
MEDIUM VOLTAGE PRODUCTS

Quaderno di Applicazioni Tecniche No. 24

Applicazioni della corrente continua
in media tensione



Indice degli argomenti

1. Introduzione	4
2. Cenni storici	5
3. Applicazioni e nuovi scenari	7
3.1 L'evoluzione dei carichi elettrici e della produzione di energia	7
3.2 Le produzioni di energia da fonti rinnovabili	7
3.3 I convertitori statici	8
3.4 La protezione dei convertitori statici di interfacciamento AC/DC	14
3.5 Le microgrid in DC	14
3.5.1 Gli edifici commerciali	14
3.5.2 Le applicazioni rurali	15
3.5.3 Le navi elettriche	18
3.5.4 I Data Center .	22
3.5.5 Gli impianti industriali in DC	24
3.5.6 Linee di trasmissione HVDC	28
3.5.7 La trazione elettrica	31
4. L'interruzione in corrente continua	35
4.1 Caratteristiche e problematiche	35
4.1.1 L'interruzione convenzionale con soppressione diretta della corrente	35
4.1.2 L'interruzione con circuito oscillante passivo	37
4.1.3 L'interruzione con circuito oscillante attivo	39
4.1.4 Interruzione con oscillazione forzata	40
4.1.5 Interruzione con oscillazione parametrica	41
4.1.6 Interruzione con tecnologia a semiconduttori	42
4.1.7 Interruzione con tecnologia ibrida	43
4.2 Stato dell'arte degli interruttori di media tensione in DC	44
4.2.1 Gli interruttori ABB di media tensione in aria per applicazioni ferroviarie	44
4.2.2 Gli interruttori ABB ibridi	45
4.2.3 Sviluppi futuri	46
5 La normativa di riferimento	47
6. Prospettive future	50
Bibliografia	61

1. Introduzione

A più di cent'anni dall'accesa disputa tra Thomas Edison e George Westinghouse, nota come la "Guerra delle correnti", il dibattito tra l'opportunità nell'utilizzo della corrente continua (DC) rispetto all'ormai diffuso utilizzo della corrente alternata (AC) è ancora in corso. Infatti, lo sviluppo di moderni convertitori statici e la diffusione da una parte di fonti di energia rinnovabili (es. la generazione fotovoltaica) e dall'altra di nuove categorie di utilizzatori operanti direttamente in corrente continua (es. la distribuzione a bordo nave soprattutto di tipo militare, i data center e i veicoli elettrici) ha riaperto per quest'ultima la possibilità di trovare un'applicazione importante non solo in specifiche applicazioni ma anche, più in generale, nella distribuzione dell'energia elettrica.

Scopo di questa guida è dare una panoramica dell'applicazione della corrente continua e darne un'indicazione dello stato dell'arte e dei possibili sviluppi futuri.

2. Cenni storici

Siamo agli albori della moderna industria della produzione e distribuzione dell'energia elettrica quando nel 1882 Thomas Edison (figura 1) fonda il primo ente elettrico utilizzando come tecnologia la corrente continua; inizialmente lo scopo di fornitura fu l'alimentazione a 110 V DC per l'illuminazione delle abitazioni tramite le lampade ad incandescenza inventate dallo stesso Edison.

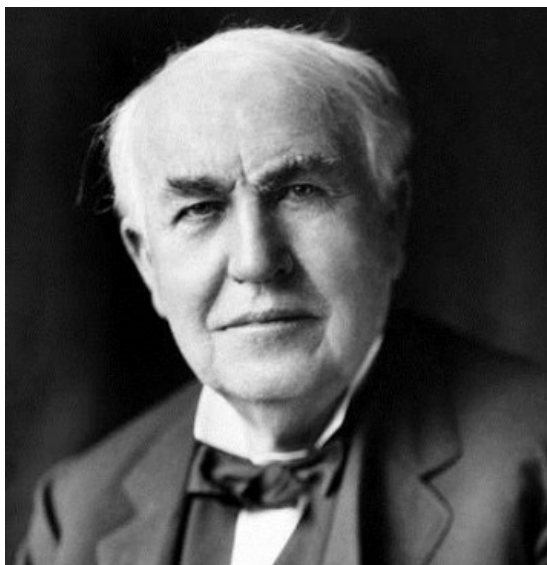


Figura 1: Thomas Edison

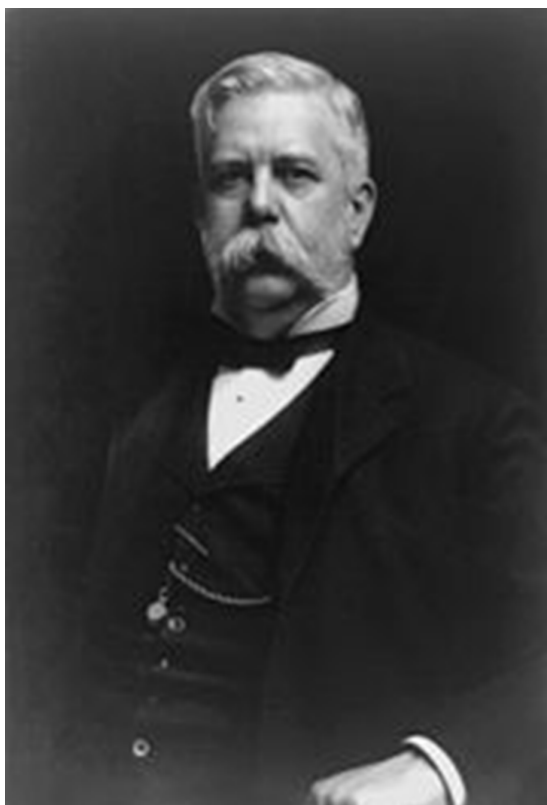


Figura 2: George Westinghouse

Le linee di alimentazione furono interrate sotto le strade di New York guadagnando rapidamente il favore dell'opinione pubblica preoccupata dai numerosi incidenti per fulminazione causati dalle linee aeree in AC ad alta tensione già utilizzate fin dalla fine degli anni '70 per l'illuminazione pubblica con lampade ad arco a 3500 V.

Alcune limitazioni furono tuttavia evidenti in quel tipo di utilizzo: la distanza coperta a quella tensione era molto limitata e, al fine di contenere i costi dei conduttori in rame, gli impianti di generazione dovettero essere collocati entro le aree abitative a poco più di un km dagli utilizzatori.

Un ruolo chiave verso la supremazia della corrente alternata ebbe l'invenzione nel 1884 del trasformatore ad alta efficienza a nucleo chiuso ad opera di tre inventori ungheresi (Zipernowsky, Blathy, Déri), e della successiva applicazione per alimentare in parallelo, anziché in serie, le utenze. In Europa l'utilizzo della corrente alternata ebbe un immediato successo e Roma fu una delle prime metropoli ad essere elettrificate in questo modo nel 1886.

Fu in quegli anni che un altro imprenditore, pioniere dell'industria elettrica, George Westinghouse (figura 2), capì, guardando a quanto stava avvenendo in Europa, le grandi possibilità che l'utilizzo dei trasformatori riduttori di tensione avrebbero offerto alla diffusione della corrente alternata, permettendogli inoltre di sviluppare nuovi brevetti anziché aggirare quelli di Edison. Il primo impianto dimostrativo fu realizzato nel 1886 a Great Barrington nel Massachusetts, riducendo la tensione a 100 V AC per l'alimentazione delle lampade ad incandescenza nelle abitazioni. Fu subito evidente anche ad altre società elettriche che la trasmissione ad elevate tensioni, riducendo le perdite e il costo delle linee in rame, e la successiva riduzione per la fornitura finale per illuminazione domestica forniva un vantaggio economico considerevole; la diffusione fu pertanto rapidissima e già un anno dopo, nel 1887, Westinghouse e Thomson-Houston Electric Company avevano già fornito più del 40% degli impianti di produzione.

Tuttavia, con la diffusione dell'utilizzo dell'energia elettrica, in talune città la situazione in termini di affidabilità e sicurezza divenne estremamente critica; linee in AC a 6 kV con scarsa qualità dell'isolamento dell'epoca correvano vicino a linee del telegrafo e linee di allarme di ogni tipo. Mentre la maggior parte delle città europee e alcune città americane, ad esempio Chicago, decisero per la collocazione della distribuzione elettrica nel sottosuolo, in altre città, come ad esempio New York, si continuò ad utilizzare una distribuzione con linee aeree. Durante il Grande Uragano Bianco che colpì anche New York nel 1888 (figura 3), la situazione precipitò causando notevoli interruzioni e la morte per folgorazione di alcuni addetti alla manutenzione delle linee elettriche.

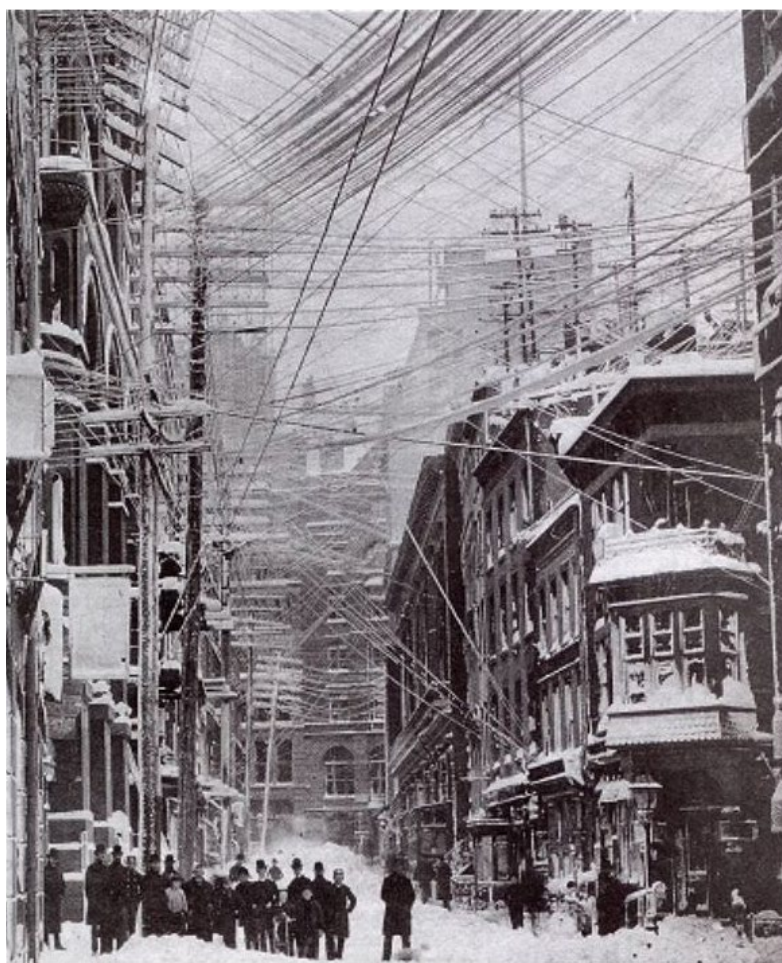


Figura 3: New York
nel 1888

Il crescente numero di morti per folgorazione nonché la continua perdita di mercato spinsero Edison a prendere posizione denunciando la pericolosità della distribuzione in AC. Questo fu l'inizio della così detta Guerra delle Correnti che durò per alcuni anni senza esclusione di colpi. La stessa invenzione della sedia elettrica fu utilizzata quale prova della pericolosità per sua natura della corrente alternata. Tuttavia, in quegli stessi anni Nikola Tesla inventò il motore ad induzione sancendo, insieme ad altre invenzioni, la completezza e la convenienza dell'utilizzo della corrente alternata.

Dal punto di vista degli assetti societari lo scenario in pochi anni era notevolmente cambiato: già nel 1890 Edison aveva acquisito numerose aziende del settore diventando un gruppo denominato Edison General Electric e nel 1892 si ebbe la fusione di quest'ultima con la rivale Thomson-Houston formando la General Electric; Thomas Edison aveva già da tempo perso il controllo della società. Le due società General Electric e Westinghouse, entrambe fornitrici di impianti in AC, si dividevano ora il mercato della produzione e distribuzione dell'energia elettrica negli Stati Uniti.

Un anno prima, all'International Electro-technical Exhibition tenutasi a Francoforte in Germania, fu effettuata come dimostrazione l'alimentazione di luci e motori della fiera tramite una linea di trasmissione trifase da una centrale distante 175 km.

La Guerra delle Correnti si era di fatto conclusa. Anche se alcune piccole reti di distribuzione in DC sono rimaste in funzione fino alla fine degli anni '90, la produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica in AC ha dominato il ventesimo secolo ed è tutt'oggi la più diffusa. Tuttavia la corrente continua sta oggi risvegliando l'interesse dei tecnici e degli enti elettrici in quanto, grazie allo sviluppo dell'elettronica di potenza avvenuta negli ultimi cinquant'anni, il principale problema ovvero quello della difficoltà di variazione della tensione, è stato risolto. I moderni convertitori statici hanno, infatti, raggiunto un'affidabilità ed un rendimento tali da rimettere in discussione la possibilità di fornire la corrente continua sfruttandone gli intrinseci vantaggi, primo tra tutti, le più basse perdite di trasmissione.

3. Applicazioni e nuovi scenari

3.1 L'evoluzione dei carichi elettrici e della produzione di energia

Con la predominanza della distribuzione in AC i progettisti di apparecchi utilizzatori sono stati costretti a progettare l'apparecchio stesso o la sua alimentazione in modo che si adattasse alla tensione di riferimento in AC. La mancanza di una unificazione a livello mondiale con diversi livelli di tensione e due o più frequenze di riferimento, principalmente 50 e 60 Hz, ha comunque complicato lo sviluppo dei prodotti dovendo le aziende differenziarli a seconda del mercato. Con la recente progressiva introduzione di apparecchiature digitali, la cui alimentazione interna è necessariamente in DC, i progettisti hanno dovuto sviluppare degli stadi di conversione, ovvero dei raddrizzatori AC/DC, per il loro collegamento alla rete, inizialmente senza preoccuparsi molto della loro efficienza. Oggi, la massiccia presenza di tali carichi, pur con i progressi avvenuti in termini di efficienza e controllo dei raddrizzatori, impone una riflessione sulla struttura della rete di distribuzione attuale. I carichi alimentati direttamente in AC stanno rapidamente diminuendo anche in settori, quale ad esempio quello dei motori elettrici, dominati da tale alimentazione. Nelle nostre case e uffici sono presenti in gran numero personal computer, stampanti, apparecchi telefonici, televisori, impianti Hi-Fi; tutti questi dispositivi sono carichi alimentati in DC tramite raddrizzatori e rappresentano già circa il 20% del consumo totale di energia elettrica. Considerando la rapida introduzione dell'illuminazione a LED, molto più efficiente di quella ad incandescenza inventata da Thomas Edison, dei veicoli elettrici, che sono caricati in DC con un carico importante, e di tutti quei carichi tradizionalmente alimentati in AC (es. lavatrici e condizionatori) ma che oggi, per un controllo della velocità del motore e per una migliore efficienza, utilizzano dei convertitori di frequenza statici o inverter, si può prevedere che nei prossimi anni i carichi in DC raggiungeranno il 50% dei consumi totali.

A livello industriale, val la pena ricordare altri processi in DC quali i forni ad arco, presenti sia in AC che in DC, ma più efficienti in quest'ultimo caso, alcuni processi elettrochimici, le ferrovie, i sistemi di telecomunicazioni e i data center, i

servizi ausiliari e di protezione delle centrali di produzione e delle cabine primarie, tutti i sistemi UPS (Uninterruptible Power Supply) e in generale tutti i sistemi di accumulo basati su batterie. L'opportunità, quindi, di risparmiare fino al 15 - 20% delle perdite totali di energia alimentando direttamente i suddetti carichi in DC o migliorando il rendimento dei convertitori eliminando il modulo di raddrizzamento spingerà sempre più verso un aumento dell'utilizzo della corrente continua.

3.2 La produzione di energia da fonti rinnovabili

L'ulteriore importante elemento da considerare è il rapido aumento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, sulla spinta dei governi e dell'opinione pubblica preoccupati dai rapidi cambiamenti climatici (vedere la Guida tecnica: Le Smart grid – 1. Introduzione). La fonte principale di alimentazione in DC sono i pannelli fotovoltaici (PV) e, in forma molto minore, le celle a combustibile. Queste due fonti oggi necessitano di un inverter per l'allacciamento alla rete in AC. Anche i sistemi di accumulo dell'energia elettrica basati su batterie necessitano di un inverter per la connessione con l'aggiunta di un sistema di controllo complesso per le fasi di carica e scarica. I generatori eolici possono produrre sia in DC che in AC; tipicamente oggi la produzione viene fatta in AC con lunghe linee di connessione a 36 kV tra i parchi eolici e la rete di distribuzione.

Vista la grande diffusione di pannelli fotovoltaici sugli edifici sia per uso domestico che nel terziario, si può già pensare ad edifici con una propria rete in DC con una perfetta integrazione tra produzione e consumi, come vedremo successivamente.

3.3 I convertitori statici

L'attuale struttura delle reti di distribuzione in AC necessita di tre tipi di convertitori statici per la connessione dei carichi e della generazione distribuita:

- Convertitori AC-DC, detti anche raddrizzatori: sono dei dispositivi che forniscono una grandezza continua in uscita da una grandezza alternata in ingresso;
- Convertitori DC-AC, detti anche inverter: sono dei dispositivi che forniscono una grandezza alternata in uscita da una grandezza continua in ingresso;
- Convertitori AC-AC, sono dispositivi che presentano sia in ingresso sia in uscita una grandezza alternata. Vengono normalmente utilizzati per l'avviamento e la regolazione dei motori elettrici con il nome di driver.

Nel caso di reti in DC, al posto di questi ultimi troviamo i convertitori DC-DC, dispositivi che presentano sia in ingresso sia in uscita una grandezza continua al fine di variare il livello di tensione analogamente a quanto avviene con i trasformatori in AC.

Esistono diversi tipi di dispositivi a semiconduttore utilizzati nei convertitori statici:

- il **diodo** è un dispositivo che può condurre la corrente in un solo senso e non può essere controllato;
- l'**SCR** (Silicon Controlled Rectifier) è un dispositivo della famiglia dei tiristori utilizzato per controllare il passaggio della corrente dall'anodo al catodo;
- il **GTO** (Gate Turn-Off thyristor) è un dispositivo in cui la transizione dallo stato di conduzione allo stato interdetto è più controllabile rispetto all'SCR;
- **TRANSISTOR BJT** (Bipolar Junction Transistor) anche questo è un dispositivo che rende più facile il controllo della corrente;

- il **TRANSISTOR MOSFET** (Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor); è un componente che può essere comandato in accensione e spegnimento, tramite un segnale in tensione applicato ad un terminale. Il componente è molto veloce in commutazione grazie a un circuito di comando molto semplice (tempi di turn-off dell'ordine di 100 ns);
- il **TRANSISTOR IGBT** (Insulated Gate Bipolar Transistor) è un componente che abbina le basse perdite di conduzione del BJT con la velocità di commutazione del MOSFET;
- infine, l'**MCT** (MOS-CONTROLLED THYRISTOR) è un componente che ha molte delle proprietà del GTO quali la bassa potenza dissipata a correnti medie e la stessa velocità di commutazione dell'IGBT. Tuttavia non è in grado di raggiungere le correnti elevate raggiunte dal GTO a causa della maggior complessità.

Le principali e più significative differenze tra i suddetti componenti sono le potenze in gioco e i tempi di commutazione; queste differenze ne determinano quindi l'applicazione in un campo industriale anziché in un altro. SCR e GTO sono preferibili con potenze elevate, in quanto sopportano tensioni e correnti più elevate di quelle di un transistor (3000 V/ 3500 A per un diodo, 3000 V/1000 A per un SCR, 3600 V/600 A per un GTO, 400 V/250 A per un transistor).

Viceversa, i tempi di commutazione per un transistor sono inferiori a 10 μ s, mentre per un SCR è di 40 μ s e per un GTO è di 25 μ s.

Quindi se le potenze in gioco sono relativamente basse, si preferiscono i transistor, data la loro maggiore controllabilità che diventa una scelta obbligata, in particolare, nel caso di convertitori ad alta frequenza.

Nella tabella 1 sono riassunte in modo qualitativo le suddette principali caratteristiche.

	Diodo	SCR	GTO	BJT	MOSFET	IGBT	MCT
Potenza gestibile	Alta	Alta	Alta	Media	Bassa	Media	Media
Velocità di commutazione	-	Lenta	Lenta	Media	Veloce	Media	Media

Tabella 1: principali caratteristiche dei semiconduttori per la conversione dell'energia elettrica

Il grafico seguente di figura 4 traduce queste caratteristiche peculiari anche in termini di applicazioni industriali:

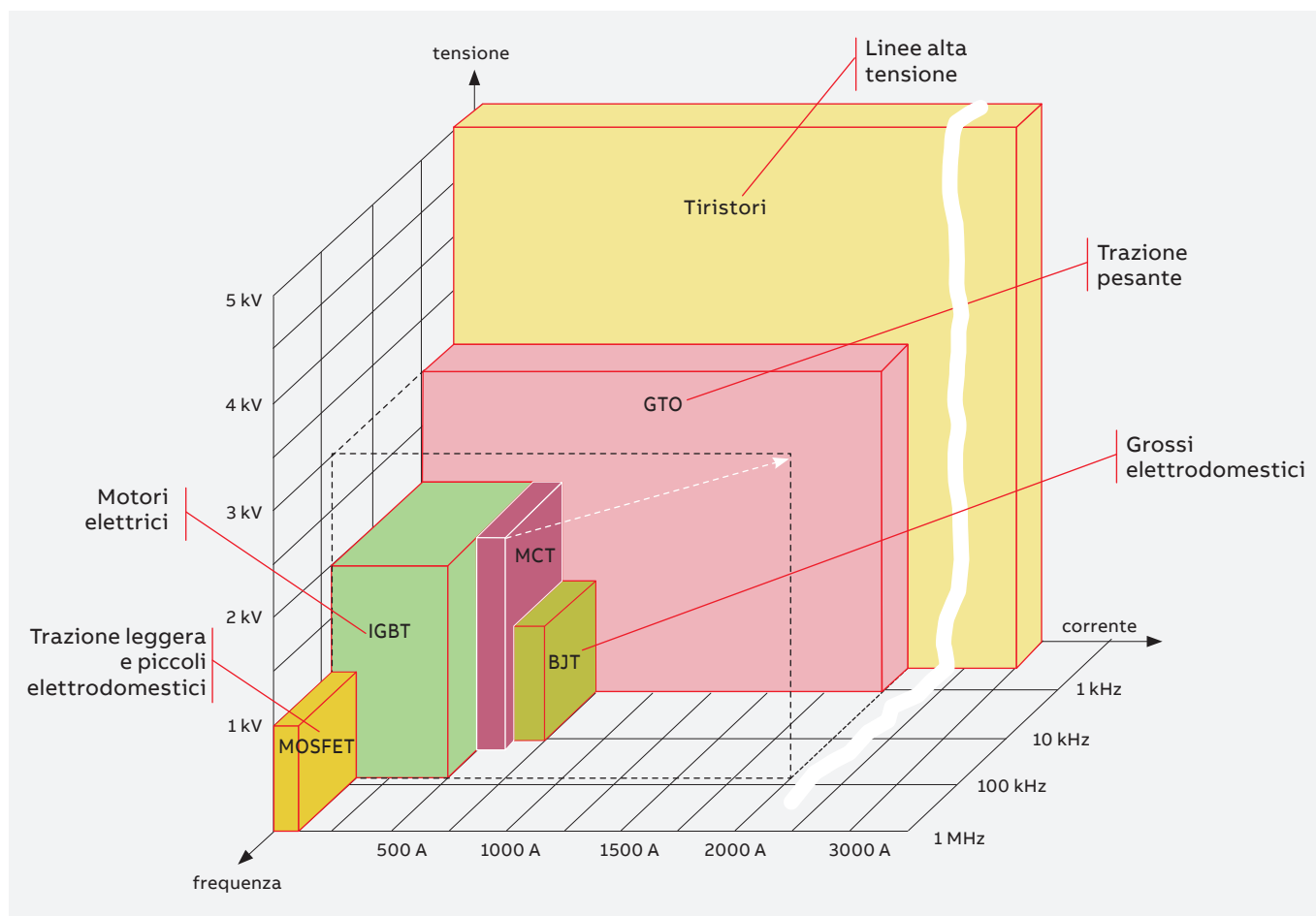


Figura 4: limiti e applicazioni dei componenti elettronici per la conversione AC/DC

Nella progettazione di un convertitore statico potranno essere scelti alcuni dei componenti visti precedentemente in funzione del tipo di utilizzo e delle loro caratteristiche. I principali criteri sono:

- tensione e corrente dell'applicazione e conseguenti perdite;
- tempi di commutazione;
- facilità di controllo del componente;
- coefficiente di temperatura del componente nel caso di collegamento in parallelo per avere correnti maggiori;
- costo del componente.

CONVERTITORI AC-DC o RADDRIZZATORI

Un convertitore AC-DC converte un segnale in alternata (di tensione o di corrente) in un segnale in continua. I campi di impiego dei raddrizzatori sono numerosi:

- gli azionamenti in DC per uso industriale (ad esempio laminatoi, trafilati, macchine continue per carta, nastri trasportatori, sistemi di posizionamento, azionamenti per robot, ecc.);
- la trazione in DC con linea di alimentazione in alternata (filobus, locomotori per treni e metropolitane, funicolari, funivie ecc.);

- i sistemi di alimentazione di alcuni processi elettrochimici;
- le stazioni terminali di conversione delle linee di trasmissione a HVDC;
- gli stadi di alimentazione in DC richiesti in ingresso ai convertitori DC/DC e a quelli DC/AC.

CONVERTITORI DC-DC

Un convertitore DC-DC è un dispositivo che, in un sistema alimentato in DC, serve a variare la tensione continua fornita al carico. Tale variazione viene ottenuta variando la frazione di tempo in cui il carico è connesso all'alimentazione. Questi convertitori sono utilizzati come alimentatori in corrente continua in diversi settori d'impiego:

- l'apparecchiatura elettronica quali i calcolatori;
- le applicazioni avioniche e spaziali;
- gli alimentatori da laboratorio;
- la regolazione della velocità dei motori nei sistemi di trazione elettrica alimentati e con propulsione in DC (ferrovie, metropolitane, veicoli elettrici).

CONVERTITORI DC-AC

Questi dispositivi, detti anche inverter, effettuano la conversione da una tensione continua d'ingresso a una tensione alternata di uscita che può essere regolata sia in ampiezza che in frequenza. Questi convertitori sono utilizzati come alimentatori in AC in diversi settori:

- azionamenti a velocità variabile in un sistema in DC con motori in AC, in cui è richiesto di alimentare il motore con tensioni e correnti di frequenza e ampiezza variabili;
- gruppi di continuità assoluta, alimentati in DC tramite batterie di accumulatori da cui l'inverter preleva l'energia necessaria per alimentare il carico in assenza della tensione di rete;
- forni a media frequenza per il riscaldamento a induzione;
- stadi di isolamento basati sull'impiego di trasformatori ad alta frequenza in particolare come secondo stadio nei convertitori DC/DC quando sia richiesto l'isolamento tra ingresso e uscita.

CONVERTITORI AC-AC

Un convertitore AC-AC è costituito da un raddrizzatore, controllato o meno, posto in serie ad un inverter. Con tali convertitori è possibile sia variare l'ampiezza del segnale in uscita, agendo sui tempi di innesco nello stadio raddrizzatore o sulla sequenza di innesco nello stadio inverter, sia variare la frequenza del segnale in uscita, agendo sul periodo di accensione e spegnimento dei componenti presenti nell'inverter. Questi tipi di convertitori vengono impiegati ad esempio:

- nelle alimentazioni di bordo degli aeroplani per ottenere la frequenza di 400 Hz tipica per le applicazioni avioniche nella regolazione di sistemi di illuminazione e riscaldamento;
- negli azionamenti di motori in AC ed in particolare per l'avviamento e la regolazione di velocità di grandi motori trifasi;
- negli elettrodomestici per regolare la velocità dei piccoli motori inclusi.

In una rete di distribuzione in AC sono normalmente presenti almeno tre tipi di convertitori quali raddrizzatori, inverter e convertitori AC/AC. L'evoluzione dei carichi elettrici e la produzione distribuita comporta un sempre maggior utilizzo dei convertitori statici; nella figura 5 seguente vediamo la struttura semplificata di una moderna rete di distribuzione in AC.

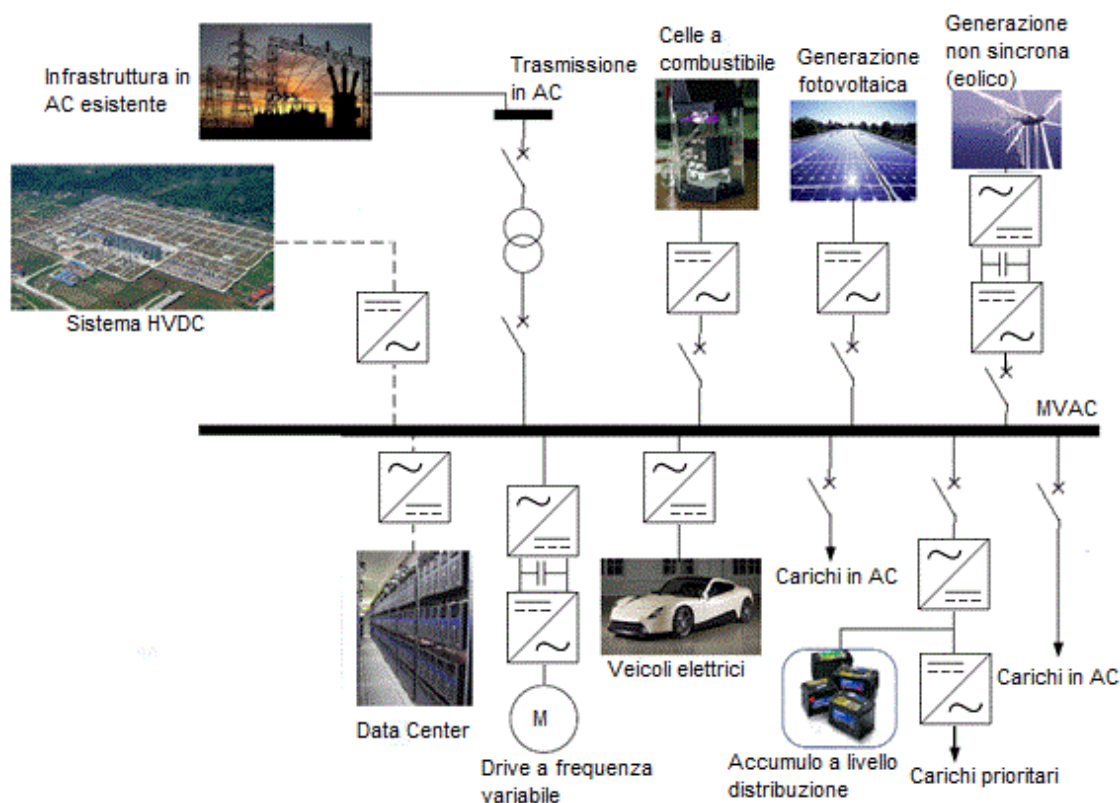


Figura 5: struttura di una rete moderna di distribuzione in AC

L'analoga struttura con distribuzione in DC risulterebbe quella di figura 6 seguente:

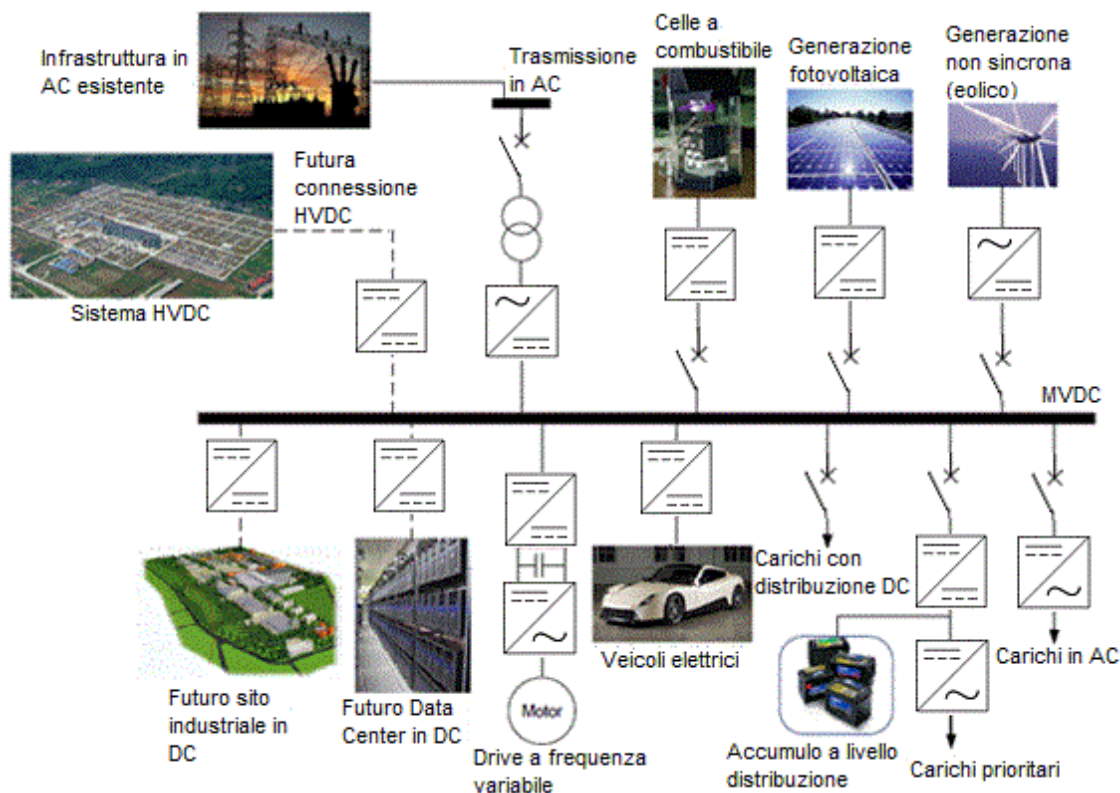


Figura 6: ipotesi di una rete di distribuzione in DC

Come si può vedere dal confronto dei due schemi, nel caso della distribuzione in DC è necessario introdurre i convertitori DC/DC che di fatto sostituiscono quasi completamente i raddrizzatori AC/DC.

Inoltre, con un processo di standardizzazione delle tensioni in DC presenti sul mercato, si ridurrebbe la necessità di utilizzare molti dei convertitori DC/DC presenti sui singoli carichi. La distribuzione in DC può risultare quindi particolarmente conveniente in aree limitate e indipendenti e con specifiche funzionalità, in generale nelle microgrid.

3.4 La protezione dei convertitori statici di interfacciamento AC/DC

Come si è visto nel paragrafo precedente, le microgrid in DC includono normalmente la generazione da fonti rinnovabili (ad esempio impianti fotovoltaici) e sempre più comprenderanno anche sistemi di immagazzinamento e carichi locali in DC. Inoltre, per l'interfacciamento con la rete in AC, è comunque sempre presente un convertitore statico di interfacciamento.

Il sistema di messa a terra più utilizzato in media tensione in AC è a neutro isolato, mentre in DC sono possibili più soluzioni, a seconda del livello di continuità e di sicurezza richiesti.

Parallelamente al sistema di messa a terra, cambia anche il comportamento in caso di guasto in DC; in alcuni casi, i convertitori potrebbero non essere in grado di limitare la corrente di guasto e quindi potrebbero danneggiarsi rendendo quindi necessaria la presenza di apparecchi di interruzione rapidi in DC.

Esaminiamo il circuito illustrato nella figura 7 seguente:

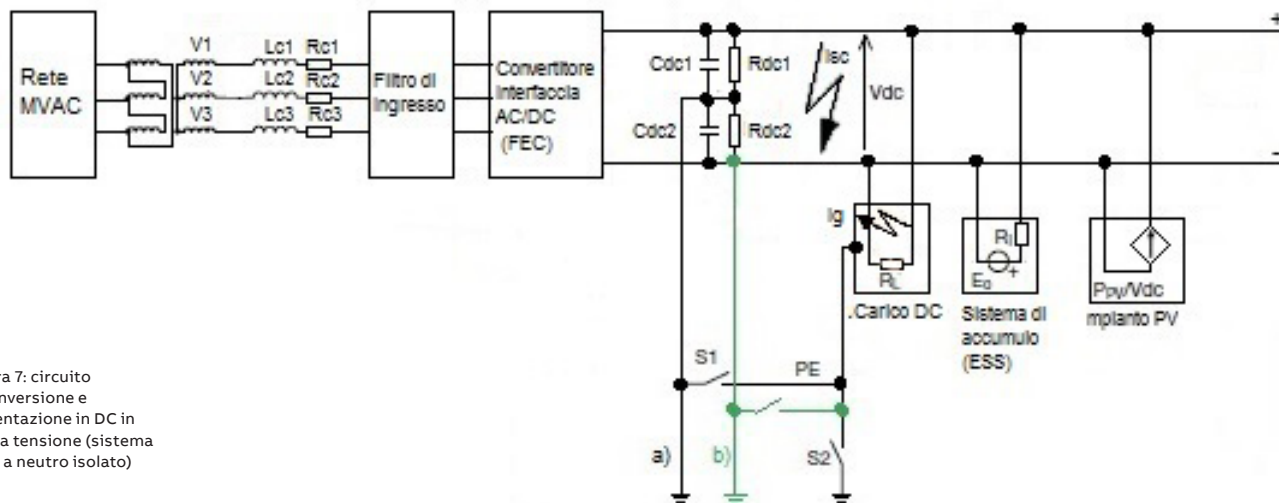


Figura 7: circuito di conversione e alimentazione in DC in media tensione (sistema in AC a neutro isolato)

Dove i collegamenti a) punto medio connesso a terra e b) polo negativo connesso a terra, sono in alternativa. Nel circuito troviamo:

- un convertitore di interfacciamento AC/DC bidirezionale (Front-End Converter o FEC) che controlla il valore della tensione lato DC;
- un sistema di accumulo dell'energia (Energy Storage System o ESS) che garantisce la continuità della fornitura ai carichi prioritari, normalmente collegato tramite un convertitore DC/DC bidirezionale;
- un impianto fotovoltaico (PV) collegato al sistema DC tramite un convertitore elevatore DC/DC;
- un carico generico in DC rappresentato da un generico elemento resistivo.

In caso di guasto tra i poli subito a valle del FEC, la corrente di guasto I_{sc} dipende dalla resistenza del guasto stesso. Se questa è inferiore alla soglia

massima impostata per la protezione dei componenti elettronici, il FEC si autocontrolla in modo da mantenere la tensione V_{dc} al valore nominale e la corrente fornita è maggiore ma comunque prossima al valore della corrente nominale del FEC stesso. Nel caso invece in cui la corrente I_{sc} sia superiore alla soglia, il sistema di protezione del convertitore limita la corrente assorbita dalla rete in AC ad un valore tale da non danneggiare i componenti e quindi limita anche la potenza attiva trasferita alla rete in DC; in queste condizioni la tensione V_{dc} decresce fino al valore corrispondente alla massima potenza assorbibile dal lato AC. Ulteriormente, nel caso in cui la resistenza di guasto sia molto piccola e la V_{dc} diventi più bassa di $2\sqrt{2} V_1$ (dove V_1 è il valore efficace della tensione fase neutro lato AC), il convertitore inizierà a lavorare in sovrarmodulazione. In questa condizione e per una

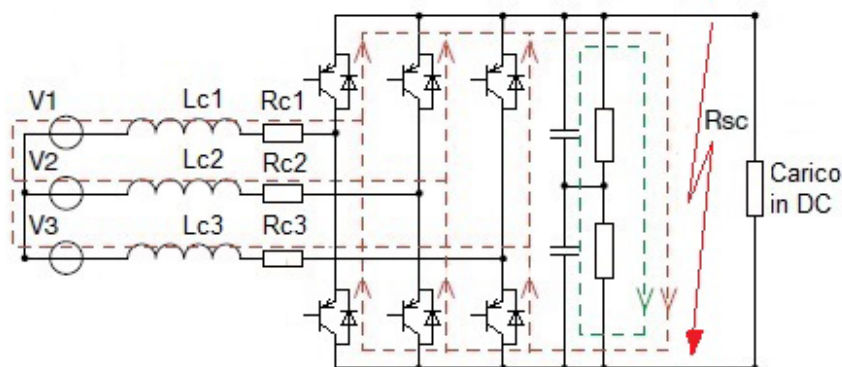


Figura 8: correnti nel circuito del convertitore in presenza di cortocircuito tra i poli

frazione di tempo crescente al decrescere della resistenza di guasto, la corrente non risulta più controllata e può superare il valore stabilito per la commutazione dei componenti. Ciò crea conseguentemente una distorsione nella corrente lato AC. Infine, per resistenze di guasto prossime allo zero, il convertitore si comporta come un raddrizzatore a diodi in corto circuito; infatti i semiconduttori controllati vengono esclusi e la corrente passa nei diodi di ricircolo (figura 8).

In queste condizioni la corrente assorbita in AC non viene più limitata se non dall'impedenza della rete di MT con conseguente danneggiamento dei semiconduttori. La corrente, inoltre, per tutta la durata del guasto risulta fortemente distorta data la presenza di armoniche a bassa frequenza. Consideriamo ora i guasti verso terra. Anche se l'alimentazione è normalmente fornita tramite il FEC, tuttavia anche l'ESS può fornire energia al sistema ed è rappresentato nella figura 7 come un generatore di tensione E_0 . In caso di guasto in DC, questo convertitore fornisce inizialmente un picco di corrente dovuto alla scarica dei condensatori e anche successivamente continua ad alimentare il guasto tramite i diodi di ricircolo senza più alcun controllo da parte del convertitore.

Nel caso dell'impianto fotovoltaico, il convertitore ha lo scopo di mantenere il punto di lavoro dell'impianto alla sua massima potenza e adattare la tensione a quella del sistema. In questo caso è rappresentato come un generatore di corrente pari a P/V_{dc} . In caso di guasto in DC, si ha inizialmente un picco di corrente e successivamente il convertitore continua ad alimentare il guasto con una corrente di corto circuito, pari a 1,25 volte la massima corrente in condizioni normali. Anche in questo caso il convertitore non è in grado di limitare la corrente che fluisce tramite i diodi di ricircolo.

Consideriamo ora il caso con il punto medio connesso a terra (connessione "a" nella figura 7). La tensione del polo soggetto al guasto tende a zero mentre la tensione del polo sano fluttua e può raggiungere la piena tensione nominale con possibili problemi di isolamento (se dimensionata per $V_{dc}/2$). In caso di guasto a terra su un carico generico, la corrente I_g fluisce attraverso il punto medio (figura 9). Poiché la corrente continua di guasto non si richiude attraverso il convertitore, quest'ultimo continua a mantenere la tensione V_{dc} costante sul carico indipendentemente dal valore della resistenza di guasto.

La corrente di I_g è quindi dovuta esclusivamente alla scarica dei condensatori C_{dc} . Anche nel caso di presenza di ESS e PV, la situazione rimane invariata e entrambi continuano normalmente ad alimentare il carico ma non il guasto, a parte il transitorio dovuto alla scarica dei condensatori. In particolare nel caso di PV, la corrente è limitata al valore massimo $I_{PVmax}(P_{PV}/V_{dc})$.

Invece, nel caso in cui il polo negativo sia connesso a terra (connessione "b" in figura 7), un eventuale guasto a terra del polo positivo corrisponde ad un corto circuito tra i poli. Quindi nessuna componente continua attraversa il convertitore che vede tale guasto come un carico a bassa impedenza. Il caso è quindi analogo al primo esaminato (guasto tra i poli subito a valle del FEC).

Ulteriori approfondimenti si possono trovare, in particolare per le reti in BT, nella "Technical Application Papers No.14 – faults in LVDC microgrids with front-end converters" e in [36]. Da quanto visto è evidente la necessità di proteggere il convertitore di interfacciamento lato DC per cortocircuito tra i poli e per guasto a terra con interruttori extra rapidi al fine di evitare il danneggiamento dei componenti elettronici.

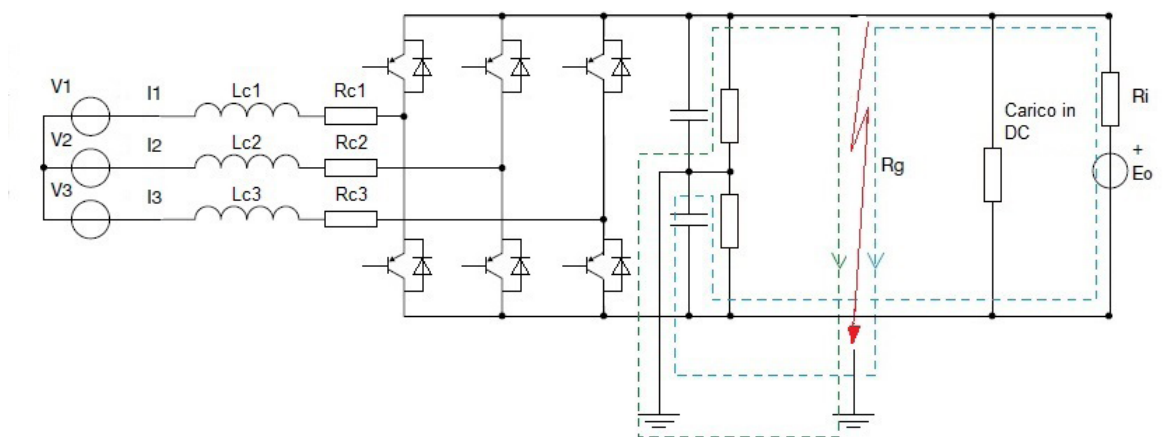


Figura 9: correnti nel circuito del convertitore in presenza di guasto verso terra

3.5 Le microgrid in DC

Le microgrid possono essere definite come un insieme di sorgenti, carichi e sistemi di accumulo dell'energia elettrica con confini ben definiti dal punto di vista elettrico e che operi sia come un'entità isolata disconnessa dalla rete sia viceversa in connessione con la rete stessa. In questa definizione possono rientrare molte applicazioni soprattutto in un'ottica futura grazie allo sviluppo delle nuove tipologie di fonti e carichi elettrici.

Figura 10: Centro commerciale



3.5.1 Gli edifici commerciali

Sul tema dell'edificio intelligente o Smart Building sono oggi attivi nel mondo molti consorzi ed iniziative pubbliche e private. L'utilizzo di una rete di distribuzione interna in DC è uno dei temi più interessanti in discussione. In particolare per gli edifici commerciali, vale la pena citare le iniziative promosse dal consorzio Emerge di imprese (figura 11), professionisti e istituzioni, di cui fa parte anche ABB, che si prefigge di standardizzare il sistema di distribuzione dell'energia elettrica in DC negli edifici commerciali con l'obiettivo di arrivare alla prossima generazione di edifici a bilancio energetico zero.

L'idea di base è quella di promuovere l'utilizzo della corrente continua e l'integrazione dei principali servizi interni ed esterni all'edificio in modo da aumentare la flessibilità e l'affidabilità, consumare meno energia con meno investimenti al fine di ottenere un edificio a bilancio energetico zero, dove l'energia consumata sia uguale a quella prodotta. La rete in DC dovrebbe distribuire l'energia, prodotta ad esempio tramite pannelli fotovoltaici, provvedendo all'immagazzinamento e alimentando l'illuminazione interna ed esterna a LED, il Data Center e tutti i computer e i dispositivi di comunicazione, i punti di ricarica per i veicoli elettrici, il sistema di controllo e automazione dell'edificio (figura 12).



Participating members



General members



Governing members



Corresponding organizations



Supporting members



Liaison members



Figura 11: aziende del consorzio Emerge

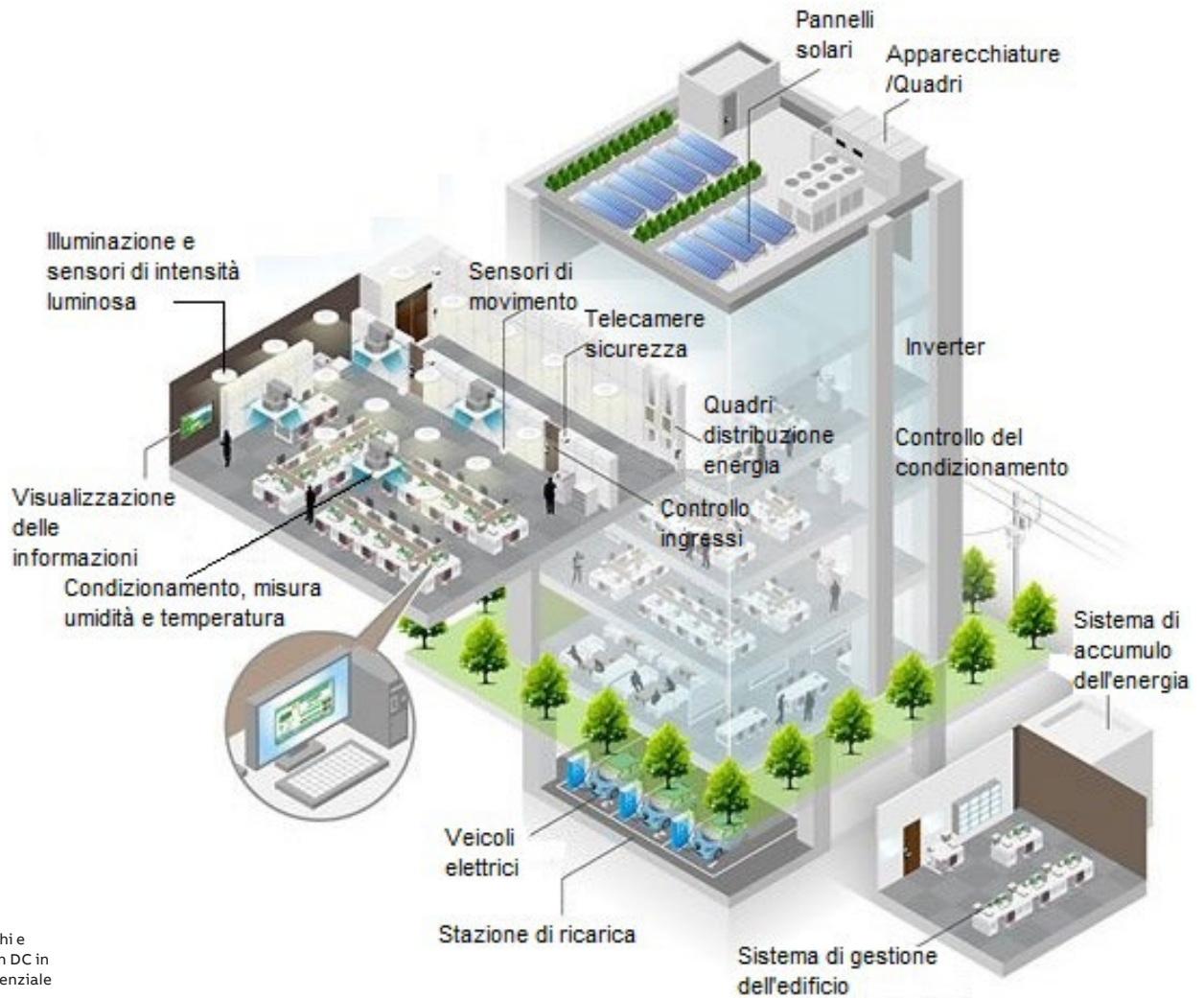


Figura 12: carichi e alimentazioni in DC in un centro residenziale

Scopo del consorzio è quindi anche quello di creare nuovi standard al fine di ridurre al minimo il numero di conversioni nel collegamento tra le sorgenti e gli apparecchi utilizzatori.

3.5.2 Le applicazioni rurali

Il costo per installare le infrastrutture elettriche necessarie per elettrificare aree rurali remote può risultare proibitivo. In questi casi la gestione di una microgrid può essere la soluzione ideale, rendendo sostanzialmente autonoma l'area interessata grazie a fonti di generazione distribuite basate su fonti rinnovabili quali i pannelli fotovoltaici o i generatori eolici. Questa soluzione, quindi, può rendere l'elettificazione di aree remote non solo economicamente fattibile ma anche sostenibile dal punto di vista ambientale. La stabilità della microgrid può essere aumentata con un sistema di accumulo dell'energia basata su batterie. I carichi elettrici tipici possono essere l'illuminazione a LED ad alta efficienza sia all'interno degli edifici che nell'area circostante e nelle strade, pompe e motori elettrici sia in DC che in AC, sistemi di comunicazione, computer e altri dispositivi elettronici che potrebbero essere alimentati anche direttamente in DC.

Nella figura 13 seguente vediamo un esempio di integrazione per un'applicazione rurale tra sorgente fotovoltaica e pompaggio e distribuzione dell'acqua.

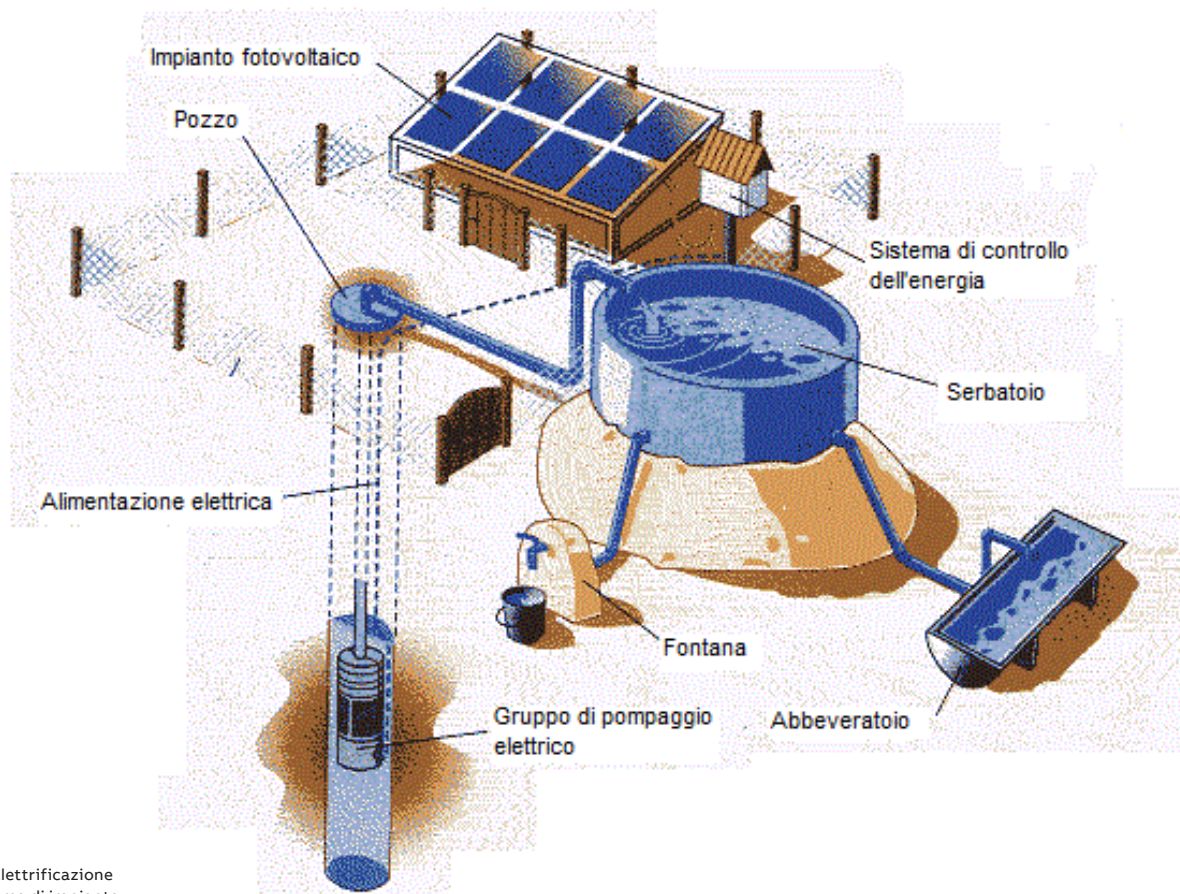
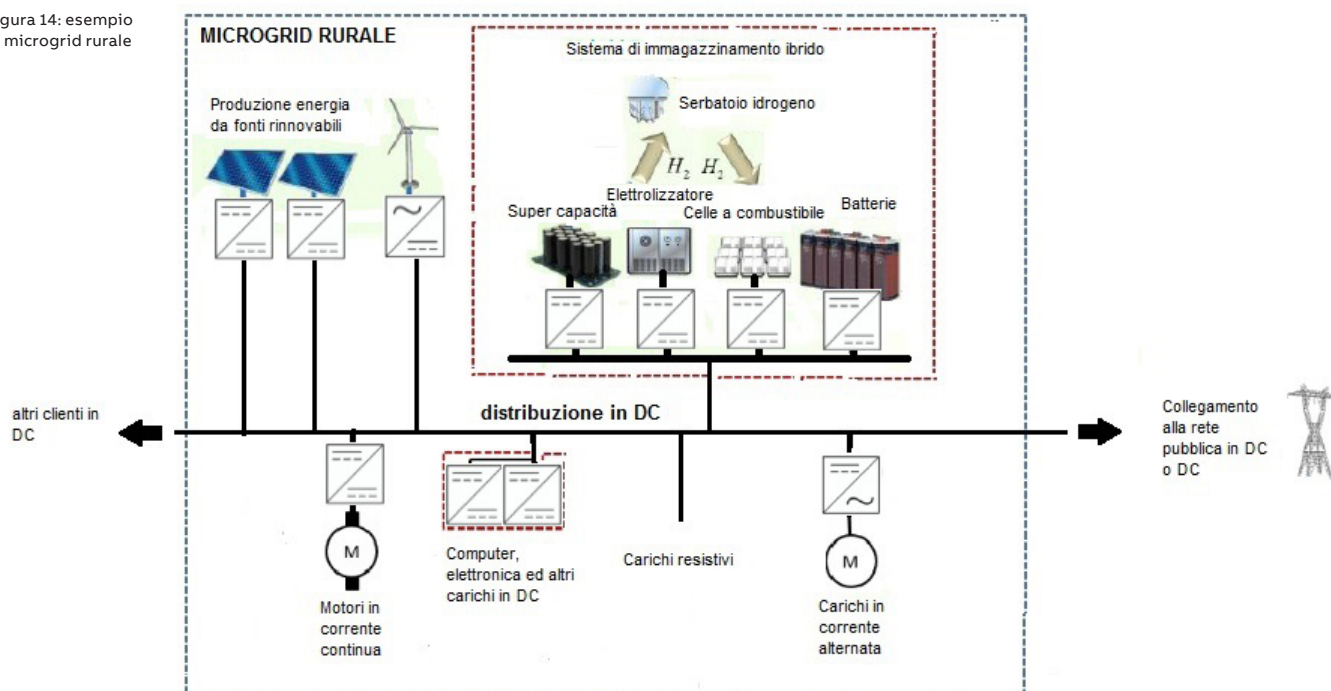


Figura 13: Elettrificazione rurale, schema di impianto

Anche in questo caso, come già visto per gli edifici commerciali, si può intravedere in prospettiva una predominanza dei carichi in DC che, unitamente alla generazione fotovoltaica, renderebbe conveniente una distribuzione

dell'energia elettrica in DC. I rimanenti carichi in AC così come un'eventuale generazione eolica possono essere connessi tramite inverter (figura 14).

Figura 14: esempio di microgrid rurale



Se confrontata con una microgrid in AC, la microgrid in DC può offrire risparmi significativi in termini di minori perdite dovute al numero inferiore di raddrizzatori necessari. Pur essendo progettata per funzionare in isola, tuttavia la connessione alla rete pubblica può offrire una ulteriore garanzia di stabilità e continuità per la fornitura di energia elettrica. I costi di tale connessione dipendono ovviamente dalla lunghezza della linea di connessione; ciò può risultare particolarmente critico in paesi con notevole estensione territoriale. Una soluzione in AC già adottata è la così detta Single Wire Earth Return (SWER, figura 15). Questo sistema è stato sviluppato in Nuova Zelanda negli anni '20 e consente, tramite un trasformatore di isolamento, di effettuare la chiusura del circuito monofase tramite la terra risparmiando così un conduttore.

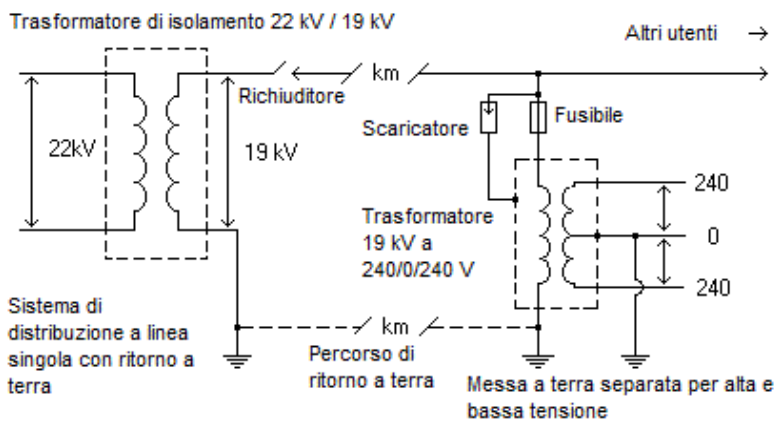


Figura 15: schema elettrico per una linea SWER

La tensione tipica verso terra va da 12.7 a 19.1 kV coprendo distanze di decine o anche centinaia di chilometri. Nella valutazione economica va considerata da una parte l'economicità della stesura di un solo conduttore e dall'altra il costo dei trasformatori di isolamento e le alte perdite dovute alla resistenza del ritorno a terra. Per quanto riguarda quest'ultima, infatti, ricordiamo che in corrente alternata la corrente di ritorno segue nel terreno il percorso della linea elettrica sovrastante anche se il tracciato non ha un andamento lineare; inoltre lo strato di penetrazione nel terreno è proporzionale a $1/\sqrt{f}$, quindi la sezione teorica è proporzionale a $1/f$ e la resistenza per unità di lunghezza è proporzionale a f . Ad oggi, tra Nuova Zelanda e Australia sono stati installati più di 200.000 km di tali linee. Una concreta soluzione per la connessione di aree rurali remote alla rete pubblica potrebbe altresì essere una linea in corrente continua, grazie alle basse perdite che questa soluzione offre (figura 16); nel caso di microgrid in D. avremmo inoltre l'ulteriore vantaggio di risparmiare sull'installazione dell'inverter e del trasformatore rispetto a quella di un semplice convertitore DC/DC. Anche nel caso della corrente continua è possibile utilizzare un unico conduttore effettuando il ritorno via terra; tuttavia, rispetto alla soluzione in corrente alternata, la distribuzione della corrente nel terreno è determinata solamente dalla resistività dei vari strati del sottosuolo. La corrente penetra a grande profondità se i punti di connessione sono molto distanti e quindi la densità di corrente è molto piccola. Inoltre la corrente di ritorno non segue il tracciato della linea ma segue il percorso a resistenza minore. La resistenza ohmica è quindi piccola ed è praticamente pari alla resistenza dei dispersori di messa a terra ai terminali.



Figura 16: linea di connessione tra rete in AC e microgrid in DC

Una linea di distribuzione in DC presenta dei costi iniziali importanti dovuti ai convertitori statici AC/DC, tuttavia l'investimento migliora all'aumentare della lunghezza della linea fino a diventare molto conveniente. Per calcolarne la convenienza si procede come segue:

Iniziamo da una linea in DC a singolo conduttore; prendiamo un conduttore di sezione A e lunghezza l . Il volume di tale conduttore è:

$$V = A \cdot l$$

Le perdite per effetto Joule sono:

$$p = R \cdot I^2 = \rho \frac{l}{A} \cdot I^2 = \rho \frac{l}{A} \cdot \frac{p^2}{U^2}$$

Mentre i costi iniziali del conduttore sono:

$$C_{DC} = \alpha \cdot A \cdot l = \alpha \cdot \rho \frac{l^2 p^2}{p_M U^2}$$

avendo fissato le perdite massime p_M e calcolato conseguentemente la sezione.

Nel caso di un sistema trifase in AC abbiamo che il volume vale:

$$V = 3A \cdot l$$

E le perdite:

$$p = 3R \cdot I^2 = 3\rho \frac{l}{A} \cdot I^2 = 3\rho \frac{l}{A} \cdot \frac{p^2}{3U^2 \cos^2 \varphi} = \rho \frac{l}{A} \cdot \frac{p^2}{U^2 \cos^2 \varphi}$$

Infine il costo, a parità di perdite p_M :

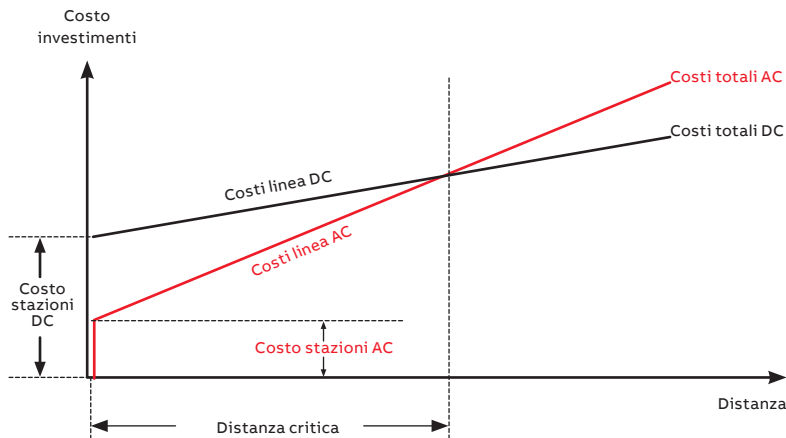
$$C_{AC} = \alpha \cdot 3A \cdot l = \alpha \cdot 3\rho \frac{l^2 p^2}{p_M U^2 \cos^2 \varphi}$$

Il rapporto tra i costi di una linea trifase in AC e una linea singola in DC vale quindi:

$$\frac{C_{AC}}{C_{DC}} = \frac{3}{\cos^2 \varphi}$$

Il minor costo dei conduttori in corrente continua va quindi a compensare, con l'aumentare della lunghezza della linea, il suo maggior costo iniziale fino a renderla conveniente rispetto ad un'analoga soluzione in corrente alternata. Il grafico seguente di figura 17, illustra in modo qualitativo questa condizione.

Figura 17: grafico convenienza economica di una linea di connessione in DC



3.5.3 Le navi elettriche

Gli impianti navali hanno avuto una notevole evoluzione nel corso degli anni. Su una nave, infatti, è ovviamente fondamentale la sicurezza ma nel tempo anche altri concetti come la riduzione dei consumi e l'impatto ambientale sono cresciuti di importanza.

La richiesta crescente di maggior sicurezza richiede requisiti stringenti in termini di affidabilità e manovrabilità, mentre riduzione dei consumi ed minor impatto ambientale richiedono una maggior efficienza del sistema di propulsione e in generale dei servizi tecnologici di bordo, la riduzione di pesi e volumi, sistemi per l'elettificazione delle navi ormeggiate in banchina (Shore-to-ship power, figura 18). Quest'ultima soluzione consente alle navi il collegamento alla rete elettrica del porto e, quindi, di spegnere i motori, eliminando così le emissioni nocive, l'inquinamento acustico e le vibrazioni durante la fase di ormeggio nei porti spesso ubicati in aree cittadine.

La somma di questi requisiti ha spinto verso una progressiva elettrificazione degli impianti navali; la Queen Elizabeth II, inizialmente nata con sistema di propulsione meccanico a vapore, è stata la prima nave ad adottare un sistema di propulsione elettrico nel 1987; con questa conversione la nave migliorò l'efficienza nel consumo di combustibile di circa il 35% con un risparmio di 12 milioni di sterline all'anno.

Per dare un'idea delle potenze in gioco in una nave da crociera, prendiamo come esempio la "Costa Fortuna" (figura 19). Costruita nello Stabilimento di Genova-Sestri della Fincantieri per conto di Costa Crociere, è la più grande nave da crociera mai realizzata per una compagnia italiana. Il sistema di generazione comprende 6 alternatori per complessivi 90 MVA di potenza elettrica (sufficienti per alimentare una città di 50.000 abitanti), collegati ad un quadro di distribuzione in media tensione da 6,6 kV AC, per alimentare i servizi di hotel e di propulsione della nave. Quest'ultima è realizzata con due motori elettrici sincroni ciascuno da 20 MW di potenza a 140 giri, in grado di conferire all'unità una velocità di 23 nodi. Il numero di giri dei motori elettrici viene controllato da azionamenti statici a frequenza variabile che consentono una regolazione accurata nell'intera gamma di velocità. ABB, a questo proposito, ha sviluppato il sistema di propulsione Azipod (figura 20), in cui il motore elettrico con elica è inserito in un involucro a forma di ogiva di buone caratteristiche idrodinamiche in grado di muoversi a 360 gradi sotto la nave, che si è evoluto fino a diventare lo standard industriale per il settore navale. Questo sistema di propulsione orientabile può guidare e

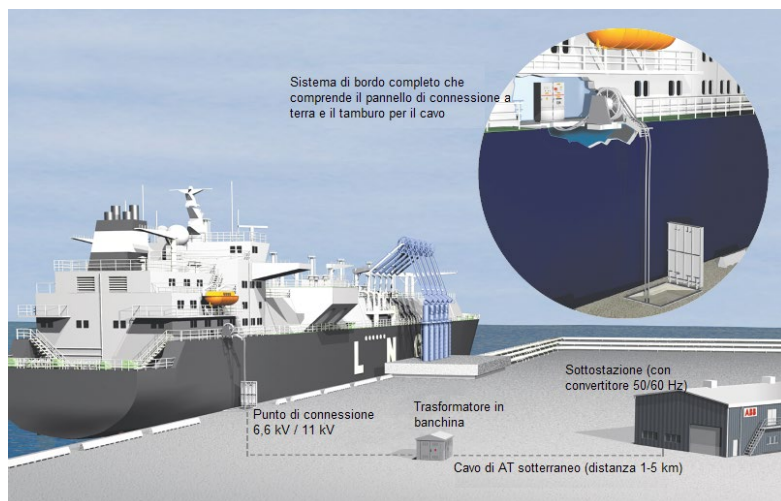


Figura 18: sistema shore-to-ship



Figura 19: moderna nave a propulsione elettrica

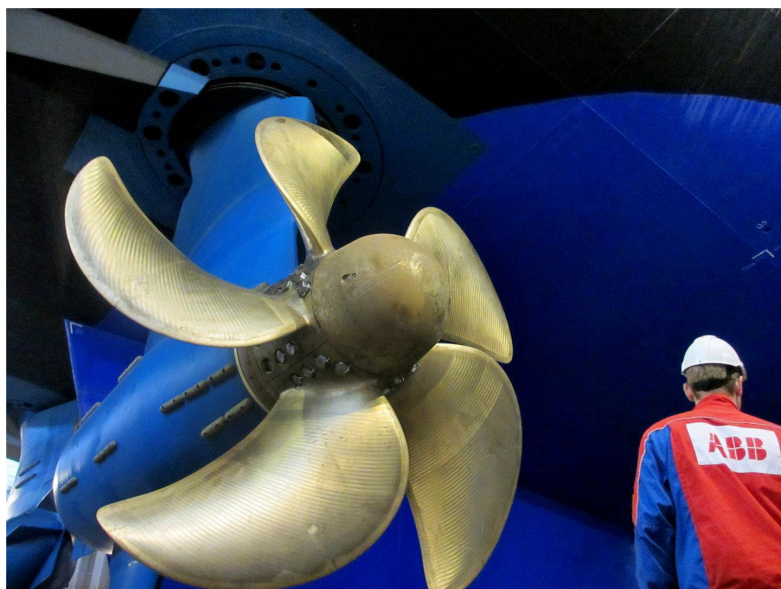


Figura 20: sistema di propulsione Azipod

governare la nave allo stesso tempo e riduce il consumo di carburante fino al 20% offrendo una manovrabilità precisa, senza l'ausilio di rimorchiatori.

Secondo la Clarkson's Research, un broker tra i più famosi tra le principali società marittime, il numero di navi con propulsione elettrica sta crescendo a un ritmo del 12 per cento all'anno, tre volte più veloce della flotta mondiale. Se questo è quello che accade sulla flotta mercantile, ancora maggiore spinta verso l'elettificazione si ha sulle navi militari a causa degli elevati consumi di energia elettrica dovuti alle nuove armi quali i cannoni a rotaia o lineari (railgun) e le armi al laser, oltre a sistemi radar e di comunicazione più sofisticati. In queste navi già oggi la potenza richiesta dai servizi è circa un terzo della potenza di propulsione ma si stima che in futuro arriverà a raggiungerla o addirittura a superarla.

Date le potenze in gioco, i confini ben delimitati e la distribuzione della generazione e dei carichi, l'impianto elettrico delle navi completamente elettriche (all-electric ship = AES) è a tutti gli effetti una microgrid.

Già nel caso della Queen Elizabeth II, tuttavia, si erano notati dei problemi nell'utilizzo della corrente alternata. Ad esempio, i generatori devono lavorare a velocità costante, con perdita di efficienza in diverse velocità di navigazione; viene generata della potenza reattiva e si possono avere dei problemi di qualità come sbilanciamento di fase e introduzione di armoniche; i trasformatori sono molto ingombranti e pesanti; incapacità nell'alimentare carichi pulsanti importanti.

Questi problemi stanno spingendo verso un riesame della possibilità di adottare una rete di distribuzione completamente in DC. Quest'ultima, infatti, oltre a risolvere automaticamente i problemi elettrici legati alla natura stessa della AC, non solo utilizza al posto dei trasformatori i convertitori statici, molto più leggeri e compatti, ma riduce anche dimensioni e peso dei quadri elettrici di distribuzione. Inoltre, i driver per l'alimentazione e regolazione della propulsione elettrica sono più leggeri e compatti (DC/AC invece di AC/AC). L'esame di un caso specifico su un mega yacht ha evidenziato una convenienza significativa della DC con una diminuzione del 40% in peso e dell'80% in volume rispetto all'analogia soluzione in AC. Inoltre, l'adozione di generatori a velocità variabile, possibile grazie al disaccoppiamento dato dai convertitori AC/DC, consente risparmi in combustibile fino al 15%. Nelle navi militari, la distribuzione in DC consente un'alimentazione in grado di supportare le armi più sofisticate e garantire la vitale continuità di servizio grazie ad

un'architettura più versatile che garantisca il controllo dei suddetti carichi, della generazione e del sistema di immagazzinamento dell'energia (ESS: Energy Storage System). Senza l'ESS, infatti, l'energia impulsiva richiesta dalle nuove armi dovrebbe essere fornita direttamente dai generatori tramite un sovradimensionamento degli stessi. Dal punto di vista della progettazione dell'impianto elettrico, un'AES presenta la stessa struttura di una microgrid in DC, per impianti di terra. Le potenze in gioco sono comunque tali da

richiedere una distribuzione in media tensione maggiore di 6 kV DC (es: 10 kV DC). Rispetto alle microgrid per impianti di terra, nelle AES troviamo una soluzione con anello di media tensione, soluzione applicata solitamente nei Data-center, con una suddivisione in zone (DC Zone Electrical Distribution System o DC ZEDS) come illustrato in figura 21. Queste ZEDS sono collegate all'anello e isolate tra loro e alimentano tutti i carichi tranne alcuni particolarmente importanti quali il radar e i motori di propulsione che sono, invece, collegati direttamente.

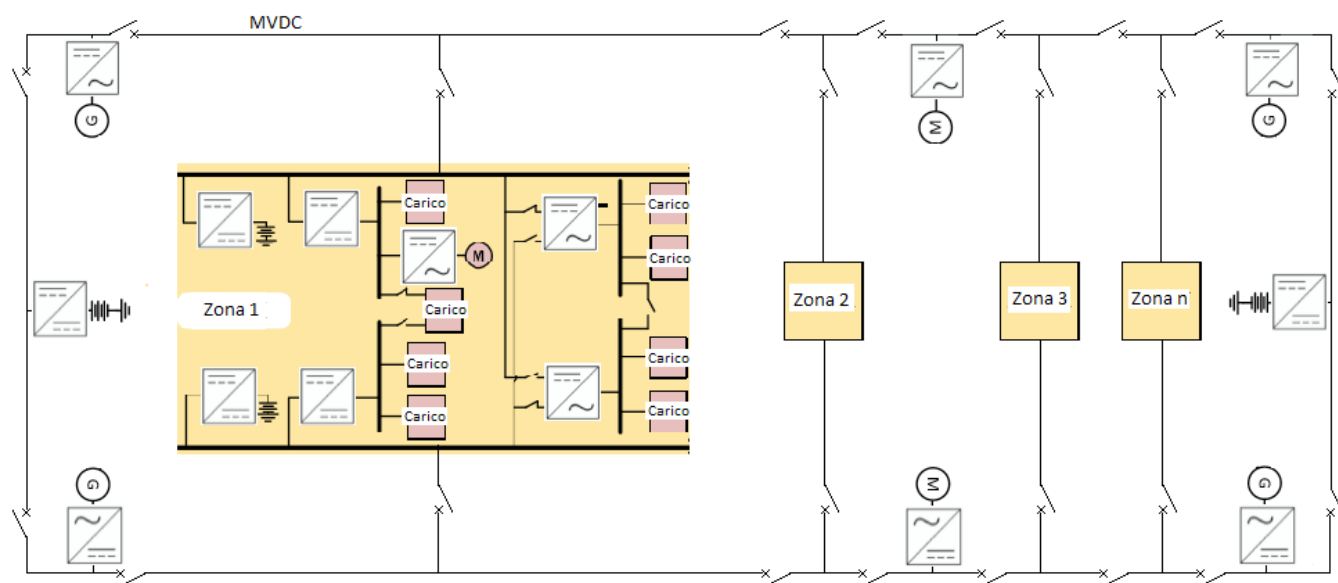


Figura 21: schema elettrico di una AES

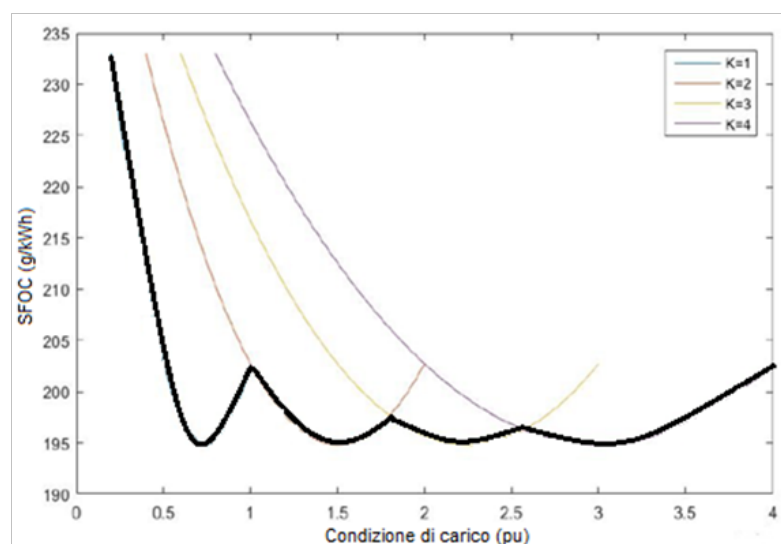


Figura 22: esempio di ottimizzazione dei consumi per quattro generatori diesel

Dato che la potenza viene generata in corrente alternata da generatori collegati a motori diesel o turbine a gas, a valle dei generatori troviamo subito dei convertitori raddrizzatori. Il principale vantaggio di questa configurazione è il disaccoppiamento dei generatori che possono funzionare alla velocità ottimale dal punto di vista dell'efficienza per ogni configurazione di carico senza il problema di dover mantenere una determinata frequenza. Nelle grandi navi con distribuzione in AC una soluzione consiste nel far lavorare i generatori diesel alla loro velocità ottimale e modulare il loro numero per rispondere alla richiesta di energia dai carichi (esempio in figura 22: Specific Fuel Oil Consumption (SFOC) in funzione delle condizioni di carico con numero di generatori K da 1 a 4).

Questa tuttavia è una regolazione grossolana e lenta per cui, anche se per brevi periodi, i generatori possono non operare alla massima efficienza. La distribuzione in MVDC sembra essere quindi la vera soluzione per conseguire il massimo risparmio di carburante. Distribuendo l'energia in MVDC non sono

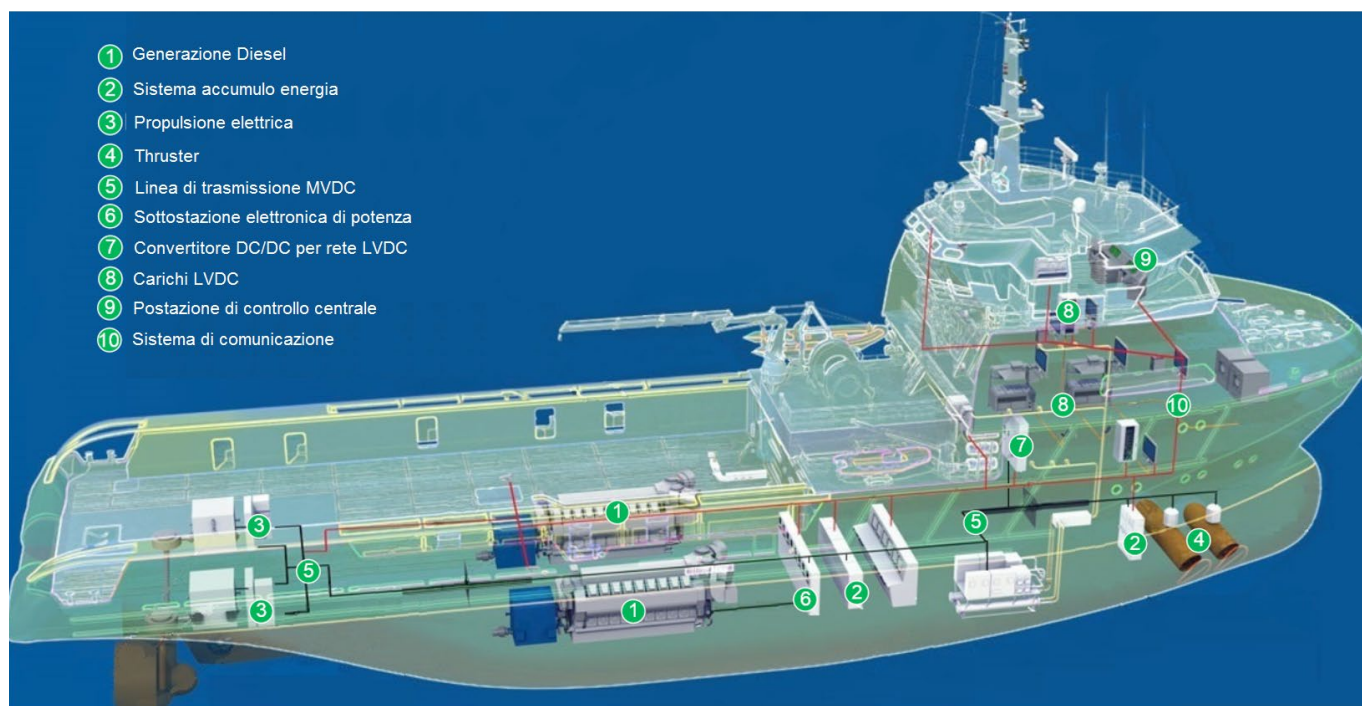
necessari ulteriori innalzamenti di tensione per alimentare i carichi diretti ma solo un iniziale raddrizzamento dell'energia prodotta dai generatori. Nella distribuzione tipo MVDC, tutte le ZEDS sono alimentate in DC e opportuni convertitori modificano il livello di tensione o convertono in AC alla frequenza richiesta dai carichi. In quest'ultimo caso, possono essere previsti dei trasformatori per abbassare ulteriormente il livello di tensione. Nel caso di navi militari, in prossimità dei carichi impulsivi costituiti dalle armi moderne sono previsti degli UPS dotati di convertitori DC/DC al fine di compensare il picco di richiesta di energia e ottimizzare così il dimensionamento dei generatori.



Figura 23: generatore diesel

Per la distribuzione in MVDC vengono utilizzati dei quadri elettrici dotati di interruttori in DC. A tal scopo potrebbero già oggi essere utilizzati interruttori progettati per applicazioni ferroviarie anche se, purtroppo, il livello di tensione massimo di 3,6 kV è modesto per quest'utilizzo. Scendendo con la tensione, invece, si ha a disposizione tutta la gamma di interruttori in DC in bassa tensione. Ogni zona può essere alimentata da ciascuno dei due quadri elettrici che fanno parte dell'anello di distribuzione in modo da garantire la massima continuità di servizio. Nella figura 24 seguente viene dato un esempio di rimorchiatore con distribuzione MVDC.

Per quanto riguarda le condizioni di guasto, se da un lato i convertitori statici possono limitare la potenza in uscita, evitando gravi danni ai carichi, dall'altro tale situazione può comportare una criticità nell'alimentazione dei carichi non interessati dal guasto. Per ovviare al problema nelle microgrid si tende a sovradimensionare i convertitori, soluzione non ottimale per gli impianti di bordo dove spazio e pesi sono soggetti a limitazioni. Nelle grandi navi, quindi, l'eliminazione del guasto sezionando la zona interessata e garantendo la continuità alle altre zone è di fondamentale importanza; la disponibilità, di opportuni apparecchi di protezione, interruttori e sezionatori a carico, è un tema critico oggetto di notevoli sforzi di ricerca e sviluppo. Analogamente ad altre microgrid, la complessità della riconfigurazione a seguito di diverse condizioni di carico o di un guasto necessita di un sistema di controllo gerarchico centralizzato e di un sistema avanzato di comunicazione in grado di gestire tale complessità.



3.5.4 I Data Center

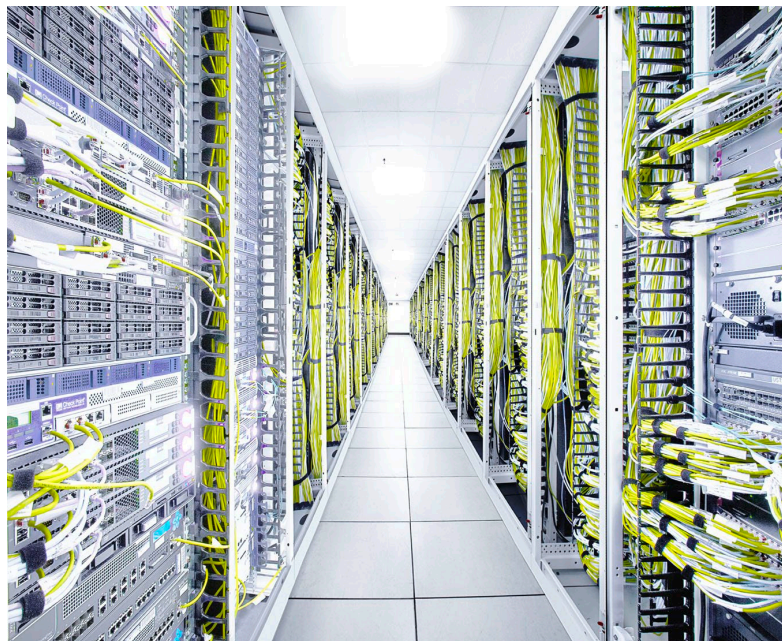


Figura 25: interno data center

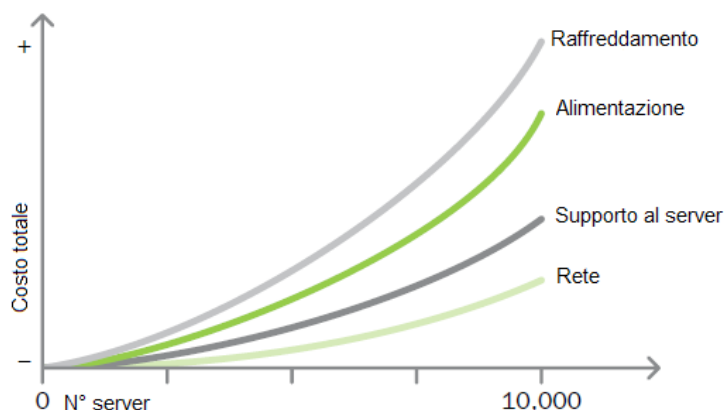


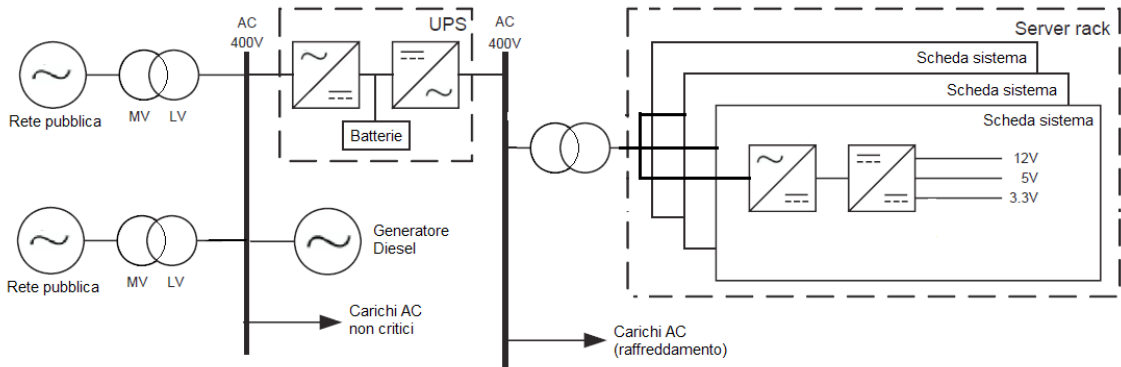
Figura 26: tipologia e distribuzione dei carichi in un data server

I data center (anche noti come server farm) oggi contengono gran parte delle informazioni necessarie per il funzionamento della nostra società. La disponibilità dei dati è quindi in assoluto il tema più importante da affrontare nella progettazione dell'impianto elettrico relativo. Tuttavia, un secondo aspetto, ovvero la riduzione dei consumi, sta emergendo in modo perentorio parallelamente all'aumento delle dimensioni e quindi della potenza richiesta e all'aumento del costo dell'energia elettrica. Si stima che il costo complessivo dell'energia assorbita dai data center per alimentazione e condizionamento sia passata da 10 miliardi di Euro nel 1996 a circa 40 miliardi di euro nel 2010. I carichi tipici di un data center sono apparecchiature digitali quali computer e sistemi di comunicazione, alimentati in DC. L'altro carico importante, in un data center è costituito dal sistema di condizionamento, con potenze richieste crescenti dato il progressivo aumento di potenza dei processori. Infine, nella attuale architettura che prevede un sistema di distribuzione in AC, l'altra grossa fonte di consumo è costituita dagli alimentatori, ovvero dei numerosi convertitori AC/DC che hanno un'efficienza tipica del 65 ... 70% (figura 26).

Tipicamente i data center sono alimentati da due o più sorgenti in AC costituiti ad esempio da due linee indipendenti collegate alla rete pubblica e da un generatore diesel di emergenza. La tensione di alimentazione tipica è 400 V AC. Successivamente troviamo gli UPS al fine di garantire la massima continuità di alimentazione e quindi ancora una distribuzione a 400 V AC per alimentare i vari sistemi digitali, eventualmente con un'ulteriore riduzione di tensione, e il sistema di condizionamento.

Come di può vedere dalla figura 27, in un'architettura come questa ci sono almeno tre conversioni, da AC a DC o viceversa, per arrivare all'alimentazione in DC alla tensione richiesta dall'elettronica.

Figura 27: architettura di un data-center con distribuzione in AC



Partendo, quindi, dal punto di fornitura della rete pubblica si può considerare un rendimento complessivo del 58% (figura 28).

Utilizzando UPS di ultima generazione e migliorando il rendimento degli alimentatori, punto debole della catena, è comunque teoricamente possibile arrivare a rendimenti di circa l'80%.

Figura 28: rendimento dei componenti dell'alimentazione in AC di un data-center

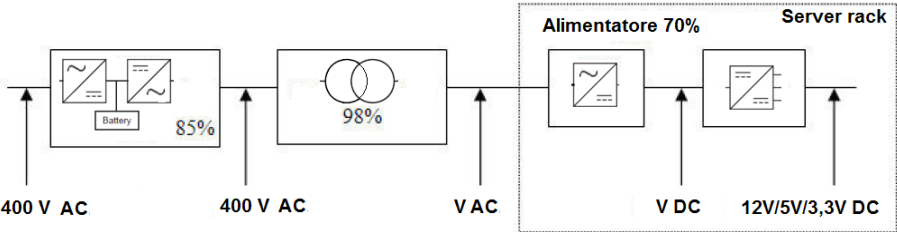
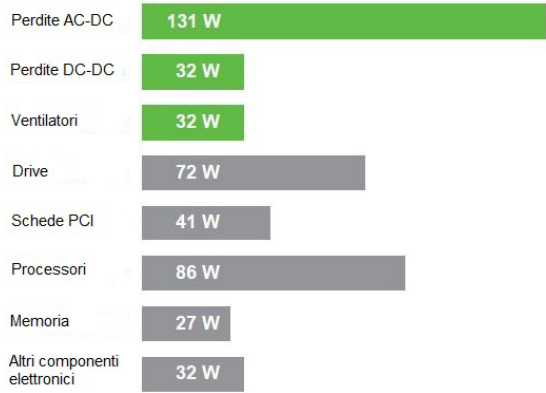
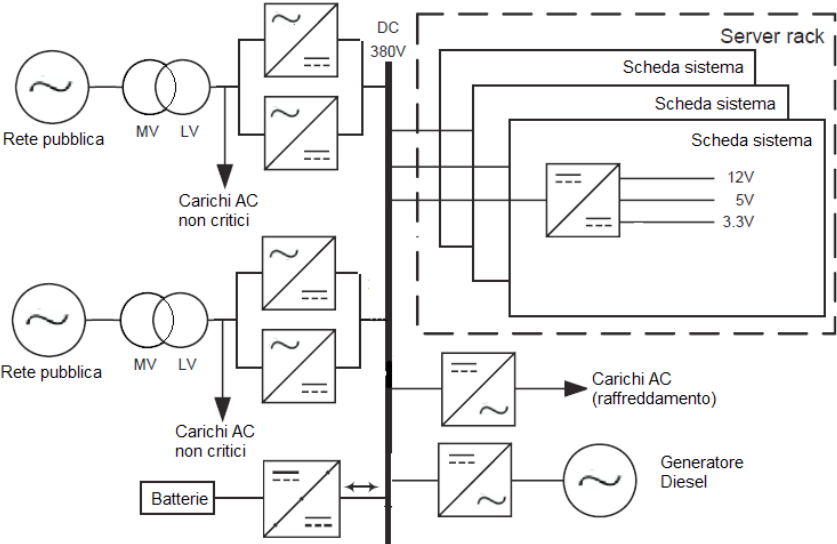


Figura 29: suddivisione delle perdite in un data-center



Nell'esempio di figura 29, relativo alla tipica scheda di un server, troviamo che le perdite dovute all'alimentatore rappresentano il 36% della potenza assorbita ed in particolare lo stadio di raddrizzamento ne rappresenta il 29%. Quindi, data la presenza prevalente di carichi digitali, viene automatico pensare che l'utilizzo di un sistema di distribuzione in corrente continua possa ottimizzare i consumi riducendo il numero delle conversioni. Nella figura 30 si vede che rispetto alla distribuzione in AC abbiamo la sola conversione iniziale di raddrizzamento.

Figura 30: architettura di un data-center con distribuzione in DC



Anche in questo caso possiamo calcolare il rendimento complessivo, dal punto di fornitura della rete pubblica fino al consumo finale, che risulta pari al 86%.

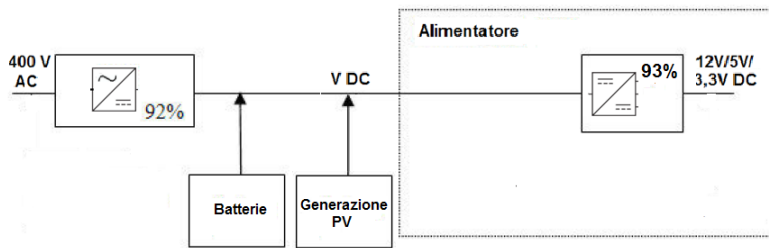


Figura 31: rendimento dei componenti dell'alimentazione in DC di un data-center

I rendimenti sono, quindi, a favore della distribuzione in DC all'interno del Data Center anche se non di molto. Evidentemente potrebbe fare la differenza una distribuzione in DC già da parte del distributore prima in MVDC e poi in LVDC in modo da evitare anche le perdite dovute al raddrizzatore e portando quindi il rendimento al 93%.

In generale, dal punto di vista dell'affidabilità possiamo dire che, per componenti simili, minore è il numero di componenti e migliore è l'affidabilità complessiva. Inoltre, l'affidabilità dei raddrizzatori è generalmente inferiore a quella dei convertitori DC/DC in quanto più complessi. Conseguentemente, la scelta di una distribuzione in DC sembra superiore anche dal punto di vista dell'affidabilità.

Un ulteriore spinta potrebbe giungere dall'installazione di pannelli fotovoltaici per la generazione locale di energia in quanto una distribuzione in DC consentirebbe di risparmiare l'inverter. In definitiva, con l'aumentare della generazione locale, parte della quale direttamente in DC, il Data Center diventerà sempre più simile ad una microgrid in DC in grado di funzionare in isola separatamente dalla fornitura della rete pubblica.

Figura 32: impianto di raffinazione del rame



3.5.5 Gli impianti industriali in DC

In alcune aziende industriali il processo produttivo prevede l'utilizzo della corrente continua o perché necessaria per il tipo di processo stesso o per una riduzione dei consumi in alternativa ad un analogo processo in AC. Tale è il caso di alcuni processi nell'industria chimica e siderurgica.

Nell'esempio di figura 32, l'elettroestrazione viene comunemente utilizzata per l'elettrodeposizione di metalli dai loro minerali opportunamente messi in una soluzione tramite un processo preventivo chiamato lisciviazione che a sua volta consiste nella separazione di componenti solubili da una massa solida tramite l'utilizzo di un solvente. L'elettrorefinazione utilizza un processo simile per rimuovere impurità da un metallo. Entrambi i processi utilizzano l'elettrolisi. Nell'elettrolisi viene fatta passare una corrente da un anodo inerte attraverso una soluzione liquida di lisciviazione contenente il metallo in modo che il metallo viene estratto sotto forma di deposito sul catodo. Nell'elettrorefinazione, l'anodo è costituito da metallo grezzo impuro; la corrente passa attraverso l'elettrolita e l'anodo viene corrosivo nella soluzione in modo che, successivamente, il metallo puro si deposita per elettrodeposizione sul catodo. I metalli elettroestratti più comuni sono piombo, rame, oro, argento, zinco, alluminio, cromo, cobalto, manganese terre rare e metalli alcalini. Per l'alluminio, questo è l'unico processo di produzione impiegato. Molti sistemi di elettroestrazione sono utilizzati per rimuovere i metalli tossici (e a volte di valore) dai rifiuti industriali.

Nel processo di elettroestrazione o elettrorefinazione viene utilizzata la corrente continua tramite un raddrizzatore statico. Nella figura 33 viene illustrata la soluzione ABB per un impianto di elettroestrazione di rame o zinco.

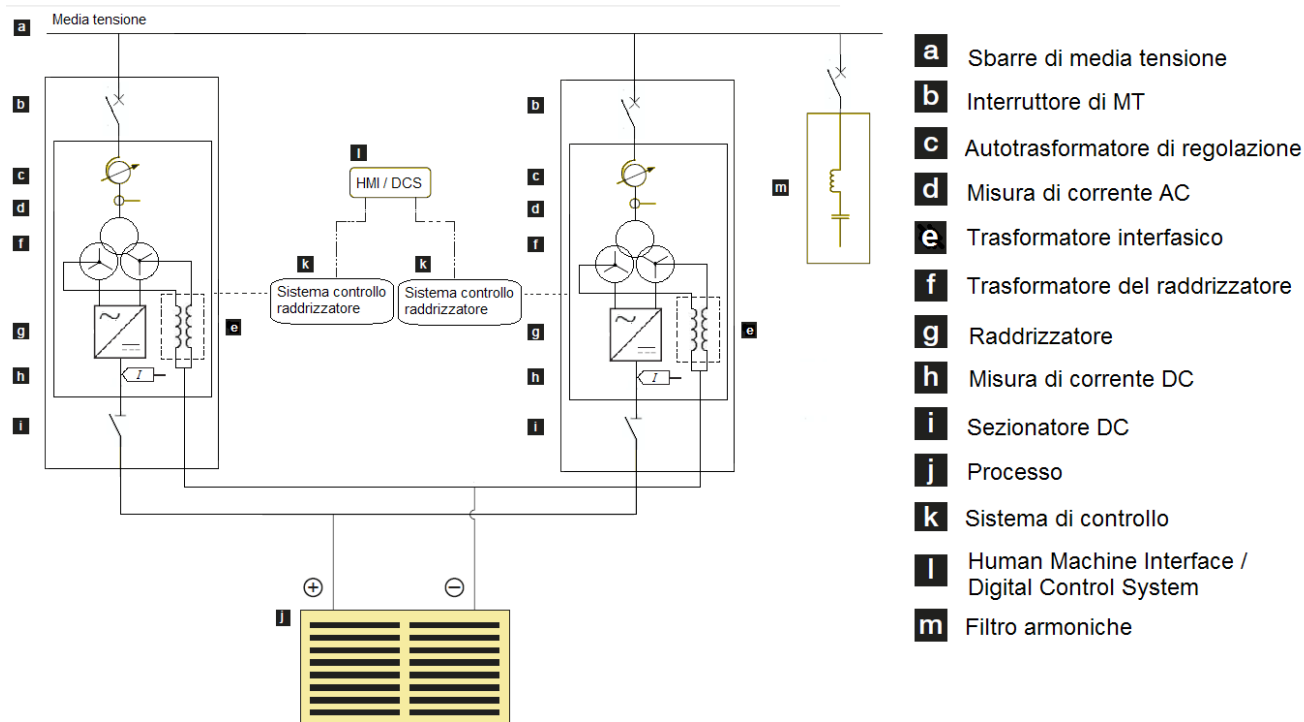


Figura 33: schema elettrico di un impianto di elettroestrazione

Come si vede, nella parte in corrente continua sono installati dei sezionatori in DC in quanto l'onere di limitare la corrente di guasto è lasciato al convertitore statico. Il sistema è comunque protetto in AC tramite interruttori per ogni montante.

Simili sono gli impianti per la produzione dei cloruri-alcalini quali il cloro (Cl_2) e alcali, idrossido di sodio (NaOH) e idrossido di potassio (KOH), sempre mediante elettrolisi di una soluzione salina.

Diversi, ma solo dal punto di vista impiantistico, sono gli stabilimenti per la produzione

dell'alluminio che, in particolare, viene estratto solo tramite elettrolisi (figura 34). In tale processo, detto di Hall-Hérault, l'alluminio viene prodotto in una cella elettrolitica in cui l'elettrolita è costituito da un bagno di criolite e allumina. L'alluminio fuso viene prodotto al catodo, che è costituito da una vasca di materiale refrattario all'interno del quale sono posizionati gli elettrodi. Questi impianti sono enormi e richiedono una grande quantità di energia in AC che viene raddrizzata in DC per l'alimentazione di un numero elevato di vasche.

Figura 34: stabilimento di produzione alluminio



Lo schema tipico proposto da ABB è il seguente:

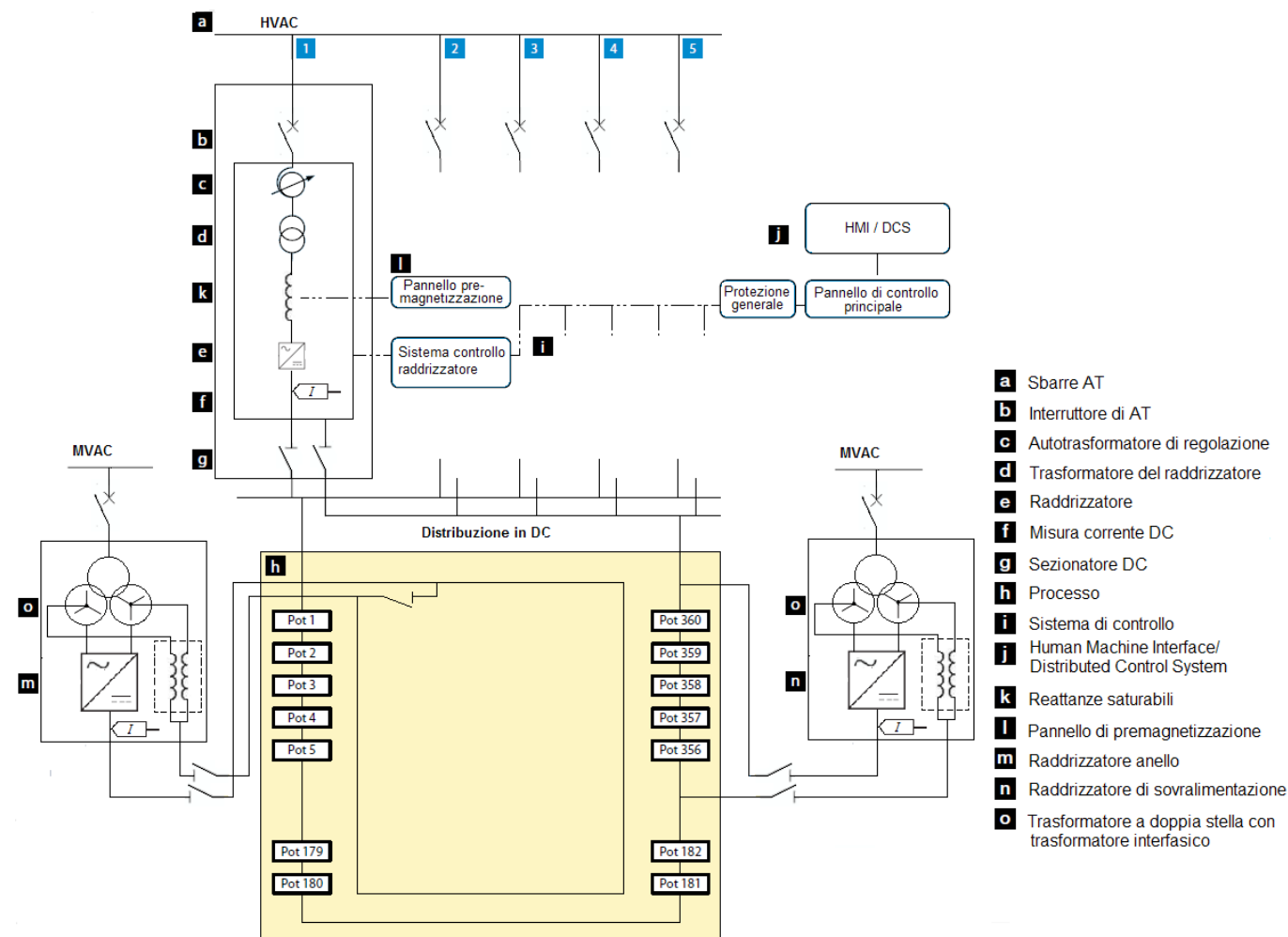


Figura 35: schema elettrico di un impianto di produzione alluminio

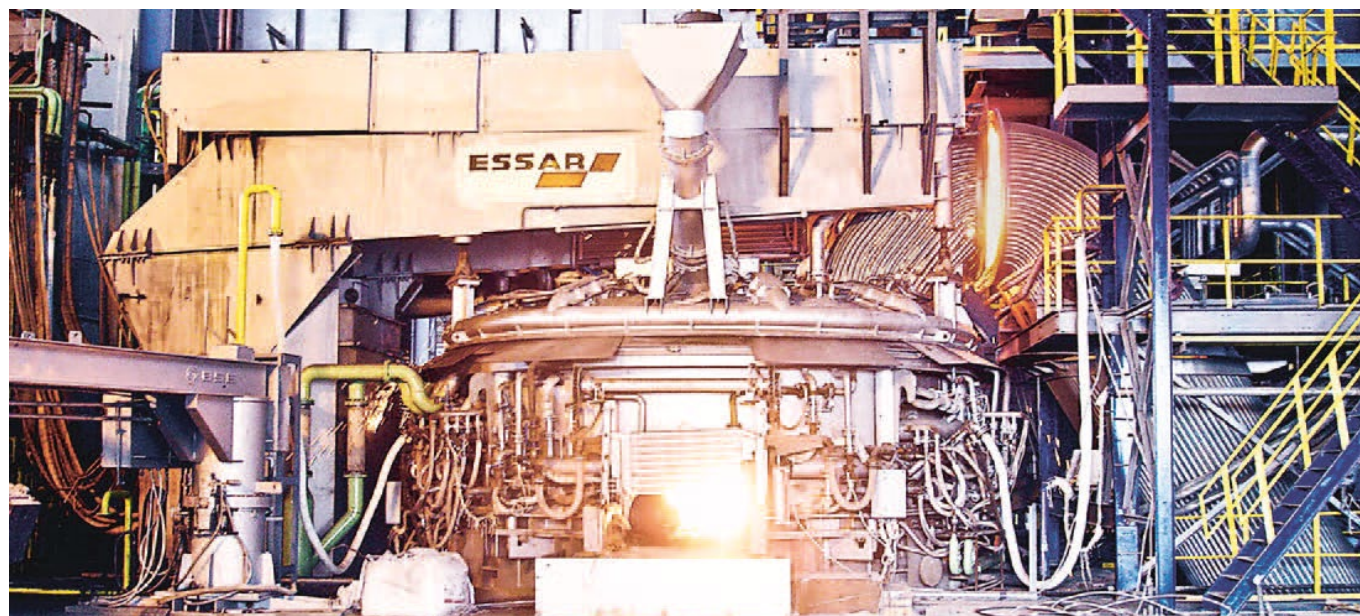
In questo caso si può notare l'esistenza di una vera e propria distribuzione in DC. Come nel caso precedente, sono installati numerosi sezionatori in DC in quanto l'onere di limitare la corrente di guasto è lasciato al convertitore statico. Il sistema è comunque protetto in AC tramite interruttori per ogni montante.

Figura 36: forno ad arco

In una categoria diversa sia per il tipo di prodotto finito che per il processo produttivo ricadono i forni ad arco (figura 36).

Dal punto di vista della tensione di alimentazione, esistono due tipologie di forni ad arco elettrico:

- forno ad arco elettrico a corrente alternata (AC); sono normalmente alimentati in tensione



3.5.6 Linee di trasmissione HVDC



Figura 38: stazione di conversione HVDC

Comparando una linea di trasmissione in alta tensione in DC (HVDC) con una analoga linea di trasmissione in AC possiamo subito dire che le perdite di conduzione dovute al flusso di potenza attiva sono inferiori e quelle dovute alla potenza reattiva sono addirittura nulle. Questo spiega, in poche parole, il forte interesse e la rapida crescita delle realizzazioni in HVDC laddove la lunghezza della linea comporti un costo delle perdite tale da bilanciare il maggior costo delle apparecchiature di conversione statica.

La tensione più alta per una linea in AC normalmente utilizzata è 800 kV. Tuttavia, dato l'aumento della richiesta di potenza trasmessa, in alcune realizzazioni sono state considerate linee a 1000 kV e perfino a 1200 kV. Infatti, già oltre gli 800 kV la potenza dissipata a causa delle perdite per isteresi dielettrica diventa importante; tali perdite sono dovute ai fenomeni di polarizzazione, ossia alla rotazione e deformazione delle molecole in presenza di un campo elettrico variabile e sono funzione della intensità e della frequenza del campo elettrico stesso. Il loro continuo movimento genera un riscaldamento nel materiale con lo stesso principio del forno a microonde.

Trasmissione di potenza a 1000 kV AC

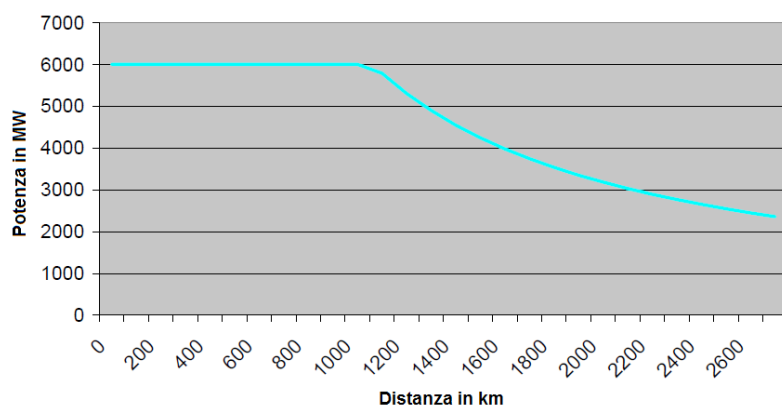


Figura 39: grafico capacità/distanza per una linea di trasmissione in AC a 1000 kV

Nella figura 39, troviamo la capacità di una linea di trasmissione a 1000 kV AC con una compensazione del 70% e un angolo tra i punti terminali di 30 gradi.

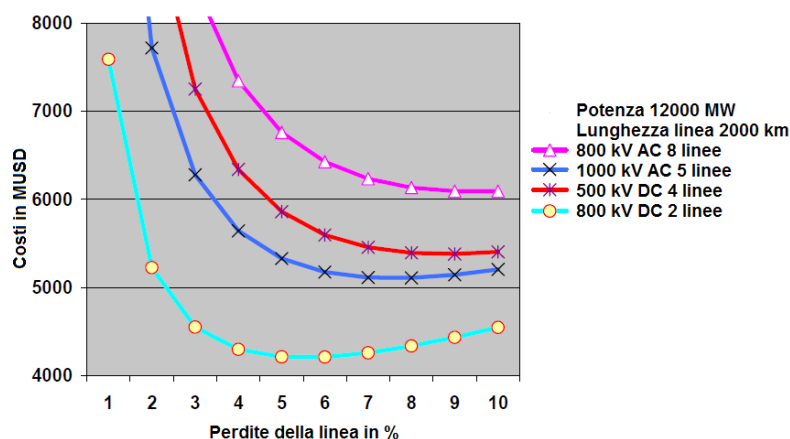


Figura 40: grafico investimenti in funzione delle perdite percentuali

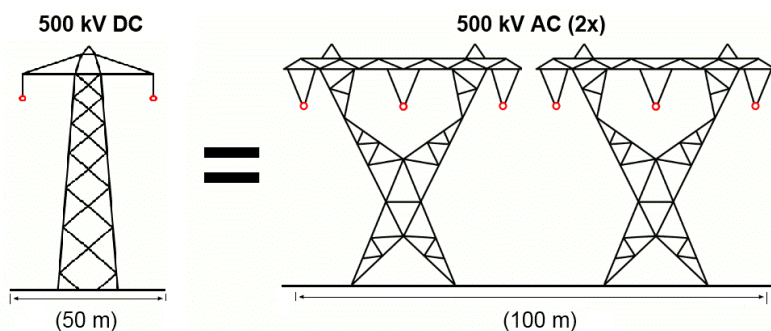
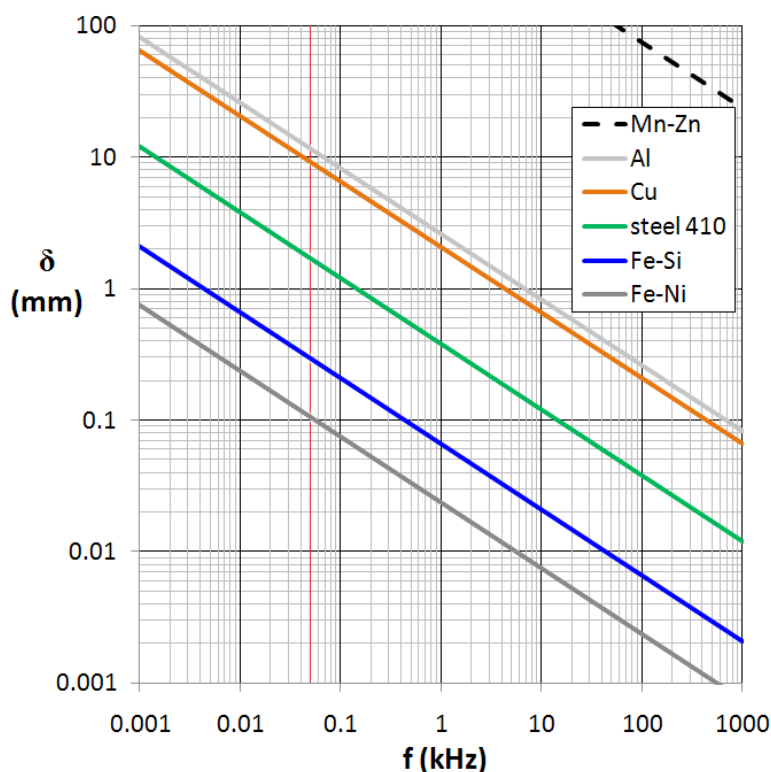


Figura 41: confronto dimensionale tra linea di trasmissione in AC e in DC

Figura 42: profondità di penetrazione della corrente in funzione della frequenza



Si vede che per lunghe distanze, superiori ai 1200 km, anche una linea a 1000 kV AC può cominciare ad avere problemi nel trasmettere elevate potenze. Andando a verificare gli investimenti necessari in funzione delle perdite (figura 40) per una linea in grado di trasmettere 12 GW su 2000 km, si vede che il minimo investimento si ottiene con linee a 800 kV in DC. In generale, tanto più alta è la potenza trasmessa e la lunghezza della linea, tanto più conveniente risulta essere una linea HVDC.

Relativamente alla tensione nominale, bisogna specificare bene cosa si intende per tensione nominale in AC e DC. Nel primo caso la tensione si riferisce al valore efficace tra due conduttori che più o meno corrisponde alla tensione linea-linea in DC in termini di capacità di trasmissione. Quindi una linea HVDC a ± 500 kV ha una capacità doppia rispetto ad una linea a 500 kV in AC (figura 41).

Un altro vantaggio delle linee in DC è che non risentono del così detto effetto pelle, ovvero della tendenza di una corrente elettrica alternata a distribuirsi dentro un conduttore in modo non uniforme con una densità maggiore verso superficie e decrescente verso il centro. La profondità di penetrazione della corrente nel conduttore, misurato a partire dalla sua superficie è data dalla seguente formula:

$$\delta = \sqrt{\frac{2\rho}{\omega\mu}}$$

e vale circa 10 mm a 50 Hz e 8,5 mm a 60 Hz (figura 42).

Ne consegue una maggiore resistenza elettrica del conduttore in AC rispetto alla DC che cresce proporzionalmente alla radice della frequenza; infatti per un conduttore di diametro D e con $D \gg \delta$:

$$\frac{R_{AC}}{R_{DC}} \approx \frac{D}{4\delta} = \frac{D}{4} \sqrt{\frac{\pi\mu f}{\rho}}$$

con: μ permeabilità magnetica del conduttore, ρ resistenza specifica del conduttore e, infine, ω è la frequenza angolare della corrente pari a $2\pi f$. Il risultato, quindi, è una maggiore dissipazione di potenza a parità di corrente applicata. Inoltre, in AC quando due o più conduttori vicini sono percorsi dalla corrente, il campo magnetico generato influisce sulla distribuzione della corrente nei conduttori vicini, spingendo la corrente a concentrarsi maggiormente sulle superfici adiacenti; questo effetto è chiamato effetto prossimità.

In realtà, quindi, il rapporto R_{AC}/R_{DC} risulta essere più elevato rispetto al quello prodotto dal solo effetto pelle. In AC vi sono comunque delle soluzioni costruttive per mitigare l'effetto pelle, ad esempio disponendo più conduttori in parallelo ciascuno con $R_{AC}/R_{DC} \approx 1$ (quindi a 50 Hz con spessore inferiore a 15 ... 20 mm), oppure intrecciando i fili isolati tra loro, oppure rivestendo i conduttori con uno strato di argento o utilizzando due metalli di cui il più pregiato all'esterno o realizzando conduttori cavi. In ogni caso, la soluzione ottimale è l'utilizzo della corrente continua che non presenta tali effetti. Nel caso poi sia necessario utilizzare una linea di trasmissione in cavo, ad esempio nel collegamenti marini tra isole e continente quale quello tra Sardegna e Italia continentale, la capacità elevata verso terra, che è 50 ... 100 volte superiore a quella delle linee aeree, limita in AC fortemente la potenza trasmissibile. In DC invece l'effetto delle capacità a regime è nullo ed è sensibile solamente durante transitori ad esempio rallentando la salita della tensione ad una estremità della linea a

partire dal momento in cui viene messa in tensione l'altra. Nella figura 43 vediamo il primo collegamento al mondo in HVDC realizzato nel 1954 a Gotland in Svezia con il contributo di ABB.

Infine, ulteriore vantaggio del collegamento in DC consiste nel disaccoppiamento tra le due reti collegate che non devono essere necessariamente sincronizzate (figura 44). Il passaggio attraverso una conversione in DC rende infatti le due reti indipendenti. In Giappone, addirittura, tre collegamenti HVDC vengono usati per collegare due reti, 60 Hz nella regioni ovest di Okinawa, Osaka, Kyoto, Kobe, Nagoya, Hiroshima e 50 Hz nelle regioni est di Tokyo, Kawasaki, Sapporo, Yokohama, e Sendai, normalmente incompatibili. Il costo delle stazioni di conversione e degli interruttori in DC (figura 45) è quindi l'unico fattore limitante nella diffusione massiccia delle linee HVDC. Lo stesso fattore limita in realtà anche la diffusione delle reti di distribuzione in MVDC.

Figura 43: stesura collegamento in HVVDC a Gotland

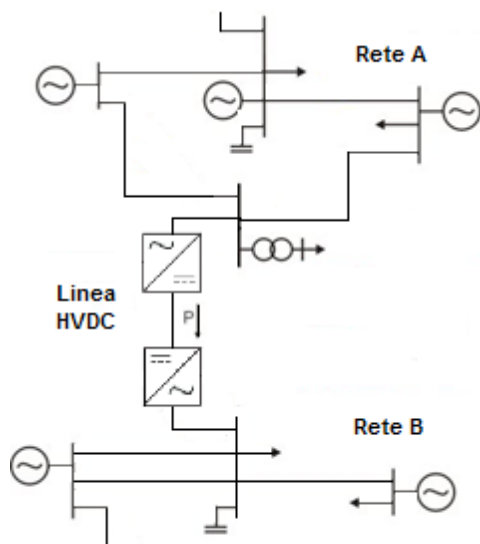


Figura 44: schema interconnessione tra due reti in AC



Figura 45: convertitori di una stazione HVDC

3.5.7 La trazione elettrica



Figura 46: Applicazione ferroviaria

La trazione elettrica ferroviaria ha una storia recente anche se intensa. Il primo treno elettrico fu costruito a Berlino nel 1879 ma furono subito evidenti le potenzialità di questo sistema. All'inizio furono elettrificate le linee tranviarie e suburbane, non ritenendo economicamente e tecnicamente valida la trazione elettrica sulle linee ferroviarie di grande traffico. A fine ottocento diffusero, quindi, i tram elettrici nelle principali città in Europa e oltre oceano, alimentate in corrente continua a bassa tensione - tipicamente a 600 e 750 V DC.

Figura 47: grafico investimenti prestazioni per diversi sistemi di trasporto

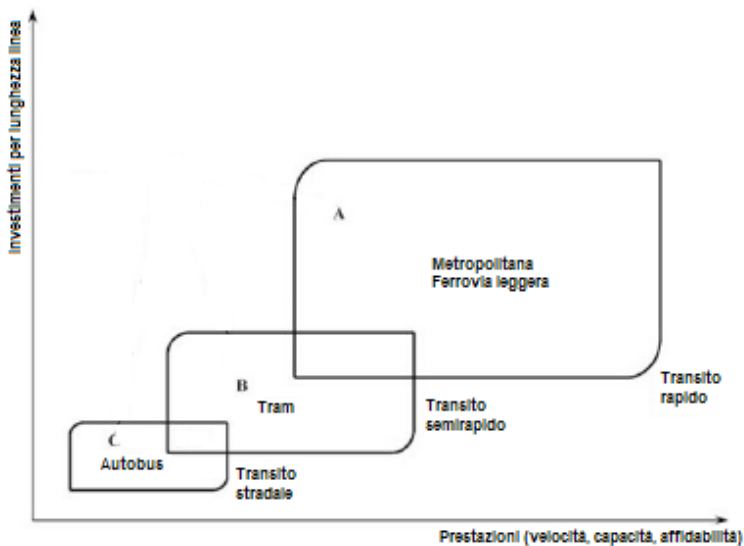


Figura 48: autobus equipaggiato con ABB TOSA



Una prima elettrificazione ferroviaria vera e propria venne realizzata in America nel 1895 alla tensione di 600V DC. Prima in Europa fu la Svizzera con l'elettrificazione della linea ferroviaria Burgdorf-Thun, a 750 V AC. Questo non fu solo la prima linea ferroviaria in Europa, ma fu anche il primo esperimento di trazione in AC. Il motore elettrico trifase per la trazione presentava già alcuni vantaggi tra i quali il poter funzionare da generatore in discesa svolgendo la funzione di freno motore, fornendo al tempo stesso alimentazione ai treni in salita. In Italia, dopo la prima sperimentazione con locomotori in DC alimentati da accumulatori, fu scelta come soluzione l'alimentazione con catenaria in corrente continua a 3 kV DC.

In Europa utilizzano tale sistema anche la Spagna, la Polonia e il Belgio. Altri paesi come la Russia, la Repubblica Ceca, la Slovacchia, la Slovenia e l'Ucraina utilizzano sia l'alimentazione in corrente continua a 3 kV che quella in corrente alternata a 25 kV 50 Hz. Il sistema monofase a 25 kV AC (quasi ovunque a 50 Hz) sta diventando il sistema unificato per le nuove elettrificazioni nel mondo, ed è stato scelto anche in Italia e Spagna, per le nuove linee veloci.

Se il futuro, quindi, della trazione ferroviaria in termini di alimentazione è orientato verso la corrente alternata, nei sistemi di trasporto urbano delle medie e grandi città il panorama è più complesso. Nel sistema urbano infatti convivono il trasporto con autobus, tranvie, metropolitana e ferrovia leggera (figura 47).

Per ragioni di sicurezza, questi mezzi di trasporto utilizzano sistemi di alimentazione in corrente continua in bassa tensione; anche gli autobus, per motivi legati alla riduzione dell'inquinamento, stanno evolvendo verso la trazione elettrica con stazioni di ricarica veloce delle batterie. Ad esempio, ABB ha fornito alla città di Ginevra i sistemi di ricarica ultra rapida e di tecnologie a bordo di veicoli elettrici destinati ad equipaggiare 12 autobus TOSA (Trolleybus Optimisation Système Alimentation) a completa trazione elettrica (e-bus) operanti sulla linea 23 che collega l'aeroporto di Ginevra alla periferia della città (figura 48).

ABB fornirà e installerà 13 stazioni di ricarica ultra rapida che verranno dislocate lungo una linea di transito di autobus urbani, unitamente a stazioni di alimentazione per tre capolinea e quattro depositi. Questo sistema si colloca quindi nello stesso ambito della mobilità elettrica per uso privato, dovendo prevedere punti di ricarica dotati di raddrizzatori AC/DC (figura 49).

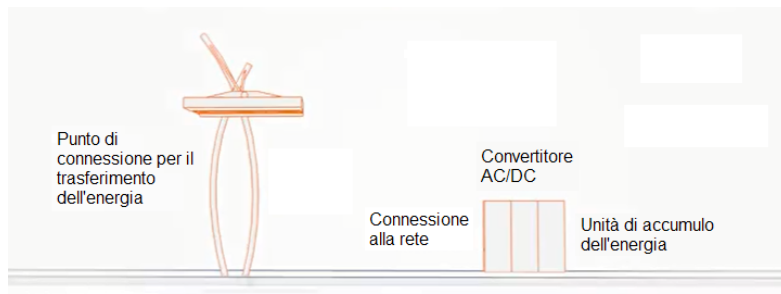


Figura 49: punto di ricarica ABB TOSA

Per quanto riguarda il sistema tranviario (figura 50), la linea elettrica è notevolmente più semplice di quella ferroviaria: è utilizzato un solo filo di contatto, date le minori correnti assorbite, e la sospensione è molto semplice con sospensione trasversale a filo su pali o fissato mediante isolatori agli edifici adiacenti.



Figura 50: esempio di tranvia

Un'evoluzione recente introdotta al fine di ridurre l'impatto ambientale nei centri storici è quella dell'alimentazione discontinua con terza rotaia, inserita nella sede stradale che, per ragioni di sicurezza viene alimentata solo nella zona sottostante il tram stesso. Per l'alimentazione dei tram l'energia elettrica proveniente dal sistema di distribuzione pubblica in AC viene raddrizzata in corrente continua con una tensione fra i 500 e i 750 volt tramite cabine di conversione dislocate in vari punti della città e da queste distribuita in cavi sotterranei alla cassette di alimentazione delle linee.

Anche la metropolitana utilizza un'alimentazione in DC prelevando la tensione da una terza rotaia tramite un pattino. Questo metodo, rispetto alle linee aeree non hanno bisogno di pantografi e quindi il convoglio presenta una sagoma ridotta, ideale per lunghi percorsi in galleria. Anche i costi di costruzione risultano più bassi non richiedendo palificazioni, stesura di catenarie e relativi sistemi di tesatura della linea. Il sistema a terza rotaia è uno dei più antichi essendo stato adottato già nel 1890 nella metropolitana di Londra, la prima al mondo (figura 46). La tensione massima utilizzata è di 1200 V DC.

La corrente di ritorno scorre normalmente sulle rotaie dove corre il treno con alcune eccezioni, ad esempio la metropolitana di Londra, la linea M1 di Milano e alcune linee della metropolitana di Parigi, dove è presente un altro binario per la corrente di ritorno. Lo svantaggio di questo sistema è che risulta inadatto per le alte velocità a causa della tensione massima d'esercizio troppo bassa. Per ovviare al problema delle basse velocità, alcune città, soprattutto le megacity, si sono attrezzate con una ferrovia leggera al fine di coprire in modo efficiente, aree più vaste. Il sistema di alimentazione in questo caso, è simile a quello ferroviario con linee aeree alimentate in DC e tensione massima fino a 3 kV DC.

Nella figura 51 vediamo la struttura di una stazione di conversione per ferrovia leggera.

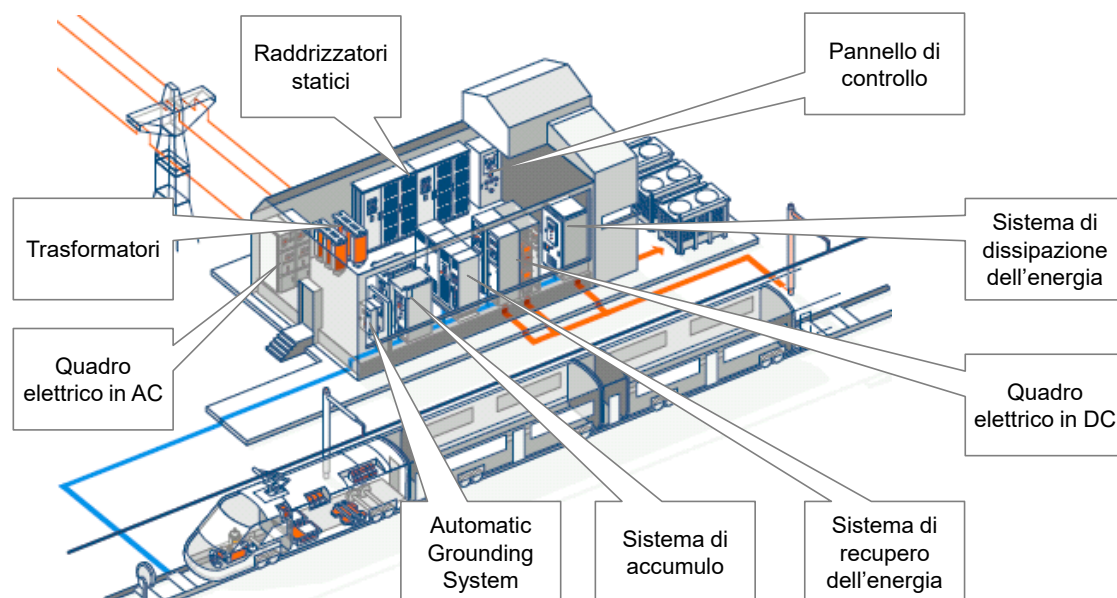
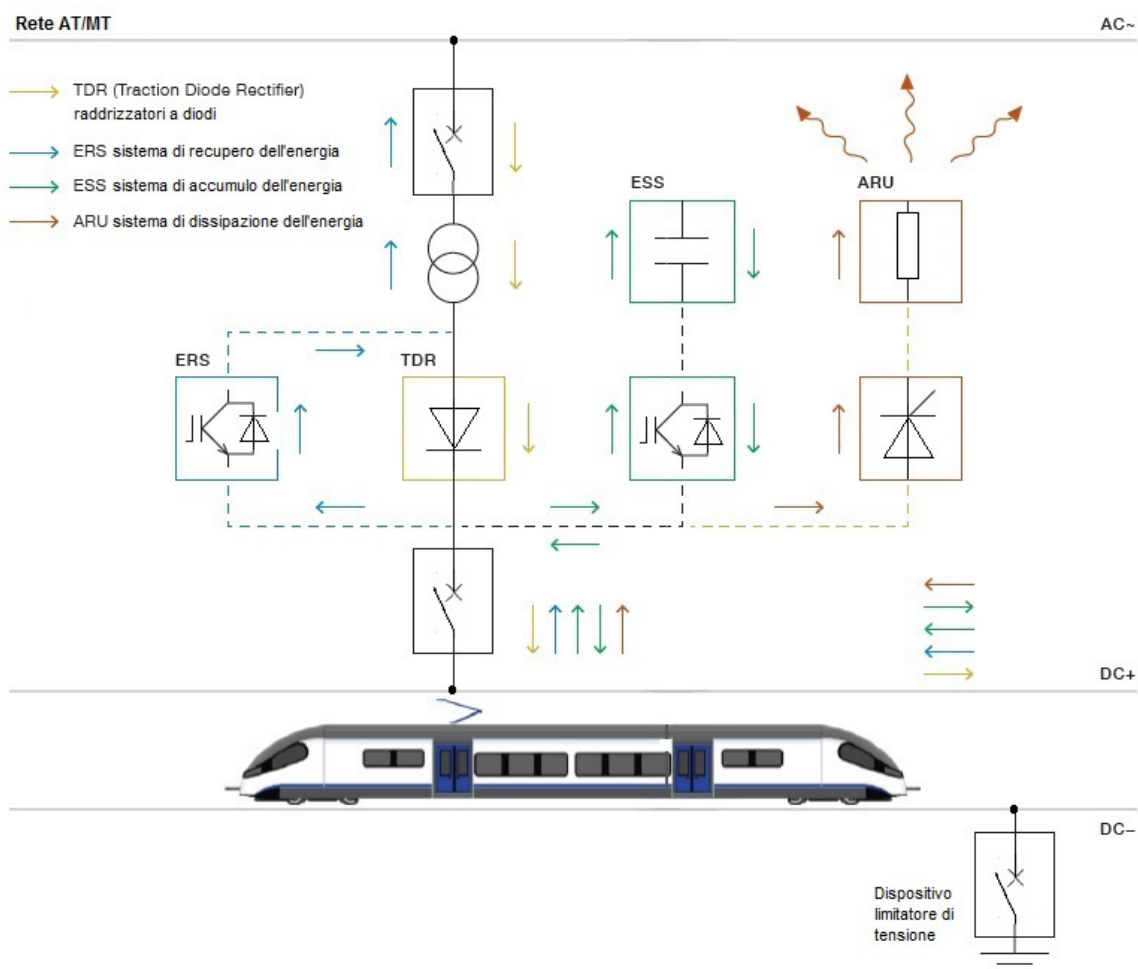


Figura 51: struttura sottostazione ferroviaria di conversione in DC

Il recupero dell'energia frenante dei treni è un tema molto sentito in quanto consente risparmi economici e permette un aumento della frequenza di transito dei treni su tratte ad elevata percorrenza. ABB ha sviluppato una linea di

prodotti specifici ad elevata efficienza in grado di soddisfare le specifiche esigenze delle diverse società di trasporto. Nella figura 52 è illustrato il diagramma del sistema completo di gestione dell'energia frenante.

Figura 52: diagramma del sistema completo di gestione dell'energia frenante



Nella figura 53 i sistemi ERS e ESS di ABB della linea di prodotti della DC Traction Power Supply.



Figura 53: sistemi ABB
tipo ERS (a sinistra)
e ESS (a destra)



L'impiego della corrente continua non è limitato alla sola trazione dei veicoli ma rappresenta una fonte di alimentazione dei circuiti ausiliari presenti sul veicolo stesso; in tali casi vengono installate delle batterie di accumulatori che costituiscono un'alimentazione di riserva nel caso in cui venisse a mancare quella esterna. Le metropolitane e le ferrovie leggere necessitano di investimenti cospicui ma sono in grado di trasportare un numero elevato di passeggeri senza inquinare e, quindi, di portare a lungo termine benefici che superano di gran lunga gli investimenti fatti.

Il sistema di trasporto urbano può in definitiva essere immaginato come una microgrid funzionante in corrente continua con diversi valori di tensione a seconda della tipologia di trasporto. Anche in questo caso l'alimentazione da una rete pubblica di distribuzione in DC consentirebbe di eliminare i trasformatori e i raddrizzatori, eventualmente sostituendoli con convertitori DC/DC per utilizzare il più opportuno livello di tensione, riducendo gli investimenti e migliorando il rendimento complessivo.

4. L'interruzione in corrente continua

4.1 Caratteristiche e problematiche

La corrente continua è un tipo di corrente elettrica caratterizzata da un flusso di intensità e direzione costante nel tempo; in altri termini, gli elettroni fluiscono sempre nello stesso senso all'interno del circuito. Conseguentemente, a differenza di un circuito a corrente alternata, può essere importante seguire tale verso ovvero rispettare la polarità; alcuni apparecchi, non protetti adeguatamente, possono anche guastarsi se collegati con polarità sbagliata. In corrente alternata, poiché il flusso di corrente si inverte ad ogni semiperiodo con conseguente passaggio naturale per lo zero, l'arco elettrico, che si forma durante il processo di interruzione della corrente, si estingue naturalmente nel momento in cui la corrente si azzerava.

Tale passaggio non esiste in corrente continua rendendo il processo di interruzione molto più critico.

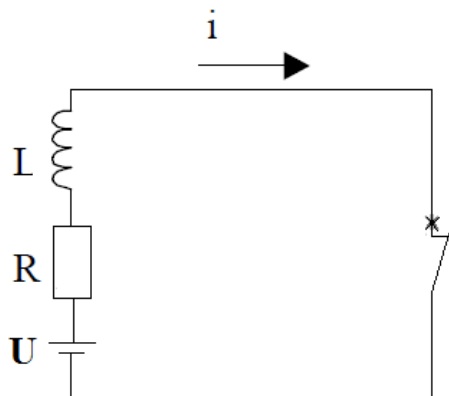


Figura 54: circuito elettrico in DC con soppressione diretta

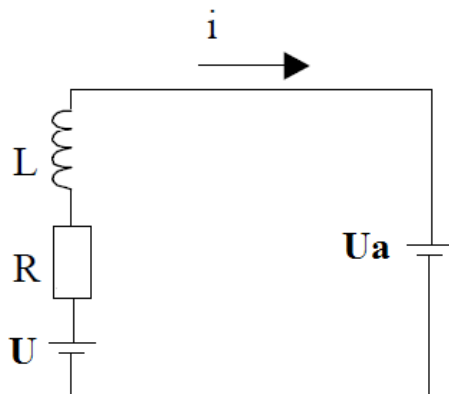


Figura 55: circuito in DC durante il transitorio

4.1.1 L'interruzione convenzionale con soppressione diretta della corrente

Con riferimento al circuito elettrico illustrato nella figura 54, la corrente continua che circola a interruttore chiuso è la seguente:

$$i_0 = \frac{U}{R}$$

dove U è la tensione continua applicata, L e R sono resistenza e induttanza del circuito. Inoltre, a regime l'energia immagazzinata nel circuito vale:

$$W_0 = \frac{1}{2} Li_0^2$$

Nel momento in cui viene aperto l'interruttore, si genera un transitorio causato dall'apparire della tensione d'arco U_a che introduce, inoltre, una tensione dovuta alla presenza dell'induttanza L (figura 55). Se nel circuito sostituiamo all'interruttore la sua tensione d'arco, la formula applicabile diventa:

$$U - R \cdot i(t) - L \frac{di}{dt} - U_a = 0$$

Ipotizziamo ora che all'apertura dell'interruttore la corrente rimanga costante fino all'istante di raggiungimento della massima U_a , che considereremo come $t=0$, e che quest'ultima rimanga successivamente costante. In altre parole, si ipotizza di applicare in $t=0$ un generatore di tensione U_a a gradino che scomparirà nel momento t_a in cui la corrente si annulla.

Risolvendo l'equazione differenziale otteniamo:

$$i(t) = \frac{U - U_a}{R} + c \cdot e^{-t/\tau}$$

con $\tau = L/R$.

Per calcolare la costante c applichiamo il principio della continuità nell'induttanza L per cui la corrente nell'istante $t=0^-$ deve essere uguale alla corrente nell'istante $t=0^+$.

$$\text{Quindi poiché } i(0^-) = i_0 = \frac{U}{R}$$

$$\text{e } i(0^+) = i(t) = \frac{U - U_a}{R} + c$$

$$\text{otteniamo: } \frac{U}{R} = \frac{U - U_a}{R} + c$$

$$\text{e infine: } c = \frac{U_a}{R}$$

La soluzione dell'equazione differenziale per $t > 0$ è pertanto:

$$i(t) = \frac{U - U_a}{R} + \frac{U_a}{R} \cdot e^{-t/\tau}$$

Poiché il secondo termine tende a zero, ne consegue che la corrente passa per lo zero solo se U_a è maggiore di U (figura 56).

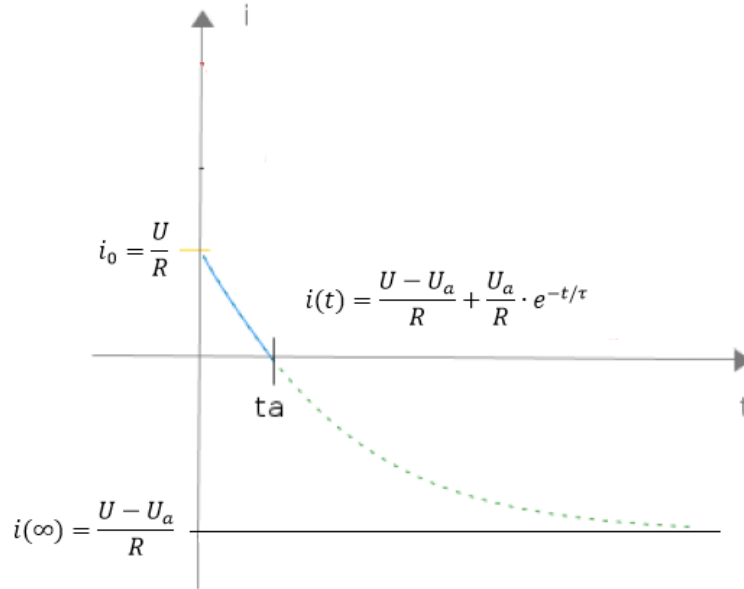


Figura 56: andamento della corrente in DC con interruzione diretta

In questo caso, l'istante t_a rappresenta il tempo di durata dell'arco e quindi vale:

$$\begin{aligned} \frac{U - U_a}{R} + \frac{U_a}{R} \cdot e^{-\frac{t_a}{\tau}} &= 0 \\ -\frac{t_a}{\tau} &= \ln \frac{U_a - U}{U_a} \\ t_a &= -\tau \cdot \ln \frac{U_a - U}{U_a} = \frac{L}{R} \cdot \ln \frac{U_a}{U_a - U} \end{aligned}$$

È anche possibile ora calcolare l'energia dissipata dall'arco come:

$$W_a = \int_0^{t_a} U_a \cdot i(t) \cdot dt = U_a \int_0^{t_a} \left(\frac{U - U_a}{R} + \frac{U_a}{R} \cdot e^{-t/\tau} \right) \cdot dt$$

Sviluppando i calcoli otteniamo:

$$W_a = U_a L \frac{U}{R^2} \left[\ln \frac{U_a}{U_a - U} \cdot \left(1 - \frac{U_a}{U} \right) + 1 \right]$$

Moltiplicando e dividendo per U e ricordando che $U/R = i_0$ e che $W_0 = 1/2 L i_0^2$ possiamo anche scrivere:

$$W_a = \frac{U_a}{U} \cdot L \cdot i_0^2 \left[\ln \frac{U_a}{U_a - U} \cdot \left(1 - \frac{U_a}{U} \right) + 1 \right] = W_0 \frac{U_a}{U} \cdot 2 \left[\ln \frac{U_a}{U_a - U} \cdot \left(1 - \frac{U_a}{U} \right) + 1 \right]$$

Secondo la teoria espressa precedentemente l'interruzione andrà a buon fine solo se l'interruttore è in grado di mettere in gioco una tensione d'arco maggiore della tensione nominale del circuito e se è in grado di sopportare l'energia W_a , funzione dell'energia iniziale W_0 e quindi dell'induttanza del circuito, e dal rapporto U_a/U .

Normalmente il rapporto W_a/W_0 varia tra 1 e 1,5 e più basso è tale rapporto, più facile è l'interruzione. Con riferimento alla figura 57 che mostra l'andamento reale di un'interruzione in DC, vediamo che uno dei metodi per ridurre la corrente e quindi l'energia è quello di diminuire il più possibile il tempo che intercorre tra l'inizio del guasto e l'istante in cui iniziano a separarsi i contatti detto t_s .

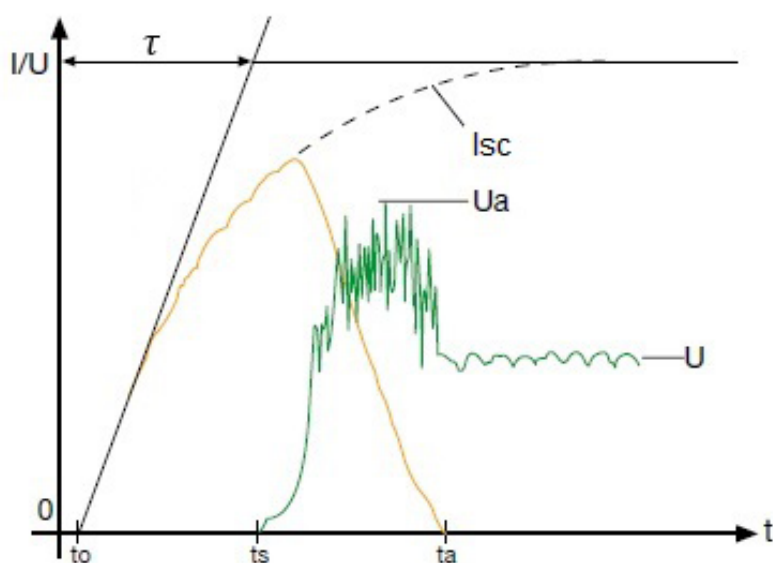


Figura 57: andamento di una interruzione diretta in DC

Su questo presupposto sono stati sviluppati gli interruttori ultra-rapidi. Sempre dalla stessa figura si desume inoltre che il valore di corrente interrotta dipende anche dalla costante di tempo τ e quindi dai parametri del circuito nel quale l'interruttore è chiamato ad operare. Il potere di interruzione in DC viene quindi abbinato dai costruttori ai valori limite della costante di tempo del circuito.

I limiti di questa applicazione sono evidenti: l'interruzione ideale è quella in aria, in grado di avere elevate tensioni d'arco e dissipare facilmente l'energia; non è comunque possibile salire molto in tensione dato che U_a deve essere sempre superiore a U con conseguente aumento delle dimensioni della camera d'arco e quindi con un limite alla convenienza economica.

Questo tipo di interruzione per la DC è ampiamente utilizzato in bassa tensione e in media tensione per applicazioni ferroviarie e industriali fino a 3600 V.

Per ovviare ai suddetti limiti sono stati sviluppati altri metodi. Un'alternativa, ad esempio, è quella di forzare il passaggio della corrente continua per lo zero agendo sui parametri del circuito, in pratica inducendo un'oscillazione di ampiezza opportuna.

Si possono individuare due categorie: oscillazione auto indotta (o passiva) e oscillazione forzata (o attiva).

4.1.2 L'interruzione con circuito oscillante passivo

Nel circuito oscillante passivo, viene collegato un circuito LC in parallelo ai contatti dell'interruttore (figura 58).

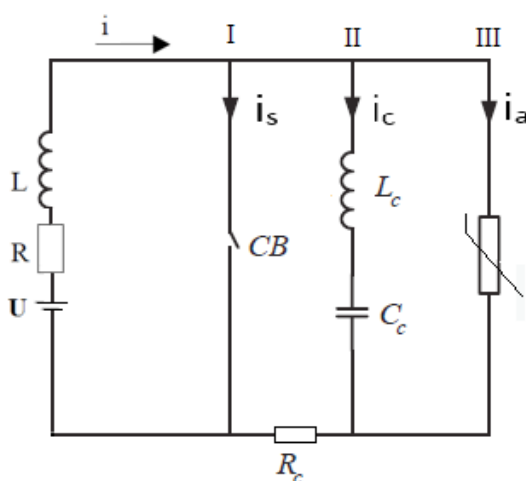


Figura 58: circuito di interruzione oscillante passivo

Dove:

- I è l'interruttore di commutazione
- II è il circuito di commutazione
- III è un varistore all'ossido di zinco di protezione
- L e R sono l'induttanza e la resistenza del sistema
- i è la corrente da interrompere
- i_s è la corrente nell'interruttore
- i_c è la corrente nel circuito di commutazione
- L_c e C_c sono induttanza e capacità del circuito di commutazione
- R_c è la resistenza intrinseca del circuito di commutazione
- i_a è la corrente del circuito di protezione

Come già visto, a interruttore chiuso la corrente circola nel circuito attraverso l'interruttore con un valore pari a:

$$i = \frac{U}{R}$$

All'apertura dell'interruttore, nel circuito sostituiamo all'interruttore la sua tensione d'arco U_a (figura 59):

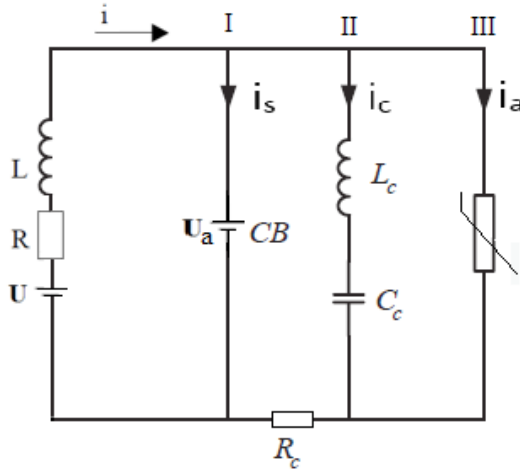


Figura 59: circuito di figura 58 con tensione d'arco

Durante il transitorio possiamo scrivere che:

$$U_L + U_C + U_R = U_a$$

e quindi:

$$L_c \frac{di_c}{dt} + \frac{1}{C_c} \int_0^t i_c dt + R_c i_c = U_a$$

per semplicità ed essendo trascurabile non consideriamo R_c ; derivando otteniamo:

$$L_c \frac{d^2 i_c}{dt^2} + \frac{1}{C_c} i_c = \frac{dU_a}{dt}$$

Dato che la tensione d'arco è una funzione non lineare della corrente, ovvero $U_a = f(i_s)$, possiamo scrivere che:

$$\frac{dU_a}{dt} = \frac{\delta U_a}{\delta i_s} \cdot \frac{di_s}{dt}$$

Sostituendo otteniamo:

$$L_c \frac{d^2 i_c}{dt^2} + \frac{1}{C_c} i_c = \frac{\delta U_a}{\delta i_s} \cdot \frac{di_s}{dt}$$

Poiché, $i = i_s + i_c$ esprimendo tutto in funzione di i_c e ricordando che i_0 è costante si ha:

$$L_c \frac{d^2 i_c}{dt^2} + \frac{1}{C_c} i_c = \frac{\delta U_a}{\delta i_s} \cdot \left(-\frac{di_c}{dt} \right)$$

$$L_c \frac{d^2 i_c}{dt^2} + \left(\frac{\delta U_a}{\delta i_s} \right) \frac{di_c}{dt} + \frac{1}{C_c} i_c = 0$$

Il termine $\frac{\delta U_a}{\delta i_s}$ è dimensionalmente una resistenza che chiameremo R_a^{diff}

Per semplificare assumiamo che la R_a^{diff} sia costante; inoltre, per ottenere un'oscillazione è necessario che le radici dell'equazione differenziale di secondo grado siano complesse e

$$\text{quindi che } R_a^{diff} < 2\sqrt{\frac{L}{C}}$$

Infine come condizioni iniziali poniamo $i_c(0)=0$ e $U_c(0)=0$ (condensatore scarico).

Con queste condizioni, la soluzione dell'equazione differenziale è la seguente:

$$i_c = \frac{U_a(0)}{\omega_c L_c} \cdot e^{-\frac{R_a^{diff}}{2L_c} t} \cdot \sin \omega_c t$$

Se $(R_a^{diff}) < 0$ allora i_c oscillerà con frequenza

$$\text{angolare } \omega_c = \sqrt{\frac{1}{L_c C_c} - \frac{(R_a^{diff})^2}{4L_c^2}} \text{ e con}$$

ampiezza crescente consentendo all'interruttore di interrompere al primo zero di corrente. A questo punto tutta la corrente I viene trasferita sul circuito di commutazione caricando il condensatore C_c . Parallelamente il varistore limita la massima tensione ai capi del condensatore al valore della tensione di scarica.

Dalle formule suddette si può notare che all'aumentare del valore di C_c la frequenza di oscillazione diminuisce fino ad annullarsi ma l'ampiezza dell'oscillazione aumenta quindi un buon valore di capacità favorisce l'interruzione. Viceversa il valore crescente di L_c non solo diminuisce la frequenza ma aumenta la costante di tempo del circuito $\tau = \frac{2L_c}{R_a^{diff}}$ e diminuisce

anche l'ampiezza dell'oscillazione $\frac{U_a(0)}{\omega_c L_c}$. Quindi è utile che il valore di L_c sia contenuto. Ulteriore considerazione è che ad alti valori di corrente di interruzione la R_a^{diff} è molto bassa avendo una caratteristica negativa per cui la costante di tempo è elevata. Conseguentemente può passare parecchio tempo prima di avere l'interruzione. In conclusione, l'interruttore basato su questo principio non risulta adatto per l'interruzione di elevate correnti di guasto. Nella figura 60 vediamo l'andamento della corrente ottenuto con $L_c=40 \mu\text{H}$ e $C_c=9 \mu\text{F}$

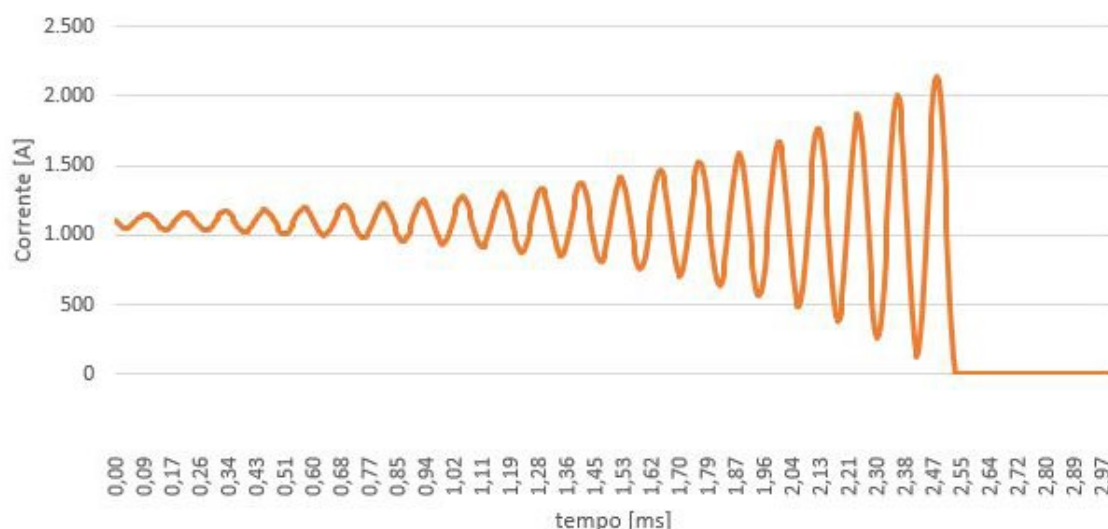


Figura 60: andamento della corrente in un circuito oscillante passivo

4.1.3 L'interruzione con circuito oscillante attivo

Questa interruzione consente di ovviare al problema dell'interruzione delle alte correnti presente nel caso di circuito oscillante passivo. Il circuito è simile a quello del caso precedente ad eccezione del fatto che il condensatore viene precaricato.

Nella figura 61 troviamo lo schema di principio di questo interruttore:

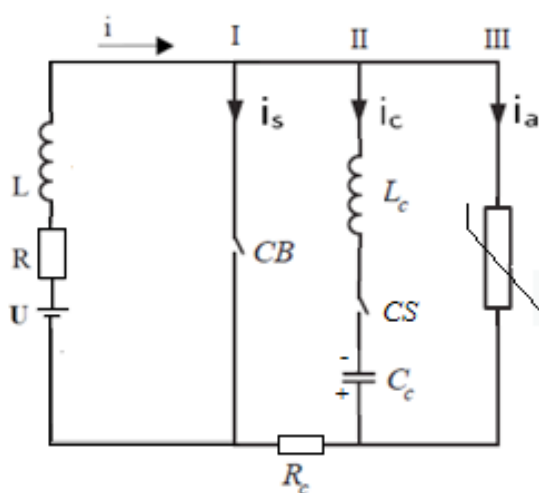


Figura 61: circuito oscillante attivo

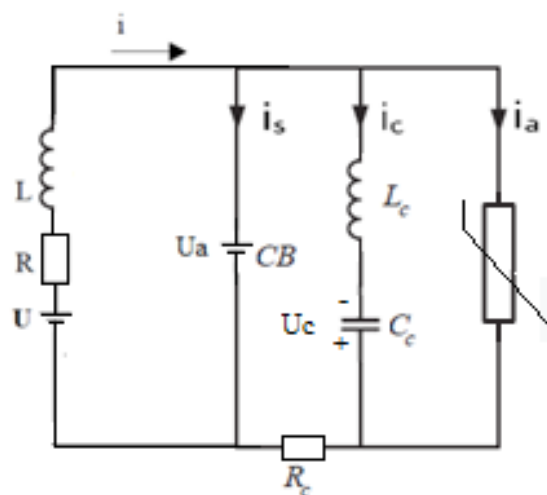


Figura 62: circuito di figura 61 con tensione d'arco

Quando l'interruttore principale CB apre, nello stesso tempo il contatto ausiliario CS collega in serie il condensatore C_c e l'induttanza L_c . In pratica la differenza tra interruzione attiva e passiva consiste nella condizione iniziale del circuito oscillante in quanto il condensatore ora è carico, quindi $U_c(0) \neq 0$. Le relazioni del paragrafo precedente sono ancora tutte valide aggiungendo la presenza di una corrente di segno contrario alla corrente da interrompere, il cui valore dipende dalla tensione di carica del condensatore stesso U_c che si somma alla tensione d'arco U_a (figura 62).

Infatti:

$$i_c = \frac{U_a(0) + U_c(0)}{\omega_c L_c} \cdot e^{-\frac{R_a^{diff}}{2L_c} t} \cdot \sin \omega_c t$$

È pertanto richiesto uno speciale sistema di precarica del condensatore; un sistema è quello di utilizzare la stessa tensione di linea.

4.1.4 Interruzione con oscillazione forzata

Questo metodo di interruzione è caratterizzato dalla presenza di un'oscillazione forzata generata da una sorgente esterna. Come nei casi precedenti, tale oscillazione si sovrappone alla corrente in DC da interrompere al fine di forzarne il passaggio per lo zero.

Il circuito tipico è quello di figura 63:

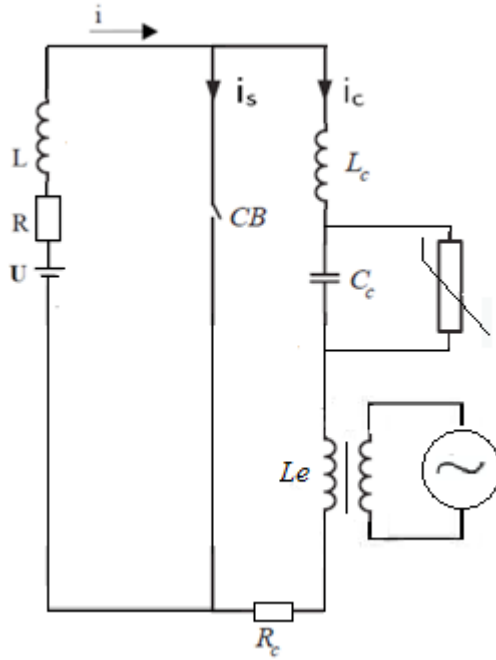


Figura 63: circuito ad oscillazione forzata

L'equazione differenziale tipica di questo circuito diventa:

$$(L_c + L_e) \frac{d^2 i_c}{dt^2} + \left(\frac{\delta U_a}{\delta i_s} \right) \frac{di_c}{dt} + \frac{1}{C_c} i_c = U_e \sin \omega_e t$$

Dove L_e è l'induttanza di dispersione del trasformatore, U_e è l'ampiezza della sorgente esterna di frequenza angolare ω_e . La risonanza si ottiene quando

$$\omega_c = \frac{1}{\sqrt{(L_c + L_e) \cdot C_c}}$$

La soluzione della precedente equazione differenziale, posto R_a^{diff} costante, è la seguente:

$$i_c = \frac{U_a(0)}{\omega(L_c + L_e)} \cdot e^{-\frac{R_a^{diff}}{2(L_c + L_e)} t} \cdot \sin \omega t + U_e \frac{\left[\frac{1}{C_c} - \omega_e^2 \cdot (L_c + L_e) \right] \sin \omega_e t - \omega_e R_a^{diff} \cos \omega_e t}{\left[\frac{1}{C_c} - \omega_e^2 \cdot (L_c + L_e) \right]^2 + (\omega_e R_a^{diff})^2}$$

Si vede che la soluzione è composta da due termini: il primo rappresenta una debole oscillazione con frequenza angolare ω_c data da L_c e C_c , come nei casi precedenti, e una seconda oscillazione con frequenza angolare ω_e imposta dalla sorgente esterna.

Ad alti valori di corrente da interrompere, poiché R_a^{diff} diventa piccola, possiamo con una certa approssimazione, scrivere:

$$i_c = \frac{U_a(0)}{\omega(L_c + L_e)} \sin \omega t + U_e \frac{\sin \omega_e t}{\left[\frac{1}{C_c} - \omega_e^2 \cdot (L_c + L_e) \right]}$$

Da questa espressione si vede che per $\omega_e = \omega_c$ il denominatore del secondo termine si annulla dando teoricamente una corrente di ampiezza infinita; anche in condizioni reali, si vede comunque come sia conveniente aumentare l'ampiezza della tensione della sorgente esterna U_e e diminuirne la frequenza ω_e per avere un contributo maggiore.

4.1.5 Interruzione con oscillazione parametrica

Questo metodo di interruzione sfrutta il concetto di oscillazione parametrica ovvero un oscillatore i cui parametri elettrici variano con una frequenza vicina alla frequenza naturale del circuito. Da questo punto di vista questo principio di interruzione differisce da quello a oscillazione forzata ma si basa comunque sulla sovrapposizione di una corrente oscillante a quella continua da interrompere.

Il circuito di riferimento è quello di figura 64:

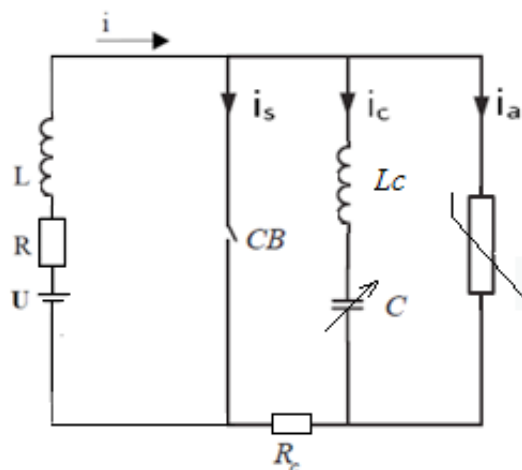


Figura 64: circuito con oscillazione parametrica

Inizialmente, come nel caso del circuito oscillante passivo, l'oscillazione inizia a seguito dell'apertura dell'interruttore con conseguente innesco dell'arco. Se la capacità del condensatore C viene fatta variare con la stessa frequenza naturale del circuito oscillante si ha un effetto "pompa". In pratica il condensatore viene dapprima caricato finché l'energia accumulata è massima, quindi la sua capacità C viene ridotta, ad esempio se il condensatore è a piatti paralleli semplicemente allontanandoli, e aumentando così l'energia del circuito. Successivamente, a condensatore scarico, la capacità viene riportata al valore iniziale riavvicinando i contatti ma, ovviamente, ciò avviene a parità di energia. Il processo viene quindi ripetuto due volte per periodo amplificando l'oscillazione fintantoché la corrente non passa per lo zero e l'arco si estingue.

Analogamente è possibile variare l'induttanza variando la posizione del proprio nucleo magnetico. Scrivendo la relazione già vista per l'oscillatore passivo abbiamo:

$$U_L + U_C = U_a$$

Ma considerando che le tensioni sui componenti sono ora funzione della carica del condensatore, otteniamo:

$$L_c \frac{d^2 q_c(t)}{dt^2} + \frac{1}{C} q_c(t) = U_a(t)$$

Possiamo esprimere $U_a(t)$ come prodotto della corrente $i_s(t)$ e della resistenza $R_a(i_s(t))$, a sua volta funzione della corrente $i_s(t)$ stessa. Inoltre, dato che $i_s(t) = i(t) - i_c(t)$, $i_s(t)$ è funzione della capacità del condensatore; ciò che otteniamo alla fine è un'equazione differenziale con parametri variabili, molto difficile da risolvere analiticamente.

In generale non è facile tarare questo tipo di circuito che entra in oscillazione solo per determinati parametri circuitali.

4.1.6 Interruzione con tecnologia a semiconduttori

Gli interruttori basati su questa tecnologia (figura 65) hanno il vantaggio intrinseco di essere ultra veloci e di poter interrompere la corrente senza dover aspettare il passaggio per lo zero.

Questi interruttori utilizzano normalmente componenti quali GTO, IGBT o MOSFET. Questi componenti possono essere collegabili in serie o in parallelo per raggiungere i requisiti in termini di tensione e corrente nominale. Un ulteriore vantaggio derivante dall'utilizzo di questa tecnologia è l'assenza di parti meccaniche in movimento per cui l'interruttore ha, teoricamente, una vita meccanica infinita. Un primo svantaggio è, invece, la possibilità di guasto dei componenti a causa di alte velocità di salita delle sovratensioni dU/dt durante le manovre di apertura e delle sovracorrenti di/dt durante quelle di chiusura. Anche per questo motivo è necessario prevedere un sezionatore in serie per garantire l'isolamento galvanico.

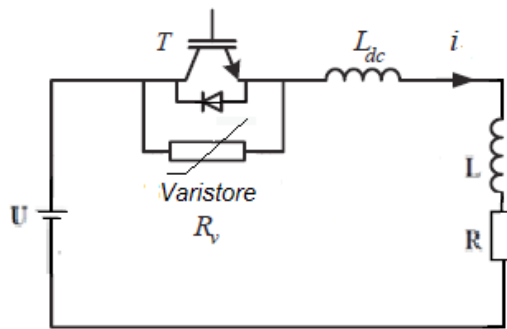
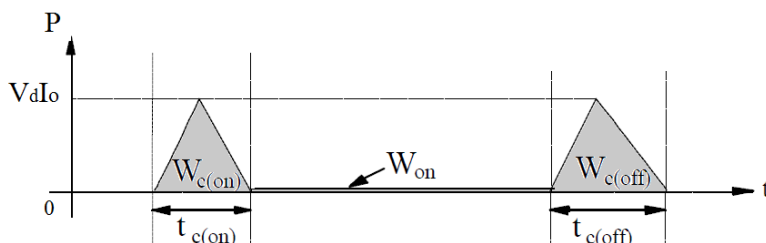


Figura 65: circuito con interruttore a semiconduttori

Un secondo svantaggio è dato dalla potenza dissipata a causa della resistenza interna; oltre al costo delle perdite, il calore prodotto può danneggiare il componente per cui devono essere previsti opportuni metodi di dissipazione. Bisogna considerare che le perdite in un semiconduttore sono sia quelle prodotte durante la fase di conduzione W_{on} sia quelle prodotte durante la commutazione $W_{c(on)}$ e $W_{c(off)}$; le perdite istantanee in commutazione sono superiori a quelle in normale conduzione ma durano il solo tempo $t_{c(on)}$ e $t_{c(off)}$ (figura 66). Queste ultime, quindi, diventano importanti solo se la frequenza di commutazione è elevata come nel caso di alcuni tipi di convertitori statici. Questo non è tuttavia un caso normale per gli interruttori.

Figura 66: potenza dissipata in funzione del tempo di conduzione e commutazione



Con riferimento allo schema di principio del circuito, normalmente il semiconduttore T è in conduzione; ed è percorso dalla corrente di carico i . All'istante di interruzione $t=0$, la corrente viene interrotta e l'induttanza L_{dc} limita la di/dt . La sovratensione ai capi di T viene limitata dallo scaricatore al valore della tensione di scarica U_s con $U_s = U + U_\Delta$. Quindi, ipotizzando che l'impedenza del guasto sia trascurabile, possiamo dire che all'istante $t=0$ abbiamo:

$$U = U_s + L_{dc} \frac{di}{dt}$$

$$\text{quindi: } \frac{di}{dt} = \frac{U - U_s}{L_{dc}} = - \frac{U_\Delta}{L_{dc}}$$

$$\text{Integrando otteniamo } i = I_0 - \frac{U_\Delta}{L_{dc}} t$$

dove $I_0 = i(0)$ è la corrente di guasto. Il tempo di interruzione t_a è il tempo al quale si ha l'estinzione della corrente, quindi:

$$t_a = \frac{L_{dc}}{U_\Delta} \cdot I_0$$

e l'energia assorbita dallo scaricatore vale:

$$W_s = (U + U_\Delta) \int_0^{t_a} i(t) dt = \left(\frac{U}{U_\Delta} + 1 \right) \cdot \frac{1}{2} L_{dc} I_0^2$$

Dato che U_Δ è molto più piccola di U , ne consegue che W_s è normalmente più grande dell'energia immagazzinata nella sola induttanza L_{dc} pari a $\frac{1}{2} L_{dc} I_0^2$ e il divario aumenta all'aumentare della tensione U . Quindi maggiore è la tensione nominale maggiore deve essere il dimensionamento dello scaricatore.

Da un altro punto di vista, una volta scelta l'applicazione e quindi imposti t_a e I_0 , l'unico parametro modificabile è l'induttanza che modifica la costante di tempo della corrente e che è in rapporto con la tensione di scarica dello scaricatore. Un'interruzione più breve riduce la potenza dissipata nello scaricatore ma ne richiede il dimensionamento per una tensione maggiore. D'altro canto, un aumento del livello di protezione dello scaricatore comporta una maggiore tensione nominale dell'interruttore aumentandone i costi.

4.1.7 Interruzione con tecnologia ibrida

Questo metodo si basa sull'integrazione di un interruttore meccanico con dispositivi elettronici come illustrato in figura 67. In un interruttore basato su questo principio, i principali componenti sono: l'interruttore meccanico, l'interruttore statico in parallelo al primo, e il sezionatore di isolamento in serie ai primi due. La soluzione base è illustrata nella figura seguente:

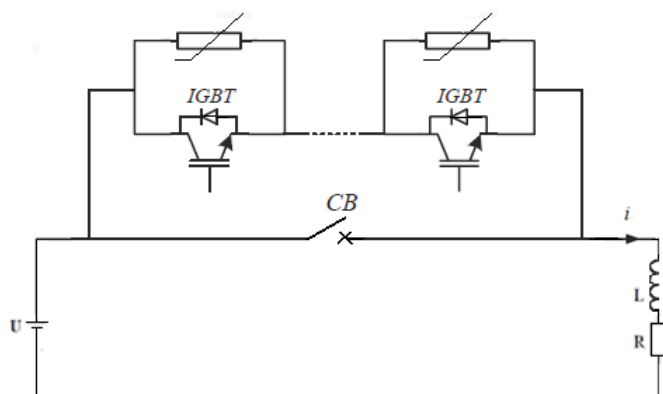


Figura 67: circuito di interruzione con tecnologia ibrida

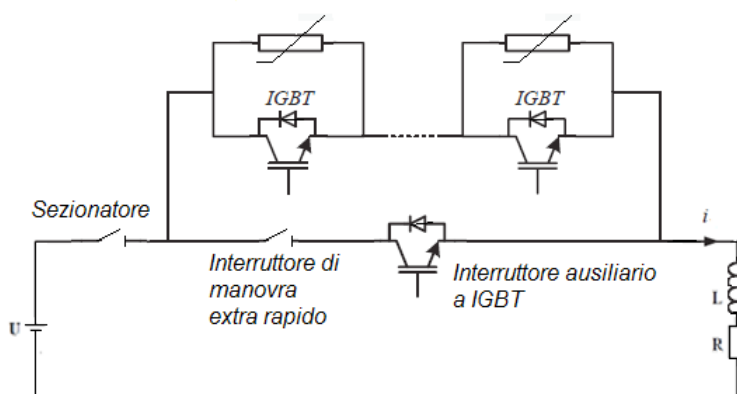


Figura 68: schema interruttore ibrido con dispositivo statico e meccanico in serie

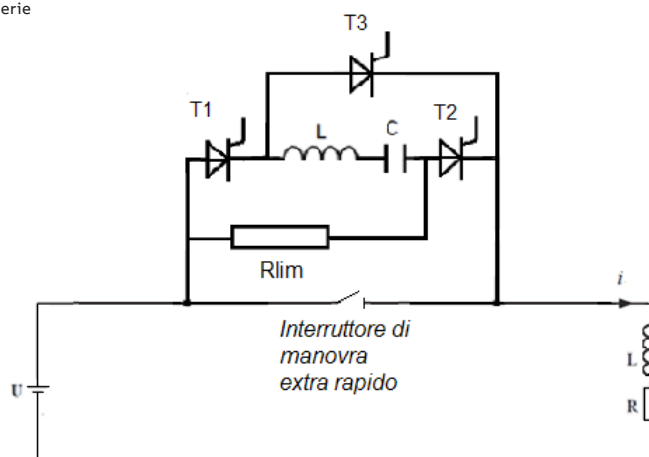


Figura 69: schema interruttore ibrido con impulso di corrente

In questo caso un interruttore meccanico rapido viene messo in parallelo con degli interruttori statici. La tensione d'arco U_a che si crea alla separazione dei contatti non deve, come nell'interruttore a soppressione diretta della corrente, azzerare la tensione di rete U ma solamente creare una tensione tale da far commutare la corrente nel ramo con l'interruttore statico. Una volta estinto l'arco e completamente aperti i contatti, la corrente viene azzerata dall'interruttore statico.

Una seconda variante consiste nell'equipaggiare l'interruttore meccanico con un dispositivo statico in serie al primo (figura 68). Il ramo in parallelo è costituito, come nel caso precedente, da una serie di interruttori statici. Tipicamente il dispositivo statico in serie nel ramo principale è costituito da IGBT. Lo scopo è solo quello di velocizzare la commutazione verso il ramo secondario in parallelo introducendo rapidamente una tensione elevata; il numero di IGBT sufficienti a tale scopo è quindi modesto e conseguentemente basse sono le perdite e la caduta di tensione che vengono introdotte nel ramo principale durante tutto il periodo di conduzione.

Il funzionamento è simile a quello del precedente interruttore. Durante il funzionamento normale, a sezionatore chiuso, la corrente fluisce nel ramo principale attraverso il dispositivo statico a basse perdite e il sezionatore meccanico stesso. All'apparire del guasto nel circuito in DC l'interruttore ausiliario a IGBT interviene commutando rapidamente la corrente nel ramo secondario e consentendo al sezionatore extra rapido di aprire praticamente senza corrente. A questo punto la corrente viene interrotta dall'interruttore statico principale. Questo schema è adottato da ABB per il proprio interruttore ibrido in DC.

Un possibile variante ai due interruttori ibridi visti precedentemente consiste nel creare un circuito di commutazione che immetta un impulso di corrente tale da azzerare la corrente di guasto e permettere al sezionatore rapido di aprire (figura 69).

Successivamente la corrente viene commutata sulla resistenza limitatrice e il condensatore viene ricaricato. In questo modo viene applicata una tensione negativa sui tiristori che vengono abilitati ad interrompere la corrente. I tempi di intervento di questa seconda soluzione sono evidentemente un po' più lunghi di quelli delle prime due varianti descritte.

4.2 Stato dell’arte degli interruttori di media tensione in DC

4.2.1 Gli interruttori ABB DCBreak in DC estremamente leggero e compatto è adatto per l’utilizzo a bordo treno

L’interruttore ABB DCBreak in DC estremamente leggero e compatto è adatto per l’utilizzo a bordo treno (o rolling stock) nelle tranvie, nelle metropolitane e nelle ferrovie urbane e regionali leggere (figura 70). Anche questi interruttori si basano sul principio della soppressione diretta della corrente descritta al paragrafo 4.1.1.



Figura 70: interruttori ABB DCBreak per applicazioni a bordo treno

In queste applicazioni il peso e il volume dell’interruttore sono ovviamente requisiti fondamentali per il loro utilizzo. Anche la manutenzione è elemento importante e quindi particolare cura è stata messa nella progettazione in modo tale che i componenti a maggiore usura, quali le camere d’arco e i contatti, siano facilmente sostituibili senza smontare l’intero interruttore, il cui corpo è saldamente fissato sulla struttura della motrice. Questi interruttori rispondono alla norma IEC 60077-3 Railway applications – Electric equipment for rolling stock – Part 3: Electrotechnical components – Rules for d.c. circuit-breakers. Nel paragrafo 4.1.1 si è visto come il valore di corrente interrotta dipenda anche dalla costante di tempo τ e quindi dai parametri del circuito nel quale l’interruttore è chiamato ad operare.

Tensione di funzionamento nominale U_n	[V]	900	1800	3600
Costante di tempo T1 (minimo) (ms)		0	0	0
Costante di tempo T2 (ms)		15	15	15
Costante di tempo T3 (ms)		50	40	30
Costante di tempo T4 (ms)		150	100	50

Tabella 2: costanti di tempo nominali

I poteri di interruzione e di chiusura in DC dovranno essere provati ai valori delle costanti di tempo di corto-circuito indicati nella tabella 2 in conformità alla norma IEC 60850 Railway applications – Supply voltages of traction systems:

Sistema di elettrificazione	Tensione non continuativa inferiore U_{min2} V	Tensione continuativa inferiore U_{min1} V	Tensione nominale U_n V	Tensione continuativa superiore U_{max1} V	Tensione non continuativa superiore U_{max2} V
DC (valori medi)	500 1000 2000	500 1000 2000	750 1500 3000	900 1800 3600	1000 1950 3900

Tabella 3: tensioni normalizzate per applicazioni ferroviarie in DC

Il rating per questo interruttore va da 900 a 1800 V DC (tabella 3), correnti nominali fino a 1500 A e poteri di interruzione di 30 kA.

4.2.2 Gli interruttori ABB ibridi

Il principio di funzionamento di questo interruttore è stato descritto al paragrafo 4.1.7. L'interruttore in oggetto è stato sviluppato per la protezione delle linee HVDC. L'interruttore, illustrato in figura 71, consiste in un interruttore di commutazione (Load Commutation Switch o LCS) in serie a un sezionatore meccanico rapido (Ultra Fast Disconnecter o UFD). L'interruttore principale a semiconduttori è costituito da parecchie sezioni, dotate di scaricatori, dimensionate per la massima tensione e per il pieno potere di interruzione previsto. Viceversa l'LCS è dimensionato per tensioni e energie inferiori.

L'interruttore ibrido ABB è stato progettato per un potere di interruzione di 9,0 kA DC con una tensione di 320 kV DC e una corrente nominale di 2.000 A. Il potere di interruzione dipende solamente dal dimensionamento dell'interruttore statico principale. Il sezionatore rapido UFD è stato progettato per lavorare con tensioni superiori a 1,5 p.u. considerando i transistori di tensione durante la commutazione. Ogni cella HVDC (figura 72), contiene quattro strati di semiconduttori ed è dotata di scaricatori in modo da limitare ad uno specifico valore la massima tensione sulla cella durante l'interruzione.

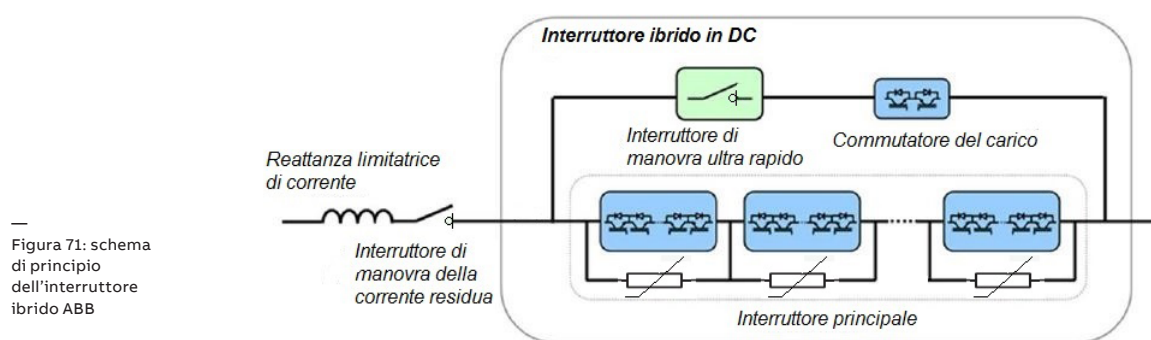


Figura 71: schema di principio dell'interruttore ibrido ABB

In queste applicazioni la velocità di interruzione è fondamentale dato che tipicamente i guasti devono essere estinti entro 5 ms. Il primo motivo è quello di non creare disturbi alle stazioni di conversione, il secondo motivo è quello di ridurre le sollecitazioni e quindi il dimensionamento dell'interruttore stesso riducendone il costo. Infatti un tempo lungo di interruzione comporta un maggiore potere di interruzione e un maggiore sovradimensionamento dello scaricatore associato.

Ogni strato è costituito da 20 IGBT connessi in serie. A causa della di/dt elevata è stata necessaria un'accurata progettazione meccanica per ottenere un'induttanza molto bassa. Ciò è stato ottenuto adottando degli strati di IGBT compatti con tensione nominale di 4,5 kV. I gate degli IGBT sono comandati otticamente per rendere l'interruzione indipendente da disturbi provenienti dalla rete.

Dato che la corrente nominale non passa attraverso le celle a semiconduttore dell'interruttore principale non è necessario alcun sistema di raffreddamento.

Per il dimensionamento del LCS è sufficiente considerare il requisito della tensione nominale; per la corrente nominale può essere necessario invece inserire altri moduli in parallelo mentre eventuali moduli in serie consentono di aumentare l'affidabilità. Per questo progetto è stata adottata una matrice di 3x3 moduli per ogni senso della corrente. Dato che l'LCS è attraversato continuamente dalla corrente nominale si è reso necessario un sistema di raffreddamento, anche se le perdite sono modeste dell'ordine delle decine di kW.

La figura 73 mostra un'interruzione a 9 kA DC che è il limite con l'attuale generazione di semiconduttori. Si nota il tempo di ritardo di 250 μ s dovuto all'apertura del LCS e i 2 ms di ritardo dovuti all'apertura del UFD. Come si vede il tempo totale di interruzione è di 5 ms.

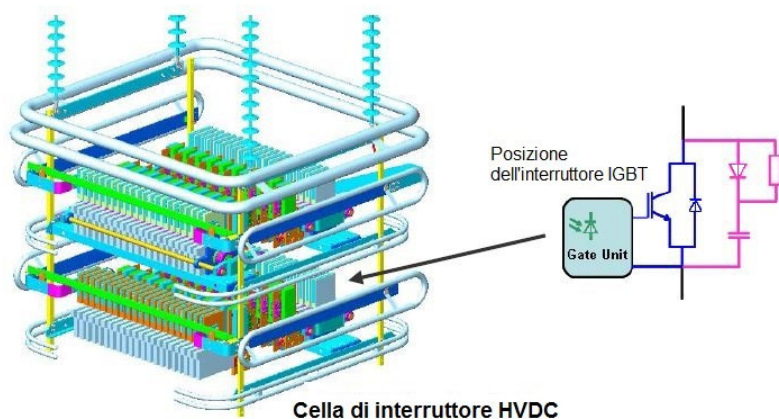


Figura 72: cella HVDC dell'interruttore ABB

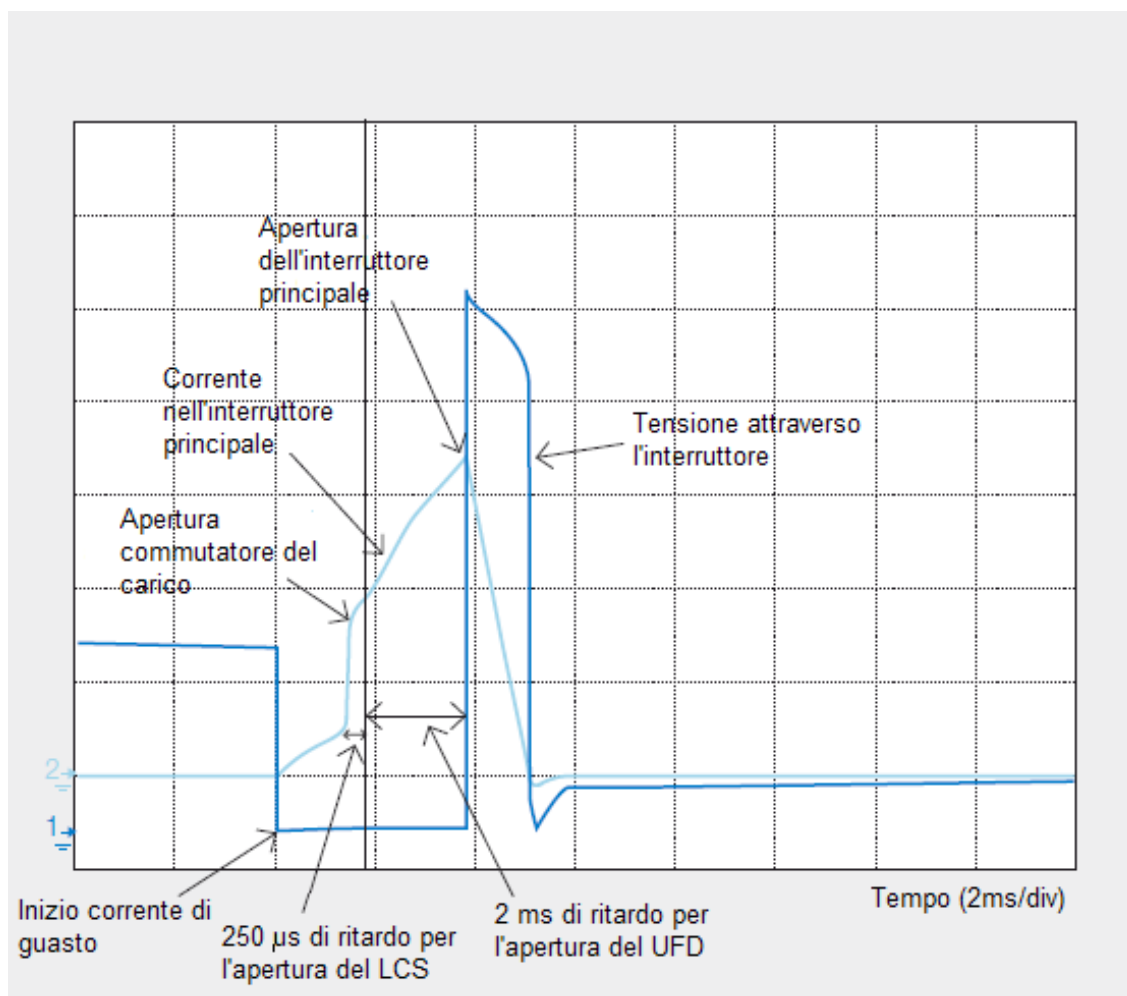


Figura 73:
oscillogramma di
un'interruzione a 9 kA DC

4.2.3 Sviluppi futuri

Evoluzioni sono possibili in tutte le tecnologie coinvolte nella realizzazione degli interruttori per DC.

Relativamente agli interruttori meccanici, si possono prevedere ulteriori miglioramenti delle camere d'arco e delle velocità di apertura degli interruttori al fine di aumentare i poteri di interruzione in DC.

Per gli interruttori a circuito oscillante passivo e attivo, i tentativi di miglioramento si concentreranno sull'ottimizzazione degli elementi del circuito risonante quali induttanze, condensatori e varistori. L'obiettivo raggiungibile è il miglioramento delle dimensioni, del tempo di interruzione e dei costi.

Inoltre, ulteriori studi sulle caratteristiche dell'arco e la sua modellizzazione sia in SF6 che in vuoto possono portare dei benefici al fine di aumentare l'oscillazione e il potere di interruzione.

Per quanto riguarda gli interruttori ibridi, l'interruttore di manovra ad alta velocità è sicuramente uno dei punti più critici da affrontare per ulteriori sviluppi.

Sia per questi ultimi che per gli interruttori puramente statici, la ricerca di semiconduttori più adatti allo scopo è continua. Ad esempio ABB sta studiando l'introduzione degli BiGT (Bi-mode Insulated Gate Transistor) che includono negli IGBT la funzionalità di diodi a polarizzazione inversa il che potrebbe raddoppiare il potere di interruzione portandolo a 16 kA DC.

Altri semiconduttori al SiC (Silicon Carbide) o GaN (Gallium Nitride) sono oggi in produzione. Anche in questo caso sarà necessario sviluppare opportuni modelli dinamici per questi interruttori ad elevate tensioni e correnti al fine di simularne il comportamento durante l'interruzione.

Infine, ulteriori sviluppi potrebbero giungere dall'applicazione di tecnologie per la limitazione delle correnti di guasto.

5. La normativa di riferimento

La mancanza di una adeguata specifica normativa per la corrente continua è uno degli elementi critici per lo sviluppo di nuove apparecchiature soprattutto in MV e HV.

Ad oggi la normativa esistente per la corrente continua è relativa sopra tutto agli impianti

ferroviari e navali in media tensione e agli impianti in bassa tensione.

Nella tabella 4 troviamo un elenco della normativa di riferimento esistente che tratta o specificamente o almeno in parte il tema della corrente continua:

Ente	Norma	Descrizione	Scopo
IEC	IEC 60850	Railway applications – Supply voltages of traction systems	- Specifica le caratteristiche principali delle tensioni di alimentazione dei sistemi di trazione, quali installazioni fisse per trazione, compresi i dispositivi ausiliari alimentati dalla linea di contatto e il materiale rotabile, da utilizzare in: • linee ferroviarie; • sistemi di trasporto di massa guidati quali tram, treni leggeri, ferrovie elevate e sotterranee e sistemi di carrelli; • i sistemi di trasporto di materiali per ferrovia, ad es. Per carbone o minerale di ferro. - Questo standard è applicabile anche ai treni maglev a bassa velocità o ai sistemi di trasporto a motore lineare.
IEC	IEC 60077-3	Railway applications – Electric equipment for rolling stock – Part 3: Electrotechnical components – Rules for d.c. circuit-breakers	- In aggiunta ai requisiti generali di IEC 60077-2, fornisce le norme per gli interruttori, i cui contatti principali devono essere collegati all'alimentazione in DC e / o ai circuiti ausiliari. - La tensione nominale di questi circuiti non supera 3 000 V DC secondo le IEC 60850.
IEC	IEC 61992-1	Railway applications - Fixed installations - DC switchgear - Part 1: General	- La serie IEC 61992 specifica i requisiti per la DC di apparecchiature elettriche e di comando ed è destinata ad essere utilizzata in impianti elettrici fissi con tensione nominale non superiore a 3000 V DC, che forniscono energia elettrica ai veicoli per il trasporto pubblico guidato, vale a dire veicoli ferroviari, veicoli per tramvie, metropolitane e filobus. La Parte 1 specifica i requisiti generali.
IEC	IEC 61992-3	Railway applications - Fixed installations - DC switchgear - Part 3: Indoor d.c. disconnectors, switch-disconnectors and earthing switches	- Specifica i requisiti per la DC di sezionatori, interruttori automatici e interruttori di terra per l'impiego in impianti fissi per interni di sistemi di trazione.
IEC	IEC 61660-1	Short-circuit currents in d.c. auxiliary installations in power plants and substations - Part 1: Calculation of short-circuit currents	- Descrive il metodo per calcolare le correnti di cortocircuito in DC nei sistemi ausiliari delle centrali elettriche e sottostazioni che possono essere equipaggiate con le seguenti apparecchiature, che agiscono come sorgenti di corrente di cortocircuito: • raddrizzatori in AC trifase con connessione a ponte per 50 Hz; • batterie al piombo fisse; • condensatori di livellamento; • motori in corrente continua con eccitazione indipendente - Fornisce un metodo di calcolo applicabile in generale, che produce risultati conservativi con precisione sufficiente.
IEC	IEC 61975	High-voltage direct current (HVDC) installations - System tests	- Le prove specificate in questo standard sono basate su installazioni bidirezionali e bipolari a corrente continua ad alta tensione (HVDC), costituite da un terminale di invio e da un terminale di ricezione, ciascuno collegato ad un sistema AC. - Questo standard serve solo come guida per i test di sistema per installazioni a corrente continua ad alta tensione (HVDC). - Lo standard fornisce agli utenti potenziali informazioni su come pianificare le attività di messa in servizio.
IEC	IEC TS 61936-2	Power installations exceeding 1 kV a.c. and 1.5 kV d.c. - Part 2: d.c.	- Prevede, in forma opportuna, norme comuni per la progettazione e il montaggio di impianti elettrici in sistemi con tensioni nominali superiori a 1,5 kV DC, in modo da garantire la sicurezza e il corretto funzionamento per l'uso voluto.

IEC	IEC 60204-11	Safety of machinery - Electrical equipment of machines - Part 11: Requirements for HV equipment for voltages above 1 000 V a.c. or 1 500 V d.c. and not exceeding 36 kV	- Si applica alle apparecchiature e ai sistemi elettrici ed elettronici delle macchine, compresi gruppi di macchine che lavorano insieme in modo coordinato, escludendo aspetti di sistema di livello superiore (cioè le comunicazioni tra i sistemi).
IEC	IEC 60364-1	Low-voltage electrical installations – Part 1: Fundamental principles, assessment of general characteristics, definitions	- Definisce le regole per la progettazione, il montaggio e la verifica degli impianti elettrici. Tali regole intendono prevedere la sicurezza delle persone, degli animali e della proprietà contro i pericoli e i danni che possono sorgere nell'utilizzo corretto degli impianti elettrici e per garantire il corretto funzionamento di tali impianti. - IEC 60364-1 copre i circuiti alimentati a tensioni nominali fino a 1000 V AC o 1500 V DC.
IEC	IEC 60947-2	Low-voltage switchgear and controlgear – Part 2: Circuit-breakers	- Si applica agli interruttori i cui contatti principali sono destinati ad essere collegati a circuiti la cui tensione nominale non supera i 1000 V AC o 1500 V DC; contiene anche i requisiti aggiuntivi per interruttori con fusibile integrati.
IEC	SG4	LVDC distribution system up to 1500V	Si occupa di: - Coordinare la standardizzazione di diverse aree, ad es. centri dati, edifici commerciali, ecc. - Efficienza energetica, EMC, riduzione delle risorse naturali - impianti 100% DC o ad architettura ibrida AC e DC - ciclo di vita dell'apparecchiatura per la protezione e la messa a terra
IEEE	PC37.20.10/D6	Approved Draft Standard for Definitions for AC (52 kV and Below) and DC (3.2 kV and Below) Switchgear Assemblies	- I termini e le definizioni della norma intendono comprendere i prodotti che rientrano nell'ambito dell'AC (38 kV e inferiore per le apparecchiature isolate in aria, 52 kV e inferiore per le apparecchiature isolate in gas) e DC (3,2 kV e inferiore) per la commutazione, l'interruzione, la misura, la protezione e la regolazione principalmente in relazione alla generazione, alla trasmissione, alla distribuzione e alla conversione di energia elettrica.
IEEE	DC@Home	DC powered house	- Standard e roadmap per l'applicazione di Microgrid LVDC in case residenziali; - L'obiettivo è quello di: • Creare un business case per la DC determinando le perdite effettive e il loro valore • Identificare le attività di ricerca richieste per avanzare lo stato dell'arte • Definire le raccomandazioni preliminari sul modo in cui la DC verrà consegnata in casa - Scritta per il sistema AC ma alcuni dei suoi contenuti possono essere utilizzati come riferimento per la progettazione degli standard per i sistemi DC.
IEEE	IEEE 1547	Requirements for interconnecting distributed resources with electric power systems	Contiene: - modalità di funzionamento in isola e con connessione alla rete - funzionamento normale e non - requisiti e pratiche per le sorgenti distribuite
IEEE	IEEE 1709	Recommended Practice for 1 kV to 35 kV Medium-Voltage DC Power System on Ships	Contiene linee guida per specificare, approvvigionare, progettare, produrre e sviluppare manuali, procedure di sicurezza, pratiche e procedure per una efficace manutenzione dei sistemi di alimentazione elettrica a corrente continua a media tensione (MVDC). - Sono previste raccomandazioni per metodi analitici, interfacce preferenziali di interconnessione e prestazioni per una affidabile integrazione dei componenti elettrici MVDC nel sistema di alimentazione elettrica MVDC. - Nella presente guida sono fornite indicazioni sulla pianificazione e progettazione dei collegamenti DC, che terminano presso i punti di connessione ai sistemi AC, che presentano bassi valori di cortocircuito relativamente all'alimentazione in corrente continua.
IEEE	IEEE 1204	Guide for Planning DC Links Terminating at AC Locations Having Low Short-Circuit Capacities	- Questa guida è limitata agli aspetti delle interazioni tra i sistemi AC e DC derivanti dal fatto che il sistema ac sia debole rispetto alla potenza del della connessione in DC (cioè, il sistema AC appare come un'alta impedenza al punto di interfaccia AC / DC). - Questa guida contiene due parti: Parte I, Fenomeni di Interazione AC / DC, che classifica la capacità del sistema AC / DC, fornisce informazioni sulle interazioni tra sistemi AC e DC e fornisce indicazioni sul design e sulle prestazioni; e la Parte II, Linee guida di pianificazione, che considera l'impatto delle interazioni del sistema AC / DC e la loro mitigazione sull'economia e sulla performance complessiva del sistema e discute gli studi che devono essere eseguiti.
IEEE	IEEE Std 1653.6	Trial-Use Recommended Practice for Grounding of DC Equipment Enclosures in Traction Power Distribution Facilities	Tratta la messa a terra di contenitori per apparecchiature DC installate in impianti di distribuzione della potenza per la trazione in DC nonché i relativi trattamenti di isolamento necessari per i vari metodi di messa a terra robusti e resistenti. - Sono previste anche le linee guida per il materiale, l'installazione e il test dell'isolamento utilizzato nelle installazioni di trazione in DC e vengono forniti ulteriori criteri di accettabilità. Il sistema di messa a terra, anche se collegato, non è coperto da questo documento.

IEEE	IEEE 1227	Guide for the Measurement of DC Electric-Field Strength and Ion Related Quantities	- Lo scopo di questo documento è quello di fornire indicazioni per la misura della resistenza del campo elettrico, della densità di corrente ionica, della conduttività, della densità di spazio-carica unipolare e della densità netta di carica spaziale nei pressi delle linee di potenza ad alta tensione (HVDC), nelle sottostazioni di conversione e nelle apparecchiature progettate per simulare l'ambiente delle linee di alimentazione HVDC. - Il documento definisce i termini utilizzati, descrive l'interrelazione tra i parametri elettrici, descrive i principi di funzionamento degli strumenti di misura, suggerisce metodi di calibrazione dove applicabile, descrive le procedure di misurazione e individua fonti significative di errore di misura.
IEEE	IEEE 946	Recommended Practice for the Design of DC Auxiliary Power Systems for Generating Systems	Si tratta della revisione di IEEE Std.946-1992. La presente guida fornisce indicazioni per la progettazione dei sistemi di alimentazione ausiliaria in DC per stazioni di generazione a energia nucleare e non nucleare. - I componenti del sistema di alimentazione ausiliaria in DC trattati in questa guida includono batterie di accumulo al piombo, carica-batterie statiche e apparecchiature di distribuzione. - Sono inoltre forniti orientamenti per la selezione della quantità e dei tipi di apparecchiature, delle caratteristiche delle apparecchiature, delle interconnessioni, della strumentazione, del controllo e della protezione.
IEEE	C37.14	Standard for DC (3200 V and below) Power Circuit Breakers Used in Enclosures	- Tratta gli interruttori per dc fissi o sezionabili a uno o due poli, con una o più tensioni nominali massime di 300 V, 325 V, 600 V, 800 V, 1000 V, 1200 V, 1600 V o 3200 V per applicazioni su sistemi DC con tensioni nominali di 250 V, 275 V, 500 V, 750 V, 850 V, 1000 V, 1500 V o 3000 V; Interruttori automatici ad alta velocità e per raddrizzatori; manuali o alimentati; con o senza dispositivi elettromeccanici o elettronici di sgancio. - Sono trattati anche le condizioni di servizio, le caratteristiche, i componenti funzionali, i limiti di temperatura e la classificazione dei materiali isolanti, i requisiti di tensione di isolamento dielettrici, le procedure di prova e le applicazioni.
IEEE	C37.16	Standard for Preferred Ratings, Related Requirements, and Application Recommendations for Low-Voltage AC (635 V and below) and DC (3200 V and below) Power Circuit Breakers	- Questo standard definisce le caratteristiche preferenziali per interruttori di alimentazione AC a bassa tensione (635 V e inferiore), interruttori di alimentazione in DC (325 V e inferiore), interruttori di alimentazione heavy-duty a bassa tensione in DC (3200 V e inferiore), e interruttori di potenza a bassa tensione (600 V e inferiore) con fusibili (integrati o non integrati).
NEC	Article 393, 625, 690, 692	Legal codes including introduction of DC technology	- Presenta la tecnologia in DC
MIL	STD-1399	Electrical interface characteristics for shipboard equipment	- Include le sezioni che definiscono i requisiti delle apparecchiature in DC per sistemi di alimentazione di bordo
ETSI	EN 300 132-3-1	Power supply interface at the input to data/telecom equipment	- Scritta per apparecchiature dati / telecomunicazioni per livelli di tensione fino a 400 V - Considera il livello di tensione nel funzionamento normale e le esigenze per i vari tipi di funzionamento anormale, i limiti di corrente di guasto, la messa a terra e le EMC.
Emerge Alliance	DC Microgrid	Standards for occupied spaces and data center	- Illustra le architetture e i sistemi di controllo consigliati nelle Microgrid in DC.
REbus	Open standard	Open standard for DC electricity distribution in homes, commercial buildings, campuses, and other settings	- Definisce la distribuzione in DC per funzionamento in parallelo al sistema AC esistente - Coordina la generazione di energia rinnovabile in loco, compresi i moduli solari e le piccole turbine eoliche - Definisce un bus comune in DC a 380 V con variazione accettabile in base allo stato dell'alimentazione, del carico e dell'immagazzinamento dell'energia
The Green Grid	White papers, calculation tools and industry glossary	Set of definitions and tools to determine and compare operational efficiency in data centers.	- L'associazione Green Grid è un consorzio di settore, senza scopo di lucro, di utenti finali nel settore delle tecnologie dell'informazione e delle telecomunicazioni (ICT), dei responsabili politici, dei fornitori di tecnologie, degli architetti degli impianti e delle società di servizi; lo scopo è migliorare l'efficienza delle risorse IT e data center, incluso l'uso della distribuzione in DC.

—
Tabella 4: elenco della normativa di riferimento per la corrente continua

6. Prospettive future

Per il futuro è possibile prevedere un aumento dell'utilizzo e dell'estensione delle microgrid in DC con distribuzione in bassa o media tensione. In particolare in ambito industriale, l'utilizzo di una distribuzione MVDC sarà sicuramente un'opzione valida per l'alimentazione di quei processi che già utilizzano la DC per la produzione. Ciò porterà conseguentemente allo studio di nuove architetture e sistemi di protezione al fine di garantire un'adeguata flessibilità e continuità di servizio.

Nell'ambito della distribuzione dell'energia gestita dagli Enti elettrici con tensioni inferiori a 36 kV, l'utilizzo della corrente continua deve competere con un sistema consolidato, maturo ed economico quale quello in AC.

Ciò nondimeno, il costante aumento dei carichi e delle generazioni che utilizzano in modo nativo la DC e l'attenzione dell'opinione pubblica e delle autorità verso la diminuzione dei consumi metterà in dubbio la convenienza di continuare ad effettuare doppie conversioni DC-AC-DC ed a valutare nuove soluzioni distribuendo direttamente la DC agli utilizzatori.

Per ora il mercato della distribuzione in DC non è per nulla coeso; prova ne sono i vari consorzi nati per promuovere l'utilizzo della corrente continua negli edifici commerciali, nelle abitazioni, nei data center o nelle telecomunicazioni. Gli enti elettrici, per ora, hanno investito essenzialmente nelle linee di trasmissione in HVDC per l'interconnessione tra microgrid o punti remoti delle reti elettriche sfruttando i benefici economici derivanti dall'utilizzo della corrente continua o perché forzati dalla necessità di disaccoppiare reti a frequenze diverse (es. Giappone).

Altri possibili utilizzi della DC possono contribuire ad aumentare il mercato potenziale di una distribuzione in DC rendendo remunerativi per gli enti elettrici eventuali investimenti in merito; ad esempio, come già in parte visto nei paragrafi relativi alle applicazioni, possiamo citare:

- Lunghe linee extra-urbane per il collegamento di aree rurali o punti remoti di generazione da fonti rinnovabili
- Circuiti urbani in cavo
- Incremento delle capacità delle linee senza aumento del livello di guasto
- Disaccoppiamento tra aree con disturbi o fattori di potenza diversi
- Disaccoppiamento tra aree con flussi di potenza o variazioni di tensione critici
- I benefici per gli enti elettrici potrebbero essere in termini di una migliore utilizzazione delle strutture esistenti evitando o posticipando investimenti più importanti quali raddoppio della capacità in alcune aree. Dato che l'utilizzo di convertitori statici consente di limitare intrinsecamente le correnti di guasto, i sistemi di protezione sulla parte AC, potrebbe rimanere invariata. Anche i benefici derivanti dal disaccoppiamento tra aree critiche possono portare ad una maggiore flessibilità con conseguenti vantaggi economici.

Nell'esempio di figura 74, aggiungendo una linea di connessione a 20kV DC con due convertitori in back-to-back è possibile aumentare la capacità di trasmissione tra due sottostazioni a 11 kV AC gestendo dinamicamente il flusso di potenza attiva, bilanciando i carichi e i fattori di potenza.

Questa soluzione consente di non modificare le protezioni delle due sottostazioni primarie e di mantenere i disturbi e i fattori di potenza confinati nelle rispettive aree.

Lo sviluppo di vere e proprie reti di distribuzione in MVDC, che è già una richiesta reale nell'ambito delle navi elettriche, pone il problema del sistema di protezione delle reti stesse che non può essere affidata alla limitazione della corrente di guasto ad opera dei convertitori statici in quanto non garantirebbe la continuità di servizio alle utenze non interessate da un eventuale guasto. È necessario, quindi, disporre di interruttori di media tensione in corrente continua per procedere all'eliminazione dei tronchi guasti, analogamente a quanto già in uso in AC. In conclusione, l'interruttore continua ad essere l'elemento fondamentale per la futura progettazione di reti di distribuzione in MVDC.

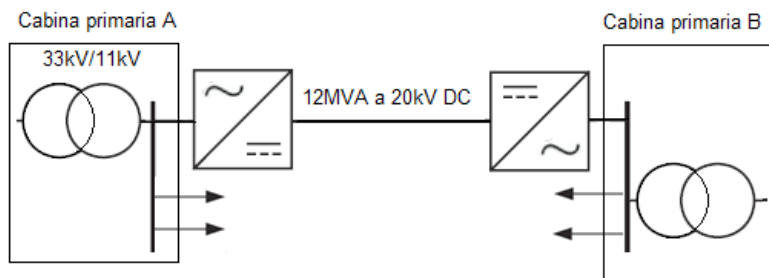


Figura 74: connessione tra due cabine primarie in MVDC

Bibliografia

- [1] M. Callavik, A. Blomberg, J. Häfner, B. Jacobson, "The Hybrid HVDC Breaker, An innovation breakthrough enabling reliable HVDC grids", ABB Grid Systems, Technical Paper Nov'2012
- [2] Christian M. Franck, "HVDC Circuit Breakers: A Review Identifying Future Research Needs", IEEE Transactions on Power Delivery (Volume: 26, Issue: 2, April 2011), pagg. 998 - 1007
- [3] M. M. Walter AND C. M. Franck, "Flexible Pulsed DC-Source for Investigations of HVDC Circuit Breaker Arc Resistance", XVIII International Conference on Gas Discharges and Their Applications (GD 2010), Greifswald, Germany, 5 - 10 September 2010
- [4] W. Xiang, Y. Hua, J. Wen, M. Yao, N. Li, "Research on fast solid state DC breaker based on a natural current zero-crossing point", J. Mod. Power Syst. Clean Energy (2014) 2: 30.
- [5] D. Andersson and A. Henriksson, "Passive and Active DC Breakers in the Three Gorges-Changzhou HVDC Project", ABB Proc. Int. Conf. Power Systems, 2001
- [6] R.P.P. Smeets, V. Kertesz, "Application of a Validated AC Black-Box Arc Model to DC Current Interruption", Electric Power Equipment - Switching Technology (ICEPE-ST), 2013 2nd International Conference on
- [7] J. Magnusson, "On the design of hybrid DC-breakers consisting of a mechanical switch and semiconductor devices" KTH Kungl Tekniska högskolan Stockholm SWEDEN, Licenciata Thesis TRITA-EE 2015:011, ISSN 1653-5146, ISBN 978-91-7595-481-3
- [8] B. Pauli, G. Mauthe, E. RUOSS, G. Ecklin, J. Porter, and J. Vithayathil, "Development of a High Current HVDC Circuit Breaker with Fast Fault Clearing Capability", Transactions on Power Delivery, Vol. 3, No. 4, October 1988
- [9] A. Mokhberdoran, A. Carvalho, H. Leite, N. Silva, "A Review on HVDC Circuit Breakers", 3rd Renewable Power Generation Conference (RPG 2014) Naples, 2014 page 5.1.2
- [10] M. Bonkarev, "Concept Analysis for High-Voltage Direct-Current Circuit Breakers for Application in a Network of HVDC Transmission", Von der Fakultät für Maschinenbau, Elektrotechnik und Wirtschaftsingenieurwesen der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus - Senftenberg zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktor-Ingenieurs genehmigte Dissertation, 14. April 2015
- [11] E. Ø. Norum, "Design and Operation Principles of DC Circuit Breakers" Master of Energy and Environmental Engineering, Submission date: January 2016, Norwegian University of Science and Technology, Department of Electric Power Engineering
- [12] J. Mooney, B. K. Johnson "HVDC Transmission and Integration into an AC Grid" PAC: Protection, Automation and Control magazine, September 2016, pagg. 28-33
- [13] F. Iliceto, "Impianti elettrici", Vol.1, Cap. 2, pagg. 19-62, Ed. Pàtron, 1984
- [14] ABB, Quaderni di applicazione tecnica N.5, Interruttori ABB per applicazioni in corrente continua, 1SDC007104G0902 - 07/2011 - 3.000
- [15] Jin, Z., Sulligoi, G., Cuzner, R., Meng, L., Quintero, J. C. V., & Guerrero, J. M. (2016), "Next-Generation Shipboard DC Power System: Introduction Smart Grid and dc Microgrid Technologies into Maritime Electrical Networks", IEEE Electrification Magazine Volume 4, Issue 2, June 2016, Pages: 45–57
- [16] Dragicevic, T., Lu, X., Quintero, J. C. V., & Guerrero, J. M. (2016). DC Microgrids—Part II: A Review of Power Architectures, Applications, and Standardization Issues. IEEE Transactions on Power Electronics, (Volume: 31, Issue: 5, May 2016), Pages: 3528 – 3549
- [17] C. Phurailatpam, B. S. Rajpurohit, N.M. Pindoriya, "Embracing Microgrids: Applications for Rural and Urban India", 10th National Conference on Indian Energy Sector
- [18] G. Bathurst, G. Hwang, L. Tejwani, "MVDC – The New Technology for Distribution Networks", AC and DC Power Transmission, 11th IET International Conference on, 10-12 Feb. 2015
- [19] P. Wang, L. Goel, X. Liu, and F. H. Choo, "Harmonizing AC and DC", IEEE Power & Energy Magazine, May/June, 2013 10.1109/MPE.2013.2245587
- [20] R. K. Chauhan, B. S. Rajpurohit, N. M. Pindoriya, "DC Power Distribution System for Rural Applications", 8th National Conference on Indian Energy Sector, Sinergy with Energy, October 11-12, 2012
- [21] Osservatorio europeo LEADER AEIDL "Fonti energetiche rinnovabili, Fonti di sviluppo sostenibile", Chaussée St-Pierre, 260 B-1040 Bruxelles
- [22] N. Mohan, T. M. Undeland, W. P. Robbins, "Power Electronics", Chapter 2, Overview of Power Semiconductor Switches, pages: 16-32, Ed. John Wiley & Sons, Inc.
- [23] J. Chalfant, C. Chrysostomidis and M. Angle, "Study of Parallel AC and DC Electrical Distribution in the All-Electric Ship", Presented at Grand Challenges in Modeling and Simulation (GCMS10), Ottawa, Canada, July 2010
- [24] Angelo D'Avico, Tesi di Laurea Specialistica, "Evoluzione Degli Impianti Elettrici Navali Per Le Navi Da Diporto", Politecnico Di Milano, Facoltà di Ingegneria dei Processi Industriali, Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica, Dipartimento di Elettrotecnica, Anno Accademico 2010-2011
- [25] "War of Currents", Wikipedia, http://en.wikipedia.org/wiki/War_of_Currents
- [26] P. Savage, "DC Power Distribution Systems, Next Generation Net Zero Energy Commercial Buildings", CATEE 2012, Galveston Texas
- [27] E.C.W. de Jong, P.T.M. Vaessen, "DC power distribution for server farms", Leonardo Energy, Briefing Paper, September 2007
- [28] National Institute of Health, Division of technical resources, Office of research facilities, " DC Electrical Power Distribution", Technical News Bulletin, April 2013, Issue 15
- [29] M. Callavik, A. Blomberg, J. Häfner, B. Jacobson, "ABB's hybrid HVDC breaker, an innovation breakthrough enabling reliable HVDC grids", ABB Review 2/13
- [30] J. Tucker, D. Martin, R. Mersenski, A. Barkley, P. Cairolì, U. Ghisla, A. Riccobono, R. Dougal, E. Santi, "Fault Protection and Ride-Through Scheme for MVDC Power Distribution Systems Utilizing a Supervisory Controller", IEEE Electric Ship Technologies Symposium 2011 (ESTS 2011), pp. 319 – 325, Alexandria, Virginia, April 10-13, 2011
- [31] A. Riccobono, E. Santi, "Stability Analysis of an All-Electric Ship MVDC Power Distribution System Using a Novel Passivity-Based Stability Criterion", Electric Ship Technologies Symposium (ESTS), 2013 IEEE
- [32] M. J. Korytowski, "Comparative Analysis of Medium Voltage Dc and Ac Network Infrastructure Models", Bachelor of Science in Electrical Engineering, University of Pittsburgh, 2011
- [33] S. Kulkarni and S. Santoso, "Interrupting Short-Circuit Direct Current Using an AC Circuit Breaker in Series with a Reactor", Hindawi Publishing Corporation, Advances in Power Electronics, Volume 2012, Article ID 805958, 14 pages
- [34] M. N. Ravindra, "System Protection for Power Electronic Building Block Based DC Distribution Systems", A Dissertation submitted to the Graduate Faculty of North Carolina State University, Raleigh, November 2004
- [35] M. Kempkes, I. Roth, M. Gaudreau, "Solid-State Circuit Breakers for Medium Voltage DC Power", 2011 IEEE Electric Ship Technologies Symposium, Year 2011, Pages 254 – 257
- [36] M. Carminati, E. Ragaini, "Considerations on DC side grounding configurations of LVDC microgrids", 2015 5th International Youth Conference on Energy (IYCE), Year 2015

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.

IVCP000681 - Rev - it - 2017.05 - (Guida tecnica - La corrente continua in media tensione) (gs)

