delle protezioni di massima corrente poste a protezione dei carichi.

Come discusso ampiamente nel capitolo precedente reti alimentate da PEC possono presentare la problematica di limitare la corrente di guasto per salvaguardare le proprie valvole.

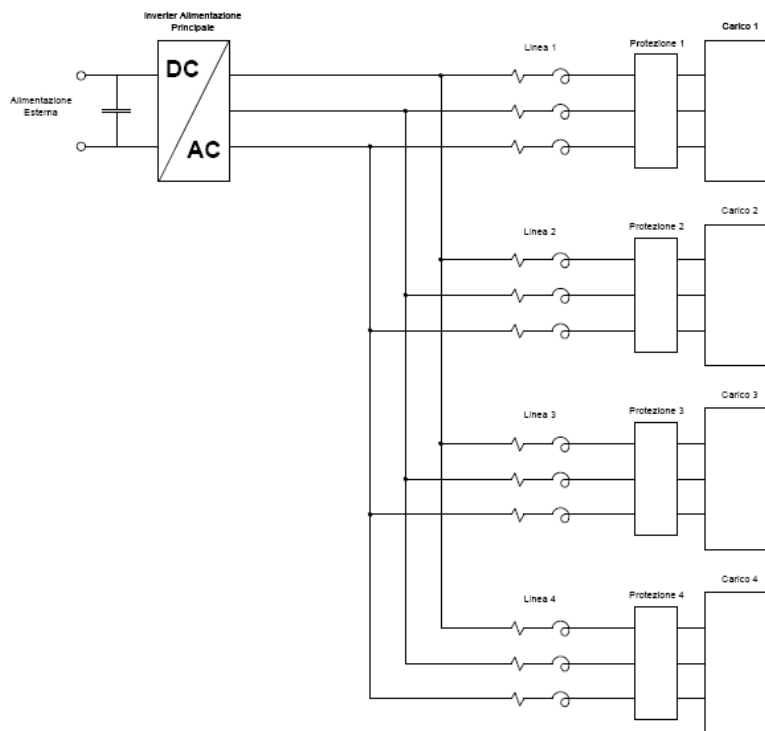
Nel caso di guasto su un carico avente una potenza circa uguale a quella di alimentazione, le protezioni per intervenire richiedono correnti molto elevate e quindi il convertitore potrebbe non essere in grado di fornire tale corrente. Mentre per guasti su carichi avente potenza molto minore a quella di alimentazione, questa situazione non dovrebbe verificarsi.

In questo capitolo si simulerà così un guasto su un carico grande e uno su un carico piccolo, per verificare l'esattezza delle affermazioni esplicitate precedentemente.

### 2.2 Dimensionamento della rete

L'impianto analizzato è una rete di distribuzione trifase radiale in bassa tensione con una potenza nominale di 250 kVA e tensione nominale di 400 V.

In figura è rappresentata la rete presa in esame:



**Figura 2.1** Rappresentazione della rete in esame (rete di distribuzione alimentata da una sola fonte di energia interfacciata attraverso un inverter)

Come è possibile notare dalla figura 2.1, la rete è composta da:

- Rete di alimentazione esterna in DC
- Inverter di alimentazione principale
- Linee in cavo
- Protezioni
- Carichi

Successivamente vengono dimensionati i vari componenti della rete.

### 2.2.1 Rete di alimentazione esterna

La rete di alimentazione esterna è tutto ciò che si trova a monte del convertitore elettronico di potenza principale, può essere qualsiasi tipo di alimentazione applicabile a monte del PEC.

La rete esterna ha il compito di alimentare il lato DC del convertitore elettronico di potenza che a sua volta dal lato AC eroga verso i carichi la potenza richiesta.

All'interno di tutte le simulazioni e in tutte le considerazioni effettuate nei capitoli successivi, verrà considerata costante la tensione sul lato DC dell'*inverter* principale quindi la rete di alimentazione esterna erogherà verso la rete ciò che le verrà richiesto mantenendo così costante la tensione sul DC-bus.

In questo lavoro non viene approfondita la natura della fonte di alimentazione dell'*inverter* lato DC perché non è di interesse rispetto all'obbiettivo del nostro studio.

### 2.2.2 Inverter principale di alimentazione

Il convertitore elettronico di potenza principale è del tipo VSI (Voltage Source Inverter) e ha il compito di interfacciare la rete di alimentazione a monte con le linee ed i carichi posti a valle.

La tensione di alimentazione ai capi del lato AC del convertitore è di 400 V quindi conoscendo la tensione di alimentazione e la potenza nominale del convertitore 250 kVA, è possibile calcolare la corrente nominale in uscita dal convertitore lato AC:

$$I_n = \frac{A_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 360,84 \text{ A} \quad (2.1)$$

Dove  $A_n = 250 \text{ kVA}$  e  $V_n = 400 \text{ V}$ .

In caso di funzionamento nominale senza la presenza di nessun tipo di guasto il PEC eroga la corrente richiesta dai carichi che è minore o uguale alla nominale ( $I_n$ ) come calcolato in precedenza.

In caso di guasto come discusso nei capitoli precedenti, la corrente richiesta dal carico guasto è molto elevata tuttavia questa corrente non può essere erogata totalmente dal PEC perché esso deve salvaguardare le valvole elettroniche a semiconduttore da possibili guasti causati da una loro forte sollecitazione.

Il contributo del convertitore principale ad un corto circuito su un carico posto a valle è caratterizzata da una risposta del tipo *brickwalling* esposta nel capitolo precedente. In base a questa modalità di funzionamento il convertitore, durante

il guasto, è portato dal sistema di controllo ad elevare la corrente erogata verso i carichi ad un valore superiore a quello nominale, mantenendo costante la tensione, tale funzionamento potrà essere mantenuto per un periodo limitato di tempo. Tuttavia se il carico guasto richiede una corrente ancora superiore che va a superare o eguagliare la soglia di sicurezza del PEC, il convertitore va in limitazione facendo così calare la tensione ai suoi morsetti.

Si è scelto di porre come valore efficace della corrente massima di breve durata ammissibile dall' inverter durante il guasto un valore di 1,5 volte il valore nominale. Quindi dopo un guasto che causa la messa in limitazione dell'inverter, il controllo dell'inverter porta la corrente a 1.5 la  $I_n$  e contemporaneamente abbassa la tensione di un valore inferiore alla nominale. Se le correnti di corto circuito sono sufficienti a far intervenire le protezioni, dopo 50 ms dall'avvenuta del guasto esse intervengono escludendo il carico. Mentre se la corrente in gioco non è sufficiente a far intervenire le protezioni, il brickwalling mantiene la corrente a 1.5 la nominale e la tensione ad un valore inferiore alla nominale per 100 ms dall'avvenuta del guasto, dopodiché abbasserà la corrente erogata al valore nominale mentre la tensione subirà un abbassamento ulteriore. Ovviamente questa situazione non si verificherà nella rete finale grazie all'aggiunta dell'accumulo che darà il contributo al guasto, tuttavia questa parte si affronterà nei capitoli successivi.

La scelta del tempo di 100 ms (tempo in cui il controllo mantiene la corrente erogata a 1.5  $I_n$ ) è stata effettuata prendendo in considerazione che il tempo di intervento delle protezioni sui carichi a seguito di un guasto è di 50 ms. Infatti, essendo di 50 ms il tempo che intercorre dal rilievo all'estinzione del guasto, si è deciso di ampliare con un buon margine di sicurezza (doppio rispetto a quello effettivamente necessario) il tempo in cui il convertitore forza l'entità della corrente al di sopra del valore nominale. Così si favorisce un corretto funzionamento del sistema di protezioni per una efficiente apertura del guasto.

La scelta della corrente erogata durante il guasto, cioè 1.5 la nominale e del tempo di durata di questa erogazione dipende in particolare dall'impianto di raffreddamento dell'inverter principale. Avendo scelto 100 ms, bisognerebbe verificare che in questo periodo di tempo l'impianto di dissipazione del calore presente nel convertitore riesca a mantenere una temperatura all'interno delle giunzioni delle valvole elettroniche, tale da non compromettere il funzionamento delle stesse. In caso contrario si dovrebbe agire riducendo il

periodo di mantenimento di tale corrente o riducendone l'entità al di sotto del valore di  $1.5 I_n$ , oppure ridimensionando l'impianto di raffreddamento del PEC in modo da smaltire il calore in eccesso.

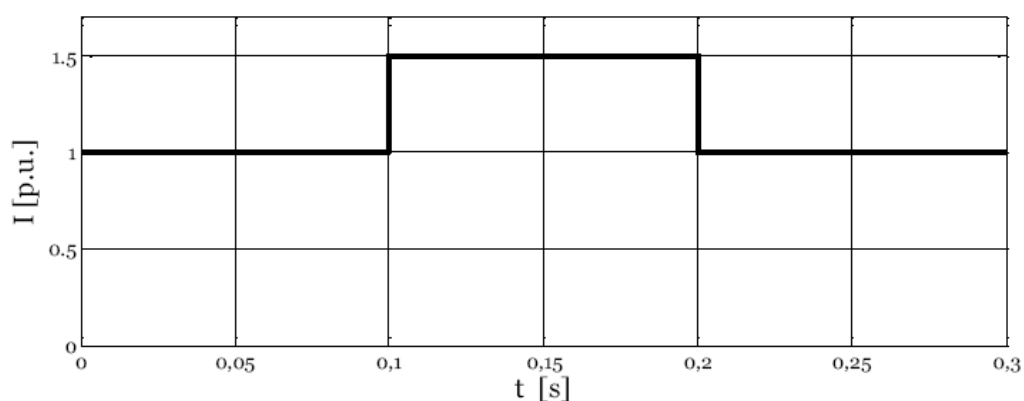
Essendo il PEC limitato in corrente durante il corto circuito, esso erogherà al massimo una potenza di 1,5 volte quella nominale, in questo modo la potenza di corto circuito dell'impianto risulterà pari a 375 [kW].

Successivamente in tabella sono ricapitolati i dati caratteristici dell'inverter in esame di cui si è parlato in precedenza:

$A_n$ (kVA)	$V_n$ (V)	$I_n$ (A)	$I_M$ (A)	$P_{cc}$ (kW)
250	400	360,84	541,27	375

**Tabella 2.1** Dati nominali dell'inverter

Di seguito è riportato l'andamento del valore efficace della corrente erogata dall'inverter a fronte di un guasto trifase a 0.1 s, si nota come detto in precedenza che dopo il guasto la corrente diventa 1.5 la nominale e resta tale per 100 ms dopo di che ritorna a circa il valore nominale.



**Figura 2.2** Andamento del valore efficace della corrente eseguito da un controllo di tipo brickwalling effettuato sul PEC in esame durante un guasto trifase.

Nelle pagine precedenti si è brevemente visto il comportamento dell'inverter e del tipo di controllo utilizzato, nei capitoli successivi grazie all' aiuto di grafici ricavati dalle simulazioni di Simulink si potrà analizzare in modo più chiaro il comportamento delle varie grandezze in esame.

### 2.2.3 Carichi

L'inverter principale alimenta i carichi posti al termine delle linee in cavo. Complessivamente il PEC alimenta un sistema di utenze trifase di 250 kVA con fattore di potenza pari a 0,9; la tensione nominale è pari a 400 V con frequenza 50 Hz.

Si decide di utilizzare quattro carichi: il carico principale assorbe una potenza pari all'80% della potenza complessiva mentre la restante parte viene spartita dai restanti carichi; questo per evidenziare la risposta del PEC a fronte di un guasto sul carico grande o a fronte di un guasto su uno dei carichi piccoli.

La suddivisione dei carichi si decide di effettuarla in questo modo:

	$A_{nc}$ (kVA)	$V_n$ (V)	$\cos\varphi_c$
Carico 1	200	400	0.9
Carico 2	25	400	0.9
Carico 3	15	400	0.9
Carico 4	10	400	0.9

**Tabella 2.2** Suddivisione dei carichi della rete in esame

Utilizzando le formule sottostanti, a partire da una suddivisione del carico complessivo, è stato possibile ricavare tutti i parametri elettrici di ogni utenza rappresentata come carico passivo  $R_c - X_c$  serie. Come primo passo si calcola la corrente assorbita dai carichi con la seguente formula:

$$I_{nc} = \frac{A_{nc}}{V_n \cdot \sqrt{3}} \quad (2.2)$$

Dopo di che si calcolano i valori di potenza attiva e reattiva assorbita dai carichi:

$$P_{nc} = A_{nc} \cdot \cos\varphi_c \quad (2.3)$$

$$Q_{nc} = A_{nc} \cdot \sin\varphi_c \quad (2.4)$$

Infine si calcolano la resistenza e l'induttanza del carico:

$$R_{nc} = \frac{P_{nc}}{I_{nc}^2 \cdot 3} \quad (2.5)$$

$$X_{nc} = \frac{Q_{nc}}{I_{nc}^2 \cdot 3} \quad (2.6)$$

$$L_{nc} = \frac{X_{nc}}{2 \cdot \pi \cdot f} \quad (2.7)$$

I conti esposti precedentemente sono riportati tutti in tabella per ogni carico:

	$A_{nc}(\text{kVA})$	$I_{nc}(\text{A})$	$P_{nc}(\text{kW})$	$Q_{nc}(\text{kVar})$	$R_{nc}(\Omega)$	$X_{nc}(\Omega)$	$L_{nc}(\text{mH})$
Carico 1	200	288,675	180	87,178	0,720	0,349	1,110
Carico 2	25	36,084	22,5	10,897	5,760	2,790	8,880
Carico 3	15	21,651	13,5	6,538	9,600	4,649	14,800
Carico 4	10	14,434	9	4,359	14,400	6,974	22,200

**Tabella 2.3** Dati caratteristici dei carichi presenti in rete

Come detto in precedenza si può notare che si è ipotizzata la presenza di un carico di potenza dominante rispetto ai rimanenti, in modo che l'unica



protezione che possa non intervenire in condizioni di guasto sia proprio quella sul carico più ingente (carico 1). Questo accade perché, come si vedrà successivamente, le protezioni di sovracorrente poste in fondo alla linea prima dei carichi verranno dimensionate per intervenire qualora la corrente assorbita dal carico superi tre volte il valore nominale. In questo modo le protezioni poste sui tre carichi meno significativi, sarebbero in grado di intervenire. Così l'unico carico critico dal punto di vista dell'intervento delle protezioni risulterebbe esclusivamente quello di entità maggiore su cui da ora in avanti verrà posta maggiore attenzione.

	$I_{\text{intervento}} [I_{\text{int}} = 3 \cdot I_{nc}]$
Protezione 1	866,03 A
Protezione 2	108,25 A
Protezione 3	64,95 A
Protezione 4	43,30 A

**Tabella 2.4** Soglie di intervento delle protezioni di massima corrente

Si può osservare dalla tabella 2.4 e dalla tabella 2.1 che il valore di corrente necessario all'intervento della protezione 1 sia molto superiore alla corrente massima erogabile dal PEC.

#### 2.2.4 Linee in cavo

Per la determinazione della sezione del conduttore di fase si applica il metodo che fa riferimento alla norma CEI-UNEL 35024/1[1]. Viene scelto di utilizzare dei cavi in rame isolati con materiale elastomerico o termoplastico. A partire dalle correnti di impiego, dalle correnti nominali degli interruttori automatici ed effettuando una serie di scelte tecniche, sarà dunque possibile ricavare le sezioni ed i parametri elettrici di ognuna delle quattro linee che alimentano i carichi.

Si sceglie di effettuare una disposizione dei cavi non interrata. In funzione dei tipi di posa presenti nella norma di riferimento CEI 64-8 viene scelto un collocamento entro passerella perforata. Si decide di utilizzare dei cavi multipolari in rame isolato attraverso EPR, il quale garantisce delle sollecitazioni termiche superiori al PVC.

Vengono inoltre definite: la temperatura ambiente pari a 30 [°C] e il numero di circuiti installati in ogni passerella pari ad uno, in modo da definire i coefficienti correttivi K1 e K2. Il primo coefficiente rappresenta il fattore di correzione da applicare nel caso la temperatura ambiente sia differente da 30 [°C], mentre il secondo rappresenta il fattore di prossimità influenzato dal numero di circuiti installati in ogni passerella e dal tipo di posa (in questa casistica sono entrambi pari a 1).

Il dimensionamento prosegue con l'identificazione della corrente d'impiego di ogni cavo  $I_b$  pari alla corrente nominale del carico che dovrà alimentare. Successivamente si sceglie la corrente nominale dell'interruttore automatico  $I_n$ , utilizzando il valore disponibile appena superiore ad  $I_b$ .

Si ricava quindi  $I_n'$  dividendo la corrente nominale dell'interruttore scelto per il coefficiente di correzione totale  $K_{tot}$  necessaria per il calcolo della portata del cavo. Poi dalle tabelle si deduce il valore della portata del cavo  $I_z'$ , scegliendo il valore appena superiore ad  $I_n'$ . Per ultimo si calcola la portata effettiva  $I_z$  moltiplicando per  $K_{tot}$  il valore precedentemente ricavato.

Come criterio di verifica della portata dei cavi è stato utilizzato il metodo della caduta di tensione. Si è posto come limite ammissibile della differenza tra la tensione in partenza e tensione all'arrivo della linea il 4% della nominale. Questo valore, raccomandato dalla norma CEI 64-8, è tale da non compromettere il funzionamento delle utenze più sensibili alle variazioni della tensione di alimentazione.

Attraverso le relazioni seguenti è possibile eseguire tale calcolo, quindi verificare che il limite ammissibile di caduta di tensione rientri sotto il 4%. In caso contrario, verrà rieseguito il dimensionamento del cavo utilizzando una sezione del conduttore maggiore.

Viene scelto inoltre che ogni linea in cavo possiede una lunghezza ( $l$ ) di cento metri.

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I_b \cdot l \cdot (r_l \cdot \cos\varphi_c + x_l \cdot \sin\varphi_c) \quad (2.8)$$

$$\Delta V\% = \frac{\Delta V}{V_n} \cdot 100 \quad (2.9)$$

I risultati ottenuti sono riportati nella tabella seguente:

	$I_b$ (A)	$I_n$ (A)	$I_z$ (A)	$S$ (mm <sup>2</sup> )	$r_l$ ( $\frac{m\Omega}{m}$ )	$x_l$ ( $\frac{m\Omega}{m}$ )	$\Delta V$ (V)	$\Delta V\%$
Cavo 1	288,68	400	456	185	0,1250	0,0742	7,242	1,811
Cavo 2	36,084	40	75	10	2,270	0,0861	13,003	3,251
Cavo 3	21,651	25	54	6	3,7800	0,0955	12,914	3,228
Cavo 4	14,434	16	42	4	5,6800	0,1010	12,890	3,223

**Tabella 2.5** Dati caratteristici della linea in cavo

È possibile poi conoscendo la resistenza e la reattanza unitaria calcolarsi la resistenza e la reattanza dell'intera linea tenendo conto della sua lunghezza  $l = 100$  m:

	$R_l = r_l \cdot l$ (m $\Omega$ )	$X_l = x_l \cdot l$ (m $\Omega$ )
Cavo 1	12,5	7,42
Cavo 2	227	8,61
Cavo 3	378	9,55
Cavo 4	568	10,1

**Tabella 2.6** Resistenza e reattanza di linea

### 2.2.5 Protezioni

All'interno dell'impianto elettrico di distribuzione preso in esame, sono presenti quattro interruttori automatici di protezione. Essi sono disposti al termine delle linee in cavo prima dei carichi.

Si è deciso di effettuare solamente la scelta e taratura dei relè a scatto istantaneo, in quanto lo scopo dello studio è quello di analizzare il comportamento a seguito di un corto circuito su un carico. Pertanto non si ritiene necessario, per il momento, analizzare la curva a tempo inverso per la protezione dai sovraccarichi. A seconda delle necessità della rete è stato stabilito che le protezioni presenti all'interno dell'impianto debbano intervenire istantaneamente, qualora la corrente che le attraversa superi tre volte il valore nominale di quella assorbita dal carico. In base a quanto detto verrà effettuata la taratura o la scelta della corrente di intervento istantaneo della protezione.

Il primo passo alla scelta dell'interruttore automatico è la determinazione della propria corrente nominale, già effettuata nei precedenti paragrafi. Tale valore dovrà soddisfare la seguente relazione:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (2.10)$$

dove  $I_b$ ,  $I_n$  e  $I_z$  rappresentano rispettivamente la corrente d'impiego, la corrente nominale della protezione e la portata effettiva della linea in cavo.

Nelle tabelle seguenti sono state raccolte le informazioni relative agli interruttori automatici e agli sganciatori scelti. Tutti i dati riportati sono stati ricavati dalla *Giuda BT 2010 della Schneider Electric* [2].

	Interruttore Tipo	In (A)		I <sub>cu</sub> (kA)	U <sub>i</sub> [V]
				CA 50Hz 380/415V	
Protezione 1	NSX400	soglia fissa	400	36	800
Protezione 2	C40a	In[1-40]	40	6	440
Protezione 3	C40a	In[1-40]	25	6	440
Protezione 4	C40a	In[1-40]	16	6	440

**Tabella 2.7** Dati relativi agli interruttori scelti

	Tipo sganciatore		$I_i$ [soglia istantanea] [A]	$t_{\text{non int}}$ [ms]	$t_{\text{int}}$ [ms]
Protezione 1	Micrologic 5 E		800 ±15%	10	50
Protezione 2	secondo norma CEI EN 60947-2	curva B	$3,2 \div 4 I_n (+20\%)$	/	20
Protezione 3	secondo norma CEI EN 60947-2	curva B	$3,2 \div 4 I_n (+20\%)$	/	20
Protezione 4	secondo norma CEI EN 60947-2	curva B	$3,2 \div 4 I_n (+20\%)$	/	20

**Tabella 2.8** Dati relativi agli sganciatori scelti

Una volta scelto il tipo di interruttore e lo sganciatore ad esso annesso, si procede con la verifica del coordinamento tra protezione e cavo.

Un cavo si considera protetto contro un corto circuito se viene verificata la seguente relazione:

$$i^2 t \leq K^2 S^2 \quad (2.11)$$

Il termine  $i^2 t$ , espresso in  $(A^2)$ , è l'energia specifica (per unità di resistenza) lasciata passare dall'interruttore senza intervenire; mentre  $K^2 S^2$  è invece un valore che indica il limite di sollecitazione termica ammissibile per il cavo in funzione dell'isolante, del materiale conduttore e della propria sezione.

La verifica dell'energia specifica passante sarà sempre soddisfatta, in quanto la corrente di corto circuito nel punto di guasto è limitata dal convertitore ad un valore estremamente basso ( $1,5 I_n$ ). Quindi, in tutti i casi presi in esame, il valore  $K^2 S^2$  risulta essere abbondantemente superiore alla curva dell'energia specifica passante delle protezioni scelte. In questo modo si garantisce il coordinamento tra cavo e protezione.

È inoltre necessario verificare che la corrente di corto circuito sia effettivamente apribile dall'interruttore. Tutto ciò si stabilisce appurando che il potere d'interruzione nominale della protezione sia superiore alla corrente di corto in quel punto. Nel nostro caso essendo la corrente di guasto limitata, tale condizione è facilmente verificata su tutte le protezioni.

## **2.3 Verifica del mancato intervento delle protezione in caso di corto circuito trifase sul carico 1 e verifica dell'intervento delle protezioni in caso di cortocircuito trifase su uno dei carichi 2,3,4**

### **2.3.1 Introduzione**

Nei seguenti paragrafi verranno simulate e analizzate due tipi di situazioni ricavate dalle simulazioni all'interno dell'ambiente di calcolo Matlab Simulink.

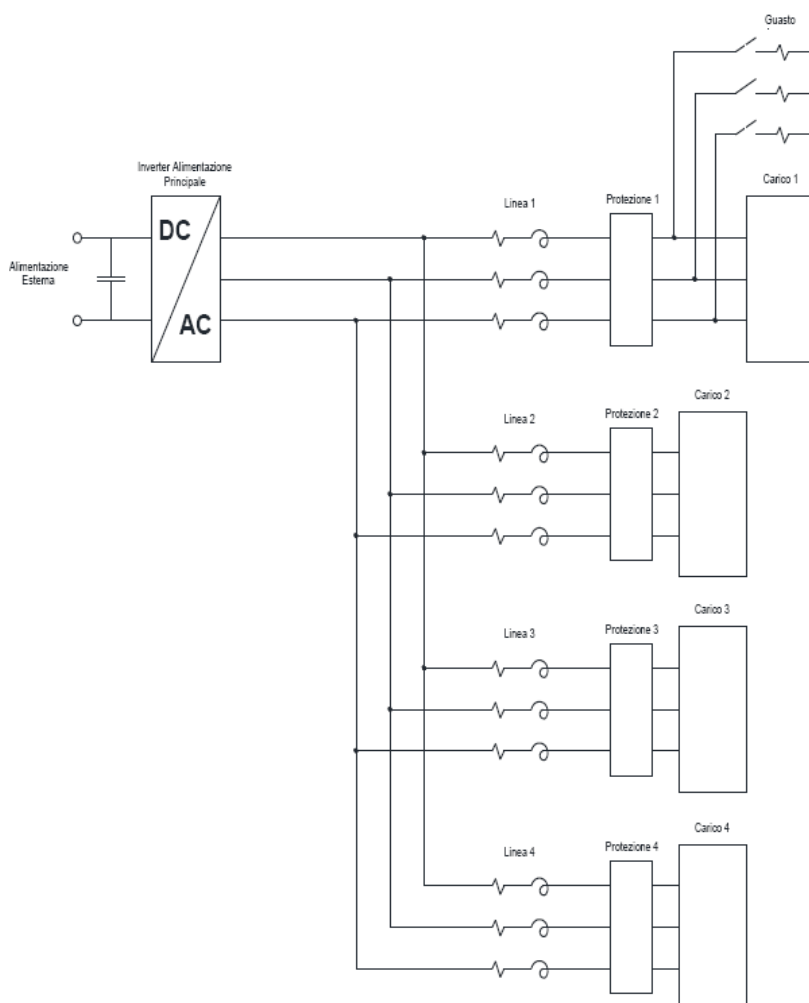
Nella prima verrà simulato un guasto trifase sul carico uno per verificare la problematica inerente al ridotto contributo al corto circuito, che un inverter possiede qualora si verifichi un guasto su un carico ingente, a causa del comportamento che esso mette in atto per salvaguardare le proprie valvole. Il fenomeno è verificato dalla mancata apertura della protezione di massima corrente che, non vedendo circolare entro i propri circuiti una corrente sufficientemente elevata, manterrà alimentato il guasto.

Nella seconda verrà simulato un guasto su uno dei carichi meno ingenti (2,3,4) per verificare che in codesto caso la corrente erogata dal PEC è sufficiente a superare il limite di intervento della protezione di massima corrente posta prima del carico, e può così intervenire isolando la parte di circuito guasta. Verranno esposti e discussi i grafici, ricavati dalle simulazioni all'interno dell'ambiente di calcolo Matlab Simulink, delle grandezze in gioco più significative per approfondire ciò che avviene.

### **2.3.2 Prima simulazione: guasto trifase sul carico 1**

L'impianto implementato all'interno dell'ambiente di calcolo Matlab Simulink rispecchia lo schema di Figura seguente. Ogni componente è stato simulato utilizzando i dati forniti dai calcoli e dai dimensionamenti eseguiti nei paragrafi precedenti.

In questa simulazione, e in tutte le successive, sarà implementato all'interno del sistema di controllo dell'inverter il metodo brickwalling a sostegno della corrente di corto. I valori di taratura dei limiti di corrente e tempi caratteristici di intervento sono gli stessi riportati al paragrafo precedente.

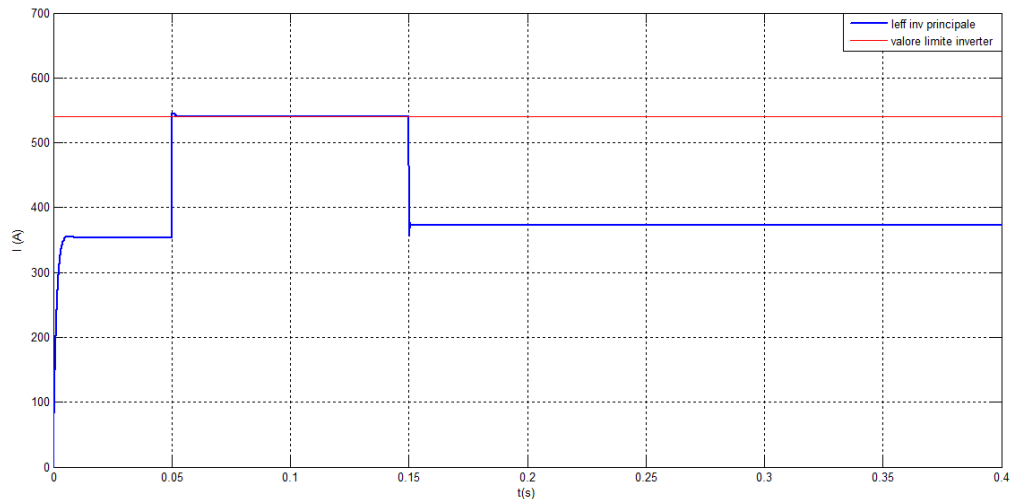


**Figura 2.3** Rete presa in esame con guasto trifase su carico 1

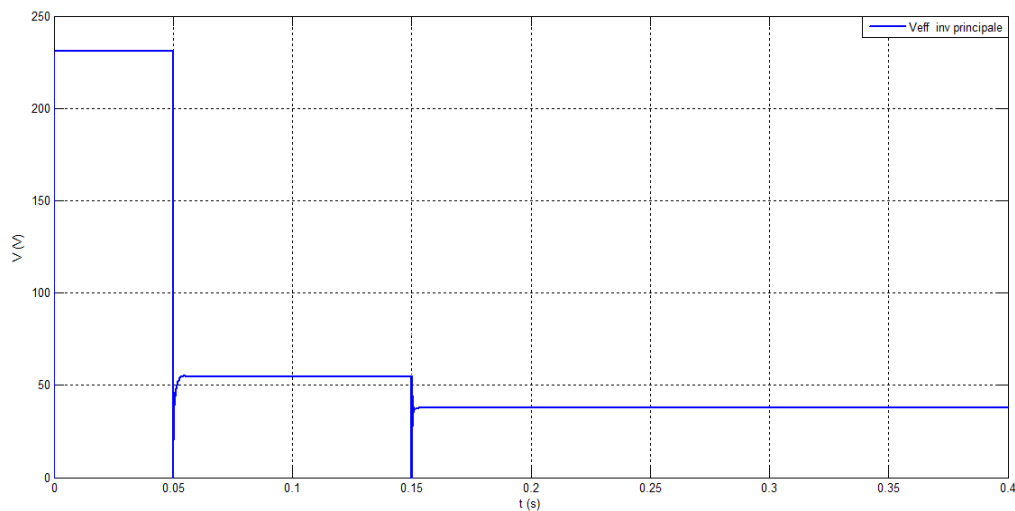
Questa prima simulazione si svolge eseguendo un corto circuito sul carico 1 alimentato dall'inverter principale. Il guasto simulato è di tipo trifase, in un impianto elettrico di bassa tensione, è quello che dà luogo nella maggior parte dei casi ai valori più elevati di corrente (gli altri tipi di guasti saranno simulati nei capitoli successivi). Nel nostro caso si è deciso di simulare il corto circuito, introducendo una terna di resistenze uguali collegate a stella in parallelo al carico 1. Il valore delle resistenze di guasto è stato posto a  $0,1 \Omega$ . Dopo un breve periodo di funzionamento a carico nominale della rete, al tempo di  $0,05$  s viene simulato il guasto sul carico 1 introducendo la terna di resistenze di guasto in parallelo al carico 1, così si simula un guasto trifase.

Si va ora ad analizzare come si comportano le varie grandezze in gioco attraverso i grafici ottenuti dalle simulazioni.

Le prime due grandezze che si va ad analizzare sono ovviamente l'andamento del valore efficace della corrente erogata e l'andamento del valore efficace della tensione di fase ai capi dell'inverter, di seguito vengono esposti i grafici.



**Figura 2.4** Andamento del valore efficace della corrente erogata dall'inverter.



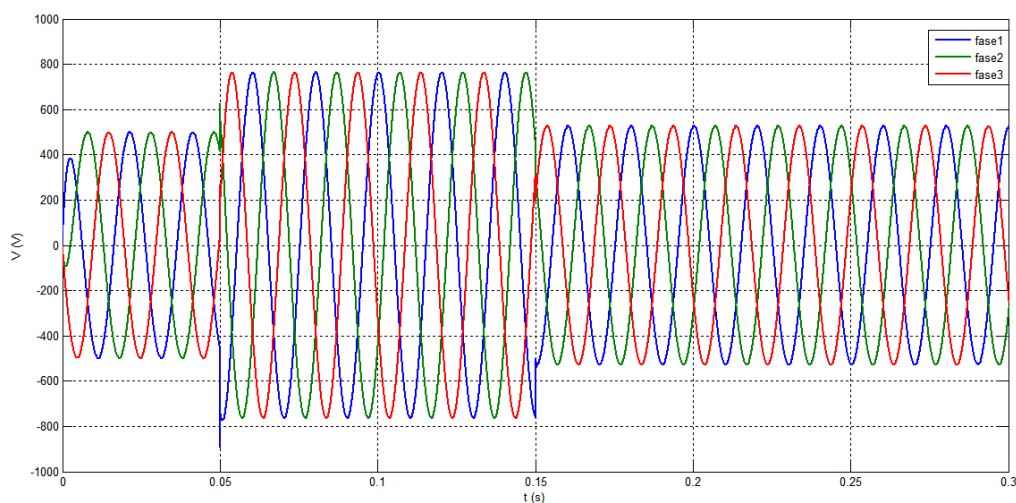
**Figura 2.5** Andamento del valore efficace della tensione di fase dell'inverter.



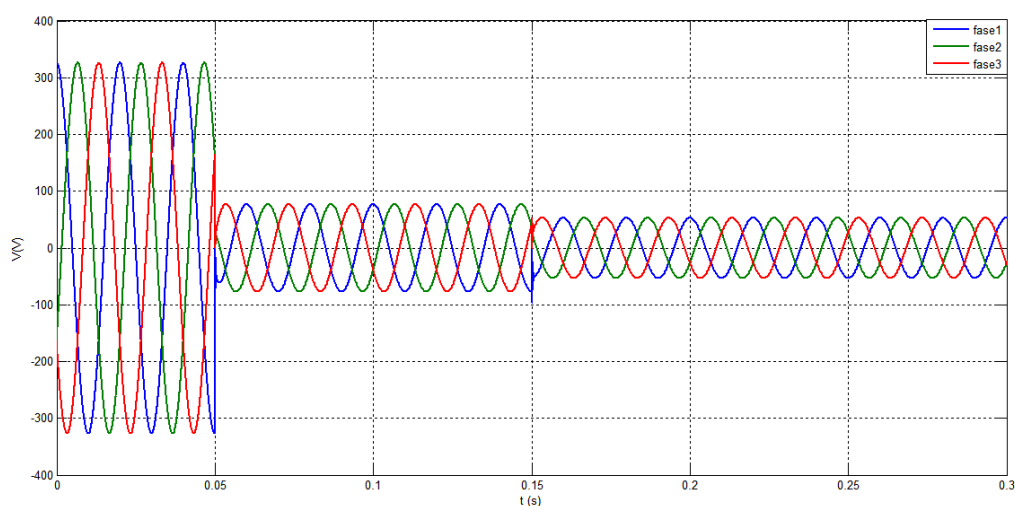
Dai grafici precedenti è possibile individuare il guasto analizzando l'andamento di ogni grandezza elettrica riportata nelle precedenti pagine. In particolare nella prima figura si nota come il convertitore elettronico contribuisce a sostenere la corrente di guasto, erogando per un periodo di 100 ms un valore di corrente pari ad 1,5 volte quello nominale. Dopo 100 ms l'inverter ritorna ad erogare circa la sua corrente nominale, questo fa capire che la protezione non è intervenuta altrimenti dopo i 100 ms dal guasto la corrente erogata dall'inverter dovrebbe essere molto più bassa proprio perché il carico guasto sarebbe stato staccato dalla rete ed essendo un carico ingente l'abbassamento di corrente erogata rispetto alla situazione prima del guasto sarebbe facilmente visibile dal grafico.

Analizzando il secondo grafico che rappresenta l'andamento del valore efficace della tensione di fase ai capi dell'inverter, si nota come prima del guasto la tensione sia pari a quella nominale dopo di che a fronte del guasto a 0,05 s l'inverter entra in limitazione e di conseguenza la tensione ai suoi morsetti lato AC si riduce creando un buco di tensione, infatti come detto nei paragrafi precedenti se la corrente richiesta dai carichi raggiunge il valore di 1,5 la nominale il convertitore va in limitazione abbassando la tensione ai suoi capi. Si nota anche dal secondo grafico il mancato intervento delle protezioni, se la protezione fosse intervenuta, la tensione si sarebbe dovuta ristabilire al proprio valore nominale, ma ciò non accade. In aggiunta, oltre a non ristabilirsi al proprio valore nominale, dopo 100 ms il valore efficace della tensione subisce un ulteriore abbassamento. Questo è causato dal termine del periodo di alimentazione del guasto attraverso la modalità brickwalling.

Di seguito vengono riportati l'andamento nel tempo delle correnti di fase erogate dall'inverter e delle tensioni di fase ai capi di esso. Analizzandoli è possibile trarre le stesse conclusioni che si è ottenute analizzando l'andamento dei valori efficaci della corrente e della tensione esposti in precedenza.



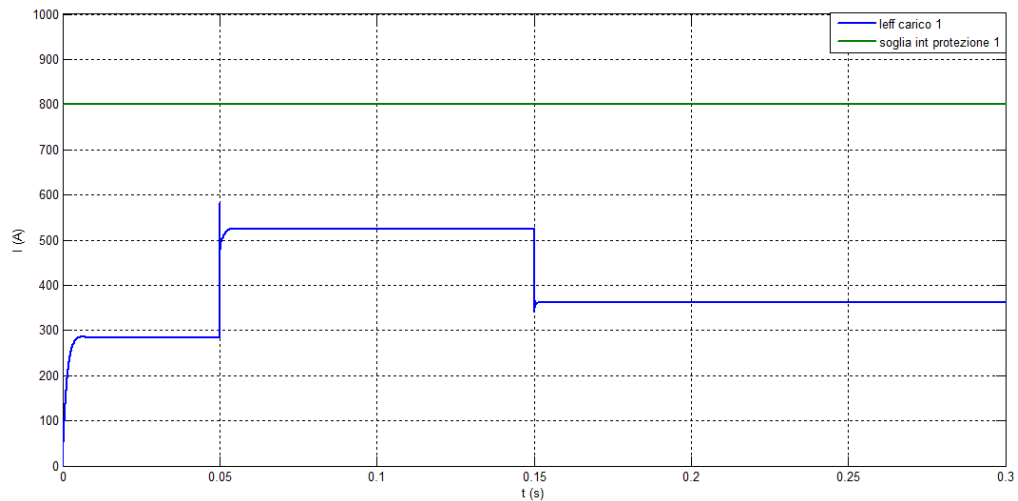
**Figura 2.6** Andamento nel tempo della corrente erogata dalla fase 1,2 e 3 dell'inverter.



**Figura 2.7** Andamento nel tempo delle tensione di fase ai morsetti dell'inverter principale.

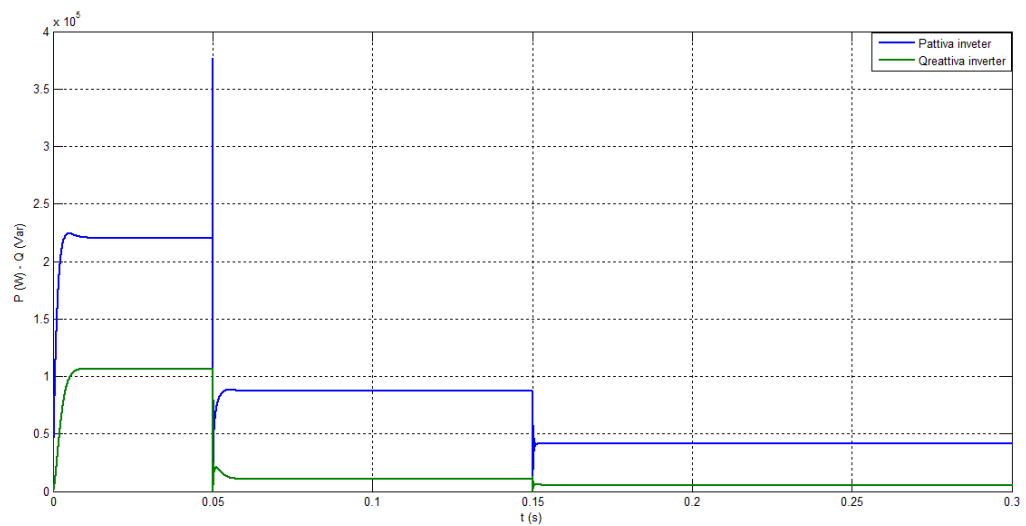
Di seguito è analizzato l'andamento del valore efficace della corrente che fluisce attraverso la protezione 1, in pratica la corrente assorbita dal carico 1. La verifica del mancato intervento della protezione 1, è evidente dalla figura seguente. In questa immagine viene riportato l'andamento del valore efficace della corrente che fluisce attraverso la protezione 1 verso il carico (in blu) e il limite di corrente oltre al quale la protezione interviene (in verde).

Si nota come durante il guasto, il valore di corrente che fluisce verso il carico sia inferiore al valore di intervento della protezione; in questo modo essa non sarà mai messa nelle condizioni di poter intervenire.



**Figura 2.8** Andamento del valore efficace della corrente che fluisce attraverso la protezione1.

Infine vengono mostrati gli andamenti della potenza attiva e reattiva erogate dall'inverter.



**Figura 2.9** Andamento della potenza attiva e reattiva erogate dall'inverter

In conclusione, attraverso i risultati ottenuti dalla prima simulazione, si è dimostrato come, in una rete alimentata unicamente da un *inverter*, il pericolo del mancato intervento delle protezioni a seguito di un guasto sia un problema reale a cui bisogna trovare delle soluzioni adeguate.

Nei prossimi capitoli verranno approfondite delle tecniche per eliminare questo problema, utilizzando in particolare dei sistemi di accumulo di energia, per fornire durante il guasto un maggiore contributo alla corrente di corto circuito.

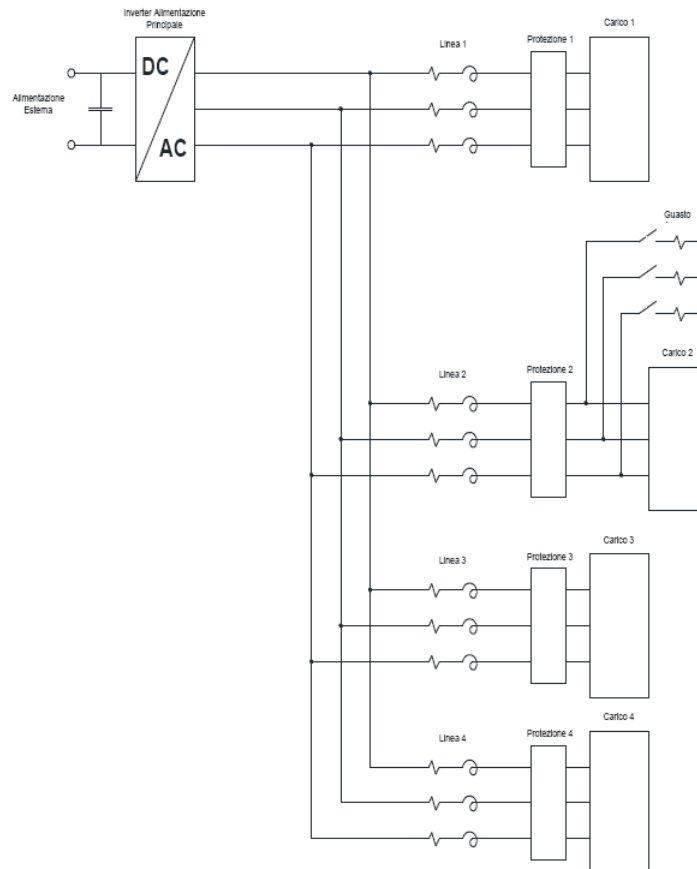
### 2.3.3 Seconda simulazione: guasto trifase sul carico 2

Prima di introdurre un sistema di accumulo di energia, verranno mostrati i risultati ottenuti eseguendo il guasto su un carico diverso cioè su uno dei carichi con potenza minore rispetto al primo. Tutto ciò è necessario per far notare che, in alcune condizioni, il problema legato al mancato intervento della protezione riscontrato sino ad ora non si verifica.

L'impianto implementato è il medesimo del caso precedente, fatta eccezione per il guasto che ora viene simulato sul carico 2, di seguito viene riportato lo schema della rete con il guasto posto sul carico 2.

La protezione 2 viene tarata, collocando la soglia di intervento ad un valore pari a  $4.8 I_n$ . L'entità di tale soglia è stata calcolata a partire dai dati forniti dal costruttore della protezione, prendendo come valore di "scatto" istantaneo del relè la soglia superiore di intervento. Infatti i dati caratteristici indicano che per correnti comprese tra  $3,2$  e  $4,8 I_n$  la nominale, la protezione potrebbe intervenire. Per valori inferiori a  $3,2 I_n$  sicuramente non interviene in tempi rapidi, e per valori superiori a  $4,8 I_n$  interviene istantaneamente (20 ms). Si è quindi scelto di porre come limite la soglia superiore, così da considerare il caso più cautelativo.

Parlando ancora della protezione 2, un altro aspetto differente dal caso precedente è rappresentato dal tempo necessario ad estinguere il guasto, in questo caso si tratta di 20 ms. Nel caso precedente occorre invece poco più che due periodi (circa 50 ms).



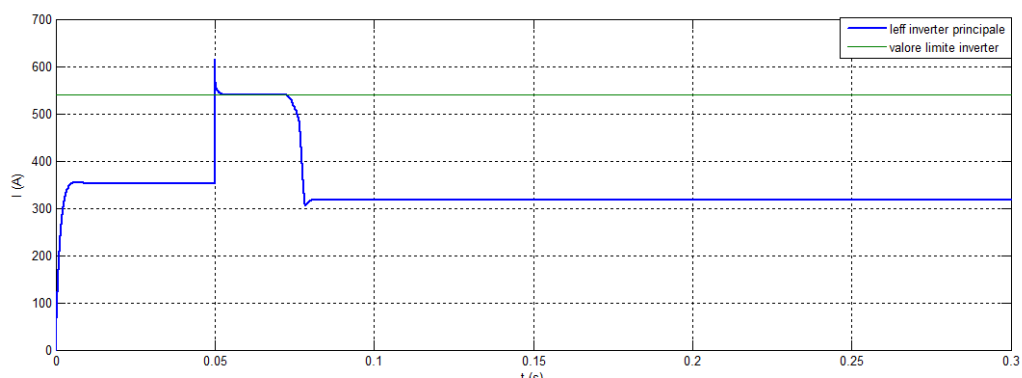
**Figura 2.10** Rete presa in esame con guasto trifase su carico 2

Per quanto riguarda la restante parte della simulazione, si svolge nello stesso modo del caso precedente.

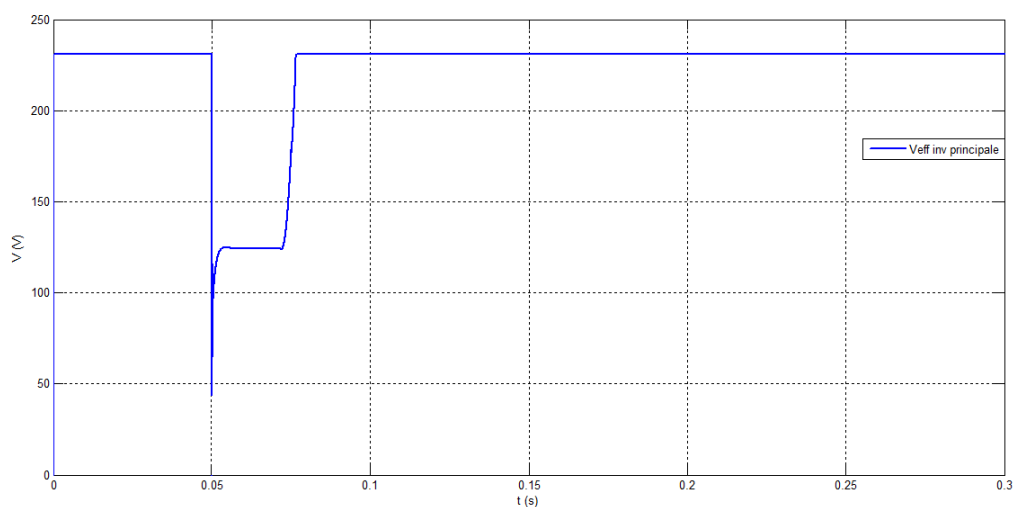
Come fatto per la simulazione 1, dopo un breve periodo di funzionamento a carico nominale della rete, al tempo di 0,05 s viene simulato il guasto sul carico 2 introducendo una terna di resistenze pari a  $0,1 \Omega$  in parallelo al carico 2, così si simula un guasto trifase.

Si va ora ad analizzare come si comportano le varie grandezze in gioco attraverso i grafici ottenuti dalle simulazioni.

Le prime due grandezze che si va ad analizzare sono ovviamente l'andamento del valore efficace della corrente erogata e l'andamento del valore efficace della tensione di fase ai capi dell'inverter, di seguito vengono esposti i grafici.



**Figura 2.11** Andamento del valore efficace della corrente erogata dall'inverter.

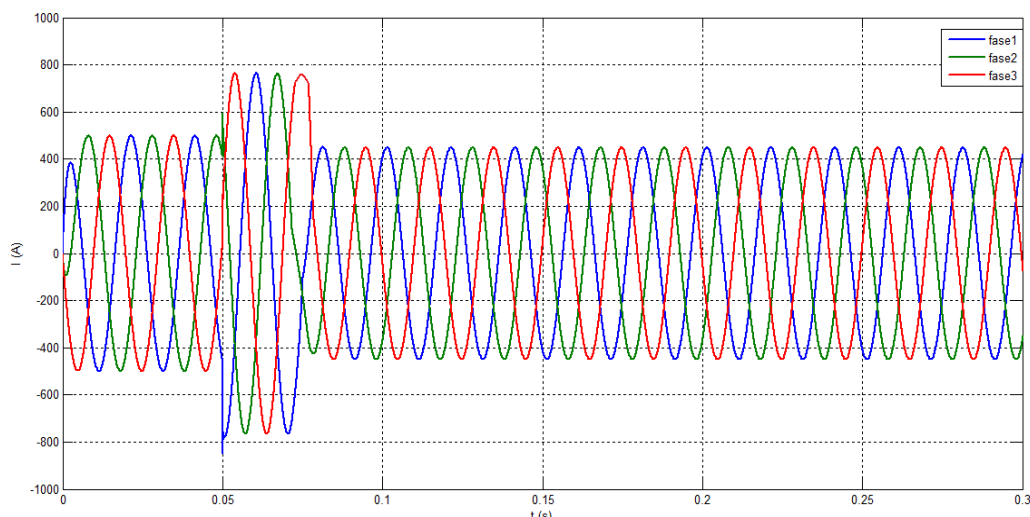


**Figura 2.12** Andamento del valore efficace della tensione di fase dell'inverter.

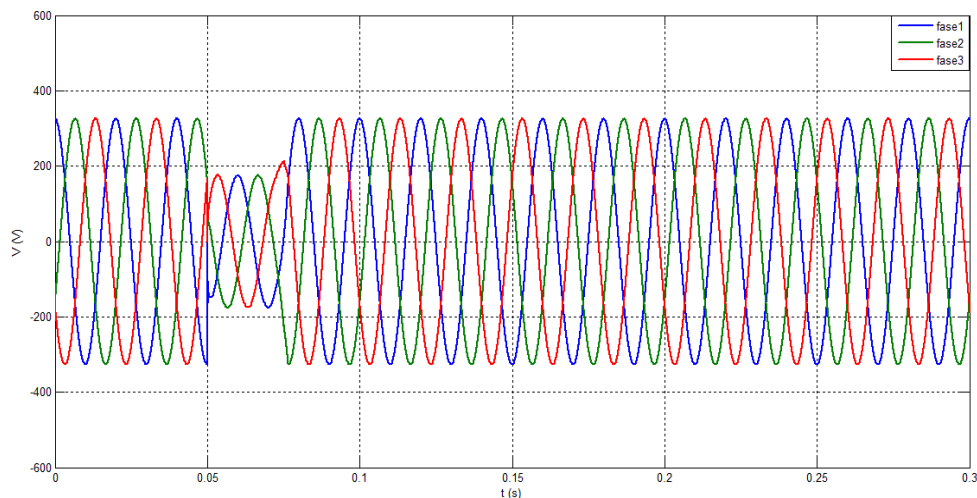
Analizzando la figura precedente, che rappresenta il valore efficace della tensione di fase ai morsetti dell'inverter, si nota subito la sostanziale differenza rispetto al caso preso in esame precedentemente: dopo un breve periodo in cui si verifica un "buco" di tensione, la tensione di rete si ristabilisce al proprio valore nominale. Tutto ciò significa che la protezione presente a monte del carico 2 interviene estinguendo con successo il guasto.

Stessa considerazione si può trarre dalla prima figura che rappresenta il valore efficace della corrente erogata dall'inverter, la corrente dopo essere salita ad un valore di  $1,5 I_n$  a causa del guasto, torna ad un valore inferiore rispetto alla situazione pre-guasto. Tutto ciò è corretto in quanto, quando la protezione 2 apre il circuito, da quel momento in avanti l'utenza 2 non sarà più alimentata.

Da notare, come già evidenziato nei paragrafi precedenti, è la durata del guasto che risulta ridotta rispetto alla simulazione 1, infatti in questa simulazione dura soltanto 20 ms rispetto ai 100 ms del caso precedente. Ciò è giustificato dal fatto che in questo caso le protezioni intervengono e esse hanno tempi di intervento di 20 ms mentre nel caso precedente le protezioni non intervenivano e così il guasto restava per 100 ms fino a che poi interveniva il controllo del PEC. Tuttavia, anche se nel caso precedente la protezione 1 fosse intervenuta, il guasto sarebbe durato circa 50 ms questo perché la protezione 1 rispetto alla 2, 3 e 4 ha un tempo d'intervento maggiore (50 ms) mentre le altre hanno tempi di intervento di 20 ms. Di seguito vengono riportati l'andamento nel tempo delle correnti di fase erogate dall'inverter e delle tensioni di fase ai capi di esso. Analizzandoli è possibile trarre le stesse conclusioni che si è ottenute analizzando l'andamento dei valori efficaci della corrente e della tensione esposti in precedenza.

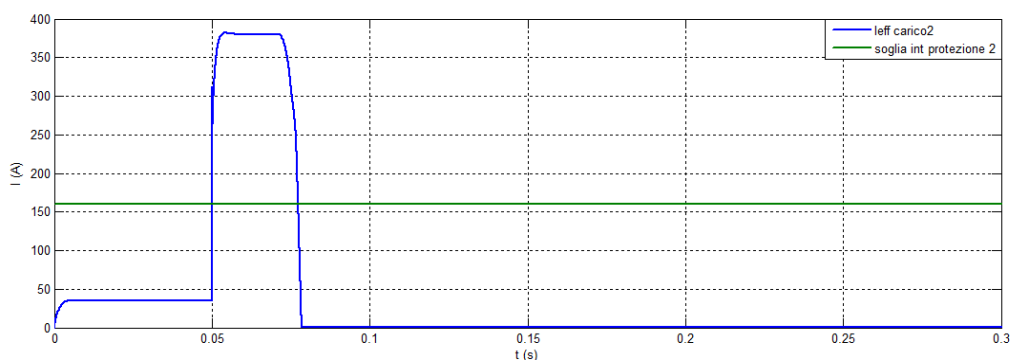


**Figura 2.13** Andamento nel tempo della corrente erogata dalla fase 1,2 e 3 dell'inverter.



**Figura 2.14** Andamento nel tempo delle tensione di fase ai morsetti dell'inverter principale.

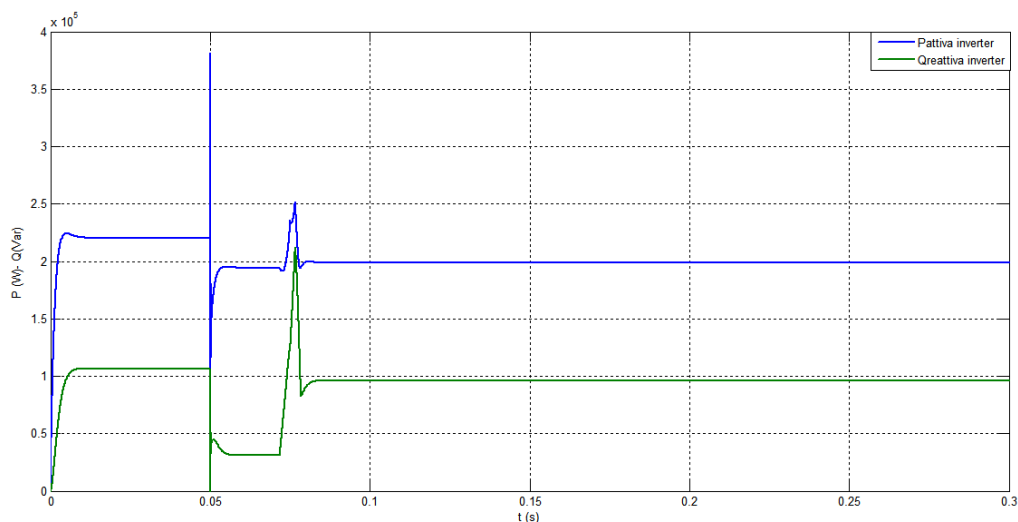
Successivamente viene analizzato l'andamento del valore efficace della corrente che fluisce attraverso la protezione 2. La verifica dell'intervento della protezione 2, è evidente dalla figura seguente dove è possibile notare come il valore efficace della corrente che fluisce attraverso la protezione 2 dopo il guasto superi la soglia d'intervento della protezione, per restare ad un valore superiore alla soglia per 20 ms, tempo d'intervento della protezione 2, dopo di che viene annullata a causa dell'apertura della protezione che stacca così il carico guasto. Successivamente viene riportato l'andamento del valore efficace della corrente che fluisce attraverso la protezione 2 verso il carico (in blu) e il limite di corrente oltre al quale la protezione interviene (in verde).



**Figura 2.15** Andamento del valore efficace della corrente che fluisce attraverso la protezione2.



Infine vengono mostrati gli andamenti della potenza attiva e reattiva erogate dall'inverter.



**Figura 2.16** Andamento della potenza attiva e reattiva erogate dall'inverter.

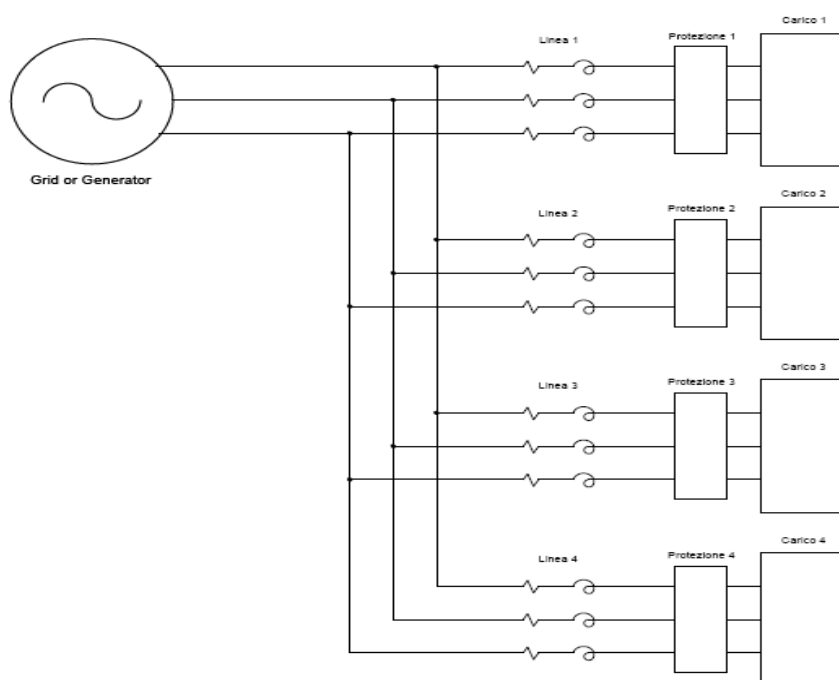
In conclusione, attraverso i risultati ottenuti dalla seconda simulazione, si è dimostrato come, se il guasto avviene su carichi aventi una potenza inferiore a circa il 10% della potenza complessiva il problema riscontrato nella simulazione 1 (mancato intervento delle protezioni) non si verifica e la corrente erogata dall'inverter è necessaria a superare i limiti di intervento delle protezioni, isolando così la parte d' impianto guasta.

Fino ad ora si è discusso dell'utilizzo del PEC come interfaccia di alimentazione per la rete, affrontandone le varie problematiche e gli aspetti positivi. Prima di iniziare a studiare soluzioni valide per la risoluzioni dei problemi causati dal PEC si decide di aprire una piccola parentesi sull' utilizzo di una rete di potenza prevalente come interfaccia di alimentazione al posto del PEC

## 2.4 Calcolo delle correnti di corto circuito nel caso di alimentazione della rete attraverso un generatore di tensione nei vari casi di guasto

### 2.4.1 Introduzione

Nei capitoli precedenti si è parlato a lungo del comportamento del PEC convertitore elettronico di potenza a fronte di un corto circuito a valle di esso. Successivamente si andrà a calcolare le correnti di guasto nelle varie tipologie (trifase e monofase) ma ipotizzando che ad alimentare la rete in esame non ci sia un PEC ma una rete di potenza prevalente quindi le correnti in gioco durante i vari guasti non saranno limitate come nel caso di alimentazione da un convertitore elettronico e quindi le correnti circolanti saranno di entità superiore, inoltre la tensione di alimentazione della rete durante il guasto non sarà limitata ma resterà al suo valore nominale. Si calcoleranno le correnti attraverso i metodi classici di calcolo delle correnti di corto circuito tramite la teoria delle sequenze, per poi andarle a confrontare con le simulazioni date dal programma di calcolo Simulink. Di seguito è rappresentata la rete da analizzare:

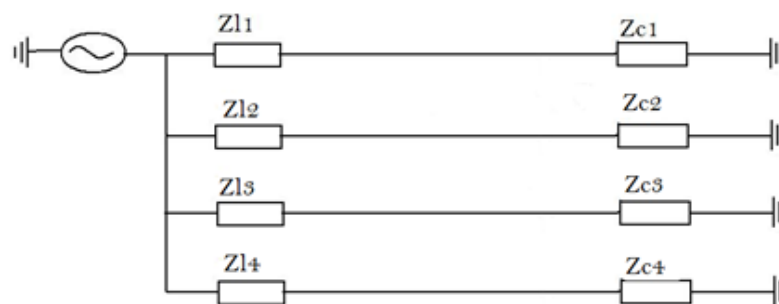


**Figura 2.17** Rappresentazione della rete in esame (rete di distribuzione alimentata attraverso una rete di potenza prevalente)

I dati relativi ai vari carichi presenti nella rete e quelli delle linee di alimentazione dei carichi sono rappresentati in tabella 2.2, 2.3, 2.5 e 2.6.

### 2.4.2 Calcolo dell'impedenza equivalente e della corrente erogata dalla rete di potenza prevalente

Di seguito viene riportato il circuito equivalente della rete in esame:



**Figura 2.18** Circuito equivalente rete in esame

Per il calcolo della  $Z_{eq}$ , come primo step si esegue la serie tra le impedenze della linea in cavo e l'impedenza del carico:

$$(Z_{l1} + Z_{c1}) \quad (2.12)$$

$$Z_1 = 0,729 + i 0,355$$

$$Z_2 = 5,988 + i 2,793$$

$$Z_3 = 9,981 + i 4,654$$

$$Z_4 = 14,969 + i 6,98$$

Effettuata questa operazione su ogni linea, per ricavare la  $Z_{eq}$  si fa il parallelo delle impedenze calcolate pocanzi.

$$Z_{eq} = \frac{1}{\frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2} + \frac{1}{Z_3} + \frac{1}{Z_4}} = 0,586 + i0,283 \Omega \quad (2.13)$$

Dopo il calcolo della  $Z_{eq}$ , si deve calcolare la corrente erogata dalla rete e verificare se coincide con il valore ottenuto dalla simulazione in Simulink:

$$I_{erogata\ inverter} = \frac{V_n}{Z_{eq} \cdot \sqrt{3}} = 354,7^{(-25,7^\circ)} \text{ A} \quad (2.14)$$

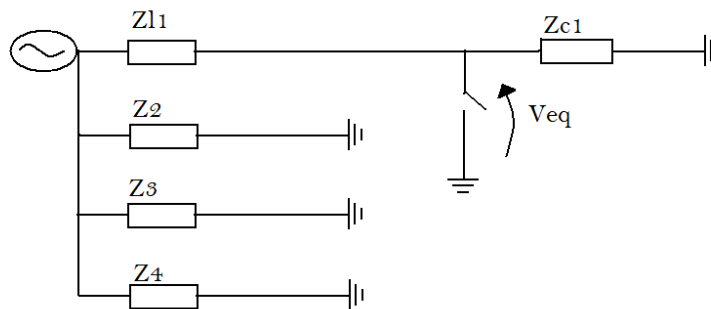
Dalla simulazione Simulink si ottiene lo stesso valore.

Per il calcolo della corrente durante il corto circuito bisogna tenere conto della corrente preesistente al guasto cioè quella nel funzionamento normale e la corrente propria del corto circuito, la somma di queste due dà la corrente totale durante il corto circuito. Le correnti nel regime preesistente sulle varie linee sono riportate in figura 2.3.

### 2.4.3 Calcolo delle correnti di corto circuito nei vari tipi di guasti su carico1

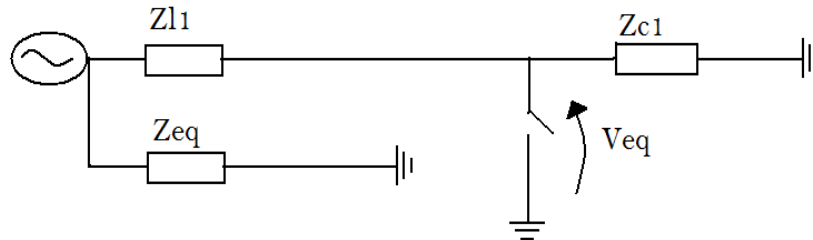
#### 2.4.3-1 Calcolo $V_{eq}$

Come primo passo bisogna effettuare il calcolo della tensione equivalente nel punto di guasto:



**Figura 2.19** Rete da analizzare per calcolo della  $V_{eq}$

Dopodiché si trova la  $Z_{eq}^l$  facendo il parallelo di  $Z_2$ ,  $Z_3$  e  $Z_4$ :



**Figura 2.20** Calcolo della  $Z_{eq}^l$

$$Z_{eq}^l = \frac{1}{\frac{1}{z_2} + \frac{1}{z_3} + \frac{1}{z_4}} = 3 + i1,396 \Omega \quad (2.15)$$

Ora si calcola la corrente circolante nel ramo del carico 1:

$$I_1 = I_{erogata} \cdot \frac{Z_{eq}^l}{Z_{eq}^l + Z_1} = 254,996 - i123,984 \text{ A} \quad (2.16)$$

Infine si trova il modulo della  $V_{eq}$ :

$$|V_{eq}| = \frac{|V_n|}{\sqrt{3}} - |Z_{L1}| \cdot |I_1| = 226,83 \text{ V} \quad (2.17)$$

$$V_{eq1} = 226,83 \text{ fase} = 0^\circ$$

$$V_{eq2} = 226,83 \text{ fase} = -120^\circ$$

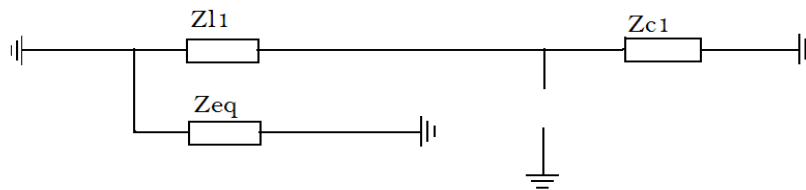
$$V_{eq3} = 226,83 \text{ fase} = -240^\circ$$

#### 2.4.3-2 Guasto trifase con resistenza di guasto pari a $Z_g = 0.1 \Omega$

Ora attraverso la teoria delle sequenze bisogna calcolare le grandezze dirette, inverse e omopolari per il calcolo delle varie tipologie di guasto:

$$\begin{bmatrix} V_o \\ V_d \\ V_i \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_{eq1} \\ V_{eq2} \\ V_{eq3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 226,8 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

Calcolo dell'impedenza diretta, per questo risultato si misura l'impedenza vista dal punto di guasto spegnendo i generatori di tensione e di corrente:



**Figura 2.21** Rete da analizzare per calcolo della  $Z_d$

$$Z_d = \frac{1}{\frac{1}{z_{l1}} + \frac{1}{z_{c1}}} = 0,0123 + i 0,00727 \quad (2.19)$$

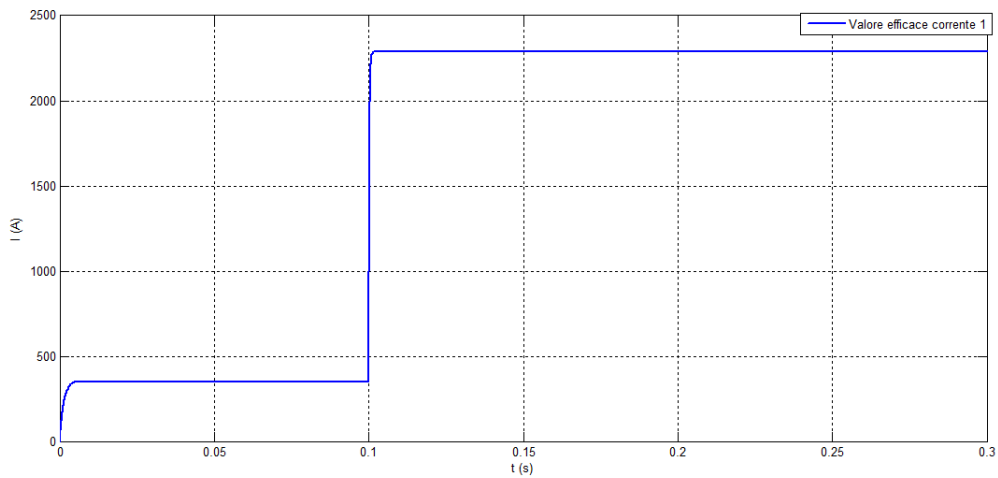
Calcolo della corrente diretta in base alla conoscenza dei circuiti di sequenza in base al tipo di guasto:

$$I_d = \frac{V_d}{Z_d + Z_g} = 2015,9 \text{ A} = I_1 \quad (2.20)$$

Prima di confrontare la corrente ricavata dai conti numerici con quella ottenuta dalla simulazione bisogna aggiungere alla  $I_1$  calcolata prima, la corrente preesistente sulla linea 1 nel funzionamento normale senza nessun guasto:

$$I_{cctot} = I_1 + I_{preesistente} = 2298 \text{ A} \quad (2.21)$$

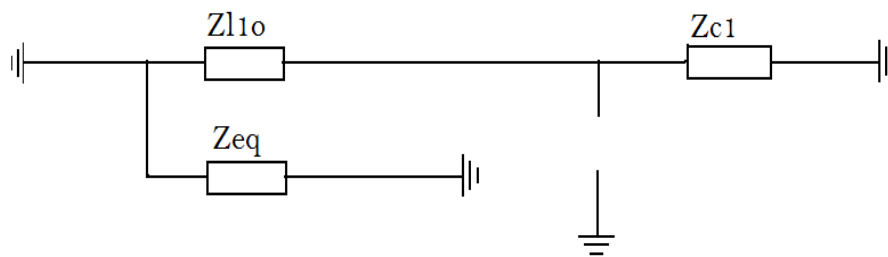
Dalla simulazione Simulink si ottiene circa lo stesso valore. Viene riportato in seguito il valore della corrente di corto circuito ricavata dalle simulazioni.



**Figura 2.22** Corrente di corto circuito guasto trifase

**2.4.3-3 Guasto monofase su fase A con resistenza di guasto pari a  $Z_g = 0,1 \Omega$**

Per il calcolo della corrente di guasto nel caso monofase bisogna ricavare oltre all' impedenza diretta che è uguale a quella calcolata nel caso precedente, anche l'impedenza omopolare:



**Figura 2.23** Rete da analizzare per calcolo della  $Z_0$

L'unica differenza sta nelle impedenze di linea di ogni ramo che saranno poste 3 volte rispetto al circuito diretto questo perché la corrente omopolare che passa sulla linea è pari a tre volte la corrente diretta, mentre l'impedenza dei carichi rimarranno uguali a quelle del circuito diretto.

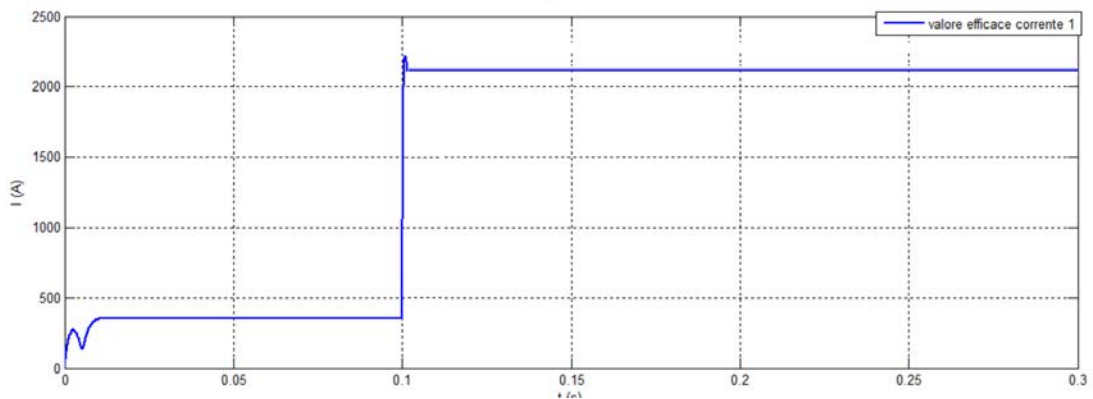
$$Z_o = \frac{1}{\frac{1}{z_{l1o}} + \frac{1}{z_{c1}}} = 0,0358 + i 0,0207 \Omega \quad (2.22)$$

Calcolo della corrente  $I_1$  in base alla conoscenza dei circuiti di sequenza in base al tipo di guasto:

$$I_1 = \frac{3V_d}{Z_d + Z_o + Z_i + 3Z_g} = 1879,93 \text{ A} \quad (2.23)$$

$$I_{cctot} = I_1 + I_{preesistente} = 2162,24 \text{ A} \quad (2.24)$$

Come si può notare dalla figura 2.24 riguardante la simulazione Simulink si ottiene circa lo stesso valore.



**Figura 2.23** Corrente di corto circuito guasto trifase

In conclusione è evidente come nel caso descritto in precedenza l'entità delle correnti di guasto siano molto più gravose rispetto all'utilizzare un PEC come interfaccia di alimentazione della rete.



## Bibliografia

- [1] CEI-UNEL 35024/1; Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua; classificazione CEI 20, Fascicolo 3516.
- [2] <http://www.schneider-electric.it/documents/supporto/librerie/Guida-BT-2014.pdf>.

# Capitolo 3: Dimensionamento e modalità di gestione del sistema di accumulo per guasti simmetrici

## 3.1 Introduzione

Nei capitoli precedenti si è discusso a lungo sull'utilizzo di un PEC come interfaccia di alimentazione della rete in esame e sulle problematiche che questo tipo di alimentazione genera.

In questo capitolo si andrà ad introdurre un metodo di risoluzione delle varie problematiche, inserendo in parallelo all'inverter principale un sistema di accumulo di energia connesso alla rete attraverso un convertitore elettronico di potenza, che durante il guasto fornirà la corrente necessaria alle protezioni per poter superare i limiti d'intervento e aprire i propri contatti.

Prima di introdurre il sistema di accumulo si fa un dimensionamento teorico, calcolando la potenza attiva, il tempo in cui deve essere fornita tale potenza e l'energia che deve possedere l'accumulo per potere svolgere la propria funzione. La scelta della tipologia (batteria tradizionale, flywheel, supercondensatori) non viene fatta nel seguente capitolo ma verrà affrontata più avanti.

Dopo aver dimensionato l'accumulo vengono descritte le modalità di gestione nel caso di guasti simmetrici e successivamente attraverso le simulazioni ricavate all'interno dell'ambiente di calcolo Matlab Simulink, si verificherà l'andamento delle grandezze principali, il giusto dimensionamento e funzionamento.

La gestione dell'accumulo nei casi di guasti dissimmetrici viene trattato nei capitoli successivi in quanto comporta uno studio più difficoltoso e una gestione diversa rispetto ad un guasto trifase.

### 3.2 Dimensionamento del sistema di accumulo

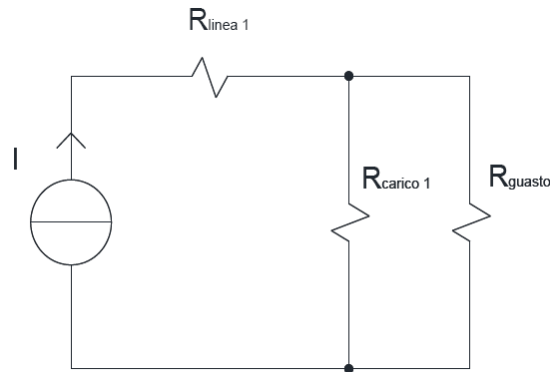
Prima di fare delle simulazioni volte al dimensionamento del sistema di accumulo, sono stati analizzati i fattori che più influenzano queste scelte. In particolare, per il tipo di utilizzo per cui viene introdotta la batteria nel nostro impianto, è fondamentale ragionare sulla resistenza di guasto, sulla durata del corto circuito, nonché sul comportamento dei convertitori elettronici.

Per quanto riguarda la resistenza di guasto si è deciso di utilizzare un valore di  $0,1 \Omega$ , sia all'interno delle simulazioni che nel dimensionamento teorico successivo. E' stato scelto questo valore perché si è voluto utilizzare una resistenza di guasto di circa un ordine di grandezza inferiore ai parametri elettrici di tale utenza.

Per calcolare la taglia dell'accumulo si prende in considerazione un circuito di guasto trifase equivalente (si prende in considerazione il corto trifase perché è quello più gravoso), l'ipotesi semplificativa che è stata adottata per dimensionare il sistema di accumulo di energia riguarda sostanzialmente il valore di corrente assorbito dai carichi 2,3 e 4 durante il guasto trifase sul carico 1. Tale corrente, come poi verrà verificato attraverso le simulazioni, durante il corto circuito si riduce in maniera considerevole. Essa inoltre si riduce ulteriormente, tanto più la resistenza di guasto diminuisce. Quindi si commette un errore trascurabile considerando nulla la corrente che alimenta i carichi 2,3 e 4 durante il guasto.

In questo modo il circuito si semplifica notevolmente e calcolare l'energia necessaria al sistema di accumulo risulta più immediato.

Di seguito viene riportato il circuito equivalente monofase durante il guasto trifase utilizzato per il dimensionamento in energia del sistema di accumulo.



**Figura 3.1** Circuito equivalente monofase in caso di guasto trifase sul carico 1 utilizzato per il dimensionamento in energia del sistema di accumulo

Attraverso le seguenti relazioni è possibile calcolare l'energia minima che deve possedere il sistema di accumulo per far fronte al corto circuito trifase sul carico 1; il primo passo si fa calcolando la resistenza totale di guasto.

$$R_{guasto,tot} = R_{linea\ 1} + \frac{R_{carico\ 1} \cdot R_{guasto}}{R_{carico\ 1} + R_{guasto}} = 0.10030\ \Omega \quad (3.1)$$

Trovata la resistenza di guasto totale, tenendo conto che la situazione più gravosa si ha quando entrambi i convertitori, sia il principale che quello del sistema di accumulo, erogano la loro corrente massima che è pari a 1,5 la nominale; è possibile così calcolarsi l'energia complessiva in gioco.

$$P_{guasto} = 3 \cdot R_{guasto,tot} \cdot (3I_n)^2 = 352,61\ kW \quad (3.2)$$

Considerando un intervallo di tempo necessario ad estinguere il guasto di circa 50 ms (tempo che intercorre tra il rilevamento del guasto e l'apertura dei contatti).

$$E_{guasto} = \int_0^{T_f} P_{guasto} dt = 4,89\ Wh = 17,631\ kJ \quad (3.3)$$

Questa ovviamente è l'energia di guasto totale da suddividere tra l'inverter principale e l'inverter del sistema di accumulo, quindi l'energia del sistema di accumulo sarà la metà di quella di guasto.

$$E_{accumulo} = \frac{E_{guasto}}{2} = 2,445 Wh = 8,815 kJ \quad (3.4)$$

Ora si nota come, diminuendo la resistenza di guasto, l'energia necessaria al sistema di accumulo per supportare il corto circuito diminuisca. Questo significa che la condizione più dispendiosa dal punto di vista energetico per il sistema di accumulo è rappresentata da quella a resistenza di guasto maggiore.

$R_{guasto} (\Omega)$	$R_{guasto,tot} (\Omega)$	$E_{guasto} (kJ)$	$E_{accumulo} (kJ)$
0,1	0,10030	17,631	8,815
0,01	0,02236	3,930	1,965
0,001	0,01350	2,373	1,187

**Tabella 3.1** Risultati del dimensionamento in funzione di vari valori di  $R_{guasto}$

Dopo i seguenti calcoli si può notare che considerando una resistenza di guasto di 0,1  $\Omega$ , l'accumulo dovrebbe essere dimensionato per circa 10 kJ.

Tuttavia per ragioni cautelative, si decide di dimensionare il sistema di accumulo tenendo conto che la resistenza di guasto massima si ha quando le due correnti erogate dai PEC sono pari al massimo valore ammissibile ( $1,5 I_n$ ) e la tensione è ancora pari a quella nominale[1].

$$R_{guasto,max,tot} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot 3I_n} = 213 m\Omega \quad (3.5)$$

Considerando un intervallo di tempo necessario ad estinguere il guasto di circa 50 ms e tenendo conto delle formule (3.2), (3.3) e (3.4), la potenza e l'energia necessaria al sistema di accumulo possono essere calcolate nel seguente modo:

$$P_{guasto} = 749 kW$$

$$E_{guasto} = 37500 J = 10,417 Wh$$

$$E_{accumulo} = 18750 J = 5,208 Wh$$

Quindi tenendo conto del caso più gravoso che potrebbe verificarsi, l'accumulo sarà dimensionato in modo da essere in grado di poter erogare un'energia di 20 kJ in un tempo di circa 50 ms.

Nel ultimo caso analizzato si è scelta una resistenza di guasto maggiore a quella che poi si utilizzerà invece nelle prossime simulazioni, infatti la resistenza di guasto sarà sempre impostata a  $0,1 \Omega$  per i motivi esplicitati in precedenza.

### **3.3 Descrizione della strategia di controllo e verifica del corretto funzionamento del sistema di accumulo**

#### **3.3.1 Introduzione**

Questa parte è stata dedicata allo studio della logica di controllo implementabile sul convertitore elettronico collegato all'accumulo in modo da aumentare momentaneamente la potenza di corto circuito dell'impianto. Con "logica di controllo del convertitore" si intende il metodo di gestione e d'intervento dell'inverter presente a valle del sistema di accumulo a seguito di un guasto trifase su un carico. In generale, per innalzare momentaneamente il livello di guasto della rete, il PEC di interfacciamento tra accumulo e rete eroga verso quest'ultima la corrente necessaria.

E' importante analizzare oltre al corto circuito anche il comportamento del sistema di accumulo in presenza di sovraccarico di un'utenza, perché in quel caso la logica di controllo non deve permettere alla batteria di intervenire a sostegno del PEC principale. Questo perché la batteria è stata dimensionata solo per sostenere un corto circuito di durata limitata, il quale richiede un quantitativo di energia ridotto. L'intervento a sostegno di un sovraccarico potrebbe avere bisogno di un quantitativo di energia assai più consistente, essendo questo malfunzionamento tollerato per tempi più lunghi rispetto al guasto e perché la tensione della rete in questo caso non si riduce.

Dopo aver descritto ed analizzato la logica di controllo si andrà a verificare attraverso le simulazioni ricavate dal calcolatore Matlab Simulink, l'andamento delle grandezze principali, il giusto dimensionamento e il funzionamento nelle varie casistiche.

### 3.3.2 Gestione dell'accumulo in caso di corto-circuito trifase

Si decide di utilizzare come grandezza di controllo e gestione dell'intervento del sistema di accumulo la corrente erogata dal convertitore elettronico principale di alimentazione.

Noto il comportamento del PEC principale a seguito di un guasto trifase su un carico, come spiegato più volte nei capitoli precedenti, è evidente come sia possibile utilizzare come variabile di controllo la corrente erogata dal convertitore di alimentazione. Infatti, quando si verifica il guasto, questa grandezza cresce rapidamente facendo andare il convertitore in limitazione. Tutto ciò che si verifica a posteriori è già stato ampiamente discusso nei paragrafi precedenti.

Porre una soglia alla corrente oltre la quale si decide che è necessario intervenire sostenendo il guasto attraverso il sistema di accumulo è il modo con cui si determina l'istante d'inserimento e di disinserimento dell'accumulo. Chiaramente il valore di questa soglia dovrà necessariamente essere inferiore al valore  $1,5 I_n$ . Allo stesso tempo dovrà essere maggiore della corrente nominale del convertitore principale, per non permettere all'accumulo di entrare in funzione anche durante il funzionamento ordinario della rete. In generale questa soglia sarà prossima al valore massimo di corrente erogabile dal PEC di alimentazione ( $1,5 I_n$ ), in modo da ridurre gli interventi del sistema di accumulo in particolari condizioni di sovraccarico. Al fine di permettere una chiara comprensione della logica di controllo e del meccanismo di intervento, si è deciso di fissare la soglia di inserimento ad un valore di  $1,4 I_n$ .

Una volta identificato il momento in cui il sistema di accumulo di energia deve entrare in funzione, bisogna definire il metodo di intervento a sostegno del guasto.

La prima soluzione che viene considerata è di creare un anello di regolazione, in modo da far erogare al convertitore del sistema di accumulo la medesima corrente di quello principale. In questo modo, qualora si verifichi un guasto, la corrente erogata dal PEC di alimentazione principale cresce rapidamente, oltrepassando la soglia di attivazione della batteria e limitandosi al valore  $1,5 I_n$ . Allo stesso tempo, una volta ricevuto il comando di attivazione, il sistema di accumulo attraverso il proprio convertitore si porta a funzionare erogando una corrente di pari valore a quella del PEC principale. Estinto il guasto attraverso

l'apertura della protezione designata, la corrente del convertitore principale cala, oltrepassando la soglia di disattivazione del sistema di supporto al corto circuito.

Questa logica di controllo sembrerebbe una soluzione perfetta però il motivo per cui questo controllo non è adatto all'utilizzo per questa applicazione è rappresentata dal fatto che, per come è costruito il sistema di controllo, durante il funzionamento di entrambi i convertitori, quello collegato al sistema di accumulo potrebbe "scaricare" l'inverter principale soprattutto nel caso di un intervento dovuto ad un sovraccarico (questa situazione viene solo accennata ma non viene approfondita nel dettaglio perché si decide di utilizzare una logica migliore).

Nella logica scelta viene mantenuta inalterata la gestione dell'inserimento o del disinserimento del sistema di accumulo a sostegno del guasto, affidata ad un'analisi del valore efficace della corrente erogata dall'inverter principale istante per istante, come spiegato precedentemente.

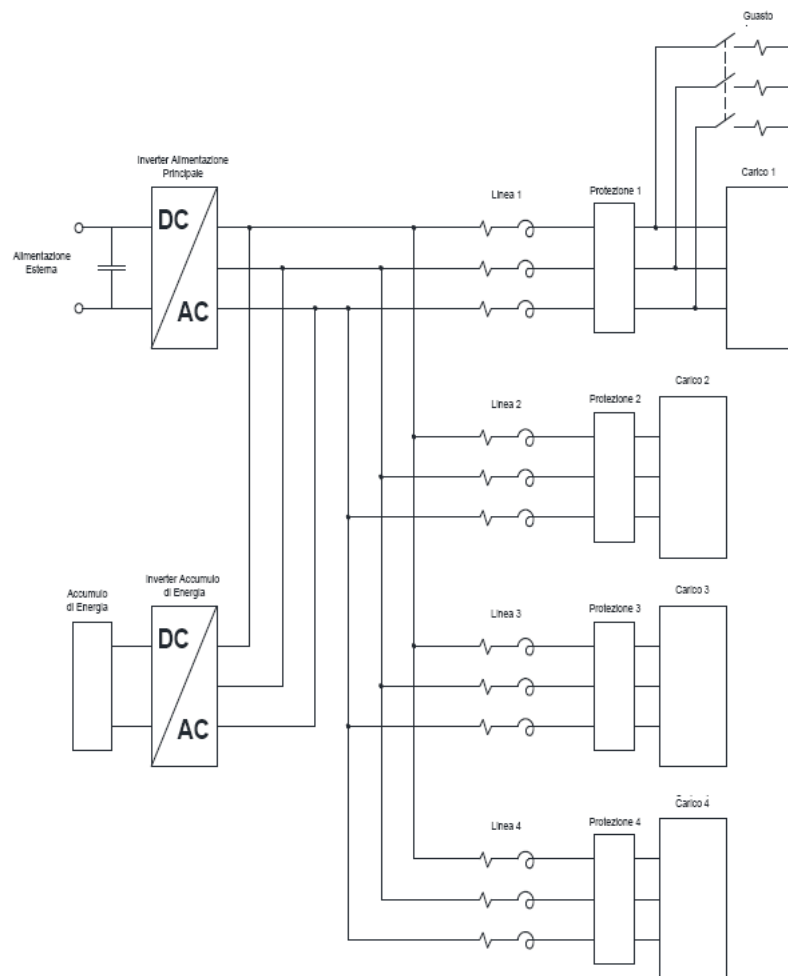
Una volta verificata la condizione di intervento del sistema di accumulo, all'inverter secondario viene comandato di erogare una corrente verso la rete con un'ampiezza tale da mantenere la corrente erogata dal convertitore principale ad un valore di  $1,5 I_n$ . In questo modo, qualora si verifichi un guasto sul carico 1, entrambi gli inverter erogheranno alla rete una corrente pari a  $1,5 I_n$ , mentre durante il sovraccarico si eviterà la situazione in cui la corrente del PEC principale diminuisca.

### **3.3.3 Verifica del corretto funzionamento dell'accumulo in caso di corto-circuito trifase**

Dopo aver descritto ed analizzato la logica di controllo si va a verificare attraverso le simulazioni ricavate all'interno dell'ambiente di calcolo Matlab Simulink, l'andamento delle grandezze principali, la correttezza del dimensionamento e funzionamento in caso di guasto trifase sul carico 1.

L'impianto implementato con Simulink rispecchia lo schema di Figura 3.2. Ogni componente è stato simulato utilizzando i dati forniti dai calcoli e dai dimensionamenti eseguiti nei paragrafi precedenti, l'accumulo è stato dimensionato con un'energia complessiva di 20 kJ come specificato in precedenza.

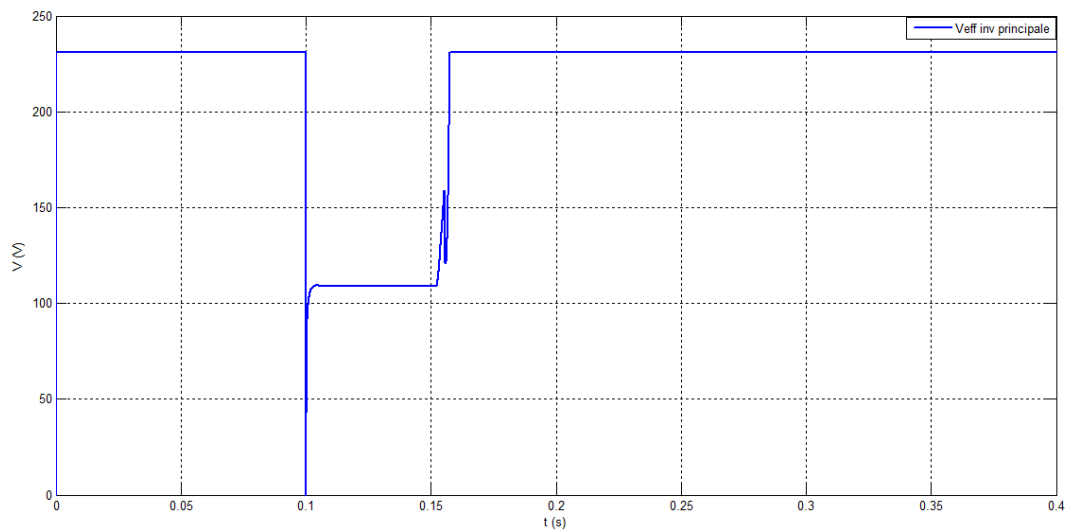




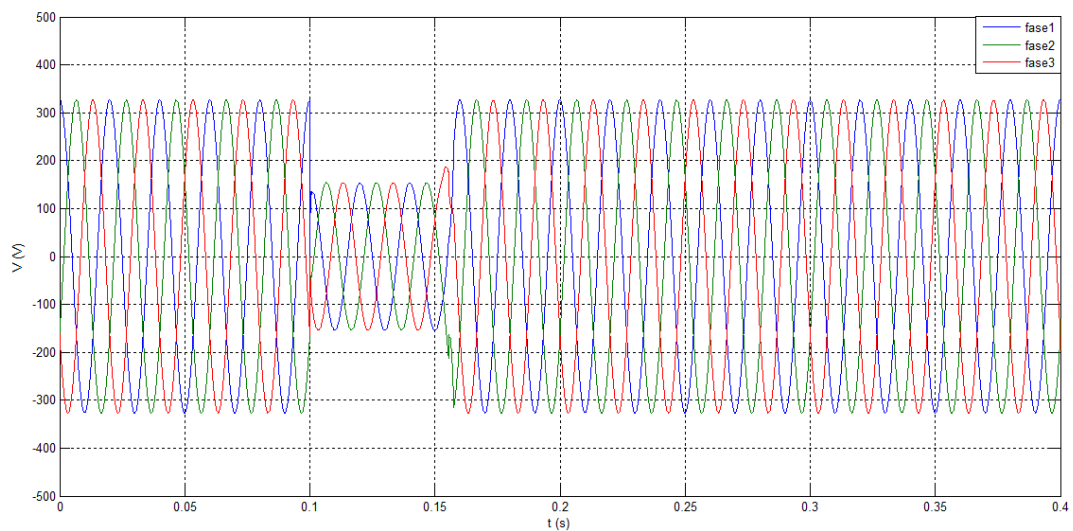
**Figura 3.2** schema dell'impianto elettrico simulato con l'aggiunta del sistema di accumulo

Nelle figure sottostanti sono stati rappresentati gli andamenti delle grandezze elettriche più importanti della rete, al fine di analizzare il funzionamento di questa tecnica di controllo nella condizione di corto circuito trifase sull'utenza 1.

Nelle figure 3.3 e 3.4 sono rappresentati l'andamento del valore efficace della tensione di fase dell'inverter principale (uguale alla tensione dell'inverter dell'accumulo) e l'andamento del valore istantaneo della tensione di fase ai morsetti dell'inverter principale (anch'essa uguale alla tensione dell'inverter dell'accumulo).



**Figura 3.3** Andamento del valore efficace della tensione di fase dell'inverter principale

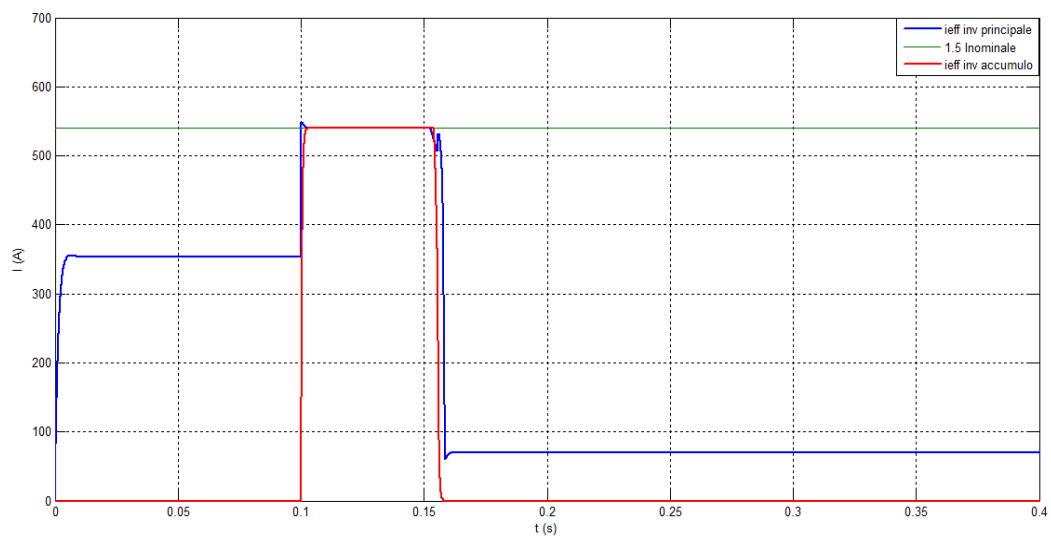


**Figura 3.4** Andamento del valore istantaneo della tensione di fase ai morsetti dell'inverter principale

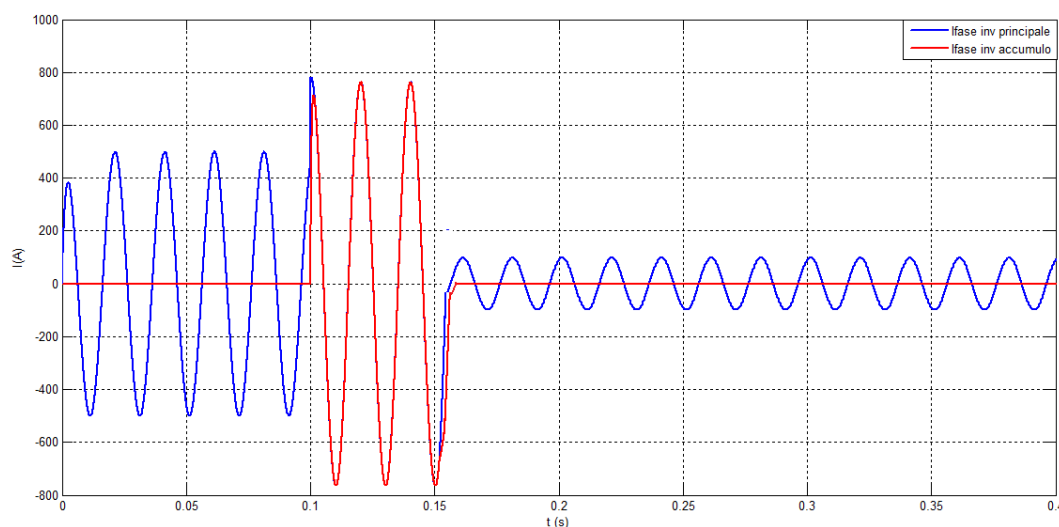
Nelle figure 3.3 e 3.4 è possibile notare come dopo un corto circuito trifase all'istante 0,1 s l'inverter principale vada in limitazione portando la tensione ad un valore inferiore a quello nominale, dopo circa 56 ms la tensione viene riportata al valore nominale questo dato ci fa capire come l'accumulo sia

interventivo a sostegno di quello principale per erogare una corrente necessaria a far intervenire la protezione 1, se questo non fosse accaduto si sarebbe verificata la situazione simulata nel capitolo 2 (assenza dell' accumulo) dove il guasto non veniva estinto.

Di seguito vengono riportati l'andamento del valore efficace delle correnti erogate dall'inverter principale e dall'inverter del sistema d'accumulo dell'energia e l'andamento dei valori istantanei (relativi ad una fase).



**Figura 3.5** Andamento del valore efficace delle correnti erogate dall'inverter principale (in blu) e dall'inverter del sistema d'accumulo dell'energia (in rosso).

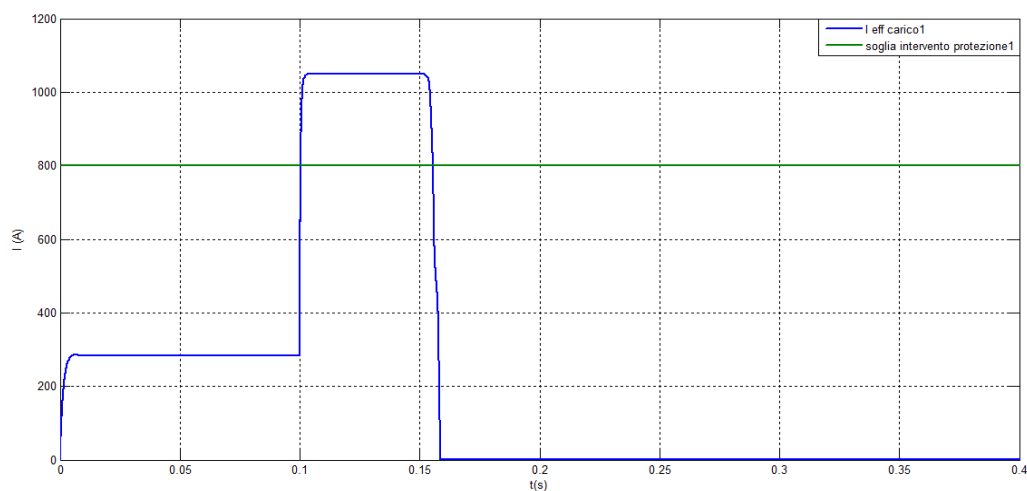


**Figura 3.6** Andamento dei valori istantanei delle correnti erogate dall'inverter principale (in blu) e dall'inverter del sistema d'accumulo dell'energia (in rosso).

Si può notare dalla figura 3.5 e dalla figura 3.6 come al tempo 0,1 s (guasto trifase) l'inverter del sistema di accumulo inizi ad erogare una corrente di valore pari a quella dell'inverter principale per un tempo di circa 56 ms, tempo in cui viene estinto il guasto per poi tornare a 0 una volta estinto il guasto, il valore efficace della corrente erogata da entrambi gli inverter è pari 1,5 la corrente nominale dell'inverter.

Dalla figura 3.6 è facile notare come le correnti erogate dai due inverter siano in fase tra di loro. L'aspetto fondamentale del sistema è riuscire a erogare una corrente dall'inverter secondario in fase a quella dell'inverter principale grazie al PLL trifase (phase locked loop). Il PLL trifase è in grado di rilevare l'angolo di sfasamento della corrente di fase dell'inverter principale tuttavia in questo capitolo non viene approfondito perché verrà dedicato successivamente un capitolo a parte per il PLL.

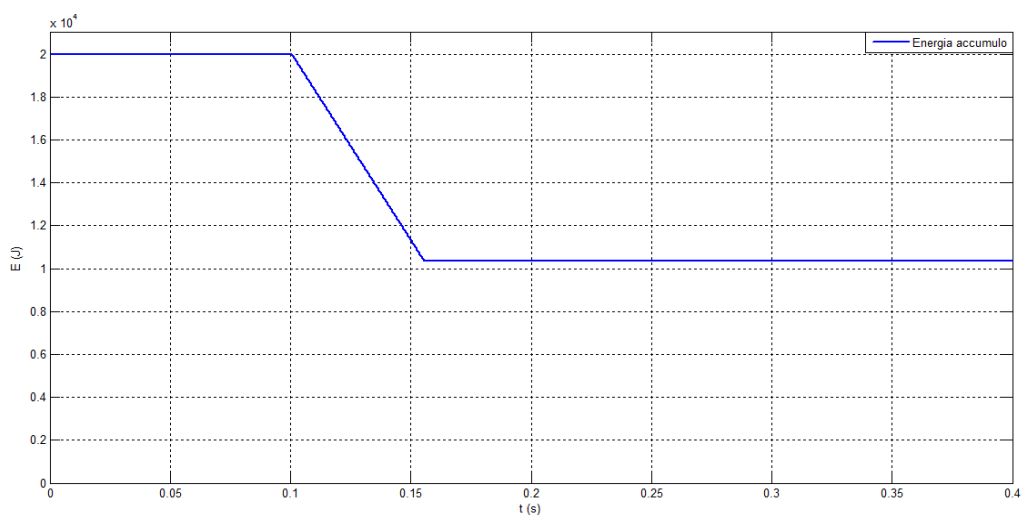
Nella figura successiva viene riportato l'andamento del valore efficace della corrente che fluisce attraverso la protezione uno.



**Figura 3.7** Andamento del valore efficace della corrente che fluisce attraverso la protezione 1.

Da figura 3.7 è possibile notare come la corrente che fluisce attraverso la protezione 1, data dalla corrente erogata dall' inverter principale e da quella del sistema di accumulo, superi il limite di intervento della protezione 1 e venga così annullata dopo 56 ms dal rilevamento del guasto trifase.

Infine in figura 3.8 viene riportato l'andamento dell'energia del sistema di accumulo.



**Figura 3.8** Andamento dell'energia del sistema di accumulo

Dalla figura 3.8 è possibile notare come un guasto trifase scarichi il sistema di accumulo di circa 10 kJ, quindi tenendo conto che il guasto trifase è quello che dà luogo ad un dispendio di energia maggiore, il dimensionamento del sistema di accumulo è stato fatto nel modo corretto.

È stato possibile notare in questa simulazione come la logica di controllo implementata sia efficiente per far erogare al sistema di accumulo la corrente necessaria al guasto per far intervenire la protezione 1 in caso di guasto trifase sul carico 1 (carico grande).

### 3.3.4 Gestione dell'accumulo in caso di sovraccarico

Secondo la logica di controllo utilizzata è possibile affermare, prima ancora di osservare i risultati delle simulazioni, che esisteranno dei casi, seppur limitati, in cui il sistema di accumulo sarà chiamato ad alimentare la rete in caso di solo sovraccarico. Questi casi riguardano tutti i sovraccarichi che portano il convertitore principale ad erogare una corrente superiore al limite di intervento del sistema di accumulo. Nel nostro caso, avendo scelto come soglia  $1,4 I_n$ , qualora la corrente necessaria ad alimentare il sovraccarico superasse tale valore, il sistema di controllo confonderebbe tale funzionamento con un corto circuito, facendo intervenire la batteria attraverso il suo convertitore. In realtà, portando la soglia citata da  $1,4 I_n$  ad un valore più vicino ad  $1,5 I_n$ , si ridurrebbe notevolmente la casistica di sovraccarichi che causano quella situazione.

Nel caso in cui non fosse possibile applicare la strategia appena esaminata, sarebbe necessario identificare questo “intervento intempestivo” del sistema di accumulo, ponendovi rimedio evitando l'erogazione di corrente della batteria verso i carichi. Questa è la modalità di funzionamento scelta da implementare nei modelli per effettuare le simulazioni. La logica di funzionamento di questa ulteriore applicazione, atta ad evitare l'intervento del sistema di accumulo in momenti non necessari, si basa sul confronto delle correnti erogate dagli inverter in funzione delle soglie  $1,4 I_n$  ed  $1,5 I_n$ . In particolare, se dal momento in cui il sistema di accumulo è chiamato ad intervenire e la somma dei valori efficaci delle correnti erogate dai due inverter è inferiore ad  $1,5 I_n$  per un periodo di tempo posto convenzionalmente a 0,025 s, il sistema di accumulo viene disinserito. Infatti, se si verificassero tutte le condizioni appena descritte, significherebbe che la corrente richiesta dal sovraccarico sarebbe compresa tra il limite  $1,4 I_n$  ed  $1,5 I_n$  e quindi si tratterebbe di una situazione in cui la batteria con il proprio convertitore non deve intervenire. Nel caso in cui il sovraccarico

dovesse evolvere in corto circuito la logica appena descritta non permetterebbe l'intervento dell'accumulo in quanto esso è stato disattivato. Per evitar ciò si è deciso di implementare una logica che in seguito ad una disattivazione del sistema di accumulo dovuta ad un sovraccarico porti la soglia di attivazione dal valore 1,4 In ad un valore di 1,495 In. In tal modo qualora il sovraccarico evolvesse in un corto circuito il valore di corrente oltrepasserebbe quest'ultima soglia facendo nuovamente intervenire il sistema di accumulo.

### **3.3.5 Verifica del corretto funzionamento dell'accumulo in caso di sovraccarico**

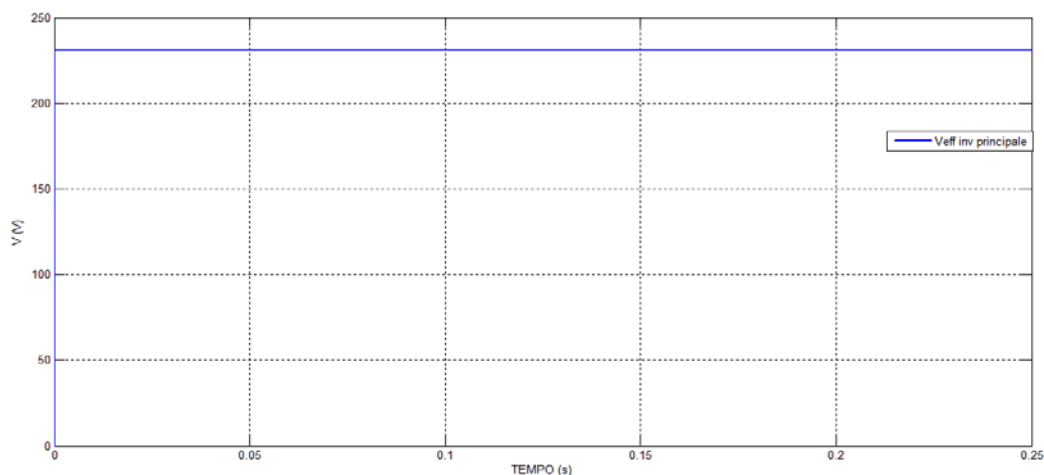
Il sovraccarico è ottenuto introducendo in parallelo all'utenza una terna di impedenze collegate a stella uguali tra loro. E' stato deciso inoltre di effettuarlo sull'utenza 1, in modo da porsi nella condizione peggiore per quanto riguarda l'alimentazione dei carichi da parte dell'inverter principale. Questo perché il carico 1 risulta essere quello di peso maggiore.

L'entità del sovraccarico scelta è pari al 60%, quindi il convertitore elettronico si trova nelle condizioni di dover alimentare il carico 1 di entità pari al 160% del proprio valore nominale.

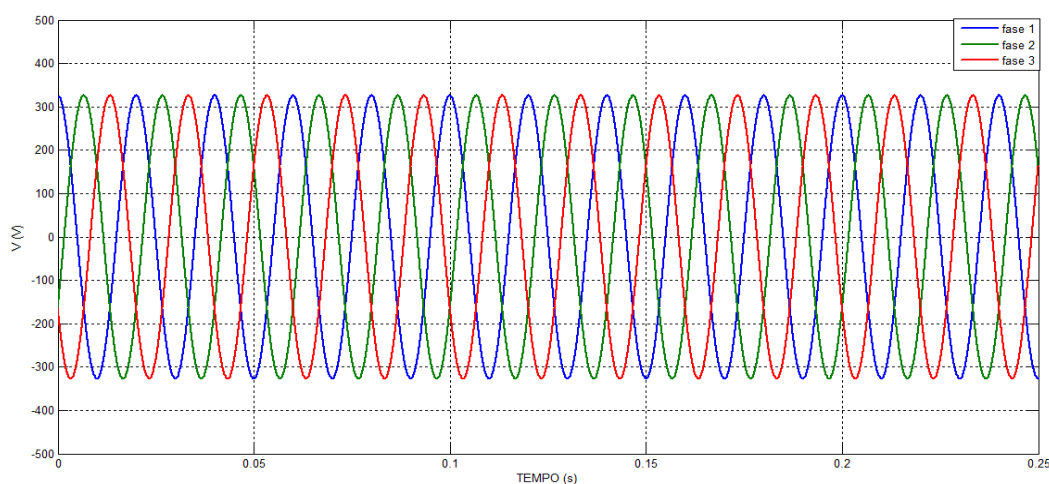
Questo valore è stato scelto in modo che il PEC non debba dover limitare la corrente da erogare ai carichi, abbassando quindi anche la tensione di rete. Si tratta quindi, dal punto di vista del convertitore di alimentazione, di un sovraccarico che lo porta a funzionare al di sotto del 150% della propria potenza nominale.

Dopo aver descritto ed analizzato la logica di controllo si va a verificare attraverso le simulazioni ricavate all'interno dell'ambiente di calcolo Matlab Simulink, l'andamento delle grandezze principali, il giusto dimensionamento e funzionamento nel caso di sovraccarico.

Nella figura 3.9 e 3.10 sono rappresentati l'andamento del valore efficace della tensione di fase dell'inverter principale (uguale alla tensione dell'inverter dell'accumulo) e l'andamento del valore istantaneo della tensione di fase ai morsetti dell'inverter principale (anch'essa uguale alla tensione dell'inverter dell'accumulo).



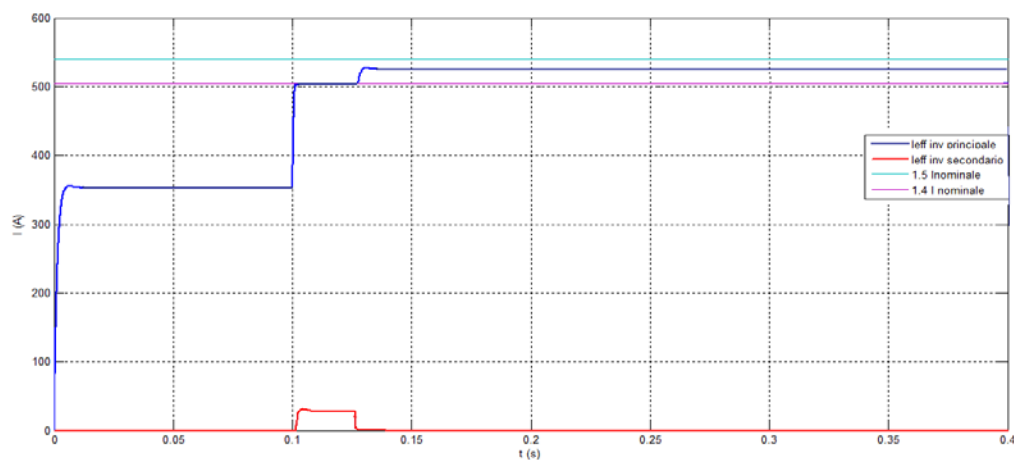
**Figura 3.9** Andamento del valore efficace della tensione di fase dell'inverter principale



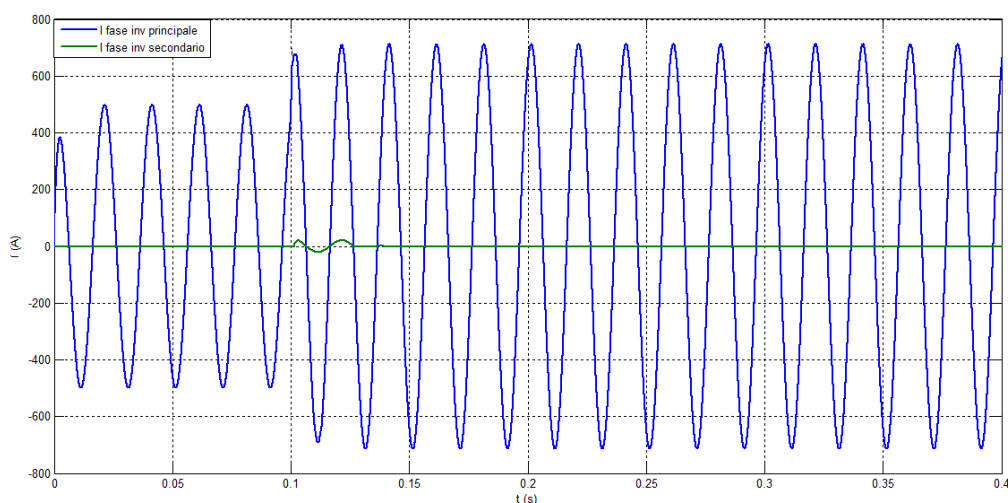
**Figura 3.10** Andamento del valore istantaneo della tensione di fase ai morsetti dell'inverter principale

Si può notare dalle figure 3.9 e 3.10, come detto in precedenza che il sovraccarico simulato non è tale da mandare in limitazione l'inverter e quindi anche durante il sovraccarico la tensione di alimentazione non subisce nessuna variazione. Di seguito vengono riportati l'andamento del valore efficace delle correnti erogate dall'inverter principale e dall'inverter del sistema d'accumulo dell'energia e l'andamento dei valori istantanei (relativi ad una fase) delle correnti erogate dall'inverter principale e dall'inverter del sistema d'accumulo dell'energia.





**Figura 3.11** Andamento del valore efficace delle correnti erogate dall'inverter principale (in blu) e dall'inverter del sistema d'accumulo dell'energia (in rosso).



**Figura 3.12** Andamento dei valori istantanei delle correnti erogate dall'inverter principale (in blu) e dall'inverter del sistema d'accumulo dell'energia (in verde).

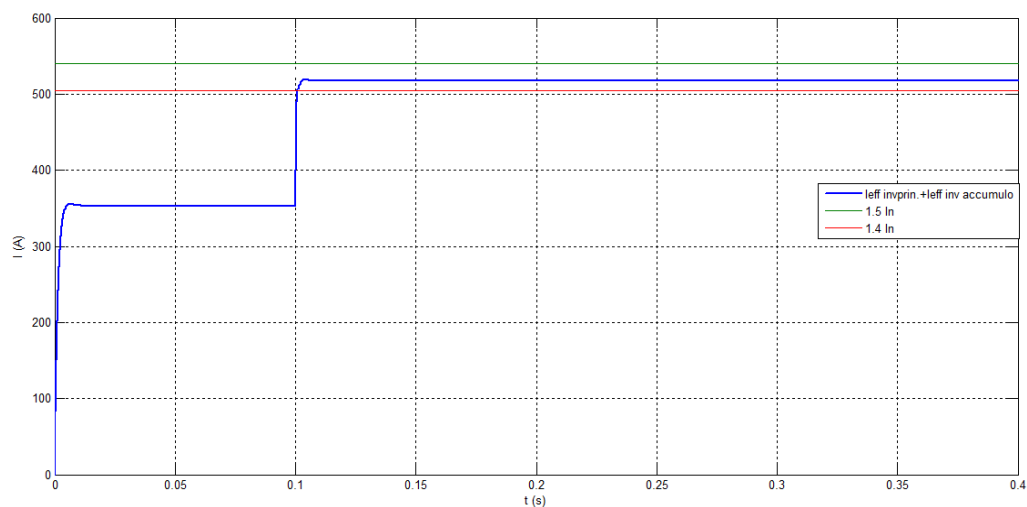
Le informazioni più interessanti e utili riguardo il funzionamento di questo metodo di controllo, si ricavano proprio da questi andamenti, che rendono chiaro all'osservatore come viene controllata la corrente a seguito di un malfunzionamento di un carico. E possibile osservare sia il modo in cui il sistema di accumulo viene abilitato a sostenere il guasto o in questo caso il sovraccarico, sia l'effettivo metodo con cui viene innalzato il livello di guasto della rete. Il sistema di accumulo entra in funzione erogando corrente verso il

sovraccarico nel momento in cui il valore efficace della corrente erogata dal PEC principale oltrepassa la soglia di  $1,4 I_n$ .

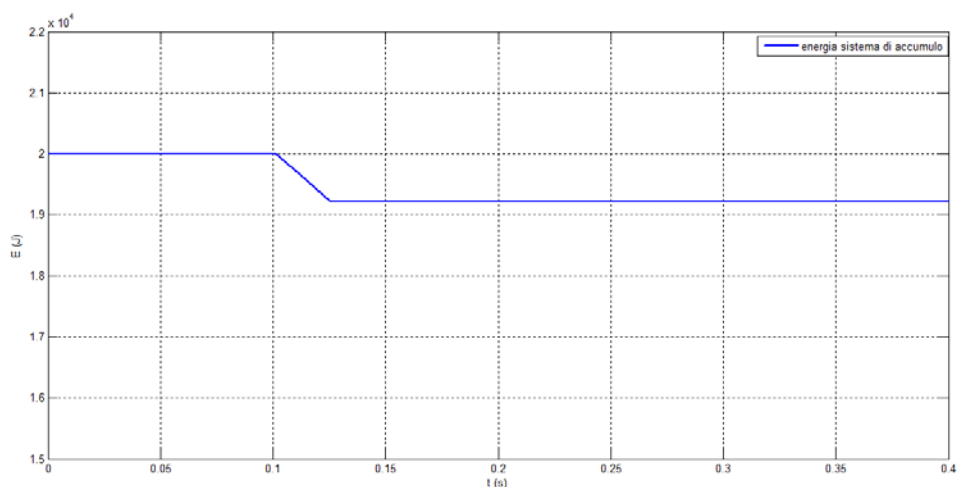
Come si nota in Figura 3.11, la logica di controllo comanda l'erogazione della corrente in ampiezza e fase della batteria, in modo da mantenere la corrente fornita dall'inverter principale ad un valore pari ad  $1,4 I_n$ .

Inoltre è stata implementata un'ulteriore logica di controllo di appoggio, capace di rilevare la presenza del sovraccarico. In questo modo sarà possibile decidere se continuare a sostenere la rete in caso di guasto oppure disconnettere il sistema di accumulo in caso di sovraccarico. In Figura 3.11 si nota come, dopo un periodo di tempo di 0,025 s dal momento in cui il sistema d'accumulo entra in funzione, il controllo comanda l'inverter della batteria in modo da terminare l'erogazione di corrente verso la rete.

Infine vengono esposti l'andamento del valore efficace della somma delle correnti erogate verso i carichi dall'inverter principale e dall'inverter del sistema di accumulo e l'andamento dell'energia del sistema di accumulo.



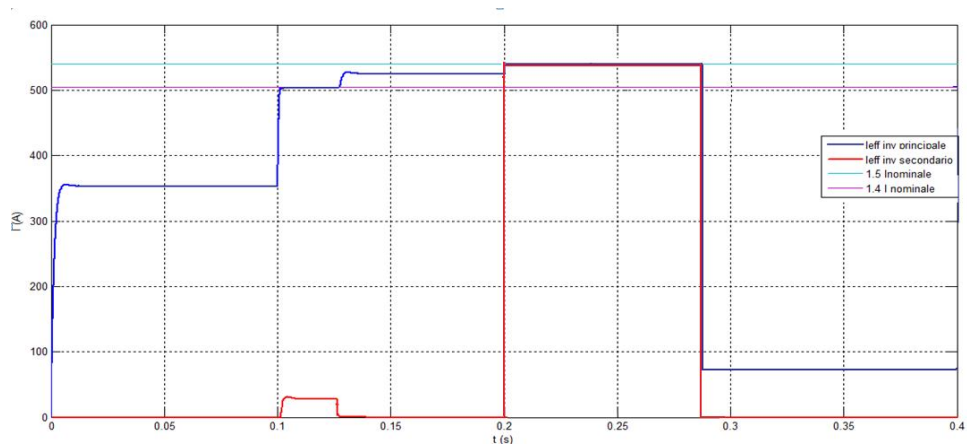
**Figura 3.13** Andamento del valore efficace della somma delle correnti erogate verso i carichi dall'inverter principale e dall'inverter del sistema di accumulo.



**Figura 3.14** Andamento dell'energia del sistema di accumulo dell'energia durante il sovraccarico.

Dalla figura 3.13 si vede come la somma delle correnti erogate verso i carichi dall'inverter principale e dall'inverter del sistema di accumulo non superi il valore di  $1,5 I_n$ . Dalla figura 3.14 si nota come il sistema di accumulo in caso di sovraccarico si scarica molto poco, di circa 1000 J.

Nella figura 3.15 viene analizzato il caso in cui il sovraccarico dovesse evolvere in corto circuito. Come descritto in precedenza l'accumulo in seguito ad un sovraccarico viene disattivato ma, successivamente, dopo aver innalzato la propria soglia di intervento, con l'evolversi del guasto in corto circuito esso verrà nuovamente attivato.



**Figura 3.14** Andamento del valore efficace delle correnti erogate dall'inverter principale e dal secondario in caso di sovraccarico che evolve in cto-cto

### 3.3.6 Modalità di gestione della fase di ricarica

In questa sezione viene approfondito il metodo utilizzato per la gestione della ricarica del sistema di accumulo. La decisione di effettuare o meno la ricarica, viene presa analizzando l'energia contenuta nella batteria istante per istante.

La logica di funzionamento è molto semplice e si basa sulla comparazione del valore istantaneo dell'energia accumulata con delle soglie entro cui si decide di voler ricaricare. Nota la carica massima consentita alla batteria pari a 20 kJ, scesi sotto la soglia di 17 kJ, viene abilitato il comando di ricarica, consentendo al sistema di accumulo di ricaricarsi assorbendo corrente dall'inverter principale, fino al raggiungimento della carica massima (20 kJ).

Bisogna però fare attenzione ad evitare l'insorgere di alcune situazioni poco raccomandate, come quella di causare un forte sovraccarico all'inverter di alimentazione, oppure ricaricare la batteria durante il corto circuito di un carico alimentato dalla rete (caso assolutamente da evitare).

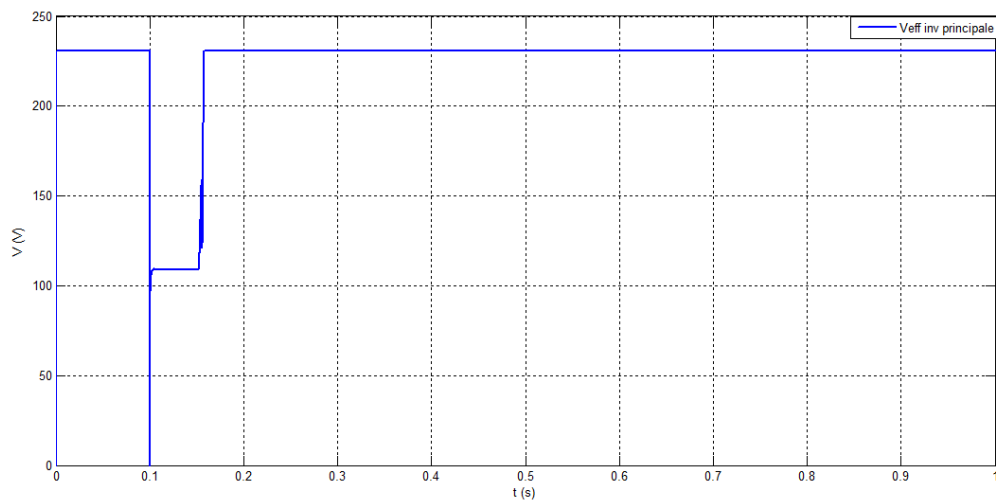
L'effetto che creerebbe tale situazione andrebbe ad aggravare ulteriormente il problema di partenza della ridotta potenza di corto circuito della rete.

Questa situazione, potenzialmente molto dannosa, è stata risolta abilitando il comando di ricarica solamente quando la corrente erogata dal convertitore principale si trova al di sotto del proprio valore nominale. In questo modo si può essere sicuri che in quel momento nessun evento particolare è in atto sulle utenze alimentate.

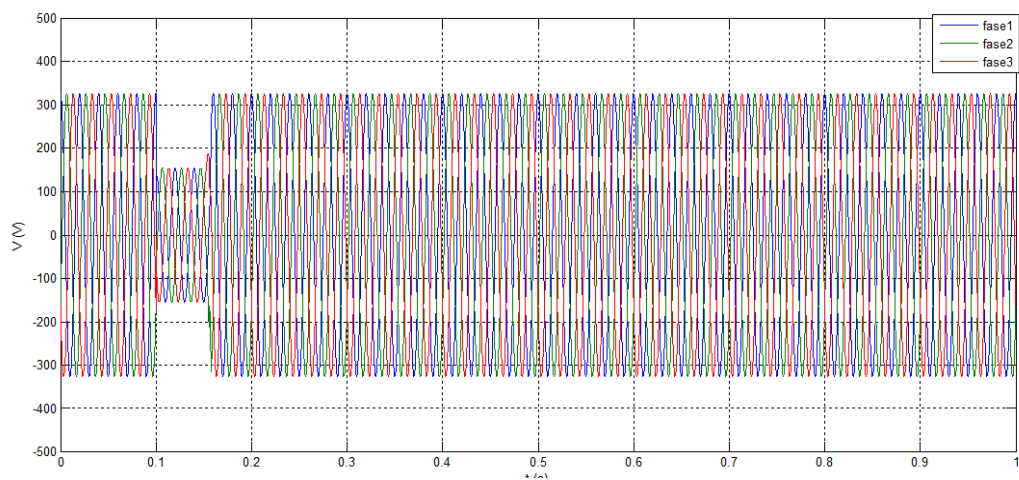
Inoltre, per aumentare la sicurezza di tutto l'impianto, si è deciso di attendere un breve periodo di tempo, 40 ms, all'invio del comando di ricarica dallo spegnimento del sistema di accumulo, in modo da evitare alcune particolari situazioni di concomitanza tra il reinnesco del guasto dopo l'apertura dell'interruttore e ricarica della batteria.

Andiamo ora ad analizzare i grafici ricavati dalle simulazioni per poter capire meglio come avviene la ricarica dell'accumulo dopo essersi scaricata a causa di un guasto trifase sul carico 1. La rete analizzata è la stessa delle simulazioni precedenti, al tempo 0.1 s si simula un guasto trifase sul carico 1 come fatto nella simulazione 3.3.3. Nella figura 3.16 e 3.17 sono rappresentati l'andamento del valore efficace della tensione di fase dell'inverter principale (uguale alla tensione dell'inverter dell'accumulo) e l'andamento del valore istantaneo della

tensione di fase ai morsetti dell'inverter principale (anch'essa uguale alla tensione dell'inverter dell'accumulo).



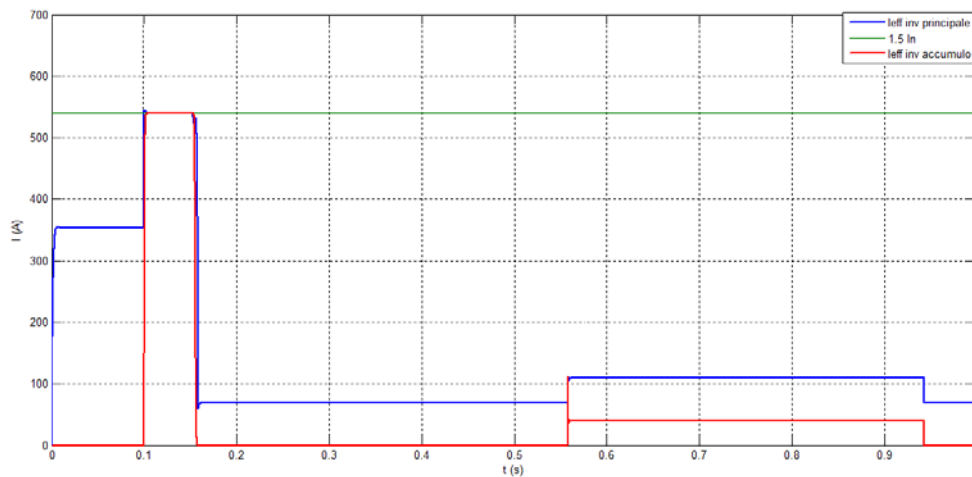
**Figura 3.16** Andamento del valore efficace della tensione di fase dell'inverter principale



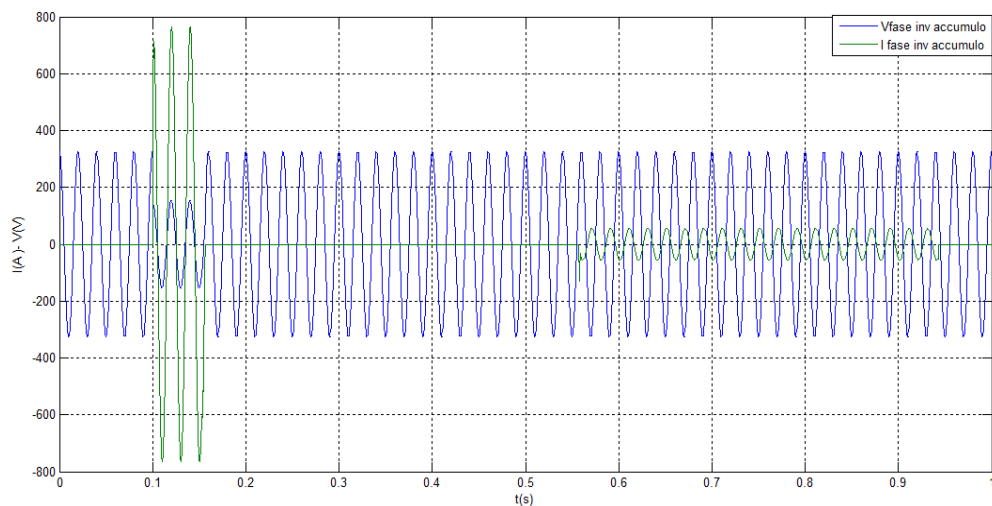
**Figura 3.17** Andamento del valore istantaneo della tensione di fase ai morsetti dell'inverter principale

Si può notare dalle figure precedenti come dopo il guasto l'inverter va in limitazione portando la tensione ad un valore inferiore alla nominale e restandoci per circa 56 ms, dopo di che il guasto viene estinto e la tensione torna al valore nominale. Dopo 40 ms dall'estinzione del guasto quindi al tempo di

0.056 inizia la ricarica della batteria, si nota come durante la ricarica la tensione dell'inverter principale resta al valore nominale perché non viene mandato in limitazione durante la ricarica. Di seguito vengono riportati l'andamento del valore efficace delle correnti erogate dall'inverter principale e dall'inverter del sistema d'accumulo dell'energia e l'andamento dei valori istantanei (relativi ad una fase) delle correnti erogate dall'inverter principale e dall'inverter del sistema d'accumulo dell'energia.



**Figura 3.18** Andamento del valore efficace delle correnti erogate dall'inverter principale (in blu) e dall'inverter del sistema d'accumulo dell'energia (in rosso).



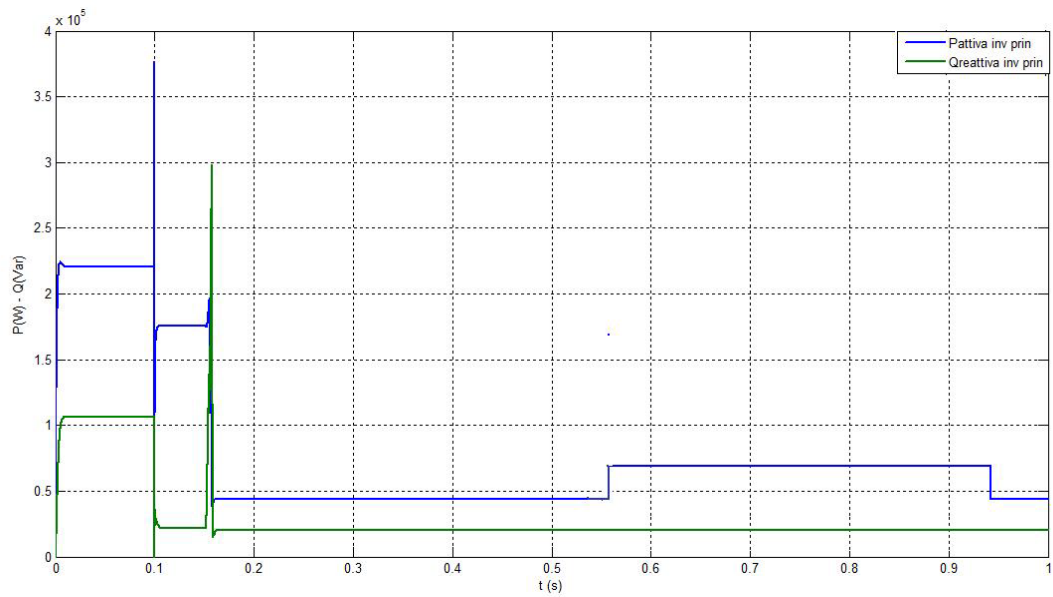
**Figura 3.19** Andamento dei valori istantanei delle corrente erogate dall'inverter secondario (in verde) e la sua tensione di fase (in blu).

Osservando le figure 3.18 e le figure 3.19 è possibile notare le varie fasi di comportamento dei due PEC: all'istante 0.1 s avviene il guasto trifase, il convertitore principale va in limitazione e il PEC secondario eroga la corrente per poter far intervenire la protezione; all'istante 0.156 la protezione interviene estinguendo il guasto, il PEC secondario smette di erogare corrente e l'inverter principale eroga una corrente minore alla nominale perché il carico 1 è stato estinto. Dopo circa 40 ms dall'estinzione del guasto inizia la fase di ricarica della batteria che viene attivata solo in certe condizioni specificate precedentemente. La scelta della durata della ricarica in questa simulazione è stata fatta solamente per riuscire ad evidenziare dei risultati in tempi di simulazione brevi ed è stata implementata solamente per questo specifico caso, tuttavia nelle simulazioni successive in base alla scelta del tipo di accumulo si setterà i tempi di ricarica in base ai valori reali che caratterizzano la scelta effettuata.

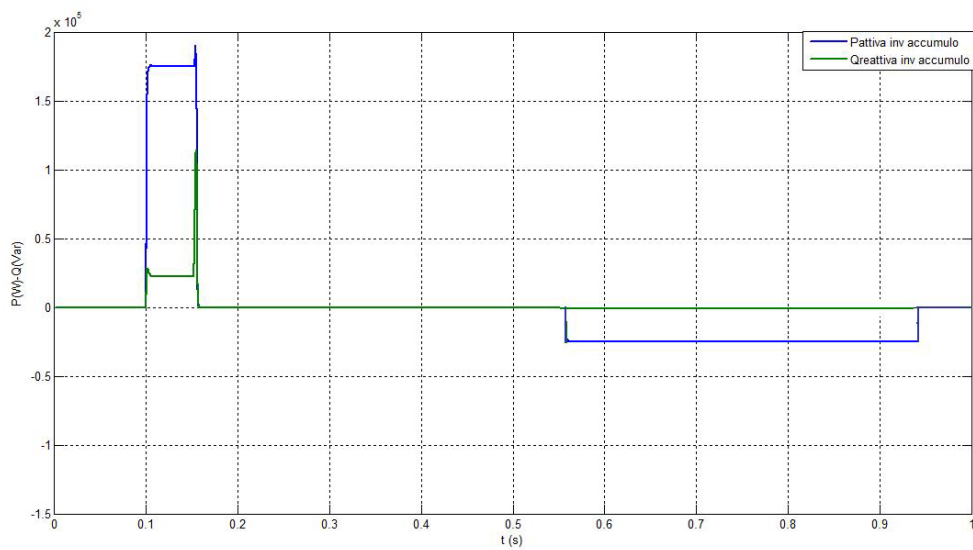
Dalla figura 3.18 è difficile notare la differenza tra la fase di ricarica e la fase di supporto al guasto del convertitore secondario questo perché nel grafico sono rappresentati l'andamento del modulo del valore efficace della corrente, per visualizzare meglio la differenza si analizza il grafico successivo 3.19.

In Figura 3.19, in cui è riportato l'andamento del valore istantaneo della corrente erogata dal PEC secondario e la tensione di fase, si nota come in fase di ricarica le due grandezze siano in opposizione di fase, ciò è stato fatto per poter annullare l'assorbimento di potenza reattiva da parte del sistema di accumulo durante la fase di ricarica.

Nelle figure 3.19 e 3.20 sono rappresentate l'andamento della potenza attiva e reattiva erogata dall'inverter principale e quelle erogate dall'inverter del sistema di accumulo.



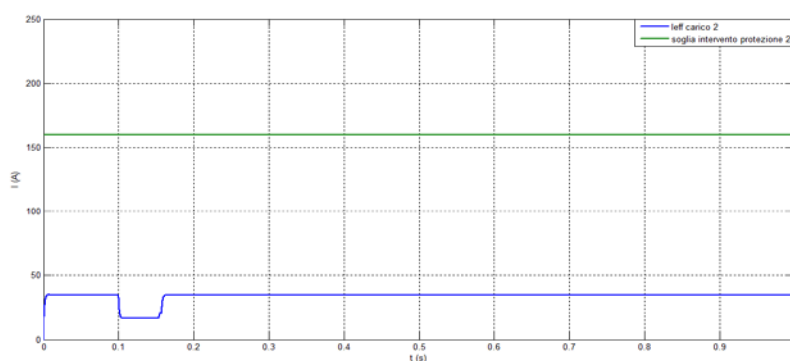
**Figura 3.20** Andamento della potenza attiva (in blu) e reattiva (in verde) erogata dall'inverter principale.



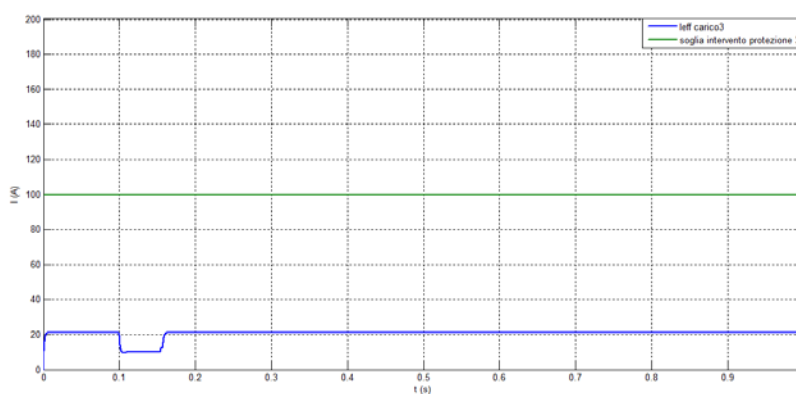
**Figura 3.21** Andamento della potenza attiva (in blu) e reattiva (in verde) erogata dal sistema di accumulo attraverso l'inverter.



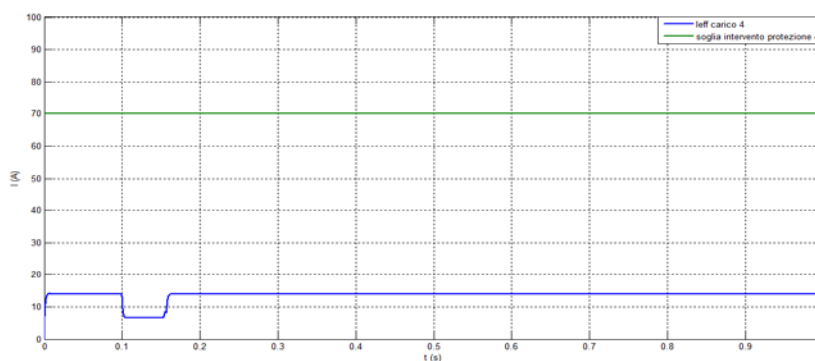
In figura 3.20 e figura 3.21 si possono distinguere con chiarezza tutte le varie fasi che caratterizzano la simulazione: guasto e sua estinzione, ricarica della batteria. Vengono riportati di seguito l'andamento del valore efficace delle correnti che fluiscono attraverso le protezioni 2, 3 e 4 e cioè quelle assorbite dai carichi 2, 3 e 4.



**Figura 3.22** Andamento del valore efficace della corrente assorbita dal carico 2.



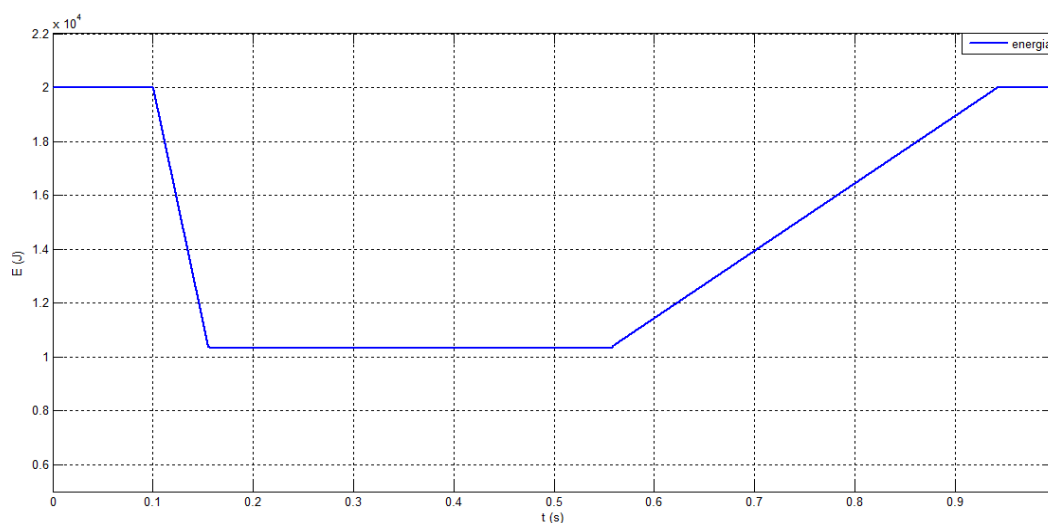
**Figura 3.23** Andamento del valore efficace della corrente assorbita dal carico 3.



**Figura 3.24** Andamento del valore efficace della corrente assorbita dal carico 4.

Dalle figure 3.22, 3.23 e 3.24 è possibile notare come durante il guasto sul carico 1 la corrente assorbita dai carichi “sani” diminuisca notevolmente mentre durante la ricarica dell’accumulo la corrente assorbita da essi rimanga invariata perché durante questa fase l’inverter principale non va in limitazione.

Infine come ultimo grafico per questa simulazione si va a analizzare l’andamento dell’energia del sistema di accumulo.



**Figura 3.25** Andamento dell’energia del sistema di accumulo.

Come è possibile notare dalla figura 3.25 all’istante 0.1 s quando avviene il guasto il sistema di accumulo si scarica in un tempo di circa 56 ms di circa 10 kJ, dopo 40 ms dall’estinzione del guasto se l’energia residua del all’accumulo è inferiore a 17 kJ e se non c’è presenza di nessun altro guasto inizia la fase di ricarica che riporta il livello della batteria alla carica massima cioè 20 kJ.

## Bibliografia

- [1] C. Arigoni, L. Piegari, E. Tironi, *Naval applications of storage devices for loads protection in microgrids dominated by solid state converters*, Dept. of Electronics, Information and Bioengineering, Politecnico di Milano

## Capitolo 4: PLL

### 4.1 Introduzione

In una rete la conoscenza dell'angolo di fase del vettore tensione può essere utile per molteplici motivi come per esempio per sistemi UPS, raddrizzatori controllati AC/DC, filtri attivi, compensatori di tensione serie oppure anche nei sistemi di generazione distribuita tramite eolico o fotovoltaico.

In tali applicazioni un rilevamento preciso e veloce dell'angolo di fase della tensione di rete è indispensabile per assicurare la generazione corretta di un segnale di riferimento. Per stimare l'angolo di fase esistono sistemi ad anello aperto oppure chiuso; quest'ultimi sono comunemente noti come Phase-Loops-Locked o PLL.

Generalmente la frequenza di rete varia all'interno di un intervallo limitato anche in sistemi isolati, e il suo tasso di variazione è limitato dall'inerzia meccanica dei generatori, ma quando avviene un guasto in linea le apparecchiature sono soggette a una variazione dell'angolo di fase o a buchi di tensione (I guasti non permanenti che si estinguono in tempi brevi e tali da non comportare l'intervento delle protezioni, comportano rapide diminuzioni improvvise e transitorie della tensione di alimentazione ad un valore compreso tra il 90% e l'1% della tensione nominale; vi sono utenze che avvertono il buco di tensione con una sensibilità tale da compromettere il normale funzionamento) [1].

La situazione di squilibrio può durare per diversi cicli prima che l'errore venga cancellato. Pertanto, lo sviluppo di algoritmi di sincronizzazione robusti sono necessari al fine di ottenere un corretto funzionamento delle apparecchiature connesse alla rete.

Per comprendere il funzionamento del PLL è necessario fare una breve sintesi sulla trasformata di Clarke.

## 4.2 Trasformata di Clarke

La trasformazione di Clarke si applica a terne di valori istantanei. Questa trasformazione, applicata ai sistemi trifase di tensioni e correnti, risulta particolarmente conveniente per l'analisi sia del transitorio che del regime sinusoidale o deformato.

Mediante tale trasformazione, e in special modo con il formalismo dei vettori spaziali, il trifase è visto non più come giustapposizione di circuiti monofase, ma come sistema dotato in quanto tale di caratteristiche sue proprie.

La trasformazione di Clarke è un caso particolare della più generale trasformazione di Park. La trasformazione di Park è una trasformazione trifase a coefficienti reali in generale tempo variante, funzione di un parametro angolare  $\theta(t)$  (chiamata trasformazione di Park su assi rotanti). Nel caso  $\theta \equiv 0$  si ha la trasformazione di Clarke (chiamata anche trasformazione di Park su assi fissi) [2].

$$\text{Variabili di fase } \mathbf{v}_f = \begin{bmatrix} v_a(t) \\ v_b(t) \\ v_c(t) \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

$$\text{Variabili di Clarke } \mathbf{v}_p = \begin{bmatrix} v_\alpha(t) \\ v_\beta(t) \\ v_0(t) \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

$$\begin{bmatrix} v_\alpha(t) \\ v_\beta(t) \\ v_0(t) \end{bmatrix} = \mathbf{T}_0 \begin{bmatrix} v_a(t) \\ v_b(t) \\ v_c(t) \end{bmatrix} \quad \mathbf{v}_p = \mathbf{T}_0 \mathbf{v}_f \quad (4.3)$$

La trasformazione di Clarke è applicabile a terne di variabili, come tensioni, correnti, flussi concatenati, cariche elettriche, ecc.

La trasformazione di Clarke chiamata su assi fissi è una trasformazione lineare a coefficienti reali costanti.

La matrice di trasformazione applicata ad una terna di valori istantanei di fase  $v_a(t)$ ,  $v_b(t)$ ,  $v_c(t)$  (ad esempio tensioni), dà luogo ai tre componenti di Clarke: componenti sugli assi  $\alpha, \beta$  e componente omopolare.

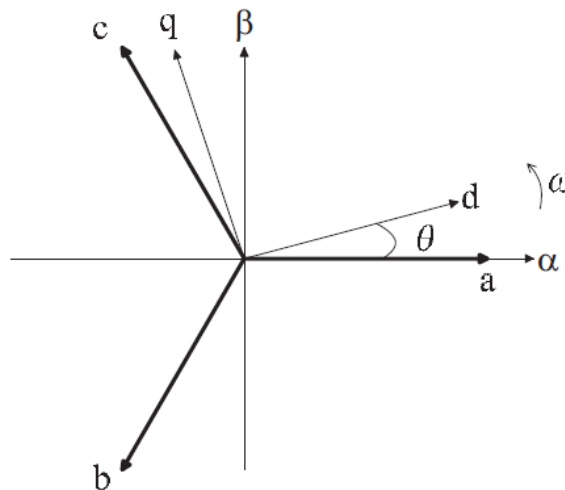
$$T_0 = \begin{bmatrix} \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} & -\frac{1}{\sqrt{6}} & -\frac{1}{\sqrt{6}} \\ 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{\sqrt{2}} \\ \frac{1}{\sqrt{3}} & \frac{1}{\sqrt{3}} & \frac{1}{\sqrt{3}} \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

Le componenti  $\alpha, \beta$  definiscono la variabile complessa (vettore spaziale o vettore di Clarke). Successivamente si può trasformare il vettore tensione o corrente con un sistema di riferimento sincrono alla pulsazione di rotazione del vettore di Clarke, in cui l'ampiezza della variabile trasformata alla frequenza sincrona appare come un valore costante (Park). Pertanto semplici controlli, come PID, possono essere utilizzati e sono in grado di raggiungere un errore zero in regime stazionario.

La trasformazione in un sistema di riferimento sincrono rotante è ottenuta tramite:

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix}, \quad (4.5)$$

Dove  $\theta$  è l'angolo tra la tensione di fase della fase  $a$  e l'asse  $d$  del sistema di riferimento rotante.

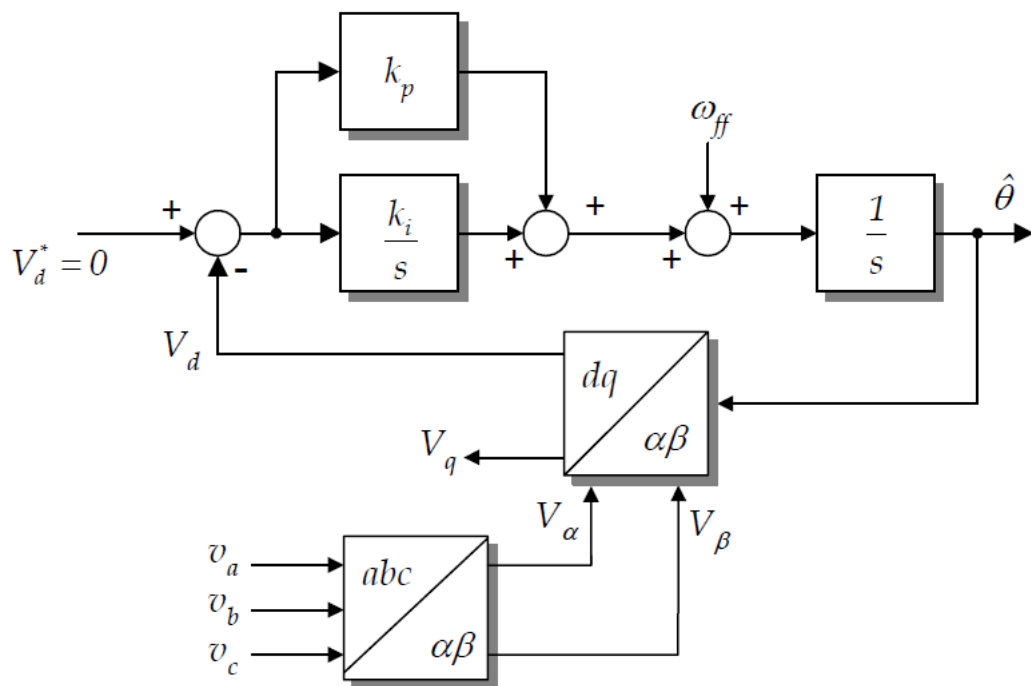


**Figura 4.1** Sistema di riferimento rotante alla pulsazione  $\omega$  (trasformata di Park)

### 4.3 PLL trifase

Il circuito PLL (Phase Lock Loop/Anello ad aggancio di fase) è un circuito elettronico in cui si utilizza il principio di retroazione negativa per controllare la fase e quindi la frequenza del segnale in uscita.

Lo schema a blocchi del PLL trifase è mostrato nella figura seguente.



**Figura 4.2** Schema a blocchi PLL trifase

Le tre tensioni  $V_a$ ,  $V_b$ ,  $V_c$  vengono dapprima, mediante la trasformata di Clarke, trasformate nelle componenti  $\alpha, \beta$  per poi successivamente essere trasformate nelle componenti  $d, q$  di un sistema di riferimento sincrono alla pulsazione di rete.

L'angolo di fase viene rilevato sincronizzando il sistema di riferimento rotante del PLL con il vettore tensione di rete. Impostando la tensione di riferimento dell'asse diretto a zero permette di agganciarsi a tale vettore in modo da poter trovare l'angolo di fase; successivamente è inoltre possibile calcolare la frequenza e il modulo di tale vettore [3].

Per migliorare le prestazioni e rendere più veloce la sincronizzazione si introduce nello schema a blocchi un termine di compensazione noto come azione in avanti o dall'inglese feedforward ( $\omega_{ff}$ ).

Assumendo tre tensioni in ingresso equilibrate e senza nessun contenuto armonico possiamo scrivere che la componente dell'asse diretto in ingresso al proporzionale integrale (PI) è:

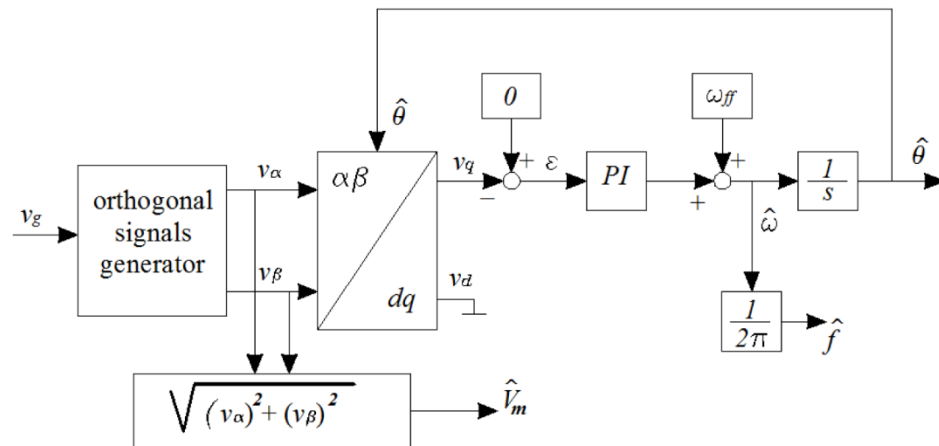
$$V_d = V_\alpha \cos \hat{\theta} + V_\beta \sin \hat{\theta} \quad (4.6)$$

Dove  $\hat{\theta}$  è l'angolo di fase stimato; una volta che il sistema di riferimento rotante del PLL si sincronizza con il vettore tensione di rete, ovvero quando riesce ad annullare la componente diretta, rimane solo la componente in quadratura che coincide con il modulo del vettore tensione.

Il regolatore utilizzato è di tipo proporzionale integrale, l'azione proporzionale è ottenuta moltiplicando il segnale d'errore con un opportuna costante  $K_p$  mentre l'azione integrale è proporzionale all'integrale nel tempo del segnale d'errore e moltiplicato per la costante  $K_i$ , in tal modo il controllore ha memoria dei valori passati del segnale d'errore ed è quindi possibile far convergere a zero l'errore.

#### 4.4 PLL monofase

La struttura del PLL monofase è un'elaborazione di quella trifase, il modello è il seguente [4]:



**Figura 4.3** Schema a blocchi PLL monofase

Questa struttura permette il monitoraggio della tensione di rete cioè, non solo fornisce la stima della fase ma anche le stime di ampiezza e la frequenza del segnale in ingresso ( $V_g$ ).

È presente all'ingresso un generatore di segnali ortogonali (OSG) che ha il compito di generare due segnali ortogonali tra loro  $V_\alpha$ ,  $V_\beta$  strettamente sincronizzati con il segnale di ingresso  $V_g$ .

Per esempio  $V_\alpha$ ,  $V_\beta$  possono essere i seguenti:

$$V_\alpha = V_m \sin \theta \quad (4.7)$$

$$V_\beta = V_m \cos \theta \quad (4.8)$$

I due segnali ortogonali così generati saranno l'ingresso della trasformata di Park, la componente in quadratura risulta essere:

$$V_q = V_m \sin(\theta - \hat{\theta}) \quad (4.9)$$



Settando a zero il riferimento della componente in quadratura e supponendo che la differenza di fase ( $\theta - \hat{\theta}$ ) sia molto piccola, l'uscita del PLL ( $\hat{\theta}$ ) coincide con la fase del segnale in ingresso. In questo caso il sistema si è "agganciato" al segnale in ingresso.

Come per il PLL trifase viene introdotto un feedforward ( $\omega_{ff}$ ) per rendere più veloce la sincronizzazione e migliorare così la prestazione; affinché ciò avvenga è necessario ipotizzare un range della frequenza del segnale in ingresso. Come già accennato la differenza sostanziale tra il PLL monofase e quello trifase è l'OSG ovvero il generatore di segnali ortogonali. Nel caso precedente, nel PLL trifase, ciò avveniva mediante la trasformata di Clarke; in quello monofase esistono diversi metodi per poter creare una grandezza ortogonale alla variabile in ingresso, uno tra i più semplici consiste nell'introdurre un blocco di ritardo che permette di ritardare la grandezza di un quarto di periodo (90 gradi) rispetto alla frequenza fondamentale della tensione di rete in ingresso; un'ulteriore metodo, utilizzato nella realizzazione del PLL monofase consiste nel interporre un blocco integratore al segnale in ingresso permettendo così lo stesso risultato.

Le informazioni sull'ampiezza e sulla fase della grandezza in ingresso possono essere ottenute mediante queste semplici operazioni:

$$V_m = \sqrt{V_\alpha^2 + V_\beta^2} \quad (4.10)$$

$$\hat{\theta} = \tan^{-1} \frac{V_\beta}{V_\alpha} \quad (4.11)$$

## 4.5 Identificazione guasto

L'identificazione di un guasto può avvenire osservando i valori di tensione di fase oppure di corrente. Quando come variabile di controllo viene utilizzata la tensione di fase bisogna controllare che essa non scenda al di sotto di un valore di riferimento impostato. Al contrario, quando viene utilizzata la corrente per rilevare il corto circuito, viene assegnato un valore massimo di corrente, superato il quale significa che siamo in presenza di un guasto [5].

## Bibliografia

- [1] Mingzhi Gao, Baohong Li, Min Chen, Wei Yao, Zhaoming Qian “Analysis and Implementation of a PLL Structure for Single-Phase Grid-Connected Inverter System” Department of Applied Electronics College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China
- [2] [http://docenti.etec.polimi.it/IND32/Didattica/Corso%20di%20Modellistica%20e%20Impianti\\_file/Pagine%20richiamate/materiale%20corso/2006/L\\_CS\\_1.pdf](http://docenti.etec.polimi.it/IND32/Didattica/Corso%20di%20Modellistica%20e%20Impianti_file/Pagine%20richiamate/materiale%20corso/2006/L_CS_1.pdf)
- [3] Paulo F. Seixas, Porfírio C. Cortizo “A comparative study of three-phase and single-phase PLL algorithms for grid-connected systems” Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG
- [4] C. Picardi, D. Sgrò and G. Gioffré “A simple and low-cost PLL structure for single-phase grid-connected inverters” University of Calabria, Via Pietro Bucci 42C- 87036 Rende, (Italy)
- [5] Pasi Peltoniemi and Pasi Nuutinen Lappeenranta University of Technology Lappeenranta, Finland “Fault detection method for phase-to-ground faults in three-phase inverter applications”

# Capitolo 5: Modalità di gestione del sistema di accumulo per guasti dissimmetrici

## 5.1 Introduzione: generalità

Prima di addentrarci nella simulazione di guasti dissimmetrici sulla rete in esame, viene mostrata una panoramica sulle differenze tra guasti simmetrici e dissimmetrici.

Il corto circuito è un contatto accidentale, diretto o mediato attraverso un'impedenza di basso valore, tra i conduttori di fase di una rete elettrica oppure tra i conduttori di fase e la terra. La meccanica e la casistica dei corto circuiti sono molteplici. Fra le più importanti cause si possono ricordare le seguenti:

- Collasso dell'isolamento in un punto, causato dalla riduzione della tensione di tenuta (in seguito, ad esempio, all'avvicinamento dei conduttori), o da fulmini che colpiscono l'impianto provocando onde di sovratensione che si propagano sulle linee;
- Deterioramento dell'isolamento per naturale invecchiamento o accelerato dalla presenza di fumi industriali, nebbia;
- Deterioramento dell'isolamento accelerato da sovratensioni interne.

La gravità di un guasto dipende dal suo tipo e dalla sua dislocazione, e gli effetti da esso provocati si possono distinguere in:

- Effetti meccanici, che dipendono dal valore istantaneo delle correnti susseguenti al guasto. Essi provocano sollecitazioni anormali sugli ancoraggi delle sbarre, dei conduttori, degli avvolgimenti delle macchine;
- Effetti termici, provocati dall'aumento rapido di energia termica che non può essere dissipata per irraggiamento o per conduzione;
- Deterioramento dei dielettrici a causa delle alte temperature raggiunte dai conduttori attraversati dalle correnti di c.to/c.to.

## 5.2 Tipologie di guasti

I guasti che generalmente vengono esaminati sono:

- c.to/c.to trifase;
- c.to/c.to bifase e bifase a terra;
- c.to/c.to tra una fase e la terra

Spesso, il c.to/c.to trifase si produce in conseguenza dell'evoluzione di un guasto monofase o bifase, quando per cause varie (estensione dell'arco, distruzione dell'isolante ecc.), vengono coinvolte le fasi rimaste sane.

I guasti suddetti si dividono in guasti simmetrici (di cui fa parte solo il c.to/c.to trifase simmetrico) e guasti dissimmetrici (di cui fanno parte i restanti).

La differenza tra guasto simmetrico e guasto dissimmetrico, sta nel fatto che, ipotizzando la rete costruttivamente simmetrica, nel caso di guasto dissimmetrico la rete viene dissimmetrizzata nel punto di guasto dal disservizio, mentre nel caso di guasto simmetrico la rete non viene dissimmetrizzata.

### 5.2.1 Guasto trifase

È un cortocircuito tra i conduttori di fase con o senza contatto a terra. È un tipo di guasto non molto frequente, causato prevalentemente da manovre errate e cause accidentali da varie origine. Le tensioni di tutte e tre le fasi nel punto di guasto sono nulle, mentre le tre correnti di fase hanno uguale intensità.

### 5.2.2 Guasto bifase, isolato da terra

Le caratteristiche di questa tipologia di guasto sono:

- Le tensioni di fase delle due fasi in cortocircuito sono uguali
- Le correnti di cortocircuito delle due fasi in cortocircuito sono uguali e contrarie
- La corrente di cortocircuito nella fase sana è nulla

### 5.2.3 Guasto bifase, a terra

È un cortocircuito fra due conduttori di fase e la terra ed è un tipo di guasto abbastanza frequente; ha origine, generalmente, da un guasto monofase a terra. Le sovratensioni conseguenti sollecitano l'isolamento delle due fasi sane, provocando il guasto a terra di un'altra fase per cedimento del dielettrico.

Le caratteristiche di questo guasto sono:

- Le tensioni di fase nelle due fasi in cortocircuito sono nulle
- Le correnti nelle due fasi in cortocircuito sono uguali e si richiudono attraverso il collegamento a terra del sistema
- La corrente di corto circuito nella fase sana è nulla

#### 5.2.4 Guasto monofase, a terra

È un cortocircuito fra un conduttore di fase e terra, è un tipo di guasto che si verifica frequentemente negli impianti elettrici, le cause principali possono essere scariche conseguenti a sovratensioni, cedimento dell'isolamento oppure cause accidentali di varia origine. Le caratteristiche di questo guasto sono:

- La tensione di fase della fase in cortocircuito è nulla
- La corrente di cortocircuito della fase in cortocircuito si richiude a terra
- Le correnti di cortocircuito nelle due fasi sane sono nulle

### 5.3 Confronto tra tipi di cortocircuito

Di regola, data una rete, la corrente di cortocircuito conseguente ad un guasto trifase è maggiore. Il rapporto tra il valore della corrente di cortocircuito trifase ed il valore delle correnti di cortocircuito conseguenti agli altri tipi di guasto dipende dallo stato del neutro del sistema (modalità di connessione a terra della rete).

Le correnti di cortocircuito conseguenti ad un guasto bifase a terra o un guasto monofase a terra possono, in particolari condizioni, essere maggiori della corrente di cortocircuito trifase. Questa eventualità si può verificare in reti con neutro a terra mediante induttanze oppure più frequentemente in reti con neutro a terra. In questi casi la corrente di cortocircuito bifase a terra e monofase a terra può raggiungere valori superiori del 30% fino a 50% della corrente di cortocircuito trifase.

Solo in impianti BT in cui la via del ritorno della corrente di terra interessa due dispersori di terra distinti, il valore assunto dalla impedenza necessaria al

calcolo della corrente di cortocircuito è tale da provocare correnti di guasto monofase molto minori di quelle corrispondenti a guasti trifase.

#### **5.4 Modalità di calcolo delle correnti di cortocircuito**

Il caso di cortocircuito trifase è un tipo di guasto simmetrico ed equilibrato in quanto tutte e tre le fasi si comportano in modo identico solo che sfasate di 120 gradi e 240 gradi rispetto alla fase uno. In questo caso lo studio del cortocircuito diventa molto più semplice rispetto ad altri guasti in quanto basta studiare il circuito equivalente monofase di Thevenin della rete nel punto di guasto.

Per le altre tipologie di guasto invece, essendo dissimmetrici, bisogna studiarli facendo ricorso al metodo dei componenti simmetrici (circuiti di sequenza) che permette di schematizzare la rete mediante tre circuiti equivalenti alla sequenza diretta, inversa e omopolare ricavandone poi le impedenze relative ad ogni sequenza; fatto ciò basterà comporre le impedenze di sequenza nel circuito equivalente in esame, risolvere il sistema dopodiché trasformare le grandezze di sequenza nelle grandezze reali.

#### **5.5 Modalità di gestione del corto circuito monofase**

È stato deciso come spiegato nel capitolo precedente di utilizzare come grandezza di controllo e gestione dell'intervento del sistema di accumulo la corrente erogata dal convertitore elettronico principale di alimentazione.

Tale gestione viene eseguita ponendo una soglia alla corrente fornita dal PEC principale oltre la quale si decide che è necessario intervenire sostenendo il guasto attraverso il sistema di accumulo. Il valore di questa soglia dovrà necessariamente essere inferiore ad  $1,5 I_n$  e allo stesso tempo dovrà essere maggiore della corrente nominale del convertitore principale.

Nel caso di un cortocircuito trifase essendo il sistema simmetrico ed equilibrato il comportamento delle correnti delle tre fasi è identico, ovviamente sfasate del rispettivo angolo. In questa situazione grazie all'uso del PLL trifase (visto nel capitolo precedente) riusciamo a identificare il valore di riferimento necessario al sistema per identificare il guasto, attivare l'accumulo e far intervenire la protezione designata. In questa situazione, una volta attivatosi l'accumulo, esso dovrà erogare una corrente in fase alla corrente del PEC principale tale per cui il valore efficace della corrente totale sia sufficiente a far intervenire il

magnetotermico. Questa situazione si verifica contemporaneamente su tutte e tre le fasi con la sola differenza di avere tre correnti di uguale valore efficace ma sfasate tra loro di 120 gradi.

Nel caso in esame (cto-cto monofase) la differenza sostanziale sta' nella logica adottata per il controllo del PEC; in questo caso le tre fasi non si comportano più in egual modo bensì a fronte di un guasto il PEC principale erogherà sulle fasi sane la propria corrente nominale mentre sulla fase guasta la corrente di corto circuito relativa.

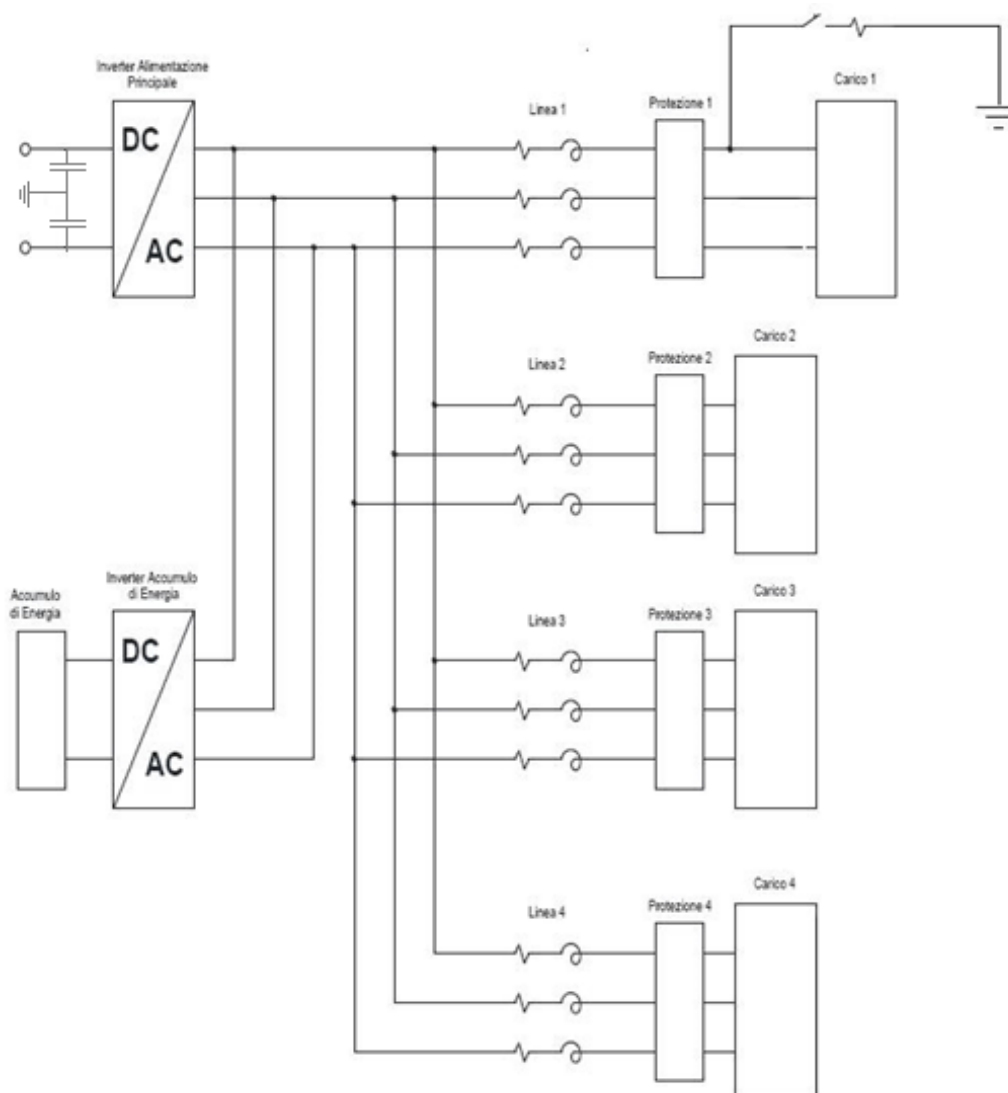
Se in questa situazione si utilizzasse il PLL trifase il sistema non sarebbe in grado di rilevare il guasto ecco spiegato il motivo per il quale bisogna implementare un PLL monofase per ogni singola fase. In tal modo una volta rilevata la fase guasta, il relativo valore di riferimento in corrente e la fase di tale grandezza, l'accumulo sarà in grado di intervenire ed erogare solo su tale fase un valore di corrente necessaria all'intervento delle protezioni. Una volta superato il limite di intervento della protezione grazie alla corrente erogata dall'accumulo, essa interverrà aprendo i suoi contatti; nello specifico le protezioni della rete in esame sono multipolari quindi è sufficiente che solo una delle correnti superi tale limite per interrompere l'erogazione su tutte le fasi.

## **5.6 Verifica del corretto funzionamento dell'accumulo in caso di corto circuito monofase**

Dopo aver descritto ed analizzato la logica di controllo si va a verificare attraverso le simulazioni ricavate all'interno dell'ambiente di calcolo Matlab Simulink, l'andamento delle grandezze principali.

L'impianto implementato è quello già visto nel capitolo 3 e riproposto in figura 5.1.

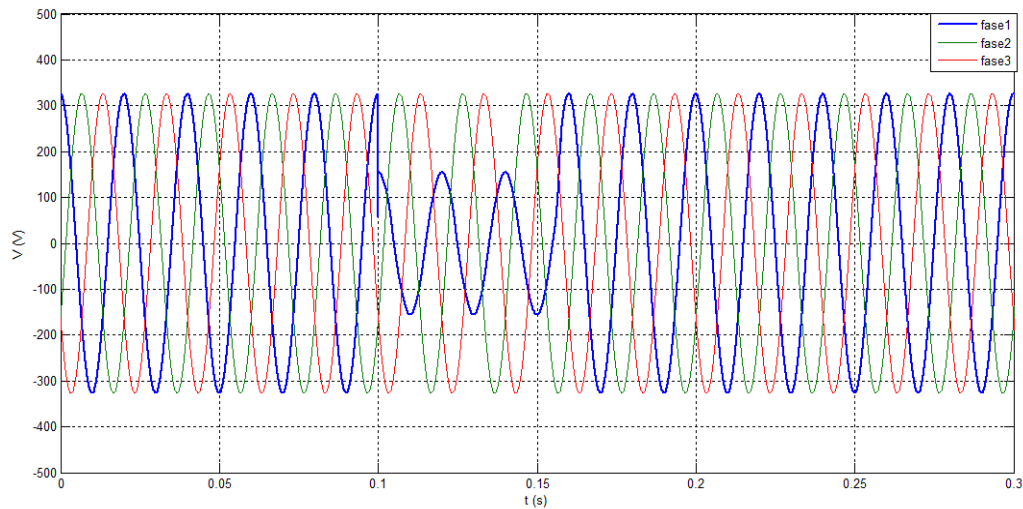
Nella seguente simulazione verrà simulato un guasto monofase a terra sulla fase uno, il valore delle resistenza di guasto è stato posto a  $0,1 \Omega$ , l'andamento delle grandezze nel caso di guasto monofase sulle fasi due e tre è analogo quindi non verrà esposto.



**Figura 5.1** Simulazione del guasto monofase

Nella figura 5.2 viene rappresentato l'andamento dei valori istantanei delle tensioni di fase ai morsetti dell'inverter principale (uguale alla tensione dell'inverter dell'accumulo).



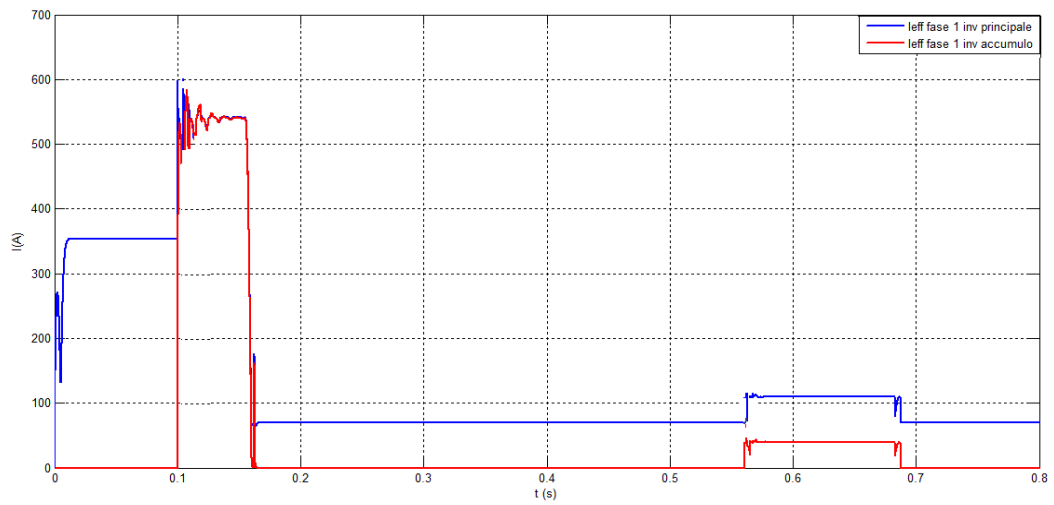


**Figura 5.2** Andamento del valore istantaneo delle tensioni di fase ai morsetti dell'inverter principale

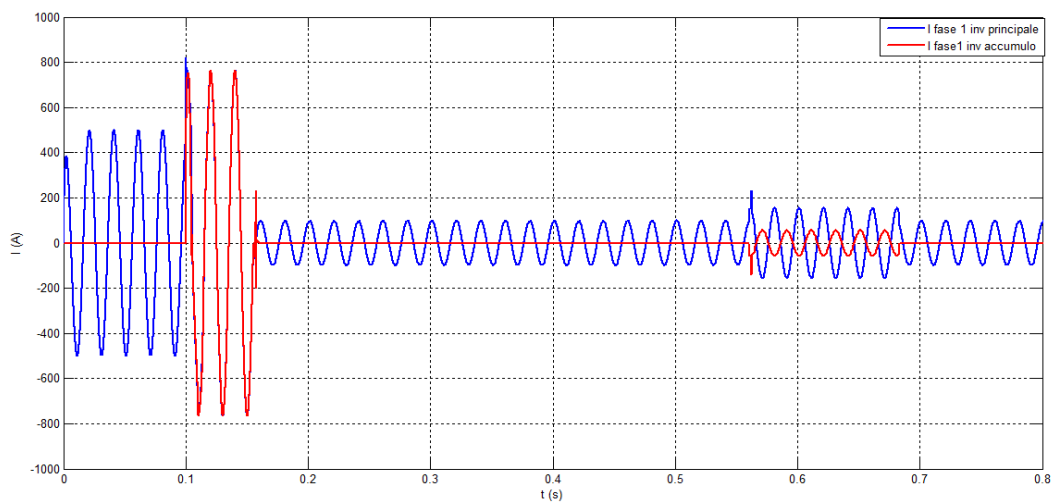
Si può notare dalla figura precedente come dopo il guasto l'inverter principale vada il limitazione portando la tensione della fase guasta ad un valore inferiore a quello nominale, mentre sulle fasi sane la tensione resta al valore nominale.

Dopo circa 56 ms la tensione viene riportata al valore nominale da cui si intuisce come la protezione sia intervenuta ad estinguere il guasto.

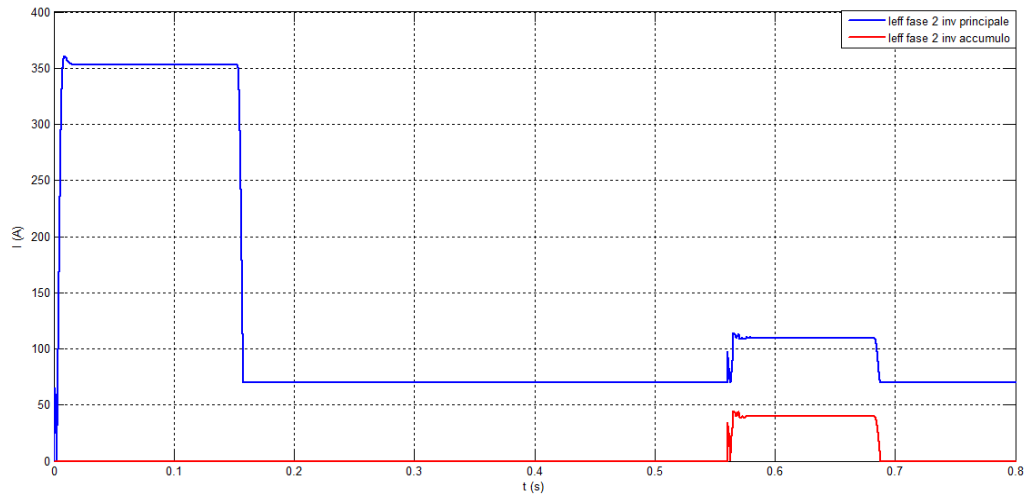
Di seguito vengono riportati l'andamento dei valori efficaci delle correnti delle singole fasi erogate dall'inverter principale e dall'inverter del sistema d'accumulo dell'energia e l'andamento dei valori istantanei.



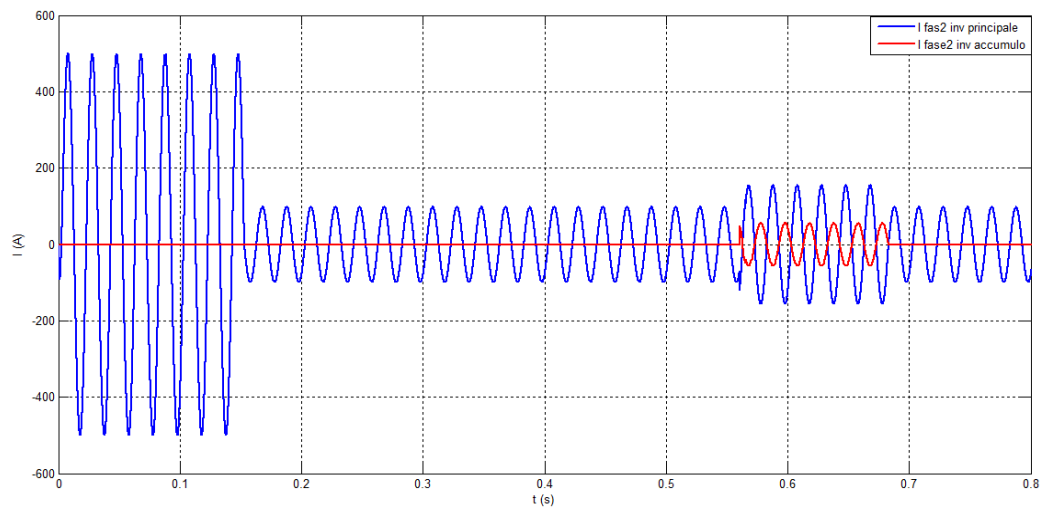
**Figura 5.3** Andamento del valore efficace della corrente erogata dalla fase 1 dall'inverter principale (in blu) e dall'inverter del sistema d'accumulo dell'energia (in rosso)



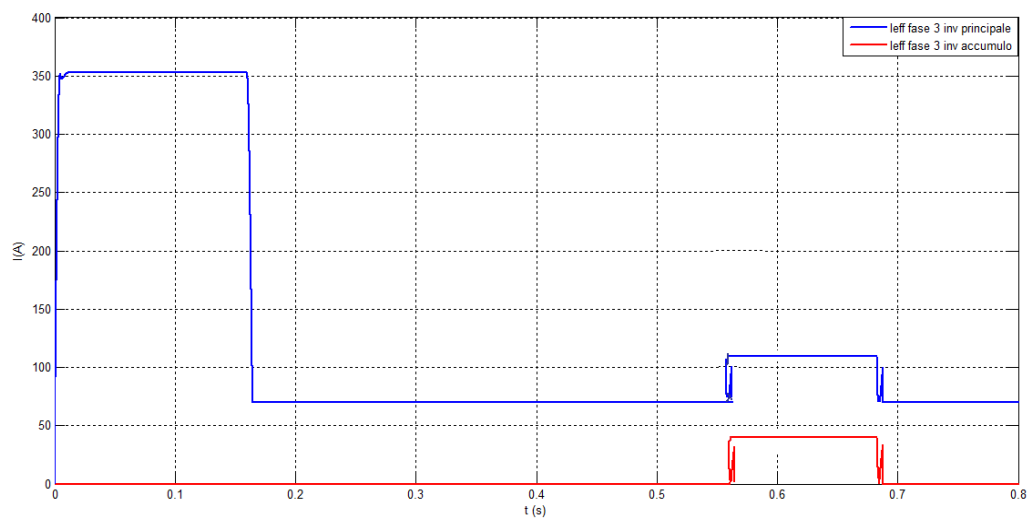
**Figura 5.4** Andamento del valore istantaneo della corrente erogata dalla fase 1 dall'inverter principale (in blu) e dall'inverter del sistema d'accumulo dell'energia (in rosso).



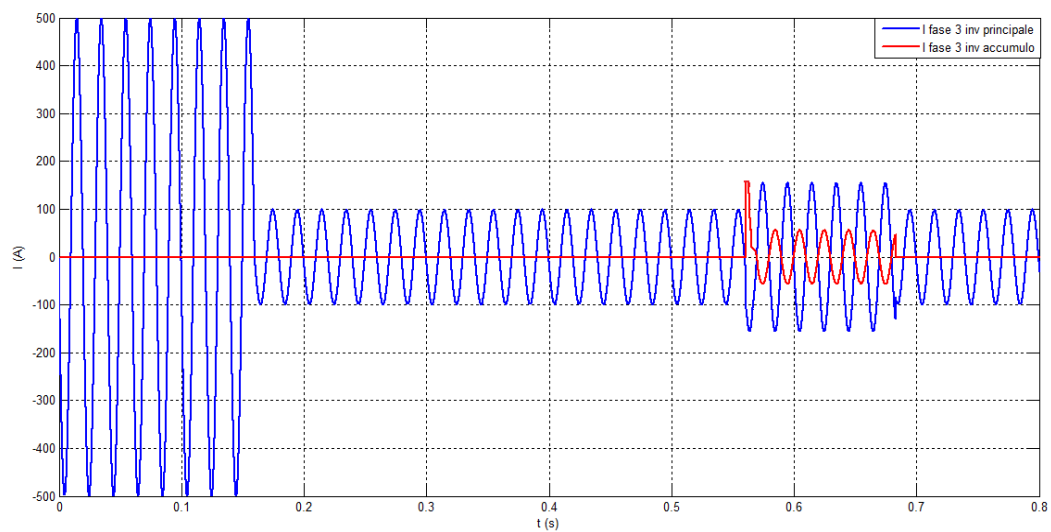
**Figura 5.5** Andamento del valore efficace della corrente erogata dalla fase 2 dall’inverter principale (in blu) e dall’inverter del sistema d’accumulo dell’energia (in rosso)



**Figura 5.6** Andamento del valore istantaneo della corrente erogata dalla fase 2 dall’inverter principale (in blu) e dall’inverter del sistema d’accumulo dell’energia (in rosso).



**Figura 5.7** Andamento del valore efficace della corrente erogata dalla fase 3 dall'inverter principale (in blu) e dall'inverter del sistema d'accumulo dell'energia (in rosso)



**Figura 5.8** Andamento dei valori istantaneo della corrente erogata dalla fase 3 dall'inverter principale (in blu) e dall'inverter del sistema d'accumulo dell'energia (in rosso).

Nelle figure 5.3 e 5.4 viene analizzato sia l'andamento del valore efficace della corrente erogata dalla fase 1 dall'inverter principale (in blu) e dall'inverter del sistema d'accumulo dell'energia (in rosso), sia l'andamento dei valori istantanei delle correnti erogate dalla fase 1 dall'inverter principale (in blu) e dall'inverter del sistema d'accumulo dell'energia (in rosso).

È possibile notare da queste figure i vari step della simulazione:

- All'istante 0.1 s avviene il guasto monofase sulla fase 1, istantaneamente l'inverter principale va in limitazione portando la propria corrente sulla fase 1 ad un valore superiore a quello nominale e più precisamente al suo limite di erogazione cioè  $1.5 I_n$ ; anche l'inverter del sistema di accumulo inizia ad erogare una corrente sulla fase guasta pari sia in modulo che in fase a quella dell'inverter principale, questo grazie al PLL monofase spiegato nel dettaglio nel capitolo 4.
- Dopo circa 56 ms dall'avvenuta del guasto monofase si nota come il sistema di accumulo abbia erogato una corrente necessaria a fare intervenire la protezione 1, infatti all'istante circa di 0.15 s l'accumulo viene spento mentre l'inverter principale abbassa il suo valore di erogazione ad un valore pari alla sua  $I_n$  sottratta ovviamente della corrente nominale del carico 1, che è stato staccato dalla rete.
- Dopo 40 ms dall'estinzione del guasto si capisce come inizi la fase di ricarica del sistema di accumulo che viene azionata solo in certe condizioni specificate nel capitolo 3, si nota come al tempo 0.55 s l'inverter principale inizi ad erogare una corrente superiore ovviamente senza andare in limitazione. La corrente aggiuntiva erogata dall'inverter principale viene assorbita dall'inverter del sistema di accumulo su tutte e tre le fasi per potere ricaricare la batteria fino alla sua carica massima di 20 kJ.

La taratura della durata della fase di ricarica in questa simulazione è stata implementata come nel capitolo 3 (guasto trifase) in modo da riuscire ad evidenziare dei risultati in tempi di simulazione brevi, nel guasto monofase la ricarica è più breve rispetto al caso trifase in quanto il guasto ha un'entità minore.

Dalla figura 5.3 è difficile notare la differenza tra la fase di ricarica e la fase di supporto al guasto del convertitore secondario questo perché nel grafico sono rappresentati l'andamento del modulo del valore efficace della corrente.

Per visualizzare meglio la differenza si analizza il grafico successivo 5.4, si nota da esso come in fase di ricarica le correnti erogate dai due inverter siano quasi in opposizione di fase (la corrente del PEC secondario è in opposizione di fase con la propria tensione) mentre durante il sostegno del guasto si trovano invece perfettamente in fase.

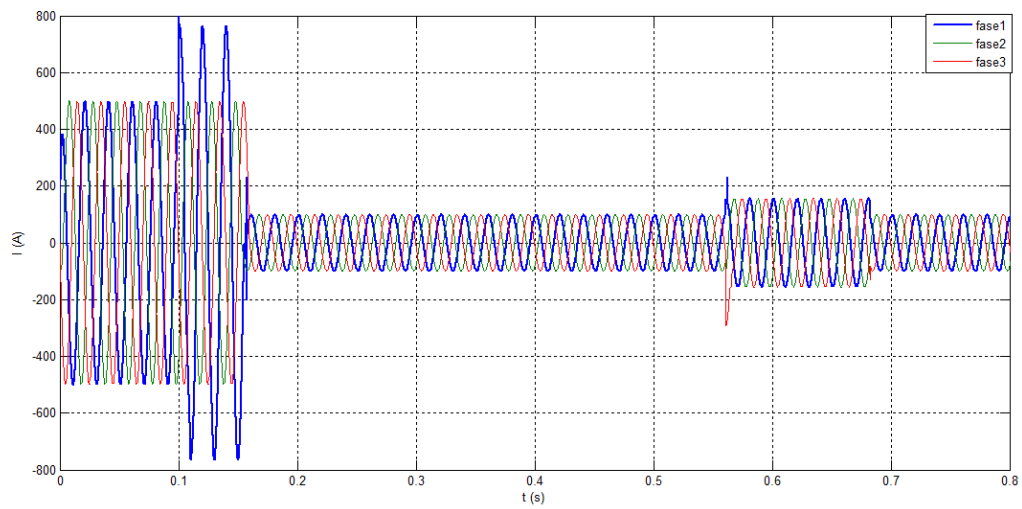
Si analizza ora i grafici 5.5, 5.6, 5.7 e 5.8 relativi alle fasi 2 e 3 dove non è avvenuto il guasto.

Dai grafici appena citati si nota come durante il guasto monofase sulla fase 1 le correnti erogate dall'inverter principale sulle fasi 2 e 3 restino al valore nominale mentre sulla fase guasta, come visto in precedenza, va ad 1.5 la nominale.

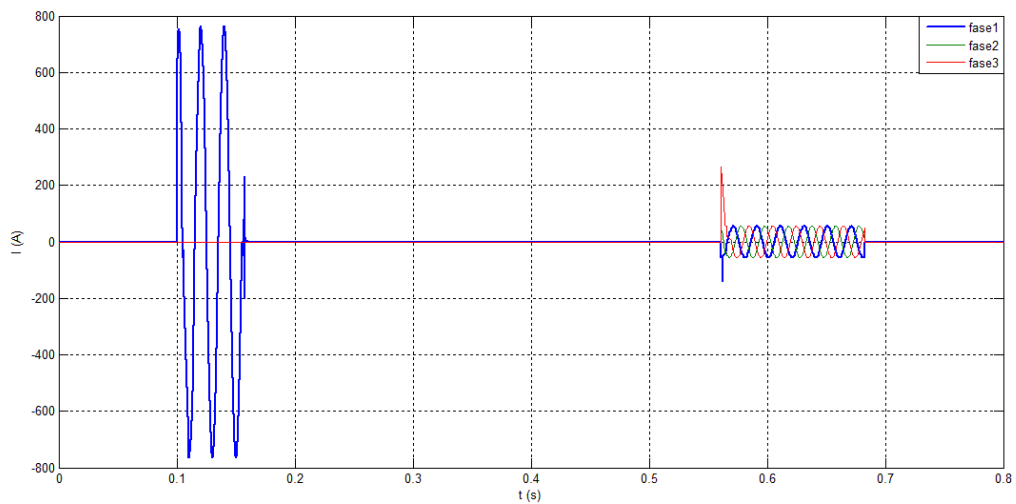
Solo dopo l'estinzione del guasto a 0.15 s le correnti anche sulla fase 2 e 3 vengono riportate al valore della corrente nominale dell'inverter a meno della corrente nominale del carico 1, quindi qui il sistema viene così riequilibrato e tutte le tre fasi erogano una corrente uguale in modulo e sfasate tra loro di  $120^\circ$ .

Durante la fase di ricarica è possibile notare come anche le fasi 2 e 3 si comportino esattamente come la fase 1.

Al fine di comprendere meglio gli andamenti spiegati per ogni singola fase in precedenza vengono proposti in figura 5.9 e 5.10 gli andamenti delle correnti istantanee di fase sia dell'inverter principale sia del sistema di accumulo.

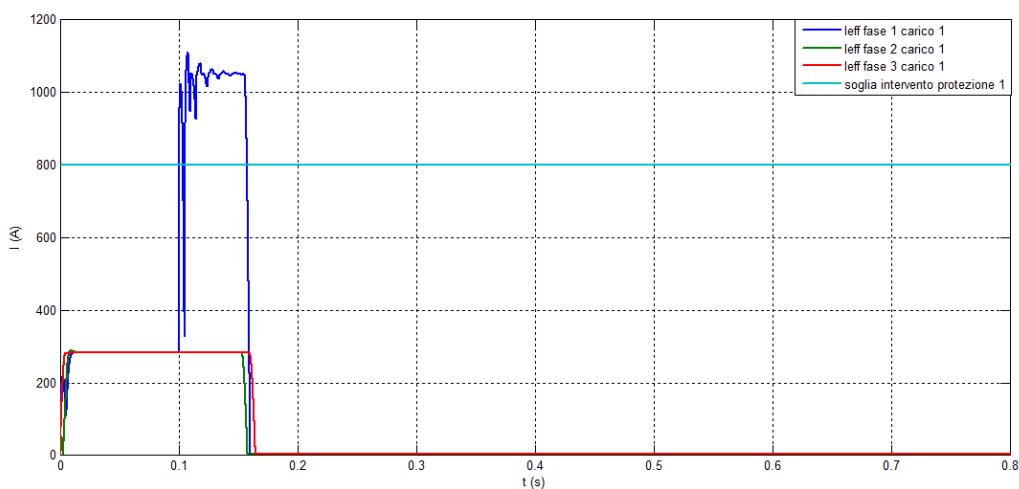


**Figura 5.9** Andamento dei valori istantanei delle correnti di fase ai morsetti dell'inverter principale

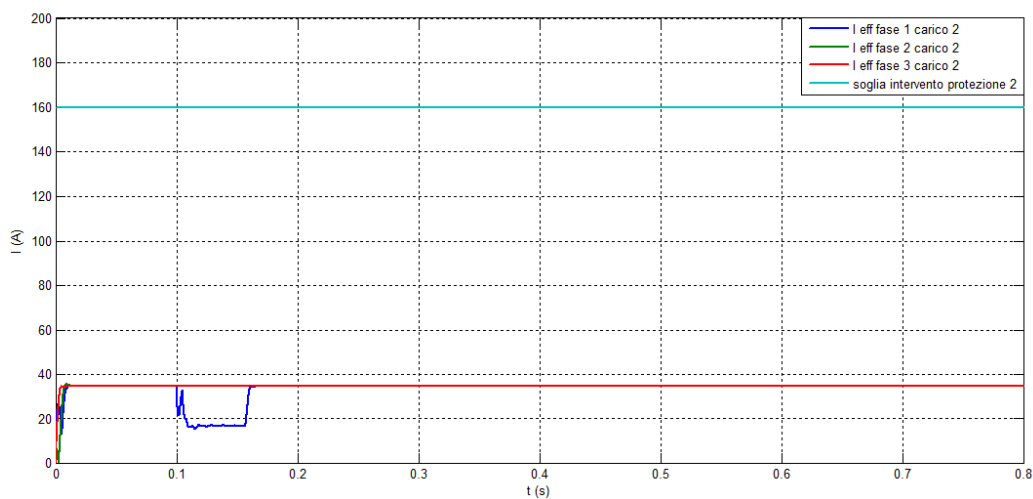


**Figura 5.10** Andamento dei valori istantanei delle correnti di fase ai morsetti dell'inverter secondario

Successivamente vengono riportati l'andamento dei valori efficaci delle correnti assorbite dal carico 1, 2, 3 e 4.

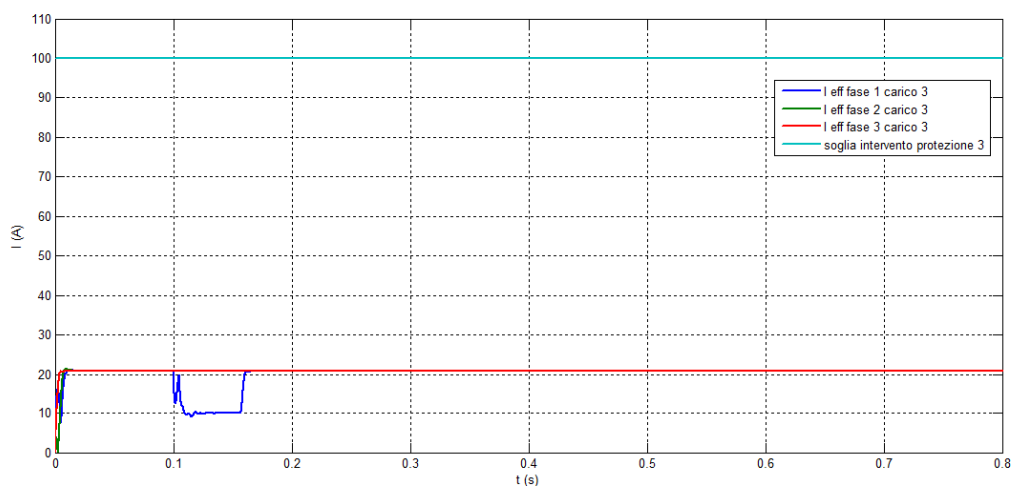


**Figura 5.11** Andamento del valore efficace delle 3 fasi della corrente assorbita dal carico 1

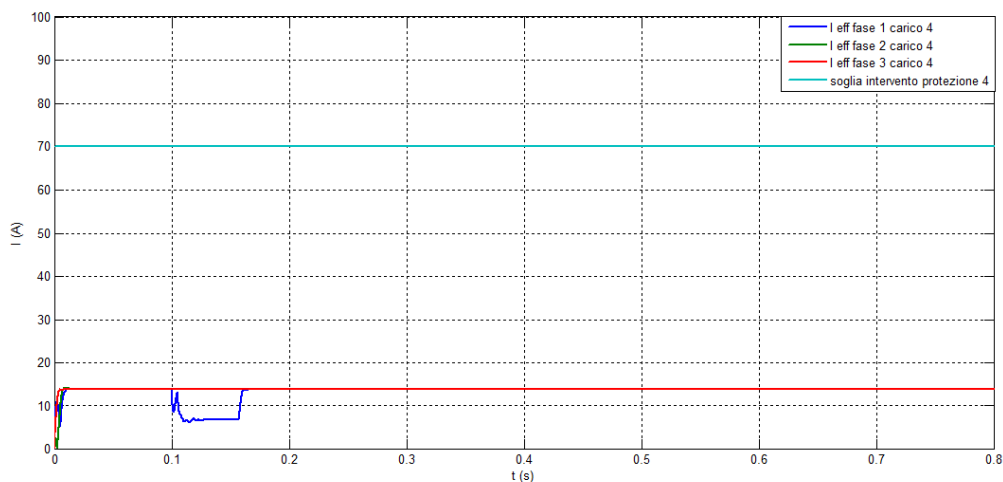


**Figura 5.12** Andamento del valore efficace delle 3 fasi della corrente assorbita dal carico 2





**Figura 5.13** Andamento del valore efficace delle 3 fasi della corrente assorbita dal carico 3



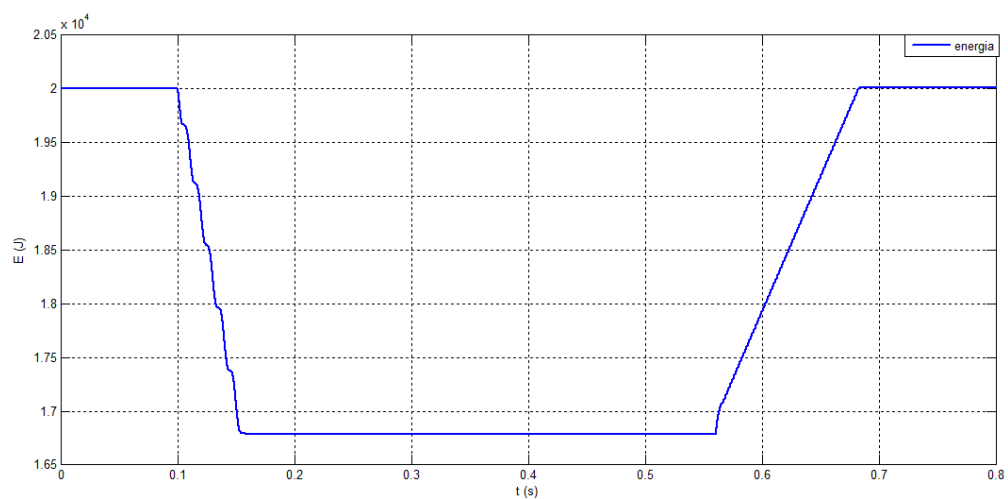
**Figura 5.14** Andamento del valore efficace delle 3 fasi della corrente assorbita dal carico 4

Dalla figura 5.11 è possibile notare come la corrente della fase 1 che fluisce attraverso la protezione 1, data dalla corrente erogata dall'inverter principale e da quella del sistema di accumulo, superi dopo il guasto il limite di intervento della protezione 1 e venga così annullata insieme alle altre due fasi dopo 56 ms dall'avvenuta del guasto monofase sulla fase 1.

Dalla figura 5.12, 5.13, 5.14 è possibile notare come durante il guasto monofase la corrente sulla fase 1 (fase guasta) diminuisca notevolmente a causa del guasto mentre sulle restanti fasi la corrente resta al valore nominale.

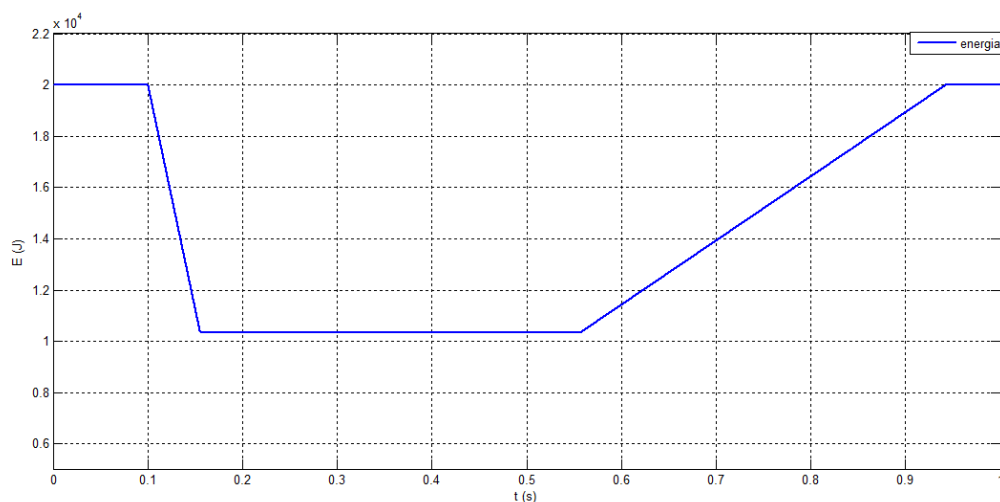
Inoltre si può notare come durante la ricarica dell'accumulo la corrente assorbita dai carichi rimanga invariata, questo è spiegato dal fatto che durante la ricarica l'inverter principale non va in limitazione.

Infine come ultimo grafico relativo al guasto monofase si va ad analizzare l'andamento dell'energia del sistema di accumulo.



**Figura 5.15** Andamento dell'energia del sistema di accumulo nel caso di guasto monofase

Si riporta a titolo di confronto l'andamento dell'energia del sistema di accumulo nel caso studiato nel capitolo 3.



**Figura 5.16** Andamento dell'energia del sistema di accumulo nel caso di guasto trifase

Come è possibile notare da figura 5.15 all'istante 0.1 s quando avviene il guasto il sistema di accumulo si scarica in un tempo di circa 56 ms di 3.5 kJ; dopo 40 ms dall'estinzione del guasto essendosi scaricato al di sotto della soglia di 17 kJ (soglia di ricarica) il sistema di ricarica riporta il livello della batteria alla carica massima di 20 kJ.

Confrontando le figure 5.15 e 5.16 si nota come il sistema d'accumulo nel caso di guasto trifase si scarichi di circa 3 volte rispetto al guasto monofase, ciò è riscontrabile dal fatto che il guasto monofase sia di entità inferiore.

## 5.7 Modalità di gestione del corto circuito bifase a terra

La modalità di gestione del guasto bifase a terra è praticamente uguale a quella del guasto monofase, infatti a fronte di un guasto il PEC principale erogherà sulle fasi sane la propria corrente nominale mentre sulle fasi guaste la corrente di corto circuito relativa, ed ai suoi capi darà una tensione pari alla nominale sulle fasi sane e una tensione inferiore alla nominale sulle fasi guaste.

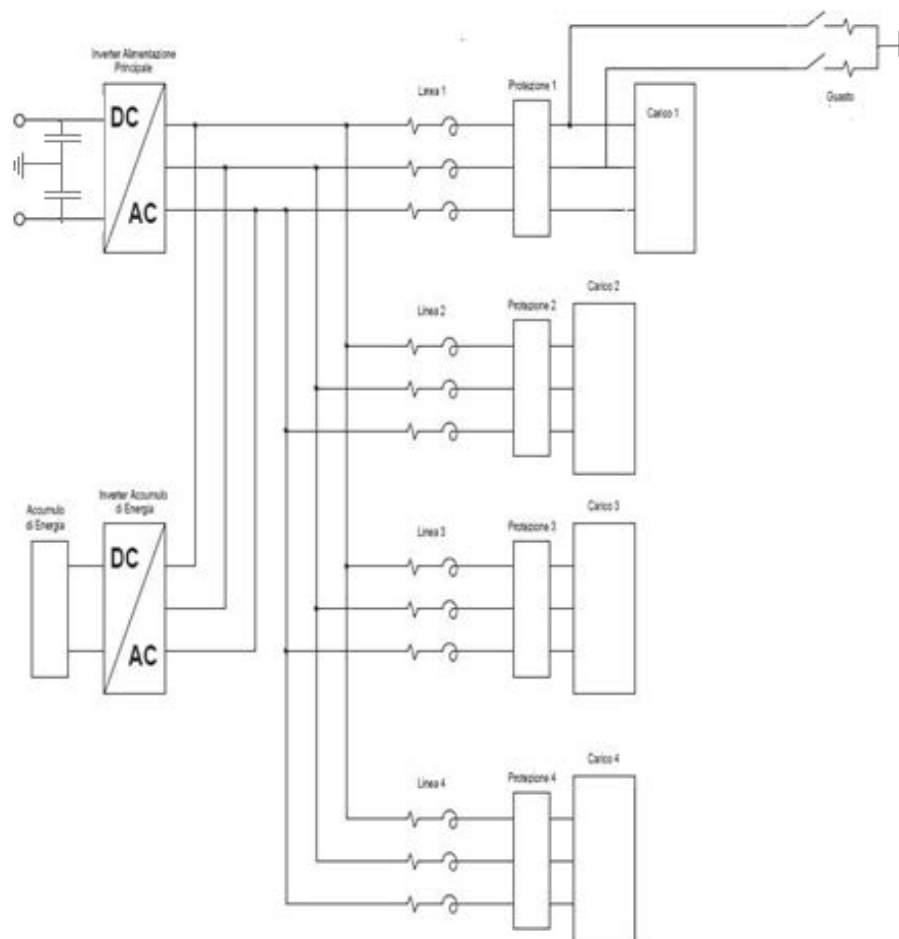
Ovviamente in questo tipo di guasto le fasi guaste saranno due e quindi questa è l'unica differenza sostanziale rispetto al guasto monofase.

## 5.8 Verifica del corretto funzionamento dell'accumulo in caso di corto circuito bifase a terra

Dopo aver descritto ed analizzato la logica di controllo si va a verificare attraverso le simulazioni ricavate all'interno dell'ambiente di calcolo Matlab Simulink, l'andamento delle grandezze principali.

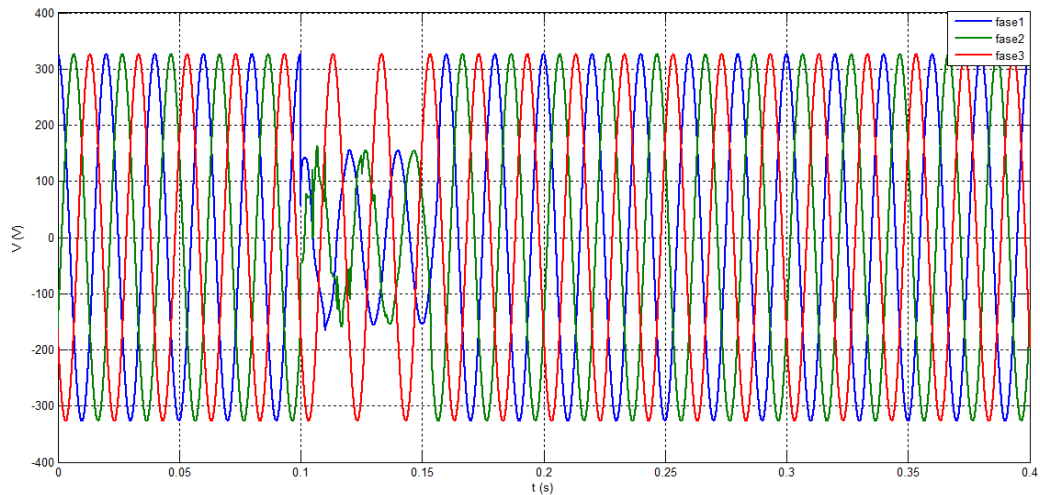
L'impianto implementato è il solito e riproposto in figura 5.17.

Nella seguente simulazione verrà simulato un guasto bifase a terra sulla fase uno e sulla fase due, il valore delle resistenze di guasto è stato posto a  $0,1 \Omega$ , l'andamento delle grandezze nel caso di guasto bifase a terra sulle fasi due e tre o sulle fasi uno e tre è analogo quindi non verrà esposto.



**Figura 5.17** Simulazione del guasto bifase a terra

Nella figura 5.18 viene rappresentato l'andamento dei valori istantanei delle tensioni di fase ai morsetti dell'inverter principale (uguale alla tensione dell'inverter dell'accumulo).

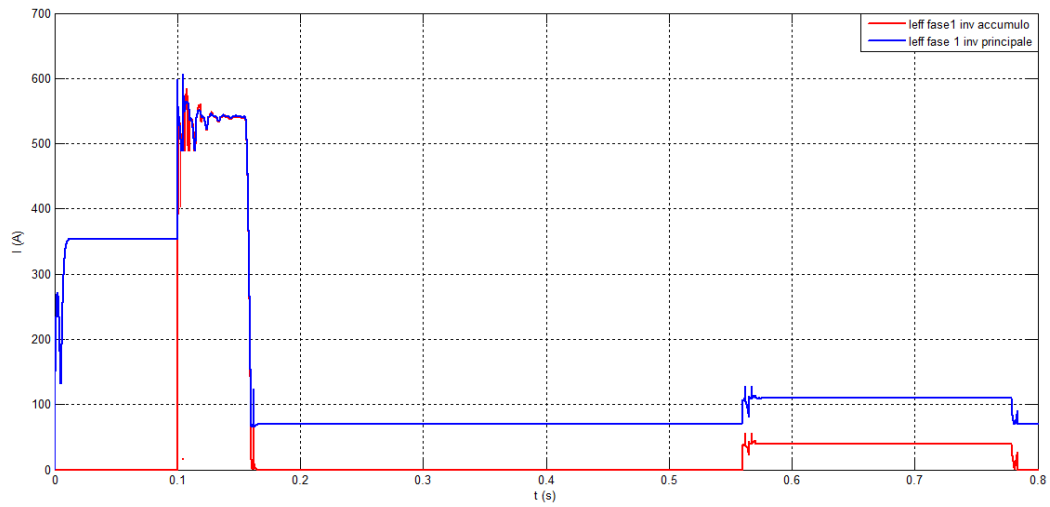


**Figura 5.18** Andamento del valore istantaneo delle tensioni di fase ai morsetti dell'inverter principale

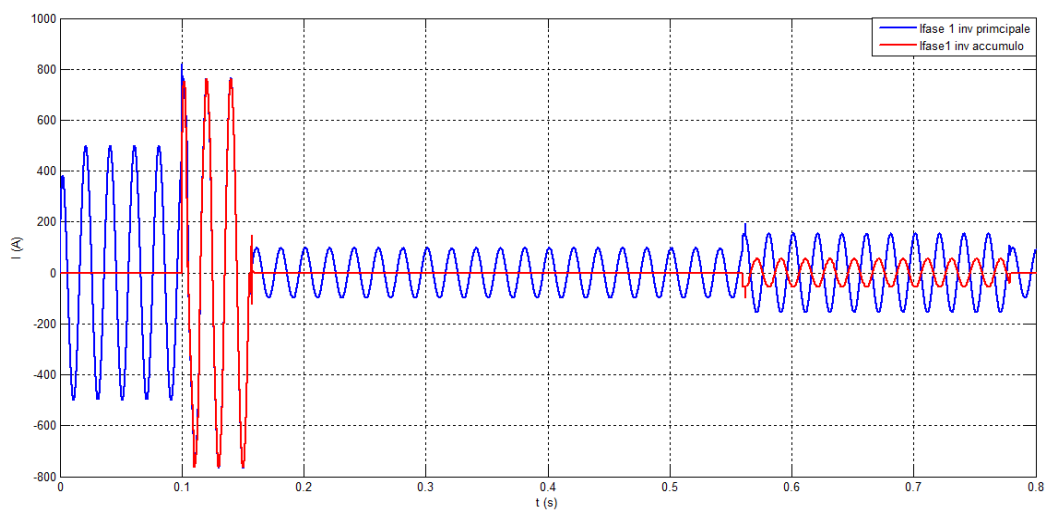
Si può notare dalla figura precedente come dopo il guasto l'inverter principale vada in limitazione portando la tensione delle fasi uno e due ad un valore inferiore a quello nominale, mentre sulla fase 3 la tensione resta al valore nominale.

Dopo circa 56 ms la tensione viene riportata al valore nominale su tutte e tre le fasi, da cui si intuisce come la protezione sia intervenuta ad estinguere il guasto.

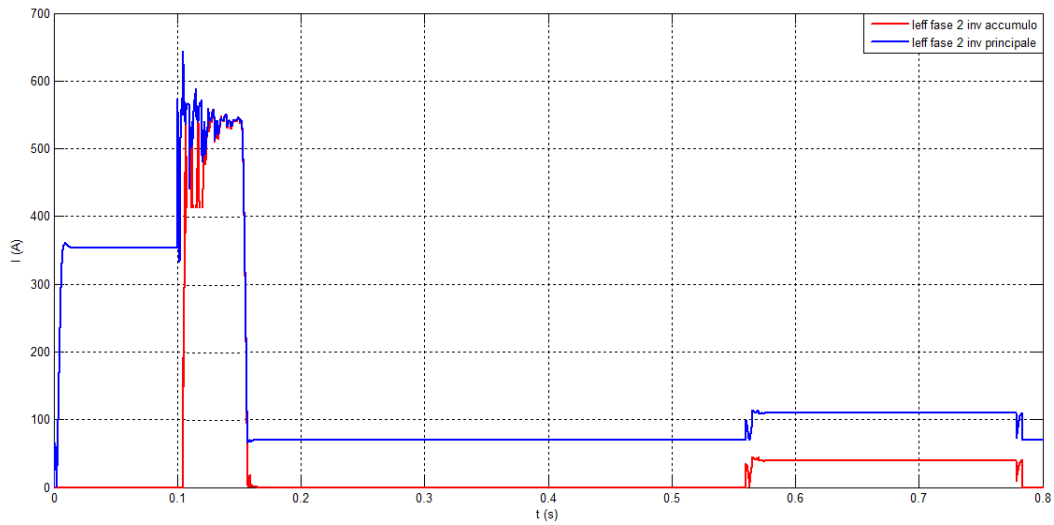
Di seguito vengono riportati l'andamento dei valori efficaci delle correnti delle singole fasi erogate dall'inverter principale e dall'inverter del sistema d'accumulo dell'energia e l'andamento dei valori istantanei.



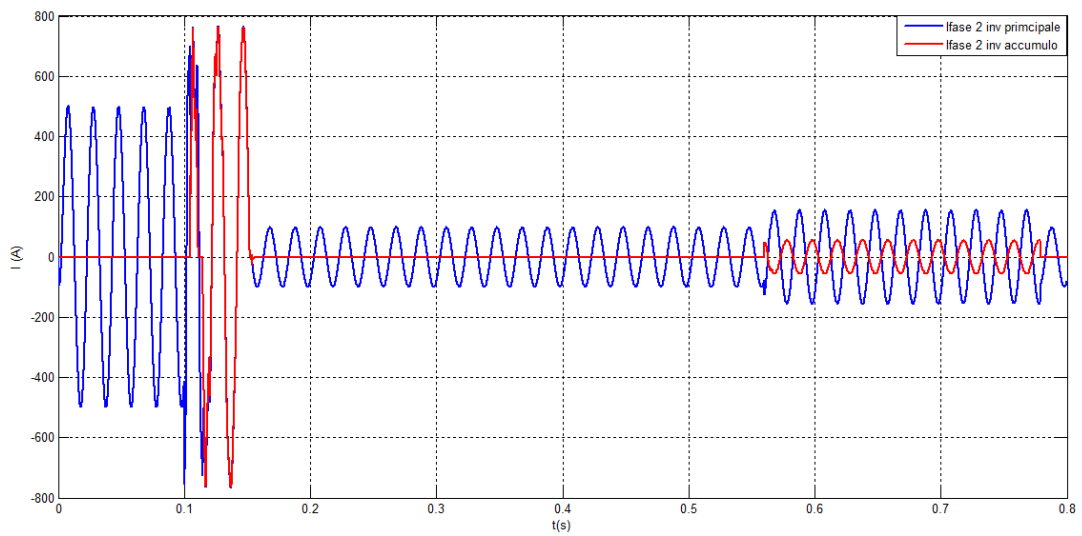
**Figura 5.19** Andamento del valore efficace della corrente erogata dalla fase 1 dall’inverter principale (in blu) e dall’inverter del sistema d’accumulo dell’energia (in rosso)



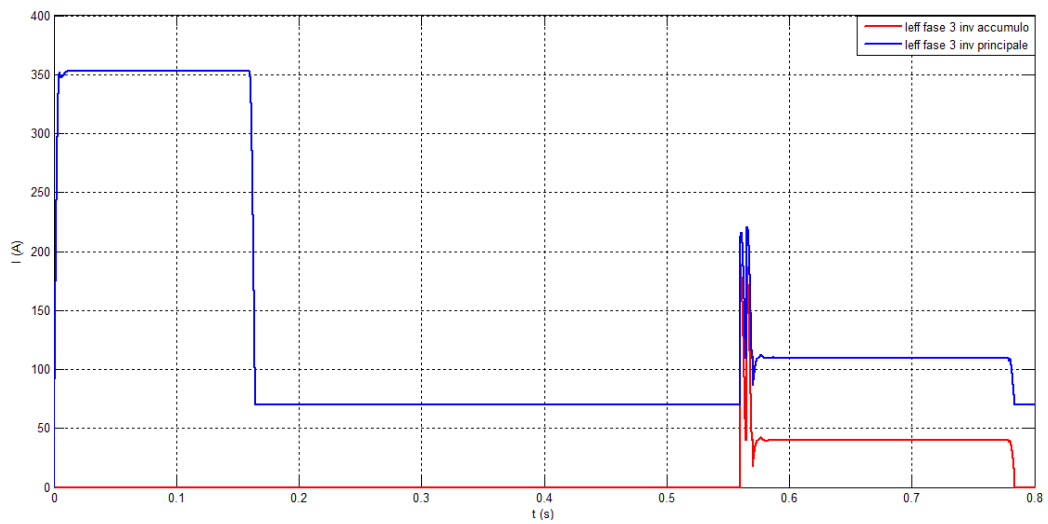
**Figura 5.20** Andamento del valore istantaneo della corrente erogata dalla fase 1 dall’inverter principale (in blu) e dall’inverter del sistema d’accumulo dell’energia (in rosso).



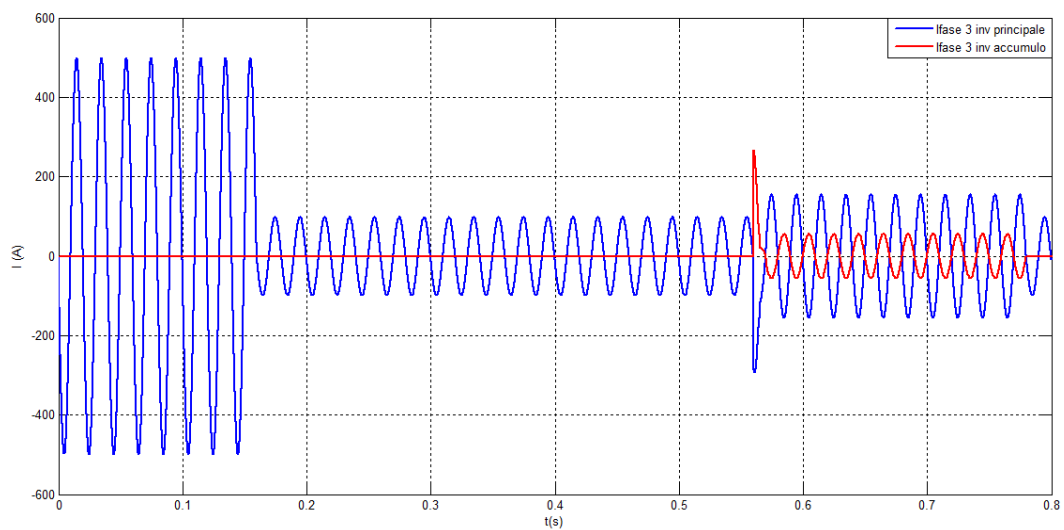
**Figura 5.21** Andamento del valore efficace della corrente erogata dalla fase 2 dall’inverter principale (in blu) e dall’inverter del sistema d’accumulo dell’energia (in rosso)



**Figura 5.22** Andamento dei valori istantaneo della corrente erogata dalla fase 2 dall’inverter principale (in blu) e dall’inverter del sistema d’accumulo dell’energia (in rosso).



**Figura 5.23** Andamento del valore efficace della corrente erogata dalla fase 3 dall’inverter principale (in blu) e dall’inverter del sistema d’accumulo dell’energia (in rosso)



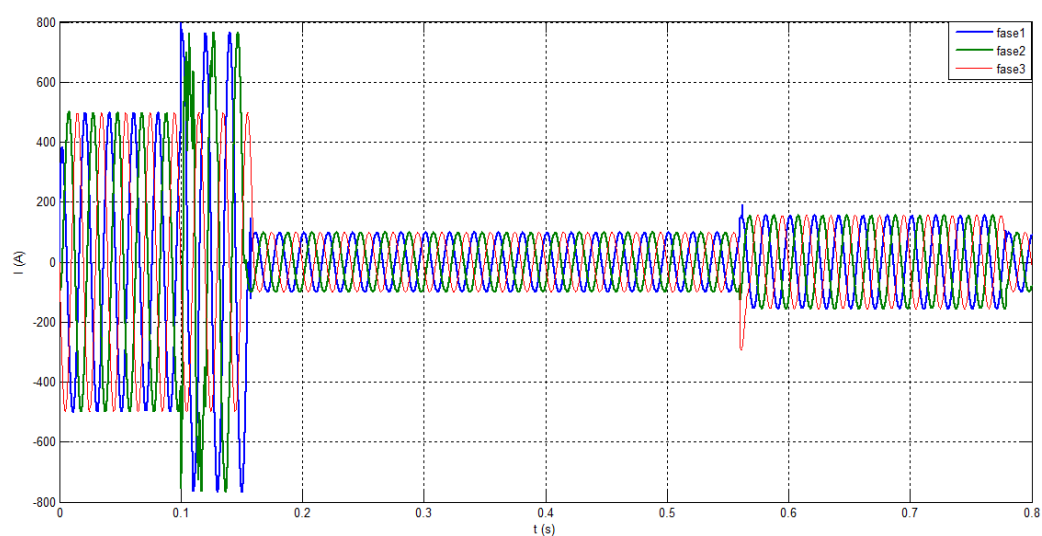
**Figura 5.24** Andamento del valore istantaneo della corrente erogata dalla fase 3 dall’inverter principale (in blu) e dall’inverter del sistema d’accumulo dell’energia (in rosso).



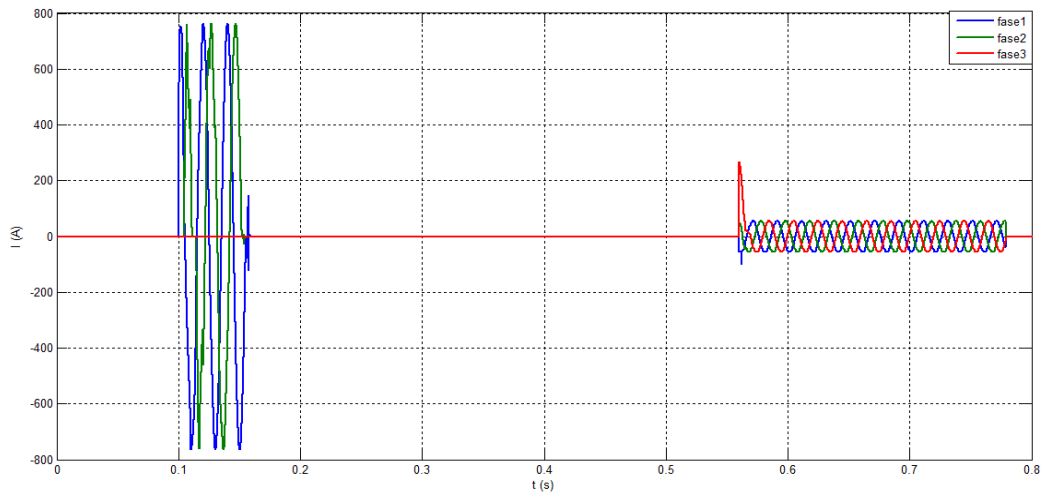
Le conclusioni riguardo ai grafici precedentemente esposti sono le stesse esplicitate nel paragrafo del guasto monofase infatti il comportamento è lo stesso soltanto che in guasto caso la fase 2 essendo guasta si comporterà come l'altra fase guasta cioè la 1 e non più come una fase sana come avviene invece nella simulazione precedente.

Al fine di comprendere meglio gli andamenti spiegati per ogni singola fase in precedenza vengono proposti in figura 5.25 e 5.26 gli andamenti delle correnti istantanee di fase sia dell'inverter principale sia del sistema di accumulo.

Dai grafici seguenti è chiaro come durante il guasto le fasi 1 e 2 erogano una corrente pari al valore limite di erogazione pari a 1.5 la nominale mentre sulla fase "sana" cioè la 3 la corrente resta al valore nominale, una volta estinto il guasto il sistema viene riequilibrato e infine dopo 40 ms dall'estinzione del guasto il sistema di accumulo viene ricaricato fino al raggiungimento della carica massima.

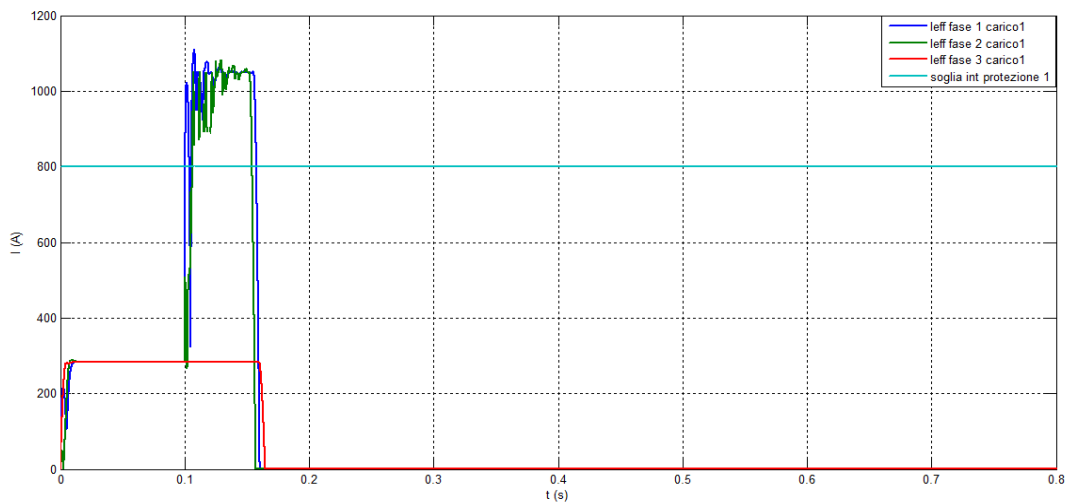


**Figura 5.25** Andamento dei valori istantanei delle correnti di fase ai morsetti dell'inverter principale

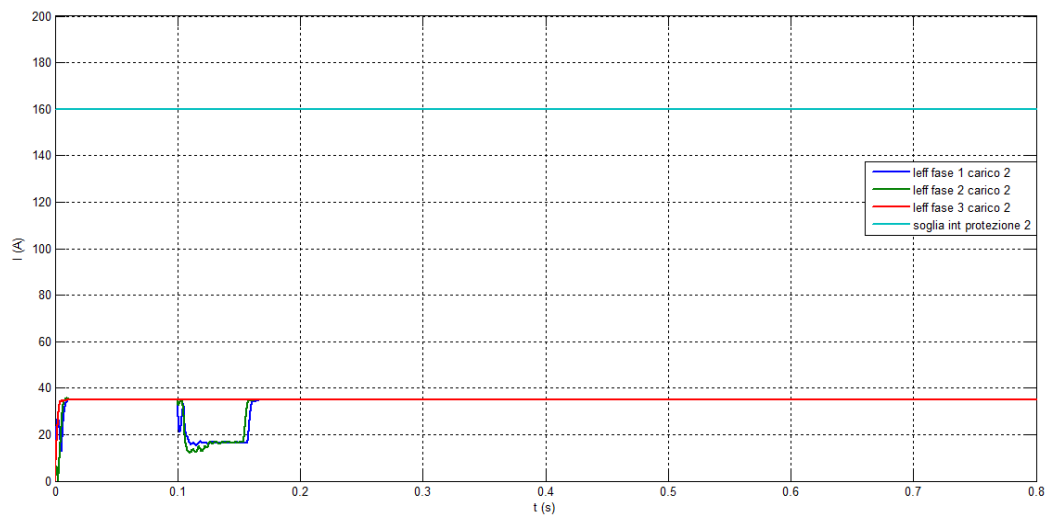


**Figura 5.26** Andamento dei valori istantanei delle correnti di fase ai morsetti dell’inverter secondario

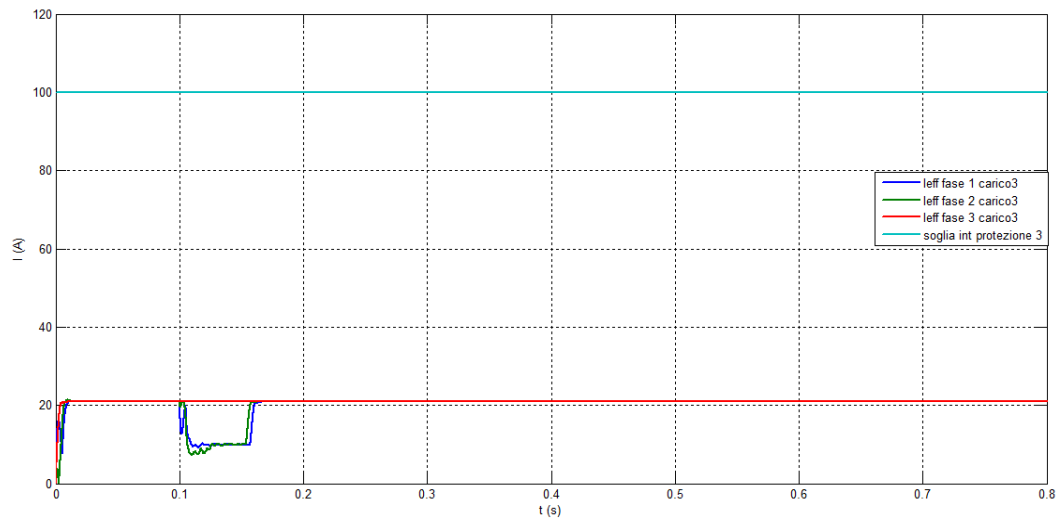
Successivamente vengono riportati l’andamento dei valori efficaci delle correnti assorbite dal carico 1, 2, 3 e 4.



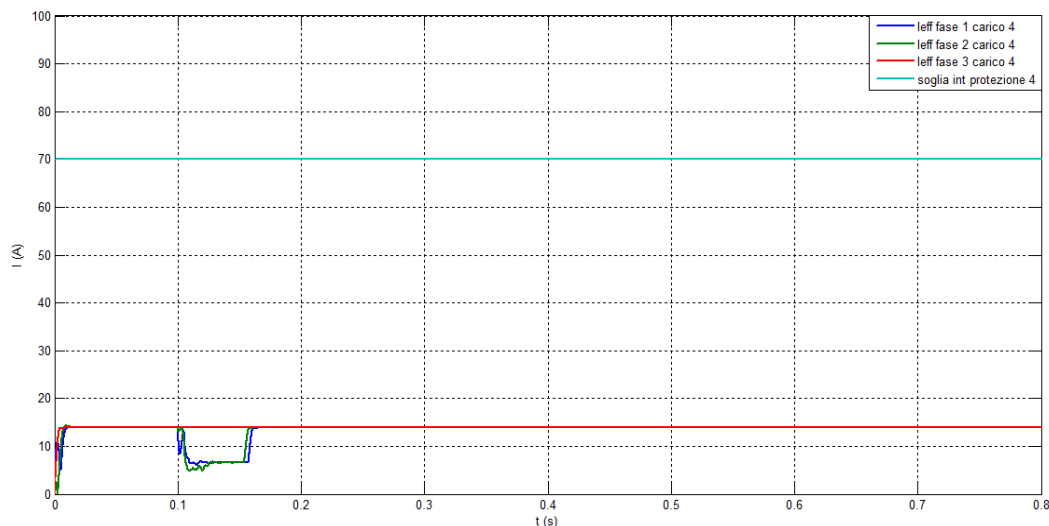
**Figura 5.27** Andamento del valore efficace delle 3 fasi della corrente assorbita dal carico 1



**Figura 5.28** Andamento del valore efficace delle 3 fasi della corrente assorbita dal carico 2



**Figura 5.29** Andamento del valore efficace delle 3 fasi della corrente assorbita dal carico 3



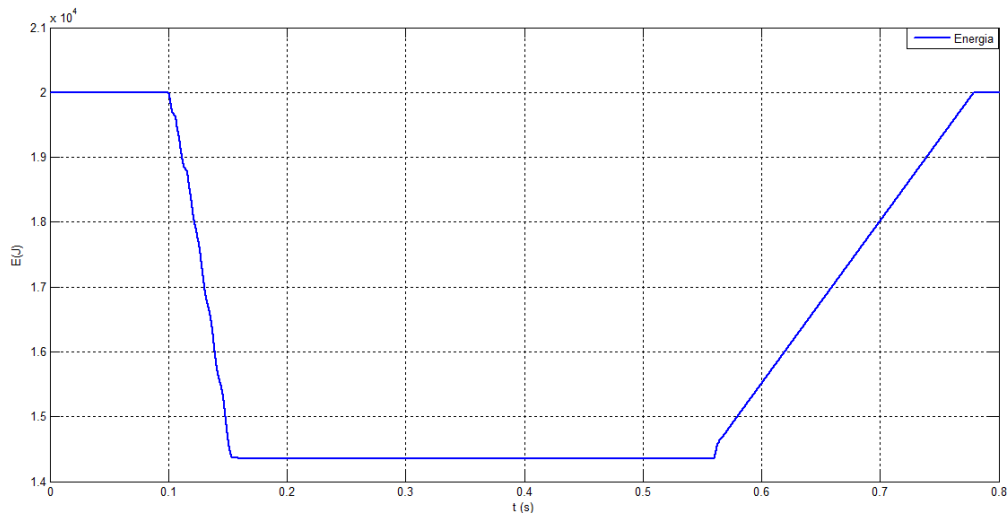
**Figura 5.30** Andamento del valore efficace delle 3 fasi della corrente assorbita dal carico 4

Dalla figura 5.27 è possibile notare come la corrente della fase 1 e 2 che fluisce attraverso la protezione 1, data dalla corrente erogata dall'inverter principale e da quella del sistema di accumulo, superi dopo il guasto il limite di intervento della protezione 1 e vengano così annullate insieme alla fase 3 dopo 56 ms dall'avvenuta del guasto.

Dalla figura 5.28, 5.29, 5.30 è possibile notare come durante il guasto bifase a terra la corrente sulla fase 1 e 2 (fase guaste) diminuisca notevolmente a causa del guasto mentre sulle fase 3 la corrente resta al valore nominale.

Inoltre si può notare come durante la ricarica dell'accumulo la corrente assorbita dai carichi rimanga invariata, questo è spiegato dal fatto che durante la ricarica l'inverter principale non va in limitazione.

Infine come ultimo grafico relativo al guasto bifase a terra si va ad analizzare l'andamento dell'energia del sistema di accumulo.



**Figura 5.31** Andamento dell'energia del sistema di accumulo nel caso di guasto bifase a terra

Come è possibile notare da figura 5.31 all'istante 0.1 s quando avviene il guasto il sistema di accumulo si scarica in un tempo di circa 56 ms di 5.5 kJ; dopo 40 ms dall'estinzione del guasto essendosi scaricato al di sotto della soglia di 17 kJ (soglia di ricarica) il sistema di ricarica riporta il livello della batteria alla carica massima di 20 kJ.

Si nota come per un guasto bifase a terra il sistema si scarichi di 5.5 kJ mentre nel caso di guasto monofase si scarica di circa 3.5 kJ, quindi per un guasto bifase a terra si scarica maggiormente rispetto al monofase ma comunque meno rispetto al guasto trifase che è il più gravoso (circa 10 kJ).

## 5.9 Modalità di gestione del corto circuito bifase isolato

La modalità di gestione del guasto bifase isolato è identica a quella utilizzata in precedenza per le altre tipologie di guasti.

La differenza sostanziale tra il cortocircuito bifase a terra e il cortocircuito bifase isolato è sostanzialmente una: nel bifase a terra il guasto è dato dal contatto tra due fasi e tra esse e la terra mentre nel bifase isolato il guasto avviene tra due fasi che però restano isolate da terra.

Quindi durante il guasto bifase a terra la corrente di cortocircuito che si richiude a terra viene data metà da una fase guasta e metà dall'altra fase guasta, mentre nel guasto bifase isolato la corrente di cortocircuito non si richiude a terra e quindi le correnti sulle fasi guaste saranno uguali ma in opposizione di fase.

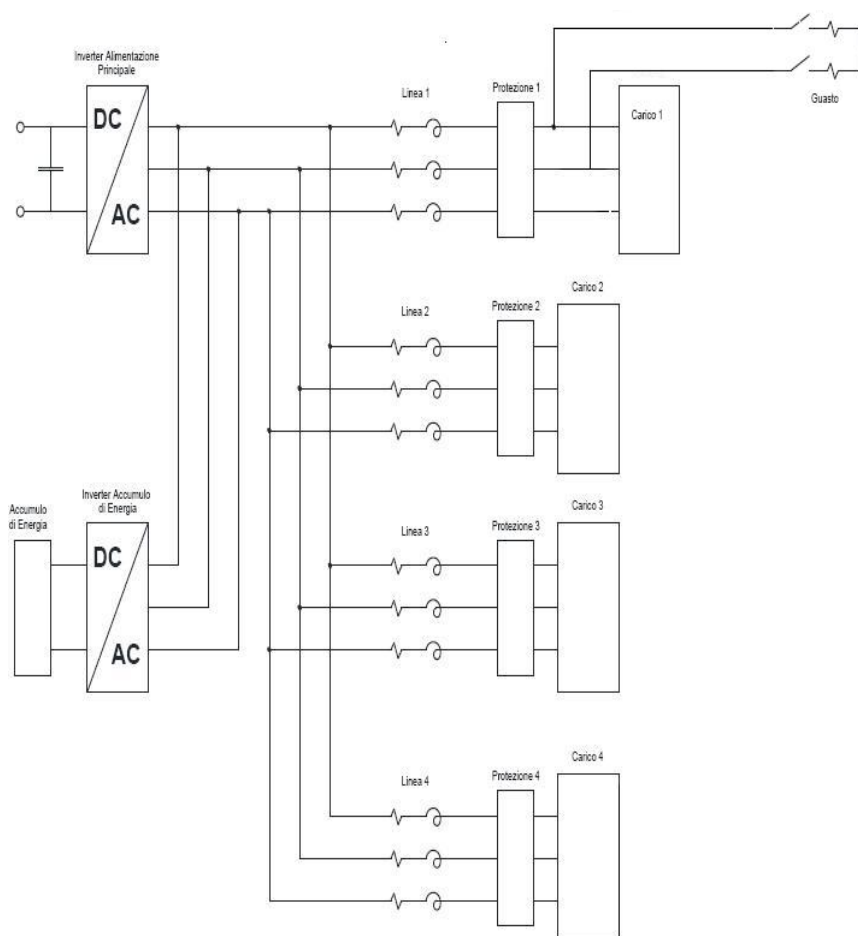
Nella simulazione seguente verranno riportati solamente i grafici più significativi ad evidenziare le affermazioni citate pocanzi.

### **5.10 Verifica del corretto funzionamento dell'accumulo in caso di corto circuito bifase isolato**

Dopo aver descritto ed analizzato la logica di controllo si va a verificare attraverso le simulazioni ricavate all'interno dell'ambiente di calcolo Matlab Simulink, l'andamento delle grandezze principali.

L'impianto implementato è il solito e riproposto in figura 5.32.

Nella seguente simulazione verrà simulato un guasto bifase isolato sulla fase uno e sulla fase due, il valore delle resistenze di guasto è stato posto a  $0,1 \Omega$ , l'andamento delle grandezze nel caso di guasto bifase isolato sulle fasi due e tre o sulle fasi uno e tre è analogo quindi non verrà esposto.



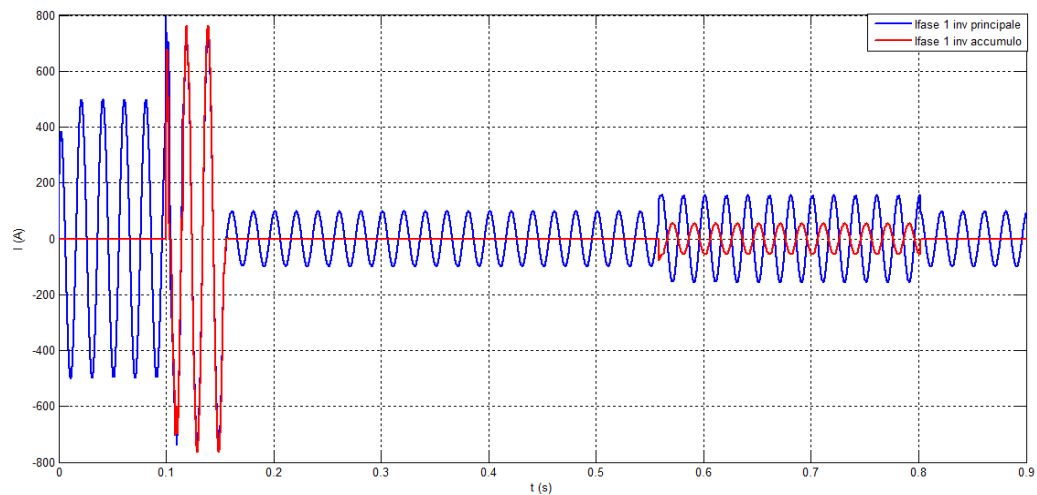
**Figura 5.32** Simulazione del guasto bifase isolato

L'andamento del valore istantaneo delle tensioni di fase ai morsetti dell'inverter principale è identico a quello esposto per il guasto bifase a terra in figura 5.18.

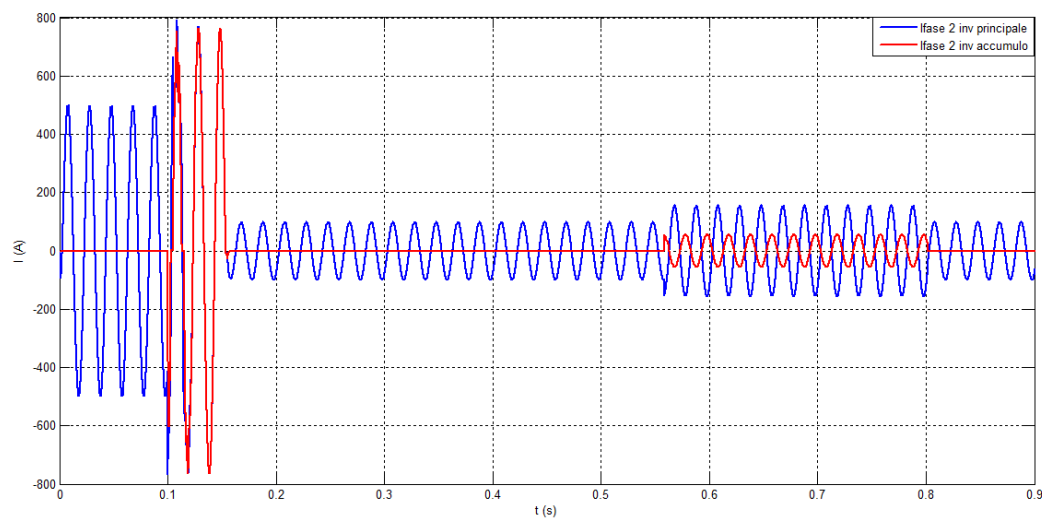
Stessa cosa si può dire per l'andamento dei valori efficaci delle correnti delle singole fasi erogate dall'inverter principale e dall'inverter del sistema d'accumulo dell'energia riportati in figura 5.19, 5.21 e 5.23.

I grafici appena citati non vengono riproposti per il motivo detto in precedenza.

Vengono riportati di seguito l'andamento dei valori istantanei delle correnti delle singole fasi erogate dall'inverter principale e dall'inverter del sistema d'accumulo dell'energia.

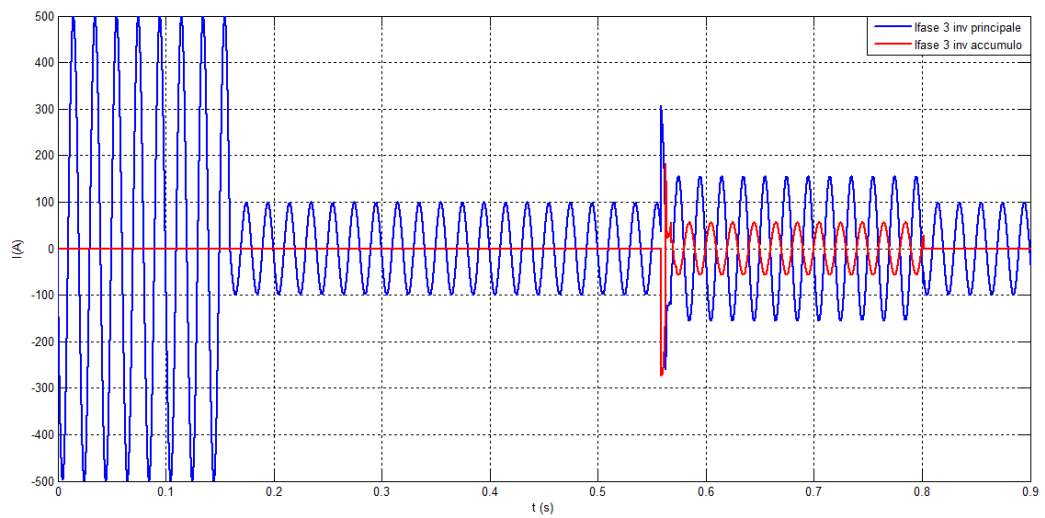


**Figura 5.33** Andamento del valore istantaneo della corrente erogata dalla fase 1 dall'inverter principale (in blu) e dall'inverter del sistema d'accumulo dell'energia (in rosso).



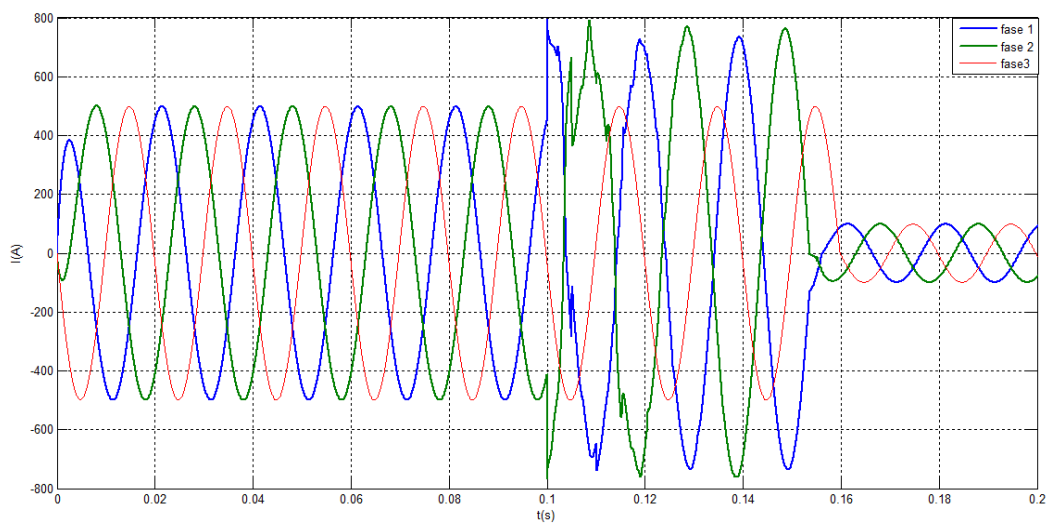
**Figura 5.34** Andamento del valore istantaneo della corrente erogata dalla fase 2 dall'inverter principale (in blu) e dall'inverter del sistema d'accumulo dell'energia (in rosso).





**Figura 5.35** Andamento del valore istantaneo della corrente erogata dalla fase 3 dall’inverter principale (in blu) e dall’inverter del sistema d’accumulo dell’energia (in rosso).

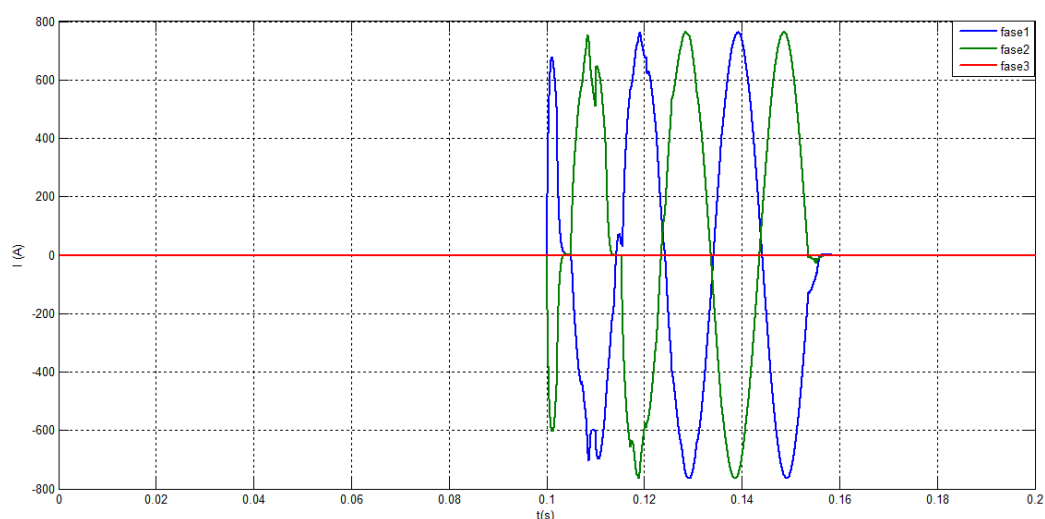
Da figura 5.33 e 5.34 è difficile notare come le due correnti della fase 1 e 2 durante il guasto siano in opposizione di fase tra di loro per questo in figura 5.36 vengono riportate sullo stesso grafico.



**Figura 5.36** Andamento dei valori istantanei delle correnti di fase ai morsetti dell’inverter principale

Dal grafico appena esposto in cui sono rappresentate l'andamento delle correnti di fase erogate dall'inverter principale, è facile notare come durante il guasto bifase isolato le correnti erogate dalle fasi interessate al guasto cioè la uno e la due oltre che a incrementare il proprio valore efficace fino ad 1.5 la corrente nominale sono tra esse in contrapposizione di fase, mentre nel guasto bifase a terra le due correnti erano sfasate tra loro di  $120^\circ$ , il motivo di questo comportamento è già stato discusso in precedenza, qui ci si limita solo a verificare l'esattezza di tali affermazioni.

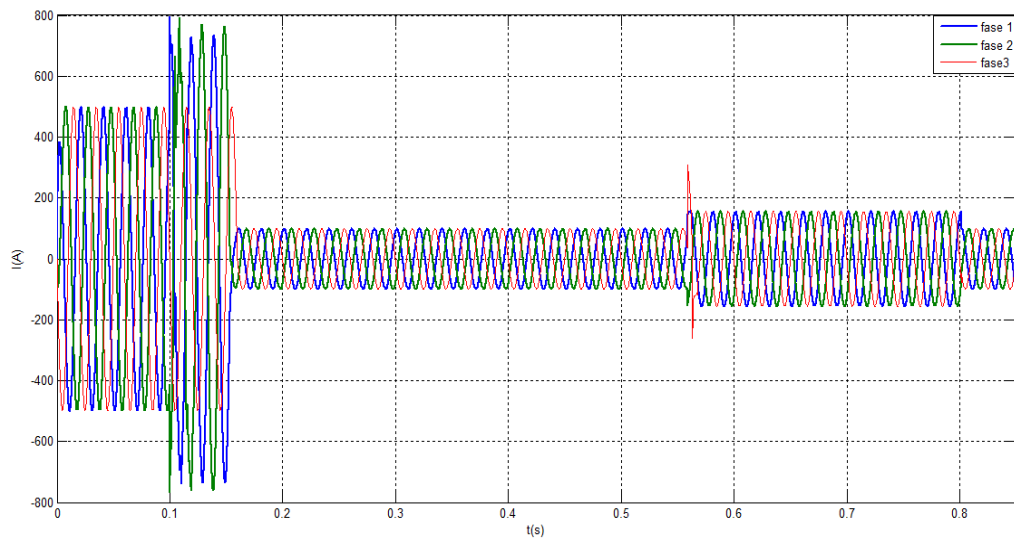
Stessa cosa vista per le correnti dell'inverter principale si può vedere per le correnti dell'inverter del sistema d'accumulo espone in figura 5.37.



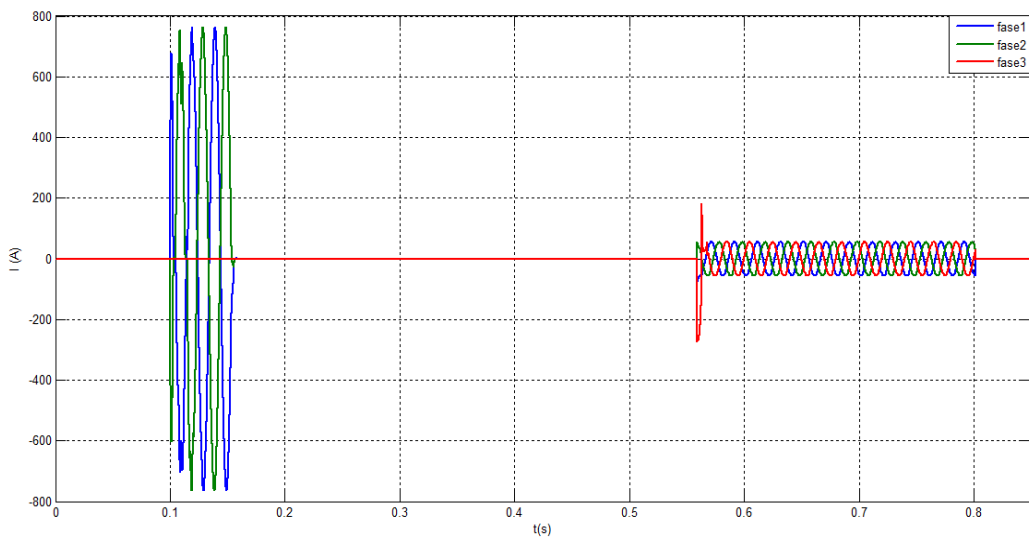
**Figura 5.37** Andamento dei valori istantanei delle correnti di fase ai morsetti dell'inverter del sistema di accumulo

Dalla figura precedente è possibile notare come durante il guasto le correnti erogate dalle fasi interessate al guasto siano in opposizione di fase tra loro, stessa cosa dell'inverter principale perché ovviamente l'inverter secondario durante il guasto deve erogare correnti in fase con quelle erogate dall'inverter principale come si nota dalle figure 5.33, 5.34 e 5.35.

In figura 5.36 e 5.37 la simulazione è stata estesa solo per 0.2 s per poter visualizzare meglio il concetto che si voleva evidenziare, di seguito vengono riportati gli stessi grafici ma prolungando la simulazione fino alla ricarica della batteria.

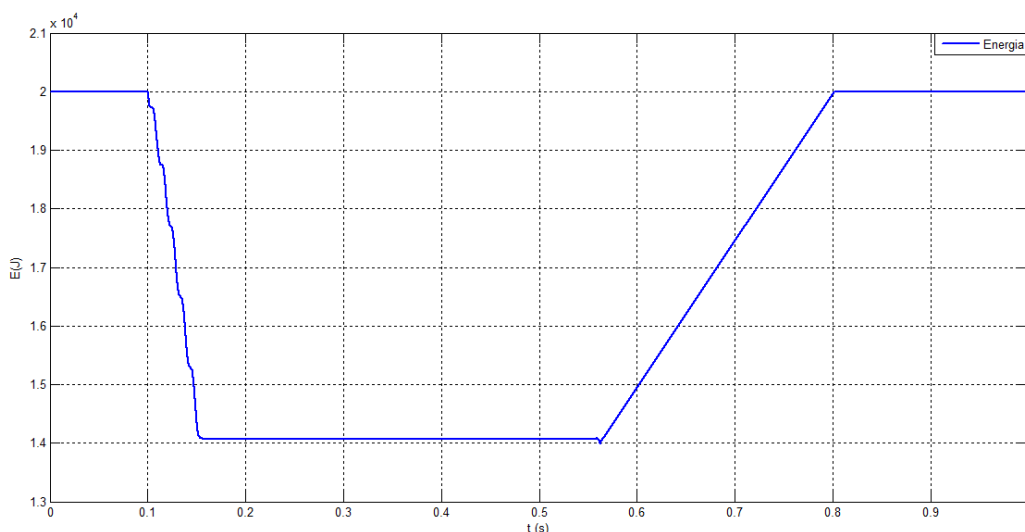


**Figura 5.38** Andamento dei valori istantanei delle correnti di fase ai morsetti dell'inverter principale



**Figura 5.39** Andamento dei valori istantanei delle correnti di fase ai morsetti dell'inverter del sistema di accumulo

Infine viene riportato l'andamento dell'energia del sistema di accumulo durante il guasto bifase isolato.



**Figura 5.40** Andamento dell'energia del sistema di accumulo nel caso di guasto bifase isolato

È possibile notare da figura 5.40 come all'istante 0.1 s quando avviene il guasto il sistema di accumulo si scarica in un tempo di circa 56 ms di 6 kJ; dopo 40 ms dall'estinzione del guasto essendosi scaricato al di sotto della soglia di 17 kJ (soglia di ricarica) il sistema di ricarica riporta il livello della batteria alla carica massima di 20 kJ.

Si nota come per un guasto bifase isolato il sistema si scarichi di 6 kJ mentre nel caso di guasto bifase a terra si scarica di circa 5.5 kJ, quindi per un guasto bifase isolato si scarica circa uguale ad un guasto bifase a terra ma comunque meno rispetto al guasto trifase che è il più gravoso (circa 10 kJ) e il doppio rispetto ad un guasto monofase in cui si scarica di circa 3kJ.

## 5.11 Inverter

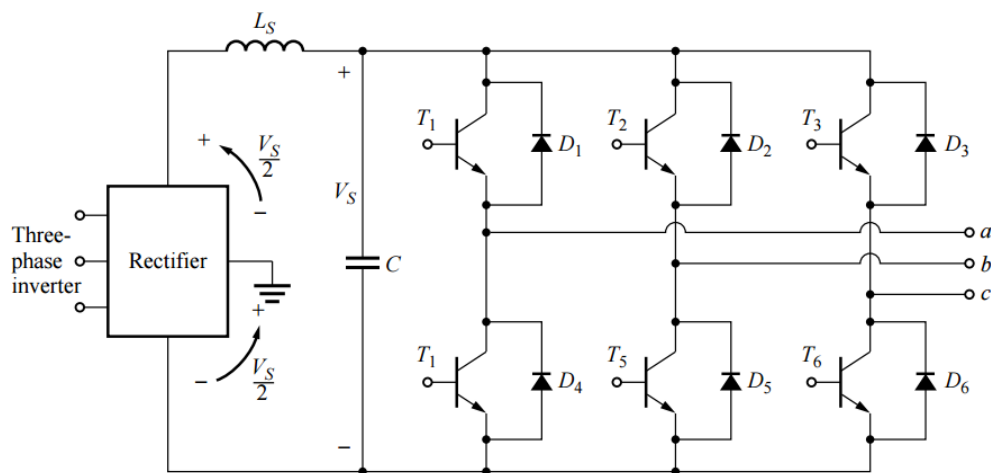
Nelle pagine successive verrà brevemente discusso il funzionamento dell'inverter siccome nelle simulazioni è stato creato un modello che rispecchiasse il più fedelmente possibile un inverter reale.

In questo paragrafo verrà introdotto il concetto di modulazione della larghezza d'impulso (PWM) della tensione di uscita di un inverter. Per il controllo del moto dei motori in corrente alternata trifasi, si utilizza in genere un dispositivo costituito da due convertitori statici con un filtro nel circuito intermedio. Il convertitore lato rete è un raddrizzatore a ponte a diodi, a tiristori, o a transistori, quello lato motore è un inverter a transistori o tiristori.

Esistono due tipi base di inverter:

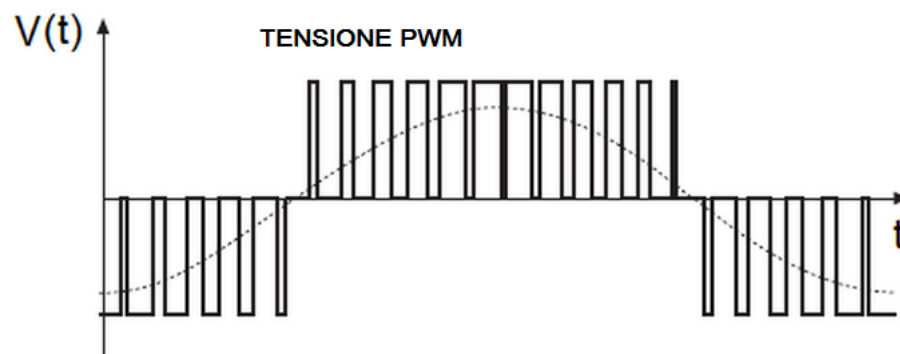
- A tensione impressa (VSI) per potenze sino al MW,
- A corrente impressa (CSI) per potenze superiori al MW.

L'inverter più diffuso è quello a tensione impressa a ponte trifase (figura 5.41), in ognuna delle cui gambe sono disposti un transistorore con in antiparallelo un diodo (la cui funzione è consentire l'inversione della corrente). A monte dell'inverter VSI è disposto in genere un filtro LC [1].



**Figura 5.41** Inverter trifase a tensione impressa

Attraverso il controllo dell'inverter si può variare sia la frequenza che l'ampiezza della componente fondamentale della tensione ai suoi morsetti di uscita. Nel caso si utilizzi un controllo di modulazione della larghezza degli impulsi (PWM), che rappresenta quello di gran lunga più diffuso negli inverter VSI, in uscita si ha un sistema trifase di tensioni alternate, costituite da una successione di impulsi di larghezza variabile e di ampiezza costante uguale a quella della tensione continua di ingresso all'inverter (fig. B).



**Fig. 5.42** Andamento della tensione in uscita dell'inverter a tensione impressa

Modulando opportunamente la larghezza di ciascun impulso si regola l'ampiezza della fondamentale di tensione e si spostano le armoniche verso frequenze molto più alte, ottenendo così una corrente pressoché sinusoidale.

I generatori elettrici forniscono tensioni sinusoidali, ma se il carico non è lineare (come nel caso di azionamenti elettrici, UPS, computers, saldatrici, elettrodomestici, ecc. a causa della presenza di convertitori statici) le correnti non sono sinusoidali e, a causa delle conseguenti cadute di tensione, anche le tensioni non sono sinusoidali [2].

La presenza delle armoniche di corrente comporta fenomeni indesiderati, quali:

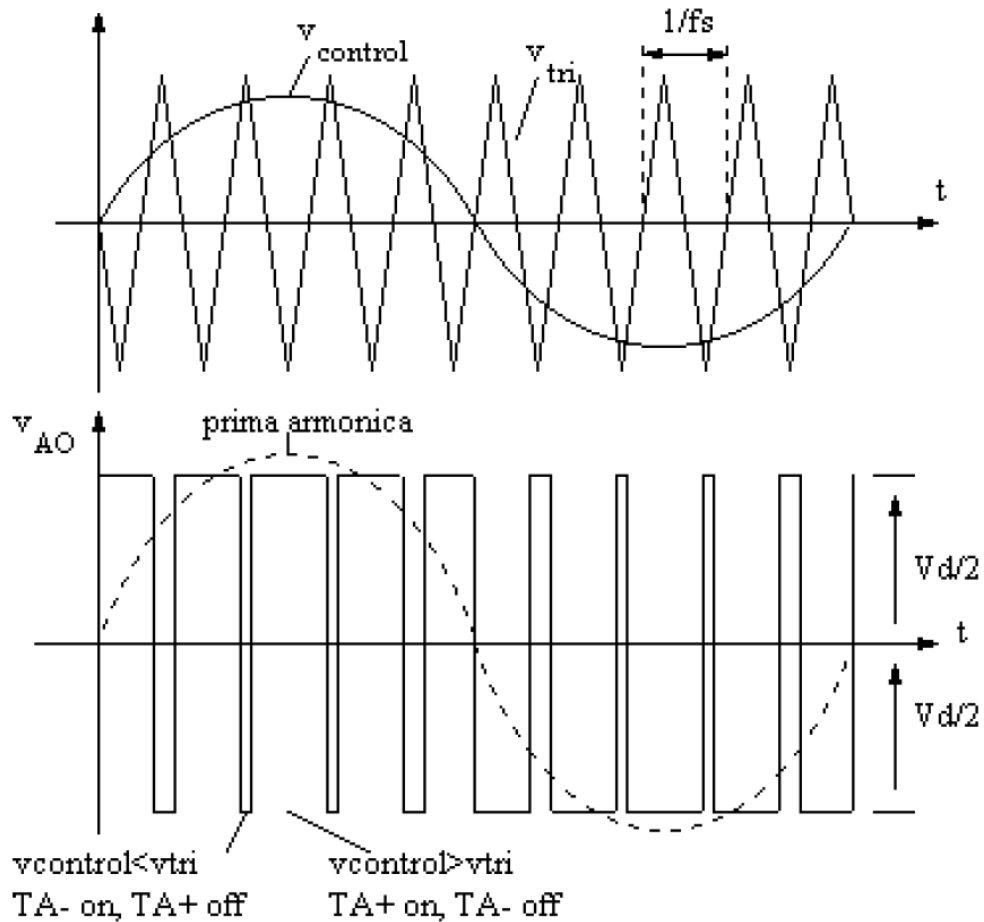
- Aumento delle perdite e precoce deterioramento degli isolanti;
- Basso fattore di potenza, e quindi correnti più alte del necessario per una data potenza con aumento delle perdite nei cavi di alimentazione;
- Danneggiamento dei condensatori di rifasamento a causa delle maggiori correnti dovute alla diminuzione della reattanza capacitiva;

- Interferenze con altri dispositivi allacciati alla stessa rete di alimentazione.

Come regola generale solo se i carichi non lineari rappresentano una aliquota maggiore del 20% di tutti i carichi allacciati allo stesso sistema di alimentazione si devono adottare delle strategie per ridurre il livello di contenuto armonico della corrente, quali:

- Inserire induttanze aggiuntive in serie all'ingresso del convertitore;
- Utilizzare raddrizzatori trifasi, che comportano correnti con un contenuto armonico minore (circa il 30%) di quello dei monofasi di pari potenza;
- Utilizzare filtri armonici passivi; tali filtri sono molto diffusi in quanto semplici e poco costosi, essi sono infatti costituiti da più rami LC dimensionati in modo da costituire un percorso preferenziale per le correnti armoniche, il loro uso richiede però cautela poiché essi possono generare fenomeni di risonanza ed alterano la risposta in frequenza dell'impianto elettrico;
- Utilizzare filtri armonici attivi; sono dispositivi che annullano la distorsione iniettando nella rete correnti armoniche uguali ma di fase opposta alle correnti da filtrare essi sono quindi equivalenti a generatori ideali di corrente e pertanto la loro inserzione non provoca fenomeni di risonanza; essi inoltre consentono di ottenere una minore distorsione armonica residua (5% rispetto al 10÷15% dei filtri passivi), ma sono più costosi.
- Sostituire al raddrizzatore a ponte a diodi uno stadio di ingresso attivo (inverter a transistori), che forza la corrente di ingresso ad essere sinusoidale e in fase con la tensione di alimentazione e quindi con fattore di potenza di ingresso prossimo all'unità.

Di seguito verrà brevemente esposto il modello utilizzato nelle simulazioni e le relazioni che lo caratterizzano. Nello specifico il controllo PWM si ottiene confrontando una forma d'onda sinusoidale (*modulante*, la quale avrà la stessa frequenza della tensione in uscita) con un'onda triangolare (*portante*, ha una frequenza opportunamente elevata, ma limitata dalle possibili perdite del convertitore) [3].



**Figura 5.43** Controllo PWM

Come mostrato nella figura precedente, la strategia di accensione delle valvole è la seguente (per ogni ramo dell'inverter):

- Se  $V_{tri} > V_{control}$  conduce la valvola superiore altrimenti conduce la valvola inferiore.



Si definisce rapporto di modulazione di ampiezza il rapporto tra il valore massimo della tensione di controllo ed il valore di cresta dell'onda triangolare e lo indicheremo con  $m_a$ .

Il rapporto tra la frequenza della portante (triangolare) e la frequenza della modulante (sinusoidale) lo indicheremo con  $m_f$ .

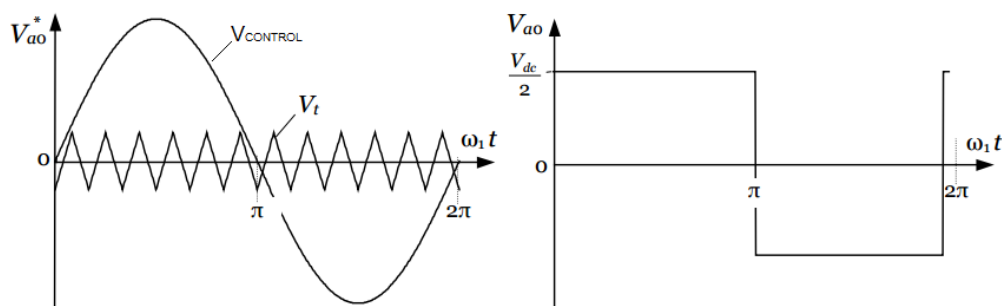
Se  $m_a$  rimane minore di 1 si osserva che:

1. L'ampiezza della prima armonica risulta essere uguale a  $m_a$  volte  $V_d/2$ .
2. Si hanno armoniche raggruppate in bande intorno ai multipli della frequenza della portante per  $m_f \geq 9$

Aumentando il valore del rapporto di modulazione di ampiezza ( $m_a \gg 1$ ), l'inverter funzionerà con controllo ad onda quadra il cui valor massimo della prima armonica è pari a  $(4/\pi) \cdot V_d/2$ .

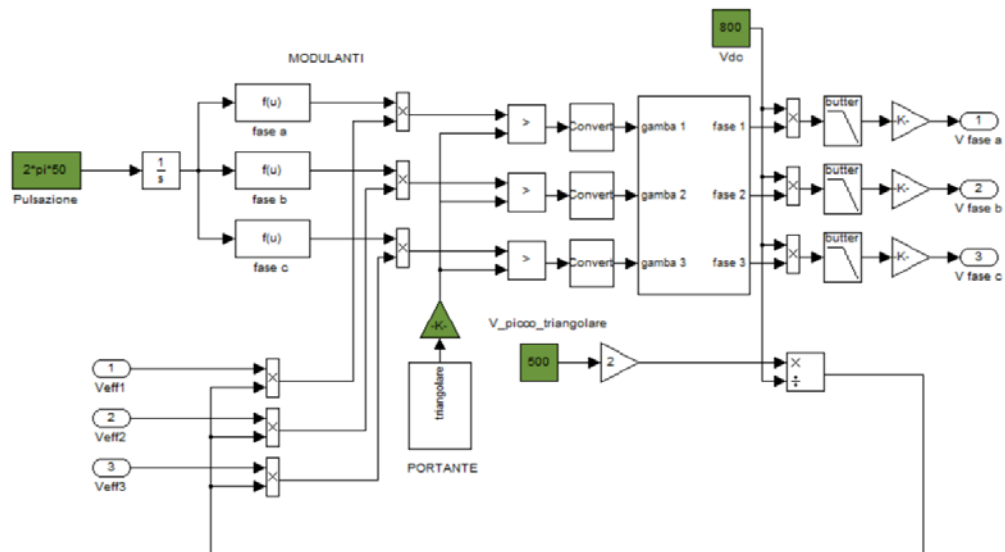
Tutte le altre armoniche (solo dispari) hanno una hanno un'ampiezza pari all'ampiezza della prima diviso l'ordine di armonicità.

Il vantaggio di questo funzionamento è la bassa frequenza di commutazione delle valvole che lo rende interessante in applicazioni di elevata potenza. Lo svantaggio consiste nella presenza di armoniche a bassa frequenza e nella mancanza di regolazione dell'ampiezza della prima armonica. È necessario quindi che debba essere il raddrizzatore a monte a controllare la tensione lato continua.



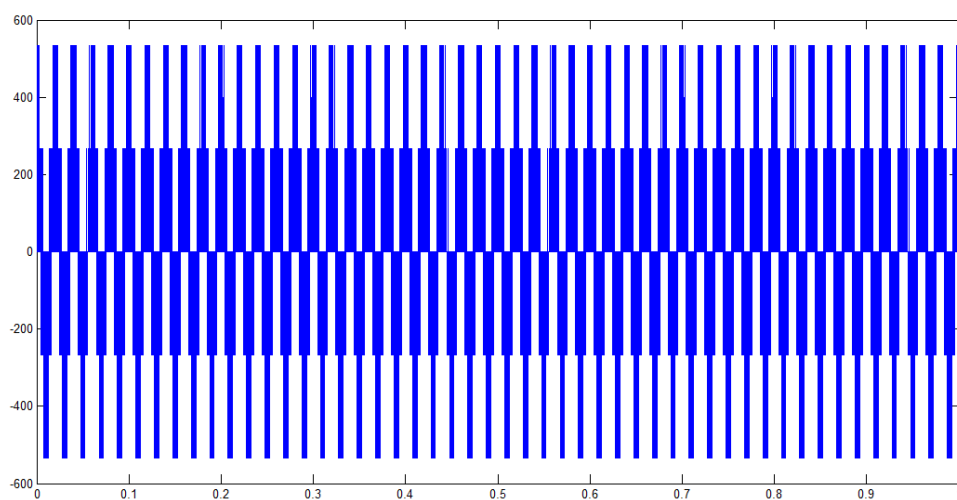
**Figura 5.44** Funzionamento in onda quadra, tensione d'uscita fase a

Nella figura successiva viene mostrato il modello implementato in ambiente Matlab, Simulink.

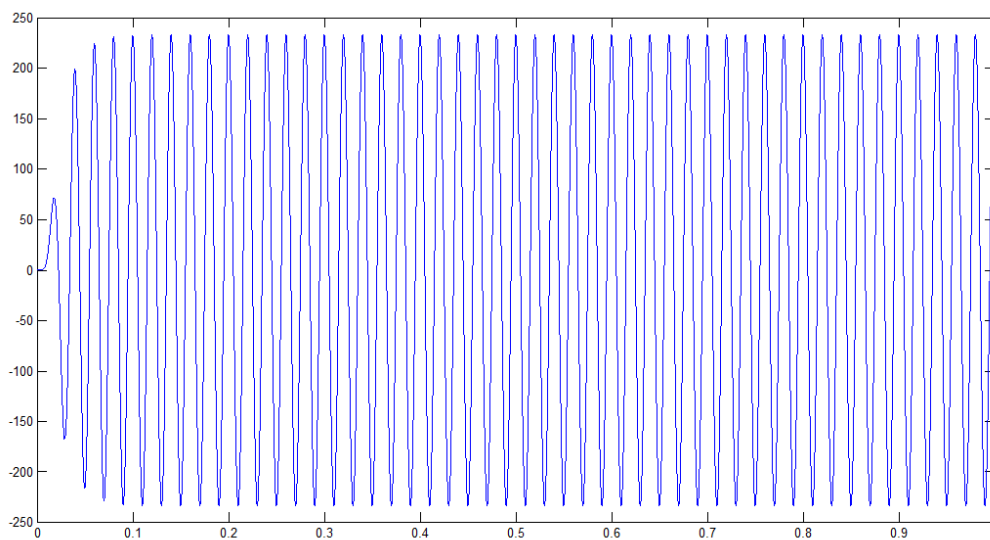


**Figura 5.45** Modello Simulink inverter con logica di controllo PWM

Come si può notare dalla figura 5.45, il segnale generato dall'inverter, prima di esser collegato al circuito esterno di potenza, viene collegato ad un filtro passa basso opportunamente dimensionato affinché venga ripulito da tutte le armoniche superiori alla prima. Di seguito viene mostrato in figura 5.46, 5.47 il segnale in ingresso ed in uscita dal filtro.



**Figura 5.46** Tensione ingresso filtro



**Figura 5.47** Tensione uscita filtro

## Bibliografia

- [1] <http://people.mecc.polimi.it/fcastellidezza/materiale/tecdimodulazione.pdf>
- [2] Appunti di “Elettrotecnica e Macchine Elettriche” - L. Taponecco
- [3] <http://www.diegm.uniud.it/petrella/AzionamentiElettrici20II/ComplementaryTecnichedipilotaggiodelinvertertrifase.pdf>

# Capitolo 6: Batteria

## 6.1 Introduzione

All'interno di questo capitolo della tesi verrà riportata un'indagine bibliografica sulle diverse tipologie di accumulo necessarie per poter innalzare il livello di guasto in una rete elettrica di distribuzione interamente alimentata da un convertitore elettronico di potenza.

Questi paragrafi avranno il compito di informare il lettore circa la tecnologia impiegata in questi sistemi di accumulo, i componenti di cui sono composti, i punti critici ed i vantaggi che si potrebbero ottenere grazie all'utilizzo di una tipologia di accumulo rispetto ad un'altra.

Verranno inoltre effettuati vari confronti tecnici ed economici tra le batterie a volano e le altre tipologie di sistemi di accumulo dell'energia, al fine di valutare le reali potenzialità e gli eventuali settori d'impiego di questa tipologia di accumulatori.

## 6.2 Generalità e principio di funzionamento

Per poter analizzare i vari sistemi di accumulo, a livello di prestazioni e caratteristiche occorre individuare i parametri di valutazione maggiormente adottati e riportati in seguito:

- Tempo di carica e scarica [s]
- Efficienza globale di conversione [%]
- Potenza nominale sviluppabile [W]
- Energia specifica nominale immagazzinabile [Wh/kg]
- Cicli di carica/scarica
- Costo specifico di realizzazione [€/kWh]
- Potenza specifica [W/kg]

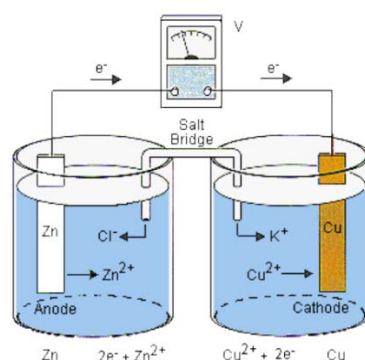
## 6.3 Panoramica sulle tipologie di accumulo

Non potendo addentrarci in questo vastissimo argomento più di tanto ci limiteremo di seguito ad elencare i principali sistemi di accumulo ad oggi presenti sul mercato e per ognuno di loro elencheremo le principali caratteristiche.

### 6.3.1 Batterie elettrochimiche

Una batteria è un dispositivo che converte l'energia chimica contenuta all'interno dei suoi materiali attivi direttamente in energia elettrica, tramite una reazione di ossidoriduzione (tutte quelle reazioni chimiche in cui cambia il numero di ossidazione degli atomi, cioè tutte le reazioni in cui si ha uno scambio di elettroni da una specie chimica ad un'altra).

Tale reazione determina infatti un trasferimento di elettroni che viene sfruttato per alimentare un carico esterno.



**Figura 6.1** Reazione ossidoriduzione

Le batterie, nel loro processo di conversione dell'energia da chimica ad elettrica, non sono soggette, come le macchine termiche, alle limitazioni del ciclo di Carnot imposte dal secondo principio della termodinamica, quindi possono avere efficienze di conversione energetica più alte.

Anche se si usa spesso il termine batteria, l'unità elettrochimica fondamentale a cui è bene riferirsi è la cella. Una batteria è più propriamente un insieme di una

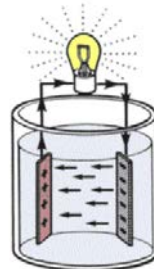
o più celle collegate tra loro in serie o parallelo o in entrambi i modi a seconda della capacità che si desiderano ottenere.

### 6.3.1-1 Componenti di una cella

- Anodo (o elettrodo negativo): è l'elettrodo riducente, che rilascia elettroni nel circuito esterno ossidandosi.
- Catodo (o elettrodo positivo): è l'elettrodo ossidante, che riceve elettroni dal circuito esterno riducendosi.
- Elettrolita: è un conduttore ionico che costituisce il mezzo per il trasferimento di carica (sotto forma di ioni) tra anodo e catodo, responsabile della chiusura del circuito.

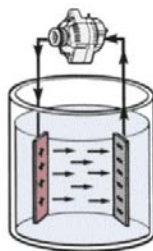
### 6.3.1-2 Funzionamento della cella

- Processo di scarica: quando la cella è collegata ad un carico gli elettroni fluiscono dall'anodo attraverso il circuito esterno fino al catodo dove vengono accettati. Il circuito elettrico viene completato nell'elettrolita dal flusso di anioni e cationi, diretti rispettivamente verso anodo e catodo.



**Figura 6.2** Processo di scarica di una batteria

- Processo di carica: quando si applica una tensione dall'esterno per far circolare una corrente opposta a quella di scarica, l'ossidazione (anodo) ha luogo sull'elettrodo positivo e la riduzione (catodo) sull'elettrodo negativo. In pratica anodo e catodo ora sono invertiti rispetto alla condizione di scarica.



**Figura 6.3** Processo di carica di una batteria

Lo sviluppo di batterie ad alta energia specifica richiede l'impiego di materiali elettrodiici aventi alta capacità teorica e alto potenziale standard.

I metalli alcalini (soprattutto il litio) hanno non solo un'alta capacità specifica, ma anche un potenziale std. di ossidazione elevato, il che li rende ottimi materiali anodici.

### 6.3.2 Volani

I volani meccanici, flywheel nella dizione anglosassone, sono apparecchi che accumulano energia sotto forma cinetica rotazionale. Essi, essendo dei componenti meccanici all'interno di dispositivi di accumulo di energia elettrica, sono anche noti in letteratura come batterie elettro-meccaniche, batterie a volano o accumulatori inerziali.

L'accumulo di energia in volani meccanici, è un concetto noto e applicato da molto tempo, ma negli ultimi decenni l'utilizzo in campo elettrico si sta diffondendo in numerose applicazioni.

L'idea di base sfruttata da questi sistemi, è rappresentata dal mettere in rapida rotazione un volano, creando quindi un serbatoio di energia cinetica da sfruttare in caso di necessità in un secondo momento. Concretamente, una batteria elettromeccanica assorbe energia dalla rete elettrica, la converte in energia cinetica rotazionale trasferendola ed immagazzinandola all'interno del volano. Successivamente in caso di necessità, la restituisce compiendo il procedimento inverso, ossia facendo rallentare il volano e riconvertendo l'energia cinetica in elettrica. Analizzando l'affermazione appena esposta, si può quindi facilmente dedurre che tale sistema di accumulo è composto fondamentalmente da una macchina elettrica, un volano ed un convertitore elettronico che ha il compito di interfacciare il motogeneratore elettrico con la rete. Quindi il motogeneratore fa



girare il volano, accelerandolo per accumulare energia e rallentandolo per alimentare il carico. Il convertitore elettronico collega il motogeneratore alla rete. Esso ha il compito di alimentare il motore per caricare il sistema e convertire l'energia elettrica proveniente dal generatore a velocità variabile in forma adeguata ad alimentare il carico. E' importante notare come il flusso di potenza in ingresso al sistema può essere differente da quello in uscita, in particolare dal punto di vista temporale o di frequenza.

### 6.3.2-1 Analisi componenti del sistema

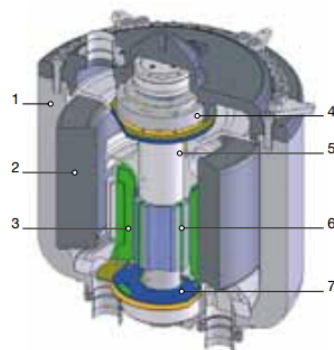
I principi fisici sfruttati per accumulare energia meccanica in un volano sono elementari e ben noti. Nel dettaglio l'energia rotazionale immagazzinata è data dalla formula:

$$E_K = \frac{1}{2} J \omega^2 \quad (6.1)$$

Dove  $J$  rappresenta il momento d'inerzia della massa rotante riferita all'asse di rotazione e  $\omega$  la velocità angolare. Il momento di inerzia dipende dalla massa e dalla geometria del *flywheel* [1] come segue:

$$J = \int r^2 dm \quad (6.2)$$

Dove  $r$  è la distanza di ogni elemento infinitesimo di massa  $dm$  dall'asse di rotazione. Analizzando la prima relazione, per massimizzare  $E_K$ , si può agire aumentando il momento d'inerzia della massa rotante  $J$  oppure incrementando la velocità angolare  $\omega$ . La prima delle due alternative può essere ottenuta, in accordo con la seconda relazione, aumentando il volume (raggio  $r$  ed altezza) e il materiale con cui è composta la massa  $m$ .

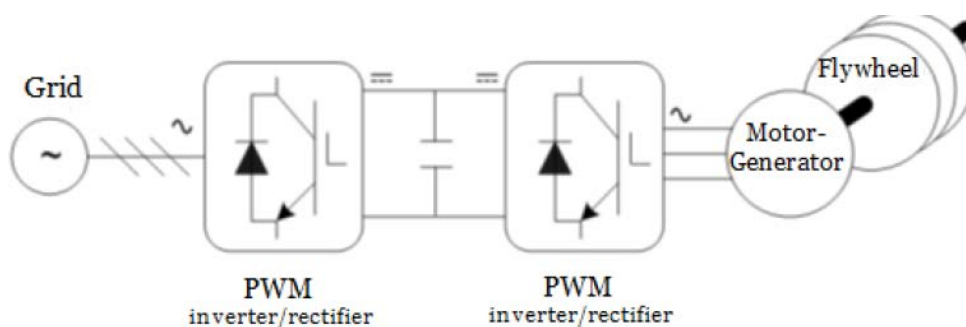


1. Involucro
2. Volano in fibra di vetro al carbonio
3. Avvolgimenti dello statore
4. Supporto magnetico superiore
5. Sistema a depressione
6. Rotore
7. Supporto magnetico inferiore

**Figura 6.4** Componenti di un volano

### 6.3.2-2 Convertitore elettronico

Il FESS (Flywheel Energy Storage System) viene collegato al bus in corrente continua attraverso un convertitore elettronico bidirezionale di potenza AC/DC come mostrato in figura 6.5. In molti casi il convertitore risulta essere costituito da un ponte trifase con valvole a semiconduttore. Questo apparecchio prende il nome di Voltage Source Inverter (VSI), e viene controllato attraverso la modulazione della larghezza di impulso PWM (Pulse Width Modulation) [2]. Esso con il suo controllo, ha il compito di gestire e pilotare il motogeneratore elettrico facendolo lavorare da motore o generatore in accordo alle necessità della rete DC a cui è connesso.



**Figura 6.5** Schema a blocchi dell'impianto e del sistema di conversione

In particolare il VSI ha il compito di monitorare le variazioni di tensione del DC bus ed intervenire annullando eventuali squilibri agendo sulla velocità di rotazione del motogeneratore elettrico solidale al volano. In questo modo il sistema composto da macchina elettrica e VSI manterrà una tensione costante sul lato DC come se fosse una batteria elettrochimica convenzionale.

Talvolta può essere necessario collegare dei filtri LC aggiuntivi tra il convertitore elettronico ed il motogeneratore solidale al FESS, con lo scopo di alimentare la macchina elettrica attraverso una corrente sinusoidale con ripple ridotto. Questo accorgimento tecnico risulta essere importante ai fini della riduzione delle perdite e del deterioramento degli avvolgimenti della macchina, in aggiunta ad una considerevole diminuzione dei fenomeni di emissioni elettromagnetiche.

### 6.3.2-3 Prestazioni

La ricerca e lo sviluppo di nuove tecnologie in questo ambito, è stato uno dei fattori che hanno reso le batterie elettromeccaniche competitive con altre forme di accumulo. I cuscinetti infatti sono uno degli elementi più critici dell'intera struttura, da cui dipendono l'efficacia dello stoccaggio di energia, la massima velocità di rotazione ed il numero di cicli carica-scarica effettuabili durante la vita del FESS. Il cuscinetto deve essere affidabile ed ha il compito di creare un attrito minimo tra il sostegno fisso e l'albero in movimento. Inoltre deve sopportare le forze generate dalla combinazioni di molti fattori quali gravità, rotazione dell'albero e possibili movimenti o vibrazioni della carcassa di contenimento esterna.

L'evoluzione e lo studio di nuove tecnologie applicabili a questi componenti, ha permesso il passaggio dai cuscinetti meccanici classici a cuscinetti magnetici di ultima generazione. Questi ultimi sono stati sviluppati per ridurre gli attriti specialmente in volani ad alta velocità di rotazione, aumentandone l'affidabilità, la densità di energia e riducendone le perdite per attrito. L'assenza di lubrificazione nei cuscinetti magnetici ha reso possibile l'utilizzo di altre tecniche per ridurre gli attriti come la camera di contenimento sotto vuoto, che con cuscinetti convenzionali non veniva utilizzata con frequenza a causa dell'incompatibilità dell'ambiente sotto vuoto con il lubrificante. In generale però, l'utilizzo di questi nuovi cuscinetti ha complicato il sistema di controllo elettronico del FESS, che in questo caso dovrà anche gestire in maniera continua il posizionamento dell'albero rispetto i sostegni, mantenendo uniforme l'*air-gap*

del cuscinetto durante tutte le fasi di funzionamento [2]. Inoltre nel caso in cui i cuscinetti magnetici fossero costruiti mediante materiali superconduttori ad alta temperatura (HTS) è necessario aggiungere, per il corretto funzionamento del materiale HTS, un impianto di raffreddamento adeguato del cuscinetto. Tali soluzioni complicano notevolmente l'intera struttura del volano e contribuiscono ad aumentare in maniera marcata il costo dell'impianto.

Le perdite dovute alla conversione dell'energia meccanica in elettrica e viceversa sono dipendenti dal tipo di macchina elettrica utilizzata ma rimangono comunque molto limitate, in quanto le macchine elettriche ed eventualmente anche i convertitori elettronici in uscita, che trasformano la corrente da alternata in continua, hanno rendimenti molto elevati. Le macchine elettriche che possono essere utilizzate per convertire l'energia meccanica in elettrica e viceversa sono: a riluttanza, a magneti permanenti o motore asincrono a gabbia di scoiattolo. Gli altri tipi di macchine elettriche non possono essere utilizzate perché la velocità di rotazione a cui sarebbero sottoposte non consentirebbe l'utilizzo di spazzole e collettori.

Attualmente i volani sono commercializzati e pubblicizzati come una valida alternativa alle batterie piombo-acido per i progetti di UPS (Uninterruptible Power Supply/gruppo statico di continuità) e altri dispositivi di potenza in grado di migliorare la qualità della fornitura di energia elettrica. Questi tipi di sistemi di accumulo sono disponibili in moduli di diversa taglia, consentendo quindi un semplice dimensionamento del sistema di accumulo.

I moduli disponibili commercialmente hanno taglie dell'ordine di kW con capacità di accumulo dell'ordine di kJ. L'efficienza ciclica di un modulo di un volano in commercio si aggira tra 80% e 85% a causa delle precedentemente citate perdite aerodinamiche e meccaniche.

Un'altra caratteristica rilevante nei nuovi modelli di flywheel è l'assenza di cuscinetti meccanici e di reazioni chimiche necessarie al funzionamento della batteria. Quanto detto consente di avere una degradazione dell'impianto nel tempo praticamente nulla permettendo di effettuare un numero di cicli di lavoro estremamente elevato nel corso della vita utile. Per lo stesso motivo le batterie a volano possono essere considerate praticamente esenti da azioni di tipo manutentivo, fatto salvo per la parte elettrica e per la correzione dello stato di vuoto della camera di contenimento. Guasti o usura di tali componenti

dell'impianto risultano essere molto rari, quindi per questo motivo i fess possono essere considerati praticamente esenti da manutenzione.

I Flywheel funzionano senza i tipici vincoli imposti dalle batterie presenti nella tabella di figura 6.6 [3].

	<i>Flywheel</i>	Batteria
Costi di esercizio		
Consumo energetico	rendimento elevato	consumo di energia per il mantenimento in floating
Manutenzione	ridotta	elevata
Ventilazione - Climatizzazione	non applicabile	il mantenimento della temperatura ambiente aumenta i costi di esercizio
Ingombro tecnico	ridotto	considerevole, con limiti di carico sul pavimento
Vita utile	elevata (> 20 anni)	sostituzioni frequenti
Disponibilità autonomia		
Affidabilità	elevata	necessità di monitoraggio costante
Conoscenza della disponibilità	continua	difficile stabilire l'autonomia reale
Ciclo di vita (numero di scariche)	nessun impatto sulla vita utile	riduce la vita utile
Temperatura ambiente	ininfluente	campo di temperatura ridotto
Tempo di ricarica	estremamente ridotto (100% in circa 7 minuti)	notevole (80% in circa 8 ore)

**Figura 6.6** Confronto tecnico tra volani e batterie

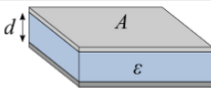
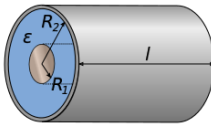
### 6.3.3 Condensatore elettrostatico

Un condensatore è costituito in linea di principio da due conduttori isolati e posti a distanza finita, detti armature. Caricando i due conduttori con carica opposta, si forma tra di essi un campo elettrico, e si produce una differenza di potenziale.

#### 6.3.3-1 Capacità

- La differenza di potenziale tra i due conduttori è proporzionale alla carica depositata su di esse
- Vale la formula  $Q=CV$  [C] dove il coefficiente  $C$  è detto capacità del condensatore e si misura in Farad [F],  $Q$  è la carica elettrica misurata in Coulomb [C] e  $V$  è il potenziale elettrico dello stesso misurata in Volt [V]
- La capacità dipende dalla geometria delle armature e dal materiale con cui è riempito lo spazio che le separa

Di seguito vengono riportate a titolo di esempio alcune formule utilizzate per il calcolo della capacità:

Tipo di condensatore	Capacità	Schema
lineare	$C = \varepsilon \cdot \frac{A}{d}$	
cilindrico	$C = 2\pi\varepsilon \frac{l}{\ln\left(\frac{R_2}{R_1}\right)}$	

**Figura 6.7** Calcolo della capacità in funzione della geometria

### 6.3.3-2 Costante dielettrica relativa

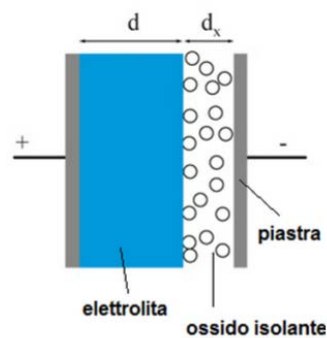
La presenza di un materiale tra le armature di un condensatore ne aumenta la capacità di un fattore  $\varepsilon_r$  detto costante dielettrica relativa che dipende dalla caratteristica del materiale. Valori comuni della costante dielettrica relativa sono compresi tra 2 e 10 (carta, olio, gomma, mica, vetro, porcellana..).

### 6.3.4 Condensatori elettrolitici

In un tipico condensatore elettrolitico le armature sono separate da un elettrolita, una soluzione nella quale sono presenti ioni dissociati e pertanto dotati di carica elettrica. Durante la fabbricazione, una corrente elettrica viene forzata nel componente, entrando dall'anodo, attraversando la soluzione elettrolitica e uscendo dal catodo come mostrato in figura 6.8.

Il risultato è la formazione di uno strato di ossido isolante sulla superficie dell'armatura corrispondente all'anodo. Sostanzialmente, in un condensatore elettrolitico, l'anodo è costituito da un'armatura metallica, il catodo dall'elettrolita più l'altra armatura che funge da collettore, e il dielettrico dall'ossido formatosi sulla superficie dell'anodo.

Tale strato di ossido, e conseguentemente la distanza che separa l'accumulo di cariche tra gli elettrodi, è estremamente sottile, e ciò comporta una grande capacità elettrica del dispositivo. Inoltre, l'ossido è generalmente in grado di sopportare campi elettrici molto forti, comportando così un'elevata tensione operativa del componente. La combinazione di alta capacità e alta tensione porge come risultato un'alta densità di energia.



**Figura 6.8** Schema condensatore elettrolitico [7]

### 6.3.5 Supercondensatore

Di seguito vengono illustrati la struttura e il principio di funzionamento dei supercondensatori, le loro proprietà in generale e, nel dettaglio, la modifica delle stesse al variare dei materiali e dei processi impiegati per la loro fabbricazione.

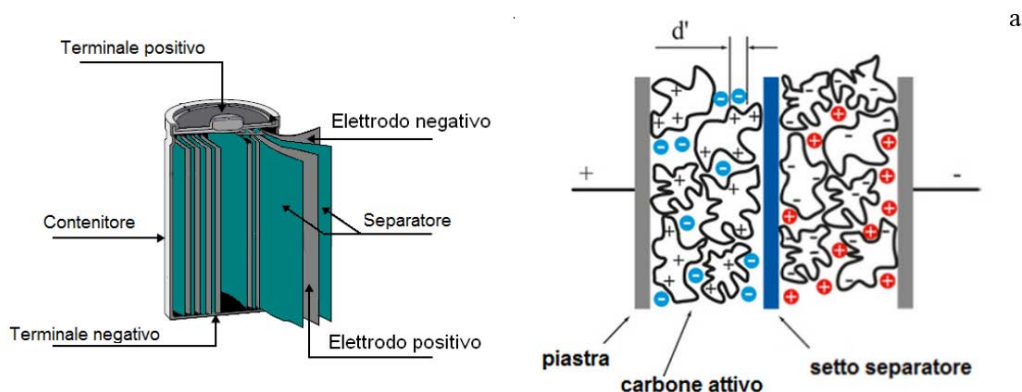
#### 6.3.5-1 Struttura della cella

La cella di un supercondensatore è costituita basilamente da due elettrodi, un setto separatore e un elettrolita come mostrato in figura 6.9. Ciascuno dei due elettrodi è formato da un collettore metallico, che è la parte che presenta alta conduttanza, e da un substrato attivo, che è la parte che presenta una grandissima area superficiale, tipicamente centinaia di migliaia di volte maggiore rispetto alle armature lisce di un condensatore convenzionale delle medesime dimensioni. I due elettrodi sono separati da una membrana, il setto separatore, il quale permette la mobilità degli ioni elettrolitici e allo stesso tempo impedisce la conduzione di elettroni.

La cella piana così costituita viene arrotolata o ripiegata, facendole assumere una forma cilindrica o rettangolare, e quindi viene riposta in un contenitore. Successivamente il sistema viene impregnato da un elettrolita, che può essere del tipo solido o in soluzione organica o acquosa.

La tensione di lavoro del supercondensatore è determinata dalla tensione di decomposizione dell'elettrolita e dipende dalla temperatura, dall'intensità di corrente e dalla durata della vita del dispositivo richiesta. Un supercondensatore rispetto ad un condensatore tradizionale ha una capacità elevata, infatti mentre questi ultimi hanno valori di capacità dell'ordine dei mF, i supercapacitori

possono arrivare oltre i 5000 F(Farad) grazie alla sottilissima distanza che separa le cariche opposte alle interfacce tra elettrodi ed elettrolita, ma grazie soprattutto all'enorme superficie degli elettrodi porosi, tuttavia i supercondensatori sono caratterizzati da una bassa tensione massima raggiungibile che comporta la messa in serie di più elementi per poter raggiungere la tensione di lavoro desiderata.



**Figura 6.9** Supercondensatore cilindrico e schematizzazione della formazione del doppio strato di carica [7]

### 6.3.5-2 Gli elettrodi

Dal momento che la capacità del condensatore è direttamente proporzionale alla superficie degli elettrodi, per essi vengono di preferenza utilizzati i materiali, elettrochimicamente inerti, dalla maggiore area superficiale specifica e dalla appropriata geometria delle cavità, allo scopo di formare un doppio substrato con il massimo numero di ioni elettrolitici.

La difficoltà maggiore che si incontra in fase di sviluppo consiste nel trovare materiali idonei e allo stesso tempo economici. Fra i materiali che presentano tali caratteristiche, i più interessanti sono il carbonio e alcuni ossidi metallici.

### 6.3.5-3 Il separatore

Il separatore ha lo scopo di permettere il transito degli ioni elettrolitici, impedendo allo stesso tempo il passaggio di corrente elettrica da un elettrodo all'altro. Data la scarsa diffusione attuale dei supercondensatori, la maggior parte dei separatori prodotti sono ideati principalmente per essere impiegati



all'interno delle batterie, perciò è essenziale un'accurata valutazione delle sue caratteristiche per ottenere eccellenti prestazioni da un supercondensatore. Nel caso di utilizzo in presenza di elettroliti organici, solitamente vengono impiegati come separatori dei polimeri (tipicamente il PP) o fibre di cellulosa (carta); nel caso invece di elettroliti acquosi, la scelta ricade su separatori ceramici o in fibra di vetro.

**6.3.5-4 Configurazione elettrodi**

Generalmente, i supercondensatori sono costruiti assemblando le singole celle secondo due tipi di configurazione: monopolare e bipolare. I dispositivi di tipo monopolare presentano valori di capacità molto elevati, dovuti ad aree superficiali molto estese; essi sono assemblati avvolgendo in parallelo strati identici di collettore metallico, elettrodo poroso e separatore; la tensione massima complessiva del dispositivo così assemblato è pari a quella di una singola cella. I dispositivi di tipo bipolare permettono invece tensioni più alte, al costo di ridurre la capacità e aumentare la resistenza.

L'energia di un condensatore, di qualsiasi forma esso sia, è quindi immagazzinata sotto forma di energia elettrostatica. Tale energia è esprimibile dalla relazione seguente:

$$E = \frac{1}{2} CV^2 \tag{6.3}$$

Dove V è la tensione applicata tra anodo e catodo mentre C è la capacità del condensatore legata alla quantità di carica accumulata.

Si riporta in seguito un confronto tra le diverse capacità delle diverse tipologie di condensatori in commercio:

Caratteristiche costruttive medie tipiche	Condensatori elettrostatici	Condensatori elettrolitici	Supercondensatori
Capacità C massima realizzabile [F]	$10^{-12} \div 10^{-3}$	$10^{-9} \div 1$	$1 \div 5 \cdot 10^3$

**Tabella 6.1** Valori tipici di capacità delle tre tecnologie

### 6.4 Analisi delle prestazioni

Per poter analizzare le prestazioni, commentare i vantaggi e gli svantaggi nell'utilizzare supercapacitori è fondamentale capire in quali settori applicativi risultano essere concorrenti ad altre forme di accumulo, e quindi effettuare un confronto.

I flywheel hanno, come è già stato spiegato in precedenza, un'elevata densità di potenza, quindi nella maggior parte dei casi l'energia immagazzinata viene erogata in lassi di tempo relativamente brevi. Infatti, a seconda del campo di applicazione, si va da alcuni secondi nel settore della Power Quality, alcuni minuti per sistemi UPS (Uninterruptible Power Supplies) fino ad arrivare a svariate decine di minuti in particolare applicazioni legate al settore aeronautico.

In Figura 6.10 sono state messe confronto varie tecnologie di accumulo (tra cui i flywheel) e classificate a seconda di densità di energia, densità di potenza e tempo di risposta che possiedono.

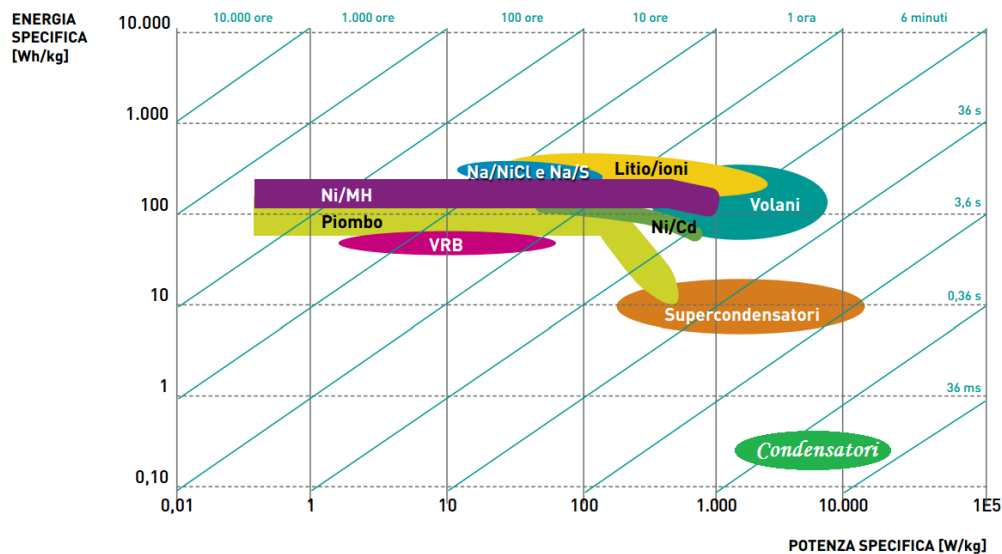


Figura 6.10 Diagramma di Ragone [8]

La figura 6.10 consente una comparazione tra le tecnologie di accumulo in funzione delle loro prestazioni e permette di individuare quelle che meglio si adattano alla nostra applicazione.

Analizzando la figura 6.10 si evince che i dispositivi più adatti per il nostro sistema sono i supercondensatori oppure i volani, che possono svolgere diverse funzioni a supporto della rete come la regolazione di tensione, la regolazione primaria della frequenza, i servizi di power quality.

Una qualità per cui i FESS si contraddistinguono è l'efficienza dei cicli carica/scarica. Essa infatti può arrivare sino all' 85% in quanto dipende in larga misura dal motogeneratore elettrico e dal convertitore elettronico di potenza.

Come è noto le apparecchiature elettriche ed elettroniche, grazie anche allo sviluppo tecnologico ed ad un'intensa ricerca in questo settore, possono raggiungere singolarmente rendimenti molto alti (95%-98% a pieno carico). Tutto ciò rappresenta una delle motivazioni che spiegano perché i FESS risultano molto competitivi in termini di efficienza rispetto ad altre forme di accumulo di energia.

Anche i supercondensatori sono caratterizzati dall'aver rendimenti elevati tra il 90% e il 97% [9].

Un ultimo aspetto da non sottovalutare è l'impatto ambientale che l'impianto potrebbe avere durante il funzionamento ed al termine della sua vita utile. A questo proposito nel caso delle batterie elettromeccaniche l'impatto è minimo sia durante il funzionamento che nel momento dello smaltimento dell'impianto. Infatti per costruire i flywheel non vengono utilizzate particolari sostanze nocive ed inquinanti. Unica eccezione potrebbe riguardare lo smaltimento di un eventuale rotore in materiale composito che opportunamente trattato non dovrebbe costituire una grossa fonte di pericolo ambientale. Ciò non si verifica nel caso di batterie elettrochimiche in quanto lo smaltimento risulta essere molto più complesso e problematico e quindi anche oneroso.

Analizzando da un punto di vista economico l'investimento che si compie progettando e costruendo un sistema FESS rispetto all'utilizzo di un supercondensatore si comprende facilmente che quest'ultimo è nettamente migliore in quanto i sistemi FESS vengono normalmente progettati ex novo su misura per una specifica applicazione. Anche la fabbricazione stessa è molto più dispendiosa, perché alcuni componenti come il rotore o l'involucro di contenimento devono essere costruiti con standard di precisione notevoli. Tutto ciò per garantire oltre che un corretto funzionamento anche un adeguato livello di sicurezza dell'impianto. Un piccolo guasto ad uno dei componenti

fondamentali del volano potrebbe compromettere il funzionamento di tutto l'impianto creando anche situazioni di pericolo non indifferenti.

Confrontiamo ora nella tabella 6.2 le diverse prestazioni tra i due sistemi di accumulo[4].

Parametro	Supercondensatori	Volani
Tempo di carica scarica [min]	0.1÷1	1÷60
Cicli di carica e scarica	500.000	100.000
Energia specifica nominale [Wh/kg]	5÷50	50÷500
Potenza specifica [W/kg]	500÷10.000	1.000÷5.000
Costo specifico di realizzazione [€/kW]	30	650

**Tabella 6.2** Confronto tecnico/economico tra supercondensatori e volani

## 6.5 Dimensionamento del sistema di accumulo

La scelta del tipo di sistema di accumulo da utilizzare nell'impianto, si basa essenzialmente sui risultati ottenuti dalle simulazioni sino ad ora effettuate e sul dimensionamento empirico svolto precedentemente.

Considerando i valori di potenza ed energia necessarie per far funzionare correttamente la nostra applicazione, verrà scelto il sistema di accumulo più indicato attraverso l'utilizzo del diagramma di *Ragone* ed analizzando le caratteristiche di ogni tecnologia indicata.

Durante il guasto la sorgente ausiliaria eroga una corrente pari in ampiezza ed in fase a quella fornita dal PEC principale; inoltre i due PEC sono collegati allo stesso nodo e quindi, durante il guasto, i due sistemi funzionano con la stessa potenza per fornire la stessa quantità di energia.

Sia la potenza che l'energia dipendono dalla resistenza di guasto; l'energia dipenderà anche dal tempo di intervento. Durante il guasto, i due PEC operano come sorgenti di corrente, quindi la potenza e l'energia erogate dal sistema in condizione di guasto, trascurando la potenza assorbita dagli altri carichi, possono essere scritte come:

$$P_{fault} = 3R_{fault}I_{fault}^2 \quad (6.4)$$

$$E_{fault} = \int_0^{T_f} P_{fault} dt \quad (6.5)$$

Dove  $T_f$  è il tempo necessario ad estinguere il guasto.

Le relazioni sopra esposte si riferiscono ad un guasto trifase in quanto è quello più critico. Dato che il PEC principale eroga in situazione di guasto una corrente costante pari alla sua massima, è chiaro che la massima potenza ed energia erogabile viene fornita quando la resistenza di guasto è alta. Per quanto riguarda la potenza e l'energia di guasto, il caso peggiore si ha quando le due correnti erogate dai PEC sono pari al massimo valore ammissibile e la tensione è ancora pari a quella nominale. La corrente massima erogabile dal singolo PEC è  $1,5I_n$  sommandola alla massima del PEC secondario, anch'essa di  $1,5I_n$ , dà luogo ad una corrente di  $3I_n$ .

$$R_{fault,max} = \frac{V_n}{\sqrt{3}3I_n} = 213 \text{ m}\Omega \quad (6.6)$$

Considerando un intervallo di tempo necessario ad estinguere il guasto di circa 60 ms e tenendo conto delle formule sopra esposte (6.4) (6.6), la potenza e l'energia necessaria al sistema di accumulo possono essere calcolate nel seguente modo:

$$P_{accumulo} = \frac{1}{2} P_{fault} = \frac{1}{2} 3R_{fault,max} (3I_n)^2 = 375 \text{ kW} \quad (6.7)$$

$$E_{accumulo} = \int_0^{T_f} P_{accumulo} dt = 6.25 \text{ Wh} \quad (6.8)$$

Essendo il tempo di intervento molto breve, il rapporto tra energia e potenza è molto piccolo rendendo necessario per questa applicazione una tipologia di accumulo con un'elevata potenza e bassa energia. Per questo motivo le fonti di energia come supercondensatori e volani sono preferibili.

Dalla tabella 6.2 si nota visivamente che il costo del volano è nettamente superiore, tale costo è giustificabile dal fatto che oltre al volano stesso all'interno del conto fatto è presente il macchinario elettrico ed un PEC

aggiuntivo AC/DC; di fatto il supercondensatore ha un costo per kWh erogato del 4,6 % rispetto al volano che ci porta ad escluderlo a priori.

Con riferimento alla potenza e all'energia specifica dei supercondensatori della Maxwell abbiamo scelto quelli con rapporto energia/potenza più basso, tale scelta è ricaduta sui supercondensatori BCAP0650 P270 K04 [5].

I principali dati del dispositivo sono riportati nella seguente tabella 6.3:



### PRODUCT SPECIFICATIONS

ELECTRICAL		BCAP0650
Rated Capacitance		<u>650 F</u>
Minimum Capacitance, initial		650 F
Maximum Capacitance, initial		780 F
Maximum ESR <sub>DCr</sub> initial		0.8 mΩ
Test Current for Capacitance and ESR <sub>DC</sub>		65 A
Rated Voltage		<u>2.70 V</u>
Absolute Maximum Voltage		2.85 V
Absolute Maximum Current		680 A
Leakage Current at 25°C, maximum		1.5 mA
POWER & ENERGY		BCAP0650
Usable Specific Power, P <sub>d</sub>		<u>6,800 W/kg</u>
Impedance Match Specific Power, P <sub>max</sub>		14,000 W/kg
Specific Energy, E <sub>max</sub>		4.1 Wh/kg
Stored Energy, E <sub>stored</sub>		<u>0.66 Wh</u>
PHYSICAL		
Mass, typical		<u>160 g</u>

**Tabella 6.3** Scheda tecnica supercondensatore 723-BCAP0650P270-K04

Tenendo conto della potenza richiesta e dai dati riportati in tabella 6.3, il numero minimo di celle necessarie è:

$$N_{SC,celle} = \frac{P_{accumulo}}{P_{sc}W_{sc}} = 350 \text{ unità} \quad (6.9)$$

Le grandezze riportate nella formula 6.9 indicano rispettivamente la potenza totale del sistema di accumulo ( $P_{accumulo}$ ), la potenza specifica della singola cella ( $P_{sc}$ ) ed infine il peso dell'unità ( $W_{sc}$ ).

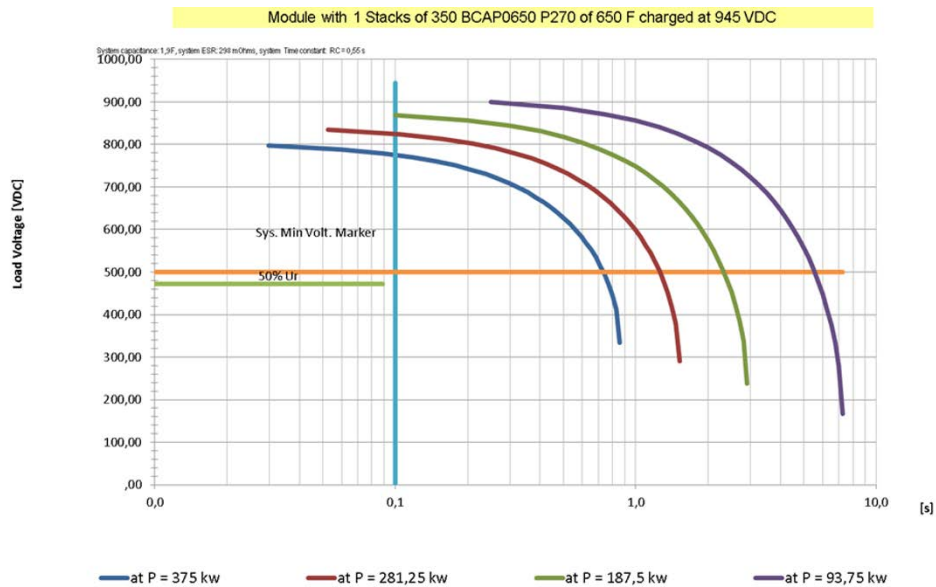
Esse sono sufficienti a raggiungere una tensione continua di 945 V e in grado di immagazzinare una quantità di energia pari a 230 Wh, molto superiore di quella necessaria in (6.8). Collegando tutte le 350 unità in serie si otterrebbe una capacità equivalente di:

$$C_{SC} = \frac{650 F}{N_{SC,celle}} = 1.85 F \quad (6.10)$$

Bisogna ora verificare se la tensione minima raggiunta durante la scarica è compatibile con la nostra applicazione.

Per una tensione massima di esercizio di 800 V la tensione minima raggiunta a potenza costante è:

$$V_{SC,min} = \sqrt{V_{sc,max}^2 - \frac{2E_{accumulo}}{C}} = 784 V \quad (6.11)$$




**Figura 6.11** Andamento scarica supercondensatore a potenza costante

Si nota come dal conto empirico effettuato e dalla figura 6.11 relativa alla scarica dei supercondensatori a potenza costante di 375 kW e tempo massimo di circa 0.6 s la tensione minima è di circa 784 V.

La variazione di tensione massima è inferiore ai 20 V dunque essa è accettabile per il PEC e non necessita di un ulteriore convertitore DC/DC.

Il costo finale considerando 350 unità di supercondensatori è di circa 11.000 euro come è visibile dalla figura 6.12.

Index	Quantity	Image	Part Number	Description	Customer Reference	Available Quantity	Backorder Quantity	Unit Price	Extended Price
1	350		1182-1017-ND	CAP 650F 2.7V CHASSIS MOUNT		350 Immediate	0	31,25892	\$10,940.62
								Subtotal	\$10,940.62
								Shipping	<a href="#">Estimate</a>
								Total	unknown

**Figura 6.12** Supercondensatore Mouser Eletronics



## 6.6 Gruppo statico di continuità (UPS)

Nelle pagine successive verrà introdotto il concetto di UPS in quanto esso potrebbe essere un impiego secondario del nostro sistema di accumulo.

Per la nostra applicazione si è progettato un sistema di accumulo energetico a supercondensatori ma si potrebbe pensare di utilizzare anche accumulatori tradizionali in combinazione con gli stessi per conseguire le prestazioni richieste in energia e in potenza con un dimensionamento ottimale dell'intero sistema di accumulo ed un allungamento della vita delle batterie tradizionali.

La tecnologia dei supercondensatori sembra essere molto promettente in applicazioni in cui siano richieste erogazioni di potenza consistenti per intervalli di tempo limitati: in questo caso infatti, si conseguono i risultati voluti con ingombri contenuti e perdite limitate.

In sintesi, dalle considerazioni svolte nel capitolo 6, si può evidenziare dal confronto tra supercondensatori ed accumulatori tradizionali come i primi siano sostanzialmente caratterizzati da densità di potenza accumulabile, rendimenti e numero di cicli di carica scarica largamente superiori e, nel contempo, consentano tempi di carica molto ridotti, dell'ordine di alcuni minuti.

Di contro, gli accumulatori tradizionali sono caratterizzati da densità di energia accumulabili decisamente più elevate. Infine, l'impiego di supercondensatori, sembra attrattivo rispetto alle più tradizionali batterie al piombo, in quanto queste ultime presentano problemi di manutenzione superiori e difficoltà di monitoraggio dell'effettivo stato di carica, monitoraggio invece agevole nei supercondensatori.

Detto ciò, una collaborazione tra le due tipologie di accumulatori nei gruppi di continuità potrebbe essere infatti di interesse, ad esempio, in presenza di carichi con prelievi di potenza intermittenti caratterizzati da picchi di potenza di breve durata.

Tale abbinamento consentirebbe di ottimizzare l'utilizzo delle batterie tradizionali senza esser costretti ad un loro sovradimensionamento per far fronte all'erogazione delle potenze richieste anche se per brevi intervalli di tempo. Più in generale l'uso di supercondensatori abbinati ad opportuni convertitori permette di migliorare la Power Quality del sistema laddove sono richieste

iniezioni di potenza in brevi intervalli di tempo per consentire la continuità dell'alimentazione a fronte di buchi di tensione od interruzioni di breve durata.

Sono questi, infatti, disturbi presenti nelle reti elettriche che possono provocare l'arresto di interi processi produttivi con danni spesso ingenti e lunghi tempi di ravviamento dell'impianto.

In ultima analisi si può concludere che tradizionalmente gli UPS fanno affidamento sulle batterie per l'accumulo di energia ma con almeno l'87% [6] delle interruzioni di alimentazione che durano meno di un secondo si può prevedere anche solo l'utilizzo di supercondensatori in modo da aver un costo minore, una riduzione di spazio per gli impianti, una soluzione estremamente ecologica, risparmio sul monitoraggio, manutenzione, sostituzione e riciclo.

In seguito viene brevemente descritto il funzionamento di un sistema UPS.

Un gruppo statico di continuità (detto anche UPS, dall'Inglese Uninterruptible Power Supply) è un'apparecchiatura utilizzata per mantenere costantemente alimentati dei carichi elettrici.

Si rivela necessario laddove le apparecchiature elettriche non possono in nessun caso rimanere senza corrente (ad esempio in luoghi pubblici come ospedali, centrali ecc.) evitando di creare un disservizio più o meno grave.

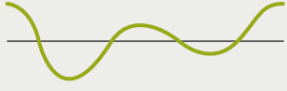

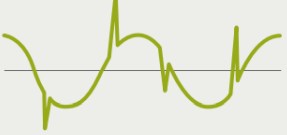
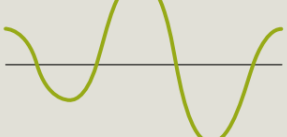

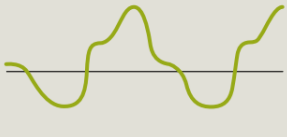

Al giorno d'oggi l'alimentazione energetica senza interruzioni e di buona qualità è una necessità sempre più impellente. Infatti sempre più le utenze da alimentare hanno ruoli fondamentali e critici per la vita delle aziende, per la sicurezza delle persone, per la conservazione ed il trattamento dei dati e per le comunicazioni.

In generale, un UPS protegge le apparecchiature IT e altri carichi elettrici dai problemi che affliggono l'alimentazione elettrica.

Un UPS svolge le seguenti funzioni di base:

- Impedisce che l'hardware sia danneggiato da sovratensioni e picchi.
- Impedisce la perdita e la corruzione dei dati. Senza un UPS, in caso di blackout improvviso, i dati memorizzati nei dispositivi, che sono soggetti ad un arresto di sistema, possono essere corrotti o persino andare persi completamente. In combinazione con il software di gestione dell'alimentazione, un UPS può facilitare l'arresto regolare del sistema.

Gli eventi di natura elettrica che costantemente minacciano le apparecchiature elettroniche possono essere di diverso tipo come per esempio:

DISTURBO	DESCRIZIONE	EFFETTI
 <p><b>Sottotensioni (Brown-Out)</b></p>	<p>Diminuzione di breve durata dei livelli di tensione. E' il disturbo più comune (addirittura l'87%) imputabile all'alimentazione, ed è causato dalla messa in moto di dispositivi elettrici come motori, compressori, ascensori e montacarichi.</p>	<p>Riduzione della potenza necessaria ad un computer per poter funzionare in modo corretto, con conseguente arresto del funzionamento della tastiera o crash imprevisti del sistema, con perdita e danneggiamento dei dati in corso di elaborazione.</p>
 <p><b>Black Out</b></p>	<p>Un blackout comporta la mancanza totale dell'alimentazione. Può essere causato da una domanda eccessiva dell'energia elettrica, temporali, presenza di ghiaccio sulle linee, incidenti stradali, scavi, terremoti, ecc.</p>	<p>Tra gli effetti può comportare la perdita dei dati, l'interruzione delle comunicazioni, la mancanza di illuminazione, il blocco di linee di produzione, l'interruzione delle attività aziendali, pericolo per le persone, etc</p>
 <p><b>Spike</b></p>	<p>Uno spike, o transitorio di tensione, è un incremento improvviso della tensione. Generalmente gli spike sono causati dai fulmini e possono presentarsi anche al ritorno dell'alimentazione di rete dopo un periodo di blackout</p>	<p>Può colpire gli apparati elettronici attraverso la rete, le linee seriali o le linee telefoniche danneggiando o distruggendo completamente i componenti e causare la perdita definitiva dei dati.</p>
 <p><b>Sovratensioni</b></p>	<p>Si tratta di un incremento della tensione di breve durata, tipicamente dell'ordine di 1/120 di secondo. Una sovratensione può essere causata da motori elettrici di grande potenza, quali ad esempio i sistemi di condizionamento. Quando questi si spengono, l'extratensione viene dissipata sulla linea elettrica.</p>	<p>I computer ed altri dispositivi elettrici di grande sensibilità necessitano di una tensione variabile entro un certo campo di tolleranza. Qualsiasi valore di tensione superiore al valore di picco o ai livelli di tensione efficace (quest'ultima può essere considerata la tensione media) sollecita i componenti delicati e causa dei guasti prematuri.</p>
 <p><b>Rumore EMI / RFI</b></p>	<p>Il rumore da interferenza elettromagnetica e interferenza radio, altera la sinusoide fornita dalla rete di alimentazione. È generato da diversi fattori e da diversi fenomeni, tra i quali i fulmini, la commutazione dei carichi, i generatori, i trasmettitori radio e gli apparati industriali.</p>	<p>Il rumore può essere intermittente o costante e introduce dei transitori e degli errori e problemi nei dati informatici, o nelle telecomunicazioni, può anche portare a malfunzionamenti in varie apparecchiature elettriche.</p>
 <p><b>Correnti parassite e armoniche</b></p>	<p>Sono generate dalle perturbazioni o dalle variazioni atmosferiche, da variazioni del carico, da generatori di corrente, da emissioni elettromagnetiche e da impianti industriali.</p>	<p>Questi disturbi causano errori nell'esecuzione di programmi software, prematuro deterioramento dei computer e dei dati in essi contenuti, malfunzionamenti in apparecchiature elettriche di vario tipo.</p>
 <p><b>Variazioni di frequenza</b></p>	<p>Sono in genere presenti nell'energia prodotta dai gruppi elettrogeni.</p>	<p>Queste variazioni causano errori nell'esecuzione di calcoli, difficoltà di interpretazione dei supporti magnetici (dischi, nastri, etc.), problemi in di varia natura in applicazioni elettromeccaniche.</p>

**Tabella 6.3** Problemi tipici legati all'alimentazione

## Bibliografia

- [1] R. Pena Alzola, R. Sebastian, J. Quesada, A. Colmenar (2011), *Review of Flywheel based Energy Storage Systems*, 2011 International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, pp: 1-6.
- [2] José R. Rodriuez, Juan W. Dixon, José R. Espinoza, Jorge Pontt, Pablo Lezana, *PWM Regenerative Rectifiers : State of the Art*, IEEE Transactions On Industrial Electronics, (2005), Vol. 52, No. 1.
- [3] [http://www.socomec.it/webdav/site/Socomec/shared/UPS/PDF\\_catalogue/pdf\\_web\\_IT/dcg\\_84076\\_78-79VSS.pdf](http://www.socomec.it/webdav/site/Socomec/shared/UPS/PDF_catalogue/pdf_web_IT/dcg_84076_78-79VSS.pdf).
- [4] Faruk A. Bhuiyan, Member, IEEE, and Amirnaser Yazdani, Senior Member, IEEE, Energy Storage Technologies for Grid-Connected and Off-Grid Power System Applications.
- [5] [http://www.mouser.com/ds/2/257/Maxwell\\_K2Series\\_DS\\_1015370-4-341196.pdf](http://www.mouser.com/ds/2/257/Maxwell_K2Series_DS_1015370-4-341196.pdf).
- [6] <http://www.riello-ups.it/products/6-soluzioni/76-supercaps-ups>.
- [7] [http://tesi.cab.unipd.it/44081/1/Tesi\\_Supercondensatori.pdf](http://tesi.cab.unipd.it/44081/1/Tesi_Supercondensatori.pdf)
- [8] <http://www.slideshare.net/SardegnaRicerche/introduzione-alle-micro-reti-elettriche-e-ruolo-dei-sistemi-di-accumulo-elettrochimici-mauramusio>
- [9] [https://www.politesi.polimi.it/bitstream/10589/5164/1/Tesi\\_MOLTENI\\_DONATO.pdf](https://www.politesi.polimi.it/bitstream/10589/5164/1/Tesi_MOLTENI_DONATO.pdf)

## Conclusioni

In questa tesi è stato esaminato un particolare problema che si verifica quando una rete elettrica di distribuzione dell'energia è alimentata attraverso un convertitore elettronico di potenza. Il limitato livello di guasto di questa tipologia di reti, potrebbe mettere in crisi il sistema di protezione basato su interruttori di massima corrente, che a seguito di un guasto potrebbero non intervenire a causa della ridotta corrente di corto circuito.

Dopo aver esaminato il problema ed aver riscontrato attraverso l'ausilio di simulazioni al computer il mancato intervento delle protezioni a seguito di un guasto su un'utenza, sono state analizzate le possibili soluzioni. Avendo deciso di mantenere invariato il sistema di protezioni e di optare per sistemi in cui non fosse necessaria la comunicazione tra i vari elementi del sistema, la soluzione adottata è stata quella di introdurre un sistema di accumulo, in modo da aumentare il livello di guasto durante il corto circuito.

I sistemi di accumulo dell'energia stanno diventando degli elementi sempre più interessanti al fine di consentire uno sviluppo e risolvere le problematiche delle reti elettriche moderne. Il progresso d'innomerevoli settori dell'ingegneria ha permesso di avere dispositivi di accumulo molto versatili, adatti ad essere impiegati in molteplici applicazioni. Per questa ragione i sistemi di accumulo si stanno diffondendo in molti settori dell'ambito elettrico.

Dopo aver dimensionato il sistema di accumulo lo si è introdotto all'interno della rete di distribuzione in esame sviluppando un metodo di controllo per l'individuazione del guasto e il sostegno alla corrente di corto circuito da parte dell'accumulo basato sulla misura della corrente erogata dall'inverter principale.

Successivamente si è verificato attraverso l'ausilio di simulazioni al computer, il corretto funzionamento e dimensionamento del sistema d'accumulo sia in presenza di guasti simmetrici (guasto trifase), sia in presenza di guasti dissimmetrici (monofase, bifase isolato e bifase a terra).

Infine è stata svolta un'analisi tecnico economica per la scelta della tipologia del sistema d'accumulo, le caratteristiche richieste dal tipo di applicazione sono: alto livello di potenza erogabile e rapidità di risposta, oltre che una buona affidabilità e durata nel tempo. In base a questi parametri la scelta è stata orientata verso i supercondensatori.

Il costo del sistema d'accumulo e del convertitore che lo interfaccia con la rete elettrica è ingente e tenendo conto del fatto che in un arco temporale di alcuni anni potrebbe non verificarsi mai un guasto nella rete. L'utilizzo del sistema può risultare nullo, per questo si potrebbe pensare di utilizzare accumulatori tradizionali (batterie elettrochimiche) in combinazione con i supercondensatori per conseguire oltre che alle prestazioni in potenza anche quelle richieste in energia svolgendo la funzione di gruppo statico di continuità (detto anche UPS, dall'Inglese Uninterruptible Power Supply).