POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea in Ingegneria Elettrica

Tesi di Laurea Magistrale

Modellazione ed analisi di sistemi interconnessi di distribuzione di alta e media tensione



Relatore

prof. Ettore Bompard

Correlatori ing. Roberto Spezie PI Pier Paolo Menzato

Candidato

Elisa Fallini

Luglio 2017

Un ringraziamento a tutta l'AOT di Torino, in particolare all'Ing. Martina Vinci e all'Ing. Francesco Spitaleri, per il prezioso aiuto fornitomi.

Indice

Π	NTRODU	JZIONE	1		
1	STRI	STRUTTURA E CARATTERISTICHE DEL SISTEMA ELETTRICO DI			
	DIST	RIBUZIONE			
	1 1 T		4		
	1.1 ILIN	/ELLI DI TENSIONE			
	1.2 SIST	IEMA DI TRASMISSIONE			
	1.5 5151	Paglizzazione delle linee MT	0		
	1.5.1 1.4 Sta				
	1.4 SIA	Cabine nrimarie	10		
	142	Sistema di protezione di una cabina primaria	11 16		
	1.7.2				
2	MOD	DELLAZIONE DEL SISTEMA DI DISTRIBUZIONE AT/MT PER LO			
	STUI	DIO DINAMICO DEI GUASTI	19		
	2.1 Mo	DELLO DEL SISTEMA	19		
	2.1 10	Generatore equivalente nodo alta tensione	19		
	212	Trasformatore	20		
	213	linee	20		
	211.5	Carichi	21 22		
	2.2. STATO DEL NEUTRO				
	2.2.1	Stato di funzionamento del neutro			
	2.3 Def	INIZIONE E CARATTERISTICHE DEI GUASTI NEI SISTEMI DI DISTRIBUZIONE			
	2.3.1	Cause e tipi di corto circuito			
	2.3.2	Consequenze dei corto circuiti			
	2.4 Mo	DALITÀ DI RIPRISTINO DELL'ALIMENTAZIONE			
	2.4.1	Osservazioni in caso di reti di distribuzione urbane			
	2.5 Sovratensioni				
	2.5.1	Tipologie di sovratensione	32		
	2.5.2	Scaricatori	35		
	2.6 Me	IODOLOGIE DI ANALISI E SIMULAZIONE			
	2.6.1	Presentazione ATP	37		
	2.6.2	Presentazione MatLab Simulink e Simulatore Real Time	38		
3	CAS) DI STUDIO: GUASTO NELLA S/E STURA, SBARRA ROSSA	40		
	3.1 S/F	STURA E STURA ROSSA	40		
	311	s/F Stura [,] Sezione di Alta Tensione a 220 kV			
	312	S/E Stura: trasformatori			
	313	s/E Stura: cella di sezionamento MT			
	314	Centro Satellite Stura			
	315	Caratteristiche linee afferenti Sbarra Rossa			
	3.1.6	Cabine secondarie			
	3.2 DES	CRIZIONE EVENTO DI GUASTO			
	J DLD				

	3.2.1	Sequenza eventi	61		
	3.2.2	Potenza attiva in ingresso al TR2 Stura	64		
3.3	DESC	RIZIONE EVENTO DI GUASTO			
	3.3.1	Oscilloperturbografo dell'evento di guasto	67		
	3.3.2	Danni subiti dalla cella	68		
3.4	ANA	LISI EVENTO DI GUASTO	73		
	3.4.1	Impostazione dell'analisi	74		
4	ANAL	ISI IN CONDIZIONI PERTURBATE DELLA RETE STURA ROSS.	A 75		
4.1	Intei	RVALLO DI TEMPO DELLE SIMULAZIONI	75		
4.2	RETE	IN ASSETTO STANDARD	76		
	4.2.1	Scenario A	77		
	4.2.2	Scenario B	80		
	4.2.3	Scenario C	82		
4.3	Rete	IN ASSETTO NON STANDARD			
	4.3.1	Punto di guasto sulla linea Tempia			
	4.3.2	Scenario 1			
	4.3.1	Scenario 2	94		
	4.3.2	Scenario 3	106		
5	PROV	E SPERIMENTALI DI TENUTA ALLE SOVRATENSIONI SUL			
	SEZIC	ONATORE DELLA CELLA	109		
51	SIST	MA DI ALIMENTAZIONE CIRCUITO DI PROVA	110		
5.1	511	Schema di nrincinio			
5.2	DESC	RIZIONE E RISULTATI DELLE PROVE			
	5.2.1	Prove di scarica fase-terra			
	5.2.2	Prove di scarica fase-fase			
	CON				
6	CONC	CLUSIONI	116		
BIBLIOGRAFIA					
ELENCO DELLE FIGUREI					
ELENCO DELLE TABELLEIV					
APP	APPENDICE				

Introduzione

Il presente lavoro ha come oggetto di studio l'analisi dell'interazione tra un sistema di distribuzione in alta tensione e un sistema in media tensione interconnessi.

Quest'interconnessione è possibile grazie ai trasformatori di tensione posti all'interno delle stazioni elettriche.

La funzione della distribuzione è l'alimentazione di carichi a tensioni via via decrescenti e a potenze sempre più ridotte.

La qualità e la continuità del servizio reso agli utilizzatori dipendono dal buon coordinamento delle reti di alta e media tensione. Gli operatori che si occupano della gestione dei sistemi sono due: il TSO e il DSO.

Il TSO è l'operatore che si occupa della gestione dei sistemi di trasmissione e distribuzione in alta tensione ed è unico per l'intero territorio nazionale: Terna. Il DSO è l'operatore di rete che gestisce i sistemi di distribuzione in media e bassa tensione; esiste un operatore che opera a livello nazionale e diversi operatori in realtà locali.

Lo scopo della tesi è quindi di esaminare le possibili interferenze tra le due reti, seppur facendo riferimento a un caso specifico. Il pretesto utilizzato per l'analisi è l'evento di guasto verificatosi all'interno di una cella di sezionamento posta a valle di un trasformatore AT/MT, all'interno di una stazione elettrica situata nella zona nord di Torino (S/E Stura); la rete alimentata dal trasformatore in esame è una porzione di rete che alimenta una parte della città di Torino. Il DSO di riferimento è IRETI.

Il guasto ha portato al fuori servizio del trasformatore facendo intervenire l'interruttore posto a protezione del primario della macchina. Si è ipotizzato che il guasto all'interno della cella di sezionamento possa essere stato innescato da una sovratensione in corrispondenza della stessa, dovuta ad un fenomeno di risonanza tra l'induttanza di corto circuito del trasformatore AT/MT e le capacità dei cavi della rete di media tensione che nell'occasione era in assetto non standard. Infatti, nelle ore precedenti l'evento, la rete elettrica di distribuzione sottesa è stata interessata da numerosi scatti delle linee, dovuti a guasti in rete, e da manovre di ricerca dei medesimi.

L'attenzione è stata focalizzata sugli ultimi scatti delle linee antecedenti l'evento di guasto sulla cella. È stata dunque eseguita un'analisi dei transitori all'innesco e all'estinzione di diverse tipologie di guasto nel caso particolare di rete in assetto non standard, ponendoci quindi nelle condizioni di esercizio antecedenti il guasto che ha interessato la cella.

Si segnala, per completezza, che il guasto in esame non è stato l'unico avvenuto all'interno di una cella di sezionamento posta immediatamente a valle del trasformatore AT/MT nella cabina elettrica di Stura. Negli ultimi anni le celle poste all'uscita dei tre i trasformatori presenti sono state interessate da questo fenomeno.

Il presente lavoro è stato svolto in collaborazione con Terna, più precisamente nel contesto dell'Unità Impianti di Torino dell'AOT Torino (Area Operativa Trasmissione) di Terna Rete Italia.

Il software utilizzato per la simulazione del modello della rete è ATPDraw, processore grafico di ATP (Alternative Transients Program), versione royalty-free del software EMTP (Electromagnetic Transients Program). La modellizzazione della rete è stata effettuata anche in ambiente Matlab-Simulink con l'obiettivo di ottenere una rete virtuale implementabile in un simulatore Real-Time (pure simulation).

1 Struttura e caratteristiche del sistema elettrico di distribuzione

Il Sistema Elettrico è la risultante di tre fasi operative: la produzione, la trasmissione e la distribuzione di energia elettrica.

L'energia elettrica, non esistendo in natura, necessita di essere prodotta. La produzione di energia elettrica avviene mediante la trasformazione di energia ottenuta da fonti primarie, come i combustibili fossili, le fonti rinnovabili e l'energia idraulica. La trasformazione avviene nelle centrali elettriche in cui si trovano i generatori sincroni trifase (alternatori) che trasformano in energia elettrica l'energia generata dai relativi motori primi (turbine) a cui sono collegati.

I luoghi di produzione non sono generalmente prossimi ai luoghi di consumo, bisogna quindi trasportare l'energia dalle centrali agli utilizzatori; affinché ciò avvenga, sono necessarie una rete di trasmissione e di distribuzione. Gli elementi che costituiscono la rete sono: i trasformatori AT che prelevano l'energia dalle centrali elettriche (o dai punti di confine per l'energia importata); le linee elettriche AT che trasportano l'energia in prossimità delle zone di utilizzo; e, infine, le stazioni primarie in cui l'energia viene trasformata da alta tensione a media tensione, da cui partono le reti delle società di distribuzione che a loro volta, tramite un ulteriore trasformazione MT/BT, portano l'energia elettrica agli utilizzatori finali.

Un sistema elettrico che sia esso di produzione, di trasmissione o distribuzione dell'energia elettrica è caratterizzato dai seguenti principali parametri caratteristici:

- tensione nominale d'esercizio;
- frequenza nominale d'esercizio;
- stato di funzionamento del neutro. [1]

Nel sottoparagrafo seguente (1.1) viene illustrata una panoramica dei livelli di tensione esistenti. Per quanto riguarda la frequenza nominale d'esercizio è unica su tutto il sistema elettrico nazionale ed è pari a 50 Hz. Lo stato del neutro di un sistema elettrico verrà esaminato in un successivo paragrafo ad esso dedicato (paragrafo 2.2).

1.1 I livelli di tensione

Le Norme attualmente in vigore classificano i sistemi elettrici in riferimento alla loro tensione nominale d'esercizio. Le definizioni dei sistemi elettrici, riportate come descritte della Norma CEI 11-1, "Impianti elettrici con tensione nominale superiore a 1 kV in corrente alternata", e nella Norma CEI 64-8, "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000V in corrente alternata e a 1.500V in corrente continua", sono le seguenti: [2]

- sistemi di categoria 0, sono i sistemi a tensione nominale minore e uguale a 50V se alternata e a 120V se a corrente continua;
- sistemi di I categoria, sono sistemi a tensione nominale oltre i 50V fino a 1.000V incluso se a corrente alternata o oltre i 120V fino a 1.500V compreso se a corrente continua;
- *sistemi di II categoria*, sono i sistemi a tensione nominale oltre i 1.000V se a corrente alternata, o oltre i 1.500V se in corrente continua, fino a 30.000V compreso;
- sistemi di III categoria, sono i sistemi elettrici a tensione nominale maggiore di 30.000V.

Nonostante la suddivisione rigorosa delle Norma, abitualmente i sistemi elettrici in corrente alternata vengono distinti nelle tre seguenti categorie: [2]

- Bassa Tensione (BT): impianti con tensione nominale di esercizio inferiore ai 1.000V;
- *Media Tensione (MT)*: impianti elettrici con tensione nominale di esercizio compresa tra 1kV e 100kV;
- *Alta Tensione (AT)*: impianti con tensione nominale di esercizio superiore ai 100kV.

Di seguito sono riportati i valori di tensione nominale d'esercizio (concatenata) adottata negli impianti di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica in Italia.

Negli impianti di produzione, la tensione nominale d'esercizio degli alternatori dipende dalla potenza, dal tipo e dall'anno di costruzione della macchina. Si può comunque affermare che la tensione nominale d'esercizio dei generatori elettrici risulta ricadere generalmente nella categoria delle medie tensioni. I valori principali di tensione nominale d'esercizio in Italia per la rete trifase di trasporto in Alta Tensione (AT) dell'energia elettrica sono due: 220kV e 380kV. Esistono tuttavia situazioni locali in cui vengono utilizzate linee ad alta tensione a 150kV e 132kV, chiamate anche reti di subtrasmissione. Le reti di distribuzione in media tensione sono tipicamente caratterizzate da una tensione nominale d'esercizio inferiore a 30kV; la realtà italiana è piuttosto varia e i valori effettivi di tensione nominale d'esercizio sono dettati da ragioni storiche. [1] Invece per quanto riguarda le reti di distribuzione BT, il valore più comune in Italia relativo alla tensione d'esercizio concatenata è pari a 400V, a cui corrisponde una tensione monofase pari a 240V tipica delle utenze di tipo domestico. Esistono ancora alcune realtà locali in cui la tensione concatenata è pari a 220V, a cui corrisponde una tensione monofase pari a 240V. [2]

1.2 Sistema di Trasmissione

Il sistema di trasmissione nazionale è costituito da un insieme di linee, lungo le quali transita l'energia elettrica dai luoghi di produzione ai luoghi di consumo, e da un insieme di stazioni necessarie per lo smistamento e la trasformazione dell'energia da un livello di tensione superiore ad uno inferiore.

La rete di trasmissione italiana, come indicato nel precedente paragrafo, è caratterizzata dai seguenti livelli di tensione:

- 380 kV
- 220 kV
- 150-132 kV

Il sistema a 380kV costituisce la principale rete di trasporto che convoglia l'energia elettrica prodotta dalla maggioranza degli impianti di generazione verso i più importanti nodi di smistamento e trasformazione a livelli di tensione inferiori. Il collegamento tra centrali di produzione e sistemi di trasmissione, appartenenti a diversi livelli di tensione, avviene mediante trasformatori o autotrasformatori. È importante sottolineare che il sistema di trasmissione a 380kV consente l'interconnessione con quello europeo. Il sistema a 220kV è anch'esso alimentato da un elevato numero di centrali e adempie a funzioni di distribuzione in alta tensione, alimenta quindi le cabine primarie AT/MT o direttamente le utenze di grande potenza. Il passaggio da un livello all'altro avviene grazie all'uso di trasformatori a rapporto variabile sotto carico, capaci di garantire la regolazione della tensione. I sistemi a 150kV e 132kV svolgono anch'essi il compito di distribuzione in alta tensione.

Delle stazioni elettriche si dirà in un paragrafo appositamente dedicato (paragrafo 1.4), in particolare saranno esaminate più nel dettaglio le cabine primarie, cioè le stazioni di trasformazione AT/MT (sottoparagrafo 1.4.1).

Le reti di trasporto più importanti (380kV, 220kV) vengono sempre esercite con un *assetto di rete di tipo magliato*. Con questo tipo di configurazione ogni stazione AT presenta svariate possibilità di alimentazione; qualora dovesse venire a mancare una linea, la rete AT risulterebbe quindi sufficientemente interconnessa in modo tale da garantire la continuità di esercizio. [1]

1.3 Sistema di Distribuzione

Il sistema di distribuzione è composto dall'insieme delle infrastrutture e dei servizi necessari al trasporto dell'energia elettrica dalle cabine primarie agli utilizzatori finali.

Le tensioni nominali di esercizio più diffuse per le reti aeree sono 10kV, 15kV e 20kV, mentre le reti MT in cavo le tensioni hanno generalmente valori compresi nell'intervallo 6÷25kV. Tipicamente le reti MT composte prevalentemente da linee aeree sono reti rurali, mentre le reti MT realizzate in cavo sono principalmente reti di distribuzione urbana. Per quanto riguarda le reti di distribuzione in BT la tensione nominale d'esercizio (concatenata) più comune risulta essere di 400 V, a cui corrisponde una tensione monofase di 240 V tipica delle utenze domestiche.

Le varie *utenze*, alimentate dalla rete di distribuzione, possono essere suddivise in tre categorie: piccole, medie e grandi. Alla categoria piccola utenza appartengono le utenze di illuminazione, quelle artigianali e quelle rurali, purché la potenza non ecceda 100 kVA, valore fino al quale di norma viene fornita un'alimentazione in bassa tensione. Alle medie utenze appartengono le piccole e medie industrie, le forniture per i bisogni collettivi (scuole, alberghi, ospedali, centri abitati ecc.) con potenze comunque inferiori a 10.000 kVA che solitamente vengono alimentate in media tensione. Le utenze di potenze superiori (industria pesante) vengono classificate nella categoria grandi utenze ed sono di norma servite da reti AT. [2]

In questo paragrafo verranno trattate nel dettaglio le *reti di distribuzione pubblica in Media Tensione* in quanto di maggior interesse ai fini del lavoro di tesi.

Per quanto riguarda l'*assetto* delle reti, l'attuale disposizione in Italia è quella di esercire la rete MT di distribuzione pubblica mediante uno schema di tipo radiale, anche nei casi in cui come nelle reti urbane la struttura della rete è generalmente magliata. Viene quindi sempre prevista la possibilità di rialimentare una linea dopo l'eliminazione di un suo tronco guasto. [1] Riassumendo, quindi, si può affermare che il sistema di distribuzione ha una struttura debolmente magliata esercita in assetto radiale. [2]

La configurazione radiale è generalmente preferita per il fatto che facilita l'esercizio della rete e consente di ridurre l'intensità delle correnti di corto circuito rispetto ai valori caratteristici delle reti di tipo magliato.

1.3.1 Realizzazione delle linee MT

Le linee elettriche delle reti di media tensione possono essere:

- Linee aeree
- Linee in cavo

I due tipi hanno diverse caratteristiche strutturali ed elettriche; nei successivi paragrafi ne verranno descritte sinteticamente le differenze.

Conduttori per linee aeree

I conduttori delle linee aeree sono sostenuti da sostegni posti ad intervalli più o meno regolari. I conduttori sono quindi soggetti a sforzi meccanici quali la forza di tesatura fra i sostegni, il peso proprio e sovraccarichi dovuti a ghiaccio e vento; per questo motivo i materiali impiegati devono avere un valore adeguato del carico di rottura a trazione.

I conduttori hanno il compito di consentire il passaggio della corrente elettrica lungo la linea, contenendo per quanto possibile le perdite e la caduta di tensione. I materiali hanno guindi:

I materiali hanno quindi:

- bassa resistività elettrica
- basso peso specifico

I principali materiali con cui possono essere realizzati i conduttori per linee aeree sono i seguenti: [3]

- rame crudo normale;
- rame ricotto normale (presenta un carico di rottura alla trazione minore del rame crudo);
- alluminio per conduttori elettrici di tipo crudo o ricotto;
- lega ternaria Al-Si-Mg, denominata aldrey;

L'uso delle leghe di rame e di alluminio serve a potenziare alcune delle caratteristiche del materiale puro.

I conduttori delle linee aeree sono di norma costituiti da un insieme di fili elementari che vengono avvolti ad elica su loro stessi fino a formare una corda (conduttori a corda). Questa tipologia di conduttori, rispetto ai conduttori a filo unico, presenta una maggiore flessibilità e facilità di posa.

I conduttori a corda in rame crudo sono generalmente i più usati per le linee aeree di media tensione. L'utilizzo del rame crudo anziché quello ricotto è dovuto alla sua maggiore resistenza meccanica e dal minore allungamento a trazione. Inoltre sempre per le linee aeree di media tensione vengono anche impiegati conduttori a corda di alluminio crudo e più frequentemente di lega di alluminio. Rispetto alle corde di rame presentano, a parità di

resistenza elettrica una sezione maggiore, ma un peso minore grazie al minor peso specifico dell'alluminio.

Conduttori per linee in cavo

Per cavo elettrico si intende un conduttore o un insieme di conduttori riuniti tra loro, ciascuno dei quali isolato rispetto agli altri e verso l'esterno; ogni conduttore con il proprio isolante costituisce l'anima del cavo.

I cavi vengono distinti in funzione della tensione d'esercizio del sistema in cui vengono collocati (cavi per bassa, media o alta tensione), in base al numero di anime (unipolari o multipolari), a seconda del tipo di isolante impiegato e se sono conformi o meno ai documenti di armonizzazione del CENELEC. La distinzione principale è data però dal numero di anime e dal livello di tensione.

In seguito verranno descritte le caratteristiche dei cavi di media tensione. Per illustrare la struttura interna dei cavi, si farà riferimento al cavo tripolare in quanto le medesime descrizioni possono essere adattate ai cavi unipolari.



Figura 1-1Sezione di un cavo tripolare [3]

La sezione di un cavo tripolare è rappresentata in Figura 1-1, nella quale sono evidenziate le diverse parti che lo compongono. Bisogna sottolineare che non tutte le parti indicate sono presenti in tutte le tipologie di cavo.

I *conduttori* possono essere in rame o in alluminio, a filo unico oppure a corda, di forma rotonda o settoriale.

L'*isolante* ha la funzione di isolare i conduttori tra di loro e verso massa ed è dalla sua qualità che dipendono le prestazioni del cavo; i principali materiali utilizzati sono: [3]

- *resine termoplastiche*, la più comunemente utilizzata per i cavi di media tensione è il polietilene reticolato (XPLE);
- *elastomeri sintetici*, quali la gomma etilenpropilenica (EPR) e quella siliconica; non è più usata la gomma di origine naturale;
- *carta impregnata*, questo tipo di isolante è utilizzato prevalentemente per i cavi di media e alta tensione.

Il *materiale di riempimento* è utilizzato solo nei cavi multipolari di sezione elevata, ha la funzione di riempire gli spazi tra le anime e dare alla sezione del cavo forma circolare.

Lo *schermo* serve a dare forma radiale al campo elettrico che si forma nello strato di isolante, limitando e uniformando le sollecitazioni nel dielettrico. La schermatura è realizzata mediante un sottile nastro di rame che può essere avvolto sull'insieme delle anime o singolarmente su ogni anima, quest'ultima soluzione è la più efficace.

L'isolante esterno o cintura serve per proteggere lo schermo e aumentare l'isolamento verso massa.

L'armatura metallica ha lo scopo di proteggere il cavo dalle sollecitazioni meccaniche e si rende necessaria solo quando queste sono elevate; viene realizzata con un tubo metallico in piombo o in alluminio oppure con fili o nastri d'acciaio. La *guaina* esterna ha il compito di proteggere il cavo dagli agenti ambientali quali luce, agenti chimici, umidità, ecc.; può essere metallica o più normalmente in resine o elastomeri sintetici.

Ogni cavo è caratterizzato da quattro tensioni caratteristiche: [3]

- $U_0 [kV]$ è il valore efficace della tensione nominale di riferimento per l'isolamento a tensione di esercizio tra ogni conduttore isolato e la terra;
- U [kV] è il valore efficace della tensione nominale di riferimento per l'isolamento a tensione di esercizio tra due conduttori isolati qualsiasi del cavo;
- $U_m [kV]$ è la tensione massima concatenata che può verificarsi tra due conduttori di fasi diverse alla frequenza d'esercizio;
- $U_p [kV]$ è la tensione di cresta di tenuta ad impulso atmosferico, questo valore deve essere superiore al massimo valore delle sovratensioni ad impulso atmosferico che possono presumibilmente verificarsi nel cavo durante il suo esercizio.

Le tensioni U_0 e U sono convenzionalmente chiamate tensioni di isolamento e i loro valori sono normalizzati. Le tensioni di isolamento sostituiscono il grado d'isolamento del cavo, usato nella precedente regolamentazione. Il valore di tensione di isolamento del cavo adatto ad una determinata istallazione è scelto in base alla tensione nominale del sistema.

1.4 Stazioni Elettriche

La stazione elettrica è l'impianto in cui si realizza l'interconnessione tra le linee e la trasformazione d'energia tra vari livelli di tensione.

Si definisce stazione elettrica quando almeno uno dei sistemi interconnessi è di categoria III, cioè superiore ai 30 kV.

Il trasformatore funge da collegamento tra due nodi con diversi valori di tensione nei quali convergono le corrispondenti linee elettriche. Nella stazione sono presenti tutte le apparecchiature per l'esecuzione delle manovre di apertura, chiusura e sezionamento delle linee afferenti, per la gestione dei flussi di energia e per la protezione dell'impianto.

Le stazioni elettriche sono destinate a svariate funzioni quali trasformazione, smistamento, conversione e regolazione dell'energia. Le stazioni a seconda del compito svolto vengono classificate in:

- stazioni di trasformazione, cioè le stazioni che compiono variazioni di tensione tra sistemi elettrici ad esse collegate; le stazioni collocate in prossimità delle centrali di produzione, nelle quali avviene la trasformazione tra il valore di tensione di produzione e quello di trasmissione, ne sono un esempio;
- stazioni di smistamento, sono definite tali quando ripartiscono l'energia elettrica tra diversi sistemi tutti alla medesima tensione; spesso le stazioni sono sia di trasformazione che di smistamento;
- stazioni di conversione, sono stazioni in cui avviene la trasformazione della forma d'onda della tensione, ad esempio da alternata a continua;
- stazioni di regolazione, sono stazioni in cui si effettua il rifasamento degli impianti per regolare la tensione e limitare le cadute di tensione in rete; il rifasamento può essere ottenuto grazie a generatori sincroni o a condensatori statici; la regolazione della tensione può essere eseguita anche grazie a trasformatori a rapporto variabile, in pratica tale funzione viene svolta in simultanea alla trasformazione di energia tra i due livelli di tensione. [3]

Spesso una stazione di trasformazione reale svolge più funzioni tra quelle sopra descritte. È possibile operare un diverso tipo di suddivisione delle stazioni elettriche in base alle caratteristiche dei sistemi elettrici a cui sono connesse:

- stazioni annesse alle centrali di produzione;
- stazioni ricevitrici primarie, le quali sono collegate solo a sistemi di categoria III, come quelle di trasformazione 380kV/132kV;
- stazioni ricevitrici secondarie, le quali sono collegate a sistemi di categoria II, come quelle di trasformazione 132kV/20kV.

1.4.1 Cabine primarie

Nel presente sottoparagrafo si esaminano in modo più particolareggiato le stazioni di trasformazione AT/MT, dette anche cabine primarie.

Esistono svariate configurazioni elettriche delle cabine primarie di distribuzione AT/MT; esse dipendono dal tipo di trasformatori utilizzati, dal numero di sbarre dell'impianto, ecc.

Si cercherà nel presente sottoparagrafo di dare una panoramica dei molteplici assetti che essa può assumere.

I principali componenti di una stazione primaria, distinti per funzione, sono: [4]

- per i collegamenti: cavi, sbarre, isolatori;
- per la trasformazione: trasformatori, VSC (Variatore Sotto Carico);
- per comando e interruzione: sezionatori, interruttori;
- per la regolazione: RAT (Regolatore Automatico della Tensione);
- *per misura*: TA, TV;
- *per sicurezza (funzionale e umana)*: sistemi di messa a terra, sistemi di protezione contro le sovratensioni.

In una cabina elettrica per realizzare i collegamenti tra le linee in ingresso e le linee in uscita bisogna considerare che:

- Ogni componente del collegamento (interruttori, sbarre, trasformatori) deve poter essere soggetto a manutenzione senza interruzione del servizio elettrico;
- Ogni linea in servizio e ogni trasformatore devono essere protetti da un interruttore e dal relativo sistema di protezione.

Occorre sottolineare che, per motivi di sicurezza, si ritiene effettiva l'interruzione di un circuito unicamente se risultano interrotti i collegamenti a monte e a valle dell'interruttore in modo visibile. [4] Questo implica la presenza obbligatoria di due sezionatori: uno a monte e uno a valle dell'interruttore.

Sezione di alta tensione

Nella sezione di alta tensione sono presenti i seguenti componenti, disposti in maniera sequenziale:

- Amarro linea
- Stallo linea
- Sistema di sbarre
- Stallo trasformatori

L'amarro linea è l'ultimo elemento delle linee aeree afferenti la sezione di alta tensione e può essere un sostegno o un portale. È da esso che i conduttori delle linee scendono nella cabina primaria.

Lo stallo linea, invece, comprende tutte le apparecchiature di potenza necessarie al trasferimento dell'energia dalla linea AT alla sbarra AT della cabina. Lo stallo linea è composto dalle seguenti apparecchiature AT:

- TVC (trasformatore di tensione capacitivo)
- Sezionatore AT lato linea
- TA (trasformatore di corrente)
- Interruttore
- Sezionatore AT lato sbarra

Il sistema di sbarre della sezione di alta tensione è l'insieme dei conduttori (sbarre) a cui afferiscono tutti gli stalli della cabina primaria. La configurazione più comune è quella a una sola sbarra suddivisa in due semisbarre (A e B) unite tra di loro da un sezionatore longitudinale di semisbarra; questo schema garantisce una sufficiente flessibilità per la messa fuori servizio di una semisbarra e mantenere comunque parte della stazione in esercizio. Lo stallo trasformatori, analogamente allo stallo linee, indica l'insieme delle apparecchiature di potenza per il trasferimento di energia dal sistema di sbarre al trasformatore AT/MT. È costituito dalle seguenti apparecchiature e macchinari:

- sezionatore AT lato sbarra
- interruttore AT
- TA
- scaricatori
- trasformatore AT/MT



Trasformatori

Generalmente è previsto più di un trasformatore per stazione in modo da assicurare la continuità di servizio anche in caso di manutenzione di uno di essi o in caso di disservizio di una delle apparecchiature dello stallo. Sono normalmente installati trasformatori con variatore di tensione sotto carico. Questo permette di mantenere ai morsetti secondari la tensione all'interno di un range di valori, anche in seguito a variazioni entro certi limiti della tensione al primario, dovute ad esempio alle variazioni delle cadute di tensione sulle linee che alimentano la stazione di trasformazione al variare della corrente e cioè del carico alimentato al secondario. Si tratta in definitiva di una vera e propria regolazione di tensione.

I trasformatori che permettono tale regolazione sono detti "Variatori Sotto Carico" (VSC), in quanto la variazione del rapporto spire si ottiene mediante un commutatore che consente di modificare il rapporto anche durante il normale funzionamento della macchina, cioè appunto sotto carico. [6, pp. 264,265]

Nei trasformatori AT/MT la regolazione di tensione avviene sul primario, in quanto i valori di corrente al secondario (lato MT) sono troppo elevati per consentire una commutazione. Tali trasformatori sono del tipo *a prese*, in quanto l'avvolgimento primario è provvisto di un certo numero di morsetti in modo tale da escludere o inserire alcune spire rendendo appunto possibile una variazione, entro certi limiti, del rapporto di trasformazione: normalmente $\pm 10 \div 20\%$. Il cambiamento del rapporto spire avviene mediante un sistema motorizzato attivato da dispositivi detti "Regolatori Automatici di Tensione RAT" in grado di percepire la differenza tra la tensione da regolare e il valore desiderato per tale tensione. [6]

Sezione di media tensione

La sezione di media tensione si colloca all'uscita dai trasformatori. A differenza della sezione di alta tensione, la sezione MT è di norma situata all'interno di un fabbricato. Esistono diverse tipologie di sezione MT:

- in aria (a giorno o protetta)
- blindata in SF6

Solitamente ad ogni trasformatore presente in cabina corrisponde una propria sbarra MT; le sbarre sono esercite in condizioni ordinarie in maniera separata, cioè non in parallelo. Da ciascuna sbarra MT sono derivate diverse linee che formano la rete di distribuzione.

Sono previsti uno o più congiuntori di sbarra MT per permettere qualora necessario l'esercizio in parallelo di due o più sbarre; questo caso si verifica in occasione di fuori servizio di uno dei trasformatori o di uno dei dispositivi che collegano il trasformatore alla sbarra MT.

Tra i terminali di media tensione del trasformatore e la sbarra MT è interposto l'interruttore secondario del trasformatore, con a monte e a valle di esso due sezionatori.

Le linee MT in partenza dalle sbarre sono protette da sezionatori ed interruttori posti subito a valle della sbarra di appartenenza; questo è di norma l'unico interruttore presente posto a protezione della linea MT.

Inoltre, su ogni sbarra MT è presente un TV per la misura della tensione e, a valle della sbarra, su ogni partenza delle linee è posto un TA per la misura della corrente di ogni linea.

Esempio di Cabina Primaria

Esistono diverse configurazioni elettriche delle cabine primarie di distribuzione AT/MT. Si vuole tuttavia fornire un esempio il più generale possibile.

In Figura 1-3 è riportato un tipico schema di una cabina primaria di distribuzione AT/MT.

Le sbarre MT dell'impianto vengono alimentate da due trasformatori AT/MT funzionanti a neutro isolato (verranno poi illustrate le implicazioni relative allo stato del neutro nel paragrafo 2.2). La parte MT della cabina primaria è solitamente suddivisa in due sezioni del tutto simili tra di loro, ognuna comprendente, oltre alle sbarre MT, un certo numero di linee MT radiali in partenza. È possibile trovare connessa ad ogni sbarra una batteria di condensatori di rifasamento. Le due sezioni MT vengono esercite in modo separato, ognuna alimentata da un proprio trasformatore; esse possono essere tuttavia collegate in parallelo mediante un apposito *congiuntore di sbarre* in situazioni particolari, ad esempio nel caso di un guasto di uno dei due trasformatori di potenza AT/MT.

Nella normale configurazione di una cabina primaria, il neutro sul lato MT dei trasformatori non risulta di solito disponibile all'esterno del trasformatore. Per rendere disponibile, qualora servisse, il centro stella del sistema MT, si collega a ciascuna sbarra un *TFN* (trasformatore formatore di neutro). Il TFN realizza fisicamente il centro stella del sistema. [1]



Figura 1-3 Esempio di schema di stazione di trasformazione AT/MT [1]

Si può inoltre notare, sempre dalla Figura 1-3, che sul lato AT del trasformatore AT/MT sono inseriti gli *scaricatori* di sovratensione che consentono il coordinamento dell'isolamento in questa parte dell'impianto; gli scaricatori sono tuttavia spesso posti anche sul lato MT della macchina.

1.4.2 Sistema di protezione di una cabina primaria

Si possono distinguere in una cabina primaria tre diverse tipologie di stallo da proteggere, a cui si associano diversi tipi di protezioni:

- Stallo linea AT;
- Stallo TR (lato AT e lato MT);
- Stallo MT.

Verranno in seguito illustrati i tipi di protezione dedicati ad ogni interruttore della cabina AT/MT, facendo riferimento alla Figura 1-4. [5]



Stallo linea AT

Le protezioni delle linee di alta tensione utilizzate per isolare i guasti sulla rete AT sono dette *protezioni distanziometriche* (o selettive).

Il criterio di funzionamento delle protezioni distanziometriche opera introducendo un ritardo d'intervento crescente all'aumentare della distanza del punto di guasto; in questo modo la protezione interviene tempestivamente in occasione di guasti localizzati sulla linea protetta dalla stessa; mentre interviene, qualora la condizione di guasto permanga, con un determinato

ritardo su guasti localizzati su linee afferenti a stazioni adiacenti nel caso di mancata apertura dell'interruttore posto a protezione di esse. [5]

Stallo Trasformatore

Lato AT

Facendo riferimento alla Figura 1-4, si può vedere che l'interruttore primario del trasformatore è equipaggiato con le seguenti protezioni: [5]

- Massima corrente:
 - Relè 51S1 AT: ha generalmente tre soglie d'intervento, interviene in caso di corto circuito sulla sbarra MT;
 - Relè 51S2 AT: ha solitamente tre soglie d'intervento, interviene in caso di corto circuito sul trasformatore;
- Allarme/scatto Buchholz;
- Allarme/scatto massima temperatura;
- Allarme minimo livello olio.

Lato MT

L'interruttore posto a secondario della macchina è comandato dalle seguenti protezioni: [5]

- Massima corrente:
 - Relè 51S1 MT: è un relè a due soglie d'intervento, interviene per il sovraccarico della sbarra MT;
- Massima tensione di sbarra;
- Massima tensione omopolare di sbarra.

Stallo MT

Le linee MT sono munite di interruttore e delle relative protezioni annesse solo in partenza dalle sbarra MT della cabina AT/MT. Non sono previsti di norma interruttori né lungo le dorsali né in corrispondenza delle trasformazioni MT/BT.

Le linee MT sono tipicamente equipaggiate con: [1, p. 256] [5]

- protezioni di massima corrente a tempo indipendente:
 - relè 51
- protezioni direzionali di terra a tempo indipendente:
 - relè 67
- automatismo di richiusura (non sempre è presente):
 - relè 79

Le protezioni di massima corrente hanno generalmente tre soglie d'intervento:

- soglia ritardata, dedicata ai sovraccarichi;
- soglia intermedia, contro i corto circuiti lontani dalla cabina primaria;
- soglia rapida, contro i corto circuiti vicini alla cabina primaria.

Il valore della corrente di intervento di queste soglie è impostato su livelli sufficientemente elevati tale da garantire la selettività rispetto ai guasti che si verificano sulla rete BT.

Le correnti di bassa intensità che si originano in seguito ad un guasto verso terra fanno sì che le normali protezioni di massima corrente non possano rilevare la corrente di guasto da quella del normale carico. Si rendono necessarie le *protezioni direzionali di terra* contro i guasti monofase.

La rilevazione dei guasti monofase a terra viene effettuata mediante relè direzionali varmetrici, sensibili alla potenza reattiva la quale risulta essere entrante nella linea guasta e uscente nelle linee sane. La rilevazione di questa protezione viene effettuata tipicamente tramite la tensione omopolare secondaria (V_o) ottenuta mediante tre TV collegati a triangolo aperto e tramite la corrente omopolare (I_o) di guasto ottenuta sull'uscita di un TA toroidale.

L'automatismo di richiusura, quando presente, è impostato su due soglie: una rapida e una lenta.

2 Modellazione del sistema di distribuzione AT/MT per lo studio dinamico dei guasti

2.1 Modello del sistema

Viene in seguito illustrato il modello dei componenti per lo studio dinamico dei guasti di un sistema di distribuzione interconnesso media e alta tensione e le relative interferenze che ne derivano.

2.1.1 Generatore equivalente nodo alta tensione

La sorgente di alimentazione è stata modellizzata, grazie al teorema di Thevenin, da un generatore trifase equivalente di forza elettromotrice U_g e dall'impedenza subtransitoria di cortocircuito Z'' = R'' + jX'' alla sequenza diretta, inversa e omopolare della rete equivalente al nodo di alta tensione, nell'ipotesi di impedenza diretta e inversa uguali ($Z''_d = Z''_i$).

L'impedenza equivalente è stata quindi modellizzata come una terna di impedenze mutuamente accoppiata tra i nodi generici k e m.

Noti i valori di impedenza diretta e omopolare è possibile calcolare i valori di auto e mutua impedenza della matrice delle impedenze accoppiate:

(2-1)
$$Z_{s} = \frac{1}{3}(Z_{o} + 2Z_{d}), \qquad Z_{m} = \frac{1}{3}(Z_{o} - Z_{d})$$

(2-2) $Z_{gen} = \begin{bmatrix} Z_{s} & Z_{m} & Z_{m} \\ Z_{m} & Z_{s} & Z_{m} \\ Z_{m} & Z_{m} & Z_{s} \end{bmatrix}$

L'equazione differenziale che esprime il circuito di una terna di impedenze mutuamente accoppiate è la seguente: [7]

(2-3)
$$\vec{v}_k(t) - \vec{v}_m(t) = [R]\vec{\iota}_{km}(t) + [L]\frac{d\vec{\iota}_{km}(t)}{dt}$$

2.1.2 Trasformatore

Si è ipotizzato di modellizzare un trasformatore trifase in cui il flusso omopolare si richiude nel nucleo della macchina. È quindi ragionevole assumere che l'induzione magnetica delle tre fasi sia indipendente e che i parametri alla sequenza omopolare siano gli stessi di quelli alla sequenza diretta. [8] [9]

Sotto queste ipotesi è possibile ricondursi al circuito equivalente del trasformatore monofase che sia esso a T o a Γ . Si fa riferimento al circuito equivalente a mensola, Γ , per la determinazione dei parametri caratteristici della macchina dalla prova in corto circuito e dalla prova a vuoto (Figura 2-1).



Figura 2-1 Circuito monofase equivalente a Γ trasformatore

La prova in corto circuito serve a determinare le perdite dovute al carico ed il valore di tensione di cortocircuito. Di norma si pongono in corto circuito i terminali primari della macchina (lato AT) e vengono alimentati i terminali secondari a tensione ridotta ($V_{cc,2}$), tale da far circolare a primario la correte nominale. I dati ottenuti da questa prova sono la misura della potenza attiva in cortocircuito (P_{cc}) e la misura della tensione percentuale di corto circuito ($V_{cc\%}$). Le espressioni delle formule per il calcolo della resistenza e della reattanza di corto circuito del trasformatore dai dati di prova sono espresse in p.u. e sono riportate di seguito. [10]

(2-4)
$$Z_{cc,pu} = \frac{V_{cc\%}}{100}$$

(2-5) $R_{cc,pu} = \frac{P_{cc}}{S_B}$
(2-6) $X_{cc,pu} = \sqrt{Z_{pu}^2 - R_{pu}^2}$

La prova a vuoto ha lo scopo di desumere le perdite nel funzionamento a vuoto della macchina e la corrente assorbita a vuoto. Solitamente si lasciano aperti i morsetti al primario del trasformatore e si alimentano i terminali dell'avvolgimento secondario alla tensione nominale (V_{n2}). I dati ricavati dalla prova sono le misure di potenza assorbita a vuoto dal trasformatore (P_o) e la misura di corrente a vuoto riportati in valori percentuali ($I_{0\%}$). Le espressioni delle formule per il calcolo dai dati di prova della resistenza che indica le perdite nel ferro e della reattanza di magnetizzazione del trasformatore sono espresse in p.u. e sono riportate di seguito.

$$(2-7) G_{m,pu} = \frac{P_o}{S_n};$$

(2-8)
$$Y_{m,pu} = \frac{I_{0\%}}{100};$$

(2-9)
$$B_{m,pu} = \sqrt{Y_{m,pu}^2 - G_{m,pu}^2}$$

$$(2-10) R_{m,pu} = \frac{G_{m,pu}}{Y_{m,pu}^2}$$

(2-11)
$$X_{m,pu} = \frac{B_{m,pu}}{Y_{m,pu}^2}$$

Il trasformatore trifase è stato rappresentato dal circuito in Figura 2-2 in cui il ramo che riporta le perdite nel ferro e l'impedenza di magnetizzazione è posto in parallelo ai morsetti primari del trasformatore ideale, mentre l'impedenza di corto circuito viene rappresentata mediante un'impedenza longitudinale riportata al secondario.



Figura 2-2

Circuito equivalente di un trasformatore trifase [8]

2.1.3 Linee

Per la modellizzazione delle linee è stato scelto il modello equivalente a π in cui i parametri elettrici R-L-C delle tre fasi sono concentrati e mutuamente accoppiati. È bene ricordare che il valore di capacità è allocato internamente al modello: metà è posta in parallelo ai morsetti di ingresso e metà è posta in parallelo ai morsetti di uscita. Normalmente si trascura la conduttanza della linea verso terra in quanto la dispersione dovuta all'isolante che sia aria o isolante solido è praticamente trascurabile.

Questo tipo di modello richiede la rappresentazione a parametri concentrati della matrice delle resistenze, delle induttanze e delle capacità in termini componenti simmetriche (sempre nell'ipotesi che i parametri alla sequenza diretta coincidano con quelli alla sequenza omopolare).

Il circuito matriciale del modello a π può essere descritto come segue:



Figura 2-3 Circuito matriciale a π [11]

Le equazioni differenziali che descrivono il circuito equivalente a π sono le seguenti: [11]

(2-12)
$$\begin{cases} \vec{v}_k - \vec{v}_m = [L] \frac{d\vec{i}_{km}}{dt} + [R] \vec{i}_{km} \\ \vec{i}_k = \frac{1}{2} [C] \frac{d\vec{v}_k}{dt} + \vec{i}_{km} \\ \vec{i}_m = \frac{1}{2} [C] \frac{d\vec{v}_m}{dt} - \vec{i}_{km} \end{cases}$$

Le linee elettriche sono modellizzate ponendo più circuiti a π in cascata; ogni tratto tra due cabine secondarie della rete di distribuzione è modellizzato da un numero di circuiti a π pari al numero di tipi di cavo presenti (combinazione sezione, materiale) di cui sono noti i parametri alla sequenza diretta inversa e omopolare in unità di lunghezza e la lunghezza dei singoli tratti.

2.1.4 Carichi

I carichi trifase modellizzati sono posti in corrispondenza delle cabine MT/BT della rete di distribuzione. Il carico di ciascuna cabina è il carico equivalente dei carichi BT sottesi ad essa riportati al primario del trasformatore (lato MT).

I carichi sono stati ragionevolmente considerati equilibrati. Sono stati modellizzati come carichi passivi tramite una terna di impedenze, non mutuamente accoppiate, collegate a stella. Il centro stella della terna di impedenze dei carichi equivalenti BT riportati in MT è stato collegato francamente a terra.

L'equazione differenziale per che esprime il circuito di una terna di impedenze è riportata dall'equazione (2-3), in cui la tensione nel nodo m è imposta riferita a terra. [7]

2.2 Stato del neutro

Il neutro di un sistema elettrico trifase corrisponde a quel punto del sistema elettrico che presenta lo stesso potenziale del centro stella di una terna di impedenze uguali derivate dalle tre fasi e collegate tra loro a stella. [1, p. 21]

2.2.1 Stato di funzionamento del neutro

Lo stato di esercizio del neutro in un sistema elettrico trifase può essere connesso o meno a terra mediante diverse configurazioni: [12]

- neutro isolato
- neutro collegato direttamente a terra
- neutro collegato a terra in modo indiretto:
 - tramite resistenza
 - tramite induttanza (bobina di Petersen)
 - tramite resistenza in parallelo a induttanza (neutro compensato)

Le modalità di gestione del neutro di una rete trifase non ha alcuna influenza ai fini del trasporto dell'energia, ossia quando la rete funziona nelle normali condizioni di esercizio. Invece diventa rilevante in presenza di cortocircuiti, interruzioni, guasti verso terra, ovvero in presenza di eventi che alterano la simmetria del sistema; infatti lo stato del neutro influenza in modo determinante i valori di tensione e corrente presenti nella sezione di guasto, in particolare in presenza di guasto monofase a terra.

Un'analisi dello stato del neutro non può quindi essere scissa da un'analisi dei vari tipi di guasto presenti in rete.

Il guasto monofase a terra rispetto agli altri tipi di guasto è quello che si verifica con maggior frequenza ed è il guasto che maggiormente viene influenzato dal tipo di connessione verso terra del neutro; infatti l'intensità della corrente di guasto monofase a terra dipende dallo stato del neutro della rete.

Volendo confrontare un sistema elettrico funzionante con neutro direttamente a terra e uno a neutro isolato, si possono individuare le seguenti differenze: [1, pp. 22,23]

- diversa entità della corrente di guasto monofase;
- diverso livello di tensione che raggiungono le fasi sane durante il guasto monofase.

Per quanto riguarda il primo punto, la corrente di corto circuito monofase risulta essere nel caso di rete con neutro direttamente a terra dello stesso ordine di grandezza della corrente di corto circuito trifase; invece nel caso di rete a neutro isolato essa raggiunge valori parecchio inferiori, essendo dovuta solo alle capacità verso terra della rete e quindi all'estensione della rete stessa.

Per quanto riguarda il secondo punto, le sovratensioni che si manifestano sulle due fasi sane in concomitanza di guasto monofase su rete esercita a neutro isolato risultano notevolmente più elevate; in caso di guasto franco a terra il valore della tensione sulle fasi sane si porta al valore della tensione concatenata ($\sqrt{3}$ E). Nelle stesse condizioni di guasto, la tensione delle fasi sane in una rete funzionante con neutro a terra non supera tipicamente il 120÷130% della tensione stellata di esercizio normale.

Una situazione intermedia tra quelle sopra indicate caratterizza i sistemi elettrici funzionanti con neutro collegato a terra in mondo indiretto.

Stato del neutro nelle reti elettriche di trasporto

Le reti elettriche di trasporto AT sono esercite con il neutro dei trasformatori o degli autotrasformatori collegato direttamente a terra. Le reti AT sono infatti caratterizzate da un'elevata estensione che praticamente impone un loro esercizio con il neutro direttamente collegato a terra.

Le motivazioni che hanno portato a questa soluzione sono:

- un ipotetico esercizio delle reti AT con neutro isolato da terra comporterebbe durante i guasti monofase delle sovratensioni elevate sulle fasi sane e delle elevate correnti capacitive di guasto di difficile eliminazione.
- necessità di limitare i valori delle sovratensioni di origine interna e di impedire l'innesco di archi intermittenti a terra.
- esigenza di progettare adeguatamente il coordinamento dell'isolamento e solo l'esercizio con neutro a terra permette un adeguato coordinamento del funzionamento degli scaricatori; l'utilizzo degli scaricatori permette di ottenere un adeguato livello di continuità di esercizio del sistema elettrico di trasmissione in quanto consente di evitare un elevato numero di disservizi e le conseguenti sollecitazioni alle apparecchiature interessate da una perturbazione.

Tuttavia la principale conseguenza della messa a terra di tutti i centro stella dei trasformatori è la drastica riduzione dell'impedenza complessiva che limita la corrente di guasto in caso di guasto monofase a terra e che determina quindi un'elevata corrente di guasto.

Questo problema si ovvia mettendo a terra una certa percentuale di centro stella dei trasformatori presenti nel sistema di alta tensione; questa configurazione si chiama stato del neutro efficacemente a terra e nasce dalla necessità di un giusto compromesso tra correnti di guasto e sovratensioni non troppo elevate. [1]

Stato del neutro nelle reti di distribuzione

Le reti di distribuzione pubblica in media tensione presentano in Italia principalmente due tipi di esercizio del neutro:

neutro isolato;

- neutro compensato.

La scelta del sistema di gestione del neutro ha subito negli anni notevoli evoluzioni, infatti in Italia dal 2004 le reti MT sono gradualmente passate da sistemi a neutro isolato a sistemi a neutro compensato. [13] Tuttavia questo non esclude la possibilità di trovarsi tutt'oggi con reti MT esercite a neutro isolato.

Neutro isolato

Nelle reti esercite a neutro isolato, il "collegamento elettrico" con la terra è determinato unicamente dalle capacità verso terra dei componenti in tensione, cioè dalle capacità omopolari delle linee e dei cavi. Per questo motivo viene anche denominato "neutro messo a terra attraverso capacità".



Figura 2-4 Rete MT a neutro isolato [14]

Nelle reti MT di estensione contenuta, la corrente di guasto monofase a terra è piccola. D'altra parte sono elevate e difficilmente predeterminabili le sovratensioni di manovra e le sovratensioni dovute ai guasti. Con questo tipo di esercizio, durante un guasto monofase (franco) le sovratensioni delle fasi sane passano dal valore stellato a quello concatenato: questo comporta un aumento del rischio che il guasto evolva in polifase. [1, p. 28]

I guasti monofase a terra in una rete a neutro isolato sono difficili da rilevare, in quanto i valori della corrente di guasto sono spesso modesti. L'utilizzo di relè varmetrici direzionali installati su ogni partenza permette comunque di rilevarne il valore. [14]

Neutro compensato

Nelle reti di distribuzione in MT esercite a neutro compensato la connessione del centro stella dei trasformatori AT/MT a terra avviene per mezzo dell'inserimento in parallelo della bobina di Petersen (bobina di compensazione) e di una resistenza.



Figura 2-5 Rete MT a neutro compensato [14]

La soluzione di esercire le reti MT con collegamento a terra attraverso un'induttanza realizzata mediante una bobina di materiale conduttore fu proposta nel 1916 da un ingegnere danese di nome Petersen; la bobina fu appunto denominata bobina Petersen.

L'esercizio della bobina di Petersen (o bobina di estinzione) consente di estinguere buona parte dei guasti monofase che interessano le linee aeree e di limitare la corrente di guasto monofase a terra.

Il principio di funzionamento della bobina consiste nella compensazione della corrente capacitiva della rete, che caratterizzerebbe la stessa rete nel caso di funzionamento a neutro isolato, grazie ad una corrente induttiva generata dalla bobina durante il guasto a terra.

La condizione ideale di funzionamento di una rete compensata con bobina di Petersen è quella di risonanza, tuttavia in seguito a numerose esperienze è stato dimostrato che la bobina agisce efficacemente anche discostandosi del $\pm 10\%$ dalla condizione di risonanza sopraindicata. [1, p. 29]

Per reti in cavo l'effetto di estinzione dovuto alla bobina di Petersen risulta molto più limitato in quanto la maggior parte dei guasti a terra è di tipo permanente.

La resistenza, posta in parallelo alla bobina di Petersen, determina la circolazione di una debole corrente di guasto attiva sufficiente per realizzare la protezione selettiva. [15]

Questo tipo di esercizio del neutro consente di adottare protezioni di terra direzionali wattmetriche, coniugando la rapidità di selezione e di eliminazione del guasto con bassi valori di correnti di guasto negli impianti di terra. [14]

2.3 Definizione e caratteristiche dei guasti nei sistemi di distribuzione

2.3.1 Cause e tipi di corto circuito

I guasti più frequenti nei sistemi elettrici sono i corto circuiti. Si definisce corto circuito il cedimento dell'isolamento tra due conduttori normalmente in tensione tra loro. Esistono vari tipi di corto circuito: monofase, bifase, bifase con terra, trifase.

Gli effetti causati da un cortocircuito in un sistema elettrico sono molteplici, tra i più rilevanti si ricordano:

- correnti elevate;
- tensioni basse;
- pericolo per le persone.

I corto circuiti devono quindi essere estinti rapidamente, tramite l'apertura degli interruttori; gli interruttori sono comandati da appositi dispositivi, i relè, che rilevano le condizioni di guasto misurando le grandezze elettriche nel punto in cui sono collocati gli interruttori.

Cause dei corto circuiti

La meccanica e la casistica che determinano l'innesco di un corto circuito sono molteplici e varie. Le cause che originano un guasto cambiano a seconda del tipo di componente da esso interessato. I guasti su una rete elettrica di distribuzione interessano prevalentemente le linee aeree e le linee in cavo; quindi in seguito verranno esaminate le possibili cause su linee aeree o su linee in cavo.

Nelle linee aeree in media tensione le origini che provocano l'insorgere di un corto circuito sono molteplici. Le più frequenti sono: [1]

- sovratensioni di origine atmosferica (fulminazione diretta e indiretta);
- nebbia, o più in generale umidità;
- depositi inquinanti, accumulati sulla superficie degli isolatori soprattutto nelle zone industriali;
- depositi di tipo salino, accumulati sugli isolatori in alcune particolari aree geografiche, come ad esempio le linee in prossimità dal mare;
- sovratensioni di origine interna (sovratensioni di manovra, ecc.);
- caduta di corpi estranei sui conduttori (es. rami d'albero);
- eventi atmosferici, quali vento o neve, che determinano il contatto tra due conduttori, cioè un guasto bifase;
- rottura dei conduttori.

Nelle linee in cavo invece i corto circuiti vengono generalmente provocati dal cedimento dell'isolante dovuta principalmente ai seguenti fattori: [1]

- invecchiamento del cavo;
- sollecitazioni meccaniche;
- cause accidentali, quali il danneggiamento durante lavori stradali (specie in città);
- infiltrazioni di umidità.

Tipologie di guasto

Nelle reti elettriche trifase si possono distinguere quattro tipi di corto circuito in base al numero di fasi interessate:

- monofase (ossia tra un conduttore e la terra);
- bifase isolato;
- bifase con terra;
- trifase (isolato o con terra).

Il tipo di guasto più frequente, tra quelli sopra citati, è il guasto monofase a terra. [1, p. 60] I guasti si possono inoltre dividere in base al perdurare delle condizioni in guasti temporanei e in guasti permanenti.

I *guasti temporanei* sono provocati da una scarica (arco elettrico) tra conduttori nudi; tra le cause indicate nel precedente sottoparagrafo si possono individuare le seguenti come determinanti un guasto di tipo temporaneo:

- sovratensioni di manovre (aperture o chiusure interruttori) o atmosferiche (fulminazioni);
- riduzione delle distanze tra i conduttori (es. vento);
- contatto con corpi estranei, quali vegetazione o animali.

In caso di guasti temporanei è sufficiente disalimentare la linee guasta per qualche secondo per permettere il ripristino delle proprietà isolanti dell'aria (circa 80% dei guasti che interessano le linee aeree è temporaneo). [16]

I guasti permanenti invece sono causati da una scarica che interessa un materiale isolante; possibili cause determinanti un guasto permanente sono sovratensioni di manovra o atmosferiche, invecchiamento del materiale isolante, danneggiamento meccanico (es. scavi).

In caso di guasto permanente il componente interessato, o il tratto di cavo danneggiato, deve essere rimosso dalla rete, riparato o sostituito prima di poter rimettere in servizio la linea.

La maggior parte dei guasti delle reti con linee in cavo è di tipo permanente. [16]

In definitiva si può affermare che la classificazione temporaneo o permanente di un guasto dipenda dal successo o dall'insuccesso della richiusura degli interruttori.

Resistenza di guasto

In presenza di guasti a terra che interessano le linee aeree di MT, la resistenza di guasto R_g , che agisce nel circuito omopolare e quindi influenza direttamente la corrente alla sequenza zero, può essere non trascurabile. [1, p. 117]

Nelle linee aeree di media tensione infatti la resistenza di guasto assume sovente valori elevati in quanto il guasto è spesso mediato. [15, p. 267]

Può ad esempio verificarsi il contatto, o l'innesco di un arco, tra un conduttore e un ramo d'albero che è stato avvicinato dal vento; talvolta il guasto ha luogo attraverso il corpo di un animale (uccello, serpe), oppure attraverso il deposito superficiale su un isolatore, la cui resistenza si è ridotta per l'umidità. Un altro caso è la rottura di un conduttore e la sua caduta a terra: la "resistenza di terra" del tratto di filo a contatto col terreno varia da poche centinaia di Ω a parecchie migliaia di Ω a seconda della natura del terreno (vegetale, sassoso, bagnato, asciutto) e la lunghezza del filo a contatto.

Più generalmente si può dire che la resistenza di guasto assume valori compresi tra qualche decina e qualche centinaio di Ω nelle linee aere di media tensione. [1, p. 117]

Il valore della resistenza di guasto nelle linee in cavo è trascurabile in quanto il guasto avviene tramite lo schermo metallico o le armature di protezione dei cavi.

2.3.2 Conseguenze dei corto circuiti

I principali effetti di corto circuito sono i seguenti:

- correnti elevate, che determinano:
 - rapida sopraelevazione della temperatura dei conduttori e delle apparecchiature interessate per effetto Joule; questo fenomeno può provocare il danneggiamento degli isolanti, la ricottura dei conduttori variando le loro caratteristiche meccaniche, l'aumento della freccia dei conduttori, ecc.;
 - elevate forze elettrodinamiche attrattive e repulsive che causano la deformazione dei conduttori e degli isolanti delle macchine, la rottura degli isolatori e delle strutture di supporto;
- forte riduzione della tensione di una parte della rete, con conseguente disturbo a numerosi utenti;
- comparsa di tensioni di passo e contatto in prossimità dei dispersori di terra nel caso di corto circuiti che riguardano la terra.

2.4 Modalità di ripristino dell'alimentazione

In seguito si elenca brevemente la sequenza di eventi che hanno luogo in una rete radiale di media tensione, composta da più linee, in occasione di estinzione di un guasto su una delle linee e conseguente ripristino dell'alimentazione. [16]

- 1. Guasto in linea;
- 2. Intervento selettivo delle protezioni:
 - Apertura automatica dell'interruttore ad inizio linea con conseguente disalimentazione di tutti i carichi sottesi ad essa;
- 3. Richiusura dell'interruttore dopo un certo intervallo di tempo:
 - La richiusura può essere manuale o automatica;

Come già specificato il successo o l'insuccesso nella richiusura dell'interruttore determina la tipologia temporanea o permanente del guasto. In caso di guasto temporaneo, la richiusura avviene con successo e i carichi rialimentati. In caso di guasto permanente, le protezioni comandano la riapertura dell'interruttore e i carichi vengono nuovamente disalimentati.

Bisogna quindi provvedere all'individuazione del tronco guasto e alla sua sostituzione o riparazione. [16]

- 4. Sezionamento a monte:
 - Una volta localizzato il tratto interessato dal guasto, si provvede all'apertura del sezionatore a monte;
- 5. Rialimentazione dei carichi a monte del tratto di linea guasto:
 - Si procede alla richiusura dell'interruttore a inizio linea, in questo modo i carichi della linea a monte del guasto vengono rialimentati;
- 6. Sezionamento a valle:
 - Apertura del sezionatore a valle del tratto guasto;
- 7. Rialimentazione dei carichi a valle del tratto di linea guasto:
 - Se esiste una controalimentazione verso un'altra linea o un'altra cabina primaria, i carichi a valle vengono rialimentati da un percorso alternativo;
 - Se tale collegamento non è presente, i carichi a valle del guasto potranno essere rialimentati solo dopo la riparazione del tratto guasto;
- 8. Riparazione del guasto:
 - Si procede alla localizzazione esatta del guasto e alla sua riparazione;
 - Successivamente si ripristina l'assetto di rete antecedente il guasto.

La modalità di esecuzione delle manovre sopraelencate può essere telecomandata o manuale. Le manovre telecomandate, eseguibili dal centro di telecontrollo e telegestione, sono effettuabili sugli interruttori a inizio linea e sui sezionatori delle cabine telecomandate presenti sulla linea; tutte le altre manovre richiedono l'accesso alle cabine da parte di squadre di personale addetto, questo rende i tempi d'intervento più lunghi.
La localizzazione del tratto di linea guasto non è immediato; se presenti si può fare affidamento ai rilevatori di guasto, i quali segnalano se il guasto è a monte o a valle del punto in cui sono installati; in assenza di essi si procede per tentativi sezionando tratti di rete e provando poi a rialimentare (ricerca guasti), in questi casi un fattore determinante è l'esperienza e la conoscenza della rete degli operatori che dirigono tali manovre.

2.4.1 Osservazioni in caso di reti di distribuzione urbane

Le reti di distribuzione urbana hanno un elevato grado di magliatura, sono rari i casi in cui non ci siano carichi controalimentabili da un'altra linea.

La maggior parte delle linee urbane di media tensione sono linee in cavo, pertanto i guasti temporanei sono rari; molto più frequenti sono i guasti permanenti che interessano i cavi: [16]

- Guasti spontanei (50%), dovuti all'invecchiamento dell'isolamento o al cedimento di giunti mal eseguiti;
- Guasti provocati (50%), provocati dal danneggiamento durante lavori stradali.

Nelle reti urbane una parte significativa delle cabine è telecomandata per cui è possibile attuare un modello di ripristino dell'alimentazione nelle reti di distribuzione urbane che si articola in tre fasi basato proprio su questa peculiarità. [16] La prima fase comprende l'insieme delle manovre eseguibili in telecomando al fine di circoscrivere il tratto guasto e provvedere alla rialimentazione dei carichi a monte e a valle (tempo tipico: 9 minuti). La seconda fase prevede l'esecuzione delle manovre manuali tra le cabine presenti nel tratto tra le due cabine telecomandate precedentemente isolato per poter localizzare il guasto su un tratto specifico e rialimentare i carichi a monte e a valle di essa (tempo tipico: 40-60 min). La terza fase riguarda la localizzazione e la riparazione del guasto (tempo tipico: 10-15 ore). [16]

2.5 Sovratensioni

Le sovratensioni sono sopraelevazioni rispetto alla tensione normale di esercizio che si formano in determinati punti dell'impianto e generano perturbazioni che nuocciono al funzionamento stesso dell'impianto. Si intende quindi un qualsiasi valore di tensione con un valore di picco superiore a quello della tensione più elevata del sistema. È evidente che un impianto progettato per funzionare ad una determinata tensione non può sopportare le sollecitazioni prodotte da tensioni superiori che possono procurare ingenti danni.

Le sovratensioni, qualunque sia la loro origine, appaiono come impulsi istantanei di corrente e tensione che formano delle onde migranti; le onde migranti sono distribuzioni di corrente e tensione che si propagano lungo le condutture elettriche ad una velocità vicina a quella della luce. Queste onde si formano sia quando si verifica una fulminazione diretta su una linea sia quando un punto di essa viene accidentalmente a contatto con la terra, ma anche quando più semplicemente un impianto viene messo sotto tensione. In ogni caso nel punto in cui la sovratensione ha origine si formano due onde che si allontanano nelle due direzioni opposte. Queste onde propagandosi lungo una linea variano le loro caratteristiche secondo i parametri elettrici della linea che esse incontrano: la resistenza dà origine ad una dissipazione di energia, l'induttanza concentrata riflette una parte dell'onda e la capacità determina un abbassamento del valore di tensione. [17]

2.5.1 Tipologie di sovratensione

Le sovratensioni sono determinate sia da cause interne che da cause esterne all'impianto: [17]

- cause di origine interna: sono causate da brusche interruzioni di circuiti sotto carico, brusche inserzioni di carichi, guasti a terra, ecc., sono quindi dipendenti dall'impianto elettrico stesso, interessato dalla sovratensione; questo tipo di sovratensione può durare tempi che vanno dai milionesimi di secondo a qualche secondo e può raggiungere valori circa 2÷2,5 volte il valore nominale della tensione d'esercizio;
- cause di origine esterna: sono dovute a fenomeni elettrici che si sviluppano nell'atmosfera e che si ripercuotono sugli impianti (fulminazioni); i fulmini possono colpire direttamente o indirettamente i conduttori di una linea, la fune di guardia o i sostegni, originando onde di tensione migranti che investono macchine e apparecchiature; possono raggiungere valori dell'ordine di alcuni milioni di volt e sono di brevissima durata.

Le sovratensioni di origine interna possono essere a loro volta distinte in base alla loro forma d'onda. Esistono sovratensioni che mantengono la frequenza impressa dai generatori che alimentano la rete elettrica, la cui forma d'onda rimane pertanto sinusoidale alla frequenza di esercizio. Diversamente in altri casi alla componente sinusoidale a frequenza di esercizio se ne sovrappone un'altra di tipo oscillatorio a frequenza generalmente molto più alta e dipendente dai parametri del sistema. Le sovratensioni di origine interna possono anche essere

di tipo impulsivo, a fronte ripido, tuttavia con velocità d'accrescimento del fronte d'onda di molto inferiore rispetto a quelle riscontrate nel fronte d'onda delle sovratensioni atmosferiche. Si individuano pertanto i seguenti tipi di sovratensione:

- sovratensione di origine interna a frequenza d'esercizio;
- sovratensione di origine interna a fronte lento (oscillatoria);
- sovratensione di origine esterna a fronte veloce;

Sovratensioni di origine interna a frequenza d'esercizio

Sono sovratensioni che hanno forma d'onda sinusoidale con frequenza pari a quella impressa dai generatori d'alimentazione.

Possono essere causate da vari fenomeni, quali ad esempio: [3]

- guasti a terra permanenti;
- distacco improvviso del carico;
- risonanza (energizzazione linea);
- ferrorisonanza.

Sovratensioni per guasti a terra permanenti.

Le sovratensioni per messa a terra permanente di una fase sono causate da un cedimento dell'isolante tra una fase e la terra.

In un sistema trifase a tre fili con centro stella isolato, ipotizzando che l'isolamento verso terra delle tre fasi sia simmetrico, la tensione verso terra di ogni fase è uguale a quella di fase *E*. In caso di guasto franco a terra di una fase, la tensione verso terra della fase interessata si annulla, mentre dopo il periodo di transitorio le tensioni di fase delle fasi sane assumono il valore della tensione concatenata pre-guasto, $V = \sqrt{3} E$.

L'aumento della tensione è pertanto del 73% (1,8 p.u.) e viene sopportato senza danni dall'isolamento dei conduttori che è dimensionato con adeguato margine di sicurezza. Lo stato di regime dei carichi non risente di questa tipologia di guasto in quanto le tensioni tra i conduttori non variano. [3]

La durata di questa sovratensione è normalmente inferiore a 1s per le reti a neutro isolato e inferiore ai 10s per le reti a neutro compensato (intervento protezioni). [18]

Sovratensioni per distacco improvviso del carico.

L'improvviso distacco del carico ai morsetti di un alternatore causa un aumento della tensione dovuto all'annullamento della caduta di tensione interna alla macchina. Per macchine di elevata potenza l'aumento può arrivare a valori prossimi al 30%. Infatti è per questo motivo che si installa un regolatore di tensione della macchina a protezione della stessa, che varia il valore di tensione d'eccitazione in funzione delle varie condizioni di carico.

L'entità della sovratensione dipende dal carico disconnesso e dalle caratteristiche del sistema di alimentazione quali: [18]

- potenza di corto circuito delle sbarre;
- regolazione della velocità e della tensione degli alternatori;
- regolazione di tensione dei trasformatori AT/MT.

L'ampiezza e la durata delle sovratensioni fase-terra e fase-fase sono per sistemi estesi pari a 1,5 p.u. per qualche secondo, invece per sistemi di media estensione sono pari a 1,2 p.u. per qualche minuto. [18]

Sovratensioni per risonanza

Questo tipo di sovratensioni si manifestano in occasione di energizzazione di sistemi con elevata capacità ed induttanza (linee lunghe).

I valori che tali sovratensioni possono raggiungere sono estremamente elevati, tuttavia solitamente si può ritenere che assumano valori pari a 1,5 p.u. [18]

Sovratensioni per ferrorisonanza

Si manifestano come sovratensioni sostenute fase terra, contraddistinte da una forte distorsione armonica e subarmonica che si origina in presenza di un'induttanza saturabile (TV collegati fase-terra). L'ampiezza tipica di tale sovratensione è di 2,4÷3 p.u.. Tale fenomeno implica la sovraeccitazione dei TV con relativo surriscaldamento dei nuclei che può condurre all'esplosione dei TV stessi. [18]

Sovratensioni di origine interna a fronte lento

Sono sovratensioni di natura *oscillatoria* in cui la forma d'onda della tensione è composta dalla sovrapposizione della sinusoide a 50 Hz e da componenti oscillatorie smorzate a frequenza maggiore. I principali eventi che determinano l'insorgere di questo tipo di fenomeno sono i guasti a terra sulle linee e le manovre di apertura degli interruttori.

Sovratensione per archi a terra

Lungo le linee aeree può verificarsi, per il cedimento di un isolatore o per contatto accidentale di uno dei conduttori di fase con i rami di un albero, l'innesco di un arco verso terra. Si innesca così una corrente d'arco che si richiude sulle capacità verso terra dei conduttori, ipotizzando che il neutro sia isolato. Come precedentemente descritto, la tensione verso terra della fase guasta si annulla rapidamente, mentre aumenta la tensione delle fasi sane. Si verifica tuttavia un periodo transitorio in cui la capacità verso terra della fase guasta si carica, e contemporaneamente le capacità delle fasi sane si scaricano. Durante tale transitorio le correnti di carica e scarica si richiudono tramite le impedenze dei conduttori di linea, causando un andamento oscillatorio della sovratensione dovuto agli scambi di energia tra condensatori e induttori. L'oscillazione è ovviamente smorzata dalle resistenze di linea. Alla prima oscillazione la sovratensione sulle fasi sane arriva ad un valore di picco pari a 2.5 volte il valore massimo della tensione di esercizio. [3]

La situazione evolve negativamente se si innesca il fenomeno degli *archi intermittenti a terra*; tale fenomeno è caratterizzato da una rapida successione di inneschi e spegnimenti in corrispondenza degli zeri della forma d'onda oscillatoria della corrente; in concomitanza di ciascun riadescamento dell'arco si sovrappone poi un'ulteriore oscillazione di tensione al livello già precedentemente raggiunto. Si ottengono così valori di sovratensione anche superiori a 4 volte la tensione nominale di esercizio. Questo fenomeno può essere evitato collegando il neutro a terra.

Sovratensioni per apertura di linee

L'apertura di un interruttore di una linea sotto carico e il relativo annullamento della corrente determinano l'insorgere di un arco elettrico che consente durante un complesso transitorio elettromagnetico scambi energetici tra i vari componenti dell'impianto per poter arrivare alla nuova configurazione del circuito.

L'ampiezza della sovratensione normalmente compresa tra $1,2\div1,3$ p.u. è funzione di vari fattori quali il tipo di interruttore, la velocità di allontanamento dei contatti dell'interruttore, l'intensità della corrente interrotta, l'istante in cui si ha l'interruzione e la natura del carico. [3]

Sovratensioni di origine esterna a fronte veloce

Le sovratensioni di origine esterna a fronte veloce sono sovratensioni transitorie di tipo impulsivo, caratterizzate da un'elevata ripidità del fronte d'onda. Sono tipicamente causate da fenomeni elettrici che si sviluppano nell'atmosfera, quali le fulminazioni. Questo tipo di sovratensioni si distingue in: [18]

- sovratensione per fulminazione diretta sui conduttori di fase;

- sovratensione dovute a scarica inversa dell'isolamento a seguito di fulminazioni sui sostegni o sulla fune di guardia;
- sovratensioni indotte da scariche al suolo nelle immediate vicinanze di una linea.

2.5.2 Scaricatori

Gli scaricatori per la protezione delle sovratensioni sono principalmente costituiti da due elettrodi S affacciati, detti spinterometri, in serie ad una resistenza R non lineare. Il suo valore diminuisce quando la tensione cresce ed aumenta quando la tensione diminuisce. [17] In Figura 2-6 viene riportato lo schema di uno scaricatore ad ossido di zinco, dove R_1 indica la resistenza a grani di ossido di Zinco (ZnO), R_2 e C rispettivamente la resistenza (non lineare) e la capacità degli strati intergranulari. Invece I_p corrisponde alla corrente di dispersione totale che di divide nelle componenti resistiva non lineare, I_r , e capacitiva, I_c .



Figura 2-6 Circuito equivalente di uno scaricatore [19]

Nell'esercizio ordinario a tensione a frequenza industriale, la corrente assorbita è principalmente capacitiva; al crescere della tensione applicata la componente resistiva della corrente inizia a diventare preponderante. Questo fenomeno può portare lo scaricatore ad instabilità termica e alla conseguente distruzione dello scaricatore. [19]

Uno scaricatore esternamente è formato da un tubo di porcellana alettato. Il cappellotto superiore di questo tubo di ceramica è collegato alla linea da proteggere, mentre il fondello si collega a terra.

Gli scaricatori a ossido di zinco vengono tipicamente utilizzati per la protezione delle apparecchiature delle stazioni di trasformazione.

2.6 Metodologie di analisi e simulazione

2.6.1 Presentazione ATP

ATPDraw è il preprocessore grafico di ATP, versione royalty-free del software EMTP (ElectroMagnetic Transients Program). Su ATPDraw è possibile costruire il modello digitale di un circuito elettrico selezionando i componenti da libreria, successivamente ATPDraw genererà un file di input per il programma di simulazione ATP in un formato appropriato. Il programma di simulazione e quelli di plottaggio devono essere integrati con ATPDraw (Figura 2-7). Il circuito viene memorizzato su disco in un unico file di progetto in cui sono inclusi tutti i componenti di simulazione e le opzioni necessarie ad eseguire il programma.



Figura 2-7 Interazione tra ATPDraw e gli altri programmi ATP [20]

ATP (Alternative Transients Program) è considerato uno dei programmi più usati per la simulazione digitale dei fenomeni transitori elettromagnetici ed elettromeccanici nei sistemi elettrici di potenza. ATP valuta le variabili d'interesse di una rete elettrica come funzione del tempo; viene usata una regola d'integrazione trapezoidale per risolvere le equazioni differenziali dei componenti del sistema nel dominio del tempo. [20]

ATP ha diversi modelli tra cui macchine rotanti, trasformatori, scaricatori, linee di trasmissione aeree e in cavo. Inoltre alcuni moduli del programma, quali TACS (Transient Analysis of Control Systems) e MODELS (un linguaggio di simulazione), permettono la modellizzazione di sistemi di controllo e di componenti con caratteristiche non lineari come gli archi e l'effetto corona. È possibile simulare disturbi simmetrici e asimmetrici come guasti, sovratensioni atmosferiche e svariate operazioni di apertura e chiusura.

2.6.2 Presentazione MatLab Simulink e Simulatore Real Time

MatLab (Matrix Laboratory) è un software per il calcolo numerico in cui l'elemento base è la matrice. L'ambiente di lavoro MatLab fornisce numerose possibilità tra cui la possibilità di scrivere linee di codice o di lavorare in un ambiente grafico per la simulazione di sistemi complessi come ad esempio Simulink. Simulink ha a disposizione una libreria di blocchi che modellano elementi elementari, interconnettendoli si compone il sistema che si desidera simulare. La libreria dedicata ai componenti di un sistema elettrico è SimPowerSystem. Simulink genera automaticamente le equazioni differenziali dei componenti del sistema ed utilizza metodi di calcolo numerico per la soluzione delle equazioni. I metodi di integrazione numerica possono essere a passo fisso o variabile. Si è scelto di adottare un passo di integrazione fisso, definito come intervallo di tempo d'integrazione.

L'implementazione della rete su Simulink è stata eseguita con lo scopo di ottenere una rete virtuale per le simulazioni Real Time.

Simulatore Real Time

L'approccio real-time è un metodo affidabile che consente di riprodurre l'ambiente (environment) virtuale di sistemi in cui possono essere testate o validate nuove tecnologie o algoritmi prima di essere implementate nel mondo reale.

Una simulazione real-time è una simulazione in cui ad ogni avanzamento di step time corrisponde un pari intervallo di wallclock time.

Prima di testare qualsiasi tipo di applicazione operativa (target) è necessario creare un ambiente di simulazione che ne riproduca il comportamento attraverso l'esecuzione del suo modello virtuale. [21]

Nell'ambito del lavoro è stato realizzato l'ambiente virtuale del sistema in studio (S/E Stura, sbarra Rossa) come banco di prova per lo sviluppo futuro di algoritmi o dispositivi e per la validazione di quelli attuali. Il Politecnico di Torino ha la disponibilità di un laboratorio di simulazione real-time (EN lab Polito) in cui è presente la piattaforma real-time RT-LAB, sviluppata da OPAL-RT, per la simulazione di reti di distribuzione. Il modello della rete come già detto è sviluppato in ambiente MatLab Simulink con l'integrazione di alcuni blocchi provenienti dalla libreria ARTEMIS della OPAL-RT. [22]

Si è testato il funzionamento della simulazione real-time su una sola linea per motivi di potenza di calcolo (19 nodi, $\Delta t=250\mu s$). In Figura 2-8 e Figura 2-9 sono raffigurati la schermata di console del modello di simulazione real-time e il simulatore stesso.





Console simulazione real-time



Figura 2-9 Simulatore real-time OPAL-RT

3 Caso di studio: guasto nella S/E Stura, sbarra Rossa

Il caso di studio riguarda un evento di guasto occorso all'interno della stazione elettrica di Stura che ha interessato una cella di sezionamento posta immediatamente a valle del trasformatore AT/MT TR2 che alimenta la sbarra Rossa MT.

Nei seguenti paragrafi verranno illustrate le caratteristiche della stazione elettrica di Stura con particolare attenzione al TR2 e alla sbarra Rossa; verranno descritti gli eventi che hanno interessato la rete sottesa alla sbarra nelle ore precedenti l'evento di guasto sulla cella di sezionamento e verrà esaminato nel dettaglio il guasto evoluto all'interno della cella. Nell'ultimo paragrafo vengono invece indicate le modalità di analisi dell'evento.

Si evidenzia che la rete di distribuzione, la notte del 2 luglio 2016 quando si è verificato il guasto, era esercita a neutro isolato.

3.1 S/E Stura e Stura Rossa

La Stazione Elettrica Stura è una stazione con isolamento in aria, situata nella zona nord di Torino. La sezione di alta tensione (stallo linee AT, sistema sbarre AT, stallo trasformatori AT e trasformatori AT/MT) appartiene a Terna, mentre la sezione di media tensione (stallo trasformatori MT, sbarra MT, stallo linee MT) è proprietà di IRETI e prende il nome di Centro Satellite Stura.

Nella S/E Stura, come si può vedere in Figura 3-1, la trasformazione di energia elettrica avviene su tre livelli di tensione:

- 220kV
- 132 kV
- 22 kV

Il sistema sbarre della sezione di alta tensione a 220kV presenta una configurazione a doppia sbarra; le due sbarre sono esercite in parallelo, ma in caso di necessità possono essere separate aprendo lo stallo di parallelo sbarre comunemente denominato stallo K.

Afferiscono al sistema sbarre diversi stalli linea e trasformatore, si contano connesse ad esso:

• quattro linee a 220kV

- due autotrasformatori che effettuano la trasformazione da 220kV a 132kV
- tre trasformatori 220/22kV (TR1, TR2, TR3)





Il totale degli stalli afferenti alle sbarre di alta tensione della S/E Stura è pari a nove, escluso quello di parallelo sbarre.

Verrà tralasciata la trattazione degli autotrasformatori, in quanto non utile ai fini del presente lavoro.

Sempre all'interno del perimetro della S/E Stura, a valle di ogni trasformatore 220/22 kV è collocata una cella o torretta di sezionamento. In uscita da ogni cella partono tre terne di cavi unipolari che collegano la S/E Stura al Centro Satellite Stura (278 m).

I cavi unipolari presentano le caratteristiche riportate in Tabella 3-1:



Tabella 3-1Tipologia cavo unipolare

Il Centro Satellite Stura è composto da tre sbarre, ognuna dedicata al rispettivo trasformatore AT/MT, esercite in assetto ordinario non in parallelo. In ingresso ad ogni sbarra è posto l'interruttore secondario del trasformatore.

Le tre sbarre sono denominate:

- Sbarra Nera
- Sbarra Rossa
- Sbarra Verde

In esercizio ordinario la Sbarra Nera è alimentata dal TR3, la Sbarra Rossa dal TR2, la Sbarra Verde dal TR1. È presente un TFN (Trasformatore Formatore di Neutro) per ogni sbarra che può essere connesso o sconnesso al sistema.

La diversa proprietà delle apparecchiature rende necessaria la presenza di un punto di sezionamento immediatamente a valle del trasformatore appartenente a Terna, ossia la cella MT precedentemente citata. L'evento di guasto ha interessato la torretta di sezionamento a valle del TR2, quindi la trattazione di questo paragrafo riguarderà principalmente le caratteristiche del TR2 e delle linee afferenti alla Sbarra Rossa.

3.1.1 S/E Stura: Sezione di Alta Tensione a 220 kV

Le linee aeree di alta tensione a 220kV convergenti alla S/E Stura sono quattro e sono denominate T.236, T.285, T.294, T.239.

Sono anche connessi due autotrasformatori che operano una conversione tre due livelli di alta tensione: 220÷132 kV. Ai fini di questo lavoro di tesi verranno considerati come due linee di alta tensione denominate ATR1 e ATR2.

Verranno trattati separatamente gli stalli dei trasformatori 220/22 kV, in quanto non contribuiscono alla corrente di cortocircuito.

La massima corrente di cortocircuito trifase sulle sbarre 220 kV di Stura, come da tabella pubblicata sul sito ufficiale Terna, vale:

$$I_{cc,max,3\phi} = 43 \ kA$$

È inoltre nota la massima corrente di cortocircuito monofase:

$$I_{cc,max,1\phi} = 27,7 \ kA$$

L'operatore di rete, Terna, ha fornito inoltre i parametri elettrici equivalenti al nodo di Stura (Tabella 3-2, Tabella 3-3).

Per i valori di impedenza subtransitoria alla sequenza diretta e inversa si fa riferimento ai valori della Tabella 3-2:

Sequenza diretta		
$Z_{d}[\Omega]$	3,25	
$R_{d}[\Omega]$	0,34	
$X_{d}[\Omega]$	3,23	
L _d [mH]	10,29	

Tabella 3-2

Parametri elettrici alla sequenza diretta del generatore equivalente Stura

Per valori di impedenza alla sequenza omopolare si fa riferimento ai valori della Tabella 3-3:

Sequenza omopolare		
$Z_{o}\left[\Omega ight]$	8,63	
$R_{o}[\Omega]$	1,64	
$X_{o}[\Omega]$	8,41	
$L_0 [mH]$	26,78	

 Tabella 3-3
 Parametri elettrici alla sequenza omopolare del generatore equivalente Stura

3.1.2 S/E Stura: trasformatori

I tre trasformatori utilizzati per la conversione 220/22kV sono trasformatori a due avvolgimenti, tutti della stessa taglia: 63 MVA. Nell'esercizio ordinario le tre macchine non sono esercite in parallelo; infatti ogni trasformatore va ad alimentare una sbarra ad esso dedicata:

- Il TR1 alimenta la Sbarra Verde;
- Il TR2 alimenta la Sbarra Rossa;
- Il TR3 alimenta la Sbarra Nera.

TR2

Il gruppo vettoriale del trasformatore TR2 è YNyn, sono disponibili entrambi i centri stella dei trasformatori, ma solamente il primario è collegato a terra, mentre il secondario è isolato. Per la modellizzazione del trasformatore che alimenta la sbarra Rossa sono stati utilizzati i dati di targa e di collaudo del TR2. In Tabella 3-4 sono riassunti i dati di targa della macchina in esame.

	TR2
S _n [MVA]	63
V_1 [kV]	220
V_2 [kV]	21,6
V _{cc} [%]	20,64
I ₁ [A]	165
$I_2[A]$	1684

Tabella 3-4Dati di Targa TR2

La $V_{cc\%}$ indicata in Tabella 3-4 è quella relativa alla posizione centrale del commutatore sotto carico (CSC) che regola la tensione a primario.

I dati resi noti dal certificato di collaudo del TR2 condotto dal costruttore (Getra S.p.a.) sono indicati nelle seguenti tabelle; i risultati riportati riferiti alla prova a vuoto e in corto circuito fanno riferimento alla posizione centrale del CSC per la quale la tensione nominale a primario della macchina è $V_1=220kV$.

In Tabella 3-5 sono riportati i dati della prova a vuoto eseguita alimentando l'avvolgimento secondario del trasformatore.

Prova a vuoto				
e III I	Tens	sione	T FAI	
I [HZ]	V _{rms} [V]	$V_{rms}^* \sqrt{3} [V]$		$\mathbf{P}_{0} [\mathbf{K} \mathbf{W}]$
50	12618	21618	1,603	39,620



In Tabella 3-6 sono invece riportati i dati ottenuti dalla prova in cortocircuito della macchina riportati alla temperatura di 75°C.

Prova in cortocircuito		
f [Hz]	Z _{cc} [%]	P _{cc} [kW]
50	20,64	271,379

Tabella 3-6Prova in corto circuito TR1

I risultati delle prove a vuoto e di corto circuito sono condotti per i parametri della macchina alla sequenza diretta. Si è quindi assunto che il valore di impedenza di corto circuito percentuale alla sequenza omopolare del trasformatore sia uguale al valore alla sequenza diretta. Questa ipotesi è corretta solo per i banchi trasformatori trifase costituiti da tre trasformatori monofase, ma non è del tutto esatta per i trasformatori trifase. Tuttavia il secondario del trasformatore è connesso a stella con neutro isolato, di conseguenza si comporta come un circuito aperto per le correnti omopolari, non facendole circolare. Pertanto l'assunzione che la reattanza di corto circuito diretta e omopolare coincidano è accettabile.

3.1.3 S/E Stura: cella di sezionamento MT

La cella di sezionamento è un quadro protetto MT per esterno, posto in uscita al trasformatore AT/MT. La struttura metallica esterna è realizzata in acciaio inossidabile verniciato con coibentazione esterna e contropannellatura in acciaio inox. Questo involucro contiene:

- le apparecchiature necessarie a realizzare il punto di sezionamento;
- i raccordi tra le sbarre provenienti dai terminali MT del trasformatore AT/MT ed i cavi di partenza verso il Centro Satellite Stura.

Il quadro è diviso in due distinti vani contenenti rispettivamente:

- punti di comando e circuiti ausiliari;
- apparecchiature e collegamenti MT.

L'attenzione verrà focalizzata maggiormente sullo scomparto MT.

In Figura 3-2 è riportato lo schema trifilare del circuito principale della cella di sezionamento.



Figura 3-2 Schema trifilare del circuito principale della cella MT di sezionamento

Nel quadro per la parte di media tensione sono installati:

- Un sezionatore tripolare per interno di linea e messa a terra tipo FI/LT 24kV, 2500A con comando rinviato, interblocchi e segnalazioni;
- Una terna di TV unipolari per interno in resina;
- Due terne di divisori capacitivi con lampade di segnalazione presenza di tensione a monte e a valle del sezionatore;
- Sistema di sbarre di collegamento dei terminali cavi;
- Sistema di sostegno cavi per terne di cavi unipolari 12/24kV, sezione 630mm², in materiale amagnetico;
- Sistema di messa a terra apparecchiature;
- Sistema indipendente di messa a terra scaricatori;
- Sistema di sbarre principali, ausiliarie e di terra complete di trecce di collegamento per la realizzazione dello schema indicato.

Il collegamento tra gli isolatori passanti superiori del quadro ed i terminali MT del trasformatore AT/MT è realizzato tramite sbarre piatte in rame. Le sbarre principali, come anche le derivazioni, sono in rame elettrolitico e sono *isolate in aria*. Sono state dimensionate per sopportare le sollecitazioni sia termiche che dinamiche, senza subire deformazioni permanenti, conseguenti alle correnti di cortocircuito fino a 20kA.

Il sezionatore è costituito da una struttura metallica che sostiene gli isolatori portanti e gli alberi di comando delle lame mobili di linea e di terra. Gli isolatori sostengono sia gli attacchi fissi superiori e inferiori del sezionatore sia gli attacchi di collegamento alle sbarre conduttrici. Le lame mobili principali sono azionate dalle leve dell'albero tramite bielle isolanti.

In Figura 3-3 sono riportate la vista frontale e dall'alto della cella o torretta di sezionamento MT.





Le caratteristiche nominali dei vari componenti sono riportate nelle seguenti tabelle: [23]

- Quadro e apparecchiature di manovra:

Quadro e apparecchiature di manovra		
tipo di installazione	per esterno	
condizioni di servizio	normali	
classe di temperatura	-25 °C	
tensione nominale	24 kV	
tensione di tenuta ad impulso:		
- verso terra e tra le fasi	125 kV cresta	
- sulla distanza di sezionamento	145 kV cresta	
tensione di tenuta a frequenza industriale:		
- verso terra e tra le fasi	50 kV	
- sulla distanza di sezionamento	60 kV	
corrente nominale	2500 A	
corrente ammissibile nominale di breve durata per 1 s	20 kA	
valore di cresta della corrente ammissibile nominale	50 kA cresta	
tensioni ausiliarie per:		
- circuiti di comando	110 Vcc	
- circuiti sussidiari	220 V – 50 Hz	
livello di isolamento circuiti ausiliari		
- 50 Hz per 1 min	2 kV	
- impulso 1,2/50 μs	5 kV	

Tabella 3-7 Caratteristiche nominali del quadro e delle apparecchiature di manovra

- Trasformatori di tensione:

Trasformatori di tensione		
condizioni ambientali	normali	
isolante	resina	
condizioni del neutro della rete	isolato	
installazione	esposta	
inserzione	fase-terra	
tensioni nominali della rete	22 kV	
valore normale della frequenza nominale	50 Hz	
livello di isolamento nominale	24 kV	
tensioni di prova a frequenza nominale per 1 min	50 kV	
tensioni di prova ad impulso	125 kV cresta	
tensioni avvolgimento primario	22.000:√3 V	
tensione nominale avvolgimento secondario	100:3 V	
valore normale della prestazione nominale	25 VA	
classe di precisione (alla prestazione nominale)	0,5	

 Tabella 3-8
 Caratteristiche nominali dei trasformatori di tensione

- Scaricatori:

Scaricatori		
tipo di isolamento	normale	
condizioni di neutro della rete	isolato	
tensione della rete	24 kV	
tensione di servizio continuo	20 kV	
corrente nominale di scarica	10 kA	
massima tensione residua impulso a fronte ripido (10 kA – 1	20 kV	
valore normale della frequenza nominale	50 Hz	
livello di isolamento nominale:	24 kV	
tensioni di prova a frequenza nominale per 1 min	50 kV	

 Tabella 3-9
 Caratteristiche nominali degli scaricatori

3.1.4 Centro Satellite Stura

La parte di media tensione del Centro Satellite Stura, così come quella della S/E, è suddivisa in tre sezioni del tutto analoghe tra loro.

Il Centro Satellite Stura è costituito da quadri MT protetti per interno, detti celle. Ogni cella MT è provvista di un interruttore estraibile, un sezionatore di terra, TA per la misura della corrente di carico, I_n , e della corrente di corto circuito, I_{cc} , un TA toroidale per la misura della corrente omopolare, I_o .

Una di queste celle è dedicata all'arrivo dei collegamenti al secondario del TR AT/MT, realizzati con una terna di cavi da 630 mm² per ogni fase. A valle delle sbarre si trovano le partenze delle linee MT radiali con i rispettivi interruttori a protezione delle stesse.

Le linee sottese dal Centro Satellite Stura sono per la maggior parte linee in cavo interrato con solo qualche raro tratto di linea aerea.

Viene di seguito fornito l'elenco delle linee afferenti ad ogni sbarra con la loro rispettiva lunghezza e l'indicazione del tipo di linea (in cavo interrato o aerea).

Sbarra Verde		
Linea	Lunghezza tratto interrato [m]	Lunghezza tratto aereo [m]
BORGO	7.461	/
CANDIA	6.437	/
FIAT	9.452	/
GROSSO	8.955	/
IVREA	4.089	/
VERNA	11.877	/
VERONA	5.080	/

• Sbarra Verde:

Tabella 3-10Elenco linee Sbarra Verde

• Sbarra Rossa:

Sbarra Rossa			
Linea	Lunghezza tratto interrato [m]	Lunghezza tratto aereo [m]	
ANCINA	1.293	/	
CHIERI	25.987	2.049	
СОМО	4.702	/	
CUORGNE'	11.664	/	
EMILIA	7.473	/	
LAZIO	5.556	/	
MONZA	6.621	/	
TANARO	9.328	/	
TEMPIA	10.442	/	

Tabella 3-11Elenco linee Sbarra Rossa

• Sbarra Nera:

Sbarra Nera			
Linea	Lunghezza tratto interrato [m]	Lunghezza tratto aereo [m]	
ADDA	6.193	/	
BANFO	5.847	/	
BRENTA	13.643	/	
CEBROSA	8.540	/	
FRANCESE	8.235	/	
LAVAZZA	6.505	/	
MAGRA	13.746	/	
MASSA	10.567	/	
MILANO	8.931	/	
PADOVA	11.492	/	
PILONE	11.058	120	
ROSA	1.149	/	
SIRIO	5.062	/	
SOFIA	16.771	/	
TELAI	2.990	/	
TRIESTE	10.466	/	

Tabella 3-12Elenco linee Sbarra Nera

Hanno importanza ai fini del presente lavoro le protezioni dedicate alle linee; nel successivo sottoparagrafo vengono quindi approfondite quest'ultime e vengono indicate le tarature delle protezioni e il modello dell'interruttore.

Protezioni delle linee MT

Lungo le dorsali di una rete di distribuzione sono presenti interruttori di manovra – sezionatori in grado di stabilire ed interrompere la corrente nominale, ma non quella di guasto. L'unico interruttore presente lungo una linea MT è collocato sulla partenza dalle sbarre MT della cabina AT/MT.

Gli interruttori posti a protezione delle linee di distribuzione di media tensione afferenti al Centro Satellite Stura non sono equipaggiati con dispositivi di richiusura automatica, cioè in caso di scatto dell'interruttore è l'operatore dalla sala di telecontrollo a comandare la richiusura.

Nel presente sottoparagrafo verranno indicate le tarature delle protezioni degli interruttori del Centro Satellite Stura.

Taratura delle protezioni Centro Satellite Stura

La protezione di massima corrente (51) è comprensiva di tre soglie, riportate in Tabella 3-13.

soglia	I [A]	t [s]
51.S1	400	2
51.S2	1200	0,4
51.S3	2000	0

Tabella 3-13Soglie protezione d	i massima	corrente	(51)
---------------------------------	-----------	----------	------

La soglia 51.S1 è messa a protezione dal sovraccarico. La soglia 51.S3 invece è a tempo di intervento nullo o senza ritardo intenzionale ed è relativa al cortocircuito.

La protezione direzionale di terra (67) ha cinque soglie e sono riportate nella seguente tabella.

soglia	Io [A]	t [s]	Vo [V]	Vo^Io [°]
67.1	2,5	20	1143	61÷257
67.2 a	2,5	0,4	315	60÷120
67.2 b	200	0,6	1143	10÷190
67.3	200	0,4	1143	190÷370
67.4	-	22	1143	-
67.5	-	43,5	1143	-

Tabella 3-14Soglie di protezione direzionale di terra (67)

La soglia 67.2a offre protezione contro i guasti monofase a terra, mentre la soglia 67.2b è relativa ai guasti bifase con terra. Le ultime due soglie (67.4 e 67.5) servono come complemento alle prime tre soglie in modo tale da evitare l'intervento della protezione di massima tensione omopolare (59N) rilevata sulle sbarre MT, la quale determina l'apertura dell'interruttore secondario del trasformatore AT/MT.

Interruttori in SF₆

Gli interruttori presenti a protezione delle linee afferenti il Centro Satellite Stura sono interruttori in SF_6 di costruzione Schneider.

L'esafluoruro di zolfo (SF₆) è un gas dalle buone proprietà isolanti: ha una rigidità dielettrica molto elevata (80 kV/cm); presenta un alto coefficiente di trasmissione termica che consente un maggior raffreddamento dei poli dell'interruttore; ha ottime caratteristiche di spegnimento dell'arco. [3] Questi interruttori sono composti da una camera cilindrica per polo ad asse verticale, stagna, che, riempita di gas in pressione, contiene i contatti fisso e mobile dell'interruttore. Una delle principali caratteristiche dell'interruttore in SF6 è che

l'interruzione della corrente avviene senza strappamento dell'arco e senza reinnesco dello stesso. [24]

3.1.5 Caratteristiche linee afferenti Sbarra Rossa

Sono presenti sia linee in cavo che linee aeree, con una forte prevalenza delle prime.

Nella porzione di rete MT di proprietà di IRETI i cavi elettrici sono tripolari con schermo su ciascuna fase. Sono presenti cavi di sezione e materiale diverso, anche giuntati tra loro: lo stesso tratto, che collega tra loro due cabine secondarie, può essere composto da cavi di sezione differente e anche di materiale differente.

Nelle seguenti tabelle sono riassunti in maniera esaustiva tutte le quattordici tipologie di cavo presenti:

Tipologia	Sezione [mm ²]	Materiale	Interrato
tripolare	70	Cu	si
tripolare	95	Cu	si
tripolare	150	Cu	si
tripolare	185	Cu	si
tripolare	200	Cu	si
tripolare	240	Cu	si
tripolare	300	Cu	si

Tabella 3-15Tipologie cavo tripolare, Cu

tipologia	sezione [mm ²]	Materiale	Interrato
tripolare	95	Al	si
tripolare	120	Al	si
tripolare	150	Al	si
tripolare	185	Al	si
tripolare	200	Al	si
tripolare	240	Al	si
tripolare	300	Al	si

Tabella 3-16Tipologie cavo tripolare, Al

N.B.: le sezioni dei cavi da 200 mm² non sono più tra quelle unificate.

Nella sezione di rete considerata sono presenti solo due tratti aerei, appartenenti entrambi alla linea Chieri. Sono indicate nella seguente tabella le caratteristiche dei conduttori delle linee aeree.

Sezione nominale [mm ²]	Diametro [mm]	Sezione teorica [mm ²]	Materiale
63 (7x3,40)	10,20	63,55	Cu

 Tabella 3-17
 Tipologie di conduttori in rame crudo a corde (linee aeree)

La sezione nominale dei conduttori aerei presenti non è più tra le sezioni unificate.

Parametri elettrici linee in cavo, sequenza diretta

Sono presenti due tipologie di condutture elettriche in cavo: cavi unipolari e tripolari; i cavi unipolari non sono propriamente presenti nelle linee afferenti la sbarra Rossa di Stura, ma sono poste nel tratto che collega la S/E Stura al Centro Satellite Stura (278 m) e sono di proprietà IRETI, mentre i cavi tripolari compongono quasi interamente la rete elettrica sottesa alla sbarra Rossa.

I cavi unipolari presenti sono cavi di sezione 630mm², con conduttori in rame e schermo in fogli di rame; sono posati a trifoglio in una canalina interrata.

I parametri elettrici alla sequenza diretta sono riportati in Tabella 3-18 e presi da catalogo *La Triveneta Cavi* [25].

Tipologia	Sezione [mm ²]	Materiale	Interrato	R [Ω/km]	X [Ω/km]	C [µF/km]	Posa
unipolare	1x630	Cu	si	0,0425	0,093	0,49	

Tabella 3-18	Parametri alla	a sequenza diretta	, cavo unipolare,	1x630mm ²
--------------	----------------	--------------------	-------------------	----------------------

I cavi tripolari utilizzati nella rete di distribuzione hanno sezioni diverse e i conduttori sono di materiali differenti; nella Tabella 3-19 viene riportato un breve compendio delle sezioni e dei materiali dei cavi tripolari presenti.

Materiale	Sezioni cavi tripolari [mm ²]									
Cu	70	95	-	150	185	200	240	300		
Al	-	95	120	150	185	200	240	300		

Tabella 3-19Riepilogo sezioni e materiali cavi tripolari

I parametri elettrici alla sequenza diretta forniti da IRETI sono indicati nelle seguenti tabelle: Tabella 3-20, Tabella 3-21.

Tipologia	Sezione [mm ²]	Materiale	R [Ω/km]	X [Ω/km]	C [µF/km]	Interrato
tripolare	3x70	Cu	0,307	0,122	0,236	si
tripolare	3x95	Cu	0,222	0,116	0,265	si
tripolare	3x150	Cu	0,144	0,108	0,309	si
tripolare elica visibile	3x185	Cu	0,114	0,107	0,376	si
tripolare elica visibile	3x200	Cu	0,117	0,13	0,215	si
tripolare	3x240	Cu	0,0898	0,101	0,373	si

 Tabella 3-20
 Parametri alla sequenza diretta, dati IRETI, cavi tripolari, Rame (Cu)

Tipologia	Sezione [mm²]	Materiale	R [Ω/km]	X [Ω/km]	C [µF/km]	Interrat 0
tripolare	3x95	Al	0,367	0,116	0,265	si
tripolare	3x120	Al	0,291	0,112	0,287	si
tripolare	3x150	Al	0,236	0,112	0,345	si
tripolare	3x185	Al	0,190	0,112	0,34	si
tripolare	3x240	Al	0,144	0,103	0,417	si

 Tabella 3-21
 Parametri alla sequenza diretta, dati IRETI, cavi tripolari, Alluminio (Al)

Non sono stati forniti, tuttavia, i parametri delle sezioni evidenziate in arancione nella Tabella 3-19:

- 300_Cu
- 300_A1
- 200_Al

Per i cavi da 300mm², sia in rame che in alluminio, si fa riferimento ai dati di catalogo *La Triveneta Cavi* [25] [26], che vengono riportati in Tabella 3-22.

Tipologia	Sezione [mm ²]	Materiale	R [Ω/km]	X [Ω/km]	C [µF/km]	Interrato
tripolare	300	Cu	0,0807	0,092	0,35	si
tripolare	300	Al	0,13	0,16	0,35	si

 Tabella 3-22
 Parametri alla sequenza diretta, dati di Catalogo, 3x300_Cu, 3x300_Al

Per quanto riguarda i cavi da 200mm² in alluminio non è stato possibile riportare un valore da catalogo in quanto la sezione non è unificata e quindi non è presente nel catalogo. Si è proceduto quindi a interpolare i valori dei parametri elettrici riferiti alle sezioni unificate più prossime alla sezione in esame (185mm² e 240mm²) letti da catalogo [26]. I valori così assegnati alla sezione 200mm² Alluminio sono riportati in Tabella 3-23.

Tipologia	Sezione [mm ²]	Materiale	R [Ω/km]	X [Ω/km]	C [µF/km]	Interrato
tripolare	200	Al	0,16	0,108	0,4	si

 Tabella 3-23
 Parametri alla sequenza diretta, 3x200_Al

Parametri elettrici linee in cavo, sequenza omopolare

Ottenuti i parametri elettrici alla sequenza diretta delle linee in cavo si rendono necessari per lo studio del comportamento della rete in occasione di un evento dissimmetrico i parametri alla sequenza omopolare (nell'ipotesi $Z_d = Z_i$).

I dati alla sequenza omopolare, non disponibili né presso IRETI né da catalogo, sono stati ricavati moltiplicando i valori dei parametri alla sequenza diretta per opportuni coefficienti. Non sono stati applicati gli stessi coefficienti per tutti i tipi di cavo presenti in modo tale da rappresentare la varietà e l'aleatorietà di questo parametro. Per le sezioni dei cavi tripolari 95_Al, 150_Al e 240_Al sono stati applicati i seguenti coefficienti ripotati in Tabella 3-24, in riferimento a [1, p. 144].

Tipologia	Sezione [mm ²]	Materiale	R_o/R_d	X_o/X_d	C_o/C_d
tripolare	3x95	Al	2,695	10,812	0,999
tripolare	3x150	Al	4,254	10,607	0,999
tripolare	3x185	Al	6,882	10,612	0,999

Tabella 3-24	Coefficienti per il	calcolo dei parametri	omopolari: 3x95	_Al, 3x150	_Al, 3x185_Al
--------------	---------------------	-----------------------	-----------------	------------	---------------

Mentre per i rimanenti tipi di cavo (tripolari, unipolari) non avendo trovato riferimenti su [1, p. 144], riguardo a cavi tripolari con sezioni diverse da quelle riportate in Tabella 3-24, si è preferito adottare coefficienti standard, comunemente utilizzati per ottenere i parametri omopolari in assenza di ulteriori informazioni.

Consuntivo parametri elettrici cavi

In Tabella 3-25 sono indicati i parametri elettrici di tutti i cavi presenti in rete.

Sezione [mm²]	Material e	R _d [Ω/km]	X _d [Ω/km]	C _d [µF/km]	R₀ [Ω/km]	X₀ [Ω/km]	C _o [µF/km]
3x70	Cu	0,307	0,122	0,236	0,4605	0,305	0,236
3x95	Cu	0,222	0,116	0,265	0,333	0,29	0,265
3x95	Al	0,367	0,116	0,265	0,98893	1,25416	0,26474
3x120	Al	0,29190	0,12	0,29	0,43785	0,3	0,29
3x150	Cu	0,144	0,108	0,309	0,216	0,27	0,309
3x150	Al	0,236	0,112	0,345	0,354	0,28	0,345
3x185	Cu	0,114	0,107	0,376	0,171	0,2675	0,376
3x185	Al	0,19	0,112	0,34	0,80637	1,18802	0,33965
3x200	Cu	0,117	0,13	0,215	0,1755	0,325	0,215
3x200	Al	0,16	0,108	0,4	0,24	0,27	0,4
3x240	Cu	0,0898	0,101	0,373	0,1347	0,2525	0,373
3x240	Al	0,144	0,103	0,417	0,99106	1,09302	0,41661
3x300	Cu	0,0807	0,092	0,35	0,12105	0,23	0,35
3x300	Al	0,13	0,16	0,35	0,195	0,4	0,35
1x630	Cu	0,0425	0,093	0,49	0,06375	0,2325	0,49

Tabella 3-25Consuntivo parametri elettrici cavi

Parametri elettrici delle linee aeree

Vi sono due soli tratti di linee aeree sottesi alla rete afferente la sbarra Rossa di Stura, entrambi appartengono alla linea Chieri.

I conduttori delle linee aeree presenti sono in rame crudo a corde e la loro sezione nominale è pari a 63 mm². È una sezione che non rientra più nelle sezioni unificate, quindi non è più possibile trovare i parametri elettrici (R_{DC}) e fisici per il calcolo delle impedenze longitudinali e trasversali della linea nelle tabelle attuali. Tuttavia è stato possibile reperire una tabella che si riferisce alla vecchia Norma UNEL 01413 [17, p. 1258] grazie alla quale è stato possibile reperire i dati necessari; ne viene riportato un estratto in [17].

Conduttori in rame crudo a corde (UNEL 01413)							
Sezione nominale	Diametro	Sezione teorica	R _{DC} a 20°C				
$[mm^{2}]$	[mm]	[mm ²]	$[\Omega/km]$				
63 (7x3,4)	10,20	63,55	0,2852				

Tabena 5-20 Conductore in rame crudo a corde, sezione os ini	Tabella 3-26	Conduttore in	rame crudo	a corde.	sezione 63	mm ²
--	--------------	----------------------	------------	----------	------------	-----------------

I tratti di linea aerea presenti sulla linea denominata Chieri: sono linee su isolatori sospesi su mensole M; la geometria standard di questo tipo di pali è rappresentata in Figura 3-4. [5]



Figura 3-4

Geometria palo per linee MT su isolatori sospesi su mensole M [5]

Si assume che l'altezza del palo sia pari a 15 m.

Per il calcolo dell'impedenza longitudinale della linea alla sequenza diretta e alla sequenza omopolare si fa ricorso alle seguenti equazioni. [1]

(3-1)
$$X_d = 0,1445 \log_{10} \frac{D}{r_{ge}}$$
 [Ω/km]

(3-2)
$$X_o = 0,4335 \log_{10} \frac{D_e}{\sqrt[3]{r_{ge} \cdot D^2}} [\Omega/km]$$

dove:

 D è la distanza tra i tre conduttori paralleli posti ai vertici di un triangolo equilatero, se come in questo caso i conduttori sono ai vertici di un triangolo scaleno D assume la seguente forma:

$$D = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{13}}$$

in cui D₁₂, D₂₃, D₁₃ sono le distanze tra i conduttori;

r_{ge} è il raggio geometrico equivalente di un conduttore che permette di ricondurre la formula dell'induttanza in un unico termine:

$$r_{ge} = K_c \cdot r$$

dove K_c è un coefficiente che dipende da tipo di conduttore, per conduttori omogenei a 7 fili K_c vale 0,726;

- D_e è la distanza equivalente in metri fra i conduttori e il baricentro delle correnti circolanti nel suolo:

$$D_e = 658 \sqrt{\frac{\rho}{f}}$$

 ρ è la resistività del terreno ed è assunta pari a 100 Ω ·m;

f è la frequenza d'esercizio del sistema;

Invece per il calcolo della resistenza longitudinale si procede come segue.

$$(3-3) R_d = R_{DC} \cdot k_1 \cdot k_2 \quad [\Omega/km]$$

(3-4)
$$R_o = R_d + 0.148 \ [\Omega/km]$$

dove:

- k₁ è il coefficiente che tiene conto della variazione lineare della resistenza con la temperatura:

$$k_1 = 1 + \alpha (T^\circ - 20)$$

- α è il coefficiente di temperatura del materiale, per il rame vale 0,0039 [°C⁻¹];
- k_2 è il coefficiente che tiene conto dell'aumento della resistenza dovuto alla cordatura e all'esercizio in corrente alternata anziché continua, solitamente è pari a 1,5;

Per il calcolo delle *impedenze trasversali* alla sequenza diretta e omopolare si fa riferimento alle seguenti equazioni:

(3-5)
$$X_{c,d} = 0,132 \log_{10} \frac{D}{r}$$
 $[M\Omega/km]$

(3-6)
$$X_{c,o} = 0.132 \log_{10} \frac{8 \cdot H_1 \cdot H_2 \cdot H_3}{r \cdot D^2}$$
 [*M*\Omega/km]

dove H₁, H₂, H₃ sono le distanze dal suolo dei rispettivi conduttori.

Per il calcolo delle capacità trasversali è sufficiente moltiplicare le impedenze trasversali per ω e farne l'inverso.

Nella Tabella 3-18 sono indicati i parametri elettrici della linea aerea ottenuti con le precedenti formule.

Conduttori a corda in rame, 63 mm ²							
$\begin{array}{ c c c c c c c c c c c c c c c c c c c$							
0,3637	0,4008	9,1567	0,5117	1,5393	4,0822		

Tabella 3-27 Parametri elettrici conduttori a corda in rame, 63 mm²

Confrontando i valori ottenuti con i parametri elettrici tipici di condutture aeree con sezioni prossime a 63 mm², si può affermare che i valori ricavati siano coerenti.

3.1.6 **Cabine secondarie**

Nella rete elettrica di distribuzione di media tensione esistono diversi tipi di cabine secondarie.

Si posso elencare nella rete afferente la S/E di Stura le seguenti tipologie (Figura 3-5):

- Cabina telecomandata STM (Sistema di Telecontrollo della rete MT); ٠
- ٠ Cabina telecomandata SATG (Selezione Automatica Tronco Guasto);
- Cabina in SF_6 ;
- Cabina con/senza trasformatore. •





Per la modellizzazione dei carichi si è ritenuto ragionevole assumere che essi siano equivalenti BT riportati al primario della macchina (lato MT). Nei seguenti sottoparagrafi vengono indicate le modalità di ripartizione della potenza in ingresso alla sbarra Rossa sulle linee in partenza da essa e su ogni cabina delle linee.

Calcolo delle potenze assorbite dai carichi, rete in assetto non standard

Nel Centro Satellite Stura IRETI effettua un campionamento dei valori efficaci delle seguenti grandezze:

- Montante di arrivo TR: potenza attiva, potenza reattiva e corrente;
- Montanti partenza linee: corrente.



Figura 3-6 Misure effettuate a monte e a valle della sbarra Rossa del Centro Satellite Stura

Il campionamento è effettuato ogni 10 minuti.

Dalle misure di potenza attiva e reattiva a monte della sbarra è possibile ricavare il valore del fattore di potenza della rete.

In Tabella 3-28 vengono riportate le misure effettuate sul montante arrivo TR alle ore 04:00 (ultimo campionamento prima del guasto).

Misure a monte della sbarra Rossa, 04:00, 02/07/16								
Corrente [A]	Potenza attiva [kW]	Potenza reattiva [kVar]	cosφ					
177,6	6110	2960	0,8999					

Tabella 3-28
 Misure a monte della sbarra Rossa e calcolo del cos\u03c6, 04:00, 02/07/16

Il valore di tensione registrato sulla sbarra Rossa è pari a 22 kV (tensione concatenata).

Si è ragionevolmente ipotizzato $\cos \varphi$ uniforme su tutta la rete: dalle misure di corrente in ingresso ad ogni linea è possibile calcolare il valore di potenza apparente, attiva e reattiva assorbita da ogni linea.

Prima dell'evento di guasto tutte le linee erano in servizio, seppur in configurazione non standard a causa di guasti precedenti.

Misure di corrente in ingresso alle linee della sbarra Rossa, 04:00, 02/07/16									
	Como	Tempia	Lazio	Emilia	Ancina	Tanaro	Chieri	Monza	Cuorgnè
Corrente [A]	19,8	19,2	15	13,8	0	9	60	33,6	11,52

 Tabella 3-29
 Misure di corrente in ingresso alle linee della sbarra Rossa, 04:00, 02/07/16

La somma delle correnti in ingresso ad ogni linea (I_{tot} =181,92 A) non corrisponde al valore di corrente a monte della sbarra, la differenza è di qualche ampere e si può attribuire ad un campionamento non perfettamente sincrono; si ritiene che questo fenomeno non influisca sui risultati finali della simulazione.

Per il calcolo delle potenze assorbite da ogni linea nelle condizioni antecedenti il guasto in esame si ipotizza che la corrente in ingresso alle linee connesse alla sbarra nella condizione pre-guasto (Como, Tempia, Lazio, Emilia, Ancina, Tanaro, Chieri, Cuorgnè) sia quella indicata in Tabella 3-29, considerando nulla la corrente sulla linea Monza in quanto tra il momento del campionamento e l'istante di inizio del fenomeno oggetto di studio un ulteriore disservizio ha causato l'apertura dell'interruttore. Il fattore di potenza utilizzato nei calcoli rimane quello ricavato nella 3-28.

Si può quindi procedere al calcolo della potenza sulle singole linee. Nella Tabella 3-30 vengono indicati i valori di corrente e potenza transitanti ad inizio linea nelle condizioni preguasto.

Calcolo delle potenze assorbite da ogni linea nelle condizioni pre-guasto										
	Como	Tempia	Lazio	Emilia	Ancina	Tanaro	Chieri	Monza	Cuorgnè	
I [A]	19,80	19,20	15,00	13,80	0	9,00	60,00	0	11,52	
S [kVA]	754,481	731,618	571,577	525,851	0	342,946	2.286,307	0	438,971	
P [kW]	678,999	658,423	514,393	473,241	0	308,636	2.057,572	0	395,054	
Q [kVar]	328,942	318,974	249,199	229,263	0	149,519	996,794	0	191,384	

 Tabella 3-30
 Calcolo delle potenze in ingresso ad ogni linea nelle condizioni pre-guasto

Sono noti i valori di potenza nominale o contrattuale (in caso di utenze MT) di ogni cabina presente nella rete. È possibile quindi ricavare per ogni linea la percentuale di assorbimento di ciascuna cabina rispetto alla potenza nominale totale di tutte le cabine della linea (Figura 3-7), in virtù della quale è possibile ripartire la potenza assorbita ad inizio linea sulle varie cabine secondarie.



Figura 3-7

Ripartizione percentuale dei carichi rispetto alla potenza nominale delle cabine secondarie

Per il calcolo delle potenze non si è tenuto conto delle perdite dovute alla resistenza trasversale delle linee e della caduta di tensione.

Calcolo delle potenze assorbite dai carichi, rete in assetto standard

Per il calcolo delle potenze assorbite dai carichi in rete in assetto standard è stata presa la media oraria sui 10 minuti delle misure effettuate alle 13.00 del 01 luglio 2016. Si è scelto un arco temporale in cui la rete è in assetto standard e non è interessata da guasti.

Le misure effettuate a monte della sbarra Rossa sono riportate in Tabella 3-31, mentre le misure di corrente a valle della sbarra sono indicate in Tabella 3-32.

Misure a monte della sbarra Rossa, 13:00, 01/07/16								
Corrente [A] Potenza attiva [kW] Potenza reattiva [kVar] cos ϕ								
468.8	16170	7830	0,900032					

Fabella 3-31	Misure a monte de	ella sbarra Rossa	e calcolo del coso,	13:00, 01/07/16

Misure di corrente in ingresso alle linee della sbarra Rossa, 13:00, 01/07/16									
	Como	Tempia	Lazio	Emilia	Ancina	Tanaro	Chieri	Monza	Cuorgnè
Corrente [A]	25,4	109,5	31,6	72,6	0	13,80	75,4	72,3	66,24

Tabella 3-32Misure di corrente in ingresso alle linee della sbarra Rossa, 13:00, 01/07/16

Le potenze assorbite da ogni linea sono calcolate come indicato nel sottoparagrafo precedente e sono indicate in Tabella 3-33.

Calcolo delle potenze assorbite da ogni linea nelle condizioni pre-guasto									
	Como	Tempia	Lazio	Emilia	Ancina	Tanaro	Chieri	Monza	Cuorgnè
I [A]	25,4	109,5	31,6	72,6	0	13,80	75,4	72,3	66,24
S [kVA]	967,87	4172,51	1204,12	2766,43	0	525,85	2873,13	2755,00	2524,08
P [kW]	871,11	3755,39	1083,75	2489,88	0	473,28	2585,91	2479,59	2271,76
Q [kVar]	421,82	1818,47	524,78	1205,67	0	229,18	1252,17	1200,69	1100,05

 Tabella 3-33
 Calcolo delle potenze in ingresso ad ogni linea nelle condizioni in assetto standard

La ripartizione della potenza assorbita ad inizio linea sulle singole cabine è effettuata come indicato nel sottoparagrafo precedente.

3.2 Descrizione evento di guasto

L'evento di guasto in studio è avvenuto il 2 Luglio 2016 alle ore 4:03 del mattino all'interno della cella di sezionamento a valle del TR2.

Fino alle ore 01:49 la rete afferente la sbarra Rossa alimentata dal TR2 della S/E Stura era in assetto standard ed esercita a neutro isolato in seguito ad anomalie riscontrate sulla bobina di Petersen.

Dalle ore 01:49 ha avuto inizio una serie di eventi/guasti in rete, di seguito descritti in dettaglio, che determinano la disalimentazione di diverse linee.

Alle ore 04:03:49 la rete sottesa aveva subito significative modifiche che ne hanno variato l'assetto rispetto a quello standard: alcune linee erano completamente disalimentate in seguito all'intervento della protezione a monte, altre erano in esercizio deficitario in quanto un precedente guasto aveva reso necessario escludere una parte di rete.

Altro dato rilevante è che la linea Chieri non era in assetto standard: quella notte alimentava la cabina 205314, normalmente di competenza della linea Sofia, afferente alla sbarra NERA. La particolarità di questa cabina è che alimenta la rete di media tensione a 5,5 kV della collina (VANCHIGLIA-DD0155133).

L'assetto standard della rete e l'assetto in condizioni pre-guasto sono noti e sono forniti in allegato.

Nei prossimi sottoparagrafi verrà ricostruita la sequenza degli eventi avvenuti in rete nelle ore antecedenti il guasto sulla cella di sezionamento e verrà analizzato nel dettaglio il guasto nella cella MT.

Non è presente un sistema GPS di sincronizzazione temporale degli eventi quindi la scala tempi di Terna e quella di IRETI non sono coincidenti; esistono pertanto delle discrepanze di 1-2 s nella collocazione temporale dello stesso evento nei rispettivi registri. Questo comporta una lieve incertezza nella correlazione temporale degli eventi registrati dai sistemi di misura rispettivamente di proprietà delle due Aziende.

Il registro di Terna è chiamato "Registrazione Eventi", mentre il registro di IRETI è denominato "Protocollo di Servizio".

3.2.1 Sequenza eventi

Nella sequenza di eventi si fa riferimento alla scala tempi di IRETI. Alcuni dei guasti avvenuti quella notte hanno avuto valori di intensità di corrente notevolmente elevati, tali da determinare l'avviamento delle protezioni lato AT del trasformatore; in occasione di essi è stato possibile ottenere la registrazione dell'oscilloperturbografo di stazione (lato AT) che riporta gli andamenti delle correnti. Come precedentemente affermato, esiste una lieve incertezza nella correlazione degli eventi registrati da Terna ed IRETI. Nella Figura 3-8 vengono indicati gli avviamenti delle protezioni lato AT determinati da guasti avvenuti sulle linee MT afferenti alla sbarra Rossa di Stura dalle ore 01:49 alle ore 04:03 (guasto cella).

Lista Allarmi

Data Valore		Nome	ld
02/07/2016 04:03:46:530	1	SCATTO O BLOCCO	210
02/07/2016 04:03:46.514	1	COMANDO APERTURA DA PROTEZIONI (CAP)	209
02/07/2016 04:03:46.501	1	SCATTO PRIMA PROTEZIONE DI MASSIMA CORRENTE	208
02/07/2016 04:03:45.958	1	AVVIAMENTO 51P	216
02/07/2016 04:01:56.933	1	AVVIAMENTO 51P	216
02/07/2016 04:01:54.884	1	AVVIAMENTO 51P	216
02/07/2016 04:01:53.990	1	AVVIAMENTO 51P	216
02/07/2016 03:39:31.009	1	AVVIAMENTO 51P	216
02/07/2016 03:39:28.280	1	AVVIAMENTO 51P	216
02/07/2016 03:39:26.359	1	AVVIAMENTO 51P	216
02/07/2016 03:19:16.090	1	AVVIAMENTO 51P	216
02/07/2016 02:41:55.205	1	AVVIAMENTO 51P	216
02/07/2016 02:04:38.553	1	AVVIAMENTO 51P	216



Nel presente paragrafo vengono elencati e sinteticamente descritti gli ultimi eventi riferiti alla porzione di rete afferente alla sbarra Rossa di Stura, avvenuti il 2 Luglio 2016, a partire dalle ore 04:01, fino al guasto sulla cella MT di sezionamento avvenuto alle ore 04:03 circa (la sequenza eventi integrale è fornita in allegato).

Le cabine alimentate dalla rete sottesa dalla sbarra Rossa hanno un numero identificativo del seguente tipo: 20*XXXX*; per maggior facilità di lettura, le prime due cifre identificative (20), comuni per tutte le cabine, vengono omesse nella sequenza eventi. Questa facilitazione non altera in alcun modo la comprensione degli eventi.

ORA	EVENTO	DESCRIZIONE	Commenti
04:01:27	chiusura sezionatore, linea CUORGNÈ	chiude 5103 verso 5338	chiusura manuale
04:01:55	scatto CHIERI	sc. max corrente, 3 ^ª soglia	
04:02:06	scatto TEMPIA	scatto def *	
04:02:10	scatto CUORGNÈ	apertura anomala	
04:02:10	scatto MONZA	apertura anomala	







Alle 04:01 la protezione lato AT si è avviata e ha registrato il seguente andamento delle correnti dei guasti sulle linee Chieri, Tempia, Cuorgnè e Monza (Figura 3-9).

ORA	EVENTO	DESCRIZIONE	Commenti
04:02:28	apertura sezionatore,	apre 5103 verso 5338	apertura manuale
	linea CUORGNÈ		
04:02:54	chiusura CUORGNÈ		guasto tra le cabine 5103 e 5040
			escluse
04:03:11	chiusura TEMPIA		
04:03:29	chiusura CHIERI		
04:03:47	scatto CHIERI	sc. dir. di terra, 2ª soglia	
04:03:47	scatto TEMPIA	sc. dir. di terra, 2 ^ª soglia	
04:03:49	apertura interruttore al		Scatto dovuto al guasto evoluto
	primario del TR2 RO		all'interno della cella di
			sezionamento MT
04:03:49	apertura interruttore al		
	secondario del TR2 RO		

 Tabella 3-35
 Estratto Protocollo di Servizio, 04:01-04:03, parte II

Si sono verificati, come si è potuto riscontrare, aperture simultanee di due o più linee a causa di un unico guasto; è un funzionamento anomalo in quanto dovrebbe intervenire solo l'interruttore della linea interessata dall'evento, ma non è un fenomeno inusuale per interruttori che proteggono linee appartenenti alla stessa sbarra.

Per distinguere le linee guaste da quelle sane si fa affidamento alle letture dei sensori di rilevamento guasti (RG di cortocircuito o direzionale a terra) collocati in ingresso e in uscita ad alcune delle cabine MT/BT appartenenti a diverse linee. I rilevamenti dei sensori RG sono anch'essi riportai nel Protocollo di Servizio di IRETI.

Nell'ultimo evento avvenuto in rete prima del guasto sulla cella, sono scattati "contemporaneamente" gli interruttori dedicati alle linee Chieri e Tempia, ma solo i sensori rilevatori di guasto collocati lungo le cabine della linea Tempia hanno segnalato un guasto (RG direzionale di terra). Inoltre è interessante notare che non è stato individuato alcun tronco guasto sulla linea Tempia, linea completamente in cavo, in riferimento all'evento sopra riportato. Quando la sbarra è stata rimessa in esercizio circa 4 minuti dopo, la linea è rimasta in servizio. Si è quindi in presenza di un guasto transitorio su una linea in cavo.

3.2.2 Potenza attiva in ingresso al TR2 Stura

Terna effettua, sulla sezione di alta tensione, un campionamento ogni 4s di corrente, di potenza attiva e reattiva a primario del trasformatore.

Un'immagine rappresentativa degli eventi che sono avvenuti nella rete di distribuzione sottesa al TR2 della S/E di Stura è il grafico che rappresenta l'andamento nel tempo della potenza attiva assorbita dal trasformatore (Figura 3-10). Esso ripercorre gli eventi elencati nel precedente paragrafo a partire dalle ore 03:00 del 2 luglio 2016: si possono determinare, infatti, dalle variazioni della potenza, gli scatti degli interruttori delle linee soggette a guasto e le successive richiusure.





Potenza attiva in ingresso al TR2

3.3 Descrizione evento di guasto

L'evento di guasto illustrato in questo paragrafo è avvenuto, come già detto, il 2 Luglio 2016 alle ore 4:03; è occorso all'interno della cella di sezionamento MT posta subito a valle del trasformatore TR2 220/22kV della Stazione Elettrica Stura.

Si ricorda che il trasformatore 220/22 kV e le apparecchiature sino al quadro MT sono di proprietà Terna, mentre il quadro MT che alimenta la relativa sezione a 22 kV è di proprietà IRETI.

Il guasto è avvenuto a monte dell'interruttore secondario del trasformatore 220/22kV (lato 22 kV) per cui il relè di massima corrente abbinato all'interruttore MT non si è avviato.

In base alla logica di funzionamento del sistema di protezioni, ciò ha fatto dimezzare il tempo di intervento del relè di massima corrente lato AT il quale ha comandato l'apertura dell'interruttore a monte del trasformatore e la conseguente eliminazione del guasto in un tempo pari a circa 550 ms.

L'apertura dell'interruttore primario del trasformatore ha causato il blocco del trasformatore nonché la disalimentazione dei carichi MT ad esso sottesi.

Il carico MT sotteso alla sbarra rossa è stato alimentato dopo quattro minuti da una sbarra adiacente.
3.3.1 Oscilloperturbografo dell'evento di guasto

L'oscilloperturbografo di stazione (lato AT) inizia a memorizzare gli andamenti delle correnti ogni qualvolta che le protezioni, rilevando correnti superiori alle soglie di intervento, si avviano.

Grazie ad esso sono stati registrati gli andamenti delle correnti del guasto sulla cella MT (Figura 3-11).



Figura 3-11 Andamento correnti rilevate dall'oscilloperturbografo di stazione durante il guasto nella cella di sezionamento MT

Come si può vedere dalla Figura 3-11, il guasto nella cella di sezionamento si innesca bifase tra le fasi 8-12 con un valore efficace di corrente di corto circuito di circa 805 A al primario. Nella torretta di sezionamento MT le fasi 8-12 sono adiacenti.

Dopo circa 280 ms il guasto evolve in trifase con un valore di corrente di circa 930 A.

L'intensità della corrente di guasto registrata al primario è dello stesso ordine di grandezza della corrente di corto circuito primaria del trasformatore ($I_{ccl}=945,25$ A).

Il guasto è stato estinto dopo 550ms dalla protezione di massima corrente primaria che ha aperto l'interruttore primario della macchina.

3.3.2 Danni subiti dalla cella

L'integrità dell'involucro esterno della cella è stata compromessa in seguito al guasto: nella parte inferiore i pannelli della cella sono stati divelti dalle loro sedi.

Durante il guasto lo scaricatore MT della fase 12 è andato distrutto; si suppone che la distruzione dello scaricatore sia dovuta ad un eccessivo transito di energia attraverso il componente. Si suppone altresì che tale evento non sia la causa scatenante del guasto bifase sopra descritto in quanto lo scaricatore è posizionato nella parte alta della cella, mentre i danni maggiori e le evidenze più rilevanti di archi elettrici fase-fase sono stati rilevati nella parte bassa della cella.

Non sono stati riscontrati danni ai TV di controllo della tensione omopolare, tuttavia si è resa necessaria la ricostruzione dei collegamenti BT sulla loro uscita.

Per dare un'idea dell'entità del danno vengono qui di seguito mostrate alcune foto della cella di sezionamento MT dopo l'evento di guasto.

In Figura 3-12 è mostrato il danno che hanno riportato le pareti esterne della cella: si possono notare vistosi annerimenti sui bordi; inoltre avvicinandosi si può notare la bulloneria divelta e le cerniere delle porte spezzate (Figura 3-13).



Figura 3-12 Danni involucro esterno Cella MT di sezionamento



Figura 3-13 Particolare danni involucro esterno Cella MT di sezionamento

In Figura 3-14 è riportato l'interno della cella MT di sezionamento così come è stata trovata dagli operatori dell'Unità Impianti. Come si può notare su tutte le pareti interne e sui componenti sono visibili i fenomeni termici dell'arco (annerimento); sulle pareti non sono presenti segni visibili di scariche, invece sulle sbarre di potenza di arrivo cavi sono facilmente distinguibili i punti di contatto dell'arco (Figura 3-15).

Sempre in Figura 3-14, nell'angolo in alto a sinistra è possibile vedere gli scaricatori di sovratensione.







Figura 3-15 Particolare dei punti di contatto d'arco sulle sbarre interne inferiori

In Figura 3-16 è mostrato lo scaricatore distrutto della fase 12.





Dato il tipo di danno subito dalla cella MT è stato necessario effettuare la scrupolosa pulizia di tutte le sue componenti, ricostruire i collegamenti BT sull'uscita dei TV di controllo della tensione e sostituire lo scaricatore della fase 12 che è andato distrutto.

Superate positivamente le prove di isolamento per verificare la tenuta della cella, in seguito a questi interventi, la torretta di sezionamento MT è rientrata in regolare servizio.

Dall'analisi delle tensioni sulla sbarra 220 kV di Stura (campionamento a 4 sec), non sono emersi valori efficaci anomali. Infatti tra le ore 02:00 e le ore 04:00 (N.B.: il guasto sulla cella è avvenuto alle 04:03) la tensione efficace della sezione non ha mai superato i 235 kV.

Il sistema protettivo ha funzionato correttamente secondo i valori impostati da piano di taratura: in occasione del guasto sulla torretta MT, la protezione di massima corrente lato 220 kV, non avendo visto l'avviamento della protezione lato 22 kV, ha ridotto il tempo di intervento da 1s a 500ms, eliminando di fatto il guasto nel tempo stabilito.

3.4 Analisi evento di guasto

Il sezionatore MT immediatamente a valle del trasformatore AT/MT è collocato all'interno di un quadro protetto per esterno tale da non permettere l'accesso alle parti in tensione da parte di corpi estranei, quali uccelli, topi, gatti, ecc.

È quindi possibile escludere l'ipotesi di contatto accidentale con un corpo estraneo come causa dell'evento all'interno della cella di sezionamento MT.

Si è pertanto ipotizzato che il guasto nella cella sia stato provocato dal cedimento dell'isolamento – aria – tra due fasi adiacenti in seguito al presentarsi di un elevato valore di sovratensione in corrispondenza della cella stessa.

Eventi analoghi si sono verificati negli anni passati: il guasto esaminato non è il primo verificatosi all'interno di una cella di sezionamento MT collegata al secondario del trasformatore nella stazione elettrica di Stura. Casi analoghi si sono verificati a valle del TR3 nell'agosto del 2014 e a valle del TR1 nel maggio dell'anno successivo.

Le cause che hanno determinato l'innesco di un corto circuito all'interno delle celle MT non sono state identificate e sono oggetto di studio di questo lavoro.

In concomitanza di tali eventi di guasto non sono stati registrati eventi o manovre sulle linee di alta tensione afferenti la stazione elettrica di Stura.

I guasti sono accomunati in tutti e tre i casi citati dall'assetto non standard della rete di distribuzione sottesa a causa di disservizi sulla medesima.

Si è ipotizzato pertanto che la sovratensione fosse dovuta ad un fenomeno di risonanza tra l'induttanza di corto circuito del trasformatore AT/MT e la capacità dei cavi della rete di media tensione che nell'occasione era in assetto non standard.

Lo studio del guasto è ricaduto sull'evento del 2 luglio 2016 in quanto meglio registrato dall'oscilloperturbografo di stazione di proprietà di Terna.

Si è reso necessario quindi modellizzare la rete nelle condizioni antecedenti l'evento di guasto cercando di riprodurre fedelmente l'assetto di rete e i carichi.

Si è scelto di focalizzare l'attenzione sull'ultimo guasto avvenuto sulla linea Tempia che ha causato l'apertura apparentemente contemporanea degli interruttori delle linee denominate Tempia e Chieri.

I transitori che si sono verificati sulla rete di distribuzione in assetto non standard sono due:

- Transitorio di innesco del guasto;
- Transitorio di estinzione del guasto.

Si è condotta un'analisi a scenari cercando di individuare la sovratensione che si ipotizza abbia determinato il guasto nella cella di sezionamento.

Si ricorda che il guasto ha avuto origine bifase (fasi adiacenti), quindi nell'ipotesi di sovratensione è necessario porre l'attenzione sull'andamento delle tensioni concatenate.

3.4.1 Impostazione dell'analisi

In relazione alla natura transitoria degli eventi da analizzare, come già detto, si è fatto ricorso a programmi che consentono la simulazione digitale dei fenomeni transitori elettromagnetici nei sistemi elettrici di potenza.

In questo lavoro la scelta del software di analisi è ricaduta su:

- ATPDraw
- MATLAB Simulink

Per indagare la validità dell'ipotesi si è proceduto nel seguente modo:

- 1. Modellizzazione dell'assetto di rete all'istante antecedente il guasto sulla linea Tempia;
- 2. Simulazione per scenari.

Prima di procedere con la simulazione è stato necessario identificare i corretti parametri elettrici da inserire all'interno del modello della rete:

- parametri elettrici del generatore equivalente in SE Stura;
- parametri elettrici del trasformatore;
- parametri elettrici dei cavi;
- carichi.

Modellizzata opportunamente la rete, si sono simulati diversi scenari per indagare le cause dell'accaduto ricercando il più alto valore di sovratensione. Gli scenari studiati sono i seguenti:

- 1. Transitorio di estinzione guasto trifase (fenomeno di risonanza, oscillazione RLC);
- 2. Transitorio di estinzione guato bifase (fenomeno di risonanza, oscillazione RLC);
- 3. Transitorio di innesco guasto monofase.

4 Analisi in condizioni perturbate della rete Stura Rossa

L'ultimo evento avvenuto in rete antecedente il guasto sulla cella è lo scatto simultaneo degli interruttori delle linee Tempia e Chieri.

I cavi presenti sulla linea Tempia, così come sulle altre linee sottese al centro satellite Stura, sono cavi tripolari e ciascun conduttore di fase ha una sua schermatura; ogni schermo è collegato francamente a terra. È ragionevole ipotizzare quindi che i guasti sui cavi coinvolgano sempre la terra, con resistenze di guasto trascurabili.

In questo capitolo verranno illustrate le simulazioni svolte sia sulla rete in assetto standard sia sulla rete in assetto non standard, riportando la rete alle condizioni antecedenti lo scatto simultaneo delle due linee.

Il primo tipo di simulazioni mira ad individuare possibili criticità della rete in assetto; mentre il secondo tipo ha come obiettivo l'analisi della rete nel contesto in cui si è verificato il guasto nella cella MT.

Si è ipotizzato che l'estinzione dei guasti avvenga nell'istante in cui la forma d'onda della corrente della singola fase intersechi lo zero; questa assunzione risulta accettabile in quanto gli interruttori presenti sulle linee in partenza dalle sbarre di Stura sono interruttori in SF6.

Il modello dell'interruttore viene comandato quindi in tempo e corrente: l'interruttore, superato l'istante di tempo impostato per l'apertura, interrompe il circuito non appena il valore istantaneo di corrente rientra nell'intervallo di valori desiderato ($I_{margine}$).

4.1 Intervallo di tempo delle Simulazioni

Per scegliere l'intervallo di tempo di calcolo delle simulazioni è necessario conoscere l'intervallo di frequenze del fenomeno in esame. Definita la massima frequenza attesa, l'intervallo di tempo è dato dalla (4-1). [27]

$$(4-1) \qquad \Delta t \le \frac{1}{10 f_{max}}$$

Nel caso di rete in assetto standard, il massimo valore di frequenza delle oscillazioni causate dall'apertura non è noto a priori: si è considerato un intervallo di frequenza comunemente

riconosciuto per l'estinzione dei guasti (50Hz÷3kHz); è stato quindi utilizzato un tempo di campionamento pari a 10µs.

Nel caso di rete in assetto alterato - pre-guasto - noto il valore di induttanza di corto circuito del trasformatore, noti i valori di capacità equivalente dei cavi delle linee e nota la sequenza degli eventi che si vanno a simulare (Protocollo di Servizio IRETI), si può affermare che i fenomeni in studio non superano 1kHz. È dunque opportuno utilizzare un tempo di campionamento pari a 50µs, in questo modo il numero di istanti di calcolo è sufficientemente alto anche nel periodo delle frequenze di risonanza che insorgono durante l'estinzione di un guasto trifase o bifase. Si è verificato che intervalli di tempo maggiori portano a imprecisioni nei risultati della simulazione, mentre intervalli di tempo inferiori non portano alcuna informazione aggiuntiva, ma aumentano solo il tempo di calcolo.

4.2 Rete in assetto standard

Per analizzare il comportamento della rete in assetto standard sono state fatte le seguenti ipotesi:

- 1. Nessun evento interessa il cavo di soccorso Ancina, normalmente senza carico;
- 2. Il guasto è un evento singolo ed interviene, per la sua estinzione, la protezione della linea interessata dal guasto;
- 3. Almeno quattro linee, oltre il cavo Ancina, rimangono in servizio all'estinzione del guasto.

Sono state effettuate simulazioni per illustrare come variano le sollecitazioni in corrispondenza della cella variando la combinazione delle linee in servizio all'estinzione del guasto (capacità equivalenti diverse), modificando il punto di applicazione del guasto e variando il valore percentuale dell'impedenza di corto circuito del trasformatore.

Variando il valore di capacità equivalente all'estinzione di un guasto trifase o bifase a terra in un intervallo di valori corrispondenti ai diversi assetti di rete, l'ampiezza delle oscillazioni non varia in modo significativo.

Le linee con capacità equivalente maggiore (e quindi estensione) sono la linea Chieri (9,2 μ F), la linea Cuorgnè (4,2 μ F), la linea Tanaro (3,7 μ F) e la linea Tempia (3,6 μ F). Le linee con estensione minore sono la linea Como, la linea Emilia, la linea Lazio e la linea Monza.

Variando il punto di applicazione del guasto (5 km e 300 m dalla sbarra), si è rilevato a parità di frequenza di risonanza un aumento dell'ampiezza dei picchi in occasione di corto circuito immediatamente a valle della sbarra (300 m).

Cambiando il valore dell'impedenza di corto circuito, le sovratensioni in corrispondenza della cella variano in un range di valori contenuto.

Lo scenario A e lo scenario B riportano le simulazioni che studiano le sollecitazioni in funzione di diversi valori di frequenza di risonanza e diverso punto di applicazione del corto

circuito trifase. Lo scenario C riporta la risposta del sistema al variare del valore di impedenza di corto circuito.

Gli scenari di seguito riportati seguono la seguente scala temporale:

- Applicazione di un guasto trifase a terra franco all'istante t=0,04 s;
- Estinzione del guasto dopo 100 ms, tempo impostato nell'interruttore t=0.14 s.

4.2.1 Scenario A

Lo scenario A è composto da quattro simulazioni diverse ripetute per i due differenti punti di applicazione del guasto (5 km, 300 m).

Si ipotizza che le quattro linee con minore estensione rimangano sempre in servizio, mentre le quattro linee con maggiore estensione siano in servizio una per ogni simulazione e che su di esse sia applicato ed estinto il guasto. Ad esempio all'istante zero della prima simulazione sono in servizio le linee Como, Emilia, Lazio, Monza e Chieri, all'istante t=0,04s viene applicato il guasto sulla linea Chieri e all'istante t=0,14s viene estinto dando luogo ad un transitorio oscillatorio con frequenza di risonanza pari a 725 Hz.

Le tensioni di fase e concatenate misurate in corrispondenza della cella in occasione di questa simulazione, per guasto applicato a 5 km dalla sbarra, sono riportate in Figura 4-1 e Figura 4-2.



Figura 4-1 Tensioni di fase sulla cella, scenario A, guasto linea Chieri, f_r = 725 Hz



Figura 4-2 Tensioni concatenate sulla cella, scenario A, guasto linea Chieri, f_r = 725 Hz

In Tabella 4-1 sono riportati i risultati delle simulazioni ottenuti applicando il guasto a 5 km dalla sbarra Rossa di Stura rispettivamente sulla linea Chieri, Cuorgnè, Tanaro e Tempia.

Linee in servizio: Ancina, Como, Emilia, Lazio, Monza						
$f_r = 725 Hz$						
n°	Guasto	Cabine	distanza	V _f [kV]	V _{ff} [kV]	
1	Chieri	205655 - 204249	5 km	-34,3	-41,8	
2	Cuorgnè	20300 - 203050	5 km	-34,8	-46,8	
3	Tanaro	204736 - 205315	5 km	-34	-47,9	
4	Tempia	205269 - 203816	5 km	-32,2	-42	



Il valore di picco più elevato delle tensioni concatenate, in corrispondenza della cella, si ottiene estinguendo il guasto sulla linea Tanaro.

Se si avvicina il punto di applicazione del guasto i valori di picco di tensione di fase e concatenata aumentano; in Tabella 4-2 sono riportati i valori di tensione misurati in corrispondenza della cella applicando il guasto a 300 m dalla sbarra. Si nota che, ad esempio applicando il medesimo guasto sulla linea Chieri a circa 300 m dalla sbarra si ottengono picchi di 43,6 kV per la tensione di fase e di 55,8 kV per la tensione concatenata; i valori sono maggiori di circa 12 - 13 kV rispetto a quelli delle precedenti simulazioni.

Sono riportati in Figura 4-3 e in Figura 4-4, come esempio, gli andamenti delle tensioni sulla cella in occasione del guasto sulla linea Tanaro (simulazione 3), spostando il punto di guasto a 300 m dalla sbarra Rossa di Stura; il massimo valore di picco delle oscillazioni della tensione di fase è pari in valore assoluto a 43,7 kV, mentre il massimo valore di picco raggiunto dalle tensioni concatenate vale in valore assoluto 55,9 kV.

Linee in servizio: Ancina, Como, Emilia, Lazio, Monza						
fr =725 Hz						
n°	Guasto	Cabine	distanza	$V_{f}[kV]$	V _{ff} [kV]	
1	Chieri	STURA - 204946	300 m	-43,7	-55,8	
2	Cuorgnè	STURA - 205241	300 m	-42,8	-54,6	
3	Tanaro	STURA - 204389	300 m	-42,9	-55,9	
4	Tempia	STURA - 20387	300 m	-43,7	-55,9	











Applicando ed estinguendo un corto circuito bifase a terra i valori delle tensioni di fase si abbassano leggermente rispetto ai valori indicati in Tabella 4-1 (relativi al corto circuito trifase), mentre i valori di picco delle tensioni concatenate aumentano lievemente.

All'estinzione di un guasto monofase a terra non si verifica alcun tipo di sovratensione.

4.2.2 Scenario B

Si è ipotizzato di avere sempre in servizio all'estinzione del guasto cinque linee: le quattro precedentemente in servizio nello scenario A e una delle quattro linee con estensione maggiore.

Lo scenario B è composto da quattro set di tre simulazioni diverse ripetute per i due differenti punti di applicazione del guasto (5 km, 300 m). Ogni set di simulazioni corrisponde ad una diversa combinazione delle linee in servizio all'estinzione del guasto.

Si ottengono quindi quattro configurazioni diverse; per ogni combinazione delle cinque linee verranno effettuate tre simulazioni in cui si eseguirà l'applicazione e l'estinzione un guasto trifase a terra su una delle restanti tre linee a capacità equivalente elevata. Sono descritti in seguito i risultati delle simulazioni in cui il guasto è collocato a 5 km. La combinazione delle linee in servizio all'estinzione del guasto e i risultati della simulazione sono indicati in Tabella 4-3.

Linee in servizio: Ancina, Como, Emilia, Lazio, Monza						
Combinazione 1	CHIERI	$f_r = 510 \text{ Hz}$				
n°	Guasto	Cabine	distanza	V _f [kV]	$V_{\rm ff}$ [kV]	
1.1	Cuorgnè	20300-203050	5 km	-31,5	-41,7	
1.2	Tanaro	204736-205315	5 km	-33,9	-44,7	
1.3	Tempia	205269-203816	5 km	-32,0	-41,6	
Combinazione 2	CUORGNÈ	f	$T_{\rm r} = 610 \; {\rm Hz}$			
n°	Guasto	Cabine	distanza	V_{f} [kV]	$V_{\rm ff}$ [kV]	
2.1	Chieri	205655-204249	5 km	-33,4	-47,0	
2.2	Tanaro	204736-205315	5 km	-32,3	-47,8	
2.3	Tempia	205269-203816 5 km		-31,7	-45,2	
Combinazione 3	TANARO	f	r = 620 Hz			
n°	Guasto	Cabine	distanza	V_{f} [kV]	V _{ff} [kV]	
3.1	Chieri	205655-204249	5 km	-33,9	-46,0	
3.2	Cuorgnè	20300-203050	5 km	-34,5	-47,3	
3.3	Tempia	205269-203816	5 km	-32,0	-45,4	
Combinazione 4	TEMPIA	$f_r = 625 \text{ Hz}$				
n°	Guasto	Cabine	distanza	V_{f} [kV]	V _{ff} [kV]	
4.1	Chieri	205655-204249	5 km	-33,0	-40,0	
4.2	Cuorgnè	20300-203050	5 km	-32,4	-46,0	
4.3	Tanaro	204736-205315	5 km	-31,2	-47,4	

 Tabella 4-3
 Risultati scenario B, guasto 5 km dalla sbarra Rossa Stura

La combinazione con minor sollecitazioni è la prima, cioè quella ipotizza che la linea Chieri (linea con massima estensione) sia in servizio al momento del guasto; la frequenza delle oscillazioni è pari a 510 Hz.

Le restanti combinazioni presentano valori di picco di tensione simili tra loro, infatti il valore di frequenza di risonanza non si discosta si molto tra di esse. Elevate sollecitazioni si verificano nella simulazione 4.3 all'estinzione del corto circuito trifase a terra applicato sulla linea Tanaro a 5 km dalla sbarra (Figura 4-5 e Figura 4-6); il valore di picco delle oscillazioni della tensione concatenata raggiunge i 47,4 kV.



Figura 4-5 Tensioni di fase sulla cella, scenario B (4.3), guasto linea Tanaro 5 km, f_r = 625 Hz



Figura 4-6 Tensioni concatenate sulla cella, scenario B (4.3), guasto linea Tanaro 5 km, f_r = 625 Hz

Linee in servizio: Ancina, Como, Emilia, Lazio, Monza						
Combinazione 1	CHIERI		$f_r = 510 \text{ Hz}$			
n°	Guasto	Cabine	distanza	V _f [kV]	V _{ff} [kV]	
1.1	Cuorgnè	STURA - 205241	300 m	-41,5	-52,0	
1.2	Tanaro	STURA - 204389	300 m	-41,6	-51,4	
1.3	Tempia	STURA - 203807	300 m	-41,9	-51,7	
Combinazione 2	CUORGNÈ		$f_{r} = 610 \text{ Hz}$			
n°	Guasto	Cabine	distanza	V _f [kV]	V _{ff} [kV]	
2.1	Chieri	STURA - 204946	300 m	-42,2	-53,7	
2.2	Tanaro	STURA - 204389	300 m	-41,6	-53,8	
2.3	Tempia	STURA - 203807	300 m	-42,2	-53,4	
Combinazione 3	TANARO		$f_{r} = 620 Hz$			
n°	Guasto	Cabine	distanza	V _f [kV]	V _{ff} [kV]	
3.1	Chieri	STURA - 204946	300 m	-43,3	-55,3	
3.2	Cuorgnè	STURA - 205241	300 m	-42,4	-55,0	
3.3	Tempia	STURA - 203807	300 m	-43,3	-55,5	
Combinazione 4	TEMPIA	fr = 625 Hz				
n°	Guasto	Cabine	distanza	V _f [kV]	V _{ff} [kV]	
4.1	Chieri	STURA - 204946	300 m	-43,2	-54,1	
4.2	Cuorgnè	STURA - 205241	300 m	-42,0	-54,3	
4.3	Tanaro	STURA - 204389	300 m	-42,0	-54,0	

Spostando il punto di guasto in prossimità della sbarra d'alimentazione (300 m) i valori di picco aumentano come indicato in Tabella 4-4.

 Tabella 4-4
 Risultati scenario B, guasto 300 M dalla sbarra Rossa Stura

4.2.3 Scenario C

Lo scenario C riprende due simulazioni dei precedenti scenari e, lasciando inalterato l'assetto delle linee e il punto di applicazione di guasto, varia il valore di impedenza di corto circuito del trasformatore.

La prima simulazione riprende le condizioni della combinazione 2.2 dello scenario B:

- guasto applicato sulla linea Tanaro a 5 km dalla sbarra di alimentazione;
- linee in servizio all'estinzione del guasto Ancina, Como, Emilia, Lazio, Monza e Cuorgnè.

In Tabella 4-5 sono riportati i massimi valori di picco delle tensioni di fase e concatenate in corrispondenza della cella al variare dell'impedenza di corto circuito. I valori di sovratensione di fase diminuiscono all'aumentare dell'impedenza di corto circuito, mentre i valori di sovratensione concatenata aumentano. Si osserva che le variazioni delle sollecitazioni rimangono all'interno di un range di valori contenuto.

Linee in servizio: Ancina, Como, Emilia, Lazio, Monza, Cuorgnè					
Combinazione 2.2 Guasto linea TANARO, 5					
Zcc %	$V_{f}[kV] = V_{ff}[kV]$				
17%	-34,20	-46,26			
18%	-33,60	-46,87			
19%	-33,00	-47,20			
20,64%	-32,30	-47,80			
21%	-32,35	-48,00			
22%	-32,45	-48,20			

Fabella 4-5	Risultati s	cenario	C,	condizioni	scenario	B	2.2
			~ 7				

La seconda simulazione rimanda alla combinazione 4.3 dello scenario B:

- guasto applicato sulla linea Tanaro a 5 km dalla sbarra di alimentazione;
- linee in servizio all'estinzione del guasto Ancina, Como, Emilia, Lazio, Monza e Tempia.

La variazione delle sollecitazioni in termini di tensione di fase e concatenate al variare dell'impedenza di corto circuito del trasformatore AT/MT è indicata in Tabella 4-6.

Linee in servizio: Ancina, Como, Emilia, Lazio, Monza, Tempia					
Combinazione 4.3 Guasto linea TANARO,					
Zcc %	V _f [kV] V _{ff}				
17%	-33,70	-44,94			
18%	-33,06	-45,70			
19%	-32,50	-46,75			
20,64%	-31,90	-47,40			
21%	-32,00	-47,46			
22%	-32,10	-47.70			

Tabella 4-6Risultati scenario C, condizioni scenario B 4.3

In Figura 4-7 è rappresentato graficamente come variano in valore assoluto i valori di picco delle oscillazioni delle tensioni concatenate per i due casi analizzati.





4.3 Rete in assetto non standard

In questo paragrafo si fa riferimento alla configurazione della rete di distribuzione antecedente lo scatto contemporaneo delle linee Tempia e Chieri.

Il guasto che ha determinato l'apertura apparentemente simultanea degli interruttori si è verificato sulla linea Tempia; si è trattato di un guasto transitorio su cavo. Il relè di protezione intervenuto è il relè direzionale di terra, 2^a soglia.

4.3.1 Punto di guasto sulla linea Tempia

Non è stato possibile individuare il tronco guasto sulla linea Tempia; tuttavia sono state fatte delle ipotesi ragionevoli basate sulle letture dei sensori per il rilevamento guasti, RG, posti in alcune delle cabine della linea.

RG, linea Tempia				
(a) 203807 verso STURA				
(b) 203807 verso 203811				
(c)	204709 verso 204709			
(d)	204709 verso CM-02			
(e)	203814 verso 205466			
(f) 203814 verso 203887				

Sono presenti lungo la linea i seguenti sensori:

 Tabella 4-7
 Elenco cabine linea Tempia in cui è presente RG

In occasione del guasto che si intende simulare sono intervenuti i rilevatori di guasto (a), (c), (d) indicati in Tabella 4-7.

Si può quindi ipotizzare che il guasto sia avvenuto lungo una sola delle due diramazioni della linea Tempia e più in particolare nel tratto tra le cabine 204709 e 203814.

4.3.2 Scenario 1

Lo scenario 1 prevede l'esame del transitorio d'estinzione di un guasto trifase nella rete in assetto pre-guasto applicato in diversi punti della linea Tempia appartenenti all'area di guasto descritta nel sottoparagrafo precedente.

Questo scenario mira a verificare se un valore elevato di sovratensione tra le fasi della cella MT possa essere stato determinato dal transitorio RLC di estinzione di un guasto trifase. Facendo riferimento al Protocollo di Servizio IRETI, si nota l'apertura contemporanea degli interruttori delle linee Tempia e Chieri. È stata quindi simulata l'apertura di entrambe; non essendo plausibile l'apertura contemporanea di due interruttori si è impostato un modesto sfasamento temporale tra le due interruzioni.

Non conoscendo la sequenza temporale delle due aperture, si è proceduto ad effettuare le simulazioni nelle due sequenze possibili:

- Apertura della Chieri prima della Tempia (scenario 1.a);
- Apertura della Tempia prima della Chieri (scenario 1.b).

L'estinzione del guasto viene effettuata dopo un intervallo di tempo di circa 100ms dall'applicazione dello stesso in accordo con le soglie d'intervento delle protezioni presenti. È poco probabile che un guasto trifase si sia verificato sulla linea Tempia in quanto secondo il

protocollo di servizio IRETI è intervenuta la protezione direzionale di terra per estinguerlo; il caso del guasto trifase viene ugualmente trattato per completezza. Non essendo stato individuato il punto di guasto, il corto circuito è stato applicato arbitrariamente lungo i tratti tra le cabine indicate in Tabella 4-8.

Caso I	Caso II	Caso III
204709 - CM-02	203813 - 205030	205466 - 203814

Tabella 4-8Applicazione punto di guasto, Scenario 1

Scenario 1.a

Nello scenario 1.a si prende in esame il caso in cui si è verificata prima l'apertura dell'interruttore della linea Chieri e successivamente l'apertura della linea Tempia.

Viene applicato un cortocircuito trifase franco a terra.

Gli istanti di tempo impostati nella simulazione sono riportati in Tabella 4-9.

Scenario 1.a					
t_1	0 s	Inizio simulazione, regime			
t_2	0,04 s	Applicazione guasto Tempia			
t ₃	0,12 s	Comando apertura Chieri			
t_4	0,14 s	Comando apertura Tempia			
t_5	0,4 s	Fine simulazione			

Nei tre diversi casi l'estinzione del guasto avviene all'istante $t_{4.1}=0,1423$ s.

Caso I

All'estinzione del guasto le tensioni di fase e le tensioni concatenate misurate in corrispondenza dell cella di sezionamento MT presentano una forte oscillazione a frequenza superiore rispetto alla fondamentale che si sovrappone alla sinusoide a 50 Hz. (Figura 4-8 e Figura 4-9)

La frequenza di queste oscillazioni è pari in prima approssimazione alla frequenza di risonanza dell'induttanza di corto circuito del trasformatore e delle capacità verso terra dei cavi delle linee rimaste in servizio, ipotizzando di trascurare i parametri longitudinali delle linee. Come si può vedere dal grafico delle tensioni di fase (Figura 4-8), la fase maggiormente stressata in tensione è la c, ossia la prima fase in cui avviene l'interruzione.

Il massimo valore di picco di ondulazione è quindi raggiunto dalla fase c ed è pari in valore assoluto a 40 kV.

Invece il massimo valore di picco delle oscillazioni delle tensioni concatenate è pari in valore assoluto a 47,5 kV ed è raggiunto dalla tensione tra le fasi a e b.



Figura 4-8 Grafico tensioni di fase sulla cella, Scenario 1.a, Caso I



Figura 4-9 Grafico tensioni concatenate sulla cella, Scenario 1.a, Caso I

Nel presente scenario (1.a) all'istante dello scatto della linea Tempia, la linea Chieri è fuori servizio. La linea Chieri essendo molto estesa presenta un valore di capacità equivalente alto, per cui alla sua assenza bisogna aspettarsi un valore di frequenza di risonanza maggiore rispetto a quello ottenibile con il solo distacco della linea Tempia.

La frequenza di risonanza delle oscillazioni è pari a 630 Hz circa. La Figura 4-10 rappresenta lo spettro in frequenza delle tensioni di fase, ricavato applicando la DFT (Discrete Fourier Transform) alla fase a. La finestra temporale utilizzata per il calcolo della DFT è compresa tra gli istanti (0,1423-0,3423)s ed è pari a ΔT_{DTF} =0.2 s. [28]



Figura 4-10 Spetto in frequenza, tensione della fase a, (0,1423-0,3423)s, Scenario 1.a, Caso I

Si osserva che come precedentemente detto oltre alla frequenza fondamentale a 50 Hz $(\frac{10}{\Delta T_{DFT}})$ è presente una componente a 630 Hz $(\frac{126}{\Delta T_{DFT}})$.

Caso II

Applicando il guasto tra le cabine 203813 – 205030, si allontana ulteriormente il punto di guasto dalla cella sezionamento. L'andamento oscillatorio delle tensioni rimane invariato (Figura 4-11 e Figura 4-12); il massimo valore di picco dell'oscillazione della tensione di fase è pari in valore assoluto a 38kV; mentre il massimo valore di tensione concatenata è pari a 50,43kV. Il primo valore è inferiore rispetto al caso I, mentre il secondo è superiore. Tuttavia i valori non si discostano significativamente gli uni dagli altri.



Figura 4-11

Grafico tensioni di fase sulla cella, Scenario 1.a, Caso II



Figura 4-12 Grafico tensioni concatenate sulla cella, Scenario 1.a, Caso II

Caso III

Il guasto viene applicato tra le cabine 205466 e 203814, nell'ultimo tratto della linea in assetto pre-guasto. In Figura 4-13 e in Figura 4-14 sono riportati i grafici della tensione di fase e concatenata in corrispondenza della cella. All'estinzione del guasto il massimo valore di picco di tensione di fase sulla cella in valore assoluto è pari a 37 kV; invece il massimo valore di tensione tra le fasi (nello specifico tra la fase a e la fase b, se è la fase c la prima ad essere interrotta) è pari a 51 kV.

Come per il caso II il valore di picco della tensione di fase diminuisce leggermente, mentre quello della tensione concatenata aumenta.



Figura 4-13

Grafico tensioni di fase sulla cella, Scenario 1.a, Caso III



Figura 4-14

Grafico tensioni concatenate sulla cella, Scenario 1.a, Caso III

Scenario 1.b

Nello scenario 1.b si prende in esame il caso in cui avvenga prima lo scatto della linea Tempia e solo successivamente durante il transitorio di estinzione del guasto si abbia lo scatto della Chieri.

Viene applicato un cortocircuito franco a terra in diverse posizioni della linea. Per poter comparare i risultati con quelli ottenuti nelle simulazioni dello scenario 1.a si fa riferimento ai medesimi punti di guasto.

Scenario 1.b						
t_1	0 s	Inizio simulazione, regime				
t_2	0,04 s	Applicazione guasto Tempia				
t ₃	0,14 s	Comando apertura Tempia				
t_4	0,16 s	Comando apertura Chieri				
t ₅	0,4 s	Fine simulazione				

Gli istanti di tempo impostati nella simulazione sono riportati in tabella.

Tabella 4-10Scala temporale Scenario 1.b

Nei tre diversi casi l'estinzione del guasto avviene all'istante $t_{3,1}=0,1421$ s.

Caso I

Il guasto è applicato tra le cabine 204709 e CM-02.

L'oscillazione della forma d'onda della tensione sia di fase che concatenata risulta smorzata rispetto al caso precedente (Figura 4-15 e Figura 4-16). Il massimo valore di picco delle oscillazioni della tensione di fase è in valore assoluto pari a 39,6 kV ed è raggiunto sempre dalla fase c in quanto è rimasto pressoché invariato l'istante di estinzione del guasto; il massimo valore raggiunto della tensione concatenata tra la fase a e la fase b è pari a 50,3 kV. All'estinzione del guasto, cioè allo scatto della linea Tempia, la linea Chieri è in servizio, quindi cambia la frequenza di risonanza del transitorio di apertura che risulta essere inferiore a quella dello scenario precedente (1.a).



Figura 4-15 Grafico tensioni di fase sulla cella, Scenario 1.b, Caso I



Figura 4-16 Grafico tensioni concatenate sulla cella, Scenario 1.b, Caso I

Lo spettro in frequenza della forma d'onda della tensione di fase è indicato in Figura 4-17. La DTF è stata applicata alla tensione della fase ad un intervallo di tempo compreso tra gli istanti (0,1423-0,3423)s, ottenendo così una finestra temporale pari a $T_{DTF}=0.2$ s.

La frequenza di risonanza risulta essere pari a 475 Hz $\left(\frac{95}{\Delta T_{DTF}}\right)$.



Figura 4-17 Spetto in frequenza, tensione della fase a, (0,1421-0,3421)s, Scenario 1.b, Caso I

Caso II

Il guasto è applicato tra le cabine 203813 e 205030, su un tratto a valle di quello del caso precedente: il punto di guasto è stato ulteriormente allontanato dalla sbarra.

La frequenza delle oscillazioni rimane la stessa; come si può vedere dalla Figura 4-18e dalla Figura 4-19 il massimo valore di picco della tensione di fase in valore assoluto è pari a 37,7

kV, mentre il massimo valore di picco della tensione concatenata è pari a 49,8 kV. Rispetto al caso precedente (I) del medesimo scenario (1.b) entrambi i valori sono diminuiti allontanando il punto di guasto; nello scenario precedente (1.a) invece il valore massimo della tensione concatenata tra la fase a e b aumenta all'aumentare della distanza. Questo fatto è dovuto alle diverse frequenze di risonanza presenti nei due scenari.



Figura 4-18 Grafico tensioni di fase sulla cella, Scenario 1.b, Caso II





Caso III

Il guasto è applicato tra le cabine 205466 e 203814. Il massimo valore di picco delle oscillazioni è pari in valore assoluto a 37,7 kV, mentre il massimo valore di tensione concatenata si ha tra la fase a e la fase b ed è pari a 48.5 kV (Figura 4-20 e Figura 4-21).



Figura 4-20 Grafico tensioni di fase sulla cella, Scenario 1.b, Caso III





Riepilogo risultati simulazioni scenario 1

1.a	f _r 630 Hz			
	Cabine	distanza	V _f [kV]	V _{ff} [kV]
Caso I	204709 - CM 02	2,49 km	-40,0	-47,5
Caso II	203813 - 205030	3,38 km	-38,0	-50,4
Caso III	205466 - 203814	3,84 km	-37,0	-51,0
1.b	f _r 475 Hz			
	Cabine	distanza	V _f [kV]	V _{ff} [kV]
Caso I	204709 - CM 02	2,49 km	-39,6	-50,3
Caso II	203813 - 205030	3,38 km	-37,7	-49,8
Caso III	205466 - 203814	3,84 km	-37,7	-48,5

In Tabella 4-11 sono riportati i risultati delle simulazioni effettuate nello scenario 1.

 Tabella 4-11
 Complessivo risultati simulazioni Scenario 1

4.3.1 Scenario 2

Lo scenario 2 ha lo scopo di verificare l'andamento delle tensioni in corrispondenza della cella MT all'estinzione di un guasto bifase a terra sulla linea Tempia, con particolare attenzione all'andamento delle tensioni concatenate.

Come nello scenario 1 si procede ad illustrare il differente comportamento in caso di apertura dell'interruttore Tempia precedente o antecedente l'apertura dell'interruttore Chieri tramite due diversi sotto scenari: lo scenario 2.a e lo scenario 2.b.

Ipotizzare l'estinzione del guasto con la linea Chieri fuori servizio, implica come visto nel precedente paragrafo oscillazioni alla frequenza di risonanza di 630 Hz, mentre ipotizzare lo scatto della Tempia con la Chieri ancora in servizio porta ad un transitorio con frequenza di risonanza pari a 475 Hz.

Non essendo stato individuato il punto di guasto, il corto circuito bifase verso terra è stato applicato arbitrariamente lungo le dorsali tra le cabine nelle medesime posizioni in cui si è applicato il guasto nel precedente scenario e che vengono ricordate in Tabella 4-12.

Caso I	Caso II	Caso III
204709 - CM-02	203813 - 205030	205466 - 203814

Tabella 4-12	Dorsali applicazione	punto di guasto,	Scenario 2
	Dorsan approxime	punto in Suisto,	

Quando si applica un guasto bifase l'istante di tempo non è più ininfluente; infatti se si applica un guasto bifase a terra nell'istante in cui il valore della tensione della fase sana corrisponde a quello di picco si verifica una sovratensione sulla stessa durante il transitorio d'innesco del guasto. Tuttavia tale sovratensione si verifica tra la fase sana e la terra, non tra le fasi. La tensione che ha causato l'evento di guasto all'interno della cella è una tensione concatenata, quindi il transitorio di innesco del guasto bifase non verrà trattato.

Lo scatto della linea Tempia è stato comandato dalla 2^a soglia del relè direzionale di terra, la quale è composta da due sottosoglie: una dedicata alla protezione contro i guasti monofase a terra e l'altra contro i guasti bifase a terra. Lo scenario 2 sarà quindi composto da un ulteriore sottoscenario (2.c) in cui si simula l'estinzione di un guasto bifase con una resistenza di guasto tale da ridurre l'entità della corrente di corto circuito sotto la seconda soglia del relè di massima corrente.

Scenario 2.a

Lo scenario 2.a prevede l'esame del transitorio d'estinzione di un guasto bifase nella rete in assetto pre-guasto, applicato in diversi punti della linea Tempia indicati in Tabella 4-12. La simulazione studia l'effetto dell'apertura dell'interruttore, in questa sequenza temporale, della linea Chieri e della linea Tempia sull'andamento delle tensioni di fase e concatenate in corrispondenza della cella.

Scenario 2.a			
t_1	0 s	Inizio simulazione, regime	
t_2	0,05 s	Applicazione guasto Tempia	
t_3	0,12 s	Comando apertura Chieri	
t_4	0,14 s	Comando apertura Tempia	
t ₅	0,35 s	Fine simulazione	



Il guasto bifase franco verso terra è stato applicato sulla fase a e sulla fase c. Analoghi risultati a quelli riportati in questo paragrafo si possono ottenere cambiando le fasi coinvolte dal guasto.

L'estinzione effettiva del guasto avviene all'istante $t_{4,1}=1404$ s della simulazione.

Caso I

Il caso I prende in esame il guasto bifase applicato tra le cabine 204709 e CM-02 della linea Tempia.

Il valore massimo di picco di tensione di fase è pari a 27,5 kV raggiunti dalla fase a; come si può notare da Figura 4-22 anche la fase c raggiunge grazie a queste oscillazioni valori analoghi pari in valore assoluto a 26,9 kV.

Il valore massimo di picco delle tensioni concatenate è pari in valore assoluto a 54,5 kV ed è raggiunto tra la fase a e la fase c (Figura 4-23).

Rispetto allo scenario 1, in cui si esamina il transitorio di estinzione di un guasto trifase a terra, i valori di tensione di fase ottenuti con questa simulazione risultano inferiori (scarto di circa 13kV), mentre i valori di tensione concatenata raggiungono valori lievemente superiori.



Figura 4-22





Figura 4-23 Grafico tensioni concatenate sulla cella, Scenario 2.a, Caso I

Caso II

Il caso II prende in considerazione l'ipotesi che il guasto bifase a terra franco si sia verificato tra le cabine 203813 e 205030 della linea Tempia.

All'estinzione del guasto in corrispondenza della cella MT si sono misurati gli andamenti di tensione riportati in Figura 4-24 e in Figura 4-25.

La massima tensione di fase è raggiunta da un picco dell'oscillazione della fase a ed è pari a 26,6 kV; mentre la massima tensione concatenata è raggiunta da un picco tra la fase a e la fase c ed è pari a 52,2 kV. Entrambi i valori sono inferiori a quelli del caso precedente.



0

Caso III

Il caso III dello scenario 2.a esamina la possibilità che il guasto si sia innescato tra le cabine 205466 e 203814. All'estinzione del guasto l'andamento delle tensioni sulla cella di sezionamento è indicato nei grafici della Figura 4-26 e della Figura 4-27.

Il massimo valore di picco raggiunto dalle tensioni di fase è pari a 26 kV è corrisponde ad un picco di un'oscillazione della fase c, valori analoghi sono raggiunti dalla fase a (25,4 kV). Invece il massimo valore di picco misurato relativo alle tensioni concatenate è pari a 51 kV ed è raggiunto tra la fase c e la fase a.



Figura 4-26





Scenario 2.b

Questo scenario si prefigge lo scopo di analizzare le forme d'onda della tensione di fase e concatenata in corrispondenza della cella MT in occasione del transitorio di estinzione di un guasto bifase franco a terra. Lo scenario 2.b segue la linea temporale che prevede l'estinzione del guasto tramite lo scatto della linea Tempia e il successivo scatto della linea Chieri (Tabella 4-14).

Scenario 2.b				
t_1	0 s	Inizio simulazione, regime		
t_2	0,05 s	Applicazione guasto Tempia		
t_3	0,14 s	Comando apertura Tempia		
t_4	0,17 s	Comando apertura Chieri		
t ₅	0,35 s	Fine simulazione		

Tabella 4-14Scala temporale Scenario 2.b

Il guasto è applicato in tre diversi punti, analoghi a quelli dei precedenti scenari.

L'oscillazione che si sovrappone alla fondamentale all'estinzione del guasto è pari a 475 Hz come precedentemente appurato nello scenario 1.b.

L'estinzione effettiva del guasto avviene all'istante $t_{3,1}=0.1405$ s.

Caso I

Nella simulazione del caso I il guasto bifase a terra tra la fase a e la fase c è applicato tra le cabine 204709 e CM-02.

Il massimo valore di picco della tensione di fase appartiene alla fase c ed è pari in valore assoluto a 26,4 kV, mentre sulla fase a il massimo valore raggiunto è pari a 25,2 kV (Figura 4-28).

Il massimo valore di picco della tensione concatenata si verifica tra la fase c e la fase a ed è pari in valore assoluto a 51,6 kV (Figura 4-29).

I valori indicati sono inferiori rispetto a quelli ottenuti nel medesimo caso nello scenario 2.a.



Figura 4-28 Grafico tensioni di fase sulla cella, Scenario 2.b, Caso I



Figura 4-29 Grafico tensioni concatenate sulla cella, Scenario 2.b, Caso I

Caso II

Il punto di applicazione del guasto viene allontanato dalla sbarra e posto tra le cabine 203813 e 205030.

Il massimo valore di picco di tensione di fase è raggiunto dalla fase c ed è pari in valore assoluto a 25,3 kV, la fase a raggiunge un valore di poco inferiore pari a 24,6 kV (Figura 4-30).

Il massimo valore di picco della tensione concatenata (fasi c-a) è pari a 50 kV (Figura 4-31). Entrambi i valori di tensione sono inferiori rispetto al caso precedente.



Figura 4-30 Grafico tensioni di fase sulla cella, Scenario 2.b, Caso II



Caso III

Il guasto bifase a terra nel caso III è collocato tra le cabine 205466 e 203814.

Gli andamenti delle tensioni di fase e concatenate sono riportati in Figura 4-32 e Figura 4-33. Il massimo valore di picco della tensione di fase è pari in valore assoluto a 24,8 kV ed è raggiunto dalla fase c, mentre il massimo valore di picco della fase a corrisponde a 24,4 kV; i valori sono praticamente equivalenti. Il massimo valore si picco delle tensioni concatenate è pari in valore assoluto a 49,2 kV ed è stato riscontrato tra la fase c e la fase a.



Figura 4-32 Grafico tensioni di fase sulla cella, Scenario 2.b, Caso III



Figura 4-33

Grafico tensioni concatenate sulla cella, Scenario 2.b, Caso III

Scenario 2.c

È poco probabile che un guasto bifase franco (così come trifase) sia avvenuto lungo la linea Tempia in quanto è intervenuto il relè direzionale di terra 2^a soglia.

Il relè direzionale di terra di 2^a soglia presenta due sottosoglie "2a" e "2b": la prima relativa ai guasti monofase la seconda relativa ai guasti bifase a terra con valori di corrente inferiori a quelli alle soglie del relè di massima corrente.

In questo scenario si analizza l'estinzione di un guasto bifase a terra con resistenza di guasto. Tra quelli precedenti, lo scenario con i valori di tensione più elevati è lo scenario 2.a, caso I; per cui si simulerà il corto circuito bifase nelle medesime condizioni di guasto e sequenza degli eventi dello scenario 2.a. Il guasto viene quindi applicato lungo il tratto tra le cabine 204709 e CM-02 (2,49 km); all'estinzione la linea Chieri non è in servizio.

Si sono eseguite simulazioni con valori di resistenza di guasto compresi tra 1-20 Ω .

Vengono riportati i grafici di due simulazioni con due diversi valori di resistenza (suddivisi equamente tra le due fasi) espressi in Tabella 4-15, per entrambi il valore efficace di corrente di guasto è inferiore a 2000 A (2^a soglia relè di massima corrente).



Tabella 4-15Resistenze di guasto

In Tabella 4-16 viene riportata la sequenza temporale degli eventi della simulazione; in accordo con i tempi impostati nelle soglie di protezione del relè direzionale di terra, l'interruzione di un guasto bifase avviene dopo circa 600 ms.
Scenario 2.c				
t_1	0 s	Inizio simulazione, regime		
t_2	0,05 s	Applicazione guasto Tempia		
t ₃	0,62 s	Comando apertura Chieri		
t_4	0,64 s	Comando apertura Tempia		
t ₅	0,8 s	Fine simulazione		

Tabella 4-16Scala temporale Scenario 2.c

$R_{g1}=10~\Omega$

Il massimo valore di picco verificatosi sulla tensione di fase è pari a 20,7 kV (Figura 4-34), mentre il massimo valore di picco delle tensioni concatenate è pari a 37 kV (Figura 4-35).

L'andamento del transitorio risulta notevolmente smorzato e i valori di picco sono visibilmente ridotti rispetto agli scenari precedenti.



Figura 4-34 Grafico tensioni di fase sulla cella, Scenario 2.c, R_{g1}=10Ω



Figura 4-35 Grafico tensioni concatenate sulla cella, Scenario 2.c, R_{g1}=10Ω

$R_{g2}=14\Omega$

Il massimo valore di picco riscontrato sulle tensioni di fase è pari a 19,7 kV (Figura 4-36), mentre il massimo valore di picco delle tensioni concatenate è pari a 35 kV (Figura 4-37). Le sovratensioni all'estinzione di un guasto bifase a terra resistivo risultano poco significative. Inoltre è poco probabile che un evento di questo tipo si sia verificato in quanto nei cavi la resistenza di guasto verso terra si può ritenere trascurabile.



Figura 4-36

Grafico tensioni di fase sulla cella, Scenario 2.c, R_{g2} =14 Ω



Figura 4-37 Grafico tensioni concatenate sulla cella, Scenario 2.c, R_{e2}=14Ω

Riepilogo risultati simulazioni scenario 2

In Tabella 4-17 sono riportati i risultati delle simulazioni dello scenario 2 in cui si è applicato ed estinto un guasto bifase tra la fase a e la fase c.

1	f _r 630 Hz				
1.a	Cabine	distanza	V _f [kV]	V _{ff} [kV]	
Caso I	204709 - CM 02	2,49 km	-27,5	-54,5	
Caso II	203813 - 205030	3,38 km	-26,6	-52,2	
Caso III	205466 - 203814	3,84 km	-26,0	-51,0	
1 հ		f _r 475 Hz			
1.0	Cabine	distanza	V _f [kV]	V _{ff} [kV]	
Caso I	204709 - CM 02	2,49 km	-26,4	-51,6	
Caso II	203813 - 205030	3,38 km	-25,3	-50,0	
Caso III	205466 - 203814	3,84 km	-24,8	-49,2	
1.c	f _r 630 Hz				
	Cabine	distanza	V _f [kV]	V _{ff} [kV]	
R _{g1} 10 Ω	204709 - CM 02	2,49 km	-20,7	-37,0	
R _{g2} 14 Ω	204709 - CM 03	2,49 km	-19,7	-35,0	

 Tabella 4-17
 Complessivo risultati simulazioni Scenario 2

4.3.2 Scenario 3

Lo scenario 3 ha lo scopo di analizzare il transitorio d'innesco di un guasto monofase a terra, in quanto la sua estinzione non determina oscillazioni o valori di tensione superiori alla nominale.

Il guasto monofase a terra viene applicato sulla fase a, lungo il tratto compreso tra le cabine 204709 e CM-02 (caso I dei precedenti scenari); viene variato l'istante di guasto in corrispondenza rispettivamente del picco di una delle fasi non interessate dal guasto (t_I), dello zero della fase guasta (t_{II}) e del picco della fase guasta (t_{III}).

In Tabella 4-18 vengono riportati i diversi istanti di tempo in cui viene applicato il guasto.

t _I	t _{II}	t _{III}
0.034	0.035 s	0,04 s

Tabella 4-18 Istanti applicazione guasto monofase, fase a

Il caso in cui si verifica il maggior valore di picco di sovratensione di fase è quello in cui si applica il guasto sulla fase a nell'istante in cui è sul picco (t_{III}). Sono riportati in Figura 4-38, in Figura 4-39 e in Figura 4-40 gli andamenti delle tensioni di fase in corrispondenza della cella nei tre casi sopra indicati.

Viene riportato l'andamento delle tensioni concatenate in corrispondenza della cella solo del caso in cui il guasto viene applicato in $t=t_{III}$ (Figura 4-41).

Il massimo valore di picco dalle tensioni di fase è pari in valore assoluto a 45 kV ed è stato raggiunto dalla fase sana c, mentre il massimo valore di picco delle tensioni concatenate è pari a 44 kV e si è verificato tra la fase c e la fase a.



Figura 4-38 Grafico tensioni di fase sulla cella, Scenario 3, applicazione guasto t₁=0,034 s



Figura 4-39 Grafico tensioni di fase sulla cella, Scenario 3, applicazione guasto t_{II}=0,035 s



Figura 4-40 Grafico tensioni di fase sulla cella, Scenario 3, applicazione guasto t_{III}=0,04s



Figura 4-41 Grafico tensioni concatenate sulla cella, Scenario 3, applicazione guasto t_{III}=0,04s

Mantenendo fisso l'istante di innesco del guasto (t_{III}) e modificando il punto di applicazione dello stesso i valori non si discostano da quelli precedentemente ottenuti.

Ad esempio applicando il guasto tra le cabine 205466 e 203814 (caso III dei precedenti scenari) il massimo valore di picco di tensione di fase (fase c) è a pari in valore assoluto a 44,9 kV, mentre il massimo valore raggiunto dalle tensioni concatenate è pari a 43,3 kV.

Il guasto preso in considerazione in questo scenario è molto probabilmente il guasto che si è verificato in rete e ha determinato lo scatto simultaneo della linea Tempia e Chieri, in accordo con le letture del Protocollo di Servizio IRETI.

5 Prove sperimentali di tenuta alle sovratensioni sul sezionatore della cella

Le prove sperimentali di tenuta alle sovratensioni sono state organizzate per ottenere dei valori di raffronto, in termini di tensione di picco, con i risultati delle simulazioni eseguite.

In data 07/06/2017, all'interno della Stazione Elettrica di Rondissone, è stata effettuata una serie di prove dielettriche a frequenza industriale su un sezionatore trifase analogo a quello presente nelle celle MT in cui è avvenuto il guasto esaminato in questo lavoro.

Le prove sono state eseguite sul componente a giorno, non all'interno del quadro protetto per esterno. La temperatura e l'umidità durante le prove sono riportate in Tabella 5-1.

Data	Temperatura	Umidità
07/06/2017	28°C	38%

 Tabella 5-1
 Temperatura e umidità dell'aria durante le prove di scarica, 07/06/17

Sono state effettuate due tipologie di prove dielettriche differenti:

- Prove di scarica fase-terra;
- Prove di scarica fase-fase.

Il sezionatore, inteso come complesso di organi di sezionamento, sbarre e isolatori, è stato fissato su una lastra metallica e posto orizzontalmente rispetto al terreno (Figura 5-1). Sono state riprodotte le distanze fase-fase e fase-terra presenti all'interno della cella.



Figura 5-1 Configurazione di prova de sezionatore

5.1 Sistema di alimentazione circuito di prova

Il sistema di alimentazione è composto da tre parti:

- Trasformatore trifase d'isolamento 380/220V
- Variatore di tensione ad induzione (V_{out} 10-440V)
- Trasformatore monofase elevatore di tensione 440/175000V

Prima di illustrare lo schema di alimentazione del circuito di prova, viene fatto un breve richiamo ad alcuni dei componenti del circuito, quali il variatore ad induzione e il trasformatore elevatore di tensione.

Variatore di tensione ad induzione

Il regolatore di tensione trifase ad induzione è un motore ad induzione in corto circuito, ossia con il rotore bloccato in una determinata posizione.

L'avvolgimento di rotore e quello di statore sono collegati in serie; le fasi del rotore sono collegate a stella e sono alimentate dalla terna di tensioni che è necessario regolare. Le fasi dello statore sono quindi collegate da un capo alla linea di alimentazione (tensione da regolare), dall'altro alla linea con tensione regolata. La terna di tensioni in uscita è pertanto pari alla somma vettoriale della terna delle tensioni indotte nell'avvolgimento di rotore (avv. I) e della terna delle tensioni indotte nell'avvolgimento di statore (avv. II).

Per ottenere una regolazione della tensione in uscita si procede a modificare la posizione del rotore rispetto allo statore lungo il passo polare, grazie ad un gruppo di riduttori a vite senza fine; in questo modo si ottiene una variazione dell'angolo di fase tra le due terne di tensione (I e II) e con essa la variazione della tensione in uscita.

Trasformatore elevatore di tensione

I trasformatori elevatori di tensione per la generazione di alte tensioni alternate sono solitamente monofase; l'avvolgimento primario è alimentato a tensione relativamente bassa (generalmente inferiore a 1 kV) da un regolatore di tensione, variando la tensione ai capi dell'avvolgimento primario è possibile regolare la tensione in uscita dal trasformatore (tensione di prova, V_p). In Figura 5-2 è riportato lo schema generale e la sezione di un trasformatore elevatore monofase. Come si può notare esistono due diverse soluzioni costruttive: trasformatore con involucro metallico e trasformatore con involucro isolante. Il trasformatore utilizzato per le prove dielettriche effettuate rientra nella prima tipologia.



Figura 5-2 Trasformatore elevatore monofase; schema generale (a), trasformatore con involucro metallico (b), trasformatore con involucro isolante(c) [29]

Facendo riferimento alla numerazione di Figura 5-2 si può notare che l'avvolgimento primario (2) è posto in prossimità del nucleo (1), circondato dall'avvolgimento secondario (3). Il terminale dell'avvolgimento di alta tensione connesso a terra è collocato vicino al nucleo, il terminale d'uscita invece è sulla superficie esterna dell'avvolgimento. Nel caso di trasformatore con involucro metallico il terminale di alta tensione è realizzato con un isolatore passante. [29]

5.1.1 Schema di principio



Figura 5-3 Schema di principio circuito di alimentazione prove dielettriche a frequenza industriale

L'arrivo dell'alimentazione a 380V è posto all'interno del variatore ad induzione in una morsettiera dedicata; dalla stessa morsettiera sono derivati i cavi di alimentazione a 380V e a 220V adibiti al collegamento con il trasformatore di isolamento 380/220V.

All'interno del variatore ad induzione è montato un quadro elettrico con un PLC per l'attuazione degli interruttori e la regolazione della tensione di uscita; la pulsantiera di comando è controllata da remoto mediante un cavo blindato. Dal variatore partono due cavi per l'alimentazione del trasformatore elevatore, gli stessi passano attraverso un TA per verificare la corrente assorbita. Dal terminale di alta tensione dell'avvolgimento del trasformatore elevatore, mediante un conduttore, viene alimentato il circuito in prova.

La tensione di alimentazione del trasformatore elevatore viene controllata mediante un registratore in grado di misurare il valore efficace e posto a valle di un divisore capacitivo (costituito dalle capacità del passante AT del trasformatore elevatore) precedentemente sottoposto a taratura mediante confronto con TV induttivo campione.

5.2 Descrizione e risultati delle prove

Le prove sono state effettuate al fine di determinare il valore di tensione di scarica del sezionatore nelle seguenti configurazioni:

- Fase Terra;
- Fase-Fase.

La lettura della tensione è in termini di valori efficaci; si ricorda tuttavia che il fenomeno di scarica in un isolante è legato al valore massimo di tensione e non al suo valore efficace. Nelle tabelle che indicano i risultati delle prove viene quindi riportato oltre al valore di tensione letto (efficace) anche il corrispondente valore di picco della tensione di scarica ricordando che la tensione di prova è pari a $V_p = V_{max}/\sqrt{2}$.

5.2.1 Prove di scarica fase-terra

Per riprodurre le condizioni che portano alla scarica verso terra di una fase del sezionatore si è adottata la seguente configurazione:

- Fasi a-b-c: cortocircuitate e alimentate dal terminale di alta tensione dell'avvolgimento secondario del trasformatore di alta tensione;
- Struttura metallica: collegata al morsetto di terra.

In Figura 5-4 è riportato il circuito di prova.





La prova è stata eseguita cinque volte partendo da un valore di tensione pari a 4kV fino al valore di tensione che ha determinato l'insorgere dell'arco elettrico tra le fasi alimentate e la terra (rappresentata dalla struttura metallica su cui è fissata la cella).

In Tabella 5-2 sono riportati i risultati delle prove dielettriche di scarica verso terra, è indicato il tipo di regolazione, la tensione di scarica in termini di valore efficace e di picco ed eventuali commenti rilevanti l'esperimento.

Prove dielettriche a 50Hz: scarica fase-terra, 07/06/2017				
n° prova	Regolazione della tensione	Tensione di scarica (valore efficace)	Tensione di scarica (valore di picco)	Commenti
1	Rampa costante	74 kV	104,65 kV	Si sono verificate due scariche verso terra.
2	Rampa costante	74 kV	104,65 kV	Si sono innescati tre archi e si è visto un fenomeno di reinnesco dell'arco
3	Rampa costante	74 kV	104,65 kV	Si sono verificate quattro scariche verso terra
4	Rampa costante	75 kV	106 kV	Si sono innescati tre archi verso terra
5	Rampa costante	74 kV	104,65 kV	-

 Tabella 5-2
 Risultati prove dielettriche a 50Hz: scarica fase-terra, 07/06/2017

Tra le prove è stato rispettato un intervallo di tempo adeguato per il totale ripristino dell'isolamento.

La prima scarica verso terra si è spesso verificata tra la staffetta di messa a terra del sezionatore (Figura 5-5) e la struttura metallica, le seguenti si sono originate tra gli spigoli vivi delle sbarre a cui è collegato il sezionatore e la struttura metallica rilevato mediante video registrazione.



Figura 5-5 Dettaglio del sezionatore: staffetta di messa a terra.

5.2.2 Prove di scarica fase-fase

Per ricreare le condizioni di scarica tra due fasi adiacenti del sezionatore si è dovuto ricorrere ad un circuito di alimentazione diverso dal precedente. La configurazione è la seguente:

- *Fase b*: alimentata dal terminale di alta tensione dell'avvolgimento secondario del trasformatore elevatore di tensione;
- Fasi a,c: collegate ai morsetti di terra;
- Struttura metallica: flottante.

Per questo tipo di prova la base metallica è stata posta sopra degli isolatori ceramici ad una distanza di circa 50 cm dal suolo. In Figura 5-6 sono chiaramente visibili i collegamenti sopra descritti, si può vedere il filo d'alimentazione collegato alla sbarra centrale e i morsetti di terra collegati alle due sbarre adiacenti.

La prova è stata eseguita cinque volte partendo da un valore di tensione pari a 4kV fino al valore di tensione che ha determinato l'insorgere dell'arco elettrico tra la fase alimentata e la fase adiacente (non alimentata, collegata a terra).



Figura 5-6 Configurazione del circuito di alimentazione per le prove dielettriche di scarica tra le fasi

In Tabella 5-3 sono riportati i risultati delle prove dielettriche di scarica tra le fasi, è indicato il tipo di regolazione, la tensione di scarica in termini di valore efficace e di picco ed eventuali commenti rilevanti per l'esperienza. Le scariche si sono verificate tra gli spigoli delle sbarre delle fasi e tra i vari elementi acuminati presenti.

Prove dielettriche a 50Hz: scarica fase-fase, 07/06/2017				
n° prova	Regolazione della tensione	Tensione di scarica (valore efficace)	Tensione di scarica (valore di picco)	Commenti
1	Rampa costante	93kV	131,5	-
2	Rampa costante	92 kV	130,1	Era presente una lieve alito di vento durante la prova
3	Rampa costante	94 kV	132,9	-
4	Rampa costante	94 kV	132,9	-
5	Rampa costante	94 kV	132,9	-

Tabella 5-3

Risultati prove dielettriche a 50Hz: scarica fase-fase, 07/06/2017

Il lavoro ha consentito di analizzare il comportamento di sistemi di distribuzione di alta e media tensione interconnessi in condizioni perturbate da guasti occorsi sulla rete di media tensione.

Nel caso specifico dell'evento in esame i risultati delle simulazioni della rete di distribuzione in assetto standard indicano che i fattori che maggiormente influiscono sulle sollecitazioni in corrispondenza della cella sono la vicinanza del guasto e la frequenza delle oscillazioni che si innescano all'estinzione di un guasto franco trifase o bifase a terra sulle linee. L'applicazione del punto di guasto incide principalmente sull'ampiezza delle oscillazioni; la frequenza delle stesse si ripercuote sul numero di picchi che si sovrappongono alla sinusoide a 50 Hz in un periodo di semionda.

In riferimento alle prove sperimentali di tenuta alle sovratensioni a frequenza industriale condotte sul sezionatore della cella a giorno, non all'interno del quadro protetto per esterno, si è verificato che l'isolamento del sezionatore sulla distanza tra le fasi sopporta una sollecitazione fino a circa 130 kV di picco. I valori di picco (non a frequenza fondamentale) delle oscillazioni della tensione concatenata in corrispondenza della cella nel caso di guasto applicato a 300 m dalla sbarra di alimentazione sono di circa 55 kV. Nonostante non si conoscano lo stato di umidità, di polluzione e la temperatura all'interno della cella, che non consentono una confrontabilità diretta con l'esito delle prove di scarica condotte, i risultati delle simulazioni risultano tuttavia essere di un ordine di grandezza inferiore rispetto ai valori sperimentali.

Basandosi sulle analisi condotte sulla rete in assetto non standard, nelle condizioni antecedenti il presunto scatto simultaneo delle linee Tempia e Chieri, causato da un guasto sulla linea Tempia, il punto di guasto risulta essere compreso tra una distanza di 2,5 e 3,8 km; il massimo valore delle oscillazioni della tensione concatenata è pari circa a 50 kV.

Facendo riferimento al Protocollo di Servizio IRETI, il guasto avvenuto sulla linea Tempia è ipotizzabile essere stato un corto circuito bifase a terra con resistenza di guasto elevata (caso improbabile) o più realisticamente un guasto monofase a terra.

All'estinzione di un guasto bifase a terra resistivo le oscillazioni sono smorzate rispetto al caso di corto circuito franco e i valori di picco delle medesime sono notevolmente inferiori ai casi precedentemente citati (vedi scenario 2.c).

L'estinzione di un guasto monofase a terra non comporta sollecitazioni; è stato riscontrato un picco di sovratensione su una delle fasi sane al momento di innesco del guasto in determinati istanti coincidenti con il valore di picco della fase guasta.

In relazione ai risultati degli scenari condotti sul modello del sistema di distribuzione di alta e media tensione si sono riscontrate delle interferenze tra le due reti che hanno determinato sollecitazioni in corrispondenza della cella di sezionamento MT le quali non sembrano tuttavia essere sufficienti a originare l'evento in studio.

- [1] R. S. Vladimiro Medved, "Le correnti di corto circuito negli impianti elettrici AT,MT,BT", Milano: Editoriale Delfino, 2013.
- [2] G. Chicco, "Distribution System Structures", Politecnico di Torino, Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica: Slide delle lezioni del corso "Distribuzione e utilizzazione dell'enerrgia elettrica"(01APP), tenuto da G. Chicco, a.a. 2016-2017.
- [3] G. Conte, "MANUALE DI IMPIANTI ELETTRICI. Progettazione, realizzazione e verifica delle installazioni elettriche in conformità con le Norme tecniche e di legge", Terza Edizione, Milano: BtH Biblioteca tecnica HOEPLI, 2014.
- [4] R. Napoli, "Impianti Elettrici. Elementi di trasmissione elettrica", Politecnico di Torino, Corso di Laurea in Ingegneria Elettrica: Appunti del corso di "Impianti elettrici e sicurezza" (01PENLX), a.a. 2013/2014.
- [5] E. S. Brancelli, "Il Sistema di distribuzione di Enel Distribuzione. Descrizione del Sistema di Distribuzione: Rete, Impianti, Protezioni, Telecontrollo, Automazione e Conduzione della Rete Elettrica", Bari: Enel Distribuzione, 22 Marzo 2012.
- [6] R. Marconato, "Sistemi Elettrici di Potenza", vol. I, Milano: Ed. clup, 1984.
- [7] "Electro-Magnetic Transients Program (EMTP). Theory Book", Cap 3, Portland: s.n., Luglio 1995.
- [8] CAUE Comite Argentino de Usuarios de EMTP ATP, "Rule Book ATP. Saturable transformer component", s.l.: s.n., s.d..
- [9] "Electro-Magnetic Transients Program (EMTP). Theory Book", Cap 6, Portland: s.n., Luglio 1995.
- [10] M. Lazzari, "Il trasformatore", Politecnico di Torino, Corso di Laurea in Ingegneria Elettrica: Dispense del corso "Macchine Elettriche" (11BNMLX), a.a. 2013-2014.
- [11] CAUE Comite Argentino de Usuarios de EMTP-ATP, "Rule book ATP Linear Branc Cards (LEC) A, B, C", Buenos Aires: s.n., dicembre 2001.

- [12] G. Chicco, "Relè e stato del neutro", Politecnico di Torino, Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica: Slide delle lezioni del corso "Distribuzione e utilizzazione dell'enerrgia elettrica"(01APP), tenuto da G. Chicco, a.a. 2016-2017.
- [13] A. Ceretti, "Il passaggio da neutro isolato a neutro compensato nelle reti di Media Tensione", s.l.: ENEL SPA, 2006.
- [14] S. Tedde, "Incremento dei tempi di attesa alla richiusura degli interruttori MT per il miglioramento della continuità di servizio", Università degli Studi di Cagliari: Dottorato di Ricerca, Ingegeria Industriale, a.a. 2011-2012.
- [15] F. Iliceto, "Impianti Elettrici", Volume I, Bologna: Pàtron Editore, 1981.
- [16] G. Chicco, E. Carpaneto e A. Russo, "Affidabilità delle reti elettriche di distribuzione", Politecnico di Torino, Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica: Slide delle lezioni del corso "Distribuzione e utilizzazione dell'enerrgia elettrica"(01APP), tenuto da G. Chicco, a.a. 2016-2017.
- [17] "Manuale di Elettrotecnica", Seconda Edizione, Roma: E.S.A.C. Edizioni Scientifiche A. Cremonese, 1978.
- [18] G. Guizzo, "Criteri per il coordinamento dell'isolamento nelle reti MT di distribuzione", Seminario Tecnico, Villazzano (TN): Enel Distribuzione, 30 novembre 2012.
- [19] Terna Rete Italia, "Istruzione operativa. Monitoraggio Stazioni Elettriche", s.l.: s.n., s.d..
- [20] L. Prikler e H. K. Høidalen , "ATPDraw version 5.6 for Windows. Users' Manual", s.l.: s.n., Novembre 2009.
- [21] C. F. Covrig, G. De Santi, G. Fulli, M. Masera, M. Olariaga, E. Bompard, G. Chicco, A. Estebsari, T. Huang, E. Pons, F. Profumo, A. Tenconi, R. W. De Doncker, M. Grigull, A. Monti, M. Stevic e S. Vogel, "A European Platform for Distributed Real Time Modelling & Simulation of Emerging Electricity Systems", EUR: JRC Technical Reports, 2016.
- [22] A. Estebsari, E. Pons, M. Mengistu, E. Bompard, A. Bahmanyar e S. Jamali, "An IoT Realization in an Interdepartmental Real Time Simulation Lab for Distributio System Control and Management Studies", IEEE, 2016.
- [23] elettromeccanica S.p.A, Quadro protetto MT per esterno, uscita MT del trasformatore AT/MT. Istruzioni montaggio e manutenzione, Brendola (VI), 2006.
- [24] S. Theoleyre, "Cahier technique no. 193 MV breaking techniques", s.l.: Schneider

Electric, June 1999.

- [25] LTC, La Triveneta Cavi, Catalogo Cavi, "RG7H1R-1.8/3kV÷26/45kV. RG7H1RO-1.8/3kV÷26/45kV.", s.l.: s.n., 27/01/2015.
- [26] LTC, La Triveneta Cavi, Catalogo Cavi,"ARG7H1R-1.8/3kV÷26/45kV.ARG7H10R-1.8/3kV÷26/45kV.", s.l.: s.n., 27/01/2015.
- [27] G. Corellas, "Transient overvoltages in gas insulated systems", Università degli Studi di Padova: Tesi di Laurea Magistrale, Ingegneria dell'Energia Elettrica, a.a 2015-2016.
- [28] G. Chicco e A. Russo, "Armoniche", Politecnico di Torino, Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica: Slide delle lezioni del corso "Distribuzione e utilizzazione dell'enerrgia elettrica"(01APP), tenuto da G. Chicco, a.a. 2016-2017.
- [29] E. Sardi e P. E. Roccato, "Sistemi di generazione di alte tensioni per la realizzazione di prove dielettriche", iNRiM, Politecnico di Torino, Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica: Appunti del corso "Distribuzione dell'energia elettrica", tenuto da G. Chicco, a.a. 2013-2014.
- [30] A. Robert e T. Deflandre, "Guide for assessing the network harmonic impedance", Working Group CC02 (CIGRE 36.05/ CIRED 2): ELECTRA No 167, Agosto 1996.
- [31] K. Küpfmüller, "Fondamenti di elettrotecnica", s.l.: UTET, 1968.
- [32] R. Napoli, "Sistemi Elettrici Trifasi", C.L.U.T. Editrice, Aprile 2010.

Elenco delle Figure

Figura 1-1	Sezione di un cavo tripolare [3]
Figura 1-2	Sezione AT Cabina Primaria – Vista dall'alto [5]13
Figura 1-3	Esempio di schema di stazione di trasformazione AT/MT [1]15
Figura 1-4	Schema delle protezioni di una cabina primaria AT/MT [5]16
Figura 2-1	Circuito monofase equivalente a Γ trasformatore
Figura 2-2	Circuito equivalente di un trasformatore trifase [8]21
Figura 2-3	Circuito matriciale a π [11]
Figura 2-4	Rete MT a neutro isolato [14]
Figura 2-5	Rete MT a neutro compensato [14]26
Figura 2-6	Circuito equivalente di uno scaricatore [19]
Figura 2-7	Interazione tra ATPDraw e gli altri programmi ATP
Figura 2-8	Console simulazione real-time
Figura 2-9	Simulatore real-time OPAL-RT
Figura 3-1	Schema unifilare S/E Stura
Figura 3-2	Schema trifilare del circuito principale della cella MT di sezionamento 45
Figura 3-3	Cella MT per esterno 24kV 2500A 20kA/1s, vista frontale e dall'alto
Figura 3-4	Geometria palo per linee MT su isolatori sospesi su mensole M [5] 55
Figura 3-5	Legenda IRETI, schema di distribuzione
Figura 3-6	Misure effettuate a monte e a valle della sbarra Rossa del Centro Satellite Stura
Figura 3-7	Ripartizione percentuale dei carichi rispetto alla potenza nominale delle cabine
secondarie	
Figura 3-8	Lista allarmi protezione primaria TR2, 02/07/16
Figura 3-9	Correnti di guasto (Chieri, Tempia, Cuorgnè e Monza), lato AT del TR2 S/E
Stura,04:01, 02	2/07/16
Figura 3-10	Potenza attiva in ingresso al TR2
Figura 3-11	Andamento correnti rilevate dall'oscilloperturbografo di stazione durante il
guasto nella ce	ella di sezionamento MT67
Figura 3-12	Danni involucro esterno Cella MT di sezionamento
Figura 3-13	Particolare danni involucro esterno Cella MT di sezionamento 69
Figura 3-14	Danni all'interno della cella MT di sezionamento70
Figura 3-15	Particolare dei punti di contatto d'arco sulle sbarre interne inferiori71
Figura 3-16	Particolare dello scaricatore della fase 12
Figura 4-1	Tensioni di fase sulla cella, scenario A, guasto linea Chieri, f_r = 725 Hz77
Figura 4-2	Tensioni concatenate sulla cella, scenario A, guasto linea Chieri, $f_r = 725 \text{ Hz} 78$

Tensioni di fase sulla cella, scenario A modificato, guasto linea Tanaro 300 m,
Tensioni concatenate sulla cella, scenario A modificato, guasto linea Tanaro
5 Hz
Tensioni di fase sulla cella, scenario B (4.3), guasto linea Tanaro 5 km, $f_r = \frac{81}{2}$
Tensioni concatenate sulla cella, scenario B (4.3), guasto linea Tanaro 5 km, f_r
Andamento dei valori di picco delle tensioni concatenate sulla cella al variare
Grafico tensioni di fase sulla cella, Scenario 1.a, Caso I
Grafico tensioni concatenate sulla cella, Scenario 1.a, Caso I
Spetto in frequenza, tensione della fase a, (0,1423-0,3423)s, Scenario 1.a, Caso
Grafico tensioni di fase sulla cella. Scenario 1.a. Caso II
Grafico tensioni concatenate sulla cella. Scenario 1.a. Caso II
Grafico tensioni di fase sulla cella. Scenario 1.a. Caso III
Grafico tensioni concatenate sulla cella. Scenario 1.a. Caso III
Grafico tensioni di fase sulla cella. Scenario 1.b. Caso I
Grafico tensioni concatenate sulla cella. Scenario 1.b. Caso I
Spetto in frequenza, tensione della fase a. (0.1421-0.3421)s. Scenario 1.b. Caso
91
Grafico tensioni di fase sulla cella. Scenario 1 b. Caso II
Grafico tensioni concatenate sulla cella. Scenario 1 b. Caso II
Grafico tensioni di fase sulla cella Scenario 1 b Caso III 93
Grafico tensioni concatenate sulla cella. Scenario 1 b. Caso III
Grafico tensioni di fase sulla cella. Scenario 2 a. Caso I
Grafico tensioni concatenate sulla cella. Scenario 2 a. Caso I
Grafico tensioni di fase sulla cella Scenario 2 a Caso II 97
Grafico tensioni concatenate sulla cella Scenario 2 a Caso II 97
Grafico tensioni di fase sulla cella Scenario 2 a Caso III 98
Grafico tensioni concatenate sulla cella Scenario 2 a Caso III 98
Grafico tensioni di fase sulla cella Scenario 2 h. Caso I. 99
Grafico tensioni concatenate sulla cella Scenario 2 b Caso I 100
Grafico tensioni di fase sulla cella Scenario 2 h. Caso II. 100
Grafico tensioni concatenate sulla cella Scenario 2 b Caso II 101
Grafico tensioni di fase sulla cella Scenario 2 h. Caso III 101
Grafico tensioni concatenate sulla cella. Scenario 2 h. Caso III. 102
Grafico tensioni di fase sulla cella Scenario 2 c $\mathbf{R} = 100$ 103
Grafico tensioni un fase sulla cella, Scenario 2.c, $R_{g1} = 1022$
Grafico tensioni di fase sulla cella Scenario 2 c. R_{gl} =102
Grafico tensioni concatenate sulla cella Scenario 2 c \mathbf{P}_{s} = 140
Grafico tensioni di fase sulla cella Scenario 2 applicazione questo t $=0.024$ c

Figura 4-39	Grafico tensioni di fase sulla cella, Scenario 3, applicazione guasto $t_{II}\!\!=\!\!0,\!035~s$.
Figura 4-40	Grafico tensioni di fase sulla cella, Scenario 3, applicazione guasto $t_{III}=0.04s$
Figura 4-41	Grafico tensioni concatenate sulla cella, Scenario 3, applicazione guasto
$t_{III}=0,04s$	
Figura 5-1	Configurazione di prova de sezionatore109
Figura 5-2	Trasformatore elevatore monofase; schema generale (a), trasformatore con
involucro meta	allico (b), trasformatore con involucro isolante(c) [29]111
Figura 5-3	Schema di principio circuito di alimentazione prove dielettriche a frequenza
industriale	
Figura 5-4	Configurazione del circuito di alimentazione per le prove dielettriche di scarica
verso terra	
Figura 5-5	Dettaglio del sezionatore: staffetta di messa a terra114
Figura 5-6	Configurazione del circuito di alimentazione per le prove dielettriche di scarica
tra le fasi	

Elenco delle Tabelle

Tabella 3-1	Tipologia cavo unipolare	41
Tabella 3-2	Parametri elettrici alla sequenza diretta del generatore equivalente Stura	42
Tabella 3-3	Parametri elettrici alla sequenza omopolare del generatore equivalente Stura	42
Tabella 3-4	Dati di Targa TR2	43
Tabella 3-5	Prova a vuoto TR2	43
Tabella 3-6	Prova in corto circuito TR1	44
Tabella 3-7	Caratteristiche nominali del quadro e delle apparecchiature di manovra	47
Tabella 3-8	Caratteristiche nominali dei trasformatori di tensione	47
Tabella 3-9	Caratteristiche nominali degli scaricatori	48
Tabella 3-10	Elenco linee Sbarra Verde	48
Tabella 3-11	Elenco linee Sbarra Rossa	49
Tabella 3-12	Elenco linee Sbarra Nera	49
Tabella 3-13	Soglie protezione di massima corrente (51)	50
Tabella 3-14	Soglie di protezione direzionale di terra (67)	50
Tabella 3-15	Tipologie cavo tripolare, Cu	51
Tabella 3-16	Tipologie cavo tripolare, Al	51
Tabella 3-17	Tipologie di conduttori in rame crudo a corde (linee aeree)	51
Tabella 3-18	Parametri alla sequenza diretta, cavo unipolare, 1x630mm ²	52
Tabella 3-19	Riepilogo sezioni e materiali cavi tripolari	52
Tabella 3-20	Parametri alla sequenza diretta, dati IRETI, cavi tripolari, Rame (Cu)	52
Tabella 3-21	Parametri alla sequenza diretta, dati IRETI, cavi tripolari, Alluminio (Al)	53
Tabella 3-22	Parametri alla sequenza diretta, dati di Catalogo, 3x300_Cu, 3x300_Al	53
Tabella 3-23	Parametri alla sequenza diretta, 3x200_A1	53
Tabella 3-24	Coefficienti per il calcolo dei parametri omopolari: 3x95_Al, 3x150_A	41,
3x185_Al		54
Tabella 3-25	Consuntivo parametri elettrici cavi	54
Tabella 3-26	Conduttore in rame crudo a corde, sezione 63 mm ²	55
Tabella 3-27	Parametri elettrici conduttori a corda in rame, 63 mm ²	57
Tabella 3-28	Misure a monte della sbarra Rossa e calcolo del $\cos\varphi$, 04:00, 02/07/16	58
Tabella 3-29	Misure di corrente in ingresso alle linee della sbarra Rossa, 04:00, 02/07/16.	59
Tabella 3-30	Calcolo delle potenze in ingresso ad ogni linea nelle condizioni pre-guasto	59
Tabella 3-31	Misure a monte della sbarra Rossa e calcolo del $\cos\varphi$, 13:00, 01/07/16	60
Tabella 3-32	Misure di corrente in ingresso alle linee della sbarra Rossa, 13:00, 01/07/16.	60
Tabella 3-33	Calcolo delle potenze in ingresso ad ogni linea nelle condizioni in asse	tto
standard		60
Tabella 3-34	Estratto Protocollo di Servizio, 04:01-04:03, parte I	62

Tabella 3-35	Estratto Protocollo di Servizio, 04:01-04:03, parte II	63
Tabella 4-1	Risultati scenario A; guasto 5 km dalla sbarra Rossa Stura	78
Tabella 4-2	Risultati scenario A; guasto 300 m dalla sbarra Rossa Stura	79
Tabella 4-3	Risultati scenario B, guasto 5 km dalla sbarra Rossa Stura	80
Tabella 4-4	Risultati scenario B, guasto 300 M dalla sbarra Rossa Stura	82
Tabella 4-5	Risultati scenario C, condizioni scenario B 2.2	83
Tabella 4-6	Risultati scenario C, condizioni scenario B 4.3	83
Tabella 4-7	Elenco cabine linea Tempia in cui è presente RG	84
Tabella 4-8	Applicazione punto di guasto, Scenario 1	85
Tabella 4-9	Scala temporale Scenario 1.a	85
Tabella 4-10	Scala temporale Scenario 1.b	90
Tabella 4-11	Complessivo risultati simulazioni Scenario 1	94
Tabella 4-12	Dorsali applicazione punto di guasto, Scenario 2	94
Tabella 4-13	Scala temporale Scenario 2.a	95
Tabella 4-14	Scala temporale Scenario 2.b	99
Tabella 4-15	Resistenze di guasto 1	.02
Tabella 4-16	Scala temporale Scenario 2.c1	03
Tabella 4-17	Complessivo risultati simulazioni Scenario 2 1	05
Tabella 4-18 Is	stanti applicazione guasto monofase, fase a1	06
Tabella 5-1	Temperatura e umidità dell'aria durante le prove di scarica, 07/06/17 1	.09
Tabella 5-2	Risultati prove dielettriche a 50Hz: scarica fase-terra, 07/06/2017 1	13
Tabella 5-3	Risultati prove dielettriche a 50Hz: scarica fase-fase, 07/06/2017 1	15

ORA	EVENTO	DESCRIZIONE	Commenti
01:49:46	scatto TEMPIA	sc. dir. di terra, 4 ^a	
		soglia	
01:50:59	richiusura TEMPIA		
01:51:33	scatto TEMPIA	sc. dir. di terra, 2 ^a	
		soglia	
01:55:35	apertura sezionatore,	apre 3807 verso Stura	
	linea TEMPIA		
01:55:50	chiusura TEMPIA		cavo in uscita dalla sbarra Rossa
			che porta alla prima cabina della
			linea TEMPIA è sano.
01:56:29	apertura sezionatore,	apre 3807 verso 3808	
	linea TEMPIA		
01:56:57	chiusura sezionatore,	chiude 3807 verso	Rialimentazione carichi della
	linea TEMPIA	Stura	cabina 3807 alla 3811
01:58:14	apertura sezionatore,	apre 4709 verso 3812	
	linea TEMPIA		
01:58:46	chiusura sezionatore,	chiude 3807 verso	linea rimane in servizio: guasto
	linea TEMPIA	3808	a valle della cabina 4709
01:59:18	apertura sezionatore,	apre 3901 verso 5030	apertura manuale: comporta
	linea TEMPIA		l'intervento in loco di una
			squadra
02:00:05	chiusura sezionatore,	chiude 4709 verso	linea rimane in servizio: guasto
	linea TEMPIA	3812	a valle della cabina 3901
02:04:25	apertura sezionatore,	apre 3305 verso 3816	
	linea TEMPIA		
02:04:40	chiusura sezionatore,	chiude 3901 verso	
	linea TEMPIA	5030	
02:04:42	scatto TEMPIA	scatto def *	guasto è tra le cabine 3901e
			3305
02:04:46	scatto EMILIA	scatto def *	

Allegato 1. Sequenza eventi Protocollo di Servizio IRETI

Alle 02:04 è stato registrato sul lato AT un valore anomalo di corrente attribuibile o al guasto su TEMPIA o al guasto su EMILIA (Figura appendice I). Il guasto è stato polifase (4-12) della durata di circa 100 ms con una corrente efficace di circa 295 A lato AT.



Figura appendice I Corrente di guasto (Tempia o Emilia), lato AT del TR2 S/E Stura, 02:04, 02/07/16

ORA	EVENTO	DESCRIZIONE	Commenti
02:05:20	richiusura EMILIA		
02:06:06	scatto EMILIA	sc. dir. di terra 2 ^a soglia	
02:06:33	apertura sezionatore, linea TEMPIA	apre 3901 verso 5030	apertura manuale
02:06:54	chiusura TEMPIA		
02:08:34	apertura sezionatore, linea EMILIA	apre 4450 verso 3328	
02:09:12	chiusura EMILIA		Rialimentazione di metà delle cabine della linea
02:12:31	apertura sezionatore, linea EMILIA	apre 3322 verso 3463	
02:14:25	chiusura sezionatore, linea EMILIA	chiude 3405 (Enel) verso 8880	Rialimentazione cabine terminali
02:15:19	chiusura sezionatore, linea EMILIA	chiude 4450 verso 3328	
02:15:19	scatto EMILIA	sc. dif. di terra 2 ^a soglia	Guasto localizzato nell'intervallo di cabine tra la 4450 e 3322 escluse
02:15:44	apertura sezionatore, linea EMILIA	apre 4450 verso 3328	
02:15:55	chiusura EMILIA		
02:17:06	apertura sezionatore, linea TEMPIA	apre 3814 verso 3887	apertura manuale
02:17:52	chiusura sezionatore, linea EMILIA	chiude 5312 (diversa S/E) verso 4884	cabine tra la 3322 e la 4884 vengono controalimentate
02:18:41	chiusura sezionatore, linea TEMPIA	chiude 3901 verso 5030	TEMPIA rimane in servizio: guasto tra 3814 e3305 escluse
02:31:44	apertura sezionatore, linea TEMPIA	apre 3282 verso 3815	apertura manuale
02:41:44	chiusura sezionatore.	chiude 3814 verso	chiusura manuale

	linea TEMPIA	3887	
02:41:57	scatto TEMPIA	sc. max corrente, 3 ^a soglia	guasto tra 3814 e 3282 escluse

Le protezioni lato AT alle ore 02:41 si sono avviate e l'oscilloperturbografo ha registrato l'andamento delle correnti (lato AT) durante il guasto su TEMPIA (Figura appendice II). Il guasto risulta di tipo bifase (4-12) della durata di circa 60 ms con corrente efficace di circa 550 A lato AT.



Figura appendice II Corrente di guasto su Tempia, lato AT del TR2 S/E Stura, 02:41, 02/07/16

ORA	EVENTO	DESCRIZIONE	Commenti
02:42:08	apertura sezionatore,	apre 3814 verso 3887	apertura manuale
	linea TEMPIA		
02:42:36	chiusura TEMPIA		
03:12:00	apertura sezionatore,	apre 8395 verso 3887	apertura manuale
	linea TEMPIA		
03:18:53	chiusura sezionatore,	chiude 3814 verso	chiusura manuale
	linea TEMPIA	3887	
03:19:18	scatto TEMPIA	scatto def *	guasto tra le cabine 3814 e 8395
			escluse
03:19:18	scatto CHIERI	scatto def *	
03:19:21	scatto CUORGNÈ	apertura anomala	

Alle 03:19 le protezioni a primario della macchina si avviano e registrano l'andamento della corrente di guasto verificatosi o sulla linea TEMPIA o sulla linea CHIERI; è poco probabile che si sia effettivamente verificato un guasto sulla linea CUORGNÈ (Figura appendice III). Il guasto è stato inizialmente bifase (4-12), evoluto successivamente in trifase con corrente efficace di circa 280 A; la durata complessiva del guasto è stata di circa 220 ms.



Figura appendice III Corrente di guasto (Tempia o Chieri), lato AT del TR2 S/E Stura, 03:19, 02/07/16

ORA	EVENTO	DESCRIZIONE	Commenti
03:19:31	apertura sezionatore, linea TEMPIA	apre 3814 verso 3887	apertura manuale
03:19:45	chiusura CHIERI		
03:20:06	chiusura TEMPIA		
03:20:44	chiusura CUORGNÈ		
03:20:53	scatto CUORGNÈ	sc. dir. di terra, 2 ^a soglia	
03:21:51	apertura sezionatore, linea CUORGNÈ	apre 3820 verso 3013	
03:24:13	apertura sezionatore, linea CUORGNÈ	apre 3050 verso 3001	
03:24:30	chiusura CUORGNÈ		
03:26:08	chiusura sezionatore, linea TEMPIA	chiude 3282 verso 3815	chiusura manuale guasto tra 3814 e 8395 escluse
03:28:32	chiusura sezionatore, linea CUORGNÈ	chiude 3820 verso 3013	
03:32:40	chiusura sezionatore, linea CUORGNÈ	chiude 3802 (Stura Verde) verso 3794	parallelo momentaneo tra le sbarre Stura Rossa e Stura Verde
03:33:09	apertura sezionatore, linea CUORGNÈ	apre 3820 verso 3013	fine parallelo Stura Rossa e Stura Verde
03:34:11	apertura sezionatore, linea CUORGNÈ	apre 3050 verso 955	955 è il punto scambio con Enel
03:39:25	chiusura sezionatore, linea CUORGNÈ	chiude 3050 verso 3001	
03:39:28	scatto CHIERI	scatto def *	
03:39:32	scatto CUORGNÈ	sc. max corrente, $\overline{3}^{a}$ soglia	
03:39:32	scatto TEMPIA	sc. max corrente, 3 ^a soglia	

Alle 03:39 le protezioni а primario del trasformatore le e registrazioni dell'oscilloperturbografo si sono avviate in concomitanza del guasto sulle linee Cuorgnè e Tempia. Grazie al pretrigger dell'oscilloperturbografo anche il guasto sulla linea Chieri è stato registrato (Figura appendice IV). I guasti sono avvenuti ad una distanza di circa 2-3s l'uno dall'altro. Il primo guasto avvenuto su Chieri ha interessato le fasi 4-8 (bifase), mentre il secondo guasto verificatosi sulle linee Tempia e Cuorgnè è di natura trifase con correnti decisamente elevate.

La corrente efficace maggiore è stata dunque registrata nel secondo guasto ed ha raggiunto valori efficaci di circa 730 A. La durata del corto circuito trifase è stata di circa 100 ms.



Figura appendice IV Corrente di guasto su Chieri e corrente di guasto su Cuorgnè e Tempia, lato AT del TR2 S/E Stura, 03:39, 02/07/16

ORA	EVENTO	DESCRIZIONE	Commenti
03:40:19	apertura sezionatore,	apre 3050 verso 3001	
	linea CUORGNÈ		
03:40:36	chiusura TEMPIA		
03:40:56	chiusura CUORGNÈ		
03:41:31	chiusura CHIERI		
03:43:16	apertura sezionatore,	apre 3050 verso 5303	
	linea CUORGNÈ		
03:43:45	chiusura sezionatore,	chiude 3050 verso	
	linea CUORGNÈ	3001	
03:51:17	apertura sezionatore,	apre 5103 verso 5338	apertura manuale
	linea CUORGNÈ		
03:52:05	chiusura sezionatore,	chiude 3050 verso	
	linea CUORGNÈ	5303	
03:58:07	apertura sezionatore,	apre 5338 verso 5040	apertura manuale
	linea CUORGNÉ		
04:01:27	chiusura sezionatore,	chiude 5103 verso	chiusura manuale
	linea CUORGNÉ	5338	
04:01:55	scatto CHIERI	sc. max corrente, 3 ^a	
		soglia	
04:02:06	scatto TEMPIA	scatto def *	

04:02:10	scatto CUORGNÈ	apertura anomala	
04:02:10	scatto MONZA	apertura anomala	

Alle 04:01 la protezione lato AT si è avviata e ha registrato il seguente andamento delle correnti dei guasti sulle linee Chieri, Tempia, Cuorgnè e Monza (Figura appendice V).



Figura appendice V Correnti di guasto (Chieri, Tempia, Cuorgnè e Monza), lato AT del TR2 S/E Stura,04:01, 02/07/16

ORA	EVENTO	DESCRIZIONE	Commenti
04:02:28	apertura sezionatore,	apre 5103 verso 5338	apertura manuale
	linea CUORGNÈ		
04:02:54	chiusura CUORGNÈ		guasto tra le cabine 5103 e 5040
			escluse
04:03:11	chiusura TEMPIA		
04:03:29	chiusura CHIERI		
04:03:47	scatto CHIERI	sc. dir. di terra, 2 ^a	
		soglia	
04:03:47	scatto TEMPIA	sc. dir. di terra, 2 ^a	
		soglia	
04:03:49	apertura interruttore		Scatto dovuto al guasto evoluto
	al primario del TR2		all'interno della cella di
	RO		sezionamento MT
04:03:49	apertura interruttore		Scatto dovuto al guasto evoluto
	al secondario del		all'interno della cella di
	TR2 RO		sezionamento MT



Figura appendice VI Andamento correnti rilevate dall'oscilloperturbografo di stazione durante il guasto nella cella di sezionamento MT



