**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE**

GIOVANNA DE LORENZI CANEVER

**AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE LINHAS DE 230 kV COM *UNDERBUILT*
SHIELD WIRE FRENTE A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS**

**São Paulo
2020**

GIOVANNA DE LORENZI CANEVER

**Avaliação do desempenho de linhas de 230 kV com *underbuilt shield wire* frente a
descargas atmosféricas**

Versão Corrigida

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, como requisito para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de Concentração: Tecnologia da Energia

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Piantini

São Paulo

2020

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTES TRABALHOS,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E
PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Canever, Giovanna de Lorenzi.

Avaliação do desempenho de linhas de 230 kV com underbuilt shield wire
frente a descargas atmosféricas. / Giovana de Lorenzi Canever; orientador:
Alexandre Piantini. – São Paulo, 2020.

119 f.: il; 30 cm.

Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-
Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da
Universidade de São Paulo.

1. Linhas de transmissão. 2. Descargas atmosféricas - proteção. 3.
Sistemas elétricos de potência. Título.

Elaborado por Maria Penha da Silva Oliveira CRB-8/6961

Nome: CANEVER, Giovanna de Lorenzi

Título: Avaliação do desempenho de linhas de 230 kV com underbuilt shield wire frente a descargas atmosféricas

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, como requisito para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Aprovado em: 05 de novembro de 2020

Banca Examinadora

Prof. Dr. Arnaldo Gakiya Kanashiro

Instituição: IEE/USP

Julgamento: Aprovado

Prof. Dr. Jorge Mieczyslaw Janiszewski

Instituição: EP/USP

Julgamento: Aprovado

Prof. Dr. Vilson Luiz Coelho

Instituição: Faculdade SATC

Julgamento: Aprovado

AGRADECIMENTOS

A todos que contribuíram de alguma forma na elaboração deste trabalho, por estarem ao meu lado me apoiando nesta importante etapa do meu desenvolvimento pessoal e profissional.

RESUMO

CANEVER, Giovanna de Lorenzi. **Avaliação do desempenho de linhas de 230 kV com underbuilt shield wire frente a descargas atmosféricas**. 2020. 119 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2020.

O desenvolvimento desta dissertação teve por principal objetivo comparar os desempenhos de uma linha de 230 kV com e sem a instalação de um *underbuilt shield wire*, de modo a avaliar a eficácia da utilização desta técnica de proteção frente a descargas atmosféricas. Para tal, foram desenvolvidos modelos dos principais componentes da linha de transmissão a ser simulada em EMTP-RV®, sendo os modelos dos isoladores e da torre elaborados por meio de ensaios em laboratório para averiguação dos respectivos comportamentos quando submetidos a ondas impulsivas. As simulações e análises foram então divididas em duas etapas: na primeira, foram analisadas as influências que os parâmetros resistividade do solo, impedância de aterramento, tempo de frente da corrente e altura do *underbuilt shield wire* têm nas sobretensões nos isoladores da fase crítica (fase externa); na segunda, foram determinadas as correntes que causam disrupção no isolador da fase crítica, assim como as probabilidades de ocorrência dessas correntes, para a linha com e sem o *underbuilt shield wire*. Como resultados, observou-se que a resistividade do solo tem influência pouco significativa nas sobretensões nas cadeias de isoladores, enquanto a impedância de aterramento e os tempos de frente das correntes são determinantes na ocorrência de disrupções. Ao instalar o *underbuilt shield wire*, constatou-se que são necessárias correntes até 1,4 vezes maiores para ocasionar curto-circuitos entre os terminais das cadeias de isoladores. Em relação ao desempenho da linha, estimou-se que as reduções dos desligamentos variam entre 40% e 50% para a faixa de impedâncias de 50 Ω a 300 Ω .

Palavras-Chave: Linhas de transmissão. Descargas atmosféricas. Proteção. Sobretensões. Desempenho. Underbuilt shield wire.

ABSTRACT

CANEVER, Giovanna de Lorenzi. **Lightning Performance evaluation of 230 kV lines with underbuilt shield wire.** 2020. 119 f. master's thesis (Master on Energy) – Institute of Energy and Environment, University of São Paulo, São Paulo, 2020.

The development of this thesis had as main objective to compare the lightning performances of a 230 kV transmission line with and without an underbuilt shield wire to evaluate the efficiency of this technique upon lightning discharges. For such, the models of the main components of the transmission line were developed and the line was simulated using the software EMTP-RV®. The models of the insulators and of the tower were elaborated and tested in laboratory to ascertain their behaviors when submitted to impulsive waves. The simulations and analysis were divided into two phases. In the first one, the influence of the parameters “soil resistivity”, “grounding impedance”, “current front time” and “underbuilt shield wire height on the overvoltages of the critical phase (external phase)” were evaluated individually. In the second one, the currents that cause a disruption on the critical phase were determined, as well as the probability of occurrence of these currents for a line with and without the underbuilt shield wire. As main results, it was observed that the soil resistivity had little influence on the overvoltages on the insulator chains, while the grounding impedance and the current front time are decisive for the backflashover occurrence. When the underbuilt shield wire is installed, the currents must be approximately 1.4 times higher to result in a backflashover on the insulator chain. In relation to the line's performance, outages are reduced by 40% to 50% for the grounding impedance range that goes from 50 Ω to 300 Ω .

Key-words: Transmission Lines. Lightning Discharge. Protection Technique. Performance.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 - Curvas de carga e perturbações no SIN.	17
Figura 1.2 – Mapa de densidade de descargas atmosféricas e linhas de 230 kV.	18
Figura 2.1 – Mecanismo de ocorrência de <i>backflashover</i>	25
Figura 2.2 - Sobretensão simulada nos contrapesos de comprimento L para (a): 2000 Ω .m e (b) 300 Ω .m.	27
Figura 2.3 - Variação da taxa de falhas para uma linha de 230 kV sem cabo guarda.	29
Figura 2.4 - Melhoria do desempenho da linha com 3 ou 4 cabos guarda.	33
Figura 2.5 - Sobretensão relativa nos isoladores das fases inferiores. NBI: nível básico de isolamento.	34
Figura 2.6 - Efeito dos <i>EGW</i> na redução das sobretensões nas fases em função do ponto de incidência da descarga atmosférica.	35
Figura 3.1 - Transporte de umidade para as regiões mais ao sul pelos jatos de baixos níveis.	40
Figura 3.2 - Mapa de brasileiro de densidade de descargas atmosféricas.	42
Figura 3.3 - Forma de onda típica de uma descarga atmosférica.	44
Figura 3.4 – Curvas de distribuição de probabilidade propostas pelo CIGRÉ e IEEE para primeira descarga negativa.	45
Figura 3.5 - Equivalência entre os tempos de frente da corrente com formas triangular e de Heidler para diferentes impedâncias de aterramento Z_{at}	49
Figura 3.6 - Sobretensão no isolador da fase externa (A) resultantes de ondas de Heidler e triangular para resistividade do solo de 500 Ω .m, impedância de aterramento de 150 Ω e tempos de frente de (a) 10 μ s e (b) 2 μ s.	50
Figura 3.7 - Modelo de linha de transmissão de 230 kV adotado.	53
Figura 3.8 - Principais dimensões da linha de 230 kV Arquimedes/Ji-Paraná.	54
Figura 3.9 – Disposição dos condutores para linha de 230 kV.	57
Figura 3.10 - Modelo ideal de linha simulado no EMTP-RV com um ponto de aterramento e conectado ao vão de 10 km nas extremidades.	59
Figura 3.11 - Configurações dos vãos simuladas.	60
Figura 3.12 - Configuração típica de sistema de aterramento de linhas de transmissão.	66
Figura 3.13 - Configurações de torres de transmissão.	68
Figura 3.14 - Modelo em escala reduzida (1:20) e respectivas dimensões.	69
Figura 3.15 - Circuito montado em laboratório para medição das ondas de tensão no topo e na base da estrutura e posterior determinação da velocidade de propagação das ondas na torre.	70

Figura 3.16 - Curvas de tensão medidas na torre ao executar o ensaio para determinação da velocidade de propagação.	70
Figura 3.17 - Circuito montado em laboratório para medição das ondas de tensão a vazio e no topo da estrutura para posterior determinação da impedância da torre.....	71
Figura 3.18 - Ondas de tensão medidas no circuito da Fig. 3.17: (a) ondas de tensão a vazio e (b) ondas de tensão com a torre conectada.....	72
Figura 3.19 - Curvas de tensão médias a vazio e no topo da torre medidas em laboratório. ...	72
Figura 3.20 – Curva de impedância determinada de acordo com a Eq. 3.16.	73
Figura 3.21 - Circuito equivalente de Norton simulado no EMTP-RV.....	74
Figura 3.22 - Resultado das simulações com o circuito equivalente de Norton, considerando as impedâncias da Tab. 3.10 em comparação com a medição de tensão no topo da torre obtida via ensaio em laboratório.	75
Figura 3.23 – Características da suportabilidade dos isoladores para isolação autorrecuperante.	77
Figura 3.24 – Desenho do arranjo montado em laboratório para realização dos testes de impulso atmosférico em isolador polimérico utilizado em linhas de 230 kV.	79
Figura 3.25 – Arranjo montado em laboratório para realização dos testes de impulso atmosférico em isolador polimérico utilizado em linhas de 230 kV.	79
Figura 3.26- Curva V x t para polaridade positiva obtida via ensaio.	81
Figura 3.27 – Simulação do isolador no EMTP-RV®.....	82
Figura 3.28 – Comparação entre as curvas V x t obtidas via ensaio em laboratório e simulações em EMTP-RV®.....	82
Figura 3.29 – Parte do modelo de linha simulado em EMTP-RV®, sendo este o ponto de injeção da corrente impulsiva sem a presença do <i>underbuilt shield wire</i>	83
Figura 3.30 – Parte do modelo de linha simulado em EMTP-RV®, sendo este o ponto de injeção da corrente impulsiva com a presença do <i>underbuilt shield wire</i>	84
Figura 4.1 - Influência da resistividade do solo na sobretensão na cadeia de isoladores da fase A em relação ao caso base. Parâmetros da simulação: $Z_{at} = 150 \, \Omega$, $t_f = 3,8 \, \mu s$, $I = 1 \, kA$ sem <i>underbuilt shield wire</i>	90
Figura 4.2 - Influência da impedância de aterramento Z_{at} na sobretensão na cadeia de isoladores da fase A em relação ao caso base. Parâmetros da simulação: $\rho = 2.000 \, \Omega.m$, $t_f = 3,8 \, \mu s$, $I = 1 \, kA$, sem <i>underbuilt shield wire</i>	92

Figura 4.3 - Influência do tempo de frente da corrente de descarga na sobretensão na cadeia de isoladores da fase A em relação ao caso base. Parâmetros da simulação: $\rho = 2.000 \Omega.m$, $Z_{at} = 150 \Omega$, $I = 1 \text{ kA}$, sem <i>underbuilt shield wire</i> .	94
Figura 4.4 - Influência do tempo de frente da corrente de descarga na sobretensão na cadeia de isoladores da fase A para: (a) $\rho = 2.000 \Omega.m$, $Z_{at} = 50 \Omega$, $I = 1 \text{ kA}$, sem <i>underbuilt shield wire</i> e	94
Figura 4.5 - Influência do tempo de frente da corrente da descarga nas sobretensões na cadeia de isoladores da fase A em relação ao caso base. Parâmetros da simulação: $\rho = 2.000 \Omega.m$, $Z_{at} = 150 \Omega$, $I = 1 \text{ kA}$ com <i>underbuilt shield wire</i> instalado a 18,48 m do solo na torre e a 17,2 m do solo, na torre.	96
Figura 5.1 - Corrente mínima da descarga atmosférica que resulta em disrupção para impedância de aterramento Z_{at} de 50Ω , considerando as condições $\rho = 500 \Omega.m$ e $4.000 \Omega.m$, em função do tempo de frente.	100
Figura 5.2 - Corrente mínima da descarga atmosférica que resulta em disrupção para impedância de aterramento Z_{at} de 150Ω , considerando as condições $\rho = 500 \Omega.m$ e $4.000 \Omega.m$, em função do tempo de frente.	101
Figura 5.3 - Corrente mínima da descarga atmosférica que resulta em disrupção para impedância de aterramento Z_{at} de 300Ω , considerando as condições $\rho = 500 \Omega.m$ e $4.000 \Omega.m$, em função do tempo de frente.	101
Figura 5.4 - Probabilidade da corrente crítica ser excedida (Z_{at} de 50Ω).	103
Figura 5.5 - Probabilidade da corrente crítica ser excedida (Z_{at} de 150Ω).	104
Figura 5.6 - Probabilidade da corrente crítica ser excedida (Z_{at} de 300Ω).	104
Figura 5.7 - Probabilidade cumulativa de ocorrência do tempo de frente equivalente (t_f).	106

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Parâmetros da corrente de descarga negativa descendentes (com base nos dados de Berger).....	43
Tabela 3.2 – Características da linha de 230 kV simulada.....	48
Tabela 3.3 - Equivalência entre os tempos de frente da onda de Heidler e da onda trapezoidal obtidos por meio da aplicação da Eq. (3.6).	51
Tabela 3.4 - Dados dimensionais dos condutores da linha de 230 kV.	57
Tabela 3.5 – Tensões de pico para a configuração simulada.	59
Tabela 3.6 - Diferenças percentuais entre as sobretensões produzidas nas cadeias de isoladores ao aumentar o número de vãos para o tempo de frente de 10 μ s.....	61
Tabela 3.7 - Características mecânicas dos cabos Grosbeak e HS 3/8".....	64
Tabela 3.8 - Trações, flechas e distâncias em relação ao solo dos condutores simulados. As siglas CG e USW significam, respectivamente, cabo guarda e <i>underbuilt shield wire</i>	64
Tabela 3.9 – Características de torres de linhas transmissão.	67
Tabela 3.10 - Equações, formas geométricas consideradas e impedâncias dos diferentes modelos.	74
Tabela 3.11 – Níveis de tensão aplicados no ensaio <i>up and down</i>	80
Tabela 3.12 – Resultados no ensaio <i>up and down</i> para polaridade positiva.	80
Tabela 3.13 – Níveis de tensão aplicados no ensaio para determinação da curva V_{xt} com o fator de correção ambiental.	80
Tabela 3.14 - Correntes mínimas necessárias para causar disrupção ao considerar as correntes representadas pela Função de Heidler e pela onda trapezoidal.	85
Tabela 4.1 - Condições de simulação para as análises paramétricas.	87
Tabela 4.2 - Sobretensões calculadas por meio do EMTP-RV no cabo guarda, fases A, B e diferença de potencial entre os terminais dos isoladores das fases A e B. Para estas simulações, foram considerados $Z_{at} = 150 \Omega$, $t_f = 3,8 \mu$ s e $I = 1$ kA.	89
Tabela 4.3 - Sobretensões calculadas por meio do EMTP-RV no cabo guarda, fases A, B e diferença de potencial entre os terminais dos isoladores das fases A e B. Para estas simulações, foram considerados $\rho = 2.000 \Omega.m$, $t_f = 3,8 \mu$ s e $I = 1$ kA.....	91
Tabela 4.4 - Sobretensões calculadas por meio do EMTP-RV no cabo guarda, fases A, B e diferença de potencial entre os terminais dos isoladores das fases A e B. Para estas simulações, foram considerados $\rho = 2.000 \Omega.m$, $Z_{at} = 150 \Omega$ e $I = 1$ kA.	93

Tabela 4.5 - Sobretensões calculadas por meio do EMTP-RV no cabo guarda, fases A, B e diferença de potencial entre os terminais dos isoladores das fases A e B. Para estas simulações, foram considerados $\rho = 2.000 \Omega.m$, $Z_{at} = 150 \Omega$, $I = 1 \text{ kA}$ e <i>underbuilt shield wire</i>	95
Tabela 4.6 - Diferenças percentuais entre as sobretensões nos terminais da cadeia de isoladores da fase A ao simular, para ambas alturas do <i>underbuilt shield wire</i> , as condições de impedância de aterramento (Z_{at}) variando entre 50Ω , 150Ω e 300Ω e tempo de frente (t_f) variando entre $1 \mu s$, $3,8 \mu s$ e $10 \mu s$	96
Tabela 4.7 - Tabela resumo com valores absolutos das sobretensões em virtude da variação dos parâmetros ρ , Z_{at} , t_f e h_{USW} nos isoladores das fases A e B, cabos guarda, e fases A e B em relação ao caso base	97
Tabela 4.8 - Tabela resumo com relação percentual das sobretensões em virtude da variação dos parâmetros ρ , Z_{at} , t_f e h_{USW} nos isoladores das fases A e B, cabos guarda, fases A e B em relação ao caso base ($\rho = 2.000 \Omega.m$, $Z_{at} = 150 \Omega$ e $t_f = 3,8 \mu s$).	98
Tabela 5.1 - Condições de resistividade do solo, do <i>underbuilt shield wire</i> e tempo de frente da corrente da descarga atmosférica.	99
Tabela 5.2 - Diferença % entre as correntes de descarga mínimas que causam disrupção na linha considerando os tempos de frente de Heidler (t_f) de $1 \mu s$ e $10 \mu s$ (tempos de frente da onda trapezoidal de $2,1 \mu s$ e $11,4 \mu s$).	102
Tabela 5.3 - Redução das probabilidades de ocorrência de disrupção na cadeia de isoladores da Fase A em função da instalação do <i>underbuilt shield wire</i>	105
Tabela 5.4 - Probabilidades dos tempos de frente da corrente serem excedidos, conforme a Fig. 5.7 (curva 3).....	106
Tabela 5.5 – Percentual de redução da ocorrência de <i>backflashover</i> no isolador da Fase A com a instalação do <i>underbuilt shield wire</i> à distância de 6,55 m das fases considerando diferentes conduções de resistividade do solo e impedância impulsiva do sistema de aterramento.	108

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	QUESTÃO E HIPÓTESE DO TRABALHO	21
1.2	OBJETIVO.....	21
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	22
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	23
2.1	FALHA DE BLINDAGEM	23
2.2	<i>BACKFLASHOVER</i>	24
2.3	TÉCNICAS PARA MELHORIA DO DESEMPENHO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO FRENTE A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	24
2.4	ESTADO DA ARTE – <i>UNDERBUILT SHIELD WIRE</i>	31
3	MODELAGEM E CONSTRUÇÃO DAS SIMULAÇÕES	39
3.1	<i>SOFTWARES</i>	39
3.2	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	39
3.2.1	Densidade de descargas atmosféricas.....	41
3.2.2	Parâmetros da primeira descarga negativa e da descarga subsequente	42
3.2.3	Representação analítica das correntes de descarga	47
3.2.4	Impedância equivalente do canal da descarga	51
3.3	LINHA DE 230 KV	52
3.3.1	Condutores fase, cabos guarda e <i>underbuilt shield wire</i>	54
3.3.2	Aterramento	65
3.3.3	Torre.....	66
3.3.4	Isoladores.....	76
3.4	SÍNTESE E OBSERVAÇÕES.....	83
4	ANÁLISE PARAMÉTRICA	87
4.1	CASO BASE	88
4.2	RESISTIVIDADE DO SOLO.....	89
4.3	IMPEDÂNCIA DE ATERRAMENTO	90
4.4	TEMPO DE FRENTE DA CORRENTE DE DESCARGA	92
4.5	ALTURA DO <i>UNDERBUILT SHIELD WIRE</i>	95
4.6	RESUMO DAS ANÁLISES.....	97
5	AValiação DE DESEMPENHO	99
5.1	CORRENTES CRÍTICAS	100

5.2 ANÁLISE COMPARATIVA DOS DESEMPENHOS DA LINHA COM E SEM UNDERBUILT SHIELD WIRE	103
6 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS.....	109
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	114

1 INTRODUÇÃO

A matriz elétrica brasileira tem por principal característica a predominância de fontes renováveis na geração de eletricidade. A oferta interna de energia elétrica em 2017, considerando a produção nacional e importações, em 80,4% foi proveniente de fontes renováveis, sendo que a geração hidráulica correspondeu a 65,2% do total de 624,3 TWh ofertados. Em relação à expansão da geração, a fonte eólica teve neste mesmo ano um aumento na produção de 26,5% em comparação a 2016, e expansão de 21,3% na capacidade instalada (EPE, 2018), fato justificado, principalmente, pelo elevado potencial do Brasil para este tipo de geração e os avanços tecnológicos em aerogeradores, além de que o ciclo da energia eólica é complementar ao da hidroeletricidade (SCHUTTE, 2014). Sobre a produção em cada região brasileira, aquelas com maiores índices de geração são as regiões Sudeste e Sul, com 31,2% e 25,2% do total de 587,96 TWh gerados no Brasil. Ademais, neste cenário, destacam-se os estados do Piauí e Rondônia, com aumento de 53,4% e 47,8% na geração de eletricidade entre 2016 e 2017 (EPE, 2018).

Neste mesmo ano, de acordo com (EPE, 2018), o consumo total de eletricidade foi de 467,16 TWh, considerando apenas o sistema interligado nacional e os sistemas isolados. As regiões com os maiores índices de consumo são as regiões Sudeste, Sul e Nordeste, com respectivamente 49,8%, 18,2% e 17,1% do total, sendo que as maiores classes consumidoras são a industrial (35,8% do total), residencial (28,8%) e comercial (18,9%). De maneira geral, em função das características das fontes energéticas, os centros de carga se situam a grandes distâncias das regiões produtoras de energia elétrica, o que torna necessária a existência de uma extensa estrutura de transmissão e distribuição para o transporte de eletricidade do sistema produtor aos transformadores de distribuição ou aos consumidores que tem seu abastecimento feito diretamente por linhas de transmissão ou subtransmissão.

Isto posto, o SIN, formado pelo conjunto de equipamentos e instalações interligados por uma malha de transmissão, é o que possibilita o suprimento e o intercâmbio de energia elétrica entre os subsistemas Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste em função das condições de geração (ANEEL, 2018; ONS, 2018). As instalações são formadas pela Rede Básica (RB), de propriedade das concessionárias de transmissão, e as Demais Instalações da Transmissão (DITs) (ANEEL, 2018). A Rede Básica compreende as linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação com tensão igual ou superior a 230 kV, assim como transformadores com tensão primária superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a esse valor. As DITs são compostas pelos equipamentos

supramencionados quando utilizados por centrais geradoras, em caráter compartilhado ou exclusivo, ou por consumidores livres, em caráter exclusivo, mas também aqueles com tensão inferior a 230 kV localizados ou não em subestações da Rede Básica (ONS, 2018).

Desta forma, as linhas de transmissão que fazem parte da Rede Básica são aquelas com tensões iguais ou superiores a 230 kV ou, quando definidas pela ANEEL, com tensões inferiores a este valor. Atualmente, o SIN é composto por linhas de corrente alternada com tensões de 230 kV, 345 kV, 440 kV, 500 kV e 750 kV, assim como duas linhas em corrente contínua de 600 kV e 800 kV, totalizando uma extensão de 141.386 km. Dentre os níveis de tensão mencionados, o que tem a maior extensão de linhas no sistema elétrico é o de 230 kV, com participação de 40,0% do total (56.532 km) em 2017. Entre os anos de 2016 e 2017, houve um acréscimo de 1,6% na extensão das linhas com esse nível de tensão, em um total de 4,9% de ampliação (EPE, 2018). Apesar de as linhas de 230 kV geralmente abastecerem subestações para posterior distribuição de energia, podem também atuar no fornecimento direto de eletricidade aos consumidores de grande porte em tensão primária de distribuição, enquadrados no Grupo A, Subgrupo A1. De modo a evidenciar a importância desse nível de tensão no sistema elétrico nacional, em 2017, o consumo em alta tensão foi de 244.258 GWh (52,3% do total), sendo que 42.892 GWh (17,6% do total) foram fornecidos com tensão de 230 kV (EPE, 2018; ANEEL, 2018).

Em função do constante aumento do consumo de eletricidade e dependência dessa *commodity*, tanto nas atividades econômicas quanto para o bem-estar, faz-se necessária a operação segura e confiável da transmissão, com um número mínimo de interrupções. Desta forma, a Resolução Normativa ANEEL N° 729 (ANEEL, 2016) estabelece disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, tratando da disponibilidade e da capacidade operativa das instalações sob responsabilidade das concessionárias de transmissão integrantes da Rede Básica. Nesta, é estabelecido o número máximo admissível de desligamentos, tanto os programados quanto os não programados para o período de 12 meses. Para as linhas de 230 kV, são estabelecidas as frequências máximas de 1 desligamento/ano para linhas com até 50 km e de 3 desligamentos/ano para linhas com mais de 50 km para o Padrão de Frequência de Outros Desligamentos, que são aqueles não programados. No caso de ultrapassagem dessa frequência, há uma dedução no Pagamento Base por indisponibilidade (ANEEL, 2016). A aferição da qualidade de suprimento do SIN é feita mensalmente por meio da contabilidade e caracterização das perturbações e pelo cálculo dos Indicadores de Desempenho. Dentro das causas de perturbações consideradas, existe uma categoria relacionada à incidência de fenômenos sazonais, que são as descargas atmosféricas e as

queimadas. O ONS, nos Procedimentos de Rede – Submódulo 2.4 (ONS, 2010), também estabelece os requisitos mínimos para linhas de transmissão, sendo um deles relacionado aos desligamentos por descargas atmosféricas. Para linhas com tensões iguais ou superiores a 345 kV, o máximo permitido é 1 desligamento/100 km de linha/ano, enquanto para 230 kV, é aceitável o máximo de 2 desligamentos/100 km de linha/ ano.

No Brasil, país localizado nas zonas tropical e subtropical, os fenômenos climáticos contribuem de forma significativa para a estatística de desligamentos. Nessas regiões térmicas do planeta, a ocorrência de tempestades é mais comum durante o verão, coincidente com a estação das chuvas nas regiões sul, sudeste e centro-oeste, o que resulta em uma maior incidência de descargas atmosféricas (INPE/ELAT, 2018). Dados do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) mostram que o Brasil é atingido anualmente por cerca 50-80 milhões de raios e em algumas regiões, tem-se densidades superiores a 17 descargas/km²/ano (INPE/ELAT, 2015). Entre os meses de agosto, setembro e outubro de 2015, sob influência do fenômeno El Niño, foram registradas a ocorrência de 480.000 descargas atmosféricas ao solo no Sudeste (ELAT, 2015).

A evidência da influência das descargas atmosféricas na Rede Básica está nos índices de desempenho anual do sistema elétrico. Em 2017, em uma análise do Sistema Interligado Nacional como um todo, 75,20% das 3.202 perturbações ocorreram nas linhas de transmissão da Rede Básica e dentre as perturbações, a causa que resultou no maior número de eventos não programados foram as condições meteorológicas adversas (descarga atmosférica, chuva/temporal, vento forte, etc.), responsáveis por 755 do total de 2.399 desligamentos (ONS, 2018). De acordo com dados do Relatório de Análise de Desligamentos Forçados do Sistema de Transmissão, entre julho de 2016 e junho de 2017, 18% dos desligamentos forçados na Rede Básica e Rede Complementar do SIN tiveram origem em descargas atmosféricas e entre os ciclos de análise 2015/2016 e 2016/2017, houve um aumento de 11,24% no número de desligamentos por raios (ANEEL, 2018).

Um outro aspecto relevante a ser observado é que também existe uma sazonalidade quanto ao consumo de eletricidade no Brasil. Dados do ONS registraram, nos últimos quatro anos, maiores índices de consumo entre os meses de dezembro e março (primavera e verão no hemisfério sul). Percebe-se assim, como exhibe a Fig. 1.1, para o período de janeiro de 2014 e dezembro de 2017, que existe uma coincidência entre os períodos com maior carga de energia no sistema elétrico e o período com maiores índices de perturbações por descargas atmosféricas.

Uma das possíveis justificativas para o comportamento evidenciado na Fig. 1.1 é que o sistema elétrico brasileiro tem uma vasta extensão e é majoritariamente aéreo, sendo assim

altamente exposto aos eventos climáticos e a um elevado número de falhas. Em análise feita entre os anos de 1997 e 2006, as linhas de 230 kV pertencentes à Rede Básica e Rede Complementar desligaram, em média, 0,45 vezes para cada 100 km de extensão por ano em função da incidência de raios (MADURO-ABREU, *et. al*, 2010). Em casos específicos, como o da LT 230 kV Campo Grande 2/ Chapadão C 1 MS, com 295,6 km de extensão, houve o registro entre julho de 2016 e junho de 2017 de 16 desligamentos, sendo 11 deles em função de descargas atmosféricas, enquanto que a LT 230 kV Brasnorte/ Juína C 2 MT, com 207,5 km, desligou em 67% dos casos em função de raios (ANEEL, 2018).

Figura 1.1 - Curvas de carga e perturbações no SIN.

Fonte: Do Autor (2020).

Ao observar a Fig. 1.2, em que o mapa de densidade de descargas atmosféricas brasileiro é sobreposto ao mapa das linhas de transmissão pertencentes ao SIN, percebe-se que um número significativo dessas linhas se localiza em regiões de elevada densidade de descargas, o que justificaria os exemplos de desempenho expostos na Fig. 1.1. Estima-se que uma falta em uma linha de 230 kV, considerando a SIL (*Surge Impedance Load*), resulte num corte de carga de aproximadamente 126 MW. Este parâmetro corresponde ao carregamento da linha quando conectada a cargas resistivas em estrela, em que cada resistência tem o valor da impedância de

surto da linha (Z_0), fazendo com que as ondas viajem somente no sentido do fluxo de potência, ou seja, quando a carga é igual à *SIL*, tem-se a máxima transferência de potência (EPRI, 2005).

Figura 1.2 – Mapa de densidade de descargas atmosféricas e linhas de 230 kV.

Fonte: Do Autor (2020).

Dentre os prejuízos ocasionados por um desligamento forçado, são significativas as perdas financeiras, os danos materiais e as perdas sociais (SHIGA, 2007). De modo a amenizar o impacto dessas falhas para os consumidores, o ONS faz a contabilização e apuração dos eventos com duração superior a um minuto, e juntamente com a ANEEL, por meio dos Procedimentos de Rede, avaliam o desempenho da Rede Básica e os impactos aos consumidores em relação à continuidade do serviço em pontos de controle. Quando o desempenho é

insatisfatório para os padrões estabelecidos, são propostas alternativas ao agente responsável para adequar o desempenho aos índices mínimos requeridos.

De acordo com o Submódulo 2.8 – Gerenciamento dos Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica da Rede Básica (ONS, 2008), a avaliação da continuidade do serviço é feita pelos índices DIPC (Duração da Interrupção do Ponto de Controle), FIPC (Frequência da Interrupção do Ponto de Controle) e DMIPC (Duração Máxima da Interrupção do Ponto de Controle), em que são contabilizados, respectivamente, o somatório da duração das interrupções, o número de vezes que ocorreu uma interrupção e a interrupção de maior duração para o período apurado. Para transmissoras detentoras de DITs e distribuidoras acessadas por outras distribuidoras, a avaliação da qualidade do serviço é feita através da observação da duração e frequência de interrupção nos pontos de conexão. Ao ultrapassar os limites máximos estabelecidos de tempo e frequência das faltas, caracteriza-se o descumprimento dos regulamentos de qualidade dos serviços de energia elétrica, o que implica em multas e/ou penalidades aos responsáveis pelas instalações de distribuição e/ou transmissão (ANEEL, 2016).

O custo de uma interrupção no fornecimento de energia aos consumidores, diferentemente dos custos às concessionárias e transmissoras, é o resultado da soma dos custos diretos (que ocorrem durante o não suprimento de eletricidade) e indiretos (referentes aos investimentos dos consumidores para aumentar a confiabilidade que a rede de distribuição não garante). Além disso, cada perfil de consumidor é afetado de maneira diferente. Por exemplo, o custo de interrupção para uma indústria têxtil é diferente daquele de um grande conjunto de residências. Ao contabilizar estes custos em função da energia (R\$/MWh), tem-se o conceito de custo social da energia não suprida, que não tem o mesmo valor que a energia não faturada pela concessionária (SINAPSIS, 2016). Para as distribuidoras e transmissoras, quando a falta ocorre em função de descargas atmosféricas, os prejuízos decorrem da energia não faturada, das avarias e consequente troca de equipamentos, das medidas indenizatórias e da depreciação da própria imagem perante os consumidores. Como exemplo, em 2017, 89,58% das reclamações à Eletropaulo decorreram em função da interrupção do fornecimento de energia, com um custo de R\$54.486.698,02 à empresa por pagamento de compensações (ANEEL, 2018).

Quando uma descarga atmosférica atinge o cabo guarda (CG) de uma linha de transmissão, a corrente é transferida ao solo pela torre e seu sistema de aterramento, produzindo sobretensões na estrutura em função das impedâncias associadas. Em alguns casos, as diferenças de potencial entre os terminais das cadeias de isoladores são elevadas ao ponto de

romper a rigidez dielétrica do elemento isolante devido à ionização do ar. Por consequência, tem-se a formação de um arco elétrico entre o condutor fase e a torre, que está aterrada, acarretando o desligamento da linha devido ao curto circuito monofásico. Este mecanismo de falta é denominado *backflashover* (IEEE, 1997), e sua ocorrência depende das características físicas do isolador e da sua capacidade de suportar determinadas formas de onda e magnitudes de tensão (SHIGIHARA, 2015). Além dos isoladores, os demais sistemas e características locais têm influência direta no desempenho das linhas, como a impedância de impulso (Z_{at}) do sistema de aterramento, a resistividade do solo, a densidade de descargas atmosféricas da região, entre outros. Em alguns casos específicos, as linhas podem estar locadas em regiões com solos de elevada resistividade, o que resulta em sistemas de aterramento ineficientes e/ou em regiões de alta densidade de descargas atmosféricas, o que aumenta a susceptibilidade do sistema à ocorrência de desligamentos.

Para minimizar a influência dessas condições no desempenho das linhas, existem técnicas de proteção, como a instalação de *underbuilt shield wires* (USW), que podem ser utilizadas, em função das características mencionadas, para redução da taxa de falhas. Esse método consiste na instalação de um ou mais condutores metálicos abaixo dos condutores fase, sendo conectados à torre e seu sistema de aterramento. A instalação pode ser feita apenas nos vãos adjacentes de uma torre com desempenho crítico ou em trechos de uma linha com elevados índices de desligamentos.

Por ser uma técnica de proteção não usual, mas que se mostra como uma alternativa em potencial para redução das sobretensões originárias de descargas atmosféricas, um estudo aprofundado sobre sua influência na proteção das linhas de transmissão é oportuno, haja vista as expectativas de crescimento do consumo de eletricidade e, consequentemente, a necessidade de expansão do sistema elétrico. De acordo com o Programa de Expansão da Transmissão (PET) e o Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP) do segundo semestre de 2018, tem-se uma previsão de construção de 12.435 km de linhas de transmissão em todas as regiões brasileiras, sendo 6.858 km até 2024 e 5.577 km após essa data, com obras na Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e DITs. Estas solicitações representam um acréscimo de 4% na extensão total das linhas de transmissão, sendo que as maiores indicações do PAR 2019-2023 são para linhas de 230 kV e 500/525 kV, com respectivamente 4.400 km e 1.859 km (EPE, 2018; ONS, 2018).

No entanto, ressalta-se que, para o desenvolvimento de uma análise sobre a influência do *underbuilt shield wire*, é requerido um estudo minucioso também dos demais componentes da linha. O conhecimento das respectivas respostas quando submetidos a transitórios

eletromagnéticos de origem atmosférica é primordial para que os modelos representem o mais precisamente possível as condições reais. Desta forma, os modelos matemáticos e computacionais devem ser capazes de reproduzir com fidedignidade o comportamento dos componentes, resultando em um modelo de linha com elevado grau de confiabilidade e possibilitando uma análise comparativa entre os desempenhos de uma linha sem e com a instalação de *underbuilt shield wires* e a determinação da efetividade desse método na redução da taxa de desligamentos das linhas.

1.1 QUESTÃO E HIPÓTESE DO TRABALHO

Questão: O *underbuilt shield wire* pode ser uma boa opção de técnica de proteção para melhoria do desempenho de linhas de 230 kV frente a descargas atmosféricas?

Hipótese: Para linhas de 230 kV, a instalação do *underbuilt shield wire* se mostra uma opção tecnicamente viável sob o ponto de vista elétrico para melhoria do seu desempenho frente a descargas atmosféricas.

1.2 OBJETIVO

O objetivo geral deste trabalho é estudar o desempenho de linhas de 230 kV com *underbuilt shield wires* frente às descargas atmosféricas. Por meio do desenvolvimento e aplicação de modelos matemáticos e computacionais aptos a reproduzir os comportamentos dos principais componentes, avalia-se a redução da taxa de desligamentos das linhas com esse nível de tensão quando utilizados condutores de proteção localizados abaixo dos condutores fase.

Tem-se ainda os seguintes objetivos específicos:

- desenvolver e validar modelo, com base em testes em laboratório, para representar o comportamento de isoladores típicos de 230 kV frente a impulsos atmosféricos;
- desenvolver e validar modelo, com base em testes em escala reduzida, para representar o comportamento das torres de 230 kV frente a impulsos atmosféricos;
- analisar a influência dos principais parâmetros na eficácia do *underbuilt shield wire* (altura do condutor, resistividade do solo e impedância de impulso do aterramento); e
- avaliar a utilização do *underbuilt shield wire* como técnica para melhoria de desempenho da linha.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Esta dissertação está subdividida em seis capítulos. No primeiro, faz-se uma introdução da temática do trabalho e são descritos os objetivos e sua estrutura.

O segundo capítulo descreve os mecanismos de faltas por descargas atmosféricas em linhas de transmissão, de modo a introduzir um panorama dos principais estudos sobre desempenho de linhas e redes e as técnicas convencionais e não convencionais utilizadas para redução das taxas de falhas. Em seguida, apresenta-se o estado da arte das pesquisas sobre a utilização de *underbuilt shield wires*.

No terceiro capítulo são expostos os procedimentos de modelagem, juntamente com a revisão bibliográfica das informações relevantes para tal, e o modo como estes modelos são construídos no software de simulação EMTP-RV® para representar o comportamento das descargas atmosféricas, condutores, isoladores, torre e sistema de aterramento. São também apresentados e justificados os modelos adotados para os diferentes componentes, bem como o método para estimativa do número de interrupções, os *softwares* utilizados e o processo de construção das simulações.

No quarto capítulo faz-se uma avaliação qualitativa da influência dos parâmetros altura do *underbuilt shield wire* (h_g), resistividade do solo (ρ_0), impedância de impulso do aterramento (Z_{at}) e tempo de frente da corrente de descarga (t_f) nas sobretensões nas cadeias de isoladores.

No quinto capítulo, faz-se a análise quantitativa do desempenho de uma linha de 230 kV com e sem *underbuilt shield wire*.

O sexto capítulo apresenta as principais conclusões, as contribuições da pesquisa e sugestões para trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Garantir uma operação confiável e segura, com um baixo índice de desligamentos, é de primordial importância para o funcionamento do SIN, haja vista os requisitos mínimos de qualidade do serviço de transmissão a serem respeitados. Dentre as principais causas de perturbações em linhas de transmissão da Rede Básica, as condições climáticas adversas foram responsáveis por 29,79% dos desligamentos no Brasil em 2018. Nessa categoria, estão incluídas as descargas atmosféricas, chuvas e temporais e ventos fortes, entre outros (ONS, 2018).

A amplitude dos efeitos que as descargas atmosféricas causam na operação das linhas de 230 kV depende de vários aspectos, como ponto de incidência do raio e características da linha, o que pode tornar necessária a utilização de técnicas específicas para redução das taxas de desligamento. Descargas indiretas, que caem nas proximidades das instalações, têm influência pouco significativa na ocorrência de faltas, haja vista a baixa magnitude das tensões induzidas em relação à suportabilidade dos isoladores para esta classe de tensão. No entanto, quando atingidas por descargas diretas, este nível de isolamento pode não ser suficientemente elevado para suportar as amplitudes das sobretensões produzidas na estrutura, principalmente em regiões com elevadas resistividades de solo e com sistemas de aterramento ineficientes.

As descargas atmosféricas influenciam o desempenho das linhas devido às sobretensões produzidas, que podem ser suficientes para provocar a ionização do ar e manter um arco elétrico em torno do elemento isolante (cadeia de isoladores). Em função do local de incidência da descarga, tem-se dois mecanismos diferentes de formação do arco: falha de blindagem (*shielding failure*) e *backflashover*.

2.1 FALHA DE BLINDAGEM

Quando uma descarga atmosférica atinge um dos condutores fase de uma linha, a corrente da descarga se divide igualmente, propagando-se em sentidos opostos (I_f). Em função da impedância de surto (Z_0) dos condutores, surge uma sobretensão fase-terra (V_f) que, em função da magnitude da corrente, pode ser elevada o suficiente para romper a rigidez dielétrica do elemento isolante e ocasionar uma descarga disruptiva.

Esse tipo de falta ocorre quando a linha não possui cabo guarda para interceptação dos raios ou, mesmo com a existência de cabo guarda, há uma falha de blindagem. A ocorrência da descarga disruptiva depende fortemente da forma de onda da corrente e da suportabilidade dos isoladores frente a impulsos atmosféricos.

2.2 BACKFLASHOVER

Ao atingir o topo de uma torre, como mostrado na Fig. 2.2, a corrente da descarga atmosférica se divide em três partes: duas no cabo guarda (I_{cg}), cada uma em um sentido, e uma na torre (I_{at}). As correntes que fluem no cabo guarda e na torre e as respectivas tensões (V_t e V_{at}) dependem das impedâncias características do cabo guarda e da torre. No subsistema torre/aterramento, devido às diferenças entre as impedâncias, ondas de tensão e corrente são refletidas do aterramento ao topo da torre (V_{rat} e I_{rat}). Quanto menor a impedância de impulso do aterramento em relação à impedância de surto da torre (Z_T), as ondas refletidas, com polaridade contrária à da onda incidente, terão maior amplitude (em módulo). As magnitudes das diferenças de potencial entre os terminais das cadeias de isoladores dependem das tensões na torre (V_t) e das tensões refletidas na base da torre (V_{rat}). Quando o isolador não é capaz de suportar tais tensões, ocorre a formação de um arco elétrico, o *backflashover*. Após a formação do arco, é estabelecido um curto-circuito fase – terra, que geralmente é extinto com a atuação do sistema de proteção. Para linhas com nível de tensão de transmissão de 230 kV a tensão nominal de operação nos condutores pode ter contribuição importante na diferença de potencial nos isoladores e no processo de interrupção. Neste estudo, contudo, não se considera o efeito da tensão de frequência industrial na ocorrência de interrupções.

Ao analisar os mecanismos de interrupção acima descritos infere-se que, além de ter dependência direta da suportabilidade dos isoladores frente às diferentes formas de onda das correntes de descarga, a ocorrência de *backflashover* depende das características do sistema de aterramento e da resistividade do solo, assim como da impedância característica e da altura da torre.

2.3 TÉCNICAS PARA MELHORIA DO DESEMPENHO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO FRENTE A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Além dos exemplos brasileiros mencionados no Capítulo 1, diversos outros países também têm problemas de desligamentos não programados de linhas de transmissão e redes de distribuição devido às descargas atmosféricas.

Com o intuito de encontrar alternativas para reduzir as taxas de desligamentos não programados e melhorar os índices de continuidade da transmissão de energia, foram desenvolvidos inúmeros estudos sobre esta temática ao longo dos anos. No entanto, determinar

o desempenho das linhas é uma tarefa de elevado grau de complexidade, considerando a dependência direta dos vários aspectos mencionados em 2.1 e 2.2 e a aleatoriedade das correntes impulsivas de origem atmosférica. Desta forma, foram analisados estatisticamente o comportamento das descargas atmosféricas e desenvolvidas metodologias para estimar as taxas de faltas das linhas e redes. Por conseguinte, com o entendimento dos fatores influentes na ocorrência dos mecanismos de disrupção, alguns trabalhos passaram a indicar como projetar/dimensionar os diversos componentes de forma ótima, resultando em uma menor taxa de falhas (IEEE, 1997).

Figura 2.1 – Mecanismo de ocorrência de *backflashover*.

Fonte: Do Autor (2020).

Dentre os principais equipamentos e medidas adotados para proteção das linhas contra estes fenômenos de origem atmosférica, tem-se os métodos convencionais e não convencionais. Para o primeiro, há a redução da impedância de impulso do aterramento, a instalação de para-raios de linha ou o aumento do nível de isolamento. Em relação ao segundo, faz-se a utilização de estais, cabos contrapeso contínuos ou condutores instalados abaixo das fases, nominados como *underbuilt shield wires* (IEEE, 1997). Cada um dos métodos mencionados tem diferentes

princípios de proteção e por isso sua aplicação (unitária ou em conjunto) depende das condições do sistema elétrico e o grau mínimo de proteção exigido.

a) Redução da impedância de impulso do aterramento (Z_{at})

Ao analisar o processo de formação do *backflashover*, é notória a importância que o sistema de aterramento tem na ocorrência ou não de disrupções nos isoladores. De acordo com (IEEE, 1997), a impedância de impulso depende da resistividade do solo (ρ) e das características/arranjo dos eletrodos. Em solos de elevadas resistividades, que podem resultar em aterramentos de alta impedância, a instalação de cabos contrapeso é uma das alternativas para construção de um sistema eficiente. Os cabos são enterrados horizontalmente no solo, em ângulo ou em paralelo aos condutores da linha, podendo ser contínuos de uma torre a outra ou não. Além dos cabos, pode-se instalar também hastes ao longo do traçado dos contrapesos.

Em função do comportamento não linear do solo sob condições impulsivas, há três efeitos significativos no aterramento que influenciam o desempenho das linhas: a indutância residual do cabo, a ionização do solo e as correntes de deslocamento. Apenas o primeiro efeito atua de modo a aumentar as sobretensões nos isoladores, enquanto os demais contribuem para sua redução. Pelo fato de a indutância residual ser proporcional ao comprimento do contrapeso, seu dimensionamento deve então ser feito para um comprimento ótimo, garantindo a menor impedância de impulso para determinada resistividade ρ .

Dentre os estudos desenvolvidos sobre o tema, em (VISACRO, 2016) foram analisadas as solicitações nos sistemas de aterramento, para diferentes condições de resistividade de solo (ρ) (de 100 a 4.000 $\Omega.m$) e comprimentos do cabo contrapeso (5 a 80 m). As respostas frente a corrente típica de descargas atmosféricas foram obtidas por meio do uso do *HEM (Hybrid Electromagnetic Model)* para a primeira descarga e descarga subsequente. A ionização do solo não foi considerada, já que a extensão dos cabos faz com que sejam necessárias elevadas correntes para ocorrência desse fenômeno. Dentre as características que influenciam as sobretensões nos cabos contrapeso, seu comprimento e a resistividade do solo são os que tem maior influência. A Fig. 2.2 exibe a relação entre o aumento do cabo contrapeso e a redução das sobretensões nas cadeias de isoladores para as resistividades de 300 $\Omega.m$ e 2.000 $\Omega.m$. Essa proporção, no entanto, é válida até o ponto e que o contrapeso tem tamanho menor que seu comprimento efetivo (L_{EF}). Este parâmetro é relacionado com a atenuação das ondas de tensão e corrente ao longo do eletrodo, que também tem relação com o tempo de frente das ondas de corrente. Ou seja, após um comprimento x , maior que o L_{EF} para determinada resistividade, há uma saturação e não se tem mais a redução de Z_{at} .

Assim sendo, o dimensionamento dos eletrodos em função das características do solo em que será instalado é a técnica mais eficiente para redução máxima da impedância de impulso do aterramento.

Figura 2.2 - Sobretensão simulada nos contrapesos de comprimento L para (a): 2000 $\Omega \cdot m$ e (b) 300 $\Omega \cdot m$.

Fonte: Visacro (2012), adaptado.

No entanto, existem casos de extrema criticidade, como aqueles em que as linhas têm seu traçado em regiões rochosas, em que pode ser necessário a aplicação de outras medidas.

b) Instalação de para-Raios de linha

A instalação destes dispositivos para proteção de linhas de transmissão é uma das alternativas mais eficientes para redução das taxas de falhas, principalmente para regiões críticas, de difícil acesso, solos rochosos e maior exposição às descargas atmosféricas (geralmente regiões montanhosas). Os para-raios atuam limitando as tensões nos terminais dos isoladores a um valor abaixo da sua suportabilidade e podem ser uma opção à instalação de cabos guarda, tanto para novas linhas como para aquelas que requerem melhorias de desempenho. De modo geral, também são associados aos cabos guarda para proteção em áreas remotas, onde as manutenções da linha seriam de difícil execução (MANUKUTLA, 2010).

No entanto, a instalação destes dispositivos deve ser feita com cautela, já que sua aplicação em uma só torre, por exemplo, pode ocasionar falhas nos isoladores das torres adjacentes. Desta forma, deve-se avaliar as torres/trechos críticos, as respectivas impedâncias de aterramento, a energia a ser absorvida assim como a própria taxa de falhas do para-raios para determinar qual modelo utilizar e os locais de instalação (IEEE, 1997).

Em estudo desenvolvido por (MANUKUTLA, 2010), foi feita a avaliação da instalação de diferentes disposições de para-raios em uma linha de 115 kV, já que a configuração que

garante um desempenho ótimo (para-raios em todas as fases e estruturas) é economicamente inviável para as concessionárias de energia. Foram considerados arranjos com diferentes números de dispositivos por torre, diferentes distâncias entre os pontos de instalação e a dependência dessas configurações em relação à impedância de impulso do aterramento. O objetivo do trabalho foi determinar as configurações que garantem o desempenho desejado com um número mínimo de dispositivos instalados.

Para o estudo, foi considerada uma linha aérea trifásica não transposta com um cabo guarda no eixo de simetria da torre. A modelagem considera que os parâmetros são distribuídos e dependentes da frequência (JMarti). Como este é um estudo de proteção de linha, é considerado o pior caso (onda com $t_f = 1,2 \mu s$ e $t_h = 50 \mu s$), para diferentes picos de corrente. Como conclusões, ao instalar para-raios em todas as fases da torre atingida e torre adjacente, é prevenida a ocorrência de *backflashover* e que as sobretensões se propagem por diversos vãos. A utilização de para-raios em apenas duas fases limita a proteção até determinado pico de corrente, que depende da impedância de aterramento e da forma de onda da corrente. Ao instalá-los com espaçamento regular, também se obtém melhoria no desempenho, reduzindo as probabilidades de falhas nas torres com e sem esse dispositivo instalado.

c) Aumento do nível de isolamento e nível de isolamento desbalanceado

O dimensionamento das cadeias de isoladores das linhas de transmissão é feito com base na tensão nominal de operação, nas sobretensões de manobra e de descargas atmosféricas, além de também levar em conta aspectos como a poluição do ar e formação de gelo. As sobretensões a que os isoladores são submetidos quando uma linha é atingida por uma DA se originam conforme os mecanismos de descritos em 2.1 e 2.2, sendo que três fatores são determinantes na ocorrência de interrupção ou não: forma de onda e polaridade da corrente de descarga, características da linha em si e suportabilidade do próprio isolador frente às diferentes formas de onda resultantes (IEEE, 1997).

Por ser o elemento que garante a separação entre partes energizadas e aterradas, tem-se como uma das possibilidades para melhorar o desempenho das linhas o aumento do nível de isolamento, técnica estudada especialmente para linhas que não possuem cabo guarda. Em (MOUSA, 1989), foi analisado o desempenho de linhas de transmissão de 230 kV, 500 kV e 765 kV sem blindagem, sustentadas por torres metálicas, de modo a estimar a influência da adição de mais discos na cadeia na redução das faltas. Pelos dados resultantes dos cálculos, os autores concluem que o aumento do nível de isolamento pode ser mais efetivo na redução das faltas que a diminuição da impedância de aterramento, aumentando também o desempenho

frente a sobretensões de manobra. No entanto, a associação dessas duas medidas pode produzir reduções substanciais nos desligamentos, como mostra o exemplo da Fig. 2.3, sendo recomendada ainda para trechos com vãos muito longos, devido ao tempo maior para chegada das ondas refletidas.

Ao aumentar o número de discos em uma linha de 230 kV, a corrente mínima necessária para causar uma descarga disruptiva passa de 5,5 kA a 8,8 kA. O percentual de descargas que causam disrupção nestes casos decresce de 89,2% a 81,2%.

Figura 2.3 - Variação da taxa de falhas para uma linha de 230 kV sem cabo guarda.

Fonte: Mousa (1989), adaptado.

Quando as descargas são coletadas pela torre, com impedância de aterramento variando entre 10 e 100 Ω , o aumento do número de discos faz com que seja necessária uma corrente de 24,3 kA, ao invés de 8,7 kA (da condição crítica a condição mais favorável), para ocasionar uma disrupção em uma linha de 230 kV. O percentual de descargas na torre que ocasionam uma falta reduz de 89,9% para 76,8%.

Em linhas de circuito duplo, uma das alternativas para redução da taxa de falhas é a utilização de níveis de isolamento diferentes para os circuitos, forçando grande parte das faltas

a ocorrerem naquele com menor nível de isolamento e protegendo o outro circuito. Quando ocorre a disrupção no isolador com menor suportabilidade, o condutor em curto-circuito com a terra passa a funcionar como um *underbuilt shield wire* até a atuação da proteção, drenando parte da corrente de descarga e aumentando também o acoplamento, reduzindo as tensões nos demais isoladores (IEEE, 1997).

d) Estais

A instalação de estais nas torres pode resultar em uma redução considerável na impedância do sistema torre/aterramento devido a dois aspectos: cada estai funciona como um eletrodo de aterramento adicional, conectado às âncoras no solo, geralmente construídas com concreto (material de baixa resistividade) e conectadas aos cabos contrapeso, proporcionando maior divisão das sobrecorrentes. Além disso, os cabos conectados em paralelo com a torre contribuem para redução da indutância total da estrutura e, em consequência, sua impedância de impulso. Em teoria, a instalação de quatro estais com ampla separação pode reduzir a impedância de surto da torre de 100 Ω para 50 Ω (IEEE, 1997; CIGRE, 1991).

e) Instalação de cabo(s) guarda

O uso de cabos guarda acima das fases é uma técnica utilizada desde metade da década de 1910 para proteção de linhas de transmissão e redes de distribuição contra sobretensões de origem atmosférica. A atuação destes condutores passivos se dá basicamente por meio de três mecanismos: interceptação das descargas atmosféricas que atingiriam os condutores fase, drenagem da corrente que previamente seria escoada somente pela torre e seu sistema de aterramento para os vãos adjacentes e aumento do acoplamento entre este condutor e as fases.

Quando acima das fases para interceptação das descargas, devem ser alocados com o melhor ângulo de blindagem de acordo com a distribuição espacial desses condutores, de modo a garantir eficácia na proteção. Até meados dos anos 50, adotava-se o ângulo de 30°, que resultava em um desempenho aceitável para linhas de 230 kV. No entanto, ao utilizar esse mesmo ângulo para linhas de 345 kV, também de circuitos duplos, as taxas de falhas foram muito piores que o esperado. Desenvolveu-se então diversos estudos sobre o tema e constatou-se que, com o aumento da estrutura de transmissão, deve-se reduzir o ângulo de blindagem.

Apesar de a grande maioria das linhas ter cabos guarda instalados, a linha ainda está susceptível a ocorrência de falhas por descargas que atingem o próprio cabo guarda ou a fase, apesar deste último ter baixo índice de ocorrência (MARTINEZ, CASTRO-ARANDA, 2005). Desta forma, a escolha de um ou dois cabos guarda acima das fases depende da densidade de

descargas a que a linha é exposta e da taxa máxima de falhas aceitável. Na prática, o posicionamento dos cabos guarda é feito de modo a garantir que o sistema respeite a taxa aceitável de desligamentos por falha de blindagem, que é de 0,05 falhas/100 km/ ano para linhas que atendem cargas críticas e de 0,1 a 0,2 faltas/100 km/ano para práticas gerais (IEEE, 1997).

Em inúmeros casos, mesmo com os cabos instalados acima das fases, o sistema ainda é susceptível a falhas de blindagem, como explanado em 2.1. Em estudo desenvolvido por (MIKROPOULOS, TSOVILIS, 2012), por exemplo, são calculadas as taxas de desligamentos por falha de blindagem (SFFOR - *Shielding failure flashover rate*) para uma linha de 275 kV de circuito duplo com 36,9 m de altura. As estimativas são feitas para todas as fases por meio dos diferentes modelos para *lightning attachment* existentes, considerando a distribuição de correntes sugerida por (CIGRE, 1991), a densidade de descargas $N_g = 1$ descarga/km²/ano e a corrente crítica de falha de blindagem de 9 kA. Para este caso, dentre os 18 modelos utilizados para calcular a SFFOR, 9 indicam taxas maiores que 0,1-0,2 faltas/100 km/ano para a fase superior, como recomendado genericamente pelo IEEE Std. 1243 (IEEE, 1997).

Além da falha de blindagem, podem ocorrer os *backflashovers*, conforme descrito em 2.2. Em trabalho produzido por (SARAJCEV, 2016), os autores propõem uma metodologia para estimar a ocorrência de *backflashover* para linhas de alta tensão e, de modo similar a (MIKROPOULOS, TSOVILIS, 2012), fazem uma avaliação dos diversos métodos existentes. De acordo com os resultados, mesmo com as diferenças entre os modelos, a tendência é que as taxas de falha aumentem com a impedância de aterramento, com índices maiores que 0,5 falhas/100 km/ano para uma impedância de 70 Ω .

2.4 ESTADO DA ARTE – *UNDERBUILT SHIELD WIRE*

Dentre os três mecanismos de proteção proporcionados pelos cabos guarda, apenas o primeiro requer que o condutor de proteção esteja instalado acima das fases, enquanto os demais são também efetivos caso o cabo esteja alocado abaixo das fases (IEEE, 1997). Neste método de proteção não convencional, o(s) *underbuilt shield wire(s)*, ou *Extra Ground Wire(s)*, são instalados em determinado ponto abaixo das fases, respeitando as distâncias mínimas de segurança, e conectados a torre e seu sistema de aterramento (METWALLY, HEIDLER, 2003). Esses condutores não interceptarão as descargas atmosféricas, mas podem melhorar o acoplamento e, por conseguinte, reduzir as sobretensões nos isoladores. Ao longo dos anos, estudos experimentais e analíticos sobre o efeito da utilização desses cabos extras foram

efetuados em diversos países, como sintetizado nos parágrafos seguintes. Ressalta-se aqui que diversas figuras desta revisão se referem ao *underbuilt shield wire* como um cabo guarda adicional.

Em trabalho produzido na *George Washington University* por Harrington e Mueen em 1996 (HARRINGTON, MUEEN, 1996), foi avaliado o uso do *underbuilt shield wire* em conjunto com estais (*guy wires*) como método para minimizar as sobretensões de descargas atmosféricas que chegam até as subestações. Os autores concentraram-se nestas duas técnicas pois a utilização de estais diminui a impedância da torre, enquanto os *underbuilt shield wires* aumentam o acoplamento entre os condutores, reduzindo a probabilidade de ocorrência de *backflashover*. Para estimarem então a influência da utilização destes elementos nas sobretensões, foram simulados quatro casos: 1 - linha original, 2 - linha com *underbuilt shield wire*, 3 - linha com estais e 4 - linha com as duas técnicas combinadas. A modelagem da linha, torre e subestação foi feita com base nos dados de uma subestação da *Public Service Company of Colorado* (PSCC). A linha tinha circuito duplo e dois cabos guarda acima das fases. Nas simulações, foram representados seis vãos não transpostos por meio do modelo II. A torre atingida foi a quarta a partir da subestação, em que a corrente de descarga foi simulada por uma onda triangular, com tempos de frente e de cauda de 1,2 μ s. 50 μ s e amplitude variável. Foi considerada uma resistência de aterramento de 20 Ω para as torres e de 4 Ω para o sistema de aterramento dentro da subestação. Para cada uma das condições simuladas, são determinadas as correntes críticas para a forma de onda acima mencionada, considerando a diferença de potencial entre a fase crítica e a terra. Ao comparar os Casos 1 e 4, a corrente necessária para causar uma disrupção passa de 39 kA para 89 kA, respectivamente. Ou seja, estimou-se uma redução das chances de ocorrência de *backflashover* de 50% para 10%, o que é comparado ao efeito da utilização de para-raios.

No IEEE Std. 1243 (IEEE, 1997) é citado estudo desenvolvido pelo IEEE *Working Group* (IEEE, 1985) para uma linha de 345 kV de circuito duplo, e foi feita a averiguação da possível taxa de falhas ao instalar um e dois cabos guarda (CG) abaixo das fases em diferentes alturas. As simulações foram feitas por meio do programa FLASH para uma linha de 345 kV de circuito duplo, com disposição vertical dos condutores. O solo foi modelado de acordo com a resistência em baixa frequência e a torre como uma linha de transmissão vertical com impedância (Z_T) constante com velocidade de propagação das ondas de 0,85c. A descarga atinge diretamente a estrutura e a corrente é modelada com uma forma de onda triangular, com 2 μ s de subida e 100 μ s até o zero. A determinação das taxas de falha é feita por meio da probabilidade de ocorrência das correntes críticas. Para essas condições, no caso de dois

condutores alocados entre as alturas de 25 m e 15 m, como exhibe a Fig. 2.4, tem-se a extinção das faltas por descargas atmosféricas, sendo que esta redução tem maior influência do acoplamento entre os condutores que a redução da impedância de surto do cabo guarda em si.

Figura 2.4 - Melhoria do desempenho da linha com 3 ou 4 cabos guarda.

Fonte: IEEE (1997), adaptado.

De acordo com o livro *The Electric Power Engineering Handbook*, seção sobre sistemas de transmissão (KARADY, 2001), os métodos para mitigação de desligamentos por descargas atmosféricas podem ser empregados de acordo com a densidade de descargas e a confiabilidade que a linha deve assegurar no fornecimento de eletricidade. São apontadas então técnicas de proteção típicas para cinco índices de densidade de descargas para que ocorra somente 1 desligamento/100 km/ano em uma linha de alta tensão. Dentre as técnicas, a instalação de *underbuilt shield wires* é recomendada em conjunto com três ou mais cabos guarda conectados à um sistema de aterramento eficiente para densidades de 10-30 descargas/km²/ano.

Metwally e Heidler (METWALLY, HEIDLER, 2003) desenvolveram uma análise eletromagnética sobre a influência da instalação de cabos passivos sob a fase inferior de uma linha de transmissão de 765 kV de circuito duplo, com disposição vertical dos condutores. A modelagem tridimensional da linha é feita por meio do Método dos Momentos (MOM), enquanto o canal da descarga atmosférica é representado por meio do Modelo da Linha de Transmissão (TLM). Para análise da influência dos *Extra Ground Wires (EGW)*, é desconsiderada a energização em corrente alternada da linha. Neste caso, são calculadas as tensões e correntes produzidas nas fases, assim como a tensão na cadeia de isoladores, para a primeira descarga negativa ($I_p = 100$ kA, $t_f = 1$ μ s e $t_h = 200$ μ s), subsequente ($I_p = 50$ kA, $t_f =$

0,25 μ s e $t_h = 100 \mu$ s) negativa e positiva ($I_p = 200$ kA, $t_f = 10 \mu$ s e $t_h = 350 \mu$ s), locais de incidência, inclinação do canal da descarga e velocidade de propagação da corrente de retorno. Toda a estrutura elétrica da linha (torres, condutores, entre outros) é modelada e simulada por diversos segmentos de condutores metálicos retos.

Dentre os resultados obtidos, a Fig. 2.5 exhibe a influência do número de *underbuilt shield wires* no pico relativo de tensão na cadeia de isoladores da fase inferior, em que U_i^* é a razão entre o pico de sobretensão no isolador e o pico de tensão de corrente alternada (CA) na fase. Para este caso, foi considerado que a descarga que atinge o topo da estrutura tem canal vertical e velocidade de propagação de 100 m/ μ s.

Figura 2.5 - Sobretensão relativa nos isoladores das fases inferiores. NBI: nível básico de isolamento.

Fonte: Metwally, Heidler (2003), adaptado.

Observa-se na Fig. 2.6 que a primeira corrente negativa e a subsequente negativa são as que resultam em maiores sobretensões. Esse efeito ocorre em função do aumento significativo nas derivadas de tempo dos campos elétrico e magnético, se comparadas às da descarga positiva. É perceptível também nos gráficos que os *EGW* se mostram como uma alternativa efetiva para aumentar os níveis de proteção, já que sua adição reduz as sobretensões a níveis abaixo do nível básico de isolamento (NBI, em p.u.). Um aspecto relevante a ser considerado é

que, para o trabalho em questão, o solo foi considerado como perfeitamente condutor. Isto posto, para condições de solos com perdas, são estimadas sobretensões significativamente maiores.

As demais análises efetuadas apontam que, para todos os pontos de incidência investigados (descargas diretas e nas proximidades da linha), as maiores sobretensões são produzidas nas fases superiores, exceto para condição em que a descarga atmosférica atinge a ponta do braço de outra fase ou a própria fase. Como exemplo das observações supramencionadas, a Fig. 2.6 exhibe o percentual de redução das sobretensões para uma linha em que foram instalados 6 *underbuilt shield wires*, considerando três pontos de incidência de descargas diretas: centro do topo da torre, a ponta do braço superior da estrutura e a fase inferior. Neste caso, tem-se a corrente de uma descarga subsequente com ângulo de inclinação de 30° em relação a vertical e velocidade de propagação de 100 m/μs.

Figura 2.6 - Efeito dos *EGW* na redução das sobretensões nas fases em função do ponto de incidência da descarga atmosférica.

Fonte: Metwally, Heidler (2003), adaptado.

Dentre as fases, é perceptível que aquela que têm maiores índices de redução é a inferior em função do maior acoplamento. Os autores ainda concluíram que as ondas de corrente com frentes mais íngremes são as que resultam em sobretensões mais severas. A utilização de *EGW* se mostrou efetiva na mitigação deste efeito, além de atuar na redução da corrente no cabo guarda superior.

Em 2012, Visacro, Silveira e De Conti (VISACRO, 2012) fizeram um estudo dessa técnica não convencional, em que duas configurações de *underbuilt shield wires* foram testadas. A linha em questão tem tensão nominal de 230 kV, circuito simples e disposição triangular dos

condutores. Há um cabo guarda no topo da torre, a 37,6 m do solo. O vão tem 300 m e foram simuladas apenas três torres (2 vãos), ambos casados. As simulações foram efetuadas por meio do *Hybrid Electromagnetic Model* (HEM) e tiveram como principais pontos de análise a amplitude das sobretensões nas cadeias de isoladores em função das diversas configurações testadas. Foram consideradas diferentes condições de resistividade do solo e resistências de aterramento, tempos de frente, formas da onda de corrente, topologia da torre, distância entre fases inferiores e os USWs, entre outras. A corrente atinge diretamente o topo da torre e foram feitas análises para duas formas de onda: triangular com amplitude de 50 kA e 2/50 μ s e a corrente típica obtida via medições na Estação do Morro do Cachimbo, em Minas Gerais.

Como conclusões, as simulações apontam reduções nas sobretensões para ambas formas de ondas simuladas, indicando o potencial dessa técnica para melhoria de desempenho de linhas de transmissão, mesmo com os condutores extras instalados apenas nos dois vãos adjacentes da estrutura atingida. Os autores ainda destacam que a maior drenagem da corrente para as estruturas adjacentes é o principal mecanismo de redução das sobretensões para aterramentos entre 40 Ω e acima, já que o acoplamento é mais significativo com menores impedâncias. A adição de um e dois condutores resulta em reduções mais expressivas quanto maior a resistência de aterramento (para a condição de 80 Ω , tem-se sobretensões 32% e 44% menores na fase superior para um e dois USWs). Outro aspecto relevante é que quanto menor a distância entre o *underbuilt shield wire* e a fase, maior a redução das sobretensões. Para a condição de 20 Ω de resistência de aterramento, quando dois USWs são instalados a 8 m das fases, tem-se uma redução das sobretensões na fase superior na ordem de 20,77%, enquanto quando locados apenas a 4 m abaixo das fases, a redução é de 25,96%. Entretanto, há a necessidade de uma avaliação profunda da utilização dessa técnica em linhas já existentes devido aos efeitos dos esforços mecânicos adicionais à estrutura.

Um trabalho desenvolvido por pesquisadores da *University of Rome "La Sapienza"*, Universidade de Lisboa e da *University Federico II of Napoli* em 2018 (ARANEO, 2018) também avaliou a melhoria do desempenho de linhas frente aos impulsos atmosféricos quando aplicada essa técnica de melhoria. As análises foram efetuadas por meio de um método numérico baseado no formalismo convencional de linhas de transmissão com multicondutores. Para este caso, foi considerada uma linha de 380 kV de circuito simples com disposição horizontal dos condutores, sendo três fases e dois cabos guarda, respectivamente a 28,4 m e 21,0 m do solo. A torre foi modelada com uma condutância de 0,01 S, em que os efeitos de transmissão na estrutura foram desprezados, e o aterramento foi modelado como uma admitância constante. A descarga atinge diretamente a estrutura e é representada pela função

de Heidler (HEIDLER, 1985). Os autores avaliam as sobretensões com e sem a presença dos *underbuilt shield wires* em um ponto 3 km distante do ponto de incidência da descarga. Foi constatada uma redução de aproximadamente 0,16 MV para 0,11 MV entre os terminais das cadeias de isoladores ao adicionar dois cabos simetricamente alocados em relação às fases e aos cabos guarda superiores.

Ainda em 2018, Banjanin (BANJANIN, 2018) estudou a redução das taxas de ocorrência de *backflashover* após a aplicação de medidas especiais de proteção contra descargas atmosféricas para linhas de 35 kV (distribuição), 110 kV e 220 kV (transmissão), comparando a eficiência entre os métodos adotados. A linha tem seus parâmetros dependentes da frequência (JMarti), é casada em ambas extremidades e se considerou o efeito *skin*. As torres são modeladas com impedâncias de surto diferentes para cada nível de tensão e com velocidade de propagação das ondas de $0,85c$. Para os isoladores, fez-se o uso do *Leader Progression Model*. A descarga atmosférica atinge diretamente a estrutura e foram utilizados os dados e procedimentos de cálculos semi-estatísticos, como sugerido em documentos técnicos internacionais do Cigrè e IEEE.

O autor destaca que para-raios são uma alternativa bastante eficiente para proteção dos sistemas elétricos, no entanto, em alguns casos, esta pode não ser a opção ótima. Nestes casos, uma das alternativas de proteção seria a instalação conjunta de *underbuilt shield wires* e estais na estrutura. Como conclusão principal, tem-se que um sistema eficiente de proteção contra descargas atmosféricas pode ser implementado por meio do uso de condutores instalados abaixo dos cabos fase. Como exemplo, para a incidência de 60 descargas/100 km/ano em linha de 220 kV, a utilização de 1 e 2 USWs resulta em reduções de aproximadamente 13 para 8 e 6 desligamentos. Em alguns casos, a instalação de um ou dois condutores resultam em maiores níveis de proteção que aqueles alcançados por meio da instalação de um ou dois para-raios por torre. A instalação de estais em conjunto com os *EGW* contribui ainda mais para a mitigação das faltas, resultando em um sistema mais eficiente, confiável e com menores custos de manutenção.

Em uma análise geral dos trabalhos acima descritos, percebe-se a efetividade da utilização de cabos alocados abaixo dos condutores fase para proteção dos sistemas elétricos frente às diversas condições estudadas. De maneira geral, USWs são empregados para proteção de para-raios e isoladores de linhas de transmissão de extra alta tensão, alta tensão, assim como de redes de distribuição. Foram avaliadas quais configurações são mais eficientes em função da topologia das linhas e de suas características intrínsecas. No entanto, grande parte das análises são feitas para condições críticas, com correntes de descarga e impedâncias de aterramento pré-

determinadas ou considerando distribuições semi-estatísticas para as correntes de descarga atmosférica. É perceptível também o limitado número de pesquisas sobre essa técnica de proteção se comparada, por exemplo, às aquelas sobre para-raios de linha. Infere-se que um dos fatores determinantes para o baixo número de estudos são as possibilidades efetivas de instalação dos *underbuilt shield wires*, já que os esforços mecânicos extras a que as torres são submetidas podem não ser suportados em função de limitações mecânicas, além dos custos. Mas um aspecto relevante a ser considerado, principalmente para o caso brasileiro, é que a expansão da geração demanda a construção de novas linhas para garantir o atendimento da futura demanda de forma segura e eficiente.

De acordo com o Programa de Expansão da Transmissão (PET) e o Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP) do segundo semestre de 2018, tem-se uma previsão de construção de 12.435 km de linhas de transmissão em todas as regiões brasileiras, sendo 6.858 km até 2024 e 5.577 km após essa data, com obras na Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e DITs. Estas solicitações representam um acréscimo de 4% na extensão total das linhas de transmissão, sendo que as maiores indicações do Plano de Ampliações e Reforços (PAR) 2019-2023 são para linhas de 230 kV e 500/525 kV, com respectivamente 4.400 km e 1.859 km (EPE, 2018; ONS, 2018). O uso de cabos abaixo dos condutores fase pode ser, então, uma alternativa para essas linhas ainda na fase de projeto, que têm trechos em regiões críticas (elevado GFD e resistividade do solo), desde que nesta etapa sejam considerados os estudos de desempenho frente a descargas atmosféricas.

A pesquisa desenvolvida nesta dissertação visa averiguar do desempenho de uma linha de 230 kV com perfil real, com e sem a utilização de *underbuilt shield wire*, também por este ser o nível de tensão mais representativo no SIN. Mas ressalta-se a importância de considerar/estudar essa medida para diferentes níveis de tensão, já que é prevista uma expansão significativa principalmente para o nível de 500 kV. Como pontos diferenciais da pesquisa, foi ensaiado isolador típico de 230 kV em laboratório para obtenção das suas características e posterior aplicação do modelo nas simulações. Ainda neste quesito, para correta representação da torre, foi construída e ensaiada uma estrutura típica de torre de 230 kV em escala para medição da impedância de surto (Z_T) e velocidade de tráfego (v). Esses procedimentos de modelagem visam a representação mais real possível dos componentes importantes para a avaliação do desempenho, de modo a produzir resultados de acordo com as reais condições de operação das linhas de transmissão.

3 MODELAGEM E CONSTRUÇÃO DAS SIMULAÇÕES

De modo a descrever de forma concisa o procedimento de modelagem e construção das simulações, este capítulo faz, simultaneamente, a descrição das informações importantes para construção dos modelos assim como quais parâmetros foram considerados para cada um dos componentes simulados, que são as descargas atmosféricas e os elementos das linhas de 230 kV. A escolha dos componentes e a forma como estes são arranjados para realizar as simulações são de primordial importância para garantir a qualidade e confiabilidade dos resultados e análises. Isto posto, para determinação da configuração a ser simulada, foram efetuadas algumas simulações e análises prévias para escolha dos modelos dos componentes representativos do perfil de linha a ser estudado.

3.1 SOFTWARES

Para o desenvolvimento desta pesquisa, dois *softwares* foram majoritariamente utilizados para as simulações e análises dos resultados: EMTP-RV® e o Microsoft® Excel.

O EMTP-RV® (EMTP-SOFTWARE, 2019) é um programa que permite a simulação de transitórios eletromagnéticos, eletromecânicos e sistemas de controle em sistemas de potência. O *software* tem uma interface gráfica, provendo inúmeras opções de customização e programação, além de biblioteca de componentes. É dotado de métodos melhorados para solução de modelos não-lineares, sistemas de controle e modelos inseridos/construídos pelos usuários. Também conta com ferramentas para visualização e processamento matemático dos resultados.

O Microsoft Excel® (MICROSOFT, 2019) permite formatar, estruturar e organizar dados em planilhas. Com suas funções básicas e avançadas, é possível construir gráficos e analisar características de modo a exprimir os comportamentos dos dados inseridos, tornando possível estimar tendências e a influência das diversas variáveis.

3.2 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

É de amplo conhecimento que o Brasil está entre os países com maiores índices de descargas atmosféricas do planeta, fato que se deve também às condições favoráveis, na América do Sul, à formação de tempestades. (INPE/ELAT, 2018). Um dos eventos que

contribui consideravelmente para estes eventos é a circulação na atmosfera de jatos de baixos níveis, como exposto na Fig. 3.1. Nesse mecanismo, são transportadas massas de ar quente e úmido da região Amazônica para as regiões de maiores latitudes (subtropicais), principalmente as regiões sul, sudeste e centro-oeste durante a estação quente do ano (verão), ocasionando uma desestabilidade na atmosfera, além de outros eventos que também contribuem para a formação dos temporais (BERBERY, COLLINI, 2000; MARENGO, *et. al.*, 2004).

Figura 3.1 - Transporte de umidade para as regiões mais ao sul pelos jatos de baixos níveis.

Fonte: Do Autor (2020).

As descargas atmosféricas não são consideradas como um dos eventos que caracterizam as tempestades, mas de maneira geral, quando os temporais ocorrem, acontecem muitos raios. Estes podem acontecer entre nuvens, dentro da própria nuvem ou da nuvem para o solo, sendo este último o que mais causa danos à vida humana e aos sistemas elétricos. Dentre as descargas nuvem-solo, há uma subclassificação em descargas negativas e positivas, e em ascendentes e descendentes. Estatisticamente, as negativas descendentes correspondem a aproximadamente 90% das descargas nuvem solo, enquanto as positivas representam os 10% restantes. As descargas ascendentes, positivas e negativas, ocorrem raramente de objetos com altura superior a 100 m ou objetos elevados no topo de montanhas (NASCIMENTO, 2005; RAKOV, UMAN, 2003). Devido à baixa ocorrência de descargas positivas e descargas ascendentes, estes tipos não serão considerados nesta pesquisa, haja vista a baixa influência nos sistemas elétricos se comparadas às descargas descendentes negativas.

De acordo com o objetivo principal desta pesquisa, são descritos os principais parâmetros e características desse fenômeno em relação ao ponto do sistema atingido, que tem influência direta no comportamento dos componentes da linha e, em consequência, na taxa anual de faltas.

3.2.1 Densidade de descargas atmosféricas

Devido às diferentes condições para formação das tempestades nas diferentes partes do globo terrestre, a quantidade de dias com temporais para os diversos lugares varia e, em consequência, tem-se diferentes densidades de descargas atmosféricas para as diferentes localizações geográficas. A densidade de descargas atmosféricas é um dos parâmetros mais importantes para avaliação da proteção de sistemas elétricos, amplamente utilizado para estimar as taxas de interrupções. Por muitos anos, a determinação deste índice foi feita por formulação matemática que relacionava o número de dias com tempestade à quantidade de descargas atmosféricas (RAKOV, UMAN, 2003).

Com o desenvolvimento de tecnologias para monitoramento de descargas atmosféricas, passou-se a empregar sensores ópticos em órbita e redes de sensores em terra para construção dos mapas de densidades de descargas. No Brasil, o ELAT/INPE construiu o mapa para todo o território nacional com base nos registros de pulsos luminosos efetuados pelo *LIS (Lightning Imaging Sensor)* entre os anos de 1998 e 2011, como exhibe a Fig. 3.2. Os dados do sensor foram previamente tratados para que fossem levadas em consideração sua eficiência e o período de observação, já que o satélite em que o sensor está instalado não é geoestacionário. Foram levados também em conta a distorção por efeitos geomagnéticos e o percentual médio de descargas ao solo em relação ao total registrado (ABNT, 2015).

Ao observar o mapa, percebe-se que a região Nordeste é a que apresenta os menores índices de descargas atmosféricas. No entanto, parte dos estados do Amazonas, Pará, Tocantins, Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul têm densidades que, em algumas localizações, podem chegar a 18 descargas/km²/ano, fazendo com que as linhas nessas regiões possam apresentar uma elevada taxa de desligamentos.

Figura 3.2 - Mapa de brasileiro de densidade de descargas atmosféricas.

Fonte: ABNT, 2015, adaptado.

3.2.2 Parâmetros da primeira descarga negativa e da descarga subsequente

De acordo com documento produzido pelo CIGRÉ *Working Group C4.407, Lightning Parameters for Engineering Applications* (CIGRE, 2013), as características normalmente utilizadas das descargas atmosféricas foram estimadas a partir de medições diretas de corrente, em que a distribuição de parâmetros é baseada majoritariamente naquelas efetuadas por Berger e colaboradores no Monte San Salvatore, Suíça, entre os anos de 1963 a 1971. Do total de 101 descargas negativas medidas, foram avaliados estatisticamente os parâmetros pico de corrente, máxima derivada da corrente, taxa média de crescimento, tempo de frente, duração, carga transferida e energia, resultando nas medianas e desvios padrão da Tab. 3.1.

Tabela 3.1 - Parâmetros da corrente de descarga negativa descendentes (com base nos dados de Berger).

Parâmetros de Distribuição Log-Normal para Descargas Negativas Descendentes				
Parâmetro	Primeira Descarga		Descarga Subsequente	
	M, Mediana	β , Desvio Padrão	M, Mediana	β , Desvio Padrão
Tempo de Frente [μ s]				
$td_{10/90} = T_{10/90}/0,8$	5,63	0,576	0,75	0,921
$td_{30/90} = T_{30/90}/0,6$	3,83	0,553	0,67	1,013
$t_m = I_F/S_m$	1,28	0,611	0,308	0,708
Taxa de Variação [kA/ μ s]				
S_m , Máximo	24,3	0,599	39,9	0,852
S_{10} , em 10%	2,6	0,921	18,9	1,404
$S_{10/90}$, 10-90%	5,0	0,645	15,4	0,944
$S_{30/90}$, 30-90%	7,2	0,622	20,1	0,967
Pico de Corrente (Crista) [kA]				
I_i , Inicial	27,7	0,461	11,8	0,530
I_F , Final	31,1	0,484	12,3	0,530
Razão, I_i/I_F	0,9	0,230	0,9	0,207
Outros Parâmetros Relevantes				
t_h [μ s]	77,5	0,577	30,2	0,933
Número de <i>Strokes</i> por Descarga	1	0	2,4	0,96 baseado na mediana de $N_{total}=3,4$
Carga [C]	4,65	0,882	0,938	0,882
$\int I^2 dt$ [(kA) 2 s]	0,057	1,373	0,0055	1,366
Intervalo entre Strokes [ms]	-	-	35	1,066

Fonte: Cigrè (2013), adaptado.

Além disso, por meio dos oscilogramas das medições, foi traçada uma forma de onda típica das correntes de descarga, como exibe a Fig. 3.3, na qual:

I_i e I_F : Valores do primeiro (I_i - 90% de I_F) e segundo pico (I_F), respectivamente;

I_{10} , I_{30} , I_{90} , I_{100} : Valores equivalentes a 10%, 30%, 90% e 100% de I_i ;

$T_{10/90}$: Tempo entre os valores instantâneos I_{10} e I_{90} ;

$T_{30/90}$: Tempo entre os valores instantâneos I_{30} e I_{90} ;

S_{10} : Taxa de crescimento instantânea da corrente em I_{10} ;

$S_{10/90}$: Taxa de crescimento médio entre I_{10} e I_{90} ;

$S_{30/90}$: Taxa de crescimento médio entre I_{30} e I_{90} ; e

S_m : Taxa de crescimento máxima da corrente, tipicamente em I_{90} .

Visacro *et al.*, em 2004, (CIGRE, 2013) apresentaram uma análise estatística dos parâmetros provenientes das medições efetuadas entre os anos de 1985 e 1998 em uma torre instrumentada de 60 metros de altura no Morro do Cachimbo, Minas Gerais, Brasil. Foram

medidas 31 descargas negativas descendentes, totalizando 80 *flashes*, em que o pico médio da primeira descarga é de 45 kA e de 16 kA para a descarga subsequente.

Figura 3.3 - Forma de onda típica de uma descarga atmosférica.

Fonte: Cigrè (2013).

Para estimativa da densidade de probabilidade de determinado valor de corrente, faz-se o uso das Eqs. (3.1) e (3.2), em que são utilizados os parâmetros expostos na Tab. 3.1. Ao integrar a Eq. (3.1), com limites entre o valor de corrente I e infinito, tem-se então a probabilidade de o pico de corrente exceder o valor I .

$$f(i) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\beta I}} \exp\left(-z^2/2\right) \quad (3.1)$$

$$z = \frac{\ln(I/M)}{\beta} \quad (3.2)$$

Onde:

$f(i)$: probabilidade de ocorrência;

I (kA): determinado valor de corrente;

β : desvio padrão logarítmico; e

M (kA): mediana da distribuição estatística das correntes de descarga.

Em aproximadamente 95% dos casos a primeira descarga negativa excede o pico de 14 kA, 50% ultrapassam 30 kA e 5% atingem um pico maior que 80 kA (CIGRÉ, 1980). Em relação às subseqüentes, para os respectivos percentuais mencionados, os valores são de 4,6 kA, 12 kA e 30 kA (CIGRÉ, 1980). Atualmente, as distribuições estatísticas adotadas pela maioria das normativas e guias para proteção de sistemas contra descargas atmosféricas se fundamentam nas curvas de probabilidade para primeira descarga de retorno adotadas pelo IEEE ou pelo CIGRÉ, como mostra a Fig. 3.4.

Figura 3.4 – Curvas de distribuição de probabilidade propostas pelo CIGRÉ e IEEE para primeira descarga negativa.

Fonte: Cigrè (2013), adaptado.

Para a construção da curva do CIGRÉ, fez-se uso das Eqs. (3.1) e (3.2), em que os parâmetros β e M têm os valores de 1,33 e 61,1 kA até a corrente de 20 kA e 0,605 e 33,3 kA acima de 20 kA. Para essa formulação, em 98%, 80% e 5% dos casos as correntes excedem os valores de, respectivamente, 4 kA, 20 kA e 90 kA (CIGRE, 2013). Para o IEEE as probabilidades são dadas pela Eq. (3.3).

$$P(I) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2,6}} \quad (3.3)$$

Onde:

P(I): probabilidade do pico de corrente da primeira descarga exceder “I” (em kA);

I: pico de corrente da primeira descarga de retorno (em kA).

Ao observar a curva do CIGRÉ, percebe-se que uma aproximação foi adotada pelos autores, em que foi arbitrariamente assumida uma subdivisão na frequência cumulativa em dois regimes: correntes menores e maiores que 20 kA, o que em teoria resulta em maiores índices de correlação (ANDERSON, ERIKSSON, 1980). É observável também que a diferença entre as curvas é mais significativa nas extremidades (menores e maiores valores de corrente de pico) (NUCCI, 2010). De acordo com (RAKOV, UMAN, 2003) essas diferenças ocorrem porque os parâmetros das distribuições estatísticas podem ser afetados pelos valores máximos e mínimos das medições, já que pode existir um truncamento.

Além da distribuição estatística dos valores de corrente de pico, também existem distribuições relacionadas ao tempo de frente das correntes de descarga (ANDERSON, ERIKSSON, 1980). Pelo fato de que na pesquisa em questão o tempo de frente equivalente da primeira descarga ($t_f = (T_{30} - T_{90})/0,6$) será um dos parâmetros avaliados quanto a sua influência nas sobretensões na linha, foi determinada, para as simulações, uma faixa de valores de t_{30-90} de acordo com a distribuição estatística sugerida em (ANDERSON, ERIKSSON, 1980), em que em 95% dos casos, o tempo de frente excede 1,5 μ s e em apenas 5% dos casos, é maior que 10 μ s. As simulações foram feitas considerando 10 tempos de frente, iniciando em 1 μ s até o máximo de 10 μ s, com intervalo de 1 μ s.

3.2.3 Representação analítica das correntes de descarga

Em muitos casos os estudos dos efeitos das descargas atmosféricas são efetuados por meio de simulações numéricas, o que torna necessária a existência de modelos que consigam representar a forma de onda típica da corrente na base do canal (CIGRE, 2013). Dentre os diversos modelos existentes, destacam-se as formas de onda produzidas pelas equações de Heidler, Cigré, triangular, trapezoidal e dupla exponencial. De maneira geral, a função de Heidler (HEIDLER, F. 1985), descrita nas Eqs. (3.4) e (3.5), consegue reproduzir a onda típica da primeira e descarga subsequente com fidedignidade, sendo amplamente utilizada em estudos conduzidos com simulações.

$$I(t) = \frac{I_0}{\eta} \frac{(t/\tau_1)^n}{1 + (t/\tau_1)^n} e^{(-t/\tau_2)} \quad (3.4)$$

$$\eta = e^{[-(\tau_1/\tau_2)(n\tau_2/\tau_1)^{1/n}]} \quad (3.5)$$

Onde:

$I(t)$ (kA): corrente representativa da descarga atmosférica;

I_0 (kA): amplitude da corrente na base do canal;

τ_1 (μs): constante relacionada ao tempo de frente da onda;

τ_2 (μs): constante relacionada ao tempo de decaimento da onda;

n : expoente (2 a 10); e

η : fator de correção da amplitude da corrente.

Uma das principais vantagens em utilizar essa função está na possibilidade de ajustar os parâmetros corrente de pico, máxima derivada da corrente, entre outros, de forma independente, ou seja, a alteração de um não afeta de forma significativa o outro, além de reproduzir a concavidade nos instantes iniciais da curva (CIGRE, 2013). Como desvantagem, no entanto, tem-se uma equação complexa em que é necessária a determinação de 5 parâmetros, o que faz com que formas de onda mais simples, como a onda triangular, sejam também amplamente utilizadas devido a sua facilidade de implementação. Para esta onda, os dados necessários para

sua parametrização são o tempo de frente (t_f), pico da corrente (I_p) e o tempo de cauda (t_h) sendo seu comportamento regido por uma função matemática do primeiro grau. O tempo de cauda é o tempo em que a corrente atinge a metade do valor de crista, na cauda.

De modo a averiguar as diferenças entre a utilização de ambas formas de onda mencionadas, foi desenvolvida uma avaliação das sobretensões resultantes nas cadeias de isoladores de uma linha típica de 230 kV por meio de simulações em EMTP-RV® (CANEVER *et al.*, 2019). Nesse estudo foi considerada uma linha com as características descritas na Tab. 3.2, em que os parâmetros são dependentes da frequência. A torre foi simulada como uma linha de transmissão sem perdas com parâmetros constantes, com impedância de surto estimada de acordo com (CHISHOLM, *et al.*, 1985). O sistema de aterramento foi representado pela sua impedância impulsiva (VISACRO, SILVEIRA, 2016). O efeito corona e a ionização do solo não foram considerados.

As análises foram efetuadas considerando 18 formas de onda resultantes da utilização da função de Heidler, com tempo de frente equivalente t_{d30-90} variando entre 1,5 μ s e 10 μ s, pico de corrente fixo de 30 kA e tempo de cauda fixo de 90 μ s. As simulações tiveram por objetivo encontrar o tempo de frente da onda triangular que produz o mesmo pico de sobretensão na cadeia de isoladores da Fase A (fase crítica) quando a corrente da descarga atmosférica, representada pela função de Heidler, atinge o Cabo Guarda 1 (CG 1) na torre. Ao considerar essas condições, foram simulados 216 casos. A linha simulada é composta por 12 vãos, sendo que os dois vãos da extremidade representam o restante da extensão da linha que não influencia as sobretensões no ponto de incidência devido à distância e ao tempo de propagação das ondas na linha.

Tabela 3.2 – Características da linha de 230 kV simulada.

Dados da Linha e Condições de Simulação					
Condutor	CG 1	CG 2	A	B	C
Altura (m):	30,5	30,5	25,03	25,03	25,03
Distância (m):	-4	4	-6	0	6
Diâmetro (mm):	9,53	9,53	25,15	25,15	25,15
R (Ω/km):	3,44	3,44	0,0897	0,0897	0,0897
Flecha (m):	15,9	15,9	16,79	16,79	16,79
Vão (m):	400				
ρ (Ω.m):	500 e 4.000				
Z_g (Ω):	50 à 300, <i>step</i> de 50				
Z_{torre} (Ω):	164,41		v (m/μs):	240 (0,8c)	

Fonte: Do Autor (2020).

Como resultados das simulações realizadas com o EMTP-RV®, a Fig. 3.5 mostra a relação entre os tempos de frente da onda triangular (t_T) e da onda de Heidler (t_H), para as várias impedâncias de aterramento Z_{at} consideradas, de forma que os valores de pico de tensão calculados com a corrente triangular estivessem dentro de uma faixa de $\pm 1\%$ de tolerância em relação às sobretensões calculadas com a corrente representada pela Função de Heidler. Como os resultados das simulações apontaram que a resistividade do solo tem influência pouco significativa em t_T , cada curva da Fig. 3.5 corresponde à média dos resultados obtidos para as resistividades de 500 $\Omega.m$ e 4.000 $\Omega.m$. Observa-se que, a partir do tempo de frente de 4,5 μs para a onda de Heidler, a diferença entre as curvas para cada impedância tende a aumentar, especialmente para a impedância de 50 Ω .

Por meio da média entre as curvas resultantes para cada impedância de aterramento (Z_{at}), que representam as 216 simulações, foi obtida a Eq. (3.6), que descreve a relação entre t_H e t_T para o intervalo de 1,5 μs – 10 μs com correlação de 98,3%.

Figura 3.5 - Equivalência entre os tempos de frente da corrente com formas triangular e de Heidler para diferentes impedâncias de aterramento Z_{at} .

Fonte: Canever, *et al.* (2019), adaptado.

$$t_T = 0,0627t_H^2 + 0,3459t_H + 1,6481$$

(3.6)

sendo:

t_T (μs): tempo de frente da onda triangular; e

t_H (μ s): tempo de frente da onda de Heidler.

De modo a confirmar a validade da relação descrita na Eq. (3.6) para linhas com características semelhantes a linhas de 230 kV (como a considerada neste estudo), os casos considerados foram simulados novamente com t_T obtido por meio da Eq. (3.6). Dentre as análises, constatou-se que a maior média dos desvios entre os picos das sobretensões produzidas por ambas as ondas é de 4,9%, correspondente à condição de 50Ω de impedância de aterramento, enquanto para impedâncias de 100Ω a 300Ω , a média dos desvios é inferior a 1,8%.

Ressalta-se também que a diferença entre as formas de onda das sobretensões produzidas nos isoladores tende a aumentar com o aumento do tempo de frente da corrente e a redução da impedância de aterramento. Essas distinções ocorrem devido à propagação e reflexão de ondas que possuem características diferentes, principalmente nos instantes iniciais. Enquanto a forma de onda produzida pela Função de Heidler reproduz uma concavidade nos instantes iniciais, a onda triangular inicia já com sua taxa de variação máxima, o que faz com que, para tempos de frente mais longos, os picos aconteçam em tempos diferentes. Já para tempos de frente menores, os picos acontecem em tempos coincidentes, já que o período para chegada das primeiras reflexões é maior ou próximo ao tempo de pico da onda, como mostra a Fig. 3.6. Na Fig. 3.6 os tempos indicados (2μ s e 10μ s) referem-se à Função de Heidler.

Figura 3.6 - Sobretensão no isolador da fase externa (A) resultantes de ondas de Heidler e triangular para resistividade do solo de $500 \Omega.m$, impedância de aterramento de 150Ω e tempos de frente de (a) 10μ s e (b) 2μ s.

Fonte: Canever, *et al* (2019), adaptado.

Desta forma, em função de as médias dos desvios serem inferiores a 5% e da característica desta pesquisa, que envolve um elevado número de simulações, optou-se pela utilização de uma forma de onda trapezoidal com tempo de frente equivalente calculado de acordo com a Eq. (3.6). Os tempos de frente considerados nas simulações (t_T) são aqueles descritos na Tab. 3.3.

Tabela 3.3 - Equivalência entre os tempos de frente da onda de Heidler e da onda trapezoidal obtidos por meio da aplicação da Eq. (3.6).

Relação entre os Tempos de Frente Onda Heidler e Subida em Rampa										
t_H [μs]	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0
t_T [μs]	2,1	2,6	3,3	4,0	4,9	6,0	7,1	8,4	9,8	11,4

Fonte: Do Autor (2020).

Ressalta-se que para as análises de probabilidade de ocorrência das correntes e estimativa da redução dos desligamentos da linha foi considerado o tempo de frente da onda de Heidler (t_H), conforme descrito na Tab. 3.3, haja vista que a onda trapezoidal tem o papel de reproduzir, de forma simplificada, as sobretensões que seriam produzidas pela Função de Heidler.

3.2.4 Impedância equivalente do canal da descarga

A impedância do canal é um dos parâmetros com influência na corrente injetada em determinado objeto atingido por uma descarga direta em função do coeficiente de reflexão entre ambos. Esse efeito é importante principalmente para objetos relativamente longos, em que as dimensões são iguais ou maiores que os menores comprimentos de onda da fonte de corrente. Para casos em que efeitos de acoplamento eletromagnético são ignorados, representa-se a corrente de descarga e o canal por um circuito equivalente de Norton, com uma fonte de corrente ideal em paralelo com uma impedância de valor constante.

É possível estimar a impedância do canal por meio de medições de corrente feitas em objetos com elevada altura, mas para a confiabilidade dos resultados, faz-se necessário o conhecimento da impedância do objeto e do aterramento a que este está conectado (CIGRE, 2013). Em (RAKOV, 2001), foi desenvolvida uma análise de dados experimentais mostrando o comportamento de objetos elevados atingidos por descargas atmosféricas, em que foi estimada que a impedância equivalente do canal da descarga é consideravelmente maior que

a impedância característica de um objeto de grande altura. Gorin e Shkilev, em 1984, estimaram valores para a impedância do canal que variam entre 600Ω a 2.500Ω (GORIN, SHKILEV, 1984).

Já em (DATSIOS, *et. al.*, 2019), foi analisada a influência da impedância do canal da descarga na mínima corrente necessária para causar uma falha de blindagem e um *backflashover*. Os autores concluíram que a influência deste parâmetro é mais significativa na determinação das taxas de falha de blindagem (*SFFOR*) que para *backflashover*. No entanto, para este último, a mínima corrente que causa uma ruptura no elemento isolante tende a decrescer com o aumento da impedância do canal e da resistência de aterramento. Pelo fato de estudos apontarem para a redução da impedância do canal em função do aumento da corrente de descarga, os autores sugerem uma impedância de 400Ω em estudos de *backflashover*.

De acordo com (CIGRE, 2013), em muitas situações práticas a impedância vista pela descarga atmosférica no ponto de incidência equivale a uma dezena de ohms ou até menos, fazendo com que se possa adotar a premissa de que o canal da descarga possui impedância equivalente muito superior à do objeto. Em outras palavras, as descargas atmosféricas podem ser consideradas como uma fonte de corrente ideal. Para o caso de descargas diretas em uma linha com impedância de surto de 400Ω , a aproximação de uma fonte ideal é adequada. A representação de uma corrente de descarga por meio de uma fonte com impedância interna de 400Ω , similar à impedância da linha, provavelmente não é justificada (CIGRE, 2013).

3.3 LINHA DE 230 kV

As linhas de transmissão são as estruturas responsáveis pelo transporte de energia das usinas aos centros de consumo de forma segura, eficiente e confiável, com o mínimo de perturbações às instalações próximas. Podem ser descritas como um sistema composto por partes ativas e passivas: suportes, fundações, cadeia de isoladores, ferragens, além de outros itens utilizados em função das necessidades do projeto representam os componentes passivos, dando suporte ao elemento ativo, que são os condutores, responsáveis por guiar os campos elétrico e magnético e direcionar o fluxo de potência. A correta coordenação do projeto e dimensionamento da série de componentes é de primordial importância, já que a falha de um pode acarretar perdas da capacidade de transmissão de energia. Além disso, o desenvolvimento do projeto deve ocorrer de modo que os requisitos elétricos e mecânicos sejam atendidos de uma forma economicamente viável (IEC, 2017; SADIKU, 2001).

A determinação do tipo de estrutura e dos componentes depende de diversos aspectos, como os esforços resultantes de eventos climáticos e dos próprios componentes da linha, tensão nominal de operação e potência a ser transmitida, trajeto da linha e topologia do terreno, além de questões de segurança relacionadas à operação e manutenção (IEC, 2017). Devido aos objetivos deste trabalho, serão descritas com maior ênfase as características dos componentes da linha exibida na Fig. 3.7 em relação aos aspectos elétricos e sua modelagem frente a impulsos atmosféricos. A configuração da torre e dos vãos da Fig. 3.7 corresponde àquela da linha de transmissão de 230 kV que liga a Usina Hidrelétrica Samuel aos municípios de Ariquemes e Ji-Paraná, descritas com mais detalhes nos itens subsequentes (RAMOS, 2010).

Figura 3.7 - Modelo de linha de transmissão de 230 kV adotado.

Fonte: Do Autor (2020).

As principais dimensões são exibidas na Fig. 3.8. Nas simulações, não foi considerada a energização dos condutores fase.

Figura 3.8 - Principais dimensões da linha de 230 kV Arquimedes/Ji-Paraná.

Fonte: Do Autor (2020).

3.3.1 Condutores fase, cabos guarda e *underbuilt shield wire*

Como supramencionado, os condutores são a parte ativa das linhas de transmissão, funcionando como um guia de onda para o fluxo de potência (SADIKU, 2001). De maneira geral, para tensões acima de 200 kV faz-se uso de condutores com diâmetro mínimo de 25 mm, formado por cordões de alumínio na parte externa (material de baixa resistência elétrica), e um ou vários fios de aço encordoados no centro para aumentar a resistência mecânica (EPRI, 2005). Em função das próprias características dos condutores e de como são suspensos nas torres, tem-se sua impedância característica (Z_C).

Esse parâmetro relaciona a resistência, capacitância, indutância e condutância, podendo também ser determinada pela relação entre a tensão e a corrente que se propagam em um mesmo sentido. A Eq. (3.7) mostra o cálculo de Z_c , em que L e C , para um único condutor, são estimados em função da permeabilidade magnética e permissividade do meio, altura do condutor em relação ao solo e seu raio (SADIKU, 2001; STEVENSON, 1978).

$$Z_c = \sqrt{\frac{R + j\omega L}{G + j\omega C}} \quad (3.7)$$

Onde:

Z_c (Ω): impedância característica da linha;

R (Ω/m): resistência da linha;

ω (rad/s): frequência angular;

L (H/m): indutância da linha;

G (S/m): condutância da linha; e

C (F/m): capacitância da linha.

Ao analisar as relações expostas na Eq. (3.7), percebe-se que as reatâncias indutiva ($X_L = \omega L$) e capacitiva ($X_C = 1/\omega C$) são dependentes da frequência, o que para condições de impulsos atmosféricos que atingem a linha, torna desprezível a influência da resistência e da condutância da linha ($R \ll \omega L$) e ($G \ll \omega C$). Para esses casos, considera-se a impedância de surto (Z_0) como sendo a raiz quadrada da razão indutância capacitância. Por meio da realização de algumas substituições na equação, Z_0 pode ser estimada de acordo com a Eq. (3.8).

$$Z_0 = 60 \ln \left(\frac{2h}{r} \right) \quad (3.8)$$

Onde:

Z_0 (Ω): impedância de surto;

h (m): altura do condutor em relação ao solo; e

r (m): raio do condutor.

As linhas de transmissão, no entanto, são formadas por múltiplos condutores, geralmente dispostos em um sistema trifásico e, em inúmeros casos, faz-se a instalação de cabos guarda (CGs) no topo da estrutura, em ângulo positivo ou negativo em relação às fases, para proteção do circuito de potência contra as descargas diretas. Os condutores utilizados como proteção são tipicamente fios de aço galvanizado encordoados ou cabos de aço banhados com alumínio, para que possuam resistência mecânica e suportem arcos elétricos. Quando o cabo guarda é atingido por uma descarga atmosférica, a corrente que nele circula gera uma sobretensão devido às impedâncias associadas. Em função do acoplamento entre condutores, há a indução de tensões nos demais cabos e para quantificá-la, faz-se a modelagem do circuito somando a própria impedância (Z_0) à impedância mútua (Z_m) (EPRI, 2005). Esta impedância é estimada de acordo com a Eq. (3.9), em que a tensão induzida é calculada em proporção ao fator de acoplamento (Z_m/Z) como na Eq. (3.10).

$$Z_m = 60 \ln \left(\frac{b}{a} \right) \quad (3.9)$$

$$V_{induzida} = \frac{Z_m}{Z} V_{CG} \quad (3.10)$$

Onde:

Z_m (Ω): impedância mútua no condutor fase;

Z (Ω): impedância característica do cabo guarda;

b (m): distância entre condutor fase a e imagem do cabo guarda;

a (m): distância entre o cabo guarda e condutor fase;

$V_{induzida}$ (V): tensão induzida no condutor fase; e

V_{CG} (V): tensão no cabo guarda.

De acordo com a topologia da linha de 230 kV estudada, os condutores estão dispostos como na Fig. 3.9, em que as dimensões horizontais e verticais são características de torres do tipo delta para esse nível de tensão, com suporte para dois cabos guarda (CG1 e CG2) e para suspensão de um circuito apenas, simetricamente espaçado em relação ao eixo central da estrutura. Quanto às dimensões, foram consideradas as da linha de transmissão de 230 kV que liga

a Usina Hidrelétrica Samuel aos municípios de Ariquemes e Ji-Paraná, como exibidas na Tab. 3.4 (RAMOS, 2010). Ao aplicar as formulações das Eqs. (3.8) e (3.9), estimam-se as impedâncias característica e mútuas, Z_c e Z_m , para cada condutor, sendo que para este caso inicial não foi considerada a instalação do *underbuilt shield wire*, já que este não faz parte da configuração original da linha.

Tabela 3.4 - Dados dimensionais dos condutores da linha de 230 kV.

Dados da Linha					
Condutor	CG1	CG2	A	B	C
Altura [m]:	30,5	30,5	25,0	25,0	25,0
Distância [m]:	-4,0	4,0	-6,0	0,0	6,0
Diâmetro [mm]:	9,5	9,5	25,2	25,2	25,2
R [Ω /km]:	3,4	3,4	0,1	0,1	0,1
Z [Ω]:	567,4	567,4	497,4	497,4	497,4
$Z_{\text{MútuaCG1}}$ [Ω]:	-	122,4	135,3	126,4	96,0
$Z_{\text{MútuaCG2}}$ [Ω]:	122,4	-	96,0	126,4	135,3
Flecha [m]:	15,9	15,9	16,8	16,8	16,8

Fonte: Do Autor (2020).

Figura 3.9 – Disposição dos condutores para linha de 230 kV.

Fonte: Do Autor (2020).

No EMTP-RV® há diferentes componentes para representação dos condutores de uma linha de transmissão, utilizados em função das necessidades da simulação a ser realizada. Dentre eles, há o modelo CP (*Constant Parameter Transmission Line*) e o modelo FD (*Frequency Dependent Parameters*). De acordo com (EMTP-WORKS, 2018), a linha CP é classificada como um modelo de linha de transmissão independente da frequência, em que se recomenda sua utilização para casos com uma dispersão de frequência limitada, que seria o caso de regimes permanentes. O modelo de linha FD, no entanto, é mais exato por levar em conta a dependência dos parâmetros resistência, indutância e capacitância em relação à frequência (EMTP-WORKS, 2018). Por considerar o espectro da frequência, esse tipo de modelo exige maior processamento computacional se comparado ao CP, mas é mais preciso na análise de regimes transitórios. Para determinar como os condutores serão representados no *software* e quantos vão são necessários para avaliar o desempenho da linha de forma confiável, foram feitas simulações prévias, que vão de casos simples até a representação real dos condutores.

Isto posto, como primeiro caso, fez-se a simulação de casos ideais para vãos de 400 m e dois vãos de 10 km para casamento de impedância. A resistividade do solo, a resistência do condutor e a flecha foram considerados nulos, com um único ponto de aterramento representado por uma resistência de 10Ω (vide Fig. 3.10). Assim, foi possível comparar os resultados de simulação com os resultados das formulações analíticas sugeridas na literatura para cálculo de sobretensões, conforme as Eqs. (3.8), (3.9) e (3.10). A forma de onda de corrente considerada corresponde a uma onda trapezoidal com tempos de frente de $1,0 \mu\text{s}$ e $5,63 \mu\text{s}$ e amplitude de 31 kA. Como resultado, tem-se uma diferença percentual de 0,004% entre os cálculos analíticos e os efetuados pelo EMTP-RV®, o que confirma que o arranjo simulado foi configurado de forma correta. A pequena diferença percentual se deve possivelmente aos procedimentos matemáticos mais precisos adotados pelo *software*. Ao comparar os modelos CP e FD, não há diferença percentual entre os resultados, haja vista as condições ideais do caso estudado.

No entanto, ao simular casos não ideais, com flecha e resistência dos condutores (vide Tab. 3.4) e resistividade do solo ($\rho = 500 \Omega\cdot\text{m}$), são constatadas diferenças entre os modelos, sendo estas mais significativas quando a resistividade do solo é considerada, como em destaque na Tab. 3.5.

Desta forma, pelo fato de as simulações finais analisarem os efeitos de fenômenos transitórios de origem atmosférica nas linhas de transmissão, e que esse tipo de evento tem um vasto espectro de frequência, opta-se pelo modelo de linha FD.

Figura 3.10 - Modelo ideal de linha simulado no EMTP-RV com um ponto de aterramento e conectado ao vão de 10 km nas extremidades.

Fonte: Do Autor (2020).

Tabela 3.5 – Tensões de pico para a configuração simulada.

Tensões para Configuração: 2CG-3F-A [kV]					
Condutor	CG1	CG2	A	B	C
Análítico	293,0	293,0	98,2	107,4	98,2
Condição	FD				
Ideal	293,0	293,0	98,2	107,3	98,2
Flecha	292,2	292,2	84,8	93,7	84,8
Flecha e R	292,3	292,3	84,6	93,4	84,6
Flecha, R e ρ	294,0	294,0	107,3	115,6	107,3
Condição	CP				
Ideal	293,0	293,0	98,2	107,4	98,2
Flecha	292,2	292,2	84,8	93,7	84,8
Flecha e R	292,5	292,5	83,6	92,3	83,6
Flecha, R e ρ	294,8	294,8	117,2	125,2	117,2

Fonte: Do Autor (2020).

Um outro aspecto relevante é que para as simulações dos casos ideais e não ideais, não foi considerada a influência da torre nas sobretensões, haja vista a dificuldade de determiná-la analiticamente, e tampouco a influência do tempo de frente da onda de corrente. Desta forma, para a escolha da quantidade de vãos a simular, foram feitas também simulações que consideram a influência deste componente e parâmetro.

A torre, juntamente com o sistema de aterramento, é responsável por conectar o cabo guarda à terra e para esta análise prévia, foi modelada como uma linha de transmissão sem perdas e com parâmetros constantes. A impedância foi estimada por meio de cálculos que

consideram a topologia da estrutura (CHISHOLM, 1985), resultando em um valor de $164,4 \Omega$. A velocidade de propagação das ondas na estrutura é de 80% da velocidade da luz ($240 \text{ m}/\mu\text{s}$). Foram simuladas configurações com 2 até 12 vãos, em que para cada condição há a conexão com o "Vão Infinito", de 10 km de extensão. Essa conexão representa os demais vãos da linha, mas que não influenciam diretamente as sobretensões, evitando reflexões indesejadas. A Fig. 3.11 exibe a configuração geral da linha, em que primeiramente se fez a simulação considerando apenas uma torre e vãos infinitos adjacentes a essa estrutura. Após, fez-se a adição dos demais vãos. Dentre as outras características consideradas na simulação, tem-se impedâncias de aterramento de 50Ω , 100Ω e 200Ω para as condições de $500 \Omega\cdot\text{m}$ e $2.000 \Omega\cdot\text{m}$. As diferenças percentuais são calculadas pela diferença entre as tensões no cabo guarda e na fase ao se adicionar mais um vão.

Figura 3.11 - Configurações dos vãos simuladas.

Fonte: Do Autor (2020).

Ao observar os resultados das simulações para os dois tempos de frente mencionados, infere-se que a resistividade do solo e a impedância de aterramento são os principais parâmetros que influenciam a amplitude das sobretensões, enquanto as velocidades de propagação das ondas nos vãos (supõe-se igual à velocidade da luz, c) e nas torres e o tempo de frente das ondas determina o número mínimo de vãos a simular. Ou seja, para que as simulações sejam efetuadas com o erro mínimo, o tempo para que as ondas refletidas dos vãos adjacentes cheguem ao ponto de incidência deve ser maior que o tempo até o pico da corrente impulsiva, após a sobretensão máxima nas cadeias de isoladores. Considerando a condição de tempo de frente máximo de $10 \mu\text{s}$ da corrente de descarga, as ondas percorrem uma distância de 3.000 m até que o pico da sobretensão ocorra. Como as ondas se propagam e são refletidas, deve-se então totalizar a extensão de 1500 m adjacentes ao ponto de incidência para que as reflexões sejam contabilizadas de maneira correta. Como o vão tem extensão de 400 m , a representação de

quatro vãos para cada sentido da linha é suficiente para garantir a confiabilidade dos resultados, como mostram os resultados da Tab. 3.6.

Tabela 3.6 - Diferenças percentuais entre as sobretensões produzidas nas cadeias de isoladores ao aumentar o número de vãos para o tempo de frente de 10 μ s.

Diferenças Percentuais [%] -10.00 μ s					
ρ	R_{at}	Vão Infinito - 1 Vão	1 Vão - 2 Vãos	2 Vãos - 3 Vãos	3 Vãos - 4 Vãos
500 Ω .m	50 Ω	-56,0%	-4,0%	-0,2%	0,0%
	100 Ω	-62,7%	-8,1%	-0,7%	0,0%
	200 Ω	-56,5%	-12,8%	-1,8%	0,0%
ρ	R_{at}	Vão Infinito - 1 Vão	1 Vão - 2 Vãos	2 Vãos - 3 Vãos	3 Vãos - 4 Vãos
2000 Ω .m	50 Ω	-56,8%	-0,6%	-0,2%	0,0%
	100 Ω	-63,1%	-5,3%	-3,8%	0,0%
	200 Ω	-57,2%	-10,4%	-4,2%	0,0%

Fonte: Do Autor (2020).

No entanto, as simulações acima descritas foram feitas considerando as flechas de 15,9 m para os cabos guarda e 16,79 m para as fases, pois estas representam uma das condições reais do traçado da linha, em que o perfil altimétrico e planimétrico muda em toda sua extensão. Como para esta pesquisa foram consideradas condições uniformes para estes perfis, ou seja, a linha tem vãos igualmente espaçados e um perfil altimétrico plano, as trações e flechas são diferentes do perfil previamente simulado. Além disso, um *underbuilt shield wire* em duas alturas diferentes abaixo das fases foi avaliado nas simulações, o que tornou necessária a averiguação quanto às distâncias de segurança entre partes energizadas e aterradas, já que a linha não foi projetada considerando a instalação deste condutor extra.

Desta forma, as flechas foram calculadas para todos os condutores em função das determinações da NBR 5422 (ABNT, 1985) e de acordo com os procedimentos explanados em (LABEGALINI, 1992), considerando as hipóteses de flecha máxima (75°C sem vento) e de maior duração (20°C sem vento). Essas duas hipóteses foram testadas de modo a averiguar se as distâncias mínimas entre partes energizadas e aterradas são respeitadas na condição crítica e para obter as distâncias a serem consideradas no modelo, já que a condição de flecha máxima não ocorre na maioria do tempo.

O cabo utilizado nas fases é o cabo de alumínio com alma de aço *Grosbeak*, enquanto para os cabos guarda e *underbuilt shield wire* foi utilizado o cabo de aço HS 3/8". De acordo com (ABNT, 1985), a distância mínima entre fases e cabo guarda, assim como a distância de

segurança entre solo e condutores são calculadas em função da tensão nominal da linha (D_U), como indicado nas Eqs. (3.11) e (3.12).

$$D_{CGF} = 0,22 + 0,01D_U \quad (3.11)$$

$$D_{CS} = a + 0,01 \left(\frac{D_U}{\sqrt{3}} - 50 \right) \quad (3.12)$$

Onde:

D_{CGF} (m): distância mínima entre cabo guarda e fase;

D_U (kV): tensão nominal da linha;

D_{CS} (m): distância mínima entre o condutor mais baixo e o solo; e

a (m): distância básica entre solo e condutores.

Desta forma, adotando para D_U a tensão de 230 kV e 6,5 m para “a”, referente a locais onde circulam máquinas agrícolas, tem-se as distâncias de D_{CGF} e D_{CS} iguais a 2,52 m e 7,33 m, respectivamente. Com o conhecimento destas distâncias, fez-se os cálculos para determinar as flechas e verificar se as distâncias encontradas estão em conformidade com as distâncias mínimas de segurança.

Para tal, primeiramente, fez-se o cálculo do vão regulador por meio da Eq. (3.13), sendo este parâmetro utilizado nos cálculos para determinação da tração de projeto e flechas.

$$A_R = \sqrt{\frac{a_1^3 + a_2^3 + \dots + a_n^3}{a_1 + a_2 + \dots + a_n}} \quad (3.13)$$

Onde:

A_R (m): vão regulador; e

a_n (m): extensão dos vãos.

Como os vãos são igualmente espaçados, tem-se um vão regulador (A_R) igual a 400 m. Após, determinou-se a tração T_2 de acordo com a Eq. (3.14) para as condições de maior duração (20°C, sem vento) e de flecha máxima (75°C, sem vento), sendo que para ambos os casos, a

tração máxima não pode exceder 20% da tração de ruptura do cabo (T_0). Para a solução da Eq. (3.14), fez-se um teste de hipóteses em que T_2 é variado até que se encontre a igualdade entre as duas partes da equação. Os dados dos condutores necessários para solução da equação são exibidos na Tab. 3.7.

$$T_2^3 + T_2^2 \left[\frac{ESP_1^2 A_R^2}{24T_1^2} + ESC_t(t_2 - t_1) - T_1 \right] = \frac{ESP_2^2 A_R^2}{24T_1^2} \quad (3.14)$$

Onde:

T_2 (daN): tração resultante no cabo;

T_1 (daN): tração máxima a ser suportada pelo cabo, determinada em função de um percentual da tração de ruptura (T_0) de acordo com a hipótese;

E (daN/mm²): módulo de elasticidade do cabo;

S (mm²): seção transversal do cabo;

P_1 e P_2 (daN/km): força exercida no cabo sem e com vento (quando a força do vento não é considerada, P_1 é igual a P_2);

A_R (m): vão regulador;

c_t (/°C): constante de dilatação térmica; e

t_1 e t_2 (°C): temperatura de referência (20°C) e temperatura da hipótese.

Com o conhecimento das trações resultantes para cada uma das hipóteses e as características dos cabos, utilizou-se a Eq. (3.15) para a determinação das flechas.

$$f = \frac{pA^2}{8T} \quad (3.15)$$

Onde:

f (m): flecha;

p (daN/m): peso do cabo;

A (m): comprimento do vão (400 m); e

T (daN): tração no cabo.

Tabela 3.7 - Características mecânicas dos cabos Grosbeak e HS 3/8".

Dados dos Cabos		
Nomenclatura	Grosbeak	HS 3/8"
Massa [kg/km]	1302,8	407,0
Tração Ruptura [daN]	11067	4900
Seção [mm ²]	374,8	51,1
Diâmetro [mm]	25,2	9,5
Elasticidade [daN/mm ²]	7400	18500
Coefficiente α [°C]	1,89E-06	1,15E-05
Peso [daN/m]	1,303	0,407

Fonte: Do Autor (2020).

Os valores resultantes da aplicação das Eqs. (3.14) e (3.15) são exibidos na Tab. 3.8. Constatou-se que as distâncias de 2,52 m entre fases e cabos guarda e 7,33 m entre condutores e o solo são respeitadas para a condição de flecha máxima. Desta forma, foram também calculadas as alturas médias (h_m) de todos os cabos para a condição de maior duração, já que estas são dados de entrada do modelo FD no EMTP-RV®. Para determinar cada h_m , fez-se a subtração da altura que o condutor está fixado na torre do valor de 2/3 da sua flecha.

Tabela 3.8 - Trações, flechas e distâncias em relação ao solo dos condutores simulados. As siglas CG e USW significam, respectivamente, cabo guarda e *underbuilt shield wire*.

Cabo	Grosbeak (Fases)		HS 3/8" (CG e USW)					
Condição	20 °C	75 °C	20 °C			75 °C		
Trações (daN)	2213	1873	980			826		
Flechas (m)	11,8	14	8,3			9,9		
Distâncias Verticais em Relação ao Solo								
Posicionamento	Fases		CG	USW1	USW2	CG	USW1	USW2
Na torre (m)	25,03		30,5	18,48	17,2	30,5	18,48	17,2
No meio do vão (m)	13,3	11,1	22,2	10,18	8,9	20,6	8,3	7,3
Distâncias de Segurança no Meio do Vão para Condição de Maior Ocorrência 20°C								
Cabo Guarda - Fase (m)	-	-	8,9	3,12	4,4	-	-	-
Alturas médias	17,2		25	12,9	11,7	-	-	-

Fonte: Do Autor (2020).

Ressalta-se que o efeito corona será desconsiderado, já que a ionização do ar ao redor dos condutores resulta em um efeito equivalente ao aumento do seu raio, reduzindo a impedância de surto (Z_0) e as sobretensões. Esse efeito é mais importante se a descarga atinge o meio do vão (condição não estudada no trabalho) e não o considerar resulta em estimativas mais conservadoras.

3.3.2 Aterramento

O sistema de aterramento, de acordo com (EPRI, 2005), é o conjunto de elementos utilizado para conectar uma parte eletricamente ativa do sistema de potência à terra, sendo essencial para redes elétricas de alta, média e baixa tensão. Dentre as principais funções, tem-se a proteção dos sistemas contra os efeitos das descargas atmosféricas, garantia de segurança e correta operação das linhas.

Os principais componentes relacionados a esse sistema são os eletrodos (hastes e/ou cabos contrapeso), que devem ser projetados para resultarem na menor resistência/impedância possível. De modo indireto, tem-se também a torre, conectando os cabos guarda ao aterramento e proporcionando um caminho para as correntes ao solo. Desta forma, a robustez desse sistema deve ser suficiente para suportar os esforços elétricos e cargas mecânicas a que são submetidos. Em relação à vida útil, o principal fator que prejudica o aterramento é a corrosão provocada pelo solo, que pode ser acelerada se este for ácido e quando há presença de tensões no condutor neutro, por exemplo. Além disso, tem-se a integridade mecânica, que muitas vezes é comprometida em áreas agrícolas pelo dano ocasionado por máquinas (EPRI, 2005), influenciando no desempenho da linha.

Eletricamente, em frequência industrial, o aterramento de linhas de transmissão tem comportamento resistivo, em que o valor da resistência (R_{at}) varia com o aumento ou redução do comprimento do cabo, seguindo uma relação linear não dependente da frequência. No entanto, quando drenando correntes de descargas atmosféricas ao solo, tem-se a influência de um amplo espectro de frequências e o aterramento passa a se comportar como uma impedância de impulso (Z_{at}), estimada de forma simplificada pela razão entre a tensão V_{at} e a corrente drenada I_{at} . De modo geral, é comum a utilização de cabos contrapeso enterrados no solo devido à eficiência dessa configuração em garantir baixas impedâncias Z_{at} em solos com moderada e elevada resistividade (VISACRO, SILVEIRA, 2015; ALÍPIO, VISACRO, 2014). A Fig. 3.12 exibe uma configuração típica do sistema supramencionado para linhas de transmissão destacado em laranja.

Devido à elevada influência que o aterramento tem nas sobretensões desenvolvidas nas cadeias de isoladores, a modelagem deste sistema em simulações deve representar de forma precisa seu comportamento sob condições de alta frequência. Desta forma, em (VISACRO, SILVEIRA, 2016), foram analisadas as sobretensões quando o aterramento é modelado de acordo com sua forma física e quando é representado pela impedância de impulso como um parâmetro concentrado.

Figura 3.12 - Configuração típica de sistema de aterramento de linhas de transmissão.

Fonte: Do Autor (2020).

Ao comparar e analisar as curvas resultantes das sobretensões, os autores concluíram que a representação dos eletrodos por meio de sua impedância de impulso Z_{at} resulta em praticamente os mesmos desempenhos que aqueles alcançados por meio de sua representação física. Isto posto, para desenvolvimento das simulações em EMTP-RV®, o sistema de aterramento será representado através das impedâncias de impulso de 50Ω , 150Ω e 300Ω considerando as resistividades do solo de $500 \Omega.m$ e $4.000 \Omega.m$. Ressalta-se que, embora para o caso de resistividade do solo de $500 \Omega.m$ a análise do efeito da impedância de impulso do sistema de aterramento na faixa considerada seja interessante sob o ponto de vista acadêmico, os valores de 150Ω e 300Ω são muito elevados e não ocorrem em situações práticas.

Não será considerado o efeito da ionização do solo, já que a configuração dos contrapesos resulta em uma maior distribuição do campo elétrico, reduzindo as chances de ocorrência deste fenômeno se comparado a um sistema de aterramento com hastes.

3.3.3 Torre

As torres, em uma linha de transmissão, desempenham a função de suporte aos isoladores e condutores e podem ser construídas de madeira, concreto, metal ou pela associação destes materiais. De maneira geral, para tensões até aproximadamente 69 kV, os materiais mais utilizados são aço, concreto armado e madeira. No entanto, para níveis de tensão superiores, a alternativa economicamente mais viável são as estruturas metálicas. As torres treliçadas são amplamente empregadas em função do baixo custo, relacionado à facilidade de transporte e

montagem, além de que treliças têm baixa resistência aerodinâmica em condições de vento (KAMINSKI, 2007; GONTIJO, 1994). Em virtude das diferentes necessidades das linhas de transmissão, existem estruturas com características variadas, em que as principais são descritas na Tab. 3.9, e em função dessas necessidades de projeto é que foram desenvolvidas as diferentes topologias expostas na Fig. 3.13.

Tabela 3.9 – Características de torres de linhas transmissão.

Tipos de Torres de Transmissão	
Número de Circuitos	Simple ou duplo
Disposição dos Condutores	Triangular, horizontal ou vertical
Forma de Resistência	Autoportantes ou estaiadas
Função na Linha	Suspensão, ancoragem, em ângulo, derivação, transposição,
Tensão da Linha [kV]	750; 500; 230; 138 e 69

Fonte: Do Autor (2020).

De acordo com (GONTIJO, 2005), as torres autoportantes com tronco piramidal de circuito simples ou duplo - (a), (b), (c) e (f) - são as mais comuns, mas com o aumento da extensão das linhas, estruturas tipo delta - (d), (e), (g) e (i) - e estaiadas - (h) - passaram a ser empregadas também.

Ao projetar uma linha de transmissão, a escolha do tipo de estrutura a ser utilizada depende de fatores como espaçamento máximo e mínimo necessário entre as fases, configuração das cadeias de isoladores, existência de cabo(s) guarda e respectivo ângulo(s) de proteção, altura de segurança, número de circuitos, flecha dos condutores e distâncias elétricas mínimas entre partes energizadas e partes aterradas (torre e solo). Para tal, também são considerados fatores meteorológicos, já que o vento é determinante nos esforços mecânicos totais e a temperatura tem influência na tração dos condutores (FUCHS, 1982).

Além do desempenho mecânico, determinante na garantia de continuidade do serviço de transmissão, o desempenho elétrico da torre é relevante em condições de sobretensões de manobra e de descargas atmosféricas que atingem diretamente a estrutura ou o cabo guarda, fato último de comum ocorrência no Brasil.

Em função da topologia, tem-se diferentes respostas aos transitórios, já que a impedância (Z_t) e o tempo de propagação das ondas (t_p) dependem do formato da torre e do

material utilizado (CHISHOLM, 1985). De acordo com (EPRI, 2005), a impedância de surto das torres pode ser representada de três formas: por uma série de elementos circuitais, geralmente indutâncias; por uma linha de transmissão curta com impedância fixa ou variável; ou pode ser modelada como uma série de componentes eletromagnéticos acoplados, em que as impedâncias mútuas são calculadas em função da frequência. Além da impedância, a velocidade de propagação das ondas na estrutura é considerada na modelagem desse componente.

Figura 3.13 - Configurações de torres de transmissão.

Fonte: Gontijo (1994), adaptado.

Com o intuito de representar corretamente o comportamento da torre frente a correntes impulsivas nas simulações, fez-se a construção de um modelo em escala reduzida (1:20) da estrutura representada na Fig. 3.8 para realização de ensaios em laboratório. Na construção, foi utilizado arame galvanizado BWG 14 (2,10 mm de diâmetro), em que cada ponto de contato foi amarrado com arame de menor diâmetro e soldado com estanho. A Fig. 3.14 mostra as dimensões do modelo em escala e a torre construída.

Para as análises efetuadas nesta pesquisa, a torre foi considerada como uma linha de transmissão sem perdas. Desta forma, os ensaios em laboratório tiveram por objetivo determinar a velocidade de propagação das ondas na estrutura e a sua impedância, para realização das simulações em EMTP-RV. Isto posto, foram efetuados dois experimentos em laboratório: um para determinação da velocidade de propagação e outro para estimar a impedância da torre.

Figura 3.14 - Modelo em escala reduzida (1:20) e respectivas dimensões.

Fonte: Do Autor (2020).

A Fig. 3.15 exibe o circuito montado em laboratório para determinação da velocidade das ondas na estrutura. Fez-se a injeção da onda de tensão produzida pelo circuito formado pela bateria, resistor *booster* e cabo coaxial na torre após o fechamento da chave, sendo medidas as tensões no topo e base. Para realização destes ensaios, a base da torre foi isolada (componente em amarelo na figura), estando as pontas de prova e os demais componentes interligados por um “aterramento comum”. A velocidade foi então determinada por meio da diferença entre os tempos de chegada das ondas de tensão nos pontos mencionados (V_{topo} e V_{base}), conforme exibe a Fig. 3.16.

Figura 3.15 - Circuito montado em laboratório para medição das ondas de tensão no topo e na base da estrutura e posterior determinação da velocidade de propagação das ondas na torre.

Fonte: Do Autor (2020).

Figura 3.16 - Curvas de tensão medidas na torre ao executar o ensaio para determinação da velocidade de propagação.

Fonte: Do Autor (2020).

Pelo fato de a onda de tensão sofrer atenuações ao longo do trajeto na torre e chegar na base da estrutura com uma tensão reduzida, esta curva foi multiplicada por um fator de 10 para facilitar a identificação do seu tempo de chegada.

Isto posto, ao analisar as curvas, observa-se que a tensão no topo da torre se inicia no instante de tempo zero, logo após o fechamento da chave, e que a tensão na base começa sua subida em 7,16 ns. Ao relacionar o intervalo de tempo Δt de 7,16 ns com a altura da torre, 1,525 m, obtém-se a velocidade de propagação de 0,71 c . De acordo com (EPRI, 2005), medições em modelos em escala de torres de transmissão típicas mostram uma velocidade de propagação efetiva entre 0,61 c e 0,73 c .

Para a determinação da impedância da torre, diferentemente da determinação da velocidade, são consideradas as medições de tensão apenas após a chave, conforme o circuito da Fig. 3.17. Para tal, foram medidas 60 ondas, sendo 30 delas com a torre desconectada do circuito e outras 30 com a torre conectada, conforme exhibe a Fig. 3.18. A realização dessa série de medições foi feita com o objetivo de confirmar a uniformidade das medições e para a realização dos cálculos e simulações foram consideradas apenas as ondas médias exibidas em vermelho na Fig. 3.18 e em amarelo e cinza na Fig 3.19.

Figura 3.17 - Circuito montado em laboratório para medição das ondas de tensão a vazio e no topo da estrutura para posterior determinação da impedância da torre.

Fonte: Do Autor (2020).

Figura 3.18 - Ondas de tensão medidas no circuito da Fig. 3.17: (a) ondas de tensão a vazio e (b) ondas de tensão com a torre conectada.

Fonte: Do Autor (2020).

Figura 3.19 - Curvas de tensão médias a vazio e no topo da torre medidas em laboratório.

Fonte: Do Autor (2020).

Com os dados de tensões a vazio e no topo na torre, e considerando o circuito construído em laboratório, fez-se uso da Eq. 3.16 para estimar a impedância da torre para cada instante de tempo. A utilização da referida equação resultou na curva de impedância da Fig. 3.20, sendo o

valor máximo de 207 Ω . Ressalta-se que os valores calculados são válidos até o instante de tempo que corresponde à chegada das primeiras reflexões da base da torre.

$$V_t = \frac{Z_t}{Z_c + Z_t} \cdot V_0 \quad (3.16)$$

Onde:

V_t (V): tensão no topo da torre;

Z_t (Ω): impedância equivalente da torre;

Z_c (Ω): impedância do cabo coaxial (50 Ω); e

V_0 (V): tensão a vazio.

Desta forma, de modo a avaliar e validar os resultados obtidos via testes em laboratório, foram feitas simulações em EMTP-RV® considerando o circuito equivalente de Norton do circuito montado em laboratório para geração do sinal (Fig. 3.21), convertendo o sinal de tensão a vazio em um sinal de corrente através da divisão pela impedância do cabo coaxial (50 Ω).

Figura 3.20 – Curva de impedância determinada de acordo com a Eq. 3.16.

A título de comparação, além de testar o comportamento do modelo considerando a impedância obtida via ensaio em laboratório, também foram simulados os modelos descritos na Tab. 3.10 com o intuito de avaliar a diferença nas sobretensões ao considerar diferentes impedâncias.

Figura 3.21 - Circuito equivalente de Norton simulado no EMTP-RV.

Fonte: Do Autor (2020).

Tabela 3.10 - Equações, formas geométricas consideradas e impedâncias dos diferentes modelos.

Equação	Modelo	Forma	Impedância (Ω)
$V_t = \frac{Z_0}{Z_t + Z_0} V_0$	Divisor de Tensão	-	207
$Z_t = 60 \ln \left(\frac{\sqrt{2}}{\sin \theta_1} \right)$	Sargent/Darveniza, 1969		162
$Z_t = 60 \ln \left(\cot \theta_1 / 2 \right)$	Chisholm/Anderson Cap. 6, EPRI		164
$Z_t = 60 \ln \left\{ \cot \left[0,5 \tan^{-1} \left(r_{avg} / H_t \right) \right] \right\}$	Chisholm, 1983		159
$Z_t = 60 \ln \sqrt{2} \frac{ct}{r}$	Wagner/Hileman, from Jordan, 1960		193

Fonte: Do Autor (2020).

Como resultados foram obtidas as curvas da Fig. 3.22 quando simulado o circuito da Fig. 3.21, em comparação com a medição de tensão no topo da torre obtida via ensaio. Ao

analisar a Fig. 3.22, percebe-se que os momentos em que as ondas refletidas chegam da base ao topo da torre são mais nítidos para as ondas simuladas que para a onda obtida via ensaio. Esse efeito acontece porque nas simulações foram considerados modelos simplificados, em que a impedância da torre é constante ao longo de toda sua extensão, enquanto para a torre real este parâmetro se modifica constantemente em função da variação da capacitância com a altura. Ressalta-se também que a torre utilizada nos ensaios tem treliças, o que faz com que exista um número de reflexões muito superior em relação às que ocorrem no modelo simulado.

Figura 3.22 - Resultado das simulações com o circuito equivalente de Norton, considerando as impedâncias da Tab. 3.10 em comparação com a medição de tensão no topo da torre obtida via ensaio em laboratório.

Curvas de Tensão - Ensaio e Simulações

Fonte: Do Autor (2020).

A máxima diferença observada entre os valores de pico das tensões obtidas via simulação, referentes às impedâncias de 159 Ω e 207 Ω , foi igual a 5,6%.

Ao comparar os resultados das simulações com a onda medida em laboratório, observa-se que a curva correspondente a 164 Ω é aquela que tem o pico mais próximo à tensão máxima medida nos ensaios. No entanto, em relação à cauda, há um maior distanciamento se comparado às curvas das impedâncias de 193 Ω e 207 Ω . Esta última é a que mais se assemelha à curva medida em relação à cauda. Por ter sido o valor resultante de impedância obtida no ensaio, optou-se por realizar as simulações considerando a impedância da torre como igual a 207 Ω . Ademais, embora as diferenças entre os valores de pico das tensões no topo da torre e os

comportamentos dessas tensões não tenham sido significativos, a utilização do valor obtido a partir dos ensaios realizados no modelo reduzido da torre (207Ω) leva a resultados mais conservativos.

3.3.4 Isoladores

Os isoladores são os componentes responsáveis por sustentar os condutores eletricamente ativos e mantê-los desconectados das partes aterradas da estrutura. Assim como as torres, esse elemento deve suportar os esforços mecânicos horizontais e verticais provenientes do peso dos condutores suspensos e da ação dos ventos, ou da tração exercida pelos cabos em torres de ancoragem. Deve também suportar os esforços elétricos, que são as sobretensões de impulsos atmosféricos, as sobretensões de manobras na linha e a tensão de operação em frequência industrial, sendo que cada um destes esforços possui características diferentes (FUCHS, 1982).

Outro fator importante a ser considerado quanto a sua suportabilidade diz respeito à atmosfera em que o isolador está submetido, que pode ser de regiões litorâneas com elevada salinidade no ar, regiões com alto grau de poluição, dentre outras. Devem ser robustos e duráveis, de modo a suportar o manuseio e procedimento de instalação, além dos choques térmicos em condições de temporais, com um número mínimo de substituições no decorrer dos anos (FUCHS, 1982; ABNT, 2016). Como materiais, são tipicamente empregados porcelana, vidro ou materiais poliméricos. Nas linhas de transmissão, de maneira geral, utilizam-se cadeias de isoladores do tipo disco ou bastão, sendo estas de suspensão ou ancoragem.

O procedimento de dimensionamento dos isoladores, de modo que estes suportem os esforços elétricos supramencionados, é denominado como coordenação de isolamento, em que são especificadas e avaliadas as características da estrutura e os esforços que afetam a confiabilidade da isolação da linha (HILEMAN, 1999). Dentre as características, tem-se: distâncias entre condutores e partes aterradas da estrutura, tamanho da cadeia de isoladores, número e tipo de isoladores, distância de atração da estrutura, existência de cabos guarda, entre outras. Com o conhecimento dessas características, podem ser utilizados dois métodos de dimensionamento, um determinístico, em que o isolador é determinado em função do máximo esforço a que será submetido; e um método probabilístico, em que as características do isolador são escolhidas de modo que este atenda um critério de mínima confiabilidade.

Dentre os esforços em relação às ondas de tensão a que o isolador pode ser submetido, tem-se a suportabilidade em relação às descargas atmosféricas, que é determinada em função do comportamento do isolador frente à tensão de impulso atmosférico normalizada ($1,2 \times 50 \mu s$). De maneira geral, representa-se essa suportabilidade por uma curva de distribuição Gaussiana cumulativa em que são extraídos dois parâmetros: a TSI (Tensão Suportável de Impulso Atmosférico) e o CFO (*Critical Flashover Voltage*). A TSI corresponde à tensão de pico suportada pelo isolador em 90% dos casos, ou seja, a probabilidade de ocorrência de uma disrupção é de 10%. Já o CFO, corresponde ao valor mediano dessa distribuição, ou seja, é o valor de tensão em que a probabilidade de ocorrer uma disrupção no elemento isolante é de 50% (HILEMAN, 1999). A Fig. 3.23 exibe essas duas características, que são determinadas em ensaios a seco.

Figura 3.23 – Características da suportabilidade dos isoladores para isolação autorrecuperante.

Fonte: Hileman (1999), adaptado.

De modo a conhecer o comportamento de uma cadeia de isoladores típica utilizada em linhas de 230 kV e modelá-la de forma representativa, foram efetuados ensaios de tensão de impulso atmosférico em um isolador polimérico típico para níveis de tensão de 230 kV, com distância de arco de 2.000 mm. Os ensaios foram efetuados no Laboratório de Alta Tensão do IEE/USP, de acordo com os procedimentos, montagens e tolerâncias determinadas pela norma brasileira NBR IEC 60060-1 (ABNT, 2013). Para tal, foi utilizado um gerador de impulso tipo Marx com tensão máxima de 3 MV, energia total de 225 kJ e capacitância total de 50 nF. A

capacitância, energia e tensão correspondentes a cada um dos quinze estágios são 750 nF, 15 kJ e 200 kV, respectivamente.

Foram efetuados procedimentos para determinar o CFO do isolador assim como a curva V_{xt} para a polaridade positiva. Esta polaridade dos ensaios foi determinada com base na situação a ser representada nas simulações, em que uma descarga atmosférica de polaridade negativa atinge o topo da torre, produzindo uma sobretensão de potencial positivo na fase e potencial negativo na torre, o que corresponde a ensaiar o isolador com aplicação de uma onda positiva no terminal em que a fase é conectada. Em função destas características obtidas via laboratório, foi posteriormente testado um modelo em EMTP-RV® para utilização nas simulações.

Embora os testes realizados nesta Dissertação tenham sido realizados em isoladores poliméricos, gostaria de agradecer à empresa CST – Isoladores Santa Terezinha pelo fornecimento de uma cadeia de isoladores porcelana, que será utilizada em desenvolvimentos futuros da pesquisa.

Foi montado no laboratório o arranjo para ensaio do isolador a seco, em que constam uma estrutura para suporte do isolador, conectada ao sistema de aterramento, o isolador suspenso e um cabo conectado na sua extremidade inferior, representando um condutor, como mostram as Figs. 3.24 e 3.25. Neste arranjo, a onda de tensão produzida pelo gerador de impulso é a tensão de impulso atmosférico normalizada ($1,2 \times 50 \mu s$) com amplitude variável, injetada na ponta do cabo. Durante os ensaios, foram observadas as condições atmosféricas de temperatura, umidade relativa do ar e pressão atmosférica para aplicação dos fatores de correção nas tensões medidas.

No primeiro ensaio, determinou-se o CFO (U_{50}) com o método *up and down*, que consiste na aplicação de diferentes níveis de tensão no isolador, sendo estes correspondentes a parcelas de um valor de tensão N_0 . Se a aplicação de um nível de tensão N_x resultar em uma disrupção, a próxima onda a ser aplicada no isolador será a N_{x-1} . Caso a disrupção não ocorra em um determinado nível, aplica-se a tensão com nível imediatamente acima. Para os ensaios realizados, adotou-se a referência de tensão $N_0 = 1200$ kV e variação ΔU entre os níveis de 3%, como mostra a Tab. 3.11, que resultaram na sequência de aplicações exibidas na Tab. 3.12. As linhas destacadas em verde correspondem ao pico da onda de tensão que resultaram em disrupção no isolador, assim como o respectivo nível, sendo estes os valores ajustados por meio da aplicação do fator de correção ambiental. Esse fator é calculado em função da temperatura, pressão e umidade relativa do ar no momento do ensaio. Ao final, para determinação do CFO, fez-se a média entre os 20 valores de tensão corrigidos.

Figura 3.24 – Desenho do arranjo montado em laboratório para realização dos testes de impulso atmosférico em isolador polimérico utilizado em linhas de 230 kV.

Fonte: Do Autor (2020).

Figura 3.25 – Arranjo montado em laboratório para realização dos testes de impulso atmosférico em isolador polimérico utilizado em linhas de 230 kV.

Fonte: Do Autor (2020).

Tabela 3.11 – Níveis de tensão aplicados no ensaio *up and down*.

Níveis de Tensão [kV]					
Nível	N-2	N-1	N0	N1	N2
+	1128	1164	1200	1236	1272

Fonte: Do Autor (2020).

Tabela 3.12 – Resultados no ensaio *up and down* para polaridade positiva.

<i>Up and Down</i>					
Polaridade Positiva [kV]					
Aplicação	Tensão (kV)	Nível	Aplicação	Tensão (kV)	Nível
1	1263	0	11	1264	0
2	1230	-1	12	1230	-1
3	1265	0	13	1265	0
4	1229	-1	14	1228	-1
5	1265	0	15	1265	0
6	1228	-1	16	1230	-1
7	1265	0	17	1265	0
8	1229	-1	18	1229	-1
9	1265	0	19	1265	0
10	1229	-1	20	1229	-1
Fator de Correção		0,948		CFO + (kV)	1247

Fonte: Do Autor (2020).

Para determinação da curva $V \times t$, o isolador foi submetido à aplicação de diversos impulsos de tensão para verificar em qual momento ocorrem as disrupções. Foram feitas 30 aplicações, divididas em seis níveis de tensão, em que o nível de tensão inicial corresponde à média obtida no ensaio *up and down*. A Tab. 3.13 exibe a tensão aplicada em cada nível e o percentual de acréscimo em relação à tensão do nível anterior, enquanto a Fig. 3.26 mostra a média entre os pontos de ocorrência de disrupção após a aplicação do fator de correção ambiental.

Tabela 3.13 – Níveis de tensão aplicados no ensaio para determinação da curva V_{xt} com o fator de correção ambiental.

Níveis de Tensão (kV)						
Nível	1	2	3	4	5	6
Tensão (kV)	1247	1284	1322	1401	1485	1569
ΔU	-	3%	3%	6%	6%	6%

Fonte: Do Autor (2020).

Para reproduzir o comportamento das disrupções da Fig. 3.26, foram feitos testes no EMTP-RV® considerando o Método do Efeito Disruptivo descrito em (HILEMAN, 1999). Esse modelo consiste em uma integração para avaliar o estresse elétrico a que o isolador está submetido. Inicialmente calcula-se a tensão de referência V_0 a partir da qual se inicia a integração, de acordo com a Eq. (3.17). Calcula-se também o valor crítico (DEc) por meio da Eq. (3.18). Se o resultado da integração for igual ou superior ao DEc, o método prevê a ocorrência de disrupção (Eq. (3.19)).

Figura 3.26- Curva $V \times t$ para polaridade positiva obtida via ensaio.

Fonte: Do Autor (2020).

$$V_0 = k_1 C F O \quad (3.17)$$

$$DEc = k_2 C F O^{k_3} \quad (3.18)$$

$$\int_{t_0}^{t_1} (V(t) - V_0)^{k_3} dt \geq DEc \quad (3.19)$$

Onde:

V_0 (kV): tensão de referência; e

k_1 , k_2 e k_3 : constantes iguais a, respectivamente, 0,77, 1,15 e 1,36 (HILEMAN, 1999).

A representação do modelo no *software*, conforme mostra a Fig. 3.27, foi feita por meio do componente *Air Gap*, em que os dados de entrada do componente são correspondentes ao V_0 , k_3 e DEc do Método do Efeito Disruptivo. Em função das características do isolador, os valores de V_0 e DEc calculados foram, respectivamente, 960,22 kV e 224,44. A onda de tensão aplicada no isolador é a onda plena medida nos ensaios, com pico de tensão variando de acordo com os níveis de tensão das próprias curvas $V \times t$ obtidas nos ensaios.

Figura 3.27 – Simulação do isolador no EMTP-RV ®.

Fonte: Do Autor (2020).

A Fig. 3.28, por sua vez, exibe a comparação entre as curvas $V \times t$ obtidas via ensaio e simulações, assim como os respectivos pontos. Para o ensaio, foi considerada a média entre os tempos de corte para cada ponto e as tensões foram corrigidas de acordo com o fator de correção ambiental.

Figura 3.28 – Comparação entre as curvas $V \times t$ obtidas via ensaio em laboratório e simulações em EMTP-RV®.

Fonte: Do Autor (2020).

Ao analisar os dados da Fig. 3.28, infere-se que a diferença de 6 μs entre os tempos de corte para o nível de tensão 1 ocorre em função de este ser o valor do CFO, ou seja, como a probabilidade de ocorrência de disrupção é de 50%, tem-se grande dispersão entre os tempos de corte observados nas 5 aplicações (tempos de corte entre 14,06 μs e 20,40 μs). No entanto, para os níveis de tensão superiores, observa-se a proximidade entre os tempos de corte, o que comprova a validade do procedimento proposto por (HILEMAN, 1999).

3.4 SÍNTESE E OBSERVAÇÕES

Após a modelagem de todos os componentes necessários para representação da linha, fez-se a montagem dos perfis a serem simulados no EMTP-RV®, como exibem as Figs. 3.29 e 3.30, para as simulações com e sem o *underbuilt shield wire*.

Figura 3.29 – Parte do modelo de linha simulado em EMTP-RV®, sendo este o ponto de injeção da corrente impulsiva sem a presença do *underbuilt shield wire*.

As tensões foram calculadas nos pontos 1, 2 e 3 da Fig. 3.29, que correspondem, respectivamente, à tensão no cabo guarda, às tensões induzidas nas fases A e B em relação à terra e à diferença de potencial entre os terminais da cadeia de isoladores da fase A. Apesar de a tensão resultante entre os terminais das cadeias de isolares (ponto 3) ser a base para a análise da influência do *underbuilt shield wire* na proteção das linhas de transmissão, é de primordial importância o entendimento do comportamento das tensões nos isoladores, sendo esta análise possível por meio da verificação do comportamento da tensão nos pontos 1 e 2. Devido à simetria entre as fases A e C, constatou-se que as sobretensões em ambos condutores são iguais e por isso foram apresentadas nas análises apenas os valores das tensões na fase A. Em relação às sobretensões nos isoladores, foram feitos cálculos apenas para a Fase A pois esta, assim como a Fase C, tem menor acoplamento com os cabos guarda. Assim, são induzidas menores tensões nas fases A e C em comparação com a Fase B, e as diferenças de potencial na cadeia de isoladores são maiores (em comparação com a Fase B).

Figura 3.30 – Parte do modelo de linha simulado em EMTP-RV®, sendo este o ponto de injeção da corrente impulsiva com a presença do *underbuilt shield wire*.

Fonte: Do Autor (2020).

Considerando que a distância entre o ponto de conexão do isolador e o topo da torre é de 3 m a 4 m, que corresponde a aproximadamente 10% da altura total da estrutura, a diferença de potencial no isolador foi calculada entre o topo da torre e a fase. Esses pontos foram determinados, pois não foi observada diferença significativa nas tensões nos terminais deste componente ao considerar a torre como um componente único e ao fracioná-la em duas partes, uma com 27 m e outra com 3 m.

Apesar de a impedância da torre quando associada à impedância de aterramento ter influência direta nas sobretensões nos isoladores, pelo fato de a torre ter forma definida e uma impedância que é resultante do seu formato, Z_t não foi considerado como um parâmetro nas análises e seu valor será o mesmo em todas as simulações.

Um outro aspecto relevante quanto à modelagem diz respeito à forma de onda da corrente da descarga atmosférica (onda trapezoidal) e ao Método do Efeito Disruptivo. Como esse último considera a forma de onda da sobretensão para determinar a ocorrência de disrupções, foram efetuadas simulações para averiguar o impacto da representação da forma de onda da corrente mínima necessária para causar um curto circuito nos isoladores (corrente crítica), haja vista as diferenças apresentadas na Fig. 3.6. As simulações foram efetuadas considerando o modelo da linha sem *underbuilt shield wire* (Fig. 3.29), em que foram calculadas as tensões disruptivas para as correntes representadas pela Função de Heidler e pela onda trapezoidal. As simulações foram efetuadas para os tempos de frente (onda de Heidler) de 2 μ s, 6 μ s e 10 μ s, resistividade do solo (ρ) de 500 Ω .m e impedâncias de aterramento (Z_{at}) de 50 Ω e 300 Ω , sendo os resultados exibidos na Tab. 3.14.

Tabela 3.14 - Correntes mínimas necessárias para causar disrupção ao considerar as correntes representadas pela Função de Heidler e pela onda trapezoidal.

Resumo						
Z_{at} (Ω)	50			300		
Tempo Frente Heidler (μ s)	2	6	10	2	6	10
Tempo Frente Trapezoidal (μ s)	2.6	6	11.4	2.6	6	11.4
Heidler (kA)	65	80	92	25	30	34
Trapezoidal (kA)	70	82	96	26	30	37
Diferença (%)	-7.7%	-2.5%	-4.3%	-4.0%	0.0%	-8.8%

Fonte: Do Autor (2020).

Ao observar os dados da Tab. 3.14, constata-se que as diferenças entre os picos das correntes críticas é inferior a 10% para as condições consideradas. Assim, em virtude do elevado número de simulações realizadas, da maior dificuldade em modelar as correntes pela Função de Heidler e de as diferenças percentuais entre os picos das correntes estarem dentro de uma faixa aceitável para o escopo desta pesquisa, optou-se por realizar as simulações dos próximos capítulos representando-se as correntes das descargas através da onda trapezoidal.

4 ANÁLISE PARAMÉTRICA

Entender a influência individual da resistividade do solo (ρ), impedância de aterramento (Z_{at}), tempo de frente da corrente de descarga (t_f) e a altura em que está instalado o *underbuilt shield wire* (h_{usw}) é de primordial importância para compreender o comportamento das sobretensões considerando a variação simultânea desses parâmetros. Ao compreender a atuação de cada um desses parâmetros é possível determinar para quais situações o *underbuilt shield wire* é mais eficaz na redução das sobretensões causadas por descargas atmosféricas.

Isto posto, foram realizadas as simulações dos casos da Tab. 4.1 com o objetivo de quantificar a influência dos parâmetros mencionados nas sobretensões nas cadeias de isoladores, no cabo guarda e na fase em relação ao caso base. Ressalta-se que os valores entre parênteses para os tempos de frente correspondem ao tempo de frente da onda trapezoidal utilizada nas simulações.

Tabela 4.1 - Condições de simulação para as análises paramétricas.

Condições de Simulações					
Caso	Resistividade do Solo	Impedância de Aterramento	Tempo de Frente e Pico	Altura	Número de Simulações
Base	2.000 $\Omega.m$	150 Ω	3,8 μs (3,9 μs) e 1 kA	-	1
ρ	500 $\Omega.m$ e 4.000 $\Omega.m$				2
Z_{at}		50 Ω e 300 Ω			2
t_f			1,0 μs (2,1 μs) e 10 μs (11,4 μs)		2
h_{USW}				17,2 m e 18,2 m	2

Fonte: Do Autor (2020).

Para todos os casos descritos, considerou-se o pico de corrente de 1 kA, sendo este valor incapaz de gerar uma sobretensão a ponto de ocasionar uma disrupção nos isoladores. Tomou-se esse valor como referência pois o objetivo principal destas simulações é apenas avaliar o comportamento das sobretensões e não determinar as condições de ocorrência de disrupções nos isoladores.

4.1 CASO BASE

A utilização do *underbuilt shield wire* como técnica de proteção tende a ocorrer em linhas de transmissão em condições críticas de operação no que tange à proteção contra descargas atmosféricas. Como exemplo, tem-se linhas com trajeto passando por áreas montanhosas, resultando em sistemas de aterramento ineficientes devido às características do solo, e a elevada exposição à incidência de descargas atmosféricas.

Em função destas características, são descritas abaixo as motivações para escolha do caso base:

- $\rho = 2.000 \, \Omega \cdot \text{m}$: não representa um valor extremo de resistividade do solo, no entanto, é de uma ordem de grandeza suficientemente elevada para resultar em sistemas de aterramento com impedâncias relativamente altas;
- $Z_{\text{at}} = 150 \, \Omega$: de modo análogo à resistividade do solo, este valor de impedância de aterramento também não representa um valor extremo, mas o de um sistema de aterramento com eficiência baixa no escoamento das correntes de descarga ao solo;
- $t_f = 3,8 \, \mu\text{s}$: tempo de frente mediano das correntes de descargas atmosféricas (CIGRÉ, 1980; CIGRÉ, 2013).

Não foi considerada a presença de *underbuilt shield wire* no caso base pois se tem como objetivo determinar o quanto sua instalação reduz as sobretensões nas cadeias de isoladores em relação a este caso. Em relação aos demais casos, quanto à resistividade do solo e impedância de aterramento, foram considerados limites superiores e inferiores que são passíveis de ocorrência em trajetos de linhas de transmissão. Sabe-se que há valores de resistividades de solo e impedância de aterramento inferiores a $500 \, \Omega \cdot \text{m}$ e $50 \, \Omega$ respectivamente, no entanto, considera-se improvável que o *underbuilt shield wire* seja uma técnica de proteção necessária em trechos de linhas com essas condições.

Em relação à forma de onda da corrente, conforme descrito no item 3.2.2 (Representação analítica das correntes de descarga), foi considerada uma onda de corrente trapezoidal, em que os tempos de frente foram determinados de acordo com a Eq. (3.6) de modo que a onda de corrente reproduz picos de sobretensão próximos àqueles resultantes de uma onda de Heidler.

4.2 RESISTIVIDADE DO SOLO

A resistividade do solo, de acordo com os resultados das simulações, tem maior influência nas tensões induzidas nas fases que na sobretensão resultante nos cabos guarda. De acordo com a Tab. 4.2, observa-se que as sobretensões no cabo guarda são 2,7% menor e 1,5% maior para as resistividades de 500 $\Omega.m$ e 4.000 $\Omega.m$, respectivamente, em comparação com o caso base, destacado em amarelo. Para a fase A, percebe-se uma redução de 10,3% e aumento de 5,7% nas tensões induzidas para a menor e maior resistividade em relação ao valor de 2.000 $\Omega.m$. No isolador da fase B ocorrem as menores sobretensões, pois a fase está posicionada no centro da estrutura, entre as fases A e C, o que aumenta a impedância mútua e em consequência, o fator de acoplamento.

Tabela 4.2 - Sobretensões calculadas por meio do EMTP-RV no cabo guarda, fases A, B e diferença de potencial entre os terminais dos isoladores das fases A e B. Para estas simulações, foram considerados $Z_{at} = 150 \Omega$, $t_f = 3,8 \mu s$ e $I = 1 \text{ kA}$.

Resistividade do Solo ($\Omega.m$)	Sobretensão (kV) Isolador Fase A	Sobretensão (kV) Isolador Fase B	Sobretensão (kV) Cabo Guarda	Sobretensão (kV) Fase A	Sobretensão (kV) Fase B
2000	45,15	43,42	73,29	28,13	29,86
500	46,07	44,31	71,31	25,25	27,01
4000	44,67	42,95	74,39	29,72	31,43

Fonte: Do Autor (2020).

Como mencionado acima, pelo fato de ρ ter maior contribuição na tensão induzida nas fases que na sobretensão no cabo guarda, constata-se que a menor diferença de potencial entre os terminais da cadeia de isoladores ocorre quando a resistividade do solo é de 4.000 $\Omega.m$. Entretanto, conforme pode ser observado na Fig. 4.1, a variação entre os casos considerados é pouco significativa.

Para a resistividade de 500 $\Omega.m$, observou-se uma sobretensão 2% maior entre os terminais do isolador da fase A em relação ao caso base, enquanto para 4.000 $\Omega.m$, a tensão neste mesmo ponto é 1,1% menor. A variação da sobretensão entre os casos extremos é de apenas 3,0%.

Figura 4.1 - Influência da resistividade do solo na sobretensão na cadeia de isoladores da fase A em relação ao caso base. Parâmetros da simulação: $Z_{at} = 150 \, \Omega$, $t_f = 3,8 \, \mu s$, $I = 1 \, kA$ sem *underbuilt shield wire*.

Fonte: Do Autor (2020).

4.3 IMPEDÂNCIA DE ATERRAMENTO

Em relação à impedância de aterramento, observou-se que seu efeito na sobretensão é mais significativo que o da resistividade do solo. Pelo fato de o aterramento estar diretamente conectado a um dos terminais dos isoladores por meio da torre, a sobretensão neste ponto depende diretamente das impedâncias destes dois sistemas (torre e aterramento).

Ao atingir uma linha de transmissão, parte da corrente da descarga atmosférica percorre a torre até o aterramento e, de acordo com a teoria de reflexão das ondas, ao encontrar uma impedância de valor diferente neste sistema (aterramento), parte da onda será refletida com polaridade contrária até o topo da torre. O módulo e o sinal das ondas de tensão refletidas dependem do coeficiente de reflexão, calculado de acordo com a Eq. (4.1).

$$\Gamma = \frac{Z_{at} - Z_t}{Z_{at} + Z_t} \quad (4.1)$$

Onde:

Γ : coeficiente de reflexão entre a torre e o sistema de aterramento;

$Z_t (\Omega)$: impedância da torre; e

$Z_{at} (\Omega)$: impedância de aterramento.

Como resultado, ao aplicar a Eq. (4.1) considerando $Z_t = 207 \Omega$, constatou-se que para $Z_{at} = 50 \Omega$ aproximadamente 61% da onda é refletida, com polaridade negativa. Essa onda se soma àquela que ainda está percorrendo o sentido torre $\rightarrow$ aterramento, contribuindo para redução da tensão na estrutura. Para $Z_{at} = 150 \Omega$, observa-se o mesmo efeito, no entanto, com menor intensidade, apenas -16% da onda é refletida. No entanto, ao aplicar a Eq. (4.1) para $Z_{at} = 300 \Omega$, tem-se um coeficiente de reflexão de aproximadamente 18%, o que significa que esse percentual refletido se soma à onda que está percorrendo o sentido torre $\rightarrow$ aterramento, contribuindo para o aumento da sobretensão.

Ao analisar os dados da Tab. 4.3, os valores das sobretensões nos cabos guarda não são exatamente proporcionais aos coeficientes calculados devido à influência das reflexões que chegam também das torres adjacentes. No entanto, é perceptível o quão maior são as sobretensões se comparados os casos extremos.

Para o cabo guarda, observa-se uma redução de 48,0% na sobretensão quando $Z_{at} = 50 \Omega$ e um aumento de 36,9% quando o aterramento tem impedância de 300Ω . Para as fases A e B, a sobretensão é reduzida em aproximadamente 46% com 50Ω e tem um aumento de aproximadamente 34% considerando $Z_{at} = 300 \Omega$. Além da resistividade do solo, a impedância de aterramento também contribui nas tensões induzidas nas fases, já que este valor é determinado pela multiplicação da tensão nos cabos guarda e o fator de acoplamento entre estes e as fases, conforme Eqs. (3.9) e (3.10).

Tabela 4.3 - Sobretensões calculadas por meio do EMTP-RV no cabo guarda, fases A, B e diferença de potencial entre os terminais dos isoladores das fases A e B. Para estas simulações, foram considerados $\rho = 2.000 \Omega.m$, $t_f = 3,8 \mu s$ e $I = 1 kA$.

Impedância de Aterramento (Ω)	Sobretensão (kV) Isolador Fase A	Sobretensão (kV) Isolador Fase B	Sobretensão (kV) Cabo Guarda	Sobretensão (kV) Fase A	Sobretensão (kV) Fase B
150	45,15	43,42	73,29	28,13	29,86
50	22,94	22,06	38,10	15,15	16,04
300	62,67	60,28	100,31	37,63	40,03

Fonte: Do Autor (2020).

Em comparação com o caso base, $Z_{at} = 150 \, \Omega$, a redução da impedância de aterramento para $50 \, \Omega$ resulta em sobretensões 49,2% menores na cadeia de isoladores da fase A, enquanto o aumento de Z_{at} para $300 \, \Omega$ implica em um acréscimo de 38,8% nas sobretensões neste ponto da linha. A variação da sobretensão é de aproximadamente 173% entre as impedâncias de $50 \, \Omega$ e $300 \, \Omega$. Além do pico de tensão, um outro aspecto a ser avaliado diz respeito à mudança da forma de onda no isolador em função da impedância de aterramento, conforme observado na Fig. 4.2.

Figura 4.2 - Influência da impedância de aterramento Z_{at} na sobretensão na cadeia de isoladores da fase A em relação ao caso base. Parâmetros da simulação: $\rho = 2.000 \, \Omega \cdot m$, $t_f = 3,8 \, \mu s$, $I = 1 \, kA$, sem *underbuilt shield wire*.

Fonte: Do Autor (2020).

Para a curva $Z_{at} = 50 \, \Omega$, pelo fato de as ondas refletidas apresentarem maior amplitude com polaridade oposta à da tensão no topo da torre, seu efeito é mais visível na onda de tensão resultante nos isoladores. O efeito contrário é observado na onda de tensão para a impedância de aterramento de $300 \, \Omega$, em que as variações de tensão são menos bruscas.

4.4 TEMPO DE FRENTE DA CORRENTE DE DESCARGA

Ao analisar a influência do tempo de frente da corrente nas sobretensões, observa-se que quanto mais rápido o pico da corrente é atingido, maiores são as tensões nos cabos guarda, fases

e entre os terminais da cadeia de isoladores. De acordo com os dados da Tab. 4.4, uma onda de corrente com $t_f = 1 \mu s$ resulta em uma sobretensão 15,3% maior nos cabos guarda que uma onda com tempo de frente de 3,8 μs . No entanto, com um tempo de frente de 10 μs , tem-se uma redução de 34,5% na tensão neste mesmo ponto. Para as fases A e B, a influência é um pouco menos significativa. Há um aumento de aproximadamente 8% nas sobretensões para o tempo de frente 1 μs e redução de cerca de 27% para o tempo de 10 μs . Ressalta-se que, na Tab. 4.4, os valores entre parênteses na coluna “Tempo de Frente (μs)” se referem ao tempo de frente calculado por meio da Eq. (3.6).

Tabela 4.4 - Sobretensões calculadas por meio do EMTP-RV no cabo guarda, fases A, B e diferença de potencial entre os terminais dos isoladores das fases A e B. Para estas simulações, foram considerados $\rho = 2.000 \Omega.m$,

$$Z_{at} = 150 \Omega \text{ e } I = 1 \text{ kA.}$$

Tempo de Frente (μs)	Sobretensão (kV) Isolador Fase A	Sobretensão (kV) Isolador Fase B	Sobretensão (kV) Cabo Guarda	Sobretensão (kV) Fase A	Sobretensão (kV) Fase B
3,8	45,15	43,42	73,29	28,13	29,86
1,0 (2,1)	55,32	53,22	84,49	30,33	32,24
10,0 (11,4)	27,44	26,37	47,98	20,55	21,61

Fonte: Do Autor (2020).

Observou-se que quanto maior for o tempo de frente, menores serão as sobretensões entre os terminais das cadeias de isoladores em virtude das reflexões que ocorrem principalmente entre o topo e a base da torre. Para ondas com subidas mais lentas, as reflexões chegam da base da torre em momentos em que a tensão ainda não está tão alta se comparado às ondas com subidas mais rápidas. Esse efeito pode ser notado na diferença entre as sobretensões nos cabos guarda quando o tempo de frente é igual a 1 μs e 10 μs : as sobretensões são 1,8 vezes maiores para o tempo de 1 μs em comparação àquelas produzidas com tempo de frente de 10 μs . Em relação ao isolador da fase A há um aumento de 22,50% na sobretensão para $t_f = 1 \mu s$ e redução de 39,24% para 10 μs em relação ao caso base.

Ao analisar o gráfico da Fig. 4.3, observa-se o efeito descrito no parágrafo anterior, em que o aumento do tempo de frente faz com que as ondas de tensão na cadeia de isoladores tenham inclinações menos acentuadas. Foram averiguados também o comportamento das sobretensões nos isoladores considerando impedâncias de aterramento de 50 Ω e 300 Ω , conforme exhibe a Fig. 4.4. Observou-se que o comportamento é similar ao das ondas da Fig. 4.3, em que as sobretensões reduzem com o aumento do tempo de frente da corrente; no entanto,

devido aos coeficientes de reflexão, tem-se formas de onda com variações menos bruscas à medida que a impedância de aterramento aumenta.

Figura 4.3 - Influência do tempo de frente da corrente de descarga na sobretensão na cadeia de isoladores da fase A em relação ao caso base. Parâmetros da simulação: $\rho = 2.000 \, \Omega \cdot \text{m}$, $Z_{\text{at}} = 150 \, \Omega$, $I = 1 \, \text{kA}$, sem *underbuilt shield wire*.

Fonte: Do Autor (2020).

Figura 4.4 - Influência do tempo de frente da corrente de descarga na sobretensão na cadeia de isoladores da fase A para: (a) $\rho = 2.000 \, \Omega \cdot \text{m}$, $Z_{\text{at}} = 50 \, \Omega$, $I = 1 \, \text{kA}$, sem *underbuilt shield wire* e (b) $\rho = 2.000 \, \Omega \cdot \text{m}$, $Z_{\text{at}} = 300 \, \Omega$, $I = 1 \, \text{kA}$, sem *underbuilt shield wire*.

Fonte: Do Autor (2020).

4.5 ALTURA DO *UNDERBUILT SHIELD WIRE*

A instalação de um condutor abaixo dos cabos fase faz com que dois efeitos passem a acontecer: tem-se a redução da sobretensão nos cabos guarda, pois o *underbuilt shield wire* é instalado em paralelo com os demais cabos de proteção, proporcionando um caminho a mais para dissipação da corrente de descarga; e há o aumento do acoplamento entre os condutores de proteção e as fases, aumentando as tensões induzidas nestes últimos e reduzindo as tensões entre os terminais dos isoladores.

Conforme observado na Tab. 4.5, a instalação de um condutor na torre a 18,48 m do solo resulta em uma redução de 11,9% da sobretensão nos cabos guarda e um aumento de 15,4% da tensão no isolador da fase A. Para a fase B, o aumento é de 20,1%. O percentual maior para a fase B se deve à distância que esta fase está do *underbuilt shield wire*, que resulta no aumento do fator de acoplamento. Em relação às cadeias de isoladores, a redução da sobretensão é de 28,9% para a fase A e de 33,9% para a fase B.

Quando o *underbuilt shield wire* é instalado na torre na altura de 17,2 m, o percentual de redução da sobretensão nos cabos guarda é de 12,4%, enquanto as tensões induzidas nas fases A e B são 13,9% e 16,8% maiores em relação ao caso base. Na cadeia de isoladores da fase A observou-se uma redução na sobretensão de 28,8%, valor muito próximo a quando o *underbuilt shield wire* é instalado 1,28 m acima.

Tabela 4.5 - Sobretensões calculadas por meio do EMTP-RV no cabo guarda, fases A, B e diferença de potencial entre os terminais dos isoladores das fases A e B. Para estas simulações, foram considerados $\rho = 2.000 \Omega.m$,

$Z_{at} = 150 \Omega$, $I = 1 \text{ kA}$ e *underbuilt shield wire*.

Altura USW (m)	Sobretensão (kV) Isolador Fase A	Sobretensão (kV) Isolador Fase B	Sobretensão (kV) Cabo Cabo Guarda	Sobretensão (kV) Fase A	Sobretensão (kV) Fase B
-	45,15	43,42	73,29	28,13	29,86
18,5	32,11	28,72	64,57	32,45	35,85
17,2	32,19	29,35	64,23	32,04	34,87

Fonte: Do Autor (2020).

Em relação às formas de onda, observou-se que o *underbuilt shield wire* não causa os mesmos efeitos que aqueles verificados pela alteração da impedância de aterramento e/ou variação do tempo de frente da corrente de descarga, conforme mostrado na Fig. 4.5.

Nota-se ainda que as ondas de tensão para ambas as alturas são praticamente coincidentes, estando as curvas na Fig. 4.5 sobrepostas. Além da simulação comparando o efeito das duas alturas na redução da sobretensão no isolador da fase A em relação ao caso base, também foram feitas simulações considerando a variação da impedância de aterramento (Z_{at}) e o tempo de frente da corrente (t_f) para ambas posições do *underbuilt shield wire* na torre. Na Tab. 4.6 são exibidas as diferenças percentuais entre as tensões resultantes no isolador da Fase A para cada impedância e tempo de frente.

Figura 4.5 - Influência do tempo de frente da corrente da descarga nas sobretensões na cadeia de isoladores da fase A em relação ao caso base. Parâmetros da simulação: $\rho = 2.000 \, \Omega \cdot m$, $Z_{at} = 150 \, \Omega$, $I = 1 \, kA$ com *underbuilt shield wire* instalado a 18,48 m do solo na torre e a 17,2 m do solo, na torre.

Fonte: Do Autor (2020).

Tabela 4.6 - Diferenças percentuais entre as sobretensões nos terminais da cadeia de isoladores da fase A ao simular, para ambas alturas do *underbuilt shield wire*, as condições de impedância de aterramento (Z_{at}) variando entre 50 Ω , 150 Ω e 300 Ω e tempo de frente (t_f) variando entre 1 μs , 3,8 μs e 10 μs .

Variação da Sobretensão no Isolador da Fase A									
$Z_{at} (\Omega)$	50			150			300		
Tempo Frente Heidler (μs)	1	3,8	10	1	3,8	10	1	3,8	10
Tempo Frente Trapezoidal (μs)	2,1	3,9	11,4	2,1	3,9	11,4	2,1	3,9	11,4
Variação (%)	0,383%	0,356%	0,275%	0,078%	0,225%	0,266%	-0,125%	0,047%	0,254%

Fonte: Do Autor (2020).

Observa-se que a variação de 1,28 m na altura do *underbuilt shiel wire* causa um efeito mínimo nas sobretensões.

4.6 RESUMO DAS ANÁLISES

De modo a apresentar um apanhado geral das análises realizadas neste capítulo, as Tabs. 4.7 e 4.8 exibem um compilado dos resultados obtidos ao alterar cada parâmetro individualmente nas simulações.

Tabela 4.7 - Tabela resumo com valores absolutos das sobretensões em virtude da variação dos parâmetros ρ , Z_{at} , t_f e h_{USW} nos isoladores das fases A e B, cabos guarda, e fases A e B em relação ao caso base ($\rho = 2.000 \Omega.m$, $Z_{at} = 150 \Omega$ e $t_f = 3,8 \mu s$).

Tabela de Casos						
Parâmetros		Sobretensão (kV) Isolador Fase A	Sobretensão (kV) Isolador Fase B	Sobretensão (kV) Cabo Guarda	Sobretensão (kV) Fase A	Sobretensão (kV) Fase B
Caso Base	2000 $\Omega.m$ 150 Ω / 3,8 μs	45,15	43,42	73,29	28,13	29,86
ρ	500	46,07	44,31	71,31	25,25	27,01
	4000	44,67	42,95	74,39	29,72	31,43
Z_{at}	50	22,94	22,06	38,10	15,15	16,04
	300	62,67	60,28	100,31	37,63	40,03
t_f	1,0 (2,1)	55,32	53,22	84,49	30,33	32,24
	10,0 (11,4)	27,44	26,37	47,98	20,55	21,61
h_{USW}	18,5	32,11	28,72	64,57	32,45	35,85
	17,2	32,19	29,35	64,23	32,04	34,87

Fonte: Do Autor (2020).

Como conclusões para cada parâmetro, tem-se que:

- **ρ :** o efeito da resistividade nas tensões nos isoladores, para os casos considerados, não se mostrou significativo;
- **Z_{at} :** quanto maior for a impedância de aterramento, maiores as tensões nos cabos guarda e nas fases.

Tabela 4.8 - Tabela resumo com relação percentual das sobretensões em virtude da variação dos parâmetros ρ , Z_{at} , t_f e h_{USW} nos isoladores das fases A e B, cabos guarda, fases A e B em relação ao caso base ($\rho = 2.000 \Omega.m$, $Z_{at} = 150 \Omega$ e $t_f = 3,8 \mu s$).

Tabela de Casos						
Parâmetros		% Isolador Fase A	% Isolador Fase B	% CG	% Fase A	% Fase B
Caso Base	2000 $\Omega.m$ 150 Ω / 3,8 μs	-	-	-	-	-
ρ	500	2,02%	2,03%	-2,69%	-10,25%	-9,56%
	4000	-1,08%	-1,09%	1,50%	5,65%	5,27%
Z_{at}	50	-49,19%	-49,20%	-48,02%	-46,13%	-46,29%
	300	38,80%	38,82%	36,87%	33,78%	34,04%
t_f	1,0 (2,1)	22,50%	22,57%	15,29%	7,81%	7,98%
	10,0 (11,4)	-39,24%	-39,27%	-34,53%	-26,96%	-27,63%
h_{USW}	18,5	-28,88%	-33,87%	-11,89%	15,37%	20,06%
	17,2	-28,72%	-32,41%	-12,36%	13,89%	16,79%

Fonte: Do Autor (2020).

- **t_f :** quanto maior o tempo de frente, menores as sobretensões nos cabos guarda e fases, devido à chegada das ondas refletidas da base da torre e dos vãos adjacentes (dependendo do comprimento do vão) antes da ocorrência do pico de tensão.
- **h_{USW} :** para a faixa de alturas analisada, a variação das sobretensões nas cadeias de isoladores foi pouco significativa.

5 AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO

Após a análise e compreensão dos efeitos que os parâmetros resistividade do solo (ρ), impedância de aterramento (Z_{at}), tempo de frente da corrente (t_f) e altura do *underbuilt shield wire* (h_{usw}) têm nas sobretensões resultantes nos cabos guarda, fases e nos terminais das cadeias de isoladores, fez-se uma série de 120 simulações considerando a variação simultânea destes parâmetros, conforme Tab. 5.1. Ressalta-se que o principal objetivo dessas simulações foi de determinar a corrente mínima necessária para causar disrupção da cadeia de isoladores em uma linha com e sem o *underbuilt shield wire*.

Tabela 5.1 - Condições de resistividade do solo, do *underbuilt shield wire* e tempo de frente da corrente da descarga atmosférica.

Condições de Simulação				
USW	Resistividade do Solo	Impedância de Aterramento	Tempo de Frente	Total de Casos
Sem USW	500 Ω.m e 4.000 Ω.m	50 Ω	1 μs a 10 μs Variação: 1 μs	120 casos
		150 Ω		
		300 Ω		
18,48 m	500 Ω.m e 4.000 Ω.m	50 Ω	1 μs a 10 μs Variação: 1 μs	
		150 Ω		
		300 Ω		

Fonte: Do Autor (2020).

Nas simulações foram consideradas ondas trapezoidais com tempos de frente (t_f) na faixa de 2,1 μ s a 11,4 μ s, que produzem sobretensões com valores de crista semelhantes às aquelas produzidas por correntes descritas pela Função de Heidler com tempos de frente na faixa de 1,0 μ s a 10,0 μ s, como visto no item 3.2.3 (Representação analítica das correntes de descarga).

Após a determinação das correntes críticas, foram calculadas as probabilidades dessas correntes serem excedidas, assim como as probabilidades de ocorrência dos respectivos tempos de frente. Foi possível assim estimar um percentual de redução na taxa de falhas da linha de transmissão estudada e a influência do *underbuilt shield wire* neste índice.

Desta forma, com o intuito de apresentar um panorama dos resultados obtidos via simulações, as análises deste capítulo se subdividem em duas sessões: uma em que são exibidas

as correntes críticas para todas as condições simuladas e outra em que são estimadas as probabilidades de redução da ocorrência de falhas na linha ao instalar o *underbuilt shield wire*.

5.1 CORRENTES CRÍTICAS

Os gráficos das Figs. 5.1, 5.2 e 5.3 exibem as correntes mínimas das descargas que, ao atingirem o topo da torre da linha de transmissão, causam *backflashover* para as impedâncias de aterramento Z_{at} de 50 Ω , 150 Ω e 300 Ω , respectivamente, em função do tempo de frente da corrente, para a faixa de 1 μs a 10 μs (Função de Heidler), equivalente à faixa de 2,1 μs a 11,4 μs (onda trapezoidal).

As três figuras mencionadas mostram os efeitos dos parâmetros resistividade do solo (ρ) e tempo de frente da corrente (t_f) na corrente mínima que resulta em *backflashover*, assim como o efeito da instalação do *underbuilt shield wire* na linha.

Figura 5.1 - Corrente mínima da descarga atmosférica que resulta em disrupção para impedância de aterramento Z_{at} de 50 Ω , considerando as condições $\rho = 500 \Omega m$ e 4.000 Ωm , em função do tempo de frente.

Fonte: Do Autor (2020).

Figura 5.2 - Corrente mínima da descarga atmosférica que resulta em disrupção para impedância de aterramento Z_{at} de 150 Ω , considerando as condições $\rho = 500 \Omega m$ e 4.000 Ωm , em função do tempo de frente.

Fonte: Do Autor (2020).

Figura 5.3 - Corrente mínima da descarga atmosférica que resulta em disrupção para impedância de aterramento Z_{at} de 300 Ω , considerando as condições $\rho = 500 \Omega m$ e 4.000 Ωm , em função do tempo de frente.

Fonte: Do Autor (2020).

Conforme constatado nas análises paramétricas, o efeito da resistividade do solo nas sobretensões entre os terminais dos isoladores é pequeno. De modo análogo, observou-se que sua influência também é pouco significativa na corrente mínima necessária para causar uma falha na linha para a faixa de tempos de frente consideradas e a presença do *underbuilt shield wire*. Para a condição de $Z_{at} = 50 \Omega$, em que são observadas as maiores diferenças entre as correntes críticas para ambas resistividades, a máxima variação é de 6,3% para o tempo t_f de 10 μs .

Em relação ao tempo de frente da corrente, observou-se que o aumento desse parâmetro faz com que sejam necessárias correntes com maiores magnitudes para causar *backflashover* para os 120 casos simulados. Ao analisar os dados da Tab. 5.2, observa-se que, para a faixa de impedâncias de aterramento e resistividades do solo consideradas nesse estudo, as correntes mínimas de descarga com tempo de frente de 10 μs que causam uma disrupção na cadeia de isolares são de 29,2% a 36,4% superiores que aquelas com tempo de frente de 1 μs .

Tabela 5.2 - Diferença % entre as correntes de descarga mínimas que causam disrupção na linha considerando os tempos de frente de Heidler (t_f) de 1 μs e 10 μs (tempos de frente da onda trapezoidal de 2,1 μs e 11,4 μs).

Diferença % entre as Correntes Mínimas para Causar uma Disrupção para os Tempos de Frente de 1 μs e 10 μs						
ρ ($\Omega.m$)	50 Ω		150 Ω		300 Ω	
	Sem USW	Com USW	Sem USW	Com USW	Sem USW	Com USW
500	29,17%	34,07%	34,62%	35,14%	32,43%	30,77%
4000	30,39%	35,42%	35,19%	36,36%	34,21%	31,48%

Fonte: Do Autor (2020).

Por fim, é significativa a influência que o *underbuilt shield wire* tem na corrente mínima que causa *backflashover* no isolador da Fase A. Estimou-se que são necessárias correntes cerca de 1,31 a 1,48 vezes maiores para ocasionar um curto circuito entre os terminais da cadeia de isoladores da Fase A, sendo que esta proporção se mantém para os 120 casos analisados, o que demonstra que o *underbuilt shield wire* pode contribuir significativamente para a redução dos *backflashovers*.

5.2 ANÁLISE COMPARATIVA DOS DESEMPENHOS DA LINHA COM E SEM UNDERBUILT SHIELD WIRE

De modo a estimar o impacto que a instalação do *underbuilt shield wire* tem nas taxas de ocorrência de *backflashover* da linha de transmissão, adotou-se como premissa que todos os raios que atingem o topo da torre e que têm corrente igual ou superior à corrente mínima causam curto circuito entre os terminais da cadeia de isoladores. Desta forma, foram calculadas as probabilidades de as correntes críticas serem excedidas de acordo com a Eq. (3.3). Os resultados são exibidos nas Figs. 5.4, 5.5 e 5.6.

Figura 5.4 - Probabilidade da corrente crítica ser excedida (Z_{at} de 50 Ω).

Fonte: Do Autor (2020).

Ao observar os gráficos das figuras mencionadas, percebe-se que com o aumento da impedância de aterramento Z_{at} aumentam as probabilidades de ocorrência, pois são necessárias correntes com menor magnitude para causar disrupção.

Figura 5.5 - Probabilidade da corrente crítica ser excedida (Z_{at} de 150 Ω).

Fonte: Do Autor (2020).

Figura 5.6 - Probabilidade da corrente crítica ser excedida (Z_{at} de 300 Ω).

Fonte: Do Autor (2020).

Por meio das probabilidades de as correntes críticas serem excedidas, foram estimadas as reduções nos índices de ocorrência de *backflashover* na linha para a faixa de tempos de frente (t_f) e impedâncias de aterramento simuladas quando a linha não tem e quando tem *underbuilt shield wire* instalado. Esta estimativa foi feita por meio do cálculo da variação percentual das probabilidades de ocorrência para as mesmas condições de t_f e Z_{at} . Os resultados dos cálculos são exibidos na Tab. 5.3.

Tabela 5.3 - Redução das probabilidades de ocorrência de disrupção na cadeia de isoladores da Fase A em função da instalação do *underbuilt shield wire*.

Redução da Ocorrência de Disrupções no Isolador da Fase A							
ρ		500 $\Omega.m$			4000 $\Omega.m$		
Tempo Frente Trapezoidal (μs)	Tempo Frente Heidler (μs)	50 Ω	150 Ω	300 Ω	50 Ω	150 Ω	300 Ω
2,1	1	47,3%	44,8%	36,5%	47,7%	44,7%	39,2%
2,6	2	49,4%	44,7%	36,8%	50,9%	46,8%	39,5%
3,3	3	49,7%	46,6%	37,1%	50,8%	46,4%	39,7%
4	4	52,7%	48,4%	39,9%	52,1%	48,0%	39,9%
4,9	5	52,5%	49,9%	40,0%	53,3%	49,4%	42,5%
6	6	53,6%	49,1%	42,6%	55,0%	50,6%	42,6%
7,1	7	55,7%	50,3%	42,6%	56,8%	51,4%	42,6%
8,4	8	55,3%	53,1%	44,9%	57,3%	52,4%	47,0%
9,8	9	57,1%	52,0%	46,9%	57,7%	52,9%	46,8%
11,4	10	57,5%	54,4%	46,6%	58,1%	55,1%	48,4%

Fonte: Do Autor (2020).

Conforme as análises feitas em relação às Figs. 5.1, 5.2 e 5.3, observou-se que o tempo de frente da corrente de descarga (t_f) tem influência significativa na ocorrência de *backflashover*; quanto maior o tempo de frente, maiores serão as correntes necessárias para causar disrupção. Desta forma, de modo a estimar a probabilidade final de redução das falhas na linha ao instalar um *underbuilt shield wire*, foram calculadas também as probabilidades de ocorrência da faixa de tempos de frente simulados, sendo os valores encontrados relacionados às probabilidades de ocorrência das correntes críticas. Para tal, foi considerada a curva 3 de probabilidade de ocorrência dos tempos de frente da primeira descarga mostrada na Fig. 5.7, foram obtidas as probabilidades de ocorrência dos tempos que são 0,5 μs menores e 0,5 μs maiores que aqueles considerados para as simulações, e assumindo que a probabilidade dos

tempos dentro de cada faixa serem excedidos é igual à probabilidade do ponto central da faixa ser excedido, como mostrado na Tabela 5.4.

Figura 5.7 - Probabilidade cumulativa de ocorrência do tempo de frente equivalente (t_f).

Fonte: Cigrè (1980), adaptado.

Tabela 5.4 - Probabilidades dos tempos de frente da corrente serem excedidos, conforme a Fig. 5.7 (curva 3).

Tempo Frente Heidler(μ s)	P (t_f) (%)
1	99,0
2	91,0
3	73,0
4	43,0
5	25,0
6	9,5
7	4,4
8	2,0
9	1,3
10	0,7
11	0,5

Fonte: Do Autor (2020).

Os valores das probabilidades de ocorrência dos tempos de frente foram aplicados na Eq. (5.1) para se obter o percentual de redução de ocorrência de *backflashovers* (Prd). Esse percentual de redução de ocorrência de *backflashovers* foi obtido para cada impedância de aterramento e resistividade do solo considerados.

$$P_{rd} (\%) = \frac{\sum_{t_f=1 \mu s}^{t_f=10 \mu s} \left(\left(P(t_f - 0,5 \mu s) - P(t_f + 0,5 \mu s) \right) \cdot P_{rb}(t_f) \right)}{\sum_{t_f=1 \mu s}^{t_f=10 \mu s} \left(P(t_f - 0,5 \mu s) - P(t_f + 0,5 \mu s) \right)} \quad (5.1)$$

Onde:

$P_{rd} (\%)$: percentual de redução de ocorrência de *backflashovers* devido à instalação do *underbuilt shield wire*;

$t_f (\mu s)$: tempos de frente das correntes críticas;

$P(t_f) (\%)$: probabilidade do tempo de frente t_f ser excedido; e

$P_{rb}(t_f) (\%)$: percentual de redução da ocorrência de *backflashovers* na linha devido à instalação do *underbuilt shield wire* para corrente crítica com tempo de frente t_f (obtido a partir da Tabela 5.2 para cada situação considerada)

Como resultado da aplicação da Eq. (5.1), foram estimadas as taxas de redução da ocorrência de disrupções na linha para as situações consideradas no estudo, conforme indicado na Tabela 5.5.

Ao analisar os resultados, observa-se que a instalação do *underbuilt shield wire* resulta em reduções significativas nas probabilidades de ocorrência de disrupções para a linha de transmissão e as faixas de impedâncias de aterramento e de resistividades do solo consideradas. Percebe-se que os maiores percentuais de redução das probabilidades ocorrem para a impedância Z_{at} de 50 Ω . Entretanto, as reduções são também expressivas para as demais impedâncias, o que mostra que esta pode ser uma alternativa viável do ponto de vista elétrico para proteção de linhas de transmissão contra o efeito das descargas atmosféricas.

Tabela 5.5 – Percentual de redução da ocorrência de *backflashover* no isolador da Fase A com a instalação do *underbuilt shield wire* à distância de 6,55 m das fases considerando diferentes conduções de resistividade do solo e impedância impulsiva do sistema de aterramento.

Redução da Ocorrência de Disrupções no Isolador da Fase A						
ρ	500 $\Omega.m$			4000 $\Omega.m$		
Impedância de Aterramento (Z_{at})	50 Ω	150 Ω	300 Ω	50 Ω	150 Ω	300 Ω
P (%) Total Redução	51,4%	47,8%	39,0%	52,1%	47,9%	40,7%

Fonte: Do Autor (2020).

Por fim, enfatiza-se a importância da realização de estudos de desempenho das linhas de transmissão frente às descargas atmosféricas na fase de projeto da linha, em que podem ser identificados trechos do traçado da linha quanto a este aspecto e as medidas de proteção podem já ser avaliadas/implementadas na fase de projeto. A adoção desta metodologia possivelmente resulta em linhas com melhores índices de desempenho e com custos mais reduzidos do sistema de proteção.

Evidentemente, no caso de linhas de transmissão existentes deve-se levar em conta o impacto mecânico que a instalação de um condutor extra pode ter em casos de implementação do *underbuilt shield wire*.

6 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

O sistema elétrico brasileiro, no que diz respeito às linhas de transmissão que conectam as usinas aos grandes centros consumidores, devido a sua extensão e complexidade, muitas vezes está sujeito a condições operacionais que afetam o desempenho do transporte de energia de um ponto a outro. Dentre essas condições, tem-se linhas com traçados em regiões críticas, como montanhas, e a ocorrência de desligamentos com origem em falha humana, queimadas e condições meteorológicas adversas, em que se enquadram eventos como chuvas fortes associadas a temporais, vento forte, descargas atmosféricas, além de outras origens. Entre as causas mencionadas, destaca-se que a incidência de descargas atmosféricas nas linhas aéreas de transmissão é um dos eventos de maior ocorrência no Sistema Interligado Nacional (SIN) em virtude da vasta extensão de linhas, que coincide com a elevada incidência de raios nas regiões sul, sudeste, centro-oeste e norte do Brasil e resulta principalmente em danos a equipamentos e estruturas, desligamentos de linhas e redes aéreas e também perda de vidas humanas.

Os principais mecanismos de desligamento das linhas que estão associados à incidência direta de descargas atmosféricas são a falha de blindagem e o *backflashover*, pois ambos podem ocasionar sobretensões suficientemente elevadas para ionizar o ar em torno do elemento isolante (cadeia de isoladores) e ocasionar um curto circuito entre os condutores fase e as partes aterradas da estrutura. A diferença entre estes mecanismos está somente no ponto em que a descarga atmosférica atinge a estrutura, sendo que na falha de blindagem o raio atinge os condutores fase e no *backflashover*, atinge o cabo guarda.

Com o intuito de mitigar os impactos destes fenômenos transitórios de origem atmosférica no sistema elétrico de potência e reduzir as taxas de falha, foram desenvolvidas ao longo dos anos inúmeras técnicas de proteção, como, por exemplo: a melhoria da eficiência dos sistemas de aterramento das torres de transmissão em escoar as correntes de surto no solo; a instalação de para-raios de linha; aumento do nível de isolamento e instalação de isoladores com nível de isolamento desbalanceado para linhas que comportam mais de um circuito; instalação de estais nas torres, de modo a proporcionar mais caminhos para a dissipação da corrente de descarga e consequente redução da impedância equivalente da torre; a instalação de cabos guarda e de *underbuilt shield wires*.

Em relação à instalação do *underbuilt shield wire* como técnica de proteção em linhas de transmissão, foram desenvolvidos estudos que mostram o quanto este condutor extra pode atuar na redução das sobretensões entre os terminais das cadeias de isoladores e, por

consequência, na redução das taxas de falhas, além de estudos sobre qual configuração pode ser mais eficiente para este propósito. No entanto, observou-se que o número de pesquisas a respeito desta técnica é um tanto limitada se comparado àquelas sobre os demais métodos mencionados, além de que grande parte das análises é efetuada para condições críticas e não para uma faixa de possíveis características às quais a linha pode estar submetida. Ressalta-se também que, para ampla parte destes estudos, a modelagem da linha e das descargas atmosféricas foi feita de acordo com modelos existentes na literatura para determinação, principalmente, das características da torre e dos isoladores.

Isto posto, a pesquisa feita nesta dissertação teve por principal objetivo desenvolver uma análise aprofundada do efeito da instalação do *underbuilt shield wire* na redução de desligamentos por incidência de descargas atmosféricas em uma linha de transmissão de 230 kV, considerando uma ampla gama de condições. Ressalta-se aqui que foi considerada uma linha com esse nível de tensão em virtude de serem as linhas de transmissão com a maior extensão total que operam no SIN.

Desta forma, com o intuito de obter resultados que representem o mais próximo possível as reais condições de operação desses sistemas, foram desenvolvidos uma série de modelos para representação dos componentes da linha de transmissão no EMTP-RV®, *software* utilizado para simulação dos casos estudados.

Os condutores foram modelados de acordo com as equações que regem o comportamento de linhas de transmissão, considerando o efeito da frequência nos parâmetros resistência, indutância, condutância e capacitância. Foram também determinados o número mínimo de vãos necessários para realização das simulações, de modo a garantir que as reflexões que ocorrem entre os vãos da linha fossem devidamente representadas. Em relação ao posicionamento dos condutores, foram consideradas as distâncias de uma linha de transmissão real, enquanto as distâncias possíveis em que o *underbuilt shield wire* poderia ser instalado foram calculadas de acordo com a ABNT NBR 5422 (ABNT, 1985). O sistema de aterramento foi representado por meio de sua impedância de impulso e não foi considerado o efeito da ionização do solo.

A modelagem da torre foi feita com base nos resultados obtidos por meio da realização de ensaios em uma torre em escala reduzida, em que foram injetados sinais de tensão no topo da estrutura e medidas as tensões no seu topo e base para determinação da velocidade de propagação das ondas e impedância de surto.

A representação do comportamento dos isoladores frente às correntes impulsivas nas simulações foi feita por meio do *Disruptive Effect Model* (HILEMAN, 1999), sendo que os

parâmetros do isolador necessários para realização dos cálculos propostos pelo modelo foram obtidos por meio da realização dos ensaios de tensão de impulso atmosférico, conforme estabelecido na NBR IEC 60060-1 (ABNT, 2013). A adequação do modelo foi verificada para o caso do impulso de tensão normalizado através de ensaios realizados no Laboratório de Alta Tensão do IEE/USP.

A corrente de descarga, por sua vez, foi modelada como uma onda trapezoidal, em que os tempos de frente foram calculados de modo que a corrente injetada no topo da torre nas simulações produzisse a mesma sobretensão nas cadeias de isoladores que aquela produzida pela aplicação da Função de Heidler (CANEVER ET AL., 2019). Por fim, após a elaboração e validação dos modelos, foram efetuadas as séries de simulações, que visaram avaliar a influência que os parâmetros resistividade do solo, impedância de aterramento, tempo de frente da corrente e a altura em que o *underbuilt shield wire* está posicionado têm nas sobretensões e nas disrupções nas cadeias de isoladores.

A título de comparação, em relação aos demais trabalhos desenvolvidos sobre esta técnica de proteção, destacam-se como diferenciais principalmente a realização dos ensaios para determinação do CFO de um isolador tipicamente utilizado em linhas de 230 kV e a construção do modelo em escala reduzida de uma torre para caracterização da impedância de surto e velocidade de propagação das ondas na estrutura. Por meio da realização destes ensaios, foi possível comprovar que o método DE, com os parâmetros propostos por Hileman (1999), reproduz de forma satisfatória o comportamento de isoladores de 230 kV frente à tensão de impulso atmosférico normalizada e que a representação da torre como uma linha de transmissão sem perdas descreve razoavelmente bem o comportamento das ondas na estrutura, apesar das simplificações.

Por meio das análises das sobretensões nos terminais da cadeia de isoladores da Fase A (mais crítica), fez-se uma quantificação da influência que a variação individual dos parâmetros considerados neste estudo têm neste ponto do sistema ao se considerar uma mesma corrente, chegando-se às conclusões de que:

- A resistividade do solo tem efeito pouco significativo nas sobretensões;
- Quanto maior a impedância de aterramento, maiores as tensões nos cabos guarda e nas fases;
- Quanto maior o tempo de frente, menores as sobretensões nos condutores;

- Como a variação de altura do *underbuilt shield wire* foi pouco significativa, não foram observadas grandes influências nas sobretensões. No entanto, percebeu-se que, quanto mais próximo das fases, maiores as reduções das sobretensões.

Ao simular os demais casos considerando a variação simultânea dos parâmetros acima mencionados, com objetivo de determinar a corrente mínima que causa uma disrupção na linha (corrente crítica), ainda foi possível observar os efeitos individuais de cada parâmetro. Verificou-se que a resistividade do solo tem influência pequena nas correntes que causam *backflashover* e que o aumento do tempo de frente faz com que sejam necessárias correntes de maiores magnitudes para causar disrupção. Quando instalado, o *underbuilt shield wire*, faz com que sejam necessárias correntes de 1,3 a 1,5 vezes maiores para que ocorra curto circuito no isolador da Fase A para a faixa de resistividades do solo, impedâncias de aterramento e tempos de frente considerados.

Por fim, de modo a estimar o impacto real da instalação do *underbuilt shield wire* na linha, fez-se uma análise relacionando as probabilidades de ocorrência das magnitudes e dos tempos de frente das correntes críticas. Primeiramente, foram calculadas as probabilidades das correntes que causam disrupção na linha, com e sem *underbuilt shield wire*, em que a estimativa da redução das falhas na linha foi feita considerando a variação percentual entre as probabilidades encontradas. A determinação das probabilidades finais de redução de ocorrência de *backflashover* na cadeia de isoladores foi estimada considerando a relação entre as probabilidades das correntes e da faixa dos tempos entre 1 μ s e 10 μ s, em que foram estimados índices de redução entre 39% e 52%.

Ao analisar os resultados gerais obtidos com o desenvolvimento deste trabalho, constatou-se que, sob o ponto de vista elétrico, a utilização do *underbuilt shield wire* pode resultar em melhorias expressivas no desempenho de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas, sendo que sua aplicação pode ser associada também a outras técnicas de proteção, como por exemplo com a instalação de para-raios de linha.

Ressalta-se que a viabilidade mecânica de utilização desta técnica de proteção não foi averiguada, sendo o estudo da viabilidade técnico-econômica da instalação de *underbuilt shield wires* em linhas de transmissão já existentes e em fase de projeto um possível trabalho a ser desenvolvido no futuro.

Além de estudos quanto à técnica de proteção em si, destaca-se a possibilidade também de desenvolvimento de um modelo da torre que leve em consideração os demais aspectos do seu comportamento quando atingida por uma descarga atmosférica. No trabalho em questão, a

torre foi representada no EMTP-RV® por uma única linha de transmissão com parâmetros constantes, ou seja, a torre foi representada com a mesma impedância ao longo de toda sua extensão. No entanto, a capacitância da torre, e consequentemente sua impedância, varia ao longo da altura. Além disso, devido às treliças, ocorrem reflexões ao longo da estrutura. Sugere-se então, como continuidade do estudo, uma modelagem mais detalhada do comportamento de torres de transmissão submetidas a correntes de descargas atmosféricas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT, **ABNT NBR IEC 60060-1: Técnicas de ensaios elétricos de alta tensão, Parte 1: Definições gerais e requisitos de ensaio.** 2013, Rio de Janeiro.

ABNT. **NBR 15123 – Isoladores para linhas aéreas com tensões nominais acima de 1000 V – Cadeias e arranjos de isoladores para sistemas de corrente alternada.** ABNT NBR 15123:2016. ISBN 978-85-07-06129-8.

ABNT. **NBR 5419-2: Proteção Contra Descargas Atmosféricas, Parte 2: Gerenciamento de Risco.** ABNT NBR 5419-2:2015, 104 páginas. ISBN 978-85-07-05502-0.

ABNT. **NBR 5422: Projeto de Linhas Área de Transmissão de Energia Elétrica – Procedimento.** Março de 1985.

ANDERSON, R. B., ERIKSSON, A.J. **1980. Lightning Parameters for Engineering Application.** Electra, nº 69, pp.65-102.

ANEEL. **Glossário ANEEL.** Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/glossario> > Acesso em: 7 mai. 2018.

ANEEL. **Painel de Desempenho das Distribuidoras de Energia Elétrica.** Disponível em: < <http://rap.aneel.gov.br/relatoriosRAP/?folder=ANEEL%20-%20Intranet/SFE/Publica%C3%A7%C3%B5es&report=PainelDesempenhoBinew> > Acesso em: 16 mai. 2018.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.** Rev. 8. Resolução Normativa no 728/2016.

ANEEL. **Relatório de Análise: desligamentos forçados do Sistema de Transmissão – Edição 2018.** Brasília: ANEEL, 2018.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 729 de 28 de Junho de 2016.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016729.pdf>> Acesso em: 24 Out. 2018.

ARANEO, R., *et al.* **Improvement of Lightning Performance of Overhead Power Lines by Addition of Underbuilt Ground Wires.** IEEE, ISBN 978-1-5386-5186-5/18.

B. N. GORIN AND A. V. SHKILEV, **Measurements of lightning currents at the Ostankino tower,** Elektrich., no. 8, pp. 64–65, 1984.

BANJANIN, M.S., **Application Possibilities of Special Lightning Protection Systems of Overhead Distribution and Transmission Lines.** Electrical Power and Energy Systems 100 (2018) 482-488.

BERBERY E. H.; COLLINI, E. A. **Springtime precipitation and water vapor flux over southeastern South America.** Mon. Wea. Rev., v. 128, p. 1328-1346, 2000.

CANEVER, G. L. *et al.* **Equivalende between Heidler and Triangular Functions on the Modelling of Lightning Currents.** XV SIPDA – *International Symposium on Lightning Protection*. São Paulo, Brazil, 2019.

CHISHOLM, W.A., CHOW, Y. L., SRIVASTAVA, K. D. **Travel Time of Transmission Towers**, IEEE Trans. Power Appar. Syst., vol. V104, no. 10, pp. 2922–2928, 1985.

CIGRE Working Group 33.01, **Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines**, Tech. Bul. 63, 1991.

CIGRE, Working Group C4.407. **Lightning Parameters for Engineering Applications**. ISBN: 978-2-85873-244-9. 2013.

CIGRÉ. **Guide to Procedures for Estimating the Lightning Performance of Transmission Lines**. Working Group 01 (Lightning) of Study Committee (Overvoltages and Insulation Coordination), October, 1991.

DATSIOS, Z.G., MIKROPOULOS, P.N., TSOVILIS, T.E., **Effects of Lightning Channel Equivalent Impedance on Lightning Performance of Overhead Transmission Lines**. IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility, Vol 61, No 3, June 2019.

Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). **Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional 2018: Ano base 2017** / Empresa de Pesquisa Energética. – Rio de Janeiro: EPE, Maio de 2018.

EMTP. **EMTP Software - Overview**. Disponível em: <<https://www.emtp-software.com/page/overview>> Acesso em: 04 Abr. 2019.

EMTP-Works. **Constant Parameter Transmission line: CP m-phase**. (Arquivo de Descrição do Modelo Utilizado pelo *Software*).

EMTP-Works. **Frequency dependent line: FD m-phase**. (Arquivo de Descrição do Modelo Utilizado pelo *Software*).

EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018 – Ano base 2017**. Rio de Janeiro. 2018.

EPE. **Estudos para a Expansão da Transmissão**: Consolidação das Análises e Pareceres Técnicos. *Programa de Expansão da Transmissão (PET)/ Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP) – Ciclo 2018 – 2º semestre*. Nº EPE-DEE-RE-083/2018-rev0. 21 Set. 2018.

EPRI. **AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above, 3rd Edition**. EPRI, Palo Alto, CA: 2005. 1011974.

FUCHS, R. D., DE ALMEIDA, M. T. **Projetos Mecânicos das Linhas Aéreas de Transmissão**. São Paulo: Edgard Blücher, 1982.

GONTIJO, C. R. **Cálculo de Torres para Linhas de Transmissão**. Instituto de Engenharia Aplicada Editora. Belo Horizonte, 1994.

HARRINGTON, R.J., MUEEN, M., **A Simple Approach to Improve Lightning Performance of an Upgraded Substation.** IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 3, July 1996.

HEIDLER, F. **Analytische Blitzstromfunktion zur LEMP-Berechnung.** ICLP 1985, München, Deutschland.

HILEMAN, A.R., **Insulation Coordination for Power Systems.** CRC Press, Taylor & Francis Group, 6000 Broken Sound Parkway NW, Boca Raton, 1999.

IEC. **International Standard 60826: Overhead Transmission Lines – Design Criteria.** Edition 4.0. 2017-02. Geneva, Switzerland.

IEEE Power & Energy Society. **IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines,** IEEE Std 1243. New York, 1997.

IEEE Working Group on Estimating the Lightning Performance of Transmission Lines. **A Simplified Method for Estimating Lightning Performance of Transmission Lines,** IEEE Transactions of Power Apparatus and Systems, vol. PAS-104, pp 919D932, 1985.

INPE/ELAT – **Grupo de Eletricidade Atmosférica.** Disponível em:
<http://www.inpe.br/webelat/ABNT_NBR5419_Ng/>, Acesso em: 6 mai. 2018.

INPE/ELAT. **Tipos de Tempestades.** Disponível em:
<<http://www.inpe.br/webelat/homepage/menu/infor/tempestades/tipos.php>> Acesso em: 24 mai. 2018.

KAMINSKI, J.J., **Incertezas de Modelo na Análise de Torres Metálicas Treliçadas de Linhas de Transmissão.** Tese (doutorado) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Escola de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil. Porto Alegre, BR-RS, 2007.

KARADY, G.G., **Transmission System.** *The Electric Power Engineering Handbook.* Ed. L.L. Grigsby. Boca Raton: CRC Press LLC, 2001.

LABEGALINI, P.R., LABEGALINI, J.A., FUCHS R.B., ALMEIDA M.T., **Projeto Mecânico das Linhas de Transmissão,** Editora Blucher, 1992.

MADURO-ABREU, *et.al.* **Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas Aplicadas a Linhas de Transmissão.** Brasília: Goya, 2010.

MANUKUTLA, K., *et al.*, **A Practical Evaluation of Surge Arrester Placement for Transmission Line Lightning Protection.** IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 25, N° 3, July 2010.

MARENGO, J. A.; SOARES, W. R; SAULO C.; NICOLINI M. **Climatology of the Low Level Jet East of the Andes as Derived from the NCEP-NCAR Reanalysis: Characteristics and Temporal Variability.** Journal of Climate, v. 17, no. 12, p. 2261-2280, 2004.

MARTINEZ, J.A., CASTRO-ARANDA, F. **Lightning Performance Analysis of Overhead Transmission Lines Using the EMTP**. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 20, N° 3, July 2005.

METWALLY, I. A., HEIDLER, F.H. **Improvement of the Lightning Shielding Performance of Overhead Transmission Lines by Passive Shield Wires**. IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility. Vol. 45. NO. 2, May 2003.

MICROSOFT. **Products Office**. Disponível em: < <https://products.office.com/pt-br/excel>> Acesso em: 04 Abr. 2019.

MIKROPOULOS, P.N., TSOVILIS, T.E. **Estimation of the Shielding Performance of Overhead Transmission Lines: The Effects of Lightning Attachment Model and Lightning Crest Current Distribution**. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 19, N° 6; December 2012.

MOUSA, A.M., *et al.* **The Lightning Performance of Unshielded Steel-Structure Transmission Lines**. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, N° 1, January 1989.

NASCIMENTO, E.L. **Previsão de Tempestades Severas Utilizando-se Parâmetros Convectivos e Modelos de Mesoescala: Uma Estratégia Operacional Adotável no Brasil?** Revista Brasileira de Meteorologia, v.20, n.1, 121-140, 2005.

NUCCI, C. A. **A Survey on Cigré and IEEE Procedures for the Estimation of the Lightning Performance of Overhead Transmission and Distribution Lines**. University of Bologna – Department of Electrical Engineering. 2010 Asia-Pacific International Symposium on Electromagnetic Compatibility, April 12 -16, 2010, Beijing, China.

ONS. **Instalações de Transmissão**. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/energia-no-futuro/transmissao>> Acesso em: 10 mai. 2018.

ONS. **O que é o Sistema Interligado Nacional**. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>> Acesso em: 10 mai. 2018.

ONS. **PAR Executivo 2019-2023: Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN**. 1ª Edição, Novembro de 2018.

ONS. **Procedimentos de Rede – Submódulo 2.4: Requisitos mínimos para linhas de transmissão aéreas**. Rev. N° 2.0,01/12/2010.

ONS. **Procedimentos de Rede: Submódulo 2.8: Gerenciamento dos Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica da Rede Básica**. Rev. 0.3, 07/07/2008.

ONS. **Resultados da Operação – Qualidade do Suprimento**. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/qualidade-do-suprimento>> Acesso em: 24 Out. 2018.

ALÍPIO, R., VISACRO, S. **Impulse Efficiency of Grounding Electrodes: Effect of Frequency-Dependent Soil Parameters**, IEEE Transactions on Power Delivery Volume:29, Issue: 2, p. 716 - 723, April 2014.

RAKOV, V.A., **Transient Response of a Tall Object to Lightning**. IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility, Vol. 43, No. 4, November 2001.

RAKOV, V.A., UMAN, M.A. **Lightning: Physics and Effects**. ISBN: 0 521 58327 6. Cambridge University Press, Cambridge, 2003.

RAMOS, J. E. **Universalização da Energia Elétrica Através da Tecnologia Cabos Para-raios Energizados (PRE)**. 2010, 348p. Tese de Doutorado – Programa de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo.

REALEASE ELAT. **Release ELAT nº 38 – Previsão de Raios para o Verão de 2015/2016**. Disponível em: <<http://www.inpe.br/webelat/homepage/menu/noticias/release.php?id=68>> Acesso em: 24 mai. 2018.

SADIKU, M. N. O. **Elements of Electromagnetics**. 3rd Ed. New York: Oxford University Press, 2001.

SARAJCEV, P., *et al.* **Method for Estimating Backflashover Rates on HV Transmission Lines Based on EMTP-ATP and Curve of Limiting Parameters**. Electrical Power and Energy Systems 78 (2016) 127-137.

SCHUTTE, G.R. **Energia e Desenvolvimento Sustentável no Brasil – Trajetórias Recentes e Perspectivas**. Agosto, 2014. Disponível em: < <http://library.fes.de/pdf-files/bueros/brasilien/10954.pdf>> Acesso em: 15 mai. 2018.

SHIGA, A. A., **Avaliação dos Custos de Descargas Atmosféricas em Sistemas de Distribuição de Energia**. 2007. 130 f. Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia). Universidade de São Paulo. São Paulo, 2007.

SHIGIHARA, M. **Modeling the Behavior of Medium Voltage Insulators Against Lightning Overvoltages**. 2015. 94 f. Tese (Doutorado em Ciência) – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2015.

SINAPSIS. **Avaliação dos Custos Relacionados às Interrupções de Energia Elétrica e suas Implicações na Regulação**. Relatório 5. Preparado para ANEEL. Jun. 2016. Disponível em: < http://www.mme.gov.br/documents/10584/9309513/Relat%C3%B3rio+4+Aneel_Custos+Interrup%C3%A7%C3%A3o++vers%C3%A3o+final+corrigida.pdf/8ac341aa-c461-43fe-abc2-3dfd0be68ac5> Acesso em: 10 mai. 2018.

STEVENSON, W. D. Jr. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. São Paulo: McGra-Hill do Brasil, Ltda, 1978.

VISACRO, S. *et al.* **The Use of Underbuilt Wires to Improve the lightning Performance of Transmission Lines**. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 27, nº 1, January 2012.

VISACRO, S., SILVEIRA, F.H., **Lightning Performance of Transmission Lines: Requirements of Tower-Footing Electrodes Consisting of Long Counterpoise Wires**. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 31, Nº. 4, August 2016.

VISACRO, S., SILVEIRA, F.H. **Lightning Performance of Transmission Lines: Methodology to Design Grounding Electrodes to Ensure an Expected Outage Rate**, IEEE Transactions on Power Delivery Volume:30 , Issue: 1, p. 237 - 245, Feb 2015.

ANEXOS

Estudo a ser Desenvolvido									
Tipo de Estudo	Objetivo	OutrasTécnicas Associadas	Características da Linha		Aterramento		Condutores	Modelagem da Linha	Modelagem da Corrente de Descarga
Simulação em EMTP-RV®	Análise da ocorrência de <i>backflashover</i> em linha de 230 kV, com e sem <i>underbuilt shield wire</i> , para diferentes condições.	-	LT: 230 kV existente. Circuito simples, disposição horizontal; Altura: 30.5 m; Vão: 400 m; 2 CGs no topo da estrutura. 1 <i>USW</i> será adicionado em duas alturas diferentes. Isolador típico de linhas de 230 kV com, CFO de 960,22 kV. Linha desenergizada.		Impedância de impulso do aterramento com parâmetros concentrados. Impedâncias impulso de 50 Ω, 150 Ω e 300 Ω; Resistividades de 500 Ω.m e 4.000 Ω.m.		CGs: 30,5 m a 4 m do eixo central da torre; Fases: 25,03 m, espaçada em 6 m do eixo central da torre; USW: 1 condutor a 18,2 m e 17,2 m no centro central da torre.	Modelo dependente da frequência. Linha casada em ambas extremidades por um vão de 10 km. Simulação de 9 torres, sendo a estrutura central atingida pela DA. Torre com impedância de 149,72 Ω e v de 1,9394 m/μs.	Determinação da corrente mínima para causar uma disrupção na cadeia de isoladores. Forma de onda da corrente de acordo com a função de Heidler, com tempos de frente entre 1,5 μs e 10 μs.
Tabela Resumo - Estado da Arte									
Autor(es)	Tipo de Estudo	Objetivo	OutrasTécnicas Associadas	Características da Linha	Aterramento	Condutores	Modelagem da Linha	Modelagem da Corrente de Descarga	Resultados
Harrington, Mueen, (1996)	Simulação em EMTP.	Avaliação das sobretensões fase-terra que chegam pela LT em subestação ao instalar estais e <i>underbuilt shield wires</i> .	Estais em 30,48 m de altura, com impedância de 400 Ω; e Para-raios na entrada da subestação.	LT: 230 kV existente; Circuito duplo, disposição horizontal; Altura: 51,8 m; Vão: 245 m; 2 CGs no topo da torre; e Linha energizada.	R_{at} Linha: 20 Ω; e R_{at} Subestação: 4 Ω.	CGs:51,8 m; Fases: não informada; USW: 1; e Altura: 30,48 m.	Modelo: Modelo Pi, linha não transposta; Simulação de 6 torres; Efeito Corona; Torre modelada como uma linha de transmissão vertical com parâmetros distribuídos e Z_s 200 Ω e v de 0.85c; e Isoladores como chaves controladas por tensão.	Descarga direta na estrutura. Forma de onda triangular, de 1.2 x 50 μs com amplitude variável. Em paralelo, representando o canal da descarga, há um resistor de elevada resistência.	Corrente crítica para causar <i>backflashover</i> na subestação aumentou de 39 kA (linha sem medidas de proteção), para 89 kA (linha com <i>underbuilt shield wire</i> e estais). Redução das probabilidades de ocorrência desses valores de corrente de 50 % para 10%. Para linha com adição apenas do <i>underbuilt</i> , a redução é de 50% para 40%. Para cada caso simulado, foram observadas reduções nas sobretensões nas subestações, em que os efeitos de estais e <i>underbuilds</i> são comparados aos de PRs.
IEEE (1997)	Simulações com FLASH.	Estimar as taxas de falhas ao instalar 1 e 2 <i>underbuilt shield wires</i> .	-	LT: 345 kV; Circuito duplo, disposição vertical.	Resistência em baixa frequência.	2 CGs: 39 m; <i>USW</i> com altura variável.	Torre como uma linha de transmissão vertical com Z_T constante e velocidade de 0.85c.	Descarga direta na estrutura. Forma de onda triangular, com 2 μs de subida e 100 μs até o zero. Estatística por probabilidade de exceder I_L .	A instalação de 2 <i>USW</i> pode zerar as taxas de desligamentos.

Tabela Resumo - Estado da Arte

Autor(es)	Tipo de Estudo	Objetivo	Outras Técnicas Associadas	Características da Linha	Aterramento	Condutores	Modelagem da Linha	Modelagem da Corrente de Descarga	Resultados
Metwally, Heidler, (2003)	Análise eletromagnética por métodos numéricos.	Análise da influência da instalação de condutor passivo abaixo da fase inferior de linha de transmissão.	-	LT: 765 kV existente; Circuito duplo, disposição vertical; Altura: 79 m; Vão: 300 m; e 2 CGs no topo da torre; e Linha desenergizada.	Solo perfeitamente condutor.	CG: 79,0 m; Fases: 31,85 m, 47,85 m, 63,85 m. USWs: 1 a 3 abaixo de cada circuito; Altura: 23,85 m.	Modelo: Resolução das Equações de Maxwell pelo MOM - <i>Method of Moments</i> ; Linha casada nas extremidades; Simulação de 4 torres; Efeito Corona; Todas as estruturas metálicas são consideradas como condutores perfeitos.	Descarga direta no centro da estrutura. Representação da descarga atmosférica por modelo TLM (<i>Transmission Line Model</i>). Descargas positiva e negativa (primeira e subsequente), 3 formas de onda em dupla-exponencial. São considerados diferentes locais de incidência, inclinação do canal e velocidade de propagação. O canal da descarga tem 8 km de extensão.	As maiores sobretensões são produzidas nos isoladores das fases superiores. As fases inferiores são as mais protegidas, devido ao maior acoplamento magnético. A adição de <i>underbuilt shield wires</i> é tão mais efetiva quanto maior o número de condutores forem adicionados, tanto para redução das sobretensões como para redução da corrente no cabo guarda superior. Ao atingir o topo da torre, a adição de 6 <i>underbuilt shield wires</i> resulta em redução de ~30% na sobretensão da fase inferior. Características da corrente de descarga, como inclinação do canal, velocidade de propagação, <i>steepness</i> , também influenciam as sobretensões na linha.
Visacro, et. al., (2012)	Simulação por modelo eletromagnético.	Avaliação do desempenho de linhas ao adicionar <i>underbuilt shield wires</i> .	-	LT: 230 kV existente; Circuito simples, disposição triangular; Altura: 40,0 m; Vão: 300 m; e 1 CG no topo da torre; e Linha desenergizada. (Outras topologias de torre).	R_{at} e ρ variando entre 10 Ω e 800 Ω .m e 80 Ω e 6400 Ω .m.	CG: 37,6 m; Fases: 31,4 (Superior) e 25,6 m (Inferiores); USWs: 1 e 2; Distância das fases: 4 m a 8 m.	Modelo: HEM - <i>Hybrid Electromagnetic Model</i> ; Linha casada nas extremidades; e Simulação de 3 torres.	Descarga direta na estrutura. 1ª etapa: onda triangular de 2/50 μ s e 50 kA. Variação do tempo de frente entre 2 e 6 μ s. 2ª etapa: corrente típica obtida via medições na Estação do Morro do Cachimbo.	Redução das sobretensões no isolador superior para "d" = 4 m e onda de 2/50 μ s: 1 USW: 16,21% para $R_{at} = 10 \Omega$; 19,02% para $R_{at} = 20 \Omega$ e 22,40% para $R_{at} = 40 \Omega$. 2 USWs: 23,96% para $R_{at} = 10 \Omega$; 25,96% para $R_{at} = 20 \Omega$ e 30,70% para $R_{at} = 40 \Omega$. Para 20 Ω de R_{at} , a 8 m das fases, 2 USWs reduzem a sobretensão da fase superior em 20,77%, enquanto que a 4 m, a redução é de 25,96%.

Tabela Resumo - Estado da Arte

Autor(es)	Tipo de Estudo	Objetivo	Outras Técnicas Associadas	Características da Linha	Aterramento	Condutores	Modelagem da Linha	Modelagem da Corrente de Descarga	Resultados
Araneo, (2018)	Análise numérica.	Análise dos efeitos ocasionados pelos USWs nas sobretensões nos isoladores quando DAs atingem o OGW.	-	LT: 380 kV; Circuito simples, disposição horizontal; Altura: 28,4 m; Vão: 300 m; 2 CGs no topo da torre; e Linha desenergizada.	Aterramento representado por uma admitância constante.	CGs: 28,4 m; Fases: 21,0 m; USWs: 2; e Altura: 13,6 m.	Modelagem matemática baseada no formalismo tradicional de linhas de transmissão com multi-condutores. Torre com condutância de 0.01 S, em que os efeitos de transmissão na estrutura são desprezados.	Descarga direta na estrutura. Forma de onda reproduzida pela função de Heidler. Primeira descarga e descarga subsequente com parâmetros fixos.	Ao analisar as sobretensões nas fases em um ponto 3 km distante do ponto de incidência da DA, observa-se uma redução nas sobretensões de aproximadamente 0.16 MV para 0.11 MV (sem e com USW, respectivamente, quando os OGWs são aterrados).
Banjanin, (2018)	Simulação em EMTP-ATP.	Análise da redução das taxas de ocorrência de <i>backflashover</i> (BFR) em função da utilização de técnicas especiais de proteção de RDs e LTs.	Para-raios e estais.	RD: 35 kV e LT: 110 kV; Circuito simples, disposição triangular; Altura: 15 m e 25 m; Vão: 180 m e 250 m; 1 CG no topo da torre; LTs: 220 kV; Circuito simples, disposição horizontal; Altura: 30 m; Vão: 300 m; 2 CGs no topo da torre; e Linhas energizadas.	Aterramento semi-esférico; Ionização do solo; R_{at} entre 20 Ω e 100 Ω ; e R_{at} entre 75 Ω e 250 Ω .	35 kV CG: 15,0 m; Fases: 13; 11,5 e 9,5; USW: 1 e 2; Altura: 6,4 m. 110 kV CG: 25,0 m; Fases: 20; 18 e 16; USW: 1 e 2; Altura: 12 m. 220 kV CG: 30,0 m; Fases: 23,5 m; USW: 1 e 2; Altura: 15,0 m.	Modelo dependente da frequência J_{marti} (para 500 kHz); Efeito Skin; Torre como linha de transmissão com impedâncias de surto de 195 Ω , 173 Ω , 123 Ω e velocidade de 0.85c (da menor para maior tensão). Isoladores modelados com <i>Leader Progression Model</i> . Linha casada nas extremidades. Linha energizada.	Descarga direta na estrutura. Forma de onda dupla exponencial, com tempo de frente e cauda de 5.6/77 μ s. Canal da descarga de 1000 Ω . Probabilidades de ocorrência calculadas por métodos semi-estatísticos sugeridos por IEEE e CIGRÉ. Incidência de 60 descargas/100 km/ano.	A utilização de 1 e 2 USWs para a linha de 220 kV resulta em uma redução de aproximadamente 13 para 8 e para 6 desligamentos, respectivamente. A instalação de 1 ou 2 <i>undebuilt shield wires</i> pode ser tão ou mais eficiente que a instalação de um ou dois PRs em cada torre. Sistemas de proteção com USWs e estais são mais eficientes, confiáveis e com menor custos de manutenção em comparação com para-raios.