



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

JHAIR STIVEL ACOSTA SARMIENTO

AMPLIAÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO DE LINHAS AÉREAS
MELHORANDO A GEOMETRIA DOS FEIXES

CAMPINAS

2016

JHAIR STIVEL ACOSTA SARMIENTO

AMPLIAÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO DE LINHAS AÉREAS
MELHORANDO A GEOMETRIA DOS FEIXES

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, na Área de Energia Elétrica.

Orientadora PROFA. DRA. MARIA CRISTINA DIAS TAVARES

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À
VERSÃO FINAL DA DISSERTAÇÃO
DEFENDIDA PELO ALUNO JHAIR
STIVEL ACOSTA SARMIENTO, E
ORIENTADA PELA PROFA. DRA.
MARIA CRISTINA DIAS TAVARES

CAMPINAS

2016

Agência(s) de fomento e nº(s) de processo(s): CAPES

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Luciana Pietrosanto Milla - CRB 8/8129

Ac72a Acosta Sarmiento, Jhair Stivel, 1990-
Ampliação da capacidade de transmissão de linhas aéreas melhorando a geometria dos feixes / Jhair Stivel Acosta Sarmiento. – Campinas, SP : [s.n.], 2016.

Orientador: Maria Cristina Dias Tavares.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Linhas aéreas. 2. Otimização. 3. Algoritmos heurísticos. 4. Geometria. I. Tavares, Maria Cristina Dias, 1962-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Increase of the overhead transmission lines' capacity by improving the bundles' geometry

Palavras-chave em inglês:

Airlines

Optimization

Heuristic algorithms

Geometry

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora:

Maria Cristina Dias Tavares [Orientador]

Francisco José Román Campos

Edson Guedes da Costa

Data de defesa: 11-03-2016

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

Comissão Julgadora - Tese de Mestrado

Candidato: Jhair Stivel Acosta Sarmiento

Data da Defesa: 11 de março de 2016

Título da Tese: Ampliação da capacidade de transmissão de linhas aéreas melhorando a geometria dos feixes.

Banca: Profa. Dra. Maria Cristina Dias Tavares (Presidente)

Prof. Dr. Francisco José Román Campos

Prof. Dr. Edson Guedes da Costa

A ata da defesa, com as respectivas assinaturas dos membros da Comissão Julgadora, encontra-se no processo de vida acadêmica do aluno.

*Este trabalho é dedicado para minha família,
que embora esteja longe, sempre está ao meu lado.*

Agradecimentos

A realização deste trabalho foi possível graças a todas aquelas pessoas e instituições que contribuíram de uma ou outra forma para a finalização exitosa desta pesquisa.

Quero fazer um grande agradecimento a:

- Minha família, porque são eles quem sempre me apoiaram nos meus projetos de vida e tem desejado as melhores coisas para mim.

- À professora Maria Cristina, por brindar-me a oportunidade de trabalhar com ela, por sua orientação e transmissão de conhecimentos, e por não somente ser uma excelente professora senão também uma excelente pessoa.

- A todos os professores que contribuíram com as ferramentas e conhecimentos necessários para minha formação acadêmica e profissional.

- À fundação CAPES pela bolsa fornecida que permitiu-me desenvolver com muita tranquilidade os trabalhos de pesquisa sem ter que passar por inconvenientes econômicos.

- À Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) por permitir-me ser parte desta instituição, por possuir uma excelente qualidade acadêmica, e por fornecer uma grande quantidade de professores excelentes em seus próprios campos de ação.

“O segredo da felicidade não é fazer sempre o que se quer, mas querer sempre o que se faz.”

“O lugar que ocupamos é menos importante do que aquele para o qual nos dirigimos.”

“Não há grandeza quando não há simplicidade.”

(Leon Tolstói)

Resumo

Este documento apresenta os resultados e a metodologia desenvolvida para incrementar a capacidade de transmissão de linhas de alta tensão, usando como foco as linhas operando a 500, 750 e 1000 kV, porém dando a possibilidade de estender o trabalho para todos os demais níveis de tensão.

A capacidade destas linhas foi modificada variando a geometria dos feixes e a quantidade de sub-condutores por feixe, usando um novo algoritmo baseado na teoria dos algoritmos heurísticos.

As otimizações feitas atendem aos critérios de segurança e evitam o surgimento do efeito corona.

Os fenômenos transitórios frequentes como energização da linha, falta monofásica e falta trifásica foram estudados para um sistema de transmissão formado por uma linha convencional e uma não convencional, com intuito de analisar a influência das linhas propostas na severidade dos transitórios.

Adicionalmente, foram realizados estudos econômicos considerando: aquisição de materiais, operação, perdas, entre outros, procurando identificar a contribuição de cada parcela no custo total e avaliar a variação em relação às linhas convencionais.

Todos os algoritmos foram desenvolvidos no ambiente Matlab e os estudos de transitórios eletromagnéticos foram efetuados utilizando o Matlab, COMSOL, e PSCAD. Como resultados foram obtidas novas geometrias com feixes menores do que 4 m, que permitem ampliar a capacidade de transmissão das linhas até um pouco mais do 90% da sua capacidade inicial, com um custo de até 28 a 51% menor do que as linhas convencionais, dependendo do nível de tensão.

Palavras-chaves: 1. SIL. 2. LPNE. 3. Otimização

Abstract

This document presents the results and the methodology developed to increase the transmission capacity of high voltage transmission lines, focusing in lines operating at 500, 750 and 1000 kV, but allowing the possibility to extend the methodology for all voltage levels.

The power capacity of these lines was modified by varying the geometry of the bundles and the quantity of sub-conductors, using a new algorithm based on the heuristic algorithms theory.

All the optimizations performed obey the safety standards and avoid the occurrence of corona effect.

Transient phenomena as the power-line energization, single line fault and three-phase fault were also studied for a conventional and an unconventional power system.

Additionally, economic studies of materials acquisition, line operation, losses, among others, were performed to evaluate the energy cost for both transmission lines.

All algorithms were developed in Matlab environment and the system simulations were performed with Matlab, COMSOL, and PSCAD. As results new geometries with bundles smaller than 4 m were obtained, allowing to increase the transmission lines loading level up to a little more than 100% of its initial capacity with a cost reduction varying from 28 to 51%, depending on the analyzed voltage level.

Key words: 1. SIL. 2. HSIL. 3. Optimization

Lista de ilustrações

1.	Sistema Interligado Nacional do Brasil	29
2.	Limite de estabilidade comparado com o limite térmico. (Figura original disponível em (NAYAK <i>et al.</i> , 2005))	30
3.	Esboço de uma estrutura de torre de transmissão não convencional.	32
4.	Tipos de cabos utilizados na transmissão de energia elétrica.	38
5.	Esquema simplificado dos cabos para transmissão de energia.	39
6.	Disposição dos condutores considerando o solo complexo para representar o efeito do retorno pelo solo.	39
7.	Método das imagens com solo ideal.	42
8.	Exemplo de malha para o feixe central.	48
9.	EGM Armstrong, Brow e Whitehead para uma corrente de raio de 14,7 kA.	53
10.	Distância de atração de raios em função da altura da torre segundo diferentes pesquisadores.	54
11.	Método das esferas rodantes. Medidas em (m).	55
12.	Verificação por Erikson. Medidas em (m).	56
13.	Efeito creep.	61
14.	Catenárias em linhas de transmissão	66
15.	Raio imaginário numa fase devido à alocação dos sub-condutores.	67
16.	Campo elétrico a 1,5 m do solo segundo a altura do condutor. Curva vermelha - a tem 1 p.u.. Curva preta - b tem 1 p.u.. Curva azul - c tem 1 p.u..	68
17.	Campo elétrico eficaz típico embaixo de uma linha de transmissão a 1,5 m do solo.	68
18.	P_{0c} segundo a relação $\frac{E_{sup}}{E_{crit}}$	72
19.	Valores de f_j para os climas normais, a - de neve, b- chuva e c- gelo.	73
20.	Diagrama de fluxo da otimização geral.	81

21.	Diagrama de fluxo da otimização simétrica.	83
22.	Diagrama de fluxo da rotina de avaliação.	84
23.	Geometria tipo 1	85
24.	Geometria tipo 2 e tipo 3	86
25.	Geometria tipo 4 e tipo 5	87
26.	Geometria tipo 6 e tipo 7	87
27.	Geometria tipo 8 e tipo 9	88
28.	Diagrama de fluxo da otimização assimétrica.	89
29.	Diagrama de fluxo da rotina de balancear campo.	90
30.	Condutores ACSR Otimizados assimetricamente para 765 kV com 10 condutores por fase e altura da fase central de 5 m. $P=6,135$ GW.	91
31.	Sistema equivalente para estudo de transitórios.	93
32.	Silhueta analisada.	97
33.	Geometria simulada	100
34.	Campo elétrico no feixe central	102
35.	Campo elétrico crítico e máximo apresentado na superfície dos condutores [kV/cm]. Linha convencional de 500 kV.	104
36.	Campo elétrico crítico e máximo apresentado na superfície dos condutores [kV/cm]. Linha convencional de 750 kV.	105
37.	Campo elétrico crítico e máximo apresentado na superfície dos condutores [kV/cm]. Linha convencional de 1000 kV.	106
38.	Campo elétrico crítico, e campo elétrico superficial máximo [kV/cm] apresentado na superfície dos condutores, usando 6 sub-condutores por feixe numa linha convencional de 500 kV.	107
39.	Campo elétrico crítico, e campo elétrico superficial máximo [kV/cm], apresentado na superfície dos condutores, usando 8 sub-condutores por feixe numa linha convencional de 750 kV.	107
40.	Rotação de 45 graus dos feixes segundo seu centro de simetria.	108
41.	Geometria inicial.	109
42.	Potência característica e campo elétrico superficial máximo segundo a rotação dos feixes.	109
43.	Potência característica e campo elétrico superficial máximo segundo a rotação dos feixes. Geometria tipo 2.	110
44.	Geometria com feixes de 8 m e uma tensão de operação de 500 kV.	111
45.	P_c e E_{sup} máximo segundo a separação máxima dos sub-condutores.	112
46.	Efeito ao variar o número de condutores no feixe.	113
47.	Geometria com o feixe central elevado.	115
48.	Efeito ao elevar o feixe central.	115
49.	Geometria com o feixe central elevado e as fases externas mais perto.	116

50.	Efeito ao elevar o feixe central e aproximar as fases externas.	116
51.	P_c e E_{sup} máximo segundo a elevação do feixe central.	117
52.	Geometria com os feixes externos elevados	118
53.	Efeito ao elevar os feixes externos.	119
54.	Geometria com os feixes externos elevados 10 metros.	119
55.	Efeito ao elevar e aproximar os feixes externos para linhas de 500 kV. .	120
56.	Efeito ao elevar e aproximar os feixes externos para linhas de 765 kV .	120
57.	Geometria Tipo 1 variando a separação dos sub-condutores.	121
58.	Geometria Tipo 2 variando a separação dos sub-condutores.	122
59.	Geometria Tipo 3 variando a separação dos sub-condutores.	123
60.	Geometria Tipo 4 variando a separação dos sub-condutores.	124
61.	Geometria Tipo 5 variando a separação dos sub-condutores.	125
62.	Geometria Tipo 6 variando a separação dos sub-condutores.	126
63.	Geometria Tipo 7 variando a separação dos sub-condutores.	127
64.	Geometria Tipo 8 variando a separação dos sub-condutores.	128
65.	Geometria Tipo 9 variando a separação dos sub-condutores.	129
66.	Tipo de condutor vs iteração.	131
67.	Geometrias otimizadas de 500 kV para todos os tipos de condutores e máximo 4 m de feixe. Peso e perdas.	132
68.	Geometrias otimizadas de 500 kV para todos os tipos de condutores e máximo 4,1 m de feixe. Tipo de geometria.	133
69.	Geometrias otimizadas de 500 kV para todos os tipos de condutores e máximo 4 m de feixe. Campo elétrico.	133
70.	Geometrias otimizadas de 500 kV para todos os tipos de condutores e máximo 4 m de feixe. Custos.	134
71.	Geometrias otimizadas de 500 kV para todos os tipos de condutores e máximo 4 m de feixe. Eficiência.	135
72.	Geometria otimizada de 6 sub-condutores por fase para 500 kV com fase central elevada, condutor ACSR Rail e feixe máximo de 1,96 m. .	137
73.	Geometria otimizada de 6 sub-condutores por fase para 500 kV com fase central elevada, condutor ACSR Rail e feixe máximo de 3,96 m. .	138
74.	Geometria otimizada de 6 sub-condutores por fase para 500 kV com fases externas elevadas, condutor ACSR Rail e feixe máximo de 3,96 m.	138
75.	Geometria otimizada de 8 sub-condutores por fase para 750 kV com fase central elevada, condutor ACSR Rail e feixe máximo de 2,1 m. .	140
76.	Geometria otimizada de 7 sub-condutores por fase para 750 kV com fase central elevada, condutor ACSR Rail e feixe máximo de 3,97 m. .	141
77.	Geometria otimizada de 8 sub-condutores por fase para 750 kV com fase central elevada, condutor ACSR Rail e feixe máximo de 3,85 m. .	141

78.	Geometria otimizada de 8 sub-condutores por fase para 1000 kV com fase central elevada, condutor ACSR Bluejay e feixe máximo de 1,7 m.	143
79.	Geometria otimizada de 8 sub-condutores por fase para 1000 kV com fase central elevada, condutor ACSR Bluejay e feixe máximo de 3,6 m.	144
80.	Geometria otimizada de 10 sub-condutores por fase para 1000 kV com fase central elevada, condutor ACSR Bluejay e feixe máximo de 3,98 m.	145
81.	Geometria otimizada de 12 sub-condutores por fase para 1000 kV com fase central elevada, condutor ACSR Bluejay e feixe máximo de 7,25 m.	146
82.	Aumentos nas linhas não convencionais de 500 kV em relação à linha convencional. O eixo X corresponde ao tamanho do feixe [m]. Análise física.	147
83.	Aumentos nas linhas não convencionais de 750 kV em relação à linha convencional. O eixo X corresponde ao comprimento do feixe [m]. Análise física.	148
84.	Aumentos nas linhas não convencionais de 1000 kV em relação à linha convencional. O eixo X corresponde ao comprimento do feixe [m]. Análise física.	148
85.	Aumentos nas linhas não convencionais de 500 kV respeito à linha convencional. O eixo X corresponde ao comprimento do feixe [m]. Análise econômica.	154
86.	Aumentos nas linhas não convencionais de 750 kV respeito à linha convencional. O eixo X corresponde ao comprimento do feixe [m]. Análise econômica.	156
87.	Aumentos nas linhas não convencionais de 1000 kV respeito à linha convencional. O eixo X corresponde ao comprimento do feixe [m]. Análise econômica.	158
88.	Linhas escolhidas para a análise de transitórios.	159
89.	Circuito para o estudo dos transitórios na linha convencional.	160
90.	Circuito para o estudo dos transitórios na linha não convencional.	161
91.	Energização da Linha convencional.	162
92.	Energização da linha não convencional.	163
93.	Falta monofásica no início da linha.	167
94.	Falta monofásica no ponto de falta da linha.	168
95.	Falta monofásica no fim da linha.	169
96.	Falta trifásica no início da linha.	171
97.	Falta trifásica no ponto de falta da linha.	172
98.	Falta trifásica no fim da linha.	173
99.	Criação do modelo	182
100.	Dimensão da geometria.	183

101.	Física para resolver o modelo.	183
102.	Tipo de estudo.	184
103.	Janela para importar geometrias.	184
104.	Seleção de materiais dos elementos.	185
105.	Conexões dos elementos.	185
106.	Emalhado automático.	186
107.	Resultado de potencial e campo elétrico na linha.	187
108.	Linha otimizada para 500 kV. P_c de 1388,02 MW.	208
109.	Linha otimizada para 500 kV. P_c de 1442,62 MW.	209
110.	Linha otimizada para 500 kV. P_c de 1528,47 MW.	210
111.	Linha otimizada para 500 kV. P_c de 1595,80 MW.	211
112.	Linha otimizada para 500 kV. P_c de 1674,13 MW.	212
113.	Linha otimizada para 500 kV. P_c de 1714,40 MW.	214
114.	Linha otimizada para 500 kV. P_c de 1911,86 MW.	216
115.	Linha otimizada para 500 kV. P_c de 1921,61 MW.	218
116.	Linha otimizada para 750 kV. P_c de 2577,57 MW.	220
117.	Linha otimizada para 750 kV. P_c de 2925,26 MW.	221
118.	Linha otimizada para 750 kV. P_c de 3114,55 MW.	222
119.	Linha otimizada para 750 kV. P_c de 3398,64 MW.	223
120.	Linha otimizada para 750 kV. P_c de 3598,34 MW.	225
121.	Linha otimizada para 750 kV. P_c de 3814,17 MW.	227
122.	Linha otimizada para 750 kV. P_c de 4066,84 MW.	229
123.	Linha otimizada para 750 kV. P_c de 4101,01 MW.	231
124.	Linha otimizada para 765 kV. P_c de 5391,64 MW.	233
125.	Linha otimizada para 765 kV. P_c de 5525,01 MW.	235
126.	Linha otimizada para 1000 kV. P_c de 5386,72 MW.	237
127.	Linha otimizada para 1000 kV. P_c de 5713,04 MW.	239
128.	Linha otimizada para 1000 kV. P_c de 6158,07 MW.	241
129.	Linha otimizada para 1000 kV. P_c de 6447,81 MW.	243
130.	Linha otimizada para 1000 kV. P_c de 6814,67 MW.	245
131.	Linha otimizada para 1000 kV. P_c de 7089,25 MW.	247
132.	Linha otimizada para 1000 kV. P_c de 7803,52 MW.	249
133.	Linha otimizada para 1000 kV. P_c de 8678,60 MW.	251

Lista de tabelas

1.	Linha convencional vs Linha não convencional de 500 kV.	33
2.	Potência das linhas convencionais.	33
3.	Ordem das fases	36
4.	Fatores de superfície.	50
5.	Constantes para o modelo EGM segundo cada autor.	52
6.	Identificação dos condutores ACSR.	58
7.	Identificação dos condutores ACAR.	59
8.	Identificação dos condutores AAAC.	60
9.	Constantes para o efeito creep.	61
10.	Hipóteses de carga para os condutores de fase.	64
11.	Fator K_c segundo o grau de contaminação.	69
12.	Custo dos condutores por metro em pesos colombianos e dólares segundo seu peso.	74
13.	Distância de fuga dos isoladores segundo o nível de contaminação . . .	75
14.	Custos estimativos para linhas de transmissão.	78
15.	Função objetivo e restrições.	80
16.	Passo de cada variável.	82
17.	Quantidade máxima e mínima de condutores segundo o nível de tensão [kV].	83
18.	Coordenadas dos condutores e para-raios.	98
19.	Matriz de capacitância por unidade de comprimento [nF/km].	98
20.	Matriz de impedância por unidade de comprimento [Ω/km].	98
21.	Matriz de admitância por unidade de comprimento [$\mu S/km$].	99
22.	Carga e Campo elétrico para cada fase.	100
23.	Desequilíbrio de campo elétrico [%] para cada sub-condutor em relação ao valor médio de campo elétrico de cada fase.	101

24.	Comparação entre os nove tipos de geometrias para feixes de 0,64 m e 8 m.	130
25.	Melhores resultados da otimização, segundo a relação Pc/custo, usando geometrias que seguem formas predeterminadas, operando a 500, 750 e 1000 kV, com feixes de máximo 4 m.	136
26.	Comparação de resultados de algumas linhas otimizadas com linhas de outros pesquisadores.	149
27.	Valores típicos para uma linha convencional não compacta de 350 km e tensão de 500 kV.	151
28.	Custos em milhões de dólares para uma linha convencional não compacta de 500 kV e 350 km.	151
29.	Características de linhas de 500 kV otimizadas.	152
30.	Comparação de uma linha convencional de 500 kV e uma otimizada.	153
31.	Valores típicos para uma linha convencional não compacta de 350 km e tensão de 750 kV.	154
32.	Custos em milhões de dólares para uma linha convencional não compacta de 350 km e 750 kV	154
33.	Características de linhas de 500 kV otimizadas.	155
34.	Comparação de uma linha convencional de 500 kV e uma otimizada.	156
35.	Valores típicos para uma linha convencional de 350 km e tensão de 1000 kV não compacta.	157
36.	Custos em milhões de dólares para uma linha de 350 km convencional e 1000 kV não compacta.	157
37.	Características de linhas de 1000 kV otimizadas.	157
38.	Comparação de uma linha convencional de 1000 kV e uma otimizada.	158
39.	Dados gerais do sistema com linha convencional e não convencional.	160
40.	Parâmetros da chave estatística para a energização da linha.	161
41.	Resultado da análise estatística da energização das linhas. Tensão no terminal remoto.	164
42.	Tempos de ocorrência de cada um dos eventos para as faltas monofásicas e trifásicas.	165
43.	Parâmetros da chave estatística para faltas monofásicas e trifásicas.	165
44.	Resultado da análise estatística de faltas monofásicas na linha convencional. Tensão medida no terminal remoto.	166
45.	Resultado da análise estatística de faltas monofásicas na linha não convencional. Tensão medida no terminal remoto.	166
46.	Resultado da análise estatístico de faltas trifásicas. Tensão no terminal de envio.	170
47.	Ordem das fases	201

48.	Posição dos condutores e campo E . P_c de 1388,02 MW.	209
49.	Posição dos condutores e campo E . P_c de 1442,62 MW.	210
50.	Posição dos condutores e campo E . P_c de 1528,47 MW.	211
51.	Posição dos condutores e campo E . P_c de 1595,80 MW.	212
52.	Posição dos condutores e campo E . P_c de 1674,13 MW.	213
53.	Posição dos condutores e campo E . P_c de 1714,40 MW.	215
54.	Posição dos condutores e campo E . P_c de 1911,86 MW.	217
55.	Posição dos condutores e campo E . P_c de 1921,61 MW.	219
56.	Posição dos condutores e campo E . P_c de 2577,57 MW.	220
57.	Posição dos condutores e campo E . P_c de 2925,26 MW.	221
58.	Posição dos condutores e campo E . P_c de 3114,55 MW.	222
59.	Posição dos condutores e campo E . P_c de 3398,64 MW.	224
60.	Posição dos condutores e campo E . P_c de 3598,34 MW.	226
61.	Posição dos condutores e campo E . P_c de 3814,17 MW.	228
62.	Posição dos condutores e campo E . P_c de 4066,84 MW.	230
63.	Posição dos condutores e campo E . P_c de 4101,01 MW.	232
64.	Posição dos condutores e campo E . P_c de 5391,64 MW.	234
65.	Posição dos condutores e campo E . P_c de 5525,01 MW.	236
66.	Posição dos condutores e campo E . P_c de 5386,72 MW.	238
67.	Posição dos condutores e campo E . P_c de 5713,04 MW.	240
68.	Posição dos condutores e campo E . P_c de 6158,07 MW.	242
69.	Posição dos condutores e campo E . P_c de 6447,81 MW.	244
70.	Posição dos condutores e campo E . P_c de 6814,67 MW.	246
71.	Posição dos condutores e campo E . P_c de 7089,25 MW.	248
72.	Posição dos condutores e campo E . P_c de 7803,52 MW.	250
73.	Posição dos condutores e campo E . P_c de 8678,60 MW.	252

Sumário

Lista de ilustrações	10	
Lista de tabelas	15	
Sumário	18	
1	INTRODUÇÃO	22
1.1.	Justificativa	23
1.2.	Objetivos	23
1.2.1.	Objetivo Geral	23
1.2.2.	Objetivos Específicos	23
1.3.	Materiais e Métodos	24
1.4.	Forma de Análise dos Resultados	25
1.5.	Contribuição feita	26
1.6.	Estrutura do documento	26
1.7.	Publicações decorrentes da pesquisa	27
2	REVISÃO DE LITERATURA	28
2.1.	Linhas de Potência Natural Elevada (LPNE)	30
2.1.1.	História das LPNEs	30
2.1.2.	Geometrias Não Convencionais	32
2.1.3.	LPNE versus Estruturas Convencionais	32
2.1.3.1.	Projetos implementados	33
2.1.3.2.	Estudos realizados com linhas de transmissão não convencionais	34
3	PROCEDIMENTOS	35
3.1.	Parâmetros das Linhas de Transmissão	35
3.1.1.	Potência natural da linha	37
3.1.2.	Z_c - Impedância característica de sequência positiva	37
3.1.3.	Impedância interna	38
3.1.4.	Impedância Externa	39
3.1.5.	Impedância Total	40
3.1.6.	Admitância	41
3.1.7.	Redução de um sistema nxn até 3x3	42
3.1.8.	Componentes de sequência	45

3.2.	Densidade de carga e Campo Elétrico	45
3.2.1.	Cálculo de densidade de carga	45
3.2.2.	Cálculo do Campo Elétrico	47
3.2.3.	Campo Elétrico Crítico	49
3.2.4.	Desequilíbrio de campo elétrico	50
3.3.	Modelo Eletrogeométrico (EGM)	51
3.3.1.	Modelos Clássicos	51
3.3.2.	Novas propostas	54
3.3.3.	Alocação dos para-raios	55
3.4.	Tipos de Condutores	57
3.5.	Elementos Mecânicos	60
3.5.1.	Every Day Stress (EDS) e Creep	60
3.5.2.	Flechas e tensões	62
3.5.3.	Equação de mudança de estado	63
3.5.4.	Hipóteses de carga	64
3.5.4.1.	Carga de Vento	64
3.5.4.2.	Carga por Gelo	65
3.5.5.	Centro de massa	65
3.6.	Distâncias de isolamento	65
3.7.	Considerações Econômicas	70
3.7.1.	Perdas por efeito Joule	70
3.7.2.	Perdas por efeito Corona	71
3.7.3.	Custo de aquisição dos condutores	73
3.7.4.	Custo da compra dos isoladores	74
3.7.5.	Custo da aquisição das Torres	76
3.7.6.	Outros custos	77
3.8.	Algoritmo para a ampliação da capacidade de transmissão	78
3.8.1.	Algoritmo Geral	80
3.8.2.	Otimização com feixes que seguem formas fixas	81
3.8.2.1.	Geometrias estudadas	84
3.8.3.	Otimização com feixes que não seguem nenhuma forma fixa	88
3.9.	Estudo de regime permanente e transitório	91
3.9.1.	Cálculo da carga como um circuito R-L série	92
3.9.2.	Cálculo da carga como equivalente de Thévenin	92
4	RESULTADOS	97
4.1.	Parâmetros da Linha	97
4.2.	Carga e Campo Elétrico	99
4.2.1.	Balço de Carga e Campo Elétrico	99
4.2.2.	Importância do tipo de condutor	102

4.3.	Capacidade de Transmissão	108
4.3.1.	A importância da rotação dos feixes	108
4.3.2.	A importância da separação dos sub-condutores	111
4.3.3.	A importância do número de sub-condutores	112
4.3.4.	A importância da altura dos feixes	114
4.3.4.1.	Elevação do feixe central	114
4.3.4.2.	Elevação dos feixes externos	118
4.3.5.	A importância da forma dos feixes	121
4.3.6.	Otimização usando feixes com geometrias predeterminadas	131
4.3.7.	Otimização usando feixes sem forma predeterminada	136
4.3.8.	Repercussão do aumento da capacidade de transmissão nas características físicas das linhas aéreas	146
4.3.9.	Comparação com outros pesquisadores	148
4.4.	Análise econômica	149
4.5.	Estudo de transitórios	159
4.5.1.	Energização da linha	161
4.5.2.	Falta monofásica	164
4.5.3.	Falta trifásica	170
5	CONCLUSÕES	175
5.1.	Trabalhos futuros	177
	Referências	178
APPENDIX A	ROTINAS	182
A.1.	Como usar COMSOL para estudos eletromagnéticos	182
A.2.	Automatizar COMSOL com Matlab	187
A.3.	Rotina de cálculos	194
A.4.	Rotina de criação das geometrias	197
A.5.	Rotina para ordenar as fases	200
A.6.	Rotina para o cálculo da catenária	201
A.7.	Rotina para o cálculo da densidade de carga superficial	202
A.8.	Rotina para o cálculo dos campos elétricos superficiais	202
A.9.	Rotina para o cálculo da temperatura nos condutores segundo a corrente em eles	203
APPENDIX B	LINHAS OTIMIZADAS	208
B.1.	Linhas de 500 kV Otimizadas	208
B.1.1.	Opção 1. Condutor Rail. P_c de 1388,02 MW.	208
B.1.2.	Opção 2. Condutor Rail. P_c de 1442,62 MW.	209
B.1.3.	Opção 3. Condutor Rail. P_c de 1528,47 MW.	210

B.1.4.	Opção 4. Condutor Rail. P_c de 1595,80 MW.	211
B.1.5.	Opção 5. Condutor Rail. P_c de 1674,13 MW.	212
B.1.6.	Opção 6. Condutor Rail. P_c de 1714,40 MW.	214
B.1.7.	Opção 7. Condutor Rail. P_c de 1911,86 MW.	216
B.1.8.	Opção 8. Condutor Rail. P_c de 1921,61 MW.	218
B.2.	Linhas de 750 e 765 kV Otimizadas	219
B.2.1.	Opção 1. Condutor Bunting. P_c de 2577,57 MW.	220
B.2.2.	Opção 2. Condutor Bunting. P_c de 2925,26 MW.	221
B.2.3.	Opção 3. Condutor Bunting. P_c de 3114,55 MW.	222
B.2.4.	Opção 4. Condutor Bunting. P_c de 3398,64 MW.	223
B.2.5.	Opção 5. Condutor Bunting. P_c de 3598,34 MW.	225
B.2.6.	Opção 6. Condutor Bunting. P_c de 3814,17 MW.	227
B.2.7.	Opção 7. Condutor Bluejay. P_c de 4066,84 MW.	229
B.2.8.	Opção 8. Condutor Rail. P_c de 4101,01 MW.	231
B.2.9.	Opção 9. Condutor Rail. P_c de 5391,64 MW.	233
B.2.10.	Opção 10. Condutor Rail. P_c de 5525,01 MW.	235
B.3.	Linhas de 1000 kV Otimizadas	237
B.3.1.	Opção 1. Condutor Rail. P_c de 5386,72 MW.	237
B.3.2.	Opção 2. Condutor Rail. P_c de 5713,04 MW.	239
B.3.3.	Opção 3. Condutor Rail. P_c de 6158,07 MW.	241
B.3.4.	Opção 4. Condutor Rail. P_c de 6447,81 MW.	243
B.3.5.	Opção 5. Condutor Bluejay. P_c de 6814,67 MW.	245
B.3.6.	Opção 6. Condutor Bluejay. P_c de 7089,25 MW.	247
B.3.7.	Opção 7. Condutor Bluejay. P_c de 7803,52 MW.	249
B.3.8.	Opção 8. Condutor Bluejay. P_c de 8678,60 MW.	251

Capítulo 1

Introdução

A transmissão de energia elétrica é um tema de muita relevância em todo o mundo, pois disto depende o fornecimento da energia para cidades e vilas. Quando a energia é transmitida existem diferentes fenômenos associados a ela que devem ser considerados para que o sistema de transmissão seja seguro e tenha um custo reduzido. A capacidade de transmissão é definida pela potência característica (ou potência natural) da linha e é obtida a partir da tensão de operação e da impedância característica da linha.

Quando se trabalha com potências muito elevadas ou linhas muito longas é preferível fazer a transmissão com tensões mais elevadas, o que possibilita a utilização de cabos de diâmetros menores e de custo menor, uma vez que a corrente que irá circular por eles será menor, gerando um baixo aquecimento dos condutores. Porém, existe um problema com o limite de tensão do sistema, devido à produção do efeito corona que impede aumentar demasiadamente a tensão de operação, e gera perdas de potência na linha.

Quando a demanda de potência de um local é maior do que a capacidade de transmissão natural da linha é preciso procurar alternativas para aumentar tal capacidade. Tipicamente a solução é a construção de mais linhas, ou o uso de circuito duplo, ou finalmente aumentar o nível da tensão de operação da linha. No entanto, isto implica em uma maior quantidade de equipamentos, torres, faixa de servidão e, portanto, num maior custo. Neste trabalho propõe-se como solução modificar a forma dos feixes de cada fase para conseguir um aumento na potência a ser transportada pela linha, ou dito de outra forma, incrementar a potência natural da linha.

1.1. Justificativa

No setor elétrico a transmissão da energia é essencial por permitir transportar energia de um local ao outro. Os custos associados à transmissão são grandes e conduzir uma maior quantidade de energia pode implicar em um incremento significativo no custo do sistema e, por conseguinte, no custo da energia. Assim, por exemplo, para transmitir 50% de energia a mais, usando torres com geometrias e feixes convencionais, seria necessário construir uma linha de transmissão nova, duplicando os custos. Deste maneira, é preciso encontrar uma forma de transmitir mais energia de um modo econômico, sendo uma solução factível a otimização da geometria dos feixes das torres de transmissão, utilizando arranjos não convencionais. Isto possibilita aumentar a capacidade de transmissão numa faixa de passagem similar das linhas com torres convencionais, sem ter que aumentar o nível de tensão do sistema, atendendo às políticas e restrições ambientais, que são cada vez mais rigorosas em todo o mundo.

1.2. Objetivos

O presente trabalho propõe uma metodologia para obter, de forma economicamente rentável, o incremento da capacidade de transmissão das linhas. Isto é obtido modificando a sua impedância característica ao variar a geometria dos feixes, procurando manter as dimensões físicas das torres não muito maiores do que as existentes. É feito também um balanço no campo elétrico entre os condutores, evitando a ocorrência do efeito corona, pois este fenômeno implica em perdas econômicas, geração de ruído, de ozônio, entre outros problemas.

1.2.1. Objetivo Geral

Desenvolver uma metodologia que permita obter geometrias de torres diferentes das convencionais de modo a aumentar a capacidade de transmissão de energia das linhas aéreas, com dimensões de feixes moderados e um aumento de custo relativo mediano.

1.2.2. Objetivos Específicos

Para cumprir o objetivo geral, pretende-se atender aos seguintes objetivos específicos:

1. Propor uma metodologia que relacione a diminuição da impedância característica com a geometria dos feixes.
2. Minimizar a geração do efeito corona.

3. Desenvolver um algoritmo que permita otimizar as linhas de transmissão para os níveis de tensão típicos nos sistemas de transmissão.
4. Identificar o custo das linhas não convencionais propostas e compará-lo com o das linhas convencionais.
5. Elaborar novas geometrias diferentes das apresentadas por outros pesquisadores.
6. Verificar se a resposta das linhas de potência elevada para condições de regime permanente e durante a ocorrência de manobras e faltas difere das nas encontradas nas linhas convencionais.

1.3. Materiais e Métodos

Este trabalho foi feito utilizando o software de simulação PSCAD e Matlab, e em alguns casos COMSOL Multiphysics. As estruturas para fazer a análise inicial são as torres típicas disponíveis para níveis de tensão de Extra Alta Tensão (EAT ou Extra High Voltage, EHV) e superiores.

Na pesquisa foi analisado como a geometria dos feixes nas linhas de transmissão irá interferir na capacidade de transmissão, na tensão, no campo elétrico, na corrente, nos parâmetros da linha, no tipo de torre, nos transitórios eletromagnéticos e, finalmente, nos custos associados.

Como o trabalho tem as características de associação com interferência, nas simulações feitas as variáveis foram apresentadas individualmente, mas todas foram relacionadas com o elemento principal, ou seja, a capacidade de transmissão. Em cada caso, isola-se uma das variáveis, modificando-a e verificando o efeito na capacidade de transmissão, repetindo o procedimento para cada variável, e depois mudando todas de forma paralela, permitindo chegar finalmente até uma conclusão do efeito particular e global da posição dos cabos na transmissão de energia.

Para fazer o estudo, o primeiro estágio foi escolher uma estrutura típica de torre de transmissão utilizada no Brasil para níveis de tensão maior do que 138 kV. Seguindo o procedimento citado, os parâmetros da linha foram obtidos através do programa próprio desenvolvido no ambiente Matlab, calculando as distâncias de isolamento, catenárias, carga elétrica, campos elétricos críticos e superficiais, balanço de carga e campo, flechas e tensões, centros de massa, custos de aquisição de materiais e perdas por operação.

Foram realizados cálculos dos campos electromagnéticos e da resposta em regime permanente das linhas de alta capacidade de transmissão obtidas nesta pesquisa, procurando verificar o seu desempenho em comparação com as linhas de transmissão convencionais.

Durante o processo da pesquisa seguiu-se o subsequente procedimento geral:

1. Avaliou-se o estado da arte no que concerne aos estudos referentes à transmissão com Linha de Potência Natural Elevada (LPNE), observando suas vantagens, desvantagens, limitações e principais problemas para a sua aplicação.
2. Definiram-se as características físicas e elétricas das linhas de potência elevada a serem estudadas, avaliando a potência característica da linha (Surge Impedance Loading - SIL), a confiabilidade, e as diretrizes das análises.
3. Estudaram-se opções de geometrias que usam feixes com formas predeterminadas, e geometrias com feixes que não seguem nenhuma forma estabelecida. As alternativas foram simuladas de forma a aumentar a potência característica do sistema, respeitando as restrições físicas e elétricas pertinentes, e observando as vantagens e desvantagens de cada geometria estudada.
4. Foram estudados os balanços de carga e de campo elétrico nos sub-condutores das geometrias obtidas, usando Matlab, e em alguns casos o COMSOL, a fim de verificar o campo elétrico nos condutores. Adicionalmente, foi calculado o campo elétrico a uma altura de um metro do solo para assegurar o cumprimento das normativas nacionais.
5. O sistema completo, composto pelo equivalente de rede, compensação reativa da linha, e disjuntores, foi modelado no PSCAD utilizando as linhas de transmissão otimizadas e as convencionais, permitindo com isto simular o seu comportamento para distintas condições em operação normal e sob falta.
6. Foi efetuada uma análise econômica das configurações de torres obtidas.

1.4. Forma de Análise dos Resultados

A análise dos resultados foi baseada na avaliação das respostas obtidas a partir das simulações realizadas no programa desenvolvido no ambiente MATLAB, PSCAD e COMSOL. Nos casos em que foi necessário avaliar o desempenho das linhas em estudo foram adotados os critérios e diretrizes que o Operador Nacional do Sistema (ONS) do Brasil estabelece para as linhas de transmissão a serem incorporadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Na pesquisa foi verificada a existência ou não de restrições e/ou limitações para a operação da linha de potência natural elevada a partir da análise feita do seu comportamento em regime permanente e transitório, permitindo fornecer uma avaliação completa do desempenho da linha, e foram apresentadas sugestões de mitigação e/ou supressão dos principais problemas encontrados para sua operação.

1.5. Contribuição feita

Neste trabalho foram apresentadas novas geometrias de condutores em feixe, que mantêm um bom balanço de campo elétrico entre os sub-condutores, atendem ao isolamento adequado, possuem dimensões razoáveis, e aumentam a capacidade de transmissão das linhas sem produzir efeito corona, seguindo um algoritmo próprio criado nesta pesquisa. Destaca-se, portanto, que um novo algoritmo de otimização foi produzido.

Com o presente projeto de mestrado, pretendeu-se contribuir aos estudos e às análises referentes à transmissão de energia em linhas de potência natural elevada, procurando a melhor configuração elétrica e econômica.

Dos resultados encontrados na pesquisa verificou-se que é possível modificar a geometria dos feixes das linhas de transmissão para aumentar a sua capacidade de transporte, apresentando dimensões um pouco maiores do que as convencionais. Estas novas linhas são mais rentáveis do que as convencionais por transmitirem uma maior potência, atingindo valores de até o dobro da potência original, usando praticamente a mesma faixa de passagem da linha convencional, e atendendo a todas as restrições operativas pertinentes.

1.6. Estrutura do documento

Este documento foi dividido em sete capítulos, sendo que os dois últimos correspondem ao apêndice e ao anexo.

No capítulo um foi feita uma descrição da motivação da pesquisa, junto com os objetivos, a forma de abordagem adotada e as contribuições ao tema.

No capítulo dois foi realizada uma descrição histórica dos trabalhos feitos por outros pesquisadores até o momento em relação ao tema das linhas de transmissão com potência natural elevada.

No capítulo três foram descritos os conceitos necessários para realizar o aumento da capacidade de transmissão das linhas aéreas. Estes conceitos contemplavam desde o cálculo dos parâmetros das linhas de transmissão até o cálculo dos elementos elétricos, mecânicos e econômicos do sistema. Adicionalmente, foi descrita a técnica de otimização matemática adotada, assim como o algoritmo desenvolvido para cumprir os objetivos.

No capítulo quatro foram apresentados os resultados decorrentes da pesquisa, baseados nos conceitos apresentados no capítulo três e na implementação do algoritmo de otimização desenvolvido. As análises dos resultados foram realizadas na medida em que os resultados eram apresentados.

No capítulo cinco foi feita uma recapitulação do trabalho desenvolvido e foram

apresentadas as conclusões mais relevantes obtidas em cada uma das etapas da pesquisa.

No apêndice foi apresentada uma orientação rápida de como usar o Comsol para calcular campos electromagnéticos e foram mostradas algumas das rotinas desenvolvidas no ambiente Matlab, úteis para a pesquisa.

Finalmente, no Anexo foram apresentadas algumas das geometrias mais representativas decorrentes da pesquisa. Estas geometrias foram desenvolvidas para os níveis de tensão de 500, 750/765 e 1000 kV, e possuem informação sobre a potência característica das linhas, posição de cada um dos sub-condutores na torre, e o desequilíbrio de carga e campo elétrico nos sub-condutores de uma mesma fase.

1.7. Publicações decorrentes da pesquisa

- Artigo denominado “Ampliação da capacidade de transmissão de linhas de alta tensão modificando a forma dos feixes” foi submetido ao Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos a ser realizado do 22 ao 25 de maio do 2016 em Natal-RN, Brasil.
- O artigo denominado "Increasing of overhead transmission line's capacity by modifying the bundle geometry" foi submetido ao IEEE Transactions on Power Delivery.

Capítulo 2

Revisão de Literatura

Na sociedade atual o fornecimento de energia elétrica é um dos aspectos mais relevantes, porque a maioria das atividades modernas dependem dela. No processo de transportar energia desde um lugar até outro é preciso passar por diferentes etapas: geração, transmissão e distribuição. Depois da energia ser gerada, esta tem que ser conduzida até os centros de carga, sendo necessário assegurar uma alta confiabilidade e rentabilidade, evitando gerar perdas técnicas e econômicas.

Para realizar a transmissão da energia são construídos complexos sistemas de redes e equipamentos, apresentando condições diferentes dependendo das características específicas do lugar. Em países de grande dimensões como o Brasil, os sistemas de transmissão são muito extensos, resultando em linhas com tensões nominais maiores do que 230 kV (Figura 1) para reduzir as perdas por condução. Desta forma, com maiores níveis de tensão as perdas são muito menores, mas os sistemas de transmissão são mais complexos.

Ao transportar grandes quantidades de energia é preciso avaliar o nível de tensão, o tipo de condutor, a quantidade de condutores por fase e a viabilidade técnica, ambiental e econômica do projeto. Na transmissão de energia, quanto maior a distância entre o ponto de envio e o ponto de recepção, maiores serão as complicações apresentadas e os custos associados. Também podem existir casos nos quais a demanda de energia seja muito grande, mas que por políticas ambientais, devido à produção de radiointerferência e campos eletromagnéticos, ou à proximidade a zonas de interesse e conservação ambiental, não seja possível transmitir em níveis de tensão elevadas, requerendo a construção de duas linhas, em diferentes localizações e afastadas entre si, ao invés de só uma, aumentando os custos de forma significativa. Desta forma, com o uso de arranjos não convencionais o

caso mencionado poderia ser mitigado, conseguindo transmitir uma maior quantidade de energia no mesmo nível de tensão sem ter que construir estruturas adicionais, dependendo dos requisitos de potência.

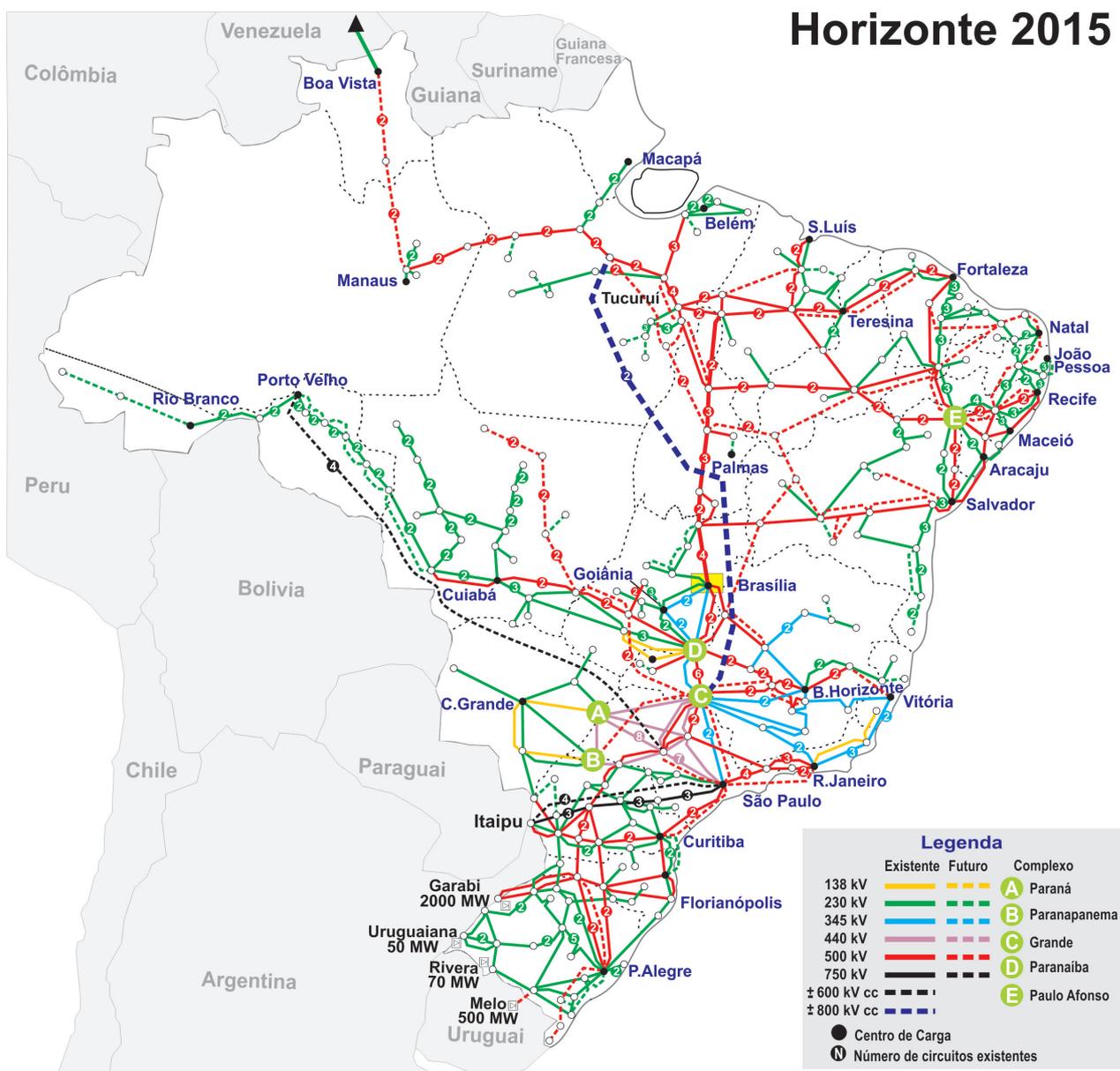


Figura 1 – Sistema Interligado Nacional do Brasil

No século passado quase todos os sistemas de transmissão de energia elétrica eram feitos com estruturas de torres e arranjos de cabos convencionais. Entre 1988 e 1991 novas geometrias de torres para incrementar a capacidade de transmissão foram propostas pelos pesquisadores russos (ALEXANDROV *et al.*, 1988) e (ALEXANDROV; PODPORKYN, 1991), desenvolvendo o que se denomina como Linhas de Potência Natural Elevada (LPNE). No Brasil, alguns anos depois, foram retomados os estudos das geometrias de torres não convencionais (GOMES; PORTELA, 1995), possibilitando a implementação de geometrias com arranjos de condutores não típicos em projetos de transmissão de energia.

No entanto, os feixes apresentados eram muito grandes, e as avaliações ambientais e econômicas não foram apresentadas nos trabalhos.

2.1. Linhas de Potência Natural Elevada (LPNE)

Nas linhas de transmissão de potência elevada as estruturas dos feixes das torres de transmissão são modificadas, com o objetivo de aumentar o limite de estabilidade de potência, e procurando atingir o limite térmico (Figura 2).

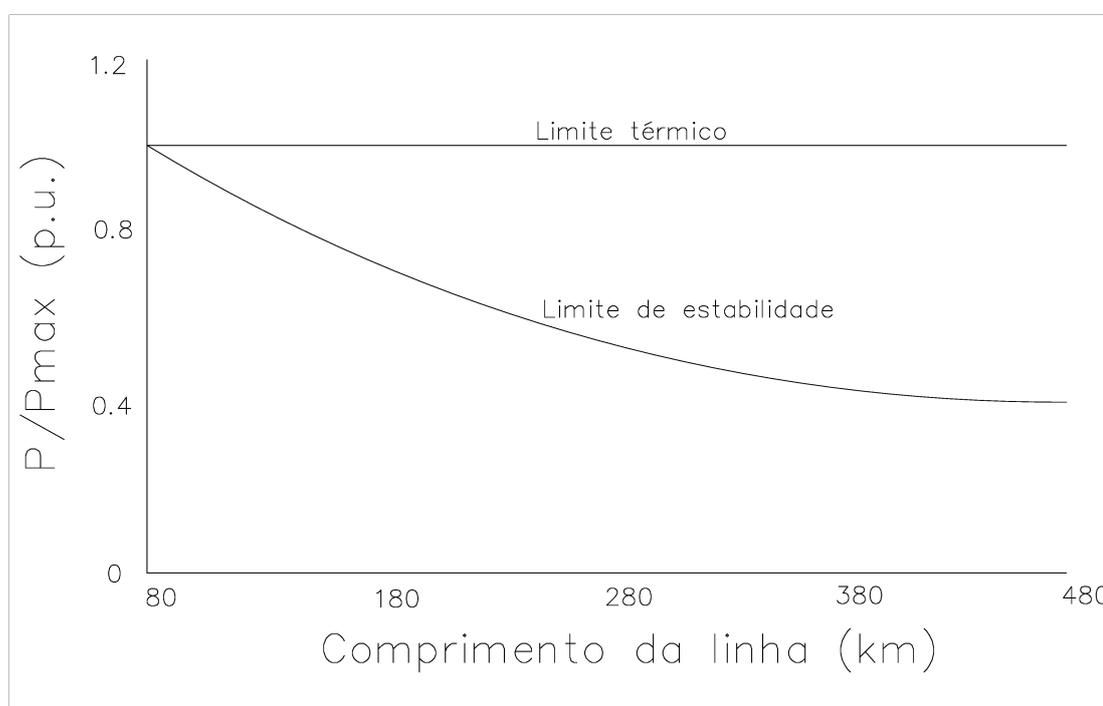


Figura 2 – Limite de estabilidade comparado com o limite térmico. (Figura original disponível em (NAYAK *et al.*, 2005))

2.1.1. História das LPNEs

Vários estudos referentes ao tema da capacidade de transmissão foram feitos ao longo da história, porém poucos deles foram desenvolvidos utilizando geometrias de torres com feixes não convencionais.

Historicamente, (THOMAS, 1909) foi o precursor na utilização dos condutores em feixes para incrementar a capacidade de transmissão das linhas, tendo verificado que com o aumento do número de sub-condutores a capacitância das linhas era incrementada, enquanto que a sua indutância era diminuída. No entanto, os custos de manutenção tornavam-se mais elevados, razão pela qual a ideia foi abandonada por vários anos.

Os estudos sobre condutores em feixes foram retomados por pesquisadores como (DWIGHT; FARMER, 1932), que estudaram as diferenças de transmitir com um ou dois condutores. Parâmetros como a resistência, capacitância, reatância, efeito corona e aquecimento nos condutores foram analisados. No mesmo ano (CLARKE, 1932) estudou o rendimento das linhas de transmissão, idealmente transpostas, operando na frequência fundamental de 60 Hz, com arranjos desde 2 até 5 condutores por feixe.

Nos meados da década de 60 foram desenvolvidos os trabalhos bibliográficos de (ABETTI, 1958) e (SANDELL *et al.*, 1963), no qual são mencionados os principais pesquisadores e temas que finalmente permitiram o uso extensivo dos condutores em feixe, que apresentam uma separação típica de 0,4572 m para as normas americanas e 0,40 m para as normas europeias.

Vários anos depois pesquisas focadas no tema da capacidade de transmissão de energia foram feitas pelos pesquisadores russos (ALEXANDROV *et al.*, 1988), no qual verificou-se que o SIL era incrementado ao aumentar o número de condutores por fase; e que embora fosse um bom método, apresentava-se uma limitante na quantidade de sub-condutores, pois o espaçamento entre fases tornava-se maior. Continuando com o seu trabalho (ALEXANDROV; PODPORKYN, 1991), e procurando diminuir as perdas de potência por condução, assim como a queda de tensão nas linhas, foi proposto reduzir o espaçamento das fases e usar arranjos de condutores em vez de um condutor simples, seguindo uma metodologia de projeto, em que se tem como limitante a geração do efeito corona nos condutores. Desta forma a ampliação da capacidade de transmissão fica condicionada ao número de condutores e ao seu campo elétrico superficial máximo.

Usando os conceitos apresentados pelos pesquisadores russos, o autor (SALARI, 1993) otimiza as linhas de transmissão, procurando manter um equilíbrio da distribuição de corrente e carga nos sub-condutores, respeitando as restrições de campos elétrico e magnético máximos. No seu trabalho, embora seja mencionada a importância da avaliação econômica das configurações dos condutores, não é realizado um estudo econômico, mas é proposto como um trabalho futuro.

Outro pesquisador que muito produziu neste tema foi (PORTELA; GOMES, 1998), quem ao longo de suas publicações estabelece fatos importantes como necessidade de realizar uma análise iterativa mediante sub-otimizações dos feixes para finalmente conseguir uma otimização global. Além disto, nas suas pesquisas apresentava diferentes geometrias, tais como elípticas, retangulares, entre outras.

Recentemente (MACIEL, 2013) apresenta uma pesquisa da maximização da capacidade de transmissão, baseada em técnicas de otimização clássica, procurando manter nos condutores um balanço de carga e do campo elétrico superficial. Geometrias bem diferentes das convencionais são apresentadas por ele, no entanto, como na maioria dos outros trabalhos, nenhum cálculo mecânico ou econômico foi feito.

2.1.2. Geometrias Não Convencionais

Para conseguir uma mudança nos parâmetros internos das linhas e finalmente na capacidade de transmissão, é preciso modificar a estrutura dos condutores nos feixes (Figura 3¹). Quando é produzida uma mudança na estrutura da torre as características de capacitância e indutância mútuas mudam pelos acoplamentos existentes entre os cabos. A capacidade de transmissão utilizando diferentes arranjos pode ser aumentada significativamente (NAYAK *et al.*, 2005), apresentando uma possibilidade de pesquisa envolvendo a otimização da geometria dos feixes.

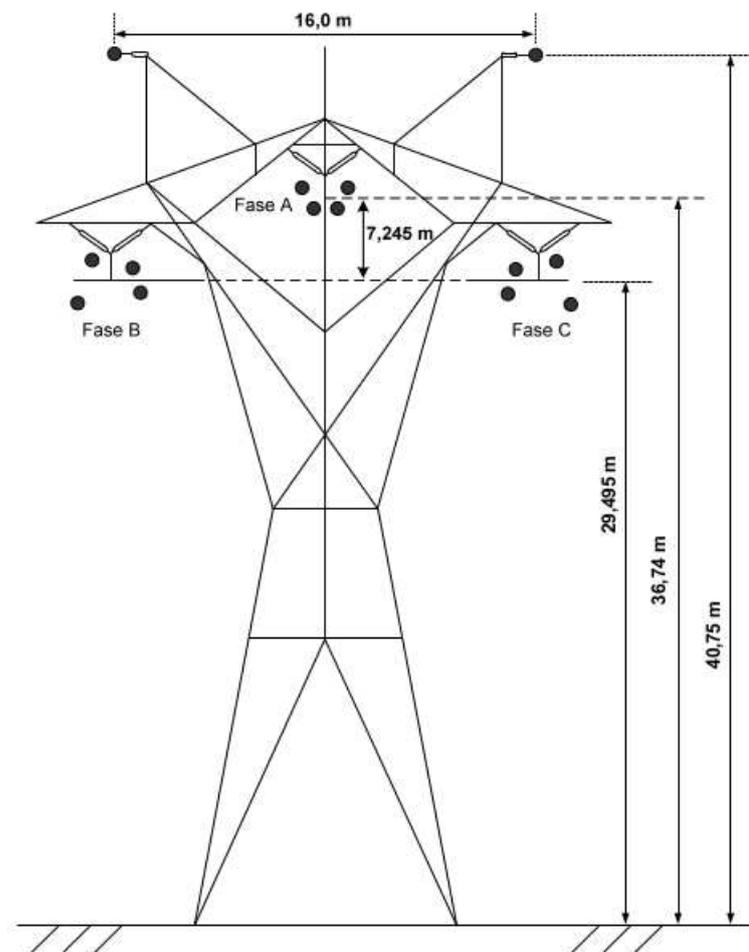


Figura 3 – Esboço de uma estrutura de torre de transmissão não convencional.

2.1.3. LPNE versus Estruturas Convencionais

Estudos realizados por (MACIEL, 2013) no tema de linhas de transmissão não convencionais mostram que utilizar arranjos não convencionais, com n_{sc} sub-condutores, representa uma alternativa para incrementar o limite de potência da linha. Com modificações relativamente simples o limite pode aumentar gradualmente (Tabela 1).

¹ Figura extraída de (ZEVALLOS, 2013)

Tabela 1 – Linha convencional vs Linha não convencional de 500 kV.

Religamento não homopolar	Tipo de Linha	
	Convencional	Não Convencional
$R_1[\Omega/km]$	0,0154	0,0155
$X_1[\Omega/km]$	0,670	0,2294
$Y_1[\mu S/km]$	6,18	7,283
Potência característica (MW)	1199,83	1407,03

No trabalho desenvolvido por (SALARI, 1993), segundo as otimizações feitas na sua pesquisa para outros níveis de tensão, a potência característica típica das linhas de transmissão convencionais (que usam um espaçamento de condutores fixos de 0,4572 m) em comparação às linhas otimizadas é apresentada na tabela 2. pode-se ver que houve um incremento da potência característica em valores de 54, 42, 34 e 26% para os diferentes níveis de tensão estudados, especificamente para 230, 345, 500 e 750 kV.

Tabela 2 – Potência das linhas convencionais.

Convencional				Não Convencional			
Tensão	Condutor	N_{sc}	P_c [MW]	Tensão	Condutor	N_{sc}	P_c [MW]
230 kV	Dove	1	140	230 kV	Oriole	2	215
345 kV	Grosbeak	2	419	345 kV	Linnet	4	596
500 kV	Tern	3	923	500 kV	Hawk	5	1235
750 kV	Bunti	4	2111	750 kV	Drake	6	2665

Quando se deseja aumentar a capacidade de transmissão, em valores de 1,5 p.u. ou superiores, o tamanho resultante dos feixes é muito grande, apresentando dificuldades na construção das torres, e gerando custos extras ligados ao incremento do peso da mesma. Embora os custos associados sejam maiores o resultado é mais atrativo utilizando LPNE (RODRIGUES, 2010). Porém, como a técnica de LPNE ainda é recente, precisa-se de mais pesquisas para otimizar o comprimento dos feixes e os custos de construção.

2.1.3.1. Projetos implementados

Como as pesquisas utilizando as LPNE são bastantes novas, há poucas linhas construídas utilizando arranjos não convencionais na disposição dos condutores, no entanto, foram construídas no Brasil algumas linhas com geometrias não convencionais para transmitir energia em 500 kV (AMON *et al.*, 2015).

2.1.3.2. Estudos realizados com linhas de transmissão não convencionais

Alguns pesquisadores realizaram estudos utilizando as LPNE como Milton E. Zevallos e Maria C. Tavares, baseados em silhuetas desenvolvidas por C. M. Portela, os quais apresentam pesquisas de arco secundário (ZEVALLOS, 2013) implementadas em linhas não convencionais..

Recentemente, as linhas de transmissão não convencionais, baseadas no trabalho de (MACIEL, 2013), têm sido usadas em pesquisas de linhas sintonizadas para meio comprimento de onda (SANTIAGO; TAVARES, 2015).

Capítulo 3

Procedimentos

Neste capítulo é feita uma descrição teórica dos procedimentos necessários para aumentar a capacidade de transmissão das linhas, junto com as considerações elétricas, mecânicas e econômicas requeridas. Também são apresentados alguns diagramas de fluxo, permitindo compreender a lógica do algoritmo proposto, desde os processos particulares até chegar aos elementos globais.

3.1. Parâmetros das Linhas de Transmissão

O transporte de energia elétrica é altamente influenciado pelos parâmetros das linhas de transmissão, especificamente das impedâncias e admitâncias. As impedâncias longitudinais correspondem aos elementos resistivos e indutivos, enquanto que as admitâncias transversais das linhas aéreas podem ser representadas somente pela capacitância da linha. Para modificar a capacidade de transmissão é preciso entender como estes parâmetros são obtidos. O estudo a ser apresentado analisou somente linhas de circuito simples, composto por 03 fases.

A capacidade de transmissão da linha é uma característica de regime permanente, não tendo influência as parcelas dos parâmetros elétricos associados às frequências diferentes da fundamental. Adicionalmente, a linha de transmissão pode ser suposta no estágio de otimização como idealmente transposta, uma vez que as linhas longas são normalmente transpostas, e vistas dos terminais em regime permanente a transposição pode ser considerada como ideal para a frequência fundamental. As linhas curtas têm baixo desequilíbrio e podem, novamente, no estágio de otimização ser consideradas idealmente transpostas.

Usando Matlab foram desenvolvidas rotinas para calcular os parâmetros das linhas de transmissão por meio dos seguintes passos:

1. Uma geometria de torre é criada de forma aleatória, respeitando a distância de segurança entre fases e adicionando m número de para-raios. Também é possível introduzir a geometria que se quer avaliar diretamente. No apêndice A.4 é descrita a rotina criada para gerar as diferentes geometrias estudadas nesta pesquisa.
2. As fases são ordenadas segundo $a_1, b_1, c_1, a_2, \dots, a_n, b_2, \dots, b_n, c_2, \dots, c_n, pr_1, pr_2, \dots, pr_n$. A rotina desenvolvida está disponível no apêndice A.5.

Tabela 3 – Ordem das fases

Fase
1
2
3
1
1
⋮
2
2
⋮
3
3
⋮
0
⋮
0

3. A impedância interna ou própria é calculada segundo a seção 3.1.3 ignorando a parcela imaginária, pois numa frequência de 60 Hz esta parcela não é muito representativa.
4. A capacitância é calculada usando o método das imagens (sec. 3.1.6).
5. A impedância externa é encontrada considerando o solo real, pois é importante o retorno de corrente no solo (sec. 3.1.4).
6. A impedância total é calculada como a impedância com solo real adicionando a resistência para baixas frequências dos cabos, ou seja, a parte real da impedância

interna, desprezando a parte imaginária, pois o sistema é estudado em regime permanente.

7. A matriz $n \times n$, na qual n é a quantidade de sub-condutores por fase c_f mais a quantidade para-raios c_{sw} , é reduzida até uma dimensão 3×3 usando Kron (sec. 3.1.7). Desta forma, o sistema com c_f condutores de fase é representado como se tivesse somente um condutor por fase.
8. O passo seguinte consiste na transposição ideal dos condutores do sistema para gerar matrizes balanceadas.
9. São obtidas as componentes de sequência do sistema aplicando a matriz de transformação de Fortescue nas matrizes balanceadas.
10. A impedância característica e a capacidade de transmissão são obtidas usando as equações 3.1 e 3.2. Nas linhas de transmissão o limite de capacidade de transporte (SIL) é regido principalmente pela impedância característica da linha Z_c , que é definida como a relação entre a impedância de sequência positiva e a admitância transversal de sequência positiva.

Cada um dos programas ou rotinas desenvolvidas estão disponíveis nos apêndices A.3 até A.6, permitindo entender melhor cada um dos passos necessários para a obtenção dos parâmetros da linha.

3.1.1. Potência natural da linha

A potência característica (P_c) corresponde à potência que a linha transmite numa condição de equilíbrio entre a potência reativa gerada e consumida pela linha, ou seja, para esta condição de carga não há a necessidade de fornecer suporte de reativo para a linha. A impedância característica de sequência positiva da linha $Z_c[\Omega]$ e a tensão eficaz fase-fase do sistema (V_l) definem a capacidade de transmissão do sistema ou “Surge Impedance Loading” (SIL).

$$P_c = SIL = \frac{V_l^2}{Z_c} \quad (3.1)$$

3.1.2. Z_c - Impedância característica de sequência positiva

Para calcular a impedância característica de sequência positiva da linha é necessário obter a impedância e a admitância de sequência positiva por unidade de comprimento da linha. Estes parâmetros são calculados a partir das matrizes de impedância e de admitância primitivas da linha.

A impedância da linha pode ser descrita pelos efeitos internos e externos do fluxo de corrente nos condutores e nos condutores imagem localizados no solo, sendo formada pela composição da matriz de impedância interna com a matriz de impedância externa, conforme apresentado a seguir.

Nas linhas de transmissão, e principalmente em sistemas de altas tensão o limite de potência é dado pela impedância característica do sistema, que pode ser calculada segundo a seguinte equação:

$$Z_c = \sqrt{\frac{Z_+}{Y_+}} \quad (3.2)$$

Onde:

- Z_+ corresponde à impedância de sequência positiva.
- Y_+ corresponde à admitância de sequência positiva.

3.1.3. Impedância interna

Quando se trabalha com cabos para transmissão de energia, utilizam-se arranjos de fios tubulares não sólidos (Figura 4). A impedância interna é obtida supondo que o condutor sob análise está muito afastado dos demais condutores, sendo possível desprezar a influência tanto dos condutores quanto do solo. Em frequências baixas a corrente é distribuída de forma uniforme no condutor, no entanto, à medida que aumenta a frequência a corrente se concentra na superfície do condutor, apresentando o que é conhecido como efeito pelicular. Este efeito produz uma variação da impedância interna do condutor em função da frequência.

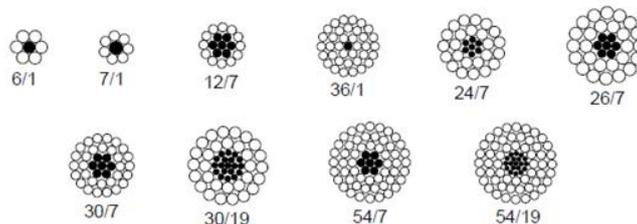


Figura 4 – Tipos de cabos utilizados na transmissão de energia elétrica.

As equações que regem o cálculo da impedância interna são as equações de Maxwell, relacionando o campo elétrico presente na superfície do condutor e a corrente no interior do mesmo. Depois de um processamento matemático a equação que governa os parâmetros para baixas frequências está definida como:

$$Z_{int} = \frac{1}{\sigma_c \pi (R_1^2 - R_0^2)} + \frac{j\mu\omega}{\pi (R_1^2 - R_0^2)} \left[\frac{R_0^4}{2(R_1^2 - R_0^2)} \ln \frac{R_1}{R_0} + \frac{R_1^2}{8} - \frac{3R_0^2}{8} \right] \quad (3.3)$$

Na equação anterior σ_c corresponde à condutividade do condutor, R_1 ao raio externo e R_0 ao raio interno. O desenho de um condutor simples é mostrado na Figura 5. Vale destacar que como a capacidade de transmissão é analisada para a frequência fundamental do sistema (60 Hz) é possível descartar a parcela imaginária da equação 3.3, permitindo que a impedância interna seja reduzida somente à resistência em CC dos condutores.

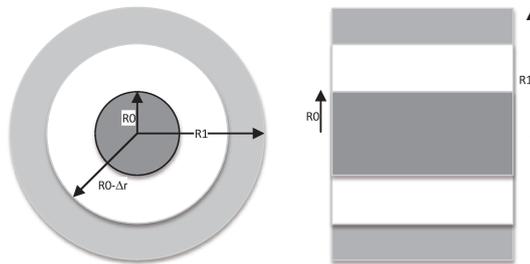


Figura 5 – Esquema simplificado dos cabos para transmissão de energia.

3.1.4. Impedância Externa

As impedâncias externas são geradas pelo acoplamento do campo magnético produzido pelas correntes circulantes nos condutores e na imagem dos condutores no solo. A impedância varia em função da posição dos condutores e da resistividade do solo.

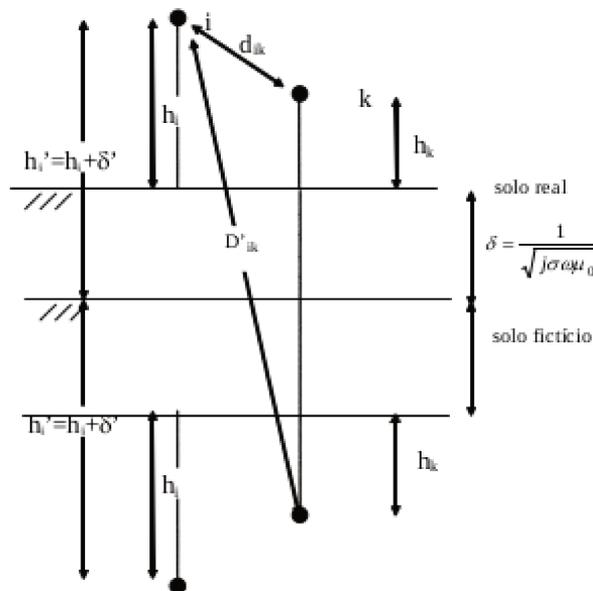


Figura 6 – Disposição dos condutores considerando o solo complexo para representar o efeito do retorno pelo solo.

Na Figura 6 δ corresponde à correção do solo, também conhecida como a profundidade complexa (eq. 3.5), desenvolvida por (DERI *et al.*, 1981) para solos homogêneos e não homogêneos. Esta teoria é baseada no conceito de corrente de retorno pelo solo proposto por Carson, no qual a profundidade de penetração é alterada em função da frequência do sinal injetado. Para calcular as impedâncias da linha, exemplificando para uma linha fictícia de dois condutores, utiliza-se a seguinte fórmula:

$$Z_{ext} = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \begin{bmatrix} \ln \frac{2h_{c1}}{R_1} & \ln \frac{D_{c12}}{d_{c12}} \\ \ln \frac{D_{c12}}{d_{c12}} & \ln \frac{2h_{c2}}{R_2} \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

$$\delta = \frac{1}{\sqrt{j\omega\mu_0\sigma}} \quad (3.5)$$

Onde σ é a condutividade do solo. O valor para cada posição da matriz de impedâncias externas pode ser calculado como:

$$Z_{ext-ii} = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \ln \left(\frac{2h_{ci}}{R_i} \right) \quad (3.6)$$

$$Z_{ext-ik} = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \ln \left(\frac{D_{cik}}{d_{cik}} \right) \quad (3.7)$$

Onde h_{ci} , D_{cik} e d_{cik} são números complexos.

3.1.5. Impedância Total

A impedância total da linha, por unidade de comprimento, é a somatória da impedância interna da linha, que é uma matriz diagonal, com a impedância externa da linha.

Assim, a matriz resultante é:

$$\begin{bmatrix} Z_{int-11} + Z_{ext-11} & Z_{ext-12} & Z_{ext-13} & \dots & Z_{ext-1n} \\ Z_{ext-21} & Z_{int-22} + Z_{ext-22} & Z_{ext-23} & & \\ Z_{ext-31} & Z_{ext-32} & Z_{int-33} + Z_{ext-33} & & \\ \vdots & & & \ddots & \\ Z_{ext-n1} & & & & Z_{int-nn} + Z_{ext-nn} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

A matriz primitiva é calculada e depois reduzida para a matriz equivalente de fase incorporando-se o efeito dos feixes dos sub-condutores de fase e dos cabos para-raios. Posteriormente, a linha é suposta idealmente transposta e a impedância de sequência positiva é obtida.

3.1.6. Admitância

Uma linha de transmissão apresenta capacitâncias parasitas produzidas pelo campo elétrico entre os condutores e entre cada condutor e terra e sua imagem no solo. Para obter a matriz de admitância transversal, novamente exemplificando para uma linha com dois condutores, tem-se:

$$Y_{transversal} = j2\pi\omega\varepsilon_0 \begin{bmatrix} \ln \frac{2h_1}{R_1} & \ln \frac{D_{12}}{d_{12}} \\ \ln \frac{D_{12}}{d_{12}} & \ln \frac{2h_2}{R_2} \end{bmatrix}^{-1} \quad (3.9)$$

$$C = 2\pi\varepsilon_0 \begin{bmatrix} \ln \frac{2h_1}{R_1} & \ln \frac{D_{12}}{d_{12}} \\ \ln \frac{D_{12}}{d_{12}} & \ln \frac{2h_2}{R_2} \end{bmatrix}^{-1} \quad (3.10)$$

$$\bar{C} = 2\pi\varepsilon_0 \bar{A}^{-1} \quad (3.11)$$

Para qualquer número de sub-condutores os elementos da matriz \bar{A} são:

$$A_{ii} = Ln \left(\frac{2h_i}{R_i} \right) \quad (3.12)$$

$$A_{ij} = Ln \left(\frac{D_{ij}}{d_{ij}} \right) \quad (3.13)$$

Os valores de D_{ij} e d_{ij} , representam a distância entre os condutores com o método das imagens, considerando somente o solo real da Figura 7.

Novamente a matriz primitiva é gerada e em seguida a matriz é reduzida para o seu equivalente de fases incorporando o efeito dos sub-condutores e dos cabos PR. A linha é suposta em operação normal e idealmente transposta, e a admitância de sequência positiva é calculada.

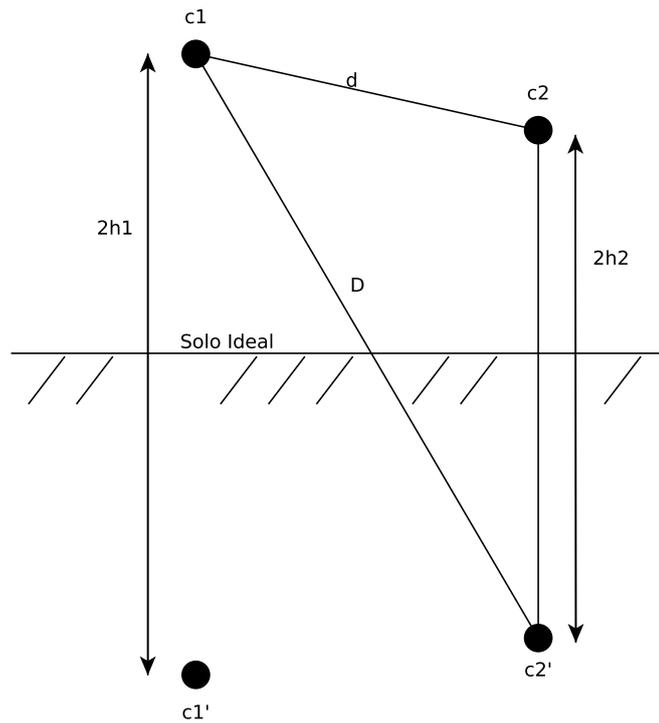


Figura 7 – Método das imagens com solo ideal.

3.1.7. Redução de um sistema $n \times n$ até 3×3

Nas linhas de transmissão de EAT e UAT, é usual ter mais de um sub condutor por fase, gerando impedâncias e admitâncias com matrizes de $n \times n$ (eq. 3.14), no qual n é o número de fases (três) multiplicado pela quantidade de sub-condutores e adicionando o número de para-raios, que tipicamente é dois. Em sistemas operando com tensões superiores a 400 kV é usual ter quatro sub-condutores por fase e dois cabos para-raios. Desta forma, o sistema será representado por matrizes de 14×14 elementos. Quanto maior for o nível de tensão, existe uma tendência de aumentar o número de condutores por fase, produzindo matrizes ainda maiores.

$$\begin{bmatrix} V_{a1} \\ V_{b1} \\ V_{c1} \\ \vdots \\ V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \\ V_{pr1} \\ V_{pr2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} & & & & & & \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} & & & & & & \\ \vdots & & & \ddots & & & & & \\ \vdots & & & & \ddots & & & & \\ \vdots & & & & & \ddots & & & \\ \vdots & & & & & & \ddots & & \\ \vdots & & & & & & & \ddots & \\ Z_{n1} & & & & & & & & Z_{nn} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{a1} \\ I_{b1} \\ I_{c1} \\ \vdots \\ I_{an} \\ I_{bn} \\ I_{cn} \\ I_{pr1} \\ I_{pr2} \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

A linha de transmissão é vista pelo sistema elétrico como um elemento composto por três fases, não importando a sua forma construtiva. Deste modo é necessário reduzir os parâmetros elétricos da linha a matrizes trifásicas, tanto os parâmetros longitudinais quanto os transversais.

É preciso reduzir o sistema $n \times n$ (eq. 3.14) até uma ordem de 3×3 . Para isto são utilizados artifícios matemáticos para representar os sub-condutores das fases como uma fase equivalente, e finalmente, incorporar o efeito dos cabos para-raios nos parâmetros elétricos da linha. Isto é feito representando matematicamente as condições de contorno associadas aos elementos da linha, sendo especificamente:

- A corrente que flui na fase equivalente é formada pela soma das correntes que fluem nos sub-condutores.
- A tensão ao longo da fase equivalente é igual à tensão ao longo de cada subcondutor.
- Caso o cabo PR esteja isolado não haverá corrente fluindo.
- Caso o cabo PR esteja aterrado a tensão ao longo do seu comprimento será nula.

Para conseguir isto deve-se seguir os seguintes passos:

1. Subtrair cada uma das linhas correspondentes as sub fases, com as impedâncias das fases principais, gerando uma nova matriz Z , da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} V_{a1} \\ V_{b1} \\ V_{c1} \\ \vdots \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ V_{pr1} \\ V_{pr2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} & \dots & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} & & \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} & & \\ \vdots & \vdots & \vdots & & \\ Z_{n-4,1} - Z_{11} & Z_{n-4,2} - Z_{12} & Z_{n-4,3} - Z_{13} & & \\ Z_{n-3,1} - Z_{21} & Z_{n-3,2} - Z_{22} & Z_{n-3,3} - Z_{23} & & \\ Z_{n-2,1} - Z_{31} & Z_{n-2,2} - Z_{32} & Z_{n-2,3} - Z_{33} & & \\ \vdots & & & \ddots & \\ Z_{n1} & & & & Z_{nn} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{a1} \\ I_{b1} \\ I_{c1} \\ \vdots \\ I_{an} \\ I_{bn} \\ I_{cn} \\ I_{pr1} \\ I_{pr2} \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

2. Deixar a corrente nula, menos em um dos condutores das fases a, b e c, ou seja, subtrair de cada uma das colunas correspondentes às sub fases, as impedâncias das fases principais. É importante notar que isto é feito na matriz gerada na equação 3.15, produzindo o seguinte resultado:

$$V_2^T = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} & \cdots & Z_{1,n-4} - Z_{11} & Z_{1,n-3} - Z_{12} & Z_{1,n-2} - Z_{13} & \cdots & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} & & Z_{2,n-4} - Z_{21} & Z_{2,n-3} - Z_{22} & Z_{2,n-2} - Z_{23} & & \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} & & Z_{3,n-4} - Z_{31} & Z_{3,n-3} - Z_{32} & Z_{3,n-2} - Z_{33} & & \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & & & & & \\ \vdots & & & & \ddots & & & & \\ \vdots & & & & & \ddots & & & \\ \vdots & & & & & & \ddots & & \\ \vdots & & & & & & & \ddots & \\ Z_{n1} & & & & & & & & Z_{nn} \end{bmatrix} * I_2^T \quad (3.16)$$

- Atenção: É importante ver que nesta etapa os para-raios não foram alterados, dado que são supostos como solidamente aterrados.
- $V_2^T = \left[V_{a1} \ V_{a1} \ V_{a1} \ \cdots \ 0 \ 0 \ 0 \ V_{pr1} \ V_{pr2} \right]^T$
- $I_2^T = \left[I_{a1} \ I_{b1} \ I_{c1} \ \cdots \ I_{an} - I_{a1} \ I_{bn} - I_{b1} \ I_{cn} - I_{c1} \ I_{pr1} \ I_{pr2} \right]^T$

3. Aplicar a redução de Kron (equação 3.17) iterativamente à matriz completa (fases + para-raios) até obter um sistema 3x3.

$$Z_{nova[1:n-1,1:n-1]} = Z_{antiga[1:n-1,1:n-1]} - \frac{Z_{antiga[1:n-1,n]}Z_{antiga[n,1:n-1]}}{Z_{antiga[n,n]}} \quad (3.17)$$

Da fórmula anterior é importante dizer que:

- $Z_{nova[1:n-1,1:n-1]}$ é a matriz nova de ordem n-1 x n-1.
- $Z_{antiga[1:n-1,1:n-1]}$ é a matriz antiga de ordem n-1 x n-1.
- $Z_{antiga[1:n-1,n]}$ é o vetor coluna da última linha da matriz antiga sem o elemento final.
- $Z_{antiga[n,1:n-1]}$ é o vetor linha da última coluna da matriz antiga sem o elemento final.
- $Z_{antiga[n,n]}$ é o escalar da última posição da matriz antiga.

Para fazer a redução da matriz de admitâncias transversais podem ser usados os mesmos passos descritos anteriormente, transformando a matriz Y em uma matriz Z antes de fazer qualquer cálculo ($\bar{Z} = inv(\bar{Y})$) e transformando-a novamente em uma matriz Y ao finalizar todo o processo de redução.

3.1.8. Componentes de sequência

Os procedimentos apresentados até o momento foram desenvolvidos para que fossem obtidas as impedâncias e admitâncias em componentes de fase. Para obter a impedância característica da linha são utilizadas as componentes de sequências 0, 1 e 2 (equação 3.2), conhecidas também como sequência zero, positiva e negativa das impedâncias e admitâncias da linha.

Para obter as componentes de sequência das impedâncias pode-se usar a seguinte fórmula:

$$Z_{012} = T_{seq}^{-1} * Z_{abc} * T_{seq} \quad (3.18)$$

Onde:

$$T_{seq} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

Com $a = 1 \angle 120^\circ$.

Como dito anteriormente, a linha deve ser suposta idealmente transposta, sendo necessário utilizar os valores médios de cada termo da matriz reduzida. A mesma fórmula é aplicada para encontrar as admitâncias em componentes de sequência.

3.2. Densidade de carga e Campo Elétrico

Ao trabalhar com linhas de transmissão de alta tensão a potência natural da linha é limitada pela geração do efeito corona nos condutores. Devido à disposição dos mesmos e a suas características próprias, aparece uma carga na superfície dos cabos, que pode ser entendida como uma carga concentrada no centro do condutor. Esta carga, segundo as condições do sistema, gera uma quantidade de campo elétrico superficial, que dependendo do seu valor pode ionizar o ar no entorno do condutor, resultando no fenômeno denominado efeito corona. O limite máximo do campo elétrico na superfície dos condutores, antes de produzir a ionização das partículas, chama-se campo elétrico crítico, e está associado diretamente ao tipo de condutor e às condições ambientais.

3.2.1. Cálculo de densidade de carga

A carga superficial dos condutores nos feixes das linhas de transmissão pode ser calculada pela contribuição da capacitância de cada condutor, multiplicada pela tensão aplicada:

$$q_k = \sum_{n=1}^{nc} C_{kn} V_k \quad (3.20)$$

Na equação anterior C_{kn} é a capacitância existente entre o condutor k e n , nc a quantidade total de condutores, e V_k a tensão de fase aplicada no condutor k .

Para uma linha trifásica simples têm-se:

$$V_a = V_f * \cos(\theta) \quad (3.21)$$

$$V_b = V_f * \cos(\theta - 120^\circ) \quad (3.22)$$

$$V_c = V_f * \cos(\theta + 120^\circ) \quad (3.23)$$

Portanto, a equação 3.20 pode ser escrita como:

$$q_k = \sum_{n=1}^{n_{sc}} C_{ka_m} V_a + \sum_{n=1}^{n_{sc}} C_{kb_m} V_b + \sum_{n=1}^{n_{sc}} C_{kc_m} V_c \quad (3.24)$$

Na qual m é um sub condutor e n_{sc} é o número de sub-condutores das fases a, b e c.

Lembrando das seções anteriores têm-se a capacitância interna entre sub-condutores, portanto é possível fazer o cálculo rápido para cada condutor.

Para encontrar a carga superficial de cada condutor deve-se utilizar a fórmula 3.24, na qual os valores de capacitância mútua e própria foram obtidos nas seções anteriores.

Como a distribuição de carga num condutor individual é praticamente uniforme em sua superfície, é possível fazer uma aproximação da densidade de carga superficial calculando a carga num ponto do condutor, concentrado no centro (PAGANOTTI; O., 2011), lembrando que cada conjunto de sub-condutores tem seu próprio nível de tensão dependendo da sua fase.

Como as tensões de fase podem ser representadas como fasores, é possível fazer um cálculo rápido da densidade de carga dos condutores multiplicando a matriz C pelo vetor coluna \bar{V} :

$$\bar{Q} = C * \bar{V} \quad (3.25)$$

Sendo:

- $\bar{V}^T = \begin{bmatrix} V_f & a^2 V_f & a V_f & \cdots & 0 \end{bmatrix}$
- $a = 1 \angle 120^\circ$

- V_f a tensão de fase.

3.2.2. Cálculo do Campo Elétrico

O campo elétrico gerado por um condutor com forma cilíndrica, em qualquer ponto, é proporcional à densidade de carga superficial e à distância do condutor até o local do estudo. Quando o arranjo tem mais de um condutor é preciso adicionar a contribuição de campo de cada um dos condutores. O campo elétrico total será então a soma dos campos elétricos individuais num ponto, gerados por cilindros de carga:

$$E_p = \sum_{k=1}^{nc} \frac{q_k}{2\pi\epsilon_0 R_{pk}} \quad (3.26)$$

Na equação 3.26 R_{pk} é a distância entre o ponto p e a carga q_k .

No caso particular das linhas de transmissão, o campo elétrico em qualquer ponto tem que ser calculado usando o método das imagens. Assim, as componentes do campo elétrico em (x,z) podem ser calculadas como:

$$\vec{E}_x = \sum_{k=1}^{nc} \frac{q_k}{2\pi\epsilon_0} \left(\frac{x_p - x_k}{r_c^2} - \frac{x_p - x_k}{r_I^2} \right) \quad (3.27)$$

$$\vec{E}_z = \sum_{k=1}^{nc} \frac{q_k}{2\pi\epsilon_0} \left(\frac{z_p - z_k}{r_c^2} - \frac{z_p + z_k}{r_I^2} \right) \quad (3.28)$$

Onde:

- x_p e z_p são as posições em x e z do ponto “p” desejado para calcular o campo elétrico.
- x_k e z_k são as posições em x e z do condutor k .
- r_c é a distância entre o condutor k e o ponto “p”.
- r_I é a distância entre a imagem do condutor k e o ponto “p”.

A magnitude resultante do campo elétrico será então:

$$E = \sqrt{E_x^2 + E_z^2} \quad (3.29)$$

No entanto, o campo elétrico na superfície dos condutores não será uniforme. Para saber o ponto de máximo campo elétrico superficial é preciso encontrar o ângulo α , com referência ao eixo x e em sentido anti-horário, que produz o máximo campo elétrico. Neste ponto, uma transformação de coordenadas na direção radial do condutor deve ser

aplicada. O campo elétrico agora pode ser representado usando as suas parcelas real e imaginária como:

$$E_\alpha = \sqrt{(\Re E_x \cos\alpha + \Re E_z \sin\alpha)^2 + (\Im E_x \cos\alpha + \Im E_z \sin\alpha)^2} \quad (3.30)$$

Derivando a equação anterior e igualando a zero é possível obter o ângulo α de maior campo elétrico superficial.

Usando esta teoria foi desenvolvido um programa em ambiente Matlab que calcula o campo elétrico em qualquer ponto no entorno da linha de transmissão.

Para calcular o campo com a maior precisão possível deve-se criar uma malha suficientemente pequena para representar a superfície dos condutores. No caso do estudo foi verificado que era suficiente usar malha 10 vezes menor do que o raio do condutor, embora seja possível usar malhas mais complexas com resultados parecidos (Figura 8¹).

Depois de definir a malha, o programa calcula a contribuição de campo elétrico de cada condutor em cada um dos pontos da malha. Para atingir o objetivo, a direção e a magnitude de campo de cada um dos condutores são calculadas e depois adicionadas no ponto, lembrando que se a distância até o ponto de estudo for menor do que o raio do condutor, o campo adicionado é nulo.

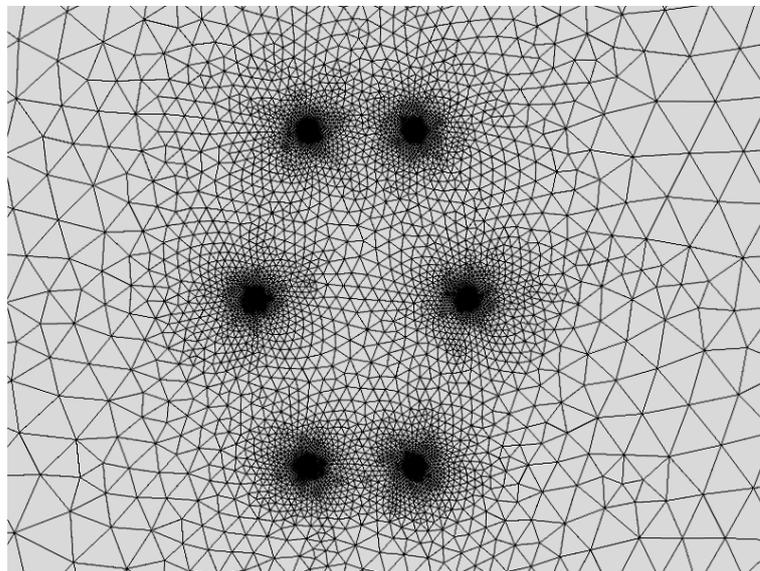


Figura 8 – Exemplo de malha para o feixe central.

Segundo o trabalho desenvolvido por (GOMES, 1995) é suficiente estudar alguns pontos da superfície do condutor para encontrar o campo elétrico máximo, pois o campo

¹ Este tipo de malhas é usada por softwares especializados como COMSOL. Apêndice A.1 e A.2.

elétrico máximo e mínimo estarão deslocados π rad. Baseado nisso, para reduzir o tempo de execução, foi calculado o campo elétrico a cada 10^9 e guardado o maior valor obtido.

3.2.3. Campo Elétrico Crítico

Um elemento importante nas linhas de transmissão é o efeito corona, que quando é produzido gera perdas de energia devido à ionização do ar. Para evitar o surgimento do efeito corona é preciso manter os níveis de campo elétrico na superfície dos condutores em um valor menor do que o campo elétrico crítico.

Os limites deste campo estão determinados pelas condições ambientais e o tipo de condutor utilizado. As seguintes equações mostram a forma de calcular o campo elétrico crítico a partir do raio do condutor.

No trabalho de Peek (STARR *et al.*, 1927) foi verificado a partir de estudos experimentais que para condutores com menor diâmetro o campo elétrico crítico segue a fórmula:

$$E_{crit} = 21,56 \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{R_1}}\right) \cdots \left[ef \frac{kV}{cm}\right] \quad (3.31)$$

Fazendo correções, devido ao ambiente e ao estado físico dos condutores, a fórmula adquire a seguinte forma:

$$E_{crit} = 21,56 * f_s * \delta_{ik} * \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{R_1 * \delta_{ik}}}\right) \cdots \left[ef \frac{kV}{cm}\right] \quad (3.32)$$

Na qual f_s é um fator de superfície, que para linhas de transmissão normalmente é 0,82 (ver tabela 4), enquanto δ_{ik} (a pressão atmosférica relativa) é:

$$\delta_{ik} = 0,386 * \frac{(760 - 0,086 * h_{mar})}{(273 + t_{amb})} \quad (3.33)$$

Da fórmula anterior tem-se que h_{mar} é a altura da instalação em relação ao nível do mar e t_{amb} é a temperatura ambiente.

Estudos posteriores, desenvolvidos por (MILLER, 1957), identificaram que o diâmetro dos condutores tem maior importância do que a encontrada por Peek, portanto, para um diâmetro externo maior do que 0,935 cm e menor do que 6,8 cm, identificou-se que o campo elétrico crítico eficaz é:

$$E_{crit} = 18,11 * f_s * \delta_{ik} * \left(1 + \frac{0,54187}{\sqrt{R_1 * \delta_{ik}}}\right) \left[ef - \frac{kV}{cm}\right] \quad (3.34)$$

Tabela 4 – Fatores de superfície.

Condições superficiais dos condutores	Fatores de superfície
Condutores cilíndricos, polidos e secos	1
Cabos novos, secos, limpos e sem abrasão	0,92
Cabos de cobre expostos ao tempo em atmosfera limpa	0,82
Cabos de cobre expostos ao tempo em atmosfera agressiva	0,72
Cabos novos e secos com superfícies decorrentes	0,53 - 0,73
Cabos molhados, novos ou usados	0,16 - 0,25

3.2.4. Desequilíbrio de campo elétrico

Um dos critérios mais importantes adotados nesta pesquisa é manter valores similares de campo elétrico nos sub-condutores das fases. Isto é relevante dado que permite que a corrente que flui nos condutores seja mais uniforme, evitando um aquecimento superior em uma das seções da superfície dos condutores. Adicionalmente, ao impor que os sub-condutores de uma mesma fase tenham campos elétricos semelhantes é possível aproveitar melhor o arranjo do feixe. Isto ocorre porque a capacidade de transmissão será maior por se evitar o surgimento de um campo elétrico crítico em um dos sub-condutores.

Para fazer o cálculo do balanço de campo adotou-se o valor de campo elétrico crítico do condutor como referência para a porcentagem de desequilíbrio, de tal forma que todas as fases puderam ser medidas com uma referência em comum. Dado que cada condutor tem que manter um balanço de campo com os outros condutores da sua própria fase foi calculado o campo elétrico médio de cada fase, sendo determinado o desequilíbrio em relação à média de campo de cada fase.

A resultante é:

$$D_{cE} = \frac{E_{sck} - E_{pf}}{E_{crit}} * 100 \quad (3.35)$$

Onde:

- D_{cE} é o desequilíbrio de campo elétrico no condutor k [%].
- E_{sci} é o campo elétrico superficial do condutor k [kV/cm].
- E_{pf} é o campo elétrico médio da fase correspondente ao condutor k [kV/cm].
- E_{crit} é o campo elétrico crítico [kV/cm].

3.3. Modelo Eletrogeométrico (EGM)

As linhas aéreas de transmissão de energia elétrica precisam ter uma proteção contra descargas atmosféricas, ainda mais as torres de transmissão que transportam energia em níveis de tensão acima de 500 kV, pois para respeitar as distâncias de segurança precisam de estruturas com grandes alturas, apresentando uma maior atração aos raios.

Para alocar os elementos de segurança da linha (os cabos para-raios) é usado o modelo eletrogeométrico, que tem sido profundamente estudado por diversos pesquisadores. Este modelo está baseado na premissa de uma corrente de retorno máxima que o sistema poderá suportar. Essa corrente gera um raio ao redor dela e qualquer ponto que seja tocado por esse círculo será impactado pela descarga atmosférica. O projeto do sistema de proteção tem que assegurar que os cabos para-raios estarão alocados de tal forma que os raios os atinjam e não as fases da linha (Figura 9).

3.3.1. Modelos Clássicos

Na literatura, o modelo Eletrogeométrico tem sido estudado por diversos pesquisadores, que adicionam novos elementos ou modificam aqueles existentes. Assim, tem-se que o modelo foi inicialmente criado por Whitehead, considerando unicamente o valor da corrente de retorno (BROWN; WHITEHEAD, 1969). Pesquisadores posteriores como (YOUNG *et al.*, 1963), usaram o mesmo modelo eletrogeométrico, porém, modificando as constantes A e b (equação 3.37) a partir de seus próprios experimentos (Tabela 5).

As equações que representam o comportamento da distância de interceptação das descargas atmosféricas, segundo os modelos clássicos, são:

$$r_c = AI_c^b, [m] \quad (3.36)$$

$$I_c = \frac{2,2BIL}{Z_0}, [kA] \quad (3.37)$$

$$I_c = \frac{2,068CFO}{Z_0}, [kA] \quad (3.38)$$

Tabela 5 – Constantes para o modelo EGM segundo cada autor.

	A		b
	r_c	r_g	
Young et al.	27 se $h < 18$ m 27x444/(462-h) se $h > 18$ m	27	0,32
Armstrong e Whitehead (CIGRE' 33,01)	6,7	6	0,8
Brown e Whitehead	7,1	6,4	0,75
Love	10	10	0,65
Anderson IEEE WG 1985	10	6,4 se UHV 8,0 se EHV 1 se outros	0,65
IEEE T&D committee 1985	8	8x22/y 4,8 < r_g < 7,2	0,65
IEEE T&D committee 1991	10	3,6+1,7*ln(43-h) se $y < 40$ 3,6+1,7*ln(43-40) se $y > 40$	0,65
IEEE substation committee 1992	8	8	0,65

O raio de atração das descargas atmosféricas para uma corrente de 14,7 kA, calculado usando o modelo matemático de Armstrong (Figura 9), assim como o raio de atração para diferentes alturas segundo os outros métodos (Figura 10), foi desenvolvido no ambiente Matlab no trabalho de (CUARAN *et al.*, 2014), onde um dos pesquisadores é o mesmo autor deste trabalho de dissertação.

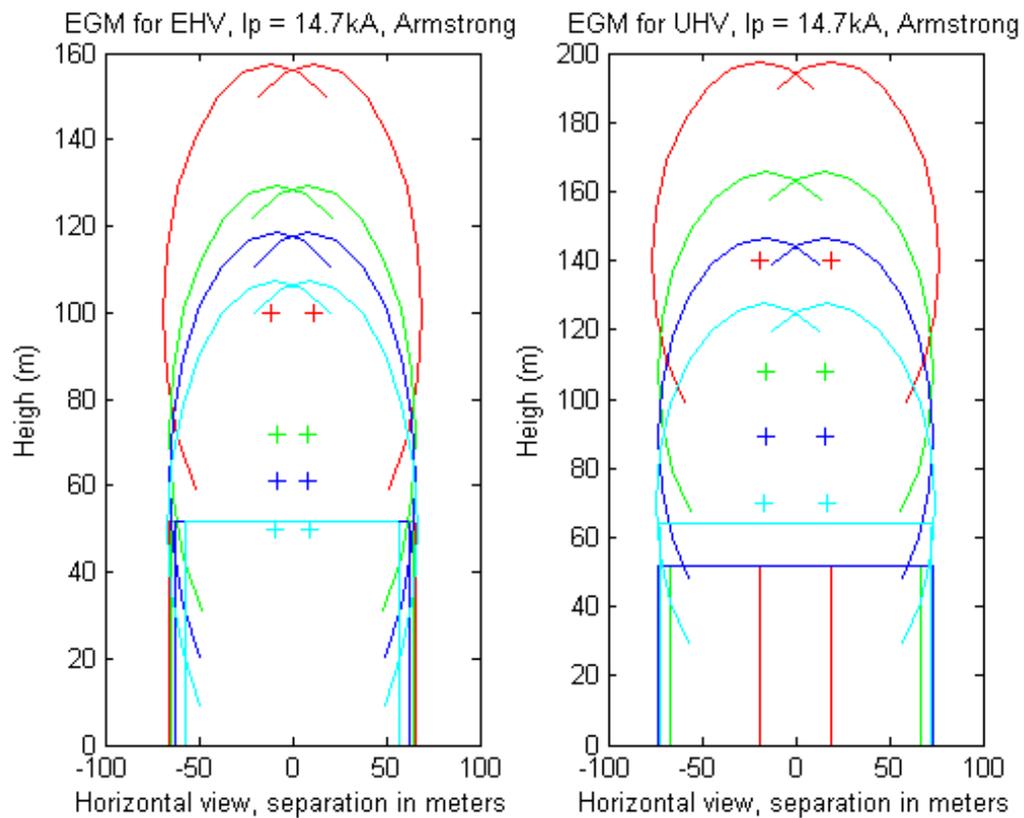


Figura 9 – EGM Armstrong, Brow e Whitehead para uma corrente de raio de 14,7 kA.

Fazendo uma comparação dos modelos mais usados pode ser visto que na Figura 10 só alguns deles apresentam uma variação no raio de interceptação das descargas atmosféricas segundo a altura da estrutura. Portanto, é indispensável usar os modelos que usam a altura da torre nos cálculos, evitando sobre estimações ou sub estimações na proteção contra raios.

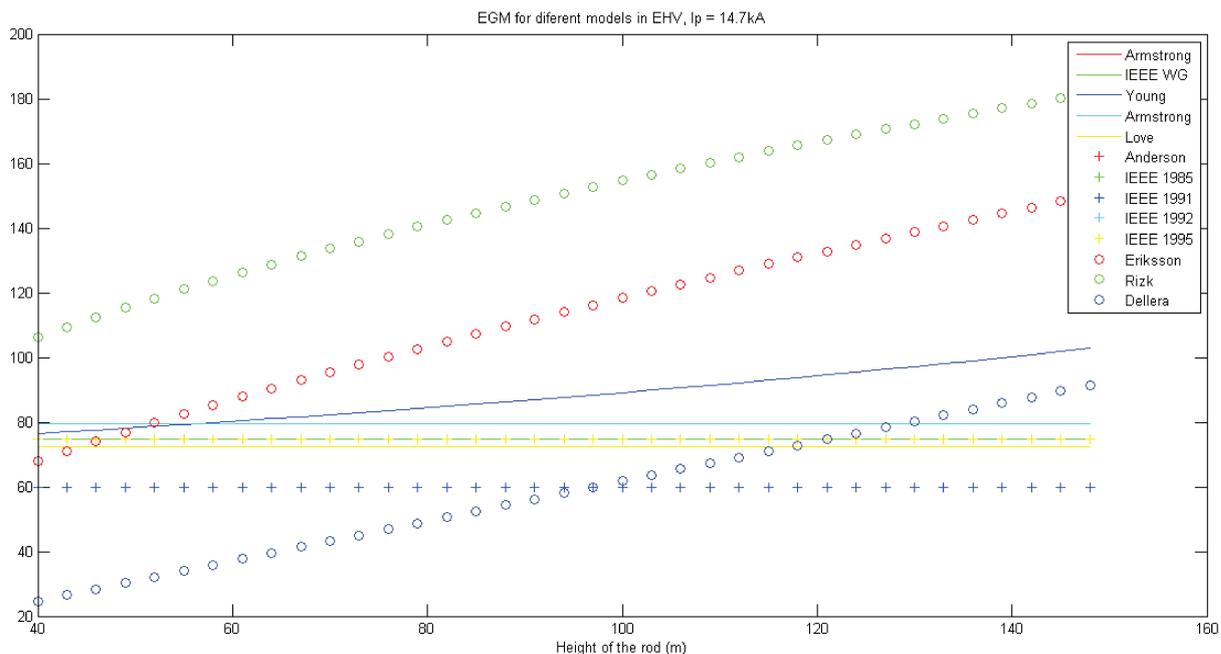


Figura 10 – Distância de atração de raios em função da altura da torre segundo diferentes pesquisadores.

3.3.2. Novas propostas

Embora o modelo eletrogeométrico típico não apresente considerações do tipo de terreno e da tensão aplicada nas linhas, recentes estudos de (CUARAN *et al.*, 2014), baseados no modelo matemático denominado “Self-consistent lightning interception model” (SLIM pelas suas sigas em inglês), proposto por (BECERRA *et al.*, 2006) em base aos trabalhos de (ERIKSSON, 1979), (GALLIMBERTI, 1979), (RIZK, 1989), e (DELLERA; GARBAGNATI, 1990), demonstram que estes fatores têm uma influência importante na distância de interceptação das descargas atmosféricas. No entanto, a pesquisa desenvolvida por (CUARAN *et al.*, 2014) teve um foco em linhas de transmissão verticais com poucos sub-condutores por fase, portanto, usar o método proposto por eles requereria modificá-lo para um maior número de condutores e configurações horizontais.

Como o modelo SLIM ainda não é um padrão, foi utilizado no presente trabalho o modelo eletrogeométrico típico. Desta forma, a pesquisa desenvolvida apresenta o desenho segundo o modelo clássico de Armstrong, enquanto as verificações do raio de atração das descargas atmosféricas estão baseadas no modelo de Eriksson (Figura 10), por ser um dos modelos de estimação dos raios de atração com resultados médios em relação aos existentes, e que considera a altura dos feixes.

3.3.3. Alocação dos para-raios

Para alocar os para-raios primeiro é definida a corrente de raio mínimo para proteger I_p [kA]. Esta corrente definirá o raio de atração das descargas atmosféricas r_c [m]:

$$r_c = 2 * I_p + 30 * (1 - e^{-I_p/6,8}) \quad (3.39)$$

Com o raio obtido, esferas rolantes são aproximadas até a estrutura desde os extremos laterais e o ponto superior até tocar algum dos condutores (Figura 11). Os pontos de interseção das circunferências definem a zona em que os cabos para-raios podem ser alocados para proteger os condutores. A fim de dar mais confiabilidade à proteção, curvas adicionais são geradas de modo a que se localizem um pouco mais acima dos condutores, e a sua interseção gera a reta onde os para-raios podem estar alocados.

A posição dos para-raios na reta dependerá das distâncias mínimas de isolamento, e da distância mínima que assegure não produzir efeito corona.

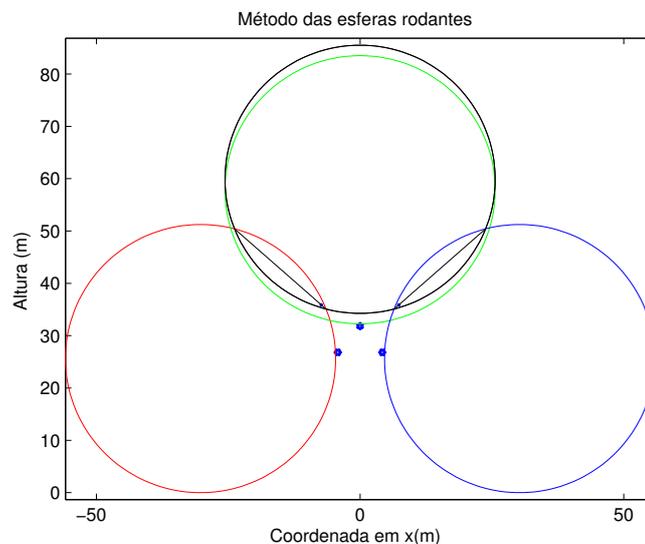


Figura 11 – Método das esferas rodantes. Medidas em (m).

Da figura 11 pode-se ressaltar que as curvas de cor vermelha, verde e azul são as circunferências que passam pelos condutores mais externos, enquanto a curva preta é a circunferência gerada para conhecer a zona ótima dos para-raios.

No caso de correntes muito pequenas pode acontecer que dois para-raios não sejam suficientes e, portanto, seja requerido um para-raios adicional, que será alocado acima do condutor central.

Como o modelo de Eriksson é mais preciso do que o modelo clássico, a verificação da posição dos para-raios é feita usando as suas constantes:

$$A = 0,67 * (h^{0,6}) \quad (3.40)$$

$$b = 0,84 * (h^{0,02}) \quad (3.41)$$

$$r_c = AI_p^b \quad (3.42)$$

Como resultado, por exemplo, pode-se ver na figura 12, que para o desenho do caso anterior, as curvas pretas, que são as curvas dos para-raios, estão protegendo perfeitamente os condutores de fase, representando seu raio de atração com as curvas de cor vermelha, verde e azul. A linha horizontal representa o raio de atratividade do solo, e qualquer descarga nessa linha atrairá as descargas à terra.

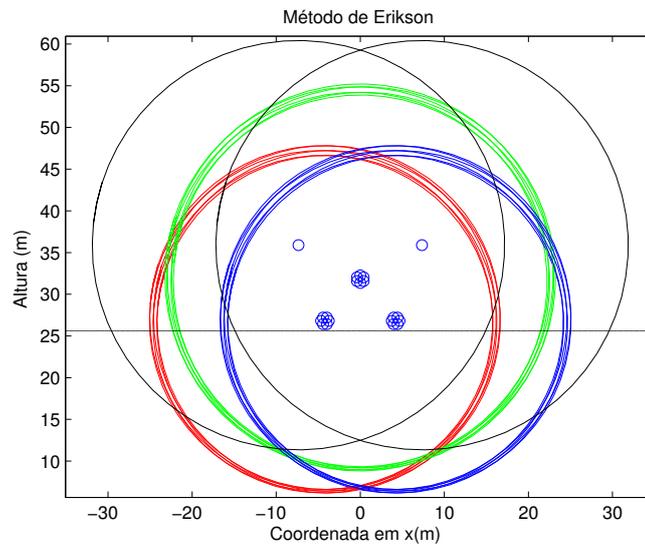


Figura 12 – Verificação por Erikson. Medidas em (m).

É importante deixar claro que a alocação dos para-raios somente é realizada para as geometrias otimizadas ou finais. Isto é realizado para evitar problemas com o campo elétrico superficial nos para-raios durante o processo de ampliação da capacidade de transmissão. Desta forma, os cabos PR não foram, portanto, incluídos no processo de otimização dos feixes.

3.4. Tipos de Condutores

Nos projetos de transmissão de energia elétrica diferentes tipos de condutores são utilizados dependendo das condições específicas do local de instalação. Temperatura, nível de corrosão, altura e geografia do terreno representam fatores importantes para a escolha do tipo de condutor.

Na indústria existem principalmente três tipos de condutores utilizados em transmissão de energia: condutor de alumínio com alma de aço reforçado ACSR (Aluminium-conductor steel-reinforced), condutor de alumínio com alma de alumínio reforçado ACAR (Aluminium Conductor Alloy Reinforced) e condutor de alumínio com alma de alumínio AAAC (All Aluminium Alloy Conductors).

Os mais difundidos são os ACSR devido ao baixo custo, no entanto eles não podem ser colocados em lugares com elevados níveis de corrosão, nem em terrenos onde seja necessário usar somente dos torres num terreno com fortes obstáculos, por exemplo para ultrapassar um rio, dado que apresentam flechas moderadas, requerendo elevar o tamanho das torres.

Para uma seção similar, os condutores ACAR e AAAC mostram valores menores de resistência e tensão de ruptura do que os ACSR, mas com um peso unitário maior. Quando a flecha representa o fator mais importante do desenho, os condutores AAAC devem ser utilizados no lugar dos ACSR e ACAR, pois eles apresentam a menor flecha possível na condição de EDS (Every Day Stress), tendo também um alongamento permanente baixo (creep).

Em geral, o tipo de condutor que apresenta mais vantagem é o tipo AAAC, mas seu custo e seu peso são elevados, sendo difícil sua utilização em muitos traçados. Por outro lado, uma opção mais balanceada é usar os condutores ACAR quando o terreno permitir seu uso, pois suas flechas são elevadas.

Deve ser considerado também que o condutor AAAC não deve ser utilizado em regiões sujeitas a ventos constantes, mesmo que de velocidade moderada, porque o alumínio tem uma resposta à fadiga pior do que o aço, podendo resultar em ruptura do cabo.

Nas tabelas 6, 7 e 8 pode ser encontrado um número de identificação, próprio deste documento, para cada AWG ou kcmil segundo o tipo o material do condutor².

² A ordem adotado é o mesmo que nas tabelas da empresa "PROCABLES S.A.".

Tabela 6 – Identificação dos condutores ACSR.

Item	Nome	Item	Nome	Item	Nome	Item	Nome
1	Petrel	26	Owl	51	Duck	76	Rail
2	Minorca	27	Partridge	52	Kingbird	77	Cardinal
3	Leghorn	28	Phoebe	53	Rook	78	Tanager
4	Guinea	29	Ostrich	54	Grosbeak	79	Ortolan
5	Dotterel	30	Piper	55	Scoter	80	Curlew
6	Dorking	31	Merlin	56	Egret	81	Bluejay
7	Brahma	32	Linnet	57	Swift	82	Finch
8	Dog	33	Oriole	58	Goose	83	Bunting
9	Cochin	34	Chickadee	59	Flamingo	84	Grackle
10	Wren	35	Brant	60	Gannet	85	Skylark
11	Turkey	36	Ibis	61	Gull	86	Bittern
12	Thrush	37	Lark	62	Stilt	87	Pheasant
13	Swan	38	Pelican	63	Starling	88	Dipper
14	Swanate	39	Flicker	64	Redwing	89	Martin
15	Swallow	40	Hawk	65	Crow	90	Bersimis
16	Sparrow	41	Hen	66	Cuckoo	91	Bobolink
17	Sparate	42	Heron	67	Drake	92	Plover
18	Robin	43	Osprey	68	Coot	93	Nuthatch
19	Raven	44	Parakeet	69	Tern	94	Parrot
20	Quail	45	Dove	70	Condor	95	Lapwing
21	Pigeon	46	Eagle	71	Mallard	96	Falcon
22	Auk	47	Peacock	72	Crane	97	Chukar
23	Penguin	48	Squab	73	Ruddy	98	Bluebird
24	Coyote	49	Woodduck	74	Canary	99	Kiwi
25	Waxwing	50	Teal	75	Catbird	100	Thrasher

Tabela 7 – Identificação dos condutores ACAR.

Item	AWG/kcmil	Item	AWG/kcmil	Item	AWG/kcmil	Item	AWG/kcmil
1	4	27	600	53	1000	79	1300
2	2	28	650	54	1000	80	1300
3	1/0	29	650	55	1000	81	1303
4	2/0	30	700	56	1000	82	1361,5
5	3/0	31	700	57	1024,5	83	1400
6	195,7	32	700	58	1024,5	84	1400
7	4/0	33	739,8	59	1024,5	85	1400
8	250	34	750	60	1080,6	86	1400
9	300	35	750	61	1080,6	87	1500
10	350	36	750	62	1100	88	1500
11	350	37	750	63	1100	89	1600
12	355	38	800	64	1100	90	1600
13	392,5	39	800	65	1100	91	1700
14	400	40	850	66	1100	92	1700
15	450	41	850	67	1172	93	1703
16	450	42	853,7	68	1198	94	1800
17	450	43	853,7	69	1198	95	1800
18	465,9	44	900	70	1200	96	1900
19	465,9	45	900	71	1200	97	2000
20	500	46	900	72	1200	98	2250
21	500	47	918	73	1200	99	2493
22	500	48	927,2	74	1250	100	2500
23	500	49	950	75	1250	101	2750
24	550	50	950	76	1250	102	3000
25	550	51	950	77	1250		
26	600	52	1000	78	1300		

Tabela 8 – Identificação dos condutores AAAC.

Item	AWG/kcmil ou nome
1	Akron
2	Alton
3	Ames
4	Azusa
5	Anaheim
6	Amherst
7	Alliance
8	Butte
9	Canton
10	Cairo
11	Darien
12	Elgin
13	Flint
14	Greeley
15	1077,4
16	1165,1
17	1259,6
18	1348,8
19	1439,2

3.5. Elementos Mecânicos

3.5.1. Every Day Stress (EDS) e Creep

Quando os condutores são instalados nas torres, eles têm que ser tensionados sem produzir uma ruptura ou permitir vibrações mecânicas devido à pouca tração. Essa tensão, que deverá ser suportada cada dia pelos cabos, conhece-se como EDS. Tipicamente o limite estabelecido para não acontecer este tipo de falhas mecânicas, devido à fadiga dos condutores, é de 16-20% da tensão de ruptura do condutor (BARRETT; MOTLIS, 2001), com uma temperatura de 16°C para um creep (alongação inelástica com o tempo) de 10 anos.

Nos projetos de linhas de transmissão é importante estudar o efeito creep, entendido como o alongamento natural que terá o condutor depois de uma quantidade de anos (Figura 13). Este efeito produz um aumento da flecha dos condutores, podendo superar os limites das distâncias de segurança estabelecidos pelas normas nacionais e internacionais.

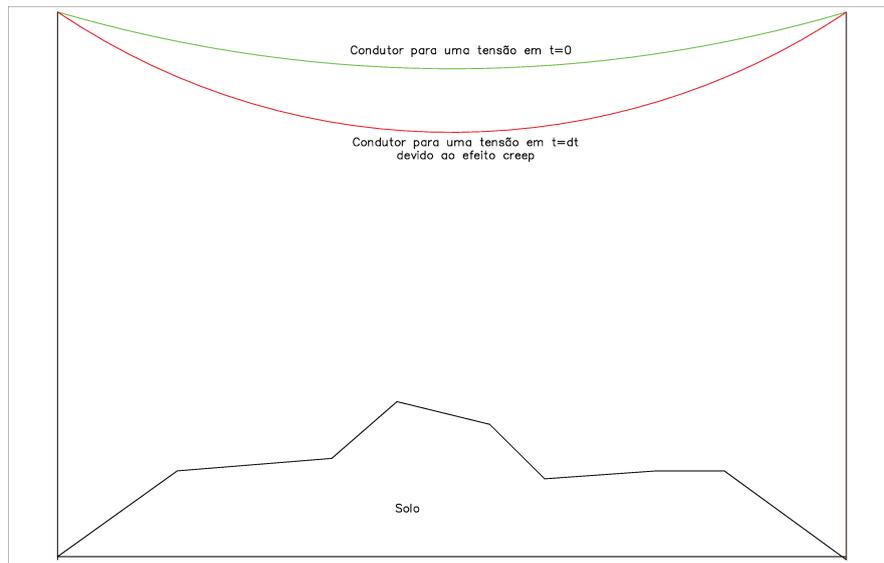


Figura 13 – Efeito creep.

Para fazer o cálculo do creep é utilizada a equação 3.43.

$$\varepsilon = KT^\phi \sigma_f^\alpha \tau^\mu \left[\frac{mm}{km} \right] \tag{3.43}$$

Onde:

- $K \phi \alpha \mu$ são constantes que dependem do tipo de condutor (Tabela 9).
- T é a temperatura média do condutor [°C].
- τ é o tempo de que dura o processo de alongamento [h].
- σ_f fatiga inicial do condutor $\left(\frac{T_0}{S} \right)$ [kg/mm²].
- S é a seção transversal do condutor [mm²].

Para condutores de alumínio as constantes são:

Tabela 9 – Constantes para o efeito creep.

Condutor (Tratamento)	K				ϕ	α	μ
	7 fios	19 fios	37 fios	61 fios			
AAAC (“Extrusión”)	0,15				1,4	1,3	0,16
AAC (“Hot Rolled”)	0,27	0,28	0,26	0,25	1,4	1,3	0,16
AAC (“Extrusión”)	0,18	0,18	0,16	0,15	1,4	1,3	0,16
ACSR (“Extrusión”)	$0,04 + 0,24 \frac{m}{m+1}$				1,4	1,3	0,16

Como a deformação dos condutores é produzida pela diferença de temperatura é importante conhecer a equivalência entre a elongação com a temperatura. Para conseguir isto é preciso multiplicar a equação 3.43 por um fator dependente do coeficiente de dilatação térmica do condutor (α_L em $1/^\circ\text{C}$). O ΔT [$^\circ\text{C}$] obtido será então o “creep” equivalente em temperatura para o cabo, que indica a “temperatura inicial” dos condutores para o cálculo das flechas.

$$\Delta T = KT^\phi \sigma_f^\alpha \tau^\mu \frac{10^{-6}}{\alpha_L} \quad (3.44)$$

3.5.2. Flechas e tensões

Na elaboração dos projetos de linhas de transmissão é muito importante assegurar a segurança das pessoas, animais e construções que estejam próximos às linhas. Para atender a este critério é preciso alocar os condutores de tal forma que eles não superem as distâncias mínimas de segurança de solo a terra.

Quando um condutor é suspenso entre um ponto e outro ele vai formar um arco descrito pela equação da catenária (eq. 3.45), que indica a altura que vai descer o condutor depois da sua instalação em condições normais. Esta altura é denominada flecha e vai limitar a altura mínima da torre para atingir as condições de segurança.

$$f = \frac{T_0}{P} \left(\text{Cosh} \left(\frac{\text{vão} * P}{2T_0} \right) - 1 \right) [m] \quad (3.45)$$

Onde:

- T_0 é a tensão horizontal. Em condição EDS é 15% da tensão de ruptura. [kgf]
- P é o peso do condutor. [kg/m]
- vão é a distância entre uma torre e outra [m].

Segundo (ASCE; SEI, 2010), quando os pontos de apoio dos cabos estão em diferentes alturas a fórmula da catenária adquire a seguinte forma:

$$f = \frac{\text{vão}}{2} - \sinh^{-1} \left(\frac{\frac{B}{2}}{C * \sinh \left(\frac{\text{vão}}{2C} \right)} \right) [ft] \quad (3.46)$$

Onde:

- C é a constante da catenária. $C = T_H/U_R$ [ft]³

³ Lembrar que 1 ft é 0,305 m

- T_H é a tensão horizontal dos cabos. [lbs]⁴
- U_R é o peso unitário resultante. [lbs/ft]
- B é a diferença de elevação dos suportes dos cabos. [ft]

Como cada condutor de fase possui uma flecha única, e os cabos para-raios outra flecha, a altura mínima que terá a torre também vai variar. Segundo é apresentado no trabalho de (SALARI, 1993) essa altura dependerá da tensão da linha e a flecha do condutor.

$$H_{torre_{min}}[m] = \left(6,5 + 0,01 * \left(\frac{V_{linha[kV]}}{\sqrt{3}} - 50 \right) \right) + \frac{2}{3} flecha[m] \quad (3.47)$$

3.5.3. Equação de mudança de estado

Outras deformações ou alongamentos que sofrem os condutores são geradas pelas condições climáticas. Quando um cabo é submetido a altas temperaturas seu comprimento aumenta e sua tensão mecânica diminui, ao mesmo tempo se a temperatura é reduzida o comprimento diminui, aumentando a tensão mecânica sobre ele.

Num projeto de linha de transmissão é preciso respeitar as distâncias de segurança, sendo necessário modificar a altura da torre, usando a flecha que terá o condutor quando estiver operando a uma temperatura de 80°C. Devem ser definidas as temperaturas de operação dos condutores de fase e dos cabos para-raios para se calcular as respectivas flechas. Especificamente devem ser consideradas as temperaturas do ambiente e a temperatura devido ao fluxo de corrente normal e sob condições de emergência. As temperaturas dos condutores de fase são normalmente maiores do que as dos cabos PR.

Para saber o comprimento que terão os cabos devido à variação de temperatura, é usada a equação de mudança de estado (eq. 3.48), tomando como condições iniciais as tensões e temperatura creep. A equação de mudança de estado tem que ser resolvida para σ_2 usando o método de Newton.

$$\frac{\left(\frac{P_2 L}{S}\right)^2}{24\sigma_2^2} - \frac{\sigma_2}{E} + \frac{\sigma_1}{E} - \frac{\left(\frac{P_1 L}{S}\right)^2}{24\sigma_1^2} = \alpha(t_2 - t_1) \quad (3.48)$$

Onde:

- P_1 é o peso do condutor na condição inicial EDS [kg/m].
- P_2 é o peso do condutor na condição final [kg/m]. Este peso pode ser o peso para a condição normal, com vento, sob ruptura, com gelo, etc.

⁴ Lembrar que 1 lbs força é 4,45 N

- σ_1 é a fadiga inicial do condutor $\left(\frac{T_0}{S}\right)$ [kg/mm²].
- σ_2 é a fadiga final do condutor [kg/mm²].
- t_1 é a temperatura inicial do condutor [°C].
- t_2 é a temperatura final do condutor [°C].
- E é o módulo de elasticidade do condutor [kg/mm²].
- α é o coeficiente de dilatação térmica linear [1/°C].
- S é a seção transversal do condutor [mm²].

3.5.4. Hipóteses de carga

Quando são feitos os projetos de linhas de transmissão é importante fazer o estudo das diferentes condições de carga mecânica que podem acontecer nas torres e condutores. Estas cargas têm que contemplar os esforços exercidos pela pressão do vento e as cargas por gelo, quando houver a possibilidade de acontecer este fenômeno numa localização específica.

Em qualquer das hipóteses de carga os condutores não podem superar o 50% da sua própria tensão de ruptura (Ultimate Tension Strength - UTS).

As hipóteses de carga típicas assumidas nos projetos de linhas de transmissão são:

Tabela 10 – Hipóteses de carga para os condutores de fase.

Condição	Temperatura	Vento	Gelo	Tensão Condutor
EDS ou normal	15-20 [°C]	Não	Não	16-20 [%]
Tensão máxima	mínima	máximo	máximo	<50% de ruptura
Flecha máxima	80 [°C]	Não	Não	eq. 3.48

3.5.4.1. Carga de Vento

Para condições normais o vento é assumido atuando horizontalmente sobre os condutores. Cada região possui seus próprios valores de velocidades de vento e os dados são fornecidos pelas autoridades competentes.

O esforço devido ao vento pode ser calculado usando a equação 3.49.

$$P_v = 10^{-3} * 0,061 * V^2 \phi \text{ --- } \left[\frac{kg}{m} \right] \quad (3.49)$$

Onde:

- V é a velocidade do vento [m/s].
- ϕ é o diâmetro do condutor [mm].

3.5.4.2. Carga por Gelo

As cargas por gelo são assumidas verticais, e para fazer o cálculo da força exercida por elas é usada a fórmula 3.50.

$$P_G = 10^{-3} \pi \delta e (e + \phi) \text{ --- } \left[\frac{kg}{m} \right] \quad (3.50)$$

Onde:

- δ é a densidade do gelo [kg/dm^3].
- e é a espessura da capa de gelo [mm].
- ϕ é o diâmetro do condutor [mm].

3.5.5. Centro de massa

Neste trabalho são consideradas geometrias com feixes que seguem formas predeterminadas, criadas usando funções trigonométricas, e geometrias que não seguem nenhum padrão, geradas a partir do algoritmo de otimização. Para verificar se as geometrias propostas não apresentam um desequilíbrio de carga mecânica grande é preciso realizar cálculos do centro de massa de cada feixe, permitindo avaliar a viabilidade de construção.

A forma mais rápida de avaliar o centro de massa para cada feixe é usar a seguinte fórmula:

$$C_m = \frac{\sum_i m_i r_i}{\sum_i m_i} \quad (3.51)$$

Onde:

- m_i é a massa do cabo i .
- r_i o vetor de posição do cabo i .

3.6. Distâncias de isolamento

Nos projetos de linhas de transmissão é preciso da segurança das pessoas e construções que estejam próximos das linhas. Para conseguir isto as normas nacionais

e internacionais estabelecem distâncias de isolamento que devem ser respeitadas. As distâncias estabelecidas têm que ser cumpridas para a pior das condições, que acontece quando os condutores de fase estão trabalhando numa corrente tal que a temperatura dos condutores incrementa-se até 80°C. O cálculo da relação entre a corrente e a temperatura nos condutores, foi desenvolvido usando a norma IEEE 738 (COMMITTEE *et al.*, 2013). Lembrando da equação de mudança de estado (sec. 3.5.3), quando um condutor incrementa a temperatura de operação o valor da flecha também aumenta. Desta forma, os condutores apresentam flecha máxima e maior proximidade ao solo quando a temperatura de operação deles atinge 80°C (Figura 14).

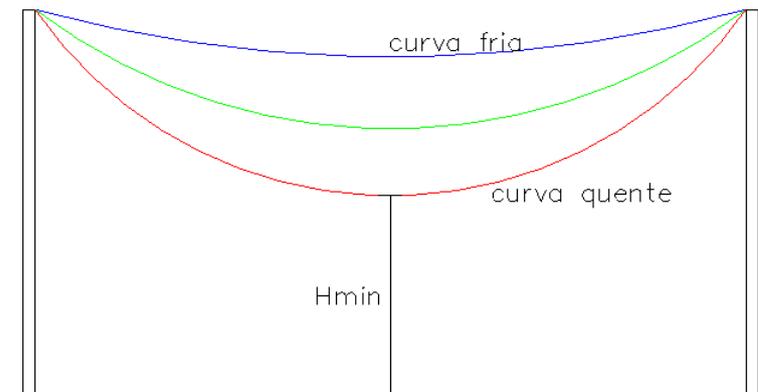


Figura 14 – Catenárias em linhas de transmissão

Segundo o trabalho apresentado por (SALARI, 1993) a distância de segurança mínima dos condutores ao solo pode ser calculada a partir da tensão de linha V_l em kV segundo a equação 3.52.

$$H_{min} = 6,05 + 0,01 \left(\frac{V_l}{\sqrt{3}} 1,05 - 50 \right) \text{ --- } [m] \quad (3.52)$$

Partindo da elevação mínima dos condutores é calculada a altura dos cabos na torre. Para encontrar tal altura utilizou-se a equação 3.53 que relaciona a altura mínima dos condutores H_{min} , a flecha para a curva quente f_q , e o raio máximo R_{ci} , que está descrito pela posição dos sub-condutores nas fases.

Na Figura 15, é apresentado um desenho para ilustrar o que é R_{ci} , tanto para uma geometria convencional, como para uma não convencional.

$$H_{torre} = H_{min} + f_q + R_{ci} \text{ --- } [m] \quad (3.53)$$

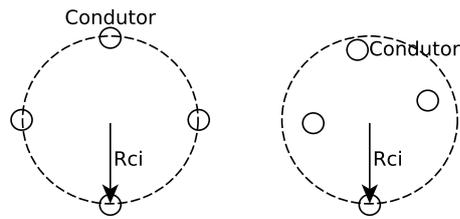


Figura 15 – Raio imaginário numa fase devido à alocação dos sub-condutores.

A equação 3.52 serve para fazer uma primeira aproximação da altura mínima dos condutores de modo a atender às distâncias de isolamento. No entanto, essa altura será modificada para respeitar o nível de campo elétrico máximo embaixo das linhas de transmissão, medido a uma altura de 1,5 m do solo. Segundo ANEEL, na sua resolução normativa No 398, de 23 de março de 2010, atualizada no 2014, os níveis de campo elétrico máximos permitidos para uma frequência de operação de 60 Hz são 4,17 kV/m para público em geral e 8,33 kV/m para população ocupacional, quando os cabos estão na distância mínima ao solo.

Como nas linhas propostas nesta pesquisa a geometria das linhas não é simétrica, os níveis de campo elétrico embaixo delas apresentam um comportamento distinto que nas linhas convencionais, portanto, a equação 3.52 pode subestimar a altura mínima requerida, sendo preciso avaliar o campo elétrico a 1,5 m do solo e ajustar a altura mínima da geometria criada segundo seu valor de campo.

Na figura 16 apresenta-se o resultado do algoritmo desenvolvido para avaliar e ajustar o campo elétrico embaixo das linhas. O campo produzido é medido quando a fase *a* tem a máxima tensão (curva vermelha), quando a fase *b* tem a máxima tensão (curva preta), e quando a fase *c* tem a máxima tensão (curva azul). Assim, o algoritmo utiliza a geometria otimizada e calcula o campo elétrico produzido pela curva quente (80°C) dos condutores, e se não cumprir com os níveis permitidos, eleva os condutores até satisfazer o máximo campo elétrico, que para o exemplo apresentado foi 8,33 kV/m para uma linha de transmissão de 500 kV.⁵

⁵ Depois de ajustar a altura, o programa calcula de novo todos os parâmetros da linha e verifica se está dentro dos limites de todas as restrições.

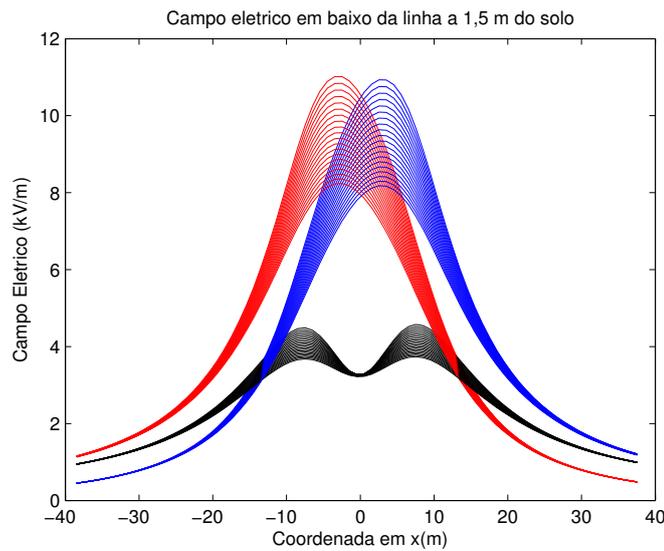


Figura 16 – Campo elétrico a 1,5 m do solo segundo a altura do condutor. Curva vermelha - a tem 1 p.u.. Curva preta - b tem 1 p.u.. Curva azul - c tem 1 p.u..

Ao estudar o campo elétrico superficial eficaz, a 1,5 m do solo e embaixo das das linhas de transmissão, usando a metodologia apresentada na seção 3.2, pode-se ver que a forma típica gerada é a seguinte:

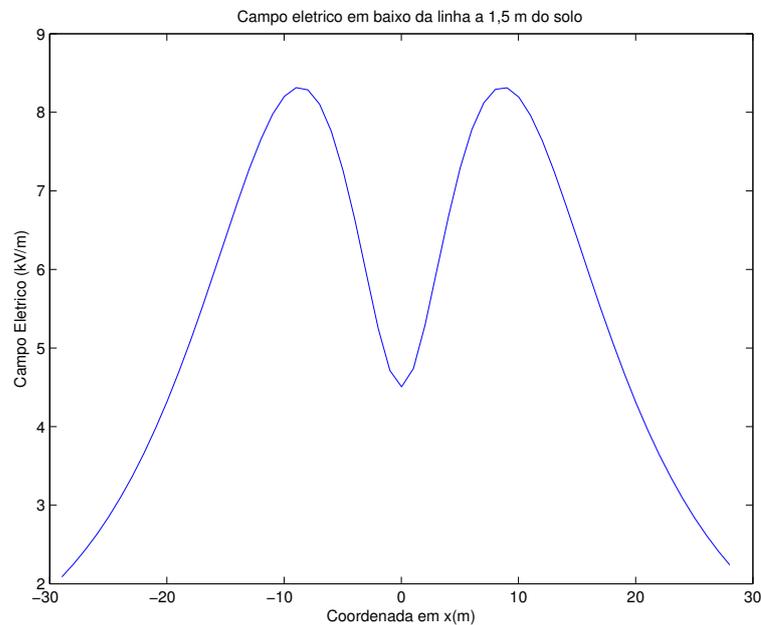


Figura 17 – Campo elétrico eficaz típico embaixo de uma linha de transmissão a 1,5 m do solo.

Outra distância de segurança importante é a separação mínima que deve existir entre as fases para evitar ocasionar faltas bifásicas ou trifásicas nas linhas. Essa distância é dada pela coordenação de isolamento da linha. Segundo as normas IEC 71-1 e 71-2

a distância de fuga dos isoladores é determinada pelas tensões de operação normal e as sobretensões do sistema. Quando o fator de sobretensão sustentada em uma falta monofásica, é menor do que 1,3 o cálculo da distância de fuga é realizado usando a máxima tensão em regime do sistema. Quando o fator de sobretensão sustentada for maior é preciso estudar as sobretensões transitórias e usar o máximo valor encontrado. Desta forma, a distância de fuga pode ser obtida usando as seguintes equações:

$$D_f = \frac{K_c V_m}{\delta_r \sqrt{3}} 10^{-3} \quad (3.54)$$

$$P_b = 10^{\log_{10}(76) - \frac{H_{torre}}{18336}} \quad (3.55)$$

$$\delta_r = 3,9210 \frac{P_b}{273 + t_{amb}} \quad (3.56)$$

Onde:

- V_m é a tensão máxima em regime da linha em kV.
- P_b é a pressão barométrica.
- δ_r é a densidade relativa.
- K_c é um fator que depende do grau de contaminação da zona (tabela 11) $\left[\frac{mm}{kV}\right]$.
- D_f é a distância de fuga dos isoladores [m].

Tabela 11 – Fator K_c segundo o grau de contaminação.

Grau de contaminação	Mínima distância de fuga $K_c \left[\frac{mm}{kV}\right]$
I- Insignificante	16
II- Meio	20
III- Forte	25
IV- Muito Forte	31

Usando o comprimento da cadeia de isoladores D_f e o comprimento do vão é possível conhecer a distância mínima requerida entre fases pela aproximação produzida nos condutores quando há vento, usando a seguinte fórmula:

$$D_s = 0,75 \sqrt{flecha + D_f} + \frac{vão}{150} \quad (3.57)$$

Onde:

- *flecha* é a flecha dos condutores para a condição EDS [m].
- *vão* é o vão médio em m.
- D_s é a distância de segurança entre fases [m].

Baseado nas equações apresentadas, todas as linhas criadas e analisadas nesta pesquisa, sejam convencionais, não convencionas, simétricas ou assimétricas foram projetadas de tal forma que sempre respeitavam as distâncias de segurança.

3.7. Considerações Econômicas

Ao aumentar a capacidade de transmissão das linhas é importante observar como variam os custos das diferentes alternativas apresentadas, e assim, conseguir tanto vantagens técnicas quanto econômicas. Desta forma, ao calcular a capacidade de transmissão também são quantificados os custos ocasionados pelas perdas por condução, por efeito corona, e os custos de aquisição dos condutores e torres. Embora não sejam calculados os custos da aquisição das faixas de passagem e áreas de servidão, seria interessante quantificá-los para ter uma melhor ideia do custo total e do impacto ambiental dos projetos com LPNE, em comparação com aqueles que usam uma transmissão convencional.

3.7.1. Perdas por efeito Joule

As perdas produzidas pelo efeito Joule são aquelas perdas vinculadas diretamente pelo transporte de energia. Quando há uma corrente circulando por um dispositivo este vai sofrer um aquecimento pelo movimento dos elétrons. O elemento responsável das perdas é a parte resistiva de qualquer dispositivo.

Para o caso das linhas de transmissão a resistência interna dos cabos será a responsável pelas perdas, quantificadas como I^2R . Nas linhas de transmissão de alta tensão é comum usar condutores em feixes, sendo utilizada a resistência em sequência positiva, da matriz de modos reduzida, pois ela comporta-se como a resistência equivalente do sistema completo.

Na maior parte do tempo as linhas não operarão a plena carga, portanto é preciso aplicar um fator de carga para fazer o cálculo das perdas. Normalmente é assumido que o fator de carga (f_c) é 80%, gerando um fator de perdas dado pela seguinte equação:

$$fator_{perdas} = 0,7f_c^2 + 0,4f_c \quad (3.58)$$

Para conhecer as perdas devido ao aquecimento dos condutores por cada ano, pode-se usar a seguinte fórmula:

$$P_{pa} = 3 * I_{f+}^2 R_+ * horas_{ano} * Lon * fator_{perdas} * 10^{-6} - - - [MWh/ano] \quad (3.59)$$

Onde:

- P_{pa} são as perdas por efeito joule a cada ano [MWh/ano].
- I_{f+} é a corrente de linha de sequência positiva [A].
- R_+ é a resistência em sequência positiva da linha [$\frac{\Omega}{km}$].
- $horas_{ano}$ são as horas que tem um ano [$8760 \frac{h}{anos}$].
- Lon é o comprimento total da linha [km].

O custo anual das perdas é simplesmente a energia perdida anualmente, multiplicada pelo custo do MWh (C_P), que na data de elaboração desta pesquisa corresponde a 36,10 USD. Desta forma tem-se que:

$$CP_{pa} = C_P * P_{pa} \quad (3.60)$$

Como os projetos de linhas de transmissão em geral têm uma vida útil de 30 anos, é preciso usar fórmulas econômicas, dependentes da taxa de atualização t_a ⁶, de tal forma que seja possível conhecer o custo das perdas no dia de hoje.

Para conseguir isto é usada a equação das anualidades ou o fator de recuperação de capital (F_{rc}):

$$F_{rc} = \frac{t_a * (1 + t_a)^{vida_{util}}}{(1 + t_a) - 1} \quad (3.61)$$

Assim, as perdas totais da linha quantificadas no presente são:

$$F_{rc} = \frac{CP_{pa}}{F_{rc}} \quad (3.62)$$

3.7.2. Perdas por efeito Corona

Uma metodologia para quantificar as perdas geradas pelo efeito corona, quando os condutores estão em feixes, foi desenvolvida no trabalho do (GARY; MOREAU, 1976). Este método está baseado na relação existente entre o campo elétrico superficial nos condutores E_{sup} e o campo elétrico crítico E_{crit} para esse tipo de cabo, junto com o

⁶ Assumida normalmente como 8%

número de sub-condutores por feixe. A equação que permite calcular as perdas pelo efeito corona é:

$$P_C = P_{0c} r^{1,8} (n_{sc} + 6)^2 \frac{f}{50} \text{ --- } \left[\frac{kW}{km} fase \right] \quad (3.63)$$

Onde:

- P_{0c} é as perdas por efeito corona devido à relação $\frac{E_{sup}}{E_{crit}}$ nos sub-condutores [kW/km/fase] (Tabela 18).
- r é o raio do sub-condutor [cm].
- n_{sc} é o número de sub-condutores.
- f é a frequência do sistema [Hz].

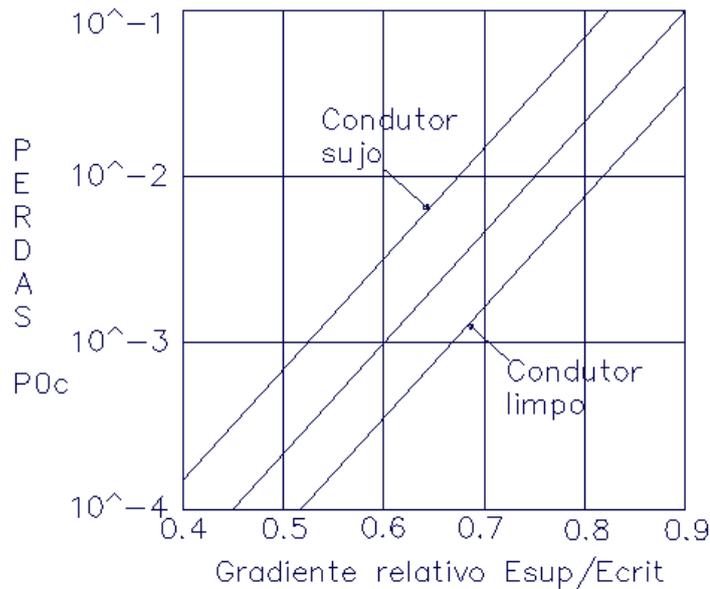


Figura 18 – P_{0c} segundo a relação $\frac{E_{sup}}{E_{crit}}$

Quando as condições atmosféricas da zona de instalação não são muito boas, como nas épocas de chuvas, o efeito corona é intensificado e, portanto, as perdas aumentam. Diferentes pesquisadores, como (HUANG *et al.*, 2009) utilizam uma fórmula modificada (eq. 3.64) para obter as perdas anuais por efeito corona para diferentes condições climáticas.

$$P_c = \frac{n_{sc}^2 r^2}{8760} \left[T_1 \sum_{i=1}^3 f_1 \left(\frac{E_{sup_i}}{E_{crit} \delta^{\frac{2}{3}}} \right) + \sum_{j=2}^4 T_j \sum_{i=1}^3 f_j \left(\frac{E_{sup_i}}{E_{crit}} \right) \right] \text{ --- } \left[\frac{kW}{km * ano} \right] \quad (3.64)$$

Da equação anterior tem-se que:

- n_{sc} é o número de sub-condutores.
- r é o raio do sub-condutor [cm].
- T_1 e T_j é a duração em horas para cada tipo de clima.
- f_1 e f_j são valores que dependem da relação $\frac{E_{sup}}{E_{crit}}$ segundo curvas para cada condição climática (Figura 19⁷).
- δ é a densidade relativa do ar.

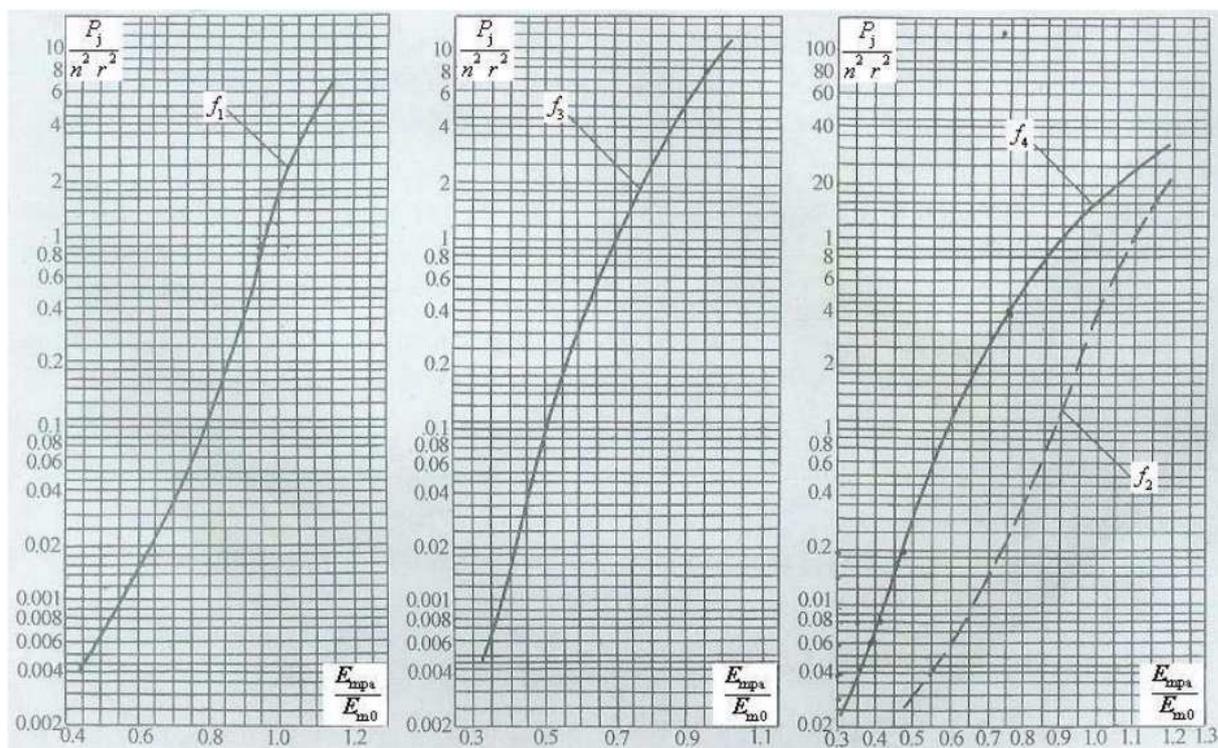


Figura 19 – Valores de f_j para os climas normais, a - de neve, b- chuva e c- gelo.

3.7.3. Custo de aquisição dos condutores

No cálculo do custo de aquisição dos condutores é preciso conhecer o comprimento da linha de transmissão, a quantidade de sub-condutores, o peso do cabo e seu custo. Como na maioria dos projetos os construtores perdem material por uma ou outra razão é preciso dimensionar os materiais adicionando 10% do valor obtido.

Normalmente os fabricantes fornecem tabelas com o custo dos condutores por metro segundo seu peso por quilômetro, onde é possível interpolar os valores para saber o custo aproximado de qualquer condutor.

⁷ Extraída de (HUANG *et al.*, 2009)

Um exemplo de referência do custo dos condutores pode ser encontrado na Tabela 12⁸, mas o custo varia de país em país.

Tabela 12 – Custo dos condutores por metro em pesos colombianos e dólares segundo seu peso.

Peso [kg/km]	Custo	
	[COP/m]	[USD/m]
406	6000	2,35
548	6750	2,64
689	7500	2,94
866	8340	3,26
1089	9280	3,63
1369	10330	4,04
1722	11500	4,50
2165	12810	5,01

Finalmente, a equação que permite quantificar os custos pela aquisição dos condutores é:

$$Custo_{condutores} = 3n_{sc} * kg_{km-cf} * Custo_{kgkm} * Lon * 1,1 \quad (3.65)$$

Onde:

- $Custo_{condutores}$ é o custo de aquisição dos condutores [USD].
- n_{sc} é a quantidade de sub-condutores por fase.
- kg_{km-cf} é o peso de cada um dos condutores [$\frac{kg}{km}$].
- $Custo_{kgkm}$ é o custo por kg do condutor [$\frac{COP}{km}$].
- Lon é o comprimento total da linha [km].

3.7.4. Custo da compra dos isoladores

Para quantificar o custo dos isoladores é preciso fazer um estudo de isolamento. Segundo o nível de contaminação da região de implantação da linha a distância de fuga mudará assim:

⁸ Valores de 2006 em “pesos colombianos” (COP).

Tabela 13 – Distância de fuga dos isoladores segundo o nível de contaminação

Nível de contaminação	Exemplo de ambiente	Mínima distância de fuga
I- Insignificante	Locais não industriais	16 [mm/kV] ef
	Locais agrícolas	
	Zonas montanhosas	
II- Médio	Áreas com industrias pouco contaminantes	20 [mm/kV] ef
	Áreas com alta densidade de casas	
	Áreas com ventos, mas não perto do mar	
III- Forte	Áreas com muita industria e casas	25 [mm/kV] ef
	Áreas próximas ao mar e ventos fortes	
IV - Muito forte	Áreas com fumaça contaminante	31 [mm/kV] ef
	Áreas muito próximas ao mar	
	Áreas desertas com ventos fortes expostas a sal e areia	

Em grandes projetos de linhas de transmissão o ambiente será montanhoso ou livre de industrias, razão pela qual o nível mais adequado é o nível I, mas por segurança é melhor assumir um nível de contaminação médio.

A quantidade de isoladores requeridos é dada pela fórmula:

$$N_a = V_l \frac{D_f}{d_f} \quad (3.66)$$

Onde:

- V_l é a tensão de linha [kV].
- D_f a distância de fuga mínima segundo o nível de contaminação [mm/kV].
- d_f a distância de fuga do isolador [mm].

Para instalações a alturas diferentes do nível do mar é preciso fazer uma correção para a densidade relativa do ar para a nova altura:

$$D_{fc} = \frac{D_f}{\sqrt{\delta}} \quad (3.67)$$

Onde:

- D_{fc} é a distância de fuga corrigida.
- δ a densidade relativa do ar.

$$\delta = \frac{3,92 * b}{273 + t} \quad (3.68)$$

Da fórmula anterior tem-se que:

- b é a pressão barométrica [cm Hg].
- t é a temperatura ambiente [°C].

A pressão barométrica pode ser obtida da altura da instalação em relação ao nível do mar h [m]:

$$\log(b) = \log(76) - \frac{h}{18336} \quad (3.69)$$

O custo de cada isolador é estimado como 21 USD, e a quantidade total de isoladores dependerá do número de torres requeridas para o projeto.

3.7.5. Custo da aquisição das Torres

Com o objetivo de conhecer o custo de aquisição das torres é preciso calcular a quantidade de aço necessário para suportar os condutores da linha. A BPA (Bonneville Power Administration) fornece uma fórmula (eq. 3.70) que permite conhecer o peso total das torres a partir das cargas longitudinais (L), transversais (T) e verticais (V), e segundo a geometria e tipo de torre.

Assim, tem-se que:

$$Kg_{torre} = 2,5197 * C_{BPA} * K * \sum_{i=1}^{nc} H_i \left(T_i^{2/3} + \frac{V_i^{0.5}}{1,141} + L_i^{2/3} \right) \quad (3.70)$$

Onde:

- Kg_{torre} é o peso da torre [kg].
- C_{BPA} é uma constante que depende da geometria das torres, adquirindo valores entre 0,013 e 0,020.
- H_i é a altura do condutor i [m].
- nc é o número total de condutores
- T é a soma das cargas transversais no condutor i [daN].
- V é a soma das cargas verticais no condutor i [daN].
- L é a soma das cargas longitudinais no condutor i [daN].

O fator “ K ” dependerá do tipo de torre e da separação desde o centro da torre até os feixes externos (DF em [m]), sendo preciso usar a fórmula 3.71 para torres de suspensão e a fórmula 3.72 para torres de retenção.

$$K = \sqrt{2,89 + \frac{(3,28DF)^2}{400}} \quad (3.71)$$

$$K = \sqrt{2,89 + \frac{(3,28DF)^2}{1260}} \quad (3.72)$$

$$Custo_{torres} = Quantidade_{torres} * Custo_{kg-aço} * Kg_{torre} \quad (3.73)$$

Onde:

- $Custo_{torre}$ é o custo total da torre [moeda local].
- $Quantidade_{torres}$ é o número total de estruturas.
- $Custo_{kg-aço}$ é o custo de cada kg de aço [$\frac{moeda\ local}{kg}$].
- Kg_{torre} é o peso da torre [kg].

3.7.6. Outros custos

Em outros custos estão incluídos a manutenção da torre e dos condutores, que depende da empresa encarregada, o custo das fundações ou concretagem, que normalmente é de 40% dos custos dos materiais das estruturas, o custo da malha de aterramento, entre outros.

Alguns preços para fazer os cálculos podem ser encontrados na seguinte tabela 14:

Tabela 14 – Custos estimativos para linhas de transmissão.

Descrição	\$ USD
Tonelada do alumínio	4000
Tonelada do aço galvanizado	2000
km de OPGW	4500
Suspensão para os cabos de guarda	120
Tracionamento das fases por km	6000
Tracionamento dos cabos de guarda por km	3500
Fundações por m^3	600
Esquema da linha por torre	500
Colocação em operação por km	1000
Terreno baldio por m^2	135
Tonelada de aço estrutural	7000
Montagem da torre por kg	2000

Os custos administrativos serão 16% do valor total dos materiais e montagem.

3.8. Algoritmo para a ampliação da capacidade de transmissão

Em problemas complexos, como o apresentado nesta pesquisa, gerar modelos matemáticos que relacionem as variáveis de decisão com a função objetivo e as restrições do sistema é uma tarefa bastante complicada. Quando as técnicas de otimização clássicas são usadas, é requerido um conhecimento total do modelo matemático do sistema. No entanto, para problemas de programação não linear inteira mista, com restrições da mesma classe, a construção da modelagem matemática completa é bastante árdua.

Devido a esta complexidade, decidiu-se usar uma otimização não clássica, denominada otimização meta-heurística, que permite resolver o problema de uma maneira relativamente simples, sem precisar de uma modelagem matemática complexa. Especificamente a solução adotada foi criar um algoritmo meta-heurístico construtivo. O algoritmo se denomina construtivo dado que em cada passo vai construindo uma solução para o problema mediante modificações do sistema, até atingir um ótimo local. Desta forma, o algoritmo constantemente avalia que tão ótimas são as soluções vizinhas hamiltonianas, ou seja, as mais próximas, e vai em direção à solução que apresenta o maior crescimento da função objetivo. Neste caso, o espaço foi restrito para apresentar somente soluções factíveis, razão pela qual nunca foi avaliada uma rota que em algum momento estivesse no espaço infactível. Esta última característica ocasiona que sejam descartadas as soluções que a partir de um espaço infactível pudessem entrar de novo dentro das soluções factíveis.

Como a capacidade de transmissão (eq. 3.75) depende da impedância característica da linha (eq. 3.74), que por sua vez depende das matrizes de impedâncias e admitâncias (sec. 3.1), geradas com o uso de equações não lineares, resulta que ampliar a capacidade de transmissão requer resolver um problema fortemente não linear.

$$Z_c = \sqrt{\frac{Z_+}{Y_+}} \quad (3.74)$$

$$SIL = \frac{V^2}{Z_c} \quad (3.75)$$

Dadas essas condições, foi desenvolvido em ambiente Matlab um algoritmo (seção 3.8.1) que resolve o problema de Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM), que resulta na ampliação da capacidade de transmissão, criando um algoritmo meta-heurístico construtivo misturado com técnicas de algoritmos genéticos⁹. Este programa gera a solução que considera ótima, resolvendo as equações da linha para diferentes casos e recombina as melhores soluções encontradas para tentar obter outra solução melhor ainda. Iterativamente a rota de otimização é construída seguindo o caminho produzido pelas melhores respostas que cumpram com as restrições físicas e elétricas, sem estudar rotas que em algum momento sejam inactíveis.

Assim, a solução final é basicamente desenvolvida mediante dois processos de otimização:

1. Otimização com geometrias que usam formas fixas, que são geradas com o uso de funções trigonométricas. Denominada para este documento como otimização simétrica.
2. Otimização sem forma fixa, que parte da solução da etapa 1 e desloca os cabos procurando uma ampliação da capacidade de transmissão, sem importar se vai ter ou não um feixe de geometria simétrica. Denominada para este documento como otimização assimétrica.

Nos dois blocos grandes de otimização tem-se a mesma função objetivo e as mesmas restrições globais, adicionando a restrição de forma no caso do bloco 1 e variando o valor do desequilíbrio de campo elétrico máximo. Tanto a função objetivo como o conjunto de restrições pode ser encontrado na tabela 15.

Para melhorar as soluções apresentadas pelo algoritmo meta-heurístico construtivo, no caso da otimização com feixes que não seguem uma forma fixa, o algoritmo foi modificado de tal forma que a avaliação dos vizinhos era realizada de forma paralela nas

⁹ Recombinação e seleção natural.

fases externas e depois na fase central. Essa modificação foi realizada para evitar avaliar somente os vizinhos hamiltonianos e entrar em rotas que geram geometrias com pouca simetria na linha, possuindo uma menor qualidade. Com essa mudança, foi possível obter geometrias com alto grau de simetria e bom aumento na resposta da função objetivo.

Tabela 15 – Função objetivo e restrições.

Tipo de Otimização	Simétrica	Assimétrica	Unidade	Tipo
Função Objetivo				
Capacidade de transmissão (SIL)	$max \left(\frac{V_{linha}^2}{Z_c} \right)$		MW	real
Restrições				
Separação de sub-condutores	0,45 - 4	0,45 - 8	m	real
Distância entre fases	eq. 3.57		m	real
Quantidade de sub-condutores	2 - 12		—	inteira
Rotação dos feixes sob seu centro	0 - 359	-	°	real
Altura do feixe central	0 - 5		m	real
Altura mínima da torre	eq. 3.47		m	real
Altura mínima dos para-raios	EGM (sec. 3.3)		m	real
Campo elétrico crítico	eq. 3.34 e 3.31		$\frac{kV}{cm}$	real
Desequilíbrio de campo elétrico superficial	15	10	%	real
Simetria	Trigonométrica	Não	—	—

Na tabela 15 vale destacar que o desequilíbrio de campo elétrico nos sub-condutores de uma mesma fase foi fixado para não superar 15% na otimização simétrica, pois dentro do processo de otimização assimétrica o campo é equilibrado antes de ser otimizado. No entanto, verificou-se que o algoritmo que irá equilibrar o campo elétrico não consegue cumprir seu objetivo quando o desequilíbrio de campo é maior do que 15%, pois a solução já se encontra muito afastado do limite de 10% da otimização assimétrica.

Nas secções 3.8.2 e 3.8.3 é feita uma descrição detalhada das etapas principais do algoritmo.

3.8.1. Algoritmo Geral

O algoritmo de otimização geral é descrito mediante o diagrama de fluxo apresentado na Figura 20, que contém as duas etapas de otimização principais. A primeira delas faz uma análise dos n condutores ACSR, AAAC e ACAR (Tabelas 8, 7 e 6) até chegar ao último condutor existente (n_{max}). Cada vez que um condutor é otimizado os dados dele são guardados numa variável m e depois é escolhida a melhor dessas otimizações,

entendida como a otimização que consiga a maior P_n . No passo final é aplicada uma otimização assimétrica usando o melhor resultado da otimização simétrica, finalizando o processo de ampliação da capacidade de transmissão.

É importante ressaltar que em todo o processo da otimização o algoritmo está verificando que nenhuma restrição (15) seja superada, assegurando que a resposta sempre esteja num ponto factível.

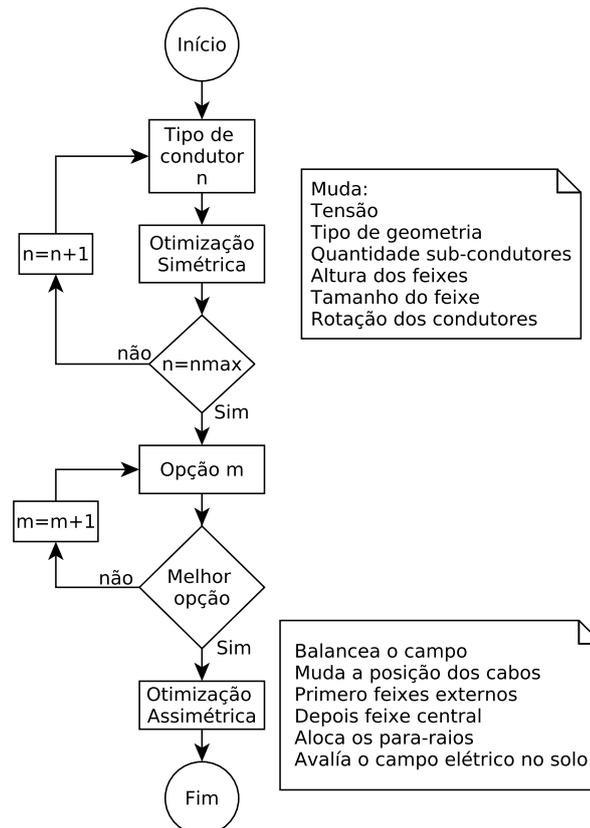


Figura 20 – Diagrama de fluxo da otimização geral.

3.8.2. Otimização com feixes que seguem formas fixas

Nas linhas de transmissão convencionais os feixes têm forma circular, porém, é importante estudar o que acontece com a capacidade de transmissão quando a forma deles é modificada. Assim, a primeira parte do algoritmo de otimização global verifica o comportamento das linhas quando os condutores são alocados em feixes que seguem geometrias geradas com funções trigonométricas.

A procura do ótimo local é feita usando um algoritmo de busca exaustiva entre todas as opções consideradas. Isto pode levar a um tempo computacional bastante elevado, sendo necessário modificar o algoritmo para não avaliar opções de menor qualidade, como por exemplo, reduzir a quantidade de sub-condutores em um passo de iteração, pois tal etapa não aumenta a capacidade de transmissão.

Neste algoritmo, denominado aqui como algoritmo de otimização simétrica (Figura 21), são estudados os diferentes tipos de condutores ACSR, ACAR e AAAC (seção 3.4). Antes de começar o processo de otimização são geradas as condições iniciais (que são baseadas em linhas convencionais), como a tensão, separação inicial, rotação, quantidade de sub-condutores e tipo de geometria, que, para efeito deste trabalho, sempre será utilizada a geometria tipo 1 (seção 3.8.2.1), por ser a mais típica. Uma vez estabelecidas as condições iniciais é verificada a geometria gerada, com o objetivo de identificar se para essas condições iniciais cumpre-se a restrição de campo elétrico máximo superficial nos condutores. Quando não é respeitado, primeiro modifica-se a quantidade de sub-condutores e depois a tensão inicial até atingir valores menores próximos ao limite de campo.

A partir deste ponto, inicia-se a otimização global, na qual para cada um dos condutores são estudados os diferentes tipos de geometria (seção 3.8.2.1), de modo a verificar qual é o que mais aumenta a capacidade de transmissão, sempre assegurando que foram respeitadas as restrições do problema. Depois de escolher o tipo de geometria são modificados os parâmetros de rotação de sub-condutores por feixe, quantidade de sub-condutores, separação entre sub-condutores e altura da fase central. Cada um dos parâmetros listados é estudado paralelamente, portanto, a solução para essa iteração é uma combinação dos resultados com melhores características. Se a recombinação dessas soluções não respeita os limites de campo elétrico crítico toda a solução é descartada.

Quando a otimização é finalizada o programa analisará um novo nível de tensão, repetindo os passos anteriormente indicados. Este processo é repetido até atingir os limites impostos pelas restrições (Tabela 15), e o algoritmo analisará um novo tipo de sub-condutor, reiniciando as condições iniciais.

O diagrama de fluxo da figura 21 descreve a rotina completa desta etapa, encontrando-se dentro dela a rotina de avaliação de opções (Figura 22), que é a encarregada de aumentar a capacidade de transmissão passo a passo. Na tabela 16 são descritos os incrementos das variáveis em cada iteração. A quantidade máxima e mínima de condutores estabelecida em cada nível de tensão é apresentada na tabela 17.

Tabela 16 – Passo de cada variável.

Item	Valor
Quantidade de sub-condutores	1
Separação dos sub-condutores [m]	0,1
Elevação da fase central ou fases externas [m]	0,1
Rotação das fases [°]	1

Tabela 17 – Quantidade máxima e mínima de condutores segundo o nível de tensão [kV].

	138	230	345	440	500	750	765	1000	1250
Mínimo	1	2	2	3	3	4	4	8	10
Máximo	2	3	4	6	6	8	8	10	12

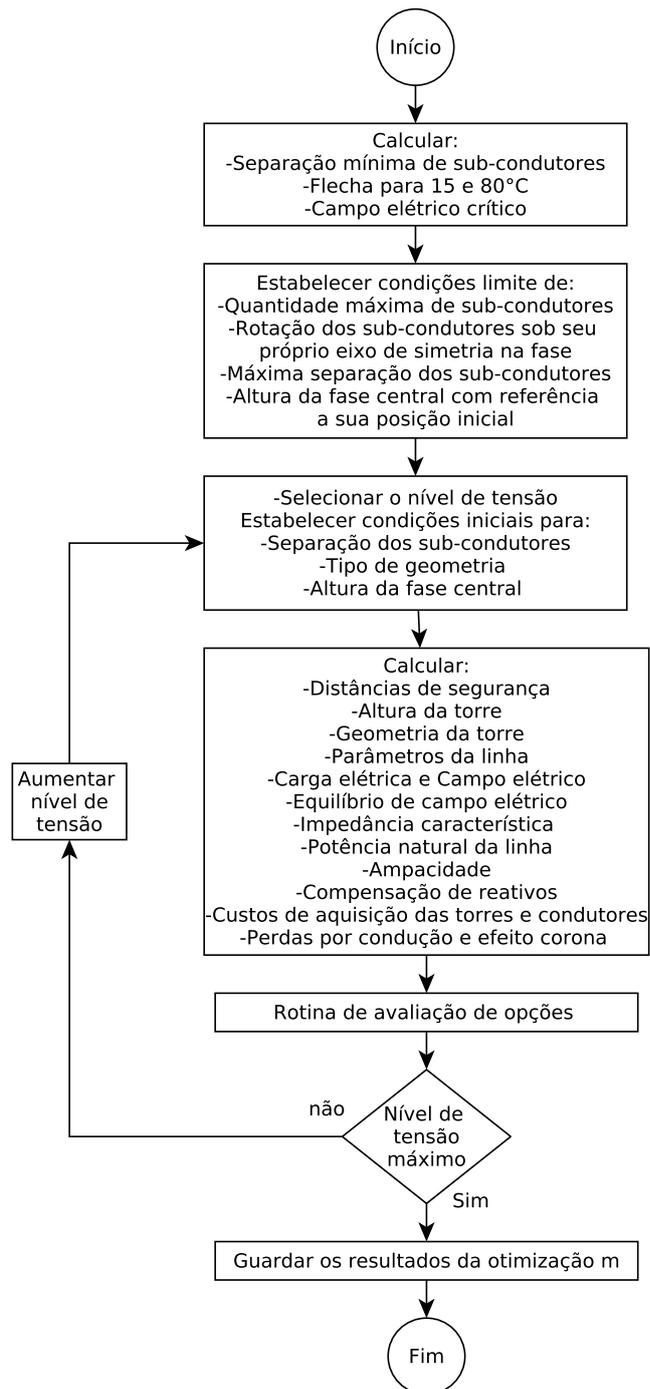


Figura 21 – Diagrama de fluxo da otimização simétrica.

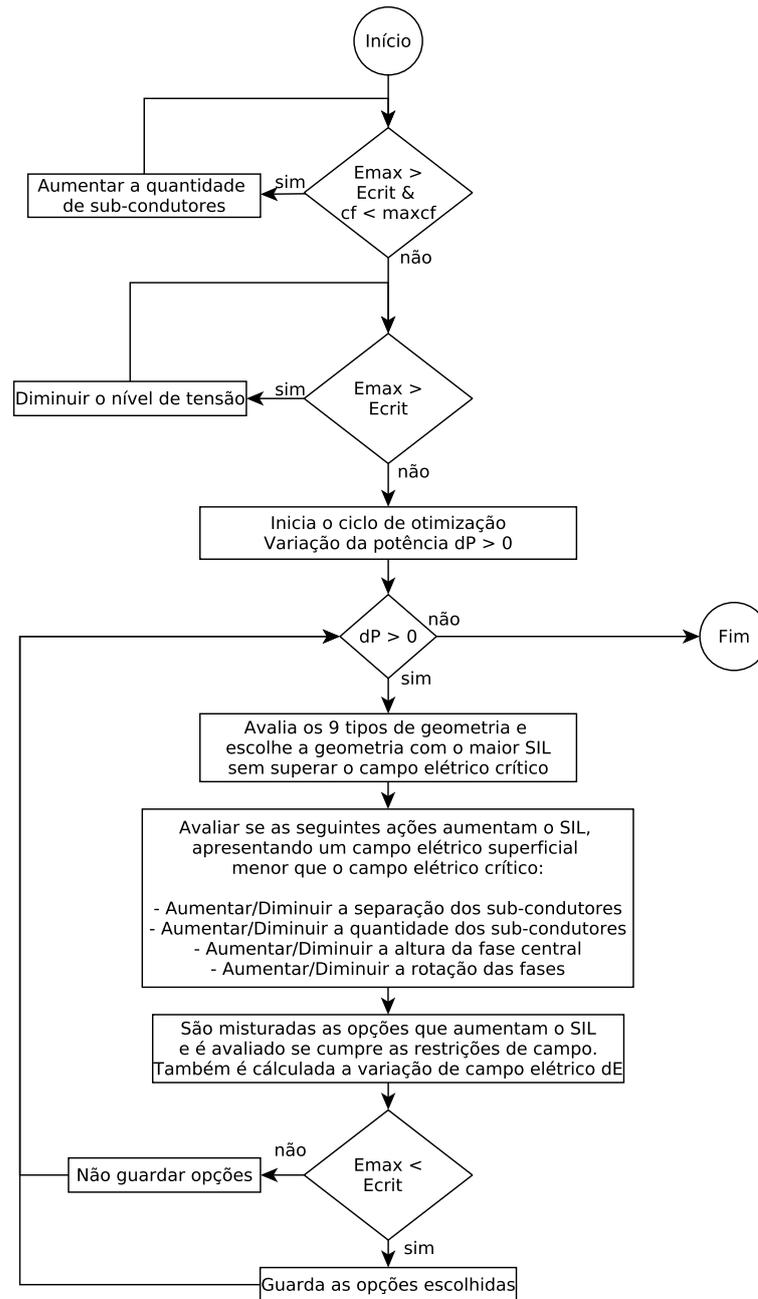


Figura 22 – Diagrama de fluxo da rotina de avaliação.

3.8.2.1. Geometrias estudadas

Na otimização simétrica foram utilizados nove tipos de geometria que permitem avaliar o comportamento da linha de transmissão em relação à forma dos feixes, permitindo observar como varia a resposta de capacidade de transmissão e campo elétrico em função da a forma utilizada em cada um dos feixes. Cada uma das geometrias apresentadas obedece a uma equação trigonométrica. Na maioria dos casos o eixo x é governado pela função $\cos()$ enquanto o eixo y é gerado com funções $\sin()$. Apenas nos casos onde o feixe parece um “X” o eixo x é gerado usando uma função $\sec()$.

Para variar o tipo de geometria é feita a multiplicação das funções por um fator "k". Ao criar as geometrias desta forma é possível assegurar uma simetria, e, portanto, manter o centro de massa quase no mesmo ponto como se fosse uma geometria convencional.

No momento de ser criada cada uma das geometrias, o programa desenvolvido aloca os condutores seguindo as distâncias de segurança entre sub-condutores e de condutor até solo. Além disso, a posição dos para-raios é verificada usando o modelo eletrogeométrico proposto por Erikson. É importante destacar que todas geometrias usadas são horizontais, já que com base em pesquisas anteriores (CUARAN *et al.*, 2014), as torres verticais apresentam problemas de descargas atmosféricas nas fases.

A primeira geometria criada corresponde a uma geometria convencional (Figura 23), que aloca os condutores circunscritos em um círculo, espaçados segundo o número de sub-condutores.

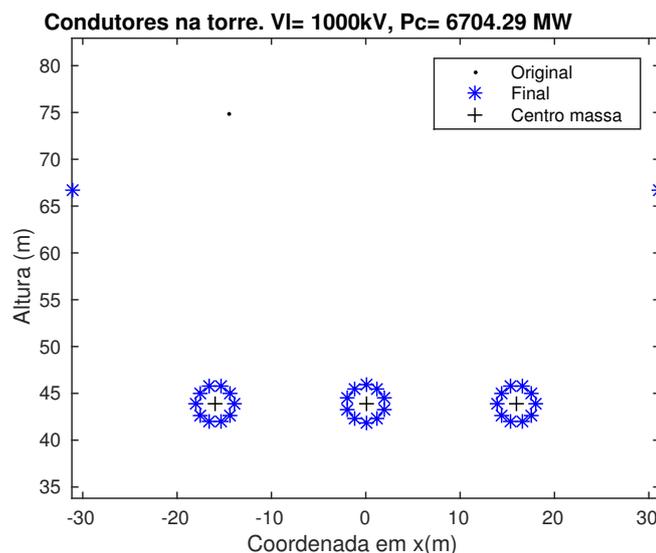


Figura 23 – Geometria tipo 1

Na segunda geometria (Figura 24a) é criada uma forma de “cone” nas fases *a* e *c*, enquanto o feixe central mantém uma forma circular. Quando os feixes são girados sob seu centro, as fases dos extremos têm um comportamento como se fosse um espelho, ou seja, quando a fase *a* e *b* viram 20° a fase *c* virará -20° . Note-se que a forma cônica sempre vai ser criada a partir da metade dos sub-condutores, quando as funções $\cos()$ e $\sin()$ são multiplicadas por um fator *k*.

Na terceira geometria (Figura 24b) o feixe central é modificado para ter uma separação de sub-condutores menor em relação a seu centro. Neste caso o fator *k* só vai

afetar a fase central e seu valor vai ser menor do que a unidade. Este fator é selecionado segundo o valor que produz uma maior capacidade de transmissão.

Como será visto mais adiante (seção 4.3.5), a aproximação dos sub-condutores na fase central fará com que o seu campo elétrico máximo superficial seja menor do que na maioria das outras geometrias.

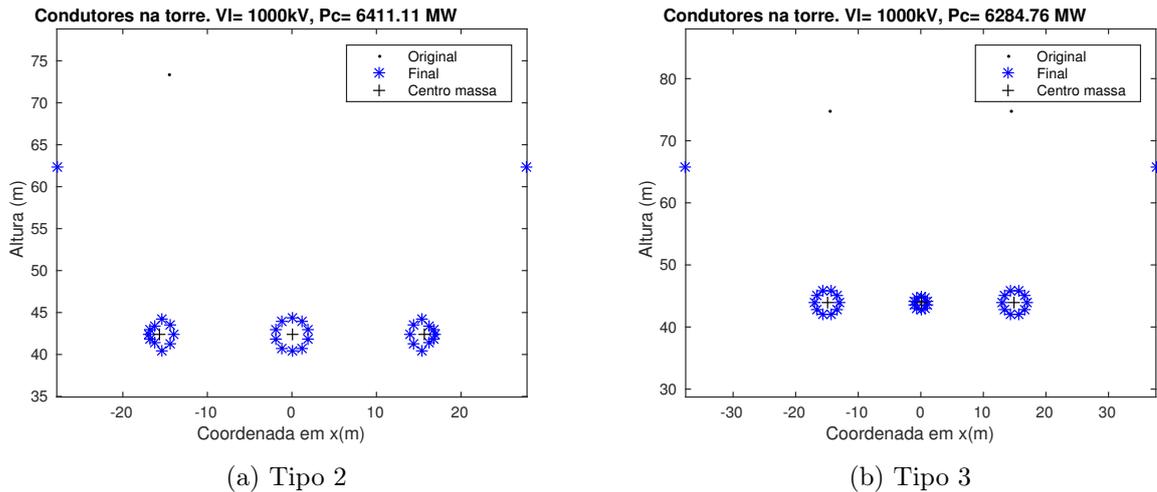


Figura 24 – Geometria tipo 2 e tipo 3

Na quarta geometria (Figura 25a) as fases externas apresentam uma forma elíptica. Para isto, o fator k vai afetar o eixo y aumentando o seu valor, e diminuindo o valor do eixo x para manter uma relação de $\frac{\Delta x}{\Delta y} = 1$. A importância de manter uma relação unitária é que isto facilita o controle do comprimento do feixe, permitindo assegurar que ele não ficará maior do que o limite estabelecido nas restrições.

Como é importante estudar a maioria de casos possíveis, a sexta geometria (Figura 26a) usa o mesmo conceito da geometria tipo 4, mas aplicando a forma elíptica ao feixe central.

No caso da quinta e sétima geometria (Figuras 25b e 26b), elas apresentam feixes com formas de “X”. No caso da geometria tipo 5 a forma de “X” é estabelecida nas fases a e c , enquanto para a geometria tipo 7 essa forma é apresentada na fase central.

A particularidade deste tipo de geometria é que a função $\cos()$ que governa o eixo x é trocada por uma função $\sec()$. Devido às condições próprias da função $\sec()$ as geometrias geradas com esta função estão limitadas a um número de condutores pares, e a rotação não é permitida entre eles, pois podem produzir singularidades indesejadas.

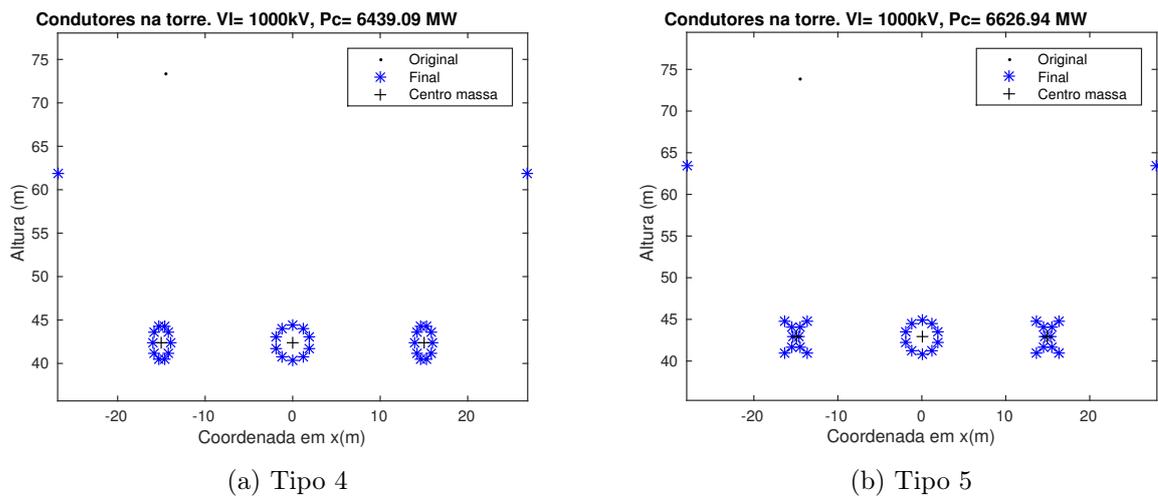


Figura 25 – Geometria tipo 4 e tipo 5

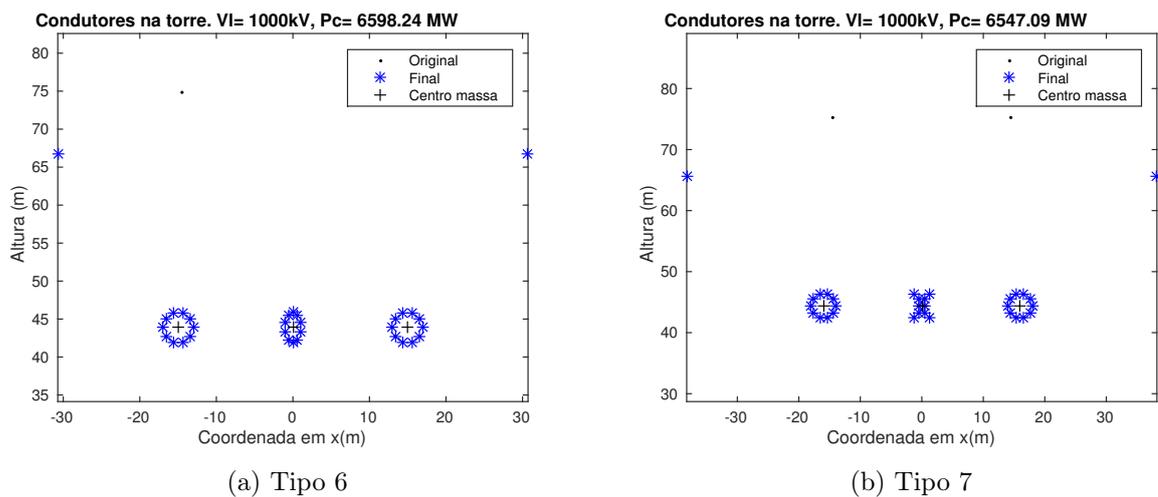


Figura 26 – Geometria tipo 6 e tipo 7

No último grupo de geometrias estudadas, tem-se que o oitavo tipo (Figura 27a) apresenta uma forma retangular nas fases exteriores e uma geometria circular convencional na fase *b*, enquanto na geometria tipo 9 (Figura 27b) mantém-se a forma retangular nas fases *a* e *c*, mas na fase central a geometria usada é a mesma que a apresentada na geometria tipo 3, ou seja, com uma separação de sub-condutores menor. Nota-se que a forma retangular não mantém a mesma separação vertical para cada um dos sub-condutores, isto acontece porque para criar essa forma foi deixada fixa a separação horizontal, mas a altura dos condutores foi feita usando a função $sen()$, assegurando estudar uma geometria diferente das geometrias convencionais.

A razão para criar a geometria tipo 9 foi porque, nas provas feitas no processo de desenvolvimento do programa, verificou-se que as geometrias do tipo 3 e 8 eram

as geometrias que apresentavam menores campos elétricos superficiais, portanto, era interessante criar uma geometria que misturasse estes dois tipos, sendo obtida a geometria que apresenta o menor campo elétrico de todas as estudadas.

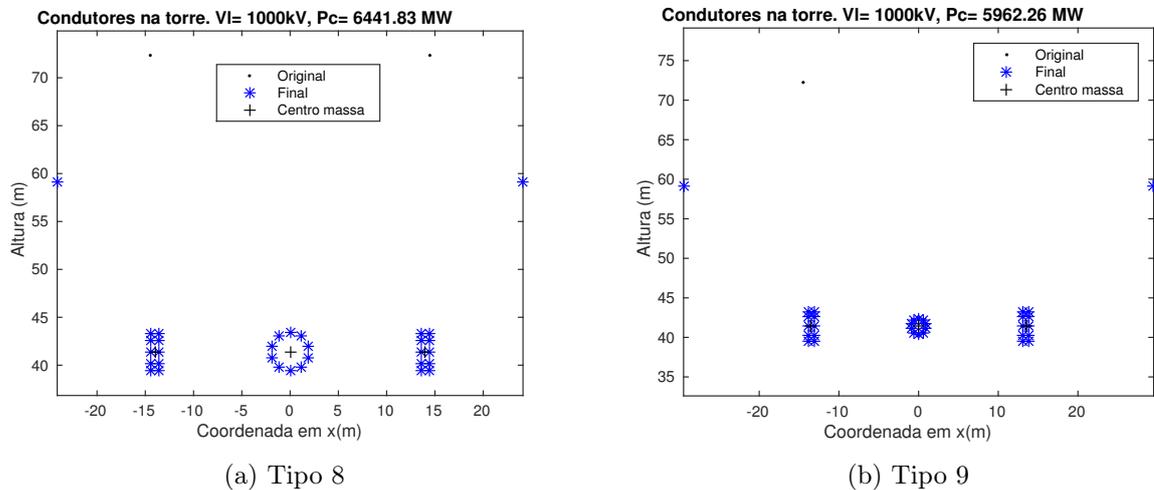


Figura 27 – Geometria tipo 8 e tipo 9

Todas as geometrias apresentadas têm diferentes comportamentos de campo elétrico superficial e capacidade de transmissão, sendo que a análise da influência de cada um dos tipos de geometria é feita na seção 4.3.5, já que na presente seção é apresentada a forma de criação das geometrias e porque foram selecionadas, sem analisar o seu comportamento.

3.8.3. Otimização com feixes que não seguem nenhuma forma fixa

Nesta otimização, também denominada aqui como otimização assimétrica, o ponto de partida é a solução da otimização simétrica, sendo cada um dos cabos deslocados numa quantidade predefinida de 0,05 m em qualquer direção do eixo x ou y . Os movimentos simultâneos em x ou y são permitidos. O critério para alocar os cabos em uma posição ou outra é aumentar a capacidade de transmissão da linha, respeitando as restrições estabelecidas na Tabela 15.

Para evitar gerar uma geometria com um desequilíbrio de carga mecânica muito grande, o programa além de medir o centro de massa em todo momento, só vai mudar a posição de um sub-condutor uma vez por iteração e depois vai passar ao condutor seguinte, repetindo o processo até atingir a separação máxima ou até quando não for possível aumentar ainda mais a capacidade de transmissão devido ao campo elétrico superficial nos sub-condutores.

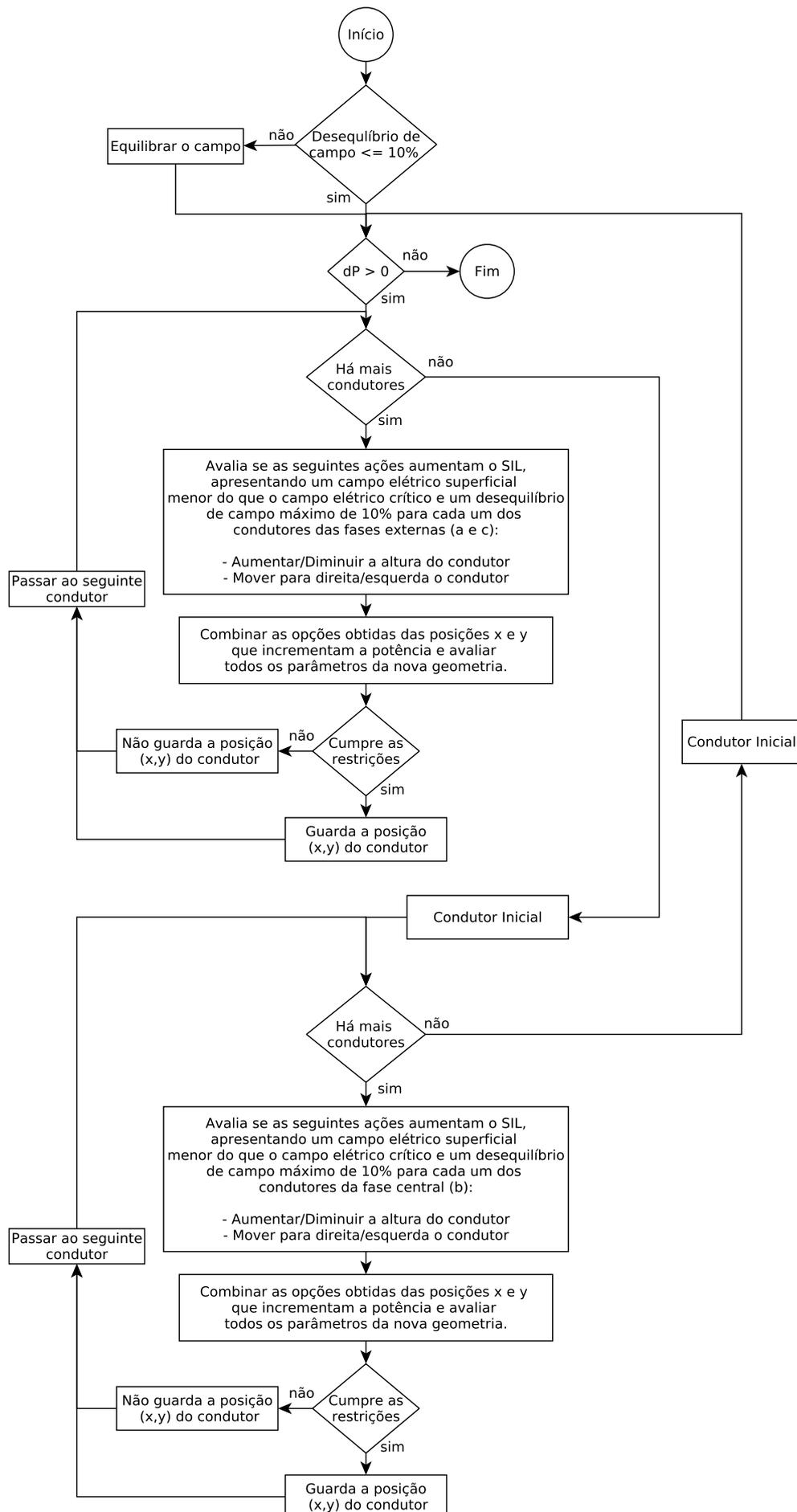


Figura 28 – Diagrama de fluxo da otimização assimétrica.

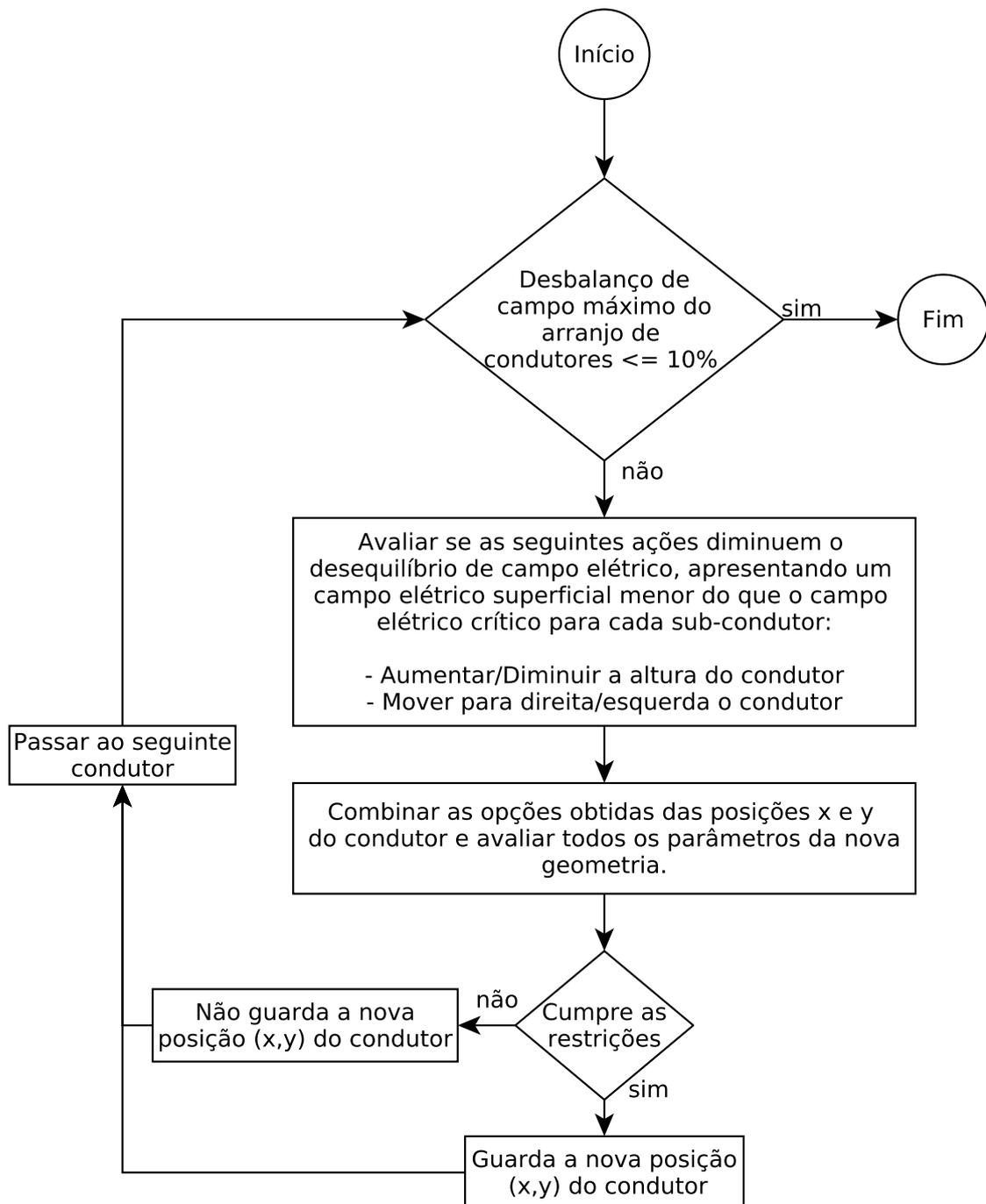


Figura 29 – Diagrama de fluxo da rotina de balancear campo.

Um exemplo de uma otimização assimétrica, feita com o programa desenvolvido, pode ser encontrado na Figura 30, onde “o” representa a posição dos cabos otimizados simetricamente, “*” o centro de massa da otimização assimétrica e “+” a posição final dos condutores alocados assimetricamente.

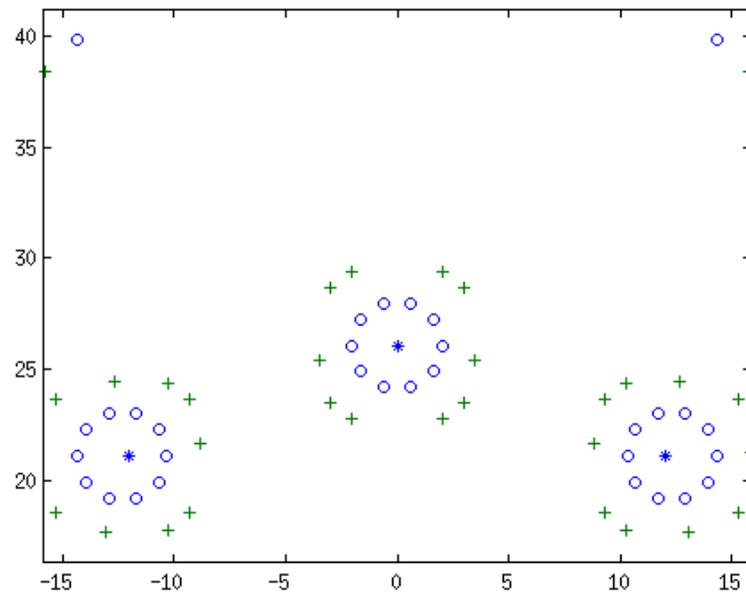


Figura 30 – Condutores ACSR Otimizados assimetricamente para 765 kV com 10 condutores por fase e altura da fase central de 5 m. $P=6,135$ GW.

Como o algoritmo desenvolvido é uma solução meta-heurística, pode acontecer o caso em que uma boa solução ou uma melhor solução seja descartada, devido a que uma rota de otimização num ponto não esteja de acordo com os limites estabelecidos pelas restrições, mas que ao continuar com essa rota seja possível conseguir uma solução de maior capacidade de transmissão, que respeite todas as restrições. Por exemplo, é possível que se apresente o caso em que ao mover um condutor desde 0,1 até 0,2 o campo elétrico crítico seja superado, mas que sob as mesmas condições o movimento até 0,3 gere uma melhor solução sem superar o campo elétrico crítico. Neste caso o programa desenvolvido descartará essa solução e começará a mover os outros condutores, sem saber se essa rota poderia ter sido melhor. Devido a esse fato o algoritmo desenvolvido chega até um ótimo, mas não assegura que essa solução seja a ótima global.

3.9. Estudo de regime permanente e transitório

Em qualquer projeto de transmissão de energia elétrica é importante fazer um estudo de sobretensões transitórias e sustentadas na linha, pois isto permite dimensionar as distâncias de isolamento. No caso das linhas de transmissão otimizadas surge o interesse de conhecer seu comportamento em comparação com as linhas de transmissão convencionais. Para fazer tais estudos estão disponíveis diferentes ferramentas, cada uma com as suas vantagens e desvantagens. Nesta pesquisa foi usado o software computacional PSCAD para realizar os estudos de transitórios eletromagnéticos.

As manobras típicas analisadas na presente pesquisa restringiram-se a:

1. Energização da linha sem carga.
2. Energização da carga.
3. Rejeição de carga.
4. Falta monofásica.
5. Falta trifásica.

Antes de realizar os estudos nos programas mencionados foi necessário modelar o sistema como apresentado nas seguintes subseções.

3.9.1. Cálculo da carga como um circuito R-L série

Nos casos em que não seja requerida uma modelagem robusta do sistema pode-se modelar a carga como um ramo RL série, no entanto, para o caso desta pesquisa tal método não é usado, devido a que quando a carga é inserida a tensão cai impedindo observar as manobras e o comportamento real do sistema. Para solucionar tal problema, a carga será modelada como um equivalente de Thévenin.

3.9.2. Cálculo da carga como equivalente de Thévenin

Em casos práticos os sistemas de transmissão conectam vários nós com geradores e cargas, sendo necessário representá-los através de equivalentes Thévenin (figura 31). O sistema é representado como uma fonte na entrada (V_{g1}) com a sua impedância equivalente (Z_{g1}), um reator de entrada e de saída (Y_c) com reatores de neutro (Y_r), uma linha de transmissão (Z_L e Y_L) e uma fonte (V_{g2}) com a sua impedância equivalente (Z_{g2}) representado a carga.

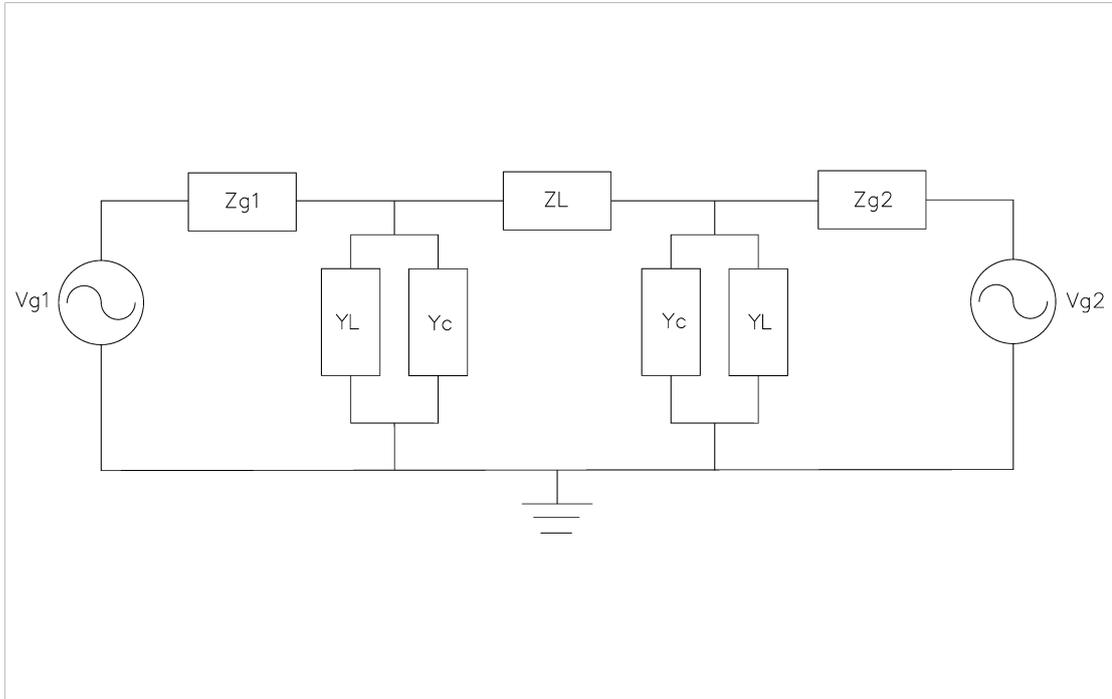


Figura 31 – Sistema equivalente para estudo de transitórios.

Para estabelecer a potência da carga pode-se escolher o nó V_2 como o nó de referência e ajustar os ângulos e tensões dos geradores. Neste caso adotou-se que o sistema equivalente da entrada era robusto, sendo 4 vezes o SIL, enquanto o sistema da saída é igual ao SIL.

A modelagem matemática da fonte de entrada com uma relação de X/R é:

$$Z_{g1} = \frac{V_{g1}^2}{4 * SIL} \quad (3.76)$$

$$X_{g1} = Z_{g1} * \sqrt{1 - 0,1^2} \quad (3.77)$$

$$R_{g1} = 0,1 * Z_{g1} \quad (3.78)$$

Quando as linhas de transmissão longas operam em carga leve ou encontram-se em vazio pode ser verificado um aumento da tensão no terminal remoto em relação ao terminal emissor. Este fenômeno, conhecido como Efeito Ferranti, é mitigado através da colocação de reatores em derivação. Para diminuir a tensão no fim da linha é necessário usar reatores de compensação nos extremos da linha. A compensação dos reativos pode ser calculada por:

$$Y_c = -1 * \%_{comp} * \frac{Y_1 * L}{2} * \frac{\tanh(0,5 * \gamma L)}{\gamma L * 0,5} \quad (3.79)$$

$$L_c = \frac{Y_c}{j * \omega} \quad (3.80)$$

$$R_c = \frac{\Im Y_c}{Q_r} \quad (3.81)$$

Com:

$$\gamma = \sqrt{Z_1 * Y_1} \quad (3.82)$$

Onde:

- $\%_{comp}$ é a porcentagem de compensação escolhida, que tipicamente encontra-se entre 70% e 90%.
- Z_1 é a impedância unitária de sequência positiva $[\Omega]$.
- Y_1 é a admitância unitária de sequência positiva $[\Omega]$.
- L é o comprimento da linha [km].
- Q_r é o fator de qualidade do reator, que tipicamente é 400.
- L_c é a indutância do reator de fase [H].
- R_c é a resistência do reator de fase $[\Omega]$.

O reator do neutro é utilizado para diminuir as sobretensões transitórias através da redução do acoplamento capacitivo mútuo das fases.

Matematicamente tem-se que:

$$Y_{0C} = l * Y_0 * \frac{\tanh(0,5 * \gamma_0 L)}{\gamma_0 * L * 0,5} \quad (3.83)$$

$$Y_{1C} = l * Y_1 * \frac{\tanh(0,5 * \gamma_1 L)}{\gamma_1 * L * 0,5} \quad (3.84)$$

$$Y_{012C} = \begin{bmatrix} Y_{0C} & 0 & 0 \\ 0 & Y_{1C} & 0 \\ 0 & 0 & Y_{1C} \end{bmatrix} \quad (3.85)$$

$$Y_{abcC} = T_{seq} * Y_{012C} * T_{seq}^{-1} \quad (3.86)$$

$$L_n = \frac{-2}{377 * \Im(Y_{abcCm})} \quad (3.87)$$

Onde:

- l é o comprimento da linha [km].
- Y_{0C} é a admitância de sequência zero corrigida.
- Y_{1C} é a admitância de sequência positiva corrigida.
- Y_{abcCm} é a admitância mútua de fase corrigida.
- $\gamma_0 = \sqrt{Z_0 * Y_0}$.
- $\gamma_1 = \sqrt{Z_1 * Y_1}$.
- T_{seq} é a matriz de transformação de sequência (Seção 3.1.8).
- L_n é a indutância do reator de neutro.

Assumindo um fator de qualidade do reator do neutro (Q_{rn}) de 40 tem-se que a resistência de compensação do reator de neutro é:

$$R_n = \frac{L_n * \omega}{Q_{rn}} \quad (3.88)$$

Como a linha de transmissão tem um comprimento grande é preciso fazer uma correção dependente da constante de propagação γ :

$$Z_L = Z_1 * l * \frac{\sinh(\gamma l)}{\gamma l} \quad (3.89)$$

$$\frac{Y_L}{2} = \frac{Y_1}{2} * L * \frac{\tanh(0,5 * \gamma l)}{\gamma l * 0,5} \quad (3.90)$$

A modelagem matemática da fonte de saída é:

$$Z_{g2} = \frac{V_{g2}^2}{SIL} \quad (3.91)$$

$$X_{g2} = Z_{g2} * \sqrt{1 - 0,1^2} \quad (3.92)$$

$$R_{g2} = 0,1 * Z_{g2} \quad (3.93)$$

A solução do circuito da figura 31 é:

$$V_{g2} = V_2 - I_{g2} * Z_{g2} \quad (3.94)$$

$$I_{R2} = \frac{V_2}{Z_R} + V_2 * Y_c \quad (3.95)$$

$$I_L = I_{R2} + I_{g2} \quad (3.96)$$

$$V_1 = I_L * Z_L + V_2 \quad (3.97)$$

$$I_{R1} = \frac{V_1}{Z_R} + V_1 * Y_c \quad (3.98)$$

$$I_{g1} = I_{R1} + I_L \quad (3.99)$$

$$V_{g1} = I_{g1} * (Z_{g1} + Z_{t1}) + V_1 \quad (3.100)$$

Em geral a solução do circuito resulta em valores de fonte que produzem uma tensão na entrada da linha maior do que 1,1 p.u.. Para solucionar isto é necessário adicionar um banco capacitivo “shunt” no nó V_2 , ajudando a injetar reativos para reduzir a tensão na fonte de entrada e, portanto, assegurando valores próximos a 1 p.u. na entrada da linha. O banco capacitivo pode ser calculado de tal forma que compense os reatores inseridos para eliminar o efeito ferranti durante a operação em plena carga. Com o novo banco de capacitores a equação 3.96 sofre uma pequena mudança, adicionando a corrente que fluirá pelo banco de capacitores ($V_2 Y_{comp}$).

Capítulo 4

Resultados

4.1. Parâmetros da Linha

Nesta seção são apresentados os resultados ao utilizar o programa desenvolvido no ambiente Matlab para calcular os parâmetros das linhas de transmissão. A vantagem do uso do Matlab é que ele permite automatizar os processos.

Os dados de prova que foram testados estão disponíveis na tabela 18, e a silhueta da torre está disponível na figura 32. É importante ressaltar que o arranjo é composto por quatro sub-conturotes por fase e dois para-raios, sendo usado o condutor ACSR “Rail”, que possui uma resistência de $0,0514 [\Omega/km]$ e um diâmetro de $2,959 [cm]$, e para-raios EHS que possuem uma resistência de $3,51 [\Omega/km]$ e um diâmetro de $0,9144 [cm]$.

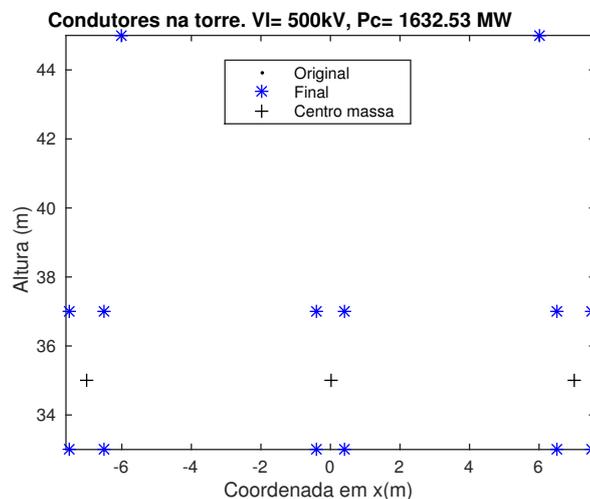


Figura 32 – Silhueta analisada.

Tabela 18 – Coordenadas dos condutores e para-raios.

Fase	Posição em x [m]	Posição em y [m]	Posição em altura média [m]
A	-7,5	37	23,6
A	-7,5	33	19,6
A	-6,5	33	19,6
A	-6,5	37	23,6
B	-0,4	37	23,6
B	-0,4	33	19,6
B	0,4	33	19,6
B	0,4	37	23,6
C	7,5	37	23,6
C	7,5	33	19,6
C	6,5	33	19,6
C	6,5	37	23,6
PR	6	45	38,6
PR	-6	45	38,6

Usando o programa desenvolvido no ambiente Matlab obteve-se a capacitância abc reduzida da linha (tabela 19).

Tabela 19 – Matriz de capacitância por unidade de comprimento [nF/km].

$$\begin{bmatrix} 9,598 & & \\ -0,4389 & 10,08 & \\ -0,1151 & -0,3261 & 9,598 \end{bmatrix}$$

Dado que a capacidade de transmissão de energia está definida principalmente pela impedância característica da linha, é importante conhecer os valores destas matrizes. Nas tabelas 20 e 21, são mostrados os resultados das matrizes de impedâncias e admitâncias obtidas.

Tabela 20 – Matriz de impedância por unidade de comprimento [Ω/km].

$$\begin{bmatrix} 0,1476 + 0,6203j & & \\ 0,1355 + 0,4416j & 0,1492 + 0,6235j & \\ 0,1345 + 0,3939j & 0,1355 + 0,4416j & 0,1475 + 0,6203j \end{bmatrix}$$

Tabela 21 – Matriz de admitância por unidade de comprimento [$\mu\text{S}/\text{km}$].

$$\begin{bmatrix} 6,4471 & & \\ -2,2419 & 7,0981 & \\ -0,6662 & -2,2419 & 6,4471 \end{bmatrix}$$

O resultado final, e mais importante, é a impedância característica da linha que apresenta o valor de $153,14 \Omega$.

4.2. Carga e Campo Elétrico

4.2.1. Balanço de Carga e Campo Elétrico

Ao ampliar a capacidade de transmissão das linhas é importante manter os níveis de campo elétrico menores do que o campo elétrico crítico na superfície dos condutores, evitando assim a geração do efeito corona. Devido ao fato de que nos projetos de transmissão típicos, com tensões maiores do que 400 kV, as torres apresentam uma configuração horizontal, o feixe central apresenta os maiores níveis de campo elétrico. Portanto, é importante elaborar estudos e desenhos para a condição crítica, que seria quando o feixe central está no máximo do semi ciclo positivo de tensão, pois nesse caso a carga elétrica gerada será máxima (seção 3.2), produzindo um maior campo elétrico.

Como o limite na ampliação da capacidade de transmissão adotado neste trabalho é a geração de efeito corona, é primordial manter um balanço de campo elétrico nos condutores do feixe central para conseguir aproveitá-los ao máximo.

No programa feito no Matlab foi simulado um arranjo de condutores como é mostrado na figura 33, correspondente a um sistema de três fases, com feixes de 4 m e 12 condutores “Rail” por feixe, sem considerar os para-raios, e aplicando uma tensão de 1000 kV com ponto máximo na fase central, e usando uma geometria não convencional do tipo 3 (seção 3.8.2.1), em que o feixe central está elevado 5 m em relação às fases externas. Como condições ambientais foi adotada uma temperatura ambiente de 35°C ao nível do mar, em um ambiente limpo sem corrosão (Tabela 4).

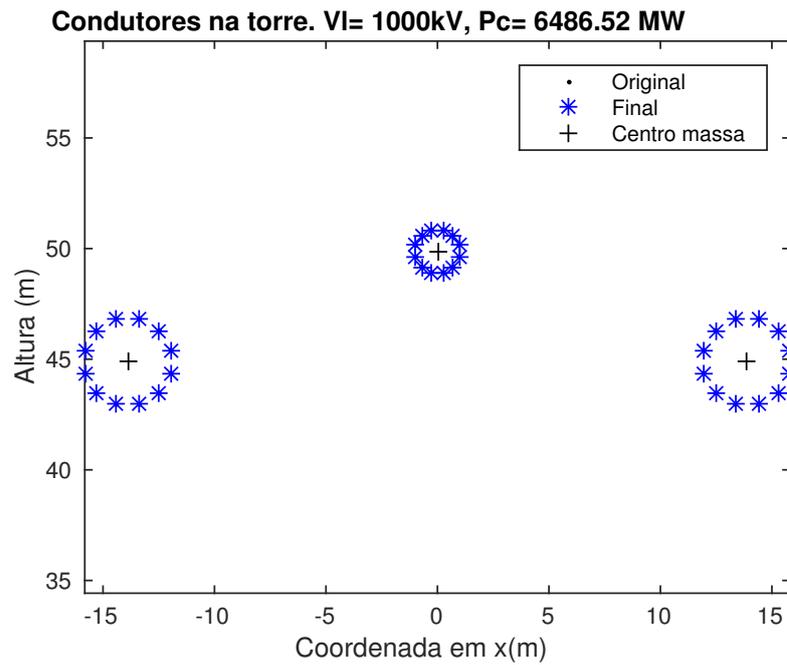


Figura 33 – Geometria simulada

Tabela 22 – Carga e Campo elétrico para cada fase.

(a) Campo elétrico [ef. kV/cm] para cada sub-condutor.

Fase a	Fase b	Fase c
12,98	14,37	12,98
14,13	14,20	14,13
15,12	13,70	15,12
15,50	13,70	15,50
15,01	14,20	15,01
13,87	14,37	13,87
12,79	14,08	12,79
12,23	13,43	12,23
11,90	12,71	11,90
11,79	12,71	11,79
11,88	13,43	11,88
12,16	14,08	12,16

(b) Carga elétrica [μC] para cada sub-condutor.

Fase a	Fase b	Fase c
1,12	1,08	1,12
1,18	1,09	1,18
1,23	1,09	1,23
1,26	1,09	1,26
1,22	1,09	1,22
1,15	1,08	1,15
1,08	1,06	1,08
1,03	1,03	1,03
1,00	1,01	1,00
1,00	1,01	1,00
1,02	1,03	1,02
1,07	1,06	1,07

Os resultados da simulação, disponíveis na tabela 22, mostram que cada fase mantém um balanço de campo elétrico entre seus sub-condutores. Um fato importante de ressaltar é que as fases externas terão um desequilíbrio de carga e campo maior do que na fase central (tabela 23), pois o feixe central consegue ter uma contribuição de campo equilibrada com o auxílio das fases externas.

Tabela 23 – Desequilíbrio de campo elétrico [%] para cada sub-condutor em relação ao valor médio de campo elétrico de cada fase.

Fase a	Fase b	Fase c
0,58	2,97	0,58
4,33	2,08	4,33
8,40	0,36	8,40
9,72	0,36	9,72
7,09	2,08	7,09
1,63	2,97	1,63
3,24	1,62	3,24
5,36	1,44	5,36
6,30	4,87	6,30
6,21	4,87	6,21
5,39	1,44	5,39
4,08	1,62	4,08

Nas linhas de transmissão é importante notar que o campo elétrico máximo não se apresenta em toda a superfície do condutor, mas em um ponto ou seção do condutor. Este fato pode ser visto na figura 34, que representa uma condição similar à apresentada nas simulações anteriores, mas com níveis de campo elétrico maiores. Assim, a posição dos condutores, dentro do arranjo de cada feixe, determina o local do ponto de campo elétrico máximo. Isto comumente acontece em uma direção normal à geometria fictícia gerada pelos sub-condutores de cada fase.

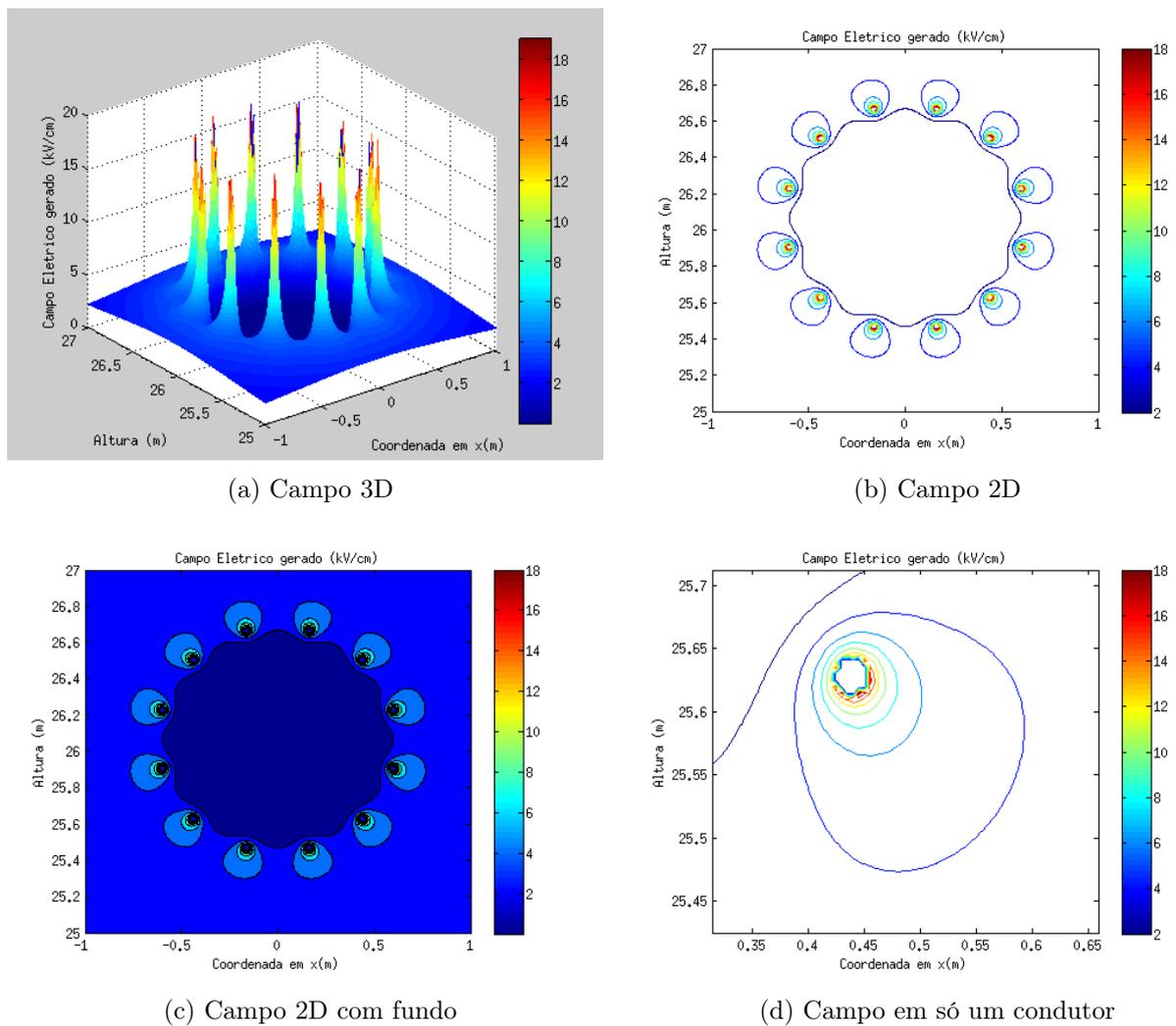


Figura 34 – Campo elétrico no feixe central

4.2.2. Importância do tipo de condutor

No estudo do campo elétrico o tipo de condutor tem um papel muito importante, pois as suas características próprias definem o campo elétrico crítico (seção 3.2.3).

Com o objetivo de analisar a influência do tipo de condutor no campo elétrico máximo admissível na superfície dos cabos foram realizados testes para cada um dos tipos de condutores apresentados na seção 3.4, identificando-os com números segundo sua ordem na tabela dos fabricantes. Assim, por exemplo, um condutor ACSR identificado com o número 54 refere-se ao condutor 636 kcmil com nome “Grosbeak”. Um exemplo adicional pode ser dado considerando outro tipo de condutor, como o ACAR número 72, que corresponde a um kcmil 1200 com área transversal de $608,05 \text{ mm}^2$, 32,02 mm de diâmetro, e uma massa de 1676 kg/km.

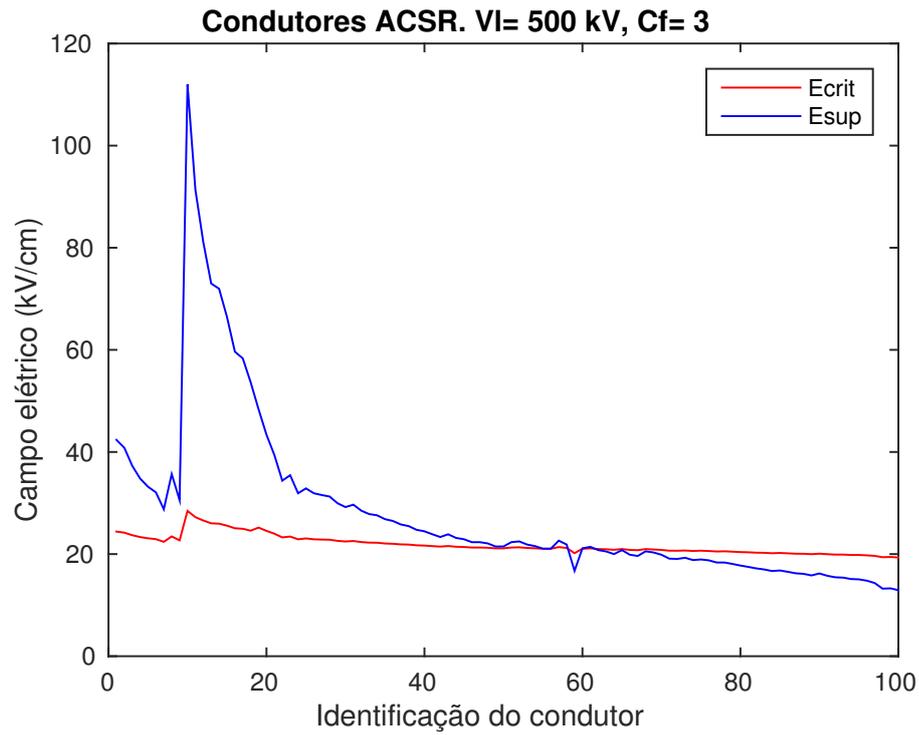
Para ver o efeito de cada condutor, nos níveis de tensão analisados nesta pesquisa, foram simuladas geometrias de torres convencionais operando nos níveis de 500, 750 e 1000 kV. Desta maneira, nas figuras 35, 36 e 37 são apresentados os resultados do campo elétrico crítico e superficial, obtido para cada um dos tipos de condutores, quando são usadas as quantidades mínimas de condutores permitidas para cada nível de tensão.

Os resultados das simulações mostram que para as condições de simulação, na maioria dos casos, os condutores vão superar o campo elétrico crítico permitido (linha vermelha), impossibilitando a utilização desses condutores sem produzir perdas devido à geração do efeito corona. Desta forma, para transmitir energia numa linha convencional de 500 kV, com 3 sub-condutores por feixe, o menor condutor admitido é o condutor ACSR “Condor”, identificado com o número 70, o condutor ACAR kmil 850, identificado com o número 40, ou finalmente o condutor AAAC “Greeley”, identificado com o número 14 (Figura 35).

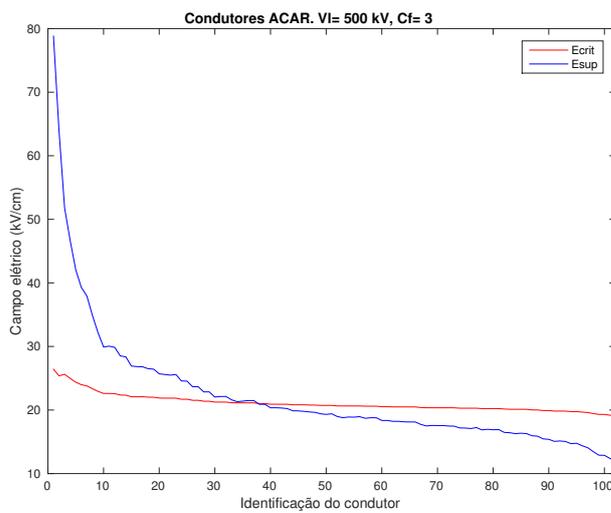
No caso das linhas de 750 kV, com 4 sub-condutores por feixe, o menor condutor admitido é o ACSR “Curlew”, identificado com o número 80, o condutor ACAR kmil 1198, identificado com o número 68, ou o condutor AAAC kmil 1077,4, identificado com o número 15 (Figura 36).

Finalmente, no caso das linhas de 1000 kV, com 8 sub-condutores por feixe, o menor condutor admitido é o ACSR “Dove”, identificado com o número 45, o condutor ACAR kmil 650, identificado com o número 28, ou o condutor AAAC “Elgin”, identificado com o número 12 (Figura 37).

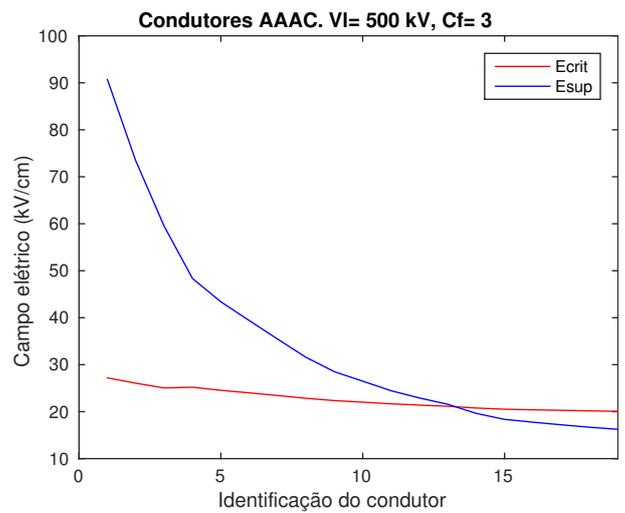
Estes resultados permitem observar que os condutores ACAR possuem campos elétricos superficiais máximos (linha azul) toleráveis utilizando cabos com seções transversais menores do que nos cabos ACSR e AAAC, permitindo usar condutores com pesos menores, que implicam numa redução no custo do aço das torres. No entanto, dado que o tipo de condutor mais usado no Brasil, e no mundo, é o condutor ACSR, a pesquisa baseou as análises da ampliação da capacidade neste tipo de condutor.



(a) Condutores ACSR

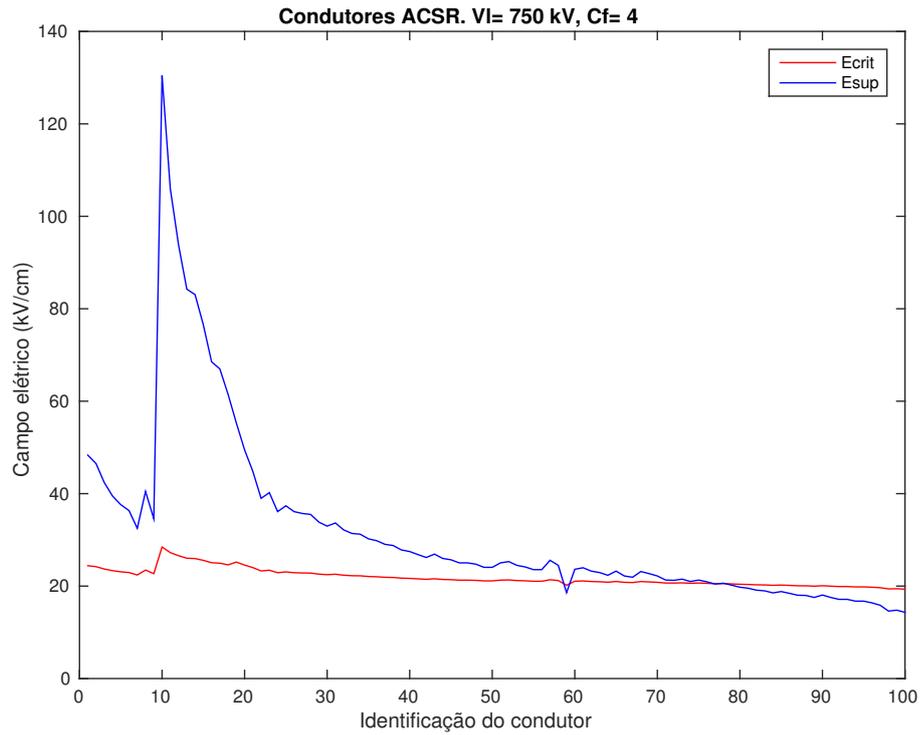


(b) Condutores ACAR

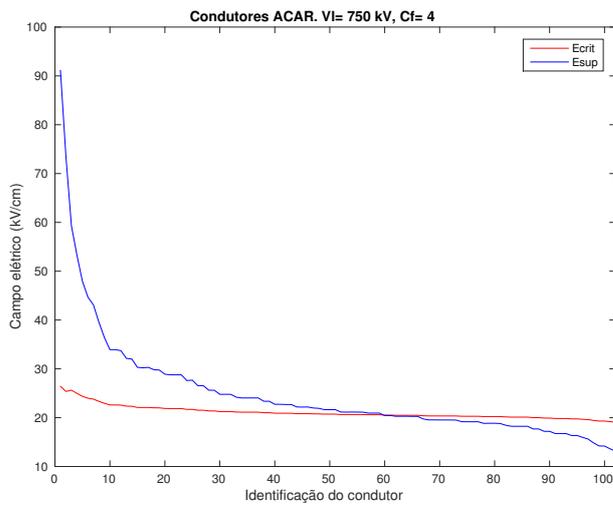


(c) Condutores AAAC

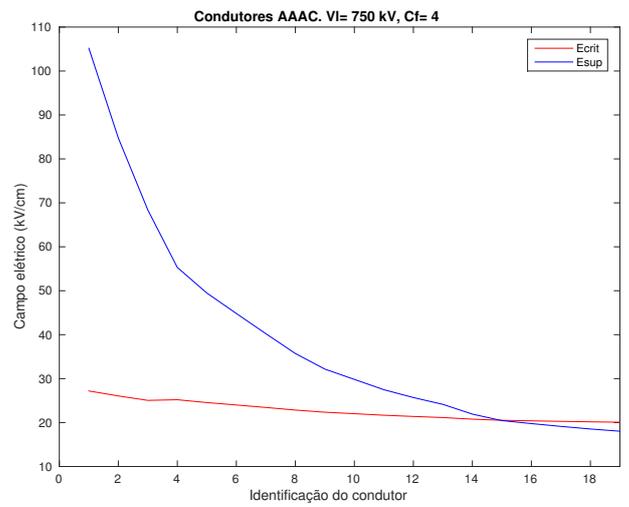
Figura 35 – Campo elétrico crítico e máximo apresentado na superfície dos condutores [kV/cm]. Linha convencional de 500 kV.



(a) Condutores ACSR

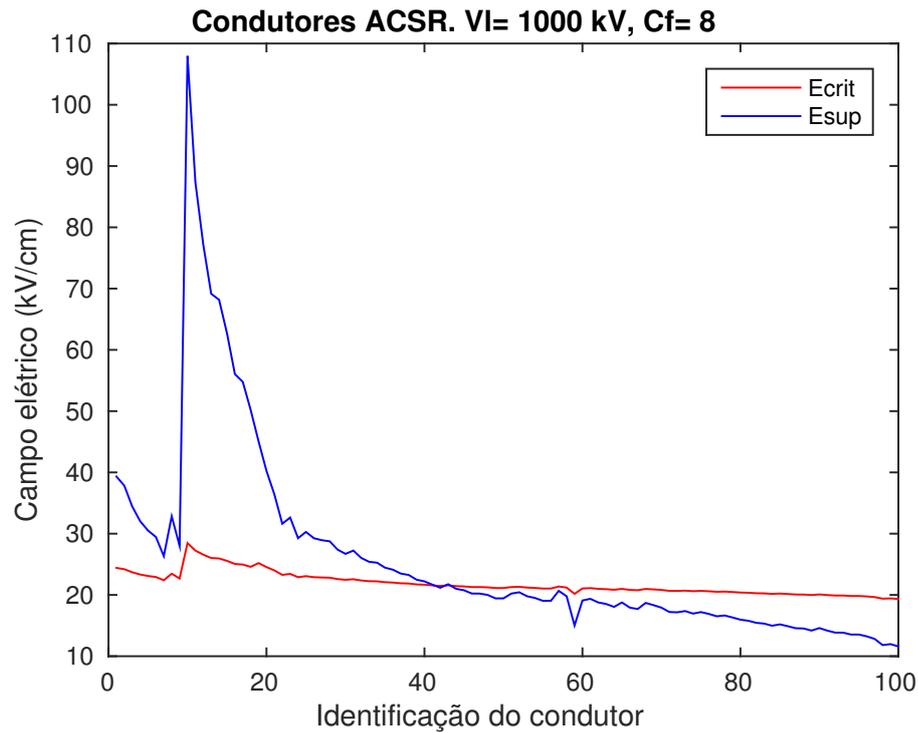


(b) Condutores ACAR

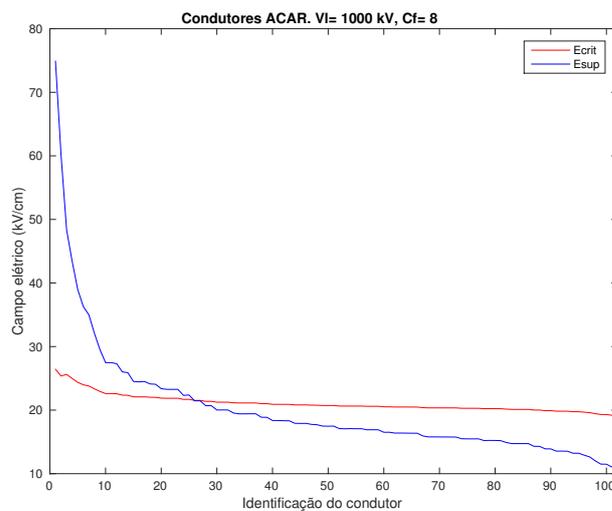


(c) Condutores AAAC

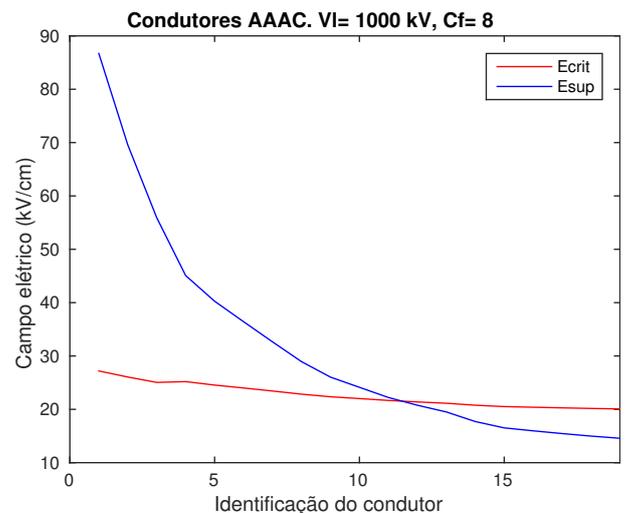
Figura 36 – Campo elétrico crítico e máximo apresentado na superfície dos condutores [kV/cm]. Linha convencional de 750 kV.



(a) Condutores ACSR



(b) Condutores ACAR



(c) Condutores AAAC

Figura 37 – Campo elétrico crítico e máximo apresentado na superfície dos condutores [kV/cm]. Linha convencional de 1000 kV.

Como foi exposto na figura 35 só a partir do cabo ACSR identificado com o número 70 (kcmil 795 “Condor”) é possível transmitir potência numa tensão de 500 kV, com 3 sub-condutores por fase, sem ocasionar efeito corona. No entanto, é factível diminuir o campo elétrico superficial máximo, e aumentar a tensão de operação da linha, ao incrementar o número de sub-condutores por feixe.

Para demonstrar esse ponto, as condições de simulação foram mudadas usando 6

sub-condutores por feixe, permitindo com isto transmitir potência, sem ocasionar efeito corona, numa tensão de 500 kV, a partir do condutor ACSR “Penguin” identificado com o número 23 (Figura 38). A mesma técnica foi utilizada nas linhas de 750 kV, verificando que ao aumentar até 8 sub-condutores por feixe era possível começar a transmissão de energia, sem ocasionar efeito corona, a partir do condutor ACSR “Linnet”, identificado com o número 32 (Figura 39).

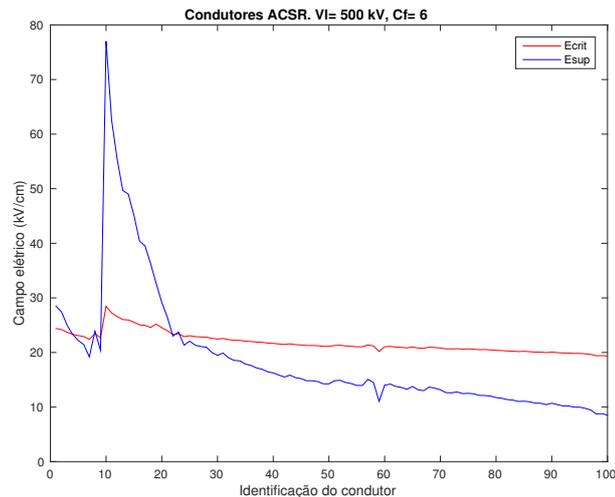


Figura 38 – Campo elétrico crítico, e campo elétrico superficial máximo [kV/cm] apresentado na superfície dos condutores, usando 6 sub-condutores por feixe numa linha convencional de 500 kV.

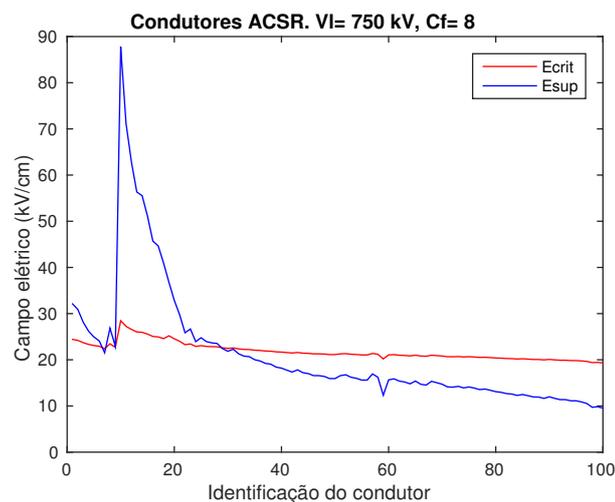


Figura 39 – Campo elétrico crítico, e campo elétrico superficial máximo [kV/cm], apresentado na superfície dos condutores, usando 8 sub-condutores por feixe numa linha convencional de 750 kV.

4.3. Capacidade de Transmissão

A capacidade de transmissão está influenciada pela impedância característica da linha, que pode ser variada modificando fatores como a rotação das fases sob seu próprio eixo de simetria, a quantidade de sub-condutores, a separação máxima entre eles, a altura das fases externas ou da fase central, a forma dos feixes e o tipo de condutor; afetando também o campo elétrico superficial que é o principal responsável por limitar a quantidade de potência que pode ser transmitida.

Nesta seção são apresentados os resultados ao variar cada um dos parâmetros mencionados, em relação à capacidade de transmissão e ao campo elétrico superficial nos condutores.

4.3.1. A importância da rotação dos feixes

Para avaliar o efeito da rotação das fases sob seu próprio eixo de simetria (exemplo de rotação na figura 40) foi gerada uma geometria de torre para 500 kV usando o condutor RAIL com 6 condutores por feixe, com separação entre sub-condutores de 0,457 m e sem cabos para-raios (figura 41).

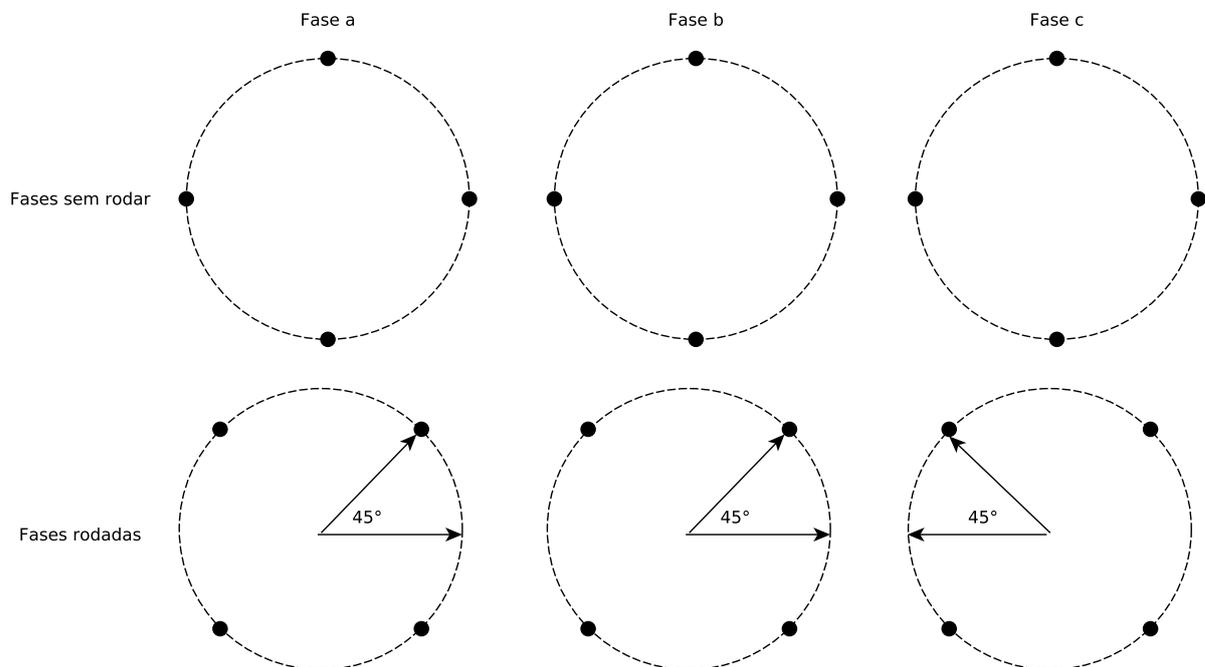


Figura 40 – Rotação de 45 graus dos feixes segundo seu centro de simetria.

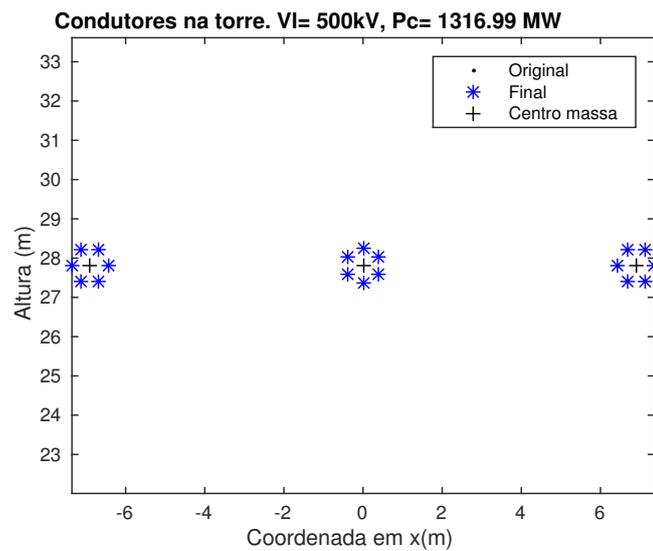


Figura 41 – Geometria inicial.

A partir da geometria inicial os feixes foram rodados desde 0° até 359° , e a capacidade de transmissão, assim como o campo elétrico superficial máximo nos condutores, foram calculados. Os resultados obtidos são mostrados na figura 42, na qual se verifica que rodar os feixes não implica numa vantagem significativa para aumentar a capacidade de transmissão, ou para a diminuição do campo elétrico superficial.

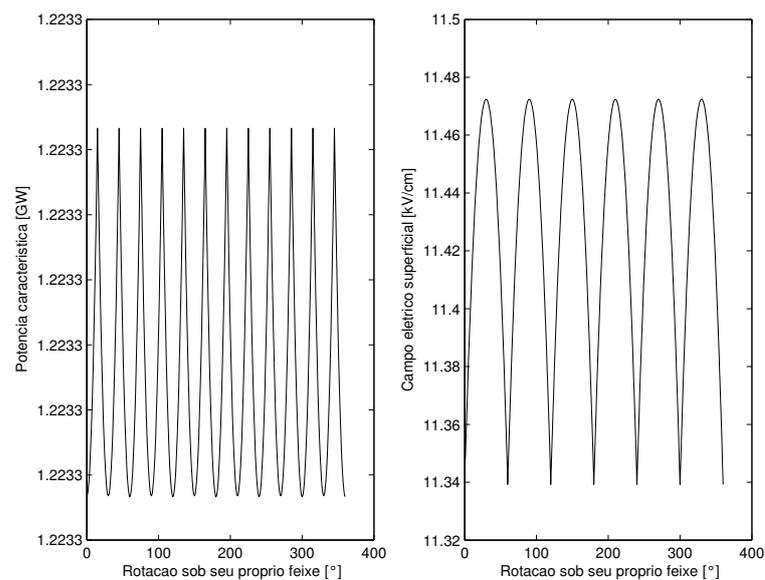


Figura 42 – Potência característica e campo elétrico superficial máximo segundo a rotação dos feixes.

Este comportamento pode ser explicado lembrando as equações dos parâmetros da linha (seção 3.1), em que a impedância e admitância dependem da altura dos condutores e da separação entre eles. Assim, ao rodar as fases sob seu próprio eixo a separação entre os condutores do feixe e a altura é mantida estável, enquanto que a distância entre fases e ao solo é modificada minimamente, apresentando pequenas variações na capacidade de transmissão e no campo elétrico superficial.

A rotação dos feixes só terá uma influência notória quando a opção estudada for a opção 2. A figura 43 mostra que a máxima capacidade de transmissão acontece quando “a cabeça do cone” fica na direção da fase central, configuração em que também se obteve o menor campo elétrico superficial.

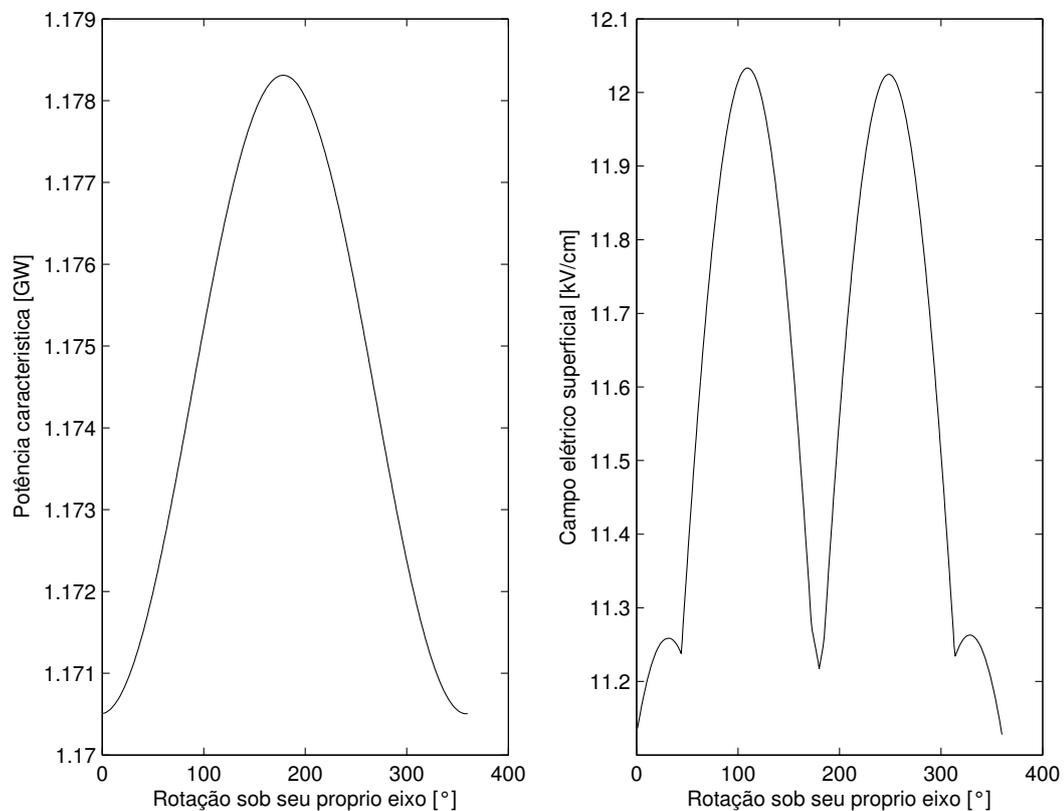


Figura 43 – Potência característica e campo elétrico superficial máximo segundo a rotação dos feixes. Geometria tipo 2.

Desta análise é possível inferir que não é necessário verificar, no algoritmo de otimização, a rotação dos condutores feixes nos feixes, pois o tempo de execução do algoritmo torna-se significativamente maior e suas vantagens são poucas. No caso da opção 2 o algoritmo é mudado para que a direção dos “cones” fique sempre apontando à fase central.

4.3.2. A importância da separação dos sub-condutores

Para analisar a influência da separação dos sub-condutores utilizou-se o mesmo sistema inicial da subsecção anterior, mostrado na figura 41, variando a separação dos sub-condutores.

O termo separação de condutores faz referência para esta pesquisa ao diâmetro descrito pelos sub-condutores do feixe. Assim, para avaliar o efeito da separação dos sub-condutores o diâmetro do feixe é incrementado, e a potência característica junto com o campo elétrico superficial são calculados.

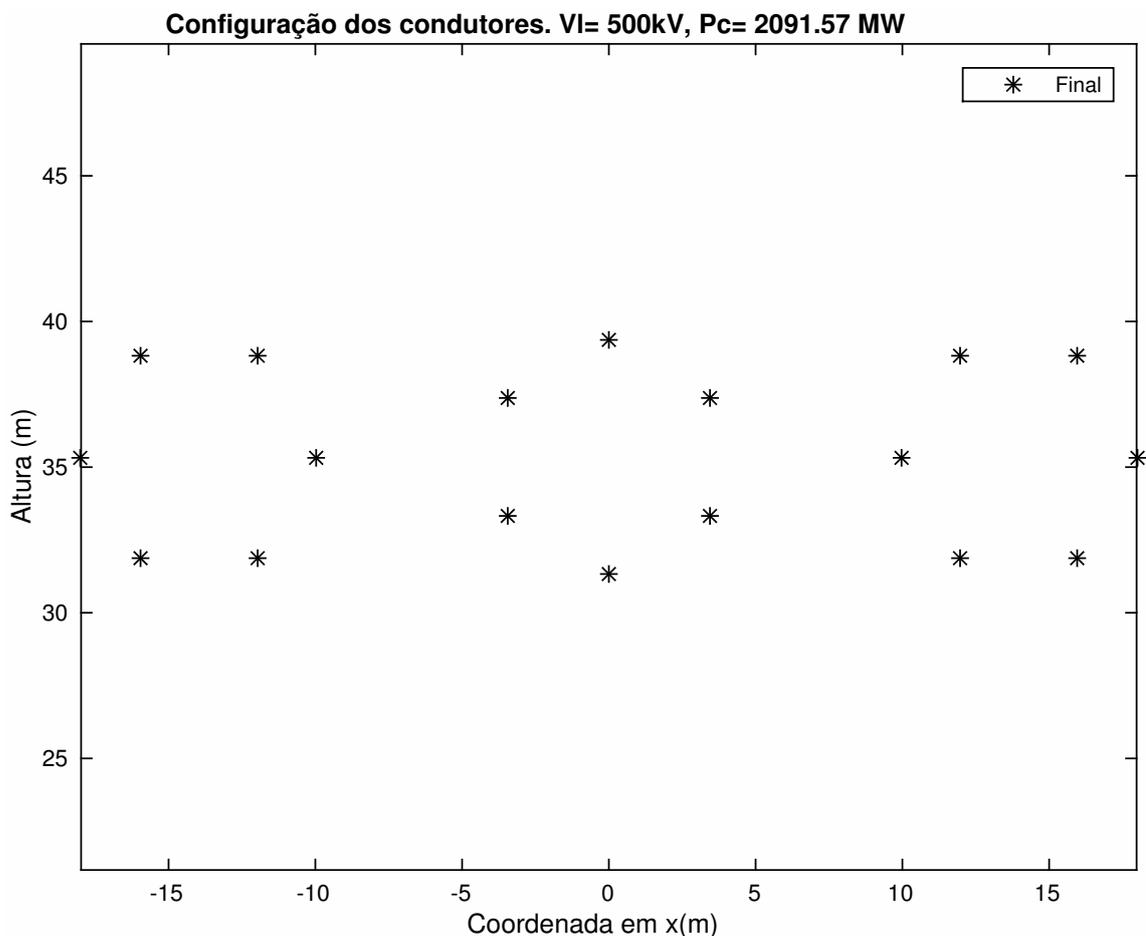


Figura 44 – Geometria com feixes de 8 m e uma tensão de operação de 500 kV.

Os resultados obtidos, apresentados na figura 45, mostram que, como se esperava, a potência característica e o campo elétrico superficial nos condutores aumentam proporcionalmente com o diâmetro do feixe. Novamente este resultado pode ser explicado pelas equações dos parâmetros da linha nas quais, ao ter dimensões maiores, a impedância característica decresce e, portanto, a potência aumenta. Contudo, com feixes maiores as fases ficam mais próximas entre si, produzindo um aumento no campo elétrico superficial.

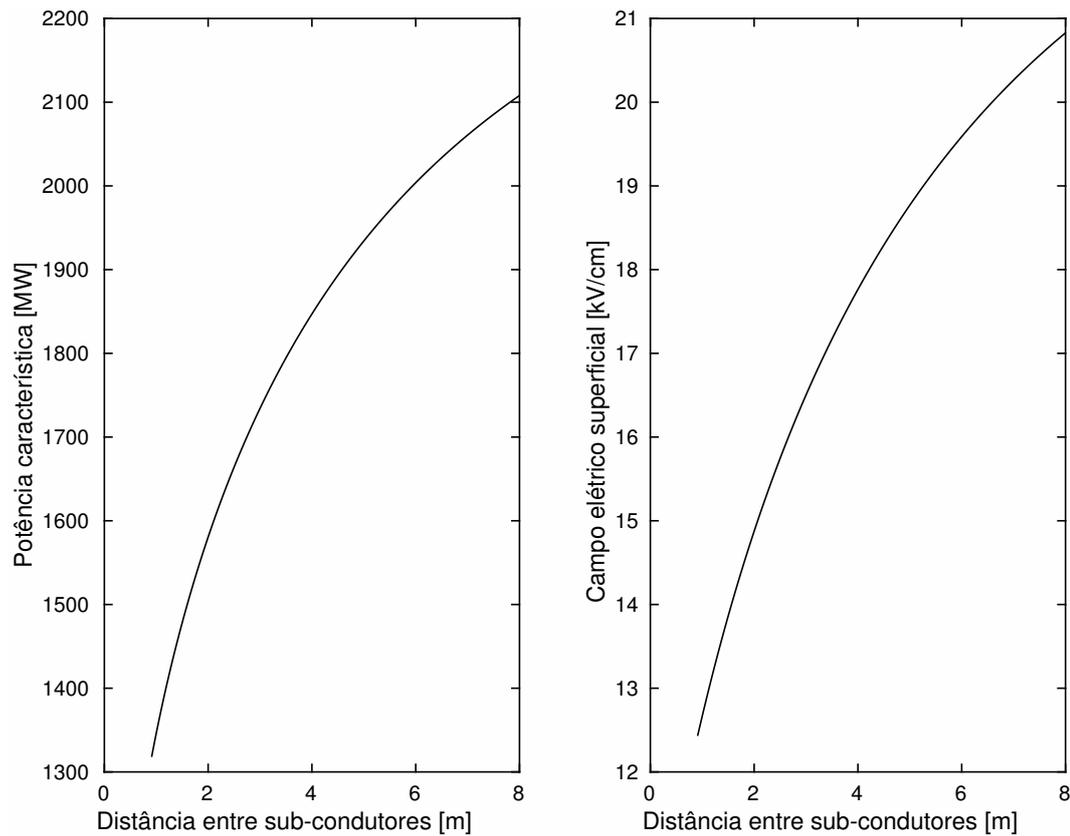


Figura 45 – P_c e E_{sup} máximo segundo a separação máxima dos sub-condutores.

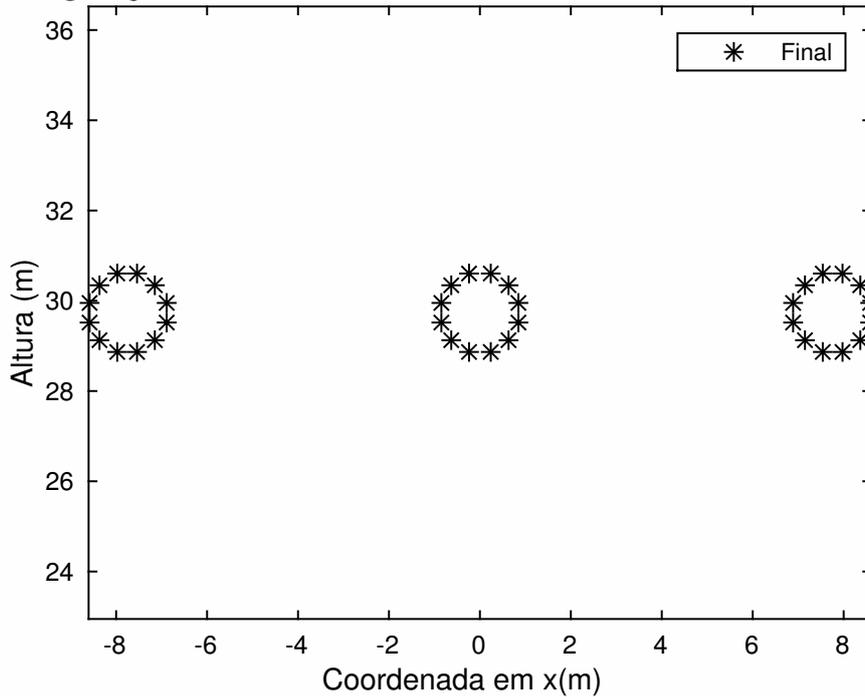
Baseado nos resultados é possível deduzir que o processo de aumento da capacidade de transmissão deve procurar incrementar a separação entre sub-condutores, gerando feixes maiores. Ademais, é importante separar um pouco as fases, no caso em que o campo elétrico superficial seja maior do que o campo elétrico crítico.

4.3.3. A importância do número de sub-condutores

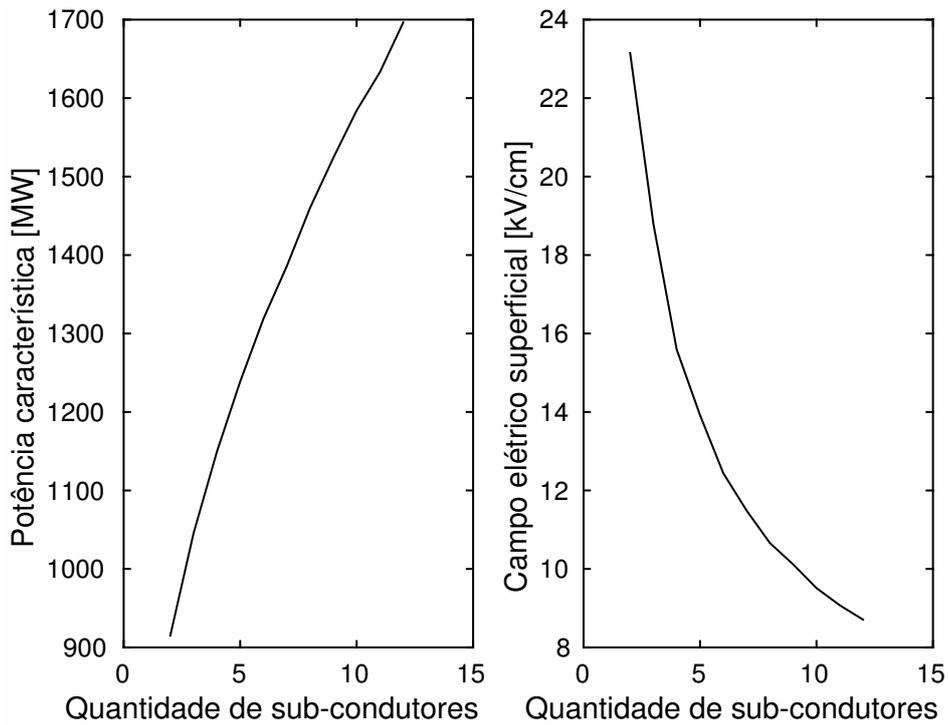
A fim de estudar o comportamento das linhas de transmissão, ao aumentar a quantidade de sub-condutores por feixe, utilizou-se o condutor RAIL, e a quantidade de condutores por feixe foi variada desde 2 até 12 (figura 46a), mantendo uma separação de 0,457 m entre sub-condutores próximos.

O resultado de variar o número de sub-condutores por feixe (Figura 46b) indica que, conforme a quantidade de condutores é maior, a potência característica da linha aumenta, enquanto que o campo elétrico superficial nos condutores diminui de forma considerável. Assim, a maior vantagem de aumentar a quantidade de sub-condutores é a possibilidade de diminuir o campo elétrico superficial para não produzir efeito corona.

Configuração dos condutores. VI= 500kV, Pc= 1691.82 MW



(a) Geometria com 12 sub-condutores por feixe para conduzir a 500 kV.



(b) P_c e E_{sup} máximo segundo a quantidade de sub-condutores.

Figura 46 – Efeito ao variar o número de condutores no feixe.

Para explicar este comportamento é necessário lembrar que a impedância característica da linha é diretamente proporcional à impedância de sequência positiva, e inversamente proporcional à admitância de sequência positiva. Assim, ao aumentar a

quantidade de condutores por feixe acontecem dois fenômenos:

1. A impedância de sequência positiva diminui porque, visto de forma simples, existem vários condutores em paralelo, resultando que a associação deles tenha uma impedância menor. Desta forma, por exemplo para uma configuração de 2 condutores a impedância de sequência positiva é $0,0300 + 0,3065 j \Omega$, enquanto que, para 12 condutores o valor decresce até $0,0051 + 0,1836 j \Omega$.
2. A admitância de sequência positiva aumenta, pois ao incrementar a quantidade de sub-condutores das fases existe uma quantidade maior de capacitâncias conectadas a terra, ou seja, capacitâncias em paralelo, cuja soma será maior segundo o número de condutores. Usando o mesmo exemplo anterior, para uma configuração de 2 condutores no feixe, a admitância de sequência positiva é $5,295 j \mu S$, enquanto que para uma configuração de 12 condutores por fase o valor da admitância é $9,104 j \mu S$.

Os dois fenômenos descritos, combinados entre si, conduzem a uma diminuição da impedância característica da linha, e, portanto, geram um aumento na capacidade de transmissão final.

No caso do campo elétrico superficial, a redução apresentada devido à quantidade de sub-condutores pode ser explicada facilmente lembrando a seção 3.2, na qual mostra-se que o campo elétrico superficial depende principalmente da densidade de carga nos condutores. Desta forma, quando se tem uma quantidade maior de condutores por fase a corrente circulando em cada um deles será menor, e portanto, segundo a equação 4.1, a densidade de carga diminuirá, o que por sua vez, produzirá um campo elétrico superficial menor nos condutores.

$$q(t) = \int_{t_1}^{t_2} i(t) dt + q(t_1) \quad (4.1)$$

Além das vantagens no campo elétrico superficial existem benefícios econômicos também, pois com uma corrente menor nos condutores as perdas por condução $I^2 R$, que em sistemas de alta capacidade de transmissão resultam ser as mais importantes ao longo do tempo, ficarão menores.

4.3.4. A importância da altura dos feixes

4.3.4.1. Elevação do feixe central

Quando o feixe central é elevado, em relação ao centro das outras fases (figura 48), os parâmetros de impedância e admitância mudam. Segundo as equações 3.4 e 3.9, ao elevar a fase central, a admitância diminui e a impedância cresce. Logo, os elementos da matriz de impedâncias, correspondentes às impedâncias próprias da fase

central, aumentam segundo a razão $\frac{2(h_1+\Delta h)}{k_1} + k_2$ (na qual k_1 é o raio do condutor e k_2 a impedância interna), à medida que os elementos mútuos variam segundo a razão $\frac{2h_1}{\Delta h} + 1$. Estas variações ocasionam que o crescimento na impedância seja maior do que na admitância, produzindo conseqüentemente um decréscimo na potência característica da linha (figura 48).

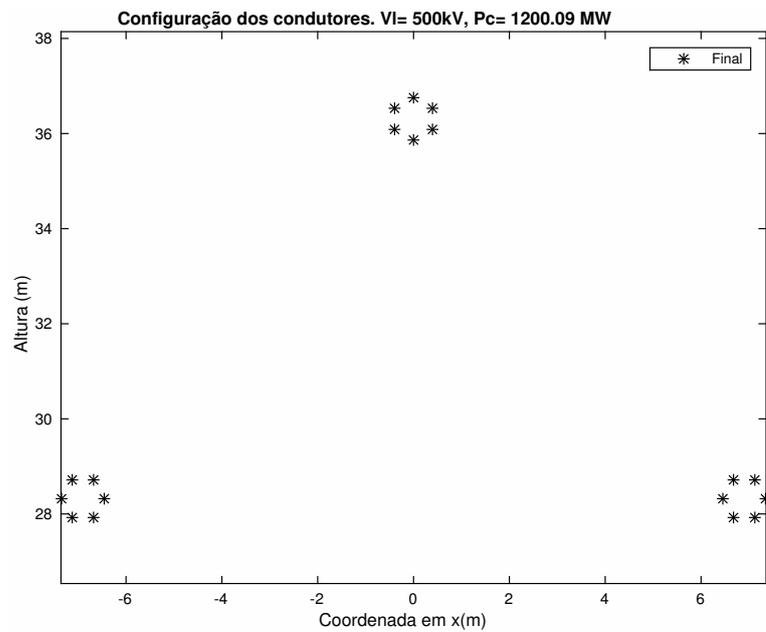


Figura 47 – Geometria com o feixe central elevado.

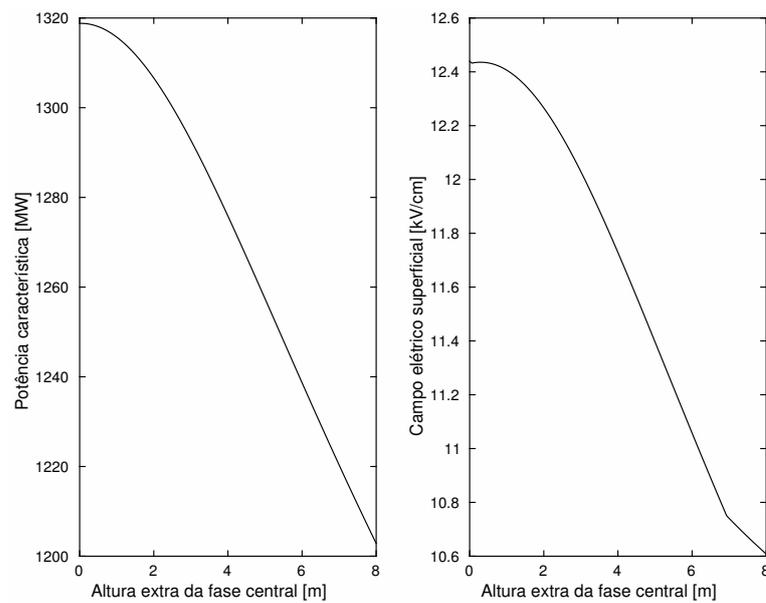


Figura 48 – Efeito ao elevar o feixe central.

Entretanto, ao elevar a fase central gera-se a possibilidade de mover as fases externas horizontalmente na direção do centro (figura 50), sempre respeitando as distâncias de isolamento. Fazer o movimento combinado, de elevar a fase central e aproximar as fases externas, produz uma diminuição na impedância característica da linha, e por conseguinte, um aumento na capacidade de transmissão da mesma (figura 50). Este fato acontece dado que, quando as fases estão mais juntas, a largura da torre é menor, ocasionando um aumento na admitância da linha.

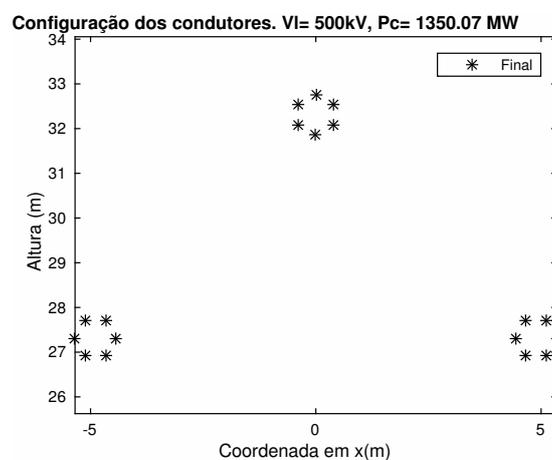


Figura 49 – Geometria com o feixe central elevado e as fases externas mais perto.

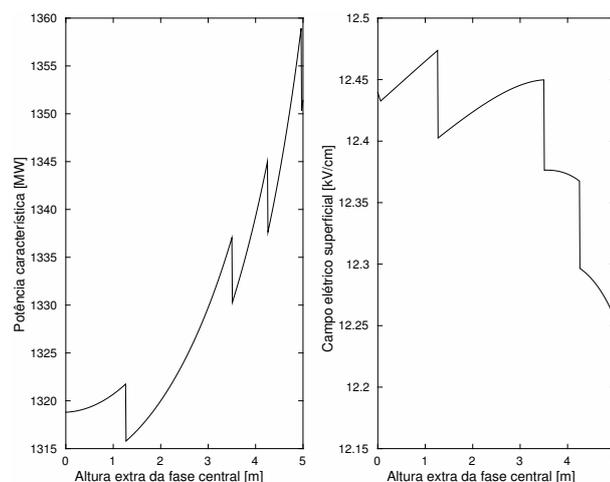
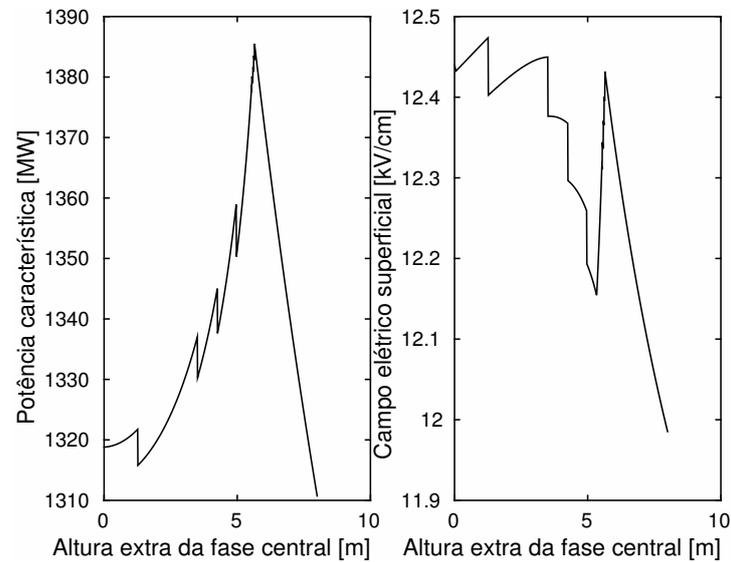
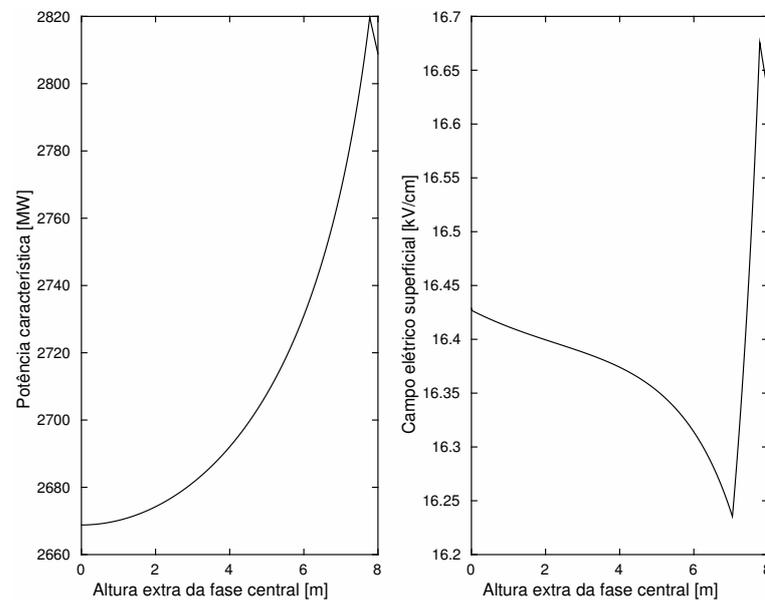


Figura 50 – Efeito ao elevar o feixe central e aproximar as fases externas.

O aumento na potência natural da linha é limitado pela separação mínima que deve existir entre fases. Desta forma, o valor de elevação das fases que produzirá a máxima potência característica variará dependendo da tensão de operação da linha (Figura 51), localizando-se a uma altura maior conforme a tensão aumenta.



(a) 500 kV



(b) 765 kV

Figura 51 – P_c e E_{sup} máximo segundo a elevação do feixe central.

No caso do campo elétrico basta lembrar que ele depende da capacitância da linha (eq. 3.26). Desse modo, como foi explicado anteriormente, com o aumento da altura da fase central e a redução da separação entre os feixes externos, a capacitância cresce e,

como consequência o campo elétrico superficial aumenta até certo limite. Este limite é atingido no momento em que, devido à distância de isolamento entre as fases, não for mais possível deixar as fases externas mais próximas, ocasionando que somente o efeito de elevar a fase central será dominante, reduzindo a capacitância global e, dessa maneira, o campo elétrico superficial.

4.3.4.2. Elevação dos feixes externos

No caso em que os feixes externos são elevados, sem alterar a separação entre as fases, acontece o mesmo que na seção anterior, ou seja, apresenta-se uma diminuição tanto na potência característica da linha como no campo elétrico superficial nos sub-condutores. Na figura 53 vê-se que a potência característica não apresenta mudanças no comportamento, em comparação ao caso em que o feixe central foi elevado (figura 48). Não obstante, o campo elétrico superficial máximo evidencia um valor um pouco maior do que no cenário anterior. Neste caso, a diferença no campo elétrico superficial é devido ao fato de que ao elevar as duas fases externas a sua capacitância equivalente diminui à medida que a capacitância da fase central aumenta, originando um campo elétrico superior na fase central.

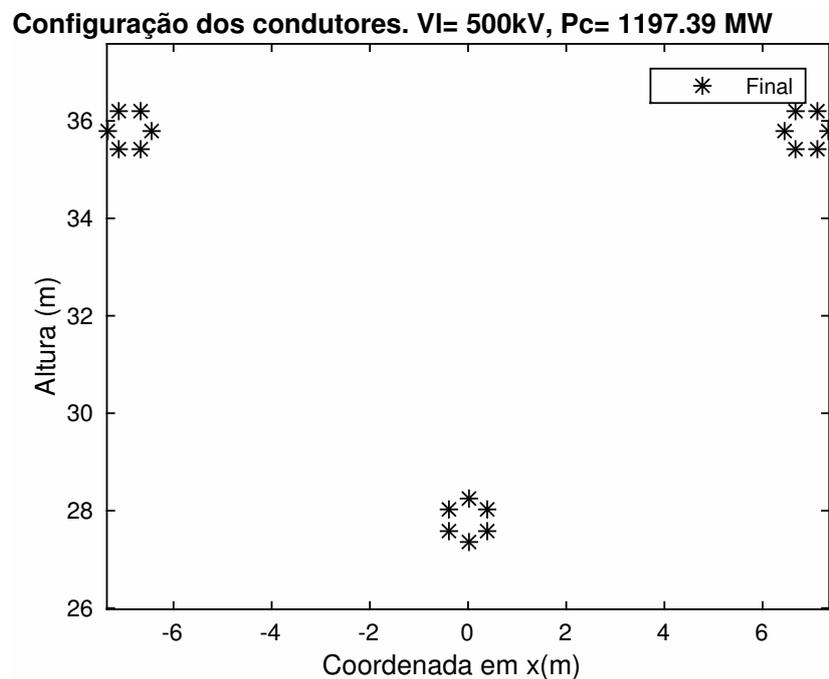


Figura 52 – Geometria com os feixes externos elevados

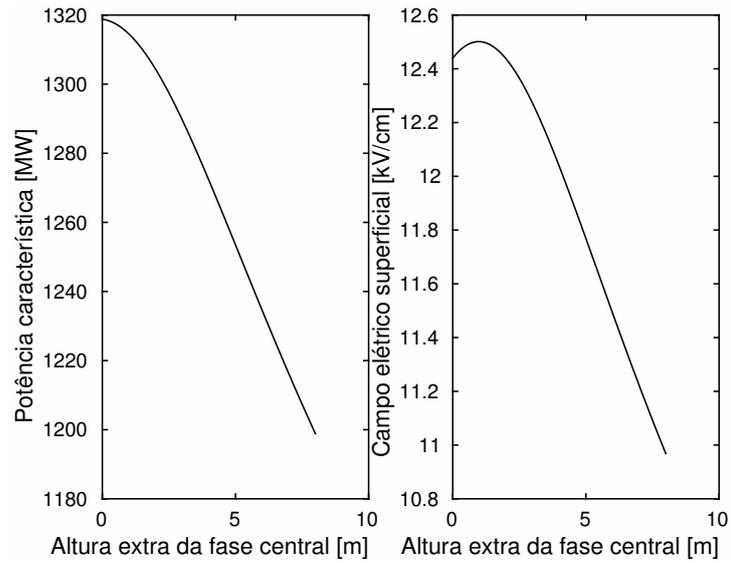


Figura 53 – Efeito ao elevar os feixes externos.

Da mesma forma que acontece ao elevar o feixe central, sucede que, combinando uma elevação dos feixes externos, com uma diminuição na separação horizontal das fases externas, a capacidade de transmissão aumenta. Mais uma vez, isto acontece até o ponto em que, por causa das distâncias de isolamento, não é possível deixar as fases mais próximas entre si, momento em que ao continuar elevando as fases externas a potência característica da linha começa a cair. Novamente a altura máxima para aumentar a capacidade de transmissão está dada pela tensão da linha, resultando em maiores alturas à medida que a tensão aumenta (figura 55 e 56).

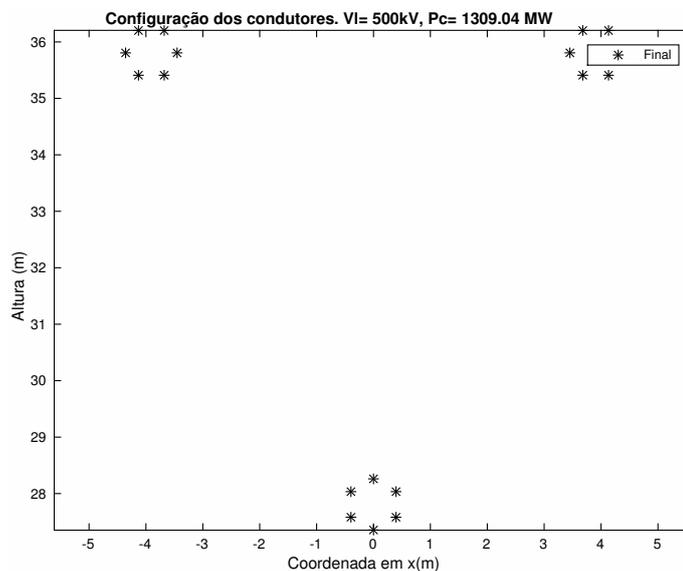


Figura 54 – Geometria com os feixes externos elevados 10 metros.

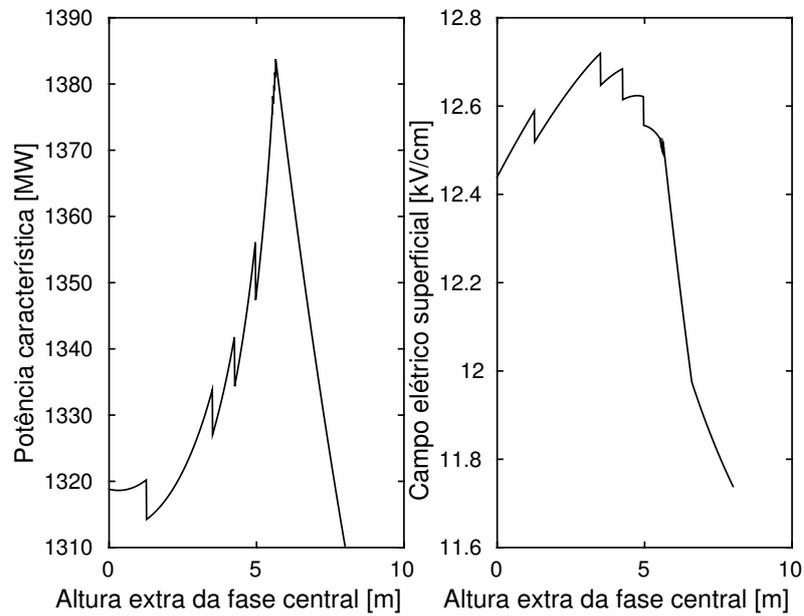


Figura 55 – Efeito ao elevar e aproximar os feixes externos para linhas de 500 kV.

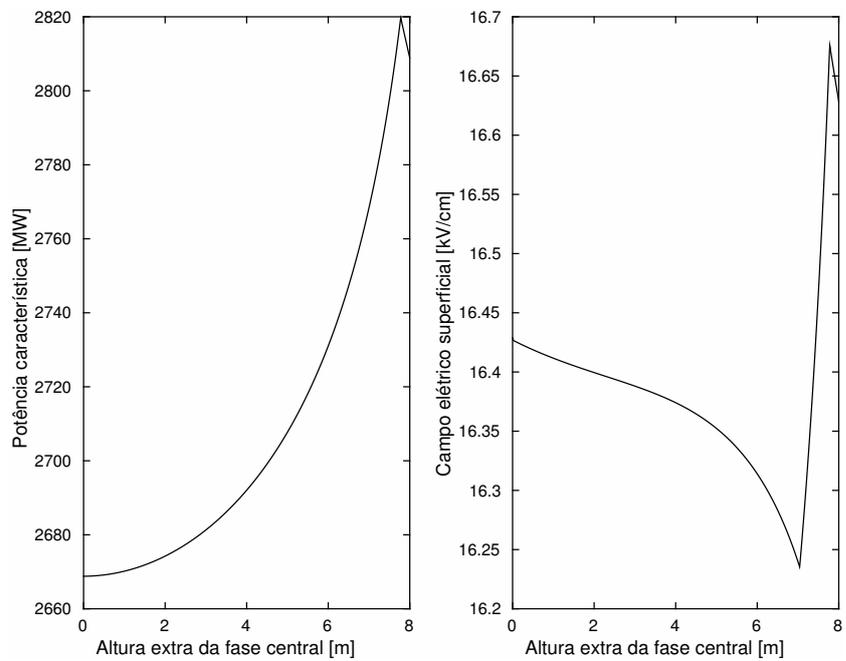
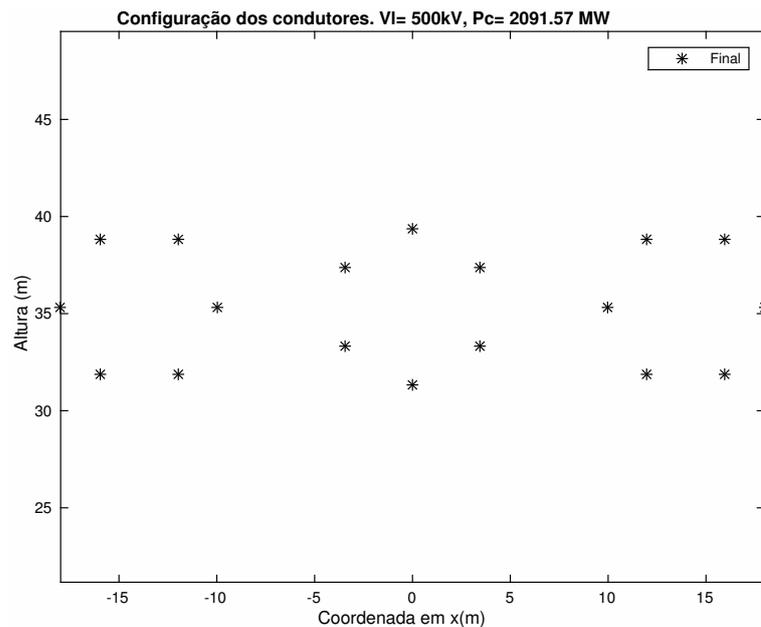


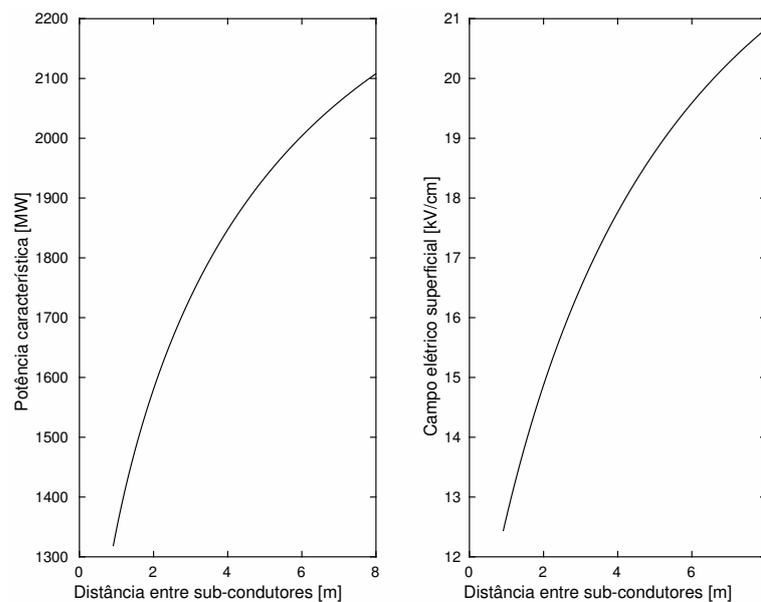
Figura 56 – Efeito ao elevar e aproximar os feixes externos para linhas de 765 kV

4.3.5. A importância da forma dos feixes

Nesta subseção são exibidos os resultados de avaliar a capacidade de transmissão para cada um dos nove tipos de geometrias propostas. Todas as simulações desta seção são feitas para torres de 500 kV com 6 sub-condutores RAIL¹ por fase, separadas inicialmente segundo a fórmula 3.57, até chegar a 8 m e, usando uma disposição de feixes horizontal. Nas figuras 57 até 65 apresentam-se a posição dos cabos na torre, a capacidade de transmissão e o campo elétrico superficial máximo nos condutores.



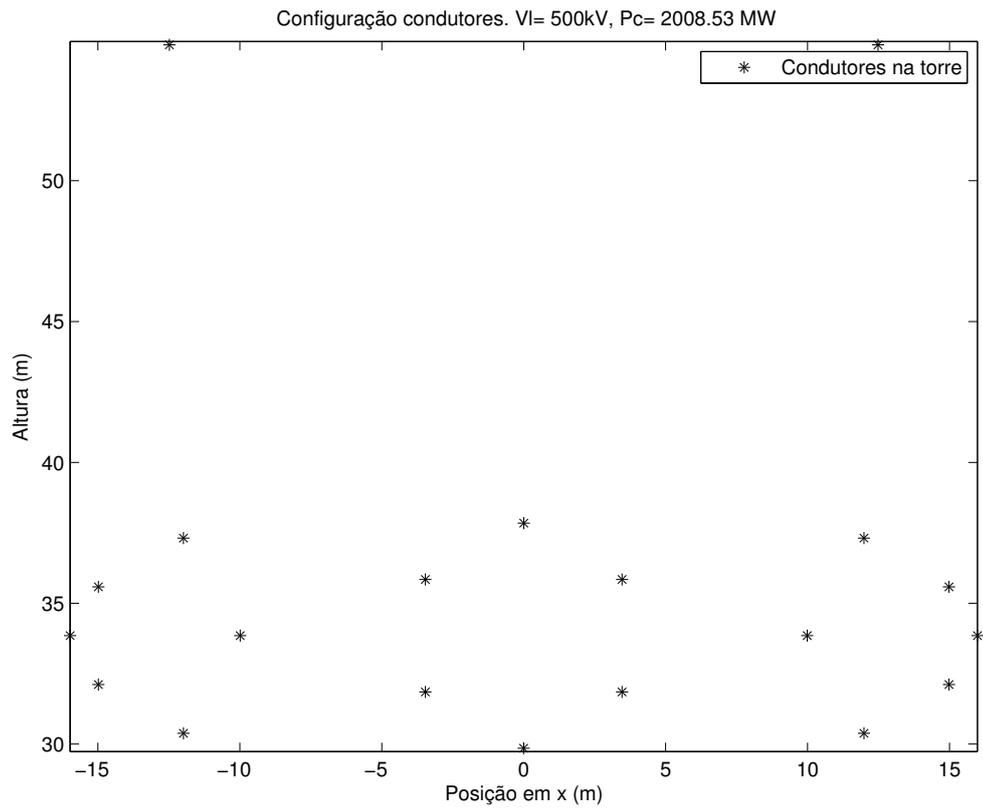
(a) Posição dos cabos



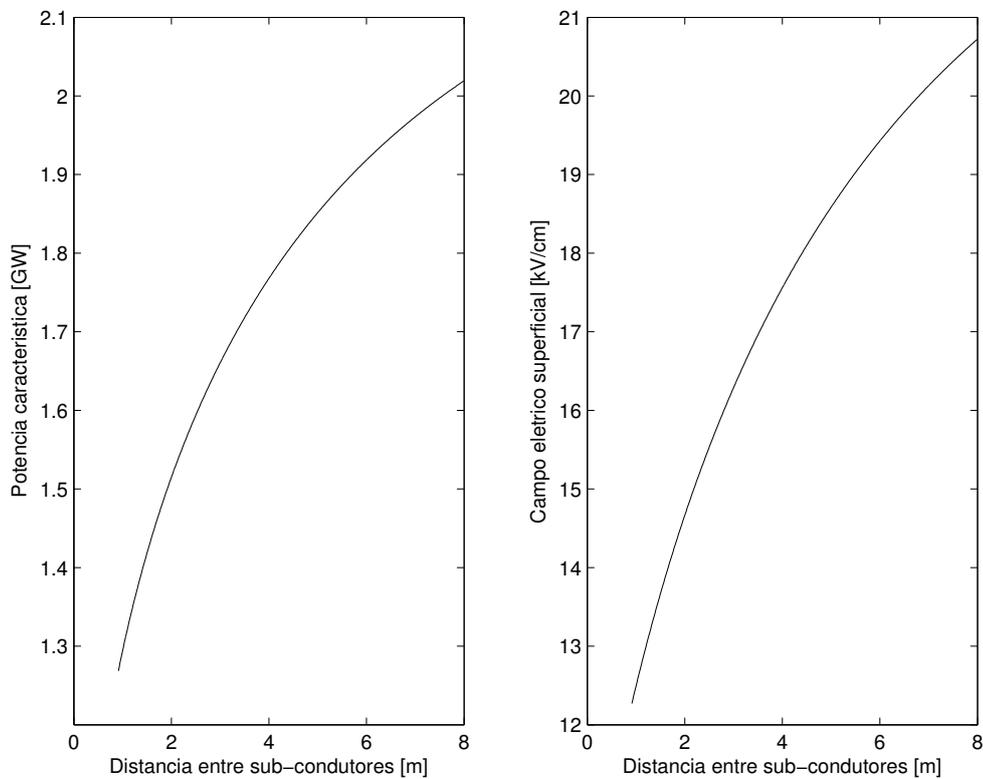
(b) P_c e E_{sup} máximo

Figura 57 – Geometria Tipo 1 variando a separação dos sub-condutores.

¹ Campo elétrico crítico = 20,59 kV/cm

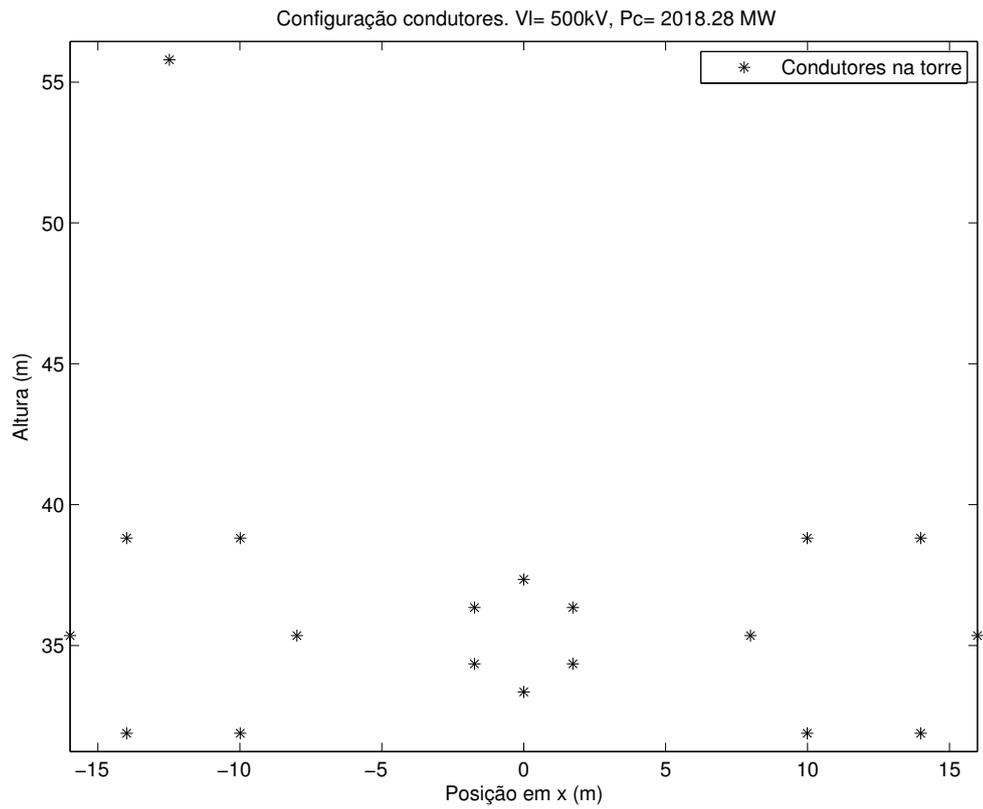


(a) Posição dos cabos

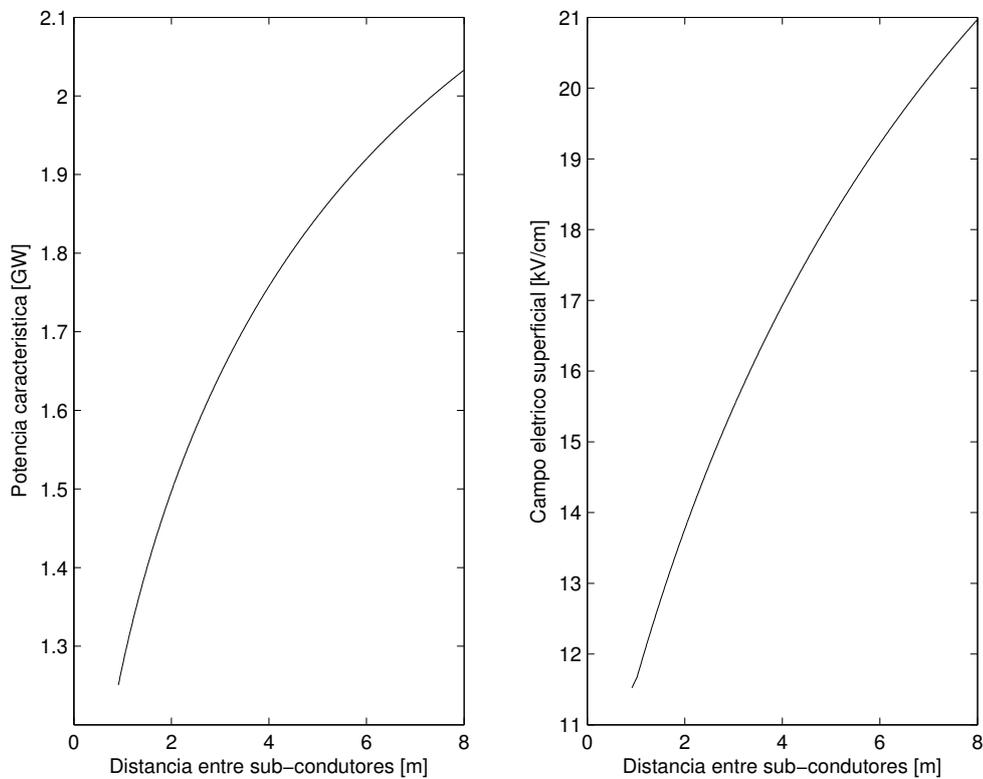


(b) P_c e E_{sup} máximo

Figura 58 – Geometria Tipo 2 variando a separação dos sub-condutores.

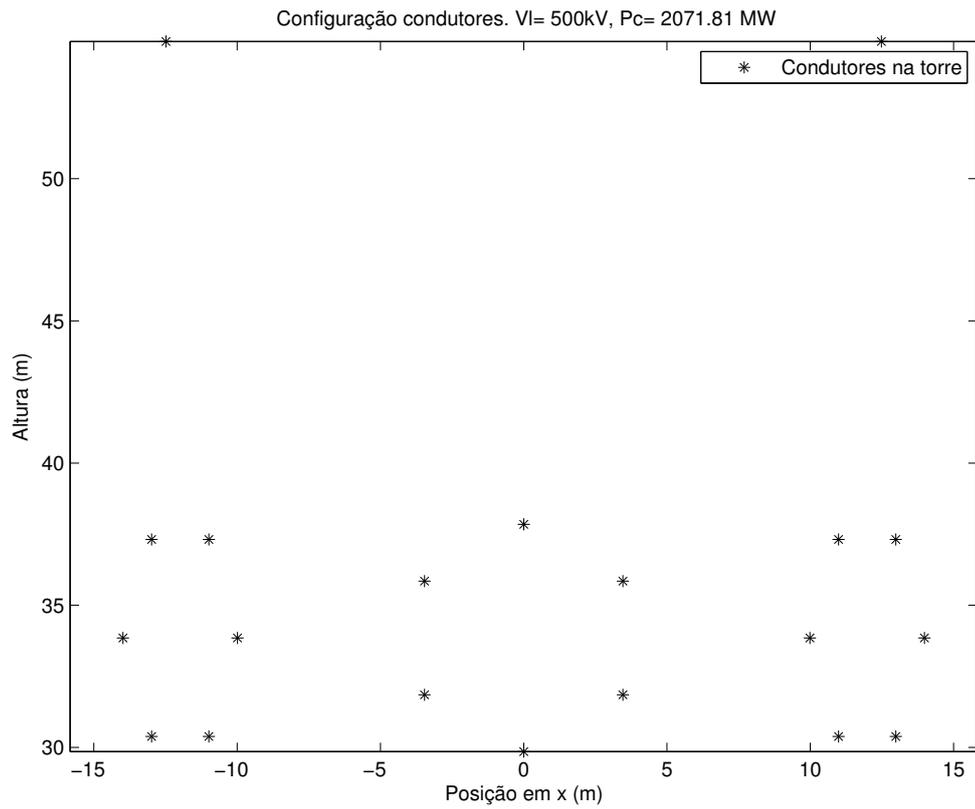


(a) Posição dos cabos

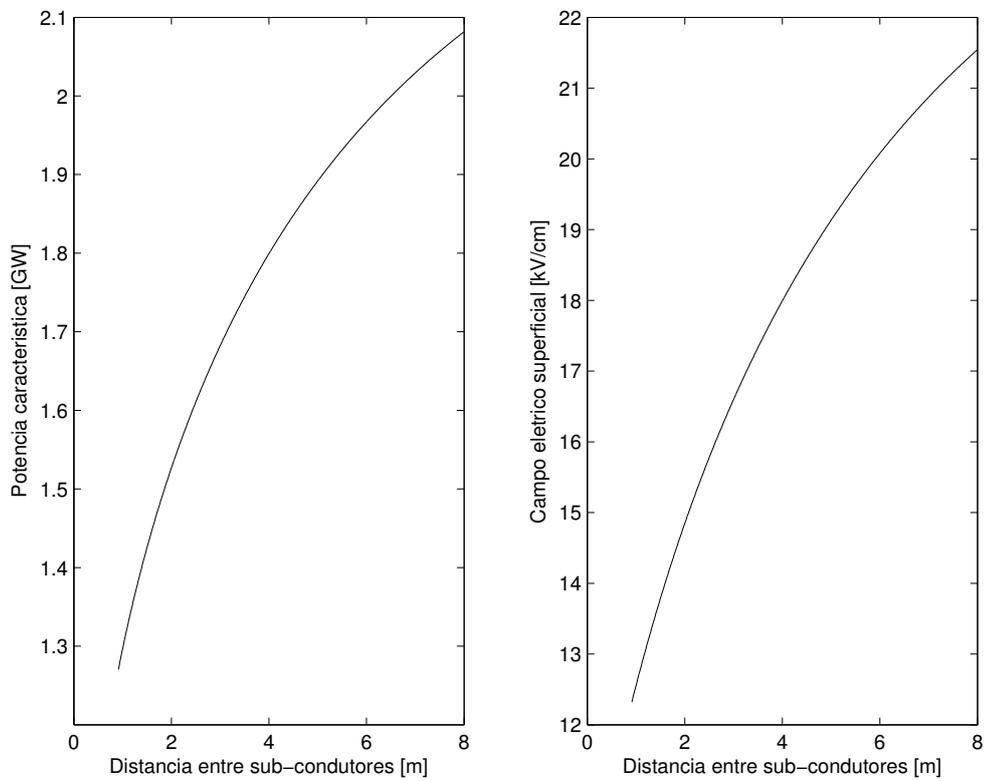


(b) P_c e E_{sup} máximo

Figura 59 – Geometria Tipo 3 variando a separação dos sub-condutores.

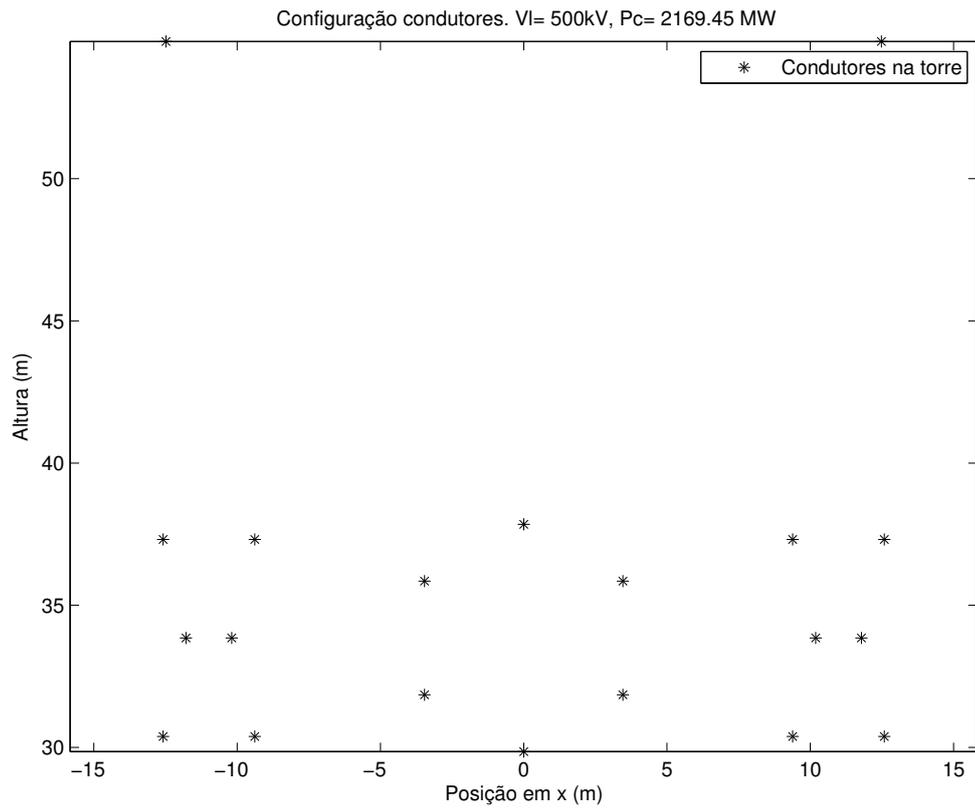


(a) Posição dos cabos

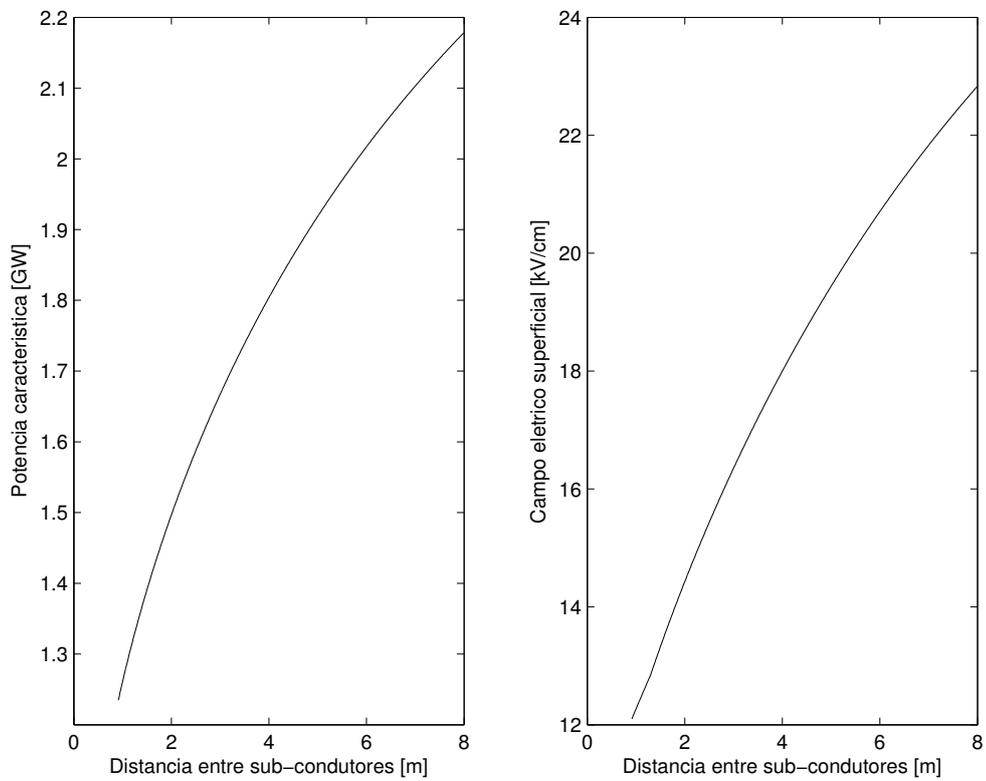


(b) P_c e E_{sup} máximo

Figura 60 – Geometria Tipo 4 variando a separação dos sub-condutores.

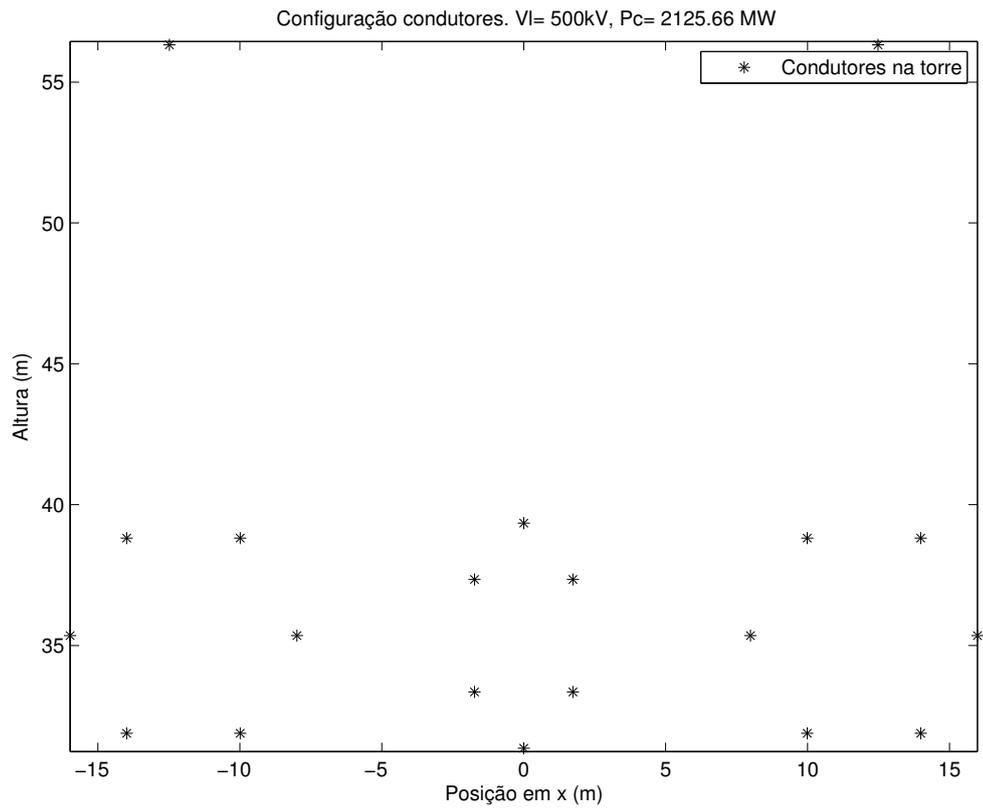


(a) Posição dos cabos

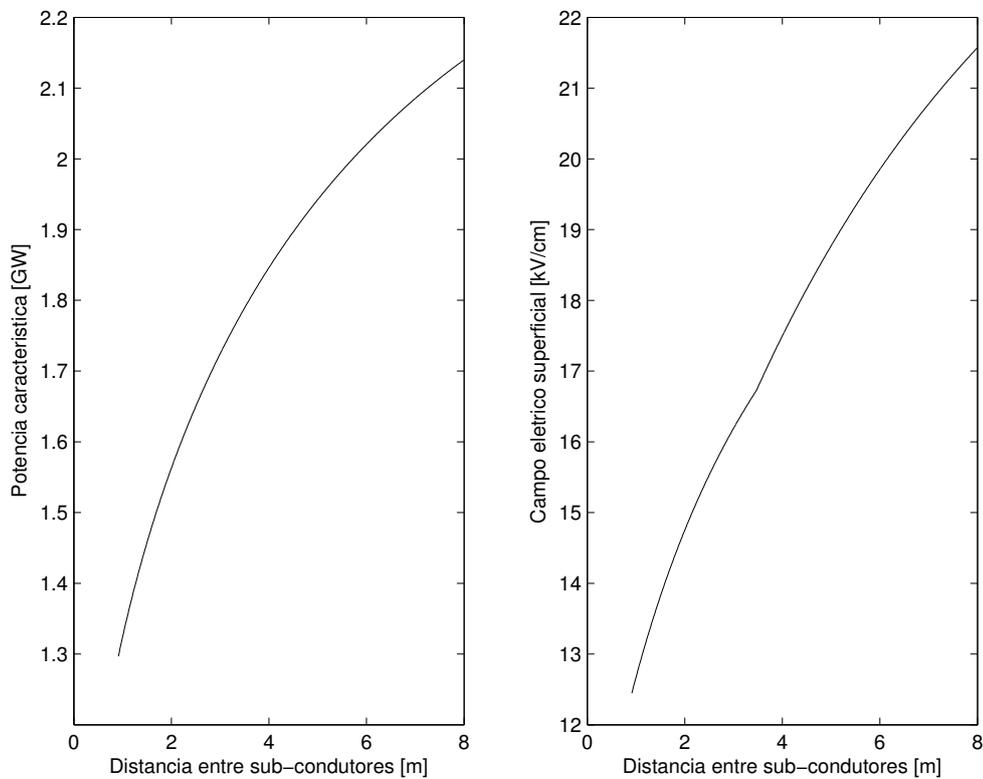


(b) P_c e E_{sup} máximo

Figura 61 – Geometria Tipo 5 variando a separação dos sub-condutores.

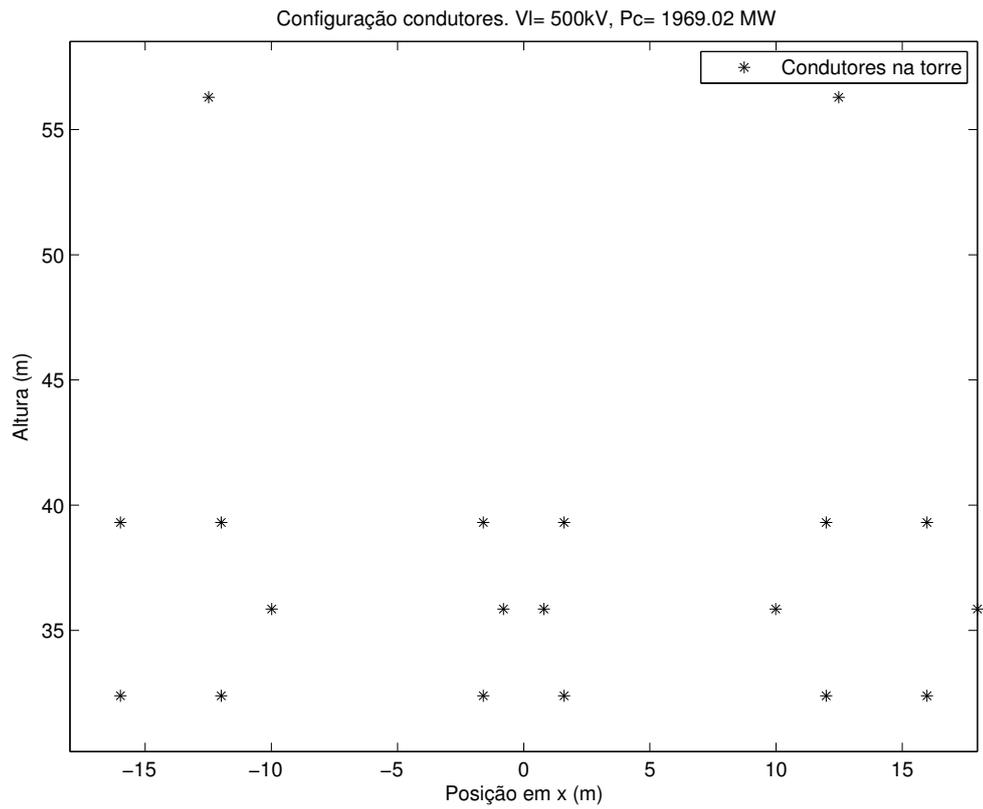


(a) Posição dos cabos

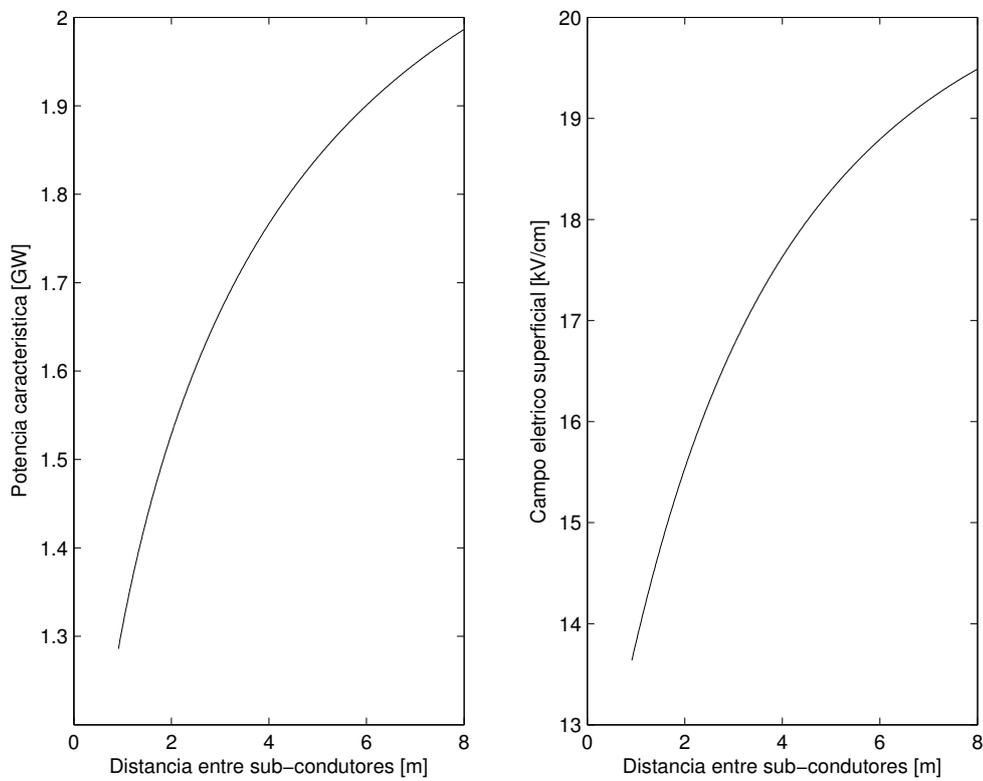


(b) P_c e E_{sup} máximo

Figura 62 – Geometria Tipo 6 variando a separação dos sub-condutores.

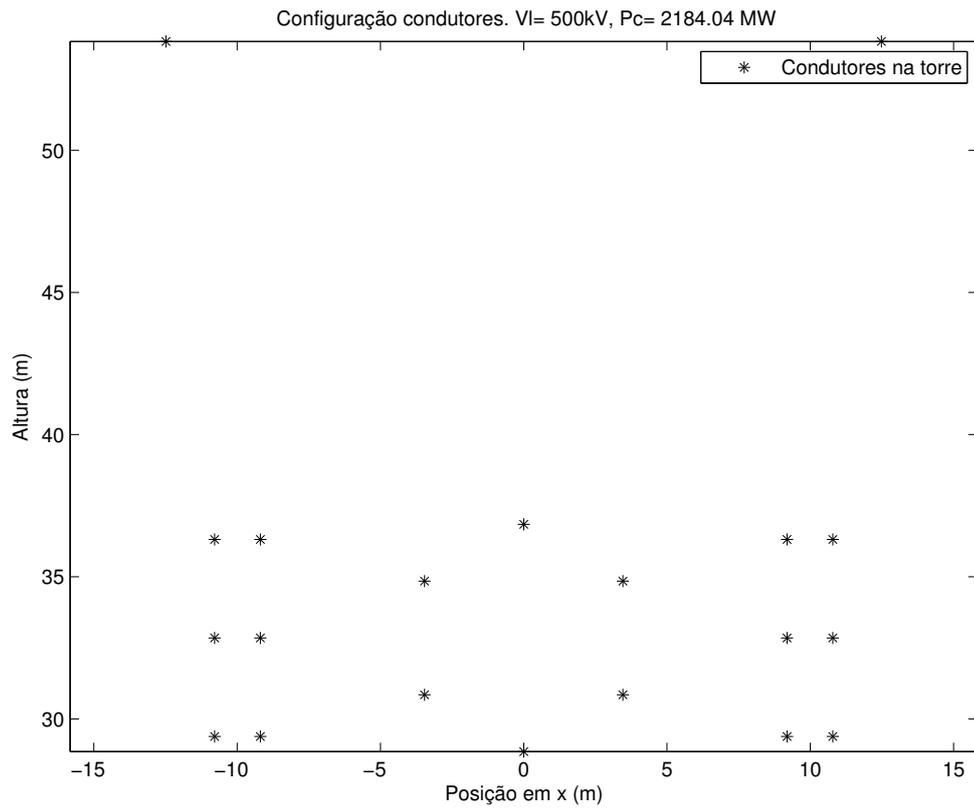


(a) Posição dos cabos

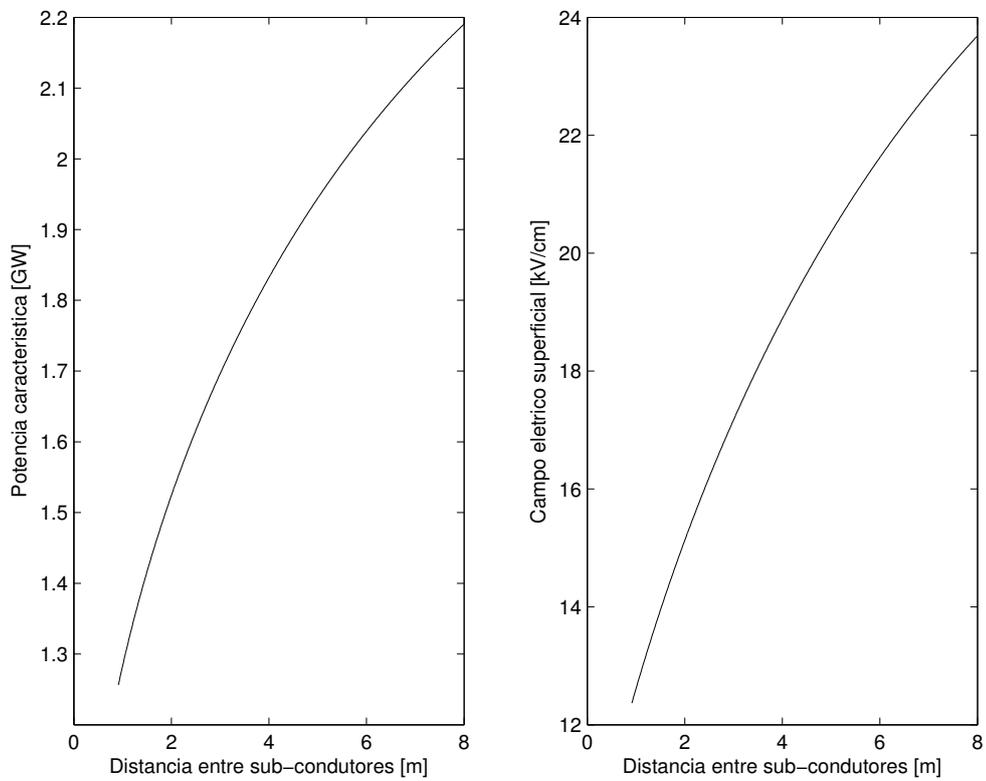


(b) P_c e E_{sup} máximo

Figura 63 – Geometria Tipo 7 variando a separação dos sub-condutores.

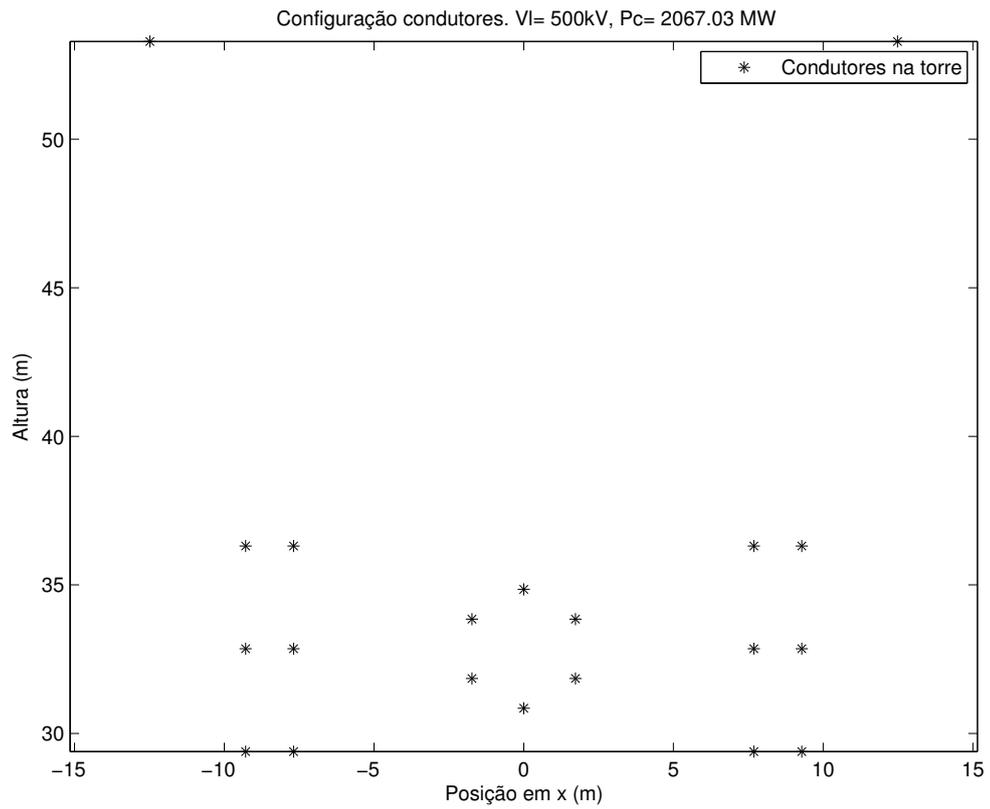


(a) Posição dos cabos

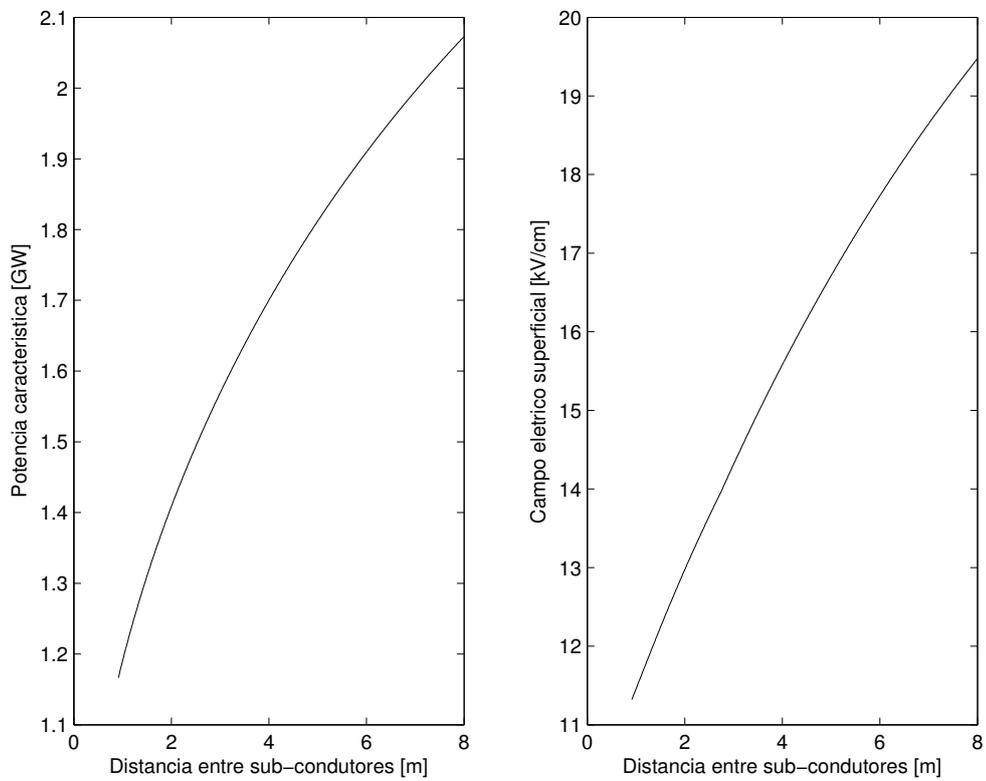


(b) P_c e E_{sup} máximo

Figura 64 – Geometria Tipo 8 variando a separação dos sub-condutores.



(a) Posição dos cabos



(b) P_c e E_{sup} máximo

Figura 65 – Geometria Tipo 9 variando a separação dos sub-condutores.

Embora as diferentes configurações de geometrias apresentadas tenham uma potência característica e campo elétrico similares, suas formas e comprimentos variam significativamente, assim como a sua porcentagem de desequilíbrio de campo elétrico D_{cE} .

Nas figuras mostradas pode-se ver que todas as geometrias têm o mesmo comportamento de aumentar a potência característica e o campo elétrico superficial à medida que o comprimento do feixe cresce. Uma comparação do comportamento dos nove tipos de geometrias, usando feixes de 0,64 m e 8 m, está disponível na tabela 24. Pode-se observar que as maiores potências características da linha foram obtidas nas geometrias tipo 1 e 6 para feixes de 0,64 m, e nas geometrias tipo 5, 6, 4 e 1 para feixes de 8 m, organizadas em ordem decrescente. É importante reparar que das geometrias com maior potência característica, a geometria que apresenta os menores valores de D_{cE} é a geometria tipo 1, seguida da geometria tipo 6.

Quase todas as geometrias alcançam valores similares de potência e campo elétrico superficial, reafirmando que, ao transmitir uma maior potência, o campo elétrico produzido também aumenta.

Como dado importante, as geometrias com feixes retangulares ostentam a menor largura, sendo aproximadamente 5 metros menos que as outras. No entanto, para distâncias convencionais, exibem um maior desequilíbrio de campo elétrico (D_{cE}), o qual não é aceitável pelo critério estabelecido, razão pela qual o algoritmo, na maioria dos casos, não escolhe esse tipo de geometria como uma opção admissível.

Tabela 24 – Comparação entre os nove tipos de geometrias para feixes de 0,64 m e 8 m.

Geometria Tipo	P_c [MW]	E_{sup} [kV/cm]	D_{cE} [%]		P_c [MW]	E_{sup} [kV/cm]	D_{cE} [%]
			Feixe de 0,64 m				
1	1153,45	10,63	3,00		1846,62	17,65	11,76
2	1113,09	10,59	8,12		1770,68	17,56	15,76
3	1097,99	9,96	3,82		1764,99	17,18	11,78
4	1112,54	10,54	4,37		1806,96	18,01	9,05
5	1096,73	10,78	15,26		1861,48	18,66	18,29
6	1133,44	10,71	3,36		1851,82	17,66	12,72
7	1128,49	11,76	16,36		1763,04	17,24	15,92
8	1097,77	10,55	10,57		1850,32	19,01	13,26
9	1034,02	10,09	10,23		1747,16	15,87	12,85

4.3.6. Otimização usando feixes com geometrias predeterminadas

Este tipo de otimização usa os nove tipos de geometrias apresentados na seção 3.8.2.1 e escolhe a melhor opção apresentada ao avaliar os diferentes condutores. O critério usado para designar a opção mais conveniente foi a relação entre potência característica e custo. Assim, quanto maior for a potência e menor o custo, a alternativa será escolhida.

Com esta otimização foram testados os condutores ACSR, desde o número 43 (Osprey) até o número 100 (Trasher) para tensões de 500, 750 e 1000 kV. No caso das tensões menores do que 500 kV é possível usar uma faixa maior de condutores, dado que o campo elétrico superficial neles será menor, permitindo o uso de condutores com menores diâmetros. Em cada nível de tensão foi fixado um número máximo de condutores por fase, segundo a tabela 17.

Para cada nível de tensão, o algoritmo inicia com o menor condutor (número 43) e o otimiza segundo o algoritmo descrito na seção 3.8.2, repetindo o processo até o último condutor (número 100).

Nos resultados expostos aqui foi definido como restrição o uso de feixes menores do que 4,1 m, admitindo o deslocamento vertical das fases somente para a fase central.

Para começar a explicar os resultados, primeiro mostra-se a relação entre a iteração do algoritmo e o tipo de condutor analisado (Figura 66). Pode-se ver que, à medida que o algoritmo avança no ciclo de iteração ele vai trocando um tipo de condutor por outro, até finalizar todos os condutores do intervalo designado. Desta forma, na figura 66, foram analisados em aproximadamente 2000 iterações a faixa de cabos existentes desde o condutor Osprey (número 43) até o condutor Thrasher (número 100).

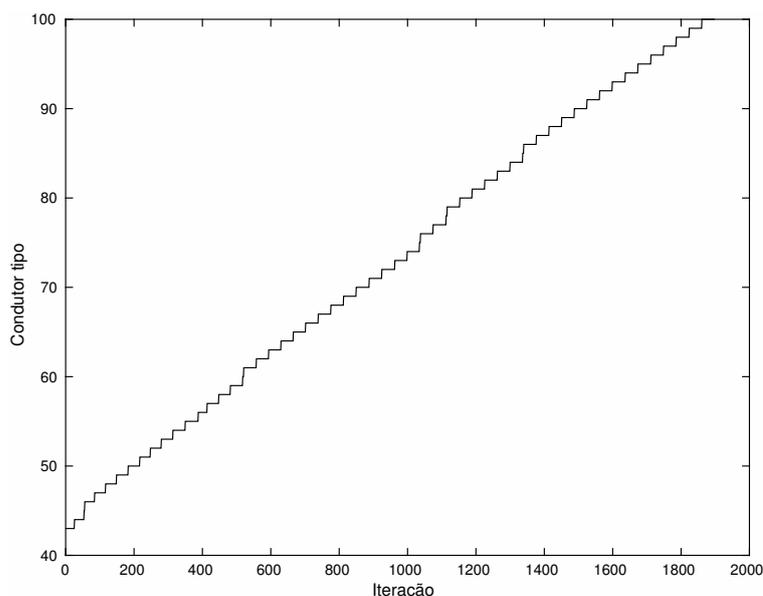


Figura 66 – Tipo de condutor vs iteração.

Dado que os condutores, nas tabelas dos fabricantes, estão organizados frequentemente de forma crescente em relação ao diâmetro, peso e resistência, ocorre que ao passar de um tipo de condutor até o seguinte (intervalo de 43 até 100 neste caso), o peso da torre vai aumentando, ao mesmo tempo que as perdas vão reduzindo (figura 67). As oscilações vistas na figura 67 são apresentadas devido ao fato de que para cada tipo de condutor o algoritmo inicializa novamente as condições iniciais, ou seja, reduz o número de condutores, o tamanho do feixe e a altura da fase central.

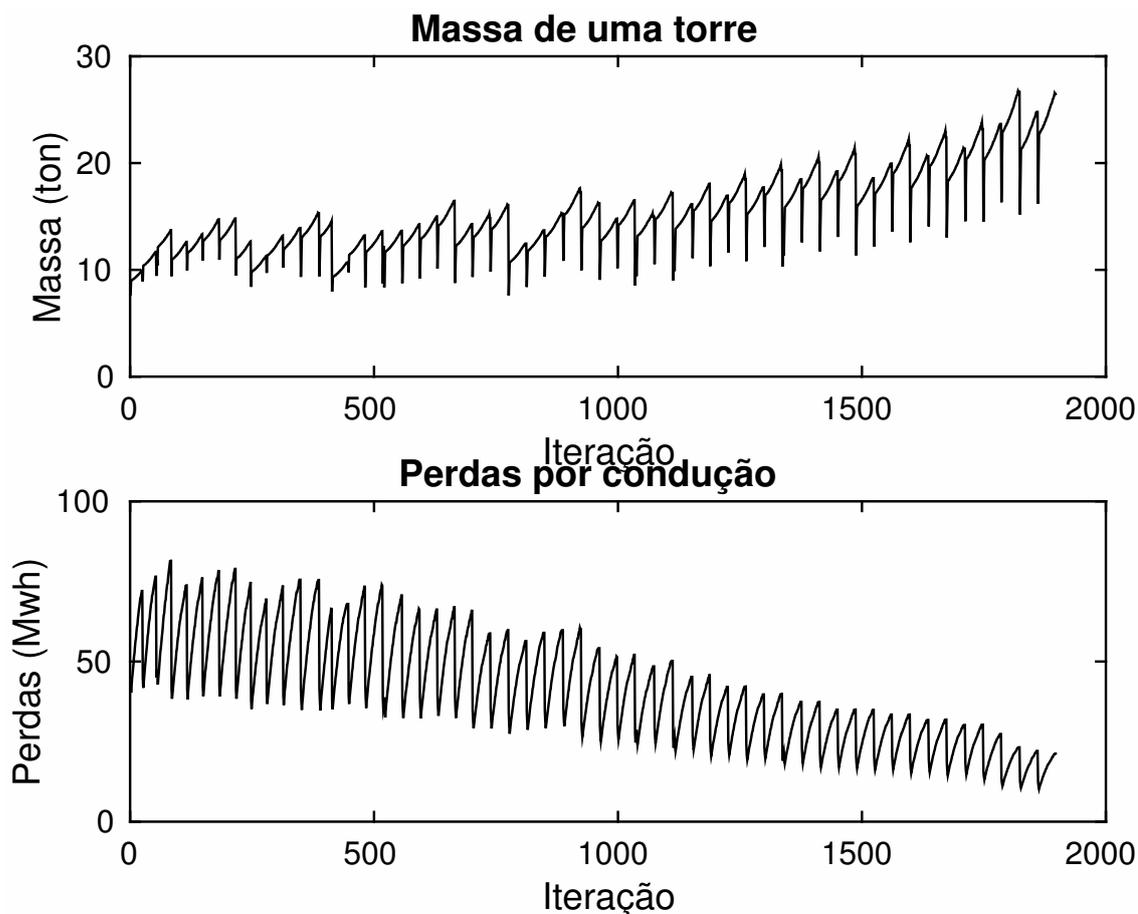


Figura 67 – Geometrias otimizadas de 500 kV para todos os tipos de condutores e máximo 4 m de feixe. Peso e perdas.

Como o algoritmo em cada passo estuda os nove tipos de geometria, existem momentos em que uma geometria fica melhor do que outra. Neste caso, uma geometria melhor significa uma silhueta de torre com um aumento na potência característica, obedecendo a todas as restrições estabelecidas. Na maioria dos casos, o algoritmo escolhe a geometria tipo 1, e em algumas situações as tipo 5 e 6 (figura 68). Recordando a análise feita na seção 4.3.5 era de se esperar que a geometria 1 fosse dominante, pois esta apresenta as melhores características gerais.

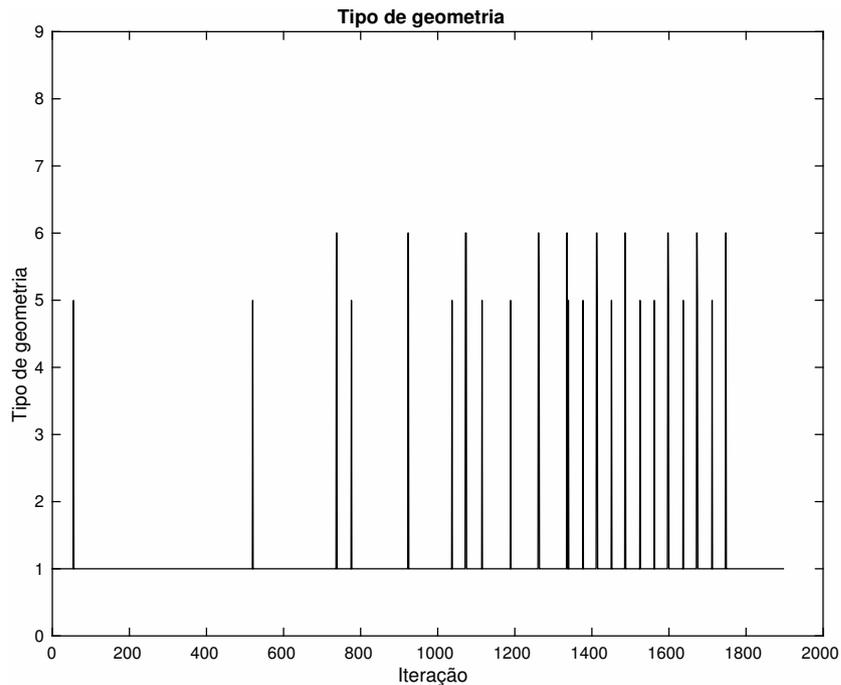


Figura 68 – Geometrias otimizadas de 500 kV para todos os tipos de condutores e máximo 4,1 m de feixe. Tipo de geometria.

Como foi imposto o campo elétrico crítico como um fator limitante, o programa desenvolvido nunca permite que esse limite seja superado, aumentando a potência sem provocar efeito corona (figura 69). Neste caso a maior potência obtida foi 1926,2 MW.

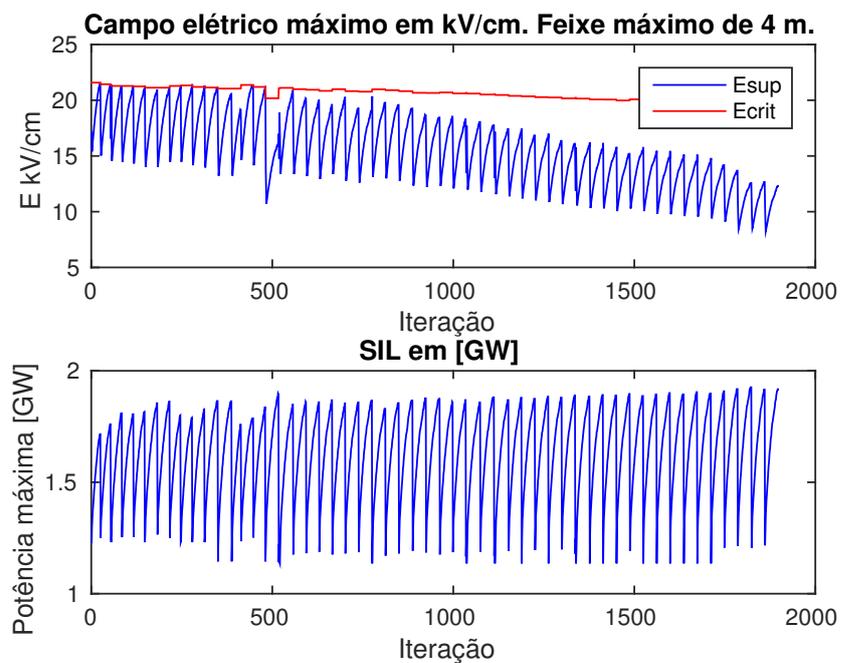


Figura 69 – Geometrias otimizadas de 500 kV para todos os tipos de condutores e máximo 4 m de feixe. Campo elétrico.

Em consequência do amplo intervalo de condutores estudado, era importante fazer uma avaliação econômica de todas as opções encontradas, a fim de analisar as vantagens de cada um dos condutores. Para conseguir isto, o programa usa as fórmulas, considerações e parâmetros apresentados na seção 3.7.

Como resultado, os custos predominantes para um condutor de menor diâmetro são os custos de condução de energia, enquanto que, para condutores de maior diâmetro o preço de aquisição dos materiais é preponderante. Visto que os custos administrativos são principalmente dependentes do custo dos materiais, o seu comportamento é similar ao apresentado por eles. A ponderação final de todos os custos associados resulta que na maior parte das iterações o custo seja similar para as mesmas potências. Desse modo, os custos totais para transmitir as maiores potências, para linha de 350 km, em um horizonte de 30 anos, encontram-se entre 400 e 500 milhões de dólares (figura 70).

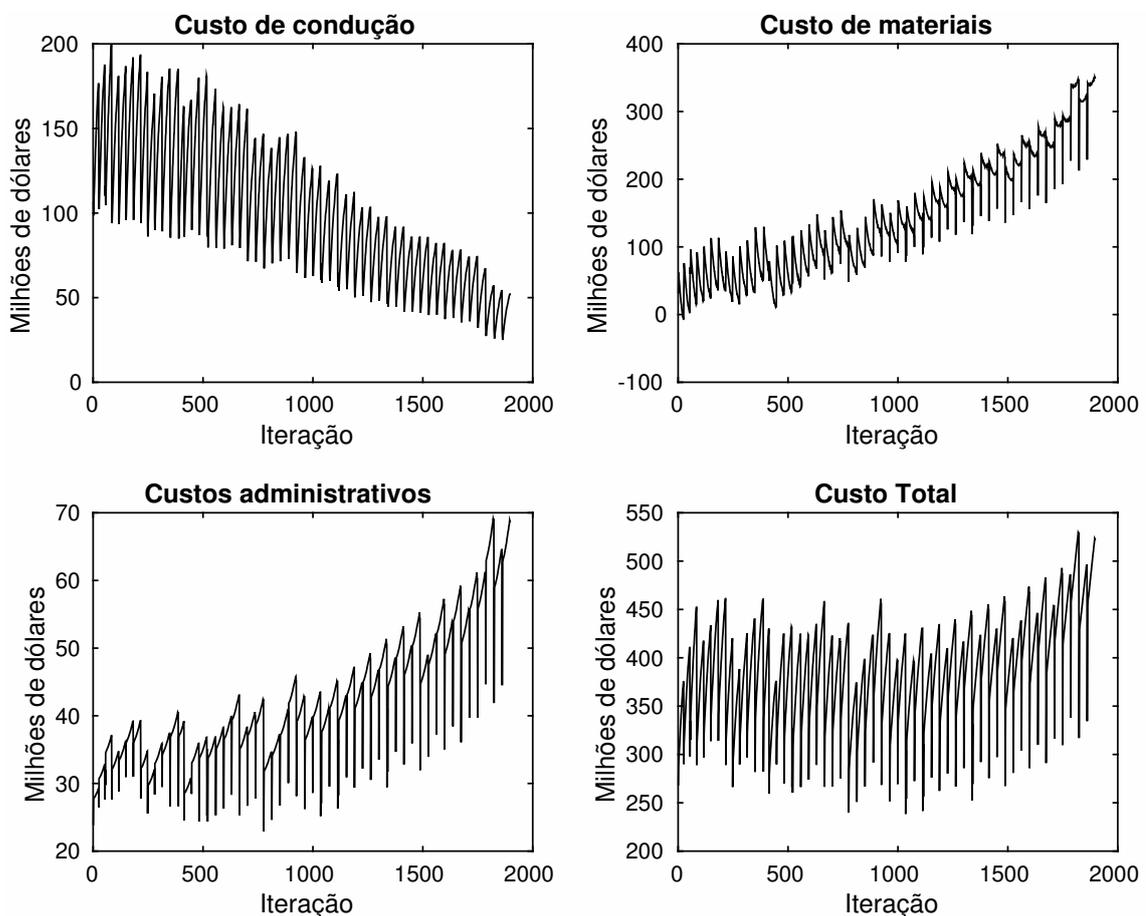


Figura 70 – Geometrias otimizadas de 500 kV para todos os tipos de condutores e máximo 4 m de feixe. Custos.

Para escolher o melhor resultado adotou-se como critério a relação de potência característica obtida versus o custo associado. Na figura 71 apresenta-se primeiro a eficiência do sistema, que é incrementada na medida em que o condutor selecionado possui um maior diâmetro, pois a sua resistência é menor.

A relação de potência e custo exibe um comportamento diferente, pois não está somente crescendo ou decrescendo. É possível notar que os máximos valores estão evidenciados na faixa central, que segundo a figura 66 corresponde aproximadamente aos condutores que estão entre o condutor denominado 65 (Crow) até o condutor denominado 85 (Skylark). Dentro dessa faixa estão os condutores mais usados nas linhas de transmissão, tais como o Drake, Tern, Condor, Mallad, Canary, Rail, Curlew, Bluejay, Bunting, entre outros.

Embora os resultados apresentados usem como restrição feixes de 4 m, este valor pode ser modificado em qualquer momento, segundo seja requerido, ou quando se pretenda ver casos diferentes, como por exemplo feixes de 2 m ou feixes de 8 m para comparar com os trabalhos anteriores de outros pesquisadores.

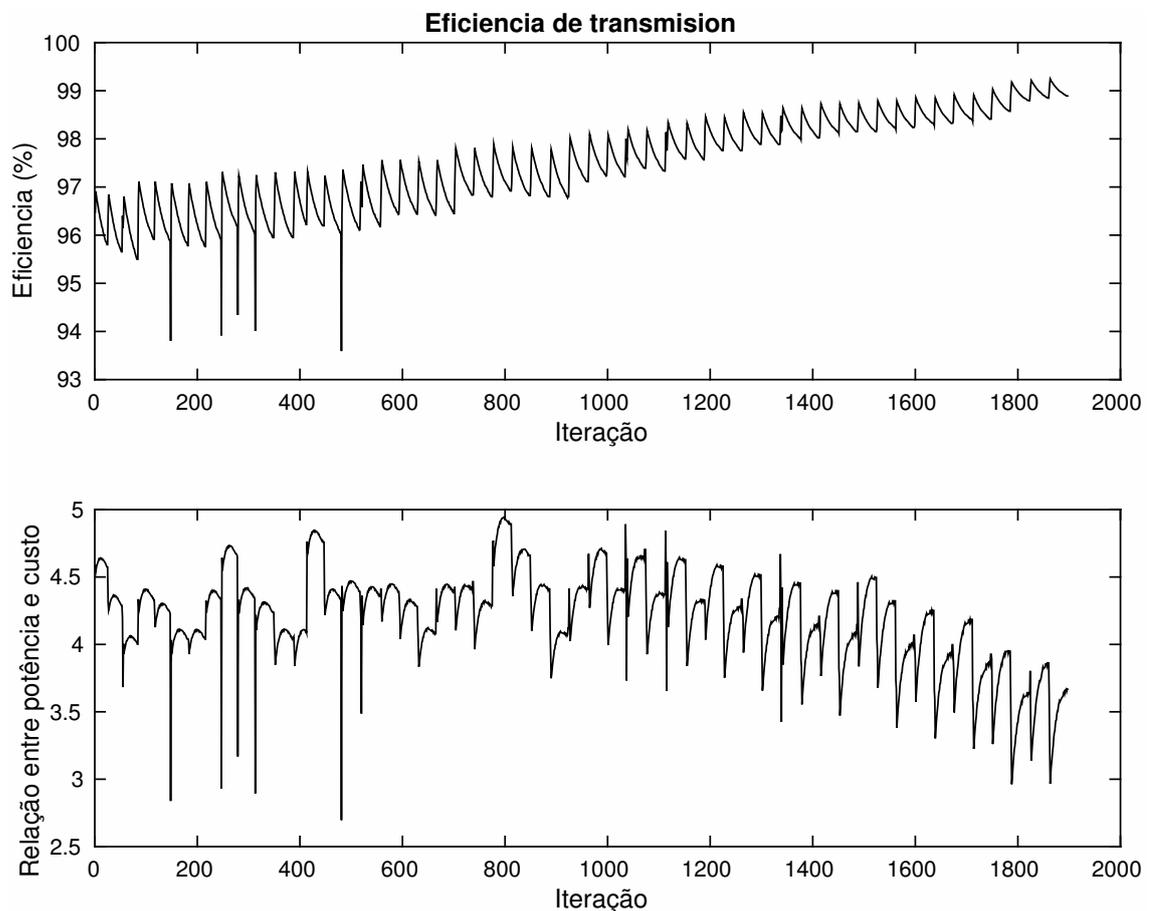


Figura 71 – Geometrias otimizadas de 500 kV para todos os tipos de condutores e máximo 4 m de feixe. Eficiência.

Depois de usar o algoritmo para os níveis de 500, 750 e 1000 kV, obteve-se as características das opções que maximizavam a relação da potência característica versus os custos (tabela 25).

Tabela 25 – Melhores resultados da otimização, segundo a relação P_c /custo, usando geometrias que seguem formas predeterminadas, operando a 500, 750 e 1000 kV, com feixes de máximo 4 m.

Descrição	Nível de Tensão		
	500 [kV]	750 [kV]	1000 [kV]
Iteração	798	921	689
Quantidade de sub-condutores	6	7	10
Feixe [m]	2,83	2,78	3,09
Z_c [Ω]	145,50	156,64	158,12
SIL [MW]	1718,16	3591,03	6324,50
E superficial [kV/cm]	18,26	19,50	19,79
Eficiência [%]	97,14	98,15	98,46
Perdas [MW/km]	49,18	66,53	97,32
E crítico [kV/cm]	20,98	20,67	20,98
Condutor	Coot	Catbird	Coot
Peso torre [ton]	11,65	16,92	24,17
Geometria tipo	1	1	1
Comprimento da linha [km]	350	350	350
Custo total [Milhões USD]	347,48	470,95	685,18

4.3.7. Otimização usando feixes sem forma predeterminada

Depois de fazer otimizações usando feixes com geometrias predeterminadas, com tamanhos máximos de 1, 2, 4 e 8 m, foi verificado que o comportamento da potência característica versus os custos era o mesmo ou muito similar para todos os casos. Desta forma, o condutor que maximizava a relação P_c /custo sempre encontrava-se no intervalo de condutores existente entre o condutor Crow (número 65) e o condutor Skylark (número 85)², apresentando o máximo valor, na maioria dos casos, ao usar o condutor Catbird (número 75). Como o condutor número 75 apresenta características similares ao condutor 76, ou seja, o condutor Rail, decidiu-se usar este último por ser típico nas linhas de transmissão. Os resultados do bloco de otimização de feixes com formas fixas também mostraram que as alturas ótimas da fase central encontravam-se entre 3 e 5 m, razão pela qual este algoritmo sempre tomava como ponto de início uma altura neste intervalo. Desta maneira, como foi explicado na seção 3.8.3, o algoritmo adota as melhores condições do primeiro bloco de otimização para analisar o seguinte bloco.

Diferentes simulações foram feitas para os níveis de tensão de 500, 750 e 1000 kV, mas somente são apresentadas algumas delas. Também são apresentados casos em que as

² A identificação de cada um dos condutores está disponível na tabela 6

fases externas foram elevadas ao invés da fase central.

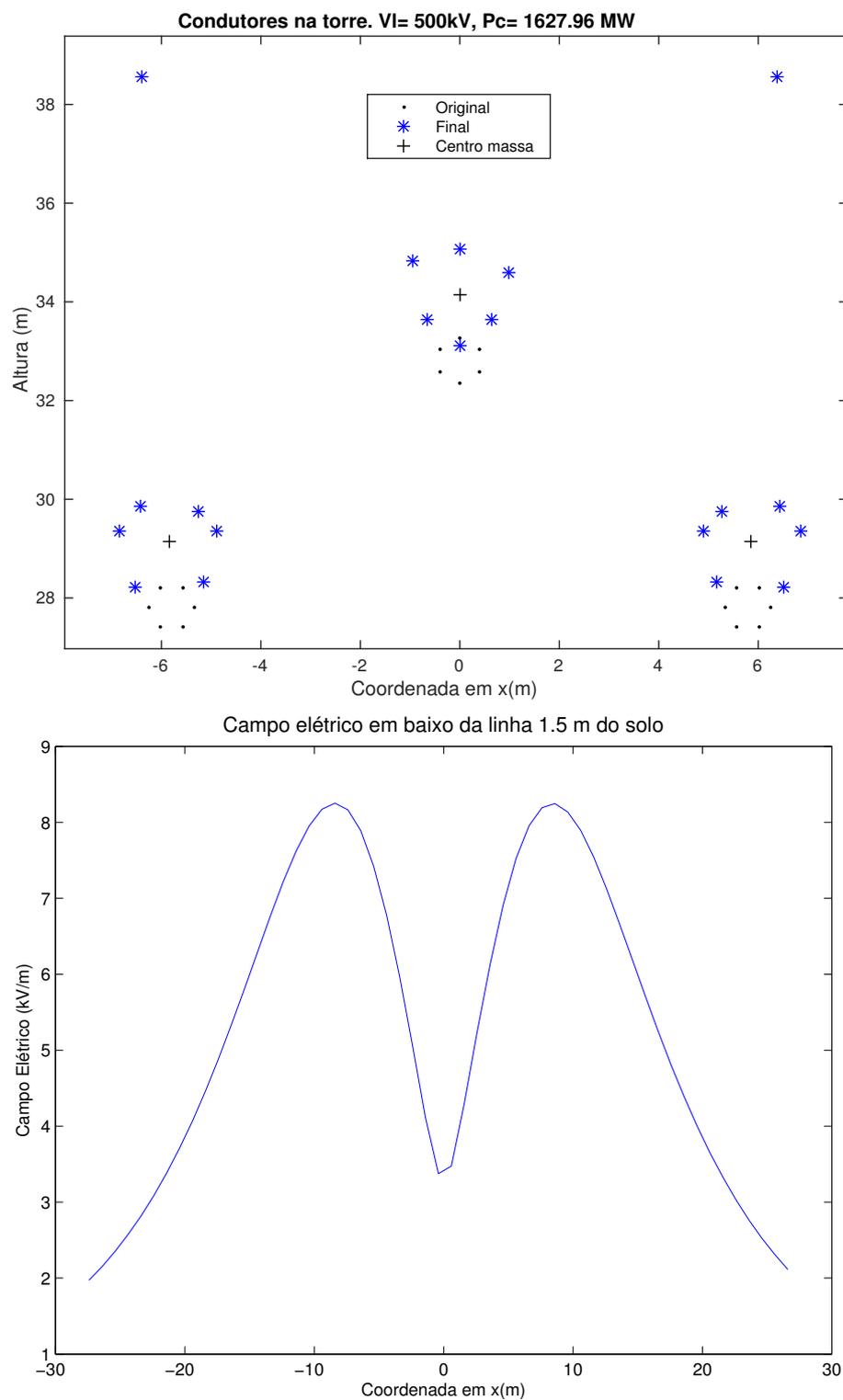


Figura 72 – Geometria otimizada de 6 sub-condutores por fase para 500 kV com fase central elevada, condutor ACSR Rail e feixe máximo de 1,96 m.

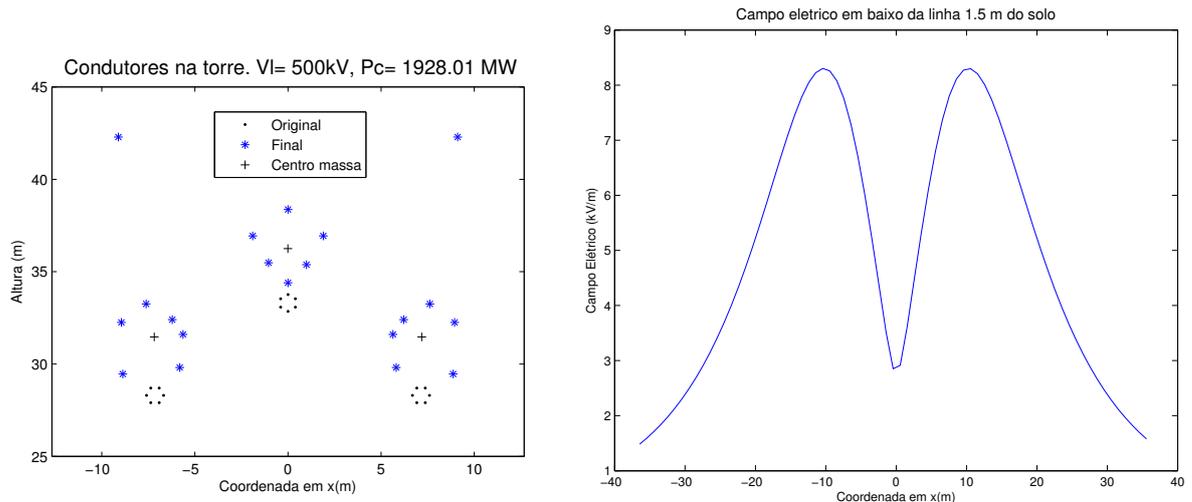


Figura 73 – Geometria otimizada de 6 sub-condutores por fase para 500 kV com fase central elevada, condutor ACSR Rail e feixe máximo de 3,96 m.

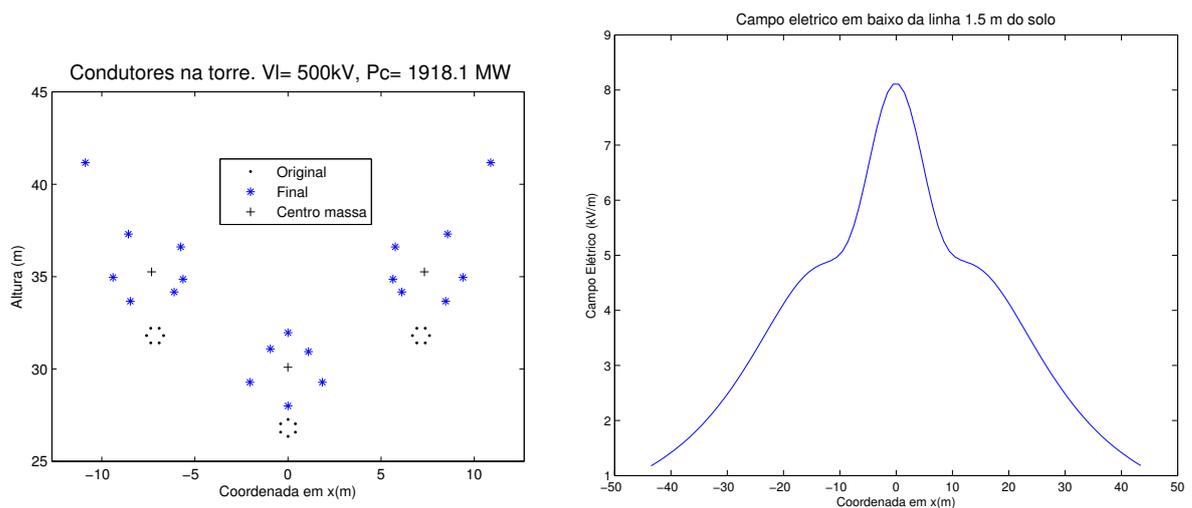


Figura 74 – Geometria otimizada de 6 sub-condutores por fase para 500 kV com fases externas elevadas, condutor ACSR Rail e feixe máximo de 3,96 m.

Na situação concernente às geometrias otimizadas para 500 kV foram usadas silhuetas com feixes limitados a 2 e 4 m, usando o condutor Rail. Com essas condições, o programa de otimização aumenta a capacidade de transmissão deslocando os condutores segundo a direção de maior incremento de potência, até atingir o limite no tamanho do feixe. Em nenhum caso, durante o aumento da potência natural da linha, é permitido superar o limite do campo elétrico superficial nos condutores, superar as distâncias de isolamento, ou alcançar um desequilíbrio de campo elétrico superior a 10% em cada fase.

É importante reparar que à medida que o tamanho do feixe aumenta, a altura em que estão alocados os cabos incrementa-se também. Isto acontece porque aumentar o tamanho dos feixes gera uma maior capacitância, e por conseguinte, o campo elétrico

no solo cresce, requerendo aumentar a altura dos condutores para não superar o limite de campo elétrico permitido³.

Observando as imagens pode-se ver que existem pontos denominados “original”, “final” e “centro massa”. Os pontos correspondentes a “original” representam a disposição inicial dos condutores que o programa usa para gerar a geometria otimizada, representada pelos pontos correspondentes a “final”. Os pontos representados por “centro massa” são os lugares em que está o centro de massa de cada uma das fases.

Outro fato importante é que nos pontos denominados “original” os para-raios estão muito afastados das fases. Isto decorre porque nos testes iniciais foi visto que durante o processo de aumento da capacidade era induzido um campo elétrico forte nos para-raios, ocasionando efeito corona, e desse modo, limitando o aumento da capacidade. Ao elevar inicialmente os para-raios a restrição foi eliminada, permitindo aumentar a capacidade sem inconvenientes. Uma vez que o processo de aumento é finalizado, os para-raios são realocados para proteger a linha das descargas atmosféricas usando o EGM. Finalmente, a nova disposição de condutores é testada outra vez para verificar se não ocorre o efeito corona.

Fazendo uma comparação entre as geometrias com a fase central elevada e as geometrias com as fases externas elevadas, consegue-se ver que a principal mudança é na forma do campo elétrico provocado no solo, em razão de que numa geometria as fases externas possuem uma forte influência no solo, enquanto que na outra não.

Com uma influência menor em relação ao campo elétrico no solo é possível ter condutores com uma altura ligeiramente menor do que quando a fase central é elevada. Comparativamente o nível de potência obtido é similar, sendo um pouco maior quando a fase central é elevada (figuras 73 e 74).

³ O limite para instalações com pouca circulação de pessoal é 8,33 kV/cm.

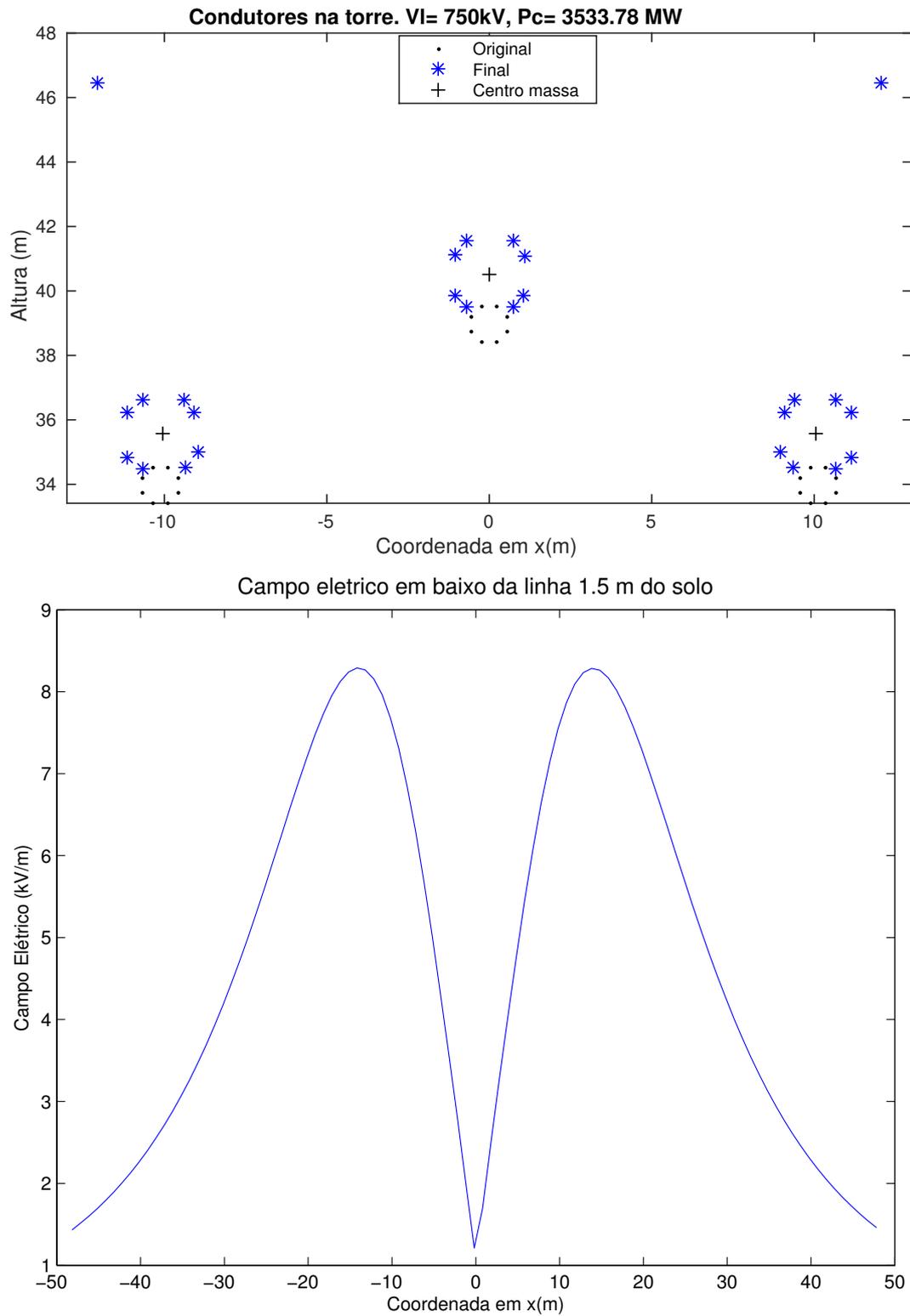


Figura 75 – Geometria otimizada de 8 sub-condutores por fase para 750 kV com fase central elevada, condutor ACSR Rail e feixe máximo de 2,1 m.

No caso das geometrias otimizadas para 750 kV os fenômenos apresentados são os

mesmos. Nesta condição usaram-se arranjos de 7 e 8 condutores Rail por fase, com feixes variando desde 2,1 m até 3,97 m.

Com uma tensão maior no sistema, a capacidade de transmissão incrementa-se consideravelmente. Não obstante, a indução de campo elétrico no solo é maior, requerendo incrementar o tamanho das torres.

É possível ver que usar 7 condutores (figura 76) e 8 condutores (figura 77) não influência demasiado o aumento da capacidade de transmissão, pois ambas geometrias possuem feixes com tamanhos similares.

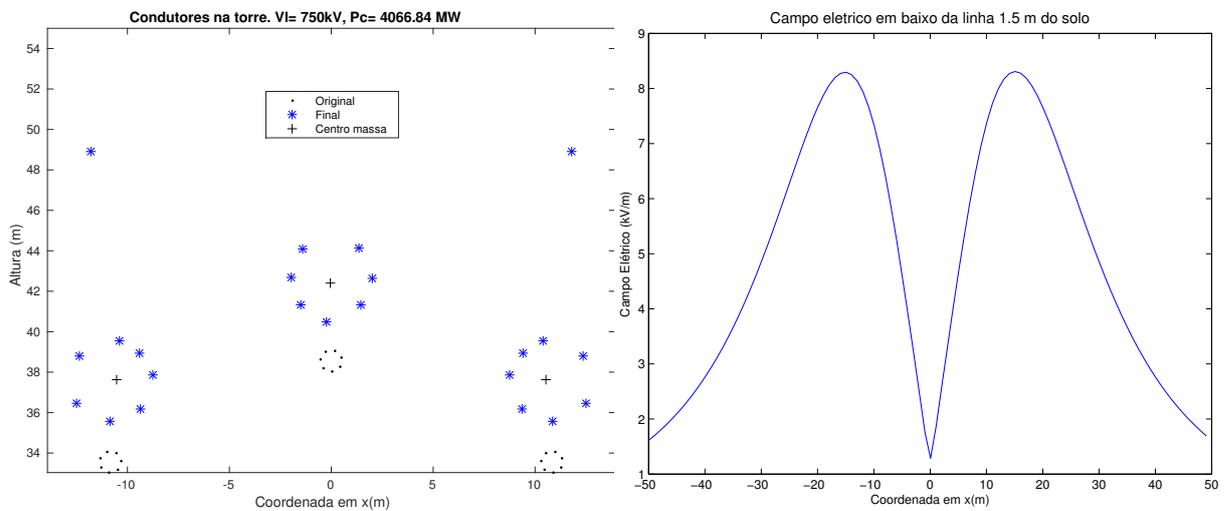


Figura 76 – Geometria otimizada de 7 sub-condutores por fase para 750 kV com fase central elevada, condutor ACSR Rail e feixe máximo de 3,97 m.

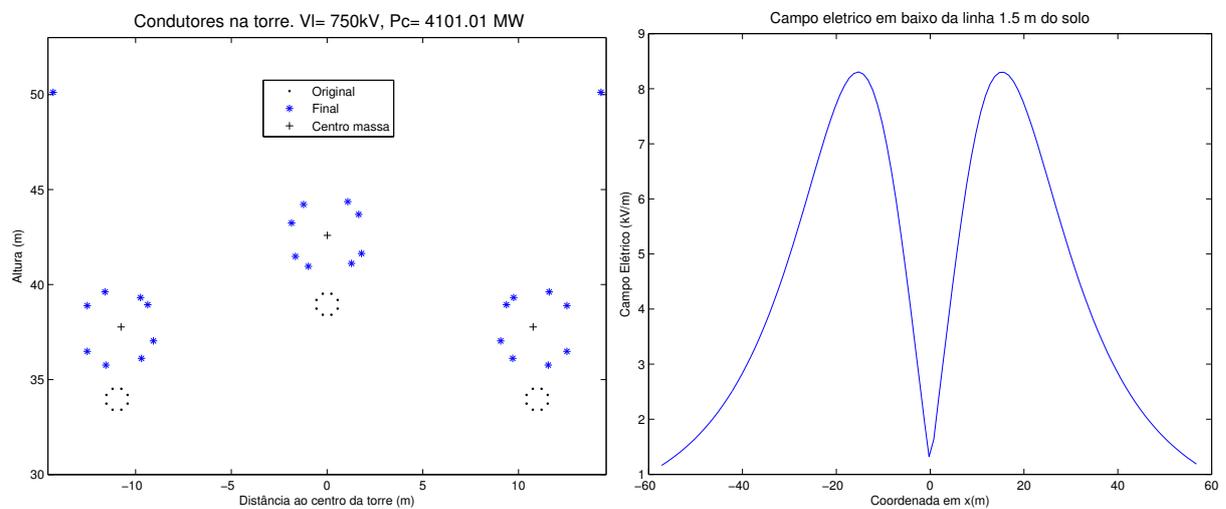


Figura 77 – Geometria otimizada de 8 sub-condutores por fase para 750 kV com fase central elevada, condutor ACSR Rail e feixe máximo de 3,85 m.

Uma forte repercussão do número de sub-condutores por fase manifesta-se quando o campo elétrico superficial neles é tão forte que impossibilita aumentar mais o tamanho do feixe. Dessa forma, é necessário incrementar a quantidade de sub-condutores para reduzir o campo elétrico na superfície deles, e permitir elevar mais o tamanho do feixe, aumentando consideravelmente a capacidade de transmissão da linha.

Para o último nível de tensão da análise, ou seja, 1000 kV, foram usados 8, 10 e 12 sub-condutores por fase. Como o nível de tensão era tão alto, foi necessário usar um condutor com um maior diâmetro, para não superar o campo elétrico superficial limite. Desta forma, lembrando que a faixa de condutores com melhores relações de potência/custo se encontram na faixa de condutores denominados entre o 65 e 85, decidiu-se usar o condutor 81 (Bluejay) para estas simulações.

Os resultados obtidos reiteram que aumentar o tamanho do feixe incrementa a capacidade de transmissão e o campo elétrico superficial. Este campo pode ser reduzido aumentando o número de condutores, permitindo incrementar ainda mais o tamanho do feixe, e conseqüentemente, a potência característica.

Para ver o limite no incremento da potência característica em 1000 kV, usando o condutor Bluejay, utilizou-se a máxima quantidade de sub-condutores permitida para esse nível de tensão, e a restrição no tamanho dos feixes foi incrementada até 8 m. Contudo, o algoritmo encontrou que não era possível incrementar o feixe além de 7,25 m (figura 81) sem superar as distâncias de isolamento, manter os níveis de campo elétrico superficial menores ao campo elétrico crítico, e ao mesmo tempo aumentar a capacidade de transmissão.

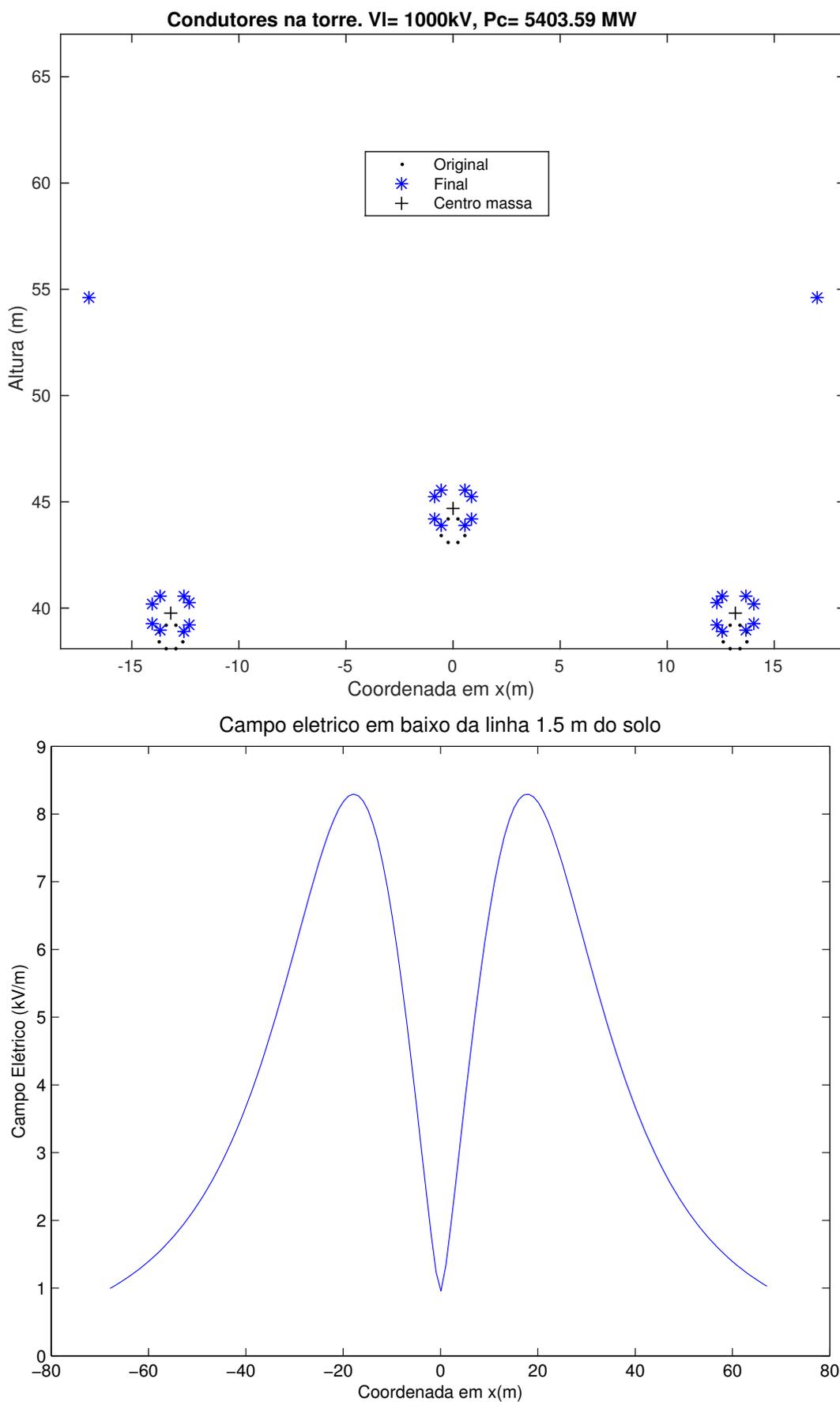


Figura 78 – Geometria otimizada de 8 sub-condutores por fase para 1000 kV com fase central elevada, condutor ACSR Bluejay e feixe máximo de 1,7 m.

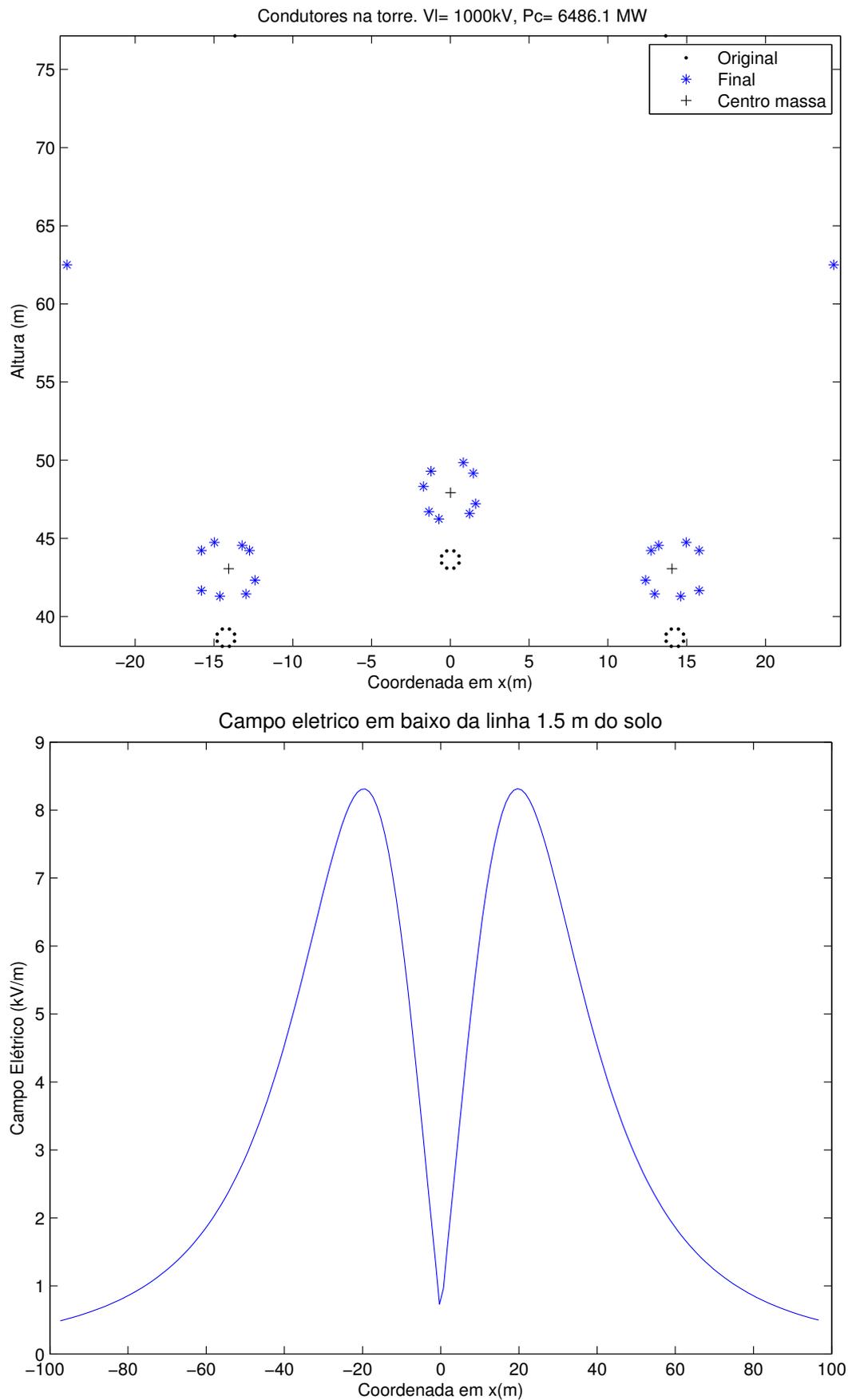


Figura 79 – Geometria otimizada de 8 sub-condutores por fase para 1000 kV com fase central elevada, condutor ACSR Bluejay e feixe máximo de 3,6 m.

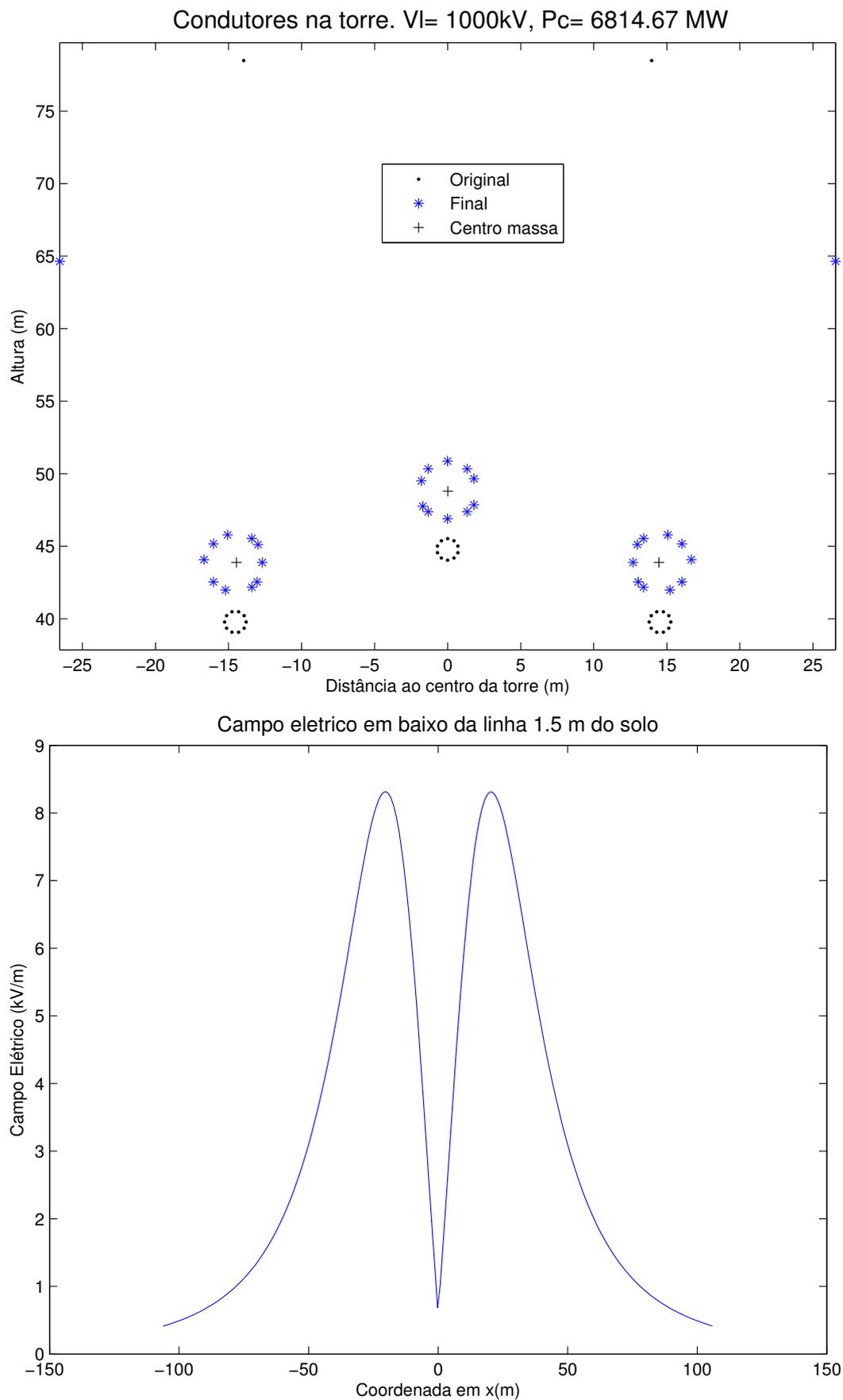


Figura 80 – Geometria otimizada de 10 sub-condutores por fase para 1000 kV com fase central elevada, condutor ACSR Bluejay e feixe máximo de 3,98 m.

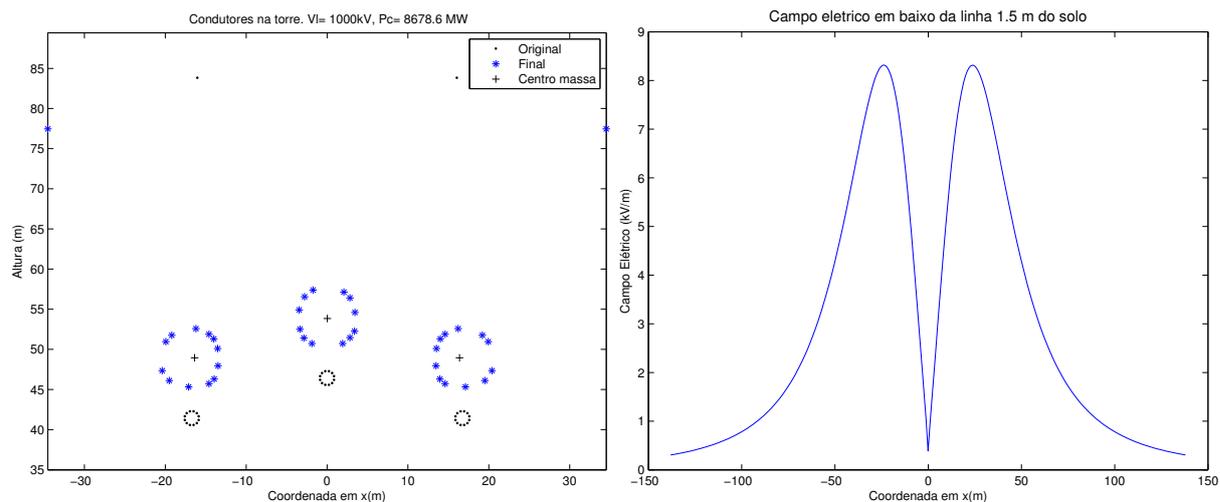


Figura 81 – Geometria otimizada de 12 sub-condutores por fase para 1000 kV com fase central elevada, condutor ACSR Bluejay e feixe máximo de 7,25 m.

Os resultados gerados com este algoritmo demonstram que um bom incremento na capacidade de transmissão é conseguido usando a metodologia desenvolvida. Desta forma, a potência característica obtida é maior do que ao utilizar geometrias convencionas, ou quando a otimização é feita com geometrias que seguem formas fixas. Adicionalmente, as formas obtidas são bastante uniformes e parecidas entre si, apesar de serem geradas sem geometria alguma, permitindo uma construção relativamente rápida, sem precisar de alterações muito fortes na forma dos feixes convencionais.

Posto que todas as mudanças feitas nas geometrias dos feixes ocasionam uma repercussão nas características físicas da linha, e nos custos associados ao projeto, são realizadas análises físicas e econômicas nas seguintes subseções.

4.3.8. Repercussão do aumento da capacidade de transmissão nas características físicas das linhas aéreas

Dos resultados observados até o momento foi visto que a capacidade de transmissão aumenta conforme a dimensão dos feixes e quantidade de sub-condutores cresce, ocasionando torres com maior peso e, em alguns cenários, uma maior largura.

Nesta seção é feita uma comparação entre a porcentagem de aumento na capacidade de transmissão e o aumento na largura dos feixes e peso das torres. Isto é realizado a fim de avaliar de forma mais clara as vantagens e desvantagens das geometrias obtidas usando o método proposto nesta pesquisa.

Posto que, para cada nível de tensão existem diferentes distâncias de isolamento (seção 3.6), é importante estudar separadamente o que acontece para os principais níveis de tensão na transmissão de energia elétrica. Desta forma, são realizadas as análises das

linhas otimizadas em níveis de 500, 765 e 1000 kV.

Em todos os casos, os incrementos encontrados no peso das torres são originados pelo aumento no tamanho dos feixes. Esse incremento é mantido até o momento em que o campo elétrico superficial esteja próximo ao campo elétrico crítico, condição na qual para continuar elevando a capacidade de transmissão é necessário aumentar a quantidade de sub-condutores por fase, de modo a diminuir o campo elétrico neles, aumentando por conseguinte o peso das torres.

No primeiro nível de tensão, ou seja, 500 kV, o aumento da potência característica sempre foi maior do que o aumento no peso (82). É importante reforçar que para aumentar a potência transmitida numa linha convencional é necessário duplicar a linha, o que penaliza em demasia a alternativa convencional.

Adicionalmente, como o tamanho dos feixes das torres inicialmente compactas está aumentando, a largura das torres otimizadas também cresce, incrementando por conseguinte o seu peso, e alcançando o ponto em que elas adquirem uma largura aproximadamente igual à largura das torres convencionais.

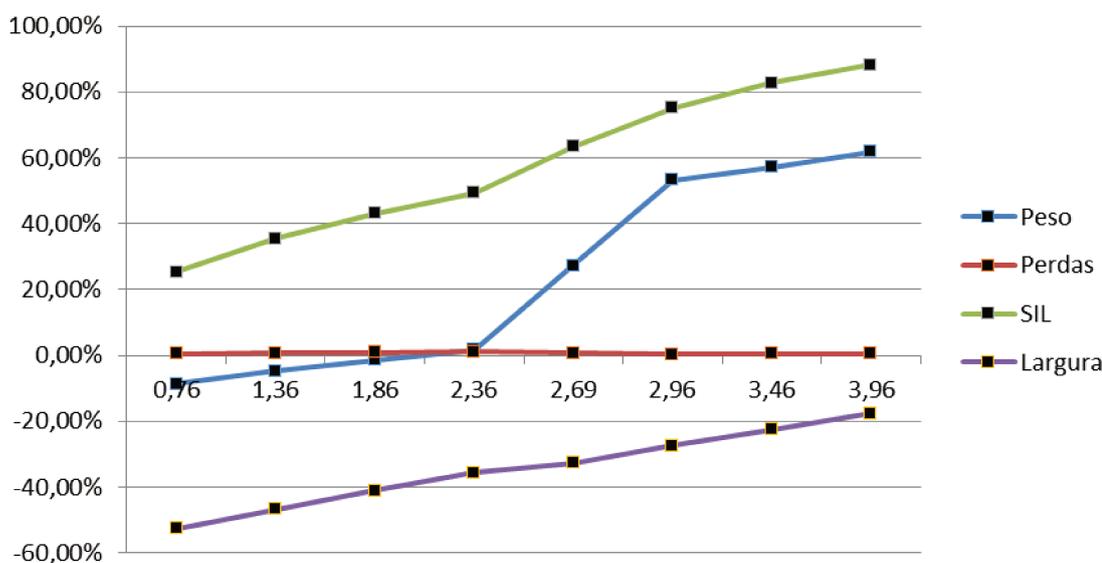


Figura 82 – Aumentos nas linhas não convencionais de 500 kV em relação à linha convencional. O eixo X corresponde ao tamanho do feixe [m]. Análise física.

No caso das linhas de 750 kV e 1000 kV (Figuras 83 e 84) os condutores das linhas convencionais e não convencionais otimizadas são os mesmos, ou muito próximos entre si (Bunting e Rail), razão pela qual o aumento na capacidade de transmissão é maior do que o aumento no peso das torres majoritariamente. O aumento do peso das torres, nos níveis de 750 kV e 1000 kV, é similar ao aumento da potência natural da linha somente para feixes grandes, com tamanhos superiores a 4 e 4,5 m, respectivamente.

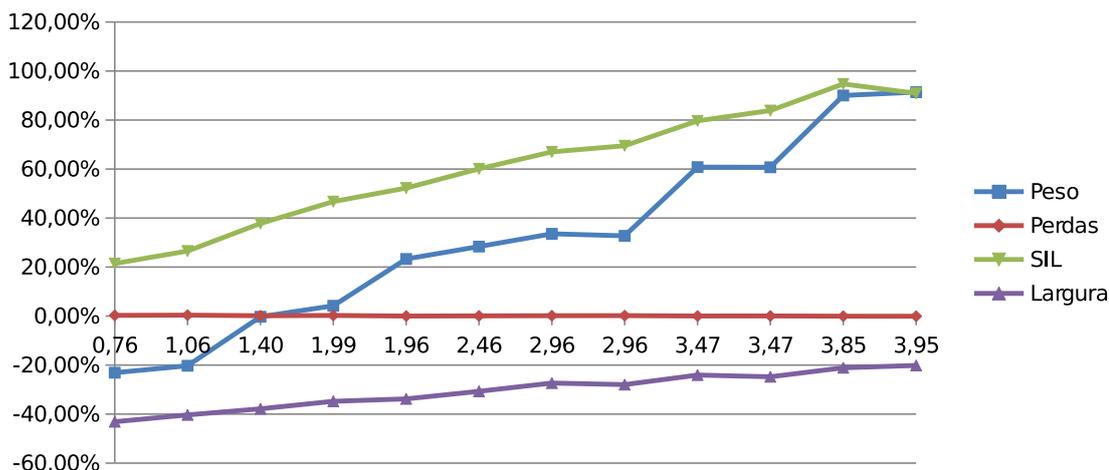


Figura 83 – Aumentos nas linhas não convencionais de 750 kV em relação à linha convencional. O eixo X corresponde ao comprimento do feixe [m]. Análise física.

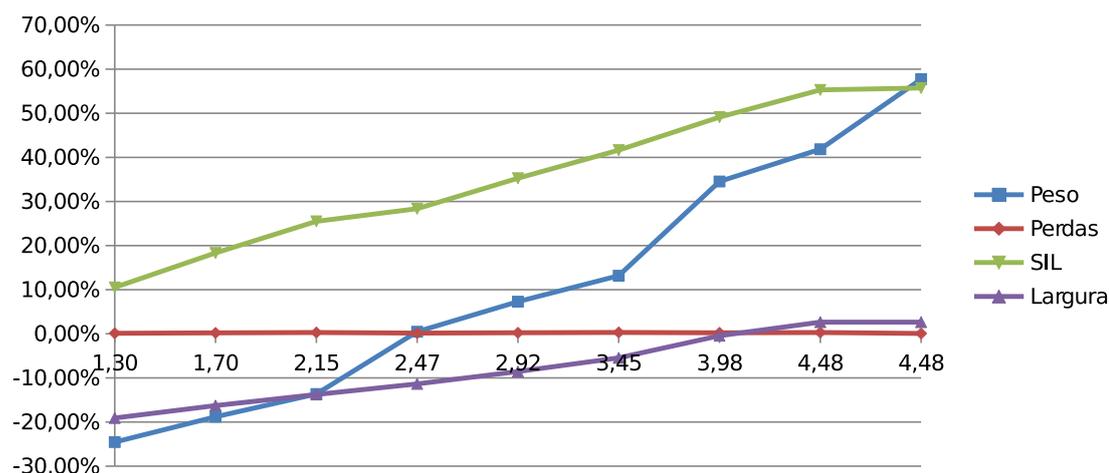


Figura 84 – Aumentos nas linhas não convencionais de 1000 kV em relação à linha convencional. O eixo X corresponde ao comprimento do feixe [m]. Análise física.

Uma explicação e uma análise mais detalhada, a partir do ponto de vista econômico, é apresentado na seção 4.4.

4.3.9. Comparação com outros pesquisadores

Esta seção apresenta uma comparação entre os resultados de otimização obtidos com o algoritmo desenvolvido nesta pesquisa, e os resultados de outros pesquisadores. Desta forma, a fim de realizar uma comparação nas condições mais próximas possíveis, o algoritmo usou como restrições o tamanho dos feixes usados pelos outros pesquisadores, o

mesmo número de condutores por fase, e o mesmo tipo de condutor ou, em alguns casos, outro similar.

Na tabela 26 n_{sc} é o número de sub-condutores por fase, E_{crit} o campo elétrico crítico para esse condutor em [kV/cm], E_{sup} o campo elétrico superficial máximo apresentado nos condutores em [kV/cm], D_f a distância mínima entre fases em [m], e $Feixe$ o tamanho máximo do feixe em [m].

Tabela 26 – Comparação de resultados de algumas linhas otimizadas com linhas de outros pesquisadores.

Autor	Tensão	Condutor	n_{sc}	E_{crit}	E_{sup}	D_f	Feixe	P_c [MW]
Jhair Acosta	1000 kV	Rail	10	20,6	20,50	11,27	4,95	7430,78
Carlos Portela	1000 kV	Thrasher	10	19,33	15,56	9,2	6	7487,71
Jhair Acosta	1000 kV	Bluejay	10	20,35	20,30	10,9	5,85	7803,24
Renan Maciel	765 kV	Rail	10	20,6	14,5	7,5	7,5	5150,0
Jhair Acosta	765 kV	Rail	10	20,6	20,46	7,66	7,08	5391,4
Jhair Acosta	765 kV	Bluejay	10	20,35	20,22	7,16	7,48	5525,01
Convencional	500 kV	Tern	3	20,90	17,86	10	0,45	933,95
João Clavio	500 kV	Hawk	5	21,67	19,06	5,5	0,8	1230,0
João Clavio	500 kV	Hawk	5	21,67	19,06	5,5	1,28	1299,0
Jhair Acosta	500 kV	Hawk	5	21,67	21,66	5,87	1,20	1394,13
João Clavio	500 kV	Hawk	8	21,67	19,06	5,5	4,0	1899,0
João Clavio	500 kV	Hawk	8	21,67	19,06	5,5	3,2	1895,0
Jhair Acosta	500 kV	Hawk	8	21,67	20,99	5,81	3,95	2043,27

Dos resultados mostrados pode-se observar que em todos casos o algoritmo desenvolvido neste trabalho projeta linhas com geometria que resultam em potências características maiores do que as obtidas por outros pesquisadores.

Os resultados apresentados aqui foram feitos somente com fins comparativos para demonstrar as possibilidades e vantagens do algoritmo desenvolvido, não obstante, na maioria dos casos essas geometrias não são recomendadas para serem em reproduzidas na prática, pois o tamanho dos feixes é muito grande, sendo difícil a sua construção e manutenção, aumentando significativamente os custos do projeto.

4.4. Análise econômica

Com o objetivo de verificar o comportamento das linhas de transmissão não convencionais obtidas nesta pesquisa, em comparação com as linhas convencionais para

os níveis de tensão de 500, 750 e 1000 kV, foram otimizadas várias linhas com feixes diferentes, e na maioria dos casos, usando um maior número de sub-condutores do que as linhas convencionais.

A partir dos resultados obtidos é feita uma análise econômica usando uma grande quantidade de elementos. É importante levar em conta que os preços assumidos variam de um país a outro, e são influenciados pela oferta e demanda no momento de fazer o estudo. Neste caso, os dados usados correspondem aos preços atuais, e aos valores disponíveis no ([Electric Power Research Institute, 2005](#)) e no trabalho de ([Romero Herrera, 2010](#)).

É importante lembrar que quando o objetivo é aumentar a capacidade de transmissão, usando apenas linhas convencionais, existem duas possibilidades: construir um circuito paralelo à linha, ou mudar o nível de tensão. Desta forma, para a primeira alternativa, sem importar se é requerido um aumento na capacidade transmissão de 10% ou de 100%, é obrigatório construir uma linha de transmissão paralela inteira, duplicando todos os custos dos materiais e os custos administrativos, à medida que os custos das perdas por transporte de energia aumentarão em proporção ao incremento da capacidade de transmissão. Em contrapartida, a segunda alternativa implica mudar todos os elementos do sistema, dificultando a realização de uma boa comparação ao implementar esta solução.

Desta forma, todas as análises feitas estão baseadas na primeira opção exposta.

Para o primeiro nível de tensão estudado, ou seja, 500 kV, foi possível ver o comportamento das linhas otimizadas para diferentes condições, nas quais, devido ao seu baixo nível de tensão, em comparação com os outros casos, era permitido empregar desde 4 até 6 condutores por feixe, visto que o campo elétrico superficial nos condutores não ficava tão próximo ao campo elétrico crítico. Com o objetivo de estudar da melhor forma possível a relação do tamanho do feixe com o ganho de potência, redução ou aumento das perdas, aumento do peso das torres, e aumento ou redução dos custos em geral, foram usados somente condutores ACSR Rail, com comprimentos de feixes que variam desde o mínimo admissível, segundo as geometrias convencionais, até chegar a feixes de 4 m. Nos resultados obtidos, disponíveis na tabela 29, nota-se que empregando 4 sub-condutores por feixe é possível utilizar feixes com comprimentos de quase 2,5 m sem superar o campo elétrico superficial, lembrando que, à medida que o tamanho do feixe aumenta o campo elétrico superficial também se incrementa, sendo ainda mais forte na fase central, pois ela recebe uma contribuição de campo elétrico maior por parte fases externas.

Para conseguir usar feixes de até 4 m foi necessário incrementar a quantidade de sub-condutores, para conseqüentemente diminuir o campo elétrico superficial. Constatou-se que ao incrementar o número de condutores o peso da torre cresce devido ao peso próprio dos novos condutores e a uma maior ação do vento sobre eles.

As tabelas apresentadas estimam os custos de uma linha convencional, junto com o custo de implementar as linhas não convencionais, e o custo necessário para transportar a mesma potência que as linhas não convencionais, porém usando linhas convencionais.

Os elementos avaliados para a estimativa econômica foram:

1. Custos associados às perdas por condução da energia (perdas por aquecimento dos condutores), supondo que a linha tem uma vida útil de 30 anos.
2. Custo de compra do aço das torres.
3. Custo das fundações.
4. Custo de aquisição dos condutores e cabos de guarda.
5. Custo dos isoladores.
6. Custo do tracionamento dos condutores.
7. Custo de suspensão e arranjo dos condutores.
8. Custo da equipe topográfico para localizar a disposição final das bases das torres da linha.
9. Custos administrativos e de engenharia.
10. Custo de colocação em serviço da linha.

Para não trabalhar com tabelas tão extensas os valores completos dos custos foram mostrados somente no caso das linhas convencionais, enquanto, para as linhas otimizadas, e para as linhas convencionais com potência igual a uma não convencional, somente foi exibido o valor do custo total das linhas.

Tabela 27 – Valores típicos para uma linha convencional não compacta de 350 km e tensão de 500 kV.

cf	Feixe	SIL [MW]	Perdas [MW]	Pc/SIL [%]	Largura [m]	Peso [ton]	Torres	Condutor	Tipo
3	0,447	933,54	29,80	3,19	21,41	6,84	935	Tern	Não Compacta

Tabela 28 – Custos em milhões de dólares para uma linha convencional não compacta de 500 kV e 350 km.

Perdas	Admi.	Torres	Colocação em serviço	Piquetagem
\$72,99	\$51,35	\$63,35	\$0,35	\$0,47

Fundações	Tracionamento	Suspensão	Condutores	Isoladores	Total
\$6,73	\$21,35	\$0,22	\$21,95	\$1,53	\$208,67

Na tabela 29 são mostradas as características físicas, e custo total em milhões de dólares, das linhas otimizadas, usando N_{sc} quantidade de sub-condutores, e feixes de n metros. Note-se que com o incremento do tamanho do feixe e a quantidade de sub-condutores, a potência característica da linha cresce. Dado que a linha transporta uma maior quantidade de potência as perdas aumentam de igual forma, não obstante, a razão (P_c/SIL) mantém-se quase igual, incrementando-se de forma suave conforme o tamanho do feixe cresce. Visto que o feixe é maior, é preciso aumentar a largura total da linha, com o intuito de não superar as distâncias de isolamento, originando um aumento no peso da torre. Desta forma, os resultados finais mostram que aumentar a capacidade de transmissão da linha requererá também um investimento maior.

Tabela 29 – Características de linhas de 500 kV otimizadas.

N_{sc}	Feixe [m]	SIL [MW]	Perdas [MW]	P_c/SIL [%]	Largura [m]	Peso [ton]	Custo [USD x 1e6]
4	0,76	1284,0	34,52	2,69	10,31	9,29	\$267,02
4	1,36	1388,0	40,52	2,92	11,58	9,67	\$285,91
4	1,86	1465,8	45,38	3,10	12,81	10,01	\$301,50
4	2,36	1528,5	49,50	3,24	14,01	10,33	\$315,09
5	2,69	1674,1	47,56	2,84	14,64	12,92	\$354,35
6	2,96	1794,1	45,55	2,54	15,79	15,56	\$394,06
6	3,46	1872,0	49,75	2,66	16,85	15,97	\$408,74
6	3,96	1930,5	53,06	2,75	17,90	16,47	\$422,26

O resultado de comparar algumas linhas otimizadas, com linhas convencionais transmitindo a mesma potência, pode ser encontrado na tabela 30. Nesta tabela, é importante saber que os valores de porcentagem de aumento do SIL, perdas, largura e peso, estão comparados diretamente com a linha convencional original, enquanto o valor de custo está comparado com o custo de transmitir a mesma potência que a linha não convencional, porém usando linhas convencionais para esse nível de tensão, lembrando que sempre será requerida uma linha paralela para conseguir o aumento da potência.

É possível ver que à medida que, a potência natural das linhas aumenta, a redução no custo vai-se tornando menor, uma vez que as perdas aumentam um pouco, ao mesmo tempo que o peso de cada torre se incrementa numa proporção maior. Da mesma forma, como o tamanho do feixe cresce, a largura da torre vai sendo cada vez mais parecida à de uma linha convencional.

Recordando os custos a serem analisados não foi considerado o custo de aquisição e expropriação dos terrenos, dado que normalmente o governo é quem paga essas compras. No entanto, caso fosse considerado os custos das linhas não convencionais seriam mais próximos dos das linhas convencionais, uma vez que dependeriam principalmente da

largura da torre.

Tabela 30 – Comparação de uma linha convencional de 500 kV e uma otimizada.

Não Convencional vs Convencional				
P_c [%]	Perdas [%]	Largura [%]	Peso [%]	Custo [%]
25,40	0,50	-52,58	-8,56	-40,98
35,56	0,74	-46,77	-4,74	-37,57
43,16	0,91	-41,11	-1,39	-34,76
49,28	1,06	-35,58	1,77	-32,31
63,50	0,66	-32,70	27,24	-25,13
75,22	0,36	-27,42	53,25	-17,86
82,83	0,47	-22,53	57,25	-15,53
88,30	0,56	-17,71	61,93	-13,39

Na figura 85 pode-se ver claramente o que está acontecendo quando o tamanho do feixe é incrementado. Desta forma, a razão de perdas versus potência característica permanece praticamente constante, à medida que, a potência característica aumenta de forma quase linear e constante, da mesma forma que a largura da linha, que em princípio é menor do que a largura da linha convencional. Um fenômeno interessante acontece com o peso das torres, para este caso de 500 kV, pois a partir de feixes de aproximadamente 2,5 m, o incremento porcentual do peso da torre começa a ser maior do que o incremento porcentual da potência característica. Isto não acontece diretamente devido ao incremento do tamanho do feixe, senão pelo aumento na quantidade de sub-condutores, feito para diminuir o campo elétrico superficial neles.

O incremento tão drástico no peso dos condutores é basicamente devido ao uso dos condutores TERN na linha convencional, enquanto todas as linhas de 500 kV, usadas no programa, foram otimizadas usando condutores RAIL, que são mais pesados, porém mais utilizados no sistema interligado brasileiro.

Finalmente, embora se tenha obtido um aumento de quase 60% no peso da torre, o custo final das opções otimizadas continua sendo menor. Novamente deve ser lembrado que para transmitir esta potência seria necessário construir duas linhas de 500 kV convencional.

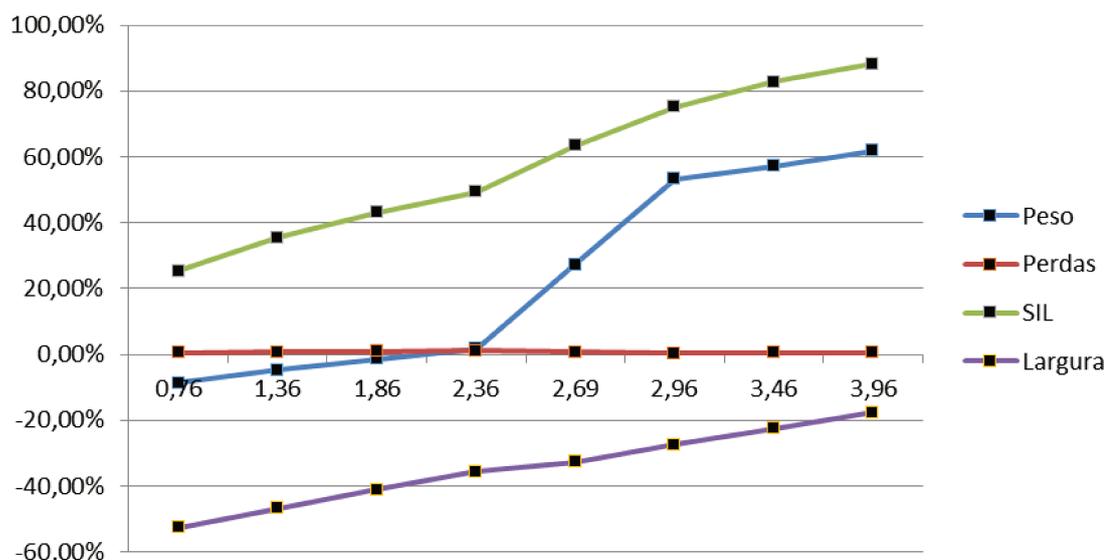


Figura 85 – Aumentos nas linhas não convencionais de 500 kV respeito à linha convencional. O eixo X corresponde ao comprimento do feixe [m]. Análise econômica.

No caso das linhas de 750 kV (Figura 86) pode-se ver que uma linha convencional tem um custo estimado de \$ 365,03 milhões de dólares, ou seja, quase 75% a mais do que no caso da linha de 500 kV. Isto acontece principalmente porque em 750 kV as larguras das torres são maiores, pois a linha possui um condutor a mais, e os condutores são de maior diâmetro, dado que o campo elétrico superficial obriga a usar condutores maiores, causando incremento no peso das torres e requerendo uma maior quantidade de elementos, tais como isoladores, amarrações e cabos.

Tabela 31 – Valores típicos para uma linha convencional não compacta de 350 km e tensão de 750 kV.

cf	Feixe	SIL [MW]	Perdas [MW]	Pc/SIL [%]	Largura [m]	Peso [ton]	Torres	Condutor	Tipo
4	0,457	2122,66	34,43	1,62	31,75	17,47	935	Bunti	Não Compacta

Tabela 32 – Custos em milhões de dólares para uma linha convencional não compacta de 350 km e 750 kV

Perdas	Admi.	Torres	Colocação em serviço	Piquetagem
\$84,33	\$111,74	\$161,73	\$0,35	\$0,47

Fundações	Tracionamento	Suspensão	Condutores	Isoladores	Total
\$6,73	\$27,65	\$0,22	\$40,46	\$2,30	\$365,03

Novamente, é possível observar os mesmos fenômenos exibidos no caso de 500 kV, ou seja, ao aumentar o tamanho dos feixes haverá um aumento da potência característica e do peso das torres. No entanto, neste caso o condutor usado nas linhas convencionais e nas otimizadas foi o mesmo (BUNTING), razão pela qual o peso das torres teve um incremento porcentual menor do que o incremento da potência característica na maioria dos casos (Figura 86), atingindo o mesmo valor para feixes de quase 4 m, dando a entender que a partir daquele comprimento, o aumento porcentual do peso tem uma influência maior do que a potência natural das linhas.

Tabela 33 – Características de linhas de 500 kV otimizadas.

Nsc	Feixe [m]	SIL [MW]	Perdas [MW]	Pc/SIL [%]	Largura [m]	Peso [ton]	Total [USD x 1e6]
4	0,76	2577,5	49,04	1,90	18,06	13,43	\$357,04
4	1,06	2685,8	53,36	1,99	18,95	13,93	\$373,03
5	1,40	2925,1	50,83	1,74	19,73	17,42	\$422,86
5	1,99	3114,6	57,85	1,86	20,71	18,20	\$448,52
6	1,96	3231,9	51,89	1,61	21,02	21,54	\$488,24
6	2,46	3398,6	57,55	1,69	21,99	22,43	\$511,73
6	2,96	3544,9	62,81	1,77	23,07	23,34	\$534,49
6	2,96	3598,3	64,78	1,80	22,87	23,20	\$537,77
7	3,47	3814,2	62,51	1,64	24,10	28,09	\$603,44
7	3,47	3902,9	65,47	1,68	23,88	28,08	\$610,57
8	3,85	4133,5	64,69	1,56	25,05	33,20	\$682,28
8	3,95	4052,2	62,08	1,53	25,35	33,44	\$678,46

Com relação à análise econômica, pode-se ver que todas as opções de linhas otimizadas são mais rentáveis do que usar linhas convencionais, não obstante, quanto maior for a potência transmitida, o custo torna-se semelhante às linhas convencionais, principalmente por causa do aumento no peso e largura das torres. Repetindo, novamente, que a comparação é feita para uma linha de 750 kV e na verdade será necessário construir duas linhas convencionais para o transporte desta potência.

Tabela 34 – Comparação de uma linha convencional de 500 kV e uma otimizada.

Não Convencional vs Convencional				
P_c [%]	Perdas [%]	Largura [%]	Peso [%]	Custo [%]
21,43	0,28	-43,11	-23,13	-46,21
26,53	0,36	-40,33	-20,28	-44,17
37,81	0,12	-37,86	-0,28	-37,60
46,73	0,24	-34,77	4,19	-34,54
52,26	-0,02	-33,80	23,28	-29,22
60,11	0,07	-30,72	28,37	-26,52
67,00	0,15	-27,35	33,59	-23,89
69,52	0,18	-27,98	32,77	-23,65
79,69	0,02	-24,09	60,80	-15,36
83,87	0,06	-24,78	60,74	-14,78
94,73	-0,06	-21,11	90,04	-5,97
90,90	-0,09	-20,17	91,38	-6,08

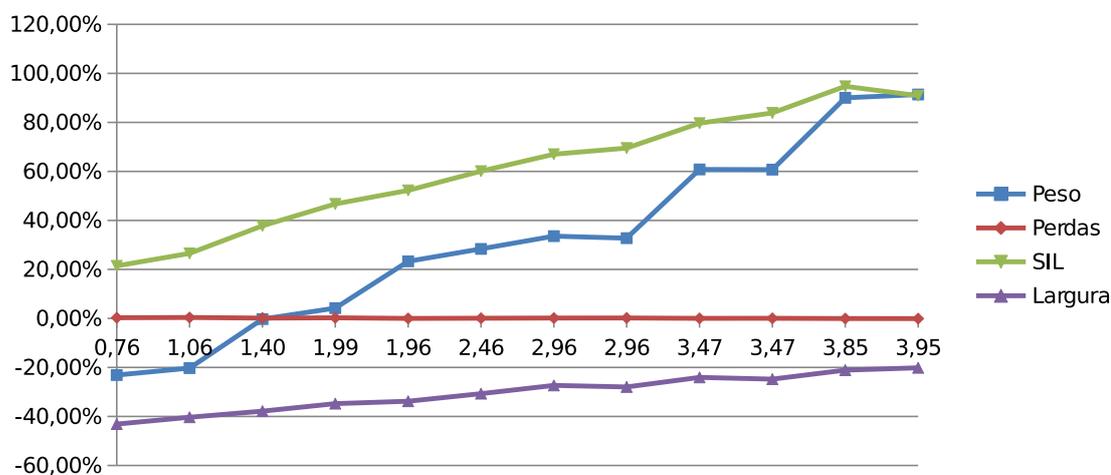


Figura 86 – Aumentos nas linhas não convencionais de 750 kV respeito à linha convencional. O eixo X corresponde ao comprimento do feixe [m]. Análise econômica.

Finalmente no caso das linhas de 1000 kV (Figura 87), tem-se que o comportamento é o mesmo que o apresentado para as linhas de 750 kV, logo não é preciso explicar ou detalhar de novo o seu comportamento. Nessa situação, a única mudança importante é que pela primeira vez as larguras das torres otimizadas encontram-se próximas às das linhas convencionais, chegando a ser maiores nos casos finais. Esse fato acontece devido à inexistência de linhas propriamente convencionais de 1000 kV, razão pela qual as distâncias de isolamento usadas inicialmente são distâncias compactas. Deste modo, a redução de

largura obtida, ao usar configurações de fases em Δ ou ∇ , somente será para feixes menores do que 4 m.

Por outro lado, dado que o ponto de comparação é uma linha compacta, isto dificulta a obtenção de incrementos importantes na potência característica usando feixes pequenos ou próximos a 4 m (tabela 38). Adicionalmente, como a quantidade inicial de condutores por fase é 8, requerendo feixes de no mínimo 1,1 m, aumentar os feixes até tamanhos de 4 m já não se torna tão vantajoso como nos outros casos. Desta forma, pode-se ver que para aumentar a potência característica até valores acima de 50% é necessário usar feixes de no mínimo 4,5 m.

Tabela 35 – Valores típicos para uma linha convencional de 350 km e tensão de 1000 kV não compacta.

cf	Feixe	SIL [MW]	Perdas [MW]	Pc/SIL [%]	Largura [m]	Peso [ton]	Torres	Condutor	Tipo
8	1,103	4551,96	54,62	1,20	33,49	41,92	935	Bunti	Compacta

Tabela 36 – Custos em milhões de dólares para uma linha de 350 km convencional e 1000 kV não compacta.

Perdas	Admi.	Torres	Terreno	Colocação em serviço	Piquetagem
\$133,77	\$166,52	\$388,07	\$2.717,35	\$0,35	\$0,47

Fundações	Tracionamento	Suspensão	Condutores	Isoladores	Total
\$6,73	\$52,85	\$0,22	\$62,64	\$3,00	\$735,55

Tabela 37 – Características de linhas de 1000 kV otimizadas.

Nsc	Feixe [m]	SIL [MW]	Perdas [MW]	Pc/SIL [%]	Largura [m]	Peso [ton]	Total [USD x 1e6]
8	1,30	5030,6	66,13	1,31	27,10	31,63	\$652,27
8	1,70	5386,5	75,93	1,41	28,04	34,04	\$702,34
8	2,15	5712,8	85,39	1,49	28,88	36,20	\$748,94
9	2,47	5843,3	79,56	1,36	29,69	42,13	\$814,87
9	2,92	6157,8	88,49	1,44	30,63	44,98	\$867,62
9	3,45	6447,7	97,16	1,51	31,66	47,45	\$915,58
10	3,98	6788,0	97,20	1,43	33,34	56,40	\$1.028,73
10	4,48	7069,1	105,68	1,49	34,38	59,47	\$1.082,71
10	4,48	7089,0	90,35	1,27	34,38	66,12	\$1.131,69

Tabela 38 – Comparação de uma linha convencional de 1000 kV e uma otimizada.

Não Convencional vs Convencional				
P_c [%]	Perdas [%]	Largura [%]	Peso [%]	Custo [%]
10,52	0,11	-19,08	-24,55	-51,73
18,33	0,21	-16,27	-18,81	-48,43
25,50	0,29	-13,76	-13,65	-45,39
28,37	0,16	-11,36	0,48	-40,75
35,28	0,24	-8,55	7,29	-37,33
41,65	0,31	-5,46	13,17	-34,27
49,12	0,23	-0,45	34,54	-26,68
55,30	0,30	2,64	41,86	-23,28
55,73	0,07	2,64	57,72	-19,84

O resultado final novamente mostra que o uso de linhas não convencionais apresentam vantagens econômicas em relação ao uso de linhas convencionais, possuindo um ponto de encontro entre a potência natural das linhas e o peso das torres para feixes com comprimentos de 4,5 m. Novamente a comparação foi feita para uma linha de 1000 kV e seriam necessárias duas linhas convencionais.

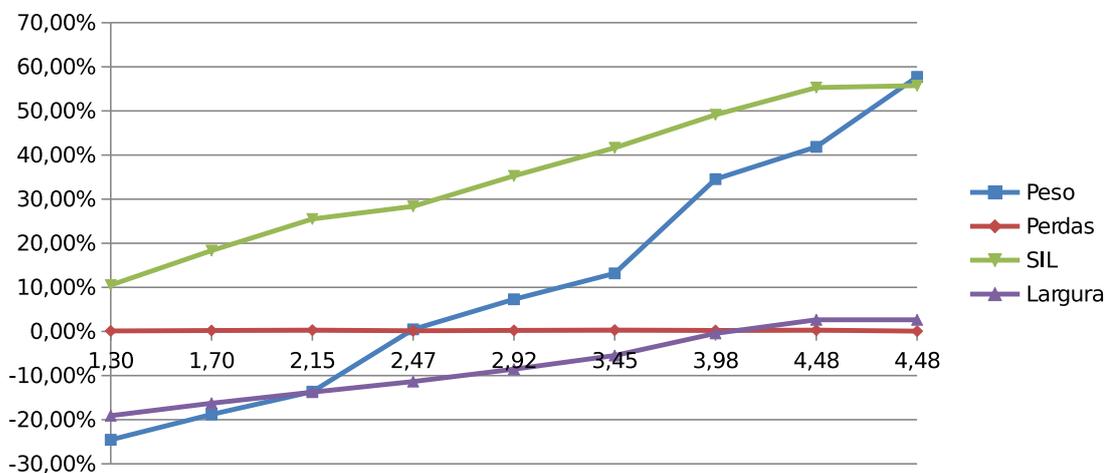


Figura 87 – Aumentos nas linhas não convencionais de 1000 kV respeito à linha convencional. O eixo X corresponde ao comprimento do feixe [m]. Análise econômica.

Todos os resultados expostos até agora sugerem que o melhor é usar as linhas não convencionais, visto que, mesmo em alguns casos o custo não seja muito menor do que das linhas convencionais, no aspecto construtivo e administrativo as linhas não convencionais apresentam a vantagem de não precisar de mais uma estrutura para transmitir uma maior potência, usando faixas de paisagem menores ou iguais às linhas de transmissão originais.

Adicionalmente, o fato de usar só uma estrutura implica um tempo menor na execução do projeto, uma vez que não precisará de tantas escavações, expropriação de terrenos, licenças ambientais, tracionamento de condutores, malhas de aterramento, etc, produzindo um resultado com uma maior eficiência construtiva.

4.5. Estudo de transitórios

A fim de realizar o estudo dos transitórios e o efeito ferranti foi escolhida uma das geometrias otimizadas para 500 kV (figura 88b) e uma linha convencional do mesmo nível de tensão (figura 88a), de modo a comparar as suas respostas para manobras de energização e faltas monofásicas e trifásicas. Os transitórios foram implementados no PSCAD, que dispõe de um modelo de linhas de transmissão que representa adequadamente a dependência dos parâmetros longitudinais da linha com a frequência.

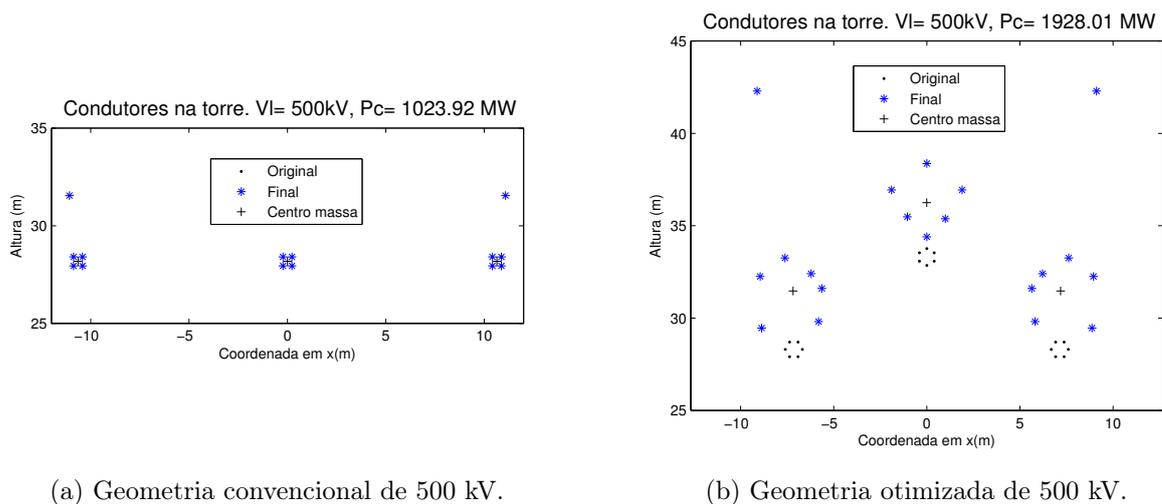


Figura 88 – Linhas escolhidas para a análise de transitórios.

Os dados dos sistemas analisados são descritos na tabela 39. Ressalta-se que a linha não convencional possui feixes de aproximadamente 4 m, enquanto que a linha convencional apresenta feixes de 0,45 m. Isto repercute na impedância e admitância das linhas, e conseqüentemente na potência natural das linhas, sendo a potência da linha não convencional analisada 88,29% maior do que a da linha convencional. Como a potência é maior, faz-se necessário o uso de compensação reativa transversal de potência superior.

Tabela 39 – Dados gerais do sistema com linha convencional e não convencional.

	Convencional	Não Convencional
Potência natural [MW]	1023,92	1928,01
Corrente Base [A]	1182,3	2226,3
Impedância sequência zero [Ω /km]	0,421 + 1,534 j	0,398 + 1,451 j
Admitância sequência zero [μ S/km]	3,239 j	3,595 j
Impedância sequência positiva [Ω /km]	0,015 + 0,312 j	0,01 + 0,166 j
Admitância sequência positiva [μ S/km]	4,253 j	9,899 j
Compensação reativa [MVar]	143,93	244,34
Compensação capacitiva [MVar]	287,85	488,68

O circuito implementado para estudar a linha convencional e não convencional encontra-se apresentado nas figuras 89 e 90 respectivamente. Cada um dos sistemas está composto pelo equivalente de rede, a compensação de reativos para diminuir o efeito ferranti, a linha de transmissão (de quatro e seis sub-condutores por feixe com comprimento de 350 km e vão médio de 375 m), os disjuntores, e a carga modelada como um equivalente Thévenin. Adicionalmente, é estabelecido um ponto de falta a 90% do comprimento da linha para realizar os estudos posteriores de faltas monofásicas e trifásicas.

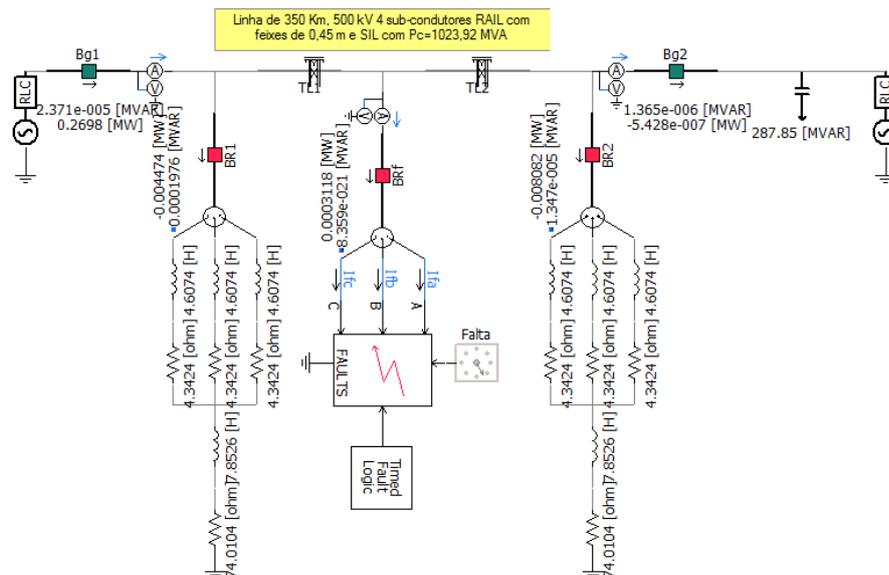


Figura 89 – Circuito para o estudo dos transitórios na linha convencional.

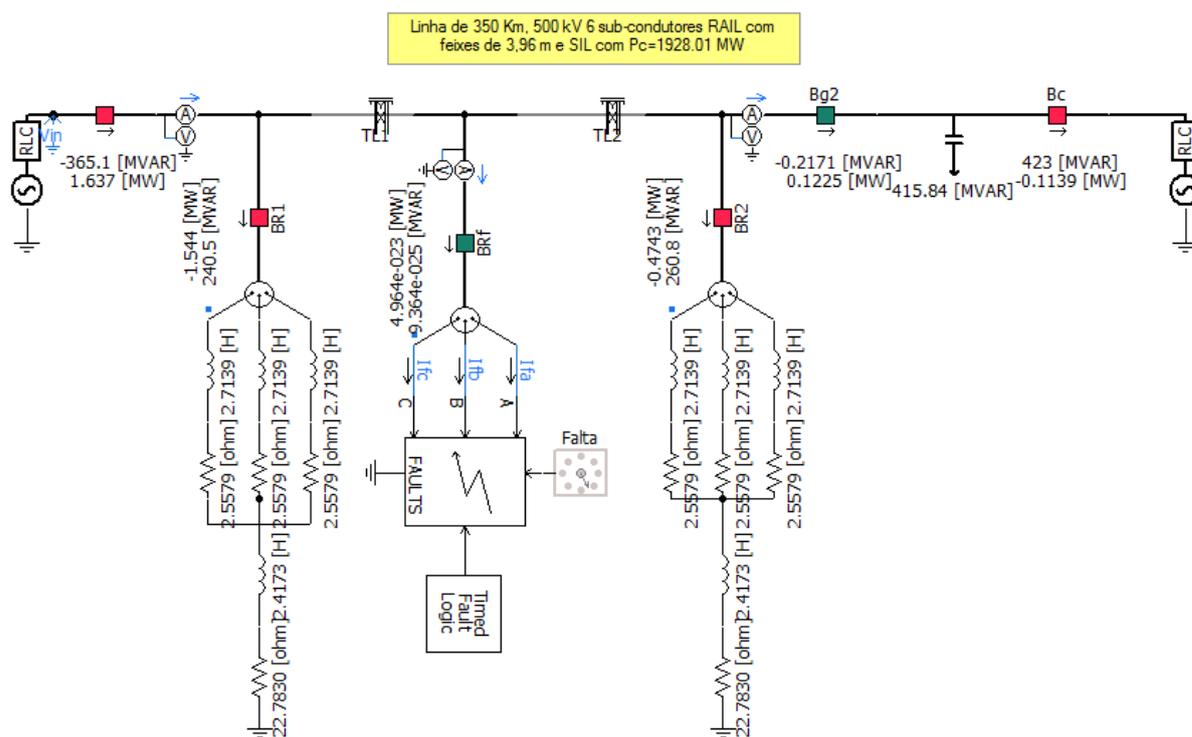


Figura 90 – Circuito para o estudo dos transientes na linha não convencional.

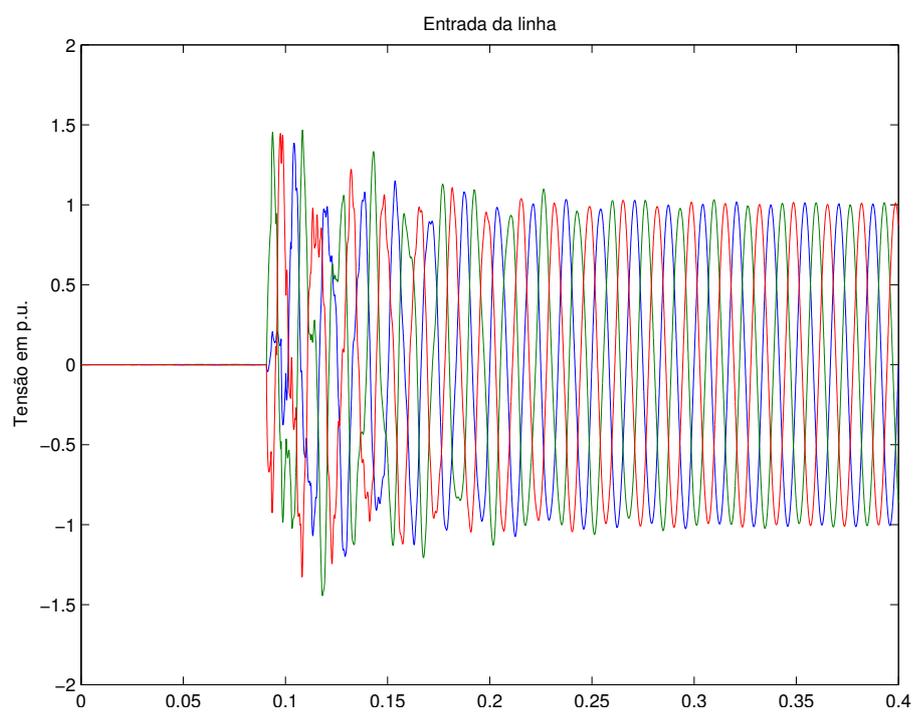
A fim de obter uma melhor visualização dos resultados, e poder fazer uma boa comparação, os gráficos obtidos no PSCAD foram exportados para o Matlab.

4.5.1. Energização da linha

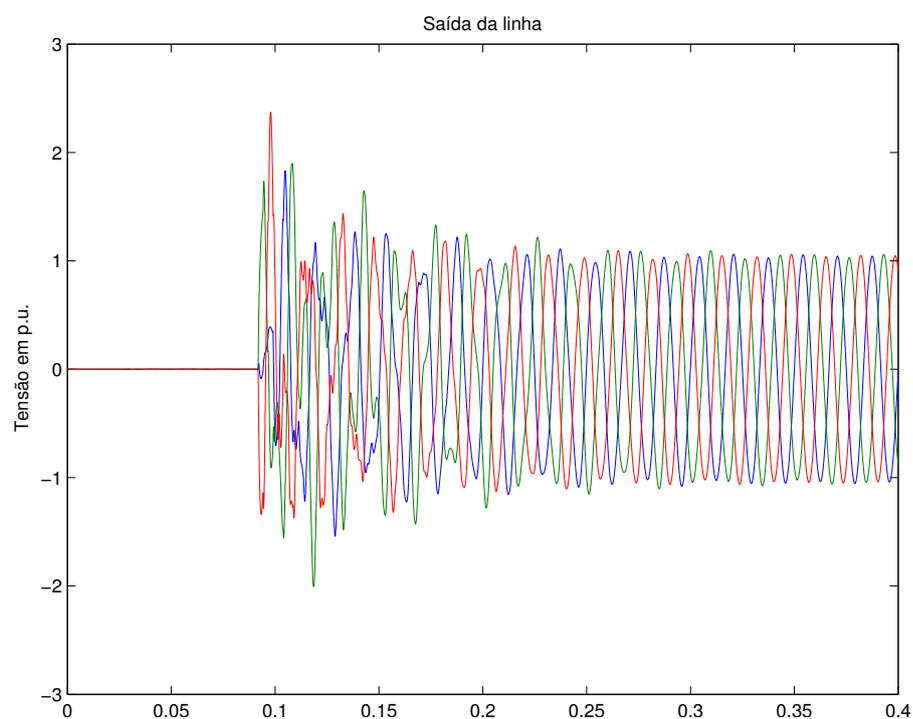
Para estudar o comportamento das linhas durante a manobra de energização as linhas foram supostas idealmente transpostas e compensadas. O sistema das figuras 89 e 90 foi simulado para um caso estatístico de 200 chaveamentos. Para a distribuição normal foram limitados a três desvios padrões (3σ). Na Tabela 40 são apresentados os parâmetros da chave estatística. O caso que apresentou as maiores sobretensões foi reproduzido a seguir.

Tabela 40 – Parâmetros da chave estatística para a energização da linha.

Descrição	Disjuntor	Polo A	Polo B	Polo C
Distribuição	uniforme	plana	plana	plana
Tempo médio [ms]	—	90,05	90,05	90,05
Desvio padrão σ [ms]	2	2	2	2

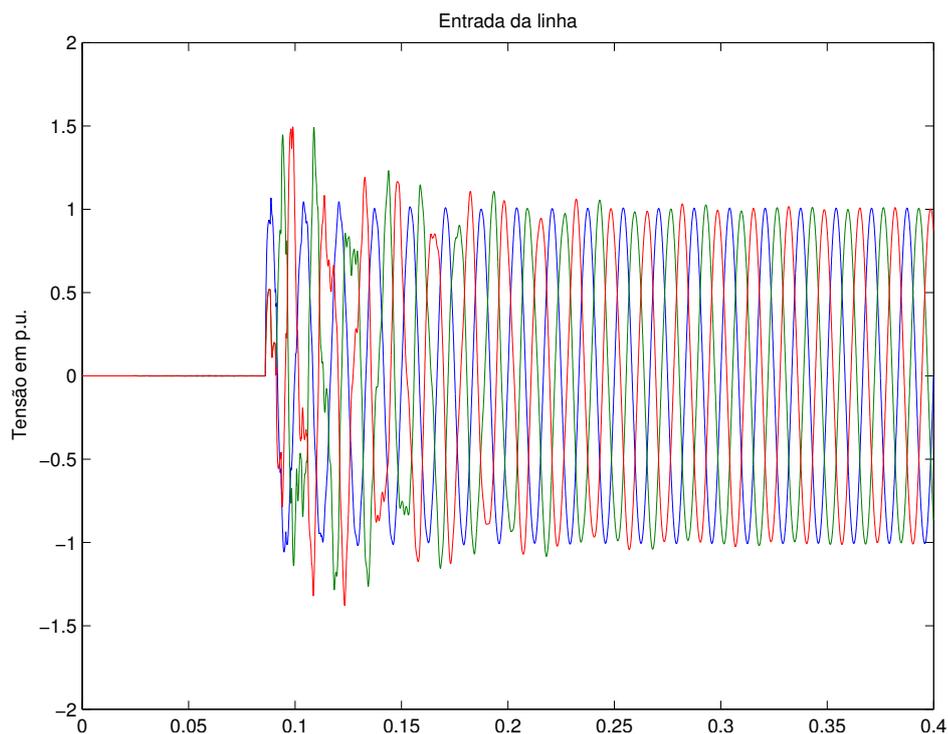


(a) Linha convencional. Tensão no início da linha.

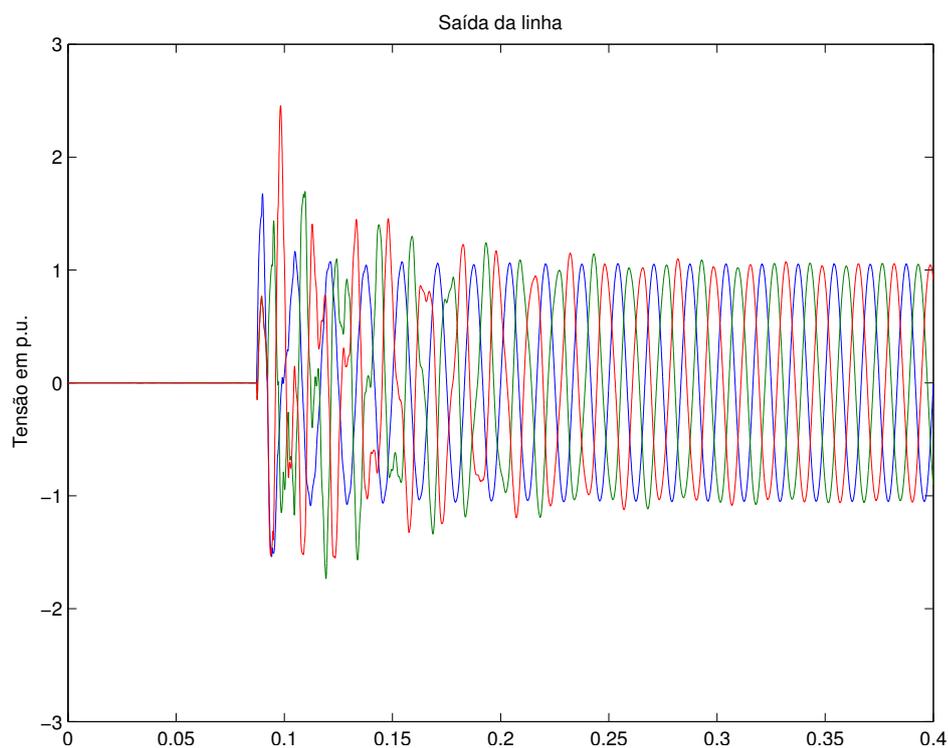


(b) Linha convencional. Tensão no terminal remoto.

Figura 91 – Energização da Linha convencional.



(a) Linha não convencional. Tensão no início da linha.



(b) Linha não convencional. Tensão no terminal remoto.

Figura 92 – Energização da linha não convencional.

Da resposta vista nas figuras 91a, 91b, 92a e 92b é possível observar que a energização da linha convencional e a linha não convencional apresentam sobretensões com valores similares. Esta característica permite concluir que o isolamento da linha otimizada não precisa ser modificado para mitigar os valores de sobretensões. As técnicas usuais para reduzir os transitórios, tais como o resistor de pré-inserção ou o chaveamento controlado podem ser aplicados da mesma forma que nas linhas convencionais.

A tabela 41 mostra os valores das sobretensões obtidas no terminal de saída da linha na análise estatística (dado que naquele ponto as sobretensões são maiores), ratificando a proximidade nas respostas das duas linhas.

Tabela 41 – Resultado da análise estatística da energização das linhas. Tensão no terminal remoto.

(a) Linha convencional.

	Tempo [s]	Tensão	
		[kV]	[p.u.]
Mínimo:	0,0542	626,79	1,54
Máximo:	0,0708	949,28	2,33
Médio:	0,0627	760,55	1,86
Std Dev:	0,0050	49,52	0,12
2% embaixo de	0,0523	617,76	1,51
98% embaixo de	0,0731	903,34	2,21

(b) Linha não convencional.

	Tempo [s]	Tensão	
		[kV]	[p.u.]
Mínimo:	0,0542	575,6	1,41
Máximo:	0,0708	982,09	2,41
Médio:	0,0507	769,52	1,89
Std Dev:	0,0050	83,26	0,20
2% embaixo de	0,0522	598,52	1,47
98% embaixo de	0,0730	940,52	2,31

A linha não convencional apresentou sobretensões ligeiramente maiores, porém este aumento não irá implicar em maior distância de isolamento

4.5.2. Falta monofásica

Para estudar as faltas monofásicas foi usado mesmo o sistema apresentado anteriormente nas figuras 89 e 90. Neste caso a falta monofásica foi aplicada a 90% do comprimento da linha, e novamente foi feito um chaveamento estatístico de 200 casos para o instante de aplicação da falta. Em cada caso a falta foi aplicada em um tempo inicial de 65,27 ms com um desvio de 16,66 ms. Após 100 ms da ocorrência do defeito foi feita uma abertura tripolar do terminal mais próximo à falta, e depois de 16,66 ms foi feita uma abertura tripolar do terminal remoto.

Os tempos de ocorrência de cada uma das manobras, ou eventos, para a falta monofásica e trifásica estão disponíveis na tabela 42, enquanto que os dados da chave estatística usada nas faltas monofásicas e trifásicas estão apresentados na tabela 43.

Tabela 42 – Tempos de ocorrência de cada um dos eventos para as faltas monofásicas e trifásicas.

Acontecimento	Tempo [ms]
Inserção da falta no 90% da linha	65,27
Abertura do disjuntor mais próximo à falta	165,27
Abertura do disjuntor mais afastado da falta	181,93
Duração da falta monofásica	—
Duração da falta trifásica	500

Tabela 43 – Parâmetros da chave estatística para faltas monofásicas e trifásicas.

Descrição	Falta	Disjuntor entrada	Disjuntor saída
Distribuição	plana	plana	plana
Desvio padrão [ms]	16,66	16,66	16,66

É importante mencionar que a falta monofásica foi estabelecida como uma falta transitória longa. No entanto, para observar o momento em que a falta sumia em cada uma das linhas, foi desenvolvida uma lógica de controle automático que permite simular a auto extinção da falta, realizada quando a corrente eficaz possui um valor menor do que 20 Aef.

Como a linha não convencional apresenta uma potência superior do que a linha convencional, precisando de reatores maiores, a forma de onda das respostas da linha convencional e não convencional varia um pouco. Dado que a linha não convencional possui uma compensação maior, o tempo que a falta demora para atingir uma corrente menor do que 20 Aef normalmente é um pouco maior do que no caso da linha convencional. Não obstante, o mais importante são os valores máximos das sobretensões (tabela 44 e 45), que em ambos casos estão próximos entre si. Estes valores são medidos no terminal remoto da linha, pois é o ponto em que o sistema apresenta as maiores sobretensões.

Tabela 44 – Resultado da análise estatística de faltas monofásicas na linha convencional. Tensão medida no terminal remoto.

	Tempo [s]	Tensão	
		[kV]	[p.u.]
Mínimo:	0,06543	636,01	1,56
Máximo:	0,08184	877,92	2,15
Médio:	0,07369	806,44	1,98
Std Dev:	0,004551	59,70	0,15
2% embaixo de	0,06434	683,82	1,68
98% embaixo de	0,08304	869,06	2,13

Tabela 45 – Resultado da análise estatística de faltas monofásicas na linha não convencional. Tensão medida no terminal remoto.

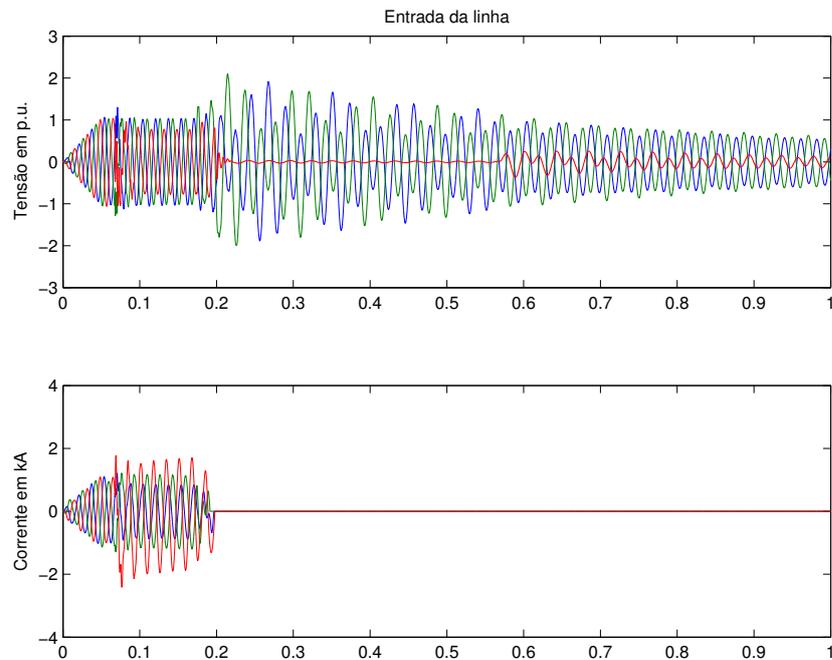
	Tempo [s]	Tensão	
		[kV]	[p.u.]
Mínimo:	0,06533	763,19	1,87
Máximo:	0,08191	932,81	2,29
Médio:	0,07355	865,46	2,12
Std Dev:	0,005019	52,47	0,13
2% embaixo de	0,06326	758,36	1,86
98% embaixo de	0,08384	927,58	2,27

Nas figuras 93, 94 e 95 são apresentadas as formas de onda da tensão [p.u.] e corrente [kA] no terminal de entrada da linha, no ponto de falta e no terminal de saída da linha, respectivamente.

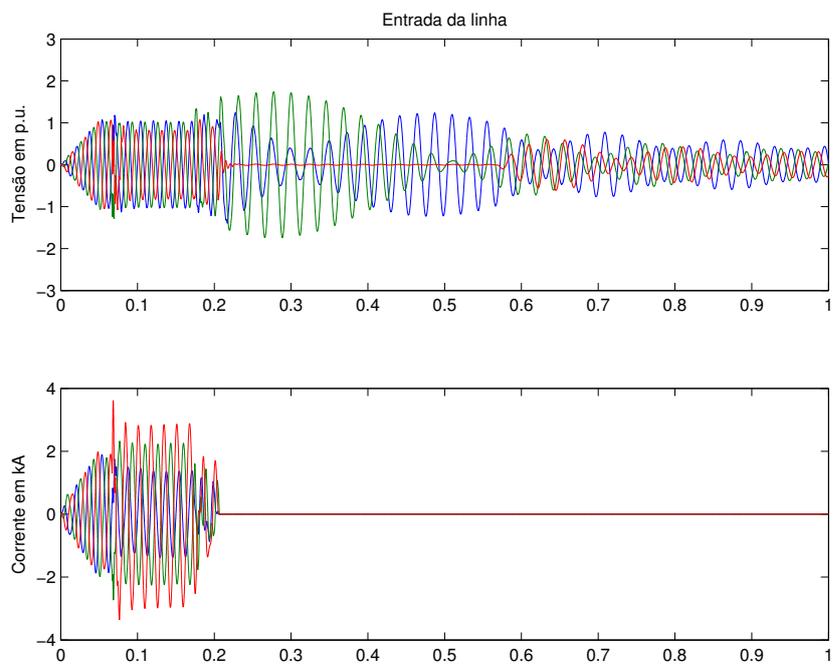
As formas de tensão nos pontos apresentados difere no caso da linha convencional e não convencional principalmente devido à quantidade de reativos e à potência maior, apresentando um amortecimento mais rápido na linha convencional.

As formas de corrente em todos os pontos são basicamente as mesmas, mudando principalmente a magnitude das correntes, sendo claramente maior no caso da linha otimizada, devido à maior potência característica.

Estes resultados mostram que no caso das faltas monofásicas as formas de onda e magnitudes estão muito próximas para a linha convencional e a linha não convencional estudada. Dado que as respostas das duas linhas foram muito próximas é possível concluir que para o caso das falhas monofásicas não é necessário modificar as distâncias de isolamento das fases.



(a) Linha Convencional



(b) Linha não convencional

Figura 93 – Falta monofásica no início da linha.

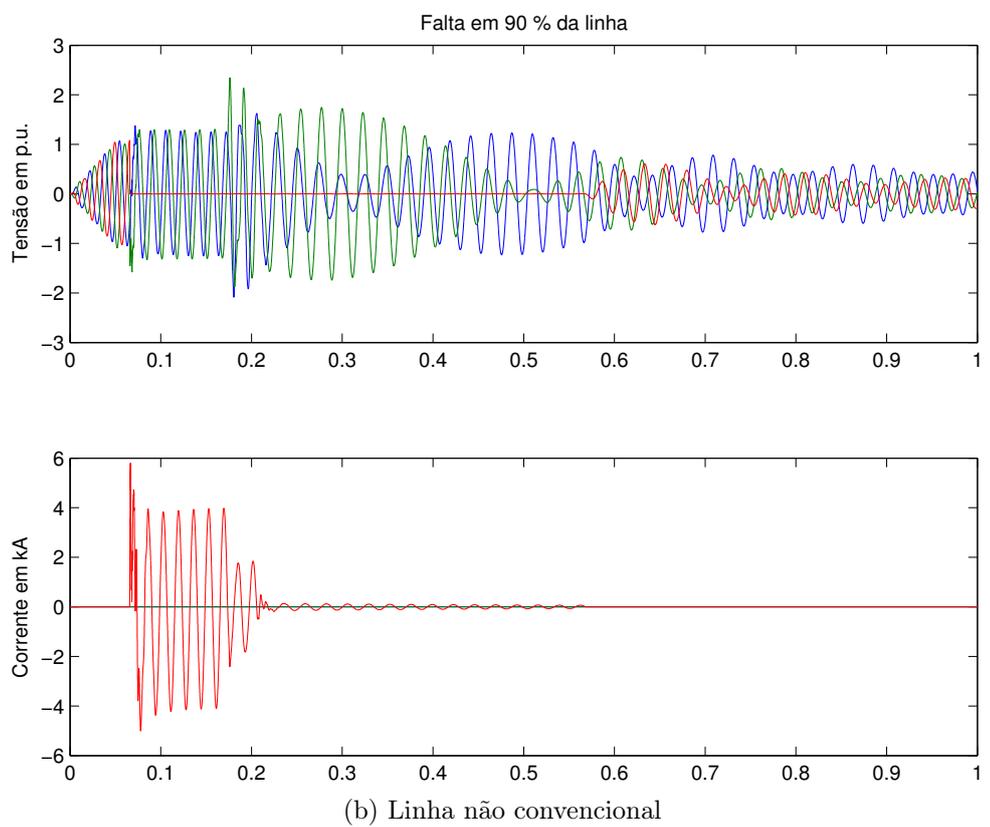
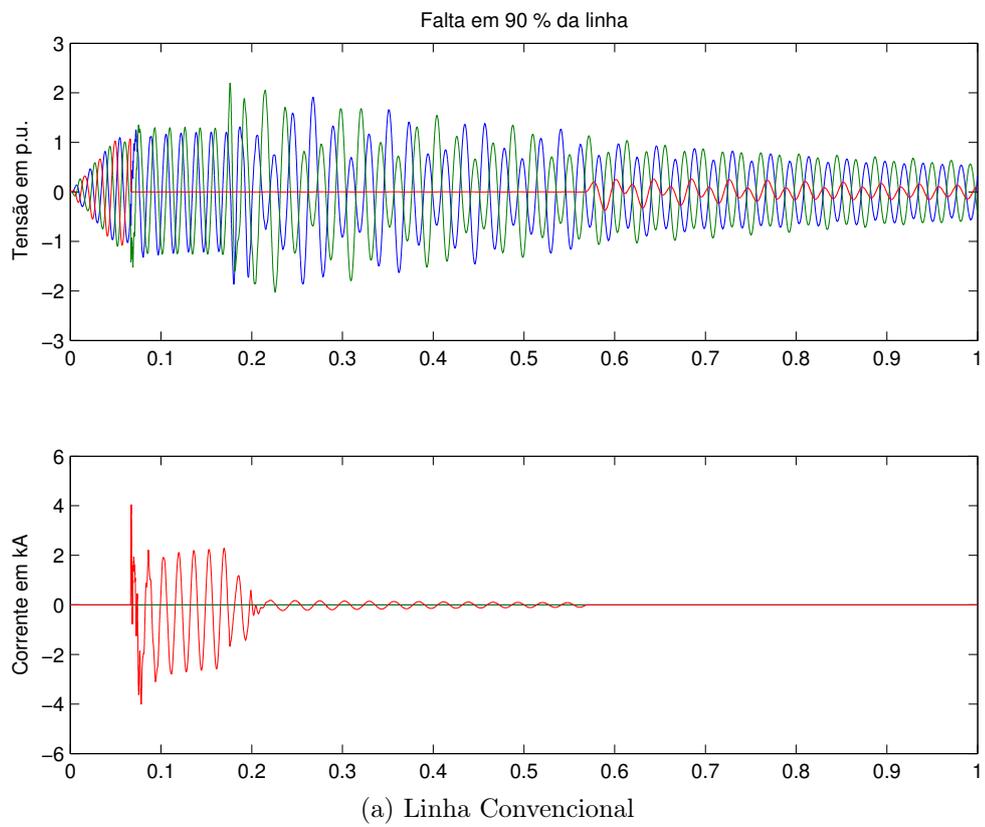


Figura 94 – Falta monofásica no ponto de falta da linha.

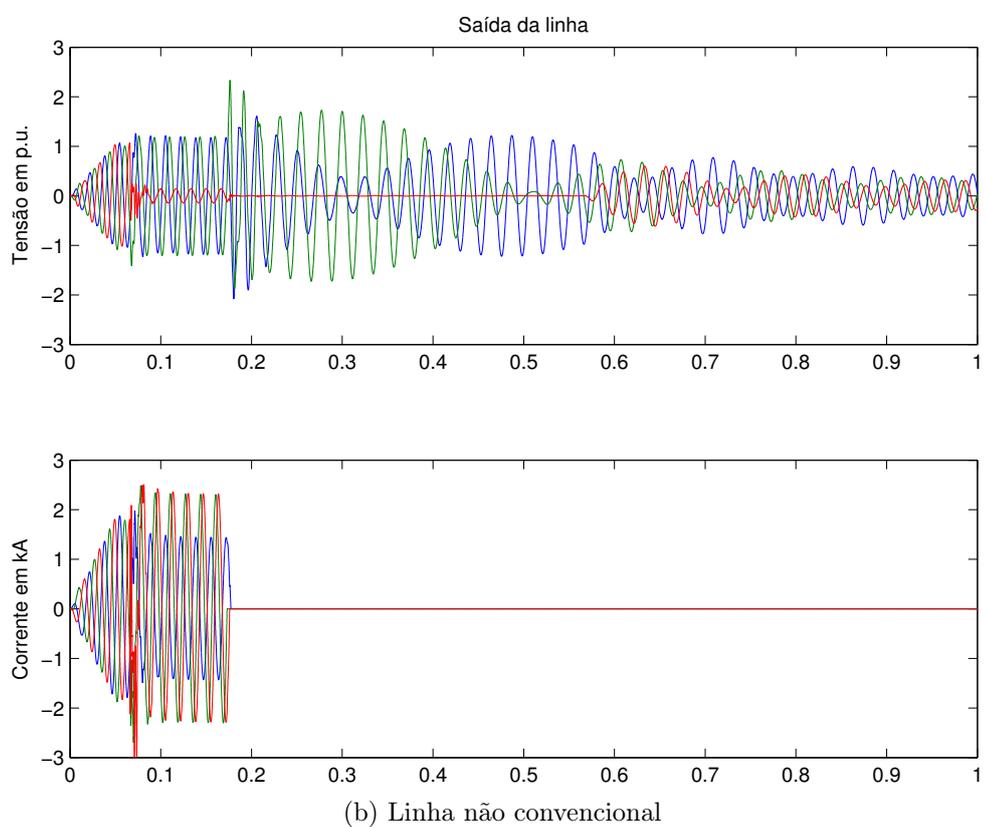
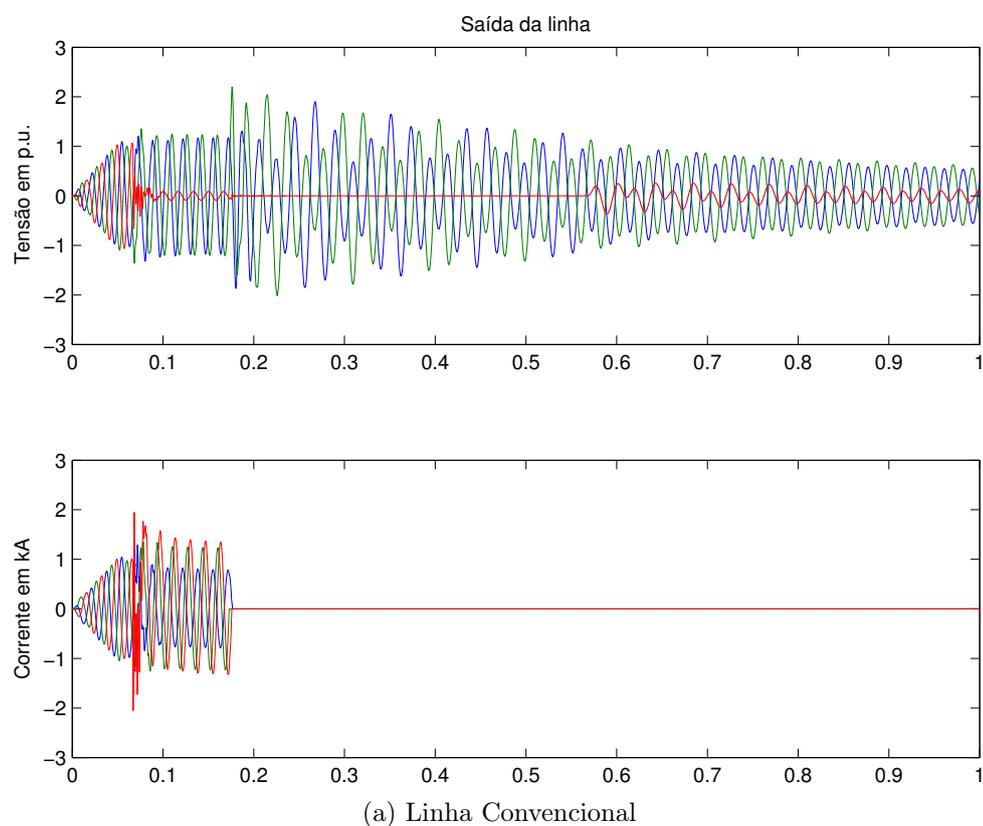


Figura 95 – Falta monofásica no fim da linha.

4.5.3. Falta trifásica

Para o estudo das faltas trifásicas foram usadas as mesmas condições do caso das faltas monofásicas (tabela 42). A única mudança apresentada foi no ponto de medição das sobretensões, que mudou-se para o início da linha, dado que nesse ponto as sobretensões são maiores. Novamente foi realizada uma análise de 200 casos de chaveamentos estatísticos para o instante de ocorrência da falta.

Os resultados de aplicar faltas trifásicas no 90% do comprimento da linha são mostrados na tabela 46, na qual se vê que as sobretensões apresentam valores superiores aos da linha convencional.

É importante mencionar que no caso das faltas trifásicas a duração da falta é estabelecida em um valor fixo correspondente a 500 ms, ou seja, que não apresenta um controle automático para simular a auto extinção da falta.

Tabela 46 – Resultado da análise estatístico de faltas trifásicas. Tensão no terminal de envio.

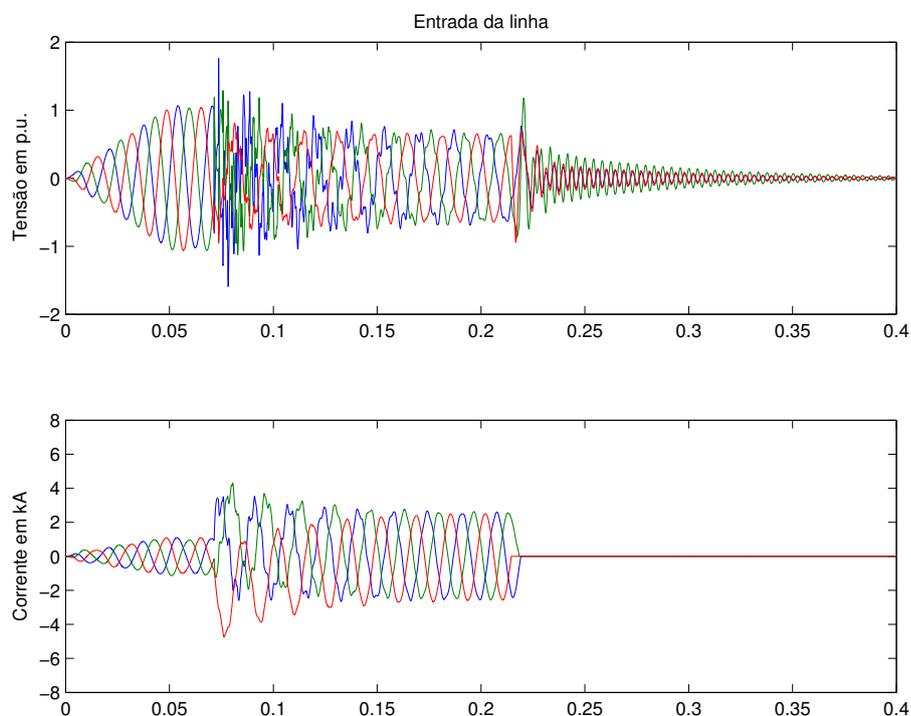
(a) Linha convencional.

(b) Linha não convencional.

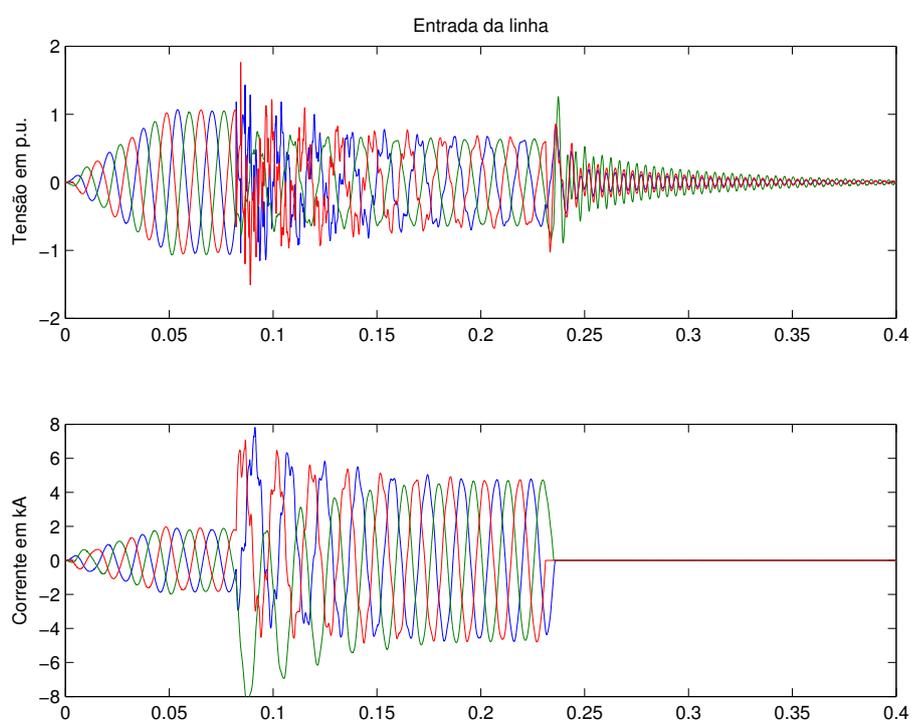
	Tempo [s]	Tensão			Tempo [s]	Tensão	
		[kV]	[p.u.]			[kV]	[p.u.]
Mínimo:	0,0652	529,28	1,30	Mínimo:	0,0627	528,85	1,30
Máximo:	0,0818	704,72	1,73	Máximo:	0,0818	704,71	1,73
Médio:	0,0732	628,36	1,54	Médio:	0,0729	638,02	1,56
Std Dev:	0,0048	42,66	0,10	Std Dev:	0,0048	42,89	0,11
2% embaixo de	0,0633	540,75	1,33	2% embaixo de	0,0629	549,93	1,35
98% embaixo de	0,0832	701,98	1,72	98% embaixo de	0,0829	702,10	1,72

A forma de onda do sistema ao aplicar as faltas trifásicas para a linha convencional e a linha otimizada encontra-se nas figuras 96, 97 e 98. Como acontecia no caso monofásico os gráficos estão mostrando a tensão [p.u.] e corrente [kA] no início da linha, no ponto de falta, e no fim da linha. Como a linha não convencional tem valores maiores de potência e compensação reativa, o amortecimento das formas de onda é mais lento e, como era de esperar, as grandezas na corrente são maiores também. Os valores obtidos nas sobretensões para a linha não convencional não são superiores aos obtidos na linha

convencional. Deste resultado é possível concluir que as distâncias de isolamento não deverão ser modificadas por causa faltas trifásicas.



(a) Linha Convencional



(b) Linha não convencional

Figura 96 – Falta trifásica no início da linha.

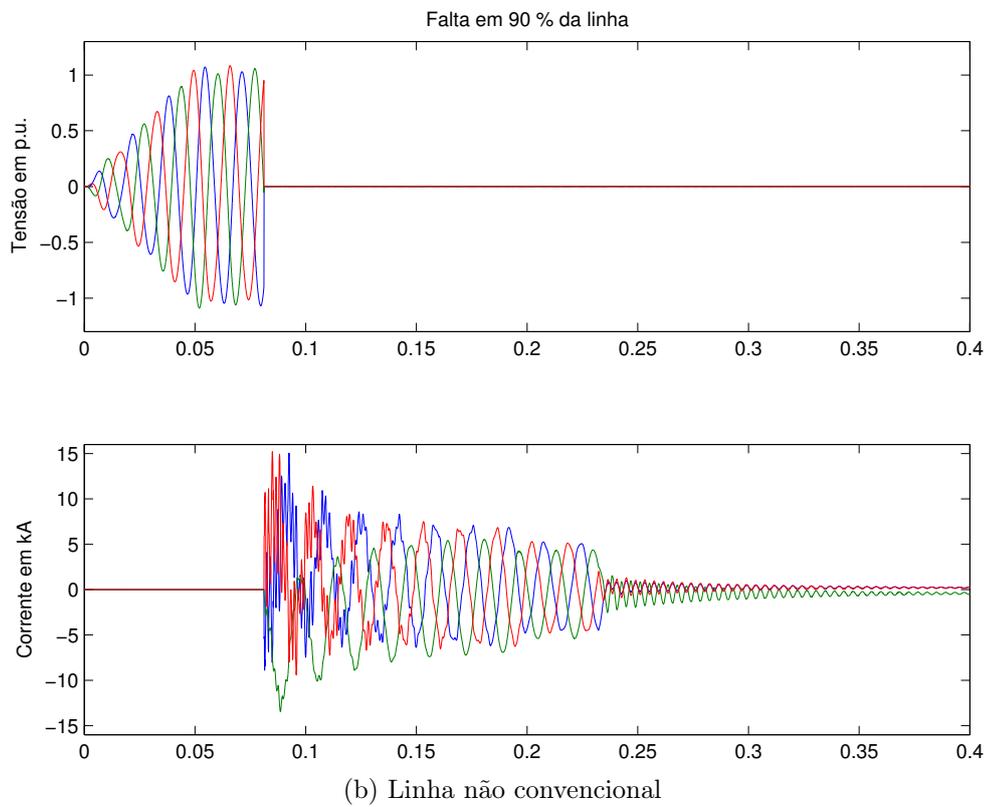
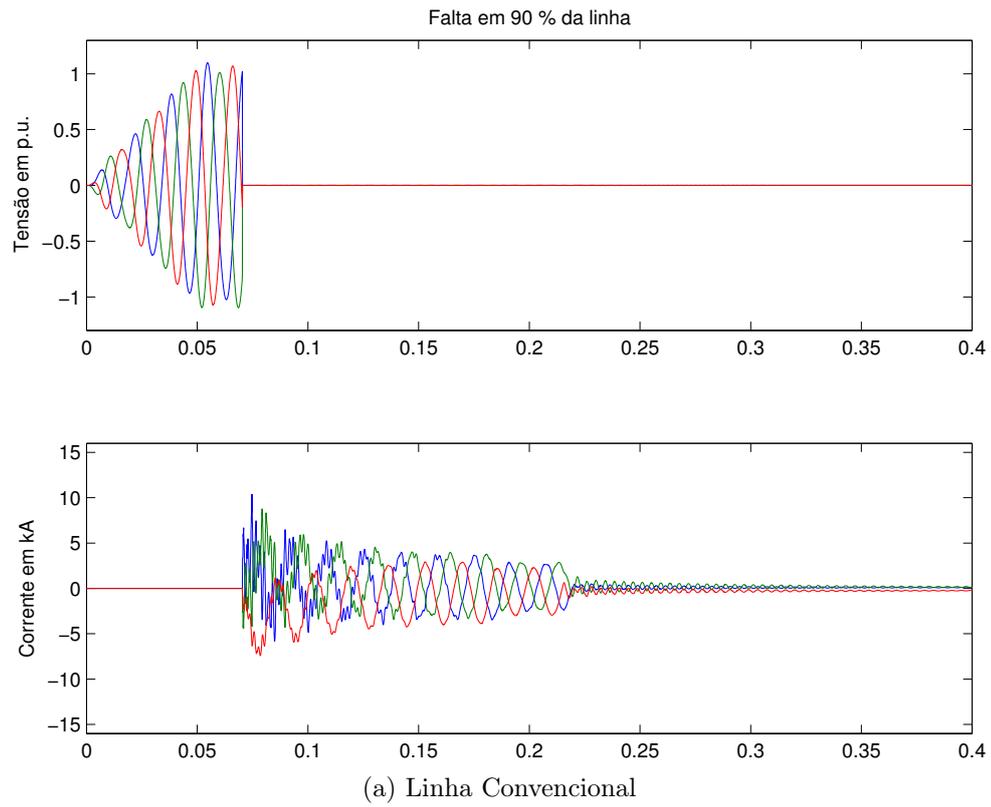


Figura 97 – Falta trifásica no ponto de falta da linha.

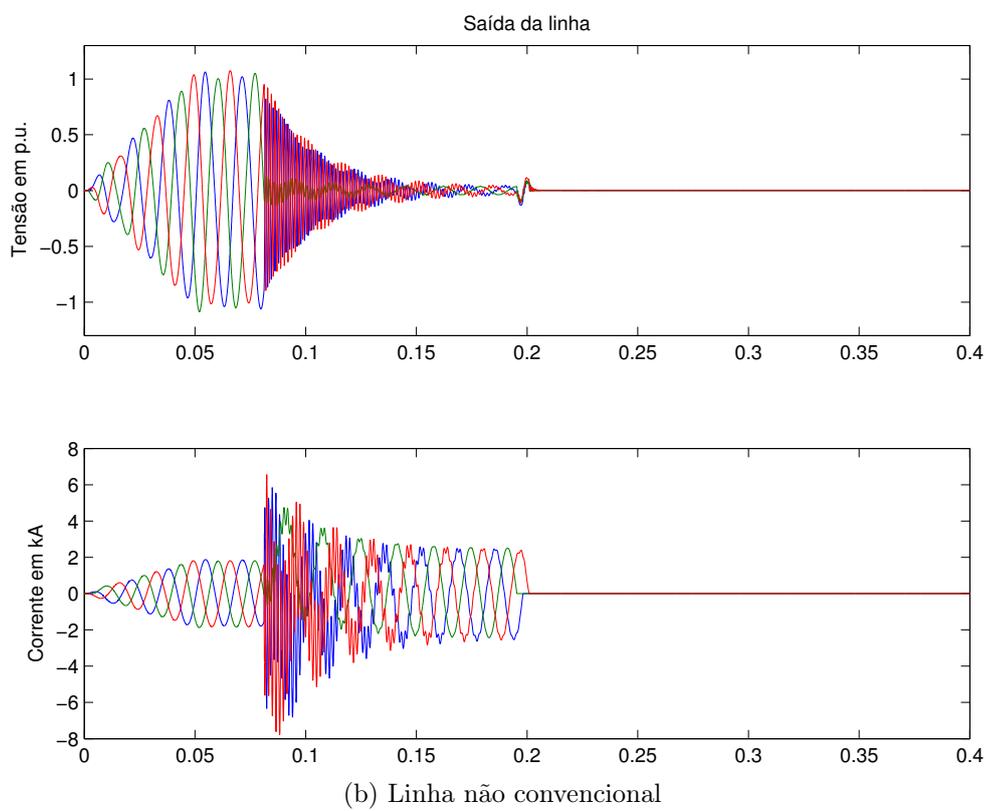
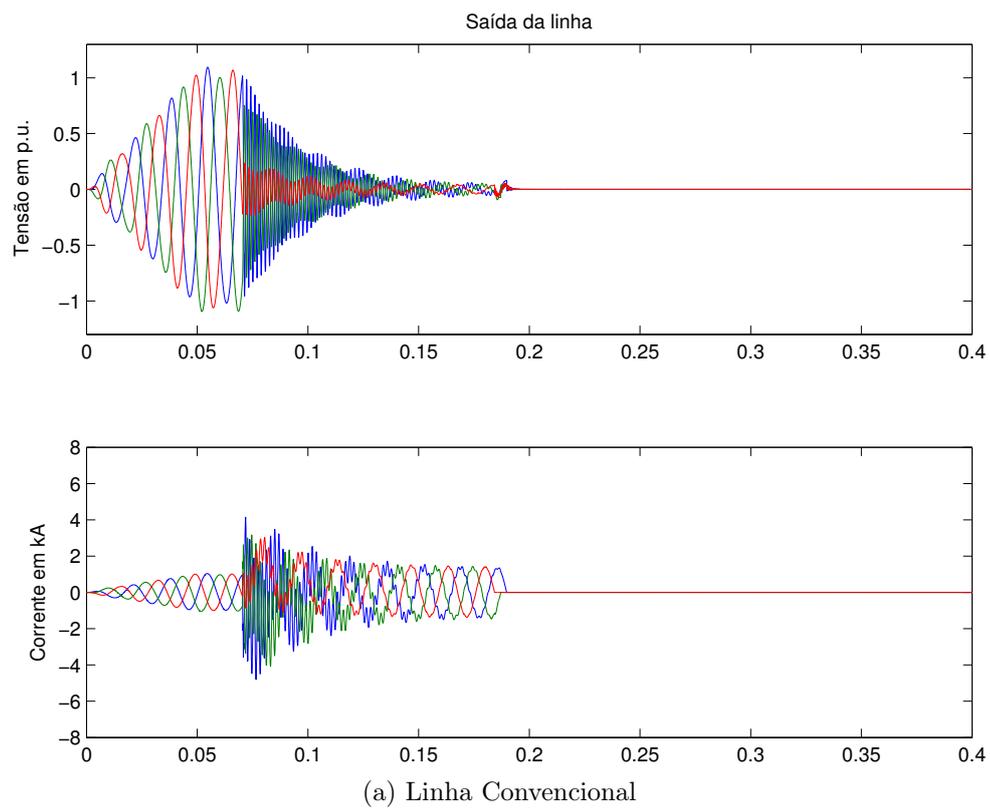


Figura 98 – Falta trifásica no fim da linha.

Do estudo realizado, energização da linha sem defeito, aplicação de falta monofásica e trifásica, foi possível verificar que as solicitações decorrentes destas manobras e defeitos não implicarão em modificação das distâncias de isolamento. No entanto é preciso estender o estudo para as demais manobras típicas, como o religamento tripolar e a rejeição de carga, por exemplo.

O estudo de transitório foi efetuado somente para a linha de 500 kV, pois a linha encontrada apresentava dimensões muito diferentes da linha convencional, o que não ocorreu para as linhas otimizadas de 750 e 1000 kV. Desta forma entendeu-se que as maiores diferenças nos estudos de transitórios ocorreriam para este nível de tensão.

Capítulo 5

Conclusões

Durante esta pesquisa foi desenvolvida uma metodologia para ampliar a potência natural das linhas de transmissão modificando a posição dos condutores nos feixes, usando feixes com tamanhos moderados. Como resultado foi desenvolvido um algoritmo que, a partir do conceito dos algoritmos heurísticos e uma procura exaustiva, incrementa a capacidade de transmissão até encontrar a solução que ele considere ótima. Este algoritmo realiza a busca de uma solução melhor mediante a modificação da posição de cada um dos condutores. O algoritmo modifica cada posição sempre verificando que as restrições do problema sejam respeitadas. Estas restrições foram baseadas principalmente na geração do efeito corona, na largura dos feixes, e na semelhança de carga e campo elétrico nos condutores. No entanto, para cada nível de tensão existiam restrições particulares tais como o número de sub-condutores.

Dado que o aumento na capacidade de transmissão deve ser uma solução que envolve aspectos técnicos e econômicos, foram consideradas a maior quantidade de variáveis, tais como o centro de massa dos feixes, a alocação ótima dos para-raios, a elevação dos condutores para evitar superar o nível de campo elétrico máximo no solo, e os custos econômicos, permitindo oferecer uma resposta mais completa das linhas otimizadas.

Algumas conclusões mais específicas do trabalho são:

- O algoritmo construtivo combina as opções de modo a obter rapidamente uma solução com maior capacidade de transmissão.
- Se fosse avaliada cada rota de otimização individualmente poderiam ser obtidas melhores soluções, mas isto iria aumentar o tempo de execução do algoritmo

consideravelmente.

- Muitas soluções não foram estudadas devido à presença de “vizinhos” dominantes, porém foi conseguida uma otimização mais rápida, baseada nas melhores rotas asseguradas no início.
- O aumento da capacidade de transmissão das linhas está limitado pelo campo elétrico superficial nos condutores, que cresce principalmente ao incrementar o tamanho dos feixes.
- Nos algoritmos de otimização não é necessário incluir a rotação dos sub-condutores, pois esta análise aumenta o tempo de computação significativamente, e o ganho de potência característica é insignificante.
- As melhores geometrias, dadas as características de potência e balanço de campo elétrico nos sub-condutores, são as tipo 1 e 6, sendo dominante a geometria tipo 1, ou seja, uma geometria circular uniforme, por possuir as maiores relações de $P_c/custo$.
- As geometrias obtidas permitem fazer uma construção da linha sem maior complexidade, dado que as formas são parecidas entre si, e a disposição de condutores não é tão dispersa.
- O algoritmo produz geometrias de feixes que otimizam a capacidade de transmissão das linhas com sucesso, respeitando todas as restrições dadas, e atingindo valores de até 90% da P_n inicial dependendo do nível de tensão, usando feixes com dimensões moderadas.
- Como as linhas de transmissão otimizadas possuem uma capacidade maior do que as linhas convencionais o nível de compensação das linhas não convencionais é maior, ocasionando que seja requerido reatores maiores, resultando em um amortecimento mais lento das formas de onda após de uma falha no sistema.
- Aumentar a capacidade de transmissão, usando a metodologia proposta na pesquisa, resulta em geometrias de torres que possuem um incremento no peso da torre, dado que a quantidade de condutores, o tamanho do feixe, e o diâmetro dos condutores aumenta. No entanto, na maioria dos casos, a largura da torre diminui, permitindo transportar uma maior quantidade de potência usando uma faixa de passagem reduzida ou igual à faixa original.
- As linhas de transmissão não convencionais representam uma boa alternativa econômica para transmitir um maior nível de potência, pois os seus custos finais são menores do que transmitir a mesma potência usando linhas convencionais, já que isto implica na duplicação da linha convencional ou na elevação do nível de tensão,

o que resulta em custos muito maiores. Desta forma, do ponto de vista econômico e ambiental é melhor transmitir energia usando arranjos não convencionais.

- É possível usar as geometrias geradas pelo algoritmo de ampliação de capacidade de transmissão sem ter que modificar as distâncias de isolamento dos condutores, dado que o comportamento, e os valores de sobretensões, para as manobras de energização sem defeito, falta monofásica e falta trifásica foi similar na linha convencional e não convencional.

5.1. Trabalhos futuros

Como qualquer problema de otimização podem existir soluções melhores do que as encontradas nesta pesquisa, portanto, como trabalho futuro destaca-se testar o incremento de potência usando técnicas modernas de otimização tais como os algoritmos evolutivos. Estas técnicas serão avaliadas de modo a encontrar aquela que seja a mais conveniente para ampliar a potência característica das linhas de transmissão.

Para aumentar as funcionalidades do algoritmo podem ser desenvolvidas rotinas que avaliem aspectos adicionais tais como os ângulos de balanço e a radio interferência.

Adicionalmente, o algoritmo desenvolvido pode ser estendido ao estudo da ampliação da capacidade de transmissão para torres com múltiplos circuitos operando ao mesmo nível de tensão ou usando níveis de tensão diferentes para cada circuito.

É importante verificar o desempenho da linha não convencional para outros estudos de transitórios que causam sobretensões mais severas, como o religamento tripolar e a rejeição de carga. Adicionalmente será importante verificar o desempenho destas linhas para a manobra de abertura e religamento monopolar, uma vez que o acoplamento das linhas é maior e a corrente de arco secundário será também mais elevada, o que pode resultar num maior tempo para a extinção natural do arco secundário.

Referências

ABETTI, P. A. Bibliography on extra-high-voltage systems. *Power Apparatus and Systems, Part III. Transactions of AIEE*, v. 77, n. 3, p. 1517–1535, apr 1958. ISSN 0097-2460. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=4500194>>. Citado na página 31.

ALEXANDROV, G. N.; PODPORKYN, G. V. Improvement of the efficiency of 35 to 220 kV lines. In: *International Conference on AC and DC Power Transmission*. Londres, Inglaterra: [s.n.], 1991. p. 226–231. ISSN 0025-7028. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 31.

ALEXANDROV, G. N.; PODPORKYN, G. V.; SELEZNEV, Y. G. Shape Optimization of Overhead Transmission Line Bundle Conductors. *Electric Technology U.S.S.R.*, v. 4, p. 1–15, 1988. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 31.

AMON, J.; TAVARES, G.; MENEZES, R. Optimization of HSIL Non-conventional 500 kV Transmission Line. *EletroEvolução*, p. 40–46, 2015. Citado na página 33.

ASCE; SEI. *Loading, Guidelines for Electrical Transmission Line Structural Loading*. [S.l.: s.n.], 2010. ISBN 9780784410356. Citado na página 62.

BARRETT, J.; MOTLIS, Y. Allowable tension levels for overhead-line conductors. *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib. Vol 148*, 2001. Citado na página 60.

BECERRA, M.; COORAY, V.; ELECTRICITY, D. Striking Distance of Vulnerable Points to be struck by Lightning in Complex Structures. *28th ICLP*, p. 608–613, 2006. Citado na página 54.

BROWN, G.; WHITEHEAD, E. Field and Analytical Studies of Transmission Line Shielding: Part. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-88, n. 5, p. 617–626, 1969. ISSN 0018-9510. Citado na página 51.

CLARKE, E. Three-Phase Multiple-Conductor Circuits. *Transactions of AIEE*, v. 51, n. 3, p. 809–821, sep 1932. ISSN 0096-3860. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5056168>>. Citado na página 31.

COMMITTEE, D.; POWER, I.; SOCIETY, E. *IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors*. [S.l.: s.n.], 2013. 1–72 p. ISBN 9780738188874. Citado na página 66.

CUARAN, J.; ACOSTA, J.; BECERRA, M.; ROMAN, F. Lightning Shielding Analysis of EHV and UHV AC Transmission Lines: the Effect of Operating Voltage and Terrain Topography. *ICLP*, p. 1756–1760, 2014. Citado 3 vezes nas páginas 52, 54 e 85.

DELLERA, L.; GARBAGNATI, E. Lightning stroke simulation by means of the leader progression model–II: Exposure and shielding failure evaluation of overhead lines with assessment of application graphs. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 5, n. 4, p. 2023–2029, 1990. ISSN 08858977. Citado na página 54.

DERI, A.; TEVAN, G.; SEMLYEN, A.; CASTANHEIRA, A. The Complex Ground Return Plane a Simplified Model for Homogeneous and Multi-Layer Earth Return. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-100, n. 8, p. 3686–3693, aug 1981. ISSN 0018-9510. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=4111058>>. Citado na página 40.

DWIGHT, H. B.; FARMER, E. B. Double Conductors for Transmission Lines. *Transactions of AIEE*, v. 51, n. 3, p. 803–808, sep 1932. ISSN 0096-3860. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5056167>>. Citado na página 31.

Electric Power Research Institute. *EPRI AC Transmission Line Reference Book–200 kV and Above, Third Edition*. [S.l.: s.n.], 2005. 1–1074 p. Citado na página 150.

ERIKSSON. *The lightning ground flash –an engineering study*. Tese (Doutorado) — University of Natal, 1979. Citado na página 54.

GALLIMBERTI, I. The mechanism of the long spark formation. *Le Journal de Physique Colloques*, v. 40, n. 7, p. C7–193–C7–250, 1979. ISSN 0449-1947. Citado na página 54.

GARY, C.; MOREAU, M. *L'effet de couronne en tension alternative: pertes et perturbations radioélectriques engendrées par les lignes de transport d'énergie électrique*. Eyrolles, 1976. (Collection de la Direction des études et recherches d'Électricité de France). ISBN 9782212015539. Disponível em: <<http://books.google.com.br/books?id=d1uHOQAACAAJ>>. Citado na página 71.

GOMES; PORTELA. Principio e Vantagens Referentes à Utilização de LPNE's e Apresentação de Resultados Comparativos. *XIII SNPTEE*, 1995. Citado na página 29.

GOMES, S. *OTIMIZAÇÃO DE LINHAS AÉREAS DE TRANSMISSÃO CONSIDERANDO NOVAS CONCEPÇÕES CONSTRUTIVAS PARA OS FEIXES DE CONDUTORES*. Tese (Mestrado), 1995. Citado na página 48.

HUANG, D.; RUAN, J.; HUO, F. Study on the electromagnetic environment of 1000 kV AC double-circuit transmission lines in China. *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE 2009*, 2009. Citado 2 vezes nas páginas 72 e 73.

MACIEL, R. P. *Maximização da potência característica de linhas de transmissão usando método de otimização não linear*. Tese (Dissertação de Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, Brasil, 2013. Citado 3 vezes nas páginas 31, 32 e 34.

MILLER, C. J. The Calculation of Radio and Corona Characteristics of Transmission-Line Conductors. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems*, v. 76, n. 3, p. 461–472, apr 1957. ISSN 0097-2460.

Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=4499589>>. Citado na página 49.

NAYAK, R. N.; SEHGAL, Y. K.; SEN, S. EHV transmission line capacity enhancement through increase in surge impedance loading level. *2006 IEEE Power India Conference*, v. 2005, p. 858–861, 2005. Citado 3 vezes nas páginas 10, 30 e 32.

PAGANOTTI, A. L.; O., M. A. Otimização de feixes de condutores de linhas de transmissão para minimização dos níveis de campo elétrico no nível do solo a. *X Simppso Brasileiro de Auromação Inteligente*, X, p. 624–628, 2011. Citado na página 46.

PORTELA, C.; GOMES, S. Analysis and optimization of non conventional transmission trunks, considering new technological possibilities. In: *Proceedings of VI SEPOPE Salvador BRASIL*. Salvador, BA, Brasil: [s.n.], 1998. SP-092, n. 1, p. 1–6. Citado na página 31.

RIZK, F. a. M. Switching Impulse Strength of Air Insulation: Leader Inception Criterion. *IEEE Power Engineering Review*, v. 9, n. 4, p. 60–61, 1989. ISSN 0272-1724. Citado na página 54.

RODRIGUES, R. M. *Cálculo de parâmetros e custos em lpne*. 62 p. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010. Citado na página 33.

Romero Herrera, J. P. *Guía Práctica para el Diseño y Proyecto de Líneas de Transmisión de Alta Tensión en Chile*. 240 p. Tese (Doutorado) — Universidad de Chile, 2010. Citado na página 150.

SALARI, J. C. *Otimização da geometria dos feixes de condutores de linhas de transmissão*. 397 p. Tese (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Brasil, 1993. Citado 4 vezes nas páginas 31, 33, 63 e 66.

SANDELL, D.; SHEALY, A.; WHITE, H. Bibliography on bundled conductors. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 82, n. 69, p. 1115–1128, 1963. Citado na página 31.

SANTIAGO, J. A.; TAVARES, M. C. Electromagnetic Transient Study of a Transmission Line Tuned for Half Wavelength. *International Conference on Power Systems Transients – IPST 2015*, p. 7, 2015. Disponível em: <http://www.ipstconf.org/papers/Proc{_}IPST2015/15IPST141> Citado na página 34.

STARR; LLOYD; PEEK. An investigation of corona loss: Law of corona and dielectric strength. *Journal of the AIEE*, v. 46, n. 12, p. 1457–1461, dec 1927. ISSN 0095-9804. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6538167>>. Citado na página 49.

THOMAS, P. H. Output and Regulation in Long-Distance Lines. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, XXVIII, n. 1, p. 615–640, jan 1909. ISSN 0096-3860. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6660369>>. Citado na página 30.

YOUNG; CLAYTON; HILEMAN. Shielding of transmission lines. *IEEE Transaction on Power and Apparatus and Systems (supplement)*, p. 132–154, 1963. Citado na página 51.

ZEVALLOS, M. E. *Otimização de Linhas de Transmissão para Manobra de Abertura Monopolar - Análise da Influência dos Parâmetros Transversais do Sistema de Compensação Reativa*. 1–161 p. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 34.

Apêndice A

Rotinas

A.1. Como usar COMSOL para estudos eletromagnéticos

COMSOL é uma ferramenta que permite fazer uma grande quantidade de estudos físicos individuais ou interligados. Deste modo, por exemplo permite estudar o comportamento térmico de um elemento devido à condução de corrente, junto com o alongamento do material pelo aquecimento.

Neste apêndice apresenta-se um pequeno guia para quem está iniciando com o software e deseja realizar estudos de campos elétricos nas linhas de transmissão.

Os passos necessários para simular campos elétricos são:

1. Criar um novo modelo com o assistente clicando no “Model Wizard”:

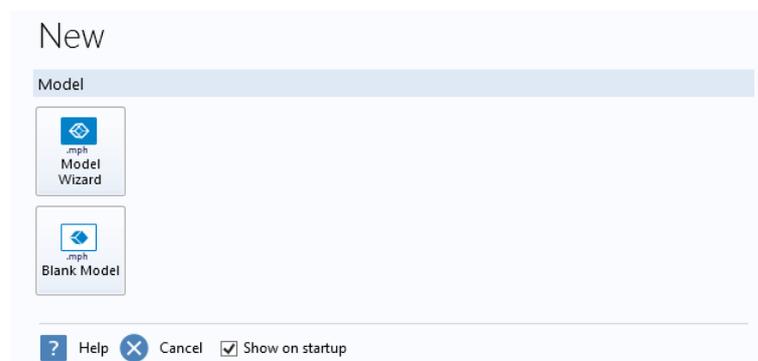


Figura 99 – Criação do modelo

2. Escolher a dimensão para fazer análise. Para a maioria dos casos de linhas é

suficiente usar um espaço “2D”:

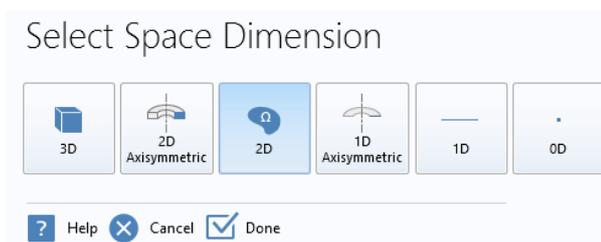


Figura 100 – Dimensão da geometria.

3. Escolher a física do modelo. Para estudo de campos elétricos é “Electrostatics (es)”, onde a variável importante é “V”:

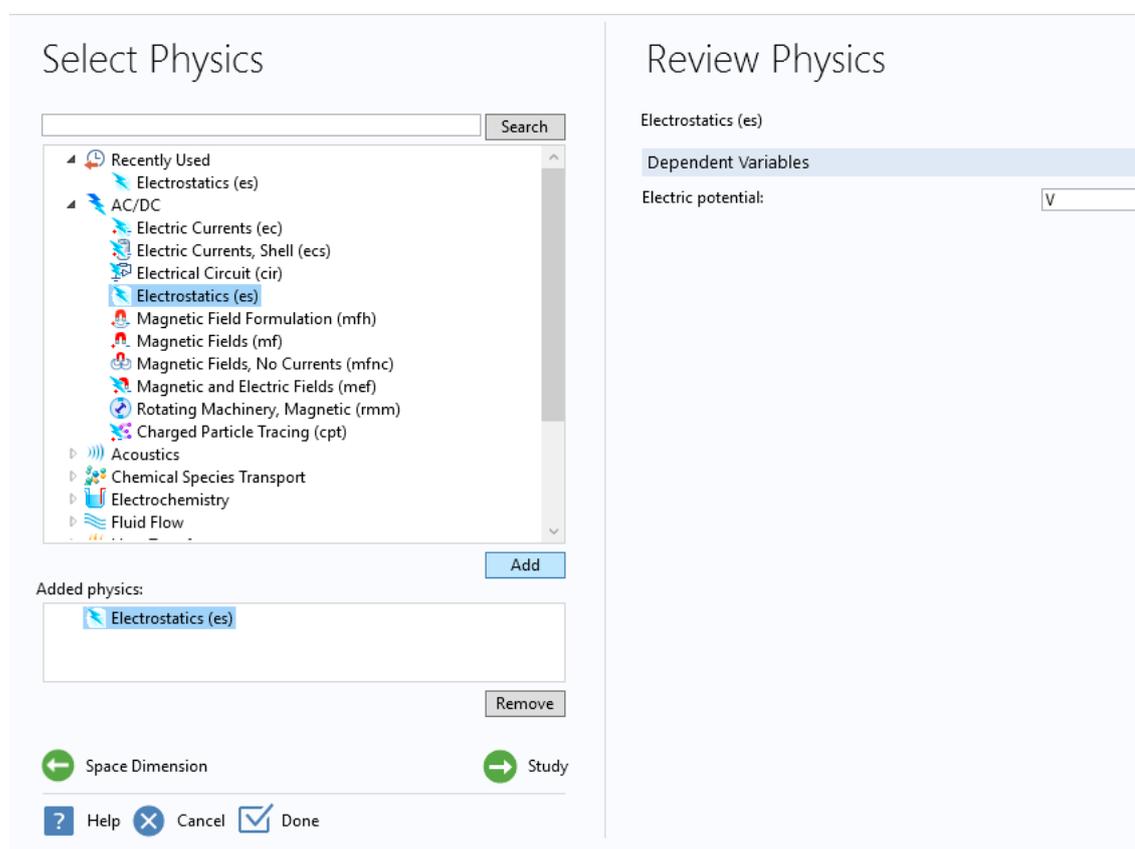


Figura 101 – Física para resolver o modelo.

4. Selecionar o tipo de estudo, que pode ser estático o dependente do tempo. Geralmente é usado um estudo “Stationary”:

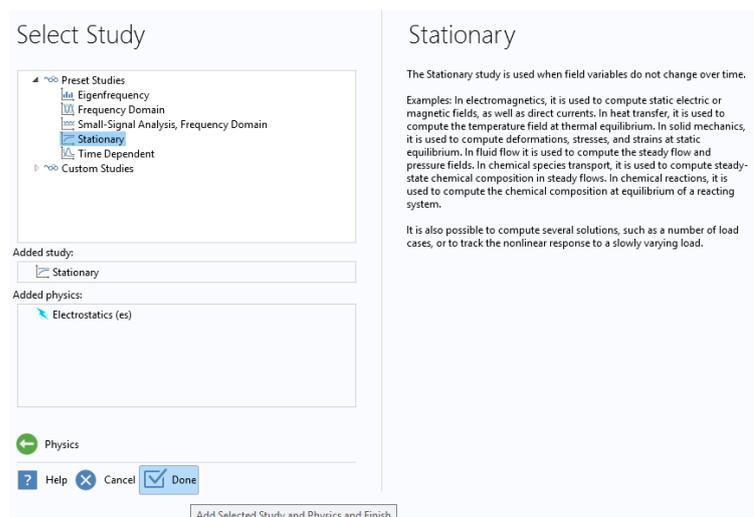


Figura 102 – Tipo de estudo.

5. Criar a geometria da torre. Neste caso tem-se duas opções: 1- Usar as ferramentas próprias do COMSOL para desenhar a torre ou 2- Importar o desenho da torre desde um programa como AUTOCAD.

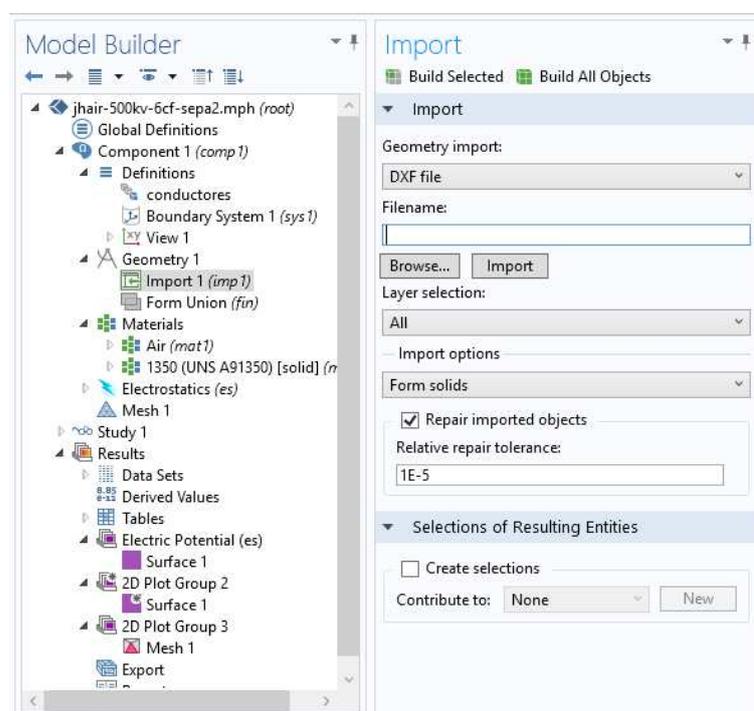


Figura 103 – Janela para importar geometrias.

6. Selecionar o material de cada elemento. COMSOL fornece uma grande quantidade de tipos de materiais, mas normalmente só são usados o ar e o alumínio. Se o material não existir é possível criar um novo tipo de material adicionando as características do novo elemento. Na janela de seleção é designado cada um dos elementos para cada material clicando o elemento na janela do desenho (“Graphics”).

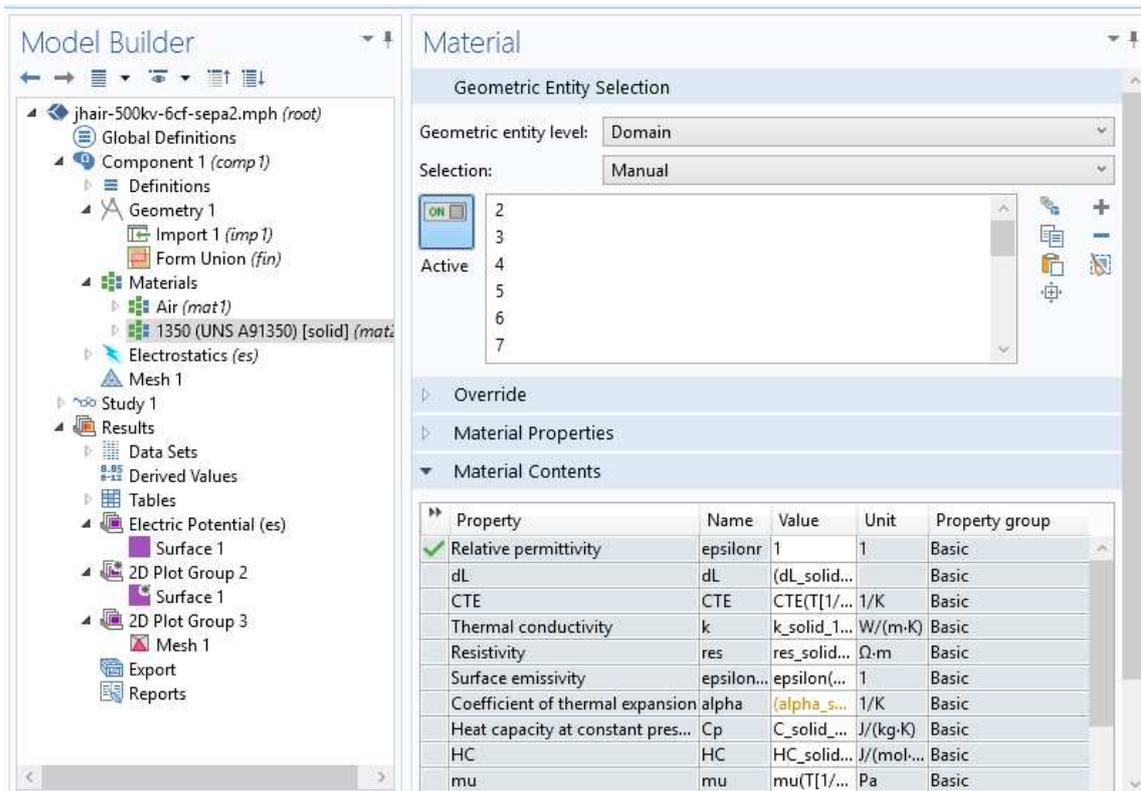


Figura 104 – Seleção de materiais dos elementos.

7. Selecionar os elementos que estão com tensão (“Electric Potential”) ou que correspondem à terra (“Ground”). No caso de linhas de transmissão é preciso usar três fontes desfasadas de 120°, introduzindo os valores em forma complexa. O valor de cada fonte corresponde ao valor RMS de cada fase.

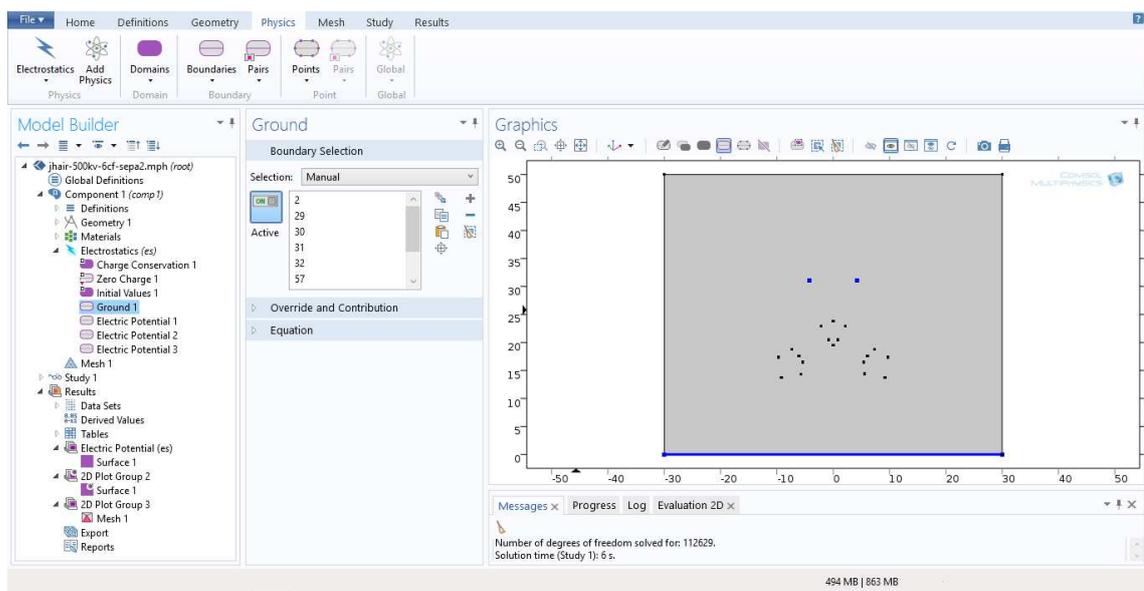
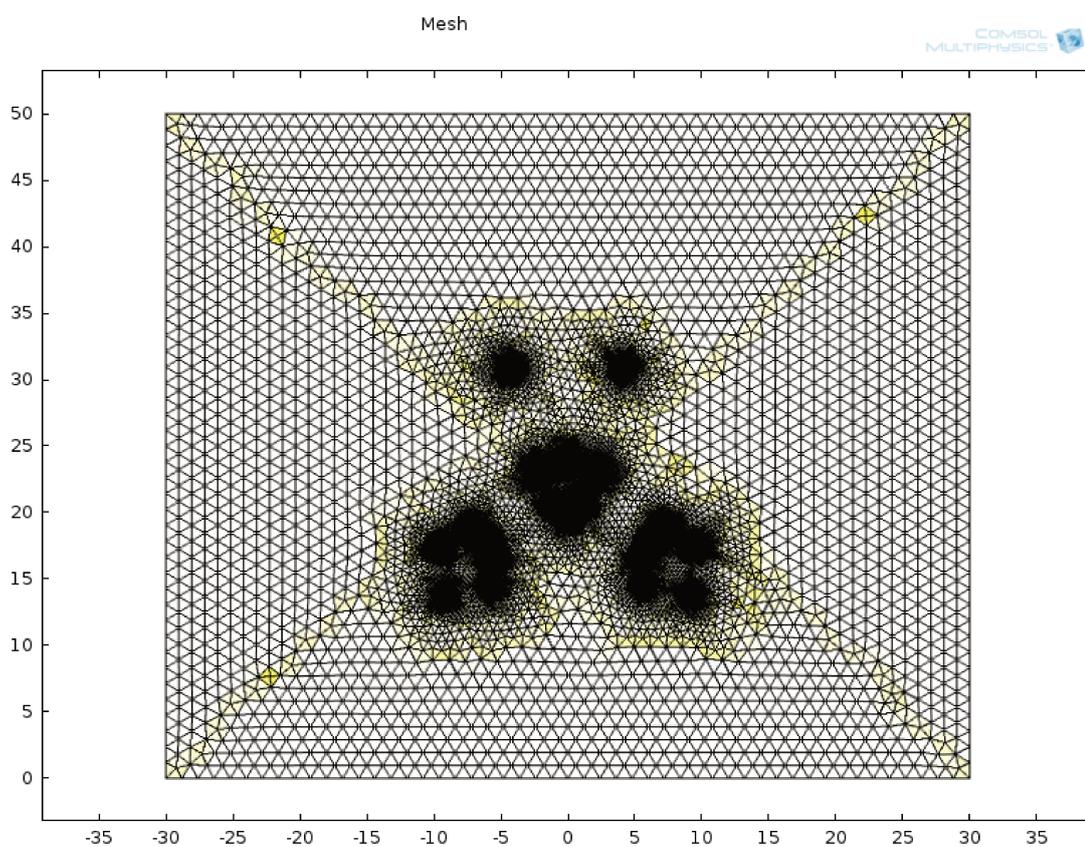
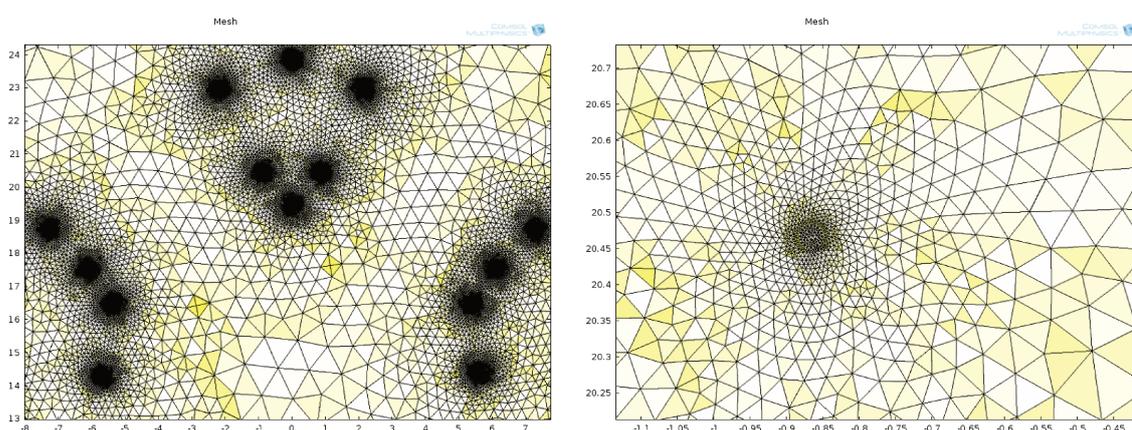


Figura 105 – Conexões dos elementos.

8. Criar a malha para resolver os elementos finitos. A malha pode ser criada automaticamente ou ser personalizada segundo as necessidades.



(a) Malha completa.



(b) Malha nas fases.

(c) Malha nos condutores.

Figura 106 – Emalhado automático.

9. Resolver o problema clicando no botão de “Study - Build all”.
10. Adicionar na janela “Results” os gráficos desejados.

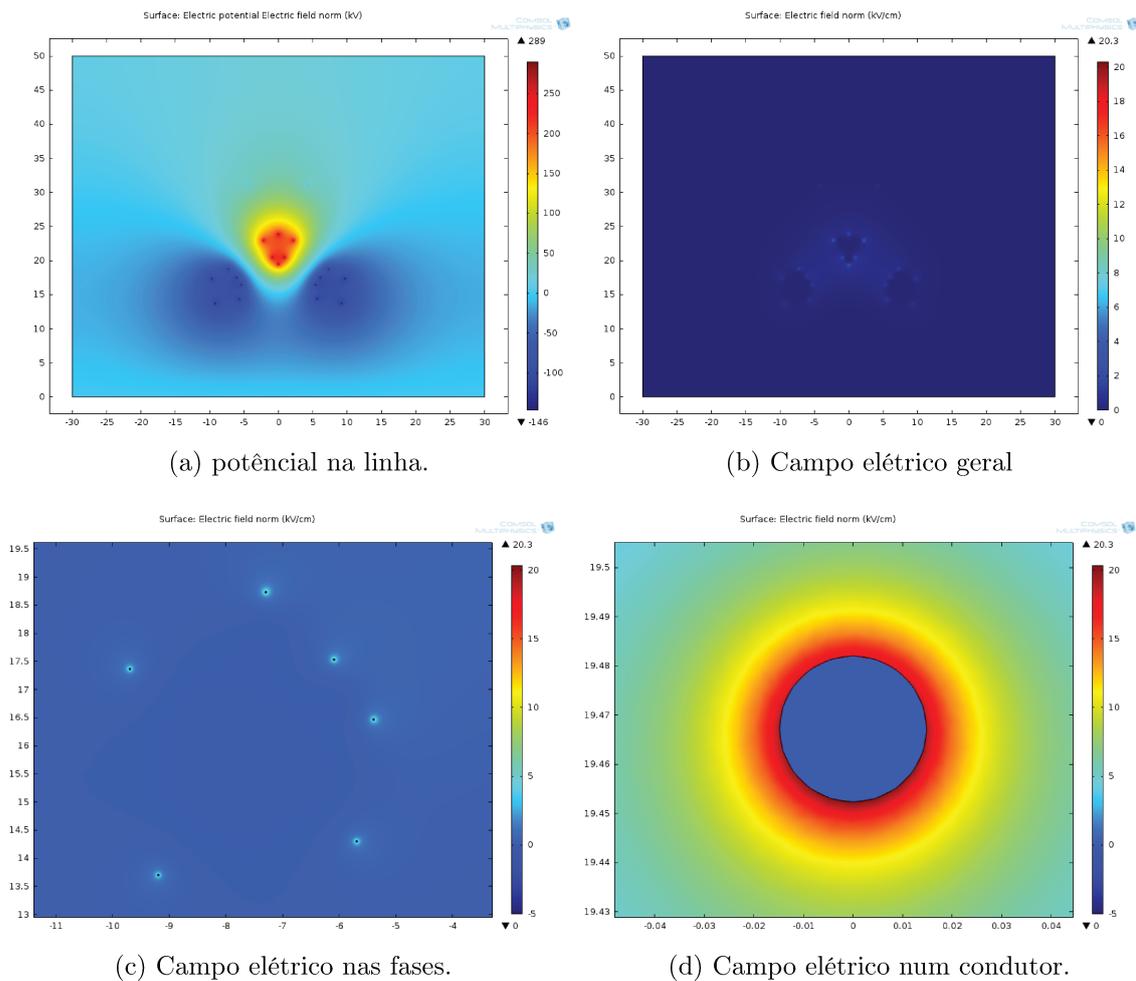


Figura 107 – Resultado de potencial e campo elétrico na linha.

Para uma maior informação pode-se consultar o manual de COMSOL ou a ajuda do programa.

A.2. Automatizar COMSOL com Matlab

A seguinte rotina foi desenvolvida em Matlab para automatizar o processo de criação de geometrias e estudo de campos eletromagnéticos em COMSOL. Para conseguir isso usa-se a interface de “LiveLink” para Matlab. Os dados de entrada dependem dos programas desenvolvidos nesta pesquisa para o aumento da capacidade de transmissão. No entanto, o programa pode receber qualquer dado de entrada que tenha a mesma estrutura que os dados originais. Todos os dados das geometrias encontram-se na variável *GWt2*, que contem as coordenadas dos condutores, pesos, resistências, fase correspondente, diâmetros e flechas.

Antes de poder usar a rotina desenvolvida, é preciso assegurar que o COMSOL está interligado com o Matlab. No momento de fazer a instalação do COMSOL tem

que ser selecionado o diretório de instalação de Matlab e depois executar o programa de COMSOL com Matlab que aparecerá na área de trabalho, abrindo Matlab com todas as funções disponíveis para COMSOL.

Da mesma forma que é feita em COMSOL, Matlab tem que seguir os mesmos passos:

1. Criação do Modelo.
2. Definição dos parâmetros.
3. Criação da geometria com “n” dimensões.
 - a) Adição da região de estudo.
 - b) Adição dos condutores e cabos de guarda.
 - c) Adição do solo.
4. Definição dos materiais.
5. Criação das fontes de tensão.
6. Adição da física do modelo (Eletrostática).
7. Assinação das tensões para cada fase.
8. Criação da malha para a solução dos elementos finitos.
9. Criação do tipo de estudo (estacionário ou transitório) e sua resolução.
10. Geração das figuras com os resultados.

Todas as funções que são usadas nesta rotina podem ser encontradas no “Comsol Java API Reference Guide”, que fornece uma maior informação.

```

1 clear model
2 clc
3
4 %Es para preparar el trabajo con COMSOL
5 import com.comsol.model.*
6 import com.comsol.model.util.*
7
8 %Start modeling by creating a model object on the COMSOL server:
9 model = ModelUtil.create('Model');
10
11 %Define the parameters for the model:
12 model.param.set('L', num2str(-20), 'Longitud de la linea');
13 model.param.set('rad_1', {[num2str(Rext*1000) '[mm]']}, 'Radio externo');
```

```

14 model.param.set('rad_2', {[num2str(Rin*1000) ' [mm] ']} , 'Radio interno');
15 model.param.set('rad_3', {[num2str(Rsw*1000) ' [mm] ']} , 'Radio guarda');
16 Lo=max(GWt2(:,5)*2*1.5);
17 H=max(GWt2(:,6)*1.1);
18
19
20 %%%%%%%%%%%%%%% Creacion de Geometria %%%%%%%%%%%%%%%
21 geom1 = model.geom.create('geom1', 2);
22
23 %%% creo el volumen de analisis
24
25 r0 = geom1.feature.create('r0', 'Rectangle');
26 r0.set('size', {num2str(Lo) num2str(H)});r0.set('pos',...
27 {num2str(-Lo/2) '0'});
28
29
30 %%% creo los conductores de fase, radios externos
31
32 namece=[];
33 for it=1:lfa
34
35     nace=['ce' num2str(it)];
36     ce(it) = geom1.feature.create(nace, 'Circle');
37     ce(it).set('r', 'rad_1');ce(it).set('pos',...
38 {num2str(GWt2(it,5)) num2str(GWt2(it,6))});
39
40 end
41
42 %%% creo los conductores de fase, radios internos
43 nameci=[];
44 for it=1:lfa
45
46     naci=['ci' num2str(it)];
47     ci(it) = geom1.feature.create(naci, 'Circle');
48     ci(it).set('r', 'rad_2');
49     ci(it).set('pos', {num2str(GWt2(it,5)) num2str(GWt2(it,6))});
50
51 end
52
53 %%% creo los conductores de guarda
54 nameg=[];
55 for it=lfa+1:lfa+2 %debe ir hasta la cantidad de conductores
56
57     nag=['cg' num2str(it)];
58     cg(it) = geom1.feature.create(nag, 'Circle');
59     cg(it).set('r', 'rad_3');
60     cg(it).set('pos', {num2str(GWt2(it,5)) num2str(GWt2(it,6))});

```

```

61
62 end
63
64 geom1.run;%hacer la geometria
65 %mphgeom(model)%para ver el modelo
66
67 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Define los materiales %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
68 mat1 = model.material.create('mat1');
69 mat1.materialModel('def').set('electricconductivity', {'3.0e6[S/m]'});
70 mat1.materialModel('def').set('heatcapacity', '710[J/(kg*K)]');
71 mat1.materialModel('def').set('relpermittivity', {'1'});
72 mat1.materialModel('def').set('density', '4940[kg/m^3]');
73 mat1.materialModel('def').set('thermalconductivity', {'7.5[W/(m*K)]'});
74 mat1.name('AceroGal');
75
76 mat2 = model.material.create('mat2');
77 mat2.materialModel('def').set('electricconductivity', {'37.7e6[S/m]'});
78 mat2.materialModel('def').set('heatcapacity', '710[J/(kg*K)]');
79 mat2.materialModel('def').set('relpermittivity', {'1'});
80 mat2.materialModel('def').set('density', '4940[kg/m^3]');
81 mat2.materialModel('def').set('thermalconductivity', {'7.5[W/(m*K)]'});
82 mat2.name('Aluminio');
83
84 mat3 = model.material.create('mat3');
85 mat3.materialModel('def').set('electricconductivity', {'3.0e6[S/m]'});
86 mat3.materialModel('def').set('heatcapacity', '710[J/(kg*K)]');
87 mat3.materialModel('def').set('relpermittivity', {'1'});
88 mat3.materialModel('def').set('density', '4940[kg/m^3]');
89 mat3.materialModel('def').set('thermalconductivity', {'7.5[W/(m*K)]'});
90 mat3.name('Acero');
91
92 mat4 = model.material.create('mat4');
93 mat4.materialModel('def').set('electricconductivity', {'1.0e0[S/m]'});
94 mat4.materialModel('def').set('heatcapacity', '710[J/(kg*K)]');
95 mat4.materialModel('def').set('relpermittivity', {'1'});
96 mat4.materialModel('def').set('density', '4940[kg/m^3]');
97 mat4.materialModel('def').set('thermalconductivity', {'7.5[W/(m*K)]'});
98 mat4.name('Aire');
99
100 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% crear selecciones para materiales %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
101
102 model.selection.create('selai', 'Ball');
103 model.selection('selai').set(1);
104 mat4.selection.named('selai');
105
106 %creo una esfera para seleccionar el alma de los conductores
107 %sel1=model.selection.create('selci', 'Ball');

```

```
108 for it=1:lfa
109     name=['selci' num2str(it)];
110     if(it==1)
111         sel1=model.selection.create(name, 'Ball');
112     else
113         model.selection.create(name, 'Ball');
114     end
115     model.selection(name).set('posx', GWT2(it,5));
116     model.selection(name).set('posy', GWT2(it,6));
117     model.selection(name).set('r', Rin*1.05);
118     model.selection(name).set('condition', 'inside');
119     info=mphgetselection(model.selection(name));
120     sel1.add(info.entities);
121 end
122 mat1.selection.named('selci1');
123 %mphviewselection(model,name);%esto me muestra la seleccion
124
125 %creo una esfera para seleccionar la capa externa de los conductores
126 for it=1:lfa
127     name=['selce' num2str(it)];
128     if(it==1)
129         sel2=model.selection.create(name, 'Ball');
130     else
131         model.selection.create(name, 'Ball');
132     end
133     model.selection(name).set('posx', GWT2(it,5)+Rin*2);
134     model.selection(name).set('posy', GWT2(it,6)+Rin*2);
135     model.selection(name).set('r', Rin*1.05);
136     model.selection(name).set('condition', 'intersects');
137     info=mphgetselection(model.selection(name));
138     sel2.add(info.entities);
139 end
140 mat2.selection.named('selce1');
141 %creo una esfera para seleccionar los cables de guarda
142 for it=lfa+1:lfa+2
143     name=['selgu' num2str(it-lfa)];
144     if(it==lfa+1)
145         sel3=model.selection.create(name, 'Ball');
146     else
147         model.selection.create(name, 'Ball');
148     end
149     model.selection(name).set('posx', GWT2(it,5));
150     model.selection(name).set('posy', GWT2(it,6));
151     model.selection(name).set('r', Rsw*1.05);
152     model.selection(name).set('condition', 'intersects');
153     info=mphgetselection(model.selection(name));
154     sel3.add(info.entities);
```

```

155 end
156 mat3.selection.named('selgu1');
157
158 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% crear selecciones para fuentes %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
159
160 %Elijo la fase a
161 name='selfa';
162 selfa=model.selection.create(name, 'Ball');
163 selfa.set('posx', cma(1,1));
164 selfa.set('posy', cma(1,2));
165 selfa.set('r', maxsep2);
166 selfa.set('entitydim', 1);
167 selfa.set('condition', 'allvertices');
168 %selfa.remove(5);
169
170 %Elijo la fase b
171 name='selfb';
172 selfb=model.selection.create(name, 'Ball');
173 selfb.set('posx', cmb(1,1));
174 selfb.set('posy', cmb(1,2));
175 selfb.set('r', maxsep2);
176 selfb.set('entitydim', 1);
177 selfb.set('condition', 'allvertices');
178 %selfb.remove(5);
179
180 %Elijo la fase c
181 name='selfc';
182 selfc=model.selection.create(name, 'Ball');
183 selfc.set('posx', cmc(1,1));
184 selfc.set('posy', cmc(1,2));
185 selfc.set('r', maxsep2);
186 selfc.set('entitydim', 1);
187 selfc.set('condition', 'allvertices');
188 %selfc.remove(5);
189
190 %Elijo los para rayos y la tierra
191
192 for it=lfa+1:lfa+2
193     name=['selfgu' num2str(it-lfa)];
194     if(it==lfa+1)
195         selfgu=model.selection.create(name, 'Ball');
196     else
197         model.selection.create(name, 'Ball');
198     end
199     model.selection(name).set('posx', GWt2(it,5));
200     model.selection(name).set('posy', GWt2(it,6));
201     model.selection(name).set('r', Rsw*2);

```

```

202     model.selection(name).set('entitydim', 1);
203     model.selection(name).set('condition', 'allvertices');
204     info=mphgetselection(model.selection(name));
205     selfgu.add(info.entities);
206     %selfgu.add(3);
207 end
208
209 %Elijo la tierra
210 name='selti';
211 model.selection.create(name, 'Ball');
212 model.selection(name).set('posx', 0);
213 model.selection(name).set('posy', 0);
214 model.selection(name).set('r', Rsw*2);
215 model.selection(name).set('entitydim', 1);
216 model.selection(name).set('condition', 'intersects');
217 info=mphgetselection(model.selection(name));
218 selfgu.add(info.entities);
219
220 %mphviewselection(model,name);%esto me muestra la seleccion
221 %Selecciones de fuentes: 'selfa' 'selfb' 'selfc', GND: 'selfgu1'
222
223
224 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% crear las fisicas %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
225 fa=num2str(Vl/sqrt(3));fb=num2str(Vl/sqrt(3)*a^2);
226 fc=num2str(Vl/sqrt(3)*a);
227
228 phys = model.physics().create('es','Electrostatics','geom1');
229 model.physics('es').feature().create('gnd1', 'Ground', 1);
230 model.physics('es').feature('gnd1').selection.named('selfgu1');
231
232 %potencial fase a
233 model.physics('es').feature().create('pot1', 'ElectricPotential', 1);
234 model.physics('es').feature('pot1').selection.named('selfa');
235 model.physics('es').feature('pot1').set('V0', fc);
236
237 %potencial fase b
238 model.physics('es').feature().create('pot2', 'ElectricPotential', 1);
239 model.physics('es').feature('pot2').selection.named('selfb');
240 model.physics('es').feature('pot2').set('V0', fa);
241
242 %potencial fase c
243 model.physics('es').feature().create('pot3', 'ElectricPotential', 1);
244 model.physics('es').feature('pot3').selection.named('selfc');
245 model.physics('es').feature('pot3').set('V0', fb);
246
247 model.physics('es').feature('ccn1').set('epsilon_r_mat', 'userdef');
248 model.physics('es').feature('ccn1').set('epsilon_r', '1');

```

```

249
250 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Criar la malla %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
251
252 mesh = model.mesh.create('mesh', 'geom1');
253 size = mesh.feature('size');
254 size.set('hauto', '4');
255 size.set('hmin', num2str(Rin/10));
256
257 ftri1 = mesh.feature.create('ftri1', 'FreeTri');
258
259 mesh.run;
260 %mphmesh(model);
261
262 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Criar el estudio %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
263 std = model.study.create('std');
264 stat = std.feature.create('stat', 'Stationary');
265 std.run;
266
267 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Criar los plots %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
268
269 po = model.result.create('po', 2);
270 surf = po.feature.create('surf', 'Surface');
271 surf.set('expr', 'V'); surf.set('unit', 'kV');
272 figure(1)
273 mphplot(model, 'po', 'rangenum', 1)
274
275 cmp = model.result.create('cmp', 2);
276 surf2 = cmp.feature.create('surf2', 'Surface');
277 surf2.set('expr', 'es.normE'); surf2.set('unit', 'kV/cm');
278 surf2.set('rangecoloractive', 'on');
279 surf2.set('rangecolormin', '-5');
280 surf2.set('rangecolormax', num2str(Ecrit));
281 figure(2)
282 mphplot(model, 'cmp', 'rangenum', 1)

```

A.3. Rotina de cálculos

Esta rotina é a encarregada de calcular todos os parâmetros das linhas, e em geral qualquer elemento que seja necessário para aumentar a capacidade de transmissão. Desta rotina é importante saber o seguinte:

- Os parâmetros com o nome GWx ou GT são as matrizes que armazenam o tipo de fase (1,2,3 ou 0), coordenadas (x,y) dos cabos, resistência, raios internos e externos, tensão aplicada em p.u., carga elétrica e campo elétrico.

- O parâmetro s faz referência a um deslocamento no tempo das ondas de tensão, conseguindo estabelecer a tensão nos sub-condutores no valor máximo para a fase a, b e c. É importante dizer que a fase a, b e c não terão o máximo de tensão ao mesmo tempo, razão pela qual é necessário calcular a carga e campo elétrico do arranjo total para cada uma daqueles casos, e combinar ao final os piores casos numa nova matriz GWx.
- bc é uma matriz que guarda o desequilíbrio de campo elétrico de cada condutor, organizando em colunas os condutores pertencentes a cada fase.
- mdc é o máximo desequilíbrio de campo elétrico do arranjo completo de sub-condutores.
- Z_{abc} e Y_{abc} são as matrizes 3x3 de impedâncias e admitâncias.
- Z_{abct} e Y_{abct} são as matrizes 3x3 de impedâncias e admitâncias com uma transposição ideal.
- Z_{012} e Y_{012} são as matrizes 3x3 de impedâncias e admitâncias em sequências 0,1,2.
- A rotina `termico()` calcula a capacidade de transmissão dos condutores segundo o limite térmico. Esta rotina está baseada na norma IEEE 738, e somente é apresentada no Apêndice A.9, pois o limite térmico não é foco deste estudo, e para sua compreensão é preciso ter um conhecimento profundo da norma.
- O cálculo dos reatores e banco de capacitores são feitos na rotina `compensacion()`.
- A avaliação econômica do custo de aquisição dos condutores, perdas por condução e por efeito corona são feitas na rotina `economica()`.
- O estudo de cargas e o custo de aquisição dos condutores é feito na rotina `arbolcarga()`.
- Nos parâmetros de entrada das funções tem-se que Vl é a tensão eficaz de linha [v], cf a quantidade de sub-condutores por feixe, csw a quantidade de para-raios, $longitud$ o comprimento da linha [km], $costkgkm$ o custo de cada kg/km dos cabos, $Ecrit$ o campo elétrico crítico [kV/cm], $separación$ a distância máxima entre o condutor e o centro de simetria do seu feixe [m], $Dseguridad$ a distância mínima entre fases [m], $kgkm$ o peso do condutor por unidade de longitude [kg/km], $vanoviento$ o vão vento promédio da linha [km].
- $htorre$ é a altura calculada da torre [m].
- $flechaf2$ é a flecha do condutor para uma temperatura de 80°C (curva quente) [m]. Esta flecha é calculada na rotina `catenaria()` disponível no apêndice A.6.

- Pb é a pressão barométrica e dr a densidade relativa.
- Df é a distância de fuga requerida pelos isoladores [m].
- Ds é a distância de separação mínima do condutor até a estrutura segundo o vão [m].
- rot é o angulo de rotação das fases sob seu próprio feixe de simetria [°].
- Dos parâmetros de entrada da função geometria(), explicada mais na frente em A.4, tem-se que sepa é a separação entre sub-condutores segundo o tipo de geometria, flechaf a flecha para a condição EDS [m], flechasw a flecha dos para-raios na condição EDS [m], Rext o raio externo dos condutores [m], Rin o raio interno dos condutores [m], Rcc a resistência dos condutores [ohm/km], Rccsw a resistência do para-raio [ohm/km], Rsw o raio dos para-raios [m], op o tipo de geometria [1-9], fm um fator de crescimento segundo o tipo de geometria [1-2], fd um fator de decremento segundo o tipo de geometria [0.1-0.9], hb a altura da fase central segundo a altura das outras fases [m].
- rsuelo a resistividade do solo [ohm/m].
- f a frequência do sistema [Hz].

```

1 a=exp(1i*2*pi/3);T=[1,1,1;1,a^2,a;1,a,a^2];
2 Dseguridad=1.5*(7.6*1.13*Vl/1e3+8*(8+flechaf)^0.5)/1e3;%Joao Clavio
3 minsep=0.457*2/((1-cos(2*pi/cf))^2+(sin(2*pi/cf))^2)^0.5;
4 hmin=(6.5+0.01*(Vl/1e3*1.05/(3)^0.5-50))*1.0;%con 500 servia poner 1.3
5 htorre=hmin+flechaf2*1.00+0.5*separacion;%pagina 83 Joao Clavio
6 Pb=10^(log10(76)-htorre/18336);dr=3.9210*Pb/(273+tamb);
7 Df=Vl/(3^0.5)*1/dr*20/1e6;Ds=0.75*(flechaf2+Df)^0.5+vano*1e3/150;Dseguridad=Df;
8
9 if(op==2) rot2=180+atan(hb/(Dseguridad+separacion))*180/pi;
10 else rot2=0; end
11 if (rem(cf,2)==0) dc=4; else dc=5; end
12 rot=(360/cf)*(1/2-1)-(360/dc)+rot2;
13
14 GT = geometria(cf,csw,htorre,separacion,Dseguridad,rot,...
15 flechaf,flechasw,Rext,Rin,Rcc,Rccsw,Rsw,op,fm,fd,hb,elev);
16 if (caso_geo=='atp') GT = atp2mat(GT); end%Es para comprobar con ATP
17 if (caso_geo=='otl') GT = otraslineas(GT,Rcc,Rccsw,Rext,Rin,Rsw,geo);
18 end
19
20 GW = ordenarV2(GT);
21 GWt = coordenadas(GW,flechaf,flechasw);
22 if (caso_geo=='otl') GWt=GW; end
23
24 [Z,Y,C] = parametros(GWt,f,rsuelo);
25 [Q] = carga(GWt,C,Vl);[GWt] = campo(GWt,Q);

```

```

26 E=Gwt(:,7);Esup=max(E);
27 [bc] = balance_campo(GWt);mdc=max(max(bc));
28
29 Zabc = reduccionV2(Z,cf,csw);
30 Yabc = (reduccionV2(Y^-1,cf,csw))^-1;
31 Zabct=transponer(Zabc);
32 Yabct=transponer(Yabc);
33 Z012=T^-1*Zabct*T;Z1=Z012(2,2);
34 Y012=T^-1*Yabct*T;Y1=(Y012(2,2));
35 Zc=(Z1/Y1)^0.5;
36 SIL=Vl^2/Zc;
37 [I Ster] = termico(Rcc,Rext,cf,Vl);
38 [Lc1,Rc1,Gt,Rr,Lr,Rc,Lc,Cc] = compensacion(Z1,Y1,longitud,SIL);
39 [Pl ckgkm cPl Pco] = economica(Z012,Vl,SIL,cf,longitud,costkgkm,...
40 Esup,Ecrit,Rext);
41 [Pt Ct] = arbolcarga(separacion,Dseguridad,GW,kgkm,kgf,...
42 longitud,vanoviento);

```

A.4. Rotina de criação das geometrias

Nesta função, cujos parâmetros de entrada foram explicados anteriormente, são gerados cada um dos tipos de geometrias avaliados. O algoritmo é composto basicamente por 4 partes, uma para cada uma das fases e outra para os para-raios, onde é admitido como máximo 3 para-raios. Segundo a opção de geometria “op” escolhida os fatores f_x e f_y , que multiplicam funções de $\cos(x)$ e $\sin(x)$ modificam a forma do resultado final G, que contem as coordenadas finais (x,y) dos cabos.

```

1 function [G] = geometria (cf,csw,ht,d,Dseguridad,rot,f1,f2,r1,...
2 r0,rc,rccsw,rsw,op,fm2,fd,hb,elev)
3     rot=rot*pi/180;fx=1;fy=1;kext=0;kint=0;
4     if (elev=='ext') kext=1; end
5     if (elev=='int') kint=1; end
6
7     %fases ordenadas como a,b,c
8     if(hb/2<Dseguridad) x=hb/2; else x=0; end
9
10    if (op==3) fm=fd; else fm=1; end
11
12    Dseguridad=Dseguridad*1.0;
13    d3=Dseguridad;
14    if (hb>0) d3=((Dseguridad)^2-(hb)^2)^0.5;
15        if (d3>Dseguridad/2) d3=d3;
16        else
17            d3=Dseguridad/2;
18        end

```

```

19     end
20
21
22     %Fase de la izquierda
23     for a=1:cf
24         if (op==1) fx=1;fy=1;
25             elseif (op==2 && a<=cf/2) fx=1/fm2;fy=1/fm2;
26             elseif (op==3) fx=1;fy=1;
27             elseif (op==4) fx=0.5;fy=1;%crea elipses
28             elseif (op==5 && rem(cf,2)==1) fx=1;fy=1;%para secantes
29             elseif (op==5) fx=0.2;fy=1;
30             elseif (op==8 || op==9) fx=0.2;fy=1;
31
32             else fx=1;fy=1;
33     end
34
35     G(a,5)=-d+fx*d/2*cos(a*2*pi/cf+rot)-d3;
36     if (op==5 && rem(cf,2)==0)
37 G(a,5)=-2*d+fx*d/2*1/cos(a*2*pi/cf+rot)-d3; end
38     if ((op==8 || op==9) && rem(cf,2)==0 && a>cf/2)
39 G(a,5)=-2*d-fx*d/2-d3; end
40     if ((op==8 || op==9) && rem(cf,2)==0 && a<=cf/2)
41 G(a,5)=-2*d+fx*d/2-d3; end
42     G(a,6)=fy*d/2*sin(a*2*pi/cf+rot)+ht-2/3*f1+hb*kext;
43     G(a,1)=1;G(a,2)=r1;G(a,3)=r0;G(a,4)=rc;
44
45     end
46
47     %Fase central
48
49     for a=cf+1:2*cf
50         if (op==3 || op==9) fmx=fd;fmy=fd;
51         elseif (op==2) fmx=1;fmy=1;
52         elseif (op==6) fmx=0.5;fmy=1;
53         elseif (op==7) fmx=0.2;fmy=1;
54
55         else fmx=1;fmy=1; end
56
57     G(a,5)=fmx*d/2*cos(a*2*pi/cf+rot-pi/2);
58     G(a,6)=fmy*d/2*sin(a*2*pi/cf+rot-pi/2)+ht-2/3*f1+hb*kint;
59     if (op==7 && rem(cf,2)==0)
60         G(a,5)=fmx*d/2*1/cos(a*2*pi/cf+rot);
61         G(a,6)=fmy*d/2*sin(a*2*pi/cf+rot)+ht-2/3*f1+hb*kint;
62     end%puse aca un 0 en rot para corregir un error
63     G(a,1)=2;G(a,2)=r1;G(a,3)=r0;G(a,4)=rc;
64
65     end

```

```

66
67 %Fase de la derecha
68
69     m=0;
70     for a=2*cf+1:3*cf
71         m=m+1;
72         if (op==1) fx=1;fy=1;
73             elseif (op==2 && m<=cf/2) fx=1/fm2;fy=1/fm2;
74             elseif (op==3) fx=1;fy=1;
75             elseif (op==4) fx=0.5;fy=1;
76             elseif (op==5 && rem(cf,2)==1) fx=1;fy=1;
77             elseif (op==5) fx=0.2;fy=1;
78             elseif (op==8 || op==9) fx=0.2;fy=1;
79
80         else fx=1;fy=1;end
81
82         G(a,5)=d+fx*d/2*cos(a*2*pi/cf+rot+pi)+d3;
83         if (op==5 && rem(cf,2)==0)
84 G(a,5)=2*d+fx*d/2*1/cos(a*2*pi/cf+rot+pi)+d3; end
85         if ((op==8 || op==9) && rem(cf,2)==0 && m<=cf/2)
86 G(a,5)=2*d+fx*d/2+d3; end
87         if ((op==8 || op==9) && rem(cf,2)==0 && m>cf/2)
88 G(a,5)=2*d-fx*d/2+d3; end
89         G(a,6)=fy*d/2*sin(a*2*pi/cf+rot)+ht-2/3*f1+hb*kext;
90         G(a,1)=3;G(a,2)=r1;G(a,3)=r0;G(a,4)=rc;
91
92     end
93
94 %cables de guarda
95
96     limit=max(G(:,5));
97     a2=0;
98     for a=3*cf+1:3*cf+csw
99         if (csw==1) G(a,5)=0; end
100        if (csw==2) G(a,5)=(Dseguridad+d-1.5)*cos(a2*pi); end
101        if (csw==3) G(a,5)=(Dseguridad+d)*cos(a2*pi/2); end
102        a2=a2+1;
103        G(a,6)=ht-2/3*f2+Dseguridad+d/2+1.1*hb;
104        G(a,6)=max(G(1:length(G(:,1))-csw,6))+...
105 2/3*f1+5+Dseguridad-f2*2/3;
106        G(a,1)=0;G(a,2)=rsw;G(a,3)=0;G(a,4)=rccsw;
107
108    end
109
110 end

```

A.5. Rotina para ordenar as fases

Esta rotina ordena as fases da linha, armazenadas na matriz GT, do mesmo modo que é feito no ATP, e guarda o resultado numa matriz chamada GW ou out dentro da própria função. O jeito como ficam ordenadas as fases pode ser observado na tabela 47:

```

1 function [out] = ordenarV2(GW)
2 %este código ordena la entrada de la misma forma que lo hace ATP
3   ca=sum(GW(:,1)==1);cb=sum(GW(:,1)==2);cc=sum(GW(:,1)==3);
4   csw=sum(GW(:,1)==0);
5
6   a2=0;
7   for a=1:ca+cb+cc+csw
8       if (GW(a,1)==1)
9           if (a2==0) out(a2+1,:)=GW(a,:);a2=a2+1;
10          elseif (a2>0) out(a2+3,:)=GW(a,:); a2=a2+1; end
11       end
12   end
13
14   a2=0;
15   for a=1:ca+cb+cc+csw
16       if (GW(a,1)==2)
17           if (a2==0) out(a2+2,:)=GW(a,:); a2=a2+1;
18           elseif (a2>0) out(a2+2+ca,:)=GW(a,:); a2=a2+1; end
19       end
20   end
21
22   a2=0;
23   for a=1:ca+cb+cc+csw
24       if (GW(a,1)==3)
25           if (a2==0) out(a2+3,:)=GW(a,:); a2=a2+1;
26           elseif (a2>0) out(a2+1+ca+cb,:)=GW(a,:); a2=a2+1; end
27       end
28   end
29
30   a2=1;
31   for a=1:ca+cb+cc+csw
32       if (GW(a,1)==0)
33           out((ca+cb+cc)+a2,:)=GW(a,:);
34           a2=a2+1;
35       end
36   end
37
38
39 end

```

Tabela 47 – Ordem das fases

Fase
1
2
3
1
1
⋮
2
2
⋮
3
3
⋮
0
⋮
0

A.6. Rotina para o cálculo da catenária

Este programa implementa a resolução da função de mudança de estado para conhecer o valor da catenária dos condutores para qualquer temperatura.

```

1 function [f,f2,f3] = catenaria(kgf,kgkm,vano,secc)
2
3     T0=kgf*0.18;%Condicion EDS
4     P=kgkm/1e3;va=vano*1e3;
5     f3=T0/P*(cosh(va*P*0.5/T0)-1);
6     Lcatenaria=va+va^3*P^2/24/T0^2;
7
8     %Ec cambio de estado a 80 grados
9     E=5273.02;alfa=2.304e-5;
10    T1=T0/secc;P1=P;t1=15;
11    P2=P1;t2=80;
12    K=T1-va^2*P1^2*E/(24*secc^2*T1^2)-alfa*E*(t2-t1);
13    K2=va^2*P2^2*E/(24*secc^2);syms T2
14    [T2]=solve(T2^2*(T2-K)-K2,T2);
15    fu=inline(T2);
16    Tf=fu(1);Tf=abs(Tf(1,1)*secc);
17    f2=Tf/P2*(cosh(va*P*0.5/Tf)-1);
18

```

```

19  %Ec cambio de estado a 45 grados
20  E=5273.02; alfa=2.304e-5;
21  T1=T0/secc; P1=P; t1=15;
22  P2=P1; t2=45;
23  K=T1-va^2*P1^2*E/(24*secc^2*T1^2)-alfa*E*(t2-t1);
24  K2=va^2*P2^2*E/(24*secc^2); syms T2
25  [T2]=solve(T2^2*(T2-K)-K2,T2);
26  fu=inline(T2);
27  Tf=fu(1); Tf=abs(Tf(1,1)*secc);
28  f=Tf/P2*(cosh(va*P*0.5/Tf)-1);

```

A.7. Rotina para o cálculo da densidade de carga superficial

Uma rotina fácil para implementar o cálculo da densidade de carga elétrica superficial, tomando como parâmetros de entrada a matriz GW, a matriz de capacitância C e a tensão V1, pode ser encontrada no seguinte código, que basicamente calcula a carga elétrica em cada cabo segundo a matriz de capacitâncias e a tensão de cada um dos cabos.

```

1  function [Q] = carga(GW,C,V1) %Basado en la pag 321 de Renan
2  a=exp(1i*2*pi/3); V1=V1/1e3;
3
4  for n=1:length(GW(:,1))
5      if(GW(n,1)==1) V(n,1)=V1*sqrt(1/3)*1;
6      elseif(GW(n,1)==2) V(n,1)=V1*sqrt(1/3)*a^2;
7      elseif(GW(n,1)==3) V(n,1)=V1*sqrt(1/3)*a;
8      else V(n,1)=V1*sqrt(1/3)*0;
9      end
10 end
11
12 Q=C*V; %La respuesta me dara en kV/m

```

A.8. Rotina para o cálculo dos campos elétricos superficiais

A rotina para o cálculo do campo elétrico superficial está baseada na teoria apresentada na seção 3.2.

```

1  function [E] = campo(GWt,Q) %Basado en la pag 325 de la tesis de Renan
2  %basado en la funcion de la pagina 142 de matlab con aplicaciones
3  GW=GWt;
4
5  E=0; ep0=8.854187e-12;
6  xc=GW(:,5); yc=GW(:,6); %Posicion x de cada conductor, disponible en GW
7  th=0;
8  for g=1:30:360 %posicion del punto en la superficie del conductor

```

```

9      th=(g-1)*pi/180;%th=0;
10     for l=1:length(xc)%posicion en x del punto de interes
11         for c=1:length(xc)%posiciones del conductor
12             xp=xc(1)+GW(1,2)*cos(th);h=yc(1)+GW(1,2)*sin(th);
13             qc=Q(c);%Carga de cada conductor
14             rc=pdist([xc(c,1) yc(c,1); xp h]);
15             %Distancia entre el conductor y el punto
16             ri=pdist([xc(c,1) -yc(c,1); xp h]);
17             %Distancia entre el conductor y el punto
18             EUVc=[(xp-xc(c,1))/rc^2 (h-yc(c,1))/rc^2];
19             %Direccion del conductor
20             EUVi=[-(xp-xc(c,1))/ri^2 -(h+yc(c,1))/ri^2];
21             %Direccion de la imagen del conductor
22             EMAGN=qc/(2*pi*ep0);
23             Ep=[EMAGN*(EUVc(1,1)+EUVi(1,1)) EMAGN*(EUVc(1,2)+...
24 EUVi(1,2))];
25             E=E+Ep;
26         end
27         EMAG(1)=sqrt(E(:,1).^2+E(:,2).^2)/1e5;
28         E=0;EMAG(1)=abs(EMAG(1))*1.0;
29
30     end
31     E2(:,g)=EMAG';
32
33 end
34 E=max(E2')';GW(:,7)=E;E=GW;

```

A.9. Rotina para o cálculo da temperatura nos condutores segundo a corrente em eles

```

1 function [I S] = termico(Rtl,Rext,cf,Vl)
2 %Thermal analysis of the conductors based on the IEEE 738
3 %This program was done by Jhair Acosta
4 %The program is limited to asume Qs=1000
5
6 Qs=1000;%Total solar and sky radiated heat flux rate
7 epsi=0.5;%Emissivity
8 alfa=0.5;%absorptivity
9 Vw=0.61;%Wind speed m/s
10 Z1=90;%angle of the wind. 90 is the word
11 Zc=180;%Esto no es verdadero es por probar
12 count=0;
13 Kangle=1;
14 He=50;%Heigth over sea level
15 Tc=80;%Max allowable Conductor temperature

```

```

16 Tl=20;%low temperature
17 Th=75;%high temperature
18 Ta=35;%Temperatura ambiente
19 Rth=Rtl*(1+3.9e-3*(Th-Tl));
20 D=Rext*2*1e3;
21
22 table2=[0 0.0000172 1.293 1.147 1.014 0.785 0.0242
23          5 0.0000174 1.270 1.126 0.995 0.771 0.0246
24          10 0.0000176 1.247 1.106 0.978 0.757 0.0250
25          15 0.0000179 1.226 1.087 0.961 0.744 0.0254
26          20 0.0000181 1.205 1.068 0.944 0.731 0.0257
27          25 0.0000184 1.184 1.051 0.928 0.719 0.0261
28          30 0.0000186 1.165 1.033 0.913 0.707 0.0265
29          35 0.0000188 1.146 1.016 0.898 0.696 0.0269
30          40 0.0000191 1.127 1.000 0.884 0.685 0.0272
31          45 0.0000193 1.110 0.984 0.870 0.674 0.0276
32          50 0.0000195 1.093 0.969 0.856 0.663 0.0280
33          55 0.0000198 1.076 0.954 0.843 0.653 0.0283
34          60 0.0000200 1.060 0.940 0.831 0.643 0.0287
35          65 0.0000202 1.044 0.926 0.818 0.634 0.0291
36          70 0.0000204 1.029 0.912 0.806 0.625 0.0295
37          75 0.0000207 1.014 0.899 0.795 0.616 0.0298
38          80 0.0000209 1.000 0.887 0.783 0.607 0.0302
39          85 0.0000211 0.986 0.874 0.773 0.598 0.0306
40          90 0.0000213 0.972 0.862 0.762 0.590 0.0309
41          95 0.0000215 0.959 0.850 0.752 0.582 0.0313
42          100 0.0000217 0.946 0.839 0.741 0.574 0.0317];
43
44 table4=[-80 32 33 33 180 32 327 350
45          -70 40 37 43 180 40 323 350
46          -60 48 43 53 180 48 317 350
47          -50 55 52 63 180 55 308 350
48          -40 60 66 73 180 60 294 350
49          -30 62 83 83 180 62 277 350
50          -20 62 96 90 180 62 264 20
51          -10 61 97 88 180 61 263 50
52          0 60 91 90 180 60 269 80
53          10 61 85 89 180 61 275 110
54          20 62 85 90 180 62 275 140
55          30 62 97 83 180 62 263 170
56          40 60 114 73 180 60 245 170
57          50 55 128 63 180 55 232 170
58          60 48 137 53 180 48 223 170
59          70 40 143 43 180 40 217 170
60          80 32 147 33 180 32 213 170];
61
62 table6=[5 234 136

```

```
63         10 433 240
64         15 583 328
65         20 693 422
66         25 770 502
67         30 829 571
68         35 877 619
69         40 913 662
70         45 941 694
71         50 969 727
72         60 1000 771
73         70 1020 809
74         80 1030 833
75         90 1040 849];
76
77     table7=[0      1.00
78            1000    1.10
79            2000    1.19
80            4000    1.28];
81
82     Rth=Rth/1e3;
83     Rtl=Rtl/1e3;
84     Tfilm=(Tc+Ta)/2;
85
86     for m=0:5:100
87         count=count+1;
88         if (count<21)
89             if (Tfilm>=table2(count,1) && Tfilm<=table2(count+1,1))
90                 uf=table2(count,2);
91                 kf=table2(count,7);
92                 if (He>=0 && He<1000)
93                     pf=table2(count,3);
94                 end
95                 if (He>=1000 && He<2000)
96                     pf=table2(count,4);
97                 end
98                 if (He>=2000 && He<4000)
99                     pf=table2(count,5);
100                end
101                if (He>=4000)
102                    pf=table2(count,6);
103                end
104            end
105        end
106
107        if(Tfilm>=100)
108            uf=table2(21,2);
109            kf=table2(21,7);
```

```

110     if (He>=0 && He<1000)
111         pf=table2(21,3);
112     end
113     if (He>=1000 && He<2000)
114         pf=table2(21,4);
115     end
116     if (He>=2000 && He<4000)
117         pf=table2(21,5);
118     end
119     if (He>=4000)
120         pf=table2(21,6);
121     end
122 end
123 end
124
125 for m=1:1:14
126     if(table6(m,2)==Qs)
127         Hc=table6(m,1);
128     end
129     if(table6(m,3)==Qs)
130         Hc=table6(m,1);
131     end
132 end
133
134 for m=1:4
135     if (He>=table7(m,1) && He<table7(m+1,1) )
136         ksolar=table7(m,2);
137     end
138     if (He>=table7(m,1) && He<table7(m+1,1) )
139         ksolar=table7(m,2);
140     end
141     if (He>=table7(m,1) && He<table7(m+1,1) )
142         ksolar=table7(m,2);
143     end
144     if (He>=table7(m,1))
145         ksolar=table7(m,2);
146     end
147 end
148
149 Aprima=D/1000; %Projected area of conductor per unit length
150 Qse=ksolar*Qs;
151 R_Tc=((Rth-Rt1)/(Th-Tl))*(Tc-Tl)+(Rt1); %ohm/m
152
153 qrr=0.0178*D*epsi*(((Tc+273)/100)^4-((Ta+273)/100)^4);
154
155 qcn=0.0205*pf^0.5*D^0.75*(Tc-Ta)^1.25;
156 qc1=(1.01+0.0372*((D*pf*Vw)/(uf))^0.52)*kf*Kangle*(Tc-Ta);

```

```
157 qc2=(0.0119*((D*pf*Vw)/(uf))^0.6)*kf*Kangle*(Tc-Ta);
158
159 if(Vw==0)qc=qcn; end
160 if (Vw~=0)
161     if (qc1>qc2) qc=qc1; end
162     if (qc2>qc1) qc=qc2; end
163 end
164
165 qs=alfa*Qse*sin(acos(cos(Hc*pi/180)*cos((Zc-Z1)*pi/180)))*Aprima;
166
167 I=((qc+qrr-qs)/(R_Tc))^0.5;
168 S=I*cf*Vl*(3)^0.5;
```

Apêndice B

Linhas otimizadas

B.1. Linhas de 500 kV Otimizadas

Nesta seção são apresentados os resultados de otimizar linhas de transmissão operando a 500 kV. Dados importantes como o tipo de condutor, balanço de campo elétrico, coordenadas dos condutores e campo elétrico ao nível do solo são fornecidos para cada uma das geometrias apresentadas.

B.1.1. Opção 1. Condutor Rail. P_c de 1388,02 MW.

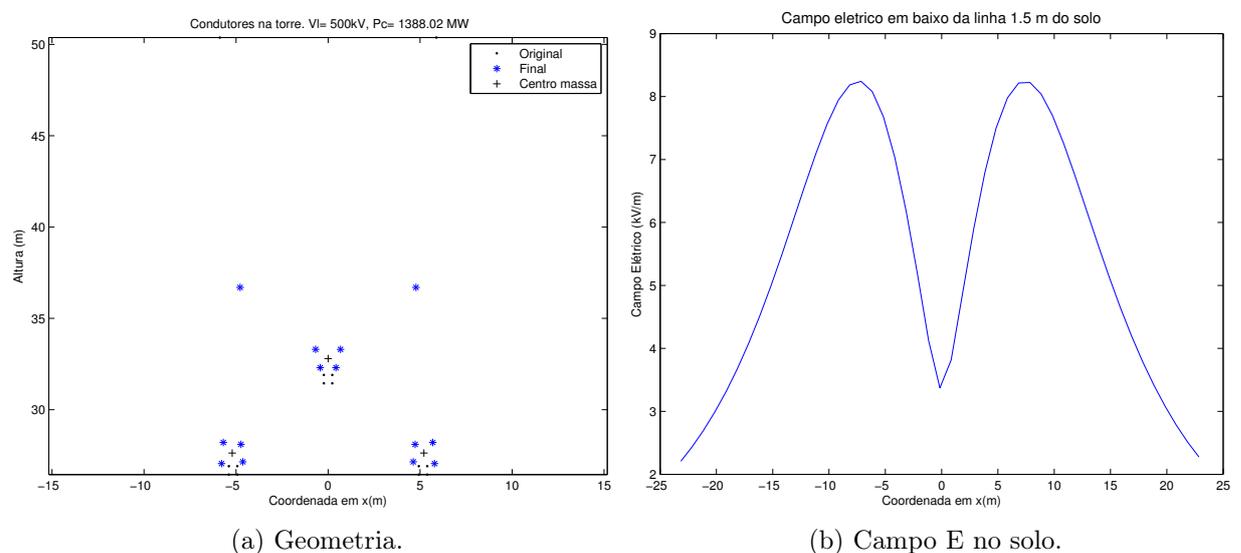


Figura 108 – Linha otimizada para 500 kV. P_c de 1388,02 MW.

Tabela 48 – Posição dos condutores e campo E . P_c de 1388,02 MW.

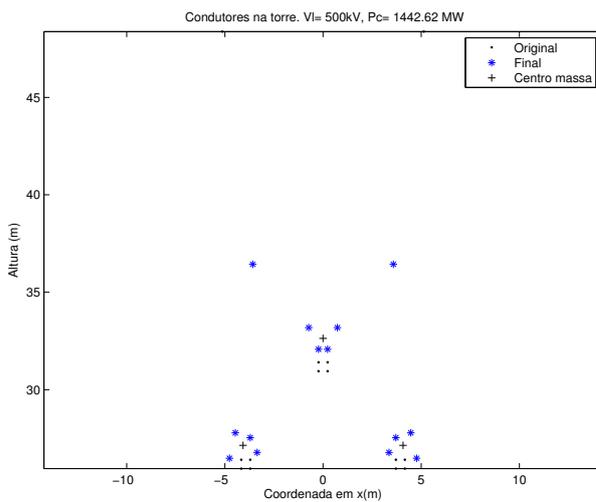
(a) Coordenadas dos condutores e campo E superficial.

Fase	x [m]	y [m]	E [kV/m]
1	-4,6318	27,1468	16,7231
2	-0,4285	32,2968	17,6088
3	4,6318	27,1468	16,7231
1	-4,7318	28,1038	16,7295
1	-5,6888	28,2038	16,0503
1	-5,7888	27,0468	15,8389
2	0,4285	32,2968	17,6088
2	0,6785	33,3038	18,0017
2	-0,6785	33,3038	18,0017
3	4,7318	28,1038	16,7295
3	5,6888	28,2038	16,0503
3	5,7888	27,0468	15,8389
0	4,7776	36,6939	9,7032
0	-4,7776	36,6939	9,7032

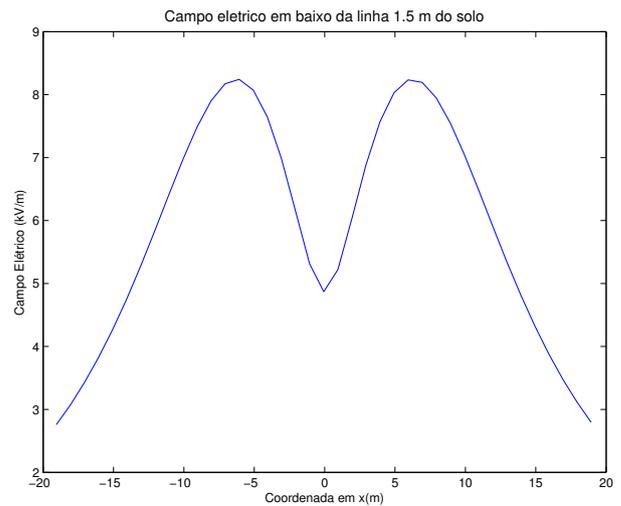
(b) Desequilíbrio de campo E e carga superficial [%].

Fase A	Fase B	Fase C
1,8819	0,9536	1,8819
1,9128	0,9536	1,9128
1,3842	0,9536	1,3842
2,4104	0,9536	2,4104

B.1.2. Opção 2. Condutor Rail. P_c de 1442,62 MW.



(a) Geometria.



(b) Campo E no solo.

Figura 109 – Linha otimizada para 500 kV. P_c de 1442,62 MW.

Tabela 49 – Posição dos condutores e campo E . P_c de 1442,62 MW.

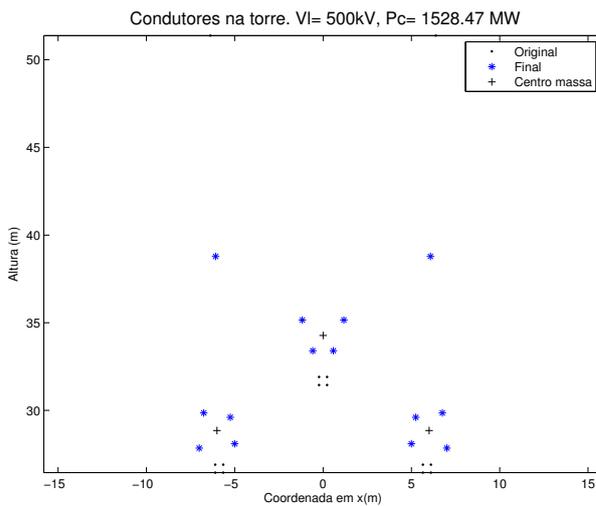
(a) Coordenadas dos condutores e campo E superficial.

Fase	x [m]	y [m]	E [kV/m]
1	-3,3594	25,8773	18,3061
2	-0,2285	31,1773	16,8332
3	3,3594	25,8773	18,3061
1	-3,7094	26,6343	15,9730
1	-4,4664	26,8843	16,9648
1	-4,7664	25,5773	17,5076
2	0,2285	31,1773	16,8332
2	0,7285	32,2843	19,0324
2	-0,7285	32,2843	19,0324
3	3,7094	26,6343	15,9730
3	4,4664	26,8843	16,9648
3	4,7664	25,5773	17,5076
0	3,5749	36,4032	9,7631
0	-3,5749	36,4032	9,7631

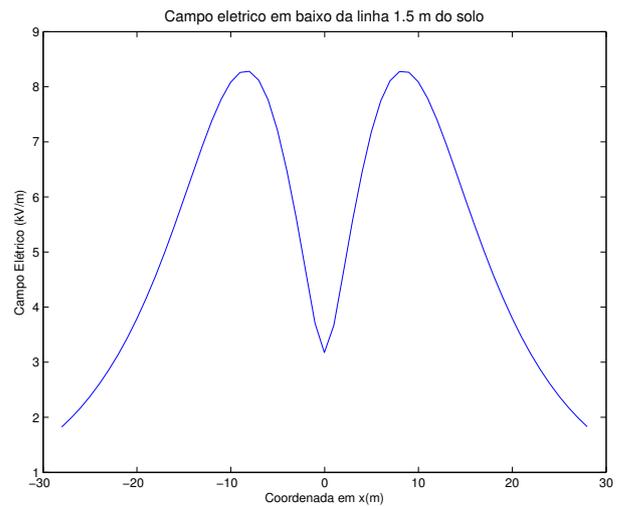
(b) Desequilíbrio de campo E e carga superficial [%].

Fase A	Fase B	Fase C
5,4282	5,3377	5,4282
5,8976	5,3377	5,8976
1,0826	5,3377	1,0826
1,5520	5,3377	1,5520

B.1.3. Opção 3. Condutor Rail. P_c de 1528,47 MW.



(a) Geometria.



(b) Campo E no solo.

Figura 110 – Linha otimizada para 500 kV. P_c de 1528,47 MW.

Tabela 50 – Posição dos condutores e campo E . P_c de 1528,47 MW.

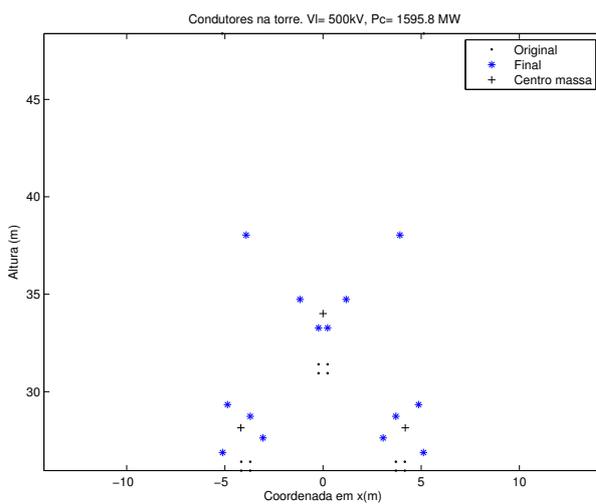
(a) Coordenadas dos condutores e campo E superficial.

Fase	x [m]	y [m]	E [kV/m]
1	-4,9987	28,0968	18,4055
2	-0,5785	33,3968	19,4592
3	4,9987	28,0968	18,4055
1	-5,2487	29,6038	18,3336
1	-6,7557	29,8538	17,4464
1	-7,0057	27,8468	17,0888
2	0,5785	33,3968	19,4592
2	1,1785	35,1538	20,0565
2	-1,1785	35,1538	20,0565
3	5,2487	29,6038	18,3336
3	6,7557	29,8538	17,4464
3	7,0057	27,8468	17,0888
0	6,0802	38,7839	10,3818
0	-6,0802	38,7839	10,3818

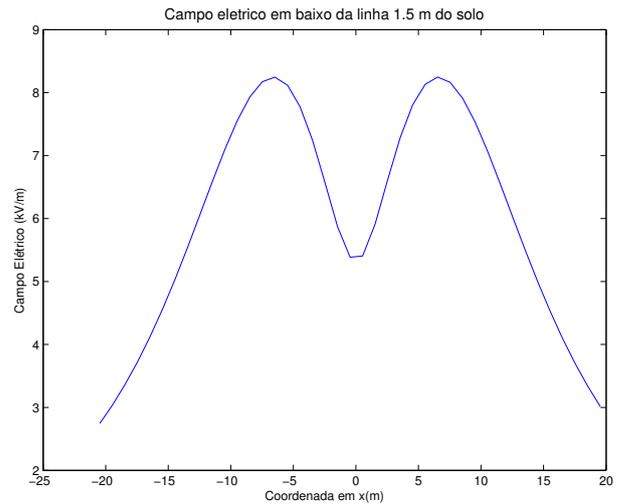
(b) Desequilíbrio de campo E e carga superficial [%].

Fase A	Fase B	Fase C
2,8492	1,4497	2,8492
2,5002	1,4497	2,5002
1,8068	1,4497	1,8068
3,5425	1,4497	3,5425

B.1.4. Opção 4. Condutor Rail. P_c de 1595,80 MW.



(a) Geometria.



(b) Campo E no solo.

Figura 111 – Linha otimizada para 500 kV. P_c de 1595,80 MW.

Tabela 51 – Posição dos condutores e campo E . P_c de 1595,80 MW.

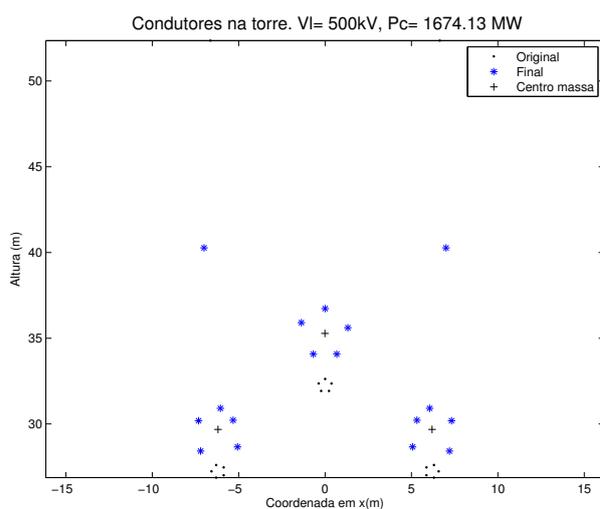
(a) Coordenadas dos condutores e campo E superficial.

Fase	x [m]	y [m]	E [kV/m]
1	-3,0594	26,7273	20,3221
2	-0,2285	32,3773	17,7120
3	3,0594	26,7273	20,3221
1	-3,7094	27,8343	17,7200
1	-4,8664	28,4343	19,4264
1	-5,1164	25,9773	18,8703
2	0,2285	32,3773	17,7120
2	1,1785	33,8343	21,0258
2	-1,1785	33,8343	21,0258
3	3,7094	27,8343	17,7200
3	4,8664	28,4343	19,4264
3	5,1164	25,9773	18,8703
0	3,9074	38,0042	10,4501
0	-3,9074	38,0042	10,4501

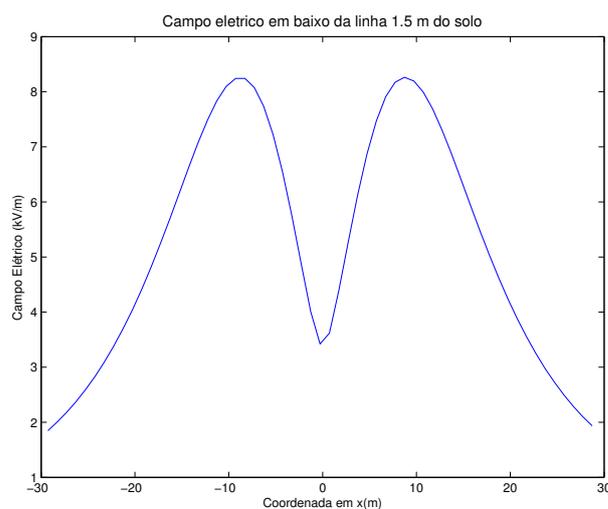
(b) Desequilíbrio de campo E e carga superficial [%].

Fase A	Fase B	Fase C
6,0069	8,0434	6,0069
6,6248	8,0434	6,6248
1,6588	8,0434	1,6588
1,0409	8,0434	1,0409

B.1.5. Opção 5. Condutor Rail. P_c de 1674,13 MW.



(a) Geometria.



(b) Campo E no solo.

Figura 112 – Linha otimizada para 500 kV. P_c de 1674,13 MW.

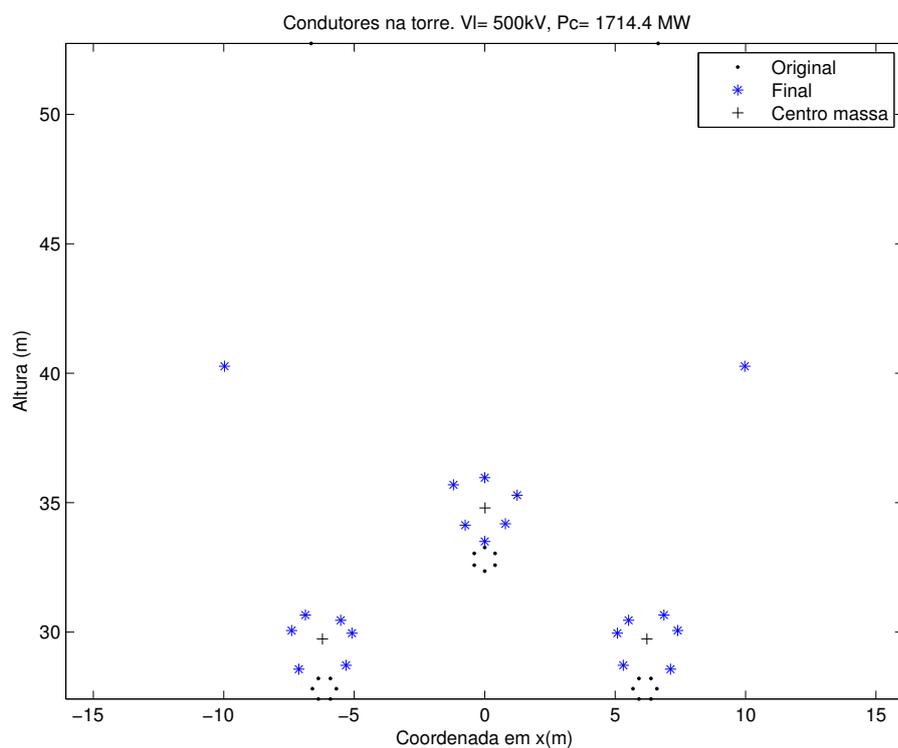
Tabela 52 – Posição dos condutores e campo E . P_c de 1674,13 MW.(a) Coordenadas dos condutores e campo E superficial.

Fase	x [m]	y [m]	E [kV/m]
1	-5,0656	28,6624	17,3300
2	-0,6785	34,0764	18,8257
3	5,0656	28,6624	17,3344
1	-5,3156	30,2194	15,3769
1	-6,0502	30,9106	15,4107
1	-7,3189	30,1909	14,4220
1	-7,2002	28,4212	15,3556
2	0,6785	34,0764	18,5282
2	1,3197	35,6110	17,4261
2	0,0000	36,7296	15,6983
2	-1,3697	35,9110	17,6434
3	5,3156	30,2194	15,3822
3	6,0502	30,9106	15,4097
3	7,3189	30,1909	14,4161
3	7,2002	28,4212	15,3534
0	7,0027	40,2692	11,0570
0	-7,0027	40,2692	11,1063

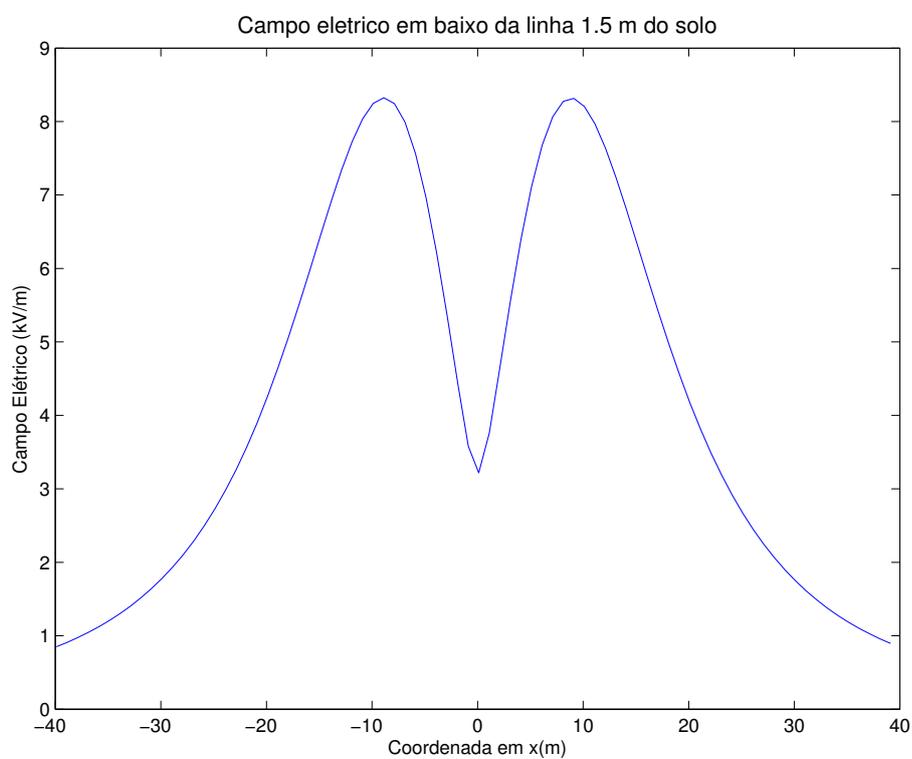
(b) Desequilíbrio de campo E e carga superficial [%].

Fase A	Fase B	Fase C
8,4997	5,8319	8,5208
0,9813	4,3876	0,9560
0,8173	0,9623	0,8227
5,6167	9,3498	5,6460
1,0844	0,0926	1,0960

B.1.6. Opção 6. Condutor Rail. P_c de 1714,40 MW.



(a) Geometria.



(b) Campo E no solo.

Figura 113 – Linha otimizada para 500 kV. P_c de 1714,40 MW.

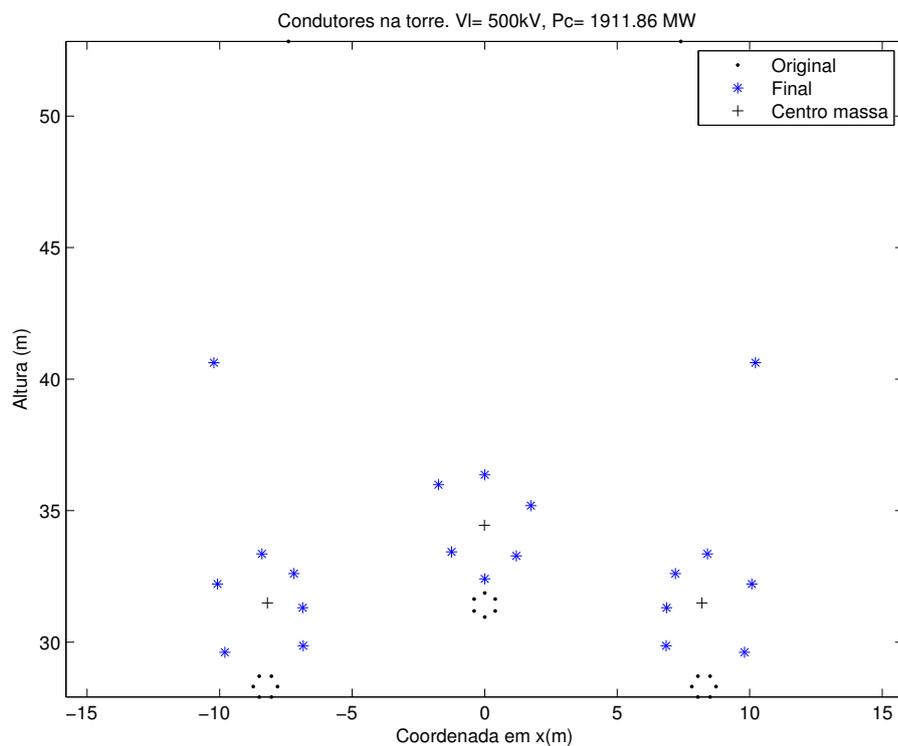
Tabela 53 – Posição dos condutores e campo E . P_c de 1714,40 MW.(a) Coordenadas dos condutores e campo E superficial.

Fase	x [m]	y [m]	E [kV/m]
1	-5,3166	28,8134	14,9291
2	-0,7458	34,2306	14,9782
3	5,3166	28,8134	14,9452
1	-5,0881	30,0591	14,0283
1	-5,5166	30,5549	13,0674
1	-6,8736	30,7549	12,4531
1	-7,4021	30,1591	12,0490
1	-7,1236	28,6634	13,7270
2	0,0000	33,6021	16,1920
2	0,7958	34,2806	14,3820
2	1,2458	35,3876	15,7468
2	0,0000	36,0661	13,1525
2	-1,1958	35,7876	16,1719
3	5,0881	30,0591	14,0560
3	5,5166	30,5549	13,0965
3	6,8736	30,7549	12,4704
3	7,4021	30,1591	12,0592
3	7,1236	28,6634	13,7351
0	10,0082	40,3774	9,5335
0	-10,0082	40,3774	9,5456

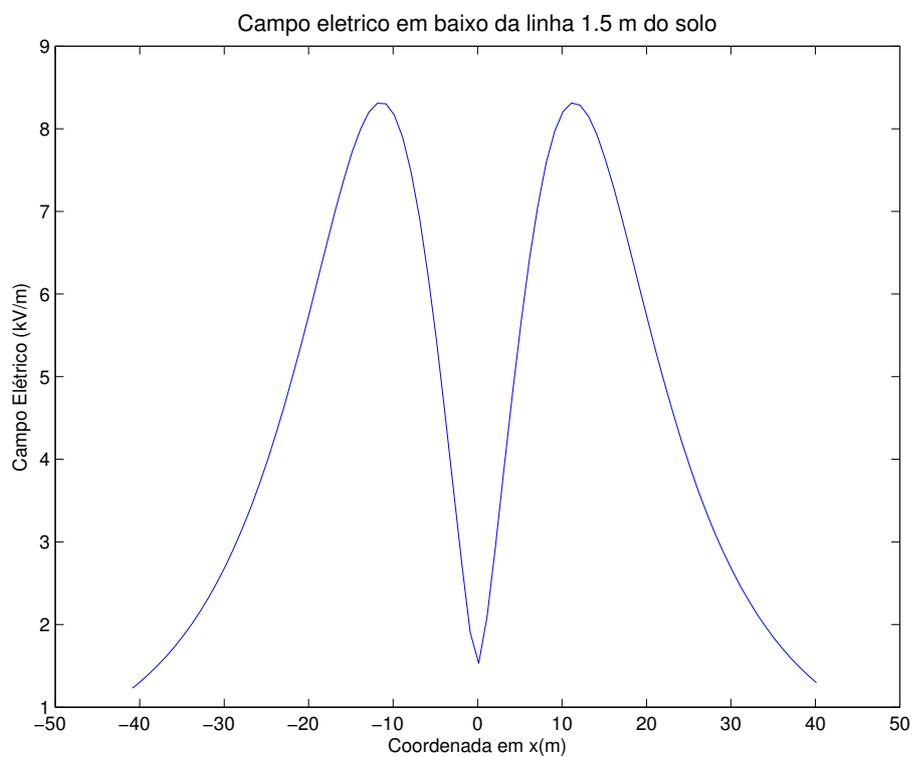
(b) Desequilíbrio de campo E e carga superficial [%].

Fase A	Fase B	Fase C
7,5413	0,6101	7,5315
3,1680	5,2819	3,2152
1,4965	3,5044	1,4430
4,4783	3,1211	4,4825
6,4401	9,4731	6,4785
1,7057	5,1846	1,6572

B.1.7. Opção 7. Condutor Rail. P_c de 1911,86 MW.



(a) Geometria.



(b) Campo E no solo.

Figura 114 – Linha otimizada para 500 kV. P_c de 1911,86 MW.

Tabela 54 – Posição dos condutores e campo E . P_c de 1911,86 MW.(a) Coordenadas dos condutores e campo E superficial.

Fase	x [m]	y [m]	E [kV/m]
1	-6,8456	29,9634	16,5537
2	-1,2458	33,5306	18,0520
3	6,8456	29,9634	16,5937
1	-6,8671	31,4091	14,1959
1	-7,1956	32,7049	14,9304
1	-8,4026	33,4549	14,5677
1	-10,0811	32,3091	13,6758
1	-9,8026	29,7134	14,9127
2	0,0000	32,5021	18,0053
2	1,1958	33,3806	17,4652
2	1,7458	35,2876	18,4880
2	0,0000	36,4661	15,7796
2	-1,7458	36,0876	18,9699
3	6,8671	31,4091	14,2333
3	7,1956	32,7049	14,9408
3	8,4026	33,4549	14,5386
3	10,0811	32,3091	13,6570
3	9,8026	29,7134	14,9147
0	10,2347	40,7248	10,8628
0	-10,2347	40,7248	10,7946

(b) Desequilíbrio de campo E e carga superficial [%].

Fase A	Fase B	Fase C
8,4840	1,2559	8,6441
2,9617	1,0289	2,8143
0,6037	1,5930	0,6206
1,1569	3,3722	1,3323
5,4866	9,7755	5,6117
0,5176	5,7114	0,4937

B.1.8. Opção 8. Condutor Rail. P_c de 1921,61 MW.

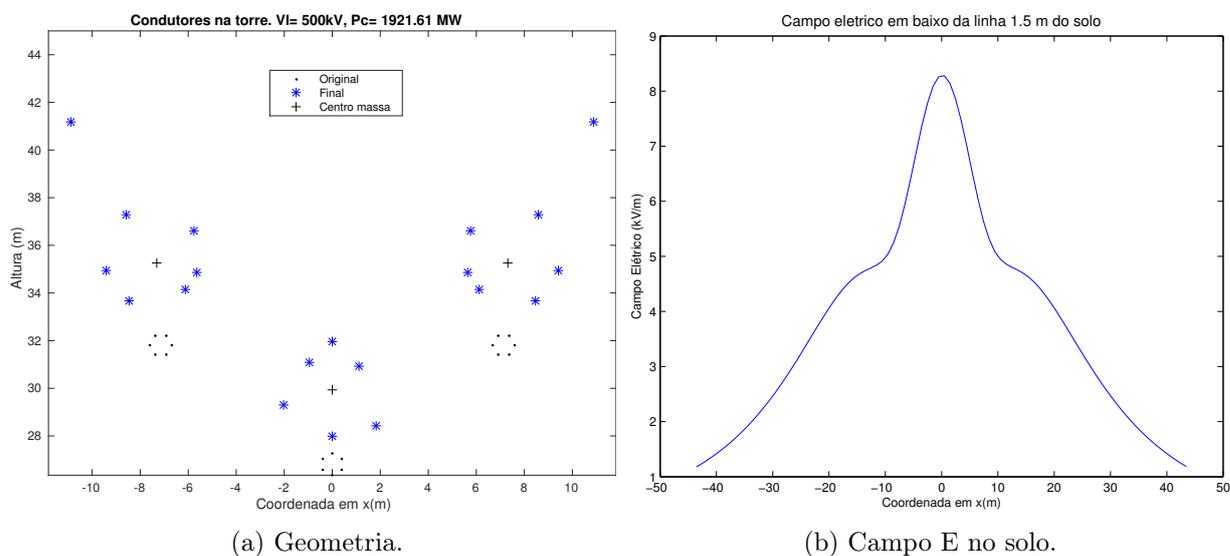


Figura 115 – Linha otimizada para 500 kV. P_c de 1921,61 MW.

Tabela 55 – Posição dos condutores e campo E . P_c de 1921,61 MW.(a) Coordenadas dos condutores e campo E superficial.

Fase	x [m]	y [m]	E [kV/m]
1	-6,1130	34,1634	15,0048
2	-2,0458	29,2806	18,8170
3	6,1130	34,1634	14,9156
1	-5,6345	34,8591	15,0756
1	-5,7630	36,6049	16,2565
1	-8,5700	37,3049	14,7501
1	-9,3985	34,9591	13,3149
1	-8,4700	33,6634	14,5897
2	0,0000	28,0021	15,2927
2	1,8458	28,4306	18,2328
2	1,0958	30,9376	17,1980
2	0,0000	31,9661	18,4429
2	-0,9458	31,0876	16,2828
3	5,6345	34,8591	14,9995
3	5,7630	36,6049	16,2140
3	8,5700	37,3049	14,7311
3	9,3985	34,9591	13,2921
3	8,4700	33,6634	14,5437
0	10,8841	41,1639	18,5120
0	-10,8841	41,1639	18,4854

(b) Desequilíbrio de campo E e carga superficial [%].

Fase A	Fase B	Fase C
0,8391	6,9868	0,6455
1,1828	9,9217	1,0525
6,9156	4,1512	6,9481
0,3972	0,8722	0,2503
7,3646	5,1711	7,2359
1,1758	5,3152	1,1599

B.2. Linhas de 750 e 765 kV Otimizadas

Nesta seção são apresentados os resultados de otimizar linhas de transmissão operando a 750 kV. Dados importantes como o tipo de condutor, balanço de campo elétrico, coordenadas dos condutores e campo elétrico ao nível do solo são fornecidos para cada uma das geometrias apresentadas. É necessário lembrar que o número mínimo e máximo de condutores foi adotado segundo a tabela 17.

B.2.1. Opção 1. Condutor Bunting. P_c de 2577,57 MW.

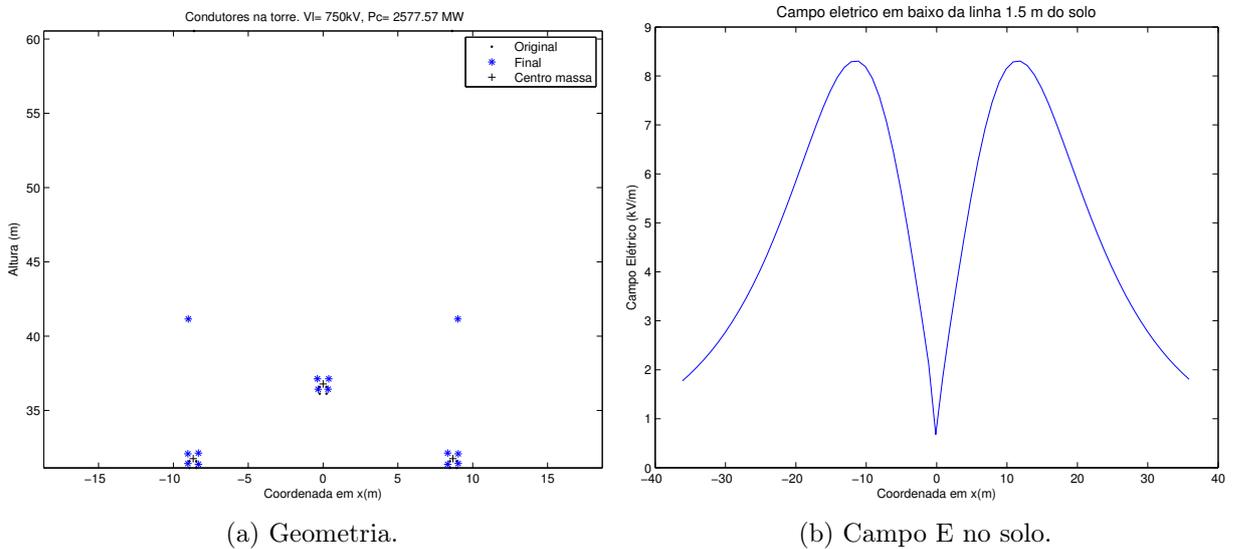


Figura 116 – Linha otimizada para 750 kV. P_c de 2577,57 MW.

Tabela 56 – Posição dos condutores e campo E . P_c de 2577,57 MW.

(a) Coordenadas dos condutores e campo E superficial.

Fase	x [m]	y [m]	E [kV/m]
1	-8,3235	31,3757	18,9198
2	-0,3285	36,4257	20,0898
3	8,3235	31,3757	18,9198
1	-8,3235	32,1327	19,3223
1	-9,0305	32,0827	17,7244
1	-9,0305	31,4257	17,4419
2	0,3285	36,4257	20,0898
2	0,3785	37,1327	20,1274
2	-0,3785	37,1327	20,1274
3	8,3235	32,1327	19,3223
3	9,0305	32,0827	17,7244
3	9,0305	31,4257	17,4419
0	8,9979	41,1560	12,5616
0	-8,9979	41,1560	12,5616

(b) Desequilíbrio de campo E e carga superficial [%].

Fase A	Fase B	Fase C
2,8038	0,0928	2,8038
4,7916	0,0928	4,7916
3,1000	0,0928	3,1000
4,4953	0,0928	4,4953

B.2.2. Opção 2. Condutor Bunting. P_c de 2925,26 MW.

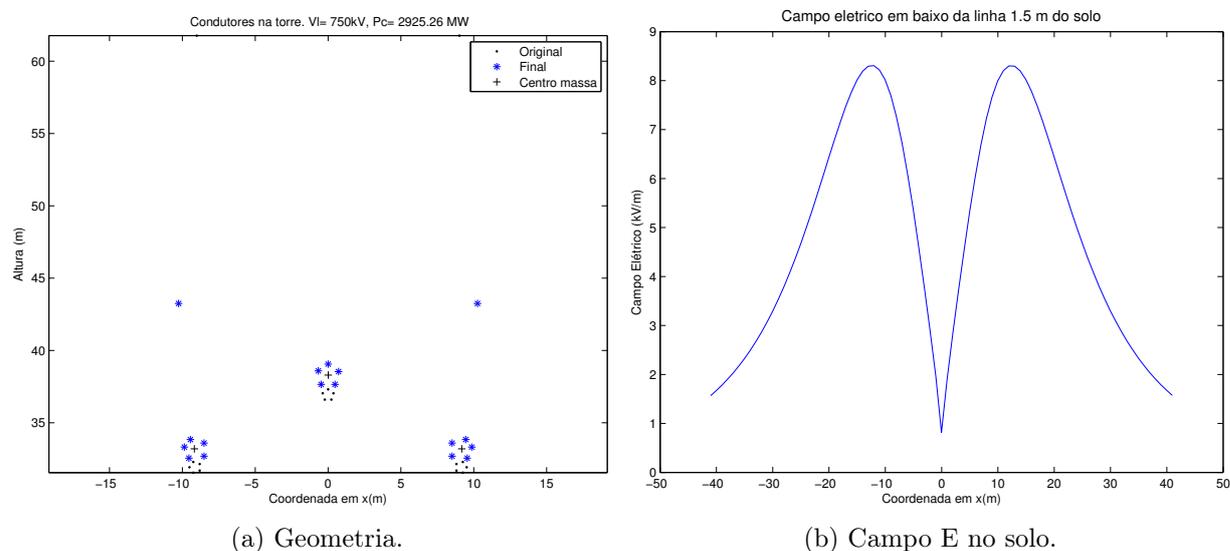


Figura 117 – Linha otimizada para 750 kV. P_c de 2925,26 MW.

Tabela 57 – Posição dos condutores e campo E . P_c de 2925,26 MW.

(a) Coordenadas dos condutores e campo E superficial.

Fase	x [m]	y [m]	E [kV/m]
1	-8,5115	32,7913	18,0356
2	-0,4785	37,7553	19,4939
3	8,5115	32,7913	18,0440
1	-8,5115	33,6983	18,0897
1	-9,4462	33,9395	15,4232
1	-9,8648	33,4198	14,9914
1	-9,5462	32,6501	15,8874
2	0,4785	37,7553	19,2438
2	0,7197	38,6399	18,3351
2	0,0000	39,1585	16,9304
2	-0,6697	38,6899	18,0822
3	8,5115	33,6983	18,1008
3	9,4462	33,9395	15,4312
3	9,8648	33,4198	14,9972
3	9,5462	32,6501	15,8927
0	10,2815	43,3526	13,8702
0	-10,2815	43,3526	13,8684

(b) Desequilíbrio de campo E e carga superficial [%].

Fase A	Fase B	Fase C
7,6556	5,3177	7,6587
7,9226	4,0830	7,9393
5,2462	0,4048	5,2448
7,3786	7,3420	7,3878
2,9535	1,6539	2,9654

B.2.3. Opção 3. Condutor Bunting. P_c de 3114,55 MW.

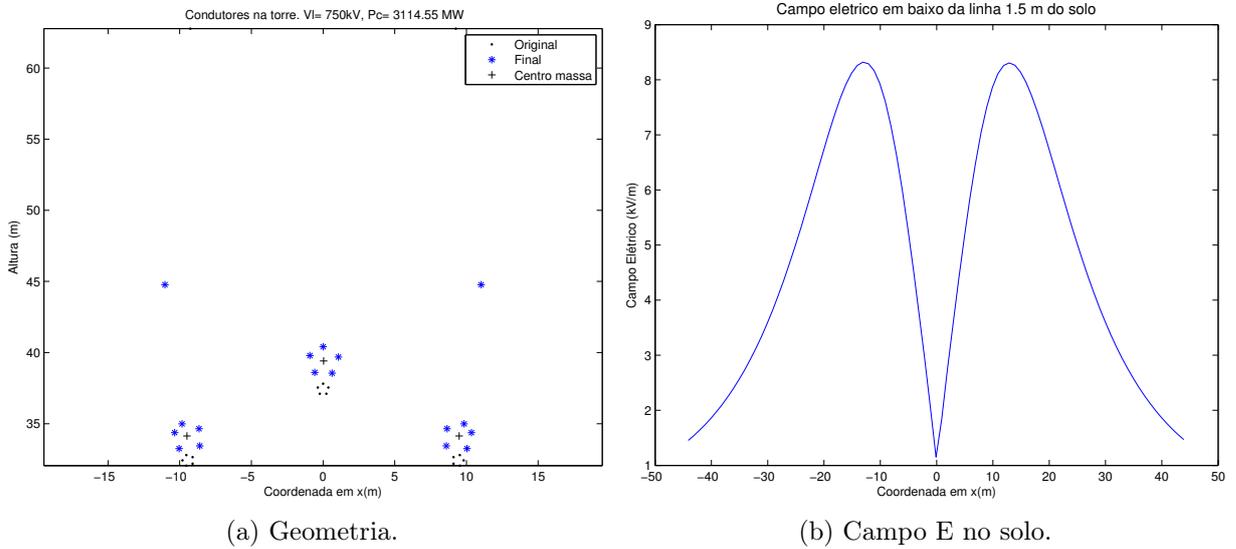


Figura 118 – Linha otimizada para 750 kV. P_c de 3114,55 MW.

Tabela 58 – Posição dos condutores e campo E . P_c de 3114,55 MW.

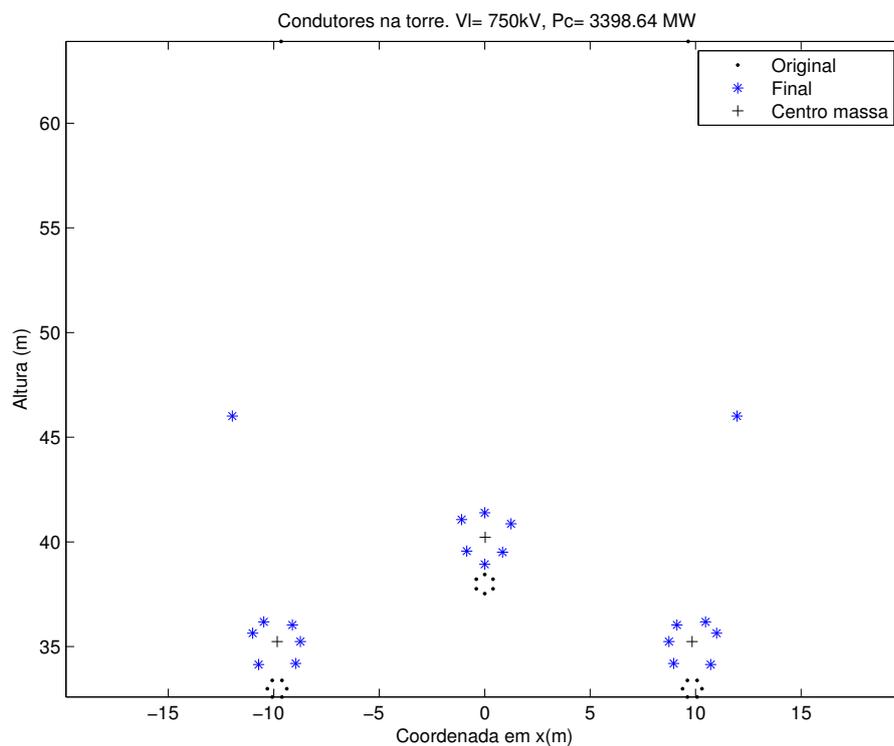
(a) Coordenadas dos condutores e campo E superficial.

Fase	x [m]	y [m]	E [kV/m]
1	-8,6016	33,4413	19,3164
2	-0,5785	38,6053	20,2623
3	8,6016	33,4413	19,3595
1	-8,6516	34,6483	19,0156
1	-9,8363	34,9895	16,1530
1	-10,3549	34,3698	15,4351
1	-10,0363	33,2501	17,0907
2	0,6285	38,5553	20,3072
2	1,0697	39,6899	20,0958
2	0,0000	40,4085	18,0766
2	-0,9197	39,7899	19,4742
3	8,6516	34,6483	19,0737
3	9,8363	34,9895	16,1935
3	10,3549	34,3698	15,4638
3	10,0363	33,2501	17,1166
0	11,0259	44,7714	14,5305
0	-11,0259	44,7714	14,5271

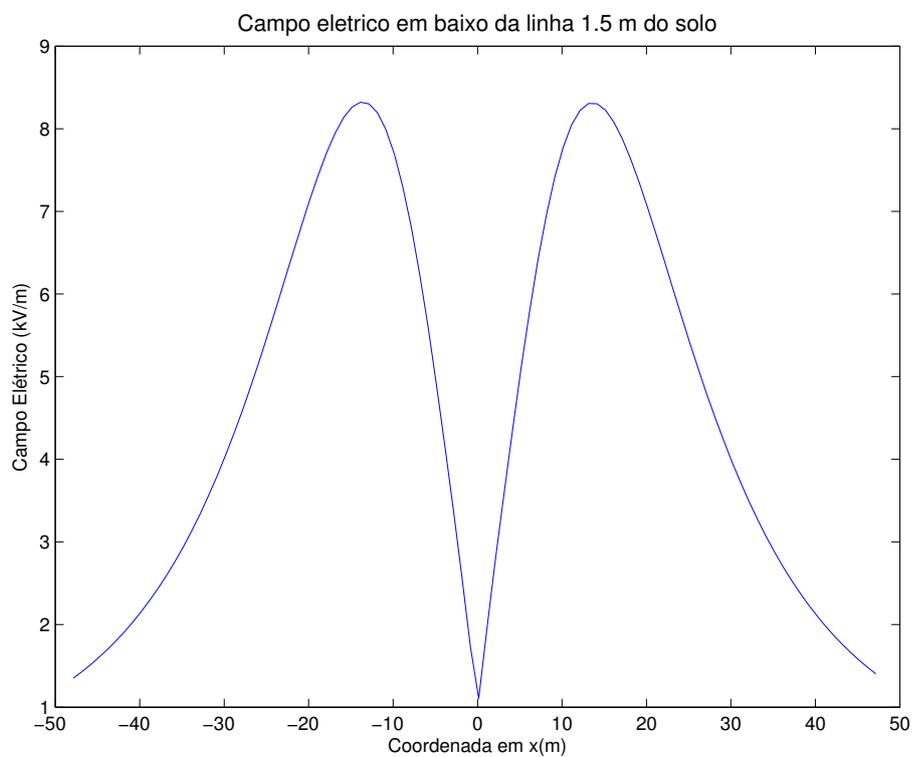
(b) Desequilíbrio de campo E e carga superficial [%].

Fase A	Fase B	Fase C
9,4534	3,0573	9,4727
7,9682	3,2790	8,0609
6,1691	2,2352	6,1628
9,7142	7,7368	9,7667
1,5383	0,8347	1,6041

B.2.4. Opção 4. Conductor Bunting. P_c de 3398,64 MW.



(a) Geometria.



(b) Campo E no solo.

Figura 119 – Linha otimizada para 750 kV. P_c de 3398,64 MW.

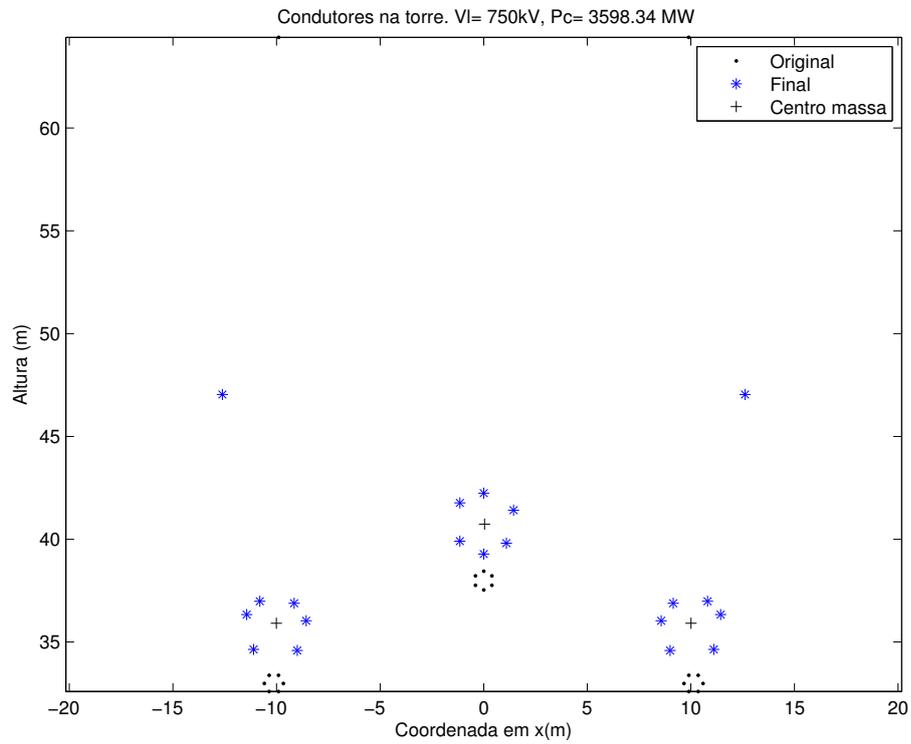
Tabela 59 – Posição dos condutores e campo E . P_c de 3398,64 MW.(a) Coordenadas dos condutores e campo E superficial.

Fase	x [m]	y [m]	E [kV/m]
1	-8,9619	34,1923	17,4163
2	-0,8458	39,5595	17,9870
3	8,9619	34,1923	17,4408
1	-8,7334	35,2380	15,8571
1	-9,1119	36,0338	16,2840
1	-10,4689	36,1838	14,3896
1	-10,9974	35,6380	14,5112
1	-10,7189	34,1423	16,6074
2	0,0000	38,9310	18,2694
2	0,8458	39,5095	17,6552
2	1,2458	40,8665	19,4737
2	0,0000	41,3950	16,1142
2	-1,0958	41,0665	19,0970
3	8,7334	35,2380	15,8888
3	9,1119	36,0338	16,3199
3	10,4689	36,1838	14,4127
3	10,9974	35,6380	14,5285
3	10,7189	34,1423	16,6227
0	11,9636	46,0079	15,5043
0	-11,9636	46,0079	15,5141

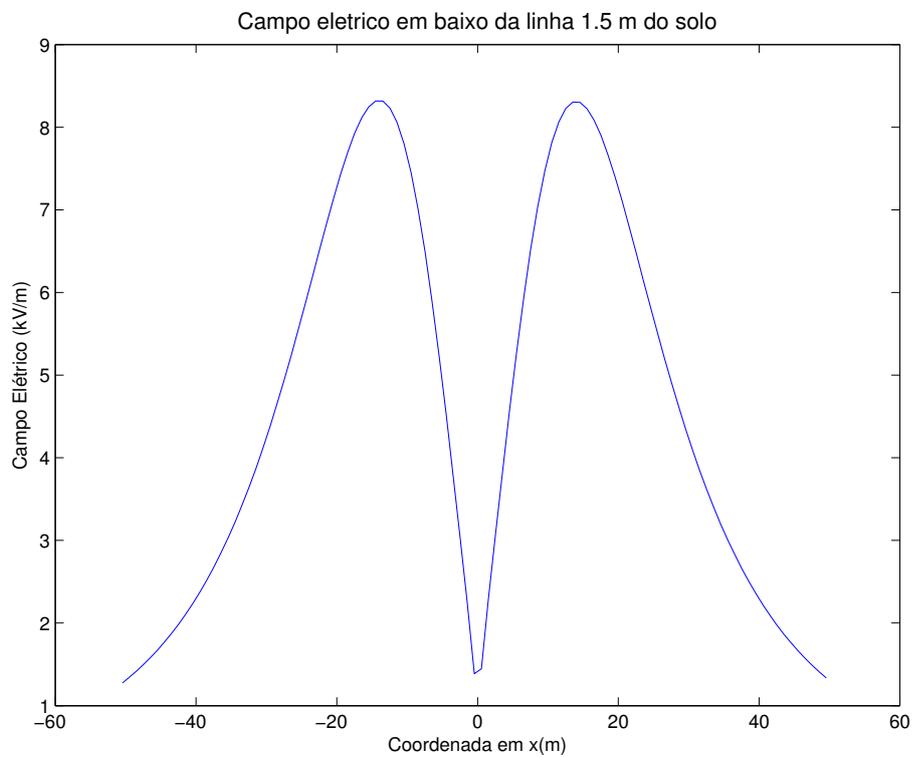
(b) Desequilíbrio de campo E e carga superficial [%].

Fase A	Fase B	Fase C
7,7634	0,5551	7,7629
0,0636	0,8394	0,0983
2,1716	2,1939	2,2272
7,1839	6,7871	7,1916
6,5833	9,8039	6,6197
3,7686	4,9265	3,7229

B.2.5. Opção 5. Conductor Bunting. P_c de 3598,34 MW.



(a) Geometria.



(b) Campo E no solo.

Figura 120 – Linha otimizada para 750 kV. P_c de 3598,34 MW.

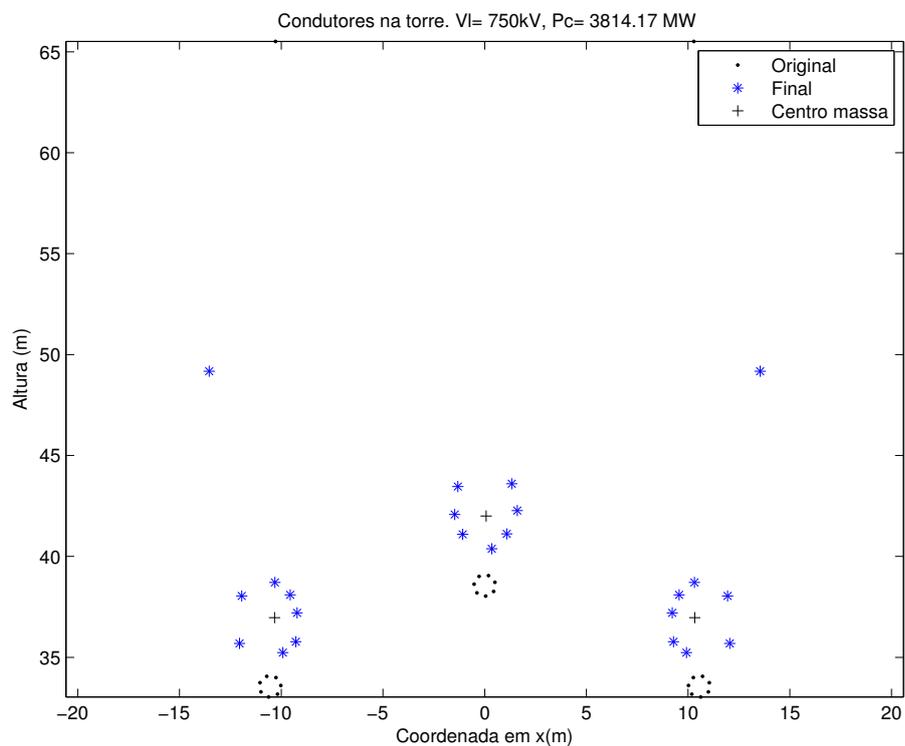
Tabela 60 – Posição dos condutores e campo E . P_c de 3598,34 MW.(a) Coordenadas dos condutores e campo E superficial.

Fase	x [m]	y [m]	E [kV/m]
1	-8,9974	34,5923	18,5877
2	-1,1458	39,9095	20,3339
3	8,9974	34,5923	18,6302
1	-8,5689	36,0380	17,9114
1	-9,1474	36,8838	17,0749
1	-10,8044	36,9838	14,8579
1	-11,4329	36,3380	14,8923
1	-11,1044	34,6423	16,8985
2	0,0000	39,2810	18,9271
2	1,0958	39,8095	19,5803
2	1,4458	41,4165	20,1204
2	0,0000	42,2450	17,4186
2	-1,1458	41,7665	19,2171
3	8,5689	36,0380	17,9752
3	9,1474	36,8838	17,1404
3	10,8044	36,9838	14,8977
3	11,4329	36,3380	14,9214
3	11,1044	34,6423	16,9238
0	12,6136	47,0410	15,8123
0	-12,6136	47,0410	15,8411

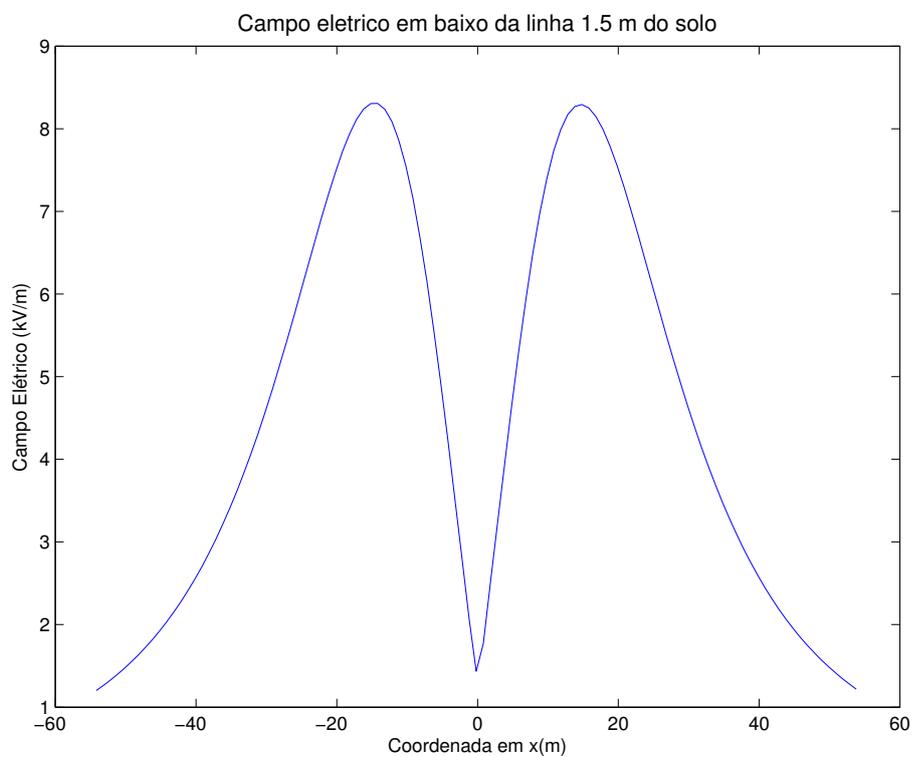
(b) Desequilíbrio de campo E e carga superficial [%].

Fase A	Fase B	Fase C
9,3040	5,2728	9,2947
5,9637	1,6748	6,0601
1,8327	1,5508	1,9374
9,1160	4,2181	9,1384
8,9459	9,1245	9,0215
0,9615	0,2424	0,8677

B.2.6. Opção 6. Condutor Bunting. P_c de 3814,17 MW.



(a) Geometria.



(b) Campo E no solo.

Figura 121 – Linha otimizada para 750 kV. P_c de 3814,17 MW.

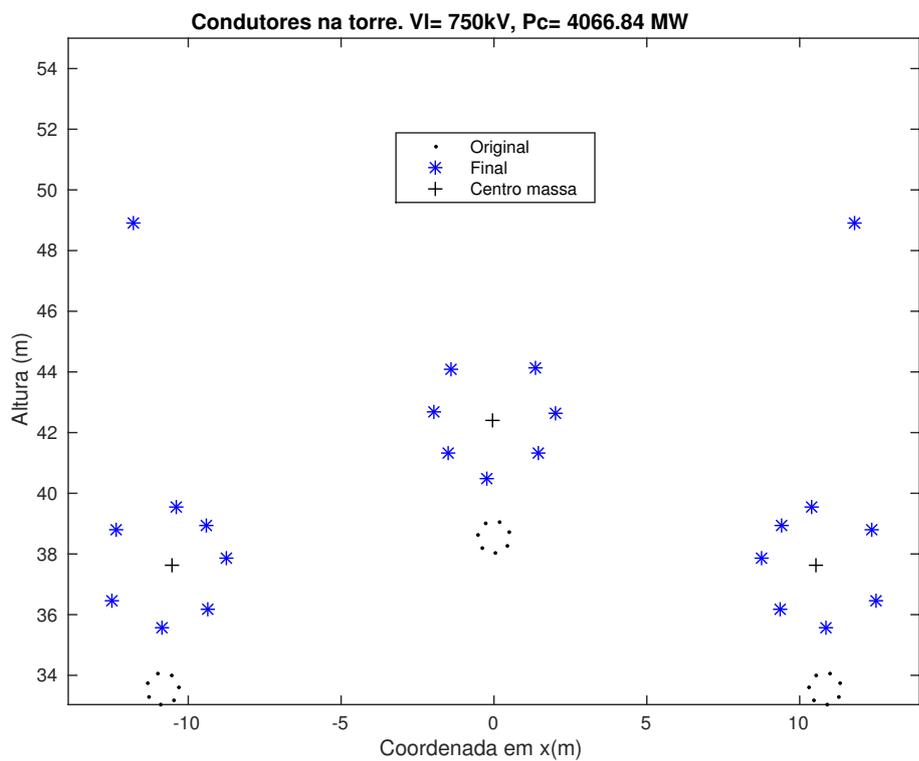
Tabela 61 – Posição dos condutores e campo E . P_c de 3814,17 MW.(a) Coordenadas dos condutores e campo E superficial.

Fase	x [m]	y [m]	E [kV/m]
1	-9,2848	35,7770	14,9134
2	-1,0807	41,0937	17,2010
3	9,2848	35,7770	14,9682
1	-9,2242	37,2049	14,2871
1	-9,5586	38,0972	14,2732
1	-10,3115	38,7085	15,6190
1	-11,9418	38,0427	16,1753
1	-12,0508	35,6876	16,6134
1	-9,9194	35,2358	14,5078
2	0,3472	40,3831	18,2356
2	1,0895	41,1175	15,9960
2	1,6009	42,2704	17,0296
2	1,3350	43,6007	19,1484
2	-1,3201	43,4598	19,2324
2	-1,4719	42,0784	16,6493
3	9,2242	37,2049	14,3583
3	9,5586	38,0972	14,3502
3	10,3115	38,7085	15,6948
3	11,9418	38,0427	16,2242
3	12,0508	35,6876	16,6469
3	9,9194	35,2358	14,5472
0	13,5465	49,1722	16,1668
0	-13,5465	49,1722	16,2152

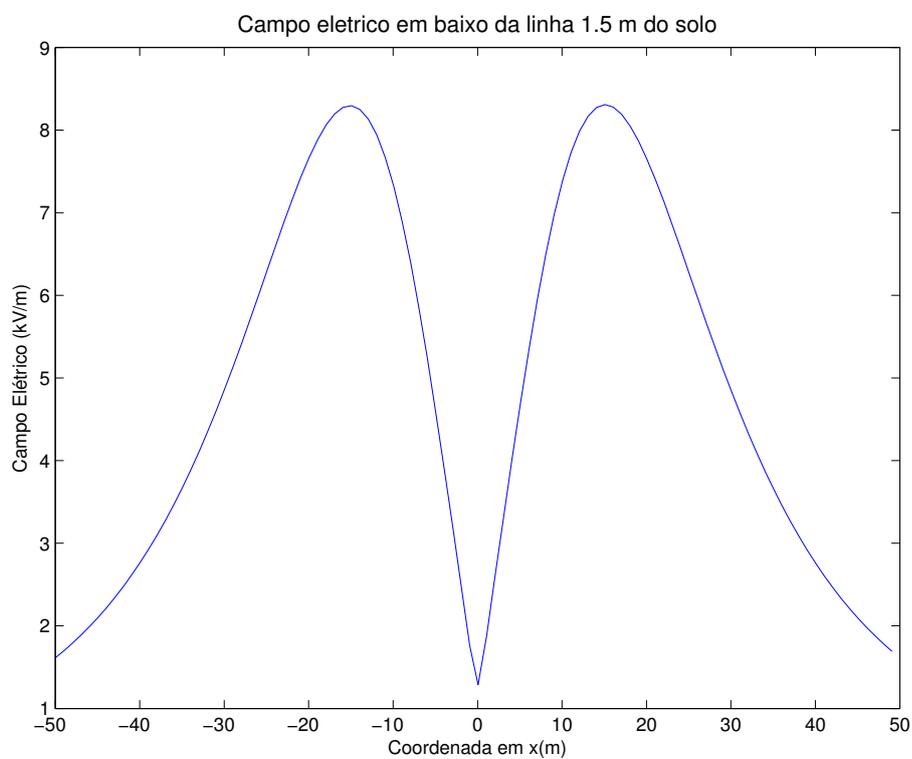
(b) Desequilíbrio de campo E e carga superficial [%].

Fase A	Fase B	Fase C
1,4076	2,1770	1,4197
4,5009	2,9327	4,4320
4,5694	8,1275	4,4715
2,0771	3,0230	2,1689
4,8239	7,4406	4,7829
6,9878	7,8553	6,8704
3,4109	4,9011	3,4990

B.2.7. Opção 7. Condutor Bluejay. P_c de 4066,84 MW.



(a) Geometria.



(b) Campo E no solo.

Figura 122 – Linha otimizada para 750 kV. P_c de 4066,84 MW.

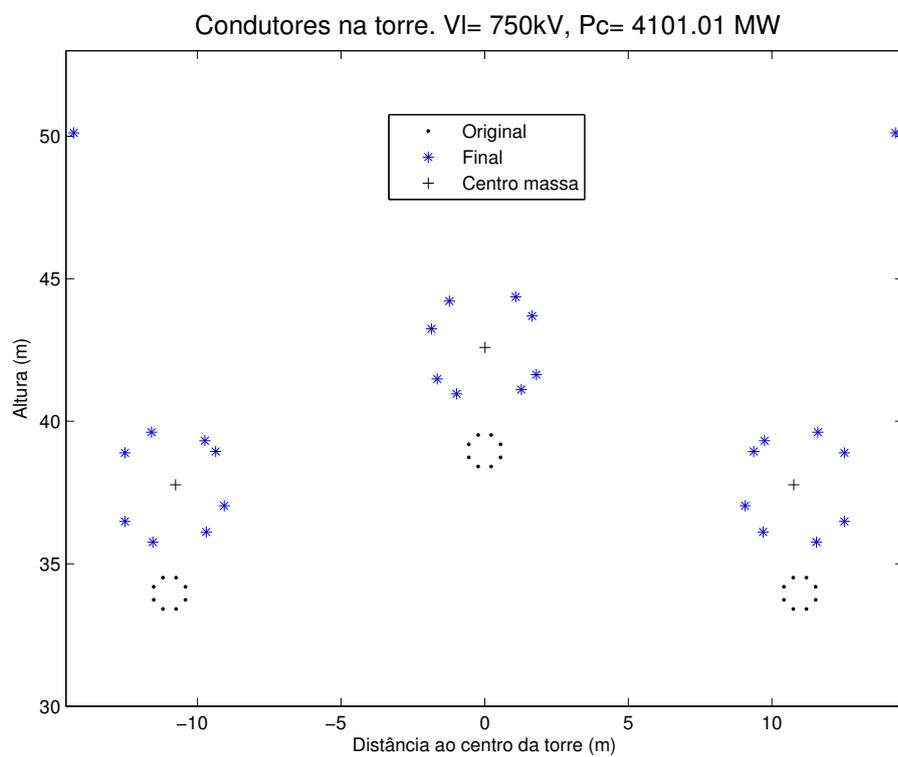
Tabela 62 – Posição dos condutores e campo E . P_c de 4066,84 MW.(a) Coordenadas dos condutores e campo E superficial.

Fase	x [m]	y [m]	E [kV/m]
1	-9,3665	36,1753	17,0430
2	-1,4807	41,3420	19,1060
3	9,3665	36,1753	17,0051
1	-8,7559	37,8532	18,3374
1	-9,3903	38,9455	16,5229
1	-10,3931	39,5568	16,7331
1	-12,3735	38,7910	16,8484
1	-12,4825	36,4359	16,0422
1	-10,8511	35,5841	15,4344
2	-0,2528	40,4815	20,3958
2	1,4395	41,3158	19,8844
2	2,0009	42,6187	19,9469
2	1,3350	44,1490	20,0100
2	-1,4201	44,1081	19,8044
2	-1,9719	42,6767	19,2021
3	8,7559	37,8532	18,2800
3	9,3903	38,9455	16,4731
3	10,3931	39,5568	16,6929
3	12,3735	38,7910	16,8246
3	12,4825	36,4359	16,0247
3	10,8511	35,5841	15,4127
0	11,7896	48,8940	17,7795
0	-11,7896	48,8940	17,7602

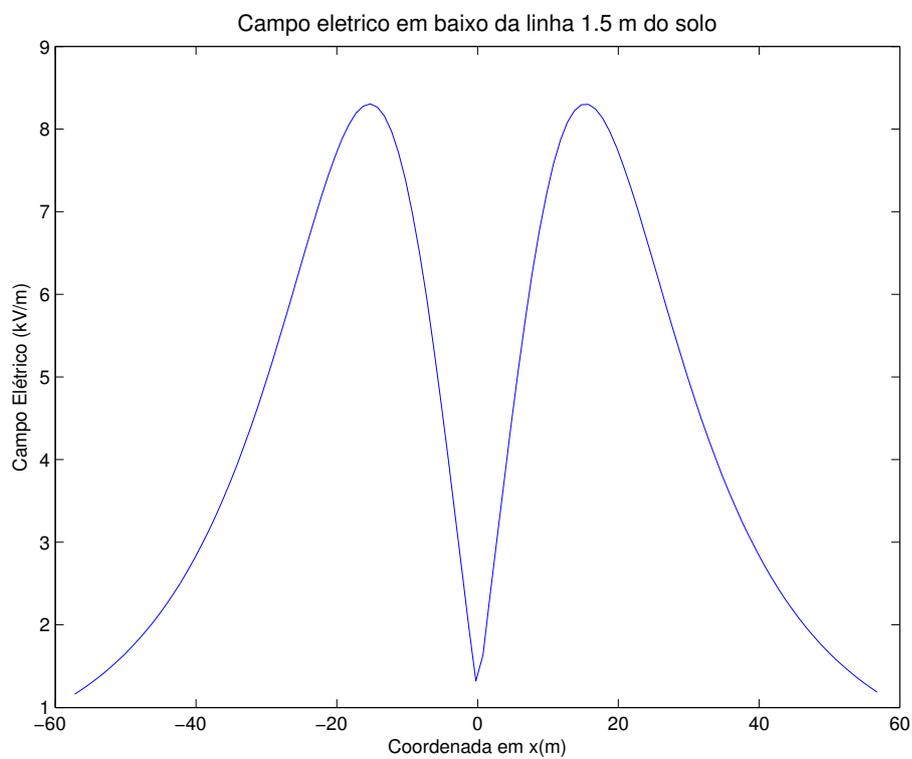
(b) Desequilíbrio de campo E e carga superficial [%].

Fase A	Fase B	Fase C
1,6422	3,2339	1,6304
8,0020	3,1031	7,8942
0,9132	0,5906	0,9836
0,1194	0,8974	0,0962
0,6859	1,2074	0,7432
3,2750	0,1975	3,1866
6,2615	2,7620	6,1938

B.2.8. Opção 8. Condutor Rail. P_c de 4101,01 MW.



(a) Geometria.



(b) Campo E no solo.

Figura 123 – Linha otimizada para 750 kV. P_c de 4101,01 MW.

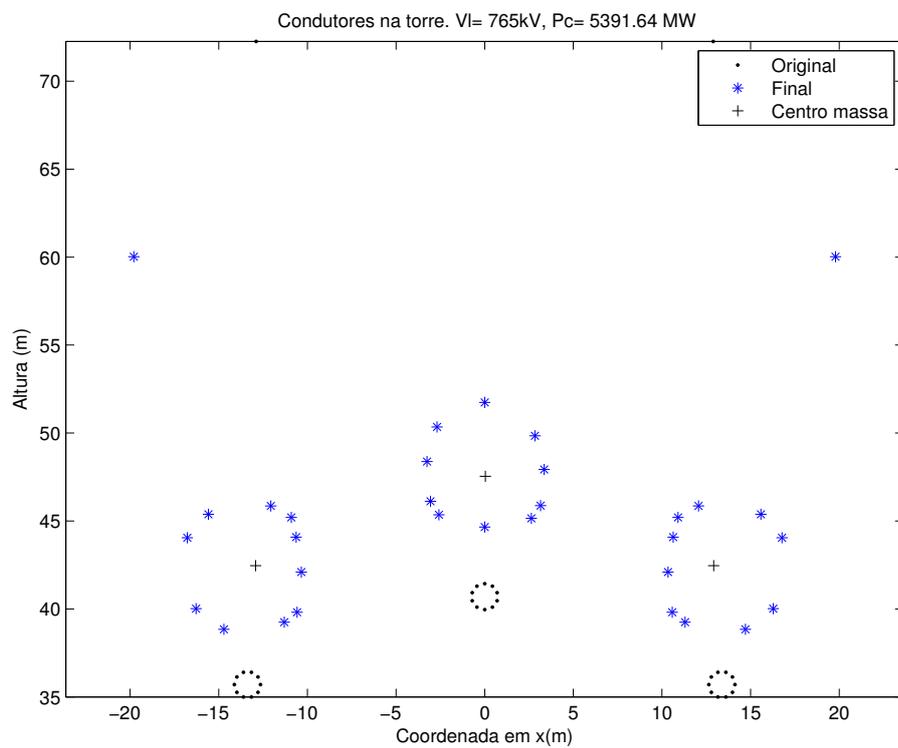
Tabela 63 – Posição dos condutores e campo E . P_c de 4101,01 MW.(a) Coordenadas dos condutores e campo E superficial.

Fase	x [m]	y [m]	E [kV/m]
1	-9,6927	36,1131	16,3837
2	-1,6516	41,4863	19,7074
3	9,6927	36,1131	16,3828
1	-9,0696	37,0363	17,8531
1	-9,3696	38,9433	16,6609
1	-9,7427	39,3164	15,5704
1	-11,5997	39,6164	15,8810
1	-12,5229	38,8933	15,5155
1	-12,5229	36,4863	15,1244
1	-11,5497	35,7631	14,9251
2	-0,9785	40,9631	19,0682
2	1,2785	41,1131	19,0452
2	1,8016	41,6363	19,9192
2	1,6516	43,6933	18,0882
2	1,0785	44,3664	17,4939
2	-1,2285	44,2164	18,3133
2	-1,8516	43,2433	18,9138
3	9,0696	37,0363	17,8524
3	9,3696	38,9433	16,6602
3	9,7427	39,3164	15,5697
3	11,5997	39,6164	15,8810
3	12,5229	38,8933	15,5157
3	12,5229	36,4863	15,1243
3	11,5497	35,7631	14,9247
0	14,3077	50,1184	17,2635
0	-14,3077	50,1184	17,2656

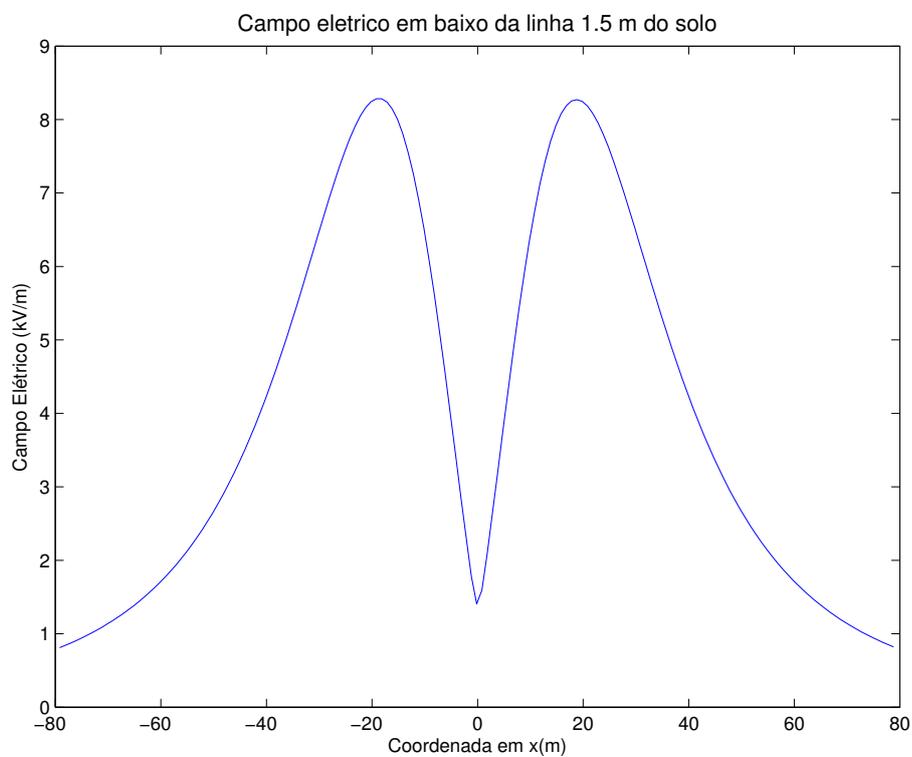
(b) Desequilíbrio de campo E e carga superficial [%].

Fase A	Fase B	Fase C
1,9145	4,3143	1,9126
9,0481	1,2113	9,0463
3,2604	1,0996	3,2592
2,0335	5,3427	2,0347
0,5254	3,5458	0,5236
2,2998	6,4308	2,2970
4,1984	2,4531	4,1968
5,1660	0,4619	5,1659

B.2.9. Opção 9. Condutor Rail. P_c de 5391,64 MW.



(a) Geometria.



(b) Campo E no solo.

Figura 124 – Linha otimizada para 765 kV. P_c de 5391,64 MW.

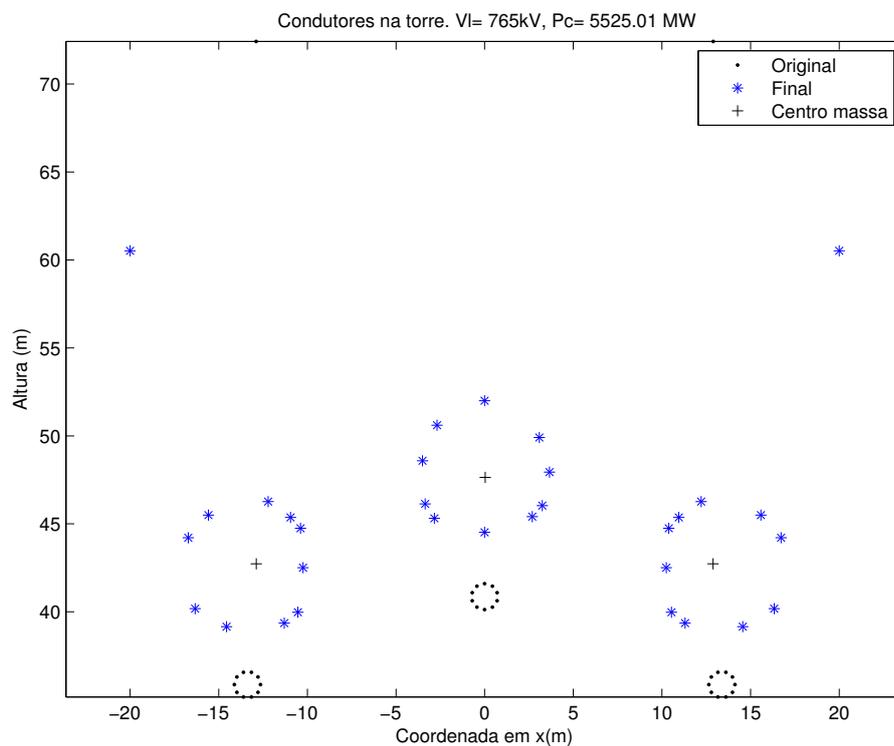
Tabela 64 – Posição dos condutores e campo E . P_c de 5391,64 MW.(a) Coordenadas dos condutores e campo E superficial.

Fase	x [m]	y [m]	E [kV/m]
1	-11,3042	39,3448	15,2147
2	-3,0533	46,2195	20,1540
3	11,3042	39,3448	15,2886
1	-10,5845	39,9134	16,7430
1	-10,3432	42,1980	17,7113
1	-10,6345	44,1827	16,8089
1	-10,9042	45,3013	18,2675
1	-12,0612	45,9513	17,7690
1	-15,5809	45,4827	15,9408
1	-16,7721	44,1480	15,4450
1	-16,2809	40,1134	15,1227
1	-14,7112	38,9448	15,2316
2	-2,5846	45,4498	20,4643
2	0,0000	44,7586	20,4360
2	2,6346	45,2498	20,4529
2	3,1533	45,9695	20,3564
2	3,3533	48,0265	20,3596
2	2,8346	49,9463	20,3974
2	0,0000	51,8375	20,3792
2	-2,6846	50,4463	20,3866
2	-3,2533	48,4765	20,3735
3	10,5845	39,9134	16,8517
3	10,3432	42,1980	17,8692
3	10,6345	44,1827	16,9544
3	10,9042	45,3013	18,3938
3	12,0612	45,9513	17,8395
3	15,5809	45,4827	15,9622
3	16,7721	44,1480	15,4617
3	16,2809	40,1134	15,1460
3	14,7112	38,9448	15,2663
0	19,8219	60,1318	18,4820
0	-19,8219	60,1318	18,4676

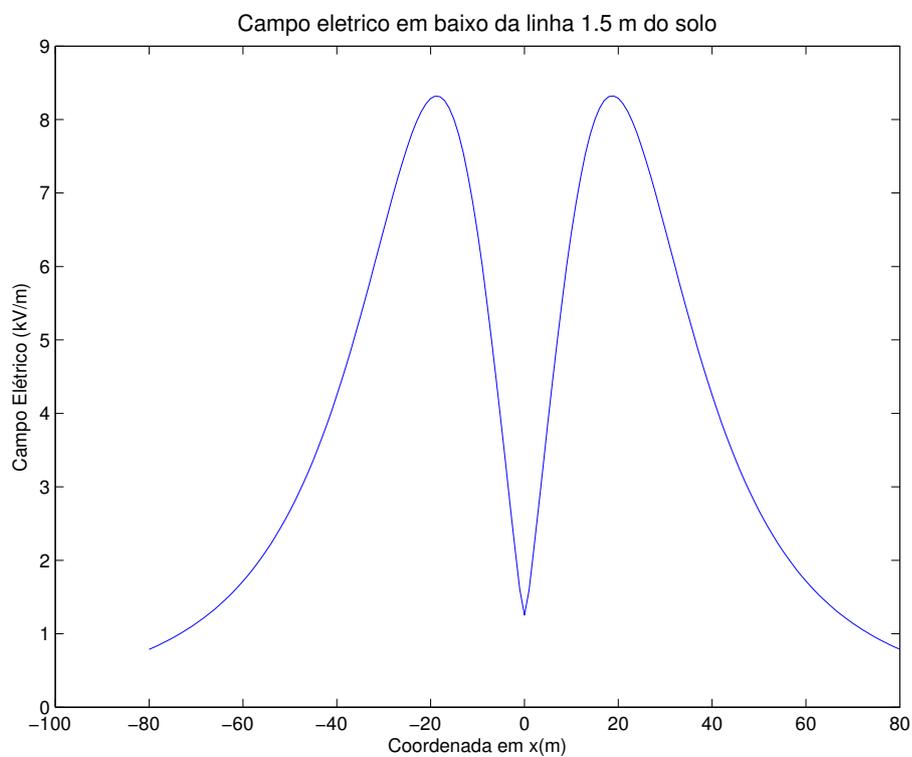
(b) Desequilíbrio de campo E e carga superficial [%].

Fase A	Fase B	Fase C
5,8774	1,0776	5,8967
1,5414	0,4287	1,6913
6,2421	0,2913	6,6306
1,8613	0,3733	2,1896
8,9423	0,0953	9,1770
6,5223	0,0794	6,4863
2,3526	0,1039	2,6270
4,7597	0,0155	5,0566
6,3242	0,0513	6,5892
5,7954	0,0119	6,0052

B.2.10. Opção 10. Condutor Rail. P_c de 5525,01 MW.



(a) Geometria.



(b) Campo E no solo.

Figura 125 – Linha otimizada para 765 kV. P_c de 5525,01 MW.

Tabela 65 – Posição dos condutores e campo E . P_c de 5525,01 MW.(a) Coordenadas dos condutores e campo E superficial.

Fase	x [m]	y [m]	E [kV/m]
1	-11,3044	39,3565	14,5970
2	-3,3533	46,1312	20,1696
3	11,3044	39,3565	14,5951
1	-10,5347	39,9751	16,2626
1	-10,2434	42,5097	17,5772
1	-10,3847	44,7443	17,6451
1	-10,9544	45,3630	15,4275
1	-12,2114	46,2630	17,2933
1	-15,5811	45,4943	14,4917
1	-16,7223	44,2097	14,2034
1	-16,3311	40,1751	14,3826
1	-14,5614	39,1565	13,9343
2	-2,8346	45,3115	20,1885
2	0,0000	44,5203	20,2227
2	2,6846	45,4115	18,3367
2	3,2533	46,0312	18,9075
2	3,6533	47,9382	20,0306
2	3,0846	49,9079	19,6593
2	0,0000	51,9991	19,3115
2	-2,6846	50,6079	19,0382
2	-3,5033	48,5882	20,0688
3	10,5347	39,9751	16,2610
3	10,2434	42,5097	17,5850
3	10,3847	44,7443	17,6686
3	10,9544	45,3630	15,4445
3	12,2114	46,2630	17,2969
3	15,5811	45,4943	14,4840
3	16,7223	44,2097	14,1968
3	16,3311	40,1751	14,3791
3	14,5614	39,1565	13,9320
0	20,0044	60,5174	18,2335
0	-20,0044	60,5174	18,1932

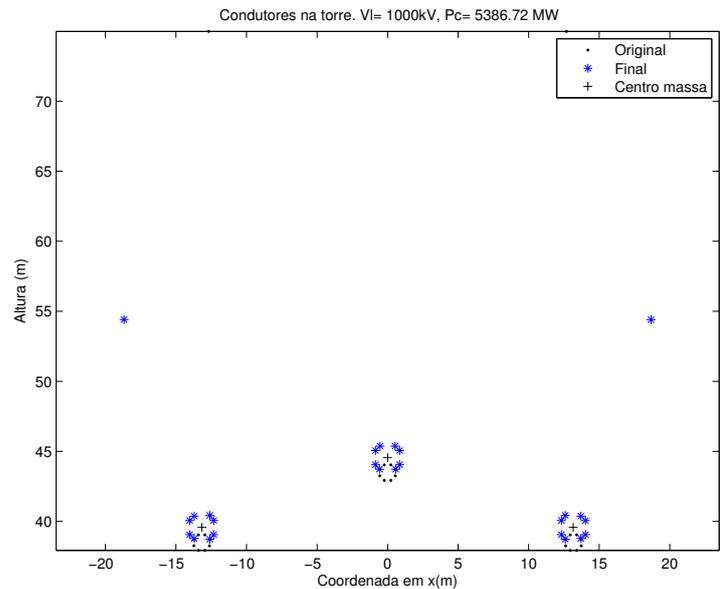
(b) Desequilíbrio de campo E e carga superficial [%].

Fase A	Fase B	Fase C
4,8370	2,8314	4,8602
3,3464	2,9242	3,3249
9,8056	3,0924	9,8299
10,1394	6,1744	10,2406
0,7567	3,3698	0,6869
8,4108	2,1481	8,4144
5,3542	0,3240	5,4060
6,7710	1,3847	6,8173
5,8904	2,7274	5,9213
8,0929	2,3360	8,1181

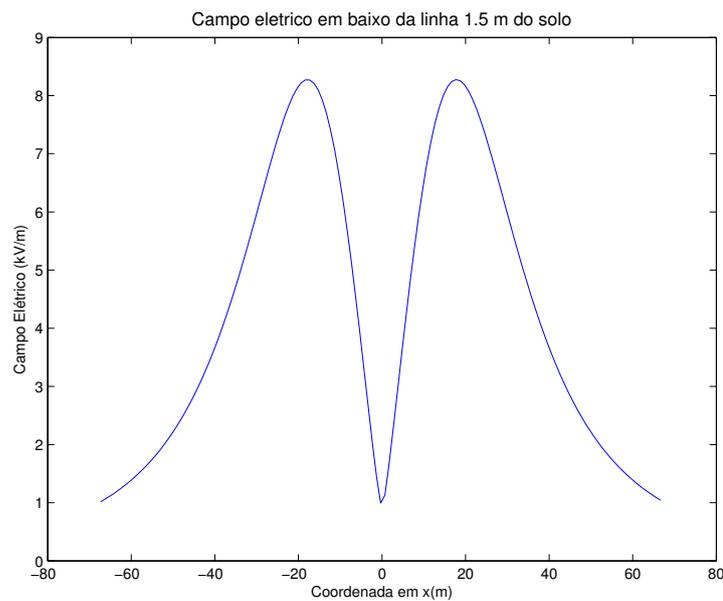
B.3. Linhas de 1000 kV Otimizadas

Nesta seção são apresentados os resultados de otimizar linhas de transmissão operando a 1000 kV. Dados importantes como o tipo de condutor, balanço de campo elétrico, coordenadas dos condutores e campo elétrico ao nível do solo são fornecidos para cada uma das geometrias apresentadas. É necessário lembrar que o número mínimo e máximo de condutores foi adotado segundo a tabela 17.

B.3.1. Opção 1. Condutor Rail. P_c de 5386,72 MW.



(a) Geometria.



(b) Campo E no solo.

Figura 126 – Linha otimizada para 1000 kV. P_c de 5386,72 MW.

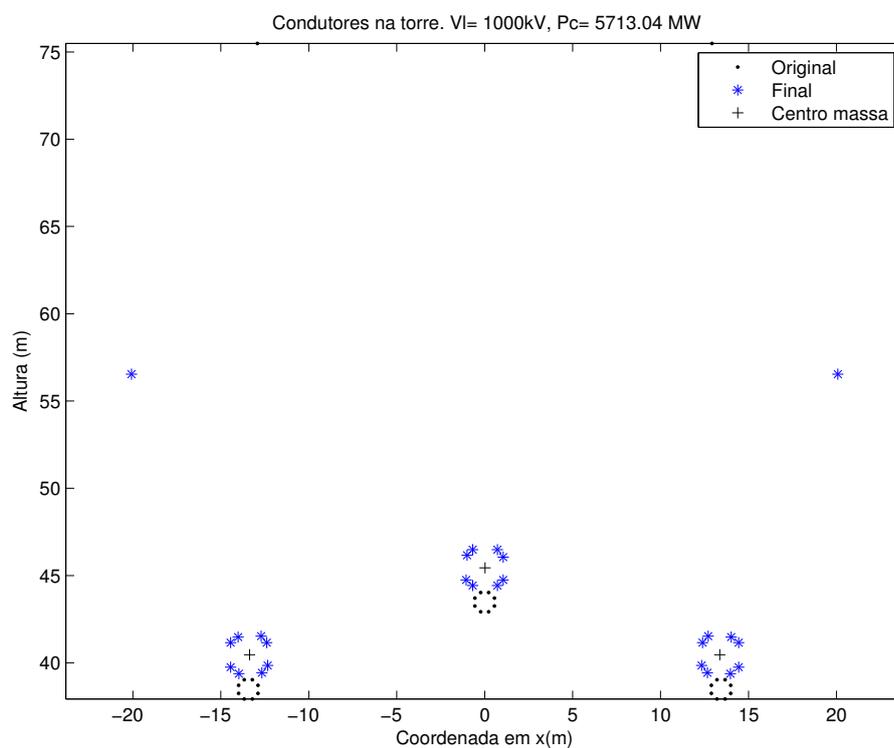
Tabela 66 – Posição dos condutores e campo E . P_c de 5386,72 MW.(a) Coordenadas dos condutores e campo E superficial.

Fase	x [m]	y [m]	E [kV/m]
1	-12,5912	38,8287	16,2317
2	-0,8516	44,1518	18,3818
3	12,5912	38,8287	16,2317
1	-12,3181	39,1518	16,8621
1	-12,3181	40,1588	17,1853
1	-12,5912	40,5320	17,3475
1	-13,6982	40,4820	15,3910
1	-14,0214	40,1588	15,6077
1	-14,0214	39,1518	15,4529
1	-13,6982	38,8787	14,5130
2	-0,5785	43,8287	18,3195
2	0,5785	43,8287	18,3195
2	0,8516	44,1518	18,3818
2	0,8516	45,1588	18,1458
2	0,5285	45,4820	17,0539
2	-0,5285	45,4820	17,0539
2	-0,8516	45,1588	18,1458
3	12,3181	39,1518	16,8621
3	12,3181	40,1588	17,1853
3	12,5912	40,5320	17,3475
3	13,6982	40,4820	15,3910
3	14,0214	40,1588	15,6077
3	14,0214	39,1518	15,4529
3	13,6982	38,8787	14,5130
0	18,7026	54,5103	18,4731
0	-18,7026	54,5103	18,4731

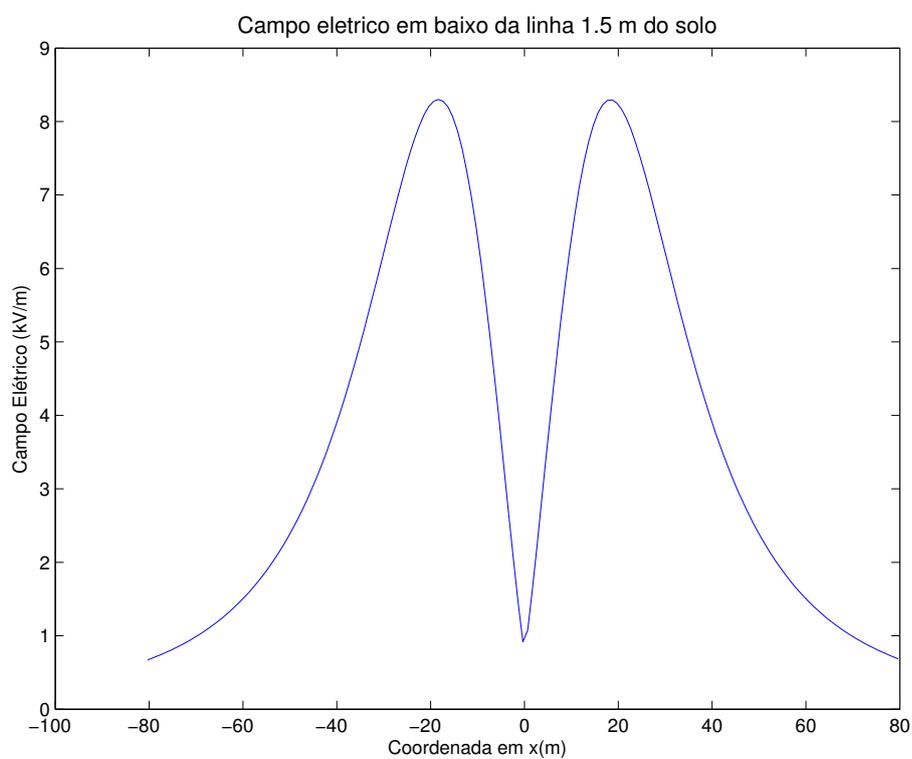
(b) Desequilíbrio de campo E e carga superficial [%].

Fase A	Fase B	Fase C
0,7658	1,9734	0,7658
3,8261	1,6714	3,8261
5,3954	1,6714	5,3954
6,1824	1,9734	6,1824
3,3149	0,8280	3,3149
2,2630	4,4728	2,2630
3,0144	4,4728	3,0144
7,5773	0,8280	7,5773

B.3.2. Opção 2. Condutor Rail. P_c de 5713,04 MW.



(a) Geometria.



(b) Campo E no solo.

Figura 127 – Linha otimizada para 1000 kV. P_c de 5713,04 MW.

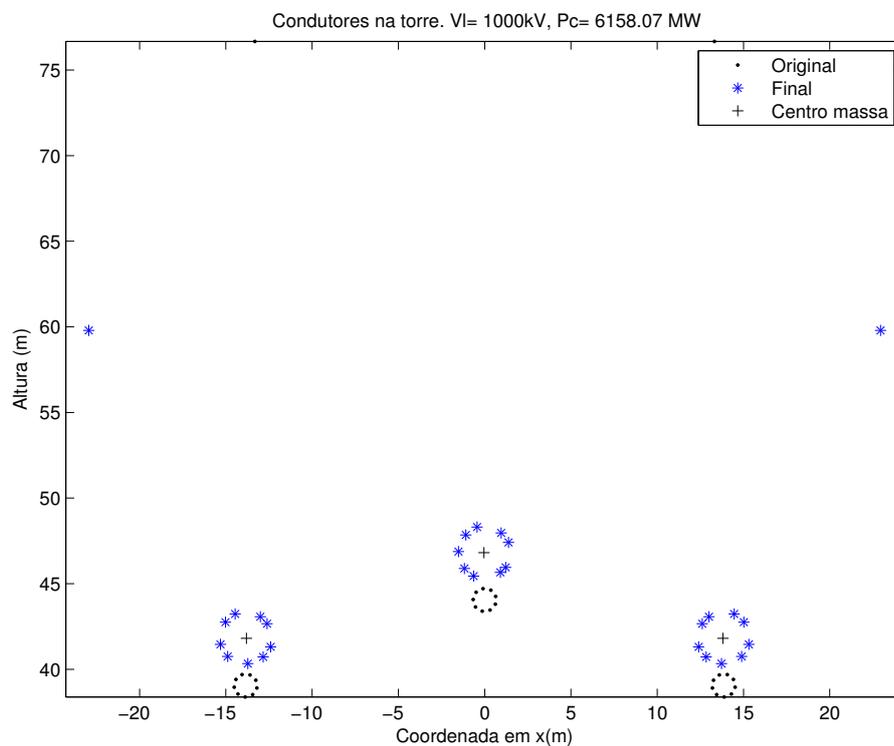
Tabela 67 – Posição dos condutores e campo E . P_c de 5713,04 MW.(a) Coordenadas dos condutores e campo E superficial.

Fase	x [m]	y [m]	E [kV/m]
1	-12,6617	39,5287	17,1421
2	-1,0516	44,8518	20,4156
3	12,6617	39,5287	17,1520
1	-12,3385	39,9518	17,8525
1	-12,3885	41,2588	18,0592
1	-12,7117	41,6320	17,5697
1	-14,0187	41,5820	15,7072
1	-14,4418	41,2588	16,6606
1	-14,4418	39,8518	16,6448
1	-13,9687	39,4787	15,8001
2	-0,6785	44,5287	19,0782
2	0,7285	44,5287	18,9667
2	1,0516	44,8518	19,6761
2	1,0516	46,1588	18,9320
2	0,7285	46,5820	18,6483
2	-0,6785	46,5820	17,8644
2	-1,0016	46,2588	19,0178
3	12,3385	39,9518	17,8651
3	12,3885	41,2588	18,0747
3	12,7117	41,6320	17,5843
3	14,0187	41,5820	15,7169
3	14,4418	41,2588	16,6690
3	14,4418	39,8518	16,6514
3	13,9687	39,4787	15,8068
0	20,1208	56,6460	18,4760
0	-20,1208	56,6460	18,4934

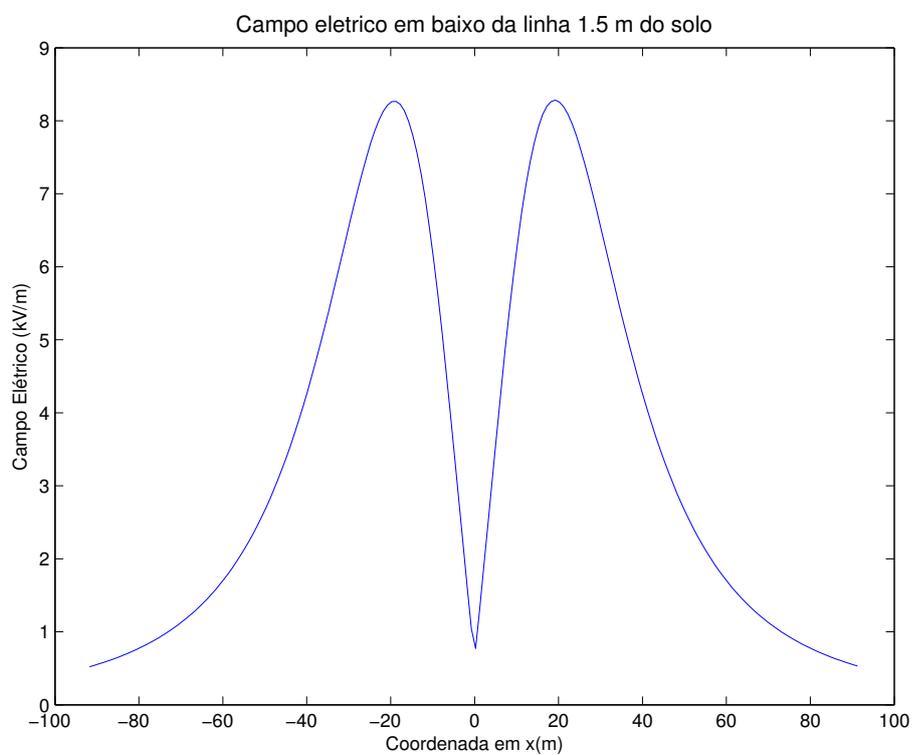
(b) Desequilíbrio de campo E e carga superficial [%].

Fase A	Fase B	Fase C
1,0317	6,5083	1,0291
4,4805	0,0159	4,4909
5,4841	0,5253	5,5080
3,1078	2,9186	3,1278
5,9336	0,6938	5,9377
1,3057	2,0706	1,3158
1,3824	5,8762	1,4011
5,4825	0,2770	5,5013

B.3.3. Opção 3. Condutor Rail. P_c de 6158,07 MW.



(a) Geometria.



(b) Campo E no solo.

Figura 128 – Linha otimizada para 1000 kV. P_c de 6158,07 MW.

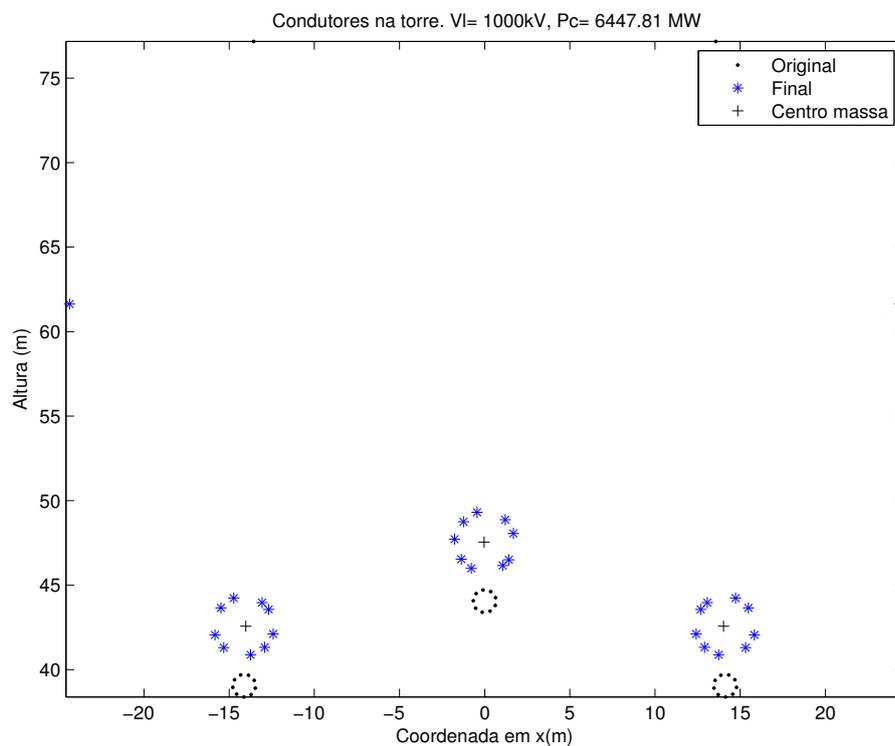
Tabela 68 – Posição dos condutores e campo E . P_c de 6158,07 MW.(a) Coordenadas dos condutores e campo E superficial.

Fase	x [m]	y [m]	E [kV/m]
1	-12,8406	40,8248	15,7108
2	-1,1765	45,9900	18,4633
3	12,8406	40,8248	15,6798
1	-12,3984	41,4124	18,0463
1	-12,6120	42,7650	17,4270
1	-13,0016	43,1708	16,7368
1	-14,4584	43,3367	16,2546
1	-15,0185	42,8553	15,4397
1	-15,3135	41,5583	15,3637
1	-14,8989	40,8548	15,0478
1	-13,7252	40,4336	15,7748
2	-0,6389	45,5478	19,2178
2	0,9136	45,7614	17,6324
2	1,2194	46,0510	18,6674
2	1,3854	47,5078	19,3696
2	0,9540	48,0679	17,9915
2	-0,4430	48,4129	17,9727
2	-1,0965	47,9483	17,5809
2	-1,5177	46,9746	19,3078
3	12,3984	41,4124	18,0021
3	12,6120	42,7650	17,3777
3	13,0016	43,1708	16,6912
3	14,4584	43,3367	16,2217
3	15,0185	42,8553	15,4148
3	15,3135	41,5583	15,3447
3	14,8989	40,8548	15,0298
3	13,7252	40,4336	15,7513
0	22,9831	59,9027	18,4576
0	-22,9831	59,9027	18,4016

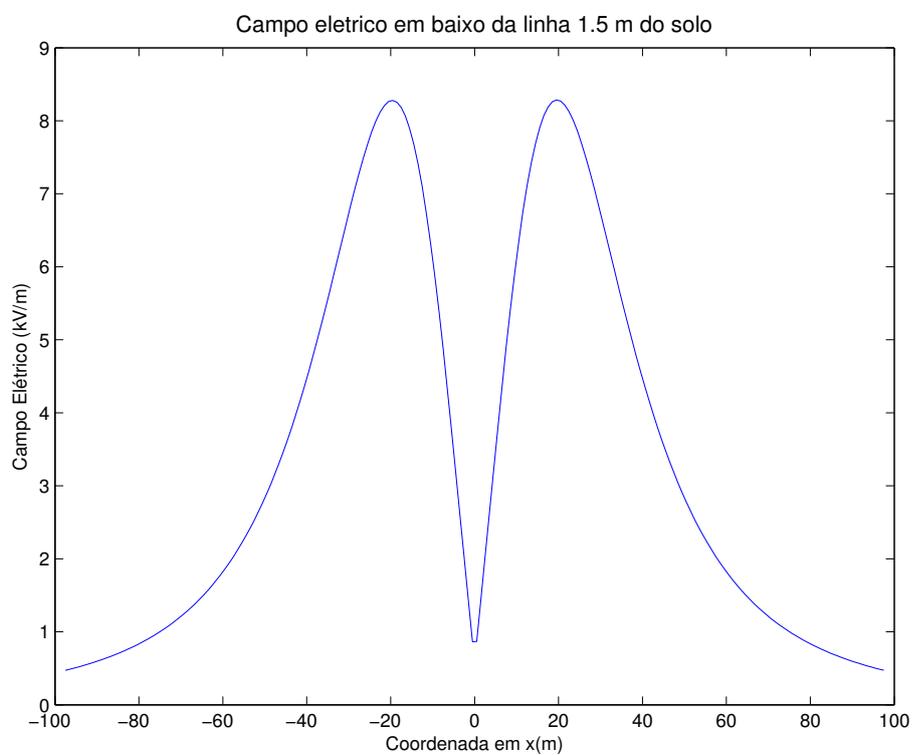
(b) Desequilíbrio de campo E e carga superficial [%].

Fase A	Fase B	Fase C
2,3757	0,0183	2,3706
8,9618	3,6445	8,9028
5,9556	4,0518	5,8716
2,6050	0,9725	2,5395
0,2642	4,3815	0,2602
3,6917	2,3084	3,6569
4,0606	2,3998	3,9973
5,5938	4,3017	5,5258
2,0649	4,0814	2,0235

B.3.4. Opção 4. Condutor Rail. P_c de 6447,81 MW.



(a) Geometria.



(b) Campo E no solo.

Figura 129 – Linha otimizada para 1000 kV. P_c de 6447,81 MW.

Tabela 69 – Posição dos condutores e campo E . P_c de 6447,81 MW.(a) Coordenadas dos condutores e campo E superficial.

Fase	x [m]	y [m]	E [kV/m]
1	-12,9094	41,4248	16,4122
2	-1,3765	46,6400	19,3447
3	12,9094	41,4248	16,3967
1	-12,4172	42,2124	18,6833
1	-12,6808	43,6650	17,7114
1	-13,0705	44,0708	17,0194
1	-14,7272	44,3367	17,2376
1	-15,4873	43,7553	16,5161
1	-15,8323	42,1583	16,1871
1	-15,3178	41,4048	15,8054
1	-13,7440	40,9836	16,3664
2	-0,7889	46,0978	20,2832
2	1,0636	46,2614	18,7389
2	1,4194	46,6010	19,3652
2	1,6854	48,1578	20,4039
2	1,2040	48,9679	19,6042
2	-0,4430	49,4129	18,9479
2	-1,2465	48,8483	18,1551
2	-1,7677	47,8246	20,3164
3	12,4172	42,2124	18,6605
3	12,6808	43,6650	17,6853
3	13,0705	44,0708	16,9946
3	14,7272	44,3367	17,2184
3	15,4873	43,7553	16,5019
3	15,8323	42,1583	16,1771
3	15,3178	41,4048	15,7962
3	13,7440	40,9836	16,3546
0	24,3250	61,6396	18,5338
0	-24,3250	61,6396	18,4988

(b) Desequilíbrio de campo E e carga superficial [%].

Fase A	Fase B	Fase C
2,2811	0,5701	2,2734
8,7438	3,9857	8,7159
4,0259	3,5112	3,9821
0,6665	0,4707	0,6291
1,7259	4,5718	1,7154
1,7767	0,6895	1,7628
3,3737	2,4966	3,3396
5,2269	6,3451	5,1887
2,5036	4,1467	2,4780

B.3.5. Opção 5. Condutor Bluejay. P_c de 6814,67 MW.

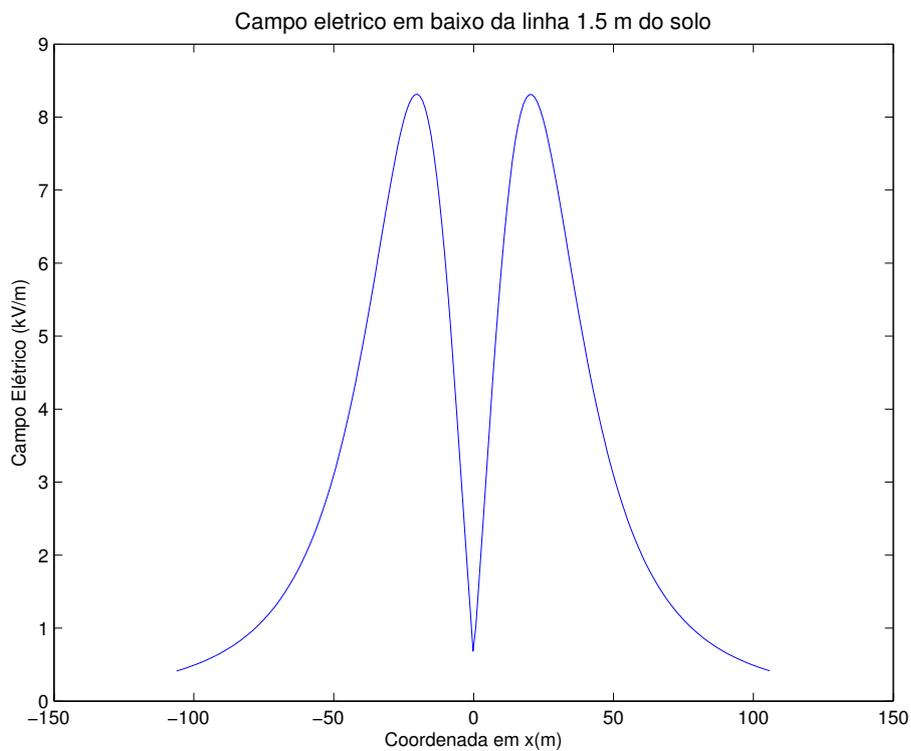
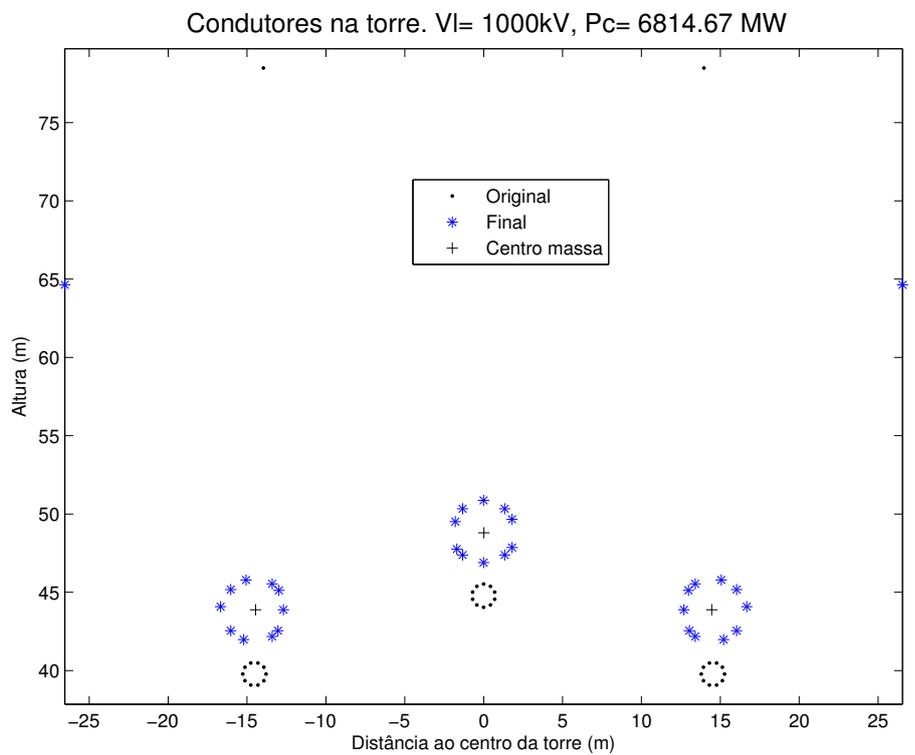


Figura 130 – Linha otimizada para 1000 kV. P_c de 6814,67 MW.

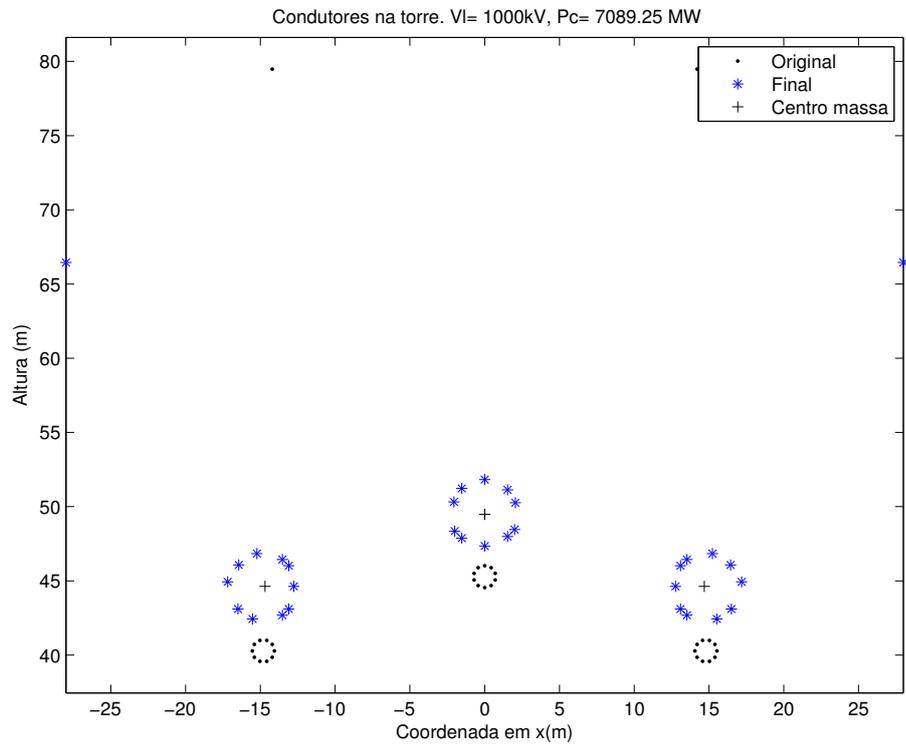
Tabela 70 – Posição dos condutores e campo E . P_c de 6814,67 MW.(a) Coordenadas dos condutores e campo E superficial.

Fase	x [m]	y [m]	E [kV/m]
1	-13,4034	42,2811	14,1289
2	-1,7033	47,8558	17,6863
3	13,4034	42,2811	14,1377
1	-13,0337	42,6497	14,7337
1	-12,6924	43,9843	16,5473
1	-12,9837	45,2190	15,6611
1	-13,4034	45,6376	15,2130
1	-15,0604	45,8876	15,2049
1	-16,0301	45,2690	13,8770
1	-16,6713	44,1843	15,0252
1	-16,0301	42,6497	13,9097
1	-15,2104	42,0811	14,3126
2	-1,3346	47,4861	16,0872
2	0,0000	46,9949	18,3212
2	1,3346	47,4861	16,7514
2	1,8033	47,9558	18,5352
2	1,8033	49,7628	17,6405
2	1,3346	50,4325	16,3217
2	0,0000	50,9738	17,0787
2	-1,3346	50,4325	16,9863
2	-1,8033	49,6128	17,8804
3	13,0337	42,6497	14,7449
3	12,6924	43,9843	16,5641
3	12,9837	45,2190	15,6790
3	13,4034	45,6376	15,2299
3	15,0604	45,8876	15,2175
3	16,0301	45,2690	13,8856
3	16,6713	44,1843	15,0322
3	16,0301	42,6497	13,9153
3	15,2104	42,0811	14,3188
0	26,6093	64,7694	18,2494
0	-26,6093	64,7694	18,2723

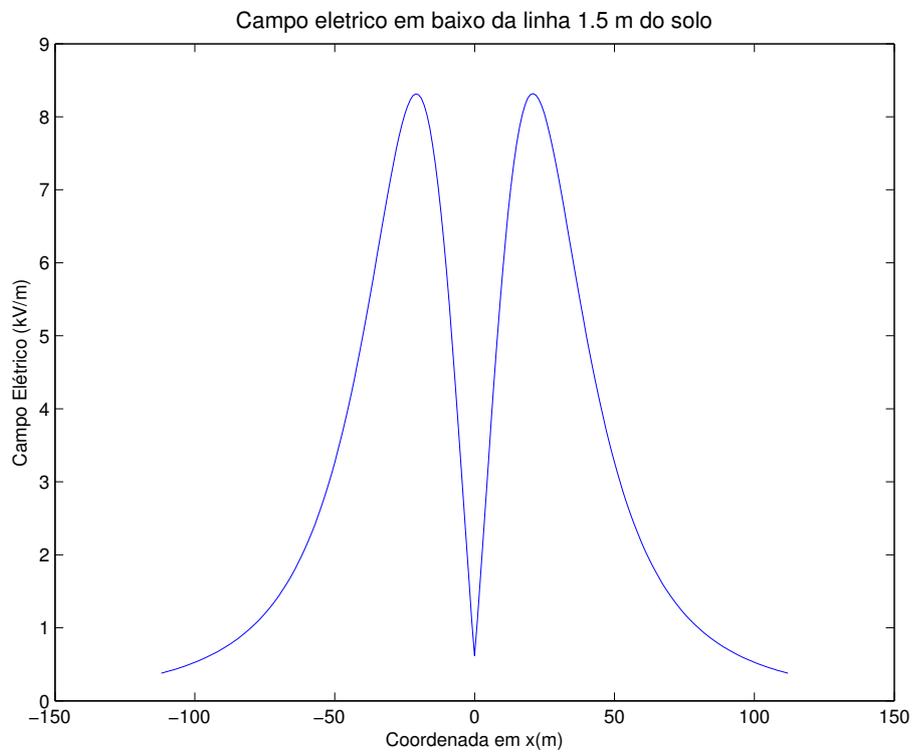
(b) Desequilíbrio de campo E e carga superficial [%].

Fase A	Fase B	Fase C
3,5988	1,7560	3,6101
0,6273	6,1009	0,6269
8,2836	4,8758	8,3114
3,9295	2,8374	3,9627
1,7280	5,9269	1,7558
1,6880	1,5310	1,6953
4,8366	4,9488	4,8487
0,8051	1,2291	0,7844
4,6757	1,6831	4,7032
2,6959	2,7096	2,7207

B.3.6. Opção 6. Condutor Bluejay. P_c de 7089,25 MW.



(a) Geometria.



(b) Campo E no solo.

Figura 131 – Linha otimizada para 1000 kV. P_c de 7089,25 MW.

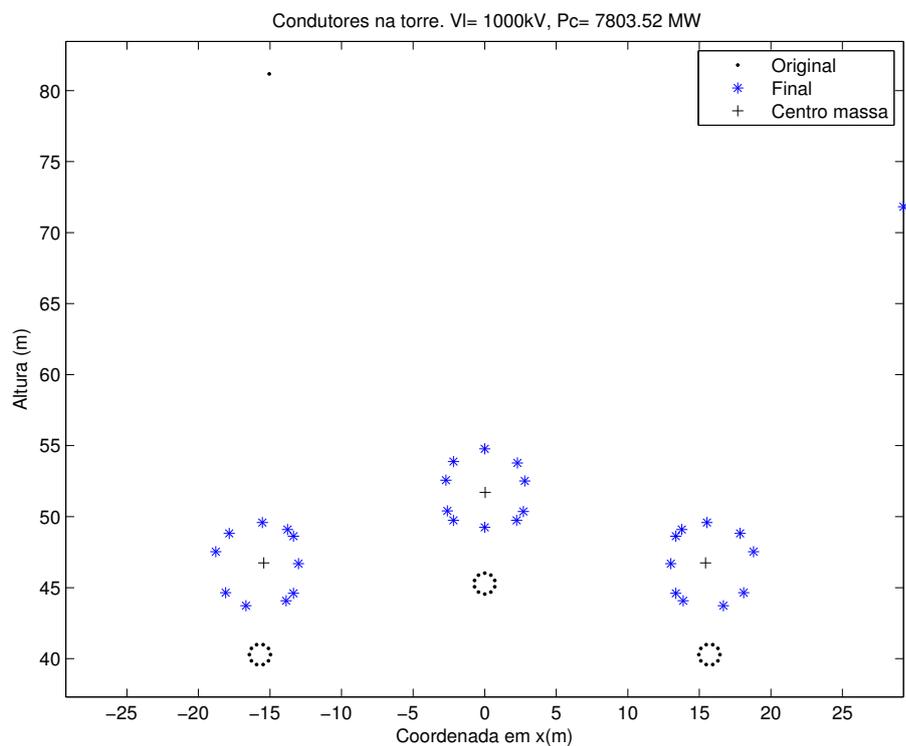
Tabela 71 – Posição dos condutores e campo E . P_c de 7089,25 MW.(a) Coordenadas dos condutores e campo E superficial.

Fase	x [m]	y [m]	E [kV/m]
1	-13,5208	42,7811	14,7774
2	-2,0033	48,4558	19,0155
3	13,5208	42,7811	14,7676
1	-13,1010	43,1997	15,5237
1	-12,7598	44,7343	17,2597
1	-13,1010	46,1190	16,0100
1	-13,5208	46,5376	15,3314
1	-15,2278	46,9376	16,1594
1	-16,4475	46,1690	14,3079
1	-17,1887	45,0343	15,4219
1	-16,4975	43,1997	14,5460
1	-15,5278	42,5311	14,9566
2	-1,5346	47,9861	17,3773
2	0,0000	47,4449	19,3572
2	1,5346	48,0861	17,0492
2	2,0033	48,5558	18,6698
2	2,0533	50,3628	18,2911
2	1,5346	51,2325	17,3637
2	0,0000	51,9238	17,9300
2	-1,5346	51,3325	17,7742
2	-2,0533	50,4128	18,5724
3	13,1010	43,1997	15,5115
3	12,7598	44,7343	17,2434
3	13,1010	46,1190	15,9949
3	13,5208	46,5376	15,3181
3	15,2278	46,9376	16,1492
3	16,4475	46,1690	14,3011
3	17,1887	45,0343	15,4161
3	16,4975	43,1997	14,5407
3	15,5278	42,5311	14,9502
0	28,0898	66,6031	18,2320
0	-28,0898	66,6031	18,2160

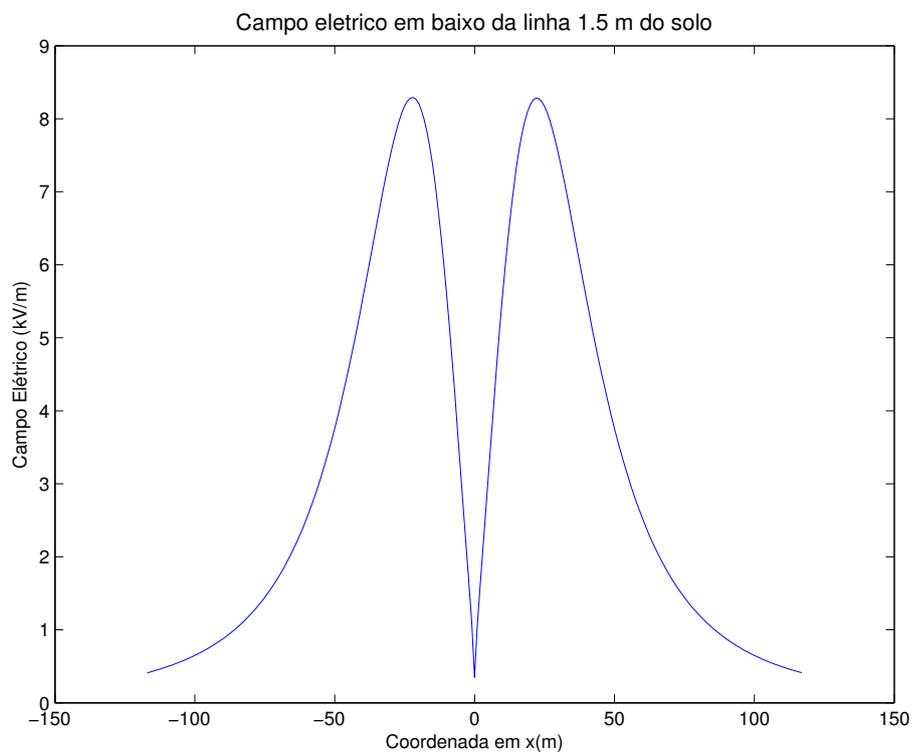
(b) Desequilíbrio de campo E e carga superficial [%].

Fase A	Fase B	Fase C
3,2036	4,3013	3,2018
0,4634	3,7474	0,4532
8,9928	5,9804	8,9626
2,8525	5,3594	2,8282
0,4816	2,6028	0,4971
3,5867	0,7422	3,5860
5,5101	3,8143	5,4939
0,0368	1,0321	0,0155
4,3405	1,7977	4,3170
2,3228	2,1242	2,3047

B.3.7. Opção 7. Conductor Bluejay. P_c de 7803,52 MW.



(a) Geometria.



(b) Campo E no solo.

Figura 132 – Linha otimizada para 1000 kV. P_c de 7803,52 MW.

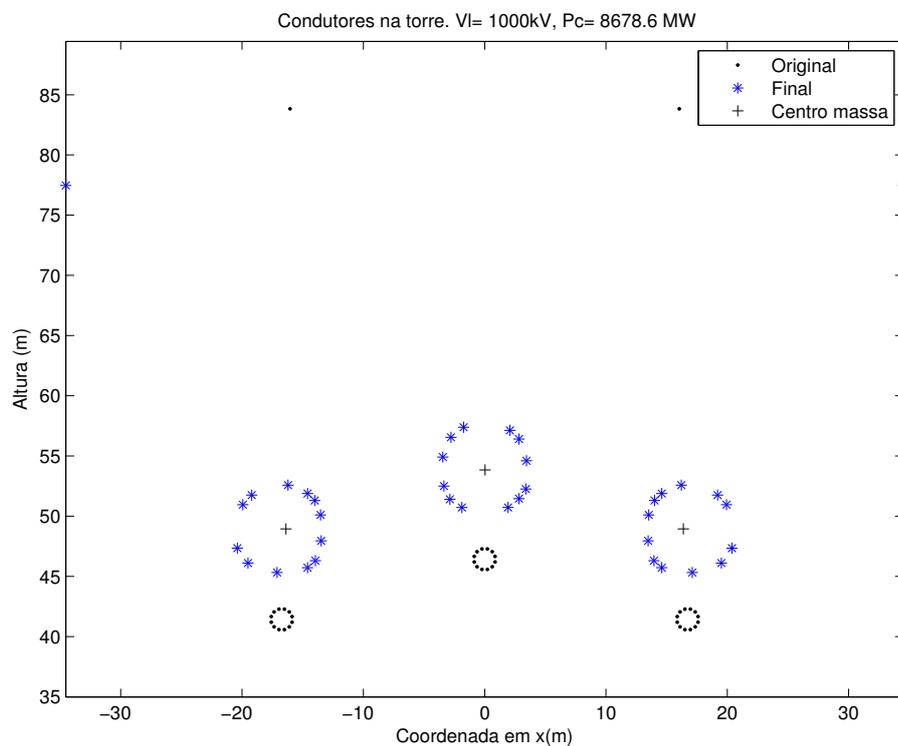
Tabela 72 – Posição dos condutores e campo E . P_c de 7803,52 MW.(a) Coordenadas dos condutores e campo E superficial.

Fase	x [m]	y [m]	E [kV/m]
1	-13,8751	44,1811	16,3159
2	-2,6033	50,5058	20,0506
3	13,8751	44,1811	16,3449
1	-13,3554	44,6997	17,2631
1	-13,0141	46,7843	18,9242
1	-13,3554	48,7190	17,5254
1	-13,7751	49,1876	16,4964
1	-15,5321	49,6876	17,3442
1	-17,8518	48,9190	16,0729
1	-18,7930	47,6343	16,3924
1	-18,1018	44,7497	16,2788
1	-16,6821	43,8311	16,4271
2	-2,1846	49,8361	20,2332
2	0,0000	49,3449	20,4032
2	2,2346	49,8361	20,0036
2	2,7033	50,4558	20,3879
2	2,8033	52,6128	20,1924
2	2,2846	53,8825	20,2227
2	0,0000	54,8738	20,1717
2	-2,1846	53,9825	20,2920
2	-2,7033	52,6628	20,1026
3	13,3554	44,6997	17,3014
3	13,0141	46,7843	18,9814
3	13,3554	48,7190	17,5829
3	13,7751	49,1876	16,5466
3	15,5321	49,6876	17,3832
3	17,8518	48,9190	16,0955
3	18,7930	47,6343	16,4095
3	18,1018	44,7497	16,2936
3	16,6821	43,8311	16,4446
0	29,2959	71,9189	18,2239
0	-29,2959	71,9189	18,2644

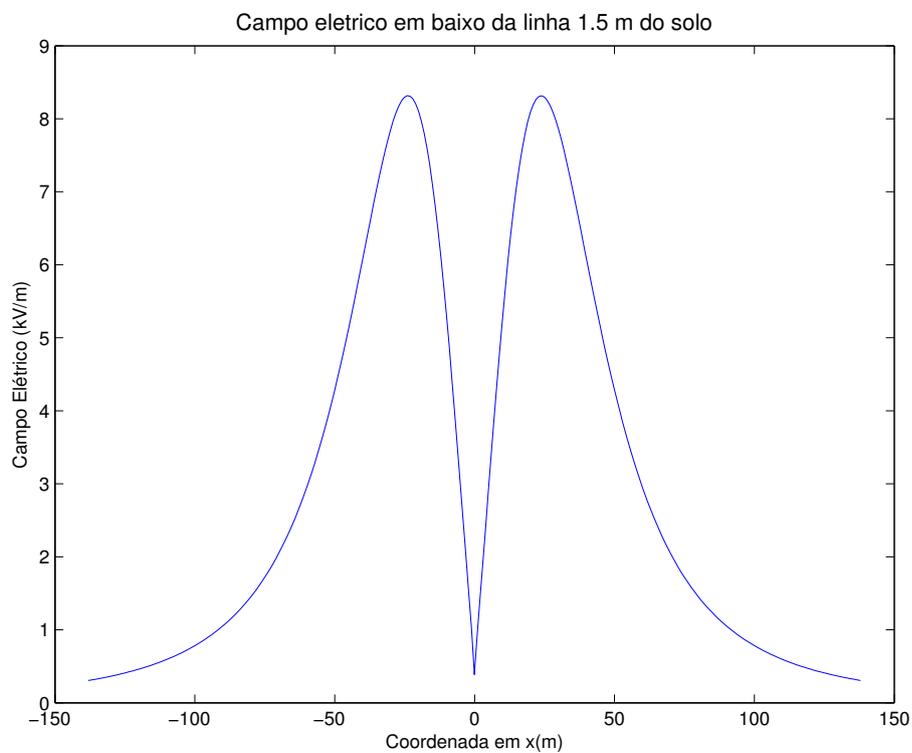
(b) Desequilíbrio de campo E e carga superficial [%].

Fase A	Fase B	Fase C
2,8896	0,7637	2,9159
1,7642	0,1339	1,7838
9,9255	0,9691	10,0381
3,0530	0,9944	3,1668
2,0031	0,8937	1,9250
2,1626	0,0668	2,1858
4,0834	0,0824	4,1411
2,5140	0,1686	2,5985
3,0717	0,4224	3,1680
2,3435	0,5080	2,4262

B.3.8. Opção 8. Condutor Bluejay. P_c de 8678,60 MW.



(a) Geometria.



(b) Campo E no solo.

Figura 133 – Linha otimizada para 1000 kV. P_c de 8678,60 MW.

Tabela 73 – Posição dos condutores e campo E . P_c de 8678,60 MW.(a) Coordenadas dos condutores e campo E superficial.

Fase	x [m]	y [m]	E [kV/m]
1	-14,6021	45,7250	15,0497
2	-3,3528	52,4992	20,1579
3	14,6021	45,7250	15,0604
1	-13,9563	46,3035	15,8698
1	-13,4778	47,9492	17,6097
1	-13,5278	50,1062	17,7185
1	-14,0063	51,3020	15,9278
1	-14,6021	51,8805	15,4323
1	-16,2091	52,5805	17,2046
1	-19,2049	51,7520	14,4937
1	-19,9334	50,9562	14,3972
1	-20,3834	47,3492	14,7990
1	-19,5049	46,1035	14,3683
1	-17,1091	45,3250	15,0775
2	-2,8743	51,4035	19,5592
2	-1,8785	50,7250	20,4230
2	1,9285	50,7250	20,2904
2	2,8243	51,4535	17,9599
2	3,4028	52,2492	20,2865
2	3,4528	54,6062	20,1253
2	2,8243	56,4020	17,9359
2	2,0785	57,1305	18,0605
2	-1,7285	57,3805	18,6205
2	-2,7743	56,5520	18,4271
2	-3,4528	54,9062	20,2919
3	13,9563	46,3035	15,8842
3	13,4778	47,9492	17,6292
3	13,5278	50,1062	17,7368
3	14,0063	51,3020	15,9391
3	14,6021	51,8805	15,4386
3	16,2091	52,5805	17,2057
3	19,2049	51,7520	14,4929
3	19,9334	50,9562	14,3967
3	20,3834	47,3492	14,8003
3	19,5049	46,1035	14,3709
3	17,1091	45,3250	15,0835
0	34,5181	77,4648	18,2611

(b) Desequilíbrio de campo E e carga superficial [%].

Fase A	Fase B	Fase C
3,0100	3,9948	2,9944
1,0195	1,0534	1,0530
9,5679	5,2974	9,6268
10,1026	4,6459	10,1553
1,3044	6,8047	1,3230
1,1304	4,6265	1,1361
7,5774	3,8346	7,5460
5,7417	6,9224	5,7829
6,2162	6,3105	6,2555
4,2417	3,5591	4,2722
6,3581	4,5090	6,3820
2,8736	4,6531	2,8811