



Medium voltage products

Quaderno di Applicazioni Tecniche No. 23

La manovra dei condensatori in media tensione

Indice

2	1. La manovra sincrona in media tensione: introduzione
5	2. La manovra dei banchi di condensatori
5	2.1 Inserzione di banchi di condensatori
10	2.2 L'interruzione di carichi capacitivi
11	2.3 Ulteriori metodi per la riduzione dei transitori di manovra
12	2.3.1 Resistenze o reattanze di pre-inserzione
12	2.3.2 Scaricatori di tensione (metal oxide varistors – MOVs)
16	2.3.3 Sistemi di manovra sincroni
18	2.4 Il sezionatore sincrono ABB DS1
26	3. Confronto tra diverse tecnologie di manovra dei banchi di condensatori
29	4. Impatto delle sovratensioni sui componenti dell'impianto elettrico
29	4.1 L'impatto delle sovratensioni sui condensatori
37	4.1.1 Il sistema di protezione associato al banco di condensatori
42	4.2 Impatto dei transitori di inserzione dei condensatori sugli altri componenti dell'impianto elettrico
45	5. Vantaggi economici derivanti dall'utilizzo del sezionatore sincrono a diodi
48	6. Conclusioni
48	Bibliografia

1. La manovra sincrona in media tensione: introduzione

Tra il 1745 e il 1746, una nuova esperienza rivoluzionò la fisica dell'elettricità. Per studiare l'elettrificazione dell'acqua, lo scienziato Andreas Cuneaus, vissuto a Leida in Olanda, pose il liquido in un piccolo recipiente in vetro e lo chiuse con un tappo attraversato da un lungo chiodo metallico collegato al collettore di una macchina elettrostatica. Lo scienziato tenendo in mano la bottiglia si avvicinò casualmente con l'altra mano al chiodo ricevendo una scintilla molto più forte di quelle che era solito ottenere dalla macchina elettrostatica. Pieter van Musschenbroek comunicò successivamente all'Accademia di Parigi nel gennaio del 1746 il fenomeno per il quale fu coniato il termine bottiglia di Leida. La bottiglia piena d'acqua costituì di fatto il primo condensatore della storia.

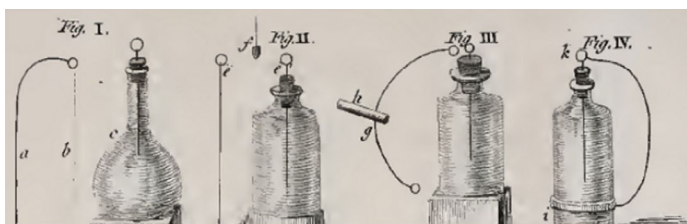


Fig. 1: bottiglia di Leida

L'abate Nollet, Prof. di fisica a Parigi al Collège de Navarre, dal canto suo aggiornò ulteriormente le sue dimostrazioni con una catena umana attraversata da una scarica quando le persone ai capi della catena toccavano le due estremità. Ma fu sopra tutto grazie alle esperienze di Benjamin Franklin che si capì che l'acqua poteva essere eliminata e che la forma del vetro non era influente; egli, infatti, realizzò un dispositivo costituito semplicemente da due metalli chiamati armature separati da una lastra di vetro.



Fig. 2: esperienza di Franklin

Successivamente Edward Nairne, uno dei principali costruttori di strumenti scientifici inglesi, nel dicembre 1773, presentò alla Royal Society una macchina con oltre sessanta bottiglie di Leida seguito da Martin van Marum che, nel 1785 a Leida, fece costruire la più grande macchina elettrica dell'epoca con 100 bottiglie in grado di generare lunghissime scintille tra gli elettrodi.

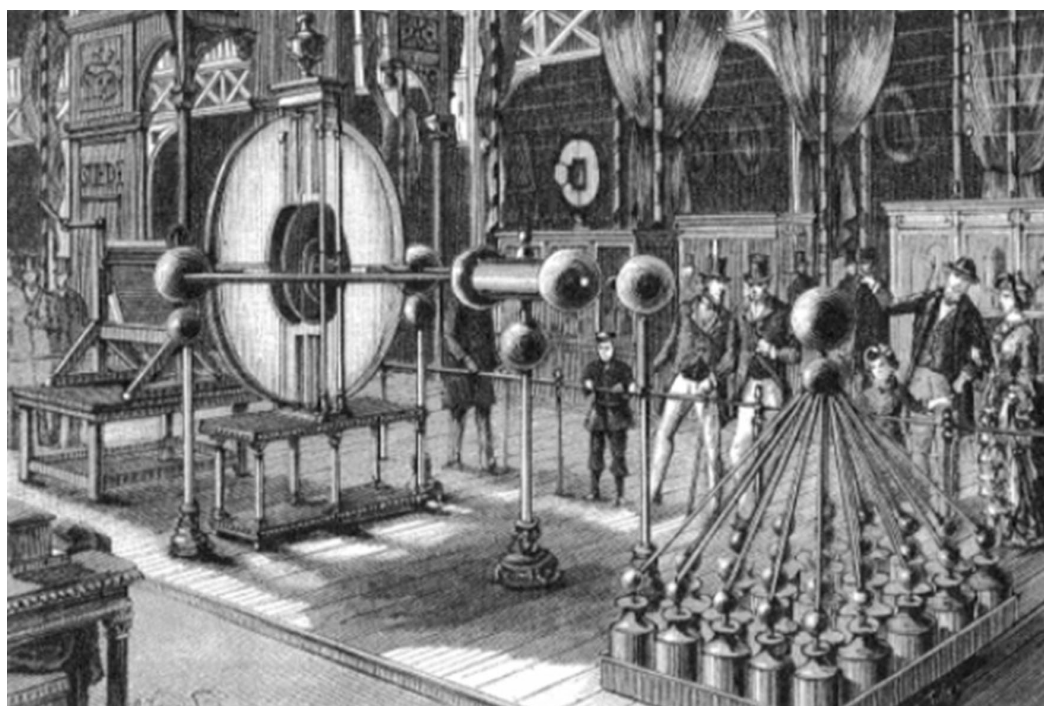


Fig. 3: esperimento con più bottiglie di Leida

Il concetto di capacità e di condensatore furono in realtà introdotti negli stessi anni da Alessandro Volta che si può ritenere il padre dell'elettrostatica moderna. Nella figura seguente abbiamo un esempio del condensatore di Volta.



Fig. 4: condensatore di Volta

A partire dalla vittoria della corrente alternata nei confronti della corrente continua, nella così detta guerra delle correnti alla fine del 1800, con la rapida diffusione delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica in AC si iniziò a porre il problema di ridurre la quantità di potenza reattiva circolante nella rete elettrica al fine di ridurre le perdite conseguenti. Oggi, con la forte spinta all'aumento dell'efficienza e alla riduzione dei consumi conseguenti alla pressante richiesta di riduzione dell'impatto ambientale da parte dell'opinione pubblica e dei governi, la compensazione dell'energia reattiva, fondamentalmente di tipo induttivo, tramite l'installazione locale di batterie di condensatori, trova una crescente diffusione. Anche da parte degli utilizzatori esiste un concreto beneficio nell'utilizzare condensatori di rifasamento evitando di incorrere in penali nel caso in cui il fattore di potenza del proprio impianto sia inferiore alla soglia stabilita contrattualmente.

Quindi, i banchi di condensatori possono essere installati, con potenze anche importanti, presso le cabine primarie degli enti distributori o direttamente sulle singole utenze, tipicamente motori, presso gli stabilimenti degli utenti finali.

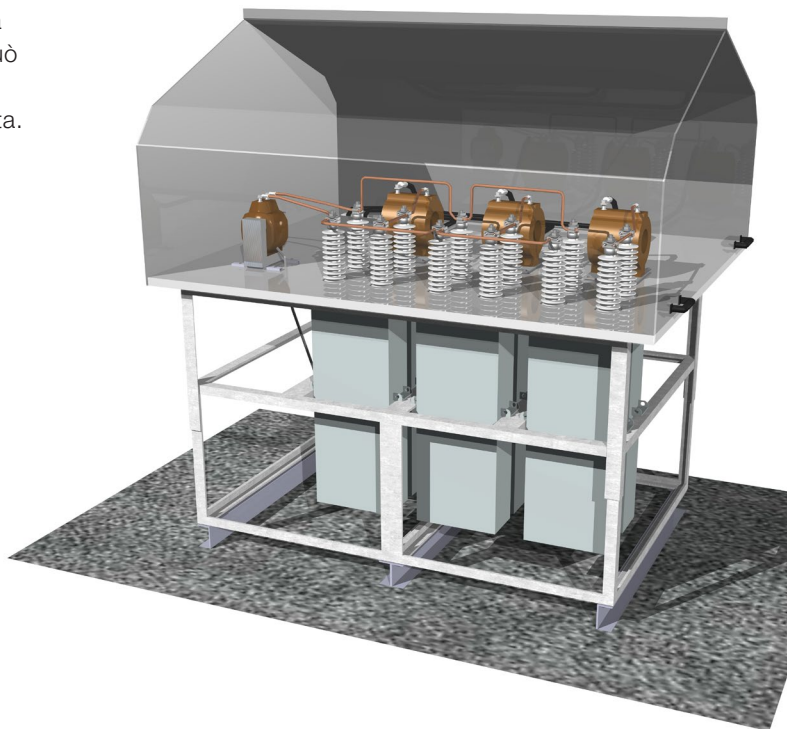


Fig. 5: ABB SIKAP: una soluzione compatta per banchi di condensatori di MT

A causa della fluttuazione dei carichi, manovre di inserzione o disinserimento dei banchi di condensatori sono operazioni frequenti con frequenza almeno giornaliera. Sebbene la corrente capacitiva sia normalmente piccola rispetto alla corrente nominale dell'interruttore, tuttavia la manovra dei banchi di condensatori provoca dei transitori anche importanti che sono riconosciuti come una delle possibili cause di malfunzionamenti nei condensatori stessi e, più in generale, negli impianti. Tra le possibili contromisure adottate troviamo la pre-inserzione di resistori o induttanze, induttanze fisse e scaricatori. Tuttavia queste soluzioni, oltre a non garantire spesso la completa eliminazione del fenomeno, comportano perdite e costi aggiuntivi e occupazione di spazio.

Un'ulteriore soluzione, sviluppata in tempi recenti, è la manovra sincrona. Questa tecnica moderna consiste nel nell'effettuare la manovra di apertura e chiusura del circuito in sincronismo con l'oscillazione della tensione in modo che l'inserzione e la disinserzione della batteria di condensatori avvenga a tensione nulla. Questa soluzione, rispetto ai metodi tradizionali, ha l'indubbio vantaggio di eliminare teoricamente il problema all'origine. Il modo migliore per ottenere questo risultato è quello di manovrare singolarmente e indipendentemente i poli dell'apparecchio di manovra.

1. Introduzione

In relazione ai costi e alle dimensioni degli interruttori e sezionatori, tale soluzione è stata adottata inizialmente in alta tensione; recentemente, grazie all'introduzione dell'elettronica a bordo degli apparecchi e all'adozione di attuatori particolarmente compatti, è stato possibile adottare tale principio anche in media tensione.



Figura 6: interruttore sincrono in una sottostazione a 420 kV

In accordo con un'indagine effettuata dal CIGRE, l'utilizzo degli apparecchi sincroni è aumentato rapidamente a partire dai primi esperimenti nel 1990 come conseguenza delle buone prestazioni riscontrate sul campo. Già nel 2001 si potevano contare circa 2400 apparecchi sincroni di AT con previsione di arrivare a più di 6700 unità nel 2009 grazie alla migliore affidabilità conseguente all'utilizzo di sensori avanzati e di moderne tecnologie digitali.

Come si può notare, l'applicazione più frequente è diventata progressivamente la manovra di banchi di condensatori che, già nel 2001, rappresentava quasi il 70% delle applicazioni. Il motivo di questo successo è il concreto risparmio dovuto all'eliminazione dei resistori e induttanze di pre-inserzione, induttanze fisse e scaricatori nonché una maggiore vita elettrica degli apparecchi di manovra stessi con conseguente diminuzione dei costi di manutenzione e infine ma non ultimo, una minore probabilità di guasto dell'impianto.

In media tensione, gli interruttori ed i sezionatori sono normalmente costituiti da tre poli meccanicamente connessi tra loro e da un unico comando a molle precaricate o da un unico attuttore magnetico. La manovra sincrona deve invece essere effettuata singolarmente da ciascun polo rispetto alla propria tensione di riferimento quindi è necessario disporre di un comando o un attuttore per ogni polo. Il sincronismo viene effettuato da un'unità di controllo in modo tale che la manovra venga effettuata nel punto dell'onda di tensione che eviti i transitori conseguenti ad eventuali riadescenti dell'arco, ovvero al passaggio della tensione per lo zero.

È chiaro come il successo di una manovra sincronizzata dipenda non solo dalle caratteristiche dell'apparecchio ma anche da quelle dell'impianto elettrico. È necessario, quindi, definire e capire la relazione tra causa ed effetto che intercorre tra la manovra e il conseguente comportamento dell'impianto elettrico. Viceversa, è anche possibile che le caratteristiche del circuito elettrico prima della manovra, ad esempio la presenza di armoniche, influiscano sul processo di sincronizzazione.

Inoltre, tutte le caratteristiche di progetto dell'apparecchio devono essere costantemente monitorate per evitare che usura o malfunzionamenti interferiscano sulla manovra, ad esempio la velocità dei contatti, lo stato dei sensori di tensione, lo stato degli attuatori e dell'unità di controllo stessa.

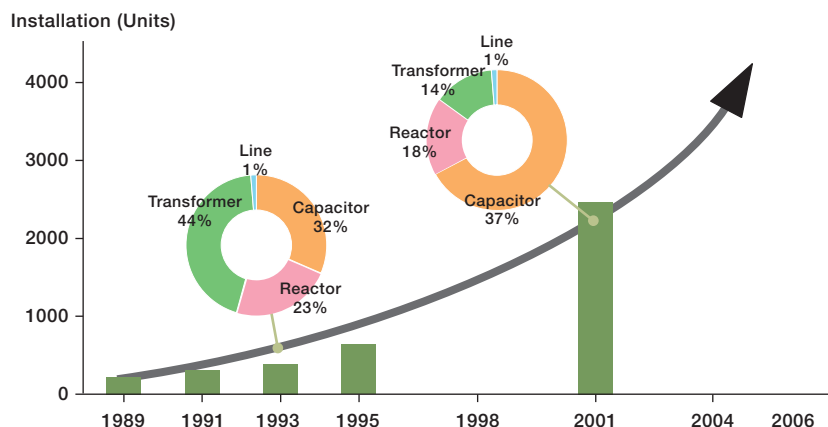


Fig. 7: CIGRE - utilizzo degli apparecchi sincroni nel tempo

2. La manovra dei banchi di condensatori

2.1 Inserzione di banchi di condensatori

L'inserzione di banchi di condensatori è spesso accompagnato da sovratensioni e sovracorrenti transitorie. Il caso peggiore si ha quando si inserisce un banco di condensatori con altri banchi già connessi (così detta manovra back-to-back). In questo caso infatti l'ampiezza e la frequenza della corrente di inserzione (inrush current) possono essere molto elevate.

Prendendo in esame il circuito di fig. 8 (vedi IEC 62271-100, Annex H e IEC 62271-306 cap. 9.2.2 e cap. 9.4.10), il caso dell'inserzione di un banco singolo lo si ottiene considerando aperto l'interruttore del banco 2.

L'induttanza della sorgente L_s è molto più grande delle induttanze parassite L_1 e L_2 , sicché l'unico limite all'ampiezza della corrente $\hat{i}_i$ ed alla relativa frequenza f_i è data da L_s .

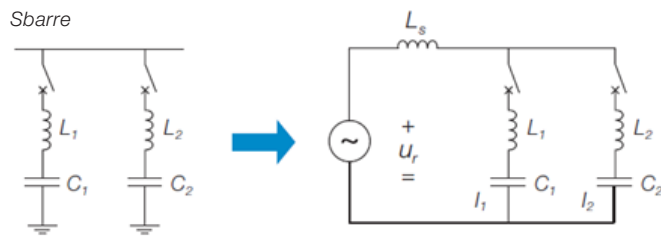


Fig. 8: circuito di inserzione di condensatori

Quindi abbiamo per $L_s \gg L_1$:

$$\hat{i}_i = U_r \sqrt{\frac{2}{3} \cdot \frac{C_1}{L_s + L_1}} \approx U_r \sqrt{\frac{2}{3} \cdot \frac{C_1}{L_s}}$$

$$f_i = \frac{1}{2\pi \sqrt{C_1(L_s + L_1)}} \approx \frac{1}{2\pi \sqrt{C_1 L_s}}$$

Nel caso in cui il banco 2 sia già stato precedentemente alimentato abbiamo un'inserzione back-to-back, dove la carica del secondo banco è fornita dal primo e quindi la corrente di inrush è limitata solo da L_1 e L_2 :

$$\hat{i}_i = U_r \sqrt{\frac{2}{3} \cdot \frac{C_1 C_2}{(C_1 + C_2)} \cdot \frac{1}{(L_1 + L_2)}}$$

$$f_i = \frac{1}{2\pi \sqrt{\frac{C_1 C_2}{(C_1 + C_2)} (L_1 + L_2)}}$$

Se i condensatori sono uguali e quindi $L=L_1=L_2$ e $C=C_1=C_2$, le formule si semplificano e diventano:

$$\hat{i}_i = U_r \frac{n}{n+1} \sqrt{\frac{2C}{3L}} \quad \text{e} \quad f_i = \frac{1}{2\pi \sqrt{LC}}$$

Nel caso di n condensatori già connessi otteniamo:

$$L'' = \frac{1}{\frac{1}{L_1} + \frac{1}{L_2} + \dots + \frac{1}{L_n}} \quad \text{e} \quad C'' = C_1 + C_2 + \dots + C_n$$

Se i condensatori sono tutti uguali otteniamo $L'' = L/n$ e $C'' = nC$, quindi sostituendo nelle formule precedenti L_1 con L'' e C_1 con C'' otteniamo:

$$\hat{i}_i = U_r \frac{n}{n+1} \sqrt{\frac{2C}{3L}} \quad \text{e} \quad f_i = \frac{1}{2\pi \sqrt{LC}}$$

Se scriviamo L_s in funzione della frequenza di rete f_s , della tensione U_r e della corrente di corto circuito I_{sc} , otteniamo:

$$L_s = \frac{U_r}{2\pi f_s \cdot I_{sc}}$$

Ed infine sostituiamo la capacità con la relativa corrente capacitiva:

$$I_i = 2\pi f_s \cdot C_1 \cdot U_r$$

Le formule per l'inserzione di un singolo banco di condensatori diventano:

$$\hat{i}_i = \sqrt{2} \sqrt{I_{sc} I_1} \quad \text{e} \quad f_i = f_s \sqrt{\frac{I_{sc}}{I_1}}$$

E le formule per l'inserzione di un banco di condensatori in back-to-back:

$$\hat{i}_{i\text{peak}} = \sqrt{\frac{10^3 U_r I_1 I_2}{\pi f_s \sqrt{3} \times 10^{-6} L_{eq} (I_1 + I_2)}} = 13\,556 \sqrt{\frac{U_r I_1 I_2}{f_s L_{eq} (I_1 + I_2)}} \approx 13\,500 \sqrt{\frac{U_r I_1 I_2}{f_s L_{eq} (I_1 + I_2)}}$$

$$f_i = \frac{1}{2\pi} \times 10^{-3} \sqrt{\frac{2\pi f_s 10^3 U_r (I_1 + I_2)}{\sqrt{3} \times 10^{-6} L_{eq} I_1 I_2}} \approx 9,5 \sqrt{\frac{f_s U_r (I_1 + I_2)}{L_{eq} I_1 I_2}}$$

con $L_{eq} = L_1 + L_2$ espressa in μH , U_r in kV, f_s in Hz e le correnti in A.

2. La manovra dei banchi di condensatori

Riassumendo le formule semplificate in una tabella abbiamo:

Condizione	Grandezza	Formula
Alimentazione di un banco di condensatori	i_i (A)	$1,41\sqrt{I_{sc} \times I_1}$
	f_i (Hz)	$f_s \sqrt{\frac{I_{sc}}{I_1}}$
Alimentazione di un banco di condensatori più un altro derivato dalle stesse sbarre	i_i (A)	$13\,500 \sqrt{\frac{U_r I_1 I_2}{f_s L_{eq} (I_1 + I_2)}}$
	f_i (kHz)	$9,5 \sqrt{\frac{f_s U_r (I_1 + I_2)}{L_{eq} (I_1 \times I_2)}}$
Alimentazione di un banco di condensatori più un altro identico derivato dalle stesse sbarre	i_i (A)	$9545 \sqrt{\frac{U_r I_1}{f_s L_{eq}}}$
	f_i (kHz)	$13,5 \sqrt{\frac{f_s U_r}{L_{eq} I_1}}$

Tabella 1. Formule semplificate per l'inserzione dei condensatori

Consideriamo, ad esempio, il circuito elettrico seguente dove si abbia l'inserzione di un banco di condensatori da 6 MVar a 13,8 kV, 60 Hz alimentato da una sorgente avente una corrente di corto circuito simmetrica di 36 kA. L'impedenza della connessione LC₁ sia 8 µH.

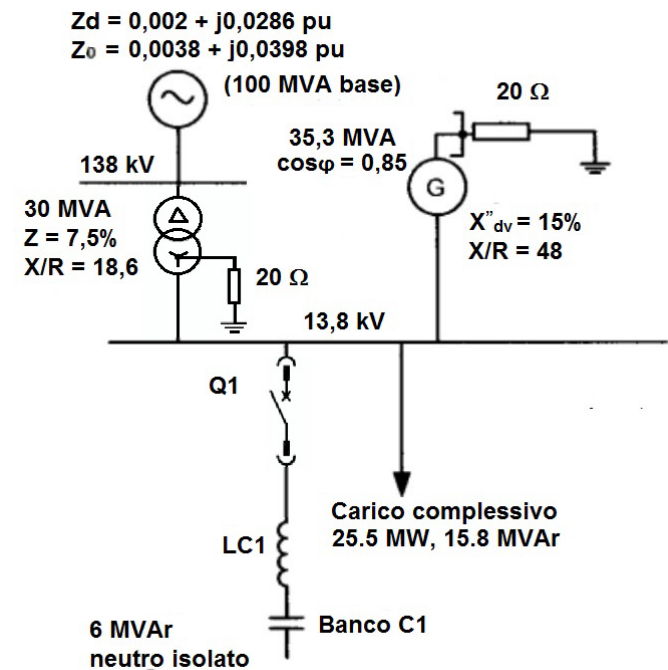


Fig.9: esempio di circuito con banchi di condensatori

La capacità e la corrente del banco di condensatori valgono:

$$C = \frac{Q}{\omega U_r^2} = \frac{6 \cdot 10^6}{2\pi \cdot 60 \cdot (13,8 \cdot 10^3)^2} = 83,57 \mu F$$

$$I_1 = \frac{Q}{\sqrt{3} U_r} = \frac{6 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 10^3} = 251 A$$

La corrente di inrush è quindi:

$$i_i = 1,41 \cdot \sqrt{I_{sc} \cdot I_1} = 1,41 \cdot \sqrt{36 \cdot 10^3 \cdot 251} = 4250 A$$

Avente una frequenza di:

$$f_i = f_s \cdot \sqrt{\frac{I_{sc}}{I_1}} = 60 \cdot \sqrt{\frac{36 \cdot 10^3}{251}} = 718,5 Hz$$

Utilizzando opportuni software di simulazione dei transitori (EMTP, ElectroMagnetic Transient Program) possiamo ottenere l'andamento della corrente di inrush in una fase in cui si può notare l'oscillazione ad alta frequenza che si sovrappone alla frequenza fondamentale con uno smorzamento che dipende dalle resistenze e dalle perdite del sistema.

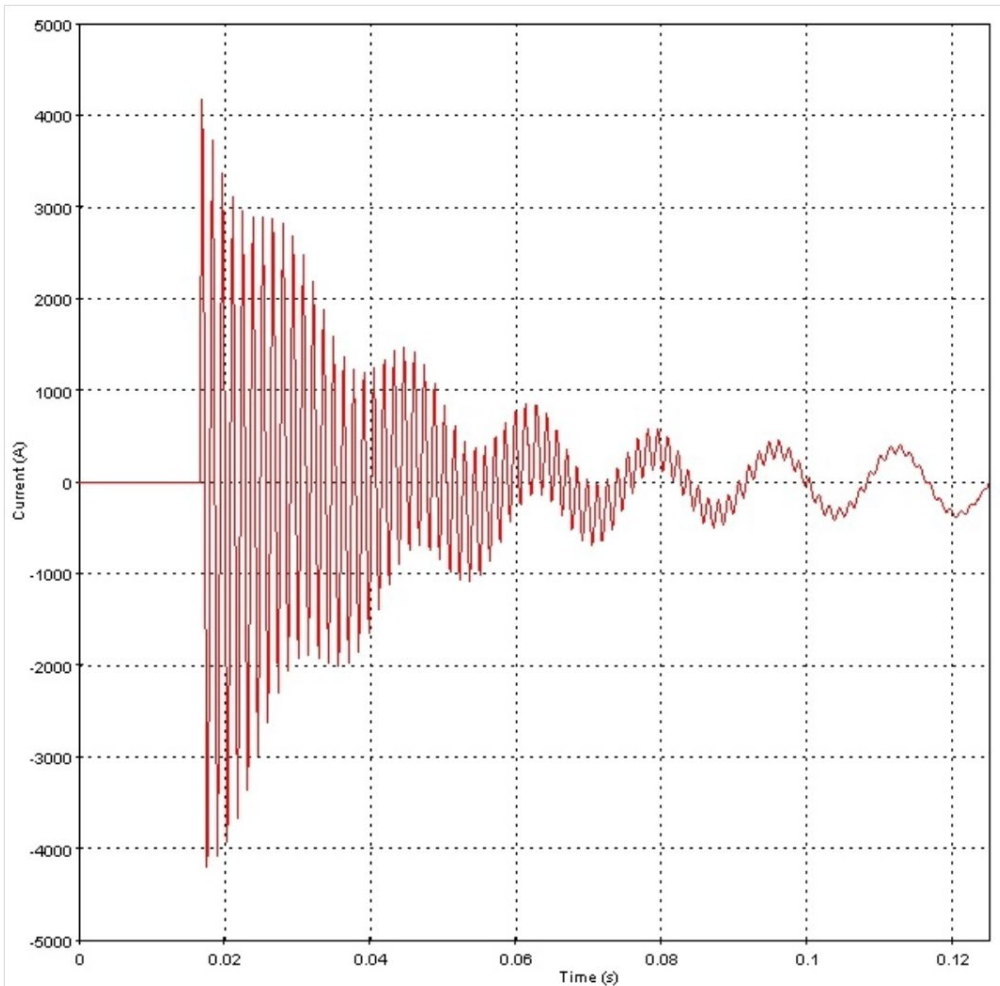


Fig. 10: corrente di inrush per l'inserzione di un banco

Consideriamo ora il caso dell'inserzione di una seconda batteria di condensatori in back-to-back identica alla prima, secondo lo schema seguente:

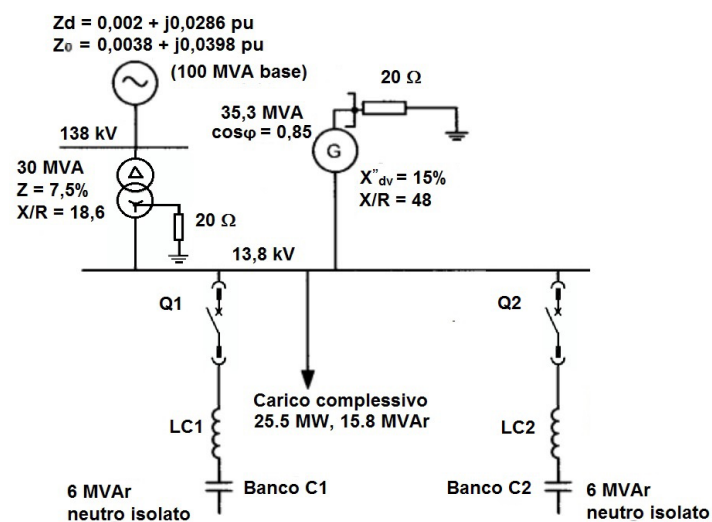


Fig. 11: esempio di circuito con due banchi di condensatori

2. La manovra dei banchi di condensatori

Applicando le formule otteniamo:

$$i_i = 9545 \sqrt{\frac{U_r I_1}{f_s L_{eq}}} = 9545 \sqrt{\frac{13,8 \cdot 251}{60 \cdot (8 + 8)}} = 18,1 \text{ kA}$$

$$f_i = 13,5 \sqrt{\frac{f_s U_r}{L_{eq} I_1}} = 13,5 \sqrt{\frac{60 \cdot 13,8}{16 \cdot 251}} = 6,13 \text{ kHz}$$

Anche in questo caso, utilizzando il software EMTP possiamo ottenere l'andamento della corrente di inrush in una fase; si può notare che il picco e la frequenza raggiunti dall'oscillazione è notevolmente più alta del caso precedente relativo all'inserzione di una sola batteria di condensatori.

La corrente di inrush, in questo caso, supera i valori suggeriti dalle Norme IEC 62271 per la manovra delle correnti capacitive da parte dell'interruttore e del contattore (corrente di picco di breve durata di 20 kAp ad una frequenza di 4250 Hz per l'interruttore e una corrente di picco di breve durata di 8 kAp ad una frequenza di 2500 Hz per i contattori).

Sarà, quindi, necessario utilizzare delle induttanze in serie aggiuntive per limitarli. Applicando le formule viste in maniera inversa e partendo dai limiti suggeriti dalla Norma possiamo ottenere il valore dell'induttanza limitatrice:

$$i_i = U_r \sqrt{\frac{C}{6 L_{eq}}} \leq 20 \text{ kA}$$

$$f_i = \frac{1}{2\pi \sqrt{L_{eq} C}} \leq 4250 \cdot 1,3 \text{ Hz}$$

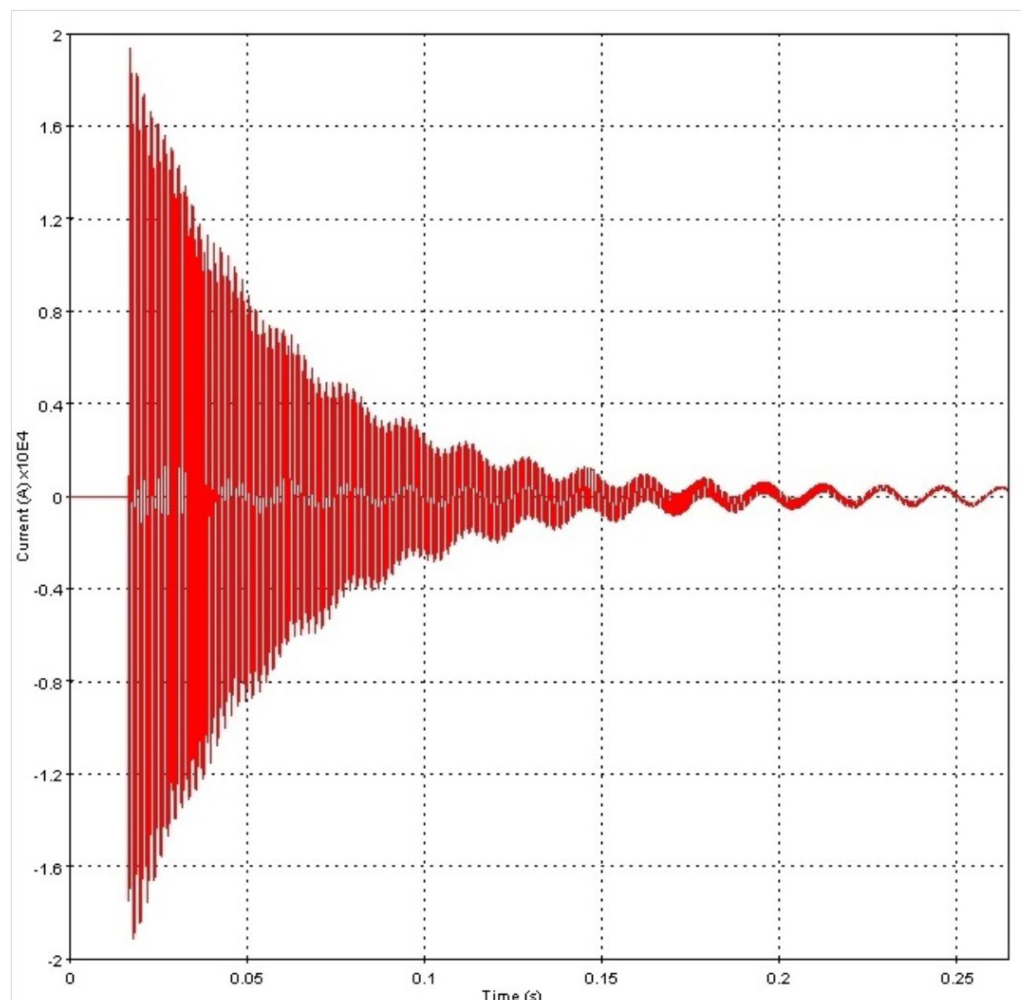


Fig. 12: corrente di inrush per l'inserzione di un secondo banco in back-to-back

dove 1,3 è un coefficiente suggerito dalla Norma che tiene conto della tolleranza del +130% sulla frequenza permissibile della corrente di inrush in servizio.

Quindi otteniamo:

$$L_{eq} \geq \frac{1}{C (2\pi \cdot 4250 \cdot 1,3)^2} = 9,929 \mu H$$

ovvero almeno 1,929 μH aggiuntivi. Con questo valore, inoltre, il valore di picco si ridurrebbe a 16,3 kA.

Circa il posizionamento delle induttanze limitatrici, rispetto all'apparecchio di manovra e al condensatore, non vi è teoricamente alcuna differenza sull'effetto di limitazione purché siano installate su ogni fase e in serie ai condensatori. In alcuni casi le induttanze vengono installate anche sul terminale neutro del condensatore; tuttavia questa non è la configurazione più utilizzata.

Quando si installano delle induttanze limitatrici per limitare le correnti di inrush c'è il rischio che un guasto avvenga in modo tale che l'induttanza limiti la corrente di guasto interrotta dall'interruttore, a causa del basso valore della capacità del circuito, e aumenti eccessivamente la TRV imposta ai contatti. Negli esempi riportati in figura, la TRV conseguente al guasto può spesso superare i limiti previsti dall'interruttore; il fenomeno è molto simile a quello dell'interruzione su linee brevi.

Bisogna considerare che l'installazione di una induttanza in serie ad un condensatore crea un circuito risonante; conseguentemente è bene verificare la presenza o meno di armoniche, normalmente di ordine elevato, che possano eccitare il circuito causando un sovraccarico non voluto dell'induttanza e del condensatore. Una volta nota la capacità dei banchi di condensatori, è possibile verificare il valore dell'induttanza per una determinata armonica di ordine n al fine di evitare la risonanza:

$$L = \frac{1}{n^2 \omega^2 C}$$

Un approccio potrebbe essere quello di regolare l'induttanza su valori di armoniche molto superiori a quelle presenti nell'impianto, ad esempio al disopra della tredicesima armonica. Particolare attenzione va posta qualora siano presenti inverter nell'impianto.

Il maggior svantaggio nell'utilizzo delle induttanze limitatrici è sicuramente il loro costo: quello iniziale, il costo per eventuali mitigazioni della TRV e il costo di installazione.

Inoltre le induttanze introducono perdite aggiuntive dovute alla loro resistenza; da considerare, infine, che l'incremento di tensione conseguente all'installazione di grandi induttanze può comportare un sovradimensionamento della tensione nominale dei condensatori, nonché una variazione nella potenza fornita dai condensatori stessi.

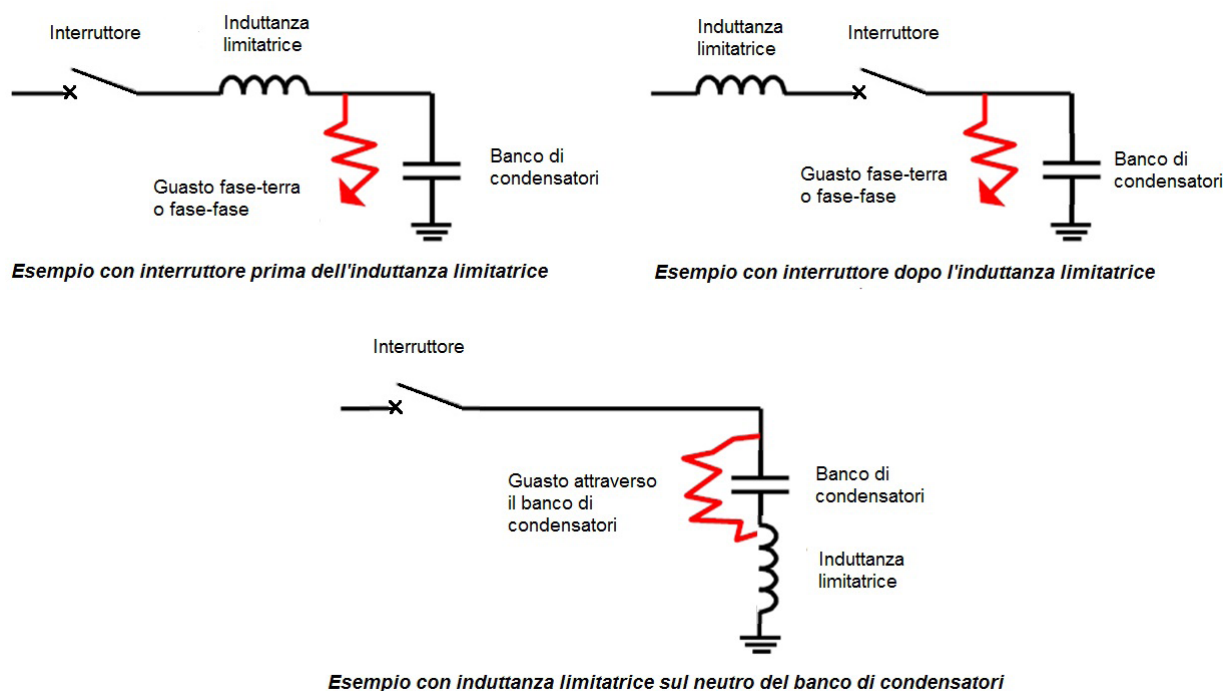


Fig. 13: Esempi di induttanze limitatrici in diverse posizioni

2. La manovra dei banchi di condensatori

2.2 L'interruzione di carichi capacitivi

Con riferimento alla figura seguente, ipotizzando un puro carico capacitivo, la corrente è sfasata di 90° rispetto alla tensione, quindi quando la corrente viene interrotta la tensione si trova al valore massimo.

Dopo l'interruzione, la tensione dell'alimentazione u_s rimane praticamente inalterata mentre sul lato carico il carico capacitivo, isolato dalla rete, tende a mantenere costante la tensione u_c , anche se in realtà la tensione decresce con la scarica della capacità; nel caso dei banchi di condensatori vi sono allo scopo delle resistenze di scarica per accelerare il fenomeno; tuttavia la costante di tempo di scarica dei condensatori è dell'ordine dei 40s, quindi la carica residua dei condensatori diminuisce lentamente. Mezzo ciclo dopo l'interruzione, quindi, la TRV raggiunge un livello pari a due volte il valore di picco della tensione di alimentazione.

In questo caso la tensione sul carico può arrivare ad un valore teorico (cioè senza tener conto degli smorzamenti) pari a 3 p.u. con una frequenza che dipende dall'induttanza della sorgente L_s e dalla capacità del carico C (se $C \gg C_s$). L'interruttore può interrompere la corrente in uno degli zeri di corrente con il risultato che il condensatore può arrivare ad una tensione più alta della precedente. Il fenomeno può ripetersi fino alla definitiva interruzione della corrente.

In un sistema trifase la TRV avrà una forma più complessa rispetto a quella vista per un circuito monofase. In particolare sarà più impegnativa nell'apertura del primo polo e in generale maggiore rispetto al caso in monofase. Nella figura seguente vediamo il valore della TRV per l'apertura del primo polo in caso di apertura di un banco di condensatori con neutro isolato.

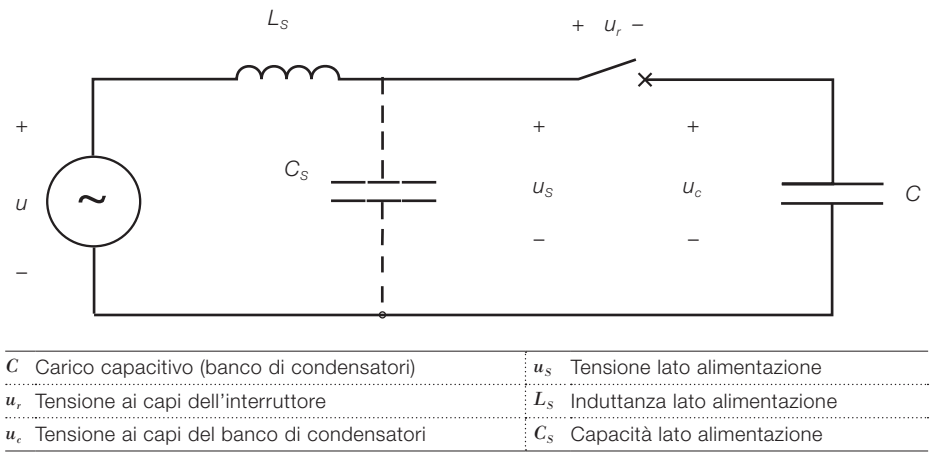


Fig. 14: circuito semplificato per l'interruzione di carichi capacitivi

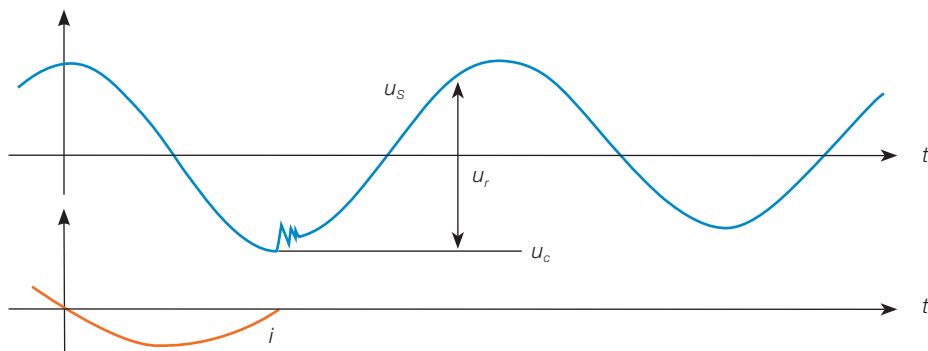


Fig. 15: andamento di tensione e corrente all'interruzione di un carico capacitivo

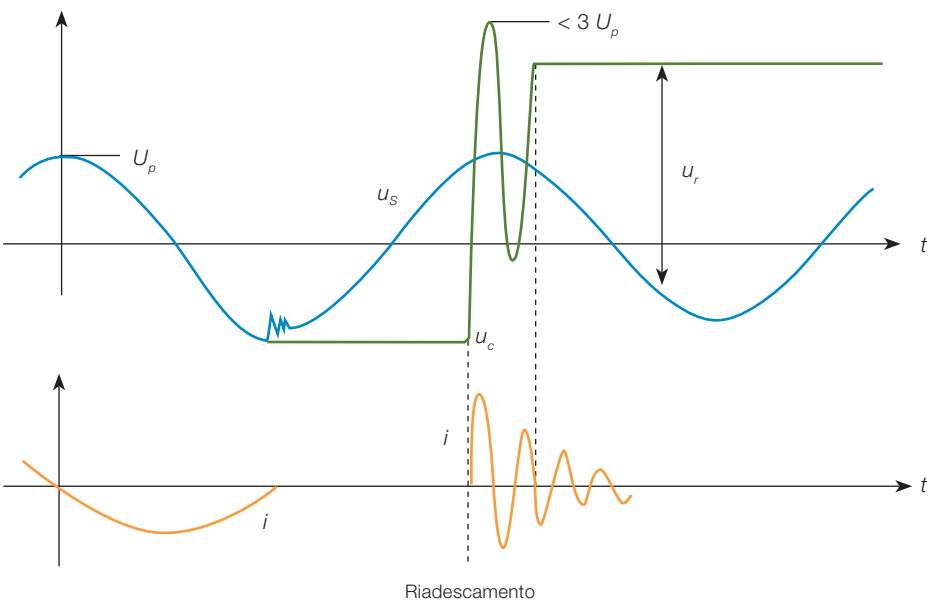


Fig. 16: andamento di tensione e corrente in caso di riadescento

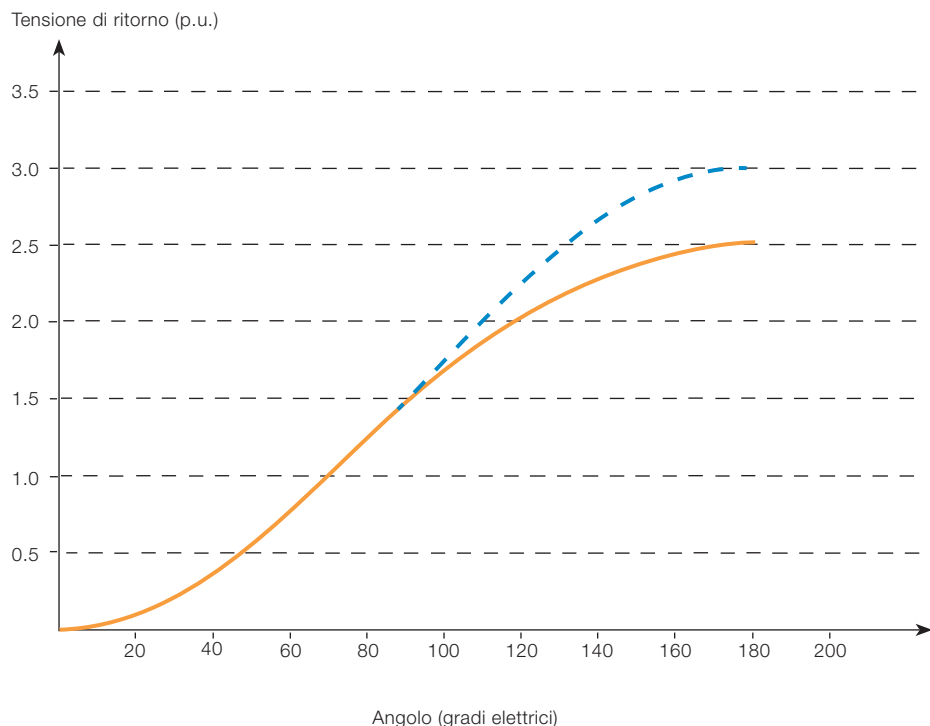


Fig. 17: andamento della TRV

La TRV inizialmente ha un andamento che porterebbe ad un picco di tre volte la tensione di alimentazione di rete (linea blu tratteggiata). Tuttavia, quando gli ultimi due poli interrompono un quarto di ciclo dopo il primo (90°) si presenta una discontinuità nell'andamento per cui il picco finale si riduce a 2,5 volte la tensione di picco di alimentazione.

La Norma IEC 62271-100 definisce per gli interruttori due classi in funzione del comportamento verso i riadescamenti:

- la classe C1 con bassa probabilità di riadescamenti durante l'interruzione di correnti capacitive;
- la classe C2 con probabilità bassissima di riadescamenti durante l'interruzione di correnti capacitive.

La norma, inoltre, indica le prove da effettuare sull'interruttore a seconda del tipo di carico capacitivo previsto, in particolare per la messa in tensione di linee aeree L, per la messa in tensione di cavi C e per banchi di condensatori B. Quindi avremo in totale sei cicli di prova: LC1, LC2, CC1, CC2, BC1 e BC2. È possibile comunque combinare i test in modo da coprire le tre tipologie di carico dichiarando un valore unico. I test di tipo per la classe C2 sono condotti con un pre-condizionamento che consiste in determinate interruzioni di corrente di corto circuito e successivamente in un certo numero di interruzione di correnti capacitive. Per i test della classe C1 non sono richiesti pre-condizionamenti e il numero di interruzioni di correnti capacitive è inferiore a quello della classe C2.

2.3 Ulteriori metodi per la riduzione dei transitori di manovra

Per la riduzione della corrente di inrush o per la riduzione della TRV sul dispositivo di manovra stesso possono essere utilizzate più soluzioni:

- inserire induttanze limitatrici per ridurre la corrente di picco e la frequenza della corrente di inrush;
- aggiungere resistenze o reattanze di pre-inserzione ai dispositivi di manovra;
- manovrare i condensatori in modo incrementale;
- utilizzare scaricatori di tensione (metal oxide varistors – MOVs);
- utilizzare sistemi di manovra sincroni sia in chiusura che in apertura.

L'efficacia di questi metodi dipende dalle caratteristiche dell'impianto elettrico, quindi la scelta più opportuna dovrebbe derivare da uno studio dettagliato circa il comportamento in regime transitorio. Ciascuno di questi metodi presenta vantaggi e svantaggi diversi in termini di riduzione delle sovratensioni, costi, requisiti di installazione, requisiti di manutenzione e affidabilità. L'utilizzo delle induttanze limitatrici è già stato descritto nel capitolo 2.1.

2. La manovra dei banchi di condensatori

2.3.1 Resistenze o reattanze di pre-inserzione

Le resistenze o reattanze di pre-inserzione sono un mezzo molto efficace per la riduzione dei transitori di inserzione. Vengono inserite prima dell'alimentazione del banco di condensatori e successivamente cortocircuitate dopo lo smorzamento del transitorio, dando origine, ovviamente, ad un secondo transitorio. Il dimensionamento della resistenza e induttanza viene effettuato sulla base dei valori del transitorio di inserzione dei banchi di condensatori e del successivo transitorio di bypass.

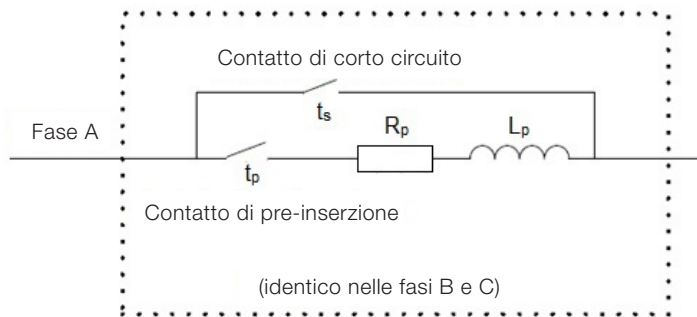


Fig. 18: circuito di pre-inserzione

Il valore della resistenza R_p dipende principalmente dalla grandezza del banco di condensatori e dai parametri della rete e può essere calcolata con la formula seguente:

$$R_p = \sqrt{\frac{L_s}{C}}$$

Dove L_s è l'induttanza della rete (di sequenza positive) e C è la capacità del banco di condensatori.

Ad esempio, per l'esempio visto nel cap.2.1, calcoliamo L_s nel modo seguente:

$$L_s = \frac{U_r}{\sqrt{3} \cdot \omega \cdot I_{sc}} = \frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot 2\pi f \cdot 36} = 0,588 \text{ mH}$$

E poiché la capacità del banco di condensatori era:

$$C = \frac{Q}{\omega U_r^2} = \frac{6 \cdot 10^6}{2\pi \cdot 60 \cdot (13,8 \cdot 10^3)^2} = 83,57 \mu F$$

Otteniamo che:

$$R_p = \sqrt{\frac{L_s}{C}} = \sqrt{\frac{0,588 \cdot 10^{-3}}{83,57 \cdot 10^{-6}}} = 2,65 \Omega$$

Come già visto per l'induttanza limitatrice, anche l'induttanza di pre-inserzione ottiene come effetto la riduzione della corrente di inrush ma contribuisce anche a limitare le sovratensioni transitorie. Questo effetto dipende dal valore dell'induttanza del sistema ed è efficace per valori uguali o superiori a quest'ultima. Anche un'elevata resistenza contribuisce positivamente aumentando lo smorzamento dell'oscillazione dell'onda di tensione. Adottando questa soluzione è necessario ovviamente calcolare la corrente di picco e la frequenza dell'oscillazione sia prima che dopo la pre-inserzione secondo quanto visto nel cap. 2.1.

2.3.2 Scaricatori di tensione (metal oxide varistors – MOVs)

Gli scaricatori di tensione limitano le sovratensioni di manovra al valore della massima tensione residua (tipicamente 1,8 p.u.) nel punto di applicazione.

Per selezionare uno scaricatore è necessario procedere nel modo seguente (IEC 60099-5: "Surge arresters – Part 5: Selection and application recommendations"):

- la tensione di esercizio continuativa dello scaricatore deve essere come minimo uguale alla più alta tensione di esercizio dell'impianto;
- definire la tensione nominale dello scaricatore con riferimento alla sovratensione prevista;
- stimare la grandezza e la probabilità delle correnti di scarica attraverso lo scaricatore e quindi selezionare la corrente di scarica nominale;
- determinare la caratteristica di protezione agli impulsi di manovra dello scaricatore in modo che sia coordinato con l'impianto elettrico: a tal fine considerare che la tensione di innesco per impulsi di manovra nel campo dei 100 μs dovrebbe essere più alta del valore di picco della TRV di manovra che può raggiungere 2,08 volte la tensione nominale. Inoltre la tensione residua per impulsi di manovra (ai valori di corrente di scarica più elevati quindi nel campo dei 10 kA) dovrebbe essere inferiore al 70% della tensione di tenuta ad impulso;
- le curve cui far riferimento fornite dai costruttori sono simili a quella illustrata nella Norma in figura 19 dove la zona 1 è di pre-scarica caratterizzata da basse correnti per operazioni stazionarie, la zona 2 è caratterizzata da un andamento non lineare ed è tipica di correnti associate a sovratensioni transitorie e impulsi di manovra, la zona 3 è caratterizzata da correnti superiori a 1 kA generate da impulsi rapidi (es: scariche atmosferiche). Inoltre, U_c è la tensione di esercizio continuativa, U_r è la tensione nominale, U_{pl} (o LIPL) è la massima tensione residua alla corrente di scarica nominale per scariche atmosferiche e U_{ps} (o SIPL) è la massima tensione residua alla corrente di scarica nominale per impulsi di manovra;

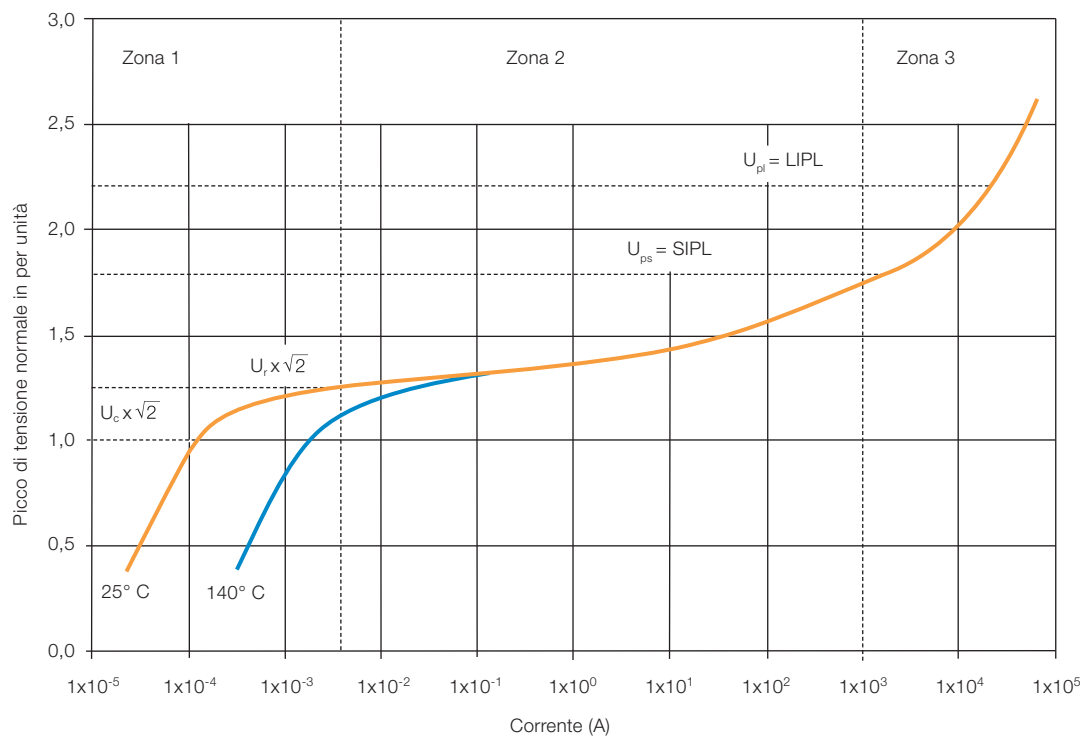


Fig. 19: curva di riferimento secondo la Norma IEC 60099-5

- l'energia assorbita determina il tipo di scaricatore con correnti di picco da 200 a 1000 A per riaccensioni multiple o di 10 kA e più per impulsi da scariche atmosferiche;
- posizionare lo scaricatore il più vicino possibile all'apparecchio da proteggere;
- la migliore protezione si ottiene collegando gli scaricatori tra fasi adiacenti e tra tutte le fasi e terra;
- la connessione allo scaricatore deve essere la più breve possibile e avere la medesima terra dell'apparecchio da proteggere. Nell'esempio seguente di figura 20 dato dalla Norma, si vedono tre casi di protezione di un trasformatore T dove il caso 3 garantisce una protezione eccellente dato che la terra è unica e il collegamento b è corto ed inferiore alla connessione a.

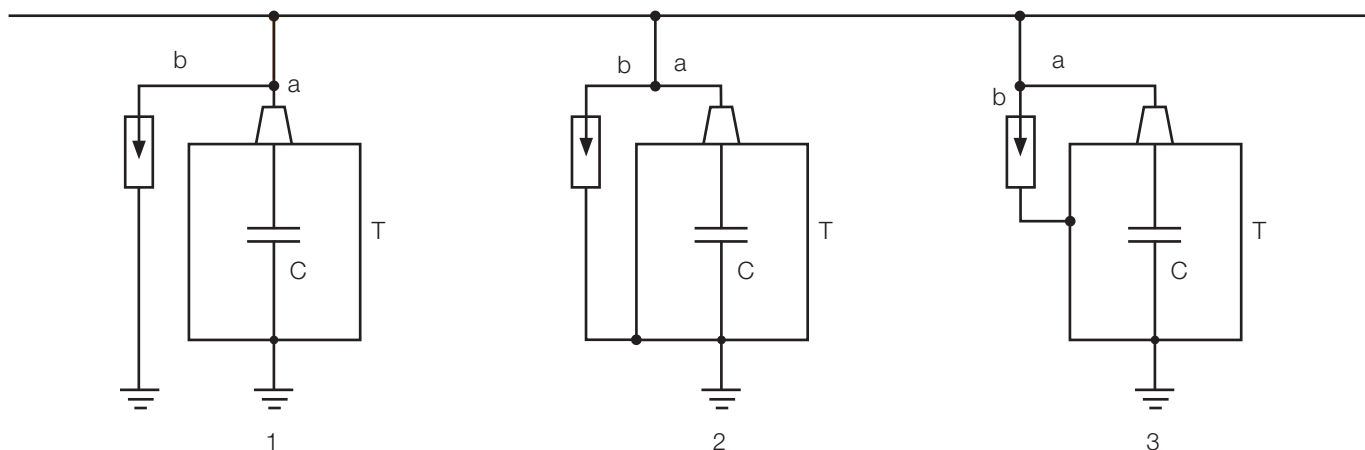


Fig. 20: posizionamento dello scaricatore a protezione di un trasformatore

2. La manovra dei banchi di condensatori

In particolare, l'energia associata ad un riadescamento a causa della manovra di un banco di condensatori va valutata con attenzione. Sebbene raro, un riadescamento può essere un compito gravoso soprattutto per gli scaricatori installati vicino ai banchi; in realtà, in caso di riadescamenti multipli, possono essere interessati anche per gli scaricatori più lontani inclusi quelli di bassa tensione. L'energia che interessa lo scaricatore dipende dal valore della capacità del banco di condensatori a causa della carica immagazzinata nel banco stesso che, all'istante del riadescamento, produce come effetto una maggiore ampiezza dell'oscillazione della sovratensione. La norma IEEE Std C62.22-2009 "IEEE Guide for the Application of Metal-Oxide Surge Arresters for Alternating-Current Systems", nell'Appendice G.2, fornisce un metodo per il calcolo dell'energia dissipata dallo scaricatore in questa situazione. Nell'ipotesi che la sovratensione transitoria dovuta ad un riadescamento dell'interruttore durante la manovra di apertura di un banco di condensatori arrivi a 3 p.u. e che la tensione di scarica di un tipico scaricatore installato sul banco o nelle immediate vicinanze sia circa 2 p.u., la Norma suggerisce di stimare l'energia di scarica dello scaricatore, come funzione della grandezza del banco di condensatori, nel modo seguente:

$$\begin{aligned}\text{Energia nello scaricatore (kJ)} &= 13,3 \cdot \text{MVar per fase a 60 Hz} \\ &= 16,0 \cdot \text{MVar per fase a 50 Hz}\end{aligned}$$

Ad esempio, consideriamo il sistema a 60 Hz a $U_s=13,8$ kV visto in precedenza con il banco di condensatori trifase da 6 MVar; otteniamo:

$$\text{Energia nello scaricatore (kJ)} = 13,3 \cdot 6/3 = 26,6 \text{ kJ}$$

e quindi, se la massima tensione di esercizio continuativa U_c (secondo IEC o MCOV secondo IEEE), che può essere applicata ai terminali dello scaricatore senza alcun degrado delle sue caratteristiche, è:

$$5 \cdot \frac{U_s}{\sqrt{3}} = 8,38 \text{ kV}$$

otteniamo:

$$\frac{26,6}{8,38} = 3,17 \text{ kJ/kV}$$

Nel caso di installazione di uno scaricatore ABB tipo MWD, la cui energia testata in conformità alla Norma IEC 60099-4 è pari a 5,5 kJ/kV, non avremo quindi problemi dal punto di vista energetico.

Gli scaricatori possono essere installati in posizioni diverse in relazione all'apparecchio di manovra e all'induttanza limitatrice. Le possibili installazioni sono:

- a) a monte dell'apparecchio di manovra;
- b) a monte dell'induttanza limitatrice;
- c) tra l'induttanza limitatrice e il condensatore;
- d) ai capi dell'induttanza limitatrice.

Ogni installazione, che deve essere preceduta da un opportuno studio di coordinamento dell'isolamento dell'impianto, presenta vantaggi e svantaggi che troviamo riassunti nella tabella seguente:

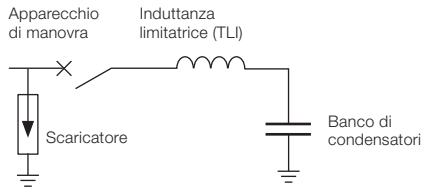
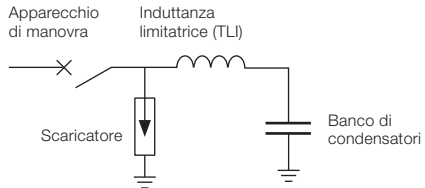
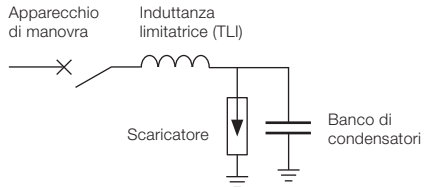
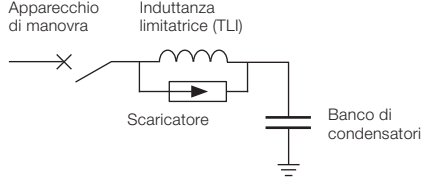
Posizione	Schema	Vantaggi	Svantaggi
a) A monte dell'apparecchio di manovra		Protegge l'apparecchio di manovra, quando aperto, da sovratensioni di origine atmosferica e di manovra; Protegge l'induttanza limitatrice dagli impulsi di corrente (es: di origine atmosferica).	Protegge meno il banco di condensatori a causa della sovratensione sull'induttanza.
b) A monte dell'induttanza limitatrice		Protegge l'induttanza limitatrice dagli impulsi di corrente (es: di origine atmosferica).	Protegge meno il banco di condensatori a causa della sovratensione sull'induttanza.
c) Tra l'induttanza limitatrice e il condensatore		Protegge in modo ottimale il banco di condensatori.	Protegge meno l'induttanza limitatrice dagli impulsi di corrente (es: di origine atmosferica); In caso di guasto allo scaricatore, l'interruttore può essere soggetto ad un elevato fronte di salita della TRV.
d) Ai capi dell'induttanza limitatrice		Protegge l'induttanza da impulsi di corrente di origine atmosferica e di manovra; Può ridurre la TRV in caso di guasti allo scaricatore; Lo scaricatore, durante il normale funzionamento, non vede la piena tensione fase-terra.	Non protegge il banco di condensatori da impulsi di corrente di origine atmosferica e di manovra; Il guasto dello scaricatore cortocircuita l'induttanza limitatrice.

Tabella 2: posizioni e relativi vantaggi/svantaggi dell'induttanza limitatrice

Il principale svantaggio nell'utilizzo degli scaricatori è quello di aggiungere un punto di guasto potenziale. In caso di guasto, lo scaricatore entra in conduzione provocando un cortocircuito a terra con eventuali conseguenze anche per altri componenti dell'impianto. Inoltre, nel caso gli scaricatori siano posti a protezione delle induttanze limitatrici, ad esempio nella configurazione d), bisogna verificare che l'eventuale intervento dello scaricatore non escluda l'induttanza rendendo nullo l'effetto limitatore.

2. La manovra dei banchi di condensatori

2.3.3 Sistemi di manovra sincroni

La manovra sincrona è oggi affidabile ed è anche economicamente una valida alternativa agli altri metodi tradizionali visti in precedenza per la riduzione dei transitori di tensione e corrente.

Esistono varie soluzioni tecniche; la prima ad essere realizzata è costituita da un interruttore con tre poli indipendenti e da un controllore in grado di gestire il tempo di chiusura e quello di apertura di ogni polo in relazione all'angolo di fase della tensione o della corrente.

La precisione richiesta per la manovra al fine di aprire o chiudere in un preciso punto della sinusoide è di circa $\pm 1\text{ms}$, per avere sovratensioni paragonabili a quelle delle resistenze di pre-inserzione, e di $\pm 0,5\text{ms}$ per avere sovratensioni trascurabili; ciò richiede che l'interruttore abbia caratteristiche tali da garantire stabilità nella manovra in tutte le condizioni operative e ambientali o, viceversa, che il controllore sia in grado di calcolare e compensare tutte le variabili che possono influenzare la manovra come la temperatura ambiente, la tensione ausiliaria, i tempi di inattività, ecc. Da considerare che alcune compensazioni derivano da fattori prevedibili mentre altre si basano su dati storici e, quindi, vengono effettuate su base statistica. In alta tensione, la dipendenza dai tempi di inattività per alcuni interruttori è talmente elevata da essere la prima causa di fallimento per la manovra sincrona.

In aggiunta, l'interruttore deve avere una tenuta dielettrica tra i contatti molto elevata in modo da avere zero possibilità di riadescamento durante la chiusura e fino a contatto avvenuto. Parallelamente, anche la possibilità di riaccensione durante l'apertura deve essere nulla.

Tra i test che un tale interruttore deve superare, in accordo alla Norma IEC 62271-302 (High-voltage switchgear and controlgear – Part 302: Alternating current circuit-breakers with intentionally non-simultaneous pole operation) o alle ANSI C37.04, troviamo quindi anche la verifica del fronte di decrescita della tenuta di isolamento (RDDS o rate of decrease of dielectric strength) e il fronte di salita della tenuta di isolamento (RRDS o rate of rise of dielectric strength). L'interruttore deve anche superare i test di durata meccanica in classe M2 e verificare la correlazione dei tempi di chiusura e apertura con il tempo di inattività. Il CIGRE WG13.07 raccomanda di provare anche i sensori, il controllore e il sistema nel suo complesso. I test sul controllore sono sia funzionali che di conformità sull'hardware e basati sulle IEC 61000 e ANSI C37.90 relative ai relè di protezione e controllo. Per quanto riguarda il funzionamento, il controllore deve considerare il tempo di pre-adesamento (in caso di manovra di chiusura) o verificare l'istante di separazione dei contatti (per l'operazione di apertura) per ogni polo con riferimento all'angolo di fase della tensione.

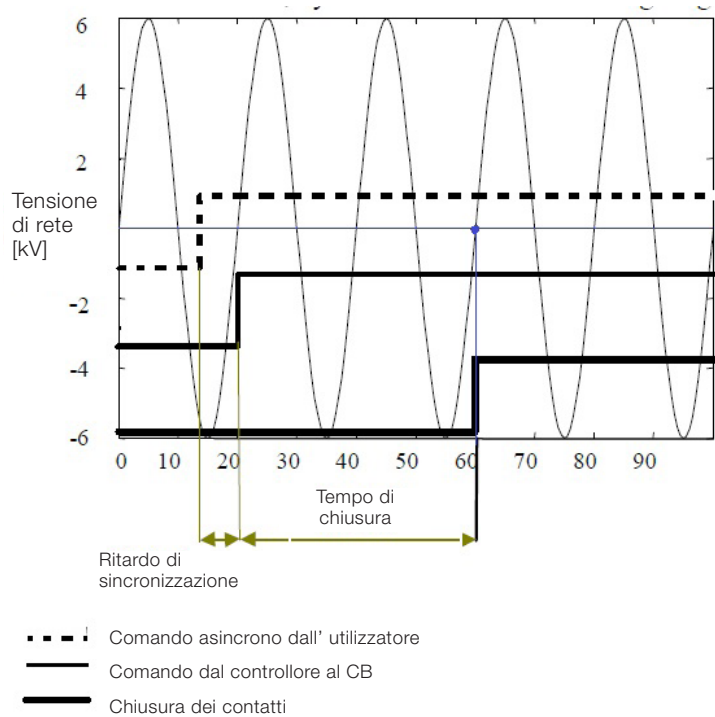


Fig. 21: sincronizzazione del comando di chiusura di un interruttore

Il comando di chiusura, che può arrivare in qualunque istante, deve essere ritardato di un tempo opportuno in modo da tener conto del tempo di chiusura e di pre-arco al fine di chiudere i contatti esattamente allo zero di tensione. Come si può vedere, l'interruzione sincrona tramite un interruttore tradizionale è un'operazione molto complessa e comunque non assolutamente esente da transitori di tensione o corrente.

Un'ulteriore possibile soluzione è costituita da dispositivi statici. Il dispositivo è normalmente costituito da tiristori collegati in serie per raggiungere la tensione nominale richiesta. Ogni tiristore è affiancato da un diodo di ricircolo e da dei filtri RC, che hanno lo scopo di proteggere entrambi da sovratensioni transitorie durante il funzionamento.

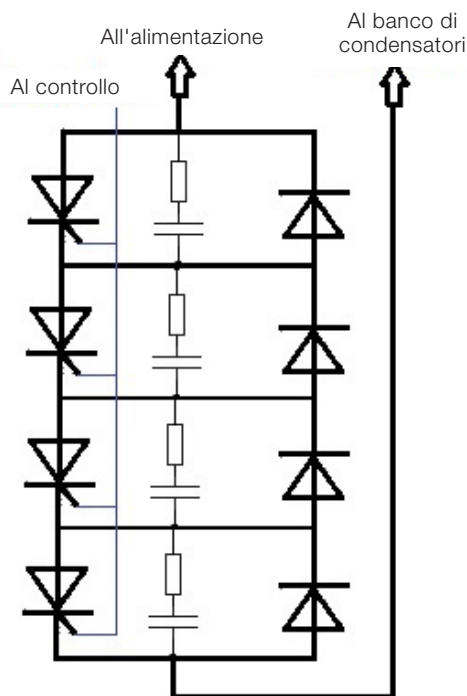


Fig. 22: circuito di un interruttore statico

Questi apparecchi sono caratterizzati da un numero elevatissimo di manovre e da una notevole velocità di commutazione. L'elettronica garantisce inoltre la stabilità e la precisione dei tempi di manovra superando i limiti visti per gli interruttori tradizionali. Questi dispositivi sono, quindi, teoricamente ideali per l'esecuzione di manovre sincrone; tuttavia, essi presentano il problema, assai noto per l'elettronica di potenza, della perdite dovute alla resistenza interna dei componenti. Il raffreddamento alla corrente continuativa costituisce un serio problema risolto con sistemi di raffreddamento anche complessi, con soluzioni simili a quelle adottate per i trasformatori con olio isolante, radiatori e ventilazione forzata. Chiaramente tale sistema di raffreddamento determina anche un considerevole aumento delle dimensioni dell'apparecchio che ne rendono a volte difficoltosa l'installazione. Non solo, ma i dispositivi a tiristori mal sopportano le sovratensioni provenienti dal sistema e devono a loro volta essere protetti tramite scaricatori di tensione posti sull'unità di alimentazione che deve inoltre essere dotata di un dispositivo di sezionamento (sezionatore con fusibile o interruttore sezionabile) per garantire l'isolamento galvanico.

Infine, una soluzione innovativa proposta da ABB consiste in un sezionatore in grado di combinare sia i vantaggi dei sezionatori tradizionali che quelli dell'elettronica di potenza. Il sezionatore sincrono, infatti, è il primo sezionatore con tecnologia a diodi isolato in aria e progettato in modo particolare per la manovra di banchi di condensatori. Il principio di base è quello di risolvere il problema della precisione nell'individuazione dello zero di tensione o di corrente, connettendo o disconnettendo anticipatamente i diodi rispetto ai contatti principali, in modo che la corrente inizi a fluire o si interrompa in modo naturale. Grazie al particolare funzionamento, questo apparecchio è in grado di garantire l'assenza di sovratensioni e sovracorrenti data l'assenza di pre-accensioni e riadesamenti. Le manovre, come in tutti gli apparecchi sincroni, vengono eseguite in modo indipendente sui tre poli; un controllore riceve i segnali dai sensori e gestisce le manovre e la diagnostica. Dato che, una volta ultimata la manovra di chiusura, la corrente fluisce tramite i contatti del sezionatore, il dispositivo non necessita di un sistema di raffreddamento dedicato ed è, quindi, estremamente compatto tanto da poter essere installato in un normale pannello di MT.

I principali vantaggi di questo dispositivo, che verrà trattato in dettaglio nel capitolo successivo, consistono in:

- migliore affidabilità della rete, grazie al sofisticato sistema di diagnostica che tiene monitorato il funzionamento intrinseco del dispositivo riducendo al minimo i fuori servizio sull'impianto;
- nessun impatto sui componenti dell'impianto a causa di sovratensioni e sovracorrenti transitorie generate dalla manovra dei condensatori;
- basso impatto ambientale dato che il sezionatore è isolato con aria essiccata in alternativa, quindi, ad altri dispositivi isolati in olio o gas. Da considerare inoltre le ridotte dimensioni con ricaduta positiva sull'occupazione del suolo.

Le applicazioni di questo dispositivo sono molto interessanti. La naturale applicazione è la manovra di banchi di condensatori ma qualsiasi altra possa trarre beneficio da una manovra sincronizzata può essere sviluppata grazie alla flessibilità del controllore elettronico.

2. La manovra dei banchi di condensatori

2.4 Il sezionatore sincrono ABB DS1



Fig. 23: sezionatore sincrono ABB DS1

Questi apparecchi sono classificati dalla Norma IEC 62271-103 High-voltage switchgear and controlgear – Part 103: Switches for rated voltages above 1 kV up to and including 52 kV, come “special purpose switch” per la manovra di banchi di condensatori in classe C2. I test per la manovra delle correnti capacitive sono stati eseguiti in conformità alla

Norma IEC 62271-100 in quanto questa Norma definisce delle condizioni di test più impegnative rispetto alla IEC 62271-103. Tali test sono paragonabili a quelli richiesti dalla Norma IEEE C37.09a. Nella seguente tabella sono riassunti i test effettuati sul DS1.

Prove di tipo	Norma	Livello / Metodo
Prove di riscaldamento	IEC 62271-103	630 A
Prove di isolamento	IEC 62271-103 e IEC 61127-1	Tensione nominale 17,5 kV Tensione di tenuta di breve durata nominale a frequenza di esercizio Valore comune 38 kV Sulla distanza di sezionamento 45 kV Tensione di tenuta a impulso atmosferico nominale Valore comune 95 kV Sulla distanza di sezionamento 110 kVp
Prove di durata meccanica	IEC 62271-103 specifica richiesta dall'utilizzatore	50.000 manovre, ben oltre i requisiti della classe M2
Misura della resistenza del circuito principale	IEC 62271-103 specifica richiesta dall'utilizzatore	Prova aggiuntiva effettuata durante la prova di riscaldamento e di durata meccanica
Prove di ermeticità	IEC 62271-1	Prova effettuata durante la prova di durata meccanica. Prova effettuata con elio
Manovra correnti capacitive	IEC 62271-100	Classe C2 600 A, a 15,5 kV, 60 Hz 630 A, a 17,5 kV, 50 Hz
Prove di tenuta alla corrente di breve durata alla corrente di picco	IEC 62271-103	20 kA, 0,5 Sec
Prove di compatibilità elettromagnetica (EMC)	Prove di immunità come richiesto da IEC 62271-1	Prove di immunità effettuate secondo: IEC 61000-4-2, /-3, /-4, /-5, /-6, /-8, /-9, /-12, /-16, /-17, /-18, /-29
Prove a bassa e alta temperatura	IEC62271-103 specifica richiesta dall'utilizzatore	-15 °C -55 °C
Prove di umidità sui circuiti ausiliari e di comando	IEC62271-103 specifica richiesta dall'utilizzatore	Prova in ambiente caldo umido secondo IEC 60068-2-78: 40 °C, 93% Ur, per 2 anni Prova in ambiente caldo umido secondo IEC 60068-2-30: da 25 °C, a 55 °C, 2 cicli

Tabella 3: elenco dei test effettuati sul DS1

Il DS1 è stato progettato in modo da combinare una meccanica di alta precisione con l'elettronica di potenza. L'architettura di questo dispositivo, con riferimento alla figura sottostante, prevede i seguenti componenti:

- i poli (6);

- l'unità di controllo elettronica (1);
- il modulo di alimentazione (2);
- il condensatore di attuazione (3);
- i servomotori (4).

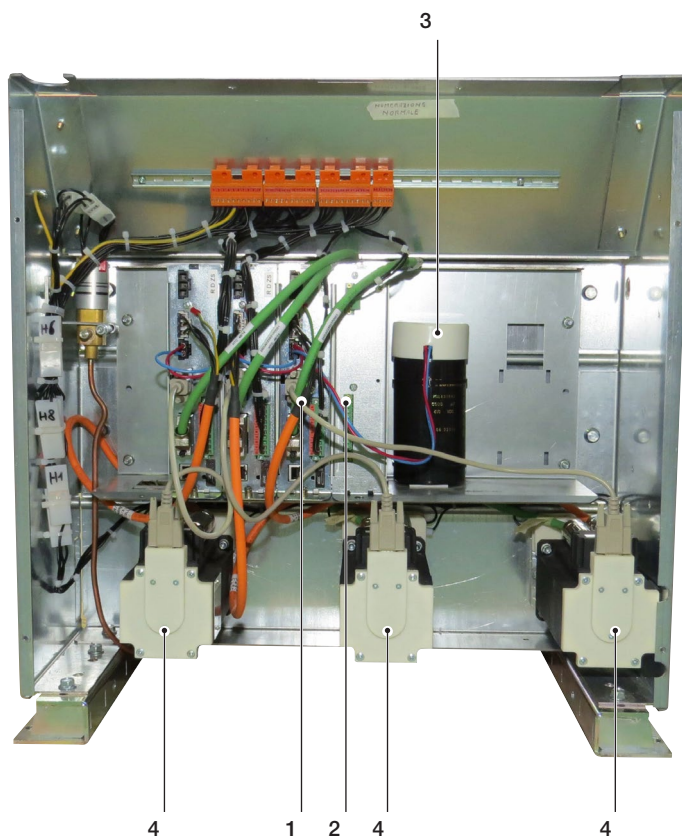
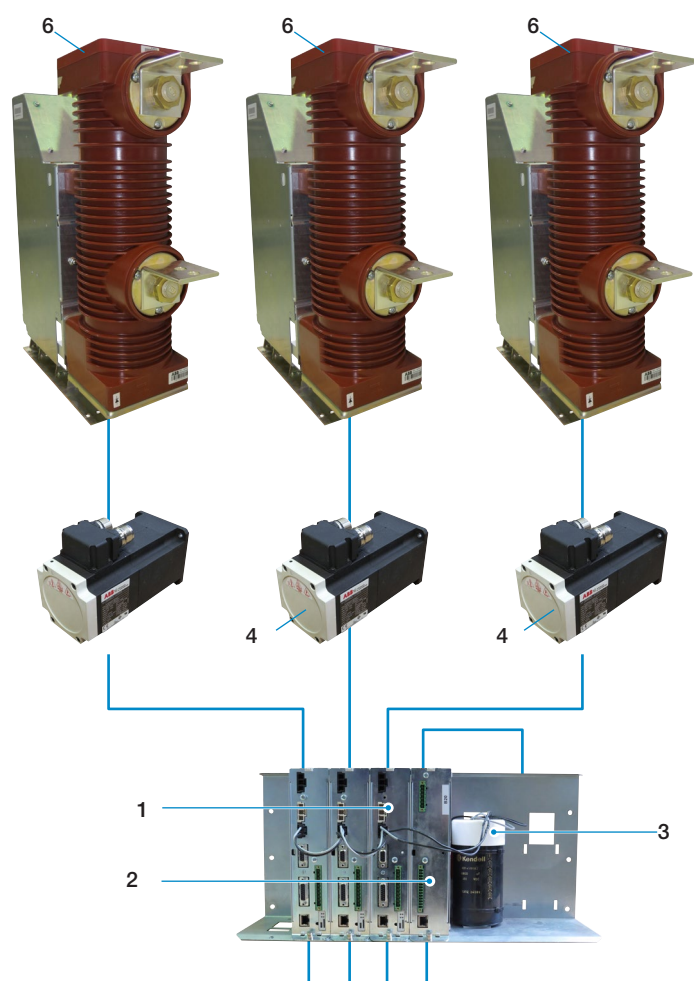


Fig. 24: componenti principali del DS1

2. La manovra dei banchi di condensatori

L'unità di controllo elettronica (1) è integrata nel dispositivo e pre-calibrata in fabbrica; essa consiste in tre moduli ciascuno dei quali controlla il proprio servomotore (4). Nell'unità di controllo è presente anche un modulo di alimentazione (2), con il compito di alimentare i tre moduli precedenti e di caricare il condensatore di attuazione (3). Lo scopo del condensatore è quello di garantire energia ai motori anche in assenza di alimentazione ausiliaria. Questa architettura consente di comandare in modo indipendente i tre poli, a seconda dell'applicazione richiesta. L'unità di controllo effettua anche funzioni di diagnostica del comando.

Per quanto riguarda il funzionamento, con riferimento alla figura successiva, prima che il banco di condensatori sia alimentato siamo nella situazione a) con il sezionatore in posizione di aperto e il banco isolato dalla rete. Successivamente in b) il contatto mobile collega i diodi e il banco viene naturalmente alimentato allo zero di tensione. Infine in c), dopo un quarto di ciclo, il contatto mobile chiude il sezionatore permettendo il passaggio della corrente senza perdite.

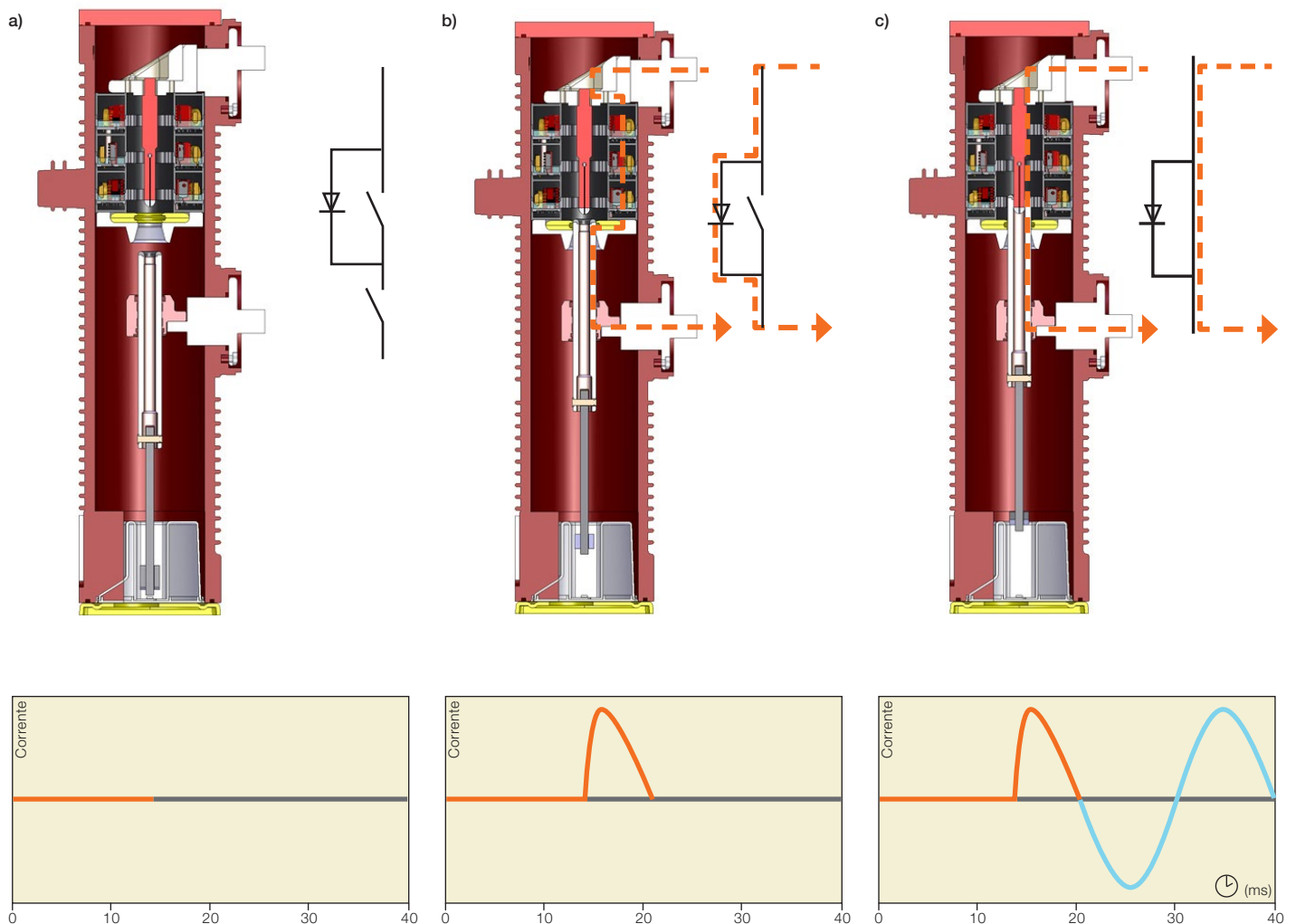


Fig. 25: sequenza del comando di chiusura

L'apparecchio è in grado quindi di alimentare il banco di condensatori nell'istante corretto minimizzando i transitori conseguenti alla manovra.

Analogamente, l'apertura del banco di condensatori viene effettuata senza causare alcun disturbo nella rete. In figura 26 si vede inizialmente l'interruttore in posizione di chiuso, quindi con il banco collegato alla rete (a). Successivamente in (b), il contatto mobile connette i diodi che iniziano a condurre. Mezzo ciclo dopo i diodi interrompono il passaggio della corrente alla zero e vengono infine scollegati dall'apertura dei contatti principali (c).

Anche l'energia che viene dissipata all'interno della camera d'arco è ridotta al minimo consentendo un elevato numero di manovre elettriche.

Per conseguire questo risultato è stato necessario realizzare un controllo accurato dell'andamento delle grandezze elettriche e meccaniche.

Per quanto riguarda la funzione di diagnostica, l'unità di controllo effettua in particolare:

- il controllo continuo del segnale di sincronizzazione;
- l'accuratezza in termini di presenza della tensione di sistema, frequenza e distorsione armonica. L'unità di controllo regola il tempo di intervento per variazioni di frequenza di ± 1.4 Hz in modo tale da garantire un elevato livello di sincronizzazione;

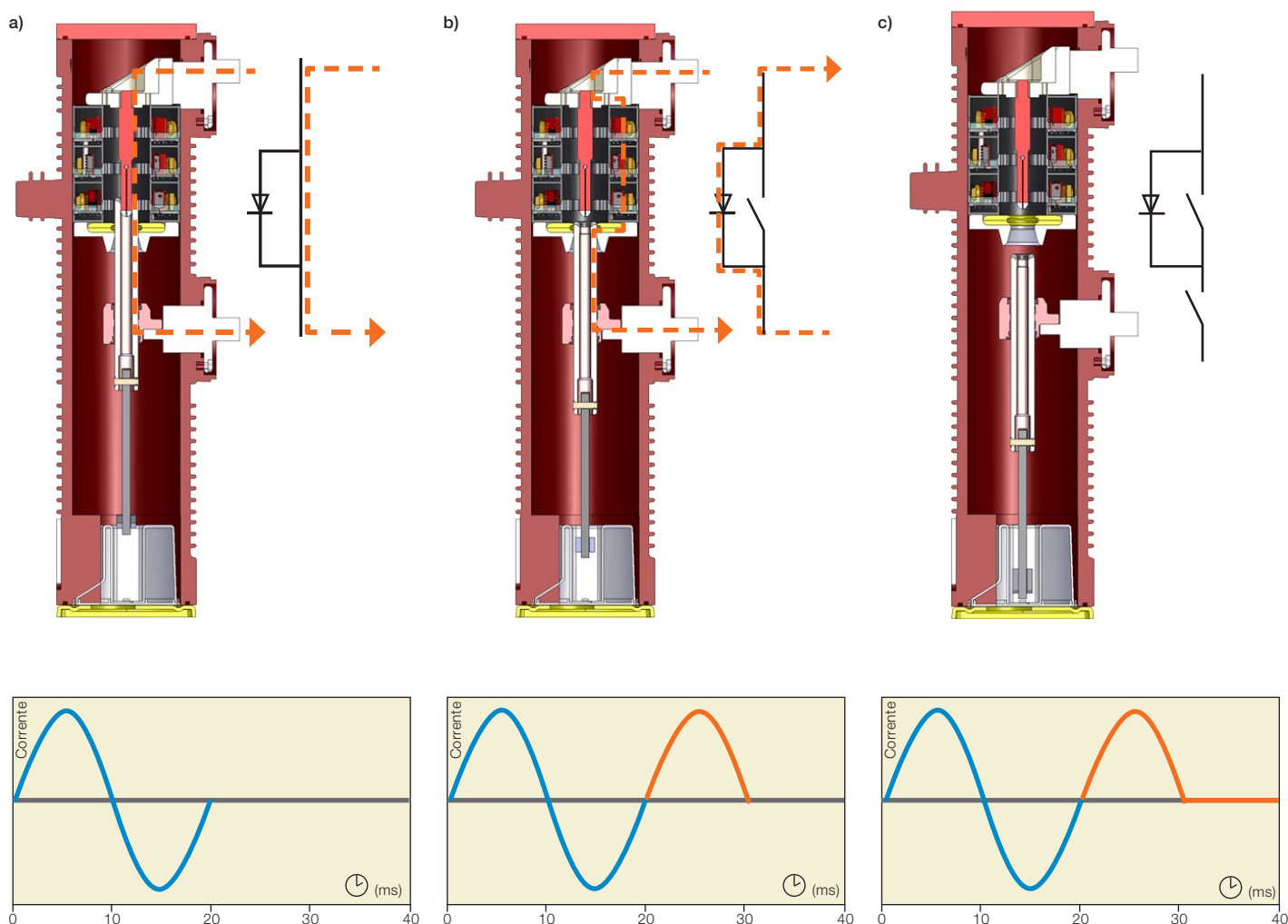


Fig. 26: sequenza del comando di apertura

2. La manovra dei banchi di condensatori

- il controllo periodico dello stato della catena cinematica, in posizione di chiuso, tramite micro-movimenti per verificare coppia, velocità e posizione ogni 24 h. Questo controllo ha il compito importante di verificare lo stato della catena di attuazione prima che il comando venga impartito, al fine di garantire la massima affidabilità della manovra;
- il controllo completo del movimento, subito dopo il completamento della manovra, verificando la posizione, la velocità e la coppia dei servomotori al fine di informare l'utente circa il modo in cui l'operazione è stata eseguita;
- la verifica continua dei servomotori tramite lo stato dei cablaggi e degli avvolgimenti per garantirne la piena funzionalità;
- la verifica periodica dello stato del condensatore di attuazione, tramite la tensione, per verificare che il condensatore sia sempre carico e in grado, quindi, di fornire energia ai servomotori quando necessario;
- il controllo continuo dello stato dell'unità di controllo stessa, tramite funzioni di auto-diagnostica.

Ulteriori funzioni di diagnostica sono altresì finalizzate al controllo del polo, ad esempio la pressione interna dell'aria essiccata tramite il pressostato per assicurare il livello di isolamento, e delle modalità di funzionamento dell'apparecchio.

Alla morsettiera del DS1 sono disponibili:

- il comando di apertura e chiusura;
- l'ingresso di interblocco;
- lo stato di aperto e chiuso;
- l'uscita di diagnostica: pronto e allarme (nel caso il sezionatore non potesse manovrare);
- l'uscita di autodiagnostica dell'unità di controllo.

Un'ulteriore funzione disponibile consente di inibire la richiusura del sezionatore fintantoché i condensatori non si siano completamente scaricati. A tal fine, il comando di chiusura viene inibito per 5 minuti dopo l'apertura e il segnale di non-pronto viene attivato; tale ritardo è comunque regolabile per tener conto delle diverse normative.

Dal punto di vista impiantistico, la soluzione più utilizzata consiste nell'installazione di fusibili, a monte o a valle del sezionatore, al fine di proteggere la batteria di condensatori in caso di guasto. Un interruttore è inoltre posizionato a monte dei banchi di condensatori per aprire completamente il circuito in caso di intervento dei fusibili, di carichi sbilanciati o, se sezionabile, per isolare la linea per manutenzione. In caso di interruttore fisso, quest'ultima funzione sarà effettuata da un sezionatore di linea.

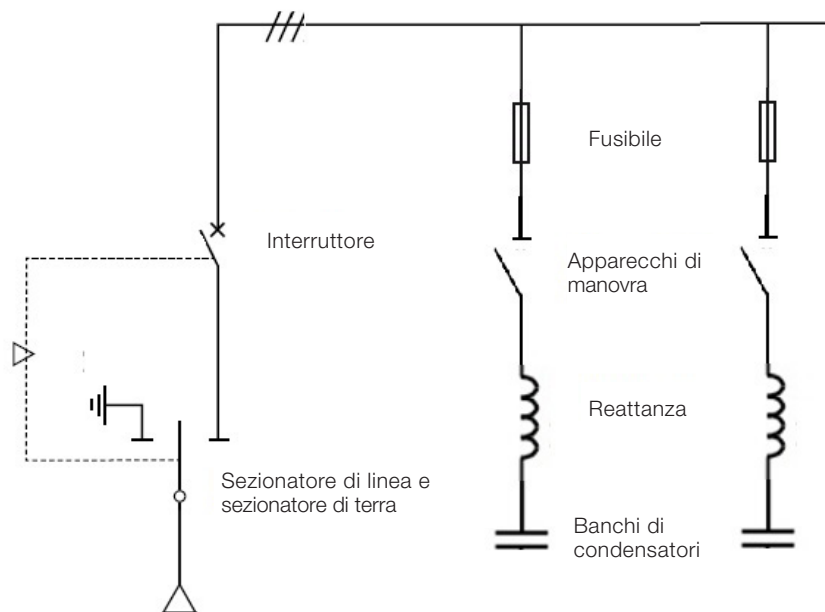


Fig. 27: esempio di circuito per l'installazione di banchi di condensatori

Il DS1 è stato progettato per sostenere una corrente di breve durata sufficiente a far intervenire i fusibili posti a protezione del banco di condensatori. Inoltre può essere facilmente interbloccabile con l'interruttore a monte e con il sezionatore di linea e di terra per evitare chiusure improprie.

Per quanto riguarda la manovra di carichi capacitivi, il DS1 è stato testato in accordo alla Norma IEC 62271-100 che impone test più severi rispetto alla IEEE 37.09a e alla IEC 62271-103.

In conclusione, il sezionatore sincrono DS1 offre i seguenti vantaggi:

- è ecologico in quanto utilizza come isolante aria essiccata;
- non necessita, alla propria corrente nominale, di sistemi di raffreddamento quali radiatori o ventilatori;
- non sono necessarie le reattanze di limitazione per le correnti di inrush in quanto elimina i transitori di chiusura dei banchi di condensatori;
- non sono necessari gli scaricatori per la protezione contro le sovratensioni in quanto, se l'interruttore interviene solo per cortocircuito, il DS1 elimina i transitori di apertura dei banchi di condensatori;
- è estremamente compatto ed intercambiabile con gli interruttori di MT e quindi facilmente integrabile negli impianti esistenti.

3. Confronto tra diverse tecnologie di manovra dei banchi di condensatori

Come visto nel capitolo precedente, esistono vari modi di ridurre il valore delle sovratensioni che si generano durante le manovre di inserzione e disinserzione dei banchi di condensatori. Utilizzando opportuni software di simulazione, è possibile confrontare le varie soluzioni verificando il valore

massimo della sovratensione generata durante le manovre. Ciò consente di valutare l'efficacia delle soluzioni applicate. Consideriamo a tal scopo il circuito seguente, dove Z_s è l'impedenza della rete e Z_c l'impedenza delle connessioni:

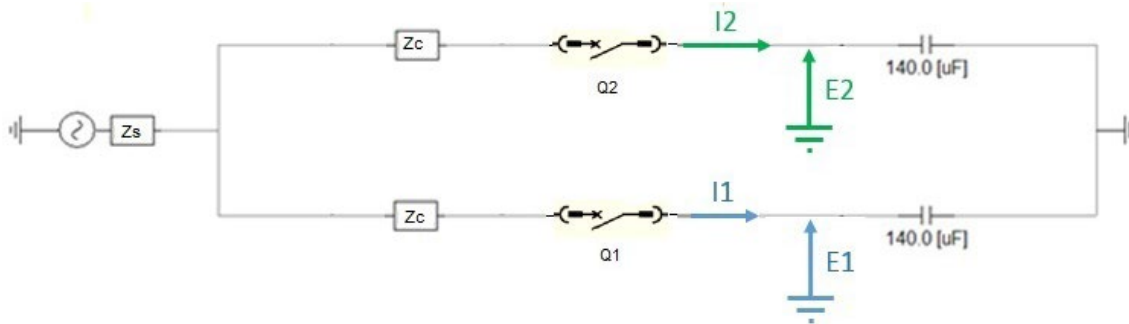


Fig. 28: circuito di simulazione senza sistema di smorzamento

La tensione di esercizio del sistema è 6,9 kV a 60 Hz con una corrente di cortocircuito di 35 kA. Il circuito è costituito da due banchi di condensatori in parallelo da 2,5 MVar, cui corrisponde una capacità di 140 μ F, manovrati da due distinti dispositivi di manovra. Nel caso non si adotti nessun sistema di smorzamento delle sovratensioni, la sovratensione raggiunge il suo valore massimo di 1,8 p.u. quando il primo condensatore viene alimentato, mentre la corrente di inrush raggiunge il suo massimo all'alimentazione del secondo banco in back-to-back pari a 13,6 kA.

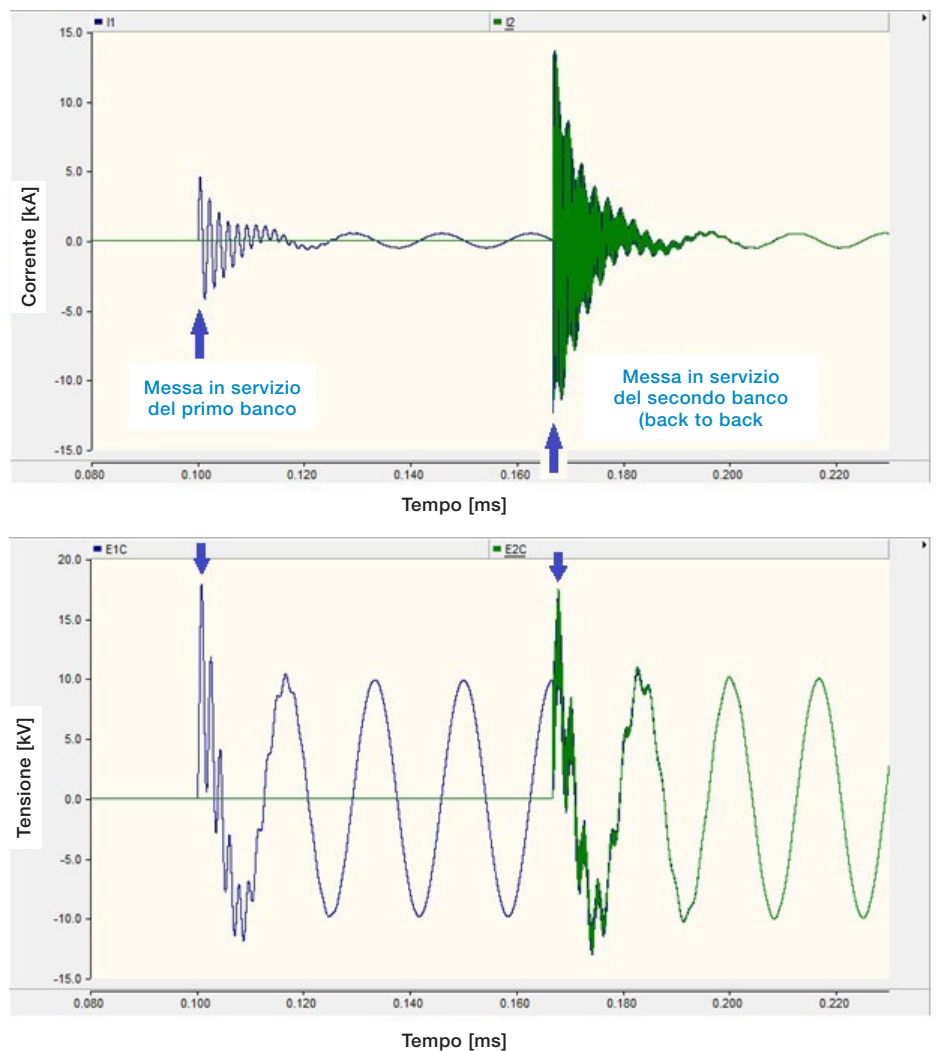


Fig. 29: andamento tensione e corrente senza dispositivi di smorzamento

Proviamo ora ad inserire una induttanza di limitazione in modo da ridurre la corrente di inrush. In questo modo si modifica anche la frequenza di risonanza; il valore di induttanza viene scelto in modo da evitare la terza e la quinta armonica, per

cui normalmente si sceglie una frequenza $f=4,5 \cdot f_0$, nel nostro caso $f=4,5 \cdot 60=270$ Hz.

Il valore dell'induttanza limitatrice può essere quindi calcolato nel modo seguente:

$$L = \frac{1}{(2\pi f)^2 \cdot C} = \frac{1}{(2\pi \cdot 270)^2 \cdot 140 \cdot 10^{-6}} = 2,5 \text{ mH}$$

Inseriamo, quindi, tale induttanza nel circuito:

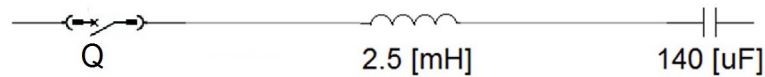


Fig. 30: circuito di simulazione con induttanza limitatrice

Otteniamo il seguente risultato:

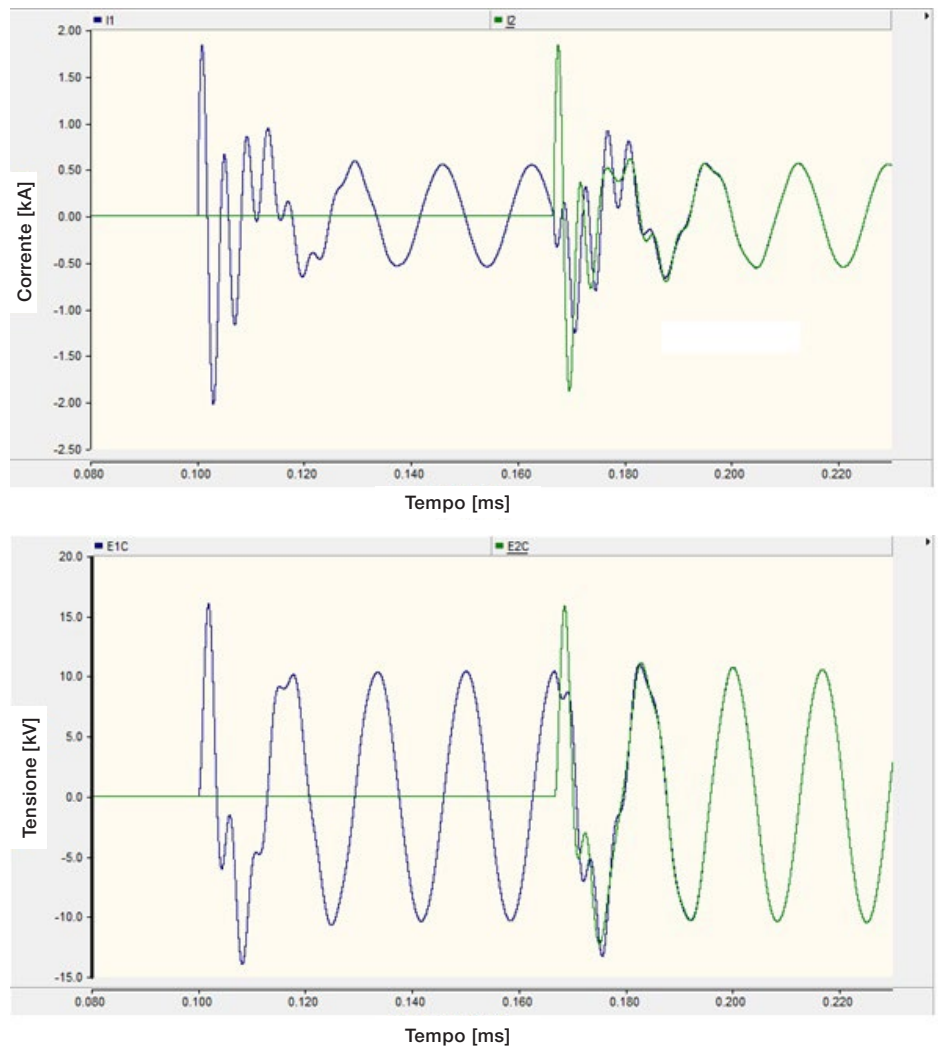


Fig. 31: andamento tensione e corrente con induttanza limitatrice

3. Confronto tra diverse tecnologie di manovra dei banchi di condensatori

Si può notare una sostanziale riduzione della corrente di inrush che ora risulta avere un valore di picco di circa 2 kA e un beneficio anche sul valore di picco della sovratensione che pari a 1,64 p.u. Consideriamo ora il caso dell'inserimento di una resistenza

di pre-inserzione. Bisogna comunque considerare che, nel momento in cui la resistenza verrà cortocircuitata dopo pochi millisecondi al fine di evitare perdite inutili, verrà generato un transitorio di tensione. Ipotizziamo di inserire nel circuito una resistenza di 6 ohm:

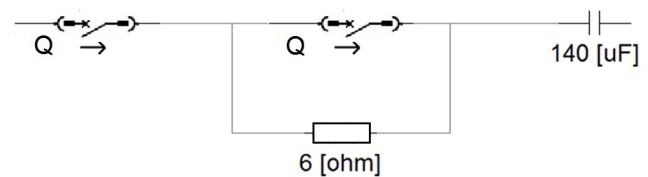


Fig. 32: circuito di simulazione con resistenza di pre-inserzione

Si ottiene il seguente risultato:

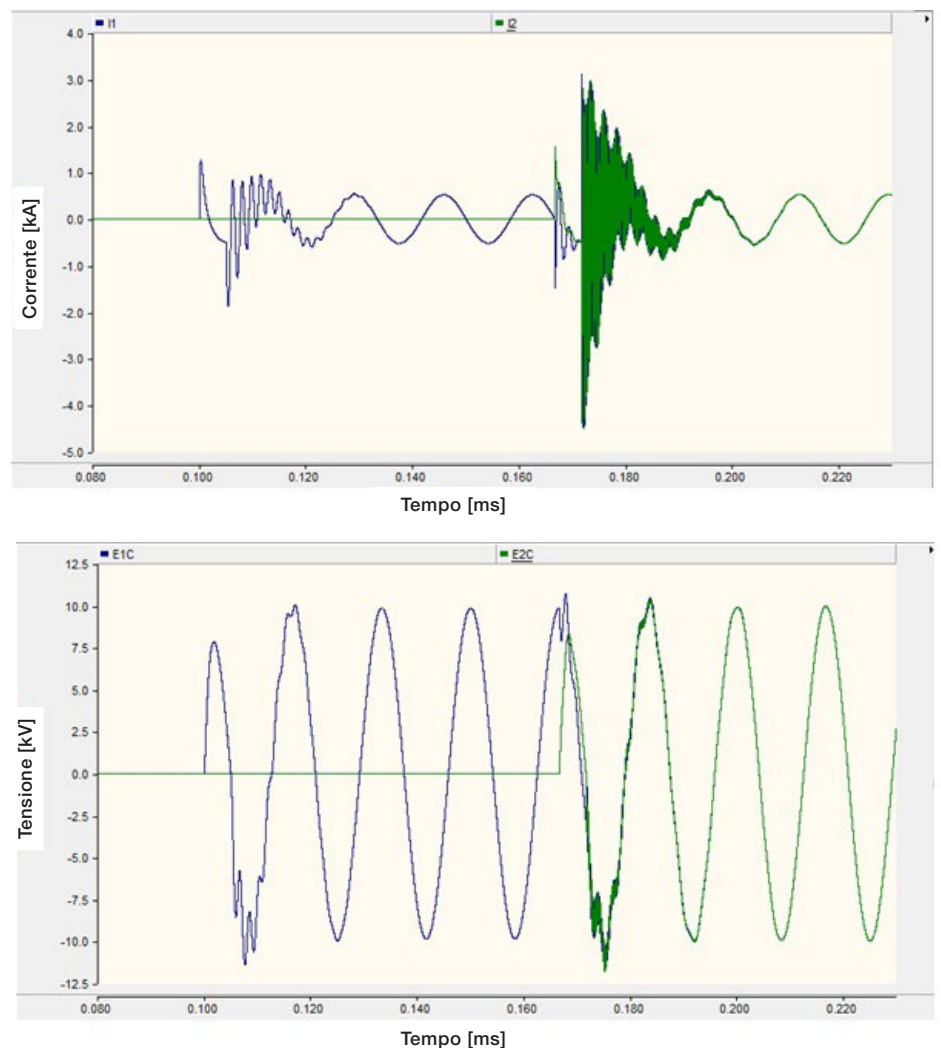


Fig. 33: andamento tensione e corrente con resistenza di pre-inserzione

Dai grafici si vede un notevole miglioramento del valore della corrente di inrush che si riduce a circa 1,5 kA anche se la disinserzione della resistenza provoca un picco aggiuntivo di

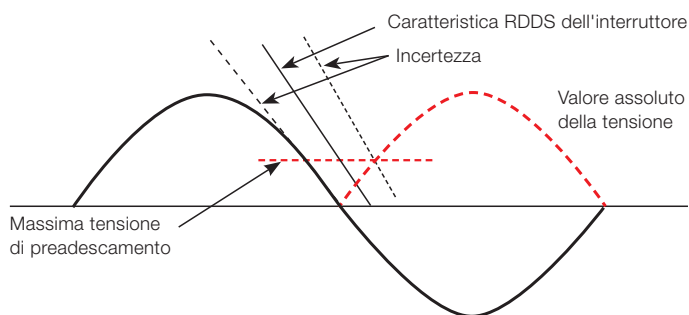


Fig. 34: incertezza nella chiusura dei contatti di un interruttore sincrono

4,5 kA. Anche il picco di sovratensione viene ridotto a 1,18 p.u. Ora vediamo come si comporta il circuito nel caso in cui il dispositivo di manovra sia un interruttore in vuoto sincronizzato. Consideriamo un'incertezza di 1 millisecondo nella chiusura dei contatti dopo lo zero di corrente, normalmente in ritardo per evitare fenomeni di pre-adesamento. A 6,9 kV e 60 Hz ciò equivale a una tensione di 3,6 kV:

Per ovviare a questo problema, introduciamo comunque una induttanza limitatrice di 60 μH ; quindi il circuito diventa:

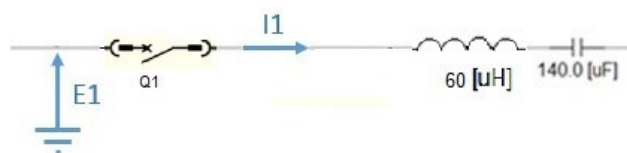


Fig. 35: circuito di simulazione con interruttore sincrono

E la simulazione è la seguente:

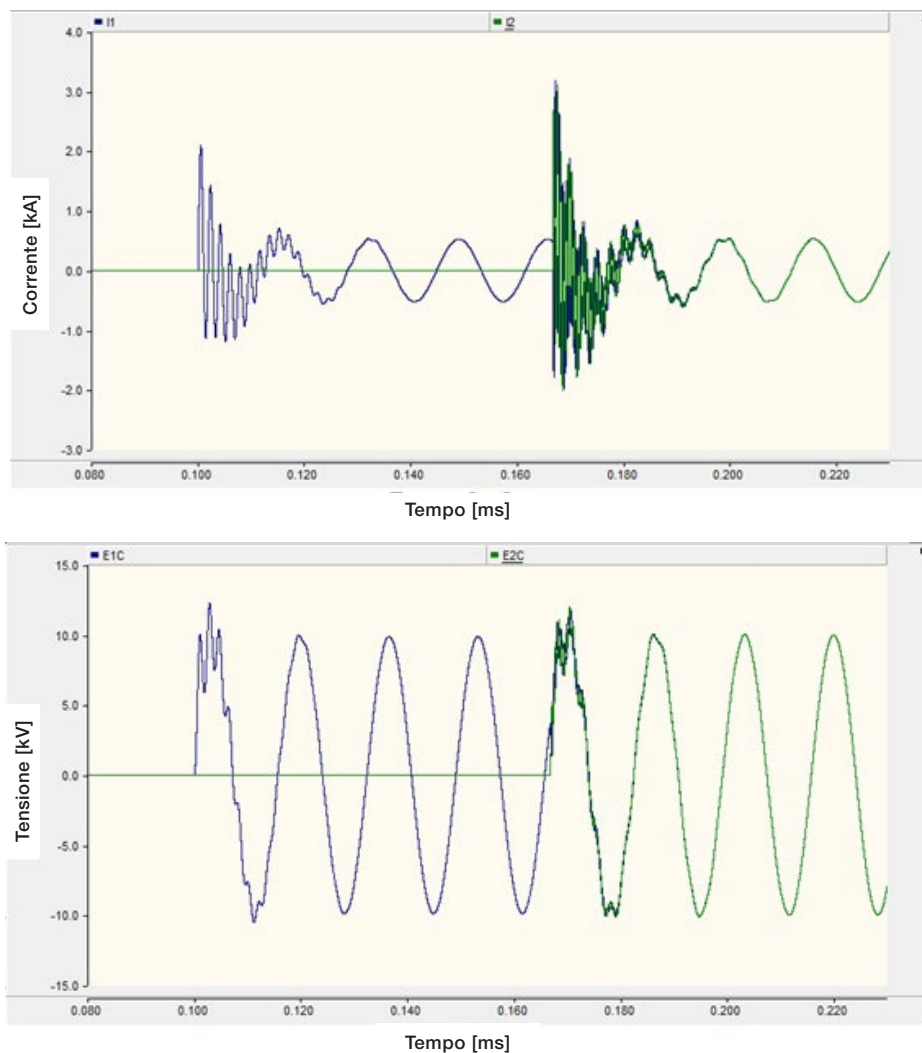


Fig. 36: andamento tensione e corrente con interruttore sincrono

3. Confronto tra diverse tecnologie di manovra dei banchi di condensatori

Si può notare una riduzione del picco di corrente di inrush che risulta pari a 3,2 kA, mentre il picco della sovratensione è leggermente più alto del caso precedente pari a 1,26 p.u. Come ultimo caso, infine, verifichiamo il comportamento di corrente e tensione a seguito della manovra del DS1.

In questo caso il miglioramento è drastico e migliore rispetto a tutte le altre soluzioni. La corrente di inrush si riduce a meno di 1 kA di picco con una sovratensione di appena 1,08 p.u.

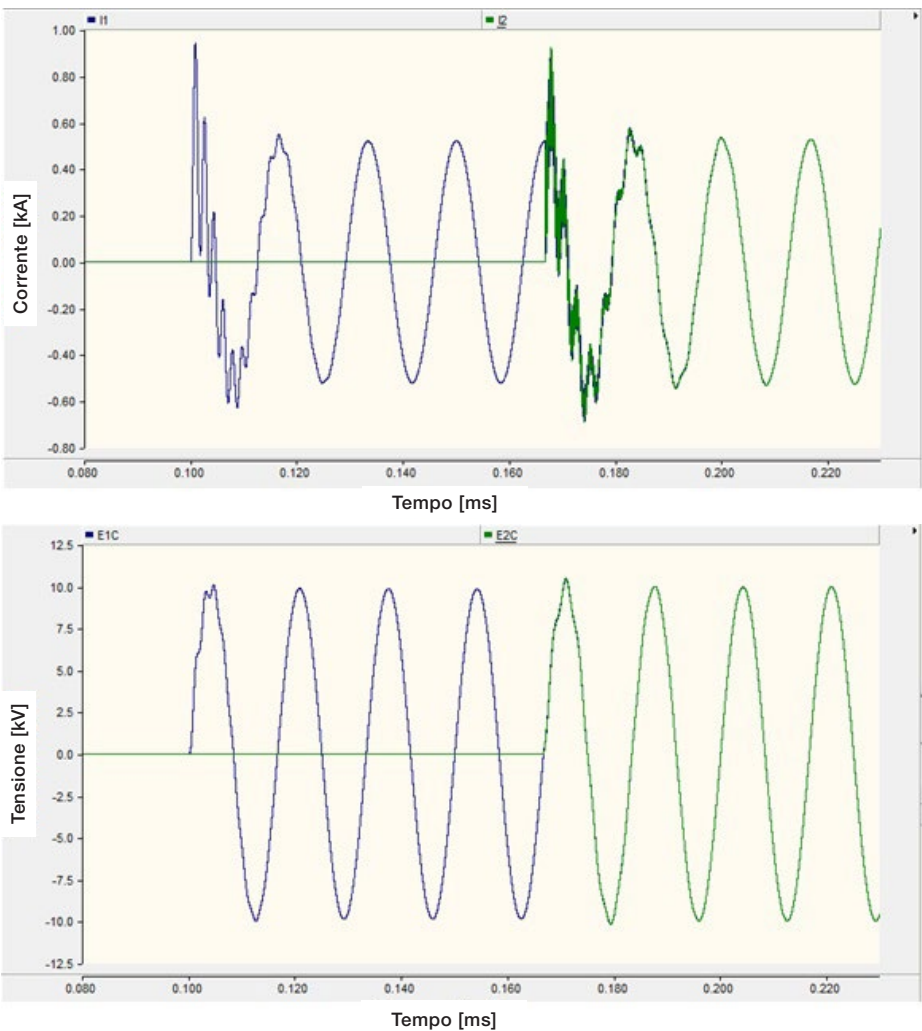


Fig.37: andamento tensione e corrente con DS1

Possiamo riassumere i casi visti nella seguente tabella:

Caso in simulazione	Induttanza aggiuntiva	Massima corrente di inrush (kA picco)	Massima sovratensione (p.u. picco)
Nessun intervento	-	13,6	1,8
Induttanza limitatrice	2,5 mH	2,0	1,64
Resistenza di pre-inserzione	-	4,5	1,18
Interruttore sincronizzato	60 µH	3,2	1,26
Sezionatore a diodi DS1	-	1	1,08

Tabella 4: riassunto dei risultati delle simulazioni

In conclusione:

- il sezionatore a diodi DS1 offre la migliore soluzione in termini di riduzione sia della corrente di inrush che della sovratensione di manovra;
- anche l'inserimento dell'induttanza limitatrice offre un buon risultato per la riduzione della corrente di inrush ma le sovratensioni sono ancora elevate. Bisogna inoltre considerare le perdite aggiuntive e gli ingombri delle induttanze;
- le resistenze di pre-inserzione, viceversa, riducono le sovratensioni di manovra ma non offrono un buon risultato sulla riduzione delle correnti di inrush;
- l'interruttore sincronizzato, infine, è una buona soluzione ma presenta comunque valori di corrente di inrush e di sovratensione superiori a quelli presenti nel caso del sezionatore a diodi DS1.

4. Impatto delle sovratensioni sui componenti dell'impianto elettrico

Le sovratensioni dovute a fenomeni transitori, anche se hanno una durata molto breve, nel caso si ripetano frequentemente possono avere un impatto significativo nella riduzione della vita elettrica dei componenti dell'impianto elettrico. I maggiori fattori che influenzano la vita dei componenti sono le correnti di inrush e le sovratensioni che derivano dai transitori di inserzione dei condensatori così come la probabilità di preadescamento e riadescamento dei rispettivi apparecchi di manovra [2] [3] [4].

In particolare, le sovratensioni ripetute possono innescare il fenomeno delle scariche parziali che, come noto, sono una delle cause di invecchiamento degli isolanti presenti nei dispositivi elettrici con un degrado progressivo che può arrivare fino alla perforazione dell'isolante e, quindi, al guasto.

4.1 L'impatto delle sovratensioni sui condensatori

Nel corso degli anni, sono state introdotte numerose modifiche nella fabbricazione dei condensatori al fine di migliorarne la sopportazione allo stress; attualmente, i condensatori utilizzati per il rifasamento utilizzano come dielettrico il polipropilene, i margini delle lamine di alluminio sono ripiegati e il liquido di impregnazione ha una migliore resistenza allo stress elettrico con un risultato complessivo di una più alta resistenza allo stress (oggi a circa 60 Vrms/ μm), un minore fattore di dissipazione (circa 10^{-4} a 50 Hz) e una maggiore potenza ($> 300 \text{ kVar}$) [1] [13].

Nonostante questi miglioramenti, i condensatori rimangono sensibili ai transitori cui sono soggetti nel corso della loro vita e che ne riducono l'affidabilità; in particolare non può essere evitato il fenomeno delle scariche parziali nonostante i più alti valori della tensione di innesco e il migliore tasso di assorbimento dei gas dei fluidi isolanti dei moderni condensatori [5] [6]. Qualora il fenomeno abbia inizio, si ha un lento ma inarrestabile processo di degradazione che colpisce in particolare le estremità del film isolante in polipropilene [5] [8]. Anche nei condensatori impregnati correttamente, si possono avere scariche parziali nelle bolle di gas che si formano nel liquido impregnante, nei punti dove lo stress elettrico è maggiore, sempre a causa delle sovratensioni transitorie di manovra [7].

A riprova dell'impatto delle sovratensioni sulla vita dei condensatori, alcuni studi statistici, effettuati su un campione significativo di 8.736 condensatori distribuiti su 153

sottostazioni per un periodo di 10 anni, tra il 1980 e il 1990, hanno mostrato un'incidenza dei guasti di circa il 6%, la maggior parte dei quali dovuti a problemi di isolamento [9]. In particolare, sono stati analizzati 541 condensatori che hanno riportato guasti e per 536 sono state individuate e classificate le cause, come si può vedere nella tabella seguente [9] che riporta i dati per quattro diversi costruttori. I condensatori sono tutti monofasi da 150 kVA installati in un sistema di distribuzione a 4,8 kV.

Costruttore	N°	Isolamento principale		Perdite d'olio		Isolatori	
		unità	%	unità	%	unità	%
A	325	306	94,15	10	3,08	9	2,77
B	150	137	91,33	11	7,33	2	1,34
C	38	36	94,74	1	2,63	1	2,63
D	23	17	73,91	5	21,74	1	4,35
Totale	536	496	92,54	27	5,04	13	2,42

Tabella 5: classificazione della natura dei guasti

È evidente che la causa principale è la perforazione dell'isolante (92,5%) che può essere dovuta o a problemi interni, derivanti dal processo produttivo o a problemi di qualità in generale, o a cause esterne conseguenti alle condizioni di funzionamento quali le sovratensioni di manovra. I guasti dovuti all'isolamento possono dipendere da problemi di qualità durante il processo di produzione da parte dei costruttori o da cause esterne derivanti da condizioni operative quali le sovratensioni di manovra in particolare quando manovrati da apparecchi soggetti a fenomeni di preadescamento o riadescamento. La maggior parte dei condensatori sono soggetti a sovratensioni di manovra almeno una volta al giorno; sempre le statistiche mostrano, infatti, l'impatto della frequenza di manovra sulla percentuale di guasto. Nella tabella seguente si vede tale effetto confrontando la percentuale di guasto tra i condensatori sempre in servizio 24 ore al giorno e quelli manovrati almeno una volta al giorno [9]:

Condizioni di esercizio	Inseriti almeno una volta al giorno	Sempre in servizio	Totale
Banchi totali	2450	462	2912
Banchi guasti	293	37	330
Guasto %	12	8	11,3

Tabella 6: analisi statistica sulla base della frequenza di inserzione

4. Impatto delle sovratensioni sui componenti dell'impianto elettrico

Inoltre, si verifica che i guasti sono concentrati statisticamente sui singoli banchi in quanto tutti i condensatori appartenenti al banco sono simultaneamente interessati dalla stessa sovratensione [9]:

Costruttore	Numero totale di guasti		Numero di guasti per			
			2 guasti, stesso banco		3 guasti, stesso banco	
	Banchi	Unità	Banchi	Unità	Banchi	Unità
A	215	325	48	96	32	96
B	103	150	41	82	4	12
C	26	38	8	16	2	6
D	21	23	3	6	0	0
Altri	2	5	0	0	0	0
Totale	365	541	100	200	38	114

Tabella 7: analisi statistica sulla base della dislocazione del guasto

Ovvero troviamo che il 37% delle unità guaste appartengono alla categoria di due guasti per banco e il 21% delle unità guaste a quella di tre guasti per banco.
L'intervento dei fusibili interni a protezione dei condensatori consente di eliminare il guasto sulla singola unità e continuare ad esercire il banco, tuttavia non risolve il problema in generale.

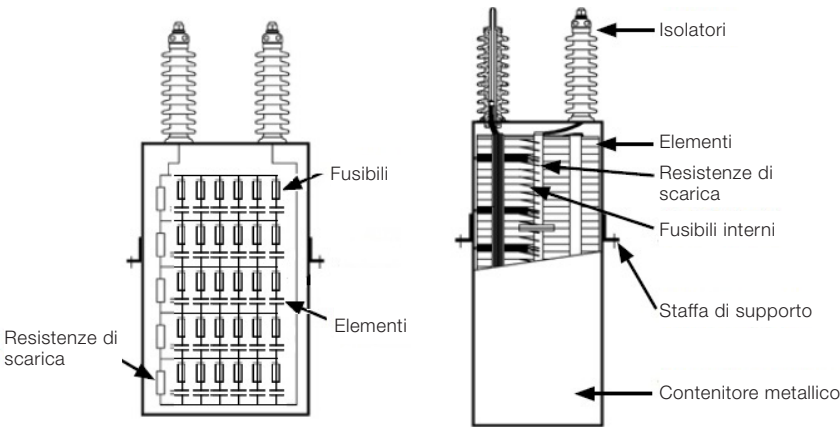


Fig. 38: struttura interna di un condensatore

Come precedentemente evidenziato, uno dei fenomeni che influenza negativamente ed in modo a volte significativo la vita elettrica dei condensatori è quello delle scariche parziali. Il fenomeno è costituito da una scarica elettrica localizzata in una porzione del dielettrico esistente tra due conduttori. Tale scarica è una conseguenza di uno stress elettrico concentrato all'interno o sulla superficie del dielettrico stesso. Normalmente la scarica si presenta in forma impulsiva con durata dell'ordine dei 1 μ s.

Nel caso delle scariche parziali interne, queste si formano nei dielettrici solidi a causa di cavità, dette vacuoli, nel dielettrico contenenti aria o gas che si formano o all'origine, per la bassa qualità del processo produttivo, o durante l'esercizio a causa di stress di tipo meccanico, termico o elettrico. Le scariche parziali possono comparire anche negli isolanti di tipo liquido a causa del formarsi di bolle gassose a causa di stress termico o elettrico.

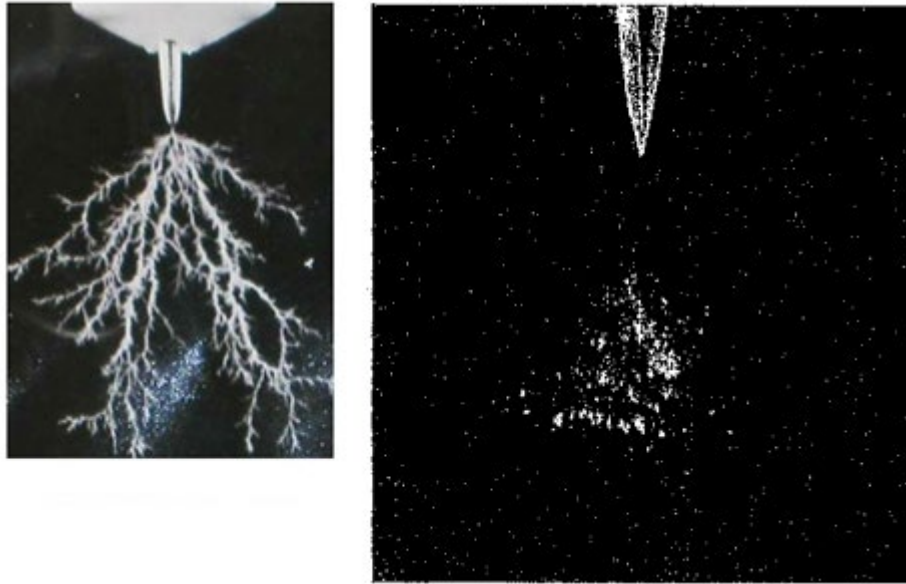


Fig. 39: effetto scariche parziali in un isolante solido e liquido [20] [21]

In ogni caso, le scariche parziali determinano un lento e progressivo degrado del dielettrico, irreversibile nel caso di dielettrico solido, che può portare infine ad una scarica distruttiva dello stesso.

I vacuoli sono caratterizzati, rispetto al dielettrico circostante, da una costante dielettrica ϵ inferiore e da un campo elettrico maggiore quindi è molto facile che si generi una scarica al suo interno. Lo stato fisico del vacuolo si modifica e le successive scariche possono avvenire per tensioni inferiori e progressivamente deteriorare il materiale. Quindi, una volta innescate, le scariche parziali possono perdurare anche a tensioni inferiori rispetto alla tensione di innesco (detta PDIV)

e la tensione di estinzione (detta PDEV) diventa dal 10 al 30% più bassa rispetto alla tensione di innesco. Le scariche parziali sono a bassa energia e deteriorano il dielettrico lentamente e non influiscono né sono rilevabili durante i test di isolamento dei dispositivi.

Nei moderni condensatori a film in polipropilene, data anche l'alta qualità del processo produttivo, inizialmente non sono presenti vacuoli. Questi si possono formare successivamente nel corso degli anni di esercizio a causa delle sovratensioni. Sono possibili anche formazioni gassose nei punti di maggior stress elettrico, tipicamente ai margini dei fogli conduttivi di alluminio, pur avendo scelto l'impregnante dielettrico anche in funzione di minimizzare le scariche parziali stesse.

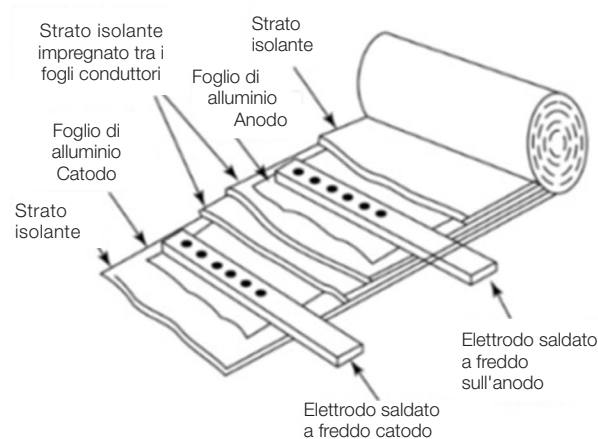


Fig. 40: struttura interna di un elemento di un condensatore

4. Impatto delle sovratensioni sui componenti dell'impianto elettrico

Normalmente, la criticità maggiore si ha a causa del transitorio di inserzione, in quanto le sovratensioni di manovra sono seguite da un periodo di funzionamento e quindi danno modo alle scariche parziali di lavorare.

Il valore di PDEV è estremamente importante in quanto sotto tale valore le scariche parziali cessano e l'impregnante isolante può ripristinarsi; la PDEV dipende dalle caratteristiche del fluido e dalla temperatura.

Uno dei punti più critici è il margine del foglio conduttivo essendo il campo magnetico più elevato ed è qui che più frequentemente si concentrano le scariche parziali.

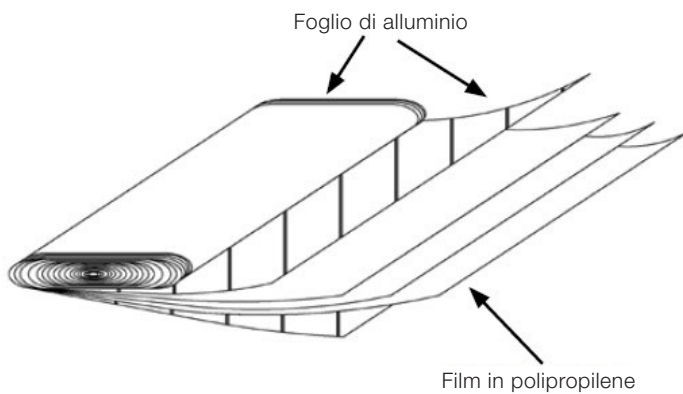


Fig. 41: disposizione interna degli strati di un elemento

Ricapitolando, le sovratensioni possono innescare il fenomeno delle scariche parziali nel condensatore, le quali portano a lungo andare ed in forma irreversibile al degrado dei materiali e in casi estremi, con una certa probabilità, al guasto del condensatore.

Non è facile determinare la riduzione della vita di un condensatore quando sottoposto a sovratensioni di manovra ripetitive; è tuttavia possibile fare qualche valutazione mutuando il metodo probabilistico utilizzato per determinare tale riduzione nei cavi elettrici sottoposti a sovratensioni transitorie [10].

Applicando il modello di vita dell'inversa potenza, modello frequentemente utilizzato negli studi sull'invecchiamento dei materiali soggetti a stress meccanici ed elettrici, è possibile determinare l'aspettativa di vita L in funzione di un maggiore campo elettrico E nel modo seguente [10]:

$$L = L_H \cdot \left(\frac{E}{E_H} \right)^{-n} \quad (1)$$

Dove L_H è l'aspettativa di vita dovuta al solo campo elettrico E_H , e n è il coefficiente di resistenza alla tensione (VEC o Voltage endurance coefficient) che può essere ricavato da test di invecchiamento accelerato effettuati sui condensatori. Si può notare che per E , E_H e L_H costanti, la vita dei materiali aumenta all'aumentare del valore di VEC.

Nel grafico seguente è illustrato come esempio il caso di un condensatore con $n=11,5$:

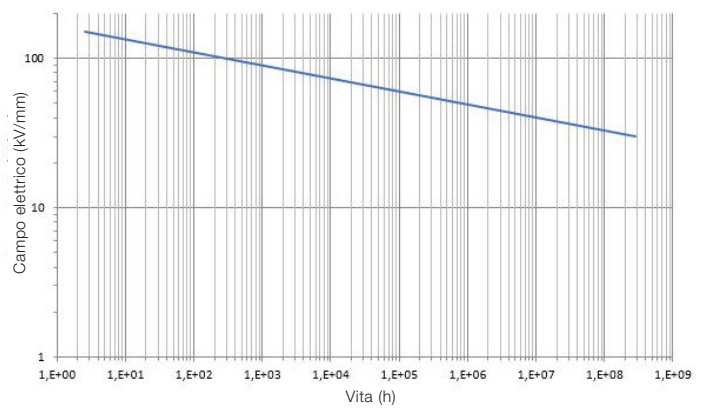


Fig. 42: grafico del modello dell'inversa potenza per un condensatore

È evidente la notevole riduzione della vita in funzione anche di piccoli valori del campo elettrico costante applicato. In effetti il campo elettrico è il fattore più accelerante nell'invecchiamento dei condensatori di potenza soprattutto se sufficiente ad innescare il fenomeno delle scariche parziali.

Nel caso di sovratensioni transitorie, invece, il metodo non è direttamente applicabile in quanto le sovratensioni sono applicate solo per un breve tempo. Possiamo ipotizzare, tuttavia, che le sovratensioni siano sovrapposte ad una tensione alternata costante, siano tutte di ampiezza uguale e si ripetano con frequenza costante. Con questa ipotesi semplificativa possiamo applicare la formula seguente, detta regola di Miner [10] [11], secondo la quale si ha un guasto allorché:

$$\frac{t_{ac}}{L(V_{ac})} + \frac{t_p}{L(V_p)} = 1 \quad (2)$$

dove t_{ac} e t_p sono i tempi di applicazione della tensione in A.C. V_{ac} e del picco della sovratensione transitoria V_p , $L(V_{ac})$ e $L(V_p)$ è la vita ammissibile a V_{ac} e a V_p , quest'ultima calcolata con il modello dell'inversa potenza. In sostanza ogni t_i/L_i rappresenta un danno a seguito dell' i -esima sovratensione e il guasto avviene quando la somma di tutti i rapporti è uguale a 1.

Se ora chiamiamo α_i la frazione di tempo durante il quale è applicata la sovratensione nota, calcolata come il rapporto tra il tempo t_i e la vita totale L_{tot} stimata considerando l'effetto di sovrapposizione, e quindi $\alpha_i = \frac{t_i}{L_{tot}}$, possiamo scrivere che:

$$t_{ac} = \alpha_{ac} \cdot L_{tot} \quad \text{e} \quad t_p = \alpha_p \cdot L_{tot}$$

e quindi riscrivere la regola di Miner come:

$$\frac{\alpha_{ac} \cdot L_{tot}}{L(V_{ac})} + \frac{\alpha_p \cdot L_{tot}}{L(V_p)} = 1 \quad (3)$$

da cui si ottiene L_{tot} :

$$L_{tot} = \frac{1}{\frac{\alpha_{ac}}{L(V_{ac})} + \frac{\alpha_p}{L(V_p)}} \quad (4)$$

La formula tuttavia è valida solo per sovratensioni transitorie di valore costante V_p .

Nel caso di sovratensioni di ampiezza diversa è necessario applicare un approccio probabilistico; trascurando per un attimo la tensione costante in A.C., possiamo considerare la vita effettiva come la somma di N intervalli t_{pi} ognuno con valore di picco della tensione V_{pi} . Possiamo supporre, quindi, che ogni $\alpha_{pi} = \frac{t_{pi}}{L}$ sia proporzionale alla densità della probabilità che V_{pi} sia uguale a V_p :

$$\alpha_{pi} = \frac{t_{pi}}{L} = f(V_{pi}) \cdot \Delta V_p \quad (5)$$

Quindi, per la sola parte relativa alle sovratensioni transitorie, in accordo alla regola cumulativa dei danni di Miner [11] abbiamo:

$$\sum_{i=1}^N \frac{t_{pi}}{L(V_{pi})} = 1 \quad (6)$$

Sostituendo t_{pi} nell'ultima formula otteniamo:

$$\sum_{i=1}^N \frac{f(V_{pi}) \cdot \Delta V_p}{L(V_{pi})} = \frac{1}{L} \quad (7)$$

e, ricavando L per intervalli infinitesimali:

$$L = \frac{1}{\int_0^\infty \frac{f(V_p) \cdot dV_p}{L(V_p)}} \quad (8)$$

Nella suddetta equazione, il limite superiore dell'integrale è infinito in quanto corrisponde alla probabilità di avere un guasto pari a 1. Ai fini pratici, si può considerare per V_p un limite superiore V_{p-lim} tale per cui il contributo dato all'equazione dall'integrazione tra V_{p-lim} e l'infinito sia trascurabile. Un limite accettabile è il 99,9% della funzione densità della probabilità che chiameremo $V_{p99,9\%}$.

Ora, assumendo che a un impulso di tensione di ampiezza V_p applicata per un intervallo $dt(V_p)$ e densità della probabilità $f(V_p)$ consegua una vita $L(V_p)$ e che la tensione in A.C. sia costantemente applicata durante la vita totale dell'isolamento L_{tot} (quindi $t_{ac}=L_{tot}$) utilizzando le equazioni (4) e (8) otteniamo:

$$L_{tot} = \frac{1}{\frac{1}{L(V_{ac})} + \int_0^\infty \frac{f(V_p) \cdot dV_p}{L(V_p)}} \quad (9)$$

Riprendendo il modello di potenza inverso per il calcolo della vita dell'isolamento dei condensatori e tenendo conto anche delle sovratensioni, possiamo scrivere [10]:

$$L = L_{Hp} \cdot \left(\frac{E}{E_{Hp}} \right)^{-n_p} \frac{f_0}{f} \quad (10)$$

dove E_{Hp} è la rigidità dielettrica in kV/mm (misurata tramite test a tensione crescente), L_{Hp} è il tempo di guasto in ore a seguito dell'applicazione di E_{Hp} , f è la frequenza di occorrenza dell'evento sovratensione e f_0 è quella per la tensione A.C. Possiamo infine riscrivere il modello della vita totale sostituendo nella (9) le equazioni (10) per la $L(V_p)$ e (1) per la $L(V_{ac})$:

$$L_{tot} = \frac{1}{\frac{1}{t_{ac}} \left(\frac{E_{ac}}{E_{Hac}} \right)^{n_{ac}} + \frac{f}{f_0} \int_0^{E_{p,99\%}} \frac{1}{t_p} \left(\frac{E_p}{E_{Hp}} \right)^{n_p} f(E_p) dE_p} \quad (11)$$

I valori di E_{ac} , E_{Hac} , E_p e E_{Hp} sono tutti valori picco-picco in quanto questo valore è noto essere il fattore più importante per l'invecchiamento elettrico. Se una sovratensione è in grado di innescare il fenomeno delle scariche parziali nel condensatore, questo effetto deve essere considerato nel modello tramite una significativa riduzione del VEC del modello di vita, ovvero del parametro n_p . Il massimo campo elettrico E_{ac} e la densità della probabilità del campo elettrico dovuto alla sovratensione $f(E_p)$ possono essere calcolati conoscendo la geometria del condensatore a partire dai valori noti della tensione V_{ac} e di $f(V_p)$.

4. Impatto delle sovratensioni sui componenti dell'impianto elettrico

Il tempo di guasto del materiale isolante, o la sua vita, segue una legge stocastica; infatti, condensatori identici soggetti allo stesso stress mostrano tempi di guasto diversi a causa di diversa omogeneità dei materiali isolanti, diversi processi produttivi, controlli di qualità non perfetti, condizioni ambientali, ecc. Quindi, il tempo di guasto può essere associato ad una probabilità di guasto tramite un'opportuna funzione di distribuzione della probabilità. Per gli isolanti elettrici soggetti a stress elettrico si può assumere che la distribuzione della vita si possa rappresentare tramite i due parametri di una distribuzione di Weibull; la funzione di distribuzione cumulativa che fornisce la probabilità di guasto al tempo t è quindi [10]:

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{\alpha_t(E)}\right)^{\beta_t}} \quad (12)$$

Dove t è il tempo di guasto, β_t è il parametro di forma e α_t è il parametro di scala che rappresenta il tempo per $F(t)=63,2\%$ e dipende dal campo elettrico E .

Da questa equazione (12) è possibile ottenere l'espressione del modello di vita probabilistico che, per una determinata probabilità, fornisce il tempo di guasto al campo elettrico E :

$$t = [-\ln(1 - F)]^{\frac{1}{\beta_t}} \cdot \alpha_t(E) \quad (13)$$

I parametri β_t e α_t possono essere stimati effettuando un test di vita accelerato a valori di stress E_j diversi, con $j=1, \dots, m$ (≥ 3). Per ogni E_j , vengono testati n_i campioni ottenendo il tempo di guasto t_{fi} . Per ogni campione, assumendo che il tempo di guasto segua la distribuzione di Weibull, si stimano i parametri β_t e α_t usando il metodo della regressione lineare o il metodo della massima verosimiglianza [10]. I test effettuati in laboratorio mostrano una modesta variazione di β_t al variare del livello di stress elettrico, quindi si può assumere tale valore come costante. Al contrario, si trova che α_t varia in modo significativo con il campo elettrico applicato. Poiché per

definizione α_t rappresenta il tempo di guasto alla probabilità del 63,2%, ci si può aspettare una notevole diminuzione di α_t all'aumentare del campo elettrico, in accordo al modello dell'inversa potenza. Possiamo quindi scrivere la relazione tra α_t e il campo elettrico E nel modo seguente:

$$\alpha(E) = \alpha_{tH} \left(\frac{E}{E_H}\right)^{-n} \quad (14)$$

Dove E_H è il massimo E_j e α_{tH} è il 63,2-esimo percentile del tempo di guasto sotto E_H .

A questo punto, considerando anche le sovratensioni, possiamo sostituire ad α_t nell'equazione (12) il modello di vita completo (11) ottenendo la seguente funzione della distribuzione della probabilità:

$$F(t) = 1 - e^{-\left[t \left(\frac{1}{t_{ac}} \left(\frac{E_{ac}}{E_{Hac}} \right)^{n_{ac}} + \frac{f}{f_0} \int_0^{E_{p,99\%}} \frac{1}{t_p} \left(\frac{E_p}{E_{Hp}} \right)^{n_p} f(E_p) dE_p \right)\right]^{\beta_t}} \quad (15)$$

Viceversa l'affidabilità, ovvero la probabilità che il guasto non avvenga entro un certo tempo t , vale:

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{\alpha_t}\right)^{\beta_t}} = 1 - F(t) \quad (16)$$

Quindi, l'affidabilità per i condensatori diventa:

$$R(t) = e^{-\left[t \left(\frac{1}{t_{ac}} \left(\frac{E_{ac}}{E_{Hac}} \right)^{n_{ac}} + \frac{f}{f_0} \int_0^{E_{p,99\%}} \frac{1}{t_p} \left(\frac{E_p}{E_{Hp}} \right)^{n_p} f(E_p) dE_p \right)\right]^{\beta_t}} \quad (17)$$

Dopo aver sviluppato la teoria, è possibile ora calcolare l'affidabilità dei condensatori tramite i seguenti parametri [19]:

$t_{ac} \approx t_p$ [h]	E_{Hac} [kV/mm] (picco-picco)	E_{Hp} [kV/mm] (picco-picco)	n_{ac}	n_p	β_t	f_o [Hz]	Tensione nominale degli elementi del condensatore [kV]	Spessore del dielettrico [μm]
0,0004	$500 \cdot 2 \cdot \sqrt{2}$	$840 \cdot 2 \cdot \sqrt{2}$	11,5	5,5	0,65	50	1,5	15 + 15

Tabella 8: valori numerici scelti per il calcolo dell'affidabilità dei condensatori

La scelta dello spessore del dielettrico è stata fatta prendendo in considerazione la tensione nominale degli elementi al fine di avere un campo elettrico in A.C. tipico di un condensatore di potenza (50 kV/mm) così come considerato in letteratura [6] [13].

La rigidità dielettrica E_{Hac} è stata scelta considerando che con i nuovi film in polipropilene biaxially oriented (BOPP) sono dichiarati valori fino a 600 kV/mm [15]; tuttavia per film meno recenti vengono indicati valori compresi tra 200 kV/mm e 300 kV/mm [13]. In questo caso è stato scelto il valore nella fascia alta per dimostrare l'impatto delle sovratensioni sulla vita utile anche per condensatori costruiti con la migliore tecnologia. Relativamente a E_{Hp} , la rigidità dielettrica misurata con il test a tensione crescente è sempre più alta di E_{Hac} ; conseguentemente, in questo caso e in accordo con la letteratura è stato considerato un fattore moltiplicativo di 1,7 [13].

Il valore di n_{ac} è stato scelto tenendo conto del caso di un condensatore simile trattato in letteratura [14]. Si può notare che il valore scelto per n_p è inferiore a quello di n_{ac} in quanto si assume che le sovratensioni transitorie comportino l'innesco delle scariche parziali, responsabili di un'accelerazione dell'invecchiamento.

Il valore di β_t è simile a quello adottato per i cavi in quanto si assume che il fenomeno di invecchiamento sia analogo dal punto di vista stocastico.

Se consideriamo una distribuzione delle sovratensioni di una manovra che tenga conto in modo significativo di quelle dovute all'inserimento dei condensatori (da 1 a 3 p.u.), in quanto le più dannose dal punto di vista delle scariche parziali

rimanendo successivamente in tensione il condensatore, e contemplando anche le sovratensioni dovute ai fenomeni di riadesamento dell'interruttore durante la manovra di apertura, che possono portare a valori più alti anche se con probabilità più bassa, otteniamo il grafico seguente della funzione di densità della probabilità di Weibull ($\alpha=339$ kV/mm, $\beta=2,0$):

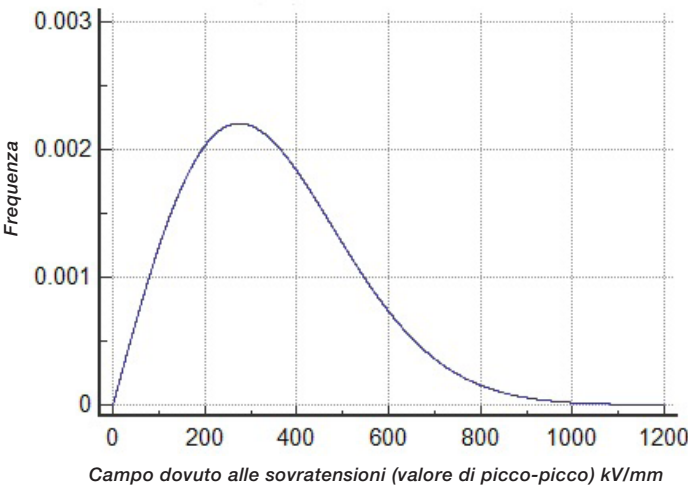


Fig. 43: distribuzione degli impulsi di tensione di manovra

Considerando le due frequenze significative relative ad una manovra dei condensatori al giorno ($f=1,16 \cdot 10^{-5}$ Hz) e due volte al giorno ($f=2,31 \cdot 10^{-5}$ Hz), utilizzando la formula finale dell'affidabilità otteniamo infine il grafico seguente [19]:

4. Impatto delle sovratensioni sui componenti dell'impianto elettrico

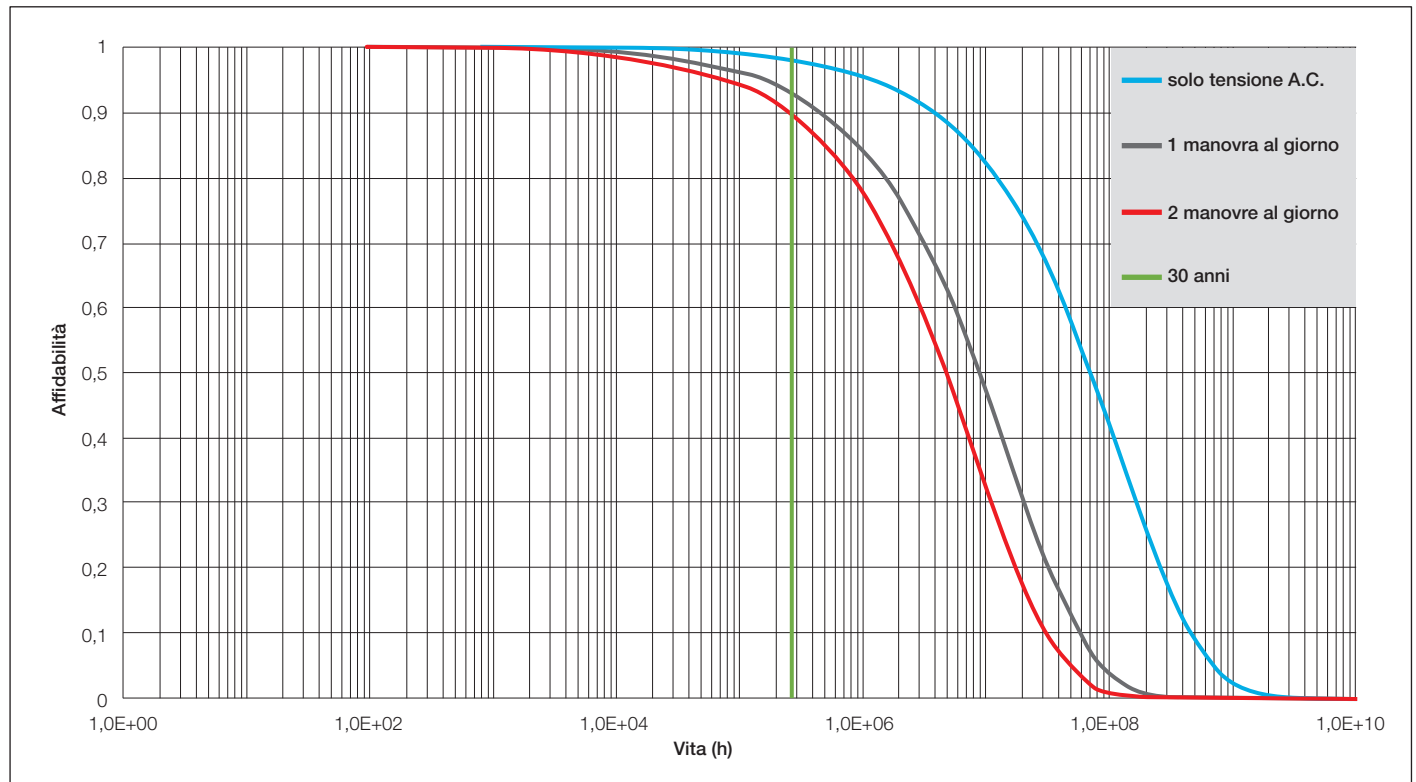


Fig. 44: andamento dell'affidabilità di un elemento di un condensatore

Nel grafico la linea verticale rappresenta i trent'anni di vita che sono normalmente il requisito di progettazione dei condensatori. L'affidabilità in assenza di sovratensioni è del 99% a trent'anni (curva blu).

In presenza di sovratensioni di manovra l'affidabilità diminuisce; in particolare con una frequenza di una manovra al giorno, l'affidabilità scende a circa il 93% (curva nera) mentre con una frequenza di due manovre al giorno (curva rossa) l'affidabilità è del 90%. Per frequenze di manovra più elevate il dato peggiora ulteriormente; ad esempio con una frequenza di 6 manovre al giorno l'affidabilità a trent'anni è del 85%. Da considerare, infine, che il fenomeno delle scariche

parziali nella realtà ha un andamento progressivo e non costante il che può peggiorare ulteriormente l'affidabilità. Come si può intuire dalla pendenza delle curve, dopo i trent'anni il peggioramento dell'affidabilità rispetto alla condizione senza sovratensioni diventa molto marcato. È bene sottolineare che il risultato illustrato è il frutto dello studio teorico di ricercatori e specialisti nel settore ed è da considerare, quindi, in termini qualitativi con l'obiettivo di dimostrare la dipendenza dell'affidabilità dei condensatori dal fenomeno delle sovratensioni dovute alla manovra dei condensatori stessi.

4.1.1 Il sistema di protezione associato al banco di condensatori

L'impatto del guasto di un singolo condensatore dipende dalle caratteristiche costruttive del banco; possiamo infatti trovare banchi di condensatori protetti da fusibili esterni o banchi con fusibili interni.

I banchi di condensatori senza fusibili interni sono realizzati da una serie di gruppi di singoli condensatori elementari connessi in parallelo.

Il guasto ad un elemento comporta il cortocircuito del gruppo associato a quella unità. Ciò produce un aumento della corrente che attraversa il banco e un aumento della tensione sugli elementi dei gruppi rimanenti. In questa soluzione è normalmente necessario sostituire il banco interessato sin dal rilevamento del primo guasto.

Viceversa, nei condensatori con fusibili interni, tutti i condensatori elementari hanno in serie un fusibile e, quindi, l'elemento guasto viene escluso senza compromettere gli altri condensatori del gruppo di appartenenza.

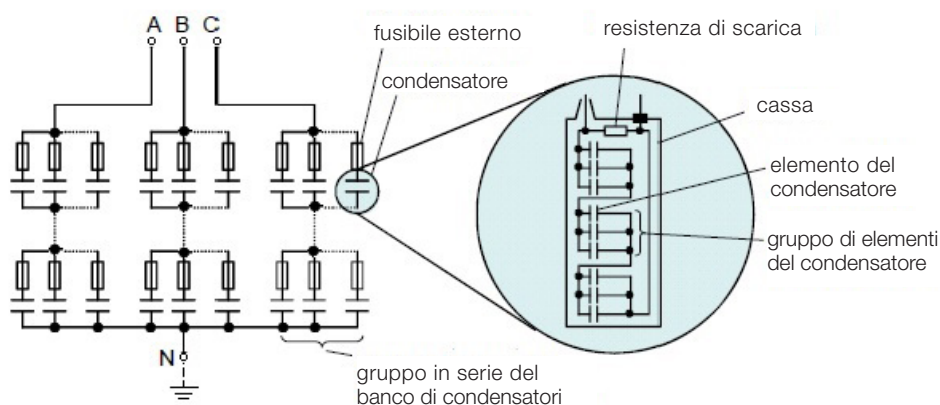


Fig. 45: banchi di condensatori con fusibili esterni

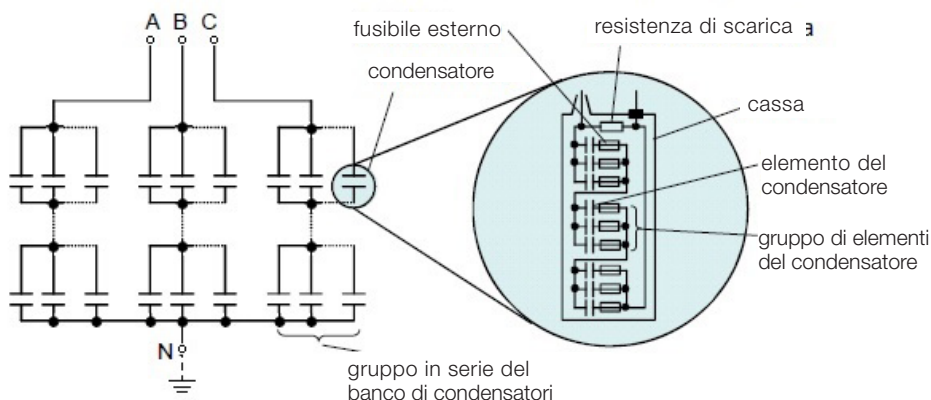


Fig. 46: banchi di condensatori con fusibili interni

4. Impatto delle sovratensioni sui componenti dell'impianto elettrico

Il banco può quindi rimanere in servizio con una potenza reattiva ridotta purché la tensione sui condensatori rimanenti non superi la tolleranza del +10% sulla tensione nominale prevista dal costruttore. Ovviamente, tanto maggiore è il numero dei condensatori elementari costituenti il banco, minore sarà percentualmente l'impatto sia sulla diminuzione della potenza reattiva che sull'aumento della tensione sui rimanenti condensatori.

La formula seguente fornisce la sovratensione V_{pu} sui rimanenti condensatori del gruppo in funzione del numero n di condensatori guasti:

$$V_{pu} = \frac{S \cdot P}{S \cdot (P - n) + n}$$

dove S è il numero di gruppi in serie ognuno costituito da P condensatori in parallelo. Ad esempio, consideriamo un banco costituito da 5 gruppi di 10 condensatori in parallelo. Al guasto del primo elemento avremo:

$$V_{pu} = \frac{5 \cdot 10}{5 \cdot (10 - 1) + 1} = 1,087$$

ovvero l'8,7% di sovratensione; quindi non è necessario disconnettere il banco. Al secondo guasto avremo:

$$V_{pu} = \frac{5 \cdot 10}{5 \cdot (10 - 2) + 2} = 1,19$$

ovvero il 19% di sovratensione. È quindi prudente disconnettere il banco avendo superato il 110% della tensione nominale.

Il sistema di protezione associato al banco di condensatori deve seguire i seguenti criteri:

- la perdita di ogni singolo condensatore non deve causare un aumento superiore al 10% della tensione nominale del banco. La funzione di protezione deve entrare in allarme al guasto di uno o più elementi prima del raggiungimento di una sovratensione del 10%;
- la funzione di protezione deve disconnettere il banco quando la sovratensione su una qualunque unità superi il 10% del valore nominale.

In questo modo è possibile evitare danni ingenti e avere il tempo di sostituire il banco in tempo utile.

Una delle funzioni utilizzate per la protezione dei condensatori è la protezione per sbilanciamento di fase. Questa protezione è basata sulla grandezza o sulla variazione della corrente o tensione per sbilanciamento del neutro che è conseguenza del guasto di un certo numero di condensatori elementari o gruppi e che può essere calcolata sulla base della configurazione dei banchi e dei dati di targa.

Nel caso, molto comune, in cui i banchi di condensatori siano gestiti con il neutro isolato, lo schema per la protezione di un singolo banco è la seguente:

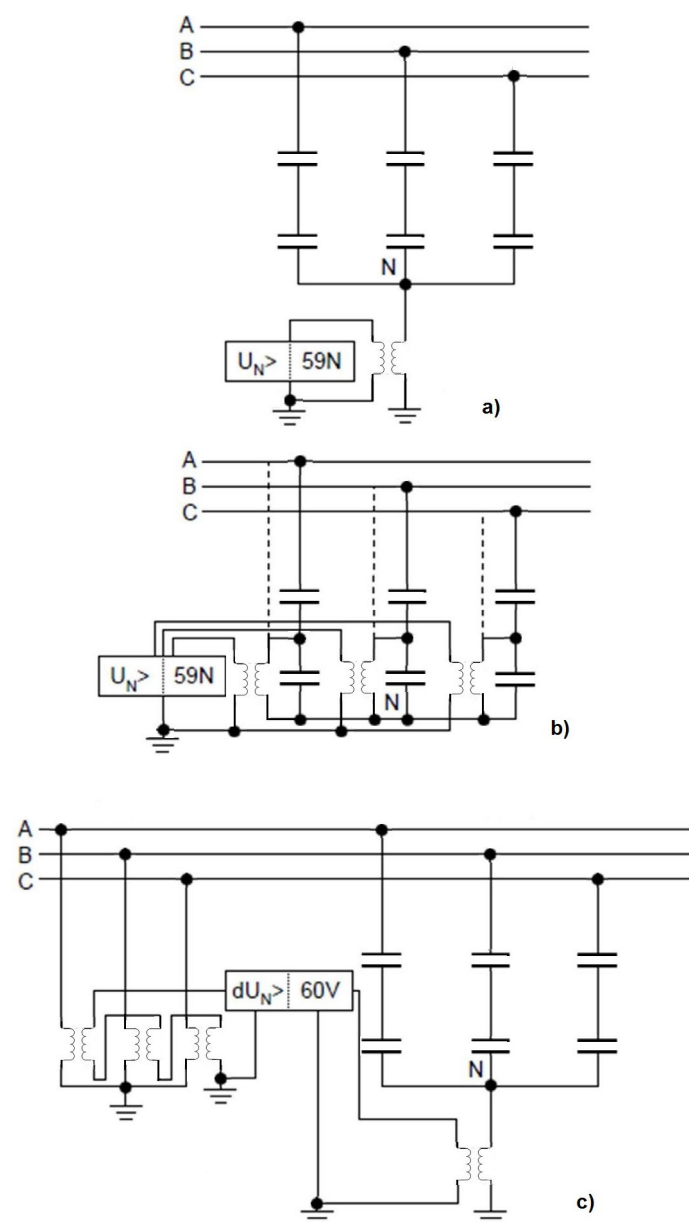


Fig. 47: schema di protezione per un singolo banco a neutro isolato

In questo caso, il modo più semplice per rilevare lo sbilanciamento è quello di misurare la tensione sul neutro o di sequenza zero. Ovviamente in condizioni normali la tensione è uguale a zero mentre una qualunque variazione su una delle fasi ha come risultato una variazione nella corrente di neutro o di sequenza zero. La figura 47 a) illustra il metodo che consiste nel misurare la tensione tra il neutro del condensatore e terra utilizzando un TV o un divisore resistivo e una funzione di protezione di massima tensione. Questo metodo è molto semplice ma ha lo svantaggio di misurare anche lo sbilanciamento della rete e quello naturale del banco. Un secondo metodo, nella figura 47 b), consiste nell'utilizzare tre TV e calcolare la tensione di sequenza zero dalle tensioni fase-neutro. Infine, nella figura 47 c), viene presentata una soluzione per eliminare sia lo sbilanciamento della rete che quello del banco; lo sbilanciamento della rete viene eliminato misurando la tensione residua di sequenza zero o collegando i secondari dei TV a triangolo aperto o calcolandola numericamente dalle tensioni fase-terra mentre lo sbilanciamento naturale del banco può essere calcolato tramite una funzione di compensazione presente in tutte le moderne protezioni.

Nella figura 48 vengono invece illustrati gli schemi di protezione in caso di due banchi di condensatori.

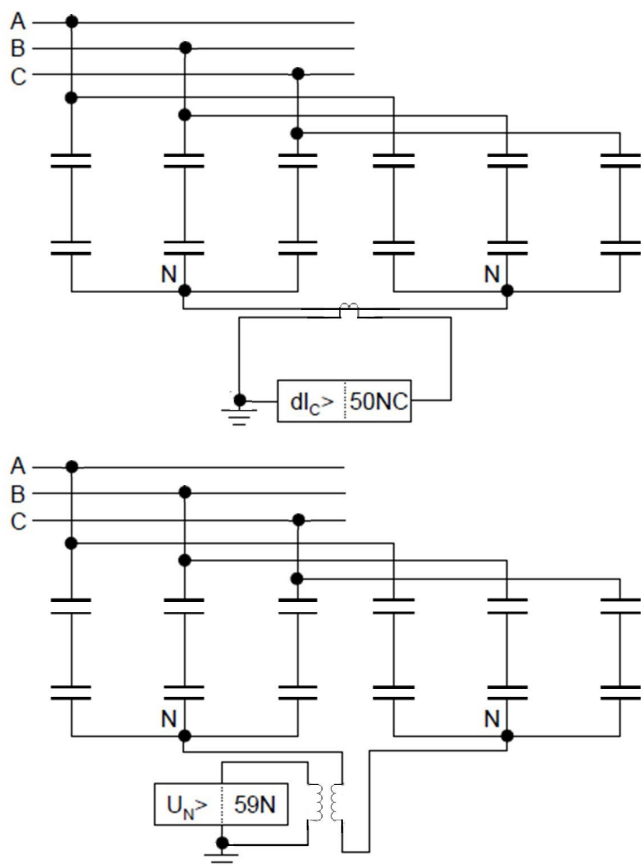


Fig. 48: schema di protezione per due banchi a neutro isolato

In questa situazione è molto semplice avere una protezione per sbilanciamento compensate in quanto la componente di sequenza zero del sistema interessa in modo uguale i due banchi, mentre un condensatore elementare guasto appare come uno sbilanciamento tra i neutri. Il primo schema è costituito da un trasformatore di corrente collegato tra i due neutri e da una funzione di protezione di massima corrente. Il secondo schema utilizza invece un trasformatore di tensione e una funzione di protezione di massima tensione. L'effetto dello sbilanciamento della tensione del sistema è eliminato in entrambi i casi ma non quello dello sbilanciamento naturale dei banchi dovuto alle tolleranze che comporta la presenza di correnti o tensioni tra i neutri anche in assenza di guasti. Conseguentemente, nel caso sia necessaria una protezione molto sensibile, è necessario adottare una funzione di compensazione dello sbilanciamento naturale.

L'errore dovuto allo sbilanciamento naturale può rendere insensibile la protezione o viceversa causare degli scatti intempestivi. È buona norma effettuare la compensazione, tramite l'apposita funzione della protezione, qualora l'errore introdotto si avvicini al 50% della soglia di allarme richiesta. Nei grandi banchi di condensatori viene spesso utilizzata una configurazione così detta ad H, con un trasformatore di corrente collegato tra le connessioni tra i banchi come nella figura 49.

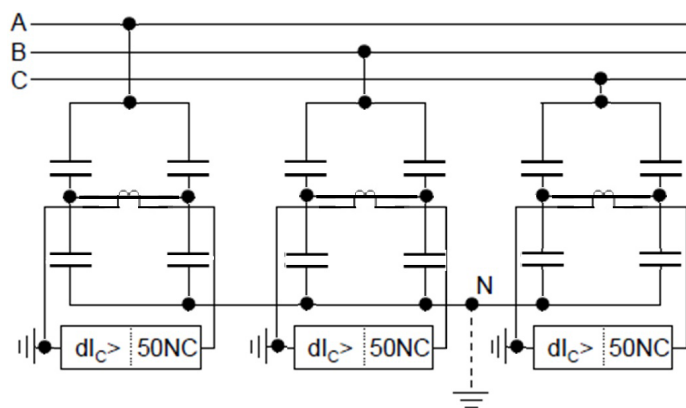


Fig. 49: schema di protezione per configurazione dei banchi ad H

4. Impatto delle sovratensioni sui componenti dell'impianto elettrico

Nessuna corrente fluisce in assenza di elementi guasti, in caso contrario una corrente comincia a fluire attraverso i trasformatori di corrente; il vantaggio di questo schema è l'insensibilità allo sbilanciamento della rete ma lo sbilanciamento naturale provoca il fluire di una corrente tra i rami. Anche in questo caso, quindi, sarà necessario utilizzare la funzione di compensazione dello sbilanciamento naturale ottenendo una protezione per sbilanciamento molto sensibile e veloce. Per questo motivo questo schema è molto utilizzato sui grossi banchi di condensatori.

Un'ulteriore protezione utilizzata con i banchi di condensatori è la protezione per sovraccarico. Se i condensatori sono soggetti a sovratensioni prolungate, ad esempio a causa di un elevato contenuto armonico, ciò può provocare un aumento della corrente che fluisce nel banco e stressare i singoli elementi. Dato che i condensatori sono particolarmente sensibili alle sovratensioni, è consigliabile misurare il picco della tensione; tuttavia è possibile utilizzare anche una protezione di sovraccarico basata sulla misura della corrente opportunamente filtrata, sicuramente più economica (figura 50).

Ovviamente deve essere prevista anche una protezione contro i cortocircuiti tra le fasi e verso il neutro e la terra. A tal fine si adotta normalmente una protezione di massima corrente a due soglie, di cui la più alta è utilizzata per i cortocircuiti tra i terminali dei banchi e l'interruttore, mentre la soglia bassa viene utilizzata per i guasti tra i banchi dove è richiesta una sensibilità maggiore. Le soglie di massima corrente devono tener conto delle correnti di inrush per evitare scatti intempestivi; tipicamente per banchi con neutro isolato la

prima soglia di intervento deve avere un valore minimo del 125% della corrente nominale di fase e la soglia alta deve avere un valore comunque superiore alle correnti transitorie di inrush, ad esempio da tre a quattro volte la corrente nominale del banco. Nel caso di guasto a terra, direzionale o meno, con sistema a neutro isolato la protezione deve essere quanto più sensibile possibile. Se il guasto a terra avviene all'interno del banco, ciò si traduce anche in uno sbilanciamento per cui la protezione per sbilanciamento è anche una protezione di back-up per la protezione di guasto a terra.

In alcuni casi di guasto localizzati all'interno di grandi banchi di condensatori, ad esempio per guasti tra rack in alcune configurazioni ad H, la protezione per sbilanciamento potrebbe non avere la necessaria sensibilità per intervenire. In questo caso potrebbe essere necessario inserire una protezione di back-up quale una protezione di massima corrente di sequenza inversa.

Un'ulteriore funzione di protezione deve essere prevista per evitare di reinserire i banchi immediatamente dopo una disconnessione prima cioè che il tempo di scarica sia terminato, quindi in media tensione entro i 5 minuti (ANSI/NFPA 70) o entro 10 minuti (IEC 60871-1). A tal fine normalmente viene utilizzata una funzione di minima tensione o di minima corrente opportunamente ritardata ed evitare così di richiudere l'interruttore o il sezionatore prima della fine della scarica. Nel caso sia previsto un apparecchio specifico per la manovra del banco in aggiunta all'interruttore, quale il DS1, questa funzione deve essere espletata a valle dell'apparecchio di manovra. Il DS1, in particolare, inibisce la richiusura successiva all'apertura del banco per un tempo regolabile al fine di rispettare il tempo di scarica (default 5 min).

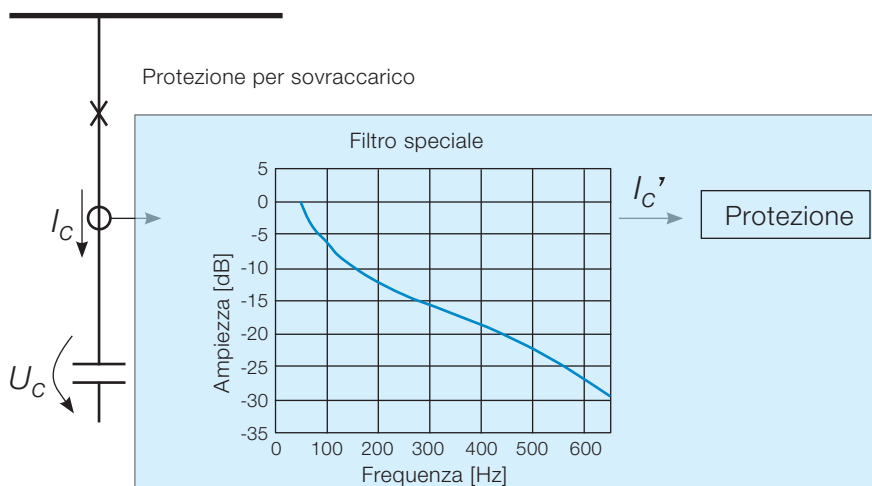


Fig. 50: schema protezione 51c

Infine, è bene prevedere anche una funzione di protezione di massima tensione per evitare che i banchi siano sottoposti a sovratensioni anomale per un tempo tale da danneggiarli. L'apertura dei banchi, inoltre, limita la sovratensione nelle vicinanze del banco stesso riducendo lo stress sugli altri componenti dell'impianto. La misura di tensione viene normalmente prelevata dalla sbarra a monte dell'interruttore; la funzione deve essere coordinata con quella di massima corrente e può così fungere anche da protezione di back-up.

Ad esempio, vediamo il sistema di protezione effettuato con un relè tipo REV615 su un grande banco di condensatori collegati ad H.



Fig. 51: relè REV615

Con riferimento all'esempio illustrato in figura 52, le funzioni di protezione implementate nel REV615 sono le seguenti:

- per corto circuito e massima corrente (50, 51);
- per sbilanciamento (51NC);
- per sovraccarico basata sulla corrente (51C);
- massima corrente di sequenza inversa (51Q);
- per guasto a terra (51N, 50N)
- minima tensione, massima tensione e tensione residua per controllare la rete di alimentazione (59, 27, 59N)

In generale, le manovre sarebbe bene fossero effettuate da apparecchi dedicati alla manovra dei condensatori, tipo il DS1, a seguito della TRV e delle correnti capacitive che appaiono durante l'interruzione. Gli interruttori, infatti, sono idonei per interrompere le correnti di corto circuito ma,

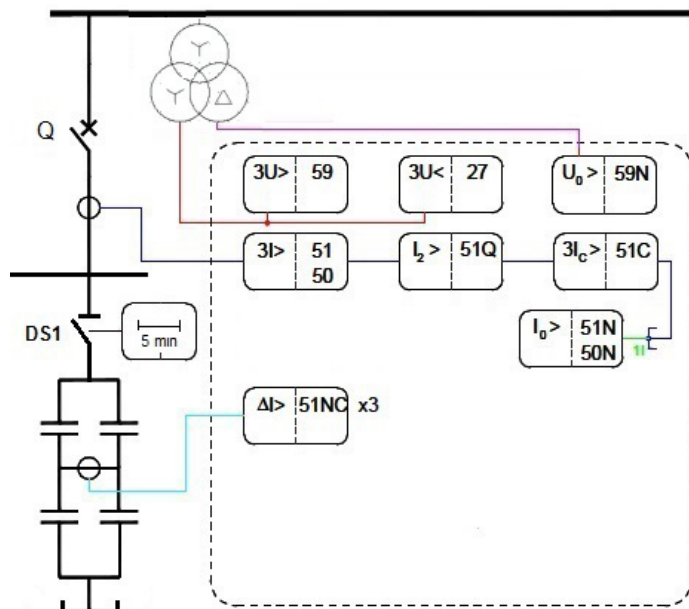


Fig. 52: schema di principio delle funzioni di protezione condensatore

spesso, sono in difficoltà nella manovra dei condensatori. Dal punto di vista della logica di intervento, quindi, la soluzione proposta è la seguente (figura 53) dove sono stati suddivisi i comandi di apertura tra interruttore e sezionatore a seconda della funzione di protezione interessata. La funzione 51Q è stata sdoppiata in modo da avere la soglia bassa collegata al comando del DS1 e la soglia alta a quella dell'interruttore. Ovviamente la logica andrà validata caso per caso in funzione della realtà impiantistica.

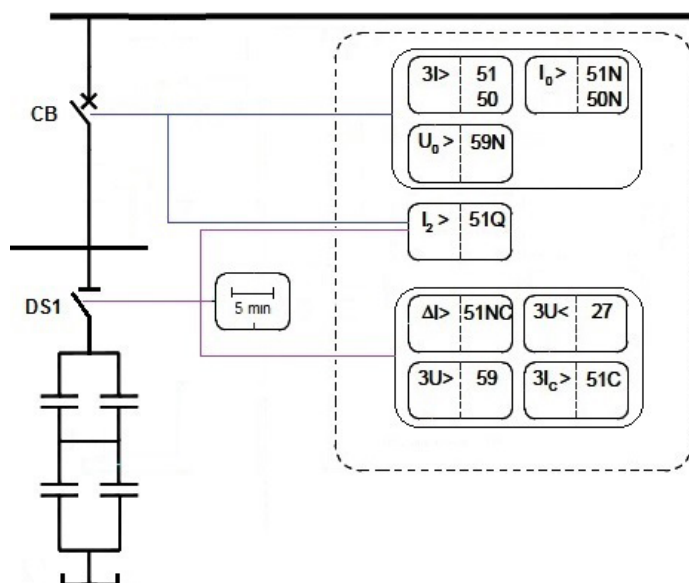


Fig. 53: ipotesi di suddivisione dei comandi di apertura tra interruttore e DS1

4. Impatto delle sovratensioni sui componenti dell'impianto elettrico

4.2 Impatto dei transitori di inserzione dei condensatori sugli altri componenti dell'impianto elettrico

I condensatori sono frequentemente utilizzati negli impianti industriali per il rifasamento in concomitanza con la presenza di grandi motori funzionanti con fattore di potenza a pieno carico a partire da 0,60. Alcune precauzioni devono essere prese nel dimensionamento di tali condensatori; innanzi tutto per prevenire sovratensioni dovute all'auto eccitazione dei motori quando disconnessi dalla rete, se ancora in rotazione, nel caso in cui i condensatori siano ad essi permanentemente collegati. La presenza dei condensatori prolunga inoltre lo smorzamento della tensione residua dopo l'apertura aumentando così il rischio connesso al riavviamento durante questo periodo transitorio, con possibilità di danneggiare i motori stessi ed altre apparecchiature.

Nel caso di motori in bassa tensione, la normativa, ad esempio la IEEE 141-1993, consiglia la massima taglia del condensatore (C1 nella figura 54) da accoppiare ad un determinato motore in caso di connessione permanente; nel caso fosse richiesto un condensatore di taglia superiore, diventa necessario provvedere alla manovra separata del condensatore (C3 in figura 54) tramite un apparecchio di manovra dedicato.

Sia che sia realizzata in media tensione o in bassa tensione, quest'ultima configurazione ripropone il problema delle sovratensioni causate dalla manovra dei condensatori, in quanto le conseguenti sovratensioni transitorie o passaggi multipli per lo zero, possono causare interventi delle protezioni dei sistemi di avviamento a velocità variabile dei motori. In particolare, in alcuni tipi di drive con il primo stadio di conversione costituito da semplici diodi di raddrizzamento, la sovratensione che si presenta ai morsetti viene alla connessione in DC (figura 55).

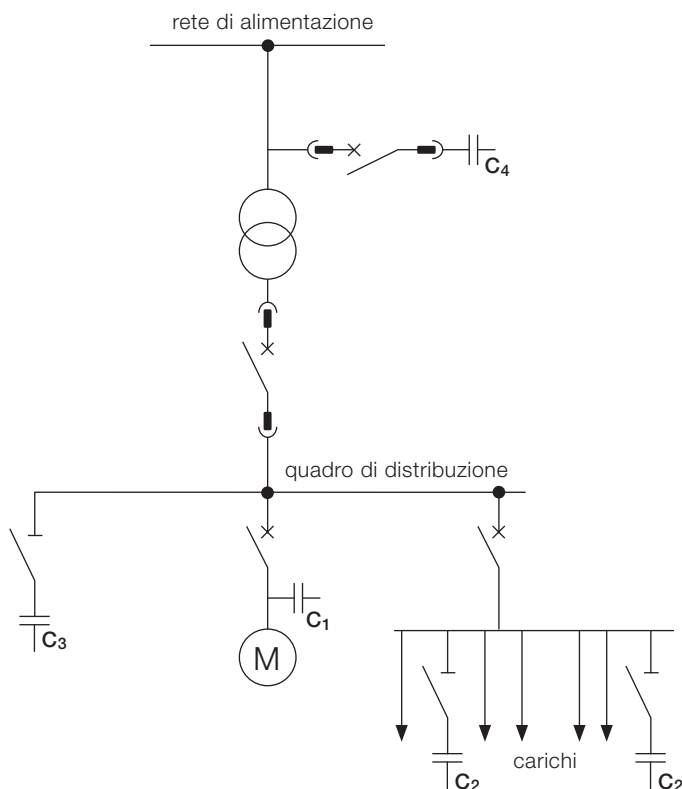


Fig. 54: esempio di circuito con più punti di rifasamento

Al fine di proteggere il condensatore e i componenti elettronici dello stadio inverter, la connessione in DC del drive è normalmente protetta contro le sovratensioni; tale protezione interviene scollegando il drive quando la sovratensione supera una determinata soglia, in genere di poco superiore al 110% della tensione nominale in DC.

Questo fenomeno può acuirsi nel caso di manovra di condensatori in media tensione (C4 nella figura 54) con la presenza di altri condensatori in bassa tensione (C1, C2, C3 in figura 54) a valle quindi del trasformatore MT/BT. In questo caso si può avere la così detta risonanza secondaria dove la sovratensione provocata dalla manovra del condensatore in media tensione può provocare sovratensioni molto più elevate sul circuito secondario di bassa tensione, nel caso in cui la frequenza di risonanza dei condensatori sia vicina alla risonanza naturale del condensatore di media tensione manovrato. In questo caso, infatti, la sovratensione iniziale in MT fa nascere una sovratensione in BT data dalla relazione:

$$f_c = f_m \cdot \sqrt{\frac{L_m \cdot C_m}{L_s \cdot C_s}}$$

Dove f_c è la frequenza dell'oscillazione che si accoppia alla frequenza f_m dell'oscillazione di manovra, L_s e C_s sono induttanza e capacità nel circuito secondario, L_m e C_m sono induttanza e capacità nel circuito di MT. Più basso è il rapporto f_c/f_m maggiore è l'ampiezza del conseguente transitorio in BT che può raggiungere anche i 5 p.u.

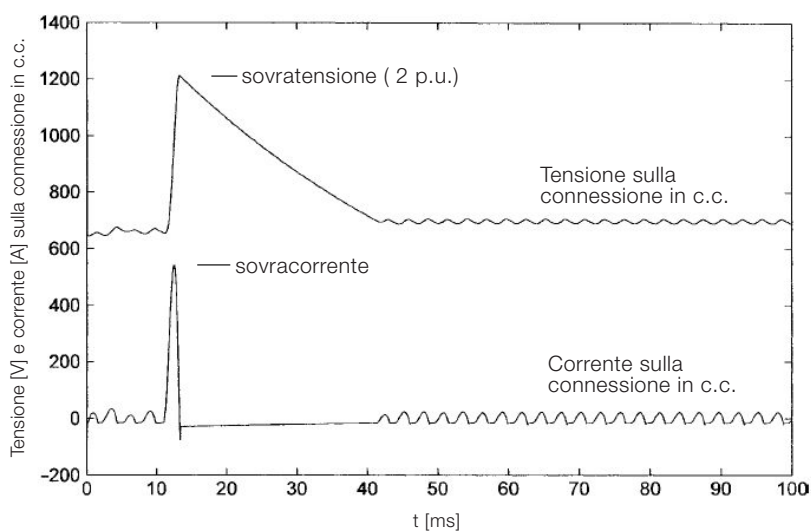
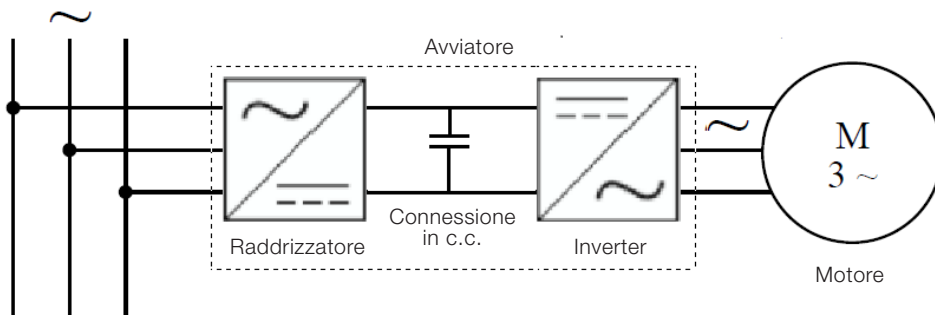


Fig. 55: schema di un driver per motore ed esempio di effetto sulla connessione in DC della manovra di un condensatore

Nella figura seguente si vede la sovratensione transitoria in bassa tensione conseguente alla manovra di un banco di condensatori di 6 MVar a 13,8 kV in presenza di un condensatore da 200 kVar a 480 V a valle di un trasformatore da 2 MVA.

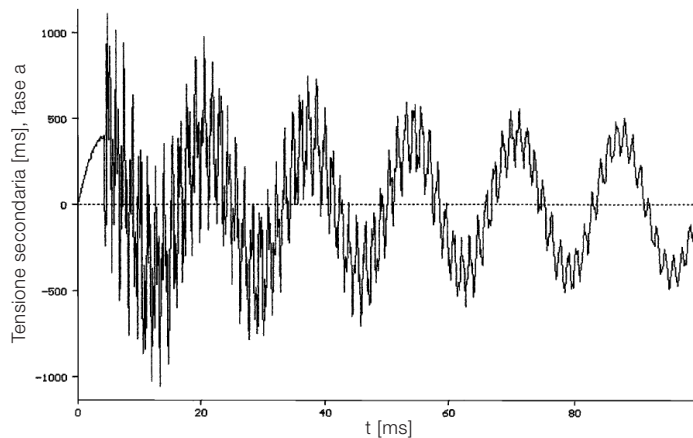


Fig. 56: sovratensione transitoria in BT per manovra in MT

4. Impatto delle sovratensioni sui componenti dell'impianto elettrico

Queste sovratensioni, quindi, possono causare guasti e interventi dei relè di protezione e dei fusibili sul lato bassa tensione e inoltre provocare l'intervento delle protezioni dei drive dei motori.

Poiché ovviamente si vuole mantenere in servizio il motore ed evitare fermi di produzione, si ricorre all'inserimento di reattanze smorzatrici (choke) in serie ad ogni drive. Valori tipici vanno dal 3 al 5% della potenza del drive espressa in kVA e sono sufficienti per ridurre la sovratensione sul bus in DC al di sotto del livello di intervento. Chiaramente questa soluzione, per quanto semplice, comporta l'installazione di un numero elevato di reattanze in funzione del numero di motori presenti nell'impianto.

Ancora una volta, la soluzione alternativa è quella di eliminare le sovratensioni di manovra dei condensatori in MT utilizzando un sezionatore di manovra sincrono. Nell'esempio precedente, avendo eliminato con l'utilizzo del DS1 la sovratensione di manovra, si può assumere che f_m sia nulla e che quindi lo sia anche la frequenza dell'oscillazione secondaria.

Un'ulteriore situazione impiantistica dove la presenza di condensatori può generare sovratensioni significative è quella dell'inserzione a vuoto o a basso carico dei trasformatori effettuata insieme ai condensatori di rifasamento. In queste condizioni, non è raro che si possano verificare fenomeni come il guasto dei condensatori stessi o l'intervento intempestivo degli eventuali fusibili posti sul primario del trasformatore.

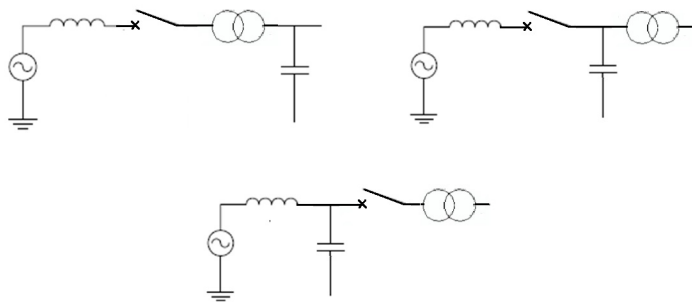


Fig. 57: possibili disposizioni del condensatore di rifasamento rispetto al trasformatore

Il fenomeno può essere ulteriormente amplificato da fenomeni di risonanza anche nel caso in cui i condensatori non siano inseriti insieme al trasformatore. Infatti la corrente di inserzione a vuoto dei trasformatori ha un determinato contenuto armonico; può accadere che una delle armoniche, tipicamente quelle di ordine più basso, entri in risonanza con i condensatori causando una sovratensione prolungata ad elevato contenuto armonico che può durare molti cicli.

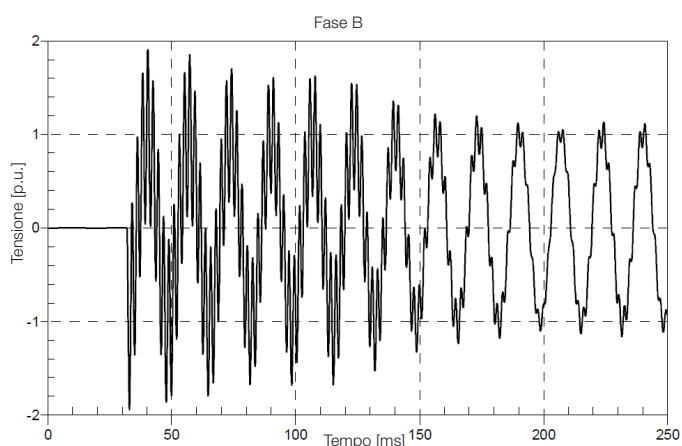


Fig. 58: risonanza in caso di inserzione a vuoto di un trasformatore

Sebbene queste sovratensioni non raggiungano normalmente valori elevati, tuttavia è sconsigliabile inserire insieme condensatori e trasformatori. Inserire separatamente ed in un secondo momento i condensatori è quindi la soluzione migliore. In questo caso si torna comunque al problema di non generare sovratensioni al loro inserimento e quindi alla soluzione ottimale di manovrare i condensatori con apparecchi idonei quali il sezionatore sincrono tipo il DS1.

5. Vantaggi economici derivanti dall'utilizzo del sezionatore sincrono a diodi



Fig. 59: Sistema di rifasamento in quadro ABB ABBACUS

Sulla base di quanto visto nei capitoli precedenti, consideriamo come esempio un impianto industriale in media tensione dotato di un sistema di rifasamento centralizzato:

L'impianto di rifasamento è costituito da tre batterie di condensatori trifasi ciascuna comandata da un proprio dispositivo di manovra. Ipotezziamo che ogni banco venga inserito due volte al giorno. Mettiamo a confronto due soluzioni diverse dove i banchi di condensatori sono manovrati due volte al giorno tramite un dispositivo tradizionale nel primo caso e tramite il DS1 nel secondo.

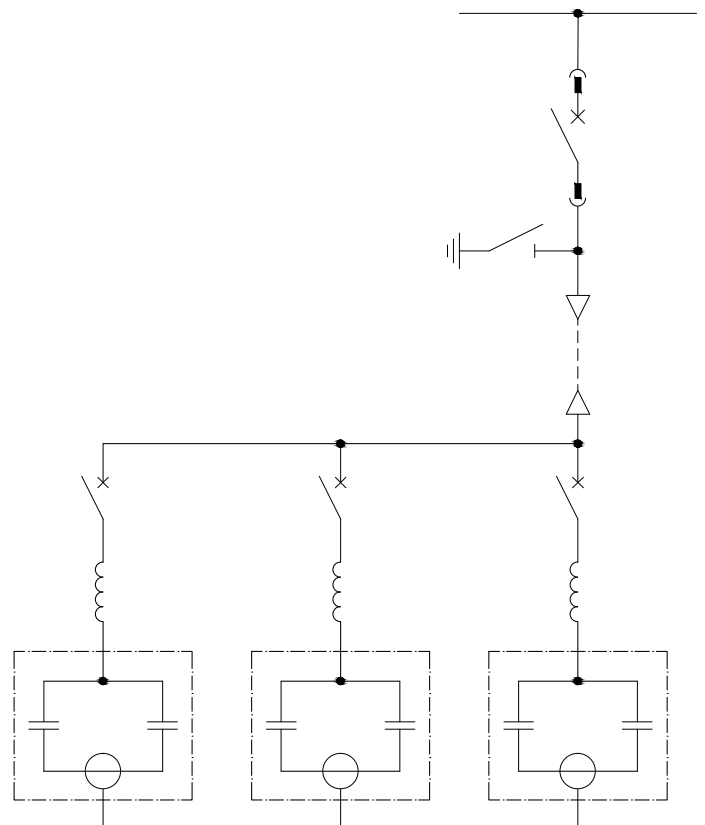


Fig. 60: esempio di schema elettrico con banchi di condensatori di rifasamento

5. Vantaggi economici derivanti dall'utilizzo del sezionatore sincrono a diodi

Consideriamo che il costo dei banchi sia pari a C_{con} per entrambe le configurazioni.

Nel primo caso, con riferimento al capitolo 4, calcoliamo l'affidabilità dei condensatori facendo riferimento alla curva rossa di figura 44 relativa a due manovre al giorno. In queste condizioni, dopo dieci anni, l'affidabilità è pari al 94% o, viceversa, la probabilità di guasto è del 6%. In un banco di condensatori costituito ad esempio da 4 gruppi in serie da 12 condensatori, ciò equivale ad avere tra 2 e 3 condensatori (figura 61) guasti e quindi a dover sostituire il banco dato che la tensione sul singolo condensatore vale:

$$V_{pu} = \frac{S \cdot P}{S \cdot (P - n) + n} = \frac{4 \cdot 12}{4 \cdot (12 - 2) + 2} = 1,14$$

quindi più alta del valore limite che è il 10% in più della tensione nominale.

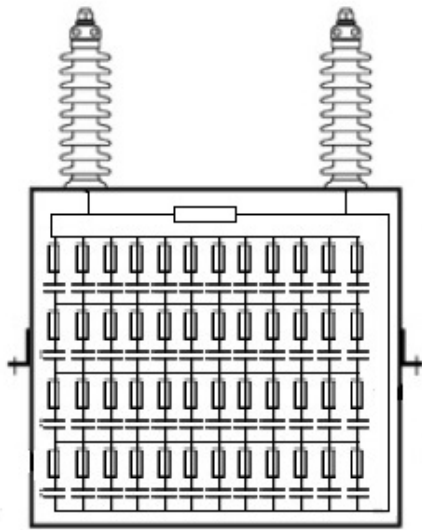


Fig. 61: condensatore con 4 gruppi in serie di 12 elementi in parallelo

Annualizzando tale costo otteniamo quindi:

$$C_{con1} = \frac{C_{con}}{10}$$

Consideriamo anche i costi di sostituzione. Nel primo caso, la normale vita di un interruttore è 10.000 manovre; al ritmo di 730 manovre all'anno sarà necessario, quindi, sostituire l'apparecchio ogni $10000/730=13,7$ anni. Ipotizzando un costo di sostituzione dell'interruttore pari a C_{CB} , otteniamo:

$$C_{sost1} = \frac{C_{CB}}{13,7}$$

Per quanto riguarda i costi di manutenzione, nell'ipotesi di dover effettuare manutenzione ogni 2.000 manovre, dovremo intervenire ogni $2000/730=2,74$ anni. Ipotizzando comunque un costo di manutenzione ogni due anni pari a C_{man} per intervento otteniamo:

$$C_{man1} = \frac{C_{man}}{2}$$

Avendo nel primo caso adottato un induttanza limitatrice come metodo di riduzione dei transitori, questa genererà delle perdite pari a $P=R \cdot I^2$ che andranno moltiplicate per il tempo complessivo di inserzione delle rispettive batterie di condensatori. Al fine di valutare l'ordine di grandezza dei costi dovuti alle perdite, consideriamo ad esempio una induttanza limitatrice da 60 μH con perdite pari a 2 kW alla corrente nominale. Con il seguente diagramma di carico sono previsti due inserzioni dei banchi per complessive 8 ore.

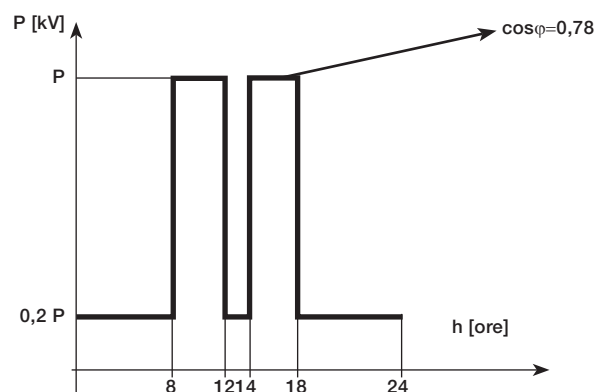


Fig. 62: esempio di diagramma di carico per un impianto da rifasare

Ipotizzando un costo per la fascia oraria $B = 0,13 \text{ €/kWh}$, avremo che le perdite annue per ogni banco in trifase valgono:

$$C_{pe1} = 2 \cdot 8 \cdot 365 \cdot 0,13 \cdot 3 = 2278 \text{ €/anno}$$

Un ulteriore problema esistente nel primo caso è legato all'intervento delle protezioni negli avviatori a frequenza variabile preposti al comando dei motori negli impianti industriali o comunque ad eventuali scatti intempestivi di relè di protezione o fusibili come conseguenza delle sovratensioni. Nel primo caso va quindi aggiunto un costo per possibili perdite di produzione C_{pp1} .

Il costo totale annuo nel caso dell'interruttore sarà quindi:

$$C_{totcb} = C_{con1} + C_{sost1} + C_{man1} + C_{pe1} + C_{pp1}$$



Fig. 63: sezionatore sincrono DS1

Proviamo ora ad analizzare i costi nel secondo caso, con l'utilizzo del DS1.

In assenza di sovratensioni la probabilità di guasto per sovratensioni di manovra diventa trascurabile e quindi poniamo $C_{con2}=0$

Relativamente ai costi di sostituzione, la normale vita del DS1 è 50.000 manovre; al ritmo di 730 manovre all'anno sarà necessario, quindi, sostituire l'apparecchio ogni $50000/730=68$ anni. Poniamo quindi $C_{sost2}=0$ poichè la vita di progetto dei condensatori è di 30 anni.

Per quanto riguarda i costi di manutenzione, il DS1 è "maintenance-free" e possiamo quindi considerare nulli i costi di manutenzione:

$$C_{man2} = 0$$

Non avendo la necessità di induttanze limitatrici, il costo delle relative perdite è nullo, quindi:

$$C_{pe2} = 0$$

Ed infine, non avendo sovratensioni, sarà nullo il costo di eventuali perdite di produzione dovute ad intervento delle protezioni:

$$C_{pp2} = 0$$

Il costo totale annuo nel caso del DS1 sarà quindi:

$$C_{totDS1} = 0$$

È quindi evidente che $C_{totCB} \gg C_{totDS1}$ quindi con un risparmio significativo nel caso di utilizzo della soluzione con il DS1. Ovviamente la suddetta analisi è puramente qualitativa e può variare a seconda del tipo di impianto in esame.

6. Conclusioni

La manovra frequente di condensatori per il rifasamento delle reti elettriche di MT può generare sovracorrenti e sovratensioni di manovra in grado di deteriorare progressivamente lo stato dei componenti dell'impianto stesso. Alcuni studi statistici hanno dimostrato che gli stessi condensatori possono essere affetti nel tempo da tale deterioramento con progressiva perdita di vita fino ad arrivare al guasto del banco.

Anche se alcune tecniche, ormai consolidate, consentono di ridurre tali transitori, purtroppo non risolvono completamente il problema.

Viceversa, la nuova tecnologia innovativa dei sezionatori a diodi fornisce una soluzione efficiente riducendo a livelli trascurabili sia le correnti di inrush che le sovratensioni di manovra.

Il vantaggio economico principale di tale soluzione deriva, ovviamente, dal minore livello di stress cui è sottoposto l'impianto elettrico e quindi dalla maggiore continuità di servizio e minori costi di manutenzione e sostituzione.

Bibliografia

- [1] S. W. Cichanowski, G. R. Newcomb, "Power Capacitors", IEEE Electrical/Electronic Insulation Conference Memo Report HF91-802, 1991.
- [2] J. C. Das, "Transients in Electrical Systems - Analysis, recognition and Mitigation", Milano, Mc Graw Hill, 2001
- [3] F. Pardini, "Apparecchi elettrici: teoria, costruzione, applicazione 1", Milano, Clup, 2001
- [4] R. P. P. Smeets et al. "The Impact of Switching Capacitor Banks with Very High Inrush Current on Switchgear", Cigré session 2012 papers of study committee SC A3, 2012
- [5] D. G. Shaw, S. W. Cichanowski and A. Yializis. "A changing capacitor technology - failure mechanism and design innovation", IEEE Transactions on Electrical Insulation Vol. EI-16 No. 5, October 1981
- [6] S. Cesari et al., "Evaluation of New Fluid Impregnated All Film Power Capacitor Performance", 12th International Conference on Conduction and Breakdown in Dielectric Liquids, 15-19 July 1996, Roma, Italy
- [7] E. Sebillotte et al. "ac Degradation of Impregnated Polypropylene Films", IEEE Transactions on Electrical Insulation Vol. 27 No. 3, June 1992
- [8] C. W. Reed, S. W. Chichanowski. "The Fundamentals of Aging in HV Polymer-film Capacitors", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation Vol. 1 No. 5, October 1994
- [9] A. S. Farag et al. "Failure Analysis of composite Dielectric of Power Capacitors in Distribution Systems", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation Vol. 5 No. 4, August 1998
- [10] G. C. Montanari, D. Fabiani and F. Ciani, "Partial discharge and aging of AC cable systems under repetitive voltage transient supply", IEEE 34th Electrical Insulation Conference (EIC), 19-22 June, 2016, Montreal, Quebec.
- [11] M. A. Miner. "Cumulative Damage in Fatigue". Journal of Applied Mechanics, pp. A159-A1 63, September 1945
- [12] G. Passarelli. "Modelli Affidabilistico-Diagnostici per i Componenti delle Reti Elettriche", Dottorato di Ricerca in Ingegneria Elettrotecnica, Università di Bologna, 2008
- [13] Y. Yoshida et al., "Evolution of Power Capacitor as a Result of New Material Development", International Conference on Large High Voltage Electric Systems, 27 - 04, August - September, 1980, Paris, France.
- [14] T. Umemura, K. Akiyama. "Accelerated life testing of power capacitor dielectric systems", IEEE Transactions on Electrical Insulation Vol. EI-22 No.3, June 1987
- [15] T. C. Mike Chung. "Functionalization of Polypropylene with High Dielectric Properties: Applications in Electric Energy Storage" in Green and Sustainable Chemistry, 2012, 29-37
- [16] ABB S.p.A. SACE Dalmine. "DS1 - Diode based transient free capacitor switch", Medium voltage products catalogue, June 2015
- [17] ABB S.p.A. SACE Dalmine. "DS1 - Diode-based transient-free capacitor switch - Key Technological Features", Presentation of Medium Voltage Products, June 2015
- [18] ABB S.p.A. SACE Dalmine. "Capacitor switching comparison: the supremacy of diode technology", Presentation of Medium Voltage Products, June 2015
- [19] E. Ragaini, F. Viaro, G. C. Montanari, C. A. Mastromauro. "Reduction of Capacitor Aging by the use of Transient-free Diode-based Synchronous Switch" IEEE EEEIC17 and I&CPS Europe Conference, June 2017

ABB S.p.A.

ABB SACE Division

Medium Voltage Products

Via Friuli, 4

I-24044 Dalmine

Tel.: +39 035 6952 111

Fax: +39 035 6952 874

e-mail: info.mv@it.abb.com

www.abb.com

Dati e immagini non sono impegnativi. In funzione dello sviluppo tecnico e dei prodotti, ci riserviamo il diritto di modificare il contenuto di questo documento senza alcuna notifica.

© Copyright 2017 ABB. All rights reserved.