UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MÁRCIO SEVERINO DA SILVA

EFICIENTIZAÇÃO DE LINHAS AÉREAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CENTRADA NA REDUÇÃO DE PERDAS EM CABOS PARA-RAIOS

Recife
2021

MÁRCIO SEVERINO DA SILVA

EFICIENTIZAÇÃO DE LINHAS AÉREAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CENTRADA NA REDUÇÃO DE PERDAS EM CABOS PARA-RAIOS

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Processamento de Energia.

Orientador: Profº. Dr. José Maurício de Barros Bezerra.

Recife
2021

Catalogação na fonte
Bibliotecário Gabriel Luz CRB-4 / 2222

S586e Silva, Márcio Severino da.
Eficientização de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica centrada na redução de perdas em cabos para-raios / Márcio Severino da Silva. 2021.
294 f.; fig., tabs., abrev. e siglas.

Orientador: Prof. Dr. José Maurício de Barros Bezerra.
Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica. Recife, 2021.
Inclui referências e apêndices.

1. Engenharia Elétrica. 2. Linhas de transmissão. 3. Cabo para-raios. 4. IACS. 5. Perdas. 6. Redução. I. Bezerra, José Maurício de Barros (Orientador). II. Título.

UFPE

621.3 CDD (22. ed.) BCTG / 2022-10

MÁRCIO SEVERINO DA SILVA

EFICIENTIZAÇÃO DE LINHAS AÉREAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CENTRADA NA REDUÇÃO DE PERDAS EM CABOS PARA-RAIOS

Tese apresentada ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, Centro Acadêmico de Tecnologia e Geociências, como requisito para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Processamento de energia.

Aprovada em: 30/08/2021

BANCA EXAMINADORA

_____

Profº. Dr. José Maurício de Barros Bezerra
(Orientador e Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

_____

Profº. Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino
(Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

_____

Profº. Dr. Otoni Nóbrega Neto
(Examinador Externo)
Universidade Federal de Pernambuco

_____

Profº. Dr. Armando Hideki Shinohara
(Examinador Externo)
Universidade Federal de Pernambuco

_____

Profº. Dr. Tarso Vilela Ferreira
(Examinador Externo)
Universidade Federal de Sergipe

_____

Profº. Dr. José Pissolato Filho
(Examinador Externo)
Universidade Estadual de Campinas

Dedico este trabalho a Deus.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por me dar forças, sabedoria e ajuda, sobretudo, nos momentos de maior dificuldade.

Agradeço aos meus pais que com grande esforço puderam me proporcionar condições para realizar os estudos necessários até o acesso à universidade.

Agradeço à minha esposa, Flávia, pela compreensão e as horas cedidas da sua companhia para o desenvolvimento deste trabalho. A qual também sempre me apoiou e deu o suporte necessário para poder concluir esta pesquisa com êxito.

Agradeço aos meus filhos, João Pedro, Miguel e Rafael, cujos sorrisos sempre me reanimaram nos momentos de dificuldades nesta caminhada.

Agradeço ao professor José Maurício pela orientação, compreensão, compromisso, paciência e exemplo, nos quais eu me inspiro. Agradeço a todos os amigos da vida e aos colegas, técnicos e funcionários do IFPE, instituição ao qual orgulhosamente trabalho e onde comecei minha carreira acadêmica ainda no curso técnico.

Agradeço a todos os professores e colegas do Grupo de Pesquisa em Transmissão e Distribuição (GPTD) da UFPE.

Por fim, agradeço à Coordenação de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) , todo o Departamento de Engenharia Elétrica (DEE) da UFPE e a CHESF - Companhia Hidroelétrica do São Francisco que gentilmente cedeu os dados de uma de suas linhas de transmissão que foi utilizada como estudo de caso neste trabalho.

RESUMO

O sistema de transmissão de qualquer país, e isso inclui o Brasil, constitui um dos elementos mais importantes e complexos de uma sistema elétrico. Tais complexidades apresentam características legais e operacionais. Do ponto de vista legal é desejável que o modelo de transmissão seja o mais adequado possível para os interesses da sociedade. Do ponto de vista da operação, cabe às linhas de transmissão transportarem os grandes pacotes de energia dos centros geradores até o consumo. Tornar os sistemas energéticos, de maneira geral, mais eficientes é um grande desafio. Fazer o transporte de energia com os menores percentuais de perdas possíveis tem sido um obstáculo a ser superado. As perdas menores no sistema de transmissão representam, também, um ganho ambiental com a redução da produção de gases de efeito estufa, por exemplo. Equalizar então os interesses sob a ótica da legislação, menores perdas e benefícios ao meio-ambiente é, portanto, um desafio para engenheiros e técnicos do setor. Neste contexto, esse trabalho apresenta uma nova abordagem que visa reduzir as perdas em cabos para-raios de linhas de transmissão. A solução adotada para o problema foi a alteração do IACS do cabo para-raios. Essa solução foi testada de várias formas diferentes e em situações diferentes para avaliar se seria uma alternativa viável para reduzir as perdas sem, contudo, comprometer a operação da linha de transmissão. Como resultado, obteve-se uma solução inovadora que foi testada computacionalmente, que atingiu níveis de 94% de redução de perdas e está pronta para ser implementada em testes de campo.

Palavras-chave: linhas de transmissão; cabo para-raios; IACS; perdas; redução.

ABSTRACT

The transmission system of any country, and that includes Brazil, constitutes one of the most important and complex elements of an electrical system. Such complexities have legal and operational characteristics. From a legal point of view, it is desirable that the transmission model is as adequate as possible for the interests of society. From the point of view of operation, it is up to the transmission lines to transport large packages of energy from the generating centers to consumption. Making energy systems, in general, more efficient is a big challenge. Transporting energy with the lowest possible loss percentage has been an obstacle to be overcome. Lesser losses in the transmission system also represent an environmental gain with the reduction in the production of greenhouse gases, for example. Therefore, equalizing interests from the perspective of legislation, reducing losses and benefits to the environment is therefore a challenge for engineers and technicians in the sector. In this context, this work presents a new approach that aims to reduce losses in transmission line lightning rods. The solution adopted for the problem was to change the IACS of the Ground wires. This solution was tested in several different ways and in different situations to assess whether it would be a viable alternative to reduce losses without, however, compromising the operation of the transmission line. As a result, an innovative solution was obtained that was computationally tested, which reached 94% loss reduction levels and is ready to be implemented in field tests.

Keywords: transmission lines; ground wires; IACS; loss; reduction.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Sistema de Transmissão - Horizonte 2017. 39
Figura 2 – Exemplo Simplificado do Cálculo das Perdas de Energia Elétrica. 40
Figura 3 – Valores típicos de perdas em uma linha de transmissão. 41
Figura 4 – Composição da perda numa LT 500 kV – valores típicos. 41
Figura 5 – Torre de linha de transmissão do projeto da ELETRONORTE e CERON com cabos para-raios isolado. 45
Figura 6 – Rede Básica do SIN 53
Figura 7 – Acréscimo anual das linhas de transmissão em quilômetros. 56
Figura 8 – Remuneração das instalações de transmissão. 60
Figura 9 – Taxa de Disponibilidade e Parcela Variável. 62
Figura 10 – Disposição de cabos em estruturas de linhas de transmissão típicas. . . 64
Figura 11 – Cabo OPGW. 66
Figura 12 – Aterramento de cabo para-raios. 66
Figura 13 – Malha formada para circulação de corrente entre estruturas. 67
Figura 14 – Malha formada para circulação de corrente entre estruturas e o solo. . . 67
Figura 15 – Sistema multiaterrado e solidamente aterrado em cada torre. 68
Figura 16 – Sistema multiaterrado e aterrado em cada torre. 68
Figura 17 – Eliminação de malha para circulação de corrente em cabos para-ráios com segmentação dos condutores. 69
Figura 18 – Cadeia de isoladores com dispositivo centelhador. 69
Figura 19 – Sistemas de dois condutores paralelos. 73
Figura 20 – Dois condutores com retorno pelo solo. 74
Figura 21 – Disposição espacial dos cabos condutores. 77
Figura 22 – Primeira tela de inserção de dados para modelagem na rotina LCC. . . 79
Figura 23 – Segunda tela de inserção de dados para modelagem na rotina LCC. . . 79
Figura 24 – Arquivo com informações de processamento da rotina LCC. 80
Figura 25 – Perfil da torre de uma LT de 500 kV. 81
Figura 26 – Tela de inserção de dados para modelagem na rotina power_lineparam. 81
Figura 27 – Parâmetros das matrizes RLC calculados para uma LT de 500 kV. . . . 82
Figura 28 – Esquema simplificado do “open loop” proposto por KERI, et al. 89
Figura 29 – Esquema prático do “open loop” proposto por KERI, et al. 89
Figura 30 – Disposição dos condutores em uma torre de circuito duplo proposto no trabalho de Nourai at. al. 90
Figura 31 – Esquema de aterramento e circulação de corrente em linhas de transmissão tradicional (a) e proposta por Komoda e Sasaki (b). 92
Figura 32 – Esquema de conexão dos pára-raios que com melhor desempenho na redução de perdas para Domingues et al. 94

Figura 33 – Estrutura da LT1. 102
Figura 34 – Estrutura da LT2. 103
Figura 35 – Estrutura da LT3. 104
Figura 36 – Estrutura da LT4. 105
Figura 37 – Estrutura da LT5. 107
Figura 38 – Estrutura da LT6. 108
Figura 39 – Estrutura típica da LT Messias - Suape II. 110
Figura 40 – Configuração dos cabos para-raios na LT ESTUDO DE CASO Messias-Suape. 111
Figura 41 – Distâncias em metros para condutores e solo da LT ESTUDO DE CASO Messias-Suape. 111
Figura 42 – Representação completa no ATPDraw para a LT ESTUDO DE CASO. . 116
Figura 43 – Representação esquemática no ATPDraw para a LT ESTUDO DE CASO. 117
Figura 44 – Primeira tela de inserção de dados de um vão da LT ESTUDO DE CASO. 120
Figura 45 – Segunda tela de inserção de dados de um vão da LT ESTUDO DE CASO.121
Figura 46 – Diagrama unifilar da LT ESTUDO DE CASO. 125
Figura 47 – Perdas na linha de transmissão LT1 em função do carregamento da linha (a) e comparada com os valores máximos previstos na legislação atual (b).126
Figura 48 – Perdas na linha de transmissão LT2 em função do carregamento da linha (a) e comparada com os valores máximos previstos na legislação atual (b).127
Figura 49 – Perdas na linha de transmissão LT3 em função do carregamento da linha (a) e comparada com os valores máximos previstos na legislação atual (b).128
Figura 50 – Perdas na linha de transmissão LT4 em função do carregamento da linha (a) e comparada com os valores máximos previstos na legislação atual (b).129
Figura 51 – Perdas na linha de transmissão LT5 em função do carregamento da linha (a) e comparada com os valores máximos previstos na legislação atual (b).130
Figura 52 – Perdas na linha de transmissão LT6 em função do carregamento da linha (a) e comparada com os valores máximos previstos na legislação atual (b).131
Figura 53 – Perdas na linha de transmissão ESTUDO DE CASO em função do carregamento da linha (a) e comparada com os valores máximos previstos na legislação atual (b). 132
Figura 54 – Modelo no ATPDraw para a LT ESTUDO DE CASO com cabos Dotterel e OPGW. 134
Figura 55 – Correntes induzidas nos cabos para-raios para cada trecho isolado do outro. Cabo Dotterel no trecho 1 (c:XX0011-XX0010), Cabo Dotterel no trecho 2 (c:XX0010-XX0014), Cabo OPGW no trecho 1 (c:XX0016-XX0015), Cabo OPGW no trecho 2 (c:XX0013-XX0012). 134

Figura 56 – Tensões induzidas nos cabos para-raios para cada trecho isolado do outro. Cabo Dotterel no trecho 1 (v:XX0022), Cabo Dotterel no trecho 2 (v:XX0023), Cabo OPGW no trecho 1 (v:XX0024), Cabo OPGW no trecho 2 (v:XX0025). 135
Figura 57 – Tensões induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados. Cabo Dotterel no trecho 1 (v:XX0003), Cabo Dotterel no trecho 2 (v:XX0031), Cabo OPGW no trecho 1 (v:XX0029), Cabo OPGW no trecho 2 (v:XX0030).135
Figura 58 – Correntes induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados. Cabo Dotterel no trecho 1 e 2 (c:XX0003-XX0004), Cabo OPGW no trecho 1 e 2 (c:XX0029-XX0009). 136
Figura 59 – Tensões induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados e transpostos. Cabo Dotterel no trecho 1 (v:XX0007), Cabo Dotterel no trecho 2 (v:XX0005), Cabo OPGW no trecho 1 (v:XX0005), Cabo OPGW no trecho 2 (v:XX0032). 136
Figura 60 – Correntes induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados e transpostos. Cabo Dotterel no trecho 1 e 2 (c:XX0005-XX0006), Cabo OPGW no trecho 1 e 2 (c:XX0007-XX0008). 137
Figura 61 – Modelo no ATPDraw para a LT ESTUDO DE CASO com cabos EHS 3/8“ e OPGW. 138
Figura 62 – Correntes induzidas nos cabos para-raios para cada trecho isolado do outro. Cabo EHS 3/8“ no trecho 1 (c:XX0002-XX0001), Cabo EHS 3/8“ no trecho 2 (c:XX0001-XX0005), Cabo OPGW no trecho 1 (c:XX0004-XX0003, Cabo OPGW no trecho 2 (c:XX0007-XX0006). 139
Figura 63 – .Tensões induzidas nos cabos para-raios para cada trecho isolado do outro. Cabo EHS 3/8“ no trecho 1 (v:XX0014), Cabo EHS 3/8“ no trecho 2 (v:XX0016), Cabo OPGW no trecho 1 (v:XX0013), Cabo OPGW no trecho 2 (v:XX0015). 140
Figura 64 – .Tensões induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados. Cabo EHS 3/8“ no trecho 1 (v:XX0024), Cabo EHS 3/8“ no trecho 2 (v:XX0026), Cabo OPGW no trecho 1 (v:XX0023), Cabo OPGW no trecho 2 (v:XX0025). 140
Figura 65 – Correntes induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados. Cabo EHS 3/8“ no trecho 1 e 2 (c:XX0001-XX0002), Cabo OPGW no trecho 1 e 2 (c:XX0003-XX0004). 141
Figura 66 – Tensões induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados e transpostos. Cabo Dotterel no trecho 1 (v:XX0021), Cabo Dotterel no trecho 2 (v:XX0031), Cabo OPGW no trecho 1 (v:XX0022), Cabo OPGW no trecho 2 (v:XX0032). 141

Figura 67 – Correntes induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados e transpostos. Cabo EHS 3/8“ no trecho 1 e 2 (c:XX0008-XX0010), Cabo OPGW no trecho 1 e 2 (c:XX0011-XX0012). 142
Figura 68 – Curto-circuito na LT ESTUDO DE CASO Messias-Suape. 144
Figura 69 – Modelo no ATPDraw para a LT ESTUDO DE CASO para um curto-circuito. 145
Figura 70 – Curvas medidas de tensão em função do tempo para um curto-circuito na fase A para as tensões nas fases A,B e C (respectivamente relativo as curvas v:XX0001A, c:v:XX0001B e c:v:XX0001C). 145
Figura 71 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para um curto-circuito na fase A para as correntes nas fases A,B e C do lado da fonte (respectivamente relativo as curvas c:X0002A-X0001A, c:X0002B-X0001B e c:X0002C-X0001C) e nas fases A,B e C do lado da carga (respectivamente relativo as curvas c:X0014A-X0001A, c:X0014B-X0001B e c:X0014C-X0001C). 146
Figura 72 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para um curto-circuito na fase A para as corrente na fases A para lado da fonte (curva c:X0002A-X0001A) , na fase A para o lado da carga (curva c:X0014A-X0001A) e corrente total de curto-circuito na fase A (curva c:X0001A-X0008). . . . 146
Figura 73 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para um curto-circuito na fase A para a corrente total de curto-circuito na fase A(curva c:X0001A-X0008) e a elevação do potencial (tensão) na estrutura da torre (curva v:XX0009). 147
Figura 74 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para um curto-circuito na fase A para a corrente total de curto-circuito na fase A (curva c:X0001A-X0008), corrente no cabo para-raio OPGW (curva c:X0011-X0031), corrente no cabo para-raio EHS 3/8“ e Cabo Dotterel (curva c:X0011-X0038) e que retorna pelo solo à fonte (c:XX0009-XX0012). 147
Figura 75 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para um curto-circuito na fase A para a corrente no cabo para-raio OPGW (curva c:X0011-X0031) e corrente no cabo de açoEHS 3/8“ e Cabo Dotterel (curva c:X0011-X0038). 148
Figura 76 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 500 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor tradicional de IACS. 149
Figura 77 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 500 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 2) com cabos para-raios com valor tradicional de IACS. 150

Figura 78 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 1000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor tradicional de IACS. 150
Figura 79 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 1000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 2) com cabos para-raios com valor tradicional de IACS. 151
Figura 80 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 2000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor tradicional de IACS. 151
Figura 81 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 2000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor tradicional de IACS 152
Figura 82 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 4000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor tradicional de IACS. 152
Figura 83 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 4000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 2) com cabos para-raios com valor tradicional de IACS. 153
Figura 84 – Perdas por quilômetro para os cabos para-raios da linha de transmissão ESTUDO DE CASO. 155
Figura 85 – Perdas totais por quilômetro para os cabos para-raios da linha de transmissão ESTUDO DE CASO. 156
Figura 86 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 500 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor 5% IACS. 158
Figura 87 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 500 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 2) com cabos para-raios com valor 5% IACS. 158
Figura 88 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 1000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor 5% IACS. 159
Figura 89 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 1000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 2) com cabos para-raios com valor 5% IACS. 159
Figura 90 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 2000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor 5% IACS. 160

Figura 91 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 2000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor 5% IACS. 160
Figura 92 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 4000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor 5% IACS. 161
Figura 93 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 4000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 2) com cabos para-raios com valor 5% IACS. 161
Figura 94 – Perdas por quilômetro para os cabos para-raios da linha de transmissão ESTUDO DE CASO para condutores com 5% IACS. 163
Figura 95 – Perdas totais por quilômetro para os cabos para-raios da linha de transmissão ESTUDO DE CASO para condutores com 5% IACS. 164
Figura 96 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 500 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor 1% IACS. 165
Figura 97 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 500 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 2) com cabos para-raios com valor 1% IACS. 166
Figura 98 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 1000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor 1% IACS. 166
Figura 99 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 1000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 2) com cabos para-raios com valor 1% IACS. 167
Figura 100–Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 2000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor 1% IACS. 167
Figura 101–Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 2000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 2) com cabos para-raios com valor 1% IACS. 168
Figura 102–Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 4000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor 1% IACS. 168
Figura 103–Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 4000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 2) com cabos para-raios com valor 1% IACS. 169
Figura 104–Perdas por quilômetro para os cabos para-raios da linha de transmissão ESTUDO DE CASO para condutores com 1% IACS. 171

Figura 105–Perdas por quilômetro para os cabos para-raios da linha de transmissão ESTUDO DE CASO (exceto cabo Dotterel) para condutores com 1% IACS. 172
Figura 106–Perdas totais por quilômetro para os cabos para-raios da linha de transmissão ESTUDO DE CASO para condutores com 1% IACS. 173
Figura 107–Perdas totais por quilômetro para os cabos para-raios da linha de transmissão ESTUDO DE CASO (sem o trecho 1) para condutores com 1% IACS. 174
Figura 108–Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 500 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor 0,5% IACS. 175
Figura 109–Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 500 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 2) com cabos para-raios com valor 0,5% IACS. 176
Figura 110–Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 1000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor 0,5% IACS. 176
Figura 111–Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 1000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 2) com cabos para-raios com valor 0,5% IACS. 177
Figura 112–Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 2000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor 0,5% IACS. 177
Figura 113–Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 2000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 2) com cabos para-raios com valor 0,5% IACS. 178
Figura 114–Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 4000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor 0,5% IACS. 178
Figura 115–Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 4000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 2) com cabos para-raios com valor 0,5% IACS. 179
Figura 116–Perdas por quilômetro para os cabos para-raios da linha de transmissão ESTUDO DE CASO para condutores com 0,5% IACS. 181
Figura 117–Perdas por quilômetro para os cabos para-raios da linha de transmissão ESTUDO DE CASO (exceto cabo Dotterel) para condutores com 0,5% IACS. 182
Figura 118–Perdas totais por quilômetro para os cabos para-raios da linha de transmissão ESTUDO DE CASO para condutores com 0,5% IACS. 183

Figura 119–Perdas totais por quilômetro para os cabos para-raios da linha de transmissão ESTUDO DE CASO (sem o trecho 1) para condutores com 0,5% IACS. 184
Figura 120–Perdas totais por quilômetro comparativas para a linha de transmissão ESTUDO DE CASO-Trecho 1. 186
Figura 121–Perdas totais por quilômetro comparativas para a linha de transmissão ESTUDO DE CASO-Trecho 2. 187
Figura 122–Perdas totais por quilômetro comparativamente entre 0,5% IACS e a alternativa de cabos para-raios isolados e transpostos para a linha de transmissão ESTUDO DE CASO-Trecho 1. 188
Figura 123–Perdas totais por quilômetro comparativamente entre 0,5% IACS e a alternativa de cabos para-raios isolados e transpostos para a linha de transmissão ESTUDO DE CASO-Trecho 2. 189
Figura 124–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos tradicionais no ponto correspondente a 20% do comprimento. 190
Figura 125–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 5%IACS no ponto correspondente a 20% do comprimento. . 191
Figura 126–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 1%IACS no ponto correspondente a 20% do comprimento. . 191
Figura 127–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 0,5%IACS no ponto correspondente a 20% do comprimento. 192
Figura 128–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos tradicionais no ponto correspondente a 20% do comprimento. 192
Figura 129–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 5%IACS no ponto correspondente a 20% do comprimento. . 193
Figura 130–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 1%IACS no ponto correspondente a 20% do comprimento. . 193
Figura 131–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 0,5%IACS no ponto correspondente a 20% do comprimento. 194

Figura 132–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos tradicionais no ponto correspondente a 40% do comprimento. 195
Figura 133–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 5%IACS no ponto correspondente a 40% do comprimento. . 195
Figura 134–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 1%IACS no ponto correspondente a 40% do comprimento. . 196
Figura 135–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 0,5%IACS no ponto correspondente a 40% do comprimento. 196
Figura 136–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos tradicionais no ponto correspondente a 40% do comprimento. 197
Figura 137–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 5%IACS no ponto correspondente a 40% do comprimento. . 197
Figura 138–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 1%IACS no ponto correspondente a 40% do comprimento. . 198
Figura 139–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 0,5%IACS no ponto correspondente a 40% do comprimento. 198
Figura 140–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos tradicionais no ponto correspondente a 60% do comprimento. 199
Figura 141–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 5%IACS no ponto correspondente a 60% do comprimento. . 200
Figura 142–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 1%IACS no ponto correspondente a 60% do comprimento. . 200
Figura 143–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 0,5%IACS no ponto correspondente a 60% do comprimento. 201
Figura 144–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos tradicionais no ponto correspondente a 60% do comprimento. 201

Figura 145–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 5%IACS no ponto correspondente a 60% do comprimento. . 202
Figura 146–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 1%IACS no ponto correspondente a 60% do comprimento. . 202
Figura 147–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 0,5%IACS no ponto correspondente a 60% do comprimento. 203
Figura 148–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos tradicionais no ponto correspondente a 80% do comprimento. 204
Figura 149–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 5%IACS no ponto correspondente a 80% do comprimento. . 204
Figura 150–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 1%IACS no ponto correspondente a 80% do comprimento. . 205
Figura 151–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 0,5%IACS no ponto correspondente a 80% do comprimento. 205
Figura 152–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos tradicionais no ponto correspondente a 80% do comprimento. 206
Figura 153–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 5%IACS no ponto correspondente a 80% do comprimento. . 207
Figura 154–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 1%IACS no ponto correspondente a 80% do comprimento. . 207
Figura 155–Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 0,5%IACS no ponto correspondente a 80% do comprimento. 208
Figura 156–Divisão das correntes em uma linha de transmissão durante o curto-circuito.209
Figura 157–Divisão esquemática das correntes em uma linha de transmissão durante o curto-circuito. 210

Figura 158–Curvas medidas de corrente total (I_{CC}) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias. 211
Figura 159–Curvas eficazes de corrente total (I_{CC}) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias. 211
Figura 160–Curvas medidas de tensão (V_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de tensão para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias. 212
Figura 161–Curvas eficazes de tensão (V_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de tensão para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias. 212
Figura 162–Curvas medidas de corrente para o solo (I_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias. 213
Figura 163–Curvas eficazes de corrente para o solo (I_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias. 213
Figura 164–Curvas medidas de corrente I_A para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias. 214
Figura 165–Curvas eficazes de corrente I_A para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias. 214
Figura 166–Curvas medidas de corrente I_B para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias. 215

Figura 167–Curvas eficazes de corrente I_B para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias. 215
Figura 168–Curvas medidas de corrente I_c para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias. 216
Figura 169–Curvas eficazes de corrente I_c para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias. 216
Figura 170–Curvas medidas de corrente I'_A para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias. 217
Figura 171–Curvas eficazes de corrente I'_A para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias. 217
Figura 172–Curvas medidas de corrente I'_B para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias. 218
Figura 173–Curvas eficazes de corrente I'_B para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias. 218
Figura 174–Curvas medidas de corrente I'C para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias. 219
Figura 175–Curvas eficazes de corrente I'C para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias. 219

Figura 176–Curvas medidas de corrente I_O para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias. 220
Figura 177–Curvas eficazes de corrente I_O para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias. 220
Figura 178–Curvas medidas de corrente I_P para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias. 221
Figura 179–Curvas eficazes de corrente I_P para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias. 221
Figura 180–Curvas medidas de corrente I'_O para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias. 222
Figura 181–Curvas medidas de corrente I'_O para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias. 222
Figura 182–Curvas medidas de corrente I'_P para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias. 223
Figura 183–Curvas eficazes de corrente I'_P para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias. 223
Figura 184–Curvas medidas de corrente total (I_{CC}) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape. 227

Figura 185–Curvas eficazes de corrente total (I_{CC}) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape. 228
Figura 186–Curvas medidas de tensão (V_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de tensão para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape. 228
Figura 187–Curvas eficazes de tensão (V_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de tensão para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape. 229
Figura 188–Curvas medidas de corrente para o solo (I_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape. 229
Figura 189–Curvas eficazes de corrente para o solo (I_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape. 230
Figura 190–Curvas medidas de corrente I_A para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape. 230
Figura 191–Curvas eficazes de corrente I_A para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape. 231
Figura 192–Curvas medidas de corrente I_B para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape. 231
Figura 193–Curvas eficazes de corrente I_B para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape. 232

Figura 194–Curvas medidas de corrente I_C para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape. 232
Figura 195–Curvas eficazes de corrente I_C para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape. 233
Figura 196–Curvas medidas de corrente I'_A para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape. 233
Figura 197–Curvas eficazes de corrente I'_A para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape. 234
Figura 198–Curvas medidas de corrente I'_B para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape. 234
Figura 199–Curvas eficazes de corrente I'_B para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape. 235
Figura 200–Curvas medidas de corrente I'C para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape. 235
Figura 201–Curvas eficazes de corrente I'C para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape. 236
Figura 202–Curvas medidas de corrente I_O para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape. 236

Figura 203–Curvas eficazes de corrente I_O para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape. 237
Figura 204–Curvas medidas de corrente I_P para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape. 237
Figura 205–Curvas eficazes de corrente I_P para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape. 238
Figura 206–Curvas medidas de corrente I'_O para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape. 238
Figura 207–Curvas eficazes de corrente I'_O para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape. 239
Figura 208–Curvas medidas de corrente I'P para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape. 239
Figura 209–Curvas eficazes de corrente I'P para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape. 240
Figura 210–Curvas medidas de corrente total (I_{CC}) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias. 245
Figura 211–Curvas eficazes de corrente total (I_{CC}) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias. 245

Figura 212–Curvas medidas de tensão (V_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de tensão para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias. 246
Figura 213–Curvas eficazes de tensão (V_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de tensão para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias. 246
Figura 214–Curvas medidas de corrente para o solo (I_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias. 247
Figura 215–Curvas eficazes de corrente para o solo (I_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias. 247
Figura 216–Curvas medidas de corrente I_A para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias. 248
Figura 217–Curvas eficazes de corrente I_A para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias. 248
Figura 218–Curvas medidas de corrente I_B para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias. 249
Figura 219–Curvas eficazes de corrente I_B para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias. 249
Figura 220–Curvas eficazes de corrente I_c para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias. 250

Figura 221–Curvas eficazes de corrente I_c para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias. 250
Figura 222–Curvas medidas de corrente I'_A para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias. 251
Figura 223–Curvas eficazes de corrente I'_A para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias. 251
Figura 224–Curvas medidas de corrente I'_B para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias. 252
Figura 225–Curvas eficazes de corrente I'_B para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias. 252
Figura 226–Curvas medidas de corrente I'_C para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias. 253
Figura 227–Curvas eficazes de corrente I'_C para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias. 253
Figura 228–Curvas medidas de corrente I_O para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias. 254
Figura 229–Curvas eficazes de corrente I_O para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias. 254

Figura 230–Curvas medidas de corrente I_P para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias. 255
Figura 231–Curvas eficazes de corrente I_P para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias. 255
Figura 232–Curvas medidas de corrente I'_O para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias. 256
Figura 233–Curvas medidas de corrente I'_O para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias. 256
Figura 234–Curvas medidas de corrente I'_P para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias. 257
Figura 235–Curvas eficazes de corrente I'_P para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias. 257
Figura 236–Curvas medidas de corrente total (I_{CC}) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape. 262
Figura 237–Curvas eficazes de corrente total (I_{CC}) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape. 262
Figura 238–Curvas medidas de tensão (V_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de tensão para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape. 263

Figura 239–Curvas eficazes de tensão (V_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de tensão para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape. 263
Figura 240–Curvas medidas de corrente para o solo (I_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape. 264
Figura 241–Curvas eficazes de corrente para o solo (I_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape. 264
Figura 242–Curvas medidas de corrente I_A para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias. 265
Figura 243–Curvas eficazes de corrente I_A para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape. 265
Figura 244–Curvas medidas de corrente I_B para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias. 266
Figura 245–Curvas eficazes de corrente I_B para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape. 266
Figura 246–Curvas medidas de corrente I_c para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias. 267
Figura 247–Curvas eficazes de corrente I_c para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape. 267

Figura 248−Curvas medidas de corrente I'$_A$ para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape. 268
Figura 249−Curvas eficazes de corrente I'$_A$ para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape. 268
Figura 250−Curvas medidas de corrente I'$_B$ para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape. 269
Figura 251−Curvas eficazes de corrente I'$_B$ para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape. 269
Figura 252−Curvas medidas de corrente I'$_C$ para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape. 270
Figura 253−Curvas eficazes de corrente I'$_C$ para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape. 270
Figura 254−Curvas medidas de corrente I$_O$ para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape. 271
Figura 255−Curvas eficazes de corrente I$_O$ para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape. 271
Figura 256−Curvas medidas de corrente I$_P$ para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape. 272

Figura 257 – Curvas eficazes de corrente I_P para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape. 272
Figura 258 – Curvas medidas de corrente I'_O para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape. 273
Figura 259 – Curvas medidas de corrente I'_O para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias. 273
Figura 260 – Curvas medidas de corrente I'_P para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape. 274
Figura 261 – Curvas eficazes de corrente I'_P para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape. 274

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parcela Variável (PV) descontada em instalações licitadas para o ciclo 2010/2011. 61
Tabela 2 – Quadro sinóptico com a síntese da revisão bibliográfica e do presente trabalho. 97
Tabela 3 – Dados principais da linha LT1. 102
Tabela 4 – Dados principais da linha LT2. 103
Tabela 5 – Dados principais da linha LT3. 105
Tabela 6 – Dados principais da linha LT4. 106
Tabela 7 – Dados principais da linha LT5. 108
Tabela 8 – Dados principais da linha LT6. 109
Tabela 9 – Dados de capacidade operativa. 109
Tabela 10 – Reatâncias e resistências dos cabos da linha transmissão ESTUDO DE CASO (exceto OPGW). 112
Tabela 11 – Reatâncias e resistências do cabo OPGW. 112
Tabela 12 – Reatâncias e resistências do cabo OPGW com correção de temperatura. 113
Tabela 13 – Resistências do cabo OPGW e aço EHS 3/8“ em termos comparativos com o IACS. 113
Tabela 14 – Resistências do cabo OPGW e aço EHS 3/8“ em termos de mudança do valor do IACS. 113
Tabela 15 – Impedâncias percentuais equivalentes da linha de transmissão Messias-Suape II. 114
Tabela 16 – Impedâncias em ohms equivalentes da linha de transmissão Messias-Suape II. 114
Tabela 17 – Parâmetros de tensão disruptiva dos isoladores para simulação de curto-circuito. 114
Tabela 18 – Correntes em Amperes nos trechos (vãos)-Cabos Dotterel e OPGW. . . 137
Tabela 19 – Tensões em volts nos finais dos trechos (vãos)-Cabos Dotterel e OPGW. 138
Tabela 20 – Correntes em Amperes nos trechos (vãos)-Cabos EHS 3/8“ e OPGW. . 142
Tabela 21 – Tensões em volts nos finais dos trechos (vãos)-Cabos EHS 3/8“ e OPGW.143
Tabela 22 – Parâmetros de simulação de curto-circuito 144
Tabela 23 – Valores eficazes das correntes induzidas nos cabos para-raios. 154
Tabela 24 – Valores eficazes das correntes induzidas nos cabos para-raios com 5% IACS. 162
Tabela 25 – Valores eficazes das correntes induzidas nos cabos para-raios com 1% IACS. 170
Tabela 26 – Valores eficazes das correntes induzidas nos cabos para-raios com 0,5% IACS. 180

Tabela 27 – Valores comparativos máximos das correntes e tensões de acordo com o IACS do condutor para curto-circuito a 10 km do terminal Messias. . . . 224
Tabela 28 – Valores estacionários máximos das correntes e tensões de acordo com o IACS do condutor para curto-circuito a 10 km do terminal Messias. . . . 225
Tabela 29 – Valores estacionários eficazes das correntes e tensões de acordo com o IACS do condutor para curto-circuito a 10 km do terminal Messias. . . . 226
Tabela 30 – Valores comparativos máximos das correntes e tensões de acordo com o IACS do condutor para curto-circuito a 10 km do terminal Suape. 241
Tabela 31 – Valores estacionários máximos das correntes e tensões de acordo com o IACS do condutor para curto-circuito a 10 km do terminal Suape. 242
Tabela 32 – Valores estacionários eficazes das correntes e tensões de acordo com o IACS do condutor para curto-circuito a 10 km do terminal Suape. 243
Tabela 33 – Valores comparativos máximos das correntes e tensões de acordo com o IACS do condutor para curto-circuito a 30 km do terminal Messias. . . . 258
Tabela 34 – Valores estacionários máximos das correntes e tensões de acordo com o IACS do condutor para curto-circuito a 30 km do terminal Messias. . . . 259
Tabela 35 – Valores estacionários eficazes das correntes e tensões de acordo com o IACS do condutor para curto-circuito a 30 km do terminal Messias. . . . 260
Tabela 36 – Valores comparativos máximos das correntes e tensões de acordo com o IACS do condutor para curto-circuito a 30 km do terminal Suape. 275
Tabela 37 – Valores estacionários máximos das correntes e tensões de acordo com o IACS do condutor para curto-circuito a 30 km do terminal Suape. 276
Tabela 38 – Valores estacionários eficazes das correntes e tensões de acordo com o IACS do condutor para curto-circuito a 30 km do terminal Suape. 278
Tabela 39 – Lista de publicações. 283

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIG	Banco de informações de geração
CAA	Cabos de Alumínio com Alma de Aço
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia
CEEL	Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
DIT	Demais instalações de transmissão
EHS	Extra high strength
EMTP	Electromagnetic Transients Program
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FT	Função Transmissão
HS	High resistance
IACS	International Annealed Copper Standard
IGP-M	Índice Geral de Preços - Mercado
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Ampliado
LT	Linha de Transmissão
MATLAB	Matrix Laboratory
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatt
NBR	Norma Brasileira
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPGW	Optical Power Ground Wire

PB	Pagamento Base
PND	Programa Nacional de Desestatização
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
PV	Parcela variável
PVA	Parcela variável por atraso
RAP	Receita anual permitida
RLC	Resistor indutor capacitor
RMG	Raio médio geométrico
S.A	Sociedade Anônima
SIN	Sistema Interligado Nacional
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
USP	Universidade De São Paulo

SUMÁRIO

1	**INTRODUÇÃO**	**37**
1.1	MOTIVAÇÃO	37
1.2	ESTADO DA ARTE	42
1.3	OBJETIVO GERAL	48
1.3.1	**Objetivos específicos**	**48**
1.4	CONTRIBUIÇÕES DA TESE	48
1.5	METODOLOGIA	49
1.6	ORGANIZAÇÃO TEXTUAL	49
2	**FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**	**51**
2.1	INTRODUÇÃO	51
2.1.1	**Perdas no sistema**	**53**
2.1.2	**Modelo de contratação de novas instalações**	**54**
2.1.3	**Leilões de Transmissão**	**55**
2.1.4	**Sistemática de remuneração e penalização das transmissoras**	**56**
2.1.5	**Tarifas**	**59**
2.1.6	**Desempenho das empresas transmissoras**	**60**
2.2	TECNOLOGIA DE APLICAÇÃO DOS CABOS PARA-RAIOS	62
2.2.1	**Cabos para-raios multiaterrados**	**66**
2.2.2	**Cabos para-raios isolados**	**68**
2.3	PARÂMETROS DE IMPEDÂNCIA EM LINHAS DE TRANSMISSÃO	70
2.3.1	**Metodologia tradicional de cálculo de parâmetros**	**70**
2.3.1.1	*Resistência*	70
2.3.1.2	*Indutância*	72
2.3.1.3	*Impedância das linhas de transmissão*	75
2.3.2	**Metodologia de cálculo utilizando recursos computacionais**	**78**
2.4	DETERMINAÇÃO DAS INDUÇÕES E PERDAS	82
2.4.1	**Correntes induzidas**	**82**
2.4.2	**Perdas induzidas**	**83**
2.5	O IACS DOS MATERIAIS	84
2.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	84
3	**REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**	**87**
3.1	PESQUISAS COM FOCO NA REDUÇÃO DE PERDAS	87
3.2	CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO	96
3.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	97

4 MATERIAL E MÉTODOS 99
4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS 99
4.2 MATERIAL 100
4.2.1 Características do sistema de transmissão LT1 101
4.2.2 Características do sistema de transmissão LT2 102
4.2.3 Características do sistema de transmissão LT3 104
4.2.4 Características do sistema de transmissão LT4 105
4.2.5 Características do sistema de transmissão LT5 106
4.2.6 Características do sistema de transmissão LT6 108
4.2.7 Características do sistema de transmissão ESTUDO DE CASO 109
4.3 MÉTODOS 115
4.3.1 Etapa 1 118
4.3.2 Etapa 2 118
4.3.3 Etapa 3 119
4.3.4 Etapa 4 122
4.3.5 Etapa 5 122
4.3.6 Etapa 6 123
4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS 124

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES 125
5.1 ETAPA 1 125
5.2 ETAPA 2 133
5.2.1 Simulações no ATPDraw 133
5.2.1.1 Correntes e tensões 133
5.2.1.1.1 Trecho com cabos para-raios Dotterel e OPGW 133
5.2.1.1.2 Trecho com cabos para-raios EHS 3/8"e OPGW 138
5.2.1.2 Solicitações à corrente de curto-circuito 143
5.3 ETAPA 3 148
5.4 ETAPA 4 157
5.4.1 Resultados para 5% IACS 157
5.4.2 Resultados para 1% IACS 165
5.4.3 Resultados para 0,5% IACS 175
5.4.4 Comparações entre perdas 185
5.5 ETAPA 5 189
5.5.1 Surto aplicado em 20% do comprimento das linhas de transmissão . . 190
5.5.2 Surto aplicado em 40% do comprimento das linhas de transmissão . . 194
5.5.3 Surto aplicado em 60% do comprimento das linhas de transmissão . . 199
5.5.4 Surto aplicado em 80% do comprimento das linhas de transmissão . . 203
5.6 ETAPA 6 208

5.6.1 Curto-circuito a 10 km do barramento Messias 210
5.6.2 Curto-cicuito a 10 km do barramento Suape 227
5.6.3 Curto-circuito a 30 km do barramento Messias 244
5.6.4 Curto-circuito a 30 km do barramento Suape 261
5.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS **279**

6 CONCLUSÃO 281
6.1 TRABALHOS FUTUROS 282
6.2 PUBLICAÇÕES 282
REFERÊNCIAS 284
APÊNDICE A- PROGRAMA PARA CÁLCULO DE PERDAS 290

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um bem sem o qual a nossa sociedade moderna não conseguiria desenvolver suas tarefas do cotidiano. A energia é utilizada diariamente para as mais diversas atividades tais como: transporte, aquecimento, refrigeração, iluminação artificial, tracionamento de cargas e muitas outras aplicações. Em todos os seguimentos da sociedade, a energia elétrica está presente e sua importância é inquestionável.

1.1 Motivação

O desenvolvimento econômico e social de um país guarda forte relação com o consumo de energia elétrica e com a expansão do setor elétrico. Nesse sentido podemos dizer que quanto mais desenvolvida é uma nação maior é sua demanda por energia elétrica. A energia demandada atenderá as diversas categorias de consumidores, especialmente aqueles que estão na cadeia da produção e utilização de bens de consumo como as indústrias de produtos eletro-eletrônicos e eletrodomésticos e os usuários finais desses bens, os clientes finais, nesses casos, principalmente as residências.

Sendo assim, o Setor Elétrico atende o crescimento econômico e é retroalimentado por ela e se cria um ciclo próspero onde a maior capacidade de fornecimento aquece a economia e a economia aquecida demanda maior capacidade de fornecimento de energia elétrica (MENEZES, 2015).

Os segmentos do Setor Elétrico que estão na cadeia da produção de eletricidade, ou seja, a geração, a transmissão e a distribuição da energia elétrica são fundamentais para atender a necessidade por eletricidade em todo o território brasileiro (TOLMASQUIM; GUERREIRO; GORINI, 2007) .

Segundo boletim técnico divulgado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e que trata sobre informações de consumo de energia, além de outras informações, afirma que no Sistema Interligado Nacional (SIN), no ano de 2017, houve um consumo de 462.131 GWh no Brasil, e as perdas na rede básica, atingiram o valor de 2.539 MWh médio nesse mesmo ano (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2017).

A geração de eletricidade no Brasil é historicamente afastada dos grandes centros de consumo devido a sua predominância pelo uso da geração hidroelétrica. O Brasil possui, segundo dados do Banco de Informações de Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), em 2018, um valor de 4926 empreendimentos em operação totalizando 158.496.057 kW de potência instalada, sendo que a geração de energia em usinas hidroelétricas corresponde a 60,33% do total (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2018a). É importante observar que para um país de dimensões

continentais como o Brasil, mesmo para outras fontes de geração, as distâncias envolvidas são enormes.

Se grande parte da geração da energia elétrica está afastada dos grandes centros de consumo, surge então a necessidade de se fazer uma ligação entre esses dois segmentos. Para que seja possível fazer com que a energia elétrica chegue aos consumidores finais, surge um elo, um caminho de passagem que possa dar vazão a eletricidade produzida, abrindo espaço para o segmento da transmissão.

Com a reestruturação do Setor Elétrico, no final dos anos 90, e a desvinculação do negócio da transmissão com outros segmentos do Setor Elétrico, processo esse conhecido como desverticalização, a chamada rede básica do SIN é atualmente composta pelos seguintes elementos, conforme determina a Resolução Normativa ANEEL nº 67, de junho de 2004, que define as instalações de transmissão (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2004) :

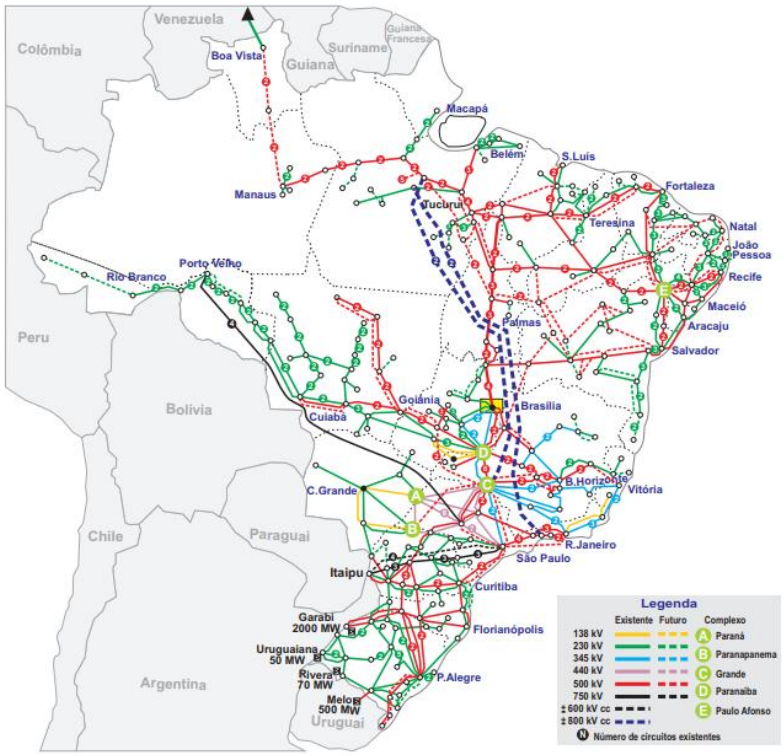
- Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV;
- transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensão secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário.

Não integram a Rede Básica e são classificadas como demais instalações de transmissão (DIT) as instalações que atendam aos seguintes critérios:

- Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso de centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de consumidores livres, em caráter exclusivo; e
- linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV, localizados ou não em subestações integrantes da Rede Básica.

As instalações de linhas de transmissão, componente fundamental da rede básica do SIN, estão espalhadas por todo o território nacional. Segundo dados fornecidos pelo ONS, até o final de 2023, está prevista que essas instalações devam ter uma extensão total de 174.093 km de comprimento (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2017). A Figura 1 apresenta um panorama das linhas de transmissão no território brasileiro.

Figura 1 – Sistema de Transmissão - Horizonte 2017.



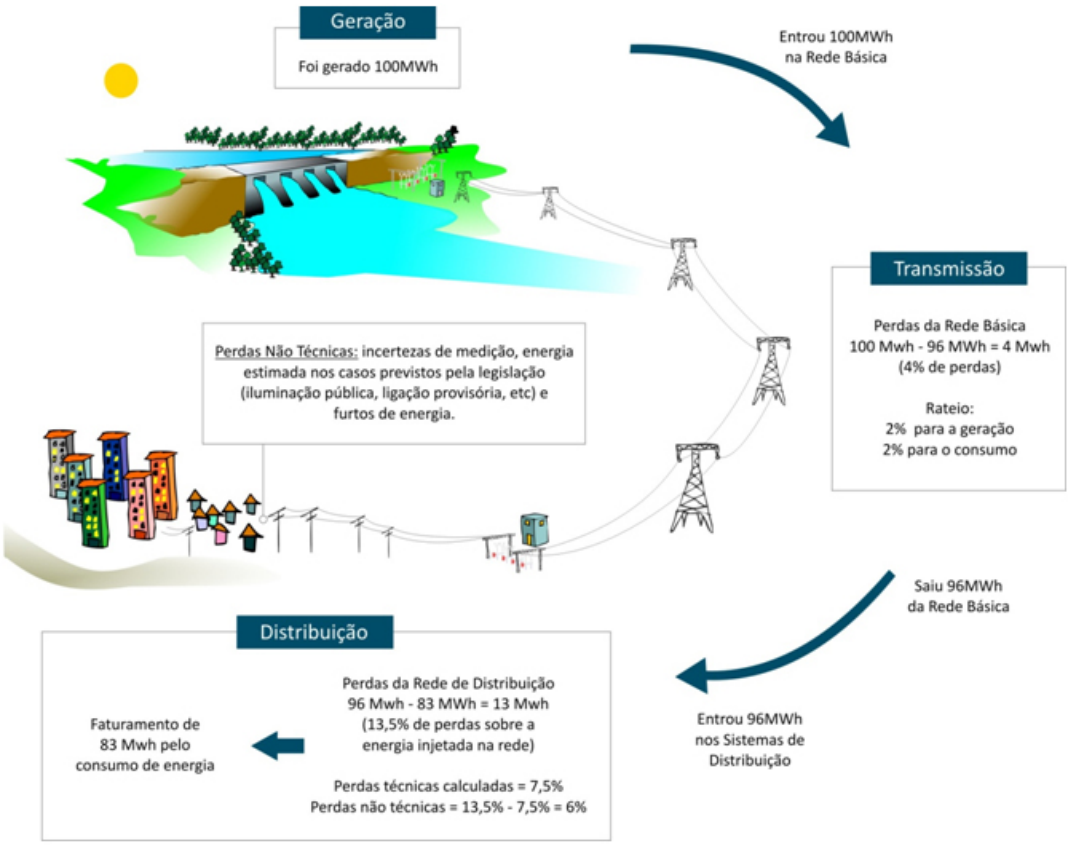
Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2017).

As linhas de transmissão, entretanto, apresentam perdas para o sistema elétrico e especificamente para o SIN, tornando muitas vezes essas instalações ineficientes sob o aspecto das novas necessidades de um mundo mais sustentável.

As décadas recentes apresentaram um desafio para a utilização da energia elétrica. Com o aumento do receio pela escassez futura dos recursos ambientais, desenvolvimento sustentável e a atenção da sociedade para os aspectos ambientais, fizeram despertar nos diversos setores que compõem a sociedade a preocupação com os aspectos do desperdício de energia e a importância que deveria ser dada à eficiência energética, tudo isso em aspectos globais. Iniciativas como a Conferência Mundial do Meio Ambiente e a criação do Protocolo de Kioto, foram responsáveis por criar um ambiente onde se estabeleceram um conjunto de programas com o objetivo de eficientização dos setores de consumo, mas também, pelo lado da disponibilidade do fornecimento de energia, melhorar a eficiência das concessionárias com o objetivo de reduzir os custos da geração (MENKES, 2004).

Segundo estimativas da ANEEL, de todas as perdas que existem desde a geração de energia em grandes centrais até o consumidor, a rede básica do SIN é responsável por 4% das perdas totais do sistema (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2018c). A Figura 2 apresenta as perdas típicas ao longo da cadeia da energia elétrica.

Figura 2 – Exemplo Simplificado do Cálculo das Perdas de Energia Elétrica.

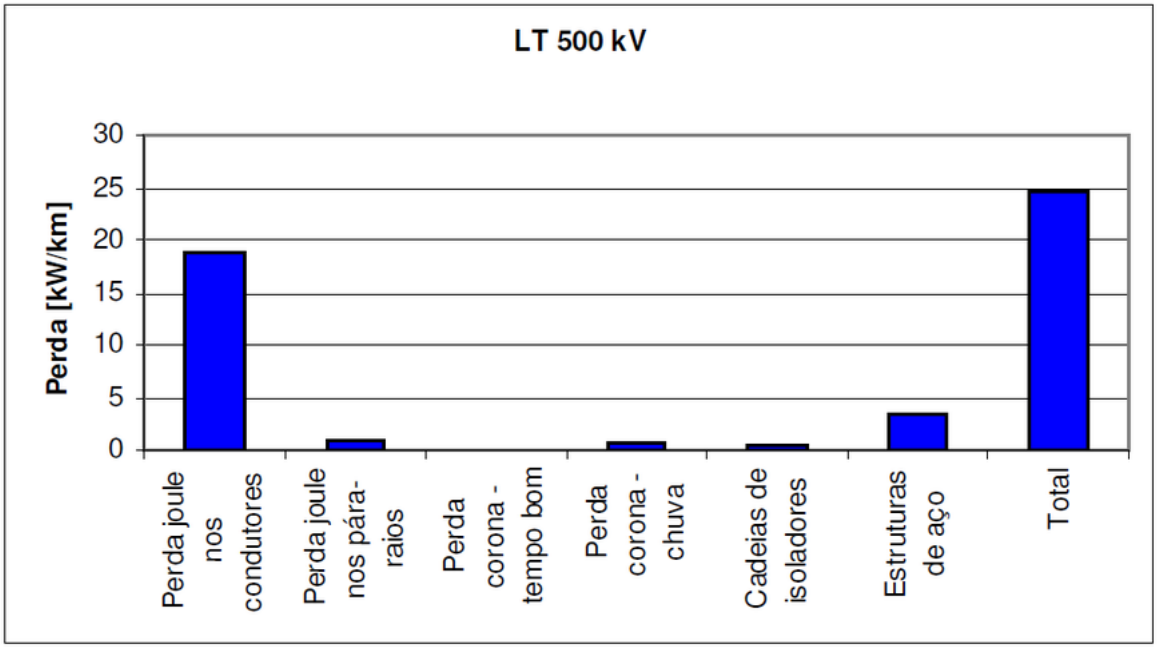


Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2018).

Do ponto de vista de perdas de energia nas linhas de transmissão, elas podem ser divididas, de uma forma geral, em perdas por dispersão, por efeito joule e por fuga nas cadeias de isoladores. As perdas por dispersão são aquelas causadas principalmente pelo efeito corona. As perdas por efeito joule, são causadas pela passagem de corrente elétrica nos condutores de fase e cabos de blindagem (cabos para-raios) (FUCHS, 1977).

As perdas típicas nas linhas de transmissão, no nível de 500 kV, podem chegar a 25 kW por quilômetro de comprimento da linha e apresentam uma distribuição tal qual como é mostrada na Figura 3 (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA-CEPEL, 2004 apud DUARTE, 2007).

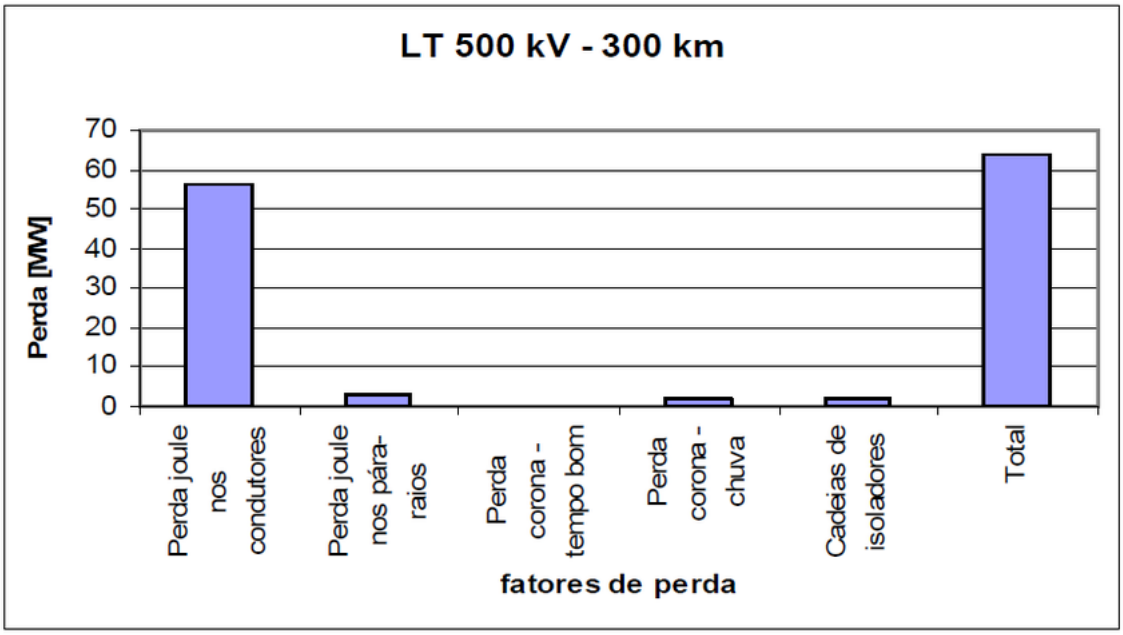
Figura 3 – Valores típicos de perdas em uma linha de transmissão.



Fonte: Ministério de Minas e Energia - CEPEL (2004).

Outras avaliações feitas em uma linha de transmissão também de 500 kV, 300 km de comprimento, de configuração típica, arranjo horizontal de fases, 4 condutores rail por fase, as perdas de potência atingem valores elevados como mostrado na Figura 4 (DOMINGUES *et al.*, 2006).

Figura 4 – Composição da perda numa LT 500 kV – valores típicos.



Fonte: Luís Adriano M. Cabral Domingues et al. (2006).

As perdas que existem nos cabos para-raios, em razão do efeito Joule criado pelo surgimento de correntes induzidas nesses cabos, causadas pelo acoplamento eletromagnético com os condutores fase, são perdas consideráveis.

Em uma linha de transmissão, para mitigar esses efeitos, pode se fazer o seccionamento dos cabos para-raios para que se elimine os laços de corrente induzida ou modificar a posição dos condutores de blindagem para que existam perdas minímas (DOMINGUES *et al.*, 2006).

Se considerarmos que isolar os cabos para-raios proporcionam uma eliminação de perdas por correntes induzidas devido ao acoplamento eletromagnético, por outro lado, essa medida pode vir a apresentar problemas.

Os problemas principais são causados pelas tensões induzidas, muitas vezes de valores elevados, ao qual os isoladores dos cabos para-raios ficarão sujeitos e que podem ocasionar danos severos nesses isoladores (OLIVEIRA *et al.*, 2001).

Em resumo, a isolação dos cabos de blindagem (cabos para-raios) reduz as perdas em uma linha de transmissão. Entretanto, sem o devido cuidado com questões relacionadas ao estresse elétrico sobre os isoladores, esses podem vir a sofrer danos.

Por outro lado, e na contra-mão da preocupação com a eliminação das perdas nas instalações de linhas de transmissão pelos motivos expostos, o modelo adotado no Brasil, no que diz respeito ao negócio da transmissão da energia elétrica, apresenta aspectos não atrativos à redução de suas perdas.

O modelo brasileiro adota um sistema em que as empresas detentoras da concessão desse serviço público são remuneradas pela disponibilidade dos seus ativos da transmissão, ou seja, a empresa recebe por manter as linhas de transmissão disponíveis e não existe uma preocupação com a eficiência dessas instalações, uma preocupação que antes existia porque isso influenciava diretamente nos resultados financeiros das empresas desse segmento (DUARTE, 2007).

Da forma como o modelo da transmissão está colocado na legislação atual, não exige uma preocupação por parte das empresas de transmissão para tornar suas instalações mais eficientes e com menores perdas ao longo do caminho percorrido pela energia.

Como a remuneração das empresas de transmissão é única e exclusivamente pela disponibilidade das suas instalações de transmissão, conduzindo a um cenário onde o controle das perdas tende a deixar de ser feito, pois esse controle não é fiscalizado pelos agentes públicos e os custos com esse desperdício recai diretamente nos consumidores (DOMINGUES *et al.*, 2006).

1.2 ESTADO DA ARTE

As perdas causadas em instalações de linhas de transmissão variam de importância de pais para pais. Em países em que as linhas de transmissão não percorrem grandes

distâncias essas perdas podem vir a ser consideradas desprezíveis. No entanto, em países de dimensões geográficas extensas, como é o caso do Brasil, essa consideração de perdas desprezíveis não deve ser feita, pois, se alinham a isso as características da geração de energia, que é feita nas grandes centrais hidroelétricas, e se localizam normalmente afastada dos centros de consumo (DUARTE, 2007) .

A partir das diversas evoluções que foram experimentadas ao longo dos anos e da história do desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro e das mudanças que alteraram estruturalmente esse setor, surgiu uma preocupação das empresas estatais com as perdas no segmento da transmissão e com isso cresceu a preocupação, considerações e estudos relacionados a esse tema (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA-CEPEL, 2004 apud DUARTE, 2007).

Vale salientar que essas perdas não somente criam preocupação nos pesquisadores e operadores do setor elétrico, em particular no segmento de transmissão, no Brasil, mas também pelo mundo.

Trabalho realizado na China, por exemplo, avaliou que as perdas totais não são desprezíveis, e considerando as perdas também no solo, estima-se que haja perda de capacidade total de energia nesse país da ordem de 10 bilhões de kWh por ano (BENLIANG *et al.*, 2011).

Trabalho realizado em um circuito duplo em uma de linha de transmissão de 220 kV com cabo para-raios, identificou sobrecarga de correntes induzidas e perdas de energia preocupantes e não há muitas pesquisas quantitativas sobre o tema (WANG *et al.*, 2013).

Ainda na China, através do trabalho realizado e citado anteriormente, foi feita medição local e utilizado o programa de simulação ATP-EMTP para calcular o valor da corrente induzida. Os valores medidos e calculados tiveram resultados similares, apontando principais causas e soluções(WANG *et al.*, 2013).

Mesmo em países que não possuem uma extensão territorial da ordem do Brasil ou da China, também surge uma preocupação similar.

No Japão, por exemplo, essa preocupação com as perdas induzidas em cabos para-raios das linhas aéreas de transmissão com vistas a reduzir o impacto direto no preço da energia aos consumidores, sem a perda de oferta e confiabilidade, também levou à elaboração de diversos trabalhos registrados desde os anos oitenta (KOMODA; SASAKI, 1991).

No Brasil, as linhas de transmissão possuem normalmente dois cabos para-raios de aço EHS, entretanto, nos últimos anos, foram introduzidos cabos ópticos OPGW em detrimento ao uso exclusivo dos condutores de aço. No que diz respeito às linhas com dois cabos para-raios de aço EHS é possível que se encontre linhas em que os mesmos estejam seccionados, ou seja, aterrados em trechos, suportados por isoladores poliméricos de distribuição e através de centelhadores (PIMENTA, 2006).

Essa medida é adotada para minimizar as perdas. Apesar de não ser muito usual,

é possível encontrar linhas de transmissão com cabos para-raios totalmente isolados das torres, entretanto, no caso de cabos OPGW, é necessário aterrar os mesmos, em cada estrutura, para que se evitem tensões induzidas danosas (PIMENTA, 2006).

A tecnologia para utilização de cabos para-raios isolados não se limita apenas ao uso dessa técnica para redução de perdas de energia no sistema. Também pode ser utilizada com a finalidade de fornecimento de energia a comunidades isoladas.

O Brasil é pioneiro no que se refere as tecnologias aplicadas para isolamento de cabos para-raios isolados com finalidade de extração de potência para atendimento de comunidades não atendidas pela rede de distribuição convencional, sendo o segundo pais do mundo a implementar, na prática, essa tecnologia, logo após Gana (RAMOS, 2010).

A experiência surgiu através de convênio celebrado entre as Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE) e as Centrais Elétricas de Rondônia (CERON), tendo entrado em operação em 1995 na comunidade de Jaru e em 1997 em Itapuã do Oeste, ambas no estado de Rondônia (RAMOS, 2010).

A tecnologia aplicada pela ELETRONORTE se constituiu em instalar os cabos para-raios isolados da torre de transmissão através do uso de uma cadeia de isoladores com o uso de centelhador, para que os cabos não tivessem a função de proteção contra descargas atmosféricas comprometida. O projeto da linha considerou (RAMOS, 2010) :

- Distâncias mínimas entre fase e terra;
- distâncias mínimas para manutenção da linha viva;
- ângulo de blindagem;
- desempenho da linha de transmissão para surtos atmosféricos.

Acompanhamento e avaliações feitas nessa experiência, com utilização de cabos para-raios isolados e energizados, concluiu que o desempenho de operação da linha de transmissão não foi afetado negativamente e sim melhorado. Do ponto de vista econômico o projeto foi bastante atraente, apresentando um retorno do investimento em cinco anos (ANDRADE, 2010).

O principal empecilho encontrado para popularização da adoção dessa técnica, para atendimento de comunidades isoladas, segundo os envolvidos, reside na falta de detenção do conhecimento da mesma, por parte dos diversos atores que podem considerar o uso e implementar essa tecnologia (ANDRADE, 2010). A Figura 5 apresenta uma torre de linha de transmissão do projeto em questão, onde é possível verificar a instalação do cabo para-raio isolado.

Figura 5 – Torre de linha de transmissão do projeto da ELETRONORTE e CERON com cabos para-raios isolado.

Fonte: Andrade (2010).

Experiências importantes no que diz respeito a possibilidade da aplicação do cabo para-raio isolado, voltando a questão da redução de perdas elétricas, foram registradas ao longo do tempo por empresas transmissoras brasileiras.

Nos anos de 1970 , FURNAS Centrais Elétricas S.A socializou através de uma comunicação técnica apresentada no IV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (IV SNPTEE) a experiência que a empresa possuía até aquele momento sobre o uso de cabo para-raios isolados (NIGRI; ASSUNÇÃO, 1977).

De acordo com FURNAS à época, a empresa possuía em seus projetos de linha de transmissão os cabos para-raios diretamente conectados às torres de transmissão. Com o crescimento da demanda por energia, fato que levou as linhas a transportarem cada vez valores maiores de potência, a corrente nos condutores fase foi sendo aumentada consideravelmente. Como consequência, também foram aumentadas as correntes induzidas nos cabos para-raios, com valores calculados de perdas da ordem de 1,3 kW/km em linhas de 765 kV com carga de 2000 MVA, o que obrigou que a empresa considerasse a instalação dos cabos para-raios isolados.

As primeiras experiências de FURNAS foram de aterrar os cabos para-raios apenas nas extremidades e fazer a transposição deles em alguns pontos com o objetivo de reduzir as tensões induzidas nesses condutores. Através de cálculos realizados para os níveis de tensão máximos suportados pelos isoladores (1400 V), as linhas com comprimento de até 100 km deveriam ter três transposições. As linhas com até 200 km deveriam possuir seis transposições. Quando da aplicação desse critério, acabou sendo registrado um número alto de isoladores danificados (chamuscados). Isso provocava um deslocamento constante

das equipes de manutenção para realização de serviços corretivos.

Essa situação levou a empresa a realizar medições para verificação das tensões induzidas. Constatou-se que em alguns pontos essas tensões eram maiores que as máximas permitidas. A diferença entre a tensão calculada e a medida foi explicada pela diferença que residia entre o vão utilizado para o cálculo e o vão “in-loco”. Outra questão foi ter sido desprezada a tensão eletrostática e um número de transposições insuficientes, já que o comprimento da linha era superior a 200 km. Para que fosse possível se reduzir essas tensões, os cabos para-raios tiveram seu segmento descontinuado, isolados e aterrados próximo ao centro do vão seccionado.

Através de novos cálculos de tensão induzida, ficou determinado que para as linhas de 345 kV, o comprimento máximo segmentado deveria ser 35 km, mas que para novas linhas, por razões de segurança, esse comprimento se limitaria a 20 km. Para linhas de 500 kV o valor adotado máximo do segmento foi de 10 km. Nesse momento todas as linhas, em operação ou em fase de projeto, passaram a ter trechos isolados com aterramento central.

Após a aplicação dessas medidas foram realizados novos ensaios e os valores medidos de tensão estavam dentro de uma faixa aceitável. Ainda da experiência de FURNAS na sua linha de transmissão de 500 kV Maribondo-Araraquara, registrou-se a queda do cabo para-raios nas torres 357 e 479, causadas pela falha do isolador que sustentava esse cabo.

Inspeções realizadas revelaram que na torre 479, além da queda de um cabo para-raios , havia também a ocorrência de um arco continuo sobre o isolador do outro cabo para-raios. Como medida de correção, os isoladores foram trocados e foi feito *jamperes* da torre 475 que estavam faltando. Acabou sendo constatado que o trecho entre as torres 475 e 479 estavam sem o devido aterramento, conforme projeto, o que implicava em uma tensão maior que a suportável pelos isoladores especificados.

Situação similar ocorreu na torre 357, e nesse caso não havia sido feito os *jamperes* da torre 350. Como consequência desses eventos, foram realizados ensaios para se medir a tensão no segmento onde houve a queda dos cabos. Ficou provado que os valores de tensão estavam próximos dos valores de projeto após as medidas corretivas e que a operação normal dos isoladores estava garantida. Os isoladores retirados de campo foram encaminhados para o Instituto de Pesquisas Tecnológicas (ITP) e ao instituto de eletrotécnica da Universidade de São Paulo (USP) para testes (NIGRI; ASSUNÇÃO, 1977).

A experiência de FURNAS com cabos para-raios isolados, desde a concepção, projeto, implementação e manutenção, gerou as seguintes recomendações internas, como fundamentais para essa aplicação (NIGRI; ASSUNÇÃO, 1977):

- Inspeção nas torres que deveriam ter seccionamento e aterramento;
- inspeção nos pontos de ancoragem para constatação da instalação de *jamperes*;

- inspeção para que não houvesse mais de um ponto aterrado nos trechos seccionados;
- constatação do aterramento dos pórticos das subestações.

Para linhas que já estavam em operação, as seguintes recomendações foram criadas:

- Inspeção para verificar o estado de conservação de conexões e pontos de aterramento;
- substituição de isoladores em torres de ancoragem que apresentassem qualquer sinal de chamuscamento;
- substituição de isoladores em torres de suspensão que apresentassem qualquer sinal de dano na cimentação;
- substituição de isoladores do lado interno do final de segmentos de trechos seccionados que fossem identificados sem o aterramento intermediário, mesmo que esses isoladores apresentassem um bom estado de conservação.

Atualmente a solução adotada por FURNAS tem sido, já desde o final da década de 1970 e início da década de 1980, o esquema que adota os cabos para-raios isolados, seccionado por trechos, com a instalação de um aterramento na torre localizada no centro e com o isolador protegido através de um centelhador. Em linhas com tensão de 345 kV o trecho adotado de seccionamento é de 10 km e para linhas de 500 kV é 5 km. Esses valores são adotados para limitar as tensões que são induzidas a valores suportáveis pelos isoladores. (OLIVEIRA *et al.*, 2001).

Entre outras empresas, no Nordeste a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), também se interessou pela redução de perdas nos cabos para-raios, criando inclusive projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D) com o CEPEL para criação de métodos e técnicas para reduzir as perdas de potência em cabos para-raios OPGW (DOMINGUES; PINTO; RÉGIS JÚNIOR, 2005).

Para a CHESF, a utilização dos cabos para-raios OPGW pode incorrer em alguns problemas como a perda da proteção devido ao desnível de flechas entre os cabos OPGW e EHS e a elevação das perdas devido ao fato de que esses condutores não serem facilmente seccionados (DOMINGUES; PINTO; RÉGIS JÚNIOR, 2005).

Por considerar o uso de cabo OPGW seccionado bastante complicado, e por questões operacionais, pois, aumenta os níveis de exigência de manutenção devido aos cuidados necessários com a fibra óptica, portanto, de difícil proposição, prefere-se, no caso CHESF, fazer avaliação das diversas possibilidade de conexão e colocação de impedâncias entre cabos para-raios e estruturas que darão suporte (DOMINGUES; PINTO; RÉGIS JÚNIOR, 2005).

Uma alternativa também considerada pela CHESF é avaliar a posição do cabo para-raios. Essa avaliação tem como finalidade minimizar a quantidade de desligamentos, quando atingidas por descargas atmosféricas, mas também reduzir as perdas causadas pelas correntes induzidas no sistema (DOMINGUES; PINTO; RÉGIS JÚNIOR, 2005).

Apesar dos esforços que vem sendo feitos, ainda hoje, as pesquisas que possuem como foco principal a corrente induzida em cabos para-raios e as características das perdas de energia devido à instalação destes cabos aéreos não são suficientes para esgotar este tema de estudo (WANG *et al.*, 2014).

As pesquisas devem avançar na direção para que se tenha a devida atenção aos aspectos quantitativos das correntes induzidas e perdas de energia tanto em cabos OPGW e/ou da tensão induzida em cabo EHS (WANG *et al.*, 2014).

1.3 OBJETIVO GERAL

O objetivo desta tese é apresentar uma alternativa nova para redução de perdas em cabos para-raios em linhas de transmissão aérea com base na condutividade dos cabos para-raios.

1.3.1 Objetivos específicos

- Avaliar os efeitos provocados pela indução de corrente e tensão em cabos para-raios, sobretudo sob aspecto das perdas elétricas;
- investigar as configurações comumente utilizadas de instalação dos cabos para-raios avaliando os pontos positivos e negativos;
- propor uma alternativa nova capaz de reduzir as perdas em cabos para-raios sem necessidade de isolação destes cabos;
- testar computacionalmente a nova alternativa apresentada para comprovar se há alteração do desempenho da linha de transmissão face à alternativa proposta.

1.4 CONTRIBUIÇÕES DA TESE

Com a elaboração desta tese se pretende produzir como contribuições principais:

- Identificação dos efeitos negativos, no que diz respeito ao isolamento dos cabos para-raios, em regime temporário de curto-circuito, principalmente ;
- simulação dos efeitos temporários e transitórios sob uma linha de transmissão com cabos com condutividade reduzida ;

- consignar uma alternativa testada computacionalmente, capaz de ser implementada com testes *indoor (em laborátorio)* e *outdoor (em campo).*

1.5 METODOLOGIA

O uso de programas de computador (softwares) se constitui em uma ferramenta de apoio essencial e colabora para entendimento e interpretação das diversas grandezas envolvidas no processo de busca e aferição das melhores alternativas de sistemas, balizando-se adequadamente através de experimentos laboratoriais para validação dos resultados alcançados e/ou medidos em campo. Nessa perspectiva, a metodologia que será utilizada, de acordo com o método científico, seguirá as seguintes etapas:

- Observação: as perdas em cabos para-raios em linhas de transmissão impactam economicamente a sociedade.
- Hipótese: as perdas em cabos para-raios tem sido ignoradas por serem consideradas desprezíveis e as técnicas utilizadas para sua redução, entre elas o isolamento dos cabos, não representa para os profissionais da área uma opção para ser analisada nos projetos. Contudo, existem opções ao isolamento de cabos para-raios ainda não avaliadas.
- Experimentos: estudo de situações reais e modelagem computacional.
- Análise: precisar critérios e aperfeiçoamento da tecnologia existente para melhoria dos resultados. Viabilidade técnica testada computacionalmente.
- Conclusão: apresentação de resultados que corroboraram ou refutam a hipótese. Se preciso, reformular hipótese.

1.6 ORGANIZAÇÃO TEXTUAL

Este texto apresenta, além do capítulo introdutório, dois capítulos de desenvolvimento da teoria necessária para a contextualização e compreensão do problema em questão, modelo físico-matemático, compreensão da tecnologia e principais impactos na sociedade.

No Capítulo 2, é apresentada a fundamentação teórica básica. Dentre os assuntos abordados, são discutidos: os principais conceitos relacionados às linhas de transmissão aéreas, cabos para-raios em linhas de transmissão aérea, metodologia de cálculo das correntes e tensões induzidas, perdas elétricas nos cabos para-raios. Além disto, é discorrido o modelo do segmento da transmissão no Brasil que desestimula a busca por redução de perdas na transmissão.

No Capítulo 3, é apresentada uma evolução histórica da pesquisa, baseado sobre redução de perdas em cabos para-raios em linhas de transmissão aérea, com ênfase nas

principais técnicas ou métodos utilizados com este objetivo. No final do capítulo, é destacado o diferencial desta pesquisa com relação aos estudos que constam na literatura.

No Capítulo 4, são descritos o material e métodos empregados nas simulações computacionais, com o objetivo de avaliar o desempenho da alternativa proposta neste trabalho comparativamente com o modo tradicional dos cabos para-raios .

No Capítulo 5, são apresentados os resultados referentes às simulações computacionais, seguindo uma sequência metodológica de avaliação de comparativa.

No Capítulo 6, são apresentadas as conclusões da pesquisa e as propostas para trabalhos futuros. Além disso, é apresentada uma lista dos trabalhos publicados e submetidos referentes ao tema de cabos para-raios.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O objetivo deste capítulo é apresentar um panorama histórico, funcional e legal do segmento da transmissão no Brasil. Em se tratando de um país de dimensões continentais, é de esperar que as linhas de transmissão e o mercado de transmissão de energia tenham um papel fundamental na história e desenvolvimento da nação, mas que, ao mesmo tempo, se apresente altamente complexo tanto do ponto de vista técnico como regulatório.

O sistema tal qual está posto apresenta vantagens e desvantagens. O intuito é traçar um panorama de como o tema desta tese se relaciona com os aspectos de perdas e com as questões ambientais dos empreendimentos. No final, chama-se a atenção para onde estão alguns dos obstáculos para que o sistema possa ser mais eficiente.

Também é feito neste capitulo uma revisão geral sobre a tecnologia aplicada na utilização de cabos para-raios em linhas de transmissão e mostrar a modelagem de linhas com cabos para-raios e como é feita a determinação dos parâmetros elétricos da mesma. Tem também por objetivo mostrar como é feito o cálculo das correntes induzidas em cabos para-raios no caso de sistemas muiti-aterrados ou das tensões induzidas no caso de cabos para-raios com isolamento. Também pretende mostrar quais as técnicas usuais utilizadas para reduzir os efeitos desses fenômenos em linhas.

Por fim, é abordado o assunto de resistividade e condutividade dos materiais em termos do seu IACS .

2.1 INTRODUÇÃO

O modelo atual do segmento da transmissão no Brasil é o resultado de dezenas de anos de evolução econômica e histórica que se confundi com a própria história do país. Se registra, propriamente dito, nos anos de 1930 com o capital privado e estrangeiro, sistemas isolados e independentes, localizados nos centros urbanos e quase sem nenhuma regulação (GOMES, 2012).

Após a revolução de 1930, a partir da criação do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE) em 1939, se iniciaram os primeiros passos na direção da intervenção do Estado no setor. Os principais marcos da evolução do setor até os anos noventa foram (GOMES, 2012):

- Até os anos de 1930 - Sistemas isolados dominados por empresas estrangeiras.
- 1939 – Inicio da intervenção estatal (Criação do CNAEE). Regulamentação;
- 1945 – Criação da Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF). Intervenção direta na geração e transmissão;
- 1960 – Criação do Ministério de Minas e Energia (MME);

- 1961/62 – Surgimento da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS). Modelo de Holding. Subsidiárias: CHESF e Furnas Centrais Elétricas S.A. (FURNAS);
- 1964/73 – ELETROBRAS compra concessionárias da Amforp e repassa aos Estados. Criação da Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (ELETROSUL). Criação da Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (ELETRONORTE). Unificação de sistemas;
- anos 1970 – ELETROBRAS protagoniza papel no setor elétrico (Usinas de grande porte, LTs de A.T e E.A.T). Responsabilidade pela construção e operação de sistemas supraestatuais. Divisão clara de quatro regiões geoelétricas. Criação do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). Finalização do processo de nacionalização. Modelo estatal consolidado;
- anos 1980 – Crise econômica. Aumento da dívida externa com política de cortes de gastos. Redução artificial de tarifas como medida de controle da inflação. Enfraquecimento dos investimentos;
- anos de 1990/98- Criação do Programa Nacional de Desestatização (PND) com intuito de trazer capital privado ao setor.

A grande reforma do setor elétrico, iniciada no final dos anos de 1980 e começo da década de 90, levaria o segmento a passar por grandes mudanças estruturais.

Com a criação da lei nº 9.648 de 1998 e do decreto n.º 2.655 do mesmo ano foram introduzidas mudanças que modificariam as características do setor da transmissão brasileiro. Dentre essas modificações destacassem (GOMES, 2012):

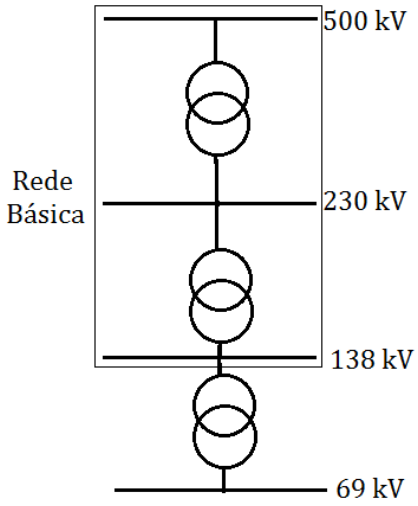
- A desverticalização dos segmentos da geração, transmissão e distribuição com separação física e comercial;
- o negócio da transmissão passou a ser um negócio independente e fortemente regulado;
- critérios de condições para o livre acesso à rede de transmissão permitindo a comercialização entre geradores e distribuidores em quaisquer pontos da rede;
- criação do Operador Nacional de Sistema Elétrico (ONS) para supervisionar o SIN (Sistema Elétrico Nacional).

Com a Resolução nº 245/1998 da Agencia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que criou a rede básica ficou determinado que as instalações com tensão igual ou superior a 230 kV, constituídas pelas linhas de transmissão e subestações, integrariam essa rede, desde que oriundas de concessão de serviço público (GOMES, 2012).

Em 2004 a Resolução nº 67 da ANEEL atualizou todo conceito de Rede Básica e do SIN e definiu que as instalações que pertenceriam à Rede Básica e o SIN seriam

as linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação com tensão igual ou superior a 230 kV e transformadores de potência com tensões secundária ou terciária inferior a 230 kV (GOMES, 2012). A Figura 6 exemplifica a Rede Básica:

Figura 6 – Rede Básica do SIN.



Fonte: Gomes (2012).

2.1.1 Perdas no sistema

As distribuidoras recebem a energia dos agentes supridores (transmissoras, geradores ou outras distribuidoras), e entrega essa energia aos consumidores finais, sejam eles residenciais, comerciais, rurais, industriais ou pertencentes às demais classes de consumidores. Todavia a energia medida pelas distribuidoras em suas unidades consumidoras será sempre menor que a energia recebida dos agentes supridores. Essa diferença é denominada de “perda de energia” e é segregada conforme sua origem. É de responsabilidade da ANEEL definir sempre que há uma revisão tarifária um referencial regulatório de perdas que considere o desempenho da concessionária nos segmentos de perdas (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2018c).

As perdas na Rede Básica são externas ao sistema de distribuição, e consequentemente das concessionárias, e tem origem somente técnica. Já as perdas na Distribuição podem ser de natureza técnica ou não (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2018c).

As perdas da Rede Básica, ao qual estão incluídas as linhas de transmissão, como já dito, são de natureza somente técnica e ocorrem entre a geração de energia elétrica nas usinas até o limite dos sistemas de distribuição. Essas perdas são apuradas mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, conforme os dados da medição da geração e a energia entregue às redes de distribuição sendo o custo rateado em

50% para geração e 50% para o consumo (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2018c).

Desta forma a ineficiência na transmissão é cobrada aos consumidores e geradores de energia na forma de repasse aos valores das tarifas de energia e isso não colabora para a modicidade tarifária, penalizando então a todos os usuários da rede elétrica.

A modicidade das tarifas é o princípio no qual se busca as menores tarifas possíveis da prestação de um serviço público, como principio, pela prestação de um serviço adequado (GONÇALVES, 2013).

2.1.2 Modelo de contratação de novas instalações

A atual sistemática adotada para novos processos de outorga para o setor da transmissão prevê um processo que pode ser realizado através de mecanismos de licitação ou autorização. No mecanismo de licitação podem ser encontradas a modalidade de concorrência ou leilão. Nesse modelo atual da transmissão, desde o ano de 2001, as novas instalações de transmissão são realizadas através de processo licitatório, cuja modalidade é o leilão, na forma de lotes e onde as empresas ou sociedades de propósito especifico apresentam propostas, vencendo o leilão aquele que ofertar a menor receita pretendida e no caso de reforços, para instalações já existentes, a outorga é feita através de autorização emitidas pela ANEEL e em quaisquer dos casos o investimento é feito pelo concessionário que será remunerado através da Receita Anual Permitida. (TOLMASQUIM, 2015) (AQUINO, 2010).

A Receita Anual Permitida, ou simplesmente RAP, é a remuneração própria que cada transmissora recebe pela disponibilidade de suas instalações, paga somente a partir da entrada em operação, em valores mensais equivalentes a um duodécimo do valor total anual (TOLMASQUIM, 2015).

A RAP é determinada, principalmente, pelos custos do capital investido, pelo fator de depreciação associado e custos vinculados à operação e manutenção das instalações. A revisão da RAP ocorre a cada cinco anos e os reajustes são anuais com base no IGP-M para concessões realizadas até 2006 e pelo IPCA de 2006 em diante (TOLMASQUIM, 2015).

Durante o processo de preparação para o certame a ANEEL agrupa as instalações em lotes, tendo cada lote um prazo de implantação e um valor-teto chamado de RAP-teto e o proponente que ofertar o maior deságio em relação a RAP-teto fará jus ao direito dessa concessão por 30 anos (TOLMASQUIM, 2015).

O valor total da RAP será recebido pela transmissora, de uma forma geral, segundo o modelo atual, desde que as instalações estejam disponíveis durante todo tempo a serviço do SIN. Quando as instalações ficam indisponíveis as transmissoras são penalizadas através de um desconto na sua respectiva RAP, desconto esse denominado de Parcela Variável (PV)

pela não prestação adequada do serviço público de transmissão (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2015a; AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2016a)

O serviço público de transmissão de energia elétrica está, conforme modelo atual, atrelada única e exclusivamente à disponibilidade ou não das instalações por parte das transmissoras.

A lei n° 9.074/95 estabeleceu o livre acesso ao sistema de transmissão por parte de qualquer agente gerador ou consumidor bem como as regras específicas para o sistema de outorga e prorrogação das concessões e das permissões de serviço público de energia elétrica (CAMPOS, 2010) (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA DO BRASIL, 1995).

A lei n° 9.074/95 também permitiu, à época, que as concessões existentes fossem prorrogadas por prazo limitado a trinta anos, podendo ser prorrogado no máximo por igual período, determinado e que as novas instalações fossem realizadas no formato de outorga já devidamente bem desmembrada as atividades de geração, transmissão e distribuição (CAMPOS, 2010) (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA DO BRASIL, 1995).

Vale ressaltar um importante capítulo na história recente do setor elétrico brasileiro começou a ser escrito com a Medida Provisória 579/2012 que depois se transformou a Lei n° 12.783/2013, que renovou de forma antecipada as concessões de empresas de transmissão desde que elas aceitassem ter os preços definidos pela ANEEL com o intuito de reduzir o custo final da energia. A medida estabeleceu que os ativos das transmissoras anteriores ao ano 2000 já estavam, por imposição, completamente amortizados, sem direito, portanto, a qualquer indenização (SENADO FEDERAL, 2015) . Essa medida impôs efeitos às empresas transmissoras que ainda repercutem no fluxo de caixa dessas empresas.

2.1.3 Leilões de Transmissão

O formato adotado para o setor de transmissão é o chamado modelo revenue-cap, também chamado método da receita limite que regula o máximo de renda permitida que as empresas podem ter e tem como motivação fazer com que a empresa maximize seus lucros através da minimização dos custos para um faturamento a qual fará jus, estabelecida no Contrato de Concessão, a qual a concessionária recebe para dispor das instalações, independente da quantidade de energia transportada ao logo da linha tratando as empresas sócias em um grande mercado onde não há concorrência durante o período de operação por ser considerado como um monopólio natural (NASCIMENTO, 2012; ZANINI, 2004; BORDEAUX; PINTO JUNIOR; SANTANNA, 2012).

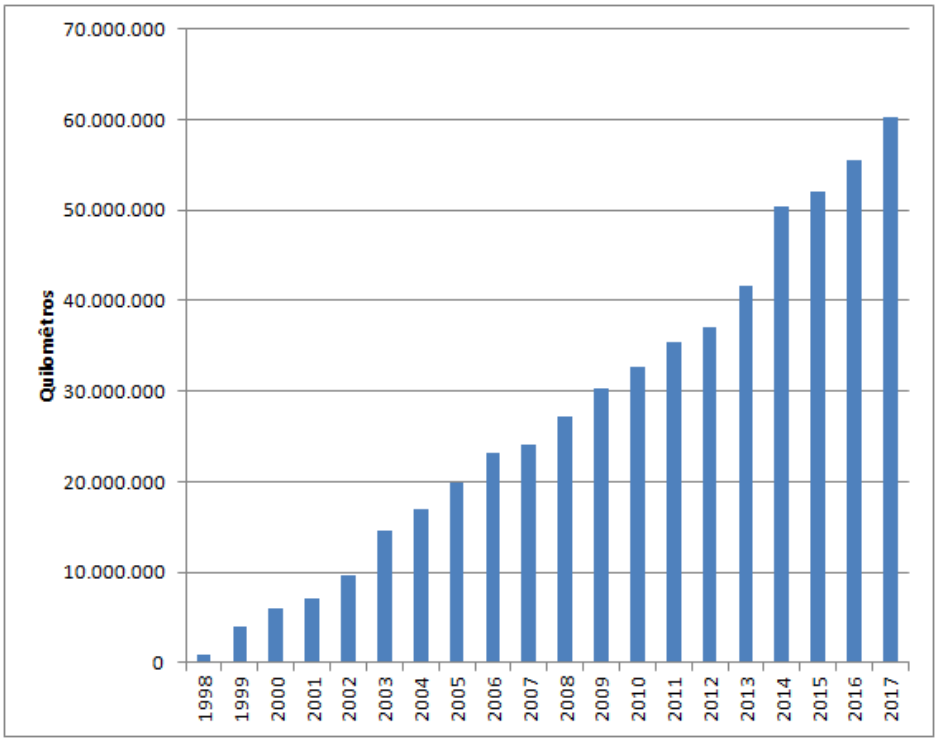
A RAP deve remunerar as empresas do sistema de transmissão pelos custos fixos e variáveis e bem como o capital aplicado (BORDEAUX; PINTO JUNIOR; SANTANNA, 2012).

O editais de leilão, de acordo com que diz o artigo 18A da Lei n° 8.987/1995, são elaborados com a inversão da ordem de fases de habilitação e julgamento e nessa

modalidade não há necessidade de pré-qualificação das empresas que irão participar do leilão e somente após essa etapa é exigido que a(s) empresa(s) vencedora(s) apresentem os documentos necessários à habilitação. Vencerá a(s) empresa(s) que apresentarem o maior deságio em relação a RAP-teto (GOMES, 2012).

Os mecanismos de seleção, licitação e contratação de novos empreendimentos de linhas de transmissão permitiram que nos últimos anos o Brasil experimentasse um incremento ano após ano considerável nas suas instalações de transmissão conforme dados da ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2018b), como pode ser visto na Figura 7:

Figura 7 – Acréscimo anual das linhas de transmissão em quilômetros.



Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2018).

2.1.4 Sistemática de remuneração e penalização das transmissoras

As transmissoras são punidas na sua remuneração ao qual fazem jus, a sua respectiva RAP, quando por algum motivo, não disponibilizam seus ativos, os quais formam as Funções Transmissão (FT). A resolução ANEEL nº 729 de Junho de 2016, que substituiu a Resolução Normativa ANEEL n. 270, de 26 de junho de 2007 (REVOGADA), estabelece as disposições gerais no que diz respeito à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade e à capacidade operativa das instalações das empresas concessionárias do serviço de transmissão e que integram a Rede Básica. A

resolução nº 729/2016 estabelece a Parcela Variável (PV) e o “Adicional à Receita Anual Permitida – RAP”. A PV é definida como sendo a parcela a ser subtraída da receita da transmissora em função da não prestação adequada do serviço público de transmissão e a “Adicional à Receita Anual Permitida – RAP” é o valor a ser adicionado à receita anual da transmissora que apresenta desempenho superior e possui recursos oriundos exclusivamente da PV que foi deduzida das demais transmissoras (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2015a).

Sob esse aspecto, o modelo vigente penaliza ou não financeiramente as empresas de transmissão, utilizando como único critério, a disponibilidade de suas instalações.

Para melhor compreensão de como são aplicadas as parcelas variáveis, é preciso primeiramente entender o que vem a ser a “Função Transmissão (FT)”.

De acordo com a ANEEL, defini-se com sendo a “Função Transmissão (FT)”“ ou simplesmente FT o conjunto de instalações funcionalmente dependentes, considerado de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2015b)

Os descontos a serem feitos sobre as parcelas mensais, denominada “Pagamento Base – PB” (valor mensalmente que corresponde a duodécimos da RAP) podem ser (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2016b).

- Parcela Variável por Atraso na Entrada em Operação – PVA: parcela a ser deduzida do PB de uma FT devido a Atraso na Entrada em Operação da FT;
- Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI: parcela a ser deduzida do PB de uma FT por Desligamento Programado ou Outros Desligamentos;
- Parcela Variável por Restrição Operativa – PVRO: parcela a ser deduzida do PB de uma FT por redução da capacidade operativa da FT.

Das penalizações impostas às empresas transmissoras, a que traz consigo o maior prejuízo em relação ao PB é a PVI.

A penalização que tem como origem a PVI se baseia na aplicação de desconto no pagamento base (PB) em função da não disponibilidade, programada ou não, de ativos da transmissão (SILVA, 2016).

No que diz respeito à Resolução Normativa nº 729/2016, em julho de 2017, a ANEEL procedeu a abertura de Audiência Pública nº 38, com o principal objetivo de melhorar o marco regulatório. Como resultado efetivo dessa audiência, foi publicada a Resolução Normativa nº 782 de 19 de setembro de 2017 que modificou alguns critérios e o método de cálculo de PV (Parcela Variável).

Dentre as alterações mais importantes ressalta-se a extinção do “adicional de RAP”. Um dos motivos alegados é que foi verificado, ao longo do tempo, que este benefício vinha sendo aplicado para apenas para três transmissoras no Brasil (NEOENERGIA S.A., 2017).

Com a extinção do “Adicional à RAP” a legislação retirou o único mecanismo que previa um bônus de incentivo pela qualidade na disponibilização das instalações de transmissão e que não tinha custos aos agentes, pois, usava como fonte de recurso a receita da Parcela Variável por Indisponibilidade.

Ainda sobre os processos de remuneração das empresas de transmissão, os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) possuem uma função normativa e fazem uma consolidação da regulamentação sobre os processos tarifários. A estrutura do PRORET foi aprovada nos termos da Resolução Normativa nº 435/2011, sendo que estes procedimentos estão organizados em 12 módulos, que no que lhe concerne, está subdividido em submódulos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2018d)

O módulo nono do PRORET, denominado “Módulo 9 - Concessionárias de Transmissão” possui o “Submódulo 9.7 - “Implementação de melhoria e reforços em instalações sob responsabilidade de concessionárias de transmissão” revisão 1.1, possui como objetivos estabelecer os procedimentos para a implementação de melhorias e reforços em instalações de transmissão sob controle de concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica e as metodologias aplicáveis no cálculo da parcela adicional de Receita Anual Permitida – RAP exclusiva e devida as empresas para as quais houveram reforços em instalações existentes (ROCHA, 2013) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2018d).

O órgão regulador possui uma preocupação, de acordo com submódulo 9.7, em distinguir o que vem a ser uma manutenção, com objetivo de se manter um sistema em condições adequadas de operação, e uma reforma, que até certo de ponto vista possui basicamente um objetivo similar(TRENTO; SANTOS; ABREU, 2017) . Desta forma o parágrafo 13 do submódulo 9.7 do PRORET estabelece que (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2018d):

> “A parcela adicional de RAP associada a melhorias e reforços é calculada com base em parâmetros regulatórios e em custos-padrão. No caso de melhorias será avaliado se a receita atual já contempla a parcela associada ao empreendimento ou se há necessidade de estabelecimento de parcela adicional de receita.”

Esse é um processo que acontece onde seja verificado que há necessidade de reforço em instalações já existentes e que precisa ser aprovado e autorizado pela ANEEL para que a empresa transmissora possa realizar suas obras fazendo jus a receber a parcela adicional de RAP (TOLMASQUIM, 2015).

2.1.5 Tarifas

A divisão dos custos da RAP, da rede básica, que é a soma das RAPs individuais de cada uma das instalações transmissoras, de maneira geral, se dá pela alocação dos encargos na proporção de 50% para os produtores e 50% pelos consumidores (NERY *et al.*, 2012).

A metodologia atualmente utilizada para o cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST da rede básica é baseado no conceito de tarifas nodais onde cada usuário paga pelos encargos relativos especificamente ao ponto da rede (nó) da Rede Básica onde está se conectando e desta forma busca-se induzir com que os agentes produtores ou consumidores se conectem em pontos mais adequados do ponto de vista da utilização do sistema (TOLMASQUIM, 2015).

Há também outra TUST que utiliza a metodologia de selo-postal e é chamada de TUST de fronteira (NERY *et al.*, 2012).

A TUST pode ser então: A TUST da Rede Básica ($TUST_{RB}$) e a TUST de fronteira ($TUST_{FR}$). A ANEEL define cada uma da seguinte forma (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2004):

- $TUST_{RB}$: aplicável a todos os usuários do SIN;
- $TUST_{FR}$: aplicável apenas à concessionária ou permissionária de distribuição que utilize as instalações descritas no art. 3°, inciso II, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou que se conecte às instalações a que se refere o art. 4°, inciso III, em caráter compartilhado.

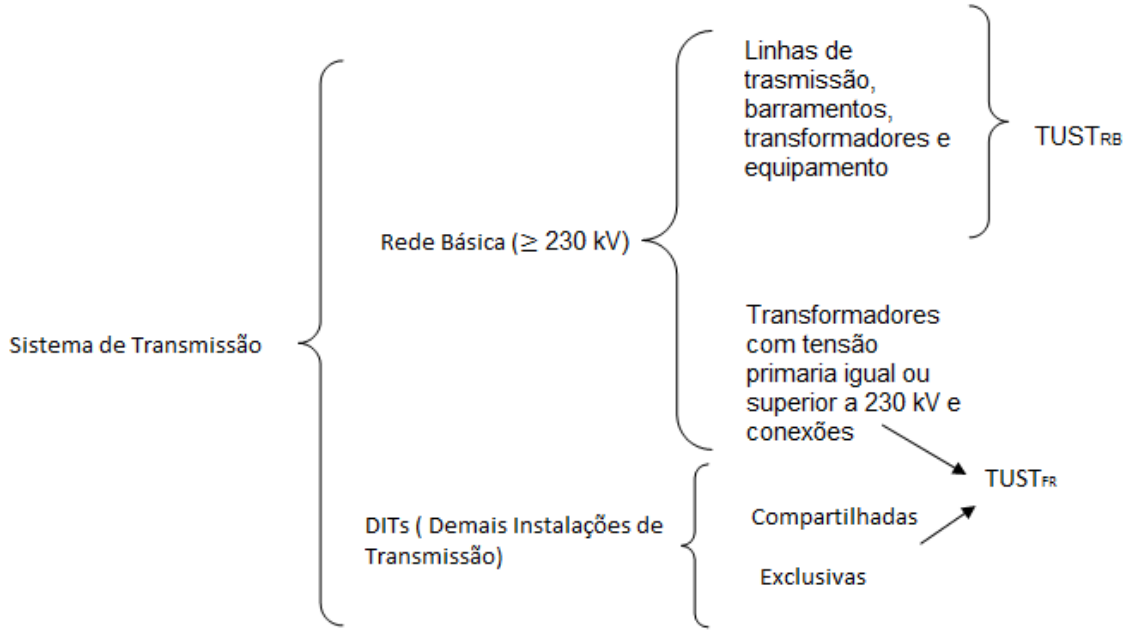
A Resolução N. 67/2004 da ANEEL criou $TUST_{FR}$a ser paga de forma e exclusivamente pelas concessionárias de distribuição de energia que se beneficiam diretamente dessa conexão através da ligação que utiliza os transformadores de fronteira, quer seja em caráter exclusivo ou compartilhado, e as chamadas DITs (Demais Instalações de Transmissão) (NERY *et al.*, 2012) .

São classificadas como DITs (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2004):

- Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso de centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de consumidores livres, em caráter exclusivo;
- instalações e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica e não definidos como instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais; e
- linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV, localizados ou não em subestações integrantes da Rede Básica.

Em resumo, as tarifas TUST, $TUST_{RB}$ e a $TUST_{FR,}$podem ser assim resumidamente entendida na Figura 8(GOMES, 2012):

Figura 8 – Remuneração das instalações de transmissão.



Fonte: Gomes (2012).

2.1.6 Desempenho das empresas transmissoras

O principal objetivo de uma empresa de transmissão é ter seus ativos, especialmente suas linhas de transmissão, disponíveis para utilização no sistema elétrico o máximo de tempo possível (GOMES, 2012).

Através da ANEEL e ONS, as empresas transmissoras acompanham constantemente a média anual da disponibilidade das instalações de transmissão, quais as formas da disponibilidade ser a máxima possível sem comprometer o equilíbrio financeiro e também se atentam para os indicadores de indisponibilidade das FTs (GOMES, 2012).

Durante o ciclo 2010/2011 a RAP total alcançou valores de R$ 12,7 bilhões e no mesmo período os descontos referentes a PV totalizou um valor de R$ 57 milhões, ou seja, 0,53%. Para esse ciclo a divisão da PV em instalações licitadas foi a apresentada na Tabela 1 (GOMES, 2012):

Tabela 1 – Parcela Variável (PV) descontada em instalações licitadas para o ciclo 2010/2011.

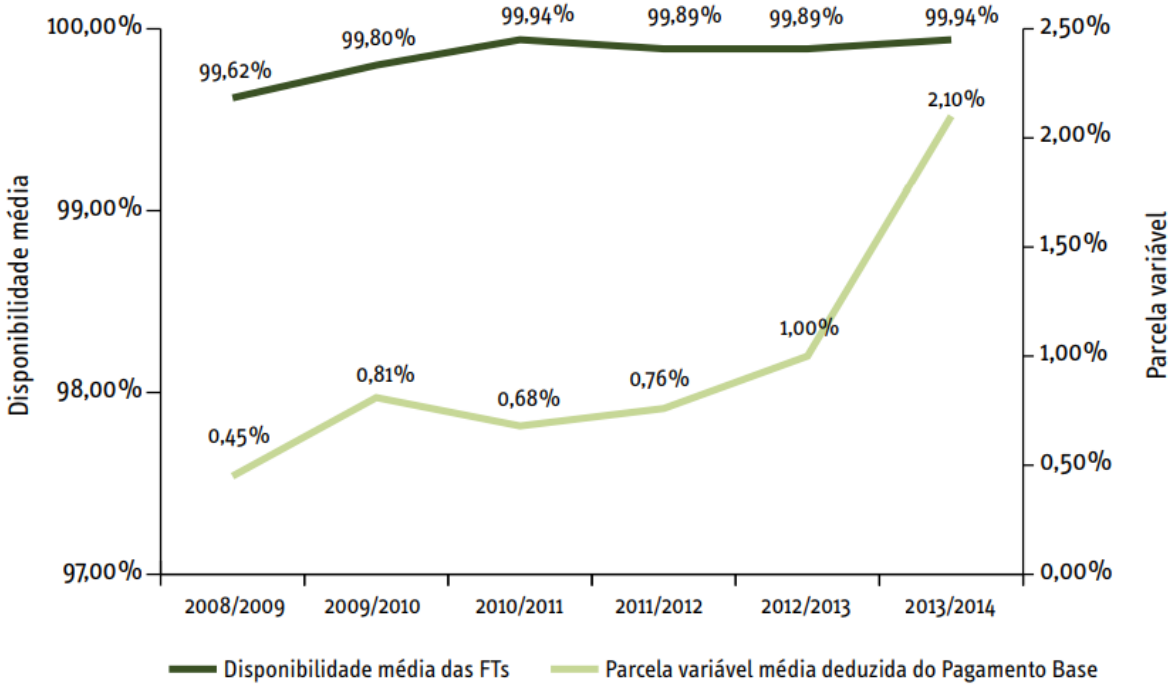
Função de transmissão (FT)	Desconto PV(R$)
Banco de capacitor	-
Compensação estática	122.548,14
Capacitor série	5.844.569,06
Compensador síncrono	-
Linha de transmissão	9.455.659,33
Módulo geral	4.383,11
Reator	568.827,55
Transformação	1.154.569,02
Total	17.150.556,21

Fonte: Roberto Gomes (2012).

Pode ser visto na Tabela 1 que a FT que causou a maior PV nesse ciclo foram as linhas de transmissão seguidas em segundo lugar, com um valor um pouco superior à metade da PV das linhas de transmissão, a compensação série.

Dados levantados para algumas empresas do setor (Celg, Cemig, Chesf, Copel, CTEEP, Furnas e Elecnor) para os ciclos 2008/2009 à 2013/2014 pode ser visto na Figura 9 (GOMES, 2012):

Figura 9 – Taxa de Disponibilidade e Parcela Variável.



Fonte: Gomes (2012).

Verifica-se através do gráfico da Figura 9 ter acontecido um aumento de disponibilidade das instalações de linhas de transmissão, o valor saiu de 99,888% para 99,939% para os ciclos 2012/2013 e 2013/2014, o valor da PV que foi deduzida do “Pagamento Base” conforme valores da Receita Anual Permitida das concessões dessas empresas, subiu em 110% (de 1,0% para 2,1%).

Isso aconteceu principalmente devido à mudança na legislação, em particular a aplicação da Resolução Normativa 270/2007 que trouxe consigo um aumento do valor da Parcela Variável a ser deduzida do “Pagamento Base” (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2015).

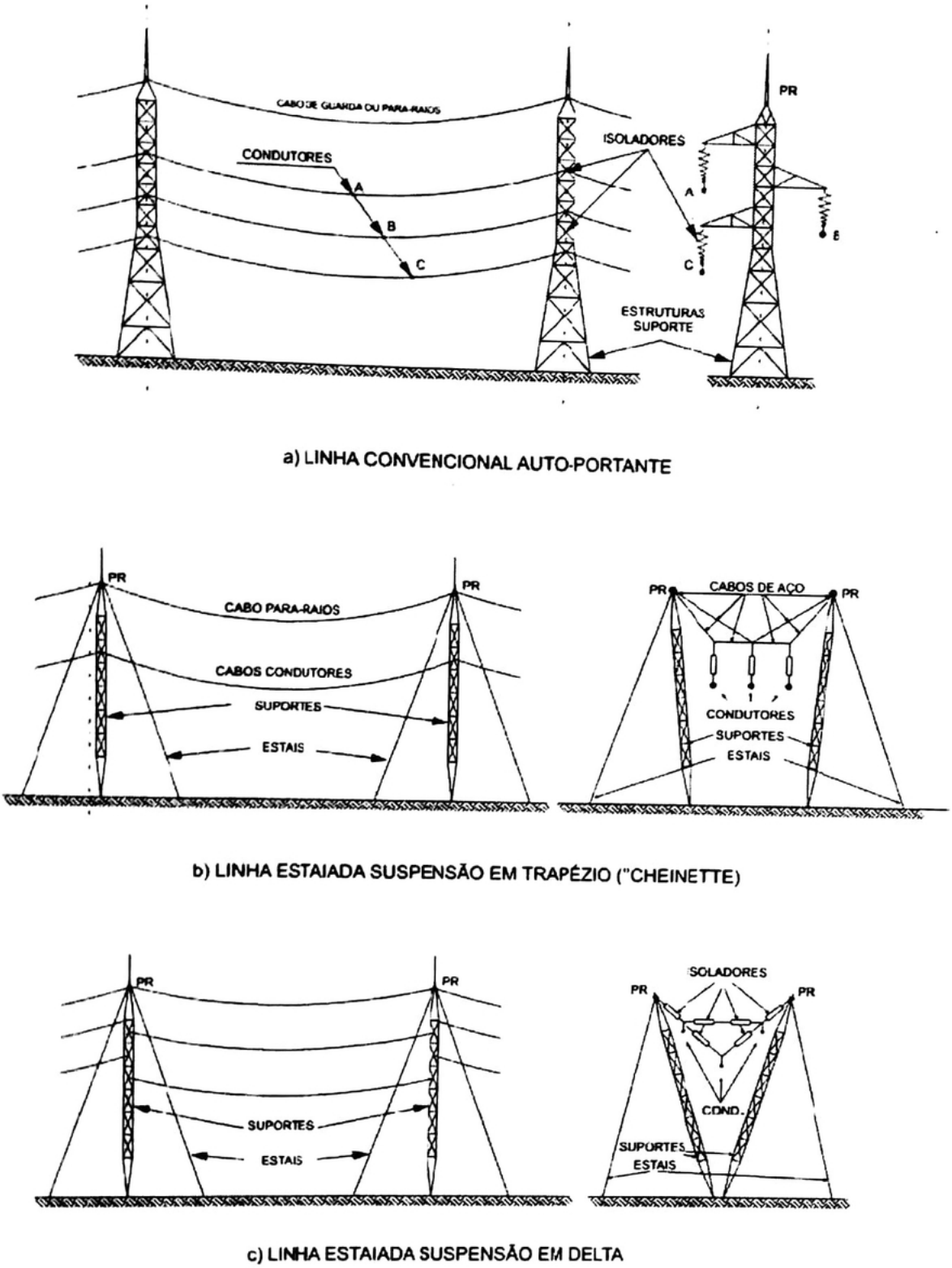
2.2 TECNOLOGIA DE APLICAÇÃO DOS CABOS PARA-RAIOS

As linhas de transmissão aéreas estão sujeitas a serem atingidas por descargas atmosféricas que constituem uma das principais razões de desligamentos não programados nessas instalações, pois, induzem tensões, quer seja por uma descarga direta ou indireta, sobre a linha de transmissão, que pode atingir valores altos e romper a rigidez dielétrica do meio, provocando um curto-circuito no sistema (PINTO, 2006).

Diante disso são instalados, para fazer à proteção contra os efeitos das descargas diretas sobre as linhas de transmissão, condutores denominados de cabos para-raios que tem à função de interceptar as descargas atmosféricas e direciona-lás para à terra. Sem

esses condutores de proteção as descargas atmosféricas atingiriam os condutores fase da linha de transmissão e com isso as sobretensões chegariam a valores bem mais altos do que o isolamento dos suportes das cadeias poderia suportar (FONSECA; CARDOSO; HAJDU, 1979). A Figura 10 mostra à disposição dos cabos para-raios em algumas estruturas utilizadas.

Figura 10 – Disposição de cabos em estruturas de linhas de transmissão típicas.



Fonte: Fuchs (2015).

Secundariamente os cabos para-raios também podem ser utilizados para fazer a transmissão de dados em sistemas de telemedição ou sistema de comunicação por onda portadora e nesses casos são separados dos suportes através de isoladores com uma

tensão disruptiva baixa para perder sua capacidade de isolação quando da ação de uma descarga atmosférica para que possam conduzir ao solo a descarga elétrica (FUCHS, 2015).

As principais categorias de cabos utilizados com a função de cabos para-raios são (FUCHS, 2015):

- Cordoalha de fio de aço zincado: No Brasil esses cabos são fabricados de acordo com a ABNT NBR 5908:1982 e podem ser do tipo HS, que possui resistência mecânica forte, e cabos EHS com resistência mecânica extra-forte. A zincagem, em geral, é feita à quente e é realizada com as categorias de espessuras A, B ou C, sendo o tipo A a mais comum. A especificação dessa classe de cabo é feita de acordo com a categoria de resistência mecânica, se HS ou EHS, classe de galvanização e diâmetro nominal.

- Cabos de Alumínio com Alma de Aço (CAA) : Empregados cabos do tipo CAA extrafortes são apropriados para utilização quando se deseja se empregar ondas portadoras.

- Cabos de aço-alumínio (Aluminum Clad ou Alumo-weld): Construídos com fios de aço do tipo extrafortes com revestimento de alumínio com camada espessa. São indicados para utilização em atmosferas agressivas.

Com o avanço da tecnologia, além dos cabos mencionados anteriormente utilizados como cabos para-raios, de modo a se explorar melhor as funções secundárias já citadas desses condutores em linhas de transmissão, ganhou espaço entre as empresas de transmissão a utilização dos cabos do tipo OPGW (Optical Ground Wire) para transmissão de informação através de fibra óptica. A introdução desse cabo contribuiu bastante para a redução de custos de comunicação das empresas e desta forma é cada vez mais comum encontrar instalações de linhas de transmissão que utilizam esses cabos (DUARTE, 2007). Esses condutores são, por regra, aterrados em cada estrutura para que se garanta uma melhor proteção e integridade física da fibra óptica do cabo (DUARTE, 2007).

Os cabos OPGW são construídos a partir de cabos ópticos que são revestidos por fios metálicos trançados,. Este tipo de cabo é formado por fibras ópticas que recebem um revestimento em acrilato, que são posicionadas em tubos preenchidos com gel, reunidos ao redor de um elemento central dielétrico protegido por fitas de enfaixamento, tubo de alumínio e uma ou duas camadas de fios metálicos. Os fios metálicos que constituem esses cabos podem ser de alumínio, liga de alumínio ou de aço galvanizado (PINTO, 2006). A Figura 11 apresenta um cabo OPGW (AFL GLOBAL, 2018).

Figura 11 – Cabo OPGW.

Fonte: AFL GLOBAL (2018).

2.2.1 Cabos para-raios multiaterrados

A maneira mais tradicional da instalação de cabos para-raios em linhas de transmissão é a qual os cabos são ligados ao solo em cada umas das estruturas ou utilizando a própria estrutura quando ela é metálica e todas as estruturas e, ou condutores de aterramento ficam conectadas ao solo através de elementos especialmente feitos para isso para que se possa garantir uma baixa resistência de aterramento (FUCHS, 2015).

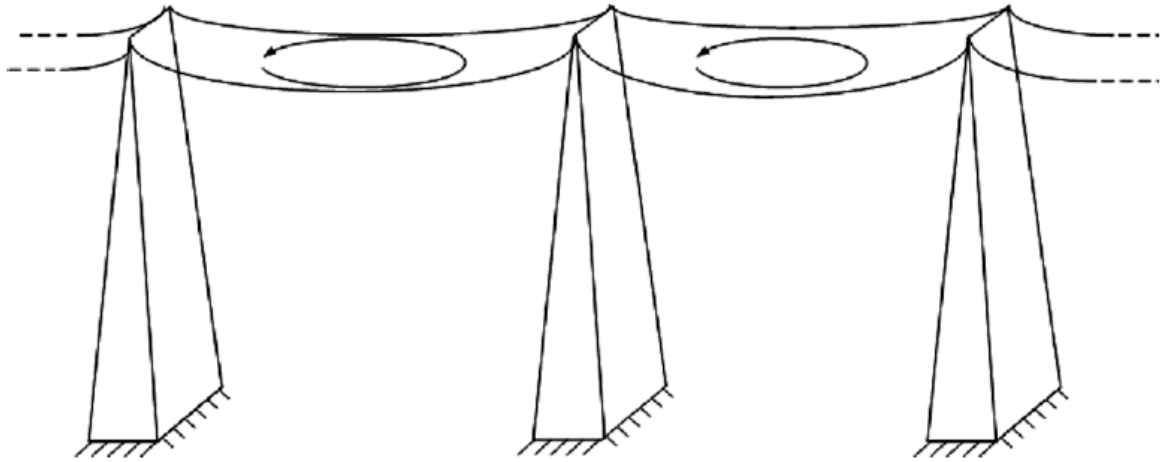
Alguns fabricantes de materiais elétricos como a Prymian S.A (PRYSMIAN, 2015) desenvolvem cabos, conexões e acessórios específicos para esse padrão de configuração de aterramento para o cabo para-raios. A Figura 12 apresenta uma situação em que um cabo para-raios do tipo OPGW está suspenso na estrutura da torre metálica de transmissão e aterrado nessa mesma estrutura.

Figura 12 – Aterramento de cabo para-raios.

Fonte: Prymian S.A (2015).

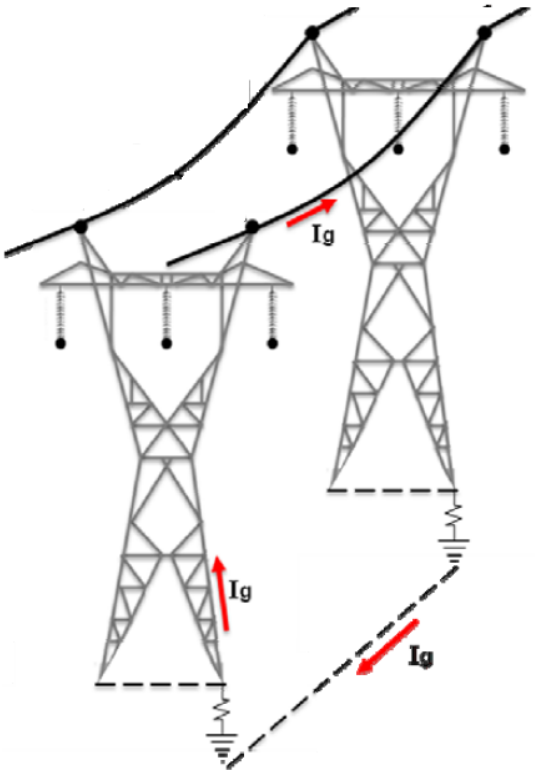
O grande inconveniente nessa forma de instalação é que se criam malhas que são compostas pelos cabos para-raios, estruturas e o solo (FUCHS, 2015). Na Figura 13 (RAMOS; HORTON, 2015) mostra onde podem circular correntes induzidas. Na Figura 14 (WANG *et al.*, 2014) é possível verificar os laços formados por essa instalação.

Figura 13 – Malha formada para circulação de corrente entre estruturas.



Fonte: Ramos e Horton (2015).

Figura 14 – Malha formada para circulação de corrente entre estruturas e o solo.

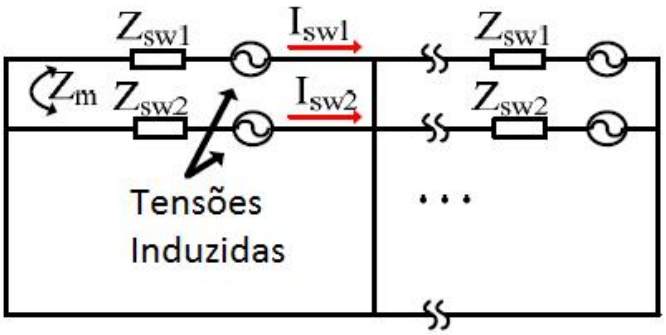


Fonte: Wang et al. (2015).

Em se tratando de um sistema em que há a presença de um circuito fechado para

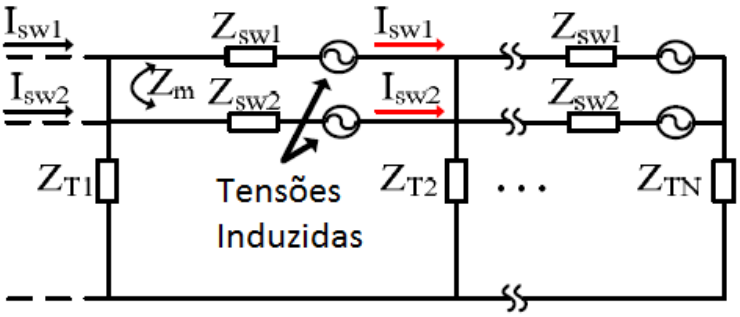
circulação de corrente, pode-se fazer uma análise do sistema como um circuito elétrico composto pelos cabos para-raios e torres adjacentes. A Figura 15 e a Figura 16 apresentam o circuito elétrico equivalente:

Figura 15 – Sistema multiaterrado e solidamente aterrado em cada torre.



Fonte: Wang et al. (2015).

Figura 16 – Sistema multiaterrado e aterrado em cada torre.



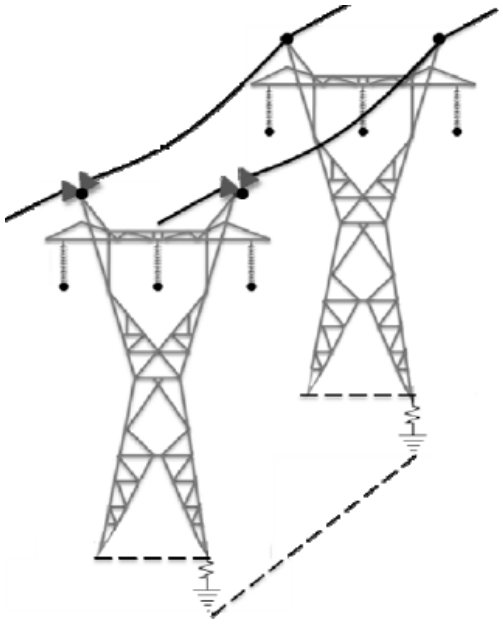
Fonte: Wang et al. (2015).

O circuito da Figura 15 difere do da Figura 16 se consideramos que exista uma impedância, por exemplo, da torre de transmissão, entre os cabos-guarda e o solo.

2.2.2 Cabos para-raios isolados

Com a finalidade de evitar que possa haver circulação de correntes em malhas formadas por cabos para-raios multiaterrados, pode-se conseguir através de isoladores, o isolamento dos cabos do solo, desde que os isoladores possam ter uma tensão de disrupção suficientemente pequena e que sejam equipados com centelhadores (FUCHS, 2015). A Figura 17 ilustra uma situação em que temos um esquema de cabos para-raios isolados:

Figura 17 – Eliminação de malha para circulação de corrente em cabos para-ráios com segmentação dos condutores.



Fonte: Wang et al. (2015).

Na situação em que os cabos para-raios estão instalados isolados na torre, ao serem atingidos por uma descarga atmosférica, aparecerá um arco voltaico no centelhador instalado em conjunto com o isolador que será responsável pela descarga da corrente até o solo sem prejuízo, portanto, para a sua função principal (FUCHS, 2015). A Figura 18 apresenta um dispositivo desses:

Figura 18 – Cadeia de isoladores com dispositivo centelhador.

Fonte: Ramos (2010).

Essa instalação, com seccionamento, se torna muitas vezes complicada se for considerado que no caso, por exemplo, dos cabos OPGW, as emendas em fibras ópticas devem ser evitadas, pois, envolvem um procedimento complexo e complicado além de necessitar de uma manutenção frequente (PINTO, 2006)(DUARTE, 2007).

Outra importante questão atrelada ao isolamento dos cabos para-raios é que os valores das tensões induzidas nesses condutores devem estar dentro de limites compatíveis com os isoladores e muito bem determinado pelo estudo de elevação de tensão (DOMINGUES; PINTO; RÉGIS JÚNIOR, 2005; NIGRI; ASSUNÇÃO, 1977) (WANG *et al.*, 2014).

2.3 PARÂMETROS DE IMPEDÂNCIA EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

Os parâmetros elétricos de uma linha de transmissão podem ser encontrados utilizando-se recursos tradicionais presentes na literatura ou recurso computacional. O cálculo tradicional de parâmetros utiliza equações que fazem uso de informações da linha como características de geometria dos condutores da linha, categorias de condutores utilizados, resistividade do solo ao longo da linha, etc. O recurso computacional, ou utilização de programas, faz utilidade normalmente de rotinas para mais rapidamente determinar esses parâmetros.

Os parâmetros que permitem construir o circuito elétrico que representará a linha de transmissão para avaliação de seu comportamento são: Indutância (L), em H/m; capacitância (C) em paralelo, em F/m; resistência (R), em Ω/m; e condutância (G) em paralelo, em S/m.

2.3.1 Metodologia tradicional de cálculo de parâmetros

A metodologia tradicional é aquela que faz uso das equações presentes na literatura para se determinar os parâmetros da linha de transmissão. Nas etapas que se seguem são apresentadas as equações utilizadas para determinação de parâmetros da impedância série.

2.3.1.1 Resistência

A resistência é o parâmetro que determina a perda série na linha de transmissão (FUCHS, 1977). O valor da resistência varia com a frequência e temperatura, por exemplo. A resistência em corrente alternada é definida como sendo (FUCHS, 1977):

$$r = \frac{p_c}{I^2}[\Omega/km] \tag{2.1}$$

Onde:

- p_c são as perdas em W/km;
- I é a corrente em A.

A resistência pode ser decomposta em três parcelas:

$$r = r_{cc} + r_a + r_{ad}[\Omega/km] \tag{2.2}$$

Onde :

- r_{cc} é a resistência que o condutor apresenta à passagem de corrente contínua [Ω/km];
- r_a é a resistência aparente que surge da existência dos fluxos magnéticos no interior dos condutores na corrente alternada [Ω/km];
- r_{ad} é a resistência aparente adicional [Ω/km].

A parcela referente à corrente contínua (r_{cc}) depende dos seguintes fatores (FUCHS, 2015):

- Natureza do material condutor, ou seja , sua resistividade ρ [Ω.m];
- comprimento (L) em metros e área de sua seção transversal (S) em mm².

A expressão que define r_{cc} é :

$$r_{cc} = \rho\frac{L}{S}[\Omega] \tag{2.3}$$

Considerando que a resistividade cresce com o aumento da temperatura, e essa variação é linear, dentro de certa faixa de valores, a correção de r_{cc} em função da temperatura pode ser determinada pela expressão:

$$\frac{r_{cc2}}{r_{cc1}} = \frac{T + T_2}{T + T_1} \tag{2.4}$$

Onde:

- r_{cc1}e r_{cc2}são as resistências medidas nas temperaturas T_1 e T_2,respectivamente.
- T é a constante que varia de acordo com a têmpera do material (T=234,5 para cobre recozido; T= 241 para cobre de têmpera dura e T=228 para alumínio de têmpera dura).

A parcela referente à corrente alternada (r_{ac}) depende do efeito pelicular que envolve equações complexas e um processo trabalhoso (FUCHS, 2015). Em muitos casos, para alguns cabos CAA (cabo de alumínio com alma de aço), o efeito pelicular pode ser desprezado e a resistência à corrente alternada pode ser considerada igual à corrente contínua.

Para se determinar o grau de influência da frequência sobre a resistência de um condutor, deve-se calcular a profundidade de penetração (δ) em [m] usando a expressão (FUCHS, 2015):

$$\delta = \sqrt{\frac{\rho}{\pi . f . \mu}} \tag{2.5}$$

Onde:

- ρ [Ω.m] é a resistividade,
- f [Hz]é a frequência à corrente alternada,
- μ [h/m] é a permeabilidade magnética total do material do condutor.

Se a profundidade de penetração for superior ao raio do condutor, o efeito pelicular pode ser desprezado.

2.3.1.2 Indutância

Os fluxos magnéticos internos e externos criados por uma corrente produzem como efeito total resultante em um condutor um valor de fluxo total dado pela expressão (FUCHS, 1977):

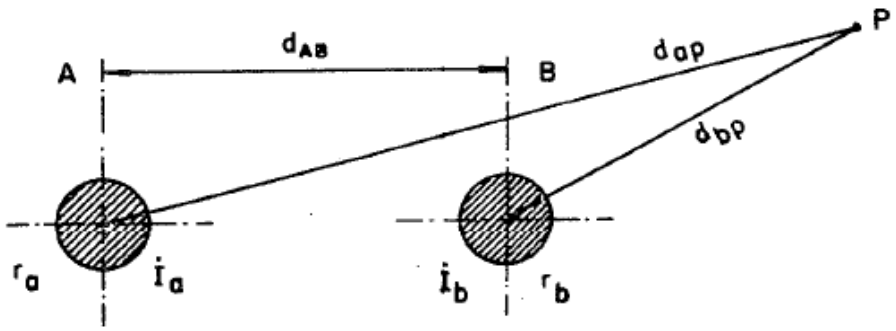
$$\emptyset = 2.10^{-7} . I . I \eta \frac{d}{r'} [V.s/m] \tag{2.6}$$

Onde:

- *I* é a corrente que percorre o condutor, em Amper;
- *d* é a distância em metros entre o centro do condutor percorrido pela corrente I e o centro de outro condutor paralelo ao anterior, sem corrente aplicada;
- r´= *0,7788r (para maioria dos casos)* – pode ser interpretada como sendo o raio de um condutor fictício, teórico, que , não possuindo fluxo interno, produz, no entanto, o mesmo fluxo total f que seria produzido pela corrente *I* ao percorrer o condutor sólido real examinado. Também é chamado de raio médio geométrico(RMG) do condutor;
- *r* é o raio do condutor percorrido pela corrente *I* , em metros.

Considerando dois condutores A e B cilíndricos, retilíneos, paralelos, isolados entre si, percorridos pelas correntes I_A e I_B separados de uma distância d_{AB} [m] e de raios r_a e r_b, conforme mostrado na Figura 19, o fluxo é determinado pela expressão (FUCHS, 1977):

Figura 19 – Sistemas de dois condutores paralelos.



Fonte: Fuchs (1977).

$$\begin{bmatrix} \phi_a \\ \phi_b \end{bmatrix} = 2.10^{-7} \begin{bmatrix} Ln\frac{1}{r'_a} & Ln\frac{1}{d_{AB}} \\ Ln\frac{1}{d_{AB}} & Ln\frac{1}{r'_b} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \end{bmatrix} [V.s/m] \tag{2.7}$$

A equação 2.7 pode ser reescrita no seguinte formato:

$$[\phi] = k[F][I] \tag{2.8}$$

Por definição, temos :

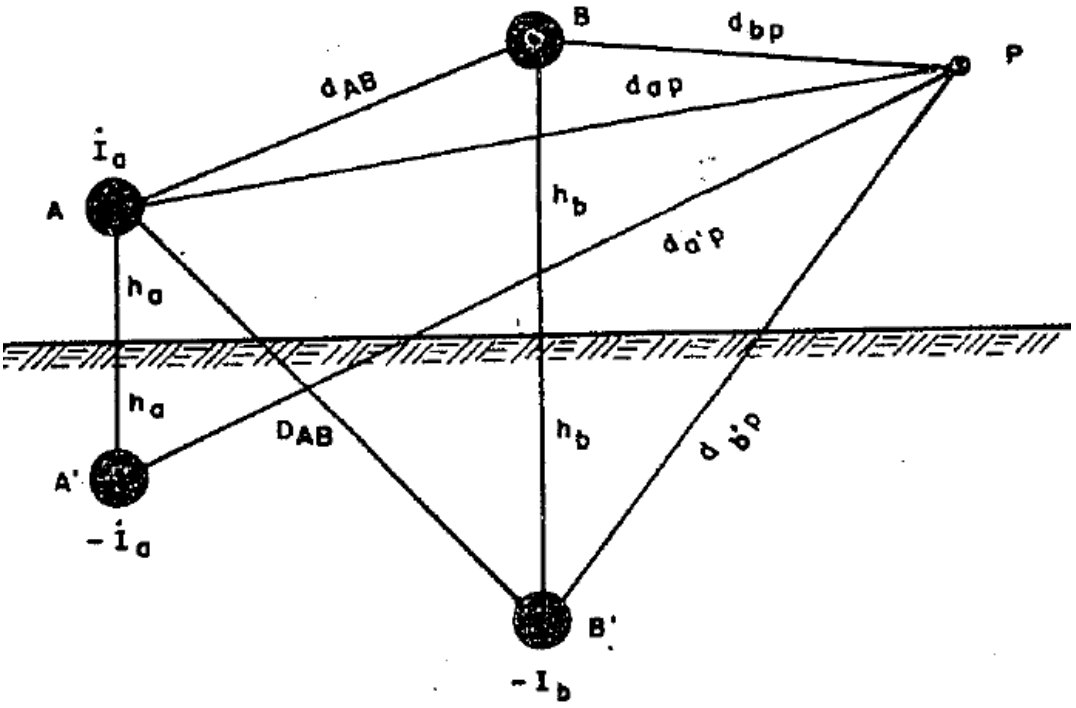
$$[\phi] = [L][I] \tag{2.9}$$

Pode-se reescrever, portanto, a equação 2.7 , para indutância, como:

$$\begin{bmatrix} L_a \\ L_b \end{bmatrix} = 2.10^{-7} \begin{bmatrix} Ln\frac{1}{r'_a} & Ln\frac{1}{d_{AB}} \\ Ln\frac{1}{d_{AB}} & Ln\frac{1}{r'_b} \end{bmatrix} [H/m] \tag{2.10}$$

Se o efeito do solo for considerado, de acordo com a Figura 20, a equação 2.10 se apresenta da seguinte forma:

Figura 20 – Dois condutores com retorno pelo solo.



Fonte: Fuchs (1977).

$$\begin{bmatrix} L_a \\ L_b \end{bmatrix} = 2.10^{-7} \begin{bmatrix} Ln\frac{2h_a}{r'_a} & Ln\frac{D_{AB}}{d_{AB}} \\ Ln\frac{D_{AB}}{d_{AB}} & Ln\frac{2h_b}{r'_b} \end{bmatrix} [H/m] \tag{2.11}$$

Para N condutores, a equação 2.11 tem a seguinte forma:

$$\Big[L\Big] = k \begin{bmatrix} Ln\frac{2h_a}{r'_a} & Ln\frac{D_{AB}}{d_{AB}} & Ln\frac{D_{AC}}{d_{AC}} & ..... & Ln\frac{D_{AN}}{d_{AN}} \\ Ln\frac{D_{AB}}{d_{AB}} & Ln\frac{2h_b}{r'_b} & Ln\frac{D_{BC}}{d_{BC}} & ..... & Ln\frac{D_{BN}}{d_{BN}} \\ Ln\frac{D_{AC}}{d_{AC}} & Ln\frac{D_{BC}}{d_{BC}} & Ln\frac{2h_c}{r'_c} & ..... & Ln\frac{D_{CN}}{d_{DN}} \\ Ln\frac{D_{AN}}{d_{AN}} & Ln\frac{D_{BN}}{d_{BN}} & Ln\frac{D_{CN}}{d_{CN}} & ..... & Ln\frac{2h_n}{r'_n} \end{bmatrix} [H/m] \tag{2.12}$$

O valor da constante k nesse caso é : $k = 12,5664.f.10^{-7}$

A matriz mostrada na equação 2.12 é simétrica em torno da diagonal e sua formação com coeficiente de campo é:

$$f_{ii} = k.Ln\frac{2h_i}{r'_i}[H/m] \tag{2.13}$$

$$f_{ij} = k.Ln\frac{D_{ij}}{d_{ij}}[H/m] \tag{2.14}$$

2.3.1.3 Impedância das linhas de transmissão

A impedância é a soma complexa da resistência à corrente alternada dos condutores com a reatância indutiva (FUCHS, 1977):

$$\dot{z} = r_c + j\omega L_s[\Omega/km] \tag{2.15}$$

Onde:

- r_c [Ω/km] é a resistência dos condutores de uma fase ou do cabo para-raios;
- L [H/km} é a reatância de uma fase ou do cabo para-raios.

A matriz de impedância é:

$$[Z] = \begin{bmatrix} \dot{z_{aa}} & \dot{z_{ab}} & \dot{z_{ac}}\ldots & \dot{z_{ar}} & \dot{z_{as}} \\ \dot{z_{ab}} & \dot{z_{bb}} & \dot{z_{bc}}\ldots & \dot{z_{br}} & \dot{z_{bs}} \\ \dot{z_{ac}} & \dot{z_{bc}} & \dot{z_{cc}}\ldots & \dot{z_{cr}} & \dot{z_{cs}} \\ . & & & & \\ . & & & & \\ . & & & & \\ \dot{z_{ar}} & \dot{z_{br}} & \dot{z_{br}}\ldots & \dot{z_{rr}} & \dot{z_{rs}} \\ \dot{z_{as}} & \dot{z_{bs}} & \dot{z_{bs}}\ldots & \dot{z_{rs}} & \dot{z_{ss}} \end{bmatrix} \tag{2.16}$$

Conforme foi demonstrado por Carson, o solo apresenta resistência e acoplamento magnético com os condutores metálicos de uma linha de transmissão aérea (FUCHS, 2015). Resultados obtidos por Carson também mostraram que o termo real (r_c) precisa ter um coeficiente de correção para assimilar os efeitos do solo. Estudos elaborados por ele, desenvolveram métodos que se assemelham aos efeitos reais de uma instalação de linha de transmissão e cujos resultados foram apresentados de duas formas: Método exato e método simplificado.

O método exato possui equações na forma de série que apresentam fatores de correção P+jQ a serem aplicados às impedâncias próprias e mútuas. O método simplificado desconsidera alguns termos da série fazendo com que o termo de correção devido ao efeito do solo para a resistência seja constante e proporcional à frequência do sistema e a reatância, seja proporcional à resistividade do solo e inversamente proporcional à frequência do sistema.

O método simplificado vem sendo usado largamente com resultados satisfatórios devido a sua facilidade de utilização tanto manual como em computadores, pela velocidade de processamento, e, já desde o início da apresentação da teoria de Carson, é empregado desde longa data (FUCHS, 1977).

As impedâncias próprias e mútuas, de acordo com o método simplificado de Carson, são:

$$z_{ii} = r_i + 9,88.10^{-4}.f + j4\Pi.f.10^{-4}Ln\frac{658,368\sqrt{\frac{\rho}{f}}}{r'_i}[\Omega/km] \tag{2.17}$$

$$z_{ij} = 9,88.10^{-4}.f + j4\Pi.f.10^{-4}Ln\frac{658,368\sqrt{\frac{\rho}{f}}}{d_{ij}}[\Omega/km] \tag{2.18}$$

Onde:

- r_i é a resistência do condutor em Ω/km;
- f é a frequência do sistema em Hz;
- ρ é a resistividade do solo em Ω.m;
- r'_i é o RMG do condutor em m;
- d_{ij} é distância entre os condutores i e j em m.

Em se tratando de uma linha com condutores múltiplos, o RMG equivalente deve ser calculado utilizando a expressão (FUCHS, 2015):

$$D_{sl} = \sqrt[n]{r'_i.s_{12}.s_{13}...s_{1n}} \tag{2.19}$$

Onde:

- D_{sl} é o RMG equivalente em m;
- s1n é a é distância entre os condutores 1 e n em m.

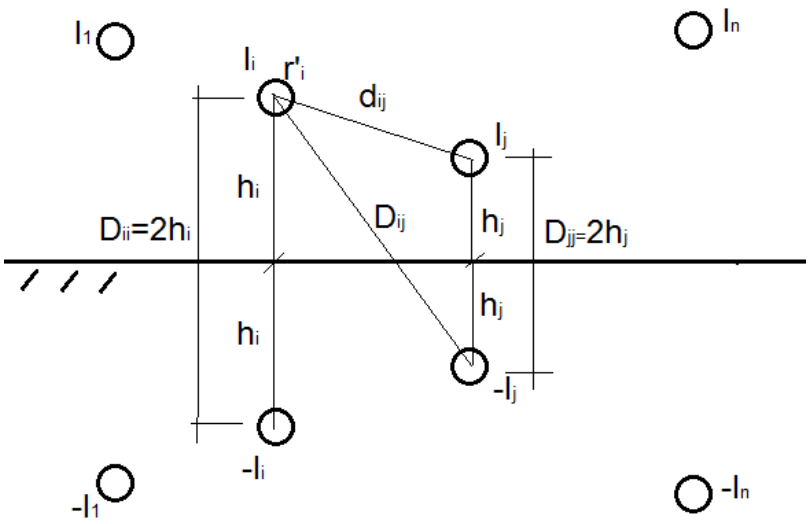
Para o caso de n condutores por fase, o valor de r_i a ser usado na equação2.17 será 1/ri.

A queda de tensão série para um condutor por unidade de comprimento é determinada pela seguinte equação (ZANETTA JÚNIOR, 2006):

$$\Delta V_i = R_{ii}I_i + j\omega\phi_i \tag{2.20}$$

Supondo um sistema de N condutores dispostos espacialmente como, mostra a Figura 21 e sua respectiva simétria:

Figura 21 – Disposição espacial dos cabos condutores.



Fonte: Zanetta Júnior (2006).

A equação 2.20 pode também ser escrita como:

$$\Delta V_i = R_{ii}I_i + j2.10^{-7}\omega \left(I_1 Ln\frac{D_{1i}}{d_{1i}} + ... + I_i Ln\frac{2h_{1i}}{r'_i} + ... + I_n Ln\frac{D_{ni}}{d_{ni}}\right) \tag{2.21}$$

Teremos então as seguintes quedas de tensão em um grupo de condutores em regime permanente e acoplados:

$$\begin{bmatrix} \Delta V_1 = (R_{11} + jX_{11})I_1 + ... + jX_{1i}I_1 + ... + jX_{1n}I_n \\ \Delta V_i = jX_{i1}I_1 + ... + (R_{ii} + jX_{ii})I_i + ... + jX_{in}I_n \\ \Delta V_n = jX_{n1}I_1 + ... + jX_{ni}I_i + (R_{nn} + jX_{nn})I_n \end{bmatrix} \tag{2.22}$$

Denominando por Z_{ii}=R_{ii}+jX_{ii} e a impedância própria do i-ésimo condutor e Z_{ij}=jX_{ij}, a impedância mútua entre os condutores i e j, teremos:

$$\begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ . \\ \Delta V_i \\ . \\ \Delta V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{z_{11}} & ... & \dot{z_{1i}}... & \dot{z_{1n}} \\ . & & & \\ \dot{z_{i1}} & ... & \dot{z_{ii}}... & \dot{z_{in}} \\ & & & \\ \dot{z_{n1}} & ... & \dot{z_{ni}}... & \dot{z_{nn}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ . \\ I_i \\ . \\ I_n \end{bmatrix} \tag{2.23}$$

Uma forma simplificada de escrever a equação matricial é conforme a expressão 2.24:

$$[\Delta V] = [Z][I] \tag{2.24}$$

Os parâmetros da matriz Z deverão ser os parâmetros corrigidos de acordo com a correção de Carson, conforme foi apresentado nas equações 2.17 e 2.18.

2.3.2 Metodologia de cálculo utilizando recursos computacionais

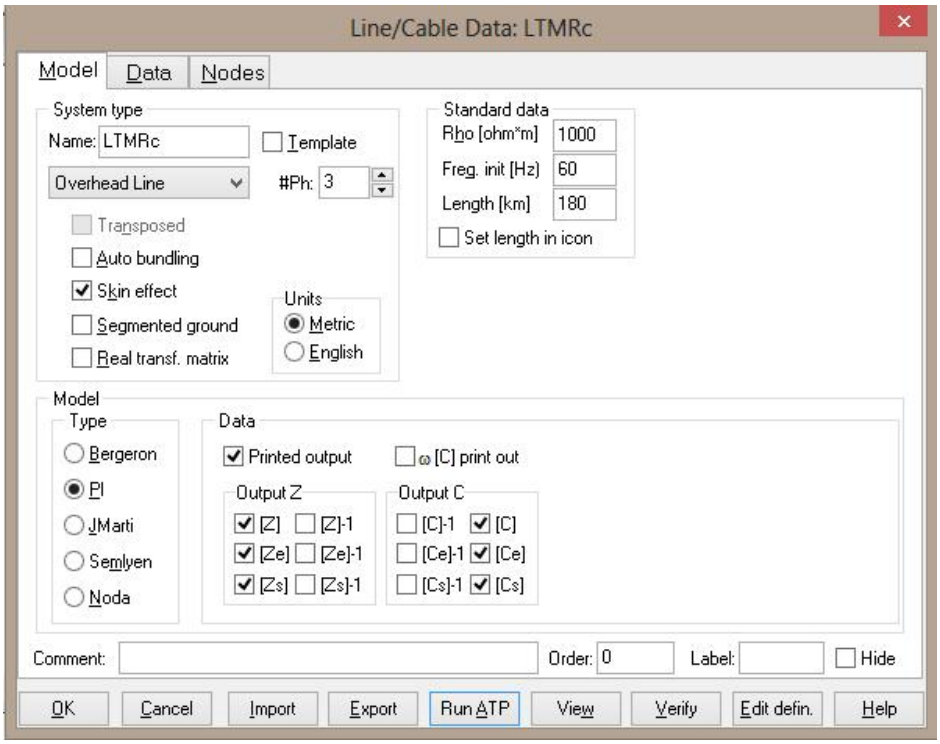
Uma ferramenta importante para se obter com maior velocidade e grau de precisão os parâmetros de uma linha de transmissão é a utilização de recursos computacionais. A utilização de 'softwares' que já possuem internamente uma rotina especifica para isso colaboram para avaliações mais exatas e rápidas dos parâmetros de uma linha do que o cálculo manual. Entre os programas mais conhecidos e utilizados para esse fim está o ATPDraw e o MATLAB.

O ATPDraw é um 'software' que é um aplicativo que funciona como um pré-processador para o ATP (Alternative Transients Program) e surgiu com uma resposta aos esforços de cooperação realizados entre a Bonneville Power Administration e Norwegian Electric Power Research Institute com intuito de atender a necessidade de se aplicar com mais facilidade o ATP no sistema operacional Windows, fazendo uso de uma tela gráfica e mais intuitiva (PIZZALI, 2003).

O programa ATPDraw possui no seu pacote uma rotina que tem por finalidade realizar os cálculos necessários para se obter os parâmetros de linhas de transmissão: O bloco chamado de LCC (PEREIRA FILHO; ALMEIDA; CONTI, 2000). Utilizando essa rotina, para se determinar os parâmetros da linha de transmissão, deverão ser informadas em uma primeira aba, dados gerais como o comprimento da linha, resistividade adotada do solo, número de fases, etc. O modelo recomendado para ser adotado para as simulações é especialmente o modelo PI, sobretudo para linhas curtas, devido à simplicidade e velocidade dos cálculos (HEVIA, 1999). Na segunda aba devem ser informadas as características físicas dos cabos que compõem a linha de transmissão.

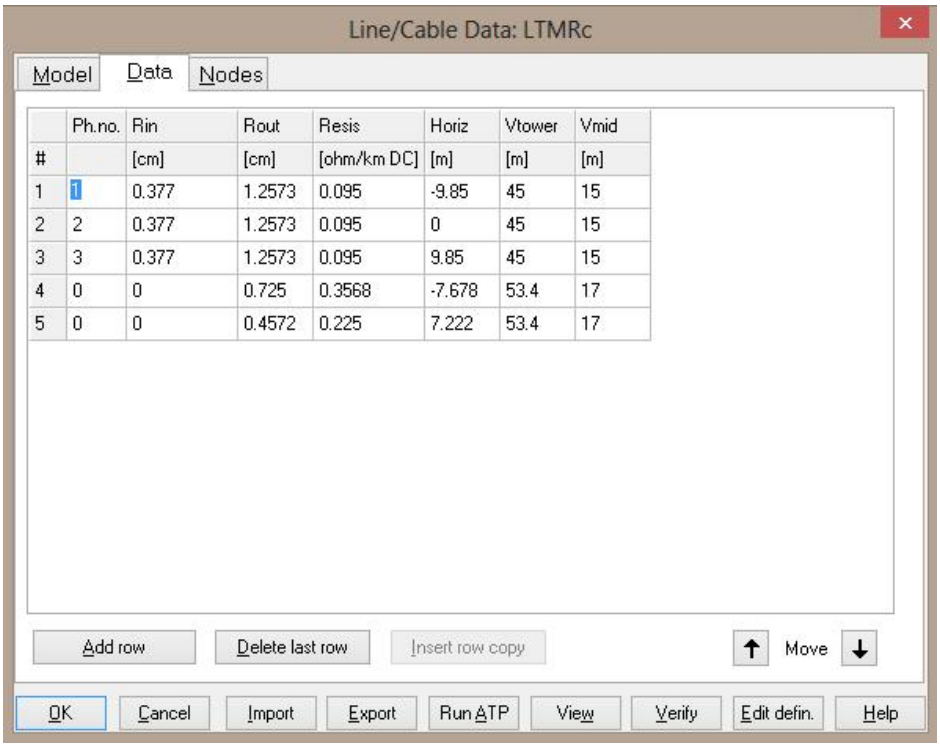
As Figuras 22 e 23 apresentam a tela de inserção de dados do LCC do ATPDraw:

Figura 22 – Primeira tela de inserção de dados para modelagem na rotina LCC.



Fonte: O Autor (2021).

Figura 23 – Segunda tela de inserção de dados para modelagem na rotina LCC.



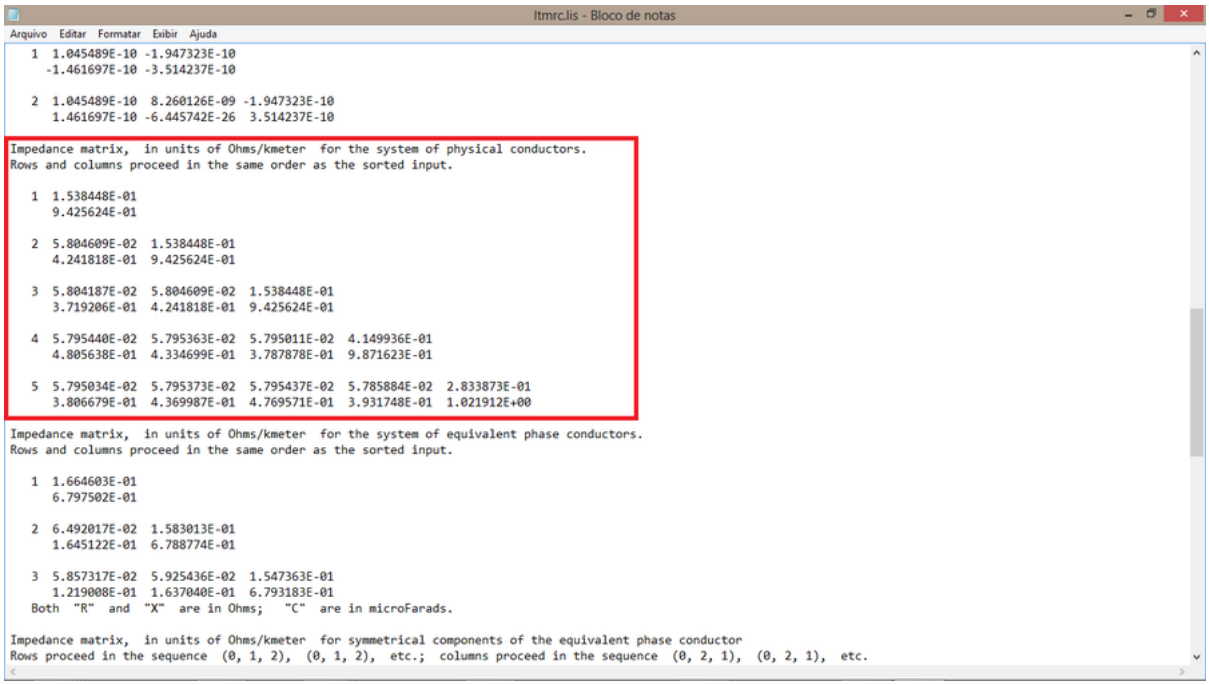
Fonte: O Autor (2021).

Uma vez inseridas as informações, para realização dos cálculos dos parâmetros

é utilizando o comando “Run ATP”. Será realizado então o cálculo dos parâmetros de sequências positiva e zero da reatância indutiva (X), em Ω/km; susceptância (B) em paralelo, em mho/km; resistência (R), em Ω/km que poderão ser verificados no arquivo de extensão *.LIS gerado após a execução da rotina.

Na Figura 24 é mostrada parte do arquivo *.LIS ,com destaque na matriz de impedância obtida das informações inseridas na rotina LCC das Figuras 22 e 23.

Figura 24 – Arquivo com informações de processamento da rotina LCC.



Fonte: O Autor (2021).

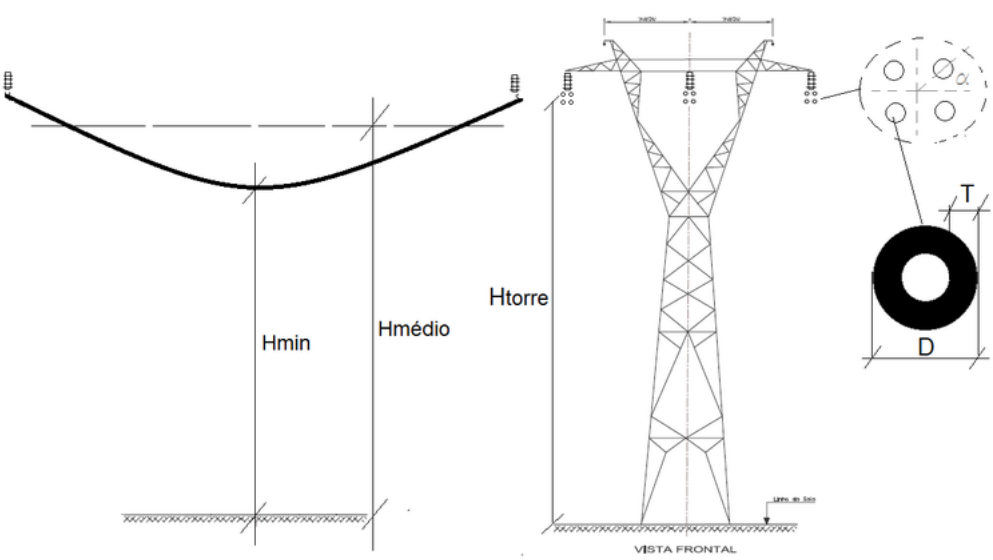
De modo similar ao ATPDraw, o programa MATLAB também possui uma rotina que reduz o esforço e tempo empreendidos para determinação de parâmetros de linhas de transmissão.

A rotina utilizada para essa função, no caso do MATLAB, é chamada para execução digitando na linha de comando do MATLAB o comando “power_lineparam”.

A rotina faz o cálculo e apresenta as matrizes de resistência, indutância e capacitância de LTs aéreas com condutores múltiplos sendo necessário informar dados como as características do condutor e da geometria envolvida da torre. Assim pode se calcular a resistência mútua, indutância e coeficientes potenciais. Os termos são determinados levando-se em consideração o efeito skin no condutor e os efeitos do solo (NOVITZK; WESTERMANN, 2016; THE MATHWORKS INC, 2020).

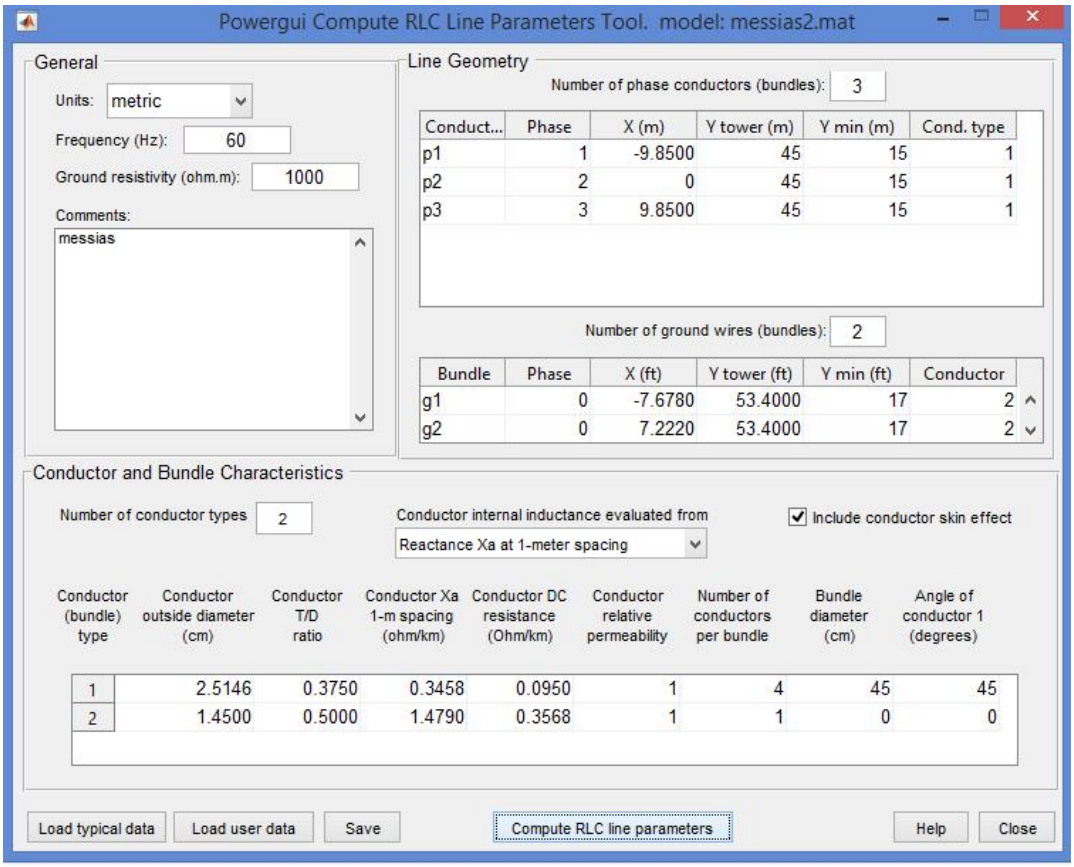
Podem ser observadas nas Figuras 25 e 26 o caso de uma linha de transmissão real de 500 kV com circuito simples e a respectiva tela de informações inseridas e necessárias para o cálculo dos parâmetros RLC desta linha.

Figura 25 – Perfil da torre de uma LT de 500 kV.



Fonte: O Autor (2021).

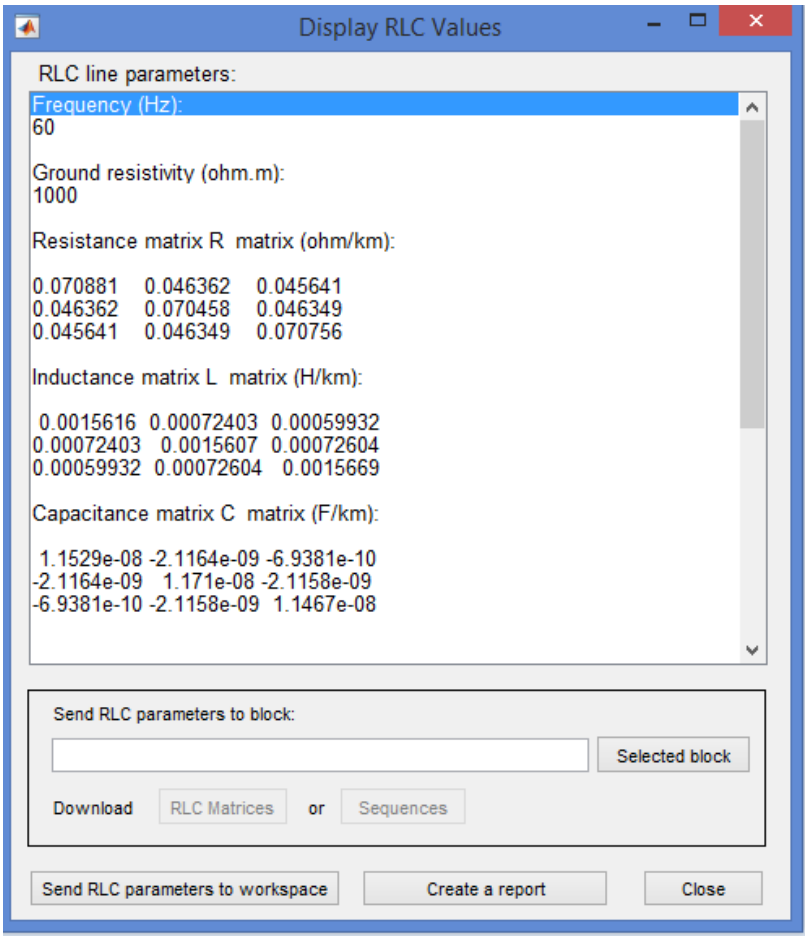
Figura 26 – Tela de inserção de dados para modelagem na rotina power_lineparam.



Fonte: O Autor (2021).

Uma vez solicitado o cálculo dos parâmetros RLC da linha, será exibida uma nova tela com os resultados, como pode ser observado em parte, nas matrizes mostradas na Figura 27.

Figura 27 – Parâmetros das matrizes RLC calculados para uma LT de 500 kV.



Fonte: O Autor (2021).

2.4 DETERMINAÇÃO DAS INDUÇÕES E PERDAS

2.4.1 Correntes induzidas

Como já visto, as quedas de tensão ao longo de uma linha de transmissão podem ser determinadas conforme a equação 2.23. Se considerarmos uma linha de transmissão trifásica composta por cabos para-raios, a equação 2.23 pode ser escrita da seguinte forma (ZANETTA JÚNIOR, 2006):

$$\begin{bmatrix} \Delta\overline{V_c} \\ \Delta\overline{V_g} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \overline{Z_{cc}} & \overline{Z_{cg}} \\ \overline{Z_{gc}} & \overline{Z_{gg}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{I_c} \\ \overline{I_g} \end{bmatrix} \tag{2.25}$$

Onde:

- $[\Delta\overline{V_c}]$ é a matriz de queda de tensão nos cabos condutores;
- $[\Delta\overline{V_g}]$ é a matriz de queda de tensão nos cabos para-raios;
- $[\overline{Z_{cc}}]$ é a matriz de impedância série nos cabos condutores;
- $[\overline{Z_{gg}}]$ é a matriz de impedância série nos cabos para-raios;
- $[\overline{Z_{cg}}]$ é a matriz de impedância mútua entre os cabos condutores e cabos para-raios;
- $[\overline{Z_{gc}}]$ é a matriz de impedância mútua entre os cabos para-raios e os cabos condutores;
- $[\overline{I_c}]$ é a matriz de corrente nos cabos condutores;
- $[\overline{I_g}]$ é a matriz de corrente nos cabos para-raios.

A matriz geral de impedâncias possui estrutura simétrica, ou seja, a matriz de impedância mútua entre os cabos condutores e cabos para-raios é igual à matriz transposta de impedância mútua entre os cabos para-raios e os cabos.

Para sistemas com cabos para-raios multiaterrados, pode-se admitir que a queda de tensão longitudinal em todas as torres é zero. Ao se analisar a equação 2.25, pode-se escrever a seguinte expressão:

$$[\overline{0}] = [\overline{Z_{gc}}][\overline{I_c}] + [\overline{Z_{gg}}][\overline{I_g}] \tag{2.26}$$

Para se obter o valor das correntes induzidas, basta isolar a matriz de correntes nos cabos para-raios da equação 2.26.

$$[\overline{I_g}] = -[\overline{Z_{gg}}]^{-1}[\overline{Z_{gc}}][\overline{I_c}] \tag{2.27}$$

2.4.2 Perdas induzidas

De acordo com assimetria geométrica entre os cabos para-raios e os condutores haverá circulação, como já foi visto, de correntes provocadas pelas forças eletromotrizes variantes no tempo (FUCHS, 2015). Essas correntes parasitas não produzem nenhum trabalho útil. A circulação dessas correntes provocam perdas de energia que podem vir a ser não desprezíveis.

As perdas nos cabos para-raios pode ser calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$P = \sum_{1}^{n} I_i^2 . R_i \tag{2.28}$$

Onde :

- P são as perdas nos cabos para-raios em [W/km],
- I_i é a corrente induzida no cabo para-raios i em [A],
- R_i é a resistência do cabo para-raios i em [Ω/km].

Para que as perdas possam considerar o efeito do solo, deve-se somar as resistências Ri o valor correspondente à correção de Carson para a resistência do condutor para-raios. Desta forma a resistência refletirá não somente a resistência do cabo para-raios mas também o retorno da corrente pelo solo.

De igual modo, para se computar os efeitos das estruturas, conexões e outros, pode-se adicionar uma resistência adicional aos termos próprios dos cabos para-raios à resistência final que será utilizada para verificação das perdas.

A resistência a ser computada para o cálculo das perdas será então:

$$R_i = R_{pr} + 9,88.10^{-4}.f + R_{ad} \tag{2.29}$$

Onde:

- R_{pr} é a resistência somente cabo para-raios i em [Ω/km],
- f é a frequência do sistema em [Hz].
- R_{ad} é a resistência adicional para computar as resistências das estruturas, conexões, etc [Ω].

2.5 O IACS DOS MATERIAIS

O cobre é o padrão de condutibilidade. Em 1913 a condutibilidade do cobre foi adotada como padrão, definindo-se como 100% para o cobre puro no estado recozido. Este padrão foi denominado por International Annealed Copper Standard (IACS) (TONG, 2016).

A resistividade padrão do cobre à 20° C é 0,01724 Ω.mm²/m e a condutividade (recíproco da resistividade) 58 m/ Ω.mm² ou 58 MS/m. (KIESSLING; NEFZGER; NOLASCO, 2003)(SCHWARTZ, 2016).

2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi realizada uma revisão do panorama do segmento de transmissão no Brasil passado desde sua implantação nos anos de 1930 até os dias atuais. Foi destacada a grande mudança vivida pelo segmento em meados da década de 1990 com a desestatização e desverticalização do setor com a separação em negócios independentes entre a geração, transmissão e distribuição.

Ficou evidenciado que o setor passa por constantes atualizações desde então algumas muitas vezes sem o devido planejamento dos impactos no negócio da transmissão. Fica claro que com relação às questões de perdas na transmissão não existe uma preocupação colocada para as empresas que se verifiquem e se tente reduzir as perdas na transmissão uma vez que a qualidade do serviço está atrelada única e exclusivamente a disponibilidade das linhas de transmissão (que apesar de ser uma politica que vem proporcionando ótimos níveis de disponibilidade não pode ser considerada como única e suficiente) ficando esses custos a cargo dos produtores e consumidores, não contribuindo isso para a modicidade tarifária.

Além desse aspecto, podem ser citados„ de acordo com o modelo como está posto, os seguintes pontos frágeis e com necessidade de correções:

- Preocupação com controle e metas para que haja redução de perdas na transmissão;
- preocupação ambiental após a entrada em operação do empreendimento;
- falta de concorrência entre as empresas que estão no negócio da transmissão para o período pós licitação e entrada em operação;
- possível redução do nível de confiabilidade sem reduzir a disponibilidade se as empresas mantiverem uma equipe de manutenção rápida;
- percentuais diferentes de utilização operativa durante o período de uso das instalações, o que pode provocar desequilíbrio entre as empresas, pois exigiria maiores investimentos por parte de uma empresa e outra não;
- linhas de transmissão podem perder importância após alguns anos de operação devido à modificação ou configuração da Rede Básica, mas mesmo assim continuarem a ser remuneradas;
- risco de falência em empresas em função de multas por indisponibilidade em detrimento a redução de custos operativos.

Também neste capítulo foi feita uma apresentação da necessidade da existência de cabos para-raios em linhas de transmissão e categorias de condutores utilizados para tal função. Também foram apresentados às duas principais técnicas utilizadas de instalação dos condutores: Multiaterrados ou isolados. No caso dos cabos para-raios multiaterrados foi apresentado um dos grandes inconvenientes dessa forma de instalação que é a circulação de correntes induzidas nos condutores e no elementos que fecham o laço. No caso do sistema isolado foi explicitada a necessidade da instalação de centelhador que a descarga de corrente possa fluir para o solo sem comprometer o isolador.

Também foram apresentados nesse capítulo os parâmetros que compõem uma linha de transmissão para a sua correta modelagem. Para a obtenção dos parâmetros foram mostrados a forma tradicional e usando ferramentas computacionais.

No que diz respeito à forma tradicional de obtenção de parâmetros de linhas foram mostradas as equações que levam em conta diversos efeitos como o acoplamento magnético entre os condutores e por fim o efeito do solo e da frequência, conforme foi demonstrado e chamado de método de Carson simplificado. O principal objetivo da apresentação dessas equações é para que seja possível montar a matriz de impedância série da linha.

No caso de modelos computacionais foram mostradas duas rotinas úteis nos programas ATPDraw e MATLAB. Como pode ser visto durante o capítulo essas duas rotinas auxiliam no cálculo automático dos parâmetros da linha, fornecendo inclusive a matriz de impedância série da linha de transmissão.

Finalmente, foi apresentado o conceito do IACS de um determinado material. Foi visto como os valores da condutividade de determinados materiais ou cabos podem estar referenciados a partir de uma condutividade padrão adotada. A condutividade padrão, ou de 100% IACS, é padronizada como sendo a do cobre puro no estado recozido e a 20 °C.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo, é realizada a revisão bibliográfica do tema em estudo em questão apresentada. Portanto, nele, discorre-se a respeito dos principais trabalhos que tem relação com o tema em desenvolvimento desta pesquisa. Para uma melhor clareza e compreensão do capítulo o texto foi dividido em 2 seções. Na Seção 3.1, são apresentados os principais trabalhos relativos a preocupação com as perdas em cabos para-raios e medidas mitigadoras. Na Seção 3.2, são apresentadas as contribuições da pesquisa.

3.1 PESQUISAS COM FOCO NA REDUÇÃO DE PERDAS

A preocupação com as vantagens da instalação de cabos para-raios em linhas de transmissão com questionamentos sobre a viabilidade técnica e econômica destes condutores não é recente. Trabalhos como os de (CREIGHTON, 1922) e (HALE, 1952) , entre outros, já travavam desta questão.

Entretanto foi Farmer (FARMER, 1963) um dos pioneiros em estudos de cabos para-raios isolados para comunicação e transmissão de dados ressaltando a economia como uma consideração secundária. No seu trabalho Farmer apresenta uma linha de transmissão da TVA (Tennessee Valley Authority) de aproximadamente 160 km na tensão de 161 kV e propõe a instalação do condutor Alumoweld em alternativa aos condutores de aço normalmente usados à epoca.

Mais tarde, em 1966, Swingle e Dobson (SWINGLE; DOBSON, 1966) impulsionados pelo trabalho bem-sucedido na linha de transmissão 161 kV da TVA , apresentaram uma pesquisa sobre os fatores básicos do planejamento de instalações de comunicação do novo sistema de 500 kV da mesma Tennessee Valley Authority (TVA). O trabalho de Swingle e Dobson já apresentava uma preocupação com a elevação de tensão induzida nos locais de transposição dos cabos para-raios. Estudos realizados à época apontaram para 30 transposições em um comprimento de 160 km para se manter uma tensão induzida de 600 V para um carregamento da linha de 1000 MW. Cálculos realizados neste trabalho apontaram para uma considerável e importante redução da corrente induzida com as tranposições. A redução calculada foi de 28 A a 34 A em cada fio para 4 A. É despertada uma vantagem apreciável nas possibilidades de economia de energia neste trabalho. Segundo estimativas apresentadas na pesquisa, em um carregamento 1000 MW, a economia seria de cerca de 500 kW na transmissão.

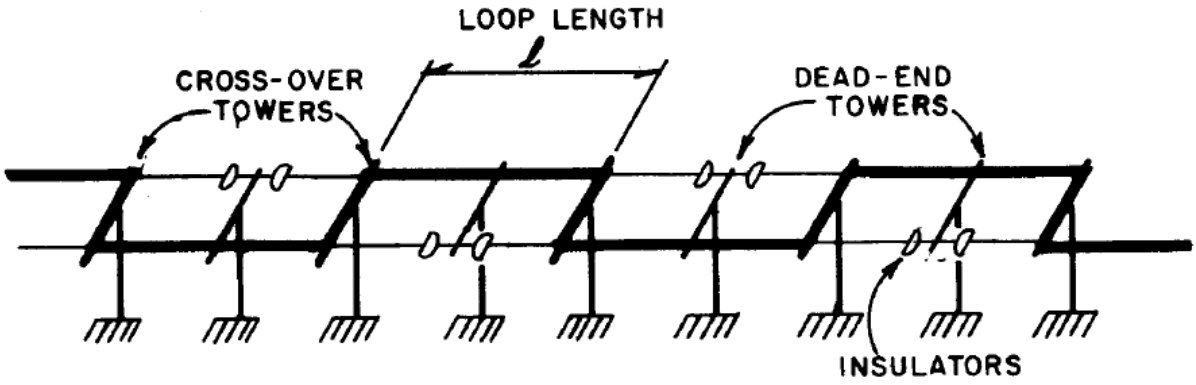
Ainda nos anos sessenta, Hedman e Sampers (HEDMAN; SAMPERS, 1968), aproveitando que o uso de cabos para-raios isolados para comunicações trazia consigo uma redução das perdas de energia, realizaram um trabalho que tratava da determinação e avaliação de perdas de cabos para-raios isolados em comparação à construção convencional muiti-aterrados. O trabalho de Hedman e Sampers foi um dos primeiros a apresentar

como preocupação central nas perdas causadas pelas correntes circulantes nos cabos para-raios. O trabalho de Hedman e Samper teve como estimulo os resultados apresentados nas pesquisas de Farmer e Swingle e Dobson. No seu trabalho, Hedman e Sampers, apresentaram de forma simples os diagramas de fasores de tensão e correntes induzidas para a linha de transmissão de 345 kV estudada e fazem a decomposição destes fasores para facilitar a compreensão. São apresentados então os fasores de tensão com e sem transposição dos cabos para-raios. Neste momento, é apresentada a problemática da elevação da tensão ao longo do comprimento da isolação dos condutores a solução solução mitigadora que é a transposição. Hedman e Sampers salientam que a transposição não é perfeita e que uma corrente contunuaria circulando. O grande merito do trabalho de Hedman e Sampers foi desenvolver um programa computacional que fosse capaz de determinar as perdas nos cabos para-raios. O programa desenvolvido fazia o calculo do custo ou economia pela decisão de isolar e transpor os cabos para-raios. Um estudo de caso é feito para três tipo de estrutura diferentes. Segue-se então um estudo que leva em consideração cenários diferentes de cabos e consequentemete da resistência e reatância dos cabos para-raios para as geometrias propostas. Neste trabalho são apresentados vários gráficos que relacionam as geometrias propostas com os tipos de cabos adotados. As principais contribuições de Hedman e Sampers para o tema foram, além de desenvolver o primeiro programa computacional para facilitar a avaliação dos beneficios de isolação dos cabos para-raios, concluir que a geometria da linha influencia diretamente nas perdas (principalmente do condutor central), que as perdas são função do condutor e essa escolha deve ser considerada e as perdas diminuem com a resistência do cabo para- raios a partir de uma determinada faixa.

As pesquisas para propor avanços na redução de perdas de cabos para-raios permaneceram estagnadas e sem novos trabalhos que viessem a contribuir com adoção de novas tecnologias, metodologias ou técnicas. Neste período, muitas empresas de transmissão, a exemplo da CHESF ((NIGRI; ASSUNÇÃO, 1977) e FURNAS (OLIVEIRA *et al.*, 2001), limitavam-se a aplicar os métodos conhecidos, muitas vezes experimentalmente, e fazer monitoramento para registro de experiências.

Entretanto, em 1984, Keri et al. (KERI; NOURAI; SCHNEIDER, 1984) propuseram um novo método de redução de perdas em cabos para-raios denominado “The open loop scheme”. No trabalho de Keri et al. são apresentadas as técnicas comumente utilizadas à época para redução das perdas destes cabos (isolação com seccionamento e isolação com transposição). O método “The open loop scheme” se utiliza dos cabos para-raios aterrados em torres intermediarias e alternadamente isolados ou aterrados nas torres sem saída. Cada “loop aberto” consiste em dois cruzamentos consecutivos das torres e os cabos para-raios entre elas. O esquema proposto por Keri at. al é mostrado na Figura 28 e Figura 29 .

Figura 28 – Esquema simplificado do “open loop” proposto por KERI, et al.



Fonte: Keri et al. (1984).

Figura 29 – Esquema prático do “open loop” proposto por KERI, et al.

Fonte: Keri et al. (1984).

Os resultados apresentados pelo trabalho de Keri et al. foram bastante promissores. Em estimativas apresentadas para uma linha de transmissão típica de 765 kV e corrente de carga de 1000 A, mostra-se uma redução de perdas de 97%. Para facilitar as análises de seu trabalho, Keri et al. também desenvolveram um programa computacional. A investigação feita considerou também variações de parâmetros como resistência de aterramento da torre, resistência do cabo para-raios, resistividade do solo, número e comprimento dos vãos de loop, geometria da disposição dos cabos no espaço, entre outros. No entanto, o método apresentado pelos pesquisadores não se mostrou muito eficaz para uma configuração de circuito duplo ou com condutores predominantemente verticais, com uma redução de perdas de 58%.

Um ponto importante destacado no trabalho de Keri et al. é que as tensões sob as quais ficam submetidos os isoladores são relativamente menores que os isoladores instalados tradicionalmente em linhas com cabos para-raios isolados desde que o loop não ultrapasse dois intervalos de loop. Entretanto, é dada uma enfase a necessidade de que devem ser protegidos contra grandes correntes de falha. Destaca-se a necessidade

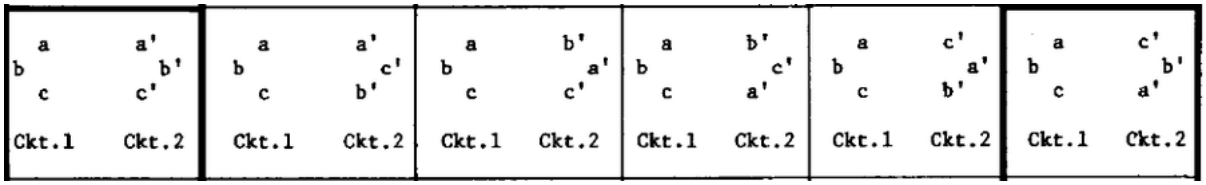
de centelhadores capazes de suportar a corrente completa durante a falta até a atuação do disjuntor. O trabalho realizado por Keri at. al foi muito relevante para trazer a discussão novamente a questão relacionada as perdas em cabos para-raios e propor um esquema de instalação novo com redução de perdas consideráveis. Um ponto que deixou a desejar nesta pesquisa foi a lacuna deixada quanto ao uso de isoladores e o comportamentos deste durante situações de anormalidade da linha de transmissão.

Em 1988 um novo trabalho é proposto por Nourai et al. (NOURAI; KERI; SHIH, 1988). Nourai estava presente no trabalho proposto por Keri et al. (KERI; NOURAI; SCHNEIDER, 1984). O trabalho proposto por Nourai et al. . (NOURAI; KERI; SHIH, 1988) possui também a participação de Keri. A proposta apresentada Nourai at. al no seu artigo visa tentar reduzir as perdas em cabos para-raios exclusivamente em linhas de transmissão com circuito duplo. Outra limitação apresentada neste trabalho de Nourai et al. é que os circuitos devem ser verticais. A concepção adotada por Nourai et al. é, a partir de um determinado arranjo de fases dos circuitos na torre, e verificar um arranjo que possa reduzir as perdas nos cabos para-raios.

O trabalho de Nourai at. al teve como motivação os trabalhos (HESSE, 1966)(DWIGHT, 1924) que desenvolveram pesquisas com o objetivo de reduzir a reatâncias de linhas de transmissão de diversos circuitos montados em uma única estrutura com foco na melhoria do desempenho de linhas de transmissão. Através da disposição fixa de um determinado circuito na torre, as fases do outro circuito são rotacionadas para verificar qual o impacto disto na corrente induzida nos cabos para raios.

O trabalho de Nourai at. al propõe rotacionar um circuito de uma torre em uma linha de transmissão. A Figura 30 mostra esquematicamente a disposição possível dos condutores fases em um circuito duplo de linha de transmissão de acordo com o trabalho de Nourai et al. :

Figura 30 – Disposição dos condutores em uma torre de circuito duplo proposto no trabalho de Nourai at. al.



Fonte: Nourai et al. (1988).

Em uma primeira avaliação feita, a montagem na torre que apresenta a menor corrente induzida no cabo para-raios é a,b,c e c',b',a'. Então se segue uma avaliação de uma linha de 345 kV com quatro situações diferentes e uma linha de 138 kV se propõe cinco diferentes situações. As situações propostas possuem correntes diferentes, especificações diferentes de cabos para-raios e dos cabos condutores, arranjo com um e com dois cabos para-raios entre outros.

As verificações feitas no trabalho de Nourai et. al é feito para diversos cenários de corrente na linha, ângulos e outros.

A redução de perdas nos cabos para-raios no trabalho apresentado por Nouri et. al consegue atingir até 90%, aproximadamente. Além das perdas nos cabos para-raios, Nouri et al. também fazem análises da redução de perdas dos cabos condutores, alteração de impedância de surto, campo magnético próximo ao solo, entre outros.

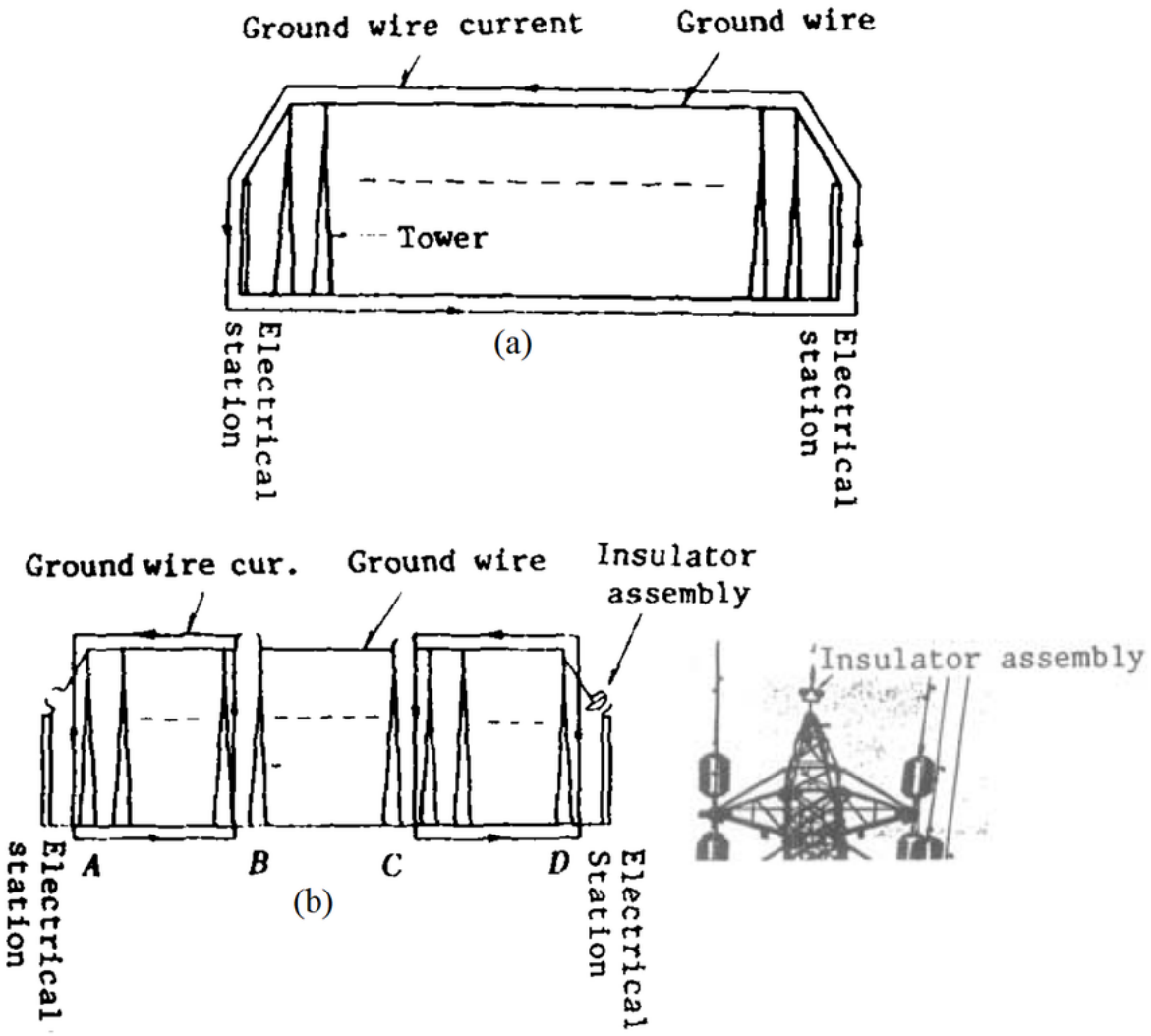
A pesquisa realizada por Nouri et. al apresentou resultados muito bons sem apresentar os aspectos negativos dos arranjos de cabos para-raios propostos até aquele momento para redução de perdas: isolado seccionado, isolado transposto e “open loop”, principalmente no fato de não precisar isolar os cabos para-raios da torre. A proposta de Nouri et.al foi aplicada no Japão em linhas de 275 kV (KOMODA; SASAKI, 1991). Também apresentou limitações como o fato de somente ser aplicável em linhas de transmissão com circuito duplo e verticais. Também não trata de possíveis problemas devido à transposição da linha para comprimentos maiores.

Seguindo uma linha similar a de Keri et.al, Komoda e Sasseu (KOMODA; SASAKI, 1991) propuseram um método novo para redução de perdas. Antes de apresentar sua pesquisa, Komoda e Sasaki, apresenta as formas de reduzir perdas em cabos para-raios à epoca, com as contribuições de Keri et al. e (KERI; NOURAI; SCHNEIDER, 1984) Nouri et al. (NOURAI; KERI; SHIH, 1988) além dos modos já tradicionais de isolação com seccionamento e isolação com transposição. Komoda e Sasaki (1991) avaliam a dificuldade de se implantar o método proposto por Nouri et al. para linhas com tensão inferior a 275 kV com mais de um circuito devido à corrente circulante induzida entre os circuitos superior e inferior que pode levar a atuação incorreta de proteção. Uma vez apresentado os modos de reduzir as perdas nos cabos para-raios, em seu artigo, Komoda e Sasaki (1991), aventam a possibilidade de redução de perdas através do método denominado por eles de “Interval Ground Wire Sectionalization Method (IGS Method)” no qual os isoladores são inseridos em um lado apenas em vãos de comprimento fixos. Este método se aproveita da maior impedância do circuito pela inserção da resistência da torre no solo no circuito dos cabos para-raios, dividindo o cabo para-raios de forma intervalada. O Método proposto por Komoda e Sasaki (1991) tinha como principal objetivo ser aplicado em linhas de transmissão abaixo de 154 kV e com uma longa distância.

Conforme enfatizado por Komoda e Sasaki (1991) , nas linhas de transmissão, as resistências de aterramento das malhas das subestações são inferiores a vários décimos das resistências de aterramento das torres no campo. Na pesquisa são apresentadas resistências de aterramento de subestações de 0,25 Ω e 1,2 Ω enquanto as resistências de aterramentos das torres chega a valores de 11,5 Ω. A corrente produzida pela indução eletromagnética das linhas de energia flui então com mais facilidade pelos cabos para-raios. Considerando isto, Komoda e Sasaki (1991), consideraram o seccionamento do cabo para-raios, com um conjunto isolador apenas de um lado do vão, em um comprimento de

cerca de de 1 a 2 km e nas torres de meio. Para determinação das perdas, Komoda e Sasaki(1991), usam como ferramenta um programa de cálculo para avaliação quantitativa do efeito das perdas dos cabos para-raios que desenvolvido em parceria com a “Central Research Institute of Electrical Power Industry” do Japão. A Figura 31 apresenta a proposta de Komoda e no Sasaki apresentada no trabalho deles:

Figura 31 – Esquema de aterramento e circulação de corrente em linhas de transmissão tradicional (a) e proposta por Komoda e Sasaki (b).



Fonte: Komoda e Sasaki (1991).

Considerando que a proposta de Komoda e Sasaki (1991) visava atender linhas com níveis de tensão mais baixos, normalmente com apenas um cabo de blindagem, eles fazem uma análise preliminar da proposta aplicando seu método em uma linha de 77 kV com circuito duplo. O cabo para-raios é seccionado em três locais no meio da linha e também desconectado da malha de aterramento da subestação, próximo ao pórtico das subestações. Como resultado, ocorre que a corrente do cabo para-raios antes da aplicação é mensurada

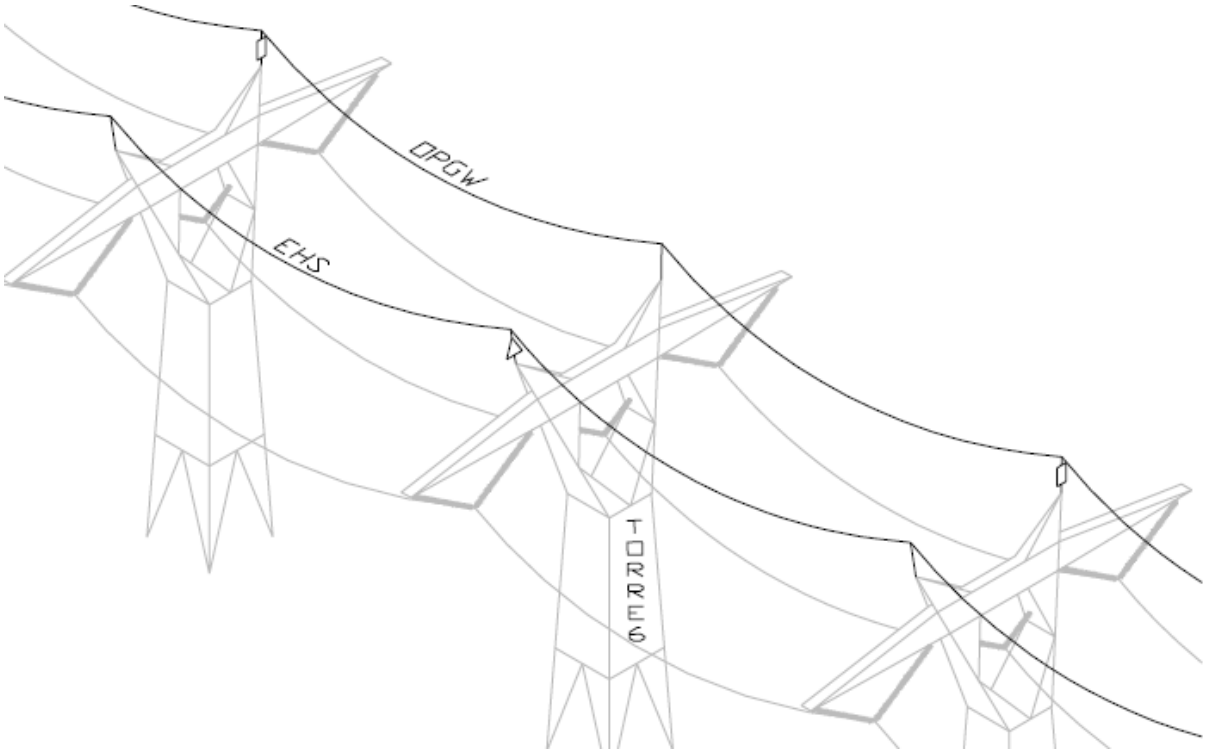
em 5,3 A máximo (média de 4,8 A) e com corrente de no máximo de 0,6 A após aplicado o método proposto.

Komoda e Sasaki (1991) também realizam medições de campo com aplicação do método proposto em uma linha com quatro circuitos. A linha possui um trecho com quatro circuitos de 77 kV e um outro trecho com dois circuitos de 77 kV e dois circuitos de 33 kV. A linha de transmissão com quatro circuitos é testada com duas e quatro subdivisões, enquanto a linha de circuito duplo apenas quatro. As medições de campo apontaram para uma redução de perdas, nos melhores casos, de 49 % para a linha de circuito quadruplo e 19% para a linha de circuito duplo. As tensões nos terminas do isolador foi medida entre 8 V a 12 V para cada 100 A de carga nas linhas.

De acordo com Komoda e Sasaki (1991), o método IGS começou a ser utilizado, em fase de teste, iniciando sua implantação em 1983 em linhas de transmissão de 77 kV da “Chubu Electric Power Co.,Inc.”, sem apresentar problemas de operação.

Recentemente, Domingues et. al , (DOMINGUES; PINTO; RÉGIS JÚNIOR, 2005) propuseram um estudo alternativo às técnicas tradicionais que usam apenas a isolação dos dois cabos para-raios como principal recurso. A alternativa proposta é posicionar o cabo para-raios OPGW em uma posição ótima sem seccionar, mas seccionar, se necessário, o cabo EHS. O seccionamento do cabo OPGW para Domingues et. al exige cuidados na proteção e integridade da fibra óptica e manutenção durante a operação da linha. Desenvolvendo uma técnica para redução de perdas em cabos para-raios, em seu trabalho, Domingues et. al sugerem analisar o estudo do posicionamento dos cabos para-raios. O estudo faz primeiramente uma avaliação do desempenho dos cabos para-raios, em função do posicionamento geométrico, considerando desligamentos e perdas. Primeiramente é realizado um estudo de como a posição dos cabos para-raios para configurações típicas de 138 kV, 230 kV e 500 kV em desligamentos por ano. Logo após, para as mesmas configurações, são mapeadas as perdas. Juntando as duas informações, Domingues et al. buscam a posição que é capaz de minimizar as perdas e os desligamentos por ano. A avaliação feita também leva em consideração a ação do vento e os efeitos das flechas em todos os condutores. Domingues et al. concluiram que o sistema que reduz mais consideravelmente as perdas de potência nos cabos para-raios OPGW, consiste na posição otimizada e em isolar o cabo OPGW da torre ao longo de uma sequência de estruturas e aterrá-lo de tempo em tempos, para evitar a elevação indesejada da tensão induzida, além de isolar, seccionar e aterrar em “T” o cabo para-raios. A melhor configuração apresentada por Domingues et al. é vista na Figura 32:

Figura 32 – Esquema de conexão dos pára-raios que com melhor desempenho na redução de perdas para Domingues et al.



Fonte: Domingues et al. (2005).

Avaliação de correntes e tensões induzidas em cabos para-raios

Na literatura, são relatadas algumas pesquisas com viés de avaliação das perdas cabos para-raios isolados e avaliar modos, dentro das técnicas conhecidas, que possam reduzir a dissipação de energia. Estas pesquisas surgem do fato de que, com exceção da proposta de redução de perdas de (NOURAI; KERI; SHIH, 1988) , desde (FARMER, 1963) até (KOMODA; SASAKI, 1991) as técnicas consolidadas exigem a isolação dos cabos para-raios.

Kai e Yi (2010) realizaram pesquisa a respeito da análise de modos de aterramento do cabo OPGW à terra. Através de estudos teóricos das perdas no cabo OPGW, considerando que o mesmo é diretamente aterrado em todas as torres e o cabo comum é geralmente seccionado e aterramento de um ponto, Kai e Yi (2010) dissertam a respeito de formas de aterrar o cabo OPGW para minimizar as perdas.

Segundo Kai e Yi (2010), estima-se perdas para uma tensão de 220 kV de 5 a 10×10^4 kWh/(100 km.ano) e para 500 kV uma perda de 3 a 5×10^6 kWh/(100 km.ano). Com base nestas estimativas, Kai e Yi (2010) expõem as perdas de uma linha planejada de 1000 kV, 643 km como sendo de $4{,}85\times10^7$ kWh. Além de maiores perdas, Kai e Yi (2010), atribuem o rompimento mais frequente, devido às descargas atmosféricas, do cabo OPGW, ao esquema de aterramento diferenciado dos cabos para-raios em linhas de transmissão. Testes realizados por Kai e Yi (2010) neste trabalho, em escala reduzida (1:380) confirmaram

que em ensaio, 90% das descargas atingiram o cabo OPGW.

Como alternativa aos problemas verificados, Kai e Yi (2010), apresentam uma solução que é não aterrar solidamente o cabo OPGW na torre, e consequentemente aumentar a resistência e por efeito reduzir a corrente induzida, para condições de sobretensões causadas por descargas atmosféricas, e é criado um “guia de arco” para sobretensões transitórias. O espaço “guia de arco” é composto por dois eletrodos instalados em dois acessórios metálicos laterais, um eletrodo está ligado ao grampo de fixação na torre e o outro eletrodo está ligado ao grampo de suspensão.

Como resultados principais, Kai e Yi (2010) apontam que o método de aterramento com “guia de arco” para o cabo OPGW reduz a perda por efeito joule e a probabilidade de ruptura devido às descargas atmosféricas. Os resultados apontaram viabilidade e aplicabilidade.

Outro trabalho que se propôs a analisar perdas em cabos para-raios foi realizado por Xiande e Hao (XIANDE; HAO, 2011). No seu trabalho Xiande e Hao(2011) foram os primeiros a realizar estudos em linha da transmissão com nível de tensão de 1000 kV. Na sua pesquisa, Xiande e Hao(2011) , realizaram simulações de tensão Induzida e corrente induzida nos cabos para-raios de 1000kV de Jindongnan-Nanyang-Jingmen com o auxílio do EMTP. A linha de transmissão, com circuito simples, apresenta um cabo para-raios convencional isolado e um cabo OPGW aterrado. Como principais resultados, Xiande e Hao(2011) pontuaram que:

- A tensão induzida no cabo para-raio isolado é da ordem de centenas de volts e a corrente induzida é da ordem de dezenas de amperes para o seu estudo de caso;
- os fatores que mais afetam a tensão induzida e a corrente induzida são a potência de transmissão e comprimento do segmento isolado;
- a maior distância entre o fio condutor e o cabo para-raios produz um efeito inibitório mais significativo na amplitude dos parâmetros de tensão e correntes induzidas.

Mais tarde, Wang et al. (WANG *et al.*, 2014), realizaram também um estudo em uma linha de transmissão para verificar a tensão induzida em cabos para-raios isolados, mas em uma linha de transmissão de circuito simples de 500 kV.

Como principais resultados, Wang et al.(2014) concluíram que:

- Como a linha possui uma cabo para-raios isolado, as perdas de energia são 27,5% da perda de energia se ambos os cabos estivessem aterrados ;
- a corrente que circula pela estrutura até o solo, em alguns pontos, verificou-se de até 16,71 A. Dependendo da resistência de aterramento da torre, haverá tensões perigosas no pé da torre;

- as perdas poderiam ser praticamente eliminadas se os dois cabos para-raios fossem isolados;
- para redução da tensão induzida nos cabos para-raios, as possíveis alternativas indicadas seriam o seccionamento com aterramento no meio da linha, uma transposição ou duas transposições e segmentação dos cabos para-raios por dois ou mais trechos;
- para linhas de transmissão menores que 10 km, recomendar-se-ia seccionamento com aterramento no meio da linha enquanto para linhas de transmissão mais longas, transposição e segmentação é aconselhável;
- para um comprimento isolado L com o máximo tensão induzida U, se segmentada em "n", a tensão induzida será U/n. Para cada seção, se houver "m" vezes transposições, a máxima tensão induzida será U/mn. Se o ponto médio estiver aterrado, a nova tensão máxima torna-se U / 2mn.

Mais recentemente Yuqun et al. (YUQUN *et al.*, 2016) realizaram uma pesquisa também para avaliar o efeito da tensão induzida e a transposição dos cabos para-raios em uma linha de transmissão em circuito duplo de 500 kV são utilizando software ATP-EMTP e compararam com valores medidos em campo.

Como resultados, Yuqun et al. (2016) verificaram que os resultados da simulação foram próximos dos dados medidos e o efeito limitador da tensão pela transposição do cabos para-raios deveu-se pela diferença de fase da tensão induzida nos dois lados diferentes. Além disto, para uma sequência de fases inversa, a diferença de fase da força eletromotriz induzida entre o lado esquerdo é praticamente oposta;

Por fim, Yuqun et al. (2016) constataram que para uma linha de transmissão de circuito duplo com sequência de fase inversa e o cabo OPGW transposto no meio, a tensão induzida mais alta pode ser reduzida à metade dela sem transposição.

3.2 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

De modo a contextualizar a pesquisa proposta e desenvolvida, no tempo e nos temas correlatos, a seguir é apresentado, na Tabela 2, um quadro sinóptico com as principais referências e contribuições abordadas nesta revisão bibliográfica. No quadro sinóptico são destacadas as contribuições desta pesquisa.

Tabela 2 – Quadro sinóptico com a síntese da revisão bibliográfica e do presente trabalho.

Pesquisadores	Contribuições									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Farmer (1963)	X	X	X			X				
Swingle e Dobson(1966)	X		X			X				
Hedman e Sampers (1968)	X		X			X				X
Keri at. Al (1984)	X		X		X	X				
*Nourai et al. (1988)	X	X		X	X	X	X			
Komoda e Sasaki(1991)	X									
Domingues et. Al (2005)	X		X		X	X				
Kai e Yi (2010)	X				X	X		X		
Silva (Esta pesquisa)	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

1. Quantifica e analisa as perdas;
2.resolve problemas de tensões induzidas;
3. resolve problemas da necessidade de alteração da configuração ou resistência de aterramento do sistema;
4.não cria problemas pela isolação dos cabos para-raios;
5.aplicável para qualquer nível de tensão;
6.não se limita a linhas de transmissão com um cabo para-raios apenas;
7.descarta uso de dispositivos centelhadores;
8.realizou estudos de descargas atmosféricas;
9.realizou estudos de curto-circuito;
10.fez considerações a respeito de como a resistência do cabo para-raios se relaciona com as perdas destes.
*Aplicável somente para linhas com circuitos duplos.

Fonte : autoria própria.

3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com base na revisão bibliográfica, observou-se que as publicações abordam o tema de sistemas de perdas em cabos para-raios e medidas mitigadoras. A maioria das pesquisas analisou os efeitos das correntes e tensões induzidas, constatando, principalmente, os efeitos do aumento das perdas com variáveis como proximidade com os condutores fase, carregamento da linha, entre outros. Além disso, os pesquisadores buscaram formas de mitigar os efeitos das perdas em cabos para-raios principalmente pela isolação destes. De acordo com a literatura, a maior preocupação com a medida de isolação dos cabos

para-raios é o valor da tensão induzida e meios de limitá-las. Entretanto, a bibliografia atual deixa a desejar a respeito da operação sob regime de descargas atmosféricas e de curto-circuito. Um grande problema, pouco abordado na literatura, é o desempenho do dispositivo centelhador. Além disso, muitos pesquisadores não trabalham com sistemas que apresentem uma solução mais simples e genérica. Cada caso é tratado individualmente, com soluções próprias, com determinação de número de transposições, comprimento do seguimento isolado, etc. Com isso, esta pesquisa vem a contribuir com o fortalecimento do estado da arte atual, buscando solucionar os problemas relatados acima. Em seguida, o Capítulo 4 trata do material e os métodos empregados na realização da pesquisa.

4 MATERIAL E MÉTODOS

Neste capítulo, são apresentados o material e os métodos utilizados no desenvolvimento dos estudos e análises do presente trabalho. Inicialmente, é apresentada uma visão geral, relacionada às etapas desenvolvidas, bem como os aspectos relevantes para a obtenção dos resultados. Em seguida, é descrito e caracterizado o material, neste caso, as linhas de transmissão e suas características. Na sequência, são apresentados os métodos utilizados para identificar, avaliar e simular as características em regime permanente, temporário e transitório presentes nas linhas de transmissão, quando submetidas ao modo de funcionamento de transporte de energia, curto-circuito e quando atingida por uma descarga atmosférica.

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Nas simulações computacionais, o desempenho do sistema de cabos para-raios foi avaliado tendo como parâmetros ou variáveis a condutividade do cabo, a geometria da linha, a potência da linha de transmissão, corrente na linha de transmissão e nível da corrente de surto atmosférico. Para tanto, os métodos aplicados encontram-se divididos em seis etapas.

A primeira etapa consistiu na avaliação, com cálculo computacional e elaboração de gráficos, de linhas de transmissão. Foram avaliados sete tipos diferentes de configurações tipicas de linhas de transmissão. As tensões consideradas variaram de 230 kV até 1000 kV. Para se verificar de forma ampla como se apresentam as perdas nos cabos para-raios nas linhas foram verificadas topologias diversas. As topologias das linhas típicas tiveram modificações em relação à tensão, número de condutores por fase, perfil da estrutura da torre, entre outros. Esta etapa teve por objetivo mensurar as perdas nas linhas tipicas e fornecer um caráter global a análise desta pesquisa. O intuito final nesta etapa inicial foi observar a variação das perdas por quilômetro em função do transporte de energia da linha e contrastar como essas perdas sofrem alteração de acordo com as topologias.

A segunda etapa consistiu na modelagem para implementação de simulações computacionais de uma linha de transmissão real típica, nos quais foram simuladas uma condição operacional para verificar a corrente induzida nos cabos para-raios. Em seguida foram realizadas mudanças na forma de instalação destes cabos para-raios. As mudanças foram a isolação dos cabos para-raios para às duas tipologias usuais: cabo para-raios seccionado e cabo para-raios transposto. O objetivo nesta etapa foi avaliar os níveis dos valores de correntes e tensões induzidas nos cabos para-raios e os problemas advindos das soluções usuais quando há uma condição de anormalidade, neste caso, curto-circuito monofásico.

A terceira etapa consistiu na modelagem para implementação de simulações computacionais da linha de transmissão real típica, nos quais foram simulados níveis de correntes nas linhas e verificado os valores de corrente nos cabos para-raios tradicionais (comerciais).

O objetivo nesta etapa foi avaliar os níveis dos valores de correntes induzidas nos cabos para-raios, através de simulações computacionais, visando a quantificação das perdas nessas linhas de transmissão de uma maneira holística.

A quarta etapa consistiu em um procedimento de variar a condutividade dos cabos para-raios. Para isso se alterou o respectivo valor do IACS dos cabos para-raios. As simulações computacionais serviram para avaliar como a mudança da condutividade, influenciaria ou não os valores das perdas nos cabos para-raios para a linha de transmissão real típica testada na terceira etapa.

A quinta etapa consistiu na avaliação de como a variação da condutividade do cabo para-raios, nas simulações computacionais, influenciaria nos efeitos vistos sobre estes quando atingidos por uma descarga atmosférica. Esta etapa visava verificar o comportamento da linha de transmissão real típica com cabos para-raios de menor condutividade e, com isso, verificar os possíveis impactos nos estudos de coordenação de isolamento.

A sexta etapa consistiu na avaliação de como a variação da condutividade dos cabos para-raios, a partir dos resultados obtidos nas simulações computacionais, influenciaria nos efeitos vistos nos condutores de fase da linha de transmissão e nos cabos para-raios em situações de curto-circuito que envolvessem a terra , visando verificar o comportamento da linha de transmissão real típica com cabos para-raios de menor condutividade e, com isso, verificar os possíveis impactos nos estudos de proteção e seletividade.

Para o cálculo computacional e elaboração de gráficos foi utilizado o software comercial MATLAB. Para a implementação das simulações, foi utilizado o software comercial ATPDraw.

4.2 Material

Ao todo, sete linhas de transmissão foram testadas. Elas possuem diferentes configurações de torre, com geometrias distintas, características dos condutores de fase e para-raios diferentes, entre outros. Foram consideradas seis linhas de transmissão típicas, cujos dados principais foram retirados da literatura, e um sistema de transmissão real também considerado típico.

Por motivo de organização, os sistemas de transmissão típicos dos quais os dados foram retirados da literatura, foram denominados de linha de transmissão “LT1”, “LT2”, “LT3”, “LT4”, “LT5” e “LT6”. Essas linhas são didáticas, mas servem como exemplificação do efeito a ser estudado.

De uma maneira geral, as principais características dos sistemas de transmissão típicos LT1 à LT6 são:

- 230 kV e um cabo condutor por fase para a LT1;
- 230 kV e dois cabos condutores por fase para a LT2;

- 330 kV e dois cabos condutores por fase para a LT3;
- 500 kV e três cabos condutores por fase para a LT4;
- 750 kV e quatro cabos condutores por fase para a LT5;
- 1000 kV e oito cabos condutores por fase para a LT6.

Para construção das curvas de perdas nos cabos para-raios por quilômetro em função da potência da linha foram assumidas as seguintes premissas:

- Os cabos para-raios das linhas LT1 à LT6 possuem as mesmas características como seção e tipo ;
- os cabos condutores das linhas LT1 à LT6 possuem as mesmas características como seção e tipo;
- a resistividade do solo das linhas LT1 à LT6 possuem o mesmo valor.

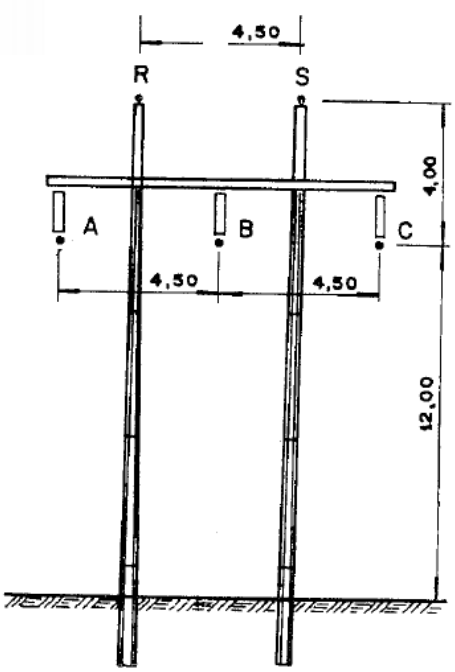
A linha real, denominada de ESTUDO DE CASO, trata-se de uma linha em operação de uma empresa transmissora que forneceu os dados de projeto e operação da mesma para que fosse possível este estudo.

4.2.1 Características do sistema de transmissão LT1

A configuração correspondia a uma linha de transmissão típica em que os dados principais, como geometria dos cabos na torre, foram retirados da literatura. A análise foi sobre uma linha em que os principais dados foram de (FUCHS, 1977). A linha LT1 possui tensão de 230 kV. A resistividade adotada do solo foi de 1000 Ω.m.

A estrutura dessa LT1 é mostrada na Figura 33:

Figura 33 – Estrutura da LT1.



Fonte: Fuchs (1977).

As características dos cabos condutores e dos cabos para-raios adotados foram obtidas, basicamente, em catálogo de fabricantes ou literatura sobre o assunto. Para determinação das características como diâmetro, resistência elétrica, reatância indutiva entre outros, foram utilizadas as tabelas de características de condutores presentes na literatura, especificamente (FUCHS, 2015). Além das informações dos cabos condutores, outros dados construtivos adotados e imprescindíveis para a análise são apresentados na Tabela 3:

Tabela 3 – Dados principais da linha LT1.

Dado	Adotado
Cabo condutor	Um cabo Grosbeak(780A,60 Hz e 75° C) por fase
Cabo para-raios	Dois cabos de aço EHS 3/8” (60 Hz e 60 A)
Resistividade do solo	1000 Ω.m

Fonte: O Autor (2021).

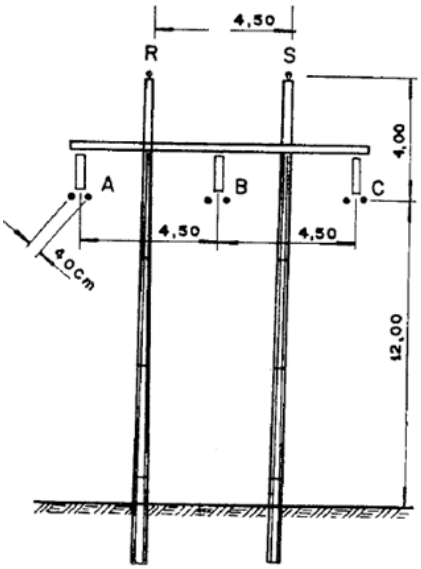
4.2.2 Características do sistema de transmissão LT2

A configuração correspondia a uma linha de transmissão típica em que os dados principais, como geometria dos cabos na torre, foram retirados da literatura. A análise foi

sobre uma linha em que os principais dados foram retirados de (FUCHS, 1977). A linha LT2 possui tensão de 230 kV. A resistividade adotada do solo foi de 1000 Ω.m.

A estrutura dessa LT2 é mostrada na Figura 34 :

Figura 34 – Estrutura da LT2.



Fonte: Fuchs (1977).

As características dos cabos condutores e dos cabos para-raios adotados foram obtidas, basicamente, em catálogo de fabricantes ou literatura sobre o assunto. Para determinação das características como diâmetro, resistência elétrica, reatância indutiva entre outros, foram utilizadas as tabelas de características de condutores presentes na literatura, especificamente (FUCHS, 2015). Além das informações dos cabos condutores, outros dados construtivos adotados e imprescindíveis para a análise são apresentados na Tabela 4:

Tabela 4 – Dados principais da linha LT2.

Dado	Adotado
Cabo condutor	Dois cabos Grosbeak(780A,60 Hz e 75° C) por fase
Cabo para-raios	Dois cabos de aço EHS 3/8” (60 Hz e 60 A)
Resistividade do solo	1000 Ω.m

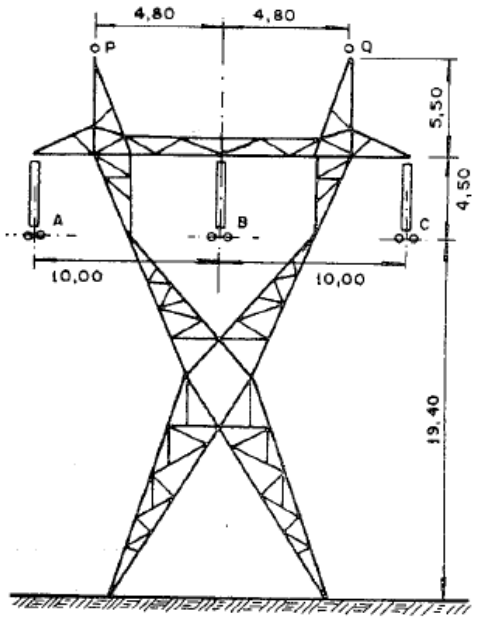
Fonte: O Autor (2021).

4.2.3 Características do sistema de transmissão LT3

A configuração correspondia a uma linha de transmissão típica em que os dados principais, como geometria dos cabos na torre, foram retirados da literatura. A análise foi sobre uma linha em que os principais dados foram retirados de (FUCHS, 1977). A linha LT3 possui tensão de 330 kV. A resistividade adotada do solo foi de 1000 Ω.m.

A estrutura dessa LT3 é mostrada na Figura 35

Figura 35 – Estrutura da LT3.



Fonte: Fuchs (1977).

As características dos cabos condutores e dos cabos para-raios adotados foram obtidas, basicamente, em catálogo de fabricantes ou literatura sobre o assunto. Para determinação das características como diâmetro, resistência elétrica, reatância indutiva entre outros, foram utilizadas as tabelas de características de condutores presentes na literatura, especificamente (FUCHS, 2015). Além das informações dos cabos condutores, outros dados construtivos adotados e imprescindíveis para a análise são apresentados na Tabela 5:

Tabela 5 – Dados principais da linha LT3.

Dado	Adotado
Cabo condutor	Dois cabos Grosbeak(780A,60 Hz e 75° C) por fase
Cabo para-raios	Dois cabos de aço EHS 3/8” (60 Hz e 60 A)
Resistividade do solo	1000 Ω.m

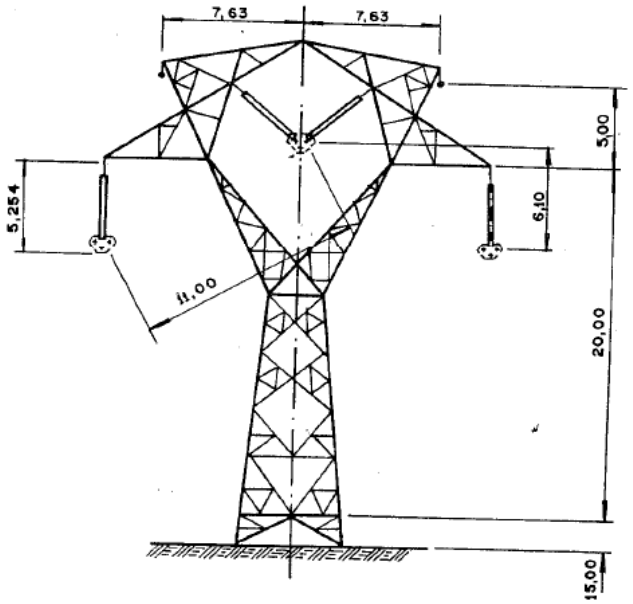
Fonte: O Autor (2021).

4.2.4 Características do sistema de transmissão LT4

A configuração correspondia a uma linha de transmissão típica em que os dados principais, como geometria dos cabos na torre, foram retirados da literatura. A análise foi sobre uma linha em que os principais dados foram retirados de (FUCHS, 1977). A linha LT4 possui tensão de 500 kV. A resistividade adotada do solo foi de 1000 Ω.m.

A estrutura dessa LT4 é mostrada na Figura 36

Figura 36 – Estrutura da LT4.



Fonte: Fuchs (1977).

As características dos cabos condutores e dos cabos para-raios adotados foram obtidas, basicamente, em catálogo de fabricantes ou literatura sobre o assunto. Para determinação das características como diâmetro, resistência elétrica, reatância indutiva entre outros, foram utilizadas as tabelas de características de condutores presentes na literatura, especificamente (FUCHS, 2015). Além das informações dos cabos condutores,

outros dados construtivos adotados e imprescindíveis para a análise são apresentados na Tabela 6:

Tabela 6 – Dados principais da linha LT4.

Dado	Adotado
Cabo condutor	Três cabos Grosbeak(780A,60 Hz e 75° C) por fase
Cabo para-raios	Dois cabos de aço EHS 3/8” (60 Hz e 60 A)
Resistividade do solo	1000 Ω.m

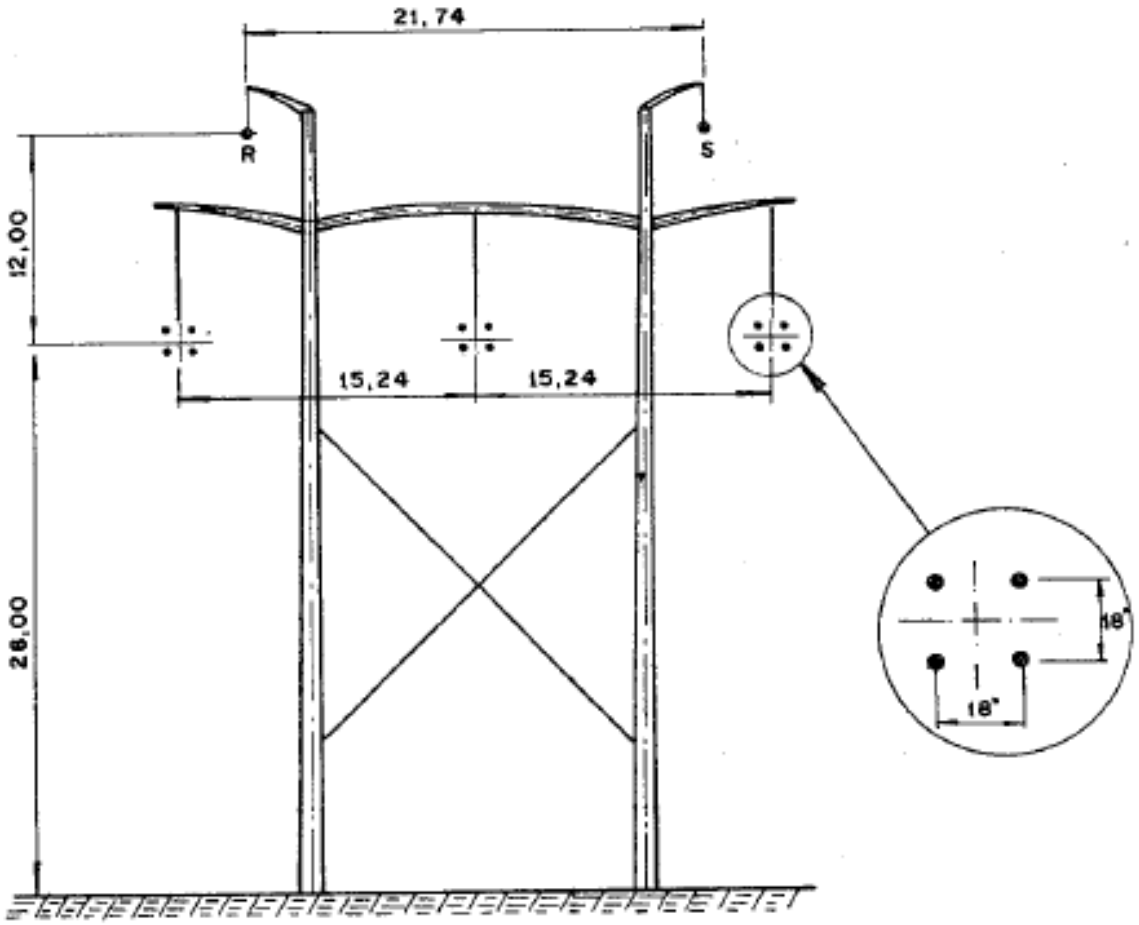
Fonte: O Autor (2021).

4.2.5 Características do sistema de transmissão LT5

A configuração correspondia a uma linha de transmissão típica em que os dados principais, como geometria dos cabos na torre, foram retirados da literatura. A análise foi sobre uma linha em que os principais dados foram retirados de (FUCHS, 1977). A linha LT5 possui tensão de 750 kV. A resistividade adotada do solo foi de 1000 Ω.m.

A estrutura dessa LT5 é mostrada na Figura 37:

Figura 37 – Estrutura da LT5.



Fonte: Fuchs (1977).

As características dos cabos condutores e dos cabos para-raios adotados foram obtidas, basicamente, em catálogo de fabricantes ou literatura sobre o assunto. Para determinação das características como diâmetro, resistência elétrica, reatância indutiva entre outros, foram utilizadas as tabelas de características de condutores presentes na literatura, especificamente (FUCHS, 2015). Além das informações dos cabos condutores, outros dados construtivos adotados e imprescindíveis para a análise são apresentados na Tabela 7 :

Tabela 7 – Dados principais da linha LT5.

Dado	Adotado
Cabo condutor	Quatro cabos Grosbeak(780A,60 Hz e 75° C) por fase
Cabo para-raios	Dois cabos de aço EHS 3/8” (60 Hz e 60 A)
Resistividade do solo	1000 Ω.m

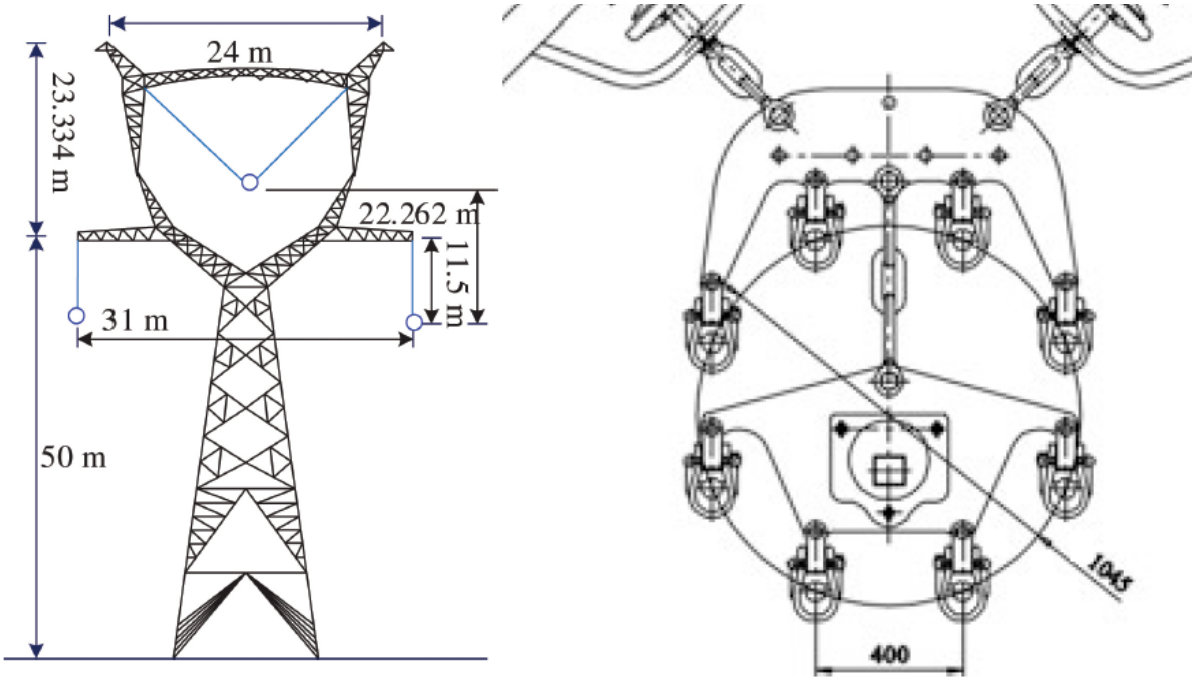
Fonte: O Autor (2021).

4.2.6 Características do sistema de transmissão LT6

A configuração correspondia a uma linha de transmissão típica em que os dados principais, como geometria dos cabos na torre, foram retirados da literatura. A análise foi sobre uma linha em que os principais dados foram retirados de (XIE *et al.*, 2020) e (CHEN *et al.*, 2017). A linha LT6 possui tensão de 1000 kV. A resistividade adotada do solo foi de 1000 Ω.m.

A estrutura dessa LT5 é mostrada na Figura 38

Figura 38 – Estrutura da LT6.



Fonte: Xie et al. (2020) e Chen et al. (2017).

As características dos cabos condutores e dos cabos para-raios adotados foram obtidas, basicamente, em catálogo de fabricantes ou literatura sobre o assunto. Para determinação das características como diâmetro, resistência elétrica, reatância indutiva entre outros, foram utilizadas as tabelas de características de condutores presentes na

literatura, especificamente (FUCHS, 2015). Além das informações dos cabos condutores, outros dados construtivos adotados e imprescindíveis para a análise são apresentados na Tabela 8:

Tabela 8 – Dados principais da linha LT6.

Dado	Adotado
Cabo condutor	Oito cabos Grosbeak(780A,60 Hz e 75° C) por fase
Cabo para-raios	Dois cabos de aço EHS 3/8" (60 Hz e 60 A)
Resistividade do solo	1000 Ω.m

Fonte: O Autor (2021).

4.2.7 Características do sistema de transmissão ESTUDO DE CASO

A configuração correspondia a uma linha de transmissão real. A análise foi sobre uma linha de transmissão real da CHESF, denominada "05V7" Messias - Suape II com tensão de 500 kV. A linha de transmissão em questão tem comprimento de 176,6 km, vão básico de 552,49 m, resistividade do solo de projeto de 1000 Ω.m. As capacidades operativas são, conforme a Tabela 9 :

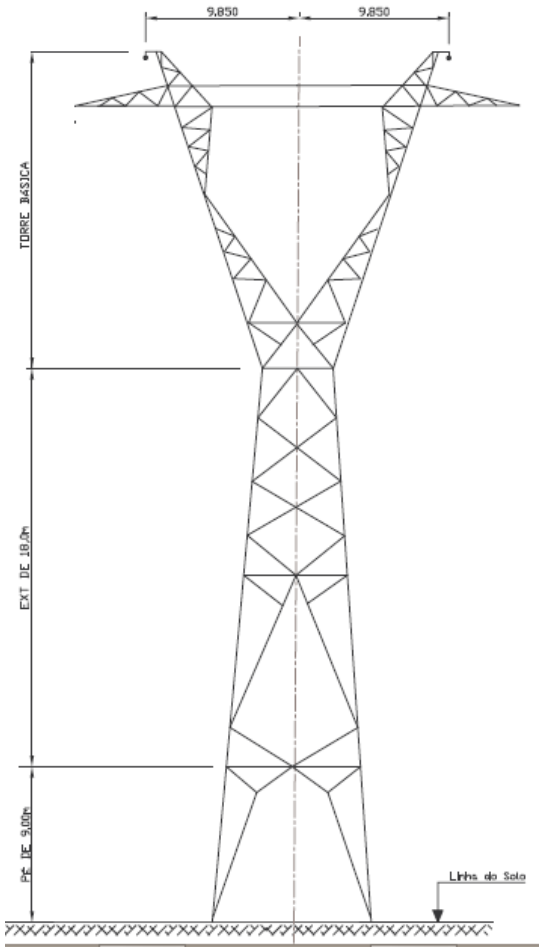
Tabela 9 – Dados de capacidade operativa.

Corrente de longa duração diurna.	2524 A
Corrente de longa duração noturna.	3140 A
Corrente de curta duração diurna.	3180 A
Corrente de curta duração noturna.	3956 A

Fonte: O Autor (2021).

A estrutura típica dessa linha de transmissão é mostrada na Figura 39 :

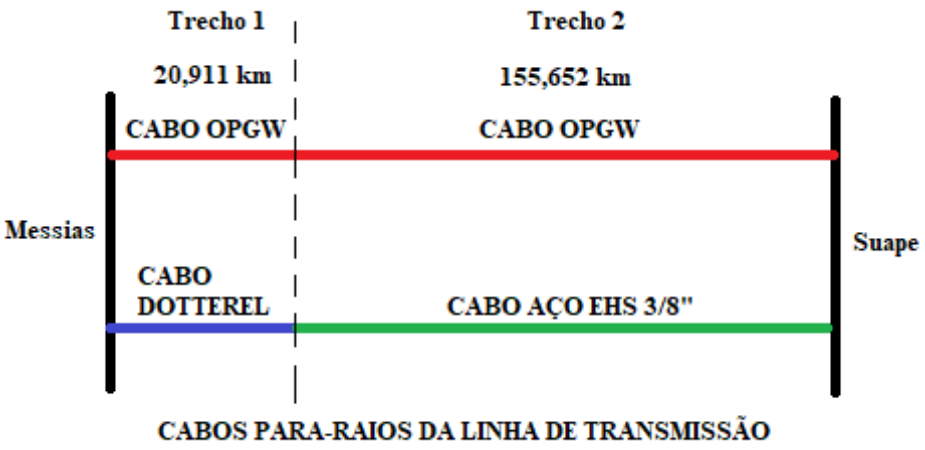
Figura 39 – Estrutura típica da LT Messias - Suape II.



Fonte: CHESF (2017).

A linha é composta por cabos para-raios tipo Dotterel e OPGW, respectivamente nos primeiros 20 km. Após os primeiros 20 km troca-se um dos cabos para-raios, o Dotterel, por outro, sendo aço EHS 3/8” em diante. Permanece o cabo OPGW do lado oposto. A Figura 40 ilustra a situação informada. Para toda a linha são instalados quatro cabos por fase tipo Grosbeak com uma distância entre os subcondutores no feixe de 45,7 cm.

Figura 40 – Configuração dos cabos para-raios na LT ESTUDO DE CASO Messias-Suape.

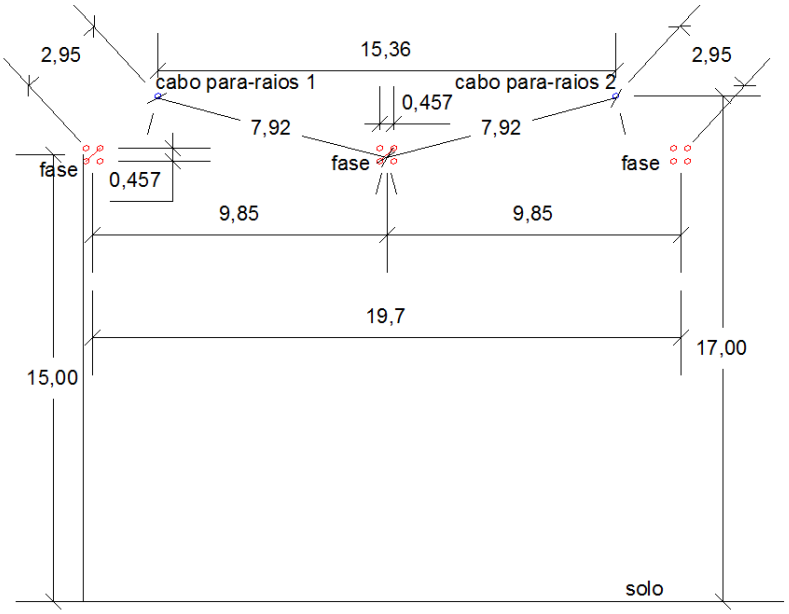


Fonte: O Autor (2021).

A altura dos condutores fase e para-raios nas torres são 45 m e 53,4 m, respectivamente. No meio do vão, considerando as flechas médias existentes, a altura dos condutores fase e para-raios são 15 m e 17 m, respectivamente.

A Figura 41 apresenta, conforme os dados da linha, as diversas distâncias entre os condutores fase, para-raios e solo.

Figura 41 – Distâncias em metros para condutores e solo da LT ESTUDO DE CASO Messias-Suape.



Fonte: O Autor (2021).

As características dos cabos condutores foi obtida, basicamente, em catálogo de fabricantes ou literatura sobre o assunto. Para determinação das características como diâmetro, resistência elétrica, reatância indutiva entre outros, foram utilizadas as tabelas

de características de condutores presentes na literatura, especificamente (FUCHS, 2015). Com exceção dos dados do cabo OPGW.

Tabela 10 – Reatâncias e resistências dos cabos da linha transmissão ESTUDO DE CASO (exceto OPGW).

Cabo	Reatância (Ω/km)	Resistência(Ω/km)
Grosbeak(60 Hz e 75° C)	0,3457	0,1005
Dotterel(60 Hz, 200 A e 75° C)	0,4472	0,4382
Aço EHS 3/8" (60 Hz e 60 A)	1,812	3,728

Fonte: O Autor (2021).

Os dados do cabo OPGW foram retirados do catálogo de um fabricante (FURUKAWA ELETRIC, 2021) e a reatância foi calculada, já que a mesma não foi fornecida. Para tanto foi utilizado o conceito de reatância indutiva com espaçamento unitário em Ω/km (reatância por metro de espaçamento). A expressão utilizada é derivada da equação 2.6. A equação é:

$$x_{opgw} = 2.\Pi.f.2.10^{-4}.ln\frac{1}{r'}[\Omega/km] \tag{4.1}$$

- x_{opgw} é a reatância do condutor em Ω/km para um espaçamento de um metro;
- f é a frequência do sistema em Hz;
- ρ é a resistividade do solo em Ω.m;
- r'$_i$ é o RMG do condutor

De acordo com os dados fornecidos:

$$x_{opgw} = 2.\Pi.60.2.10^{-4}.ln\frac{1}{5,18.10^{-3}} = 0,3968\Omega/km$$

A Tabela 11 apresenta os valores obtidos e calculados do cabo OPGW:

Tabela 11 – Reatâncias e resistências do cabo OPGW.

Cabo	Reatância (Ω/km)	Resistência(Ω/km)
OPGW (60 Hz e 20° C)	0,3968	0,698

Fonte: O Autor (2021).

Utilizando a Equação 2.4 a resistência foi corrigida para 75° C. O valor valor da resistência do cabo OPGW foi então redefinido, conforme a Tabela 12:

Tabela 12 – Reatâncias e resistências do cabo OPGW com correção de temperatura.

Cabo	Reatância (Ω/km)	Resistência(Ω/km)
OPGW (60 Hz e 75° C)	0,3968	0,8899

Fonte: O Autor (2021).

O valor da resistência, em termos comparativos com o IACS, é apresentado nas Tabelas 13 e 14:

Tabela 13 – Resistências do cabo OPGW e aço EHS 3/8“ em termos comparativos com o IACS.

Cabo	Resistência(Ω/km)	IACS
Aço EHS 3/8” (60 Hz e 60 A)	3,728	9%
OPGW (60 Hz e 75° C)	0,8899	19,18%

Fonte: O Autor (2021).

Tabela 14 – Resistências do cabo OPGW e aço EHS 3/8“ em termos de mudança do valor do IACS.

Cabo	IACS	Resistência(Ω/km)
Aço EHS 3/8” (60 Hz e 60 A)	9%	3,728
	5%	6,71
	1%	33,48
	0,5%	67,10
OPGW (60 Hz e 75° C)	19,18%	0,8899
	5%	3,41
	1%	17,05
	0,5%	34,14

Fonte: O Autor (2021).

As impedâncias equivalentes de Thevénin nas barras de Messias e Suape II, bem como a impedância de transferência entre elas, fornecidas pela CHESF são informadas na Tabela 15 :

Tabela 15 – Impedâncias percentuais equivalentes da linha de transmissão Messias-Suape II.

Terminal da linha de transmissão	Impedância de sequência zero (%)	Impedância de sequência positiva(%)
Messias	0,0951612 + j0,910089	0,184696 + j2,06958
Suape II	0,071188 + j1,03809	0,0677524+ j1,25103

Fonte: O Autor (2021).

Os dados utilizados para simulação no ambiente computacional é em ohms. Os dados da Tabela 15 foram então divididos por 100 e multiplicados por 2500 ohms (impedância base para 500 kV e 100 MVA). Os valores das impedâncias em ohms são apresentadas na Tabela 16 :

Tabela 16 – Impedâncias em ohms equivalentes da linha de transmissão Messias-Suape II.

Terminal da linha de transmissão	Impedância de sequência zero (Ω)	Impedância de sequência positiva(Ω)
Messias	2,38+ j22,75	4,62 + j51,74
Suape II	1,78 + j25,95	1,69+ j31,27

Fonte: O Autor (2021).

Dados complementares, principalmente para a modelagem no ATPDraw dos isoladores, é a tensão disruptiva dos isoladores. Os parâmetros adotados, de acordo com (FUCHS, 1977) , (MAMEDE FILHO, 2015) e (KÜSEL; SORDI; SILVA, 2012) , estão apresentados na Tabela 17 :

Tabela 17 – Parâmetros de tensão disruptiva dos isoladores para simulação de curto-circuito.

Tensão disruptiva sob chuva e à 60 Hz para a cadeia de isolador dos condutores fase.	800 kV
Tensão disruptiva sob chuva e à 60 Hz para a cadeia de isolador dos cabos para-raios.	62 kV

Fonte: Fuchs (1977), João Mamede Filho (2015) e Bernard F. Küsel et al. (2012). ,

4.3 MÉTODOS

Com o intuito de atender aos objetivos geral e específicos, os métodos adotados visaram, primordialmente, simular e analisar as perdas devido as correntes induzidas nos cabos para-raios das linhas de transmissão, em regime permanente.

Nesse sentido, os métodos aplicados neste trabalho são fundamentados, essencialmente, na comparação entre os resultados obtidos por meio da variação da condutividade do cabo para-raios e como essa variação influencia as perdas nestes cabos.

Entretanto, a título de adendo da análise, foi realizado também um estudo da problemática das perdas nos cabos para-raios em linhas de transmissão com diversas configurações. Esta análise teve por finalidade dar um caráter universal e generalista da pesquisa uma vez que as tensões, tipos de estruturas, potência transportada , entre outros características importantes das linhas variam de região e região e de país para país.

Um segundo aditamento foi realizado com a finalidade de se fazer um estudo sintético da problemática e incluiu a magnitude das correntes e tensões induzidas nos cabos para-raios em uma linha de transmissão existente típica na tensão de 500 kV onde também foi incluída a problemática das soluções triviais de isolamento dos cabos para-raios.

Dando continuidade, em seguida foram realizadas simulações para se verificar como a mudança de condutividade influenciaria o valor das tensões que surgem nos cabos para-raios quando atingidos por uma descarga atmosférica típica.

Por último, foram realizadas simulações para se verificar como à mudança de condutividade influenciaria corrente que circula pela estrutura para o solo e pelos condutores na ocorrência de curtos circuitos que envolvam a terra.

Nas subseções a seguir, é apresentado o detalhamento dos métodos aplicados na pesquisa, que foi dividida em seis etapas: elaboração de curvas de perdas nos cabos para-raios em função da potência da linha em linhas de transmissão de diversas configurações (Etapa 1); estudo sucinto das correntes induzidas e impactos da isolação dos cabos para-raios em condição de uma anormalidade de uma linha de transmissão real (Etapa 2); simulação para verificação das correntes induzidas nos cabos para-raios tradicionais e as respectivas perdas de uma linha de transmissão real (Etapa 3); simulação para verificação das correntes induzidas nos cabos para-raios de menor condutividade e as respectivas perdas de uma linha de transmissão real (Etapa 4); identificação das mudanças que ocorrem na tensão nos cabos para-raios logo após um surto atmosférico com cabos para-raios tradicionais e de condutividades inferiores de uma linha de transmissão real (Etapa 5); identificação das mudanças que ocorrem na corrente de curto circuito na linha de transmissão logo após uma falta que envolva a terra com cabos para-raios tradicionais e de condutividades inferiores de uma linha de transmissão real (Etapa 6).

Para se averiguar as perdas nas linhas de transmissão, como descrito da Etapa 1, foi elaborado um programa para cálculo das correntes induzidas, tensões induzidas, perdas

e finalmente traçar o gráfico das perdas por quilômetro em função da potência nas linhas de transmissão didáticas. O programa feito no MATLAB é mostrado no Apêndice A.

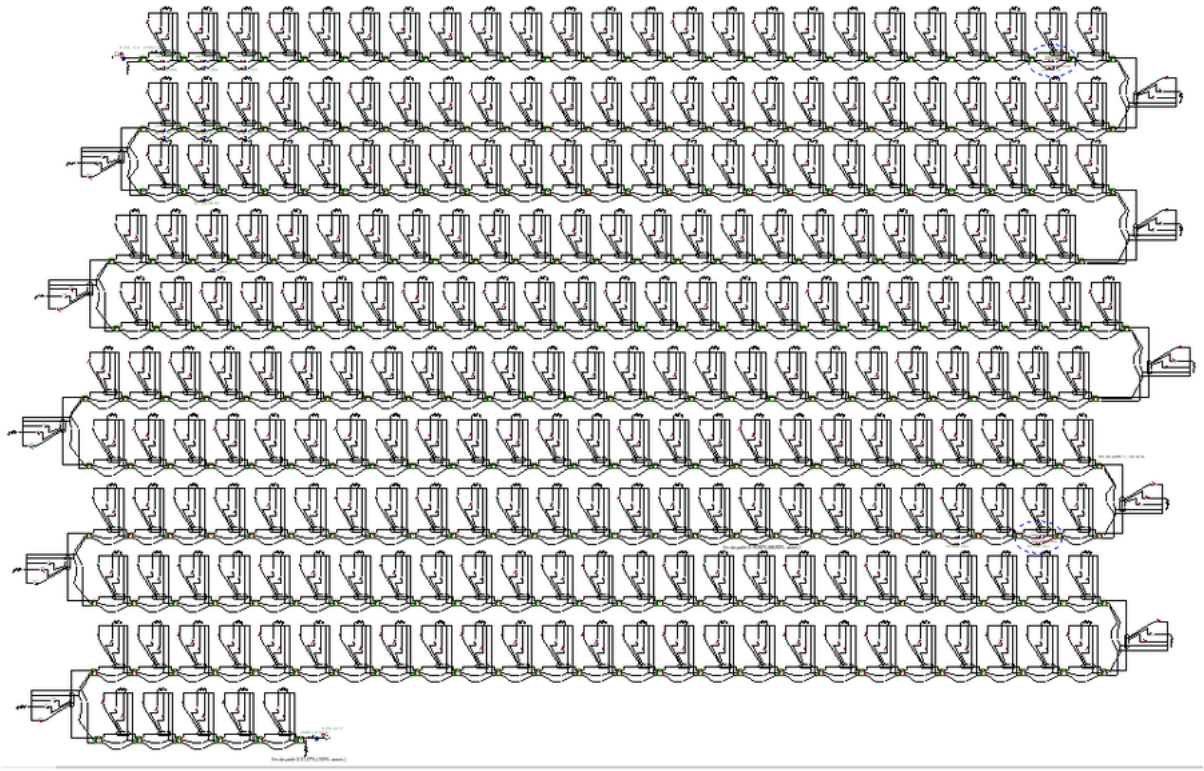
Para realização das Etapas 2 em diante, que envolveram a linha de transmissão real (ESTUDO DE CASO), o principal programa utilizado foi o ATPDraw.

Especificamente na Etapa 2, o modelo simplificado para a análise proposta, é apresentado na Seção 5.2.

As demais etapas, Etapas 3 a 6, o modelo completo para a análise proposta, foi materializado no ATPDraw.

Na Figura 42 é apresentado o circuito montado no ATPDraw que serviram para simular o sistema de transmissão ESTUDO DE CASO nas Etapa 3 a 6.

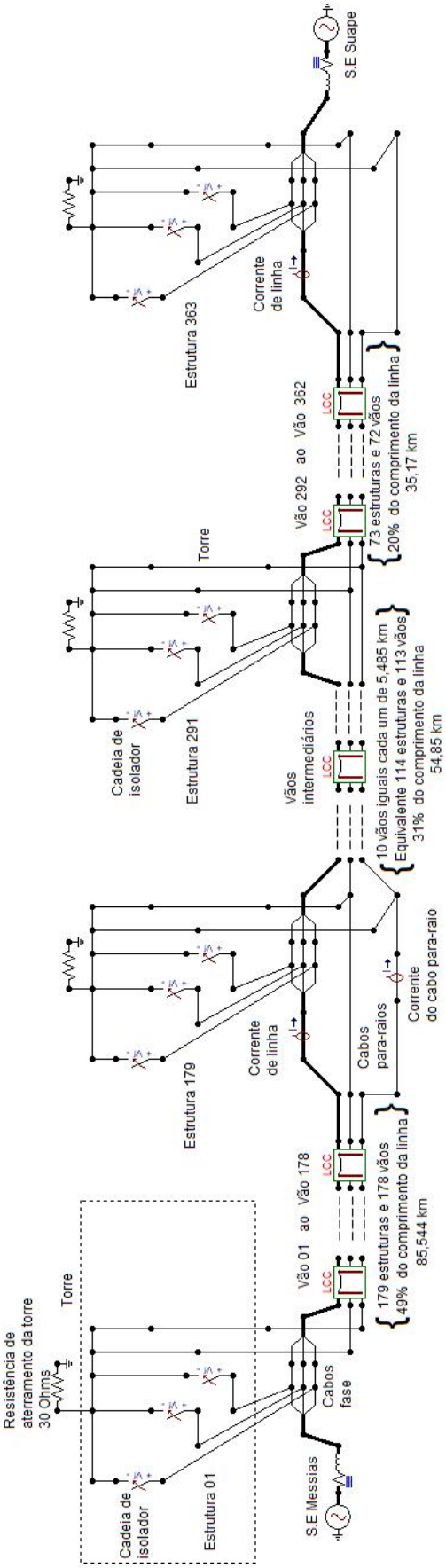
Figura 42 – Representação completa no ATPDraw para a LT ESTUDO DE CASO.



Fonte: O Autor (2021).

O circuito completo da Figura 42 pode ser representado, para melhor compreensão, de uma forma simplificada pela representação esquemática da Figura 43.

Figura 43 – Representação esquemática no ATPDraw para a LT ESTUDO DE CASO.



Fonte: O Autor (2021).

4.3.1 Etapa 1

Para realização da investigação das perdas nas linhas LT1 a LT6 e ESTUDO DE CASO se fez necessário um estudo esmiuçado da geometria dos condutores no espaço, tipos de condutores utilizados, temperatura de operação dos condutores, entre outros. O cálculo realizado para determinação das perdas utilizou todos os parâmetros de resistência e reatância por quilômetro.

Foram calculadas então as correntes induzidas nos cabos para-raios destas linhas em função da potência transportada e traçado o gráfico das perdas em função da potência transportada. Para fins comparativos, além da curva das perdas totais nos cabos para-raios em função da potência transportada, uma segunda curva, em um segundo gráfico, foi traçada. A segunda curva é a das perdas máximas permitidas nos cabos para-raios. Conforme estabelecido no submódulo 2.4 dos Procedimentos de Rede do ONS (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2000) as perdas nos cabos para-raios não devem ser superiores a 5% das perdas dos cabos condutores.

Para a etapa 1, as linhas de transmissão LT1 a LT6 e ESTUDO DE CASO, tiveram como saída:

- Curvas das perdas totais nos cabos para-raios em função da potência das linhas ;
- curvas das perdas totais nos cabos para-raios e perdas máximas previstas na legislação no Brasil em função da potência das linhas.

4.3.2 Etapa 2

Para realização do estudo sintetizado da linha ESTUDO DE CASO se fez necessário circular uma corrente nos condutores fase da linha de transmissão para uma determinada condição operacional (3140 A) . A condição escolhida foi a de longa duração noturna. Desse modo, para que os valores verificados na simulação das correntes induzidas sejam os mais próximos de condições reais foi necessário configurar corretamente trechos da linha de transmissão ESTUDO DE CASO. A modelagem que se seguiu foi então, resumidamente, com dois trechos de um quilometro de comprimento para os cabos para-raios distintos. A modelagem deste momento teve o intuito de verificar correntes e tensões induzidas, tanto para a instalação tradicional (cabos para-raios multiaterrados) quanto para cabos para-raios isolados (secccionados ou transpostos).

Por fim, nesta segunda etapa, foi simulado um curto-circuito na linha de transmissão com cabos para-raios isolados para se analisar o comportamento destes em uma situação de anormalidade. Para essa análise, o trecho isolado dos cabos para-raios foi de 10 km, cabos para-raios seccionados, curto-circuito distante 6 km do terminal Messias.

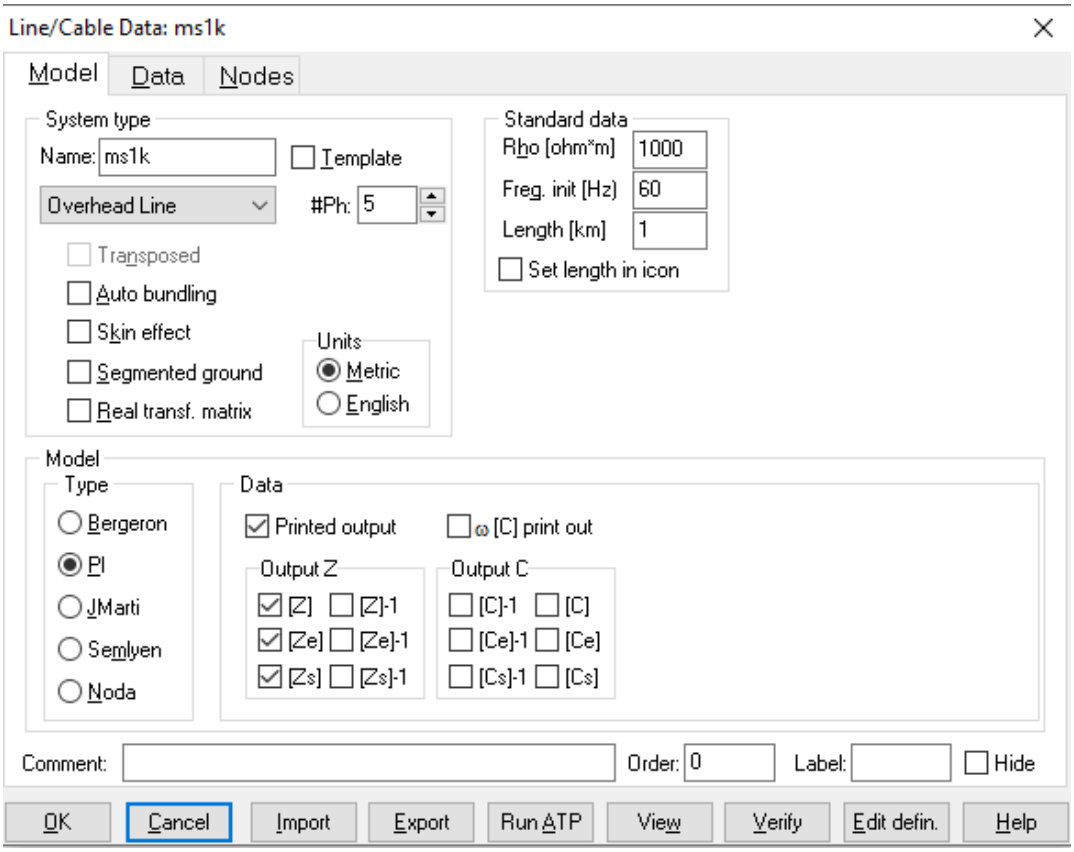
Para a etapa 2, a linha de transmissão ESTUDO DE CASO teve como saída:

- Curvas de corrente induzida para a condição da corrente na linha de transmissão de 3140 A para cada trecho isolado; conectado; conectado e transposto;
- curva da tensão induzida para a condição da corrente na linha de transmissão de 3140 A para cada trecho isolado; conectado; conectado e transposto;
- curvas das correntes e tensões para um curto-circuito monofásico, ao longo do tempo, para um ponto distante de seis quilômetros. As curvas são para tensão nas fases e na torre (estrutura) , correntes total e em cada fase, correntes nos cabos para-raios.

4.3.3 Etapa 3

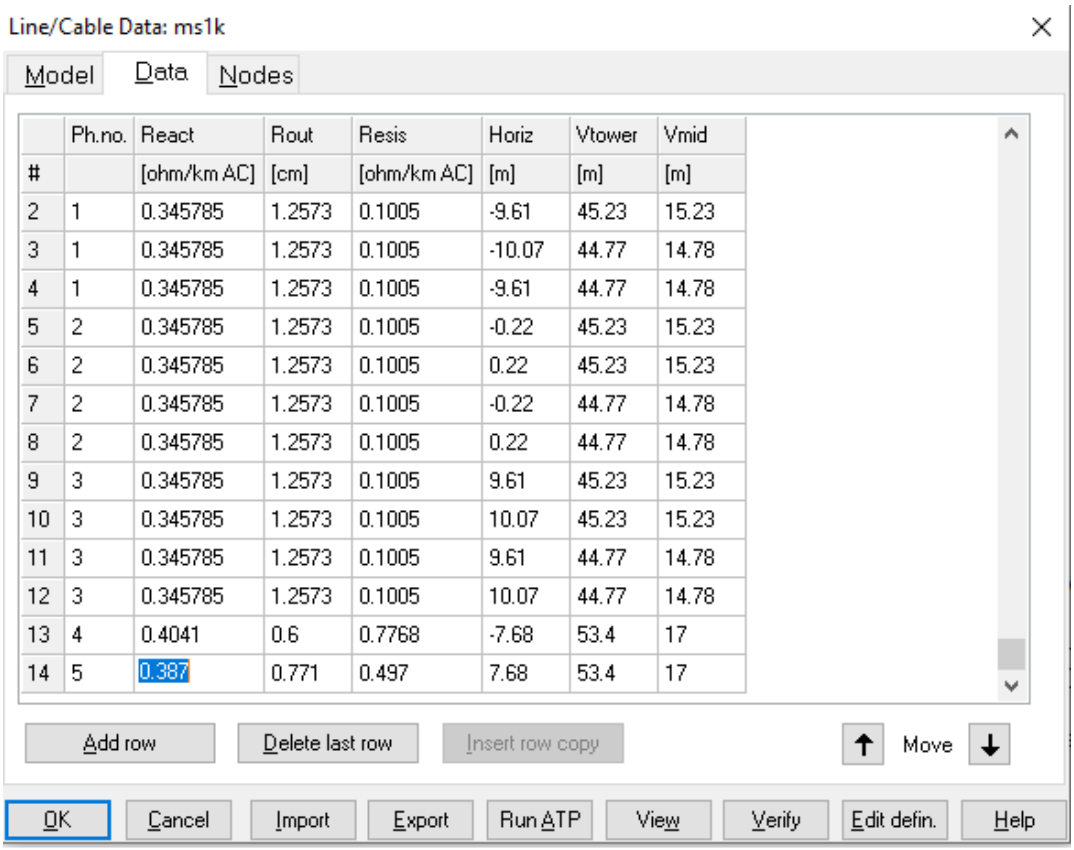
Assim, para verificar as correntes induzidas nos cabos para-raios se fez necessário fazer circular uma corrente nos condutores fase da linha de transmissão. Desse modo, para que os valores verificados na simulação das correntes induzidas sejam os mais próximos de condições reais foi necessário configurar corretamente o bloco (ou rotina) LCC do ATPDraw. Na sequência, iniciou-se com a inclusão de dados gerais da linhas ESTUDO DE CASO. A Figura 44 que mostra a primeira tela de inserção de dados de um vão da linha de transmissão ESTUDO DE CASO com indicação dos valores da resistência de terra adotada, frequência do sistema, etc. A Figura 45 mostra a segunda tela de inserção de dados com preenchimento das características dos condutores e geometria do vão.

Figura 44 – Primeira tela de inserção de dados de um vão da LT ESTUDO DE CASO.



Fonte: O Autor (2021).

Figura 45 – Segunda tela de inserção de dados de um vão da LT ESTUDO DE CASO.



#	Ph.no.	React [ohm/km AC]	Rout [cm]	Resis [ohm/km AC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]
2	1	0.345785	1.2573	0.1005	-9.61	45.23	15.23
3	1	0.345785	1.2573	0.1005	-10.07	44.77	14.78
4	1	0.345785	1.2573	0.1005	-9.61	44.77	14.78
5	2	0.345785	1.2573	0.1005	-0.22	45.23	15.23
6	2	0.345785	1.2573	0.1005	0.22	45.23	15.23
7	2	0.345785	1.2573	0.1005	-0.22	44.77	14.78
8	2	0.345785	1.2573	0.1005	0.22	44.77	14.78
9	3	0.345785	1.2573	0.1005	9.61	45.23	15.23
10	3	0.345785	1.2573	0.1005	10.07	45.23	15.23
11	3	0.345785	1.2573	0.1005	9.61	44.77	14.78
12	3	0.345785	1.2573	0.1005	10.07	44.77	14.78
13	4	0.4041	0.6	0.7768	-7.68	53.4	17
14	5	0.387	0.771	0.497	7.68	53.4	17

Fonte: O Autor (2021).

A linha de transmissão ESTUDO DE CASO foi simulada em regime permanente para a verificação da circulação de correntes induzidas nos cabos para-raios. Os valores de correntes utilizados para a simulação foi 500 A, 1000 A, 2000 A e 4000 A circulando pelos condutores fase a partir terminal da fonte da linha de transmissão ESTUDO DE CASO. Os cabos para-raios foram os cabos tradicionais (IACS padrão comercial para esses condutores) e eles estavam multiaterrados. Com os valores das correntes obtidas através da simulação, foi procedido então o cálculo das perdas nestes mesmos condutores.

Como apresentado no Capítulo 2, as perdas nos cabos para-raios são função do quadrado da corrente pelo respectivo valor da resistência elétrica do cabo para-raios.

Para a simulação da linha de transmissão ESTUDO DE CASO foi adotado o comprimento total da linha de transmissão Messias-Suape II que é de 176,6 km. Para tanto, na modelagem no ATPDraw, no início do circuito (terminal Messias) foram considerados todos os primeiros 178 vãos da linha de transmissão com cada vãos de comprimentos variados. Essa primeira parte da modelagem da linha correspondeu a 49% do comprimento total da linha. No final do circuito (terminal Suape II) modelado no ATPDraw foram considerados todos os últimos 72 vãos da linha de transmissão com vãos de comprimentos variados. Essa ultima parte da modelagem da linha correspondeu a 20% do comprimento total da linha. Para completar o comprimento total da linha, foram considerados dez blocos LCC

com 5,484 km de comprimento cada entre esses dois terminais. Essa parte intermediária da modelagem da linha correspondeu a 31% do comprimento total da linha.

As correntes induzidas foram verificadas aproximadamente no ponto médio de cada trecho mostrado na Figura 40 para a linha de transmissão ESTUDO DE CASO .

Para a etapa 3, a linha de transmissão ESTUDO DE CASO teve como saída:

- Curva de corrente induzida em função da corrente na linha de transmissão;
- curva de perdas totais nos cabos para-raios em função da corrente na linha de transmissão.

4.3.4 Etapa 4

A quarta etapa consistiu em alterar a condutividade dos cabos para-raios. Nesta etapa, os dados de resistência por unidade de comprimento para os condutores para-raios foram alterados com base da alteração do IACS. O objetivo foi verificar a influência dessas novas características condutivas dos cabos para-raios modificariam os valores das correntes induzidas nos mesmos. As variações adotadas foram de 5%, 1% e 0,5% IACS.

São repetidas as mesmas simulações realizadas na Etapa 3. Para cada valor de corrente na linha simulada na Etapa 3 (500 A, 1000 A, 2000 A e 4000 A) e feita a correlação com a corrente induzida nos cabos para-raios e as respectivas perdas para diferentes valores de condutividade, ou seja, o IACS do condutor.

Para a Etapa 4, para o sistema de transmissão ESTUDO DE CASO teve como saída:

- Curva de corrente induzida em função da corrente na linha de transmissão;
- curva de perdas totais nos cabos para-raios em função da corrente na linha de transmissão;
- curva de corrente induzida em função da condutividade do cabo para-raios para cada corrente na linha de transmissão;
- curva de perdas totais nos cabos para-raios em função da condutividade do cabo para-raios para cada corrente na linha de transmissão.
- curva de perdas da melhor opção encontrada nesta pesquisa, de acordo com variação do IACS, comparativamente com a curva de perdas da opção mais usual (isolar os cabos para-raios e fazer transposição dos mesmos).

4.3.5 Etapa 5

A quinta etapa consistiu na avaliação do comportamento da tensão sob os cabos para-raios e sob os condutores fase quando os cabos para-raios são atingidos por uma

descarga atmosférica. Para o sistema de transmissão ESTUDO DE CASO foram simuladas descargas atmosféricas atingindo os cabos para-raios junto a torre. As simulações foram realizadas para uma corrente de descarga de 20 kA e 40 kA. As simulações realizadas tiveram por objetivo verificar se a mudança da condutividade do cabo-para raios influenciaria o comportamento da tensão sob a estrutura da torre. Foi avaliado que, uma vez o cabo para-raios atingido por uma descarga atmosférica, qual seria o nível de tensão, desde o cabo tradicional até os cabos com condutividade reduzida (5%, 1%, 0,5% IACS.). Foi examinado se de alguma forma isso iria comprometer a função principal desde cabo, que é a blindagem da linha de transmissão. As curvas de tensão sob os cabos para-raios foram verificadas e comparadas para o mesmo valor de corrente de descarga (20 kA e 40 kA). As medidas das tensões foram verificadas para percentuais de 20%, 40%, 60% e 80% ao longo dos comprimentos da linha de transmissão ESTUDO DE CASO partir do terminal Messias até Suape.

Para a etapa 5, para o sistema de transmissão ESTUDO DE CASO teve como saída:

- Curva da tensão de surto atmosférico no ponto da descarga, ao longo do tempo, injetada no sistema de transmissão.

4.3.6 Etapa 6

A sexta etapa consistiu na avaliação do comportamento da corrente de curto-circuito que envolvem a terra. O curto-circuito escolhido e simulado foi o monofásico, uma vez que ele representa, cerca de, 80% das faltas neste componente do sistema elétrico (KLUCZNIK, 2017). As simulações foram realizadas para cada um dos quatro níveis de condutividade diferentes (tradicional, 5%, 1%, 0,5% IACS). Para o sistema de transmissão ESTUDO DE CASO as condições de falta que envolveram a fase A e a terra. As simulações realizadas tiveram por objetivo verificar se a mudança da condutividade do cabo-para raios influenciaria o comportamento da corrente de curto-circuito. Os curtos circuitos foram aplicados nas distâncias de 10 km e 30 km, tanto dos terminais Messias quanto Suape da linha de transmissão ESTUDO DE CASO. Esses valores de comprimento foram adotados, pois, são aqueles que apresentam tradicionalmente os maiores valores de corrente de falta devido à proximidade com as subestações. As correntes verificadas, para os curtos monofásicos, foram a corrente total, a contribuição de cada terminal e a corrente que circulou nos cabos para raios nos dois caminhos possíveis para cada um deles.

Para a etapa 6, para o sistema de transmissão ESTUDO DE CASO tiveram como saída:

- Curvas da corrente de curto-circuito monofásico, ao longo do tempo, para uma mesma distância e condutividades diferentes. As curvas são para corrente total,

a contribuição de cada terminal, corrente que circulou em cada um dos cabos para-raios e tensão e corrente pela estrutura até o solo.

4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, foram tratados do material e dos métodos utilizados para o desenvolvimento da pesquisa. Inicialmente, foi apresentado o material de estudo e, em seguida, foram apresentadas as etapas dos métodos utilizados para identificar, avaliar e simular as características de regime permanente, temporário e transitório presentes nas linhas de transmissão em estudo, quando submetidos a circulação de uma corrente de carga, curto-circuito envolvendo a terra e descarga atmosférica.

O material e os métodos apresentados neste capítulo foram empregados, fornecendo resultados para a pesquisa desenvolvida. Com isso, os resultados obtidos, seguido das análises e discussões, estão apresentados no capítulo a seguir.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Com o intuito de cumprir os Objetivos Geral e Específicos, neste capítulo são apresentados os resultados obtidos a partir da utilização das etapas descritas na seção 4.3 do capítulo Material e Métodos. De forma análoga ao capítulo anterior, os resultados e discussões também foram divididos em seis etapas: verificação das perdas nos cabos para-raios em linhas de transmissão típicas de 230 kV até 1000 kV (Etapa 1); avaliação sintetizada das correntes e tensões induzidas para trechos da linha de transmissão ESTUDO DE CASO e comportamentos dos cabos para-raios isolados perante um curto-circuito monofásico (Etapa 2); simulação das linhas de transmissão em regime de carga com os cabos para-raios tradicionais (Etapa 3); simulação das linhas de transmissão em regime de carga com alteração do IACS dos cabos para-raios (Etapa 4); comportamento das linhas de transmissão frente à descargas atmosféricas (Etapa 5); comportamento das linhas de transmissão durante curtos circuitos envolvendo a terra (Etapa 6) .

5.1 ETAPA 1

Seis categorias de linhas de transmissão didáticas típicas e uma real típica foram testadas e avaliadas quanto a suas perdas. As linhas de transmissão didáticas testadas foram nomeadas como LT1, LT2, LT3, LT4, LT5 e LT6, como está declarado na seção e a linha existente como ESTUDO DE CASO, conforme foi especificado na seção 4.3.1.

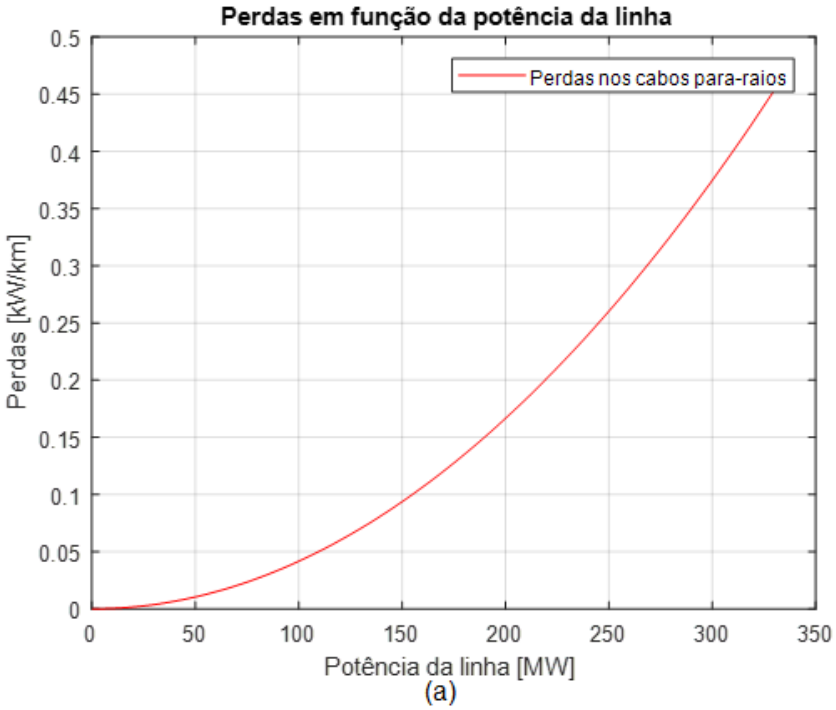
A linha de transmissão ESTUDO DE CASO esta indicada no diagrama unifilar da Figura 46.

Figura 46 – Diagrama unifilar da LT ESTUDO DE CASO.

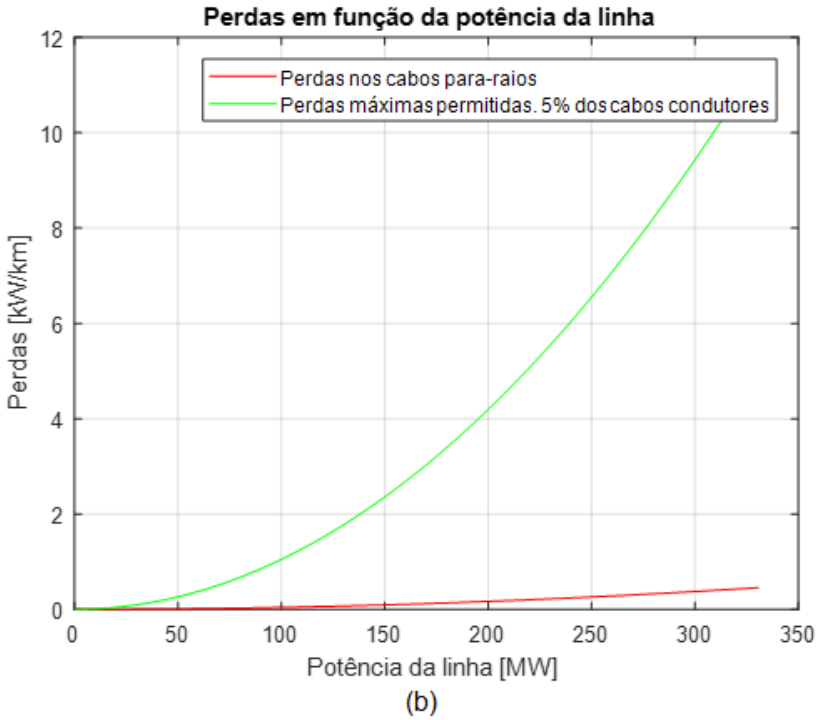
Fonte: O Autor (2021).

Como resultado desta avaliação, obtiveram-se as curvas de perdas em função do carregamento das linhas. Nas figuras 47 a 53 essas curvas estão apresentadas.

Figura 47 – Perdas na linha de transmissão LT1 em função do carregamento da linha (a) e comparada com os valores máximos previstos na legislação atual (b).



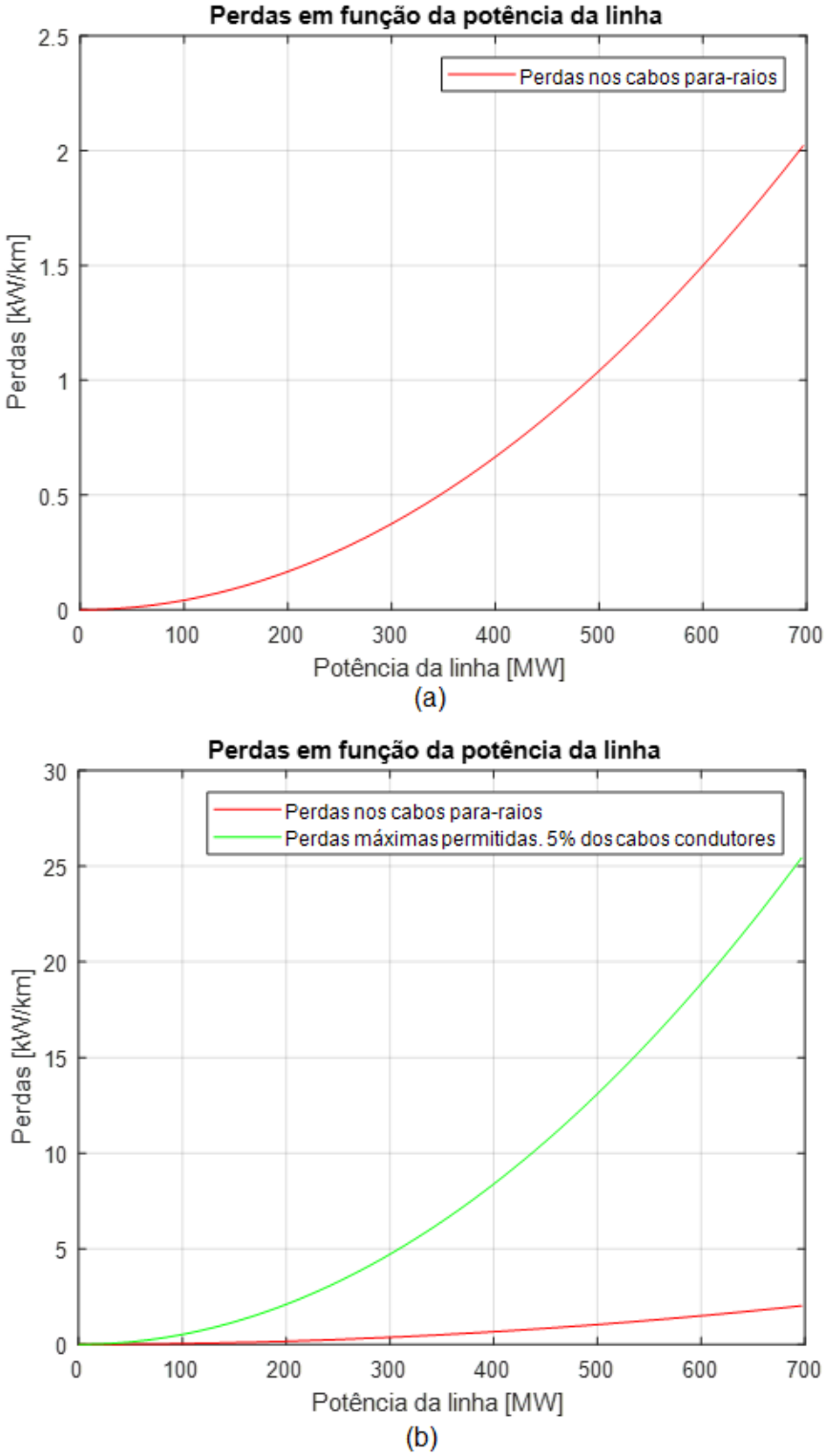
(a)



(b)

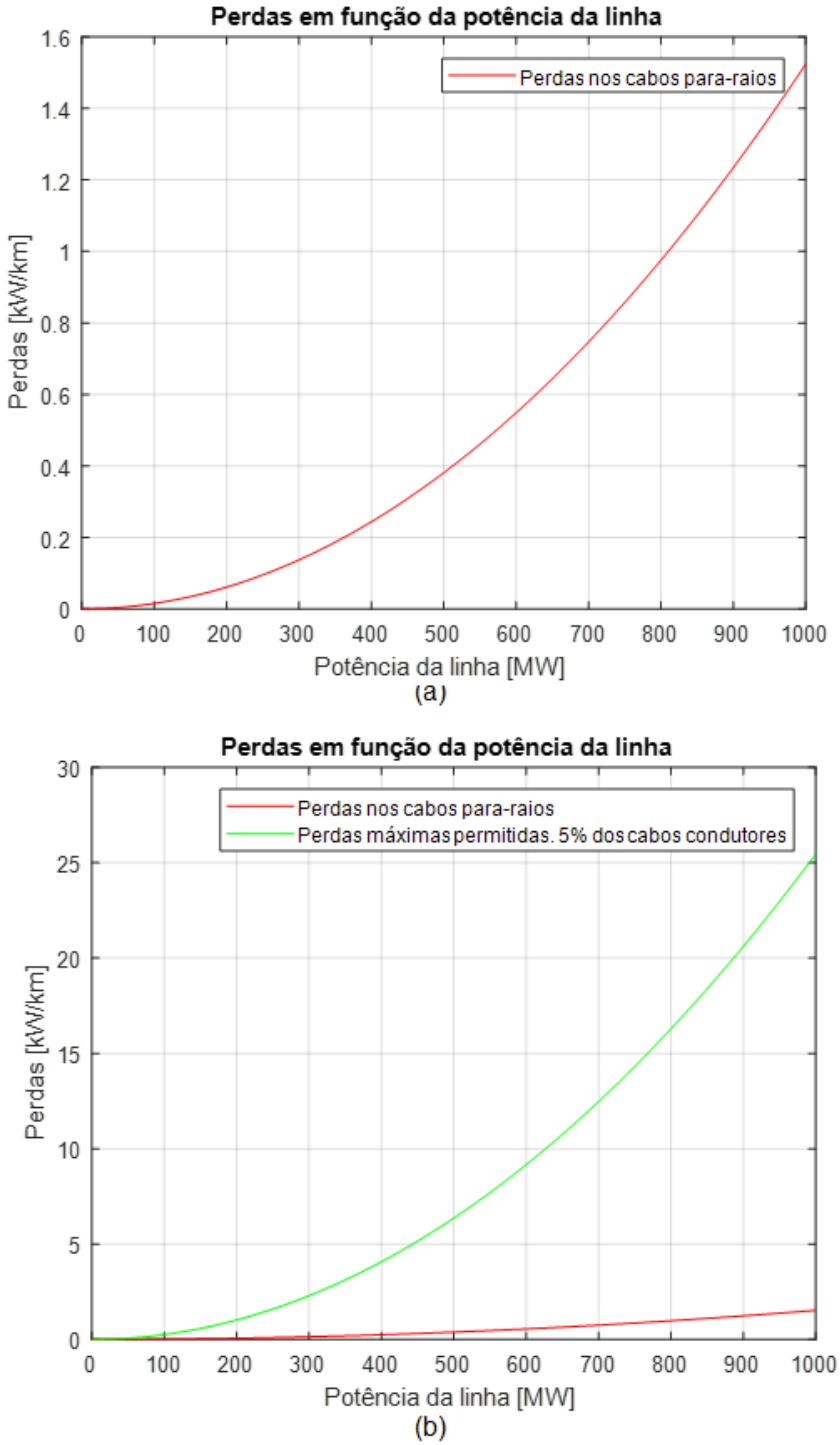
Fonte: O Autor (2021).

Figura 48 – Perdas na linha de transmissão LT2 em função do carregamento da linha (a) e comparada com os valores máximos previstos na legislação atual (b).



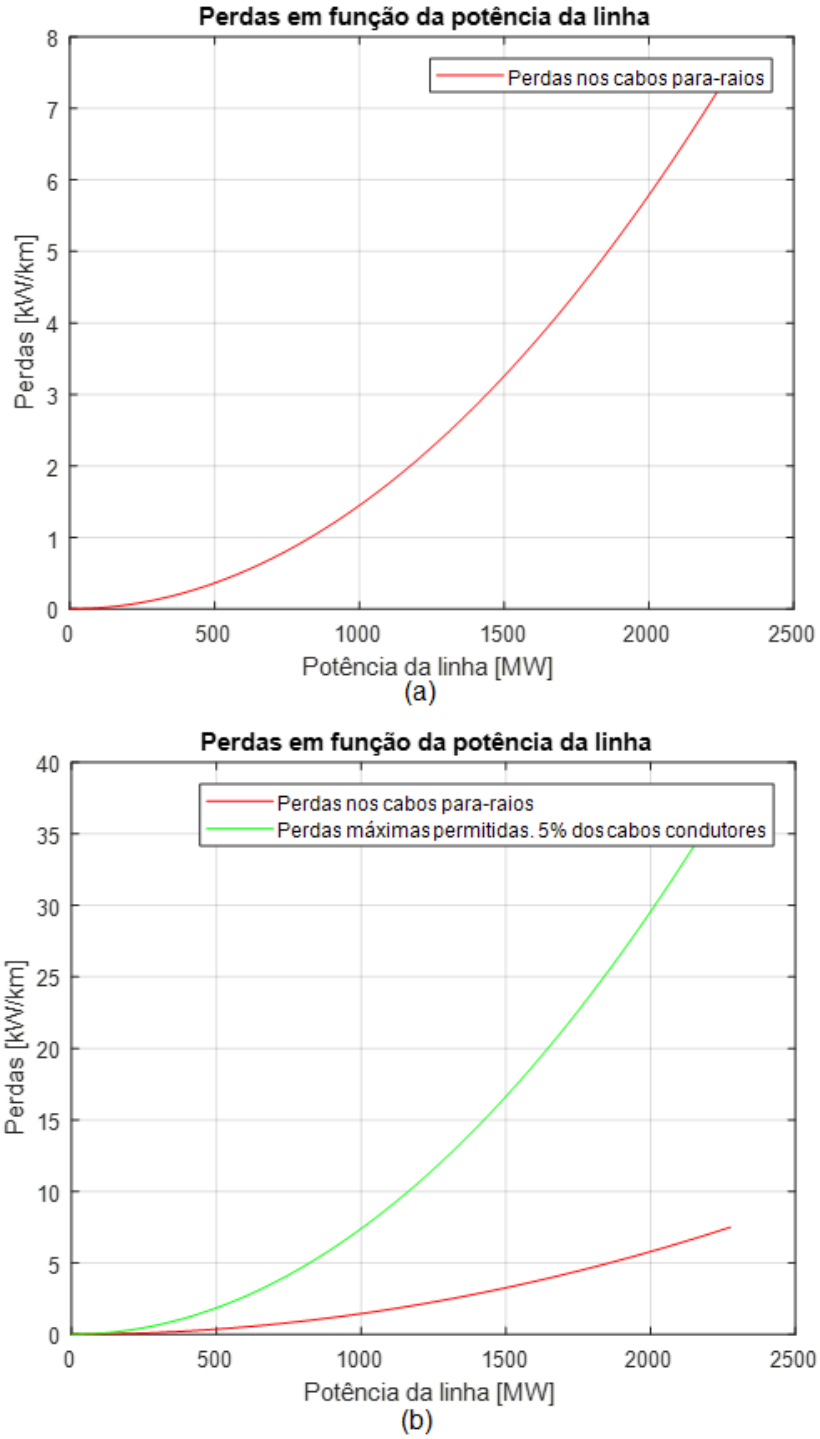
Fonte: O Autor (2021).

Figura 49 – Perdas na linha de transmissão LT3 em função do carregamento da linha (a) e comparada com os valores máximos previstos na legislação atual (b).



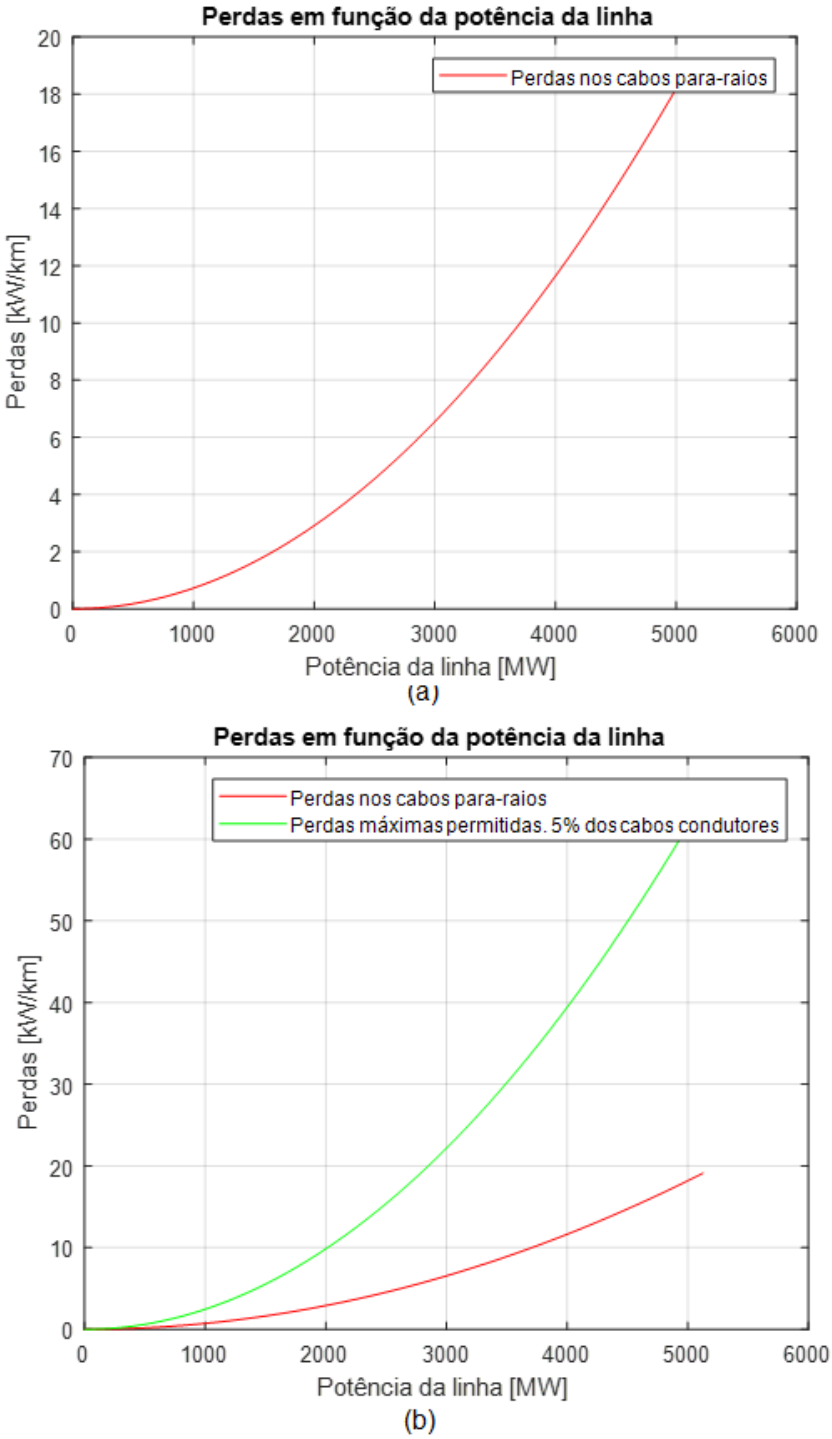
Fonte: O Autor (2021).

Figura 50 – Perdas na linha de transmissão LT4 em função do carregamento da linha (a) e comparada com os valores máximos previstos na legislação atual (b).



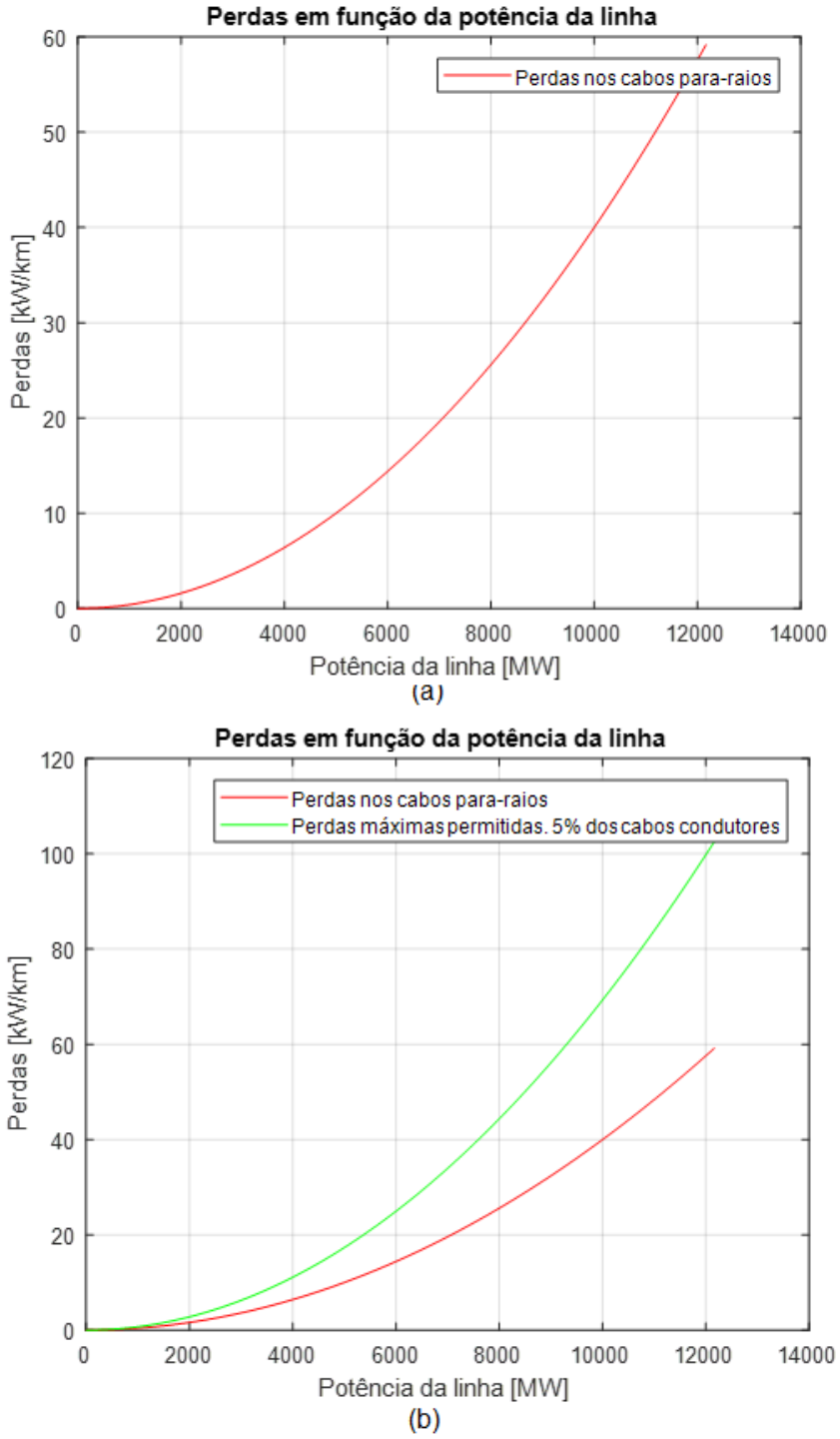
Fonte: O Autor (2021).

Figura 51 – Perdas na linha de transmissão LT5 em função do carregamento da linha (a) e comparada com os valores máximos previstos na legislação atual (b).



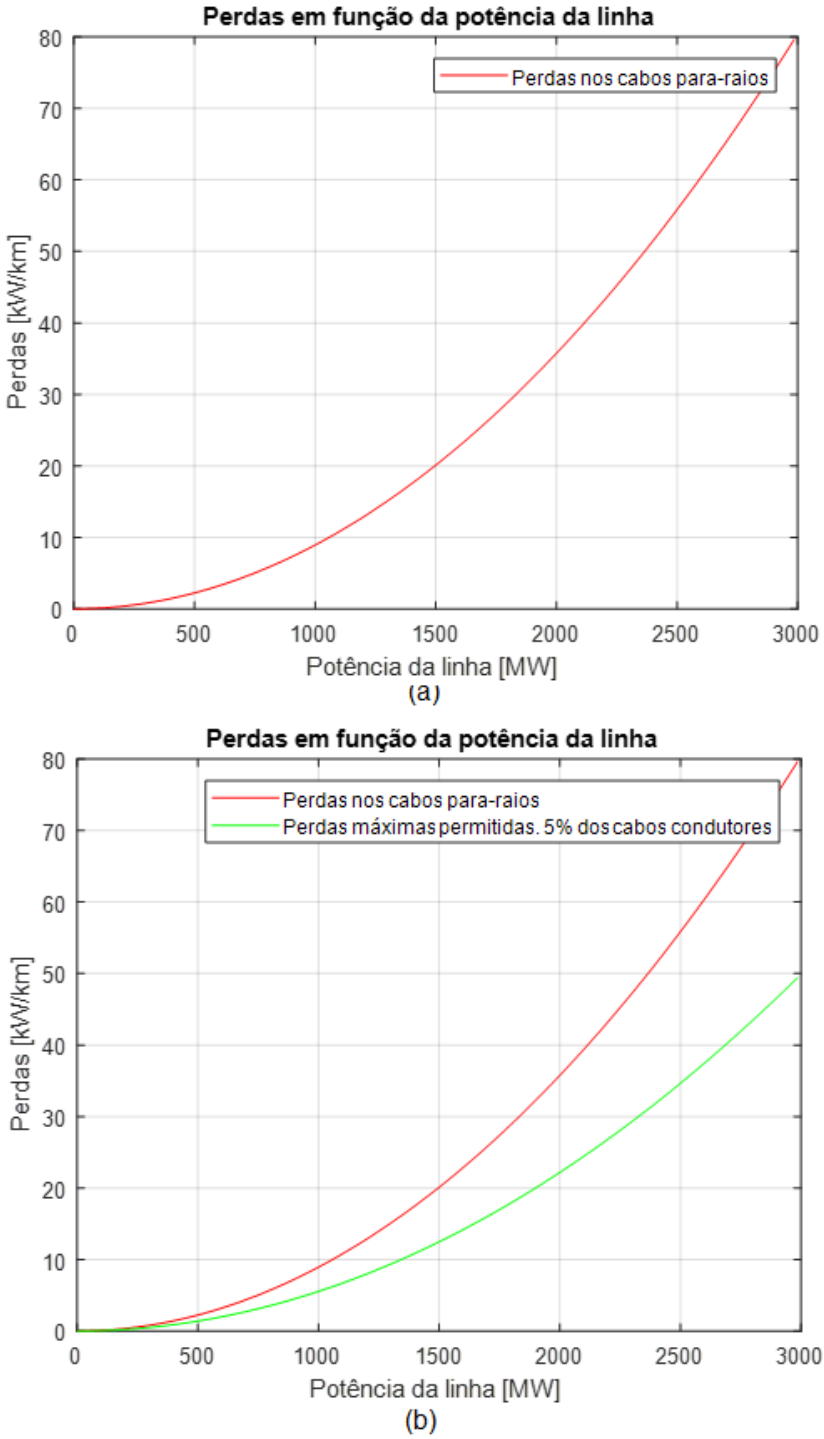
Fonte: O Autor (2021).

Figura 52 – Perdas na linha de transmissão LT6 em função do carregamento da linha (a) e comparada com os valores máximos previstos na legislação atual (b).



Fonte: O Autor (2021).

Figura 53 – Perdas na linha de transmissão ESTUDO DE CASO em função do carregamento da linha (a) e comparada com os valores máximos previstos na legislação atual (b).



Fonte: O Autor (2021).

As perdas crescem consideravelmente com o aumento do nível de tensão. Isso acontece naturalmente pelo aumento da potência a ser transmitida pela linha que também é aumentada. Contudo, a forma como são utilizados os cabos para-raios (dois condutores de mesmas especificações no topo da estrutura para prover blindagem para a linha em qualquer

configuração) permanece praticamente inalterada, exceto pela geometria da estrutura que posiciona os cabos de formas diferentes.

Analisando ainda esta etapa se verifica que apenas no caso da linha de transmissão ESTUDO DE CASO foi ultrapassado o limite de norma de 5% das perdas em relação aos condutores fase. Isto aconteceu porque esta linha apresenta uma maior quantidade de cabos por fase (quatro) para uma tensão relativamente mais baixa. A quantidade maior de condutores por fase reduz as perdas nos mesmos, que comparadas com as perdas nos cabos para-raios, tornam-se superiores ao que prevê a legislação.

5.2 ETAPA 2

Dois trechos de um quilometro da linha de transmissão ESTUDO DE CASO foi simulada por meio do ATPDraw para circulação de uma corrente de carga conforme descrito na Seção 4.3.2 . Para as simulações, as correntes de carga circularam pela linha através do ajuste de uma carga com fator de potência e uma tensão de 1,0 pu no terminal fonte. Para a linha de transmissão, o níveis de carregamento foi de 3140 A (corrente de longa duração noturna). Os sinais de corrente circulando nos cabos para-raios foram coletados através da ferramenta gráfica do software ATPDraw. As simulações nesta parte serviram para verificar as correntes e tensões induzidas tanto para cabos para-raios multiaterrados quanto isolados.

Considerando uma análise complementar para esta etapa, também foi verificado o comportamento da distribuição das correntes para um curto-circuito monofásico para a configuração de cabos para-raios isolados. Além das correntes, um ponto de interesse foi verificar o estresse a que fica submetido dispositivo isolador dos cabos para-raios isolado.

5.2.1 Simulações no ATPDraw

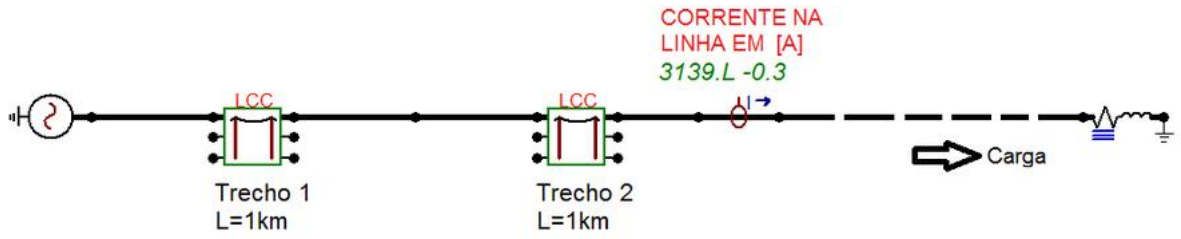
Para averiguação dos efeitos sob para dois trechos da linha de transmissão ESTUDO DE CASO das instalações multiaterrado e isolado, no que diz respeito aos cabos para-raios, os dois trechos foram modelados e simulados no ATPDraw.

5.2.1.1 Correntes e tensões

5.2.1.1.1 Trecho com cabos para-raios Dotterel e OPGW

O modelo da linha para dois trechos (vãos) de 1000 m estão indicados na Figura 54 :

Figura 54 – Modelo no ATPDraw para a LT ESTUDO DE CASO com cabos Dotterel e OPGW.



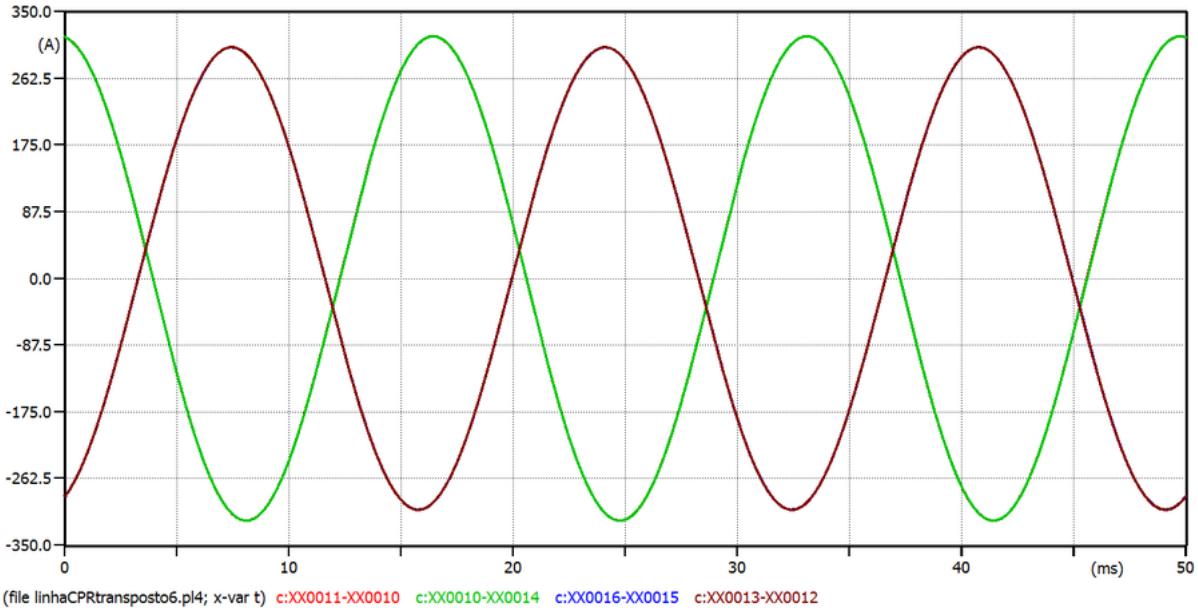
Fonte: O Autor (2021).

As grandezas de interesse simuladas foram :

1) Correntes induzidas nos cabos para-raios para cada trecho isolado do outro.
2) Tensões induzidas nos cabos para-raios para cada trecho isolado do outro.
3) Tensões induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados.
4) Correntes induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados.
5) Tensões induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados e transpostos.
6) Correntes induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados e transpostos.

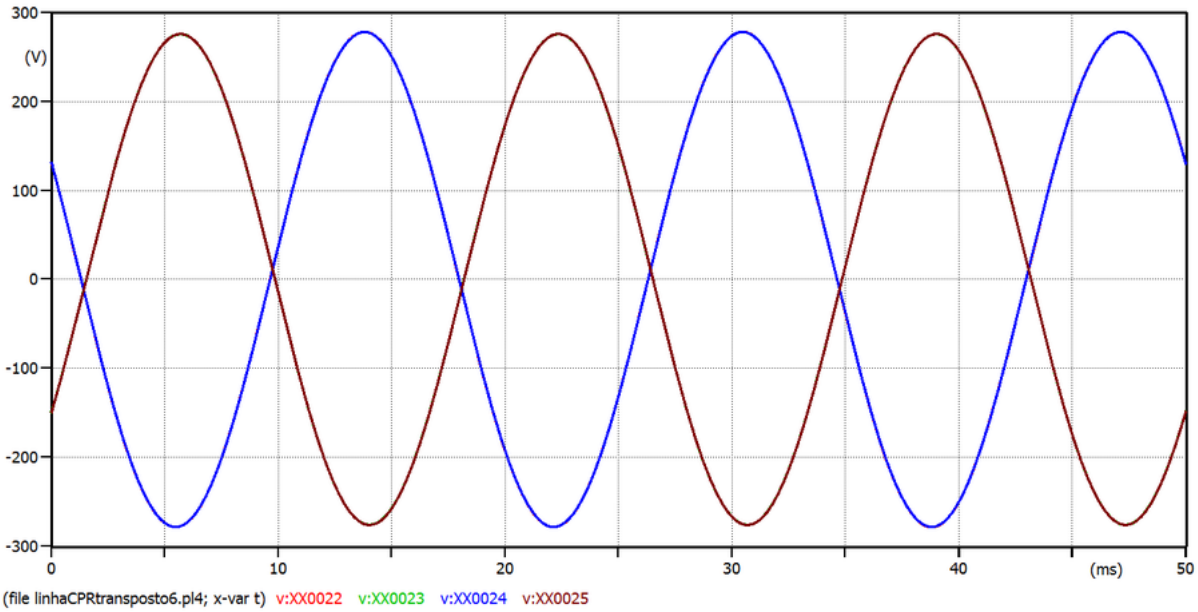
Da Figura 55 a Figura 60 se apresentam os resultados da simulação:

Figura 55 – Correntes induzidas nos cabos para-raios para cada trecho isolado do outro. Cabo Dotterel no trecho 1 (c:XX0011-XX0010), Cabo Dotterel no trecho 2 (c:XX0010-XX0014), Cabo OPGW no trecho 1 (c:XX0016-XX0015), Cabo OPGW no trecho 2 (c:XX0013-XX0012).



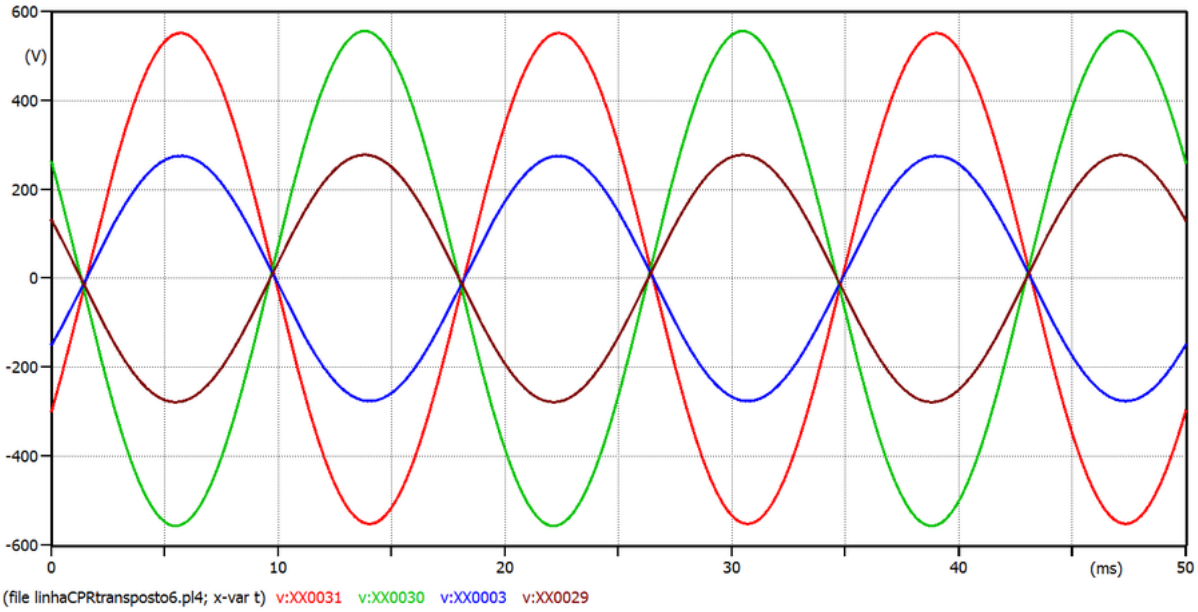
Fonte: O Autor (2021).

Figura 56 – Tensões induzidas nos cabos para-raios para cada trecho isolado do outro. Cabo Dotterel no trecho 1 (v:XX0022), Cabo Dotterel no trecho 2 (v:XX0023), Cabo OPGW no trecho 1 (v:XX0024), Cabo OPGW no trecho 2 (v:XX0025).



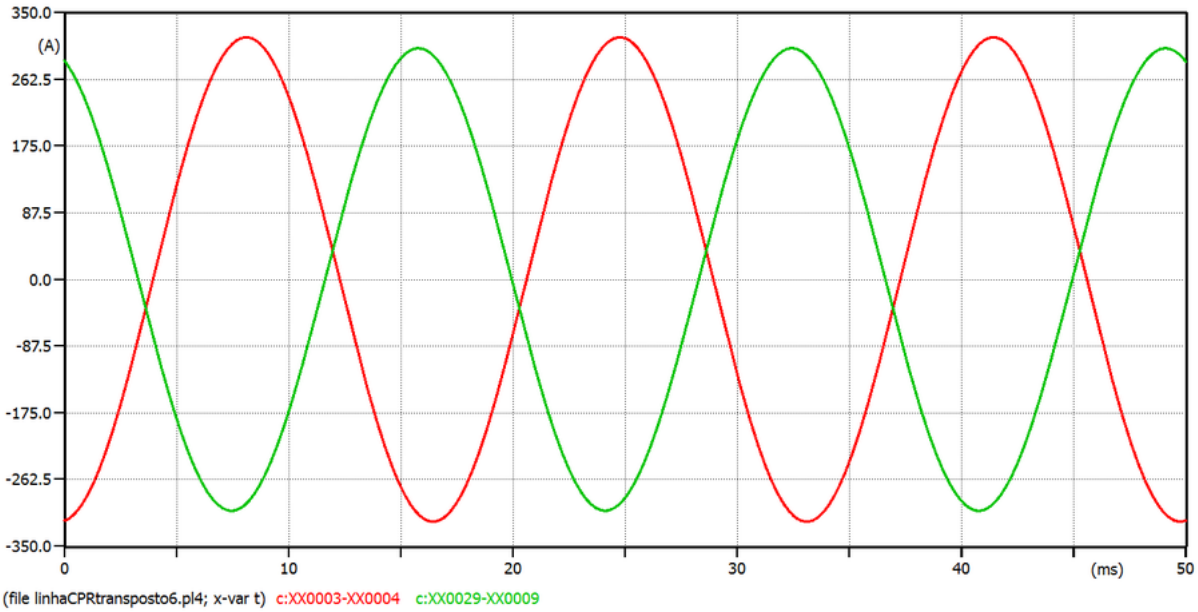
Fonte: O Autor (2021).

Figura 57 – Tensões induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados. Cabo Dotterel no trecho 1 (v:XX0003), Cabo Dotterel no trecho 2 (v:XX0031), Cabo OPGW no trecho 1 (v:XX0029), Cabo OPGW no trecho 2 (v:XX0030).



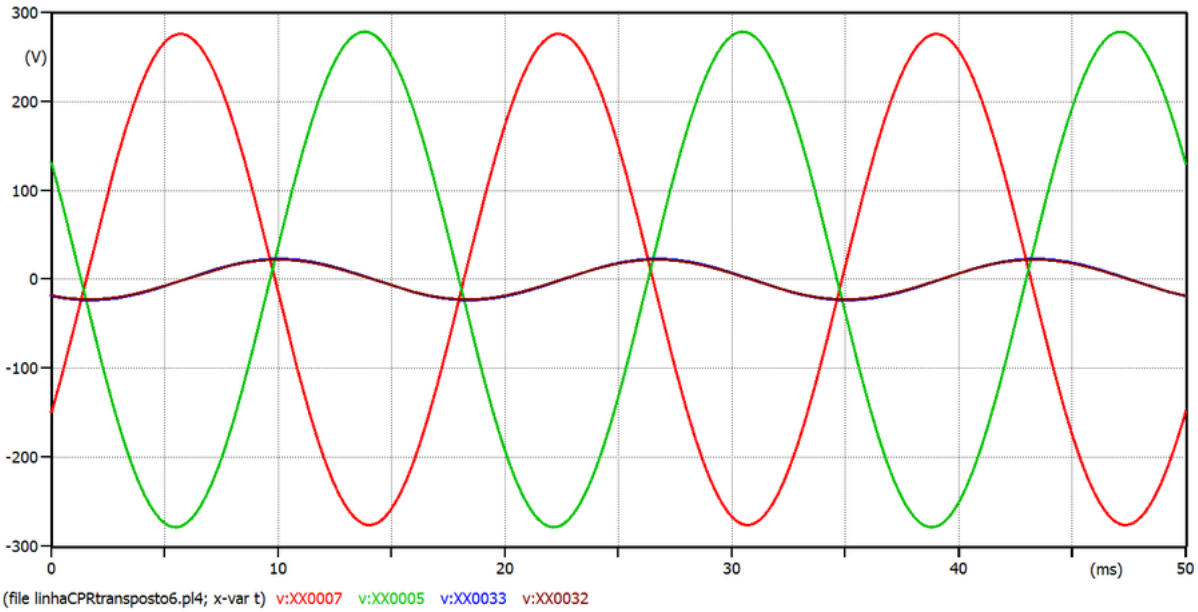
Fonte: O Autor (2021).

Figura 58 – Correntes induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados. Cabo Dotterel no trecho 1 e 2 (c:XX0003-XX0004), Cabo OPGW no trecho 1 e 2 (c:XX0029-XX0009).



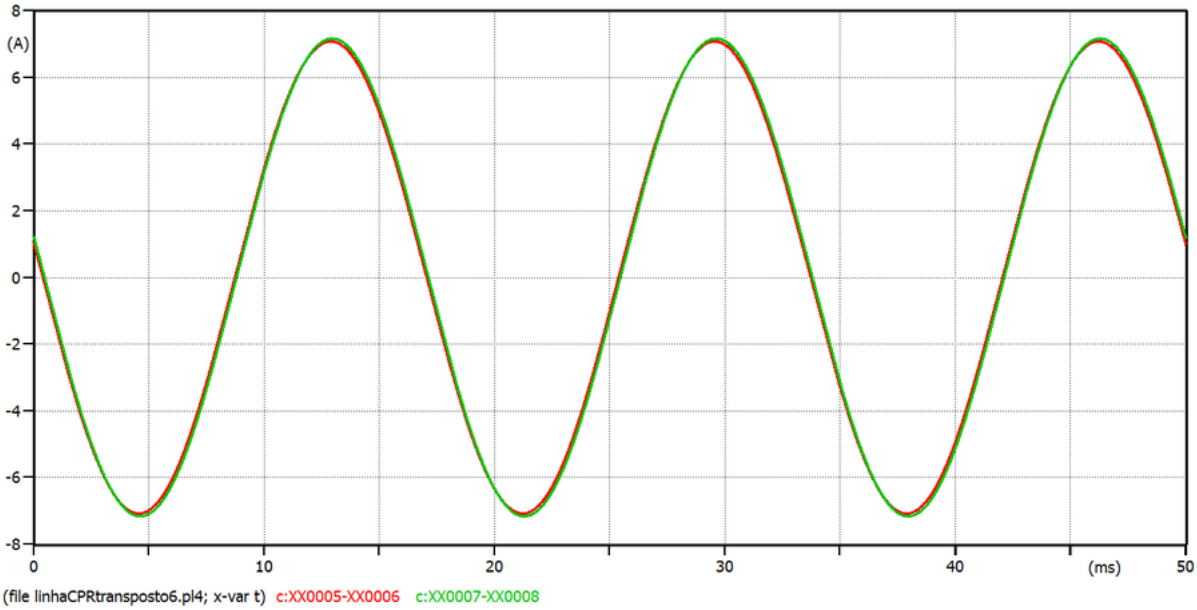
Fonte: O Autor (2021).

Figura 59 – Tensões induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados e transpostos. Cabo Dotterel no trecho 1 (v:XX0007), Cabo Dotterel no trecho 2 (v:XX0005), Cabo OPGW no trecho 1 (v:XX0005), Cabo OPGW no trecho 2 (v:XX0032).



Fonte: O Autor (2021).

Figura 60 – Correntes induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados e transpostos. Cabo Dotterel no trecho 1 e 2 (c:XX0005-XX0006), Cabo OPGW no trecho 1 e 2 (c:XX0007-XX0008).



Fonte: O Autor (2021).

Os fasores de tensão e corrente das simulações são apresentadas, resumidamente, nas Tabelas 6 e 7:

Tabela 18 – Correntes em Amperes nos trechos (vãos)-Cabos Dotterel e OPGW.

Condição	Trecho 1 Cabo Dotterel	Trecho 1 Cabo OPGW	Trecho 2 Cabo Dotterel	Trecho 2 Cabo OPGW
Correntes induzidas nos cabos para-raios para cada trecho isolado do outro.	317,7<5,23°	303,3<-160°	317,7<5,23°	303,3<-160°
Correntes induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados.	317,7<-175°	303,7<19,49°	317,7<-175°	303,7<19,49°
Correntes induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados e transpostos.	7,08<81,81°	7,16<80,35°	7,08<81,81°	7,16<80,35°

Fonte: O Autor (2021).

Tabela 19 – Tensões em volts nos finais dos trechos (vãos)-Cabos Dotterel e OPGW.

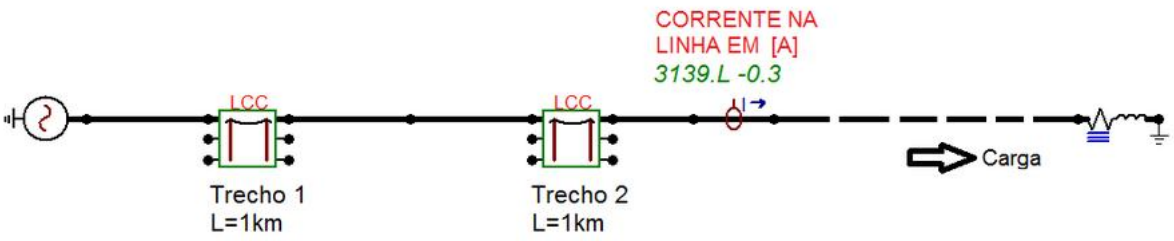
Condição	Trecho 1 Cabo Dotterel	Trecho 1 Cabo OPGW	Trecho 2 Cabo Dotterel	Trecho 2 Cabo OPGW
Tensões induzidas nos cabos para-raios para cada trecho isolado do outro	275,9<-123°	278,4<62,05	275,9<-123°	278,4<62,05°°
Tensões induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados.	275,9<-123	278,4<62,05°	551,9<-123°	556,4<62,05°
Tensões induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados e transpostos.	276,1<-123°	278,6<-62,09°	22,44<144,1	23,21<-143,4°

Fonte: O Autor (2021).

5.2.1.1.2 Trecho com cabos para-raios EHS 3/8“e OPGW

O modelo da linha para dois trechos (vãos) de 1000 m estão indicados na Figura 61 :

Figura 61 – Modelo no ATPDraw para a LT ESTUDO DE CASO com cabos EHS 3/8“ e OPGW.



Fonte: O Autor (2021).

As grandezas de interesse simuladas foram :

1) Correntes induzidas nos cabos para-raios para cada trecho isolado do outro.
2) Tensões induzidas nos cabos para-raios para cada trecho isolado do outro.
3) Tensões induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados.

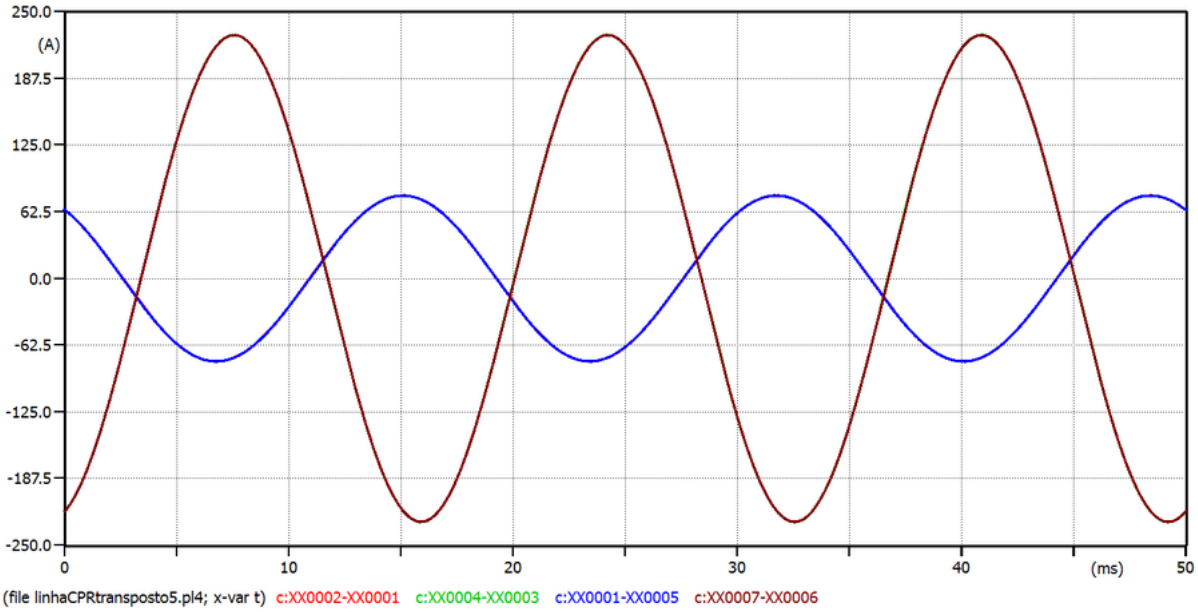
4) Correntes induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados.

5) Tensões induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados e transpostos.

6) Correntes induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados e transpostos.

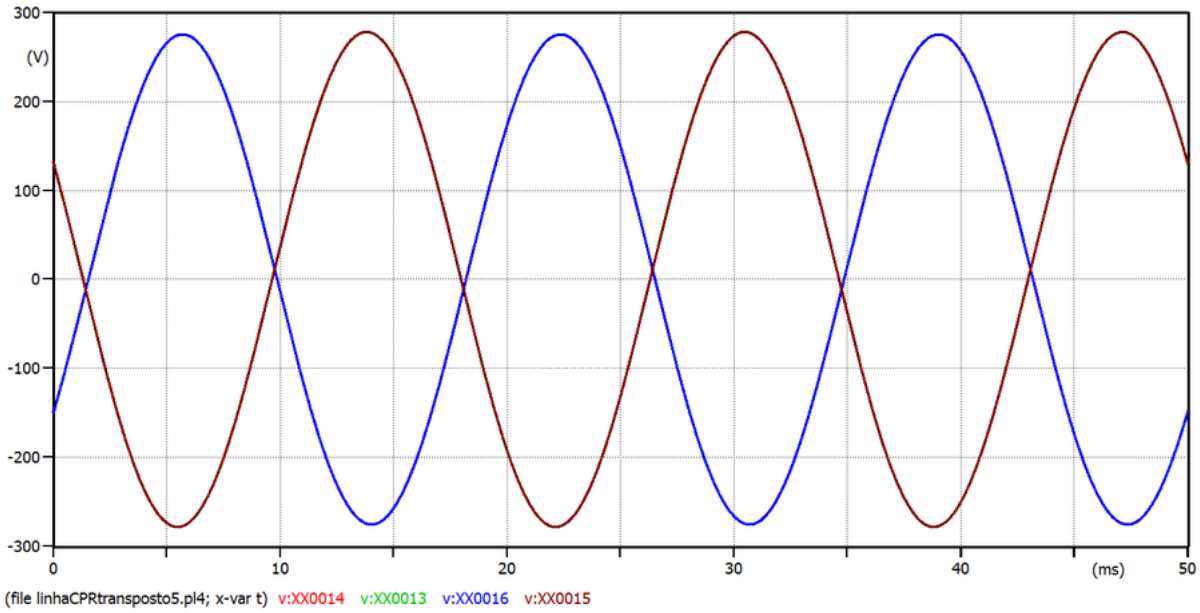
Da Figura 55 a Figura 67 se apresentam os resultados da simulação:

Figura 62 – Correntes induzidas nos cabos para-raios para cada trecho isolado do outro. Cabo EHS 3/8“ no trecho 1 (c:XX0002-XX0001), Cabo EHS 3/8“ no trecho 2 (c:XX0001-XX0005), Cabo OPGW no trecho 1 (c:XX0004-XX0003, Cabo OPGW no trecho 2 (c:XX0007-XX0006).



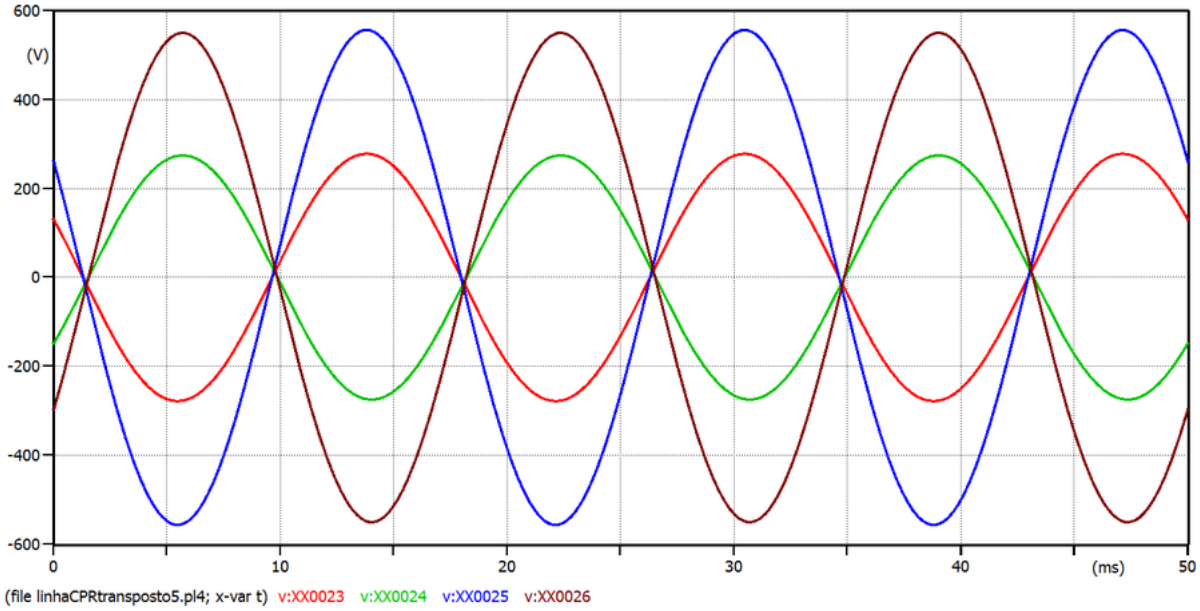
Fonte: O Autor (2021).

Figura 63 – .Tensões induzidas nos cabos para-raios para cada trecho isolado do outro. Cabo EHS 3/8“ no trecho 1 (v:XX0014), Cabo EHS 3/8“ no trecho 2 (v:XX0016), Cabo OPGW no trecho 1 (v:XX0013), Cabo OPGW no trecho 2 (v:XX0015).



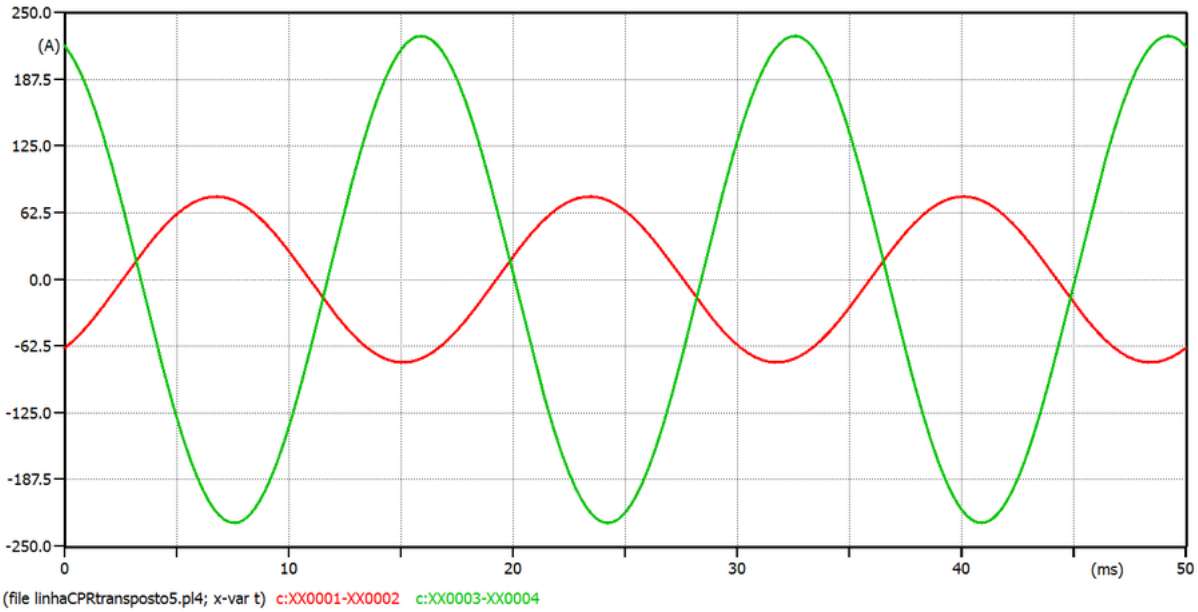
Fonte: O Autor (2021).

Figura 64 – .Tensões induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados. Cabo EHS 3/8“ no trecho 1 (v:XX0024), Cabo EHS 3/8“ no trecho 2 (v:XX0026), Cabo OPGW no trecho 1 (v:XX0023), Cabo OPGW no trecho 2 (v:XX0025).



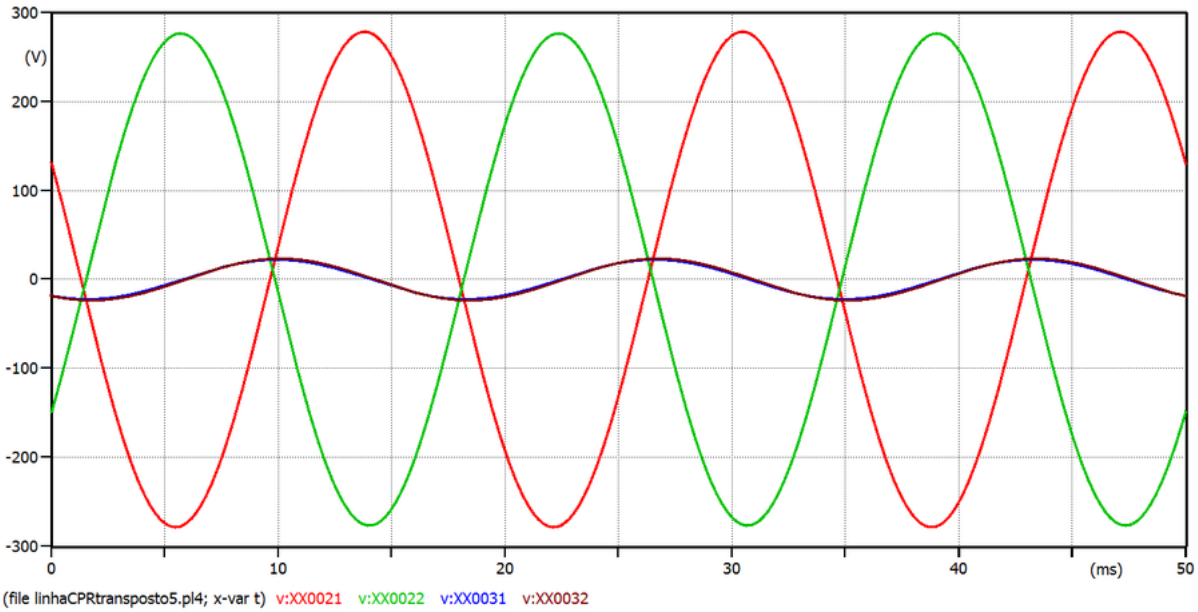
Fonte: O Autor (2021).

Figura 65 – Correntes induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados. Cabo EHS 3/8“ no trecho 1 e 2 (c:XX0001-XX0002), Cabo OPGW no trecho 1 e 2 (c:XX0003-XX0004).



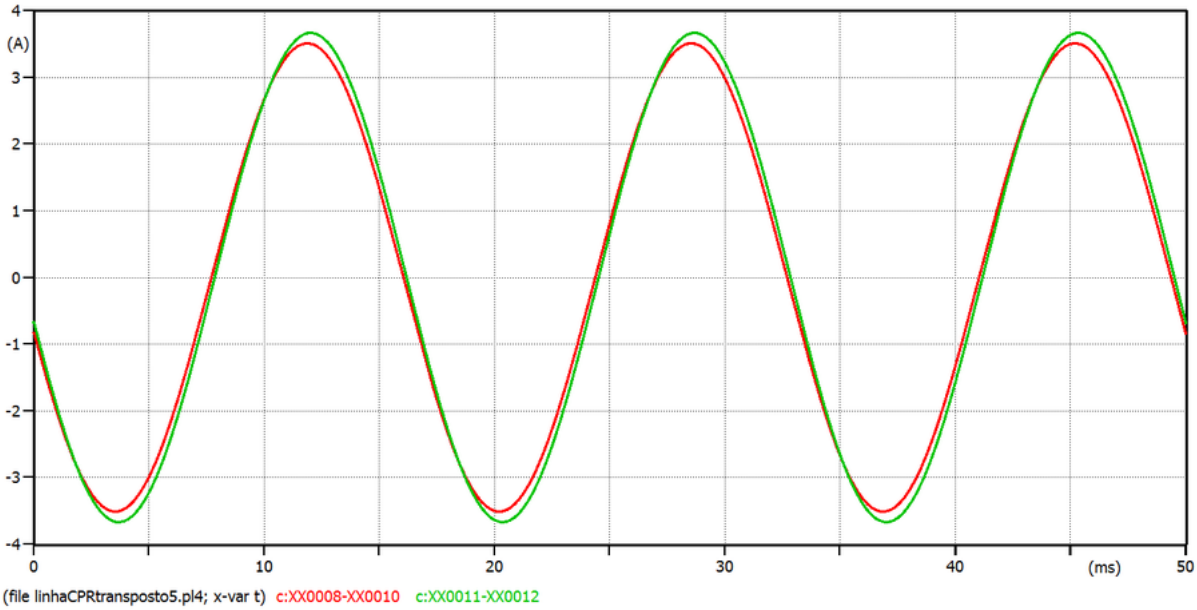
Fonte: O Autor (2021).

Figura 66 – Tensões induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados e transpostos. Cabo Dotterel no trecho 1 (v:XX0021), Cabo Dotterel no trecho 2 (v:XX0031), Cabo OPGW no trecho 1 (v:XX0022), Cabo OPGW no trecho 2 (v:XX0032).



Fonte: O Autor (2021).

Figura 67 – Correntes induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados e transpostos. Cabo EHS 3/8“ no trecho 1 e 2 (c:XX0008-XX0010), Cabo OPGW no trecho 1 e 2 (c:XX0011-XX0012).



Fonte: O Autor (2021).

Os fasores de tensão e corrente das simulações são apresentadas resumidamente nas Tabelas 20 e 21 :

Tabela 20 – Correntes em Amperes nos trechos (vãos)-Cabos EHS 3/8“ e OPGW.

Condição	Trecho 1 Cabo EHS 3/8“	Trecho 1 Cabo OPGW	Trecho 2 Cabo EHS 3/8“	Trecho 2 Cabo OPGW
Correntes induzidas nos cabos para-raios para cada trecho isolado do outro.	77,71<34,33°	228,1<-163°	77,72<34,29°	228,1<-163°
Correntes induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados.	77,71<146°	228,1<16,91°	77,71<146°	228,1<16,91°
Correntes induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados e transpostos.	3,51<103,8°	3,66<100,6°	3,51<103,8°	3,66<100,6°

Fonte: O Autor (2021).

Tabela 21 – Tensões em volts nos finais dos trechos (vãos)-Cabos EHS 3/8“ e OPGW.

Condição	Trecho 1 Cabo EHS 3/8“	Trecho 1 Cabo OPGW	Trecho 2 Cabo EHS 3/8“	Trecho 2 Cabo OPGW
Tensões induzidas nos cabos para-raios para cada trecho isolado do outro.	275,5<-123°	278,4<62,05°	275,5<-123°	278,4<-62,05°
Tensões induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados.	274,6<-123°	278,4<62,02°	550,2<-123°	556,4<62,02°
Tensões induzidas nos cabos para-raios com os trechos interligados e transpostos.	276,6<-123	278,6<62,09°	23,48<142,4°	23,21<143,4°

Fonte: O Autor (2021).

De acordo com as simulações, em valores de correntes, o sistema com o cabo para-raios aterrado nas extremidades de um vão apresenta uma corrente relativamente alta e a isolação do cabo para-raios não muda, praticamente, a corrente se não for feita a transposição. A transposição do cabo para-raios para trechos idênticos apresenta ótimos resultados na redução da corrente. Contudo , é importante observar que a adição de trechos podem comprometer a isolação do cabo para-raios devido ao aumento da tensão induzida, necessitando então de um estudo de comprimento máximo e valor da corrente circulante.

Para as tensões, como era esperado, a transposição colabora bastante para a redução da de tensão em cabos para-raios sem seccionamento, pois, as tensões induzidas apresentam defasagens diferentes. O efeito é, portanto, de redução de tensão no final da linha. Entretanto, é preciso aprofundar os estudos que possam determinar o perfil da tensão ao longo de um determinado comprimento de cabo para-raios isolado.

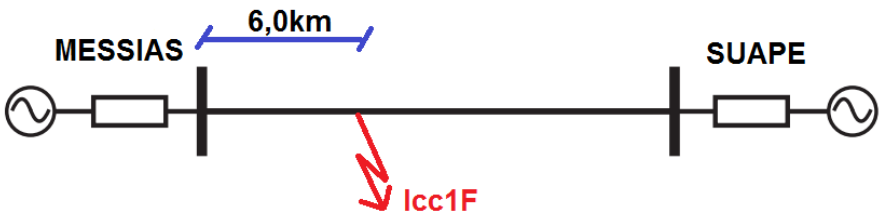
5.2.1.2 Solicitações à corrente de curto-circuito

Para verificação dos possíveis efeitos danosos causados pela passagem de corrente elétrica pelo centelhador à frequência industrial foi elaborada uma simulação de curto-circuito na fase A da linha em estudo. A verificação da passagem de corrente pelo dispositivo que isola o cabo para-raios da torre é importante devido aos efeitos térmicos que da relação

entre a grandeza da corrente e o tempo de atuação da proteção podem causar no dispositivo centelhador.

Para a simulação do curto-circuito foi considerado o condutor da fase A em contato com a estrutura da torre e o curto-circuito ocorre uma distância de seis quilômetros do barramento da subestação de Messias. Para essa simulação foi considerado que os cabos para-raios desse trecho (Dotterel e OPGW) estão isolados da torre, em uma extensão de dez quilômetros, e o sistema adotado para isolamento dos cabos para-raios é o seccionado e aterrado. O ponto de aterramento é o ponto médio do comprimento do vão isolado. A Figura 68 representa o diagrama unifilar da situação explicitada.

Figura 68 – Curto-circuito na LT ESTUDO DE CASO Messias-Suape.



Fonte: O Autor (2021).

A situação foi modelada no ATPDraw para análise dos resultados. Os parâmetros adotados, de acordo com (FUCHS, 1977) , (MAMEDE FILHO, 2015) e (KÜSEL; SORDI; SILVA, 2012) , estão apresentados na Tabela 22:

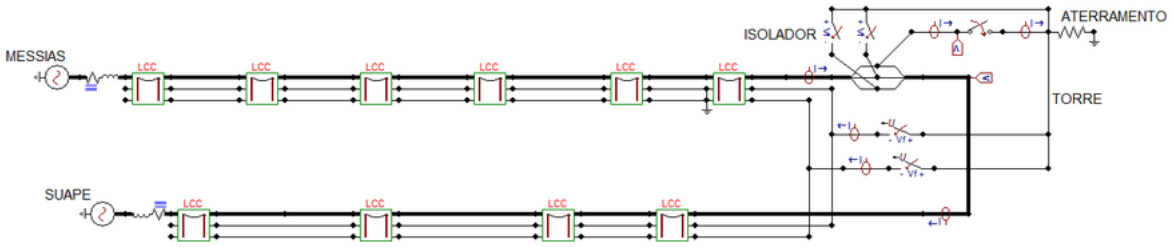
Tabela 22 – Parâmetros de simulação de curto-circuito

Tensão disruptiva sob chuva e à 60 Hz para a cadeia de isolador dos condutores fase.	800 kV
Tensão disruptiva sob chuva e à 60 Hz para a cadeia de isolador dos cabos para-raios.	62 kV
Equivalente de Thévenin típico próximo a usina.	0,2062 +j14,434Ω
Equivalente de Thévenin típico próximo a carga e outras gerações mais distantes.	1,4443 +j28,8Ω

Fonte: Fuchs (1977), João Mamede Filho (2015) e Bernard F. Küsel et al. (2012). ,

O circuito modelado no ATPDraw pode ser visto na Figura 69 onde os isoladores são modelados por chaves controladas por tensão e a resistência de aterramento dos pés de torres foi adotado um valor típico de 60 Ω.

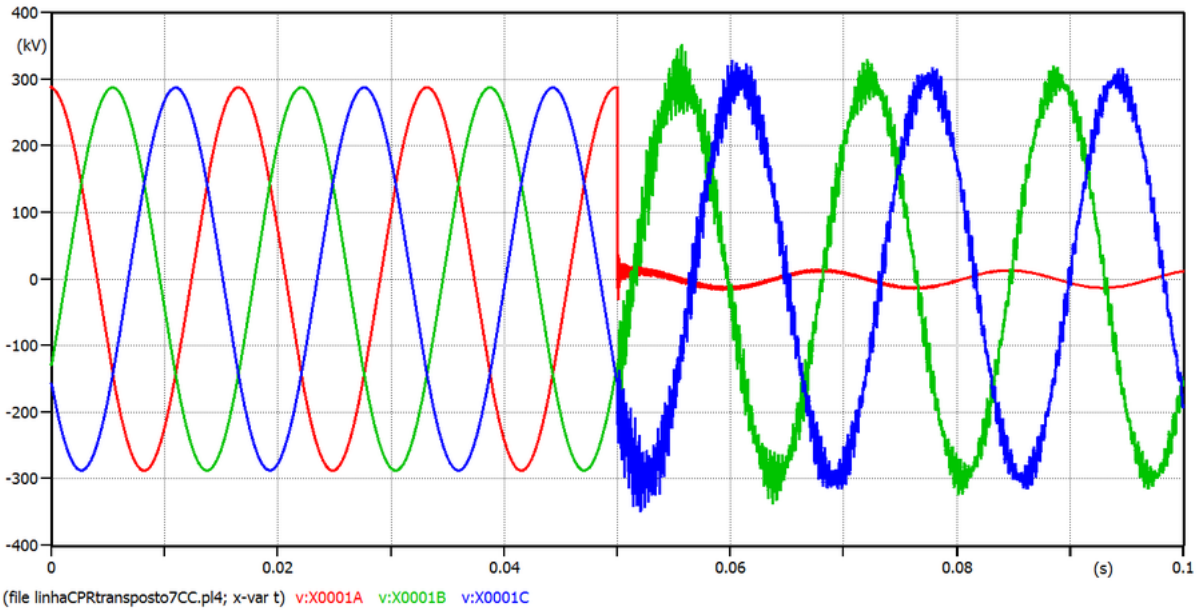
Figura 69 – Modelo no ATPDraw para a LT ESTUDO DE CASO para um curto-circuito.



Fonte: O Autor (2021).

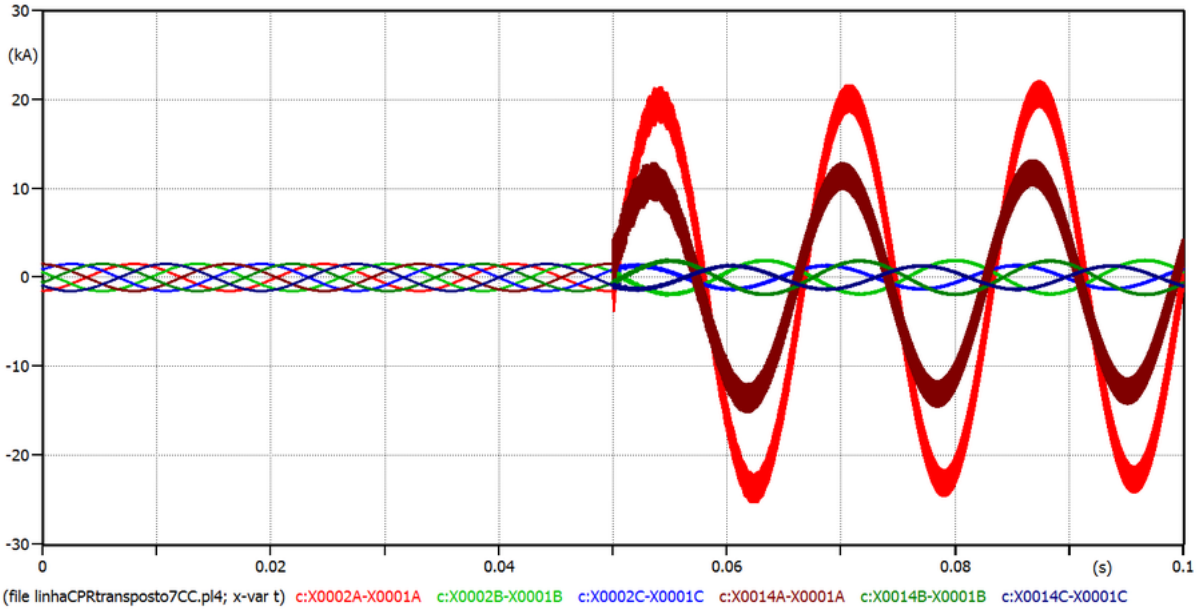
Os resultados obtidos da simulação, para um tempo de 0,1 s com o curto-circuito aplicado no instante 0,05 s, podem ser observados nas Figuras 70, 71, 72, 73, 74 e 75:

Figura 70 – Curvas medidas de tensão em função do tempo para um curto-circuito na fase A para as tensões nas fases A,B e C (respectivamente relativo as curvas v:XX0001A, c:v:XX0001B e c:v:XX0001C).



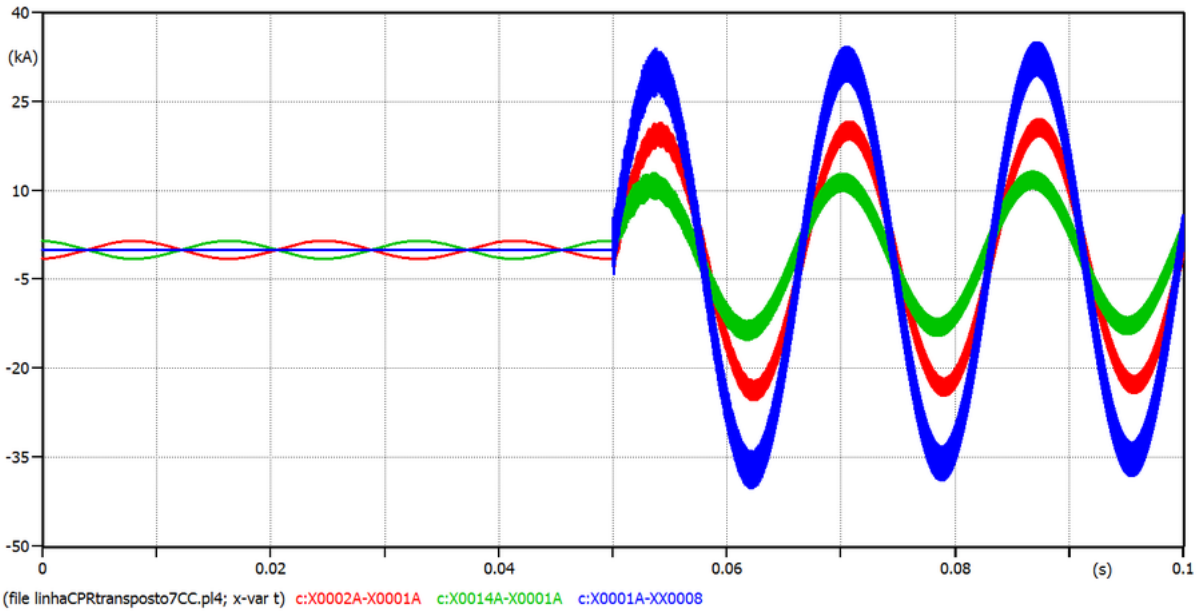
Fonte: O Autor (2021).

Figura 71 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para um curto-circuito na fase A para as correntes nas fases A,B e C do lado da fonte (respectivamente relativo as curvas c:X0002A-X0001A, c:X0002B-X0001B e c:X0002C-X0001C) e nas fases A,B e C do lado da carga (respectivamente relativo as curvas c:X0014A-X0001A, c:X0014B-X0001B e c:X0014C-X0001C).



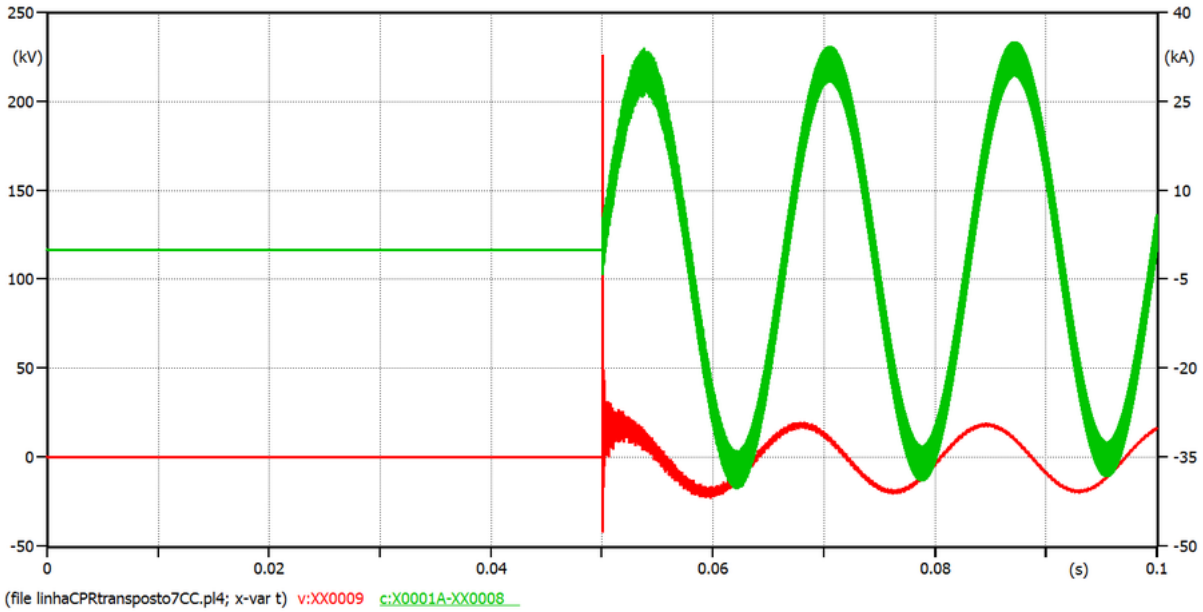
Fonte: O Autor (2021).

Figura 72 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para um curto-circuito na fase A para as corrente na fases A para lado da fonte (curva c:X0002A-X0001A) , na fase A para o lado da carga (curva c:X0014A-X0001A) e corrente total de curto-circuito na fase A (curva c:X0001A-X0008).



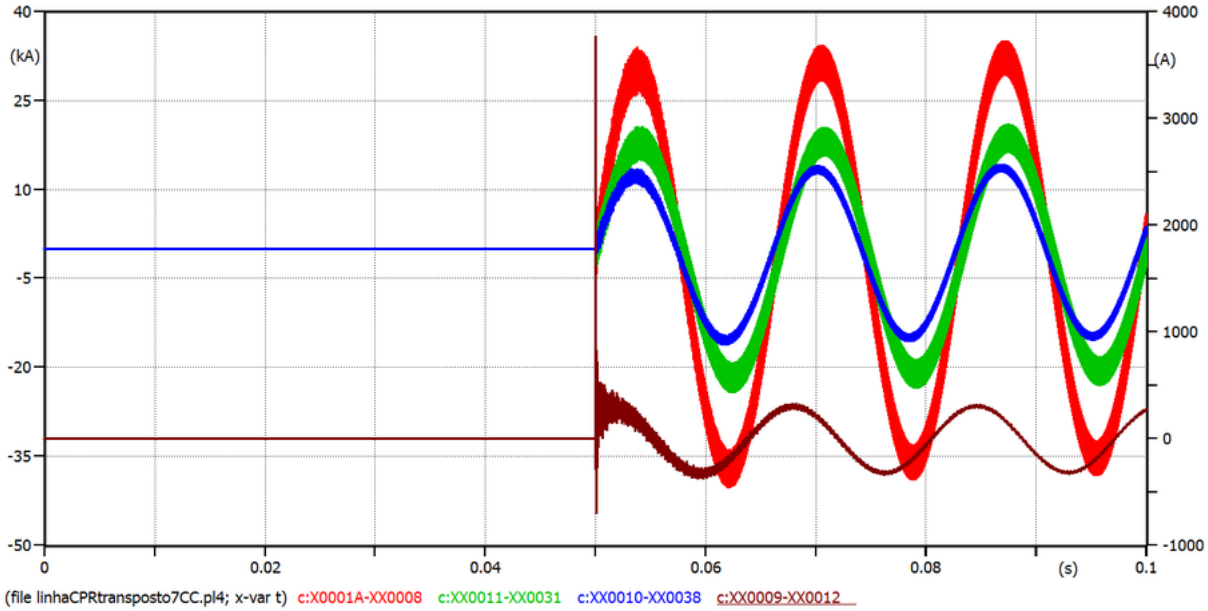
Fonte: O Autor (2021).

Figura 73 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para um curto-circuito na fase A para a corrente total de curto-circuito na fase A(curva c:X0001A-X0008) e a elevação do potencial (tensão) na estrutura da torre (curva v:XX0009).



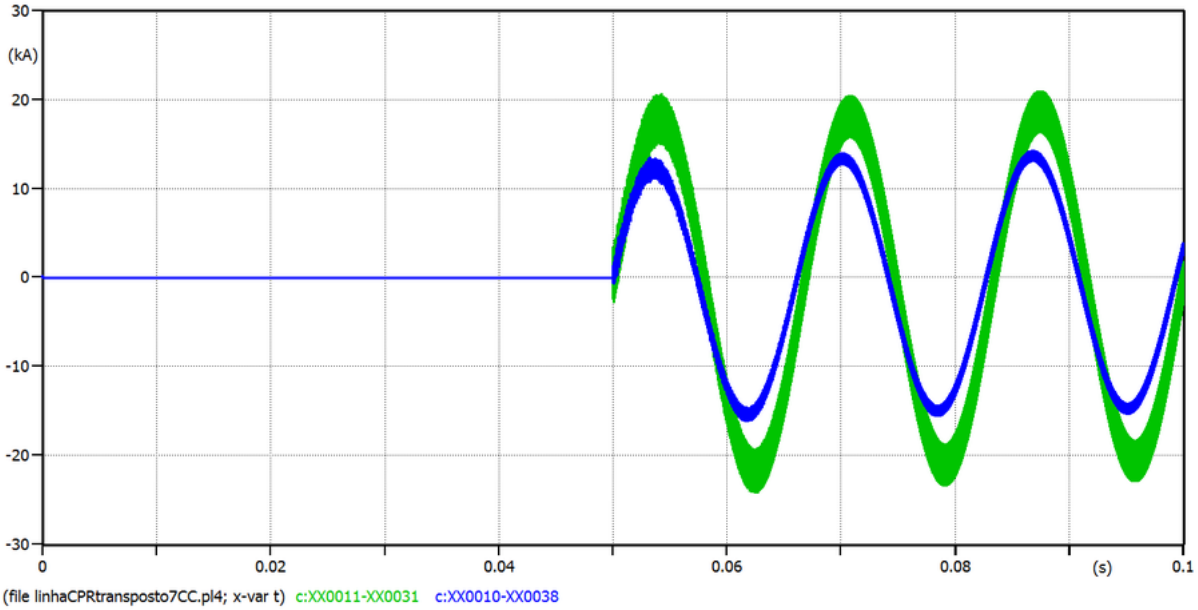
Fonte: O Autor (2021).

Figura 74 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para um curto-circuito na fase A para a corrente total de curto-circuito na fase A (curva c:X0001A-X0008), corrente no cabo para-raio OPGW (curva c:X0011-X0031), corrente no cabo para-raio EHS 3/8“ e Cabo Dotterel (curva c:X0011-X0038) e que retorna pelo solo à fonte (c:XX0009-XX0012).



Fonte: O Autor (2021).

Figura 75 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para um curto-circuito na fase A para a corrente no cabo para-raio OPGW (curva c:X0011-X0031) e corrente no cabo de açoEHS 3/8“ e Cabo Dotterel (curva c:X0011-X0038).



Fonte: O Autor (2021).

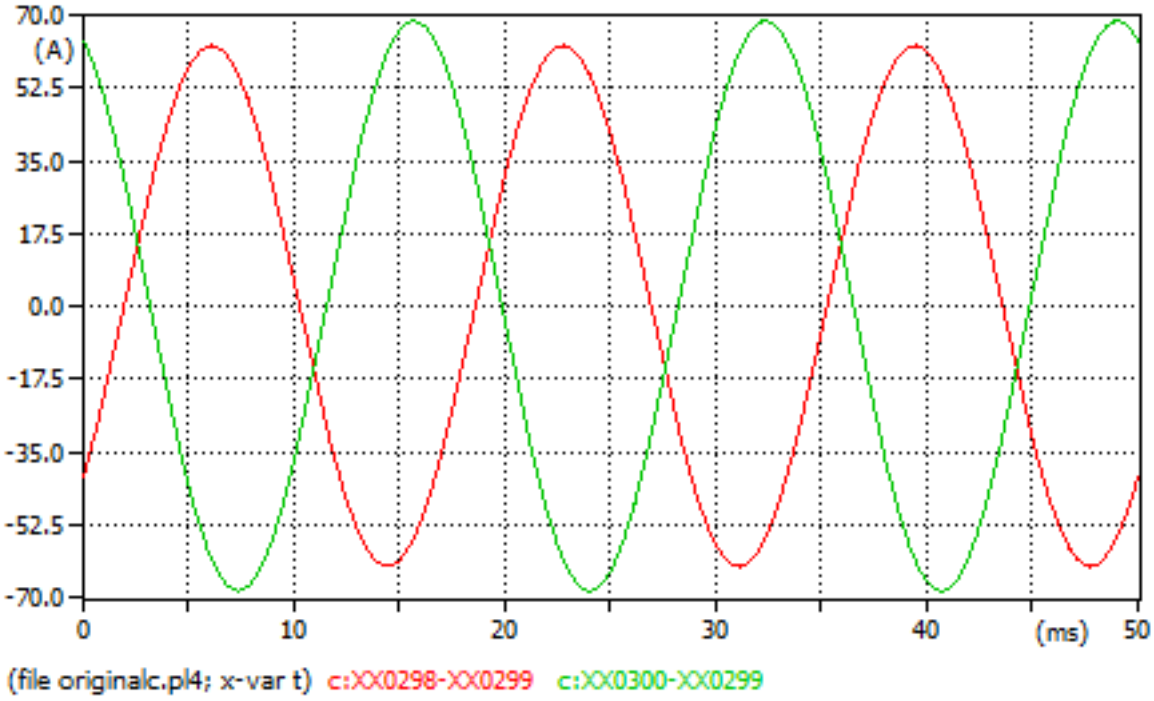
De acordo com as simulações realizadas nesta subseção, foi possível verificar os níveis altos das correntes de curto-circuito que podem vir a circular pelo dispositivo centelhador. Observam-se correntes com valores de pico superiores a 12 kA. Essas correntes circularão pelo dispositivo centelhador até que a proteção da linha de transmissão desenergize a mesma. Essa desenergização poderá levar alguns ciclos de corrente. Até que a corrente pare de circular, a ferragem do centelhador deverá suportar os efeitos dinâmicos e térmicos da corrente que passa por ele. Isso torna a especificação e os ensaios do dispositivo centelhador mais complexo. A inobservância a esta exigência pode vir a causar um defeito permanente na linha de transmissão como a falha do dispositivo, rompimento do cabo para-raios e queda deste sobre os condutores e/ou solo.

5.3 ETAPA 3

A linha de transmissão ESTUDO DE CASO foi simulada por meio do ATPDraw para circulações de correntes de carga conforme descrito na subseção 4.3.1. Para a linha de transmissão simulada, as correntes de carga circularam pela linha através do ajuste da fase da tensão no terminal de carga e o módulo da tensão ajustado em 0,95 pu. Para cada a linha de transmissão, os níveis de carregamento foram de cinco valores de corrente : 500 A, 1000 A, 2000 A e 4000 A. Os sinais de corrente circulando nos cabos para-raios foram coletados através da ferramenta gráfica do software ATPDraw. Juntamente com os sinais de corrente obtidos no software ATPDraw, foram verificados os valores eficazes das correntes nesses cabos com a utilização do amperímetro (Current probe) do software ATPDraw. Na Figura 76

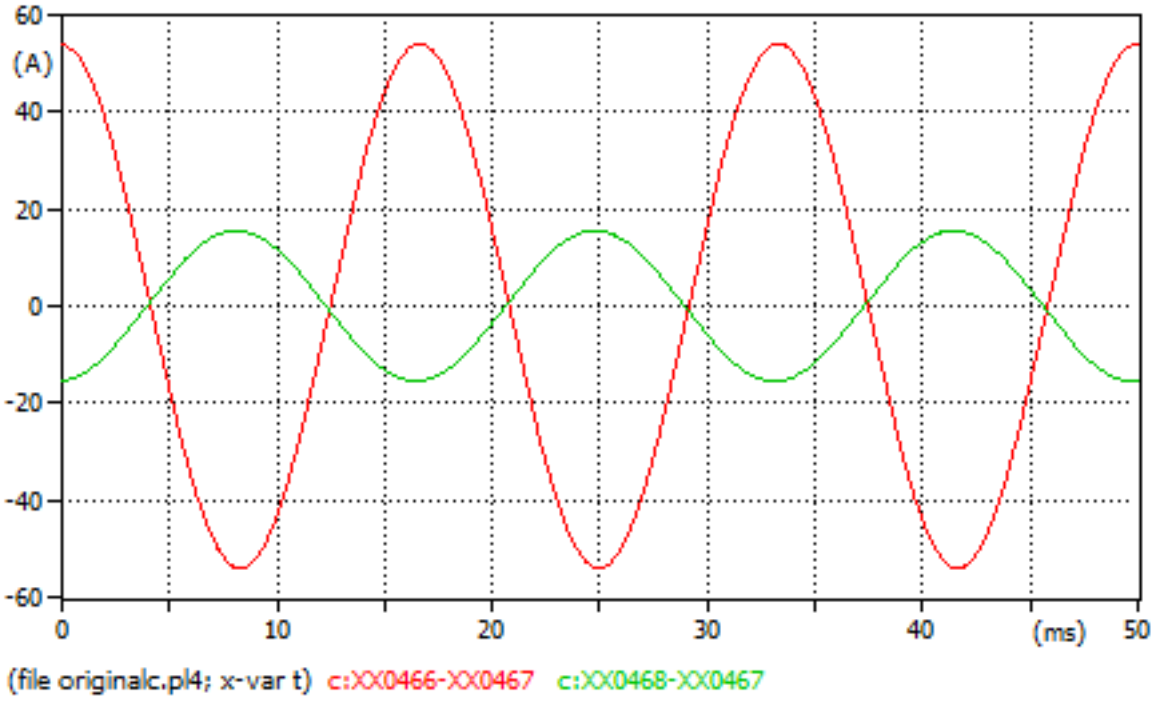
a Figura 83 , pode-se observar as curvas das correntes induzidas para os carregamentos de 500 A, 1000 A, 2000 A e 4000 A.

Figura 76 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 500 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor tradicional de IACS.



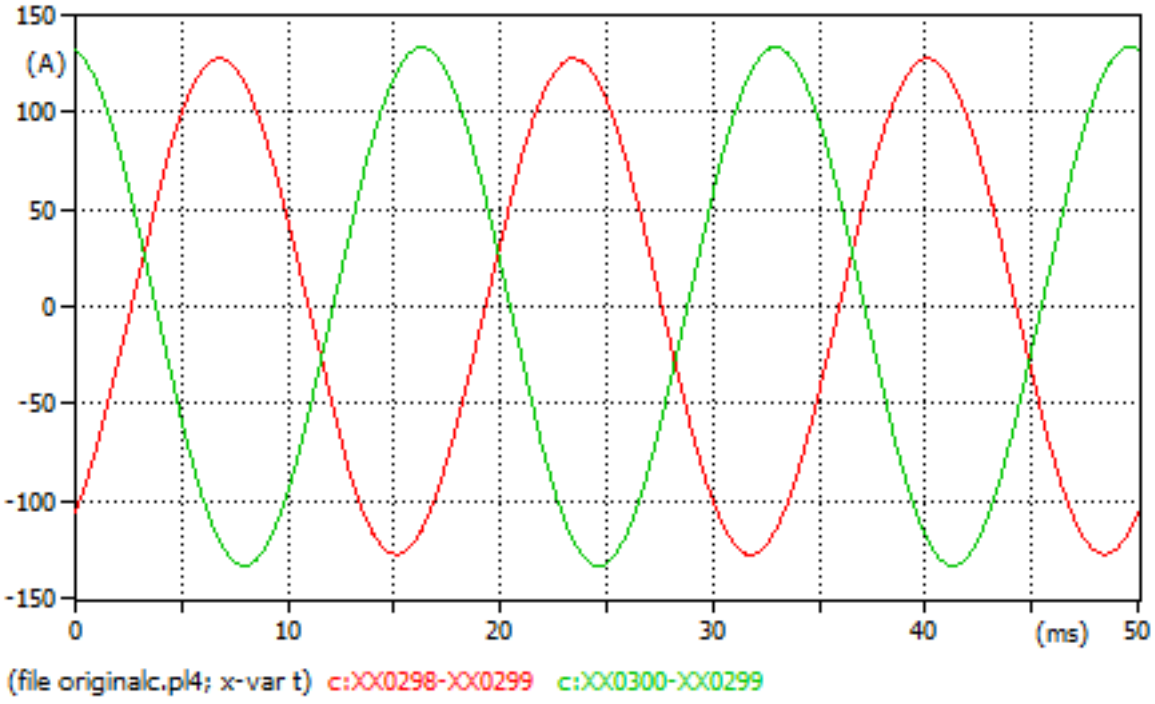
Fonte: O Autor (2021).

Figura 77 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 500 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 2) com cabos para-raios com valor tradicional de IACS.



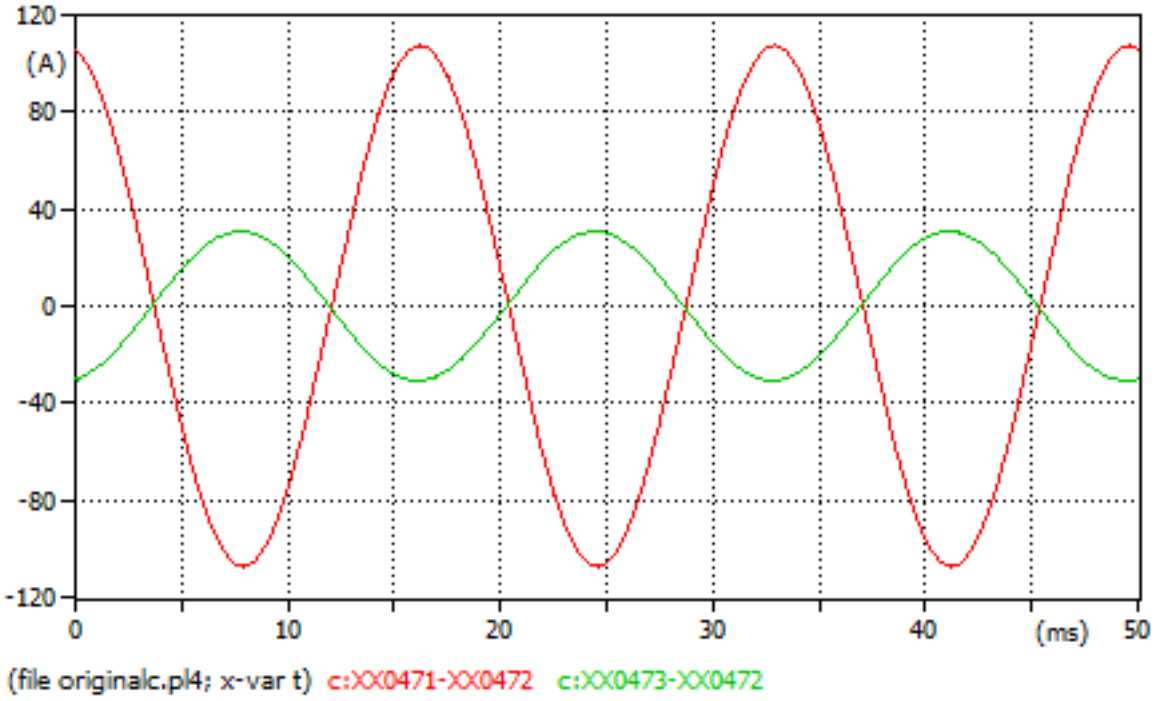
Fonte: O Autor (2021).

Figura 78 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 1000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor tradicional de IACS.



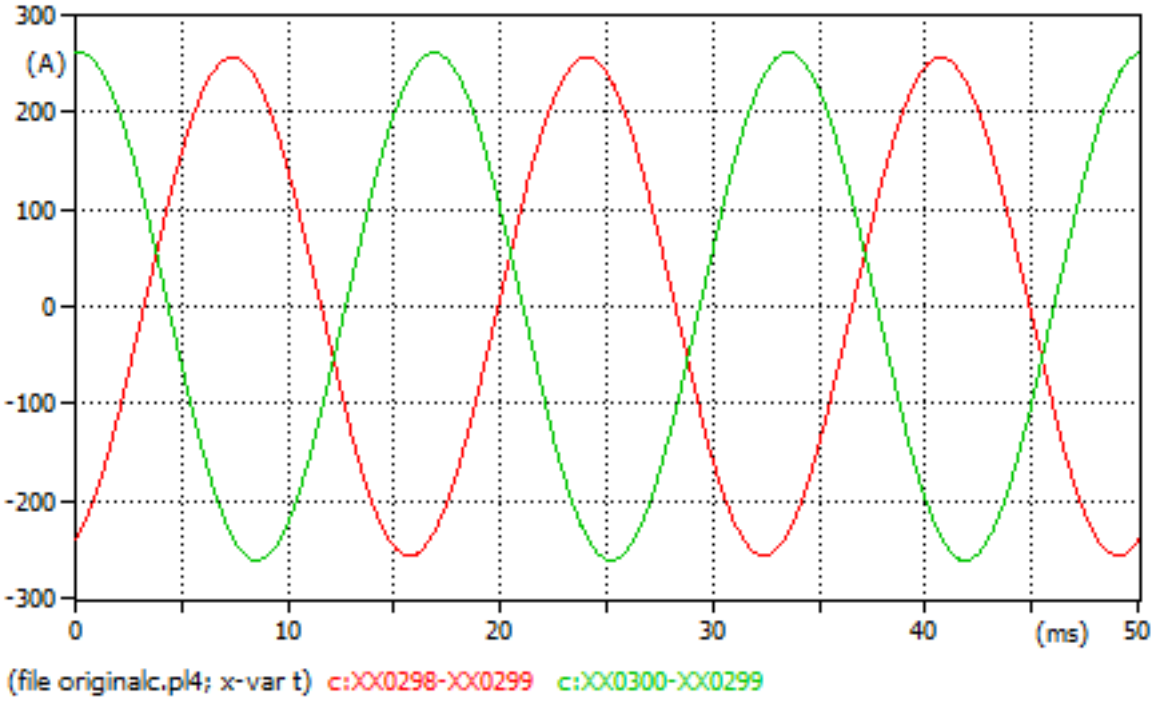
Fonte: O Autor (2021).

Figura 79 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 1000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 2) com cabos para-raios com valor tradicional de IACS.



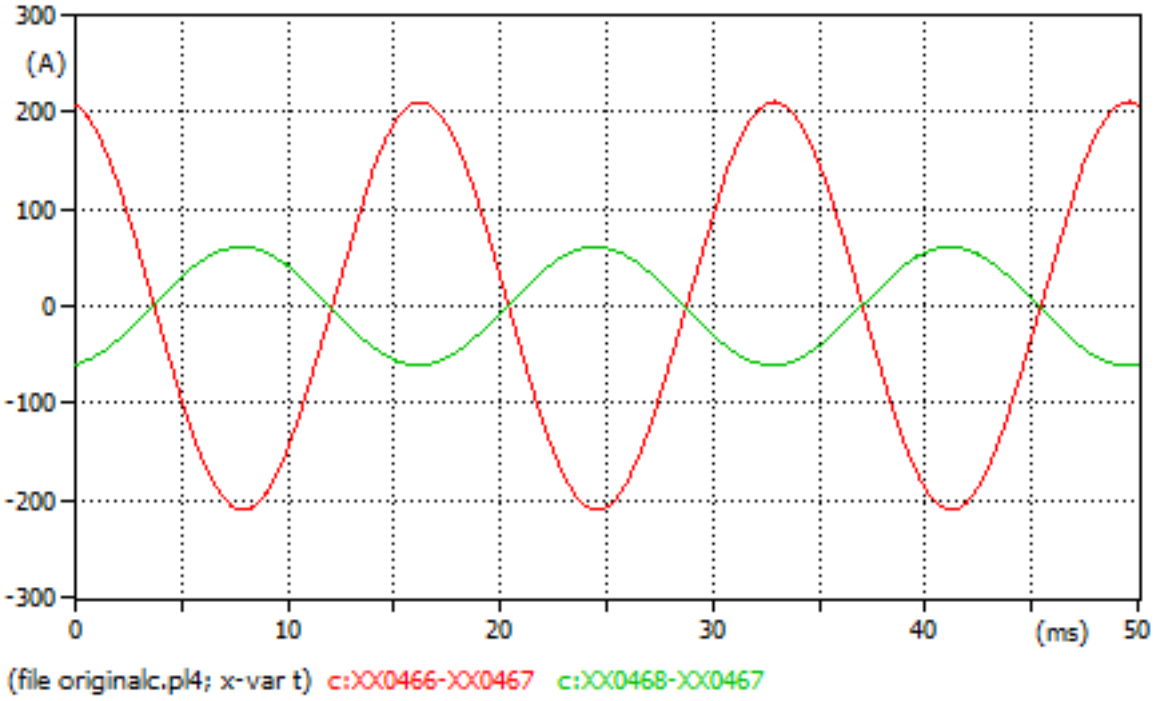
Fonte: O Autor (2021).

Figura 80 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 2000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor tradicional de IACS.



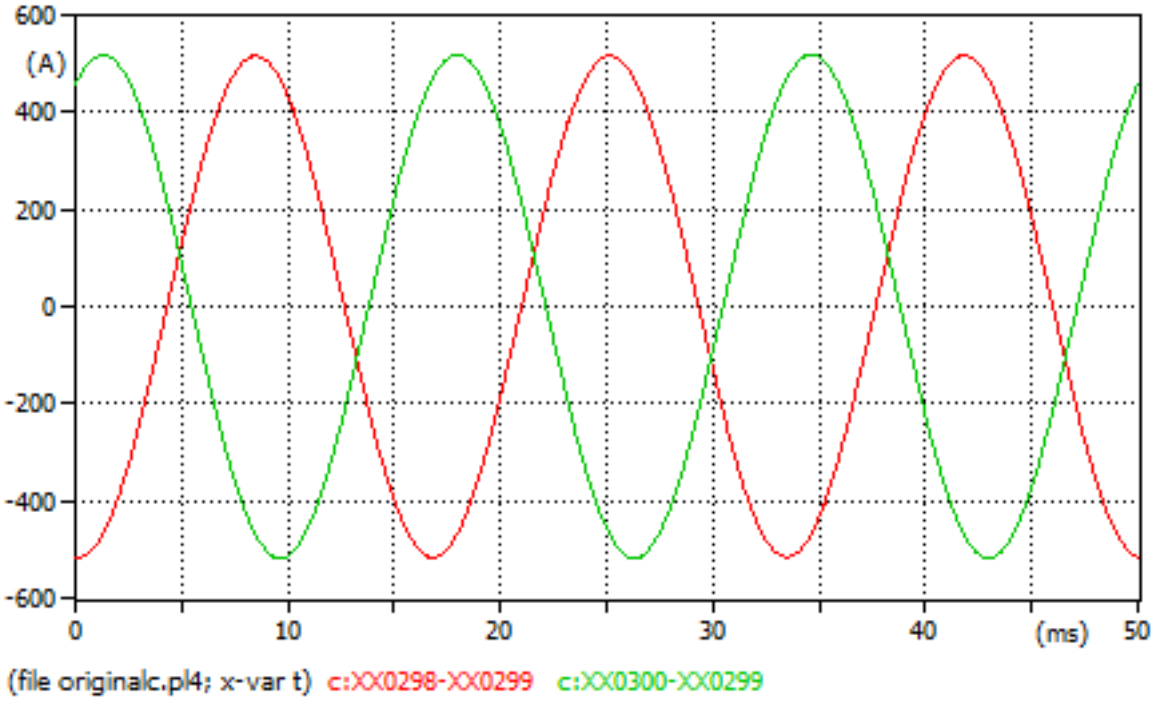
Fonte: O Autor (2021).

Figura 81 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 2000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor tradicional de IACS



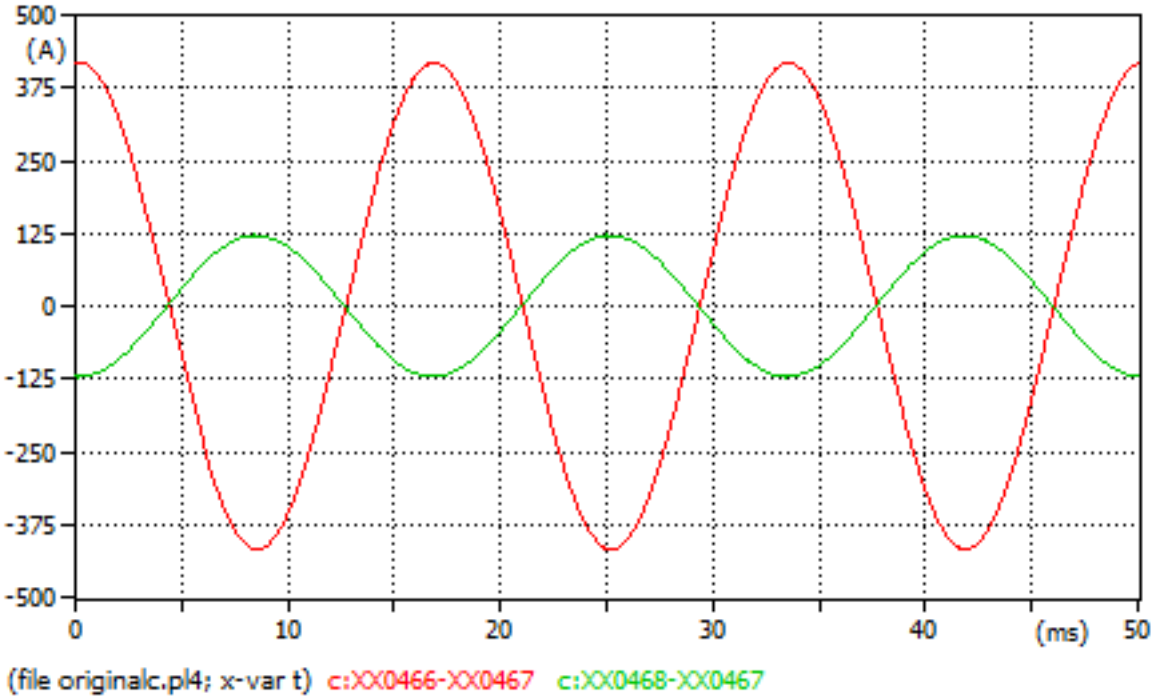
Fonte: O Autor (2021).

Figura 82 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 4000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor tradicional de IACS.



Fonte: O Autor (2021).

Figura 83 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 4000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 2) com cabos para-raios com valor tradicional de IACS.



Fonte: O Autor (2021).

A Tabela 23 apresenta os valores eficazes das correntes induzidas nos cabos para-raios.

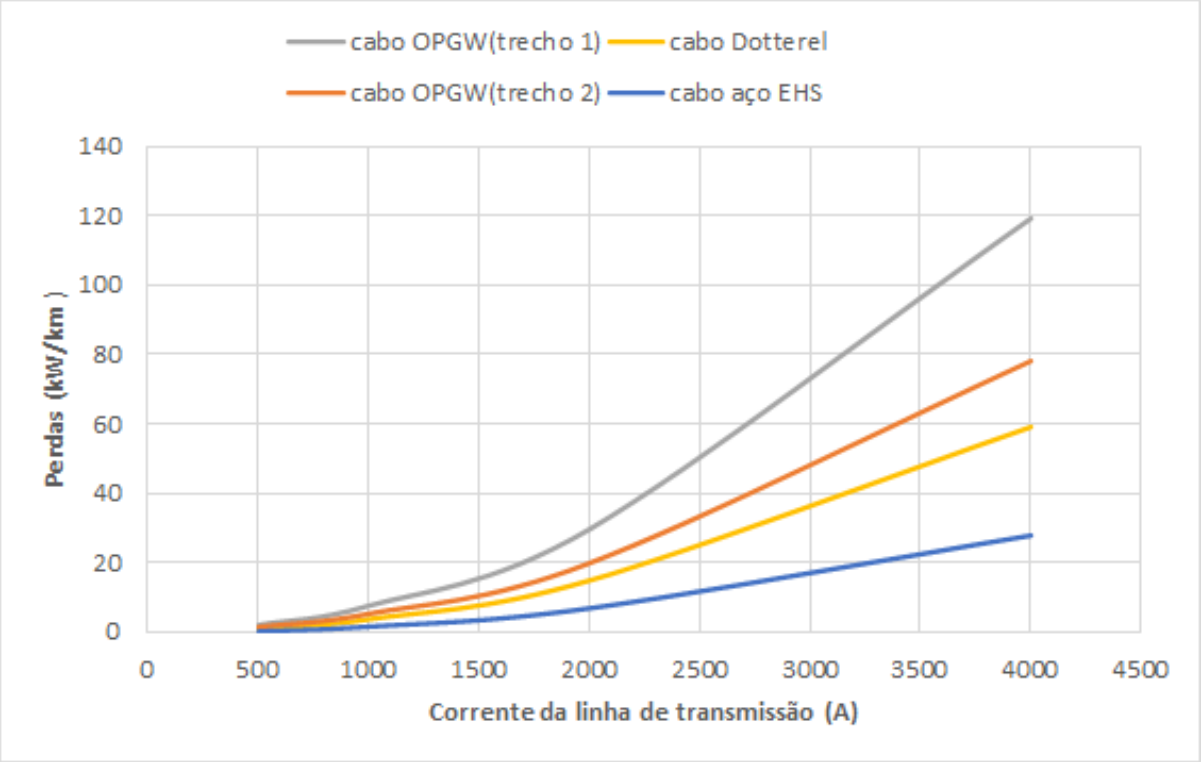
Tabela 23 – Valores eficazes das correntes induzidas nos cabos para-raios.

Linha de transmissão em estudo	Correntes induzidas nos cabos para-raios em função das correntes de linha nas linhas de transmissão em estudo (A)			
	Corrente de 500 A na LT	Corrente de 1000 A na LT	Corrente de 2000 A na LT	Corrente de 4000 A na LT
ESTUDO DE CASO trecho 1 (cabo para-raios OPGW)	44,41	90,56	182,0	366,1
ESTUDO DE CASO trecho 1 (cabo para-raios Dotterel)	48,61	94,63	185,5	367,6
ESTUDO DE CASO trecho 2 (cabo para-raios OPGW)	38,36	76,14	149,2	296,5
ESTUDO DE CASO trecho 2 (cabo para-raios aço EHS)	11,01	21,83	43,36	86,12

Fonte: O Autor (2021).

De acordo com os valores das correntes eficazes da Tabela 23 é possível determinar as perdas em cada condutor em função da corrente de linha ESTUDO DE CASO. A Figura 84 apresenta essas perdas por unidade de comprimento.

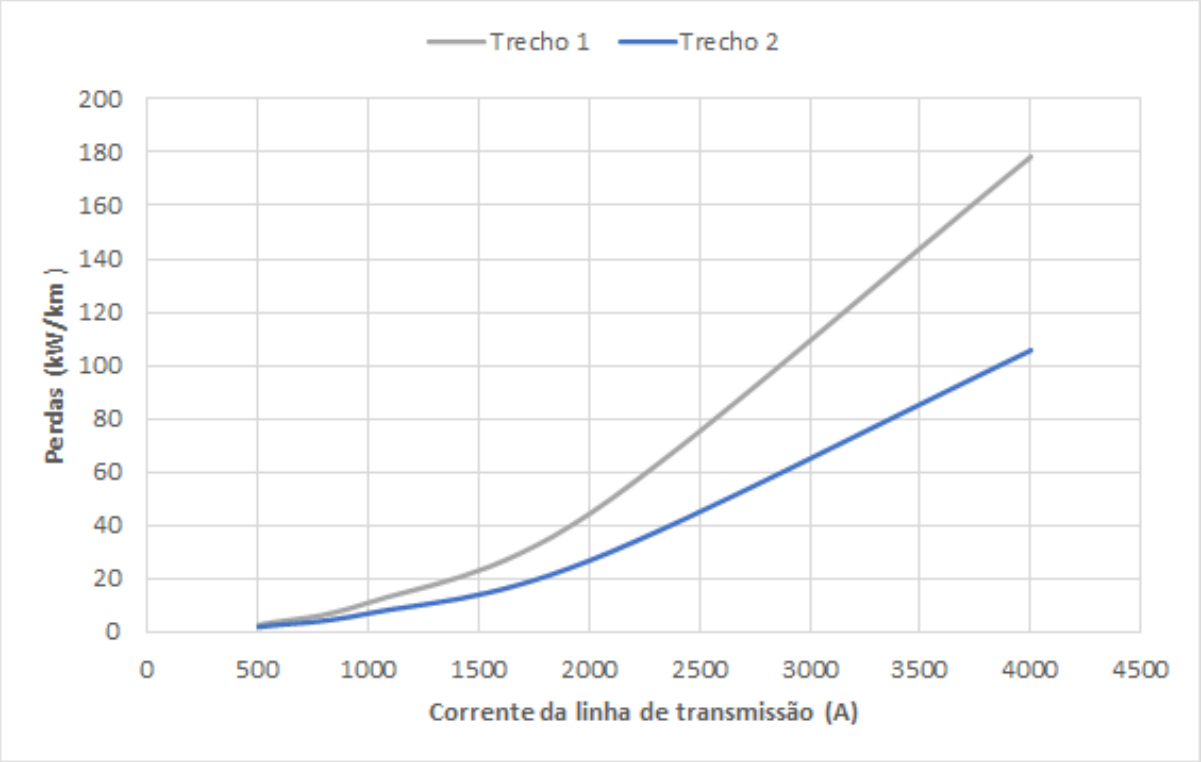
Figura 84 – Perdas por quilômetro para os cabos para-raios da linha de transmissão ESTUDO DE CASO.



Fonte: O Autor (2021).

As perdas por quilometro computadas para os dois cabos para-raios somados estão apresentadas na Figura 85 .

Figura 85 – Perdas totais por quilômetro para os cabos para-raios da linha de transmissão ESTUDO DE CASO.



Fonte: O Autor (2021).

A partir da análise dos gráficos apresentados na Figura 84 e Figura 85, observa-se a dependência entre as perdas na linha de transmissão ESTUDO DE CASO e a corrente transportada pela linha de transmissão.

A linha de transmissão ESTUDO DE CASO apresentou diferentes valores de perdas para os cabos para-raios OPGW no trecho 1 e no trecho 2, bem como, as perdas nos cabos Dotterel e aço EHS 3/8“. Isso era esperado já que os cabos são diferentes e instalados assimetricamente. Considerado que a linha de transmissão ESTUDO DE CASO possui dois trechos distintos correspondentes a 20 km (trecho 1) e 156,6 km (trecho 2), essas perdas atingiriam um valor total de 20 MW para uma corrente de 4000 A de carga na linha. A corrente de curta duração noturna de ESTUDO DE CASO é 3956 A.

Apesar de terem sido adotadas condições semelhantes às simulações como, por exemplo, o nível de carregamento das linhas de transmissão, às duas configurações de linhas de transmissão apresentaram comportamentos distintos. Com isso, tem-se que às categorias de cabos para-raios, a resistividade do solo e o próprio arranjo da geometria dos condutores no espaço influenciam a corrente induzida nos cabos para-raios e consequentemente as perdas.

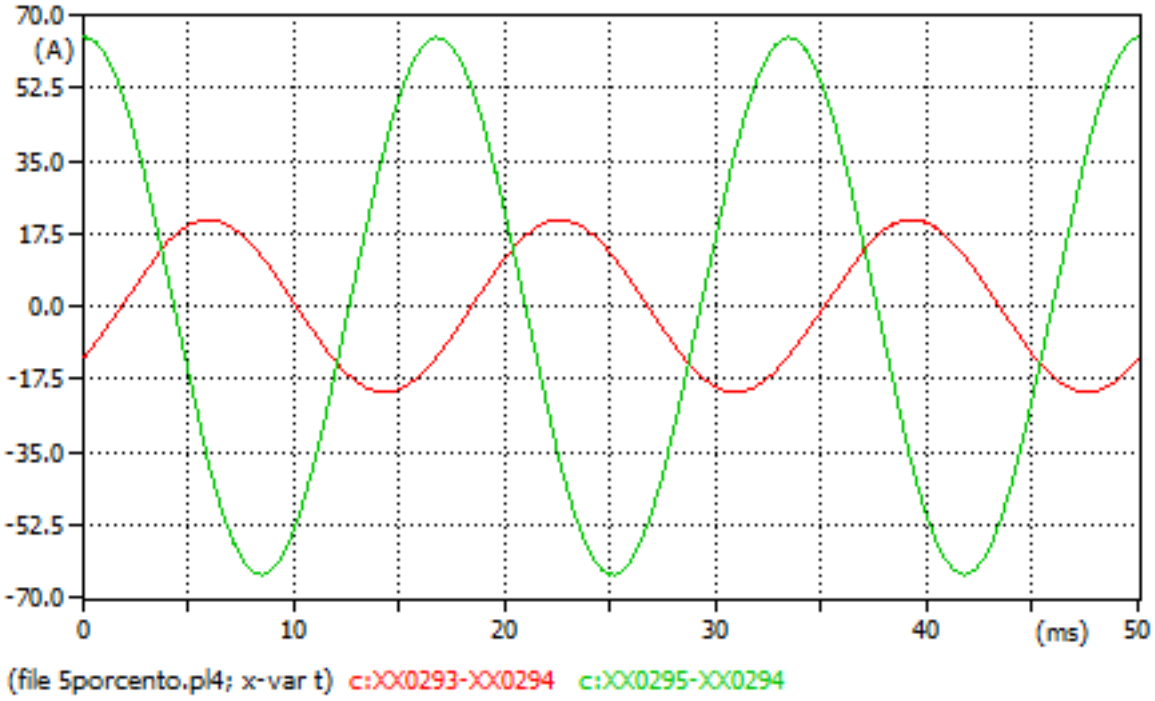
5.4 ETAPA 4

A linha de transmissão foi simulada novamente por meio do ATPDraw para circulações de correntes de carga conforme descrito na subseção 4.3.2. Para a linha de transmissão simulada foram realizadas mudanças no IACS dos condutores e as correntes de carga circularam pela linha através do ajuste da fase da tensão no terminal de carga e o módulo da tensão ajustado em 0,95 pu. Para a linha de transmissão, os níveis de carregamento foram de quatro valores de corrente : 500 A, 1000 A, 2000 A e 4000 A. Para cada uma das linhas de transmissão, os valores do IACS foram de quatro valores de condutividades : 5% IACS, 1% IACS e 0,5% IACS. Os sinais de corrente circulando nos cabos para-raios foram coletados através da ferramenta gráfica do software ATPDraw. Com os sinais de corrente obtidos no software ATPDraw, foram verificados os valores eficazes das correntes nesses cabos com a utilização do amperímetro (Current probe) do software ATPDraw.

5.4.1 Resultados para 5% IACS

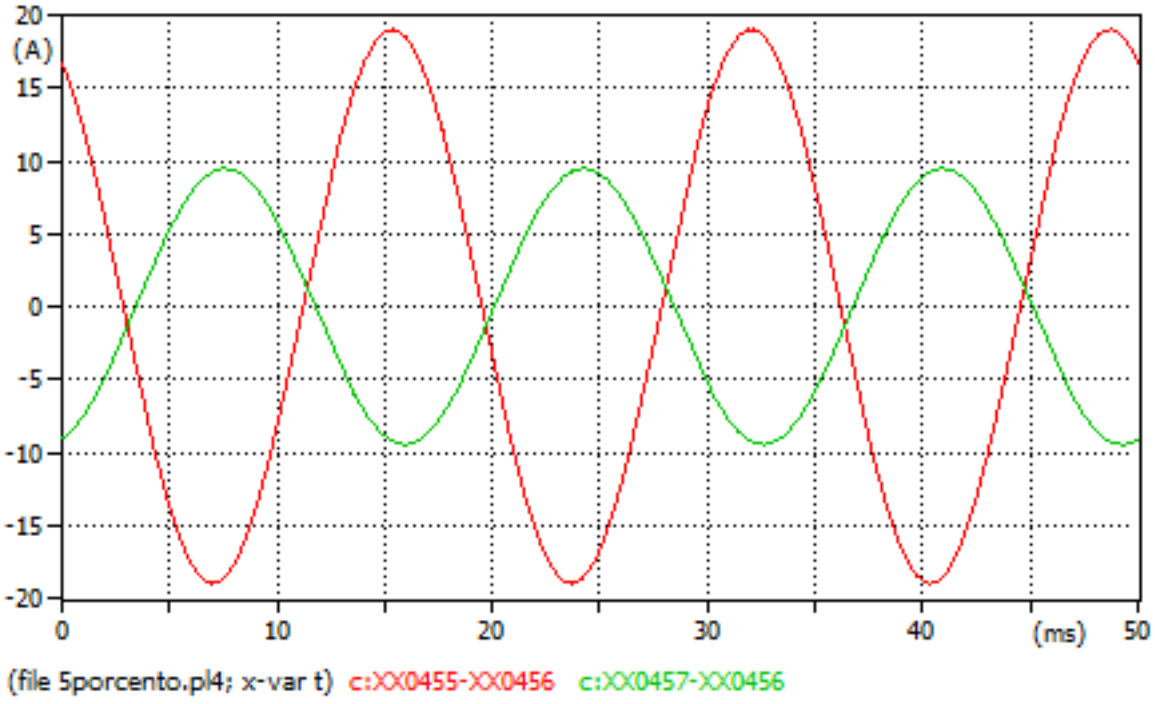
Nas Figuras 86 a Figura 93 , pode-se observar as curvas das correntes induzidas para os carregamentos de 500 A, 1000 A, 2000 A e 4000 A, referentes a configuração de linha de transmissão ESTUDO DE CASO.

Figura 86 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 500 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor 5% IACS.



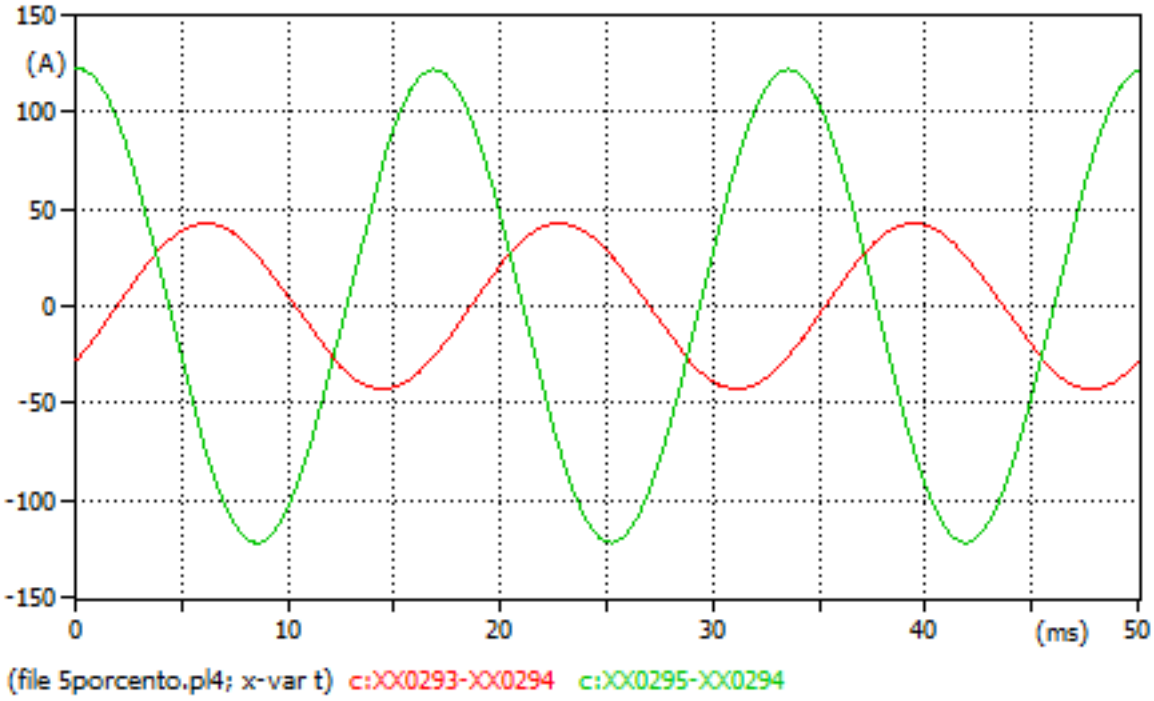
Fonte: O Autor (2021).

Figura 87 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 500 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 2) com cabos para-raios com valor 5% IACS.



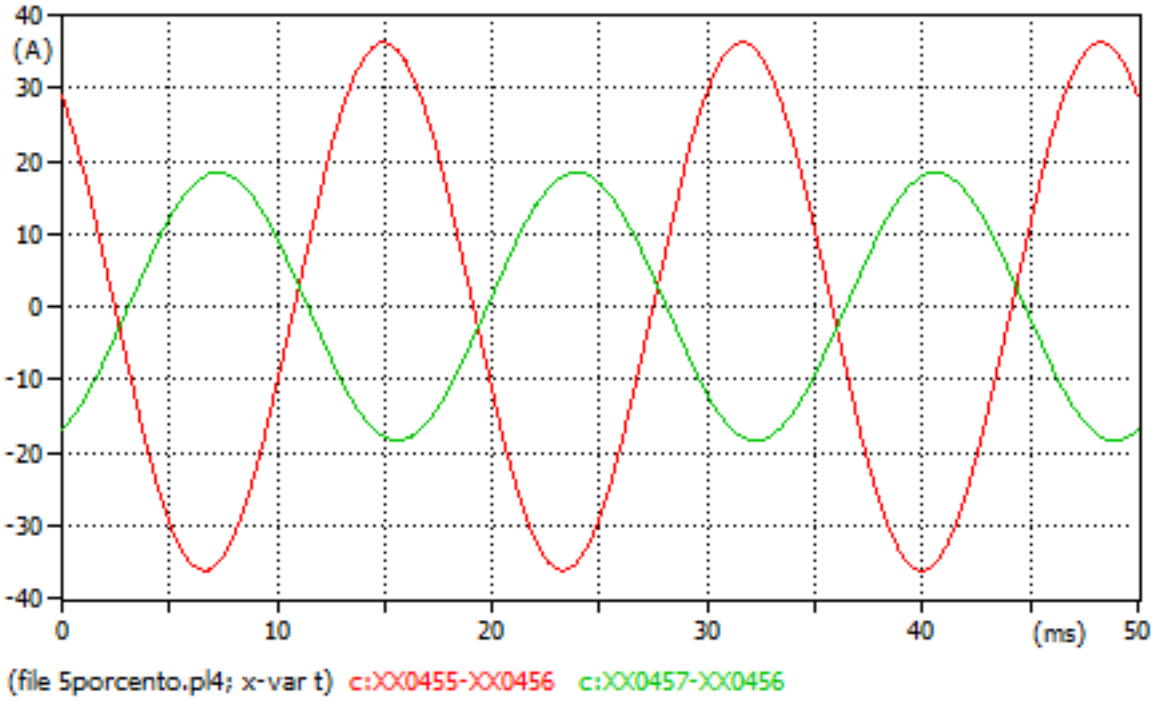
Fonte: O Autor (2021).

Figura 88 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 1000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor 5% IACS.



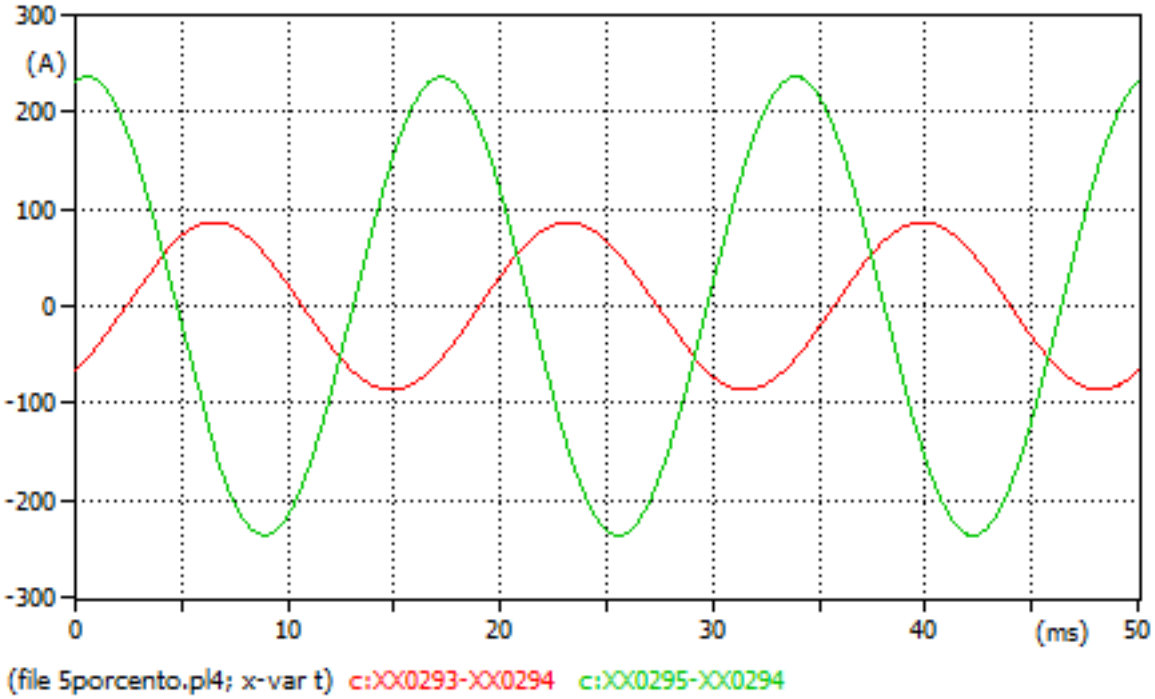
Fonte: O Autor (2021).

Figura 89 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 1000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 2) com cabos para-raios com valor 5% IACS.



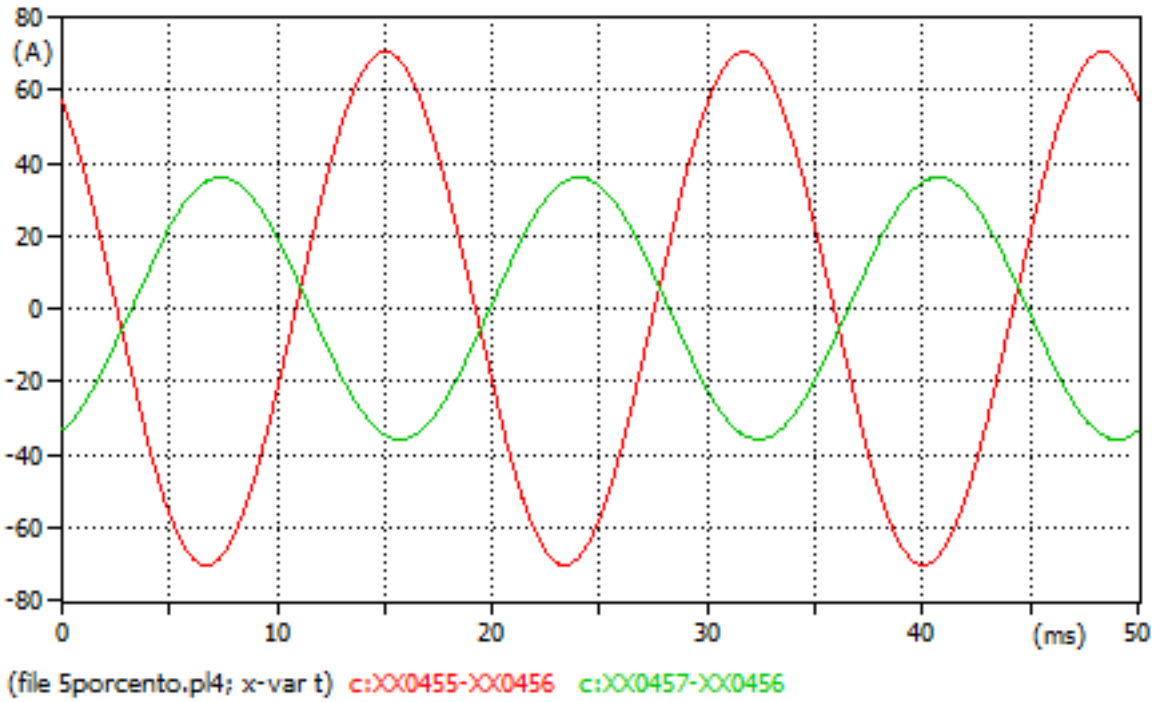
Fonte: O Autor (2021).

Figura 90 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 2000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor 5% IACS.



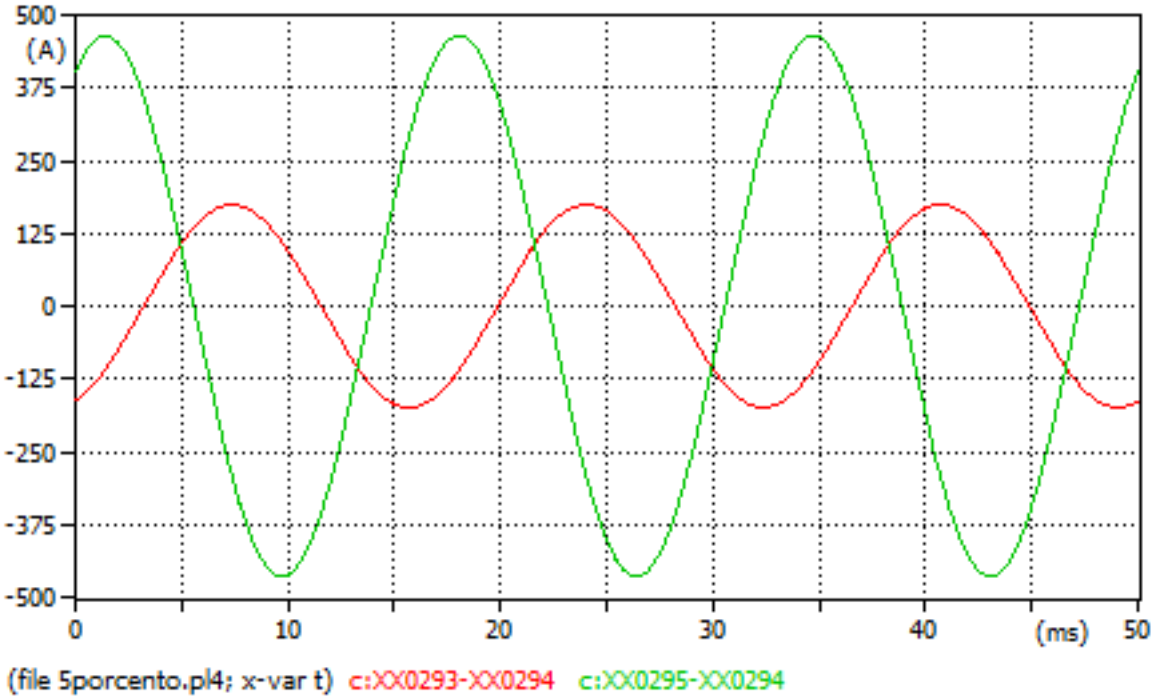
Fonte: O Autor (2021).

Figura 91 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 2000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor 5% IACS.



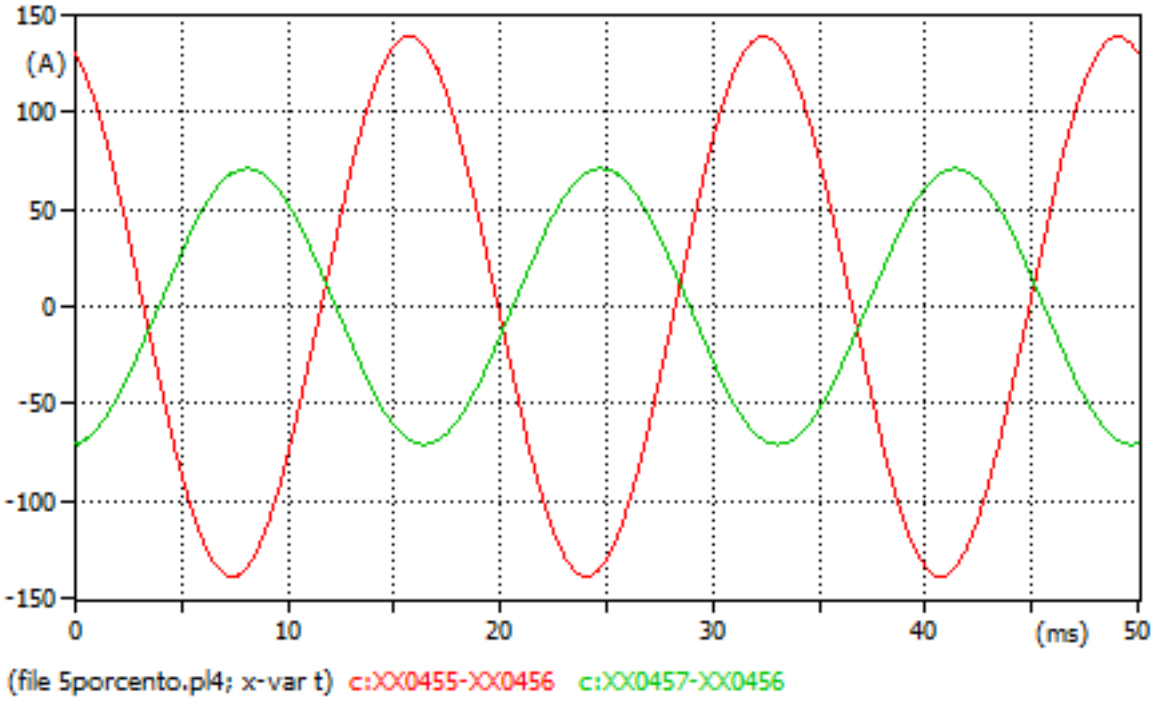
Fonte: O Autor (2021).

Figura 92 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 4000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor 5% IACS.



Fonte: O Autor (2021).

Figura 93 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 4000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 2) com cabos para-raios com valor 5% IACS.



Fonte: O Autor (2021).

A Tabela 24 apresenta os valores eficazes das correntes induzidas nos cabos para-raios.

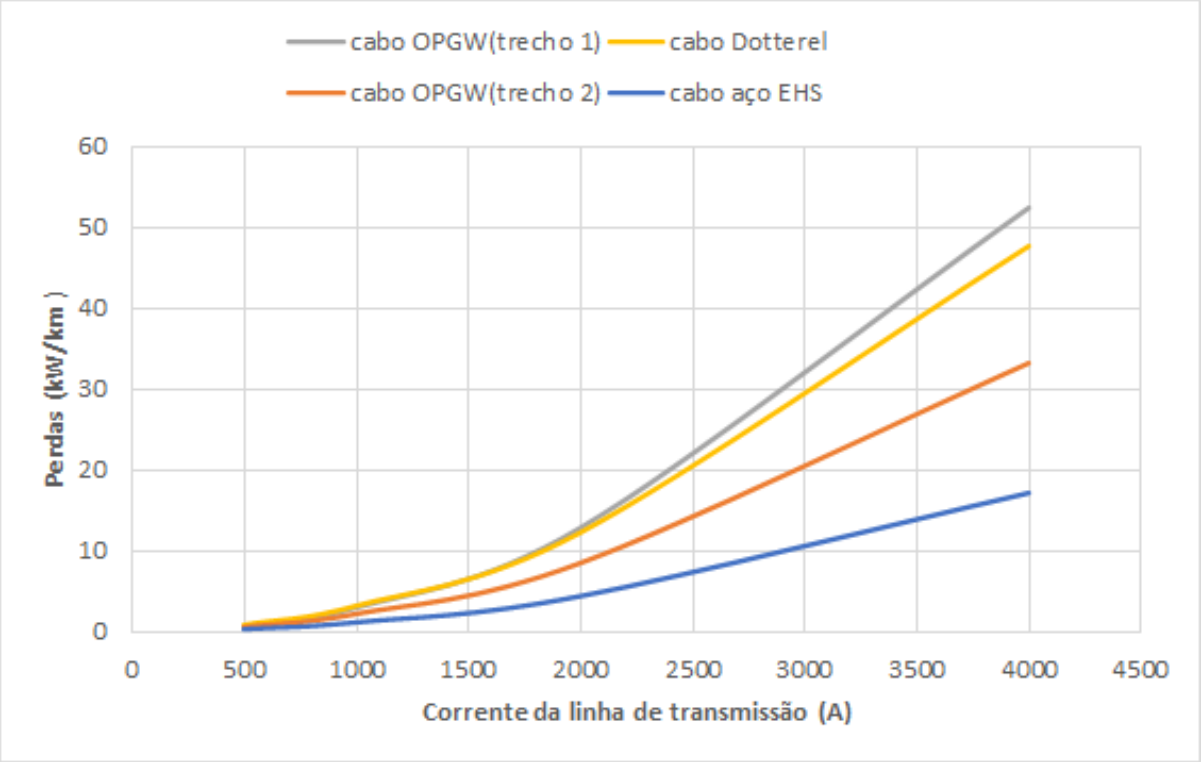
Tabela 24 – Valores eficazes das correntes induzidas nos cabos para-raios com 5% IACS.

Linha de transmissão em estudo	Correntes induzidas nos cabos para-raios em função das correntes de linha nas linhas de transmissão em estudo (A)			
	Corrente de 500 A na LT	Corrente de 1000 A na LT	Corrente de 2000 A na LT	Corrente de 4000 A na LT
ESTUDO DE CASO trecho 1 (cabo para-raios OPGW)	14,73	30,32	61,56	123,8
ESTUDO DE CASO trecho 1 (cabo para-raios Dotterel)	45,82	86,51	167,7	329,8
ESTUDO DE CASO trecho 2 (cabo para-raios OPGW)	13,48	25,71	50	98,63
ESTUDO DE CASO trecho 2 (cabo para-raios aço EHS)	6,72	13,06	25,52	50,42

Fonte: O Autor (2021).

De acordo com os valores das correntes eficazes da Tabela 24 é possível determinar as perdas em cada condutor em função da corrente de linha da linha de transmissão ESTUDO DE CASO. A Figura 94 apresenta essas perdas por unidade de comprimento.

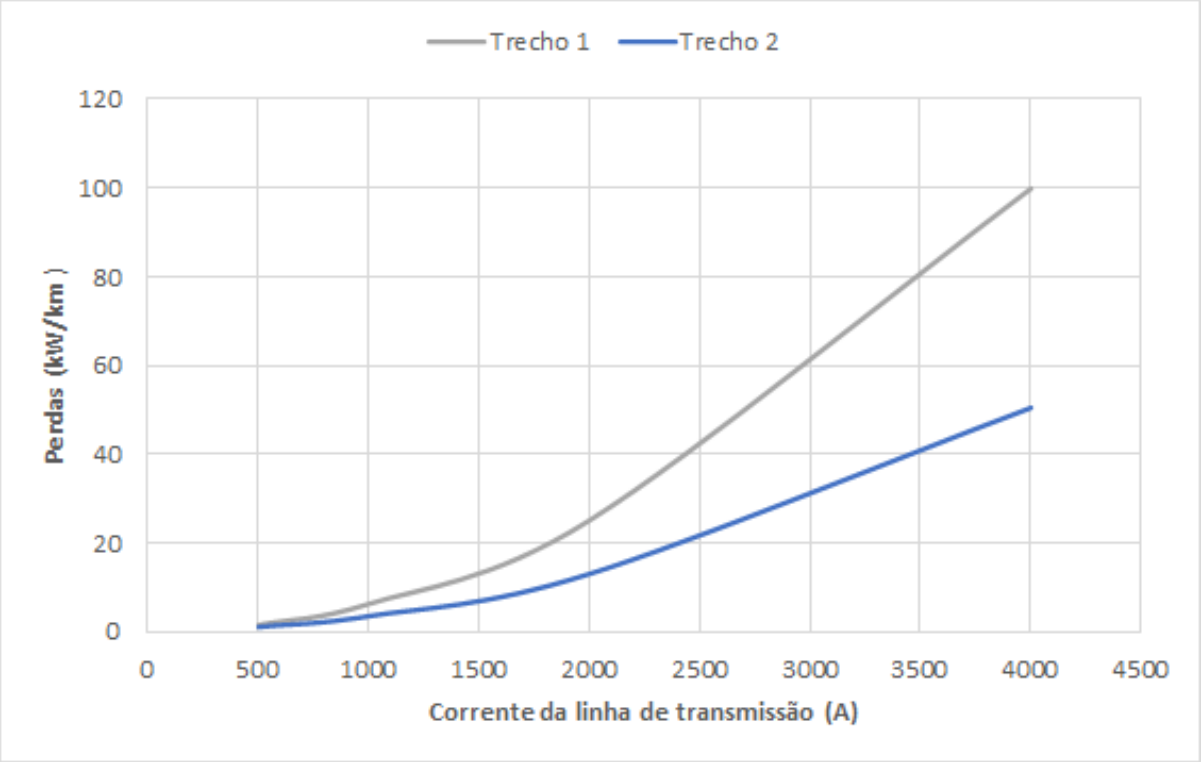
Figura 94 – Perdas por quilômetro para os cabos para-raios da linha de transmissão ESTUDO DE CASO para condutores com 5% IACS.



Fonte: O Autor (2021).

As perdas por quilometro computadas para os dois cabos para-raios somados estão apresentadas na Figura 95.

Figura 95 – Perdas totais por quilômetro para os cabos para-raios da linha de transmissão ESTUDO DE CASO para condutores com 5% IACS.



Fonte: O Autor (2021).

A partir da análise dos gráficos apresentados na Figura 95. , observa-se novamente a dependência entre as perdas na linha de transmissão ESTUDO DE CASO e a corrente transportada pela linha de transmissão.

A linha de transmissão ESTUDO DE CASO apresentou novamente diferentes valores de perdas para os cabos para-raios OPGW no trecho 1 e no trecho 2, bem como, as perdas nos cabos Dotterel e aço EHS 3/8“. Isso era esperado novamente já que os cabos são diferentes e instalados assimetricamente. Considerado que a linha de transmissão ESTUDO DE CASO possui dois trechos distintos correspondentes a 20 km (trecho 1) e 156,6 km (trecho 2), essas perdas atingiriam um valor total de 9,80 MW para uma corrente de 4000 A de carga na linha. A corrente de curta duração noturna de ESTUDO DE CASO é 3956 A. Comparando este valor com os cabos tradicionais, verifica-se uma redução de 51% para um 5% IACS.

Apesar de terem sido adotadas condições semelhantes as simulações como, por exemplo, o nível de carregamento das linhas de transmissão, as duas configurações de linhas de transmissão apresentaram comportamentos distintos. Com isso, tem-se que as categorias de cabos para-raios, a resistividade do solo e o próprio arranjo da geometria dos condutores no espaço influenciam a corrente induzida nos cabos para-raios e consequentemente as perdas.

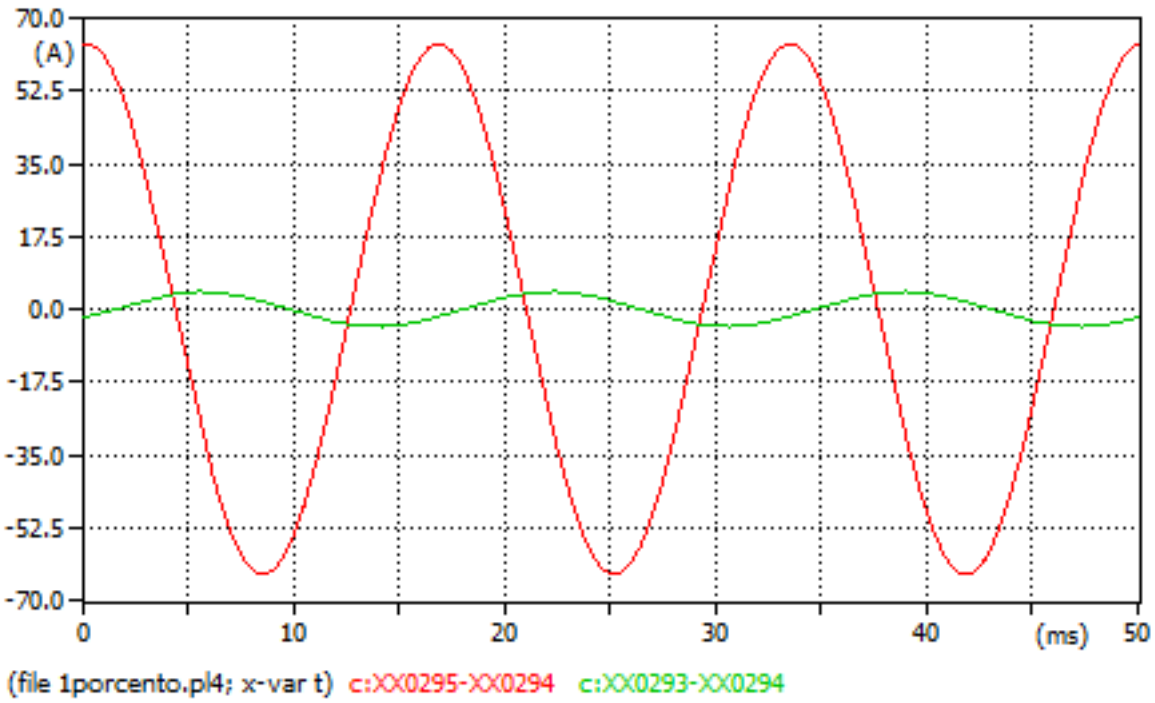
Uma questão importante que se nota foram as reduções de perdas nos cabos

para-raios.

5.4.2 Resultados para 1% IACS

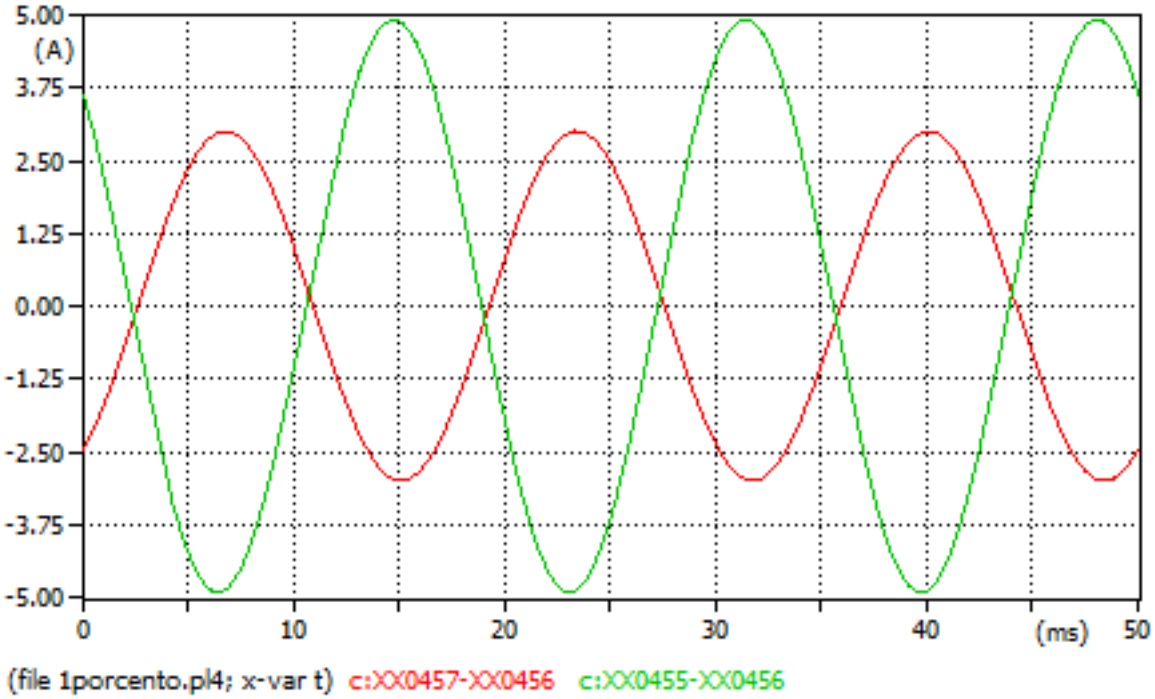
Na Figura 103 , pode-se observar as curvas das correntes induzidas para os carregamentos de 500 A, 1000 A, 2000 A e 4000 A, referentes a configuração de linha de transmissão ESTUDO DE CASO.

Figura 96 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 500 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor 1% IACS.



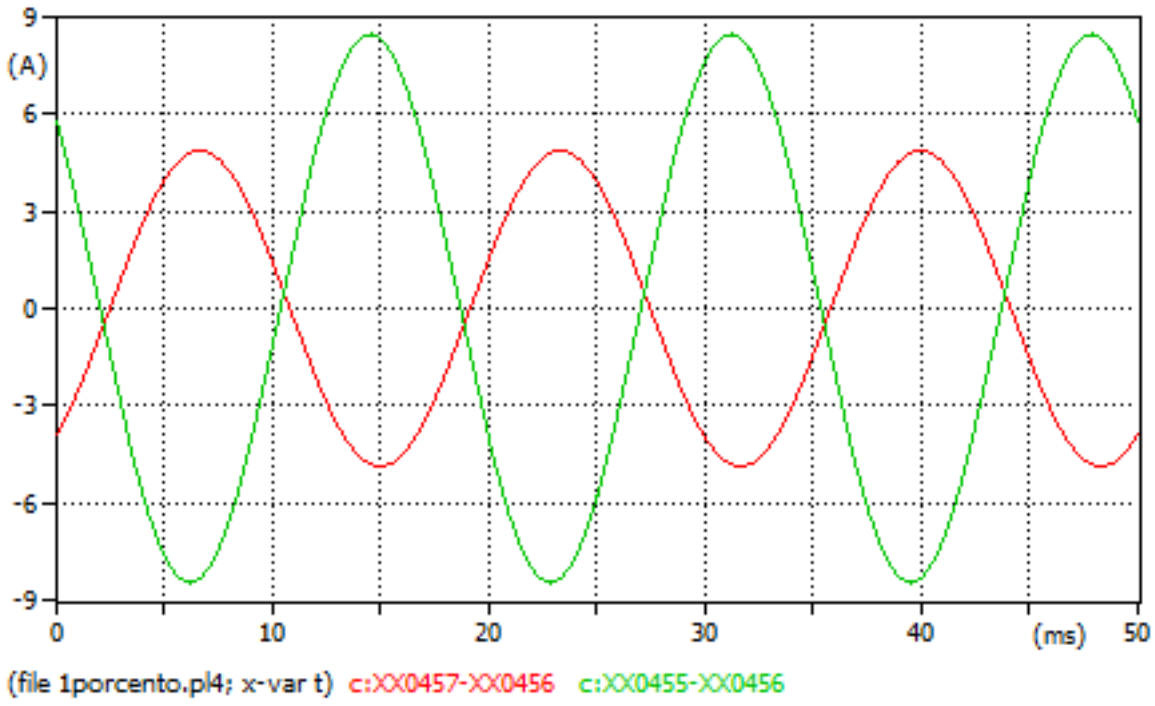
Fonte: O Autor (2021).

Figura 97 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 500 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 2) com cabos para-raios com valor 1% IACS.



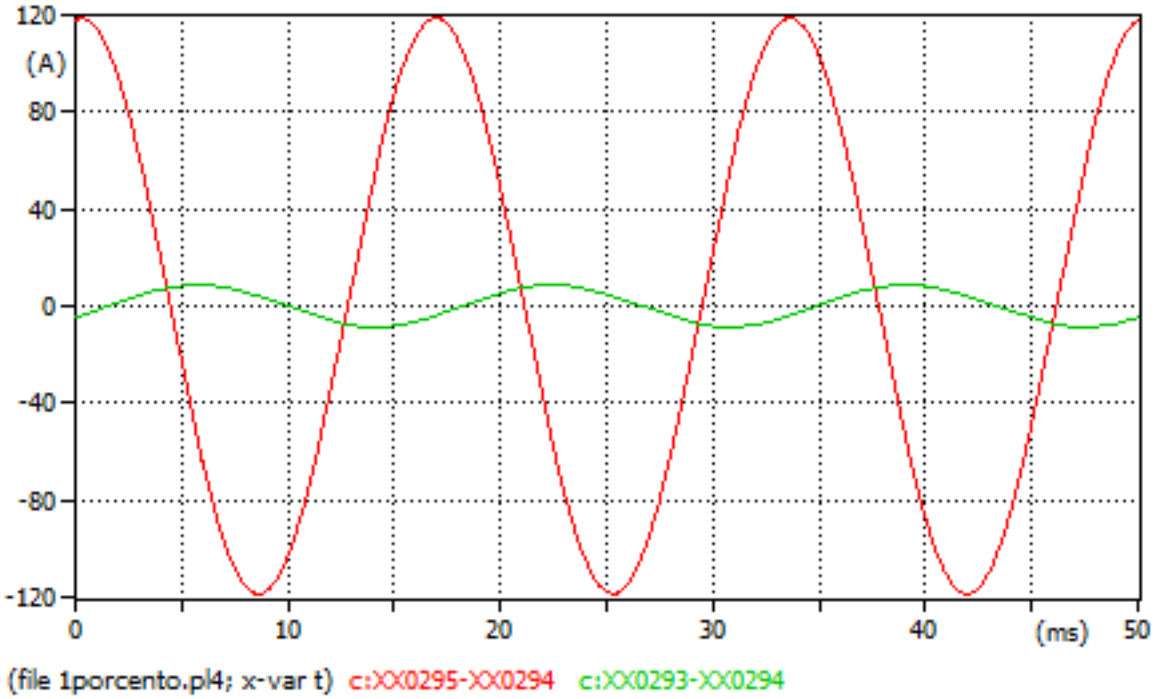
Fonte: O Autor (2021).

Figura 98 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 1000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor 1% IACS.



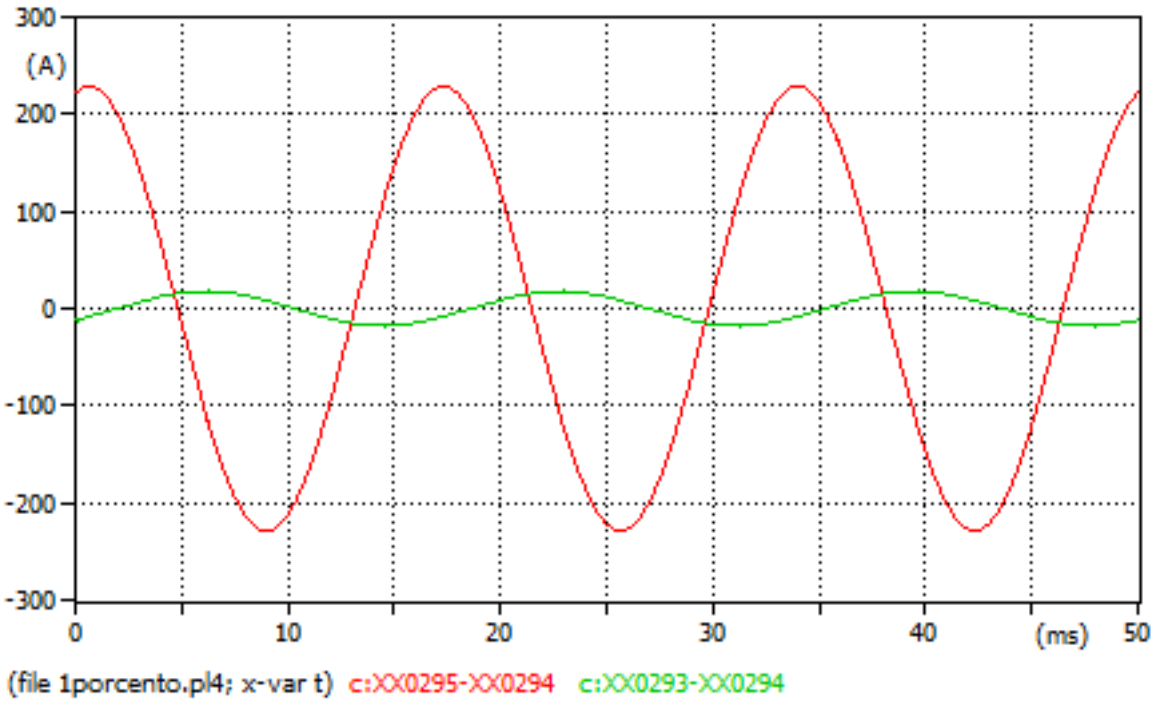
Fonte: O Autor (2021).

Figura 99 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 1000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 2) com cabos para-raios com valor 1% IACS.



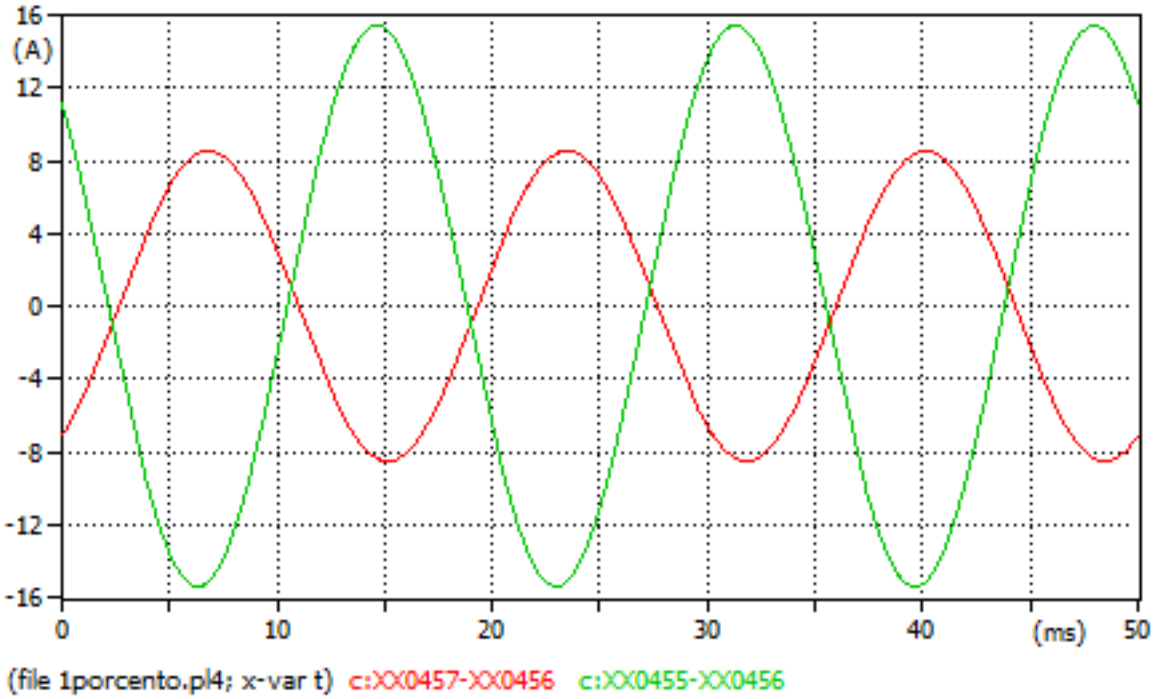
Fonte: O Autor (2021).

Figura 100 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 2000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor 1% IACS.



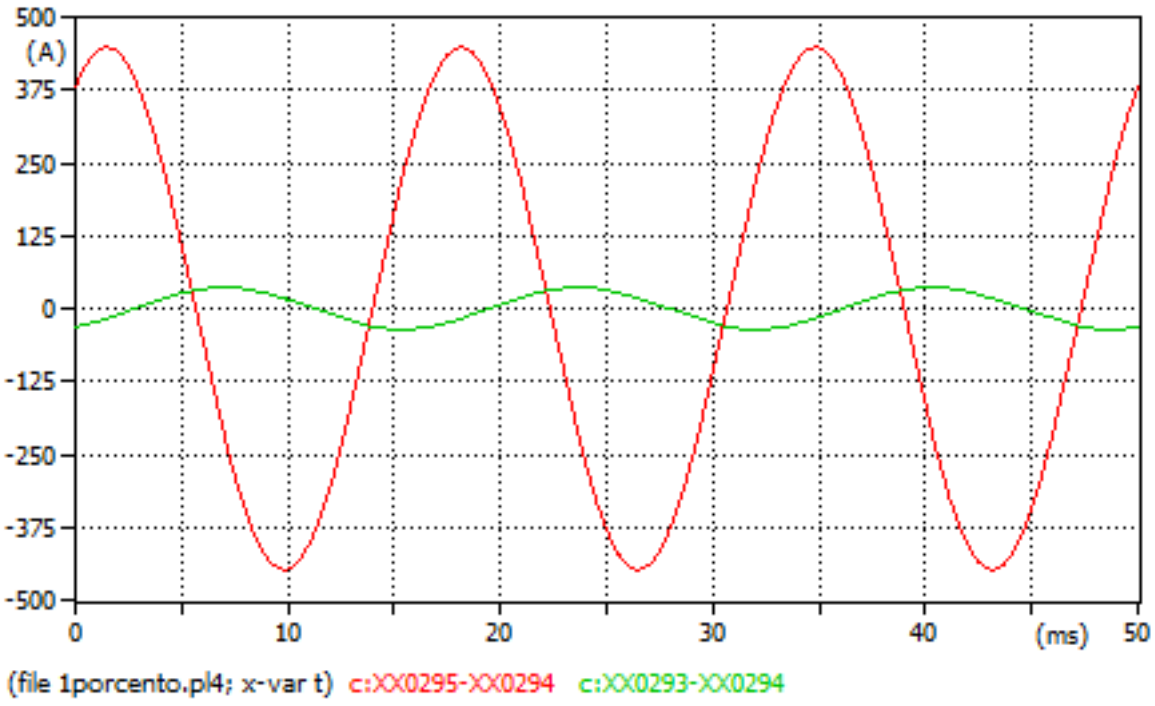
Fonte: O Autor (2021).

Figura 101 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 2000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 2) com cabos para-raios com valor 1% IACS.



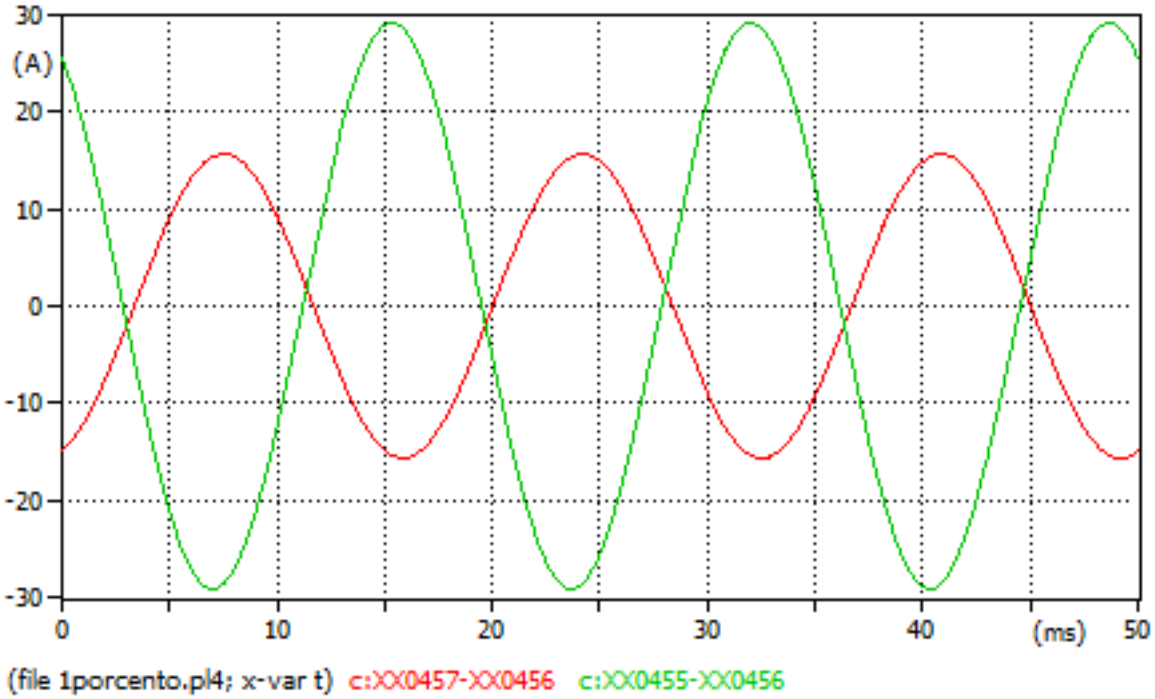
Fonte: O Autor (2021).

Figura 102 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 4000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor 1% IACS.



Fonte: O Autor (2021).

Figura 103 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 4000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 2) com cabos para-raios com valor 1% IACS.



Fonte: O Autor (2021).

A Tabela 25 apresenta os valores eficazes das correntes induzidas nos cabos para-raios.

Tabela 25 – Valores eficazes das correntes induzidas nos cabos para-raios com 1% IACS.

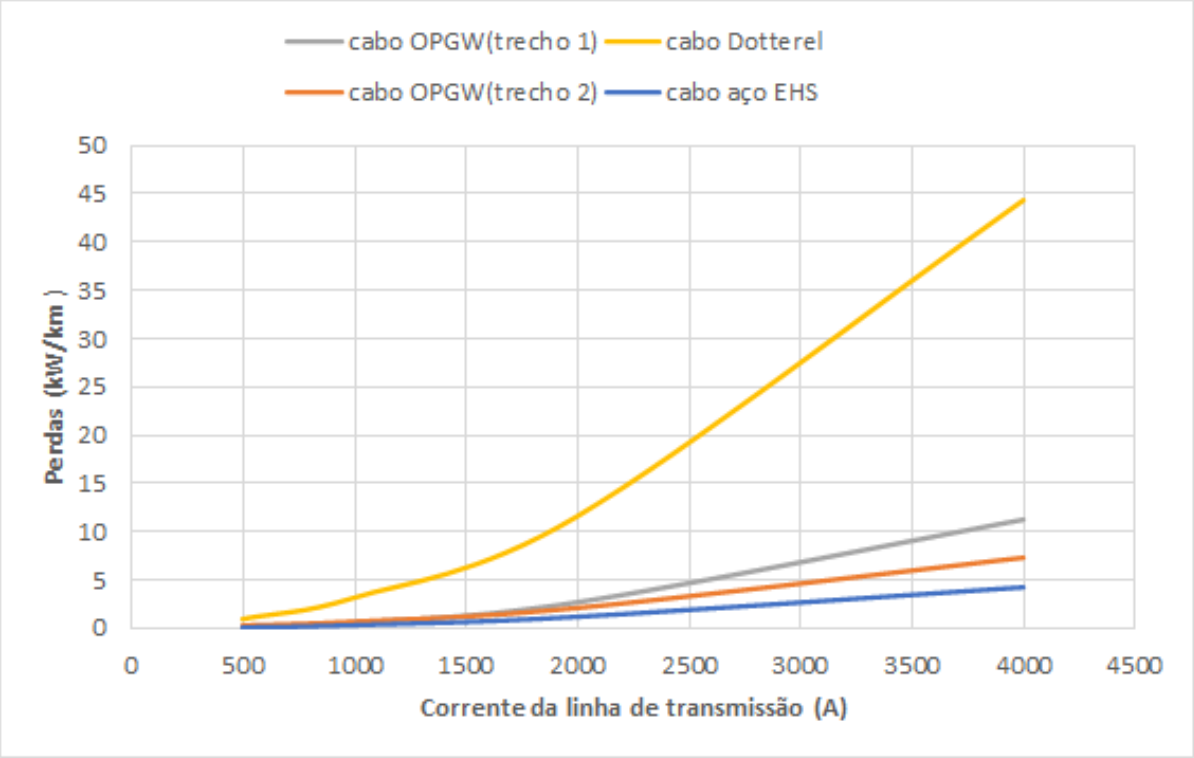
Linha de transmissão em estudo	Correntes induzidas nos cabos para-raios em função das correntes de linha nas linhas de transmissão em estudo (A)			
	Corrente de 500 A na LT	Corrente de 1000 A na LT	Corrente de 2000 A na LT	Corrente de 4000 A na LT
ESTUDO DE CASO trecho 1 (cabo para-raios OPGW)	2,98	6,21	12,73	25,75
ESTUDO DE CASO trecho 1 (cabo para-raios Dotterel)	45,28	84,21	162,4	318
ESTUDO DE CASO trecho 2 (cabo para-raios OPGW)	3,480	6,00	10,94	20,70
ESTUDO DE CASO trecho 2 (cabo para-raios aço EHS)	2,13	3,46	6,05	11,13

Fonte: O Autor (2021).

De acordo com os valores das correntes eficazes da Tabela 25 é possível determinar as perdas em cada condutor em função da corrente de linha na linha de transmissão ESTUDO DE CASO. A Figura 104 apresenta essas perdas por unidade de comprimento.

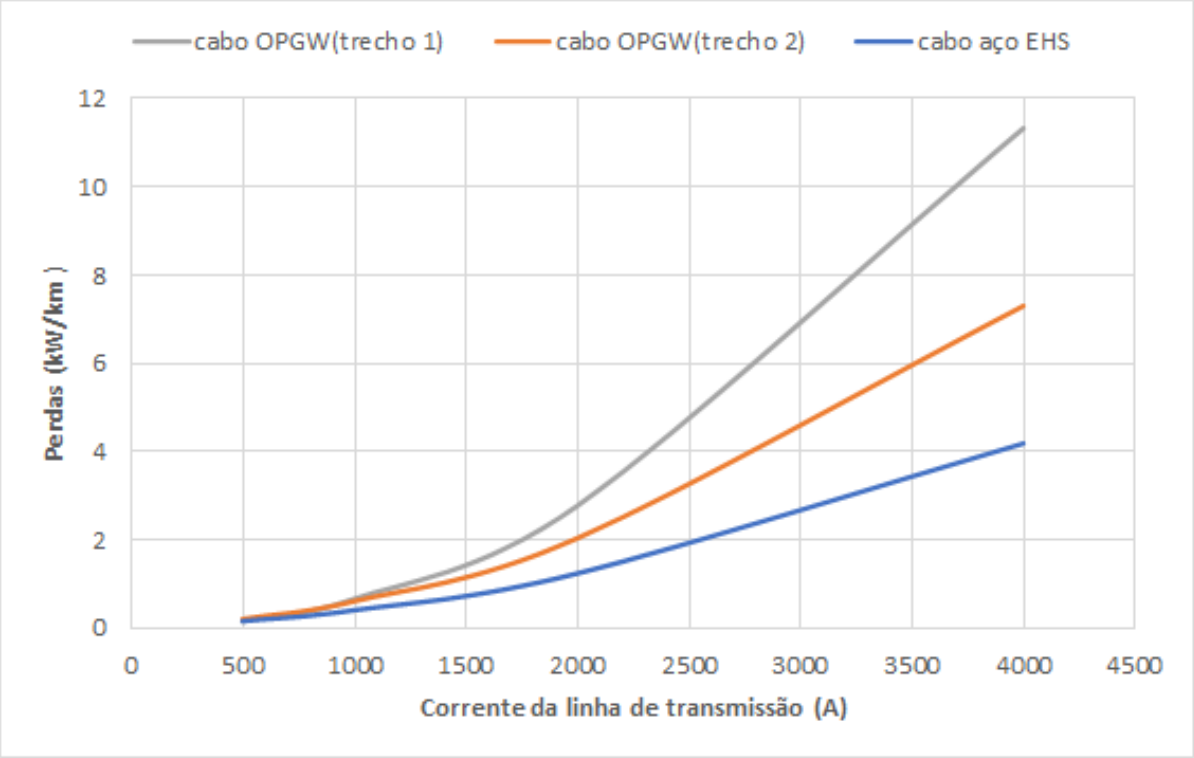
A Figura 105 apresenta o mesmo gráfico da Figura 104 , entretanto, sem as perdas no cabo Dotterel.

Figura 104 – Perdas por quilômetro para os cabos para-raios da linha de transmissão ESTUDO DE CASO para condutores com 1% IACS.



Fonte: O Autor (2021).

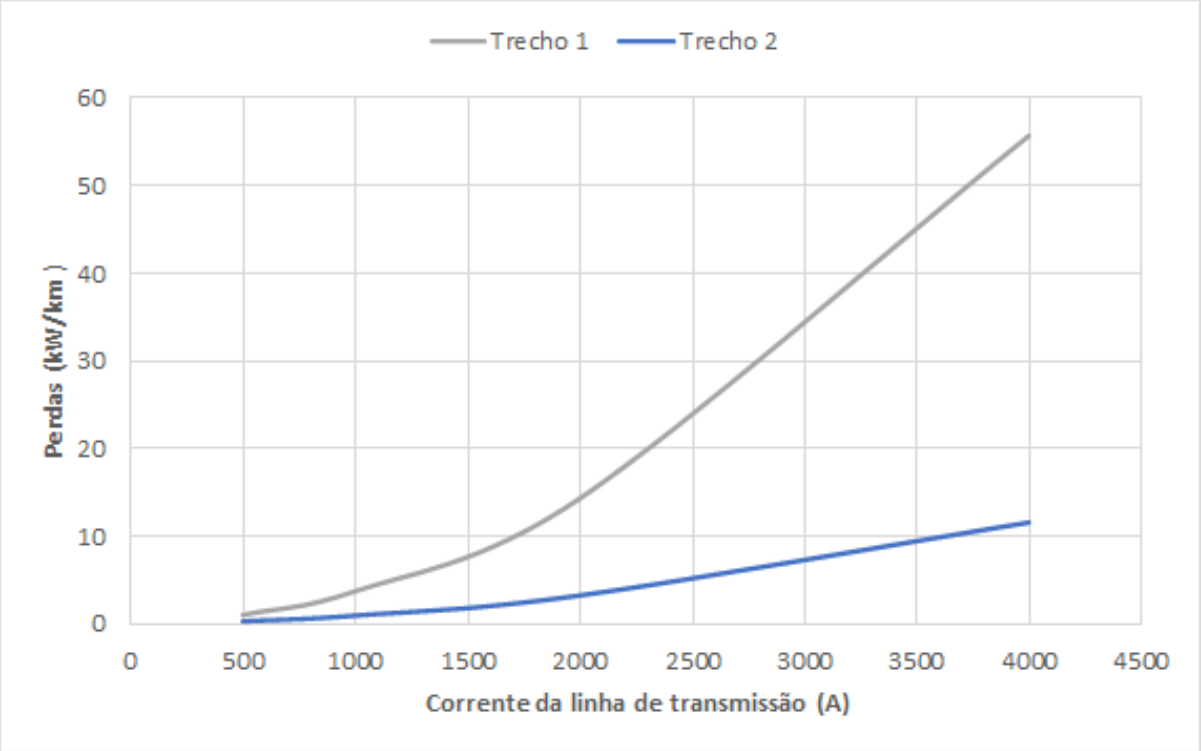
Figura 105 – Perdas por quilômetro para os cabos para-raios da linha de transmissão ESTUDO DE CASO (exceto cabo Dotterel) para condutores com 1% IACS.



Fonte: O Autor (2021).

As perdas por quilometro computadas para os dois cabos para-raios somados estão apresentadas na Figura 106 :

Figura 106 – Perdas totais por quilômetro para os cabos para-raios da linha de transmissão ESTUDO DE CASO para condutores com 1% IACS.



Fonte: O Autor (2021).

A Figura 107 apresenta o mesmo gráfico da Figura 106., entretanto, sem as perdas no trecho 1.

Figura 107 – Perdas totais por quilômetro para os cabos para-raios da linha de transmissão ESTUDO DE CASO (sem o trecho 1) para condutores com 1% IACS.

Fonte: O Autor (2021).

A linha de transmissão ESTUDO DE CASO apresentou novamente diferentes valores de perdas para os cabos para-raios OPGW no trecho 1 e no trecho 2, bem como, as perdas nos cabos Dotterel e aço EHS 3/8“. Isso era esperado novamente já que os cabos são diferentes e instalados assimetricamente. Considerando que a linha de transmissão ESTUDO DE CASO possui dois trechos distintos correspondentes a 20 km (trecho 1) e 156,6 km (trecho 2), essas perdas atingiriam um valor total de 2,9 MW para uma corrente de 4000 A de carga na linha. A corrente de curta duração noturna de ESTUDO DE CASO é 3956 A. Comparando este valor com os cabos tradicionais, verifica-se uma redução de 93,5% para um 1% IACS.

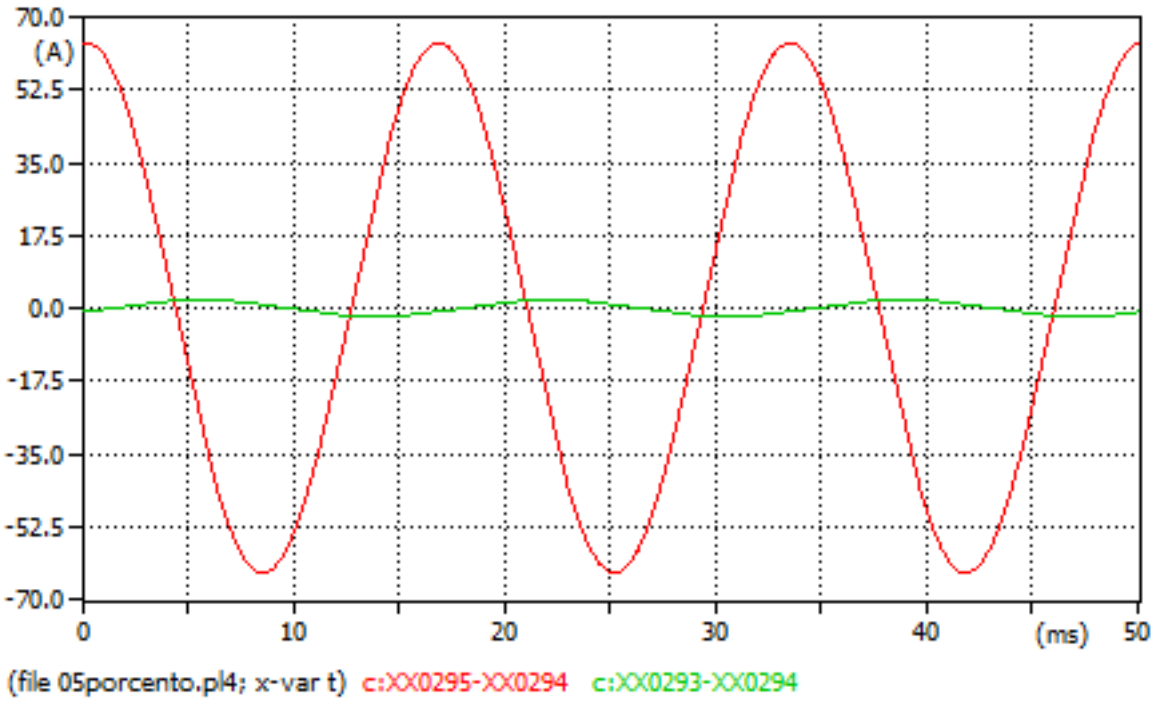
Apesar de terem sido adotadas condições semelhantes as simulações como, por exemplo, o nível de carregamento das linhas de transmissão, as duas configurações de linhas de transmissão apresentaram comportamentos distintos. Com isso, tem-se que as categorias de cabos para-raios, a resistividade do solo e o próprio arranjo da geometria dos condutores no espaço influenciam a corrente induzida nos cabos para-raios e consequentemente as perdas.

Uma questão importante que se nota foram as reduções ainda maiores de perdas nos cabos para-raios.

5.4.3 Resultados para 0,5% IACS

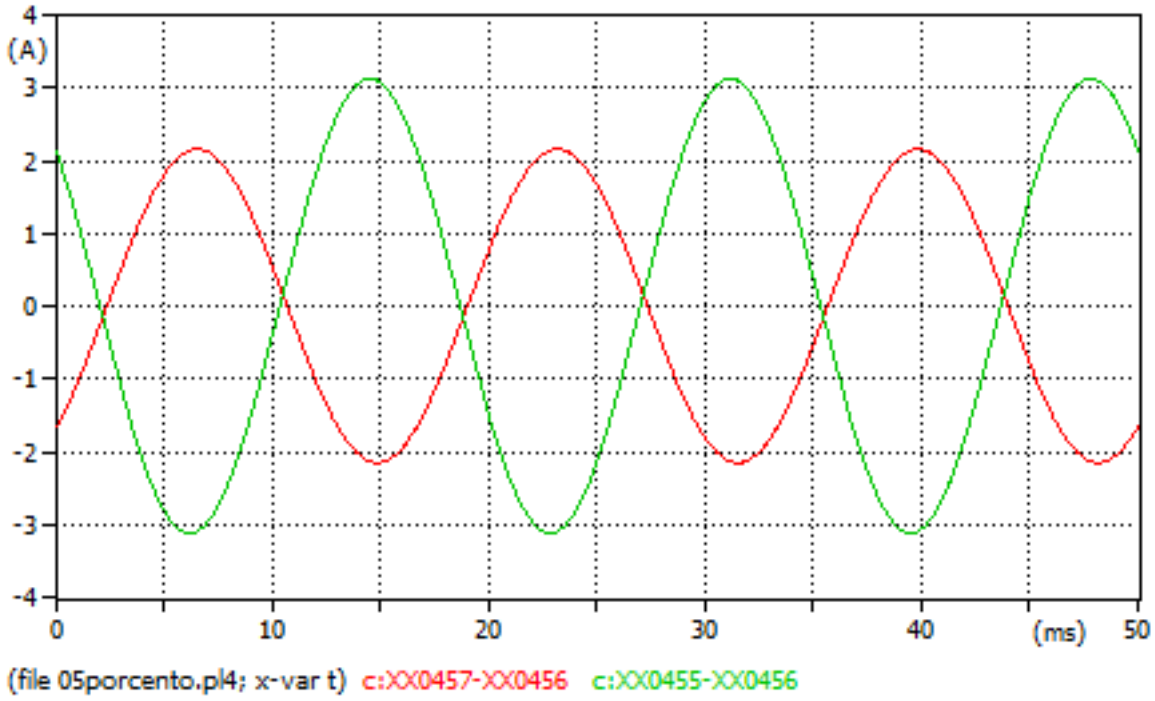
Nas Figuras 108 a Figura 115 , pode-se observar as curvas das correntes induzidas para os carregamentos de 500 A, 1000 A, 2000 A e 4000 A, referentes a configuração de linha de transmissão ESTUDO DE CASO.

Figura 108 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 500 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor 0,5% IACS.



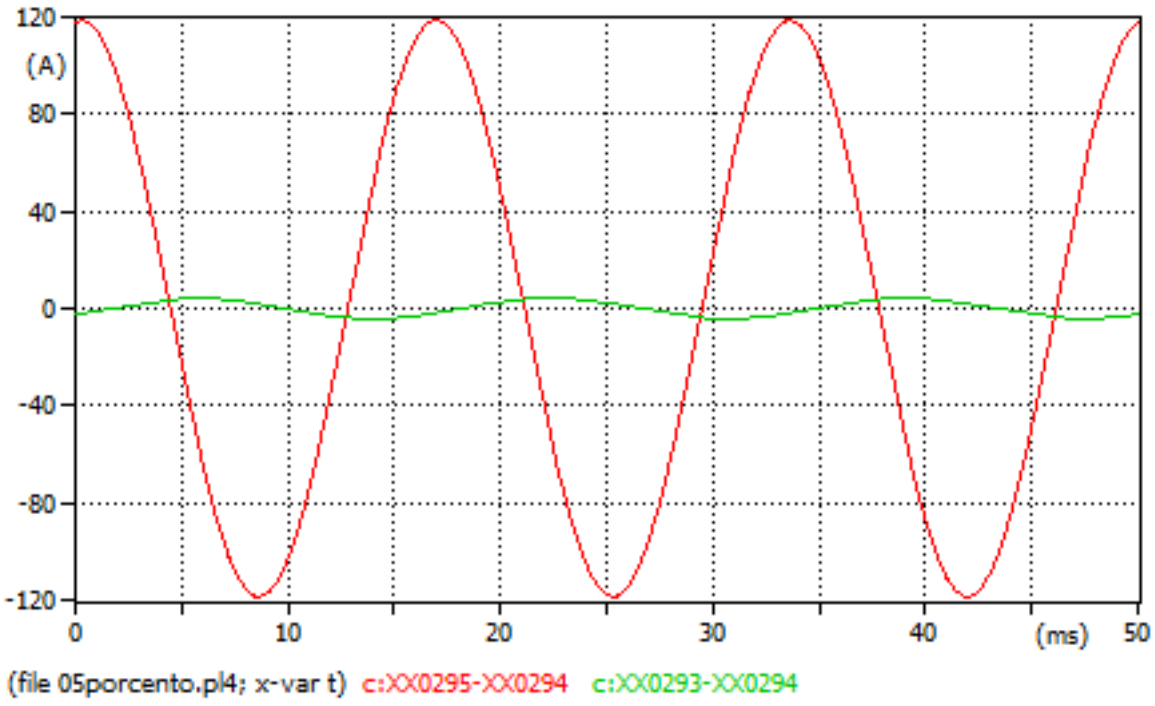
Fonte: O Autor (2021).

Figura 109 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 500 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 2) com cabos para-raios com valor 0,5% IACS.



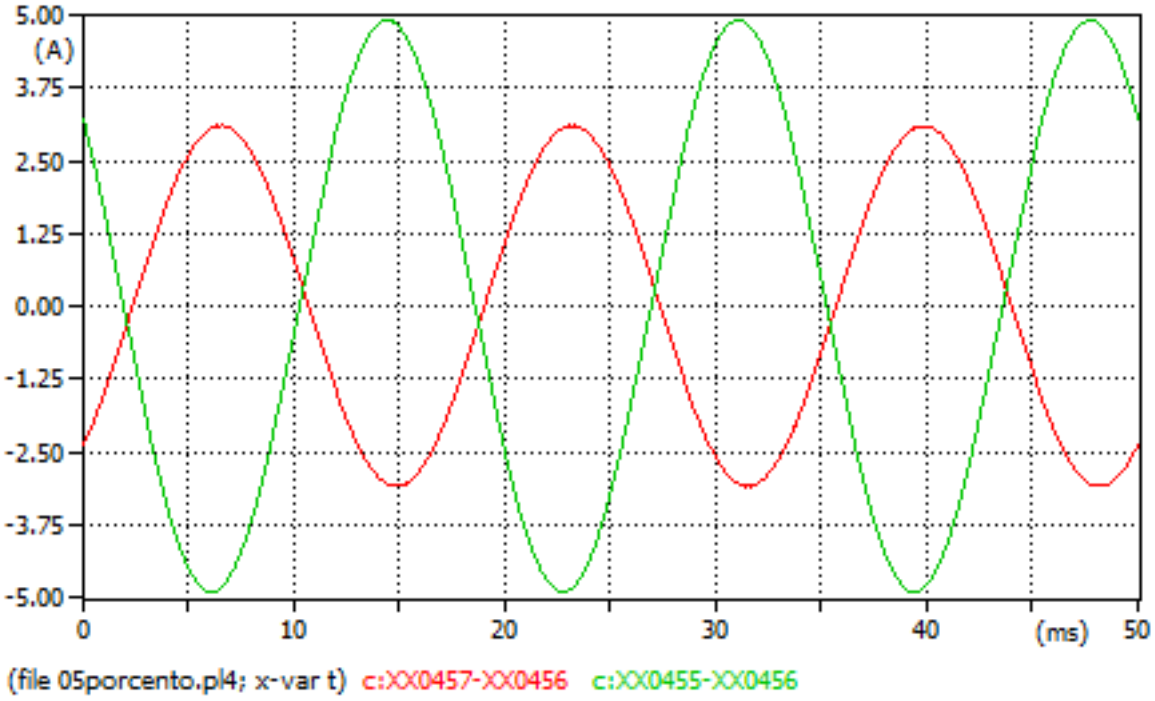
Fonte: O Autor (2021).

Figura 110 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 1000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor 0,5% IACS.



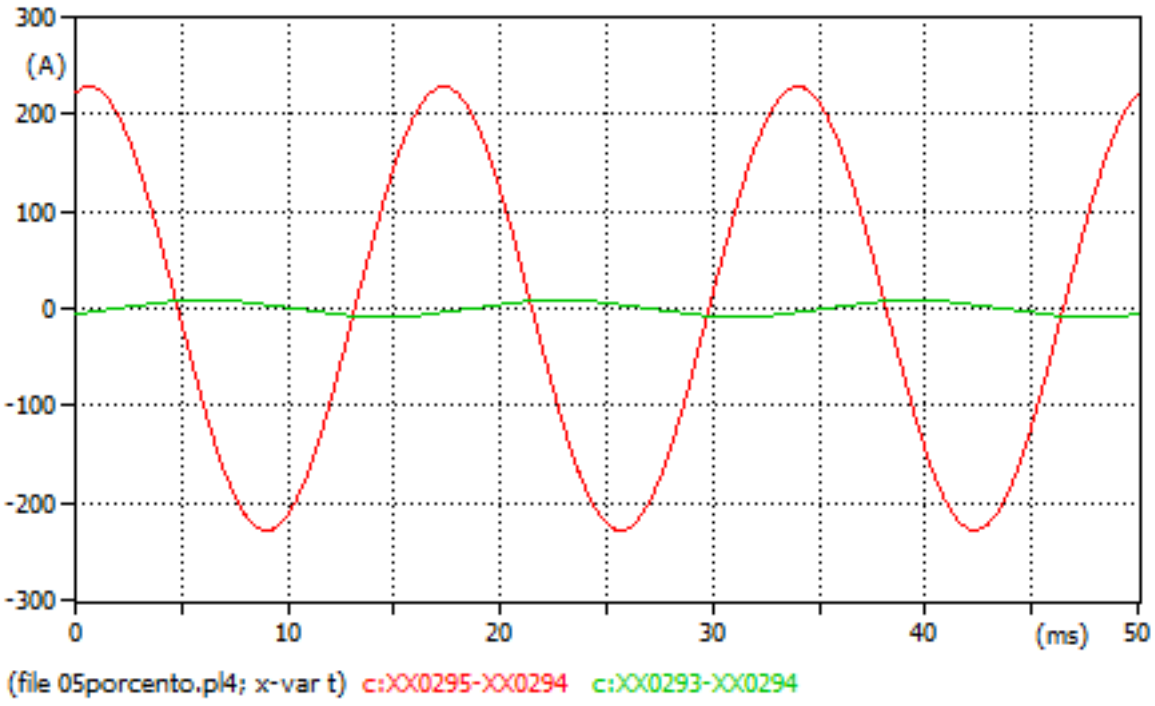
Fonte: O Autor (2021).

Figura 111 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 1000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 2) com cabos para-raios com valor 0,5% IACS.



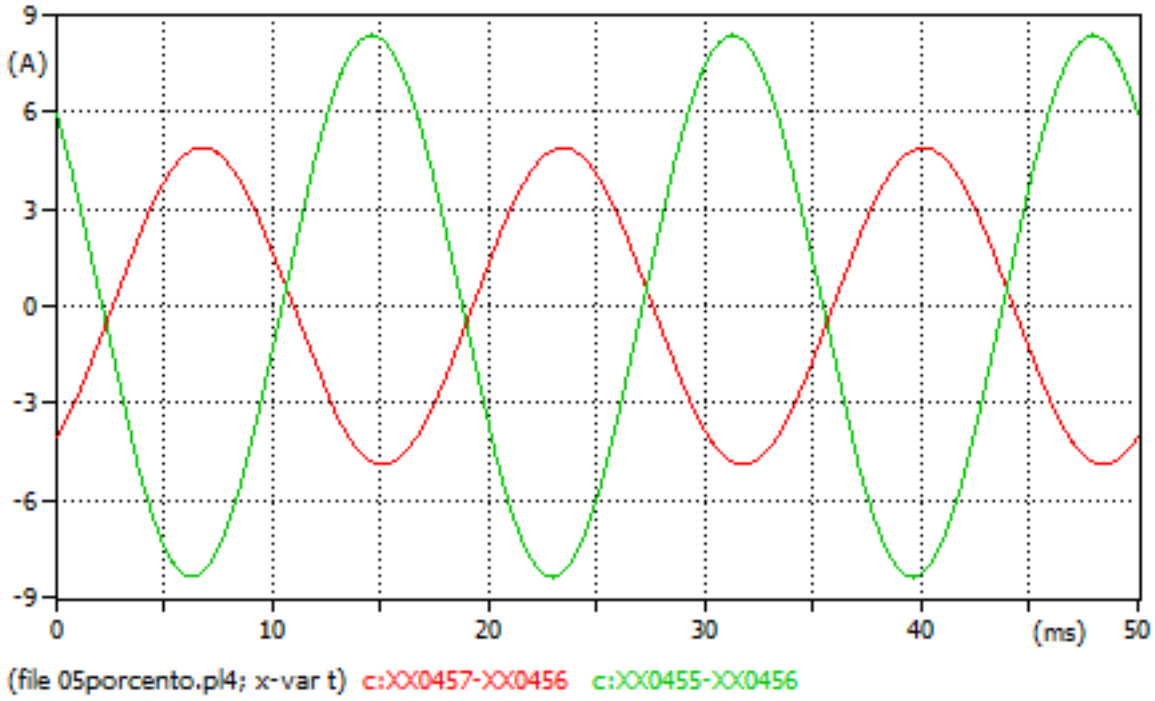
Fonte: O Autor (2021).

Figura 112 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 2000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor 0,5% IACS.



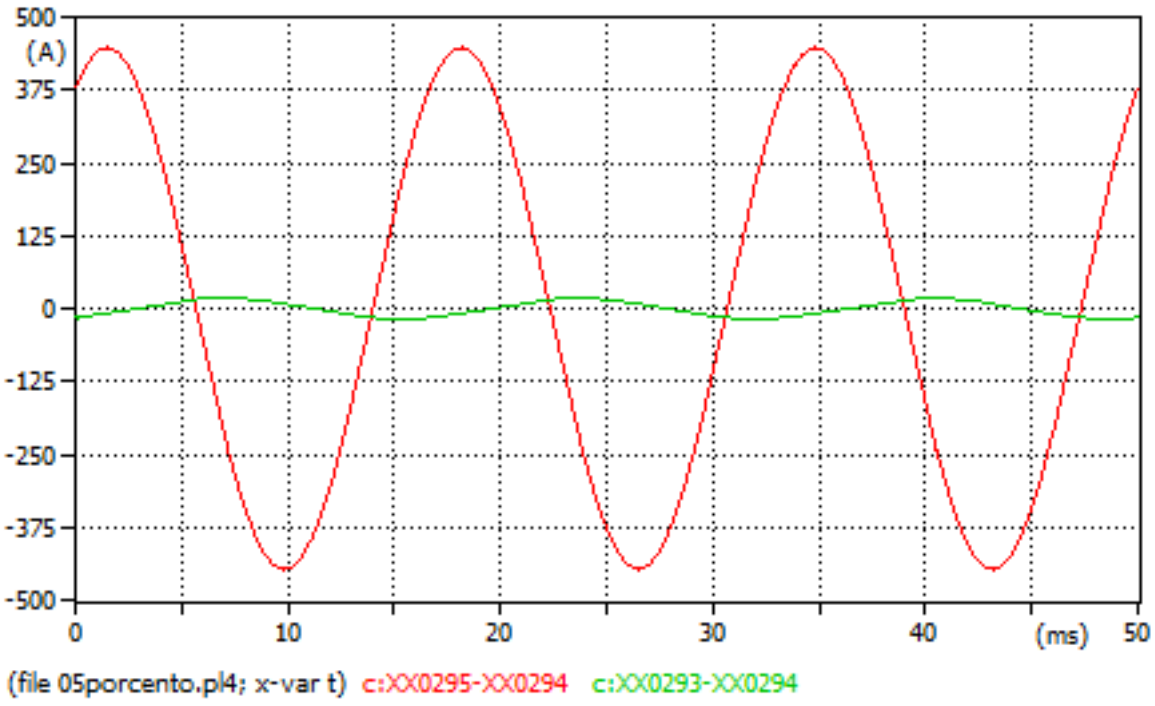
Fonte: O Autor (2021).

Figura 113 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 2000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 2) com cabos para-raios com valor 0,5% IACS.



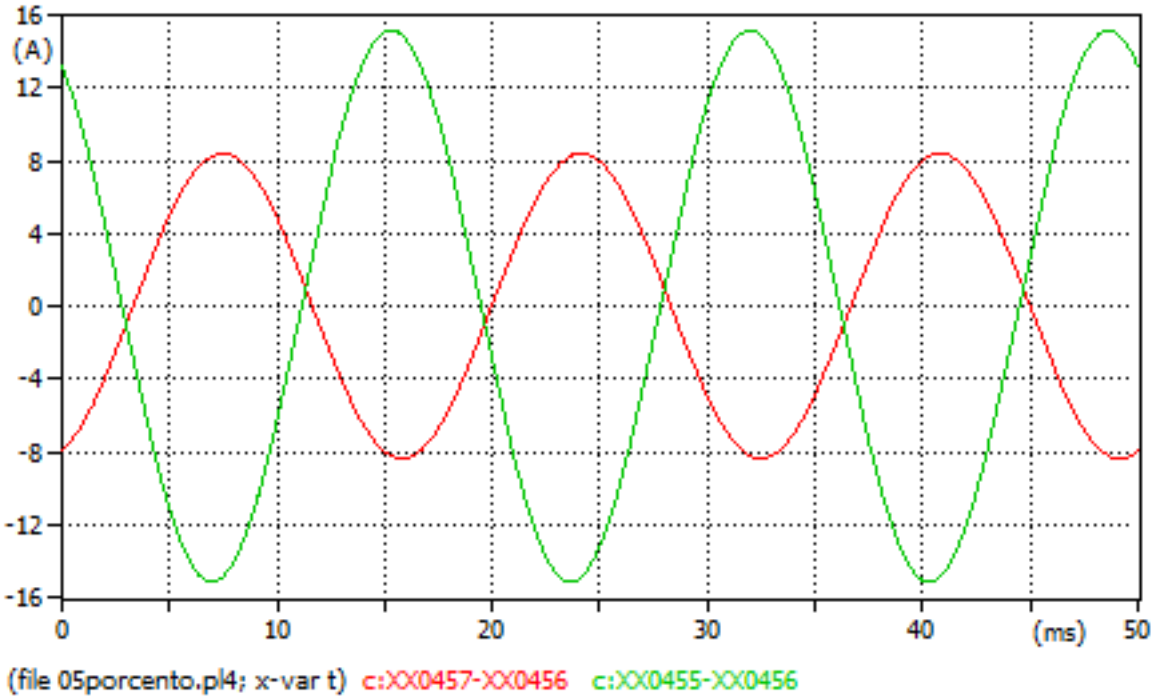
Fonte: O Autor (2021).

Figura 114 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 4000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 1) com cabos para-raios com valor 0,5% IACS.



Fonte: O Autor (2021).

Figura 115 – Curvas medidas de corrente em função do tempo para o nível de carregamento de 4000 A referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO (trecho 2) com cabos para-raios com valor 0,5% IACS.



Fonte: O Autor (2021).

A Tabela 26 apresenta os valores eficazes das correntes induzidas nos cabos para-raios.

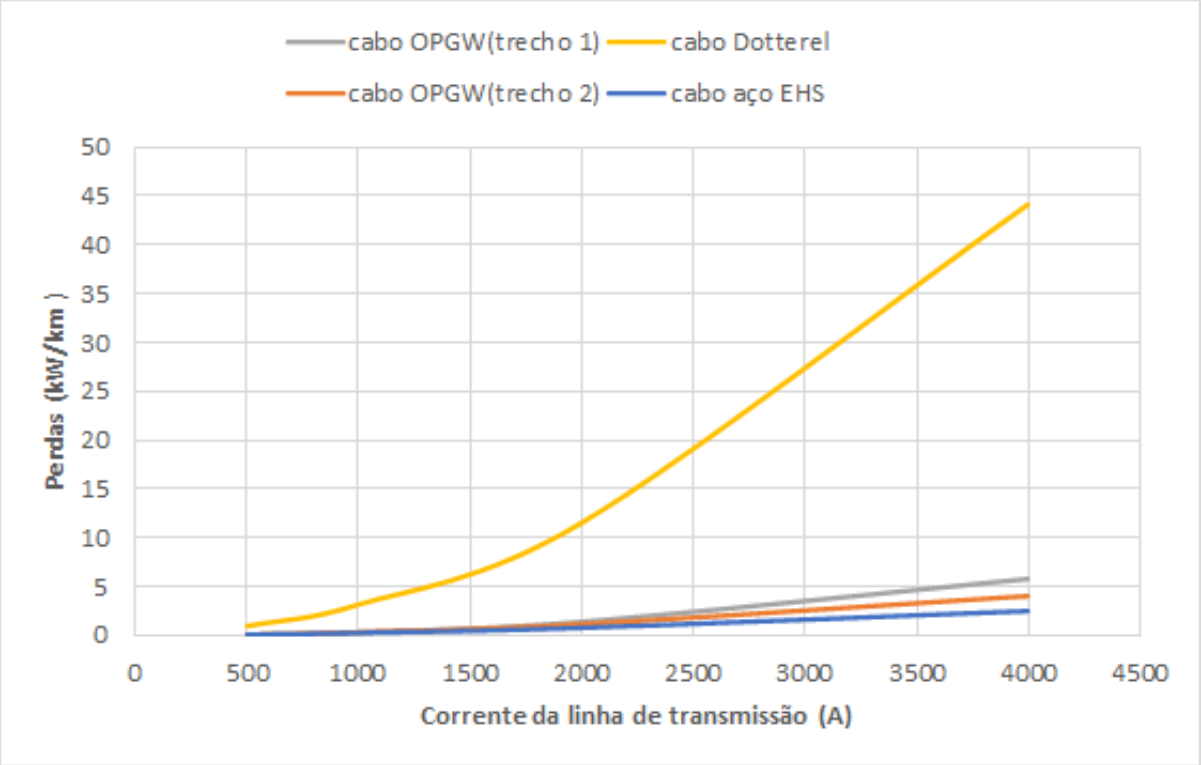
Tabela 26 – Valores eficazes das correntes induzidas nos cabos para-raios com 0,5% IACS.

Linha de transmissão em estudo	Correntes induzidas nos cabos para-raios em função das correntes de linha nas linhas de transmissão em estudo (A)			
	Corrente de 500 A na LT	Corrente de 1000 A na LT	Corrente de 2000 A na LT	Corrente de 4000 A na LT
ESTUDO DE CASO trecho 1 (cabo para-raios OPGW)	1,45	3,07	6,34	12,87
ESTUDO DE CASO trecho 1 (cabo para-raios Dotterel)	45,22	84,17	162	317,2
ESTUDO DE CASO trecho 2 (cabo para-raios OPGW)	2,21	3,48	5,94	10,76
ESTUDO DE CASO trecho 2 (cabo para-raios aço EHS)	1,52	2,2	3,48	5,96

Fonte: O Autor (2021).

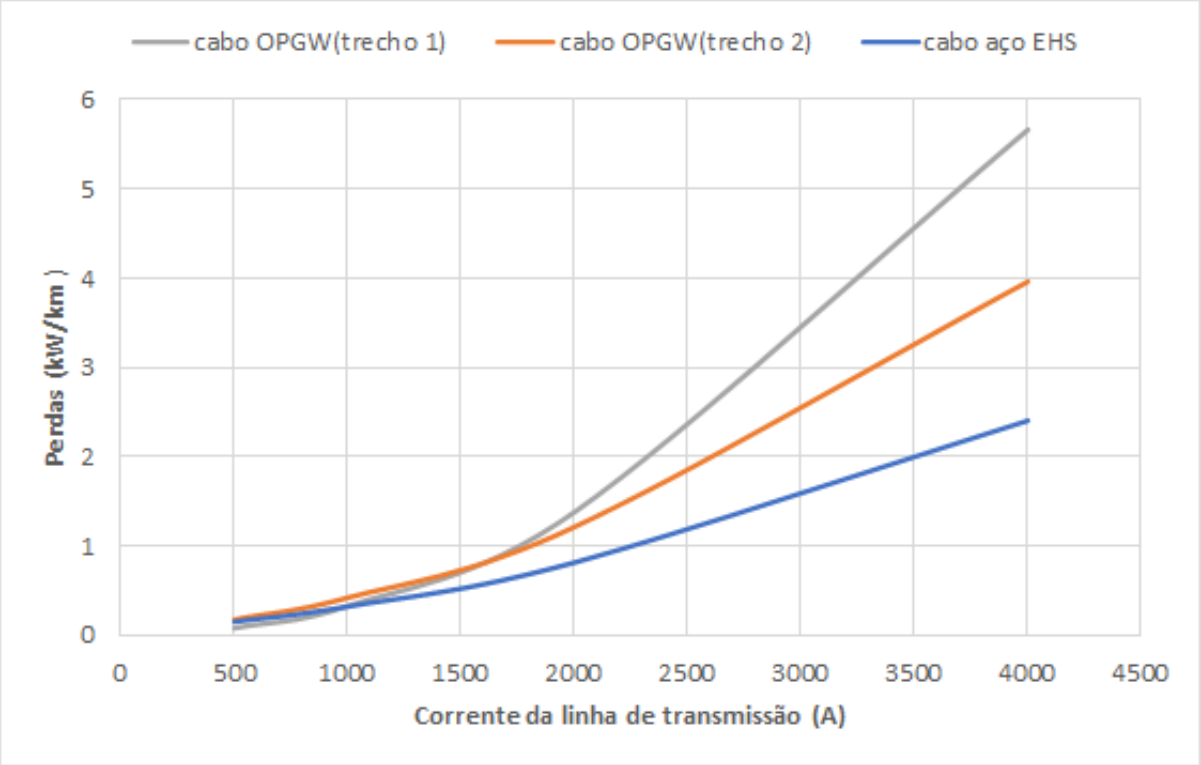
De acordo com os valores das correntes eficazes da Tabela 26 é possível determinar as perdas em cada condutor em função da corrente de linha da linha de transmissão ESTUDO DE CASO. A Figura 116 e Figura 117 apresenta essa perdas por unidade de comprimento.

Figura 116 – Perdas por quilômetro para os cabos para-raios da linha de transmissão ESTUDO DE CASO para condutores com 0,5% IACS.



Fonte: O Autor (2021).

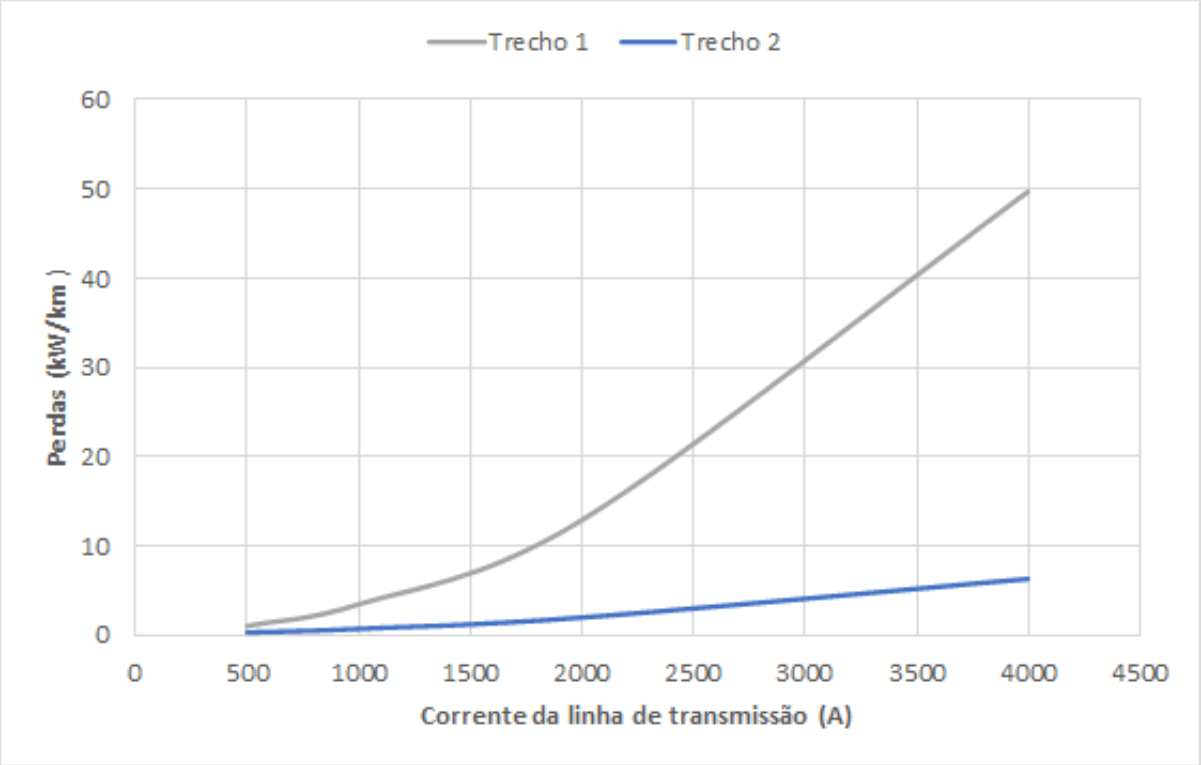
Figura 117 – Perdas por quilômetro para os cabos para-raios da linha de transmissão ESTUDO DE CASO (exceto cabo Dotterel) para condutores com 0,5% IACS.



Fonte: O Autor (2021).

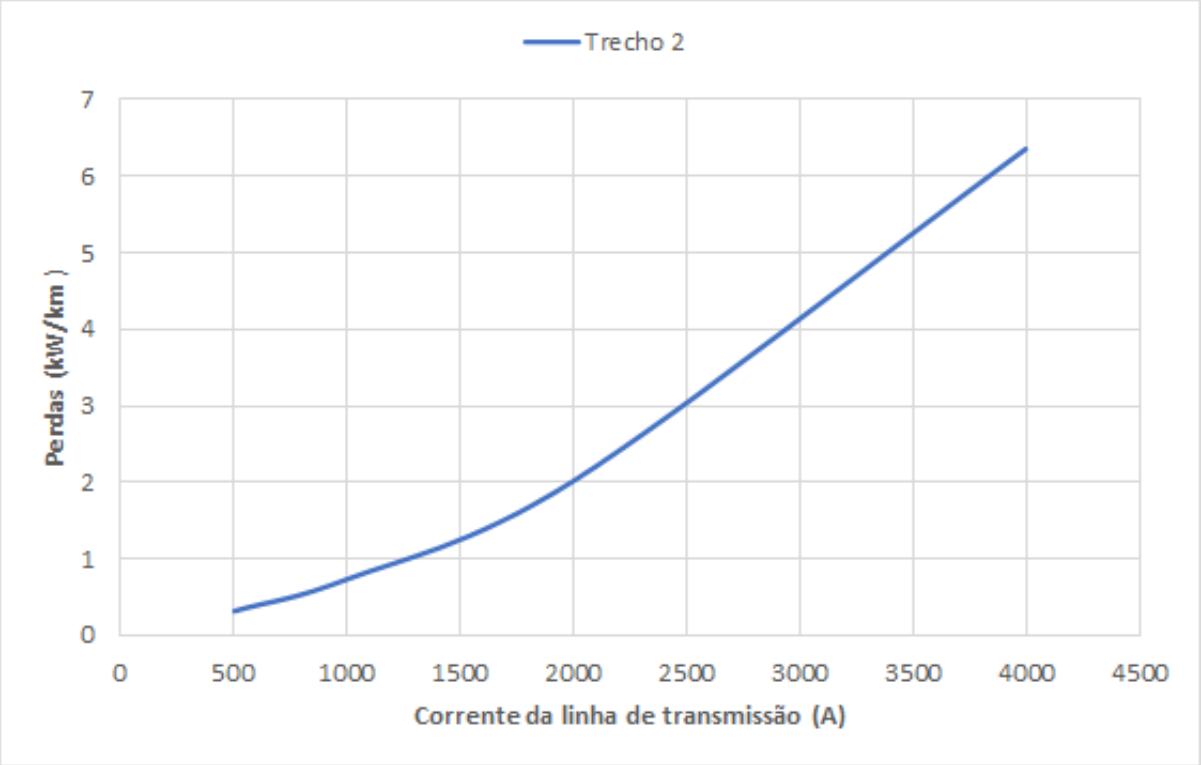
As perdas por quilometro computadas para os dois cabos para-raios somados estão apresentadas na Figura 118 e na Figura119 .

Figura 118 – Perdas totais por quilômetro para os cabos para-raios da linha de transmissão ESTUDO DE CASO para condutores com 0,5% IACS.



Fonte: O Autor (2021).

Figura 119 – Perdas totais por quilômetro para os cabos para-raios da linha de transmissão ESTUDO DE CASO (sem o trecho 1) para condutores com 0,5% IACS.



Fonte: O Autor (2021).

A linha de transmissão ESTUDO DE CASO apresentou novamente diferentes valores de perdas para os cabos para-raios OPGW no trecho 1 e no trecho 2, bem como, as perdas nos cabos Dotterel e aço EHS 3/8“. Isso era esperado novamente já que os cabos são diferentes e instalados assimetricamente. Considerando que a linha de transmissão ESTUDO DE CASO possui dois trechos distintos correspondentes a 20 km (trecho 1) e 156,6 km (trecho 2), essas perdas atingiriam um valor total de 1,98 MW para uma corrente de 4000 A de carga na linha. A corrente de curta duração noturna de ESTUDO DE CASO é 3956 A. Comparando este valor com os cabos tradicionais, verifica-se uma redução de 90,1% para um 1% IACS.

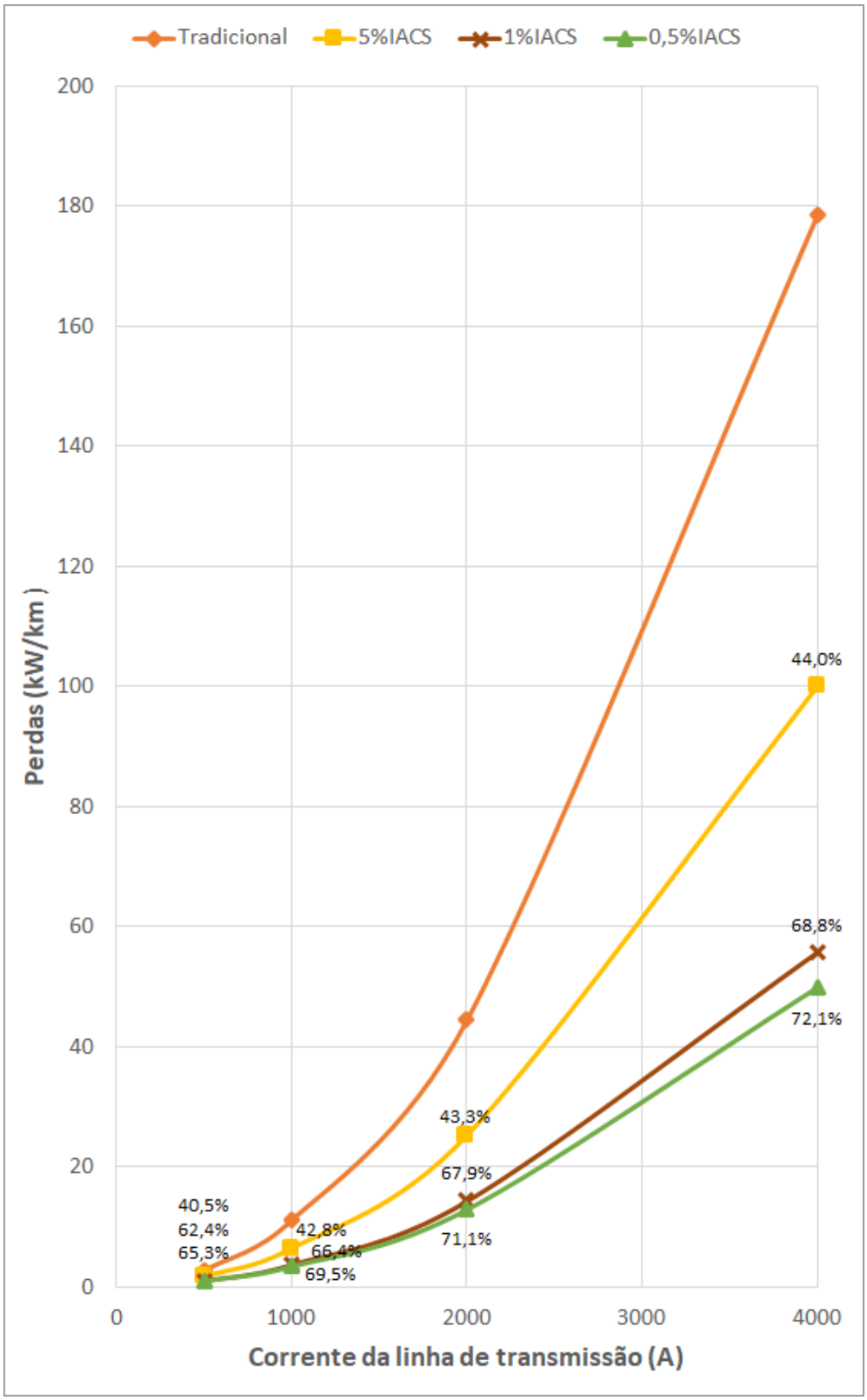
Apesar de terem sido adotadas condições semelhantes as simulações como, por exemplo, o nível de carregamento das linhas de transmissão, as duas configurações de linhas de transmissão apresentaram comportamentos distintos. Com isso, tem-se que as categorias de cabos para-raios, a resistividade do solo e o próprio arranjo da geometria dos condutores no espaço influenciam a corrente induzida nos cabos para-raios e consequentemente as perdas.

Uma questão importante que se nota foram as reduções ainda maiores de perdas nos cabos para-raios.

5.4.4 Comparações entre perdas

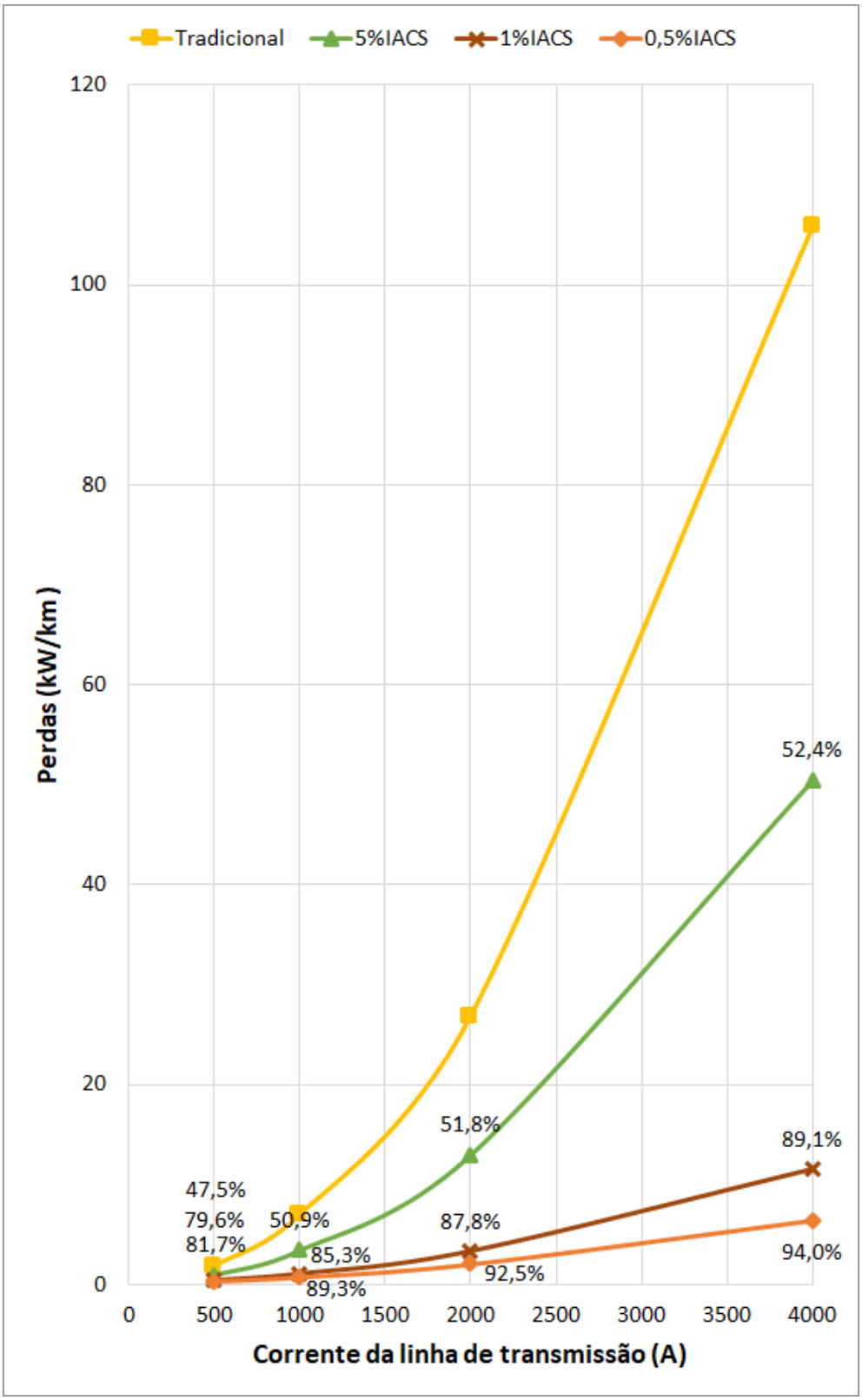
A Figura 120 e Figura 121 apresentam as perdas por quilometro comparativamente a cada um das condições da linha de transmissão ESTUDO DE CASO.

Figura 120 – Perdas totais por quilômetro comparativas para a linha de transmissão ESTUDO DE CASO-Trecho 1.



Fonte: O Autor (2021).

Figura 121 – Perdas totais por quilômetro comparativas para a linha de transmissão ESTUDO DE CASO-Trecho 2.



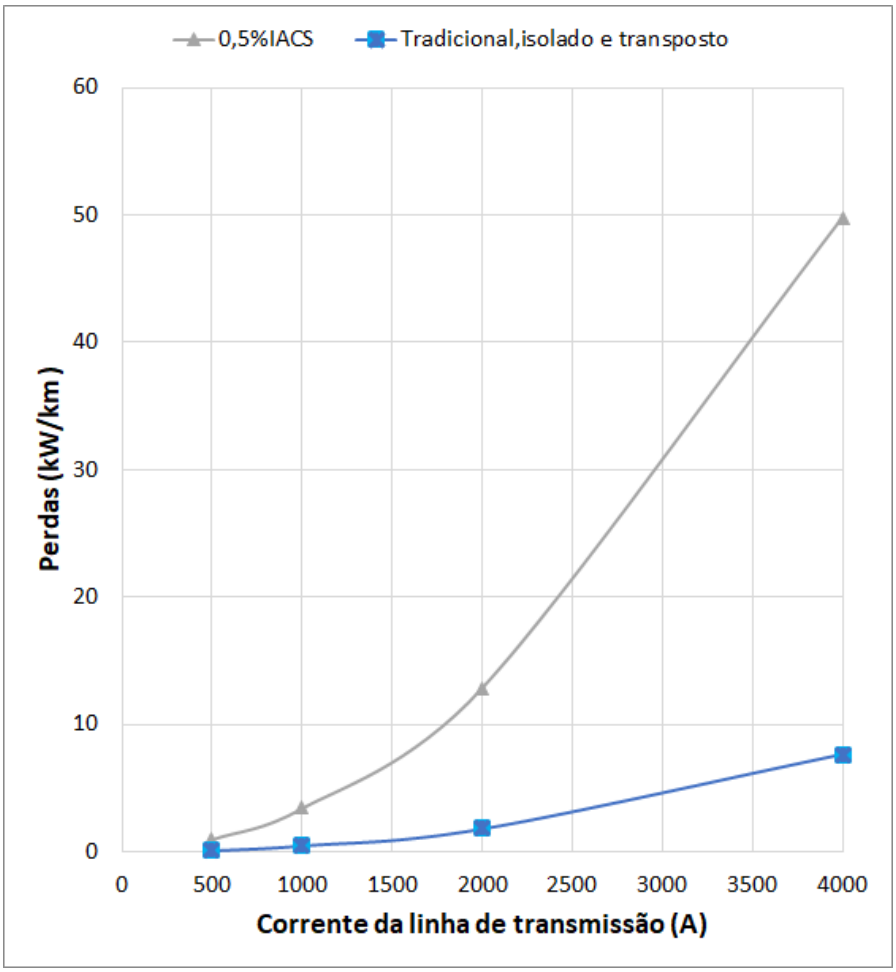
Fonte: O Autor (2021).

A partir da análise dos gráficos apresentados nas Figura 120 e Figura 121, observa-

se diferenças consideráveis na redução das perdas na linha de transmissão com a alteração do IACS da mesma. Para a linha de transmissão ESTUDO DE CASO se verifica uma redução de perdas de 94% no trecho 2. No entanto, para a mesma linha de transmissão (ESTUDO DE CASO), as perdas no trecho 1 foram de 72,1%. Isto se deve ao fato de que no primeiro trecho houve apenas a mudança do IACS do cabo OPGW. Mesmo assim se verifica uma redução considerada das perdas no primeiro trecho da linha de transmissão ESTUDO DE CASO.

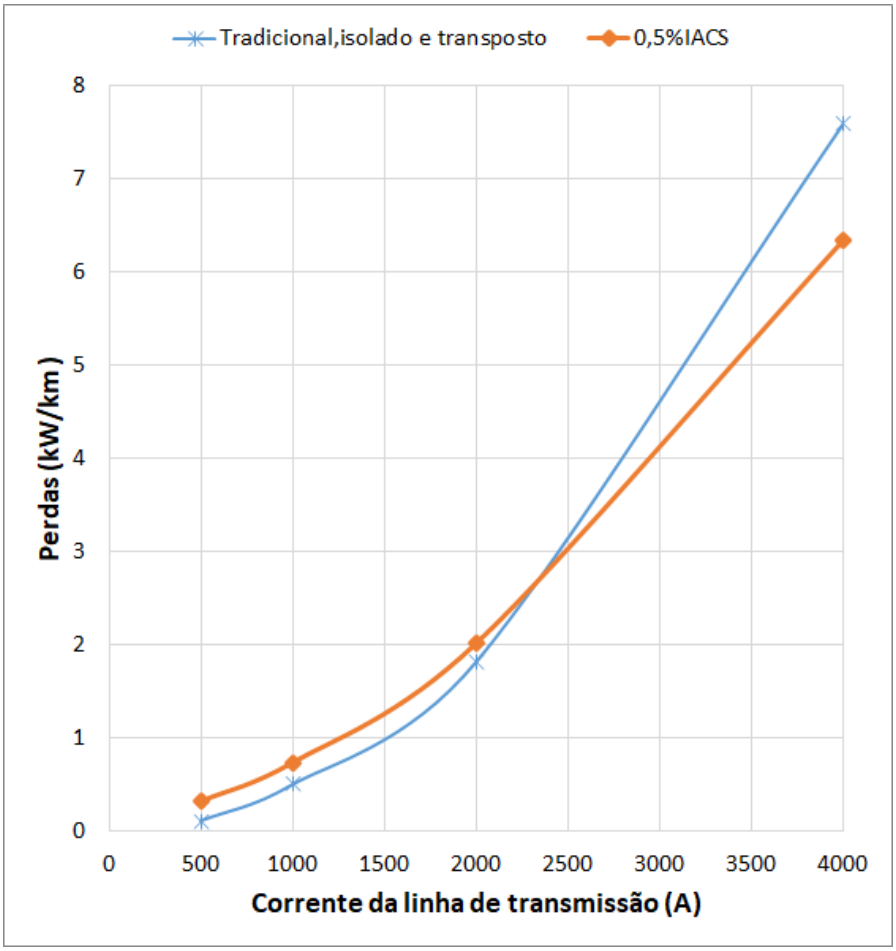
A Figura 122 e Figura 123 apresentam as perdas por quilometro, comparativamente ao valor do 0,5% IACS e os cabos para-raios isolados e transpostos, para a linha de transmissão ESTUDO DE CASO.

Figura 122 – Perdas totais por quilômetro comparativamente entre 0,5% IACS e a alternativa de cabos para-raios isolados e transpostos para a linha de transmissão ESTUDO DE CASO-Trecho 1.



Fonte: O Autor (2021).

Figura 123 – Perdas totais por quilômetro comparativamente entre 0,5% IACS e a alternativa de cabos para-raios isolados e transpostos para a linha de transmissão ESTUDO DE CASO-Trecho 2.



Fonte: O Autor (2021).

A partir da análise dos gráficos apresentados na Figura 122 e Figura 123, observa-se que a redução das perdas na linha de transmissão com a alteração do IACS para 0,5 % apresenta um melhor resultado que a solução tradicional com cabos isolados e transpostos, considerando uma operação próxima da nominal, no caso do trecho 2. Para o trecho 1, nota-se que a redução do valor do IACS para 0,5 % não apresentou valores de perdas melhores que à solução dos cabos isolados e transpostos. Isto deve-se ao fato que no trecho 1 apenas o valor do IACS do cabo OPGW foi alterado.

5.5 ETAPA 5

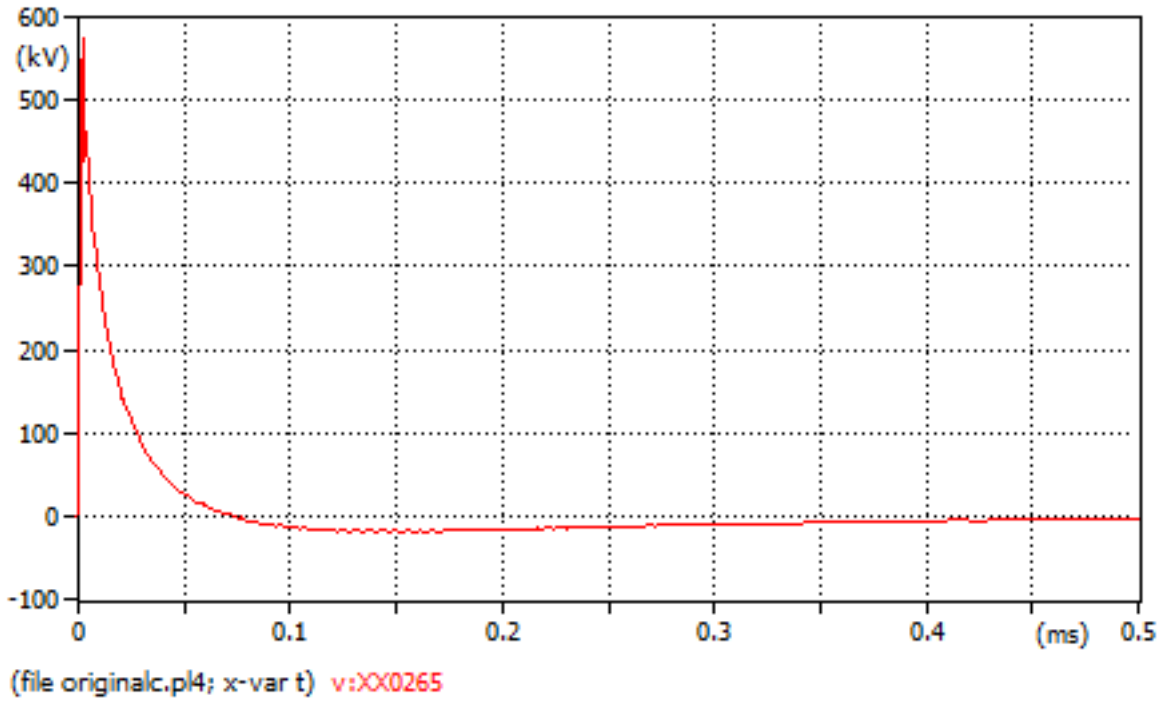
A linha de transmissão ESTUDO DE CASO foi simulada novamente por meio do ATPDraw para avaliação do comportamento da tensão nos cabos para-raios e condutores fase, conforme a Seção4.3.5. Para a linha de transmissão simulada foram realizadas mudanças no IACS dos condutores e uma descarga atmosférica típica foi aplicada. Para a linha de transmissão, os níveis da corrente de surto atmosférico foram : 20 kA e 40 kA.

Os pontos onde foram aplicados os surtos de tensão variaram de 20 em 20 porcento dos comprimentos das linha de transmissão ESTUDO DE CASO. Para a linha de transmissão, os valores do IACS foram de quatro situações de valores de condutividades : valor tradicional, 5% IACS, 1% IACS e 0,5% IACS . Os surtos de corrente circulando nos cabos para-raios foram coletados através da ferramenta gráfica do software ATPDraw.

5.5.1 Surto aplicado em 20% do comprimento das linhas de transmissão

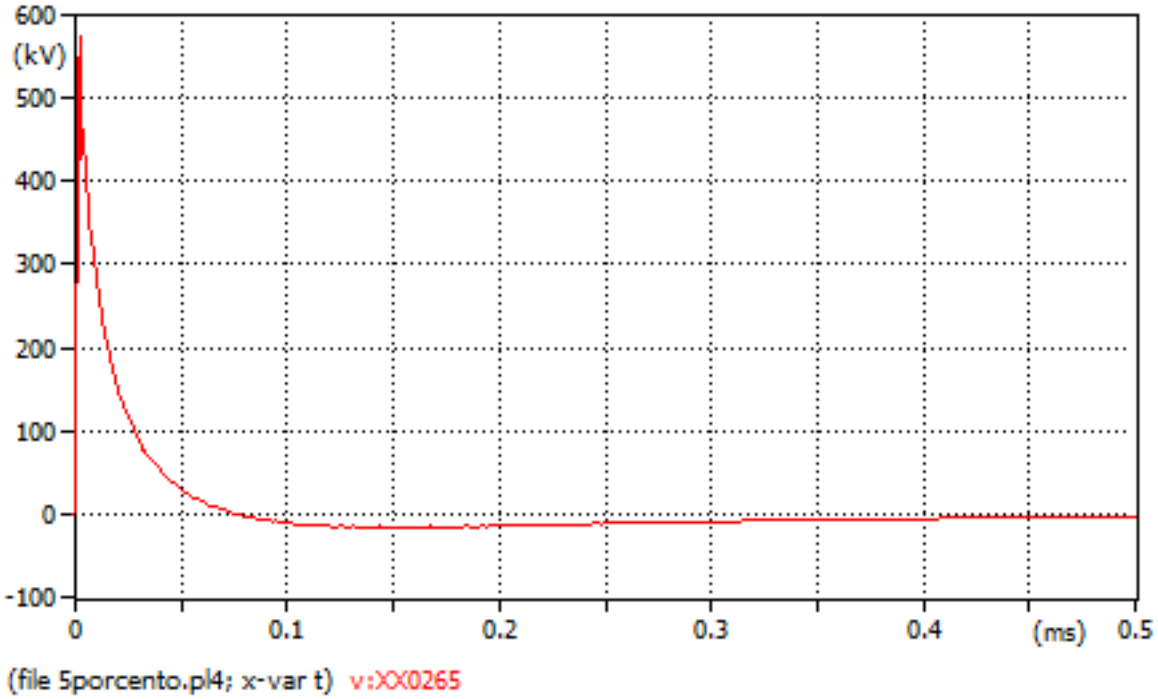
Nas Figura 124 a Figura 131 , pode-se observar as curvas das tensões surgidas no ponto onde a descarga atinge um ponto na torre ou imediatamente próximo dela. As correntes de surto atmosférico foram de 20k A e 40 kA, referentes a configuração de linha de transmissão ESTUDO DE CASO.

Figura 124 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos tradicionais no ponto correspondente a 20% do comprimento.



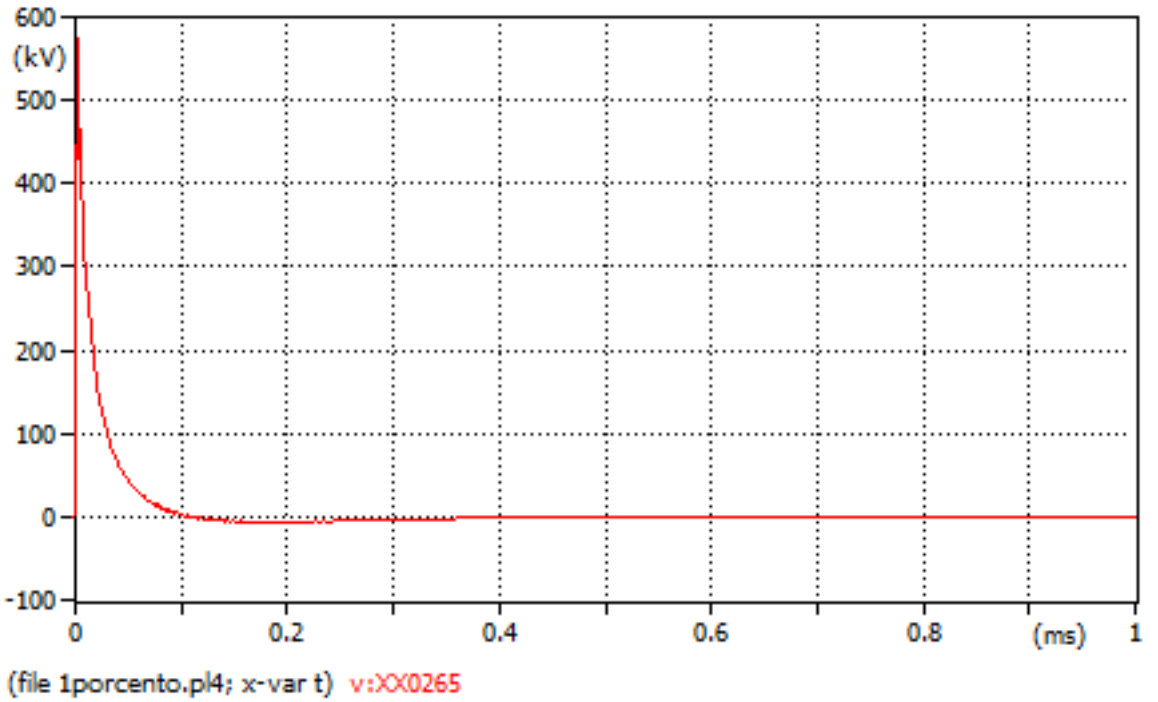
Fonte: O Autor (2021).

Figura 125 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 5%IACS no ponto correspondente a 20% do comprimento.



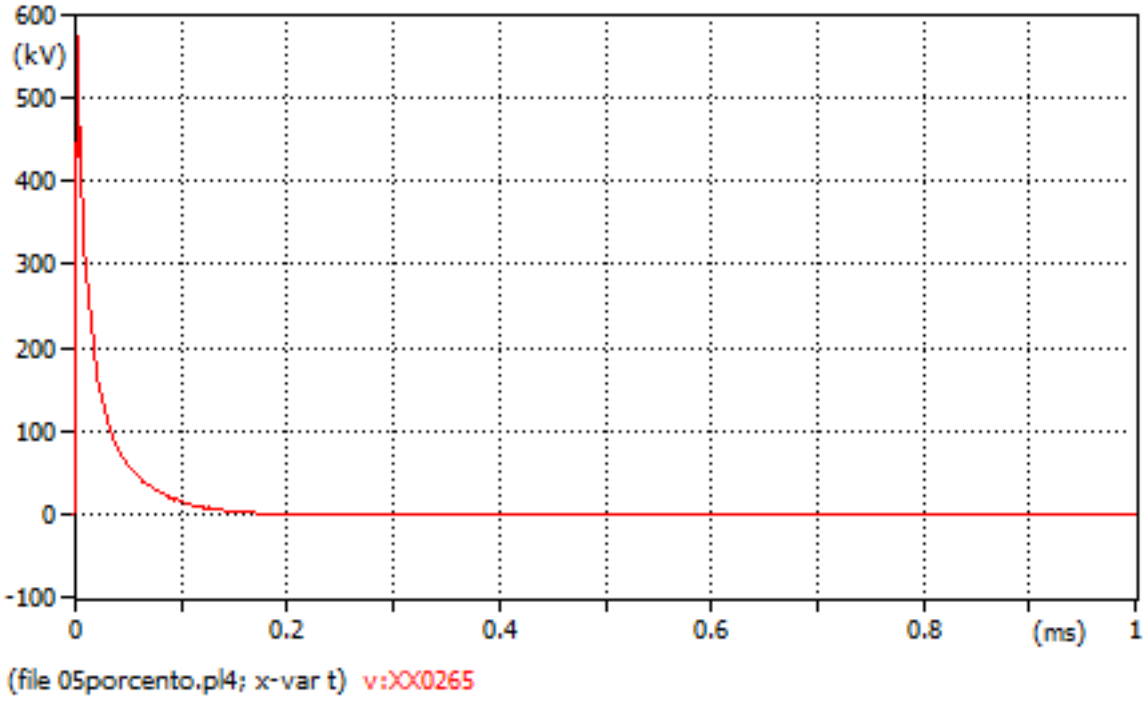
Fonte: O Autor (2021).

Figura 126 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 1%IACS no ponto correspondente a 20% do comprimento.



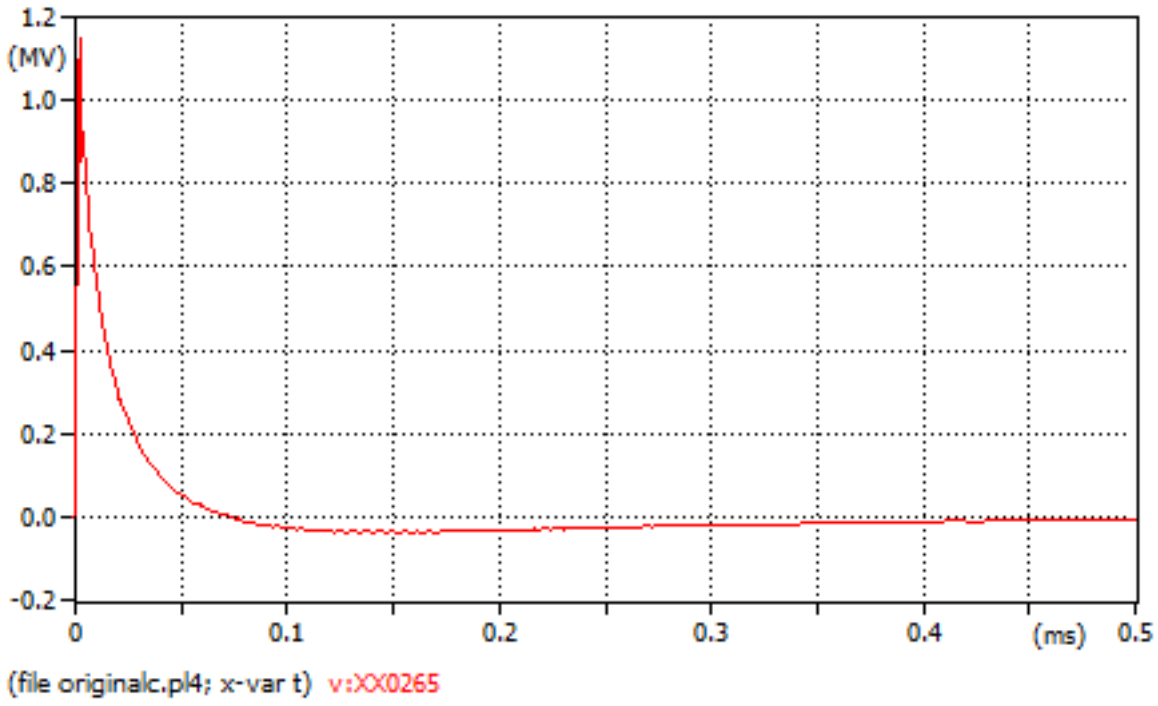
Fonte: O Autor (2021).

Figura 127 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 0,5%IACS no ponto correspondente a 20% do comprimento.



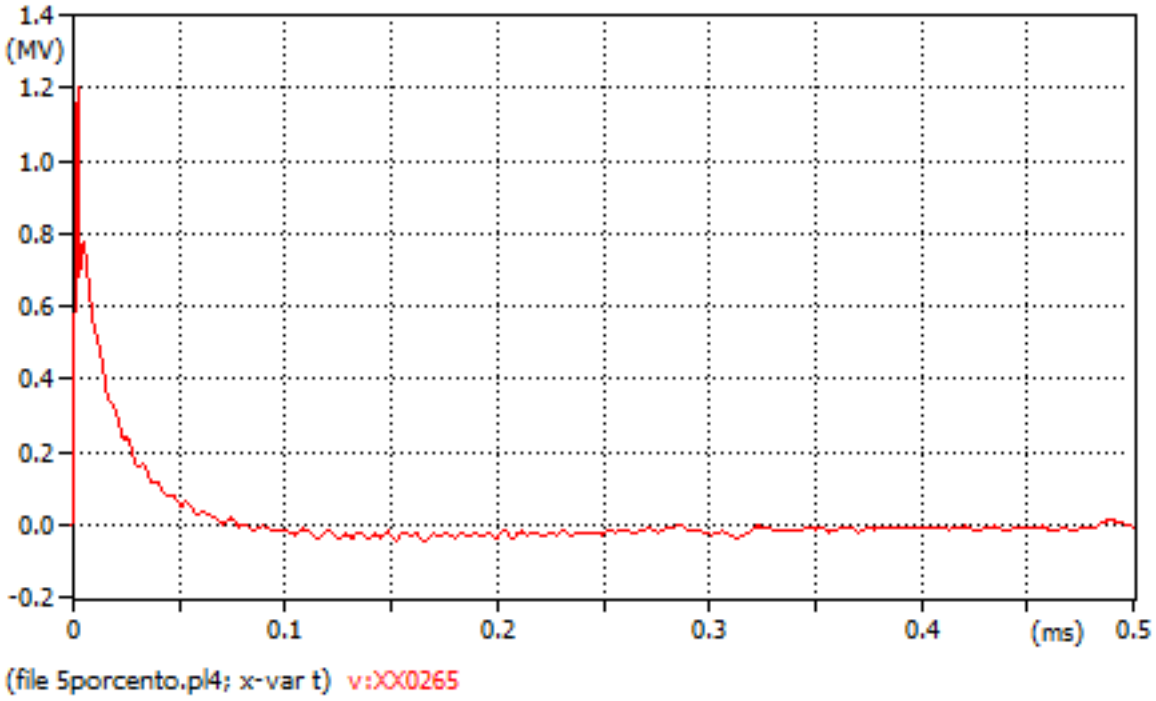
Fonte: O Autor (2021).

Figura 128 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos tradicionais no ponto correspondente a 20% do comprimento.



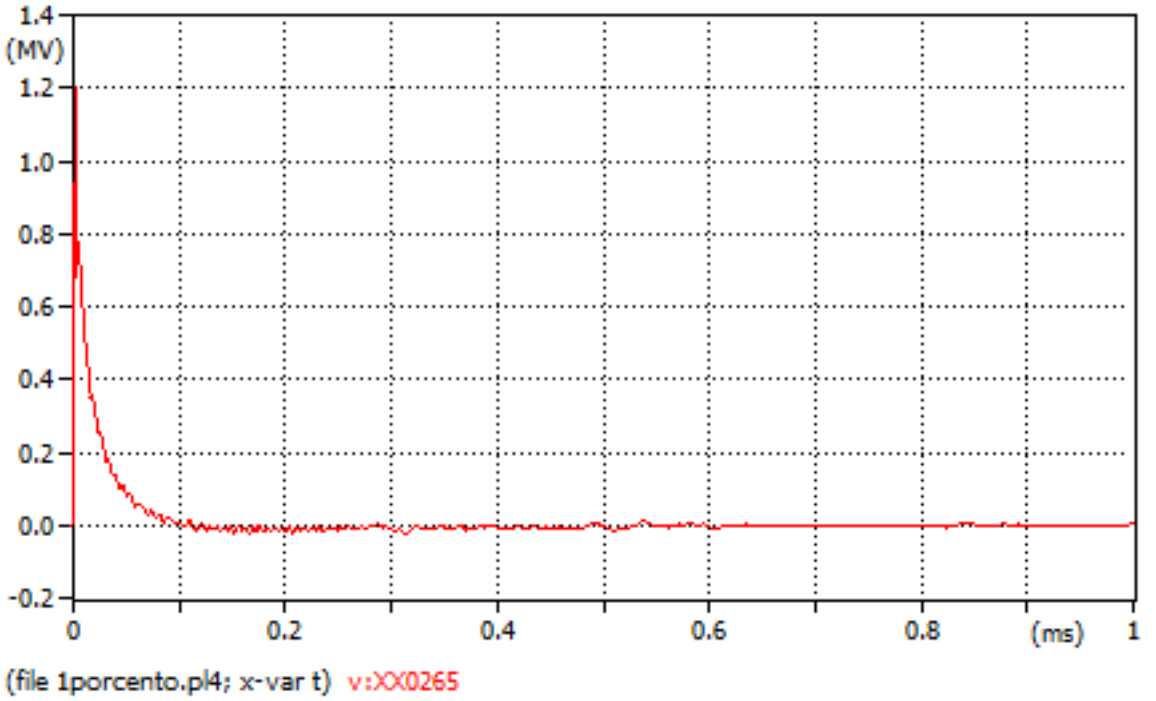
Fonte: O Autor (2021).

Figura 129 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 5%IACS no ponto correspondente a 20% do comprimento.



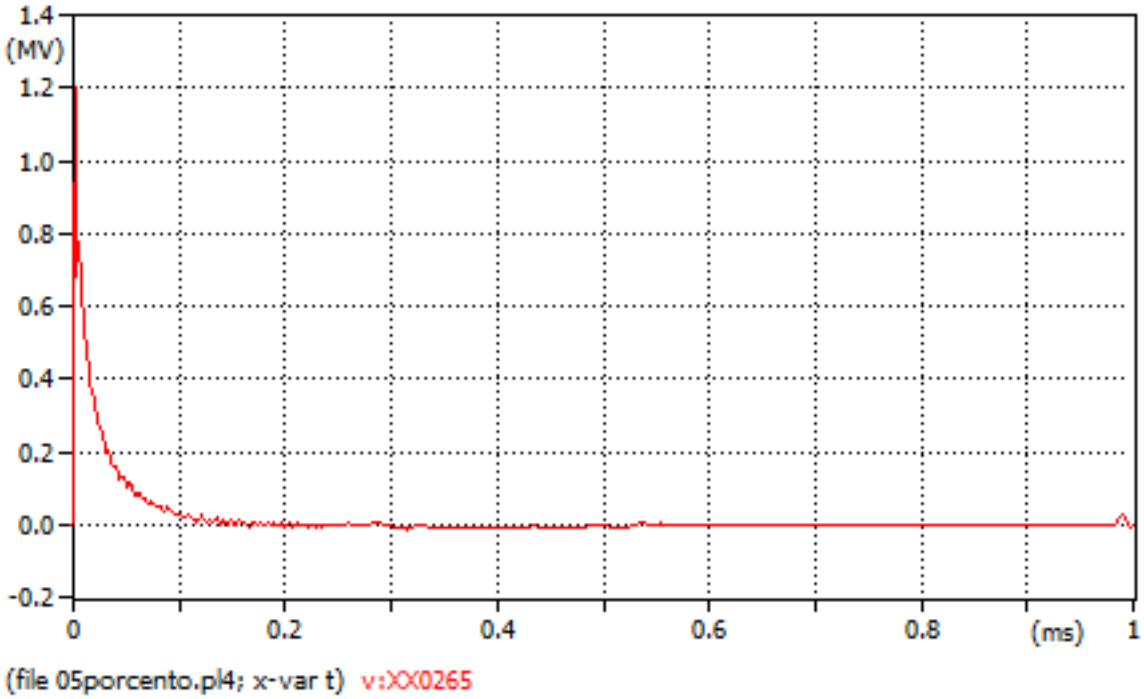
Fonte: O Autor (2021).

Figura 130 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 1%IACS no ponto correspondente a 20% do comprimento.



Fonte: O Autor (2021).

Figura 131 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 0,5%IACS no ponto correspondente a 20% do comprimento.



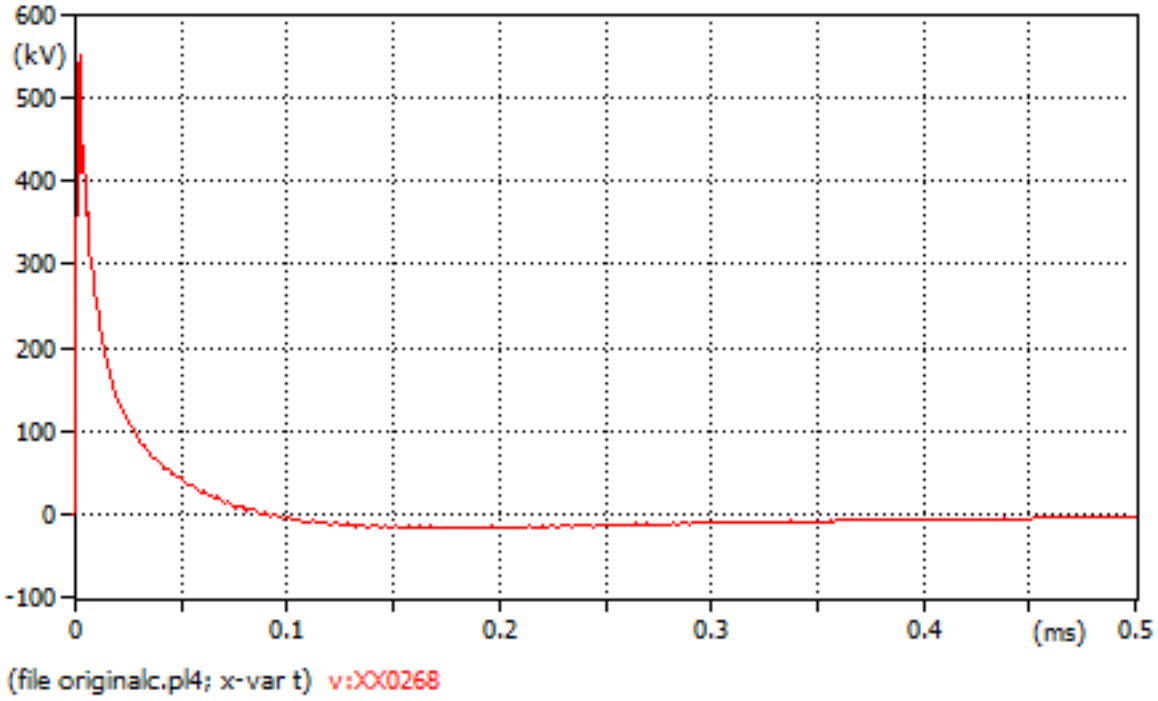
Fonte: O Autor (2021).

Analisando-se a Figura 124 a Figura 131, nota-se que o desempenho dos cabos para-raios e da linha de transmissão não sofreu alteração devido à mudança dos valores da condutividade dos cabos para-raios no que diz respeito aos surtos atmosféricos. Podemos atribuir este fenômeno ao fato de que o surto atmosférico é uma ocorrência de alta frequência. Sendo um evento de alta frequência, as capacitâncias e indutâncias da linha possuem uma relevância muito maior que a resistência envolvida.

5.5.2 Surto aplicado em 40% do comprimento das linhas de transmissão

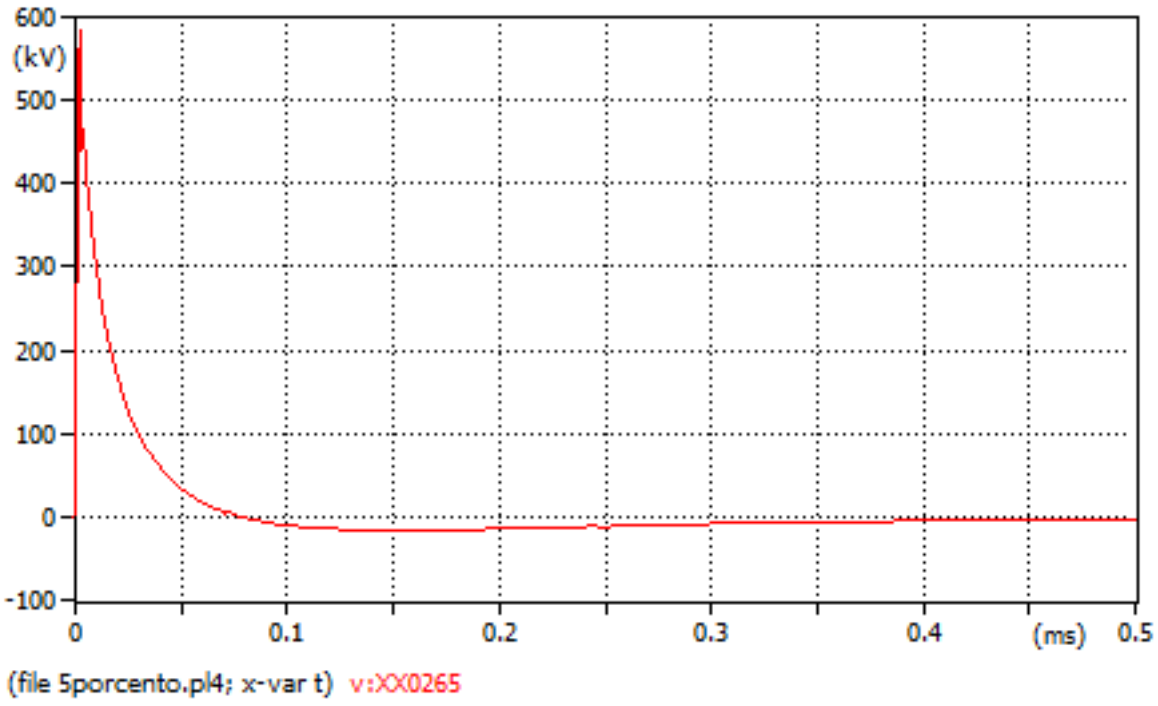
Nas Figuras 132 a Figura 139 , pode-se observar as curvas das tensões surgidas no ponto onde a descarga atinge um ponto na torre ou imediatamente próximo dela. As correntes de surto atmosférico foram de 20 kA e 40 kA, referente a configuração de linha de transmissão ESTUDO DE CASO.

Figura 132 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos tradicionais no ponto correspondente a 40% do comprimento.



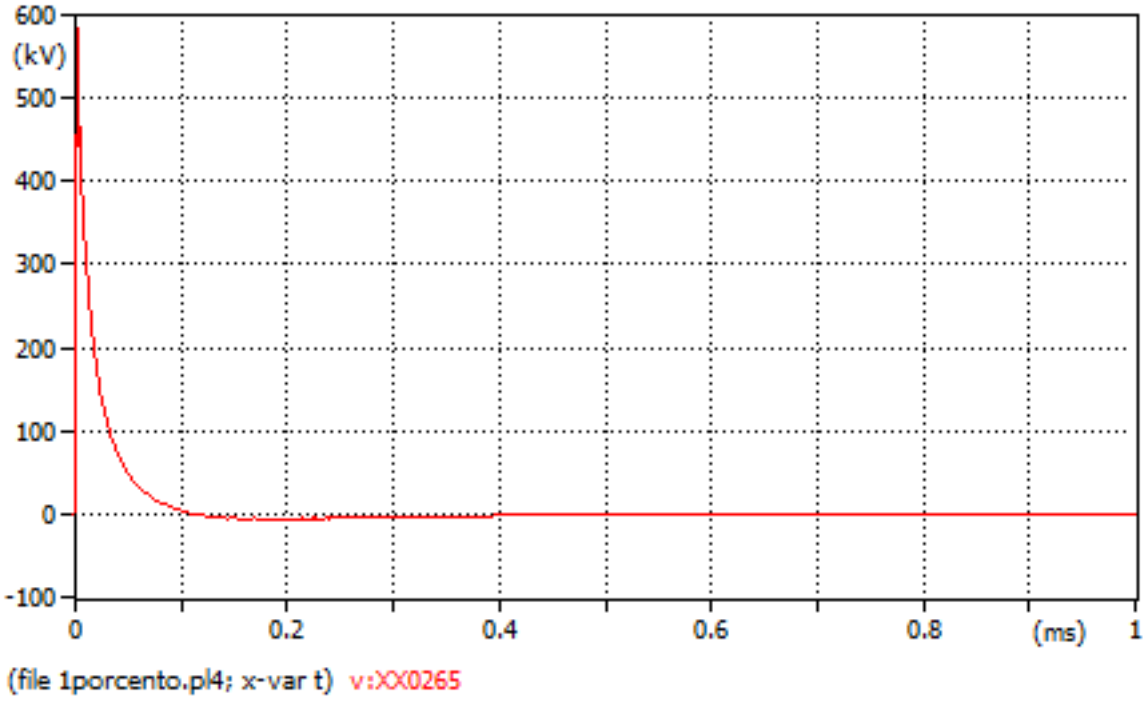
Fonte: O Autor (2021).

Figura 133 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 5%IACS no ponto correspondente a 40% do comprimento.



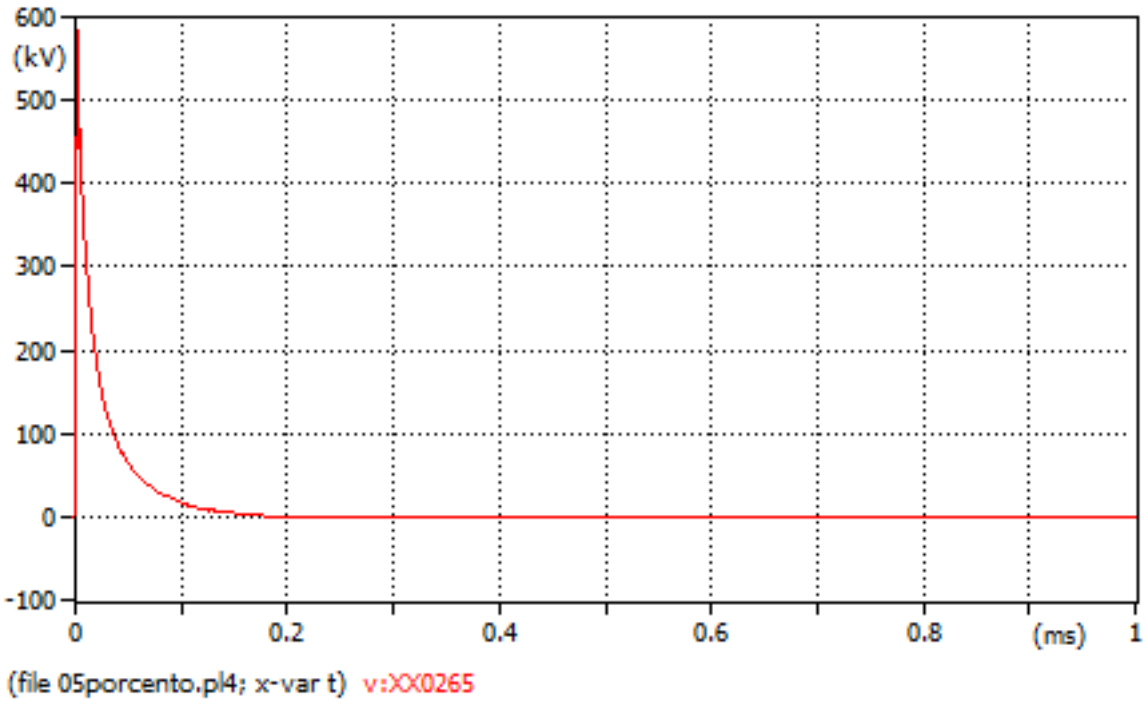
Fonte: O Autor (2021).

Figura 134 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 1%IACS no ponto correspondente a 40% do comprimento.



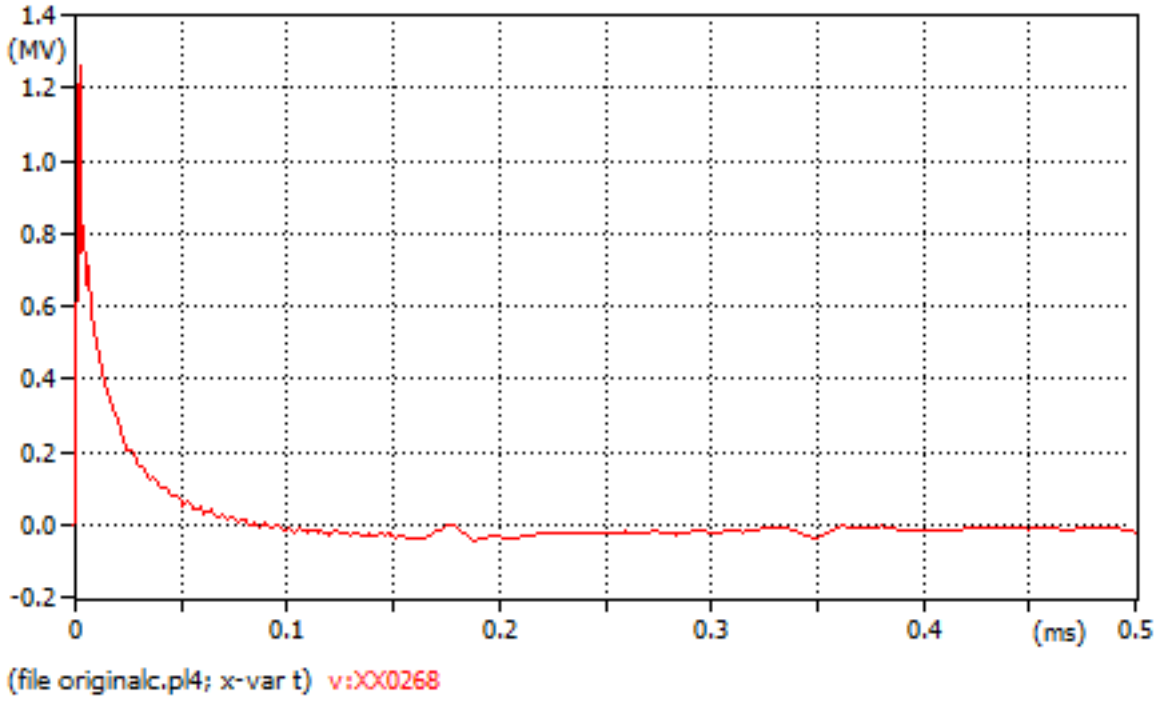
Fonte: O Autor (2021).

Figura 135 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 0,5%IACS no ponto correspondente a 40% do comprimento.



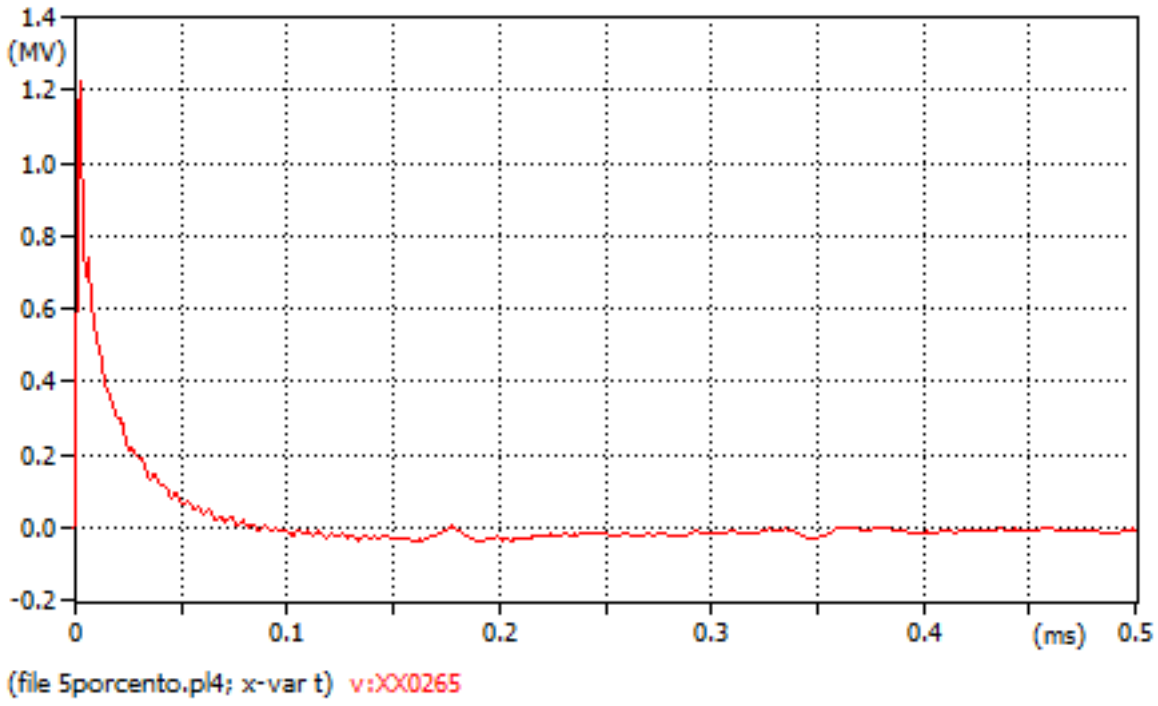
Fonte: O Autor (2021).

Figura 136 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos tradicionais no ponto correspondente a 40% do comprimento.



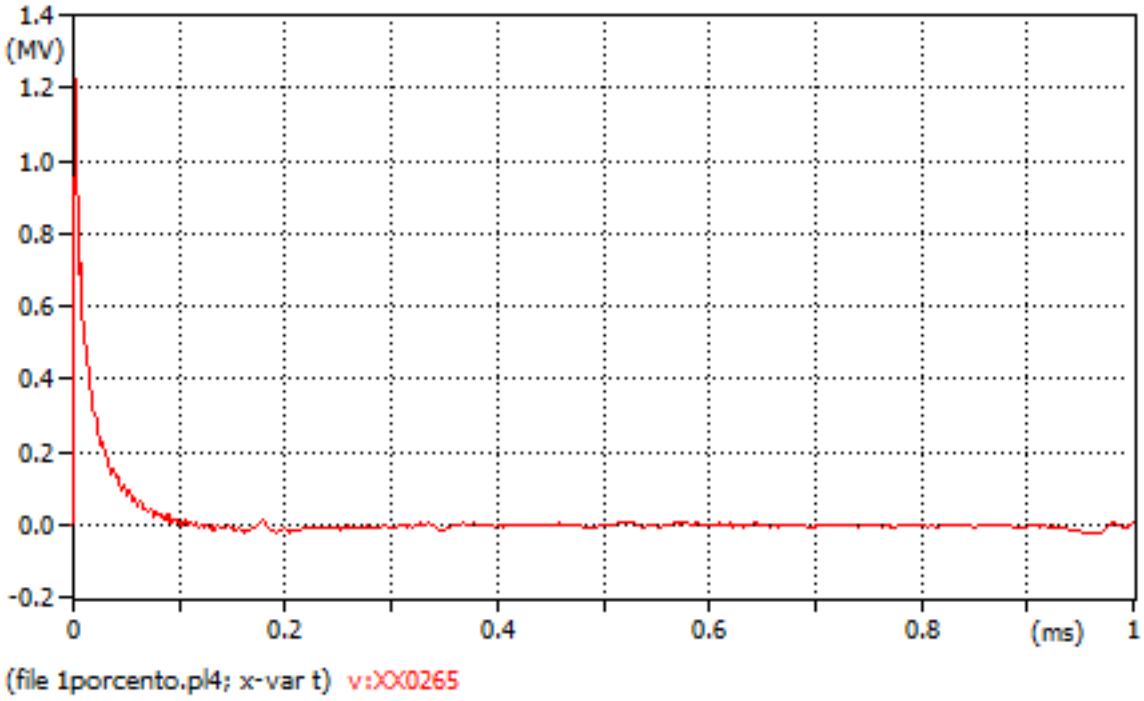
Fonte: O Autor (2021).

Figura 137 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 5%IACS no ponto correspondente a 40% do comprimento.



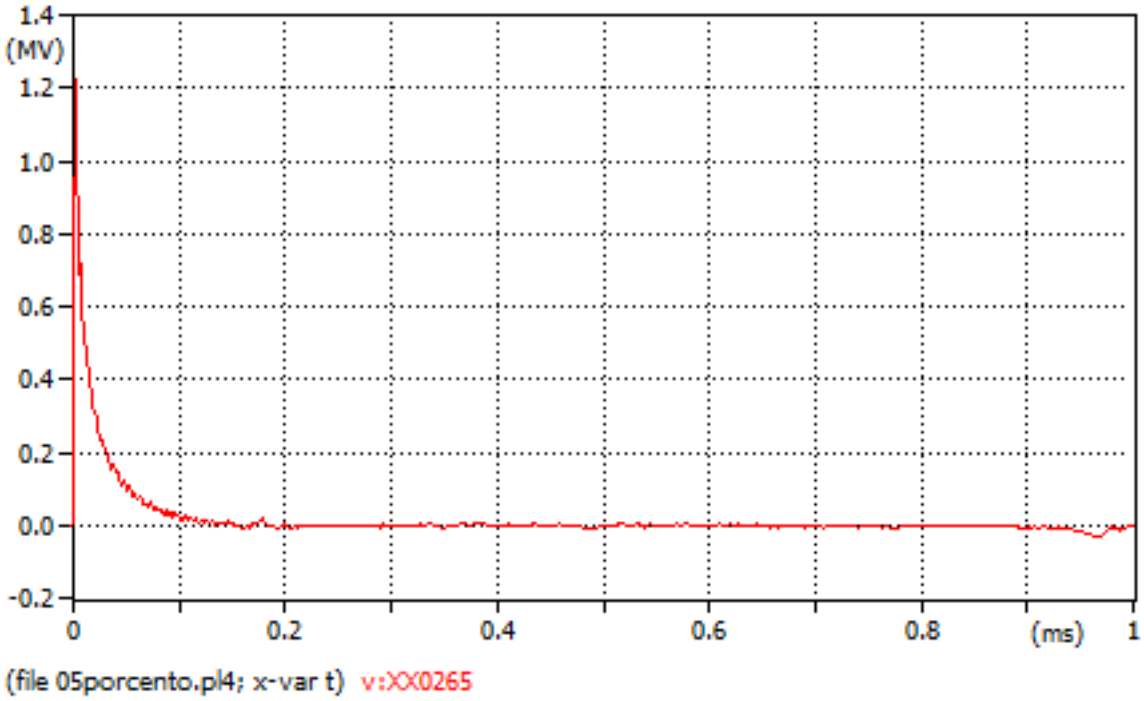
Fonte: O Autor (2021).

Figura 138 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 1%IACS no ponto correspondente a 40% do comprimento.



Fonte: O Autor (2021).

Figura 139 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 0,5%IACS no ponto correspondente a 40% do comprimento.



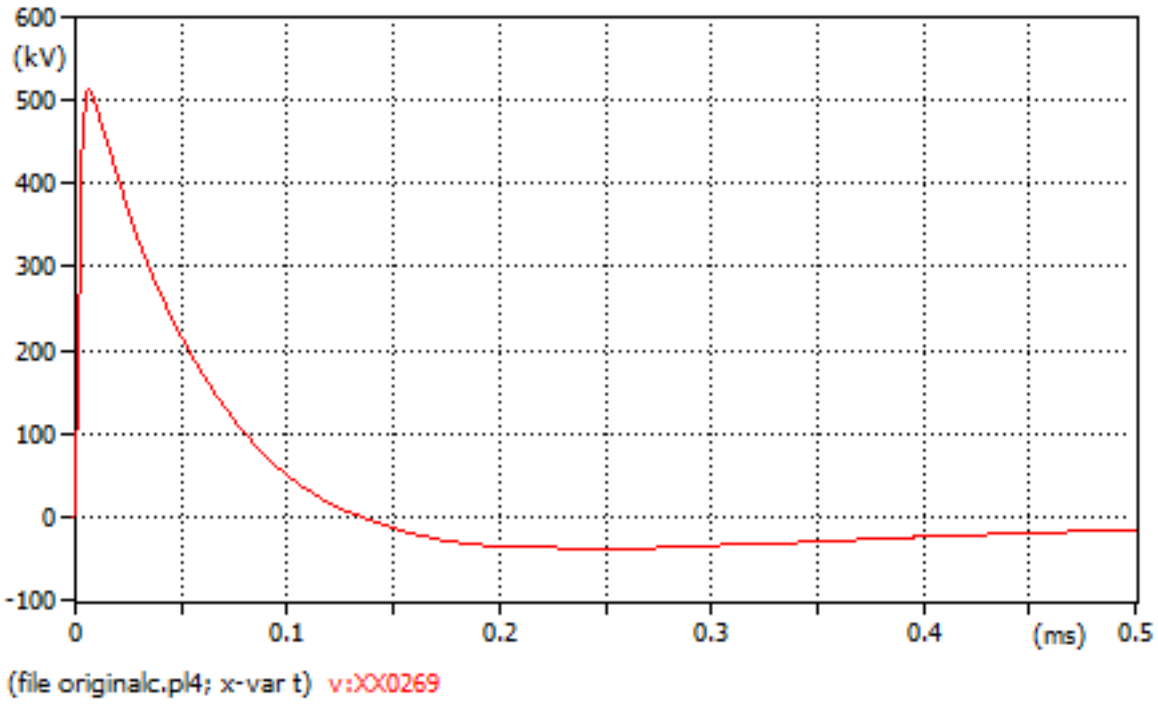
Fonte: O Autor (2021).

Analisando-se as Figura 132 a Figura 139, nota-se que o desempenho dos cabos para-raios e da linha de transmissão não sofreu alteração devido à mudança dos valores da condutividade dos cabos para-raios no que diz respeito aos surtos atmosféricos. Podemos atribuir este fenômeno ao fato de que o surto atmosférico é uma ocorrência de alta frequência. Sendo um evento de alta frequência, as capacitâncias e indutâncias da linha possuem uma relevância muito maior que a resistência envolvida.

5.5.3 Surto aplicado em 60% do comprimento das linhas de transmissão

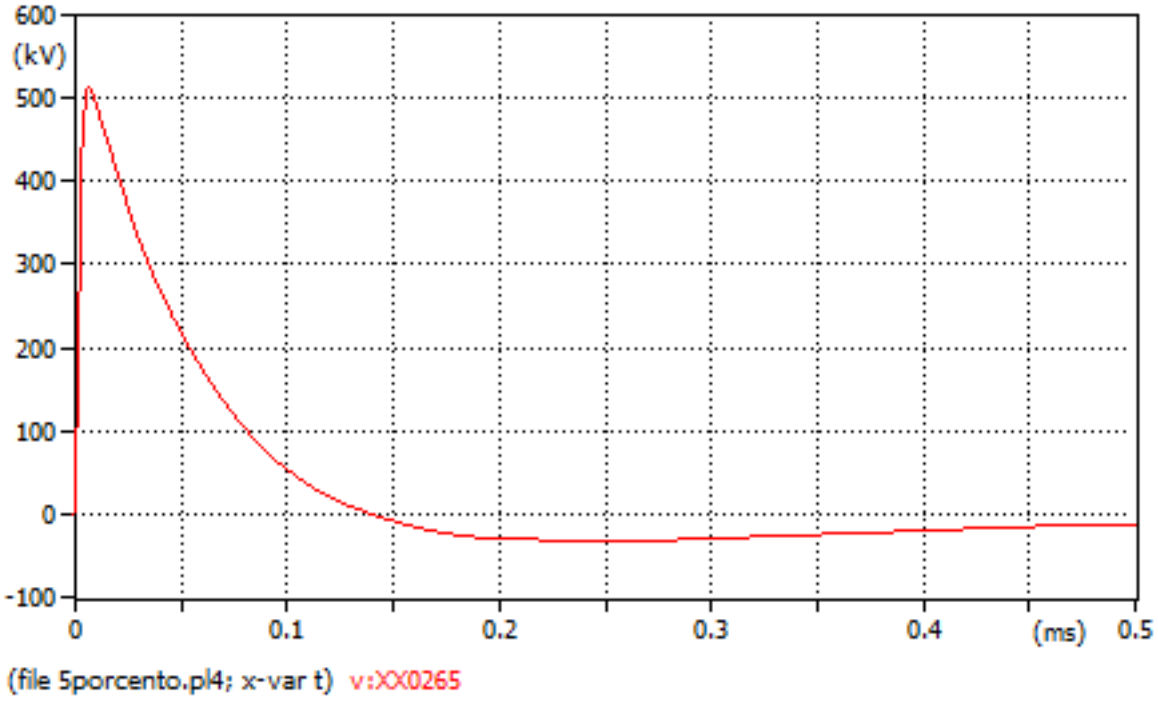
Nas Figura 140 a Figura 147 , pode-se observar as curvas das tensões surgidas no ponto onde a descarga atinge um ponto na torre ou imediatamente próximo dela. As correntes de surto atmosférico foram de 20 kA e 40 kA, referentes a configuração de linha de transmissão ESTUDO DE CASO.

Figura 140 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos tradicionais no ponto correspondente a 60% do comprimento.



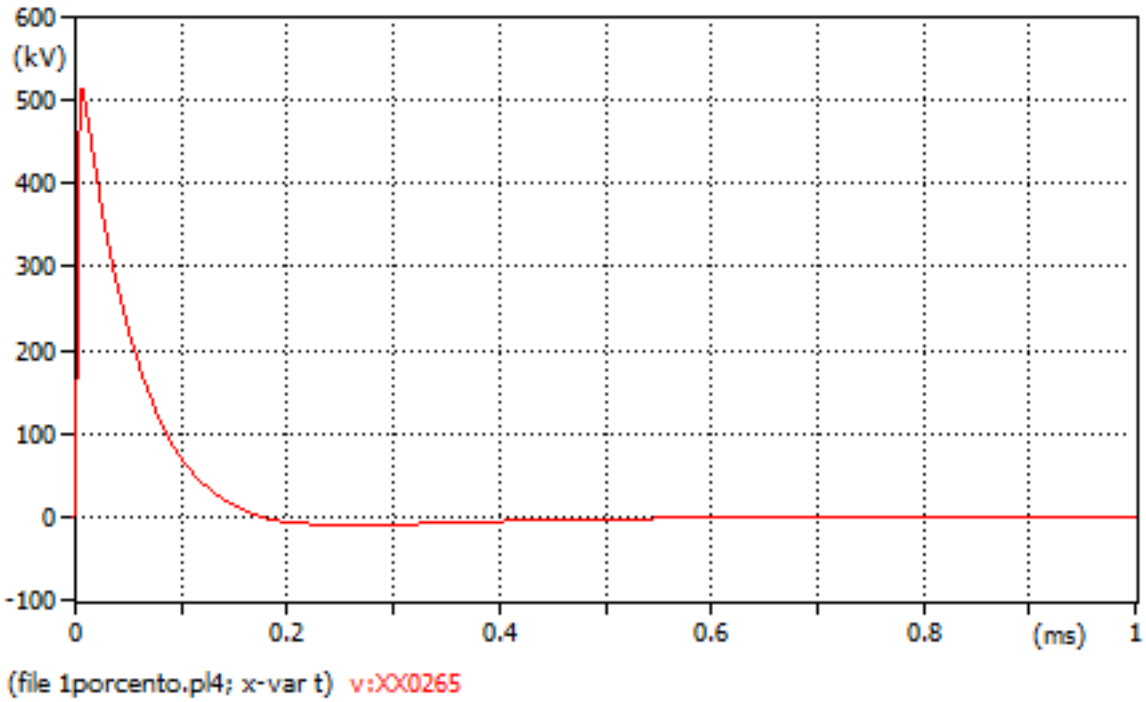
Fonte: O Autor (2021).

Figura 141 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 5%IACS no ponto correspondente a 60% do comprimento.



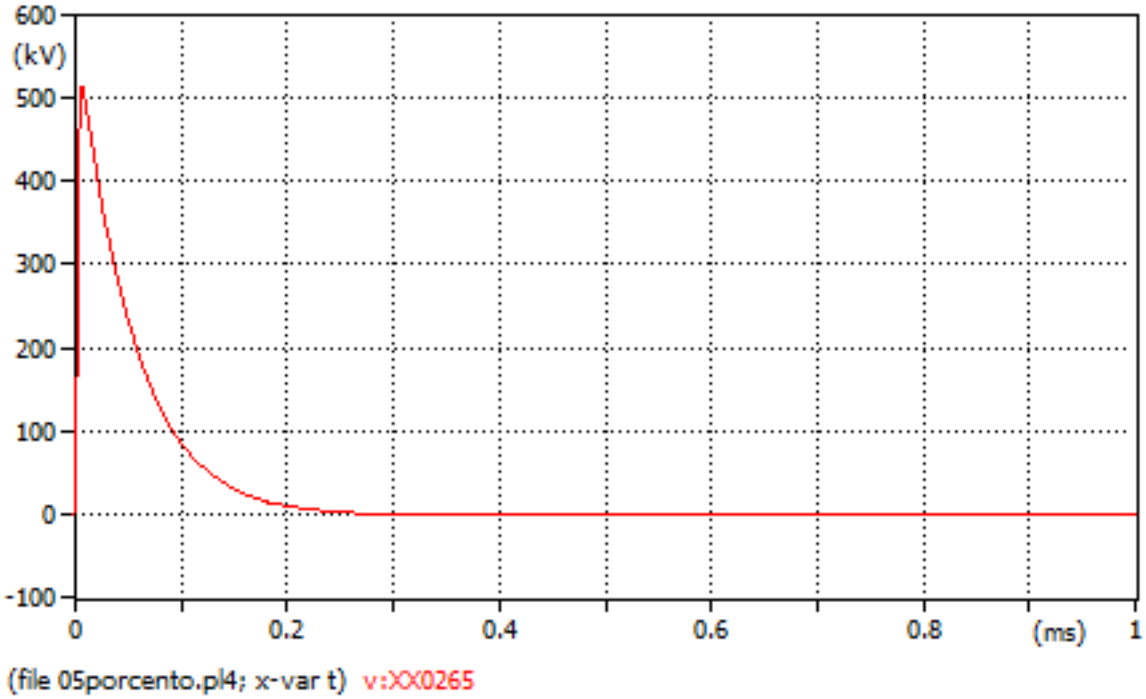
Fonte: O Autor (2021).

Figura 142 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 1%IACS no ponto correspondente a 60% do comprimento.



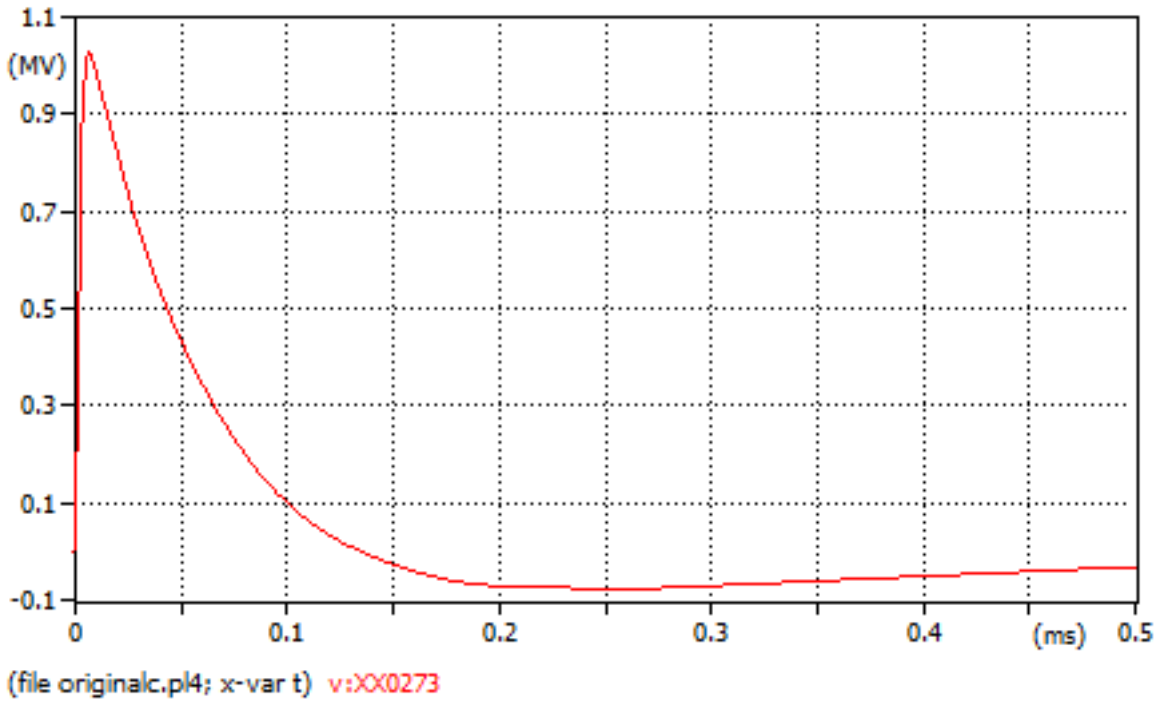
Fonte: O Autor (2021).

Figura 143 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 0,5%IACS no ponto correspondente a 60% do comprimento.



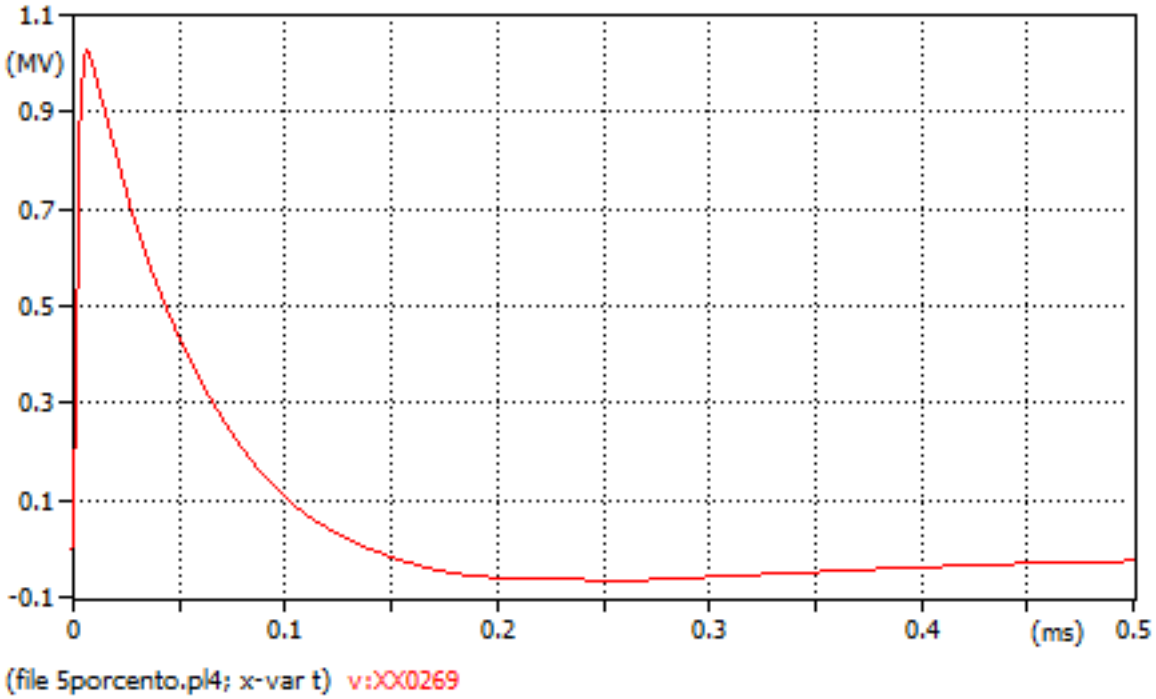
Fonte: O Autor (2021).

Figura 144 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos tradicionais no ponto correspondente a 60% do comprimento.



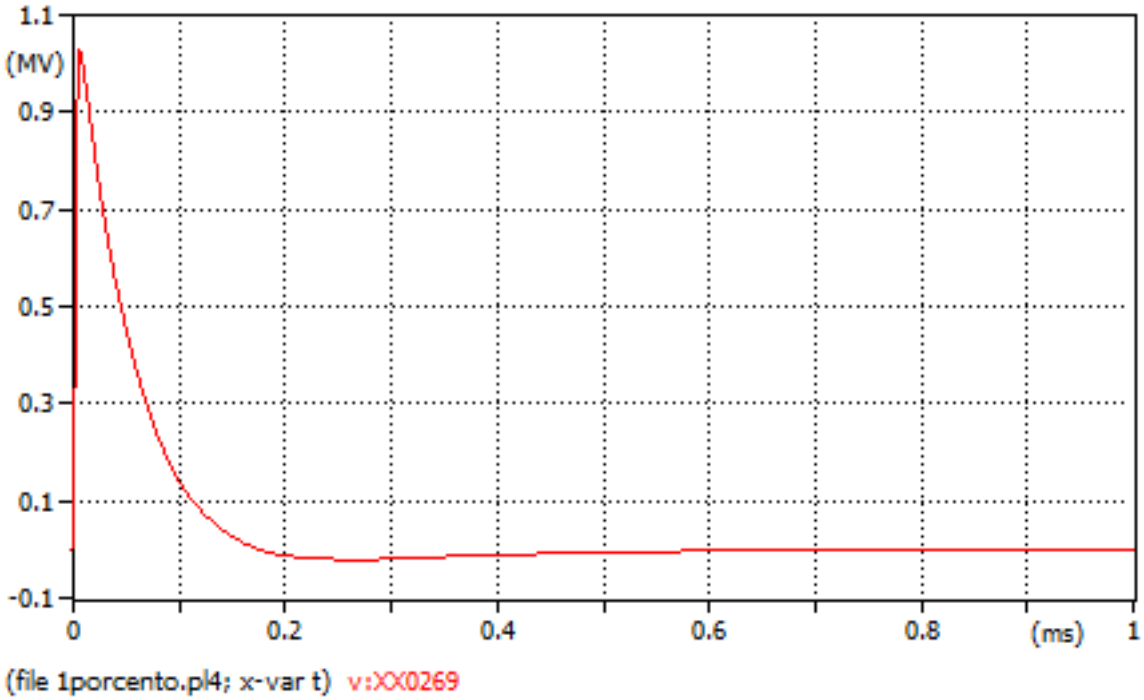
Fonte: O Autor (2021).

Figura 145 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 5%IACS no ponto correspondente a 60% do comprimento.



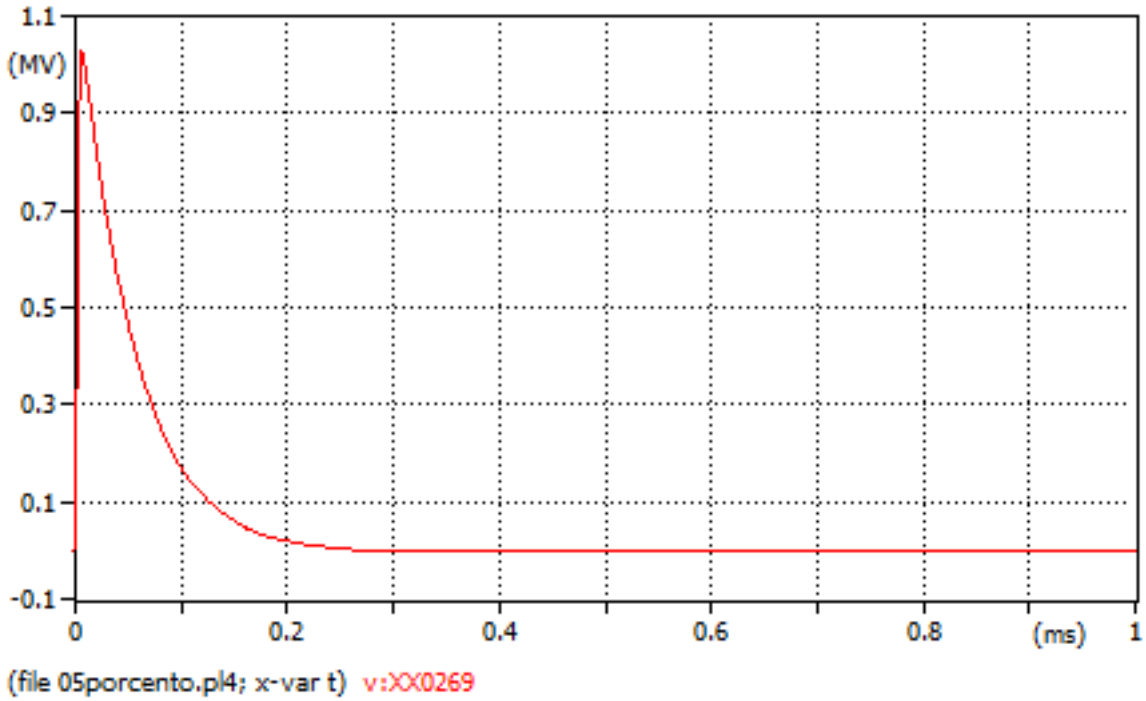
Fonte: O Autor (2021).

Figura 146 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 1%IACS no ponto correspondente a 60% do comprimento.



Fonte: O Autor (2021).

Figura 147 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 0,5%IACS no ponto correspondente a 60% do comprimento.



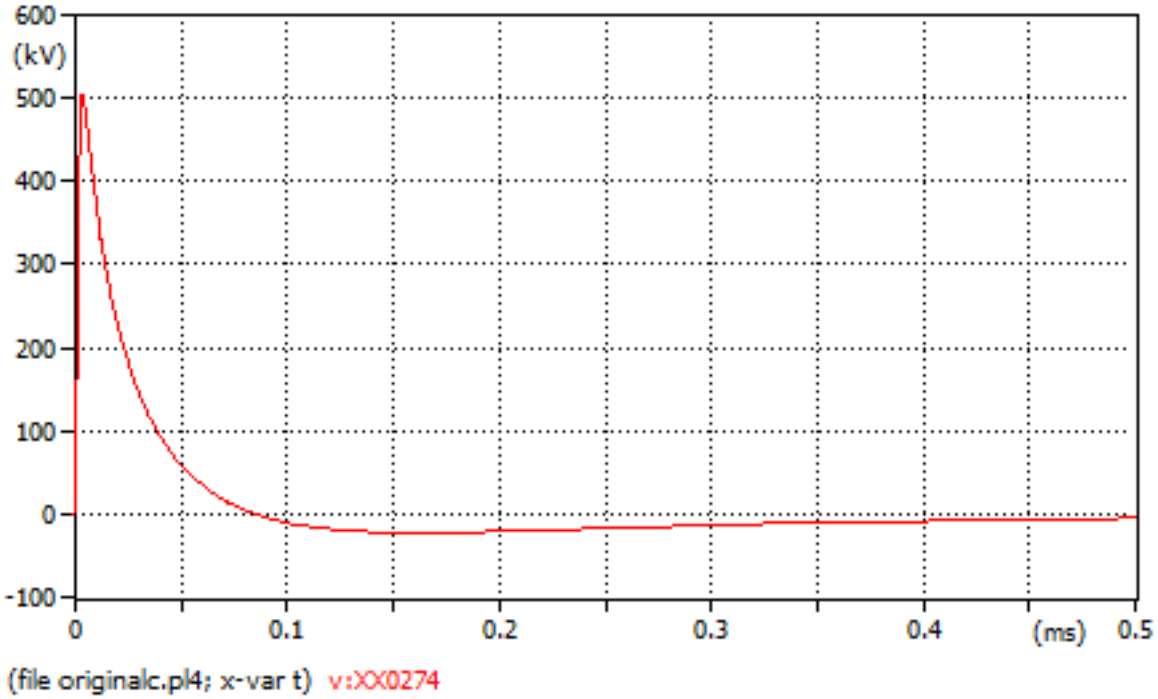
Fonte: O Autor (2021).

Analisando-se as Figuras 140 a Figura 147, nota-se que o desempenho dos cabos para-raios e da linha de transmissão não sofreu alteração devido à mudança dos valores da condutividade dos cabos para-raios no que diz respeito aos surtos atmosféricos. Podemos atribuir este fenômeno ao fato de que o surto atmosférico é uma ocorrência de alta frequência. Sendo um evento de alta frequência, as capacitâncias e indutâncias da linha possuem uma relevância muito maior que a resistência envolvida.

5.5.4 Surto aplicado em 80% do comprimento das linhas de transmissão

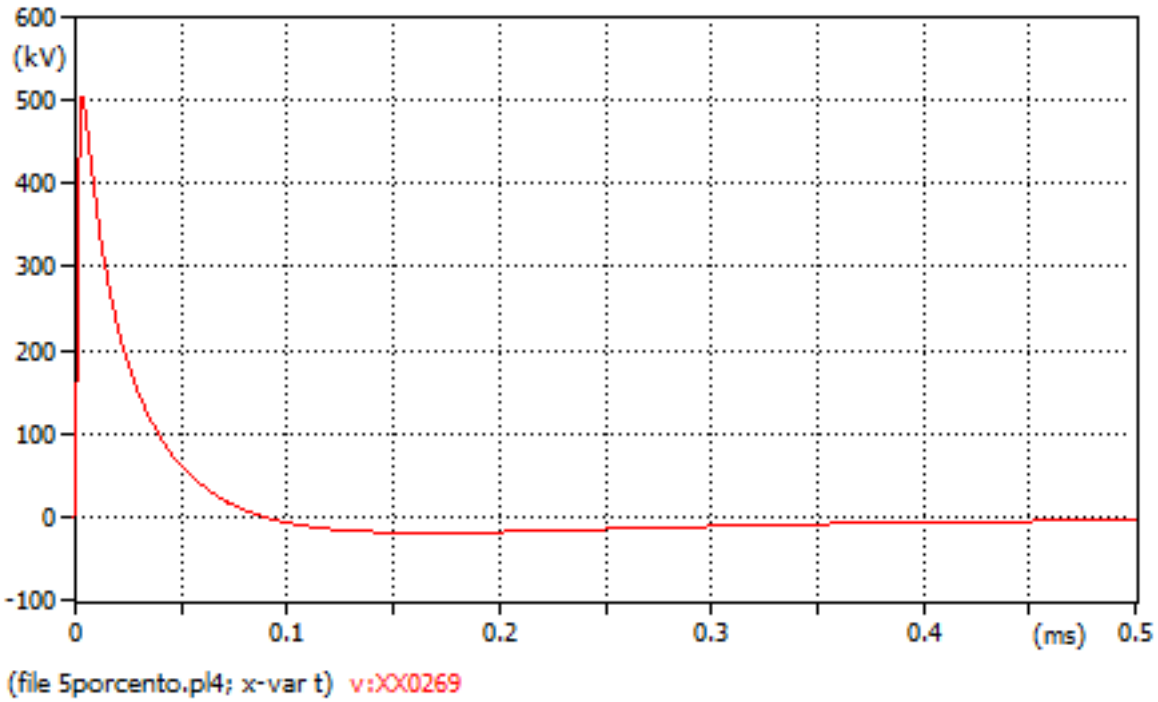
Nas Figuras 148 a Figura 155 , pode-se observar as curvas das tensões surgidas no ponto onde a descarga atinge um ponto na torre ou imediatamente próximo dela. As correntes de surto atmosférico foram de 20k A e 40 kA, referentes a configuração de linha de transmissão ESTUDO DE CASO.

Figura 148 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos tradicionais no ponto correspondente a 80% do comprimento.



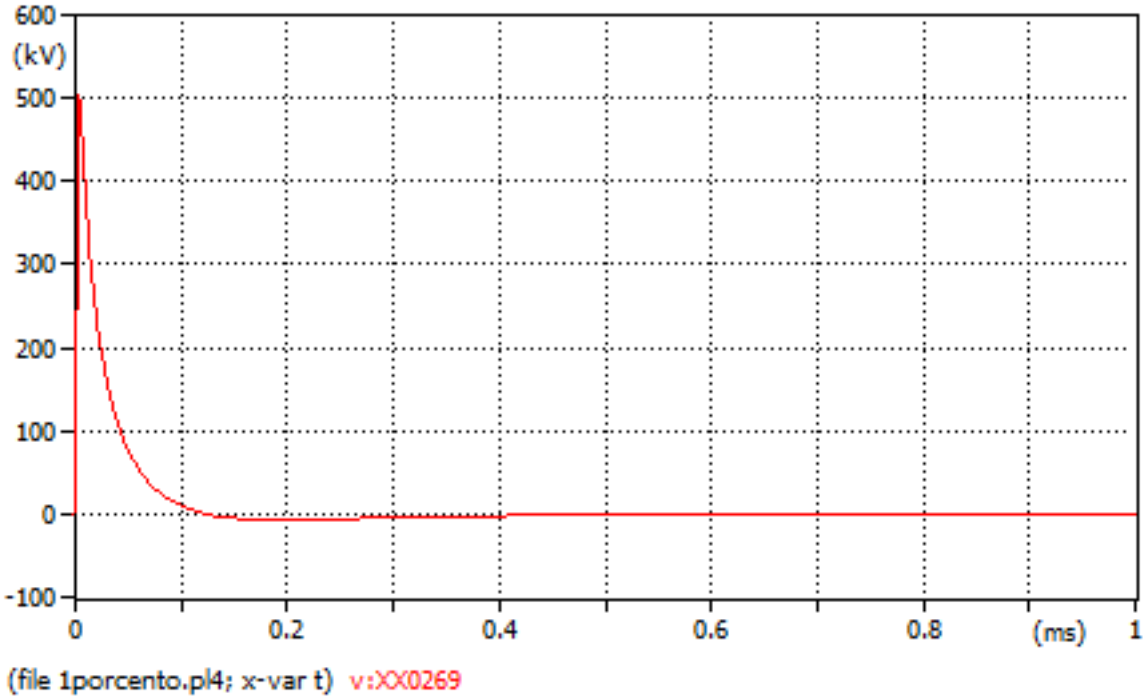
Fonte: O Autor (2021).

Figura 149 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 5%IACS no ponto correspondente a 80% do comprimento.



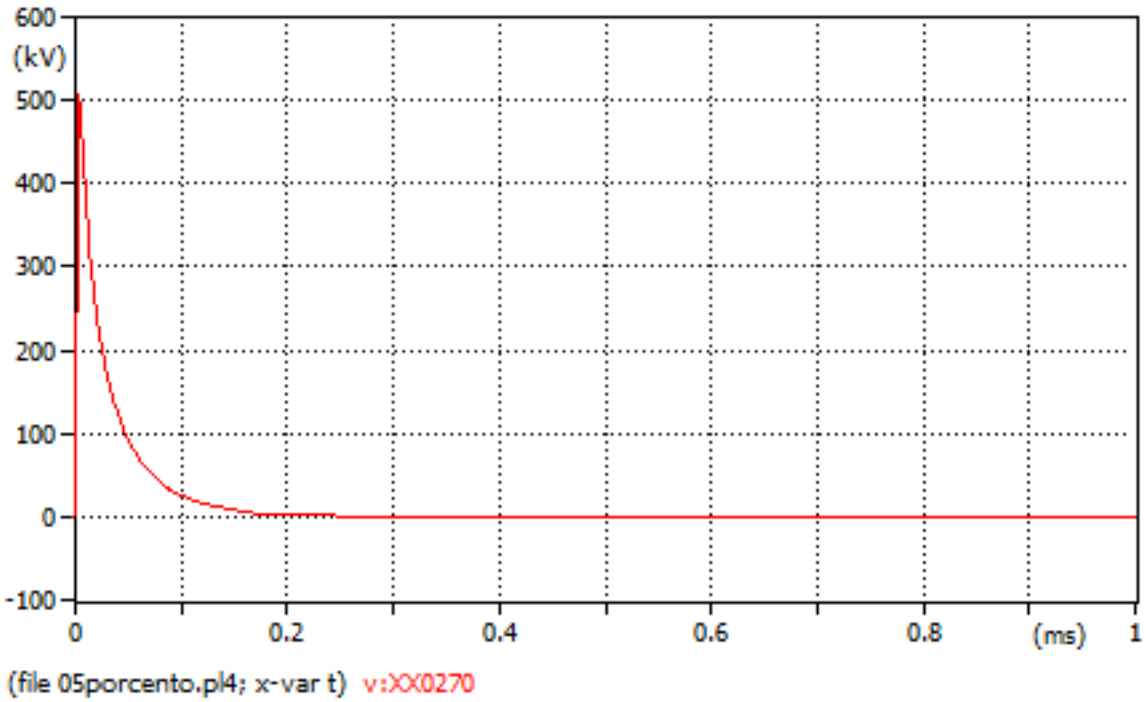
Fonte: O Autor (2021).

Figura 150 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 1%IACS no ponto correspondente a 80% do comprimento.



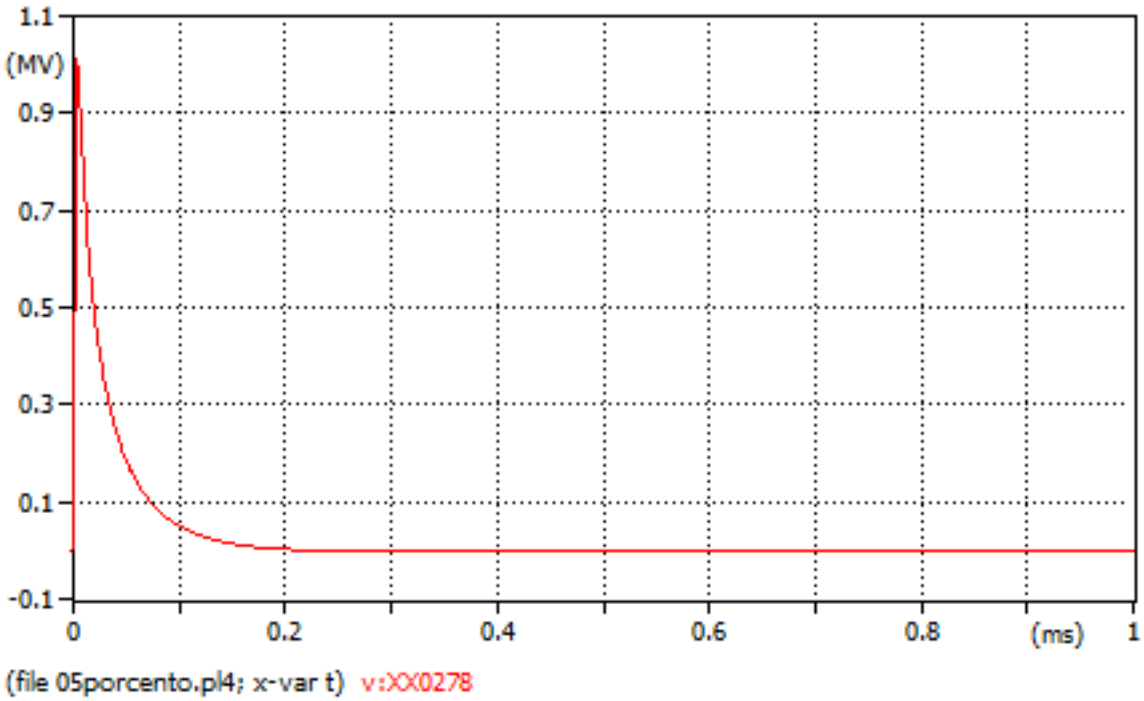
Fonte: O Autor (2021).

Figura 151 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 20 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 0,5%IACS no ponto correspondente a 80% do comprimento.



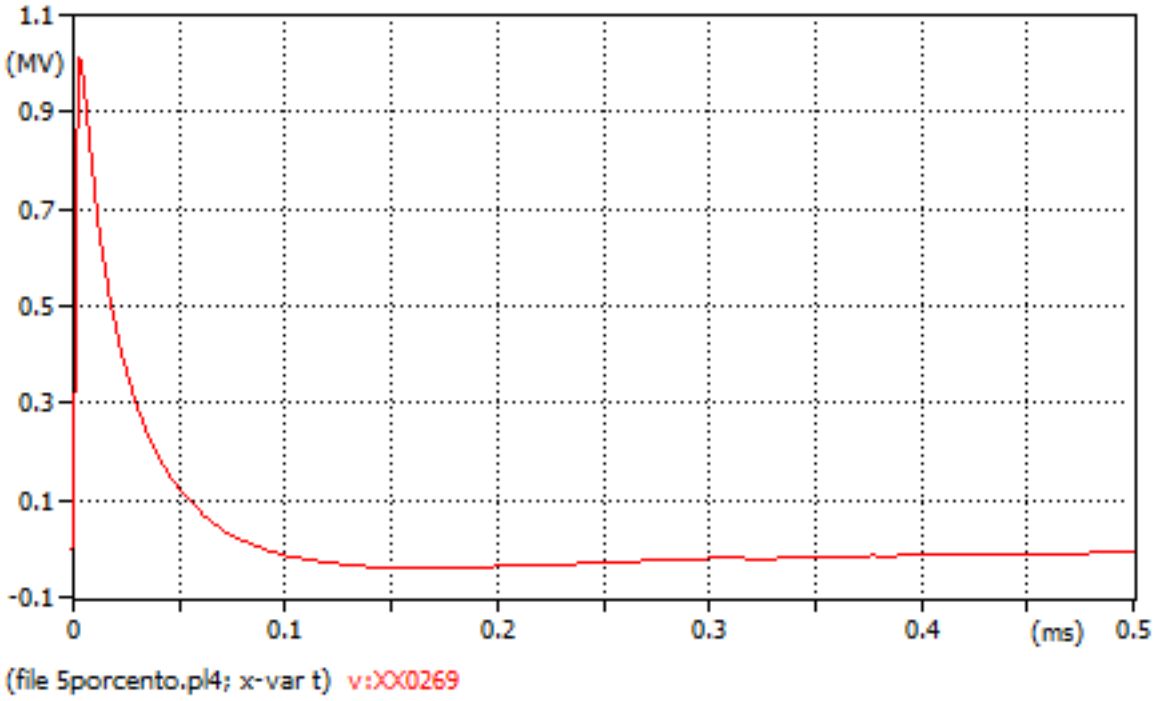
Fonte: O Autor (2021).

Figura 152 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos tradicionais no ponto correspondente a 80% do comprimento.



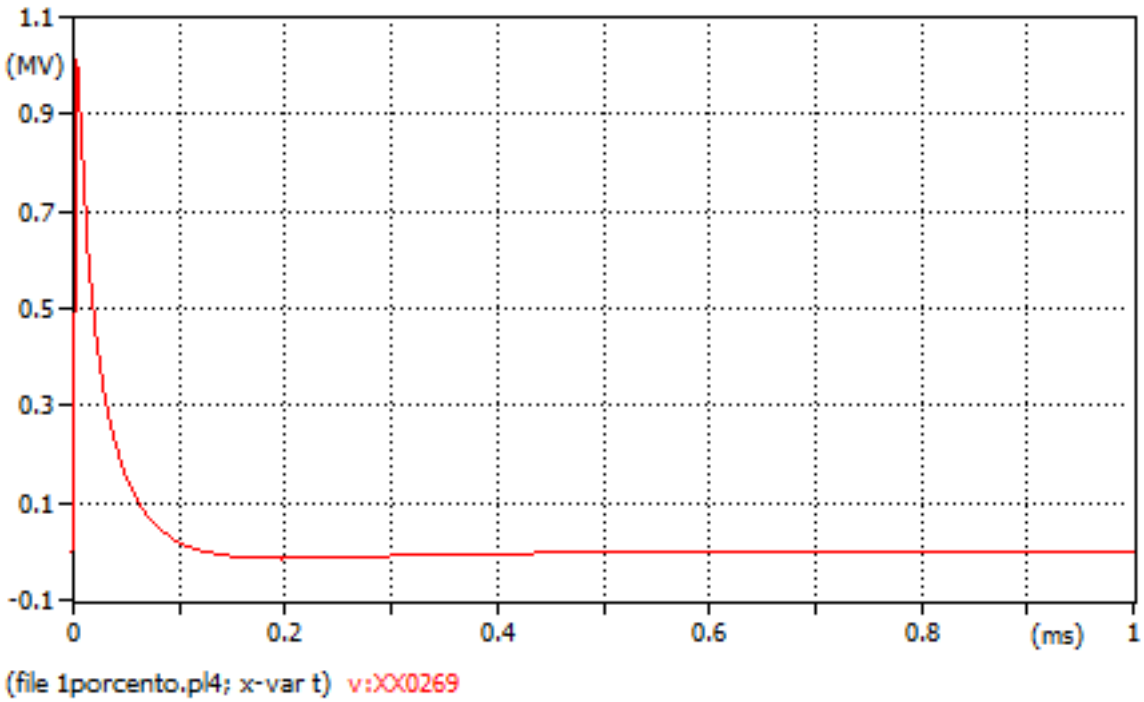
Fonte: O Autor (2021).

Figura 153 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 5%IACS no ponto correspondente a 80% do comprimento.



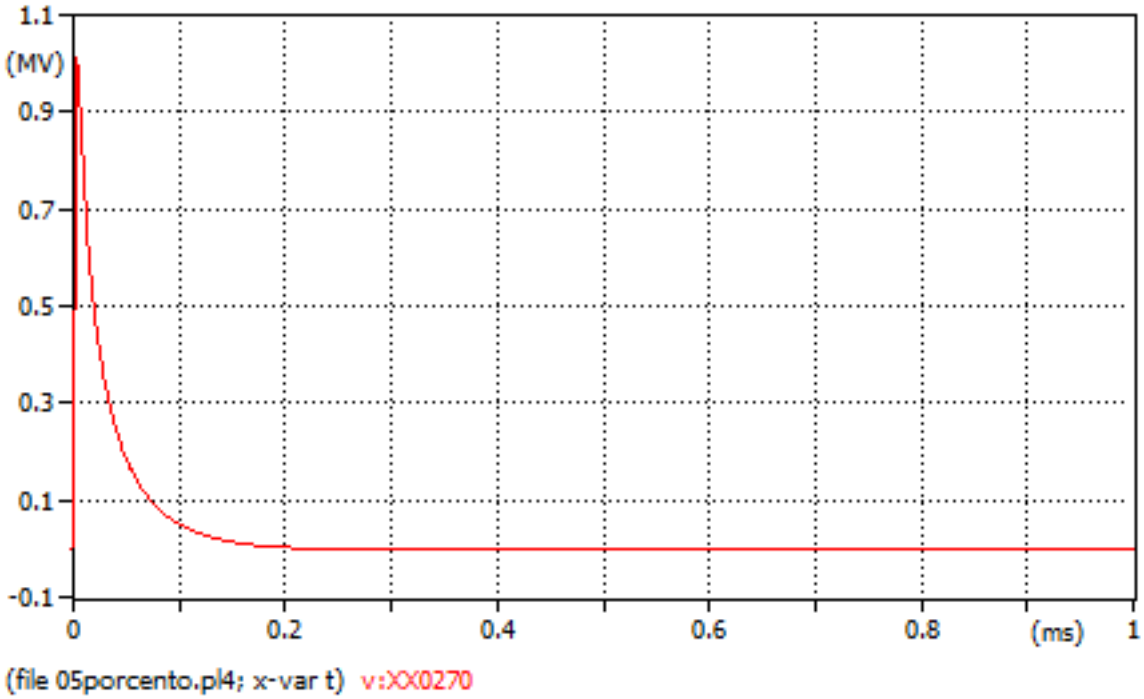
Fonte: O Autor (2021).

Figura 154 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 1%IACS no ponto correspondente a 80% do comprimento.



Fonte: O Autor (2021).

Figura 155 – Curva medida de tensão em função do tempo para uma corrente de descarga de 40 kA referente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO com cabos 0,5%IACS no ponto correspondente a 80% do comprimento.



Fonte: O Autor (2021).

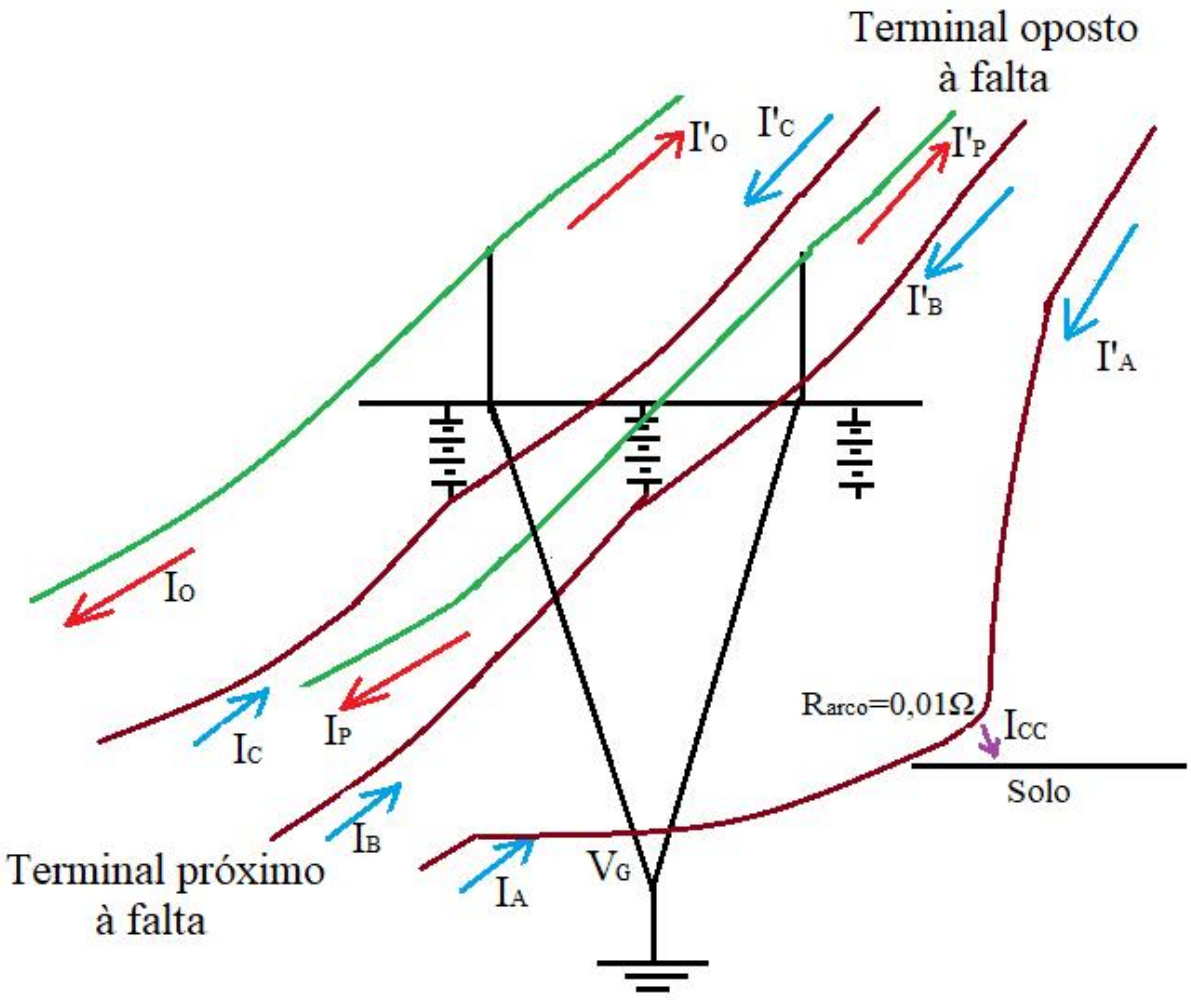
Analisando-se Figura 148 a Figura 155, nota-se que o desempenho dos cabos para-raios e da linha de transmissão não sofreu alteração devido à mudança dos valores da condutividade dos cabos para-raios no que diz respeito aos surtos atmosféricos. Podemos atribuir este fenômeno ao fato de que o surto atmosférico é uma ocorrência de alta frequência. Sendo um evento de alta frequência, as capacitâncias e indutâncias da linha possuem uma relevância muito maior que a resistência envolvida.

5.6 ETAPA 6

A linha de transmissão ESTUDO DE CASO foi simulada novamente por meio do ATP-Draw para avaliação do comportamento das correntes nos cabos para-raios e condutores fase, conforme a Seção 4.3.6 . Para cada uma das duas linhas de transmissão simuladas foram realizadas mudanças no IACS dos condutores e um curto-circuito monofásico foi aplicado. Para cada uma das linhas de transmissão, os curtos circuitos foram monofásicos para as fases A, B e C. Os pontos onde foram aplicados os curtos circuitos à distância de 10 km e 30 km medidos a partir dos terminais das linhas de transmissão T1 e ESTUDO DE CASO. Para cada uma das linhas de transmissão, os valores do IACS foram de cinco situações de valores de condutividades : valor tradicional, 5% IACS, 1% IACS e 0,5% IACS . As correntes medidas, nos dois sentidos possíveis e pela estrutura até o solo, na ocasião

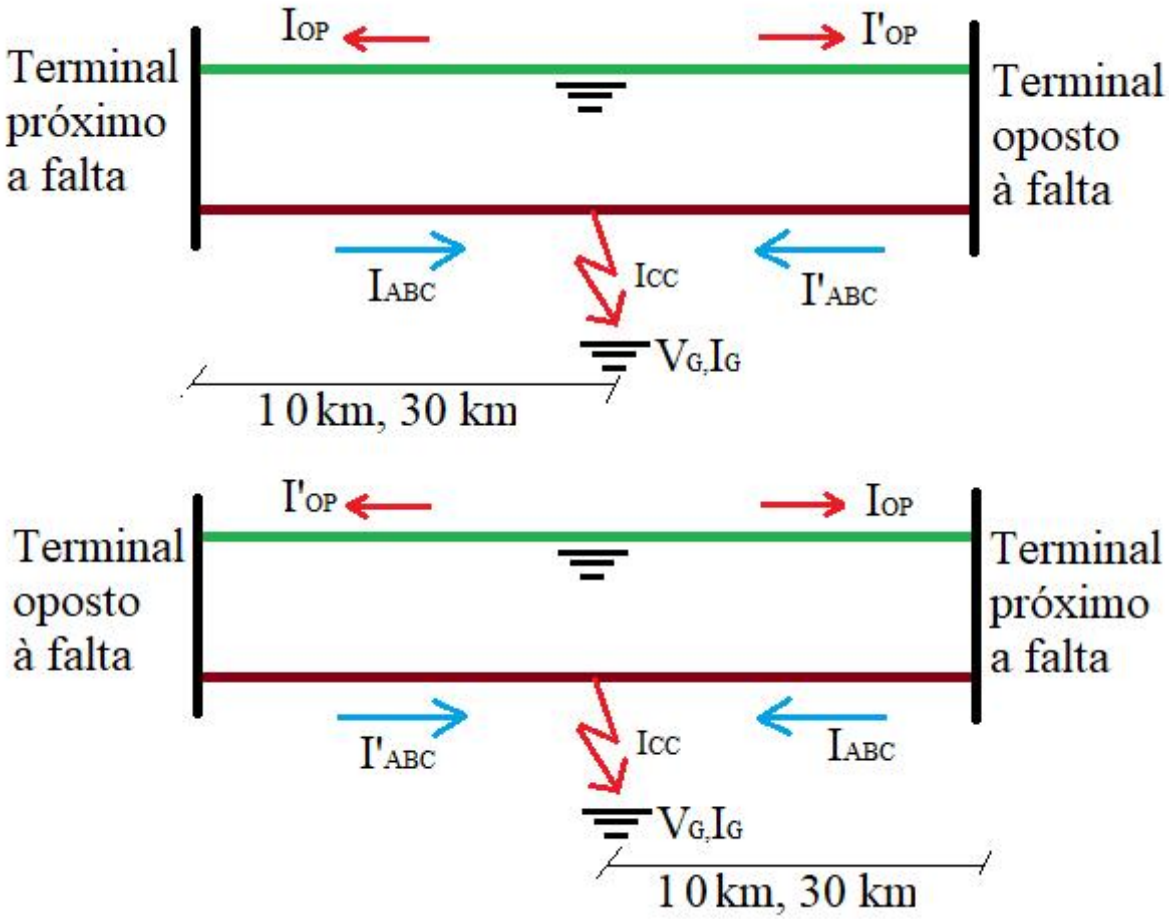
da falta foram verificadas nos cabos para-raios e nos condutores fase. O comportamento das correntes foram coletados através da ferramenta gráfica do software ATPDraw. A Figura 156 ilustra a divisão das correntes de curto-circuito.

Figura 156 – Divisão das correntes em uma linha de transmissão durante o curto-circuito.



Fonte: O Autor (2021).

Figura 157 – Divisão esquemática das correntes em uma linha de transmissão durante o curto-circuito.



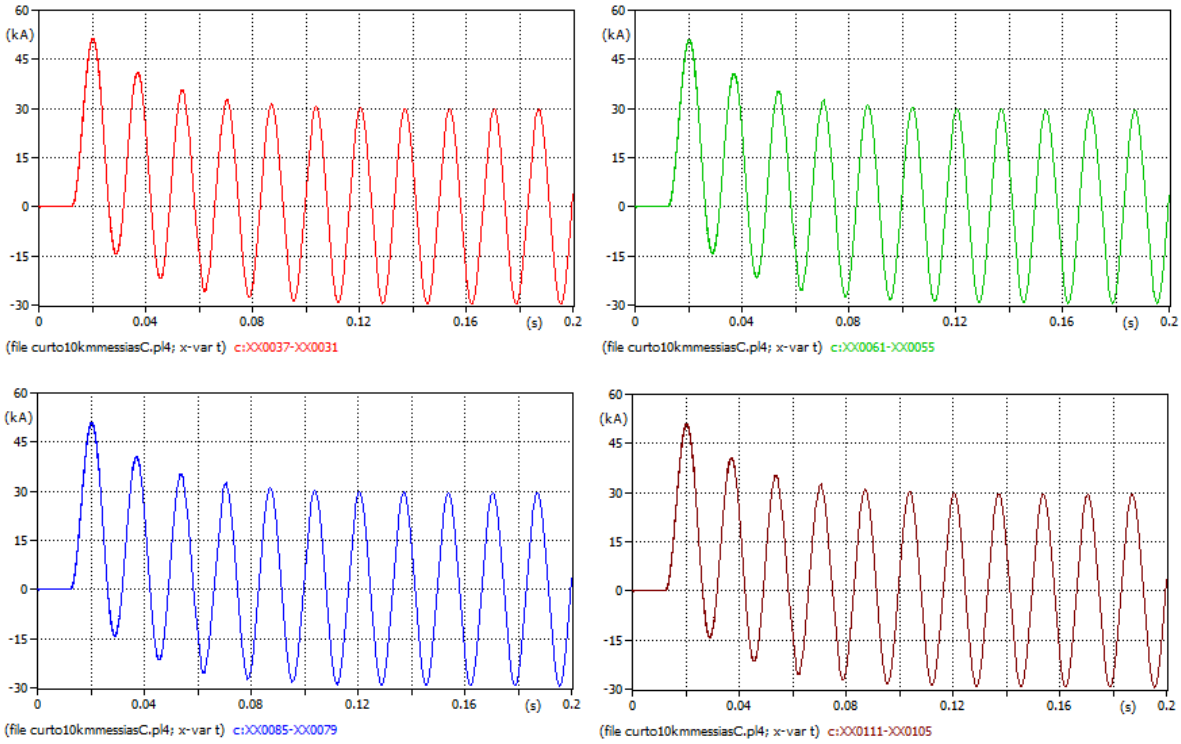
Fonte: O Autor (2021).

Para as correntes mostradas na Figura 156, tem-se que I_A, I_B, I_C, I_O e I_P são correntes da contribuição do terminal próximo à falta (5 km, 10 km, 30 km) ou na direção dele, no caso das correntes dos cabos para-raios. As correntes I'_A, I'_B, I'_C, I'_O e I'_P são correntes da contribuição do terminal oposto à falta ou na direção dele, no caso das correntes dos cabos para-raios. A corrente I_G é a corrente que desce pela estrutura até o solo. A corrente I_{CC} é a corrente total de curto-circuito no momento em que há a falta da fase para a estrutura. A Tensão V_G é a tensão medida na estrutura devido à circulação de corrente para o solo e a respectiva resistência de aterramento da torre.

5.6.1 Curto-circuito a 10 km do barramento Messias

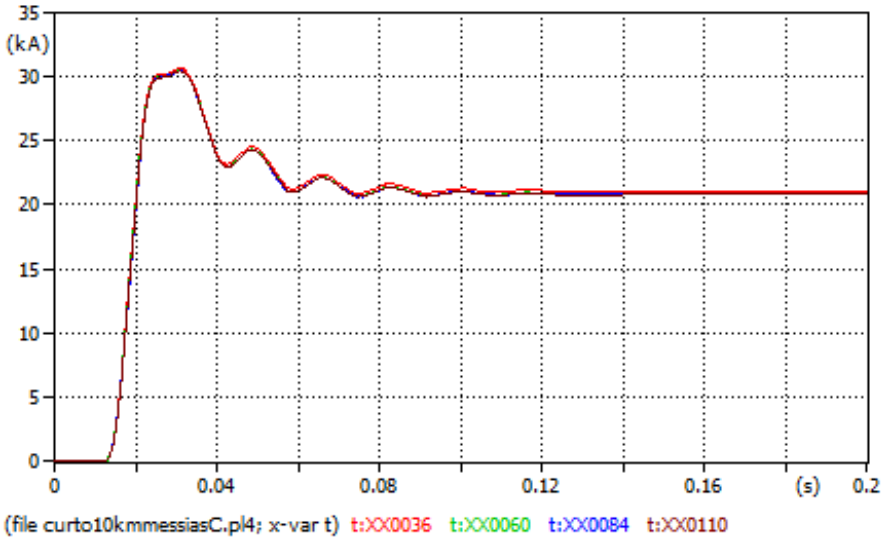
Apresenta-se nos gráficos da Figura 158 a Figura 183 o comportamento das correntes no tempo que circulam nos condutores para o curto-circuito indicado.

Figura 158 – Curvas medidas de corrente total (I_{CC}) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias.



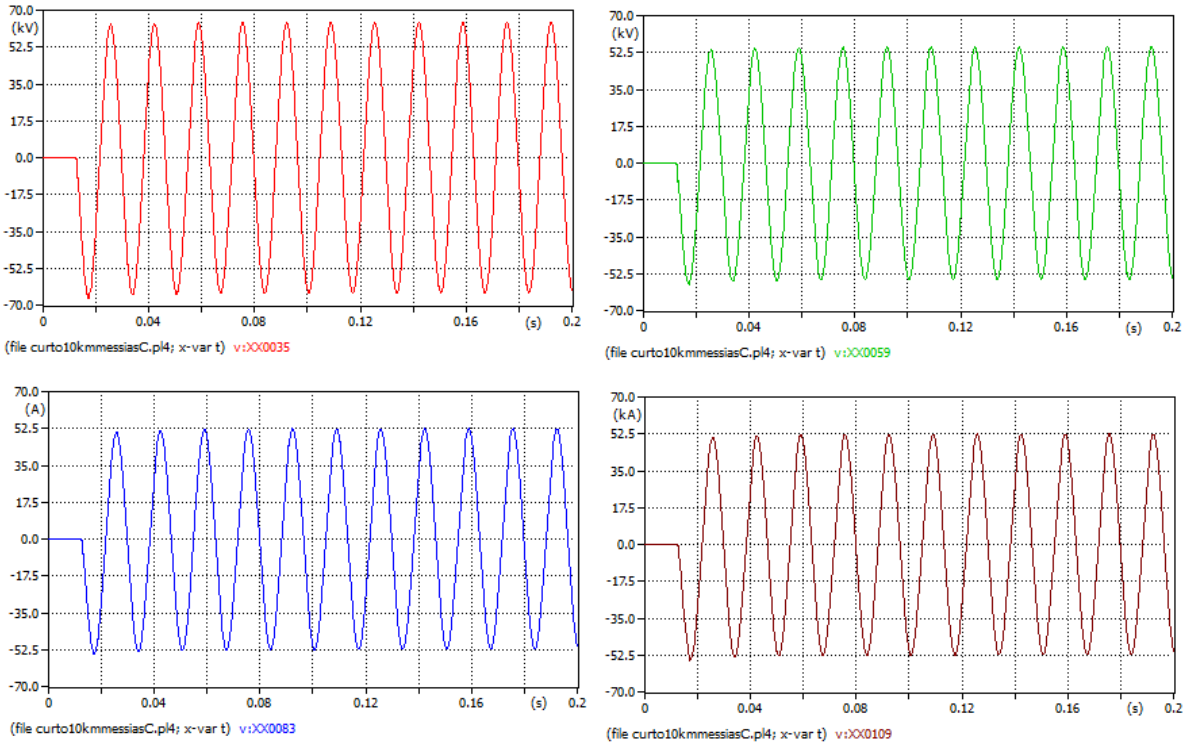
Fonte: O Autor (2021).

Figura 159 – Curvas eficazes de corrente total (I_{CC}) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias.



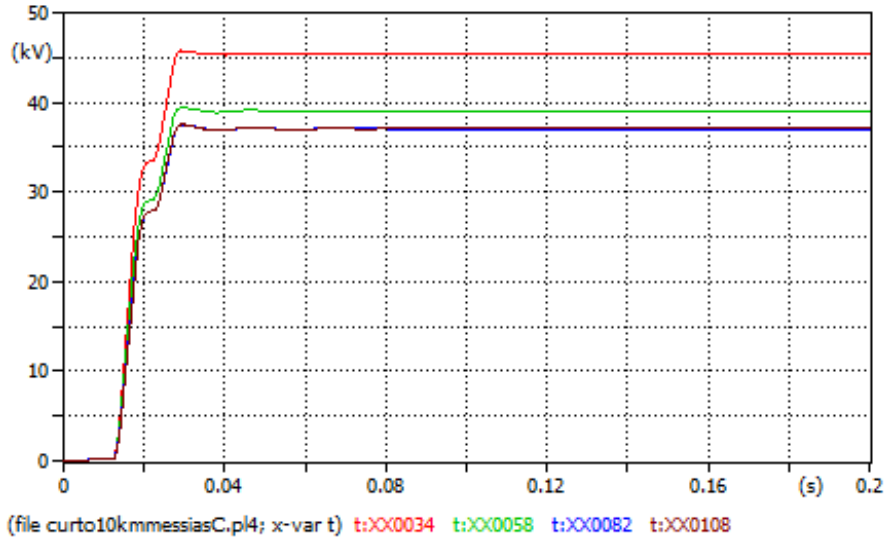
Fonte: O Autor (2021).

Figura 160 – Curvas medidas de tensão (V_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de tensão para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias.



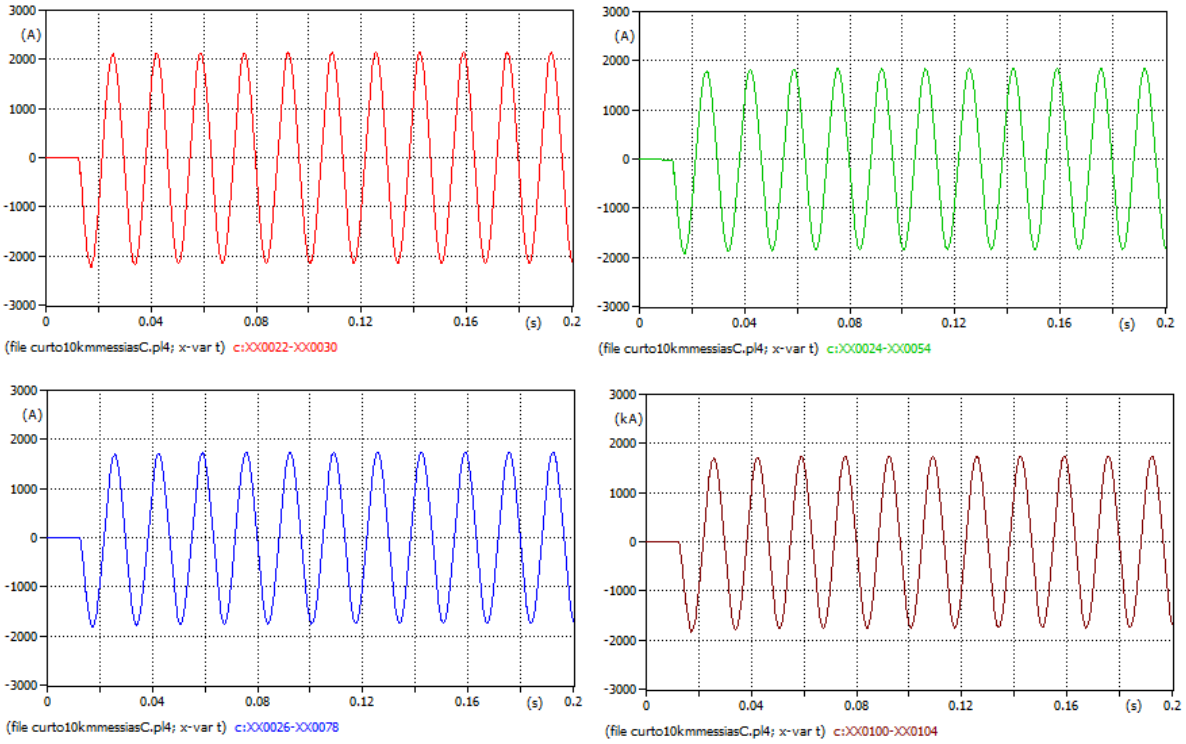
Fonte: O Autor (2021).

Figura 161 – Curvas eficazes de tensão (V_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de tensão para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias.



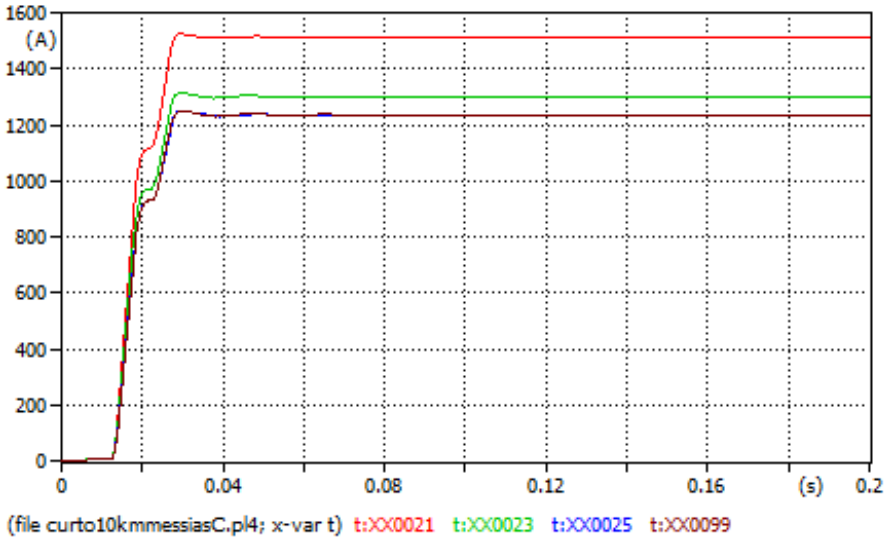
Fonte: O Autor (2021).

Figura 162 – Curvas medidas de corrente para o solo (I_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias.



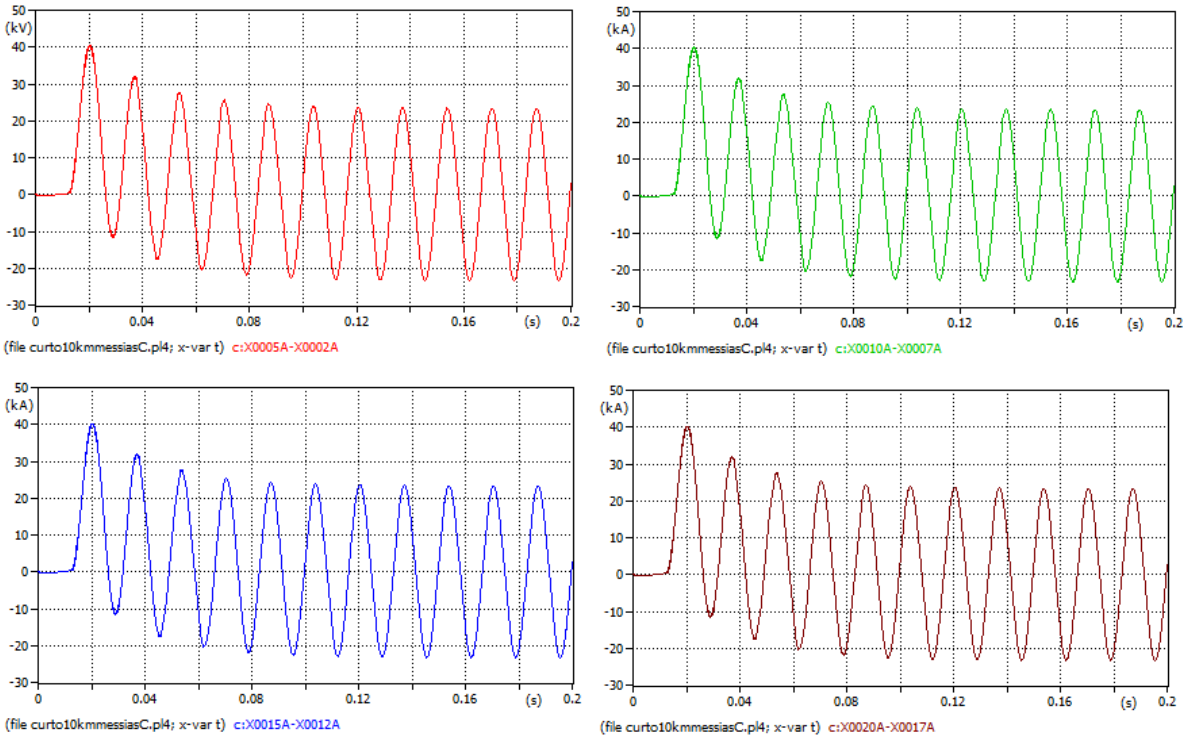
Fonte: O Autor (2021).

Figura 163 – Curvas eficazes de corrente para o solo (I_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias.



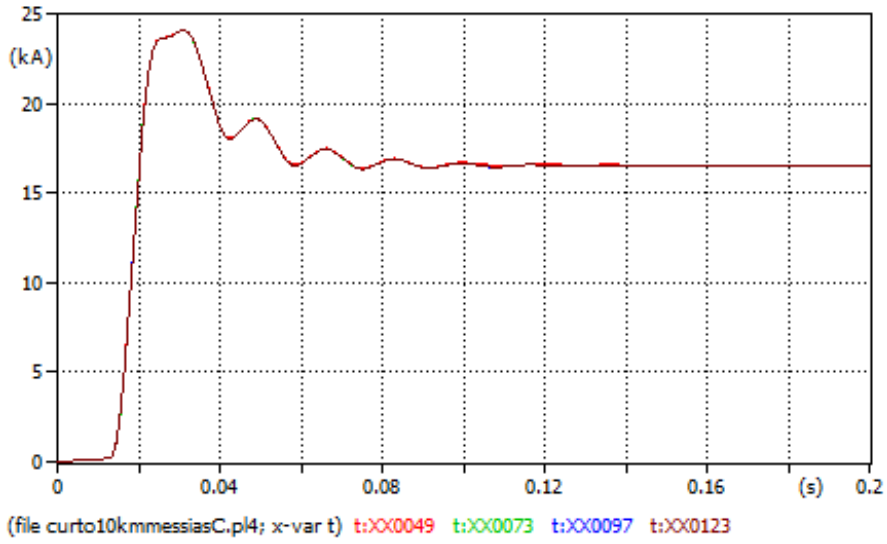
Fonte: O Autor (2021).

Figura 164 – Curvas medidas de corrente I_A para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias.



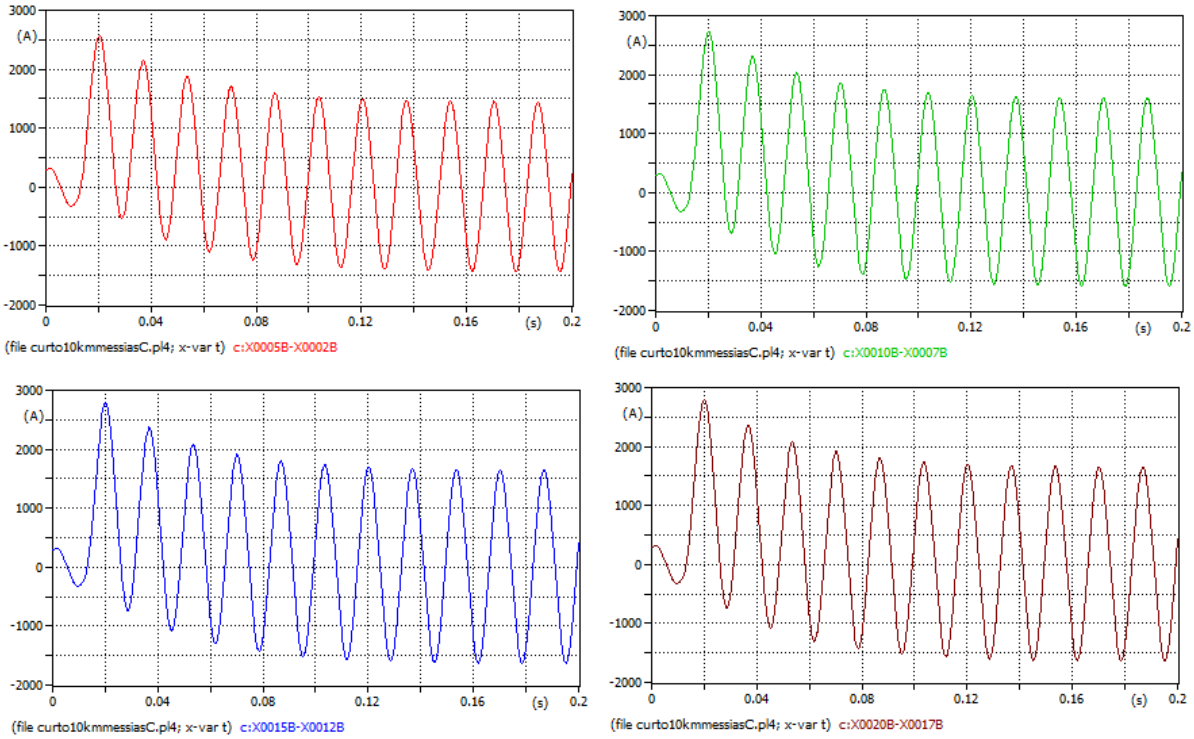
Fonte: O Autor (2021).

Figura 165 – Curvas eficazes de corrente I_A para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias.



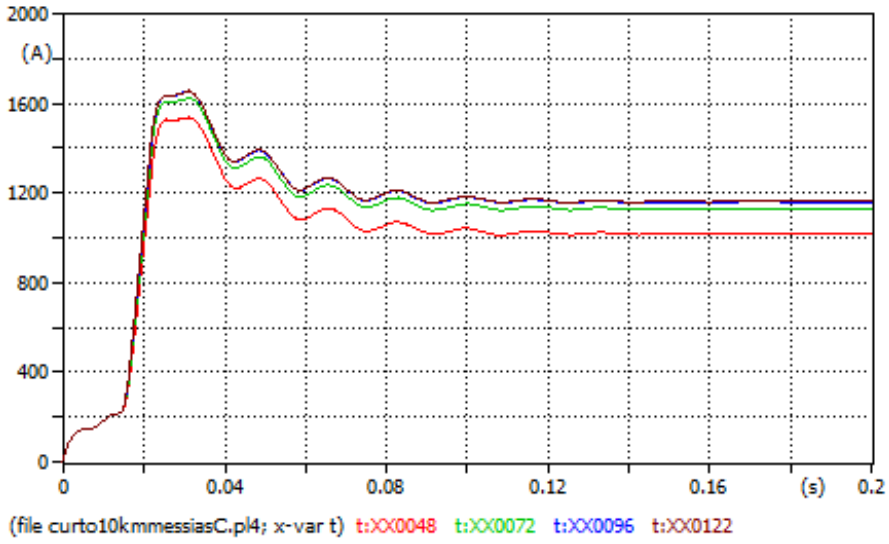
Fonte: O Autor (2021).

Figura 166 – Curvas medidas de corrente I_B para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias.



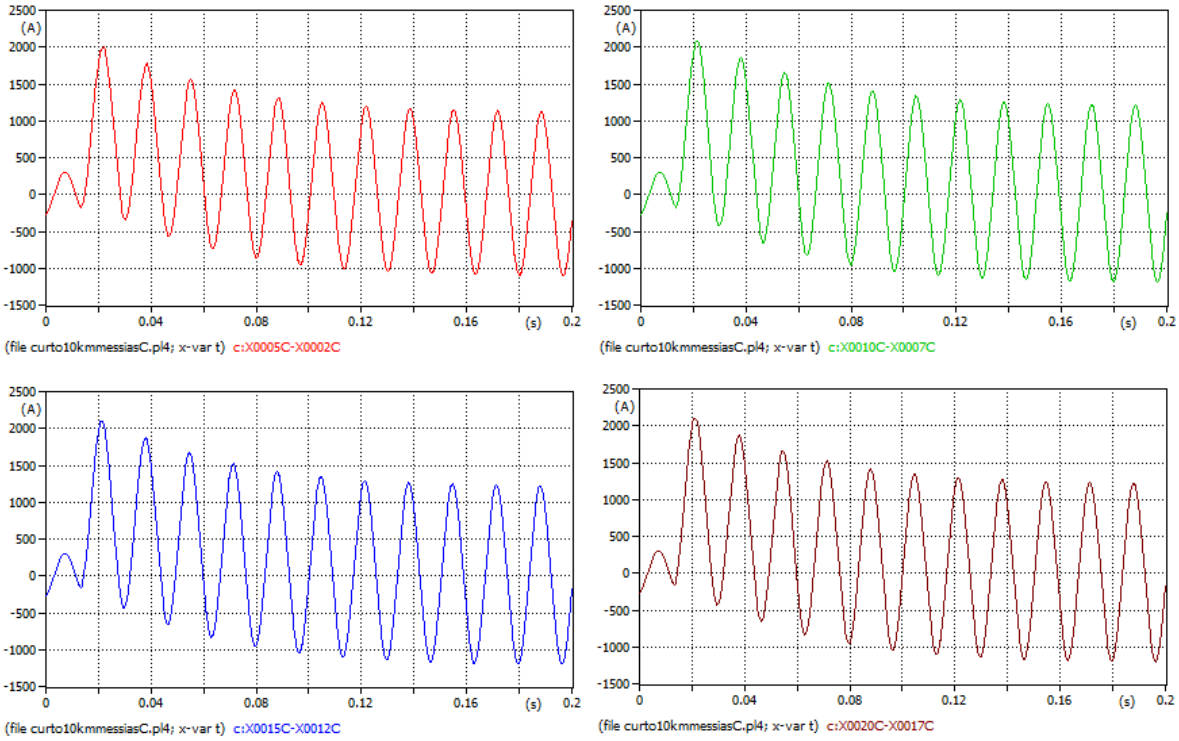
Fonte: O Autor (2021).

Figura 167 – Curvas eficazes de corrente I_B para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias.



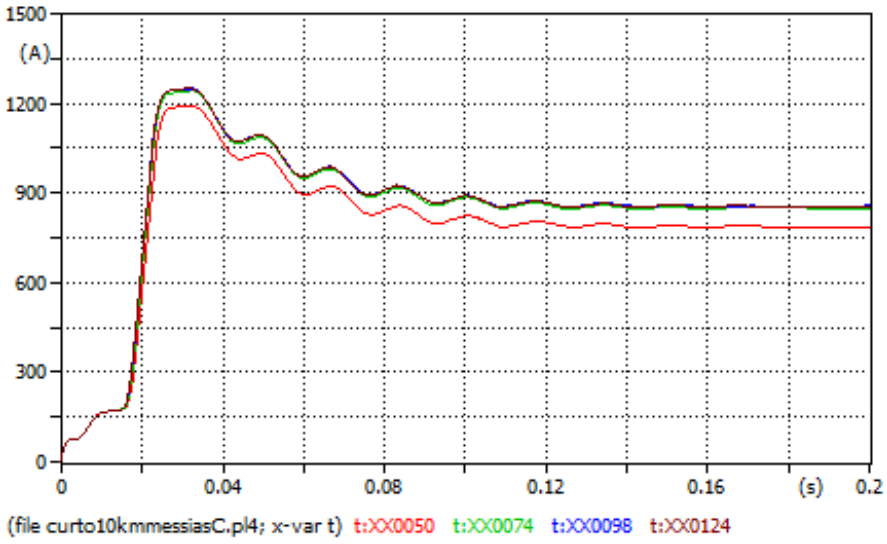
Fonte: O Autor (2021).

Figura 168 – Curvas medidas de corrente I_c para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias.



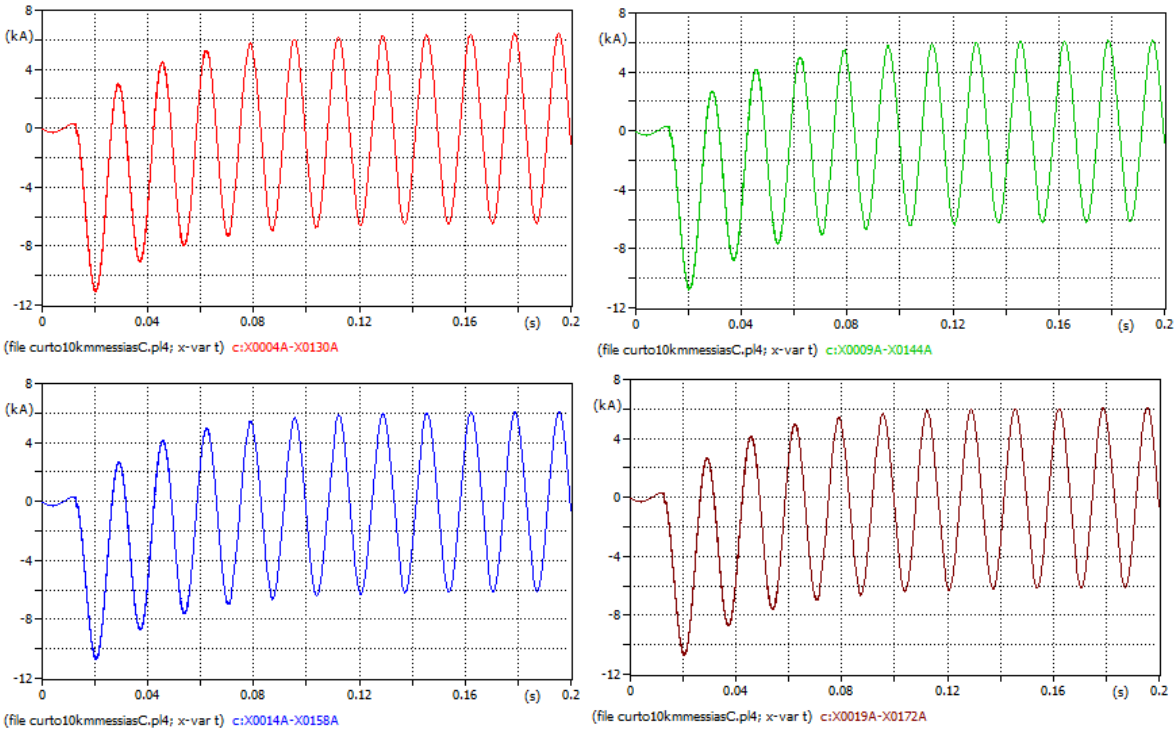
Fonte: O Autor (2021).

Figura 169 – Curvas eficazes de corrente I_c para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias.



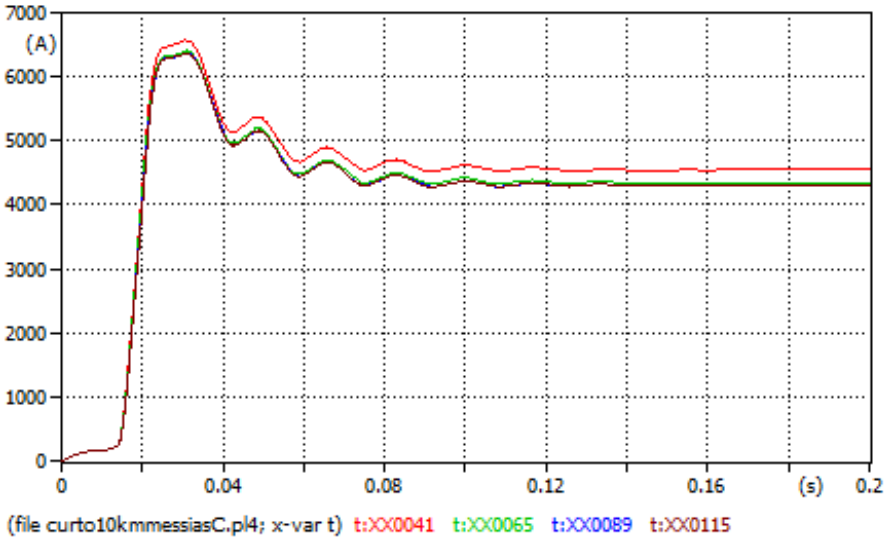
Fonte: O Autor (2021).

Figura 170 – Curvas medidas de corrente I'_A para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias.



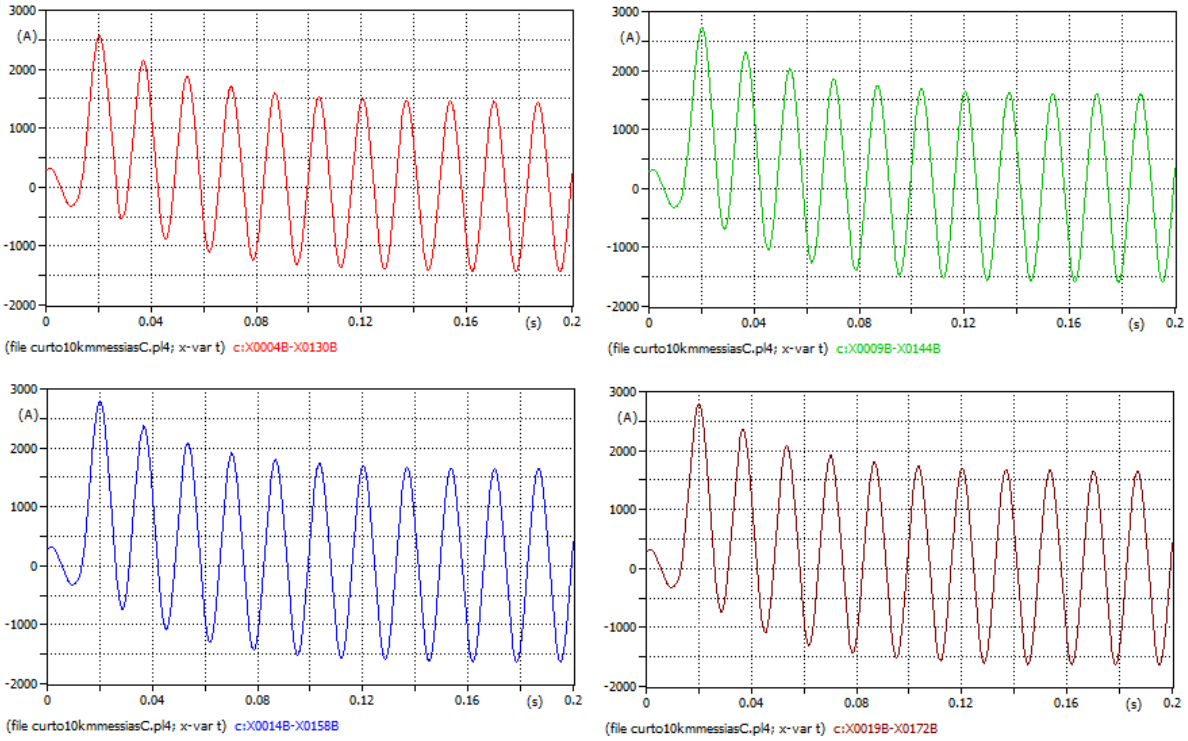
Fonte: O Autor (2021).

Figura 171 – Curvas eficazes de corrente I'_A para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias.



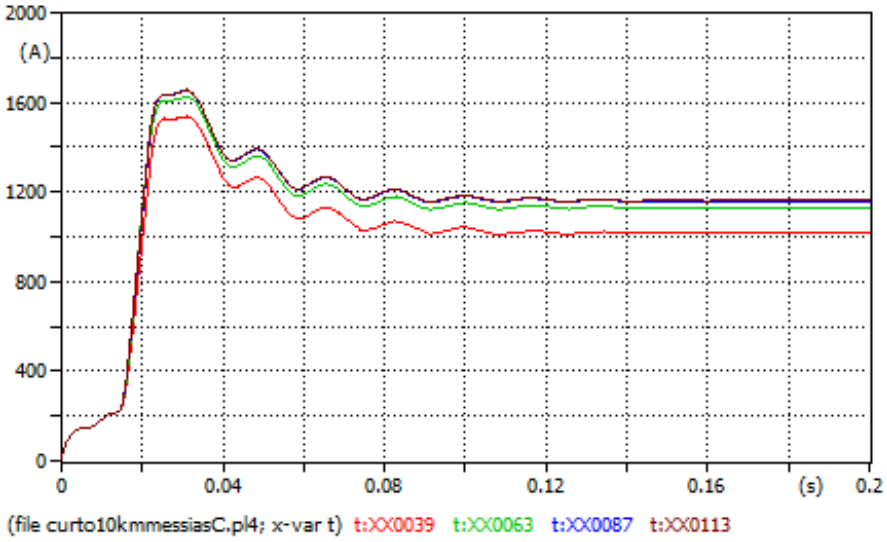
Fonte: O Autor (2021).

Figura 172 – Curvas medidas de corrente I'_B para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias.



Fonte: O Autor (2021).

Figura 173 – Curvas eficazes de corrente I'_B para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias.



Fonte: O Autor (2021).

Figura 174 – Curvas medidas de corrente I'C para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias.

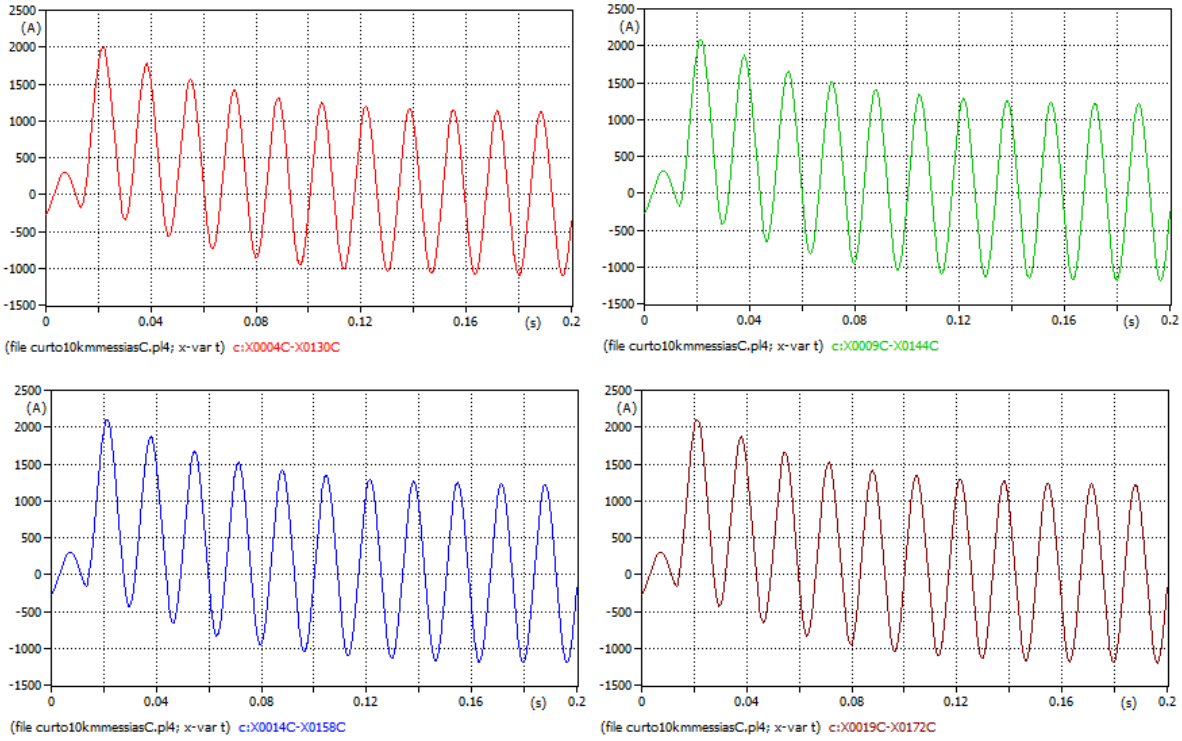
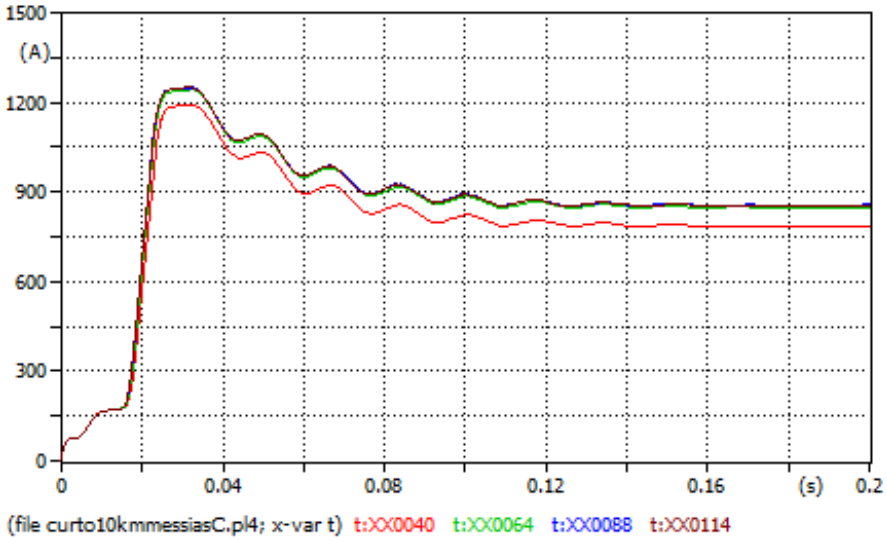
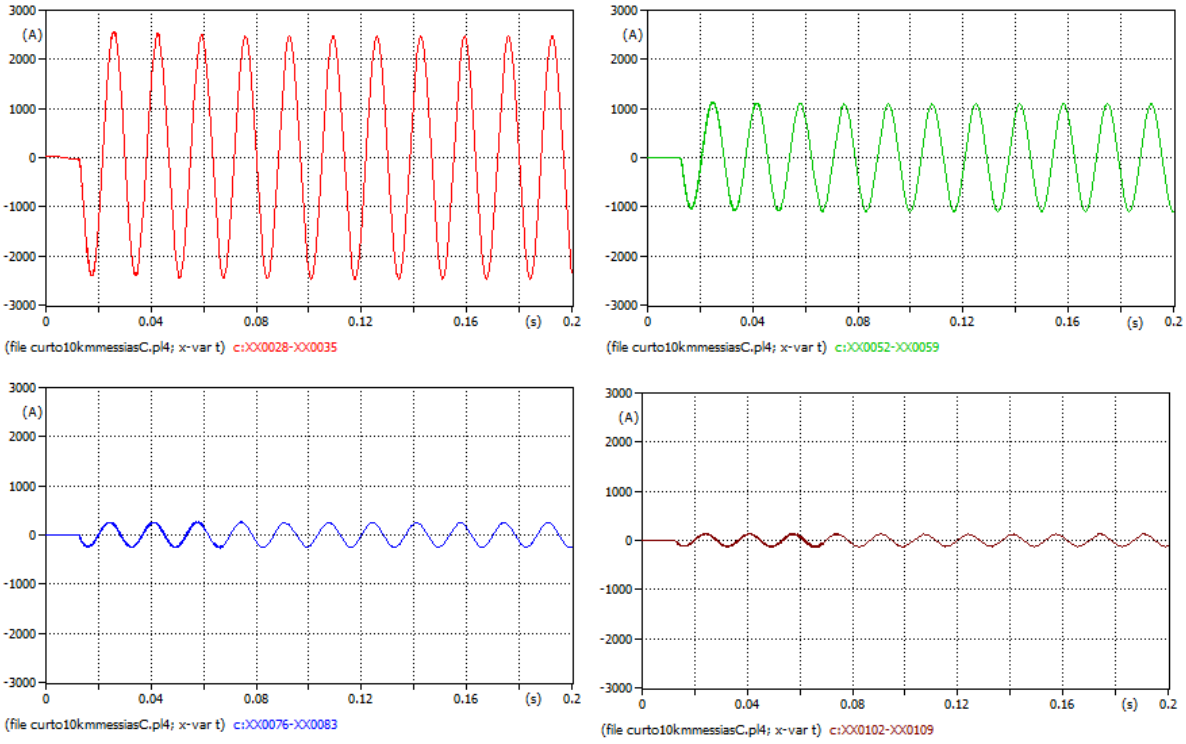


Figura 175 – Curvas eficazes de corrente I'C para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias.



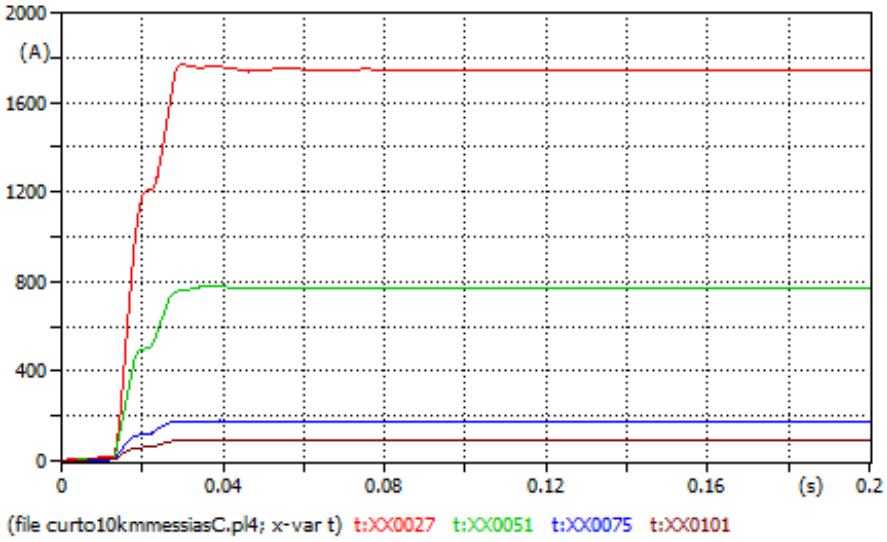
Fonte: O Autor (2021).

Figura 176 – Curvas medidas de corrente I_O para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias.



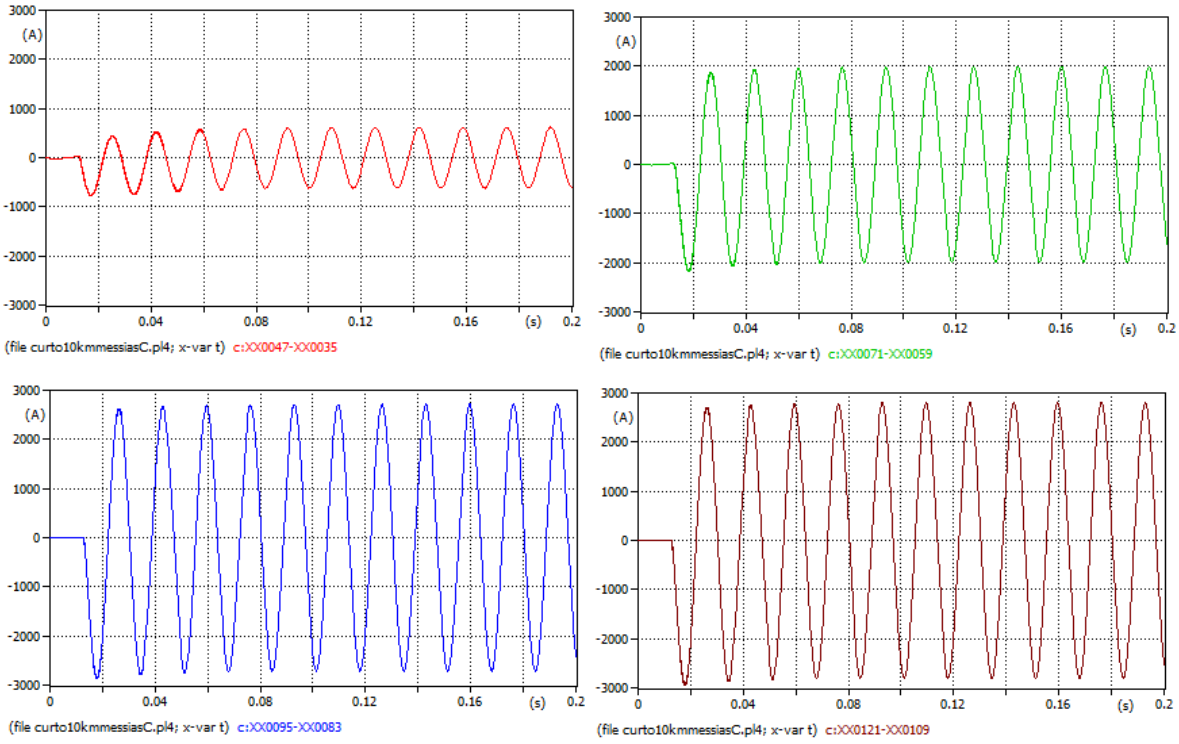
Fonte: O Autor (2021).

Figura 177 – Curvas eficazes de corrente I_O para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias.



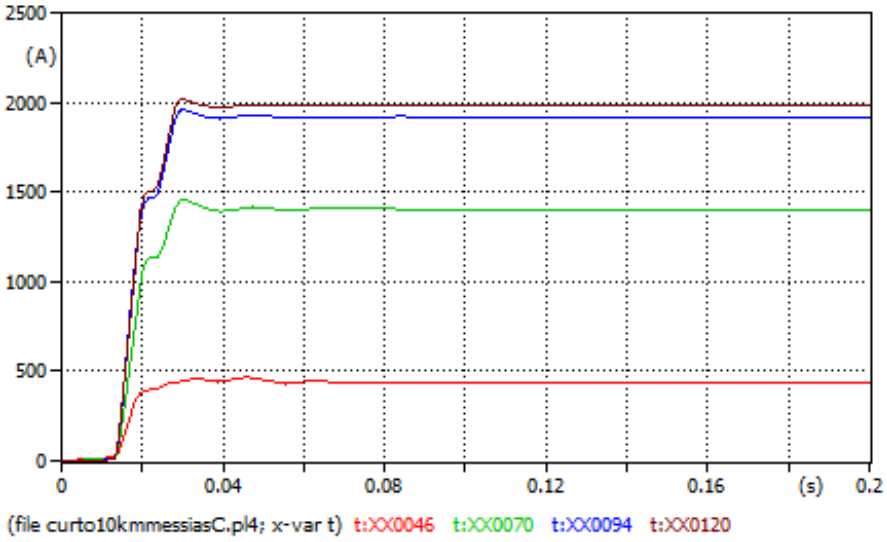
Fonte: O Autor (2021).

Figura 178 – Curvas medidas de corrente I_P para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias.



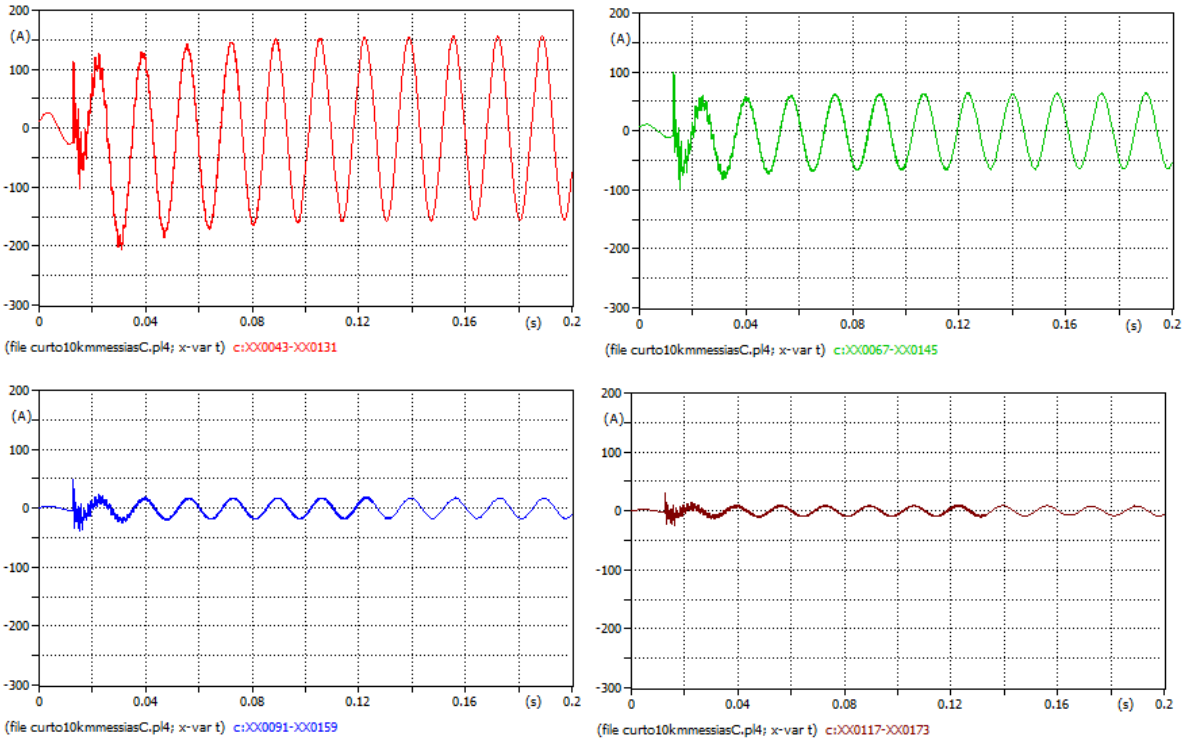
Fonte: O Autor (2021).

Figura 179 – Curvas eficazes de corrente I_P para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias.



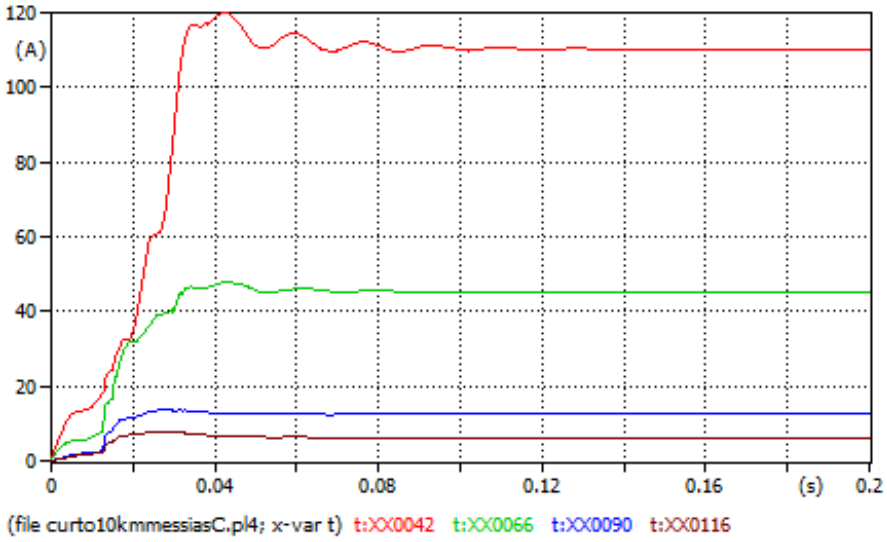
Fonte: O Autor (2021).

Figura 180 – Curvas medidas de corrente l'$_O$ para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias.



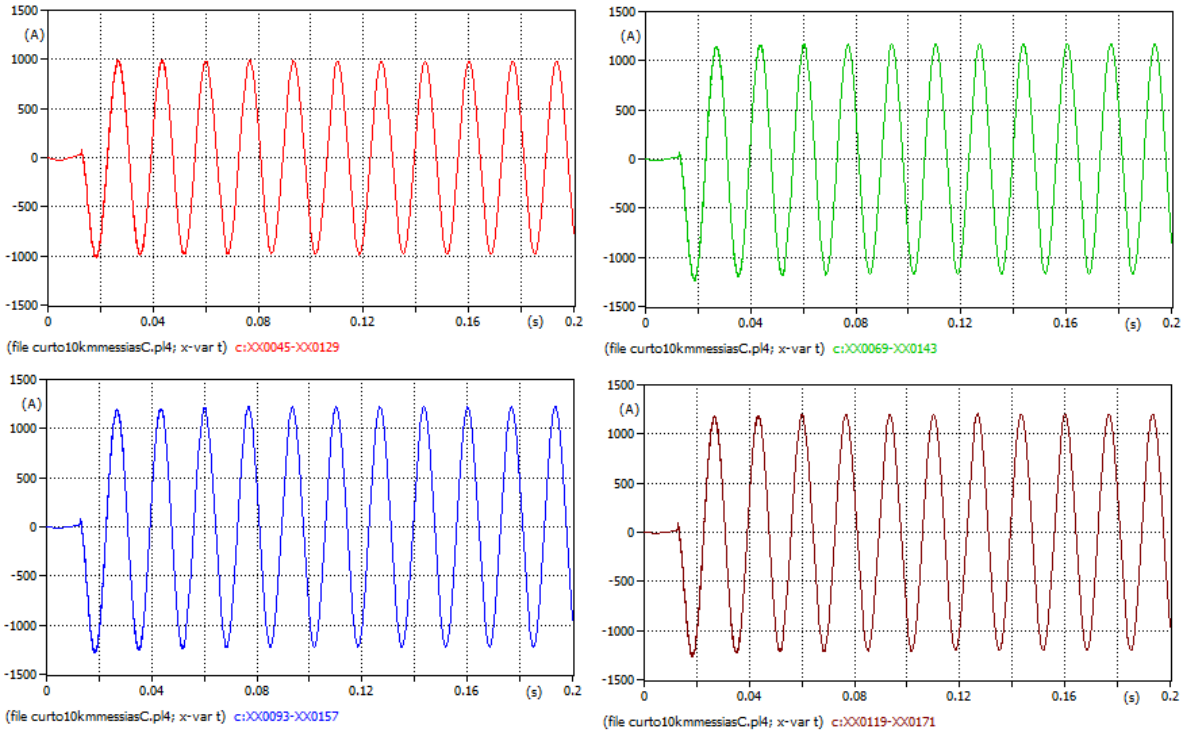
Fonte: O Autor (2021).

Figura 181 – Curvas medidas de corrente l'$_O$ para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias.



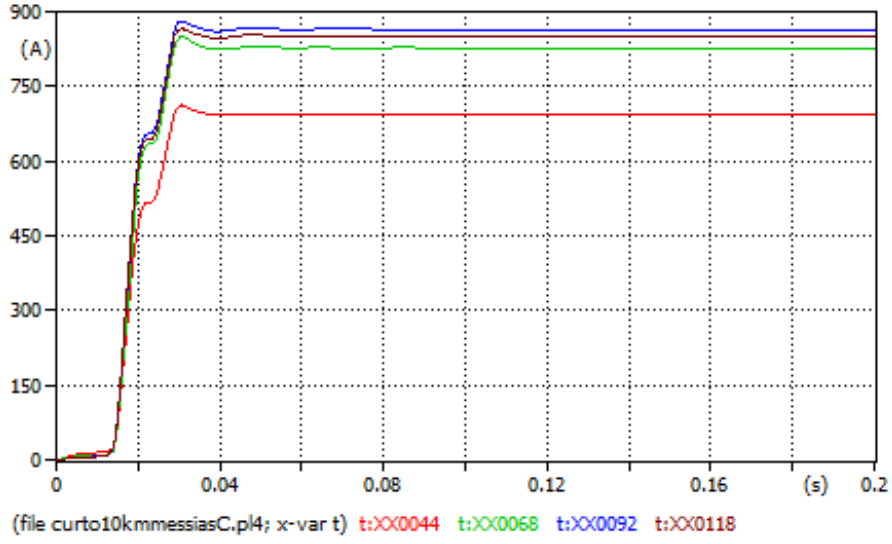
Fonte: O Autor (2021).

Figura 182 – Curvas medidas de corrente l'$_P$ para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias.



Fonte: O Autor (2021).

Figura 183 – Curvas eficazes de corrente l'$_P$ para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias.



Fonte: O Autor (2021).

As Tabelas 27 a 29 apresentam os valores de corrente e tensões apresentados nos gráficos da Figura 158 a Figura 183 :

Tabela 27 – Valores comparativos máximos das correntes e tensões de acordo com o IACS do condutor para curto-circuito a 10 km do terminal Messias.

Grandeza	Correntes e tensões			
	IACS tradicional	5% IACS	1% IACS	0,5% IACS
I_{CC} (kA)	51,23	50,98	50,94	50,84
I_G (A)	2236	1930	1826	1827
V_G (kV)	67,08	57,89	54,77	54,78
I_A (kA)	40,26	40,21	40,21	40,21
I_B (kA)	2,58	2,69	2,70	2,72
I_C (kA)	2,05	2,08	2,1	2,1
I'_A (kA)	2,58	2,68	2,78	2,78
I'_B (kA)	2,01	2,08	2,09	2,09
I'_C (kA)	4,54	4,34	4,31	4,32
I_0 (A)	2554	1126	261,3	133,5
I_P (A)	767,6	2179	2864	2943
I'_0 (A)	205,8	100,2	49,6	30,5
I'_P (A)	1014	1234	1285	1280

Fonte: O Autor (2021).

Tabela 28 – Valores estacionários máximos das correntes e tensões de acordo com o IACS do condutor para curto-circuito a 10 km do terminal Messias.

Grandeza	Correntes e tensões			
	IACS tradicional	5% IACS	1% IACS	0,5% IACS
I_{CC} (kA)	29,86	29,53	29,48	29,47
I_G (A)	2140	1839	1743	1742
V_G (kV)	64,18	55,15	52,31	52,77
I_A (kA)	23,41	23,36	23,36	23,32
I_B (kA)	1,42	1,61	1,64	1,65
I_C (kA)	1,12	1,20	1,22	1,22
I'_A (kA)	6,41	6,12	6,06	6,06
I'_B (kA)	1,42	1,58	1,64	1,64
I'_C (kA)	1,12	1,21	1,22	1,22
I_0 (A)	2469	1093	251,7	127,2
I_P (A)	614	1973	2711	2801
I'_0 (A)	155,5	63,89	17,5	8,77
I'_P (A)	981,1	1170	1221	1220

Fonte: O Autor (2021).

Tabela 29 – Valores estacionários eficazes das correntes e tensões de acordo com o IACS do condutor para curto-circuito a 10 km do terminal Messias.

Grandeza	Correntes e tensões			
	IACS tradicional	5% IACS	1% IACS	0,5% IACS
I_{CC} (kA)	21,09	20,86	20,82	20,81
I_G (A)	1513,5	1300,6	1234,2	1234,9
V_G (kV)	45,4	39,01	37,02	37,04
I_A (kA)	16,54	16,51	16,51	16,51
I_B (kA)	1,02	1,12	1,16	1,16
I_C (kA)	0,79	0,85	0,86	0,86
I'_A (kA)	4,54	4,34	4,31	4,31
I'_B (kA)	1,02	1,13	1,16	1,16
I'_C (kA)	0,79	0,85	0,86	0,86
I_0 (A)	1746,8	774,04	178,1	89,95
I_P (A)	432,39	1403,6	1919,8	1981,5
I'_0 (A)	110,25	45,27	12,41	6,21
I'_P (A)	694,49	827,41	864,16	850,66

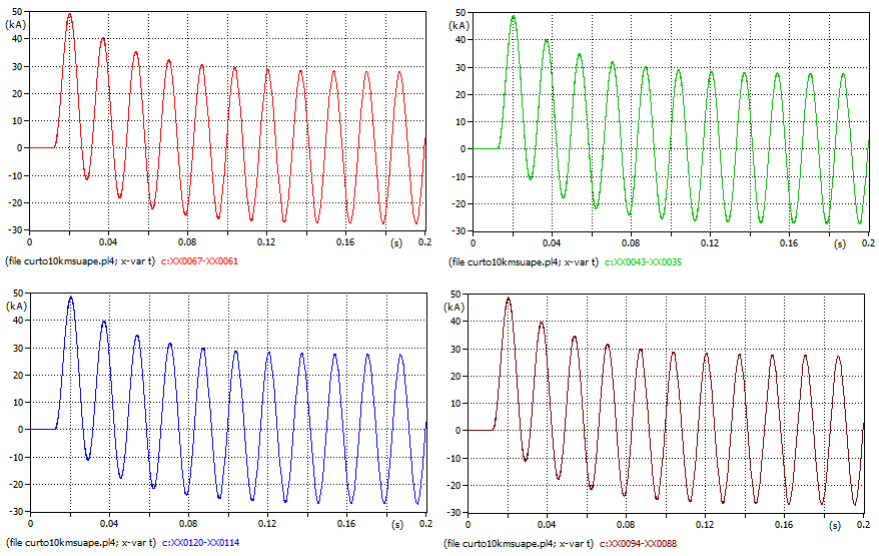
Fonte: O Autor (2021).

A partir da análise das Tabelas 27 a 29 e dos gráficos da Figura 158 a Figura 183 se observa as diferenças entre os comportamentos da linha de transmissão para a variação do IACS. Os valores das correntes de curto I_{CC}, I_A, I_C, I'_A, I'_C para qualquer valor apresentado de IACS não sofre alterações relevantes, pois, nenhuma destas ultrapassa 10% comparativamente com o IACS tradicional. Para os valores de I_G e V_G nota-se uma redução importante superior a 10% mas inferior a 20% comparativamente com o IACS tradicional. A redução se apresenta tanto para os valores máximos quanto para valores estacionários. Um aspecto positivo a ser ressaltado é a redução do valor da tensão V_G, o que implica em menores riscos de tensões de contato com a torre, por exemplo. Essa redução de I_G e V_G deve-se a uma parcela menor de corrente voltando ao sistema tomando como caminho a estrutura da torre de transmissão e seu respectivo aterramento. As correntes I_0 e I'_0 pelo cabo para-raios OPGW sofre uma redução considerável, entre 55% a 95%, a medida que se reduz o valor do seu IACS. Essa redução de I_0 e I'_0 deve-se a uma parcela maior, de até três vezes, da corrente que passa a circular pelo cabo para-raios Dotterel, com o registro do aumento considerável das correntes I_P e I'_P. O aumento das correntes é observado devido a nenhuma ação que foi adotada para alteração do seu IACS. Este cabo em questão se torna um melhor caminho para fluxo da corrente que o cabo OPGW.

5.6.2 Curto-cicuito a 10 km do barramento Suape

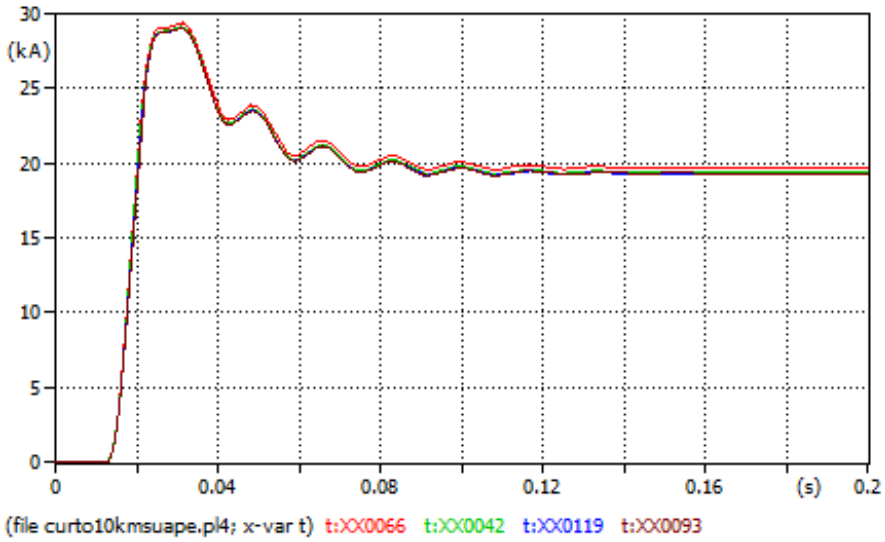
Apresenta-se nos gráficos da Figura 184 a Figura 209 o comportamento das correntes no tempo que circulam nos condutores para o curto-circuito indicado.

Figura 184 – Curvas medidas de corrente total (I_{CC}) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape.



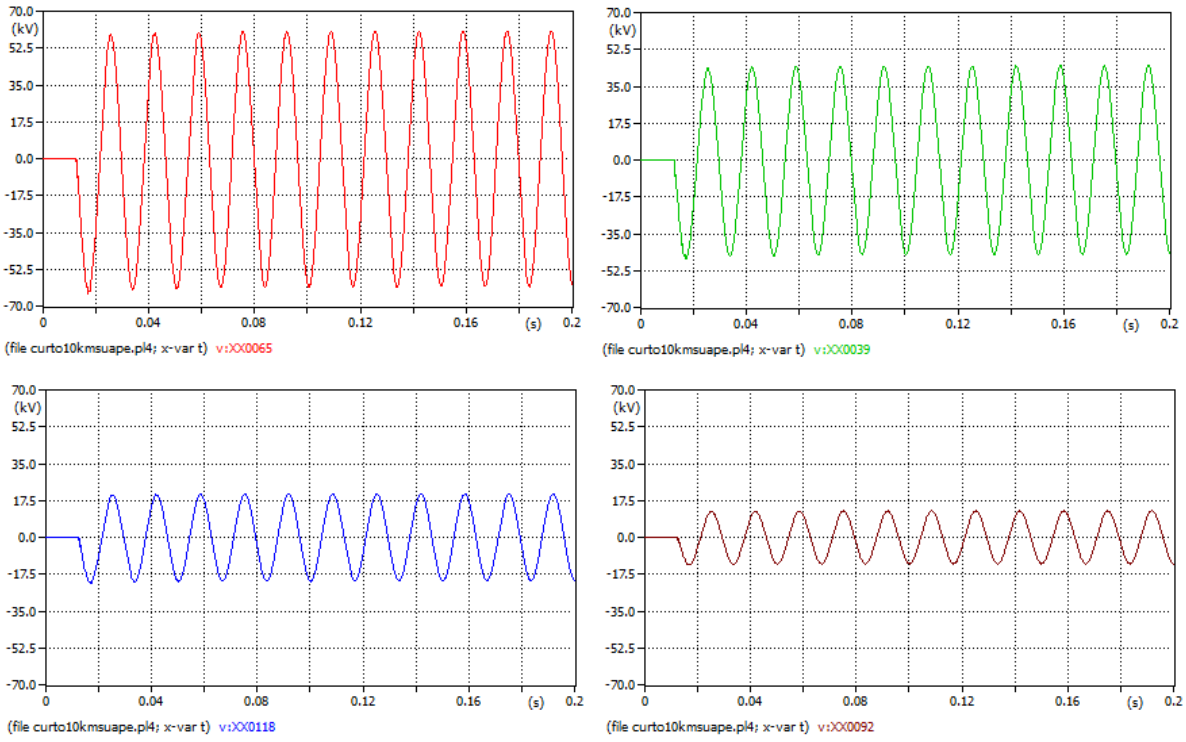
Fonte: O Autor (2021).

Figura 185 – Curvas eficazes de corrente total (I_{CC}) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape.



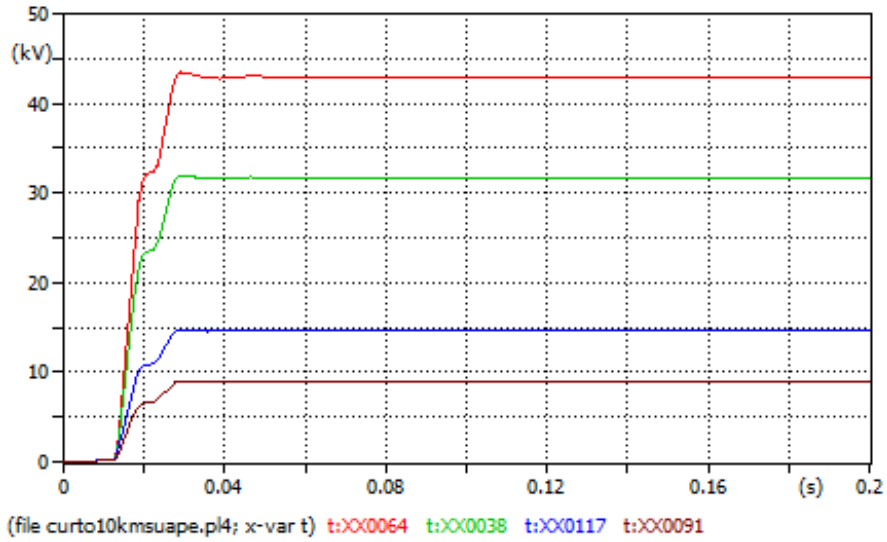
Fonte: O Autor (2021).

Figura 186 – Curvas medidas de tensão (V_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de tensão para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape.



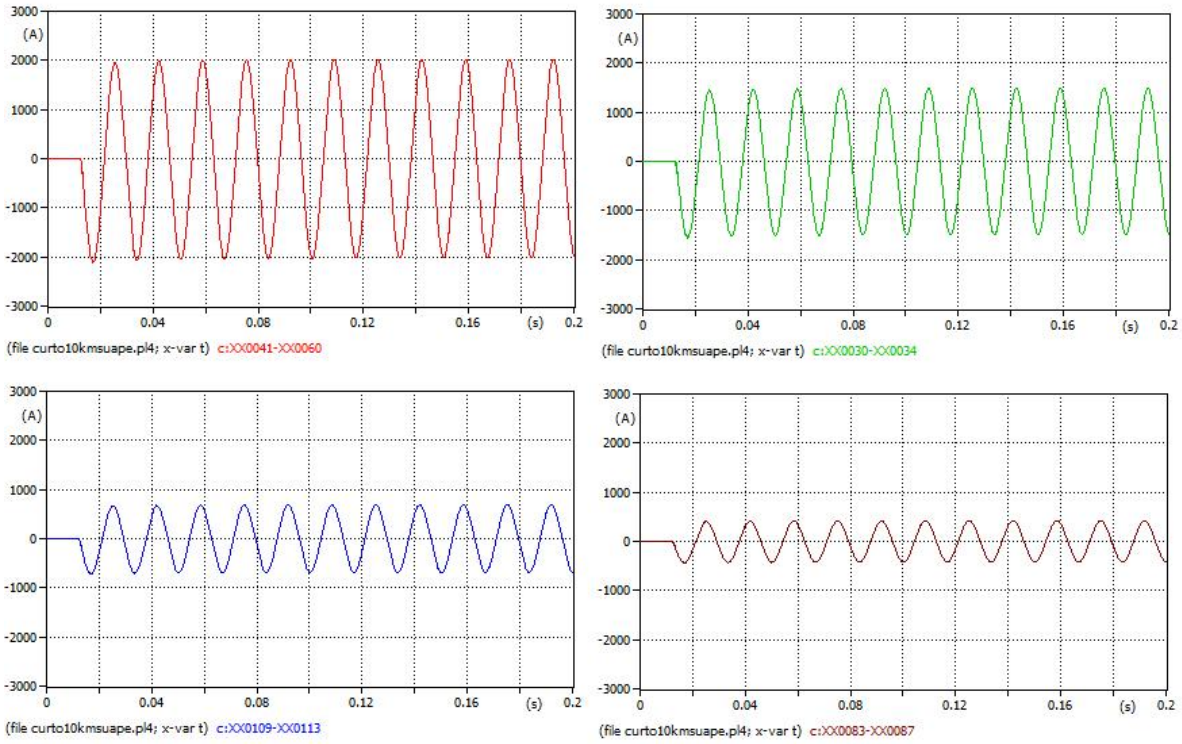
Fonte: O Autor (2021).

Figura 187 – Curvas eficazes de tensão (V_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de tensão para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape.



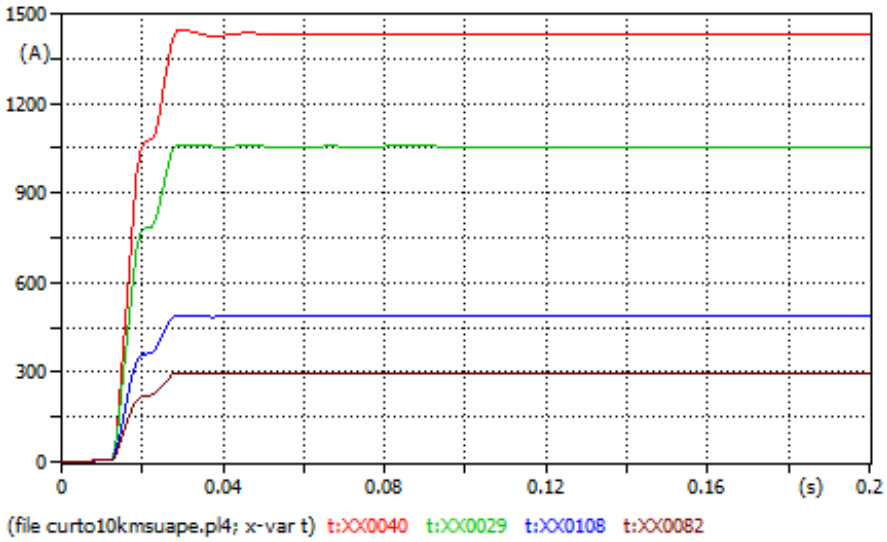
Fonte: O Autor (2021).

Figura 188 – Curvas medidas de corrente para o solo (I_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape.



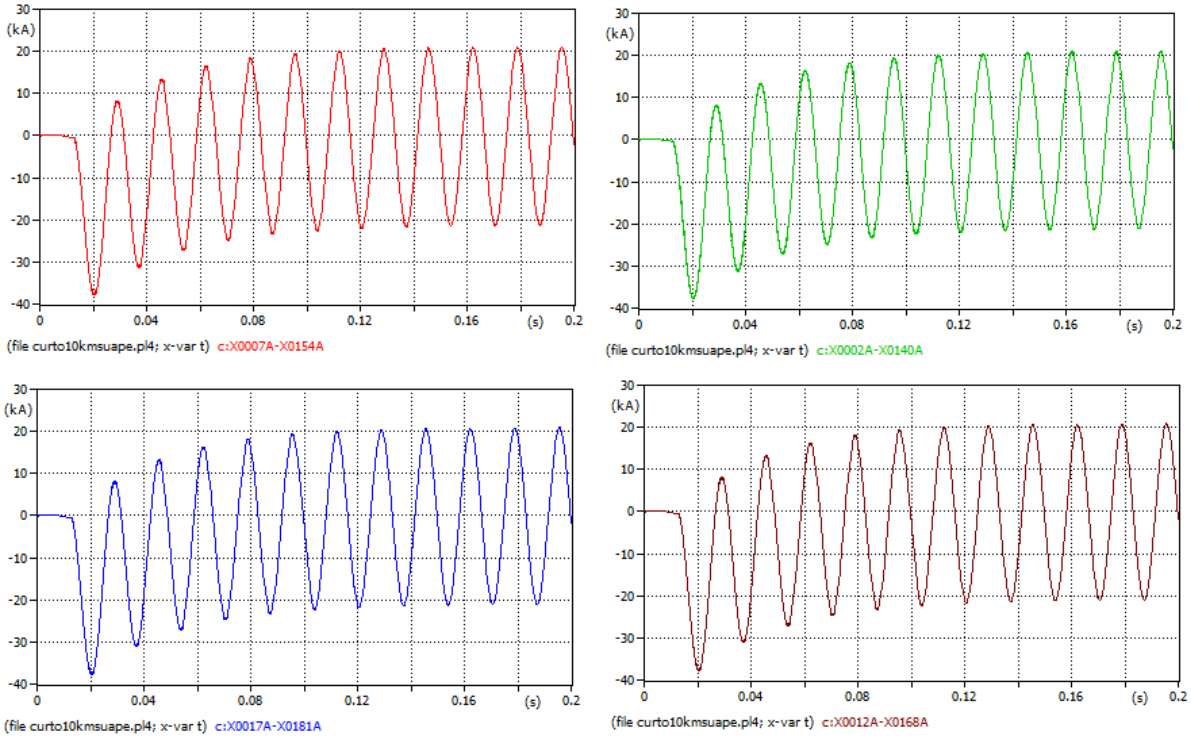
Fonte: O Autor (2021).

Figura 189 – Curvas eficazes de corrente para o solo (I_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape.



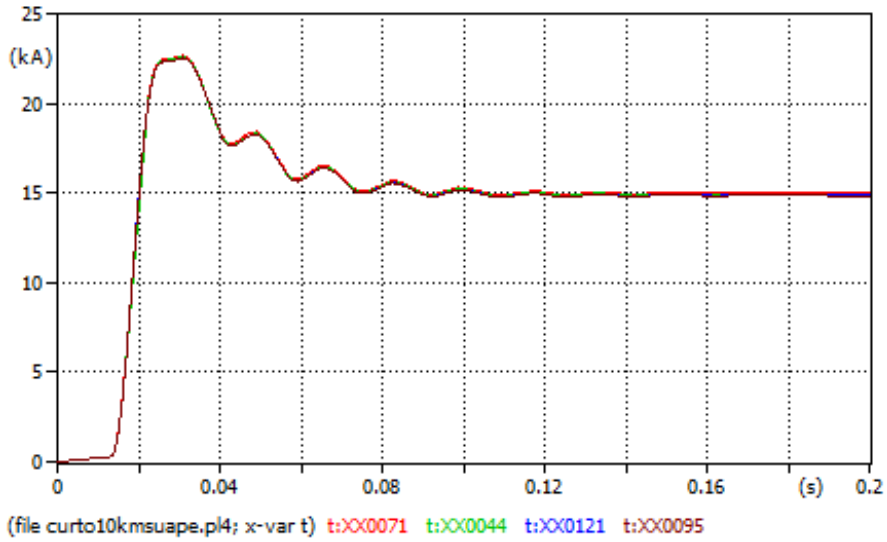
Fonte: O Autor (2021).

Figura 190 – Curvas medidas de corrente I_A para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape.



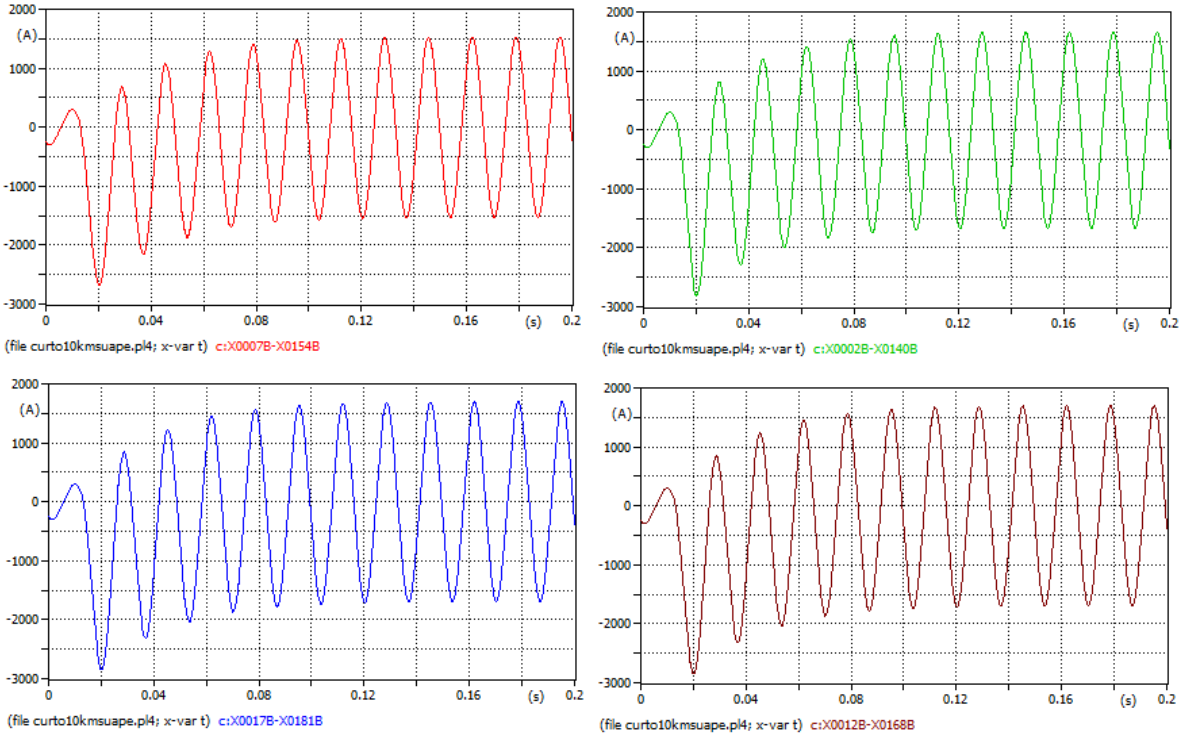
Fonte: O Autor (2021).

Figura 191 – Curvas eficazes de corrente I_A para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape.



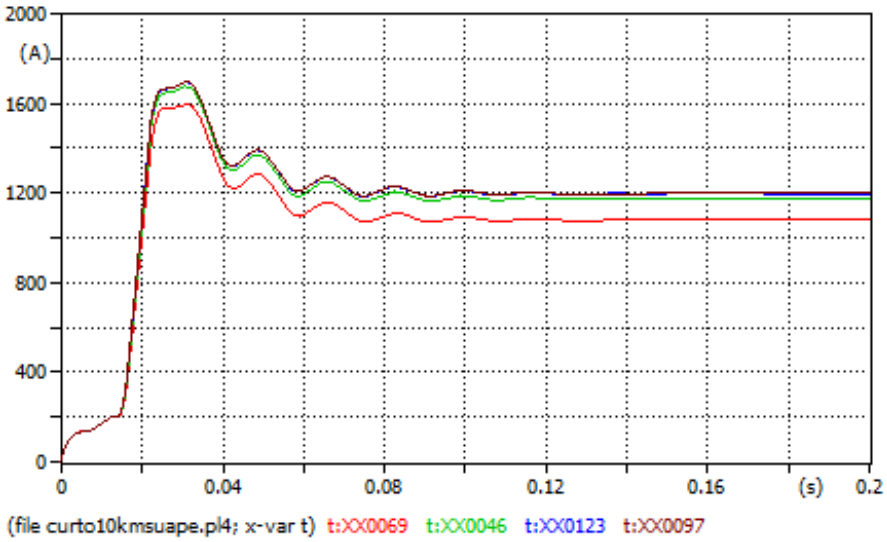
Fonte: O Autor (2021).

Figura 192 – Curvas medidas de corrente I_B para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape.



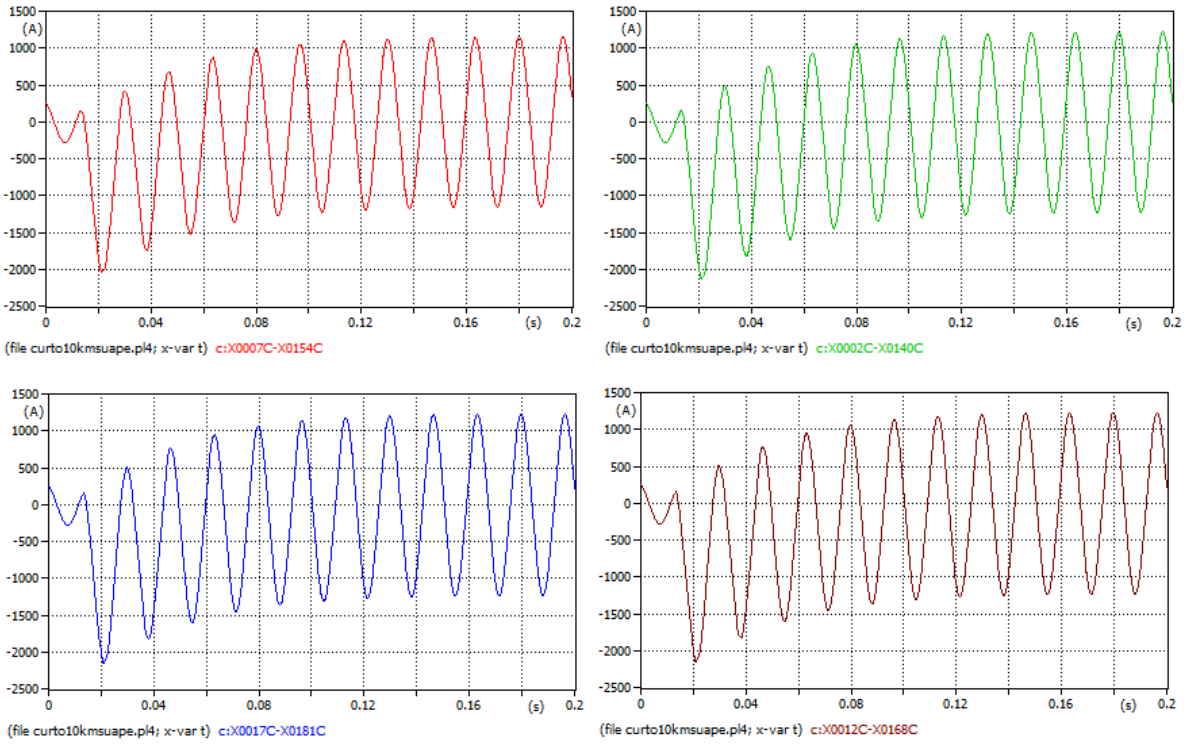
Fonte: O Autor (2021).

Figura 193 – Curvas eficazes de corrente I_B para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape.



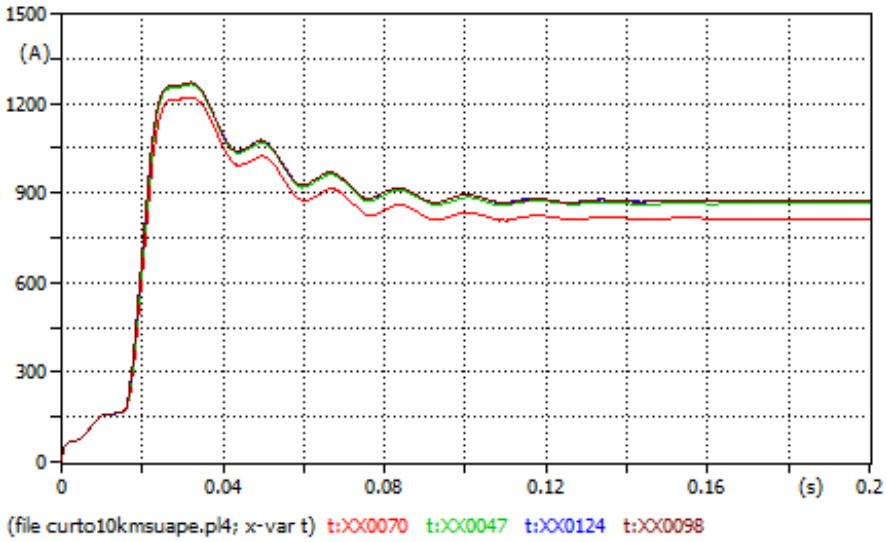
Fonte: O Autor (2021).

Figura 194 – Curvas medidas de corrente I_C para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape.



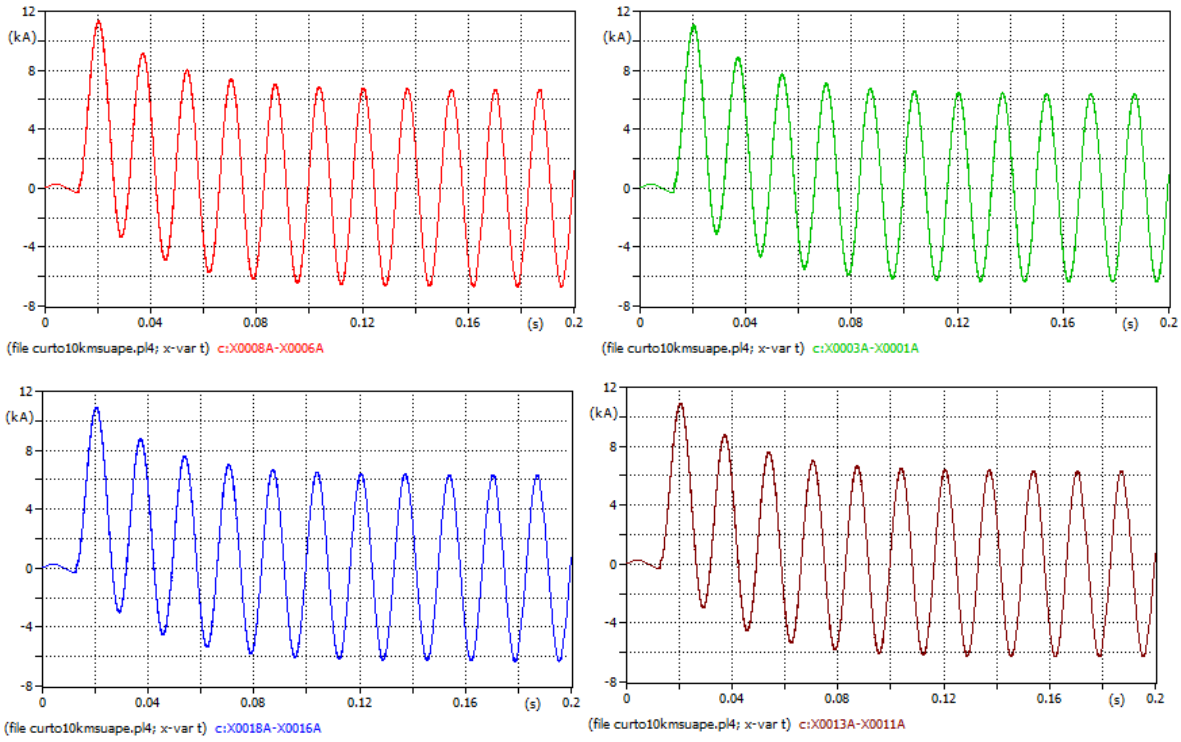
Fonte: O Autor (2021).

Figura 195 – Curvas eficazes de corrente I_C para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape.



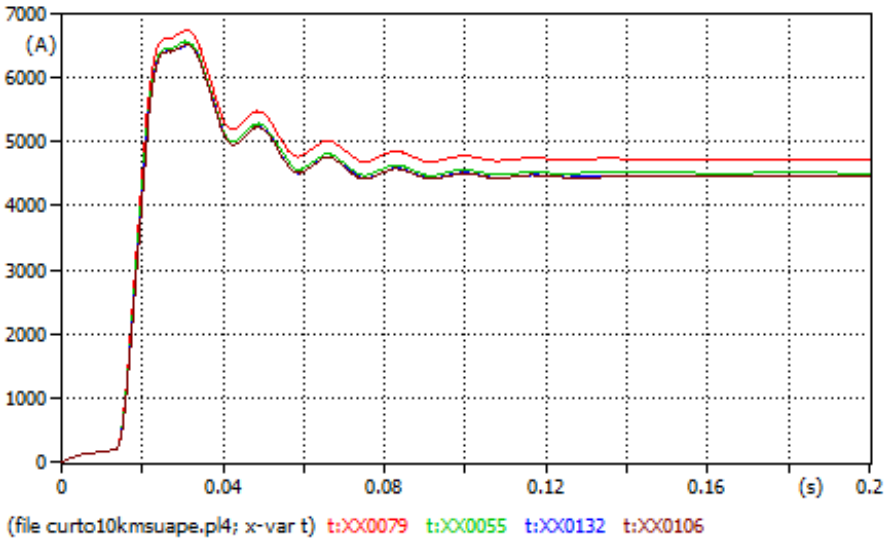
Fonte: O Autor (2021).

Figura 196 – Curvas medidas de corrente I'_A para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape.



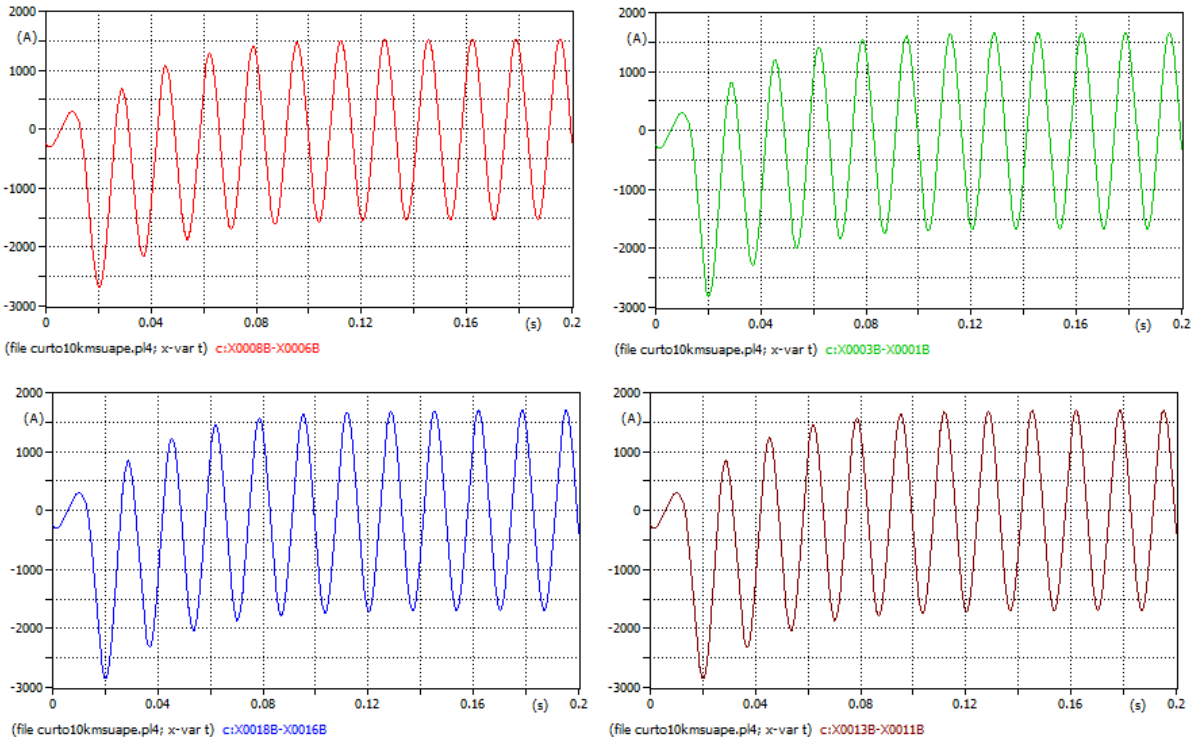
Fonte: O Autor (2021).

Figura 197 – Curvas eficazes de corrente I'_A para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape.



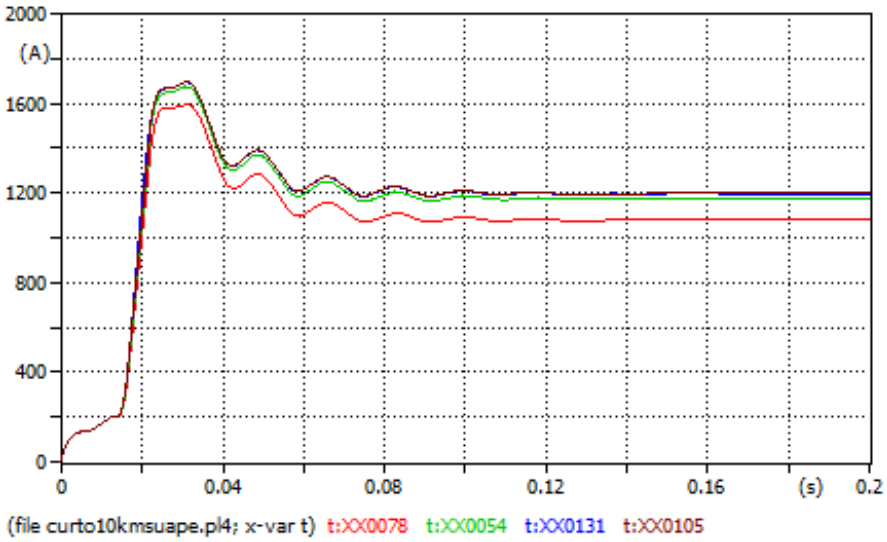
Fonte: O Autor (2021).

Figura 198 – Curvas medidas de corrente I'_B para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape.



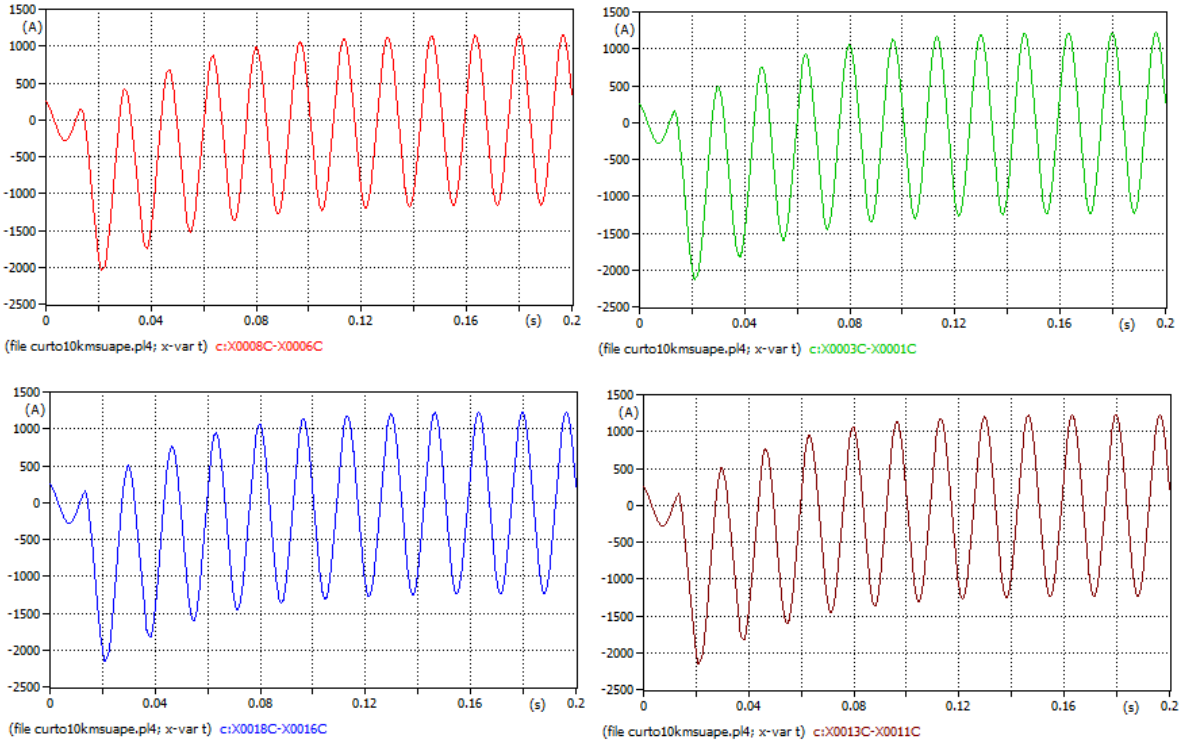
Fonte: O Autor (2021).

Figura 199 – Curvas eficazes de corrente I'$_B$ para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape.



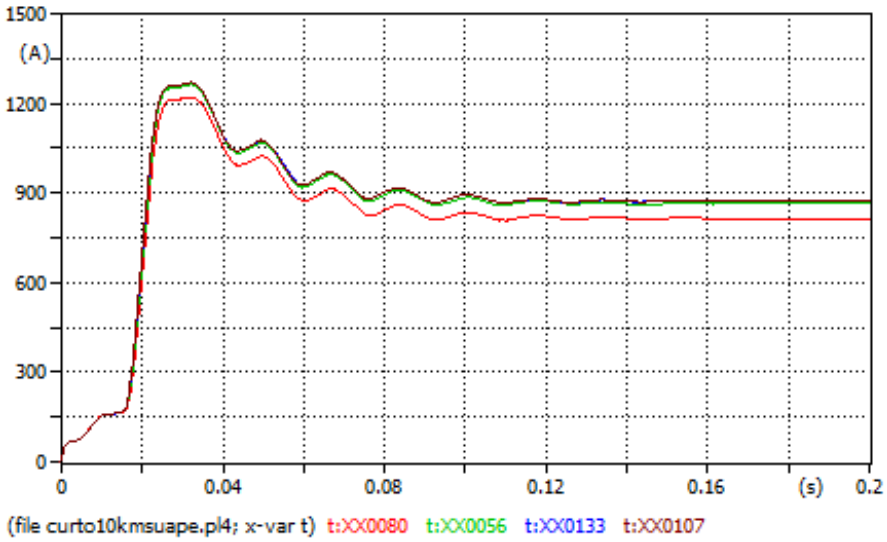
Fonte: O Autor (2021).

Figura 200 – Curvas medidas de corrente I'C para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape.



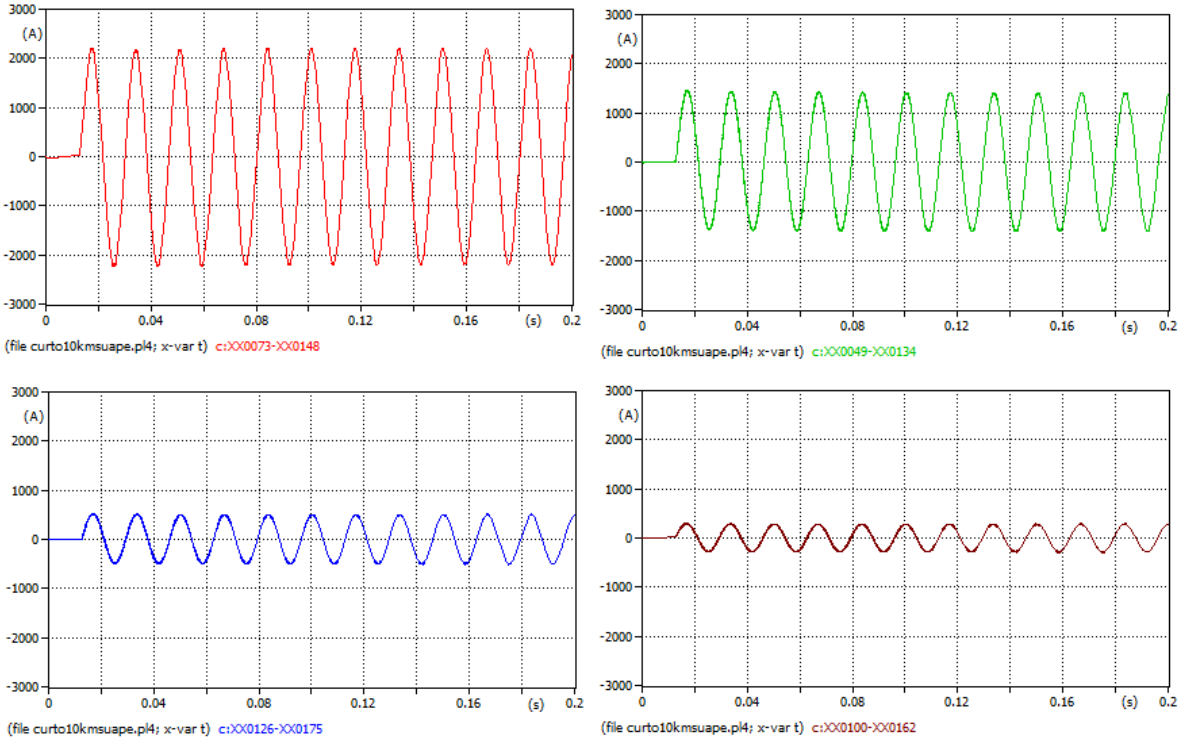
Fonte: O Autor (2021).

Figura 201 – Curvas eficazes de corrente I'C para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape.



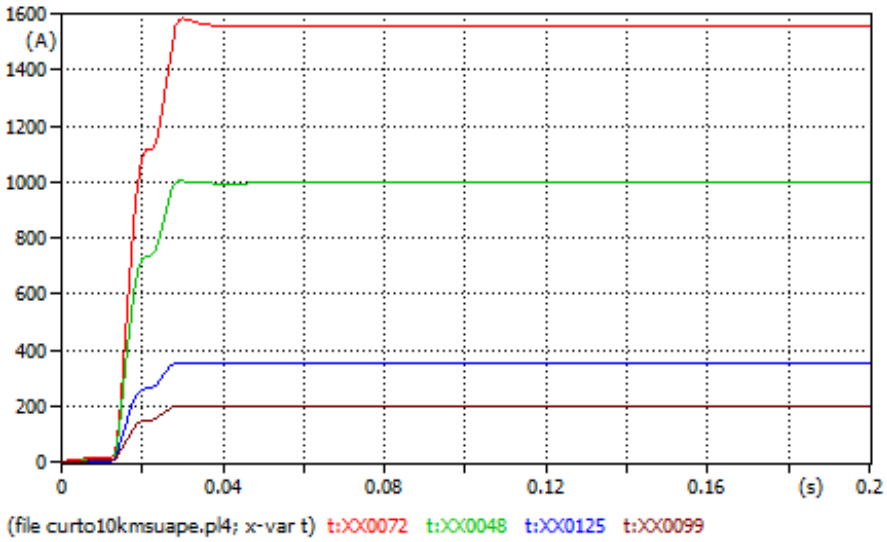
Fonte: O Autor (2021).

Figura 202 – Curvas medidas de corrente I_O para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape.



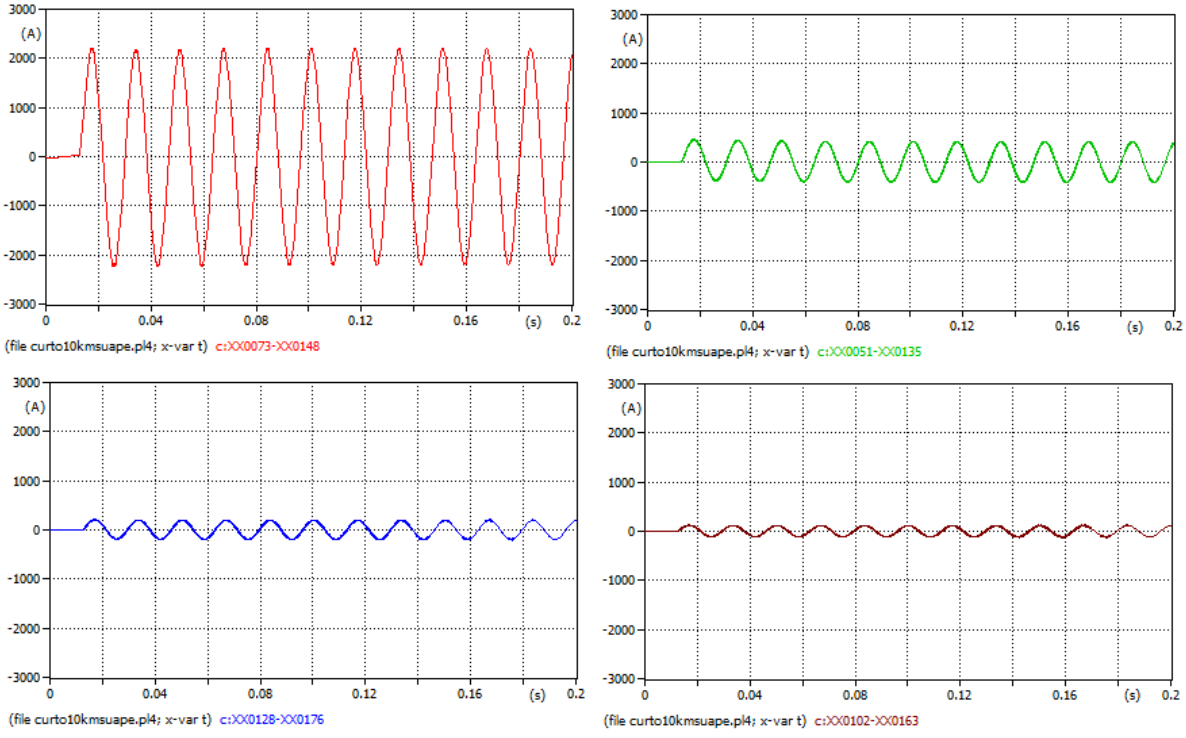
Fonte: O Autor (2021).

Figura 203 – Curvas eficazes de corrente I_O para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape.



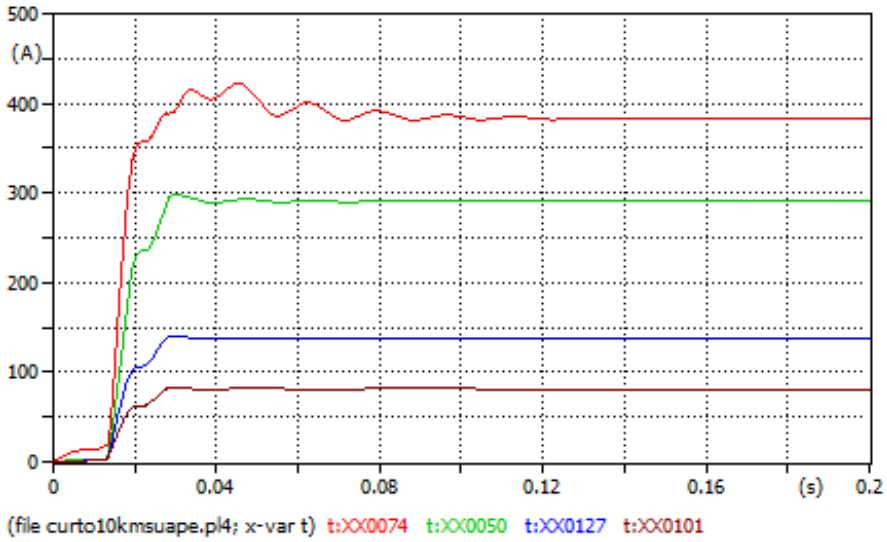
Fonte: O Autor (2021).

Figura 204 – Curvas medidas de corrente I_P para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape.



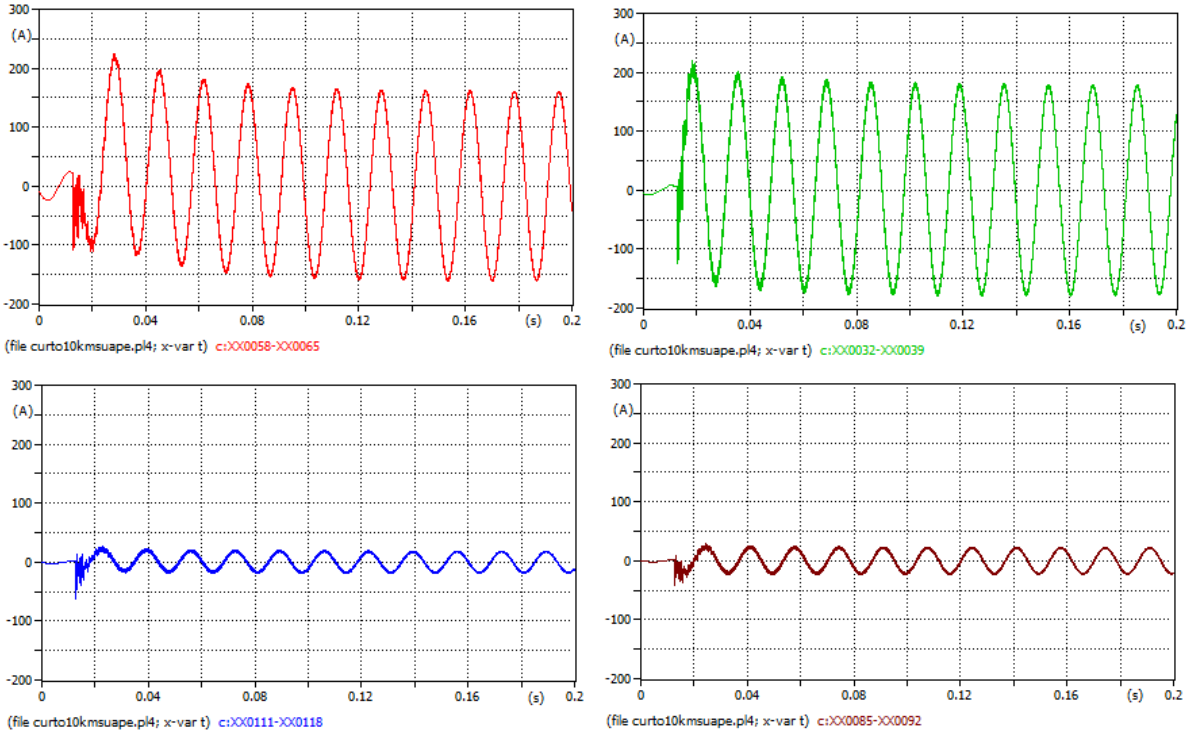
Fonte: O Autor (2021).

Figura 205 – Curvas eficazes de corrente I_P para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape.



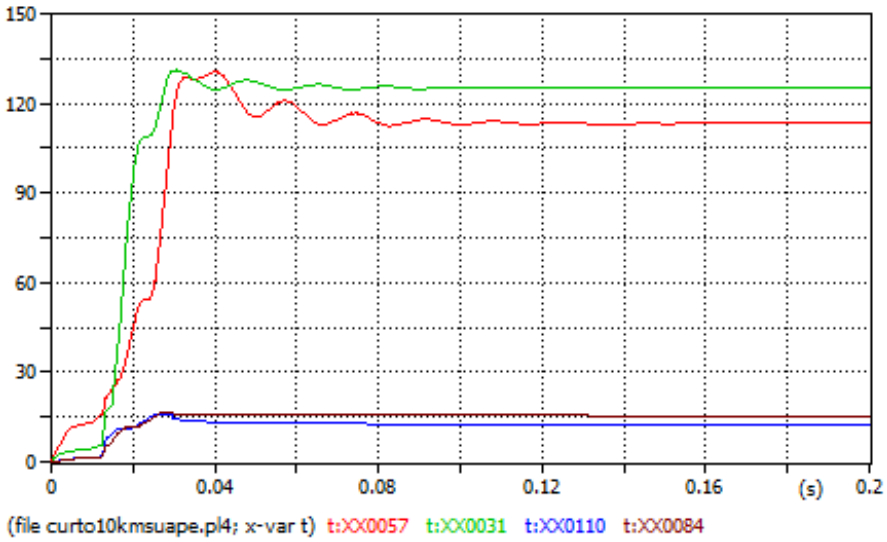
Fonte: O Autor (2021).

Figura 206 – Curvas medidas de corrente I'_O para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape.



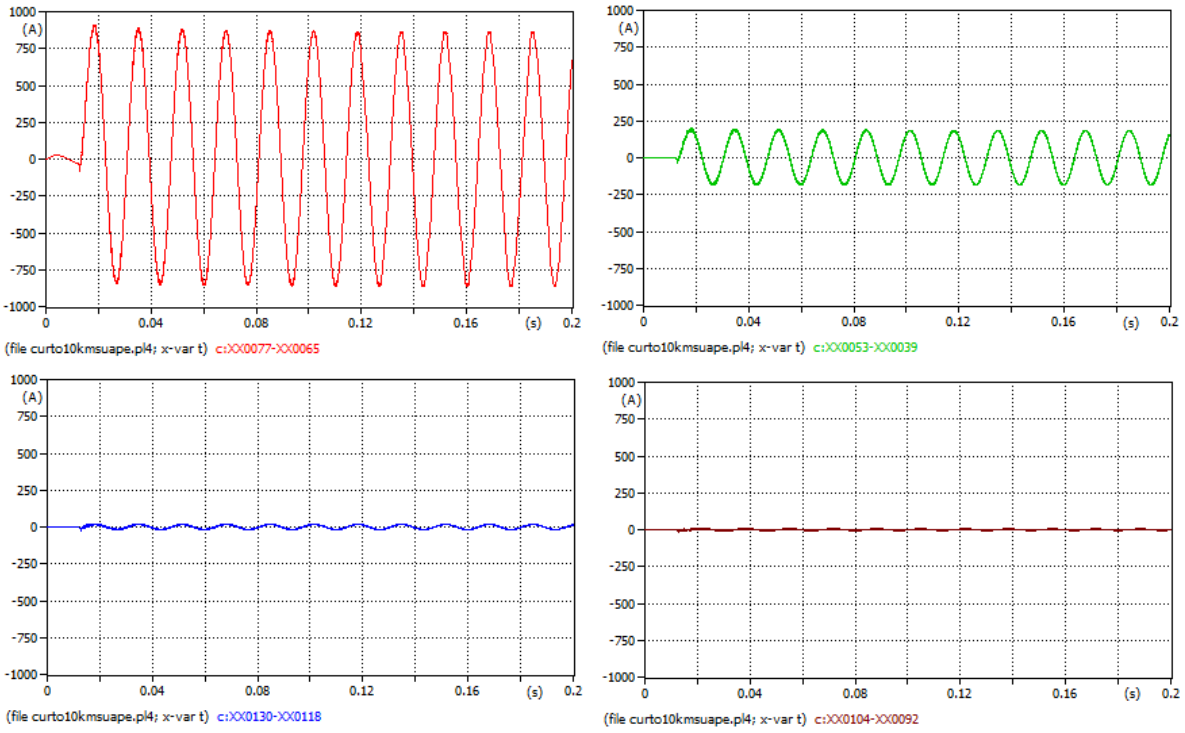
Fonte: O Autor (2021).

Figura 207 – Curvas eficazes de corrente l'$_O$ para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape.



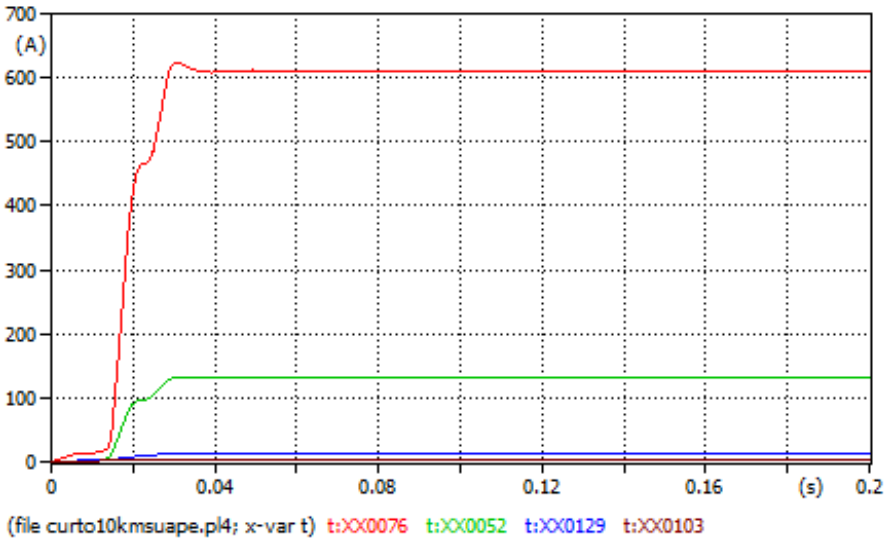
Fonte: O Autor (2021).

Figura 208 – Curvas medidas de corrente l'P para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape.



Fonte: O Autor (2021).

Figura 209 – Curvas eficazes de corrente I'P para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Suape.



Fonte: O Autor (2021).

As Tabelas 30 a 32 apresentam os valores de corrente e tensões apresentados nos gráficos da Figura 184 a Figura 209 :

Tabela 30 – Valores comparativos máximos das correntes e tensões de acordo com o IACS do condutor para curto-circuito a 10 km do terminal Suape.

Grandeza	Correntes e tensões			
	IACS tradicional	5% IACS	1% IACS	0,5% IACS
I_{CC} (kA)	49,08	48,98	48,45	48,43
I_G (A)	2130	1560	715,2	435,6
V_G (kV)	63,9	47	21,53	13,07
I_A (kA)	37,88	37,8	37,66	37,64
I_B (kA)	2,68	2,81	2,85	2,86
I_C (kA)	2,03	2,12	2,14	2,15
I'_A (kA)	11,3	10,92	10,87	10,86
I'_B (kA)	2,68	2,81	2,84	2,85
I'_C (kA)	2,03	2,12	2,14	2,15
I_0 (A)	2239	1464	518,9	295,3
I_P (A)	2233	460	210,1	120,8
I'_0 (A)	219,1	220,6	61,86	40,65
I'_P (A)	911,1	197,1	22,96	18,29

Fonte: O Autor (2021).

Tabela 31 – Valores estacionários máximos das correntes e tensões de acordo com o IACS do condutor para curto-circuito a 10 km do terminal Suape.

Grandeza	Correntes e tensões			
	IACS tradicional	5% IACS	1% IACS	0,5% IACS
I_{CC} (kA)	27,96	27,54	27,41	27,39
I_G (A)	2002	1492	687,9	418,8
V_G (kV)	60,67	44,69	20,62	12,56
I_A (kA)	21,08	20,98	20,81	20,8
I_B (kA)	1,59	1,61	1,69	1,7
I_C (kA)	1,14	1,2	1,23	1,24
I'_A (kA)	6,69	6,39	6,27	6,26
I'_B (kA)	1,53	1,66	1,69	1,69
I'_C (kA)	1,14	1,21	1,22	1,23
I_0 (A)	2192	1408	498	281,4
I_P (A)	2199	409,1	195,6	114,3
I'_0 (A)	160,9	175,5	18,44	22,33
I'_P (A)	863,1	182,3	16,66	5,41

Fonte: O Autor (2021).

Tabela 32 – Valores estacionários eficazes das correntes e tensões de acordo com o IACS do condutor para curto-circuito a 10 km do terminal Suape.

.

Grandeza	Correntes e tensões			
	IACS tradicional	5% IACS	1% IACS	0,5% IACS
I_{CC} (kA)	19,69	19,41	19,31	19,3
I_G (A)	1431	1055,8	486,75	296,34
V_G (kV)	42,92	31,67	14,61	8,89
I_A (kA)	14,97	14,9	14,85	14,84
I_B (kA)	1,08	1,17	1,19	1,19
I_C (kA)	0,814	0,865	0,873	0,872
I'_A (kA)	4,72	4,51	4,46	4,45
I'_B (kA)	1,08	1,17	1,19	1,19
I'_C (kA)	0,814	0,865	0,872	0,872
I_0 (A)	1556,2	996,93	352,8	199,44
I_P (A)	383,08	290,43	137,91	81,29
I'_0 (A)	113,21	125,13	12,64	15,43
I'_P (A)	609,94	130,18	12,23	3,48

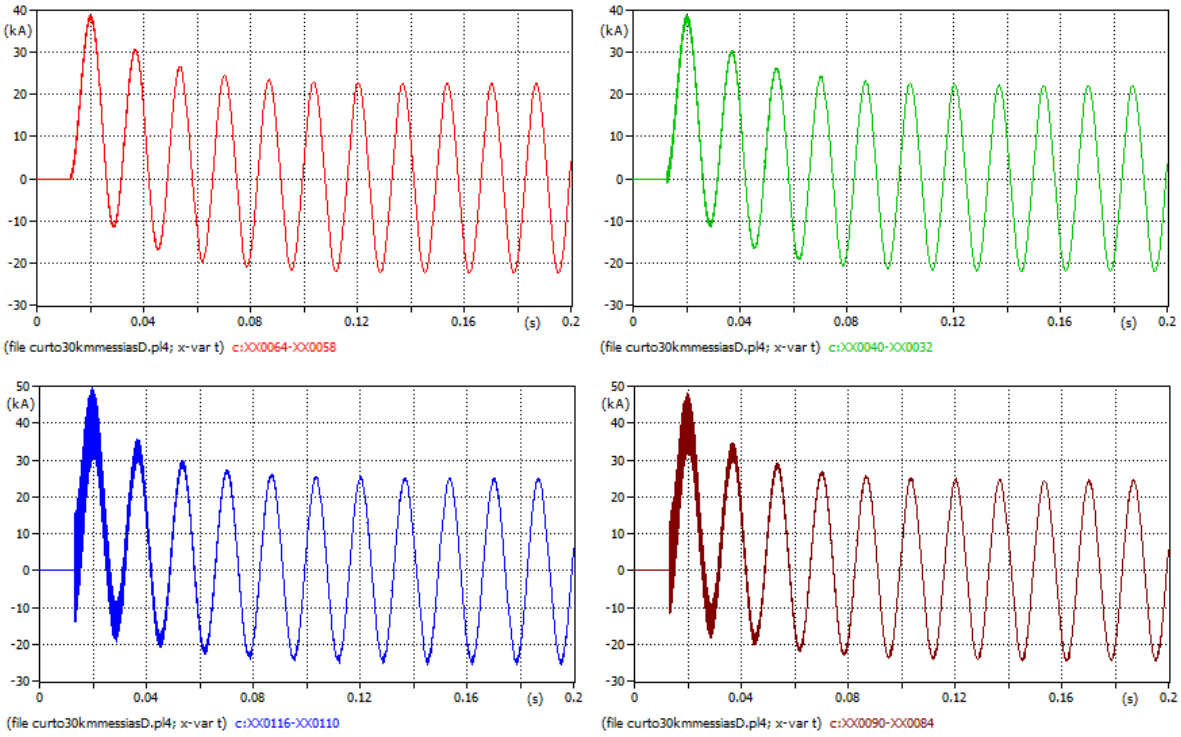
Fonte: O Autor (2021).

A partir da análise das Tabelas 30 a 32 e dos gráficos da Figura 184 a Figura 209 se observa as diferenças entre os comportamentos da linha de transmissão para a variação do IACS. Os valores das correntes de curto I_{CC}, I_A, I_C, I'_A, I'_C para qualquer valor apresentado de IACS não sofre alterações relevantes, pois, nenhuma destas ultrapassa 10% comparativamente com o IACS tradicional. Para os valores de I_G e V_G nota-se uma redução importante superior a 25% chegando até a 80% comparativamente com o IACS tradicional. A redução se apresenta tanto para os valores máximos quanto para valores estacionários. Um aspecto positivo a ser ressaltado é a redução do valor da tensão $V_{G,}$ o que implica em menores riscos de tensões de contato com a torre, por exemplo. Essa redução de I_G e V_G deve-se a uma parcela menor de corrente voltando ao sistema tomando como caminho a estrutura da torre de transmissão e seu respectivo aterramento. As correntes I_0, I'_0, I_P e I'_P dos para-raios OPGW e aço EHS sofrem uma redução considerável, chegando a valores superiores a 90% para o cabo EHS a medida que se reduz o valor do seu IACS para 0,5%. Essa redução de I_0, I'_0, I_P e I'_P deve-se a uma parcela menor de corrente voltando ao sistema tomando como caminho a estrutura da torre de transmissão e seu respectivo aterramento.

5.6.3 Curto-circuito a 30 km do barramento Messias

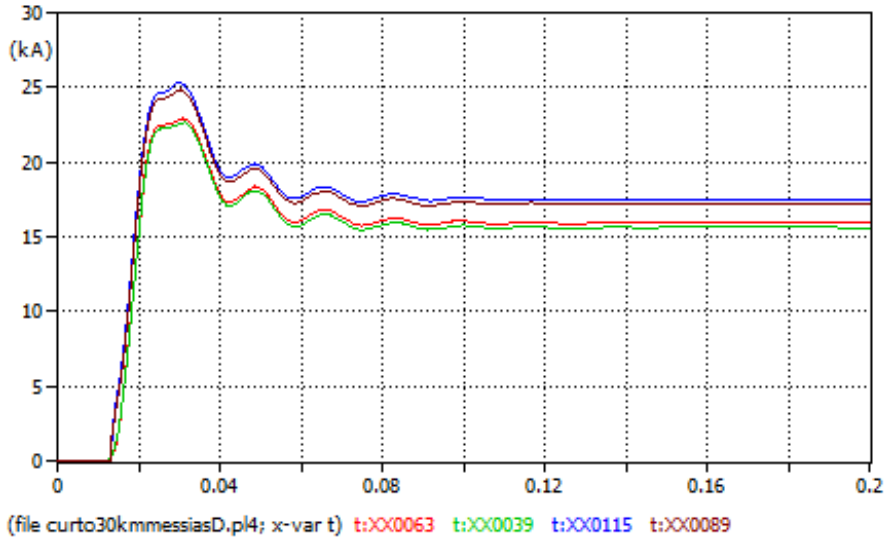
Apresenta-se nos gráficos da Figura 210 a Figura 235 o comportamento das correntes no tempo que circulam nos condutores para o curto-circuito indicado:

Figura 210 – Curvas medidas de corrente total (I_{CC}) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias.



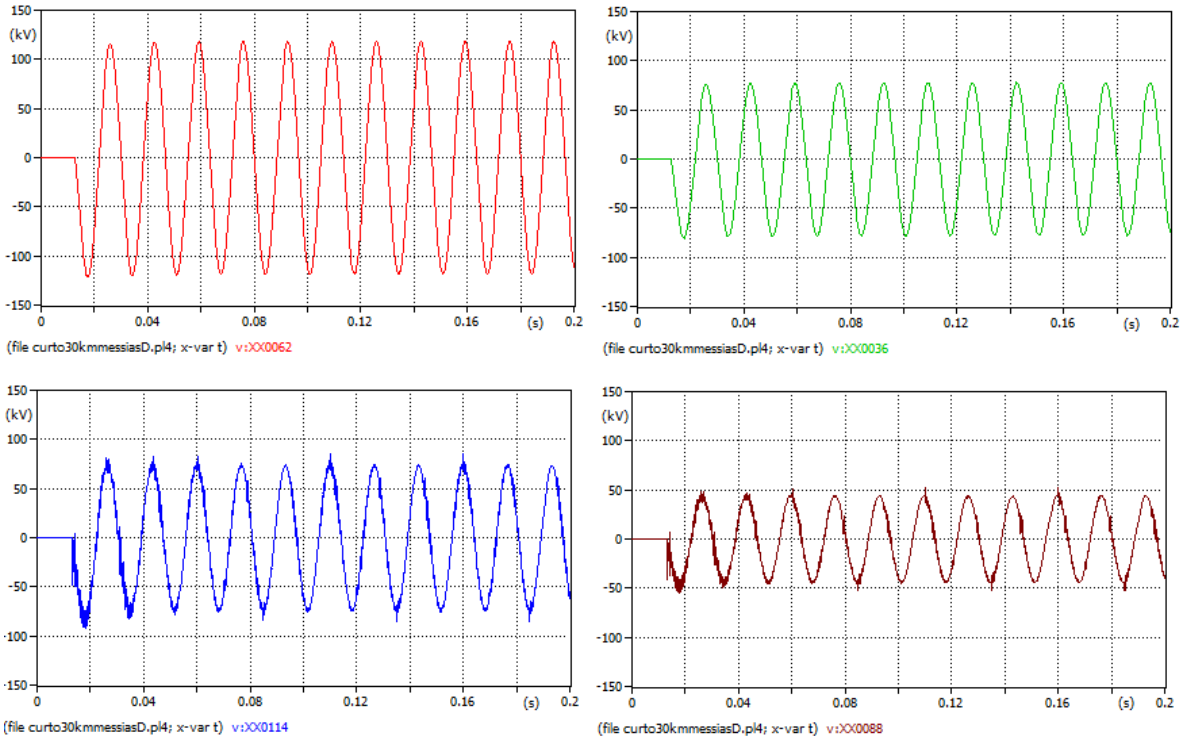
Fonte: O Autor (2021).

Figura 211 – Curvas eficazes de corrente total (I_{CC}) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias.



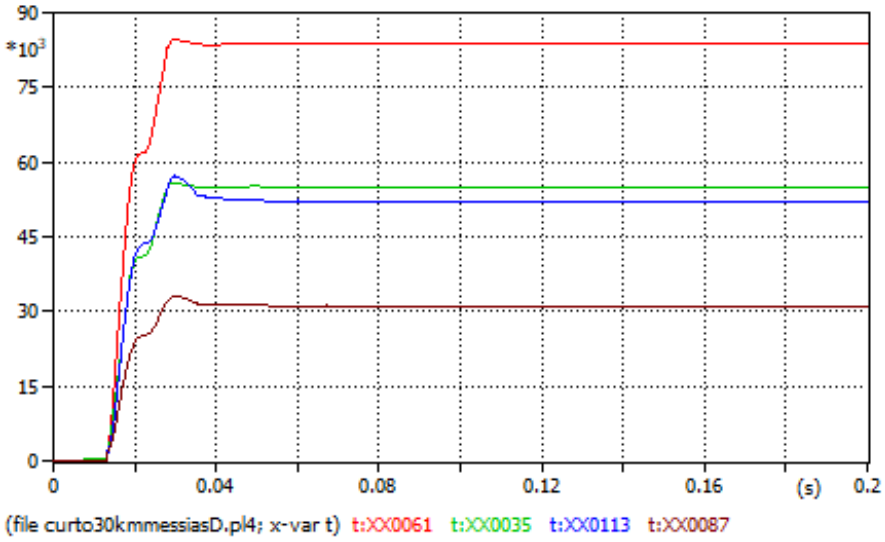
Fonte: O Autor (2021).

Figura 212 – Curvas medidas de tensão (V_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de tensão para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias.



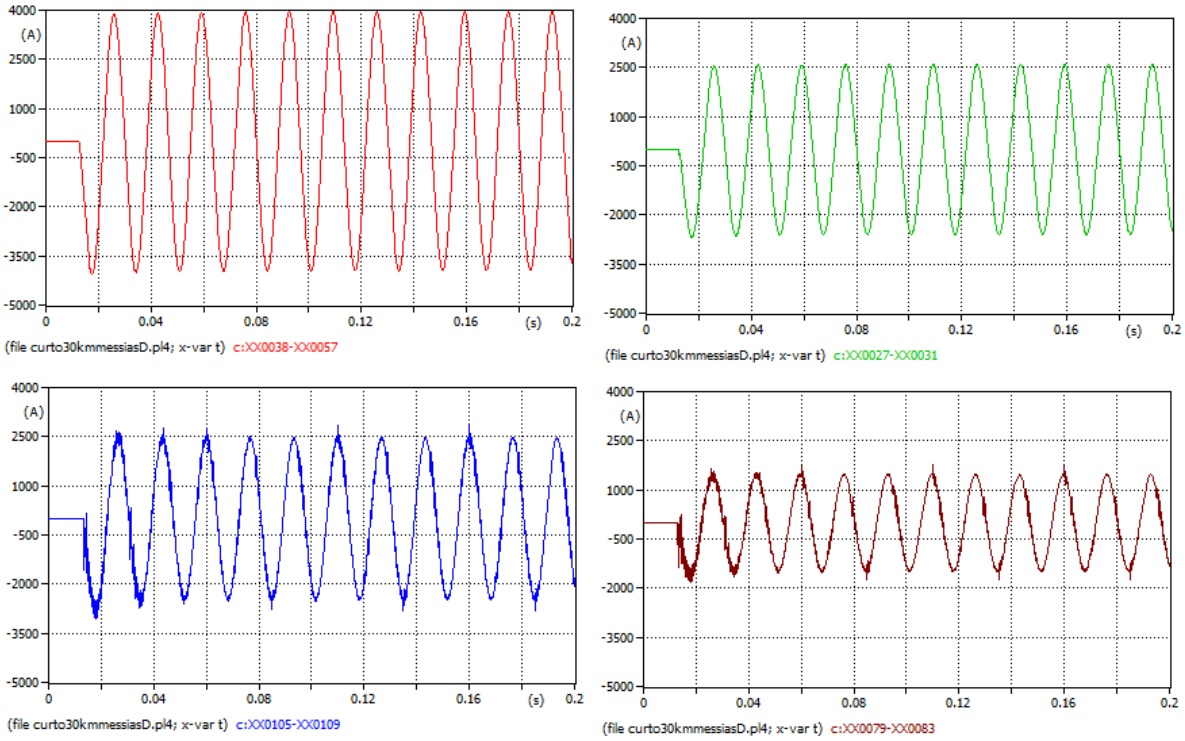
Fonte: O Autor (2021).

Figura 213 – Curvas eficazes de tensão (V_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de tensão para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias.



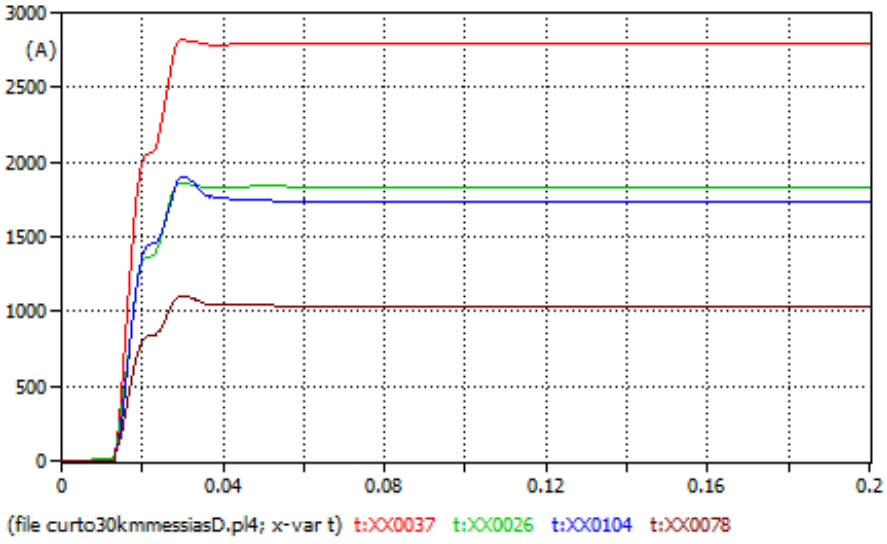
Fonte: O Autor (2021).

Figura 214 – Curvas medidas de corrente para o solo (I_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias.



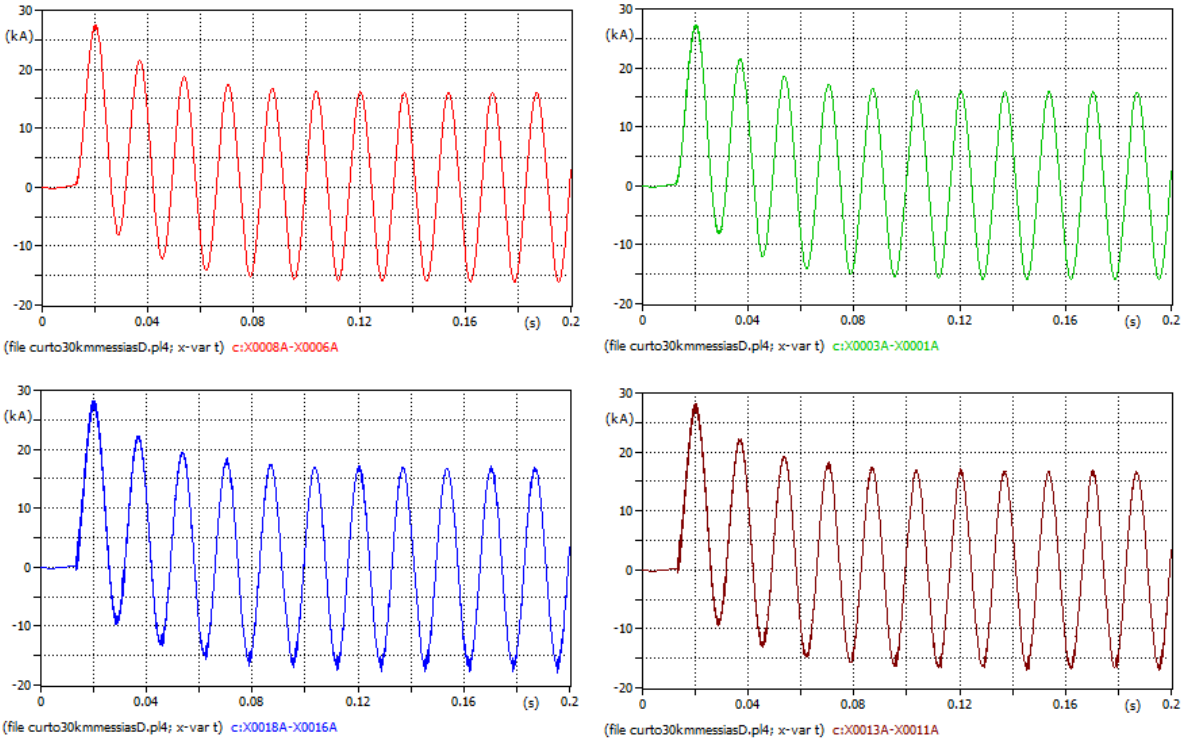
Fonte: O Autor (2021).

Figura 215 – Curvas eficazes de corrente para o solo (I_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias.



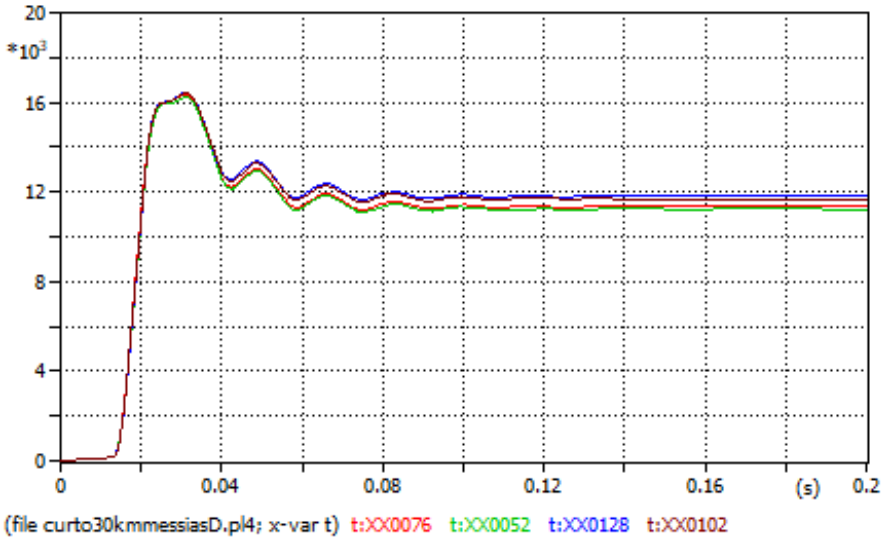
Fonte: O Autor (2021).

Figura 216 – Curvas medidas de corrente I_A para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias.



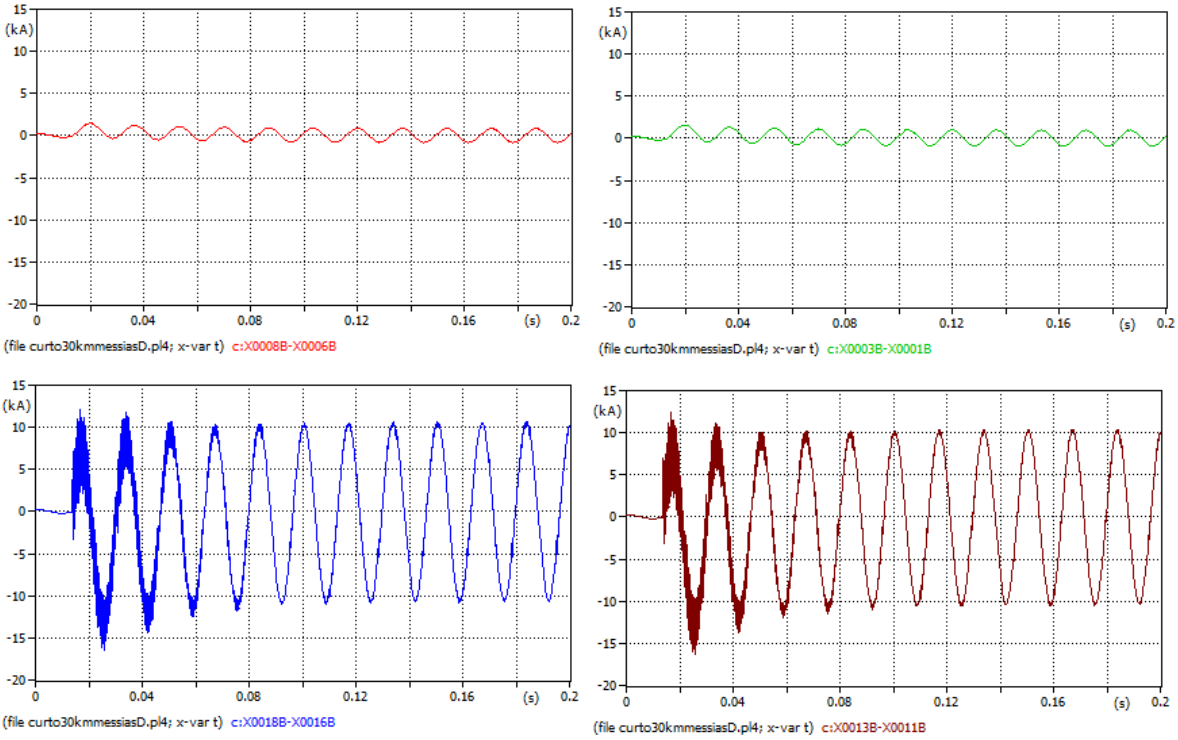
Fonte: O Autor (2021).

Figura 217 – Curvas eficazes de corrente I_A para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias.



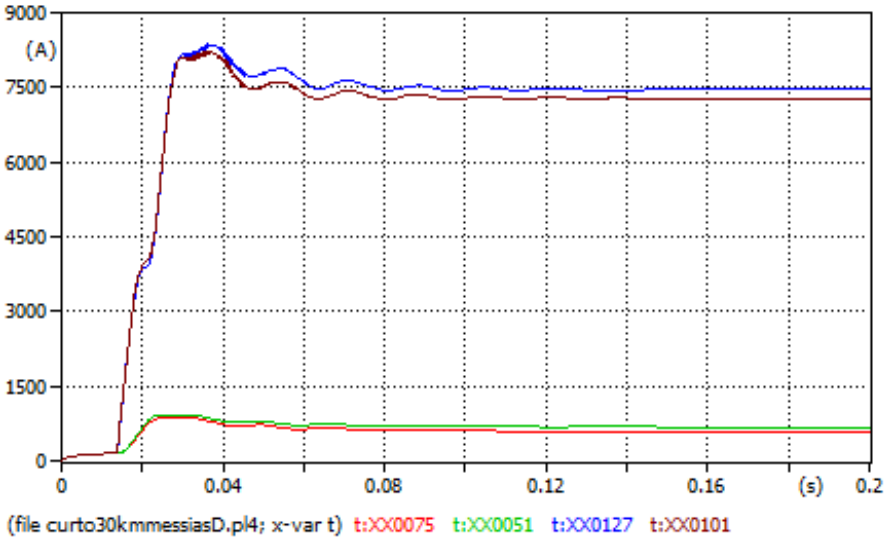
Fonte: O Autor (2021).

Figura 218 – Curvas medidas de corrente I_B para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias.



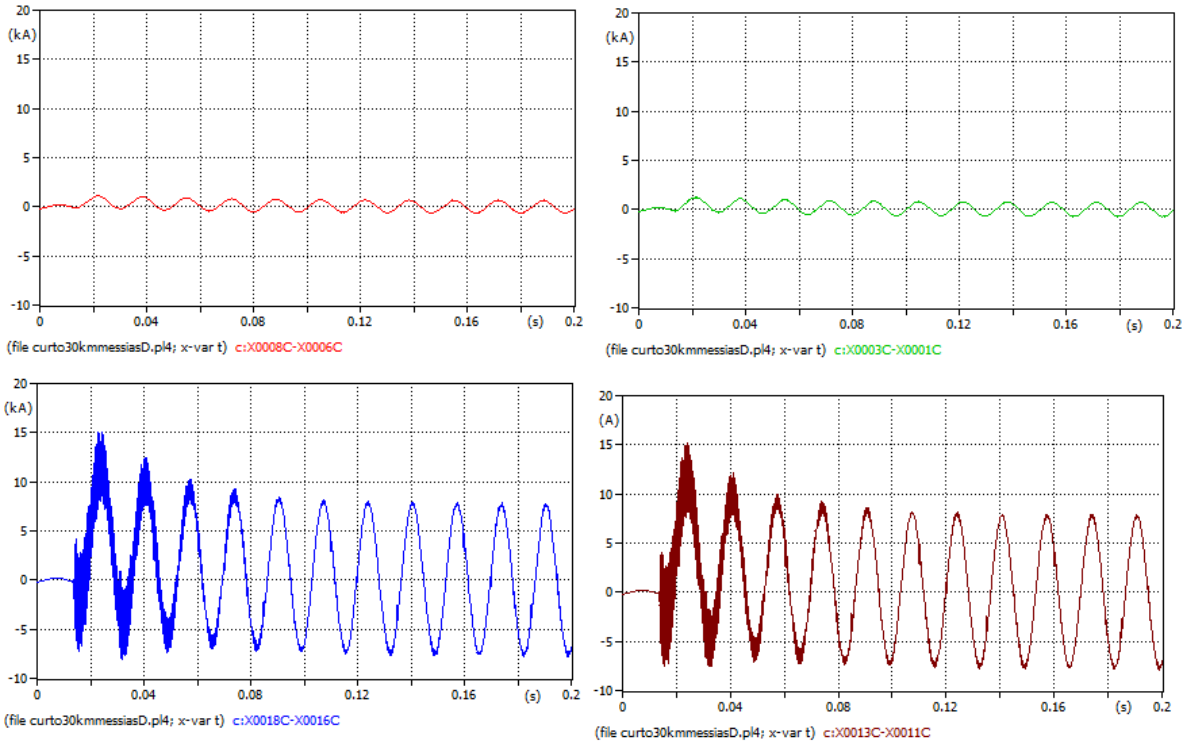
Fonte: O Autor (2021).

Figura 219 – Curvas eficazes de corrente I_B para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias.



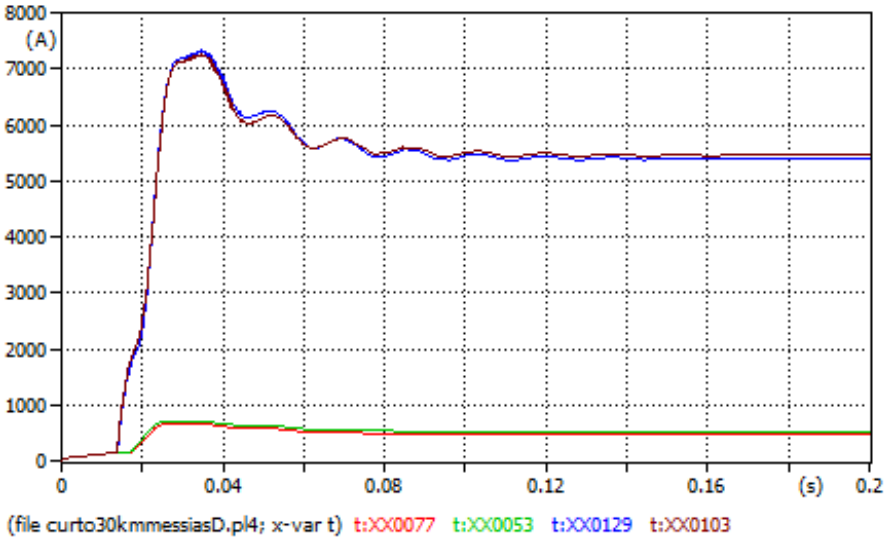
Fonte: O Autor (2021).

Figura 220 – Curvas eficazes de corrente I_c para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias.



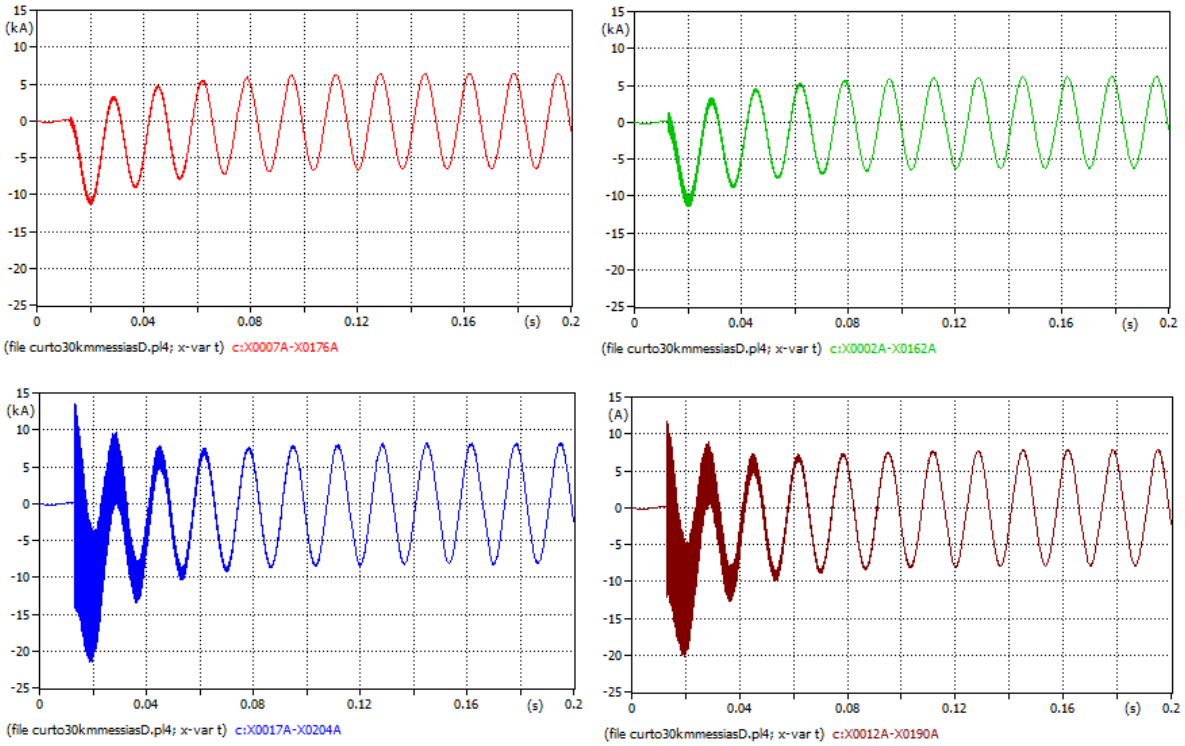
Fonte: O Autor (2021).

Figura 221 – Curvas eficazes de corrente I_c para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias.



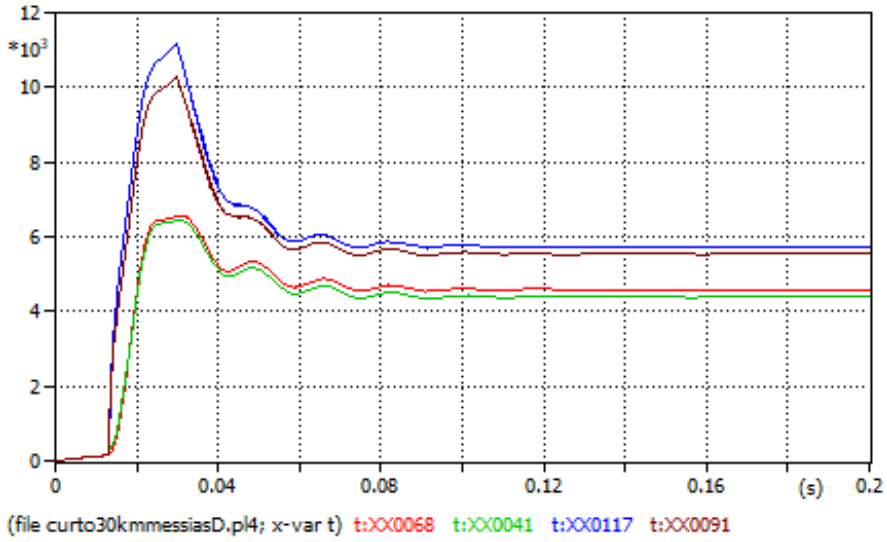
Fonte: O Autor (2021).

Figura 222 – Curvas medidas de corrente I'_A para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias.



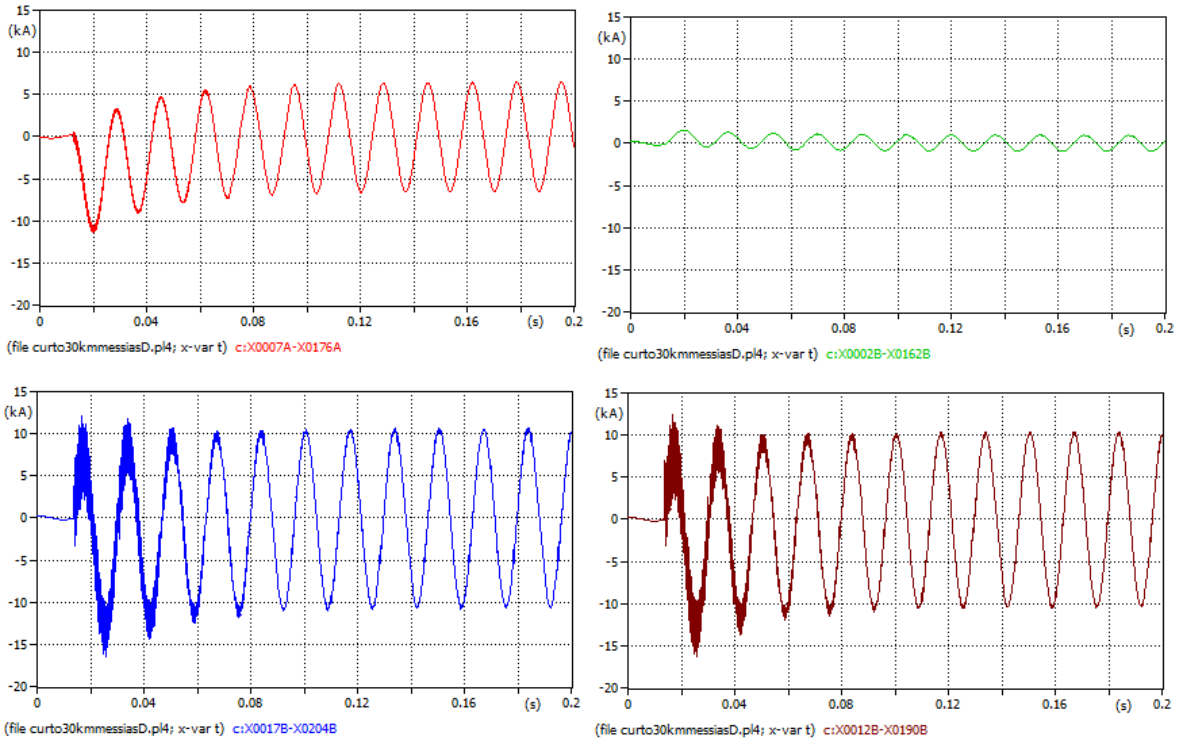
Fonte: O Autor (2021).

Figura 223 – Curvas eficazes de corrente I'_A para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias.



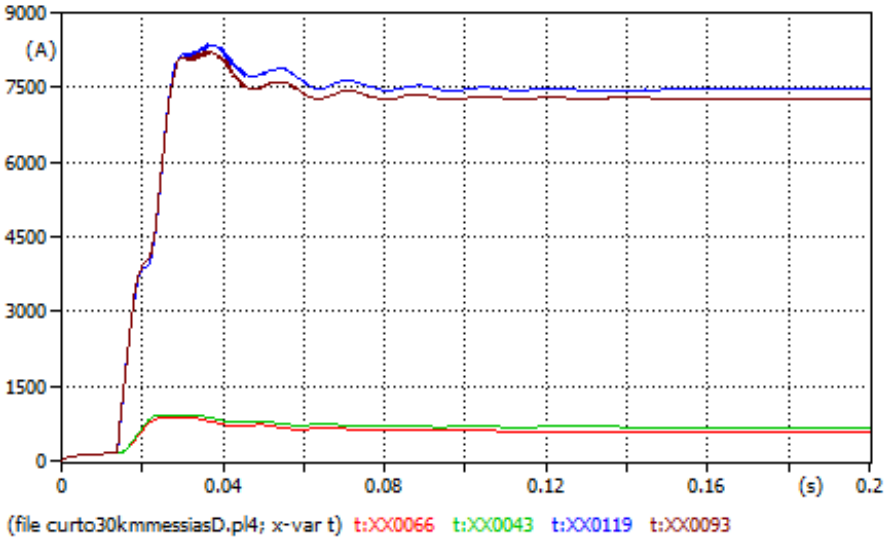
Fonte: O Autor (2021).

Figura 224 – Curvas medidas de corrente I'_B para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias.



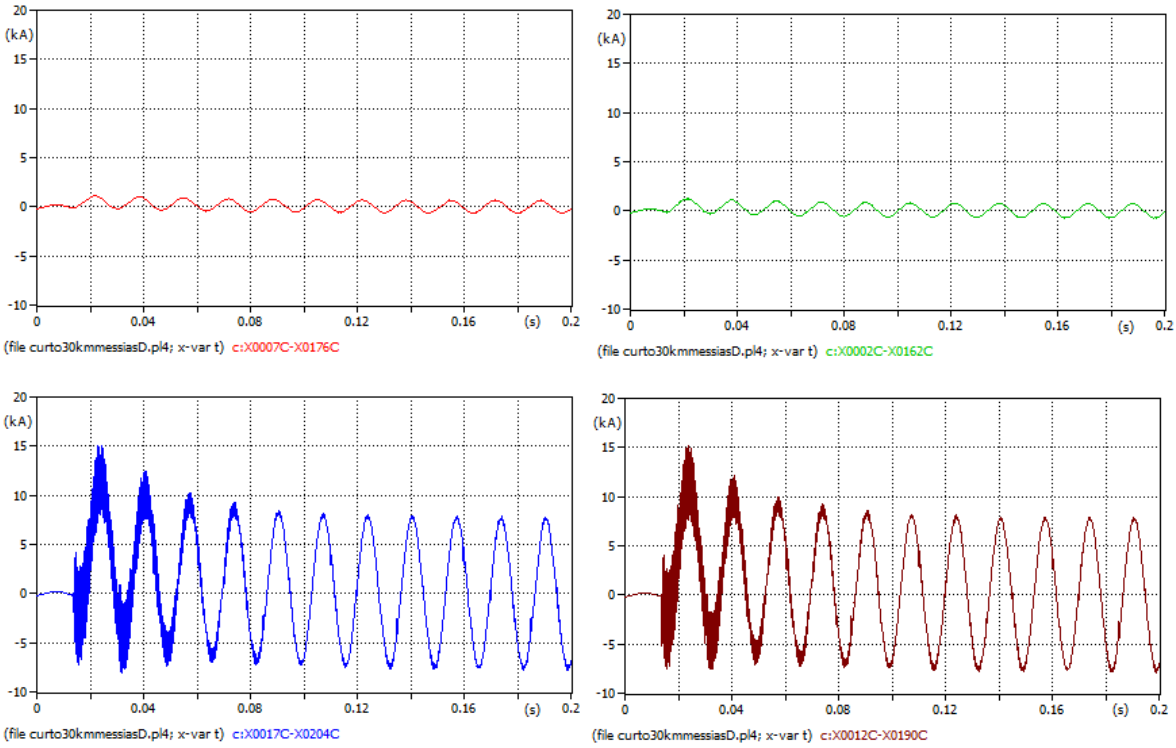
Fonte: O Autor (2021).

Figura 225 – Curvas eficazes de corrente I'_B para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias.



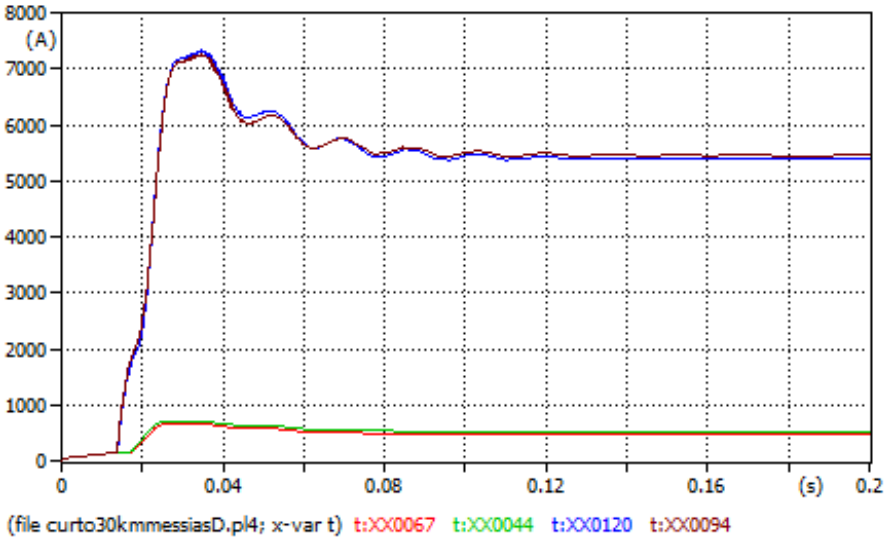
Fonte: O Autor (2021).

Figura 226 – Curvas medidas de corrente I'_C para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias.



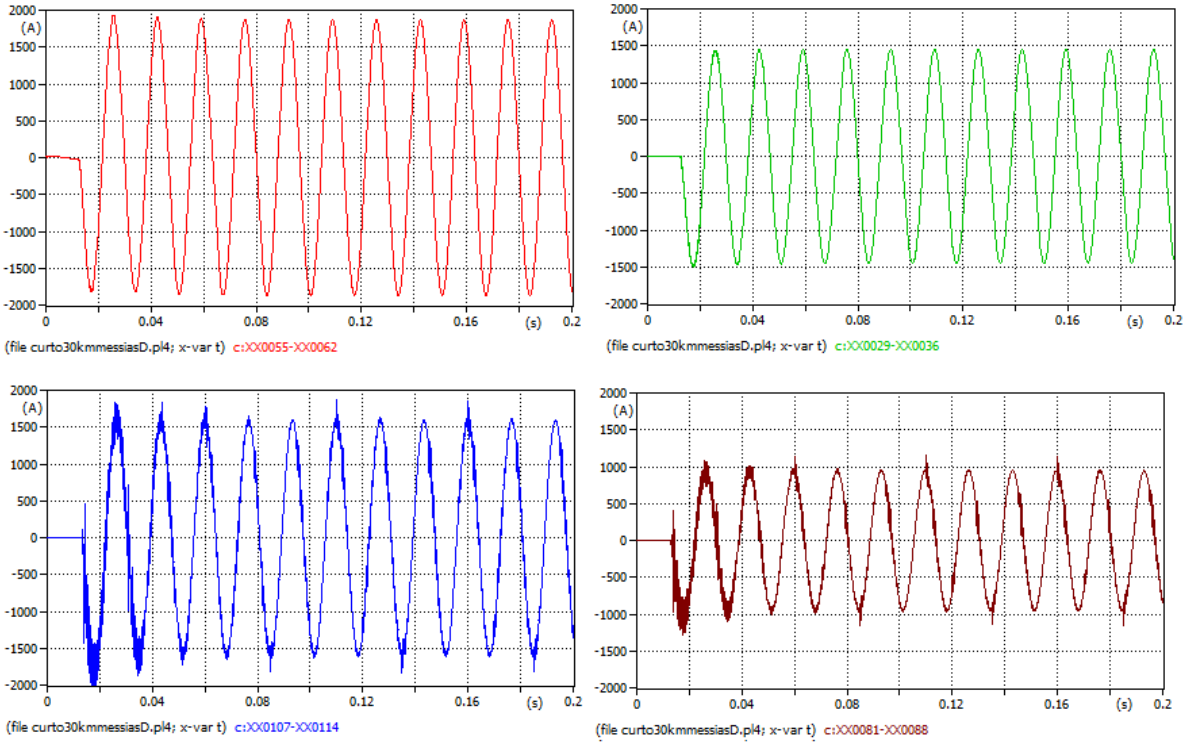
Fonte: O Autor (2021).

Figura 227 – Curvas eficazes de corrente I'_C para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias.



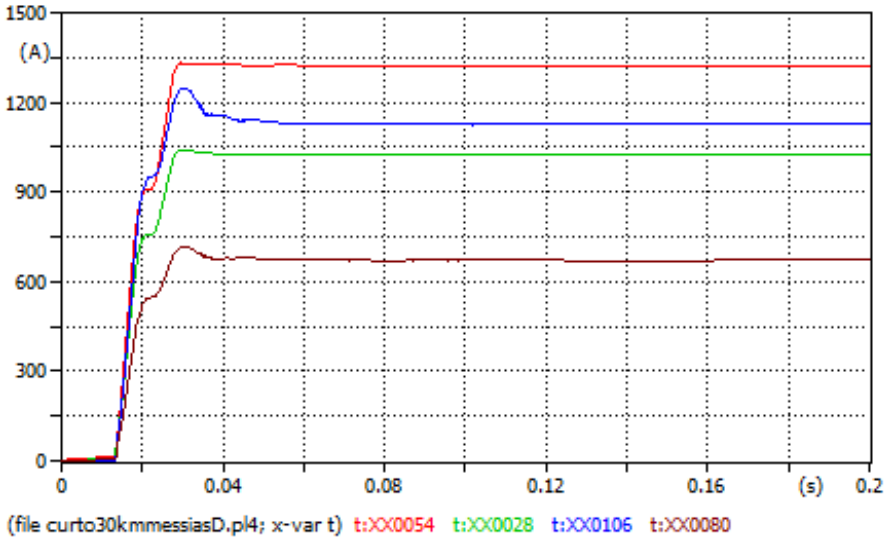
Fonte: O Autor (2021).

Figura 228 – Curvas medidas de corrente I_O para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias.



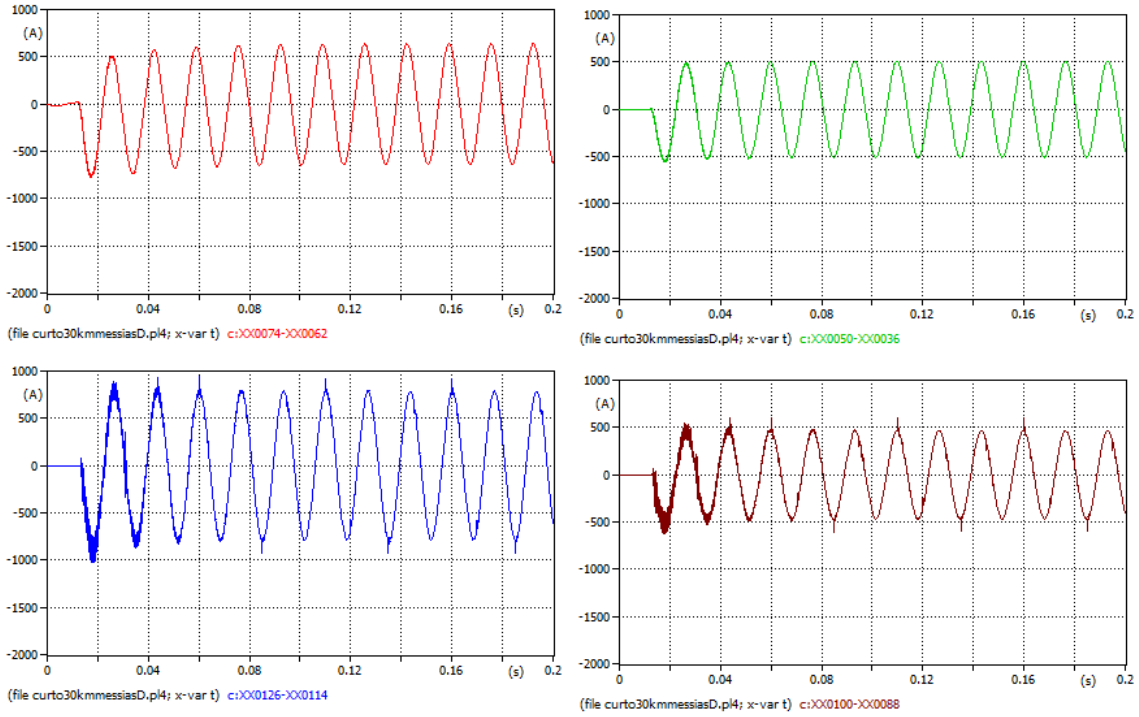
Fonte: O Autor (2021).

Figura 229 – Curvas eficazes de corrente I_O para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias.



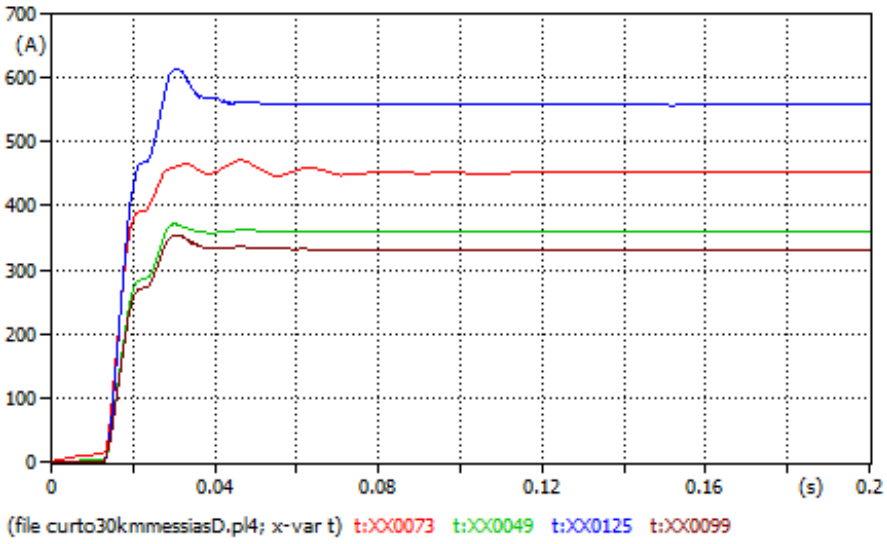
Fonte: O Autor (2021).

Figura 230 – Curvas medidas de corrente I_P para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias.



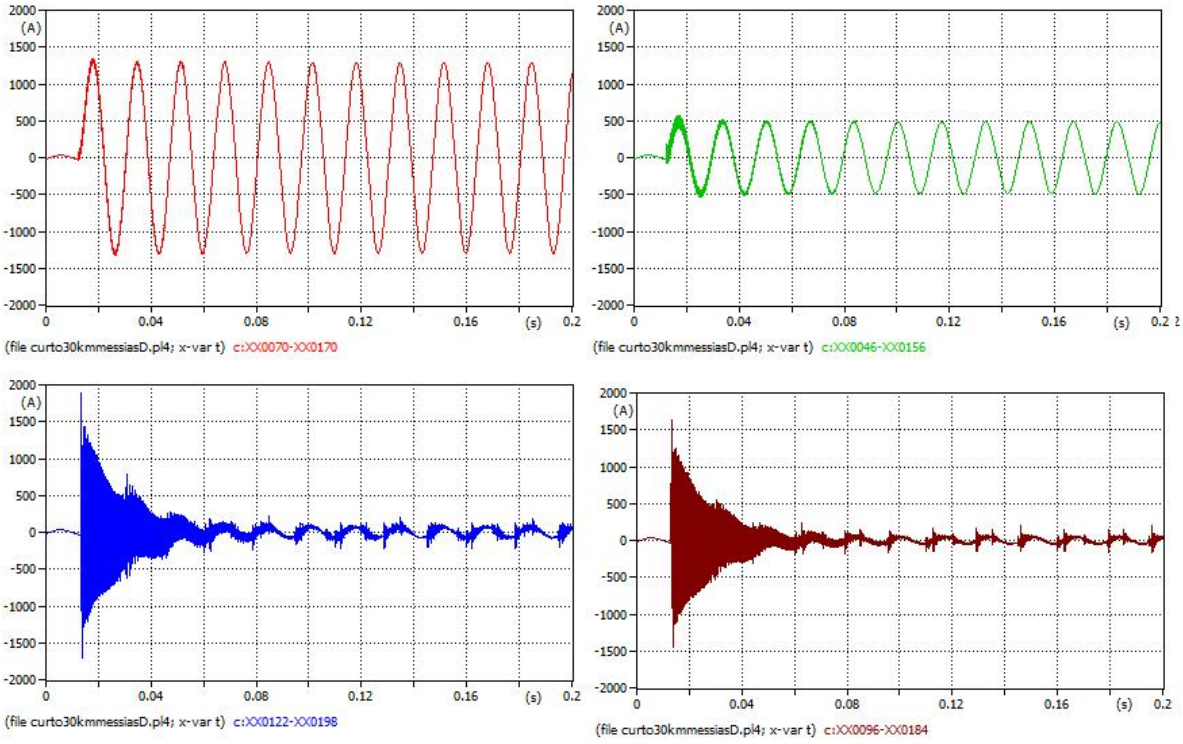
Fonte: O Autor (2021).

Figura 231 – Curvas eficazes de corrente I_P para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias.



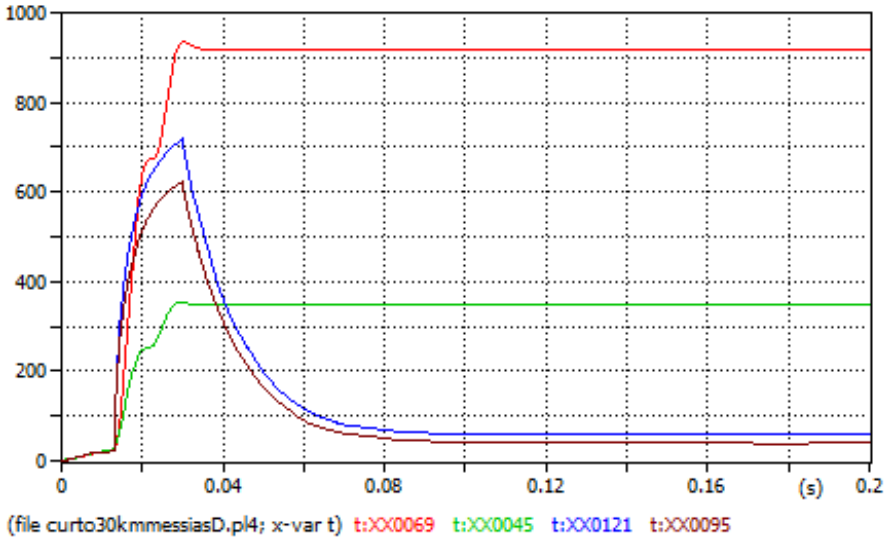
Fonte: O Autor (2021).

Figura 232 – Curvas medidas de corrente l'$_O$ para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias.



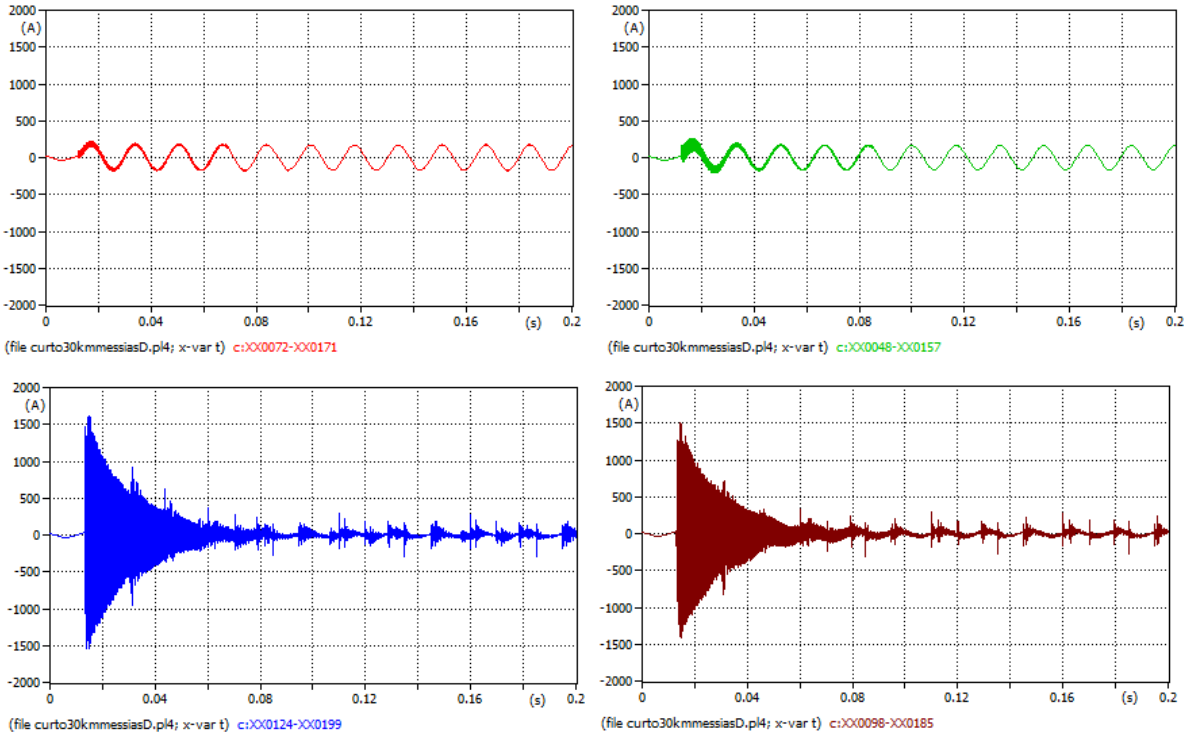
Fonte: O Autor (2021).

Figura 233 – Curvas medidas de corrente l'$_O$ para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias.



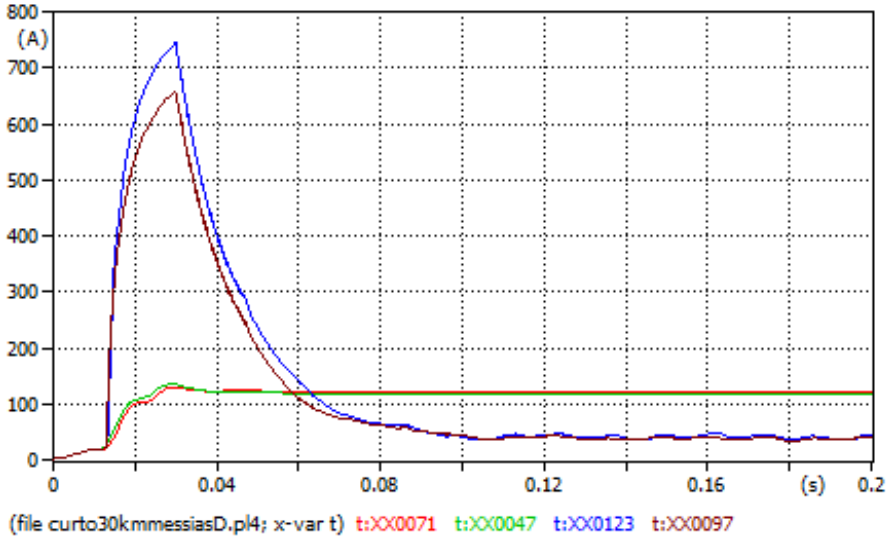
Fonte: O Autor (2021).

Figura 234 – Curvas medidas de corrente I'_P para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias.



Fonte: O Autor (2021).

Figura 235 – Curvas eficazes de corrente I'_P para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Messias.



Fonte: O Autor (2021).

As Tabelas 33 a 35 apresentam os valores de corrente e tensões apresentados nos gráficos da Figura 210 a Figura 235:

Tabela 33 – Valores comparativos máximos das correntes e tensões de acordo com o IACS do condutor para curto-circuito a 30 km do terminal Messias.

Grandeza	Correntes e tensões			
	IACS tradicional	5% IACS	1% IACS	0,5% IACS
I_{CC} (kA)	38,65	38,66	41	41
I_G (A)	4048	2676	2700	1820
V_G (kV)	121,4	80,24	92,2	54,7
I_A (kA)	27,36	27,23	28,28	28
I_B (kA)	1,46	1,59	16,32	16,1
I_C (kA)	1,15	1,2	14,91	14,3
I'_A (kA)	10,69	11,41	21,5	20,2
I'_B (kA)	1,48	1,6	12,1	1,15
I'_C (kA)	1,15	1,19	15,01	15,15
I_0 (A)	1928	1491	2150	1275
I_P (A)	764,5	551,8	831	630
I'_0 (A)	1342	575	1890	1620
I'_P (A)	184	260	1600	1500

Fonte: O Autor (2021).

Tabela 34 – Valores estacionários máximos das correntes e tensões de acordo com o IACS do condutor para curto-circuito a 30 km do terminal Messias.

Grandeza	Correntes e tensões			
	IACS tradicional	5% IACS	1% IACS	0,5% IACS
I_{CC} (kA)	24,48	24,1	24,62	3932
I_G (A)	3932	2592	2453	1458
V_G (kV)	118,5	77,5	73,47	15,98
I_A (kA)	15,98	15,89	16,36	16,54
I_B (kA)	0,85	0,85	10,52	10,24
I_C (kA)	0,67	0,74	7,6	7,82
I'_A (kA)	6,43	6,17	7,75	7,75
I'_B (kA)	0,85	0,97	10,52	10,17
I'_C (kA)	0,66	0,73	7,59	7,74
I_0 (A)	1868	1451	1594	950
I_P (A)	636,7	508	788	456
I'_0 (A)	1295	490,1	77,54	55,85
I'_P (A)	173	166,7	100,6	105

Fonte: O Autor (2021).

Tabela 35 – Valores estacionários eficazes das correntes e tensões de acordo com o IACS do condutor para curto-circuito a 30 km do terminal Messias.

Grandeza	Correntes e tensões			
	IACS tradicional	5% IACS	1% IACS	0,5% IACS
I_{CC} (kA)	15,91	15,62	17,2	17,2
I_G (A)	2793,3	1834	1736,2	1037,6
V_G (kV)	83,8	55,02	52,08	31,12
I_A (kA)	11,33	11,23	11,79	11,69
I_B (kA)	0,595	0,679	7,46	7,27
I_C (kA)	0,46	0,52	5,39	5,45
I'_A (kA)	4,57	4,38	5,73	5,53
I'_B (kA)	0,595	7,46	7,46	7,28
I'_C (kA)	0,46	0,52	5,39	5,45
I_0 (A)	1323,7	1027,5	1138	671,07
I_P (A)	451,37	359,8	557,8	331,43
I'_0 (A)	916,56	346,72	60,56	41,16
I'_P (A)	122,62	117,44	44,41	40,07

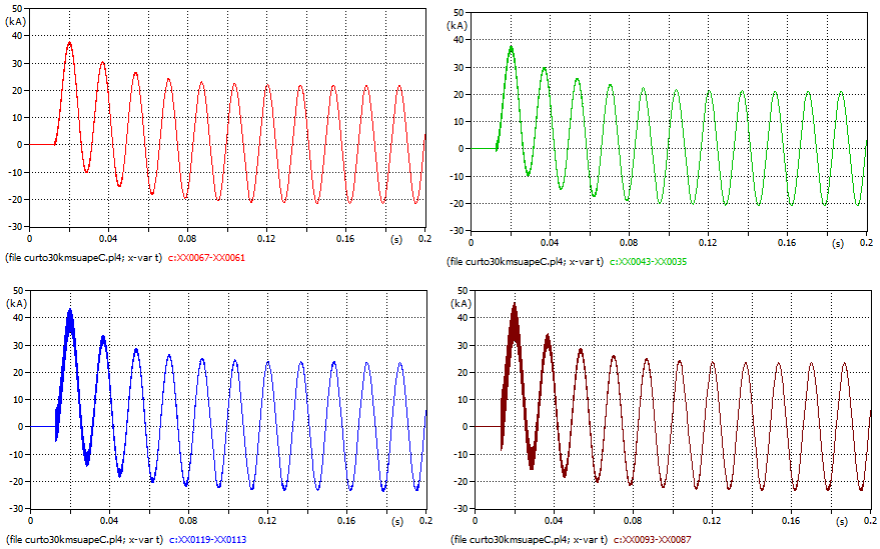
Fonte: O Autor (2021).

A partir da análise das Tabelas 33 a 35 e dos gráficos da Figura 184 a Figura 209 se observa as diferenças entre os comportamentos da linha de transmissão para a variação do IACS. Os valores das correntes de curto I_{CCe} I_A para qualquer valor apresentado de IACS não sofre alterações relevantes, pois, nenhuma destas ultrapassa 10% comparativamente com o IACS tradicional. Entretanto, nota-se que I'_A sofre uma alteração para maior valor, entre 20% e 25% para menores IACS, ou seja, maior contribuição do barramento Suape ao curto-circuito, comparativamente com o curto-circuito mais próximo do terminal Messias da ESTUDO DE CASO. Em um sentido similar, verifica-se que as correntes $I_{B,}$ $I_{C,}$ I'_B e I'_C aumentam consideravelmente os seus valores, principalmente para menores valores de IACS. Os fenômenos de alteração de $I_{B,}$ $I_{C,}$ $I'_{A,}$ I'_B e I'_C se atribui as características intrínsecas do desequilíbrio causado pelo curto circuito monofásico e as interações dos valores de impedâncias vistas a a partir do ponto de curto circuito mais afastado do barramento Messias. Para os valores de I_G e V_G nota-se uma redução importante superior a 35% chegando até a 60% comparativamente com o IACS tradicional. A redução se apresenta tanto para os valores máximos quanto para valores estacionários. Um aspecto positivo a ser ressaltado é a redução do valor da tensão $V_{G,}$ o que implica em menores riscos de tensões de contato com a torre, por exemplo. Essa redução de I_G e V_G deve-se a uma parcela menor de corrente voltando ao sistema tomando como caminho a estrutura da torre de transmissão e seu respectivo aterramento. As correntes I_0, I'_0, I_P e I'_P dos para-raios OPGW e aço EHS sofrem uma redução considerável, chegando a valores superiores a 90% para o cabo EHS a medida que se reduz o valor do seu IACS para 0,5%. Essa redução de I_0, I'_0, I_P e I'_P deve-se a uma parcela menor de corrente voltando ao sistema tomando como caminho a estrutura da torre de transmissão e seu respectivo aterramento.

5.6.4 Curto-circuito a 30 km do barramento Suape

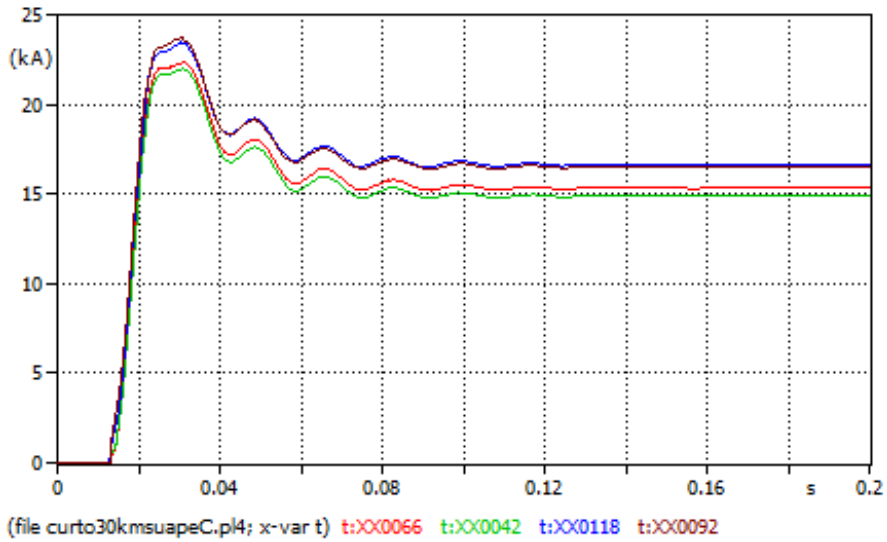
Apresenta-se nos gráficos da Figura 236 a Figura 261 o comportamento das correntes no tempo que circulam nos condutores para o curto-circuito indicado:

Figura 236 – Curvas medidas de corrente total (I_{CC}) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape.



Fonte: O Autor (2021).

Figura 237 – Curvas eficazes de corrente total (I_{CC}) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape.



Fonte: O Autor (2021).

Figura 238 – Curvas medidas de tensão (V_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de tensão para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape.

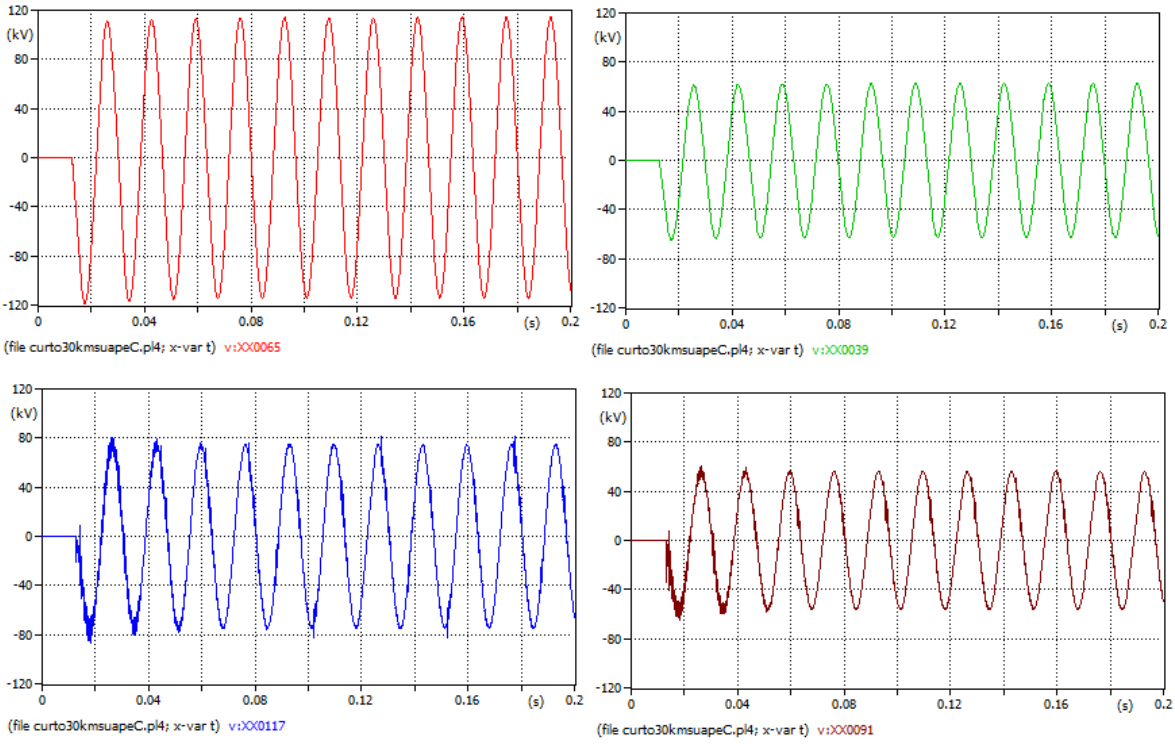
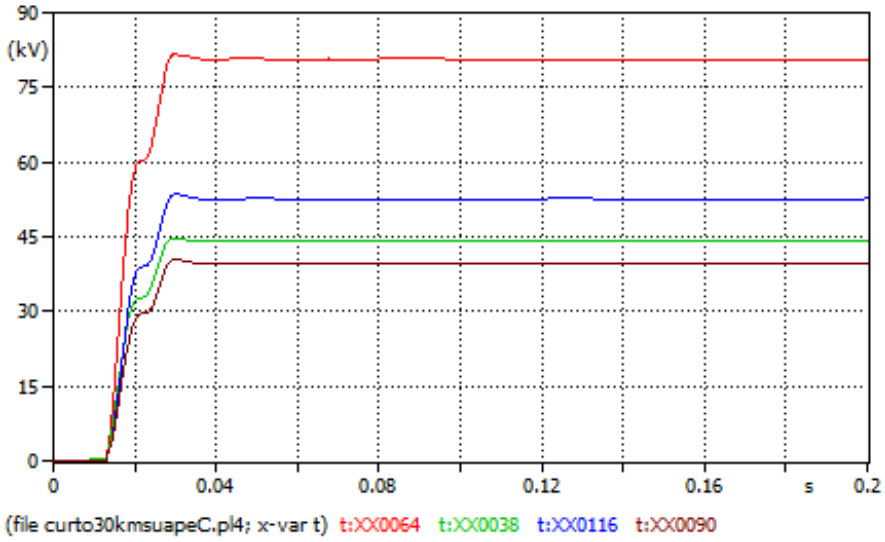
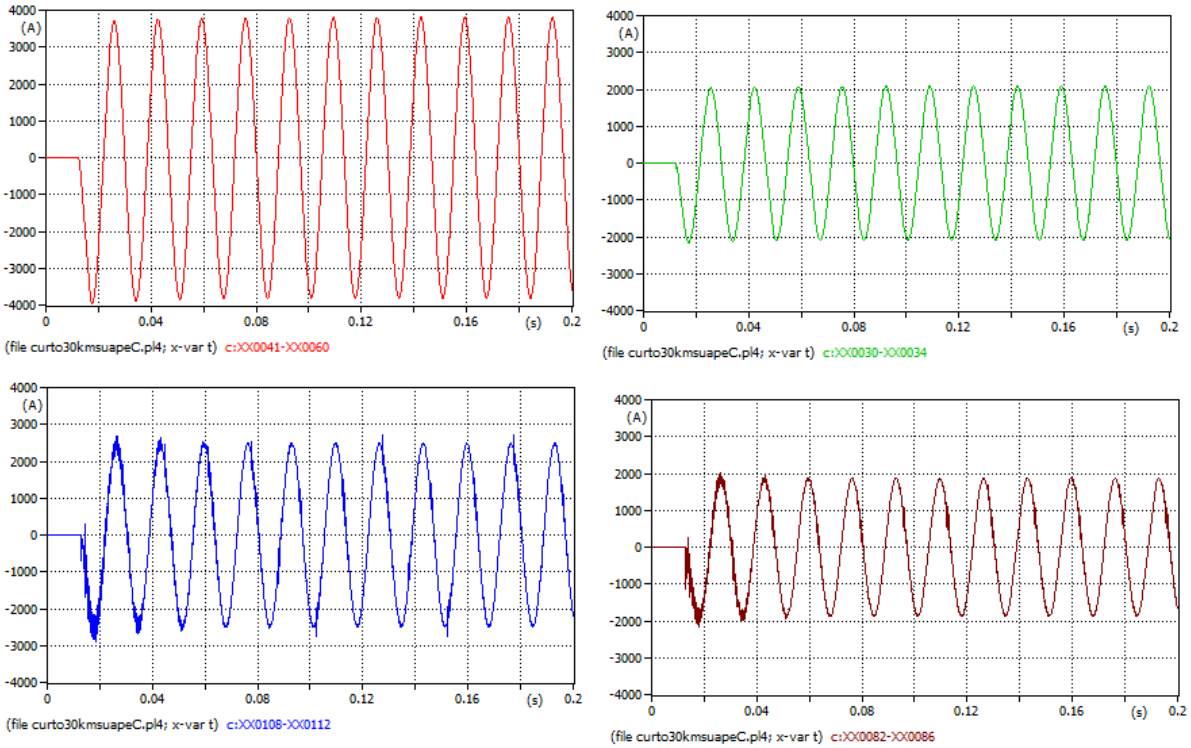


Figura 239 – Curvas eficazes de tensão (V_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de tensão para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape.



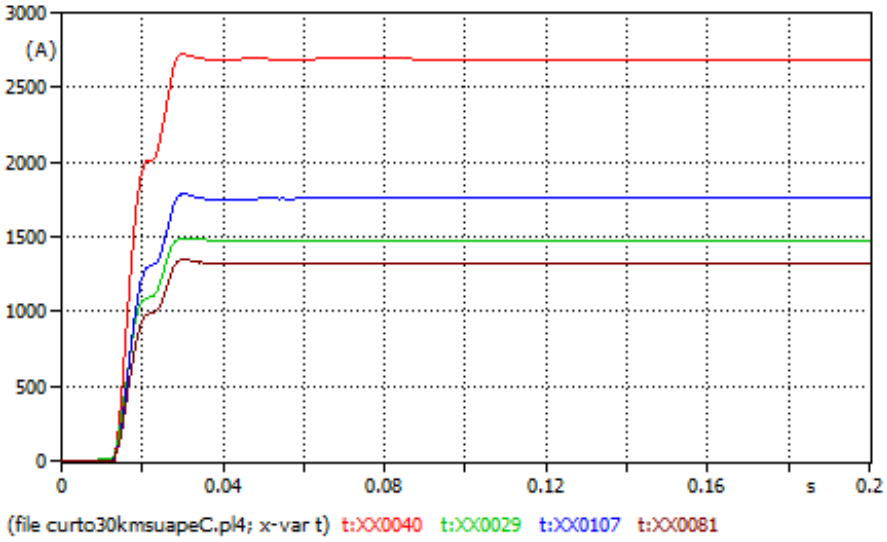
Fonte: O Autor (2021).

Figura 240 – Curvas medidas de corrente para o solo (I_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape.



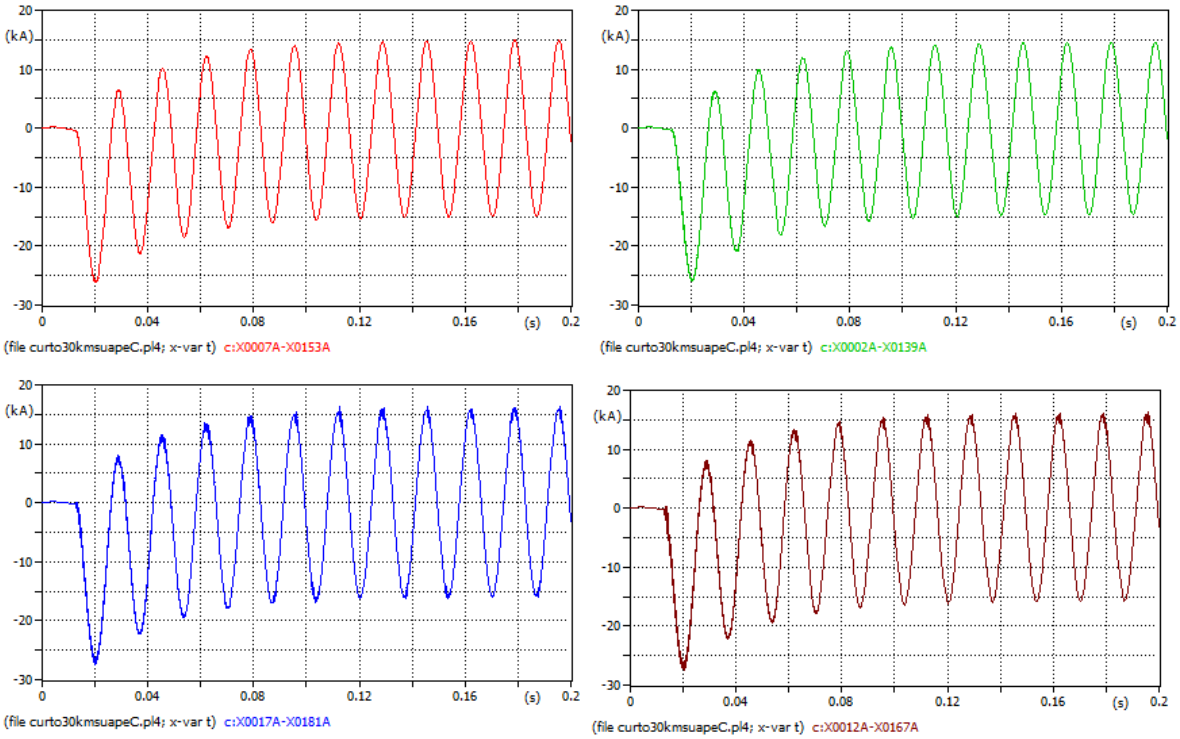
Fonte: O Autor (2021).

Figura 241 – Curvas eficazes de corrente para o solo (I_G) em função do tempo para um curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape.



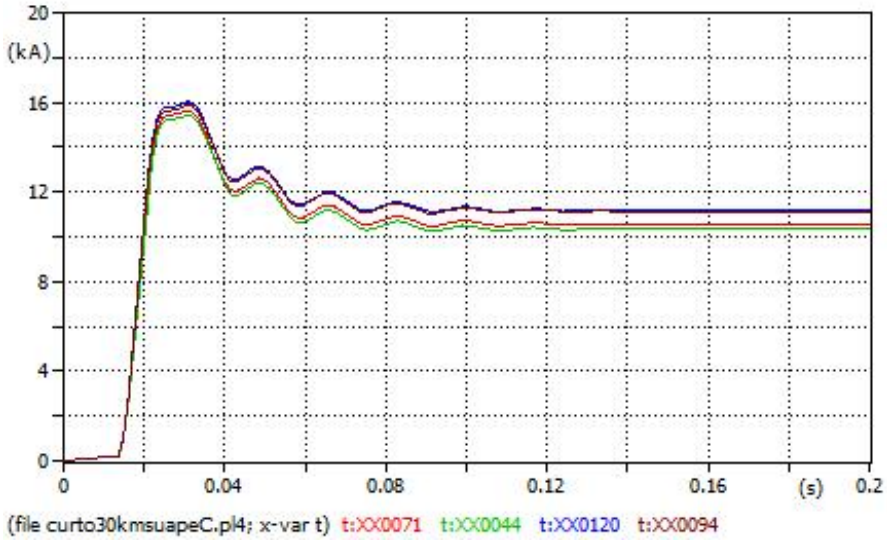
Fonte: O Autor (2021).

Figura 242 – Curvas medidas de corrente I_A para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias.



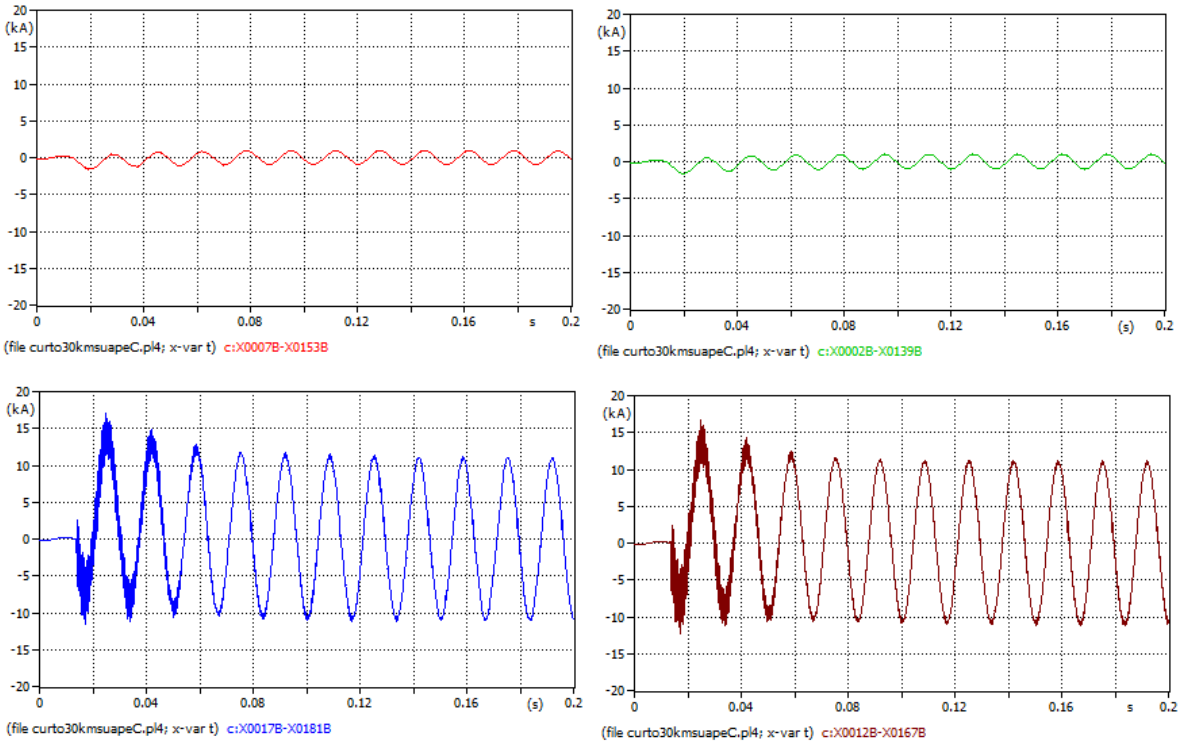
Fonte: O Autor (2021).

Figura 243 – Curvas eficazes de corrente I_A para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape.



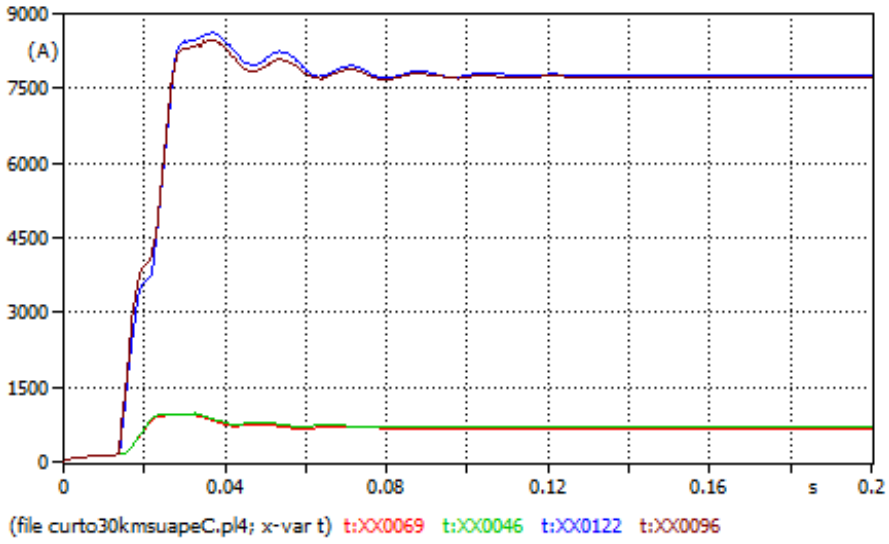
Fonte: O Autor (2021).

Figura 244 – Curvas medidas de corrente I_B para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias.



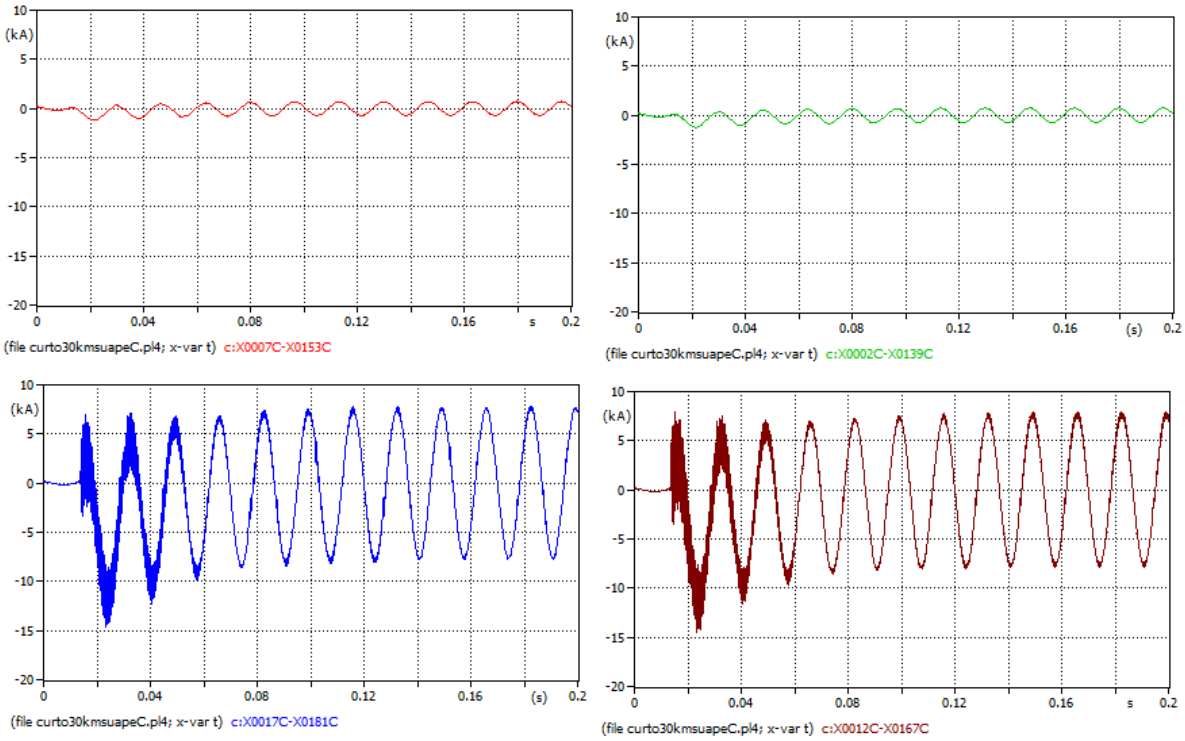
Fonte: O Autor (2021).

Figura 245 – Curvas eficazes de corrente I_B para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape.



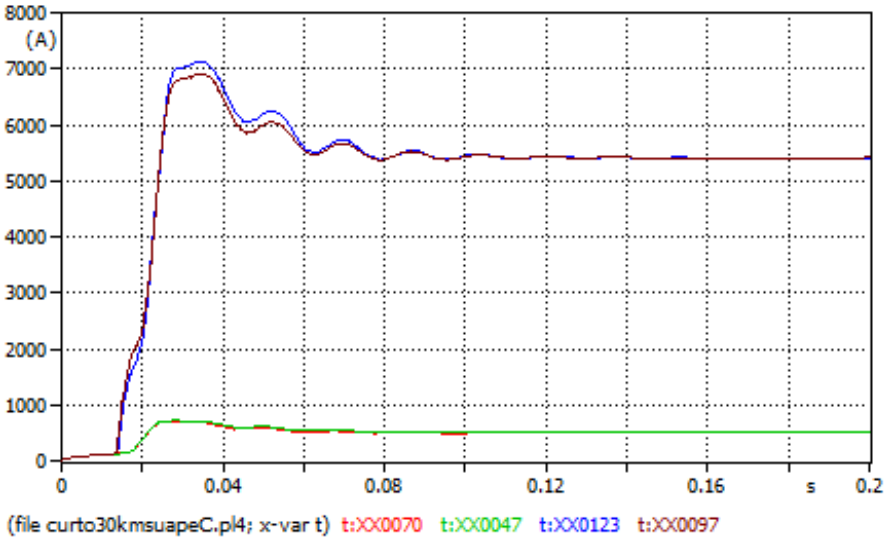
Fonte: O Autor (2021).

Figura 246 – Curvas medidas de corrente I_c para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias.



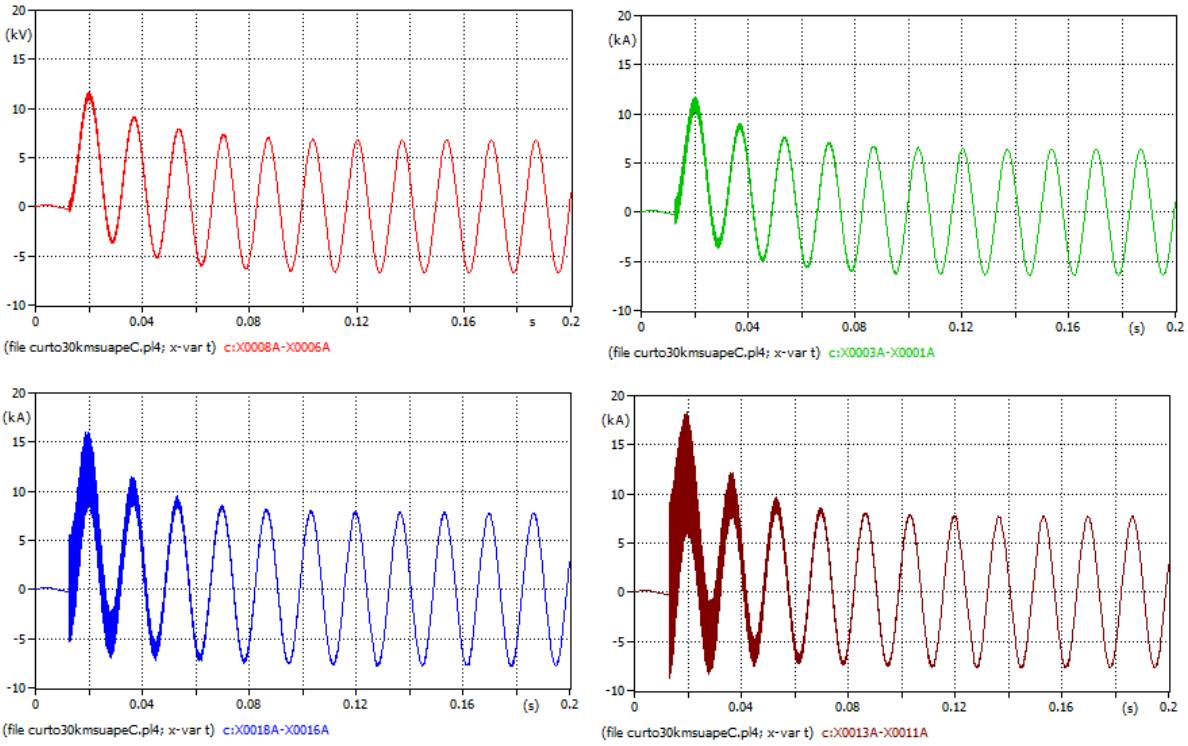
Fonte: O Autor (2021).

Figura 247 – Curvas eficazes de corrente I_c para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape.



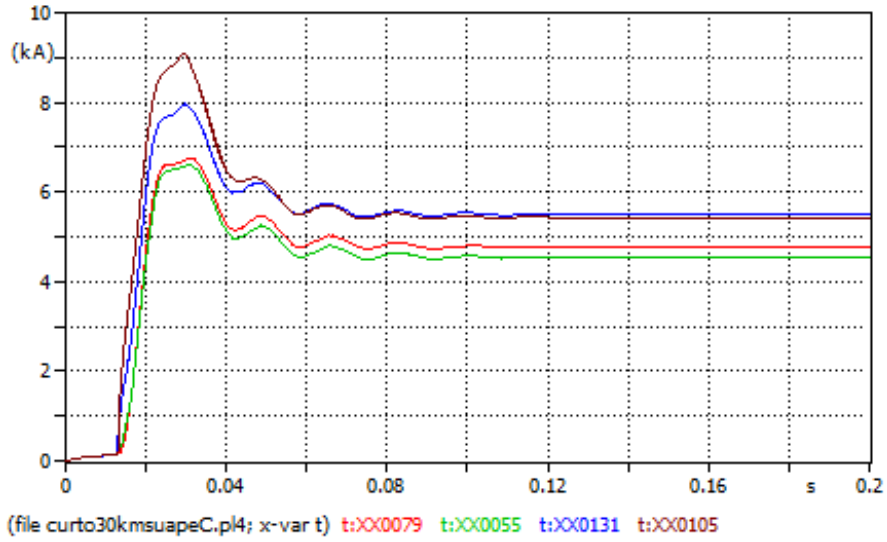
Fonte: O Autor (2021).

Figura 248 – Curvas medidas de corrente I'_A para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape.



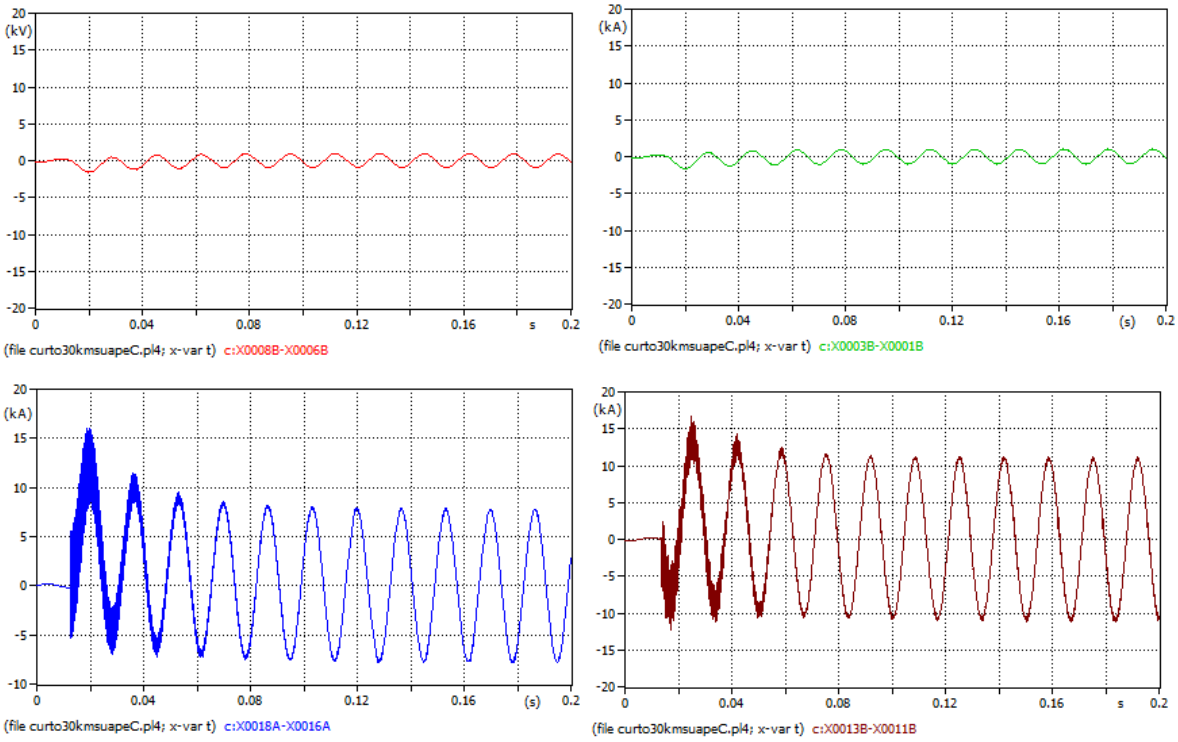
Fonte: O Autor (2021).

Figura 249 – Curvas eficazes de corrente I'_A para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape.



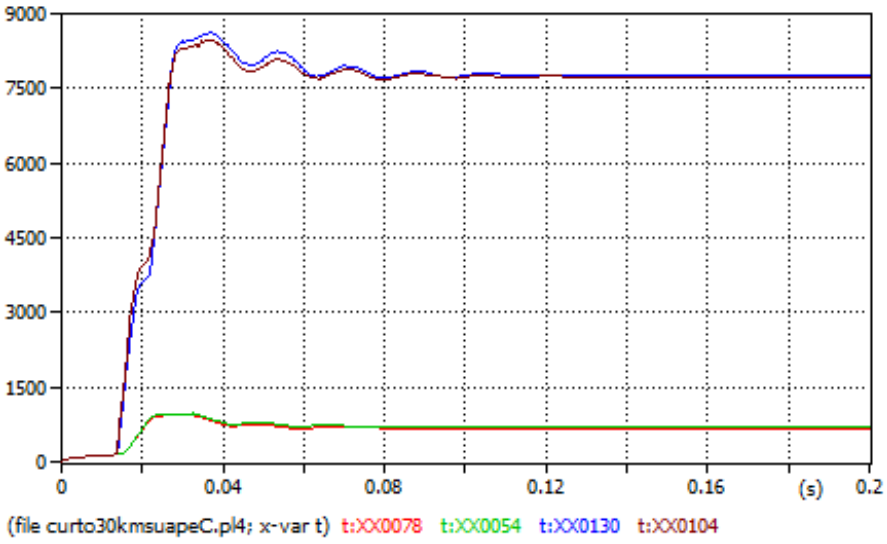
Fonte: O Autor (2021).

Figura 250 – Curvas medidas de corrente I'_B para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape.



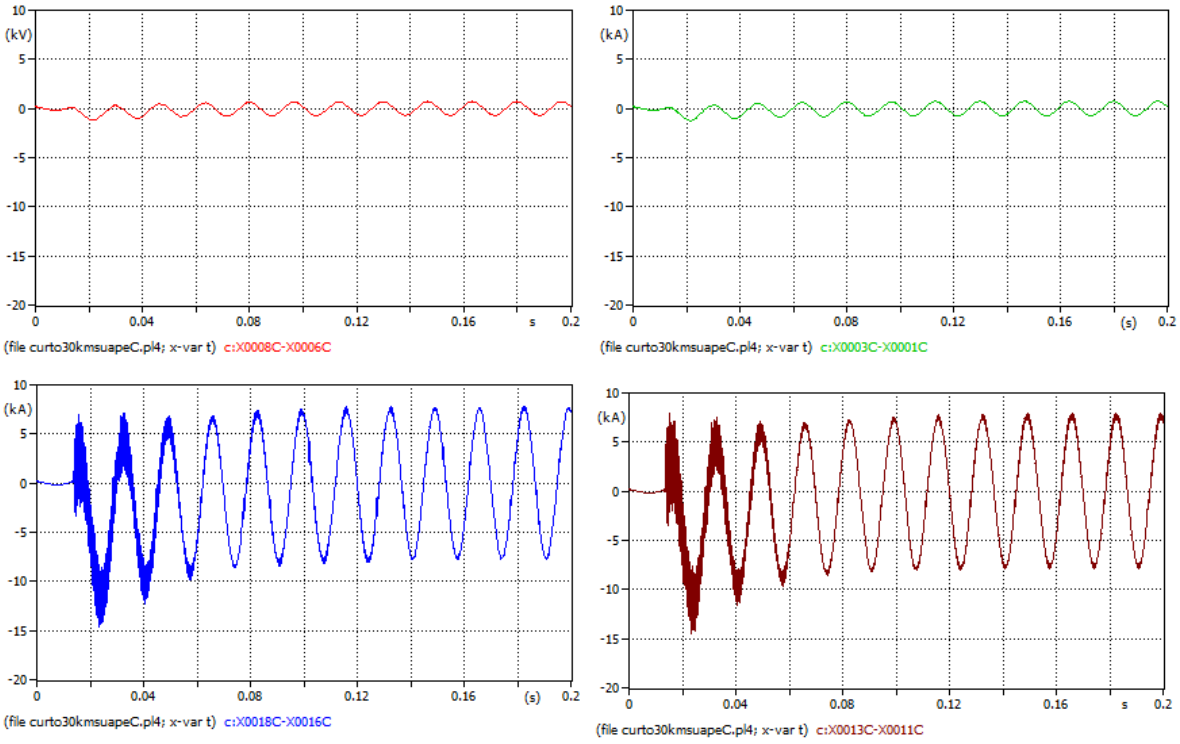
Fonte: O Autor (2021).

Figura 251 – Curvas eficazes de corrente I'_B para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape.



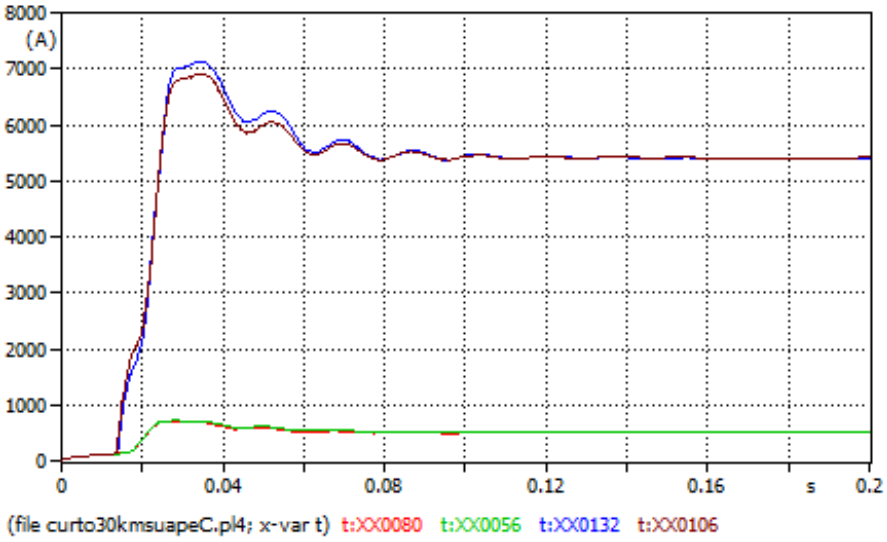
Fonte: O Autor (2021).

Figura 252 – Curvas medidas de corrente I'_C para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape.



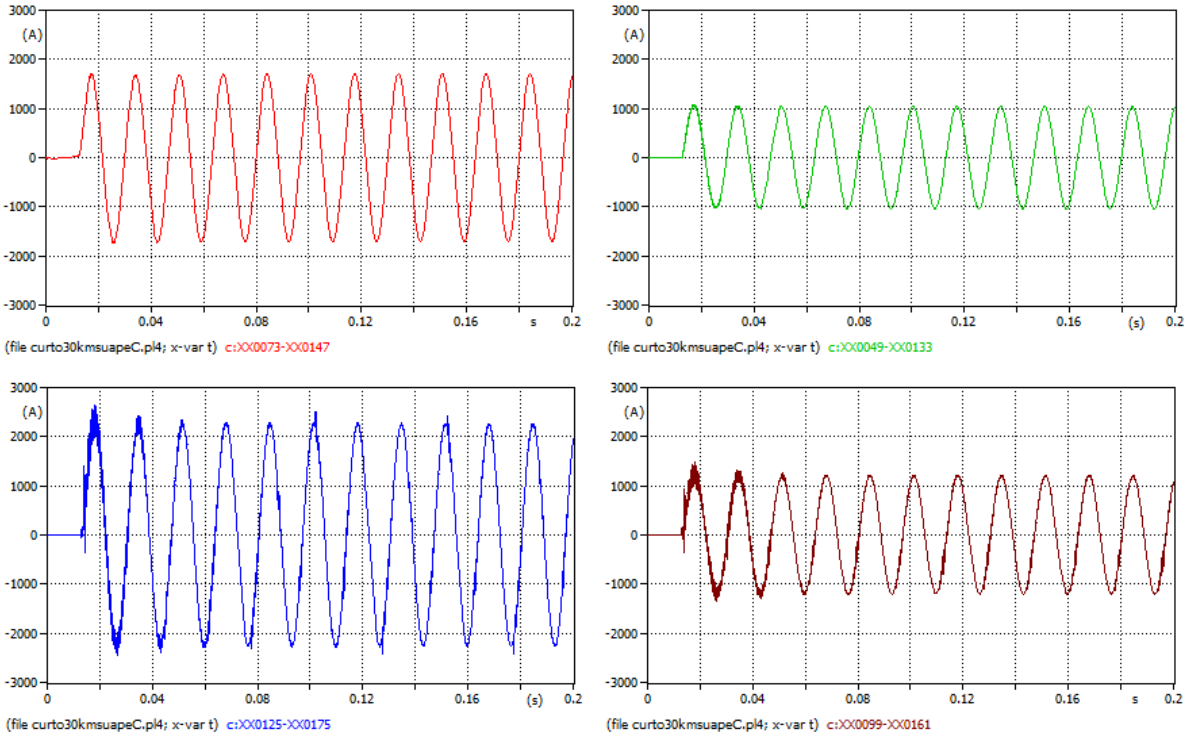
Fonte: O Autor (2021).

Figura 253 – Curvas eficazes de corrente I'_C para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape.



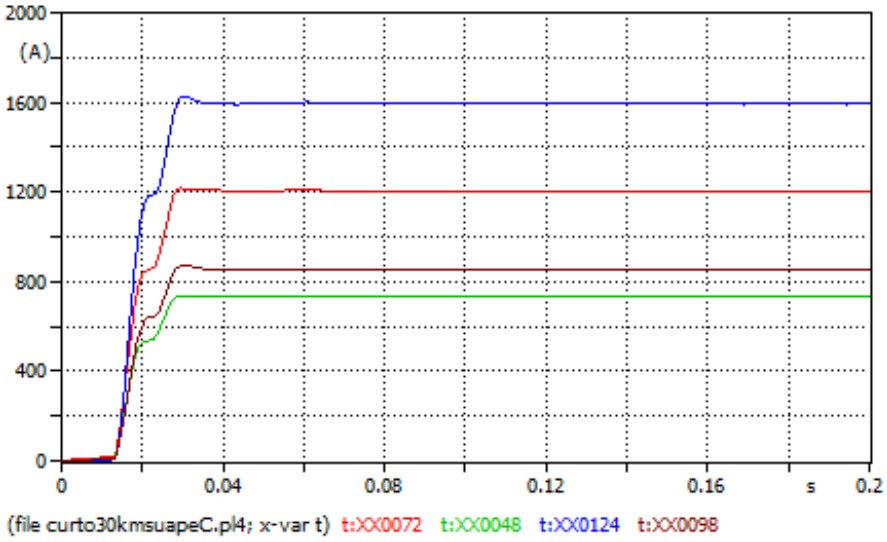
Fonte: O Autor (2021).

Figura 254 – Curvas medidas de corrente I_O para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape.



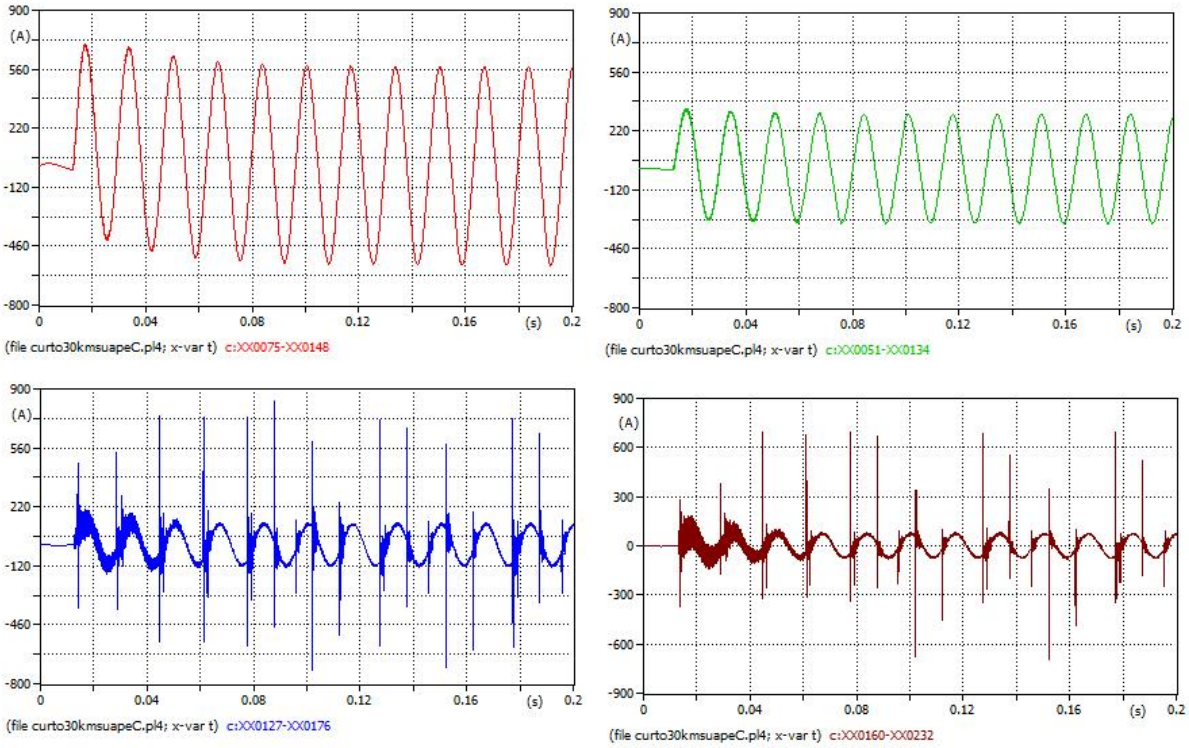
Fonte: O Autor (2021).

Figura 255 – Curvas eficazes de corrente I_O para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape.



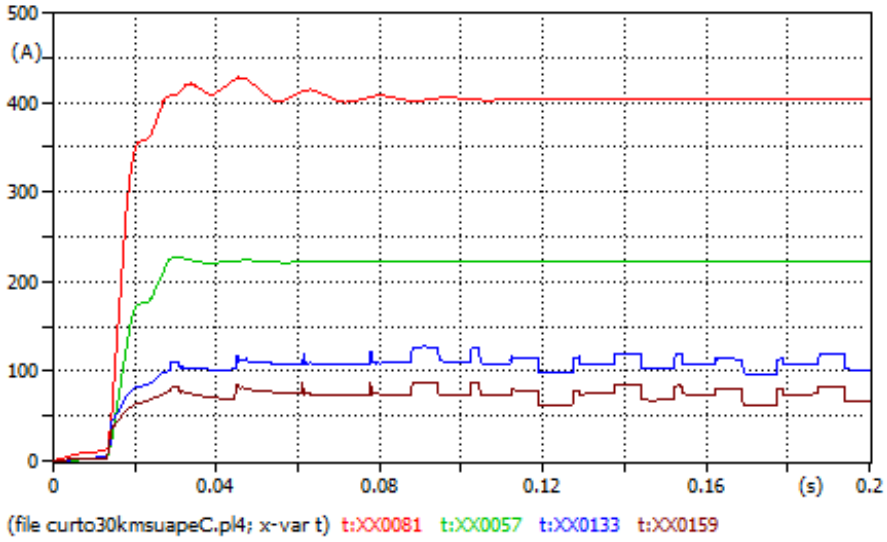
Fonte: O Autor (2021).

Figura 256 – Curvas medidas de corrente I_P para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape.



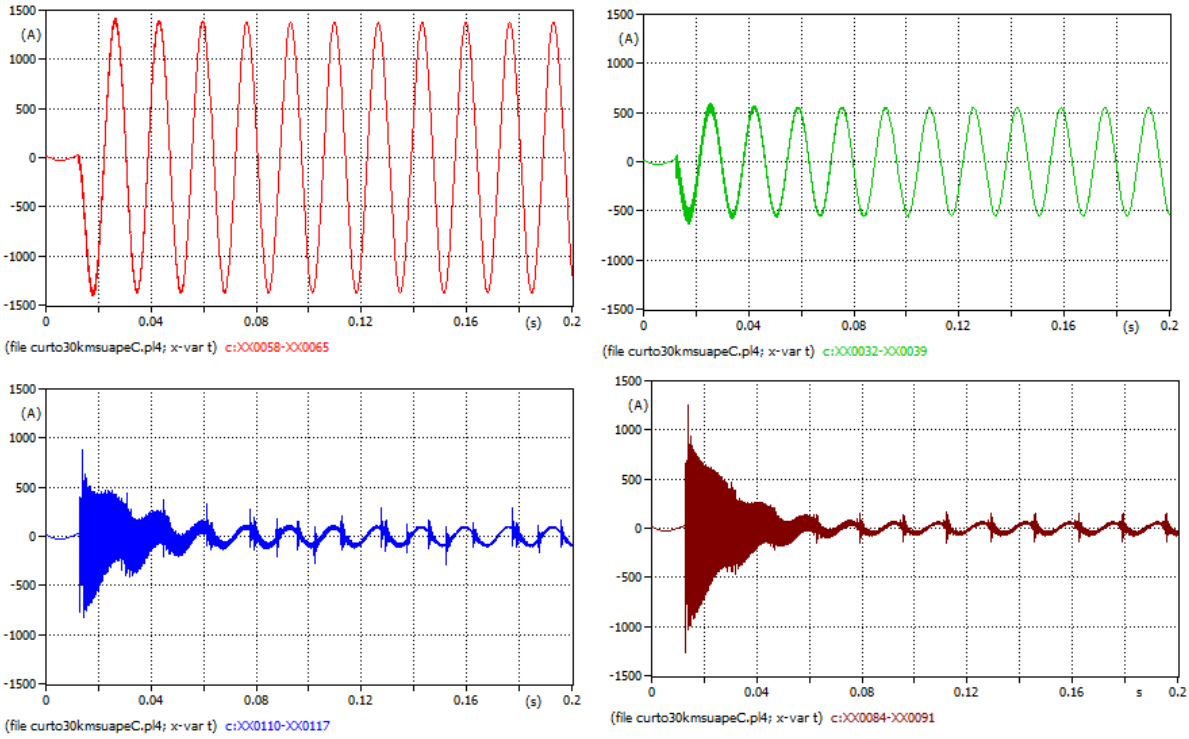
Fonte: O Autor (2021).

Figura 257 – Curvas eficazes de corrente I_P para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape.



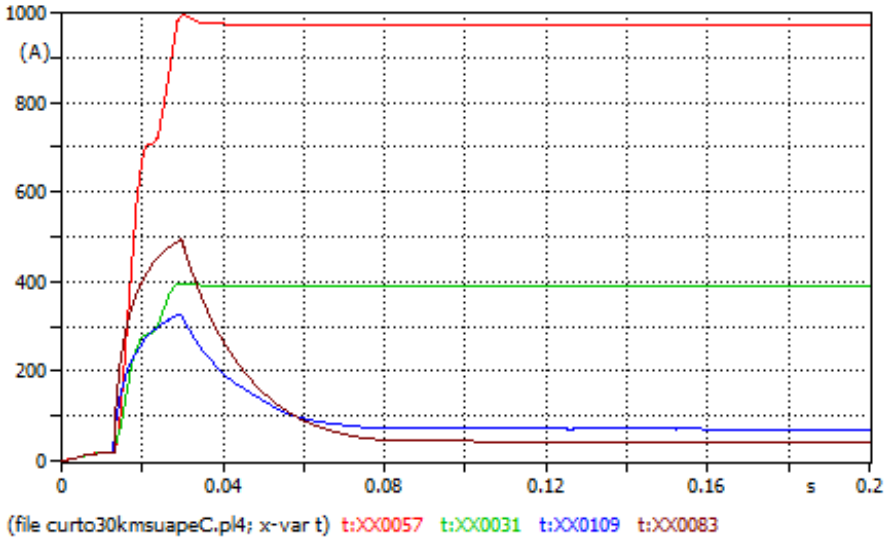
Fonte: O Autor (2021).

Figura 258 – Curvas medidas de corrente I'_O para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape.



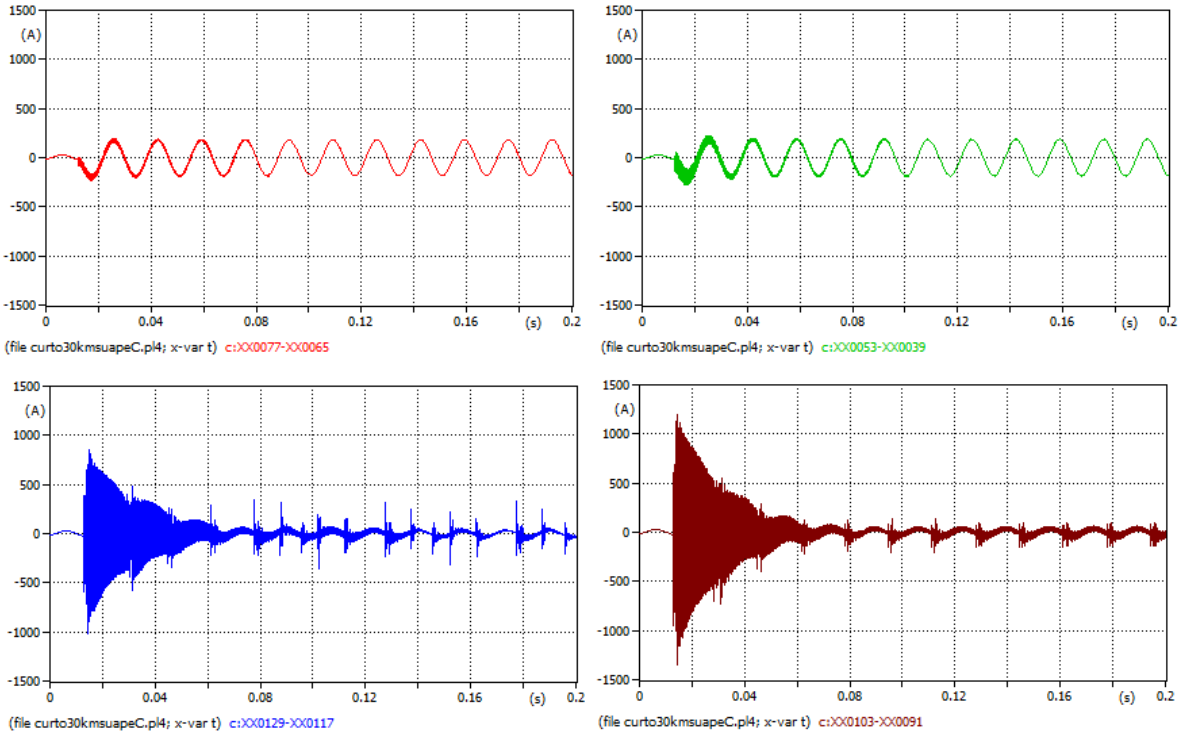
Fonte: O Autor (2021).

Figura 259 – Curvas medidas de corrente I'_O para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 10 km do terminal Messias.



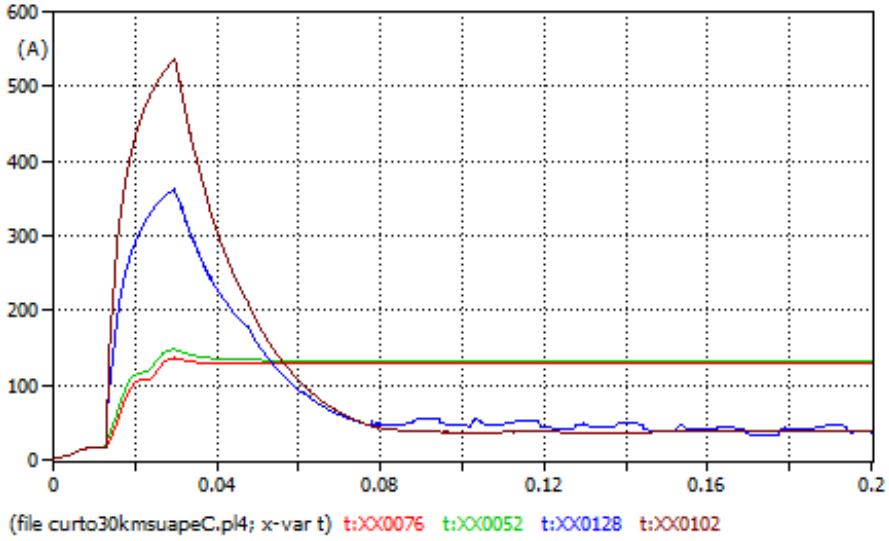
Fonte: O Autor (2021).

Figura 260 – Curvas medidas de corrente l'$_P$ para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape.



Fonte: O Autor (2021).

Figura 261 – Curvas eficazes de corrente l'$_P$ para curto-circuito na fase A. Curvas de corrente para cabos tradicionais (vermelho), 5%IACS (verde), 1%IACS (azul) e 0,5% (marrom), respectivamente. Distância de 30 km do terminal Suape.



Fonte: O Autor (2021).

As Tabelas 36 a 38 apresentam os valores de corrente e tensões apresentados nos gráficos da Figura 236 a Figura 261:

Tabela 36 – Valores comparativos máximos das correntes e tensões de acordo com o IACS do condutor para curto-circuito a 30 km do terminal Suape.

Grandeza	Correntes e tensões			
	IACS tradicional	5% IACS	1% IACS	0,5% IACS
I_{CC} (kA)	37,75	37,46	40,88	40,9
I_G (A)	3770	2159	2790	2008
V_G (kV)	114	62,5	83,71	55,59
I_A (kA)	26,13	25,72	27	26,68
I_B (kA)	1,58	1,65	15,44	11,19
I_C (kA)	1,21	1,21	9,35	10,07
I'_A (kA)	11,6	10,27	15,53	18,15
I'_B (kA)	1,58	1,64	8,71	15,74
I'_C (kA)	1,21	1,24	13,6	14,36
I_0 (A)	1700	1037	2388	1321
I_P (A)	700	346	829	660
I'_0 (A)	1411	548	878	1250
I'_P (A)	227	225	1025	1344

Fonte: O Autor (2021).

Tabela 37 – Valores estacionários máximos das correntes e tensões de acordo com o IACS do condutor para curto-circuito a 30 km do terminal Suape.

Grandeza	Correntes e tensões			
	IACS tradicional	5% IACS	1% IACS	0,5% IACS
I_{CC} (kA)	21,7	21,06	23,57	23,41
I_G (A)	3770	2085	2478	1861
V_G (kV)	114	62,5	73,77	55,59
I_A (kA)	14,88	14,58	15,75	15,63
I_B (kA)	0,95	1,00	11,03	10,8
I_C (kA)	0,71	0,74	7,56	7,58
I'_A (kA)	6,74	6,42	7,75	7,78
I'_B (kA)	0,95	1,01	7,75	11,01
I'_C (kA)	0,7	0,74	7,58	7,66
I_0 (A)	1700	1037	2267	1214
I_P (A)	570	313,7	115	73
I'_0 (A)	1376	548	95,32	46
I'_P (A)	182	187	29	43,52

Fonte: O Autor (2021).

Tabela 38 – Valores estacionários eficazes das correntes e tensões de acordo com o IACS do condutor para curto-circuito a 30 km do terminal Suape.

Grandeza	Correntes e tensões			
	IACS tradicional	5% IACS	1% IACS	0,5% IACS
I_{CC} (kA)	15,32	14,87	16,62	16,5
I_G (A)	2690	1475,4	1754,7	1319,6
V_G (kV)	80,7	44,26	52,64	39,58
I_A (kA)	10,55	10,33	11,19	11,16
I_B (kA)	0,67	0,72	7,76	7,72
I_C (kA)	0,49	0,52	5,4	5,41
I'_A (kA)	4,77	4,55	5,5	5,43
I'_B (kA)	0,67	0,72	0,76	0,73
I'_C (kA)	0,49	0,52	5,4	5,41
I_0 (A)	1205,6	734,79	1593,7	852,26
I_P (A)	403,25	222,07	101,13	66,11
I'_0 (A)	973,95	389,54	69,44	42,43
I'_P (A)	129,25	132,54	37,12	37,92

Fonte: O Autor (2021).

A partir da análise das Tabelas 36 a 38 e dos gráficos da Figura 236 a Figura 261 se observa as diferenças entre os comportamentos da linha de transmissão para a variação do IACS. Os valores das correntes de curto I_{CC} e I_A para qualquer valor apresentado de IACS não sofre alterações relevantes, pois, nenhuma destas ultrapassa 10% comparativamente com o IACS tradicional. Entretanto, nota-se que I'_A sofre uma alteração para maior valor, aproximadamente 15% para menores IACS, ou seja, maior contribuição do barramento Messias ao curto-circuito, comparativamente com o curto-circuito mais próximo do terminal Suape da ESTUDO DE CASO. Em um sentido similar, verifica-se que as correntes I_B, I_C, I'_B e I'_C aumentam, principalmente as correntes nas fases B e C, os seus valores, principalmente para menores valores de IACS. Os fenômenos de alteração de I_B, I_C, I'_A, I'_B e I'_C se atribui as características intrínsecas do desequilíbrio causado pelo curto circuito monofásico e as interações dos valores de impedâncias vistas a partir do ponto de curto circuito mais afastado do barramento Suape. Para os valores de I_G e V_G nota-se uma redução importante superior a 35% chegando até a 50% comparativamente com o IACS tradicional. A redução se apresenta tanto para os valores máximos quanto para valores estacionários. Um aspecto positivo a ser ressaltado é a redução do valor da tensão V_G, o que implica em menores riscos de tensões de contato com a torre, por exemplo. Essa redução de I_G e V_G deve-se a uma parcela menor de corrente voltando ao sistema tomando como caminho a estrutura da torre de transmissão e seu respectivo aterramento. As correntes I_0, I'_0, I_P e I'_P dos para-raios OPGW e aço EHS sofrem uma redução considerável, chegando a valores superiores a 90% para o cabo EHS a medida que se reduz o valor do seu IACS para 0,5%. Essa redução de I_0, I'_0, I_P e I'_P deve-se a uma parcela menor de corrente voltando ao sistema tomando como caminho a estrutura da torre de transmissão e seu respectivo aterramento.

5.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, foram discutidos dos resultados obtidos na pesquisa, suas análises e discussões. O capítulo foi dividido em seis etapas: A ordem de grandeza das perdas nos cabos para-raios de sete tipos de linhas diferente sendo seis didáticas e uma real (Etapa 1); a problemática de cabos para-raios isolados ou transpostos (Etapa 2); perdas nos cabos para-raios para um IACS tradicional (Etapa 3); novos valores de perdas para cabos com IACS reduzidos (Etapa 4); comportamento e comparação do desempenho da linha de transmissão para diferentes valores de IACS dos cabos para-raios quando atingida por uma descarga atmosférica típica (Etapa 5); comportamento e comparação do desempenho da linha de transmissão para diferentes valores de IACS dos cabos para-raios quando da ocorrência de um curto-circuito monofásico (Etapa 6).

Seguindo as etapas descritas nos métodos de avaliação das linhas de transmissão, tem-se que na Etapa 1 foram realizados cálculos que permitiram estimar as perdas nos cabos para-raios em sete tipos de linha de transmissão diferentes. Desde a LT1 até a LT6 e finalmente a linha de transmissão real denominada ESTUDO DE CASO. Utilizando as equações disponíveis na literatura que permitem analiticamente calcular as correntes induzidas nos cabos para-raios, foi possível construir gráficos que permitiram a análise das perdas nos cabos para-raios para cada tipo de linha de transmissão. Verificou-se que os problemas das perdas nos cabos para-raios aumenta principalmente com o nível de tensão da linha, uma vez que uma maior potência está sendo prevista naquele projeto com maior tensão.

Seguindo as etapas descritas nos métodos de avaliação da linha de transmissão ESTUDO DE CASO, tem-se que na Etapa 2 foram realizadas simulações para verificar as correntes e tensões em um trecho de linha de transmissão utilizando as soluções usuais para redução de perdas em cabos para-raios: seccionamento e/ou transposição dos cabos para-raios. Esta etapa apresentou a modelagem dos componentes da linha de transmissão em estudo para se verificar o comportamento em regime permanente e temporário durante o curto-circuito. A principal adversidade constatada foi o alto valor de corrente elétrica circulando pelo dispositivo centelhador utilizado para isolação dos cabos para-raios quando da ocorrência de um curto-circuito..

A Etapa 3 consistiu em simular de forma precisa a linha de transmissão em estudo para se aferir as perdas da linha de transmissão ESTUDO DE CASO para situações diferentes de carga. A partir dos resultados obtidos na simulação foi possível construir gráficos e tabelas que serviram de subsídio ponderar as perdas e verificar a ordem de grandeza destas perdas. Verificou-se que as perdas na ESTUDO DE CASO podem atingir valores elevados.

A Etapa 4 consistiu no em simular novamente a linha de transmissão ESTUDO DE CASO, mas desta vez com redução da condutividade dos cabos para-raios OPGW e aço

EHS. Dessa forma, a identificação dos efeitos de redução das perdas foi perceptível. Para subsidiar a análise foram elaboradas diversas tabelas e gráficos comparativos. Com isso, foi possível verificar uma redução de perdas de 94% na melhor condição e se considerando um IACS de 0,5% .

A Etapa 5 consistiu na investigação da influência da alteração do IACS no comportamento da linha de transmissão quando atingida por uma descarga atmosférica típica. Para que fosse reduzida a possibilidade de ser feita uma observação limitada do fenômeno foram simuladas descargas atmosféricas de 20 kA e 40 kA. Além disto a simulação foi feita em comprimentos diferentes da linha de transmissão ESTUDO DE CASO: 20%, 40%, 60% e 80% do comprimento. Como resultado foi possível constatar que não houve alteração considerável do surto de tensão. Comparativamente, a mudança do IACS dos condutores dos cabos para-raios não alterou o desempenho da linha de transmissão ESTUDO DE CASO neste aspecto. Como conclusão desta pode-se deduzir que a impedância de surto da linha de transmissão não foi alterado pela mudança do IACS dos condutores para-raios.

Por fim, a Etapa 6 consistiu nas simulações computacionais de curto-circuito. A investigação foi baseada, sobretudo, na verificação dos valores de tensões e correntes e na forma da divisão destas correntes pelos diversos caminhos possíveis pela linha de transmissão e do solo. Foram simulados curtos circuitos afastados de ambos os terminais da linha de transmissão ESTUDO DE CASO. As distâncias adotadas foram de 10 e 30 km. A adoção deste procedimento teve como finalidade se obter as informações necessárias para se adquirir conclusões do comportamento da linha de transmissão ESTUDO DE CASO nestas condições. Ficou comprovado que a alteração do IACS dos cabos para-raios não alterou o nível de curto-circuito da linha de transmissão. Além de se concluir que o nível de curto-circuito não foi alterado, como efeito positivo, também verificou-se uma redução da tensão na estrutura da torre. Notou-se, como efeito, uma circulação menor de corrente pelos cabos para-raios, concluindo-se que uma parcela maior de corrente retornar as subestações pelo solo.

6 CONCLUSÃO

Uma nova alternativa para redução de perdas em cabos para-raios em linhas de transmissão aéreas foi simulada computacionalmente. A mesma é consistente e foi avaliada sob vários aspectos para uma linha de transmissão real típica, denominada neste trabalho ESTUDO DE CASO. Ela possui uma configuração complexa e é composta por cabos para-raios Dotterel, cordoalha de aço de 3/8“ e OPGW. Uma modelagem completa desta linha de transmissão foi realizada com o intuito de se obter resultados mais próximos possíveis dos reais.

A concepção da alternativa se baseou na análise do comportamento em regime permanente (fluxo de carga), regime temporário (curto-circuito) e transitório (surto atmosférico) a partir de simulações computacionais para diferentes situações da condutividade dos cabos para-raios.

Os efeitos provocados pela alteração da passagem de corrente elétrica de um terminal a outro da linha de transmissão ESTUDO DE CASO avaliada e a dependência das perdas nos cabos para-raios em função destas correntes, como resultados, apontaram que:

- Valores relevantes de perdas elétricas nos cabos para-raios, principalmente para regimes de corrente superiores a 2000 A nos condutores fase;
- um valor máximo de perdas da ordem de 20 MW foi verificado para a linha de transmissão real operando com uma corrente próxima da corrente de curta duração diurna (3180 A).

Três condições diferentes de condutividades dos cabos para-raios foram propostos para reduzir as perdas. Os níveis de condutividade simulados foram de 5% IACS, 1% IACS e 0,5% IACS em oposição ao IACS do cabos tradicionais. As simulações foram capazes de representar as perdas nos cabos para-raios para os quatro cenários possíveis. A avaliação realizada, utilizando como linha de base a linha de transmissão com cabos tradicionais, demonstrou uma redução de perdas por quilômetro de 94%, para uma configuração de 0,5%IACS e corrente na linha de 4000 A. A redução das perdas pela mudança da condutividade dos cabos para-raios, apresentou uma redução de perdas compatíveis com a literatura e, em alguns casos, ainda melhores resultados. A alternativa proposta apresenta vantagens como a) eliminar a preocupação com transposição dos cabos para-raios, b) custo da implementação e manutenção de isoladores nos cabos para-raios, c) não apresentar mau funcionamento dos dispositivos centelhadores, d) não adotar o seccionamento do cabo, especialmente o cabo OPGW pela sua complexidade e, e) não alterar o desempenho da linha de transmissão, tanto para analises de regime permanente, temporário ou transitório, especialmente de coordenação de isolamento.

Considera-se que o objetivo geral e especificos deste trabalho foram plenamente atingidos ao final desta pesquisa uma vez que foram avaliados os efeitos das correntes e

tensões induzidas, bem como as perdas elétricas em cabos para-raios; foram discutidos os pontos positivos e negativos das configurações usuais de instalação dos cabos para-raios; foi apresentada uma nova proposta de capaz de reduzir as perdas nos cabos para-raios sem a isolação destes e a alternativa foi testada computacionalmente apresentando resultados bastante satisfatórios.

Como prova de conceito, pode-se concluir que uma alternativa inovadora para redução de perdas em cabos para-raios, capaz de reduzir de forma significativa essas perdas, sem alteração das características típicas de projetos de linhas de transmissão como foi proposta e bem sucedida. O procedimento adotado neste trabalho permitiu constatar que a alternativa é perfeitamente viável sob o aspecto elétrico e capaz de reduzir substancialmente as perdas em linhas de transmissão, e de forma geral, no setor elétrico.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

Como sugestões de continuidade da linha de pesquisa tratada nesta tese, a seguir são listadas algumas propostas para trabalhos futuros:

- Estudo, projeto e construção de um protótipo de cabo para-raio com valores de IACS reduzidos, como os apresentados nesta tese, a partir da manipulação da composição química do aço, especialmente do teor de silício;
- avaliar, em ambiente real, com medições em campo; a redução de perdas provocadas pela redução do IACS em um trecho de linha de transmissão pela adoção de um cabo para-raios com menor valor de IACS em detrimento dos cabos tradicionais;
- analisar os efeitos econômicos e ambientais advindos da adoção de cabos para-raios com menor IACS, com uma visão focada no setor elétrico brasileiro.

6.2 PUBLICAÇÕES

Até o presente momento e durante o desenvolvimento da pesquisa, alguns artigos foram publicados, submetidos e aceitos para publicação. Os artigos são apresentados na Tabela 39 .

Tabela 39 – Lista de publicações.

Artigos	Autores	Título	Nome/sigla	Ano
Publicados em anais de eventos	**da Silva, M. S**., de Barros Bezerra, J. M	Simulação de correntes e tensões induzidas em cabos para- raios em linhas de transmissão aérea com vistas a redução de perdas	XVII CEEL	2019
Publicados em anais de evento	**da Silva, M. S**., de Barros Bezerra, J. M	Avaliação de perdas em cabos para-raios em linhas de transmissão aéreas	XVII CEEL	2019
Publicados em anais de evento	de Aquino Gomes, R., **da Silva, M. S**., de Barros Bezerra, J. M	Estudo e modelagem computacional do dispositivo descarregador em forma de chifre para isolação de cabos para-raios.	BTSym'19	2019
Publicados em anais de evento	**da Silva, M. S**., de Barros Bezerra, J. M	Redução de perdas em cabos para-raios em linhas de transmissão aérea por aumento da resistência do laço indutivo	VIIISBSE	2020
Publicados em anais de evento	de Aquino Gomes, R., **da Silva, M. S**., de Barros Bezerra, J. M	Validação laboratorial do dispositivo descarregador em forma de chifre para isolação de cabos para-raios em linhas de transmissão	VIIISBSE	2020
Aceitos para publicação em anais de eventos	**da Silva, M. S**., de Barros Bezerra, J. M	Busca por Aperfeiçoamento do Modelo de Transmissão de Energia Elétrica - O Caso Brasileiro	VIIISBSE	2020

Fonte: O Autor (2021).

Referências

AFL GLOBAL. **Cabo OPGW**. 2018. Disponível em: https://www.aflglobal.com/Products/Fiber-Optic-Cable/Aerial/OPGW/HexaCore-Optical-Ground-Wire-(OPGW).aspx. Acesso em: 26/06/2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Composição da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional,. **RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 67, DE 8 DE JUNHO DE 2004**, 2004.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa N° 67, de 8 de Junho De 2004**. 2004. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2004067.pdf. Acesso em: 12/06/2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica**. 2015a. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/transmissao3. Acesso em: 28/05/2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa N° 191, de 12 de Dezembro de 2005**. 2015b. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2005191.pdf. Acesso em: 12/06/2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Receita Anual Permitida**. 2016a. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/metodologia-transmissao/-/asset_publisher/6pqBPPJq59Ts/content/receita-anual-permitida-rap/654800?inheritRedirect=false. Acesso em: 28/05/2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa N° 729 de 28 de Junho De 2016**. 2016b. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016729.pdf. Acesso em: 28/05/2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Banco de Informações de Geração (BIG)**. 2018a. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm. Acesso em: 03/04/2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Linhas de transmissão concedidas**. 2018b. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/dados/transmissao. Acesso em: 01/06/2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Perdas de Energia**. 2018c. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=801&idPerfil=4. Acesso em: 03/04/2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET**. 2018d. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret. Acesso em: 29/05/2018.

ANDRADE, P. R. **Cabos para-raios tornam energia elétrica mais barata**. 2010. Disponível em: http://www.usp.br/agen/?p=28208. Acesso em: 10/04/2018.

AQUINO, R. M. de. **Parcela variável das funções de transmissão da rede básica e o seu impacto na operação do Sistema Elétrico**. 2010. 82 p. Dissertação (Pós-graduação em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Minas Gerais.

BENLIANG, L. *et al.* Operation Mode of Ground Wire to Reduce Ground Wire Loss of HV AC Transmission Lines. **Power System Technology**, v. 35, n. 3, Março 2011.

BORDEAUX, R.; PINTO JUNIOR, R. P. da S.; SANTANNA, C. Proposta de Alteração no Sistema de Transmissão de Energia Elétrica do Brasil para o Aumento de Confiabilidade d Continuidade da Modicidade Tarifária no Longo Prazo. **RELATÓRIOS DE PESQUISA EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO**, v. 12, n. 1, p. 1 – 8, 2012.

CAMPOS, C. M. **Curso básico de direito de energia elétrica**. [S.l.]: Synergia, 2010.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA-CEPEL. Estudo e monitoramento de perdas no sistema de transmissão. 2004.

CHEN, J. *et al.* Design of Ultra-High-Voltage Alternating Current (UHVAC) Power Transmission Lines. In Ultra-high Voltage AC/DC Power Transmission. In: **Ultra-high Voltage AC/DC Power Transmission**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1361 – 1427.

CREIGHTON, E. E. F. Questions on the Economic Value of the Overhead Grounded Wire. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers**, XLI, n. sn, p. 127 – 138, Dezembro 1922.

DOMINGUES, L. A. de M. C.; PINTO, R. L. F.; RÉGIS JÚNIOR, O. Desenvolvimento de Técnicas para Redução de Perdas em Cabos Pára-raios OPGW. In: **Congresso de inovação tecnológica em energia elétrica - CITENEL**. Florianópolis: [s.n.], 2005.

DOMINGUES, L. A. M. C. *et al.* Desenvolvimento de uma metodologia para redução de perdas no sistema de transmissão. In: **X Simpósio de especialistas em planejamento da operação e expansão elétrica**. Florianópolis: [s.n.], 2006.

DUARTE, F. T. P. **Redução de perdas por indução em cabos para-raios de linha de transmissão dotadas de um cabo para-raio OPGW e outro EHS**. 2007. 81 p. Monografia (Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Rio de Janeiro.

DWIGHT, H. B. Reducing Inductance on Adjacent Transmission Circuits. **Electrical World**, v. 2, n. 83, p. 1362 – 1371, Janeiro 1924.

FARMER, G. E. The Use of Insulated Ground Wires on a Transmission Line ror Communication Channels. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 82, n. 69, p. 884 – 891, Dezembro 1963.

FONSECA, J. R.; CARDOSO, R.; HAJDU, E. M. Linhas de transmissão sem cabos para-raios. Análise técnico-econômica. In: **V Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**. Recife: [s.n.], 1979.

FUCHS, R. D. **Transmissão de Energia Elétrica- Linhas Aéreas**. [S.l.]: LTC/EFEI, 1977. v. 2.

FUCHS, R. D. **Transmissão de Energia Elétrica**. 3. ed. [S.l.]: EDUFU, 2015. v. 1.

FURUKAWA ELETRIC. **CABO OPGW DUAL DG1.030.133 - 101mm²**: ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA. [S.l.], 2021.

GOMES, R. **A gestão do sistema de transmissão do Brasil**. 1. ed. [S.l.]: Editora FGV, 2012.

GONÇALVES, C. V. Aplicação da modicidade tarifária como direito subjetivo do indivíduo de acesso ao serviço público. In: **I SIMPÓSIO INTERNACIONAL DE DIREITO CONSTITUCIONAL E CIDADANIA E CONGRESSO DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA**. Terezina: [s.n.], 2013. p. 26 – 45.

HALE, H. W. Power Losses in Interconnected Transmission Networks. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems**, v. 71, n. 5, p. 993 – 998, Dezembro 1952.

HEDMAN, D. E.; SAMPERS, H. C. 345-kV Line 60-Hz Ground Wire Losses. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 87, n. 2, p. 420 – 427, Fevereiro 1968.

HESSE, M. H. Circulating Currents in Paralleled Untransposed Multicircuit Lines - Parts I and II. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-85, n. 7, p. 812 – 820, Julho 1966.

HEVIA, O. P. Alternative transients program: comparison of transmission line models. **Revista Latinoamericana del ATP**, v. 1, p. 1 – 5, Março 1999.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Transmissão: O Elo Integrador**. 2015. Disponível em: http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/2015_WhitePaperAcendeBrasil_15_Transmissao_Rev_1.pdf. Acesso em: 12/06/2018.

KERI, A. J. F.; NOURAI, A.; SCHNEIDER, J. M. The open loop scheme: an effective method of ground wire loss reduction. **IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems**, PAS-103, n. 12, p. 3615 – 3624, Dezembro 1984.

KIESSLING, F.; NEFZGER, P.; NOLASCO, J. F. **Overhead power lines**: planning, design, construction. [S.l.]: Springer, 2003.

KLUCZNIK, J. Earth wires currents calculation by tableau analysis. **Electric Power Systems Research**, v. 6, n. 151, p. 329 – 337, Junho 2017.

KOMODA, M.; SASAKI, K. A Method of Reducing Power Loss in Ground Wire of Overhead Transmission Lines. **Electrical Engineering in Japan**, v. 111, n. 3, 1991.

KÜSEL, B. F.; SORDI, M. A. D.; SILVA, K. M. Avaliação do Desempenho da Proteção de Distância Aplicada às Linhas de Transmissão com Pouco Mais de Meio Comprimento de Onda. In: **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)**. Goiânia: [s.n.], 2012. p. 1 – 7.

MAMEDE FILHO, J. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 4. ed. Rio de Janeiro: GEN, 2015.

MENEZES, V. P. de. **Linhas de transmissão de energia elétrica aspectos técnicos, orçamentários e construtivos**. 2015. 77 p. Tese (Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Rio de Janeiro.

MENKES, M. **EFICIÊNCIA ENERGÉTICA, POLÍTICAS PÚBLICAS E SUSTENTABILIDADE**. 2004. 295 p. Tese (Desenvolvimento Sustentável) — Universidade de Brasília.

NASCIMENTO, R. L. **Análise Dos Fatores De Influência Nas Propostas Ofertadas nos Leilões de Transmissão de Energia Elétrica**. 2012. 78 p. Dissertação (Programa de Pós-Graduação em Economia) — Universidade de Brasília.

NEOENERGIA S.A. **Demonstrações Financeiras**. [S.l.], 2017. Disponível em: https://economia.estadao.com.br/fatos-relevantes/pdf/27051909.pdf. Acesso em: 29/05/2018.

NERY, E. *et al.* **Mercados e regulação de energia elétrica**. [S.l.]: Interciencia, 2012.

NIGRI, A. I.; ASSUNÇÃO, L. A. R. Cabos para-raios isolados. Experiência de manutenção. In: **IV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: [s.n.], 1977.

NOURAI, A.; KERI, A. J.; SHIH, D. Shield wire loss reduction for double circuit transmission lines. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 3, n. 4, p. 1854 – 1864, Outubro 1988.

NOVITZK, A.; WESTERMANN, D. Intersystem Faults in Multi-Circuit Overhead Transmission Lines of Different Voltages and Frequencies. **Electrical Engineering Eletronic Journal**, v. 1, n. 3, p. 101 – 104, Maio 2016.

OLIVEIRA, C. F. de *et al.* Efeitos da substituição de cabos para-raios convencionais por cabos OPGW nas linhas de transmissão de Furnas. In: **XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**. Campinas: [s.n.], 2001.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Requisitos mínimos para linhas de transmissão aéreas. **Padrões de desempenho da rede básica - Submódulo 2.4**, Brasilia, p. 1 – 12, 2000.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN- PAR 2017-2019. Rio de Janeiro, p. 1 – 48, 2017.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Síntese 2017 - Carga, Mercado e Geração de Energia Elétrica do Sistema Interligado Nacional**. 2017. Disponível em: http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/BoletimTecnicoEPE-ONS-CCEE_MercadoeCarga-2017.pdf#search=consumodeenergia2017. Acesso em: 28/03/2018.

PEREIRA FILHO, C. S.; ALMEIDA, F. de S.; CONTI, A. R. **Análise de Redes Elétricas no Domínio do Tempo Cálculo de Parâmetros de Linhas - LCC**. Belo Horizonte: [s.n.], 2000.

PIMENTA, D. G. **Análise de sobretensões em linhas de transmissão com cabos para-raios isolados**. 2006. 75 p. Dissertação (Ciências em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Rio De Janeiro.

PINTO, R. L. F. **Análise de métodos convencionais na avaliação do desempenho de cabos OPGW em linhas de transmissão**. 2006. 107 p. Dissertação (Pós-graduação de Engenharia) — Universidade Federal do Rio de Janeiro.

PIZZALI, L. F. O. **Cálculo de fluxo de potência em redes de distribuição com modelagem a quatro fios**. 2003. 106 p. Dissertação (PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA) — UNESP.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA DO BRASIL. Lei nº 9.074. **Lei nº 9.074, de 7 de Julho de 1995.**, 1995.

PRYSMIAN. **OPGW Cable System**. 2015. Disponível em: http://mcwadeproductions.co.za/wp-content/uploads/2015/08/Prysmian-Catalogue-Aug-2015.pdf. Acesso em: 26/06/2018.

RAMOS, J. E. **Universalização da energia elétrica através da tecnologia cabos pára-raios energizados**. 2010. 348 p. Tese (Ciências) — Universidade de São Paulo.

RAMOS, R.; HORTON, R. Methodology to Calculate Economic Benefits of Shield Wire Segmentation. **Transmission Planning Special Studies**, 2015.

ROCHA, C. R. **A Lei 12.783/2013 e o Segmento de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil**. 2013. 78 p. Dissertação (Mestrado Profissional em Regulação e Gestão de Negócios) — Universidade de Brasília.

SCHWARTZ, M. **Encyclopedia and Handbook of Materials, Parts and Finishes**. [S.l.]: CRC Press, 2016.

SENADO FEDERAL. **MP 579 muda regras e complica equação**. 2015. Disponível em: https://www12.senado.leg.br/emdiscussao/edicoes/o-desafio-da-energia/realidade-brasileira/complexidade-do-setor-desafia-governos-e-modelos-de-gestao/mp-579-muda-regras-e-complica-equacao. Acesso em: 31/05/2018.

SILVA, S. G. **Sistema interligado nacional**: Análise das penalizações impostas às transmissoras com foco na aplicação da parcela variável. 2016. 122 p. Dissertação (Pós-graduação em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Uberlândia.

SWINGLE, T. M.; DOBSON, H. I. Tennessee Valley Authority's 500-ky System-Communications. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 85, n. 1, p. 47 – 53, Janeiro 1966.

THE MATHWORKS INC. **Mathworks Documentation Center. SimPowerSystems. Function power_lineparam.** 2020. Disponível em: https://de.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/power_lineparam.html?s_tid=srchtitle. Acesso em: 03/01/2019.

TOLMASQUIM, M. T. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**. 2. ed. [S.l.]: Synergia editora, 2015.

TOLMASQUIM, M. T.; GUERREIRO, A.; GORINI, R. **Matriz energética brasileira: uma prospectiva**. 2007. Disponível em: http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0101-33002007000300003. Acesso em: 03/04/2018.

TONG, X. C. **Advanced materials and design for electromagnetic interference shielding**. [S.l.]: CRC press, 2016.

TRENTO, S.; SANTOS, B. R. dos; ABREU, W. E. G. Ativos depreciados no setor de transmissão de energia elétrica. In: **XXIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**. Curitiba: [s.n.], 2017.

WANG, J. *et al.* Induced Voltage of Overhead Ground Wires in 500-kV Single-Circuit Transmission Lines. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 29, n. 3, June 2014.

WANG, Y. *et al.* Overhead Ground Wires Induction Current and Energy Loss of 220 kV Double Circuit Transmission Lines. **High Voltage Apparatus**, v. 49, n. 5, p. 31 – 38, 2013.

XIANDE, H.; HAO, Z. Simulation and analysis of induced voltage and induced current on overhead ground wire of Jindongnan-Nanyang-Jingmen 1000kV UHV AC transmission line. In: **4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 622 – 625.

XIE, Y. *et al.* Influence of Series Compensation Degrees on Secondary Arc Current Characteristics under the Different Series Compensation Mode. **International Journal of Emerging Electric Power Systems**, v. 21, n. 1, p. 1 – 14, Janeiro 2020.

YUQUN, F. *et al.* Analysis of the effect on induced voltage initiate by insulated ground wire transposition in double-circuit transmission line on the same tower. In: **IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE)**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1 – 8.

ZANETTA JÚNIOR, L. C. **Fundamentos de Sistemas Elétricos de Potência**. 1. ed. [S.l.]: Livraria da Física, 2006.

ZANINI, A. **Regulação Econômica no Setor Elétrico Brasileiro**: Uma Metodologia para Definição De Fronteiras de Eficiência e Cálculo Do Fator X Para Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica. 2004. 147 p. Tese (Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

APÊNDICE A- PROGRAMA PARA CÁLCULO DE PERDAS

```
clear
clc
f=input('Insira a frequencia do sistema em Hz: ');
rf=input('Insira a resistência do condutor fase da linha em ohms/km : ');
ncm=input('Insira a quantidade de condutores por fase da linha : ');
feixe=(1/ncm);
rc=rf*feixe;
%correção de temperatura
ti=input('Insira a temperatura inicial do condutor fase : ');
tf=input('Insira a temperatura final do condutor fase : ');
alfa=0.00403;
rctf=rc*(1+alfa*(tf-ti));
%Matriz de impedâncias
%R=input('Insira a matriz de resistência (mútua de cabos para-raios e condutores +
própria do cabos para-raios): ');
%X=input('Insira a matriz de reatância (mútua de cabos para-raios e condutores +
própria do cabos para-raios): ');
rp1=input('Insira a resistência do cabo para-raios r: ');
rp2=input('Insira a resistência do cabo para-raios s: ');
ra=0.9869*10^(-3)*f;
diametror=input('Insira o diametro do cabo para-raios s em mm: ');
diametros=input('Insira o diametro do cabo para-raios r em mm: ');
Ar=(pi*((diametror^2)/4));
As=(pi*((diametros^2)/4));
resistividadecondr=(rp1*Ar)/1000;
resistividadeconds=(rp2*As)/1000;
IACScondr=((1/resistividadecondr)/58);
IACSconds=((1/resistividadeconds)/58);
%Matriz de resistências
R=[ra ra ra rp1+ra ra;
ra ra ra ra rp2+ra];
%IACS de 5%
IACScondr5PORC=(0.05*58);
IACSconds5PORC=(0.05*58);
resistividadecondr5PORC =(1/IACScondr5PORC);
resistividadeconds5PORC =(1/IACSconds5PORC);
rp15PORC =(resistividadecondr5PORC*1000)/Ar;
rp25PORC =(resistividadeconds5PORC*1000)/As;
```

```
R1=[ra ra ra rp15PORC+ra ra;
ra ra ra ra rp25PORC+ra];
IACScondr1PORC=(0.01*58);
IACSconds1PORC=(0.01*58);
resistividadecondr1PORC =(1/IACScondr1PORC);
resistividadeconds1PORC =(1/IACSconds1PORC);
rp11PORC =(resistividadecondr1PORC*1000)/Ar;
rp21PORC =(resistividadeconds1PORC*1000)/As;
R2=[ra ra ra rp11PORC+ra ra;
ra ra ra ra rp21PORC+ra];
IACScondr05PORC=(0.005*58);
IACSconds05PORC=(0.005*58);
resistividadecondr05PORC =(1/IACScondr05PORC);
resistividadeconds05PORC =(1/IACSconds05PORC);
rp105PORC =(resistividadecondr05PORC*1000)/Ar;
rp205PORC =(resistividadeconds05PORC*1000)/As;
R3=[ra ra ra rp105PORC+ra ra;
ra ra ra ra rp205PORC+ra];
IACScondr01PORC=(0.001*58);
IACSconds01PORC=(0.001*58);
resistividadecondr01PORC =(1/IACScondr01PORC);
resistividadeconds01PORC =(1/IACSconds01PORC);
rp101PORC =(resistividadecondr01PORC*1000)/Ar;
rp201PORC =(resistividadeconds01PORC*1000)/As;
R4=[ra ra ra rp101PORC+ra ra;
ra ra ra ra rp201PORC+ra];
%geometria
ha=input('digite a altura do cabo fase A em relação ao solo: ');
hb=input('digite a altura do cabo fase B em relação ao solo: ');
hc=input('digite a altura do cabo fase C em relação ao solo: ');
hr=input('digite a altura do cabo para-raios r em relação ao solo: ');
hs=input('digite a altura do cabo para-raios s em relação ao solo: ');
dab=input('digite a distância entre do cabo fase A e B: ');
dbc=input('digite a distância entre do cabo fase B e C: ');
dca=input('digite a distância entre do cabo fase C e A: ');
dar=input('digite a distância entre do cabo fase A e r: ');
dcs=input('digite a distância entre do cabo fase C e s: ');
dbr=input('digite a distância entre do cabo fase B e r: ');
dbs=input('digite a distância entre do cabo fase B e s: ');
```

```
dcr=input('digite a distância entre do cabo fase C e r: ');
das=input('digite a distância entre do cabo fase A e s: ');
drs=input('digite a distância entre do cabo para-raios r e s : ');
%RMG dos condutores
Ds=input('digite RMG do cabo fase: ');
%Ds=0.013299;
Dscpr=input('digite RMG do cabo para-raios r: ');
Dscprs=input('digite RMG do cabo para-raios s: ');
%Dscpr=3026.255e-12;
%RMG de dois condutores multiplos
Dfx=input('digite a distância entre condutores multíplos: ');
%Dfx=0.475;
Dsl=(Ds*Dfx)^(1/ncm);
%De pela aproximação de carson
ro=input('digite a resistividade do solo: ');
%ro=100;
De=658.368*sqrt(ro/f);
%reatâncias proprias
xaa=2*pi*f*2e-4*(log(De/Dsl));,xbb=xaa;,xcc=xaa;
xrr=2*pi*f*2e-4*(log(De/Dscpr));,xss=xrr;
xss=2*pi*f*2e-4*(log(De/Dscprs));
%reatâncias mutuas
xab=2*pi*f*2e-4*(log(De/dab));
xca=2*pi*f*2e-4*(log(De/dca));xac=xca;
xbc=2*pi*f*2e-4*(log(De/dbc));
xar=2*pi*f*2e-4*(log(De/dar));
xas=2*pi*f*2e-4*(log(De/das));
xbr=2*pi*f*2e-4*(log(De/dbr));
xbs=2*pi*f*2e-4*(log(De/dbs));
xcr=2*pi*f*2e-4*(log(De/dcr));
xcs=2*pi*f*2e-4*(log(De/dcs));
xrs=2*pi*f*2e-4*(log(De/drs));xsr=xrs;
%Matriz de reatâncias
X=[xar xbr xcr xrr xrs;
xas xbs xcs xrs xss];
Z=R+X*i;
Z1=R1+X*i;
Z2=R2+X*i;
Z3=R3+X*i;
```

```
Z4=R4+X*i;
Zrr=[Z(1,4) Z(1,5);
Z(2,4) Z(2,5)];
Zrf=[Z(1,1) Z(1,2) Z(1,3);
Z(2,1) Z(2,2) Z(2,3)];
Zrr1=[Z1(1,4) Z1(1,5);
Z1(2,4) Z1(2,5)];
Zrf1=[Z1(1,1) Z1(1,2) Z1(1,3);
Z1(2,1) Z1(2,2) Z1(2,3)];
Zrr2=[Z2(1,4) Z2(1,5);
Z2(2,4) Z2(2,5)];
Zrf2=[Z2(1,1) Z2(1,2) Z2(1,3);
Z2(2,1) Z2(2,2) Z2(2,3)];
Zrr3=[Z3(1,4) Z3(1,5);
Z3(2,4) Z3(2,5)];
Zrf3=[Z3(1,1) Z3(1,2) Z3(1,3);
Z3(2,1) Z3(2,2) Z3(2,3)];
Zrr4=[Z4(1,4) Z4(1,5);
Z4(2,4) Z4(2,5)];
Zrf4=[Z4(1,1) Z4(1,2) Z4(1,3);
Z4(2,1) Z4(2,2) Z4(2,3)];
In1=input('Insira a corrente máxima de operação em A: ');
Vn=input('Insira a tensão nominal da linha em kV: ');
%In2=In1*exp(i*(-120/180)*pi);
%In3=In1*exp(i*(120/180)*pi);
%In=[In1;In2;In3];
I1=1:10:In1*1.1;
I2=I1*exp(i*(-120/180)*pi);
I3=I1*exp(i*(120/180)*pi);
I=[I1;I2;I3];
Icpr1=-inv(Zrr)*Zrf*I;
Icpr2=-inv(Zrr1)*Zrf1*I;
Icpr3=-inv(Zrr2)*Zrf2*I;
Icpr4=-inv(Zrr3)*Zrf3*I;
Icpr5=-inv(Zrr4)*Zrf4*I;
M1b = abs(Icpr1);
M2b = abs(Icpr2);
M3b = abs(Icpr3);
M4b = abs(Icpr4);
```

```
M5b = abs(Icpr5);
IcprA=M1b(1,:);
IcprB=M1b(2,:);
IcprA1=M2b(1,:);
IcprB1=M2b(2,:);
IcprA2=M3b(1,:);
IcprB2=M3b(2,:);
IcprA3=M4b(1,:);
IcprB3=M4b(2,:);
IcprA4=M5b(1,:);
IcprB4=M5b(2,:);
perdasIcpr=(((IcprA.^2)*R(1,4)+(IcprB.^2)*R(2,5))/1000);
perdasIcpr1=(((IcprA1.^2)*R1(1,4)+(IcprB1.^2)*R1(2,5))/1000);
perdasIcpr2=(((IcprA2.^2)*R2(1,4)+(IcprB2.^2)*R2(2,5))/1000);
perdasIcpr3=(((IcprA3.^2)*R3(1,4)+(IcprB3.^2)*R3(2,5))/1000);
perdasIcpr4=(((IcprA4.^2)*R4(1,4)+(IcprB4.^2)*R4(2,5))/1000);
perdasIcfase=(((I1.^2)*rctf*3*1)/1000);
perdasIcfasemax=(((I1.^2)*rctf*3*0.05)/1000);
Plinha=((I1*1.73*Vn)/1000);
plot(Plinha,perdasIcfasemax,'g',Plinha,perdasIcpr,'r')
%plot(Plinha,perdasIcpr,'r',Plinha,perdasIcfasemax,'g',Plinha,perdasIcpr1,'b')
grid on % para mostrar reticulado;
title('Perdas em função da potência da linha')
xlabel('Potência da linha [MW]') % eixo horizontal
ylabel('Perdas [kW/km]') % eixo vertical
legend('Perdas máximas permitidas. 5% dos cabos condutores','Perdas nos cabos para-raios')
```