

ENEA

Agenzia nazionale per le nuove tecnologie,
l'energia e lo sviluppo economico sostenibile



MINISTERO DELLA
TRANSIZIONE ECOLOGICA



Validazione in simulazione degli schemi e delle logiche di protezione individuate.

M. Brenna, F. Foadelli, M. Longo, D. Zaninelli



POLITECNICO
MILANO 1863

RdS/PTR(2021)/063

VALIDAZIONE IN SIMULAZIONE DEGLI SCHEMI E DELLE LOGICHE DI PROTEZIONE INDIVIDUATE

M.Brenna, F. Foiadelli, M.Longo, D.Zaninelli

Dicembre 2021

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero della Transizione Ecologica - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - III annualità

Obiettivo: *Sistema Elettrico*

Progetto: *2.7 Modelli e strumenti per incrementare l'efficienza energetica nel ciclo di produzione, trasporto, distribuzione dell'elettricità.*

Work package: *Analisi delle problematiche di gestione per l'integrazione nelle attuali reti in AC di nuove reti in DC in MT/BT (Media Tensione/Bassa Tensione).*

Linea di attività: LA1.14 *Validazione in simulazione degli schemi e delle logiche di protezione individuate.*

Responsabile del Progetto: Maria Valenti ENEA

Responsabile del Work package: Maria Valenti ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "*Analisi e sviluppo di azioni di intervento e logiche di funzionamento di dispositivi di protezione utilizzati nelle reti ibride AC/DC per la sicurezza di sistemi e persone*".

Responsabile scientifico ENEA: Maria Valenti

Responsabile scientifico: Morris Brenna

Indice

SOMMARIO.....	3
1 INTRODUZIONE	4
2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ SVOLTE E RISULTATI.....	5
2.1 SIMULAZIONI DI INTERRUTTORI A STATO SOLIDO APPLICATI ALLE RETI DC.....	5
2.1.1 <i>Considerazioni generali sulla simulazione.....</i>	5
2.1.2 <i>Simulazione della rete DC ideale.....</i>	5
2.1.3 <i>Simulazione in una rete ibrida AC-DC che ingloba una microgrid DC</i>	14
2.1.4 <i>Simulazioni di confronto tra un interruttore elettromeccanico e un SSCB.....</i>	35
2.1.5 <i>Algoritmi per il tool di simulazione e verifica dell'affidabilità.....</i>	41
2.1.6 <i>Codice Python per il tool di simulazione.....</i>	47
3 CONCLUSIONI.....	52
4 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	53

Sommario

Questa linea di attività completa il lavoro iniziato nelle altre due precedenti riguardante la descrizione e la modellizzazione di diverse tipologie di interruttori a stato solido per applicazioni DC e AC.

In questa fase sono state inizialmente simulate le configurazioni di interruttori con snubber RCD e MOV sia su reti semplici, sia in una rete più complessa che includa dei modelli sofisticati di generatori fotovoltaici e infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici.

In particolare, è stata simulata una rete complessa costituita da una parte DC, che ingloba le tecnologie di generazione fotovoltaica e ricarica dei veicoli elettrici, che interscambi potenza in due punti della rete AC, costituendo di fatto una rete ibrida AC/DC.

Le protezioni sono state testate sulla parte DC, poiché è quella che risente di più dell'assenza di sistemi di interruzione affidabili ed efficaci presenti sul mercato, potendo comunque estendere i risultati ottenuti anche alla parte AC.

Dalle simulazioni condotte è emerso che per la protezione dai guasti sono più efficaci gli SSCB (Solid State Circuit Breaker) con tecnologia MOV in quanto danno i valori di sovratensione più bassa, anche se richiedono più manutenzione e sono di più difficile realizzazione. Viceversa, gli SSCB con tecnologia RCD sono più semplici e sono adatti all'uso come contattori, ossia per interrompere correnti fino alla nominale.

Successivamente, sono state condotte ulteriori simulazioni per determinare i parametri necessari per l'implementazione degli algoritmi di protezione per il tool di simulazione e verifica dell'affidabilità di reti elettriche ibride AC e DC.

Infine, viene presentato l'algoritmo per la taratura delle protezioni e la stima dei costi per le tecnologie elettroniche ed elettromeccaniche degli interruttori.

1 Introduzione

Il lavoro svolto nella presente linea di attività (LA) della ricerca è relativo alla simulazione in ambiente Matlab/Simulink di diverse configurazioni di SSCB (Solid State Circuit Breaker) individuate nelle LA precedenti.

I modelli di dette configurazioni di dispositivi di interruzione sono stati inizialmente testati su una rete semplice al fine di evidenziare pregi e difetti delle tecnologie esaminate, con particolare riguardo agli interruttori elettronici con snubber RCD e snubber MOV.

In seguito, gli stessi dispositivi sono stati applicati in una rete più complessa che comprende due stazioni di conversione AC/DC con convertitori di tipo VSC e che fungono da interfaccia tra la porzione di rete DC con le reti AC tradizionali, realizzando così un sistema ibrido.

Nella rete sono stati inseriti sia sistemi di generazione fotovoltaica, sia sistemi per la ricarica veloce in corrente continua di veicoli elettrici.

Al fine di verificare tutti i possibili transitori durante la fase di interruzione, i vari componenti della rete sono stati modellizzati in modo molto dettagliato fino alla commutazione e ai diversi controlli dei convertitori.

Nella parte finale del rapporto viene descritto l'algoritmo che è stato implementato nel tool per la simulazione e la verifica dell'affidabilità delle reti ibride AC e DC.

2 Descrizione delle attività svolte e risultati

2.1 Simulazioni di interruttori a stato solido applicati alle reti DC

2.1.1 Considerazioni generali sulla simulazione

Le simulazioni condotte sono volte alla verifica del comportamento di interruttori a stato solido applicati a reti in corrente continua.

In particolare, sono stati individuati come più promettenti per reti in bassa e media tensione gli interruttori basati su snubber RCD e MOV.

Le due diverse topologie dell'interruttore DC sono state inizialmente applicate in un circuito semplice al fine di testare il corretto comportamento di questo tipo di configurazione. Una volta fatto questo primo passo, queste soluzioni di interruttori automatici saranno testate su una microrete DC più complessa in cui sono stati inseriti generatori fotovoltaici e sistemi di accumulo.

Pertanto, l'obiettivo principale di questo lavoro è trovare una soluzione migliore per l'interruzione della corrente continua in una microrete DC a bassa tensione.

Le due diverse soluzioni testate sono due interruttori a stato solido con circuito di blocco diverso. Come spiegato nelle precedenti linee di attività di questo studio il circuito di blocco viene utilizzato per ridurre la tensione attraverso il componente elettronico di potenza durante l'operazione di interruzione, altrimenti senza questo tipo di circuito la sovratensione generata sarà troppo alta per il componente elettronico e collasserà e si romperà.

Le configurazioni in analisi sono rispettivamente la configurazione RDC, dove il condensatore viene caricato e scaricato durante la simulazione dell'interruzione, e la configurazione MOV che invece utilizza un varistore di ossido metallico al fine di mantenere la tensione entro i limiti massimi consentiti dal componente elettronico.

Il livello di tensione DC utilizzato per effettuare la simulazione è di 400 V per entrambe le tipologie di interruttori inseriti nella rete semplice, e di 1500 V per la simulazione nella rete LVDC più complessa. Quindi, la scelta dell'IGBT e degli altri componenti come MOV, condensatori e resistenze si basa sulla configurazione del livello di tensione del sistema, scelta che sarà discussa successivamente.

Tutto il confronto verrà fatto considerando il tempo totale di interruzione, la dimensione dei componenti, la corrente massima nella linea e l'energia dissipata nel processo di interruzione.

2.1.2 Simulazione della rete DC ideale

La prima simulazione viene effettuata in una rete DC semplificata e ideale al fine di vedere i comportamenti dei diversi tipi di interruttori automatici. La rete semplificata ha una tensione di 400 V con un carico R-L. In questa rete l'induttanza di dispersione indicata con L_s ha un valore di alcuni mH per simulare l'induttanza interna del generatore. Questa induttanza è l'elemento che immagazzina energia durante lo stato stazionario e che deve dissiparsi durante un guasto o una condizione di apertura. In questo caso $L_s = 10$ mH.

Questa prima simulazione viene effettuata in una semplice rete DC al fine di comprendere il comportamento dei dispositivi e garantire la corretta applicazione per questo tipo di interruttori automatici. Pertanto, in questa fase non viene mostrata la configurazione di una vera rete LVDC.

La prima configurazione dell'interruttore DC è mostrata nella Figura 2.1.

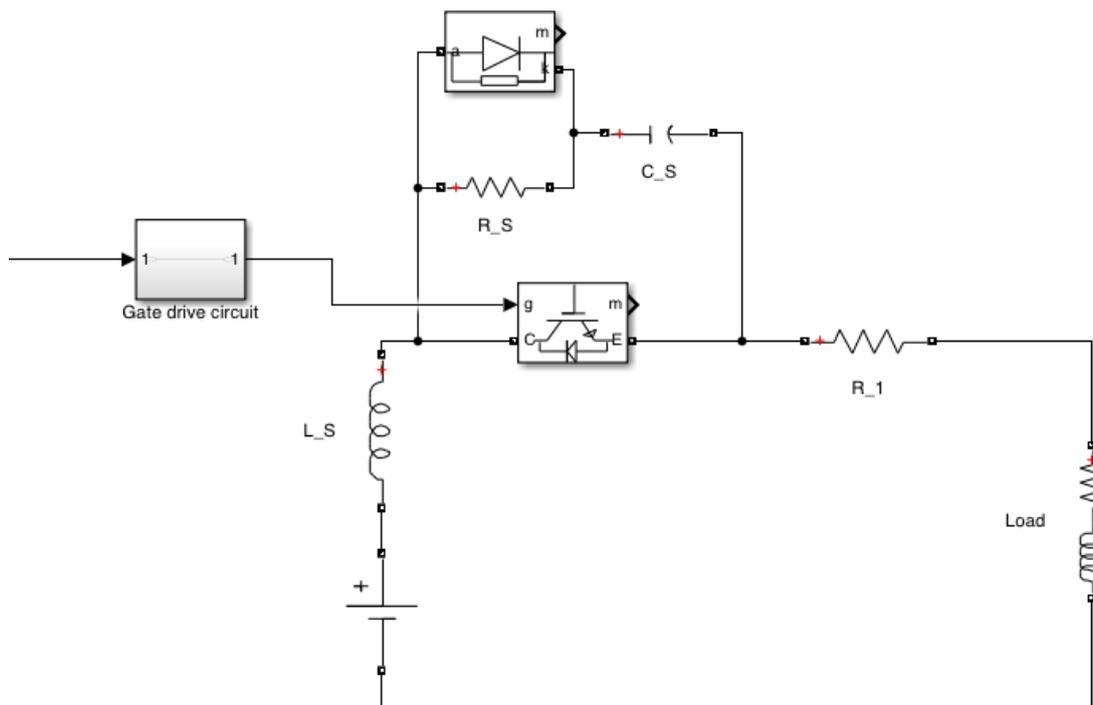


Figura 2.1: Configurazione di rete SSCB RDC

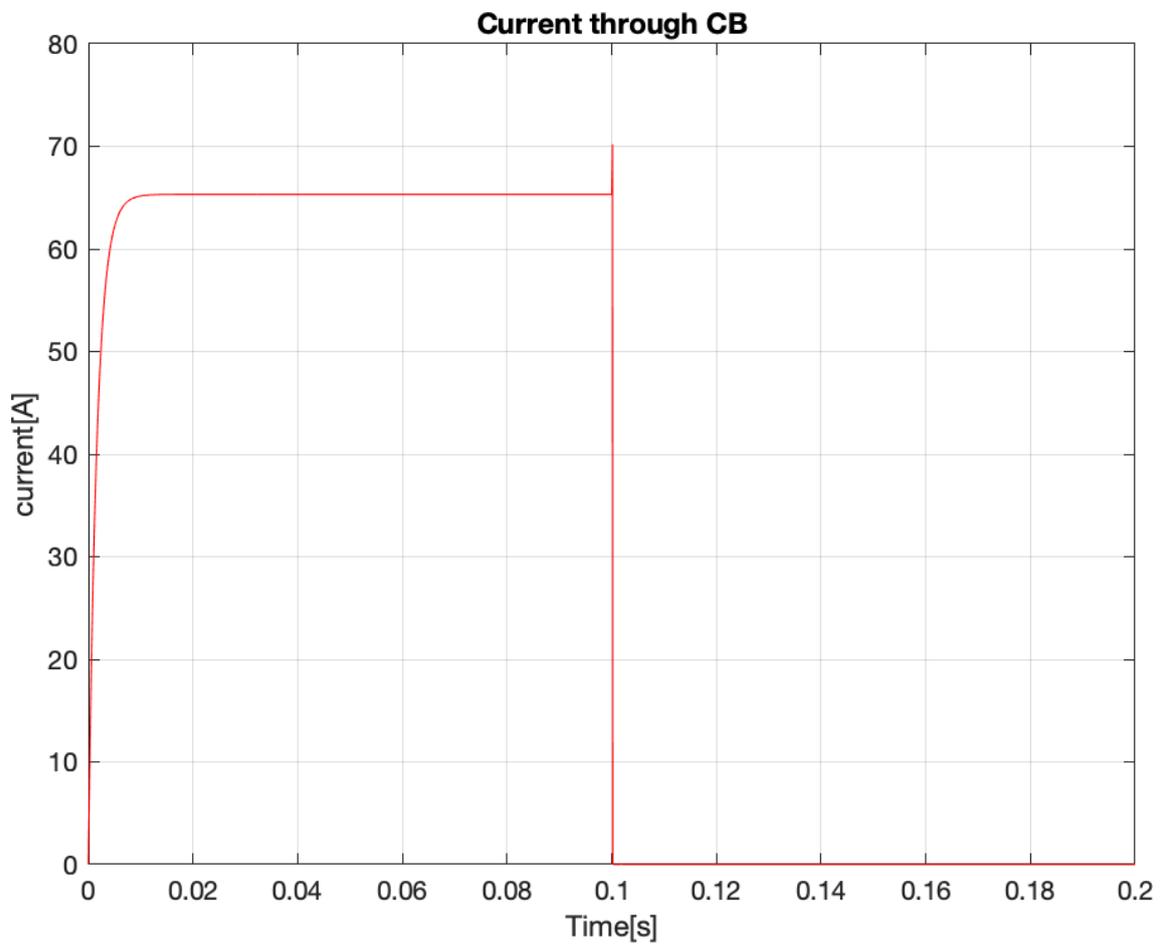
Questa configurazione rappresenta il tipo RCD, quindi l'interruttore automatico con un ramo parallelo costituito da un resistore un condensatore e un diodo utilizzato per dissipare l'energia e proteggere il componente elettronico. In entrambe le configurazioni un circuito gate drive misura la corrente e se supera un limite decide automaticamente di attivare l'interruttore causandone l'apertura.

Come spiegato in precedenza la scelta corretta del componente di snubber è fondamentale per il corretto comportamento dell'SSCB, quindi in base alle considerazioni precedenti i componenti che devono essere dimensionati sono C_S e R_S . In questo caso i valori di questi parametri sono:

$$C_S = 100 \mu F$$

$$R_S = 500 \Omega$$

Con questa configurazione i risultati del viaggio dell'interruttore con un guasto da linea a linea sono mostrati nella Figura 2.2.



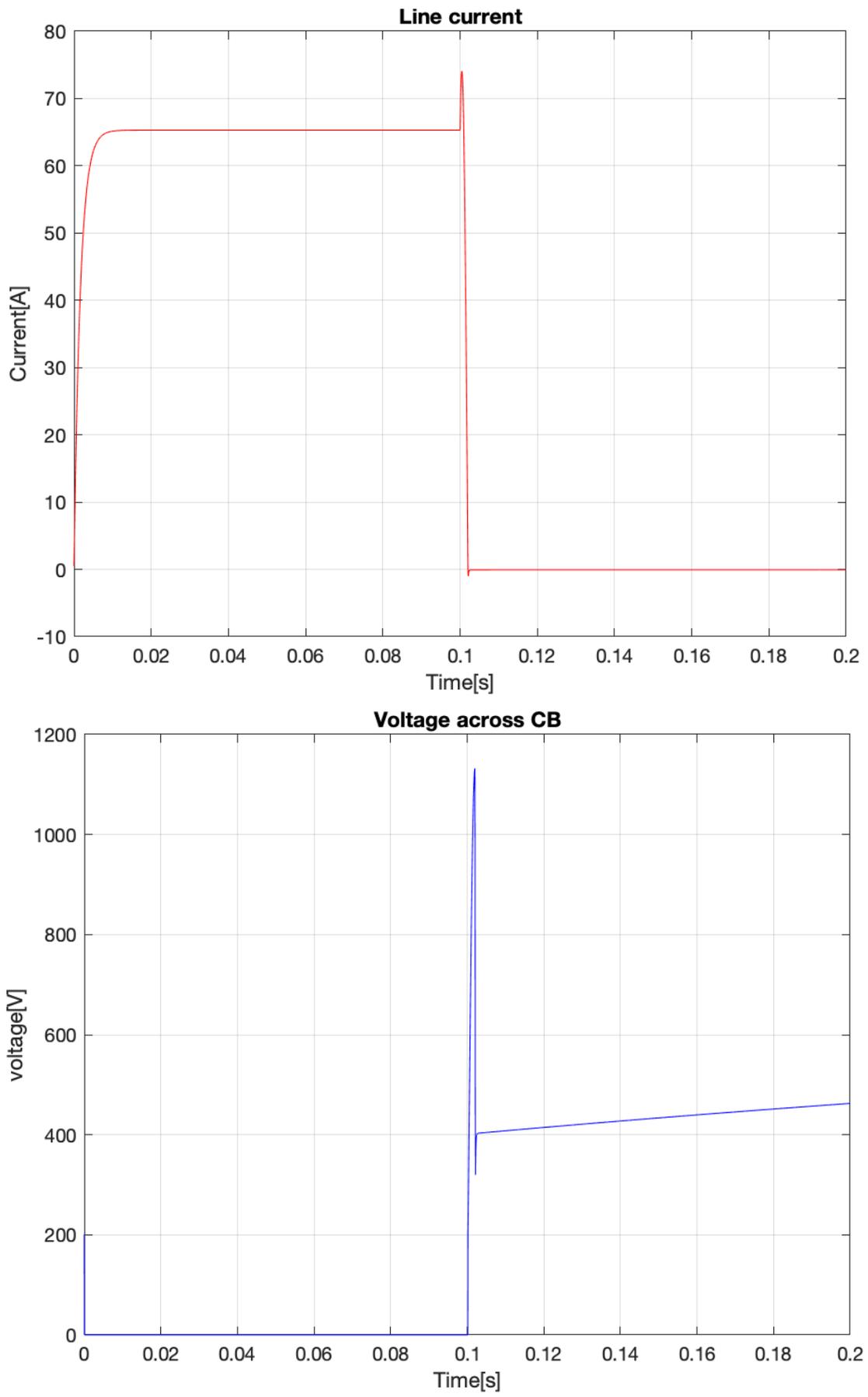
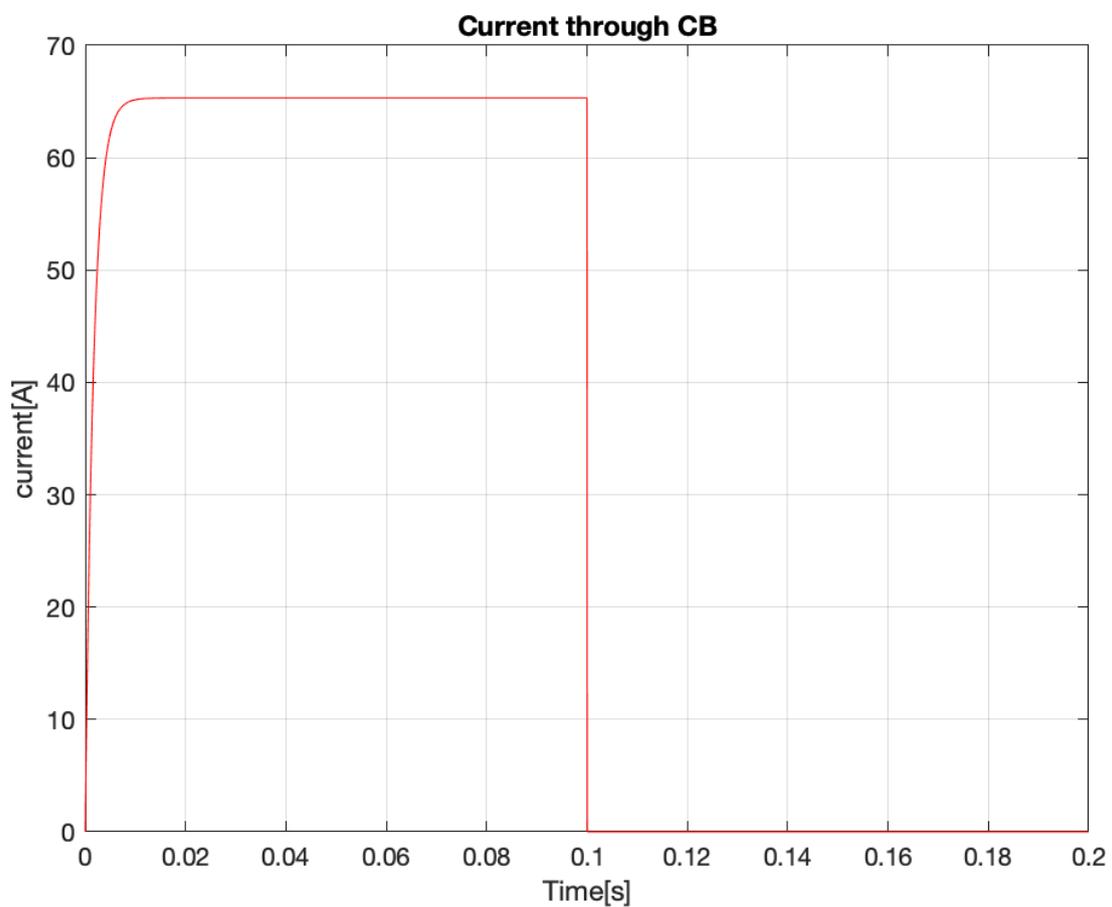


Figura 2.2: Comportamento di RCD SSCB in condizioni di guasto

Come si può vedere il dimensionamento dell'elemento passivo può essere considerato corretto e l'interruttore è in grado di interrompere la corrente.

Il problema con questa configurazione è la sovratensione, poiché in condizioni di guasto la tensione raggiunge un valore di picco superiore a 1000 V, cioè più di due volte il livello di tensione nominale. Questa sovratensione viene applicata a un condensatore di soli 100 μF , per cui questo elemento deve assorbire e dissipare troppa energia in questa condizione, e questa tensione più elevata può causare un corto circuito all'interno del condensatore. Per questi motivi questa configurazione può essere utilizzata solo come contattore.

La Figura 2.3 mostra il comportamento del dispositivo in funzionamento di apertura durante le condizioni normali e in condizioni di corto circuito.



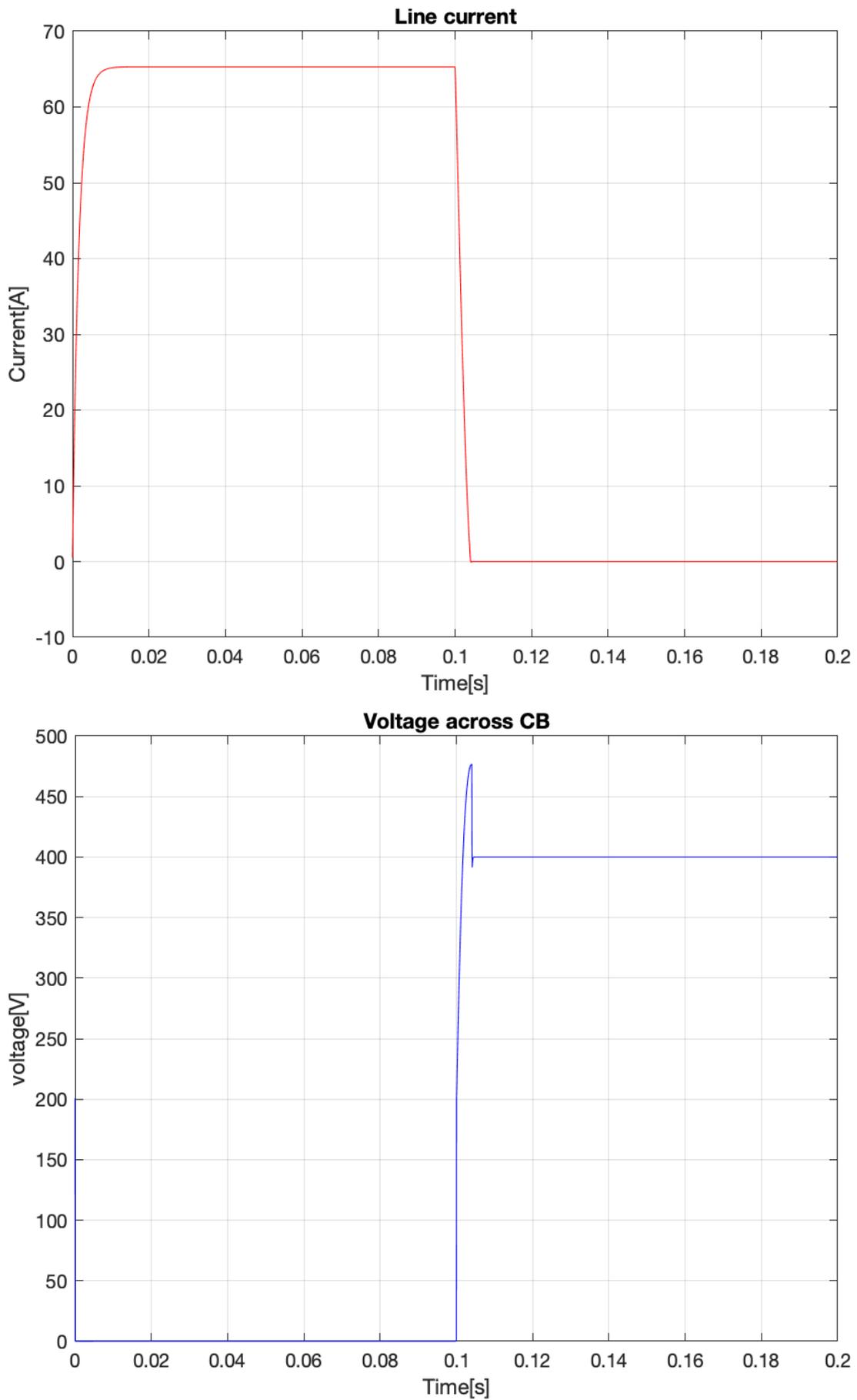


Figura 2.3: Comportamento di RCD SSCB senza condizioni di guasto

Come previsto, il picco di tensione attraverso l'interruttore in questa condizione è inferiore rispetto alle condizioni di corto circuito. Questa sovratensione inferiore a 500 V è accettabile e quindi questo dispositivo può essere utilizzato correttamente come contattore.

Come si può vedere nella Figura 2.3 la corrente nel dispositivo è istantaneamente zero quando l'interruttore si apre, e la corrente residua scorre attraverso il ramo dello snubber per cui la corrente di linea tende a zero causando una bassa sovratensione attraverso l'SSCB. Quando il transitorio termina, la tensione attraverso l'SSCB raggiunge il livello di tensione di rete di 400 V e la corrente raggiunge lo zero.

Questo termina il processo di apertura e il tempo di interruzione totale è $T_{\text{clearing}} = 4\text{ms}$.

L'energia totale dissipata nel processo di interruzione è $E_{\text{diss}} = 104,4\text{ J}$.

Come si può vedere in Figura 2.2 la corrente nel dispositivo elettronico aumenta per i primi nanosecondi, questo è dovuto al ritardo temporale t_b dell'IGBT e al circuito gate drive che devono rilevare il guasto. Tuttavia, la corrente raggiunge il valore di 72 A e in questo caso rimane al di sotto del limite fisico dell'IGBT e quindi viene protetto il dispositivo stesso.

La seconda configurazione è illustrata nella Figura 2.4.

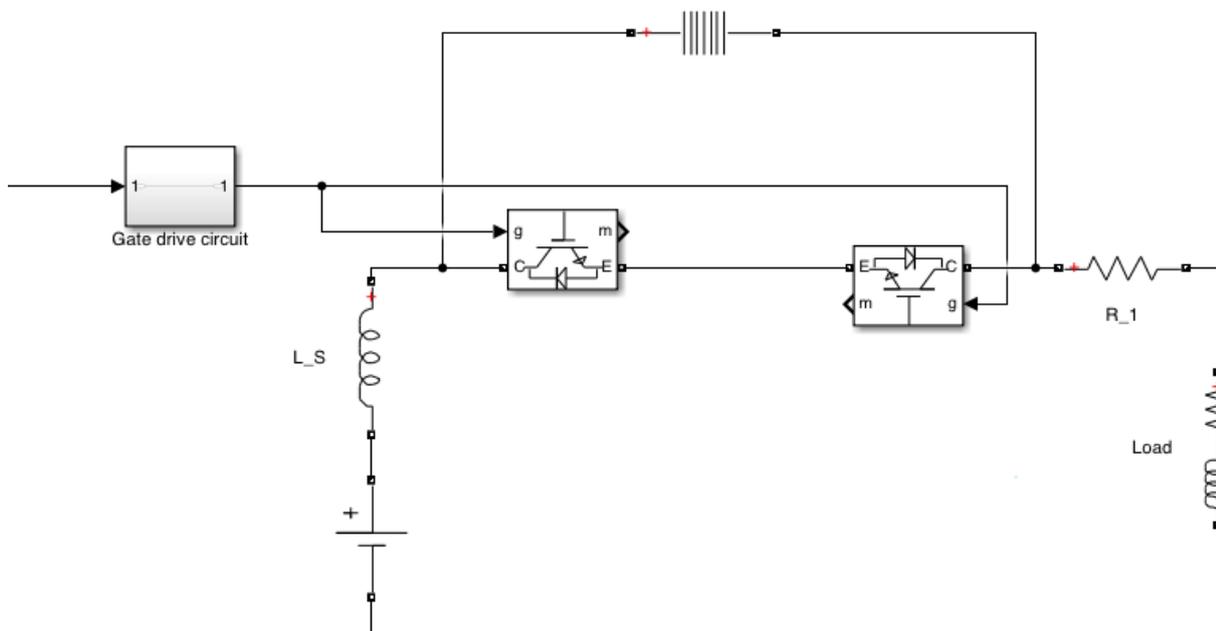


Figura 2.4: Configurazione di rete MOV SSCB

Questa configurazione dell'interruttore corrisponde a un interruttore a stato solido bidirezionale con un varistore di ossido di metallo collegato in parallelo al componente elettronico. Il componente, come detto prima, viene utilizzato per evitare un'elevata sovratensione attraverso l'IGBT e dissipare l'energia. È possibile utilizzare un MOV per entrambi gli IGBT o utilizzare due MOV diversi, poiché questo componente è bidirezionale e il flusso di corrente di guasto è unidirezionale. La scelta dei due MOV viene fatta in quanto il

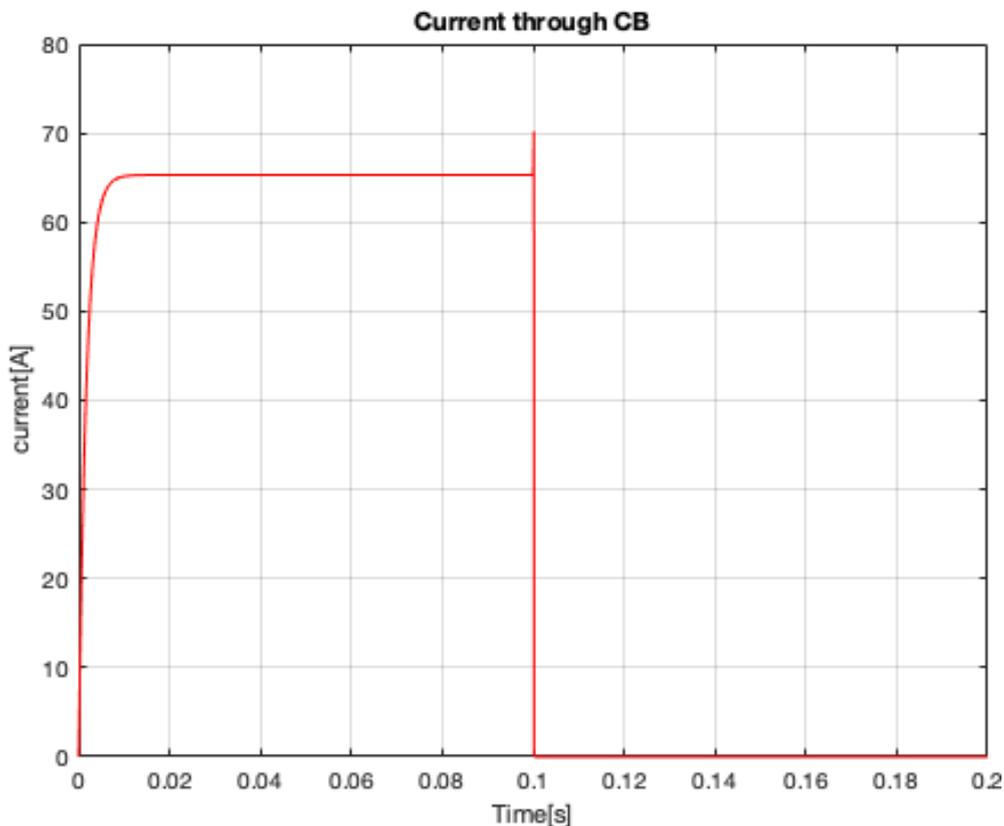
MOV non ha una lunga durata a causa del degrado durante il processo di assorbimento di energia, per questo motivo è possibile scegliere due MOV e aumentare la vita del componente in caso di guasto in direzioni diverse.

Come visto in Figura 2.4 il MOV è rappresentato in Simulink dal blocco Surge Arrester. Questo blocco è caratterizzato da una tensione di blocco, un numero di colonne a disco di ossido metallico, corrente di riferimento per ogni colonna e da alcuni diversi coefficienti k e α che caratterizzano la curva V-I del MOV che è divisa in 3 diversi segmenti. In questo caso i valori scelti per la simulazione sono mostrati nella Tabella 2.1.

Tabella 2.1: Parametri del MOV utilizzati nella simulazione

Parametro	Valore
Tensione di protezione	550 V
Numero di colonne	2
Corrente di riferimento per colonna	500 A
K1 e alpha1	[.955 50]
K2 e alpha2	[1,0 25]
K3 e alpha3	[.9915 16,5]

Il comportamento di questo tipo di interruttore automatico è mostrato in Figura 2.5 [bookmark76](#).



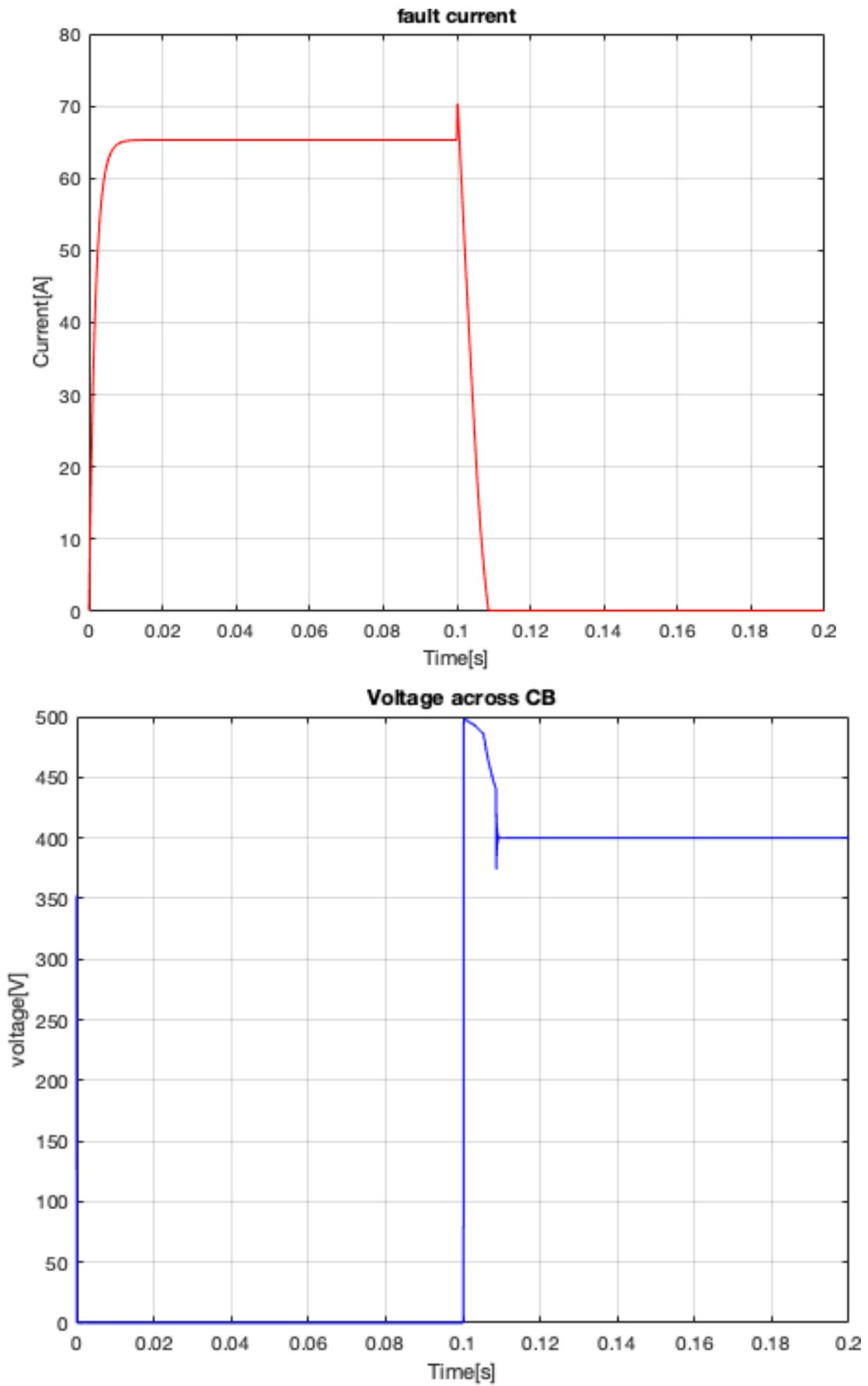


Figura 2.5: Comportamento di MOV SSCB in condizioni di guasto

Come si può vedere, poiché il circuito di gate drive è lo stesso di prima e il componente è dimensionato correttamente, il picco della corrente è quasi lo stesso della Figura 2.2. Pertanto, la corrente nel componente elettronico e nella linea rimane entro i limiti. In questa condizione a causa dell'effetto del MOV la tensione massima di picco attraverso l'interruttore a stato solido rimane inferiore e raggiunge solo 500 V, che è un valore accettabile per questa configurazione.

Pertanto, a differenza dell'RCD SSCB, questa configurazione può essere adottata in caso di cortocircuito e quindi può essere utilizzata come interruttore automatico adeguato.

La corrente raggiunge lo zero più lentamente rispetto all'RCD SSCB, ma anche in condizioni di guasto garantisce un picco di tensione inferiore, che non influirà sulla rete.

Il tempo di interruzione in questa configurazione è $T_{\text{cleating}} = 12 \text{ ms}$

L'energia totale dissipata nel processo di interruzione è $E_{\text{diss}} = 132 \text{ J}$.

Questo incremento di energia dissipata è previsto, poiché il tempo di interruzione è superiore a quello di RCD SSCB, quindi a parità di potenza l'energia, che è l'integrale della potenza, aumenterà.

2.1.3 Simulazione in una rete ibrida AC-DC che ingloba una microgrid DC

La microrete DC usata in questa simulazione è una linea di trasmissione LVDC basata su VSC di potenza pari a 2MVA e tensione polo-polo di 1500 V (+/-750V rispetto a terra).

L'interconnessione con il sistema AC è realizzata con un tradizionale VSC trifase a tre livelli collegato alla rete AC a bassa tensione con l'interposizione di un trasformatore.

Come detto prima il convertitore VSC è la principale tecnologia in grado di collegare reti DC e AC, ed è responsabile dello scambio di energia tra le reti AC e DC in modo bidirezionale.

Per simulare la stazione di conversione con VSC viene utilizzato un trasformatore trifase a due avvolgimenti da 2MVA per adattare la tensione da 20 kV a 400 V. Quindi, viene implementato un ponte a tre livelli a IGBT e diodi di ricricolo con condensatori di livellamento per rettificare la corrente come si può vedere nella Figura 2.6. Questo filtro viene utilizzato per ridurre le armoniche di commutazione, sopprimere i picchi di tensione/corrente, ridurre l'ondulazione AC sul bus DC, ridurre le variazioni di tensione e corrente dv/dt e di/dt e ridurre le sovratensioni transitorie sul bus DC diventa essenziale nelle applicazioni con VSC.

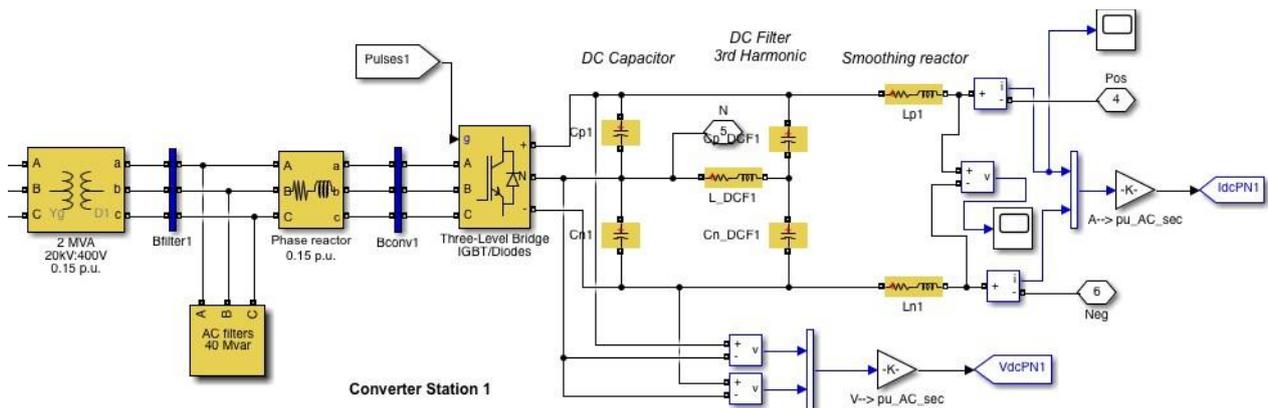


Figura 2.6: Convertitore VSC di interfaccia tra reti AC e DC

I segnali di gate provengono da un circuito di controllo utilizzato per mantenere costante il livello di tensione a 1500 V sulla linea di trasmissione DC a bassa tensione e controllare il ponte, in particolare con l'uso di un regolatore PI (proporzionale-integrale) che controlla gli angoli di commutazione del convertitore al fine di mantenere costante il valore della tensione di uscita.

In queste simulazioni la configurazione utilizzata è una struttura a due terminali, quindi con due stazioni di conversione configurate come in Figura 2.6, unite da una linea di trasmissione alimentata da due stazioni terminali diverse. Pertanto, in caso di guasto in una porzione della linea di trasmissione, o in caso di disconnessione di un alimentatore a causa di guasto o manutenzione, la rete di distribuzione rimane alimentata dall'altra stazione a cui è collegata.

I due ulteriori elementi collegati a questa microgrid DC a bassa tensione basata su VCS sono un array fotovoltaico e un'infrastruttura di ricarica per veicoli elettrici; il primo inietta energia nella rete e quindi è considerato come un generatore, e il secondo agisce come un carico. Poiché questa simulazione rappresenta una vera e propria linea di trasmissione, essa deve essere energizzata e quindi i primi 2 secondi della simulazione vengono utilizzati per portare il sistema in uno stato stazionario. Pertanto, questi due elementi vengono collegati al tempo $t = 2,5$ s e hanno bisogno di un transitorio per essere in stato stazionario.

L'array fotovoltaico è presente nella libreria Simulink come mostrato nella Figura 2.7.

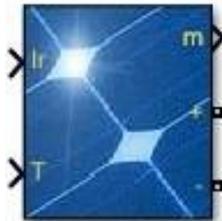


Figura 2.7: Blocco dell'array fotovoltaico su Simulink

Il circuito mostrato nella Figura 2.8 è il modello a cinque parametri che utilizza una sorgente di corrente generata dalla radiazione solare e utilizzato da Simulink.

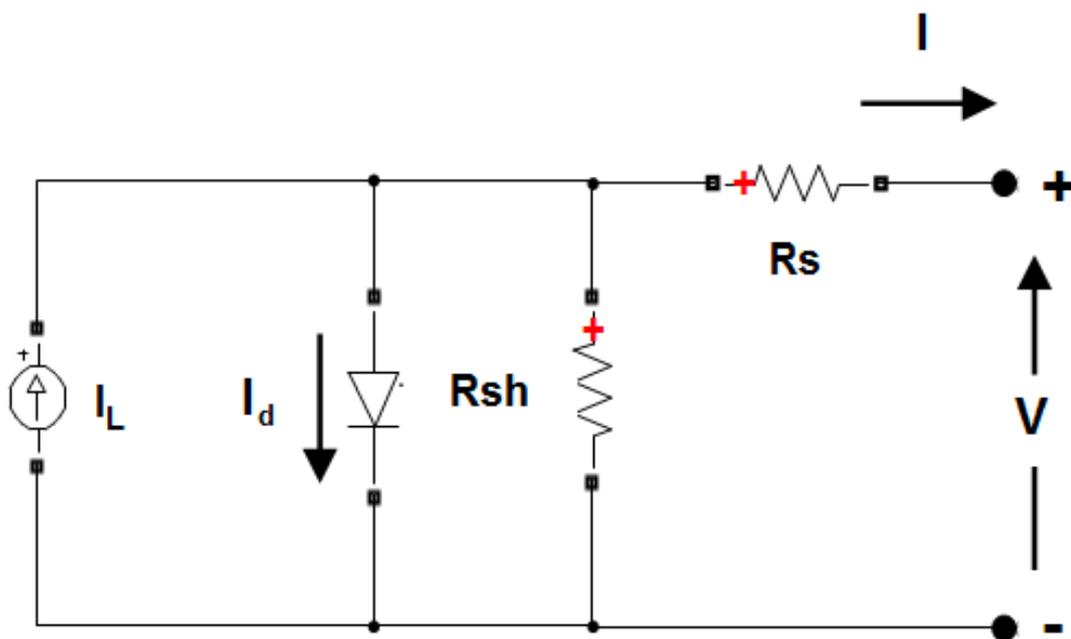


Figura 2.8: Modello a cinque parametri di un array fotovoltaico

Questo modello utilizza una sorgente di corrente generata dalla radiazione solare (I_L), un diodo interno, resistenza di serie (R_S) e resistenza di shunt (R_{sh}) per rappresentare le caratteristiche I-V dipendenti dall'irraggiamento e dalla temperatura dei moduli.

Le caratteristiche I-V del diodo per un singolo modulo sono definite dalle seguenti equazioni:

$$I_d = I_0 \left(e^{V_d/V_T} - 1 \right) \tag{1}$$

$$V_T = \frac{kT}{q} \cdot nI \cdot N_{cell} \tag{2}$$

Dove i parametri presenti nelle formule del modello sono mostrati nella Tabella 2.2.

Tabella 2.2: Parametri del MOV utilizzati nella simulazione

Parametro	Descrizione	Unità di misura
I_d	Corrente nel diodo	A
V_d	Tensione sul diodo	V
I_0	Corrente di saturazione del diodo	A
nI	Fattore di idealità del diodo, è un numero vicino a 1	
k	Costante di Boltzman = $1,3806e^{-23}$	J/K
q	Carica dell'elettrone = $1,6022e^{-19}$	C

T	Temperatura della cella	K
Ncell	Numero di celle collegate in serie in un modulo	

L'implementazione del pannello fotovoltaico nella linea di trasmissione richiede un controllore di corrente retroazionato. In questo caso il controllore utilizzato è di tipo PI. Il regolatore PI è una variante del controllo PID (Proportional Integral Derivative) e deve utilizzare solo i termini proporzionali e integrali. Il valore dell'uscita del controllore $u(t)$ viene immesso nel sistema come variabile di input.

Le leggi di controllo del controllore PI sono:

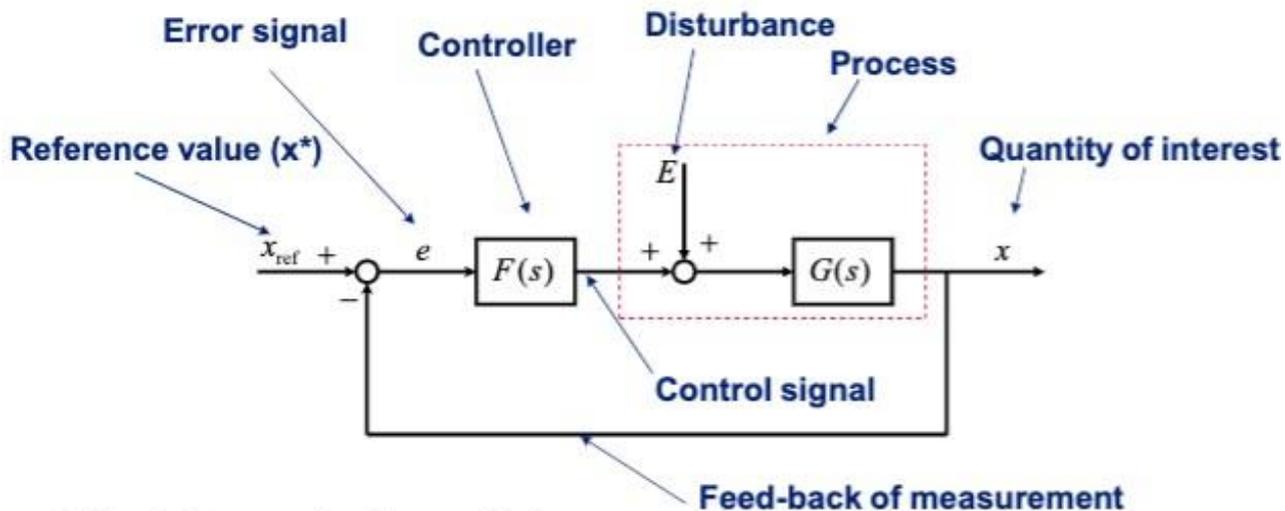
$$e(t) = SP - PV \quad (3)$$

$$u(t) = k_p e(t) + k_I \int_{t_0}^t e(\tau) d\tau \quad (4)$$

Dove SP è il set point, vale a dire il valore di riferimento da raggiungere e PV è la variabile di processo, vale a dire il valore misurato nel sistema e che può essere diverso dal valore desiderato. La formula $u(t) = k_p e(t) + k_I \int_{t_0}^t e(\tau) d\tau$ (4) può anche essere semplificata mostrando la costante di tempo T_I nella forma:

$$u(t) = k_p e(t) + \frac{k_p}{T_I} \int_{t_0}^t e(\tau) d\tau \quad (5)$$

I due valori di taratura per un controllore PI sono il guadagno del controllore k_p e la costante di tempo integrale T_I . Il valore di k_p è un moltiplicatore sull'errore proporzionale e sul termine integrale; un valore più alto rende il controllore più aggressivo nel rispondere agli errori lontani dal set point, ma potrebbe portare all'instabilità del sistema.



$$F(s) = k_p \text{ (proportional controller)}$$

$$F(s) = k_p + \frac{k_i}{s} \text{ (proportional integrating controller)}$$

Figura 2.9: Schema di progettazione del controllore PI

Nella Figura 2.9 $F(s)$ è la funzione di trasferimento del controllore e la regolazione del controllore dipende da K_p e K_i che a sua volta dipende da T_i la costante di tempo integrativa. Pertanto, il design del controllore può essere ridotto alla scelta di un guadagno e alla posizione del polo della funzione di trasferimento ad anello aperto. La scelta di questi valori può essere fatta anche empiricamente, fino a quando la quantità di interesse è il più vicino possibile al valore di riferimento.

I valori finali di questi parametri sono:

$$K_p = 0.001$$

$$K_i = 0.05$$

Il modello è collegato all'utilizzo di un convertitore a mezzo ponte regolato in modo da essere bloccato in caso di corto circuito per evitare il funzionamento del generatore fotovoltaico durante il guasto della linea.

Il modello Simulink completo del generatore fotovoltaico è riportato in Figura 3-15.

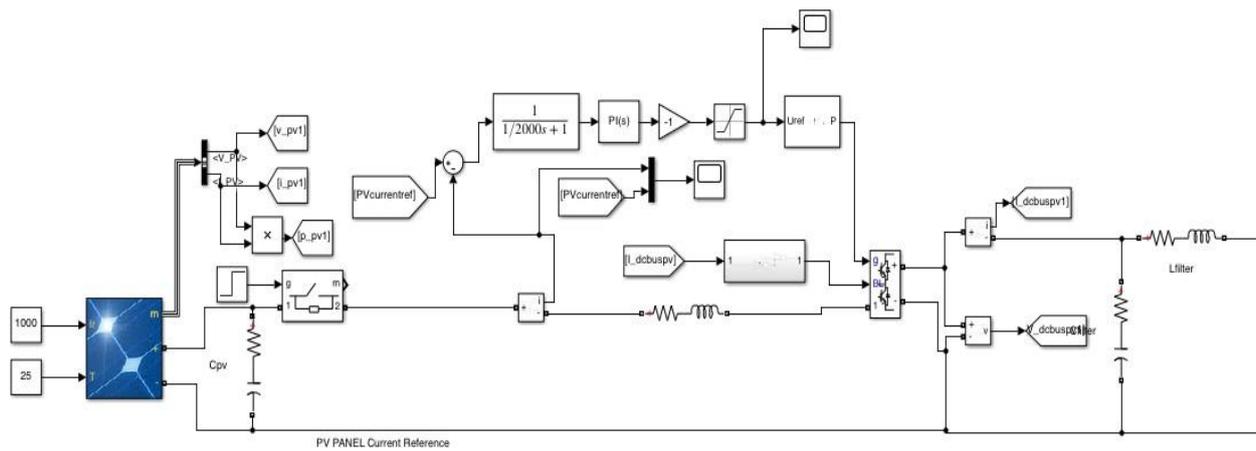


Figura 2.10: Modello completo Simulink del generatore fotovoltaico

Per l'infrastruttura di ricarica dei veicoli elettrici viene utilizzato il blocco Batteria presente in Simulink (Figura 2.11) che simula la batteria di bordo. Questo elemento è essenziale per questa infrastruttura e rappresenta un tipo di batteria agli ioni di litio tipica dei veicoli elettrici.

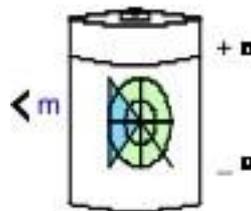


Figura 2.11: Blocco batteria in Simulink

Il blocco Batteria implementa un modello dinamico generico che rappresenta i tipi più diffusi di batterie ricaricabili. La Figura 2.12 mostra il circuito equivalente a blocchi del modello della batteria.

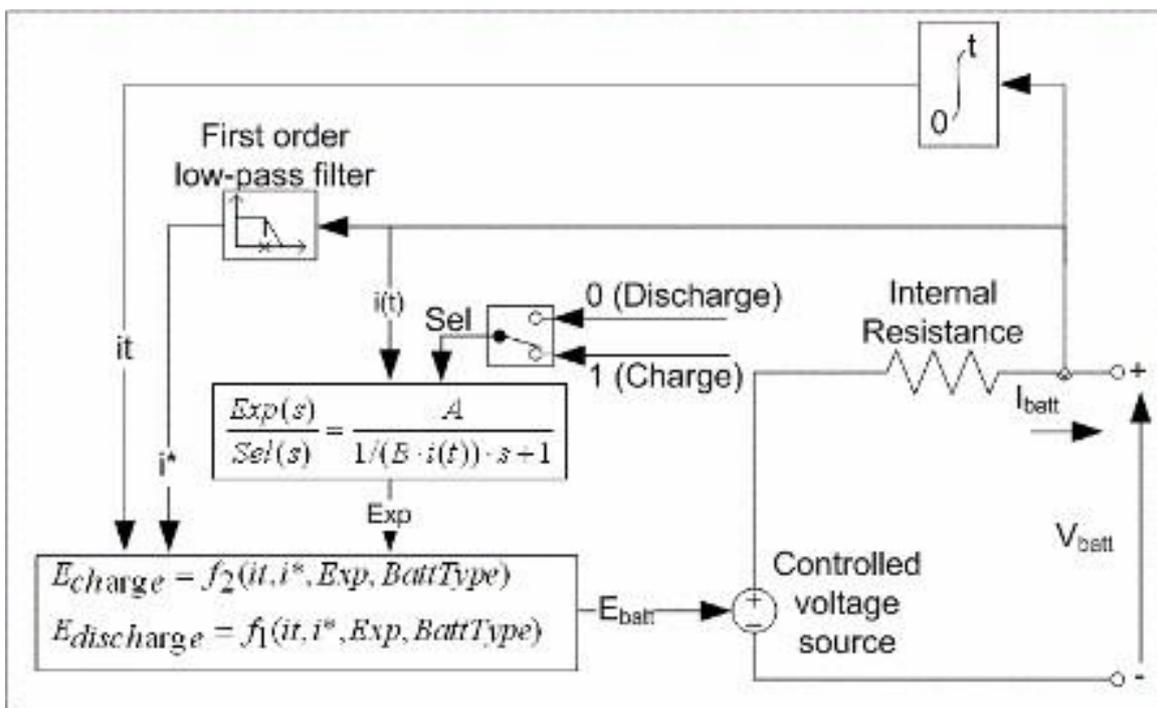


Figura 2.12: Circuito equivalente di un blocco batteria in Simulink

In particolare, le equazioni che descrivono il processo di carica e scarica per il tipo di batteria agli ioni di litio sono:

Equazione di scarica ($i^* > 0$)

$$f_1(i_t, i_*, i) = E_0 - K \frac{Q}{Q - i_t} i_* - K \frac{Q}{Q - i_t} i_t + Ae^{-Bi_t} \tag{6}$$

Equazione di carica ($i^* < 0$)

$$f_1(i_t, i_*, i) = E_0 - K \frac{Q}{0,1Q + i_t} i_* - K \frac{Q}{Q - i_t} i_t + Ae^{-Bi_t} \tag{7}$$

Dove i parametri presenti nelle formule del modello sono mostrati nella Tabella 2.3.

Tabella 2.3: Parametri del modello di batteria agli ioni di litio

Parametro	Descrizione
E_0	Tensione costante in V
K	Costante di polarizzazione in V/Ah o resistenza di polarizzazione in ohm
i_*	Dinamica della corrente a bassa frequenza in A
i	Corrente della batteria in A
i_t	Capacità estratta in Ah

Q	Capacità massima della batteria in Ah
A	Tensione esponenziale in V
B	Capacità esponenziale in Ah

Allo stesso modo del pannello fotovoltaico, anche l'infrastruttura di ricarica ha bisogno di un circuito di un controllore PI ad anello chiuso. Pertanto, l'implementazione dell'infrastruttura di ricarica illustrata nella Figura 2.13.

I valori finali di questi parametri sono:

$$k_P = 0,001$$

$$k_I = 0,01$$

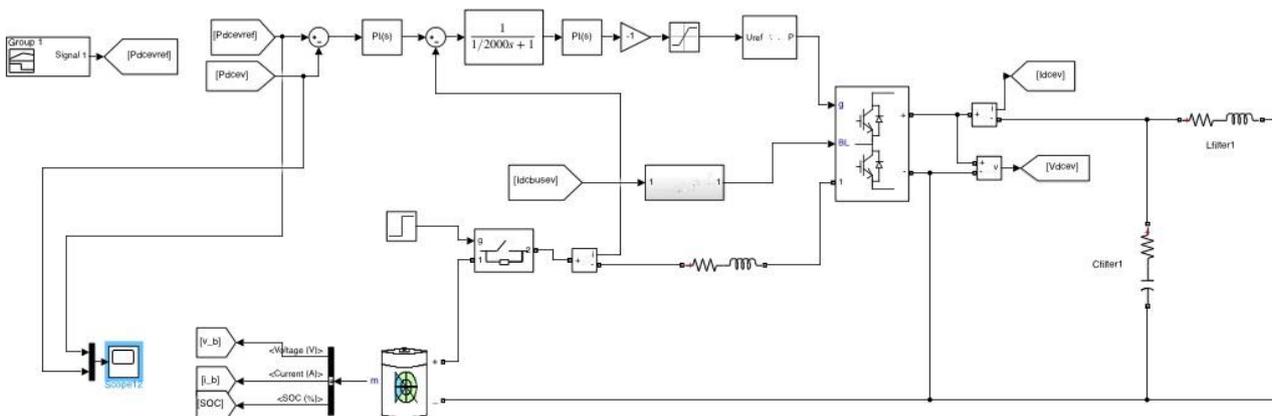


Figura 2.13: Modello Simulink dell'infrastruttura di ricarica

Gli stessi tipi di filtri sono utilizzati sia per il pannello fotovoltaico che per l'infrastruttura di ricarica, un filtro RL e RC per avere una corrente continua più livellata e smorzare le fluttuazioni della tensione di uscita di questi componenti.

Una volta scelti e progettati tutti i componenti per la simulazione, è possibile creare il modello Simulink completo come mostrato in Figura 2.14.

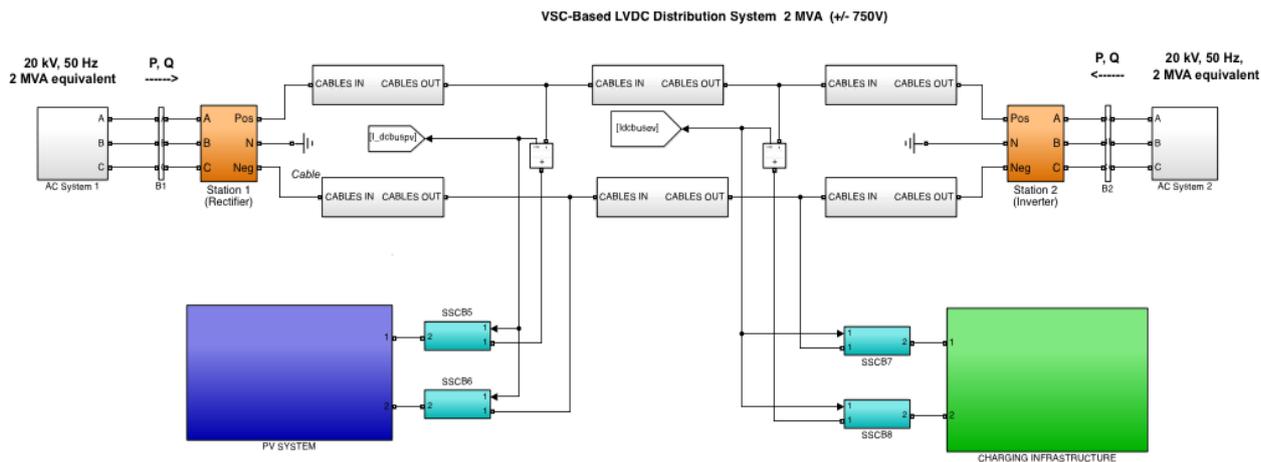


Figura 2.14: Modello Simulink completo della rete DC simulata

L'unico elemento rimasto da progettare sono gli interruttori a stato solido. Come fatto nel paragrafo precedente verranno testati due diversi tipi di interruttori automatici nelle seguenti simulazioni, e in particolare questi SSCB sono l'RCD e l'interruttore MOV. La progettazione dei componenti utilizzati in questi due tipi di configurazione deve essere eseguita di nuovo, poiché la topologia di rete e le quantità di rete modificate dalla simulazione effettuata nella rete ideale sono state modificate. L'approccio di dimensionamento è lo stesso di prima per le due diverse condizioni.

In queste simulazioni come si vede in Figura 2.14 l'SSCB è un interruttore bipolare, riduce la sovratensione attraverso il singolo dispositivo a semiconduttore di potenza e aumenta la sicurezza, poiché se uno dei due SSCB fallisse, l'altro può comunque interrompere la corrente.

Il primo tipo di configurazione dell'interruttore è mostrato nella Figura 2.15.

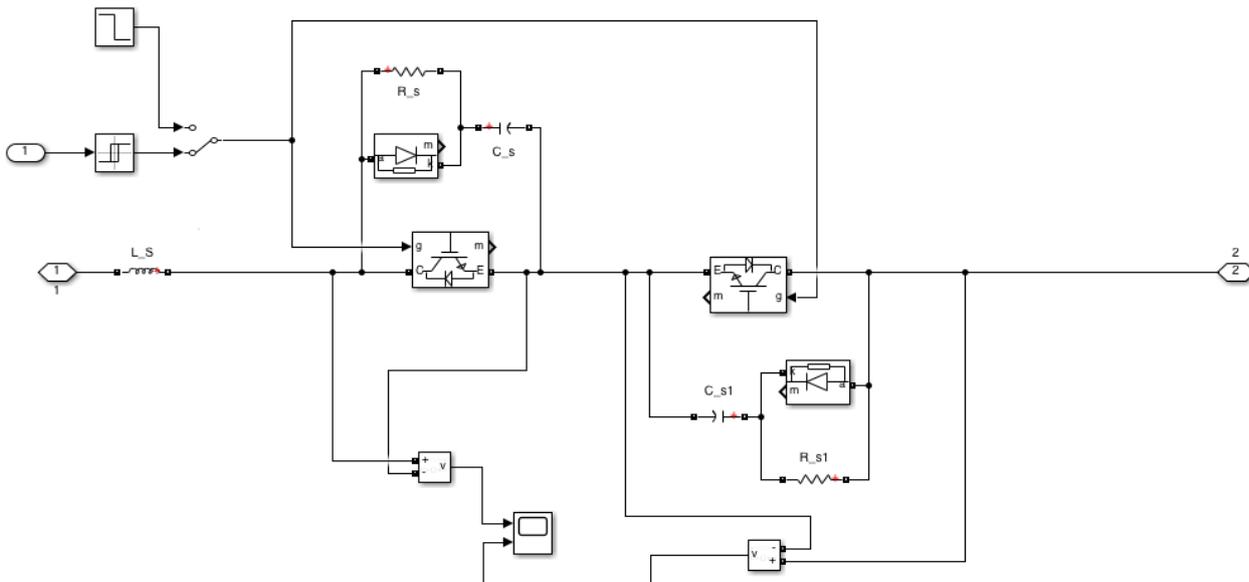


Figura 2.15: Configurazione RCD SCCB simulata nella rete DC simulata

Questo interruttore automatico ha la stessa topologia di quella mostrata nella Figura 2.1. La differenza principale è la bidirezionalità di questo SSCB, poiché l'uso di due dispositivi elettronici in direzione opposta consente all'interruttore di operare in entrambe le direzioni.

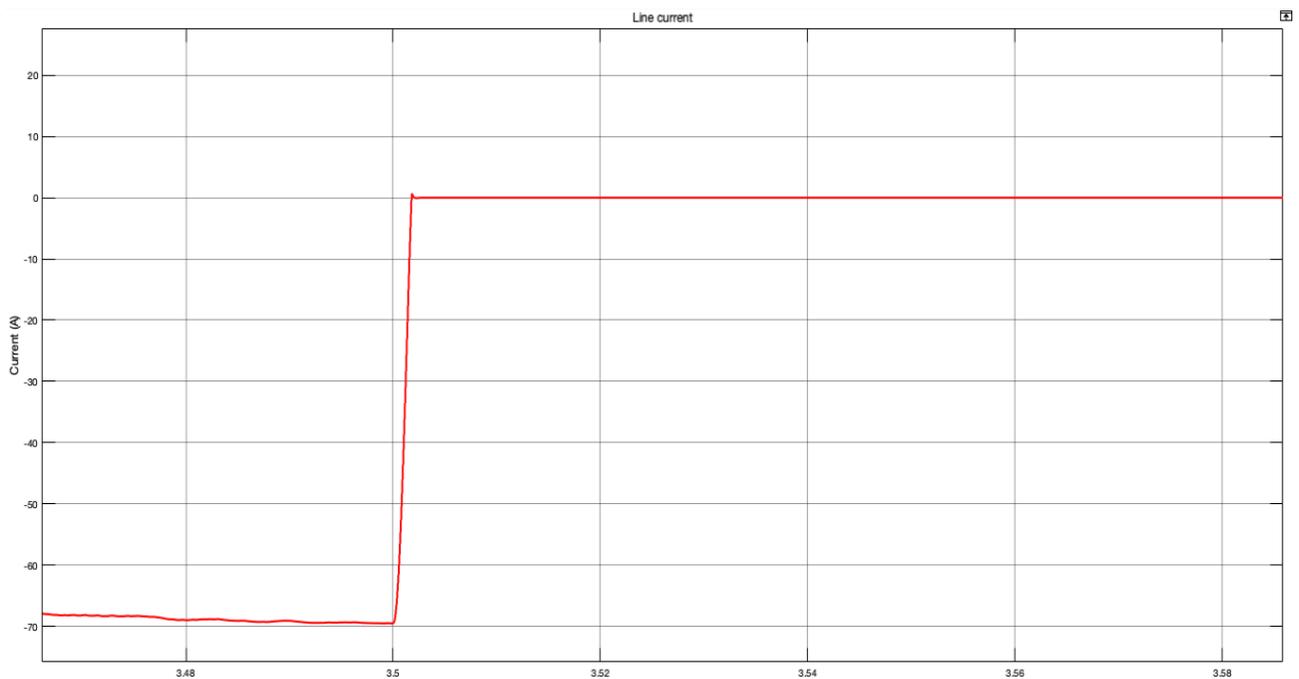
Come si è visto in precedenza l'importanza del corretto dimensionamento degli elementi passivi è fondamentale per un corretto comportamento dell'interruttore. In questa configurazione i valori per i diversi componenti sono:

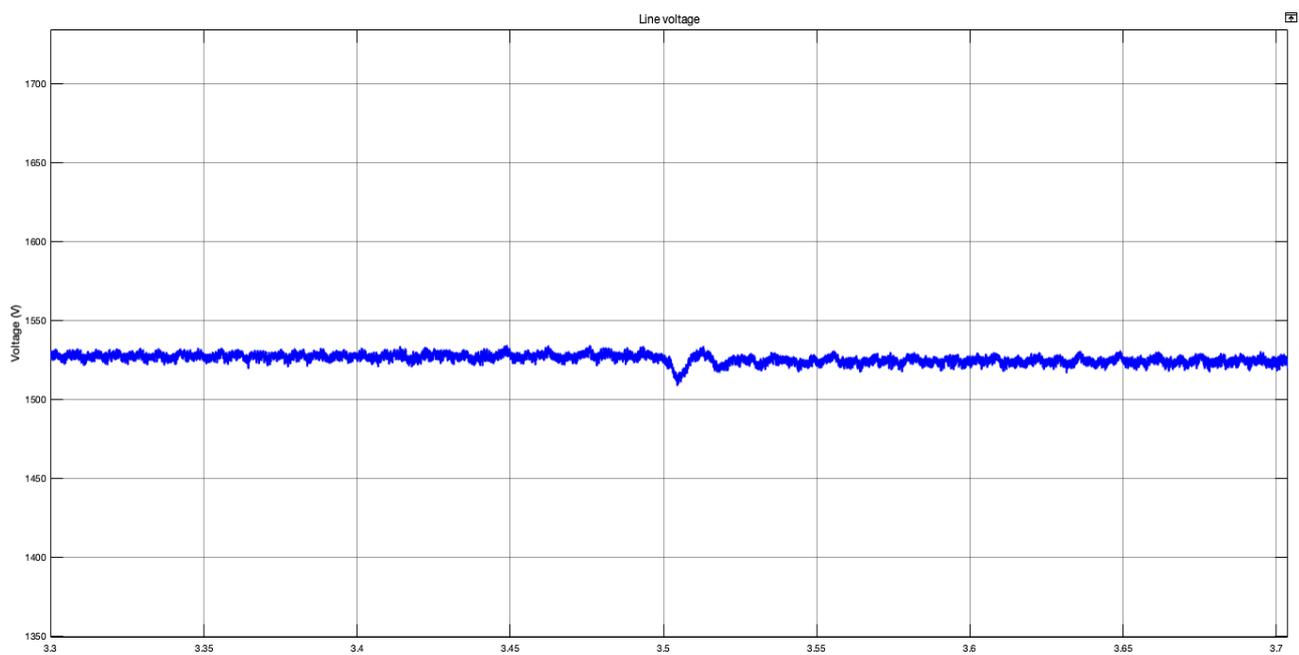
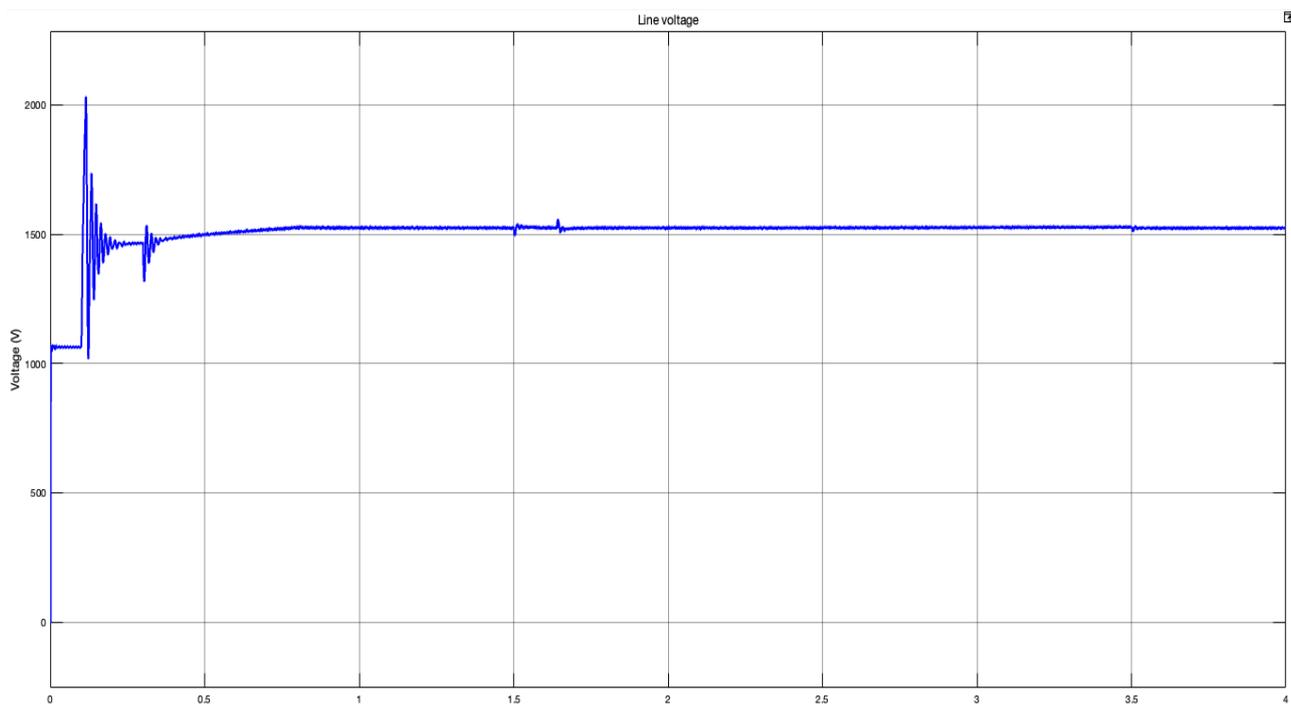
$$CS = 10 \mu\text{F}$$

$$RS = 500 \text{ ohm}$$

Come si è visto nella simulazione per la rete DC ideale, questo componente viene simulato in caso di normale funzionamento interrompendo la corrente al tempo $t = 3,5\text{s}$.

Il comportamento dell'interruttore in condizioni ordinarie, ossia senza guasti, è riportato in Figura 2.16 e in Figura 2.17.





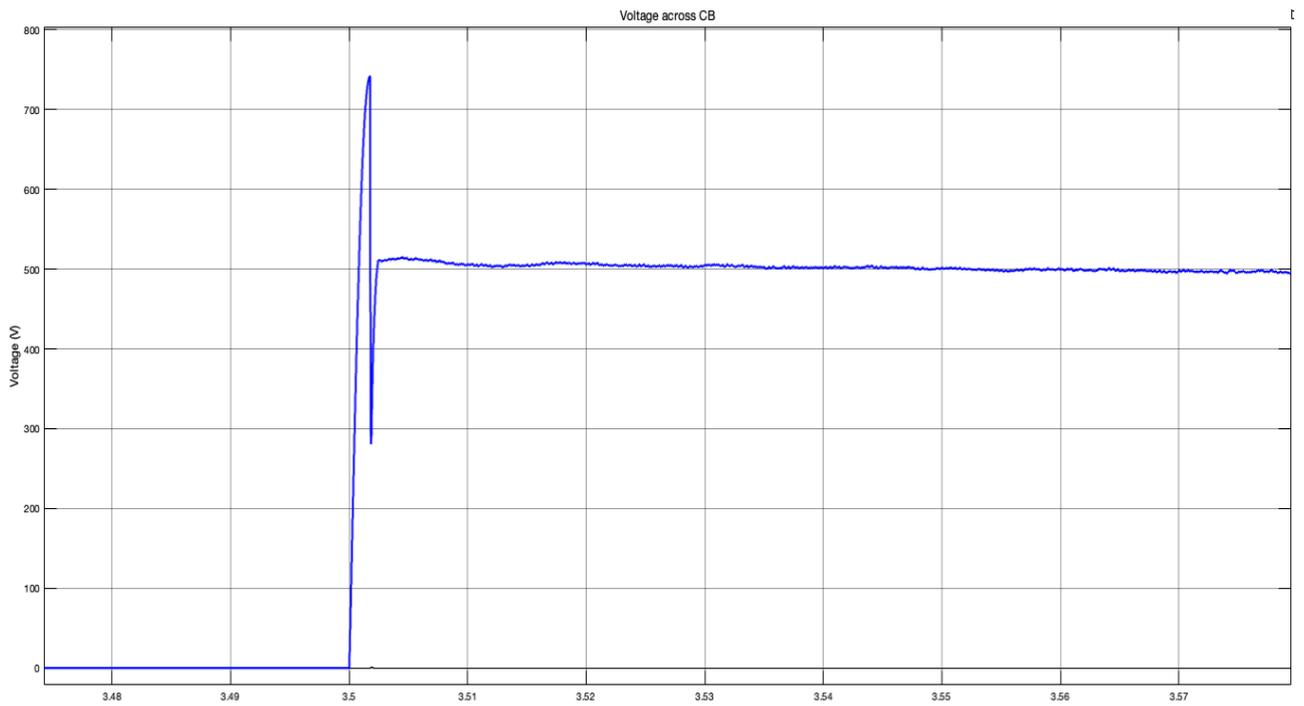
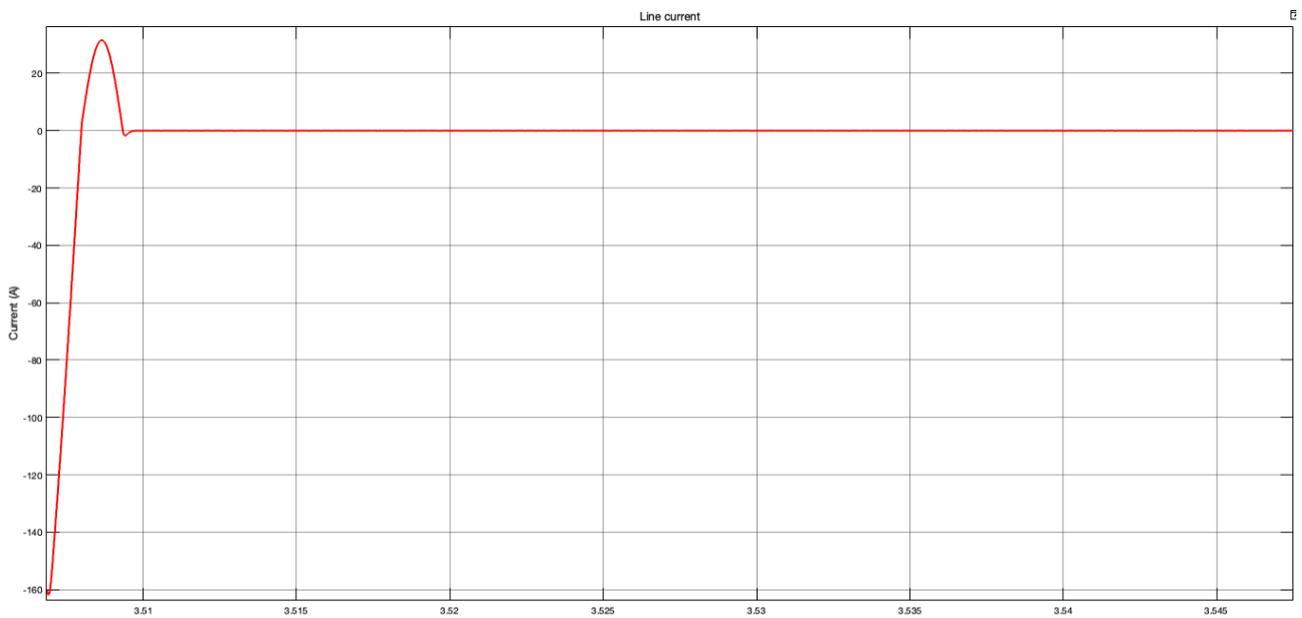


Figura 2.16: Simulazione dell'interruzione di un SCCB con RCD in condizioni ordinarie verso il generatore fotovoltaico



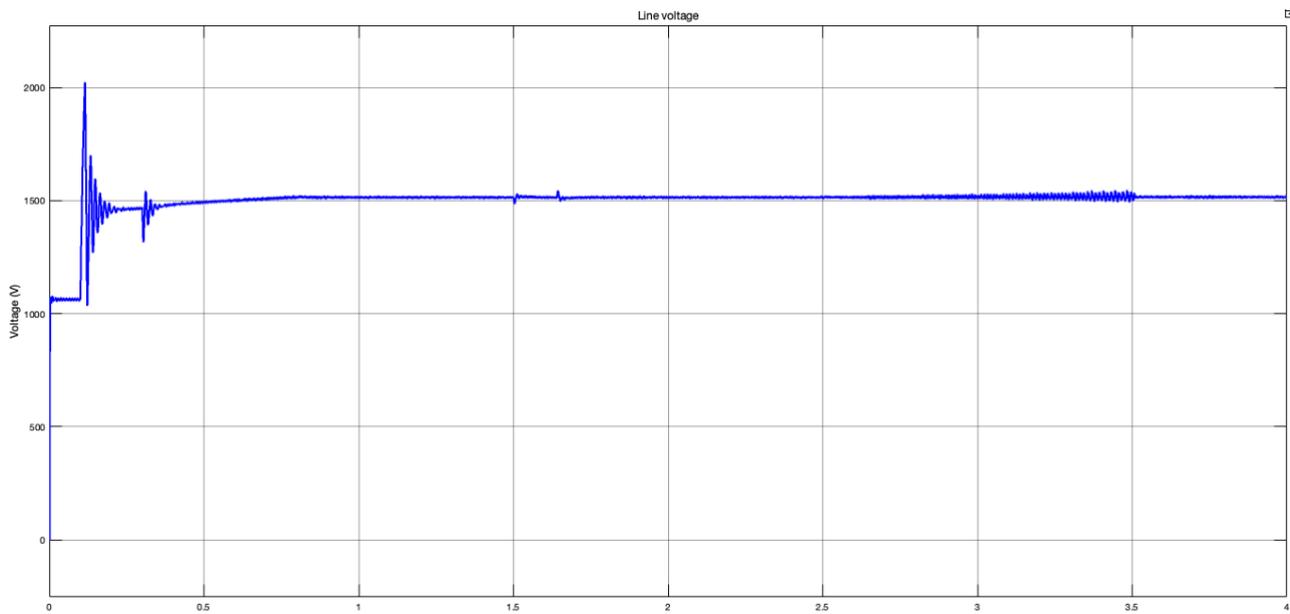
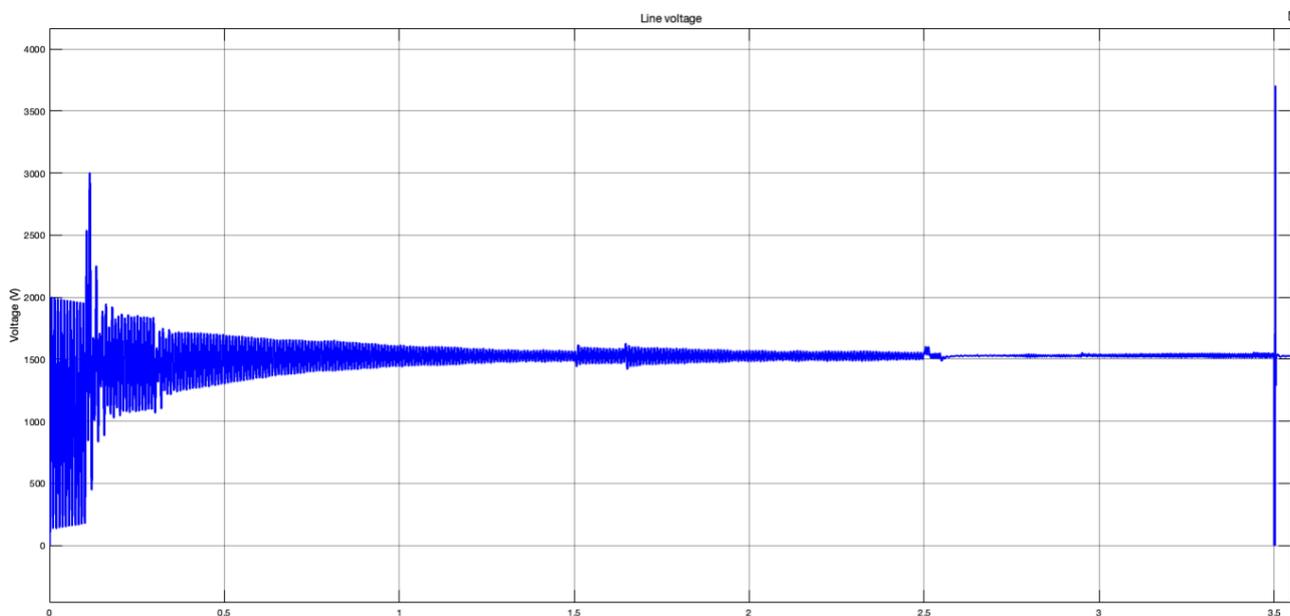


Figura 2.17: Simulazione dell'interruzione di un SCCB con RCD in condizioni ordinarie verso l'infrastruttura di ricarica per veicoli elettrici

Come si può vedere in condizioni normali questo tipo di interruttore automatico può arrestare la corrente nel circuito senza alcun problema, poiché la sovratensione attraverso il singolo interruttore è inferiore a 800 V, rispetto ai 750 nominali. Ad ogni modo, come si può vedere dalla simulazione la tensione di linea non è influenzata da questa operazione di apertura, quindi tutti gli altri elementi collegati alla linea di trasmissione non rileveranno questa operazione e potranno funzionare senza ripercussioni.

Il caso di guasto polo-polo è analizzato in Figura 2.18, Figura 2.19 e Figura 2.20.



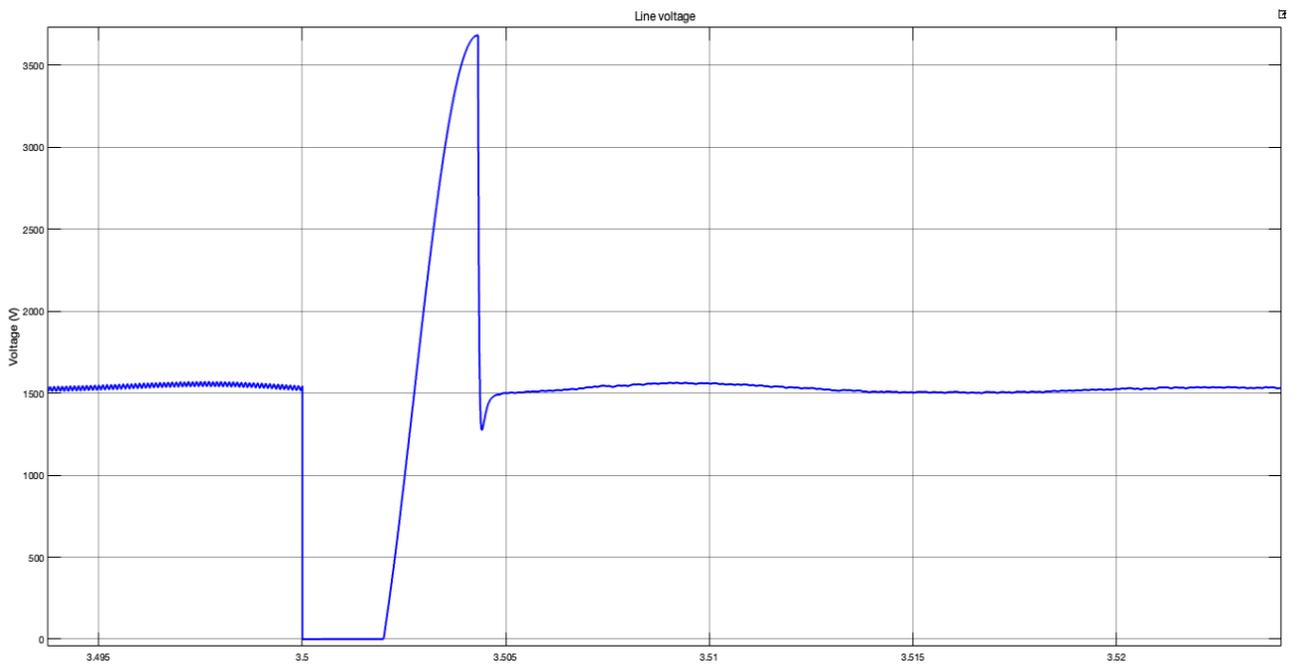
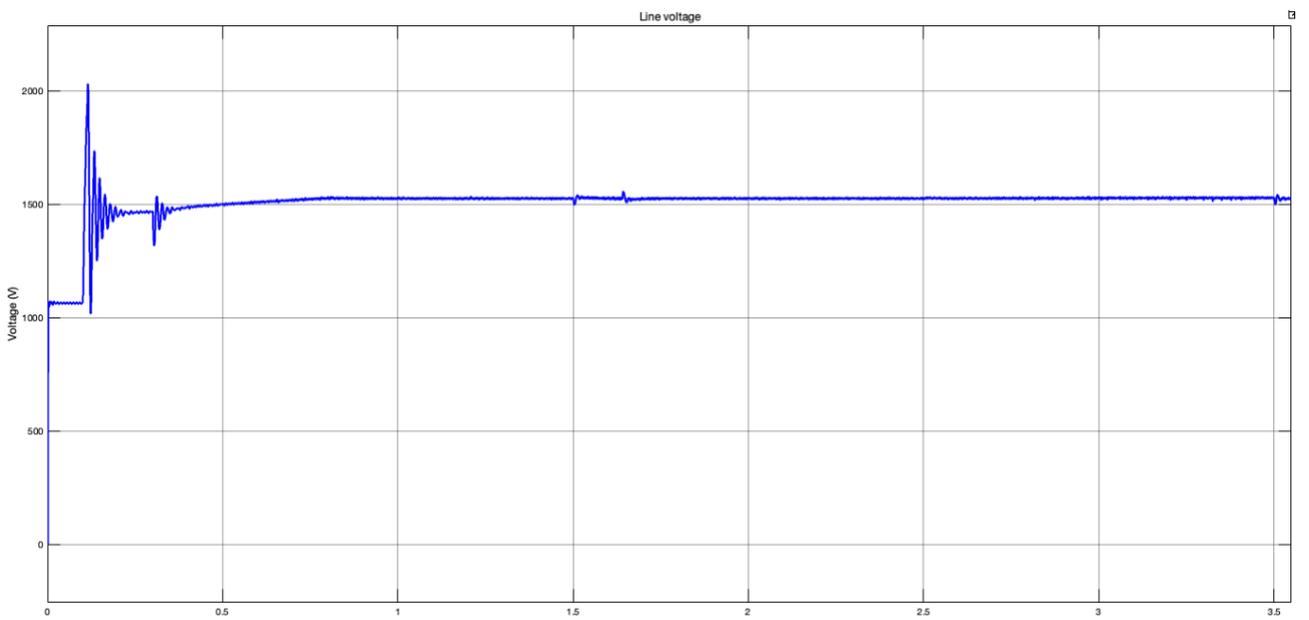
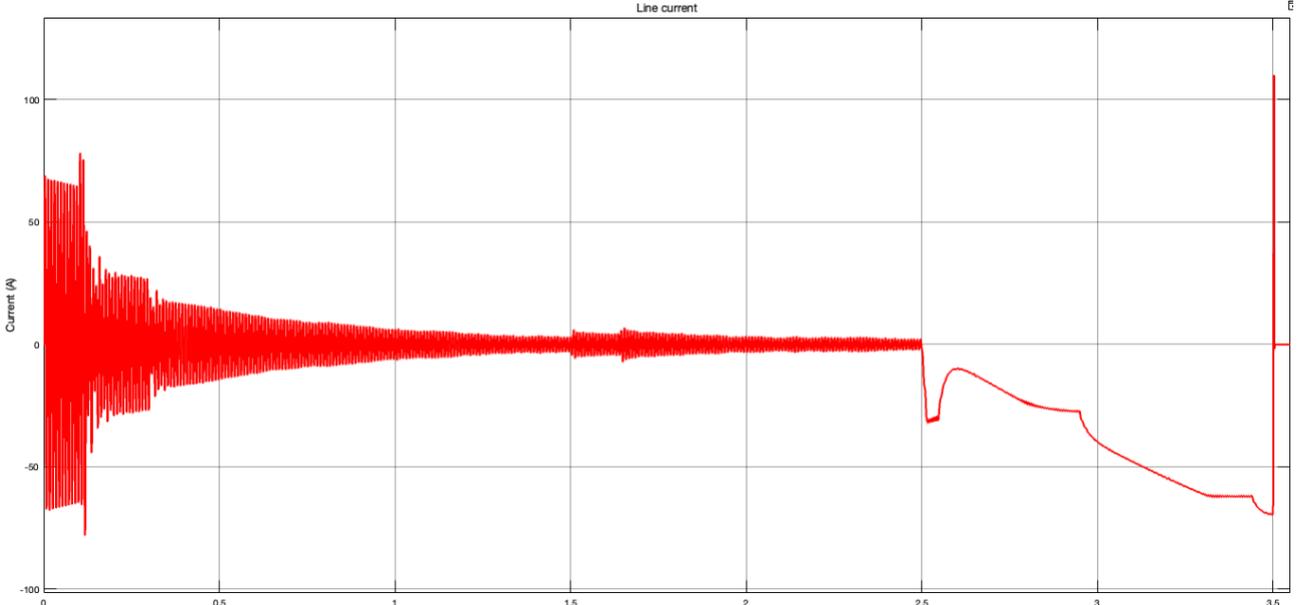
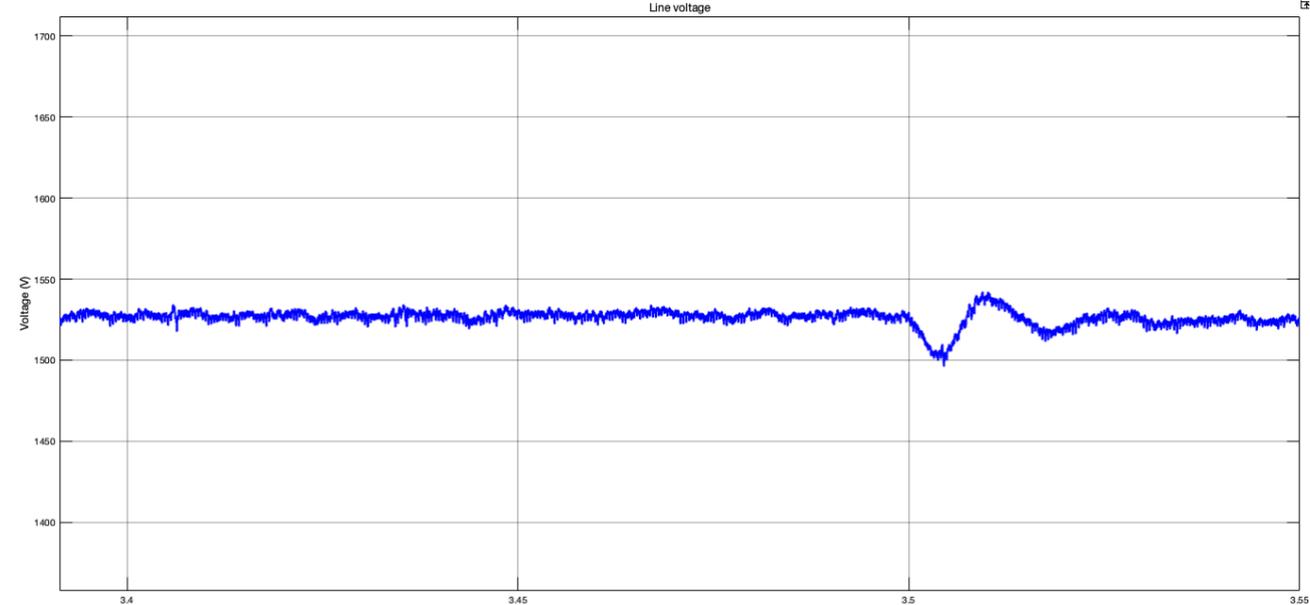


Figura 2.18: Tensione prima dell'induttanza L_s nell'SSCB con snubber RCD in caso di guasto lato generatore fotovoltaico





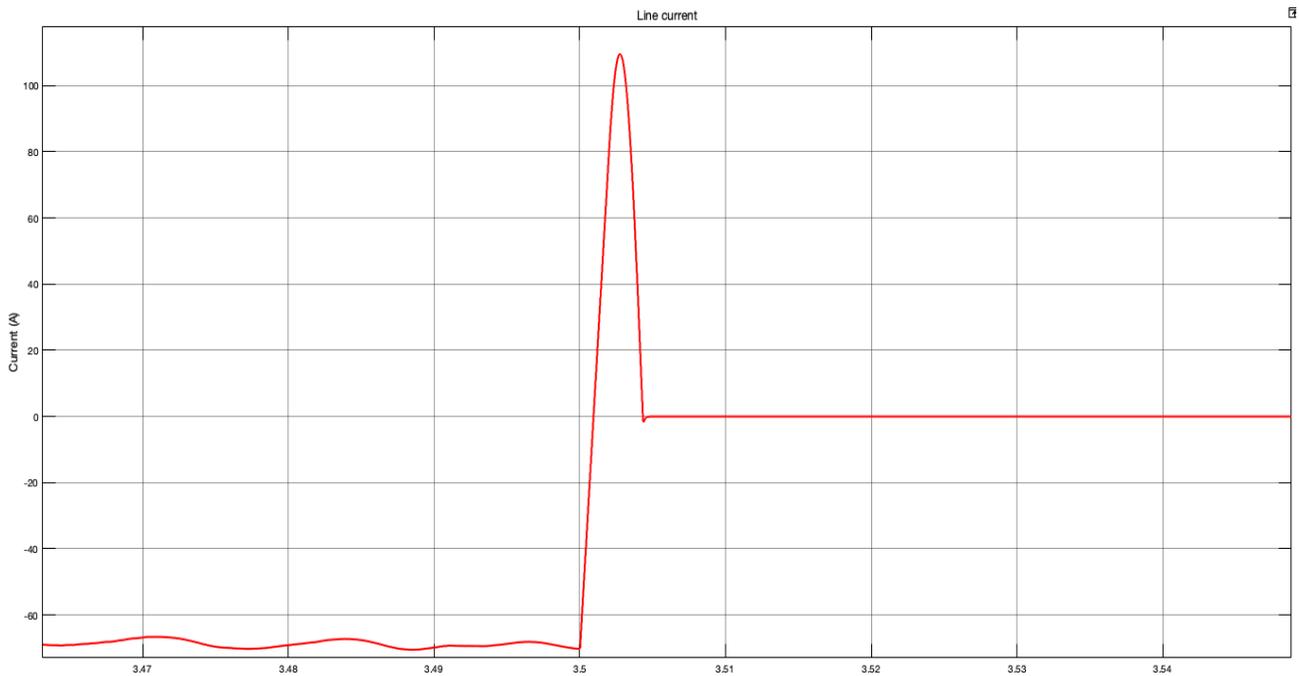


Figura 2.19: Comportamento dell'SSCB con snubber RCD in caso di guasto lato generatore fotovoltaico

In questo caso come si può vedere c'è una sovratensione nella linea dovuta al funzionamento dell'interruttore a stato solido. In particolare, la tensione misurata prima dell'induttanza di linea LS si annulla quando si verifica il corto circuito, e rimane a questo valore fino a quando il gate drive system rileva una sovracorrente e decide di far scattare il componente elettronico, questo tempo è pari a 2 ms. Dopo questa operazione il comportamento reale dell'interruttore automatico può essere analizzato. Dopo questo momento la tensione inizia a salire e il condensatore avvia la fase di carica, e la corrente inizia a diminuire la sua pendenza e a ridursi fino a raggiungere lo zero; la tensione si stabilizza a 1500 V, il livello di tensione della linea. Il valore della corrente di picco è di 110 A, questo valore rimane entro il limite della linea quindi la sovracorrente non influisce sull'isolamento del cavo.

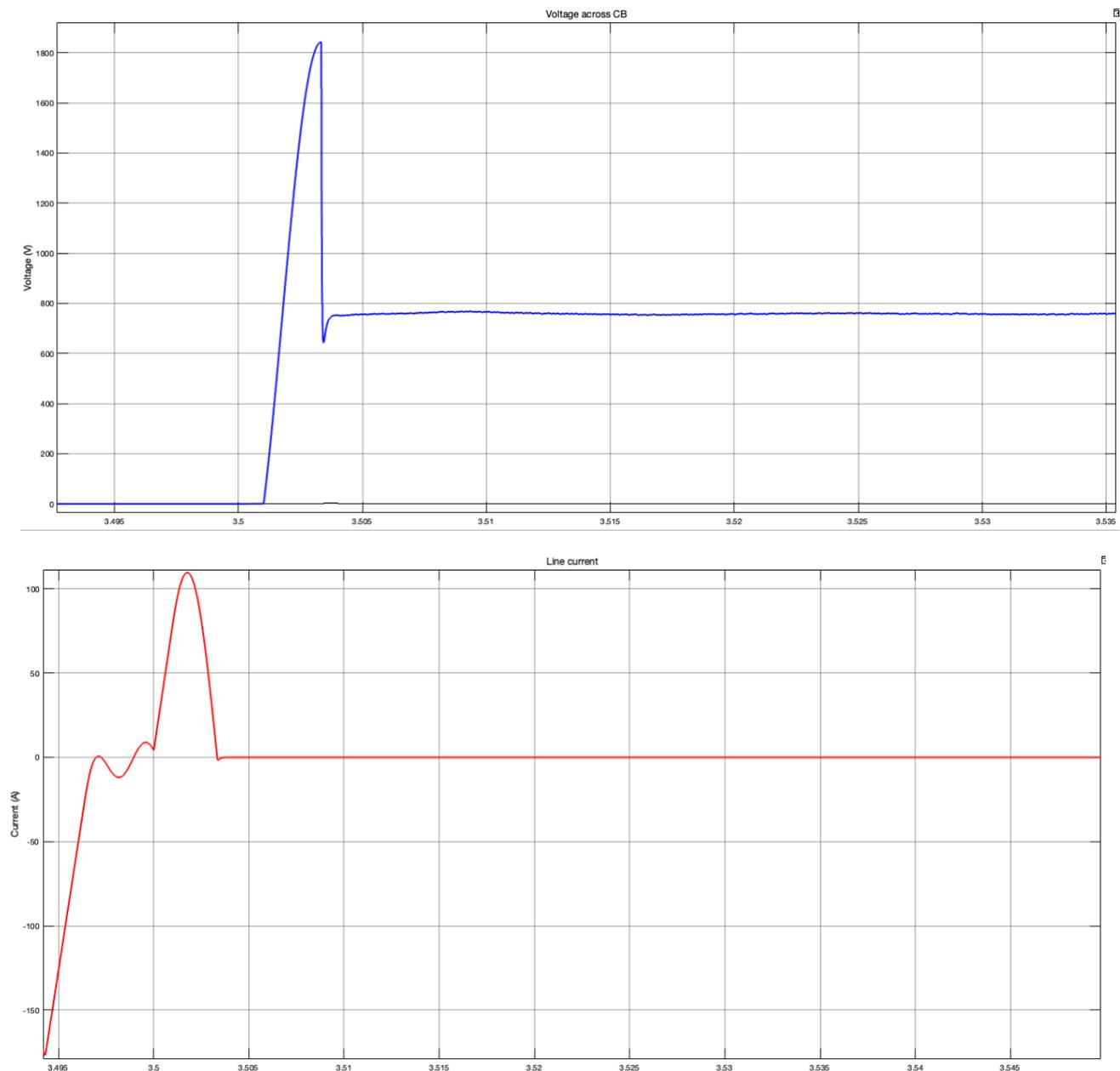


Figura 2.20: Comportamento dell'SSCB con snubber RCD in caso di guasto lato infrastruttura di ricarica

Il tempo di interruzione totale è $T_{clearing} = 4 \text{ ms}$

In questa topologia di rete questa configurazione di SSCB non può funzionare come interruttore automatico, poiché in condizioni di corto circuito la sovratensione raggiunta nella linea derivata prima dell'induttanza è troppo elevata e potrebbe danneggiare l'isolamento dei cavi e dei componenti, anche se la corrente viene interrotta in un tempo molto breve. Allo stesso modo in cui è stata utilizzata nella simulazione per una rete DC ideale, questa configurazione può essere utilizzata come sezionatore.

Il secondo tipo di SSCB simulato è l'interruttore a stato solido con un MOV in parallelo utilizzato per dissipare l'energia immagazzinata durante il corto circuito come si vede nella Figura 2.21.

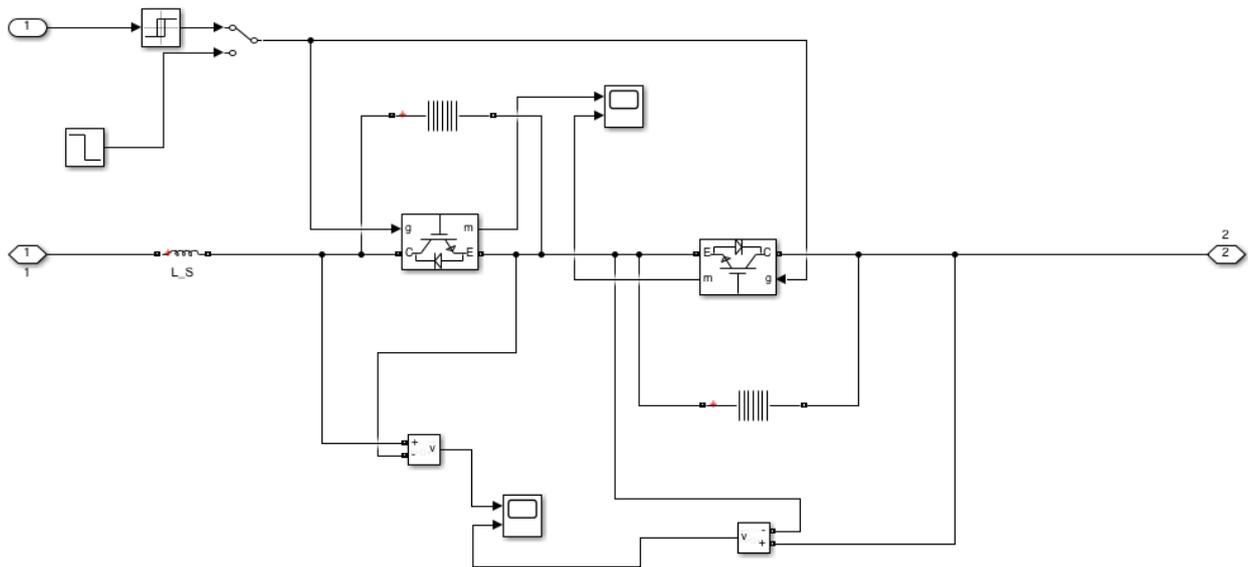


Figura 2.21: Configurazione SSCB con MOV nella linea di trasmissione DC

Questo interruttore ha la stessa topologia di quella mostrata in Figura 2.4, infatti il MOV è in parallelo all'IGBT, e quando viene aperto il componente elettronico il MOV è in serie con la linea e pertanto può dissipare l'energia messa in gioco durante il corto circuito.

Per questa nuova configurazione di rete i parametri del varistore metallo-ossido devono essere riprogettati; i valori scelti sono mostrati nella Tabella 2.4

Tabella 2.4: Parametri del MOV nella microgrid DC

Parametro	Valore
Tensione di protezione	100 V
Numero di colonne	2
Corrente di riferimento per colonna	100 A
K_1 e α_1	[0,955 50]
K_2 e α_2	[1,0 25]
K_3 e α_2	[0,9915 16,5]

Con questa configurazione dell'SSCB viene effettuata la simulazione di un corto circuito i cui risultati sono mostrati in Figura 2.22 e Figura 2.23.

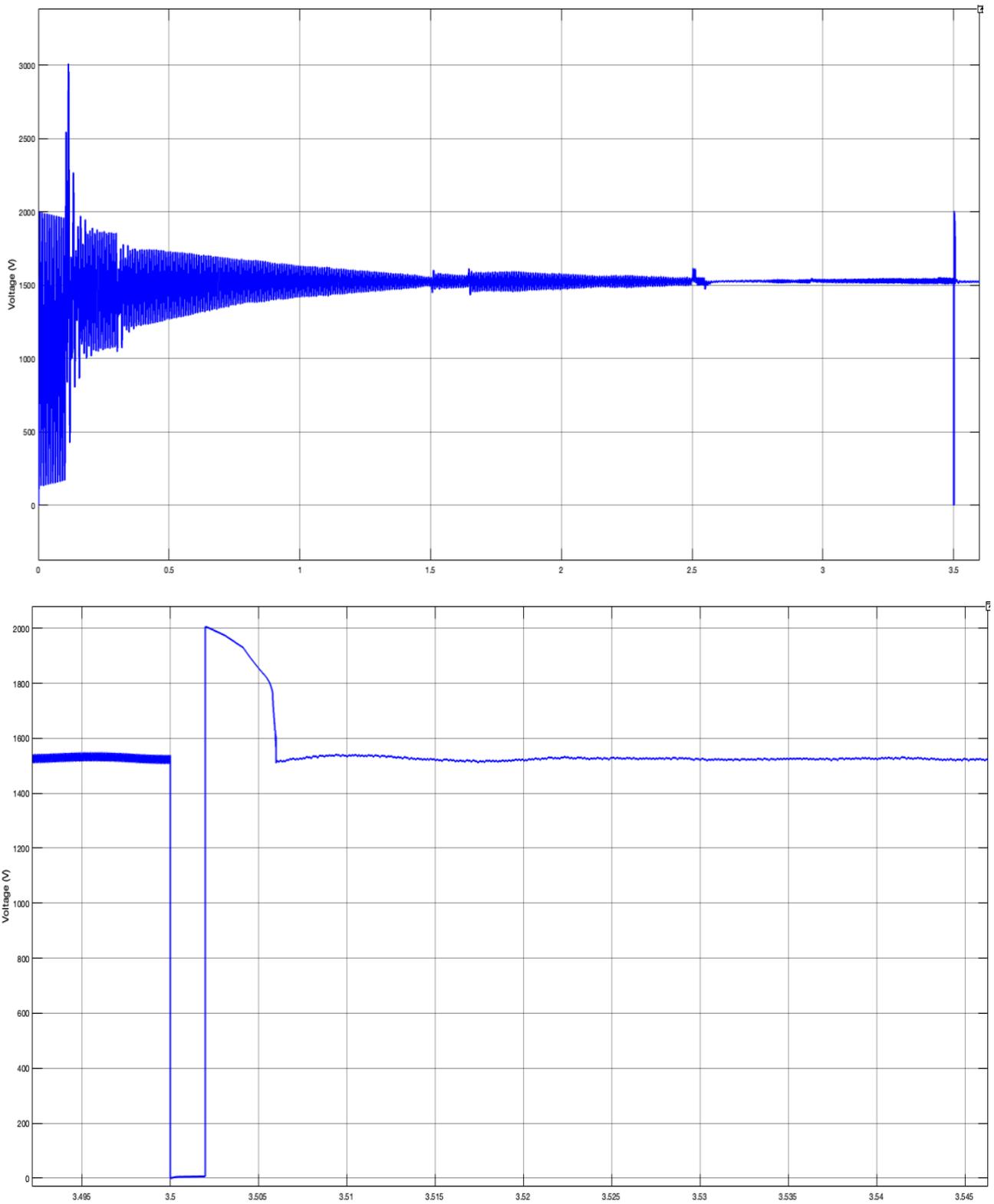
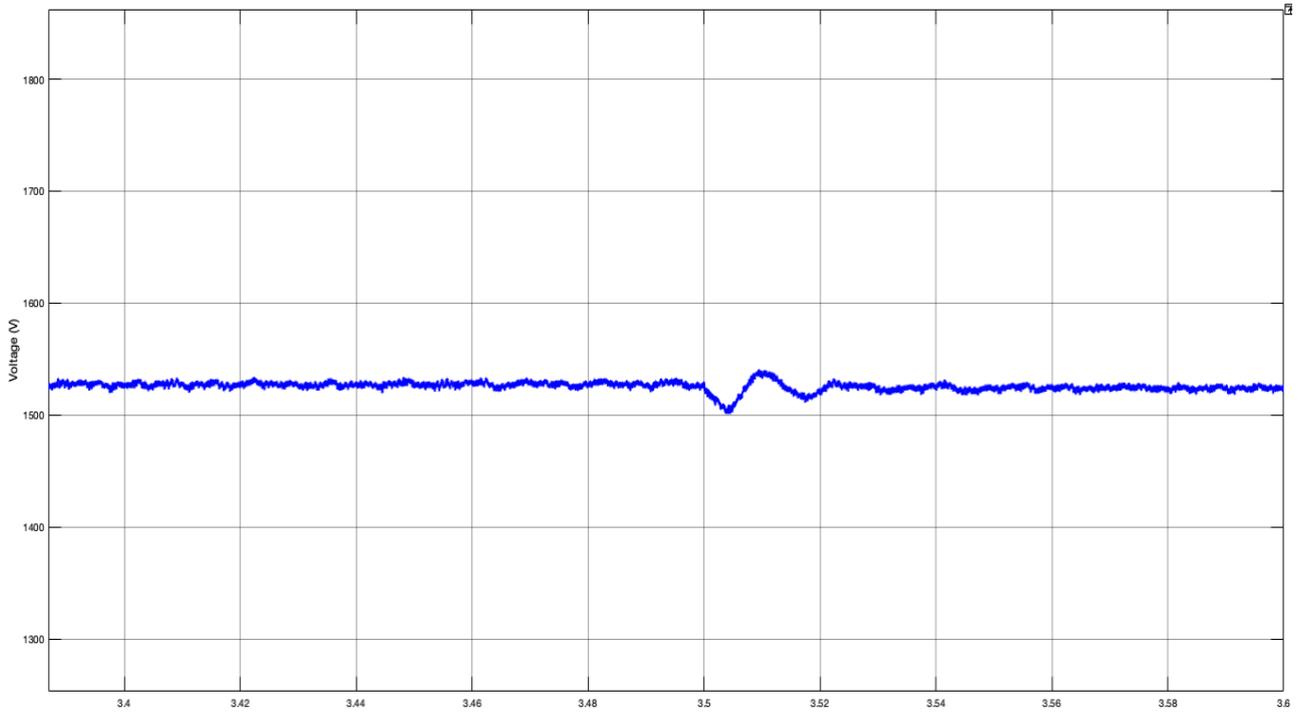
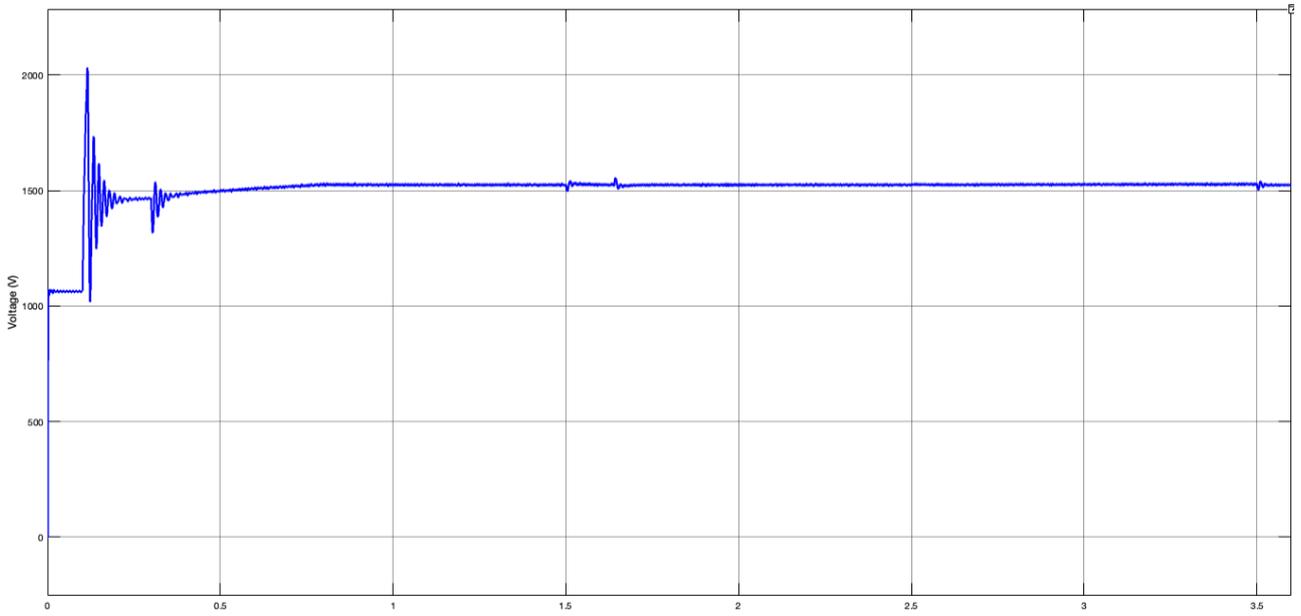
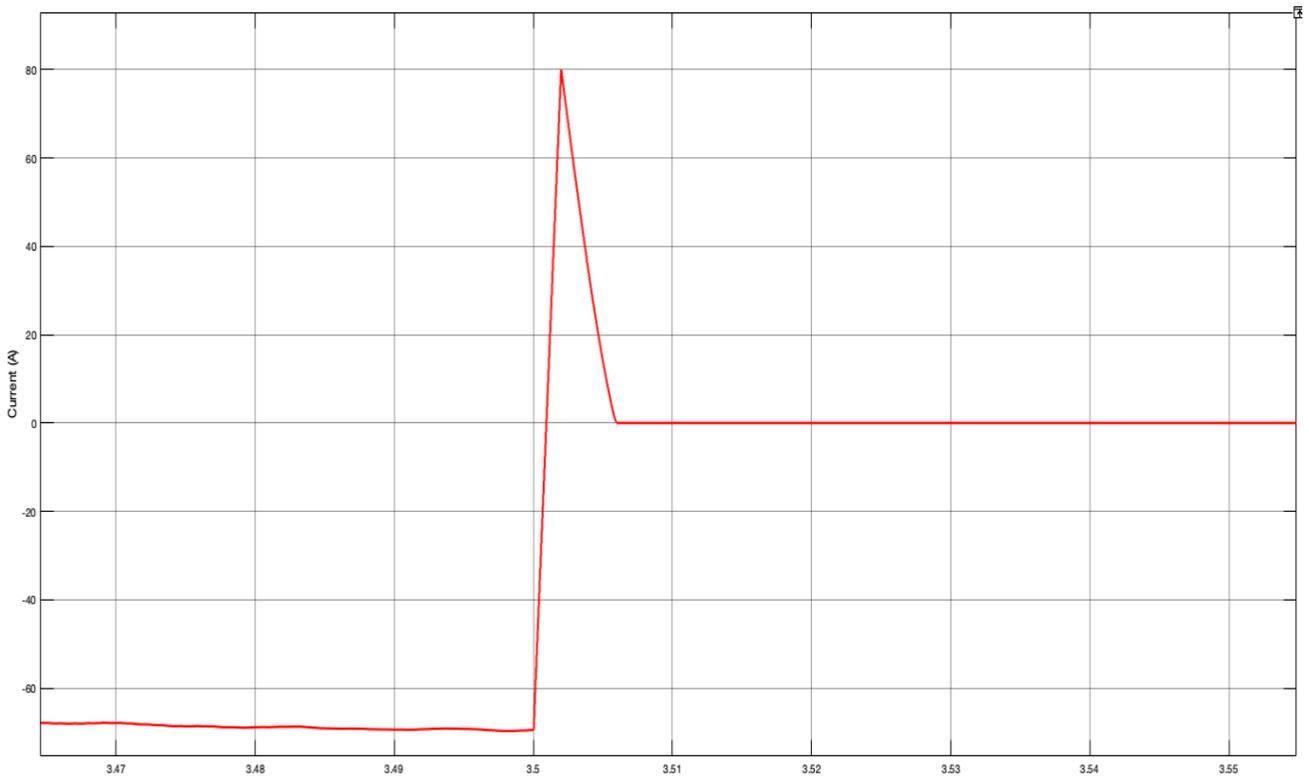
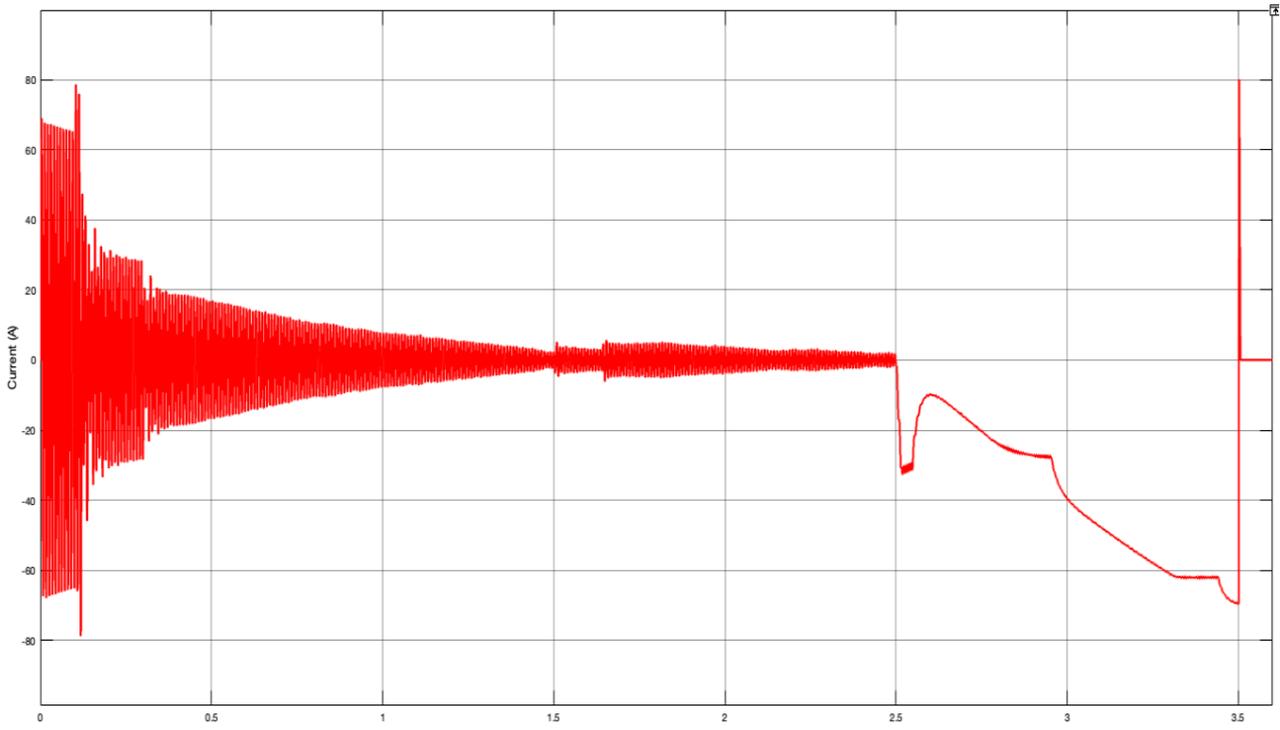


Figura 2.22: Tensione a monte dell'induttanza L_s nell'SSCB con MOV in condizioni di guasto





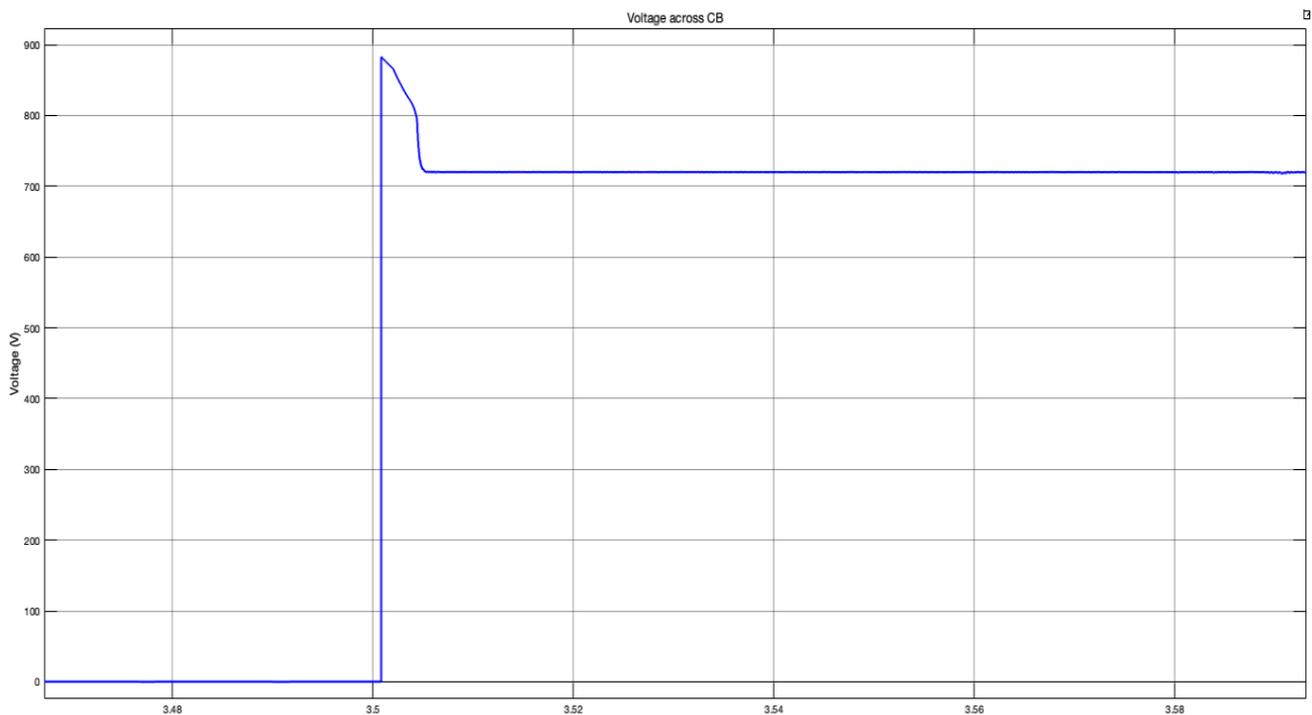


Figura 2.23: Comportamento dell'SSCB con snubber MOV in condizioni di guasto nel sistema di distribuzione DC

Come si può osservare con questa configurazione, l'interruttore a stato solido è in grado di interrompere la corrente in condizioni di corto circuito. Infatti, la sovratensione massima raggiunta è di 2000 V che può essere accettata dai cavi e dagli elementi presenti nella linea derivativa.

Come si può vedere è presente un ripple nella tensione di linea, ma il suo valore è di circa 20 V che corrisponde al 2% della tensione nominale per cui non verranno influenzati gli altri elementi allacciati alla microgrid AC e DC.

La corrente di guasto viene correttamente interrotta prima che raggiunga il valore di regime, infatti dopo gli 80A e poi inizia già a ridursi, per cui viene dimostrato l'effetto limitatore degli interruttori elettronici.

Il tempo complessivo di estinzione del guasto per questa configurazione è $T_{\text{clearing}} = 6\text{ms}$

2.1.4 Simulazioni di confronto tra un interruttore elettromeccanico e un SSCB

Al fine determinare tutti i parametri per definire gli algoritmi di protezione per il tool per la verifica dell'affidabilità delle reti ibride AC e DC, sono state condotte ulteriori simulazioni di confronto tra interruttori elettromeccanici tradizionali e SSCB.

I modelli Simulink nei due casi sono rappresentati rispettivamente in Figura 2.24 e in Figura 2.25.

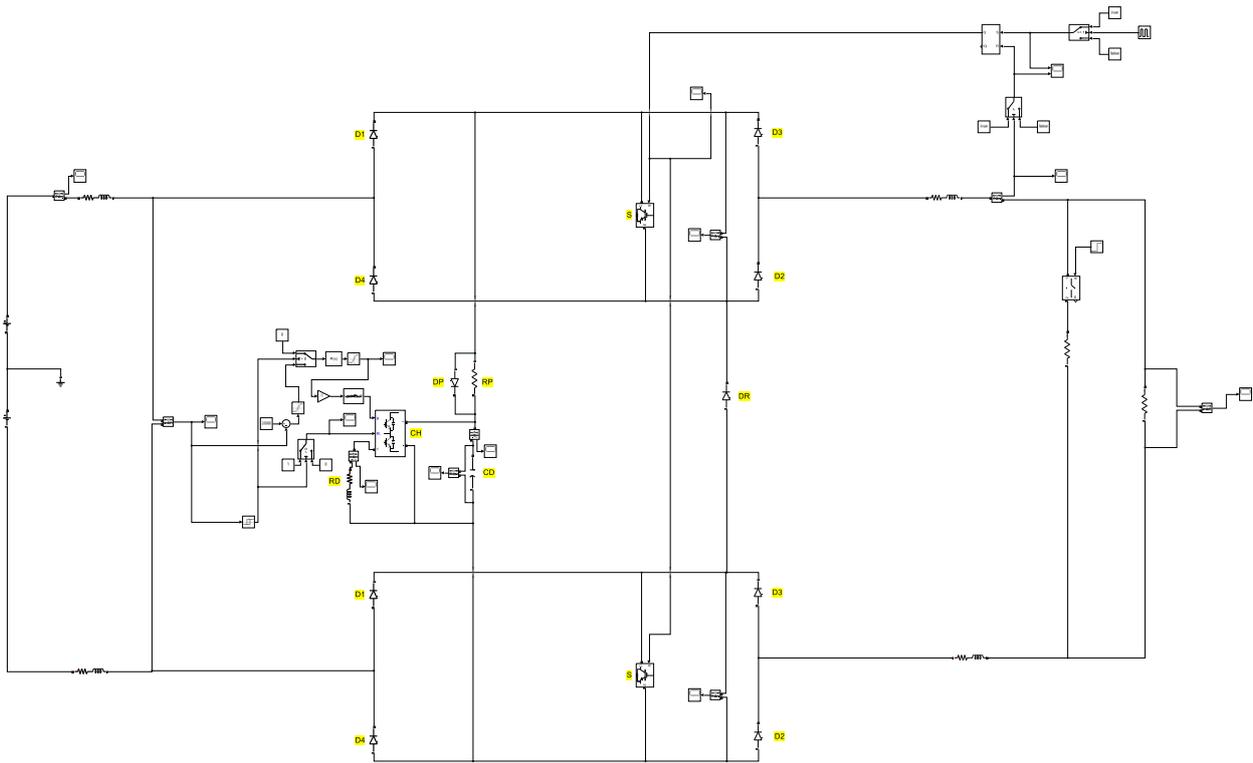


Figura 2.24: Modello Simulink di una rete DC con interruttore SSCB bipolare e bidirezionale

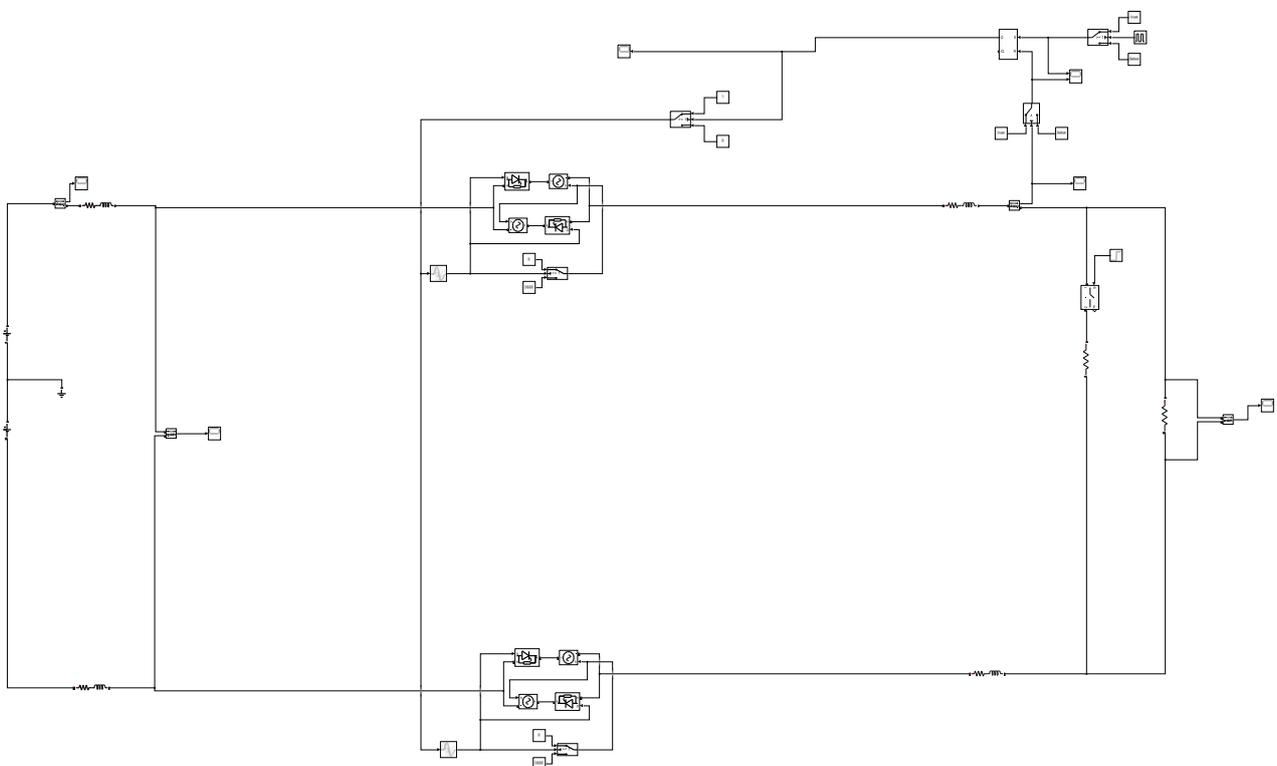


Figura 2.25: Modello Simulink di una rete DC con interruttore elettromeccanico bipolare e bidirezionale

In particolare, è stato simulato un sistema da 1600 V (± 800 V con punto centrale a terra) composto da una linea avente le seguenti caratteristiche:

- Linea avente sezione di 35 mm² lunga 300 m
- $R = 0,15 \Omega$
- $L = 0,3$ mH
- $I_n = 150$ A
- $I_b = 80$ A
- $I_z = 200$ A

Il carico da 80 A viene collegato al tempo $t = 0,5$ s, poi al tempo $t = 1$ s avviene un guasto franco polo-polo.

Inizialmente viene lasciato il sistema senza protezioni per vedere l'evoluzione del guasto.

Successivamente si testa una protezione tarata a 150 A che comanda prima un interruttore elettronico bipolare e poi un interruttore elettromeccanico bipolare.

L'andamento della corrente di corto circuito nella rete senza protezioni è rappresentato in Figura 2.26.

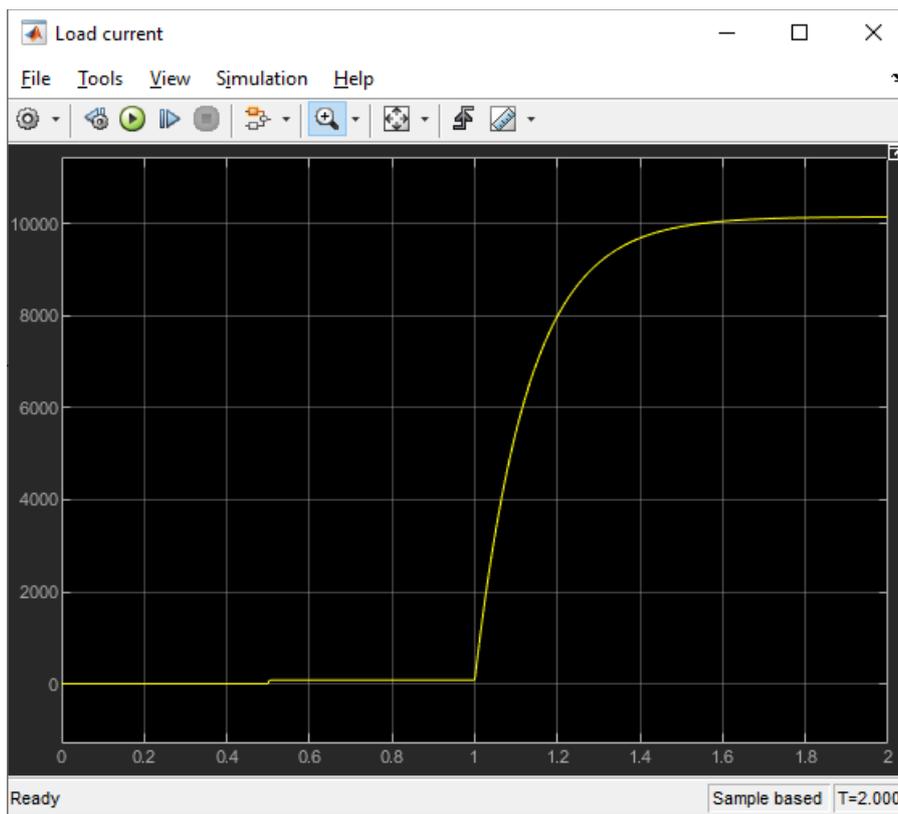


Figura 2.26: Andamento della corrente di guasto con circuito senza protezioni

Interruzione della corrente con interruttore statico settato a 150 A.

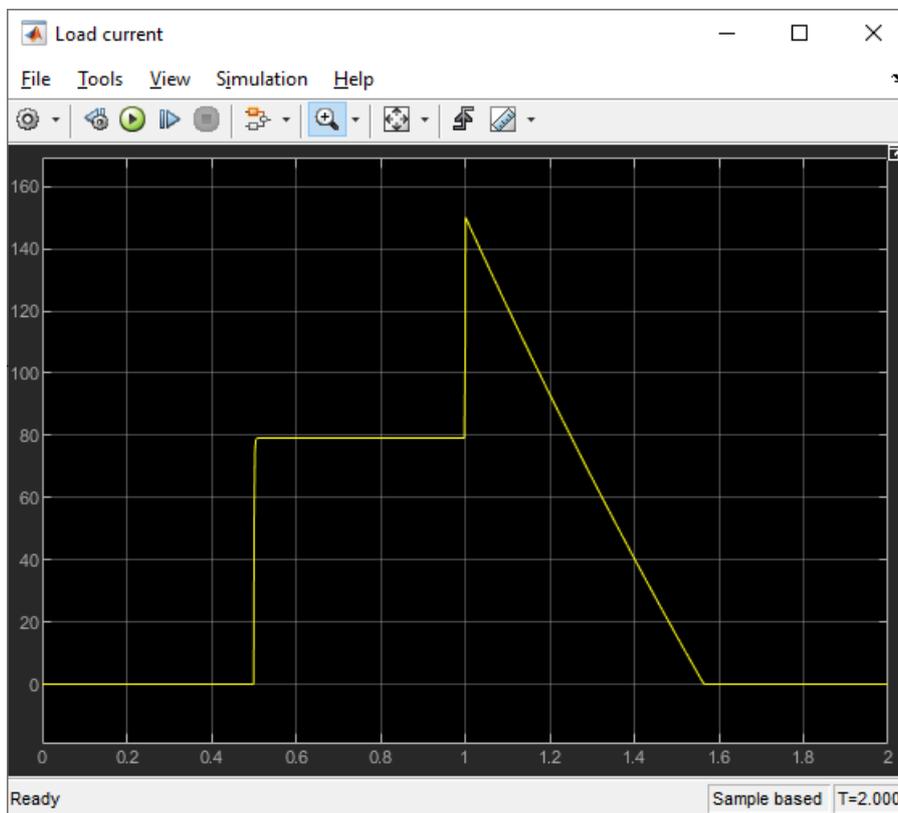


Figura 2.27: Andamento della corrente di guasto in un circuito protetto da un SSCB

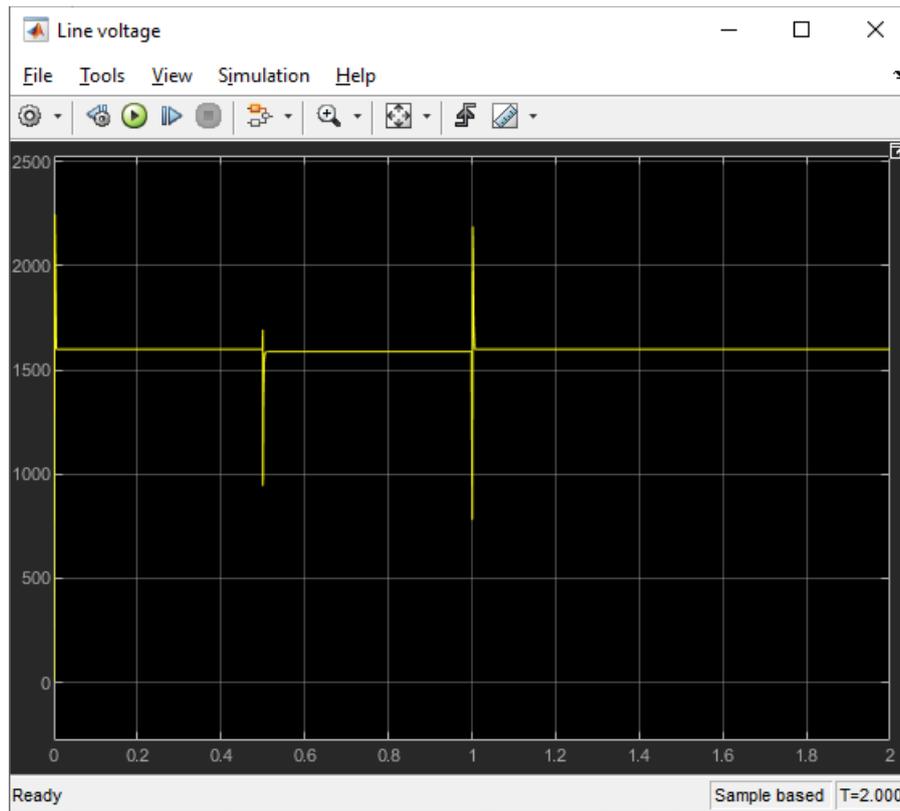


Figura 2.28: Sovratensione generata dall'interruzione di un guasto in un circuito protetto da un SSCB

Si passa ora alla simulazione di un interruttore elettromeccanico.

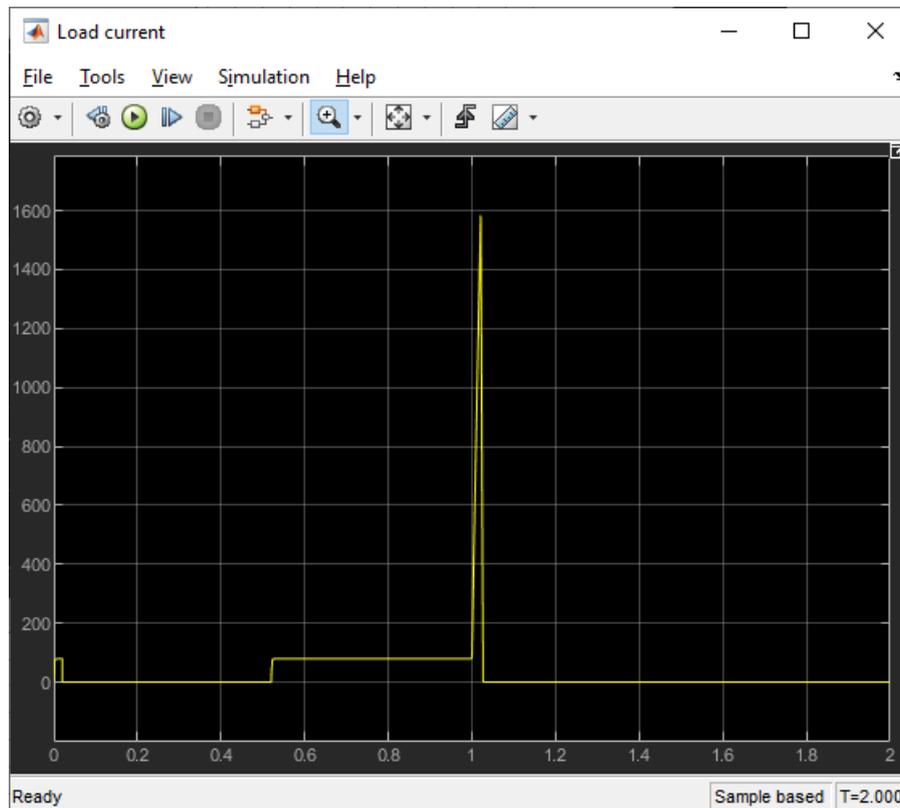


Figura 2.29: Andamento della corrente di guasto in un circuito protetto da un interruttore elettromeccanico

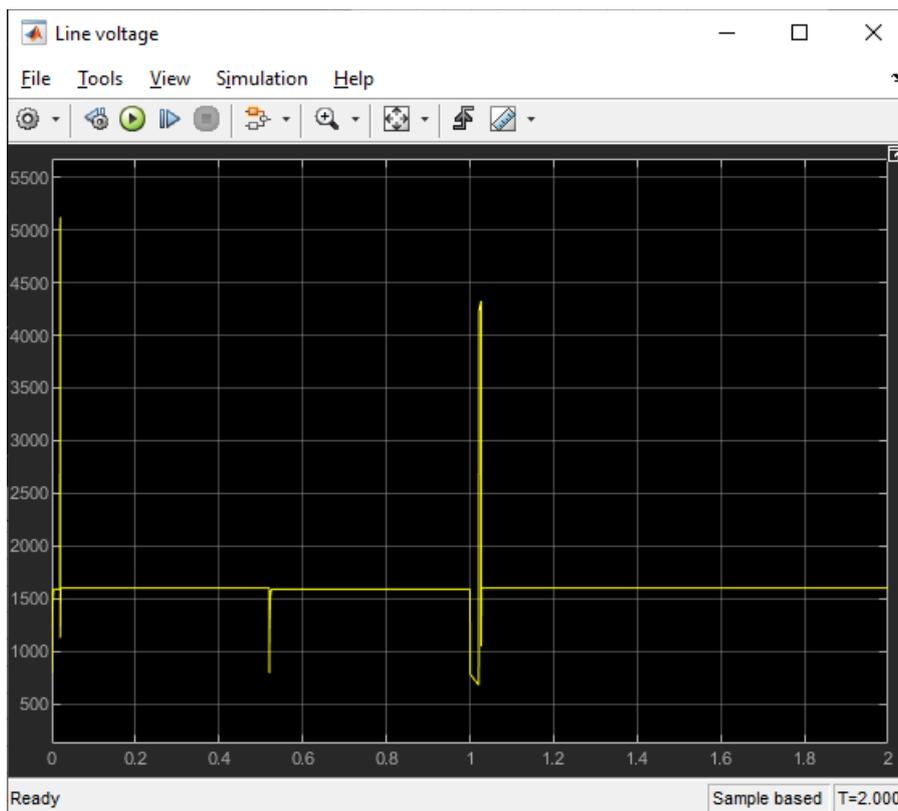


Figura 2.30: Sovratensione generata dall'interruzione di un guasto in un circuito protetto da un interruttore elettromeccanico

Dall'analisi dei guasti in una linea in corrente continua emerge che la corrente di corto circuito cresce con un andamento esponenziale tipico di un transitorio del primo ordine e raggiunge il valore di regime in un tempo piuttosto lungo, dell'ordine delle centinaia di millisecondi.

Il valore di regime dipende dalla resistenza della linea e assume valori molto più elevati rispetto alla corrente nominale che possono essere superiori a 100 volte la corrente nominale I_n della linea.

È quindi importante interrompere la corrente di corto circuito prima che questa possa raggiungere il valore di regime.

Come si può osservare dalla Figura 2.27 l'interruttore elettronico permette di interrompere la corrente proprio al valore di taratura con valori di sovratensione sulla linea piuttosto contenuti. Infatti, dalla Figura 2.28 si può osservare una sovratensione fino a 2200 V che, rispetto alla nominale, è pari al 37,5% in più, valore transitorio tollerabile dalla quasi totalità dei dispositivi. Ciò comporta un tempo di interruzione più lungo dell'ordine delle centinaia di millisecondi.

Viceversa, l'interruttore elettromeccanico ha un comportamento più incerto dovuto al ritardo nell'apertura dei contatti e alla formazione di un arco elettrico. Dalla Figura 2.29 si nota infatti che il picco massimo di corrente raggiunto è molto maggiore rispetto al valore di taratura della protezione (1600 A rispetto alla taratura di 150 A, quindi circa un ordine di grandezza maggiore), pur non raggiungendo comunque il valore di regime di 10000 A; viene quindi mantenuto l'effetto limitatore della corrente di guasto tipico degli interruttori extrarapidi in corrente continua. Un'altra differenza sostanziale sono le sovratensioni generate durante la fase di interruzione, evidenziate in Figura 2.30, che sono sensibilmente superiori a quelle prodotte

e controllate in un interruttore elettronico. Infatti, la sovratensione raggiunge il valore di 4300 V che corrisponde al 168% in più della tensione nominale. Questo valore può sembrare molto elevato, ma valori misurati negli interruttori reali evidenziano incrementi di tensione comunque superiori al 100% della nominale.

Un picco di tensione così elevato è sicuramente molto meno tollerato dai dispositivi utilizzatori e generatori, soprattutto se si pensa che al giorno d'oggi sono per la maggior parte elettronici e quindi molto più sensibili alle sovratensioni.

Ne consegue che un interruttore elettronico è molto più adatto al conseguimento dell'affidabilità di un sistema elettrico DC o ibrido AC e DC.

2.1.5 Algoritmi per il tool di simulazione e verifica dell'affidabilità

Viene qui di seguito riportato l'algoritmo da implementare nel tool di simulazione e verifica dell'affidabilità di una rete di distribuzione ibrida AC e DC. In questo algoritmo sono stati considerati tutti i dispositivi di uso più comune all'interno delle reti attuali comprese di generazione distribuita.

Dati di ingresso:

- Potenza nominale P_n
- tensione nominale della rete V_n
- corrente nominale della linea I_z
- corrente di impiego I_b

Linea terminale i -esima

Corrente nominale presunta dell'interruttore:

$$I_n(i) = (I_b(i) + I_z(i))/2 \text{ \%deve valere la relazione } I_b < I_n < I_z$$

$$I_n(i) = I_z(i) \text{ \%nel caso in cui non sia disponibile la } I_b$$

Linea terminale con apparecchi sensibili?

- $IntEL(i) = True$ \%valore di default in quanto le linee terminali hanno di fatto tutti apparecchi sensibili

Soglia di intervento

Se $IntEL(i) = True$

L'interruttore dovrà intervenire al superamento di una delle seguenti soglie, per cui sono correlate dalla funzione OR

$S_i(i) = 3 \cdot I_n(i)$	% Soglia di intervento di corrente, può essere ritardata se si prevedono sovraccarichi temporanei (es: avviamento motori)
$S_{vmin}(i) = 0,8 \cdot V_n(i)$	% Soglia di intervento per minima tensione
$S_{vmax}(i) = 1,15 \cdot V_n(i)$	% Soglia di intervento per massima tensione

Se $IntEl(i) = False$

L'interruttore dovrà intervenire al superamento di una delle seguenti soglie, per cui sono correlate dalla funzione OR

$S_i(i) = 2,5 \cdot I_n(i)$	% Soglia di intervento di corrente, può essere ritardata se si prevedono sovraccarichi temporanei (es: avviamento motori). Rispetto all'interruttore elettronico può essere un po' più bassa per limitare i transistori.
$S_{vmin}(i) = 0,8 \cdot V_n(i)$	% Soglia di intervento per minima tensione
$S_{vmax}(i) = 1,15 \cdot V_n(i)$	% Soglia di intervento per massima tensione

Linea a monte k-esima che alimenta più linee a valle i-esime

La linea ha carichi intermedi?

- Se no allora $IntEl(k) = False$
- Se sì allora
 - $IntEl(k) = True$ %valore di default in quanto si suppone che tutti gli apparecchi siano sensibili

Corrente nominale dell'interruttore:

$I_n(k) = \min(I_z(k); \sum I_n(i))$ % se la linea ha una portata inferiore alla somma delle correnti nominali a valle allora non si può superare tale valore, se invece ha una portata superiore potrebbe essere inutile in questo caso un sovradimensionamento

Soglia di intervento

Se $\text{IntEl}(i) = \text{True}$

L'interruttore dovrà intervenire al superamento di una delle seguenti soglie, per cui sono correlate dalla funzione OR

$S_i(i) = 2,5 \cdot I_n(i)$	% Soglia di intervento di corrente, può essere ritardata se si prevedono sovraccarichi temporanei (es: avviamento motori). In questo caso la soglia può essere un po' più bassa perché fa riferimento a più carichi che si presume non siano in sovraccarico contemporaneamente
$S_{v\min}(i) = 0,85 \cdot V_n(i)$	% Soglia di intervento per minima tensione
$S_{v\max}(i) = 1,10 \cdot V_n(i)$	% Soglia di intervento per massima tensione

Se $\text{IntEl}(i) = \text{False}$

L'interruttore dovrà intervenire al superamento di una delle seguenti soglie, per cui sono correlate dalla funzione OR

$S_i(i) = 2 \cdot I_n(i)$	% Soglia di intervento di corrente, può essere ritardata se si prevedono sovraccarichi temporanei (es: avviamento motori). In questo caso la soglia può essere un po' più bassa perché fa riferimento a più carichi che si presume non siano in sovraccarico contemporaneamente. Rispetto all'interruttore elettronico può essere un po' più bassa per limitare i transistori.
$S_{v\min}(i) = 0,85 \cdot V_n(i)$	% Soglia di intervento per minima tensione
$S_{v\max}(i) = 1,10 \cdot V_n(i)$	% Soglia di intervento per massima tensione

Raddrizzatore AC/DC a diodi o VSC (Voltage Source Converter a IGBT)

In questo caso un guasto lato corrente continua equivale ad un guasto trifase lato alternata in quanto non è limitata a causa dei diodi di ricircolo.

Il valore efficace della corrente alternata è pari a:

$$I_{AC\ rms} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot I_{DC}$$

Per cui il valore della corrente di corto circuito lato corrente continua, rispetto alla corrente di gusto la corrente alternata sarà:

$$I_{DC\ cc} = \sqrt{\frac{3}{2}} \cdot I_{AC\ cc}$$

I raddrizzatori sono apparecchi comunemente utilizzati in molti impianti e sono generalmente protetti da interruttori elettromeccanici, per cui si può impostare come valore di default:

IntEl(i) = False

Conoscendo la tensione nominale lato DC e la potenza nominale, è possibile calcolare la corrente nominale, per cui:

$I_n(i) = P_n(i)/V_{nDC}(i)$

Poiché la corrente di corto circuito è molto elevata, può essere conveniente anche in questo caso impostare le soglie di massima corrente e massima e minima tensione:

$Si(i) = 2 \cdot I_n(i)$

% Soglia di intervento di corrente, può essere ritardata se si prevedono sovraccarichi temporanei (es: avviamento motori). In questo caso la soglia può essere un po' più bassa perché fa

riferimento a più carichi che si presume non siano in sovraccarico contemporaneamente

$$Svmin(i) = 0,85 \cdot Vn(i)$$

% Soglia di intervento per minima tensione, può essere ritardata per essere selettiva con quelle a valle

$$Svmax(i) = 1,10 \cdot Vn(i)$$

% Soglia di intervento per massima tensione, può essere ritardata per essere selettiva con quelle a valle

Convertitore DC/DC abbassatore mono o bidirezionale

In questo caso il convertitore può limitare la corrente di guasto a valle limitando la tensione. Poiché sono convertitori generalmente più sensibili si propone di installare un interruttore elettronico, per il valore di default sarà:

$$IntEl(i) = True$$

Il valore della corrente nominale viene calcolato anche in questo caso partendo dai valori di tensione e potenza:

$$In(i) = Pn(i)/VnDC(i)$$

Essendo un convertitore che limita la corrente di guasto e che generalmente è connesso a impianti a fonti rinnovabili o sistemi di accumulo, si propongono le seguenti soglie di intervento:

$$Si(i) = 1,5 \cdot In(i)$$

% Soglia di intervento di corrente, può essere ritardata se si prevedono sovraccarichi temporanei

$$Svmin(i) = 0,80 \cdot Vn(i)$$

% Soglia di intervento per minima tensione, può essere ritardata per essere selettiva con quelle a valle

$$Svmax(i) = 1,15 \cdot Vn(i)$$

% Soglia di intervento per massima tensione, può essere ritardata per essere selettiva con quelle a valle

Generatore DC o sistema di accumulo

Le protezioni di interfaccia dei generatori distribuiti verso le linee AC sono basate su relè di massima/minima tensione e massima/minima frequenza.

In questo caso si propone di utilizzare lo stesso criterio, basando la protezione sui relè di massima/minima tensione.

Come tipo di interruttore si propone di utilizzare di default un interruttore elettronico in quanto è molto probabile che il generatore si trovi in prossimità di carichi sensibili, per cui:

$$\text{IntEl}(i) = \text{True}$$

Anche in questo caso la corrente nominale si ricava partendo dalla tensione e dalla potenza nominale:

$$I_n(i) = P_n(i)/V_{nDC}(i)$$

Per quanto riguarda i valori di soglia si propongono i seguenti:

$S_i(i) = 1,3 \cdot I_n(i)$	% Soglia di intervento di corrente, può essere ritardata se si prevedono sovraccarichi temporanei
$S_{vmin}(i) = 0,85 \cdot V_n(i)$	% Soglia di intervento per minima tensione, istantanea
$S_{vmax}(i) = 1,10 \cdot V_n(i)$	% Soglia di intervento per massima tensione, istantanea

Per quanto riguarda la stima dei costi sono state impostate le seguenti relazioni che, almeno per gli interruttori elettromeccanici, danno valori verosimili. Per gli elettronici ovviamente è solo una stima presumibile.

Costo stimato in € per un interruttore elettromeccanico:

$$c_{el_mec} = 15 + 4 \cdot 10^{-4} \cdot V_n^{1,1} \cdot I_n^{1,15}$$

Costo stimato in € per un interruttore elettronico:

$$c_{elettr} = 35 + 4 \cdot 10^{-4} \cdot V_n^{1,2} \cdot I_n^{1,3}$$

Alla fine, è possibile impostare la Tabella 2.5 di confronto tra interruttore elettronico e interruttore elettromeccanico secondo la potenza e le soglie di taratura delle protezioni.

Tabella 2.5: Confronto tra interruttore elettronico SSCB e interruttore elettromeccanico

	Interruttore elettronico SSCB	Interruttore elettromeccanico
Sovracorrente in caso di guasto	$1 \cdot I_n$	$10 \cdot I_n$
Sovratensione in caso di guasto	$1,37 \cdot V_n$	$2,3 \cdot V_n$
Costo	$c_{elettr} = 35 + 4 \cdot 10^{-4} \cdot V_n^{1,2} \cdot I_n^{1,3}$	$c_{el_mec} = 15 + 4 \cdot 10^{-4} \cdot V_n^{1,1} \cdot I_n^{1,15}$

2.1.6 Codice Python per il tool di simulazione

Il codice finale in Python è il seguente:

```
import yaml
```

```
with open('protections.yml.txt') as info:
```

```
    info_dict = yaml.load(info)
```

```
for element in info_dict:
```

```
if info_dict[element]['category'] == "Battery":
```

```
    type = "Interruttore elettronico"
```

```
    cost = 35 + (4 * 10 ** -4) * (Vn ** 1.2) * (In ** 1.3) # [€]
```

```
    soglia_I = 1.3 * In
```

```
    delay_I = 0.5 # [s]
```

```
    soglia_Vmax = 1.1 * Vn # [V]
```

```
    soglia_Vmin = 0.8 * Vn # [V]
```

```
    delay_Vmax = 0.4 # [s]
```

```
    delay_Vmin = 1 # [s]
```

```
elif info_dict[element]['category'] == "PV":
```

```
    type = "Interruttore elettronico"
```

```
    cost = 35 + (4 * 10 ** -4) * (Vn ** 1.2) * (In ** 1.3) # [€]
```

```
    soglia_I = 1.3 * In # [A]
```

```
    delay_I = 0.5 # [s]
```

```
    soglia_Vmax = 1.1 * Vn # [V]
```

```
    soglia_Vmin = 0.8 * Vn # [V]
```

```
    delay_Vmax = 0.4 # [s]
```

```
    delay_Vmin = 1 # [s]
```

```
elif info_dict[element]['category'] == "DC-Wind":
```

```
    type = "Interruttore elettronico"
```

$$\text{cost} = 35 + (4 * 10 ** -4) * (\text{Vn} ** 1.2) * (\text{In} ** 1.3) \# [\text{€}]$$

$$\text{soglia_I} = 1.3 * \text{In} \# [\text{A}]$$

$$\text{delay_I} = 0.5 \# [\text{s}]$$

$$\text{soglia_Vmax} = 1.1 * \text{Vn} \# [\text{V}]$$

$$\text{soglia_Vmin} = 0.8 * \text{Vn} \# [\text{V}]$$

$$\text{delay_Vmax} = 0.4 \# [\text{s}]$$

$$\text{delay_Vmin} = 1 \# [\text{s}]$$

elif info_dict[element]['category'] == "PWM":

type = "Interruttore elettromeccanico"

$$\text{cost} = 15 + (4 * 10 ** -4) * (\text{Vn} ** 1.1) * (\text{In} ** 1.15) \# [\text{€}]$$

$$\text{soglia_I} = 2 * \text{In} \# [\text{A}]$$

$$\text{delay_I} = 1 \# [\text{s}]$$

$$\text{soglia_Vmax} = 1.1 * \text{Vn} \# [\text{V}]$$

$$\text{soglia_Vmin} = 0.85 * \text{Vn} \# [\text{V}]$$

$$\text{delay_Vmax} = 0.4 \# [\text{s}]$$

$$\text{delay_Vmin} = 0.5 \# [\text{s}]$$

elif info_dict[element]['category'] == "DC-DC_Conv":

type = "Interruttore elettronico"

$$\text{cost} = 35 + (4 * 10 ** -4) * (\text{Vn} ** 1.2) * (\text{In} ** 1.3) \# [\text{€}]$$

$$\text{soglia_I} = 1.5 * \text{In} \# [\text{A}]$$

delay_I = 1 # [s]

soglia_Vmax = 1.1 * Vn # [V]

soglia_Vmin = 0.8 * Vn # [V]

delay_Vmax = 0.6 # [s]

delay_Vmin = 1.2 # [s]

elif info_dict[element]['category'] == "DC-Line":

type = "Interruttore elettronico"

cost = 35 + (4 * 10 ** -4) * (Vn ** 1.2) * (In ** 1.3) # [€]

soglia_I = 3 * In # [A]

delay_I = 0.5 # [s]

soglia_Vmax = 1.1 * Vn # [V]

soglia_Vmin = 0.8 * Vn # [V]

delay_Vmax = 0.5 # [s]

delay_Vmin = 1.1 # [s]

elif info_dict[element]['category'] == "DC-Load":

type = "Interruttore elettronico"

cost = 35 + (4 * 10 ** -4) * (Vn ** 1.2) * (In ** 1.3) # [€]

soglia_I = 1.15 * In # [A]

delay_I = 0.5 # [s]

soglia_Vmax = 1.05 * Vn # [V]

soglia_Vmin = 0.85 * Vn # [V]

delay_Vmax = 0.3 # [s]

delay_Vmin = 0.1 # [s]

3 Conclusioni

Le simulazioni condotte in questo lavoro su modelli molto sofisticati di reti ibride AC e DC hanno permesso di ottenere informazioni preziose e di carattere innovativo sull'impiego di interruttori statici applicati alla parte DC in reti ibride AC e DC.

In particolare, uno dei risultati più importanti è quello relativo all'impiego più appropriato delle diverse configurazioni di SSCB. È stato infatti dimostrato come gli interruttori con snubber RCD siano più semplici ed economici da realizzare e mantenere, ma hanno il difetto di generare sovratensione troppo elevate nel caso di interruzione della corrente di guasto. Questo fatto li rende più adatti per essere applicati come contattori, ossia per interrompere correnti fino alla nominale, ma con la necessità di effettuare un numero molto elevato di manovre.

Viceversa, la tecnologia di SSCB con snubber MOV è più efficace nell'interruzione di correnti più elevate, come le correnti di guasto in quanto il MOV è in grado di limitare la sovratensione generata, a fronte però di una configurazione più complessa e costosa e con un onere di manutenzione maggiore.

Infine, sono state condotte simulazioni di confronto tra tecnologia elettromeccanica e tecnologia elettronica per poter arrivare a ricavare tutti i parametri necessari per definire gli algoritmi per la taratura delle protezioni e la stima dei costi all'interno del tool per la simulazione e la verifica di affidabilità di reti elettriche ibride AC e DC.

Possibili sviluppi futuri di questa ricerca riguardano la creazione di una rete reale simile a quella simulata che includa sistemi di generazione, accumulo e ricarica di veicoli elettrici protetti da interruttori statici. La difficoltà di creazione di una rete test così complessa risiede nel fatto che nessuno degli elementi individuati sono già presenti sul mercato per poter comporre il circuito di prova. I diversi elementi dovrebbero quindi essere appositamente creati con un notevole sforzo non solo economico, ma soprattutto di ricerca per la loro creazione.

4 Riferimenti bibliografici

- [1] W. Pusorn, W. Srisongkram, K. Chiangchin and K. Bhumkittipich, "Solid State Circuit Breaker using insulated gate bipolar transistor for distribution system protection," 2014 International Electrical Engineering Congress (iEECON), Chonburi, Thailand, 2014, pp. 1-4
- [2] M. Davari and Y. A. I. Mohamed, "Dynamics and Robust Control of a Grid-Connected VSC in Multiterminal DC Grids Considering the Instantaneous Power of DC- and AC-Side Filters and DC Grid Uncertainty," in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 31, no. 3, pp. 1942-1958, March 2016
- [3] Proportional integral (PI) control. Available at website: <https://apmonitor.com/pdc/index.php/Main/ProportionalIntegralControl>
- [4] D. R. Chaudhari and S. Gour, "PV-active power filter combination mitigating harmonics using FLC," 2017 Recent Developments in Control, Automation & Power Engineering (RDCAPE), Noida, India, 2017, pp. 378-381
- [5] IGBTs: Frequently Asked Questions (FAQs). Available at website: <https://www.powerelectronics.com/technologies/discrete-power-semis/article/21861263/igbts-frequently-asked-questions-faqs>
- [6] L. Rubino and G. Rubino, "Definition of the Solid State Circuit Breaker limits working with active clamp driver," 2020 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM), Sorrento, Italy, 2020, pp. 387-390