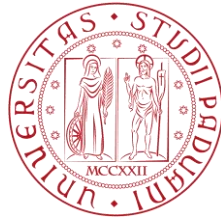


UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA



DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE
CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA ELETTRICA

TESI DI LAUREA MAGISTRALE

**COORDINAMENTO DELL'ISOLAMENTO DI UNA
SOTTOSTAZIONE IBRIDA A 220 KV -
CONFRONTO TRA ANALISI ANALITICA SECONDO
NORMA IEC E SIMULAZIONI NUMERICHE**

RELATORE: CH.MO PROF. ROBERTO CALDON
DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

CORRELATORE: ING. FABIO PASUT
S.T.E. ENERGY

LAUREANDO: EMIL NAMOR
MATR. 1061346

ANNO ACCADEMICO 2013-2014

INDICE

SOMMARIO	7
INTRODUZIONE	9
1. PRINCIPI DI COORDINAMENTO DELL'ISOLAMENTO	13
1.1. DEFINIZIONE	13
1.2. NORMATIVE DI RIFERIMENTO	13
1.3. METODI PER IL COORDINAMENTO DELL'ISOLAMENTO	14
1.4. ORIGINE E CLASSIFICAZIONE DELLE SOVRATENSIONI	17
1.4.1. SOVRATENSIONI TEMPORANEE	18
1.4.2. SOVRATENSIONI A FRONTE LENTO	22
1.4.3. SOVRATENSIONI A FRONTE VELOCE	29
1.5. TENSIONE DI TENUTA DI COORDINAMENTO	29
1.6. TENSIONE DI TENUTA SPECIFICATA	30
1.7. VALORI NORMALIZZATI E CONVERSIONI	31
1.8. APPARATI DI PROTEZIONE	33
1.8.1. SCARICATORI AD OSSIDO METALLICO.....	33
1.8.2. METODO DI SELEZIONE DEGLI SCARICATORI	34
1.9. CONSIDERAZIONI RELATIVE ALLE SOTTOSTAZIONI	36
2. IL CASO IN ESAME	37
2.1. DATI AMBIENTALI	37
2.2. DATI DI IMPIANTO	39
2.2.1. TURBINE.....	44
2.2.2. ALTERNATORI.....	44
2.2.3. TRASFORMATORI	44
2.2.4. MODULO BLINDATO	45
2.2.5. CAVO DI ALTA TENSIONE	47
2.2.6. LINEA AEREA	48
2.2.7. SCARICATORI DI SOVRATENSIONI	49
2.3. LE VERIFICHE RICHIESTE	51
3. LO STUDIO ANALITICO SECONDO LA NORMA IEC 60071	53
3.1. TENSIONI RAPPRESENTATIVE.....	53
3.1.1. SOVRATENSIONI TEMPORANEE	53
3.1.2. SOVRATENSIONI A FRONTE LENTO	55
3.1.3. SOVRATENSIONI A FRONTE VELOCE	60
3.2. TENSIONI DI TENUTA	61
3.2.1. TENSIONI DI TENUTA A FREQUENZA INDUSTRIALE E AGLI IMPULSI DI MANOVRA	61
3.2.2. TENSIONE DI TENUTA AGLI IMPULSI DI ORIGINE ATMOSFERICA.....	62

3.2.3.	CONCLUSIONE.....	66
3.3.	TENSIONI SPECIFICATE	66
3.4.	RIASSUNTO DEI VALORI E LIVELLI NORMALIZZATI SCELTI	69
3.4.1.	CONVERSIONE DELLE TENSIONI DI TENUTA AGLI IMPULSI DI MANOVRA	70
3.4.2.	LIVELLI DI TENUTA NORMALIZZATI	72
3.5.	DETERMINAZIONE DELLE DISTANZE IN ARIA.....	74
3.6.	SVILUPPO DEL SOFTWARE PER IL CALCOLO AUTOMATICO.....	76
4.	IL MODELLO DINAMICO.....	81
4.1.	GENERALITÀ SULLA MODELLAZIONE DI RETI ELETTRICHE PER LO STUDIO DI TRANSITORI ELETTROMAGNETICI.....	81
4.1.1.	LINEE AEREE	82
4.1.2.	CAVI.....	82
4.1.3.	SOTTOSTAZIONI	82
4.1.4.	TRASFORMATORI	83
4.1.5.	SCARICATORI DI SOVRATENSIONE	83
4.1.6.	RETI EQUIVALENTI, CARICHI E GENERATORI	83
4.2.	IL MODELLO	84
4.2.1.	LINEA AEREA QUITARACSA-KILMAN AYLLU.....	88
4.2.2.	SCARICATORI DI ALTA TENSIONE	93
4.2.3.	CAVO DI ALTA TENSIONE.....	94
4.2.4.	IL MODULO BLINDATO	97
4.2.5.	TRASFORMATORI ELEVATORI.....	98
4.3.	LA MODELLAZIONE DEL FULMINE	99
4.3.1.	LA FUNZIONE PER LA CORRENTE DI SCARICA.....	99
4.3.2.	IL MODELLO NUMERICO	100
5.	LE SIMULAZIONI DI TRANSITORI ELETTROMAGNETICI	103
5.1.	SOVRATENSIONI DOVUTE A GUASTI E ALLA LORO ELIMINAZIONE	104
5.1.1.	GUASTO A TERRA	104
5.1.2.	ELIMINAZIONE GUASTO	106
5.2.	SOVRATENSIONI DOVUTE A PERDITA DI CARICO	108
5.3.	SOVRATENSIONI DOVUTE A ENERGIZZAZIONE	109
5.3.1.	ENERGIZZAZIONE DA QUITARACSA.....	109
5.3.2.	ENERGIZZAZIONE DA KILMAN AYLLU	111
5.4.	SOVRATENSIONI DOVUTE A FULMINAZIONI	113
5.4.1.	SCARICHE DI RITORNO	113
5.4.2.	SCARICHE PER DIFETTO DI SCHERMATURA	115
5.5.	RIASSUNTO DEI VALORI.....	115
5.6.	CONFRONTO TRA STUDIO ANALITICO E STUDIO ESEGUITO A PARTIRE DALLE SIMULAZIONI DINAMICHE	118
	CONCLUSIONI.....	123
	BIBLIOGRAFIA.....	125

APPENDICE A.....127

APPENDICE B.....137

APPENDICE C.....147

APPENDICE D.....155

APPENDICE E.....165

APPENDICE F.....169

SOMMARIO

Un impianto elettrico, quale può essere una centrale di produzione di energia elettrica o una sottostazione di alta tensione, durante l'esercizio è sottoposto a sovratensioni di varia natura e origine. Risulta dunque necessario dimensionare con cura gli isolamenti delle varie apparecchiature che lo compongono e definire le adeguate protezioni. Queste operazioni rappresentano il comunemente detto "studio di coordinamento dell'isolamento", che costituisce un aspetto essenziale nella progettazione di un impianto ed è naturalmente oggetto di normative tecniche che ne definiscono principi e metodi. L'analisi delle sovratensioni, nondimeno, può eseguita mediante l'impiego di software per le simulazioni di transitori elettromagnetici. Tali strumenti possono risultare di grande aiuto negli studi di coordinamento dell'isolamento, come descritto in dettaglio nel presente lavoro di tesi.

In particolare, nel presente elaborato, viene studiato il coordinamento dell'isolamento nella sottostazione di alta tensione di una centrale idroelettrica. Tale studio è fatto in primo luogo secondo il procedimento analitico descritto nella norma IEC 60071. In seguito vengono esposti i risultati di simulazioni dinamiche delle sovratensioni cui la centrale può essere sottoposta. Infine viene eseguito il confronto tra i risultati dei due studi e sono tratte delle conclusioni sull'utilità che tali simulazioni possono avere nello studio del coordinamento dell'isolamento.

INTRODUZIONE

Il presente elaborato è frutto di un tirocinio svolto presso l'azienda padovana STE Energy, attiva nel settore della progettazione e costruzione di impianti e centrali elettriche. STE è uno dei maggiori *general contractor* attivi a livello internazionale nella costruzione di centrali elettriche da fonti rinnovabili, in particolare idroelettriche.

STE ha realizzato più di 200 progetti in 25 paesi nel mondo. Molti di questi si trovano in America Latina, dove la domanda di energia è in costante aumento e dove progetti di più larga scala possono venire realizzati.

L'America Centrale e Meridionale dispone di un potenziale idroelettrico molto elevato, si pensi che al 2010 circa il 65% della sua energia (153 GW) era prodotta da questa fonte. Il costante sviluppo economico di questi paesi porta ad un aumento del fabbisogno di energia e l'idroelettrico offre ancora molte possibilità per soddisfare questa richiesta crescente. Tale tecnologia offre innumerevoli vantaggi, coniugando soluzioni tecniche consolidate, mature e affidabili ai vantaggi in termini ambientali di un'energia rinnovabile. Il Perù, non essendo paragonabile a un gigante come il Brasile, si colloca tuttavia in questo contesto di sviluppo: i tre quarti della sua energia sono generati con centrali idroelettriche e la crescita al 2015 della domanda è stimata al 7% annuo.

In questo contesto va iscritta la centrale idroelettrica di Quitaraca, che è in corso di realizzazione sull'omonimo rio in Perù e che con i suoi 112 MW di potenza rappresenta uno dei progetti più importanti nel portafoglio dell'azienda padovana. Tale centrale, commissionata da EnerSur, maggiore impresa peruviana nel settore della generazione di energia elettrica facente parte del colosso energetico GDFSuez, sarà completa nel corso del 2015. STE ha preso parte alla progettazione e costruzione di tale centrale occupandosi delle opere elettriche di potenza, automazione, controllo e protezione.

Tra i tanti aspetti da tenere in considerazione in un progetto di tale complessità, vi è senz'altro il coordinamento dell'isolamento. Con tale termine si intende lo studio degli isolamenti delle apparecchiature in alta tensione della centrale e l'analisi delle sollecitazioni in tensione che queste subiscono per varie cause (guasti, manovre, fulminazioni, etc.) al fine di determinare i livelli di isolamento necessari sulle varie apparecchiature, scegliere soluzioni costruttive adeguate, configurare gli opportuni organi di protezione (scaricatori di sovratensione) e coordinare tutti questi aspetti al fine di raggiungere un ottimo tecnico ed economico. Il presente elaborato si propone di esaminare questi aspetti, attraverso l'applicazione della normativa internazionale che regola il coordinamento dell'isolamento, norma IEC 60071, e attraverso l'utilizzo di simulazioni dinamiche svolte con il software per la simulazione di reti elettriche DiGSILENT Power Factory. Il presente lavoro si propone dunque di valutare come l'utilizzo dello strumento numerico possa contribuire e migliorare l'analisi del coordinamento dell'isolamento.

L'analisi è innanzitutto eseguita attraverso una rigorosa applicazione delle procedure indicate nella norma IEC 60071 - Insulation Coordination, del comitato elettrico internazionale (IEC, *International Electrotechnical Comitee*). Tale norma, nella sua parte uno, fornisce le definizioni e i principi del coordinamento dell'isolamento, mentre nella parte due propone delle procedure pratiche per l'applicazione di tali principi. La struttura generale di questa procedura è divisa in quattro parti, che qui vengono riassunte brevemente:

- 1) Determinazione delle sovratensioni che possono verificarsi su un impianto;
- 2) Determinazione delle tensioni di tenuta necessarie;
- 3) Determinazione delle tensioni di tenuta specificate delle apparecchiature;
- 4) Determinazione dei livelli normalizzati di isolamento e delle distanze in aria.

Per ognuno di questi passi, la norma propone diverse procedure. Le più complete sono talvolta molto complesse e difficilmente attuabili con i dati generalmente in possesso del progettista. Vi sono comunque esposte delle procedure che, attraverso opportune ipotesi semplificative, permettono un'analisi più agevole del problema del coordinamento dell'isolamento. L'applicazione di queste procedure alla centrale di Quitaracsca ha costituito la prima parte del tirocinio ed è sfociata nella redazione di un foglio di calcolo che permette, attraverso l'inserimento dei parametri di impianto, l'ottenimento agevole dei risultati riguardanti i livelli di isolamento e le distanze in aria necessari per garantire il buon funzionamento delle apparecchiature.

La seconda parte dell'elaborato riguarda lo sviluppo di un modello della centrale di Quitaracsca adatto allo studio dei vari tipi di sovratensioni che le apparecchiature devono essere in grado di sopportare. Tale modello è stato sviluppato con il software commerciale DigSILENT Power Factory 15. Tale strumento per l'analisi di sistemi elettrici risulta tra i più avanzati oggi presenti sul mercato e offre la possibilità di effettuare studi di fenomeni transitori di vario tipo. I transitori studiati nel presente elaborato sono di varia natura, per origine e caratteristiche, considerando sovratensioni a frequenza industriale dovute a guasti, sovratensioni impulsive dovute a manovre interne il sistema e tensioni impulsive molto rapide dovute a fulminazioni. Questi ultimi fenomeni, in particolare, per il loro carattere impulsivo, richiedono una modellazione molto dettagliata del sistema preso in esame. Le simulazioni dinamiche svolte con tale modello hanno fornito dei risultati che sono stati confrontati con quelli dello studio analitico della prima parte.

Il corpo della tesi si sviluppa in cinque capitoli principali. Il Capitolo 1 dell'elaborato richiama le basi di teoria necessarie per lo studio del coordinamento dell'isolamento e ne descrive le procedure, così come sono indicate nella normativa. Vi si troverà una descrizione dei vari tipi di sovratensioni, sia da un punto di vista teorico che da un punto di vista applicativo. In seguito saranno descritti i metodi attraverso cui queste sovratensioni, il cui presentarsi e la cui intensità hanno spesso un carattere aleatorio, possono essere studiate per ottenere dei valori "rappresentativi", vale a dire dei valori che descrivano sinteticamente ma univocamente una categoria di sovratensioni, in cui rientrano eventi potenzialmente diversi. Tali valori rappresentativi sono utilizzati poi per calcolare le tensioni

di tenuta delle apparecchiature, vale a dire le tensioni che le apparecchiature devono poter sopportare senza subire scariche dannose. A questi valori vanno poi applicati dei valori di correzione indicati nelle normative e che sono qui descritti.

Nel Capitolo 2 è descritta la centrale di Quitaracsa. E' descritto brevemente il contesto ambientale in cui essa si trova e sono in seguito descritte le principali apparecchiature che la compongono: organi idraulici, generatori, trasformatori, sottostazione elettrica blindata, cavo di alta tensione e linea aerea. Sono inoltre descritti gli scaricatori di sovratensione usati in tale centrale, avendo questi ultimi un ruolo importante nella determinazione delle sovratensioni che vi si presenteranno.

Il Capitolo 3 descrive lo studio analitico di coordinamento dell'isolamento svolto sulla centrale di Quitaracsa: in esso i metodi descritti al capitolo uno sono applicati alle apparecchiature descritte al capitolo due. In primo luogo vengono determinate le sovratensioni cui la centrale può essere sottoposta. Viene poi sviluppata la procedura di coordinamento dell'isolamento, e, sempre tenendo conto dei parametri caratteristici della centrale, si arriva alla determinazione dei valori di isolamento adatti a tale impianto.

Il Capitolo 4 descrive il modello dinamico della centrale sviluppato in DigSILENT. In esso si pone particolare rilievo alla modellazione di quei componenti che risultano particolarmente importanti ai fini della simulazione delle sovratensioni, quali la linea aerea entrante, il cavo di alta tensione e il modulo blindato. Si descrive inoltre come è stato simulato il fulmine, che rappresenta senza dubbio l'evento più complesso tra quelli presi in considerazione.

Nel Capitolo 5 vengono esposti i risultati ottenuti dalle simulazioni dinamiche svolte con tale modello. Sono stati considerati i casi di guasti, perdite di carico, manovra di chiusura della linea entrante e di apertura di interruttori in seguito a guasti sulla linea. Sono state anche svolte simulazioni riguardanti vari tipi di eventi di fulminazione (diretta e indiretta e in vari punti della linea aerea, più o meno vicini alla centrale). I risultati di tali simulazioni sono poi stati utilizzati come dati di input per un ulteriore studio di coordinamento dell'isolamento, al fine di operare, in conclusione, un confronto tra le due procedure (analitica e numerica).

1. PRINCIPI DI COORDINAMENTO DELL'ISOLAMENTO

1.1. DEFINIZIONE

Per coordinamento dell'isolamento si intende quella procedura atta a selezionare le tensioni di tenuta nominali per l'isolamento fase-terra, fase-fase e longitudinale delle apparecchiature e delle installazioni di un sistema elettrico, ovvero le tensioni che gli isolamenti delle apparecchiature sono in grado di sostenere senza subire un processo di scarica potenzialmente dannoso per l'impianto. Questi livelli di tenuta sono calcolati in funzione delle sovratensioni che possono manifestarsi in varie parti e per diverse configurazioni dell'impianto analizzato, dovute a cause interne (manovre e guasti) o esterne (fulminazioni) e determinano la selezione stessa delle apparecchiature, per quanto riguarda i loro dati nominali, il layout di impianto (con la determinazione di distanze in aria minime che soddisfino i criteri di tenuta) ed entra in gioco nella selezione di eventuali apparecchiature di protezione quali gli scaricatori di sovratensione.

Il termine coordinamento si riferisce al fatto che attraverso questa analisi, ci si pone l'obiettivo di coordinare i livelli di isolamento delle diverse apparecchiature e protezioni, in modo da ottimizzare il costo e la sicurezza: si dovrà infatti fare in modo di minimizzare il rischio di scarica degli isolamenti ed eventualmente fare sì che la scarica, qualora si verifici, non danneggi apparecchiature fondamentali per il funzionamento dell'impianto. Si vede quindi come le scelte riguardanti ad esempio gli scaricatori abbiano influenza sulla selezione dei livelli di tenuta. Gli stessi livelli di tenuta di alcune apparecchiature, quali ad esempio le linee entranti in una sottostazione, hanno un effetto sui livelli da assegnare ad altre (le apparecchiature della sottostazione stessa), come si approfondirà nel presente capitolo e nei successivi. Si comprende quindi, come queste scelte debbano essere coordinate tra loro, al fine di arrivare a una soluzione tecnicamente ed economicamente soddisfacente.

1.2. NORMATIVE DI RIFERIMENTO

Gli studi e le procedure di coordinamento dell'isolamento, sono oggetto di normative tecniche, che definiscono principi rigorosi da seguire. Per il presente studio si è fatto riferimento alla norma della International Electrotechnical Commission (IEC), la IEC 60071 (Insulation Co-ordination). Tale norma è fatta propria da molti comitati nazionali (tra i quali anche quello italiano, con il nome di CEI-EN 60071, e quello peruviano). Essa è divisa in 4 parti:

- 60071-1 Insulation co-ordination part 1: definitions principles and rules (definizioni, principi e regole);

- 60071-2 Insulation co-ordination part 2: application guide (guida di applicazione);
- 60071-4 Insulation co-ordination part 4: Computational guide to insulation co-ordination and modelling of electrical networks (guida computazionale al coordinamento dell'isolamento e alla modellazione di reti elettriche);
- 60071-5 Insulation coordination part 5: Procedures for high-voltage direct current (HVDC) converter stations (procedure per le stazioni alta tensione in corrente continua);

Si noti che manca la parte tre, dedicata originariamente al coordinamento dell'isolamento fase-fase ma decaduta e non più valida.

Le parti 1 e 2 sono state ampiamente utilizzate per il presente lavoro, essendo state seguite rigorosamente per lo svolgimento dello studio analitico del coordinamento dell'isolamento per la centrale di Quitaracsa. Le procedure in esse presentate sono quindi descritte e commentate nei paragrafi seguenti.

1.3. METODI PER IL COORDINAMENTO DELL'ISOLAMENTO

Gli isolamenti delle apparecchiature elettriche sono caratterizzati da una certa tenuta dielettrica. Questa corrisponde al livello di tensione che essi possono sopportare senza incorrere in una scarica che può rivelarsi distruttiva per le apparecchiature e comunque indesiderata per i suoi effetti sul funzionamento dell'impianto.

La tenuta delle apparecchiature è definita in modo diverso a seconda del materiale che costituisce l'isolamento: se questo è autoripristinante (come i gas, l'aria o l' SF_6) una scarica non compromette il funzionamento dell'apparecchiature ed il livello di tenuta è definito in modo statistico. Si considera come tensione di tenuta quella tensione alla quale l'isolamento ha una possibilità di scaricare inferiore al 10%.

Le apparecchiature aventi isolamenti non autoripristinanti, solidi (per es. resine) o liquidi (per es. olio) sono rese inutilizzabili anche da una singola scarica. Per questo motivo, sebbene fisicamente le scariche del dielettrico seguano un comportamento statistico simile a quello degli isolamenti autoripristinanti, è necessario definire una tensione di tenuta per la quale si possa convenzionalmente assumere che la probabilità di tenuta sia del 100%.

Al pari dei processi di scarica, anche il verificarsi di sovratensioni ha un carattere aleatorio. Uno studio rigoroso del problema, quindi, imporrebbe un approccio di tipo statistico del problema del coordinamento dell'isolamento.

L'utilizzo del metodo statistico presuppone la conoscenza di:

- Frequenza di un dato evento che genera stress dielettrici sulle apparecchiature;
- Distribuzione di probabilità delle sovratensioni generate da questo evento;

- Distribuzione di probabilità di scarica dell'isolamento.

Integrando il prodotto tra distribuzione di probabilità di scarica dell'isolamento di un'apparecchiatura, caratterizzato da una certa tensione di tenuta e distribuzione di probabilità che un dato evento generi una data sovratensione, si ottiene un valore in termini di scariche/evento. Con riferimento alla Figura 1.1, in cui $f(U)$ rappresenta la distribuzione di probabilità di scarica di un dielettrico e $p(U)$ la probabilità che un dato evento generi una data tensione, si vede che il rischio di scarica si può trovare come:

$$R = \int f(U) \times P(U) dU \quad (1.1)$$

Nota poi la frequenza con cui questo tipo di evento si verifica su un dato impianto è possibile determinare un tasso di guasto annuo (unità di misura 1/anno o 1/100 anni). Tale tasso di guasto va infine confrontato con un tasso di guasto desiderato e ritenuto accettabile per l'apparecchiatura. Nella valutazione di quale sia il tasso di guasto accettabile rientrano fattori economici legati al costo delle apparecchiature e alla continuità del servizio, molto complessi e che non verranno qui approfonditi oltre.

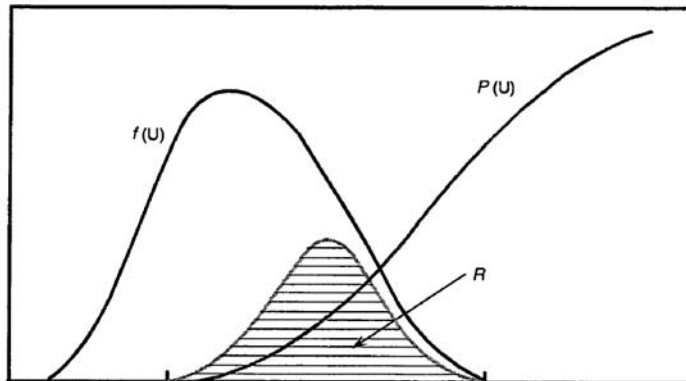


Fig 1.1 - Distribuzione statistica della probabilità di tenuta e della probabilità di sovratensione

Qualora non si disponga di informazioni statistiche riguardanti il tasso di guasto attendibile sulle apparecchiature in esercizio, che è evidentemente ottenibile solo da prove eseguite sull'impianto o stimabile da dati su impianti comparabili a esso, viene utilizzato un metodo deterministico, in modo da ottenere delle indicazioni prescindendo dal tasso di guasto delle apparecchiature. Esso consiste nell'introdurre delle approssimazioni accettabili che permettano di determinare le tensioni di tenuta con margini opportuni. All'analisi delle sovratensioni che si possono verificare sull'impianto, segue la determinazione di tensioni di tenuta di coordinamento è ottenute moltiplicando tali sovratensioni per dei fattori di coordinamento che tengano in considerazione le incertezze legate a queste ultime e alla tensione di tenuta stessa. A questa tensione di tenuta, inoltre, corrisponde una probabilità di tenuta del 100%. Si suppone cioè che la scarica degli isolamenti non sia possibile al di sotto di essa.

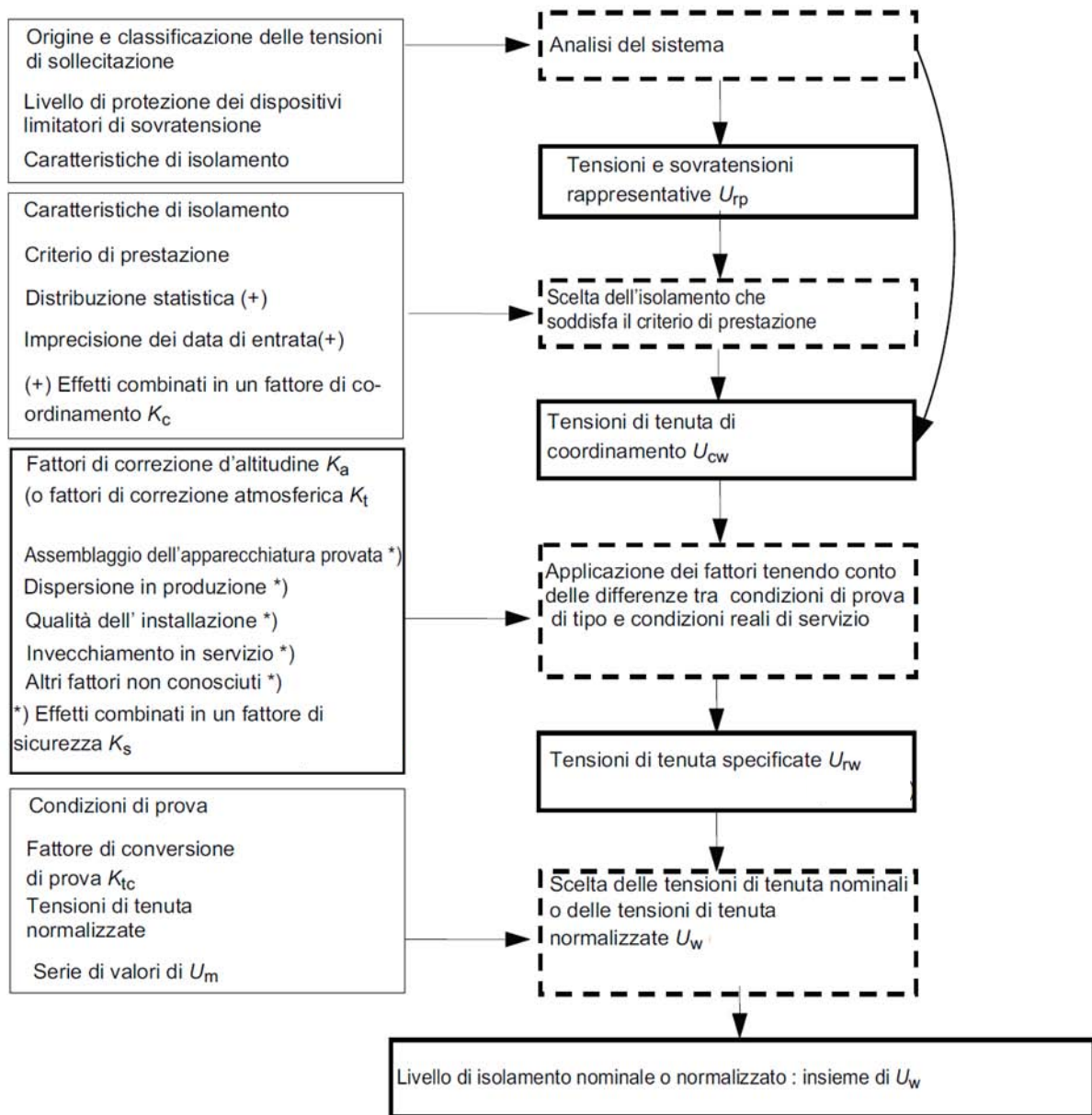


Fig.1.2 - Procedura per il coordinamento dell'isolamento secondo la norma IEC 60071-1

Questo metodo, sebbene meno approfondito, è spesso l'unico utilizzabile, soprattutto in fase di progettazione, quando è necessario ottenere dei valori indicativi per impostare i livelli di tenuta desiderati, senza avere ovviamente la possibilità di svolgere studi statistici. La norma IEC 60071 fornisce dunque delle procedure che permettano anche in questo caso di ottenere indicazioni utili e sufficientemente precise. Questo metodo è anche l'unico che può essere utilizzato qualora si analizzino apparecchiature dotate di isolamenti non autoripristinanti, quali ad esempio i trasformatori. In questo caso ovviamente, anche una singola scarica può rivelarsi disruptiva e va evitata tassativamente. La tensione di tenuta, cioè, deve sopportare le sollecitazioni con una probabilità di tenuta del 100%.

Qualunque sia il metodo scelto per lo studio del coordinamento dell'isolamento (statistico o meno), la norma propone la procedura rappresentata tramite un diagramma a blocchi in Figura 1.2. In esso sono indicati con rettangoli continui grossi i risultati ottenuti ad ogni passo di questa procedura, con rettangoli tratteggiati le azioni da svolgere per ottenere tali risultati e sulla sinistra sono indicati i dati necessari per ogni passo.

Nella procedura indicata dalle normative, i primi due stadi sono la determinazione delle sovratensioni caratteristiche di un sistema, attraverso stime e studi di sistema e la determinazione di una tensione di tenuta che rispecchi i criteri di prestazione desiderati, sia usato il metodo deterministico o quello statistico.

I due passi successivi sono l'ottenimento di tensioni di tenuta specificate, vale a dire delle tensioni di tenuta *pratiche* da assegnare alle differenti apparecchiature, tenendo conto di vari aspetti legati alle peculiarità dell'impianto e la determinazione a partire da queste di dei livelli di tenuta normalizzati, cioè di dei livelli di isolamento adeguati, scelti tra dei valori limitati frutto di una standardizzazione.

Ognuno di questi passi sarà descritto nei paragrafi seguenti.

1.4. ORIGINE E CLASSIFICAZIONE DELLE SOVRATENSIONI

Le tensioni alle quali può essere sottoposto un sistema sono diverse per forma, pericolosità ed effetti sui dielettrici. La 60071-1 suddivide queste tensioni in categorie, assegnando a ognuna dei parametri appropriati. Queste sono:

- Tensioni permanenti: tensioni a frequenza industriale (50 o 60 Hz) presenti nei vari punti del sistema durante il suo normale funzionamento;
- Sovratensioni temporanee: sovratensioni a frequenza pari o prossima alla frequenza industriale, della durata nell'ordine dei secondi. Esse possono essere provocate da guasti, perdite di carico, situazioni di risonanza o ferrorisonanza o da una combinazione di più cause tra queste;
- Sovratensioni a fronte lento: sovratensioni con andamento impulsivo, caratterizzate da un fronte di durata compresa tra 20 μ s e 5000 μ s e coda (fino al raggiungimento dell'emivalore) di durata inferiore ai 20 ms. Le possibili cause di queste sovratensioni sono guasti, manovre e scariche di origine atmosferica;
- Sovratensioni a fronte veloce: sono sollecitazioni impulsive caratterizzate da un fronte di durata compresa tra 0,1 μ s e 20 μ s e una coda di durata inferiore ai 300 μ s. Queste possono essere provocate da manovre, guasti e scariche di origine atmosferica;
- Sovratensioni a fronte molto veloce (VFTO): sono sovratensioni aventi un fronte di durata inferiore ai 100 ns. Si possono riscontrare per guasti o manovre nelle sottostazioni isolate in gas (GIS);
- Sovratensioni combinate: combinazione delle precedenti, possibili in determinate circostanze e configurazioni del sistema preso in esame.

Ai primi tre tipi di sovratensioni (permanente, fronte lento e fronte veloce) sono associate delle forme d'onda normalizzate, necessarie per eseguire le prove di tensione di tenuta sulle apparecchiature e che costituiscono delle sovratensioni rappresentative della categoria. I parametri di tali sovratensioni normalizzate dovranno rientrare in limiti che siano rappresentativi della categoria per quanto riguarda l'andamento temporale. L'ampiezza di tali sovratensioni sarà invece determinata in base alle sovratensioni attese (valore di picco, insieme di valori di picco o distribuzione di valori).

Tab. 1.1 - Tipi di sovratensioni secondo la IEC 60071-1

Tipo di sovratensione	Tipo di prova	Parametri
Sovratensioni temporanee	Prova di breve durata a frequenza industriale	Tensione sinusoidale di frequenza compresa tra 48 e 62 Hz, durata di 60 s
Sovratensioni a fronte lento	Prova agli impulsi di manovra	Tensione impulsiva avente $T_{fronte}=250 \mu s$ e $T_{coda}=2500 \mu s$
Sovratensioni a fronte veloce	Prova agli impulsi di origine atmosferica	Tensione impulsiva avente $T_{fronte}=1,2 \mu s$ e $T_{coda}=50 \mu s$

Lo studio delle sovratensioni porta allora a definire delle sovratensioni rappresentative, vale a dire delle sovratensioni aventi valori efficaci/di picco pari a quelli che si possono presentare sul sistema ma caratteristiche temporali pari a quelle delle tensioni normalizzate. Si suppone che queste sovratensioni abbiano un effetto sugli isolamenti rappresentativo di quel che accade nel sistema reale e siano quindi adatte a verificare tramite prove di laboratorio, la tenuta delle apparecchiature.

L'analisi delle tensioni che possono verificarsi in servizio porta alla determinazione dei parametri di queste tensioni, in particolare essa porta alla determinazione del valore di picco da assegnare a una forma d'onda normalizzata o, qualora possibile, di una distribuzione statistica dei valori di picco.

1.4.1. SOVRATENSIONI TEMPORANEE

Le cause di tali sovratensioni possono essere:

- Guasti monofase a terra;
- Perdita di carico;
- Fenomeni di risonanza e ferrorisonanza.

Questi ultimi possono portare a sovratensioni temporanee molto elevate possono essere causate da fenomeni di risonanza e ferrorisonanza (possibili per esempio nel caso di energizzazione di cavi o trasformatori con caratteristiche di magnetizzazione non lineari). Queste sovratensioni, tuttavia, non rientrano generalmente negli studi di coordinamento dell'isolamento, poiché esse vanno evitate o limitate attraverso un'accurata configurazione

del sistema o con resistenze di smorzamento, piuttosto che essere sopportate dagli isolamenti del sistema.

Ulteriori cause di sovratensioni temporanee possono essere operazioni di sincronizzazione (nel qual caso avremo sovratensioni temporanee longitudinali) o combinazioni di vario genere delle sopraelencate.

- *Guasto monofase a terra*

Guasti monofase e perdite di carico sono senza dubbio le cause più frequenti di sovratensioni temporanee e vengono qui descritte più nel dettaglio.

Un guasto tra una fase e la terra può determinare delle sovratensioni fra le altre due fasi, la cui forma rimane quella della tensione industriale. Le sovratensioni temporanee causate da guasto monofase a terra costituiscono per molti aspetti un fenomeno il cui studio è fondamentale per il coordinamento dell'isolamento. Questi guasti, oltre a essere i più frequenti tra i tipi di guasti che si verificano sulle reti, possono generare delle sovratensioni temporanee che in molti casi sono le più elevate cui un sistema può essere sottoposto. Essi sono quindi determinanti per la selezione degli isolamenti, così come per la scelta dei parametri degli scaricatori di sovratensioni.

L'ampiezza di tali sovratensioni dipende principalmente dallo stato del neutro della rete nel punto in cui è avvenuto il guasto ed è quantificata, generalmente, attraverso il fattore di guasto a terra K . Tale fattore è definito per un punto della rete come il rapporto tra il valore efficace più elevato raggiunto dalle tensioni delle fasi sane verso terra e il valore efficace della tensione di fase che si ha nello stesso punto nel normale esercizio.

$$K = \frac{\max(E)_{fasi\ sane}}{E_{eff}} \quad (1.2)$$

Come detto, tale valore dipende dallo stato del neutro. Per un sistema a neutro isolato, infatti, portandosi a zero la tensione sulla fase guasta (nel caso limite di guasto francamente a terra, cioè $R_g=0$) si crea un regime perturbato caratterizzato da tensioni di sequenza inversa e zero e le tensioni sulle due fasi sane arriveranno a essere pari in valore efficace alle tensioni concatenate del sistema. si ha cioè $K = \sqrt{3} \cong 1,73$.

Per reti con neutro collegato direttamente a terra (quali sono generalmente le reti di trasmissione) la tensione sulle reti sane si mantiene idealmente costante, dato che il potenziale del neutro non si mantiene nullo anche dopo il guasto. Tale atterramento si ottiene collegando tramite conduttori di impedenza trascurabile il centro stella di un componente (tipicamente un trasformatore) all'interno delle sottostazioni.

Questa condizione, comunque, si verifica solo per punti della rete prossimi all'atterramento, poiché per il calcolo dello stato del neutro in punti lontani si deve tener conto dell'impedenza omopolare di conduttore e terreno. Convenzionalmente si conviene

allora di definire un sistema come con neutro efficacemente atterrato un sistema in cui la sovratensione sulle fasi sane è limitata in ogni suo punto all'80% della tensione concatenata, vale a dire un sistema in cui si abbia $K = 0,8\sqrt{3} = 1,4$. Questa scelta permette di contenere quindi le sovratensioni causate dal guasto ma, per contro, determinerà delle correnti di guasto molto elevate, dato che ogni contatto fase-terra è costituisce sostanzialmente un corto circuito.

Nelle reti di alta tensione si è comunque optato per questa soluzione perché all'aumentare della tensione diventa predominante il problema dell'isolamento delle apparecchiature, sia dal punto di vista tecnico che economico, rispetto a quello delle correnti di guasto. Limitando così le sovratensioni, inoltre è possibile tarare convenientemente gli scaricatori di sovratensione e operare più agevolmente il coordinamento dell'isolamento.

Nella pratica, per le reti alta tensione si utilizzano comunque strategie varie: per i livelli 132 kV e 220 kV si collega talvolta solo parte dei centri stella dei trasformatori, in modo da limitare ragionevolmente sia sovratensioni sia sovracorrenti. Altri gestori collegano tutti i centri stella, preferendo limitare le sovratensioni e delegando ad altre tecniche il problema delle sovracorrenti. Quest'ultimo metodo diventa pressoché obbligato per reti di tensione ancora superiore.

Al fine di determinare l'ampiezza esatta della tensione temporanea di breve durata rappresentativa è dunque necessario conoscere il fattore di guasto a terra per i principali punti del nostro sistema. Esso, come detto, può essere calcolato conoscendo il comportamento alle sequenze della rete nel punto considerato. Se si analizza alle sequenze un guasto monofase a terra si ottengono lo schema in Fig. 1.4a e le ben note equazioni 1.3 , in cui Z_{od} , Z_{oi} e Z_{oo} sono le impedenze alla sequenza diretta, inversa e omopolare viste dal punto della rete analizzato.

$$\bar{I}_g = \frac{3\bar{E}_a}{Z_{od} + Z_{oi} + Z_{oo}}$$

$$\bar{V}_d = (Z_{oi} + Z_{oo})\frac{\bar{I}_g}{3}; \quad \bar{V}_i = -Z_{oi}\frac{\bar{I}_g}{3}; \quad \bar{V}_0 = -Z_{oo}\frac{\bar{I}_g}{3} \quad (1.3)$$

$$\bar{E}_b = \bar{V}_0 + \alpha^2\bar{V}_d + \alpha\bar{V}_i; \quad \bar{E}_c = \bar{V}_0 + \alpha\bar{V}_d + \alpha^2\bar{V}_i;$$

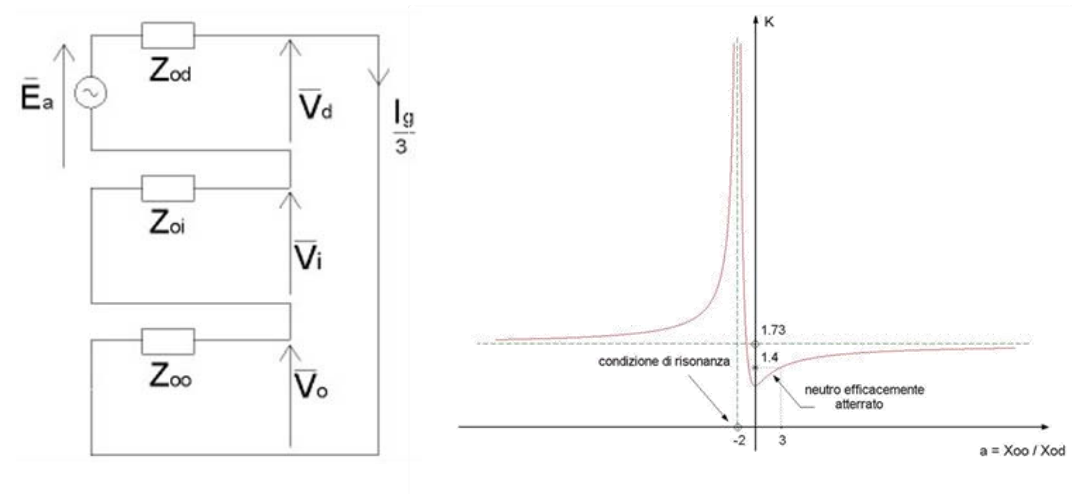


Fig.1.4 - (a) Circuito equivalente per guasto a terra; (b) andamento del fattore di guasto

Essendo solitamente $R_d \ll X_{od}$ e $R_i \ll X_{oi}$, è possibile operare la semplificazione per cui $R_d = R_i = 0$, cioè $z_{od} = jX_{od}$ e $z_{oi} = jX_{oi}$, senza che questo comporti errori apprezzabili. Con tali semplificazioni si troverà che il fattore di guasto è una funzione del tipo:

$$K = f\left(\frac{R_0}{X_{od}}, \frac{X_{00}}{X_{od}}, \frac{X_{oi}}{X_{od}}\right) \quad (1.4)$$

E generalmente lecito anche porre $X_{od} = X_{oi}$ (condizione verificata se sufficientemente dai generatori) e considerare nulla R_0 . Ne risulta che parametro che più influisce su K è X_{00}/X_{od} . Poste queste ulteriori semplificazioni K risulta pari a

$$K = \frac{\sqrt{3(a^2+a+1)}}{|2+a|} \quad \text{con } a = \frac{X_{00}}{X_{od}} \quad (1.5)$$

Diagrammando K in funzione di a , si ottiene l'andamento di Fig. 1.4b in cui si può osservare come per $a=0$ il fattore di guasto sia pari a 1 mentre esso aumenti al variare di tale rapporto.

- Perdita di carico

Una perdita di carico può determinare sovratensioni fase-terra o longitudinali, in base alla configurazione del sistema dopo la sconnessione e delle caratteristiche del sistema di alimentazione. Queste sovratensioni sono importanti soprattutto qualora interessino una lunga linea, in cui entra in gioco l'effetto Ferranti. La IEC 60071-2 fornisce come valori conservativi per questo tipo di sovratensioni 1,2 p.u. per sistemi di media estensione e 1,5 per sistemi estesi.

Tali sovratensioni possono assumere valori particolarmente elevati nel caso questo evento sia accompagnato da effetto Ferranti per lunghe linee (cosa che fortunatamente non riguarda il caso di Quitaracsá).

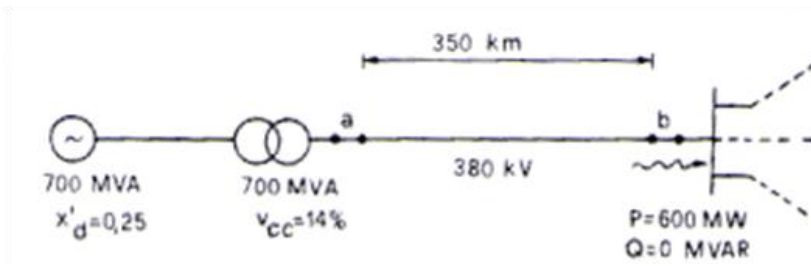


Fig.1.3 - Schematizzazione perdita di carico

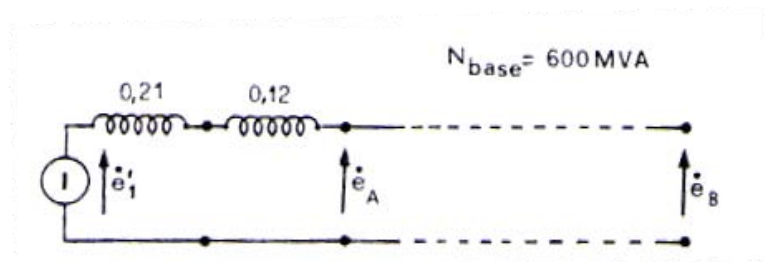


Fig.1.4 - Circuito equivalente per perdita di carico

Prendendo in considerazione un caso tipico (Fig. 1.3) e facendo la solita assunzione di linea non dissipativa, è possibile calcolare in modo conservativo le sovratensioni presenti. Si noti che il caso preso in esame trova riscontro per la centrale di Quitaracsá, osservando che la rete a valle della sottostazione di Kilman-Ayllu costituisce il carico e che il sistema sotto esame è generatori, trasformatori e linea (cavo + linea). All'apertura dell'interruttore alla stazione lontana, ci si troverà nella situazione in Fig. 1.4, in cui X_c è la reattanza capacitiva relativa alla linea a vuoto.

La sovratensione all'inizio della linea sarà nella forma $e_A = e'_1 \frac{x_c}{x_c - x}$ dove x è la reattanza data dalla serie della reattanza sincrona del generatore e la reattanza di corto circuito del trasformatore. All'estremo aperto, per linee di una certa lunghezza, tale valore sarà inoltre aumentato dall'effetto Ferranti.

1.4.2. SOVRATENSIONI A FRONTE LENTO

I fenomeni che più frequentemente possono dar origine a sovratensioni a fronte lento sono la chiusura o richiusura di una linea, i guasti e la loro eliminazione, le perdite di carico, l'interruzione di corrente induttive o capacitive e scariche di origine atmosferica a seguito di fulminazione diretta.

Ai fini del CDI si determina una sovratensione rappresentativa avente le caratteristiche normalizzate. L'analisi di un sistema deve permettere di determinarne il valore di picco, o qualora possibile, la funzione di distribuzione dei valori di picco. Tipicamente per la distribuzione delle sovratensioni si utilizza una distribuzione di Weibull, della forma

$$P(U) = 1 - e^{-\left(\frac{U-\delta}{\beta}\right)^\gamma} \quad (1.6)$$

Così facendo è possibile assumere come valore massimo per la sovratensione rappresentativa il valore di troncatura della funzione ovvero il valore tale per cui $P(U)=0$.

- *Chiusura e richiusura*

Tale manovra genera sovratensioni su ognuna delle tre fasi generando sovratensioni sia fase terra sia fase fase. Nell'analisi di questo tipo di sovratensioni, nel caso di misure o simulazioni, si può ricorrere a diversi metodi atti a semplificare la valutazione. La normativa propone il metodo di picco per fase e il metodo di picco per caso. Il primo, per il calcolo della distribuzione di probabilità, tiene conto del valore di picco di ogni sovratensione (quindi tiene conto di tre valori per evento, uno per fase). La distribuzione che ne deriva viene poi considerata identica per la determinazione di tutti gli isolamenti. Tali sovratensioni sono spesso decisive al fine della determinazione delle tensioni di tenuta all'impulso di manovra e (per le apparecchiature di classe due) degli stessi livelli di isolamento normalizzati.

Il secondo metodo, di utilizzo più diffuso (e che è stato usato anche in questo studio, nella sua versione semplificata nella parte analitica e nella determinazione della distribuzione per le simulazioni) è il metodo di picco per caso. Secondo tale metodo, in ogni evento viene ritenuto solo il picco più elevato tra quelli che sono generati sulle tre tensioni (fase-terra o fase-fase) e tale picco contribuisce a determinare la distribuzione necessaria.

Nel seguito è esposto il principio teorico secondo il quale queste sovratensioni vengono generate. Ciononostante bisogna dire che l'ampiezza massima nei casi reali è di determinazione complessa, dipendendo da fattori quali il tipo di interruttore, la natura e la potenza di corto circuito delle sbarre da cui si energizza, la lunghezza della linea stessa, la sua terminazione etc. Possono avere influenza anche fenomeni di risonanza o di tipo Ferranti. Nel caso vi sia poi della carica residua sulla linea e si esegua una richiusura trifase, la sovratensione potrà essere ancora accentuata.

La Tabella 1.2 propone alcuni valori di sovratensione riscontrabili in diversi tipi di impianto a seguito di questo evento [6].

Tab. 1.2 - Valori in p.u. delle sovratensioni a fronte lento

Evento	Punto considerato	Valore massimo della sovratensione (p.u.)
Chiusura di linee in assenza di mezzi di controllo	All'estremità di manovra	2÷2,5
	All'estremità aperta	2,4÷2,8
Richiusura trifase in assenza di mezzi di controllo	All'estremità di manovra	2,3÷3
	All'estremità aperta	3÷3,7
Richiusura monofase in assenza di mezzi di controllo	All'estremità di manovra	1,5÷1,8
	All'estremità aperta	1,8÷2,4
Chiusura di linee e richiusura trifase con interruttori dotati di resistori di preinserzione	All'estremità di manovra	1,6÷1,8
	All'estremità aperta	1,7÷2,2
Chiusura di linee e richiusura trifase con interruttori dotati più di resistori di preinserzione	All'estremità di manovra	1,2÷1,4
	All'estremità aperta	1,5÷1,7
Apertura di linee a vuoto senza riadescamenti	Lato linea dell'interruttore manovrato	1,3
Apertura di linee a vuoto con riadescamenti	Valori confrontabili con quelli della richiusura in assenza di mezzi di controllo	
Apertura di trasformatori a vuoto	Lato trasformatore manovrato	2÷2,3
	Lato sbarre	1

Vista la complessità e il numero di fattori coinvolti, si specifica, nella normativa, che per una corretta valutazione di questa distribuzione siano necessarie simulazioni numeriche. E' fornita ciononostante una Tabella, che verrà qui utilizzata nel cosiddetto studio analitico, ma il cui uso andrebbe limitato a una prima valutazione di massima.

Una schematizzazione iniziale di tale sovratensione può essere fatta considerando la linea su cui avviene la chiusura o richiusura come una linea a costanti concentrate e si modella secondo uno schema a T (Fig. 1.5).

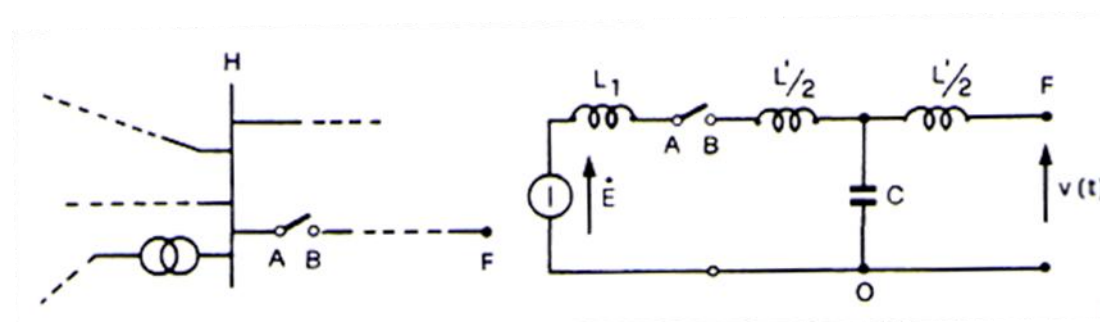


Fig.1.5 - Schematizzazione e circuito equivalente per richiusura

Dove L e C sono rispettivamente capacità e induttanza longitudinale della linea e E e L_1 rappresentano il generatore equivalente alla rete che energizzerà la linea in questione. Si trascurino in un primo momento gli effetti dissipativi sulla linea così come i mutui accoppiamenti capacitivi e induttivi tra le fasi.

La chiusura dell'interruttore dà luogo allora a un transitorio la cui risoluzione a questo punto è semplice, essendo il circuito assimilabile a un semplice circuito LC sottoposto a una forza elettromotrice sinusoidale. La tensione ai capi della capacità -all'estremità aperta della linea- sarà data da un termine di regime permanente alla frequenza del sistema del tipo

$$V_p = kE_M \cos \omega t = V_M \cos \omega t \quad (1.7)$$

Dove k è pari a

$$k = \frac{\frac{1}{\omega C}}{\omega L - \frac{1}{\omega C}} = \frac{1}{1 - \omega^2 LC} = \frac{1}{\left(1 - \frac{\omega^2}{\omega_0^2}\right)} \quad (1.8)$$

Al quale si somma un termine transitorio del tipo

$$v_t = A \sin \omega_0 t + B \cos \omega_0 t \quad (1.9)$$

Date le condizioni iniziali, che in assenza di cariche residue sulla linea sono pari a $V_c=0$ e $i=0$ è possibile trovare l'espressione della tensione all'estremo aperto della linea. Questa sarà massima nel caso più sfavorevole, in cui la chiusura dell'interruttore avviene in corrispondenza del picco della tensione del generatore equivalente, poiché in questo caso il termine transitorio assumerà valori più importanti. In questo caso la tensione avrà la forma:

$$v = V_M \cos \omega t - V_M \cos \omega_0 t \quad (1.10)$$

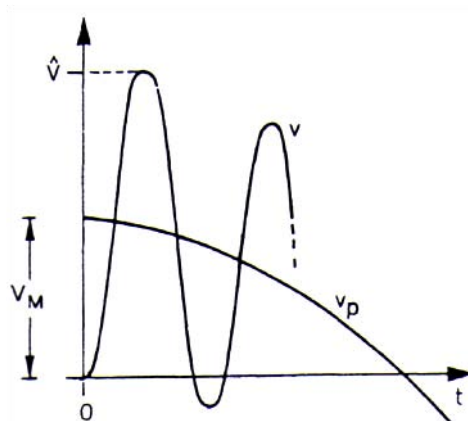


Fig.1.6 - Andamento della tensione negli istanti iniziali della richiusura

E da notare comunque che il transitorio reale sarà smorzato dalla resistenza dei conduttori e di eventuali carichi. Si osserva anche che il valore di cresta sarà pari a circa $2V_M$ dove V_M è stato definito dall'eq. 1.7. Generalmente ω_0 assume a seconda delle caratteristiche della

linea valori corrispondenti a frequenze tra i 200 e gli 800 Hz, dando un valore di cresta massimo dell'ordine di $2,1 \div 2,2 E$, essendo E la tensione del sistema.

Valori più elevati possono verificarsi nel caso di una "richiusura rapida trifase", nel caso in cui cioè l'interruttore richiuda su una linea immediatamente dopo la sua apertura, si ché in essa l'isolamento ha permesso la conservazione di cariche sulle fasi e quindi di una certa tensione sulla capacità del modello T equivalente. In questo caso il sistema può sempre essere risolto tramite le stesse equazioni, ma avremo una tensione all'estremità aperta della linea che può arrivare a $V_{picco} = 3 \text{ p.u.}$.

Questi valori sono evidentemente molto impegnativi per l'isolamento e diventano tanto più gravosi quanto più alta è la tensione del sistema. Questo è il motivo per cui la norma prevede che per le apparecchiature di classe II i livelli di isolamento siano commisurati alle tensioni di manovra e che si utilizzino metodi che permettano di limitare questi transitori, quali l'utilizzo di resistenze di preinserzione o il controllo dell'istante di chiusura.

- *Guasti ed estinzione*

Le sovratensioni a fronte lento dovute a guasti e alla loro estinzione sono dovute al passaggio delle tensioni dal valore di esercizio a quello della sovratensione temporanea e da un valore prossimo allo zero alla tensione di esercizio sulla fase guasta. Queste sovratensioni hanno generalmente importanza nei sistemi con neutro isolato o messo a terra tramite bobina di estinzione, per i quali una formula conservativa per determinarne il valore è data da:

$$U_{fl} = (2k - 1)U_m (kVp) \text{ (guasto)} \quad (1.11)$$

$$U_{fl} = 2U_m (kVp) \text{ (eliminazione)} \quad (1.12)$$

Nel campo II, esse vanno prese in considerazione qualora le sovratensioni dovute a chiusura e richiusura siano limitate a valori inferiori a 2 p.u.

Le sovratensioni a fronte lento dovute a perdita di carico hanno valori degni di nota nei sistemi a tensione più elevata (campo II), in presenza di trasformatori di gruppo o lunghe linee di trasmissione.

Esempi di sovratensioni dovute a interruzione di correnti capacitive o induttive si hanno nei casi di interruzione delle correnti di spunto dei motori, di interruzione della corrente magnetizzante di un trasformatore, nel caso di manovre su forni ad arco (strappamento di corrente), nel caso di manovre di cavi a vuoto e di banchi di condensatori e nel caso di interruzione di correnti con fusibili ad alta tensione.

Le scariche atmosferiche provocano generalmente sovratensioni a fronte veloce, ma possono generare sovratensioni a fronte lento nel caso di linee aeree particolarmente lunghe (superiore a 100km [2]).

In questo capitolo verranno brevemente esposti i principi fisici secondo cui si generano le sovratensioni prese in esame. Tale spiegazione analitica è resa possibile dall'applicazione di alcune semplificazioni e ipotesi: le sovratensioni reali hanno ampiezze e comportamenti ben più complessi, ma è comunque necessario comprenderne la meccanica di base.

Tali eventi possono dar luogo a sovratensioni considerevoli, in particolar modo nel caso di guasti chilometrici, di guasti cioè, che avvengono a una distanza ravvicinata (da frazioni di chilometro a qualche chilometro) dall'interruttore che opera l'apertura e la conseguente disalimentazione del guasto. All'apertura dell'interruttore, nasce un transitorio importante sulla tensione di ristabilimento, tra i morsetti dell'interruttore.

E' possibile schematizzare tale evento in modo simile al precedente, considerando inizialmente il sistema privo di perdite e rappresentando la rete a monte dell'interruttore come un generatore equivalente e il (breve) tratto di linea tra l'interruttore e il guasto attraverso un modello questa volta a π , in cui, essendo d la distanza tra interruttore e guasto si ha $L = ld$ e $C_2 = \frac{cd}{2}$. Si può inoltre fare le seguenti assunzioni: non c'è componente unidirezionale nella corrente i_{cc} , la caduta d'arco sull'interruttore è trascurabile.

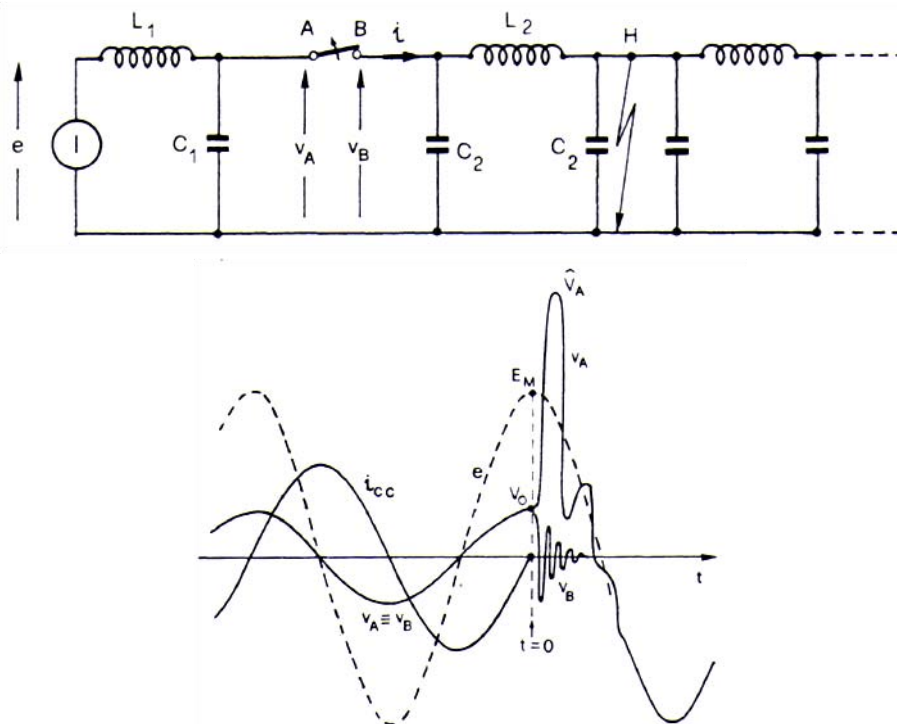


Fig.1.7 - (a) Circuito equivalente per eliminazione guasto; (b) andamento tensione

Dallo studio di un sistema così modellato si può osservare come la tensione a valle dell'interruttore si porti a zero con un transitorio contenuto mentre la tensione a monte dello stesso si riporti al livello della tensione a frequenza nominale attraverso un transitorio importante, i cui valori di ampiezza massima e frequenza dipendono, oltre che dalle caratteristiche del sistema. Poiché l'apertura avviene in corrispondenza del passaggio per lo zero della corrente, la tensione v_0 nell'istante di apertura, sarà pari a:

$$V_0 = \omega L_2 I_{CCM} = E_M \frac{L_2}{L_1 + L_2} \quad (1.13)$$

Mentre come detto le tensioni V_A e V_B si portano ai rispettivi valori di regime ($V_B=0$ e $V_A=E$) attraverso un transitorio smorzato, descrivibile da equazioni differenziali non troppo dissimili da quelle del circuito LC visto in precedenza. In particolare V_A , che è il termine più critico, sia per la tensione a monte, che per la tensione di ripristino sarà pari a:

$$V_A(t) = E_M \cos \omega t + (V_0 - E_M) \cos \omega_1 t \quad (1.14)$$

Dove ancora sono stati trascurati i fenomeni dissipativi che portano rapidamente ad annullarsi il termine transitorio. Si può comunque facilmente osservare come la tensione massima riscontrabile sarà pari a

$$\hat{V}_A \cong 2E_M - V_0 \quad (1.15)$$

e che nel caso di guasto a distanza praticamente nulla dall'interruttore questo valore giungerà al suo massimo teorico di $2E_M$.

La frequenza del termine transitorio smorzato è variabile e dipende dalla configurazione della rete, ma nel caso di reti di trasmissione assume valori intorno a $5 \div 20$ volte la frequenza naturale.

La tensione a valle si porta invece a zero con un'oscillazione di frequenza più elevata, in virtù della lunghezza d piccola. Tale frequenza è stimabile in prima approssimazione con la formula:

$$\frac{\omega_0}{\omega} = \frac{1350}{d} \quad (\text{con } d \text{ espresso in km}) \quad (1.16)$$

L'analisi del fenomeno porta infine a definire una tensione massima che può presentarsi ai capi dell'interruttore. Questa esula leggermente dagli scopi di questo breve riassunto ma è riportata per completezza:

$$\hat{V}_{AB} = 2V_0(d) = 2E_M \frac{l \cdot d}{L_1 + l \cdot d} \quad (1.17)$$

1.4.3. SOVRATENSIONI A FRONTE VELOCE

La principale causa di sovratensioni a fronte veloce nei sistemi e sulle apparecchiature elettriche è il fulmine. Esso può colpire direttamente le apparecchiature innescando una scarica diretta, colpire i sistemi di protezione quali le funi di guardia, innescando poi una scarica tra questi e le apparecchiature (scarica di ritorno) o infine colpire il suolo nei pressi delle apparecchiature provocandovi delle sovratensioni per induzione elettromagnetica. Nell'ambito del coordinamento dell'isolamento, tali sovratensioni sono tenute in conto attraverso un impulso atmosferico normalizzato (SLI - standard lightning impulse, 1,2-50 μ s) la cui ampiezza è data da un valore massimo o attraverso una densità di probabilità di valori di picco.

L'ampiezza di queste sovratensioni in una sottostazione quale può essere la sottostazione esterna di Quitarasca dipende da vari fattori, quali il numero delle linee aeree connesse e le loro prestazioni rispetto alle fulminazioni, l'estensione della sottostazione e il valore di tensione istantaneo che si ha quando si verifica la scarica. A tal riguardo assume particolare significato l'espressione "coordinamento" dell'isolamento, essendo il livello di sovratensione nella sottostazione (e quindi il suo livello di isolamento) intrinsecamente legato al comportamento al fulmine della linea aerea (e quindi al livello di isolamento di quest'ultima) e i due valori vanno quindi "coordinati" l'uno all'altro.

Generalmente, comunque, la tensione risultante sarebbe comunque troppo elevata in assenza di protezioni e nella maggior parte dei casi vengono allora installati scaricatori di sovratensione, che giocano dunque un ruolo fondamentale nella determinazione di questi valori di picco. Casi particolari in cui non è necessario uno scaricatore sono quelli in cui molte linee (e in particolare cavi) sono connesse alla sottostazione: in questo caso si ha infatti un effetto di autoprotezione, dovuto alla bassa impedenza d'onda di una tale SSE.

L'analisi del comportamento al fulmine è complessa per la grande dispersione statistica dei fenomeni, sia in termini di magnitudine e caratteristiche, che di frequenza di apparizione. La norma fornisce dei metodi che attraverso opportune semplificazioni permettono di determinare la tensione di tenuta necessaria. Nel cap. 3 è esposto il cosiddetto metodo statistico semplificato, che è stato usato per il presente lavoro.

1.5. TENSIONE DI TENUTA DI COORDINAMENTO

I materiali isolanti sottoposti a una sollecitazione elettrica sufficientemente elevata subiscono un processo di scarica. La resistività lungo un percorso interno al materiale, cioè, passa da un valore elevato a un valore basso, provocando un aumento importante della corrente attraverso il materiale isolante e il malfunzionamento dell'apparecchiatura e la sua eventuale distruzione. La tenuta dielettrica di questi materiali consiste nella capacità di sopportare sovratensioni senza incorrere in una scarica ed è quantificata da un livello di tensione al quale si ha una certa probabilità di incorrere o meno in una scarica.

Convenzionalmente, per isolanti autoripristinanti, la tensione di tenuta è definita come quel livello di tensione per il quale si ha una probabilità del 90% di non incorrere in scarica. Essa dipende da molti fattori, tra cui:

- L'ampiezza, la forma, la durata e la polarità della tensione applicata;
- La distribuzione del campo elettrico nell'isolante;
- Il tipo d'isolamento, le impurità e le eventuali anisotropie in esso;
- Le condizioni fisiche del materiale (temperatura, pressione, sollecitazioni meccaniche);
- Le deformazioni dell'isolamento dovute a effetti chimici, gli effetti della superficie dei conduttori.

Per la IEC 71-1 *“La determinazione delle tensioni di tenuta per il coordinamento consiste nel determinare i più bassi valori delle tensioni tenute dall'isolamento che soddisfano i criteri di prestazione, quando questi isolamenti sono sottoposti alle sovratensioni rappresentative nelle condizioni di servizio.”*

Per operare le scelte riguardanti il coordinamento dell'isolamento è quindi necessario stabilire per le apparecchiature un criterio di prestazione. Questo è definito nella 71-1 come Ra, tasso di guasto ammissibile, fornito in numero di guasti per anno. Tassi di guasto comunemente usati sono tra 0,001/anno e 0,004/anno per le apparecchiature, a seconda della rapidità di riparazione. I tassi di guasto ammissibili per le sovratensioni di manovra sono compresi tra 0,01 e 0,001 per manovra.

Come anticipato al par. 1.3, vi sono due metodi principali per la determinazione di queste tensioni, a seconda che si disponga o meno di informazioni statistiche provenienti da prove sulle apparecchiature in esercizio. Nel primo caso si parla di metodo statistico, nel secondo di metodo deterministico. La normativa fornisce le procedure per entrambi i metodi.

1.6. TENSIONE DI TENUTA SPECIFICATA

La tensione di tenuta che deve essere verificata nelle prove opportune deve tenere conto del fatto che le apparecchiature, una volta installate e in servizio, si trovano in condizioni diverse da quelle normalizzate a cui è svolta la prova e che sono definite dalla IEC 60-1. (Le condizioni atmosferiche di riferimento normalizzate sono $T=20\text{ °C}$, $p=101,3\text{ kPa}$, umidità assoluta $h=11\text{ g/m}^3$). Si definisce allora una tensione di tenuta specificata. Questa è la tensione che l'apparecchiatura deve essere in grado di sostenere in una prova in condizioni normalizzate ed è pari alla tensione di tenuta moltiplicata per gli opportuni fattori correttivi.

Due fattori correttivi sono definiti dalle norme: un fattore che tenga conto delle differenti condizioni atmosferiche rispetto alle condizioni di prova, un fattore detto di sicurezza, che

tiene conto di vari fattori che possono influenzare l'isolamento nelle condizioni reali di esercizio.

Correzione atmosferica K_a : questo fattore deve essere applicato per gli isolamenti esterni, poiché gli isolamenti interni non risentono delle condizioni atmosferiche. I valori da assegnare a questo fattore sono assegnati secondo regole descritte nella IEC 60-1, che prendono in conto misurazioni eseguite fino a 2000 m di altitudine. Poiché si è osservato che gli effetti di temperatura e umidità sugli isolamenti sono comparabili e di segno opposto, si è deciso di considerare, ai fini del coordinamento dell'isolamento, il solo effetto della pressione (che è legata all'altitudine).

Il fattore di correzione da applicare alle tensioni di tenuta ai vari tipi di sollecitazioni è definito secondo la formula:

$$K_a = e^{m\left(\frac{h}{8150}\right)} \quad (1.18)$$

Dove h è l'altitudine in metri sul livello del mare e m un fattore legato al tipo di tensione preso in considerazione.

Correzione di sicurezza K_s : il fattore di sicurezza ha la finalità di tenere conto di parametri diversi, quali le differenze nel montaggio degli apparecchi, la dispersione nella qualità del prodotto, la qualità dell'installazione; l'invecchiamento dell'isolamento nel corso della durata di vita presunta, etc.). La determinazione esatta dell'effetto di ognuno di questi fattori è di fatto impossibile. La normativa fornisce dunque i valori standard $k_s=1,15$ per l'isolamento interno e $1,05$ per l'isolamento esterno. La differenza tra i due valori risiede nel fatto che gli isolamenti esterni, essendo costituiti dall'aria, non invecchiano e per essi è dunque sufficiente un fattore meno cautelativo.

1.7. VALORI NORMALIZZATI E CONVERSIONI

Le normative forniscono delle tensioni di tenuta normalizzate tra le quali scegliere i livelli di isolamento per le apparecchiature e le installazioni. Queste tensioni normalizzate sono per il campo I la tensione di tenuta alle sovratensioni temporanee e la tensione di tenuta a impulso atmosferico, mentre per le apparecchiature del campo II, in cui diventano più rilevanti le sollecitazioni a fronte lento dovute a manovre, la tensione di tenuta a impulsi di manovra e la tensione di tenuta a impulso di origine atmosferica. La IEC 60071-2 fornisce dei criteri di conversione che permettono di esprimere attraverso queste tensioni normalizzate anche tensioni di tipo diverso, al fine di uniformare le prove cui le apparecchiature devono essere sottoposte.

Tab. 1.3 - Livelli di isolamento normalizzati per le apparecchiature del campo I

Tensione massima per l'apparecchiatura (U_m) kV (valore efficace)	Tensione di tenuta normalizzata di breve durata a frequenza industriale kV (valore efficace)	Tensione di tenuta normalizzata agli impulsi di origine atmosferica kV (valore di picco)
3,6	10	20
		40
7,2	20	40
		50
12	28	60
		75
		95
17,5	38	75
		95
24	50	95
		125
		145
36	70	145
		170
52	95	250
72,5	140	325
100	(150)	(380)
	185	450
123	(185)	(450)
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1050

Al termine del processo qui descritto sono ottenute delle tensioni di tenuta specificate. Tali tensioni sono utilizzate per scegliere i livelli di isolamento per le apparecchiature tra dei valori normalizzati, raccolti, per le apparecchiature del campo I nella Tabella 1.3.

Tra tali livelli normalizzati è necessario selezionare per ogni apparecchiatura quello immediatamente superiore alla tensione di tenuta necessaria risultante dal processo sin qui descritto.

Si noti che per apparecchiature protette da scaricatori sono generalmente sufficienti i primi livelli tra quelli propri di ogni livello di tensione mentre per apparecchiature non protette da scaricatori il livello più alto tra quelli contemplati è generalmente necessario.

Si noti anche che la norma prevede che i livelli di isolamento per i due tipi di tenuta non sono sconnessi: un'apparecchiatura che avrà un alto livello di isolamento per uno tipo di sovratensioni avrà un corrispettivo livello di isolamento anche per l'altro.

1.8. APPARATI DI PROTEZIONE

Nella determinazione delle sollecitazioni cui possono essere sottoposte le apparecchiature, giocano inoltre un ruolo fondamentale i dispositivi di protezione; quegli apparati, cioè, che appositamente calibrati e posizionati limitano l'entità della sovratensione sulle parti del sistema. Le norme IEC prevedono due dispositivi di protezione normalizzati:

- gli scaricatori di sovratensione a resistenza non lineare con spinterometri;
- gli scaricatori di sovratensione a ossido metallico senza spinterometro.

Queste apparecchiature sono descritte nelle norme IEC 99-1 e 99-4 e la procedura per la loro selezione è descritta nella IEC 99-5.

Per i sistemi ad alta tensione si sono affermati i secondi che quindi vengono qui brevemente descritti.

1.8.1. SCARICATORI AD OSSIDO METALLICO

Queste apparecchiature sono costituite da un numero di resistori a ossido metallico, connessi in serie e/o parallelo. Questi resistori sono caratterizzati da una caratteristica tensione/corrente non lineare, che fa sì che essi costituiscano un percorso a bassa resistenza per le sovratensioni impulsive mentre costituiscano delle resistenze di valore molto elevato alla tensione a frequenza industriale. Questo fa sì che nel normale funzionamento essi non assorbano potenza.

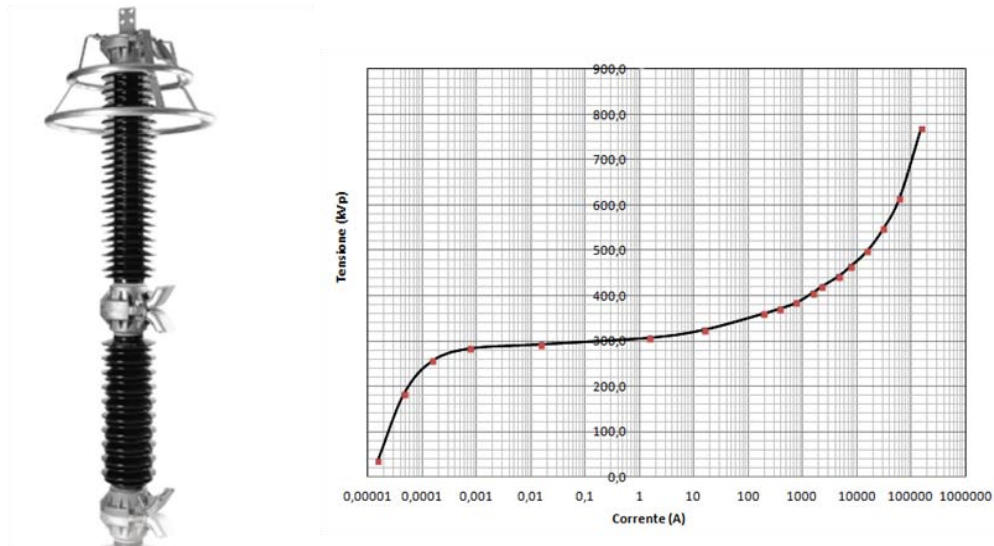


Fig. 1.8 - (a) Aspetto di uno scaricatore di sovratensioni; (b) curva I-V tipica

Ai fini del coordinamento dell'isolamento, risultano fondamentali due caratteristiche di questi componenti:

- il livello di protezione agli impulsi atmosferici, corrispondente alla tensione residua massima alla corrente di scarica nominale;
- il livello di protezione contro gli impulsi di manovra, corrispondente alla tensione residua massima alla corrente di impulso di manovra specificata.

1.8.2. METODO DI SELEZIONE DEGLI SCARICATORI

Il processo di selezione e posizionamento degli scaricatori è intrinsecamente legato a quello di determinazione dei livelli di isolamento delle apparecchiature e delle distanze tra essi e le altre apparecchiature.

Dal diagramma di flusso in fig. 1.9, si può vedere come la selezione degli scaricatori di sovratensione sia fortemente collegata al processo di coordinamento dell'isolamento. Si può osservare infatti che:

- Il livello di isolamento da sovratensioni a fronte lento è determinato dal confronto tra le sovratensioni a fronte lento attese (determinate dallo studio del sistema) e il livello di protezione U_{ps} degli scaricatori;
- Il livello di protezione da scariche atmosferiche è determinato da U_{pl} e dalla distanza degli scaricatori dalle apparecchiature da proteggere
- Dal confronto di questi due livelli di tenuta con i livelli di isolamento nominali delle apparecchiature emerge se lo scaricatore scelto contribuisce in modo sufficiente alla protezione del sistema o se è necessario operare una modifica (nella selezione dello scaricatore, nei livelli di isolamento scelti per le apparecchiature o nella distanza dello scaricatore dalle apparecchiature).

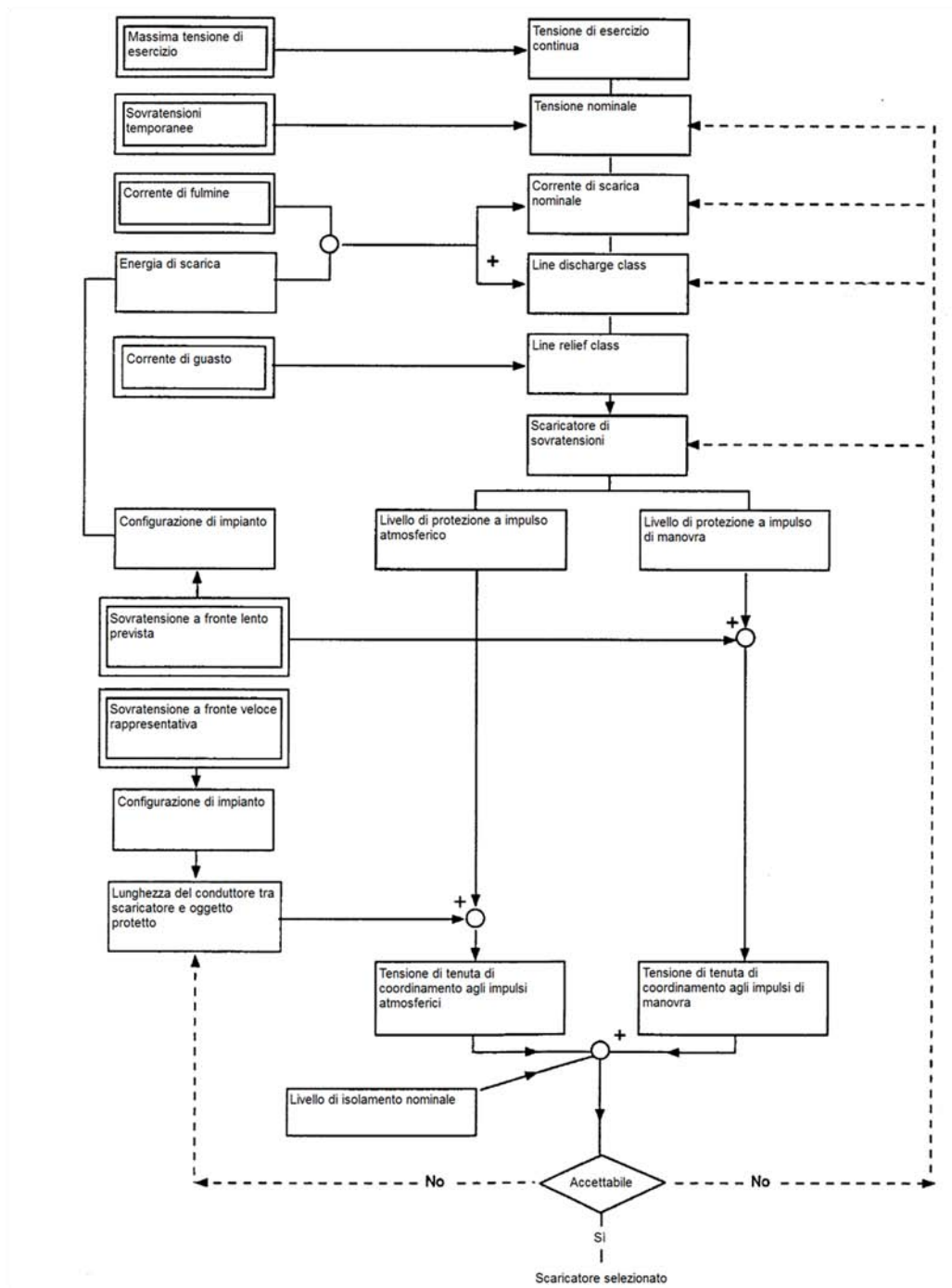


Fig. 1.9 - Procedura per la selezione degli scaricatori di sovratensione (IEC 60099-5)

- L'analisi delle sovratensioni temporanee (parte anch'essa della procedura di coordinamento dell'isolamento) determina invece la tensione nominale dello scaricatore. Esso infatti deve essere in grado di sopportare, senza assorbire una corrente significativa, sovratensioni di questo tipo che dovessero presentarsi sul sistema.

1.9. CONSIDERAZIONI RELATIVE ALLE SOTTOSTAZIONI

Visto l'oggetto del presente lavoro, si è ritenuto utile terminare, in conclusione di questo capitolo, con alcune considerazioni che la norma contiene riguardo il coordinamento dell'isolamento per le sottostazioni elettriche.

All'interno di una sottostazione, infatti, differenti apparecchiature possono essere sottoposte a differenti sollecitazioni, in funzione della configurazione della sottostazione stessa. E' il caso, ad esempio delle sovratensioni per perdite di carico (sovratensioni temporanee) o per chiusura di una linea (sovratensione a fronte lento). In questo caso, infatti, solo le apparecchiature a valle dell'interruttore (ingresso linea) di linea saranno sottoposte alle sovratensioni (più alte) che caratterizzano l'estremo aperto di una linea, qualora si energizzi dalla stazione opposta. Le apparecchiature a monte di tale interruttore saranno sottoposte al massimo alle sovratensioni tipiche di inizio linea (inferiori).

Per quanto riguarda le sovratensioni a fronte veloce, è da notare infine che tutte le apparecchiature possono esservi esposte, ma che l'ampiezza della sollecitazione su ciascuna di esse dipende in modo fondamentale dalla sua distanza dagli scaricatori di sovratensione.

2. IL CASO IN ESAME

I capitoli 3 e 5 riportano rispettivamente l'applicazione del metodo analitico descritto nella norma e del metodo numerico per il coordinamento dell'isolamento, riferiti a un caso reale. L'oggetto di tali studi, infatti, è la sottostazione di alta tensione della centrale idroelettrica di Quitaracsa, di cui, nel presente capitolo, sono descritte le caratteristiche più rilevanti.

La centrale idroelettrica si trova in Perù, nella provincia di Huaylas, e sfrutterà il Rio Quitaracsa, corso d'acqua che nasce sui rilievi andini di tale provincia e affluisce nel Rio Santa.

Va immediatamente precisato che la rete elettrica peruviana ha frequenza nominale di 60 Hz e tale è quindi anche la frequenza nominale di tutte le apparecchiature che verranno in seguito descritte, così come la frequenza utilizzata per le simulazioni.

2.1. DATI AMBIENTALI

Le caratteristiche ambientali nelle quali si trova la centrale caratterizzano, come vedremo, vari aspetti della sua progettazione per quanto riguarda il coordinamento dell'isolamento. Vengono dunque qui riportati alcuni dati relativi alla località della centrale.

Tab. 2.1 - Dati ambientali

Altitudine	1460 m.s.l.m.
Numero ceraunico	35 giorni/anno
Inquinamento	Livello I

L'altitudine influenza, come è visto nel Capitolo 2 i valori di tenuta specificati, mentre numero ceraunico e livello di inquinamento hanno rispettivamente un effetto sulla determinazione delle tensioni di tenuta alle sovratensioni a fronte veloce e sulla determinazione delle distanze superficiali degli isolatori utilizzati.

Il numero ceraunico un'unità di misura che permette di determinare la frequenza di scariche di origine atmosferica in una determinata zona. E' definito come il numero di giorni all'anno in cui è possibile sentire un tuono in una determinata area. Questa unità di misura piuttosto empirica è stata utilizzata prima di sviluppare metodi di misura più sofisticati. Ciononostante e proprio grazie alla sua facilità d'utilizzo, è un dato disponibile diffusamente, anche laddove non siano state eseguite misurazioni specifiche.

Un unità di misura più precisa è il livello ceraunico, definito come il numero di fulmini che colpiscono un chilometro quadrato di una determinata regione in un anno. Questo dato

può essere determinato attraverso misurazioni o può essere ottenuto tramite una relazione empirica, con il numero ceraunico.

Si trova generalmente che:

$$N_g = 0,04T_d^{1,25} \text{ [fulmini/km2/anno]} \quad (2.1)$$

Dove T_d è il numero ceraunico e N_g il tasso ceraunico.

Nelle regioni intertropicali, ivi compreso il Perù, il tasso ceraunico ha valori più elevati rispetto alle zone temperate, con valori che possono arrivare a 100 gg/anno.

Nel luogo in cui si troverà la centrale, grazie alla mappa ceraunica in Figura 2.1, è stato possibile determinare un numero ceraunico pari a 35 gg/anno, pari a un N_g di 3,4 fulmini/km²/anno.

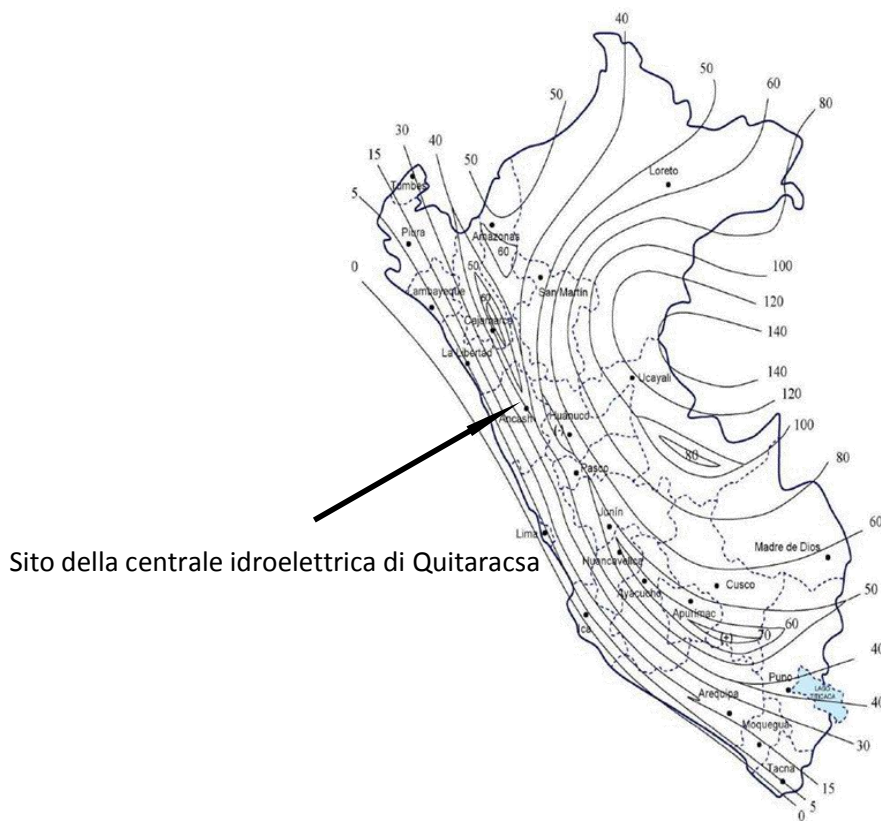


Fig.2.1 - Mappa dei livelli isoceraunici del Perù (linee tratteggiate=confini interdipartimentali, linee continue=livelli isoceraunici)

Il livello di inquinamento è definito dalla norma IEC 507 ed è scelto in base alle condizioni ambientali secondo la seguente Tabella:

Tab. 2.2 - Livelli di inquinamento

Livello di inquinamento	Esempi di ambienti tipici
I - debole	<ul style="list-style-type: none"> - Zone senza industrie e con bassa densità di abitazioni con presenza di impianti di riscaldamento; - Zone a bassa densità di industrie o abitazioni ma soggette frequentemente ai venti e/o alle piogge; - Regioni agricole; - Regioni montagnose. <p>(Tutte queste zone devono trovarsi a una distanza di almeno 10÷20 km dal mare e non devono essere esposte ai venti che vengono dal mare)</p>
II - medio	<ul style="list-style-type: none"> - Zone con industrie che non producono fumi particolarmente inquinanti e/o con una densità media di abitazioni con presenza di impianti di riscaldamento; - Zone a grande densità di abitazioni e/o industrie ma soggette frequentemente ai venti e/o a caduta di piogge; - Zone esposte al vento del mare ma non troppo vicine alla costa (distanza di almeno qualche chilometro).
III - forte	<ul style="list-style-type: none"> - Zone a grande densità di industrie e sobborghi di grandi città ad alta densità di impianti di riscaldamento inquinanti; - Zone situate vicino al mare, o comunque esposte a venti relativamente forti che vengono dal mare;
IV - molto forte	<ul style="list-style-type: none"> - Zone generalmente poco estese, soggette a polveri conduttrici e a fumi industriali che producono depositi conduttivi particolarmente spessi; - Zone generalmente poco estese, molto vicine alla costa ed esposte agli spruzzi o ai venti molto forti e inquinanti che vengono dal mare; - Zone desertiche caratterizzate da lunghi periodi senza piogge, esposte ai venti forti che trasportano sabbia o sale e soggette a una condensazione regolare.

Per l'ubicazione della centrale, è evidentemente possibile stimare un livello di inquinamento pari a I.

2.2. DATI DI IMPIANTO

L'impianto di Quitaracsá avrà una potenza di 112 MW, generata tramite due gruppi turbina-alternatore da 65,9 MVA ciascuno. La producibilità media annua prevista è di 475,79 MWh.

L'impianto è del tipo a salto e sfrutterà una portata massima di $7,5\text{m}^3/\text{s}$ e un salto idraulico di 862 metri, attraverso l'utilizzo di due turbine di tipo Pelton.

Le opere civili prevedono la costruzione di una diga, che genererà un serbatoio di volume utile di 450000 m^3 e con area allagata di 8 ettari. Tale diga sarà posta sul fiume Quitaracsa in località Chapingo, a valle del torrente San Mateo (troppo uguale, rivedi) e sarà del tipo a gravità (avrà cioè sviluppo rettilineo e perpendicolare alla direzione del fiume).

La galleria di derivazione sarà lunga 5180 metri e sarà rivestita in calcestruzzo, il suo ruolo è quello di addurre il flusso d'acqua alla condotta forzata, lungo 130 metri e biforcuto all'ingresso in centrale, per rifornire le due turbine.

La sala macchine, come spesso avviene per impianti di questo tipo, è stata costruita in caverna: è stato cioè scavato, nel fianco della montagna, un complesso di gallerie e stanze in cui troveranno alloggio le apparecchiature meccaniche ed elettriche. L'edificio, complessivamente è alto 33 metri e contiene, su quattro piani le turbine, gli ausiliari meccanici, i generatori e gli ausiliari elettrici, i quadri MT e i trasformatori per servizi ausiliari.

Una sala dedicata è stata costruita per i trasformatori elevatori, distante 30 metri e sviluppata su due livelli, il primo del quale contenente i trasformatori e il secondo il modulo PASS, contenente gli interruttori, scaricatori e dal quale si diparte il cavo alta tensione verso superficie (Fig. 2.4).

Un ultimo aspetto delle opere civili è la galleria di scarico, ubicata sotto le turbine e che restituisce l'acqua al rio Quitaracsa. Tale galleria è lunga 563m.

Il diagramma unifilare della centrale, così come la configurazione fisica delle apparecchiature sono riportati nelle Figure da 2.2 a 2.4.

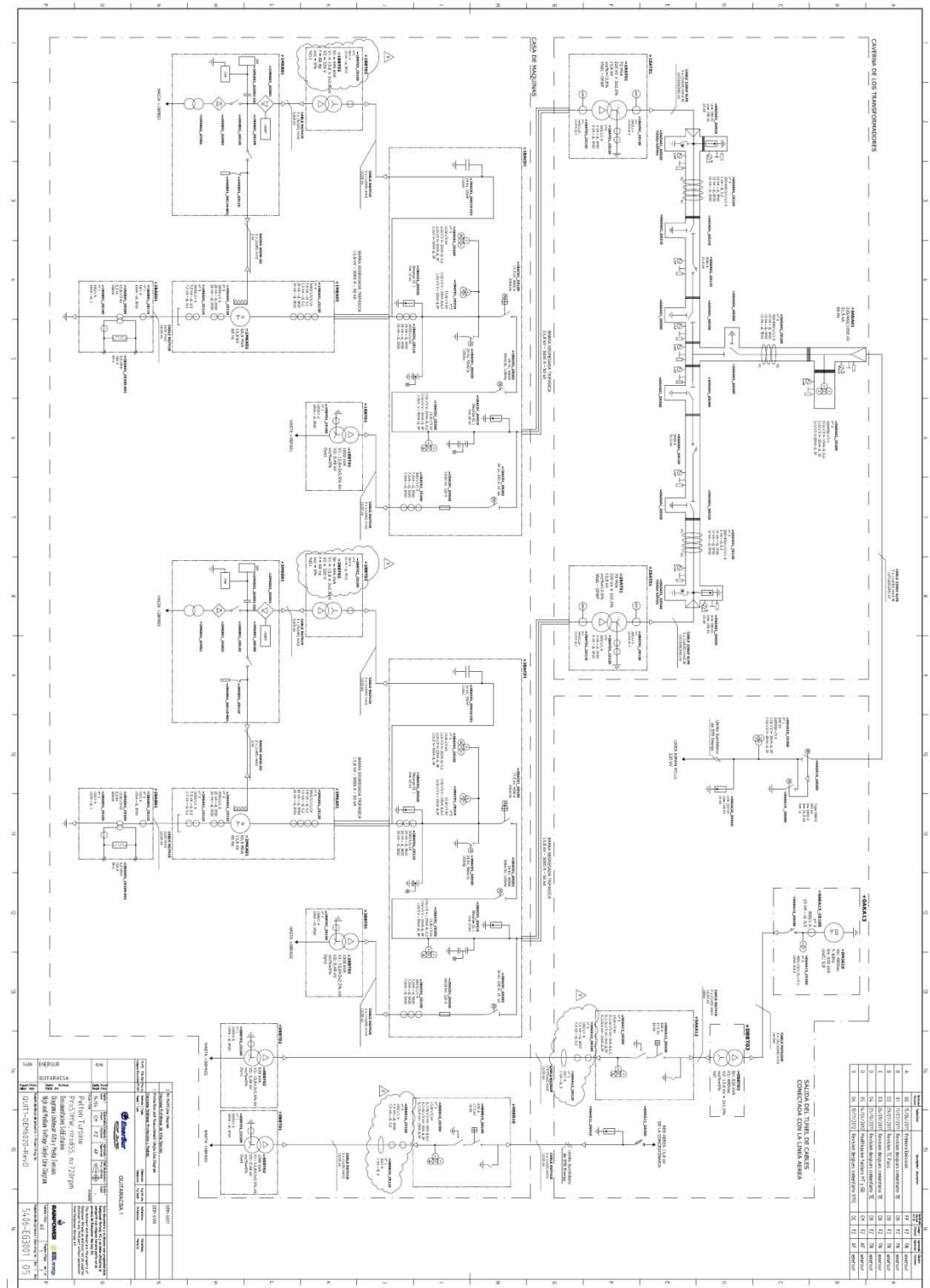


Fig. 2.2 - Schema unifilare

2.2.1. TURBINE

Le turbine scelte per la centrale, come detto in precedenza sono del tipo Pelton. Più nel dettaglio, si tratta di turbine Pelton a 5 getti ad asse verticale, prodotte dall'azienda norvegese partner di STE Rainpower. La potenza nominale delle 2 turbine è di 56 MW, la portata nominale di 7,5 m³/s e la velocità di rotazione di 720 rpm (in verso antiorario). Il rendimento massimo di tali turbine è del 91,4%.

2.2.2. ALTERNATORI

La scelta degli alternatori è ricaduta su due generatori sincroni trifase a poli sporgenti. Nella Tabella seguente sono raccolti i dati più rilevanti delle macchine selezionate.

Tabella 2.3 - Caratteristiche tecniche degli alternatori

Tipo	Sincrono ad asse verticale
Frequenza	60 Hz
Potenza nominale	65.9 MW
Tensione nominale	13.8 kV
Corrente nominale	2.757 kA
Fattore di potenza	0.85 in anticipo
Numero di fasi	3
Numero di poli	10
Velocità di rotazione	720 rpm
Classe di isolamento	F
Corrente di eccitazione nominale	825 A (DC)
Tensione di eccitazione nominale	220 V (DC)
Peso totale del generatore	245000 kg

2.2.3. TRASFORMATORI

A valle di entrambi gli alternatori vi sono due trasformatori elevatori, che innalzano la tensione da 13,8 kV ai 220 kV ai quali vi è l'immissione di potenza nella rete. Tali trasformatori sono del tipo DETC (de-energized tap charger transformer, vale a dire che è possibile variare il rapporto di trasformazione solo a circuito aperto).

Tabella 2.4 - Caratteristiche tecniche dei trasformatori

Potenza nominale	70 MVA
Tensione nominale al primario	13.8 kV
Tensione nominale al secondario	220 kV
Rendimento minimo garantito	99.4 %
Gruppo	YNd1
Collegamento del centro stella	Francamente a terra
Tipo di raffreddamento	OFWF
Tensione di corto circuito	12.5 %
Corrente a vuoto	1 %

Tale trasformatore rappresenta il punto di passaggio tra il sistema a media tensione e il sistema ad alta tensione del quale si vuole esaminare l'isolamento. E' interessante allora raccogliere anche i dati relativi all'isolamento degli avvolgimenti di media e alta tensione. Tali dati saranno infatti verificati tramite l'analisi di coordinamento dell'isolamento.

Tabella 2.5 - Caratteristiche dell'isolamento dei trasformatori

Livelli d'isolamento degli avvolgimenti	Lato alta tensione		Lato bassa tensione	
	Fase	Neutro	Fase	Neutro
Impulso atmosferico (kVp)	950	110	110	-
Impulso di manovra (kVp)	750	-	-	-
Scarica parziale indotta (kVrms)	240,4/212,2	-	-	-
Tensione applicata (kVrms)	38	38	38	-

2.2.4. MODULO BLINDATO

A valle dei due trasformatori, le due linee in alta tensione convergono in una sottostazione costituita da un modulo ibrido isolato in gas SF6, contenente gli interruttori AT così come gli organi di sezionamento e degli scaricatori AT, così come gli organi di misura (TA e TV) e gli isolatori passanti che permettono la connessione al cavo AT. Uno schema di tale modulo ibrido, così come una Tabella contenente i dati principali è dato qui di seguito

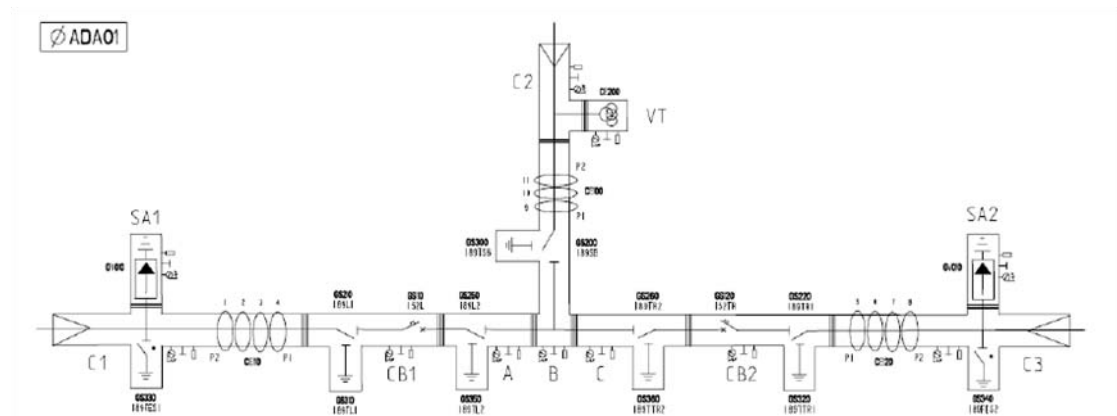


Fig. 2.5 - Modulo blindato PASS

Tabella 2.6 - Caratteristiche tecniche del modulo blindato PASS

Tensione nominale	245 kV
Frequenza nominale	60 Hz
Peso delle apparecchiature	
Doppio interruttore	13000 kg
Struttura di supporto	2000 kg
Quadro di controllo e cavi	2000 kg
Peso del SF6	
Doppio interruttore	300 kg
Livelli d'isolamento	
Tensione di tenuta alla frequenza industriale (1 min)	460 kV
Tensione di tenuta alla scarica atmosferica (1 s)	1050 kV
Interruttore	
Tipo	LTB-E
Meccanismo di funzionamento	(a molla, single pole) BLK 222
Tempo d'apertura	27±3 ms
Tempo d'arco	8.5÷18.5 ms
Tempo di interruzione	<50 ms
Tempo di chiusura	30±5 ms
Velocità di contatto	
Apertura	7.6±0.5 m/s
Chiusura	6.4±0.5 m/s
Sezionatori e lame di terra	
Tipo	SBL
Meccanismo di funzionamento	BES-7

Il tipo di meccanismo di azionamento dell'interruttore, riportato nella Tabella, ha un ruolo importante nella generazione di sovratensione durante chiusura dello stesso, come si vedrà nel cap. 3.

2.2.5. CAVO DI ALTA TENSIONE

In uscita dal modulo PASS, parte una terna di cavi alta tensione lunghi 535 m che conduce alla sottostazione esterna, dalla quale parte poi la linea aerea.

Si tratta di cavi del tipo con isolamento XLPE, con schermo estruso semiconduttivo, schermo metallico in rame.

I dati principali sono raccolti nella seguente Tabella:

Tabella 2.7 - Caratteristiche tecniche del cavo di alta tensione

Tensione nominale	245 kV
Dati costruttivi	
Sezione nominale	630 mm ²
Conduttore	
Materiale	Alluminio
Diametro e tolleranza	29.3±0.5 mm
Schermo semiconduttivo in XLPE	0.8 mm
Isolamento	
Spessore nominale	22 mm
Diametro compreso l'isolamento	76 mm
Strato semiconduttivo in XLPE	0.8 mm
Schermo metallico	165 mm ²
Diametro nominale oltre lo schermo metallico	83.7 mm
Spessore foglio di alluminio	0.2 mm
Diametro nominale compreso il foglio di alluminio	85,2 mm
Spessore guaina esterna	4 mm
Diametro esterno	93,6 mm
Peso del cavo	8720 kg/km
Dati elettrici	
Massima resistenza in DC del conduttore a 20° C	0.0469 Ω/km
Massima resistenza in AC del conduttore a 90° C	0.0619 Ω/km
Massima resistenza in DC dello schermo metallico a 20° C	0.116 Ω/km
Reattanza induttiva	
Disposizione a trifoglio	0.132 Ω/km
Disposizione orizzontale	0.190 Ω/km
Reattanza capacitiva	21.56 kΩ/km
Impedenza	
Disposizione a trifoglio	0.146 Ω/km
Disposizione orizzontale	0.200 Ω/km
Impedenza alla sequenza zero	0.178+j0.051 Ω/km
Massima sollecitazione dielettrica nell'isolamento	9.2 kV/mm
Perdite nel dielettrico per fase (tgδ=0.001)	748 W/km
Ampacity	
Single point bonding	639 A
Both-ends bonding	437 A

Tale cavo è posato in configurazione trifoglio in una galleria apposita ed è messo a terra tramite la tecnica del "both ends bonding", vale a dire, a entrambe le estremità del cavo, lo schermo è posto direttamente a terra.

2.2.6. LINEA AEREA

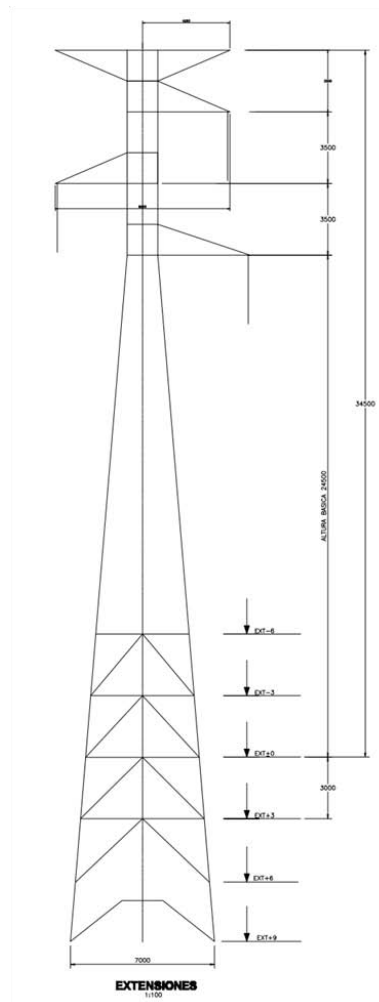


Fig. 2.6 - Schema dei piloni a traliccio utilizzati per la linea aerea

In superficie vi è il punto di consegna tra la centrale e il gestore di rete, vi sarà quindi la partenza di una linea aerea 220 kV, assieme ad alcune apparecchiature, in particolare: la giunzione linea cavo, apparecchi di misura (TV) e scaricatori di tensione, fondamentali per proteggere le apparecchiature in superficie e in caverna da sovratensioni provenienti dalla rete.

La linea aerea è lunga 5,35 km e collega Quitaracsa alla sottostazione di Kilman Ayllu e di qui alla rete peruviana di trasmissione. Sebbene tale linea sia di proprietà del gestore di rete e non ricada in senso stretto nelle apparecchiature di centrale, il suo design, come vedremo, ha una certa influenza nella determinazione delle sovratensioni (in particolare le sovratensioni da scarica atmosferica) e ne riportiamo quindi alcuni dati.

Questa linea utilizza dei piloni a traliccio del tipo in Fig. 2.6. I conduttori di fase sono disposti in configurazione triangolare e sono presenti due funi di guardia. Le posizioni di tutti i conduttori sono raccolte nella Tabella 2.7, in cui il riferimento è scelto essere il terreno e il centro del traliccio.

Tabella 2.7 - Disposizione geometrica dei conduttori della linea aerea

Conduttore	Altezza (m)	Distanza dall'asse (m)
Conduttore di fase 1	29	-4,9
Conduttore di fase 2	25,5	4,9
Conduttore di fase 3	22	-4,9
Fune di guardia 1	31,6	4,9
Fune di guardia 2	31,6	-4,9

(Si noti che l'altezza può variare a seconda del traliccio di -3m, +3m, +6m o +9m [15].

La messa a terra dei tralicci è, secondo quanto riportato da normative peruviane tale da presentare una resistenza di terra inferiore a 25 Ohm per traliccio, salvo fatto per il primo traliccio in uscita dalla sottostazione, il quale deve avere una resistenza di terra inferiore a 10 Ohm [15].

I conduttori di fase sono del tipo ACAR 500 (aluminium conductor alloy reinforced, conduttore in lega di alluminio di sezione di 500 mm²) mentre per le funi di guardia i conduttori sono del tipo EHS_50 (extra high strength, conduttore in acciaio di sezione di 50 mm²). Nelle tabelle seguenti sono raccolti i dati principali dei due tipi di conduttori.

2.2.7. SCARICATORI DI SOVRATENSIONI

Ai fini della limitazione (e della valutazione) delle sovratensioni, sono di grande importanza i dispositivi di protezione utilizzati. Nel caso di Quitaracsa, si è scelti di posizionare vari scaricatori di sovratensione:

- Nella sottostazione esterna, a protezione del cavo dalle sovratensioni provenienti dalla rete;
- Scaricatori AT presso il modulo PASS, tra questo e il trasformatore elevatore;
- Scaricatori di media tensione tra il trasformatore e il generatore, a protezione di quest'ultimo.

Gli scaricatori di sovratensioni AT sono dei dispositivi a ossido metallico, senza spinterometro (descritti al paragrafo 1.7.1). Di seguito sono riportate le caratteristiche di protezione e i dati principali.

Tabella 2.8 - Caratteristiche tecniche degli scaricatori di sovratensione presenti nella sottostazione esterna

Tipo	ZnO, senza spinterometri
Produttore	ABB
Codice prodotto	EXLIM Q-E - Q192-EH245
Massima tensione del sistema	245 kV
Massima tensione di funzionamento permanente	192 kV
Tensione nominale	154 kV
Line discharge class (secondo IEC 60099-4)	3
Energy capability	7,8 kJ/kV (a U nominale)
Dati di protezione (massima tensione residua per corrente di scarica)	
Impulsi di corrente 30/60 μs (fronte lento/manovre)	
0,5 kA	369 kVp
1 kA	381 kVp
2 kA	396 kVp
Impulsi di corrente 8/20 μs (fronte veloce/fulminazioni)	
5 kA	429 kVp
10 kA	452 kVp
20 kA	497 kVp

Un ulteriore scaricatore è posto come detto presso il modulo PASS. Si tratta sempre di uno scaricatore a ossido metallico senza spinterometro, del produttore ABB, di cui di seguito sono raccolti i dati principali:

Tabella 2.9 - Caratteristiche tecniche degli scaricatori di sovratensione in caverna

Tipo	ZnO, senza spinterometri
Produttore	ABB
Codice prodotto	AZ14C-158
Massima tensione del sistema	245 kV
Massima tensione di funzionamento permanente	198 kV
Tensione nominale	158 kV
Line discharge class (secondo IEC 60099-4)	4
Energy capability	13,2 kJ/kV
Dati di protezione (massima tensione residua per corrente di scarica)	
Impulsi di corrente 30/60 μs (fronte lento/manovre)	
0,5 kA	392 kVp
2 kA	416 kVp
Impulsi di corrente 8/20 μs (fronte veloce/fulminazioni)	
5 kA	445 kVp
10 kA	464 kVp
20 kA	506 kVp
40 kA	557 kVp

Infine, nella Tabella 2.10 sono raccolti i dati dello scaricatore MV.

Tabella 2.10 - Caratteristiche tecniche degli scaricatori di sovratensione di media tensione

Tipo	ZnO, senza spinterometri
Massima tensione del sistema	13.8 kV
Massima tensione di funzionamento permanente	16.8 kV
Tensione nominale	21 kV
Line discharge class (secondo IEC 60099-4)	1
Dati di protezione (massima tensione residua per corrente di scarica)	
Impulsi di corrente 30/60 μs (fronte lento/manovre)	
125 kA	40.6 kVp
500 kA	42.9 kVp
Impulsi di corrente 8/20 μs (fronte veloce/fulminazioni)	
1 kA	45.6 kVp
3 kA	49.5 kVp
5 kA	51.8 kVp
10 kA	55.7 kVp
20 kA	64.0 kVp

2.3. LE VERIFICHE RICHIESTE

Lo studio si propone di analizzare ed eseguire il coordinamento dell'isolamento per le apparecchiature AT della centrale. Obiettivo dello studio è quindi quello di:

- Verificare i livelli di isolamento delle apparecchiature (apparecchiature presso la SSE esterna, modulo PASS, trasformatore, ausiliari AT)
- Laddove necessario, verificare che siano rispettate le distanze in aria per gli isolamenti fase terra, fra fasi e longitudinali. Tali distanze vanno verificate, in particolare, per le apparecchiature della sottostazione esterna, essendo le apparecchiature a monte della giunzione cavo linea diversamente isolate (a secco il cavo, in SF6 l'interruttore AT, in olio il trasformatore, dunque non isolamenti in aria).

Tali verifiche seguono le indicazioni descritte nel capitolo 1 e in particolare prevedono:

- La determinazione delle sovratensioni cui può essere soggette le apparecchiature nei vari punti del sistema AT della centrale di Quitaracsa;
- La determinazione di adeguati margini di sicurezza per le tensioni di tenuta
- La selezione di livelli normalizzati di tenuta,
- La verifica che tali livelli siano soddisfatti nei valori nominali delle apparecchiature e nelle distanze in aria indicate nei layout.

3. LO STUDIO ANALITICO SECONDO LA NORMA IEC 60071

Nel presente capitolo è sviluppato lo studio di coordinamento dell'isolamento per le apparecchiature della centrale idroelettrica di Quitaracsa. Tale studio è stato eseguito seguendo la procedura analitica proposta nella norma IEC 60071-2 e riassunto nel cap. 1 dell'elaborato e utilizzando dunque una serie di semplificazioni che la stessa norma fornisce e che possono venire ritenute accettabili. Questo è particolarmente importante qualora, nel momento della progettazione di un nuovo sistema AT, non siano disponibili dati statistici a sufficienza. Le procedure fornite dalla norma consentono di ottenere dei risultati, talvolta conservativi, che utilizzando i dati disponibili sfruttano il metodo deterministico e quando possibile, alcuni aspetti del metodo statistico o, per usare i termini della norma, un metodo statistico semplificato. Quest'ultimo, come vedremo, è utilizzato in particolare per la determinazione delle tensioni di tenuta a sovratensioni impulsive.

Il procedimento utilizzato è stato formalizzato attraverso la redazione di un foglio di calcolo. Tale foglio di calcolo, sviluppato in Microsoft Excel, è stato sviluppato con l'intento di fornire uno strumento per eseguire studi di coordinamento dell'isolamento simili per qualsivoglia impianto: si è cercato quindi di coniugare alla specificità di alcuni aspetti un'impostazione quanto più possibile generalizzabile.

3.1. TENSIONI RAPPRESENTATIVE

Il primo passo consiste nel determinare le sollecitazioni cui può essere sottoposto il sistema. Queste sono costituite dalla tensione massima nel normale esercizio, le sovratensioni a frequenza industriale, le sovratensioni impulsive a fronte lento (normalmente dovute a manovre interne al sistema) e sovratensioni impulsive a fronte veloce (normalmente dovute a scariche di origine atmosferica). Essendo le costanti di tempo di tali sollecitazioni prese pari a quelle normalizzate (vedi par. 1.3) resta da definire il valore massimo che esse possono raggiungere.

3.1.1. SOVRATENSIONI TEMPORANEE

Come spiegato al Capitolo 1, si tratta di sovratensioni a frequenza prossima a quella industriale, che possono essere dovute a guasti, perdita di carico, condizioni di risonanza o ferrorisonanza, operazioni di sincronizzazione (si tratta in questo caso di sovratensioni longitudinali) o combinazioni delle precedenti. *Abitualmente solo le prime due cause*

vengono prese in considerazione, trattandosi le altre di sovratensione legate a condizioni particolari. Si è scelto anche qui di trascurare queste ultime, non senza motivare tale scelta.

- condizioni di risonanza o ferrorisonanza: si producono generalmente quando vengono energizzati sistemi con importanti componenti capacitivi (linee, cavi, cavi con compensazione serie) e induttivi (trasformatori reattanze shunt) che presentano caratteristiche di magnetizzazione non lineari, sia a seguito di perdita di carico. Queste sovratensioni non vengono generalmente considerate nella scelta degli scaricatori e nel dimensionamento degli isolamenti, poiché devono essere piuttosto limitate, tramite modifiche della configurazione del sistema, che cambino la frequenza di risonanza o tramite opportune resistenze di smorzamento.

Combinazioni delle precedenti: necessitano eventualmente di studi di sistema approfonditi. Tali eventualità saranno prese in considerazione attraverso le simulazioni elettromagnetiche nel Capitolo 5.

Le sovratensioni temporanee prese in considerazione nel caso della centrale di Quitaracsa sono quindi:

- Guasto a terra;
- Perdita di carico;
- Operazioni di sincronizzazione.

Un guasto fra una fase e la terra può causare sovratensioni fase-terra sulle altre due fasi. Generalmente non si producono sovratensioni fra fasi né longitudinali. La definizione di tali sovratensioni avviene attraverso la determinazione del fattore di guasto K, attraverso la procedura descritta al par. 1.4.1 e peraltro riportata nell'allegato B della norma IEC 60071-2. La norma fornisce altresì dei valori massimi per il fattore di guasto che possono quindi venire assunti come valori conservativi. Essi sono:

- Per sistemi MT non efficacemente atterrati $K=1,73$;
- Per sistemi AT efficacemente atterrati, quali i sistemi 110 kV $K=1,4$;
- Sistemi a 220 kV e superiori hanno valori del fattore di guasto che non superano generalmente $K=1,3$.

Senza ulteriori studi è possibile in primo luogo e assumere come fattore che certamente copre le sovratensioni che potrebbero presentarsi un $K=1,3$, per cui

$$U_{ft} = 1.3U_m \frac{1}{\sqrt{3}} = 183.9 \text{ kV} \quad (3.1)$$

Essendo tale quantità una tensione fase terra in valore efficace. Il valore di riferimento U_m è ovviamente la tensione massima del sistema in funzionamento normale pari a 245 kV.

Nel caso della sottostazione di Quitaracsa, comunque, è possibile assumere un fattore di guasto K inferiore anche senza affrontare la complessa procedura per il calcolo analitico di K se si osserva che tutte le apparecchiature (certamente quelle nella caverna dei

trasformatori, ma anche quelle della sottostazione esterna) sono relativamente vicine al punto di messa a terra (il centro stella del trasformatore elevatore) e quindi non dovrebbero presentare sovratensioni temporanee al presentarsi di un guasto a terra. Anche in virtù del confronto con i risultati delle simulazioni dinamiche esposti al Capitolo 5 è comunque possibile assumere $K=1,1$.

$$U_{ft} = 1.1U_m \frac{1}{\sqrt{3}} = 155.59 \text{ kV} \quad (3.2)$$

Le sovratensioni temporanee fase terra dovute a una perdita di carico dipendono dal carico disconnesso, dalla configurazione del sistema dopo la sconnessione e dalle caratteristiche del sistema di alimentazione. La norma IEC 60071-2 fornisce dei valori in p.u. applicabili a vari tipi di sistemi e che moltiplicati per la tensione massima del sistema forniscono una stima conservativa di queste sovratensioni. Essa fornisce, per il caso di perdita completa del carico in sistemi di alimentazione di media estensione, un valore per la sovratensione fase-terra limitato a 1,2 p.u.. In sistemi estesi, lo stesso evento può provocare sovratensioni fase-terra che arrivano a 1,5 p.u., e anche di più in caso di effetto Ferranti o di fenomeni di risonanza.

La norma specifica che: *“...per sistemi di media estensione si intende sistemi con linee relativamente corte ed elevato valore della potenza di cortocircuito alle stazioni terminali, mentre per sistemi estesi sistemi aventi linee lunghe e bassa potenza di corto circuito. Tale situazione è tipica ad esempio di un sistema in altissima tensione allo stato iniziale.”*

La porzione di sistema elettrico che collega la centrale di Quitaracsa alla rete peruviana ricade senz'altro nel primo caso, essendo la linea che la connette alla sottostazione di Kilman Ayllu non più lunga di 5,35 km. Per questo motivo è possibile scegliere come valore massimo del fattore da applicare a U_m 1,2 per cui:

$$U_{ft} = 1.2U_m \frac{1}{\sqrt{3}} = 169.74 \text{ kV} \quad (3.3)$$

$$U_{ff} = 1.2U_m = 294 \text{ kV} \quad (3.4)$$

Si osservi che in questo caso tale fattore va applicato anche alla tensione fase-fase.

Applicando le considerazioni paragrafo 1.4.1 e osservando che si è in presenza di una linea aerea piuttosto corta, preceduta per giunta da una linea in cavo, si può subito osservare che anche in questo caso le sovratensioni saranno comunque contenute.

3.1.2. SOVRATENSIONI A FRONTE LENTO

Sono sovratensioni impulsive aventi un fronte di durata compresa tra qualche decina e qualche migliaio di microsecondi. Sono dovute generalmente ai seguenti fenomeni:

- Chiusura e richiusura di una linea;

- Guasti ed eliminazione di guasti;
- Perdita di carico;
- Interruzione di correnti capacitive o induttive;
- Scariche lontane di origine atmosferica su un conduttore di linea aerea.

Anche in questo caso, alcune delle cause sono limitate a dei casi particolari ed è stato possibile escluderle a priori dall'analisi dettagliata per le apparecchiature di Quitaracsa. In particolare:

- Guasto: nei sistemi del campo I, vanno prese in considerazione se il neutro è isolato o messo a terra tramite bobina di estinzione, nel qual caso a U_m è applicato un fattore $\sqrt{3}$;
- Perdita di carico: sono rilevanti solo nei sistemi del campo II, in cui le sovratensioni dovute a energizzazione o richiusura non superano 2 p.u.;
- Interruzione di correnti capacitive: possono essere importanti in casi particolari quali l'interruzione di correnti di spunto dei motori, manovre e funzionamento di forni ad arco, interruzione di correnti con fusibili, manovre di banchi di condensatori, etc. Non riguardano quindi la centrale di Quitaracsa.
- Scariche lontane: vanno prese in considerazione nei caso di sistemi aventi linee aeree lunghe (>100km), cosa che non avviene nel nostro caso, essendo la centrale connessa alla sottostazione di Kilman Ayllu da una linea aerea di soli 5,3 km.

In questo studio quindi si è inizialmente deciso di prendere in considerazione esclusivamente il caso di energizzazione della linea. In seguito, a fronte dei risultati delle simulazioni esposti al cap. 5, si è convenuto che anche le sovratensioni dovute all'eliminazione di un guasto andassero considerate, sia per la loro entità, sia per l'entità relativamente contenuta delle prime. I risultati relativi a queste due tipologie di sovratensioni sono quindi esposti qui di seguito.

La chiusura e la richiusura di una linea trifase producono sovratensioni di manovra sulle tre fasi. Di conseguenza, ciascuna manovra genera tre sovratensioni fase-terra e tre sovratensioni tra fasi corrispondenti.

Per le applicazioni pratiche, sono state introdotte numerose semplificazioni nella valutazione delle sovratensioni, che possono essere determinate attraverso studi di sistema.

La norma IEC 60071-2 permette comunque di determinare dei valori in p.u. approssimati per tali tensioni, utilizzando rispettivamente la Fig. 3.1 per la determinazione delle sovratensioni fase-terra e la Fig. 3.2 per le sovratensioni tra fasi.

Le Figure 3.1 e 3.2 permettono di trovare i valori al 2% delle distribuzioni delle sovratensioni (U_{e2} e U_{p2}). Assumendo tali distribuzioni come distribuzioni di Weibull (cosa che è generalmente applicabile), sarà possibile determinare a partire da questi valori i valori di troncatura delle distribuzioni e assumere questi come sovratensioni rappresentative. Per

i sistemi del campo I e applicando il metodo di picco per caso i valori di troncatura saranno dati dalle relazioni:

$$U_{et} = 1,25U_{e2} - 0,25 \quad (3.5)$$

$$U_{pt} = 1,25U_{e2} - 0,43 \quad (3.6)$$

Utilizzando il metodo di picco per fase i valori trovati saranno comunque simili.

La Fig. 3.1 permette di determinare dei valori indicativi per le tensioni fase terra dovute a operazioni di chiusura o richiusura trifase di una linea, tenendo conto dei fattori che più hanno influenza su di esse: la presenza o meno di resistore d'inserzione, il tipo di rete che alimenta il nodo da cui si esegue l'operazione e la quantità di compensazione parallela presente. Come detto comunque, essa può fornire un'indicazione ed è espressamente specificato nella norma, come siano necessarie, per valutazioni più precise, simulazioni numeriche.

Siccome questo non è sempre possibile, si è scelto, inizialmente, di utilizzare tale figura per ottenere dei valori massimi, che risulteranno allora conservativi (come si vedrà nel Capitolo 5 con un margine piuttosto elevato, tanto da risultare economicamente sconveniente).

La figura va interpretata seguendo la legenda e selezionando tra le voci della legenda quelle corrispondenti al caso in esame e "seguendo" il ramo della struttura arborescente definito da tali scelte.

Nel caso della centrale di Quitaracsa, si è scelto di tenere conto dell'operazione di energizzazione (a), l'assenza di resistore di inserzione (e), un sistema di alimentazione induttivo (h) e compensazione parallela <50%. Tali considerazioni portano a considerare per le apparecchiature di Quitaracsa una sovratensione massima pari a 2.9 p.u. (rispetto al valore base di $245\sqrt{2}/\sqrt{3}$ kV, vale a dire il valore di picco della tensione stellata).

Va comunque considerato che solo le apparecchiature in ingresso linea saranno sottoposte a questa sovratensione massima, per i motivi esposti al paragrafo 1.4.2. Le altre apparecchiature saranno sottoposte a sovratensioni più contenute. Coerentemente con gli esempi proposti dalla norma si è scelto un valore pari a 1.9 p.u., coerentemente con gli esempi descritti nell'allegato H della normativa.

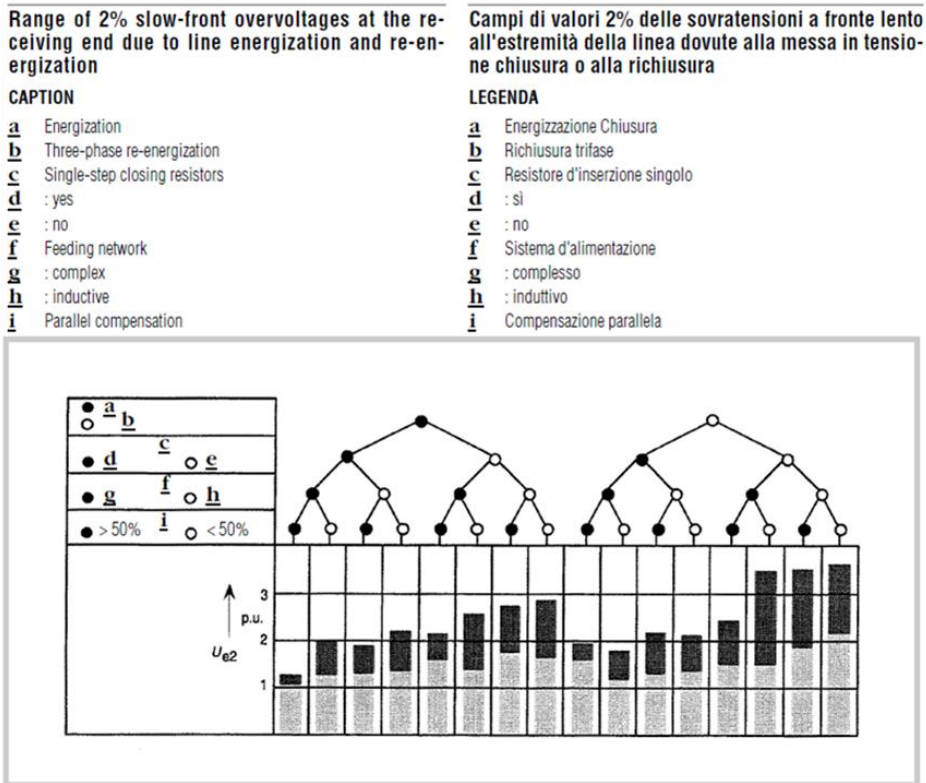


Fig. 3.1 - Fig. 1 della IEC 60071-2 per il calcolo delle sovratensioni fase-terra dovute all'energizzazione di una linea.



Fig. 3.2 - Fig. 2 della IEC 60071-2 per il calcolo delle sovratensioni fase-fase dovute all'energizzazione di una linea

I valori di sovratensione per le tensioni fase-fase sono poi stati trovati utilizzando la Fig. 3.2. In ascissa essa ha i valori U_{e2} determinati precedentemente e in ordinata il rapporto che c'è tra i valori 2% delle tensioni fase fase e quelli relativi alle tensioni fase terra.

I risultati ottenuti sono qui riassunti.

- Apparecchiature a ingresso linea:

$$U_{e2} = 2,9U_m \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 580,12 \text{ kVp} \quad (3.7)$$

$$U_{p2} = 4,3U_m \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 860,18 \text{ kVp} \quad (3.8)$$

- Per le altre apparecchiature:

$$U_{e2} = 1,9U_m \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 380,08 \text{ kVp} \quad (3.9)$$

$$U_{p2} = 2,95U_m \sqrt{2} = 590,12 \text{ kVp} \quad (3.10)$$

Le sovratensioni rappresentative saranno trovate applicando le formule 3.5 e 3.6 e saranno pari a:

- Apparecchiature a ingresso linea:

$$U_{et} = (1,25U_{e2} - 0,25)U_m \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = (1,25 \times 2,9 - 0,25) \times 245 \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 675,14 \text{ kVp} \quad (3.11)$$

$$U_{pt} = (1,25U_{p2} - 0,43)U_m \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = (1,25 \times 4,3 - 0,25) \times 245 \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 989,32 \text{ kVp} \quad (3.12)$$

- Per le altre apparecchiature:

$$U_{et} = (1,25U_{e2} - 0,25)U_m \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = (1,25 \times 1,9 - 0,25) \times 245 \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 425,08 \text{ kVp} \quad (3.13)$$

$$U_{pt} = (1,25U_{p2} - 0,43)U_m \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = (1,25 \times 4,3 - 0,25) \times 245 \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 652,46 \text{ kVp} \quad (3.14)$$

Si nota immediatamente che questi valori sono particolarmente elevati. E' da rimarcare ancora una volta, comunque che la norma precisa espressamente come le Fig. 1 e 2 possano essere usate come indicazione ma che per tali sovratensioni sia necessaria la simulazione numerica.

Come detto, si è deciso di prendere in considerazione (per le tensioni fase-terra) anche le tensioni a fronte lento dovute a guasto a terra e a sua eliminazione. Esse possono essere calcolate attraverso le formule 1.11 e 1.12 e sono trovate pari a:

$$U_{guasto} = (2k - 1)U_m \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = (2 \times 1,3 - 1) \times 245 \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 320,06 \text{ kVp} \quad (3.15)$$

$$U_{eliminazione} = 2U_m \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 2 \times 245 \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 400,08 \text{ kVp} \quad (3.16)$$

Si osserva che su tutte le apparecchiature, comunque, le sovratensioni maggiori sono dovute a eventi di chiusura della linea, come era lecito attendersi su un impianto del campo I. Per determinare le sovratensioni rappresentative, bisogna infine tenere conto dell'effetto degli scaricatori di sovratensione su queste tensioni. Essi infatti presentano un livello di protezione contro gli impulsi di manovra, corrispondente alla tensione residua massima alle correnti di manovra date nelle specifiche di prodotto. Per lo scaricatore utilizzato a Quitaracsa, tale valore è $U_{ps}=416 \text{ kV}$ (si veda il cap. 2.2.7). Le tensioni saranno allora in ogni caso limitate a tale valore per le tensioni fase-terra e a due volte tale valore per le tensioni fase-fase. Le tensioni rappresentative a fronte lento saranno date dalla minore tra la massima sovratensione raggiunta e il livello di protezione dello scaricatore. In definitiva, le sovratensioni rappresentative delle sovratensioni a fronte lento saranno:

Apparecchiature a ingresso linea:

$$U_{et} = 416 \text{ kVp} \quad (3.17)$$

$$U_{pt} = 832 \text{ kVp} \quad (3.18)$$

Per le altre apparecchiature:

$$U_{et} = 416 \text{ kVp} \quad (3.19)$$

$$U_{pt} = 652,46 \text{ kVp} \quad (3.20)$$

3.1.3. SOVRATENSIONI A FRONTE VELOCE

L'allegato F della norma propone un metodo statistico semplificato che permette di determinare, per le sovratensioni a fronte veloce, direttamente una tensione di tenuta. Avendo scelto di utilizzare tale metodo ed essendo il fulmine l'unica causa presa in considerazione per tali sovratensioni, non è stato necessario definire alcun valore di sovratensione rappresentativa.

3.2. TENSIONI DI TENUTA

3.2.1. TENSIONI DI TENUTA A FREQUENZA INDUSTRIALE E AGLI IMPULSI DI MANOVRA

Le tensioni di tenuta, come detto, si ottengono a partire dalle sovratensioni rappresentative, applicandovi dei fattori che tengano conto delle incertezze relative ai valori di sovratensione e alla tenuta dei dielettrici delle apparecchiature.

Non disponendo di informazioni statistiche circa la frequenza con cui si presentano tali sovratensioni si è optato per il metodo deterministico, più conservativo. Esso per il coordinamento dell'isolamento consiste nel determinare la tensione massima alla quale l'apparecchiatura è sottoposta e quindi scegliere la tenuta dielettrica minima con un margine che terrà conto delle incertezze inerenti alla determinazione dei valori.

La tensione di tenuta si ottiene quindi moltiplicando la sovratensione a fronte lento massima per il fattore K_{cd} , che tiene conto di questa incertezza.

K_{cd} , definito nella IEC 60071-1 come fattore di tenuta di coordinamento e tiene conto delle incertezze legate ai valori di tensione rappresentativa e tensione di tenuta presunta. Utilizzando il metodo deterministico, per quanto riguarda le sovratensioni temporanee si conviene che la tensione di tenuta sia pari alla sovratensione rappresentativa e ne risulta un $K_{cd}=1$.

Il valore del fattore K_{cd} da applicare ai valori delle sovratensioni a fronte lento per ottenerne le relative tensioni di tenuta, dipende dalla presenza o meno di scaricatori di sovratensione nell'impianto. Per le apparecchiature non protette da scaricatori, la sovratensione massima presunta è uguale al valore di troncatura (U_{et} o U_{pt}) [2] e il fattore di coordinamento deterministico è $K_{cd} = 1$.

Per le apparecchiature protette da scaricatori, quali sono quelle presenti nella sottostazione di Quiraracsa, K_{cd} è determinato in funzione del rapporto tra il livello di protezione dello scaricatore a impulso di manovra U_{ps} e il valore 2% delle sovratensioni prevedibili fase-terra U_{e2} , come in Fig. 3.3. Tale differenza si deve al fatto che la presenza dello scaricatore altera la distribuzione di probabilità delle sovratensioni, introducendovi un brusco cambiamento di pendenza in corrispondenza di U_{ps} e ciò fa sì che piccole variazioni nella tenuta d'isolamento possano avere un grande impatto sul rischio di guasto. E' necessario quindi un fattore $K_{cd}>1$ per tutelarsi da questo fatto.

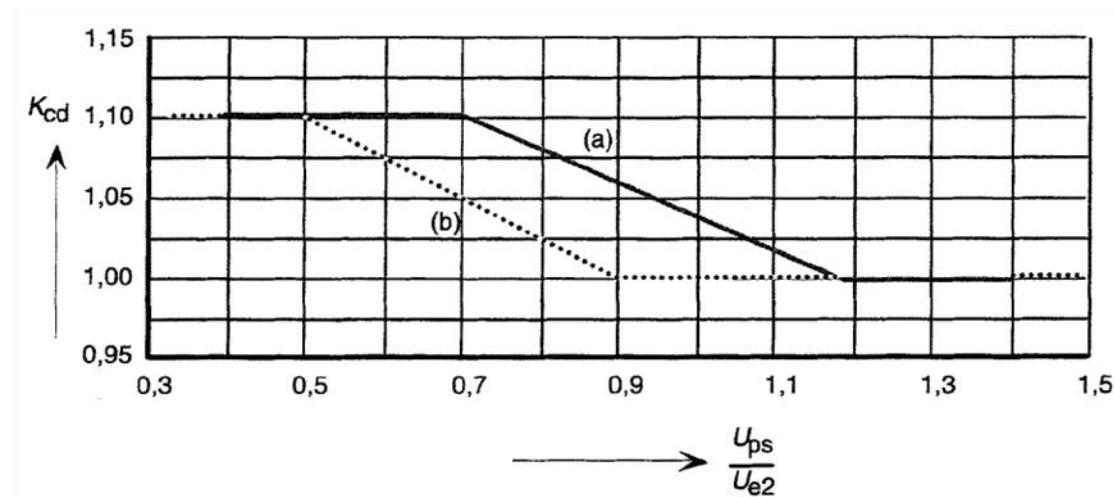


Fig. 3.3 - Grafico per il calcolo del fattore di coordinamento deterministico nel caso di sovratensioni a fronte lento in presenza di scaricatori di sovratensione.

Le tensioni di tenuta per le sovratensioni temporanee a frequenza industriale e per le sovratensione a fronte lento, quindi saranno:

Tabella 3.1 - Tensioni di tenuta

Tensioni di tenuta alle sovratensioni temporanee	
- fase terra	183,89 kVeff
- fase fase	294 kVeff
- longitudinali	282,9 kVeff
Tensioni di tenuta alle sovratensioni a fronte lento	
- apparecchiature a ingresso linea	
- fase terra	456,17 kVp
- fase fase	870,04 kVp
- altre apparecchiature	
- fase terra	416 kVp
- fase fase	652,46 kVp

La tensione di tenuta alle sovratensione a fronte veloce è stata trattata a parte nel paragrafo seguente, utilizzando il metodo detto statistico semplificato ed esposto nell'annesso F della IEC 60071-2.

3.2.2. TENSIONE DI TENUTA AGLI IMPULSI DI ORIGINE ATMOSFERICA

Le sovratensioni che si generano in una sottostazione a causa dell'onda incidente causata da una fulminazione di origine atmosferica, sono influenzate da parametri diversi di tali

onde, a seconda che la sottostazione sia protetta da scaricatori o meno. In quest'ultimo caso la sovratensione massima sarà dovuta al valore di picco della tensione incidente, mentre nel primo caso ciò che determinerà l'entità della sovratensione sarà la pendenza dell'onda incidente. Ciò è dovuto al fatto che il valore di picco della sovratensione non sarà mai trasmesso alla sottostazione ma si scaricherà sullo scaricatore. Ciononostante, la tensione su una apparecchiatura a una certa distanza dallo scaricatore salirà tanto più in fretta tanto più elevata è la pendenza dell'onda incidente, prima che l'onda sia "tagliata" dall'intervento degli scaricatori.

La pendenza dell'onda incidente è limitata dall'effetto corona che quest'onda genera sulla linea. Tanto più lontano è il punto in cui il fulmine ha colpito la linea, quindi, tanto minore sarà la pendenza dell'onda incidente e tanto meno importanti saranno le sovratensioni che interesseranno le apparecchiature di sottostazione.

E' di grande importanza allora stabilire quale sia la distanza limite oltre la quale il fulmine genererà un'onda che arrivata in stazione avrà una pendenza non in grado di generare sovratensioni pericolose.

L'allegato F della IEC 60071-2 fornisce i metodi per calcolare tale distanza limite in funzione della corrente di fulmine sia per eventi di "shielding penetration" cioè quando il fulmine colpisce un conduttore di fase sia per eventi di backflashover, qualora un fulmine colpisce una fune di guardia, ma si innesca una scarica tra di essa e un conduttore di fase.

Tale calcolo è complesso e l'allegato F fornisce allora un metodo "semplificato" che si basa sull'ipotesi che all'interno di una certa distanza limite tutte le scariche provocheranno una sovratensione maggiore a un livello presunto, mentre oltre questa distanza limite tutte le scariche, quale che sia la loro entità, non genereranno sovratensioni superiori a tale livello. Si considera inoltre che le sovratensioni si possano calcolare secondo l'equazione:

$$U_{rp} = U_{pl} + 2ST \quad (3.21)$$

Sviluppando l'eq. 3.21 si trova che è possibile calcolare la sovratensione rappresentativa secondo la

$$U_{rp} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L}{L_{sp} + L_t} \quad (3.22)$$

E la tensione di tenuta sostituendo il termine L_t con il termine L_a , corrispondente a

$$U_{rp} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L}{L_{sp} + L_a} \quad (3.23)$$

Dove U_{pl} è il livello di protezione agli impulsi di origine atmosferica dello scaricatore, A è un termine legato al tipo di linea e che per linee di trasmissione, n il numero di linee entranti nella sottostazione, L la distanza dell'apparecchiatura più lontana dallo scaricatore nella sottostazione, definita come in Fig. 3.4, L_{sp} la lunghezza di campata della linea entrante e L_a la sezione di tale linea che presenta un tasso di guasto pari al tasso di guasto accettabile, definita come:

$$L_a = \frac{R_a}{R_{km}} \quad (3.24)$$

Con R_a tasso di guasto considerato accettabile per l'apparecchiatura (1/anno) e R_{km} tasso di guasto annuale della linea aerea per una progettazione che corrisponda al primo chilometro davanti alla stazione (in 1/m/anno o 1/100 km/anno).

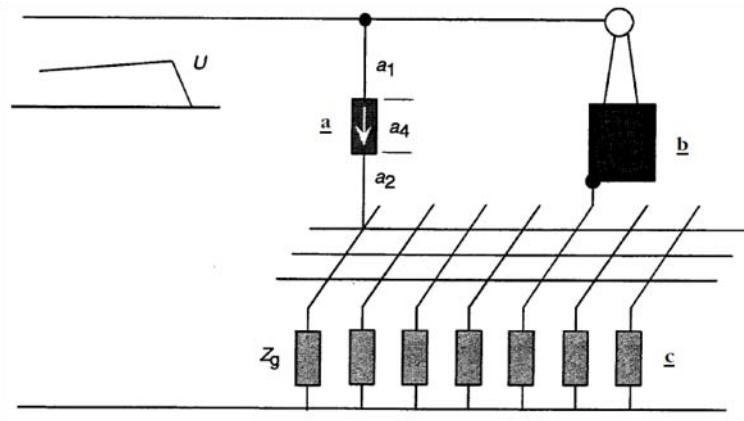


Fig. 3.4 - Schematizzazione delle distanze delle apparecchiature dagli scaricatori di sovratensione secondo la IEC 60071-2.

Si può subito osservare, grazie al termine n al denominatore, come una sottostazione dotata di molte linee entranti sia autoprotetta, sia cioè sufficiente una tensione di tenuta molto bassa. Ciò è dovuto al fatto che il parallelo di più linee presenterà un'impedenza d'onda molto bassa.

Si osserva inoltre che il valore della tensione di tenuta delle apparecchiature in sottostazione è determinato dal tasso di guasto della linea entrante. Tale tasso di guasto è determinato dal comportamento della linea rispetto al fulmine, su cui influiscono diversi fattori quali il numero e la disposizione delle funi di guardia, i livelli di isolamento della linea, la resistenza di terra dei tralicci etc. Tale tasso di guasto è calcolato considerato attraverso R_{km} , che considera *una linea i cui parametri siano quelli relativi al primo chilometro dalla sottostazione della linea presa in esame.*

Il tasso di guasto, è definito in [9] come somma tra il tasso di scarica per difetto di schermatura (SFFOR - shielding failure flashover rate) e il tasso di scarica di ritorno (BFR - backflash rate).

I valori tipici per una linea 220 kV di questi due termini sono di 0,05 scariche/100km/anno per lo SFFOR e da 0,6 a 2 scariche/100km/anno per il BFR. In prima approssimazione si può quindi calcolare il tasso di guasto come pari al solo BFR.

La guida fornisce la seguente equazione:

$$BFR = 0,6N_l \int_{I_c}^{\infty} f(I) dI = 0,6N_l P(I_c) \quad (3.25)$$

Dove BFR è misurato in scariche/100km/anno e dove $P(I_c)$ è la probabilità che la corrente di fulmine superi un valore critico al di sotto del quale non vi è scarica inversa e il fulmine si scarica sulla resistenza di terra dei tralicci. $P(I_c)$ è calcolata secondo la:

$$P(I_c) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_c}{31}\right)^{2,6}} \quad (3.26)$$

N_l è l'incidenza di scariche atmosferiche sulla linea, calcolata come:

$$N_l = \frac{N_g(28H_t^{0,6} + b)}{10} \quad (\text{scariche}/100\text{km}/\text{anno}) \quad (3.27)$$

Dove:

- H_t altezza della torre (m);
- b larghezza della linea (m) (tra i due conduttori più lontani);
- N_g livello ceraunico della zona (fulmini/km²/anno), eventualmente calcolato a partire dal numero ceraunico T_d (gg/anno), essendo quest'ultimo dato più diffusamente disponibile.

Resta da individuare la corrente critica. La guida fornisce la formula:

$$I_c = \frac{U_{50NS} - U_{PF}}{R_e(1-c)} \quad (3.28)$$

In cui:

- c fattore di accoppiamento tra fune/i di guardia e conduttori. Tipicamente pari a 0,15 per fune di guardia singola e 0,25-0,35 per fune di guardia doppia;
- U_{PF} tensione presente sul conduttore (tipicamente assunto pari a 0,83 il valore di picco della tensione fase-terra)
- U_{50NS} "critical flashover voltage" calcolata in funzione della "standard lightning impulse flashover voltage", per altezze di traliccio inferiori di 50 m è data dall'equazione $U_{50NS} = (0,977 + \frac{2,82}{\tau})U_{50}$ dove $\tau = \frac{Z_g L}{R_0 c}$, con L lunghezza della campata e c velocità della luce.
- R_e l'impedenza d'onda del traliccio.

Quest'ultima è calcolata come:

$$R_e = \frac{Z_g R_i}{Z_g + 2R_i} \quad (3.29)$$

In qui Z_g è impedenza d'onda della fune di guardia e R_i è la resistenza di terra del traliccio. Il valore di tale resistenza dipende dalla corrente che la attraversa secondo l'equazione $R_i = R_0 \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{I_R}{I_g}\right)^2}}$, in cui R_0 è la resistenza di terra del traliccio a bassa frequenza, I_R la corrente che attraversa la resistenza di terra (in questo caso pari alla corrente critica) e I_g corrente limite sufficiente necessaria per innescare una

ionizzazione del suolo sufficiente, trovata come $I_g = \frac{1}{2\pi} \left(\frac{E_0 \rho}{R_0} \right)$ con E_0 gradiente di ionizzazione del suolo e ρ resistività del suolo;

Il metodo appena descritto ha permesso di calcolare un R_{km} pari a $1,2 \cdot 10^{-5}$ guasti/100km/anno. Per un tasso di guasto accettabile di 1 ogni 400 anni, valore tipico per sistemi elettrici di questo tipo, si trova un L_a di 208m.

In tal modo è possibile calcolare la tensione di tenuta che risulta pari a

$$U_{rp} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L}{L_{sp} + L_a} = 452 + \frac{4500}{1} \frac{15}{300 + 208} = 601,67 \text{ kV} \quad (3.30)$$

Dove per A è stato scelto il valore relativo a una linea di trasmissione a conduttore singolo e per il valore di L si è fatto riferimento al layout della sottostazione esterna riportato in Fig. 2.2.

3.2.3. CONCLUSIONE

La Tabella 3.2 riassume le tensioni rappresentative calcolate per i diversi tipi di sovratensioni:

Tabella 3.2 - Tensioni rappresentative

	Tensioni fase terra		Tensioni fase fase	
	Ingresso linea	Altre apparecchiature	Ingresso linea	Altre apparecchiature
Sovratensioni temporanee	183,9 kVeff		294 kVeff	
Sovratensioni a fronte lento	416 kVp	416 kVp	832 kVp	652 kVp
Sovratensioni a fronte veloce	601,67 kVp			

3.3. TENSIONI SPECIFICATE

Le tensioni di tenuta richieste sono ottenute moltiplicando le tensioni di tenuta per dei fattori legati all'altitudine (K_a) e ad altri fattori (fattore di sicurezza K_s). Questo permette di trovare delle tensioni di tenuta corrispondenti alle condizioni di prova e condizioni atmosferiche normalizzate alle quali le apparecchiature sono testate.

Fattore di correzione K_s , che permette di tener conto di:

- Differenze nel montaggio degli apparecchi;
- Dispersione nella qualità del prodotto;
- Qualità dell'installazione;

- Invecchiamento dell'isolamento nel corso della durata di vita presunta;
- Altri fattori sconosciuti.

Se non specificato altrimenti dai comitati di prodotto, si consiglia di applicare i seguenti fattori di sicurezza:

- $K_5=1,05$ per l'isolamento interno;
- $K_5=1,15$ per l'isolamento esterno.

Il fattore di correzione K_a , basato sulla variazione della pressione atmosferica in funzione dell'altitudine, definita nella IEC 721-2-3, è determinato per ogni tensione di tenuta (temporanea, fronte lento, fronte veloce), e viene moltiplicato a esse per ottenere le tensioni di tenuta specificate. Esso va comunque preso in considerazione solo per gli isolamenti esterni, potendo considerare che le proprietà degli isolamenti interni non siano influenzate dalle condizioni atmosferiche dell'aria. (4.2.1. IEC 60071-2).

Esso è determinato dalla formula 1.18, dove H è pari a 1460 m.s.l.m. e m è un fattore relativo al tipo di sovratensione presa in considerazione.

In particolare, sarà $m=1$ per la tensione di tenuta di coordinamento alle sovratensioni temporanee delle distanze in aria e degli isolatori puliti. Nel caso di isolatori contaminati, si può prendere $m=0,5$ per gli isolatori normali e $0,8$ per gli isolatori anti-inquinamento.

Sarà $m=1$ anche nel caso della tensione di tenuta di coordinamento agli impulsi atmosferici, mentre per le tensioni di tenuta di coordinamento agli impulsi di manovra è possibile determinare il valore di m attraverso la Fig. 3.5.

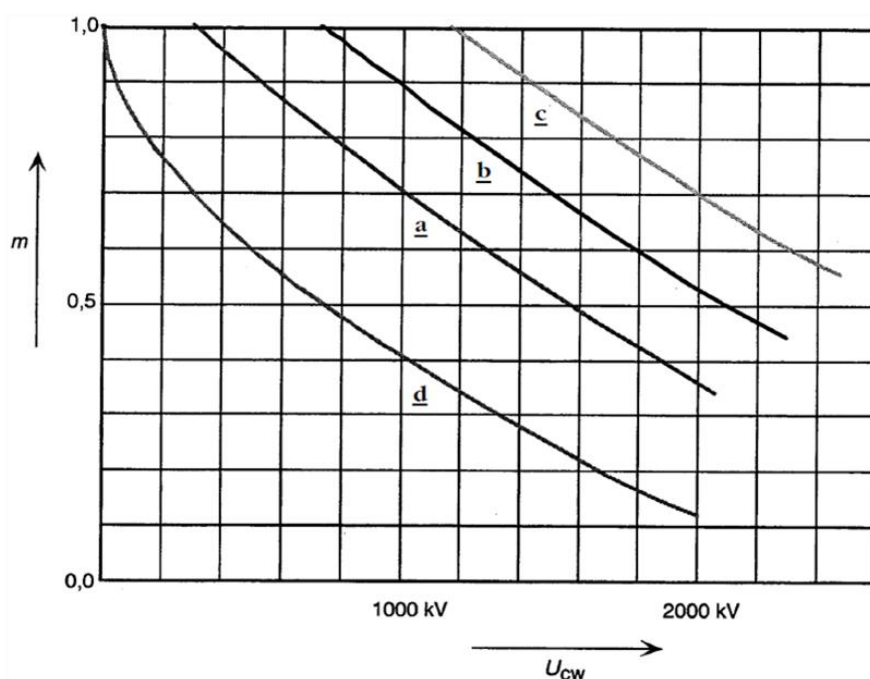


Fig. 3.5 - Relazione tra l'esponente m e la tensione di tenuta di coordinamento all'impulso di manovra per diversi tipi di isolamento

$$U_{rw} = K_s K_a U_{cw} = K_s e^m \left(\frac{H}{8150} \right) U_{ce} \quad (3.31)$$

Risulterà quindi:

- Tensioni di tenuta alla frequenza industriale specificate (fase terra)
 - o Apparecchiature in ingresso linea

$$U_{cw} = 1,15e^1 \left(\frac{1460}{8150} \right) 183,89 = 230,96 \text{ kV}$$

- o Altre apparecchiature (isol. esterno)

$$U_{cw} = 1,15e^1 \left(\frac{1460}{8150} \right) 183,89 = 230,96 \text{ kV}$$

- o Altre apparecchiature (isol. interno)

$$U_{cw} = 1,05e^1 \left(\frac{1460}{8150} \right) 183,89 = 211,47 \text{ kV}$$

- Tensioni di tenuta alla frequenza industriale specificate (fase fase)
 - o Apparecchiature in ingresso linea:

$$U_{cw} = 1,15e^1 \left(\frac{1460}{8150} \right) 294 = 369,26 \text{ kV}$$

- o Altre apparecchiature (isol. esterno):

$$U_{cw} = 1,15e^1 \left(\frac{1460}{8150} \right) 294 = 369,26 \text{ kV}$$

- o Altre apparecchiature (isol. interno):

$$U_{cw} = 1,05e^1 \left(\frac{1460}{8150} \right) 294 = 338,1 \text{ kV}$$

- Tensioni di tenuta alla frequenza industriale specificate (fase fase)

$$U_{cw} = 1,15e^1 \left(\frac{1460}{8150} \right) 282,90 = 325,34 \text{ kV}$$

- Tensioni di tenuta all'impulso di manovra specificate (fase terra)
 - o Apparecchiature in ingresso linea:

$$U_{cw} = 1,15e^{0,924} \left(\frac{1460}{8150} \right) 456,18 = 565,18 \text{ kV}$$

- o Altre apparecchiature (isol. esterno):

$$U_{cw} = 1,15e^{0,951} \left(\frac{1460}{8150} \right) 400,08 = 498,08 \text{ kV}$$

- o Altre apparecchiature (isol. interno):

$$U_{cw} = 1,05e^{0,951} \left(\frac{1460}{8150} \right) 400,08 = 460,90 \text{ kV}$$

- Tensioni di tenuta all'impulso di manovra specificate (fase fase)

- o Apparecchiature in ingresso linea:

$$U_{cw} = 1,15e^{0,866} \left(\frac{1460}{8150} \right) 870,04 = 1066,82 \text{ kV}$$

- o Altre apparecchiature (isol. esterno):

$$U_{cw} = 1,15e^{1,014} \left(\frac{1460}{8150} \right) 587,40 = 739,66 \text{ kV}$$

- Altre apparecchiature (isol. interno):

$$U_{cw} = 1,05e^{1,014} \left(\frac{1460}{8150} \right) 587,40 = 675,51 \text{ kV}$$

- Tensioni di tenuta all'impulso di origine atmosferica specificate

- Apparecchiature con isol. esterno:

$$U_{cw} = 1,15e^1 \left(\frac{1460}{8150} \right) 601,68 = 775,71 \text{ kV}$$

- Apparecchiature con isol. interno:

$$U_{cw} = 1,05e^1 \left(\frac{1460}{8150} \right) 601,68 = 691,93 \text{ kV}$$

3.4. RIASSUNTO DEI VALORI E LIVELLI NORMALIZZATI SCELTI

Tabella 3.3 - Riassunto dei valori

Descrizione	Fase-terra [kV]			Fase-fase [kV]			Longitudinale
	Ingresso linea	Altre apparecchiature		Ingresso linea	Altre apparecchiature		
Isolamento		Isol. esterno	Isol. interno		Isol. esterno	Isol. interno	
Frequenza industriale				245			
1. Sovratensioni rappresentative							
Sovratensioni temporanee	183,89			294			282,90
Sovratensioni a fronte lento	416	400,08		832	587		
Sovratensioni a fronte veloce							
2. Tensioni di tenuta di coordinamento							
Frequenza industriale	183,89			294			282,90
Impulsi di manovra	456,18	400,08		870,04	587,40		
Impulsi atmosferici	601,68						
3. Tensioni di tenuta specificate							
Frequenza industriale	211,17	230,96	211,46	337,63	369,26	338,1	325,33
Impulsi di manovra	565,18	498,08	460,82	1066,82	739,65	675,51	
Impulsi atmosferici	755,71		691,93	755,71		691,93	

3.4.1. CONVERSIONE DELLE TENSIONI DI TENUTA AGLI IMPULSI DI MANOVRA

Le tensioni di tenuta normalizzate per i campi I e II sono date rispettivamente dalle tab. 2 e 3 della IEC 60071-1. Nel campo I le tensioni di tenuta normalizzate sono la tensione di tenuta di breve durata a frequenza industriale e la tensione di tenuta agli impulsi atmosferici. Esse dovranno coprire anche le tensioni di tenuta agli impulsi di manovra (tra fase e terra, tra fasi e longitudinali), che dovranno quindi essere convertite in tensioni di tenuta a frequenza industriale o in tensioni di tenuta all'impulso atmosferico. Questa conversione è svolta secondo la tab.2 della IEC 60071-2

Si può assumere, come considerazione generale, che per le linee di trasmissione nella gamma di tensione I, la tensione di tenuta normalizzata alle sovratensioni di breve durata a frequenza industriale copra le tensioni richieste di tenuta fase-terra agli impulsi di manovra. Le tensioni richieste di tenuta agli impulsi di manovra tra le fasi devono tuttavia essere prese in considerazione nella scelta della tensione di tenuta agli impulsi atmosferici o della tensione normalizzata di tenuta alla frequenza industriale di breve durata nel caso dei componenti installati all'ingresso della linea.

Per i valori delle tensioni di tenuta a fronte lento riassunti nella Tabella 3.3 saranno necessarie allora le conversioni valide secondo le relazioni esposte al cap. 5.2 della norma IEC 60071-2, valide per le apparecchiature del campo I.

Qui, sono definite delle relazioni di conversione dipendenti dal tipo di isolamento (interno o esterno) e più dettagliatamente dal materiale isolante considerato (distanza in aria, isolatori puliti, gas SF₆ o isolante liquido o solido) e infine dalle condizioni atmosferiche (a secco o pioggia). Nel caso della centrale di Quitaraca, sarà necessario considerare, per le apparecchiature della sottostazione esterna la tensione di tenuta più elevata tra quelle ottenute per le due condizioni atmosferiche, mentre per le apparecchiature isolate in aria non esposte, sarà sufficiente considerare la conversione "a secco". Sarà infine necessario tenere in conto la conversione per isolamenti esterni, e in particolare quella per isolamenti in gas SF₆, che caratterizza il modulo blindato presente nella sottostazione in caverna e che fornisce il valore più elevato della tensione di tenuta equivalente.

Per la conversione delle tensioni di tenuta richieste all'impulso di manovra in tensioni di tenuta alla frequenza industriale, dunque, si utilizzerà:

- Isolamento esterno (per tutte le apparecchiature, essendo tale formula la più conservativa)

$$U_{cw} = 0,6 + \frac{U_{rw}}{8500} \text{ (isolamento esterno fase - terra)} \quad (3.32)$$

$$U_{cw} = 0,6 + \frac{U_{rw}}{12700} \text{ (isolamento esterno fase - fase)} \quad (3.33)$$

- Isolamento interno

$$U_{cw} = 0,7U_{rw} \quad (3.34)$$

Tali formule porteranno alla determinazione delle seguenti valori di tensioni di tenuta alla frequenza industriale, da confrontare con quelle trovate direttamente per sovratensioni di questo tipo.

Per le tensioni fase terra:

- Isolamento esterno (ingresso linea): $U_{rw}=376,69$ kVeff;
- Isolamento esterno (ingresso linea): $U_{rw}=328,04$ kVeff;
- Isolamento interno: $U_{rw}=322,07$ kVeff

Per le tensioni fase fase:

- Isolamento esterno (ingresso linea): $U_{rw}=729,71$ kVeff;
- Isolamento esterno (ingresso linea): $U_{rw}=486,87$ kVeff;
- Isolamento interno: $U_{rw}=472,86$ kVeff.

Per la conversione delle tensioni di tenuta richieste all'impulso di manovra in tensioni di tenuta all'impulso atmosferico si utilizzeranno invece:

- Isolamento esterno

$$U_{cw} = 1,05 + \frac{U_{rw}}{6000} \text{ (isolamento esterno fase - terra)} \quad (3.35)$$

$$U_{cw} = 1,05 + \frac{U_{rw}}{9000} \text{ (isolamento esterno fase - fase)} \quad (3.36)$$

- Isolamento interno

$$U_{cw} = 1,25U_{rw} \quad (3.37)$$

Per gli isolamenti della sottostazione esterna, inoltre, poiché essi possono essere soggetti alla pioggia, va utilizzata la seguente formula, che impone tensioni di tenuta più elevate:

$$U_{cw} = 1,3U_{rw} \text{ (isolamento esterno, sotto pioggia)} \quad (3.38)$$

Tali formule porteranno alla determinazione delle seguenti valori di tensioni di tenuta a fronte veloce:

Per le tensioni fase terra:

- Isolamento esterno (ingresso linea): $U_{rw}=734,74$ kVp;
- Isolamento esterno (ingresso linea): $U_{rw}=518,38$ kVp;
- Isolamento interno: $U_{rw}=622,6$ kVp;

Per le tensioni fase fase:

- Isolamento esterno (ingresso linea): $U_{rw}=1386,87$ kVp;
- Isolamento esterno (ingresso linea): $U_{rw}=837,42$ kVp;
- Isolamento interno: $U_{rw}=844,39$ kVp.

3.4.2. LIVELLI DI TENUTA NORMALIZZATI

L'ultimo passo della procedura consiste nel scegliere, tra i valori della Tabella 3.4 e del par. 4.1, i valori normalizzati che soddisfino le tensioni di tenuta sin qui trovate. Come detto, per le apparecchiature del campo I, le apparecchiature sono dotate di un livello di isolamento a frequenza industriale, che dovrà coprire le tensioni di tenuta alla frequenza industriale frutto delle sovratensioni rappresentative temporanee e, secondo i criteri della normativa, quelli frutto della conversione delle tensioni di tenuta frutto di conversione dalle tensioni di tenuta a impulso di manovra. Il secondo valore è un livello di tenuta all'impulso atmosferico che deve coprire, come il precedente, anche le tensioni convertite.

Per quanto riguarda queste ultime, la norma specifica che, per sottostazioni di sistemi di trasporto con U_m compreso tra 52,5 kV e 245 kV (quindi ivi compresa la sottostazione di Quitaracsa):

“Si può assumere, come considerazione generale, che per le linee di trasmissione nella gamma di tensione I, la tensione di tenuta normalizzata alle sovratensioni di breve durata a frequenza industriale copra le tensioni richieste di tenuta fase-terra agli impulsi di manovra. Le tensioni richieste di tenuta agli impulsi di manovra tra le fasi devono tuttavia essere prese in considerazione nella scelta della tensione di tenuta agli impulsi atmosferici o della tensione normalizzata di tenuta alla frequenza industriale di breve durata nel caso dei componenti installati all'ingresso della linea. Può essere necessario sottoporre le apparecchiature trifase ad una prova supplementare agli impulsi di manovra tra le fasi.” [2]

Ciò significa che al fine della scelta dei valori normalizzati, vanno tenuto in conto i valori fase-terra della conversione in tensioni a frequenza industriale, mentre le tensioni fase-fase vanno tenute in conto in uno dei due settori, ma solo per le apparecchiature in ingresso linea.

Si trova allora che il livello normalizzato alle sovratensioni a frequenza industriale dovrà coprire le tensioni di tenuta seguenti:

Tabella 3.4 - Livelli di tenuta a frequenza industriale richiesti

Isolamenti esterni	
Isolamento fase-terra ingresso linea	231 kVeff
Isolamento fase-terra altre app.	231 kVeff
Isolamento fase-fase ingresso linea	369 kVeff
Isolamento fase-fase altre app.	369 kVeff
Isolamento fase-terra ingresso linea (da conversione)	377 kVeff

Ingresso fase-terra altre app. (da conversione)	328 kVeff
Isolamenti interni	
Isolamento fase-terra	211 kVeff
Isolamento fase-fase	338 kVeff
Isolamento fase-terra (da conversione)	322 kVeff

Il livello normalizzato per la tenuta all'impulso atmosferico dovrà comprendere i seguenti valori:

Tabella 3.5 - Valori di tenuta all'impulso atmosferico richiesti

Isolamenti esterni	
Isolamento fase-terra ingresso linea	755 kVp
Isolamento fase-terra altre app.	756 kVp
Isolamento fase-fase ingresso linea	756 kVp
Isolamento fase-fase altre app.	756 kVp
Isolamento fase-fase ingresso linea (da conversione)	1387 kVp
Isolamenti interni	
Isolamento fase-terra	692 kVp
Isolamento fase-fase	692 kVp

Per quanto riguarda l'isolamento alle sovratensioni temporanee, si può osservare come per l'isolamento esterno, i valori utilizzati portano a selezionare un valore di 395 kVeff. Per l'isolamento interno è invece sufficiente un livello di 360 kV.

Per quanto riguarda il livello di tenuta agli impulsi di origine atmosferica, per l'isolamento interno è sufficiente un livello d'isolamento di 750 kVp, mentre per l'isolamento esterno si nota che per tutti i valori meno che per quello concernente le apparecchiature in ingresso linea e le tensioni di tenuta convertite da quelle all'impulso di manovra sarebbe sufficiente un isolamento di 850 kVp. Ciononostante, è possibile scegliere tale livello, con l'accorgimento di utilizzare delle distanze in aria specifiche per le apparecchiature in ingresso linea, come spiegato al paragrafo 4.3.

In conclusione, ricordando che la IEC 60071-1 propone delle associazioni preferenziali tra i livelli di isolamento a frequenza industriale e agli impulsi di origine atmosferica, si può concludere che per gli isolamenti interni sarà possibile scegliere la coppia di valori 360 kVeff - 850 kVp, mentre per gli isolamenti esterni sarà necessario scegliere la coppia di isolamenti 395 kVeff - 950 kVp, con l'accorgimento appena specificato per le apparecchiature in ingresso linea.

Si noti che la scelta di tali livelli di isolamento è dovuta principalmente alle tensioni di tenuta a frequenza industriale, il cui valore è determinato dallo studio delle sovratensioni temporanee. Sarà quindi particolarmente interessante, osservare, attraverso le simulazioni dinamiche, se i valori conservativi scelti per queste ultime sono adatti o in qualche misura penalizzanti.

3.5. DETERMINAZIONE DELLE DISTANZE IN ARIA

I livelli di isolamento scelti si esplicano principalmente in due modi. In primo luogo essi determinano i livelli di isolamento nominali che necessitano le apparecchiature impiegate. In secondo luogo, essi determinano le distanze in aria minime tra apparecchiature in tensione e non e tra fasi necessario per avere la tenuta dell'isolamento autoripristinante costituito dall'aria stessa.

Dalla Tabella 3.6 fornita dalla IEC 60071-2 è immediatamente possibile determinare un primo valore fondamentale. Tale tabella lega, per il campo I, a ogni livello di isolamento normalizzato all'impulso atmosferico una distanza in aria tra due elettrodi del tipo asta-struttura che, per un livello di isolamento di 950 kV quale quello trovato, è pari a 1900 mm.

Per le apparecchiature in ingresso linea, inoltre, si era riscontrato un valore estremamente elevato della tensione di tenuta necessaria, superiore ai 950 kV che costituiscono il più alto tra i livelli normalizzati per apparecchiature a 220 kV. E' quindi necessario definire una distanza in aria specifica per queste apparecchiature. Sempre dal confronto con la Tabella 3.6, è possibile notare che tali apparecchiature necessitano di una distanza asta-struttura di 2850 mm, relativa a una tensione di tenuta normalizzata di 1425 kV.

L'allegato G della norma IEC 60071-2, inoltre, fornisce dei fattori spinterometrici k che permettono di ottenere le distanze in aria necessarie per differenti tipi di elettrodi, a partire da questa distanza asta-struttura, attraverso un'espressione del tipo:

$$d = kd_{asta-struttura} \quad (3.39)$$

Si noti che i fattori spinterometrici sono normalmente determinati e forniti per sovratensioni a fronte lento e che vanno quindi convertiti in per le sovratensioni a fronte veloce (essendo le distanze sufficienti per la tenuta a sovratensioni temporanee considerevolmente inferiori). Tale conversione avviene secondo la formula

$$k_{ff} = 0.74 + 0.26k \quad (3.40)$$

E' possibile in conclusione determinare per le apparecchiature della sottostazione esterna della centrale di Quitaracsa le seguenti distanze in aria minime da tenere in considerazione nella determinazione del layout di sottostazione. Con riferimento alla Fig. 2.3, si possono considerare le distanze elettrodiche tra le fasi della terna entrante e tra le sbarre dei sezionatori applicando il fattore spinterometrico relativo (asta-asta o conduttore-conduttore). Si possono in oltre considerare le distanze tra il conduttore e le strutture civili cabine per il generatore diesel, aste di sostegno degli isolatori, attraverso i fattori spinterometrici conduttore-piano e conduttore-asta.

Tabella 3.6 - Livelli normalizzati di isolamento per il campo I secondo la IEC 60071

Tensione di tenuta normalizzata agli impulsi di origine atmosferica kV	Distanza minima mm	
	Asta-struttura	Conduttore- struttura
20	60	
40	60	
60	90	
75	120	
95	160	
125	220	
145	270	
170	320	
200	380	
250	480	
325	630	
380	750	
450	900	
550	1 100	
650	1 300	
750	1 500	
850	1 700	1 600
950	1 900	1 700
1 050	2 100	1 900
1 175	2 350	2 200
1 300	2 600	2 400
1 425	2 850	2 600
1 550	3 100	2 900
1 675	3 350	3 100
1 800	3 600	3 300
1 950	3 900	3 600
2 100	4 200	3 900

Tabella 3.7 - Fattori spinterometrici per varie le configurazioni elettrodiche presenti

	Configurazione elettrodi di riferimento	Fattore spinterometrico	Fattore spinterometrico (fronte veloce)	Distanza in aria (mm)
Distanza tra fasi in ingresso linea (app. non protette dagli scaricatori, livello d'isolamento 1425 kVp)	Conduttore- conduttore	1,62	1,16	3490
Distanza tra fasi per le apparecchiature protette da scaricatori (livello d'isolamento 950 kVp)	Conduttore- conduttore	1,62	1,16	2328

Distanza tra i conduttori e i sostegni degli isolatori di scaricatore e TV (950 kVp)	Conduttore-asta inferiore	1,47	1,12	2249
Distanza tra conduttori e fabbricato in cemento sottostante in ingresso linea (1425 kVp)	Conduttore-struttura sotto	1,3	1,08	3240

Con riferimento alla Fig. 2.3 si può osservare come tali valori siano rispettati. In particolare la distanza tra fasi in ingresso linea, la più critica secondo lo studio svolto, presenta una distanza di 3700 mm, mentre la distanza minima tra le fasi a valle degli scaricatori, in corrispondenza della giunzione tra linea aerea e cavo è di 3000 mm, rimanendo dunque abbondantemente al di sopra della distanza minima trovata. A loro volta le distanze tra i conduttori e le strutture circostanti soddisfano con un buon margine i requisiti trovati.

3.6. SVILUPPO DEL SOFTWARE PER IL CALCOLO AUTOMATICO

La procedura fin qui descritta è stata implementata in un software di calcolo, al fine di rendere la sua applicazione automatica per questo come per altri impianti di alta tensione.

Tale software di calcolo, sviluppato con Microsoft Excel, è strutturato su più pagine, ognuna delle quali avente una finalità precisa. La prima è *Inserimento dati*, una cui schermata è riportata in Figura 3.6, e consente l'inserimento di tutti i dati necessari per ognuno dei passi della procedura analitica di coordinamento dell'isolamento. In essa, vanno inseriti i dati ambientali e di impianto utilizzati in tutte le formule riportate nel presente capitolo. Tali formule sono poi implementate nel foglio *Risultati* che a partire dai dati inseriti calcola direttamente le sovratensioni rappresentative, le tensioni di tenuta, le conversioni nei livelli d'isolamento normalizzati e le distanze in aria relative a questi ultimi. La Figura 3.7. ne riporta una parte.

Si noti che tali fogli presentano, oltre alle formule e definizioni necessarie, anche un'ampia descrizione di tutta la procedura, al fine di rendere il loro utilizzo agevole per studi simili a quello qui esposto.


Document:		Insulation Coordination Study: data for calculations			
Revision					
Date:					
1. Fattori per la determinazione delle sovratensioni rappresentative					
1.1. Dati generali					
Di seguito vengono riportati i dati generali dell'installazione:					
Um =	245	kV	Tensione massima delle apparecchiature.		
Ups =	416	kV	Livello di protezione agli impulsi di manovra dello scaricatore (tensione residua massima alla corrente di manovra nominale selezionata).		
Upl =	452	kV	Livello di protezione ad impulso atmosferico dello scaricatore (tensione residua massima alla corrente di scarica nominale selezionata, cap. 2.2.3.1 IEC 60071-2).		
Altitude =	1460	m.s.l.m.	Altitudine (in metri sul livello del mare) alla quale sono installate le apparecchiature.		
Pollution =	1	-	Il livello di inquinamento del luogo in cui si trova l'apparecchiatura è determinato secondo la norma IEC 507 e determina le distanze superficiali nominali minime richieste per gli isolatori, necessarie per la tenuta degli stessi in caso di sovratensioni temporanee.		
X =	800	m	Lunghezza minima della linea entrante che è protetta dalle scariche atmosferiche tramite fune di guardia.		
n =	1	-	Numero di linee entranti nella sottostazione.		
L =	16,9	m	Distanza di separazione tra lo scaricatore e l'oggetto da proteggere, definita come Fig. 3 della IEC 60071-2.		
Lsp =	300	m	Lunghezza di campata.		
1.2. Sovratensioni temporanee					
Il fattore di guasto a terra è calcolato nel punto di guasto usando le impedenze complesse Z1 e Z0 delle componenti di sequenza diretta ed omopolare, tenendo conto della resistenza di guasto R, come indicato nell'allegato B della norma IEC 60071-2. Per i sistemi 220 kV può essere considerato un valore conservativo di k=1,3. Per i sistemi 110 kV può essere considerato un valore conservativo di k=1,4.					
Fattore di guasto K=		1,3	p.u.		
Analizzando le sovratensioni temporanee, si raccomanda di tenere presente che:					
1.in caso di perdita completa del carico in sistemi di alimentazione di media estensione, la sovratensione fase-terra è generalmente					
2.nei sistemi estesi, in caso di perdita completa del carico, le sovratensioni fase-terra possono arrivare a 1,5 p.u., e anche di più in caso di effetto Ferranti o di fenomeni di risonanza;					
3.nel caso di distacco di solo carico non rotante, la sovratensione longitudinale è normalmente uguale alla sovratensione fase-terra. In sistemi con motori o generatori sulla parte disconnessa, una separazione della rete può portare ad una sovratensione temporanea longitudinale composta da due sovratensioni fase-terra in opposizione di fase, la cui ampiezza massima è normalmente inferiore a 2,5 p.u. (si possono osservare valori più elevati in casi eccezionali, come, p.e., in sistemi ad alta tensione estesissimi).					
<i>(Nota: Dal punto di vista delle sovratensioni, è opportuno fare una distinzione tra i vari tipi di configurazione. Come casi estremi si possono considerare sistemi con linee relativamente corte ed elevato valore della potenza di cortocircuito alle stazioni terminali, dove si determinano piccole sovratensioni e i sistemi con linee lunghe e basso valore della potenza di cortocircuito alle sbarre di generazione. In queste configurazioni, tipiche di un sistema ad altissima tensione allo stadio iniziale, si possono manifestare sovratensioni elevatissime, quando si disconnette bruscamente un grande carico.)</i>					
Fattore Perdita di Carico		1,2	p.u.		
1.3. Sovratensioni a fronte lento					
1.3.1. Energizzazione					
Ue2 (ingresso linea)=		2,9	p.u.	→	Up2 (ingresso linea)= 4,30 p.u.
Ue2 (altre apparecchiature)=		1,7	p.u.	→	Up2 (altre apparecchiature)= 2,69 p.u.
1.3.2. Richiusura trifase					
Ue2 (ingresso linea)=		4	p.u.	→	Up2 (ingresso linea)= 5,96 p.u.
Ue2 (altre apparecchiature)=		2,5	p.u.	→	Up2 (altre apparecchiature)= 3,94 p.u.

Fig. 3.6 - Schemata dalla pagina "Inserimento dati" del software sviluppato in Excel

CAPITOLO III - Studio Analitico Secondo la Norma IEC 60071

1. Determinazione delle sovratensioni rappresentative						
Il primo passo consiste nel determinare le sollecitazioni cui può essere sottoposto il sistema. Queste sono costituite dalla tensione massima nel normale esercizio, le sovratensioni a frequenza industriale, le sovratensioni impulsive a fronte lento (normalmente dovute a manovre interne al sistema) e sovratensioni impulsive a fronte veloce (normalmente dovute a scariche di origine atmosferica).						
Tensione a frequenza industriale: E' la tensione massima del sistema in condizioni di esercizio normali. E' un dato noto.						
Sovratensioni temporanee: Si tratta di sovratensioni a frequenza prossima a quella industriale, che possono essere dovute a guasti, perdita di carico, condizioni di risonanza o ferrorisonanza, operazioni di sincronizzazione (si tratta in questo caso di sovratensioni longitudinali) o combinazioni delle precedenti. Abitualmente solo le prime due cause vengono prese in considerazione, trattandosi le altre di sovratensione legate a condizioni particolari. In particolare, per determinare se queste ultime vadano prese in considerazione va considerato che: 1. Condizioni di risonanza o ferrorisonanza: si producono generalmente quando vengono energizzati sistemi con importanti componenti capacitivi (linee, cavi, cavi con compensazione serie) e induttivi (trasformatori reattanze shunt) che presentano caratteristiche di magnetizzazione non lineari, sia a seguito di perdita di carico. Queste sovratensioni non vengono generalmente considerate nella scelta degli scaricatori e nel dimensionamento degli isolamenti, poiché devono essere piuttosto limitate, tramite modifiche della configurazione del sistema, che cambino la frequenza di risonanza o tramite opportune resistenze di smorzamento; 2. Operazioni di sincronizzazione: possono generarsi sovratensioni longitudinali; 3. Combinazioni						
Guasto a terra: Un guasto fra una fase e la terra può causare sovratensioni fase-terra sulle altre due fasi. Generalmente non si producono sovratensioni fra fasi ne longitudinali. Le ampiezze di queste sovratensioni dipendono dalla messa a terra del neutro del sistema e dal punto del guasto. Il valore della sovratensione viene determinato moltiplicando la tensione massima di fase $U_m/radq(3)$ per il fattore di guasto K.						
Perdita di carico: Le sovratensioni temporanee fase terra dovute a una perdita di carico dipendono dal carico disconnesso, dalla configurazione del sistema dopo la sconnessione e dalle caratteristiche del sistema di alimentazione. La norma IEC 60071-2 fornisce dei valori in p.u. applicabili a vari tipi di sistemi e che moltiplicati per la tensione massima del sistema forniscono una stima conservativa di queste sovratensioni.						
Sovratensioni longitudinali durante un'operazione di sincronizzazione:						
Sovratensioni a fronte lento: Sono sovratensioni impulsive aventi un fronte di durata compresa tra qualche decina e qualche migliaio di microsecondi. Sono dovute generalmente ai seguenti fenomeni: chiusura e richiusura di una linea, guasti ed eliminazione di guasti, perdita di carico, interruzione di correnti capacitive o induttive, scariche lontane di origine atmosferica su un conduttore di linea aerea. Anche in questo caso, alcune delle cause sono limitate a dei casi particolari. In particolare: 1. Guasto: nei sistemi del campo I, vanno prese in considerazione se il neutro è isolato o messo a terra tramite bobina di estinzione, nel qual caso a U_m è applicato un fattore $radq(3)$; 2. Perdita di carico: sono rilevanti solo nei sistemi del campo II, in cui le sovratensioni dovute a energizzazione o richiusura non superano 2 p.u. 3. Interruzione di correnti capacitive: possono essere importanti in casi particolari quali l'interruzione di correnti di spunto dei motori, manovre e funzionamento di forni ad arco, interruzione di correnti con fusibili, manovre di banchi di condensatori, etc. 4. Scariche lontane: vanno prese in considerazione nel caso di sistemi aventi linee aeree lunghe (>100km) In questo studio è quindi preso in considerazione solo il caso di energizzazione della linea.						
Chiusura e richiusura (energizzazione): La chiusura e la richiusura di una linea trifase producono sovratensioni di manova sulle tre fasi. Di conseguenza, ciascuna manova genera tre sovratensioni fase-terra e tre sovratensioni tra fasi corrispondenti. Per le applicazioni pratiche, sono state introdotte numerose semplificazioni nella valutazione delle sovratensioni, che possono essere determinate attraverso studi di sistema. La norma IEC 60071-2 permette comunque di determinare dei valori in p.u. approssimati per tali tensioni, utilizzando rispettivamente la fig. 1 per la determinazione delle sovratensioni fase-terra e la fig.2 per le sovratensioni tra fasi. Le fig. 1 e 2 permettono di trovare i valori al 2% delle distribuzioni delle sovratensioni (U_{e2} e U_{p2}). Le sovratensioni rappresentative saranno uguali ai valori di troncatura delle stesse distribuzioni, che possono essere trovate (per i sistemi del campo I) con le seguenti relazioni: $U_{e1}=1,25*U_{e2}$ e $U_{p1}=1,25*U_{p2}$. Nota: per le apparecchiature del campo II ($U_m > 245kV$) queste relazioni non sono più valide (si veda allegato D IEC 60071-2).						
Guasto ed eliminazione guasto: Una stima conservativa delle sovratensioni rappresentative a fronte lento che si possono presentare in caso di guasto o di sua eliminazione è data dalle formule seguenti. - guasto: $U_{et}=(2k-1)U_s*radq(2)/radq(3)$ (kVpicco) - eliminazione guasto: $U_{e2}=2U_s*radq(2)/radq(3)$ (kVpicco) Entrambe queste sovratensioni si applicano esclusivamente tra fase e terra e vanno prese in considerazione nel campo I se neutro è messo a terra tramite bobina di compensazione o isolato e nel campo II se le sovratensioni dovute a chiusura e richiusura (generalmente più elevate) sono limitate a valori inferiori a 2 p.u..						
Caratteristiche scaricatori: Livello di protezione agli impulsi di manova della caricatore (tensione residua massima alla corrente di manova nominale selezionata), moltiplicata per 2 per il fase-fase.						
Sovratensioni a fronte veloce: Lasciare scritto #VALUE! se non si dispone di risultati derivanti da simulazioni dinamiche di sistema.						
Description						
Equipment position	Phase-to-ground [kV]			Phase-to-phase [kV]		Longitudinal
	Line entrance	Other equipment		Line entrance	Other equipment	
Insulation	External insulation	Internal insulation		External insulation	Internal insulation	
Tensione a frequenza industriale				245		
Sovratensioni temporanee						
Guasto a terra		183,8860607				
Perdita di carico		169,7409791		294		282,9016319
Sovratensioni longitudinali durante un'operazione di sincronizzazione		///		///		282,9016319
Sovratensioni a fronte lento						
Chiusura e richiusura (energizzazione)	675,1406104	375,0781169		989,3281206	587,4001118	
Guasto a terra		320,0666597				
Eliminazione guasto		400,0833247				
Caratteristiche scaricatori		416		832		
Sovratensioni a fronte veloce		#VALUE!				

Fig. 3.7 - Schemata dalla pagina "Risultati" del software sviluppato in Excel

Vi sono infine delle ulteriori pagine focalizzate su aspetti particolari della procedura analitica, e il cui scopo è quello di fornire determinati parametri. Queste sono:

- **Calcolo di R_a e R_{km} :** esso permette, inserendo tasso ceramico e dati relativi alla linea aerea entrante, di calcolare il tasso di guasto annuale per una linea aerea per una progettazione di un km, così come definito nell'allegato F della norma IEC 60071-2. Tale fattore, come visto al paragrafo 3.3.2 è fondamentale per il calcolo della tensione di tenuta agli impulsi atmosferici;

- *Energizzazione e Richiusura*: permette un agevole utilizzo della Figura 1 della norma IEC 60071-2 (Figura 3.1) per il calcolo dei valori U_{e2} relativi alle sovratensioni a fronte lento per chiusura o richiusura di una linea. Implementa inoltre la Figura 2 della norma IEC 60071-2 (Figura 3.2) e ne calcola una linea di tendenza polinomiale, permettendo, per dati valori di U_{e2} di calcolare i rispettivi U_{p2} (si veda il paragrafo 3.1.2). In tal modo, rende disponibile direttamente il valore numerico di U_{p2} , altrimenti ottenibile solo in modo approssimativo dalla suddetta figura;
- *Fattore deterministico*: implementa la Figura 3.3, estrapolando da essa i parametri delle curve lineari a tratti corrispondenti ai fattori di coordinamento da applicare tra fase e terra e tra fasi. Così facendo, tale foglio restituisce direttamente i valori di K_{cd} , senza bisogno di ricorrere all'impreciso ausilio grafico;
- *Fattore K_a* : implementa la Figura 9 della norma IEC 60071-2 relativa alla relazione tra l'esponente m e la tensione di tenuta di coordinamento per gli impulsi di manovra su apparecchiature protette da scaricatore. Dalla figura estrapola poi le funzioni polinomiali relative ai vari tipi di isolamento, permettendo l'utilizzo di tali funzioni per il calcolo diretto di K_a ;
- *Calcolo distanze da scaricatore*: riporta la Figura 3 dalla norma IEC 60071-2;
- *Distanza superficiale*: riporta la Tabella 1 da norma;
- *Distanze in aria*: riporta da norma la relazione tra le tensioni normalizzate di tenuta all'impulso atmosferico e le distanze in aria minime;
- *Livelli normalizzati*: raccoglie i livelli normalizzati per il campo I, rendendo così possibile il confronto automatico tra i livelli di tenuta ottenuti dalla procedura e tali livelli normalizzati e la selezione dei più adatti da questi ultimi.

Le schermate relative alle prime tre pagine, così come le schermate complete dei due fogli principali sono riportate nell'appendice A.

4. IL MODELLO DINAMICO

I dati ottenuti analiticamente per le sovratensioni rappresentative nel Capitolo 3 sono frutto di alcune approssimazioni conservative. Nel presente capitolo è esposta la costruzione di un modello della centrale di Quitaracsa sviluppato con l'intento di simulare gli stessi tipi di eventi e transitori considerati nello studio analitico, al fine di comprendere più realisticamente quali siano le sovratensioni massime raggiunte. Tale modello è stato sviluppato con DigSILENT PowerFactory, software tra i più completi in commercio per quanto concerne lo studio di reti elettriche.

4.1. GENERALITÀ SULLA MODELLAZIONE DI RETI ELETTRICHE PER LO STUDIO DI TRANSITORI ELETTROMAGNETICI

L'utilizzo di un modello numerico offre la possibilità di studiare più dettagliatamente questi transitori. In passato era possibile compiere simulazioni di eventi simili solo tramite TNA (transient network analyser), reti di resistenze appositamente costruite. Queste erano di difficile realizzazione e utilizzazione, poiché volendo studiare un fenomeno diverso da quello inizialmente impostato era necessario cambiare il circuito. Si capisce allora come la diffusione di software per lo studio di reti comporti un grande vantaggio e renda possibile studi di sovratensioni (oltre che di flussi di potenza, correnti di corto circuito etc.) anche in ambito commerciale.

Lo studio di sovratensioni, in particolare, risulta particolarmente delicato da questo punto di vista, poiché riguarda fenomeni molto diversi fra loro. La frequenza di queste sovratensioni, ad esempio può andare dalla tensione continua ai 50 MHz (VFTO, very fast transient overvoltage) e riguardare sia fenomeni elettromeccanici sia fenomeni puramente elettromagnetici. Tanto maggiori sono le frequenze prese in considerazione, tanto più precisa dovrà essere la modellazione della rete, poiché entreranno in gioco fenomeni parassiti, accoppiamenti capacitivi trascurabili a 50 Hz e altri fenomeni. E' altresì chiaro che la modellazione di una rete deve essere tanto più precisa quanto più vicini siamo all'evento studiato. Nello studio dei fenomeni di fulminazione (par. 5.4) ad esempio è stato necessario modellare dettagliatamente la porzione di rete interessata, vale a dire la linea aerea e il cavo conducenti alla sottostazione.

Indicazioni riguardo la modellazione dei componenti elettrici per lo studio di transitori elettromagnetici sono forniti in letteratura [8] [14] e nella normativa tecnica [3]. Si è scelto qui di riportare, alcune considerazioni generali valide per i vari componenti modellati nel presente studio.

4.1.1. LINEE AEREE

Per transitori veloci, è necessario modellarle nel loro comportamento alle onde viaggianti. E' quindi necessario creare le matrici di impedenze -o ammettenze- d'onda. Gli elementi di tali matrici sono *frequency dependent*, cioè variano al variare della frequenza. La dipendenza di R e L è causata dall'effetto pelle nei conduttori e nella terra, con la corrente che passa più prossima alla superficie dei conduttori all'aumentare di f. R e L hanno una dipendenza dalla frequenza che segue funzioni di Bessel. Per fenomeni a frequenze prossime alla frequenza industriale o fronte lento non è necessario tenere in conto le funi di guardia (assumendo su di esse tensione nulla), mentre per le sovratensioni a fronte veloce dovute a fulmini queste ultime diventano importanti. ed è necessario tenere conto di esse e delle campate. In quest'ultimo caso è fondamentale anche la selezione del passo di integrazione, in base alla frequenza massima attesa e considerando almeno 10 punti per periodo. In ogni caso, tale passo, deve sempre essere più piccolo del tempo di percorrenza dell'onda sulla linea più corta. Le matrici di impedenze, per le onde viaggianti, possono essere calcolate a partire dalla geometria dei conduttori (si veda il par 4.2.1) e sono dipendenti dalla frequenza. Tipicamente le si valuta a una singola frequenza che rende risultati accettabili per un dato transitorio. Ad esempio, per scariche atmosferiche tale matrice è generalmente valutata a qualche centinaio di kHz.

Per quanto riguarda i tralicci e la loro messa a terra, la loro impedenza di terra deve essere considerata, nel calcolo delle sovratensioni a fronte veloce, quale quelle provocate da scariche atmosferiche. In questo caso i tralicci sono rappresentabili dalla loro impedenza d'onda (tipicamente 100÷200 Ohm) e la loro costante di tempo. la resistenza di messa a terra dipende dalla resistività del suolo e dalla configurazione degli elettrodi di terra ed è dipendente dalla frequenza e dalla corrente. Questa dipendenza, comunque, è generalmente da tenere in conto solo nel caso che la resistività del suolo sia elevata. Lo stesso principio può essere applicato nella modellazione di sistemi di terra. Per le sottostazioni R_{terra} comunque è piuttosto bassa essendo costituita da reti di terra e la sua modellazione dettagliata può essere necessaria in alcuni studi di VFTO o in casi particolari.

4.1.2. CAVI

Cavi corti possono generalmente essere rappresentati come capacità concentrate, visto che le capacità dei cavi sono molto maggiori di quelle delle linee aeree, mentre il contrario si può dire per resistenze e induttanze. Per cavo "corto" si può intendere un cavo in cui il tempo di percorrenza dell'onda viaggiante è inferiore al 30% del tempo di salita del fronte T_{fronte} dell'evento considerato. Per cavi più lunghi, è necessario sviluppare la matrice frequenza dipendente delle impedenze d'onda (si veda cap. 4.2.3).

4.1.3. SOTTOSTAZIONI

la modellazione delle sottostazioni varia a seconda del fenomeno preso in considerazione. Per impulsi di manovra, ad esempio, le sottostazioni possono generalmente essere modellate come capacità concentrate. Per fenomeni più veloci è necessario modellare più dettagliatamente i rami e le sbarre come per linee senza perdite. Per i *very fast transient overvoltage* è necessario prendere in considerazione anche le apparecchiature a esse connesse, quali i trasformatori di misura e sarà quindi necessario conoscere e implementare le capacità concentrate dei TV, le induttanze concentrate dei TA e di eventuali gomiti.

4.1.4. TRASFORMATORI

la modellazione esatta dei trasformatori può essere molto complessa, qualora si volesse conoscere la distribuzione della tensione tra le spire. Generalmente un modello di trasformatore di questo tipo è una rete complessa di resistenze, induttanze saturabili, capacità e trasformatori ideali. Man mano che si sale con la frequenza dei fenomeni, assumono maggiore importanza le capacità parassite tra spire e tra spire e cassone.

4.1.5. SCARICATORI DI SOVRATENSIONI

sono modellati implementando la loro caratteristica I-V con curve lineari a tratti, frutto di interpolazione o funzioni analitiche. Per fenomeni particolarmente veloci (VFTO), anche la loro induttanza assume importanza.

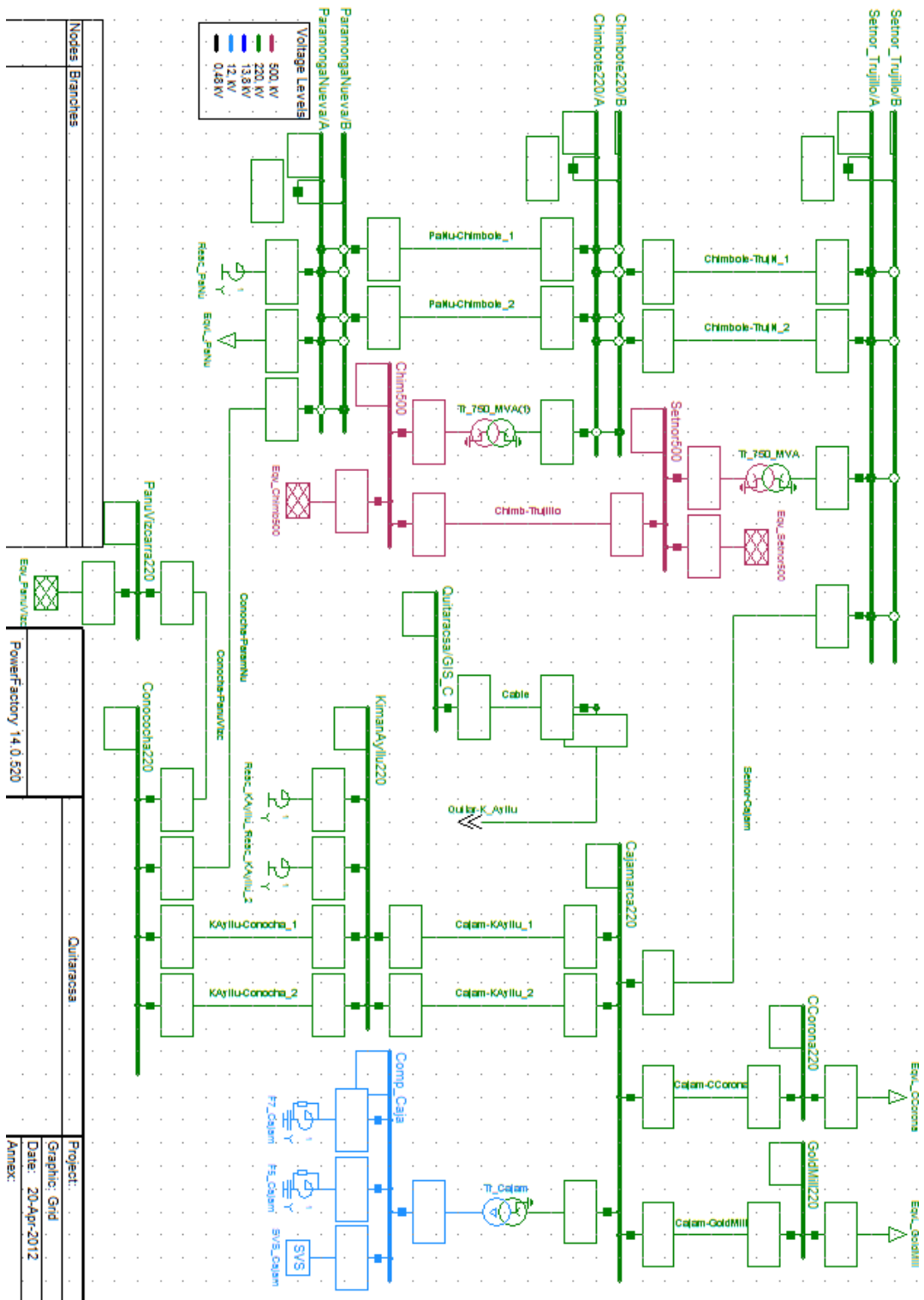
4.1.6. RETI EQUIVALENTI, CARICHI E GENERATORI

Qualora non sia possibile modellare tutta la rete, è possibile raccogliere le parti più lontane in circuiti equivalenti, semplificando la rappresentazione man mano che ci si allontana dalla porzione di rete di interesse. Delle parti rappresentate in questo modo si devono comunque considerare alcune caratteristiche, sia per la sequenza diretta sia per la sequenza zero. Queste caratteristiche sono generalmente impedenza di cortocircuito, frequenze naturali più rilevanti e smorzamenti attesi a tali frequenze. Per quanto riguarda carichi e generatori presenti nella porzione di rete modellata, i primi, essendo solitamente connessi tramite trasformatori, hanno un'influenza limitata ai fenomeni in bassa frequenza, mentre per tensioni impulsive prevale l'impedenza del trasformatore. Parimenti, i generatori hanno influenza sui transitori elettromeccanici e necessitano quindi una modellazione dettagliata per fenomeni lenti. Per fenomeni veloci entrano in gioco le sue capacità, sebbene queste abbiano influenza solo qualora si voglia studiare fenomeni elettromagnetici dato MT del trasformatore.

4.2. IL MODELLO

Lo schema generale del modello è stato rappresentato in tre diversi schemi, rispettivamente le figure 4.1, 4.2 e 4.3. Gli elementi e le connessioni presenti in ciascuno di essi sono collegate tra loro (il modello “fisico” di ogni elemento è uno solo), ma per semplicità di rappresentazione e utilizzo, parti diverse della rete sono state inserite in schemi diversi. Questi sono rispettivamente:

- Figura 4.1: la rete in cui è stato inserito il modello della centrale di Quitaracsa. Il modello DigSILENT dell'intera rete peruviana è stato costruito dal COES-SINAC, il gestore di rete peruviano ed è reso disponibile alle aziende che ne fanno richiesta per studi di settore. Si può osservare la centrale di Quitaracsa al centro, rappresentata dalla sbarra “Quitaracsa GIS”. Si noti anche che le parti della rete peruviana più distanti sono state rappresentate da reti equivalenti e non modellate nel dettaglio. Come regola generale, si è usato il criterio di modellare la rete nel dettaglio fino a una distanza di due sottostazioni dalla linea di interesse (linea aerea Quitaracsa-Kilman Ayllu).
- Figura 4.2: il modello della centrale e della sottostazione vero e proprio. In esso sono rappresentati i generatori, i trasformatori, gli ausiliari, il modulo blindato, il cavo alta tensione e la linea aerea Quitaracsa-Kilman Ayllu.
- Figura 4.3: l'impianto di terra di questa linea aerea e del cavo AT. Questi due elementi sono stati dettagliati approfonditamente, modellando anche guaina e schermo per il cavo e funi di guardia per la linea aerea (si vedano i par.4.2.1 e 4.2.3). Per semplicità e per mantenere il carattere di schema unifilare nello schema della sottostazione, questi ulteriori conduttori sono stati raggruppati in questo schema a parte. Nello schema si può osservare, al centro, i conduttore di fase veri e propri, a sinistra, parallelamente ai conduttori del cavo AT i rispettivi schermi e guaine (si noti che essi sono messi a terra alle due estremità del cavo, essendo questo esercito in “both-ends bonding”) e a destra parallelamente alla linea aerea le due funi di guardia e gli elementi (descritti al par. 4.3) necessari per simulare le scariche atmosferiche. Si precisa che ovviamente lo schema rappresentante cavo e linea rappresenta in modo unifilare un sistema trifase, mentre per schermo, guaina e funi di guardia ogni linea corrisponde a un conduttore.



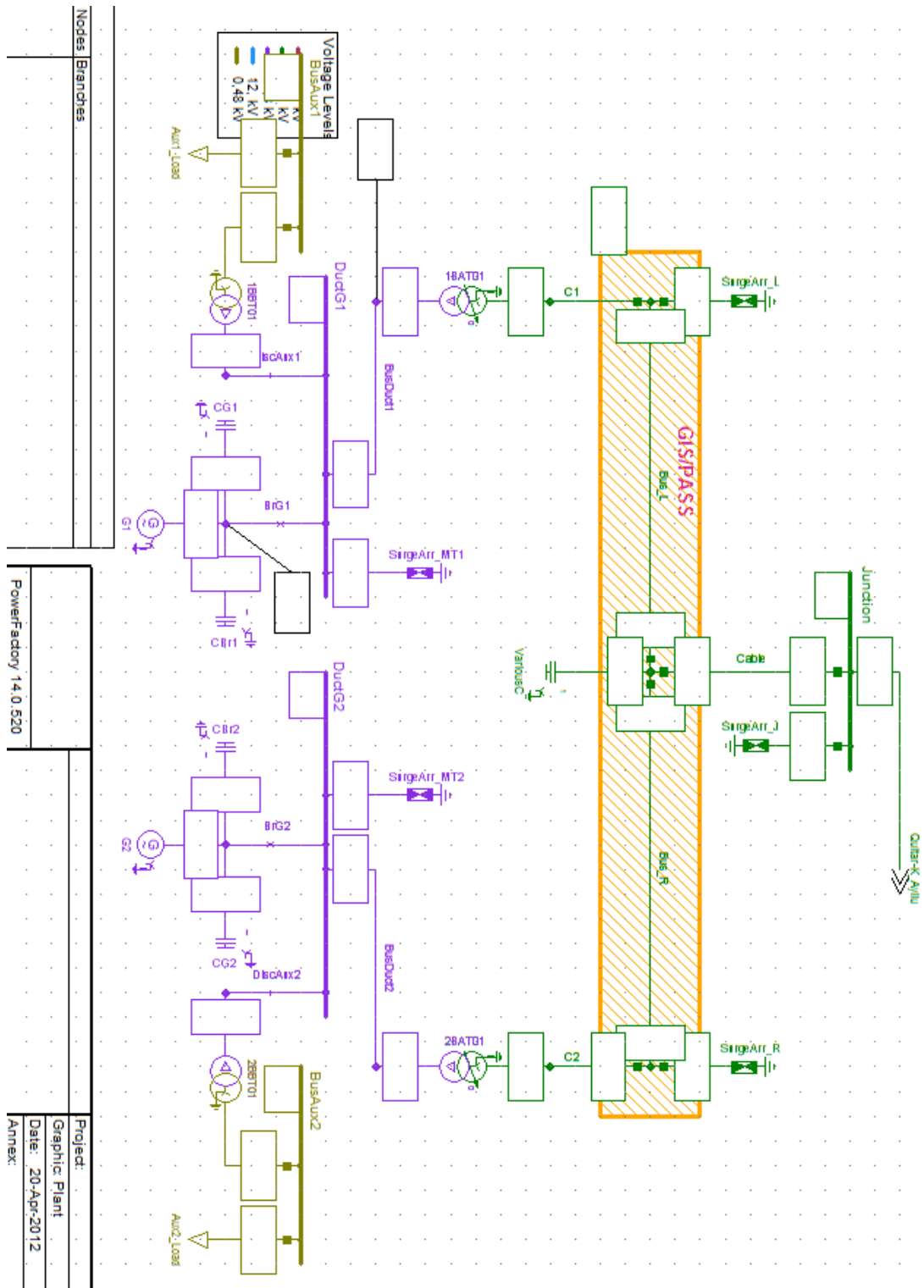


Fig. 4.2 - Modello del circuito di potenza della sottostazione e della centrale di Quitarasca

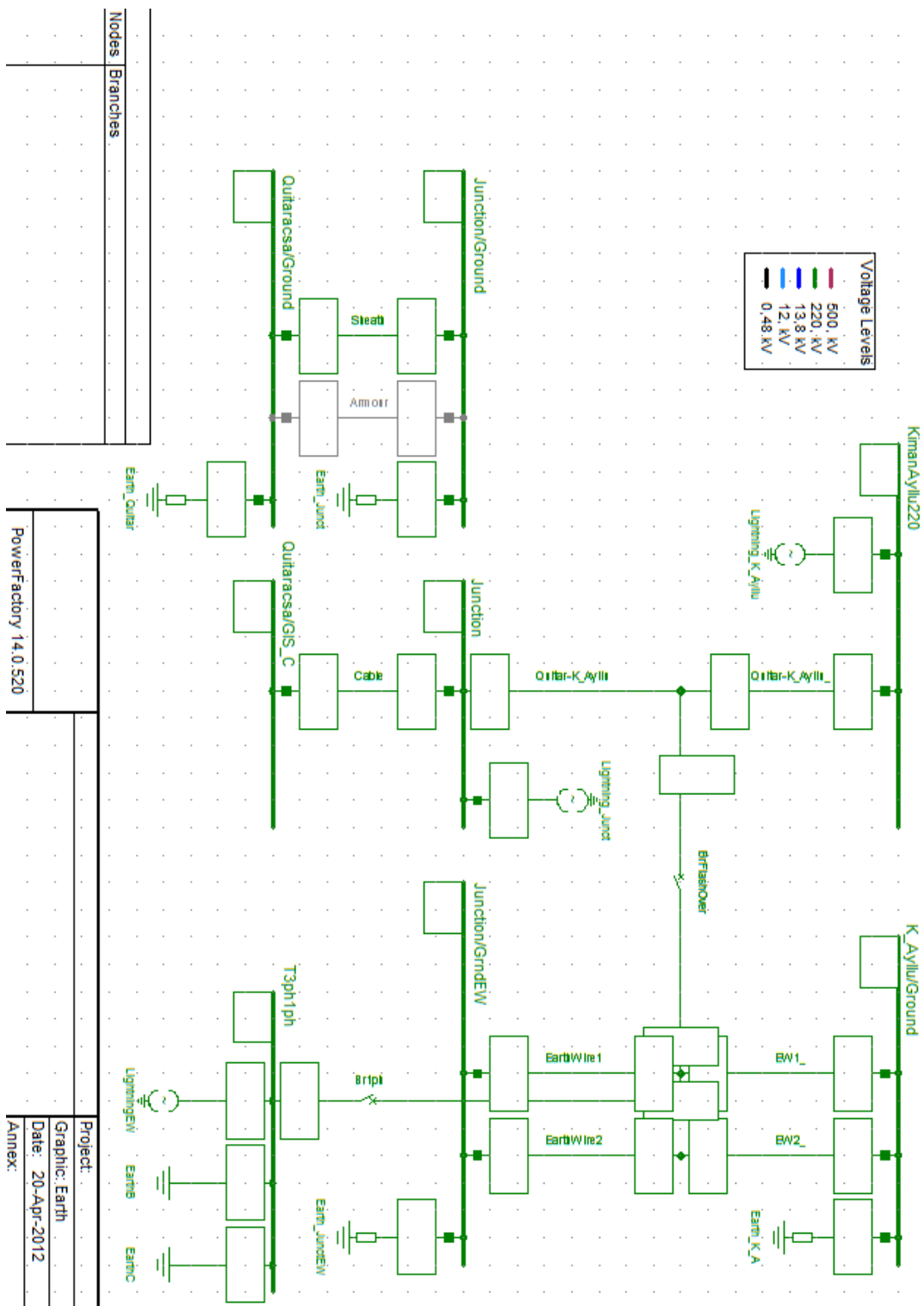


Fig. 4.3 - Modello del circuito di terra della sottostazione e centrale di Quitaracsa

In tale modello si è cercato ovviamente di dettagliare quanto più possibile quelle parti che hanno una maggiore influenza sulle sovratensioni riscontrabili nelle varie parti del sistema di alta tensione di Quitaracsa. In particolare, essendo i fulmini gli eventi più rapidi presi in considerazione, si è usata particolare perizia nella modellazione della linea aerea Quitaracsa-Kilman Ayllu, del cavo AT tra la sottostazione esterna e la sala trasformatori, per verificare come queste sovratensioni si possano trasferire fino a essa, e il modulo blindato. Tali parti saranno quindi descritte qui di seguito, dettagliando sia le scelte teoriche effettuate sia le modalità pratiche in cui tali scelte sono state implementate in DigSILENT PowerFactory. L'ultimo paragrafo infine, è dedicato alla modellazione del fulmine, poiché esso non dispone di un modello preesistente nella libreria dei componenti del software.

4.2.1. LINEA AEREA QUITARACSA KILMAN AYLLU

In DigSILENT PowerFactory, poiché gli elementi di un sistema elettrico tipicamente sono standardizzati, i dati relativi ai vari componenti del modello sono divisi in due categorie. Vi sono cioè i dati relativi al singolo elemento e i dati relativi al *tipo* di elemento modellato, che saranno contenuti nella libreria globale del modello. È possibile modellare una linea aerea attraverso diversi *tipi*, attraverso cioè diverse categorie di oggetti che ne descrivono il comportamento secondo gradi diversi di complessità e completezza. Questi tipi sono linea (TypLne), la geometria di un traliccio (TypGeo), un *line coupling* o accoppiamento di linee (ElmTow) o un *cable system coupling* o accoppiamento di cavi (ElmCabSys). Una linea sarà quindi definita da un elemento *ElmLne*, che possiederà dei parametri locali e dei parametri definiti dal tipo cui tale elemento fa riferimento. Tale oggetto si può costruire selezionando l'oggetto linea dalla libreria di componenti e collegando nella finestra di lavoro due nodi. I parametri della linea così definita possono poi essere caratterizzati attraverso il *tipo* TypLne, che permette di inserire direttamente i parametri elettrici o attraverso i tipi TypTow e TypGeo, detti tipi di traliccio, in cui vanno fornite le coordinate geometriche e le caratteristiche dei conduttori e il software calcola i parametri a partire da questi dati.

Oltre a creare le singole linee, DigSILENT PowerFactory permette di creare i *couplings*, vale a dire gli accoppiamenti tra vari oggetti di tipo linea appartenenti a sistemi di conduttori diversi, attraverso i tipi ElmTow (per linee aeree) ed ElmCabSys per linee in cavo. ElmTow - Tower Line Coupling - è utilizzato per rappresentare l'accoppiamento elettromagnetico tra linee di trasmissione. Esso contiene sia i dati geometrici dei piloni (e quindi la disposizione dei conduttori) sia i dati riguardanti i vari conduttori.

Per creare un line coupling nel caso di linea aerea sono necessari i seguenti passaggi:

- Creare i tipi di conduttore utilizzati nella libreria dei componenti, fornendo i dati dei conduttori (resistività, diametri etc.);
- Creare una geometria relativa a un tipo di traliccio, fornendo il numero e le coordinate dei conduttori che lo caratterizzano;
- Creare l'oggetto nel modello collegando i terminali e inserendo i dati;

- Creare il line coupling selezionando le linee e selezionando le corrette impostazioni dal menu a tendina. In questo passaggio sarà possibile fornire i dati precedentemente definiti per i piloni e i vari conduttori.

Il tipo ElmTow è necessario, nel nostro caso, poiché sebbene ElmLne permetta di modellare linee monofase o linee di ogni tipo di sistema multifase, questo tipo non tiene in conto il mutuo accoppiamento induttivo e capacitivo che c'è tra linee parallele ma appartenenti a sistemi diversi, quali sono ad esempio i conduttori e le funi di guardia di una linea aerea. Qualora sia necessario modellare questo accoppiamento si usa appunto ElmTow, come nel caso di studi di transitori elettromagnetici, quale quello preso in esame.

DigSILENT PowerFactory distingue poi tra parametri costanti e frequenza-dipendenti. I primi sono definiti in termini di dati elettrici per unità di lunghezza, mentre i secondi sono definiti in termini di dati geometrici. Sarà il programma stesso, poi, a calcolare i parametri elettrici per una data frequenza o per una data gamma di frequenze. Il software permette di scegliere tra diversi tipi di modelli numerici di linee aeree per eseguire studi di diverso tipo. Per i calcoli in regime stazionario (come load flow, correnti di cortocircuito, etc.) questi sono definiti nel dominio della frequenza. Per la simulazione di transitori elettromagnetici si usano modelli ottenuti dalla conversione di questi in modelli nel dominio del tempo.

Questi modelli possono essere a parametri concentrati o a parametri distribuiti. Nel presente studio sono stati utilizzati i secondi. I modelli per simulazioni di transitori elettromagnetici sviluppabili in ambiente DigSILENT sono basati sul metodo di Bergeron per la soluzione nel dominio del tempo e possono essere a parametri costanti o a parametri dipendenti dalla frequenza.

Le equazioni di Bergeron nel dominio della frequenza sono:

$$U_r - Z_c I_r = (U_s + Z_c I_s) e^{-\gamma l} \quad (4.1)$$

$$U_s - Z_c I_s = (U_r + Z_c I_r) e^{-\gamma l} \quad (4.2)$$

Il metodo rappresenta allora la linea utilizzando generatori ideali di corrente controllati con in parallelo l'ammittenza Y_c a entrambe le estremità della linea o attraverso generatori ideali di tensione controllati con in serie l'impedenza Z_c .

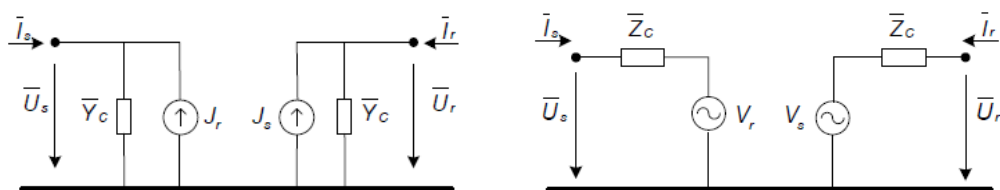


Fig. 4.4 - Generatori ideali di (a) corrente e (b) tensione relativi al modello di Bergeron

Le equazioni nel dominio del tempo sono poi ottenute attraverso la trasformata di Fourier inversa nella forma:

$$u_s(t) = F^{-1}\{Z_c I_s + (U_r + Z_c I_r)e^{-\gamma t}\} \quad (4.3)$$

$$u_r(t) = F^{-1}\{Z_c I_r + (U_s + Z_c I_s)e^{-\gamma t}\} \quad (4.4)$$

In cui l'impedenza caratteristica e la costante di propagazione sono dipendenti dalla frequenza.

$$Z_c = Z_c(\omega) = \sqrt{\frac{R' + j\omega L'}{G' + j\omega C'}} \quad (4.5)$$

$$\gamma = \gamma(\omega) = \sqrt{(R' + j\omega L')(G' + j\omega C')} \quad (4.6)$$

In linea di principio, impedenza caratteristica e costante di propagazione di una linea sono sempre parametri dipendenti dalla frequenza, a meno di considerare la linea stessa priva di perdite e priva di distorsione. La variazione di Z_c e γ con la frequenza è particolarmente grande per la sequenza zero e questo metodo va dunque preferito qualora si desideri studiare (come nel nostro caso) eventi che coinvolgono correnti o tensioni di sequenza zero. (Si noti che questo è il caso ad esempio di guasti monofase a terra, analizzati, tra gli altri transitori, in questo elaborato).

DigSILENT PowerFactory gestisce i parametri frequenza-dipendenti utilizzando l'approccio proposto da Marti [19], secondo il quale, impedenza caratteristica e costante di propagazione sono sviluppati in funzioni razionali e i poli e gli zeri di queste ultime sono calcolate attraverso la procedura di Bode.

La linea aerea a 220 kV che collega le sottostazioni di Kilman Ayllu e Quitaracsca, , vista la sua importanza ai fini della simulazioni dei transitori (si pensi a quelli dovuti a sovratensioni di origine atmosferica, che si originano sulla linea stessa, per poi arrivare in sottostazione) si è utilizzato quindi una modellazione attraverso *line coupling*.

Come primo passo sono stati definiti i parametri dei tre conduttori linea delle due funi di guardia. Per i conduttori di linea sono stati forniti i seguenti dati, ricavati dai dati riportati al Capitolo 2:

Tabella 4.1 - Dati relativi ai conduttori della linea aerea

Nome	ACAR_500_mm2
Tensione nominale	220 kV
Corrente nominale	0,69 kA
Numero di sottoconduttori	1
Modello di conduttore	Conduttore solido
Resistenza DC	0,058 Ohm/km
Raggio equivalente (GMR)	11,40943 mm
Diametro esterno	29,3 mm

Per quanto riguarda le funi di guardia, sono stati implementati i seguenti dati:

Tabella 4.2 - Dati relativi alle funi di guardia della linea aerea

Nome	EHS_50
Tensione nominale	220 kV
Corrente nominale	0,1 kA
Numero di sottoconduttori	1
Modello di conduttore	Conduttore solido
Resistenza DC	1 Ohm/km
Raggio equivalente (GMR)	1,913085 mm
Diametro esterno	8,1 mm

In entrambi i casi si è scelto di tenere conto dell'effetto pelle, selezionando l'apposita opzione, che fa sì che l'impedenza interna dei conduttori diventi una funzione della frequenza.

E' stato poi implementato il modello di traliccio utilizzato, definendo così il posizionamento geometrico dei vari conduttori. Il traliccio utilizzato è del tipo descritto al par. 2.2.6. Sono state allora implementate le seguenti coordinate per i circuiti interessati (tre conduttori di potenza e due funi di guardia):

Tabella 4.3 - Dati geometrici della linea aerea

	X1	X2	X3	Y1	Y2	Y3
Circuito 1	4,9	-4,9	4,9	21	24,5	28
Circuito 2	-4,9	0	0	31,6	0	0
Circuito 3	4,9	0	0	31,6	0	0

Dove l'altezza (Y) e la distanza dall'asse centrale del traliccio (X) sono fornite in metri.

Definiti i conduttori e il tipo di traliccio è stato infine possibile costruire il line coupling, definendone la geometria e assegnando a ogni circuito definito per il *tower type* il corretto tipo di conduttore. In particolare per il circuito 1 (conduttore di linea) è stato selezionato il conduttore nominato ACAR_500_mm2, mentre per le due funi di guardia è stato selezionato il conduttore EHS_50.

E stata poi definita la lunghezza della linea (5,35km o diversamente nello studio di alcuni eventi, in cui tale linea è stata divisa nella serie di due tronconi di lunghezza variabile, per meglio modellare un evento intervenuto sulla linea stessa (come una scarica inversa da fulminazione atmosferica o un guasto in linea).

Sono stati infine implementati i parametri per il calcolo del comportamento della linea. In particolare si è selezionato nell'apposita finestra l'opzione "modello a parametri distribuiti", l'opzione "parametri frequenza-dipendenti" e sono stati impostati i parametri per il calcolo dei parametri di linea, quali:

- La frequenza per il l'approssimazione dei parametri a 10000 Hz;

- La frequenza minima di fitting dei parametri (la frequenza minima, cioè, alla quale questi parametri vengono calcolati): 0.001 Hz;
- La frequenza massima di fitting dei parametri pari a 1000000 Hz;
- La tolleranza accettata per l'approssimazione di Bode nel calcolo dei parametri alle diverse sequenze, scelta al 5%.

L'utilizzo di queste impostazioni ha permesso il calcolo dei parametri seguenti:

Tabella 4.4 - Risultati del calcolo automatico dei parametri di linea

Results of Parameter Calculation						
Mode	Surge Impedance, HF [Ohm]	Wave Propagation, DC [p.u.]	Travel Time [s]	Poles/Zeros of Z	Number of: Poles of A	Zeros of A
0	1443.855957	1.000395	0.000002	18	2	2
1	481.596434	0.999765	0.000002	24	1	1
2	758.343260	1.000000	0.000002	21	0	0
3	483.294645	0.999910	0.000002	26	1	1
4	355.179565	0.999851	0.000002	19	1	1

Tabella 4.5 - Matrice delle resistenze R_{ij} (Ohm/km)

0.1183918	5833881	5827435	5820626	5820727
0.05833881	0.1182606	0.05820815	0.0581423	0.05814135
0.05827435	0.05820815	0.1181304	0.05807664	0.05807758
0.05820626	0.0581423	0.05807664	.1.059076	0.05801033
0.05820727	0.05814135	0.05807758	0.05801033	.1.058035

Tabella 4.6 - Matrice delle reattanze X_{ij} (Ohm/km)

0.948516	0.4350141	0.4649782	0.4104747	0.4337632
0.4350141	0.9486543	0.4351524	0.4640488	0.4238431
0.4649782	0.4351524	0.9487925	0.435046	0.5153253
0.4104747	0.4640488	0.435046	.1.083867	0.4398889
0.4337632	0.4238431	0.5153253	0.4398889	0.9946471

I valori risultanti alla frequenza industriale per il circuito trifase ottenuti sono raccolti nella seguente Tabella.

Tabella 4.7 - Valori risultanti

Corrente nominale	0.69 kA
Impedenza alla sequenza diretta (Z1)	0.135667 Ohm
Impedenza alla sequenza diretta (fase)	83.20721°
Resistenza alla sequenza diretta (R1)	0.01604656 Ohm
Reattanza alla sequenza diretta (X1)	0.1347146 Ohm
Resistenza alla sequenza zero (R0)	0.06281126 Ohm
Reattanza alla sequenza zero (X0)	0.4918658 ohm
Corrente di guasto a terra (Ice)	0.2218268 A

Fattore di terra (ampiezza)	0.88501
Fattore di terra (angolo)	-0.666971°

4.2.2. SCARICATORI DI ALTA TENSIONE

In corrispondenza della giunzione tra la linea aerea e il cavo AT che conduce in caverna, è presente una terna di scaricatori di sovratensione che come si è visto, giocano un ruolo fondamentale nella limitazione delle sovratensioni impulsive e che è quindi necessario inserire nel presente modello. Per la modellazione di questi componenti, DigSILENT PowerFactory fornisce all'interno delle sue librerie, un modello standardizzato. Nel presente lavoro si è fatto uso di tale modello, implementato inserendo i dati relativi alla caratteristica tensione residua/corrente presente nella documentazione tecnica descritta al par. 2.2.7, prolungata in modo tale da ricoprire in modo realistico anche le correnti più basse, per le quali si ha il normale funzionamento della rete. Nel seguito sono riportati i dati relativi alla terna di scaricatori posti nella sottostazione esterna, e la relativa caratteristica I-V risultante.

Tabella 4.8 - Dati degli scaricatori esterni implementati in DigSILENT

Corrente (kA)	Tensione residua (kVp)
0,00001	156
0,00002	173
0,0005	220
0,5	369
1	381
2	396
5	429
10	452
20	497
40	555

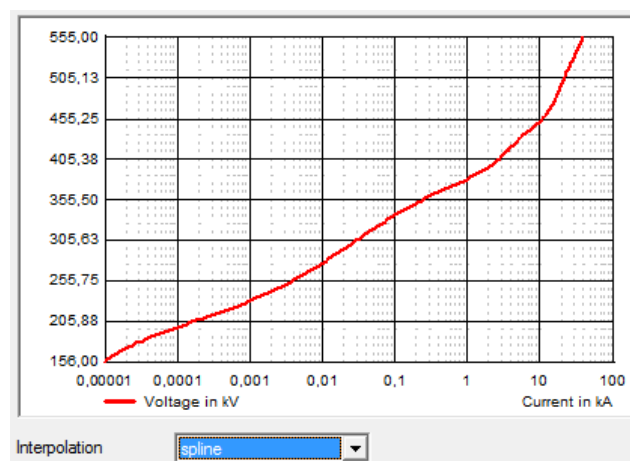


Fig. 4.5 - Caratteristica I-V del modello degli scaricatori di sovratensioni esterni

4.2.3. CAVO DI ALTA TENSIONE

Così come per la linea aerea che giunge alla sottostazione esterna a Quindici, è importante definire un modello di cavo alta tensione molto dettagliato, per poter essere in grado di determinare con precisione le sovratensioni, anche impulsive, che giungendo dalla linea si verificano sul modulo blindato e nelle apparecchiature in caverna. Tali sovratensioni, soprattutto nel caso di sovratensioni a fronte veloce, si propagano come onde viaggianti e subiscono, in corrispondenza della giunzione di linea e cavo numerose riflessioni. Per questo motivo uno studio analitico è complesso e risulta particolarmente interessante la possibilità invece di poter modellare accuratamente il cavo, in modo da ottenere tali risultati per via numerica.

Lo strumento che DigSILENT PowerFactory offre per modellare un cavo è il tipo *TypCabSys*. *TypCabSys* definisce gli accoppiamenti induttivi e capacitivi fra le fasi di un sistema trifase di cavi interrati alta tensione, le cui caratteristiche costruttive sono definite attraverso il tipo *TypCab*. In questo modo, il software calcola i parametri frequenza dipendenti del sistema di cavi, ovvero le matrici alle impedenze dipendenti dalla frequenza.

TypCab permette di caratterizzare geometricamente e dal punto di vista dei parametri elettrici un cavo, definendo fino a tre strati conduttori coassiali separati da isolanti in un cavo unipolare ed essendo questi tre strati il conduttore centrale, la guaina e lo schermo.

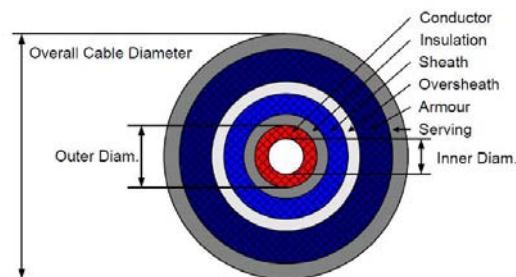


Fig. 4.6 - Sezione del cavo alta tensione

Per ogni singolo strato conduttore è possibile definire alternativamente la resistenza in corrente continua R_{dc} o il fattore di riempimento C_f (filling factor), che tiene conto, definiti il diametro interno ed esterno del conduttore, del *compacting ratio* ovvero del rapporto tra la sezione trasversale relativa al materiale conduttore di uno strato e la sezione trasversale totale dello strato stesso.

$$R_{DC} \left[\frac{\Omega}{km} \right] = \rho [\mu\Omega cm] \frac{1}{\pi(r^2 - q^2)C_f} \times 10 \quad (4.7)$$

È possibile inoltre definire la dipendenza dalla temperatura della resistività del cavo secondo la formula:

$$\rho_T = \rho_{20^\circ C} [1 + \alpha(20 - T)] \quad (4.8)$$

Typcabsys completa la definizione di un sistema di cavi definendo l'accoppiamento tra le fasi, che deve evidentemente essere preso in considerazione, essendo i vari cavi posti prossimi gli uni agli altri. La disposizione dei cavi può essere di due tipi (e due sono conseguentemente le opzioni che PowerFactory consente per l'impostazione del cable system):

- cavi unipolari paralleli, caso in cui i cavi sono posti direttamente nel terreno, come nel caso dei cavi interrati alta tensione.
- cavi in condotto: i cavi sono posti in un condotto, solitamente d'acciaio che è posto nel terreno. Questo è il caso tipico dei cavi sottomarini.

Oltre alla disposizione dei cavi gli uni rispetto agli altri, il *cable system* permette di scegliere anche le condizioni di messa a terra di guaina e schermo (solid bonding, cross bonding, both ends bonding).

In base a quanto esposto riguardo al tipo *ElmCabSys*, si è provveduto a modellare il sistema di cavi AT che connette la sottostazione esterna al modulo PASS in caverna. Si tratta come visto nel par. 2.2.5 di una terna di cavi unipolari isolati in XLPE di lunghezza 535m.

In primo luogo si è dunque proceduto a modellare il singolo cavo unipolare, definendo resistività, spessore e tutti i parametri necessari dei vari strati del cavo, come secondo datasheet. I seguenti dati sono stati implementati:

Tabella 4.9 - Dati generali

Nome	Nexans Al 630 mm ² 220 kV
Tensione nominale	220 kV
Forma del nucleo	Compatta
Spessore del nucleo	30,3 mm

Dati riguardanti gli strati conduttori (facendo riferimento alla Fig. 4.7 (a) rispettivamente gli strati rosso e blu):

Tabella 4.10 - Dati fisici degli strati conduttori implementati in DigSILENT PowerFactory

	Resistività ($\mu\Omega\cdot\text{cm}$)	Permeabilità relativa	Spessore (mm)	Fattore di riempimento (%)	Resistenza DC (Ohm/km)
Conduttore	2.954	1	15.15	87.4	0.046873
Guaina	3.5	1	1.3	70	0.14269

Dati riguardanti gli strati isolanti (sempre riferendosi alla Fig. 4.7, rispettivamente gli strati grigio scuro e grigio chiaro):

Tabella 4.11 - Dati fisici degli strati isolanti implementati in DigSILENT PowerFactory

	Perdite dielettriche (mW/km)	Permittività relativa	Spessore (mm)		
Isolamento	0.0008	2.3	24.4		
Guaina esterna	0.0008	2.3	4.5		

Dati riguardanti gli strati semiconduttori (verde chiaro e verde scuro):

Tabella 4.12 - Dati fisici degli strati semiconduttori implementati in DigSILENT PowerFactory

	Resistività ($\mu\Omega\cdot\text{cm}$)	Permeabilità relativa	Permittività relativa	Spessore (mm)	
Esterno al conduttore	1000000	1	3	1	
Esterno all'isolamento	1000000	1	3	1.7	

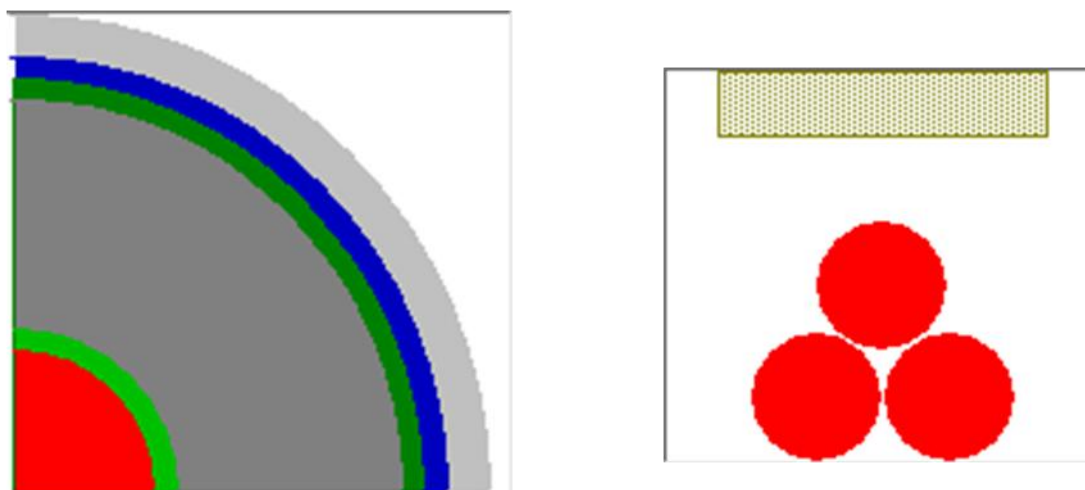


Fig. 4.7 - (a) Sezione del cavo alta tensione implementato; (b) sezione della terna di cavi implementata

In seguito è stata completata la definizione del sistema in cavo definendo i parametri della finestra relativa al tipo *TypCabSys* e in particolare impostando il sistema come direttamente interrato, scegliendo la resistività del terreno pari a 1500 Ohm·m (pari a 6,6667 $\mu\text{S}/\text{cm}$) e impostando le reciproche distanze dei tre cavi relativi alle tre fasi e aventi tutti le caratteristiche sopraelencate:

Coordinate dei circuiti della linea (in metri e relative all'asse centrale per quanto riguarda lo spaziamento orizzontale e considerando positiva la distanza dalla superficie per quanto riguarda la coordinata verticale):

Tabella 4.13 - Coordinate fisiche delle fasi implementate in DigSILENT PowerFactory

	x	Y
Ph1	-0.05	0.2
Ph2	0	0.113
Ph3	0.05	0.2

Come per il line coupling relativo alla linea aerea, infine, si è proceduto a impostare i parametri relativi al tipo di modello scelto, impostando che i parametri da calcolare fossero relativi a un sistema a parametri distribuiti (sempre in accordo con la necessità di modellare un sistema adatto a simulare transitori di tipo impulsivo e soggetto quindi alla propagazione di onde viaggianti).

Per una lunghezza della linea di 535 m si sono dunque ottenuti i seguenti dati:

Tabella 4.14 - Dati generali

Corrente nominale	0.069 kA
Impedenza alla sequenza positiva (modulo)	0.06141741 Ohm
Impedenza alla sequenza positiva (angolo)	69,14928 °
Resistenza alla sequenza positiva	0.02186057 Ohm
Reattanza alla sequenza positiva	0.05739524 Ohm
Resistenza alla sequenza zero	0.08847339 Ohm
Reattanza alla sequenza zero	0.9473161 Ohm
Corrente di guasto a terra	6.885283 A
Fattore di terra (modulo)	4.843417
Fattore di terra (fase)	16.56997 °

4.2.4. MODULO BLINDATO

Il modulo blindato è stato modellato utilizzando degli elementi *elmLne* di apposita lunghezza e resistività. In questo modo è stato possibile creare modellare la sua struttura geometrica ed eventualmente studiare l'andamento delle tensioni in vari punti. Per tali linee, rappresentanti le sbarre collettrici della sottostazione, si è scelto, così come per il cavo tra trasformatore e modulo stesso, di utilizzare parametri concentrati, essendo il modulo blindato di dimensioni contenute. I due rami sono quindi modellati attraverso due linee di lunghezza 0,0035 km e i cui parametri chilometrici sono stati determinati a partire dai dati forniti al par. 2.2.4, considerando le sbarre in rame. I dati inseriti sono:

Tabella 4.15 - parametri elettrici relativi alle sbarre del modulo blindato

Corrente nominale	3.15 kA
Resistenza alla seq. diretta (Ohm/km)	0.0075 Ohm
Reattanza alla seq. diretta (Ohm/km)	0.2
Resistenza alla seq. zero (Ohm/km)	0.2
Reattanza alla seq. zero (Ohm/km)	0.5
Capacità alla seq. diretta (nF/km)	0.01
Capacità alla seq. inversa (nF/km)	0.007

E' stata poi inserita un'ulteriore capacità concentrata pari a 0.005 μ F in corrispondenza della giunzione tra sbarre e cavo AT uscente a rappresentante le capacità parassite dovute ai trasformatori di misura e agli organi di manovra.

Alle estremità del modulo blindato, come si è visto al par. 2.2.4, sono presenti due ulteriori terne di scaricatori di sovratensione, aventi lo scopo di limitare ulteriormente le eventuali sovratensioni impulsive che si potrebbero propagare verso il trasformatore. I modelli relativi a tali scaricatori, sono quindi stati inseriti in corrispondenza delle giunzioni tra le linee relative alle sbarre del modulo PASS e le linee in cavo che da esso conducono ai trasformatori elevatori. Di seguito sono riportati i dati relativi a tali scaricatori, rimanendo peraltro valide le considerazioni relative all'implementazione fatte al Par. 4.2.2.

Tabella 4.16 - Dati degli scaricatori in caverna implementati in DigSILENT

Corrente (kA)	Tensione residua (kVp)
0,00001	156
0,00002	173
0,0005	220
0,5	380
2	403
5	432
10	491
20	527
40	540

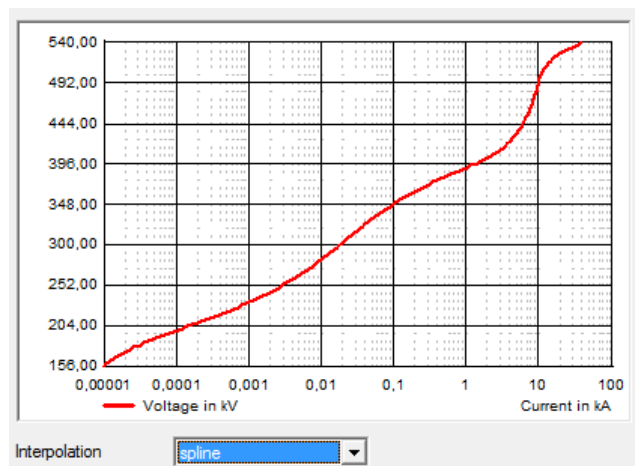


Fig. 4.8 - Caratteristica I-V del modello degli scaricatori di sovratensioni in caverna

4.2.5. TRASFORMATORI ELEVATORI

Per quanto riguarda i trasformatori elevatori, è stato utilizzato il modello standard offerto dalla libreria DigSILENT PowerFactory per quanto riguarda questo tipo di studi. Si è inserito nell'apposita tendina i parametri relativi ai due trasformatori elevatori e raccolti nel par.

2.2.3. Si è comunque fatto attenzione a considerare anche le capacità di tale componente, che sono qui riassunte nella Tabella seguente.

Tabella 4.17 - Valori delle capacità modellate per i trasformatori elevatori

Elettrodi	Capacità (nF)
Lato AT - terra	4,201
Lato MT - terra	0,437
Lato AT - lato MT (sequenza diretta)	1,215
Lato AT - lato MT (sequenza zero)	1,215

Il cavo AT tra trasformatore e modulo blindato è stato modellato attraverso un'impedenza concentrata, in virtù della sua lunghezza molto contenuta.

Tabella 4.18 - Parametri elettrici dei cavi AT tra modulo blindato e trasformatori

Corrente nominale	0.69 kA
Impedenza alla sequenza diretta (Z1)	0.00887442 Ohm
Impedenza alla sequenza diretta (fase)	69.11585°
Resistenza alla sequenza diretta (R1)	0.00316355 Ohm
Reattanza alla sequenza diretta (X1)	0.0082914 Ohm
Resistenza alla sequenza zero (R0)	0.01278355 Ohm
Reattanza alla sequenza zero (X0)	0.12025 ohm
Corrente di guasto a terra (Ice)	0.8285031 A
Fattore di terra (ampiezza)	4.220787
Fattore di terra (angolo)	15.97309

4.3. LA MODELLAZIONE DEL FULMINE

L'evento di una scarica di origine atmosferica che colpisce un punto del sistema considerate, sia esso un conduttore (scarica diretta, shielding failure) o una fune di guardia (provocando poi una scarica inversa, backflash over) è modellabile implementando nel modello DIGSILENT un generatore di corrente che inietti nel punto del sistema e nell'istante desiderati una corrente impulsiva avente valori opportuni per quanto riguarda il valore di picco, il tempo di salita e il tempo all'emivalore. La descrizione di tale implementazione è qui divisa in due parti: in primo luogo viene descritta e motivata la scelta dell'equazione scelta per la corrente. In seguito viene brevemente descritto come il modello di scarica atmosferica sia stato inserito *praticamente* nel modello DIGSILENT.

4.3.1. LA FUNZIONE PER LA CORRENTE DI SCARICA

La modellazione della corrente di fulmine è complessa e in letteratura sono presenti diverse funzioni analitiche che tentano di ottenere un risultato sufficientemente aderente alla

realtà senza sacrificare eccessivamente la semplicità necessaria per un'implementazione agevole. La funzione più frequentemente usata, per la sua agevole integrazione e derivazione, è del tipo a doppio esponenziale.

$$i_0 = (I_0/\eta)[\exp(-t/\tau_1) - \exp(-t/\tau_2)] \quad (4.9)$$

In cui I_0 è la corrente di picco, τ_1 e τ_2 due costanti di tempo che permettono di calcolare i tempi di salita e di caduta all'emivalore e η è un fattore di correzione. Questa funzione però presenta una discontinuità nella derivata all'istante $t=t_0$, che può generare delle difficoltà a livello numerico nel calcolo dell'impulso elettromagnetico della scarica. Per superare questa difficoltà vari modelli sono stati proposti per la corrente di fulmine, tra i quali il seguente:

$$i(0, t) = \frac{I_0}{\eta} \frac{(t/\tau_1)^n}{(t/\tau_1)^{n+1}} e^{-t/\tau_2} \quad (4.10)$$

proposto da Heidler et al. [18] che oltre a non presentare discontinuità in t_0 , offre il vantaggio di un facile calcolo dei parametri della corrente di fulmine quali la ripidezza del fronte o la carica scambiata.

I termini nell'espressione 4.10 sono rispettivamente:

- I_0 , il valore di picco assunto dalla corrente di scarica del fulmine;
- η , un fattore di correzione facilmente determinabile necessario per ottenere effettivamente tale valore di picco in corrispondenza di t_{picco} , essendo che questo istante segue di alcuni microsecondi il t_0 della funzione;
- τ_1 e τ_2 , rispettivamente le costanti di tempo determinanti tempo di salita e tempo all'emivalore;
- n , un fattore che determina la ripidezza di salita della corrente sul fronte.

A tale espressione si fa riferimento nella documentazione CIGRÈ [10], cui fanno ampio uso le stesse norme IEC. Si è dunque ritenuto di utilizzare questa formula per la modellazione della scarica. I valori scelti per i vari fattori sono discussi nei paragrafi seguenti.

4.3.2. IL MODELLO NUMERICO

DigSILENT PowerFactory è dotato di un suo linguaggio di programmazione (DSL DigSILENT language) che permette di sviluppare modelli di diverso tipo e utili per sviluppare strategie di controllo così come per creare sorgenti di corrente non convenzionali quali una scarica atmosferica. Per fare ciò il software ha un approccio alla modellazione gerarchico e basato sia sulla modellazione grafica sia sull'implementazione di script.

Nel modello creato nel presente elaborato sono stati creati tre diversi fulmini, atti a rappresentare tre eventi diversi: una scarica atmosferica nella stazione di Kilman Ayllu, una scarica atmosferica che colpisce un conduttore di fase direttamente su una campata e una scarica che colpisce la fune di guardia e causa una scarica di ritorno, modellata attraverso

un interruttore tra la fune di guardia stessa e una delle tre fasi, solitamente aperto e che chiude nel momento in cui il fulmine colpisce la fune.

Per ognuno di questi è stato creato un *composite model* cioè un oggetto, simile a un componente elettrico. Esso si basa però sulla definizione di un *composite frame*, essendo quest'ultimo uno schema in cui sono definite graficamente le interazioni tra diversi blocchi. Il *composite frame* è per così dire la struttura su cui si basano i vari *composite models*: in questi ultimi sarà necessario solamente indicare gli oggetti che prendono posto nei vari slot definiti nel frame. Nella fattispecie è stato definito un frame come in Fig. 4.9, in cui il primo blocco fornisce i valori di input del secondo blocco.

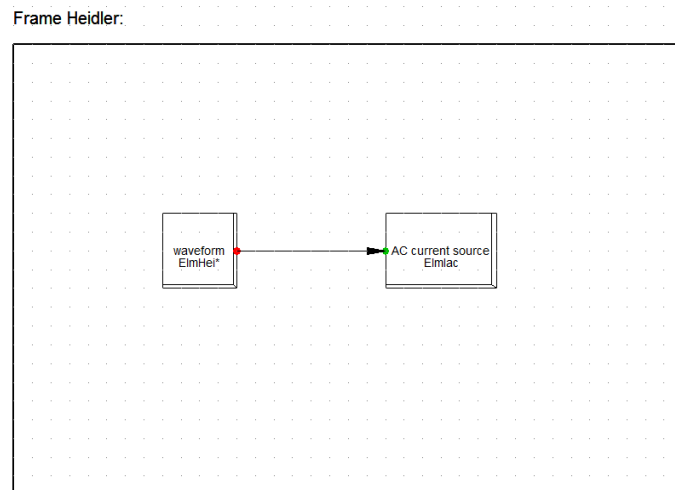


Fig. 4.9 - *Frame* definito per la modellazione del fulmine

Sulla base di questo frame, è stato possibile definire dei *composite models* corrispondenti a dei generatori di corrente comandati in cui un primo blocco appositamente creato, fornisce a un generatore di corrente scelto dalla libreria DigSILENT, la forma d'onda da imprimere alla corrente.

Nella logica della progettazione gerarchica di DigSILENT, il *composite model* ha la sola funzione di selezionare quali modelli o componenti assegnare ai vari slot, in modo da poter utilizzare lo stesso frame come base per svariati modelli. Nell'esempio in figura 4.10 si vede come siano stati selezionati il generatore di corrente corrispondente alla fulminazione diretta e il *common model* relativo.

Il *common model* è l'oggetto di facciata per i blocchi definiti dall'utente. Esso permette di richiamare una *model definition* anch'essa progettata appositamente e impostare i parametri desiderati. Nel caso della modellazione del fulmine, si è proceduto alla definizione di un modello (*model definition*) che implementasse sotto forma di script l'equazione di Heidler (eq. 4.10), impostando i parametri I_0 , τ_1 , τ_2 , η e n come input e la forma d'onda da imprimere al generatore di corrente come output. In Fig. 4.10 è riportata la *model definition*, mentre in Fig. 4.11 è riportato il *common model* che costituisce il primo

blocco del *composite model* e che permette di determinare i parametri desiderati per la data simulazione.

Il modello sviluppato è stato quindi inserito in vari punti del modello della sottostazione e della porzione di rete elettrica peruviana a essa adiacente, come si può osservare in Fig. 4.3.

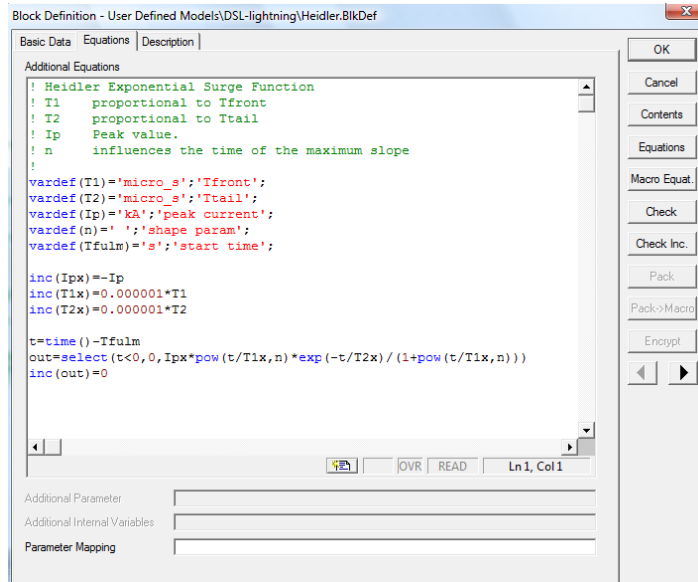


Fig. 4.10 - Codice implementato per rappresentare la corrente di fulmine

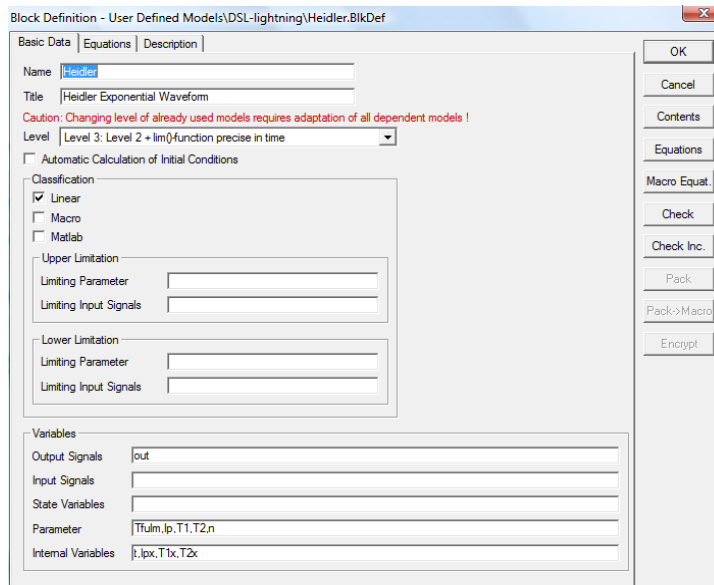


Fig. 4.11 - *Common model* che permette di selezionare i parametri della scarica

5. LE SIMULAZIONI DI TRANSITORI ELETTROMAGNETICI

Con l'aiuto del modello presentato nel capitolo 4, è possibile simulare vari eventi che possono avere luogo e che possono in vario modo danneggiare le apparecchiature della centrale di Quitaracsa. In particolare, è possibile simulare gli eventi individuati attraverso la procedura analitica di coordinamento dell'isolamento e verificare, tramite queste simulazioni elettromagnetiche, se le stime fatte sono risultate soddisfacenti, conservative o se invece si verificano sovratensioni che il procedimento analitico non ha tenuto in conto. Attraverso queste simulazioni, è possibile determinare dunque dei nuovi valori massimi per le ampiezze delle varie sovratensioni presenti e determinare così dei nuovi valori per le sovratensioni rappresentative. Tali valori possono essere usati nello stesso modo in cui sono stati usati quelli determinati al passo 1 della procedura analitica. I passi seguenti sono infatti identici, e portano a determinare i livelli normalizzati di isolamento necessari per le apparecchiature e le distanze in aria.

Gli eventi simulati nel presente capitolo sono:

- Guasto monofase a terra in diversi punti dell'impianto;
- Perdita di carico di uno o entrambi i generatori;
- Chiusura della linea del cavo in varie configurazioni;
- Scarica atmosferiche di varie intensità e a varie distanze dalla sottostazione di Quitaracsa, che generano sia fulminazioni dirette sia indirette.

Per ognuno di questi eventi, è stato utilizzato un tempo di simulazione e un passo d'integrazione diverso, coerentemente con il tipo di sovratensione attesa (temporanea, fronte lento, fronte veloce).

Per ogni eventi la simulazione è stata ripetuta 10 volte, variando l'istante in cui l'evento ha luogo rispetto all'inizio della simulazione, poiché la sovratensione massima varia, ovviamente, a seconda della tensione istantanea al momento dell'evento e in base allo stato istantaneo del sistema. Il valore assunto è stato poi determinato come:

$$U_{rapp} = U_{media} + 3\sigma \quad (5.1)$$

Ipotizzando per le sovratensioni una distribuzione normale. Questo valore è pari a quello di una sovratensione di ampiezza superiore al 99,7% dei casi.

5.1. SOVRATENSIONI DOVUTE A GUASTI E ALLA LORO ELIMINAZIONE

In caso di guasto monofase a terra, i tipi di tensioni attese e di cui si desidera verificare l'entità sono tensioni temporanee a frequenza industriale ed eventuali sovratensioni a fronte lento.

Il passo d'integrazione utilizzato per le seguenti simulazioni è di 0.01 ms. Esso consente ovviamente di simulare correttamente sovratensioni temporanee a 50 Hz, ma è sufficiente anche per sovratensioni a fronte lento aventi tempi di salita fino a 0.1 ms, vale a dire tensioni che se oscillanti, avrebbero una frequenza di 10 kHz.

5.1.1. GUASTO A TERRA

Il primo evento monofase simulato è stato un guasto monofase a terra franco (con resistenza di guasto cioè pari a zero) che avvenga all'interno del modulo blindato.

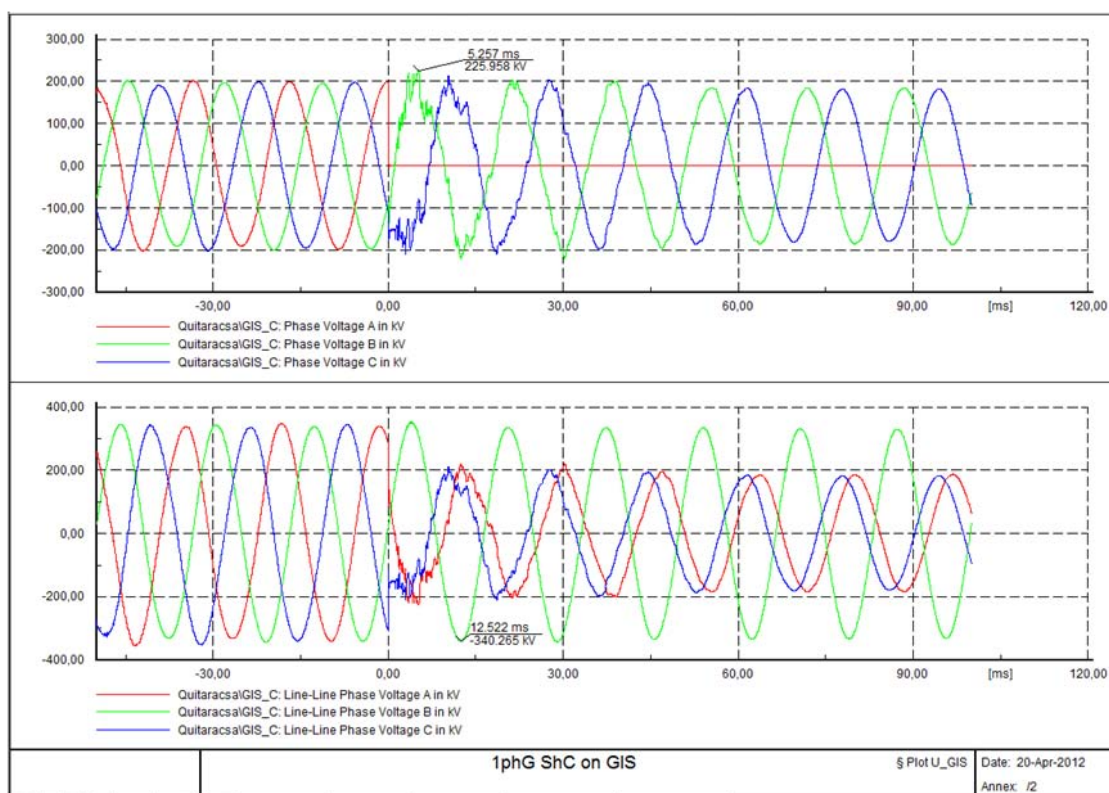


Fig. 5.1 - Andamento delle tensioni in caso di guasto monofase a terra

Come si può osservare (e come correttamente ipotizzato) non sono presenti sovratensioni temporanee degne di nota (del resto la messa a terra è a pochi metri, nel trasformatore). Il valore di 1.3 p.u. per le sovratensioni temporanee è in questo caso soddisfatto ma anche ampiamente conservativo.

Sono comunque presenti dei picchi classificabili come sovratensioni a fronte lento. Tali picchi non assumono valori degni di nota. Il loro valore massimo è stato calcolato con il metodo esposto sopra ed è pari a 252 kV.

Tabella 5.1 - Valori di picco delle simulazioni per guasto a terra

t (s)	U_{ft} (kV)
0	225,95
0,0017	239,10
0,0033	214,29
0,005	221,67
0,0067	220,02
0,0083	-226,79
0,01	-240,32
0,0117	-213,74
0,0133	-221,62
0,015	-214,67

- Media: 223.82 kV
- Dev: 9.54 kV
- Valore massimo considerato: 252.44 kV

Vale la pena riportare l'andamento della corrente di guasto. Si osservi come questa assuma un valore elevato: $I_{gmax}=1,373$ kA, come del resto era preventivabile.

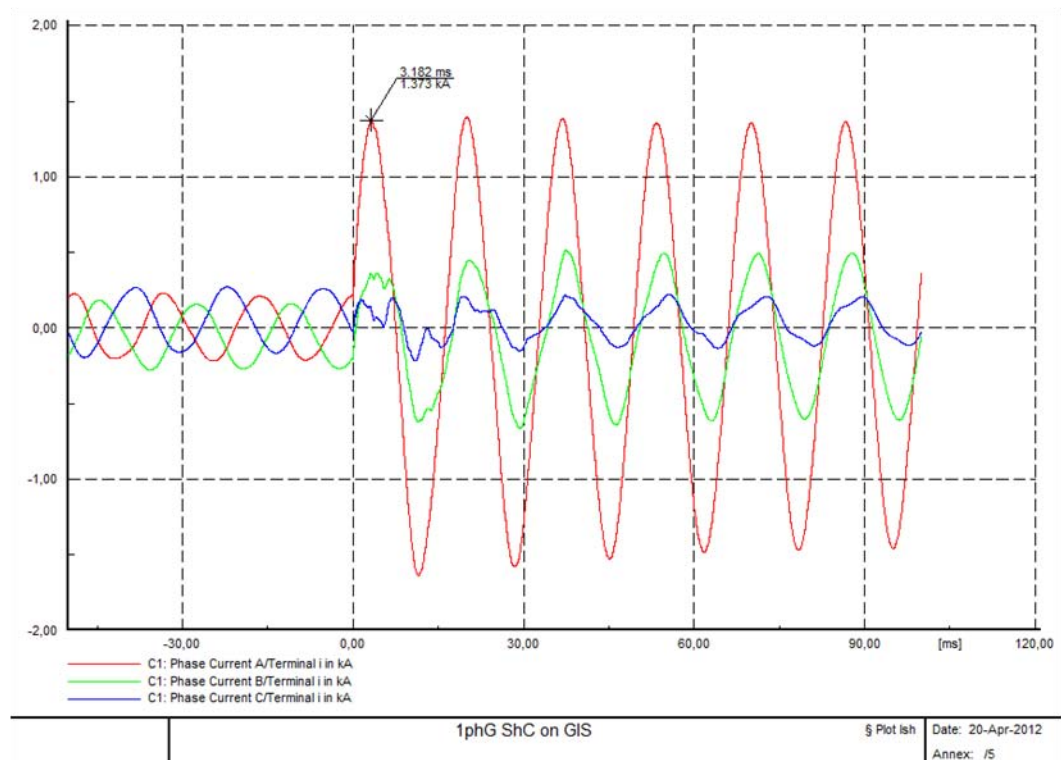


Fig. 5.2 - Andamento della corrente di guasto

5.1.2. ELIMINAZIONE GUASTO

La Fig. 5.3 presenta i risultati della simulazione di un guasto monofase a terra (sempre franco) avvenuto lungo la linea aerea. Si osservi che tale evento è di gran lunga il più comune e comunque più probabile che un guasto nel GIS. Si osservi anche che riguardando una linea aerea, esso riguarda un isolamento autoripristinante.

Dopo 75 ms dall'evento di guasto viene simulata l'apertura dell'interruttore nel GIS.

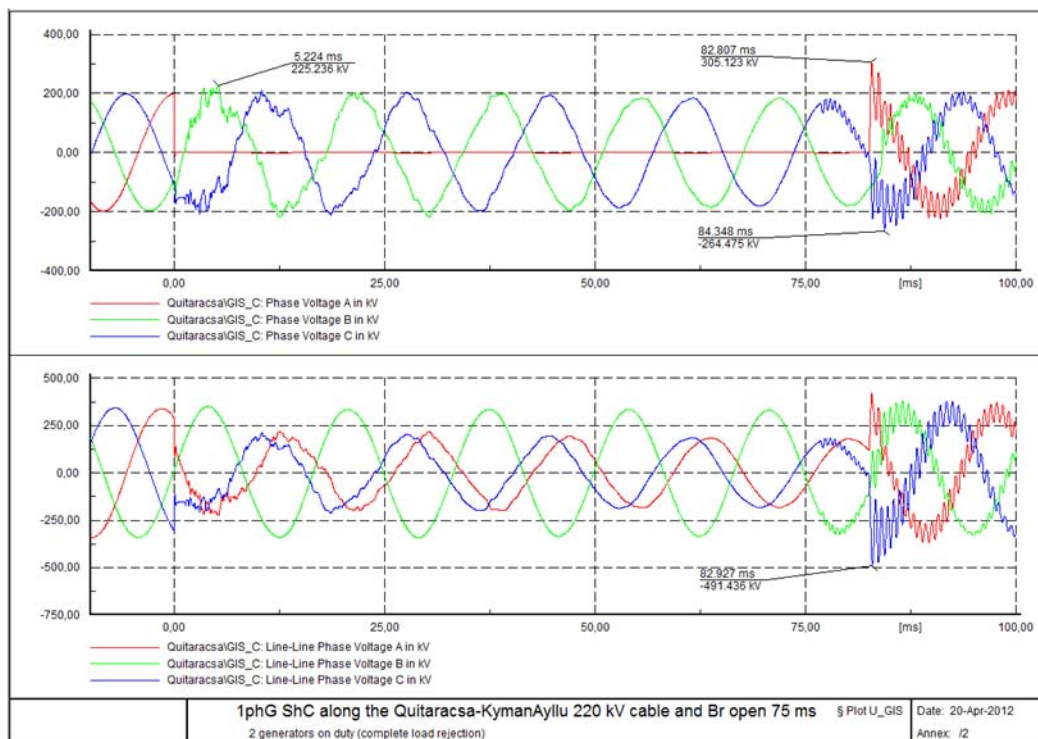


Fig. 5.3 - Andamento delle tensioni in caso di eliminazione di un guasto verificatosi sulla linea aerea

Tabella 5.2 - Valori di picco delle simulazioni per eliminazione guasto

t (s)	U_{ft} (kV)	U_{ff} (kV)
0	305,12	491,44
0,0017	295,56	409,17
0,0033	261,20	443,06
0,005	279,63	438,16
0,0067	298,76	404,16
0,0083	287,42	490,94
0,01	281,85	465,79
0,0117	269,10	480,26
0,0133	270,99	483,45
0,015	278,19	459,30

Tensione fase-terra:

- Media: 282.89 kV;
- Deviazione: 14.84 kV;
- Valore massimo considerato: 327.41 kV;

Tensione fase-fase:

- Media: 456.57 kV;
- Deviazione: 32.13 kV;
- Valore massimo considerato: 552.95 kV;

Anche in questo caso la sovratensione massima è stata calcolata come valore di troncatura della distribuzione risultante dall'esecuzione di 10 simulazioni diverse, in cui i tempi di intervento del guasto e dell'apertura dell'interruttore sono stati cambiati (è rimasto invece invariato l'intervallo tra questi due eventi).

Per quanto riguarda il guasto, si può osservare l'assenza di sovratensioni temporanee degne di nota, e un comportamento completamente comparabile a quello per guasto nella sottostazione in caverna: la distanza dal punto di messa a terra (centro stella del trasformatore) è comunque contenuta.

L'apertura dell'interruttore comporta invece la generazione di sovratensioni a fronte lento di ampiezza considerevole (282 kV fase-terra) a una frequenza di circa 1,4 kHz e che vengono smorzate nell'arco di circa un ciclo. Tali sovratensioni sono dovute al ristabilirsi della tensione nominale sulla fase guasta (che infatti è quella che presenta le sovratensioni più elevate) in accordo a quanto ipotizzato al cap. 1.

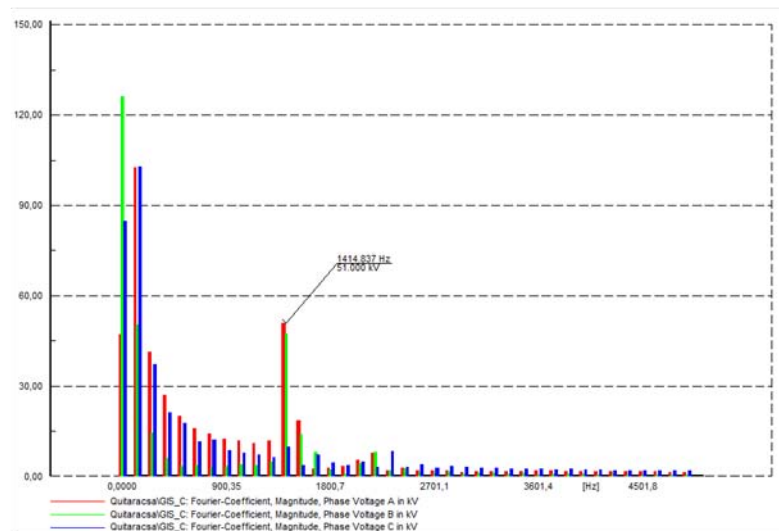


Fig. 5.4 - Spettro delle frequenze che si riscontrano nel transitorio successivo all'eliminazione di un guasto

Si osservi che tali sovratensioni sono presenti sia sulle tensioni fase terra sia sulle fase fase. Relativamente alla norma, la presenza di queste sovratensioni pone alcune criticità. Tali sovratensioni non vanno generalmente considerate per i sistemi con neutro francamente a terra del campo I (poiché superate dalle sovratensioni dovute a chiusura) ma, come si vedrà in seguito, in questo caso il loro valore arriva a essere comparabile a queste ultime.

5.2. SOVRATENSIONI DOVUTE A PERDITA DI CARICO

Si è simulato qui il distacco del carico costituito, per la centrale di Quitaracsá, dalla rete a valle della sottostazione di Kilman Ayllu. In Fig. 5.5 sono raffigurate le tensioni che si riscontrano all'altezza del modulo blindato. Si può osservare come anche in questo caso non siano presenti sovratensioni temporanee degne di nota, mentre in seguito all'apertura dell'interruttore vi è un'oscillazione, smorzata nell'arco di pochi cicli e dovuta alla componente a frequenza naturale di un circuito AC del tipo descritto al par. 1.4.1.

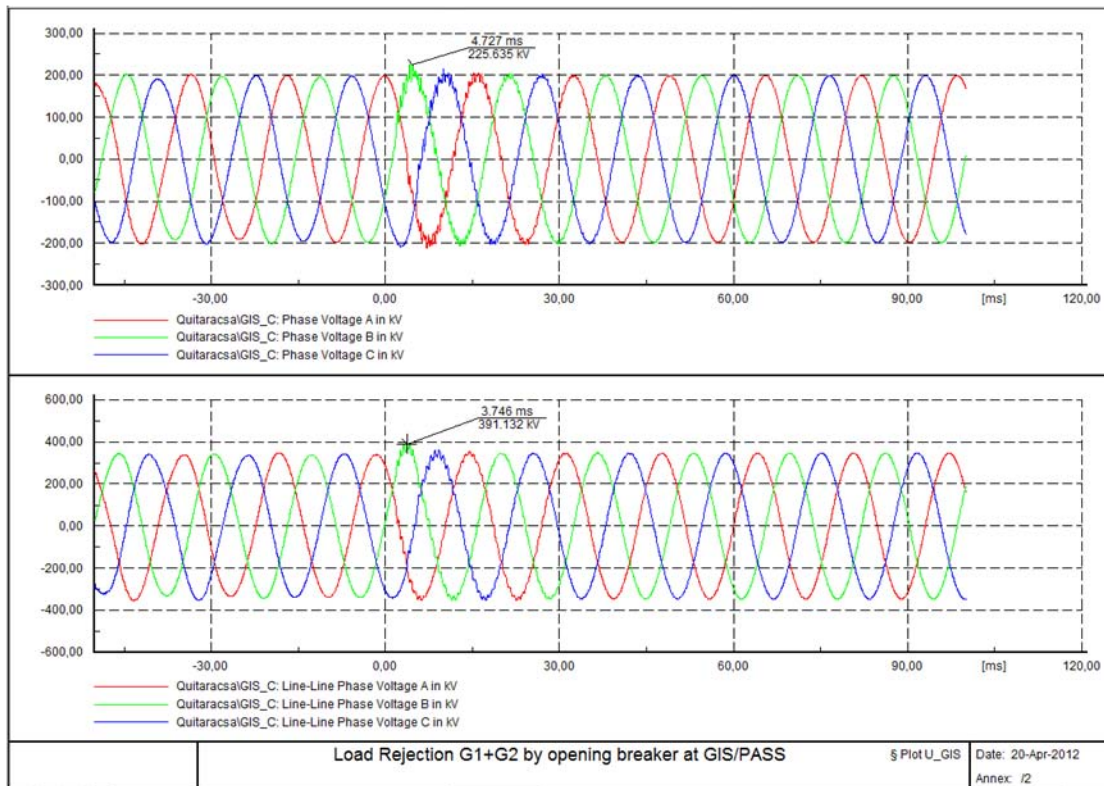


Fig. 5.5 - Andamento delle tensioni per perdita di carico

Tabella 5.3 - Valori di picco delle simulazioni per perdita di carico

t (s)	U_{ft} (kV)	U_{ff} (kV)
0	225,64	391,13
0,0017	226,00	392,01
0,0033	224,68	404,05

0,005	228,33	395,73
0,0067	230,47	386,74
0,0083	230,59	388,08
0,01	225,67	392,23
0,0117	225,33	396,91
0,015	217,55	391,24

Tensione fase-terra:

- Media: 226.03 kV;
- Deviazione: 3.88 kV;
- Valore massimo considerato: 237.66 kV;

Tensione fase-fase:

- Media: 393.12 kV;
- Deviazione: 5.56 kV;
- Valore massimo considerato: 409.79 kV;

5.3. SOVRATENSIONI DOVUTE A ENERGIZZAZIONE

I transitori per energizzazione di una linea (chiusura o richiusura) sono, come visto ai capitoli 1 e 3 tra le cause più importanti di sovratensioni a fronte lento ed è importante quindi simulare tali condizioni. In questo paragrafo sono esposti i risultati derivanti da due condizioni diverse.

Nel primo caso si è proceduto all'energizzazione della linea aerea e del cavo chiudendo gli interruttori nel modulo blindato, eseguendo ciò l'energizzazione da Quitaracsa.

5.3.1. ENERGIZZAZIONE DA QUITARACSA

Nelle figure 5.6 e 5.7 sono riportate rispettivamente le tensioni presenti sulle apparecchiature alimentate dalla centrale (apparecchiature a monte dell'interruttore: modulo blindati, scaricatori GIS, avvolgimento AT del trasformatore) e sulle apparecchiature inizialmente non sotto tensione, quali quelle della sottostazione esterna (scaricatori, sezionatori di linea e TV). Si può osservare che dal momento della chiusura si instaura su entrambi un transitorio a fronte lento, caratterizzato da un'oscillazione LC fortemente smorzata (di frequenza di circa 1,7 kHz e tempo di salita di circa 0,6 ms) che genera una sovratensione nei primi istanti susseguenti la chiusura dell'interruttore.

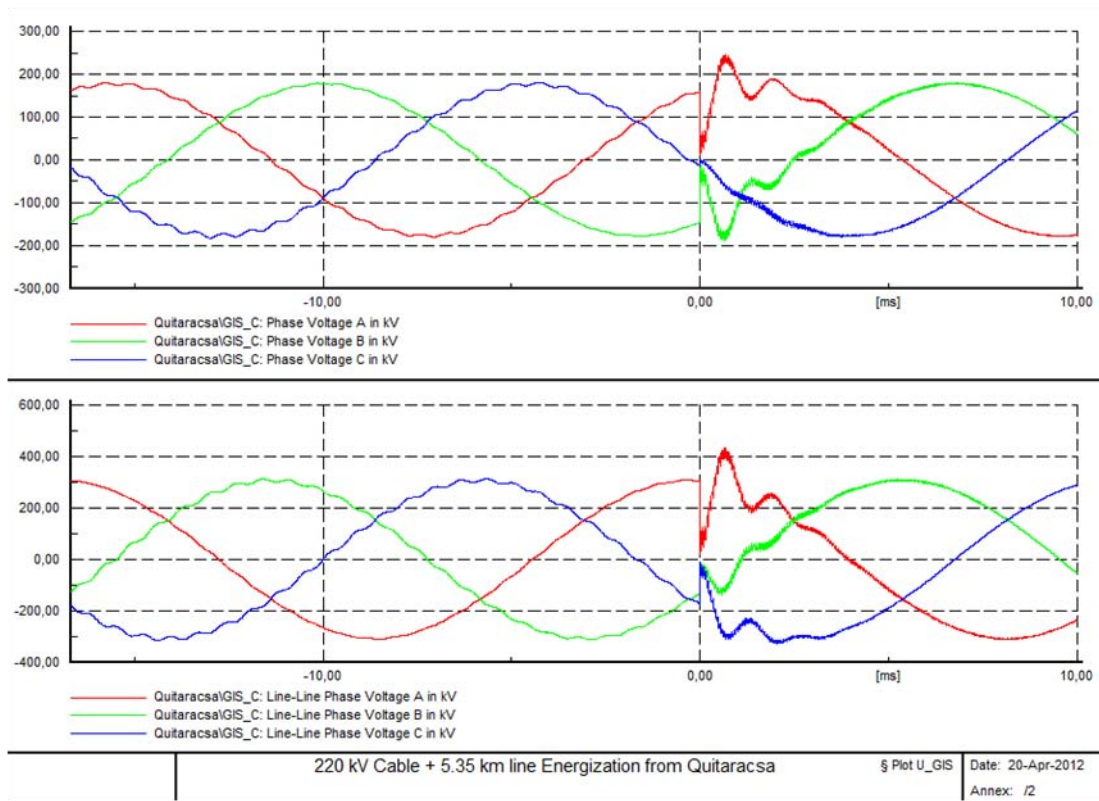


Fig. 5.6 - Andamento delle tensioni nel modulo PASS per energizzazione da Quitaracsa

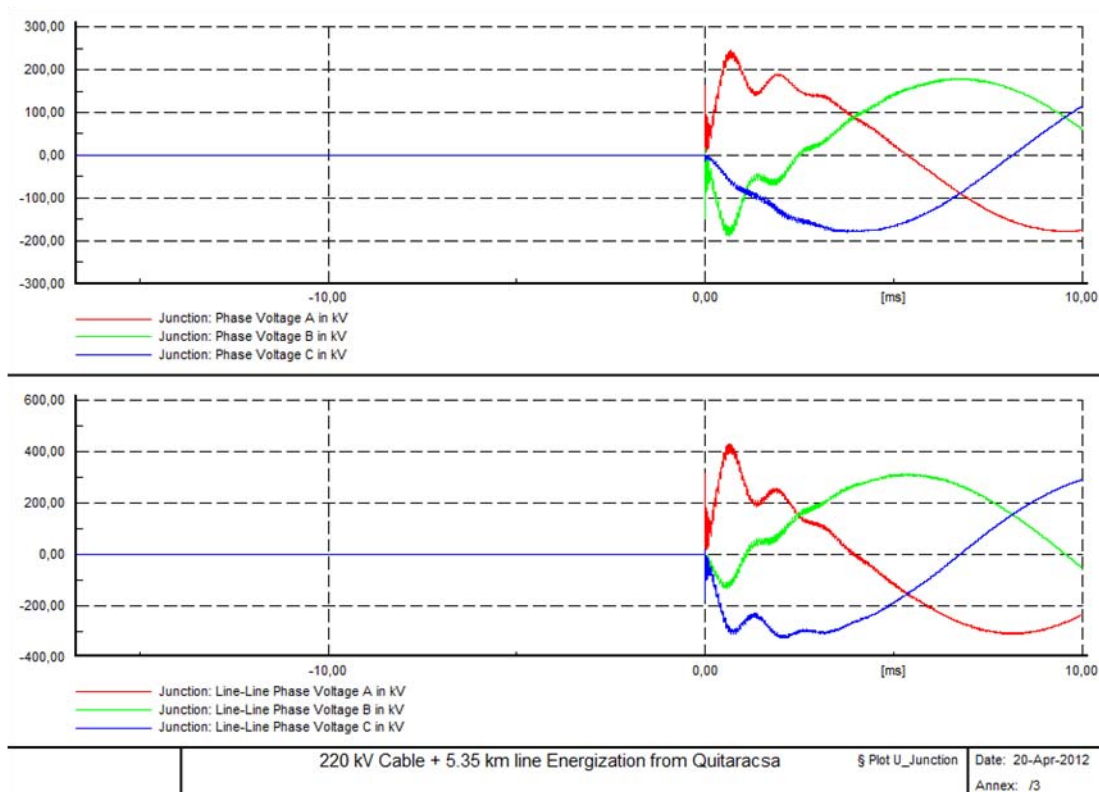


Fig. 5.7 - Andamento delle tensioni a valle dell'interruttore per energizzazione da Quitaracsa

Il valore massimo di tale sovratensione è influenzato da diversi fattori, primo fra i quali l'istante di chiusura dell'interruttore: si è proceduto allora a svolgere 10 simulazioni per determinare il massimo valore raggiungibile dalla tensione attraverso la determinazione della distribuzione delle sovratensioni. Tale valore massimo, definito come nell' eq. 5.1, è pari a 262,35 kV.

Tabella 5.4 - Valori di picco delle simulazioni per richiusura da Quitaracsa

t (s)	U_{ft} (kV)	U_{ff} (kV)
0	228,01	409,41
0,017	226,53	-406,85
0,033	236,89	-381,45
0,05	212,26	415,69
0,067	238,39	-383,51
0,083	227,45	-410,54
0,1	229,10	410,57
0,117	238,22	380,18
0,133	209,22	-409,53
0,15	239,32	382,60

Tensione fase-terra:

- Media: 228.48 kV;
- Deviazione: 11.29 kV;
- Valore massimo considerato: 262.35 kV.

Tensione fase-fase:

- Media: 399.03 kV;
- Deviazione: 14.89 kV;
- Valore massimo considerato: 443.73 kV.

5.3.2. ENERGIZZAZIONE DA KILMAN AYLLU

Un'altra possibilità di energizzazione riguarda la chiusura sulla linea a vuoto dell'interruttore della sottostazione di Kilman Ayllu. In questo caso saranno interessate da sovratensioni solo le apparecchiature a "ingresso linea" cioè le apparecchiature a valle dell'interruttore di Quitaracsa, essendo le altre evidentemente a una tensione imposta dal trasformatore elevatore.

L'andamento delle tensioni, in corrispondenza della giunzione tra linea aerea e cavo è riportato in Fig. 5.8. Vi si può osservare come il transitorio che vi si verifica è considerevolmente più veloce di quello visto nel caso precedente, rientrando comunque

nella categoria dei fenomeni a fronte lento: il tempo di salita infatti risulta essere di 0.05 ms.

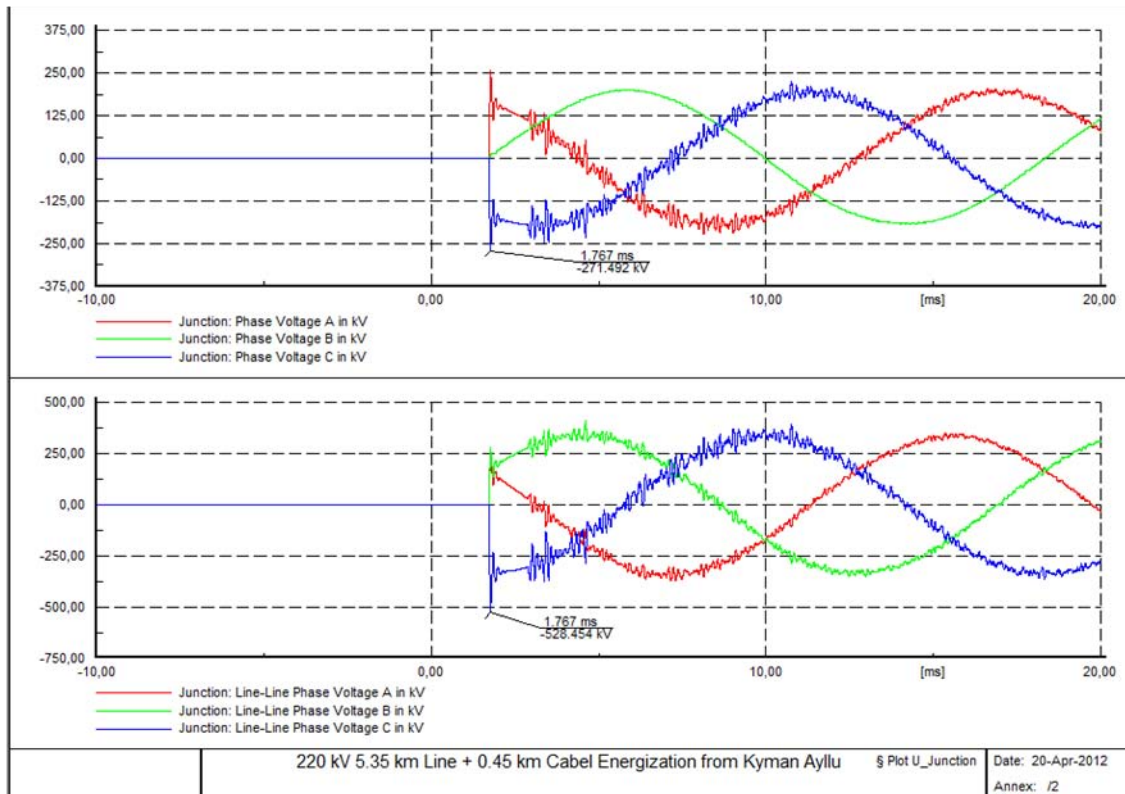


Fig. 5.8 - Andamento delle tensioni nella sottostazione esterna per energizzazione della linea a partire dalla sottostazione di Kilman-Ayllu

Tabella 5.5 - Valori di picco delle simulazioni per richiusura da Kilman Ayllu

t (s)	U_{ft}	U_{ff}
0	294,71	468,08
0,0017	-271,49	-528,45
0,0033	-310,1	487,70
0,005	301,77	529,07
0,0067	293,94	-539,96
0,0083	-303,69	-478,97
0,01	271,14	523,26
0,0117	294,46	-488,35
0,0133	-286,67	-507,35
0,015	-284,71	513,62

Tensione fase-terra:

- Media: 291.29 kV;
- Deviazione: 12.95 kV;
- Valore massimo considerato: 330.11 kV.

Tensione fase-fase:

- Media: 506.48 kV;
- Deviazione: 24.4 kV;
- Valore massimo considerato: 579.69 kV.

5.4. SOVRATENSIONI DOVUTE A FULMINAZIONI

5.4.1. SCARICHE DI RITORNO

E' stato poi simulato l'evento di una scarica atmosferica che colpisce una fune di guardia e interessa un conduttore di fase attraverso una scarica inversa. Tale evento è stato simulato attraverso un generatore di corrente comandato come spiegato al par. 4.3 connesso a una fune di guardia attraverso un interruttore ideale. All'istante t_0 in cui la corrente impulsiva si sviluppa, sono stati chiusi tale interruttore e un interruttore tra la stessa fune di guardia e un conduttore di fase.

Si è osservato attraverso svariate simulazioni che la distanza dalla sottostazione a cui avviene la scarica non comporta variazioni sostanziali in termini di sovratensioni (si veda l'allegato B), rimanendo sempre, per la lunghezza della linea aerea tra Quitaracsa e la sottostazione di Kilman Ayllu a distanze piuttosto modeste. Si è anche osservato che l'istante in cui tale fulminazione avviene non comporta grandi cambiamenti (si veda l'appendice C). Poiché interviene in ogni caso lo scaricatore di sovratensione, le sovratensioni sono limitate da questi a un livello indipendente dal livello massimo che raggiungerebbero in loro assenza.

Per le simulazioni da cui sono tratti i risultati seguenti si è scelto di usare una corrente di fulmine pari alla corrente critica trovata al cap. 3, $I_c=124$ kA e di far avvenire la scarica a una distanza di un chilometro dalla sottostazione di Quitaracsa.

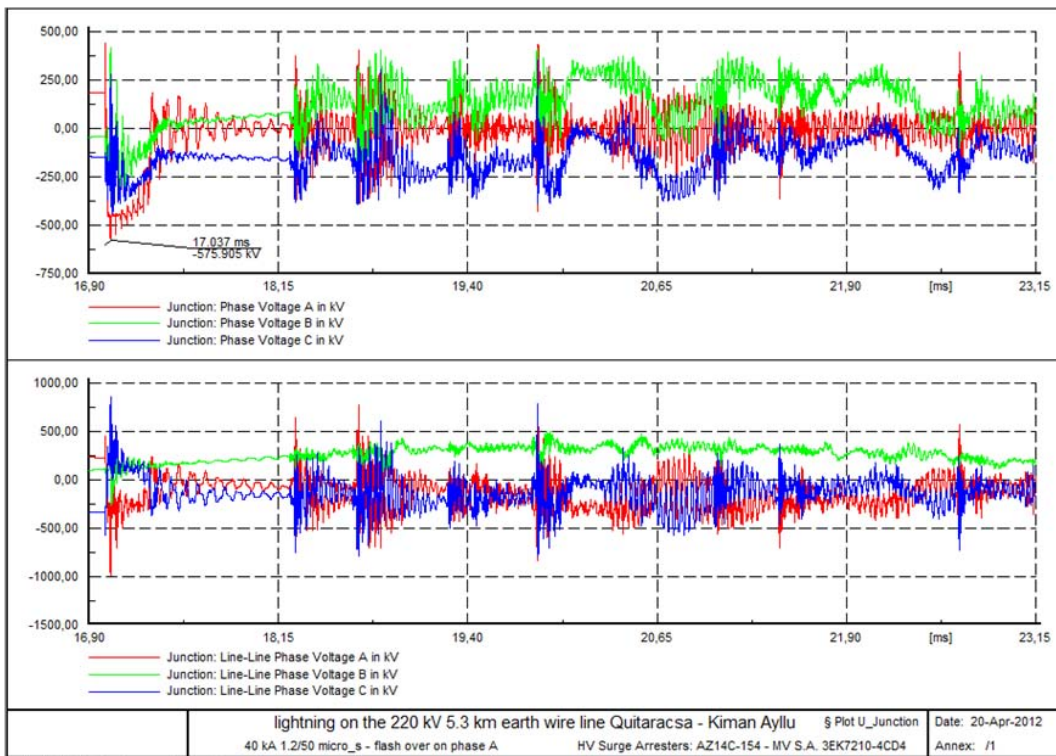


Fig. 5.9 - Andamento delle tensioni in corrispondenza della giunzione tra linea aerea e cavo di alta tensione nel caso di un fulmine avente $I_p=124$ kA che colpisce la fune di guardia

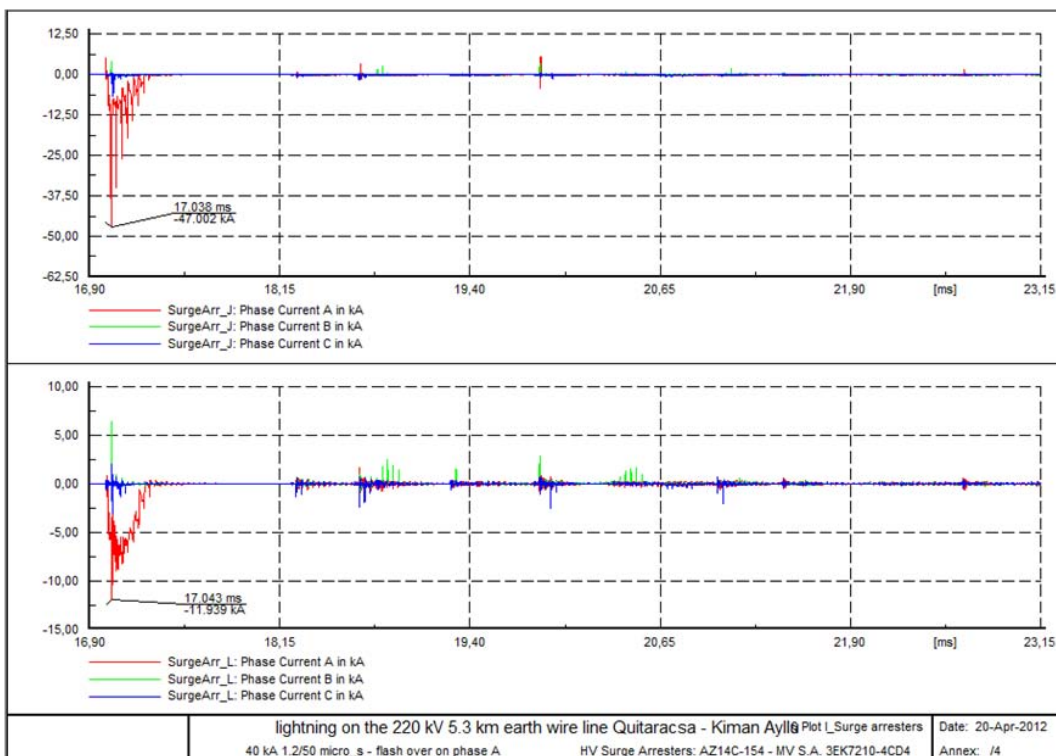


Fig. 5.10 - Andamento delle correnti negli scaricatori nella sottostazione esterna e in corrispondenza del modulo blindato, nel caso Fig. 5.9

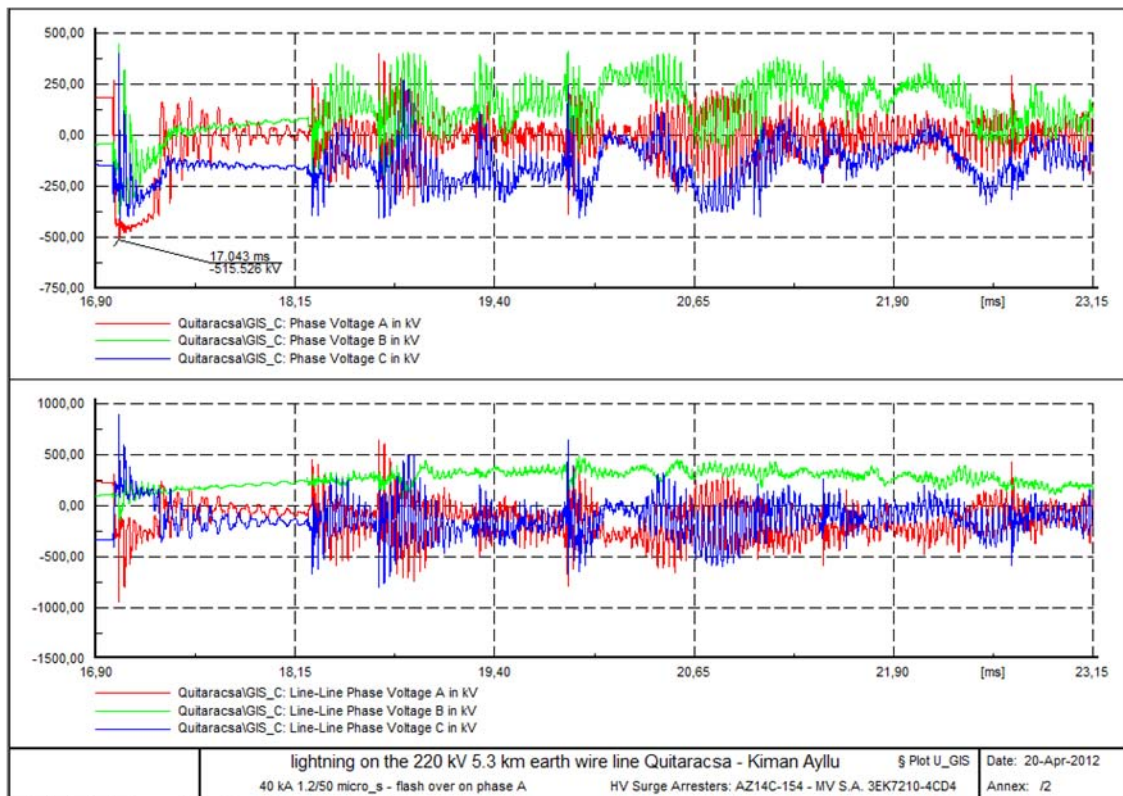


Fig. 5.11 - Andamento delle tensioni nel modulo blindato nel caso di un fulmine avente $I_p=124$ kA che colpisce la fune di guardia

5.4.2. FULMINAZIONE PER DIFETTO DI SCHERMATURA

Sono state eseguite alcune simulazioni anche riguardanti fulminazioni dirette sui conduttori di fase. Tali simulazioni sono state svolte connettendo tramite un interruttore ideale un generatore di corrente impulsiva direttamente su un conduttore della linea aerea. Per le ragioni esposte al Capitolo 3, si è scelto di non considerare queste simulazioni per la determinazione delle sovratensioni rappresentative. Alcuni risultati sono comunque riportati nell'appendice B.

5.5. RIASSUNTO DEI VALORI

Le simulazioni nel complesso hanno permesso di ottenere i risultati seguenti:

- Guasto monofase a terra: nessuna tensione a frequenza industriale di rilievo e perturbazioni a fronte lento di lieve entità
- Perdita di carico: nessuna tensione a frequenza industriale di rilievo e oscillazioni a fronte lento di lieve entità
- Eliminazione guasto: sovratensioni oscillatorie a fronte lento di entità considerevole
 - $U_{\text{fase-terra}}=327,41$ kVp;

- $U_{\text{fase-fase}}=552,95$ kVp;
- Energizzazione di linea e cavo dalla sottostazione di Quitaracsa: sovratensioni a fronte lento smorzate di ampiezza
 - $U_{\text{fase-terra}}=262,37$ kVp;
 - $U_{\text{fase-fase}}=443,73$ kVp;
(Tali sovratensioni interesseranno tutte le apparecchiature della sottostazione di Quitaracsa);
- Energizzazione di linea e cavo dalla sottostazione di Quitaracsa: sovratensioni a fronte lento caratterizzate da picchi rapidi di ampiezza
 - $U_{\text{fase-terra}}= 330,11$ kVp;
 - $U_{\text{fase-fase}}=579,91$ kVp;
(si noti che queste sovratensioni interessano solo le apparecchiature a valle dell'interruttore di linea di Quitaracsa, varranno cioè solo per le apparecchiature a ingresso linea);
- Fulminazione indiretta alla corrente critica di 124 kA:
 - $U_{\text{fase-terra}}=575.91$ kVp.

Si possono immediatamente trarre delle conclusioni:

- Non si presentano sovratensioni a frequenza industriale in nessun caso. I fattori utilizzati nello studio analitico per tali sovratensioni, dunque, sono senz'altro sufficienti ma comportano anche l'utilizzo di un margine particolarmente penalizzante;
- Le sovratensioni a fronte lento dovute alla chiusura sono anch'esse più contenute di quanto supposto nello studio analitico. E' vero in questo caso, comunque, che la Fig. 3.1, fornita dalla norma, è a scopo illustrativo. Tali simulazioni hanno un ruolo dunque particolarmente importante, in quanto solo strumento adatto a ottenere dei valori precisi;
- Le sovratensioni dovute a eliminazione di guasto in linea sono di ampiezza paragonabile a quelle dovute a richiusura. In sistemi a 220 kV è quindi bene non trascurare di valutare anche tale situazione, sebbene generalmente le sovratensioni dovute a chiusura siano più elevate;
- Nel caso di scariche atmosferiche si sono ottenuti dei valori paragonabili a quelli preventivati e si può sostenere che la sovratensione rappresentativa sia ben posta. I valori di picco di queste sovratensioni a rigore, non possono essere assunti come tensione rappresentativa, poiché la complessità del fenomeno imporrebbe studi statistici comprendenti molti fattori. Si può comunque avere una conferma di quanto sviluppato in modo analitico.

I valori sopraelencati possono poi essere utilizzati per sviluppare una procedura per la determinazione dei livelli di isolamento delle apparecchiature in tutto simile a quella esposta al cap. 3. Di seguito è riportata la Tabella indicante tensioni rappresentative, tensioni di tenuta e tensioni di tenuta specificate ottenute a partire da questi dati.

Tabella 5.6 - Riassunto delle sovratensioni rappresentative e delle tensioni di tenuta ottenute a partire dalle simulazioni

Descrizione	Fase-terra [kV]			Fase-fase [kV]			Longitudinale
	Ingresso linea	Altre apparecchiature		Ingresso linea	Altre apparecchiature		
		Isol. esterno	Isol. interno		Isol. esterno	Isol. interno	
Isolamento							
Frequenza industriale				245			
1. Sovratensioni rappresentative							
Sovratensioni temporanee	141,45			245			282,90
Sovratensioni a fronte lento	330,11	327,41		579,69	330,11		327,41
Sovratensioni a fronte veloce							
2. Tensioni di tenuta di coordinamento							
Frequenza industriale	141,45			245			282,90
Impulsi di manovra	361,99	327,41		606,19	361,99		327,41
Impulsi atmosferici	601,68						
3. Tensioni di tenuta specificate							
Frequenza industriale	162,44	177,66	162,67	281,36	307,72	281,75	325,33
Impulsi di manovra	452,14	410,16	376,52	761,97	698,54	635,89	
Impulsi atmosferici	723,34		662,29	723,34		662,29	

Le tensioni di tenuta agli impulsi di manovra possono poi essere convertite come al cap 3. Si otterrà:

Conversione in tensioni di tenuta di breve durata

Per le tensioni fase terra:

- Isolamento esterno (ingresso linea): $U_{rw}=295,33$ kVeff;
- Isolamento esterno (ingresso linea): $U_{rw}=265,89$ kVeff;
- Isolamento interno: $U_{rw}=263,56$ kVeff;

Per le tensioni fase fase:

- Isolamento esterno (ingresso linea): $U_{rw}=502,90$ kVeff;
- Isolamento esterno (ingresso linea): $U_{rw}=457,54$ kVeff;
- Isolamento interno: $U_{rw}=445,12$ kVeff.

Conversione in tensioni di tenuta all'impulso atmosferico

Per le tensioni fase terra:

- Isolamento esterno (ingresso linea): $U_{rw}=587,78$ kVp;
- Isolamento esterno (ingresso linea): $U_{rw}=418,98$ kVp;
- Isolamento interno: $U_{rw}=512,70$ kVp;

Per le tensioni fase fase:

- Isolamento esterno (ingresso linea): $U_{rw}=990,57$ kVp;
- Isolamento esterno (ingresso linea): $U_{rw}=787,68$ kVp;
- Isolamento interno: $U_{rw}=794,86$ kVp.

In conclusione sarà possibile scegliere come livelli di isolamento per l'isolamento interno 325 kV efficaci per la tenuta di breve durata e 750 kV picco per la tenuta all'impulso atmosferico. Per l'isolamento esterno sarà possibile scegliere 360 kV efficaci per la tenuta di breve durata e 750 kV picco per la tenuta all'impulso atmosferico, sempre notando che l'isolamento delle apparecchiature in ingresso linea supera questo livello di tenuta all'impulso atmosferico anche in questo caso. Contrariamente a quanto avveniva nello studio analitico, comunque, in questo caso è possibile scegliere per le apparecchiature in ingresso linea uno dei livelli normalizzati per i sistemi a 245 kV, 460 kVeff - 1050 kVp.

5.6. CONFRONTO TRA STUDIO ANALITICO E STUDIO ESEGUITO A PARTIRE DALLE SIMULAZIONI DINAMICHE

I valori esposti nel par. 5.5 valori risultano essere più contenuti rispetto ai livelli ottenuti attraverso la procedura analitica svolta nel Capitolo 3. E' dunque necessario operare un confronto tra le due serie di dati per comprendere in quali casi e in che misura l'utilizzo di simulazioni di transitori elettromagnetici abbia permesso di operare scelte più stringenti. Le Tabelle 5.7 e 5.8 riportano i valori delle sovratensioni rappresentative e delle varie tensioni di tenuta ottenute da esse applicando i fattori e le conversioni opportune.

Tabella 5.7 - Confronto tra i risultati di studio analitico e simulazioni dinamiche

		Studio analitico	Simulaz. dinamiche
Sovratensioni rappresentative			
Sovratensioni temporanee			
Fase terra		183,89	141,45
Fase Fase		294	245
Sovratensioni a fronte lento			
Fase terra	Ingresso linea	416	330,11
	Altre apparecchiature	400,08	327,41
Fase fase	Ingresso linea	832	572,69
	Altre apparecchiature	587	552,95
Sovratensioni a fronte veloce		///	575,91

Tensioni di tenuta di coordinamento			
Frequenza industriale			
Fase terra		183,89	141,45
Fase fase		294	245
Impulsi di manovra			
Fase terra	Isol. esterno - Ingresso linea	456,18	330,11
	Isol. esterno - Altre apparecchiature	400,08	327,41
Fase fase	Isol. esterno - Ingresso linea	870,04	572,69
	Isol. esterno - Altre apparecchiature	587,40	552,95
Impulsi di origine atmosferica		601,68	575,91
Tensioni di tenuta specificate			
Frequenza industriale			
Fase terra	Isol. esterno - Ingresso linea	211,17	162,44
	Isol. esterno - Altre apparecchiature	230,96	177,66
	Isol. interno	211,17	162,67
	Isol. esterno - Ingresso linea	337,63	281,36
	Isol. esterno - Altre apparecchiature	369,26	307,72
	Isol. interno	338,10	281,75
Impulsi di manovra			
	Isol. esterno - Ingresso linea	565,18	452,10
	Isol. esterno - Altre apparecchiature	498,08	410,16
	Isol. interno	460,82	376,52
	Isol. esterno - Ingresso linea	1066,82	761,97
	Isol. esterno - Altre apparecchiature	739,65	698,54
	Isol. interno	675,51	635,89
Impulsi di origine atmosferica			
Isolamento esterno		755,71	723,34
Isolamento interno		691,93	662,29

Tabella 5.8 - Confronto tra i valori convertiti di studio analitico e simulazioni dinamiche

		Studio analitico	Simulazioni dinamiche
Conversione in tensioni di tenuta a frequenza industriale [kVeff]			
Fase-terra	Isol. esterno (ingresso linea)	376,69	295,33
	Isol. esterno (altre apparecchiature)	328,04	265,89
	Isolamento interno	322,07	263,56
Fase-fase	Isol. esterno (ingresso linea)	729,71	502,90
	Isol. esterno (altre apparecchiature)	486,87	457,54
	Isolamento interno	472,86	445,12
Conversione in tensioni di tenuta all'impulso di origine atmosferica [kVp]			
Fase-terra	Isol. esterno (ingresso linea)	734,74	587,78
	Isol. esterno (altre apparecchiature)	518,38	418,98

	Isolamento interno	662,6	512,70
Fase-Fase	Isol. esterno (ingresso linea)	1386,87	990,57
	Isol. esterno (altre apparecchiature)	837,42	787,68
	Isolamento interno	884,39	794,86

I livelli normalizzati che ne emergono sono anch'essi diversi.

Lo studio analitico fornisce, rispettivamente per gli isolamenti interni ed esterni i livelli normalizzati (par. 3.4.2):

- 365 kVeff/850kVp;
- 395kVeff/950kVp.

Ponendo attenzione nello scegliere per le apparecchiature di ingresso linea delle distanze in aria corrispondenti a un isolamento di 1425 kVp.

Mentre, l'utilizzo delle simulazioni permette di scegliere (par. 5.5):

- 325kVeff/750kVp;
- 360kVeff/750kVp.

Anche in questo caso le apparecchiature di ingresso linea necessiteranno di distanze in aria maggiori, ma queste saranno riferite a un livello di isolamento di 1050 kVp, valore normalizzato per le apparecchiature del campo I.

Il primo dato che emerge dal confronto dei due studi è che la procedura analitica svolge il suo scopo in modo soddisfacente, fornendo dei fattori di sicurezza per la determinazione delle sovratensioni, che effettivamente superano i valori riscontrati attraverso le simulazioni dinamiche. Questo si verifica sia per le sovratensioni temporanee che per quelle impulsive di manovra e di origine atmosferica. Tali valori si sono rivelati spesso molto conservativi, ma in ogni caso mai insufficienti e questo è un primo punto da mettere in evidenza.

In secondo luogo, si può anche affermare che tali valori siano talvolta eccessivamente conservativi, tanto da essere potenzialmente penalizzanti. E' dunque dimostrata anche l'estrema utilità che possono avere tali simulazioni dinamiche negli studi di coordinamento dell'isolamento, poiché permettono di operare scelte che pur rimanendo nell'ambito della sicurezza, sono meno cautelative di quelle frutto del metodo analitico e delle sue approssimazioni.

Entrando nel dettaglio, si è evidenziato attraverso le simulazioni dinamiche come le sovratensioni temporanee riscontrabili siano meno intense di quelle massime determinate attraverso i fattori moltiplicativi utilizzati.

Anche nel caso delle sovratensioni a fronte lento, le simulazioni dinamiche hanno fornito, come risultati, dei valori di sovratensioni alquanto inferiori a quelli cautelativi frutto del procedimento analitico. In questo caso le simulazioni si sono rivelate di grande importanza dato che, vista la complessità dei fenomeni legati a questo tipo di sovratensioni, la normativa fornisce dei valori indicativi che non possono prescindere da una conferma attraverso strumento numerico.

Per quanto riguarda le sovratensioni a fronte veloce, si sono ottenuti dei risultati lievemente inferiori a quelli frutto della procedura analitica. In questo caso, dunque, si può dire che il procedimento analitico svolto, peraltro molto dettagliato, ha dato buoni frutti.

CONCLUSIONI

Nel presente elaborato, frutto di un tirocinio svolto presso STE Energy SpA, si è voluto giungere a due obiettivi principali. In primo luogo si è voluto eseguire uno studio di coordinamento dell'isolamento della sottostazione di alta tensione relativo alla centrale idroelettrica di Quitarasca, attualmente in costruzione. In secondo luogo si è voluto stabilire, attraverso il confronto tra uno studio analitico secondo norma e uno studio frutto di simulazioni numeriche, l'apporto che tali simulazioni possono avere in questo ambito. In conclusione al lavoro svolto, si può affermare che entrambi questi obiettivi sono stati raggiunti con risultati soddisfacenti.

Nella prima parte dell'elaborato, è stata sviluppata una procedura analitica per lo studio del coordinamento dell'isolamento. Questo lavoro è sfociato nella redazione di un foglio di calcolo, sviluppato in Microsoft Excel che permette, avendo a disposizione i dati d'impianto e ambientali necessari, di ottenere in modo agevole i valori delle tensioni di tenuta necessari, attraverso una procedura guidata e l'applicazione automatica delle procedure descritte nella norma IEC 60071. Lo strumento sviluppato, dunque, può essere un valido aiuto per il progettista che deve analizzare il coordinamento dell'isolamento di un impianto.

La seconda parte dell'elaborato e del tirocinio ha riguardato lo sviluppo e l'utilizzo di un modello numerico della centrale di Quitarasca in ambiente DiGSILENT Power Factory. Nello sviluppo di tale modello si è posta particolare attenzione alla modellazione di quelle parti di impianto più rilevanti ai fini dello studio di coordinamento dell'isolamento. In particolare, attraverso opportuni strumenti resi disponibili dal software, è stato possibile modellare nel dettaglio la linea aerea entrante, il cavo di alta tensione, il modulo blindato e gli scaricatori di sovratensione presenti. La modellazione dei primi due è stata effettuata tenendo in considerazione tutti i conduttori presenti, ivi comprese funi di guardia della linea aerea e schermo e guaina del cavo, nonché la disposizione geometrica di tutti i conduttori. Parimenti, nella modellazione del modulo blindato, sono state tenute in considerazione le sue dimensioni geometriche e le sue capacità parassite. Tale attenzione ha permesso la simulazione di fenomeni transitori veloci, quali quelli indotti da impulsi di origine atmosferica. Il fulmine stesso è stato modellato con attenzione, implementando all'interno del software un codice che permette di simulare la scarica come una sorgente di corrente avente un andamento nel tempo secondo una funzione di Heidler.

Il confronto tra i due studi ha messo in luce l'utilità della procedura numerica ai fini dello studio di coordinamento dell'isolamento. Nel caso di alcuni transitori, quali ad esempio quelli dovuti a scariche di ritorno dovute a fulminazione o quelli dovuti all'eliminazione di un guasto sulla linea aerea, i risultati da essa forniti si sono rivelati in linea con i risultati ottenuti con il procedimento analitico, corroborandone quindi la bontà. In altri casi, quali ad esempio la chiusura della linea aerea, le simulazioni del transitorio elettromagnetico hanno fornito risultati considerevolmente diversi da quanto atteso in un primo momento,

dimostrando come le ipotesi cautelative fatte nello svolgimento della procedura analitica forniscano talvolta dei valori progettualmente penalizzanti.

In conclusione, va ricordato che il coordinamento dell'isolamento è un argomento complesso, di cui non tutti gli aspetti sono stati presi in considerazione nel presente elaborato. In particolare, lo studio da un punto di vista statistico delle sovratensioni incidenti è stato sviluppato marginalmente, attraverso alcune semplificazioni proposte dalla normativa, quali quelle per la determinazione delle sovratensioni per chiusura di una linea o per le sovratensioni a fronte veloce rappresentative. Ulteriore dettaglio è anche possibile nello sviluppo del modello numerico della sottostazione, grazie alla potenza dei software attuali e agli sviluppi teorici nel campo della modellazione di transitori nelle reti elettriche. Nel presente elaborato, si è scelto di limitare l'approfondimento di queste due tematiche ai soli aspetti funzionali utili al raggiungimento dell'obiettivo ultimo della tesi, il confronto tra la procedura analitica e la procedura frutto di simulazioni numeriche.

BIBLIOGRAFIA

- [1] CEI EN 60071-1, *Coordinamento dell'isolamento Coordinamento dell'isolamento - Parte 1: Definizioni, principi e regole*, CEI, Aprile 1998.
- [2] CEI EN 60071-2, *Coordinamento dell'isolamento Parte 2: guida di applicazione*, CEI, Aprile 1998.
- [3] IEC 60071-4, *Insulation Coordination Part 4: Computational guide to insulation coordination and modelling of electrical networks*, IEC, Agosto 2004.
- [4] IEC 60099-5, *Surge arresters - Part 5: Selection and application recommendations*, IEC, 1999.
- [5] ABB, *High Voltage Surge Arresters Buyer's Guide*, 2012.
- [6] G. Baldo, *Tecnica delle alte tensioni*, Padova, CLEUP, Ottobre 2004.
- [7] R. Caldon, *Impianti di produzione dell'energia elettrica - dispense delle lezioni*, Universita degli studi di Padova.
- [8] CIGRE WG 33.02, *Guidelines for representation of network elements when calculating transients*, CIGRE technical brochure No.39, 2000.
- [9] CIGRE WG 33.01, *Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines*, CIGRE technical brochure No. 63, 1991.
- [10] CIGRE WG C4.407, *Lightning Parameters for Engineering Applications*, CIGRE technical brochure 549, August 2013.
- [11] DlgSILENT GmbH, *DlgSILENT PowerFactory User Manual*, Gomaringen, Germany, April 2013.
- [12] DlgSILENT GmbH, *DlgSILENT PowerFactory Technical Reference Documentation - Overhead Line Models*, Gomaringen, Germany, Aprile 2013.
- [13] DlgSILENT GmbH, *DlgSILENT PowerFactory Technical Reference Documentation - Cable Systems*, Gomaringen, Germany, Aprile 2013
- [14] D.W. Durbak et al., *Modeling Guidelines for Switching Transients*, Modeling and Analysis of System Transients using Digital Systems guidelines for switching

transients, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, IEEE Special Publication, Cap. 4, IEEE, 1998.

[15]Egejunín Tulumayo Iv S.A.C., *Estudio De Impacto Ambiental Central Hidroeléctrica Tulumayo Iv Y Líneas De Transmisión Eléctrica Asociadas*, Lima, Dicembre 2013.

[16]A.J. Eriksson, K.-H. Weck, "Simplified procedures for determining representative substation impinging lightning overvoltages", CIGRE report 33-16, 1988.

[17]A. Greenwood, *Electrical Transients in Power Systems*, Seconda ed. John Wiley & sons, 1991.

[18]F. Heidler, J.M. Cvetc, B.V. Stanic, "Calculation of lightning current parameters", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 14, No. 2, Aprile 1999.

[19]J. R. Marti, L. Marti, H. W. Dommel, *Transmission Line Models for Steady_state and Transient Analysis*, Proceedings. Joint International Power Conference, Vol. 2, pp.744-750, Settembre 1993.

[20]A.T. Olsen, *Voltage Upgrading of Overhead Lines*, Norwegian University of Science and Technology Department of Electric Power Engineering, Giugno 2010.

[21]A. Paolucci, *Lezioni di trasmissione dell'energia elettrica*, Quarta ed. ,Padova: CLEUP, Ottobre 1998.

[22]I. Turco, *Incidencia De Las Descargas Atmosféricas En Lineas Aereas De Media Tension Sobre Los 3800 Msnm*, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Universidad Nacional del Centro del Perú, 2010.

APPENDICE A

Thesis Number	Document	Title	Date	Class	Rev.
3004	TH0001	Schermate foglio di calcolo	11/05/2014	-	00


Classes:

UP Project Upgrades
RS Results Analysis
FQ Considerations and Requests
FR Final Report

Description

Foglio di calcolo sviluppato in Microsoft Excel per lo studio analitico del coordinamento dell'isolamento.

1) Inserimento dati

Document:	Insulation Coordination Study: data for calculations	 STE. energy Innovation & Development
Revision:		
Date:		

1. Fattori per la determinazione delle sovratensioni rappresentative

1.1. Dati generali

Di seguito vengono riportati i dati generali dell'installazione:

Um =	245	kV	Tensione massima delle apparecchiature.
Ups =	416	kV	Livello di protezione agli impulsi di manovra dello scaricatore (tensione residua massima alla corrente di manovra nominale selezionata).
Upl =	452	kV	Livello di protezione ad impulso atmosferico dello scaricatore (tensione residua massima alla corrente di scarica nominale selezionata, cap. 2.2.3.1 IEC 60071-2).
Altitude =	1460	m.s.l.m.	Altitudine (in metri sul livello del mare) alla quale sono installate le apparecchiature.
Pollution =	1	-	Il livello di inquinamento del luogo in cui si trova l'apparecchiatura è determinato secondo la norma IEC 507 e determina le distanze superficiali nominali minime richieste per gli isolatori, necessarie per la tenuta degli stessi in caso di sovratensioni temporanee.
X =	800	m	Lunghezza minima della linea entrante che è protetta dalle scariche atmosferiche tramite fune di guardia.
n =	1	-	Numero di linee entranti nella sottostazione.
L =	16,9	m	Distanza di separazione tra lo scaricatore e l'oggetto da proteggere, definita come Fig. 3 della IEC 60071-2.
Lsp =	300	m	Lunghezza di campata.

1.2. Sovratensioni temporanee

Il fattore di guasto a terra è calcolato nel punto di guasto usando le impedenze complesse Z1 e Z0 delle componenti di sequenza diretta ed omopolare, tenendo conto della resistenza di guasto R, come indicato nell'allegato B della norma IEC 60071-2.

Per i sistemi 220 kV può essere considerato un valore conservativo di k=1,3.

Per i sistemi 110 kV può essere considerato un valore conservativo di k=1,4.

Fattore di guasto K= 1,4 p.u.

Analizzando le sovratensioni temporanee, si raccomanda di tenere presente che:

1. in caso di perdita completa del carico in sistemi di alimentazione di media estensione, la sovratensione fase-terra è generalmente inferiore a 1,2 p.u.;
2. nei sistemi estesi, in caso di perdita completa del carico, le sovratensioni fase-terra possono arrivare a 1,5 p.u., e anche di più in caso di effetto Ferranti o di fenomeni di risonanza;
3. nel caso di distacco di solo carico non rotante, la sovratensione longitudinale è normalmente uguale alla sovratensione fase-terra. In sistemi con motori o generatori sulla parte disconnessa, una separazione della rete può portare ad una sovratensione temporanea longitudinale composta da due sovratensioni fase-terra in opposizione di fase, la cui ampiezza massima è normalmente inferiore a 2,5 p.u. (si possono osservare valori più elevati in casi eccezionali, come, p.e., in sistemi ad alta tensione estesissimi).

(Nota: Dal punto di vista delle sovratensioni, è opportuno fare una distinzione tra i vari tipi di configurazione. Come casi estremi si possono considerare i sistemi con linee relativamente corte ed elevato valore della potenza di cortocircuito alle stazioni terminali, dove si determinano piccole sovratensioni e i sistemi con linee lunghe e basso valore della potenza di cortocircuito alle sbarre di generazione. In queste configurazioni, tipiche di un sistema ad altissima tensione allo stadio iniziale, si possono manifestare sovratensioni elevatissime, quando si disconnette bruscamente un grande carico.)

Fattore Perdita di Carico 1,3 p.u.

1.3. Sovratensioni a fronte lento

1.3.1. Energizzazione

Ue2 (ingresso linea)=	2,9	p.u.	→	Up2 (ingresso linea)=	4,30	p.u.
Ue2 (altre apparecchiature)=	1,7	p.u.	→	Up2 (altre apparecchiature)=	2,69	p.u.

1.3.2. Richiusura trifase

Ue2 (ingresso linea)=	4	p.u.	→	Up2 (ingresso linea)=	5,96	p.u.
Ue2 (altre apparecchiature)=	2,5	p.u.	→	Up2 (altre apparecchiature)=	3,94	p.u.

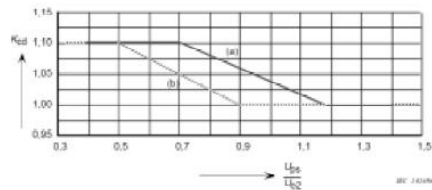
2. Fattori per la determinazione delle tensioni di tenuta

Kcd, fattore di coordinamento deterministico. Il metodo deterministico per il coordinamento dell'isolamento per le sovratensioni a fronte lento, consiste nel determinare la tensione massima alla quale l'apparecchiatura è sottoposta e quindi scegliere la tenuta dielettrica minima con un margine che terrà conto delle incertezze inerenti alla determinazione dei valori. La tensione di tenuta si ottiene quindi moltiplicando la sovratensione a fronte lento massima per il fattore Kcd, che tiene conto di questa incertezza.

Kc (sovratensioni temporanee)=	1	Kc: fattore di coordinamento per le sovratensioni temporanee a frequenza industriale. Tiene conto delle incertezze legate ai valori di tensione rappresentativa e tensione di tenuta presunta. Utilizzando il metodo deterministico Kc=1.
Kcd (fronte lento, app. non protette da scaricatori)=	1	Per le apparecchiature non protette da scaricatori di sovratensione, la sovratensione massima presunta è uguale al valore di troncatura (Uet o Upt) secondo 2.3.3.1 ed il fattore di coordinamento deterministico è Kcd = 1.
Kcd (fronte lento, fase-terra, ingresso linea)=	1,0965816	Questo fattore Kcd è pari a 1 per le apparecchiature non protette da scaricatori, mentre è determinato in funzione del rapporto tra il livello di protezione dello scaricatore a impulso di manovra Ups e il valore 2% delle sovratensioni prevedibili fase-terra Ue2, come in fig.6 della IEC 60071-2. *Questa scelta è dovuta al fatto che per le apparecchiature protette da scaricatori di sovratensione, la sovratensione massima presunta è uguale al livello Ups di protezione dello scaricatore contro le sovratensioni di manovra. Tuttavia, in questi casi, si può avere un brusco cambiamento di pendenza nella funzione di distribuzione delle sovratensioni. Questo cambiamento di pendenza è tanto più pronunciato quanto il livello di protezione è basso, paragonato alle ampiezze di sovratensioni a fronte lento prevedibili. Piccole variazioni della tenuta dell'isolamento (o del valore
Kcd (fronte lento, fase-terra, altre apparecchiature)=	1	
Kcd (fronte lento, fase-fase, ingresso linea)=	1,045727	

Kcd (fronte lento, fase-fase, altre apparecchiature)= 1 del livello di protezione degli scaricatori di sovratensione) possono allora avere un grande impatto nel rischio di guasto."

Kcd (fronte veloce)= 1 Utilizzando il metodo deterministico è pari a 1.



a) coordination factor applied to the surge arrester protective level to obtain the co-ordination withstand voltage phase-to-earth (applies also to longitudinal insulation);
 b) co-ordination factor applied to twice the surge arrester protective level to obtain the co-ordination withstand voltage phase-to-phase;

3. Tensione di tenuta al fulmine (in assenza di simulazioni)

Si determina secondo la formula presentata nell'allegato F della IEC 60071-2. $U_{rp} = U_{pl} + (A/n) \cdot (L / (L_{sp} + L_a))$ dove $L_a = R_a / R_{km}$. I vari termini sono definiti di seguito:

A= 4500 kV Fattore che descrive il comportamento rispetto al fulmine della linea aerea collegata alla stazione.

Type of line	A (kV)
Distribution lines (phase-phase flashovers):	
- with earthed crossarms (flashover to earth at low voltage)	900
- wood-pole lines (flashover to earth at high voltage)	2700
Transmission lines (single-phase flashover to earth)	
- single conductor	4500
- double conductor bundle	7000
- four conductor bundle	11000
- six and eight conductor bundle	17000

Ra= 0,0025 m

Tasso di guasto ammissibile di un elemento. Per le linee di trasmissione, questo parametro è generalmente espresso in (1/a)/100 km. Tipicamente i valori vanno da 1 guasto ogni 100 anni ogni 100 km a 1 guasto ogni 400 anni ogni 100 km.

Rkm= 1,20141E-05 m

Tasso di interruzione annuo di una linea aerea per un progetto corrispondente al primo chilometro dalla stazione
 Lunghezza della linea aerea corrispondente ad un tasso di interruzione uguale al tasso ammissibile (relativo a Ra)

La= 208,0884843 m

3.1. Determinazione della distanza massima dallo scaricatore

La seguente formula viene impiegata per calcolare la massima distanza di protezione dello scaricatore:

$$L = \frac{c}{2 \cdot S} \cdot (U_{sp} - U_{pl}) \quad [m] \quad (1)$$

dove:

- L: Distanza fra gli scaricatori e l'oggetto da proteggere (m)
- U_{sp} : Tensione di tenuta di coordinamento dell'oggetto da proteggere (kV)
- U_{pl} : Livello di protezione degli scaricatori (kV)
- c: Velocità della luce 300 [m/μs]
- S: Tasso di incremento del fronte d'onda di tensione incidente in funzione del tempo dU/dt (kV/μs)

Per determinare in valore del tasso di incremento del fronte d'onda di tensione incidente in funzione del tempo (S) può essere impiegata la seguente equazione, secondo quanto stabilito nell'Allegato F della Norma IEC 60071-2:

$$S = \frac{1}{n \cdot K_{co} \cdot X} \left[\frac{kV}{\mu s} \right] \quad (2)$$

dove:

- n: Numero di linee aeree connesse alla sottostazione
- K_{co} : Costante di smorzamento per effetto Corona ($\mu s / (kV \cdot m)$)
- X: Distanza fra il punto di scarica del fulmine e la sottostazione (m)

Kco= 0,0000016 ms/(kV*m) Costante di attenuazione dell'effetto corona (in ms/(kV*m)).

Table F.1 – Corona damping constant K_{co}

Conductor configuration	K_{co} ($\mu s / (kV \cdot m)$)
Single conductor	$1,5 \times 10^{-6}$
Double conductor bundle	$1,0 \times 10^{-6}$
Three or four conductor bundle	$0,6 \times 10^{-6}$
Six or eight conductor bundle	$0,4 \times 10^{-6}$

4. Determinazione delle tensioni di tenuta specificate

Le tensioni di tenuta richieste sono ottenute moltiplicando le tensioni di tenuta per dei fattori legati all'altitudine (Ka) e ad altri fattori (fattore di sicurezza Ks). Questo permette di trovare delle tensioni di tenuta corrispondenti alle condizioni di prova e condizioni atmosferiche normalizzate alle quali le apparecchiature sono testate.

Ks (isolamento interno)=	1,15	Fattore di correzione Ks, che permette di tener conto di: differenze nel montaggio degli apparecchi, dispersione nella qualità del prodotto, qualità dell'installazione, invecchiamento dell'isolamento nel corso della durata di vita presunta, altri fattori sconosciuti. Se non specificato altrimenti dai comitati di prodotto, si consiglia di applicare i seguenti fattori di sicurezza: Ks=1,05 per l'isolamento interno e Ks=1,15 per l'isolamento esterno.
Ks (isolamento esterno)=	1,05	

4.1 Fattore di correzione Ka

Fattore di correzione Ka, basato sulla variazione della pressione atmosferica in funzione dell'altitudine, data nella IEC 721-2-3. E' determinato per ogni tensione di tenuta (temporanea, fronte lento, fronte veloce), e viene moltiplicato ad esse per ottenere le tensioni di tenuta specificate.

E' determinato dalla formula $Ka=e^m(H/8150)$, dove H è l'altitudine (in m.s.l.m.) cui si trova l'apparecchiatura e m è un fattore relativo al tipo di sovratensione presa in considerazione (si veda celle seguenti).

Nota: Si può considerare che le proprietà dell'isolamento interno non siano influenzate dalle condizioni atmosferiche dell'aria. (4.2.1. IEC 60071-2)

m (temporanee) (altre app.)=	1	m=1 per la tensione di tenuta di coordinamento alle sovratensioni temporanee delle distanze in aria e degli isolatori puliti. Nel caso di isolatori contaminati, si può prendere m=0,5 per gli isolatori normali e 0,8 per gli isolatori anti-inquinamento.	Ka= 1,19618952
m (temporanee) (ingresso linea)=	0,5		Ka= 1,093704494
m (fronte veloce)=	1	m=1 per la tensione di tenuta di coordinamento agli impulsi atmosferici.	Ka= 1,19618952
m (fronte lento fase-terra) (ingresso linea)=	0,923735316		Ka= 1,179958142
m (fronte lento fase-terra) (altre app.)=	0,962663104	m determinato attraverso la fig. 9 della IEC 60071-2 per le tensioni di tenuta di coordinamento agli impulsi di manovra.	Ka= 1,188215416
m (fronte lento fase-fase) (ingresso linea)=	0,865829579		Ka= 1,16778135
m (fronte lento fase-fase) (altre app.)=	1,014217056		Ka= 1,199239929

5. Conversione nelle tensioni di tenuta normalizzate

La conversione delle tensioni di tenuta all'impulso di manovra in tensioni di tenuta alla frequenza industriale o all'impulso atmosferico viene fatta come nella tab. 2 della IEC 60071-2 e come nel foglio "livelli normalizzati" di questo documento.

Isolamento interno (conv. in sovratensione temporanea)	0,7	0,7 nel caso di isolamento in gas (GIS) e 0,5 nel caso di isolamento in olio o solido.
Isolamento interno (conv. in sovr. Impulso atmosferico)	1,25	1,25 per sottostazione isolata in gas (GIS), 1,1 per isolamento per immersione in liquido e 1 per isolamento solido.

6. Distanze superficiali consigliate

16	mm/kV	Regioni senza industrie, con bassa densità di abitazioni, agricole o montagnose, che siano ad almeno 10/20 km dal mare e non siano esposte a venti marini
----	-------	---

2) Risultati

1. Determinazione delle sovratensioni rappresentative

Il primo passo consiste nel determinare le sollecitazioni cui può essere sottoposto il sistema. Queste sono costituite dalla tensione massima nel normale esercizio, le sovratensioni a frequenza industriale, le sovratensioni impulsive a fronte lento (normalmente dovute a manovre interne al sistema) e sovratensioni impulsive a fronte veloce (normalmente dovute a scariche di origine atmosferica).

Tensione a frequenza industriale: È la tensione massima del sistema in condizioni di esercizio normali. È un dato noto.

Sovratensioni temporanee: Si tratta di sovratensioni a frequenza prossima a quella industriale, che possono essere dovute a guasti, perdita di carico, condizioni di risonanza o ferrorisonanza, operazioni di sincronizzazione (si tratta in questo caso di sovratensioni longitudinali) o combinazioni delle precedenti. Abitualmente solo le prime due cause vengono prese in considerazione, trattandosi le altre di sovratensioni legate a condizioni particolari. In particolare, per determinare se queste ultime vadano prese in considerazione va considerato che:

1. Condizioni di risonanza o ferrorisonanza: si producono generalmente quando vengono energizzati sistemi con importanti componenti capacitivi (linee, cavi, cavi con compensazione serie) e induttivi (trasformatori reattanze shunt) che presentano caratteristiche di magnetizzazione non lineari, sia a seguito di perdita di carico. Queste sovratensioni non vengono generalmente considerate nella scelta degli scaricatori e nel dimensionamento degli isolamenti, poiché devono essere piuttosto limitate, tramite modifiche della configurazione del sistema, che cambino la frequenza di risonanza o tramite opportune resistenze di smorzamento;

2. Operazioni di sincronizzazione: possono generarsi sovratensioni longitudinali;
3. Combinazioni delle

Guasto a terra: Un guasto fra una fase e la terra può causare sovratensioni fase-terra sulle altre due fasi. Generalmente non si producono sovratensioni fra fasi né longitudinali. Le ampiezze di queste sovratensioni dipendono dalla messa a terra del neutro del sistema e dal punto del guasto. Il valore della sovratensione viene determinato moltiplicando la tensione massima di fase $Um/rad(3)$ per il fattore di guasto K .

Perdita di carico: Le sovratensioni temporanee fase-terra dovute a una perdita di carico dipendono dal carico disconnesso, dalla configurazione del sistema dopo la sconnessione e dalle caratteristiche del sistema di alimentazione. La norma IEC 60071-2 fornisce dei valori in p.u. applicabili a vari tipi di sistemi e che moltiplicati per la tensione massima del sistema forniscono una stima conservativa di queste sovratensioni.

Sovratensioni longitudinali durante un'operazione di sincronizzazione:

Sovratensioni a fronte lento: Sono sovratensioni impulsive aventi un fronte di durata compresa tra qualche decina e qualche migliaio di microsecondi. Sono dovute generalmente ai seguenti fenomeni: chiusura e riapertura di una linea, guasti ed eliminazione di guasti, perdita di carico, interruzione di correnti capacitivo o induttive, scariche lontane di origine atmosferica su un conduttore di linea aerea. Anche in questo caso, alcune delle cause sono limitate a dei casi particolari. In particolare:

1. Guasto: nei sistemi del campo I, vanno prese in considerazione se il neutro è isolato o messo a terra tramite bobina di estinzione, nel qual caso a Um è applicato un fattore $rad(3)$;
2. Perdita di carico: sono rilevanti solo nei sistemi del campo II, in cui le sovratensioni dovute a energizzazione o riapertura non superano 2 p.u.
3. Interruzione di correnti capacitivo: possono essere importanti in casi particolari quali l'interruzione di correnti di spunto dei motori, manovre e funzionamento di forni ad arco, interruzione di correnti con fusibili, manovre di banchi di condensatori, etc.
4. Scariche lontane: vanno prese in considerazione nel caso di sistemi aventi linee aeree lunghe (>100km)

Chiusura e riapertura (energizzazione): La chiusura e la riapertura di una linea trifase producono sovratensioni di manovra sulle tre fasi. Di conseguenza, ciascuna manovra genera tre sovratensioni fase-terra e tre sovratensioni tra fasi corrispondenti. Per le applicazioni pratiche, sono state introdotte numerose semplificazioni nella valutazione delle sovratensioni, che possono essere determinate attraverso studi di sistema. La norma IEC 60071-2 permette comunque di determinare dei valori in p.u. approssimati per tali tensioni, utilizzando rispettivamente la fig. 1 per la determinazione delle sovratensioni fase-terra e la fig.2 per le sovratensioni tra fasi. Le fig. 1 e 2 permettono di trovare i valori al 2% delle distribuzioni delle sovratensioni ($Ue2$ e $Up2$). Le sovratensioni rappresentative saranno uguali ai valori di troncatura delle stesse distribuzioni, che possono essere trovate (per i sistemi del campo I) con le seguenti relazioni: $Ue2=1,25*Ue2-0,25$ e $Up2=1,25*Up2-0,43$. Nota: per le apparecchiature del campo II ($Um>245kV$) queste relazioni non sono più valide (si veda allegato D IEC 60071-2).

Caratteristiche scaricatori: Livello di protezione agli impulsi di manovra dello scaricatore (tensione residua massima alla corrente di manovra nominale selezionata), moltiplicata per 2 per il fase-fase.

Sovratensioni a fronte veloce: Lasciare scritto «#VALORE!» se non si dispone di risultati derivanti da simulazioni dinamiche di sistema.

Description	Equipment position	Phase-to-ground [kV]			Phase-to-phase [kV]			Longitudinal
		Line entrance	Other equipment		Line entrance	Other equipment		
	Insulation		External insulation	Internal insulation		External insulation	Internal insulation	
Tensione a frequenza industriale						245		
Sovratensioni temporanee								
Guasto a terra			198,0311423					
Perdita di carico			183,8860607			318,5		282,9016319
Sovratensioni longitudinali durante un'operazione di sincronizzazione			///			///		282,9016319
Sovratensioni a fronte lento								
Chiusura e riapertura (energizzazione)		675,1406104		375,0781169	989,3281206		587,4001118	
Caratteristiche scaricatori			416			832		
Sovratensioni a fronte veloce			#VALORE!					

2. Determinazione delle tensioni di tenuta di coordinamento

Si ottengono a partire dalle sovratensioni rappresentative, applicandovi dei fattori che tengano conto delle incertezze relative ai valori di sovratensione e alla tenuta dei dielettrici delle apparecchiature.

Description	Equipment position	Phase-to-ground [kV]			Phase-to-phase [kV]			Longitudinal
		Line entrance	Other equipment		Line entrance	Other equipment		
	Insulation		External insulation	Internal insulation		External insulation	Internal insulation	
Short-duration power-frequency withstand voltage			183,8860607			318,5		282,9016319
Switching impulse withstand voltages		456,1779455		375,0781169	870,0448639		587,4001118	
Lightning impulse withstand voltage					601,6786531			

3. Determinazione delle tensioni di tenuta specificate

Le tensioni di tenuta richieste sono ottenute moltiplicando le tensioni di tenuta per dei fattori legati all'altitudine (Ka) e ad altri fattori (fattore di sicurezza Ks). Questo permette di trovare delle tensioni di tenuta corrispondenti alle condizioni di prova e condizioni atmosferiche normalizzate alle quali le apparecchiature sono testate.

Description	Equipment position	Phase-to-ground [kV]			Phase-to-phase [kV]			Longitudinal
		Line entrance	Other equipment		Line entrance	Other equipment		
	Insulation		External insulation	Internal insulation		External insulation	Internal insulation	
Short-duration power-frequency withstand voltage		211,1728615	230,9607076	211,4689608	365,7612153	400,0358001	366,275	325,3368767
Switching impulse withstand voltages		565,1844249	467,9572809	431,3398344	1066,823274	739,6553516	675,5101286	
Lightning impulse withstand voltage			755,7077841	691,9304511		755,7077841	691,9304511	

4. Conversione nelle tensioni di tenuta normalizzate

Le tensioni di tenuta normalizzate per i campi I e II sono date rispettivamente dalle tab. 2 e 3 della IEC 60071-1. Nel campo I le tensioni di tenuta normalizzate sono la tensione di tenuta di breve durata a frequenza industriale e la tensione di tenuta agli impulsi atmosferici. Esse dovranno coprire anche le tensioni di tenuta agli impulsi di manovra (tra fase e terra, tra fasi e longitudinali), che dovranno quindi essere convertite in tensioni di tenuta a frequenza industriale o in tensioni di tenuta all'impulso atmosferico. Questa conversione è svolta secondo la tab.2 della IEC 60071-2. Si può assumere, come considerazione generale, che per le linee di trasmissione nella gamma di tensione I, la tensione di tenuta normalizzata alle sovratensioni di breve durata a frequenza industriale copra le tensioni richieste di tenuta fase-terra agli impulsi di manovra. Le tensioni richieste di tenuta agli impulsi di manovra tra le fasi devono tuttavia essere prese in considerazione nella scelta della tensione di tenuta agli impulsi atmosferici o della tensione normalizzata di tenuta alla frequenza industriale di breve durata nel caso dei componenti installati all'ingresso della linea.

Description	Phase-to-ground [kV]	Phase-to-phase [kV]	Longitudinal
-------------	----------------------	---------------------	--------------

Equipment position	Line entrance	Other equipment		Line entrance	Other equipment	
		External insulation	Internal insulation		External insulation	Internal insulation
SDW (short duration power-frequency withstand voltage)	376,6910589	306,537194	301,9378841	729,7090747	486,8711668	472,85709
LIW (lightning impulse withstand voltage)	734,7397523	483,9158349	584,9466011	1386,870257	837,4259013	844,3876607

5. Riassunto delle tensioni di tenuta specificate

Le norme prescrivono la scelta di livelli di tensione normalizzate, indicate, per il campo I nella tab. 2 della IEC 60071-1. I livelli di isolamento normalizzati sono definiti come le associazioni ottenute combinando le tensioni di tenuta normalizzate di tutte le colonne senza incrociare le linee orizzontali marcate. Le tensioni di tenuta normalizzate devono coprire tutte le tensioni tra fase e terra, tra fasi e longitudinali, facendo attenzione a considerare nel campo corretto anche le tensioni di manovra convertite e fare attenzione a non incrociare le linee marcate. Nel caso solo determinati valori superino un dato livello normalizzato, è possibile stabilire prove specifiche che verifichino la tenuta o stabilire delle distanze di isolamento specifiche per l'isolamento in questione.

Description	Equipment position	Phase-to-ground [kV]			Phase-to-phase [kV]			Longitudinal
		Line entrance	Other equipment		Line entrance	Other equipment		
			External insulation	Internal insulation		External insulation	Internal insulation	
Short-duration power-frequency withstand voltage		211	231	211	366	400	366	325
Short-duration power-frequency withstand voltage (derived from witching impulse withstand voltages)		377	307	302	730	487	473	
Switching impulse withstand voltages		565	431	468	1067	676	740	
Lightning impulse withstand voltage		756	756	692	756	756	692	
Lightning impulse withstand voltage (derived from witching impulse withstand voltages)		735	484	585	1387	837	844	

6. Scelta del livello normalizzato

Scelta del livello normalizzato		
	Tensione di tenuta normalizzata di breve durata a frequenza industriale	Tensione di tenuta normalizzata agli impulsi di origine atmosferica
isolamento interno	395	750
isolamento esterno	460	850

7. Distanze in aria che assicurano una tensione specificata di tenuta all'impulso

Distanze in aria che assicurano una tensione specificata di tenuta all'impulso in una installazione		
Distanze per il livello scelto		
Distanza minima asta-struttura	1700	mm
Eventuali distanze specifiche (apparecchiature ingresso linea)		
Distanza minima asta-struttura	2850	mm
Distanza minima conduttore-struttura	2600	mm

8. Distanze superficiali in relazione al livello di inquinamento

In caso di inquinamento, la risposta dell'isolamento esterno alle tensioni a frequenza industriale diviene importante e può condizionare il suo progetto. La scarica dell'isolamento si produce generalmente quando la superficie è contaminata e resa umida da pioggia leggera, neve, rugiada o nebbia senza effetto di lavaggio notevole. Ai fini della normalizzazione, sono specificati quattro livelli qualitativi di inquinamento [...]. Gli isolatori devono sopportare la tensione più elevata del sistema in condizioni di inquinamento permanenti con un rischio di scarica ammissibile. La Tab.1 comprende le distanze superficiali specificate, necessarie alla tenuta per le quattro categorie di inquinamento, benché questi valori riguardino più il progetto dell'isolamento che il coordinamento dell'isolamento. Inoltre la IEC 507 collega a ciascun livello di inquinamento della Tab.1 una gamma di severità di inquinamento che deve essere soddisfatta per le prove con inquinamento artificiale.

Distanze superficiali in relazione al livello di inquinamento		
Distanze superficiali raccomandate	16	mm/kV

9. Raggio protetto attorno agli scaricatori

$L=c/(2*5)^{0.5}$ (U_{rp}-U_{pl}) Dove: c=300m/micros (velocità della luce) e $S=1/(n*Kco*X)$ pendenza dell'onda incidente (vedi allegato F IEC 60071-2).

Raggio protetto attorno agli scaricatori		
Distanza di parti attive protetta	29	m

3) Calcolo di Ra e Rkm

Dalla guida CIGRE "Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines"						
U50ns= 1561,6783 kV	tensione di tenuta 50% non standard, necessaria per tenere in conto la differente forma d'onda generata da una scarica di ritorno.					
U50= 1396,85 kV	tensione di tenuta al 50% calcolata secondo la IEC 40071-3 allegato G (circa 1400 kV per sistemi 220 kV)					
tau= 20 microS	impedenza d'onda della fune di guardia (500ohm)					
Z= 500 Ohm	lunghezza della campata					
L= 300 m	resistenza di terra del traliccio in bassa frequenza (10ohm)					
R0= 25 Ohm	velocità della luce					
c (luce)= 300 m/microS	tensione permanente equivalente					
Upf= 166,0345797 kV	fattore di accoppiamento tra fune di guardia e conduttori. E' pari a 0,15 per fune di guardia singola e 0,25-0,35 per fune di guardia doppia					
ca= 0,35	impedenza d'onda del traliccio					
Re= 17,28300308 Ohm	resistenza di terra del traliccio					
Ri= 18,56654575 Ohm	resistenza di terra del traliccio					
Ig= 152,7887454 kA	gradiente di scarica del terreno (400kV/m)					
Eg= 400 kV/m	resistività del terreno (1500ohm*m)					
rho= 1500 Ohm*m	corrente che attraversa la resistenza di terra, presa uguale a Ic critica e calcolata iterativamente					
Ic= 124,23 kA						
<table border="1"> <tr> <td>p(Ic)= 0,025333256</td> </tr> <tr> <td>Ic= 124,2344386 kA</td> </tr> </table>		p(Ic)= 0,025333256	Ic= 124,2344386 kA			
p(Ic)= 0,025333256						
Ic= 124,2344386 kA						
Ht= 31,6 m	Altezza palo					
b= 9,8 m	Larghezza traliccio, fasi esterne					
Ng= 3,405218991 strikes/km2/year	Tasso ceraunico					
Td= 35 gg/anno	Numero ceraunico					
<table border="1"> <tr> <td>Nl= 79,04050462 strikes/100km/year</td> <td>incidenza di scariche atmosferiche sulla linea</td> </tr> </table>		Nl= 79,04050462 strikes/100km/year	incidenza di scariche atmosferiche sulla linea			
Nl= 79,04050462 strikes/100km/year	incidenza di scariche atmosferiche sulla linea					
<table border="1"> <tr> <td>BFR= 1,20141199 (flashover/100km/year)</td> </tr> <tr> <td>Rkm*= 1,20141199 failures/100km/year</td> </tr> <tr> <td>Rkm= 1,20141E-05 failures/m/year</td> </tr> <tr> <td>Ra= 0,0025 failures/year</td> </tr> <tr> <td>La= 208,0884843 m</td> </tr> </table>		BFR= 1,20141199 (flashover/100km/year)	Rkm*= 1,20141199 failures/100km/year	Rkm= 1,20141E-05 failures/m/year	Ra= 0,0025 failures/year	La= 208,0884843 m
BFR= 1,20141199 (flashover/100km/year)						
Rkm*= 1,20141199 failures/100km/year						
Rkm= 1,20141E-05 failures/m/year						
Ra= 0,0025 failures/year						
La= 208,0884843 m						

Procedura per il calcolo di Rkm

DALL'ALLEGATO F DELLA IEC 60071-2: Rkm è il tasso di guasto annuale della linea aerea per una progettazione che corrisponda al primo chilometro davanti alla stazione (vedere equazione (F.16)) [unità usuale: 1/(100 km.anno); unità raccomandata: 1/(m.anno)].

In altri termini, è da calcolare il tasso di guasto di una linea i cui parametri sono quelli relativi al primo chilometro dalla sottostazione della linea presa in esame.

Il tasso di guasto, è definito nella CIGRE "Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines" (rif. [8] della norma IEC) come somma tra il tasso di scarica per difetto di isothermatura (SFPR) e il tasso di scarica di ritorno (BFR) (fulminazione che colpisce la fune di guardia ma che provoca una scarica da questa sul conduttore).

I valori tipici per una linea 220 kV di questi due termini sono di 0,05 scariche/200km/anno per lo SFPR e da 0,6 a 2 scariche/100km/anno per il BFR. In prima approssimazione si può quindi calcolare il tasso di guasto come pari al solo BFR.

La guida fornisce la seguente equazione:

$$BFR = 0,6 N_l \int_{I_c}^{\infty} f(I) dI = 0,6 N_l P(I_c) \text{ (backflash/100km/year)}$$

- Dove $P(I_c)$ è la probabilità che la corrente di fulmine superi il valore critico, calcolata secondo la:

$$P(I_c) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_c}{31}\right)^{1,5}}$$

- N_l è l'incidenza di scariche atmosferiche sulla linea, calcolata come:

$$N_l = \frac{N_g (2BH_c^{0,6} + b)}{10} \text{ (strikes/100km/year)}$$

Dove:

- H_c altezza della torre (m);
- b larghezza della linea (m) (tra i due conduttori più lontani);
- N_g livello ceraunico della zona (fulmini/km²/anno), eventualmente calcolato a partire dal numero ceraunico T_d (gg/anno), dato che è più diffusamente disponibile.

Resta da individuare la corrente critica. La guida fornisce la formula:

$$I_c = \frac{U_{50NS} - U_{PF}}{R_g (1 - c)}$$

In cui:

- R_g l'impedenza d'onda del traliccio $R_g = \frac{Z_g R_0}{Z_g + 2R_0}$:
 - Z_g impedenza d'onda della fune di guardia
 - R_0 resistenza di terra del traliccio $R_0 = R_g \frac{1}{1 + \left(\frac{R_g}{c}\right)}$ dove:
 - R_g resistenza di terra del traliccio a bassa frequenza;
 - I_g corrente che attraversa la resistenza di terra (in questo caso pari alla corrente critica);
 - I_g corrente limite sufficiente necessaria per innescare una ionizzazione del suolo sufficiente, trovata come $I_g = \frac{1}{2\pi} \left(\frac{E_g}{R_g}\right)$ dove:
 - E_g gradiente di ionizzazione del suolo;
 - ρ resistività del suolo;
- c fattore di accoppiamento tra fune/i di guardia e conduttori. Tipicamente pari a 0,15 per fune di guardia singola e 0,25-0,35 per fune di guardia doppia;
- U_{50} tensione presente sul conduttore (tipicamente assunto pari a 0,83 il valore di picco della tensione fase-terra)
- U_{50NS} "critical flashover voltage" calcolata in funzione della "standard lightning impulse flashover voltage", per altezze di traliccio inferiori di 50 m è data dall'equazione $U_{50NS} = \left(0,977 + \frac{2,82}{\tau}\right) U_{50}$ dove $\tau = \frac{2L}{c}$, con:
 - L lunghezza della campata;
 - c velocità della luce.

4) Energizzazione e richiusura

Fig.1 IEC 60071-2

Campi di valori 2% delle sovratensioni a fronte lento all'estremità della linea dovute a energizzazione e richiusura

causa della sovratensione=	0	0=Energizzazione, 1=Richiusura trifase
resistore di inserzione singolo=	1	0=Si, 1=No
sistema di alimentazione=	1	0=Complesso, 1=Induttivo
compensazione parallela=	1	0>50%, 1<50%

Ue2 nel caso preso in considerazione:

Da 1,7 p.u. a 2,9 p.u.

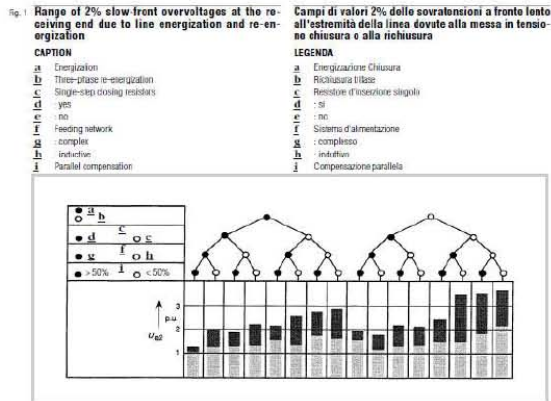
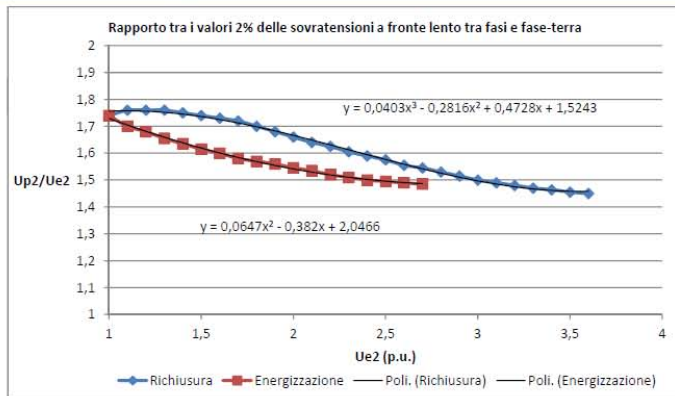


Fig.2 IEC 60071-2

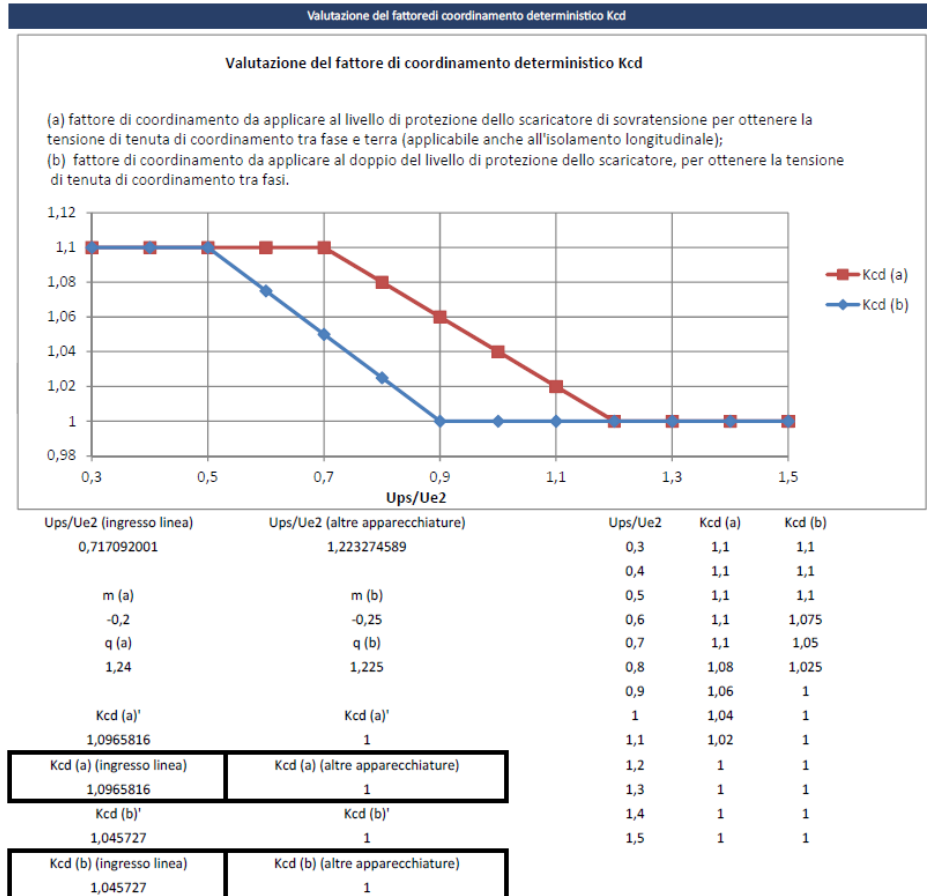
Rapporto tra i valori 2% delle sovratensioni a fronte lento tra fasi e fase-terra



Ue2 (p.u.)	Up2/Ue2	Up2/Ue2
1	1,74	1,74
1,1	1,76	1,7
1,2	1,76	1,68
1,3	1,76	1,655
1,4	1,75	1,635
1,5	1,74	1,615
1,6	1,73	1,6
1,7	1,72	1,58
1,8	1,7	1,57
1,9	1,68	1,56
2	1,66	1,545
2,1	1,64	1,535
2,2	1,625	1,52
2,3	1,605	1,51
2,4	1,59	1,5
2,5	1,575	1,495
2,6	1,555	1,49
2,7	1,545	1,485
2,8	1,53	
2,9	1,515	
3	1,5	
3,1	1,49	
3,2	1,48	
3,3	1,47	
3,4	1,464	
3,5	1,455	
3,6	1,45	

5) Fattore deterministico

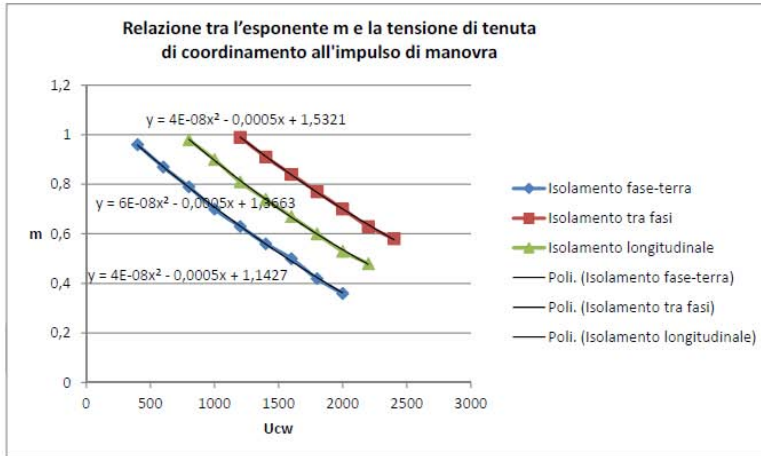
Fig.6 IEC 60071-2



6) Fattore Ka

Fig.9 IEC 60071-2

Relazione tra l'esponente m e la tensione di tenuta di coordinamento all'impulso di manovra



Ucw (kV ²)	m		
	Isolamento fase-terra	Isolamento tra fasi	Isolamento longitudinale
0			
200			
400	0,96		
600	0,87		
800	0,79		0,98
1000	0,7		0,9
1200	0,63	0,99	0,81
1400	0,56	0,91	0,74
1600	0,5	0,84	0,67
1800	0,42	0,77	0,6
2000	0,36	0,7	0,53
2200		0,63	0,48
2400		0,58	
2600			

	Ucw (ft) (kV) (ing.)	Ucw (ff) (kV) (ing.)	
	456,1779455	870,0448639	
	Ucw (ft) (kV) (a.a.)	Ucw (ff) (kV) (a.a.)	
	375,0781169	587,4001118	
	m (fase-terra)	m (tra fasi)	m (longitudinale)
a	0,0004	0,0006	0,0004
b	-0,048	-0,0525	-0,0505
c	1,1427	1,3226	1,5321
m (ing.)	0,923735316	0,865829579	
m (a. app.)	0,962663104	1,014217056	

APPENDICE B

Thesis Number	Document	Title	Date	Class	Rev.
3004	TH0001	Simulazioni di fulminazione diretta	11/05/2014	-	00

Classes:

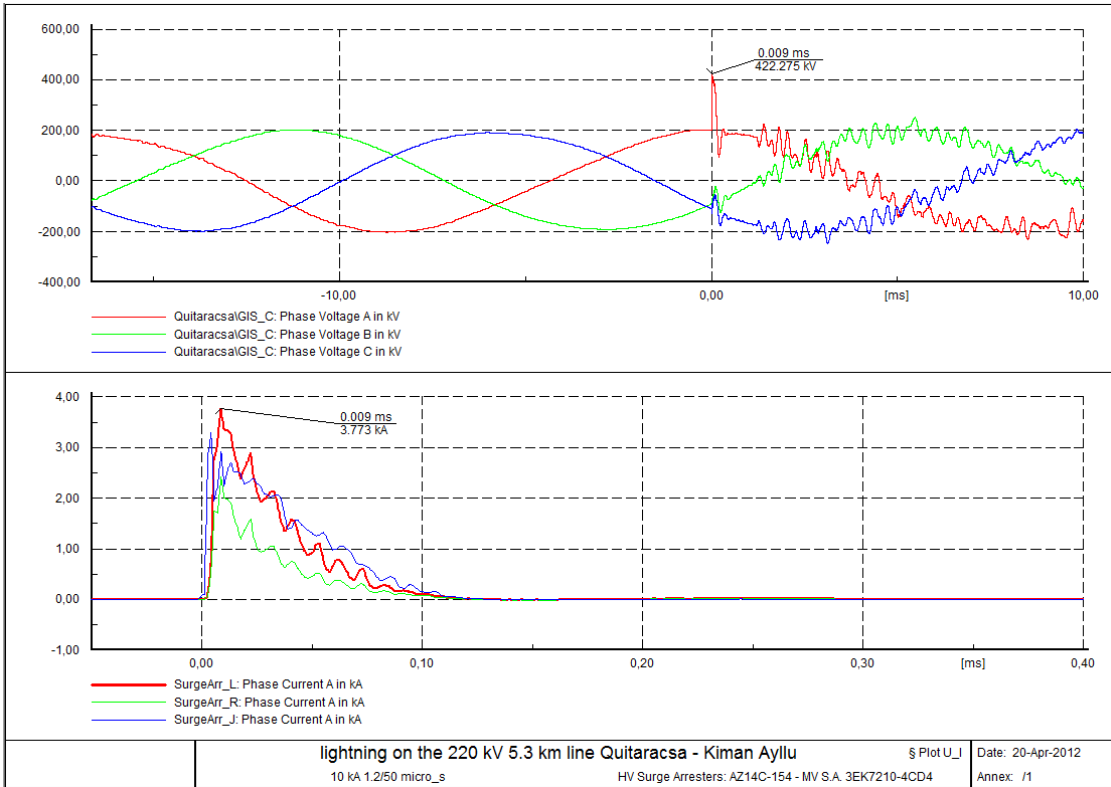
UP	Project Upgrades
RS	Results Analysis
FQ	Considerations and Requests
FR	Final Report

Description

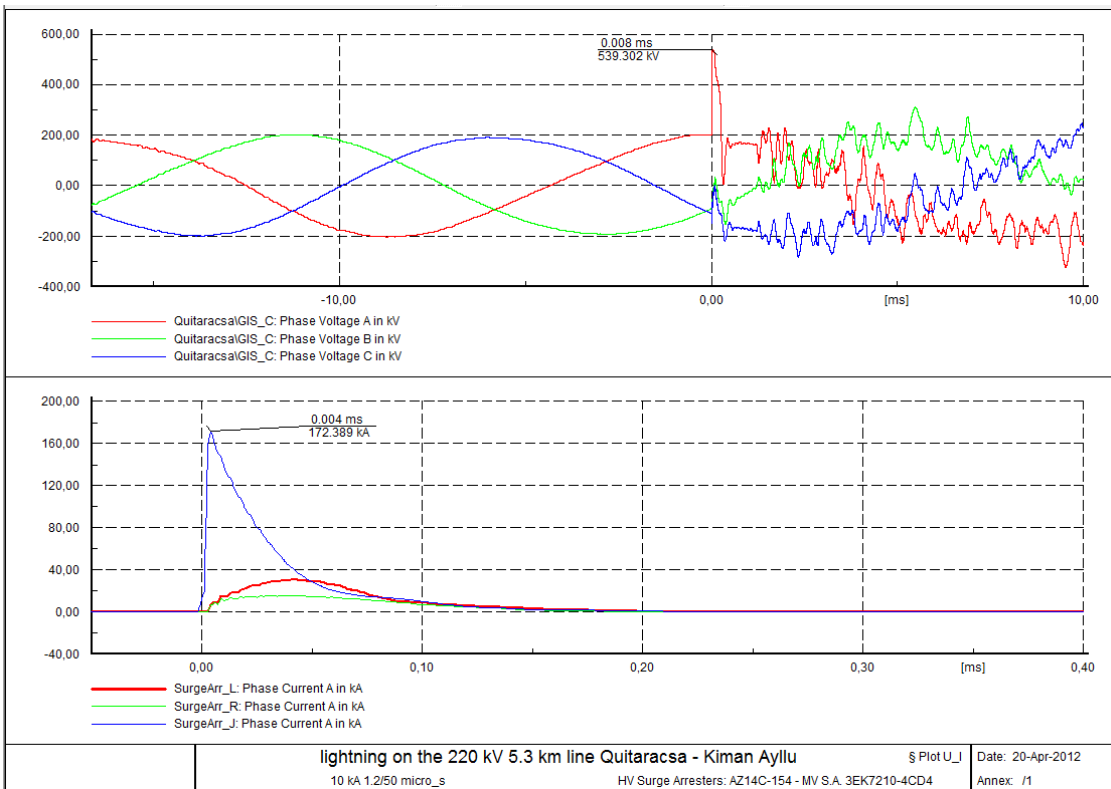
Risultati di simulazioni di fulminazione diretta. Le simulazioni sono state svolte per diverse distanze del fulmine dalla sottostazione di Quitaracsa e per diverse intensità di corrente di fulmine.

Distanza (m)	Corrente di fulmine (kA)	Sovratensione alla sottostazione esterna (kV)
0	10	422,26
0	40	462,71
0	100	518,47
0	200	539,3
535	10	420,41
535	40	462,63
535	100	521,8
535	200	574,9
50	10	422,26
50	40	462,84
50	100	521,64
50	200	552,73
5000	10	420,14
5000	40	464,62
5000	100	519,41
5000	200	574,9

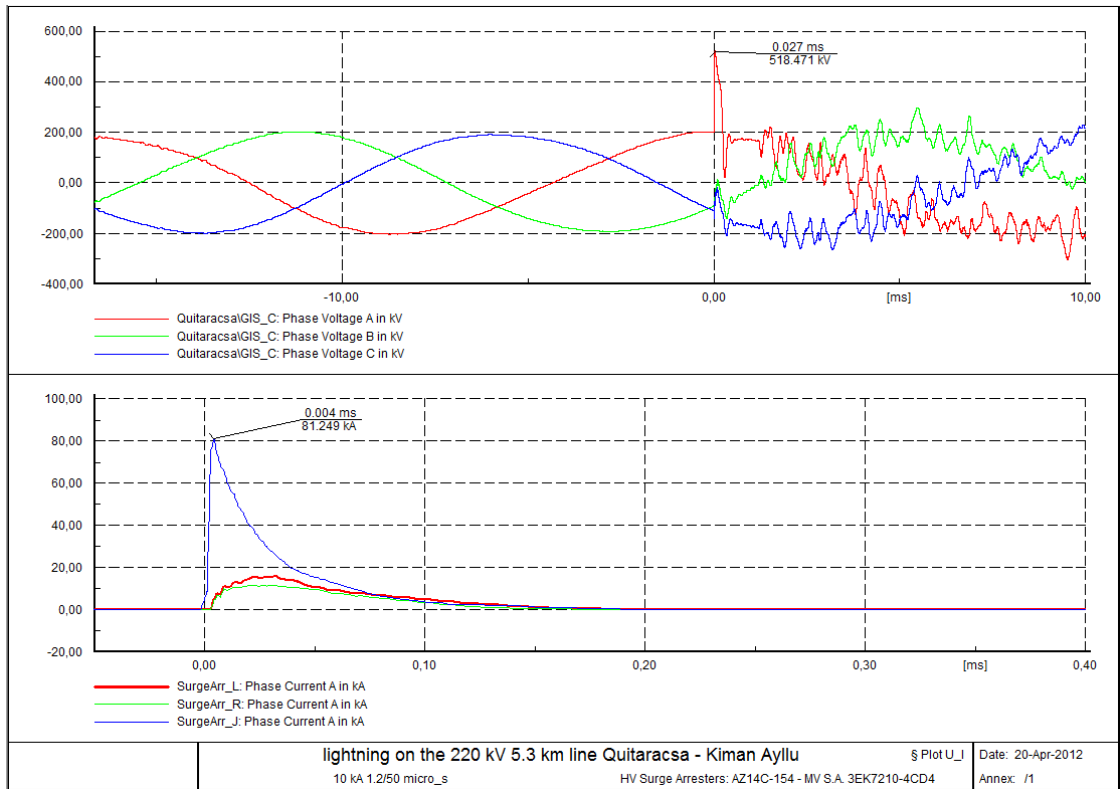
1) $I_p = 10 \text{ kA}$, sulla giunzione linea aerea - cavo AT



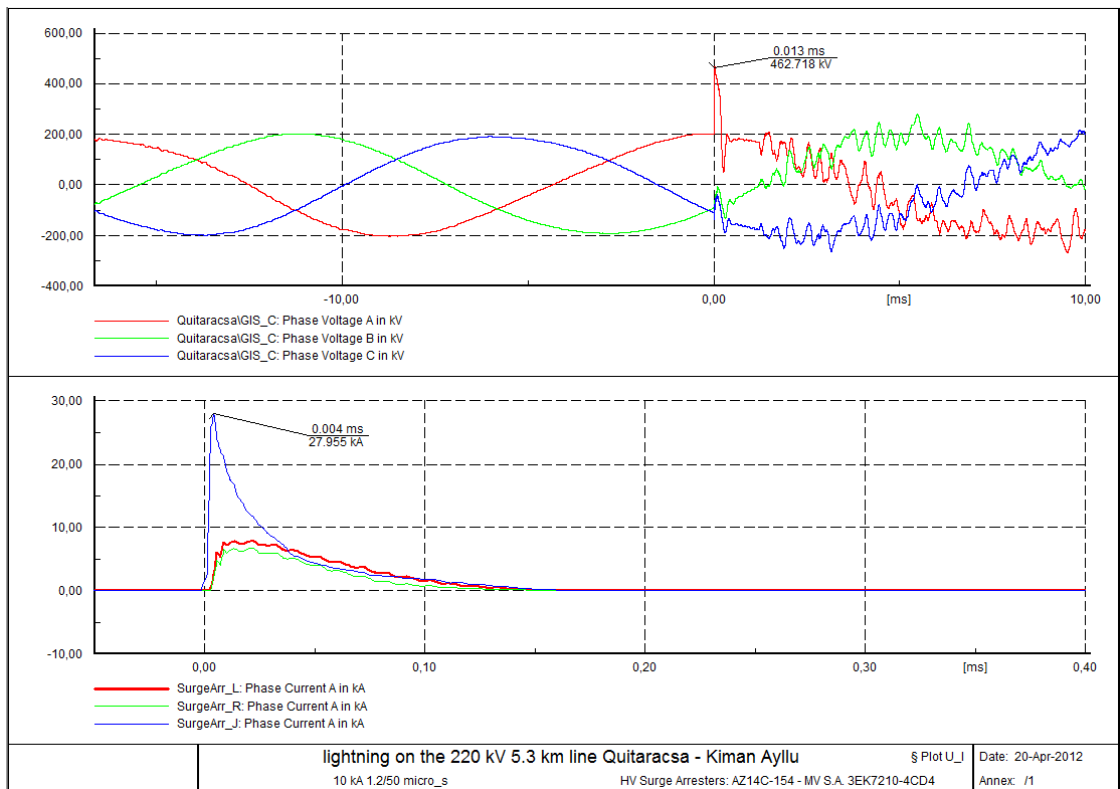
2) $I_p = 200 \text{ kA}$, sulla giunzione linea aerea - cavo AT



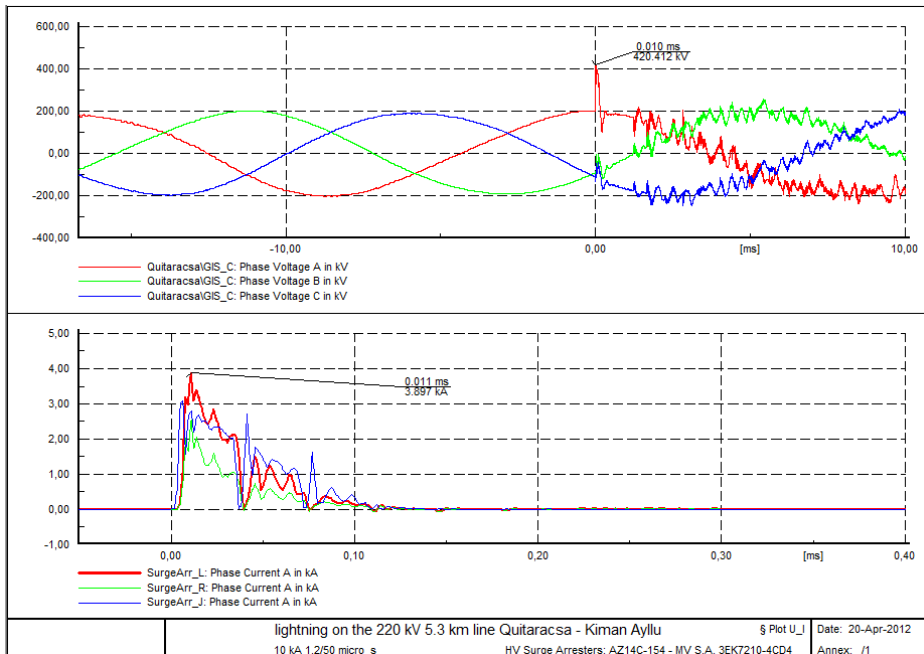
3) $I_p = 100 \text{ kA}$, sulla giunzione linea aerea - cavo AT



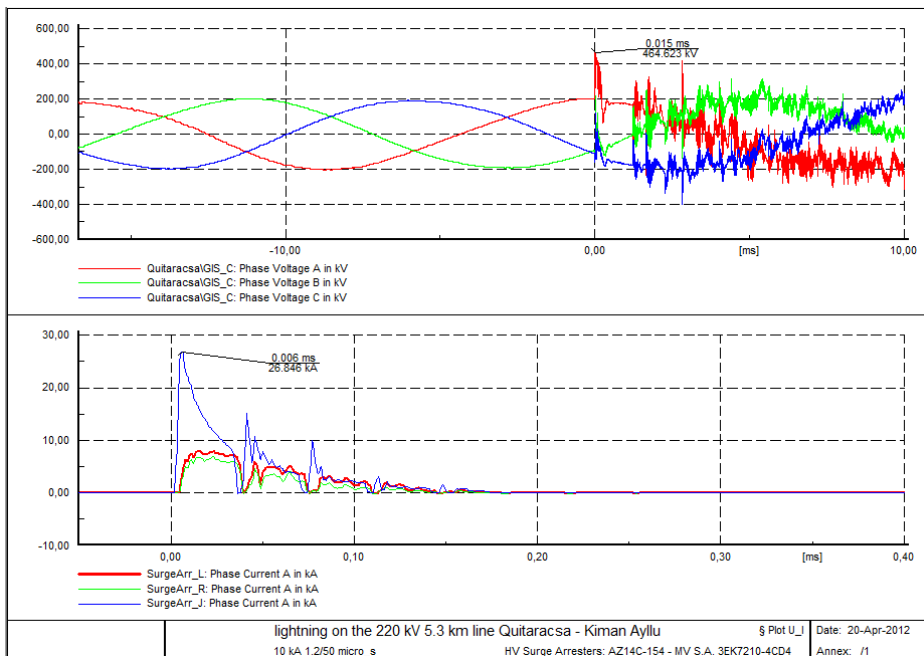
4) $I_p = 40 \text{ kA}$, sulla giunzione linea aerea - cavo AT



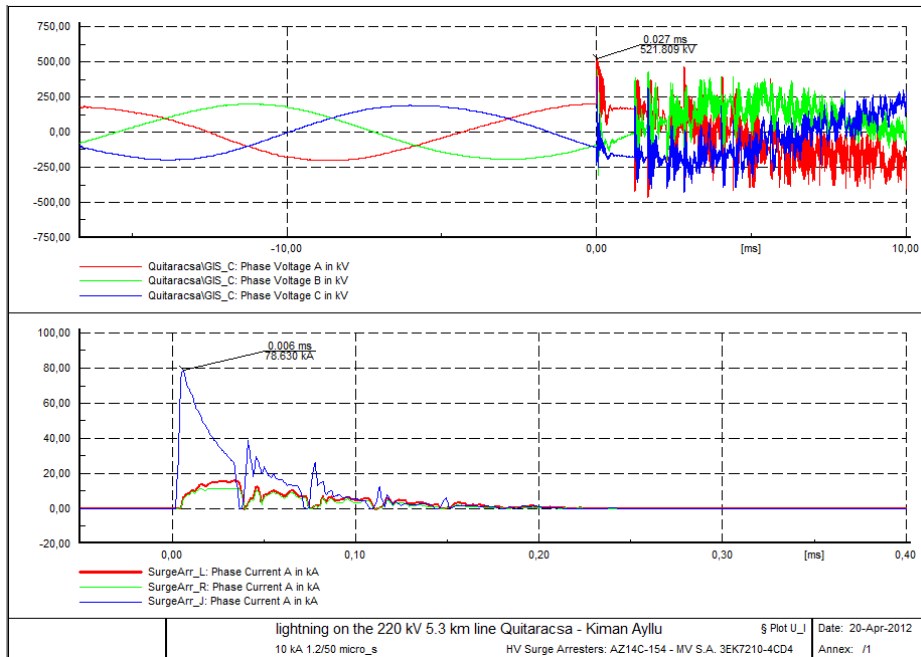
5) $I_p = 10 \text{ kA}$ a 535 m dalla giunzione linea aerea - cavo AT



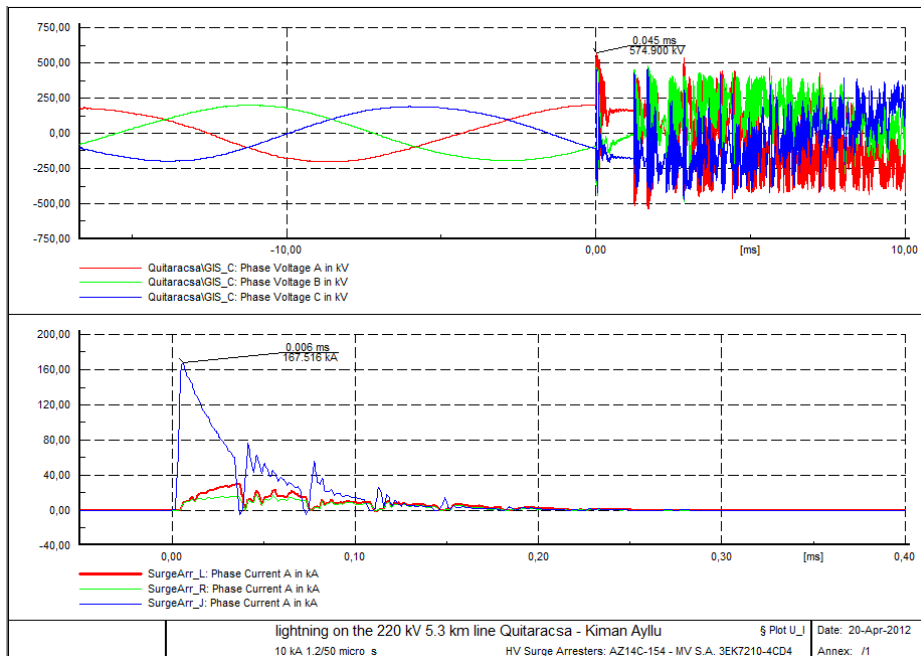
6) $I_p = 40 \text{ kA}$ a 535 m dalla giunzione linea aerea - cavo AT



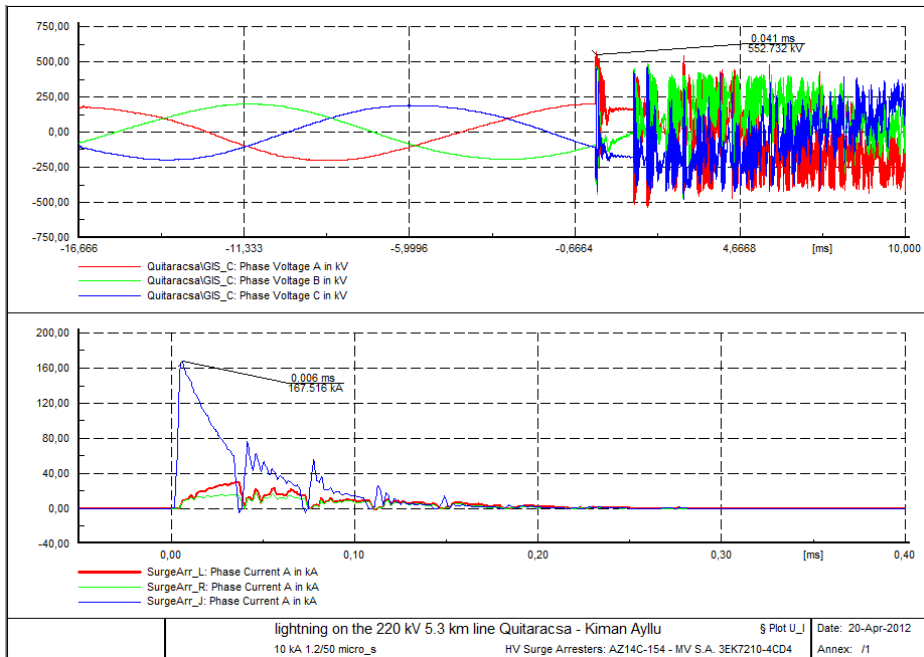
7) $I_p = 100 \text{ kA}$ a 535 m dalla giunzione linea aerea - cavo AT



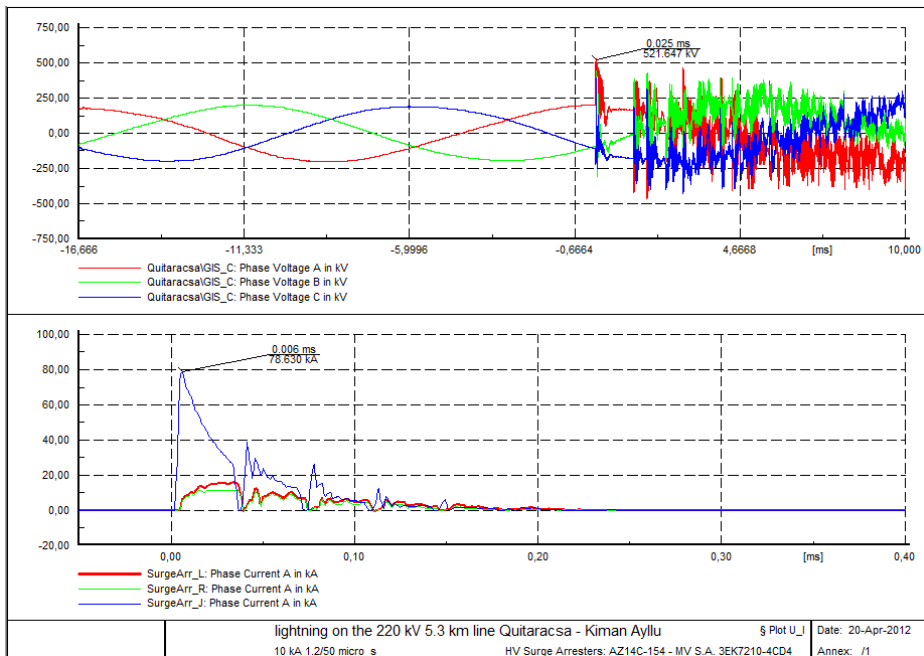
8) $I_p = 200 \text{ kA}$ a 535 m dalla giunzione linea aerea - cavo AT



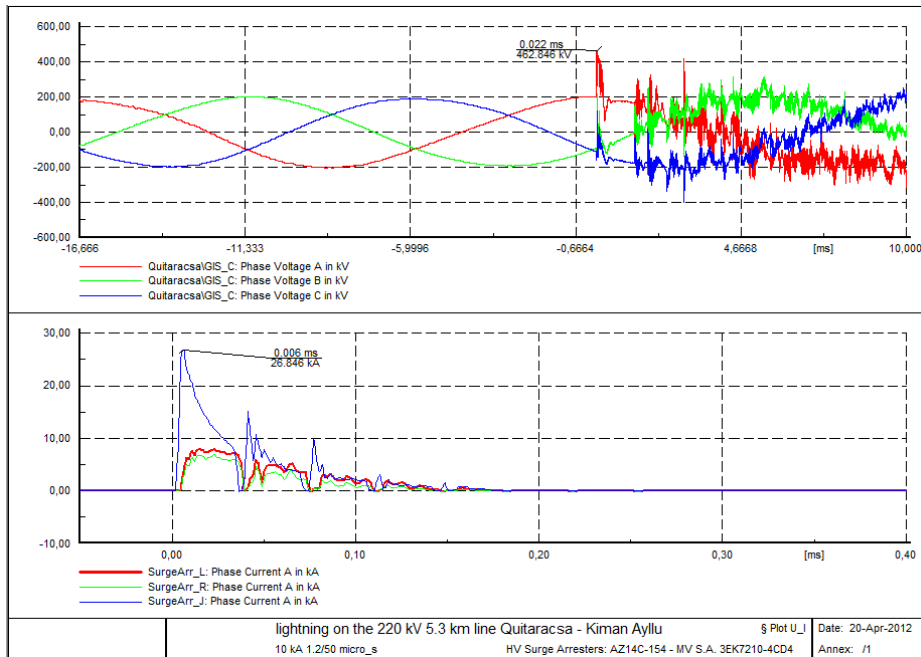
9) $I_p = 200 \text{ kA}$ a 50 m dalla giunzione linea aerea - cavo AT



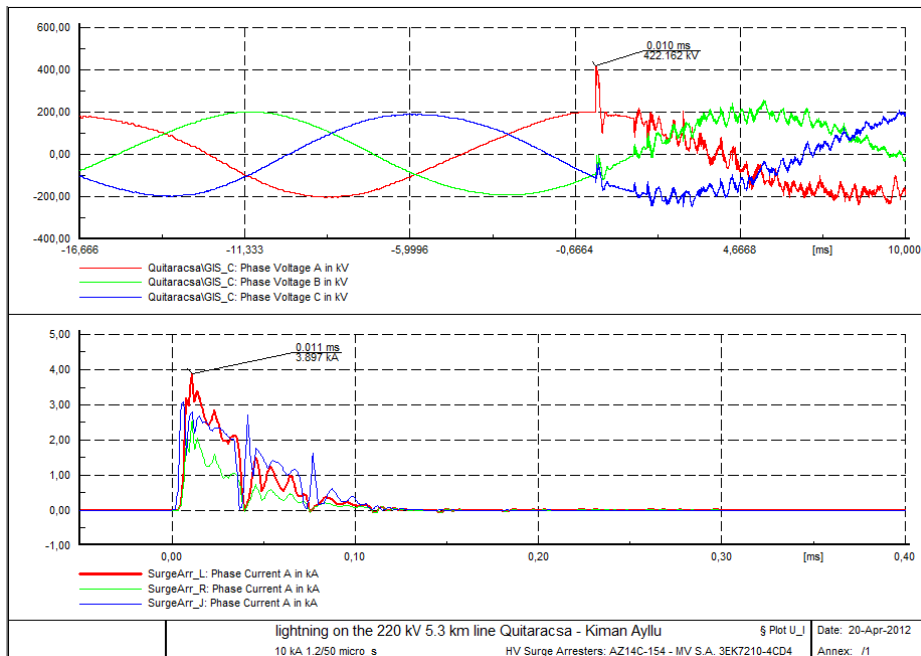
10) $I_p = 100 \text{ kA}$ a 50 m dalla giunzione linea aerea - cavo AT



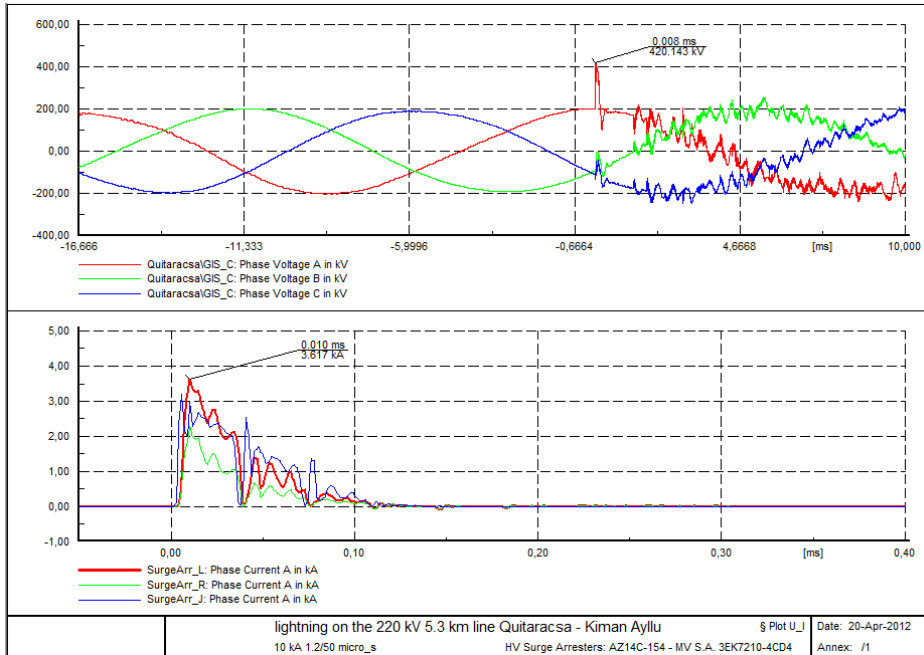
11) $I_p = 40 \text{ kA}$ a 50 m dalla giunzione linea aerea - cavo AT



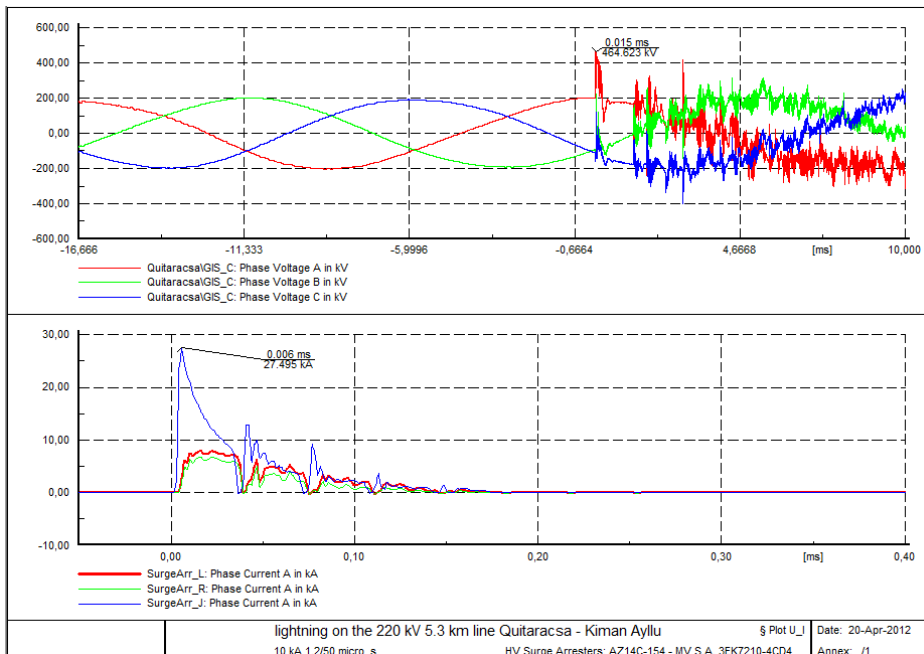
12) $I_p = 10 \text{ kA}$ a 50 m dalla giunzione linea aerea - cavo AT



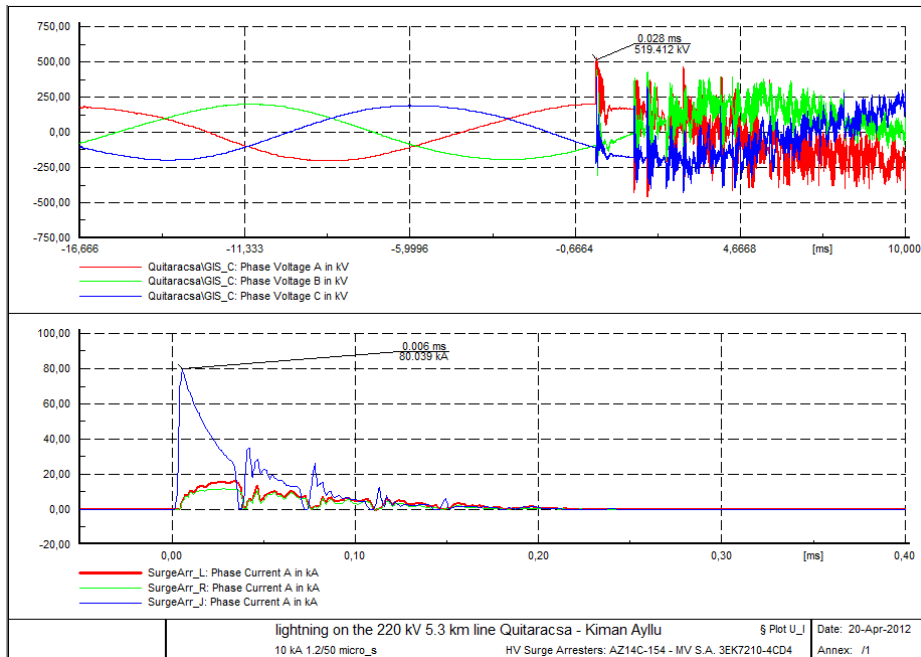
13) $I_p = 10 \text{ kA}$ a 5km dalla giunzione linea aerea - cavo AT



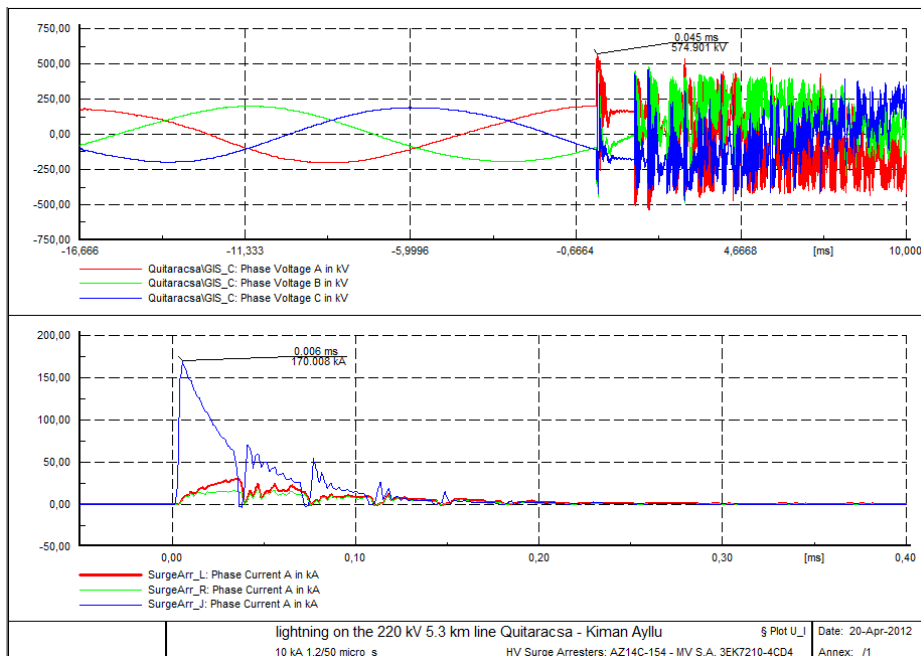
14) $I_p = 40 \text{ kA}$ a 5 km dalla giunzione linea aerea - cavo AT



15) $I_p = 100 \text{ kA}$ a 5 km dalla giunzione linea aerea - cavo AT



16) $I_p = 200 \text{ kA}$ a 5 km dalla giunzione linea aerea - cavo AT



APPENDICE C

Thesis Number	Document	Title	Date	Class	Rev.
3004	TH0001	Scariche di ritorno - Variazione di T_0	11/05/2014	-	00

Classes:

UP Project Upgrades
RS Results Analysis
FQ Considerations and Requests
FR Final Report

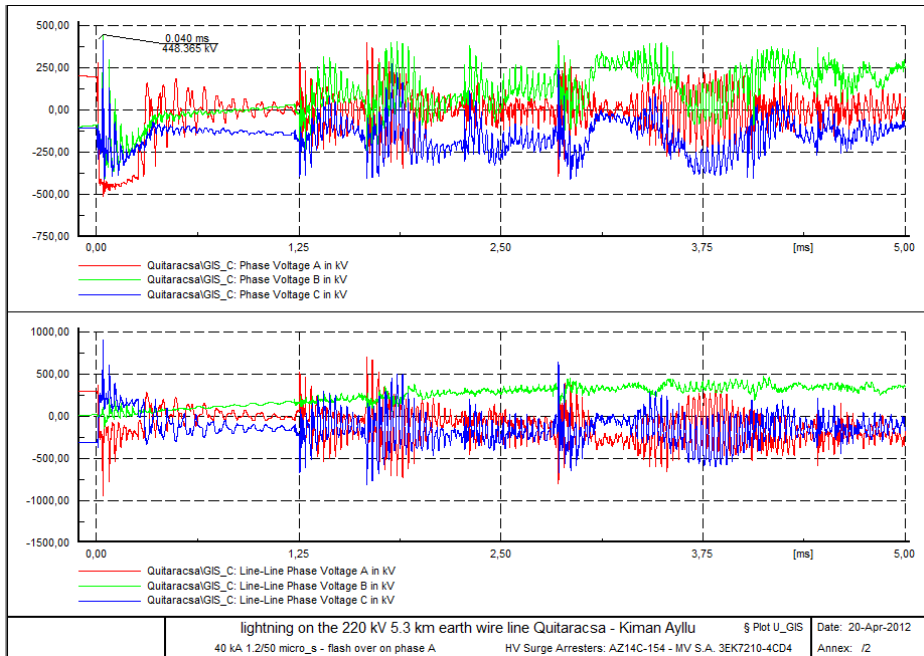
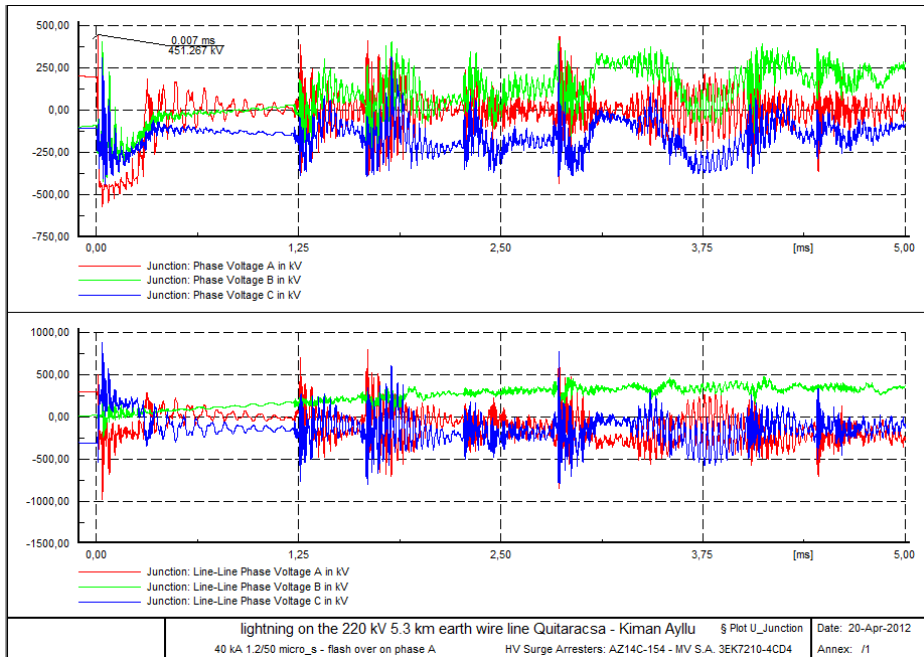
Description

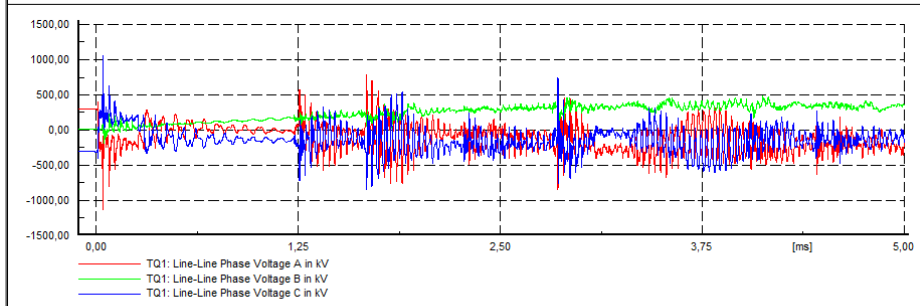
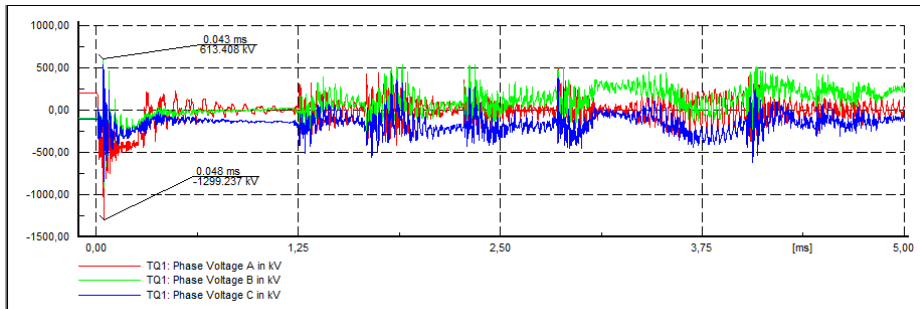
Simulazioni svolte per osservare l'effetto dell'istante iniziale della scarica. Sono state riportate 3 simulazioni diverse:

- 1) $T_0 = 0$ s;
- 2) $T_0 = 0,033$ s;
- 3) $T_0 = 0,067$ s.

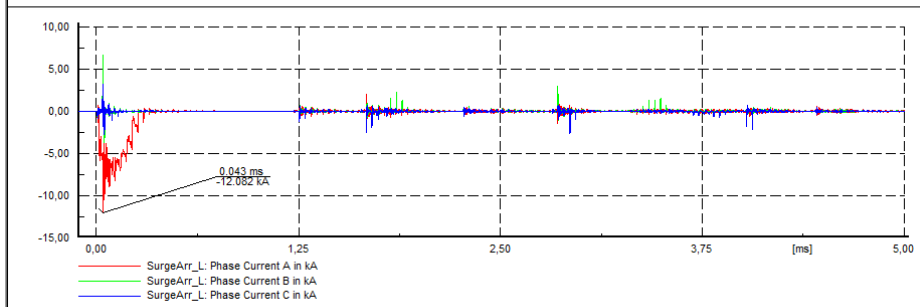
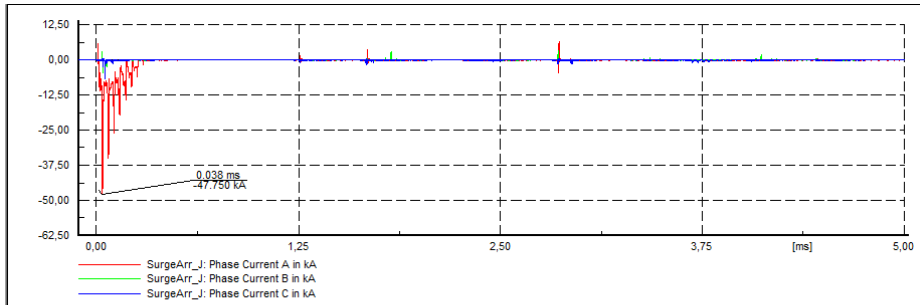
In tutti i casi la corrente di fulmine è stata impostata a 124 kA e la distanza di impatto sulla linea a 1 km.

1) $T = 0$ s;



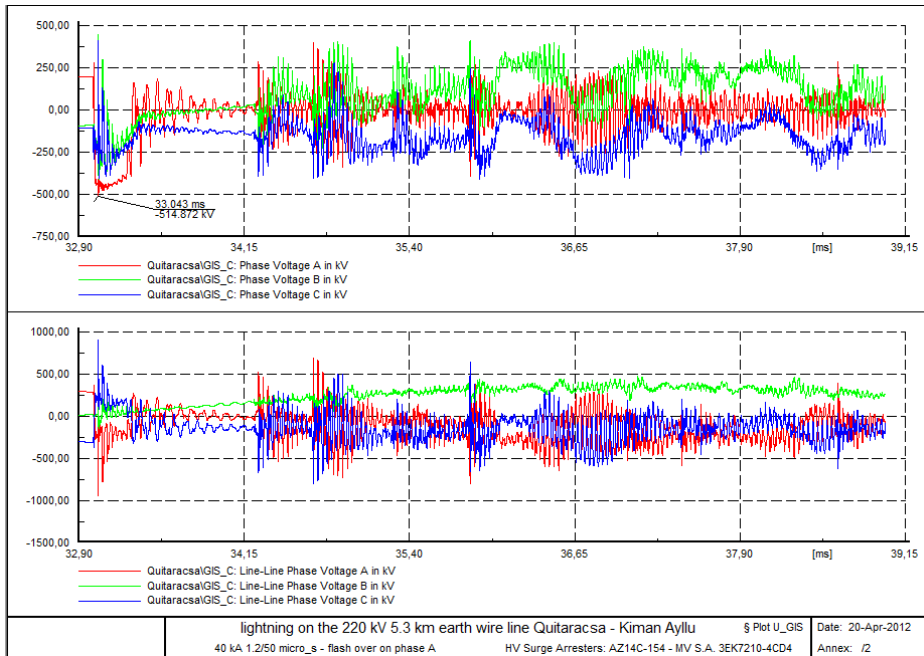
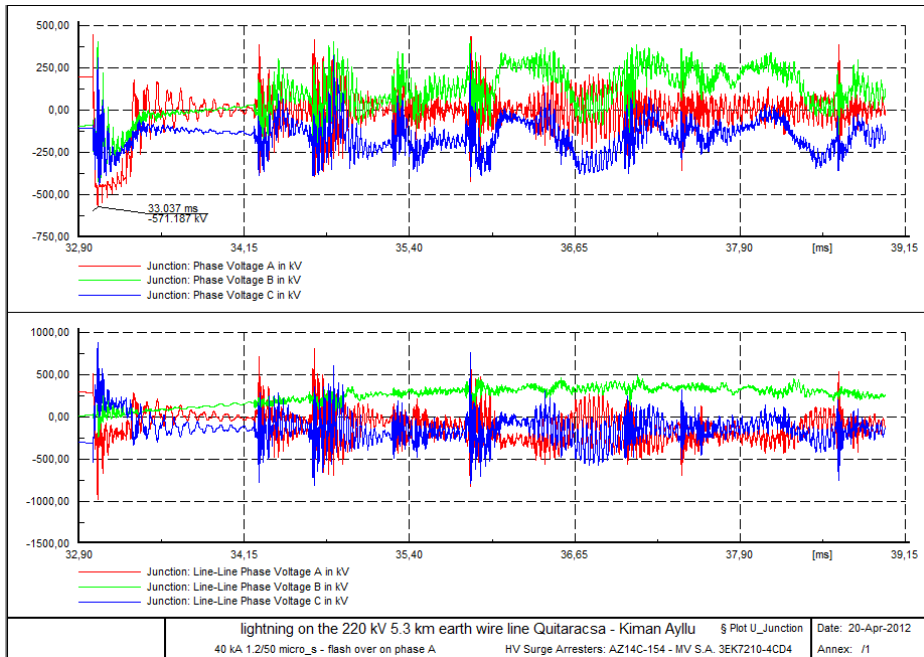


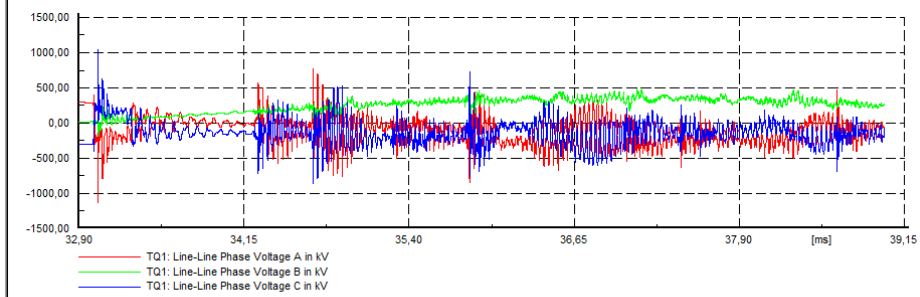
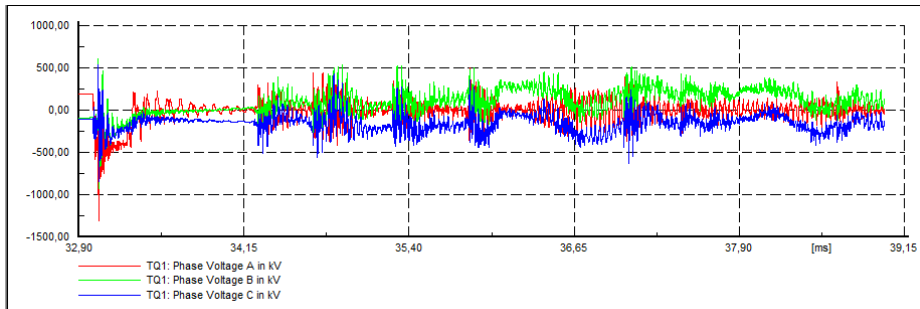
lightning on the 220 kV 5.3 km earth wire line Quitaracsa - Kiman Ayllu § Plot U_Trafo Date: 20-Apr-2012
 40 kA 1.2/50 micro_s - flash over on phase A HV Surge Arresters: AZ14C-154 - MV S.A. 3EK7210-4CD4 Annex: /3



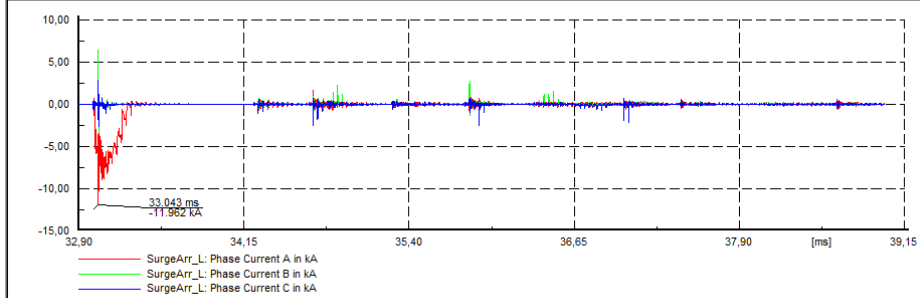
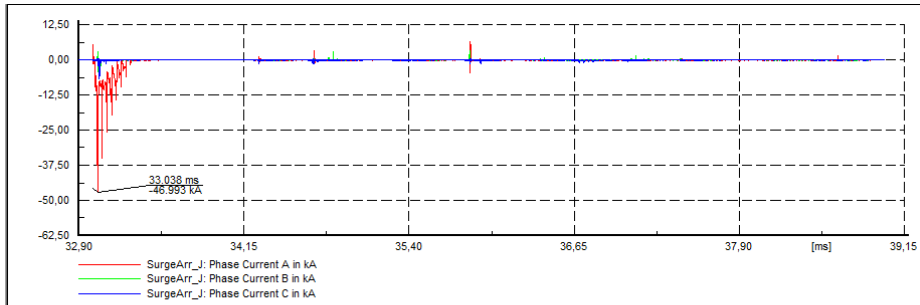
lightning on the 220 kV 5.3 km earth wire line Quitaracsa - Kiman Ayllu § Plot L_Surge arresters Date: 20-Apr-2012
 40 kA 1.2/50 micro_s - flash over on phase A HV Surge Arresters: AZ14C-154 - MV S.A. 3EK7210-4CD4 Annex: /4

2) $T = 0.033 \text{ s}$;



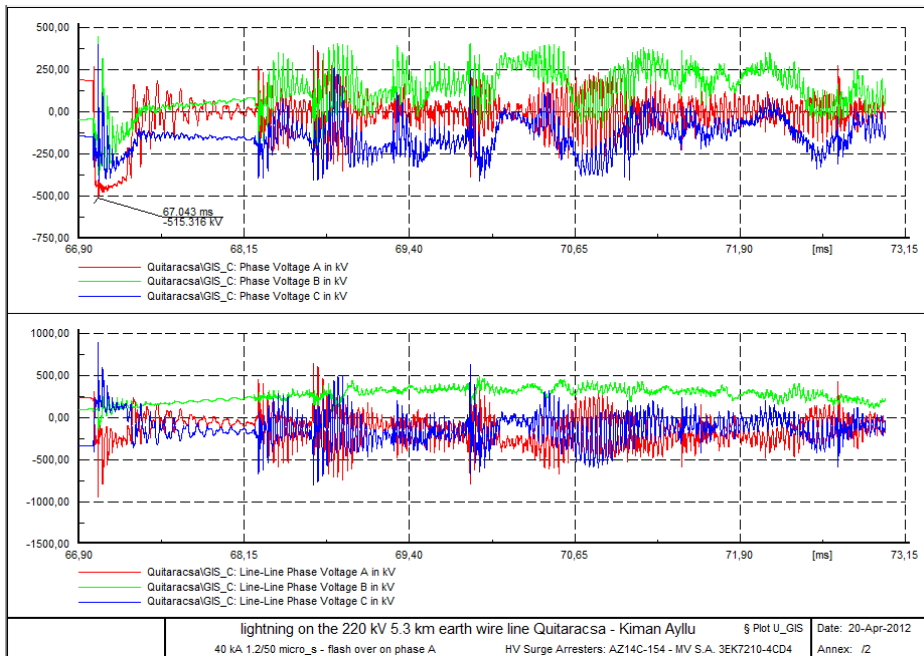
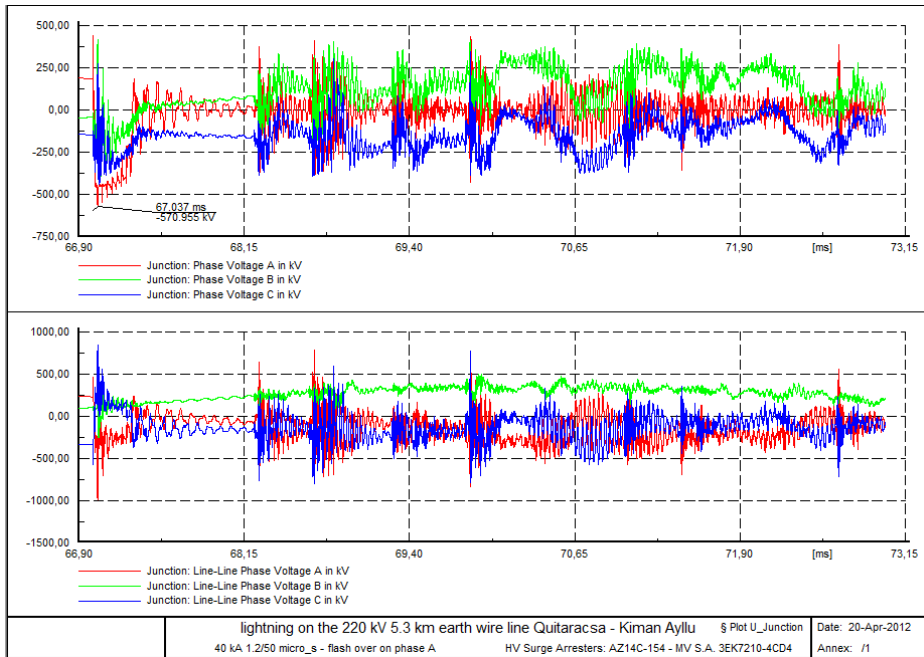


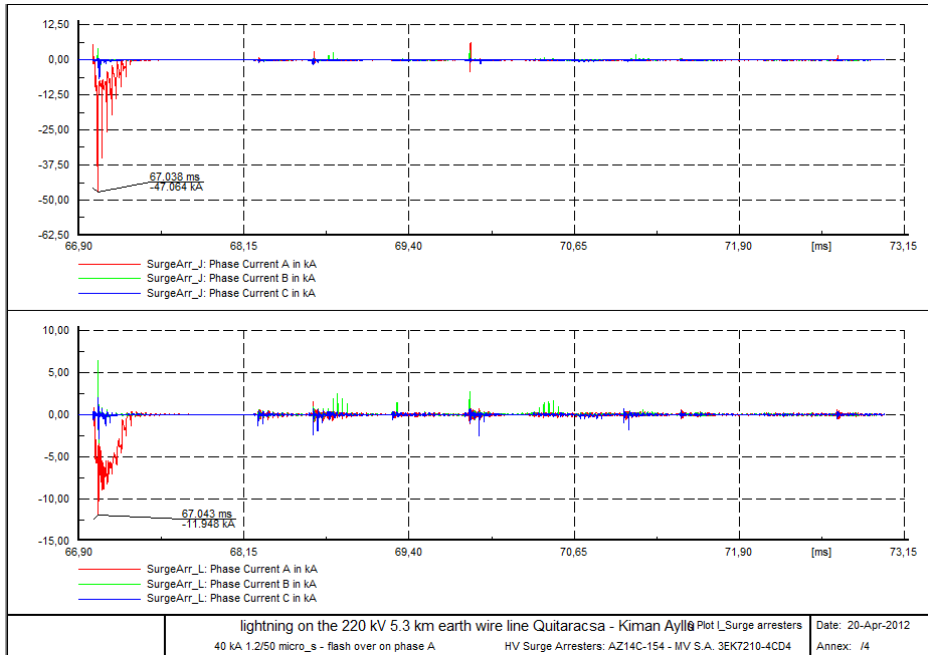
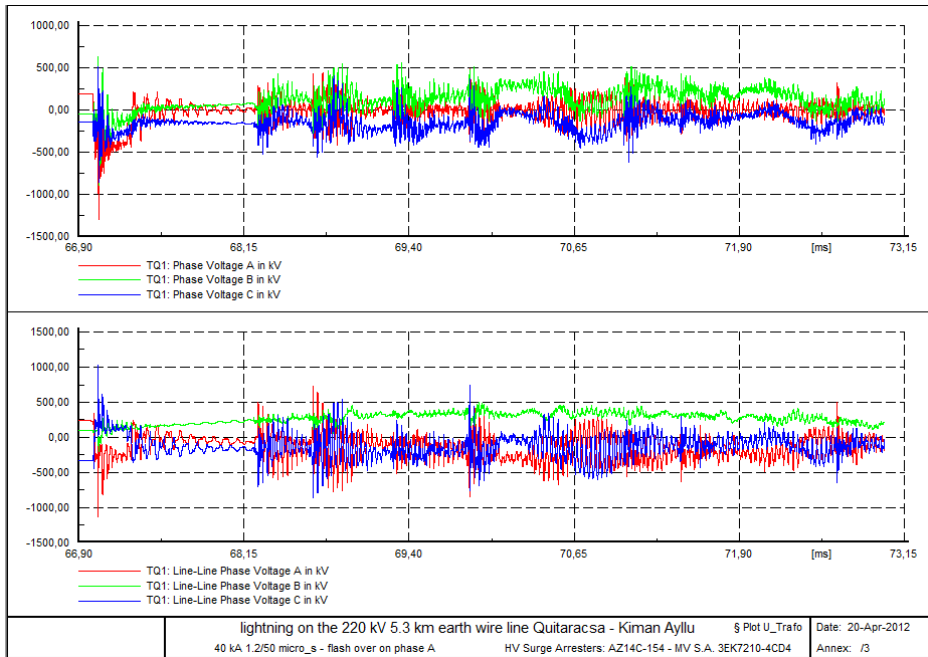
lightning on the 220 kV 5.3 km earth wire line Quitaracsa - Kiman Ayllu § Plot U_Trafo Date: 20-Apr-2012
 40 kA 1.2/50 micro_s - flash over on phase A HV Surge Arresters: AZ14C-154 - MV S.A. 3EK7210-4CD4 Annex: /3



lightning on the 220 kV 5.3 km earth wire line Quitaracsa - Kiman Ayllu § Plot L_Surge arresters Date: 20-Apr-2012
 40 kA 1.2/50 micro_s - flash over on phase A HV Surge Arresters: AZ14C-154 - MV S.A. 3EK7210-4CD4 Annex: /4

3) $T = 0.067\text{ s}$;





APPENDICE D

Thesis Number	Document	Title	Date	Class	Rev.
3004	TH0001	Scariche di ritorno - effetto scaricatori	11/05/2014	-	00

Classes:

UP	Project Upgrades
RS	Results Analysis
FQ	Considerations and Requests
FR	Final Report

Description

Simulazioni svolte per osservare l'effetto dei vari scaricatori presenti. Sono state svolte quattro simulazioni diverse:

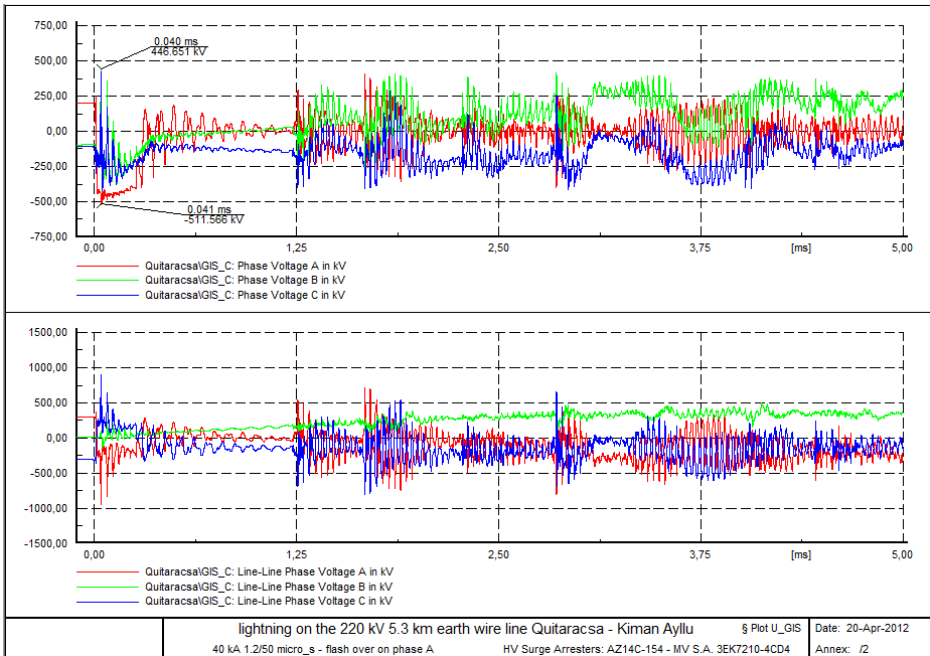
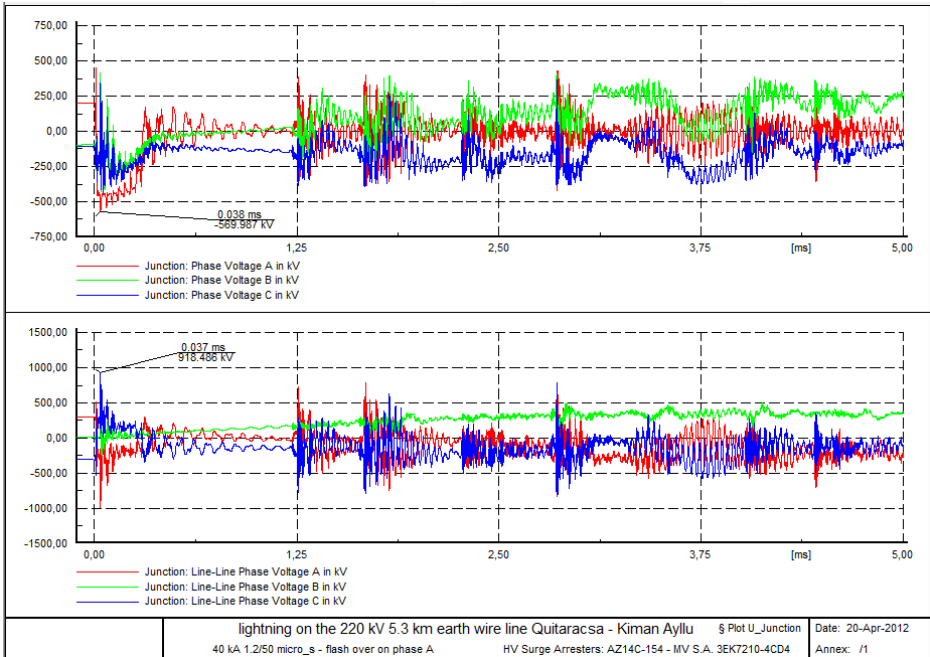
- 1) con tutti gli scaricatori (configurazione normale)
- 2) disattivando gli scaricatori presenti alla giunzione linea aerea - cavo AT - sottostazione esterna
- 3) disattivando gli scaricatori presenti a livello del modulo blindato
- 4) disattivando tutti gli scaricatori AT

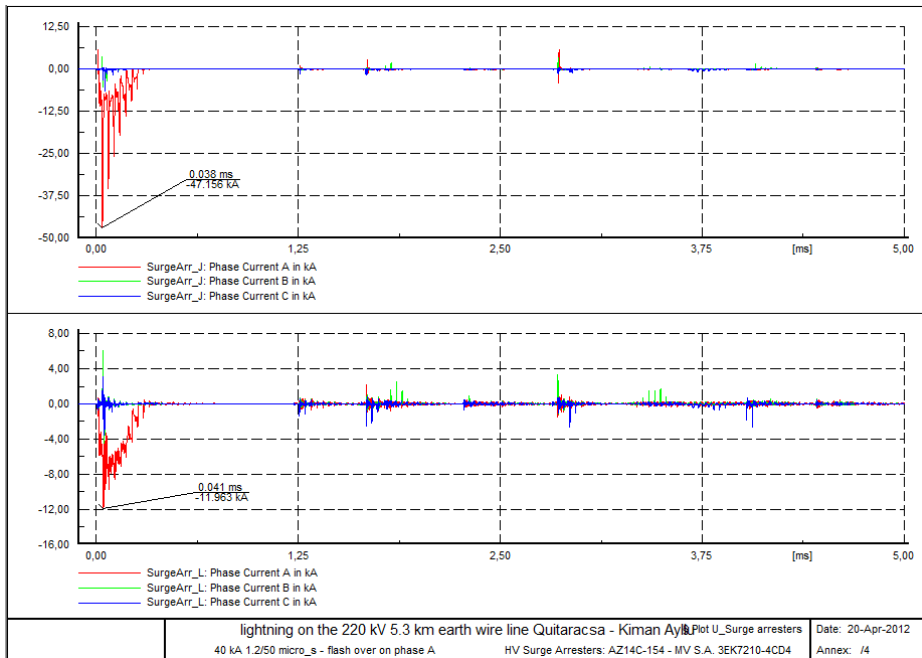
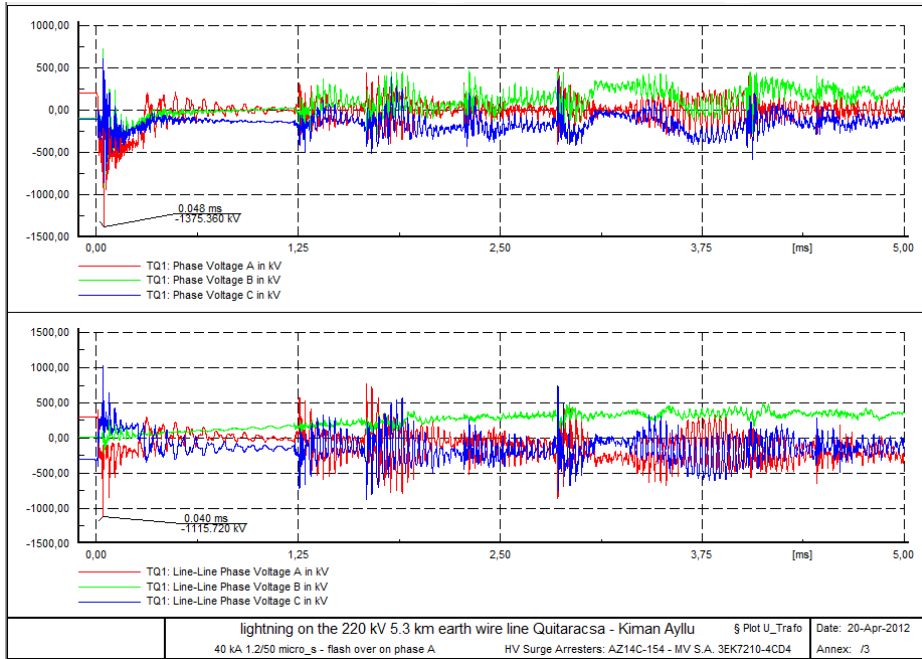
In tutti i casi la corrente di fulmine è stata impostata a 124 kA e la distanza di impatto sulla linea a 1 km.

Nel caso 1) le sovratensioni alla giunzione linea aerea - cavo AT e a livello del GIS sono rispettivamente di 569 e 511 kV. Eliminando gli scaricatori alla giunzione linea aerea - cavo AT le sovratensioni alla stessa raggiungono valori molto elevati (1600 kV), mentre quelle al GIS sono limitate dagli scaricatori, ma salgono comunque leggermente (606 kV). Eliminando gli scaricatori a livello del GIS, le tensioni sono comunque limitate da quelli presenti alla giunzione linea aerea - cavo AT, ma salgono comunque (moderatamente alla giunzione linea aerea - cavo AT, 590 kV, più marcatamente nel GIS, 679 kV). Eliminando tutti gli scaricatori, si ottengono sovratensioni proibitive in ogni punto del sistema (>4000 kV...).

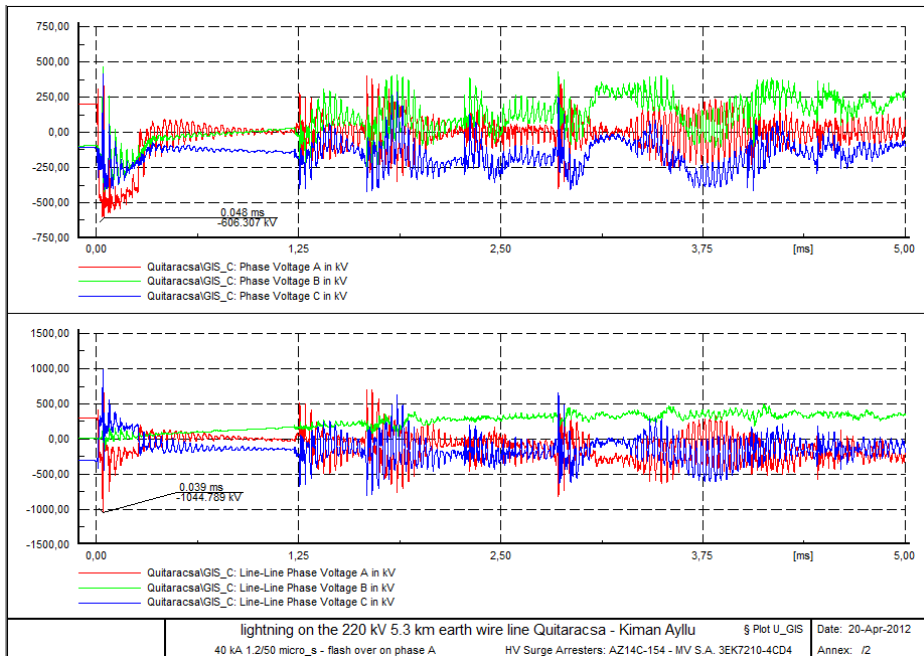
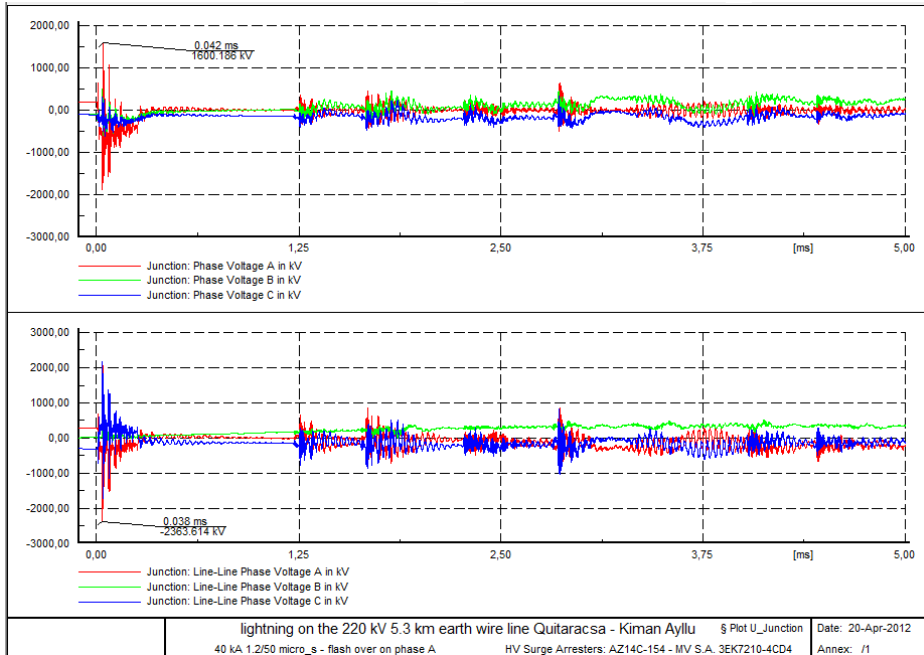
(Si sono riscontrate anche delle sovratensioni molto elevate a livello del lato AT del trasformatore, anche con tutti gli scaricatori inseriti. Questo è dovuto al modello o effettivamente la riflessione/trasmisione delle onde viaggianti provoca queste sovratensioni?)

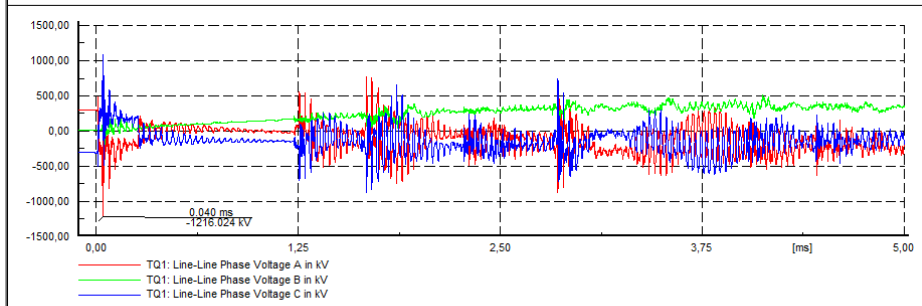
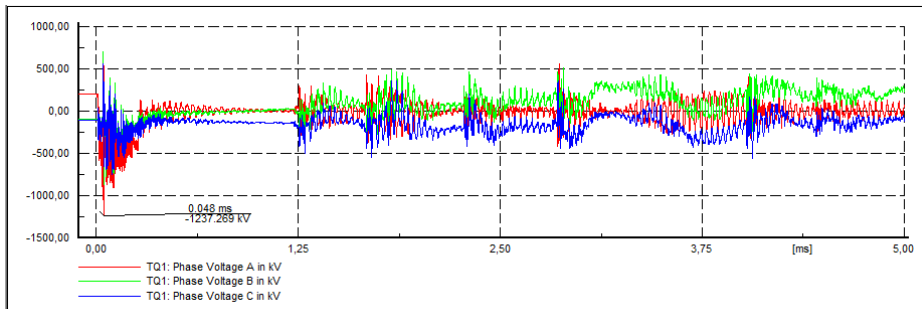
1) Scarica di ritorno ($I_p = 124$ kA, backflashover, a 1 km dalla giunzione linea aerea - cavo AT), scaricatori tutti attivi



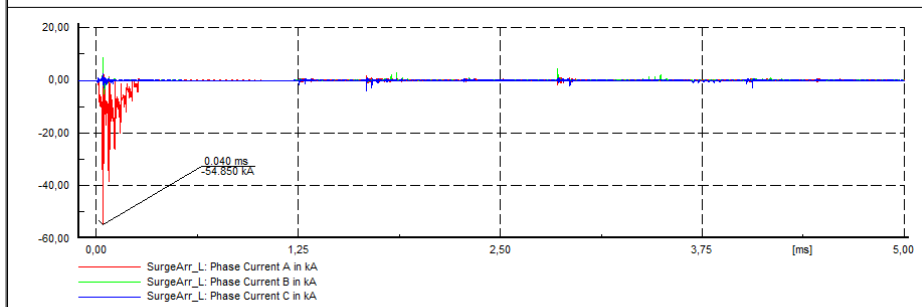
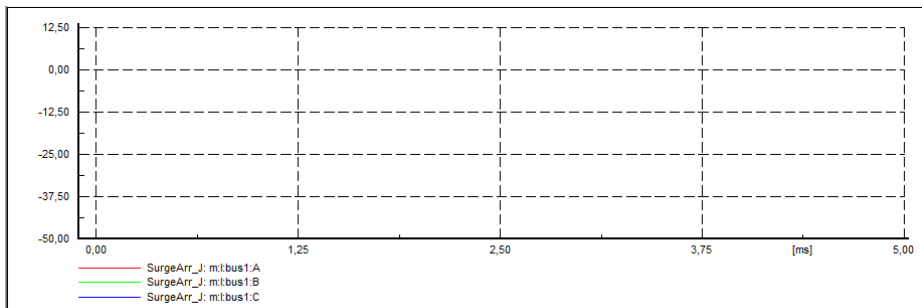


2) Scarica di ritorno ($I_p = 124$ kA, backflashover, a 1 km dalla giunzione linea aerea - cavo AT), senza scaricatore nella sottostazione esterna



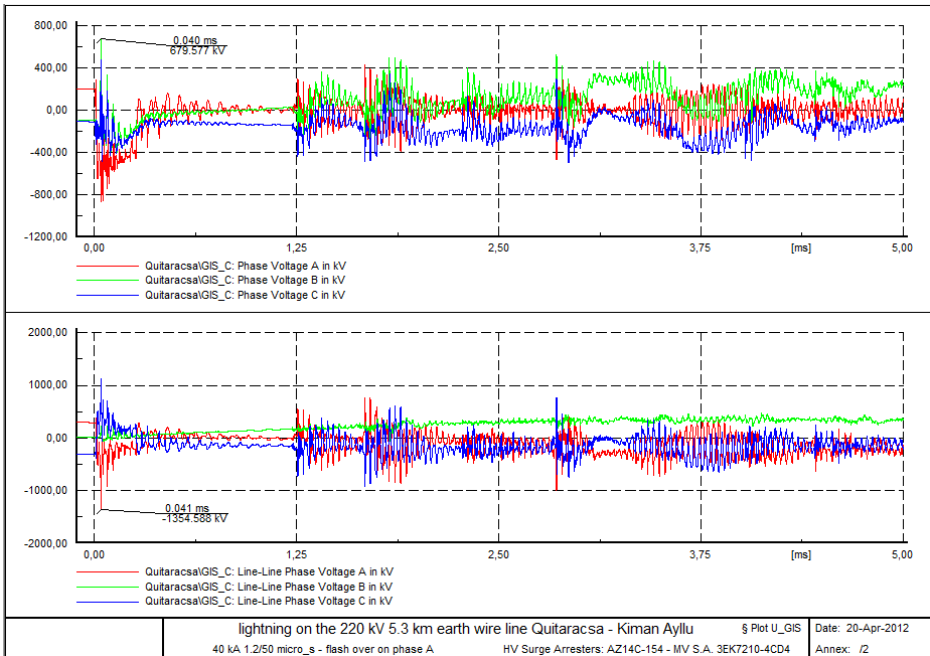
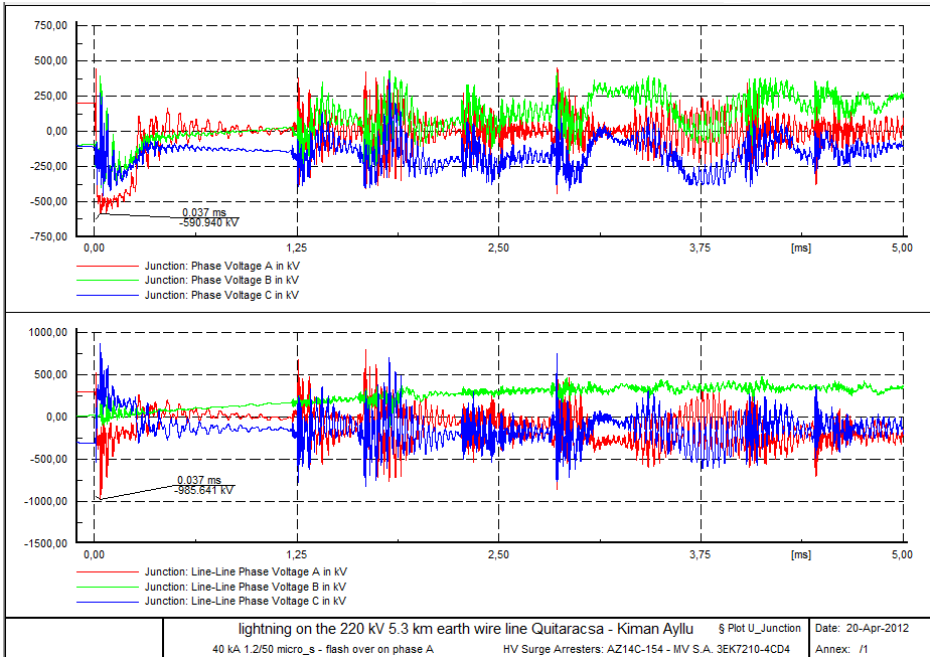


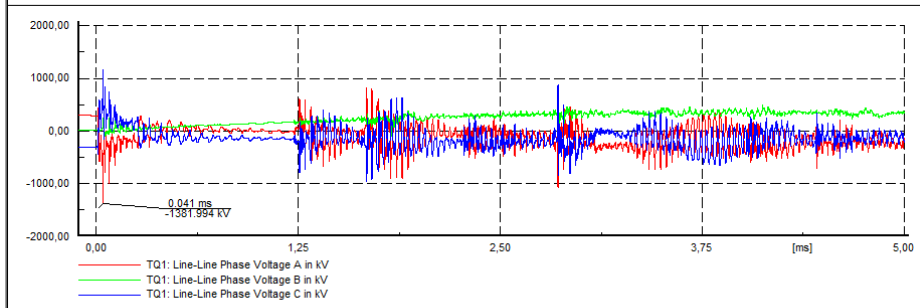
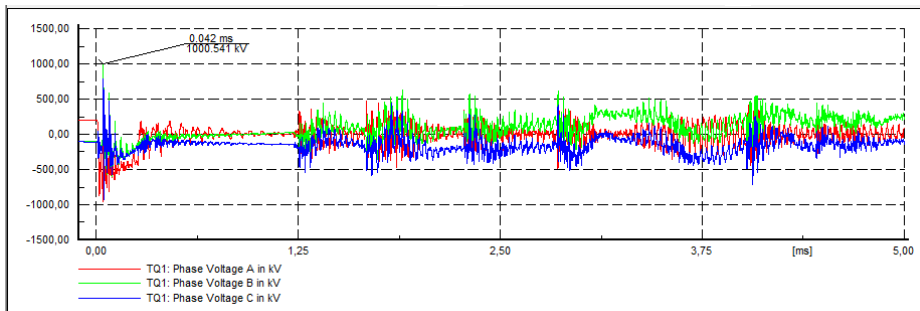
lightning on the 220 kV 5.3 km earth wire line Quitaracsa - Kiman Ayllu § Plot U_Trafo Date: 20-Apr-2012
 40 kA 1.2/50 micro_s - flash over on phase A HV Surge Arresters: AZ14C-154 - MV S.A. 3EK7210-4CD4 Annex: /3



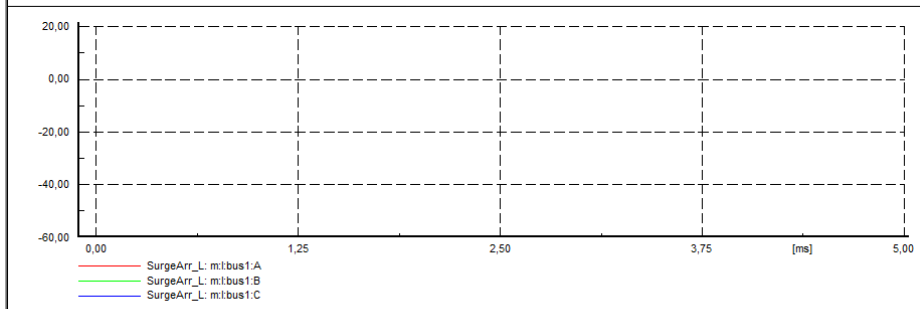
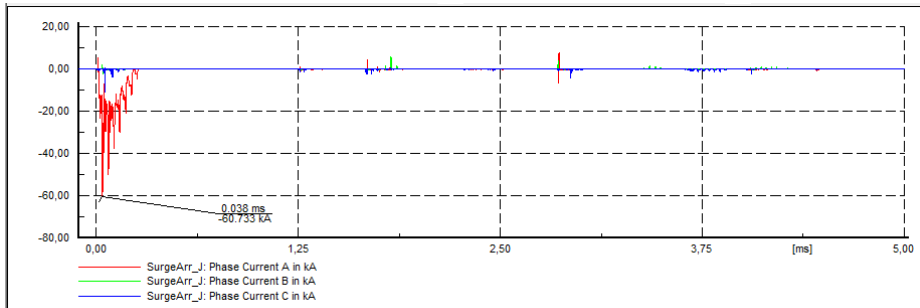
lightning on the 220 kV 5.3 km earth wire line Quitaracsa - Kiman Ayllu § Plot U_Surge arresters Date: 20-Apr-2012
 40 kA 1.2/50 micro_s - flash over on phase A HV Surge Arresters: AZ14C-154 - MV S.A. 3EK7210-4CD4 Annex: /4

3) Scarica di ritorno ($I_p = 124$ kA, backflashover, a 1 km dalla giunzione linea aerea - cavo AT), senza scaricatori a livello del modulo blindato



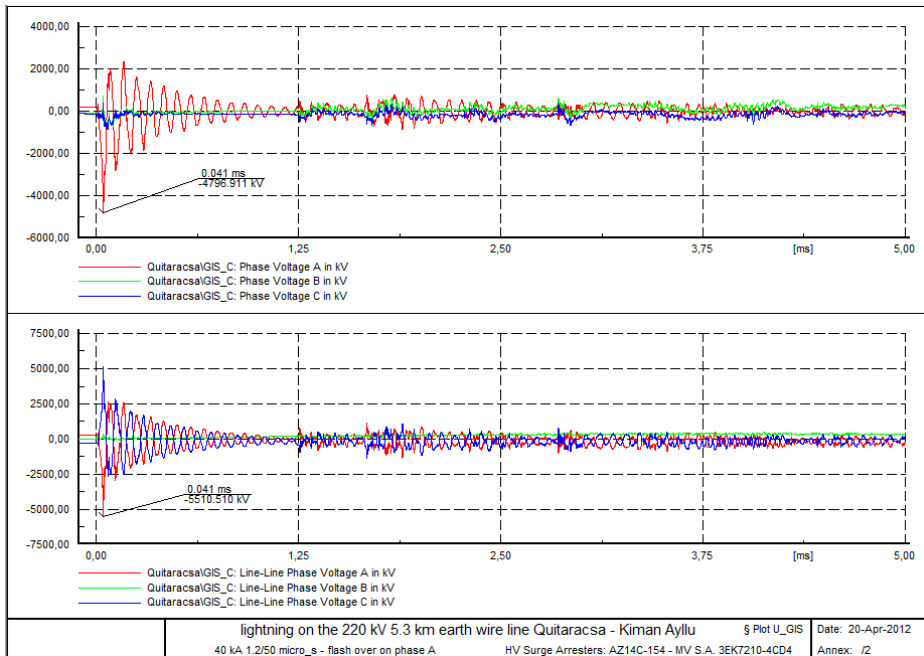
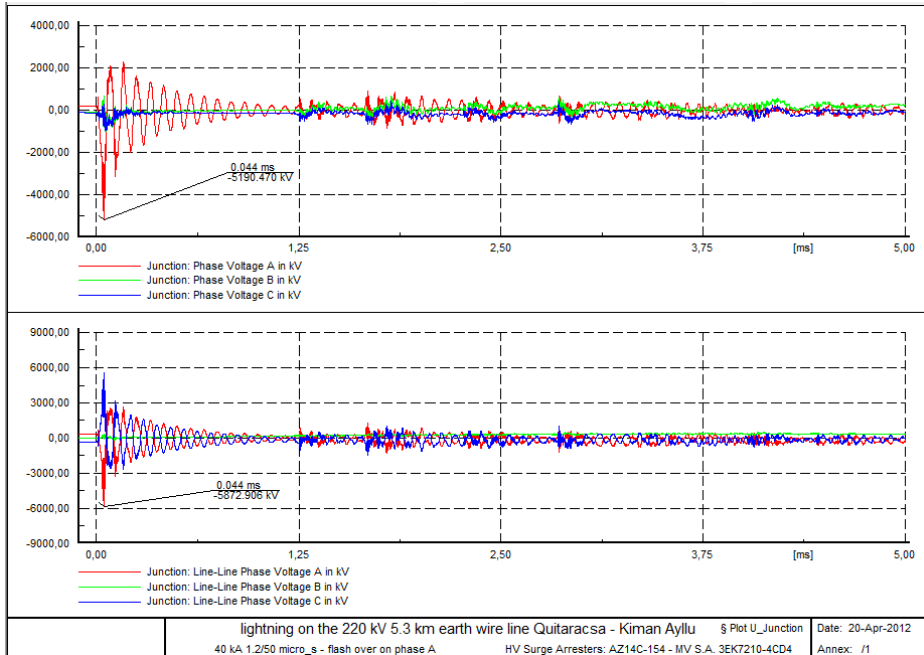


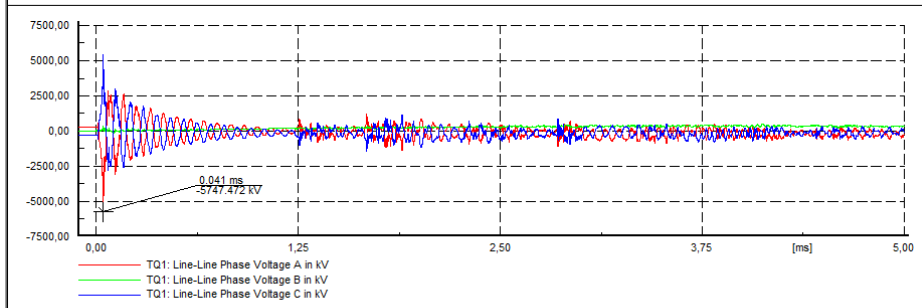
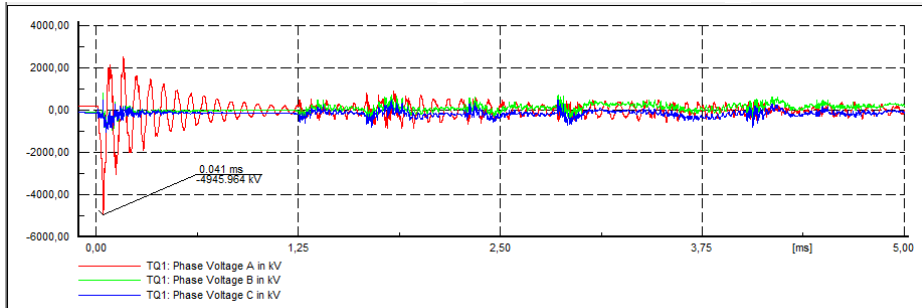
lightning on the 220 kV 5.3 km earth wire line Quitaracsa - Kiman Ayllu		§ Plot U_Trafo	Date: 20-Apr-2012
40 kA 1.2/50 micro_s - flash over on phase A		HV Surge Arresters: AZ14C-154 - MV S.A. 3EK7210-4CD4	Annex: /3



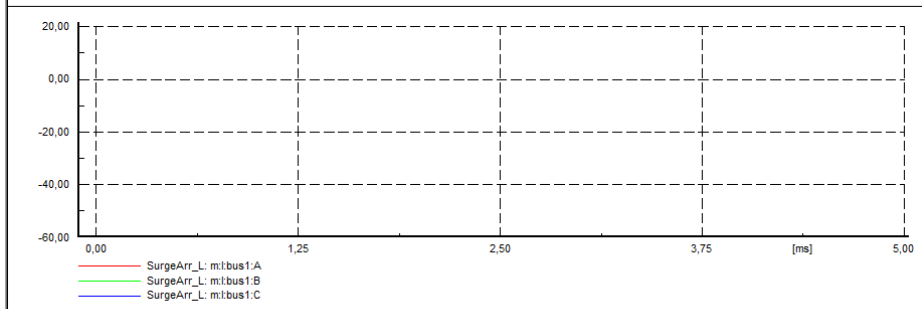
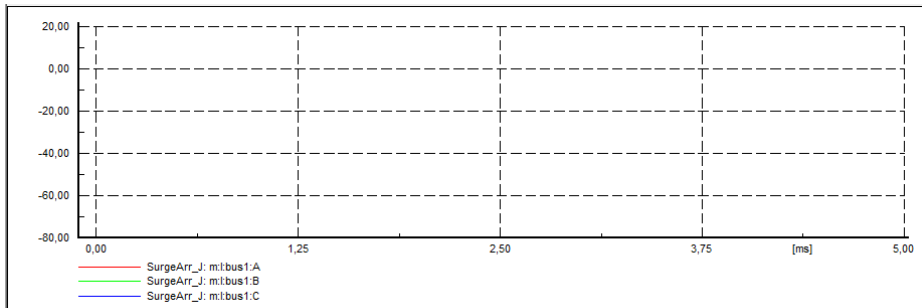
lightning on the 220 kV 5.3 km earth wire line Quitaracsa - Kiman Ayllu		§ Plot U_Surge arresters	Date: 20-Apr-2012
40 kA 1.2/50 micro_s - flash over on phase A		HV Surge Arresters: AZ14C-154 - MV S.A. 3EK7210-4CD4	Annex: /4

4) Scarica di ritorno ($I_p = 124$ kA, backflashover, a 1 km dalla giunzione linea aerea - cavo AT), senza alcun scaricatore





lightning on the 220 kV 5.3 km earth wire line Quitaracsa - Kiman Ayllu § Plot U_Trafo Date: 20-Apr-2012
40 kA 1.2/50 micro_s - flash over on phase A HV Surge Arresters: AZ14C-154 - MV S.A. 3EK7210-4CD4 Annex: /3



lightning on the 220 kV 5.3 km earth wire line Quitaracsa - Kiman Ayllu § Plot U_Surge arresters Date: 20-Apr-2012
40 kA 1.2/50 micro_s - flash over on phase A HV Surge Arresters: AZ14C-154 - MV S.A. 3EK7210-4CD4 Annex: /4

APPENDICE E

Thesis Number	Document	Title	Date	Class	Rev.
3004	TH0001	Risultati simulazioni errata sincronizzazione di un generatore	11/05/2014	-	00

Classes:

UP	Project Upgrades
RS	Results Analysis
FQ	Considerations and Requests
FR	Final Report

Description

Risultati delle simulazioni di un'errata sincronizzazione (120°) di un generatore.

T (s)	Sovratensione di fase (kV)	Sovratensione fase-fase (kV)
0	228086	370,37
0,0017	225506	406,46
0,0033	224605	398,51
0,005	218452	386,85
0,0067	215872	410,74
0,0083	228235	367,84
0,01	225078	402,28
0,0117	224755	402,25
0,0133	219355	388,73
0,015	215137	410,57

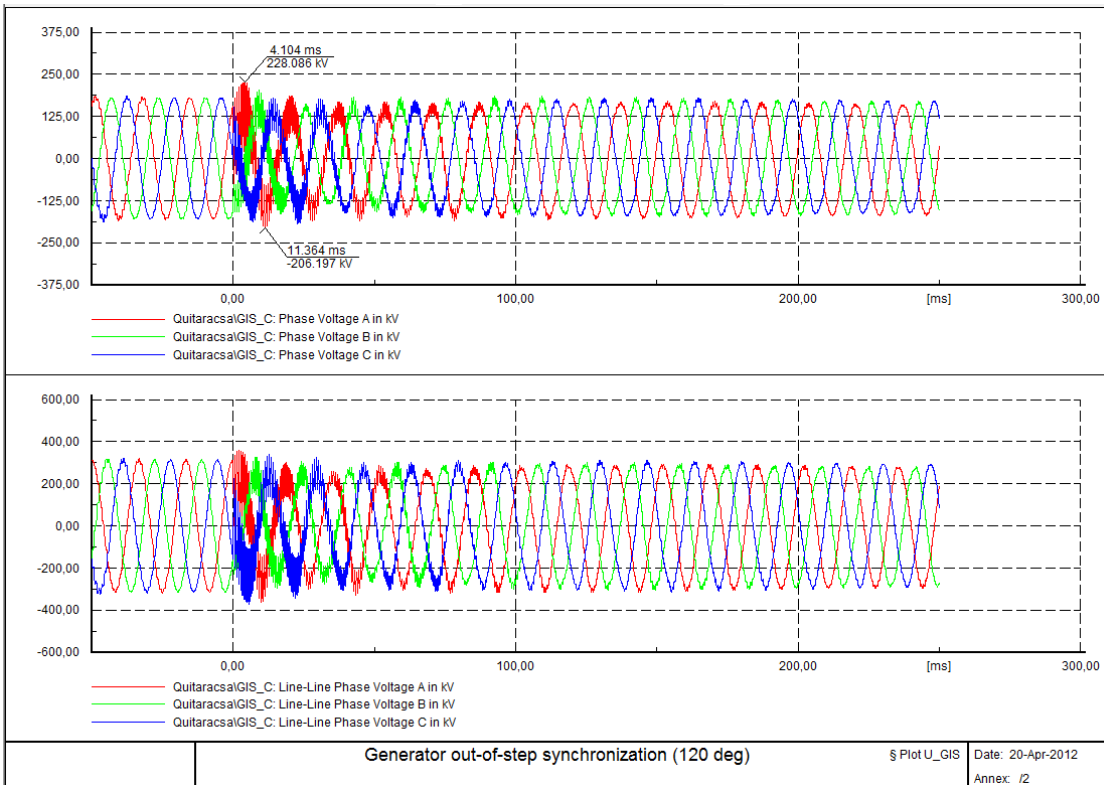
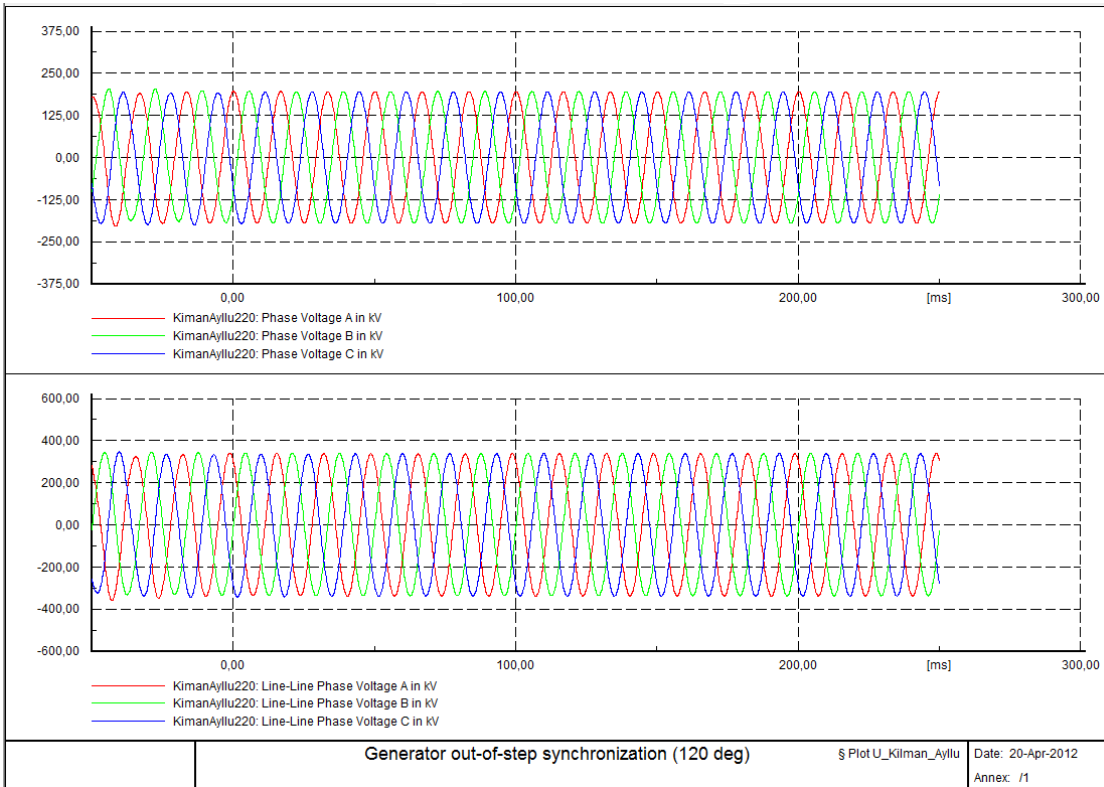
Sovratensione fase-terra:

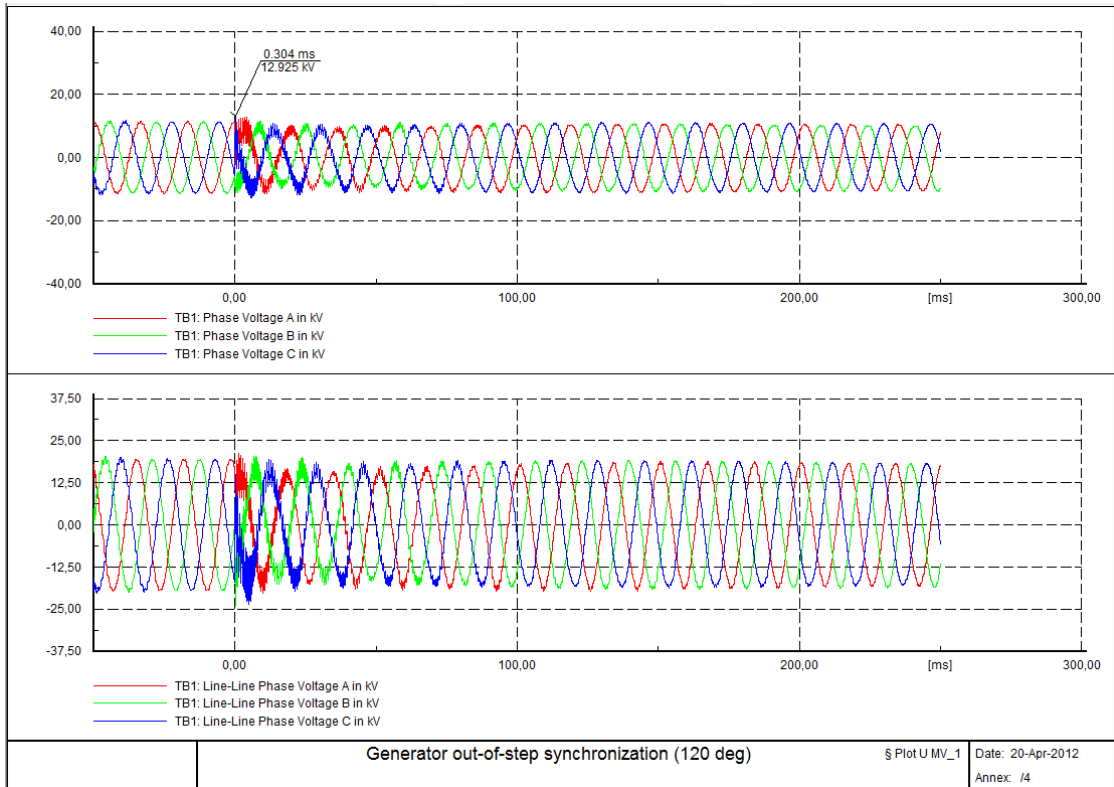
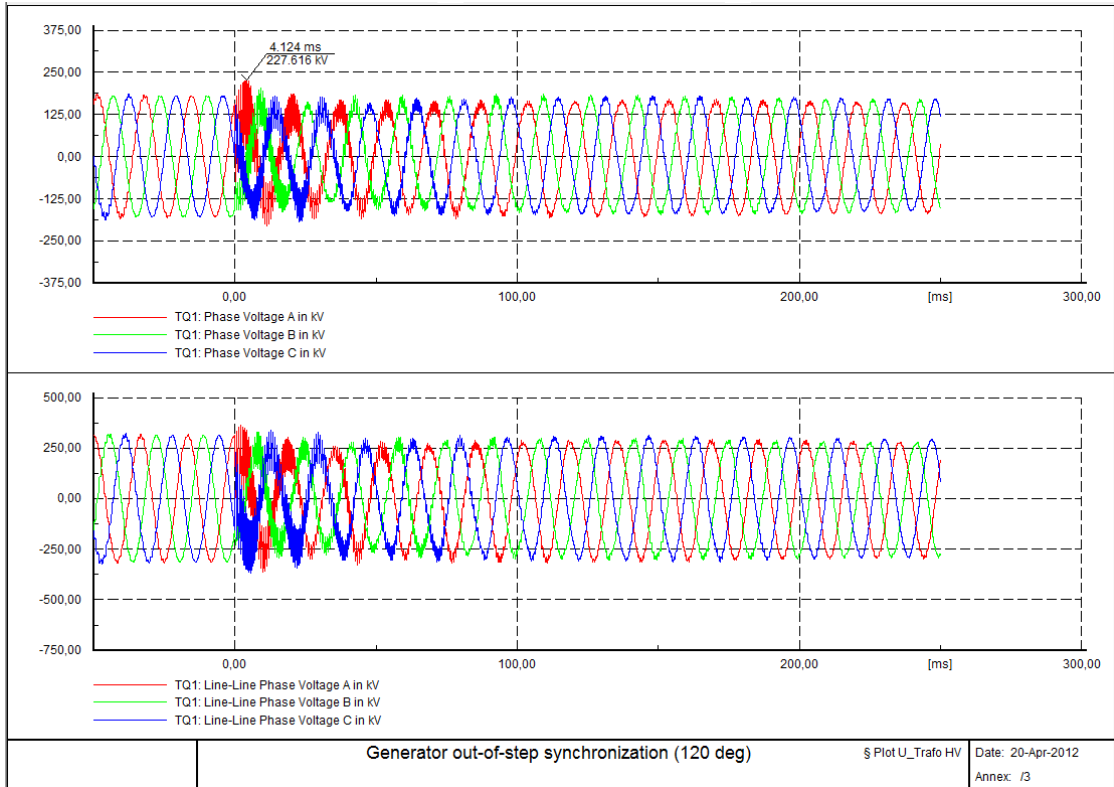
- Media= 222,51 kV
- Scarto= 4,87 kV
- Valore massimo assunto= 237,13 kV

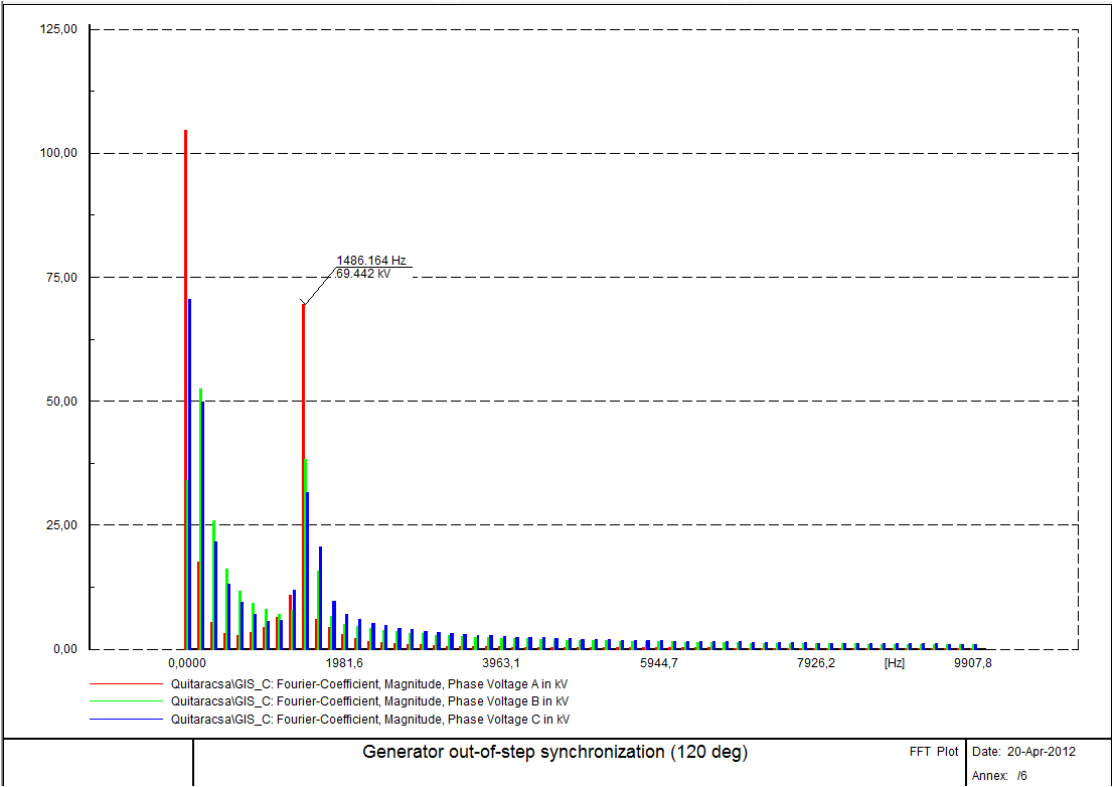
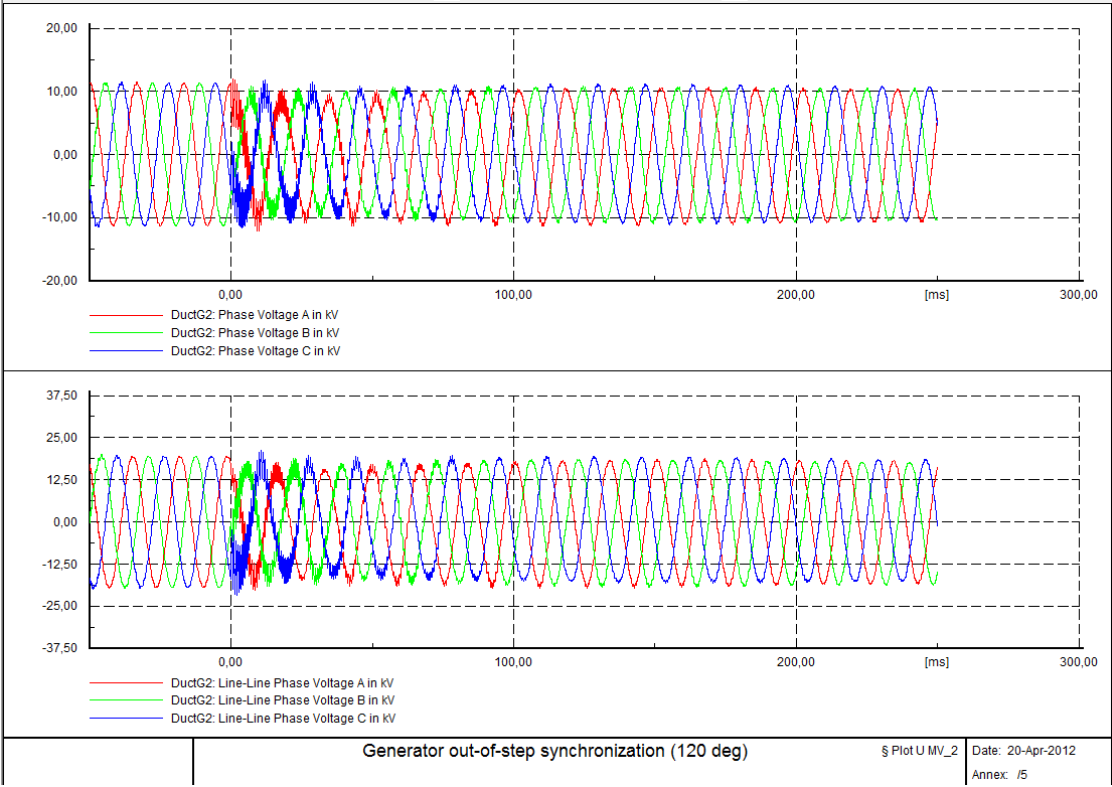
Sovratensione fase-fase:

- Media= 394,46 kV
- Scarto= 15,59 kV
- Valore massimo assunto= 441,22 kV

1) T=0s







APPENDICE F

Thesis Number	Document	Title	Date	Class	Rev.
3004	TH0001	Energizzazione del cavo da Quitaracsa in presenza di guasto monofase	11/05/2014	-	00

1) T=0s

