



Transmissão em Ultra Alta Tensão em Corrente Alternada

**Pesquisa Aplicada
no Sistema
Elétrico
Brasileiro**

COORDENADOR DO PROJETO

José Antonio Jardim
ITAEE

GERENTES DO PROJETO

Geraldo Luiz Costa Nicola
Eletrobras Eletronorte

John Francis Graham
State Grid Brazil Holding

Liu Guijun
State Grid Brazil Holding

AUTORES EM ORDEM ALFABÉTICA

Adriano Aparecido Dellallibera
Balestro

Alex da Silva Sousa
Geoambiente

Carlos Alberto Rayol
Eletrobras Eletronorte

Eber Havila Rose
Eletrobras Eletronorte

Felipe Rocha Velloso de Almeida Pedroso
FDTE

Geraldo Luiz Costa Nicola
Eletrobras Eletronorte

Gerson Yukio Saiki
ITAEE

Huederson Aparecido Botura da Silva
Balestro

John Francis Graham
State Grid Brazil Holding

José Antonio Jardim
ITAEE

José William de Medeiros
Eletrobras Eletronorte

Liu Guijun
State Grid Brazil Holding

Maira Dzedzej
Geoambiente

Marcos Tiago Bassini
FDTE

Mauricio George Miguel Jardim
ITAEE

Patrícia Oliveira da Silveira
ITAEE

Renato Grigoletto de Biase
ITAEE

Ricardo Leon Vasquez Arnez
ITAEE

Sergio de Oliveira Frontin
FDTE

Thales Sousa
FDTE

Valdomiro Vega García
FDTE

Transmissão em Ultra Alta Tensão em Corrente Alternada

Pesquisa Aplicada no Sistema Elétrico Brasileiro

State Grid Brazil Holding S.A.

Cai Hongxian
PRESIDENTE & CEO

Qu Yang
VICE PRESIDENTE

Eletrobras Eletronorte

Vilmos da Silva Grunvald
PRESIDENTE

Roberto Parucker
DIRETOR DE ENGENHARIA

Organizadores

José Antonio Jardini
Sergio de Oliveira Frontin
Geraldo Luiz Costa Nicola
John Francis Graham
Wang Yuanhang
Liu Guijun

1ª Edição

**Brasília
2017**

Teixeira Gráfica e Editora LTDA.
Tiragem: 3.000 livros

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – Aneel
SGAN Quadra 603, Módulos I e J, Asa Norte, Brasília (DF) – CEP: 70830-030
Romeu Donizete Rufino
Diretor Geral

CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S.A. – Eletronorte
SCN Quadra 06, Conjunto A, Blocos B e C, Entrada Norte 2, Asa Norte, Brasília (DF) – CEP: 70716-901
Vilmos da Silva Grunvald
Presidente

STATE GRID BRAZIL HOLDING – SGBH
Avenida Presidente Vargas, 955, SGCC Rio Tower, Centro, Rio de Janeiro (RJ) – CEP: 20071-004
Cai Hongxian
Presidente & CEO

INSTITUTO TÉCNICO DE AUTOMAÇÃO E ESTUDOS ELÉTRICOS – ITAE
Rua Capitão Otávio Machado, 525, São Paulo (SP) – CEP: 04718-000
José Antonio Jardini
Presidente

INDÚSTRIA ELETROMECÂNICA BALESTRO LTDA. – Balestro
Rua Santa Cruz, 1550, Jardim Santa Cruz, Mogi Mirim (SP) – CEP: 13800-440
Carlos Eduardo Balestro
Diretor Geral

FUNDAÇÃO PARA O DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO DA ENGENHARIA – FDTE
Rua Padre Eugênio Lopes 361, Morumbi. CEP: 05615-010. São Paulo – SP
Anapaula Haipek Campos
Diretora Superintendente

Capa, projeto gráfico e diagramação:
Casa 73

Revisão:
Carolina Lopes e Vanessa Aquino

Catálogo na fonte
Centro de Documentação – CEDOC / ANEEL

Transmissão em Ultra Alta Tensão em Corrente Alternada : Pesquisa Aplicada no Sistema Elétrico Brasileiro / José Antonio Jardini, Sergio de Oliveira Frontin, Geraldo Luiz Costa Nicola, John Francis Graham, Wang Yuanhang, Liu Guijun (organizadores). -- Brasília : Casa 73, 2018.

656 p. : il.

ISBN: 978-85-88041-14-1

1. Energia elétrica. 2. Transmissão em Ultra Alta Tensão. 3. Transmissão de Energia Elétrica – Pesquisa e Desenvolvimento. I. Título.

CDU: 621.315(81)

Esta publicação é parte integrante das atividades desenvolvidas no âmbito do Programa de P&D da Aneel, referente ao projeto intitulado *Transmissão em Ultra Alta Tensão no Sistema Interligado Nacional*.

Este livro reflete a opinião dos autores baseada nos relatórios produzidos pelas entidades executoras do projeto. As conclusões e opiniões apresentadas não necessariamente refletem o posicionamento da Aneel ou de qualquer das empresas proponente, parceira, cooperadas e patrocinadoras desse projeto de pesquisa.

Os textos contidos nesta publicação podem ser reproduzidos, armazenados ou transmitidos, desde que a fonte seja citada.

Todos os direitos estão reservados pelas empresas indicadas.

SUMÁRIO

Prefácio	15
Resumo Executivo.....	19

CAPÍTULO 1

Perspectivas de Aplicação de Sistema de Transmissão 1.000 kV CA no Brasil

1. Introdução	24
2. Sistema Brasileiro Ano 2015.....	25
2.1 Geração e Carga.....	25
2.2 Expansão da Geração.....	26
2.3 Transmissão.....	27
3. Sistema de Transmissão Econômico	28
4. Inserção do Sistema 1.000 kV.....	31
5. Confiabilidade.....	32
6. Viabilidade Econômica	32
7. Conclusões.....	33
8. Referências.....	33

CAPÍTULO 2

Histórico de Aplicações e Experiências Atuais da Transmissão de Energia Elétrica em Ultra Alta Tensão em Corrente Alternada

1. Introdução	36
2. Evolução dos Níveis de Tensão dos Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil.....	37
3. Evolução dos Níveis de Tensão dos Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica em Âmbito Mundial.....	39
3.1 Estados Unidos da América.....	39
3.2 Itália	40
3.3 Rússia.....	41
3.4 Japão	41
3.5 Índia.....	42
3.6 China	43
4. Detalhamento do Sistema em UAT CA da China	44
4.1 Aspectos de Planejamento	45
4.2 Aspectos da Operação	45
5. Conclusões	46
6. Referências.....	46

CAPÍTULO 3

Análise de Cenários para Aplicação de Sistema 1.000 kV no Sistema Interligado Nacional

1. Introdução	50
2. Estratégias Seguidas	50
3. Análise das Linhas Previstas no Plano Decenal 2023 e Expansão de Geração Não Prevista	51
3.1 Alternativas Avaliadas	51
3.2 Avaliação de Desempenho	55
4. Flexibilidade para a Região com Geração Eólica/Fotovoltaica	55
5. Conclusões	56
6. Referências	56

CAPÍTULO 4

Estudos de Viabilidade Técnico Econômica e Socioambiental das Alternativas (R1)

1. Objetivo	58
2. Introdução	58
3. Premissas e Critérios Gerais	59
3.1 Estudos Realizados pela EPE	59
3.2 Bases e Critérios Gerais	60
4. Desempenho das Alternativas de Sistema de Transmissão	63
4.1 Estudos de Fluxo de Potência (Plano Decenal 2024)	63
4.1.1 Caracterização dos despachos	63
4.1.2 Contingências analisadas	65
4.1.3 Suporte de reativo no sistema local	66
4.1.4 Resultados dos estudos de fluxo de potência	67
4.1.5 Considerações sobre escoamento de potência	84
4.2 Estudos de Transitórios Eletromecânicos	84
4.2.1 Caso I	86
4.2.2 Caso II	87
4.2.3 Caso III	88
4.2.4 Caso IV	89
4.2.5 Caso V	90
4.2.6 Caso VI	91
4.2.7 Caso VII	92
4.2.8 Caso VIII	93
4.2.9 Caso IX	94
4.3 Estudos de Curto-Circuito	94
5. Avaliação Socioambiental de Alternativas de Corredores de Sistema de Transmissão	98
5.1 Alternativa 1 – Corredor de Menor Extensão	99
5.2 Alternativa 2 – Corredor que Evita Alguns Impeditivos Ambientais	100

5.3	Análise das Alternativas	102
5.4	Alternativa Escolhida.....	107
5.5	Análise Socioambiental	108
5.6	Descrição da Alternativa Seleccionada.....	108
5.6.1	Macro-caracterização do trecho de Milagres a Orolândia	110
5.6.2	Macro-caracterização do trecho de Orolândia (BA) a Igarorã (BA)	119
5.6.3	Macro-caracterização do trecho de Igarorã (BA) a Pirapora (MG).....	126
5.6.4	Recomendações para o traçado da linha e elaboração do Relatório R3.....	134
6.	Avaliação Econômica.....	137
6.1	Alternativa 1	138
6.1.1	Dimensionamento dos transformadores da Alternativa 1.....	139
6.2	Alternativa 2	140
6.3	Alternativa 3.....	140
6.4	Configuração Alternativa Balizadora.....	141
6.5	Parâmetros Econômicos.....	142
6.6	Custo das Linhas de Transmissão	142
6.7	Custo das Subestações, Equipamentos e Conversoras	145
6.7.1	Módulo geral	145
6.7.2	Módulo de manobra	145
6.7.3	Transformadores.....	146
6.7.4	Reatores em derivação	147
6.7.5	Capacitores série.....	149
6.7.6	Conversoras de corrente contínua	150
6.8	Perdas Joule	151
6.8.1	Perdas Joule nas linhas CA.....	151
6.8.2	Perdas Joule nas linhas CC.....	152
6.8.3	Perdas Joule nas conversoras	152
6.8.4	Perdas Joule nos transformadores	152
6.9	Avaliação de Investimentos.....	153
6.9.1	Linhas de transmissão.....	153
6.9.2	Transformadores de 1.000 kV da Alternativa 1	153
6.9.3	Subestações.....	154
6.9.4	Custo das conversoras.....	159
6.9.5	Perdas nas linhas de transmissão	159
6.9.6	Perdas nos transformadores da Alternativa 1	161
6.9.7	Perdas nas conversoras	162
6.10	Comparação das Alternativas.....	162
6.11	Sensibilidades.....	163
6.11.1	Sensibilidade 1	163
6.11.2	Sensibilidade 2	164
6.11.3	Sensibilidade 3	165
7.	Descrição da Alternativa de Referência 1.000 kV	166
7.1	Linha de Transmissão.....	166
7.1.1	Carregamento inicial e final em regime normal e em emergência.....	169
7.1.2	Compensação reativa em derivação	171
7.1.3	Compensação reativa série.....	171

7.2 Subestações.....	171
7.2.1 Arranjo de barramento.....	171
7.2.2 Área necessária para novas subestações	172
7.2.3 Macro-localização da subestação Milagres	172
7.2.4 Macro-localização da subestação Ourolândia	173
7.2.5 Macro-localização da subestação Igaporã	173
7.2.6 Macro-localização da subestação Pirapora	174
7.2.7 Macro-localização da subestação Ribeirão das Neves.....	174
7.2.8 Unidades transformadoras	175
8. Expansão Futura da Alternativa 1.000 kV.....	175
8.1 Avaliação de Desempenho para Expansão.....	177
8.1.1 Estudos de fluxo de potência.....	177
8.1.2 Estudos de transitórios eletromecânicos, expansão do sistema em 1.000 kV com 4 trechos e 3 deles com 2 circuitos.....	192
8.1.3 Estudos de curto-circuito, expansão do sistema em 1.000 kV	196
8.2 Avaliação de Custos.....	199
8.2.1 Expansão da Alternativa 1 (1.000 kV).....	200
8.2.2 Expansão da Alternativa 2 (500 kV).....	201
8.2.3 Alternativa CC	202
8.3 Resultados da Avaliação de Custos.....	203
9. Conclusões e Recomendações.....	203
10. Referências	206
ANEXO – Detalhamento do Custeamento de Linhas de Transmissão	209

CAPÍTULO 5

Estudos de Detalhamento da Alternativa de Referência (R2)

1. Introdução	222
2. Descrição da Alternativa de Transmissão 1.000 kV.....	223
2.1 Subestação Milagres III	223
2.2 Subestação Ourolândia III	224
2.3 Subestação Igaporã IV	225
2.4 Subestação Pirapora III	226
3. Geometria das Torres das Linhas de Transmissão 1.000 kV	227
4. Estudos de Sobreensões de Manobra.....	229
4.1 Configuração da Rede Analisada.....	229
4.2 Dados Utilizados	229
4.2.1 Reator de linha	230
4.2.2 Capacitor série	230
4.2.3 Para-raios nas subestações e equipamentos	230
4.2.4 Metal Oxide Varistors (MOV) dos capacitores série	231
4.2.5 Esquema geral da rede estudada	232
4.3 Energização de Linhas	233
4.4 Religamento Monopolar	234
4.5 Religamento Tripolar.....	236

4.6	Aplicação de Falhas, Eliminação de Falhas e Rejeição de Carga.....	237
4.6.1	Aplicação de falta.....	237
4.6.2	Eliminação de falta.....	238
4.6.3	Rejeição de carga	240
5.	Extinção de Arco Secundário (Carga Residual)	241
5.1	Carga Residual Abertura Monopolar	241
5.2	Carga Residual Abertura Tripolar.....	242
5.3	Posição do Reator de Linha.....	243
6.	Tensão de Restabelecimento Transitória (TRT)	243
6.1	Falta Quilométrica.....	244
6.2	Falta Terminal	246
7.	Energização de Transformador	248
7.1	Constatações	248
8.	Análise de Ressonância – Linha e seu Reator	249
8.1	Resultados com uma Linha de 1.000 kV	250
8.2	Ressonância no Sistema com duas Linhas por Trecho	250
9.	Linha de Transmissão	250
9.1	Condutor Econômico	250
9.2	Sobretensão à Frequência Operativa e de Manobra.....	253
9.2.1	Sobretensões à frequência operativa	253
9.2.2	Sobretensões de manobra	253
9.3	Coordenação de Isolamento	258
9.3.1	Isolamento à frequência industrial	258
9.3.2	Isolamento a manobra	261
9.3.3	Torres.....	265
9.3.4	Sobretensão a impulso (descarga atmosférica).....	267
9.3.5	Posicionamento dos cabos para-raios.....	267
9.3.6	Desligamentos por raios indiretos (<i>backflashover</i>)	268
9.3.7	Simulações com IEEE Flash.....	268
9.4	Efeito Corona	268
9.4.1	Gradiente de superfície nos condutores.....	268
9.4.2	Rádio interferência.....	270
9.4.3	Ruído audível	271
9.5	Campo Elétrico e Magnético	271
9.5.1	Campo elétrico.....	271
9.5.2	Campo magnético	273
9.6	Determinação de Faixa de Passagem	274
9.7	Determinação da Altura dos Condutores.....	274
9.8	Capacidade de Corrente	274
9.9	Projeto Mecânico.....	275
9.9.1	Pressões de vento	275
9.9.2	Trações e flechas	276
10.	Requisitos dos Equipamentos	279
10.1	Subestações.....	279

10.2	Requisitos de Sobretensões, Isolação e Para-Raios	280
10.2.1	Sobretensões.....	280
10.2.2	Requisitos do para-raios.....	281
10.2.3	Coordenação de isolamento	282
10.3	Arranjo de Barramento	282
10.4	Tamanho da Subestação AIS	283
10.5	Equipamentos	283
10.5.1	Transformador	284
10.5.2	Reator de linha (reator de neutro)	284
10.5.3	Capacitor série	284
10.5.4	Disjuntores	285
10.5.5	Dispositivos de chaveamento e outros (poste isolador, chaves a ar e transformadores de medição)	285
10.5.6	Para-raios.....	285
10.6	Custos.....	286
10.6.1	Transformadores e reatores de linha	286
10.6.2	Disjuntores	287
10.6.3	Custo de subestação	287
10.7	GIS 1.000 kV	287
11.	Expansão da Alternativa de Referência	288
11.1	Rejeição de Carga e Para-Raios.....	289
11.2	Energização de Linha.....	290
11.3	Aplicação da falta	292
11.4	Carga Residual Monofásica	292
11.5	Religamento Monopolar	293
11.6	Religamento Tripolar.....	294
11.7	Tensão de Restabelecimento Transitória (TRT)	295
11.8	Capacitor Série.....	296
12.	Referências	297

Anexos – Capítulo 5

ANEXO 1 – Energização de Linhas.....	299
1.1 Objetivo.....	299
1.2 Descrição Geral do Cálculo.....	299
1.3 Energização Sistemática	300
1.4 Energização Estatística	301
1.5 Determinação do Pior Caso.....	304
1.6 Sensibilidades.....	305
1.6.1 Posição do reator de linha e capacitor série inserido.....	305
1.6.2 Energização sincronizada.....	306
ANEXO 2 – Religamento Monopolar	309
2.1 Objetivo.....	309
2.2 Metodologia	309

2.3 Resultados da linha Milagres – Ourolândia	311
2.3.1 Religamento pelo lado de Milagres	311
2.3.2 Religamento pelo lado de Ourolândia	313
2.4 Resultados da linha Ourolândia – Igaporã	314
2.4.1 Religamento pelo lado de Ourolândia	314
2.4.2 Religamento pelo lado de Igaporã	316
2.5 Resultados da Linha Igaporã – Pirapora	316
2.5.1 Religamento pelo lado de Igaporã	316
2.5.2 Religamento pelo lado de Pirapora	318
2.6 Constatações	318
ANEXO 3 – Religamento Tripolar	319
3.1 Objetivo	319
3.2 Com e Sem <i>Bypass</i> do Capacitor Série – Religamento	320
3.3 Sensibilidade Quanto aos Comprimentos dos Trechos	322
3.4 Uso de Chave Rápida de Aterramento	324
3.5 Distribuições Estatísticas	324
3.5.1 Milagres – Ourolândia	324
3.5.2 Ourolândia – Igaporã	326
3.5.3 Igaporã – Pirapora	328
3.5.4 Oscilogramas dos transitórios	330
3.5.5 Milagres – Ourolândia (por Milagres)	330
ANEXO 4 – Aplicação e Eliminação de Falta e Rejeição de Carga	331
4.1 Objetivo	331
4.2 Aplicação de Falta	331
4.3 Eliminação de Falta	335
4.3.1 Resultados obtidos	335
4.3.2 Análise de sensibilidade	337
4.3.3 Sobretensões no sistema são	338
4.4 Rejeição de Carga	340
4.4.1 Abertura sem curto	340
4.4.2 Curto seguido de abertura	341
4.4.3 Abertura seguida de curto	343
ANEXO 5 – Carga Residual e Extinção do Arco	345
5.1 Objetivo	345
5.2 Carga Residual Monofásica	345
5.2.1 Condições gerais	345
5.2.2 Extinção de arco	347
5.2.3 Fenômeno de extinção de arco	347
5.2.4 Extinção de arco	350
5.2.5 <i>Bypass</i> do capacitor série no instante da falta	351
5.2.6 Extinção de arco “com carga”, caso com torre com outra geometria	351
5.2.7 Influência da variação da frequência do sistema na extinção do arco	351
5.3 Carga Residual Trifásica	353
5.3.1 Resultados	353
5.3.2 Posição do reator	354

ANEXO 6 – Tensão de Restabelecimento Transitória (TRT)	355
6.1 Procedimento Geral	355
6.2 Resultados Trecho Ouroândia – Igaporã	356
6.2.1 Falta quilométrica	356
6.2.2 Falta terminal (lado de Ouroândia)	370
6.2.3 Falta terminal (lado de Igaporã)	374
6.3 Outros trechos	377
ANEXO 7 – Energização de Transformador	378
7.1 Características do Transformador	378
7.2 Sequência da Energização	378
7.3 Energização do Transformador de Ouroândia – Resultados	378
7.3.1 Energização pelo lado 500 kV	378
7.3.2 Energização controlada do transformador pelo lado de 500 kV	380
7.3.3 Energização pelo lado 1.000 kV	395
7.4 Deslocamento de ± 1 ms no Fechamento	402
7.5 Transformadores Conectados em Paralelo (Ouroândia)	403
7.5.1 Premissas para análise de energização solidária	403
7.5.2 Melhor instante de conexão do transformador em paralelo, lado 500 kV (com Sincronizador)	404
7.5.3 Pior instante de conexão do transformador em paralelo (com Sincronizador)	404
7.6 Transformador 3.000 MVA	405
7.6.1 Energização pelo lado de 500 kV	405
7.6.2 Energização pelo lado de 1.000 kV	405
ANEXO 8 – Análise de Ressonância Linha e Reator Paralelo	407
8.1 Objetivo	407
8.2 Resultados do Sistema com Linha 1.000 kV	409
8.3 Ressonância do sistema em dois circuitos por trecho 1.000 kV	410
ANEXO 9 – Rejeição de Carga e Efeito do Para-Raios (Sistema Expandido)	413
9.1. Objetivo	413
9.1.1 Rejeição de carga (Caso a)	413
9.1.2 Rejeição de carga seguida de curto (Caso b)	416
9.1.3 Curto seguido de rejeição (Caso c)	419
9.1.4 Religamento monopolar sem sucesso (Caso d)	421
9.1.5 Religamento tripolar sem sucesso (Caso e)	423
9.1.6 Simulações de para-raios de linha e barra	425
9.1.7 Análise com diferentes tipos de para-raios	425
ANEXO 10 – Energização de Linha (Sistema Expandido)	428
10.1 Objetivo	428
10.2 Constatações	428
10.3 Energização de Linha de Transmissão	428
10.3.1 Energização sistemática	429
10.3.2 Energização estatística	429
10.3.3 Determinístico do pior caso	431

ANEXO 11 – Aplicação de Falta (Sistema Expandido)	432
11.1 Objetivo	432
11.2 Resultados.....	432
ANEXO 12 – Carga Residual Monofásica (Sistema Expandido)	434
12.1 Objetivo	434
12.2 Resultados.....	434
12.3 Extinção de arco secundário	434
12.3.1 Influência da variação da frequência do sistema na extinção de arco na linha, do pior caso	438
ANEXO 13 – Religamento Monopolar (Sistema Expandido).....	440
13.1 Objetivo	440
ANEXO 14 – Religamento Tripolar (Sistema Expandido)	442
14.1 Objetivo	442
14.2 Análise Sistemática:.....	442
ANEXO 15 – Tensão de Restabelecimento Transitória (Sistema Expandido).....	445
15.1 Objetivo	445
15.2 Principais Resultados.....	445
15.2.1 Trecho Ourolândia – Igaporã	445
15.2.2 Resultado do Trecho Igaporã – Pirapora	447
ANEXO 16 – Análise do Capacitor Série (Sistema Expandido)	450
16.1 Objetivo	450
16.2 Sistema de 1.000 kV	450
16.3 Determinação das características da compensação série.....	451
16.3.1 Fluxos durante emergência.....	451
16.3.2 Cálculo das correntes de regime e transitórios.....	452
16.3.3 Tensões e potências	453
16.3.4 Requisitos do MOV	454
ANEXO 17 – Estudos e Desenvolvimento de Protótipos de Para-Raios e Isoladores Poliméricos para o Sistema de Transmissão de UAT	456
17.1 Objetivo	456
17.2 Para-raios para o Sistema 1.000 kV	456
17.3 Fabricação.....	460
17.4 Ensaio de Laboratório	461
17.5 Isoladores Poliméricos para o Sistema 1.000 kV	464
17.6 Controle do Campo Elétrico	465
17.7 Comportamento Elétrico sob Chuva	466
ANEXO 18 – Projeto Mecânico da Linha de UAT	470
18.1 Objetivo	470
18.2 Dados Gerais.....	470
18.2.1 Cabos.....	470
18.2.2 Torre	470
18.3 Vento de Referência	471
18.4 Condições Estudadas.....	471

18.5 Carregamentos Devidos ao Vento Extremo.....	472
18.5.1 Pressão dinâmica de referência.....	472
18.5.2 Pressão do vento extremo nos cabos.....	472
18.5.3 Pressão do vento extremo nas cadeias de isoladores e estruturas.....	473
18.6 Ventos de Alta Intensidade	474
18.6.1 Pressão de vento de alta intensidade nos cabos e nas cadeias	474
18.6.2 Pressão de vento de alta intensidade nas estruturas e cadeias.....	475
18.7 Tração nos Cabos e Flechas	475
18.8 Cálculo dos Esforços nas Torres.....	477
18.8.1 Cargas verticais.....	477
18.8.2 Cargas transversais.....	477
18.8.3 Cargas longitudinais	478
18.9 Árvores de Carregamento.....	478

CAPÍTULO 6

Caracterização e Análise Socioambiental do Empreendimento (R3)

1. Introdução	484
2. Justificativa	485
3. Caracterização Geral da Área do Projeto	486
4. Procedimentos e Fontes de Pesquisa	488
5. Caracterização Socioambiental.....	490
5.1 Meio Físico	490
5.1.1 Climatologia.....	490
5.1.2 Geomorfologia/Geologia/Recursos Minerários/Geotecnia	498
5.1.3 Solos.....	504
5.1.4 Recursos hídricos e usos da água.....	510
5.2 Meio Biótico	515
5.2.1 Vegetação e uso do solo	515
5.2.2 Ecossistema e fauna.....	519
5.2.3 Áreas protegidas	520
5.3 Meio Socioeconômico	525
5.3.1 Aspectos demográficos.....	525
5.3.2 Organização territorial e infraestrutura regional	530
5.3.3 Estrutura fundiária, assentamentos e áreas de conflito	530
5.3.3 Patrimônio cultural e natural	535
5.3.4 Terras indígenas e quilombos	537
5.4 Zoneamento Ecológico Econômico (ZEE)	541
6. Análise Integrada e Definição das Áreas de Maior e Menor Sensibilidade Socioambientais.....	544
6.1 Trecho Milagres (CE) a Ourolândia (BA)	548
6.2 Trecho Ourolândia (BA) a Igaraporã (BA)	550
6.3 Trecho Igaraporã (BA) a Pirapora (MG).....	552

7. Recomendações e Diretriz Preferencial para o Traçado da Linha	554
7.1 Ajustes no Traçado Preliminar e Diretriz Final.....	564
8. Caracterização Socioambiental do Corredor da Diretriz Principal da Linha	574
8.1 Variáveis Consideradas na Caracterização Socioambiental	574
8.2 Descrição do Traçado e Corredor de 30 km de Largura	576
8.3 Macro Caracterização do Trecho Milagres (CE) a Ourolândia (BA).....	579
8.4 Macro Caracterização do Trecho Ourolândia (BA) a Igaporã (BA)	587
8.5 Macro Caracterização do Trecho Igaporã (BA) a Pirapora (MG).....	594
9. Recomendações Gerais para Futuras Ações.....	603
10. Referências	604

CAPÍTULO 7

Caracterização da Rede Elétrica Existente para Integração do Sistema de 1.000 kV CA (R4)

1. Introdução	608
2. Processo de Elaboração do R4.....	608
3. Condições Gerais para o Seccionamento das Linhas de Transmissão.....	609
4. Conexão do Sistema de 1.000 kV ao Sistema Existente.....	611
4.1 Seccionamentos na Subestação de Milagres III – 1.000/500 kV	612
4.2 Seccionamentos na Subestação de Ourolândia III – 1.000/500 kV	613
4.3 Seccionamentos na Subestação de Igaporã IV – 1.000/500 kV	613
4.4 Seccionamentos na Subestação de Pirapora III – 1.000/500 kV	614
5. Subestações do Sistema de 1.000 kV	614
5.1 Subestação de Milagres III – 1.000/500 kV	614
5.2 Subestação de Ourolândia III – 1.000/500 kV	615
5.3 Subestação de Igaporã IV – 1.000/500 kV	616
5.4 Subestação de Pirapora III – 1.000/500 kV	617
6. Conclusões.....	617
7. Referências.....	618

CAPÍTULO 8

Processo do Leilão de Empreendimentos de Transmissão

1. Introdução	620
2. O Plano Decenal de Energia e o Plano Nacional de Energia.....	621
3. Relatórios Técnicos R1, R2, R3 e R4	623
4. O Processo do Leilão de Transmissão	624
5. O Edital do Leilão de Transmissão	626
6. O Contrato de Concessão	626
7. Contratos Referentes aos Serviços da Transmissão	629
7.1 Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST).....	629
7.2 Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST).....	630
7.3 Contrato de Conexão às Instalações de Transmissão (CCT)	631
7.4 Contrato de Compartilhamento de Instalações (CCI).....	631

8. Tarifas de Sistemas de Transmissão – RAP – TUST	632
8.1 Receita Anual Permitida (RAP)	632
8.2 Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).....	632
8.3 A Apuração Técnica de Serviços e Encargos de Transmissão	633
9. Anexo Técnico do Edital	634
10. Pontos Relevantes para o Leilão do Sistema de Ultra Alta Tensão	634
10.1 Ressarcimento de Despesas (item 4.6 e 4.7 do Edital).....	635
10.2 Prazo para Apresentação do Projeto Básico (item 4.8 do Edital)	635
10.3 Entrada em Operação Comercial (item 4.13 do Edital).....	635
10.4 Cálculo da Receita Anual Permitida Máxima (item 5.5 do Edital)	636
10.5 Desconto da RAP - Parcela Variável – PV (item 5.8 do Edital)	636
10.6 Cronograma do Leilão (item 17 do Edital)	636
10.7 Acompanhamento de Projetos e Treinamento (item 15.1 do Anexo 6 do Edital)	637
11. Conclusões	638
12. Referências	638

CAPÍTULO 9

Investigações Complementares

1. Objetivo.....	642
2. Horizonte de Estudo	643
3. Compensação Reativa.....	643
4. Arranjo e Tipo de Subestações	645
5. Inovações Tecnológicas Aplicadas a Equipamentos	646
6. Inovações Tecnológicas Aplicadas a Linhas de Transmissão	647
7. Sistemas de Monitoramento	648
8. Integração de Fontes Renováveis ao Sistema Interligado	651
9. Observatório Tecnológico.....	653
10. Conclusões	654
11. Referências	655

A Oportunidade de Implantação de um Sistema de Ultra Alta Tensão em Corrente Alternada no Brasil

Cai Hongxian

PRESIDENTE & CEO – STATE GRID BRAZIL HOLDING S.A.

Roberto Parucker

DIRETOR DE ENGENHARIA – ELETROBRAS ELETRONORTE

Este livro apresenta os resultados de um projeto de P&D que descreve a implementação do primeiro estágio de um sistema de UAT em corrente alternada no Brasil como parte da expansão do sistema interligado. Esta interligação complementa o uso atual de UAT CC para transmissão em longa distância e cuja configuração híbrida final, com uma superposição UAT CA/CC, permite uma operação segura e estável do sistema de potência, especialmente na presença de geração renovável e com característica intermitente e distribuída.

Nas últimas três décadas do século vinte, houve iniciativas de aplicação de corrente alternada em UAT em estudos em várias partes do mundo. O Brasil também estudou essa alternativa de transmissão no âmbito do Grupo de Transmissão da Amazônia, GTA, sob a coordenação da Eletrobras, mas, sua implementação foi inibida pelas crises econômicas ocorridas na década de 1980.

No início do século vinte e um, devido ao explosivo desenvolvimento da economia da China, a necessidade de transmitir potência em longas distâncias, dos centros de geração até os centros de carga, direcionou pesquisas e aplicação de tecnologias de transmissão em UAT. Incluindo UAT CC, ± 800 kV e em seguida ± 1.000 kV, bem como 1.000 kV CA. No período 2009-2017, a China implementou mais de dez mil quilômetros de circuitos com centenas de reatores e transformadores nessa classe de tensão. Esses números oferecem uma irrefutável demonstração de maturidade tecnológica da indústria Ocidental e Asiática, em especial a Chinesa.

Este projeto nasceu da percepção de que as interligações inter-regionais no Brasil não poderiam cumprir suas funções adequadamente sem que fossem possíveis grandes fluxos de energia elétrica, em condições normais e durante contingências. No Plano Decenal 2026, publicado pela Empresa de Pesquisa Energética, EPE, foi indicado que a região Nordeste irá, em curto espaço de tempo, alterar sua condição de importador para exportador de energia com disponibilidade de 1,5 GW para ser exportada às regiões Centro-Oeste e Sudeste. Nesse contexto, surge a oportunidade de implementação de um eixo de transmissão de alta capacidade de energia a partir da utilização da tecnologia de Ultra Alta Tensão – UAT, acima de 800 kV.

Em 2012, um projeto de pesquisa de transmissoras de energia, liderado pela Eletronorte, estudou a transmissão de grandes blocos de energia entre as regiões Amazônica, Nordeste e Sudeste e chegou a várias conclusões relativas à tecnologia de transmissão em UAT. Em conexões diretas ponto-a-ponto em torno de 1.300 km, a transmissão em UAT 1000 kV, corrente alternada, teve melhor desempenho do que alternativas em corrente contínua, ± 800 kV por exemplo. Em situações onde conexões intermediárias são relevantes, em termos de carga ou geração, a distância econômica pode ser maior e viabilizar interligações em corrente alternada próximas a 2.000 km.

A partir de 2014, a Eletronorte e State Grid Brazil Holding, SGBH, fizeram uma parceria para desenvolver a pesquisa de aplicação de UAT CA no Brasil. O projeto de pesquisa envolveu intercâmbio com a State Grid China Corporation o qual permitiu compartilhar a experiência adquirida na implementação do sistema de 1.000 kV CA na China. Em maio de 2017, no escritório da SGBH no Rio de Janeiro, foi promovido um seminário com os resultados da pesquisa que deu origem a este livro.

Foi concluído que a transmissão em UAT CA em 1.000 kV é uma tecnologia alternativa viável para transmissão a longas distâncias, especialmente em cenários com multiconexões. Foi observado que as perdas em 1.000 kV CA são consideravelmente menores do que no sistema de 500 kV. Outra característica intrínseca da transmissão em 1.000 kV CA que contribui favoravelmente para grandes interligações nessa classe de tensão, é a quase imunidade a desligamentos devidos às descargas atmosféricas, o que resulta em uma forte interligação inter-regional.

Além disso, foi destacado que os desafios na construção de projetos de transmissão em 1.000 kV CA não são muito diferentes daqueles que ocorreram nos projetos de ± 800 kV do sistema de transmissão da UHE Belo Monte. Neste contexto, deve-se ressaltar que o primeiro bipolo de ± 800 kV deste sistema entrou em operação comercial em 2017, projeto este desenvolvido em

conjunto pela SGBH e Eletrobras. Pode-se, pois, explorar as sinergias existentes entre estas duas tecnologias de Ultra Alta Tensão em corrente alternada e corrente contínua para a expansão dos sistema integrado de transmissão.

Outro aspecto essencial é a maturidade tecnológica da indústria baseada no Brasil de quatro maiores fabricantes que supriram equipamentos do sistema de 1.000 kV CA na China, assim como as empresas de construção e montagem de linhas e subestações com recente experiência nos projetos de transmissão em ± 800 kV.

O potencial de capacidade de geração renovável no interior da Bahia e norte de Minas Gerais, sugere que um segundo circuito de 1.000 kV de Ouralândia a Pirapora pode ser estudado, incluindo uma extensão com dois circuitos até Belo Horizonte. Esses estudos devem incluir a otimização da localização próxima a Belo Horizonte e, possivelmente, o uso de torre de circuito duplo neste trecho.

Portanto, as condições necessárias para implementação de UAT CA no Sistema Elétrico Brasileiro estão integralmente disponíveis para o planejamento da expansão face ao excedente de geração no Nordeste e excesso de demanda, carga ou recuperação de reservatórios no Sudeste. Adicionalmente, a State Grid está cada vez mais disposta a compartilhar com o Brasil, toda a experiência acumulada na transmissão em UAT e as tecnologias correlatas.



Cai Hongxian



Roberto Parucker

Resumo Executivo

José Antonio Jardini
Sergio de Oliveira Frontin

Este livro apresenta detalhes do projeto de pesquisa “Transmissão em Ultra Alta Tensão no Sistema Interligado Brasileiro”. O projeto foi financiado com recursos do programa de P&D da Aneel, contratado pela Eletrobras Eletronorte e *State Grid Brazil Holding*, com duração de três anos. Foi executado pela Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia (FDTE), pelo Instituto Técnico de Automação e Estudos Elétricos (ITAEE) e pela Indústria Eletromecânica Balestro (Balestro).

A avaliação focou o desempenho técnico e econômico de um sistema com tensão acima de 800 kV, em corrente alternada, para uso na expansão do sistema elétrico nacional, de modo a facilitar a integração da geração renovável, eólica e solar, ao sistema elétrico brasileiro.

O sistema em 1.000 kV foi concebido na primeira etapa para atender às regiões de Milagres (CE), Ourulândia (BA), Igaporã (BA) e Pirapora (MG), com quatro subestações 1.000/500 kV e três linhas, com cerca de 440 km cada e flexibilidade para escoar acréscimo de cerca de 5.000 MW de geração renovável nos estados Ceará, Bahia e Minas Gerais, previstos no sistema em 500 kV como parte do Plano Decenal 2024 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

O sistema pode evoluir por meio de um segundo circuito de Ourolândia até Ribeirão das Neves (MG), com transformação para escoar outros 5.000 MW de geração eólica e solar disponíveis no interior da Bahia e Minas Gerais.

A avaliação de inserção desse sistema seguiu a metodologia usada pela EPE e está documentada nos relatórios denominados R1, R2, R3 e R4.

No Capítulo 1, *Perspectivas de Aplicação do Sistema de 1.000 kV no Brasil*, é apresentada uma visão geral da expansão da demanda de energia no Brasil e a necessidade de considerar uma tensão de transmissão acima de 800 kV.

A solução estudada foi um corredor de transmissão desde o sul do Ceará até Minas Gerais, passando pela Bahia, e é perceptível a aderência do projeto com a metodologia de planejamento praticada no Brasil.

O Capítulo 2, *Histórico de Aplicações e Experiências Atuais da Transmissão de Energia Elétrica em Ultra Alta Tensão em Corrente Alternada*, registra a evolução das tensões de transmissão no sistema elétrico brasileiro, cuja base atual é o 500 kV, e contém um sistema dedicado em 765 kV para a transmissão parcial da energia gerada na hidroelétrica de Itaipu. Apresenta também a evolução mundial da aplicação de altas e extra altas tensões, abordando projetos-pilotos com tensão acima de 800 kV realizados na década de 90, mais tarde designados como Ultra Alta Tensão (UAT). Em particular, discute aplicações práticas com a tensão de 1.000 kV, 1.100 kV máximo e conclui com a aplicação recente da tensão 1.000 kV na China, onde estarão em operação, até o final de 2017, mais de 10 mil quilômetros de circuitos de 1.000 kV, além de 141 mil MVA de transformação, com nítida padronização em barramento blindado isolado à gás SF₆.

No Capítulo 3, *Análise de Cenários para a Aplicação de 1.000 kV no Sistema Interligado Nacional*, é apresentada a pesquisa de uma rota adequada à implantação de um sistema de 1.000 kV no Plano Decenal de expansão do sistema brasileiro. Essa rota poderia ser utilizada para a implantação de uma linha piloto, ou mesmo definitiva, com absorção da tecnologia disponível, principalmente, na China, Índia e Japão.

Nesta fase, foi abordada a possível substituição de linha 500 por 1.000 kV em lugar de linhas futuras necessárias à expansão de geração hidráulica na Amazônia e na interligação Norte-Sul. Foi também examinada a inserção de sistema para escoar energia proveniente de repotencialização de usinas hidroelétricas existentes na Amazônia ou para disponibilizar um anel distribuindo energia nas principais capitais do Nordeste ou nos terminais em corrente contínua no Sudeste. Foi finalmente identificado o potencial econômico de um sistema de 1.000 kV no Nordeste, região com grande potencial de expansão de energia renovável.

No Capítulo 4, *Estudos de Viabilidade Técnico-Econômica e Socioambiental das Alternativas (R1)*, são apresentados os estudos normalmente requeridos na preparação do relatório R1 feito pela EPE, incluindo fluxo de potência, estabilidade eletromecânica, curto-circuito e comparações econômicas com alternativas de 500 kV ou em corrente contínua com arranjo multiterminal. É apresentada também uma análise preliminar de impacto socioambiental do empreendimento.

No Capítulo 5, *Estudos de Detalhamento da Alternativa de Referência (R2)*, são apresentados em detalhes os estudos para a elaboração do relatório R2, que trata de transitórios eletromagnéticos e estabilidade. Esses estudos foram usados para projeto detalhado de torres de 1.000 kV, suas fundações e para a especificação dos condutores da linha e de equipamentos nas subestações.

No Capítulo 6, *Caracterização e Análise Socioambiental da Alternativa do Empreendimento (R3)*, é apresentada com detalhes a avaliação de impacto socioambiental do sistema. Foi então determinado um corredor com largura de 30 km, no qual foi locado um possível traçado das linhas, evitando áreas de maior impacto socioambiental e que apresentassem dificuldades de implantação.

O Capítulo 7, *Caracterização da Rede Existente. Interface com o Sistema 1.000 kV (R4)*, identifica as características das subestações existentes com interface com as subestações 1.000/500 kV. As instalações existentes mencionadas referem-se ao atual estágio das subestações e linhas, as quais requerem atualização oportuna no caso de efetiva realização de leilão.

No Capítulo 8, *Processo do Leilão de Empreendimentos de Transmissão*, é apresentada uma descrição da organização no Brasil dos negócios na área de energia elétrica, leilões, contratos e encargos regulatórios. A introdução de um sistema de 1.000 kV é uma novidade tecnológica no Brasil, e há uma expectativa quanto à adequação de alguns requisitos e procedimentos, como prazos, garantias e penalidades, compatíveis com o caráter de inovação para não desestimular o interesse nos leilões dos empreendimentos para implantação do sistema.

O Capítulo 9, apresenta as *Investigações Complementares* julgadas necessárias a esse projeto de P&D. Os estudos requeridos nas fases de planejamento R1, R2, R3 e R4 foram apresentados nos capítulos anteriores e demonstraram a viabilidade técnica e econômica deste empreendimento comparada com outras modalidades de transmissão.

Estima-se que a data provável para a entrada em operação da etapa inicial poderia ser entre 2025/2026. Considerando 4 anos para a implantação

do sistema, o empreendimento deveria ser colocado em leilão de empreendimentos de transmissão em 2021/2022. Nesse sentido, visualizou-se a possibilidade de aprofundar os conhecimentos e estudos relacionados a esta modalidade de transmissão nos anos de 2018 e 2019.

Nesse contexto, o objetivo primordial desse capítulo é apresentar investigações complementares, que se mostram necessárias em decorrência de mudanças das premissas adotadas, mudança de cenários e, principalmente, em decorrência de novas informações recebidas dos fabricantes de equipamentos e da State Grid, relacionadas à experiência de seus sistemas de UAT.

Dessa maneira, espera-se poder contribuir para que este sistema possa ser inserido de forma segura, confiável e econômica no Sistema Interligado Nacional.

Finalizando, espera-se que sejam realizados estudos complementares, principalmente aqueles relacionados aos aspectos de viabilidade econômica. Espera-se, igualmente, que essa alternativa possa ser incluída no próximo Plano Decenal, credenciando, assim, essa nova modalidade de transmissão para os leilões. Entende-se que essa é a conclusão justa para este projeto de P&D desenvolvido com recursos públicos.

Agradecimentos são devidos à Agência Nacional de Energia Elétrica, pela oportuna chamada pública à pesquisa em Ultra Alta Tensão, à Eletrobras Eletronorte, à *State Grid Brazil Holding*, pelo constante apoio técnico e de gestão, e à EPE e ONS, pelas críticas e contribuições ao longo do desenvolvimento do projeto.

CAPÍTULO 1

Perspectivas de Aplicação de Sistema de Transmissão 1.000 kV CA no Brasil

José Antonio Jardini
Patrícia Oliveira da Silveira



1. Introdução

O sistema elétrico brasileiro é principalmente abastecido por usinas hidrelétricas e com alguma geração térmica. Existe um grande potencial de usinas eólicas e solares no Nordeste do país, principalmente no litoral do Rio Grande do Norte e Ceará e no centro da Bahia, locais longe dos principais centros de carga, que se encontram em sua maioria, na região Sudeste, onde a recuperação do nível dos reservatórios é uma estratégia relevante. Em certas ocasiões, a energia gerada pelas usinas eólicas deverá ser utilizada em sua capacidade máxima e permitir a redução de geração de energia hidrelétrica e recuperação dos níveis dos reservatórios do Sudeste. Portanto, será necessário transferir grandes blocos de energia gerada para o Sudeste do país.

Um projeto P&D, financiado pelo programa Aneel, foi desenvolvido para avaliar a viabilidade técnica e econômica de um sistema de transmissão entre o Nordeste e o Sudeste em 1.000 kV, corrente alternada. A interligação em 1.000 kV estudada transporta mais de 3.000 MW na ponta, em condições normais. Também foi feita uma comparação econômica com várias alternativas de transmissão e vários níveis de transmissão, incluindo Transmissão em Corrente Contínua. Dessa análise, custo de investimento mais perdas Joule, a alternativa em 1.000 kV mostrou ter menor custo global. O sistema de transmissão em 1.000 kV é uma alternativa muito atraente para a interligação, além do fato de que o sistema 500 kV existente pode vir a ser superado na sua capacidade com a expansão da geração eólica e solar.

Existem projetos na China nos quais há mais de 10.000 km de circuitos (simples e duplo) instalados, demonstrando a viabilidade da alternativa em 1.000 kV, além de estudos avançados na Índia e no Japão. No que diz respeito aos equipamentos, pelo menos quatro grandes fábricas brasileiras de transformadores e reatores têm acesso à tecnologia para atender a essa necessidade. A alternativa de 1.000 kV no Brasil foi estudada em termos de fluxo de potência e estabilidade tanto em regime normal de operação como em condições de emergências nas linhas de 500 kV, atendendo aos critérios de planejamento de expansão do sistema. Também, foram simuladas emergências perto da linha de 1.000 kV, considerando o horizonte de 2024, sendo esses critérios devidamente cumpridos. O projeto avançou também no que tange aos estudos de sobretensões transitórias e coordenação de isolamento, para a especificação de equipamentos e projetos da linha.

2. Sistema Brasileiro Ano 2015

2.1 Geração e Carga

A energia gerada, a carga média e a carga máxima por região do Brasil para o ano de 2015 estão mostradas na Tabela 2.1. O ano referido foi um ano anormalmente seco. A capacidade instalada para o mesmo ano é apresentada na Tabela 2.2.

Tabela 2.1: Geração (MW médio), Carga Média (MW) e Pico de Carga (MW)

Geração	N	NE	SE	S	Total
Hidráulica	5.000	3.000	16.300	19.500	43.800
Térmica (fóssil)	2.300	3.500	7.000	1.600	14.400
Nuclear			1.700		1.700
Eólica		300	500		800
Total	7.300	6.800	25.500	21.100	60.700
Carga Média	5.000	9.700	36.000	10.000	60.700
Pico de Carga	6.500	12.300	51.500	16.600	~85.000

Fonte: ONS

Tabela 2.2: Capacidade instalada de geração (2015)

Tipo	GW
Hídrica	95
Térmica (Fóssil)	20
Nuclear	2
Biomassa	11
Eólica	5
Total	133

Fonte: ONS

Notas:

1. A geração hidrelétrica inclui pequenas usinas.
2. Térmica (fóssil): 1/3 convencional, 2/3 em emergência com alto custo operacional acionada somente em época muito seca, quando o nível dos reservatórios é baixo.
3. Biomassa: cana de açúcar e madeira, tem uma característica sazonal, opera 60% do tempo.

Como pode ser observado na Tabela 2.1, a carga é, em sua maioria, concentrada na parte Sudeste do país – Rio de Janeiro, São Paulo e Belo Horizonte. Em 2015, o Sul e o Norte tiveram uma exportação de energia, enquanto o Sudeste e o Nordeste tiveram uma importação. As grandes usinas hidrelétricas estão concentradas nas bacias hidrográficas: Grande, Paranaíba, Paraná, São Francisco e na margem direita do rio Amazonas, apresentando esta última um potencial para expansão.

2.2 Expansão da Geração

A expansão da geração (2024) considera os seguintes blocos de energia:

Tabela 2.3: Expansão da geração (2024)

Tipo	GW
Hídrica	30
Térmica (Fóssil)	10
Biomassa	8
Eólica	20
Fotovoltaica	7
Total	75

Fonte: EPE, PDE 2024

As futuras usinas hidrelétricas estão localizadas nos afluentes do rio Amazonas, longe dos centros de carga e, por isso, sistemas de transmissão em corrente contínua tornam-se uma modalidade de transmissão mais atraente. Os outros tipos de geração estão espalhados pelo país e grande parte da geração eólica e solar está localizada no litoral e interior do Nordeste.

Sabe-se que a energia eólica e outras fontes de geração intermitentes irão desempenhar um papel importante no futuro do sistema elétrico brasileiro, cuja expansão é aderente aos acordos internacionais de proteção ao meio ambiente. Deve-se entender, portanto, que o potencial de geração está em regiões onde este potencial é maior do que a carga. Ou seja, o excedente deve ser transmitido para uma região vizinha. A previsão da carga para a região Nordeste indica um aumento de aproximadamente 5 GW, enquanto que a expansão da geração nessa região pode atingir mais de 20 GW, o que permite a exportação do excedente 15 GW para o Sudeste, maior centro consumidor do país.

As áreas com grande potencial de energia eólica são mostradas na Figura 2.1 em elipses vermelhas. O potencial solar cobre quase a mesma área. Ainda na Figura 2.1, pode ser vista a localização do sistema de 1.000 kV proposto (linha verde). A alternativa em 1.000 kV possui duas subestações intermediárias com função de coletoras das energias eólica e fotovoltaica excedentes do Nordeste e transmitidas para a região Sudeste.

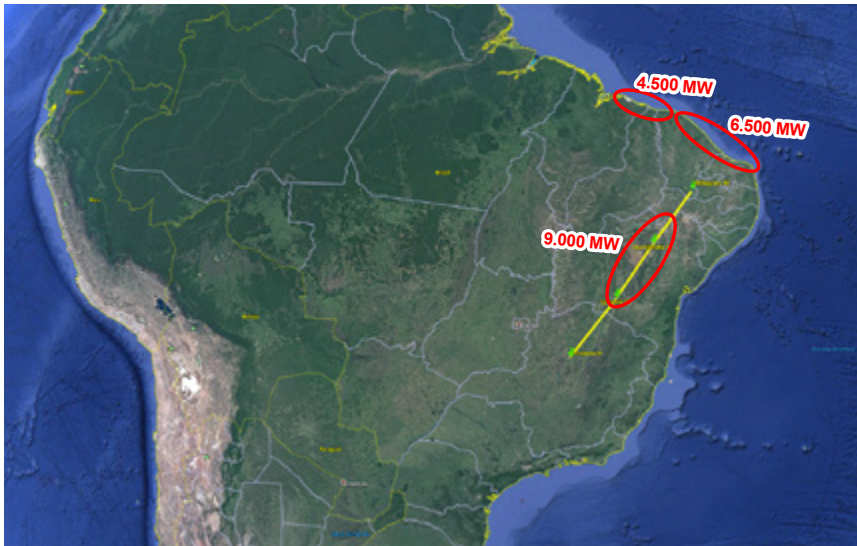


Figura 2.1: Potencial eólico (Região Nordeste)

2.3 Transmissão

A malha do sistema de transmissão brasileiro, onde está sendo estudada a interligação em 1.000 kV, é indicada na Figura 2.2, para o ano de 2015 como exemplo. O sistema é composto, principalmente, por linhas de 500 kV além de 230 kV, 345 kV, 440 kV, 765 kV e inclui também sistemas de corrente contínua em ± 600 e ± 800 kV. No espaço de 10 anos, está prevista uma expansão significativa no sistema, limitada, no entanto, aos mesmos níveis de tensão existentes. A implantação de uma linha de Ultra Alta Tensão em Corrente Alternada, 1.000 kV, para transmissão em longas distâncias, constituir-se-ia em uma modalidade de transmissão pioneira no Brasil e no Ocidente.



Figura 2.2: Sistema de Transmissão Brasileiro (fonte ONS)

3. Sistema de Transmissão Econômico

Em uma pesquisa recente, foi feito estudo de avaliação econômica de sistemas CA e CC [1], [2] que incluiu dez linhas de corrente contínua em diferentes tensões, desde ± 300 kV até ± 800 kV, de 2 a 6 condutores, com comprimento de linha de até 3.000 km e dez linhas de corrente alternada com tensões iguais a 500 kV, 765 kV e 1.000 kV, de 4 a 8 condutores.

Estas configurações foram utilizadas para estimar o custo unitário das linhas, Cl , e ajustá-los em uma equação de regressão, conforme segue:

$$Cl = a + b V + N S (c N + d) \quad (\$/\text{km})$$

Em que:

a, b, c, d são parâmetros de regressão (diferentes para CA e CC).

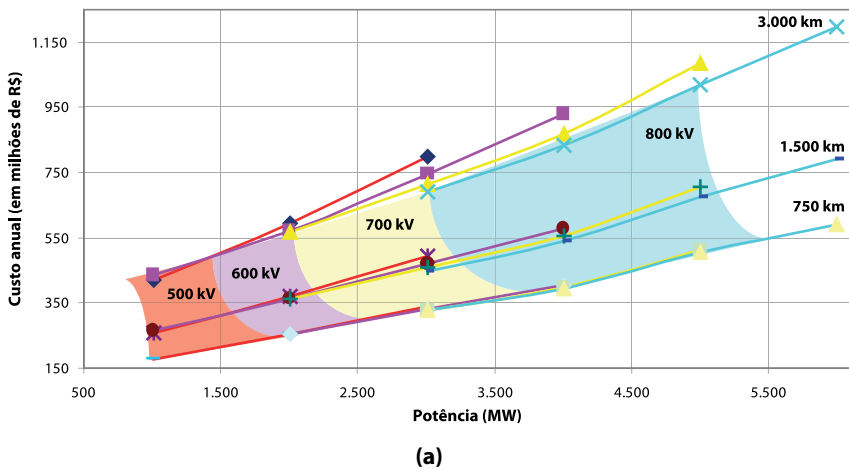
V é a tensão máxima.

N é o número de condutores no feixe.

S corresponde à seção transversal de alumínio (ACSR) de um condutor.

Os custos de equipamentos, compensação série e derivada foram atualizados a partir do Banco de Dados de Preços da Aneel. Ao assumir algumas premissas como o ângulo da tensão através da linha e o porcentual de compensação reativa paralela, obtêm-se os custos de investimento em compensação de reativos. Com os valores de investimento e os custos das perdas em um período de tempo, obtém-se o custo do sistema. Isto é feito para várias combinações de tensão, comprimentos de linha e potência. Os valores para a transmissão em Corrente Alternada (CA) e Corrente Contínua (CC) e o ponto de equilíbrio de custos entre CA/CC estão mostrados na Figura 3.1.

Como conclusão, de acordo com as premissas adotadas no estudo, verificou-se que uma transmissão ponto a ponto em CA foi mais econômica para distâncias próximas a 1.200 km e que, no caso de transmissão de potências iguais, ou superiores a 3.000 MW, o CA 1.000 kV foi melhor do que o 500 kV, limitado à transmissão de potências próximas a 1.500 MW. A expansão do sistema em 765 kV, em termos de aumento de fluxo, não seria suficiente e, portanto, o sistema de 1.000 kV foi bastante promissor para transmitir, por exemplo, a energia eólica e solar do Nordeste para o Sudeste.



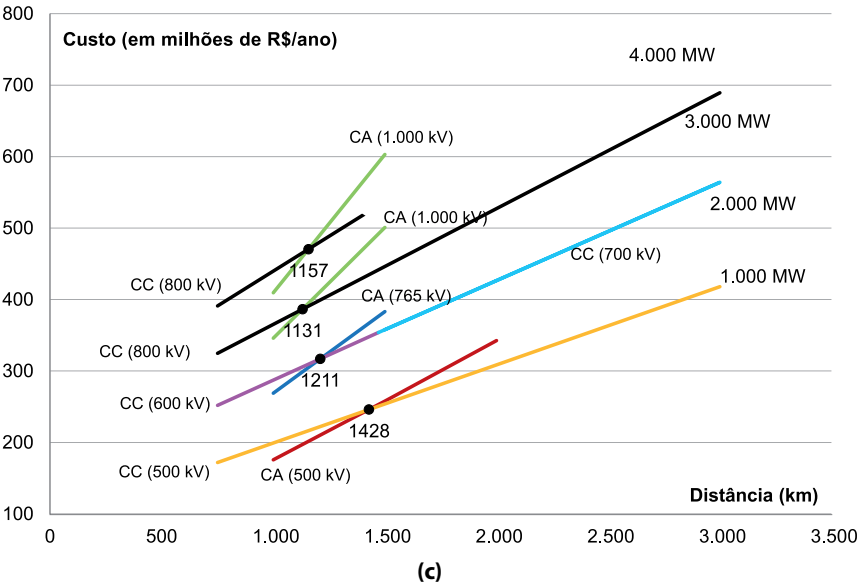
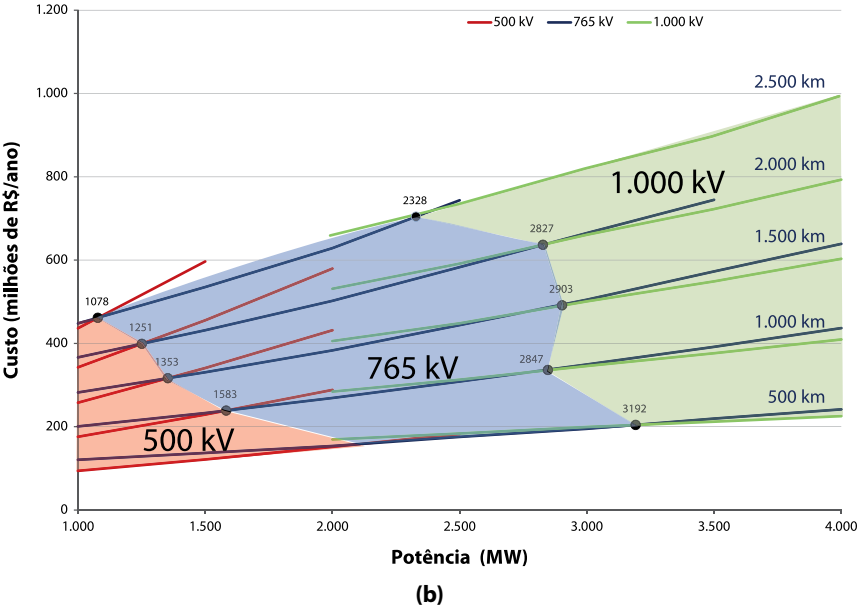


Figura 3.1: Sistema de transmissão econômico: (a) CC; (b) CA; (c) comprimento *breakeven*

4. Inserção do Sistema 1.000 kV

As novas usinas hidrelétricas na Região Amazônica, sem reservatórios para evitar a inundação de grandes áreas, podem ser despachadas a partir do fluxo de água nos rios. Os sistemas de energia eólica e solar são geração intermitente e, portanto, a regulação de potência tem de ser feita por meio das fontes de energia hidráulica fora da Amazônia, que, por sua vez, dependem da taxa de precipitação (chuva).

A restrição na transmissão e o atraso do início da operação das usinas hidrelétricas em construção, associadas a um período de chuvas muito baixas nas regiões Nordeste e Sudeste, levaram o armazenamento dos reservatórios existentes a níveis muito baixos (operação crítica). Nessa situação, a geração térmica de emergência precisou ser despachada para economizar a água dos reservatórios, com um alto custo de energia. Nos próximos anos, esse cenário de geração de energia dependerá tanto da geração eólica e solar quanto da chuva.

Assim, essas restrições são indicativos de cenários com reduzida geração hidrelétrica e grande expansão da geração eólica/solar. Em um provável despacho de geração para o ano de 2024, está prevista uma grande transferência de energia da região Nordeste para a região Sudeste e, nessas condições, o sistema de 1.000 kV será fundamental para o funcionamento da rede.

O sistema 1.000 kV estudado é composto por três trechos de 440 km cada. As linhas têm 50% de compensação série e 85% de compensação paralela, metade em cada terminal. A linha é projetada para cerca de 4.000 MW e tem condutores 8x795 MCM *Tern* ACSR, $\sim 400 \text{ mm}^2$, com espaçamento de 45,7 cm entre subcondutores. Dois tipos de torres estão sendo consideradas no projeto, uma autoportante e outra estaiada. O estudo foi feito com base no ano 2024 do planejamento da EPE e mostrou que poderia atender a uma expansão extra de 5 GW de geração renovável proveniente da região Nordeste.

O sistema 1.000 kV, além de ser viável tecnicamente, mostrou-se bastante flexível com as subestações intermediárias coletando o excedente de geração ao longo de seu trajeto. A flexibilidade inclui também a facilidade de expansão para atender a um cenário de expansão da geração muito superior ao cenário inicial.

Por outro lado, os condutores da linha podem ainda ser econômicos mesmo para um fluxo de 5 GW na linha, com fator de perdas mais baixo [11] que o adotado no projeto, e, em emergência ou condições temporárias, pode transmitir um pouco mais com reforço do sistema 500 kV local e eventual ajuste da compensação série.

A proposta para a inserção da transmissão em 1.000 kV CA se refere a uma linha interligando a subestação de Milagres, no Ceará, à subestação de Pirapora, em Minas Gerais, com duas subestações intermediárias: Ourolândia e Igaporã, ambas na Bahia. A ampliação desse sistema até a região de Belo Horizonte, com adição de um segundo circuito desde Ourolândia, permite atender a mais 5 GW nos horários de ponta na região Sudeste, através de geração intermitente no interior do Ceará, no centro da Bahia e no norte de Minas.

5. Confiabilidade

A alternativa de 1.000 kV foi estudada para o ano 2024 em termos de fluxo de potência e estabilidade e atendeu aos critérios de expansão do sistema, com potencial de escoamento adicional de 5 GW de geração renovável. A interligação em 1.000 kV em quatro subestações em circuito simples se mostrou robusta, atendendo ao critério de planejamento N-1 mesmo no trecho mais carregado. Ainda, foram avaliadas as emergências de linhas de 500 kV próximas do sistema 1.000 kV e de trechos da linha de 1.000 kV, na configuração de 2024. Os critérios de emergência impostos, variação de tensão e carga dos componentes do sistema, foram devidamente cumpridos.

6. Viabilidade Econômica

Na avaliação da viabilidade econômica do sistema de 1.000 kV com três trechos de 440 km e um circuito por trecho, foram feitas comparações com as seguintes alternativas:

- Sistema de 500 kV com três trechos de 440 km cada, duas linhas por trecho e 40% de compensação série (capacitor).
- Sistema multiterminal CC com conversores VSC, ± 600 kV, com três trechos de 440 km cada.
- Sistema ponto a ponto CC de ± 800 kV.

Os resultados e análises realizadas decorrentes dessas comparações serão apresentados em detalhes no Capítulo 4.

7. Conclusões

Na expansão futura do sistema elétrico brasileiro, a energia eólica e outros tipos de geração intermitentes irão desempenhar um papel importante. Essas plantas estarão localizadas em regiões com geração excedente e, portanto, disponibilidade para transmitir grandes blocos de energia a regiões com maior demanda. Nesse sentido, o sistema de 1.000 kV é uma alternativa com vantagens técnicas e econômicas além da flexibilidade de futura expansão do sistema.

8. Referências

- [1] SANTOS, M. L.; JARDINI, J. A.; CASOLARI, R. P.; VASQUEZ-ARNEZ, R. L.; SAIKI, G. Y.; SOUSA, T.; NICOLA, G. L. *Power Transmission Over Long Distances: Economic Comparison between HVDC and Half-Wavelength Line*. IEEE, PWRD, 2013.
- [2] NOLASCO, J. F.; JARDINI, J. A.; GRAHAM, J. F., et al. *Impacts of HVDC Transmission Lines in the Economics of HVDC Systems*. CIGRE TB-388, 2009.
- [3] SANTOS, M. L.; JARDINI, J. A.; MASUDA, M.; and NICOLA, G. L. C. *A Study and Design of Half-wavelength Lines as an Option for Long Distance Power Transmission*. In: IEEE Power Energy Soc. Trondheim PowerTech, Trondheim, Norway, 2011.
- [4] SANTOS, M. L.; JARDINI, J. A.; MASUDA, M.; and NICOLA, G. L. C. *Electrical Requirements for Half-Wavelength Power Transmission Line Design*. In: Proc. IEEE/Power Energy Soc. Transm. Distrib. Conf. Expo. LatinAmerica, 2010, pp. 486–490.
- [5] JARDINI, J. A., et al. *Projeto Transmitir, Alternativas não Convencionais para Transmissão de Energia Elétrica*. Estudos Técnicos e Econômicos, Ed. Teixeira, pp: 368, 2012
- [6] JARDINI, J. A.; SILVEIRA, P. O.; PEDROSO, F. R. V. A.; NICOLA, G. L. C.; GRAHAM, J. F. Electromagnetic Transients in a 1.000 kV system. Part I - Modeling and arc extension. In: *2016 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition Latin America (T&D LA)*, Morelia, 21-23 sept. 2016. Disponível em: <<http://ieeetdla16.org/>>.
- [7] JARDINI, J. A.; SAIKI, G. Y.; BASSINI, M. T.; NICOLA, G. L. C.; GRAHAM, J. F. Electromagnetic Transients in a 1,000 kV System: Part II – Line Energization, Reclosing and Insulation Coordination. In: *2016 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition Latin America (T&D LA)*, Morelia, 21-23 sept. 2016. Disponível em: <<http://ieeetdla16.org/>>.
- [8] JARDINI, J. A.; BASSINI, M. T.; VASQUEZ-ARNEZ, R. L.; FRONTIN, S. O.; NICOLA, G. L. C.; GRAHAM, J. F. Electromagnetic Transients in a 1,000 kV System: Part III - Fault Inception, Clearing and Load Rejection. In: *2016 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition Latin America (T&D LA)*, Morelia, 21-23 sept. 2016. Disponível em: <<http://ieeetdla16.org/>>.
- [9] VASQUEZ-ARNEZ, R. L.; JARDINI, J. A.; NICOLA, G. L. C.; ROSE, E. H.; GRAHAM, J. F.; GUIJUN, L. Energization Study of an Ultra High Voltage Power Transformer Aimed at Connecting a 1.000 kV Line into the Brazilian Power Grid. In: *XVII Encuentro Regional Iberoamericano de CI-GRÉ (XVII ERIAC)*, Ciudad del Este, 21-25 de mayo, 2017.
- [10] JARDINI, J. A.; VASQUEZ-ARNEZ, R. L.; FRONTIN, S. O.; NICOLA, G. L. C.; ARAUJO, M. C. de; GRAHAM, J. F.; GUIJUN, L. Basic Design of a 1.000 kV AC Line to Transmit Power from the Northeast to the Southeast Region of Brazil. In: *XVII Encuentro Regional Iberoamericano de CI-GRÉ (XVII ERIAC)*, Ciudad del Este, 21-25 de mayo, 2017.

- [11] SILVEIRA, P. O.; JARDINI, J. A.; SAIKI, G. Y.; NICOLA, G. L. C.; MACHADO, V. G.; JESUS, J. F. de; PICCIRILI, R. L. M.; GRAHAM, J. F.; GUIJUN, L. Viability of Insertion of a 1,000 kV System into the Brazilian Network. In: *XVII Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ (XVII ERIAC)*, Ciudad del Este, 21-25 de mayo, 2017.
- [12] L. Zhenya. *Ultra High Voltage AC/DC Grid*. Elsevier Academic Press, 2014.
- [13] XIAN, Zutao; LIN, Jiming; BAN, Liangeng; ZHENG, Bin. Investigation of TRV across Circuit-Breaker of Series Compensated Double-Circuit UHV Transmission Lines. *2010 International Conference on Power System Technology*, Hangzhou, 2010.
- [14] YUAN, Jun; YU, Zhanqing. Lightning Shielding Protection Design and Actualization of 1000 kV UHV AC Overhead Transmission Line in China. *2010 Asia-Pacific Symposium on Electromagnetic Compatibility (APEMC)*, 2010. pp. 1578 - 1581. DOI: 10.1109/APEMC.2010.5475687.

CAPÍTULO 2

Histórico de Aplicações e Experiências Atuais da Transmissão de Energia Elétrica em Ultra Alta Tensão em Corrente Alternada

José Antônio Jardini
Sergio de Oliveira Frontin
John Francis Graham
Liu Guijun



1. Introdução

Este capítulo apresenta a evolução dos níveis de tensão de transmissão de energia elétrica em âmbito nacional e internacional com um resumo histórico das aplicações da transmissão em Ultra Alta Tensão em Corrente Alternada (UAT CA) e aspectos atuais da experiência da empresa chinesa *State Grid Corporation of China* (SGCC), no planejamento e operação de sistemas de transmissão nesse nível de tensão.

Os sistemas de transmissão para o transporte de energia elétrica das fontes de geração para os centros de consumo evoluíram tecnologicamente ao longo do tempo, em busca do aumento da relação energia transportada por faixa de passagem, observadas as premissas de otimização econômica global do sistema, critérios de projeto e planejamento e impacto ambiental. Dentre as possíveis alternativas para atender a essas premissas, cita-se o *upgrading* e *uprating* das linhas existentes, uso de condutores especiais, transformação de linhas de corrente alternada em corrente contínua, ou simplesmente pelo aumento da corrente ou do nível de tensão. Nesse contexto, é apresentado a seguir um resumo da evolução de tensão no planejamento do sistema elétrico brasileiro, comparando os níveis utilizados no Brasil com a evolução dos níveis de tensão em âmbito mundial e, em particular, na China.

É importante registrar que a *International Electrotechnical Commission* (IEC), estabeleceu, em 2016, o Comitê IEC TC 122 – UHV AC *Transmission System*, o qual apresenta o seguinte escopo:

Standardization in the field of AC transmission technology for highest voltage of the system exceeding 800 kV, particularly the preparation of systems-oriented specifications such as those for planning, design, technical requirements, construction, commissioning, reliability, availability, operation and maintenance. Development of processes for specifying requirements and demonstrating where the required performance of UHV systems is assured.

Assim, define-se como Ultra Alta Tensão a máxima tensão do sistema acima de 800 kV, e, nessa premissa, a IEC recomenda os níveis de 1.100 e 1.200 kV como máxima tensão para especificação e padronização de equipamentos nessa modalidade de transmissão.

2. Evolução dos Níveis de Tensão dos Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil

Até a década de 50, no Brasil, existiam sistemas que podem ser classificados como isolados. Exemplos desses sistemas são os relacionados às usinas do rio Paranapanema, do rio Tietê, de Henry Borden e do rio Paraíba, esta última suprindo as cidades de São Paulo e Rio de Janeiro.

Os primeiros sistemas acima de 230 kV, máxima tensão 245 kV, foram os de Três Marias, Belo Horizonte, e Furnas, com conexão para São Paulo, Rio de Janeiro e Belo Horizonte, na classe 300, 345, 362 kV. Pode-se também incluir como sistema isolado o da usina de Jupia 440 (460) kV até São Paulo.

Na década de 60, o setor optou pelo planejamento integrado e interligação do sistema elétrico brasileiro. Foi então criado o Comitê de Estudos Energéticos da Região Centro-Sul, para planejar os sistemas supridores de energia dos estados de Minas Gerais, Rio de Janeiro e São Paulo. Por meio de uma consultoria internacional denominada Canambra (Canadá-América-Brasil), o estudo foi organizado com três grupos: energia e hidrologia, em Belo Horizonte; projeto básico de usinas, em São Paulo; e planejamento de transmissão, no Rio de Janeiro, coordenados respectivamente por Cemig, Cesp e Furnas.

Elaborado em 1964, o primeiro planejamento conjunto do sistema elétrico definiu as gerações e linhas para os anos de 1970, 1975 e 1980. O estudo de transmissão foi coordenado por especialistas da empresa americana *Tennessee Valley Authority* (TVA).

Nesse grupo, foi proposta a eliminação de algumas tensões, como 300 kV, 180 kV, 88 kV, e foi estudada uma evolução com duas alternativas de transmissão 500 (550) e 440 (460) kV.

Embora a transmissão em 440 (460) kV apresentasse uma marginal vantagem econômica, optou-se pela expansão em 500 (550) kV, pelo fato de diferir da normalização padrão europeu 400 (420) kV. Entretanto, a tensão 440 (460) kV foi mantida na ampliação da rede da Cesp.

Seguindo esse planejamento, promoveu-se então a construção das linhas associadas às usinas do rio Grande, Paranaíba e Paraná. As usinas de Itaipu e Ilha Grande estavam no horizonte limite de planejamento e a concepção de seus sistemas de transmissão foi elaborada na década de 70.

O volume de energia e distância de Itaipu justificaram o uso de uma tensão mais alta 765 (800) kV, em Corrente Alternada (CA), inicialmente com cinco linhas até São Paulo e na concepção final com três linhas CA e 2 bipolos de Corrente Contínua (UAT CC) em ± 600 kV. A tensão de 500 (550) kV foi estudada como alternativa, mas não foi justificada economicamente.

Logo depois de terminado o planejamento da região Centro-Sul, foi criado o planejamento da região Sul (Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul).

Na década de 80, o planejamento da transmissão foi conduzido pela Eletrobras por meio do Grupo Coordenador de Planejamento do Sistema (GCPS), que avaliou a evolução do sistema elétrico brasileiro para até o ano 2000. Nesse período, esgotado o potencial hidroenergético da região Sudeste, iniciaram-se os estudos para desenvolvimento das usinas nos afluentes do rio Amazonas, com início pela usina de Tucuruí, por meio do Comitê de Planejamento da Transmissão da Amazônia (CPTA). Em paralelo e com atuação complementar, a Chesf/Eletronorte criaram o grupo H2000 para examinar separadamente a expansão dos seus sistemas para incluir a energia gerada na Amazônia.

Esses grupos estudaram o sistema de transmissão para as usinas dos rios Araguaia-Tocantins, Tucuruí, do Xingu, Belo Monte, do rio Tapajós, Itaituba e outros. Foram concebidas, nesse período, as interligações N-NE e N-S em 500 (550) kV. Também, foram consideradas tensões acima de 500 (550) kV CA e acima de ± 600 kV CC, acompanhando a tendência de expansão em outras partes do mundo.

Sob uma visão geral, observou-se que transmissão em 765 (800) kV não trazia ganho significativo com relação à transmissão em 500 (550) kV e que a transmissão em ± 800 kV CC era interessante, sob o aspecto de aumento do fluxo e flexibilidade em longa distância, acima de 1.200 km.

Por outro lado, acompanhou-se a evolução das pesquisas relativas à tensão de 1.000 kV realizadas no mundo, sedimentando conhecimento. Em sequência, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) considerou esse nível de tensão como uma das alternativas de transmissão das usinas do rio Madeira: Santo Antônio e Jirau, bem como da usina de Belo Monte.

Em resumo, foi elaborada a seguinte linha do tempo relacionada à evolução do nível de tensão do sistema de transmissão no Brasil:

- 230 kV – 1954
- 345 kV – 1960 – 6 anos depois
- 440 kV – 1971 – 11 anos depois
- 500 kV – 1975 – 4 anos depois
- 765 kV – 1982 – 7 anos depois
- ± 600 kV CC – 1984 – 2 anos depois
- ± 800 kV CC – 2018 – 34 anos depois

É interessante notar que o maior nível de tensão atualmente em operação no Brasil se refere a 765 kV CA do sistema da usina de Itaipu e ± 800 kV CC do sistema da usina de Belo Monte, que entrou em operação 34 anos depois da tensão de CC de ± 600 kV do sistema da usina de Itaipu.

3. Evolução dos Níveis de Tensão dos Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica em Âmbito Mundial

Várias são as tensões em corrente alternada usadas pelo mundo, alguns exemplos são mostrados a seguir.

Nos Estados Unidos da América, existe um grande uso do 345 (362) kV e, na década de 60, já existiam várias linhas de 500 (550) kV e algumas 765 kV foram construídas na década de 70, pela *American Electric Power* (AEP) e *Commonwealth Edison*. No Canadá, a Hydro Quebec utiliza as tensões da classe 330 (345) kV e 735 kV, esta última desde a década de 60.

Na Europa, a base é a tensão 400 (420) kV. Já no Japão, a tensão 500 (550) kV é usada desde a década de 60 e na China existem empreendimentos em 500 (550) kV e 765 kV. Na Índia, aparecem as tensões de 400 (420) kV e 765 (800) kV.

Na década de 80, um grande número de pesquisas foi dedicado à tensão de 1.000 (1.100) kV e algumas à de 1.500 kV CA com a participação de grandes centros de pesquisas, como CESI (Itália), *Les Renardières* (França), IREQ (Canadá), KEMA (Holanda), GE Pittsfield (USA), entre outros na URSS e no Japão; e de fabricantes, como ABB, Siemens, GE, Alstom, Toshiba, Mitsubishi, Hitachi. Algumas destas iniciativas foram:

3.1 Estados Unidos da América

A *American Electric Power* (AEP), em parceria com a ABB, desenvolveu diversos estudos e testes sobre a transmissão até 1.500 kV. Em estação localizada em South Bend (Indiana), foi construída uma linha de teste de uma fase e três vãos de 305 m cada.

A *Bonneville Power Administration* (BPA) efetivamente construiu uma estação-piloto em 1.200 kV (2,1 km), em Lyons (Oregon), para investigar a viabilidade técnica e econômica e os possíveis impactos ao meio ambiente desse nível de tensão.

A empresa *General Electric* (GE), em parceria com o *Electric Power Research Institute* (EPRI), implantou uma linha curta experimental, gaiola de testes corona, e câmara de ensaios de isolamento sob poluição.

Esses projetos produziram um volume muito grande de informações, concluindo não haver nenhum impedimento em evoluir para este nível de tensão [5,7].

Embora a contribuição científica para o tema em questão tenha sido excepcional, deve ser ressaltado que, nos Estados Unidos, não apareceu nenhuma intenção imediata em utilizar este nível de tensão (acima de 800 kV), preferindo expandir a sua rede, reforçando o sistema atual de 765 kV e implantando interligações em corrente contínua.

3.2 Itália

A alternativa em 1.050 kV CA para o planejamento da expansão do sistema de transmissão foi visualizada pela Itália em 1970. O objetivo seria conectar três ou quatro centrais geradoras de alta capacidade para os centros de carga distantes 200-250 km. Nos estudos realizados, verificou-se que duas linhas de 1.050 kV era uma solução confiável e economicamente aceitável. Com esse objetivo, a Itália deflagrou uma série de estudos e pesquisas implantando laboratórios e linha de teste para obtenção de subsídios, objetivando a especificação e fabricação das linhas, equipamentos e subestações [5]. Entretanto, esse projeto foi interrompido, tendo em vista que o crescimento da demanda foi bem inferior ao esperado, e novas tecnologias de geração indicaram como alternativa mais adequada o uso de fontes de porte médio distribuídas, em vez de fontes de alta capacidade localizadas em um único local.

É importante mencionar que os especialistas envolvidos nesse projeto publicaram diversos trabalhos e artigos sobre as investigações realizadas que se constituem em importantes contribuições para a implantação dessa modalidade de transmissão.

Em 1993, a empresa italiana *Ente Nazionale per La Energia Ellettrica* (Enel) completou a sua estação de teste-piloto de 1.050 kV em Suvereto. Esse piloto se constituía em uma linha de 1.050 kV de 2,8 km, transformadores monofásicos (420/1.050 kV de 400 MVA cada) e conexões em SF₆. Foi ainda implantada uma linha de teste no Passo de Pradarena, que foi utilizada para ensaios de vibração eólica, carga de vento e neve, *galloping* e desempenho de espaçadores.

Os laboratórios do *Centro Elettrotecnico Sperimentale italiano* (CESI), em Milão, conduziram estudos e ensaios relacionados à suportabilidade de isolamentos entre fases e fase-terra, poluição de isoladores, seleção dos feixes de condutores, torres não convencionais, fundações, etc. [7].

3.3 Rússia

Objetivando o transporte de energia da Sibéria para a região central do país, a Rússia (URSS, à época) projetou um sistema de transmissão de 1.150 kV. Este sistema foi comissionado no período de 1982-1988, constituído de duas linhas Ekibastuz – Kokchetav (500 km) e Kokchetav – Kustanay (400 km), no Cazaquistão. Essas linhas operaram por cerca de dois anos na tensão de 1.150 kV e depois passaram a operar em 525 kV. Esse fato foi provocado pela dissolução da antiga União Soviética, em 1991, que parcialmente interrompeu a operação das interligações regionais e, ainda, pela crise econômica subsequente, o que provocou forte retração na demanda de energia. Neste cenário, a transmissão em UAT se tornou ineficiente e passou a operar em 525 kV. Posteriormente, com base na experiência adquirida, foram construídos mais de 1.000 km de linhas de 1.150 kV, que ainda estão operando igualmente em 525 kV [5].

3.4 Japão

A empresa japonesa *Tokyo Electric Power Company* (TEPCO) estudou, em meados dos anos 70, a expansão da sua rede de transmissão em 550 kV. Objetivando contornar as dificuldades relacionadas à disponibilidade de corredores para as linhas de transmissão, a Tepco decidiu investir na alternativa de transmissão em 1.100 kV em linhas de circuito duplo, considerando que essa alternativa possui uma capacidade de transporte de energia de 3 a 4 vezes a capacidade das atuais linhas 550 kV.

Para o desenvolvimento dos equipamentos, a TEPCO construiu uma estação de testes na subestação de 550 kV de Shin-Haruna. A instalação possui banco de transformador monofásico com cada fase composta de duas unidades separadas, um vão em SF₆, uma linha de teste em escala real, gaiola de teste, etc. Os testes foram iniciados em 1996, voltados principalmente para estudos de corona, poluição em isoladores, etc.

Considerando que as linhas de 1.100 kV atravessam regiões montanhosas e ficam expostas a severas condições de vento e gelo, foi construída uma linha de teste em escala real, em 1978, na Montanha Takaishiyama, para estudo das cargas mecânicas, submetida aos 8 condutores do feixe. Nessa área, a altitude alcança 1.951 metros, a temperatura varia de -30/20 °C, e os ventos movimentam-se em até 57 m/s.

Em 1999, a TEPCO já tinha construída a linha de 1.100 kV em circuito duplo, uma seção de 240 km na rota do Leste para Oeste e outra seção de 190 km do Norte para o Sul. No entanto, esse sistema, que entrou em operação na tensão de 550 kV, passou para a tensão de 1.100 kV em 2010 [5].

3.5 Índia

A empresa indiana *Power Grid Corporation of Índia Limited* (Powergrid) indica que a demanda do país, em 2012, seria de mais de 157 GW e de cerca de 600 GW em 2025. A Índia contava com sistema de transmissão em corrente alternada de 400 e 765 kV e sistema de corrente contínua de ± 800 kV (6.000 MW). Para o suprimento da futura demanda, seria necessária a implantação de fontes de geração disponíveis em poucos locais distantes dos centros de carga e ampliação do sistema de transmissão. Esse reforço foi planejado considerando a construção de um grande número de linhas e subestações de 400 kV e de cerca de 9.000 km de linhas de 765 kV junto com 15 subestações do mesmo nível de tensão.

Para o desenvolvimento da tecnologia de 1.200 kV CA, a Índia vem operando, desde 2012, uma estação de testes na cidade de Bina, Madhya Pradesh, na região central do país. Esse empreendimento foi feito em associação com 25 fabricantes que utilizam a plataforma e a infraestrutura montada pela Powergrid para instalação e testes dos seus equipamentos.

Também, foram realizadas diversas investigações e testes para a determinação das especificações dos equipamentos e configuração da linha de transmissão. Entre as atividades realizadas, pode-se citar estudos e testes na gaiola de corona, estudos da suportabilidade de isolamento do *gap* em ar, distribuição de tensão ao longo dos isoladores, medidas de ruído audível, rádio-interferência, efeitos eletrostáticos ao nível do solo, etc.[1].

Subsequente a essas pesquisas, a Índia implantou, em dezembro de 2013, uma linha de circuito simples projetada para a tensão máxima de 1.200 kV, de 350 km (Wardha – Aurangabad), atualmente operando em circuito duplo 400 kV.

Para esse projeto, os fornecedores de equipamentos foram todos indianos, incluindo algumas subsidiárias internacionais.

3.6 China

Na China, os recursos de energia disponíveis estão longe das concentrações de carga. Cerca de 76% das reservas de carvão e a maioria dos potenciais de energia eólica e solar estão no norte e noroeste da China, e 80% dos recursos de energia hidráulica estão localizados no Sudoeste. No entanto, mais de 70% da carga está concentrada no leste e centro da China. Para atender essas demandas, é necessário desenvolver tecnologia de transmissão UAT que transfere grandes quantidades de energia elétrica em longas distâncias variando de 800 km a 3.000 km.

No final de 2014, a State Grid Corporation da China lançou um plano estratégico para desenvolver a tecnologia de transmissão UAT AC e UHV CC. O objetivo final é construir uma rede elétrica CA de 1.000 kV em nível nacional, sobreposta ao sistema existente de CA de 500 kV, incorporando a transmissão de energia ponto a ponto em distâncias muito longas com tecnologia de transmissão de ± 800 kV CC [14].

Pesquisas e estudos demonstraram ser essa a melhor alternativa do ponto de vista técnico e econômico. Este sistema CA/CC demonstrou muitas vantagens com relação à segurança e estabilidade, pois, durante emergências, as funções de controle do sistema CC atuam de maneira efetiva.

Em 2007, no *Wuhan High Voltage Research Institute*, foi energizada uma linha de teste de 1.100 kV de 1 km. Foram analisadas, na mesma estrutura de teste, linha de circuito simples com configuração horizontal e linha de circuito duplo com configuração vertical.

Em 2006, foi aprovada a implantação de projeto-piloto em 1.100 kV conectando as regiões Norte e Central. Esse sistema é composto de duas seções de circuito simples entre Jindongnan – Nanyang e Nanyang – Jingmen. Esse sistema entrou em operação em 2009 com comprimento total de 640 km.

Posteriormente, outros sistemas de UAT CA entraram em operação e vários outros estão em construção ou em planejamento. Sendo assim, a atuação da China se faz marcante no planejamento, projeto, construção e operação de sistemas de Ultra Alta Tensão, sendo, portanto, oportuno enfatizar alguns aspectos relevantes dessa experiência, de forma que se possa extrair subsídios para a implantação de sistemas nesse nível de tensão no Brasil. Ver item a seguir:

4. Detalhamento do Sistema em UAT CA da China

A evolução dos níveis de tensão do sistema elétrico da China ocorreu da seguinte maneira:

- 1954 – 220 kV
- 1972 – 330 kV
- 1981 – 500 kV
- 1989 – ± 500 kV CC
- 2005 – 765 kV
- 2009 – 1.000 kV
- 2009 – ± 660 kV CC
- 2010 – ± 800 kV CC

Comparando com a evolução dos níveis de tensão no Brasil, os seguintes fatos são relevantes:

Tanto no Brasil como na China o nível de 230 kV foi implantado no ano de 1954.

No Brasil, nos anos de 1960, 1971, 1975, 1982 e 1984, para atendimento ao crescimento da demanda e para a transmissão de energia elétrica de longas distância, foram sucessivamente utilizados os níveis de 345, 440 kV, 500, 765 kV e ± 600 kV CC. Por outro lado, a evolução desses níveis de tensão na China ocorreu nos anos de 1972, 1981 e 2005 para os níveis de 330, 500 e 765 kV. Nota-se, portanto, que, analisando somente o nível de tensão de transmissão, o Brasil era tecnologicamente mais evoluído que a China até o ano de 2005.

A partir de 1982 e 1984, com a implantação de níveis de 765 kV e ± 600 kV CC do sistema de transmissão da usina de Itaipu, o Brasil não evoluiu nesse aspecto, com exceção do nível de ± 800 kV CC previsto para o ano 2018, decorrente da implantação do sistema de transmissão da usina de Belo Monte.

Por outro lado, a China, em um ritmo impressionante, nos últimos dez anos, a partir de 2007, implantou vários sistemas com níveis de tensão tanto em Corrente Contínua (± 500 , ± 660 , ± 800 kV CC) como em Ultra Alta Tensão em Corrente Alternada (1000 kV). Sendo assim, a empresa chinesa SGCC é a única empresa no mundo que vem operando sistemas em ultra alta tensão tanto com corrente alternada como com tensão contínua.

Para o propósito deste projeto, será apresentado a seguir alguns fatos relacionados à experiência da empresa chinesa *State Grid Corporation of China* (SGCC) no planejamento, implantação e operação dos sistemas de UAT CA.

4.1 Aspectos de Planejamento

Como já mencionado, o primeiro sistema em UAT CA da China entrou em operação em 2009, seguindo outros cinco sistemas sucessivamente nos anos de 2013, 2014 e 2016, conforme apresentado na figura abaixo. Nota-se que o primeiro sistema implantado utilizou linhas de circuito simples e os demais foram construídos com linhas de circuitos duplos com alguns trechos com construção híbrida (circuitos simples e circuito duplo). Em 2017, estão previstos para entrar em operação mais dois sistemas em UAT CA: Yuheng – Weifang (2×1.059 km) e Ximeng – Shengli (2×240 km).

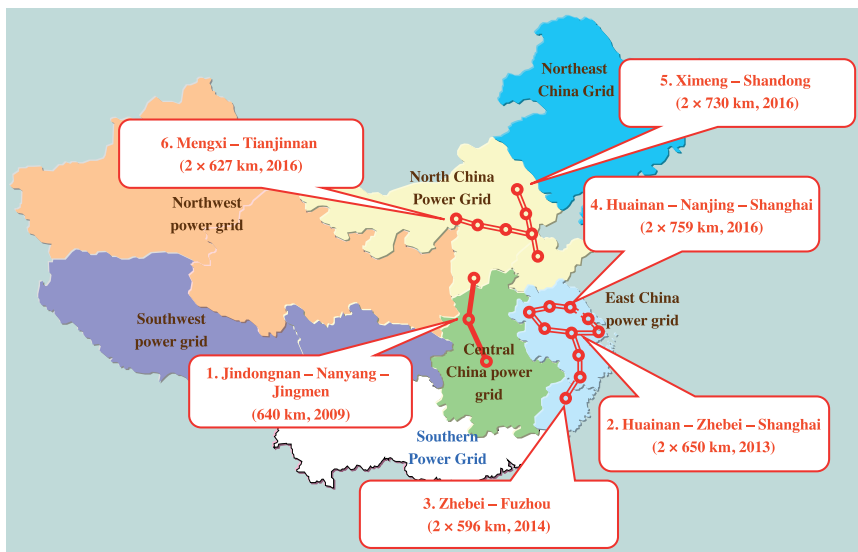


Figura 4.1: Sistemas de UAT CA existentes na China

4.2 Aspectos da Operação

Hoje, no final de 2017, existem mais de 10.000 km de circuitos de linha de transmissão em 1.000 kV em operação na China.

Ainda assim, alguns problemas de equipamentos menores foram identificados e resolvidos sem maiores consequências, como por exemplo: falha nos isoladores de conexão em SF6; falhas em isoladores poliméricos causados por picadas de pássaros; descargas parciais em um reator de derivação resultantes de problemas de montagem; etc.

Comparando com os sistemas de 500 kV e 765 kV, a experiência operacional vem indicando que o sistema UAT AC é tão bom ou melhor, do ponto de vista de disponibilidade técnica.

5. Conclusões

A transmissão em UAT CA pode ser considerada como uma alternativa técnica e economicamente viável para transmissão de grandes blocos de potência a longa distância. Essa afirmação pode ser comprovada por meio de diversas pesquisas realizadas, informes técnicos publicados e principalmente pela experiência da China no planejamento, implantação e operação de várias linhas de 1.000 kV.

Baseado nas experiências reportadas pela empresa chinesa SGCC, é possível inferir que as dificuldades para a construção de um sistema de 1.000 kV não devem ser maiores que sistemas equivalentes de 765 kV CA ou mesmo ± 800 kV CC.

Quanto aos fornecedores para os equipamentos desta modalidade de tensão, eles existem presentemente na China, Índia e Japão, com alguns fabricantes europeus igualmente oferecendo equipamentos e componentes.

6. Referências

- [1] BHATNAGAR, M. C.; DE BHOWMICK, B. N.; NAYAK, R. N.; *et al.* 1.200 kV Transmission System and Status of Development of Substation Equipment Transmission Line Material. In: *India. IEC/CIGRE Second International Symposium on Standards for Ultra High Voltage Transmission*. Nova Deli, 2009.
- [2] JARDINI J. *et al.* *Alternativas não Convencionais para a Transmissão de Energia Elétrica - Estado da Arte*. Brasília: Editora Goya, 2011.
- [3] JARDINI J. *et al.* *Alternativas não Convencionais para a Transmissão de Energia Elétrica - Estudos Técnicos e Econômicos*. Brasília: Editora Goya, 2012.
- [4] FRONTIN, S. O. *et al.* *Ultra High Voltage Technology*. (CIGRE Brochura 85). Working Group 04 (UHV Testing Facilities and Research) of the Study Committee 38 (Power System Analysis and Techniques). Jun/1994.
- [5] *Technical Requirements for Substation Equipment Exceeding 800 kV*. (CIGRE Brochura 362). Trabalho coordenado pelo Grupo de Trabalho do CIGRE A3.22. Paris. Dez/2008.
- [6] *Technical Requirements for Substation Exceeding 800 kV* (CIGRE Brochura 400). Trabalho elaborado pelo Grupo de Trabalho do CIGRE B3. 22. Paris/Dez/2009.
- [7] LINGS, R.; CHARTIER, V.; MARUVADA, P. S. *Overview of Transmission Lines Above 700 kV*. Inaugural IEEE PES 2005 Conference and Exposition. Durban, South Africa. 2005.
- [8] HUANG, D.; RUAN, J. *Construction of UHC AC and DC Test Bases in China*. IEEE, 2008.
- [9] SIEMENS. *1.200 kV AC Substations. Full Scale Products and Integrated Solutions*. 2nd International Symposium on International Standards for Ultra High Voltage. New Delhi, Jan. 29-30, 2009.

- [10] ABB. *Development and Testing of 1.100 kV GIS*. 2nd International Symposium on International Standards for Ultra High Voltage. New Delhi, Jan. 29-30, 2009.
- [11] *Background of Technical Specifications for Substation Equipment Exceeding 800 kV*. CIGRE Working Group A3.22. Paris. 2009.
- [12] GOSWAMI, M. M.; LAKHIANI, V. K. *Transformers for 1200 kV Testing Station at Bina*. Fifteenth National Power Systems Conference. Bombay, Índia. 2008
- [13] GOMES, R. *et al. A Gestão do Sistema de Transmissão no Brasil*. Fundação Getúlio Vargas. Rio de Janeiro, 2012.
- [14] SHU Y. B. *Operation Experience of 1.000 kV High Voltage AC Transmission Technology*. B2-111, Cigre. Paris, 2016

CAPÍTULO 3

Análise de Cenários para Aplicação de Sistema 1.000 kV no Sistema Interligado Nacional

José Antonio Jardini

Renato Grigoletto de Biase

Gerson Yukio Saiki

Ricardo Leon Vasquez Arnez

Geraldo Luiz Costa Nicola



1. Introdução

O objetivo do projeto é o desenvolvimento de estudos visando à implantação de um sistema de transmissão em Ultra Alta Tensão (UAT) no Sistema Interligado Nacional (SIN). Mais especificamente, seria uma linha de transmissão de 1.000 kV em Corrente Alternada (CA).

Neste capítulo, são reportadas as investigações feitas com o objetivo de identificar onde esse sistema poderia ser adicionado de forma a adquirir experiência prática ou mesmo ser parte definitiva do SIN.

Para os estudos iniciais, foram estabelecidas que as características básicas para a linha em questão seriam:

- Potência de 3.000 a 4.000 MW
- Tensão 1.000 kV a 1.100 kV máxima

2. Estratégias Seguidas

A investigação teve três momentos:

- No primeiro, procurou-se no plano decenal produzido pela EPE uma linha de 500 kV futura que pudesse ser substituída por uma de 1.000 kV sem grande impacto no custo. Por outro lado, essa linha deveria estar no plano de construção para o período 2020-2025 para poder aproveitar a experiência adquirida para outros lugares.
- Em seguida, procurou-se investigar possíveis expansões de geração não contempladas no Plano Decenal, para as quais a nova linha poderia ser útil.
- Finalmente, procurou-se investigar a flexibilidade que um sistema 1.000 kV poderia trazer em local com potencial de energia renovável eólica e fotovoltaica que, por natureza, são de difícil programação para longo prazo.

3. Análise das Linhas Previstas no Plano Decenal 2023 e Expansão de Geração Não Prevista

3.1 Alternativas Avaliadas

Para a escolha do trecho da linha-piloto, foram utilizados o Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 [1] e o arquivo Anarede carga pesada, Norte Exportador (Referência 11/7/2014), acessado em 26 de janeiro de 2015, em: [http://www.epe.gov.br/Transmissao/Paginas/Dadosparaestudosdeplanejamentodatransmiss%C3%A3o-PDE2023\(arquivosdisponibilizadosem11072014\).aspx](http://www.epe.gov.br/Transmissao/Paginas/Dadosparaestudosdeplanejamentodatransmiss%C3%A3o-PDE2023(arquivosdisponibilizadosem11072014).aspx).

De posse desses dois arquivos, foi realizada uma pesquisa dos empreendimentos de transmissão de energia elétrica existentes no Plano Decenal com ano de implantação após 2018, em 500 kV CA.

Com análise dos empreendimentos de 500 kV que serão construídos a partir de 2018 e a concepção de outras alternativas, chegou-se nas primeiras possibilidades para estudos iniciais de um sistema de 1.000 kV CA:

- Anel em 1.000 kV (Figura 3.1) ligando a região de Fortaleza (CE), Recife (PE), Luiz Gonzaga (PE/BA) e Camaçari (BA).
- Linha em 1.000 kV ligando o Complexo Tapajós ao Xingú e entre Xingú e Tucuruí, todos no Pará.
- Linha em 1.000 kV ligando o Complexo Tapajós à subestação de Rurópolis, onde um dos circuitos em 500 kV seria substituído por um circuito em 1.000 kV (Figura 3.2).
- Reforços na interligação Norte-Sul. Nesses reforços estudados, inicialmente, a inserção de uma linha de 1.000 kV CA em substituição a linhas de 500 kV em cinco trechos da interligação:
 - ▷ uma linha em 1.000 kV ligando a subestação da UHE Tucuruí (PA) à subestação de Itacaiúnas (PA);
 - ▷ uma linha em 1.000 kV ligando a subestação de Itacaiúnas (PA) à subestação de Colinas (TO);
 - ▷ uma linha em 1.000 kV ligando a subestação de Miracema (TO) à subestação de Gurupi (TO);
 - ▷ uma linha em 1.000 kV ligando a subestação de Gurupi (TO) à subestação de Serra da Mesa (GO);
 - ▷ uma linha em 1.000 kV ligando a subestação de Serra da Mesa (GO) à subestação de Samambaia (DF).
 - ▷ linha de Tucuruí (PA) a Samambaia (DF) com derivações em Itacaiúnas (PA), Miracema (TO), Gurupi (TO) e Serra da Mesa (GO).

- Reforços na interligação Norte-Nordeste.
 - ▷ Linha em 1.000 kV (Figura 3.3) ligando Tucuruí (PA) à Presidente Dutra (MA); Presidente Dutra (MA) a Milagres (CE); e Milagres (CE) a Campina Grande (PB).
 - ▷ Linha em 1.000 kV ligando Tucuruí (PA) diretamente a Campina Grande (PB).
- Reforços na interligação Norte-Sul, com aumento de geração Nordeste em 3.000 MW.
 - ▷ Linha em 1.000 kV ligando Tucuruí (PA) diretamente a Emborcação (MG).
- Anel em 1.000 kV (Figura 3.4) interligando os terminais inversores dos sistemas de transmissão em corrente contínua de Itaipu, em Tijuco Preto (SP), do Madeira, em Araraquara (SP), do Xingu, em Estreito (MG) e em Adrianópolis (RJ) e do Tapajós, em Vespasiano (MG).

As figuras a seguir exemplificam esses casos com a localização das alternativas estudadas.

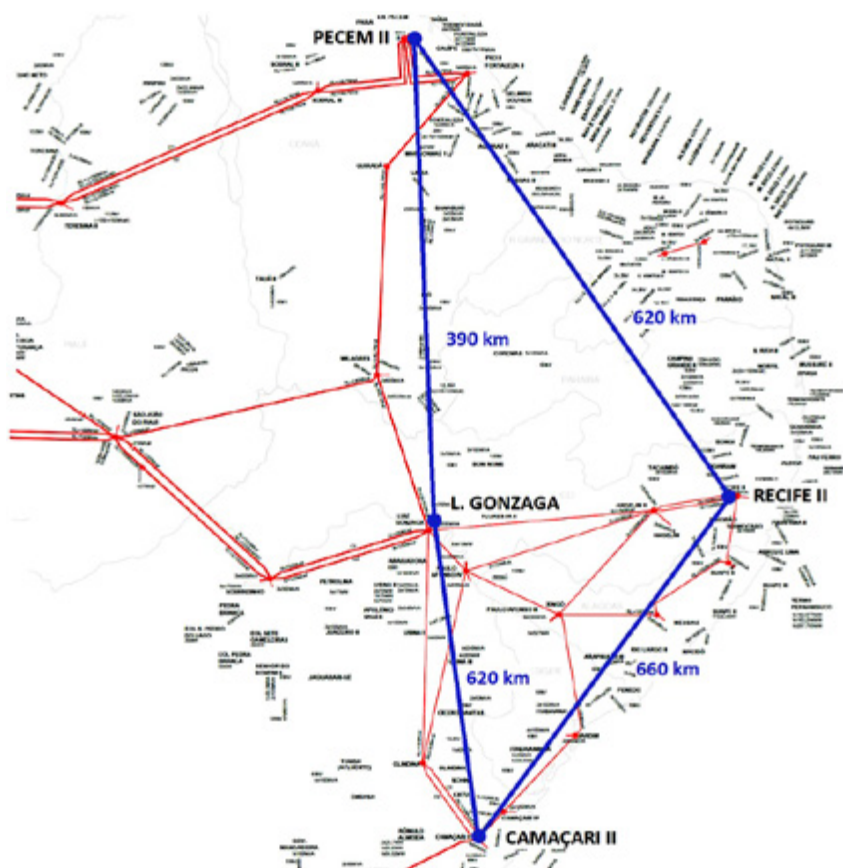


Figura 3.1: Anel em 1.000 kV no Nordeste

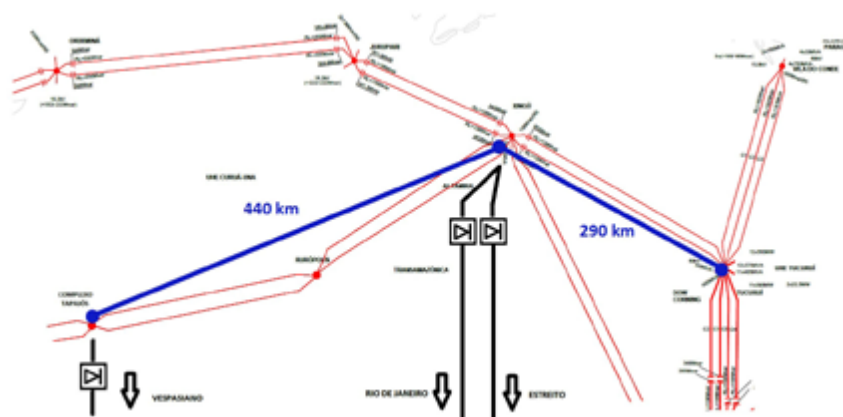


Figura 3.2: Linha em 1.000 kV na região Norte

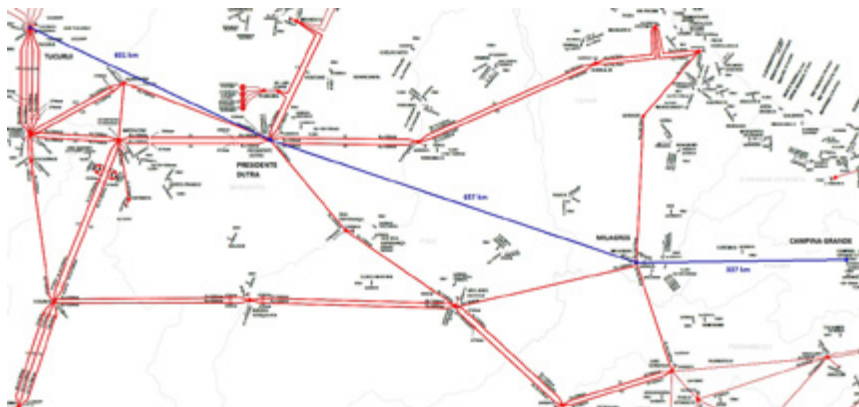


Figura 3.3: Linhas em 1.000 kV avaliadas como reforço à interligação Norte-Nordeste

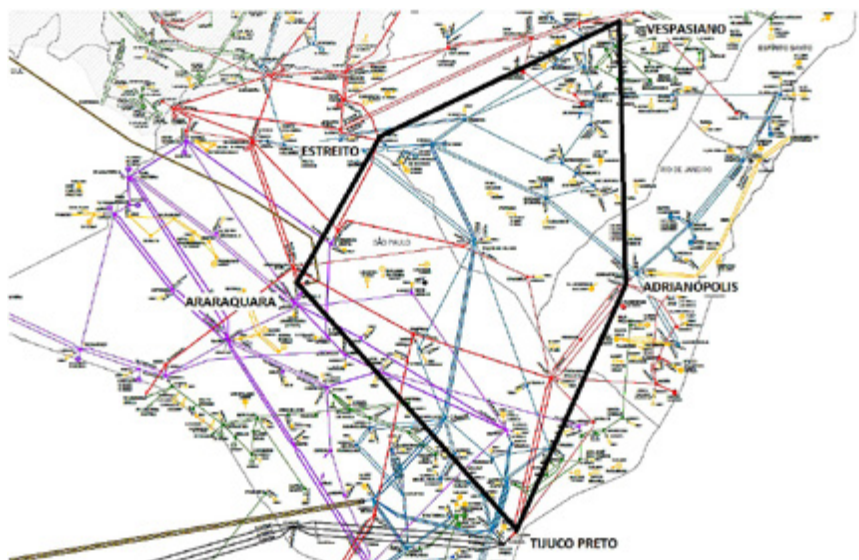


Figura 3.4: Anel em 1.000 kV no Sudeste

3.2 Avaliação de Desempenho

As alternativas foram avaliadas nos requisitos de fluxo de carga.

Para avaliar as diversas possibilidades de trechos de linha onde o sistema de transmissão em 1.000 kV pode ser aplicado, foram modeladas e simuladas as alternativas propostas mencionadas. As linhas de 1.000 kV inseridas foram conectadas através de transformador 500/1.000 kV com potência nominal de 3.000 MVA, com tapes sob carga para controle de tensão em $\pm 10\%$ da nominal. Em todos os casos, foram modelados bancos de reatores para compensação paralela de 100% (50% em cada terminal de linha) e não foi realizada compensação série, a não ser quando mencionado.

Foram analisados os casos de regime com o sistema completo e com contingências (critério N-1).

Conclui-se que uma interessante alternativa atrativa seria:

Linha Tapajós – Rurópolis, com uma linha em 1.000 kV ligando o Complexo Tapajós (PA) à subestação de Rurópolis (PA).

4. Flexibilidade para a Região com Geração Eólica/Fotovoltaica

Durante os estudos, a EPE emitiu um relatório de avaliação de cenário de Geração no Norte e Nordeste com tempo úmido ou seco, no qual se constatou que era preciso reforçar a interligação N–SE e NE–N e NE–SE.

Parte da geração no NE era proveniente de grande expansão do parque eólico no NE. Assim, uma das recomendações foi o reforço da interligação NE–SE pelo sul da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo.

Reforço por linhas de 500 kV com maior capacidade (6 condutores por fase) na região de Bom Jesus da Lapa e Gilbués, rio das Éguas, além de Igarapora, Janaúba, Pirapora, Ribeirão das Neves e Itabira também foram propostos. Isso indicou a adequabilidade de prover um corredor flexível com maior capacidade de transmissão nos corredores existentes, o que motivou a verificação da viabilidade de inserção de um sistema de 1.000 kV na região.

Esse sistema foi então concebido na sua fase inicial com três trechos de 440 km e quatro subestações: próximo a Milagres, Ourolândia, Igarapora e Pirapora. O sistema foi estudado em detalhes, nos moldes dos estudos da EPE, com produção de relatórios do tipo R1, R2, R3 e R4.

Foi também examinado o impacto nesse sistema de uma ampliação futura de 1.000 kV, incluindo um trecho de Pirapora até Ribeirão das Neves e um segundo circuito de Ourolândia até Ribeirão das Neves.

5. Conclusões

Com o objetivo primordial de identificar a possibilidade de inserção de um sistema de transmissão de 1.000 kV em corrente alternada, foram analisadas diversas alternativas as quais foram avaliadas nos estudos de fluxo de carga.

A alternativa escolhida foi a inserção de um sistema de 1.000 kV de Milagres (CE) até Pirapora (MG).

Essa alternativa será analisada em detalhes nos capítulos 4 e 5, nos quais também serão analisados diversos outros aspectos desta alternativa, como, por exemplo: desempenho eletromecânico; viabilidade técnico-econômica e socioambiental; estudos de sobretensões transitórias e coordenação de isolamento; estudo de arranjo de barramentos; especificação dos equipamentos, etc.

Mesmo sendo necessários todos esses estudos para a confirmação da alternativa escolhida, desde já, pode-se apontar o seguinte fato que a indica como promissora:

O sistema possui capacidade para escoar o excedente da geração eólica e solar do Nordeste para atendimento da demanda do Sudeste e, dessa forma, poderá atuar na recuperação dos níveis dos reservatórios das hidroelétricas.

O sistema de transmissão em UAT já alcançou maturidade tecnológica em âmbito mundial em todas as suas fases de implantação, devido, principalmente, à experiência da China, Japão e Índia.

Assim, pode-se, igualmente, inferir que o parque industrial brasileiro está apto para a fabricação de transformadores, reatores e linhas de transmissão neste nível de tensão.

6. Referências

- [1] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 de 26/1/2016*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202023.pdf>>. Acessado em: 28/3/2016.

CAPÍTULO 4

Estudos de Viabilidade Técnico Econômica e Socioambiental das Alternativas (R1)

José Antonio Jardini
Patrícia Oliveira da Silveira
Marcos Tiago Bassini
Gerson Yukio Saiki
Thales Sousa
Geraldo Luiz Costa Nicola



1. Objetivo

O objetivo deste capítulo é apresentar os estudos técnico, econômico e socioambiental de uma linha de transmissão em 1.000 kV (fase inicial), circuito simples, ligando as subestações de Milagres (CE), Ourolândia (BA), Igaporã (BA) e Pirapora (MG) com extensão de ~1.320 km. Essa alternativa foi analisada utilizando-se o PDE 2024, com acréscimo de geração de 5.500 MW no intuito de representar o potencial eólico e fotovoltaico da região Nordeste. Estudos da EPE mostram que haverá um gargalo na transmissão desse potencial para o Sudeste a partir de 2019.

Também foi verificada a viabilidade de expansão (fase adicional futura) do sistema em 1.000 kV CA. Para essa verificação foi acrescentado 11.000 MW (outros 5.500 MW) na geração da região Nordeste. Foram realizados estudos de fluxo de potência em regime e contingências, estabilidade eletromecânica, e uma comparação de investimentos entre o sistema em 1.000 kV CA, um sistema em 500 kV CA, e bipolos CC. Nessa expansão foi incluída a subestação de Ribeirão das Neves (MG), ligando a subestação Pirapora. Foi também incluído um circuito simples adicional nos trechos desde Ourolândia a Ribeirão das Neves.

2. Introdução

No final de 2012, encerrou-se o projeto estratégico de P&D “*Alternativas não Convencionais para a Transmissão de Energia Elétrica em Longas Distâncias*”, cujos produtos foram três livros e dois seminários onde foram apresentados o estado da arte das diversas tecnologias para a transmissão de energia elétrica e os estudos técnicos e econômicos das alternativas mais promissoras. Entre as alternativas analisadas, a que se destacou foi a transmissão em ultra alta tensão (UAT). Com relação a transmissão em corrente contínua, já foram licitados empreendimentos em 800 kV, o que consolidará a experiência brasileira nesse tipo de transmissão, juntamente com empreendimentos de 600 kV CC já existentes (Itaipu e Madeira). Com relação à transmissão em UAT em corrente alternada, faz-se necessária a implantação de uma linha piloto para que se possa igualmente ampliar os conhecimentos e experiências já existentes.

Para a definição do local de implantação de uma linha piloto, fez-se necessária a análise do Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (PDE 2024). Foram analisados os empreendimentos de transmissão em 500 kV, com entrada em operação após 2018, nas diversas regiões do Brasil para uma possível substituição por um sistema de transmissão em 1.000 kV CA.

3. Premissas e Critérios Gerais

3.1 Estudos Realizados pela EPE

No final de 2014, a EPE emitiu o documento **EPE-DE-RE-140/2014-r0** intitulado “Ampliação da Capacidade de Intercâmbio para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste”. Nesse documento, a EPE propôs um cenário extremo de oferta de energia nas regiões Norte e Nordeste da ordem de 45 GWmed. Nessas condições, o excedente de energia no Norte e Nordeste foi de cerca de 30 GWmed, após atender a demanda interna dessas regiões. Levando-se em consideração as capacidades das linhas de transmissão norte-nordeste para o Sudeste, chegou-se em 2019 a uma restrição para exportação do montante excedente de energia de aproximadamente 8.700 MWmed.

Com base nesse documento, a EPE realizou mais estudos para expansão da transmissão entre as regiões Norte e Nordeste para o Sudeste. Os documentos são apresentados a seguir.

- N° **EPE-DEE-RE-146/2014-rev0** (31 de outubro de 2014), Estudos para a Expansão da Transmissão – Expansão das Interligações N-SE e NE-SE para Atender a Cenários Extremos de Exportação das Regiões N e NE – Concepção Inicial de Alternativas [1].
- N° **EPE-DEE-NT-049/2015-rev0** (16 de março de 2015), Estudos de Planejamento da Expansão do Sistema de Transmissão – Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste – Requisitos de aumento de capacidade das interligações [2].
- N° **EPE-DEE-RE-147/2014-rev2** (08 de dezembro de 2014), Estudos para Licitação da Expansão da Transmissão, Análise Técnico-Econômica de Alternativas: Relatório R1, Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste [3].

- N° **EPE-DEE-RE-148/2014-rev1**, (08 de dezembro de 2014), Estudos para Licitação da Expansão da Transmissão, Análise Técnico-Econômica de Alternativas: Relatório R1, Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste [4].
- N° **EPE-DEE-DEA-RE-001/2014-ver0**, Estudos para Licitação da Expansão da Transmissão, Estudos para Escoamento da Potência Eólica da Região Central da Bahia [5].
- N° **EPE-DEE-RE-065/2016-rev0**, (18 de novembro de 2016), Estudos para Licitação da Expansão da Transmissão, Análise Técnico-Econômica de Alternativas: Relatório R1 Estudo para Escoamento do Potencial Eólico e Fotovoltaico da Região do Seridó [6].

Esses documentos analisam o escoamento de energia das regiões Norte e Nordeste para a região Sudeste devido principalmente aos empreendimentos de geração eólica. Com base nesses estudos, foram estudadas alternativas de inserção de um sistema de transmissão em 1.000 kV para reforçar esse escoamento.

Nesse contexto, foi escolhida a alternativa de transmissão em 1.000 kV CA ligando o sul do estado do Ceará até a região central do estado de Minas Gerais, passando principalmente pela região central do estado da Bahia. Essa linha irá conectar as subestações de Milagres a Pirapora e funcionará como um corredor para o escoamento dos potenciais eólico e fotovoltaico da região Nordeste para a região Sudeste, e duas subestações intermediárias serão os coletores dessas fontes. O sistema poderá expandir mais adiante conectando Pirapora a Ribeirão das Neves.

3.2 Bases e Critérios Gerais

Os estudos de fluxo de potência, foram feitos em carga pesada e carga leve (ambos na condição de Norte Úmido), para a alternativa de 1.000 kV no horizonte do plano decenal de 2024. Foram utilizados os arquivos disponibilizados pela EPE, que são:

- EPE DECENAL 2024 PESADA ANO 2024 NORTE ÚMIDO, para os estudos com carga pesada de 26/01/2016. Esse arquivo foi acessado em: 28/03/2016.
- EPE DECENAL 2024 LEVE ANO 2024 NORTE ÚMIDO, para os estudos com carga leve de 26/01/2016. Esse arquivo foi acessado em: 28/03/2016.

Foi acrescida, aos arquivos citados acima, a subestação de Santa Luzia (PB) 500 kV, uma linha de 500 kV entre Santa Luzia e Milagres de 238 km e outra linha de 500 kV entre Santa Luzia e Campina Grande de 126 km.

As cargas do SIN (Sistema Interligado Nacional) foram mantidas, e foi realizado um acréscimo de 5.500MW na geração do Nordeste e diminuição correspondente na geração Sudeste. Os aumentos foram feitos conforme mostra a Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Aumento (MW) da geração na região Nordeste

Local	Aumento (MW)
Santa Luzia	2.000
Campo Novo	200
João Câmara	1.600
Ourolândia	900
Gentio do Ouro	100
Sobradinho	100
Juazeiro	600
Total	5.500

Os Procedimentos de Rede – submódulo 23.3 foram seguidos para avaliar a os níveis de tensão durante contingências nos estudos de fluxo de potência e atendimento ao critério n-1.

Para as análises dinâmicas e de estabilidade eletromecânica, foram utilizadas as bases de dados do programa Anatem, com horizontes de 2016-2024, no âmbito do PDE (Plano Decenal de Expansão) 2024 publicado pela EPE, em seu site em 01/04/2016.

As simulações foram feitas considerando os seguintes aspectos:

- O arquivo base de fluxo de potência é o de carga pesada (Norte Úmido), no horizonte do plano decenal de 2024, considerando os mesmos aumentos de geração feitos nos estudos de fluxo de potência;
- Os controles das máquinas de usinas novas que foram adicionadas no arquivo base de fluxo de potência foram obtidas da base de dados EPE para reguladores de outras usinas existentes e com capacidade instalada semelhante.

Para avaliação do desempenho, as modelagens acompanham os Procedimentos de Rede – Submódulo 23.3.

Para as análises de curto-circuito, foram utilizadas as bases de dados do programa Anafas, com horizontes de 2016-2024, no âmbito do PDE (Plano Decenal de Expansão) 2024, publicados no site da EPE em 23/02/2016 e considerando os mesmos aumentos de geração feitos nos estudos de fluxo de potência.

A comparação de investimentos foi realizada utilizando-se o Banco de Preços da Aneel de 2015, disponibilizado pela Resolução Homologatória nº 758, de 6 de janeiro de 2009, através do link: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/areh2009758.zip>.

O custo da linha de 1.000 kV foi obtido considerando os custos unitários dos vários itens que a compõe. O peso de torre e fundações foram obtidos de projetos específicos elaborados. Os custos das linhas e conversoras do sistema CC foram calculados por meio de fórmulas da Brochura CIGRÉ 388 devidamente ajustados para a data de referência.

Os custos dos módulos de manobra, módulos gerais e equipamentos foram obtidos do banco de preços da Aneel, extrapolados para os casos de 1.000 kV CA e 800 kV CC, uma vez que esses sistemas não estavam ainda nas planilhas de custos da Aneel.

Os custos de terreno (Módulo de Infraestrutura Geral e Módulo de Infraestrutura de Manobra) das subestações de 1.000 kV e 500 kV foram calculados levando-se em consideração a necessidade da expansão futura com novas subestações.

A cotação do Dólar, usada na atualização de alguns pesos unitários, apresenta um grande impacto nas conversoras CC e como houve uma grande variação da moeda as alternativas CC ficariam afetadas na comparação econômica. Foi utilizada a cotação de R\$ 3,05 por Dólar que é o valor baliza custo de leilão das conversoras de Belo Monte utilizando-se a equação de custos de conversora.

Foi realizada a avaliação de uma alternativa em CC utilizando VSC na configuração multiterminal. O custo das conversoras VSC foi considerado 20% mais caro em relação ao custo das conversoras LCC. Esse acréscimo de 20% foi baseado em informação em um seminário realizado pelo CIGRÉ no Brasil em novembro de 2015, onde houve a participação de fabricantes e especialistas do setor.

4. Desempenho das Alternativas de Sistema de Transmissão

4.1 Estudos de Fluxo de Potência (Plano Decenal 2024)

Neste item, é apresentado o desempenho da solução em 1.000 kV para a transmissão do potencial de geração das regiões Norte e Nordeste, assim como sua capacidade de atender aos vários cenários de carga pesada e carga leve, ambos no cenário Norte Úmido.

O sistema em 1.000 kV analisado é compreendido das subestações novas (para evitar dificuldade de ampliação das subestações existentes e permitir futuras entradas) de Milagres III 500/1.000 kV, que secciona as duas linhas Milagres – Luís Gonzaga 500 kV; de Ouroândia III 500/1.000 kV, que secciona a linha Ouroândia – Juazeiro 500 kV; de Igaporã IV 500/1.000 kV, que secciona as duas linhas Igaporã – Janaúba 500 kV; por último, a Pirapora III 500/1.000 kV, que secciona as duas linhas Pirapora – Ribeirão das Neves 500 kV, assim como por três trechos de 440 km de linha em 1.000 kV que compreende as subestações de Milagres, Ouroândia, Igaporã e Pirapora.

Como forma de avaliação comparativa do desempenho, os mesmos cenários e emergências foram analisados em relação ao caso base do PDE 2024.

4.1.1 Caracterização dos despachos

De maneira a identificar os cenários de carga e geração utilizados neste capítulo, a Tabela 4.1 a seguir indica os despachos de usinas hidrelétricas de Tucuruí, Belo Monte e Complexo do Tapajós, na região Norte; de Xingó e Paulo Afonso, na região Nordeste; e de Furnas, Marimbondo, Água Vermelha, Itumbiara, Emborcação, Porto Primavera, Ilha Solteira e Itaipu, nas regiões Sudeste e Centro Oeste, que constam no arquivo PDE 2024 da EPE. Além destas, é apresentado também o total de potência despachada pelas Eólicas na região Nordeste, apenas de maneira agregada. A Tabela 4.1 mostra os cenários de carga pesada e carga leve, nos cenários de Norte Úmido e Seco, porém as simulações apresentadas nesse relatório foram feitas apenas no cenário Norte Úmido, por se tratar do que possui maior carregamento sendo, portanto, mais crítico.

Tabela 4.1: Despacho (MW) de algumas usinas, caracterizando os diferentes cenários em estudo

	Carga pesada Norte Úmido	Carga pesada Norte Seco	Carga leve Norte Úmido	Carga leve Norte Seco
Belo Monte	10.780	1.100	10.780	1.100
Tucuruí	7.855	4.134	7.775	2.027
Tapajós	3.961	425	3.914	626
Total	22.596	5.659	22.469	3.753
Furnas	1.049	1.259	223	292
Marimbondo	1.190	1.428	250	327
Água Vermelha	1.117	1.340	254	325
Itumbiara	1.824	2.188	411	528
Emborcação	954	1.144	290	347
Porto Primavera	1.232	1.478	185	269
Ilha Solteira	2.709	3.169	563	160
Itaipu 60 Hz	6.300	6.300	4.200	4.200
Itaipu 50 Hz	6.751	6.952	5.064	6.126
Total	23.126	25.258	11.440	12.574
Xingó	3.003	1.581	2.981	2.213
Paulo Afonso	2.337	1.230	2.319	1.722
Total	5.340	2.811	5.300	3.935
Eólicas Nordeste	14.200	14.200	8.500	14.200

Nota-se o despacho pleno das usinas da região Norte, quando do período úmido. O cenário de carga pesada difere do cenário de carga leve pela variação do despacho nas usinas das regiões Sudeste e Centro Oeste. O despacho de geração eólica no Nordeste permanece constante em 14.200 MW, exceto no caso de carga leve no cenário Norte Úmido. A diferença de geração entre os cenários de Norte Úmido e de Norte Seco é suprida principalmente por geração térmica.

Na geração já planejada no PDE 2024, foram acrescentados 5.500 MW, representado um aumento de geração eólica no Nordeste. A Figura 4.1 mostra os locais onde foram feitos os acréscimos de geração.

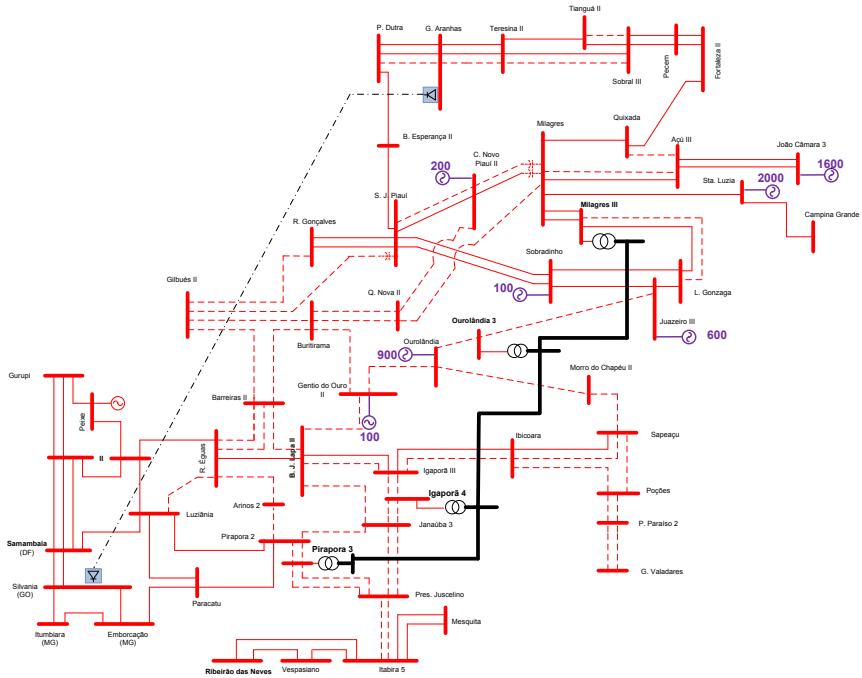


Figura 4.1: Localização do aumento de 5.500 MW na geração Nordeste

Também foi acrescentado ao PDE 2024, a Subestação de Santa Luzia 500 kV, local onde há previsão de entrada de usinas eólicas e uma linha entre Santa Luzia e Milagres e outra entre Santa Luzia e Campina Grande.

4.1.2 Contingências analisadas

Com o intuito de avaliar o desempenho da alternativa, foram simuladas várias contingências sobre os cenários de carga, principalmente observando o impacto de emergências na rede existente, e também os efeitos do reforço do sistema em 1.000 kV sobre a região central da Bahia e norte de Minas Gerais. As principais condições avaliadas, considerando a condição dos casos em regime, tanto para a carga pesada como para a carga leve, foram:

- Abertura da linha 500 kV entre Gentio do Ouro e Bom Jesus da Lapa;
- Abertura da linha 500 kV entre Bom Jesus da Lapa e Janaúba;
- Abertura da linha 500 kV entre Juazeiro e Ouroândia 3;
- Abertura da linha 500 kV entre Morro do Chapéu e Sapeaçu;
- Abertura da linha 500 kV entre Igaporã e Janaúba;

- Abertura da linha 500 kV entre Janaúba e Ribeirão das Neves;
- Abertura da linha 500 kV entre Ribeirão das Neves e Itabira;
- Abertura da linha 500 kV entre Silvânia e Emborcação;
- Abertura da linha 500 kV entre Silvânia e Itumbiara;
- Abertura da linha 500 kV entre Silvânia e Trindade;
- Saída de Transformadores 500/1.000 kV
- Perda de um polo do Bipolo B, com sobrecarga no outro polo
- Abertura dos trechos em 1.000 kV;
- Abertura de um dos terminais das linhas 1.000 kV, para avaliar sobretensões sustentadas durante energização e rejeição.

4.1.3 Suporte de reativo no sistema local

4.1.3.1 Carga pesada

Para o caso de carga pesada, o suporte reativo capacitivo adicional é necessário em outras barras do SIN, para garantir que as tensões se mantenham dentro dos limites admissíveis nessas regiões durante algumas contingências. Os seguintes bancos de capacitores shunt foram alocados.

- 500 Mvar em Ribeirão das Neves 500 kV (MG).
- 300 Mvar em Governador Valadares 230 kV (MG).

Durante a contingência do 1º e 2º trecho da linha 1.000 kV, foi observada a necessidade de reativo indutivo na região de Ribeirão das Neves de 200 Mvar que pode ser resolvida com a ligação dos bancos de reatores já previstos no sistema para essa região.

4.1.3.2 Carga leve

O suporte reativo capacitivo adicional foi necessário na região de Governador Valadares (230 kV) para garantir que as tensões se mantenham dentro dos limites admissíveis durante algumas contingências. Foi alocado um banco de capacitores de 130 Mvar para suprir essa necessidade.

Durante algumas contingências, e também no caso base, foi observada a necessidade de reativo indutivo na região de Ribeirão das Neves de até 600 Mvar, que pode ser resolvida com a ligação dos bancos de reatores já previstos no sistema para essa região.

4.1.4 Resultados dos estudos de fluxo de potência

4.1.4.1 Carga Pesada – Norte Úmido (2024)

Para o caso de Carga Pesada – Norte Úmido (PDE 2024), considerando um aumento de 5.500 MW na geração da região Nordeste, a Tabela 4.2, a seguir, resume os fluxos de potência ativa pelas linhas 1.000 kV.

Tabela 4.2: Fluxos (MW) entre os terminais da linha de 1.000 kV (carga pesada)

Barra DE	Barra PARA	Fluxo (MW)
Milagres	Ourolândia	1.829
Ourolândia	Igaporã	3.217
Igaporã	Pirapora	2.178

A Figura 4.2 apresenta os fluxos nas linhas 1.000 kV e da rede de 500 kV próxima, para o caso em regime.

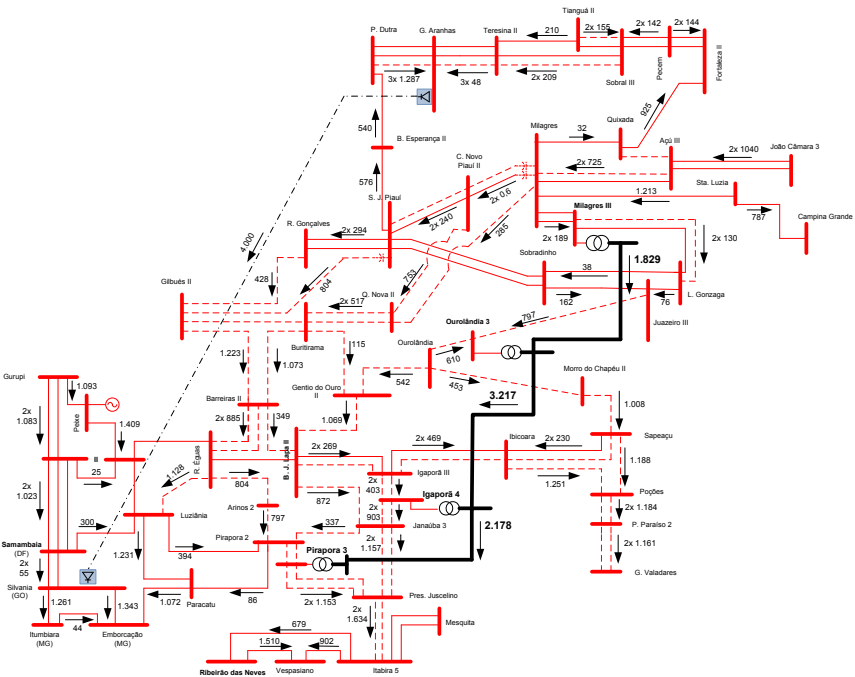


Figura 4.2: Fluxo de potência (MW) no caso em regime, carga pesada

Em todas as contingências simuladas, as tensões e carregamentos das linhas ficaram dentro dos limites de emergência.

Nas contingências da linha 1.000 kV, os fluxos são redistribuídos pelo sistema por meio das linhas de 500 kV.

Quanto às simulações referentes a “rejeição e energização” dos três trechos da linha de 1.000 kV, tanto as tensões como os carregamentos das linhas ficaram dentro dos limites de emergência desejados, abaixo de 1,15 pu. A Tabela 4.3 e figuras, a seguir, resumem as tensões e fluxos no sistema 1.000 kV.

Tabela 4.3: Tensões após rejeição e energização (carga pesada)

Barra DE	Barra PARA	Terminal	Tensão (pu)
Milagres	Ourolândia	Milagres	1,087
Milagres	Ourolândia	Ourolândia	1,080
Ourolândia	Igaporã	Ourolândia	1,103
Ourolândia	Igaporã	Igaporã	1,087
Igaporã	Pirapora	Igaporã	1,092
Igaporã	Pirapora	Pirapora	1,103

A seguir, são mostrados os resultados de simulações realizadas, com foco no carregamento do sistema de 1.000 kV, durante emergências.

a) Saída de transformadores 500/1.000 kV

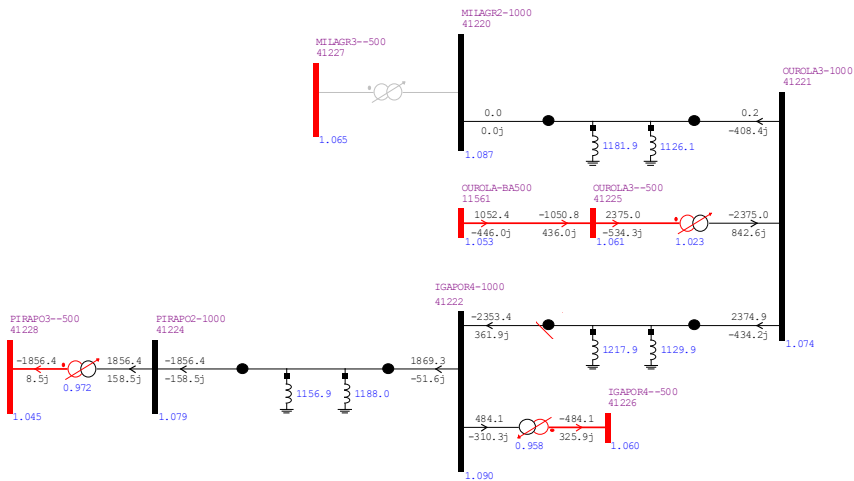


Figura 4.3: Fluxo de potência na perda do transformador de Milagres

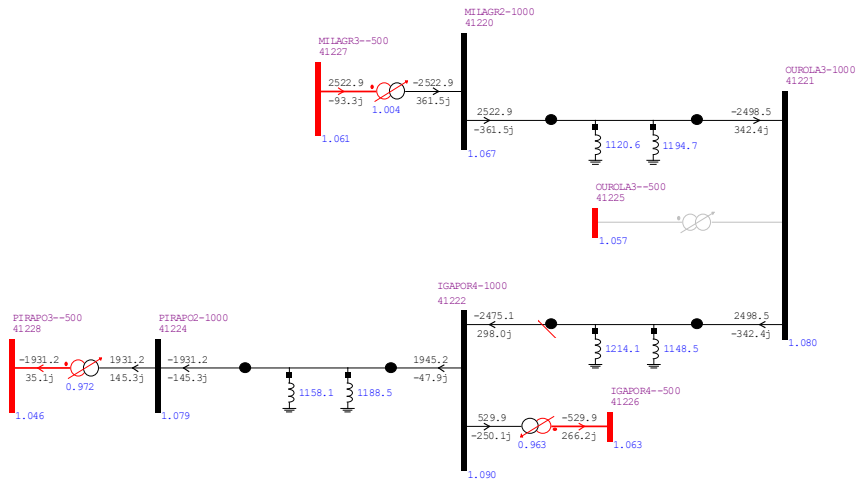


Figura 4.4: Fluxo de potência na perda do transformador de Ourolândia

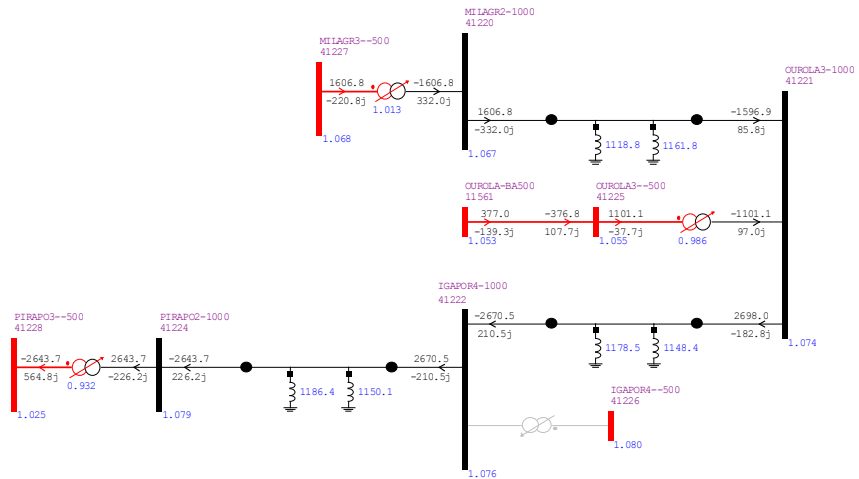


Figura 4.5: Fluxo de potência na perda do transformador de Igaporã

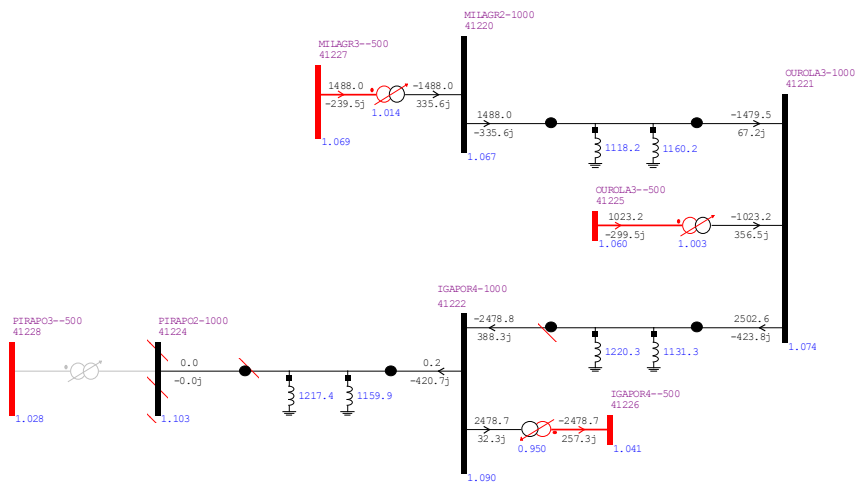


Figura 4.6: Fluxo de potência na perda do transformador de Pirapora

b) Saída de linhas de 1.000 kV

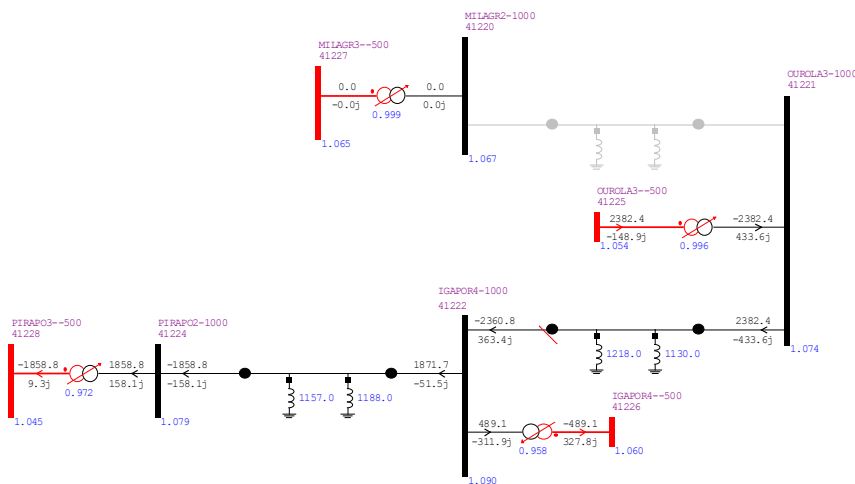


Figura 4.7: Fluxo de potência na perda do trecho Milagres – OuroLândia

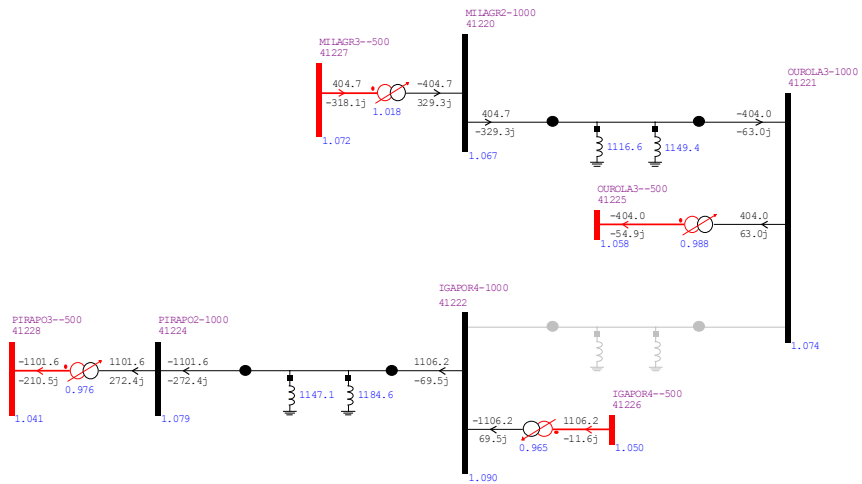


Figura 4.8: Fluxo de potência na perda do trecho Ourolândia – Igaporã

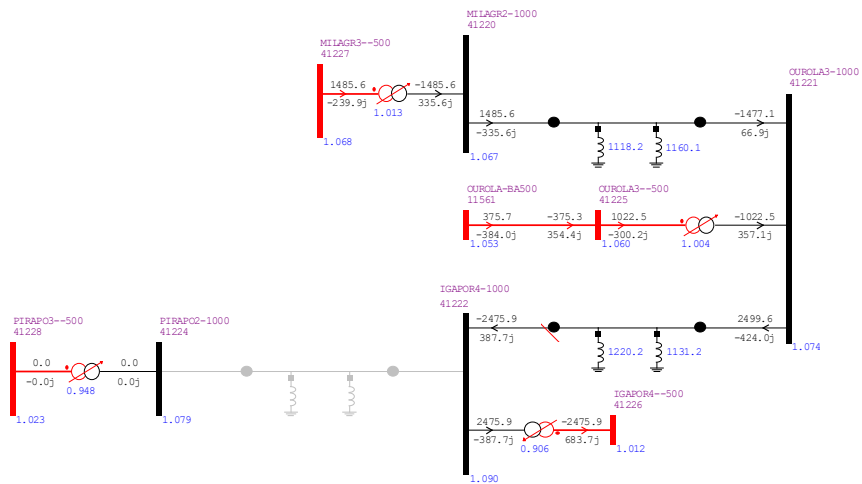


Figura 4.9: Fluxo de potência na perda do trecho Igaporã – Pirapora

c) Saída de um polo de Graça Aranha – Silvânia e sobrecarga do outro

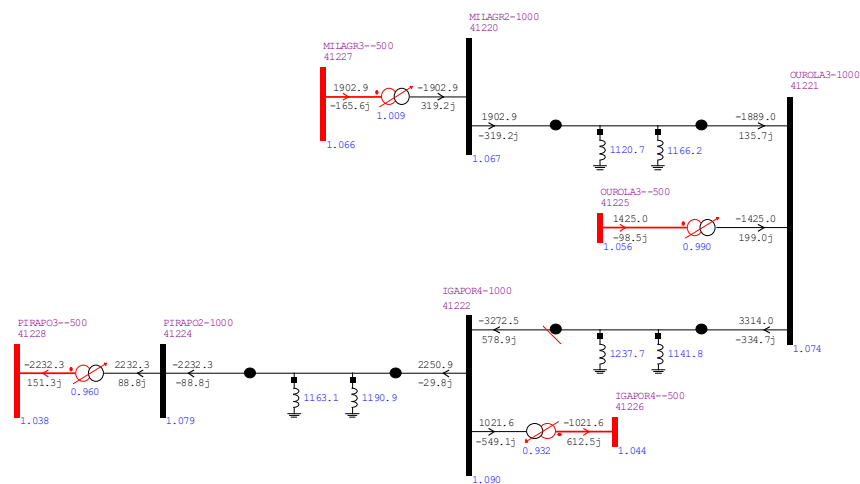


Figura 4.10: Fluxo de potência no 1.000 kV após a saída de um polo do bipolo B

d) Rejeição e energização da linha de 1.000 kV

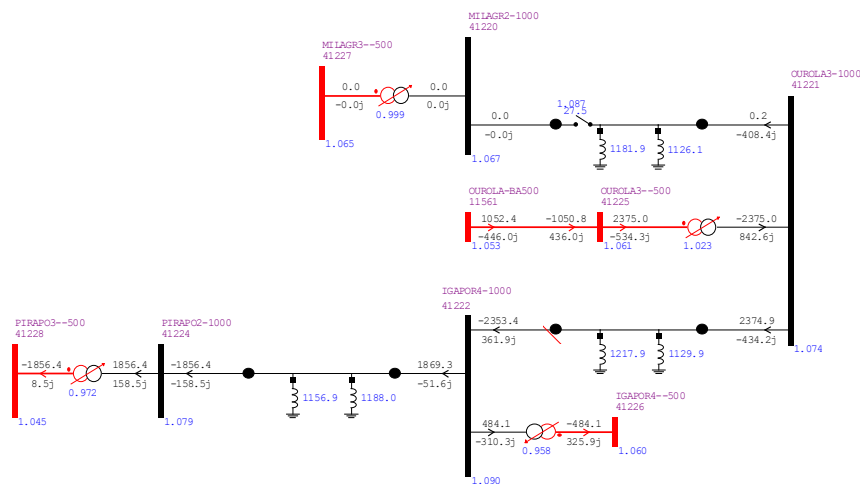


Figura 4.11: Sobretensão sustentada após abertura da linha 1.000 kV em Milagres ou energização por Ourorlândia

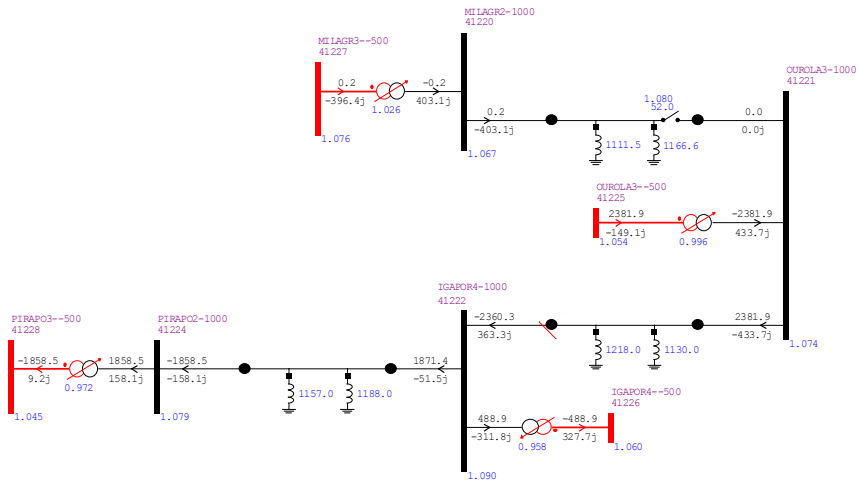


Figura 4.12: Sobretensão sustentada após abertura da linha 1.000 kV em Ourolândia ou energização por Milagres

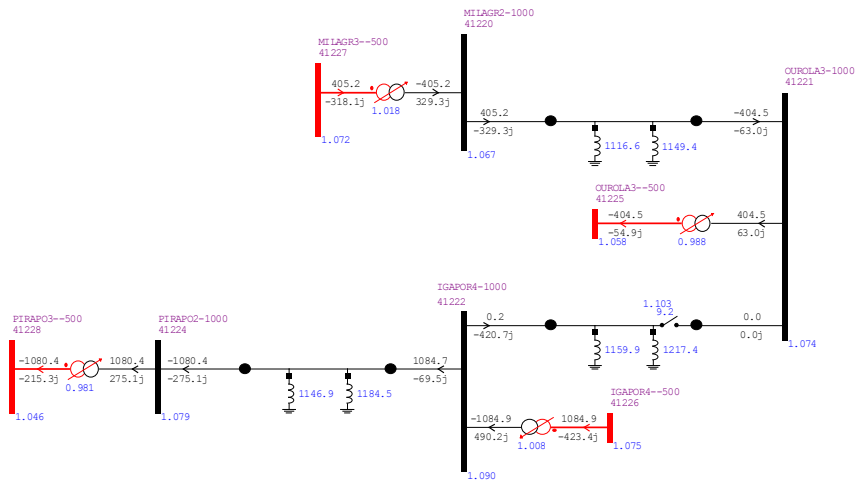


Figura 4.13: Sobretensão sustentada após abertura da linha 1.000 kV em Ourolândia ou energização por Igaporã

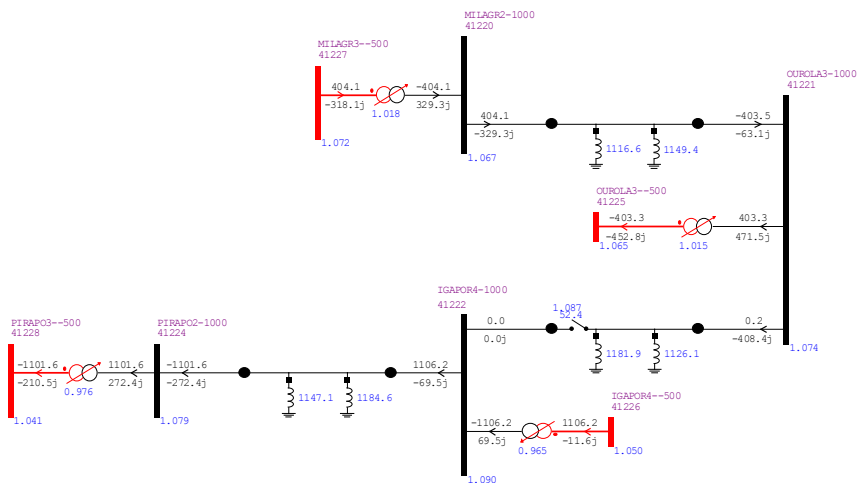


Figura 4.14: Sobretensão sustentada após abertura da linha 1.000 kV em Igaporã ou energização por Ourolândia

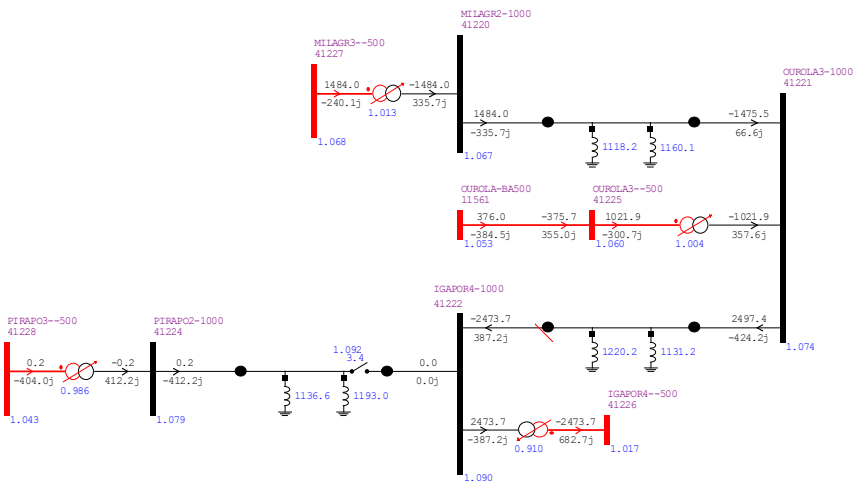


Figura 4.15: Sobretensão sustentada após abertura da linha 1.000 kV em Igaporã ou energização por Pirapora

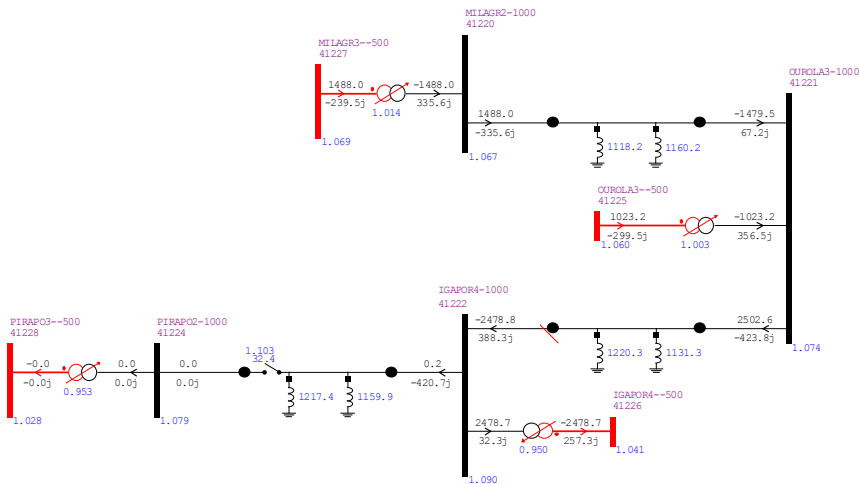


Figura 4.16: Sobreensão sustentada após abertura da linha 1.000 kV em Pirapora ou energização por Igaporã

4.1.4.2 Carga Leve – Norte Úmido (2024)

Para o caso de carga leve, considerando um aumento de 5.500 MW na geração da região Nordeste a Tabela 4.4, a seguir, resume os fluxos de potência ativa pelas linhas 1.000 kV em regime.

Tabela 4.4: Fluxos (MW) entre os terminais de 1.000 kV (carga leve)

Barra DE	Barra PARA	Fluxo (MW)
Milagres	Ourolândia	1.430
Ourolândia	Igaporã	2.579
Igaporã	Pirapora	1.687

A Figura 4.17 apresenta os fluxos nas linhas 1.000 kV e da rede de 500 kV próxima, para o caso em regime (carga leve).

A seguir, são mostrados os resultados das simulações realizadas, com foco no carregamento do sistema de 1.000 kV, durante emergências.

a) Saída de transformadores 500/1.000 kV

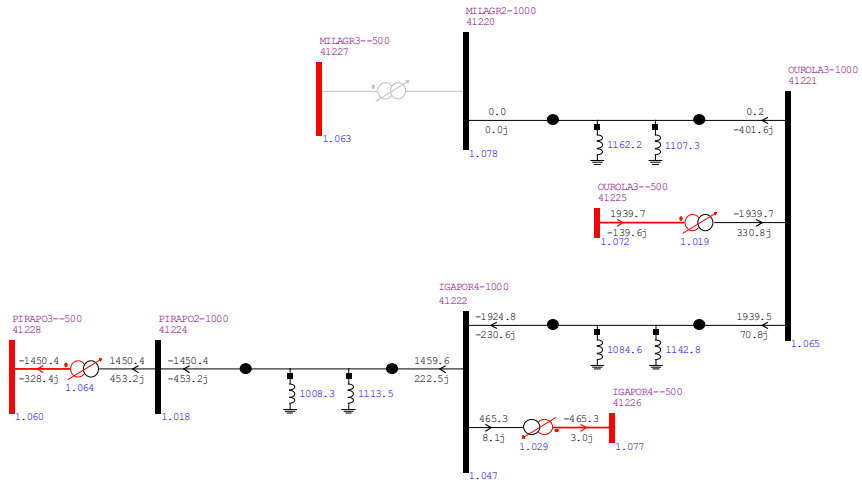


Figura 4.18: Fluxo de potência na perda do transformador de Milagres

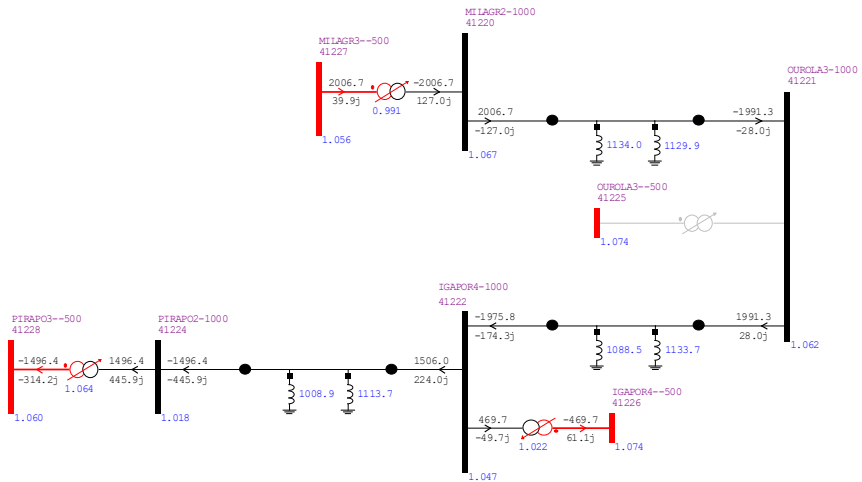


Figura 4.19: Fluxo de potência na perda do transformador de Ourolândia

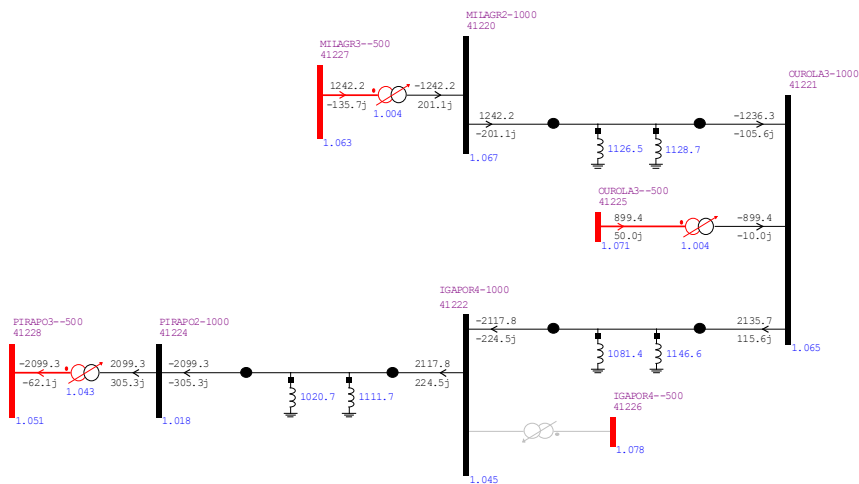


Figura 4.20: Fluxo de potência na perda do transformador de Igaporã

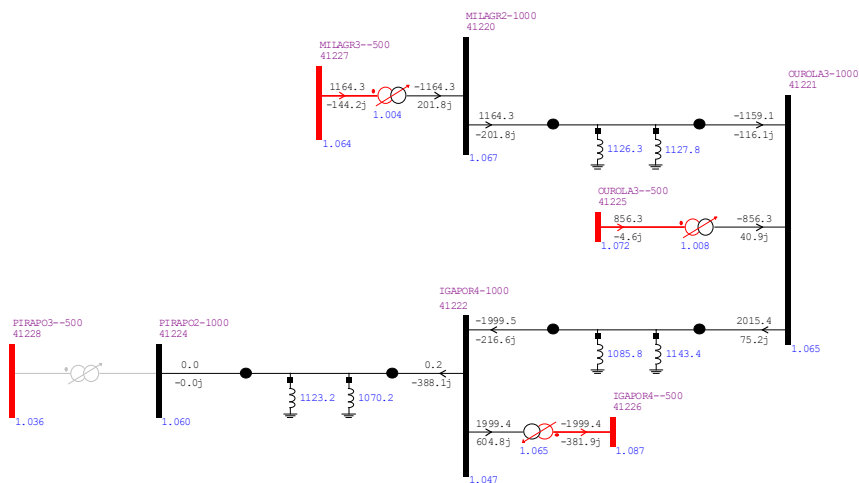


Figura 4.21: Fluxo de potência na perda do transformador de Pirapora

b) Saída de linhas de 1.000 kV

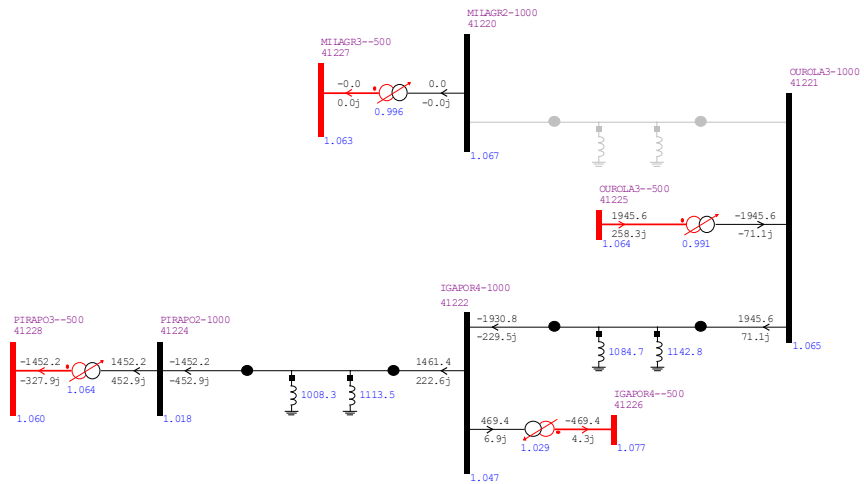


Figura 4.22: Fluxo de potência na perda do trecho Milagres – Ouroilândia

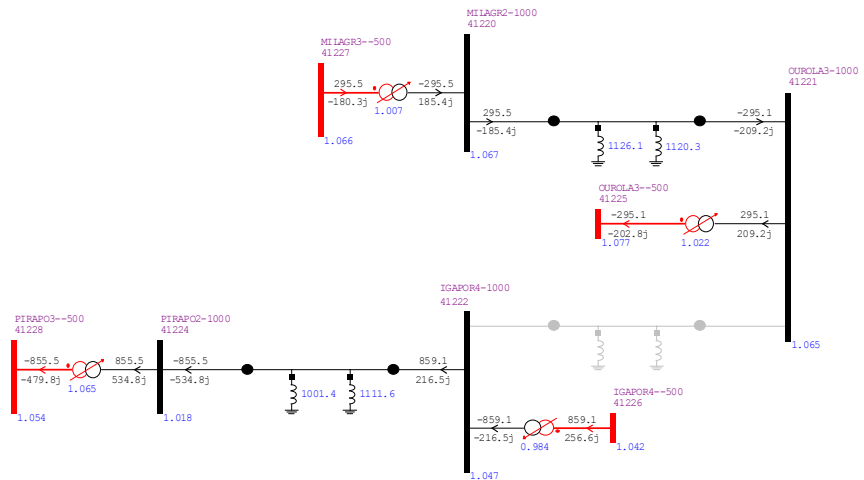


Figura 4.23: Fluxo de potência na perda do trecho Ourolândia – Igaporã

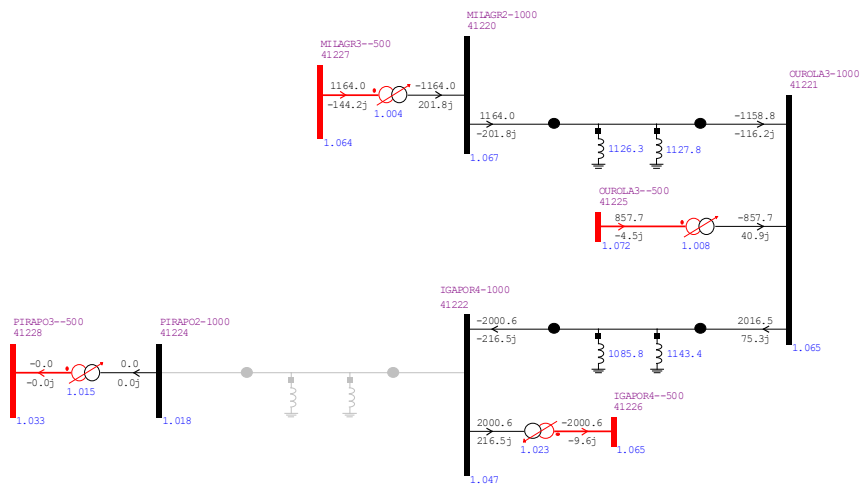


Figura 4.24: Fluxo de potência na perda do trecho Igaporã – Pirapora

c) Saída de um polo de Graça Aranha – Silvânia e sobrecarga do outro

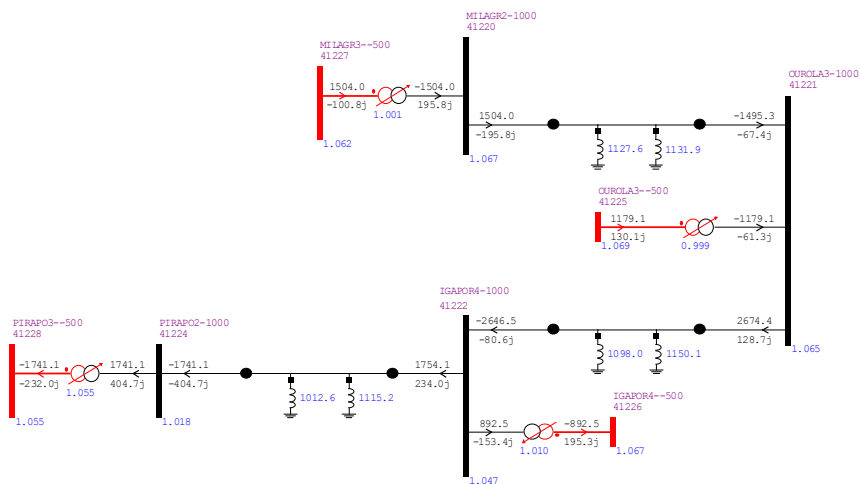


Figura 4.25: Fluxo de potência no 1.000 kV após a saída de um polo do Bipolo B

d) Rejeição e energização da linha de 1.000 kV

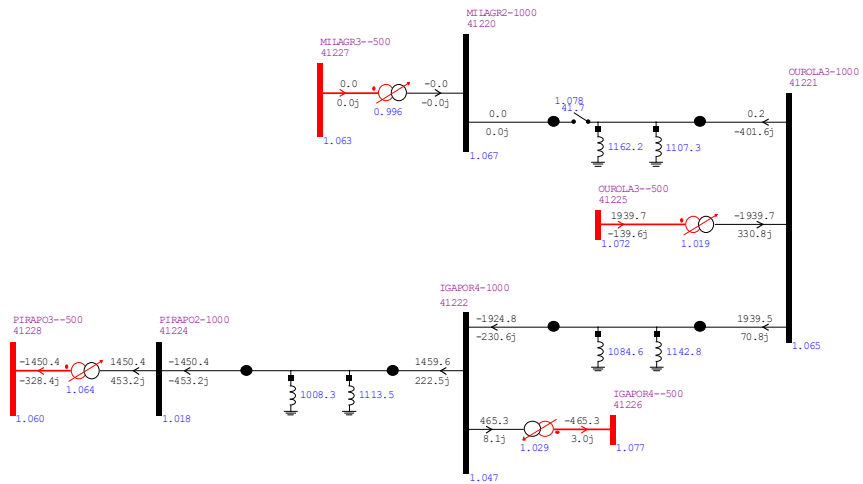


Figura 4.26: Sobretensão sustentada após abertura da linha 1.000 kV em Milagres ou energização por Ourolândia

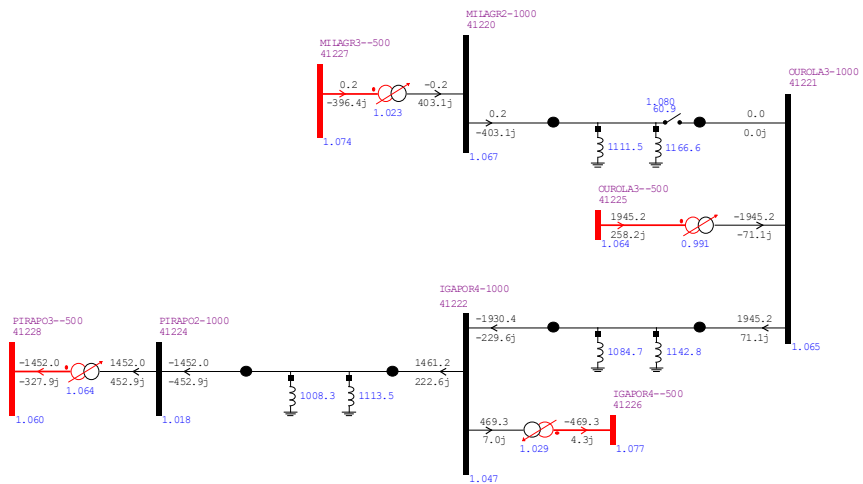


Figura 4.27: Sobretensão sustentada após abertura da linha 1.000 kV em Ourolândia ou energização por Milagres

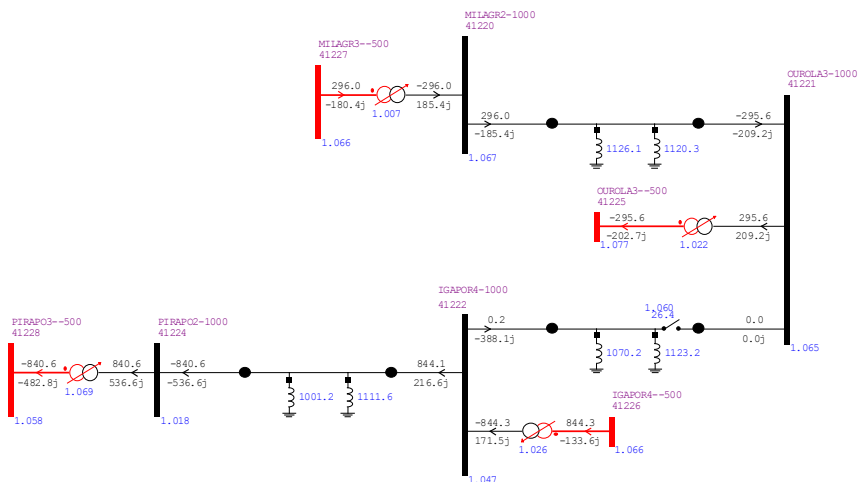


Figura 4.28: Sobretensão sustentada após abertura da linha 1.000 kV em Ourilândia ou energização por Igaporã

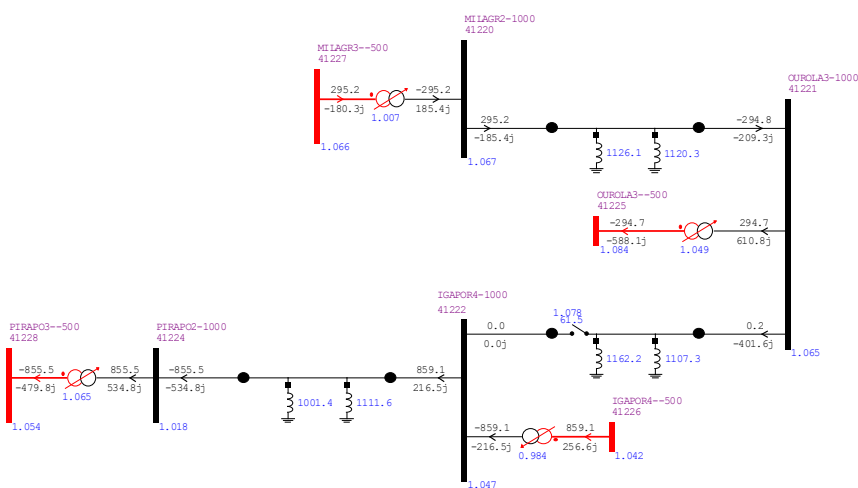


Figura 4.29: Sobretensão sustentada após abertura da linha 1.000 kV em Igaporã ou energização por Ourilândia

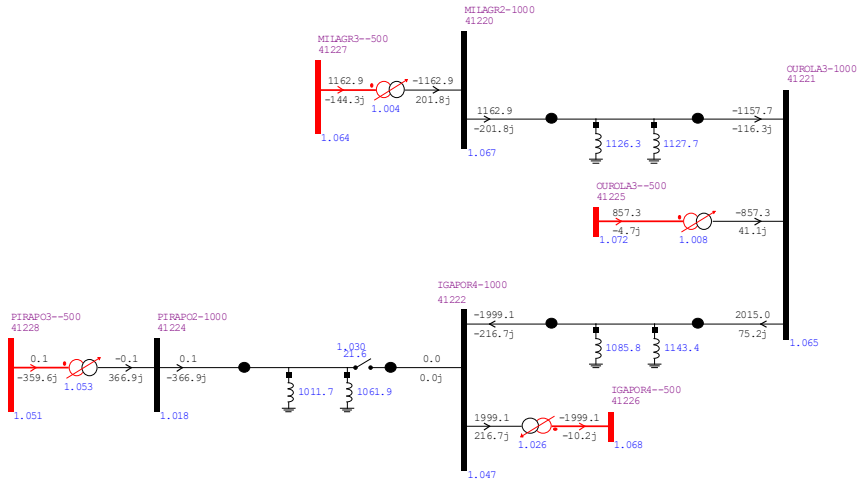


Figura 4.30: Sobretensão sustentada após abertura da linha 1.000 kV em Igaporã ou energização por Pirapora

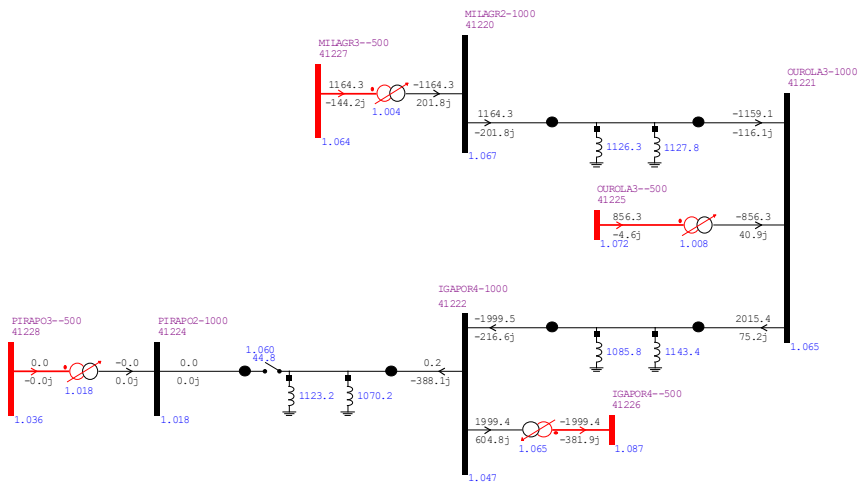


Figura 4.31: Sobretensão sustentada após abertura da linha 1.000 kV em Pirapora ou energização por Igaporã

4.1.5 Considerações sobre escoamento de potência

O despacho das usinas da região Norte impacta diretamente o carregamento da norte-sul, sendo que o Bipolo B, por sua relativa proximidade com a norte-sul, contribui para um alívio sobre seu carregamento em cenários de Norte Úmido. Nota-se que o sistema 1.000 kV, por sua distância do eixo norte-sul, acaba por não contribuir para o alívio de seu carregamento, atuando com mais proeminência no escoamento do potencial eólico e fotovoltaico concentrado na região centro do Nordeste, leste do Nordeste e norte da região Sudeste.

O sistema em 1.000 kV se coloca como uma espinha dorsal com vários pontos de captação intermediários, facilitando o escoamento do potencial renovável e intermitente da região e permitindo a flexibilização ao sistema de 500 kV e ao SIN.

No horizonte de 2024, para o cenário mais crítico (Carga Pesada Norte Úmido), a utilização do 1.000 kV juntamente ao Bipolo A e ao Bipolo B, mostra uma complementariedade ao SIN e mostra sua flexibilidade em atender a todos os cenários de carga.

4.2 Estudos de Transitórios Eletromecânicos

Neste item, são apresentados os resultados dos estudos de sobretensão à frequência industrial, realizados considerando o sistema 1.000 kV na fase inicial, com o objetivo de verificar a ocorrência de valores de tensões temporárias ou sustentadas, que venham a impactar a especificação dos equipamentos conectados ao sistema, em consequência das manobras programadas e/ou intempestivas dos circuitos da região onde a linha de transmissão será implantada.

Lembrando que, no estudo do fluxo de potência em regime e emergência, surgiu a necessidade de suporte de reativos em Minas Gerais, foram adicionados 600 Mvar à barra de Ribeirão das Neves (500 kV) e 300 Mvar à barra de Governador Valadares (230 kV), como compensador síncrono neste estudo de transitórios eletromecânicos.

Os casos de transitórios eletromecânicos foram analisados em relação ao caso base do PDE 2024.

A seguir, são apresentados os resultados de falta monofásica franca nas barras de 1.000 kV, com a subsequente abertura da linha de 1.000 kV e falta trifásica, representada por meio da abertura da linha 1.000 kV. Todas as situações foram avaliadas sem o religamento da linha. Os casos analisados foram:

- I. Falta Monofásica em Milagres 1.000 kV, seguida de abertura da linha Milagres – Ourolândia;
- II. Falta Monofásica em Ourolândia 1.000 kV, seguida de abertura da linha Milagres – Ourolândia;
- III. Falta Monofásica em Ourolândia 1.000 kV, seguida de abertura da linha Ourolândia – Igaporã;
- IV. Falta Monofásica em Igaporã 1.000 kV, seguida de abertura da linha Ourolândia – Igaporã;
- V. Falta Monofásica em Igaporã 1.000 kV, seguida de abertura da linha Igaporã – Pirapora;
- VI. Falta Monofásica em Pirapora 1.000 kV, seguida de abertura da linha Igaporã – Pirapora;
- VII. Abertura da linha Milagres – Ourolândia;
- VIII. Abertura da linha Ourolândia – Igaporã;
- IX. Abertura da linha Igaporã – Pirapora;

4.2.1 Caso 1

A Figura 4.32 mostra as tensões nas barras do sistema 1.000 kV.

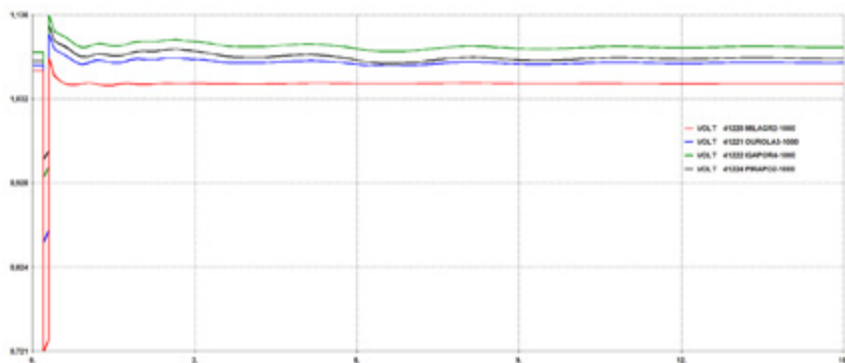


Figura 4.32: Tensões nas barras de 1.000 kV – curto-circuito monofásico em Milagres com posterior abertura da linha Milagres – Ourolândia, sem religamento (s x pu)

A Figura 4.33 mostra a potência ativa das usinas hidrelétricas de Paulo Afonso, Tucuruí 1, Três Marias e Itumbiara e das eólicas na região de Ourolândia e João Câmara. Nesse estudo foi feito um acréscimo na geração de 900 e 1.600 MW respectivamente, conforme descrito anteriormente.

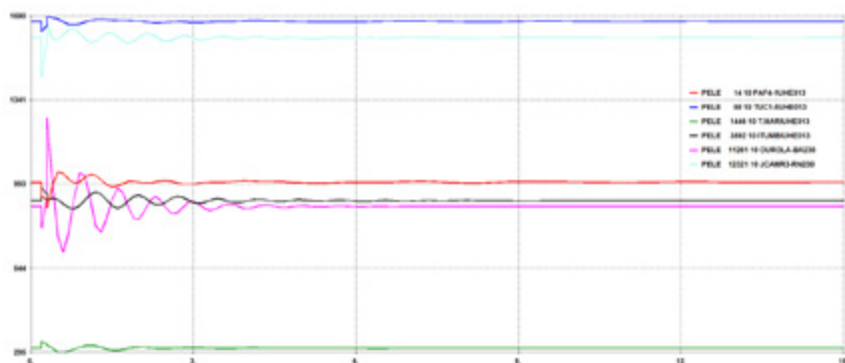


Figura 4.33: Potência no sistema: curto-circuito monofásico em Milagres com posterior abertura da linha Milagres – Ourolândia, sem religamento (s x pu)

Gráficos similares são apresentados, a seguir, para os demais casos.

4.2.2 Caso II

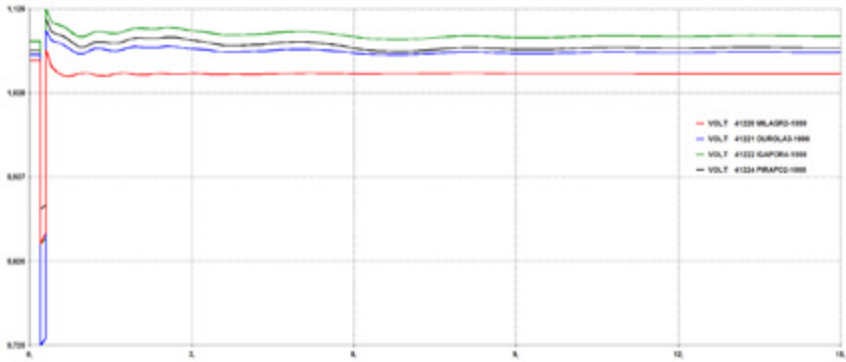


Figura 4.34: Tensões nas barras de 1.000 kV – curto-circuito monofásico em Ourolândia com posterior abertura da linha Milagres – Ourolândia, sem religamento (s x pu)

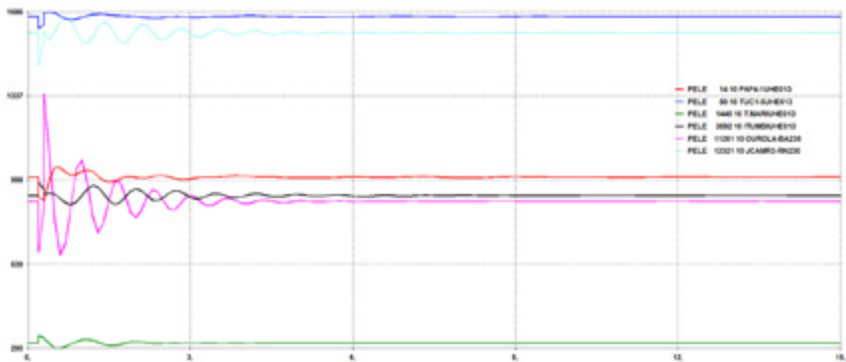


Figura 4.35: Potência no sistema: curto-circuito monofásico em Ourolândia com posterior abertura da linha Milagres – Ourolândia, sem religamento (s x pu)

4.2.3 Caso III

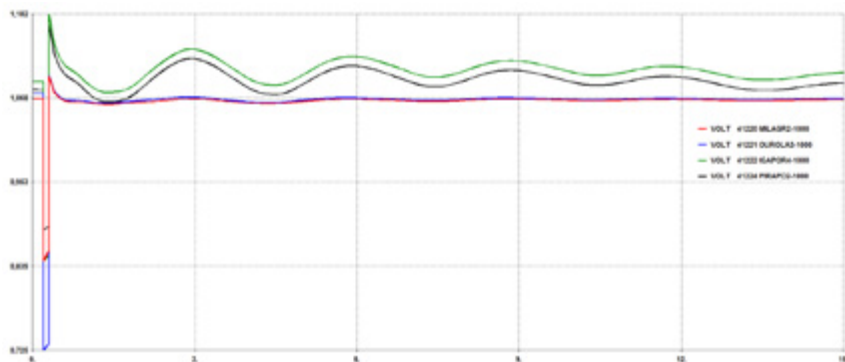


Figura 4.36: Tensões nas barras de 1.000 kV – curto-circuito monofásico em Ouarlândia com posterior abertura da linha Ouarlândia – Igaporã, sem religamento (s x pu)

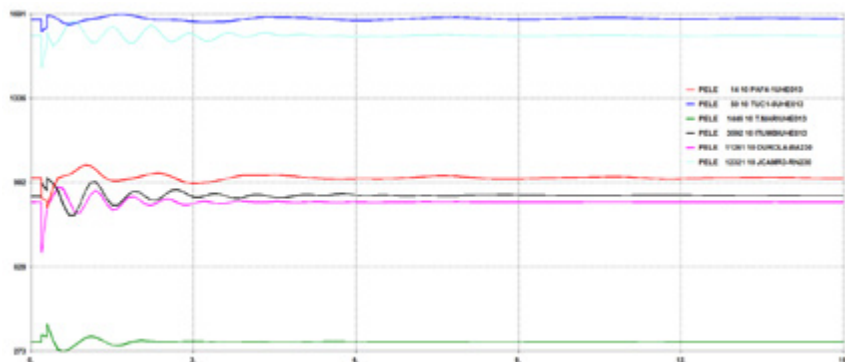


Figura 4.37: Potência no sistema: curto-circuito monofásico em Ouarlândia com posterior abertura da linha Ouarlândia – Igaporã, sem religamento (s x pu)

4.2.4 Caso IV

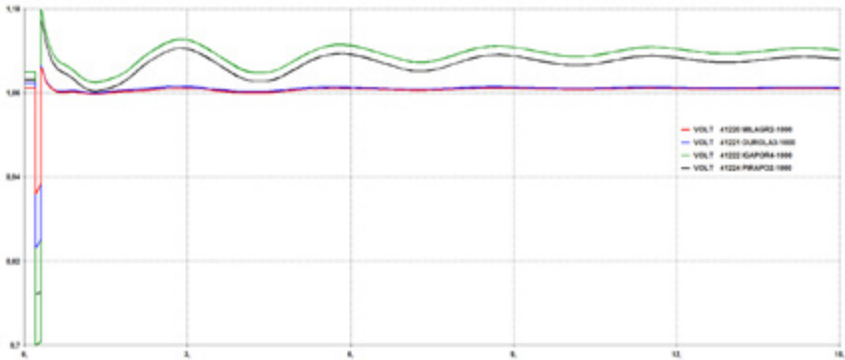


Figura 4.38: Tensões nas barras de 1.000 kV – curto-circuito monofásico em Igaporã com posterior abertura da linha Ourulândia – Igaporã, sem religamento (s x pu)

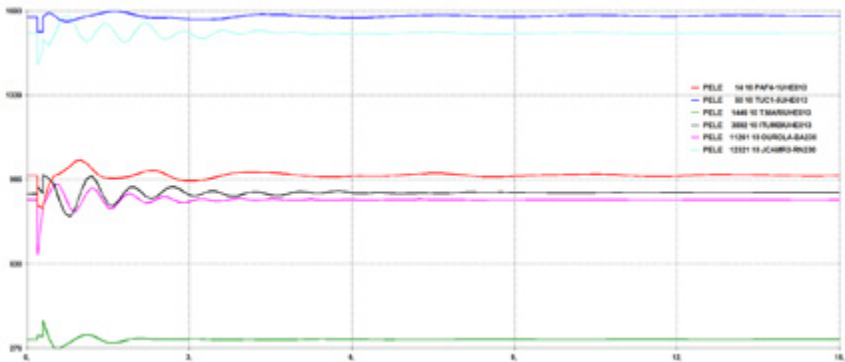


Figura 4.39: Potência no sistema: curto-circuito monofásico em Igaporã com posterior abertura da linha Ourulândia – Igaporã, sem religamento (s x pu)

4.2.5 Caso V

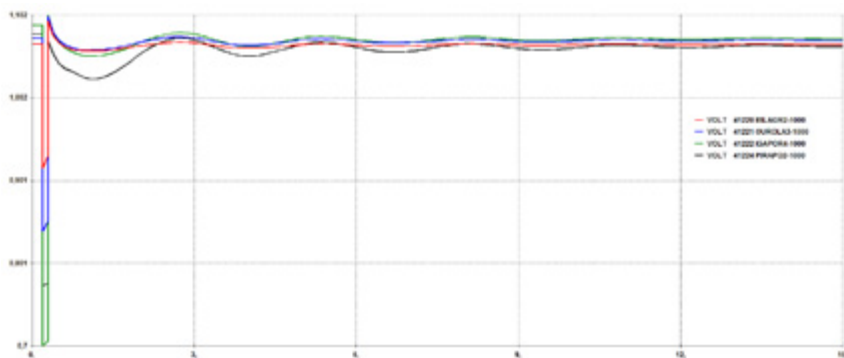


Figura 4.40: Tensões nas barras de 1.000 kV – curto-circuito monofásico em Igaporã com posterior abertura da linha Igaporã – Pirapora, sem religamento (s x pu)

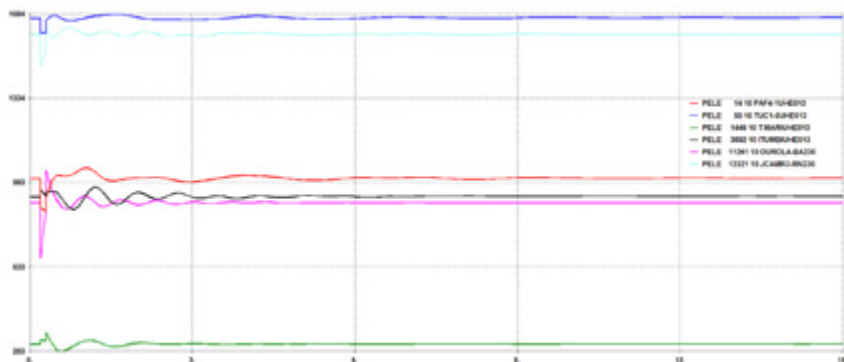


Figura 4.41: Potência no sistema: curto-circuito monofásico em Igaporã com posterior abertura da linha Igaporã – Pirapora, sem religamento (s x pu)

4.2.6 Caso VI

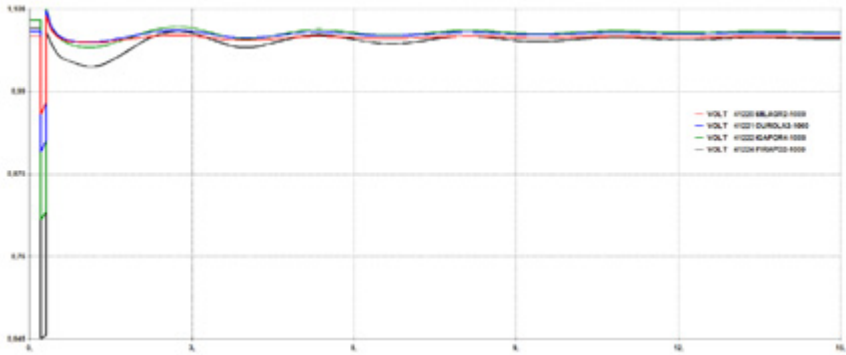


Figura 4.42: Tensões nas barras de 1.000 kV – curto-circuito monofásico em Pirapora com posterior abertura da linha Igaporã – Pirapora, sem religamento (s x pu)

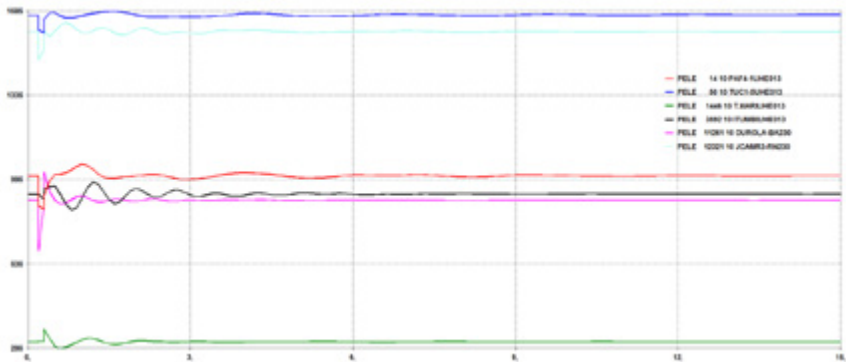


Figura 4.43: Potência no sistema: curto-circuito monofásico em Pirapora com posterior abertura da linha Igaporã – Pirapora, sem religamento (s x pu)

4.2.7 Caso VII

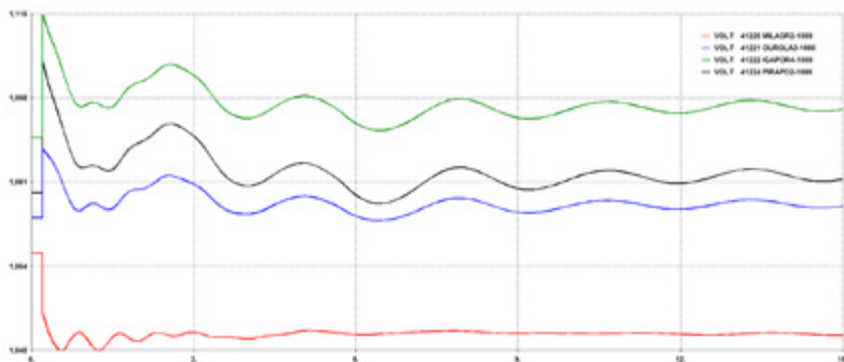


Figura 4.44: Tensões nas barras de 1.000 kV – abertura da linha Milagres – Ourolândia, sem religamento (s x pu)

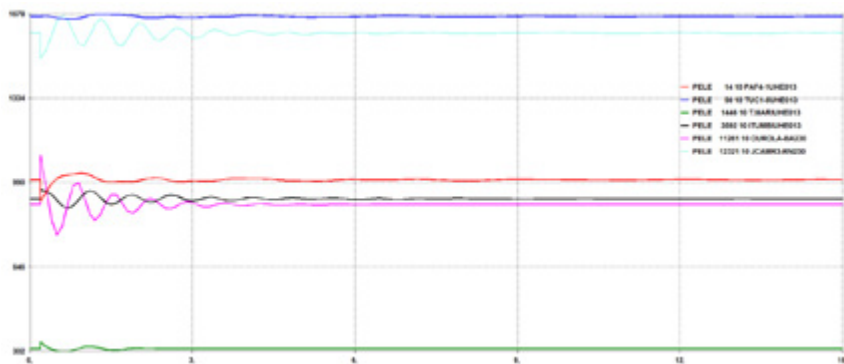


Figura 4.45: Potência no sistema: abertura da linha Milagres – Ourolândia, sem religamento (s x pu)

4.2.8 Caso VIII

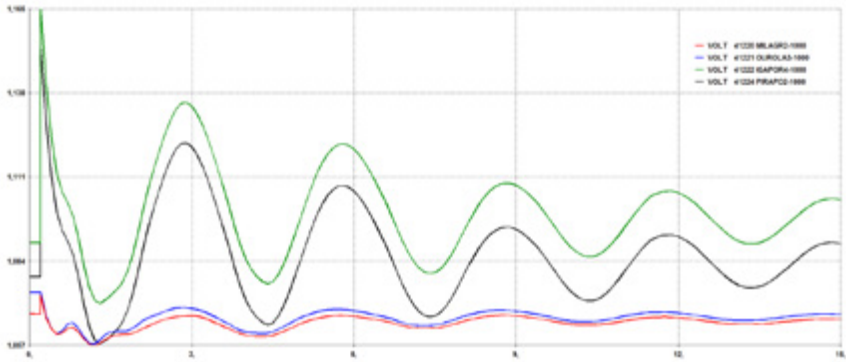


Figura 4.46: Tensões nas barras de 1.000 kV – abertura da linha Ouarolândia – Igaporã, sem religamento (s x pu)

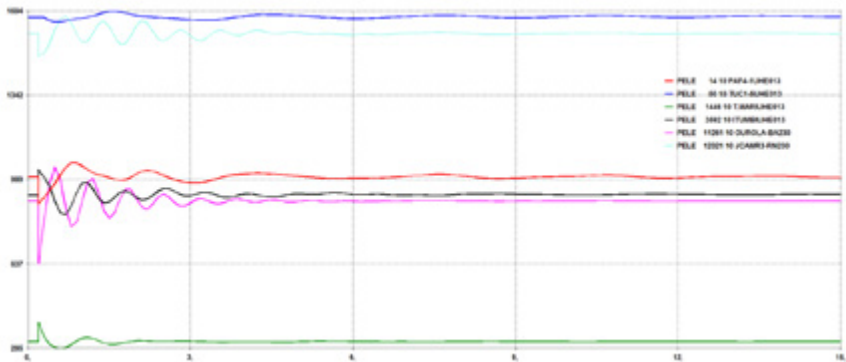


Figura 4.47: Potência no sistema: abertura da linha Ouarolândia – Igaporã, sem religamento (s x pu)

4.2.9 Caso IX

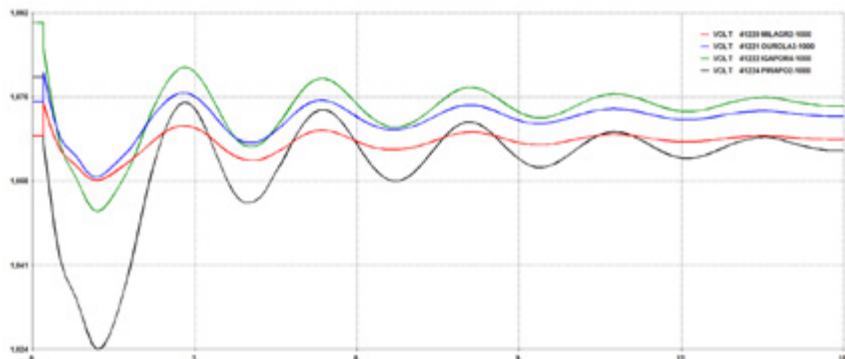


Figura 4.48: Tensões nas barras de 1.000 kV – abertura da linha Igaporã – Pirapora, sem religamento (s x pu)

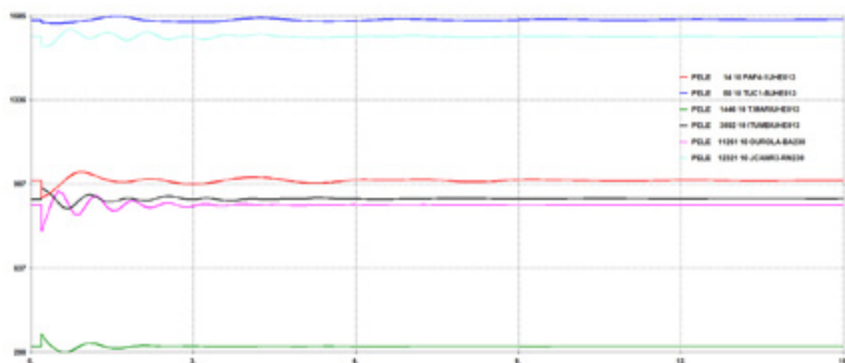


Figura 4.49: Potência no sistema: abertura da linha Igaporã – Pirapora, sem religamento (s x pu)

4.3 Estudos de Curto-Circuito

O cálculo dos níveis de curto circuito foi efetuado considerando o regime subtransitário, com todas as gerações representadas como síncronas. A base de dados utilizada foi a de estudos de curto-circuito da EPE referente ao PDE 2016-2024 (arquivo de curto-circuito máximo).

Os valores referentes às correntes de curto circuito para as principais subestações de Rede Básica são apresentados na Tabela 4.6, para o ano de 2024, sendo simulado um caso sem as obras relacionadas com a alternativa 1.000 kV e outro com as obras. Nenhum disjuntor existente, com características cadas-

tradas, teve sua capacidade de corrente superada após a entrada em operação do sistema 1.000 kV, a exceção da barra Ipatinga 230 kV (simulação nº 1623) que apresentou um valor pouco superior a capacidade do disjuntor durante curto monofásico, fato que também ocorre sem a presença do sistema de 1.000 kV. Verifica-se que a influência do sistema 1.000 kV sobre o nível de curto foi pequena. A conclusão, refere-se aos valores de corrente de curto-circuito simétrica. Não foram avaliadas outras restrições como TRT, relação X/R, etc.

Tabela 4.6: Níveis de curto-circuito

Identificação			2024 sem obras				2024 com obras				Disjuntor (kA)
Número	Barra	Tensão	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	
206	SOBRAD-BA230	230	18,37	16,22	16,45	16,41	19,31	16,08	18,24	16,86	40
209	POCOE2-BA230	230	12,93	16,95	10,44	11,36	13,03	17,06	10,49	11,35	ND
213	ITAGIB-BA230	230	6,00	6,35	4,45	5,58	6,01	6,34	4,46	5,57	ND
276	FUNIL-BA230	230	8,94	7,13	8,85	8,51	8,96	7,12	8,86	8,5	40
288	IBICOA-BA230	230	8,37	32,14	7,61	17,23	8,47	33,09	7,68	17,25	ND
376	BRUMAD-BA230	230	3,46	7,08	3,86	8,42	3,47	7,07	3,88	8,42	40
394	IGAPO2-BA230	230	32,95	20,68	31,96	16,86	36,65	22,96	35,04	17,01	ND
505	L.GONZ-PE500	500	37,96	20,24	37,55	16,39	38,99	20,38	38,32	16,28	50
506	SOBRAD-BA500	500	21,52	6,30	21,33	11,86	22,57	6,51	22,53	12,03	40
516	QUIXAD-CE500	500	10,75	13,22	7,37	7,53	10,98	13,36	7,5	7,46	50
521	MILAGR-CE500	500	24,07	11,25	18,22	8,55	29,53	12,1	26,05	8,59	50
523	JCAMR3-RN500	500	18,51	17,47	19,19	16,37	20,57	18,07	22,62	19,05	ND
544	C.GRAN-PB500	500	16,58	16,29	13,37	10,03	19,99	10,03	24,25	10,46	ND
555	M.CHAP-BA500	500	9,04	15,23	8,15	13,23	10,35	16,01	9,04	12,98	ND
574	CAMACA-BA500	500	19,58	17,51	19,48	12,81	19,71	17,52	19,57	12,8	40
585	BJLAPA-BA500	500	17,95	14,69	15,25	11,89	19,14	15	15,88	11,73	40
587	R.EGUA-BA500	500	20,45	9,76	11,74	6,46	20,77	9,79	11,82	6,44	40
588	IBICOA-BA500	500	14,12	15,24	10,01	7,42	14,82	15,54	10,3	7,29	40
589	SAPEAC-BA500	500	17,21	14,96	15,17	9,8	17,51	15,08	15,34	9,78	40
846	BARRER-BA500	500	20,09	10,31	12,41	6,96	20,36	10,33	12,49	6,94	ND
1482	BARREI-MG345	345	17,23	11,24	14,92	7,77	17,36	11,24	14,99	7,76	25
1483	ITABI2-MG500	500	16,28	13,92	15,45	10,23	16,39	13,94	15,52	10,23	ND
1484	ITABI2-MG345	345	19,36	13,38	19,88	10,1	19,45	13,39	19,94	10,1	ND
1485	BDESPA-MG500	500	18,43	14,64	15,89	9,02	18,56	14,66	15,95	9,01	40
1488	JAGUAR-MG500	500	25,91	18,03	20,78	11,83	25,96	18,03	20,8	11,83	38
1489	JFORA1-MG345	345	6,82	9,72	6,84	10,47	6,83	9,72	6,84	10,46	40
1493	MCLARO-MG345	345	6,49	11,47	6,26	10,13	6,64	11,49	6,35	10,09	40
1494	MESQUI-MG500	500	14,66	15,07	13,54	12,24	14,82	15,13	13,63	12,24	38
1496	NEVES1-MG345	345	19,26	14,35	19,17	12,25	19,47	14,4	19,31	12,25	25
1497	NEVES1-MG500	500	17,32	15,11	16,37	11,33	17,54	15,18	16,5	11,33	38
1498	OPRET2-MG345	345	19,56	13,52	20,58	11,4	19,66	13,53	20,66	11,41	40
1499	OPRET2-MG500	500	15,39	13,85	14,75	10,37	15,48	13,86	14,81	10,37	40
1500	PIMENT-MG345	345	18,90	11,77	12,89	6,02	18,93	11,76	12,9	6,01	25
1501	SJBICA-MG345	345	9,31	11,30	5,45	5,38	9,33	11,3	5,45	5,38	ND

Identificação			2024 sem obras				2024 com obras				Disjuntor (kA)
Número	Barra	Tensão	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	
1502	SGOTAR-MG345	345	11,16	18,96	11,08	14,53	11,21	18,97	11,11	14,53	40
1503	SGOTAR-MG500	500	14,50	14,49	10,98	8,68	14,57	14,51	11,01	8,67	50
1504	SGPARA-MG500	500	11,48	12,97	10,17	8,11	11,53	12,97	10,19	8,1	50
1505	SLAGO4-MG345	345	16,21	11,31	12,35	6,03	16,45	11,35	12,44	6,01	ND
1508	TAQUAR-MG345	345	19,19	11,47	17,53	8,93	19,34	11,48	17,62	8,92	24
1509	EMBORC-MG500	500	25,15	16,95	23,63	15,56	25,24	16,98	23,69	15,56	38
1510	IRAPE--MG345	345	4,55	18,28	5,50	20,05	4,58	18,17	5,53	19,95	25
1512	NPONTE-MG500	500	24,03	17,48	19,35	10,76	24,09	17,49	19,38	10,75	31,5
1515	TMARIA-MG345	345	10,17	12,32	9,82	12,58	10,31	12,29	9,91	12,56	50
1518	VESPA2-MG500	500	15,92	14,68	13,65	9,11	16,11	14,75	13,75	9,1	50
1519	VPALMA-MG345	345	11,15	12,91	10,22	10,47	11,68	13,19	10,55	10,45	50
1521	IRAPE--MG230	230	5,19	18,63	6,38	20,12	5,21	18,53	6,41	20,03	25
1523	PARACA-MG500	500	12,62	12,79	8,70	9,14	12,80	12,87	8,77	9,11	ND
1524	PIRAP2-MG345	345	15,84	18,90	16,51	15,39	17,39	21,45	18,08	16,19	ND
1525	PIRAP2-MG500	500	16,53	14,37	13,87	11,01	19,92	15,62	16,4	10,58	ND
1600	BRAUN2-MG230	230	8,78	6,87	8,06	7,6	8,80	6,86	8,07	7,59	ND
1609	JMONL4-MG230	230	8,36	6,39	5,63	4,73	8,38	6,39	5,63	4,73	ND
1610	SABAR3-MG230	230	10,90	7,72	8,10	5,42	10,94	7,71	8,12	5,42	ND
1612	BCOCA3-MG230	230	7,02	6,13	4,51	4,35	7,04	6,12	4,52	4,34	50
1613	JMOBLG-MG230	230	7,88	6,28	5,23	4,63	7,90	6,27	5,23	4,62	25
1616	CPENA--MG230	230	6,15	7,21	4,73	6,26	6,15	7,21	4,73	6,25	40
1619	GVALA2-MG230	230	13,58	10,14	12,92	9,47	13,62	10,14	12,94	9,47	ND
1620	ITABI4-MG230	230	21,09	12,81	19,68	8,75	21,29	12,86	19,8	8,75	ND
1623	IPATI1-MG230	230	22,79	12,95	24,39	11,56	22,92	12,96	24,5	11,57	23,9
1626	ITABI2-MG230	230	20,50	11,64	18,40	7,73	20,68	11,67	18,5	7,72	23,9
1630	MESQUI-MG230	230	24,39	15,47	26,90	14,68	24,55	15,52	27,03	14,71	40
1635	TAQUAR-MG230	230	19,20	13,68	18,77	11,85	19,31	13,69	18,84	11,84	ND
1637	AIMORE-MG230	230	7,14	11,76	8,39	13,71	7,14	11,75	8,39	13,7	31,5
1638	GUI.AM-MG230	230	9,37	7,03	8,49	6,72	9,39	7,02	8,51	6,72	ND
1640	PESTRE-MG230	230	9,05	6,97	8,19	7,57	9,07	6,96	8,2	7,56	ND
1645	BAGUAR-MG230	230	8,36	7,58	7,93	10,25	8,38	7,58	7,94	10,24	ND
1646	TIMOTE-MG230	230	12,33	7,40	10,46	6,93	12,37	7,39	10,48	6,93	ND
1650	JECEAB-MG345	345	14,77	10,67	12,24	5,78	14,81	10,66	12,26	5,78	ND
2154	PFIAL-MG345	345	5,74	10,73	4,61	9,18	5,74	10,73	4,61	9,18	ND
3562	MASCAR-ES230	230	6,83	10,81	7,43	10,78	6,83	10,81	7,43	10,77	31,5
3580	VERONA-ES230	230	2,49	5,97	2,20	6,15	2,49	5,97	2,2	6,15	ND
3605	B.BRAN-MG345	345	11,20	11,26	8,82	6,54	11,23	11,26	8,83	6,54	ND
3795	VIANA--ES345	345	12,98	13,17	12,83	11,94	13,01	13,17	12,85	11,94	40
3807	ITUTIN-MG345	345	14,43	10,26	11,58	8,39	14,44	10,25	11,59	8,39	25
3848	VIANA2-ES345	345	12,81	13,39	12,09	10,41	12,83	13,4	12,1	10,41	ND
3849	VIANA--ES500	500	7,36	16,68	6,38	12,68	7,37	16,69	6,39	12,68	ND
3860	ITUMBI-MG500	500	30,62	20,57	29,77	19,21	30,65	20,57	29,79	19,21	31,5
4300	LUZIAN-DF500	500	23,05	9,86	17,51	8,65	23,39	9,92	17,65	8,65	ND
4302	ESTREI-MG500	500	33,44	18,09	23,10	8,3	33,49	18,09	23,12	8,3	ND
4303	TRINDA-GO500	500	12,68	14,77	9,72	8,62	12,69	14,78	9,73	8,62	ND

Identificação			2024 sem obras				2024 com obras				Disjuntor (kA)
Número	Barra	Tensão	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	
11260	G.OURO-BA230	230	16,92	21,90	14,24	13,82	17,69	22,91	16,05	16,28	ND
11261	OUROLA-BA230	230	17,52	17,85	13,16	7,94	23,38	25,34	26,12	22,43	ND
11282	JUAZE3-PE230	230	18,11	13,98	18,91	12,28	20,24	15,46	23,71	15,6	ND
11394	IGAPO3-BA230	230	34,61	21,95	33,75	17,14	38,88	25,2	37,55	17,58	ND
11546	CMIRIM-RN500	500	16,46	17,33	14,69	10,96	18,07	16,18	16,19	10,17	ND
11560	G.OURO-BA500	500	13,04	14,57	9,93	9,67	13,87	14,97	11,09	10,67	ND
11561	OUROLA-BA500	500	12,07	14,79	7,93	6,29	18,18	19,2	15,71	12,46	ND
11565	AÇUIII-RN500	500	17,64	14,60	12,99	7,73	18,64	15,16	13,52	7,6	ND
11567	MILAG2-CE500	500	24,41	11,26	18,38	8,43	30,10	12,11	26,88	8,64	ND
11582	JUAZE3-BA500	500	17,04	12,51	13,63	9,66	18,60	13,46	15,53	11,16	ND
11594	IGAPO3-BA500	500	19,11	16,86	16,73	13,07	23,30	18,42	19,85	12,43	ND
11595	PINDA2-BA230	230	31,39	19,98	30,14	16,38	34,73	21,86	32,82	16,39	ND
12201	CNOVO2-PI230	230	23,36	21,22	18,45	11,07	24,60	21,93	22,06	14,5	ND
12321	JCAMR3-RN230	230	27,28	21,68	28,56	19,22	32,22	24,06	39,44	25,41	ND
26454	BETIM6-MG345	345	17,92	12,14	15,69	8,44	18,09	12,16	15,78	8,43	ND
26460	TIMOT2-MG230	230	12,90	7,57	10,94	6,87	12,94	7,56	10,96	6,87	ND
26461	SARZED-MG345	345	15,30	11,14	11,34	5,93	15,40	11,14	11,38	5,92	ND
26465	JUSCEL-MG500	500	16,31	15,17	12,13	8,46	17,47	15,64	12,75	8,34	ND
26470	JUSCEL-MG345	345	13,61	17,14	12,92	12,36	13,96	17,69	13,21	12,51	ND
26510	ITABIS-MG500	500	17,95	14,97	16,01	10,09	18,32	15,12	16,22	10,07	ND
26513	ITABIS-MG230	230	24,38	16,18	25,92	13,99	24,64	16,33	26,12	14,04	ND
38888	LINHAR-ES230	230	3,48	7,20	2,75	6,2	3,48	7,2	2,75	6,2	ND
38900	JANAU3-MG500	500	15,96	14,96	11,06	8,31	17,38	15,29	11,62	8,1	ND
38921	GVALA6-MG500	500	10,68	13,56	9,79	12,58	10,73	13,57	9,83	12,58	ND
38974	MUTUM--MG500	500	11,41	14,89	9,02	8,94	11,46	14,91	9,04	8,93	ND
38986	GVALA6-MG230	230	16,92	13,16	18,41	13,61	16,97	13,17	18,45	13,62	ND
39311	JNEIV2-ES345	345	9,42	11,60	8,27	9,5	9,44	11,61	8,28	9,5	ND
39313	R.N.S.-ES345	345	13,41	12,59	12,13	9,77	13,43	12,59	12,14	9,77	ND
39511	JNEIV2-ES500	500	6,06	14,49	5,01	10,58	6,08	14,51	5,02	10,58	ND
40700	VIGA---MG345	345	13,99	10,53	11,15	5,52	14,02	10,53	11,16	5,51	ND
41120	MIL-OUR-CAP	1.000	0	0	0	0	12,27	16,2	12,98	16,32	nova
41121	OUR-MIL-CAP	1.000	0	0	0	0	14,43	14,38	9,14	6,41	nova
41220	MILAGR2-1000	1.000	0	0	0	0	9,62	21,35	9,24	20,64	nova
41221	OUROLA3-1000	1.000	0	0	0	0	10,23	21,41	7,18	8,09	nova
41222	IGAPOR4-1000	1.000	0	0	0	0	9,94	22,03	7,21	9,18	nova
41224	PIRAPO2-1000	1.000	0	0	0	0	7,74	21,22	6,14	12,87	nova
41225	OUROLA3--500	500	0	0	0	0	19,13	20,58	14,62	8,33	nova
41226	IGAPOR4--500	500	0	0	0	0	22,42	18,57	16,66	8,5	nova
41227	MILAGR3--500	500	0	0	0	0	29,41	12,76	32,73	12,75	nova
41228	PIRAPO3--500	500	0	0	0	0	19,51	16,33	16,21	10,79	nova
41321	OUR-IGA-CAP	1.000	0	0	0	0	14,29	14,47	9,19	6,34	nova
41322	IGA-OUR-CAP	1.000	0	0	0	0	13,24	16,23	9,13	7,45	nova
41523	IGA-PIR-CAP	1.000	0	0	0	0	16,25	12,97	10,01	6,63	nova
41524	PIR-IGA-CAP	1.000	0	0	0	0	8,43	19,88	6,98	12,32	nova
60000	S.LUZIA-500	500	0	0	0	0	11,33	4,51	15	4,89	nova

5. Avaliação Socioambiental de Alternativas de Corredores de Sistema de Transmissão

O conteúdo deste item engloba apenas os aspectos socioambientais, e será apresentado por trecho entre as Subestações, particionados da seguinte forma:

- **Trecho 1** – Milagres a Ourolândia;
- **Trecho 2** – Ourolândia a Igaporã;
- **Trecho 3** – Igaporã a Pirapora.

Os trechos cruzam os estados do CE, PE, BA e MG, estando sua maior parte no estado da Bahia e no bioma caatinga. A Figura 5.1 ilustra os trechos/corredores em estudo a partir das menores extensões que conectam as subestações, ou seja, não se considera aqui, ainda, os estudos específicos para a definição do melhor corredor.



Figura 5.1: Localização dos trechos de menor extensão entre as subestações deste documento

Aqui são apresentadas as análises socioambientais para duas alternativas de traçado/corredor: a alternativa referente ao caminho mais curto com aproximadamente 1.282,477 km de extensão e; a alternativa que considera o desvio dos principais impeditivos socioambientais.

A seguir é apresentado um resumo geral e caracterização ambiental das duas alternativas (faixas/corredores) escolhidas para a instalação de linhas de transmissão 1.000 kV.

5.1 Alternativa 1 – Corredor de Menor Extensão

A alternativa locacional correspondente à diretriz mais curta foi definida traçando-se linhas retas entre as Subestações Milagres e Ouro-lândia, que consiste no Trecho 1; Ouro-lândia e Igaraporã, que consiste no Trecho 2; e Igaraporã e Pirapora, que consiste no Trecho 3. O comprimento total do traçado é de 1.282,477 km que se estendem por 48 municípios, sendo 13 em Minas Gerais, 7 em Pernambuco, 5 no Ceará e 23 na Bahia. O corredor de 30 km de largura delimitado a partir do traçado possui 39.193,95 km², dos quais 81% estão inseridos no bioma caatinga e 19%, no bioma cerrado.

Ao longo do traçado, há uma travessia do rio das Velhas, situada ao sul do Trecho 3. Destaca-se também a existência de 24 cruzamentos de rodovias pavimentadas federais, estaduais e municipais, e 1 cruzamento com ferrovia em tráfego.

No corredor do traçado, a vegetação natural, as áreas antropizadas e os corpos d'água correspondem a 37,56%, 61,79% e 0,65% da área total, respectivamente. Nesse corredor, há áreas de agricultura e silvicultura significativas que, somadas, representam 1,36% da extensão total do corredor. As principais áreas estão localizadas nos municípios de Brejo Santo (CE), Porteiras (CE) e Cedro (CE), na porção norte do Trecho 1; Santa Maria da Boa Vista (PE) e Orocó (PE), na região central do Trecho 1; Juazeiro (BA), na parte sul do Trecho 1; Jaíba (BA) e Verdelândia (MG), ao centro do Trecho 3; e Mirabela (MG) e Coração de Jesus (MG), na porção sul do Trecho 3.

As cidades, vilas e povoados correspondem a 0,22% da área do corredor do traçado. Dentre as áreas edificadas presentes no corredor, destacam-se as das sedes dos municípios de Brejo Santo (CE), ao norte do Trecho 1; Seabra (BA), na região central do Trecho 2; Guanambi (BA), no extremo norte do Trecho 3, Mirabela (MG), na porção central do Trecho 3; e Coração de Jesus (MG), Pirapora (MG) e Buritizeiro (MG), ao sul do Trecho 3.

Quanto às áreas especiais e/ou protegidas, no corredor do traçado mais curto há oito Unidades de Conservação (UC) e sete comunidades quilombolas. A Tabela 5.1 apresenta um resumo das principais interferências socioambientais no traçado mais curto e em seu corredor de 30 km de largura.

Tabela 5.1: Principais interferências socioambientais no traçado

Discriminação	Quantitativo	
Extensão da linha (km)	1.282,477	
Unidades de conservação (n°)	Eixo do Corredor	Corredor (30 km)
	5	8
Vegetação nativa (km ²) no corredor de 30 km de largura	14.722,165	
Agricultura (km ²)	478,854	
Terras Indígenas (n°)	Eixo do Corredor	Corredor (30 km)
	0	0
Quilombos (n°)	Eixo do Corredor	Corredor (30 km)
	4	7
Assentamentos do Incra (n°)	Eixo do Corredor	Corredor (30 km)
	14	68
Cavernas (n°) no corredor de 30 km de largura	147	
Municípios atravessados	Eixo do Corredor	Corredor (30 km)
	48	78
Áreas Urbanas (km ²)	86,46	

5.2 Alternativa 2 – Corredor que Evita Alguns Impeditivos Ambientais

A alternativa locacional proposta foi definida considerando-se interferências socioambientais que impedem ou dificultam sobremaneira a instalação da Linha de Transmissão. Para traçar a diretriz da linha entre as subestações, partiu-se do traçado mais curto e procurou-se desviá-lo de Unidades de Conservação de Proteção Integral, terras indígenas e outras interferências, sem, no entanto, aumentar excessivamente sua extensão. Desse modo, obteve-se um traçado de 1.336,09 km que cruza 52 municípios, sendo 15 em Minas Gerais, 5 em Pernambuco, 6 no Ceará e 26 na Bahia. O corredor de 30 km de largura possui 40.767,73 km², dos quais 75,89% estão inseridos no bioma caatinga e 23,12%, no bioma cerrado, e 0,98% no bioma mata atlântica.

Ao longo da alternativa de traçado definida, há uma travessia do rio São Francisco, na porção central do corredor do Trecho 1, e uma travessia do rio das Velhas, próxima a Pirapora. Destaca-se também a existência de 40 cruzamentos de rodovias pavimentadas federais, estaduais e municipais, e 5 cruzamentos com ferrovias em tráfego.

No corredor do traçado, a vegetação natural, as áreas antropizadas e os corpos d'água correspondem a 37,90%, 61,49% e 0,61% da área total, respectivamente. Nesse corredor, há áreas de agricultura e silvicultura significativas, que somadas representam 1,43% da extensão total do corredor. As principais áreas de agricultura e silvicultura estão localizadas nos municípios de Brejo Santo (CE), Porteiras (CE), Cedro (CE) e Penaforte (CE), na porção norte do Trecho 1; Santa Maria da Boa Vista (PE), Cabrobó (PE) e Oro-có (PE), na região central do Trecho 1; Juazeiro (BA), Abaré (BA) e Curaçá (BA), na parte sul do Trecho 1; Várzea Nova (BA) e Jacobina (BA), ao norte do Trecho 2; Urandi (BA) e Sebastião Laranjeiras (BA), ao norte do Trecho 3, Nova Porteirinha (MG) e Janaúba (MG), ao centro do Trecho 3; e Mirabela (MG) e Coração de Jesus (MG), na porção sul do Trecho 3.

As cidades, vilas e povoados correspondem a 0,21 % da área do corredor do traçado mais curto. Dentre as áreas edificadas presentes no corredor, destacam-se as das sedes dos municípios de Brejo Santo (CE), ao norte do Trecho 1; Seabra (BA), na região central do Trecho 2; Guanambi (BA), no extremo norte do Trecho 3, Mirabela (MG), na porção central do Trecho 3; e Coração de Jesus (MG), Pirapora (MG) e Buritizeiro (MG), ao sul do Trecho 3.

Quanto às áreas especiais e/ou protegidas, no corredor do traçado há oito Unidades de Conservação e seis comunidades quilombolas. A Tabela 5.2 apresenta um resumo das principais interferências socioambientais na alternativa.

Tabela 5.2: Principais interferências socioambientais na alternativa locacional que evita impositivos ambientais

Discriminação	Quantitativo	
	Eixo do Corredor	Corredor (30 km)
Extensão da linha (km)	1.336,09	
Unidades de conservação (n°)	2	8
Vegetação nativa (km ²) no corredor de 30 km de largura	15.202,88	
Agricultura (km ²)	506,61	
Terras Indígenas (n°)	0	2
Quilombos (n°)	0	6
Assentamentos do Incra (n°)	0	53
Cavernas (n°) no corredor de 30 km de largura	253	
Municípios atravessados	52	89
Áreas Urbanas (km ²)	87,58	

5.3 Análise das Alternativas

Para a escolha da melhor alternativa de corredor e eixo para passagem da linha, foram realizadas avaliações em cada trecho descrito anteriormente, para as duas opções indicadas. Essa avaliação buscou identificar a alternativa com o melhor desempenho socioambiental para a implementação da diretriz principal por meio de variáveis e indicadores socioambientais.

Os indicadores foram elaborados com base nas variáveis escolhidas, levando em consideração a interferência em áreas legalmente protegidas e regiões com grande relevância ambiental e social, além do impacto do corredor de passagem em diferentes tipos de usos e coberturas. Foram utilizadas bases de dados secundárias do Probio (2007), IBGE (2012), além de imagens Landsat 8 para visualização do traçado escolhido.

Nessas avaliações foram observadas as seguintes variáveis socioambientais:

- Unidades de Conservação de Proteção Integral (UCPI);
- Unidades de Conservação de Uso Sustentável (UCUS);
- Cavernas;
- Sítios arqueológicos;
- Comunidades quilombolas;
- Terras Indígenas (TIs);
- Assentamentos;
- Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade (APCB);
- Uso e cobertura do solo;
- Ferrovias;
- Rodovias.

As Unidades de Conservação são definidas pelo Sistema Nacional de Unidades de Conservação (SNUC) como áreas legalmente protegidas com características naturais relevantes que tem objetivo de conservação, preservação da diversidade biológica e promoção do desenvolvimento sustentável. As Unidades de Conservação (UCs) são subdivididas em Unidades de Conservação de Proteção Integral (UCPI) e Unidades de Conservação de Uso Sustentável (UCUS).

Nas UCPI é permitido apenas o uso indireto dos recursos naturais, ou seja, sem consumo, coleta, dano ou destruição dos mesmos. Entre as UCPI estão as Estações Ecológicas (ESEC), Reservas Biológicas (Rebio), Parques Nacionais (Parna), Monumentos Naturais (MN) e Refúgios da Vida Silvestre (REVIS) (ICMBio, 2015).

As UCUS têm como objetivo compatibilizar a conservação da natureza com o uso sustentável de parte de seus recursos naturais, conciliando a exploração do meio ambiente com a garantia de conservação dos recursos naturais renováveis. Entre as UCUS estão as Áreas de Proteção Ambiental (APA), Áreas de Relevante Interesse Ecológico (ARIE), Florestas Nacionais (Flona), Reservas Extrativistas (Resex), Reservas de Fauna (Refau), Reservas de Desenvolvimento Sustentável (RDS) e Reservas Particulares do Patrimônio Natural (RPPN) (ICMBio, 2015).

Os dados de Unidades de Conservação utilizados para composição dos indicadores foram extraídos do Cadastro Nacional de Unidades de Conservação (2015), do Ministério do Meio Ambiente (MMA).

Os dados de cavernas e sítios geológicos foram extraídos do Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas (Cecav, 2015) do ICMBio (2015) e Ministério do Meio Ambiente (2006), respectivamente. As informações sobre as cavernas referem-se a locais identificados e validados por equipe técnica ou que apresentam níveis de confiabilidade exigidos pelo ICMBio. Já os sítios geológicos foram compilados pelo MMA do Mapa de Geodiversidade do Brasil, conduzido pela CPRM.

Na delimitação do corredor de passagem, buscou-se evitar áreas com terras indígenas, assentamentos e comunidades quilombolas. As informações referentes a essas áreas foram extraídas da Funai (2015) e do Incria (2015), respectivamente.

Os dados referentes ao uso e cobertura da terra foram extraídos de diferentes fontes, listadas abaixo:

- Dados de desmatamento do Projeto de Monitoramento do Desmatamento dos Biomas Brasileiros por Satélite (PMDBBS), do MMA, de 2008 a 2010;
- Áreas Edificadas do IBGE (2015);
- Hidrografia, do IBGE (2015),
- Mapa de Uso e Cobertura do Solo, do IBGE (2012).

Para a localização das Áreas Prioritárias foram utilizados os dados do Ministério do Meio Ambiente (2007). Essas áreas representam locais de considerável importância para conservação, utilização sustentável e repartição dos benefícios da biodiversidade.

Os dados de rodovias foram extraídos da base do IBGE (2015). Foram avaliadas as rodovias estaduais e federais, indiferente do tipo de pavimentação, devido a sua relevância na escolha do traçado da linha. Da mesma maneira, foram utilizados os dados de Ferrovias do Plano Nacional de Logística e Transportes (PNLT) do Ministério dos Transportes (2010).

A relevância socioambiental e mensurabilidade das variáveis foi determinante para sua escolha na composição dos indicadores. Essa mensuração e ponderação é feita pela equipe multidisciplinar.

Para a escolha da melhor alternativa locacional, foram realizadas avaliações em cada trecho descrito anteriormente. As variáveis foram definidas a partir de revisão de outros relatórios realizados pela EPE e experiência da equipe multidisciplinar de estudo.

Os indicadores foram instituídos a partir das variáveis definidas e, de estudos correlatos realizados pela equipe, pela EPE, Aneel, notas técnicas sobre o tema e particularidades do empreendimento.

Na escolha do corredor que poderá ser atravessado pela diretriz principal, buscou-se estabelecer a área que sofreria menor impacto socioambiental com a alocação da futura linha. Para essa análise, foi utilizado o método de Processo Hierárquico Analítico (*Analytical Hierarchy Process* – AHP).

O método AHP, muito utilizado em decisões multicriteriais, foi proposto por Saaty (1987) e baseia-se em uma estrutura hierarquizada do problema, onde as comparações das variáveis são feitas par a par, em uma matriz de preferências (LUZ *et al.*, 2006). Por meio desse pareamento, surge a importância relativa das variáveis, segundo grau de importância descritos na Tabela 5.3:

Tabela 5.3: Opções de preferência para comparação pareada

Definição e explicação	Grau de importância
Igual importância	1
Um pouco mais importante	3
Muito mais importante	5
Fortemente mais importante	7
Absolutamente mais importante	9

O AHP foi utilizado para escolha do corredor, pois permite a ponderação de diferentes variáveis envolvidas em processos de diagnóstico e tomadas de decisão, possibilitando integrar de maneira objetiva os indicadores escolhidos.

Dessa forma, para o cálculo dos indicadores, as variáveis citadas anteriormente foram subdivididas em classes, conforme descrição abaixo:

Tabela 5.4: Classificação das variáveis para cálculo de indicadores

Variável	Classes
UCPI	Presença ou ausência
UCUS	
Cavernas	
Quilombos	
Terras indígenas	
Sítios geológicos	
Assentamentos	
Ferrovia	
Rodovia	
Uso do solo	Vegetação natural
	Outros usos
	Área agrícola
	Corpos d'água
	Silvicultura
	Área edificada
Áreas prioritárias	Extremamente alta
	Muito alta
	Alta

Para a obtenção da nota final dos indicadores, foram considerados, além dos pesos das variáveis obtidos pelo AHP, as notas das classes e a área (para as UCPI, UCUS, TI, assentamentos, quilombos, áreas prioritárias e uso do solo) ou densidade (para as cavernas, sítios geológicos, ferrovias e rodovias) da variável no corredor de passagem. Dessa forma, os valores da tabela representam os impactos socioambientais em cada alternativa, ponderados a partir dos pesos, áreas e densidades descritos acima.

A ponderação foi feita a partir do entendimento de diferentes representantes da equipe multidisciplinar de acordo com sua área de formação e atuação: biólogos, engenheiros florestais e ambientais, geógrafos, agrônomos, etc.

Assim, a alternativa locacional 2 apresentou um corredor mais favorável à implantação da diretriz principal do ponto de vista socioambiental (menor impacto socioambiental), de acordo com os indicadores apresentados na Tabela 5.5. Ou seja, a menor nota final indicou o menor impacto ambiental para a alternativa locacional 2.

Tabela 5.5: Indicadores socioambientais das duas alternativas

Variável	Classes	Alternativa locacional 1 (caminho mais curto)	Alternativa locacional 2 (considera impeditivos ambientais)
UCPI	Presença	0,687	0,444
Cavernas	Presença	0,009	0,015
Quilombos	Presença	0,113	0,045
Terras indígenas	Presença	–	0,029
	Ausência	0	–
Sítios geológicos	Ausência	0	0
Assentamentos	Presença	0,121	0,066
Uso do solo	Vegetação natural	0,599	0,594
	Outros usos	0,192	0,193
	Área agrícola	0,012	0,012
	Corpos d'água	0,002	0,002
	Silvicultura	0,002	0,003
	Área edificada	0,006	0,006
Áreas prioritárias	Extremamente alta	0,309	0,384
	Muito alta	0,35	0,291
	Alta	0,14	0,159
Ferrovia	Ausência	0	0
Rodovia	Presença	–	0,001
	Ausência	0	–
UCUS	Presença	0,149	0,173
Nota final		2,691	2,417

5.4 Alternativa Escolhida

Em termos quantitativos, nesse item foi considerada a análise espacial de dados secundários em Sistemas de Informações Geográficas (SIG), disponibilizados em fontes oficiais, e processamentos feitos a partir destes dados.

Os indicadores socioambientais, que subsidiaram a avaliação das alternativas de traçado e a escolha da de menor impacto, foram construídos a partir dos dados secundários e do conhecimento da equipe de projeto.

As seguintes atividades principais foram realizadas.

- **Aquisição de imagens:** –Foram adquiridas imagens de satélite Landsat-8, com resolução espacial de 30 metros e, data de imageamento de 2015. As imagens foram adquiridas em 12 cenas e recortadas para a área de estudo atendendo ao escopo apresentado.
- **Tratamento das imagens adquiridas** – As imagens foram mosaica-das e realçadas apenas para a visualização. A ortorretificação foi feita pelo serviço de fornecimento das imagens.
- **Estudo de alternativas locais** – São apresentadas duas opções de traçado considerando: Caminho de menor extensão entre as subestações e caminho com base na análise dos dados secundários supracitados. Ou seja, desviando de impeditivos ambientais como Unidades de Conservação de proteção integral, TIs, concentrações de assentamentos e grandes áreas urbanas.
- **Indicadores ambientais** – A partir das variáveis escolhidas foram gerados indicadores simples para a comparação das alternativas identificadas. Os dados utilizados para estudo de alternativa local foram identificados e disponibilizados por instituições públicas, privadas e mistas, específicas em suas áreas de atuação e pesquisa.
- **Caracterização da faixa de 30 km** – A partir de todas as informações georreferenciadas, foi feito o detalhamento e caracterização da faixa/corredor determinado para o traçado escolhido e, para cada um dos trechos.

5.5 Análise Socioambiental

A análise socioambiental tem o objetivo de auxiliar a tomada de decisão na seleção de alternativas de traçado que causem os menores impactos socioambientais em suas áreas de influência, a partir do diagnóstico e avaliação de diferentes aspectos. Para isso, leva-se em conta elementos que refletem os impactos nos meios físico, biótico e socioeconômico considerando aspectos relacionados a ecossistemas terrestres, populações indígenas e tradicionais, densidade populacional e concentrações urbanas. Esse diagnóstico subsidia a avaliação e tomada de decisão nos empreendimentos por meio da identificação de indicadores de sustentabilidade para o corredor, delimitando áreas de maior fragilidade socioambiental, nas alternativas apresentadas.

5.6 Descrição da Alternativa Selecionada

Na sequência, é apresentada a macro-caracterização ambiental da faixa, escolhida como o corredor mais viável socioambientalmente, que pode ser atravessada pela diretriz principal.

Essa faixa corresponde a um corredor de 30 km de largura onde posteriormente será selecionada a melhor localização da diretriz da linha de transmissão dentro desse corredor.

Na Tabela 5.6 são descritos os municípios, o estado e as coordenadas geográficas de cada subestação de energia que interliga os trechos.

Tabela 5.6: Localização das subestações

Nome da subestação	Município	Estado	Coordenadas	
			Latitude	Longitude
Milagres	Milagres	Ceará	7° 18' 25,159"S	38° 56' 18,368"W
Ourolândia	Mirangaba	Bahia	10° 41' 35,809"S	40° 55' 3,556"W
Igaporã	Caetité	Bahia	14° 4' 17,485"S	42° 44' 27,484"W
Pirapora	Pirapora	Minas Gerais	17° 20' 17,257"S	44° 52' 12,367"W

As análises são apresentadas por trechos entre as subestações, conforme pode ser visualizado na Figura 5.2.

- **Trecho 1** – Milagres a Ourolândia;
- **Trecho 2** – Ourolândia a Igaporã;
- **Trecho 3** – Igaporã a Pirapora.

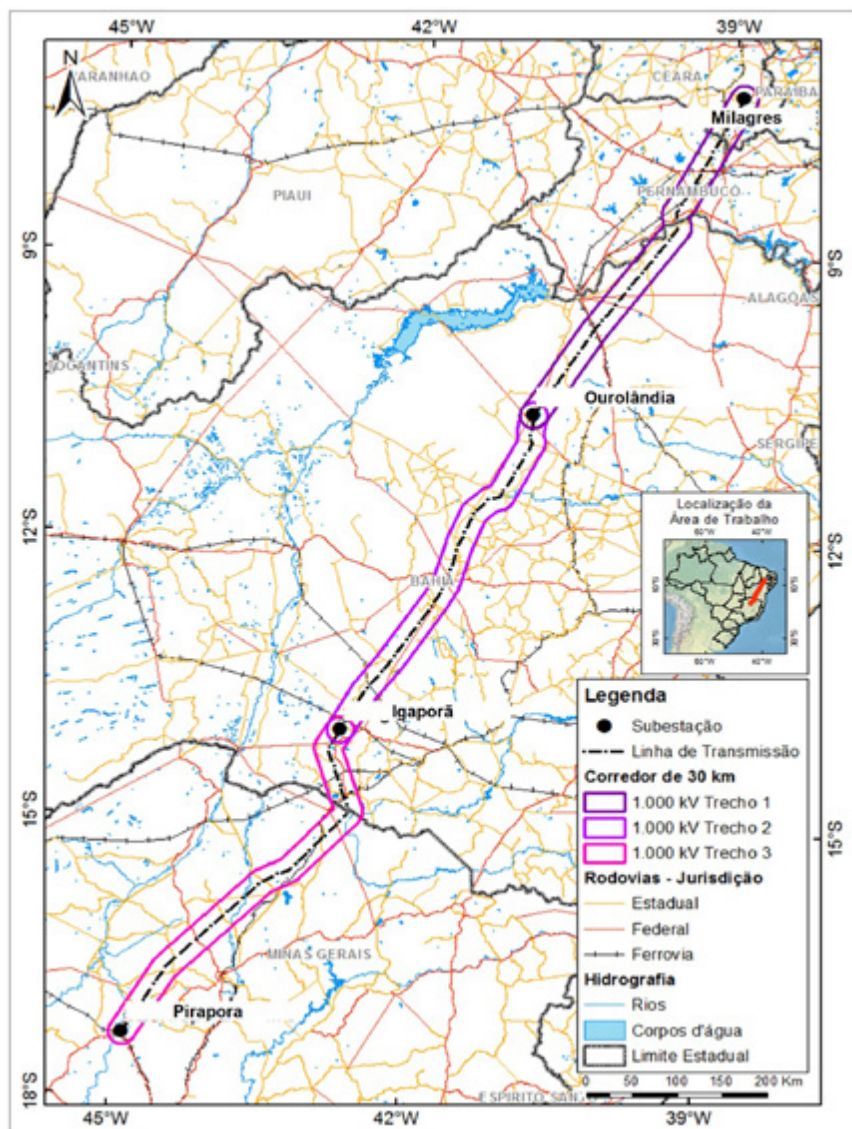


Figura 5.2: Localização dos corredores divididos por trecho

5.6.1 Macro-caracterização do trecho de Milagres a Ourolândia

O Trecho 1 (T1) abrange a área do corredor que parte de Milagres, localizada no município de Milagres, a sudeste do estado do Ceará. Trata-se de uma área com 13.799,57 km². O rio São Francisco corta a parte sul do corredor T1, o qual deve ser bem avaliado na alocação da diretriz principal da linha para escolher o melhor ponto de travessia. Os municípios atravessados pelo T1, e suas respectivas densidades demográficas, são descritos na Tabela 5.7 e expostos na Figura 5.3.

Tabela 5.7: Lista de municípios atravessados pelo corredor T1 – Milagres a Ourolândia

UF	Mesoregião	Microregião	Município	População	Densidade demográfica (hab/km ²)
CE	Sul Cearense	Barro	Barro	21.479	de 20 a 50
			Mauriti	44.167	de 20 a 50
		Brejo Santo	Jati	7.632	de 20 a 50
			Penaforte	8.196	de 50 a 100
			Abaíara	10.474	de 50 a 100
			Brejo Santo	45.162	de 50 a 100
			Milagres	28.262	de 20 a 50
			Jardim	26.646	de 20 a 50
			Missão Velha	34.206	de 50 a 100
			Porteiras	15.052	de 50 a 100
PE	São Francisco Pernambucano	Petroliana	Terra Nova	9.257	de 20 a 50
			Cabrobó	30.775	de 10 a 20
			Orocó	13.129	de 20 a 50
			Santa Maria da Boa Vista	39.393	de 10 a 20
			Cedro	10.774	de 50 a 100
	Sertão Pernambucano	Salgueiro	Parnamirim	20.167	de 5 a 10
			Salgueiro	56.050	de 20 a 50
BA	Centro Norte Baiano	Juazeiro	Serrita	18.323	de 10 a 20
			Juazeiro	197.397	de 20 a 50
			Curaçá	32.134	até 5
		Paulo Afonso	Abaré	16.991	de 5 a 10
			Jacobina	79.112	de 20 a 50
		Jacobina	Mirangaba	16.270	de 5 a 10
			Ourolândia	16.389	de 10 a 20
		Senhor do Bonfim	Campo Formoso	66.441	de 5 a 10
			Jaguarari	30.281	de 10 a 20
			Umburanas	16.908	de 5 a 10

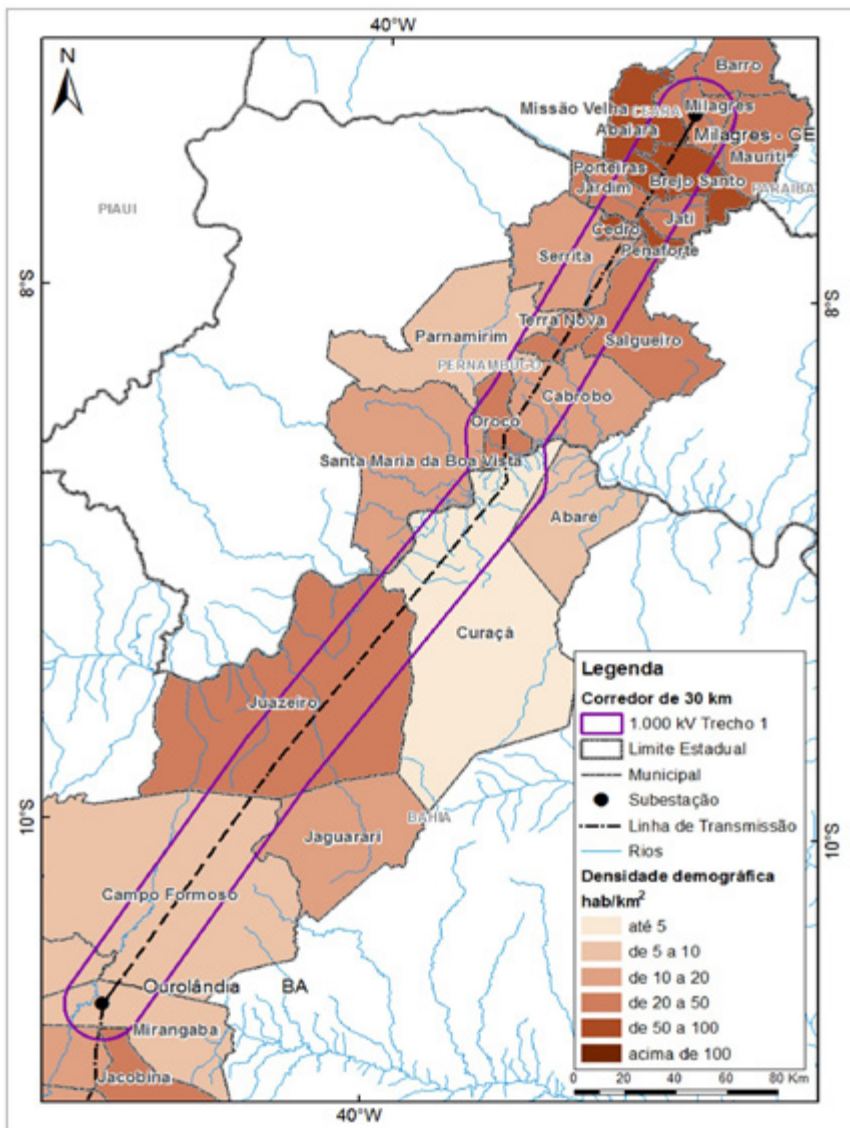


Figura 5.3: Localização do corredor T1 – Milagres a Ourorândia

Conforme o Mapa de Cobertura e Uso da Terra publicado pelo IBGE em 2012, o T1 apresenta significativas áreas agrícolas, principalmente localizadas nos municípios de Brejo Santo (CE), Porteiras (CE), Cedro (CE) e Penaforte (CE); na porção norte do corredor, e Orocó (PE), Cabrobó (PE) e Santa Maria da Boa Vista (PE), Juazeiro (BA) e Curaçá (BA); na região central.

O corredor T1 está compreendido totalmente no bioma caatinga. As classes de cobertura vegetal e uso do solo deste trecho estão listadas na Tabela 5.8. Na Figura 5.4 é possível visualizar a distribuição da cobertura vegetal e a ocupação no corredor T1.

Tabela 5.8: Cobertura vegetal e uso do solo do corredor T1 – Milagres a Ouralândia

Classes dominantes	Área no corredor (km2)	%
Área agrícola	298,65	2,164
Outros usos (como, por exemplo, pastagem)	7.123,70	51,623
Área edificada	14,34	0,104
Corpos d'água	167,21	1,212
Vegetação natural	6.195,67	44,898
Total	13.799,57	100

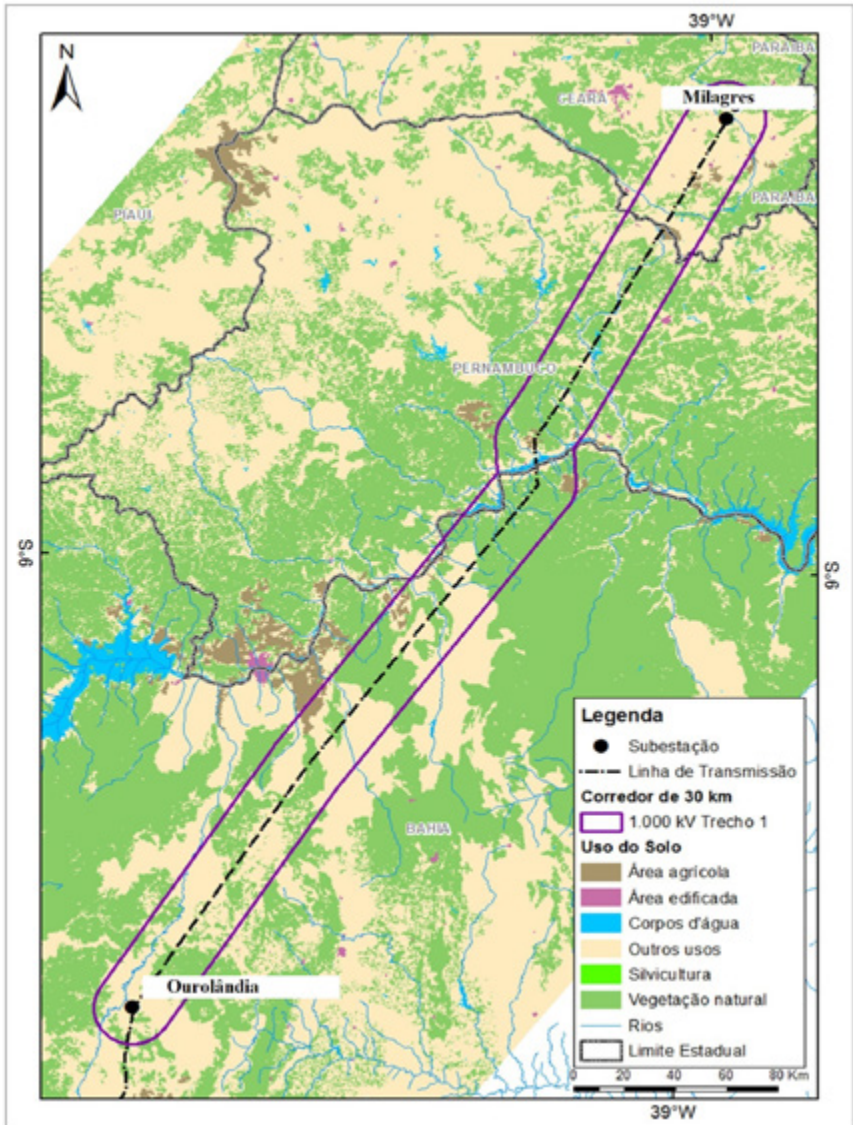


Figura 5.4: Cobertura vegetal e uso do solo do corredor T1 – Milagres (CE) a Orolândia (BA)

Na região abrangida pelo corredor T1 há apenas unidades de conservação de uso sustentável, que são listadas na Tabela 5.9. Uma dessas UCs é uma floresta pública de uso sustentável administrada pelo ICMBio. Mesmo sendo UCs de uso sustentável o eixo do corredor escolhido foi modelado de forma a evitar o máximo estas áreas. Dentro do corredor do Trecho 1 há 2 terras indígenas, a TI Truká e a TI Tumbalal, que são listadas na Tabela 5.10 e expostos na Figura 5.5.

Tabela 5.9: Unidades de Conservação no corredor T1 – Milagres (CE) a Ourolândia (BA)

Nome de UC	Grupo	Categoria	Esfera
Área de Proteção Ambiental Chapada do Araripe	US	Área de Proteção Ambiental	Federal
Floresta Nacional de Negreiros	US	Floresta	Federal

Tabela 5.10: Terras Indígenas no corredor T1 – Milagres (CE) a Ourolândia (BA)

Nome de TI	Situação
Truká	Regularizada
Tumbalal	Delimitada e aprovada pela Funai

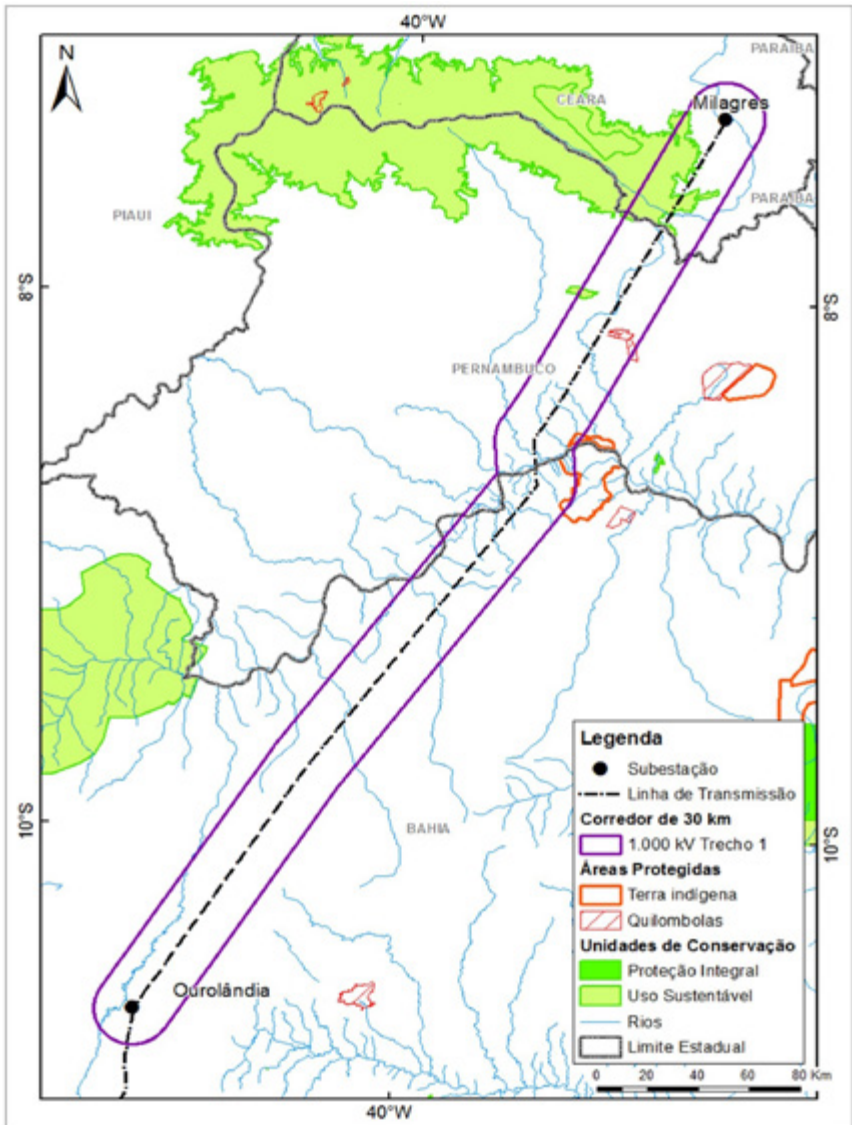


Figura 5.5: Unidades de Conservação, terras indígenas e comunidades quilombolas no corredor T1 – Milagres (CE) a Ourolândia (BA)

Há várias Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade (APCB) abrangendo o corredor T1. A Tabela 5.11 descreve quais são essas áreas prioritárias, o grau de importância e a ação prioritária, segundo os critérios do MMA. As áreas prioritárias compreendidas no corredor T1 ou mesmo próximas a ele estão exibidas na Figura 5.6.

Tabela 5.11: Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade no corredor T1 – Milagres (CE) a Ourolândia (BA)

Nome da APCB	Código	Importância	Ação prioritária
Rio Curaçá e Serras	Ca053	Extremamente alta	Cria UC – Indef.
Região da Carrancas	Ca047	Muito alta	Recuperação
Calha do rio São Francisco	Ca054	Extremamente alta	Cria UC – PI
Petrolina	Ca064	Muito alta	Cria UC – PI
TI Truka	Ca254	Extremamente alta	Área Protegida
Cabrobó	Ca079	Muito alta	Recuperação
Chapada do Araripe (Leste)	Ca093	Extremamente alta	Cria UC – PI
Kariris	Ca100	Extremamente alta	Cria UC – Indef.
Baixio da Melancia	Ca062	Extremamente alta	Cria UC – US
APA Chapada do Araripe – Catolé	Ca258	Extremamente alta	Área Protegida
APA Chapada do Araripe – Sul	Ca259	Extremamente alta	Área Protegida

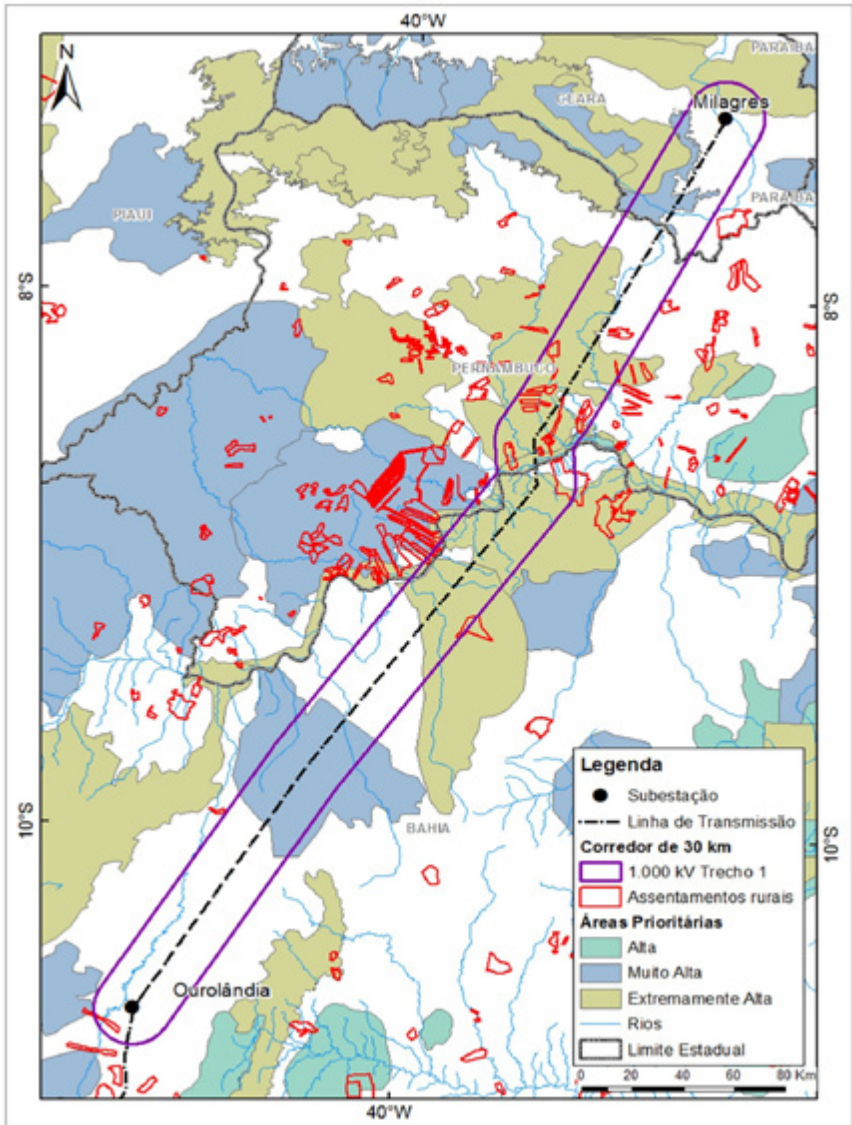


Figura 5.6: Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade e assentamentos rurais no corredor T1 – Milagres (CE) a Ouarândia (BA)

A área do corredor T1 compreende 31 projetos de assentamento rural, sendo a maior parte no estado de Pernambuco e dois no estado da Bahia. Os PAs estão concentrados principalmente nos municípios de Cabrobó, Orocó, Santa Maria da Boa Vista e Terra Nova. O traçado escolhido conseguiu desviar de todos os assentamentos. Dentre os Projetos de Assentamento Rural inseridos no corredor do T1 há o PA da comunidade quilombola Contendas, localizado no município de Terra Nova-PE. A Tabela 5.12 relaciona a quantidade de PAs por município.

Tabela 5.12: Projetos de assentamento rural presentes no corredor T1 – Milagres a Ourolândia

Município	Projetos de assentamento
Cabrobó-PE	10
Coribe-PE	1
Curaçá-BA	1
Mirangaba-BA	1
Orocó-PE	10
Salgueiro-PE	1
Santa Maria da Boa Vista-PE	5
Terra Nova-PE	2

Na sequência, é apresentado na Tabela 5.13 um resumo das principais informações socioambientais presentes no corredor T1 – Milagres a Ourolândia.

Tabela 5.13: Resumo das principais informações socioambientais presentes no corredor T1 – Milagres a Ourolândia

Discriminação	Quantitativo
Extensão da linha (km)	436,63
Unidades de conservação (n°)	2
Vegetação nativa (km²)	6.195,67
Agricultura (km²)	298,65
Terras indígenas (n°)	2
Quilombos (n°)	2
Assentamentos do Incra (n°)	31
Cavernas (n°)	7
Municípios atravessados	27
Áreas Urbanas (km²)	14,34

5.6.2 Macro-caracterização do trecho de Ourolândia (BA) a Igaporã (BA)

O Trecho 2 (T2) abrange a área do corredor que parte de Ourolândia, localizada no município de Mirangaba, ao norte do estado da Bahia até a Igaporã, localizada no município de Caetitê, no centro-sul da Bahia. Trata-se de uma área com 13.703,92 km². Os municípios atravessados pelo T2, e suas respectivas densidades demográficas, são descritos na Tabela 5.14 e expostos na Figura 5.7.

Tabela 5.14: Lista de municípios atravessados corredor T2 – Ourolândia a Igaporã

UF	Mesoregião	Microregião	Município	População	Densidade demográfica (hab/km ²)
BA	Centro Norte Baiano	Irecê	Barro Alto	13.571	de 20 a 50
			Cafarnaum	17.169	de 20 a 50
			Canarana	23.950	de 20 a 50
			Iraquara	22.569	de 20 a 50
			Mulungu do Morro	12.212	de 20 a 50
		Jacobina	Souto Soares	15.855	de 10 a 20
			Jacobina	79.112	de 20 a 50
			Miguel Calmon	26.440	de 10 a 20
			Mirangaba	16.270	de 5 a 10
			Morro do Chapéu	35.065	de 5 a 10
			Ourolândia	16.389	de 10 a 20
			Várzea Nova	13.049	de 10 a 20
		Senhor do Bonfim	Campo Formoso	66.441	de 5 a 10
			Umburanas	16.908	de 5 a 10
		Guanambi	Caetitê	47.368	de 10 a 20
			Guanambi	78.644	de 50 a 100
			Igaporã	15.183	de 10 a 20
			Matina	11.135	de 10 a 20
		Livramento do Brumado	Érico Cardoso	10.840	de 10 a 20
			Livramento de Nossa Senhora	42.655	de 10 a 20
			Paramirim	20.967	de 10 a 20
			Rio do Pires	11.909	de 10 a 20
	Centro Sul Baiano	Seabra	Boninal	13.683	de 10 a 20
			Bonito	14.816	de 10 a 20
			Palmeiras	8.351	de 10 a 20
			Piatã	17.973	de 5 a 10
			Seabra	41.714	de 10 a 20
		Boquira	Botuporã	11.143	de 10 a 20
			Caturama	8.838	de 10 a 20
			Ibitiara	15.490	de 5 a 10
			Novo Horizonte	10.500	de 10 a 20
			Tanque Novo	16.108	de 20 a 50

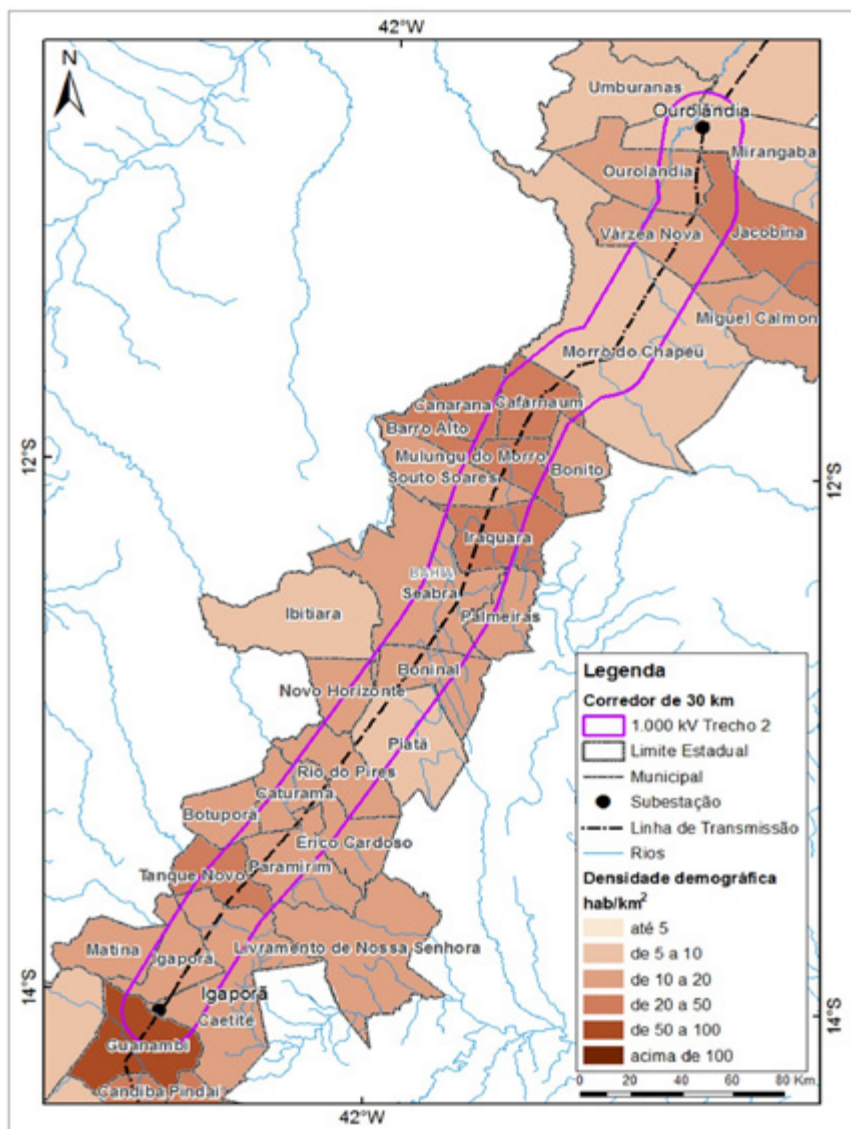


Figura 5.7: Localização do corredor T2 – Ouarlândia a Igaporã

Segundo dados do Projeto de Monitoramento do Desmatamento dos Biomas Brasileiros por Satélite (PMDBBS), no T2 predominam outros usos, como as pastagens (66,247% da área do corredor do Trecho 2). Nos municípios de Várzea Nova (BA) e Jacobina (BA), localizados ao norte do T2, estão concentradas as áreas agrícolas mais expressivas. As principais áreas urbanas/edificadas estão localizadas nos extremos norte, nos municípios de Várzea Nova (BA) e Morro do Chapéu, bem como no centro do T2, nos municípios de Seabra (BA), Boninal (BA), Souto Soares (BA), Iraquara (BA) e Mulungu do Morro (BA), e ao sul do corredor, os municípios de Igaporã (BA), Paramirim (BA), Tanque Nova (BA) e Guanambi (BA). O corredor do T2 está totalmente inserido no bioma caatinga. As classes de cobertura vegetal e uso do solo desse trecho estão listadas na Tabela 5.15. Na Figura 5.8, é possível visualizar a distribuição da cobertura vegetal e a ocupação no corredor T2.

Tabela 5.15: Cobertura vegetal e uso do solo do corredor T2 – Ouro-lândia a Igaporã

Classes dominante	Área no corredor (km ²)	%
Área agrícola	79,76	0,582
Outros usos (como, por exemplo, pastagem)	9.078,46	66,247
Área edificada	17,38	0,127
Corpos d'água	9,34	0,068
Vegetação natural	4.518,98	32,976
Total	13.703,92	100

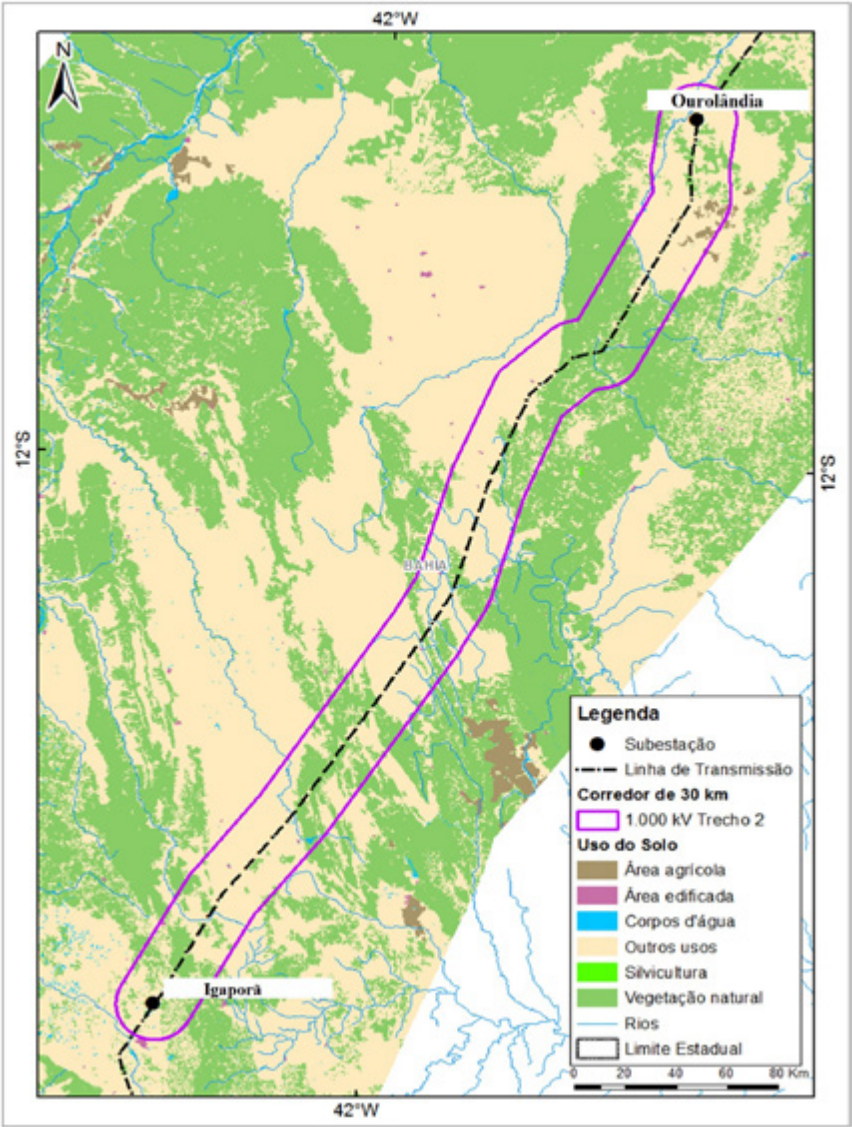


Figura 5.8: Cobertura vegetal e uso do solo do corredor T2 – Ourolândia a Igaporã

Na região abrangida pelo corredor T2, há apenas duas unidades de conservação de uso sustentável, e uma de proteção integral, listada na Tabela 5.16. Por outro lado, não há terras indígenas dentro do T2. (Figura 5.9).

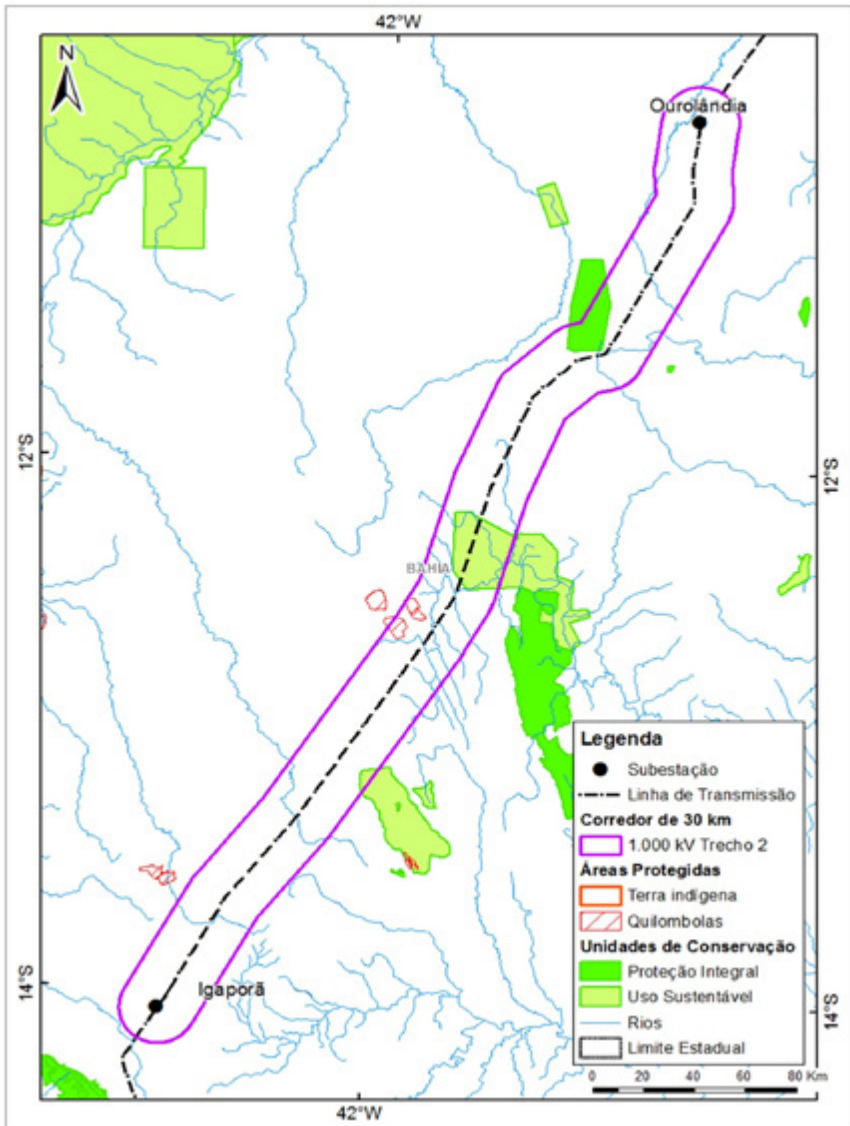


Figura 5.9: Unidades de Conservação, terras indígenas e comunidades quilombolas no corredor T2 – Ourolândia a Igaporã

Tabela 5.16: Unidades de Conservação no corredor T2 – Ourolândia (BA) a Igaporã (BA)

Nome de UC	Grupo	Categoria	UF
Área de Proteção Ambiental Marimbus/Iraquara	US	Área de Proteção Ambiental	BA
Área de Proteção Ambiental Serra do Barbado	US	Área de Proteção Ambiental	BA
Parque Estadual do Morro do Chapéu	PI	Parque	BA

Há várias Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade abrangendo o corredor T2. A Tabela 5.17 descreve quais são estas áreas prioritárias, o grau de importância e a ação prioritária, segundo os critérios do MMA. As áreas prioritárias abrangidas pelo T2 ou mesmo próximas a ele estão exibidas na Figura 5.10.

Tabela 5.17: Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade no corredor T2 – Ourolândia a Igaporã

Nome da APCB	Código	Importância	Ação prioritária
Guanambi	Ca004	Insuficientemente conhecida	Fomento US
Igaporã	Ca008	Insuficientemente conhecida	Recuperação
Paramirim	Ca015	Alta	Recuperação
Corredor dos Brejões	Ca033	Extremamente alta	Cria UC – indef.
Marimbus/Iraquara	Ca020	Extremamente alta	Cria UC – PI
Serra do Barbado	Ca009	Extremamente alta	Cria UC – PI
Oliveira dos Brejinhos	Ca019	Insuficientemente conhecida	Cria UC – indef.
Região Morro do Chapéu	Ca023	Extremamente alta	Mosaico/corredor
Serra do Tombador	Ca030	Alta	Recuperação
PE Morro do Chapéu	Ca233	Extremamente alta	Área protegida
Umburanas	Ca037	Alta	Recuperação

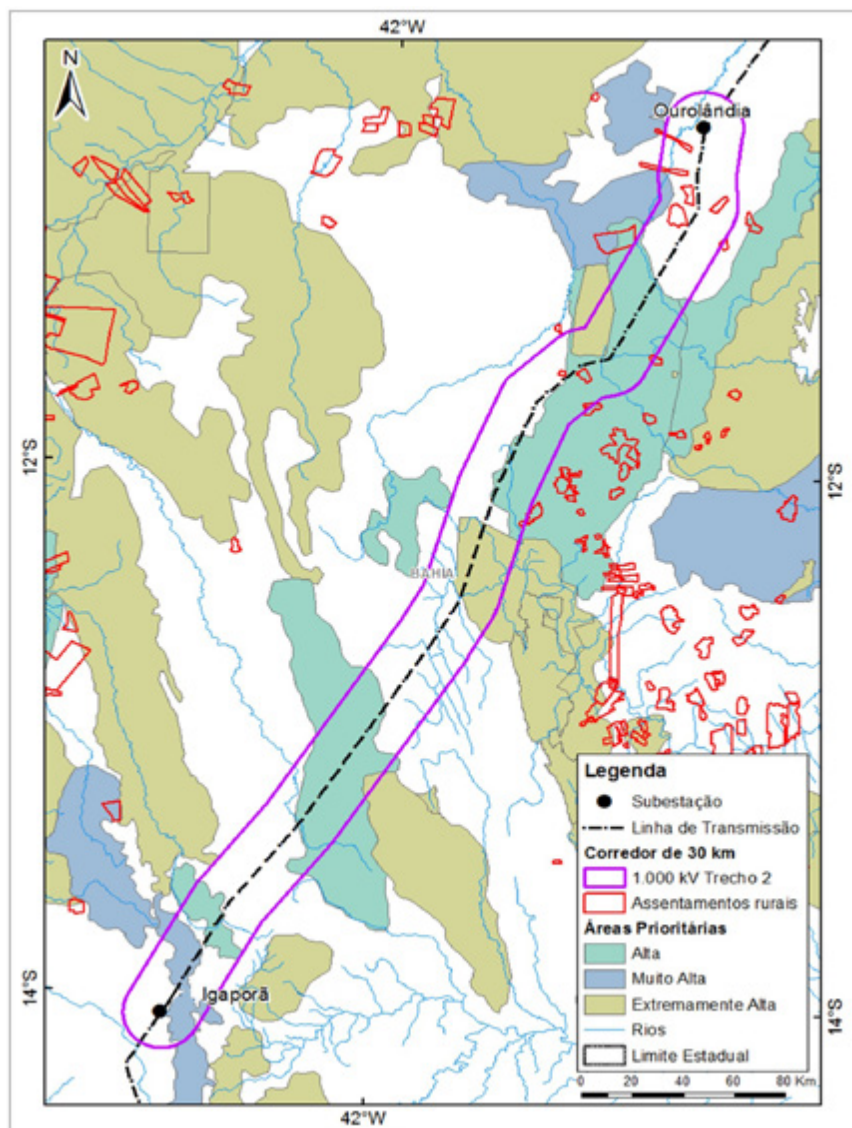


Figura 5.10: Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade e assentamentos rurais no corredor T2 – Ourolândia a Igaporã

A área do corredor T2 compreende 12 projetos de assentamento rural. Nesse trecho, há menor concentração de PAs, o que permitiu uma melhor flexibilidade na definição do traçado para desviar destes projetos de assentamentos. A Tabela 5.18 apresenta a quantidade de PAs por município.

Tabela 5.18: Projetos de assentamento rural presentes no corredor T2 – Ourolândia a Igaporã

Município	Projetos de assentamento
Iraquara-BA	1
Jacobina-BA	2
Morro do Chapéu-BA	5
Ourolândia-BA	3
Mirangaba-BA	1

Na sequência, é apresentado na Tabela 5.19 um resumo das principais informações socioambientais presentes no corredor T2 – Ourolândia a Igaporã.

Tabela 5.19: Resumo das principais informações socioambientais presentes no corredor T2 – Ourolândia a Igaporã

Discriminação	Quantitativo
Extensão da linha (km)	433,57
Unidades de conservação (n°)	3
Vegetação nativa (km²)	4.518,98
Agricultura (km²)	79,76
Terras indígenas (n°)	0
Quilombos (n°)	3
Assentamentos do Incra (n°)	12
Cavernas (n°)	178
Municípios atravessados	32
Áreas urbanas (km²)	17,38

5.6.3 Macro-caracterização do trecho de Igaporã (BA) a Pirapora (MG)

O Trecho 3 (T3) abrange a área do corredor que parte de Igaporã, localizada no município de Caetité, no centro-sul do estado da Bahia, até a subestação de Pirapora, localizada no município de Pirapora, estado de Minas Gerais. Trata-se de uma área com 14.663,61 km². O rio São Francisco e o rio das Velhas cortam a parte sul do corredor T3. Nesse trecho, a travessia do rio das Velhas, próxima a Pirapora será inevitável. Os municípios atravessados pelo corredor T3, e suas respectivas densidades demográficas, são descritos na Tabela 5.20 e expostos na Figura 5.11.

Tabela 5.20: Lista de municípios atravessados pelo corredor T3 – Igaporã à Pirapora

UF	Mesoregião	Microregião	Município	População	Densidade demográfica (hab/km²)
BA	Centro Sul Baiano	Guanambi	Caetité	47.368	de 10 a 20
			Candiba	13.201	de 20 a 50
			Guanambi	78.644	de 50 a 100
			Igaporã	15.183	de 10 a 20
			Jacaraci	13.631	de 10 a 20
			Licínio de Almeida	12.309	de 10 a 20
			Matina	11.135	de 10 a 20
			Mortugaba	12.476	de 20 a 50
			Palmas de Monte Alto	20.757	de 5 a 10
			Pindaí	15.616	de 20 a 50
			Sebastião Laranjeiras	10.340	de 5 a 10
			Urandi	16.447	de 10 a 20
MG	Norte de Minas	Montes Claros	Brasília de Minas	31.094	de 20 a 50
			Capitão Enéas	14.151	de 10 a 20
			Coração de Jesus	25.918	de 10 a 20
			Mirabela	13.003	de 10 a 20
			Montes Claros	360.405	de 50 a 100
			Patis	5.565	de 10 a 20
			São João da Lagoa	4.651	até 5
			São João da Ponte	25.293	de 10 a 20
			São João do Pacuí	4.056	de 5 a 10
		Janaúba	Verdelândia	8.281	de 5 a 10
			Catuti	5.094	de 10 a 20
			Espinosa	31.028	de 10 a 20
			Janaúba	66.495	de 20 a 50
			Mamonas	6.311	de 20 a 50
			Mato Verde	12.657	de 20 a 50
			Monte Azul	21.936	de 20 a 50
			Nova Porteirinha	7.371	de 50 a 100
			Pai Pedro	5.917	de 5 a 10
			Porteirinha	37.492	de 20 a 50
		Pirapora	Buritizero	26.774	até 5
			Ibiaí	7.803	de 5 a 10
			Jequitaiá	7.917	de 5 a 10
			Lagoa dos Patos	4.218	de 5 a 10
			Pirapora	52.929	de 50 a 100
			Várzea da Palma	35.699	de 10 a 20
		Salinas	Montezuma	7.455	de 5 a 10
			Santo Antônio do Retiro	6.955	de 5 a 10

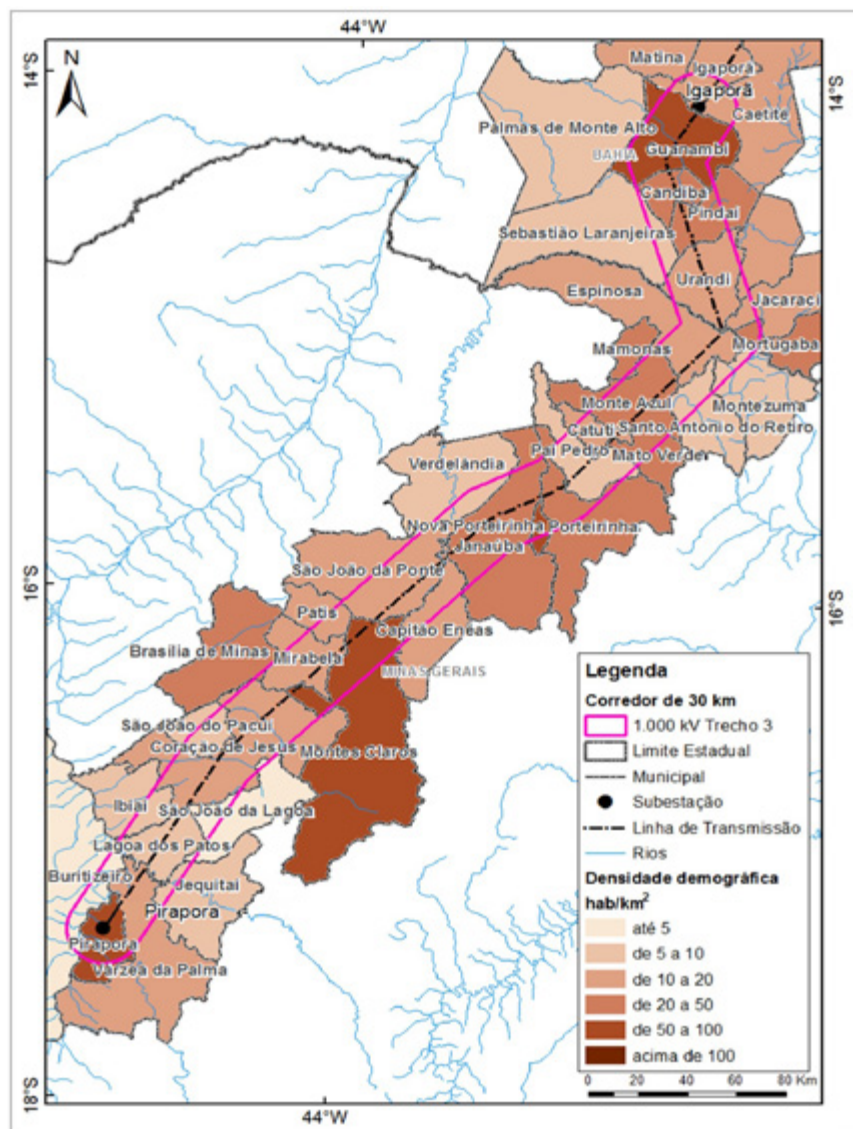


Figura 5.11: Localização do corredor T3 – Igaporã a Pirapora

Segundo dados do Projeto de Monitoramento do Desmatamento dos Biomas Brasileiros por Satélite (PMDBBS), no T3 predominam outros usos, como as pastagens (64,347% da área do corredor do Trecho 3). As áreas agrícolas mais expressivas estão concentradas nos municípios de Porteirinha (MG), Nova Porteirinha (MG), Janaúba (MG), Capitão Enéas (MG) e Verdelândia (MG), localizados na porção central do T3, e no município de Ibiaí (MG), localizado na região sul do corredor. No corredor do T3, também há importantes áreas de silvicultura que se estendem pelos municípios de Sebastião Laranjeiras (BA) e Urandi (BA), localizados ao norte do corredor, Janaúba (MG), Verdelândia (MG), Mirabela (MG) e Coração de Jesus (MG), localizados na porção central. O corredor T3 está 64,29% compreendido no bioma cerrado, 32,98% no bioma caatinga e apenas 2,73% no bioma Mata Atlântica. As classes de cobertura vegetal e uso do solo deste trecho estão listadas na Tabela 5.21. Na Figura 5.12, é possível visualizar a distribuição da cobertura vegetal e a ocupação no corredor T3.

Tabela 5.21: Cobertura vegetal e uso do solo do corredor T3 – Igaporã a Pirapora

Classes dominante	Área no corredor (km2)	%
Área agrícola	128,20	0,874
Outros usos (como, por exemplo, pastagem)	9.489,95	64,347
Área edificada	56,41	0,385
Corpos d'água	70,09	0,478
Silvicultura	77,95	0,532
Vegetação natural	4.841,01	33,014
Total	14.663,61	100

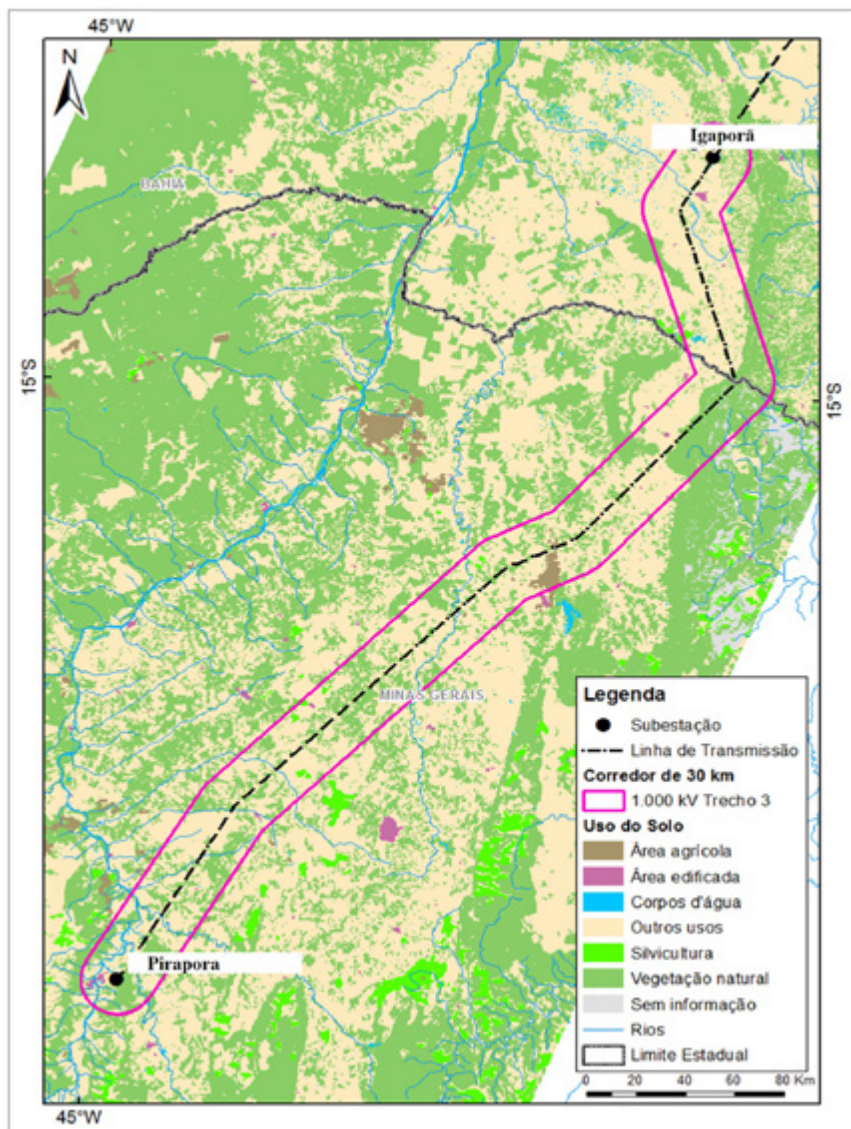


Figura 5.12: Cobertura vegetal e uso do solo do corredor T3 – Igaporã a Pirapora

Na região abrangida pelo corredor T3, há apenas unidades de conservação de proteção integral, que são listadas na Tabela 5.22. A alternativa de traçado foi feita de forma a evitar estas áreas. Por outro lado, não há terras indígenas dentro do T3, estando a TI mais próxima, TI Xacriabe, a aproximadamente 100 km de distância (Figura 5.13).

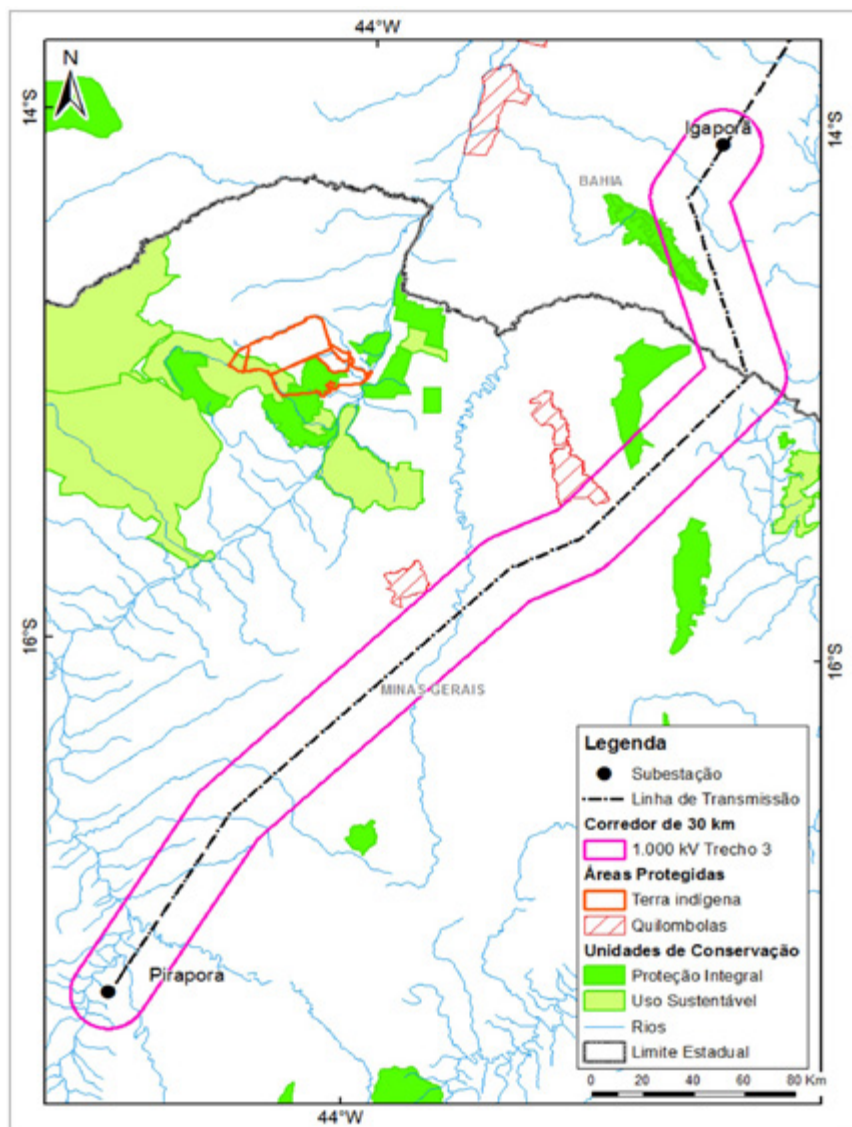


Figura 5.13: Unidades de Conservação, terras indígenas e quilombos no corredor T3 – Igaporã a Pirapora

Tabela 5.22: Unidades de Conservação no corredor T3 – Igaporã a Pirapora

Nome de UC	Grupo	Categoria	UF
Parque Estadual Caminho dos Gerais	PI	Parque	MG
Parque Estadual da Serra dos Montes Altos	PI	Parque	BA
Refúgio da Vida Silvestre da Serra dos Montes Altos	PI	Refúgio da Vida Silvestre	BA

Há várias Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade abrangendo o corredor T3. A Tabela 5.23 descreve quais são estas áreas prioritárias, o grau de importância e a ação prioritária, segundo os critérios do MMA. As áreas prioritárias abrangidas pelo T3 ou mesmo próximas a ele estão exibidas na Figura 5.14.

Tabela 5.23: Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade no corredor T3 – Igaporã a Pirapora

Nome da APCB	Código	Importância	Ação prioritária
Alto – Médio São Francisco	Ce106	Extremamente alta	Recuperação
Areião	Ce139	Extremamente alta	Cria UC – US
Buritizeiro	Ce098	Alta	Recuperação
Espinhaço Setentrional	Ce123	Extremamente alta	Recuperação
Guanambi	Ca004	Insuficientemente conhecida	Fomento de US
Jaíba	Ca001	Extremamente alta	Inventário
Jacaraci	Ca002	Insuficientemente conhecida	Recuperação
Rio Pardo – Santo Antônio do Retiro	Ce130	Extremamente alta	Inventário
São João da Ponte	Ce124	Muito alta	Fomento de US
Verdelândia	Ce134	Extremamente alta	Recuperação
Verdelândia – Varzelândia	Ce126	Muito alta	Recuperação

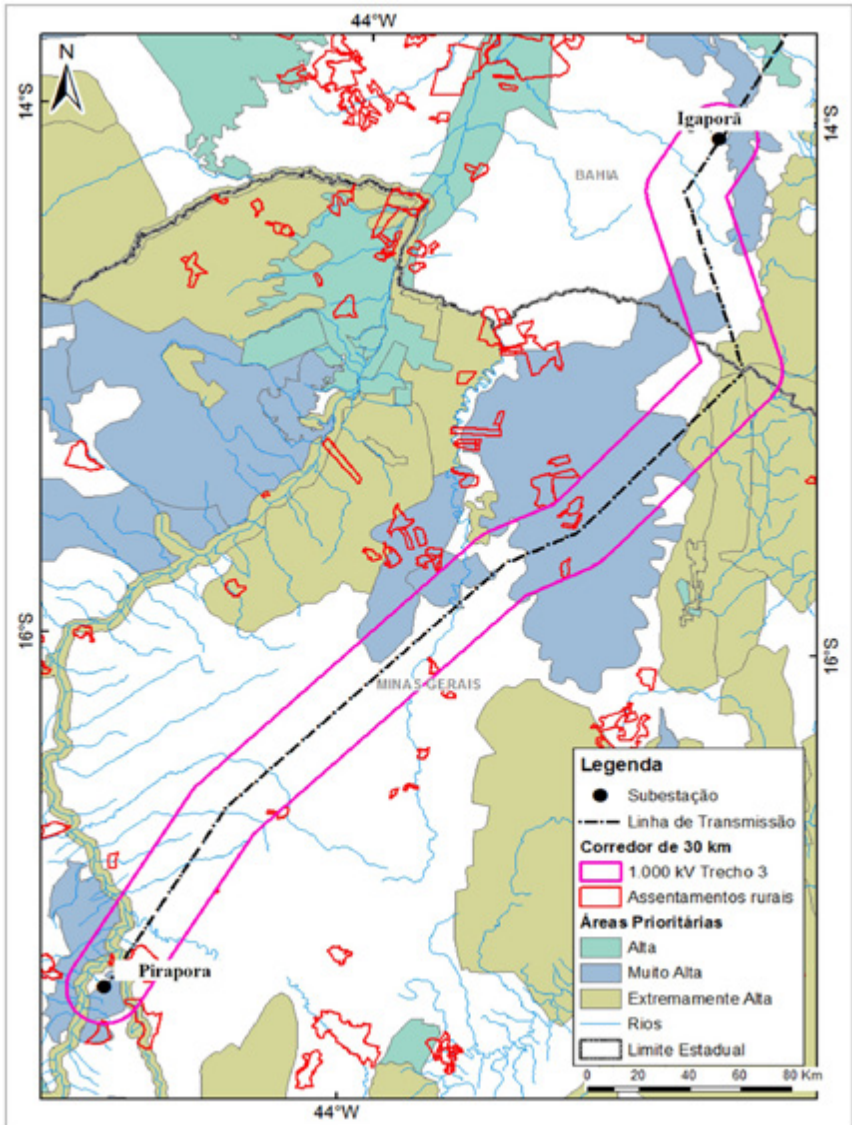


Figura 5.14: Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade e assentamentos rurais no corredor T3 – Igaporã a Pirapora

A área do corredor T3 compreende 11 projetos de assentamento rural. O traçado foi modelado a fim de desviar de todos os assentamentos. A Tabela 5.24 apresenta a quantidade de PAs por município.

Tabela 5.24: Projetos de assentamento rural presentes no corredor T3 – Igaporã a Pirapora

Município	Projetos de assentamento
Capitão Enéas – MG	1
Coração de Jesus – MG	1
Janaúba-MG	1
Nova Porteirinha-MG	1
Pirapora-MG	2
Porteirinha-MG	2
Várzea da Palma-MG	3

Na sequência, é apresentado na Tabela 5.25 um resumo das principais informações socioambientais presentes no corredor T3 – Igaporã a Pirapora.

Tabela 5.25: Resumo das principais informações socioambientais presentes no corredor T3 – Igaporã a Pirapora

Discriminação	Quantitativo
Extensão da linha (km)	465,89
Unidades de conservação (n°)	3
Vegetação nativa (km²)	4.841,01
Agricultura (km²)	128,20
Terras indígenas (n°)	0
Quilombos (n°)	1
Assentamentos do Incra (n°)	11
Cavernas (n°)	76
Municípios atravessados	39
Áreas urbanas (km²)	56,41

5.6.4 Recomendações para o traçado da linha e elaboração do Relatório R3

As áreas sobrepostas pelos corredores dos três trechos supracitados demonstram sensibilidade socioambiental. Essa sensibilidade se deve principalmente à presença de unidades de conservação, terras indígenas, áreas prioritárias para a conservação, presença de cavernas, remanescentes de vegetação, proximidade às áreas urbanas, assentamentos e travessias de rios caudalosos, principalmente o rio São Francisco.

Recomenda-se complementariedade e maior detalhamento dos estudos para o relatório mais detalhado. Essa complementariedade deve considerar o detalhamento das intervenções e impactos socioambientais, especialmente os relacionados a sítios arqueológicos, assentamentos, Unidades de Conser-

vação e seus respectivos planos de manejo, além de caracterizações de meio físico e biótico incluindo presença de endemismo e formações geomorfológicas específicas.

Esse estudo deve ser realizado em área de corredor a ser modelada pela equipe multidisciplinar da empresa de consultoria, dando continuidade e complementariedade aos estudos socioambientais deste. Esse maior detalhamento e modelagem será apresentado no relatório R3, incluindo maior detalhamento das variáveis apresentadas no estudo, além da consideração e ponderação de variáveis complementares como, por exemplo, direitos minerais, tipos de solos, sítios geológicos, etc.

Dessa forma, as principais recomendações e pontos de atenção para a melhor definição dos traçados destes trechos aqui estudados são expostas a seguir:

5.6.4.1 Trecho 1: Milagres a Ouarândia

- O corredor do Trecho 1 engloba uma Flona, que mesmo sendo uma UC de uso sustentável sugere-se que sua travessia possa ser evitada, uma vez que o corredor apresentado permite essa manobra.
- A área do corredor T1 sobrepõe algumas áreas agrícolas, as quais precisam ser analisadas *in situ* para identificação das culturas atravessadas para avaliação do valor das terras associado a essas culturas ou estudo de viabilidade de mudança no traçado.
- Esse corredor atravessa várias Áreas Prioritárias de Conservação da Biodiversidade – APCBs, mas será necessário um melhor detalhamento para escolha da diretriz principal dentro do corredor, objetivando causar menor impacto, principalmente pela ocorrência de APCBs de prioridade extremamente alta e algumas para criação de UC de proteção integral. Dessa forma, recomenda-se uma análise mais detalhada na escolha do traçado da diretriz principal para reduzir o impacto do empreendimento, como, por exemplo, reduzir a quantidade de travessias da APCB Calha do rio São Francisco, Ca054.

Esse trecho atravessa uma área considerável de vegetação nativa. Recomenda-se que se evite esses trechos ou, pelo menos, as maiores extensões na definição da diretriz principal da linha. Dessa forma, ocorrerão menores áreas de supressão e menores impactos.

5.6.4.2 Trecho 2: Ourolândia a Igaporã

- No corredor do Trecho 2, há uma ocorrência considerável de cavernas. Dessa forma, sugere-se estudos complementares na escolha da diretriz principal e deve-se considerar o desvio de tais áreas.
- A porção norte da área do corredor T2 sobrepõe algumas áreas agrícolas, as quais precisam ser analisadas *in situ* para identificação das culturas atravessadas para avaliação do valor das terras associado a essas culturas ou estudo de viabilidade de mudança no traçado.
- Esse corredor atravessa várias APCBs, mas será necessário melhor detalhamento para escolha da diretriz principal dentro do corredor, a fim de causar menor impacto, principalmente pela ocorrência de APCBs de prioridade extremamente alta e algumas para criação de UC de proteção integral. Dessa forma recomenda-se, uma análise mais detalhada na escolha do traçado da diretriz principal para reduzir o impacto do empreendimento.
- O corredor T2 corta uma área considerável de vegetação nativa. Recomenda-se que se evitem esses trechos ou pelo menos as maiores extensões na definição da diretriz principal da linha. Visto que dessa forma ocorrerão menores áreas de supressão e menores impactos.

5.6.4.3 Trecho 3: Igaporã a Pirapora

- Esse trecho engloba parques estaduais e um refúgio de vida silvestres, sendo UCs de proteção integral, a travessia dessas áreas deve ser evitada, uma vez que o corredor apresentado permite essa manobra.
- No corredor do Trecho 3, há uma ocorrência considerável de cavernas. Recomenda-se a escolha da diretriz principal desviando de tais áreas.
- A porção central do corredor T3 apresenta algumas áreas agrícolas, que precisam ser analisadas *in situ* para identificação das culturas atravessadas e avaliação do valor das terras associado, ou seja, estudo de viabilidade para escolha do melhor traçado.
- Esse corredor atravessa várias APCBs, mas será necessário melhor detalhamento para escolha da diretriz principal dentro do corredor, a fim de causar menor impacto, principalmente pela ocorrência de APCBs de prioridade extremamente alta.

- O corredor T3 corta uma área considerável de vegetação nativa. Recomenda-se que se evite esses trechos ou pelo menos as maiores extensões na definição da diretriz principal da linha. Dessa forma, ocorrerão menores áreas de supressão e menores impactos do empreendimento.
- A cerca de 8 km de Pirapora, o corredor corta o rio São Francisco e o rio das Velhas, tal travessia deve ser bem estudada não só pelo melhor posicionamento da travessia bem como a presença de muitas áreas agrícolas e pelo tipo de solo presente.

6. Avaliação Econômica

A comparação econômica foi realizada entre três alternativas e uma configuração alternativa balizadora (não concorrente):

- Alternativa 1: Sistema de transmissão de 1.000 kV em corrente alternada.
- Alternativa 2: Sistema de transmissão de 500 kV em corrente alternada
- Alternativa 3: Sistema de transmissão de 600 kV em corrente contínua
- Configuração Balizadora: 1 Bipolo de 4.000 MW de 800 kV

A primeira alternativa consiste em um sistema de transmissão em 1.000 kV CA, circuito simples, entre Milagres e Pirapora. A segunda alternativa consiste em um sistema de transmissão em 500 kV CA com dois circuitos simples entre Milagres e Pirapora. A terceira alternativa consiste em um sistema multiterminal CC em ± 600 kV com conversoras VSC (*Voltage Source Converter*). A última configuração é composta por um sistema de transmissão em 800 kV com conversoras LCC (*Line Commutated Converters*).

Recentemente a EPE apresentou os estudos de um bipolo em 800 kV com potência de 4.000 MW designado como bipolo B. Esse bipolo liga as subestações Graça Aranha (MA) e Silvânia (GO) que alivia as linhas nortel sul na entrada de novos empreendimentos na região norte e nordeste. Esse bipolo não compete com as alternativas analisadas, e por essa razão ela será uma alternativa balizadora por seu caráter de inovação e dimensões.

Para o custo das linhas de transmissão foram adotadas as distâncias, de 440 km entre Milagres – Ouroilândia, Ouroilândia – Igaporã, e Igaporã – Pirapora.

6.1 Alternativa 1

A Alternativa 1 é composta por quatro subestações 500 e 1.000 kV todas novas (Milagres, Ourolândia, Igaporã e Pirapora). Todas as subestações apresentam configuração disjuntor e meio (DJM) e setores de 500 kV e 1.000 kV. A Subestação Milagres possui um transformador de 3.000 MVA (1.000/500 kV). Já no setor de 500 kV há quatro entradas de linha (EL) para o seccionamento de duas linhas que ligam Milagres II a Luiz Gonzaga. A subestação Ourolândia possui um transformador de 2.500 MVA (1.000/500 kV). Já no setor de 500 kV, há duas EL devido ao seccionamento da linha Ourolândia a Juazeiro. A subestação Igaporã possui um transformador de 2.500 MVA (1.000/500 kV). Já no setor de 500 kV, há quatro EL devido ao seccionamento de duas linhas Igaporã a Janaúba. A subestação Pirapora possui um transformador de 2.500 MVA (1.000/500 kV). Já no setor de 500 kV, há quatro EL devido ao seccionamento de duas linhas Pirapora a Ribeirão das Neves. As áreas das subestações foram consideradas levando-se em conta uma futura expansão.

A Figura 6.1 a seguir apresenta o unifilar da Alternativa 1.

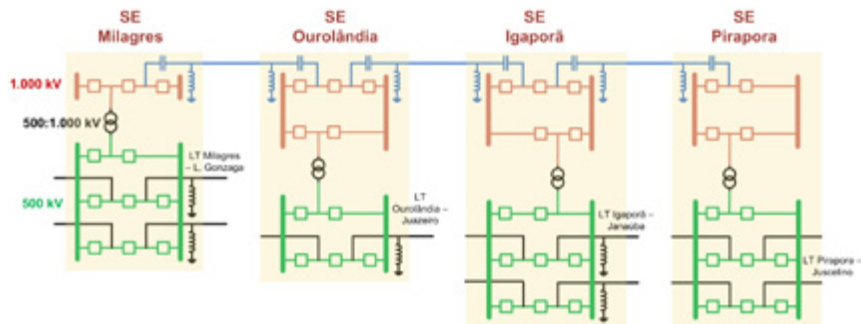


Figura 6.1: Unifilar da Alternativa 1

6.1.1 Dimensionamento dos transformadores da Alternativa 1

Em reuniões realizadas com os principais fabricantes brasileiros de transformadores chegou-se a valores típicos de potência de 2.000 MVA, 2.500 MVA e 3.000 MVA.

Para o dimensionamento dos transformadores da Alternativa 1 foi necessário avaliar a ampliação futura desse sistema, cujo estudo detalhado não está no escopo deste documento. Primeiramente, foi realizada uma extensão em circuito simples até Ribeirão das Neves (MG), distante 300 km da subestação Pirapora. Em seguida, foi inserido mais um circuito simples entre Ouro-lândia e Ribeirão das Neves. Com a avaliação dos fluxos em regime e em contingência foram dimensionadas as potências dos transformadores 1.000/500 kV. Para as situações de contingência, foi considerada aceitável uma sobrecarga de 20% nos transformadores.

Tabela 6.1: Dimensionamento dos transformadores – Alternativa 1 (MVA)

Subestação	Alternativa inicial		Primeira expansão		Segunda expansão	
	Regime	Pior contingência	Regime	Pior contingência	Regime	Pior contingência
Milagres	1.858	2.549	2.133	2.943	2.614	2.871
Ouro-lândia	1.419	2.520	1.700	2.906	3 x 1.473	3 x 2.111
Igaporã	1.156	2.569	878	2.626	1.181	1.410
Pirapora	2.164	2.703	944	2.617	1.178	1.346
Ribeirão das Neves	0	0	3 x 1.342	3 x 1.924	3 x 2.112	3 x 3.006

Analisando-se a Tabela 6.1 verifica-se que na segunda expansão a subestação Milagres necessitaria de mais de 2.500 MVA em regime. Por essa razão, foi escolhido um transformador de 3.000 MVA para essa subestação. Já para demais subestações foram escolhidos transformadores de 2.500 MVA.

6.2 Alternativa 2

A Alternativa 2 é composta por quatro subestações novas. Todas as subestações apresentam configuração disjuntor e meio (DJM) e setor de 500 kV. Os seccionamentos das linhas de 500 kV existentes são as mesmas da Alternativa 1.

As áreas das subestações foram consideradas levando-se em conta uma futura expansão.

A Figura 6.2 a seguir apresenta o unifilar da Alternativa 2.

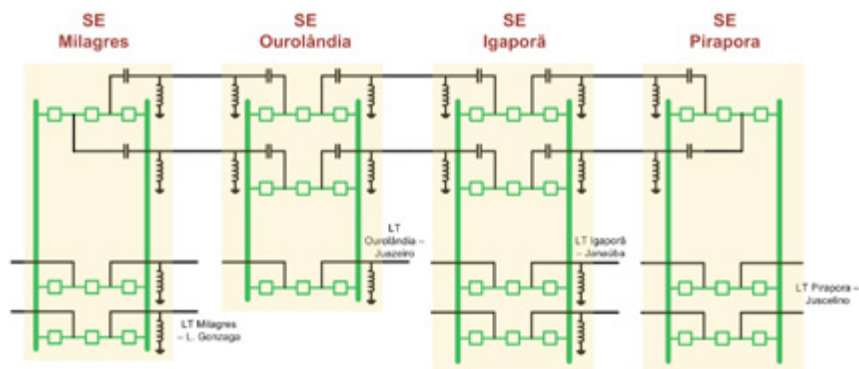


Figura 6.2: Unifilar da Alternativa 2

6.3 Alternativa 3

A Alternativa 3 é composta por quatro subestações novas. Todas as subestações apresentam configuração disjuntor e meio (DJM) e setor de 500 kV. Os seccionamentos das linhas de 500 kV existentes são as mesmas da Alternativa 1. As conversoras são VSC (*Voltage Source Converter*).

A Figura 6.3 a seguir apresenta o layout da Alternativa 3.

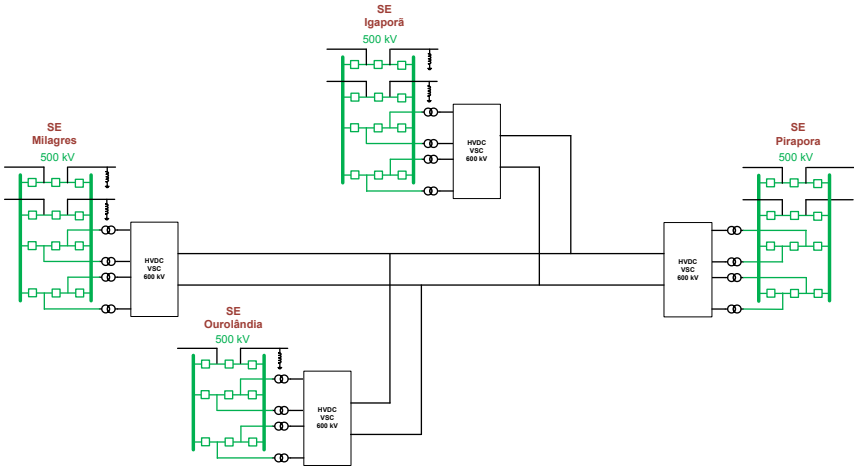


Figura 6.3: Unifilar da Alternativa 3

6.4 Configuração Alternativa Balizadora

A alternativa balizadora é composta por duas subestações novas. Todas as subestações apresentam configuração disjuntor e meio (DJM) e setor de 500 kV. Os seccionamentos das linhas de 500 kV existentes em Milagres e Pirapora são as mesmas da Alternativa 1. As conversoras são LCC (*Line Commutated Converter*). O comprimento da linha nesse caso é de 1.400 km.

A Figura 6.4 a seguir apresenta o unifilar da alternativa balizadora

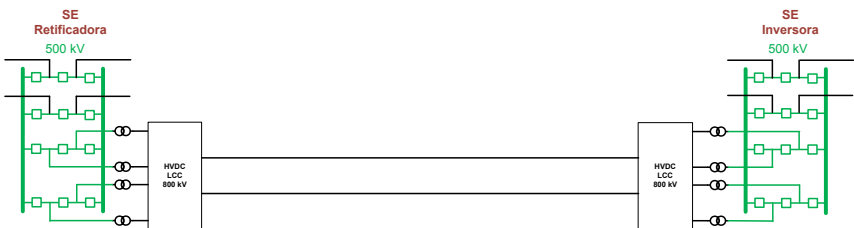


Figura 6.4: Unifilar da alternativa balizadora

6.5 Parâmetros Econômicos

A comparação de investimentos foi realizada utilizando-se o banco de preços da Aneel de 2015, disponibilizado pela Resolução Homologatória nº 758, de 6 de janeiro de 2009, por meio do link: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/areh2009758.zip>.

Os pesos das torres da Alternativa 1, 1.000 kV CA foram calculados com base em projeto eletromecânico básico detalhado. Os custos das linhas e conversoras do sistema CC foram calculados por meio de fórmulas da Brochura CIGRÉ 388 (devidamente atualizado).

Os custos dos módulos de manobra, módulos gerais e equipamentos da Alternativa 1 foram obtidos do banco de preços da Aneel, extrapolados para os casos de 1.000 kV CA, uma vez que esses sistemas não estão nas planilhas de custos da Aneel. Para as demais alternativas foi utilizado o banco de preços da Aneel diretamente.

Para a avaliação econômica das alternativas, foram adotados os seguintes valores (Tabela 6.2):

Tabela 6.2: Valores adotados

Descrição	Valor	Unidade
Custo marginal de expansão (Ce)	154,00	R\$/MWh
Taxa de juros	8	% a.a.
Vida útil de linhas e equipamentos	30	Anos
Operação e manutenção	2	% a.a.
Fator de perdas (lf)	0,5	
Custo da demanda (Cp)	0	R\$/MWh
Cotação do dólar	3,05	R\$/US\$

6.6 Custo das Linhas de Transmissão

Os custos das linhas de transmissão foram obtidos através da planilha de orçamentos com itens de custos específicos da Aneel e com base nos valores calculados de peso das torres e fundações. Para o sistema de 1.000 kV CA, os pesos foram calculados por meio de projeto detalhado. Para as linhas do sistema de 500 kV e multiterminal VSC, os custos foram obtidos por meio dos valores das planilhas da Aneel. Para a linha de transmissão em 800 kV CC, os pesos das torres foram obtidos da Eletronorte e são os do primeiro bipolo de Belo Monte.

As torres de transmissão para a Alternativa 1 (1.000 kV) foram calculadas especificamente para esse projeto. Os dados estão em [32] e [33]. A Figura 6.5 e Figura 6.6 a seguir apresentam a silhueta das torres projetadas.

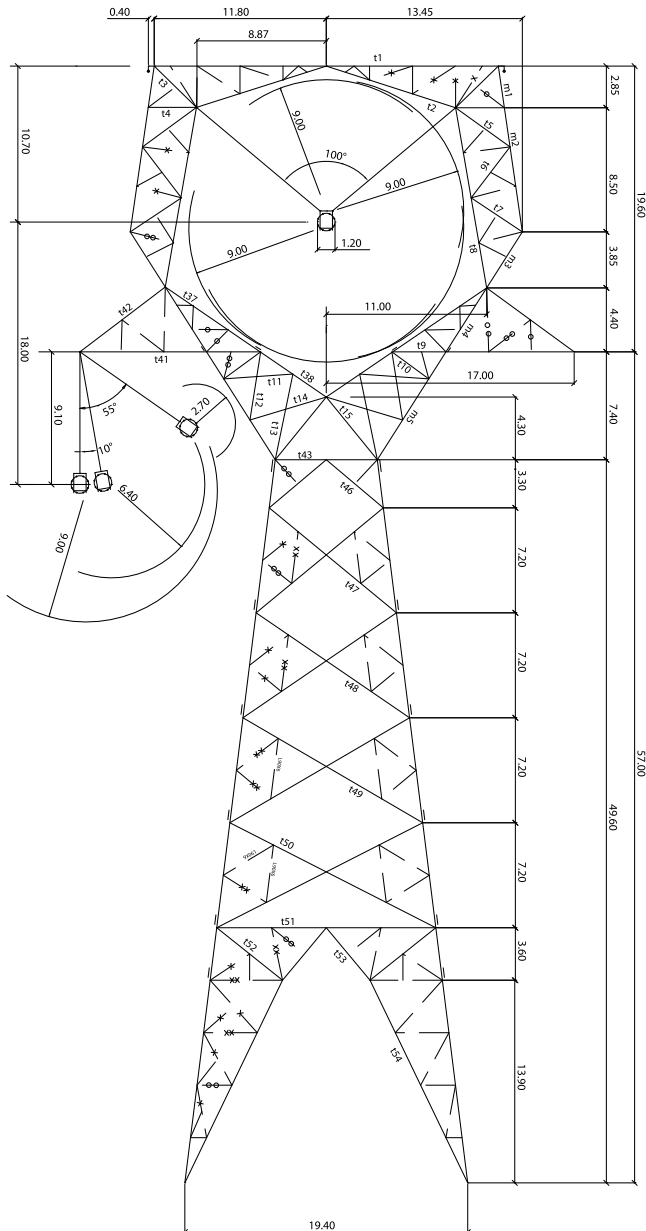


Figura 6.5: Torre autoportante de 1.000 kV

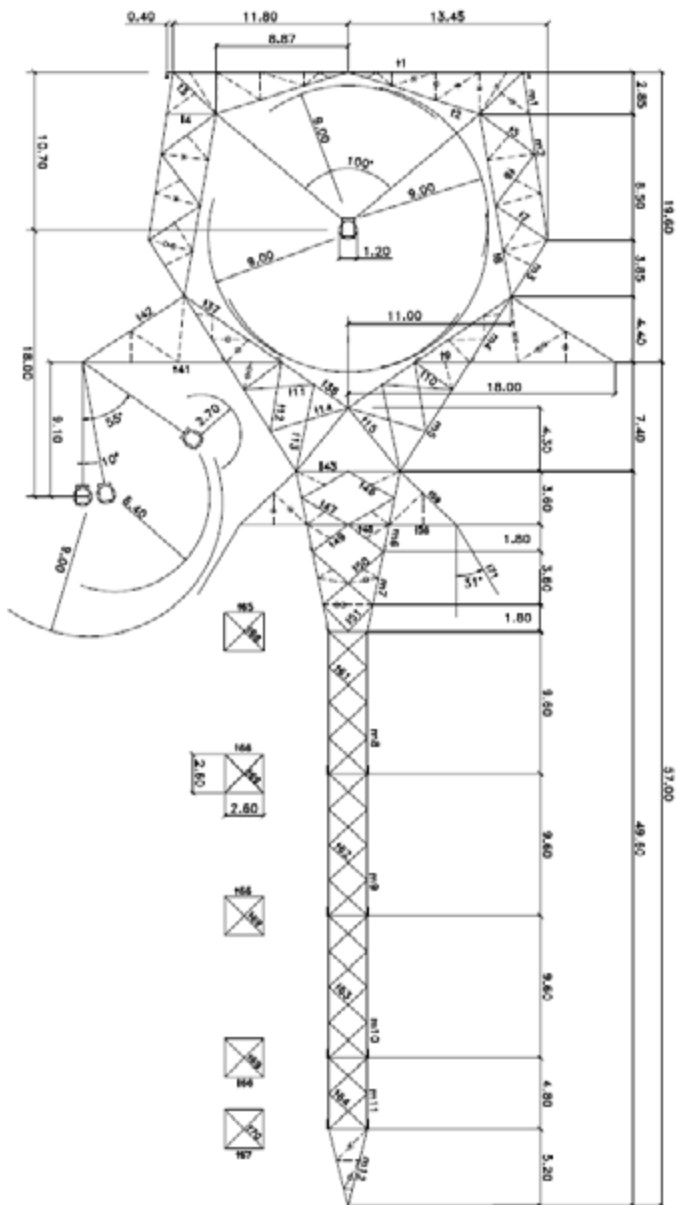


Figura 6.6: Torre estaiada monomastro de 1.000 kV

Para as demais alternativas, os custos das torres foram obtidos por meio do banco de preços da Aneel.

6.7 Custo das Subestações, Equipamentos e Conversoras

Não há no Brasil sistemas de transmissão em 1.000 kV e os custos desses equipamentos não estão disponíveis no banco de preços da Aneel. Para obter os valores desses equipamentos, foram realizadas extrapolações a partir dos valores de equipamentos de 500 kV e 750 kV. Os procedimentos são apresentados nos itens a seguir.

Os itens a seguir apresentam a determinação de custos de subestações e equipamentos para a Alternativa 1.

6.7.1 Módulo geral

Para o cálculo do módulo, geral foram utilizados os bancos de preços da Aneel 2015, sendo que para os dados de entrada foi utilizado o valor de R\$ 0,43/m² que corresponde à média de valor para o Brasil com localização rural.

Para os pátios de 500 kV e 1.000 kV, foram utilizadas as configurações de disjuntor e meio (DJM). Foram realizadas as mesmas adaptações da tabela Aneel para se obter os custos para os setores de 1.000 kV utilizadas em [34].

6.7.2 Módulo de manobra

Os custos dos módulos de manobra também foram obtidos do banco de preços da Aneel para 2015. Os valores para os módulos de manobra de 1.000 kV foram obtidos por meio da extrapolação linear dos módulos de 500 kV e 750 kV.

Foi encontrada uma discrepância nos custos dos módulos de entrada de linha (EL) e interligação de barras (IB). Para 750 e 1.000 kV o valor do módulo IB foi maior do que o de EL, então foi adotado o mesmo valor de EL para IB no 1.000 kV.

Os custos para os módulos de manobra estão apresentados a seguir. Na planilha Aneel, os custos são apresentados para as cinco regiões do Brasil. Para o cálculo dos módulos de manobra foi utilizada a média dessas regiões.

A Tabela 6.3 a seguir apresenta os valores dos módulos de manobra, todos para o arranjo DJM.

Tabela 6.3: Custo dos módulos de manobra

Módulo	Tensão (kV)	Custo (R\$)
Conexão de Capacitor Série (CCS)	500	2.698.482,00
	750	3.480.214,00
	1.000	4.261.945,00
Conexão de Compensador (CC)	500	8.567.287,00
	750	13.535.927,00
	1.000	18.504.567,00
Conexão de Reator de Barra (CRB)	500	7.637.748,00
	750	12.541.006,00
	1.000	17.444.263,00
Conexão de Reator de Linha (CRL)	500	4.959.224,00
	750	7.656.564,00
	1.000	10.353.903,00
Conexão de Transformador (CT)	500	8.183.424,00
	750	12.769.286,00
	1.000	17.355.147,00
Entrada de Linha (EL)	500	9.301.589,00
	750	14.519.342,00
	1.000	19.737.095,00
Interligação de Barras (IB)	500	8.564.022,00
	750	14.519.342,00
	1.000	19.737.095,00

6.7.3 Transformadores

A Tabela 6.4 a seguir apresenta os custos do autotransformador monofásico com comutador sob carga para 500 kV e 750 kV obtidos por meio do banco de preços da Aneel (2015).

Tabela 6.4: Custo para autotransformador monofásico com comutador sob carga (R\$)

MVA	Aneel			Calculado	
	500/345	750/345	750/500	1.000/345	1.000/500
100	9.822.896,00	11.931.986,00	12.508.323,00	14.041.077,00	14.719.286,00
150	11.441.010,00	13.405.703,00	14.059.604,00	15.370.397,00	16.120.131,00
200	12.589.080,00	14.451.323,00	15.160.256,00	16.313.565,00	17.113.854,00
250	13.479.592,00	15.262.368,00	16.013.988,00	17.045.143,00	17.884.559,00
300	14.207.194,00	15.925.040,00	16.711.537,00	17.642.886,00	18.514.224,00
350	14.822.373,00	16.485.321,00	17.301.307,00	18.148.270,00	19.046.568,00
400	15.355.264,00	16.970.659,00	17.812.189,00	18.586.054,00	19.507.687,00
450	15.825.308,00	17.398.758,00	18.262.819,00	18.972.207,00	19.914.409,00
500	16.245.777,00	17.781.704,00	18.665.921,00	19.317.632,00	20.278.225,00

Para a obtenção do valor dos autotransformadores de 1.000/345 kV, foi realizada uma extrapolação linear entre os autotransformadores de 500/345 e 750/345 kV para cada potência (Tabela 6.4). Verificou-se que os autotransformadores de 750/500 são 5% mais caros em relação aos autotransformadores 750/345 kV. Essa relação foi utilizada para o cálculo dos autotransformadores 1.000/500 kV.

As equações de custos para os autotransformadores com comutador são:

$$C_{1.000/345} = 3.278.505,24 \cdot \ln(S) - 1.056.994,093 \quad (\text{R\$})$$

$$C_{1.000/500} = 3.453.902,03 \cdot \ln(S) - 1.186.212,01 \quad (\text{R\$})$$

Onde,

S é a potência aparente do autotransformador monofásico em MVA.

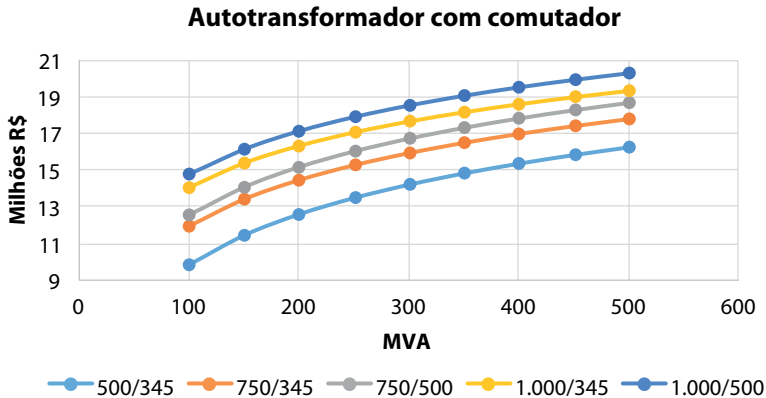


Figura 6.7: Custo de autotransformador monofásico com comutador sob carga

6.7.4 Reatores em derivação

A Tabela 6.5 apresenta os valores de reatores monofásicos em derivação de 500 e 750 kV. A partir desses valores, é realizada uma extrapolação linear e obtido o valor do reator em derivação de 1.000 kV.

Tabela 6.5: Custos de reator em derivação de 500, 750 e 1.000 kV

Mvar	Aneel		Calculado
	500 kV	750 kV	1.000 kV
25	3.926.964,00	4.224.201,00	4.521.438,00
50	5.011.741,00	5.395.759,00	5.779.778,00
75	5.646.294,00	6.081.077,00	6.515.860,00
100	6.096.517,00	6.567.318,00	7.038.119,00
125	6.445.737,00	6.944.475,00	7.443.214,00
150	6.731.070,00	7.252.636,00	7.774.201,00
175	6.972.316,00	7.513.181,00	8.054.046,00
200	7.181.293,00	7.738.876,00	8.296.459,00
225	7.365.624,00	7.937.953,00	8.510.283,00
250	7.530.513,00	8.116.034,00	8.701.555,00
275	7.679.674,00	8.277.127,00	8.874.581,00
300	7.815.847,00	8.424.194,00	9.032.541,00
325	7.941.114,00	8.559.482,00	9.177.851,00
350	8.057.093,00	8.684.740,00	9.312.387,00

Da Tabela 6.5, chega-se na seguinte equação de custos do reator em derivação de 1.000 kV:

$$C_{\text{reator deriv}} = 0,18154 \cdot 10^7 \cdot \ln(Q) - 0,13221 \cdot 10^7 \quad (\text{R\$})$$

Onde,

Q é a potência reativa monofásica do reator em Mvar.

A Figura 6.8, a seguir, apresenta o custo do reator em derivação para 500 kV, 750 kV e 1.000 kV em função da potência reativa.

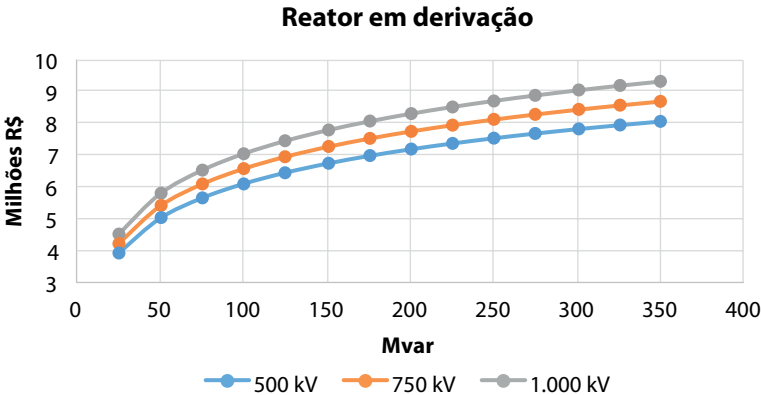


Figura 6.8: Custos de reator em derivação monofásico

6.7.5 Capacitores série

A Tabela 6.6 a seguir apresenta os custos do capacitor série para 500 kV e 750 kV obtidos por meio do banco de preços da Aneel (2015) e o valor calculado para o 1.000 kV.

Tabela 6.6: Custos de capacitor série de 500, 750 e 1.000 kV (uma fase)

Mvar/fase	Aneel		Calculado
	500 kV	750 kV	1.000 kV
100	16.712.703,00	17.529.494,00	18.346.286,00
110	18.337.489,00	19.235.521,00	20.133.552,00
120	19.962.276,00	20.941.547,00	21.920.817,00
130	21.587.063,00	22.647.573,00	23.708.083,00
140	23.211.850,00	24.353.599,00	25.495.348,00

Verifica-se, por meio da Tabela 6.6, que o custo é linear com a potência reativa para as duas tensões.

Para o 1.000 kV, foi realizada uma extrapolação linear para cada potência. A função de custo para o capacitor série (uma fase) é:

$$C_{\text{cap série}} = 178.727 \cdot Q + 473.631 \quad (\text{R\$})$$

Onde,

Q é a potência reativa por fase em Mvar.

A Figura 6.9, a seguir, apresenta o custo do capacitor série para 500 kV, 750 kV e 1.000 kV em função da potência reativa.

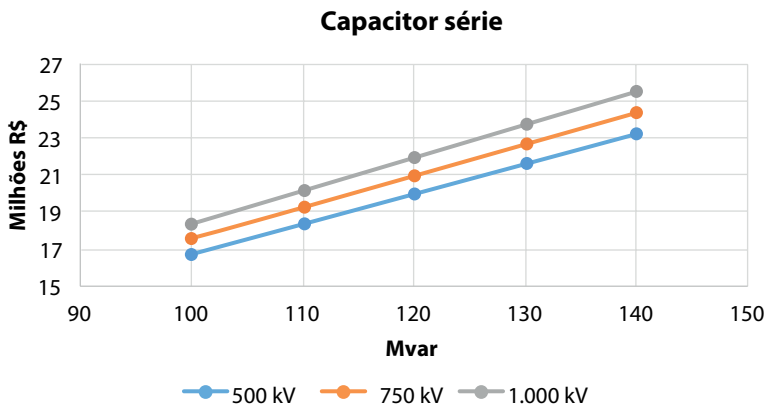


Figura 6.9: Custos de capacitor série (uma fase)

6.7.6 Conversoras de corrente contínua

Para sistemas de transmissão CC, faz-se necessário o calcular o custo das conversoras (retificadora e inversora). Foram calculados os custos para conversoras VSC (*Voltage Source Converter*) e LCC (*Line Commutated Converter*)

O custo das conversoras (LCC) em R\$ é dado por [35]:

$$Custo_{Conv} = Dólar \cdot 1,5 \cdot 0,698 \cdot V^{0,317} \cdot P^{0,557} \cdot 10^6$$

Onde,

V é a tensão (polo-neutro) em kV.

P é a potência do bipolo em MW.

$Dólar$ é a cotação do dólar em reais.

Esse custo é de uma conversora LCC. Para o sistema multiterminal, foi considerado o uso de conversoras VSC. Em um evento patrocinado pelo Cigré em novembro de 2015, no Rio de Janeiro, foi informado que uma conversora VSC custaria aproximadamente 20 % a mais em relação a uma LCC. Esse valor foi utilizado no custo. Já em relação à cotação do dólar, foi utilizado o valor de R\$ 3,05 por dólar, que é o valor leva ao custo das conversoras de Belo Monte, utilizando-se a equação de custos de conversora. Então, a equação de custos da conversora VSC (R\$) é atualizada por:

$$Custo_{ConvVSC} = 1,2 \cdot 3,05 \cdot 1,5 \cdot 0,698 \cdot V^{0,317} \cdot P^{0,557} \cdot 10^6 \quad (\text{R\$})$$

Já o custo para conversora LCC (R\$) é dado por:

$$Custo_{ConvLCC} = 3,05 \cdot 1,5 \cdot 0,698 \cdot V^{0,317} \cdot P^{0,557} \cdot 10^6 \quad (\text{R\$})$$

6.8 Perdas Joule

Os custos das perdas Joule são calculados para as linhas de transmissão, transformadores e conversoras.

6.8.1 Perdas Joule nas linhas CA

As perdas Joule (JL) nas linhas de transmissão (MW/km) são calculadas por:

$$JL_{CA} = 3 \cdot r \cdot I^2 = r \cdot \left(\frac{P}{V_{ff}} \right)^2$$

$$JL_{CA} = \frac{r_0}{S} = \left(\frac{P}{V_{ff}} \right)^2$$

Onde,

r_0 é a resistividade do condutor = 58 Ω MCM/km.

S é a seção do condutor de uma fase em MCM.

V_{ff} é a tensão fase-fase em kV.

P é a potência trifásica em MW.

Nota: Não foram considerados os custos de perda corona em linhas.

O custo das perdas Joule (R\$/ano) é dado por:

$$C_{JL} = (C_p + 8.760 \cdot C_e \cdot l_f) \cdot J_L \quad (\text{R\$/ano})$$

A Tabela 6.2 anterior apresenta os valores adotados para C_p , C_e e l_f e sua definição.

Para os transformadores foi considerado 0,3% da potência passante em cada deles na subestação. As potências em cada transformador foram as obtidas nos fluxos de potência para condição em regime.

6.8.2 Perdas Joule nas linhas CC

As perdas Joule (JL) nas linhas de transmissão (MW/km) são calculadas por:

$$JL_{CC} = \frac{1}{2} \cdot \frac{r}{N \cdot S_1} \cdot \left(\frac{P_{\max}}{V} \right)$$

Onde,

P_{\max} é a potência (bipolo) máxima (MW).

r é a resistividade do alumínio = 58 Ω .MCM/km.

N é o número de subcondutores.

S_1 é a seção de um condutor (MCM) de um polo.

O custo das perdas Joule (R\$/ano) é dado por:

$$C_{JL} = (C_p + 8.760 \cdot C_e \cdot l_f) \cdot JL_{CC}$$

A Tabela 6.2 anterior apresenta os valores adotados para C_p , C_e e l_f .

6.8.3 Perdas Joule nas conversoras

O valor das perdas máximas na conversora (um terminal) será considerado igual a 0,75% da potência total máxima. Logo, o custo (R\$/ano):

$$Custo_{JouleConv} = \frac{0,75}{100} \cdot P_{\max} \cdot 10^3 \cdot (C_p + C_e \cdot 8.760 \cdot l_f)$$

A Tabela 6.2 anterior apresenta os valores adotados para C_p , C_e e l_f .

6.8.4 Perdas Joule nos transformadores

Para as perdas nos transformadores da alternativa de 1.000 kV, foi utilizado um valor de 0,3% da potência que passa por ele. O custo é obtido de forma similar aos demais custos de perdas Joule.

6.9 Avaliação de Investimentos

Para esta avaliação de investimentos foi utilizado o valor presente dos custos anuais no ciclo de vida do sistema de 25 anos.

6.9.1 Linhas de transmissão

Tabela 6.7: Custo das linhas

Alternativa	Descrição	Comprimento LT (km)	Custo das LTs (R\$)
1	1.000 kV (8x795 MCM)	1.320	2.508.213.882,00
2	500 kV (6x795 MCM)	2.640	3.403.535.898,00
3	VSC 600 kV (4x2.300 MCM)	1.320	1.792.084.493,00
4	LCC 800 kV (6x1.590 MCM)	1.400	2.130.113.725,00

Os detalhes dos custos das linhas estão no Anexo 1.

6.9.2 Transformadores de 1.000 kV da Alternativa 1

O custo dos transformadores, como já foi mencionado, foi obtido por meio da extrapolação de valores dos custos de transformadores de 500 kV e 750 kV. Em Milagres é necessário um transformador de 3.000 MVA composto por quatro (3+1) unidades monofásicas de 1.000 MVA, sendo uma unidade de reserva. Já as demais subestações utilizando transformadores de 2.500 MVA e uma unidade de reserva monofásica por subestação. O custo dos transformadores é apresentado na Tabela 6.8 a seguir.

Tabela 6.8: Custo dos transformadores das subestações para Alternativa 1

Subestação	Transformador (MVA)	Valor da unidade monofásica (R\$)	Quantidade de unidades monofásicas	Total (R\$)
Milagres	3.000	22.672.498	4	90.689.991,00
Ourolândia	2.500	22.042.777	4	88.171.108,00
Igaporã	2.500	22.042.777	4	88.171.108,00
Pirapora	2.500	22.042.777	4	88.171.108,00

O valor total de transformadores nas quatro subestações é de R\$ 355.203.316,00.

6.9.3 Subestações

6.9.3.1 Subestações da Alternativa 1

Para a Alternativa 1, os custos são apresentados para cada uma das subestações (Tabela 6.9 a Tabela 6.16).

Tabela 6.9: Setor de 1.000 kV em Milagres

	Qtde	Valor unitário (R\$)	Total (R\$)
MIG + MIM*	1	28.053.793,36	28.053.793,36
Reator <i>shunt</i> (unidades monofásicas de 333 Mvar)	4	9.221.992,94	36.887.971,75
Capacitor série (250 Mvar/fase)	3	45.155.381,00	135.466.143,00
CT	1	17.355.147,43	17.355.147,43
EL	1	19.737.095,12	19.737.095,12
IB	1	19.737.095,12	19.737.095,12
CRL	1	10.353.903,49	10.353.903,49
CCS	1	4.261.945,11	4.261.945,11
Total			271.854.094,38

* MIG = Módulo de Infraestrutura Geral; MIM = Módulos de Infraestrutura de Manobra

Tabela 6.10: Setor de 500 kV em Milagres

	Qtde	Valor unitário (R\$)	Total (R\$)
CT	1	8.183.423,61	8.183.423,61
IB	3	8.564.021,85	25.692.065,55
EL	4	9.301.589,15	37.206.356,60
CRL	2	4.959.223,65	9.918.447,30
Total			81.000.293,06

Tabela 6.11: Setor de 1.000 kV em Ourolândia

	Qtde	Valor unitário (R\$)	Total (R\$)
MIG + MIM*	1	34.379.593,48	34.379.593,48
Reator <i>shunt</i> (unidades monofásicas de 333 Mvar)	7	9.221.992,94	64.553.950,57
Capacitor série (250 Mvar/fase)	6	45.155.381,00	270.932.286,00
CT	1	17.355.147,43	17.355.147,43
EL	2	19.737.095,12	39.474.190,24
IB	2	19.737.095,12	39.474.190,24
CRL	2	10.353.903,49	20.707.806,98
CCS	2	4.261.945,11	8.523.890,22
Total			495.401.055,16

* MIG = Módulo de Infraestrutura Geral; MIM = Módulos de Infraestrutura de Manobra

Tabela 6.12: Setor de 500 kV em Ourolândia

500 kV	Qtde	Valor unitário (R\$)	Total (R\$)
CT	1	8.183.423,61	8.183.423,61
IB	2	8.564.021,85	17.128.043,70
EL	2	9.301.589,15	18.603.178,30
CRL	1	4.959.223,65	4.959.223,65
Total			48.873.869,26

Tabela 6.13: Setor de 1.000 kV em Igaporã

	Qtde	Valor unitário (R\$)	Total (R\$)
MIG + MIM*	1	38.251.367,46	38.251.367,46
Reator <i>shunt</i> (unidades monofásicas de 333 Mvar)	7	9.221.992,94	64.553.950,57
Capacitor série (250 Mvar/fase)	6	45.155.381,00	270.932.286,00
CT	1	17.355.147,43	17.355.147,43
EL	2	19.737.095,12	39.474.190,24
IB	2	19.737.095,12	39.474.190,24
CRL	2	10.353.903,49	20.707.806,98
CCS	2	4.261.945,11	8.523.890,22
Total			499.272.829,14

* MIG = Módulo de Infraestrutura Geral; MIM = Módulos de Infraestrutura de Manobra

Tabela 6.14: Setor de 500 kV em Ourolândia

500 kV	Qtde	Valor unitário (R\$)	Total (R\$)
CT	1	8.183.423,61	8.183.423,61
IB	3	8.564.021,85	25.692.065,55
EL	4	9.301.589,15	37.206.356,60
CRL	2	4.959.223,65	9.918.447,30
Total			81.000.293,06

Tabela 6.15: Setor de 1.000 kV em Pirapora

1.000 kV	Qtde	Valor unitário (R\$)	Total (R\$)
MIG + MIM*	1	36.430.969,14	36.430.969,14
Reator <i>shunt</i> (unidades monofásicas de 333 Mvar)	4	9.221.992,94	36.887.971,75
Capacitor série (250 Mvar/fase)	3	45.155.381,00	135.466.143,00
CT	1	17.355.147,43	17.355.147,43
EL	1	19.737.095,12	19.737.095,12
IB	1	19.737.095,12	19.737.095,12
CRL	1	10.353.903,49	10.353.903,49
CCS	1	4.261.945,11	4.261.945,11
Total			280.230.270,16

* MIG = Módulo de Infraestrutura Geral; MIM = Módulos de Infraestrutura de Manobra

Tabela 6.16: Setor de 500 kV em Pirapora

500 kV	Qtde	Valor unitário (R\$)	Total (R\$)
CT	1	8.183.423,61	8.183.423,61
IB	3	8.564.021,85	25.692.065,55
EL	4	9.301.589,15	37.206.356,60
Total			71.081.845,76

6.9.3.2 Subestações 500 kV da Alternativa 2

Tabela 6.17: Milagres 500 kV

	Qtde	Valor unitário (R\$)	Total (R\$)
MIG + MIM*	1	23.002.731,40	23.002.731,40
Reator <i>shunt</i> (unidades monofásicas de 113 Mvar)	7	6.287.787,68	44.014.513,75
Capacitor série (63 Mvar/fase)	6	10.700.991,31	64.205.947,89
IB	3	8.564.021,85	25.692.065,55
EL	6	9.301.589,15	55.809.534,90
CRL	4	4.959.223,65	19.836.894,60
CCS	2	2.698.482,16	5.396.964,32
Total			237.958.652,41

* MIG = Módulo de Infraestrutura Geral; MIM = Módulos de Infraestrutura de Manobra

Tabela 6.18: Ourolândia 500 kV

	Qtde	Valor unitário (R\$)	Total (R\$)
MIG + MIM*	1	37.925.865,88	37.925.865,88
Reator <i>shunt</i> (unidades monofásicas de 113 Mvar)	13	6.287.787,68	81.741.239,82
Capacitor série (63 Mvar/fase)	12	10.700.991,31	128.411.895,77
IB	3	8.564.021,85	25.692.065,55
EL	6	9.301.589,15	55.809.534,90
CRL	5	4.959.223,65	24.796.118,25
CCS	4	2.698.482,16	10.793.928,64
Total			365.170.648,82

* MIG = Módulo de Infraestrutura Geral; MIM = Módulos de Infraestrutura de Manobra

Tabela 6.19: Igaporã 500 kV

	Qtde	Valor unitário (R\$)	Total (R\$)
MIG + MIM*	1	49.118.216,74	49.118.216,74
Reator <i>shunt</i> (unidades monofásicas de 113 Mvar)	13	6.287.787,68	81.741.239,82
Capacitor série (63 Mvar/fase)	12	10.700.991,31	128.411.895,77
IB	4	8.564.021,85	34.256.087,40
EL	8	9.301.589,15	74.412.713,20
CRL	6	4.959.223,65	29.755.341,90
CCS	4	2.698.482,16	10.793.928,64
Total			408.489.423,48

* MIG = Módulo de Infraestrutura Geral; MIM = Módulos de Infraestrutura de Manobra

Tabela 6.20: Pirapora 500 kV

	Qtde	Valor unitário (R\$)	Total (R\$)
MIG + MIM*	1	49.118.216,74	49.118.216,74
Reator <i>shunt</i> (unidades monofásicas de 113 Mvar)	7	6.287.787,68	44.014.513,75
Capacitor série (63 Mvar/fase)	6	10.700.991,31	64.205.947,89
IB	3	8.564.021,85	25.692.065,55
EL	6	9.301.589,15	55.809.534,90
CRL	2	4.959.223,65	9.918.447,30
CCS	2	2.698.482,16	5.396.964,32
Total			254.155.690,45

* MIG = Módulo de Infraestrutura Geral; MIM = Módulos de Infraestrutura de Manobra

6.9.3.3 Subestações 500 kV da Alternativa 3

Tabela 6.21: Milagres (Retificadora)

	Qtde	Valor unitário (R\$)	Total (R\$)
MIG + MIM*	1	19.271.948,00	19.271.948,00
CT	4	8.183.424,00	32.733.694,00
IB	4	8.564.022,00	34.256.087,00
EL	4	9.301.589,00	37.206.357,00
CRL	2	4.959.224,00	9.918.447,00
Total			133.386.534,00

* MIG = Módulo de Infraestrutura Geral; MIM = Módulos de Infraestrutura de Manobra

Tabela 6.22: Ourolândia (Retificadora)

	Qtde	Valor unitário (R\$)	Total (R\$)
MIG + MIM*	1	17.406.556,00	17.406.556,00
CT	4	8.183.424,00	32.733.694,00
IB	3	8.564.022,00	25.692.066,00
EL	2	9.301.589,00	18.603.178,00
CRL	1	4.959.224,00	4.959.224,00
Total			99.394.718,00

* MIG = Módulo de Infraestrutura Geral; MIM = Módulos de Infraestrutura de Manobra

Tabela 6.23: Igaraporã (Inversora)

	Qtde	Valor unitário (R\$)	Total (R\$)
MIG + MIM*	1	19.271.948,00	19.271.948,00
CT	4	8.183.424,00	32.733.694,00
IB	4	8.564.022,00	34.256.087,00
EL	4	9.301.589,00	37.206.357,00
CRL	2	4.959.224,00	9.918.447,00
Total			133.386.534,00

* MIG = Módulo de Infraestrutura Geral; MIM = Módulos de Infraestrutura de Manobra

Tabela 6.24: Pirapora (Inversora)

	Qtde	Valor unitário (R\$)	Total (R\$)
MIG + MIM*	1	17.406.556,00	17.406.556,00
CT	4	8.183.424,00	32.733.694,00
IB	4	8.564.022,00	34.256.087,00
EL	4	9.301.589,00	37.206.357,00
Total			121.602.694

* MIG = Módulo de Infraestrutura Geral; MIM = Módulos de Infraestrutura de Manobra

6.9.3.4 Subestações 500 kV da Alternativa 4

Tabela 6.25: Retificadora

	Qtde	Valor unitário (R\$)	Total (R\$)
MIG + MIM*	1	19.271.948,00	19.271.948,00
CT	4	8.183.424,00	32.733.694,00
IB	4	8.564.022,00	34.256.087,00
EL	4	9.301.589,00	37.206.357,00
Total			123.468.086

* MIG = Módulo de Infraestrutura Geral; MIM = Módulos de Infraestrutura de Manobra

Tabela 6.26: Inversora

	Qtde	Valor unitário (R\$)	Total (R\$)
MIG + MIM*	1	21.137.340,00	21.137.340,00
CT	4	8.183.424,00	32.733.694,00
IB	4	8.564.022,00	34.256.087,00
EL	4	9.301.589,00	37.206.357,00
Total			125.333.478

* MIG = Módulo de Infraestrutura Geral; MIM = Módulos de Infraestrutura de Manobra

6.9.4 Custo das conversoras

A equação de custos da conversora CC foi apresentada no item 6.7.6.

6.9.4.1 Custos das conversoras da Alternativa 3

Para a determinação do custo das conversoras da Alternativa 3, foram utilizadas as equações do item 6.7.6, acrescidas de 20% conforme descrito nas premissas. Uma vez que as conversoras dessa alternativa são VSC.

Tabela 6.27: Conversoras da Alternativa 3

	Milagres	Ourolândia	Igaporã	Pirapora
Tipo	RVSC*	RVSC	IVSC*	IVSC
Tensão (kV)	600	600	600	600
Potência (MW)	2.000	1.200	1.000	2.200
Quantidade de bipolos	1	1	1	1
Custo total das conversoras (R\$)	1.005.161.226,06	756.251.020,77	683.222.279,19	1.059.964.824,07

* R = Retificador; I = Inversor

6.9.4.2 Custo das conversoras da Alternativa Balizadora

Tabela 6.28: Conversoras da Alternativa 4

	Milagres e Pirapora
Tipo	LCC
Tensão (kV)	800
Potência (MW)	4.000
Quantidade de bipolos	1
Custo total das conversoras (R\$)	2.699.999.999,67

6.9.5 Perdas nas linhas de transmissão

As equações de cálculo das perdas das linhas de transmissão (CC e CA) foram apresentadas nos itens 6.8.1 e 6.8.2.

Da Tabela 6.29 a Tabela 6.32, apresenta-se as perdas anuais para as quatro alternativas.

Tabela 6.29: Perdas anuais nas linhas da Alternativa 1

Trecho	N	V (kV)	S (MCM)	Qtde. circuitos	Comprimento trecho (km)	Potência por trecho e por circuito (MW)	Perdas por trecho (MW/km)	Perdas (MW)	Custo perdas LT (R\$/ano)
Milagres – Ourolândia	8	1.000	795	1	440	1.829	0,0305	13,42	9.054.111,00
Ourolândia – Igarorã	8	1.000	795	1	440	3.217	0,0944	41,52	28.010.477,00
Igarorã – Pirapora	8	1.000	795	1	440	2.178	0,0433	19,03	12.839.087,00
Total de perdas anuais na linha									49.903.675,00

Tabela 6.30: Perdas anuais nas linhas da Alternativa 2

Trecho	N	V (kV)	S (MCM)	Qtde. circuitos	Comprimento trecho (km)	Potência por trecho e por circuito (MW)	Perdas por trecho (MW/km)	Perdas (MW)	Custo perdas LT (R\$/ano)
Milagres – Ourolândia	6	500	795	2	440	820	0,0327	28,78	19.412.203,00
Ourolândia – Igarorã	6	500	795	2	440	1.609	0,1258	110,74	74.694.606,00
Igarorã – Pirapora	6	500	795	2	440	1.041	0,0527	46,38	31.285.894,00
Total de perdas anuais na linha									125.392.702,00

Tabela 6.31: Perdas anuais nas linhas da Alternativa 3

Trecho	N	V (kV)	S (MCM)	Qtde. circuitos	Comprimento trecho (km)	Potência por trecho e por circuito (MW)	Perdas por trecho (MW/km)	Perdas (MW)	Custo perdas LT (R\$/ano)
Milagres – Ourolândia	4	600	2.300	1	440	2.000	0,0350	15,41	10.394.777,00
Ourolândia – Igarorã	4	600	2.300	1	440	3.200	0,0897	39,45	26.610.629,00
Igarorã – Pirapora	4	600	2.300	1	440	2.200	0,0424	18,65	12.577.680,00
Total de perdas anuais na linha									49.583.085,00

Tabela 6.32: Perdas anuais nas linhas da Alternativa Balizadora

Trecho	N	V (kV)	S (MCM)	Qtde. circuitos	Comprimento trecho (km)	Potência por trecho e por circuito (MW)	Perdas por trecho (MW/km)	Perdas (MW)	Custo perdas LT (R\$/ano)
Retificador – Inversor	6	800	1.590	1	1.400	4.000	0,0760	106,39	71.764.969,00

A Tabela 6.33, a seguir, apresenta as perdas totais da linha para 30 anos (valor presente) utilizando-se os valores da Tabela 6.2.

Tabela 6.33: Total das perdas por 30 anos

Alternativa	Custo total (R\$)
1	561.804.757,00
2	1.411.643.875,00
3	558.195.633,00
4	807.914.468,00

6.9.6 Perdas nos transformadores da Alternativa 1

Para as perdas nos transformadores da alternativa de 1.000 kV, foi utilizado um valor de 0,3% da potência que passa por ele. A Tabela 6.34 apresenta as potências pelos transformadores.

Tabela 6.34: Potência (MW) pelos transformadores

Subestação	Potência (MW)
Milagres	1.829
Ourolândia	1.400
Igaporã	1.000
Pirapora	2.161
Total	6.390

A potência total pelos transformadores é de 6.390 MW, o que resulta em 19,17 MW de perdas nos transformadores. A perda nos transformadores é de aproximadamente 0,3% da potência que flui sobre eles, portanto, as perdas nesse caso são de 19,17 MW. Utilizando-se os valores de R\$ 154,00/MWh e fator de perdas de 0,5, conclui-se que o custo anual das perdas é de R\$ 12.930.548,00, resultando em um total de perdas por 30 anos, com juros de 8% aa. (Tabela 6.2), de R\$ 145.569.312,00.

6.9.7 Perdas nas conversoras

O custo das perdas Joule nas conversoras foi apresentado no item 6.8.3. Os valores do custo de energia, fator de perdas e juros são os da Tabela 6.2.

6.9.7.1 Perdas nas conversoras da Alternativa 3

O custo das perdas anuais das conversoras é de R\$ 32.376.960,00. Para 30 anos, o custo total é de R\$ 364.492.801,00.

6.9.7.2 Perdas nas conversoras da Alternativa Balizadora

O custo das perdas anuais das conversoras é de R\$ 40.471.200,00. Para 30 anos, o custo total é de R\$ 455.616.001,00.

6.10 Comparação das Alternativas

A Tabela 6.35, a seguir, apresenta a avaliação de investimentos das três alternativas e da alternativa balizadora.

Tabela 6.35: Avaliação do custo das alternativas

Alternativa	R\$			
	1	2	3	Balizadora
Linhas de transmissão	2.508.213.882,00	3.304.093.874,00	1.792.084.493,00	2.130.113.725,00
Transformadores	355.203.316,00	0	0	0
Subestações	1.828.713.550,00	1.265.774.415,00	407.976.468,00	258.720.012,00
Conversoras	0	0	3.504.599.350,00	2.700.000.000,00
Subtotal equipamentos	4.692.130.748,00	4.569.868.290,00	5.704.660.311,00	5.088.833.737,00
Perdas nas linhas	561.804.757,00	1.411.643.875,00	558.195.633,00	807.914.468,00
Perdas nos transformadores	145.569.312,00	0	0	0
Perdas nas conversoras	0	0	364.492.801,00	455.616.001,00
Total	5.399.504.818,00	5.981.512.165,00	6.627.348.744,00	6.352.364.205,00
Comparação	1,00	1,11	1,23	1,18

Com base nos valores da Tabela 6.35, verifica-se que a Alternativa 1 (1.000 kV) é a que apresenta valor menor. Já a segunda alternativa (500 kV) apresenta valor 11% acima da primeira alternativa. A Alternativa 3 apresenta valor 23% acima da primeira alternativa, (já a alternativa balizadora apresenta valor 18% acima da Alternativa 1). Com isso, a alternativa em 1.000 kV é a Alternativa 1.

6.11 Sensibilidades

Foram realizadas algumas análises de sensibilidade para as alternativas estudadas. Essas análises foram:

- Mudar o fator de perdas de 0,5 para 0,35
- Mudar o cálculo de perdas do bipolo com transmissão 4.000 MW para 3.000 MW e fator de perdas de 0,35
- Cálculo das perdas do bipolo para transmissão de 3.000 MW e fator de perdas de 0,5

6.11.1 Sensibilidade 1

Nessa análise de sensibilidade, o fator de perdas foi alterado para 0,35. A Tabela 6.36 a seguir apresenta o resultado dessa análise.

Tabela 6.36: Avaliação de Investimentos – Fator de Perdas 0,35

Alternativa	R\$			
	1	2	3	Balizadora
Linhas de transmissão	2.508.213.882,00	3.304.093.874,00	1.792.084.496,00	2.130.113.725,00
Transformadores	355.203.316,00	0	0	0
Subestações	1.828.713.550,00	1.265.774.415,00	407.976.468,00	258.720.012,00
Conversoras	0	0	3.504.599.350,00	2.700.000.000,00
Subtotal equipamentos	4.692.130.748,00	4.569.868.290,00	5.704.660.314,00	5.088.833.737,00
Perdas nas linhas	393.263.330,00	988.150.713,00	390.736.943,00	565.540.127,00
Perdas nos transformadores	101.898.519,00	0	0	0
Perdas nas conversoras	0	0	255.144.961,00	318.931.201,00
Total	5.187.292.597,00	5.558.019.002,00	6.350.542.218,00	5.973.305.065,00
Comparação	1,00	1,07	1,22	1,15

Com o fator de perdas alterado para 0,35, a diferença entre as alternativas 2, 3 e balizadora com relação a Alternativa 1 diminuiu.

6.11.2 Sensibilidade 2

Nessa análise de sensibilidade, a alternativa balizadora apresenta potência de 3.000 MW e o fator de perdas de 0,35. A Tabela 6.37 a seguir apresenta o resultado dessa análise.

Tabela 6.37: Avaliação de investimentos – Bipolo de 3.000 MW e Fator de Perdas 0,35

Alternativa	R\$			
	1	2	3	Balizadora
Linhas de transmissão	2.508.213.882,00	3.304.093.874,00	1.792.084.496,00	2.130.113.725,00
Transformadores	355.203.316,00	0	0	0
Subestações	1.828.713.550,00	1.265.774.415,00	407.976.468,00	258.720.012,00
Conversoras	0	0	3.504.599.350,00	2.300.238.604,00
Subtotal equipamentos	4.692.130.748,00	4.569.868.290,00	5.704.660.314,00	4.689.072.341,00
Perdas nas linhas	393.263.330,00	988.150.713,00	390.736.943,00	318.116.322,00
Perdas nos transformadores	101.898.519,00	0	0	0
Perdas nas conversoras	0	0	255.144.961,00	239.198.401,00
Total	5.187.292.597,00	5.558.019.002,00	6.350.542.218,00	5.246.387.063,00
Comparação	1,00	1,07	1,22	1,01

Nessa análise, a diferença entre a alternativa balizadora e Alternativa 1 diminuiu mais ainda, porém a Alternativa 1 ainda apresenta menor valor.

6.11.3 Sensibilidade 3

Nessa análise de sensibilidade, a alternativa balizadora apresenta potência de 3.000 MW e o fator de perdas de 0,5. A Tabela 6.38, a seguir, apresenta o resultado dessa análise.

Tabela 6.38: Avaliação de investimentos – Bipolo de 3.000 MW e Fator de Perdas 0,5

Alternativa	R\$			
	1	2	3	Balizadora
Linhas de transmissão	2.508.213.882,00	3.304.093.874,00	1.792.084.496,00	2.130.113.725,00
Transformadores	355.203.316,00	0	0	0
Subestações	1.828.713.550,00	1.265.774.415,00	407.976.468,00	258.720.012,00
Conversoras	0	0	3.504.599.350,00	2.300.238.604,00
Subtotal equipamentos	4.692.130.748,00	4.569.868.290,00	5.704.660.314,00	4.689.072.341,00
Perdas nas linhas	561.804.757,00	1.411.643.875,00	558.195.633,00	454.451.888,00
Perdas nos transformadores	145.569.312,00	0	0	0
Perdas nas conversoras	0	0	364.492.801,00	341.712.001,00
Total	5.399.504.818,00	5.981.512.165,00	6.627.348.748,00	5.485.236.230,00
Comparação	1,00	1,13	1,25	1,02

Nessa análise, a diferença entre a alternativa balizadora e Alternativa 1 aumentou mais um pouco em relação a análise de sensibilidade anterior.

Com base nos valores de investimento calculados, verifica-se que a alternativa de referência (1.000 kV CA) apresenta menor valor mesmo considerando-se os estudos de sensibilidade. Com base nesses resultados, a alternativa de referência está justificada.

7. Descrição da Alternativa de Referência 1.000 kV

Nesse item será apresentada uma descrição da alternativa de referência: transmissão em 1.000 kV CA.

7.1 Linha de Transmissão

A linha de transmissão da alternativa de referência possui extensão de 1.320 km divididos em três trechos de 440 km.

A Figura 7.1 apresenta a geometria típica considerada nos cálculos dos parâmetros elétricos.

Trata-se de uma torre autoportante, sendo que alternativas como a monomastro, estaiada e trapézio foram também estudadas.

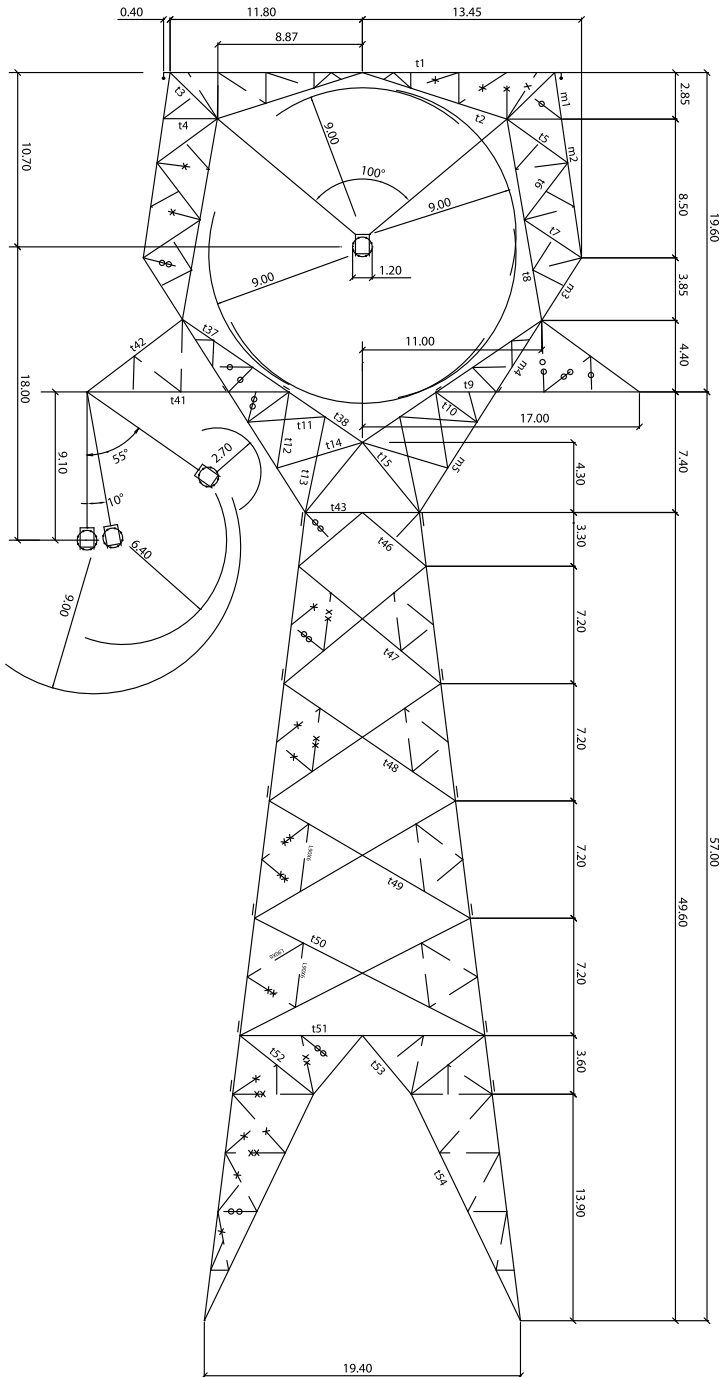


Figura 7.1: Geometria típica da linha de 1.000 kV

A Figura 7.2 a seguir apresenta a distribuição dos subcondutores por fase.

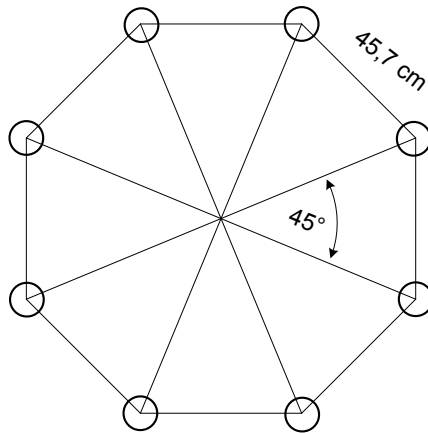


Figura 7.2: Feixe de subcondutores 795 MCM

O condutor indicado é o ACSR (cabo de alumínio com alma de aço) 795 MCM (Tern), em feixe com 8 subcondutores por fase.

- Diâmetro nominal condutor completo: 27,03 mm.
- Diâmetro alma de aço: 6,75 mm.
- Resistência CC a 20°C: 0,07192 Ω /km/cond.

A Tabela 7.1 a seguir apresenta a distribuição espacial dos condutores e cabos para-raios.

Tabela 7.1: Distribuição espacial dos condutores e cabos para-raios

	Altura (m)	Espaçamento horizontal (m)	Altura no meio do vão (m)
Fases A e C	47,9	17	25,9
Fase B	65,9	0	43,9
Cabos para-raios	76,6	11,8	59

Com os dados apresentados acima, e utilizando-se o programa ATP (*Alternative Transient Program*), chega-se aos parâmetros da linha que são apresentados na Tabela 7.2 a seguir.

Tabela 7.2: Parâmetros da linha da alternativa de referência

r_1 (Ω m/km)	x_1 (Ω m/km)	c_1 (nF/km)	r_0 (Ω m/km)	x_0 (Ω m/km)	c_0 (nF/km)
0,00969	0,30679	14,193	0,30270	1,16895	8,65

7.1.1 Carregamento inicial e final em regime normal e em emergência

A Tabela 7.3 mostra os carregamentos dos trechos 1.000 kV, em regime e em emergência, no cenário de carga pesada Norte Úmido, considerando um aumento de 5.500 MW na geração da região Nordeste, em relação ao PDE 2024.

Tabela 7.3: Carregamento (MW) das linhas 1.000 kV. Alternativa de referência. Carga pesada

PDE 2024 Carga pesada – Norte Úmido	Trecho Milagres III – Ourolândia III	Trecho Ourolândia III – Igarorã IV	Trecho Igarorã IV – Pirapora III
Regime	1.829	3.217	2.178
Contingências			
Abertura da linha 500kV entre Gentio do Ouro II e Bom Jesus da Lapa II	1.863	3.561	2.221
Abertura da linha 500kV entre Bom Jesus da Lapa II e Janaúba 3	1.864	3.322	2.294
Abertura simples da linha 500kV entre Juazeiro III e Ourolândia III	2.142	3.048	2.103
Abertura da linha 500kV entre Morro do Chapéu II e Sapeaçu	1.636	3.533	2.239
Abertura da linha 500kV entre Igarorã IV e Janaúba 3	1.808	3.175	2.370
Abertura da linha 500kV entre Janaúba III e Ribeirão das Neves	1.816	3.203	2.373
Abertura da linha 500kV entre Ribeirão das Neves e Itabira 5	1.788	3.136	2.091
Abertura da linha 500kV entre Silvânia e Emborcação	1.880	3.300	2.255
Abertura da linha 500kV entre Silvânia e Itumbiara	1.876	3.293	2.243
Abertura da linha 500kV entre Silvânia e Trindade	1.866	3.277	2.227
Sáida do transformador 1000/500 kV de Milagres III	0	2.375	1.869
Sáida do transformador 1000/500 kV de Ourolândia III	2.523	2.499	1.945
Sáida do transformador 1000/500 kV de Igarorã IV	1.607	2.698	2.671
Sáida do transformador 1000/500 kV de Pirapora III	1.488	2.502	0
Perda de um polo do Bipolo B, com sobrecarga no outro polo	1.903	3.314	2.251
Abertura da linha 1000 kV entre Milagres III e Ourolândia III	0	2.382	1.872
Abertura da linha 1000 kV entre Ourolândia III e Igarorã IV	405	0	1.106
Abertura da linha 1000 kV entre Igarorã IV e Pirapora III	1.486	2.500	0

A Tabela 7.4 mostra os carregamentos dos trechos 1.000 kV, em regime e em emergência, no cenário de carga leve Norte Úmido, considerando o mesmo aumento de geração do caso de carga pesada.

Tabela 7.4: Carregamento (MW) das linhas 1.000 kV. Alternativa de referência. Carga leve

PDE 2024 Carga leve – Norte Úmido	Trecho Milagres III – Ourolândia III	Trecho Ourolândia III – Igaporã IV	Trecho Igaporã IV – Pirapora III
Regime	1.430	2.579	1.687
Contingências			
Abertura da linha 500 kV entre Gentio do Ouro e Bom Jesus da Lapa	1.453	2.860	1.723
Abertura da linha 500 kV entre Bom Jesus da Lapa e Janaúba	1.457	2.661	1.771
Abertura simples da linha 500 kV entre Juazeiro e Ourolândia 3	1.719	2.429	1.623
Abertura da linha 500 kV entre Morro do Chapéu e Sapeaçu	1.273	2.831	1.737
Abertura da linha 500 kV entre Igaporã 4 e Janaúba 3	1.413	2.546	1.828
Abertura da linha 500 kV entre Janaúba 3 e Ribeirão das Neves	1.418	2.566	1.824
Abertura da linha 500 kV entre Ribeirão das Neves e Itabira 5	1.399	2.517	1.621
Abertura da linha 500 kV entre Silvânia e Emborcação	1.474	2.651	1.748
Abertura da linha 500 kV entre Silvânia e Itumbiara	1.469	2.642	1.735
Abertura da linha 500 kV entre Silvânia e Trindade	1.461	2.629	1.724
Saída do transformador 1.000/500 kV de Milagres	0	1.940	1.460
Saída do transformador 1.000/500 kV de Ourolândia 3	2.007	1.991	1.506
Saída do transformador 1.000/500 kV de Igaporã 4	1.242	2.136	2.118
Saída do transformador 1.000/500 kV de Pirapora 3	1.164	2.015	0
Perda de um polo do Bipolo B, com sobrecarga no outro polo	1.504	2.674	1.754
Abertura da linha 1.000 kV entre Milagres e Ourolândia 3	0	1.946	1.461
Abertura da linha 1.000 kV entre Ourolândia 3 e Igaporã 4	296	0	859
Abertura da linha 1.000 kV entre Igaporã 4 e Pirapora 3	1.164	2.017	0

Por outro lado, visando ampliação futura do uso, a linha deve ser considerada para operar com as seguintes cargas máximas:

- 4.600 MVA em regime
- 6.300 MVA em emergência de 30 minutos

7.1.2 Compensação reativa em derivação

A compensação reativa utilizada é de 85%, fixa, portanto com potência de 333 Mvar/fase e por terminal 1.000 kV.

7.1.3 Compensação reativa série

A compensação série utilizada na alternativa de referência é de 50%, com 25% por terminal. A potência é de 250 Mvar/fase e por terminal.

7.2 Subestações

7.2.1 Arranjo de barramento

De acordo com os Procedimentos de Rede, Submódulo 2.3, para tensão igual ou superior a 345 kV, o arranjo deve ser de barra dupla com disjuntor e meio. A Figura 7.3 a seguir apresenta o layout unifilar simplificado da alternativa de referência com a configuração atual e futura expansão.

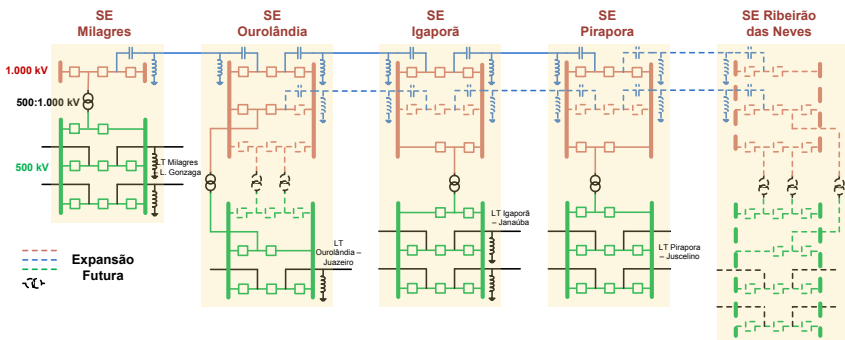


Figura 7.3: Layout da alternativa de referência

7.2.2 Área necessária para novas subestações

A área necessária para as novas subestações foi obtida através da Brochura Técnica 32 do Cigré. A área é de 165.000 m² para uma subestação isolada a ar com espaço para duas linhas (expansão futura) e três transformadores.

O projeto contempla também subestação isolada a SF6 (1.000 e 500 kV) e, nesse caso, o arranjo poderá ser diferente desde que não resulte em prejuízo do índice de confiabilidade.

7.2.3 Macro-localização da subestação Milagres

Subestação nova, localizada no sul do Ceará. Está a cerca de 400 km de Fortaleza/CE e a 430 km de Natal/RN, favorecendo expansão futura do sistema em 1.000 kV e conexão ao potencial eólico do leste do nordeste brasileiro.

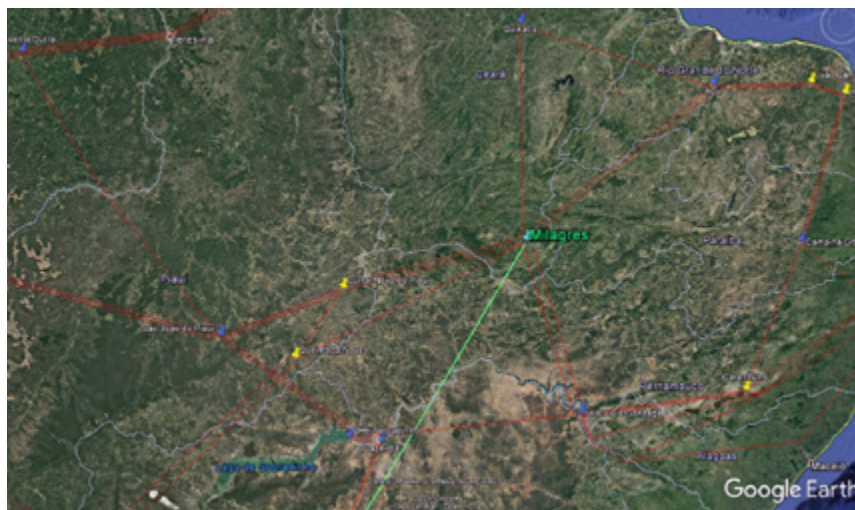


Figura 7.4: Macro-localização da subestação Milagres

7.2.4 Macro-localização da subestação Ourolândia

Subestação nova, localizada no centro da Bahia, favorecendo conexão ao potencial eólico do centro da Bahia e escoamento do potencial do leste do Nordeste.



Figura 7.5: Macro-localização da subestação Ourolândia

7.2.5 Macro-localização da subestação Igaporã

Subestação nova, localizada no sul da Bahia e num centro de potencial eólico, favorecendo conexão a este e escoamento para o sudeste.



Figura 7.6: Macro-localização da subestação Igaporã

7.2.6 Macro-localização da subestação Pirapora

Subestação nova, localizada no centro de Minas Gerais próximo de Belo Horizonte.



Figura 7.7: Macro-localização da subestação Pirapora

7.2.7 Macro-localização da subestação Ribeirão das Neves

Subestação nova, localizada ao norte de Belo Horizonte. Essa subestação poderá vir a fazer parte da expansão da alternativa de referência.



Figura 7.8: Macro-localização da subestação Ribeirão das Neves

7.2.8 Unidades transformadoras

A Tabela 7.5 a seguir apresenta os dados dos transformadores.

Tabela 7.5: Unidades transformadoras (unidades monofásicas)

Subestação	Potência do banco (MVA)	Tensões nos enrolamentos P, S (kV)	Derivação (%)	Impedância PS (%)
Milagres	3.000	1.000/500	$\pm 15 \times 0,5\%$	14
Ourolândia	2.550	1.000/500	$\pm 15 \times 0,5\%$	14
Igaporã	2.550	1.000/500	$\pm 15 \times 0,5\%$	14
Pirapora	2.550	1.000/500	$\pm 15 \times 0,5\%$	14
Ribeirão das Neves *	2.550	1.000/500	$\pm 15 \times 0,5\%$	14

* A subestação de Ribeirão das Neves poderá vir a fazer parte de uma expansão futura da alternativa de referência

** Deverá ser incluída uma unidade monofásica de reserva em cada subestação

A tensão do terciário dos transformadores (provável 138 kV) ainda não foi definida e aguarda reuniões com os fabricantes dos equipamentos. A maior limitação para escolha desses valores está no peso máximo de transporte estimado em 270 ton para 850 MVA.

A impedância (1.000 – 500 kV) dos transformadores é de 14% na sua base nominal.

8. Expansão Futura da Alternativa 1.000 kV

A alternativa inicial é composta por uma linha de 1.000 kV CA ligando as subestações Milagres, Ourolândia, Igaporã e Pirapora com 1.320 km de extensão. Essa alternativa foi concebida levando em consideração as conclusões dos estudos da EPE sobre o gargalo na transmissão devido ao aumento do potencial eólico e fotovoltaico na região Nordeste. Para a inserção desse sistema, foi utilizado nos estudos os dados do PDE 2024, com aumento de 5.500 MW de geração em localidades de grande potencial eólico e fotovoltaico.

A análise da possível expansão da alternativa inicial foi realizada em duas etapas:

1. Inserção de mais um trecho de um circuito de 300 km ligando as subestações Pirapora a Ribeirão das Neves, com o mesmo cenário de geração anterior, ou seja, com um outro aumento adicional de 5.500 MW em relação ao PDE 2024.

2. Inserção adicional do caso acima de mais um trecho de circuito simples ligando as subestações Ourolândia, Igaporã, Pirapora e Ribeirão das Neves. Essa expansão foi estudada com um aumento de mais 5.500 MW em relação ao cenário anterior, ou seja, essa expansão conta com aumento de 11.000 MW de geração em relação ao PDE 2024. A Figura 8.1 mostra os locais onde foram feitos os aumentos de geração.

Por conta da sobrecarga observada nas linhas de 500 kV de alguns trechos, no caso mostrado na Figura 8.1, foi feito um reforço no 500 kV (mostrado em amarelo), por meio de um circuito adicional nos seguintes trechos:

- Ourolândia – Ourolândia III 500 kV
- Ourolândia III – Juazeiro 500 kV
- Milagres II – Santa Luzia
- Santa Luzia – Campina Grande

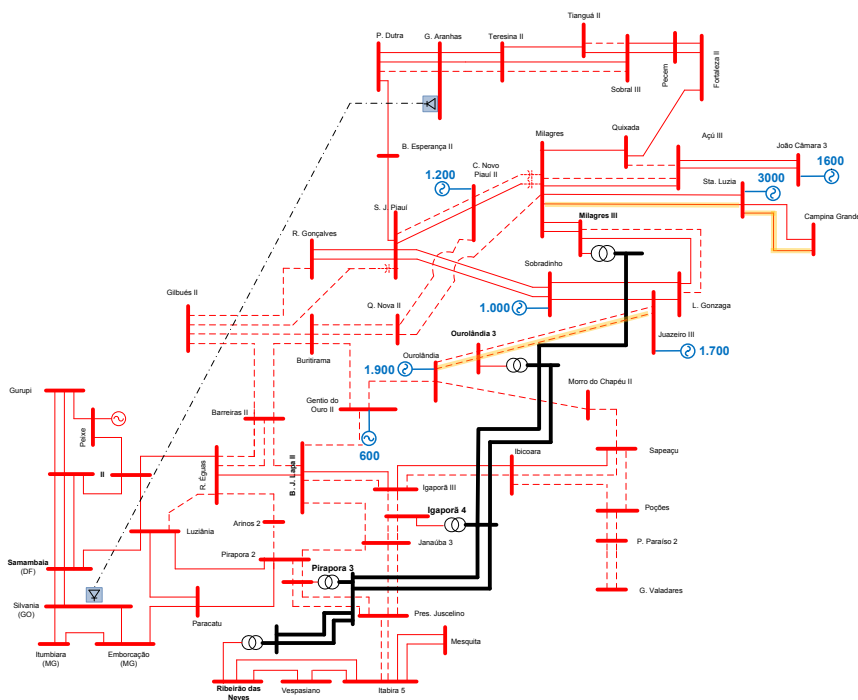


Figura 8.1: Localização do aumento de 11.000 MW na geração Nordeste

8.1 Avaliação de Desempenho para Expansão

8.1.1 Estudos de fluxo de potência

Neste item, são apresentados os resultados do fluxo de potência em regime e em contingência, em um cenário de carga pesada Norte Úmido, dos seguintes casos:

- Sistema 1.000 kV com quatro trechos e um circuito por trecho, considerando um aumento de geração na região Nordeste de 5.500 MW, em relação ao PDE 2024.
- Sistema 1.000 kV com quatro trechos, com um e dois circuitos por trecho, considerando um aumento de geração na região Nordeste de 11.000 MW, em relação ao PDE 2024.

Com o intuito de avaliar o desempenho das alternativas, foram aplicadas várias contingências, observando o impacto delas na rede existente, e também os efeitos do reforço do sistema em 1.000 kV sobre a região central da Bahia e norte de Minas Gerais. As principais condições avaliadas foram:

- Abertura da linha 500 kV entre Gentio do Ouro e Bom Jesus da Lapa;
- Abertura da linha 500 kV entre Bom Jesus da Lapa e Janaúba;
- Abertura da linha 500 kV entre Juazeiro e Ouro-lândia;
- Abertura da linha 500 kV entre Morro do Chapéu e Sapeaçu;
- Abertura da linha 500 kV entre Igaporã e Janaúba;
- Abertura da linha 500 kV entre Janaúba e Ribeirão das Neves;
- Abertura da linha 500 kV entre Ribeirão das Neves e Itabira;
- Abertura da linha 500 kV entre Silvânia e Emborcação;
- Abertura da linha 500 kV entre Silvânia e Itumbiara;
- Abertura da linha 500 kV entre Silvânia e Trindade;
- Saída de Transformadores 1.000/500 kV
- Perda de um polo do Bipolo B, com sobrecarga no outro polo
- Abertura dos trechos em 1.000 kV;

8.1.1.1 Sistema 1.000 kV com 4 trechos e 1 circuito por trecho

O sistema em 1.000 kV analisado nesse item é composto pela alternativa inicial e por um adicional quarto trecho de 300 km, ligando Pirapora a Ribeirão das Neves. A interconexão da linha de 1.000 kV ao 500 kV de Ribeirão das Neves é feita por meio de três transformadores de 1.000/500 kV, com 2.500 MVA.

a) Suporte Reativo

O suporte reativo capacitivo adicional é necessário em outras barras do SIN, para garantir que as tensões se mantenham dentro dos limites admissíveis nessas regiões durante algumas contingências. Os seguintes bancos de capacitores em derivação foram alocados.

- 400 Mvar em Ribeirão das Neves 500 kV
- 40 Mvar em Governador Valadares 230 kV

Durante algumas contingências, principalmente as do 1º e 2º Trecho da linha 1.000 kV, foi observada a necessidade de reativo indutivo na região de Ribeirão das Neves e de Governador Valadares, cerca de 900 Mvar e 400 Mvar respectivamente, que pode ser resolvida com a ligação dos bancos em derivação já previstos.

b) Resultados das simulações

Para o caso de Carga Pesada – Norte Úmido (PDE 2024), a Tabela 8.1 a seguir resume os fluxos de potência ativa em regime pelas linhas 1.000 kV.

Tabela 8.1: Fluxos (MW) nos trechos de linha 1.000 kV (carga pesada)

Barra DE	Barra PARA	Fluxo (MW)
Milagres	Ourolândia	2.110
Ourolândia	Igaporã	3.791
Igaporã	Pirapora	3.719
Pirapora	Ribeirão das Neves	4.062

Na Figura 8.2, são apresentados os fluxos nas linhas 1.000 kV e da rede de 500 kV próxima, para o caso em regime.

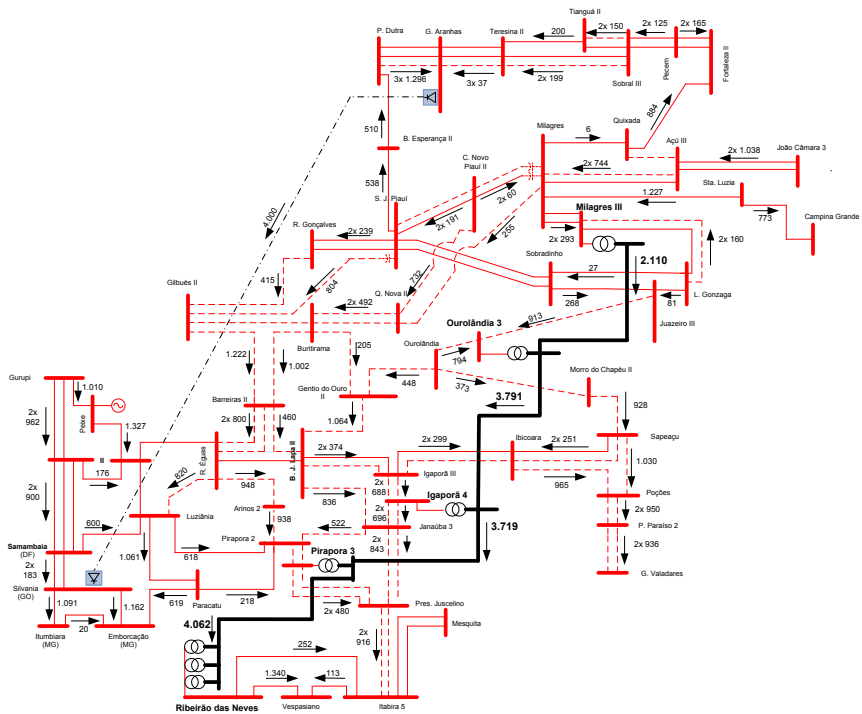


Figura 8.2: Fluxo de potência (MW) em regime

É possível observar que o acréscimo do quarto trecho contribui para o aumento do carregamento do sistema 1.000 kV, o segundo trecho que anteriormente se mostrou o mais carregado com 3.217 MW, passou a ter 3.791 MW com a inclusão do quarto trecho que, por sua vez, possui um carregamento de 4.062 MW. O trecho entre Pirapora e Ribeirão das Neves contribui ainda para aliviar o carregamento do 500 kV da região.

Em todas as contingências simuladas, as tensões e carregamentos das linhas ficaram dentro dos limites de emergência. Nas contingências da linha 1.000 kV, os fluxos são redistribuídos pelo sistema através das linhas de 500 kV.

A seguir são mostrados alguns resultados das contingências realizadas, com foco no sistema de 1.000 kV.

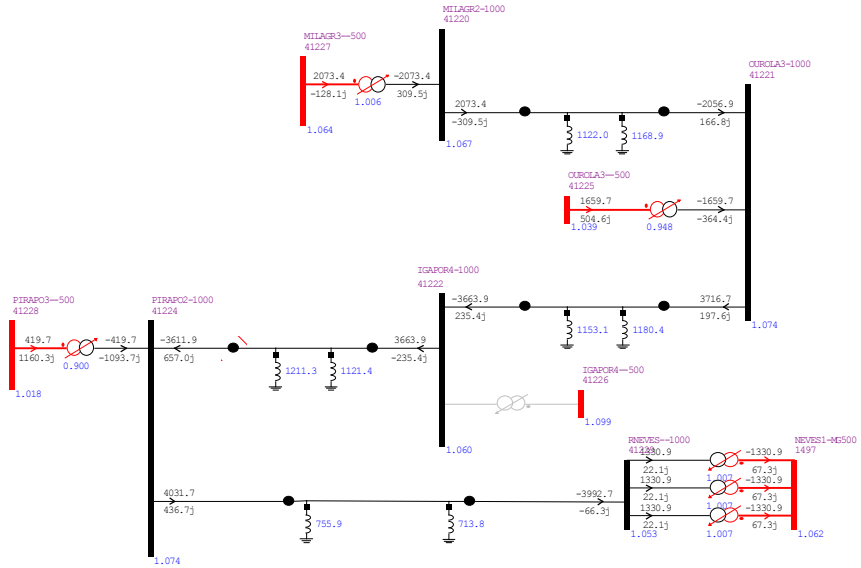


Figura 8.5: Fluxo de potência na perda do transformador de Igaporã

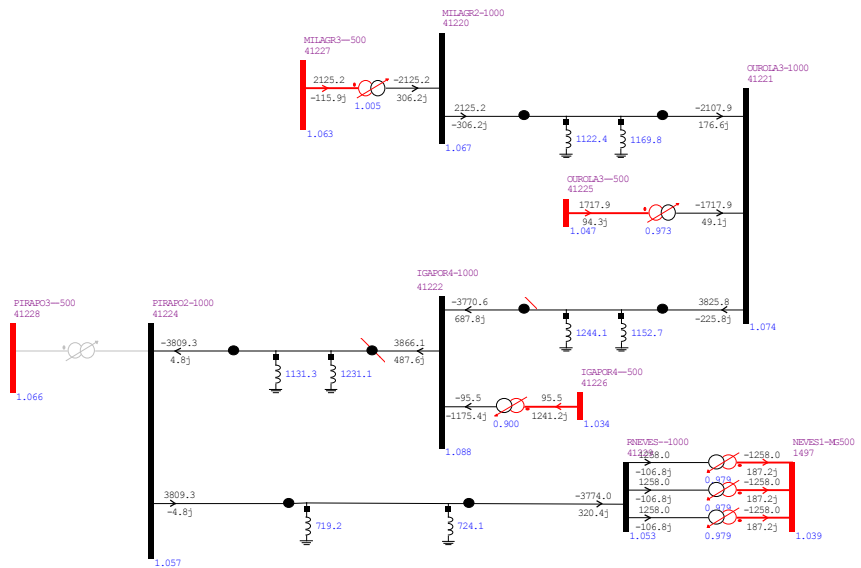


Figura 8.6: Fluxo de potência na perda do transformador de Pirapora

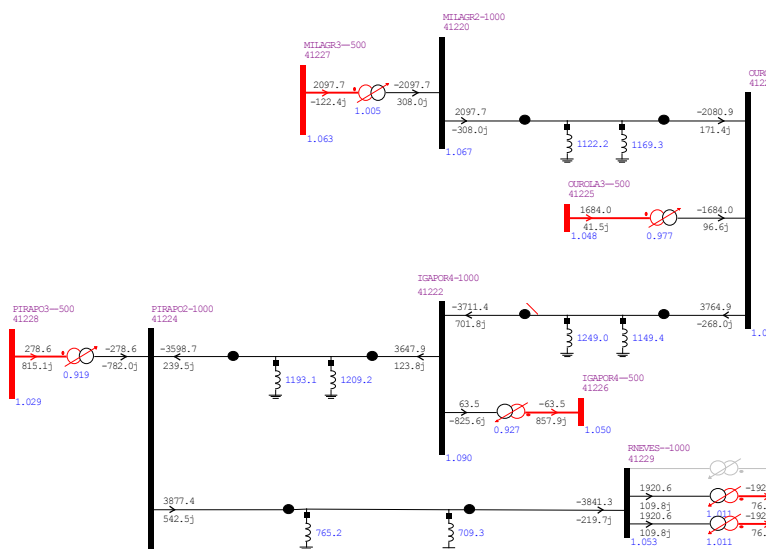


Figura 8.7: Fluxo de potência na perda de um dos transformadores de Ribeirão das Neves

b2) Saída de linhas de 1.000 kV

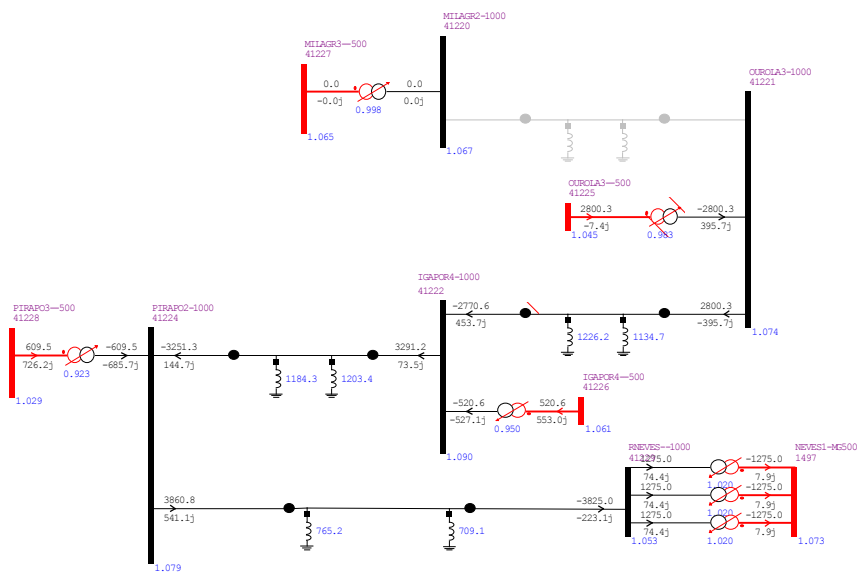


Figura 8.8: Fluxo de potência na saída do trecho Milagres – Ourolândia

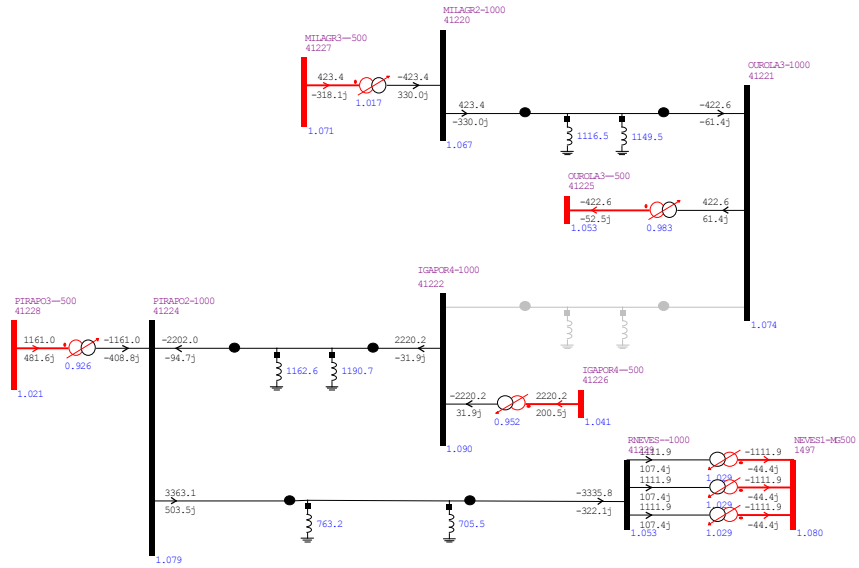


Figura 8.9: Fluxo de potência na saída do trecho Ouarolândia – Igaporã

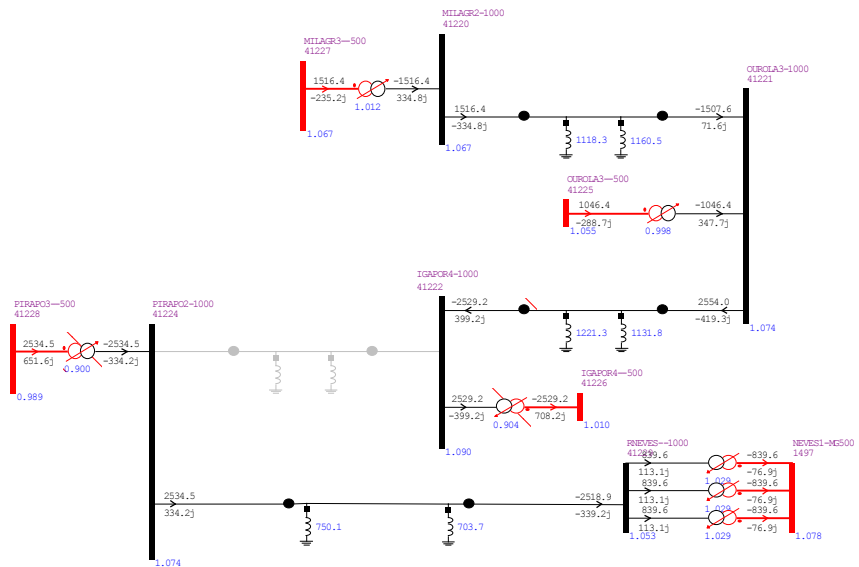


Figura 8.10: Fluxo de potência na saída do trecho Igaporã – Pirapora

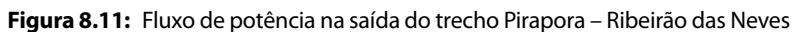


Figura 8.12: Fluxo de potência no 1.000 kV após a saída de um polo do bipolo B

8.1.1.2 Sistema 1.000 kV com 4 trechos e 3 deles com 2 circuitos

Neste item, a geração na região Nordeste foi aumentada para 11.000 MW em relação ao PDE 2024, o dobro dos itens anteriores, para representação de um cenário futuro de geração na região NE, mas em um horizonte mais distante do que nos casos anteriores. Para tal cenário, considerou-se a ampliação do sistema 1.000 kV com quatro trechos, sendo que os trechos entre Ourolândia – Igaporã, Igaporã– Pirapora e Pirapora – Ribeirão das Neves, apresentam dois circuitos 1.000 kV. Assim como no item anterior, a interconexão da linha de 1.000 kV ao 500 kV de Ribeirão das Neves é feita por meio de três transformadores de 1.000/500 kV, com 2.500 MVA cada. Para esse caso, foi necessário o acréscimo de dois transformadores na subestação de Ourolândia, com as mesmas configurações dos transformadores de Ribeirão das Neves.

Por conta da sobrecarga observada nas linhas de 500 kV de alguns trechos, nesse caso, foi feito um reforço no 500 kV por meio da adição de um circuito em trechos existentes nos casos, sendo eles:

- Ourolândia – Ourolândia III 500 kV
- Ourolândia III – Juazeiro 500 kV
- Milagres II– Santa Luzia
- Santa Luzia – Campina Grande

a) Suporte Reativo

O suporte reativo capacitivo adicional é necessário em outras barras do SIN, para garantir que as tensões se mantenham dentro dos limites admissíveis nessas regiões durante algumas contingências. Os seguintes bancos de capacitores shunt foram alocados.

- 660 Mvar em Ribeirão das Neves 500 kV
- 200 Mvar em Governador Valadares 230 kV

Observou-se também a necessidade de 730 Mvar na região de Silvânia (GO) durante contingência e de 240 Mvar no caso base.

b) Resultados das simulações

Para o caso de Carga Pesada – Norte Úmido (PDE 2024), considerando um aumento de 11.000 MW na geração da região Nordeste a Tabela 8.2, a seguir, resume os fluxos de potência ativa em regime pelas linhas 1.000 kV, considerando quatro trechos e um e dois circuitos por trecho.

Tabela 8.2: Fluxos (MW) nos trechos de linha de 1.000 kV (carga pesada)

Barra DE	Barra PARA	Fluxo (MW)
Milagres	Ourolândia	2.605
Ourolândia	Igaporã	6.960
Igaporã	Pirapora	6.672
Pirapora	Ribeirão das Neves	6.352

A Figura 8.13 apresenta os fluxos nas linhas de 1.000 kV e da rede de 500 kV próxima, para o caso em regime (carga pesada).

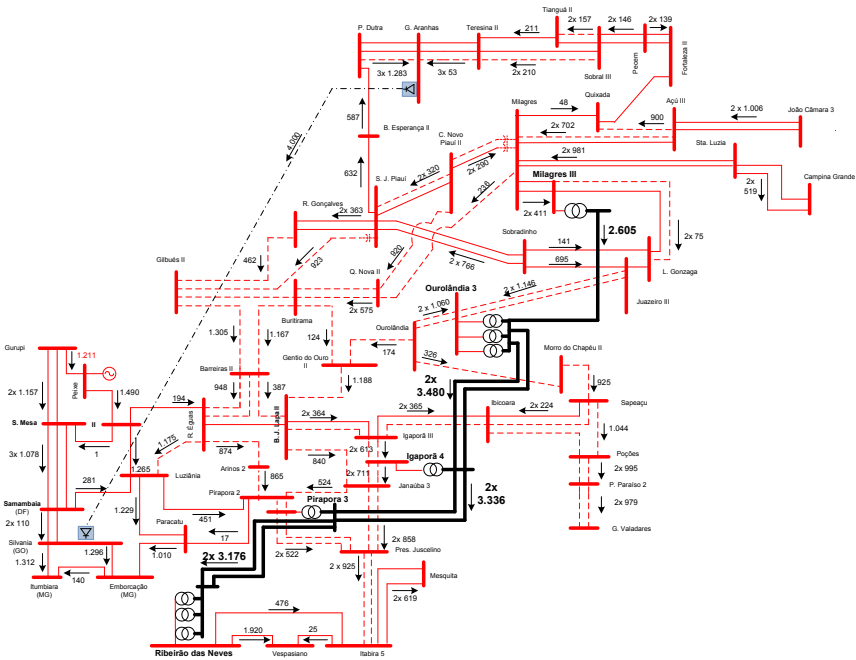


Figura 8.13: Fluxo de potência (MW) em regime

Conforme mostra a Figura 8.13, o carregamento da linha 1.000 kV é significativo em todos os trechos, mas principalmente no segundo (6.960 MW) e terceiro (6.672 MW).

Em todas as contingências simuladas, as tensões e carregamentos das linhas ficaram dentro dos limites de emergência. Nas contingências da linha 1.000 kV, parte dos fluxos é redistribuída pelo sistema através das linhas de 500 kV. O maior carregamento encontrado em uma linha de 1.000 kV durante contingência foi de 5.929 MW no trecho entre Ourolândia e Igaporã, na contingência da segunda linha 1.000 kV desse trecho.

A seguir, são mostrados alguns resultados das contingências realizadas, com foco no sistema de 1.000 kV.

b1) Saída de Transformadores 500/1.000 kV

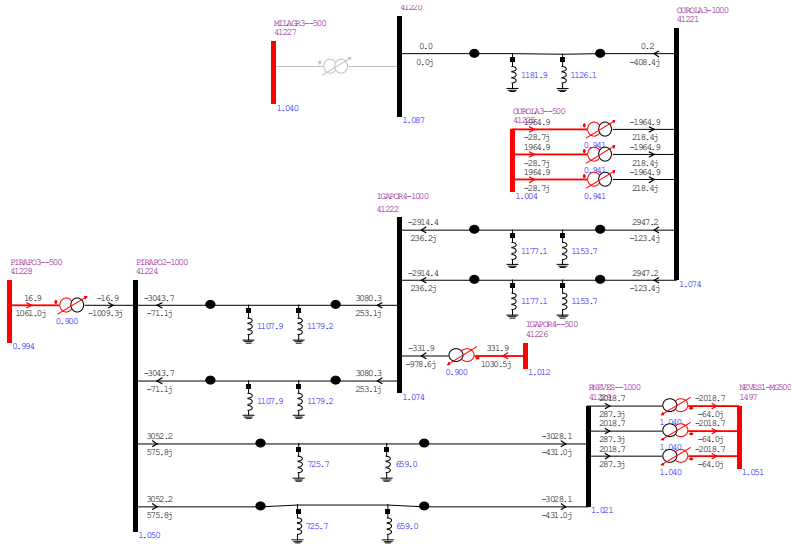


Figura 8.14: Fluxo de potência na perda do transformador de Milagres

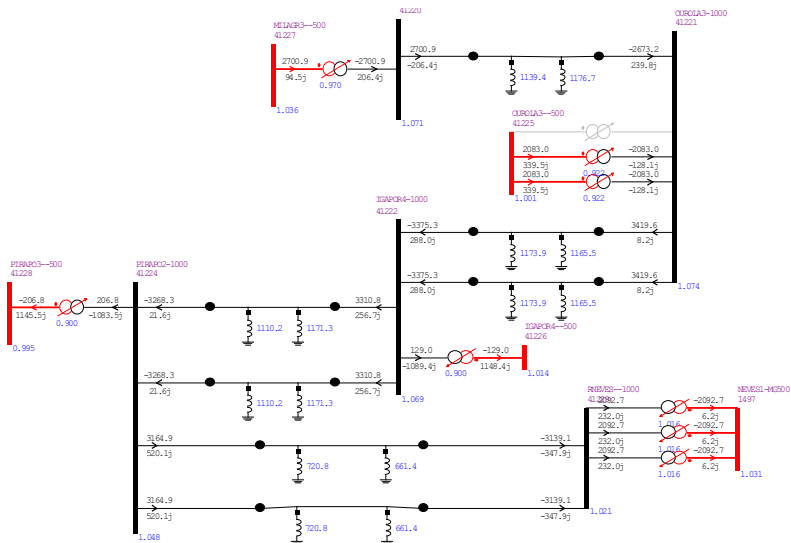


Figura 8.15: Fluxo de potência na perda de um dos transformadores de Ouralândia

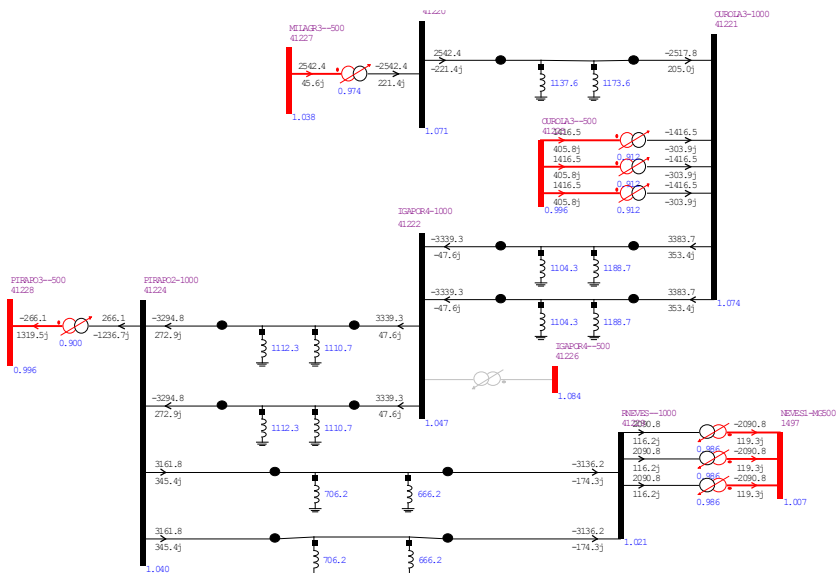


Figura 8.16: Fluxo de potência na perda do transformador de Igaporã

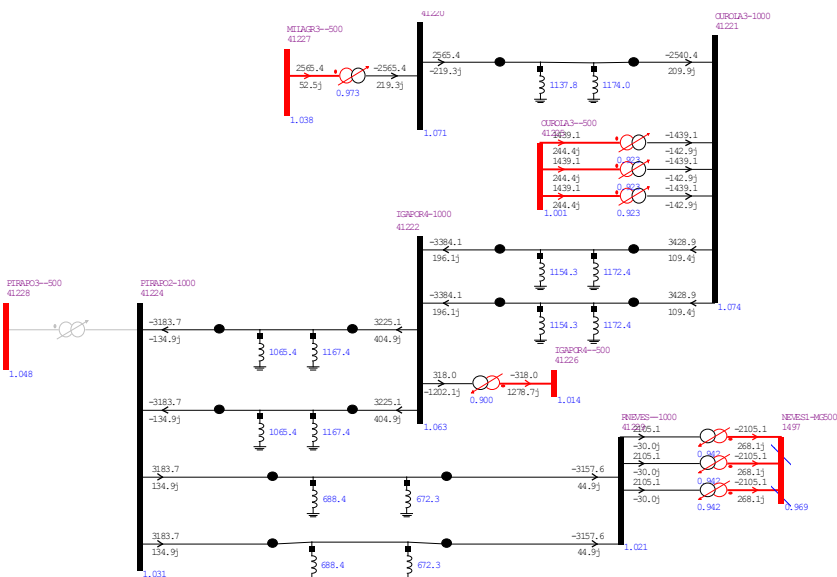


Figura 8.17: Fluxo de potência na perda do transformador de Pirapora

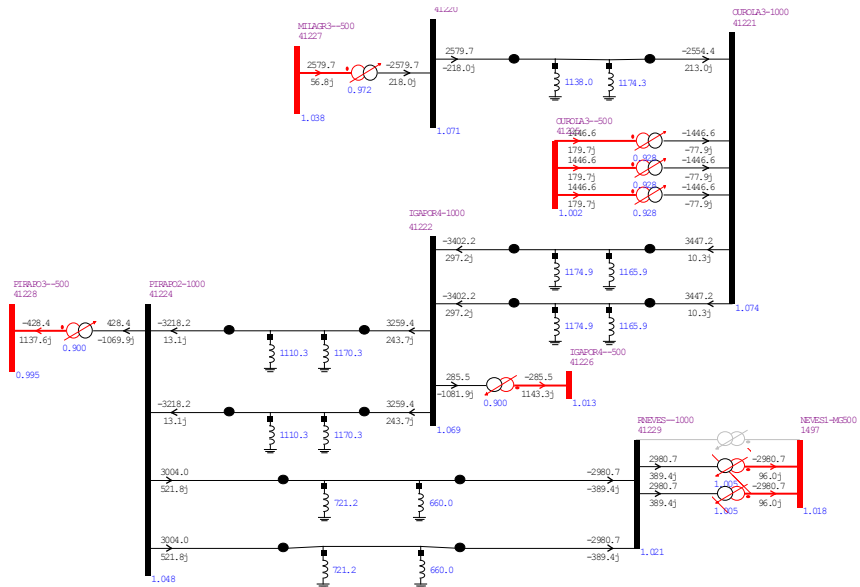


Figura 8.18: Fluxo de potência na perda de um dos transformadores de Ribeirão das Neves

b2) Saída de linhas de 1.000 kV

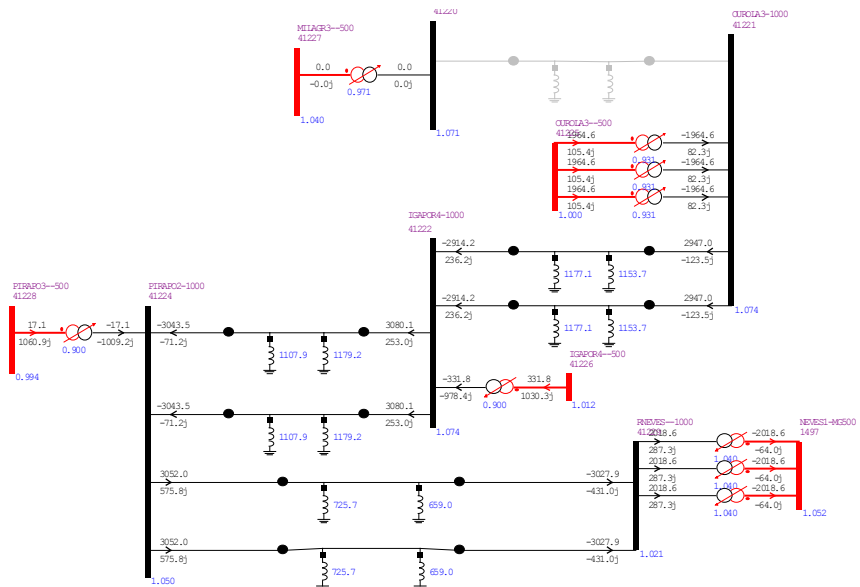


Figura 8.19: Fluxo de potência na saída do trecho Milagres –Ourolândia

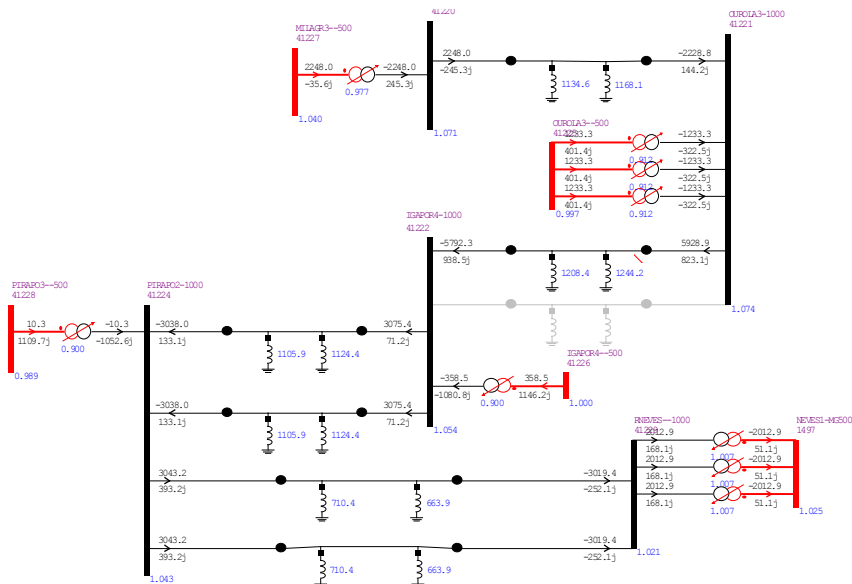


Figura 8.20: Fluxo de potência na saída do trecho Ourulândia – Igaporã

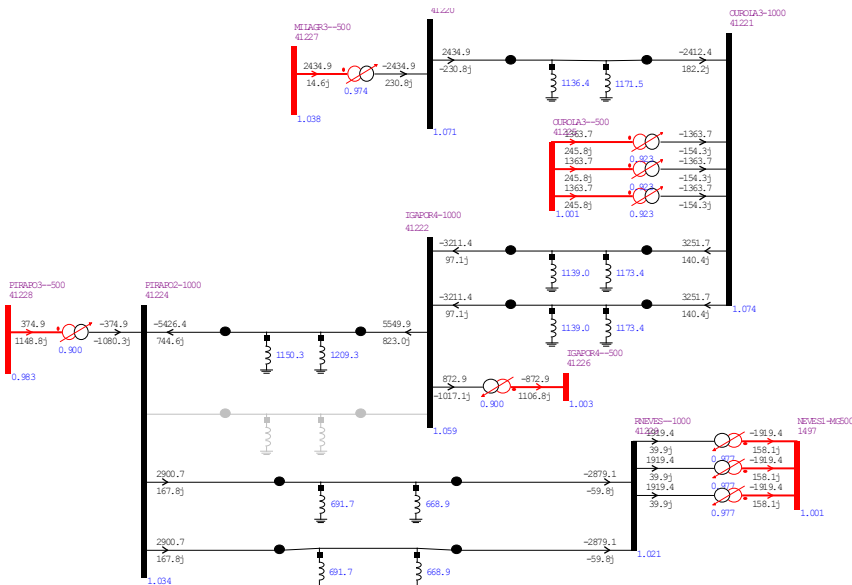


Figura 8.21: Fluxo de potência na saída do trecho Igaporã – Pirapora

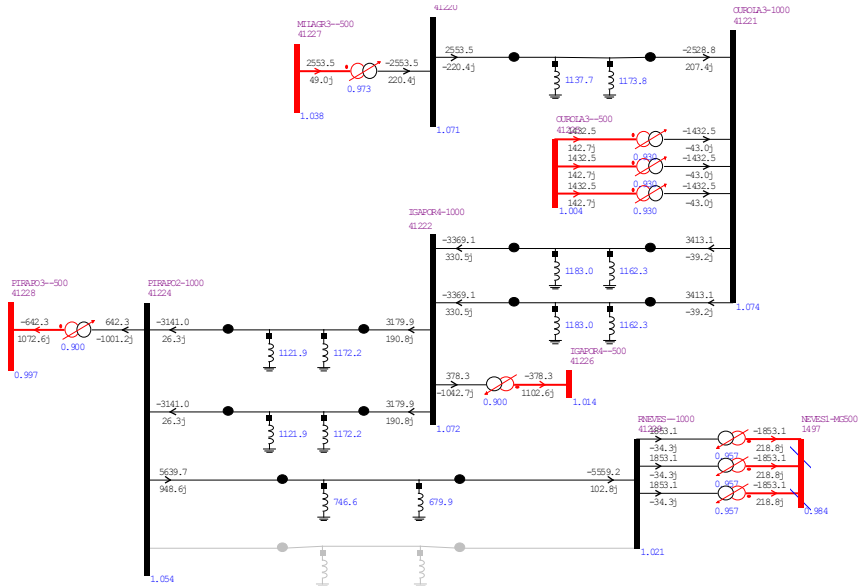


Figura 8.22: Fluxo de potência na saída do trecho Pirapora – Ribeirão das Neves

b3) Saída de um polo de Graça Aranha – Silvânia e sobrecarga do outro

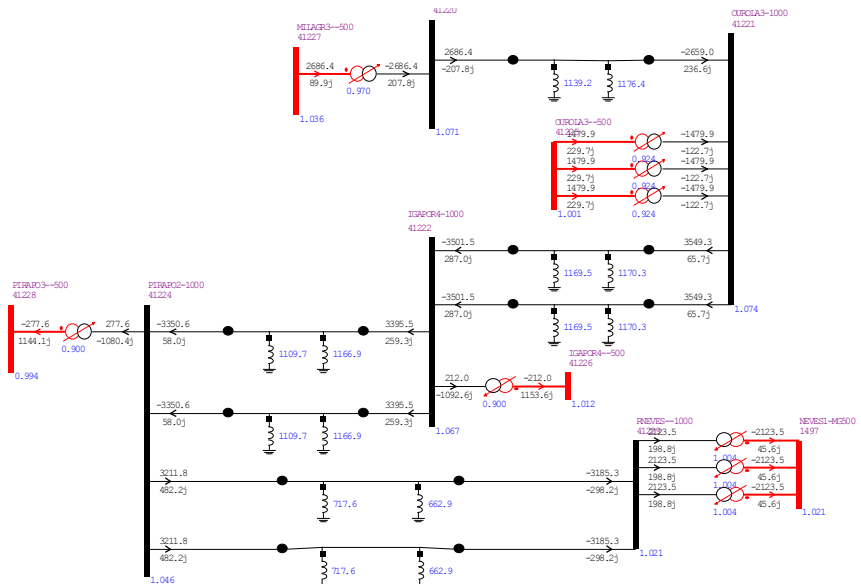


Figura 8.23: Fluxo de potência no 1.000 kV após a saída de um polo do bipolo B

8.1.2 Estudos de transitórios eletromecânicos, expansão do sistema em 1.000 kV com 4 trechos e 3 deles com 2 circuitos

Foram feitos estudos de sobretensão sustentada para o caso de expansão do sistema de 1.000 kV, onde a linha possui 1 e 2 circuitos por trecho, com o objetivo de verificar a possibilidade de ocorrência de valores proibitivos de tensões temporárias ou sustentadas e da frequência do sistema.

Para essas análises foram utilizadas as bases de dados do programa Anatem, com horizontes de 2016-2024, no âmbito do PDE (Plano Decenal de Expansão) 2024 publicado pela EPE, publicados no site da EPE em 01/04/2016. O arquivo base de fluxo de potência utilizado é o de carga pesada (Norte Úmido), considerando os aumentos de geração feitos nos estudos de fluxo de potência, conforme mostrado anteriormente.

Na saída de linha no caso base em regime, foi verificada a necessidade de suporte de reativos na região de Ribeirão das Neves em Minas Gerais. Para suprir essa necessidade foram adicionados 500 MVA, por meio de compensação síncrona nessa região.

Foi aplicada falta monofásica nas barras de 1.000 kV, com a subsequente abertura da linha de 1.000 kV e falta trifásica, representada por meio da abertura da linha 1.000 kV. Nos cenários analisados, mesmo com o significativo aumento de geração eólica (11.000 MW) na região nordeste, não foi verificado em nenhum dos casos, violação dos níveis de tensão transitória nem tensão sustentada.

A seguir, são apresentados os resultados para o segundo trecho (Igaporã – Ourolândia), trecho mais carregado.

A Figura 8.24 mostra as tensões nas barras de 1.000 kV durante falta monofásica na barra de Ourolândia, seguida de abertura de uma linha do trecho Ourolândia – Igaporã.

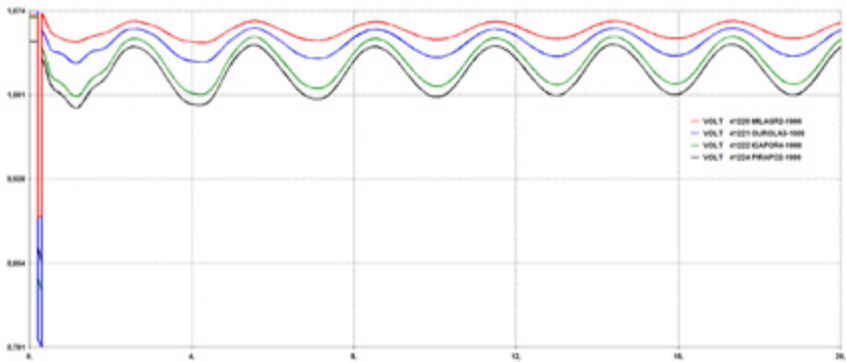


Figura 8.24: Tensões nas barras de 1.000 kV – curto-circuito monofásico em Ourolândia com abertura de um circuito da linha 1.000 kV Ourolândia – Igaporã

A Figura 8.25 mostra a potência ativa das usinas hidrelétricas de Paulo Afonso, Tucuruí 1, Três Marias e Itumbiara e das Eólicas na região de Ourolândia e João Câmara.

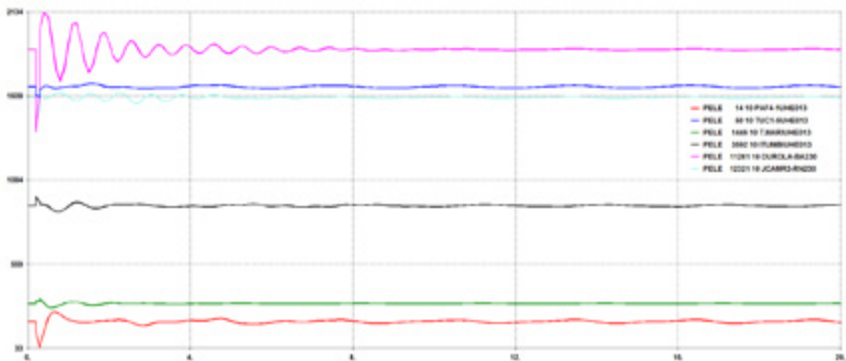


Figura 8.25: Potência no sistema: curto-circuito monofásico em Ourolândia com abertura de um circuito da linha 1.000 kV Ourolândia – Igaporã

A Figura 8.26 e Figura 8.27 mostram os resultados durante falta monofásica na barra de Igaporã seguida de abertura de uma linha do trecho Ourolândia – Igaporã.

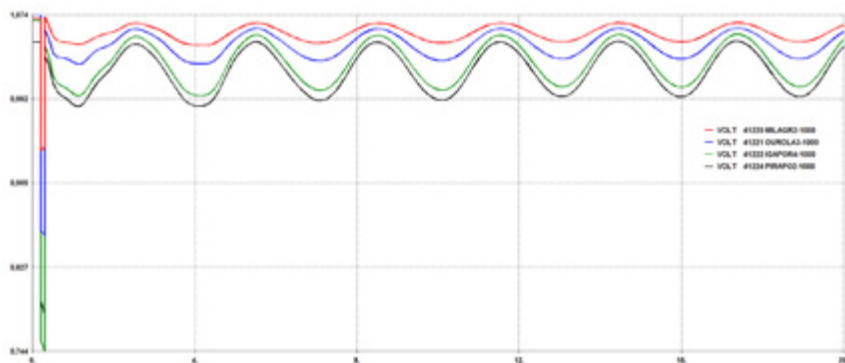


Figura 8.26: Tensões nas barras de 1.000 kV – curto-circuito monofásico em Igaporã com abertura de um circuito da linha 1.000 kV Ourolândia – Igaporã

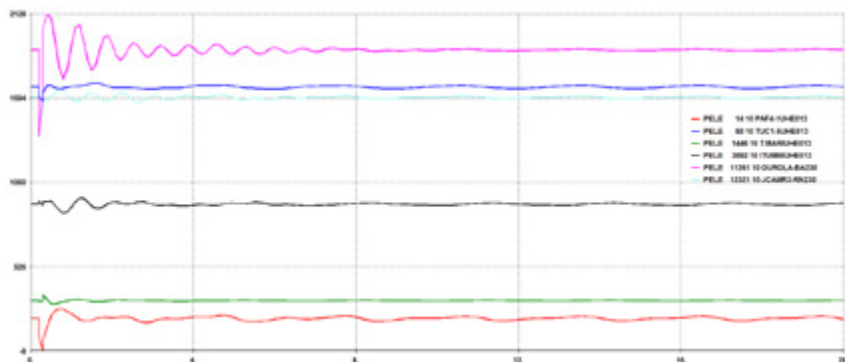


Figura 8.27: Potência no sistema: curto-circuito monofásico em Igaporã com abertura de um circuito da linha 1.000 kV Ourolândia – Igaporã

A Figura 8.28 e Figura 8.29 mostram os resultados durante abertura de uma das linhas do segundo trecho 1.000 kV (Ourolândia – Igaporã).

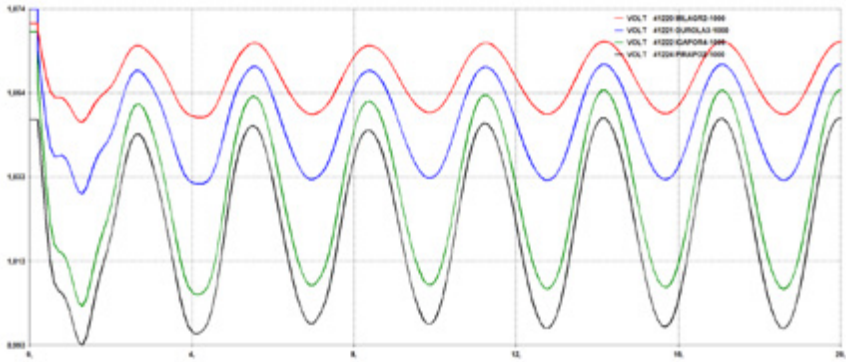


Figura 8.28: Tensões nas barras de 1.000 kV – abertura de um circuito da linha 1.000 kV Ourolândia – Igaporã

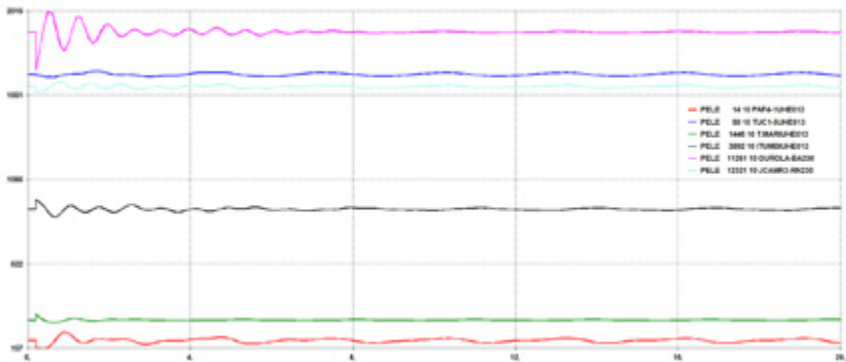


Figura 8.29: Potência no sistema: abertura de um circuito da linha 1.000 kV Ourolândia – Igaporã

8.1.3 Estudos de curto-circuito, expansão do sistema em 1.000 kV

O cálculo dos níveis de curto circuito foi efetuado considerando o caso de expansão do sistema de 1.000 kV, onde a linha possui 1 e 2 circuitos por trecho em regime subtransitário, com todas as máquinas em operação. A base de dados utilizada foi a de estudos de curto-circuito da EPE referente ao PDE 2016-2024 (arquivo de curto-circuito máximo).

Os valores referentes às correntes de curto-circuito para as principais subestações de rede básica são apresentados na Tabela 8.3, para o ano de 2024, onde são mostrados o caso com a alternativa inicial e o caso considerando a expansão da linha de 1.000 kV (4 trechos, de Milagres a Ribeirão das Neves e 1 e 2 circuitos por trecho). Nenhum disjuntor existente foi superado após a entrada em operação do sistema 1.000 kV. É possível dizer que a influência da expansão foi pequena sobre o nível de curto-circuito.

Tabela 8.3: Níveis de curto-circuito, expansão do sistema em 1.000 kV

Identificação			2024 com obras (LT 1.000 kV, 3 trechos, 1 circuito, alternativa de referência)				2024 com obras (LT 1.000 kV, 4 trechos, 1 e 2 circuitos)				Disjuntor (kA)
Número	Barra	Tensão	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	
206	SOBRAD-BA230	230	19,31	16,08	18,24	16,86	22,61	17,24	26,32	19,83	40
209	POCOE2-BA230	230	13,03	17,06	10,49	11,35	13,06	17,09	10,51	11,35	ND
213	ITAGIB-BA230	230	6,01	6,34	4,46	5,57	6,02	6,34	4,46	5,57	ND
276	FUNIL-BA230	230	8,96	7,12	8,86	8,5	8,97	7,11	8,87	8,5	40
288	IBICOA-BA230	230	8,47	33,09	7,68	17,25	8,50	33,47	7,7	17,26	ND
376	BRUMAD-BA230	230	3,47	7,07	3,88	8,42	3,48	7,07	3,88	8,42	40
394	IGAPO2-BA230	230	36,65	22,96	35,04	17,01	38,12	24,17	36,31	17,19	ND
505	L.GONZ-PE500	500	38,99	20,38	38,32	16,28	39,49	20,32	38,62	16,25	50
506	SOBRAD-BA500	500	22,57	6,51	22,53	12,03	23,99	6,82	24,51	12,13	40
516	QUIXAD-CE500	500	10,98	13,36	7,5	7,46	11,03	13,36	7,51	7,47	50
521	MILAGR-CE500	500	29,53	12,1	26,05	8,59	30,97	12,45	25,56	8,54	50
523	JCAMR3-RN500	500	20,57	18,07	22,62	19,05	20,70	17,71	22,71	18,83	ND
544	C.GRAN-PB500	500	19,99	10,03	24,25	10,46	20,39	9,26	21,43	8,42	ND
555	M.CHAP-BA500	500	10,35	16,01	9,04	12,98	10,96	15,83	9,38	12,71	ND
574	CAMACA-BA500	500	19,71	17,52	19,57	12,8	19,80	17,48	19,62	12,77	40
585	BJLAPA-BA500	500	19,14	15	15,88	11,73	19,89	15,32	16,29	11,64	40
587	R.EGUA-BA500	500	20,77	9,79	11,82	6,44	21,17	9,84	11,94	6,42	40
588	IBICOA-BA500	500	14,82	15,54	10,3	7,29	15,08	15,68	10,4	7,24	40
589	SAPEAC-BA500	500	17,51	15,08	15,34	9,78	17,66	15,51	15,41	9,76	40
846	BARRER-BA500	500	20,36	10,33	12,49	6,94	20,75	10,39	12,62	6,91	ND
1482	BARREI-MG345	345	17,36	11,24	14,99	7,76	18,38	11,41	15,51	7,7	25
1483	ITABI2-MG500	500	16,39	13,94	15,52	10,23	17,88	14,26	16,4	10,12	ND
1484	ITABI2-MG345	345	19,45	13,39	19,94	10,1	20,57	13,73	20,72	10,1	ND

Identificação			2024 com obras (LT 1.000 kV, 3 trechos, 1 circuito, alternativa de referência)				2024 com obras (LT 1.000 kV, 4 trechos, 1 e 2 circuitos)				Disjuntor (kA)
Número	Barra	Tensão	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	
1485	BDESPA-MG500	500	18,56	14,66	15,95	9,01	20,67	15,06	17	8,77	40
1488	JAGUAR-MG500	500	25,96	18,03	20,8	11,83	26,42	18,04	20,99	11,79	38
1489	JFORA1-MG345	345	6,83	9,72	6,84	10,46	6,86	9,69	6,87	10,44	40
1493	MCLARO-MG345	345	6,64	11,49	6,35	10,09	6,71	11,53	6,4	10,08	40
1494	MESQUI-MG500	500	14,82	15,13	13,63	12,24	15,43	15,16	13,97	12,17	38
1496	NEVES1-MG345	345	19,47	14,4	19,31	12,25	21,52	15,79	21,1	13,14	25
1497	NEVES1-MG500	500	17,54	15,18	16,5	11,33	25,73	17,16	22,84	10,93	38
1498	OPRET2-MG345	345	19,66	13,53	20,66	11,41	20,88	13,93	21,55	11,48	40
1499	OPRET2-MG500	500	15,48	13,86	14,81	10,37	16,78	14,17	15,59	10,28	40
1500	PIMENT-MG345	345	18,93	11,76	12,9	6,01	19,15	11,73	12,97	5,99	25
1501	SJBICA-MG345	345	9,33	11,3	5,45	5,38	9,56	11,36	5,51	5,35	ND
1502	SGOTAR-MG345	345	11,21	18,97	11,11	14,53	11,38	19,35	11,23	14,62	40
1503	SGOTAR-MG500	500	14,57	14,51	11,01	8,67	15,18	14,65	11,25	8,61	50
1504	SGPARA-MG500	500	11,53	12,97	10,19	8,1	12,26	13,12	10,57	8	50
1505	SLAGO4-MG345	345	16,45	11,35	12,44	6,01	17,21	11,36	12,76	5,93	ND
1508	TAQUAR-MG345	345	19,34	11,48	17,62	8,92	20,65	11,71	18,36	8,88	24
1509	EMBORC-MG500	500	25,24	16,98	23,69	15,56	25,35	16,96	23,75	15,56	38
1510	IRAPE-MG345	345	4,58	18,17	5,53	19,95	4,59	18,15	5,54	19,93	25
1512	NPONTE-MG500	500	24,09	17,49	19,38	10,75	24,28	17,48	19,46	10,73	31,5
1515	TMARIA-MG345	345	10,31	12,29	9,91	12,56	10,36	12,29	9,94	12,55	50
1518	VESPA2-MG500	500	16,11	14,75	13,75	9,1	20,07	15,53	15,94	8,53	50
1519	VPALMA-MG345	345	11,68	13,19	10,55	10,45	11,93	13,43	10,74	10,45	50
1521	IRAPE-MG230	230	5,21	18,53	6,41	20,03	5,22	18,5	6,42	20,01	25
1523	PARACA-MG500	500	12,80	12,87	8,77	9,11	12,89	12,93	8,82	9,09	ND
1524	PIRAP2-MG345	345	17,39	21,45	18,08	16,19	18,30	23,96	19,59	18,46	ND
1525	PIRAP2-MG500	500	19,92	15,62	16,4	10,58	22,41	17,2	19,75	11,39	ND
1600	BRAUN2-MG230	230	8,80	6,86	8,07	7,59	8,87	6,81	8,11	7,56	ND
1609	JMONL4-MG230	230	8,38	6,39	5,63	4,73	8,52	6,35	5,67	4,71	ND
1610	SABAR3-MG230	230	10,94	7,71	8,12	5,42	11,19	7,68	8,21	5,39	ND
1612	BCOCA3-MG230	230	7,04	6,12	4,52	4,34	7,14	6,09	4,55	4,33	50
1613	JMOBLG-MG230	230	7,90	6,27	5,23	4,62	8,02	6,23	5,27	4,6	25
1616	CPENA-MG230	230	6,15	7,21	4,73	6,25	6,16	7,2	4,74	6,25	40
1619	GVALA2-MG230	230	13,62	10,14	12,94	9,47	13,66	10,11	12,97	9,45	ND
1620	ITABI4-MG230	230	21,29	12,86	19,8	8,75	22,20	12,96	20,34	8,68	ND
1623	IPATI1-MG230	230	22,92	12,96	24,5	11,57	23,43	12,97	24,88	11,54	23,9
1626	ITABI2-MG230	230	20,68	11,67	18,5	7,72	21,48	11,69	18,93	7,65	23,9
1630	MESQUI-MG230	230	24,55	15,52	27,03	14,71	25,14	15,61	27,51	14,74	40
1635	TAQUAR-MG230	230	19,31	13,69	18,84	11,84	20,13	14,01	19,37	11,92	ND
1637	AIMORE-MG230	230	7,14	11,75	8,39	13,7	7,14	11,73	8,39	13,68	31,5
1638	GUIAM-MG230	230	9,39	7,02	8,51	6,72	9,49	6,97	8,56	6,68	ND
1640	PESTRE-MG230	230	9,07	6,96	8,2	7,56	9,14	6,91	8,24	7,53	ND
1645	BAGUAR-MG230	230	8,38	7,58	7,94	10,24	8,41	7,55	7,95	10,22	ND
1646	TIMOTE-MG230	230	12,37	7,39	10,48	6,93	12,51	7,35	10,54	6,9	ND
1650	JECEAB-MG345	345	14,81	10,66	12,26	5,78	15,27	10,69	12,46	5,73	ND

Identificação			2024 com obras (LT 1.000 kV, 3 trechos, 1 circuito, alternativa de referência)				2024 com obras (LT 1.000 kV, 4 trechos, 1 e 2 circuitos)				Disjuntor (kA)
Número	Barra	Tensão	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	
2154	PFIAL-MG345	345	5,74	10,73	4,61	9,18	5,79	10,75	4,63	9,18	ND
3562	MASCAR-ES230	230	6,83	10,81	7,43	10,77	6,83	10,79	7,43	10,76	31,5
3580	VERONA-ES230	230	2,49	5,97	2,2	6,15	2,49	5,96	2,2	6,14	ND
3605	B.BRAN-MG345	345	11,23	11,26	8,83	6,54	11,56	11,33	8,97	6,5	ND
3795	VIANA-ES345	345	13,01	13,17	12,85	11,94	13,08	13,18	12,89	11,94	40
3807	ITUTIN-MG345	345	14,44	10,25	11,59	8,39	14,55	10,22	11,63	8,37	25
3848	VIANA2-ES345	345	12,83	13,4	12,1	10,41	12,91	13,4	12,15	10,4	ND
3849	VIANA-ES500	500	7,37	16,69	6,39	12,68	7,41	16,71	6,41	12,68	ND
3860	ITUMBI-MG500	500	30,65	20,57	29,79	19,21	30,68	20,56	29,81	19,2	31,5
4300	LUZIAN-DF500	500	23,39	9,92	17,65	8,65	23,66	9,95	17,77	8,63	ND
4302	ESTREI-MG500	500	33,49	18,09	23,12	8,3	33,87	18,07	23,24	8,27	ND
4303	TRINDA-GO500	500	12,69	14,78	9,73	8,62	12,69	14,78	9,73	8,62	ND
11260	G.OURO-BA230	230	17,69	22,91	16,05	16,28	19,37	24,93	21,18	23,92	ND
11261	OUROLA-BA230	230	23,38	25,34	26,12	22,43	27,82	29,65	33,83	29,23	ND
11282	JUAZE3-PE230	230	20,24	15,46	23,71	15,6	24,12	17,04	30,45	18,07	ND
11394	IGAPO3-BA230	230	38,88	25,2	37,55	17,58	40,60	27,01	39,15	17,97	ND
11546	CMIRIM-RN500	500	18,07	16,18	16,19	10,17	18,20	15,71	16,19	10,07	ND
11560	G.OURO-BA500	500	13,87	14,97	11,09	10,67	14,81	15,64	13,43	13,9	ND
11561	OUROLA-BA500	500	18,18	19,2	15,71	12,46	22,43	20,07	19,6	13,6	ND
11565	AÇUILL-RN500	500	18,64	15,16	13,52	7,6	18,80	15,1	13,55	7,6	ND
11567	MILAG2-CE500	500	30,10	12,11	26,88	8,64	31,62	12,47	26,29	8,55	ND
11582	JUAZE3-BA500	500	18,60	13,46	15,53	11,16	20,14	14,45	17,09	12,23	ND
11594	IGAPO3-BA500	500	23,30	18,42	19,85	12,43	25,16	19,46	21,3	12,33	ND
11595	PINDA2-BA230	230	34,73	21,86	32,82	16,39	36,05	22,83	33,91	16,5	ND
12201	CNOVO2-PI230	230	24,60	21,93	22,06	14,5	27,56	24,67	31,37	24,3	ND
12321	JCAMR3-RN230	230	32,22	24,06	39,44	25,41	32,33	23,73	39,54	25,14	ND
26454	BETIM6-MG345	345	18,09	12,16	15,78	8,43	19,32	12,48	16,46	8,38	ND
26460	TIMOT2-MG230	230	12,94	7,56	10,96	6,87	13,09	7,52	11,03	6,84	ND
26461	SARZED-MG345	345	15,40	11,14	11,38	5,92	16,19	11,28	11,68	5,85	ND
26465	JUSCEL-MG500	500	17,47	15,64	12,75	8,34	17,91	15,91	12,99	8,28	ND
26470	JUSCEL-MG345	345	13,96	17,69	13,21	12,51	14,17	17,7	13,36	12,48	ND
26510	ITABI5-MG500	500	18,32	15,12	16,22	10,07	20,01	15,33	17,13	9,84	ND
26513	ITABI5-MG230	230	24,64	16,33	26,12	14,04	25,87	16,73	27,06	14,12	ND
38888	LINHAR-ES230	230	3,48	7,2	2,75	6,2	3,48	7,19	2,75	6,2	ND
38900	JANAU3-MG500	500	17,38	15,29	11,62	8,1	18,18	15,67	12,03	7,98	ND
38921	GVALA6-MG500	500	10,73	13,57	9,83	12,58	10,79	13,55	9,86	12,57	ND
38974	MUTUM-MG500	500	11,46	14,91	9,04	8,93	11,56	14,89	9,08	8,91	ND
38986	GVALA6-MG230	230	16,97	13,17	18,45	13,62	17,05	13,13	18,51	13,59	ND
39311	JNEIV2-ES345	345	9,44	11,61	8,28	9,5	9,50	11,63	8,31	9,5	ND
39313	R.N.S.-ES345	345	13,43	12,59	12,14	9,77	13,48	12,59	12,17	9,76	ND
39511	JNEIV2-ES500	500	6,08	14,51	5,02	10,58	6,13	14,52	5,04	10,57	ND
40700	VIGA-MG345	345	14,02	10,53	11,16	5,51	14,43	10,55	11,34	5,47	ND
41120	MIL-OUR-CAP	1.000	12,27	16,2	12,98	16,32	13,04	16,84	11,71	11,85	nova
41121	OUR-MIL-CAP	1.000	14,43	14,38	9,14	6,41	29,30	8,29	15,20	4,61	nova

Identificação			2024 com obras (LT 1.000 kV, 3 trechos, 1 circuito, alternativa de referência)				2024 com obras (LT 1.000 kV, 4 trechos, 1 e 2 circuitos)				Disjuntor (kA)
Número	Barra	Tensão	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	
41220	MILAGR2-1000	1.000	9,62	21,35	9,24	20,64	10,56	21,02	8,92	14,21	nova
41221	OUROLA3-1000	1.000	10,23	21,41	7,18	8,09	13,64	20,38	9,52	7,59	nova
41222	IGAPOR4-1000	1.000	9,94	22,03	7,21	9,18	13,92	20,49	9,77	8,14	nova
41224	PIRAPO2-1000	1.000	7,74	21,22	6,14	12,87	13,29	19,42	10,4	10,02	nova
41225	OUROLA3-500	500	19,13	20,58	14,62	8,33	25,31	21,34	18,67	7,89	nova
41226	IGAPOR4-500	500	22,42	18,57	16,66	8,5	24,88	20,23	19,01	8,94	nova
41227	MILAGR3-500	500	29,41	12,76	32,73	12,75	31,06	13,28	28,24	9,78	nova
41228	PIRAPO3-500	500	19,51	16,33	16,21	10,79	22,69	18,58	19,89	11,7	nova
41321	OUR-IGA-CAP	1.000	14,29	14,47	9,19	6,34	47,16	4,5	17,9	3,74	nova
41322	IGA-OUR-CAP	1.000	13,24	16,23	9,13	7,45	54,36	3,95	19,26	3,83	nova
41330	OUR-IGA-CAP2	1.000	0,00	0	0	0	47,16	4,5	17,9	3,74	nova
41331	IGA-OUR-CAP2	1.000	0,00	0	0	0	54,36	3,95	19,26	3,83	nova
41523	IGA-PIR-CAP	1.000	16,25	12,97	10,01	6,63	60,43	3,62	19,61	3,77	nova
41524	PIR-IGA-CAP	1.000	8,43	19,88	6,98	12,32	43,08	4,6	22,02	4,36	nova
41530	IGA-PIR-CAP2	1.000	0,00	0	0	0	60,43	3,62	19,61	3,77	nova
41531	PIR-IGA-CAP2	1.000	0,00	0	0	0	43,08	4,6	22,02	4,36	nova
60000	S.LUZIA-500	500	11,33	4,51	15	4,89	12,63	5,04	14,98	5,35	nova

8.2 Avaliação de Custos

A avaliação de custos foi realizada para três alternativas. A primeira alternativa consiste em um sistema de transmissão em 1.000 kV CA com um circuito entre Milagres e Ouroândia, e dois circuitos entre Ouroândia e Ribeirão das Neves. A segunda alternativa consiste em um sistema de transmissão em 500 kV CA com dois circuitos entre Milagres e Ouroândia, e cinco circuitos entre Ouroândia e Ribeirão das Neves. Já a quarta alternativa é composta por dois bipolos de 4.000 MW em 800 kV CC, sendo o primeiro entre Milagres e Ribeirão das Neves e o segundo entre Ouroândia e Ribeirão das Neves.

Para o custo das linhas de transmissão, foram adotadas as seguintes distâncias: 440 km entre Milagres – Ouroândia, Ouroândia – Igaporã, Igaporã – Pirapora, e 300 km entre Pirapora e Ribeirão das Neves.

A comparação de investimentos foi realizada utilizando-se o banco de preços da Aneel de 2015, disponibilizado pela Resolução Homologatório N° 758, de 6 de janeiro de 2009, por meio do link: <http://www.aneel.gov.br/ce-doc/areh2009758.zip>.

Os valores de peso utilizados são os mesmos da alternativa inicial.

8.2.1 Expansão da Alternativa 1 (1.000 kV)

A expansão da Alternativa 1 é composta por:

- Construção de uma nova subestação de Ribeirão das Neves a 300 km da subestação de Pirapora
- Expansão da alternativa de referência até Ribeirão das Neves.
- Mais um circuito simples entre Ourolândia e Ribeirão das Neves.
- 2 transformadores extras em Ourolândia
- 3 transformadores em Ribeirão das Neves.

A Figura 8.30 a seguir apresenta o unifilar da expansão da alternativa de referência.

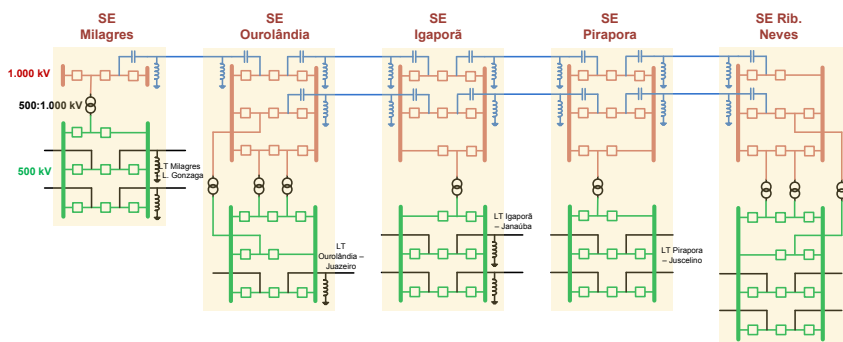


Figura 8.30: Expansão da alternativa em 1.000 kV CA

O sistema apresentado na Figura 8.30 é composto por subestações novas, disjuntor e meio (DJM), linhas com 50% de compensação série, 85% de compensação derivada, com 8 x 795 MCM, transformadores de 2.500 MVA, sendo apenas a primeira subestação com transformador de 3.000 MVA.

Em todas as subestações, há o seccionamento de linhas de 500 kV existentes (ou já leiloadas) na região. Na subestação Milagres, há o seccionamento de duas linhas 500 kV entre Milagres – Luiz Gonzaga, em Ourolândia há o seccionamento de uma linha entre Ourolândia – Juazeiro, em Igaporã há o seccionamento de duas linhas entre Igaporã – Janaúba, em Pirapora há o seccionamento de duas linhas entre Pirapora – Ribeirão das Neves, e em Ribeirão das Neves há o seccionamento de duas linhas.

Em cada subestação foram custeadas uma unidade monofásica reserva de reator de linha e autotransformador.

8.2.2 Expansão da Alternativa 2 (500 kV)

A expansão da Alternativa 2 é composta por:

- Construção de uma nova subestação Ribeirão das Neves a 300 km da subestação de Pirapora
- Expansão da alternativa de referência até Ribeirão das Neves.
- Mais três circuitos simples entre Ourolândia e Ribeirão das Neves.

A Figura 8.31 a seguir apresenta o unifilar da expansão da Alternativa 2.

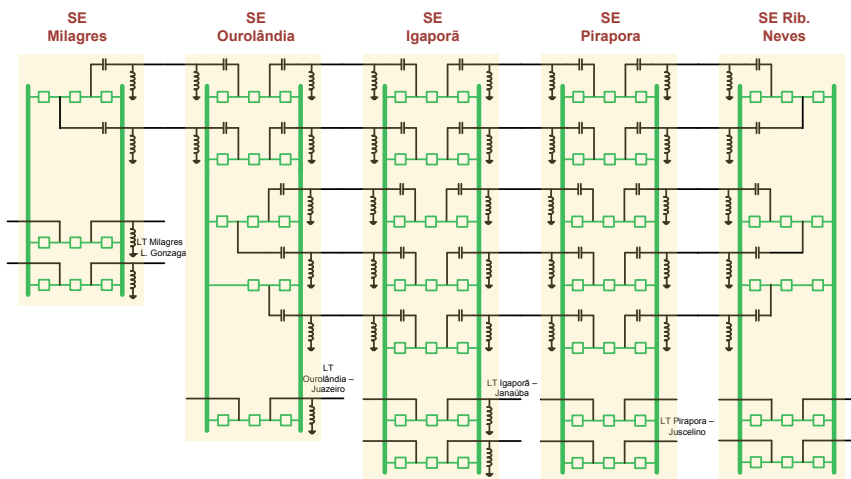


Figura 8.31: Expansão da alternativa em 500 kV CA

O sistema apresentado na Figura 8.31 é composto por subestações novas, disjuntor e meio (DJM), linhas com 40% de compensação série, 70% de compensação derivada, com 6 x 795 MCM.

Em cada subestação foi custeada uma unidade monofásica reserva de reator de linha.

8.2.3 Alternativa CC

Essa alternativa é composta por dois bipolos de 4.000 MW e 800 kV. As linhas de transmissão são de 800 kV (6 x 1.590 MCM). Uma das linhas tem 1.620 km ligando Milagres a Ribeirão das Neves, e a outra tem 1.180 km ligando Ourolândia a Ribeirão das Neves.

Sistema de transmissão em corrente contínua em 800 kV com dois bipolos de 4.000 MW.

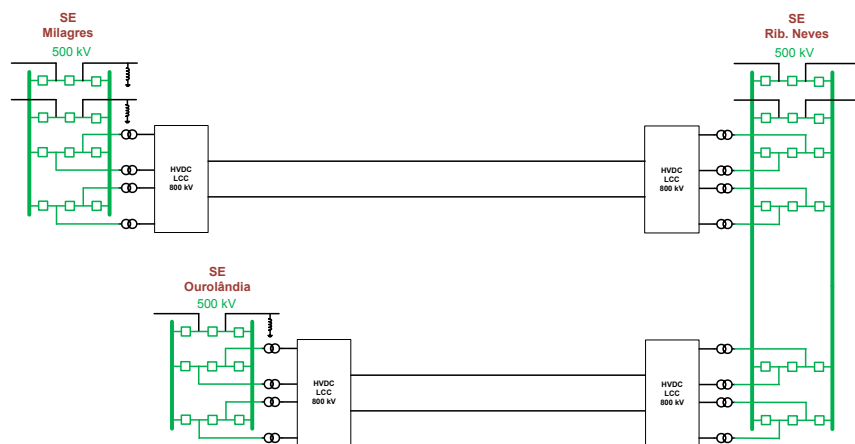


Figura 8.32: Alternativa em 800 kV CC

O sistema apresentado na Figura 8.32 é composto por subestações novas, disjuntor e meio (DJM), linhas com 6 x 1.590 MCM.

8.3 Resultados da Avaliação de Custos

A avaliação de custos entre as três alternativas é apresentada na Tabela 8.4 a seguir. Foram utilizados os mesmos valores e premissas da avaliação de investimentos anterior.

Tabela 8.4: Comparação de Investimentos

Alternativa	R\$		
	1.000 kV CA	500 kV CA	2 bipolos de 800 kV
Linhas de transmissão	5.320.453.689,00	8.485.513.814,00	4.260.227.451,00
Transformadores	707.887.749,00	0	0
Subestações	3.797.843.670,00	2.955.858.458,00	407.976.468,00
Conversoras	0	0	5.399.999.999,00
Subtotal equipamentos	9.826.185.108,00	11.441.372.272,00	10.068.203.918,00
Perdas nas linhas	2.041.976.070,00	4.355.922.094,00	1.615.828.935,00
Perdas nos transformadores	312.507.015,00	0	0
Perdas nas conversoras	0	0	911.232.002,00
Total	12.180.668.193,00	15.797.294.366,00	12.595.264.855,00
Comparação relativa	1,00	1,30	1,03

Verifica-se que a alternativa em 1.000 kV CA é a de menor custo. Já a alternativa em CC apresenta o segundo menor custo e a alternativa em 500 kV é a mais onerosa. A diferença de investimentos entre as alternativas de 1.000 kV CA e 800 kV CC é menor na expansão. Porém, deve-se ressaltar que a alternativa em 1.000 kV CA é a mais adequada, levando-se em conta a maior flexibilidade de implantação em diferentes etapas levando-se em consideração o aumento de geração eólica e fotovoltaica. Deve-se, também, mencionar que não foi utilizada a expansão em etapas, uma vez que, para isso, seria preciso definir a data de transição.

9. Conclusões e Recomendações

As principais conclusões do estudo são apresentadas a seguir:

1. As avaliações de fluxo de potência em regime permanente, durante energizações de linha e rejeições de carga intempestivas, mostram que um nível de 85 % de compensação paralela na linha é suficiente para manter as tensões dentro dos limites estabelecidos, 1,00 – 1,15 pu em tensão de 1.000 kV.

Os estudos de fluxo de carga em emergência de linhas e transformadores para o ano de 2024 indicam que, durante carga pesada, houve necessidade de acréscimo de suporte reativo na rede 500 kV, na região de Minas Gerais. Vale salientar que esse caso dimensionador contempla o sistema solicitado com acréscimo de geração de 5.500 MW (referente aos potenciais eólico e solar na região NE) além do cenário dimensionador publicado pela EPE.

Os casos analisados mostram que há potencial de escoamento de mais de 3.000 MW por um circuito simples em 1.000 kV do NE para o SE, coletando os potenciais de geração renovável na região. A ligação em 1.000 kV em 4 subestações em um circuito simples por trecho se mostrou robusta, atendendo ao critério n-1 mesmo para o trecho mais carregado.

2. Nos cenários analisados, mesmo com o significativo aumento de geração eólica na região nordeste, não foi verificado, em nenhum dos casos, violação dos níveis de tensão transitória nem sustentada nas avaliações de estabilidade eletromecânica.
3. As correntes de curto circuito foram avaliadas para as principais subestações de Rede Básica, para o ano de 2024, tendo sido simulados um caso sem as obras propostas na alternativa 1.000 kV e outro com as obras propostas. Nenhum disjuntor da rede existente foi superado após a entrada em operação do sistema 1.000 kV, exceção da barra de Ipatinga 230 kV (MG) que apresentou um valor pouco superior ao do disjuntor no curto monofásico, fato que também ocorre sem a presença da linha de 1.000 kV.
4. Para a avaliação econômica foi utilizado o banco de preços da Aneel de 2015 e planilhas de custos para linhas de transmissão utilizados no projeto Transmitir, cujos custos unitários foram atualizados utilizando-se o banco de preços da Aneel e outros fatores. O banco de preços não contempla equipamentos de 1.000 kV, então os valores desses equipamentos foram obtidos através da extrapolação dos valores de equipamentos de 500 kV e 750 kV.
Com o objetivo de avaliar a alternativa de referência foram realizadas comparações com as seguintes alternativas: sistema CA em 500 kV com dois circuitos, sistema em CC utilizando VSC (*Voltage Source Converter*) na configuração multiterminal e, por último, um sistema

CC convencional de 4.000 MW como balizador de custos. A Tabela 9.1 a seguir apresenta o resumo da avaliação econômica realizada nesse estudo. Verifica-se que a alternativa de referência (sistema CA em 1.000 kV) é a de menor custo global em relação às demais alternativas.

5. Com relação aos estudos socioambientais, foram realizados dois estudos, sendo o primeiro o corredor ligando em linha reta as subestações de Milagres a Ourolândia, Ourolândia a Igaraporã, e Igaraporã a Pirapora. O segundo corredor foi o de menor impacto socioambiental entre as referidas subestações. A principal conclusão com relação ao corredor (evitando obstáculos) de menor impacto é de que há sensibilidade socioambiental devido à presença de terras indígenas, áreas prioritárias para a conservação, presença de cavernas, remanescentes de vegetação, proximidade de áreas urbanas, assentamentos e travessias de rios caudalosos (principalmente o rio São Francisco). O capítulo 6 deverá complementar e detalhar os estudos socioambientais iniciados nesse relatório para averiguar a sensibilidade socioambiental apresentada nesse capítulo.

6. Foram realizados estudos de expansão da alternativa de referência em duas situações. A primeira inclui mais um circuito simples entre Ourolândia e Ribeirão das Neves (MG), onde o aumento feito na geração da região Nordeste foi de 5.500 MW e a segunda (alternativa expandida) inclui o acréscimo de um segundo circuito nos trechos de Ourolândia a Ribeirão das Neves, onde o aumento feito na geração no Nordeste foi de 11.000 MW (aumento adicional de 5.500 MW). A subestação Ribeirão das Neves 1.000 kV não existe na alternativa de referência. Foram realizados estudos de fluxo de potência em regime e contingências. Os casos analisados mostram que há potencial de escoamento de mais de 4.000 MW pelo 1.000 kV, para o caso com um circuito por trecho e de até 6.000 MW com a alternativa expandida, coletando os potenciais de geração renovável na região. A alternativa 1.000 kV se mostrou robusta, nos dois casos, atendendo ao critério n-1. Não foi verificado, em nenhum dos casos, violação dos níveis de tensão transitória nem sustentada nas avaliações de estabilidade eletromecânica. As correntes de curto-circuito foram avaliadas para as principais subestações de Rede Básica, para o ano de 2024 e para o caso de expansão da linha de 1.000 kV, nenhum disjuntor existente foi superado após a entrada em operação do sistema 1.000 kV.

7. Com relação à comparação de investimentos, o sistema inicial em 1.000 kV mostrou-se de menor valor em relação a sistemas em 500 kV e CC.

A Tabela 9.1 a seguir apresenta a avaliação de investimentos das alternativas estudadas.

Tabela 9.1: Avaliação de investimentos das alternativas

Alternativa	R\$			
	1.000 kV CA	500 kV CA	600 kV CC (VSC multiterminal)	Balizadora (800 kV CC LCC)
Linhas de transmissão	2.508.213.882,00	3.304.093.874,00	1.792.084.493,00	2.130.113.725,00
Transformadores	355.203.316,00	0	0	0
Subestações	1.828.713.550,00	1.265.774.415,00	407.976.468,00	258.720.012,00
Conversoras	0	0	3.504.599.350,00	2.700.000.000,00
Subtotal equipamentos	4.692.130.748,00	4.569.868.290,00	5.704.660.311,00	5.088.833.737,00
Perdas nas linhas	561.804.757,00	1.411.643.875,00	558.195.633,00	807.914.468,00
Perdas nos transformadores	145.569.312,00	0	0	0
Perdas nas conversoras	0	0	364.492.801,00	455.616.001,00
Total	5.399.504.818,00	5.981.512.165,00	6.627.348.744,00	6.352.364.205,00
Comparação relativa	1,00	1,11	1,23	1,18

A alternativa de transmissão de 1.000 kV em CA contém as subestações Milagres, Ourolândia, Igarapô e Pirapora. A linha tem 1.320 km de extensão dividida em trechos iguais de 440 km cada.

10. Referências

- [1] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Estudos para a Expansão da Transmissão – Expansão das Interligações N-SE e NE-SE para Atender a Cenários Extremos de Exportação das Regiões N e NE – Concepção Inicial de Alternativas*. 2014.
- [2] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Estudos de Planejamento da Expansão do Sistema de Transmissão – Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste – Requisitos de aumento de capacidade das interligações*. 2015.
- [3] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Estudos para Licitação da Expansão da Transmissão, Análise Técnico Econômica de Alternativas: Relatório R1, Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste*. 2014.
- [4] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Estudos para Licitação da Expansão da Transmissão, Análise Técnico Econômica de Alternativas: Relatório R1, Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste*. 2014.
- [5] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Estudos para Licitação da Expansão da Transmissão, Estudos para Escoamento do Potência Eólica da Região Central da Bahia*. 2014.

- [6] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Estudos para Licitação da Expansão da Transmissão, Análise Técnico Econômica de Alternativas: Relatório R1, Estudo para Escoamento do Potencial Eólico e Fotovoltaico da Região do Seridó*, 2016.
- [7] AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS (ANA), 2006. *Atlas Nordeste de Abastecimento Urbano de Água*. Disponível em: <http://www.ana.gov.br/bibliotecavirtual/arquivos/20061213161802_atlas.pdf> Acesso em: 11/07/2016.
- [8] AHP. Disponível em: <http://ppegeo.igc.usp.br/scielo.php?pid=S010190822009000400006&script=sci_arttext&tlng=es>. Acesso em: 04/01/ 2015.
- [9] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). 2013. *Nota Técnica nº 0203/2013-SCT-SRT/ANEEL*. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/081/documento/nt_n%C2%BA_203_sct_e_srt.pdf> Acesso em: 18/12/ 2015
- [10] BRASIL. Ministério das Minas e Energia. Secretaria Geral. Projeto RADAMBRASIL: *Folha SD. 24 Salvador*. Rio de Janeiro, 1981. 620 p. (Levantamento de Recursos Naturais, v. 24).
- [11] BRASIL. Ministério das Minas e Energia. Secretaria Geral. Projeto RADAMBRASIL: *Folha SA. 23 São Luis e parte da Folha SA. 24 Fortaleza*. Rio de Janeiro, 1973. 331 p. (Levantamento de Recursos Naturais, v. 3).
- [12] CASTRO, A.S.; CAVALCANTE, A. *Flores da caatinga*. Campina Grande: Instituto Nacional do Semiárido, 2010. 116p.
- [13] COFINS. *Desenvolvimento rural do semiárido brasileiro: Transformações recentes, desafios e perspectivas*. 2013. Disponível em: <<https://confins.revues.org/8633>>. Acesso em: 11/07/2016.
- [14] FUNDAÇÃO NACIONAL DO ÍNDIO (FUNAI). *Dados de Terras Indígenas*. Disponível em: <www.funai.gov.br/index.php/shape>. Acesso em: 14/12/2015.
- [15] INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). 2012. *Dados de Uso do solo e cobertura vegetal*. Disponível em: <www.ibge.gov.br/home/geociencias/recursosnaturais>. Acesso em: 15/12/2015.
- [16] INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). *Hidrografia*. Disponível em: <www.ibge.gov.br/home/geociencias/recursosnaturais>. Acesso em: 15/12/2015.
- [17] INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). *Rodovias*. Disponível em: <www.ibge.gov.br/home/geociencias/recursosnaturais>. Acesso em: 15/12/2015.
- [18] INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). *Manual Técnico da Vegetação Brasileira*. 2a. ed. (rev. e ampliada). Rio de Janeiro: Manuais Técnicos em Geociências, número 1, 2012. 275p.
- [19] INSTITUTO CHICO MENDES DE BIODIVERSIDADE (ICMBio). *Unidades de conservação*. Disponível em: <<http://www.icmbio.gov.br/portal/biodiversidade/unidades-deconservacao/grupos.html>> e <<http://www.florestal.gov.br/snif/recursos-florestais/sistema-nacional-de-unidadesdeconservacao?print=1&tmpl=component>>. Acesso em: 14/12/2015.
- [20] INSTITUTO CHICO MENDES DE BIODIVERSIDADE (ICMBio). *Unidades de conservação*. Disponível em: <<http://www.icmbio.gov.br/portal/biodiversidade/unidades-de-conservacao/grupos.html>> e <<http://www.florestal.gov.br/snif/recursos-florestais/sistema-nacional-de-unidades-de-conservacao?print=1&tmpl=component>>. Acesso em: 12/12/2015.
- [21] INSTITUTO CHICO MENDES DE BIODIVERSIDADE (ICMBio); CENTRO NACIONAL DE PESQUISA E CONSERVAÇÃO DE CAVERNAS (CECAV). *Dados de cavernas*. Disponível em: <www.icmbio.gov.br/cecv/downloads/mapas.html>. Acesso em: 14/12/2015.
- [22] INSTITUTO NACIONAL DE COLONIZAÇÃO E REFORMA AGRÁRIA (INCRA). *Dados de Assentamentos*. Disponível em: <acervofundario.incra.gov.br>. Acesso em: 14/12/2015.
- [23] INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET). *Normas Climatológicas do Brasil 1961-1990*. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=clima/normaisClimatologicas>>. Acesso em: 11/12/2016.
- [24] INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS (INPE). *Infográfico – Densidade de raios no Brasil*. Disponível em: <<http://www.inpe.br/webelat/homepage/menu/infor/infografico.-densidade.de.raios.no.brasil.php>>. Acesso em: 11/07/2016.

- [25] LUZ, S.; SELLITTO, M. ; GOMES, L. *Medição de desempenho ambiental baseada em método multicriterial de apoio à decisão: estudo de caso na indústria automotiva*. Gestão & Produção, v.13, n.3, p.557-570, 2006.
- [26] MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (MMA). *Dados de desmatamento do Projeto de Monitoramento do Desmatamento dos Biomas Brasileiros por Satélite* (PMDBBS), 2008. Disponível em: <mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso em: 18/12/2015.
- [27] MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (MMA). *Mapas de Cobertura Vegetal dos Biomas Brasileiros*. Probio, 2007. Disponível em: <mapas.mma.gov.br/mapas/aplic/probio/datadownload.htm>. Acesso em: 14/12/2015.
- [28] MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (MMA). *Sítios arqueológicos*. Disponível em: <mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso em: 15/12/2015.
- [29] MINISTÉRIO DOS TRANSPORTES (MT). *Dados de Ferrovias do Plano Nacional de Logística e Transportes* (PNLT), 2010. Disponível em: <http://www.transportes.gov.br/conteudo/61-relatorios/2822-base-de-dadosgeorreferenciados-pnlt-2010.html>. Acesso em: 14/12/2015.
- [30] SAATY, T.L. *Axiomatic foundation of the analytic hierarchy process*. Management Science, v. 32, n.7, p. 841-855, July 1987.
- [31] SUDENE. *Semiárido*. Disponível em: <http://www.sudene.gov.br/acessoainforma%C3%A7%C3%A3o/institucional/area-de-atuacao-dasudene/semiarido>. Acesso em: 11/12/2016.
- [32] 4500083056 – NT 15-R0 – *Torre Monomastro*. São Paulo, 2016.
- [33] 4500083056 – NT 13-R0 – *Torre Autoportante*. São Paulo, 2016.
- [34] JARDINI, J.A; e *et.al.*, *Alternativas não Convencionais para a Transmissão de Energia Elétrica – Estudos Técnicos e Econômicos*, Brasília, DF: Ed. Goya, 2012.
- [35] TECHNICAL BROCHURE 388, Joint Working Group B2/B4/C1.17, TB 388 - *Impacts of HVDC Line on the Economics of HVDC Projects*, CIGRÉ, 2009.

ANEXO – Detalhamento do Custeamento de Linhas de Transmissão

Neste anexo são apresentadas as tabelas de custeamento das linhas das alternativas analisadas.

a) Linha de 1.000 kV CA

- Vão: 500 m
- 80% de torres estaiadas (28.641 kg) e 20% de torres autoportantes (46.145 kg)

				Valor	Unidade	Quantidade	Unidade	Total (R\$)
Custo Direto								
3.1.1 Custo Direto Básico								
3.1.1.1 Terrenos e Serviços				53.857,40	R\$/km	1.320,00	km	71.091.768,00
3.1.1.2 Aquisição de Materiais								
A) Estruturas								
• Estruturas em Aço				5,90	R\$/kg	84.853.824,00	kg	500.637.561,60
B) Cabos e Ferragens para Fins Estruturais								
C) Estaiamento								
• Estaiamento				17,70	R\$/kg	494.208,00	kg	8.747.481,60
D) Fundações								
• Hastes de Âncora/Tirantes				35,38	R\$/km	1.320,00	km	46.701,60
E) Cabo Condutor (8 x 795 MCM)								
• Cabo Condutor				15,24	R\$/kg	42.324.480,00	kg	645.025.075,20
F) Cabo Para-raios Convencional								
• Cabo Para-raios Convencional				7,61	R\$/kg	567.600,00	kg	4.319.436,00
G) Cabo Para-raios Óptico								
• Cabo Para-raios Óptico				13.160,00	R\$/km	1.320,00	km	17.371.200,00
H) Isoladores								
• Isoladores				260,39	R\$/unid	607.200,00	unid	158.108.808,00
I) Ferragens e Acessórios								
• Conjunto de Suspensão do Cabo Condutor				4.309,06	R\$/unid	8.976,00	unid	38.678.122,56
• Conjunto de Ancoragem do Cabo Condutor								
• Conjunto de Ancoragem do Cabo Condutor				8.768,06	R\$/unid	1.306,80	unid	11.458.100,81
• Conjunto de Jumper do Cabo Condutor								
• Conjunto de Jumper do Cabo Condutor				2.763,98	R\$/unid	646,80	unid	1.787.742,26

		Valor	Unidade	Quantidade	Unidade	Total (R\$)
	• Conjunto de Suspensão do Cabo Para-raios	63,65	R\$/unid	2.996,40	unid	190.720,86
	• Conjunto de Ancoragem do Cabo Para-raios	24,86	R\$/unid	514,80	unid	12.797,93
	• Amortecedores do Cabo Condutor	144,21	R\$/unid	118.351,20	unid	17.067.426,55
	• Amortecedores do Cabo Para-raios	21,24	R\$/unid	6.600,00	unid	140.184,00
	• Espaçadores dos Condutores	615,87	R\$/unid	118.351,20	unid	72.888.953,54
J)	Aterramento	2.982,69	R\$/km	1.320,00	km	3.937.150,80
K)	Outros Acessórios	0,3% sobre a Aquisição de Materiais (A-J)				4.441.252,39
3.1.1.3	Inspeção de Material	1% sobre a Aquisição de Materiais (3.1.1.2)				14.804.174,63
3.1.1.4	Canteiro de Obras	1% sobre a Aquisição de Materiais (3.1.1.2)				14.804.174,63
3.1.1.5	Construção					
A)	Limpeza de Faixa	0,33	R\$/m²	125.400.000,00	m²	41.382.000,00
B)	Execução de Fundações					
	• Escavação	64,29	R\$/m³	182.307,84	m³	11.720.571,03
	• Concretagem	2.637,72	R\$/m³	117.216,00	m³	309.182.987,52
C)	Montagem das Estruturas					
	• Concreto	40% sobre a aquisição de Estruturas de Concreto				
	• Aço Autoportante	20% sobre a aquisição de Estruturas de Aço				136.173.416,76
D)	Instalação do Cabo Condutor	15% sobre a aquisição do Cabo Condutor				96.753.761,28
E)	Instalação do Cabo Para-raios Convencional	50% sobre a aquisição do Cabo Para-raios Convencional				2.159.718,00
F)	Instalação do Cabo Para-raios Óptico	25% sobre a aquisição do Cabo Para-raios Óptico				4.342.800,00

		Valor	Unidade	Quantidade	Unidade	Total (R\$)
	G) Instalação de Aterramento	100% sobre a aquisição do Materiais utilizado no Aterramento				3.937.150,80
	H) Construção de Acessos	6.249,21	R\$/km	1.320,00	km	8.248.957,20
3.1.1.6	Serviços Técnicos					
	A) Serviços de Topografia	4.242,00	R\$/km	1.320,00	km	5.599.440,00
	B) Serviços de Geologia/Sondagem	5.128,17	R\$/km	1.320,00	km	6.769.184,40
3.1.2	Estudos de Engenharia					
3.1.2.1	Projeto Básico	1% sobre a Custo Direto Básico (3.1.1)				22.118.288,20
3.1.2.2	Projeto Executivo	2% sobre a Custo Direto Básico (3.1.1)				44.236.576,40
3.1.3	Custos Ambientais	3% sobre a Custo Direto Básico (3.1.1)				66.354.864,60
3.1.4	Administração Local	2% sobre a Custo Direto Básico (3.1.1)				44.236.576,40
Custos Indiretos						
3.2.1	Administração Central	2% sobre a Custo Direto (3.1)				47.775.502,51
Eventuais		3% sobre a Custo Direto (3.1)				71.663.253,77
		Total				2.508.213.882

Custo por km da linha de 1.000 kV: R\$ 1.900.162,03/km

b) Linha 500 kV CA

- Vão: 500 m
- 80% de torres estaiadas (11.500 kg) e 20% de torres autoportantes (15.900 kg)

		Valor	Unidade	Quantidade	Unidade	Total (R\$)
Custo Direto						
3.1.1	Custo Direto Básico					
3.1.1.1	Terrenos e Serviços	34.015,20	R\$/km	1.320,00	km	44.900.064
3.1.1.2	Aquisição de Materiais					
A)	Estruturas					
	• Estruturas em Aço	5,90	R\$/kg	32.683.200,00	kg	192.830.880
D)	Fundações					
	• Fundação em Grelha	R\$		Qtde		
	• Hastes de Âncora/Tirantes	35,38	R\$/km	1.320,00	km	46.702
E)	Cabo Condutor (6 x 795 MCM)	15,24	R\$/kg	31.743.360,00	kg	483.768.806
F)	Cabo Para-raios Convencional	7,61	R\$/kg	567.600,00	kg	4.319.436
G)	Cabo Para-raios Óptico	13.160,00	R\$/km	1.320,00	km	17.371.200
H)	Isoladores	260,39	R\$/unid	196.270,80	unid	51.106.954
I)	Ferragens e Acessórios					
	• Conjunto de Suspensão do Cabo Condutor	5.164,33	R\$/unid	8.672,40	unid	44.787.135
	• Conjunto de Ancoragem do Cabo Condutor	8.951,30	R\$/unid	653,40	unid	5.848.779
	• Conjunto de Jumper do Cabo Condutor	1.525,47	R\$/unid	277,20	unid	422.861
	• Conjunto de Suspensão do Cabo Para-raios	63,65	R\$/unid	2.996,40	unid	190.721
	• Conjunto de Ancoragem do Cabo Para-raios	24,86	R\$/unid	514,80	unid	12.798
	• Amortecedores do Cabo Condutor	144,21	R\$/unid	118.351,20	unid	17.067.427
	• Amortecedores do Cabo Para-raios	21,24	R\$/unid	6.600,00	unid	140.184
	• Espaçadores dos Condutores	629,06	R\$/unid	81.180,00	unid	51.066.685

	Valor	Unidade	Quantidade	Unidade	Total (R\$)
J) Aterramento	2.982,69	RS/km	1.320,00	km	3.937.151
K) Outros Acessórios					
					0,3% sobre a Aquisição de Materiais (A-J)
3.1.1.3					1% sobre a Aquisição de Materiais (3.1.1.2)
					8.729,177
3.1.1.4					1% sobre a Aquisição de Materiais (3.1.1.2)
					8.729,177
3.1.1.5					
A) Limpeza de Faixa	0,33	RS/m²	125.400.000,00	m²	41.382.000
B) Execução de Fundações					
• Escavação	64,29	RS/m³	182.307,84	m³	11.720.571
• Concretagem	2.637,72	RS/m³	117.216,00	m³	309.182.988
C) Montagem das Estruturas					
• Concreto					40% sobre a aquisição de Estruturas de Concreto
• Aço Autoportante					20% sobre a aquisição de Estruturas de Aço
• Aço Estalada					27,5% sobre a aquisição de Estruturas de Aço
					53.028.492
D) Instalação do Cabo Condutor					15% sobre a aquisição do Cabo Condutor
					72.565.321
E) Instalação do Cabo Para-raios Convencional					50% sobre a aquisição do Cabo Para-raios Convencional
					2.159.718
F) Instalação do Cabo Para-raios Óptico					25% sobre a aquisição do Cabo Para-raios Óptico
					4.342.800
G) Instalação de Aterramento					100% sobre a aquisição do Materiais utilizado no Aterramento
					3.937.151
H) Construção de Acessos	6.249,21	RS/km	1.320,00	km	8.248.957
3.1.1.6					Serviços Técnicos

		Valor	Unidade	Quantidade	Unidade	Total (R\$)
	A) Serviços de Topografia	4.242,00	R\$/km	1.320,00	km	5.599.440
	B) Serviços de Geologia/Sondagem	5.128,17	R\$/km	1.320,00	km	6.769.184
3.1.2	Estudos de Engenharia					
	3.1.2.1	Projeto Básico	1% sobre a Custo Direto Básico (3.1.1)			14.568.315
	3.1.2.2	Projeto Executivo	2% sobre a Custo Direto Básico (3.1.1)			29.136.630
3.1.3	Custos Ambientais		3% sobre a Custo Direto Básico (3.1.1)			43.704.945
3.1.4	Administração Local		2% sobre a Custo Direto Básico (3.1.1)			29.136.630
Custos Indiretos						
3.2.1	Administração Central		2% sobre a Custo Direto (3.1)			31.467.561
Eventuais			3% sobre a Custo Direto (3.1)			47.201.341
Total						1.652.046.935

Custo por km da linha de 500 kV CA: R\$ 1.251.550,71/km

c) Linha 600 kV CC

- Vão: 500 m
- 80% de torres estaçadas (18.500 kg) e 20% de torres autoportantes (32.325 kg)

		Valor	Unidade	Quantidade	Unidade	Total (R\$)
Custo Direto						
3.1.1	Custo Direto Básico					
3.1.1.1	Terrenos e Serviços	40.818,24	R\$/km	1.320,00	km	53.880.076,80
3.1.1.2	Aquisição de Materiais					
A)	Estruturas	R\$		Qtde		
	• Estruturas em Aço	5,90	R\$/kg	56.139.600,00	kg	331.223.640,00
B)	Cabos e Ferragens para Fins Estruturais					
C)	Estalamento	17,70	R\$/kg	3.459.456,00	kg	61.232.371,20
D)	Fundações					
	• Hastes de Âncora/Tirantes	35,38	R\$/km	1.320,00	km	46.701,60
E)	Cabo Condutor (4 x 2300 MCM)	15,24	R\$/kg	39.716.160,00	kg	605.274.278,40
F)	Cabo Para-raios Convencional	7,61	R\$/kg	567.600,00	kg	4.319.436,00
G)	Cabo Para-raios Óptico	18.500,00	R\$/km	1.320,00	km	24.420.000,00
H)	Isoladores	229,24	R\$/unid	551.760,00	unid	126.484.910,64
I)	Ferragens e Acessórios					
	• Conjunto de Suspensão do Cabo Condutor	3.442,89	R\$/unid	6.164,40	unid	21.223.351,12
	• Conjunto de Ancoragem do Cabo Condutor	5.330,87	R\$/unid	105,60	unid	562.939,87
	• Conjunto de Jumper do Cabo Condutor	1.905,15	R\$/unid	52,80	unid	100.591,92
	• Conjunto de Suspensão do Cabo Para-raios	63,65	R\$/unid	2.996,40	unid	190.720,86
	• Conjunto de Ancoragem do Cabo Para-raios	24,86	R\$/unid	514,80	unid	12.797,93
	• Amortecedores do Cabo Condutor	255,40	R\$/unid	33.752,40	unid	8.620.362,96
	• Amortecedores do Cabo Para-raios	21,24	R\$/unid	6.600,00	unid	140.184,00
	• Espaçadores dos Condutores	25,57	R\$/unid	457.248,00	unid	11.691.831,36

		Valor	Unidade	Quantidade	Unidade	Total (R\$)
	J) Aterramento	2.982,69	R\$/km	1.320,00	km	3.937.150,80
	K) Outros Acessórios					3.598.443,81
3.1.1.3	Inspeção de Material					11.994.812,69
3.1.1.4	Canteiro de Obras					11.994.812,69
3.1.1.5	Construção					
A)	Limpeza de Faixa	0,33	R\$/m²	95.040.000,00	m²	31.363.200,00
B)	Execução de Fundações					
	• Escavação	64,29	R\$/m³	41.124,60	m³	2.643.900,28
	• Concretagem	2.637,72	R\$/m³	21.092,52	m³	55.636.169,03
C)	Montagem das Estruturas					
	• Concreto					
	• Aço Autoportante					86.118.146,40
	• Aço Estaiada					
D)	Instalação do Cabo Condutor					90.791.141,76
E)	Instalação do Cabo Para-raios Convencional					2.159.718,00
F)	Instalação do Cabo Para-raios Óptico					6.105.000,00
G)	Instalação de Aterramento					3.937.150,80
H)	Construção de Acessos	6.249,21	R\$/km	1.320,00	km	8.248.957,20
3.1.1.6	Serviços Técnicos					

		Valor	Unidade	Quantidade	Unidade	Total (R\$)
	A) Serviços de Topografia	4.242,00	R\$/km	1.320,00	km	5.599.440,00
	B) Serviços de Geologia/Sondagem	5.128,17	R\$/km	1.320,00	km	6.769.184,40
3.1.2	Estudos de Engenharia					
	3.1.2.1 Projeto Básico					15.803.214,23
	3.1.2.2 Projeto Executivo					31.606.428,45
3.1.3	Custos Ambientais					47.409.642,68
	3.1.4 Administração Local					31.606.428,45
	Custos Indiretos					
	3.2.1 Administração Central					34.134.942,73
	Eventuais					51.202.414,09
				Total		1.792.084.493

Custo por km da linha de 600 kV CC: R\$ 1.357.639,77/km

- d) Linha de 800 kV CC**
- Vão: 500 m
 - 80% de torres estaiadas (18.500 kg) e 20% de torres autoportantes (32.325 kg)

					Valor	Unidade	Quantidade	Unidade	Total (R\$)
Custo Direto									
3.1.1 Custo Direto Básico									
3.1.1.1 Terrenos e Serviços					49.888,96	R\$/km	1.400,00	km	69.844.544,00
3.1.1.2 Aquisição de Materiais									
A) Estruturas									
• Estruturas em Aço					5,90	R\$/kg	59.542.000,00	kg	351.297.800,00
• Estruturas em Concreto									
B) Cabos e Ferragens para Fins Estruturais									
C) Estalamento					17,70	R\$/kg	524.160,00	kg	9.277.632,00
D) Fundações									
• Fundação em Grelha									
					35,38	R\$/km	1.400,00	km	49.532,00
• Hastes de Âncora/Tirantes									
E) Cabo Condutor (6 x 1590 MCM)					15,24	R\$/kg	44.872.800,00	kg	683.861.472,00
F) Cabo Para-raios Convencional					7,61	R\$/kg	602.000,00	kg	4.581.220,00
G) Cabo Para-raios Óptico					18.500,00	R\$/km	1.400,00	km	25.900.000,00
H) Isoladores					229,24	R\$/unid	585.200,00	unid	134.150.662,80
I) Ferragens e Acessórios									
• Conjunto de Suspensão do Cabo Condutor					4.687,67	R\$/unid	9.800,00	unid	45.939.166,00
• Conjunto de Ancoragem do Cabo Condutor					7.258,20	R\$/unid	154,00	unid	1.117.762,80
• Conjunto de Jumper do Cabo Condutor					2.594,00	R\$/unid	70,00	unid	181.580,00
• Conjunto de Suspensão do Cabo Para-raios					63,65	R\$/unid	3.178,00	unid	202.279,70
• Conjunto de Ancoragem do Cabo Para-raios					24,86	R\$/unid	546,00	unid	13.573,56
• Amortecedores do Cabo Condutor					618,74	R\$/unid	49.000,00	unid	30.318.260,00

	Valor	Unidade	Quantidade	Unidade	Total (R\$)
	• Amortecedores do Cabo Para-raios	21,24	R\$/unid	7.000,00	unid 148.680,00
	• Espaçadores dos Condutores	35,00	R\$/unid	866.236,00	unid 30.318.260,00
	J) Aterramento	2.982,69	R\$/km	1.400,00	km 4.175.766,00
	K) Outros Acessórios				3.964.600,94
3.1.1.3	Inspeção de Material				13.215.336,47
3.1.1.4	Canteiro de Obras				13.215.336,47
3.1.1.5	Construção				
A) Limpeza de Faixa	0,33	R\$/m²	123.200.000,00	m²	40.656.000,00
B) Execução de Fundações					
	• Escavação	64,29	R\$/m³	99.342,62	m³ 6.386.737,20
	• Montagem de Grelhas				
	• Instalação de Hastes/Tirantes				
	• Concretagem	2.637,72	R\$/m³	68.568,99	m³ 180.865.806,48
C) Montagem das Estruturas					
	• Concreto				
	• Aço Autoportante				91.337.428,00
	• Aço Estaiada				
D) Instalação do Cabo Condutor					102.579.220,80
E) Instalação do Cabo Para-raios Convencional					2.290.610,00
F) Instalação do Cabo Para-raios Óptico					6.475.000,00

					Valor	Unidade	Quantidade	Unidade	Total (R\$)
100% sobre a aquisição do Materiais utilizado no Aterramento									
G) Instalação de Aterramento									4.175.766,00
H) Construção de Acessos					6.249,21	R\$/km	1.400,00	km	8.748.894,00
3.1.1.6					Serviços Técnicos				
A) Serviços de Topografia					4.242,00	R\$/km	1.400,00	km	5.938.800,00
B) Serviços de Geologia/Sondagem					5.128,17	R\$/km	1.400,00	km	7.179.438,00
3.1.2					Estudos de Engenharia				
3.1.2.1					Projeto Básico				
					1% sobre a Custo Direto Básico (3.1.1)				18.784.071,65
3.1.2.2					Projeto Executivo				
					2% sobre a Custo Direto Básico (3.1.1)				37.568.143,30
3.1.3					Custos Ambientais				
					3% sobre a Custo Direto Básico (3.1.1)				56.352.214,96
3.1.4					Administração Local				
					2% sobre a Custo Direto Básico (3.1.1)				37.568.143,30
Custos Indiretos									
3.2.1					Administração Central				
					2% sobre a Custo Direto (3.1)				40.573.594,77
Eventuais					3% sobre a Custo Direto (3.1)				
							Total		60.860.392,15
									2.130.113.725

Custo por km da linha de 800 kV CC: R\$ 1.521.509,80/km

CAPÍTULO 5

Estudos de Detalhamento da Alternativa de Referência (R2)

José Antonio Jardini

Gerson Yukio Saiki

Ricardo Leon Vasquez Arnez

Marcos Tiago Bassini

Valdomiro Vega García

Felipe Rocha Velloso de Almeida Pedroso

Adriano Aparecido Dellallibera

Huederson Aparecido Botura da Silva

Eber Havila Rose



1. Introdução

Neste projeto, foram realizados os estudos de viabilidade técnico-econômica e socioambiental de alternativas de transmissão de energia eólica/fotovoltaica desde o Nordeste para o Sudeste. A alternativa selecionada (referência) é um sistema de transmissão em 1.000 kV CA.

A alternativa de referência é composta por quatro subestações novas: Milagres III (CE), Ourolândia III (BA), Igaporã IV (BA) e Pirapora III (MG). A linha de transmissão é composta por três trechos de 440 km, totalizando 1.320 km. A Figura 1.1 apresenta a localização da alternativa de referência.

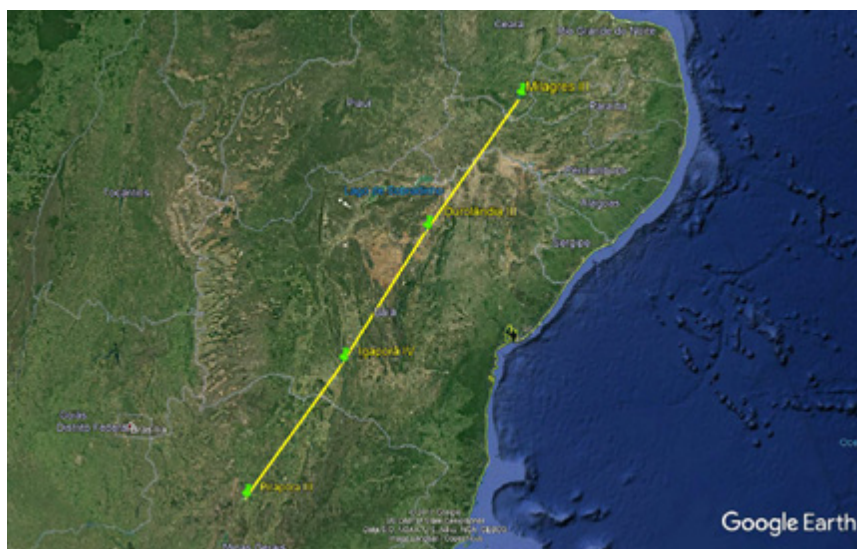


Figura 1.1: Traçado da alternativa de referência – 1.000 kV CA

Neste capítulo, o objetivo é apresentar um detalhamento dos estudos (regime permanente, transitórios eletromecânicos e eletromagnéticos) da alternativa de referência. São apresentados também os estudos para projeto de linha e definição de requisitos de equipamentos. Foi também feita uma análise de “possível expansão” do sistema de referência, que consiste na adição de mais um trecho após a subestação de Pirapora até a subestação Ribeirão das Neves e a adição de outro circuito simples nos dois últimos trechos do sistema de referência e no trecho adicionado.

2. Descrição da Alternativa de Transmissão 1.000 kV

Para a inserção da alternativa de transmissão 1.000 kV no Sistema Interligado Nacional (SIN), foi necessário escolher a região de localização de cada uma das subestações e definir o seccionamento de linhas de 500 kV existentes e/ou futuras na região.

As subestações de 1.000/500 kV são todas novas, não sendo, pois, ampliações de subestações existentes. A localização delas foi escolhida de forma a manter a extensão igual em cada trecho de linha (440 km).

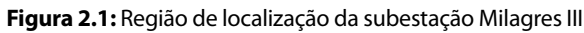
A escolha de trechos de mesmo comprimento foi feita objetivando similaridade de requisitos de equipamentos. A seguir, são apresentadas a localização das subestações e as linhas que necessitam ser seccionadas.

2.1 Subestação Milagres III

Na região de localização da subestação de Milagres há 8 linhas de 500 kV, sendo:

- 2 para Luiz Gonzaga;
- 1 para Queimada Nova;
- 2 para Curral Novo do Piauí;
- 1 para Quixadá; e
- 2 para Açú.

A localização foi escolhida a sudeste da subestação Milagres já existente (Figura 2.1). Com isso, haverá o seccionamento das duas linhas de Milagres a Luiz Gonzaga. Em cada linha, há um reator que necessita ser deslocado devido à construção da nova subestação.



Na região da subestação Ourolândia há três linhas de 500 kV, sendo:

- A localização foi escolhida a nordeste da subestação Ourolândia já existente (Figura 2.2). Com isso, haverá o seccionamento da linha de Ourolândia a Juazeiro. Há um reator de linha que necessita ser deslocado devido à construção da nova subestação.

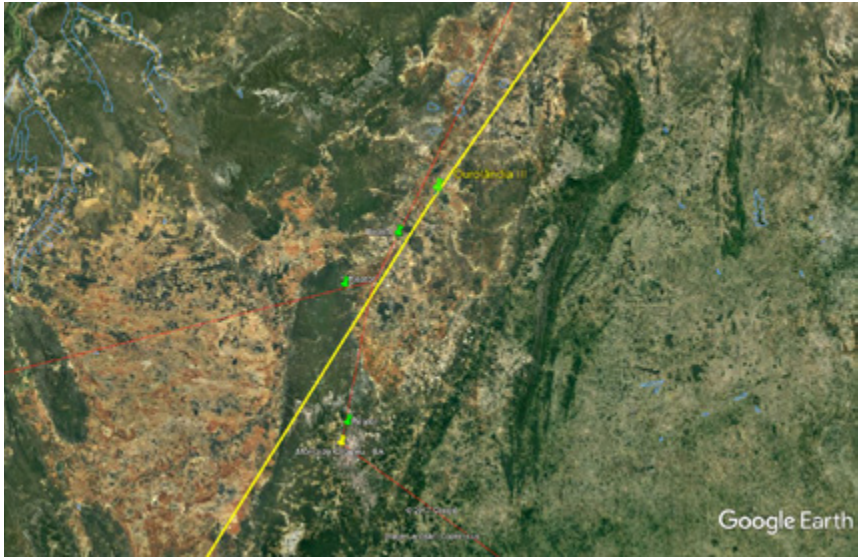


Figura 2.2: Região de localização da subestação Ourolândia III

2.3 Subestação Igaporã IV

Na região da subestação Igaporã há 6 linhas de 500 kV, sendo:

- 2 para Bom Jesus da Lapa;
- 2 para Ibicoara; e
- 2 para Janaúba.

A localização foi escolhida ao sul da subestação Igaporã já existente (Figura 2.3). Com isso, haverá o seccionamento das duas linhas entre Igaporã a Janaúba. Há um reator em cada linha, os quais necessitam ser deslocados devido à construção da nova subestação.

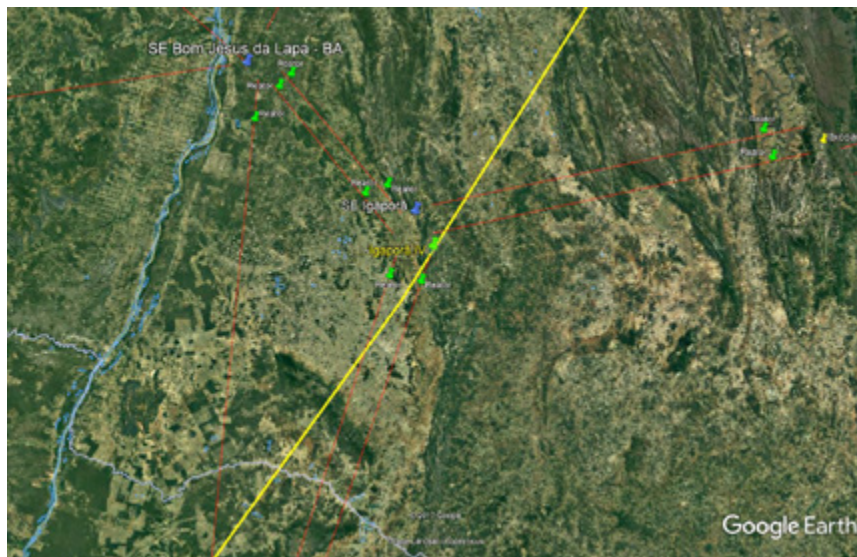


Figura 2.3: Região de localização da subestação Igaporã IV

2.4 Subestação Pirapora III

Na região da subestação Pirapora há 6 linhas de 500 kV, sendo:

- 1 para Janaúba;
- 1 para Arinos;
- 1 para Luziânia;
- 1 para Paracatu; e
- 2 para Ribeirão das Neves.

A localização foi escolhida ao sul da subestação Pirapora já existente (Figura 2.4). Com isso, haverá o seccionamento das duas linhas para Ribeirão das Neves. Neste caso, não há reatores de linha que precisem ser deslocados.



Figura 2.4: Região de localização da subestação Pirapora III

3. Geometria das Torres das Linhas de Transmissão 1.000 kV

O sistema de transmissão é composto por linhas de 8 condutores por fase, ACSR 795 MCM (*Tern*), 50% de compensação série e 85% de compensação derivada, 1 cabo para-raios de 3/8" EHS e outro OPGW.

As alturas dos condutores e para-raios utilizados para os estudos são:

- fases externas: 47,9 m (flecha de 22 m);
- fase interna: 65,9 m (flecha de 22 m);
- cabos para-raios: 76,6 m (flecha de 17,6 m).

Esses valores foram confirmados por meio de projeto elétrico da linha, apresentado mais adiante.

A Figura 3.1 apresenta as distâncias dos cabos utilizados para os cálculos dos parâmetros da linha de transmissão.

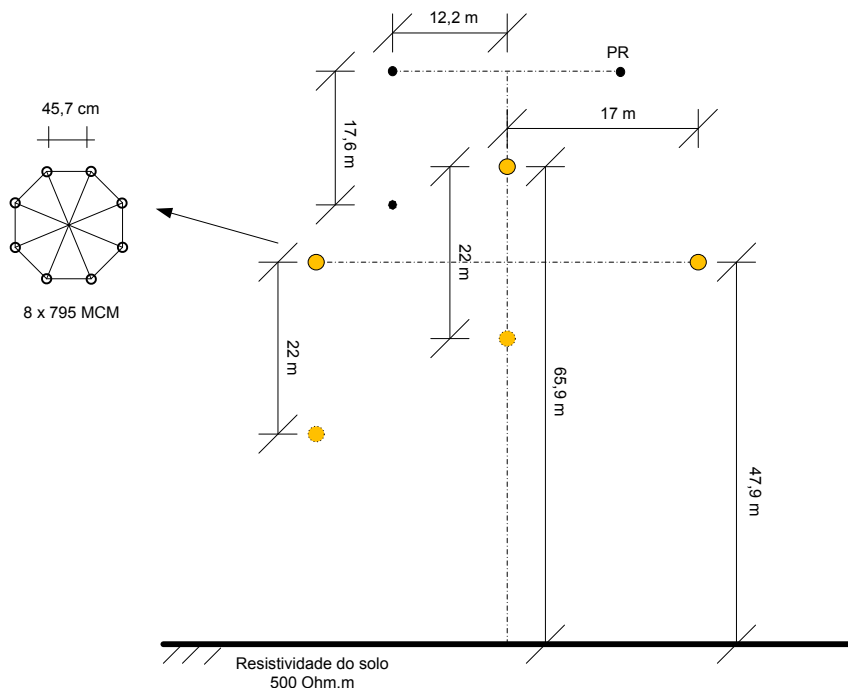


Figura 3.1: Distâncias para cálculo dos parâmetros da linha de 1.000 kV (sem escala)

Os parâmetros de sequência positiva e de sequência zero obtidos da linha são:

- $R_1 = 0,0097 \Omega/\text{km}$
- $R_0 = 0,3027 \Omega/\text{km}$
- $X_1 = 0,3068 \Omega/\text{km}$
- $X_0 = 1,1689 \Omega/\text{km}$
- $B_1 = 5,351 \text{E-}6 \text{ Mho/km}$
- $B_0 = 3,259 \text{E-}6 \text{ Mho/km}$
- $Q_1 = 5,35 \text{ Mvar/km}$
- $Q_0 = 3,26 \text{ Mvar/km}$

Os parâmetros acima foram calculados utilizando-se o programa ATP (*Alternative Transient Program*).

4. Estudos de Sobretensões de Manobra

4.1 Configuração da Rede Analisada

Os equipamentos de controle de transitórios a serem considerados podem ser: resistor de pré-inserção, resistor de abertura (eventual), reatores de neutro, para-raios ZnO, fechamento sincronizado e chaves rápidas para descarga de carga residual. Os estudos foram feitos substituindo a rede do SIN por uma equivalente, no qual as linhas de 500 kV estão explícitas até as barras vizinhas das subestações do sistema de 1.000 kV.

4.2 Dados Utilizados

As linhas do sistema 1.000 kV são compostas de três trechos iguais com comprimento de 440 km cada. O sistema de transmissão em 1.000 kV está conectado à rede de 500 kV por meio de transformadores 500/1.000 kV, com potência nominal de 2.500/3.000 MVA e reatância de dispersão de 14% (algumas simulações foram também feitas com 1.500 MVA e reatância de 18%), com *tapes* sob carga para controle de tensão em $\pm 7,5\%$ da nominal.

A segmentação em três trechos da linha implica a necessidade de quatro subestações com capacidade de transformação para conexão com o sistema de 500 kV.

As compensações paralela e em série foram alocadas nos terminais de linha, com metade da compensação total por terminal. Os reativos capacitivos da linha foram compensados em aproximadamente 85%, enquanto que a reatância série foi compensada em aproximadamente 50%.

Para permitir o monitoramento do perfil de tensão ao longo dos trechos, cada um deles foi dividido em quatro sub-trechos iguais. A linha 1.000 kV foi modelada por parâmetros distribuídos, representado pela componente LCC (*Line/Cable Constants*), em que é especificada a geometria da torre e dos condutores utilizados.

As fontes equivalentes modeladas no ATP foram ajustadas em função da condição de regime no programa Anarede, para as condições de operação do Plano Decenal de Expansão 2024 (PDE 2024).

As impedâncias das fontes equivalentes utilizadas no lado de 500 kV foram calculadas a partir das potências de curto-circuitos trifásico e monofásico, obtidas para o mesmo horizonte no Anafas, a partir das quais são determinadas as impedâncias de sequência positiva e zero da fonte de tensão equivalente.

4.2.1 Reator de linha

Reatores de linha foram conectados em ambos extremos de cada trecho da linha de 1.000 kV. Os valores dos reatores são:

- $X_1 = 1.000 \, \Omega$ (seq. positiva)
- $Q_1 = 1.000 \text{ Mvar}$ (trifásico, com tensão de 1.000 kV)

O valor de Q_1 (em cada terminal do trecho de 440 km) considera ~85% de compensação derivada. O Mvar capacitivo da linha para o trecho de 440 km é igual a 2.350 Mvar. Esse valor dividido por 2, considerando 85% de compensação (*shunt*), resulta em um reator de 1.000 Mvar, ou seja, $1.000 \, \Omega/\text{fase}$.

O reator de neutro foi calculado (e representado nos estudos) objetivando reduzir as correntes de arco secundário, assim como eventuais sobreensões devidas à possibilidade de ressonância na linha de 1.000 kV. O valor do reator de neutro determinado é de $250 \, \Omega$ (60 Hz).

4.2.2 Capacitor série

Quanto à compensação série, em todos os trechos foi considerada compensação série de 50%, com metade desse valor em cada um dos terminais de cada trecho. Os valores de 50% da compensação série (por fase) resultam $32 \sim 33,7 \, \Omega$ (se considerando modelo π equivalente ou nominal), sendo então selecionado o valor:

$$X_1 = 35 \, \Omega \text{ ou } C_1 \cong 76 \, \mu\text{F}$$

Obs.: nos estudos, foram examinadas duas configurações: reator de linha entre a barra e o capacitor série ou do lado da linha, após o capacitor série.

4.2.3 Para-raios nas subestações e equipamentos

No modelo do sistema de 1.000 kV, foram também considerados para-raios de subestação nas extremidades de cada trecho. Nas simulações, esses para-raios foram modelados utilizando o componente Tipo 92 (ZnO), cuja curva característica V-I é mostrada na Figura 4.1.

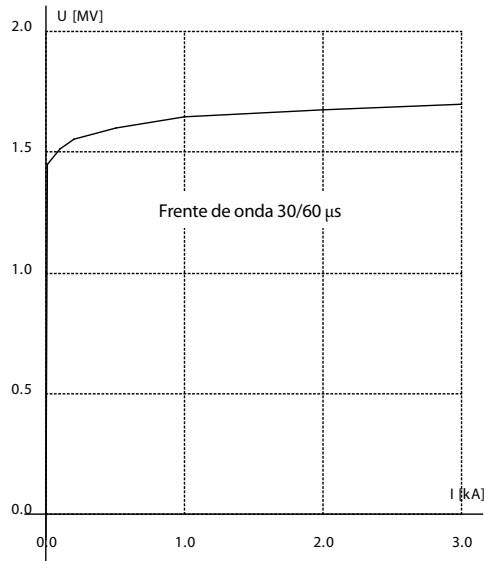


Figura 4.1: Curva característica V-I do para-raios utilizado (1 coluna)

A curva utilizada nas simulações foi extrapolada a partir da curva de um para-raios comercial da ABB ($U_r = 624 \text{ kVrms}$). Análises iniciais determinaram que a tensão nominal dos para-raios para este projeto seria de $U_r = 828 \text{ kV}$. De posse da relação das tensões nominais de ambos os para-raios ($828/624$), obteve-se a curva correspondente ao para-raios do 1.000 kV .

4.2.4 Metal Oxide Varistors (MOV) dos capacitores série

No programa, estes resistores não lineares foram também modelados utilizando o componente Tipo 92 (ZnO), cuja curva característica V-I, para a frente de onda de $30/60 \text{ ms}$ (corrente), é mostrada na Tabela 4.1. A tensão nominal do MOV é equivalente ao para-raios de $U_r = 162 \text{ kV}$.

Tabela 4.1: Curva característica V-I do MOV do capacitor série

I (A)	V (kV)
500	316
1.000	328
2.000	336

4.2.5 Esquema geral da rede estudada

A Figura 4.2 está indicando o modelo de rede utilizado nos estudos.

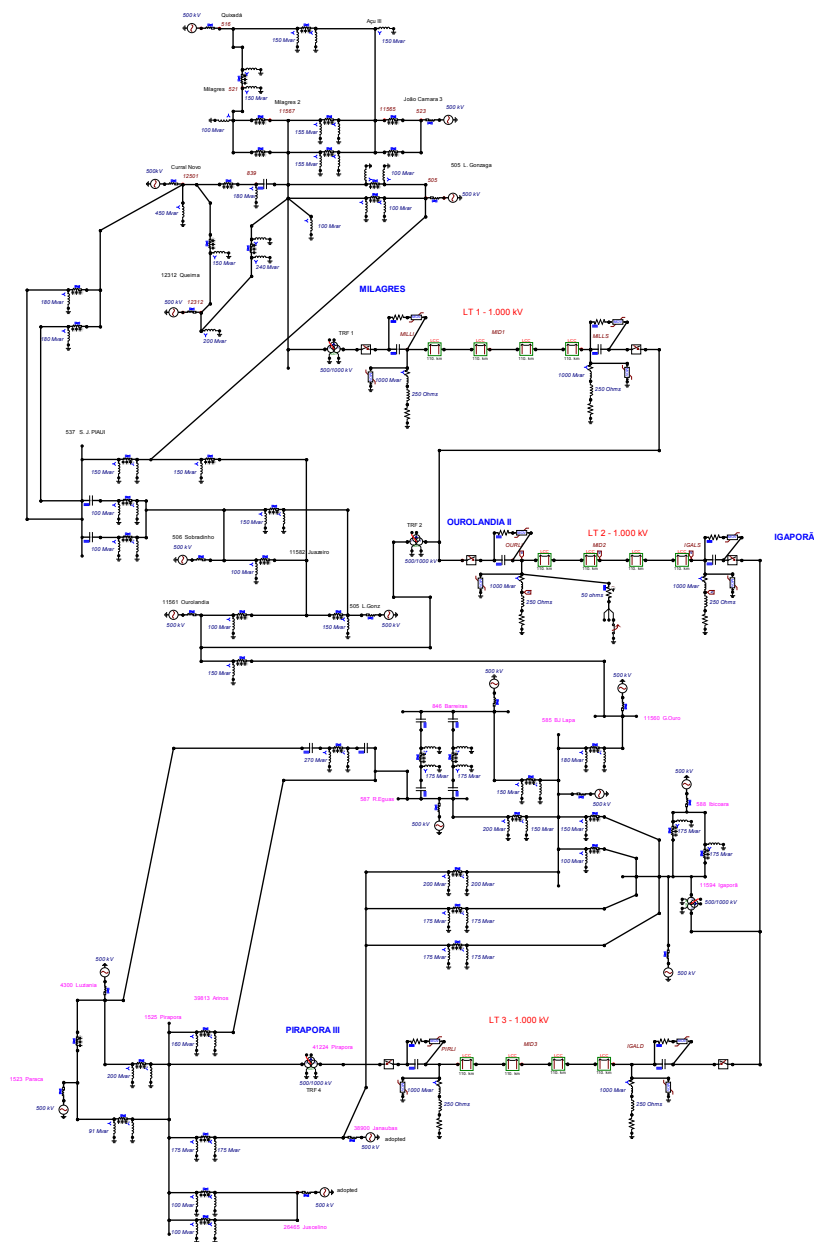


Figura 4.2: Esquema da rede utilizada no estudo

4.3 Energização de Linhas

Foram simuladas energizações nos três trechos de linhas de 1.000 kV. A maior sobretensão ocorreu no trecho Ourolândia – Igaporã energizado por Ourolândia. Foram realizadas energizações estatísticas e casos de sensibilidade.

O caso de referência contempla o uso de resistor de pré-inserção de 400 Ω e tempo médio de inserção de 8 ms.

Para o caso de energização da linha Ourolândia – Igaporã energizado por Ourolândia, foram obtidas distribuições dos valores de sobretensão fase-terra e fase-fase para cinco pontos da linha. A Tabela 4.2 apresenta os valores para esse caso.

Tabela 4.2: Resultado da energização estatística

Local da sobretensão	Fase-terra e fase-fase	Sobretensão média (pu)	Desvio-padrão (pu)	Máxima sobretensão (pu)
Início da LT	Fase A	1,3786	0,0393	1,4533
	Fase B	1,2857	0,0489	1,4273
	Fase C	1,2805	0,0415	1,3957
	Fase A – Fase B	2,3240	0,0744	2,5750
	Fase B – Fase C	2,1741	0,0850	2,4195
	Fase A – Fase C	2,3064	0,0827	2,5339
25 % da LT	Fase A	1,5001	0,0596	1,6550
	Fase B	1,4197	0,0794	1,6351
	Fase C	1,3813	0,0419	1,5358
	Fase A – Fase B	2,5850	0,0932	2,8542
	Fase B – Fase C	2,3433	0,1175	2,7067
	Fase A – Fase C	2,4858	0,0810	2,6875
Meio da LT	Fase A	1,5920	0,0808	1,7551
	Fase B	1,4947	0,1105	1,7891
	Fase C	1,4531	0,0452	1,6064
	Fase A – Fase B	2,7522	0,1244	2,9948
	Fase B – Fase C	2,4539	0,1409	2,9151
	Fase A – Fase C	2,6057	0,0732	2,8700
75 % da LT	Fase A	1,6316	0,0970	1,8305
	Fase B	1,5167	0,1276	1,8416
	Fase C	1,4872	0,0555	1,7042
	Fase A – Fase B	2,8334	0,1526	3,1747
	Fase B – Fase C	2,4782	0,1581	3,0326
	Fase A – Fase C	2,6579	0,0817	2,9276
Fim da LT	Fase A	1,6231	0,1069	1,8456
	Fase B	1,5070	0,1421	1,8579
	Fase C	1,4759	0,0581	1,7100
	Fase A – Fase B	2,8260	0,1667	3,2780
	Fase B – Fase C	2,4634	0,1719	3,1131
	Fase A – Fase C	2,6435	0,0976	2,9956

$$\text{Obs.: } 1\text{pu} = 1.000 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 816,5 \text{ kV}$$

Outros detalhes são encontrados no Anexo 1.

A Figura 4.3 apresenta as sobretensões fase-terra para o pior caso.

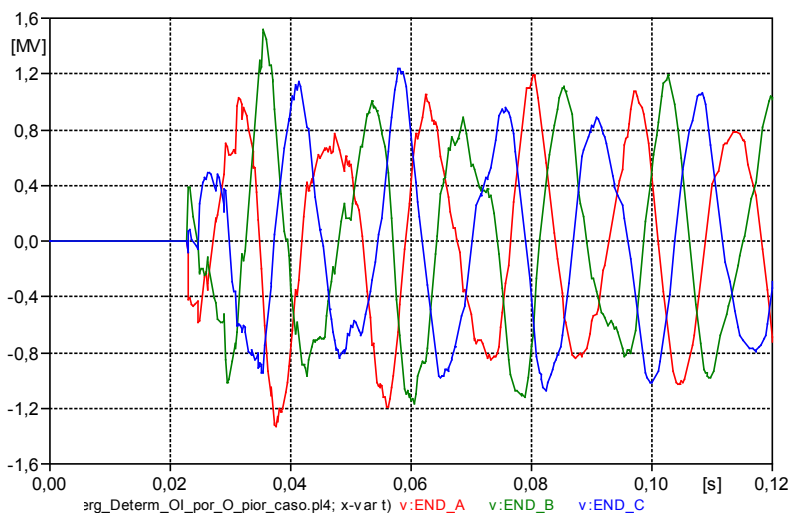


Figura 4.3: Tensão no fim da linha (Igaporã)

Foram feitos cálculos de sensibilidade das sobretensões quanto ao tempo de inserção, fechamento sincronizado, posição do reator de linha e capacitor série inserido.

4.4 Religamento Monopolar

Realizadas as simulações de religamento monopolar para os três trechos da linha de 1.000 kV, foi possível constatar que as sobretensões originadas durante este procedimento não são suficientemente elevadas para impactar a definição do nível de isolamento da linha.

O valor médio (V_{μ}) e a máxima tensão (V_{\max}) obtidos para cada um desses trechos (religamento com chave estatística) foram de:

- Milagres – Ourolândia: $V_{\mu} = 1,576 \text{ pu}$, $V_{\max} = 1,700 \text{ pu}$
- Ourolândia – Igaporã: $V_{\mu} = 1,745 \text{ pu}$, $V_{\max} = 1,853 \text{ pu}$
- Igaporã – Pirapora: $V_{\mu} = 1,486 \text{ pu}$, $V_{\max} = 1,694 \text{ pu}$

Tabela 4.3: Religamento com chave estatística pelo lado de Ourolândia, para curto no meio da linha

Local da Sobretensão	Fase	Média (pu)	Desvio-padrão (pu)	Máxima Sobretensão (pu)
0% da LT (Ourolândia)	A	1,341	0,040	1,474
	B	1,166	0,022	1,205
	C	1,122	0,039	1,169
25% da LT	A	1,517	0,043	1,644
	B	1,188	0,022	1,241
	C	1,151	0,026	1,206
50% da LT	A	1,662	0,056	1,764
	B	1,182	0,017	1,223
	C	1,160	0,026	1,206
75% da LT	A	1,741	0,056	1,840
	B	1,134	0,019	1,182
	C	1,160	0,029	1,202
100% da LT (Igarorã)	A	1,745	0,064	1,853
	B	1,075	0,004	1,101
	C	1,133	0,018	1,164

Na Figura 4.3, apresentam-se as tensões na barra de Igarorã (100% da linha).

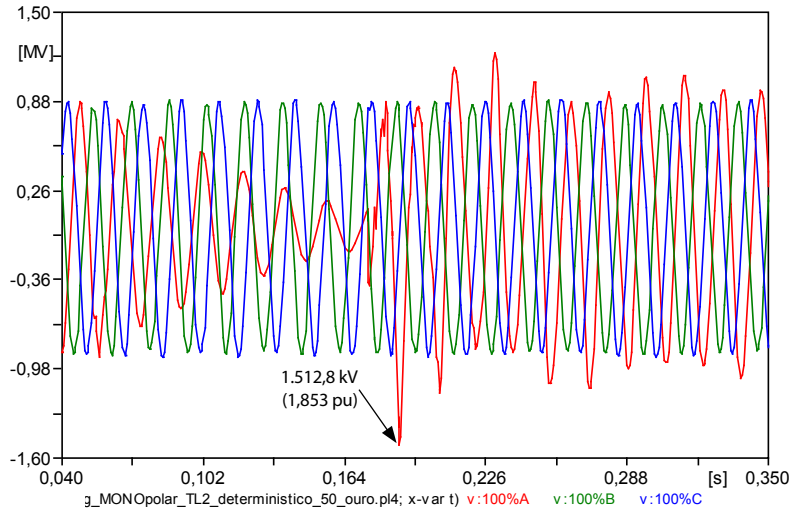


Figura 4.3: Tensões no extremo aberto do trecho 2 (Ourolândia – Igarorã) quando do religamento pelo lado de Ourolândia

Outros detalhes são encontrados no Anexo 2.

4.5 Religamento Tripolar

As maiores sobretensões ocorrem no trecho Milagres – Ourolândia, religado por Milagres, e são apresentadas na Tabela 4.4.

Tabela 4.4: Sobretensão no trecho Milagres – Ourolândia, por Milagres. Capacitor

Milagres – Ourolândia	Fase-terra e fase-fase	Média (pu)	Desvio-padrão (pu)	$\mu + 3\sigma$ (pu)
Início da LT	Fase A	1,239	0,065	1,435
	Fase B	1,295	0,040	1,414
	Fase C	1,291	0,056	1,459
	Fase A – Fase B	2,168	0,093	2,448
	Fase B – Fase C	2,249	0,069	2,457
	Fase A – Fase C	2,198	0,104	2,509
25 % da LT	Fase A	1,304	0,082	1,551
	Fase B	1,388	0,048	1,531
	Fase C	1,396	0,073	1,616
	Fase A – Fase B	2,287	0,089	2,554
	Fase B – Fase C	2,423	0,095	2,710
	Fase A – Fase C	2,358	0,147	2,798
Meio da LT	Fase A	1,357	0,093	1,635
	Fase B	1,445	0,054	1,606
	Fase C	1,469	0,089	1,737
	Fase A – Fase B	2,361	0,088	2,627
	Fase B – Fase C	2,527	0,114	2,870
	Fase A – Fase C	2,469	0,179	3,005
75 % da LT	Fase A	1,378	0,099	1,674
	Fase B	1,464	0,061	1,646
	Fase C	1,497	0,097	1,788
	Fase A – Fase B	2,383	0,097	2,674
	Fase B – Fase C	2,561	0,128	2,945
	Fase A – Fase C	2,509	0,194	3,092
Fim da LT	Fase A	1,362	0,099	1,660
	Fase B	1,452	0,063	1,640
	Fase C	1,491	0,106	1,809
	Fase A – Fase B	2,355	0,100	2,656
	Fase B – Fase C	2,542	0,137	2,952
	Fase A – Fase C	2,480	0,200	3,081

Outros detalhes são encontrados no Anexo 3.

4.6 Aplicação de Faltas, Eliminação de Faltas e Rejeição de Carga

Com relação ao estudo envolvendo faltas monofásicas (aplicação da falta) e consequente aparição de sobretensões ao longo das linhas, foi possível observar que essas não são críticas para escolha do nível de isolamento da linha. Essas sobretensões mostraram ser menores a valores obtidos quando do estudo de outros tipos de fenômeno, por exemplo, de energização de linha.

O estudo de eliminação de falta foi realizado em todos os trechos da linha de transmissão em 1.000 kV. Foi aplicada uma falta monofásica em vários pontos do trecho de linha com posterior abertura dos disjuntores dessa linha. Foram realizadas simulações com aberturas tripolar e monopolar dos disjuntores de linha, com e sem para-raios de linha, com diferentes sequências de abertura dos disjuntores, e verificação das sobretensões no sistema são e na linha com defeito. As sobretensões obtidas serão consideradas na coordenação de isolamento.

Quanto à análise de rejeição de carga, com ou sem falta, os para-raios no sistema 1.000 kV(uma coluna) não absorvem energia além de sua capacidade, apesar de conduzirem corrente em alguns casos.

Nota: é importante ressaltar, entretanto, que, para dimensionamento do para-raios, são necessárias contingências mais graves, conforme mostrado na seção de equipamentos.

Maiores detalhes do estudo são encontrados no Anexo 4.

4.6.1 Aplicação de falta

O pior caso foi falta monofásica no meio do trecho Ourolândia – Igaporã, cujos resultados são apresentados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5: Sobretensões nas fases sãs (B e C) do trecho Ourolândia – Igaporã para falta monofásica no meio do trecho Ourolândia – Igaporã

Posição na onda de tensão, aplicação da falta	Instante de aplicação da falta (s)	Valores de Pico (pu) no trecho Ourolândia – Igaporã				
		BC ₀	BC ₂₅	BC ₅₀	BC ₇₅	BC ₁₀₀
Pico do ciclo (+)	0,0974	1,115	1,328	1,517	1,344	1,129
Cruzamento pelo zero	0,0933	1,110	1,199	1,378	1,237	1,106
Pico do ciclo (-)	0,0892	1,133	1,323	1,522	1,346	1,143

4.6.2 Eliminação de falta

Na eliminação de falta, são analisadas as sobretensões devido à abertura de uma linha de transmissão após a ocorrência de uma falta monofásica em alguns pontos da linha. Foram realizadas simulações nos três trechos de linha. Os resultados das simulações realizadas com abertura tripolar dos disjuntores da linha estão apresentados na Tabela 4.6.

Tabela 4.6: Sobretensões para abertura tripolar da linha

Trecho da LT	Local da falta	Sobretensões (pu)		
		LT ₀	LT ₅₀	LT ₁₀₀
Milagres – Ourolândia (MO)	MO ₁₀₀	1,43	1,77	1,87
	MO ₇₅	1,48	1,69	1,79
	MO ₅₀	1,41	1,67	1,76
	MO ₂₅	1,58	1,51	1,27
	MO ₀	1,58	1,43	1,24
Ourolândia – Igaporã (OI)	OI ₁₀₀	1,48	1,77	1,87
	OI ₇₅	1,49	1,74	1,83
	OI ₅₀	1,42	1,73	1,81
	OI ₂₅	1,59	1,49	1,30
	OI ₀	1,58	1,46	1,38
Igaporã – Pirapora (IP)	IP ₁₀₀	1,39	1,83	1,92
	IP ₇₅	1,35	1,76	1,84
	IP ₅₀	1,35	1,80	1,82
	IP ₂₅	1,68	1,64	1,25
	IP ₀	1,85	1,68	1,44

A maior sobretensão ocorreu no trecho Igaporã – Pirapora, com curto aplicado em Pirapora. A Figura 4.4 apresenta a tensão no terminal Pirapora para esse caso.

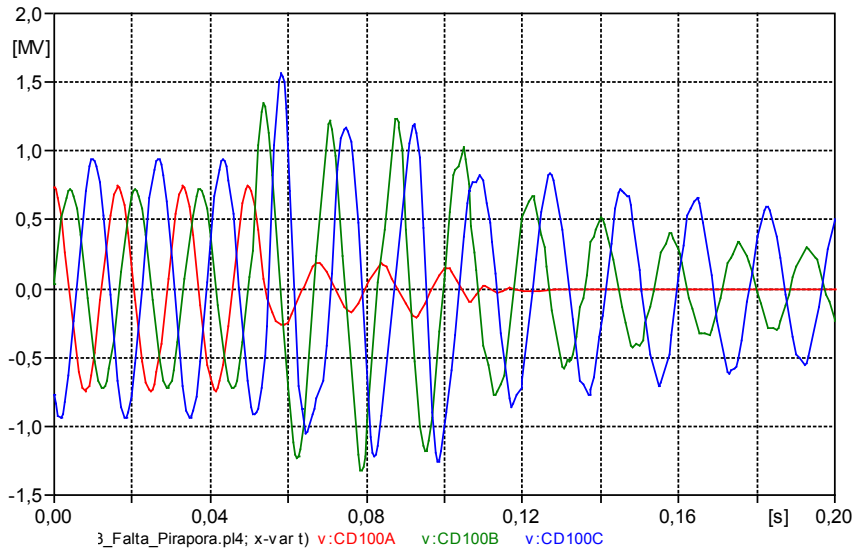


Figura 4.4: Tensão em Pirapora

O mesmo procedimento foi adotado para abertura monopolar dos disjuntores da linha. A Tabela 4.7 apresenta os resultados desse estudo.

Tabela 4.7: Sobretensões para abertura monopolar da LT

Trecho da LT	Local da Falta	Sobretensões (pu)		
		LT ₀	LT ₅₀	LT ₁₀₀
Milagres – Ouarolândia (MO)	MO ₁₀₀	1,17	1,31	1,32
	MO ₇₅	1,15	1,23	1,18
	MO ₅₀	1,20	1,32	1,15
	MO ₂₅	1,22	1,29	1,23
	MO ₀	1,35	1,34	1,28
Ouarolândia – Igaporã (OI)	OI ₁₀₀	1,24	1,30	1,23
	OI ₇₅	1,19	1,24	1,16
	OI ₅₀	1,21	1,35	1,15
	OI ₂₅	1,24	1,28	1,15
	OI ₀	1,31	1,34	1,17
Igaporã – Pirapora (IP)	IP ₁₀₀	1,18	1,24	1,15
	IP ₇₅	1,15	1,23	1,15
	IP ₅₀	1,14	1,34	1,15
	IP ₂₅	1,15	1,25	1,14
	IP ₀	1,23	1,19	1,21

As sobretensões no sistema fora da linha defeituosa foram inferiores a 1,35 pu.

4.6.3 Rejeição de carga

O estudo de rejeição de carga foi feito conforme sequência exposta a seguir:

- Abre-se um dos lados das seções da linha aos 50 ms.
- Analisa-se qual seção da linha apresenta maior sobretensão, em qual ponto da linha ocorre a sobretensão e se isso acarretará atuação do para-raios.
- Analisa-se as sobretensões de rejeição de carga com ocorrência de curto antes da abertura de um dos lados da linha e, após a abertura, analisa-se as tensões e energia nos para-raios.
- Repete-se o caso, porém aplicando o curto após a rejeição de carga.

O caso mais crítico foi a abertura em Igaporã seguida de curto. Os valores são apresentados na Tabela 4.8.

Tabela 4.8: Tensão fase-terra (pu) na linha Ourolândia – Igaporã (sem para-raios)

Fase	Ourolândia	Igaporã
A	1,33	1,61
B	1,32	2,27
C	1,24	1,92

Na Figura 4.5 estão mostrados os oscilogramas de tensão.

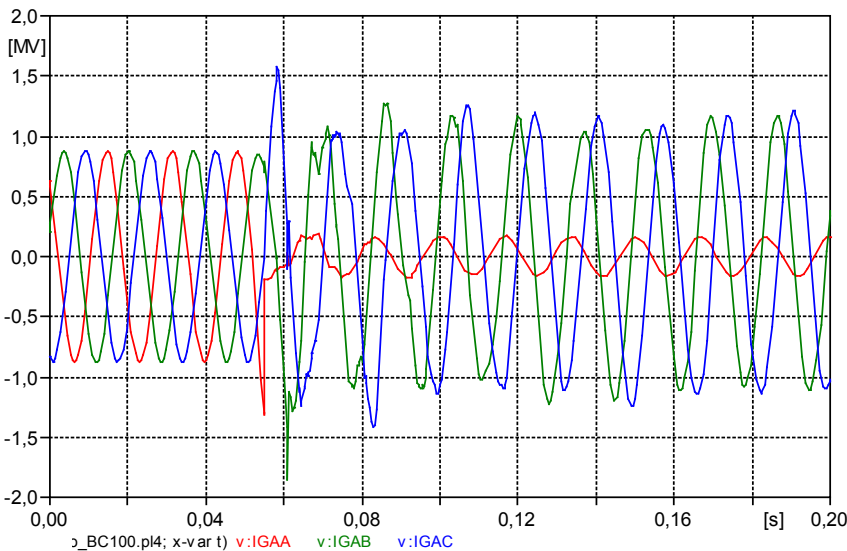


Figura 4.5: Oscilogramas das tensões em Igaporã

Representando os para-raios, estes conduzem energia inferior a 120 kJ. Outros detalhes são encontrados no Anexo 4.

5. Extinção de Arco Secundário (Carga Residual)

5.1 Carga Residual Abertura Monopolar

Com relação à extinção de arco secundário, pode-se concluir que, com a linha 1.000 kV, os valores de corrente de arco (I_{ARCO}) e tensão de restabelecimento (V_{REST}) são inferiores aos valores críticos em todos os pontos onde a falta foi aplicada e em todos os trechos (corrente de 50 A_{rms} ou 70 A_p e primeiro pico da tensão de restabelecimento de 100 kV).

Em relação ao reator de neutro, verificou-se na análise da linha Igaporã – Pirapora que o valor máximo (pico) de tensão sobre ele é igual a 135 kV.

Nas Tabelas 5.1 à 5.3 são apresentados os valores na extinção de arco.

Tabela 5.1: Resultados do Trecho 1 (Milagres – Ourolândia)

	Ponto do curto (LT = 440 km)	Valores de pico			
		I_{ARCO} (A)	V_{REST} (kV)	V_{REATOR} neutro (kV)	
				Milagres	Ourolândia
Trecho 1 Milagres a Ourolândia $Xn1 = Xn2 = 250 \Omega$	Milagres (0%)	68,0	33,3	125,3	126,8
	25%	52,5	27,4	125,5	124,5
	50%	41,9	22,3	126,5	123,6
	75%	35,5	18,5	128,4	123,7
	Ourolândia (100%)	34,2	16,7	131,2	125,1

Tabela 5.2: Resultados do Trecho 2 (Ourolândia – Igaporã)

	Ponto do curto (LT = 440 km)	Valores de pico			
		I_{ARCO} (A)	V_{REST} (kV)	V_{REATOR} neutro (kV)	
				Ourolândia	Igaporã
Trecho 2 Ourolândia a Igaporã $Xn1 = Xn2 = 250 \Omega$	Ourolândia (0%)	70,1	34,1	127,0	126,2
	25%	53,4	27,9	127,6	123,9
	50%	41,9	22,4	129,1	122,9
	75%	34,9	18,2	131,5	123,1
	Igaporã (100%)	33,7	16,4	134,7	124,5

Tabela 5.3: Resultados do Trecho 3 (Igaporã – Pirapora)

Trecho 3 Igaporã a Pirapora Xn1 = Xn2 = 250 Ω	Ponto do curto (LT = 440 km)	Valores de pico			
		I _{ARCO} (A)	V _{REST} (kV)	V _{REATOR} neutro (kV)	
				Pirapora	Igaporã
	Igaporã (0%)	70,8	34,4	125,0	125,2
	25%	53,3	27,8	122,5	126,1
	50%	41,1	21,9	121,4	127,8
	75%	33,4	17,4	121,4	130,4
	Pirapora (100%)	31,9	15,5	122,6	133,8

Observa-se nas tabelas que tanto as correntes de arco quanto as tensões de restabelecimento, para curtos simulados nos cinco pontos da linha, atendem aos valores especificados (50 A_{rms} e 100 kVp) em todos os trechos.

5.2 Carga Residual Abertura Tripolar

Para estes estudos, os curtos monofásicos foram introduzidos ao longo da linha, iniciando-se aos 50 ms de simulação, seguidos pela abertura tripolar dos disjuntores aos 100 ms e então extinção da falta aos 400 ms.

A carga residual obtida para cada caso e para o caso mais crítico está descrita na Tabela 5.4, na qual todos os valores representam a tensão e corrente de pico na falta. Os valores limites de tensão e corrente são respeitados em todas as situações. A situação em que há maior sobretensão e corrente de arco é na linha Igaporã – Pirapora, com curto em 75% de Igaporã. É relevante notar que os valores de corrente e tensão são extremamente baixos.

Tabela 5.4: Igaporã – Pirapora

Local da falta	I _{FALTA} (Ap)	V _{FALTA} (kVp)
0%	0,89	0,29
25%	1,19	0,03
50%	0,77	0,41
75%	1,21	0,15
100%	1,1	0,43

5.3 Posição do Reator de Linha

O reator de linha pode ser conectado no lado linha ou no lado barra do capacitor série. As simulações mencionadas referem-se ao primeiro caso. No segundo, se o reator de linha estiver ligado na barra, ao se abrir a linha, uma carga residual pode ficar no capacitor série que descarrega via reator e curto. Este último caso foi simulado aumentando a corrente secundária, mas mesmo assim ainda permaneceu muito pequena.

Outros detalhes são encontrados no Anexo 5.

6. Tensão de Restabelecimento Transitória (TRT)

A TRT nos disjuntores é definida como a diferença de potencial entre os terminais do disjuntor após a abertura deste, produto de uma falta no sistema. A natureza e o valor da TRT dependem do tipo de circuito interrompido (resistivo, capacitivo ou indutivo); da impedância do sistema vista dos terminais do disjuntor; da tensão nominal do sistema; da corrente no disjuntor; do tipo da falta; da magnitude e localização da falta, entre outros fatores. Como resultado da eliminação da corrente de falta, a tensão de restabelecimento que aparece entre os polos do disjuntor apresentará oscilações transitórias até que o regime permanente seja atingido. Cuidado se deve ter para que durante a análise de TRT o disjuntor não supere a amplitude da curva envoltória e nem a frente da envoltória referida como *Rate of Rise of Recovery Voltage*(RRRV).

Para a especificação do disjuntor, é necessária a determinação dos valores da TRT por meio de estudos de transitórios, devendo-se levar em consideração as seguintes condições mais críticas de abertura, que, em função do ponto de aplicação do disjuntor, necessitam ser consideradas na sua totalidade ou parcialmente:

- Falta terminal: deve ser aplicada no barramento e na saída da linha, representando a condição de maior TRT após a interrupção da falta.
- Falta quilométrica: condição com característica de maior solicitação para o disjuntor no início da TRT.

Assim, deverá ser avaliado o valor de TRT verificando se a amplitude da tensão nos terminais do disjuntor não ultrapassa o valor da curva envoltória fornecida pelo fabricante ou especificada no estudo ou normas.

Deverá também ser verificado que a taxa de subida da onda de tensão (RRRV) não exceda a inclinação da curva envoltória do disjuntor.

Serão apresentados os resultados das seguintes simulações:

- Falta quilométrica para ambos os disjuntores de cada trecho: aplicada a 2 km, 10 km, 50% do comprimento do trecho (220 km) e a 90% do comprimento do trecho (396 km).
- Falta terminal trifásica “isolada” e “aterrada” em ambos lados do disjuntor (lado linha e lado transformador).

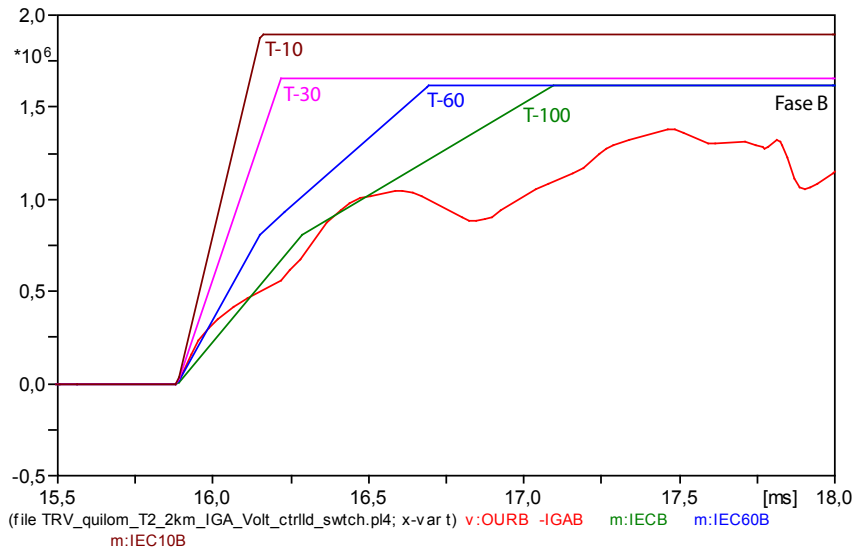
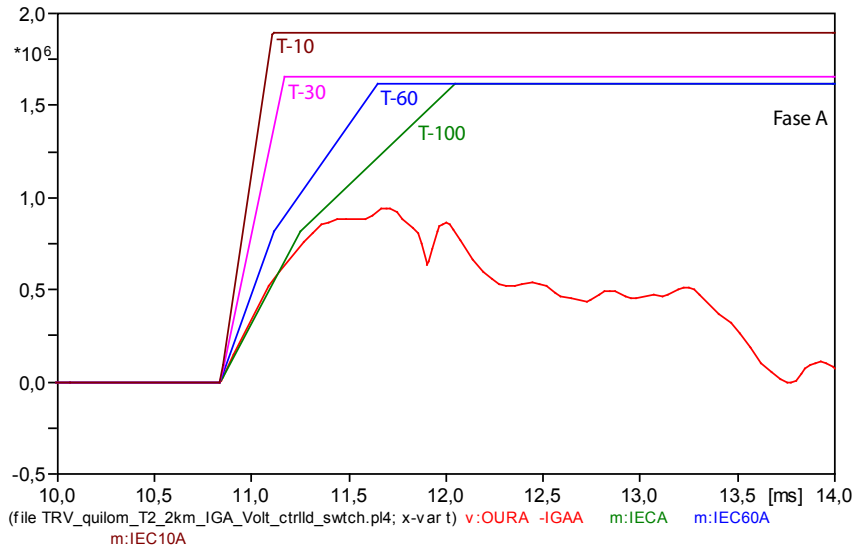
6.1 Falta Quilométrica

Todos os casos analisados (falta quilométrica) não apresentaram problema de TRT, nem em amplitude e nem em frente de onda, pois estes foram inferiores aos valores da curva envoltória adotada com exceção do caso que será descrito a seguir.

Para o caso de curto quilométrico a 2 km de distância a partir do terminal de Igaporã, abertura da linha Igaporã – Ourulândia por Igaporã sem bypassar o capacitor série, a curva envoltória foi ultrapassada. Os valores de ultrapassagem deste caso são apresentados na Figura 6.1.

Porém, quando simulado esse caso, considerando o capacitor série já bypassado – que seria o caso mais realista – essa ultrapassagem da frente da curva envoltória não ocorre.

Ressalta-se que a curva envoltória T-100 *Short Line Fault* (SLF), no caso do curto quilométrico (monofásico), foi adotada para essa análise da curva. Quando simulado esse caso superado e utilizada a curva envoltória T-10, não houve tal superação nem em amplitude e nem em frente de onda.



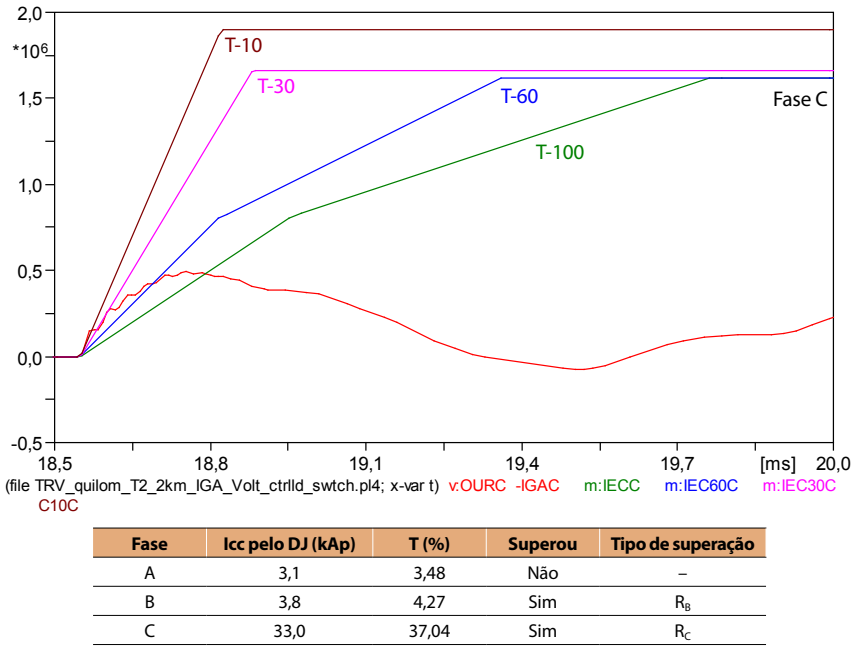


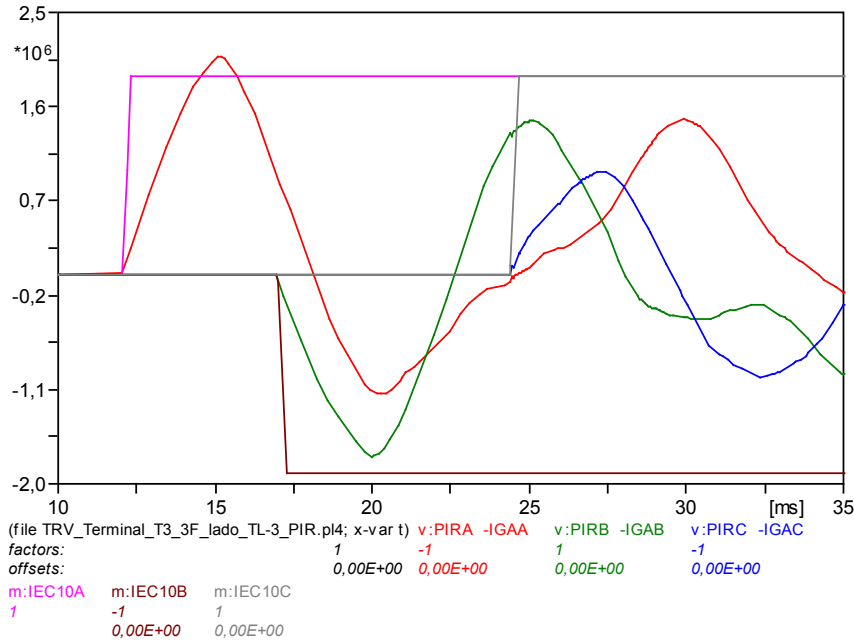
Figura 6.1: Falta quilométrica a 2 km de Igaporã (capacitor série inserido)

As letras R e M na coluna tipo de superação indicariam se a superação foi em RRRV (frente da onda) ou em amplitude.

6.2 Falta Terminal

De todos os casos analisados, observou-se superação na amplitude da curva envoltória apenas no caso de falta terminal trifásica (isolada e aterrada) no trecho Igaporã – Pirapora, quando a falta ocorre no terminal de Pirapora.

A Figura 6.2 apresenta o caso de falta terminal trifásica isolada no lado de Pirapora.



Fase	Icc pelo DJ (kAp)	T (%)	Superou T-10	Tipo de superação
A (vermelho)	7,30	8,19	Sim	M _A
B (verde)	7,30	8,19	Não	–
C (azul)	7,30	8,19	Não	–

Figura 6.2: Falta terminal 3F isolada (lado TRF-4, Pirapora)

Para falta aterrada, houve superação da amplitude na fase A. O valor de superação foi de aproximadamente 193,2 kV acima da curva envoltória T-10. Não houve superação do RRRV em nenhuma das fases, inclusive para a curva T-100 (valor de pico da corrente de falta = 7,30 kA).

Outros detalhes são encontrados no Anexo 6.

7. Energização de Transformador

O procedimento de energização de transformadores pode implicar na sua saturação. Sendo este um fenômeno não linear, surge a presença de correntes de *inrush* e suas implicações, como a geração de componentes harmônicas e CC, além da componente fundamental.

Durante a energização do transformador, o núcleo deste pode ficar saturado devido à aplicação repentina da tensão, estabelecendo uma corrente transitória de magnetização (*inrush*), cuja amplitude nos instantes iniciais pode chegar a 10 ou até 25 vezes maior à corrente nominal do transformador (incluindo uma componente CC). O efeito da referida corrente é uma queda de tensão e uma provável atuação de relés instantâneos e/ou diferenciais. O valor de corrente atingido nesse regime transitório depende de dois fatores: i) ponto no ciclo da tensão onde a chave de energização é fechada; ii) condições magnéticas do núcleo, incluindo a intensidade e polaridade do fluxo residual. Elevadas correntes de *inrush* podem, inclusive, impor aos enrolamentos do transformador um alto grau de esforços eletromecânicos.

Neste item, serão apresentados os resultados dos estudos de transitórios eletromagnéticos decorrentes da energização dos autotransformadores 500/1.000 kV pelo lado primário (500 kV) e pelo lado secundário (1.000 kV), bem como será realizada uma avaliação das correntes de *inrush* durante a energização destes.

Serão analisadas duas opções de energização do transformador: possibilidade do uso de resistores de pré-inserção, e/ou dispositivos de manobra controlada.

7.1 Constatações

Do estudo de energização de transformador realizado, foi constatado que:

- as correntes de *inrush* dependem do fluxo residual existente no núcleo do transformador e dos instantes de fechamento dos polos do disjuntor;
- devido à saturação do transformador, essas correntes não são puramente senoidais, mas possuem um conteúdo de harmônicas relativamente elevado, especialmente aqueles de ordem inferior;
- na maioria dos casos, a corrente de *inrush* apresentou um decaimento progressivo que depende do amortecimento do sistema;

- no caso da energização de transformadores em paralelo, foi possível observar que a energização do segundo transformador impôs um efeito de distorção e aumento da corrente de *inrush* também no transformador já energizado. Esse efeito é ainda mais pronunciado caso o segundo transformador seja energizado em um instante diferente do melhor instante de fechamento do segundo transformador.

Assim, as seguintes conclusões podem ser apresentadas:

- Apesar da energização pelo lado de 500 kV possuir maiores correntes de *inrush*, esta opção mostrou-se mais favorável em termos de simplicidade e ausência de componentes provenientes, possivelmente, de interações com o resto do sistema.
- Na opção de energização pelo lado de 1.000 kV, deverá ser melhor analisada a possibilidade de ocorrência de interação eletromagnética entre o transformador e os elementos próximos a este, como são os casos da compensação série, compensação em derivação, parâmetros elétricos da linha de 1.000 kV e outros. No caso específico do transformador analisado, teve, inclusive, que ser realizado o *bypass* de um dos capacitores série próximos ao transformador, sob conjectura de interação eletromagnética com o transformador.

Recomenda-se o uso de sincronizadores de fechamento nos disjuntores considerando fluxo prospectivo e residual, cuja função foi decisiva na redução das correntes de *inrush*.

Resistores de pré-inserção da ordem de 1.000 Ω têm efeito bastante positivo na redução das correntes de *inrush* e sobretensões.

Outros detalhes são encontrados no Anexo 7.

8. Análise de Ressonância – Linha e seu Reator

Foi analisada a possibilidade de ressonância devido à compensação paralela da linha 1.000 kV e influência do reator de neutro para sua mitigação.

O estudo consistiu em avaliar a resposta em frequência da linha de transmissão com compensação paralela quando da abertura de uma fase ou de duas fases da linha. O acoplamento entre as capacitâncias entre as fases pode apresentar frequências de ressonância quando uma ou duas fases estiverem em aberto.

Para simplificar a análise, a impedância interna das fontes equivalentes e impedância série da linha foram desprezadas. Assim, o circuito equivalente é formado apenas das impedâncias do reator paralelo, reator de neutro e do acoplamento capacitivo entre fases.

8.1 Resultados com uma Linha de 1.000 kV

Foi verificado que poderia haver frequências de ressonância tanto para uma como para duas fases em aberto, dentro da faixa de frequências de 56 Hz a 66 Hz, no caso sem reator de neutro nos reatores de linha.

A inserção do reator de neutro de 250Ω mostrou-se adequada também para a mitigação da ressonância na faixa especificada.

8.2 Ressonância no Sistema com duas Linhas por Trecho

Para verificar se há ocorrência de ressonância na faixa de 56 Hz a 66 Hz quando de uma entrada futura de um segundo circuito em 1.000 kV, foi feita uma modelagem em PSCAD.

Neste caso, poderia haver também ressonância na faixa de frequência citada entre a sequência positiva e zero durante abertura de linhas, seja de uma ou de duas fases, porém a presença do reator de neutro foi adequada para mitigação desse fenômeno.

Outros detalhes são encontrados no Anexo 8.

9. Linha de Transmissão

9.1 Condutor Econômico

O condutor econômico é aquele que minimiza o custo anual por km da linha mais perdas.

O custo da linha por km é dado por:

$$C_{lt} = 235208 + 484,8762 V_m + N \cdot S_l (3,3475 N + 89,7166)$$

Em que:

V_m é a tensão máxima = 1.100 kV;

S_l é a seção condutora em MCM (1 MCM ~ 2 mm²) de um subcondutor; e

N é o número de subcondutores 6 ou 8.

Para o cálculo do custo anual da linha considerou-se:

- Taxa de juros = 8%.
- Anos para amortização = 30.
- Manutenção = 0,02% do custo da linha por ano.

Com base nesses dados, o fator anual sobre os investimentos calculado é:

$$fr = 0,1175$$

Assim, o custo total da linha, por km, para $N = 8$, será:

$$C_{lt} = 768572 + 932 \cdot S_l$$

e o custo anual:

$$C_{lty} = 90307 + 109,5 \cdot S_l$$

O custo anual das perdas Joule será:

$$C_{py} = (C_1 + C_2 \cdot fp \cdot 8760) \left(\frac{57}{S_1 \cdot N} \right) \cdot \left(\frac{P}{V} \right)^2$$

Em que:

C_2 é o custo de energia = 154 R\$/MWh;

C_1 é o custo fixo de potência = 0;

fp é o fator de perdas (= 0,5 ou 0,35);

P é a potência de ponta (3.000 ou 4.000 MW); e

V é a tensão média = 1.000 kV.

Resultando, portanto:

$$C_{py} = \frac{K}{S_1}$$

Sendo K os valores da Tabela 9.1.

Tabela 9.1: Valores de K (perdas Joule)

MW	fp	K
4.000	0,5	78.244.320
4.000	0,35	54.771,024
3.000	0,5	44.012.430
3.000	0,35	30.808.701

O condutor econômico será:

$$S_{\text{econ}} = \sqrt{\frac{K}{109,5}}$$

Resultando:

Tabela 9.2: Condutor econômico S_{econ} em MCM

MW	fp = 0,35	fp = 0,50
3.000	530	634
4.000	707	845

Na Figura 9.1 são mostrados os valores da Tabela 9.2.

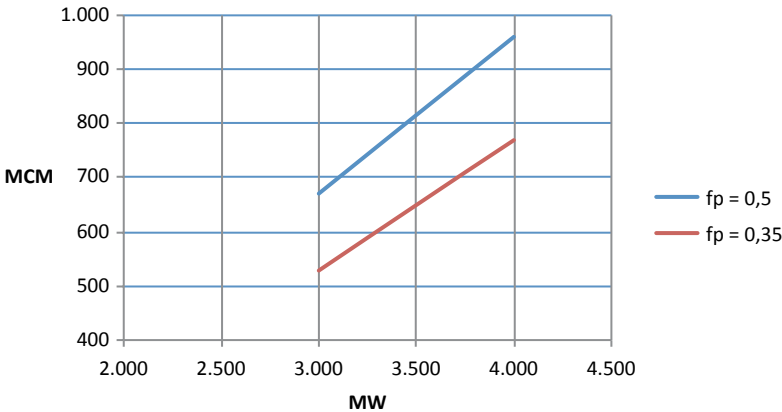


Figura 9.1: Seção econômica

Considerando que a linha será implantada em região de geração eólica e fotovoltaica, o valor de fp deveria ser baixo.

Por outro lado, existe uma seção mínima, para se evitar efeito corona excessivo. Assim, para prosseguimento dos cálculos, será utilizada a seção ACSR 8 x 795 (Tern).

Nota: no caso de se utilizarem 6 condutores por fase, as seções econômicas seriam 1.192,5 e 954 MCM para 4.000 MW e fp 0,5 e 0,35 respectivamente.

Naturalmente, será preciso, nesse caso, verificar o gradiente de tensão no condutor.

9.2 Sobretensão à Frequência Operativa e de Manobra

A linha deve ter isolamento (cadeia de isoladores e distâncias em ar) para suportar sobretensões sustentadas (frequência operativa) e de manobra.

9.2.1 Sobretensões à frequência operativa

Do ponto de vista da tensão à frequência operativa, a linha deve suportar a tensão máxima do sistema (1.100 kV) e as sobretensões de energização e rejeição de carga, alteradas no período transitório pela atuação dos reguladores de velocidade e tensão nas usinas (eventualmente, atuação de compensação derivada controlável).

Como critério de projeto, estabeleceu-se aqui como objetivo que, no novo regime, após o transitório, a compensação paralela nas linhas deverá ser tal que a sobretensão à frequência operativa seja inferior a 1,2 pu (1.200 kV).

9.2.2 Sobretensões de manobra

Deverão ser consideradas as sobretensões de:

- energização de linhas;
- religamento monopolar e tripolar
- rejeição de carga;
- ocorrência de curto; e
- eliminação de curto.

Os equipamentos de controle a serem considerados podem ser: resistor de pré-inserção, resistor de abertura (eventual), reatores de neutro, para-raios ZnO, fechamento sincronizado e chaves rápidas para descarga de carga residual.

Os estudos foram feitos substituindo a rede do SIN por uma equivalente, na qual as linhas de 500 kV estão explícitas até as barras vizinhas das subestações de 1.000 kV.

9.2.2.1 Energização de linhas

Processaram-se energizações dos três trechos de linha, por ambos os terminais. Os resultados do pior caso (energização da linha Ourolândia – Igaropá por Ourolândia) estão na Tabela 9.3.

Tabela 9.3: Energização da linha Ourolândia–Igaropá por Ourolândia

Local da sobretensão	Fase	Sobretensão Média (pu)	Desvio-padrão (pu)	Máxima Sobretensão (pu)
Início da LT	Fase A	1,3786	0,0393	1,4533
	Fase B	1,2857	0,0489	1,4273
	Fase C	1,2805	0,0415	1,3957
	Fase A–B	2,324	0,0744	2,575
	Fase B–C	2,1741	0,085	2,4195
	Fase A–C	2,3064	0,0827	2,5339
25 % da LT	Fase A	1,5001	0,0596	1,655
	Fase B	1,4197	0,0794	1,6351
	Fase C	1,3813	0,0419	1,5358
	Fase A–B	2,585	0,0932	2,8542
	Fase B–C	2,3433	0,1175	2,7067
	Fase A–C	2,4858	0,081	2,6875
Meio da LT	Fase A	1,592	0,0808	1,7551
	Fase B	1,4947	0,1105	1,7891
	Fase C	1,4531	0,0452	1,6064
	Fase A–B	2,7522	0,1244	2,9948
	Fase B–C	2,4539	0,1409	2,9151
	Fase A–C	2,6057	0,0732	2,87
75 % da LT	Fase A	1,6316	0,097	1,8305
	Fase B	1,5167	0,1276	1,8416
	Fase C	1,4872	0,0555	1,7042
	Fase A–B	2,8334	0,1526	3,1747
	Fase B–C	2,4782	0,1581	3,0326
	Fase A–C	2,6579	0,0817	2,9276
Fim da LT	Fase A	1,6231	0,1069	1,8456
	Fase B	1,507	0,1421	1,8579
	Fase C	1,4759	0,0581	1,71
	Fase A–B	2,826	0,1667	3,278
	Fase B–C	2,4634	0,1719	3,1131
	Fase A–C	2,6435	0,0976	2,9956

9.2.2.2 Religamento tripolar

As maiores sobretensões ocorrem no trecho Milagres – Ouarolândia , religando por Ouarolândia (Tabela 9.4)

Tabela 9.4: Religamento tripolar da linha Milagres – Ouarolândia

Com Capacitor Série inserido				
Milagres – Ouarolândia	Fase	Média (pu)	Desvio-padrão (pu)	$\mu + 3\sigma$ (pu)
Início da LT	Fase A	1,239	0,065	1,435
	Fase B	1,295	0,040	1,414
	Fase C	1,291	0,056	1,459
	Fase A–B	2,168	0,093	2,448
	Fase B–C	2,249	0,069	2,457
	Fase A–C	2,198	0,104	2,509
25 % da LT	Fase A	1,304	0,082	1,551
	Fase B	1,388	0,048	1,531
	Fase C	1,396	0,073	1,616
	Fase A–B	2,287	0,089	2,554
	Fase B–C	2,423	0,095	2,710
	Fase A–C	2,358	0,147	2,798
Meio da LT	Fase A	1,357	0,093	1,635
	Fase B	1,445	0,054	1,606
	Fase C	1,469	0,089	1,737
	Fase A–B	2,361	0,088	2,627
	Fase B–C	2,527	0,114	2,870
	Fase A–C	2,469	0,179	3,005
75 % da LT	Fase A	1,378	0,099	1,674
	Fase B	1,464	0,061	1,646
	Fase C	1,497	0,097	1,788
	Fase A–B	2,383	0,097	2,674
	Fase B–C	2,561	0,128	2,945
	Fase A–C	2,509	0,194	3,092
Fim da LT	Fase A	1,362	0,099	1,660
	Fase B	1,452	0,063	1,640
	Fase C	1,491	0,106	1,809
	Fase A–B	2,355	0,100	2,656
	Fase B–C	2,542	0,137	2,952
	Fase A–C	2,480	0,200	3,081

9.2.2.3 Religamento monopolar

As maiores sobretensões ocorrem no trecho Ourolândia – Igaporã, religando por Ourolândia (Tabela 9.5).

Tabela 9.5: Religamento monopolar da linha Ourolândia – Igaporã, religando por Ourolândia

	0% L (início)			25% L			50% L			75% L			100% L (fim)		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Valor médio (pu)	1,34	1,17	1,12	1,52	1,19	1,15	1,66	1,18	1,16	1,74	1,13	1,16	1,75	1,08	1,13
Desvio-padrão (pu)	0,04	0,02	0,04	0,04	0,02	0,03	0,06	0,02	0,03	0,06	0,02	0,03	0,06	0	0,02
Maior valor (pu)	1,47	1,21	1,17	1,64	1,24	1,21	1,76	1,22	1,21	1,84	1,18	1,2	1,85	1,1	1,16

9.2.2.4 Ocorrência de falta

Uma vez que um curto se inicia, ondas viajantes aparecem nas linhas, gerando transitórios e podendo elevar as tensões na linha. Além das ondas, outros fenômenos que podem influenciar os transitórios em uma linha são o número de linhas na subestação, compensação reativa e, principalmente, a atuação dos para-raios.

O pior caso para ocorrência de faltas é quando as tensões estão em seu pico (positivo ou negativo), o que ocorre no meio do trecho Ourolândia – Igaporã, que coincide com o meio da linha (Milagres e Pirapora).

9.2.2.5 Eliminação de falta

São apresentadas as sobretensões nos extremos das linhas, quando da abertura dos disjuntores após falta monofásica.

Os resultados do pior caso estão descritos na Tabela 9.6.

Tabela 9.6: Sobretensões após eliminação de falta

Linha	Localização da falta	Sobretensões (pu)*		
		0%	50%	100%
Ourolândia – Igaporã	Ourolândia – Igaporã ₁₀₀	1,48	1,77	1,87
	Ourolândia – Igaporã ₇₅	1,49	1,74	1,83
	Ourolândia – Igaporã ₅₀	1,42	1,73	1,81
	Ourolândia – Igaporã ₂₅	1,59	1,49	1,3
	Ourolândia – Igaporã ₀	1,58	1,46	1,38

9.2.2.6 Rejeição de carga

Neste caso, abre-se apenas um lado da linha (em 50 ms), simulando uma rejeição de carga que pode ser seguida ou precedida de curto.

Primeiramente, foram abertas as linhas em 50 ms (em todos os trechos – apenas um disjuntor por vez), sem curto, e analisou-se quais situações e pontos da linha apresentaram as maiores tensões (Tabela 9.7).

Tabela 9.7: Maiores sobretensões de rejeição de carga, sem curto

Linha	Disjuntor aberto na barra	Fase com maior tensão medida	Sobretensão (pu)
Milagres – Ourolândia	Ourolândia	C	1,58
Ourolândia – Igaporã	Igaporã	C	1,64
Igaporã – Pirapora	Pirapora	A	1,68

Depois, foram analisadas as linhas com abertura com curto antes da abertura e depois da abertura.

Os piores casos notados ocorrem quando há inserção do curto após abertura do disjuntor e estão descritos na Tabela 9.8.

Tabela 9.8: Maiores sobretensões de rejeição de carga, com curto

Linha	Disjuntor aberto na barra	Fase com maior tensão medida	Sobretensão (pu)
Milagres – Ourolândia	Ourolândia	C	2,03
Ourolândia – Igaporã	Igaporã	B	2,27
Igaporã – Pirapora	Pirapora	C	2,10

Nesses casos, não foram incluídos no circuito os para-raios, que reduziam o valor da sobretensão.

9.3 Coordenação de Isolamento

O isolamento da linha deve atender às sobretensões à frequência operativa; de manobra e de raios. Para tal, deve-se determinar a configuração de cadeia de isoladores e as distâncias mínimas entre partes vivas e massa (*gaps*).

9.3.1 Isolamento à frequência industrial

9.3.1.1 Cadeia de isoladores

A linha passará na sua maior parte por zonas de poluição “leve” (sem indústrias; baixa densidade de indústrias e casas; agricultura; montanhas; a mais de 10-20 km do mar).

A IEC 71-2 recomenda as distâncias de escoamento pelos isoladores (*creepage distance*), descritas na Tabela 9.9.

Tabela 9.9: Distância de escoamento

Poluição	Creepage mm por kVrms fase-fase
Leve	16,0
Média	20,0

Para poluição “leve” será, pois, necessária, uma distância de escoamento de

$$1,2 \cdot 1.000 \cdot 16 = 19.200 \text{ mm}$$

Do catálogo de fabricantes tem-se as seguintes opções (Tabela 9.10):

Tabela 9.10: Características dos isoladores

Tipo	IEC	ANSI	Catálogo Seves CA		
	F24 170	N21/156	CS11	F400 205	F530 240
Diâmetro (mm)	280	280	280	360	360
Passo (mm)	170	156	170 (156)	205	240
Creepage (mm)	380	380	380	550	620
kN	240	222	222	400	530

Nas condições de vento máximo transversal e peso dos cabos, a tração nos isoladores será de 180 kN. Portanto, pode-se escolher o isolador F400, ficando com um coeficiente de segurança 2,2. O feixe em consideração é de 8 condutores ACSR 795 MCM *Tern*.

Seguindo o padrão IEC, tem-se:

$$\begin{aligned}\text{Número de isoladores} &= 19.200/550 = 35 \\ \text{Comprimento de cadeia} &= 35 \cdot 205 = 7.175 \text{ mm}\end{aligned}$$

Deve-se notar, no entanto, que, no caso de cadeia em V, 90°, a projeção horizontal e vertical será:

$$7.175 \cdot 0,707 = 5.072 \text{ mm} \quad (\text{adicionar ferragens } 0,25 \text{ m e raio de feixe } 0,6 \text{ m})$$

Nota: está em desenvolvimento um projeto de isolador polimérico que poderia ser usado nesta linha (Anexo 17).

9.3.1.2 Distância parte viva à massa

Considerando o desvio-padrão de 2%, então o valor 50% para projeto deverá ser:

$$V_s = \frac{1200 \sqrt{\frac{2}{3}}}{1 - 0,006} = 1042 \quad \text{kV (fase - terra)}$$

Considerando uma correção devido a condições atmosféricas de 0,92, o valor passaria a 1.133 kV e a distância de isolamento seria 2,50 (condutor torre).

Para distância fase-fase, seria preciso 6 a 7 m (sobretensão de $1,73 \cdot 1.133 = 1.960 \text{ kV}$).

9.3.1.3 Balanço de condutores

Sob a ação do vento, haverá balanço de cadeia “I” na torre e no cabo no meio do vão. Esses balanços são importantes para isolamento a ser mantida na linha e em objetos no limite da faixa de servidão.

Com base na NBR 5422/1985, na região NE onde passará a linha, adotou-se os seguintes valores de distribuição dos ventos:

$$\begin{aligned}\alpha &\leq 0,3 \\ \beta &\leq 11\end{aligned}$$

Para retorno em 50 anos, ter-se-ia o vento (média de 10 min):

$$V_{50} = \beta - \frac{\ln\left(-\ln\left(1 - \left(\frac{1}{T}\right)\right)\right)}{\alpha}$$

$$V_{50} = 11 - \frac{\ln\left(-\ln\left(1 - \left(\frac{1}{50}\right)\right)\right)}{0,56} = 24,0 \quad \frac{m}{s} \Rightarrow V_{10}$$

A correção do vento para altura média de 30 m:

$$V_{30} = V_{10} \cdot \left(\frac{30}{10}\right)^{\frac{1}{11}} = 26,5 \quad \frac{m}{s}$$

A correção para o intervalo de integração de 30 s:

$$k_d = 1,21 \quad (\text{terreno Tipo B})$$

E, portanto, a velocidade de projeto para balanço:

$$V_p = 26,5 \cdot 1,21 = 32,1 \quad \frac{m}{s}$$

O ângulo de balanço do condutor (NBR 5422):

$$\tan \beta_r = \frac{q_0 d}{P\left(\frac{V}{H}\right)}$$

$$q_0 = \frac{1}{2} \rho V_p^2 = \frac{1}{2} 1,293 (32,1)^2 \quad \text{e} \quad d = 0,0296 \text{ m}$$

e a relação em um vão de peso/vento:

$$\frac{V}{H} = 0,7$$

O valor de efetividade do vento no vão é $K = 0,32$ e o ângulo de balanço:

$$\beta = \tan^{-1}(K \cdot \tan(\beta_r))$$

$$\beta = 32,2 \text{ (para o condutor Tern)}$$

O cálculo de balanço pode também ser feito de acordo com a TB 048. Nella, recomenda-se o uso da velocidade do vento (média de 10 min) e fator de vão igual a 0,73; ou pela IEC 826, mesmo vento e fator de vão 0,87. Os ângulos, nesses casos, seriam 49° para o condutor Rail, e 54° , para o condutor Tern.

Adotou-se, pois 54° de balanço com distância mínima condutor massa de 2,5 m.

Para determinação da largura da faixa, é preciso o balanço no meio vão, que é calculado nas mesmas condições acima, mas com relação vão de vento sobre vão de peso igual a 1,0. Nesse caso, o ângulo de balanço é $\sim 44^\circ$ para o Tern. Além disso, deve-se considerar a projeção horizontal da flecha mais cadeia a ser somada à distância de 2,5 m.

9.3.2 Isolamento a manobra

O isolamento (*gaps*) deve ser verificado para não ter risco de desligamento por sobretensão de manobra, de acordo com os Editais de leilão Aneel (Tabela 9.11).

Tabela 9.11: Risco máximo de falha por circuito (energização e religamento)

Manobra	Risco de falha (adimensional)	
	Fase-terra	Fase-fase
Energização	0,001	0,0001
Religamento	0,01	0,001

9.3.2.1 Energização

O cálculo feito para o caso mais crítico está resumido a seguir. Na Tabela 9.12, encontram-se as sobretensões em vários pontos da rede (média e desvios); gaussiana do risco ($m_{\text{risco}} = m\text{-CFO}$; s_{equiv}); e o risco em cada fase.

Tabela 9.12: Cálculo de risco por ponto da rede (CFO=> F-T 2025 kV, e F-F 3575 kV)

		Média (m)	Desvio (s)	(m-CFO)	s_{equiv}	Risco
Início	Fase A	1.125,6	32,1	-899,4	125,7	4,13E-13
	Fase B	1.049,8	39,9	-975,2	127,9	1,22E-14
	Fase C	1.045,5	33,9	-979,5	126,1	4,11E-15
	Fase A – B	1.897,5	60,7	-1.677,5	222,9	2,65E-14
	Fase B – C	1.775,1	69,4	-1.799,9	225,4	0,00E+00
	Fase A – C	1.883,2	67,5	-1.691,8	224,9	2,66E-14
25%	Fase A	1.224,8	48,7	-800,2	130,9	4,87E-10
	Fase B	1.159,2	64,8	-865,8	137,7	1,62E-10
	Fase C	1.127,8	34,2	-897,2	126,2	5,90E-13
	Fase A – B	2.110,6	76,1	-1.464,4	227,6	6,22E-11
	Fase B – C	1.913,3	95,9	-1.661,7	235	7,65E-13
	Fase A – C	2.029,6	66,1	-1.545,4	224,5	2,90E-12
50%	Fase A	1.299,9	66	-725,1	138,3	7,82E-08
	Fase B	1.220,4	90,2	-804,6	151,3	5,29E-08
	Fase C	1.186,5	36,9	-838,5	127	2,00E-11
	Fase A – B	2.247,2	101,6	-1.327,8	237,3	1,10E-08
	Fase B – C	2.003,6	115	-1.571,4	243,4	5,38E-11
	Fase A – C	2.127,5	59,8	-1.447,5	222,7	4,00E-11
75%	Fase A	1.332,2	79,2	-692,8	145	8,90E-07
	Fase B	1.238,4	104,2	-786,6	160,1	4,44E-07
	Fase C	1.214,3	45,3	-810,7	129,7	2,03E-10
	Fase A – B	2.313,5	124,6	-1.261,5	248,1	1,83E-07
	Fase B – C	2.023,4	129,1	-1.551,6	250,3	2,87E-10
	Fase A – C	2.170,2	66,7	-1.404,8	224,6	2,00E-10
Fim	Fase A	1.325,3	87,3	-699,7	149,6	1,45E-06
	Fase B	1.230,5	116	-794,5	168	1,13E-06
	Fase C	1.205,1	47,4	-819,9	130,4	1,63E-10
	Fase A – B	2.307,4	136,1	-1.267,6	254	3,02E-07
	Fase B – C	2.011,4	140,4	-1.563,6	256,3	5,31E-10
	Fase A – C	2.158,4	79,7	-1.416,6	228,8	2,99E-10

Os riscos totais por ponto são alocados na Figura 9.2.

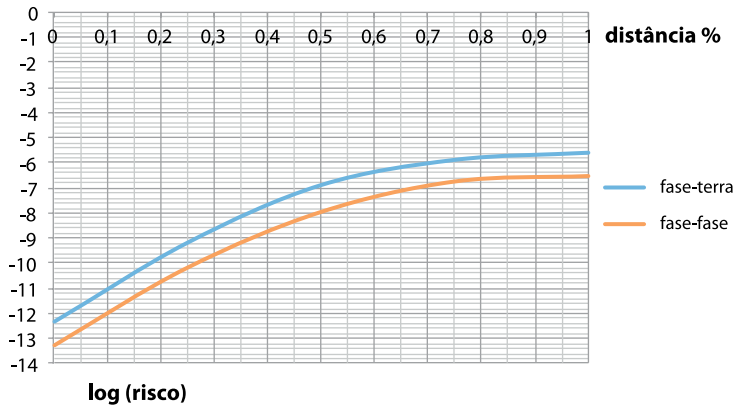


Figura 9.2: Logaritmo do risco por torre

Compondo o risco, agora para todas as torres (900), obtém-se (Tabela 9.13):

Tabela 9.13: Risco por trecho

Número de torres	Distância pu	Risco por torre F-T	Log risco	Risco por torre F-F	Log risco
90	1	2,58E-06	-5,59	3,03E-07	-6,51
90	0,9	2,00E-06	-5,7	2,51E-07	-6,6
45	0,8	1,59E-06	-5,8	2,51E-07	-6,6
45	0,75	1,34E-06	-5,87	1,84E-07	-6,73
90	0,7	1,00E-06	-6	1,26E-07	-6,9
90	0,6	3,98E-07	-6,4	3,98E-08	-7,4
90	0,5	1,31E-07	-6,88	1,11E-08	-7,95
90	0,4	2,00E-08	-7,7	2,00E-09	-8,7
45	0,3	2,00E-09	-8,7	2,00E-10	-9,7
45	0,25	6,49E-10	-8,7	6,58E-11	-10,18
90	0,2	2,51E-10	-9,6	1,59E-11	-10,8
90	0,1	6,31E-12	-11,2	1,00E-12	-12
0	0	4,29E-13	-12,36	5,32E-14	-13,27
Total 900	–	6,83E-04	–	8,56E-05	–

Resultando pois:

- fase–terra: $0,7 \cdot 10^{-3}$ para 2.025 kV.
- fase–fase: $0,9 \cdot 10^{-4}$ para 3.575 kV.

Os correspondentes *gaps* podem ser calculados por:

$$CFO = k \left(\frac{3400}{1 + \frac{8}{d}} \right)$$

Sendo d o *gap* em (m) e k o fator de *gap*, conforme:

- $k = 1,15$ condutor janela.
- $k = 1,35$ condutor torre.
- $k = 1,4$ condutor estai.
- $k = 1,3$ condutor objeto (máquina agrícola – adicionar 4m; obter distância condutor solo).
- $k = 1,52$ entre condutores no vão ($\alpha = 0,33$ IEC).

Os *gaps* seriam (Tabela 9.14):

Tabela 9.14: *Gaps* para sobretensão de manobra

CFO (kV)	2.025	3.575
Condutor janela	8,6	–
Condutor torre	6,4	–
Condutor estai	6	–
Condutor-solo (com objeto)	10,9	–
Entre condutores no vão	–	18

Nota: a correção devido às condições atmosféricas é 1,0 para a região.

Para cadeia em “I”, algumas práticas internacionais admitem ângulo de cerca de 10° simultaneamente com surto para as distâncias fase-terra.

9.3.2.2 Religamento

Usando os mesmos valores de CFO, obtêm-se os seguintes riscos para as sobretensões de religamento:

- Religamento tripolar $\geq 4,4$ E-06 fase-terra e 2,2 E-06 fase-fase.
- Religamento monopolar $\geq 7,9$ E-04 fase-terra.

Atendendo, portanto, aos critérios estabelecidos.

9.3.3 Torres

Serão considerados três tipos de torres: autoportante (Figura 9.3); monomastro (Figura 9.4); e trapézio (Figura 9.5).

As seguintes condições devem ser respeitadas.

9.3.3.1 Frequência operativa

- N.º isoladores 400 kN, 205/360 mm, *creepage* 550 mm: F-T => 35 isoladores, comprimento > 7,2 m.
- *Gap* em ar 2,5 m
- Ângulo de balanço (cadeia I) 54°.

9.3.3.2 Surto de manobra

- *Gap* em ar:
 - ▷ Janela 8,6 m.
 - ▷ Torre 6,4.
 - ▷ Estai 6,0.
 - ▷ Ao solo 10,9 m (com objeto de 4,5 m).
- Ângulo de balanço (cadeia I) 10°.
- *Gap* F-F 18,0 m (sem balanço).

Nota: A distância do condutor ao solo é governada pelo campo elétrico.

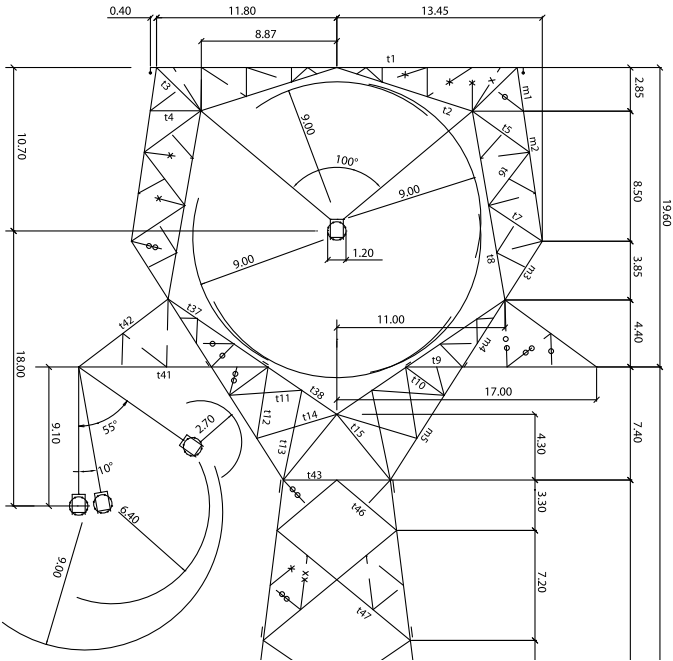


Figura 9.3: Torre autoportante (peso 46,1 toneladas)

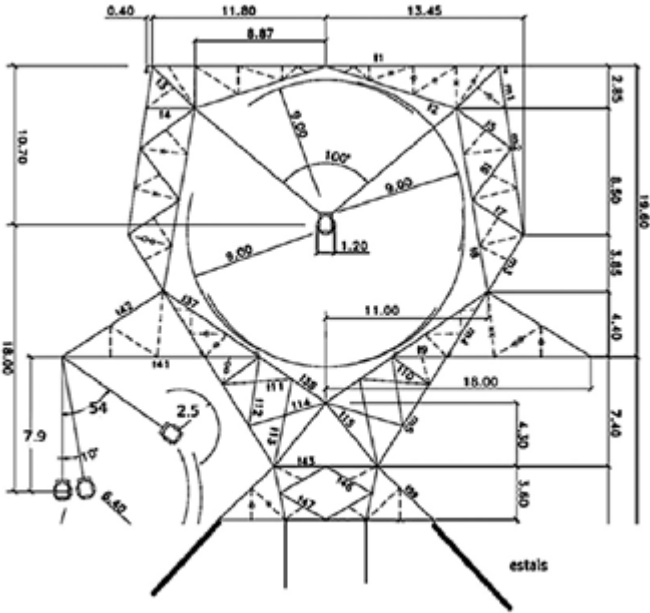


Figura 9.4: Torre monomastro estaiada (peso 33,7 toneladas)

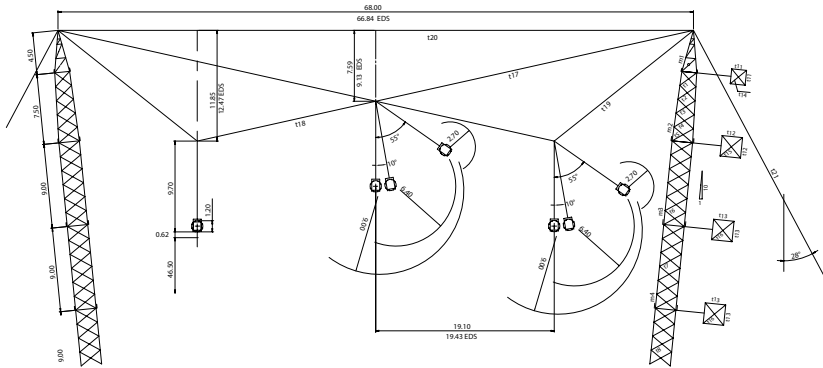


Figura 9.5: Torre trapézio (peso 17,6 toneladas)

9.3.4 Sobretensão a impulso (descarga atmosférica)

Descargas atmosféricas influem no dimensionamento do ângulo de proteção de cabos para-raios sobre os condutores, assim como no isolamento da linha e no aterramento das torres.

9.3.5 Posicionamento dos cabos para-raios

O posicionamento dos cabos para-raios é feito de forma que os raios de intensidade acima da crítica não caiam diretamente nos cabos condutores. O valor crítico de intensidade do raio é:

$$I_C = 2 \cdot \frac{CFO}{Z_C}$$

Sendo que, no presente caso:

$CFO > 4.350 \text{ kV}$ (para os *gaps* determinados por sobretensão de manobra)

$$Z_C \sim 300 \Omega$$

$$I_C = 29 \text{ kA}$$

Seguindo as equações em [1], tem-se que o ângulo de blindagem (para raio condutor) poderia ser até 27° (terreno plano).

Esse ângulo poderá ser menor do ponto de vista do desligamento por queda indireta (*backflashover*), utilizando um ângulo menor, devido ao acoplamento fase para-raios, o que é o caso para os tipos de torres em discussão.

9.3.6 Desligamentos por raios indiretos (*backflashover*)

Quanto aos desligamentos por raio caindo na torre ou para-raios, o requisito é de 1 desligamento por 100 km de linha ao ano. Considerando o nível de isolamento a impulso (acima de 3.000 kV), o número de falha será muito pequeno (se não nulo).

9.3.7 Simulações com IEEE Flash

A partir do *software* Flash, determinou-se a taxa de descarga (*flashovers*), a corrente crítica mínima e os ângulos de blindagem. Para a torre da Figura 9.3, os resultados estão expostos na Tabela 9.15.

Tabela 9.15: Desempenho para descargas atmosféricas

<i>Flashover Rates</i>		
<i>Backflash</i>	0,36	/100 km/ano
Falha de blindagem	0,00	/100 km/ano
Total	0,36	/100 km/ano

9.4 Efeito Corona

O efeito corona tem como consequência os ruídos que afetam a recepção de rádio (rádio interferência) e provocam sons audíveis (ruído audível), além de interferência em TV, e perdas nas linhas adicionais às perdas Joule.

O indicativo deste fenômeno é o gradiente elétrico máximo na superfície dos condutores.

9.4.1 Gradiente de superfície nos condutores

O cálculo é efetuado para a tensão máxima operativa e utiliza a equação de potenciais:

$$V = HQ$$

Sendo V a tensão fase-terra; Q a carga por fase; e H os coeficientes de potencial de Maxwell, funções da geometria da linha (configuração do feixe, alturas e abscissas dos condutores).

Para representar a altura do condutor ao solo, o cálculo pode ser feito considerando a altura equivalente (meio do vão mais 1/3 de flecha) ou a configuração no meio do vão, o último levando a resultados maiores.

Uma vez determinada a carga por fase, admite-se (aproximação) que ela se distribui igualmente por subcondutor, o que permite calcular o gradiente máximo médio na superfície, considerando o diâmetro do subcondutor. O gradiente máximo é o gradiente máximo médio multiplicado pelo fator de distorção (função do raio do condutor, número de condutores por fase e raio do feixe).

Esses gradientes deverão ser menores que o gradiente crítico de Peek, que, por sua vez, é função do diâmetro, densidade relativa do ar e fator de superfície. Uma margem de segurança de 5 a 10% é normalmente considerada.

Os cálculos foram aqui efetuados para as torres descritas.

Quanto à configuração dos condutores, as seguintes alternativas são analisadas: 8 x 954; 8 x 795; 6 x 954; 6 x 1192, 5 MCM.

Os resultados estão apresentados na Tabela 9.16.

Tabela 9.16: Gradientes máximos de potencial na superfície dos condutores (kV/cm)

Torre	kV/cm		Configuração	Obs
	Central	Externa	N x MCM	
Autoportante	15,99	16,06	8 x 954	Altura equivalente
Monomastro	17,16	17,13	8 x 795	Altura equivalente
Trapézio	19,05	17,53	8 x 795	Altura equivalente
Autoportante	17,24	17,31	8 x 795	Altura equivalente
Monomastro	17,04	17,51	8 x 795	Meio vão
Trapézio	19,02	17,79	8 x 795	Meio vão
Autoportante	17,15	17,64	8 x 795	Meio vão
Monomastro	19,10	19,10	6 x 954	Altura equivalente
Monomastro	17,43	17,43	6 x 1.192,5	Altura equivalente
Monomastro	18,99	19,53	6 x 954	Meio vão

Tabela 9.17: Gradiente Peek (kV/cm)

Fator segurança	1	0,9	MCM
Gradiente Peek	19,75	17,78	954
Gradiente Peek	20,09	18,08	795
Gradiente Peek	19,39	17,45	1.192,5

Observa-se que as configurações com oito subcondutores atendem ao critério indicado acima (no caso da torre trapézio aumentar o espaçamento entre fases), bem como atende a de seis condutores.

9.4.2 Rádio interferência

Os valores de ruído na faixa AM foram calculados para os três tipos de torres e considerando as alturas mínimas de condutor ao solo determinadas no item campo elétrico. Os resultados estão apresentados na Figura 9.6, para condições atmosféricas correspondentes a 50 % do tempo (tempo bom). O nível de sinal foi considerado 66 dBμ e a relação sinal-ruído 24 dBμ (ruído 42 dBμ).

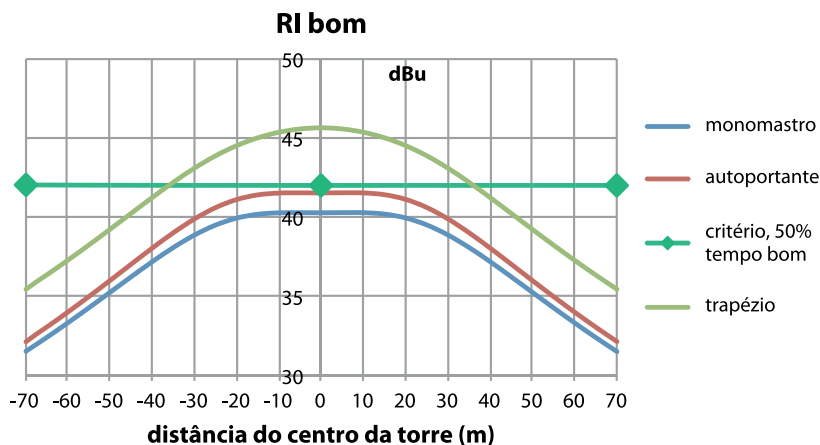


Figura 9.6: Ruído (rádio interferência)

Este fenômeno não governa a definição da faixa.

9.4.3 Ruído audível

O ruído audível foi calculado para as três alternativas de torre (Figura 9.7) e comparado com o critério de projeto 58 dBA para condição condutor úmido (valor médio).

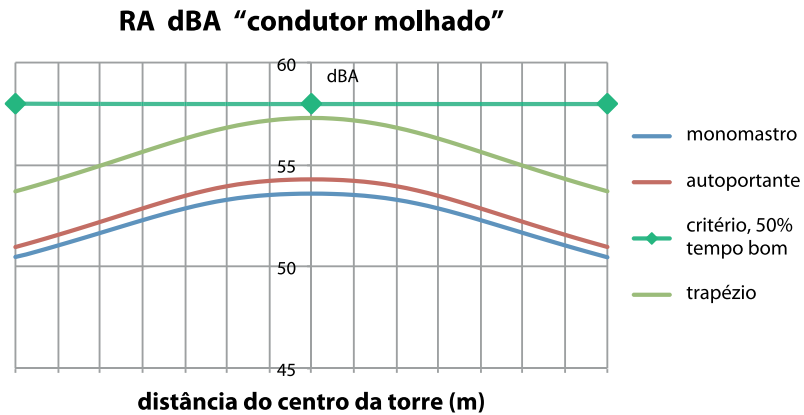


Figura 9.7: Ruído audível

Este fenômeno também não governa a definição da faixa.

9.5 Campo Elétrico e Magnético

9.5.1 Campo elétrico

O campo elétrico no solo foi calculado para a alternativa 8 x 795 MCM, considerando o condutor na altura mínima do solo. Foram considerados os efeitos das cargas nas fases e nas suas imagens ao solo. Os resultados estão apresentados na Figura 9.8.

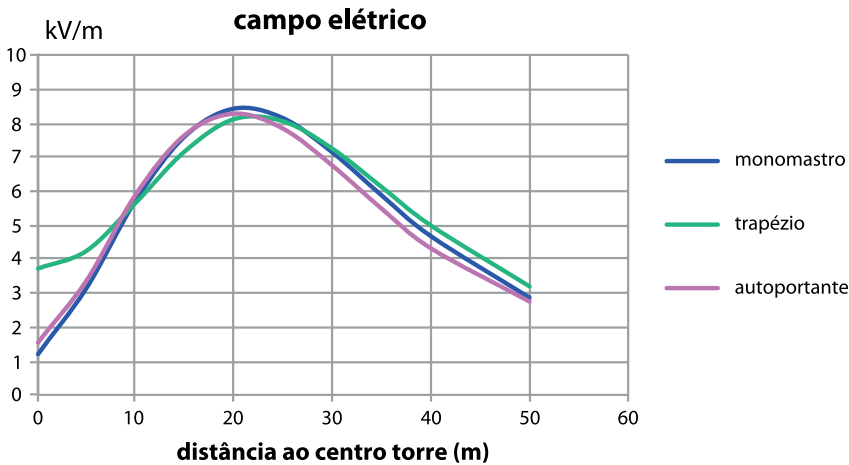


Figura 9.8: Campo elétrico no solo (8x795 MCM)

Como critério, adotou-se 8,33 kV/m dentro da faixa e 4,17 kV no limite de faixa (Resolução Aneel 616) e resultaram os seguintes valores de altura mínima do condutor ao solo e largura da faixa de passagem (Tabela 9.18).

Tabela 9.18: Alturas mínimas de condutor e faixa de passagem

	Altura mínima (m) fases a/b/c	Faixa
Monomastro	24,5/42,5/24,5	85
Trapézio	25,0/29,2/25,0	90
Autoportante	24,5/42,5/24,5	85

9.5.2 Campo magnético

Os cálculos de campos magnéticos no solo foram feitos para os três tipos de torres e considerando as alturas mínimas dos condutores. Os resultados estão apresentados na Figura 9.9.

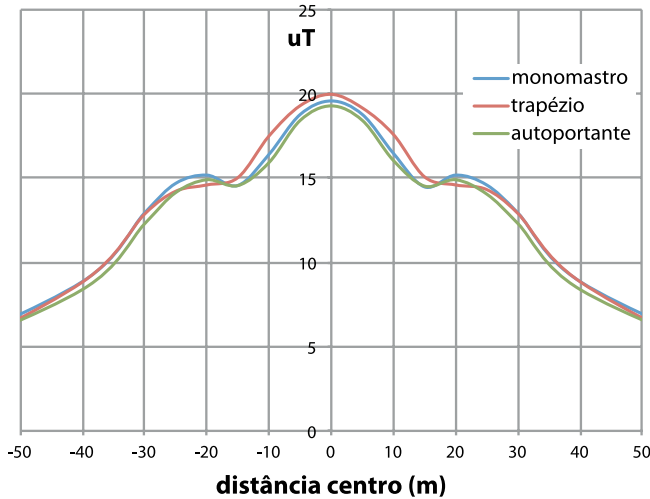


Figura 9.9: Campo magnético

O critério estabelecido (ICNIRP- para público geral) era de $83,3 \mu\text{T}$, tendo sido aumentado recentemente. Dessa forma, todas as alternativas passam no critério estabelecido.

9.6 Determinação de Faixa de Passagem

A faixa de passagem deve atender aos critérios de campo elétrico e magnético, ao efeito corona e à coordenação de isolamento (segurança).

No que se refere à coordenação de isolamento, o critério a ser considerado é o de preservar a distância de 2,5 m, com vento, e tempo de retorno de 50 anos (44º de balanço).

É preciso então determinar a temperatura esperada no condutor e em seguida determinar a flecha do condutor. Admitindo como máxima temperatura do condutor 50° C, para um vão de 500 m, a flecha do condutor (795 MCM) seria de 22 m. Considerando o balanço do condutor e cadeia (I), o limite da faixa deveria ser de 24 m do centro do condutor externo.

Na Tabela 9.19, são mostrados os vários requisitos.

Tabela 9.19: Largura da faixa (m)

	RI RA	Campo elétrico	Isolamento	Final
Monomastro	NA	85	84	85
Trapézio	NA	95	86	95
Chinesa	NA	85	82	85

9.7 Determinação da Altura dos Condutores

A altura mínima dos condutores ao solo é determinada pelo critério de campo elétrico (Tabela 9.18).

Para deter mesma altura dos condutores na torre para um vão de 500 m, deve-se somar a flecha e a altura da cadeia em I, ou seja, ~ 30 m.

9.8 Capacidade de Corrente

A linha deverá ter uma capacidade de transporte mínima de 5.000 MVA. Portanto, 2,9 kA por fase, isto é, aproximadamente, 360 A por condutor (feixe de 8 condutores). Admitindo uma velocidade de vento de 0,6 m/s e temperatura ambiente de 40 °C, a temperatura do condutor iria para < 50 °C. Essa deveria ser inicialmente a temperatura máxima de projeto da linha.

Em emergência, ela deveria transportar o equivalente a 35% a mais (sobrecarga admissível no capacitor série), ou seja, 3,6 kA. Essa corrente daria uma elevação de 15° C no condutor que, estando à temperatura ambiente 40 °C, levaria a 55 °C e a uma flecha adicional inferior a 0,5 m.

9.9 Projeto Mecânico

No projeto mecânico da linha de transmissão, procura-se definir as condições de esforços na torre e fundações para seu dimensionamento, esforços esses devido ao peso dos cabos, ventos e de condições de montagem.

As torres e fundações foram calculadas para um vão de vento de 500 m, vão de peso de 750 m e ângulo zero.

9.9.1 Pressões de vento

Com relação ao vento, o requisito de projeto estabelecido pela Aneel é a intensidade correspondente ao período de retorno de 250 anos. Com base na mesma distribuição estabelecida em 9.3, obtém-se para a velocidade básica de acordo com a NBR 5422 (a 10 metros do solo, período de intervalo de 10 minutos):

$$V_0 = 29,4 \text{ m/s ou } 105,8 \text{ km/h}$$

Para a linha Colinas-Miracema-Gurupi-Peixe-Serra da Mesa, a velocidade local indicada foi de 85 km/h. Já para as linhas da usina do Teles Pires, foi adotado um vento de 120 km/h, porém, no condutor (acima de 10 m do solo). Outras linhas da Eletronorte foram projetadas para ventos acima de 110 km/h. Dessa forma, conclui-se que ao adotar o valor proposto acima aquele estaria adequado.

9.9.1.1 Vento máximo de projeto nos cabos

As previsões de pressão nos condutores, considerando a altura média e metodologia IEC 60826, são:

- cabo externo 107,3 kgf/m²;
- cabo interno (mais alto) 114,8 kgf/m²;
- para-raios 118,3 kgf/m².

9.9.1.2 Vento de alta intensidade

Não há um critério internacionalmente aceito e normalizado para definir a velocidade do vento decorrente de Tormentas Elétricas (vento de alta intensidade). Na falta de dados específicos sobre as velocidades do vento durante este tipo de tormentas, tem sido usual majorar a velocidade do vento extremo de rajada ($t = 3$ s) para o período de retorno do projeto por um fator próximo de 20% com uma frente estreita de atuação. Assim sendo, será determinado a seguir apenas o vento de alta intensidade para o período de retorno de 250 anos, a ser adotado no projeto.

O valor da velocidade de vento de alta intensidade será determinado pelo critério acima. Considerando a velocidade de vento extremo para o período de retorno de $T = 250$ anos, obtém-se o seguinte valor para o vento de alta intensidade (V_{ai}):

$$V_{ai} = 29,4 \cdot 1,39 \cdot 1,2 = 49,04 \text{ m/s}$$

O fator 1,39 é aplicado ao vento de 10 minutos para obter a rajada a 3 segundos. Considera-se que este vento atua em parte do vão apenas, assim a pressão nos cabos adotada foi de $37,5 \text{ kgf/m}^2$.

9.9.1.3 Outras pressões

- Para as cadeias de isoladores determinou-se $167,7$ e $161,1 \text{ kgf/m}^2$ para fases externas e internas, respectivamente.
- Para as estruturas, as pressões foram determinadas seguindo a NBR 5422 (ver Anexo 18).

9.9.2 Trações e flechas

9.9.2.1 Dados dos cabos

O condutor a ser utilizado é do tipo Condutor de Alumínio-Aço (CAA), com uma única bitola em toda a extensão da linha é o ACSR *Tern*, com as características da Tabela 9.19.

O cabo para-raios a ser utilizado no cálculo será o de aço galvanizado 3/8" EHS e seus dados estão indicados na Tabela 9.19.

Tabela 9.19: Características dos cabos utilizados

Descrição	Unidade	795 MCM	Ø 3/8"
Tipo de cabo	Encordado	CAA	EHS
Diâmetro nominal do fio	mm	3,38-Al 2,25-aço	3,05
Número de fios	fios	45x7	7
Diâmetro nominal do cabo	mm (")	27,03	9,52 (3/8)
Carga mínima de ruptura	kgf	10.025	6.990
Peso aproximado	kgf/m	1,366	0,406

9.9.2.2 Combinações de pressões de vento e temperatura para cálculo de trações e flechas

As combinações de velocidades de vento e temperaturas para fins de determinação das trações e flechas dos condutores são mostradas na Tabela 9.20, e 9.21. Para os cabos para-raios, as pressões de vento são ligeiramente mais elevadas devido à sua maior altura em relação ao solo (Tabela 9.22).

Tabela 9.20: Trações e flechas para o condutor externo

Cond.	θ (°C)	Pressão vento (kgf/m ²)	Tf(kgf)	Tf(%)	Ti(kgf)	Flecha final (m)
EDS tração preponderante	24	0	2.005	20,0	2.145	20,83
Vmax	20	107,3	4.434	44,2	4.542	22,54
V45	20	53,65	2.889	28,8	3.049	21,35
V _{ai90}	20	37,5	2.493	24,9	2.649	21,03
V _{ai45}	20	18,75	2.152	21,5	2.299	20,76
θ_{min}	7	0	2.080	20,7	2.233	20,06
θ_{max}	75	0	1.819	18,1	1.927	22,97

Tf – tração final; **Ti** – tração inicial

Tabela 9.21: Trações e flechas para o condutor interno

Cond	θ (°C)	Pressão vento (kgf/m ²)	Tf(kgf)	Tf(%)	Ti(kgf)	Flecha final (m)
EDS	24	0	2.005	20,0	2.145	20,83
Vmax	20	114,8	4.656	46,4	4.747	22,69
V45	20	57,4	2.989	29,8	3.149	21,42
V _{ai90}	20	37,5	2.493	24,9	2.649	21,02
V _{ai45}	20	18,75	2.152	21,5	2.299	20,75
θ_{min}	7	0	2.080	20,7	2.233	20,06
θ_{max}	75	0	1.818	18,1	1.927	22,96

Tf – tração final; **Ti** – tração inicial

Tabela 9.22: Trações e flechas do cabo para-raios 3/8" EHS

SW	θ (°C)	Pressão vento (kgf/m ²)	Tf(kgf)	Tf(%)	Flecha para-raios(m)	Fcond(m)
EDS	24	0	680	9,7	18,68	20,83
Vmax	20	107,3	1.700	24,3	21,28	22,54
V45	20	53,65	1.076	15,4	19,66	21,35
V _{at90}	20	37,5	871	12,5	19,10	21,03
V _{at45}	20	18,75	737	10,5	18,73	20,76
θ_{min}	7	0	697	10,0	18,23	20,06
θ_{max}	40	0	666	9,5	19,10	22,97

Tf – tração final; Ti – tração inicial

9.9.2.3 Critérios de cálculo

Os cabos devem ser dimensionados para suportar estados de tracionamento – básico, e de tração normal –, definidos a partir da combinação de condições climáticas e de envelhecimento do cabo, como se segue.

a) Estado básico

- Para condições de temperatura mínima, a tração axial máxima deve ser limitada a 33% da tração de ruptura do cabo.
- Para condições de vento com período de retorno de 50 anos, a tração axial máxima deve ser limitada a 50% da tração de ruptura do cabo.
- Para condições de vento extremo, como definido no item 5, a tração axial máxima deve ser limitada a 70% da tração de ruptura do cabo.

b) Estado de tração normal (EDS *everyday stress*)

- No assentamento final, à temperatura média, sem vento, o nível de tracionamento médio dos cabos deve atender ao indicado na norma NBR 5422. Ou seja, EDS igual a 20% da carga de ruptura. Além disso, o tracionamento médio dos cabos deve ser compatível com o desempenho mecânico no que diz respeito à fadiga ao longo da vida útil da linha de transmissão.

Maiores detalhes de cálculo e a árvore de carregamento estão apresentados no Anexo 18.

10. Requisitos dos Equipamentos

Os estudos de viabilidade de ampliação do SIN, para atender à expansão da energia eólica e fotovoltaica, foram realizados considerando um sistema nominal de 1.000 kV com quatro subestações de 500/1.000 kV, dividindo a linha em três seções com aproximadamente o mesmo comprimento, 440 km cada. As linhas são compensadas em série de 50% e com compensação paralela de 85%.

Neste item, apresenta-se a avaliação de requisitos dos equipamentos.

10.1 Subestações

Foi considerado que as quatro subestações serão novas (não são expansão das subestações existentes), conectadas por meio do seccionamento de linhas de 500 kV existentes, de modo a permitir expansão futura do sistema de 1.000 kV e a conexão do sistema de geração.

Para o pátio de 1.000 kV, três alternativas tecnológicas são consideradas:

- Subestação isolada a ar – *Open Air Insulation Substation* (AIS).
- Subestação isolada a gás – *Gas Insulated Substation* (GIS).
- Subestação Híbrida (equipamentos isolados a gás e barramentos isolados a ar) – *Hybrid Substation* (HGIS).

Para a decisão final de qual tecnologia será utilizada, foram requisitadas informações dos fabricantes, quais sejam:

- Viabilidade do equipamento com a especificação desejada.
- Pesos (total e para transporte).
- Dimensões.
- Custo estimado (especificação básica e sensibilidade aos parâmetros).

10.2 Requisitos de Sobretensões, Isolação e Para-Raios

10.2.1 Sobretensões

Estudos de sobretensões detalhados foram conduzidos no sistema e os maiores valores obtidos (nas subestações) em valores por unidade de $1.000 \cdot \sqrt{2}/\sqrt{3}$ kVp são:

- Energização de linhas
 - ▷ Fase-Terra
 - V_m (máximo medido) = 1,86 pu
 - V_2 (2% de probabilidade de ser excedido) = 1,84 pu
 - ▷ Fase-Fase
 - V_m = 3,28 pu
 - V_2 = 3,16 pu

Nota: o disjuntor possui um resistor de pré-inserção de 400 Ω (inserido por 8 ms) – valores sem ação do para-raios de linha ou reator.

- Religamento de linha
 - ▷ Fase-Terra
 - V_m = 1,81 pu
 - V_2 = 1,70 pu
 - ▷ Fase-Fase
 - V_m = 2,95 pu
 - V_2 = 2,82 pu

Nota: Religamento trifásico depois de cerca de 0,3 s. Sem ação de para-raios.

Para religamento monofásico, os valores de sobretensões foram, aproximadamente, os mesmos.

- Extinção de arco secundário

Os reatores *shunt* deverão ser fornecidos com reator de neutro de 250 Ω (60 Hz).

O arco secundário sustentado devido à falta monofásica com abertura monofásica é menor 70 Ap e o primeiro pico de tensão de recuperação é de 34 kVp. A máxima tensão sustentada no reator de neutro é de 130 kV.

Para abertura trifásica, a corrente de arco é pequena e a tensão no reator de neutro é de 180 kVp.

- Aplicação de falta (devido à falta monofásica)

Os valores mais altos de sobretensão V_m estão nas fases sãs, no meio da seção intermediária ($V_m = 1,52$ pu). Entretanto, nas subestações, o valor mais alto medido foi menor do que 1,15 pu.

- Eliminação de falta monofásica

Para abertura trifásica $V_m = 1,92$ pu

Para abertura monofásica $V_m = 1,35$ pu

- Rejeição de carga (ou disjuntor de linha abrindo a carga)

A tensão sustentada foi menor que 1,15 pu.

Se ocorrer uma falha após a abertura do disjuntor em uma extremidade, a sobretensão na fase sã é de 2,27 pu. Nesse caso, o para-raios conduz corrente.

10.2.2 Requisitos do para-raios

O para-raios modelado foi de 828 kV *rating*, uma coluna, com a característica V-I apresentada nas tabelas 10.1 e 10.2.

Tabela 10.1: Curva VI (30/60 us)

I (kA)	V (kV)	V (pu)
0,5	1.596	1,95
1	1.643	2,01
2	1.673	2,04
3	1.692	2,07

Tabela 10.2: Curva VI (impulso)

I (kA)	V (kV)
10	1.827
20	1.973
40	2.143

Foram também examinadas alternativas de 780 kV *rating* e 828 kV com 4 colunas em paralelo, e uma especial com 6 colunas com pastilha menor.

Detalhes do projeto protótipo do para-raios de 6 colunas encontra-se no Anexo 17.

10.4 Tamanho da Subestação AIS

Uma subestação isolada a ar (AIS), com arranjo disjuntor e meio de 500 kV, tem as seguintes dimensões:

- Largura do vão $W = 45$ m.
- Comprimento da seccionadora até o disjuntor do meio $SG = 125$ m.
- Comprimento do capacitor série e reator de linha $SC + SR = 141$ m.
- Altura do barramento $HB = 16$ m; e $HE = 24$ m para entrada de linha.

Baseado nisso, a estimativa para o comprimento do vão de 1.000 kV deve ser de cerca de $SC + SG + SR = 500$ m e a largura $W = 55$ m. Consequentemente, uma área de $A = 27.500 \text{ m}^2$ por vão.

Nota: a referência [2] indica os seguintes valores para subestação de 1.000 kV:

- $W = 48$ m
- $HB = 15$ m
- $A = 11.900 \text{ m}^2$ (sem capacitor série)
- $SG + SR = 248$ m

Consequentemente, o tamanho da subestação AIS, com espaço para duas linhas mais três transformadores, seria de 165.000 m^2 .

10.5 Equipamentos

Para o projeto final, é necessário considerar ainda as dimensões e custos dos equipamentos:

1. Transformadores.
2. Reator de Linha (mais reator de neutro).
3. Capacitor Série.
4. Disjuntor.
5. Dispositivos de Chaveamento (em geral).
6. Para-Raios.

10.5.1 Transformador

A subestação, nessa fase, necessita de transformação de 500/1.000 kV com unidades de cerca de 2.500 a 3.000 MVA (trifásico). Portanto, cada autotransformador monofásico terá potência nominal na faixa de 850 a 1.000 MVA (limitação, provavelmente, por requisitos de transporte).

Estudos indicam relação nominal de 500/1.000 kV, autotransformador Y aterrado com enrolamento terciário em delta com tensão de 69 a 138 kV dependendo da utilização. Os para-raios devem ser colocados em cada lado do transformador, o mais próximo possível das buchas.

De acordo com regras do ONS, o transformador deveria ter comutador sob carga ($\pm 10\%$) e reatância primário-secundário ($X_{ps} \leq 12\%$). Após discussões com fabricantes no Brasil, foi escolhido comutador com faixa de $\pm 7,5\%$ (33 posições) e reatância $X_{ps} = 14\%$ como compromisso com custo e peso. A unidade de 850 MVA deverá ter um peso de 270 ton. para transporte e um peso total de 450 ton.

10.5.2 Reator de linha (reator de neutro)

Os bancos de reatores de linha serão compostos por três unidades monofásicas de 333 Mvar em $1.000/\sqrt{3}$ kV, ou seja, *rating* de 403 Mvar a $1.100/\sqrt{3}$ kV.

A reatância do reator de neutro deve ser de: 250 Ω a 60 Hz.

10.5.3 Capacitor série

A impedância do capacitor série é de 35 Ω /fase em cada extremo da linha. Considerando uma corrente (nominal) igual a 2,7 kA, obtém-se um valor de 250 Mvar/fase. O capacitor deverá suportar uma sobrecarga de 35% por 30 minutos (3,6 kA). A tensão nominal contínua do capacitor série é de 93,4 kV.

Os capacitores série devem ser equipados com MOV, *gap* e disjuntor de *bypass* para proteção.

Como existem muitas possibilidades de despachos da geração, e as linhas de 500 kV em paralelo restringem o fluxo no sistema 1.000 kV, a compensação série poderá ser bypassada em certas condições.

O MOV deveria ter características semelhantes a um para-raios ZnO 162 kV.

Maiores detalhes serão obtidos no Anexo 16.

10.5.4 Disjuntores

Os disjuntores devem ter corrente nominal de 4,0 kA; corrente de curto-circuito nominal de 63 kA; e TRT de acordo com os requisitos da Tabela 10.3 [3]. A relação X/R é de 20 ou 7,6 para curto trifásico ou monofásico.

Tabela 10.3: TRT de acordo com [3]

Test duty	k_{pp}	k_{af}	u_c kV	t_2 or t_3 μs	U_1 kV	T_1 ms	RRRV kV/ μs
T_{10}	1,2	1,76	1.897	271	–	–	7
T_{30}	1,2	1,54	1.660	332	–	–	5
T_{60}	1,2	1,5	1.617	808	808	269	3
T_{100}	1,2	1,5	1.617	1.212	808	404	2
T_{LF}	1,3	$1,7 \times 0,9$	1.786				*

*Vide referência [3]

Os disjuntores de linha deverão conter resistor de fechamento de 400 Ω com tempo de inserção de 8 ms.

Os disjuntores de transformador deverão estar providos com fechamento sincronizado e eventualmente resistor de fechamento de 1.000 Ω .

10.5.5 Dispositivos de chaveamento e outros (poste isolador, chaves a ar e transformadores de medição)

Estes equipamentos deverão ter as características de isolamento citadas anteriormente.

10.5.6 Para-raios

Para-raios de 828 kV, uma coluna, foram simulados durante sobreensões e, em geral, não conduziram correntes significantes.

Outros valores de tensão nominal (por exemplo, 5% inferiores), para proporcionar redução no nível de isolamento do equipamento ou aumento da margem de isolamento, foram também verificados. A energia absorvida por estes para-raios foi próxima da obtida para o para-raios de 828 kV nos casos gerais de sobretensão e contingência N-1. Entretanto, o para-raios deve atender ao critério mais crítico, por exemplo de abertura de duas linhas 1.000 kV em um extremo; seguido de ocorrência de curto monofásico; abertura monopolar; religamento monopolar sem sucesso seguido de abertura tripolar de linha.

Nesse caso, será necessário que os para-raios tenham quatro colunas e a sobretensão cairia para 1,95 pu e a energia que devem absorver seria de 51 MJoule.

Como alternativa, foi estudado (Anexo 9) um para-raios 828 kV, de 6 colunas, em desenvolvimento no Brasil que atende essa solicitação. Em ambos os casos, o para-raios garante margem adequada de isolamento dos equipamentos para surtos de manobra.

10.6 Custos

Nesta seção, são apresentados os procedimentos utilizados nos estudos para estimar os custos das subestações.

10.6.1 Transformadores e reatores de linha

A referência [2] apresenta o seguinte procedimento para estimar os custos de transformadores e reatores.

$$\frac{C1}{C0} = \left(\frac{P}{P0} \right)^{0,75} \quad \text{relacionado com a potência nominal P.}$$

$$\frac{C2}{C0} \approx \left(\frac{U}{U0} \right)^{0,8} \quad \text{relacionado com a tensão U.}$$

No Brasil, as planilhas da Aneel apresentam os seguintes custos estimados (FOB):

- Autotransformador monofásico 750/√3 : 345/√3kV, 500 MVA
R\$ 17,8 x 10⁶.
- Reator de linha monofásico 750/√3, 333 Mvar R\$ 8,6 x 10⁶.

Considerando 1 US\$ = 3,7 R\$, a Tabela 10.4 apresenta o resultado dos valores.

Tabela 10.4: Custos de transformador e reator de linha (10⁶ US\$)

Equipamento	Classificação desejada	Preço referência	Corrigido para C1 e C2
Autotransformador	500 MVA	4,9	6,07
	1.000/√3 : 500/√3		
Reator de linha	333 Mvar	2,26	2,80
	1.000/√3		

10.6.2 Disjuntores

A referência [2] indica a seguinte relação: 1,7 a 2,5 de 765 para 1.100 kV:

O custo Aneel estimado para disjuntor 765 kV corresponde ao valor de R\$ $4,7 \times 10^6 = \text{US\$ } 1,27 \times 10^6$. Logo, o disjuntor de 1.100 kV deve custar aproximadamente $1,7 \times \text{US\$ } 1,27 \times 10^6 = \text{US\$ } 2,16 \times 10^6$.

10.6.3 Custo de subestação

A referência [2] indica a seguinte relação:

$$\frac{C}{C0} = \left(\frac{U}{U0} \right)^{1,5}$$

O custo Aneel para um *bay* de 765 kV disjuntor e meio é US\$ $7,6 \times 10^6$. Logo, o custo para *bay* de 1.100 kV estimado resulta em US\$ $13,1 \times 10^6$.

10.7 GIS 1.000 kV

GIS em 1.100 kV foram testadas no Japão e China e demonstraram desempenho adequado.

De acordo com [4], dois tipos de arranjos são sugeridos para transmissão acima de 500 kV em UAT: disjuntor e meio ou disjuntor simples barra dupla com 4 chaves. O arranjo básico considerado aqui é disjuntor e meio. Entretanto, a barra dupla disjuntor único também será examinada.

Ambas alternativas GIS e HGIS (híbrida) devem ser levadas em consideração, e a adoção deve ser tomada após a avaliação do custo no ciclo de vida (investimentos, manutenção e custo de operação), em que a construção, manutenção e o custo do terreno são partes da equação de custos.

Em todas as subestações, há entrada de linha com compensação série e compensação paralela. Os reatores de linha podem ser conectados no lado da barra ou no lado da linha do capacitor série e podem ter impacto no custo.

11. Expansão da Alternativa de Referência

Neste item, serão apresentados os estudos relacionados à expansão da alternativa de referência. Essa evolução consiste na expansão até a subestação Ribeirão das Neves (MG), distante 300 km de Pirapora, e construção de mais um circuito de 1.000 kV entre Ourolândia e Ribeirão das Neves. A Figura 11.1 apresenta essa expansão.

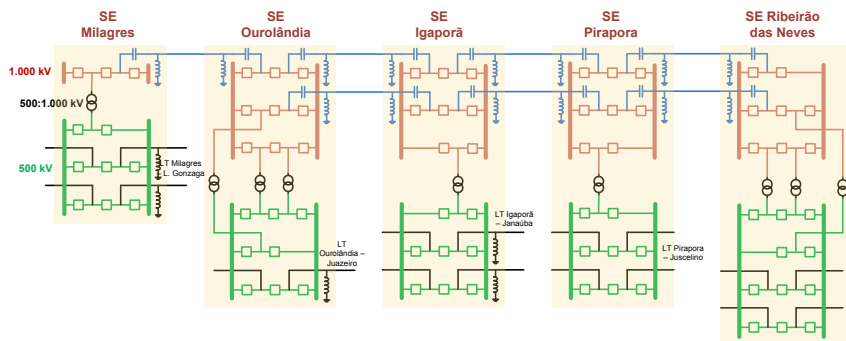


Figura 11.1: Expansão da alternativa de referência

Na Figura 11.2, mostra-se o diagrama do sistema expandido.

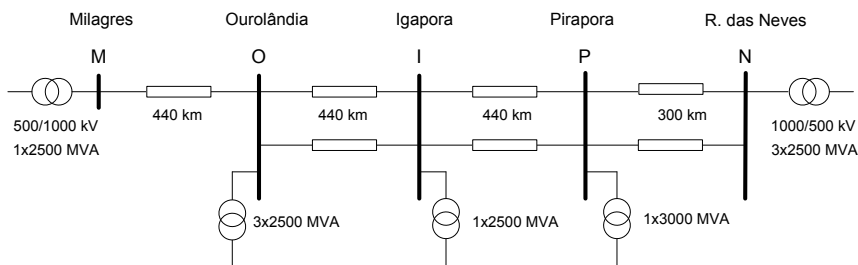


Figura 11.2: Diagrama do sistema expandido de 1.000 kV

Para essa expansão, foram realizados apenas os seguintes estudos de verificação:

- rejeição de carga e efeito do para-raios;
- energização de linha de transmissão;
- aplicação da falta;
- carga residual monofásica;
- religamento monopolar;

- religamento tripolar;
- TRT;
- cálculo do MOV série.

11.1 Rejeição de Carga e Para-Raios

Foram realizados testes de rejeição de carga com e sem falta monofásica, além de religamento monopolar e tripolar para análise tanto de sobretensão quanto da energia absorvida nos para-raios, sendo este último teste com 4 diferentes tipos de para-raios.

Cabe ressaltar que, no sistema expandido, o pior caso de sobretensão na simples rejeição da linha ocorreu na linha Ouarolândia – Igaporã, com 1,66 pu (1.355 kV pico) no terminal aberto da linha, para abertura pelo lado Igaporã.

Com relação à absorção de energia, foram analisados os 4 tipos de para-raios no caso mais crítico, o religamento tripolar (após falta) sem sucesso, como se mostra na Figura 11.3.

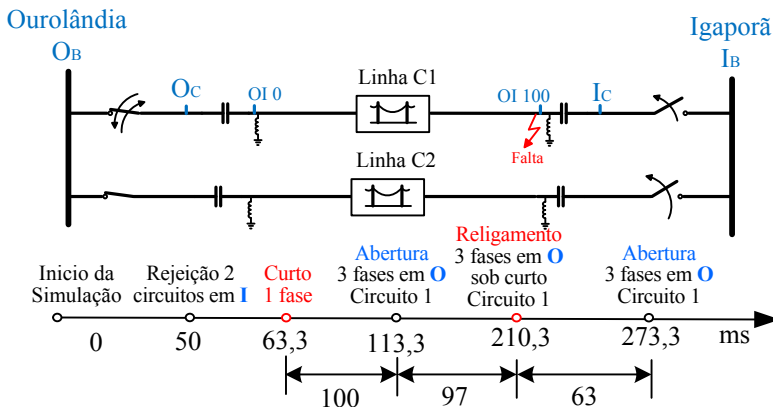


Figura 11.3: Diagrama unifilar do trecho OI com rejeição, curto, abertura tripolar, religamento tripolar sem sucesso e abertura tripolar, e a linha tempo dos eventos

Na Tabela 11.1, apresentam-se as sobretensões e energias absorvidas nos para-raios analisados. Os diferentes tipos de para-raios foram alocados na Barra I.

Tabela 11.1: Sobretensões e energias no para-raios

Tipo de para-raios, valor da tensão nominal (kV)	Energia máxima suportada (MJ)	Resultados de simulação	
		Tensão máxima medida no PR (pu)	Energia absorvida pelo PR (MJ)
828	12,75	2,06	6,98
788	12,14	1,97	8,53
828 x 4 Colunas	51,00	1,97	8,40
828 x 6 Colunas	32,29	1,86	11,39

Percebeu-se que, em nenhum dos testes realizados, a energia absorvida pelos para-raios superou a capacidade nominal destes. Por outro lado, o valor residual da tensão deverá estar em 1,92 e 1,97 pu para uma margem quanto ao isolamento dos equipamentos de 10 a 15 % (isolamento de 1.800 kV).

Outros detalhes são encontrados no Anexo 9.

11.2 Energização de Linha

Neste estudo, foi comparado o sistema de referência com o sistema expandido. A energização da linha foi realizada no trecho Ourolândia – Igaraporã energizando por Ourolândia (caso mais crítico relatado nos estudos do sistema de referência). Os máximos valores de sobretensão obtidos na simulação do sistema expandido aconteceram no final da linha O-I, como se apresenta na Tabela 11.2.

As sobretensões obtidas neste estudo são menores do que as obtidas no sistema de referência para o mesmo caso. No caso de sobretensão fase-terra, ocorreu uma diminuição de 17,0% e, no caso da tensão fase-fase, de 21,04% com relação aos valores obtidos na alternativa de referência.

Tabela 11.2: Resultado da energização estatística

Local da sobretensão	Fase-terra e fase-fase	Sobretensão média (pu)	Desvio-padrão (pu)	Máxima sobretensão (pu)
0% da LT	Fase A	1,137	0,030	1,135
	Fase B	1,187	0,030	1,182
	Fase C	1,141	0,046	1,198
	Fase B – Fase C	2,054	0,051	2,131
	Fase A – Fase C	1,944	0,067	2,071
	Fase A – Fase B	2,019	0,069	2,039
25 % da LT	Fase A	1,231	0,043	1,227
	Fase B	1,293	0,039	1,290
	Fase C	1,214	0,041	1,203
	Fase B – Fase C	2,186	0,040	2,325
	Fase A – Fase C	2,066	0,072	2,161
	Fase A – Fase B	2,200	0,075	2,320
50% da LT	Fase A	1,274	0,047	1,251
	Fase B	1,361	0,048	1,373
	Fase C	1,250	0,047	1,285
	Fase B – Fase C	2,253	0,059	2,331
	Fase A – Fase C	2,131	0,079	2,211
	Fase A – Fase B	2,288	0,074	2,438
75 % da LT	Fase A	1,290	0,054	1,246
	Fase B	1,393	0,050	1,459
	Fase C	1,258	0,051	1,312
	Fase B – Fase C	2,265	0,070	2,314
	Fase A – Fase C	2,142	0,092	2,226
	Fase A – Fase B	2,327	0,076	2,484
100% da LT	Fase A	1,290	0,064	1,250
	Fase B	1,394	0,062	1,534
	Fase C	1,245	0,058	1,302
	Fase B – Fase C	2,241	0,077	2,336
	Fase A – Fase C	2,120	0,108	2,216
	Fase A – Fase B	2,319	0,083	2,565

Outros detalhes são encontrados no Anexo 10.

11.3 Aplicação da falta

Com relação ao estudo envolvendo faltas monofásicas (início da falta) e consequente aparição de sobretensões nas fases sãs, foi possível observar que essas sobretensões no sistema expandido não são elevadas. Essas sobretensões mostraram ser menores do que os valores obtidos quando do estudo de outros tipos de fenômenos, por exemplo, de energização de linha, inclusive menor com relação às simulações da aplicação da falta na alternativa de referência.

Os resultados das sobretensões nas fases são apresentados na Tabela 11.3. O valor de sobretensão máxima obtido é de 1,461 pu, isto é 4,3% menor em relação ao valor obtido na alternativa de referência, que foi de 1,526 pu.

Tabela 11.3: Sobretensões nas fases sãs do trecho Ouro-lândia – Igaporã para falta monofásica em Ol₅₀

Instante de aplicação da falta (ms)	Valores de pico (pu) no trecho Ouro-lândia – Igaporã				
	Ol ₀	Ol ₂₅	Ol ₅₀	Ol ₇₅	Ol ₁₀₀
14,7	1,091	1,254	1,461	1,291	1,107

Outros detalhes são encontrados no Anexo 11.

11.4 Carga Residual Monofásica

Neste estudo, com a linha 1.000 kV operando “com carga”, os valores de corrente de arco (I_{ARCO}) e tensão de restabelecimento (V_{REST}) são ligeiramente inferiores aos valores críticos obtidos quando do mesmo estudo na alternativa de referência em todos os pontos dos trechos onde a falta foi aplicada.

Foi analisada a influência da variação da frequência do sistema na extinção do arco. Os valores de frequência avaliados conforme diretrizes estabelecidas em [5] são 56 e 66 Hz.

Na Figura 11.4, apresenta-se a curva que relaciona a corrente de arco secundário e a frequência da rede no trecho Milagres – Ouro-lândia (MO) com local de curto 0%. Pode-se observar o incremento quase linear da corrente de arco secundário quando a frequência da rede aumenta.

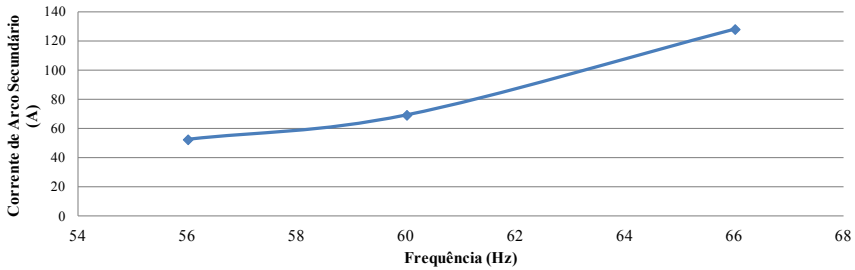


Figura 11.4: Corrente de pico de arco secundário *versus* frequência

Outros detalhes são encontrados no Anexo 12.

11.5 Religamento Monopolar

Para a realização das simulações de religamento monopolar (Figura 11.5), foi selecionado o trecho da linha de 1.000 kV Milagres – Ourolândia, pois esse apresentou a maior sobretensão no sistema de referência.

O resultado obtido no religamento monopolar foi uma sobretensão de fase de 1,838 pu quando o religamento acontece por Milagres. Esse valor de tensão é ligeiramente menor do que o valor obtido no sistema de referência, igual a 1,853 pu. Isso implica que as mudanças na rede expandida não geram sobretensões maiores do que as obtidas no sistema de referência diante de eventos com religamento monopolar.

Na Figura 11.5, apresentam-se os principais componentes representados no trecho Milagres – Ourolândia utilizados para a sequência dos testes. Nesta mesma figura, mostra-se a linha de tempo dos eventos.

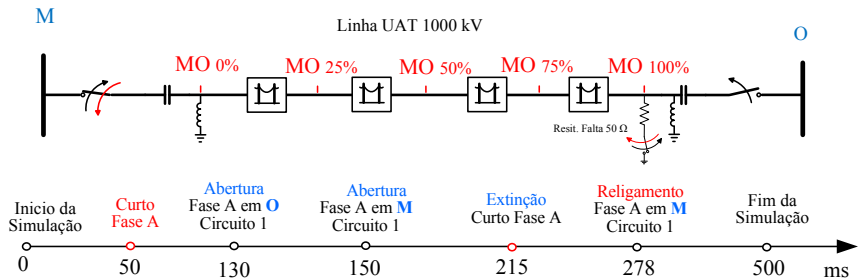


Figura 11.5: Detalhe do trecho Milagre – Ourolândia

O pior caso registrado é apresentado de forma determinística na Figura 11.6. Para isso, foram utilizados os tempos obtidos na simulação estatística.

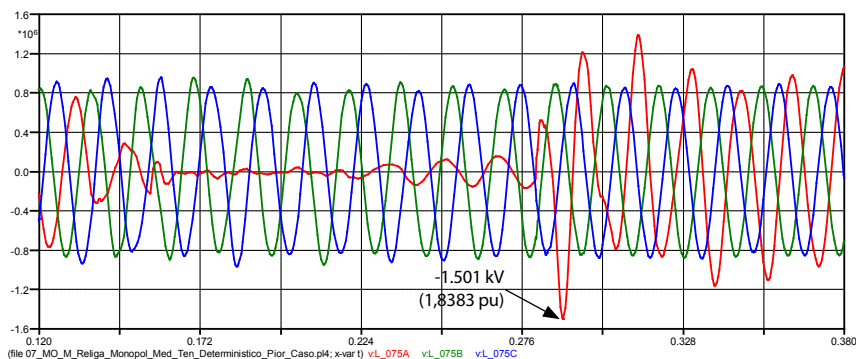


Figura 11.6: Pior caso de máxima sobretensão em 75% do trecho M-O religando por M

Outros detalhes são encontrados no Anexo 13.

11.6 Religamento Tripolar

A partir das informações coletadas no sistema de referência, o pior caso foi registrado no trecho Milagres – Ourolândia, religando por Milagres. Durante as simulações do sistema expandido para esse mesmo trecho, foi constatado que a máxima sobretensão no sistema de referência foi de 1,791 pu e no sistema expandido foi de 1,804 pu, para a mesma condição, religamento trifásico com sucesso.

Para analisar o impacto do sistema expandido frente ao religamento tripolar sem sucesso, realizou-se uma sequência de eventos no trecho Milagres – Ourolândia com religamento em M, conforme apresentado na linha de tempo da Figura 11.7.

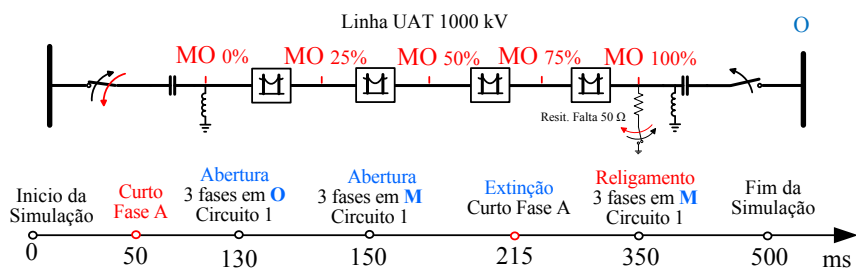


Figura 11.7: Trecho Milagres – Ourolândia com sequência de eventos de religamento

Na Figura 11.8, mostra-se um dos instantes simulados com chave sistemática. É possível observar nesta figura a maior sobretensão após a abertura do disjuntor localizado em O, a qual é bem maior do que o valor obtido no religamento. Esse comportamento foi observado em todos os testes realizados.

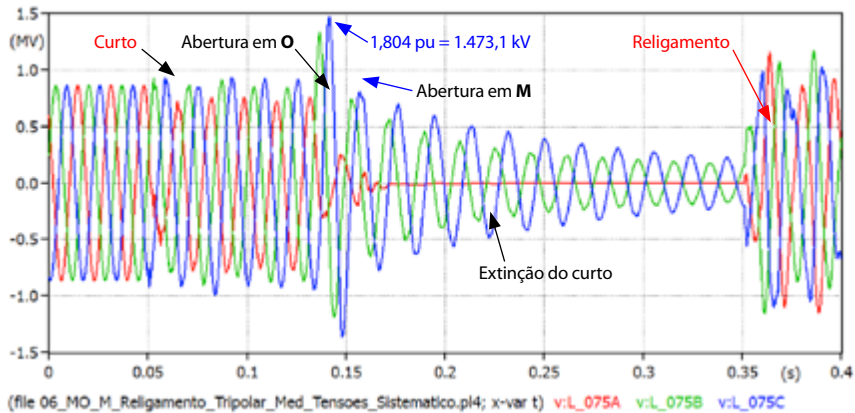


Figura 11.8: Tensão medida a 75% do trecho Milagres – Ourolândia para religamento com sucesso via M

Outros detalhes são encontrados no Anexo 14.

11.7 Tensão de Restabelecimento Transitória (TRT)

Os estudos de TRT dos disjuntores foram realizados nos piores casos obtidos com o sistema de referência para as seguintes condições:

- Falta quilométrica aplicada a 2 km, 10 km, 50% e 90% do comprimento.
- Falta terminal trifásica “isolada” e “aterrada” em ambos os lados do disjuntor.

Ressalta-se que, nos testes realizados, a abertura do disjuntor é realizada apenas na linha do trecho afetado, permanecendo a linha paralela sã ligada.

Constatou-se que, para faltas quilométricas próximas (p. ex. 2 km a 10 km), é importante o efeito do *bypass* do capacitor série, visto que se não ocorresse, os valores de RRRV e amplitude da TRT superariam os valores limites da curva T-100.

Em todos os casos analisados, para faltas quilométricas que ocorram a 50% e 90% do comprimento, nos trechos analisados, não houve superação da curva T-100 (curva de quatro parâmetros menos íngreme e de amplitude levemente menor que as outras).

O disjuntor no trecho Ourolândia – Igaporã no lado de Igaporã mostrou ser mais crítico, pois houve superação na frente de onda da curva envoltória (T-100), utilizando, inclusive, a amplitude das curvas T-60, T-30 e T-10 (fase B). Essa superação em amplitude é de, aproximadamente, 12,5% acima da curva T-10.

O trecho Igaporã – Pirapora também apresentou condições críticas de TRT, pois, principalmente para faltas quilométricas a 2 km de distância do terminal de Pirapora (com *bypass* utilizando VCS), a TRT da curva T-100 foi superada no seu RRRV. Inclusive a curva T-10 foi superada, embora ligeiramente, no seu RRRV.

Nenhuma das TRT correspondentes a faltas terminais isoladas ou aterradas superaram a curva específica obtida via corrente de falta pelo disjuntor. Mesmo a curva T-100 não foi superada.

A inclusão de mais um circuito aumentou a capacidade de transmissão de potência, além do número de transformadores. Isso levou ao aumento das correntes de falta. Porém esse circuito paralelo adicional contribuiu para uma melhora no desempenho em relação à TRT.

Outros detalhes são encontrados no Anexo 15.

11.8 Capacitor Série

Os capacitores série deverão ter as seguintes características:

- sistema de proteção com *gaps* e varistores (MOV);
- 35 Ω /fase;
- 250 Mvar por fase;
- corrente nominal de 2,7 kA;
- corrente de sobrecarga por 30 minutos: 3,6 kA.

A capacidade de energia deve ser determinada pelo fornecedor considerando a ocorrência de curtos em diferentes pontos dentro da linha e fora desta, bem como deve considerar a atuação ou não das chaves de *bypass*. Assim, o valor do MOV poderá ser eventualmente modificado.

Outros detalhes são encontrados no Anexo 16.

12. Referências

- [1] EPRI. *Transmission Line Reference Book* - 345 kV and Above, Electric Power Research Institute (EPRI), Palo Alto, California.
- [2] CIGRE TB 32. *Final report of the UHV ad hoc group*, 1972.
- [3] DUFOURNET, D. Standardization Aspects of UHV Networks. In: *Second International Symposium on Standards for Ultra High Voltage Transmission*, IEC-CIGRE, 2008.
- [4] IEC. UHV Transmission Systems. *Information on the Basic Construction of TC 122 Standard*, 2015.
- [5] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Submódulo 23.3 - Diretrizes e critérios para estudos elétricos*. Rio de Janeiro, p. 97, 25 de março de 2002.
- [6] JARDINI J. A. et al. *Relatório 4500083056-RT-07-R8*. São Paulo, 2017.
- [7] JARDINI J. A. et al. *Alternativas não Convecionais para Transmissão de Energia Elétrica - Estudos Técnicos e Econômicos*, Brasília: Goya, 2012.
- [8] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Diretrizes para Elaboração de Projetos Básicos para Empreendimentos de Transmissão*. Rio de Janeiro, 2013.
- [9] XIAN, Zutao; LIN, Jiming; BAN, Liangeng; ZHENG, Bin. Investigation of TRV across Circuit-Breaker of Series Compensated Double-Circuit UHV Transmission Lines. In: *2010 International Conference on Power System Technology*, Hangzhou, 2010.
- [10] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Órgão Nacional do Sistema, Submódulo 23.3 - Diretrizes e critérios para estudos elétricos*, 2002.
- [11] JARDINI J. A. et al. *Relatório 4500083056-NT 07-R0_ Modelagem (R2) – Estudos de Detalhamento de Transitórios Eletromagnéticos*. São Paulo, 2016.
- [12] CIGRÉ. WG_C4_307. *Transformer Energization in Power Systems: A Study Guide*. n.º 568, 2014. Paris.
- [13] LIU, Zhenya. *Ultra-High Voltage AC/DC Grids*. London: Academic Press (Elsevier), 2015.
- [14] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Diretrizes para a Elaboração de Projetos Básicos para Empreendimentos de Transmissão – Estudos Elétricos, Especificação das Instalações, de Equipamentos e de Linhas de Transmissão*, Rio de Janeiro: ONS, 2013, p. 97.
- [15] FASSBINDER, S. *Application Note Efficiency and Loss Evaluation of Large Power Transformers*, pp. 13. European Copper Institute, março de 2013. [Online]. Disponível em: <http://www.leonardo-energy.org/sites/leonardo-energy/files/documents-and-links/Cu0144_Efficiency%20and%20Loss%20Evaluation%20of%20Large%20Power%20Transformers_v1.pdf>. Acesso em: 25 de abril de 2016.
- [16] HARKER, K. *Power System Commissioning and Maintenance Practice*. London: IEE (The Institution of Electrical Engineers), pp. 229, 1998.
- [17] ABB. *Controlled Switching Buyer's and Application Guide*. [Online]. Disponível em: <<https://library.e.abb.com/public/d85e18212da04bb9c1257bcc001f2d5e/ABB%20B.G.%20Controlled%20Switching%20Ed4.pdf>>.
- [18] BRUNKE, John H.; FRÖHLICH, Klaus J. Elimination of Transformer Inrush Currents by Controlled Switching – Part I: Theoretical Consideration. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 16, n.º 2, pp. 276-280, 2001.
- [19] BRUNKE, John H.; FRÖHLICH, Klaus J. Elimination of Transformer Inrush Currents by Controlled Switching – Part II: Application and Performance Considerations. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 16, n.º 2, pp. 281-285, 2001.
- [20] HAYWARD, C. D. Prolonged Inrush Currents With Parallel Transformers affect Differential Relaying. *AIEE Transactions*, vol. 60, p. 1.096 – 1.101, 1941.
- [21] WANG, Y.; YIN, X.; YOU, D.; XU, T. Analysis on the influencing factors of transformer sympathetic inrush current. In: *Power And Energy Society General Meeting*, Pittsburgh, 2008, DOI:10.1109/PES.2008.4596469.
- [22] IEC, 826. *Loading and Strength of Overhead Transmission Lines*. 2nd Edition. Genebra, 1991.
- [23] SEVES. *Sediver Toughened Glass Suspension Insulator Catalog*, 1996.

- [24] CIGRE. *TB 048 - Tower Top Geometry*, 1995.
- [25] CIGRÉ. *WG B2/B4/C1.17 Impacts of HVDC Lines on the Economics of HVDC Projects*, 2009.
- [26] FDTE/ITAEE. *Modelagem do Sistema e Cálculo do Reator de Neutro*. São Paulo, 2016.
- [27] NICOLA, G. L. C.; JARDINI, J. A. *Alternativas não Convencionais para Transmissão de Energia Elétrica*. Brasília - DF: Goya, 2010.
- [28] BALOSSI, A. M. M. O. P. Laboratory full-scale tests for determination of the secondary arc extinction time in high-speed reclosing. *IEEE Summer Power Meeting*, New Orleans, 10-15 July 1966.
- [29] O. OLIVEIRA FILHO, D. R. MELO, J. A. CARDOSO, R. M. DE AZEVEDO, W. A. S. Cruz, e S. G. Carvalho, *Performance Evaluation of 800 kV Porcelain Multicone Type Insulators Under Heavy Rain Based on Laboratory Tests*, International Conference on High Voltage Engineering and Application, Chongqing, China, November, 2008.
- [30] AZEVEDO, R. M., CARVALHO, F. M. S., CRUZ, W. A. S. E S. G. *Estudo de Coordenação de Isolamento Baseado em Sobreensões Provocadas por Aplicação e Eliminação de Defeitos, e sua Relação com Chuvas Intensas*, XX SNPTEE, GDS – Grupo de Estudos de Desempenho de Sistemas Elétricos, Recife, 2009.

ANEXOS – Capítulo 5

ANEXO 1 – Energização de Linhas

1.1 Objetivo

Apresentar os resultados obtidos para energização da linha de transmissão de 1.000 kV CA que liga as subestações de Milagres III, Ourolândia III, Igaporã IV e Pirapora III. Cada trecho entre as subestações apresenta um comprimento de 440 km.

1.2 Descrição Geral do Cálculo

A linha de transmissão de 1.000 kV é dividida em três trechos de 440 km cada. A energização da linha foi realizada por ambos terminais em cada um dos três trechos.

Como os trechos da linha em 1.000 kV apresentam compensação série, a energização deve ser possível também com o banco de capacitores série bypassado.

Primeiramente, foram realizadas energizações sistemáticas em todos os trechos. A energização sistemática consiste em determinar para instantes estabelecidos varrendo um ciclo que causa maior sobretensão.

Após a determinação do instante de maior sobretensão, é realizada a energização estatística, que consiste em 200 chaveamentos em torno desse instante de maior sobretensão. Dentre os 200 chaveamentos, é encontrado o caso de pior sobretensão e repetido isoladamente para obter os gráficos de sobretensão.

Foram realizadas análises de sensibilidade. Uma foi a verificação da posição do reator de linha relativa ao capacitor série; e a outra diz respeito à verificação da energização com fechamento sincronizado.

1.3 Energização Sistemática

A sobretensão transitória de energização depende do instante (na onda de tensão) em que ocorre o fechamento do contato do disjuntor. Assim, o primeiro passo é explorar, em um intervalo de meio ciclo, qual a região mais desfavorável (energização sistemática). Em seguida, deve-se elaborar um estudo com vários instantes (considerando a dispersão de fechamento dos polos) obtendo a distribuição estatística. A energização sistemática pode ser feita, dividindo o tempo em vários valores ou usando um método aleatório (baseado numa distribuição equiprovável) e, sobre o pior caso, elaborar o cálculo estatístico.

Para determinação do pior instante de energização de cada uma das linhas de transmissão, foram realizadas energizações sistemáticas que consistem em energizar a linha durante um ciclo da rede de 60 Hz (16,66 ms) com intervalo de 0,694 ms (15° elétricos), ou seja, foram realizados 24 casos.

A Tabela A1.1, a seguir, apresenta as maiores sobretensões obtidas por meio da energização sistemática, com resistor de pré-inserção de 400 Ω inserido por 8 ms e capacitor série bypassado.

Tabela A1.1: Sobretensões para energização sistemática

Trechos da LT	SE onde ocorreu a manobra	Tensões (pu)*				
		LT ₀	LT ₂₅	LT ₅₀	LT ₇₅	LT ₁₀₀
Milagres – Ourolândia	Milagres	1,395	1,501	1,634	1,659	1,648
	Ourolândia	1,327	1,462	1,574	1,664	1,689
Ourolândia – Igaporã	Ourolândia	1,410	1,526	1,700	1,749	1,751
	Igaporã	1,178	1,335	1,400	1,431	1,419
Igaporã – Pirapora	Igaporã	1,253	1,357	1,399	1,499	1,506
	Pirapora	1,189	1,303	1,379	1,454	1,437

* Vbase = 816,5 kV

Obs.:

- LT₀ é o início da linha a partir da subestação onde ocorre a manobra.
- LT₂₅ corresponde a 25 % do comprimento da linha a partir da subestação onde ocorre a manobra.
- LT₅₀ corresponde ao meio da linha a partir da SE onde ocorre a manobra.
- LT₇₅ corresponde a 75 % do comprimento da linha a partir da subestação onde ocorre a manobra
- LT₁₀₀ corresponde ao fim da linha a partir da subestação onde ocorre a manobra

Observa-se que a maior sobretensão de energização de linha ocorreu no segundo trecho (Ourolândia – Igaporã), energizado por Ourolândia, cujo valor foi de 1,751 pu.

1.4 Energização Estatística

Com base nos instantes de energização sistemática que causam maior sobretensão em cada trecho da linha, foram realizadas energizações estatísticas.

Em função da aleatoriedade dos instantes de fechamento dos polos do disjuntor, o estudo das manobras de energização deve ser avaliado de maneira estatística, considerando-se, pelo menos, uma amostragem de duzentos chaveamentos

Foram considerados os seguintes valores de desvio-padrão de fechamento para o disjuntor: 0,75 ms para inserção do resistor de pré-inserção e 1,25 ms para *bypass* do resistor.

A Tabela A1.2, a seguir, apresenta os resultados de sobretensão fase-terra para a energização estatística da linha de transmissão.

Tabela A1.2: Energização estatística

Trecho da LT	SE onde ocorreu a manobra	Média e desvio-padrão	LT ₀			LT _{2,5}			LT ₅₀			LT ₇₅			LT ₁₀₀		
			Fase A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Milagres – Ourulândia	Milagres	Média	1,242	1,315	1,323	1,345	1,426	1,393	1,411	1,522	1,446	1,431	1,566	1,471	1,427	1,564	1,464
		Desvio	0,046	0,057	0,079	0,056	0,087	0,084	0,068	0,115	0,087	0,075	0,127	0,097	0,083	0,134	0,104
Ourulândia	Ourulândia	Média	1,228	1,238	1,300	1,313	1,343	1,429	1,365	1,417	1,520	1,379	1,448	1,560	1,361	1,442	1,555
		Desvio	0,050	0,043	0,042	0,062	0,045	0,061	0,077	0,055	0,078	0,086	0,066	0,096	0,094	0,072	0,105
Ourulândia – Igaporã	Ourulândia	Média	1,379	1,286	1,281	1,501	1,420	1,381	1,592	1,495	1,453	1,632	1,517	1,487	1,623	1,507	1,476
		Desvio	0,039	0,049	0,041	0,060	0,079	0,042	0,081	0,110	0,045	0,097	0,128	0,055	0,107	0,142	0,058
Igaporã	Igaporã	Média	1,124	1,137	1,144	1,239	1,252	1,248	1,303	1,308	1,314	1,332	1,338	1,348	1,325	1,343	1,349
		Desvio	0,031	0,032	0,026	0,051	0,082	0,050	0,063	0,104	0,066	0,073	0,117	0,077	0,079	0,122	0,088
Igaporã – Pirapora	Igaporã	Média	1,224	1,171	1,181	1,320	1,285	1,292	1,346	1,322	1,348	1,359	1,339	1,390	1,356	1,335	1,405
		Desvio	0,043	0,039	0,027	0,061	0,057	0,067	0,066	0,056	0,091	0,073	0,063	0,118	0,090	0,071	0,139
Pirapora	Pirapora	Média	1,106	1,151	1,107	1,239	1,229	1,213	1,313	1,294	1,266	1,355	1,329	1,293	1,360	1,319	1,285
		Desvio	0,029	0,030	0,033	0,065	0,046	0,053	0,085	0,057	0,062	0,099	0,068	0,071	0,112	0,078	0,077

Para o caso de energização da linha Ouarolândia – Igaporã energizado por Ouarolândia foram obtidos os valores de tensão fase-terra e fase-fase. A Tabela A1.3, a seguir, reproduz os valores para esse caso.

Tabela A1.3: Resultado da energização estatística (pior caso)

Local da sobretensão	Fase-terra e fase-fase	Sobretensão média (pu)	Desvio-padrão (pu)	Máxima sobretensão (pu)
Início da LT	Fase A	1,3786	0,0393	1,4533
	Fase B	1,2857	0,0489	1,4273
	Fase C	1,,2805	0,0415	1,3957
	Fase A – Fase B	2,3240	0,0744	2,5750
	Fase B – Fase C	2,1741	0,0850	2,4195
	Fase A – Fase C	2,3064	0,0827	2,5339
25 % da LT	Fase A	1,5001	0,0596	1,6550
	Fase B	1,4197	0,0794	1,6351
	Fase C	1,3813	0,0419	1,5358
	Fase A – Fase B	2,5850	0,0932	2,8542
	Fase B – Fase C	2,3433	0,1175	2,7067
	Fase A – Fase C	2,4858	0,0810	2,6875
Meio da LT	Fase A	1,5920	0,0808	1,7551
	Fase B	1,4947	0,1105	1,7891
	Fase C	1,4531	0,0452	1,6064
	Fase A – Fase B	2,7522	0,1244	2,9948
	Fase B – Fase C	2,4539	0,1409	2,9151
	Fase A – Fase C	2,6057	0,0732	2,8700
75 % da LT	Fase A	1,6316	0,0970	1,8305
	Fase B	1,5167	0,1276	1,8416
	Fase C	1,4872	0,0555	1,7042
	Fase A – Fase B	2,8334	0,1526	3,1747
	Fase B – Fase C	2,4782	0,1581	3,0326
	Fase A – Fase C	2,6579	0,0817	2,9276
Fim da LT	Fase A	1,6231	0,1069	1,8456
	Fase B	1,5070	0,1421	1,8579
	Fase C	1,4759	0,0581	1,7100
	Fase A – Fase B	2,8260	0,1667	3,2780
	Fase B – Fase C	2,4634	0,1719	3,1131
	Fase A – Fase C	2,6435	0,0976	2,9956

1.5 Determinação do Pior Caso

As Figuras A1.1 a A1.3, a seguir, apresentam as sobretensões fase-terra para o pior caso (trecho Ourulândia – Igaporã, energizado por Ourulândia).

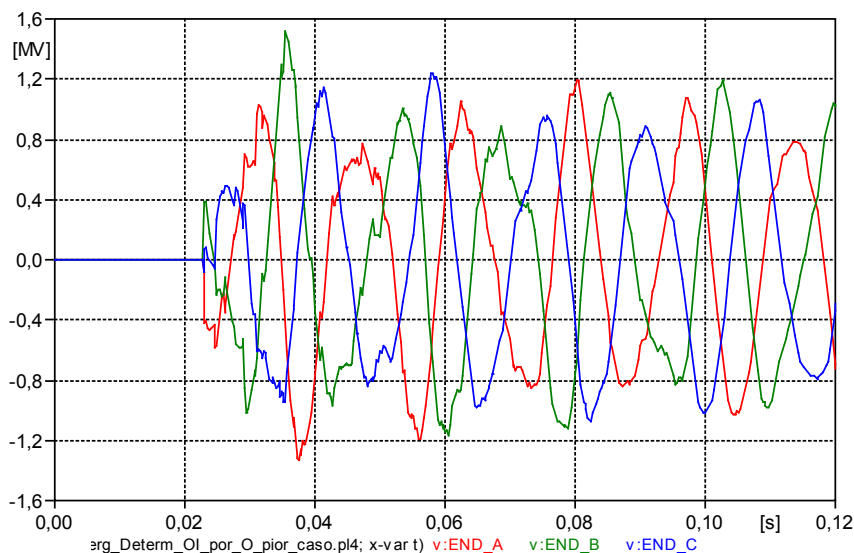


Figura A1.1: Tensão fase-terra no fim da linha (Igaporã)

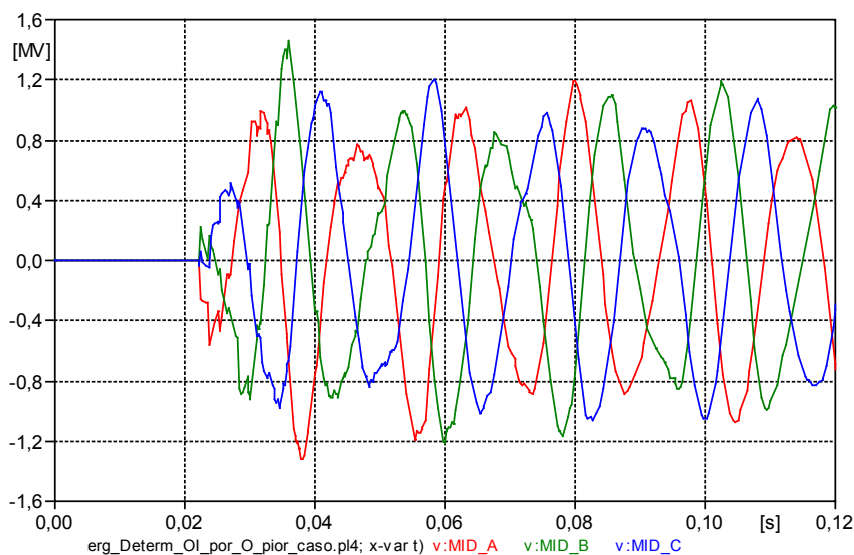


Figura A1.2: Tensão fase-terra no meio da linha

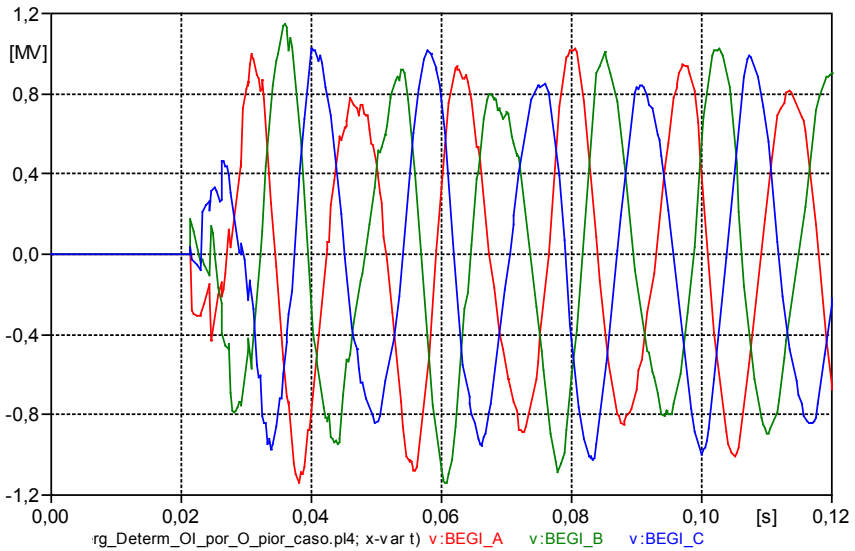


Figura A1.3: Tensão fase-terra no início da linha (Ourolândia)

1.6 Sensibilidades

Foram realizadas análises de sensibilidade para energização: energização com capacitor série, variando a posição do reator de linha; e energização sincronizada.

1.6.1 Posição do reator de linha e capacitor série inserido

Em geral as energizações foram feitas com o capacitor bypassado. Entretanto, para avaliar o efeito da posição do reator de linha, a energização foi feita com o capacitor série inserido.

A Figura A1.4 apresenta esses dois casos.

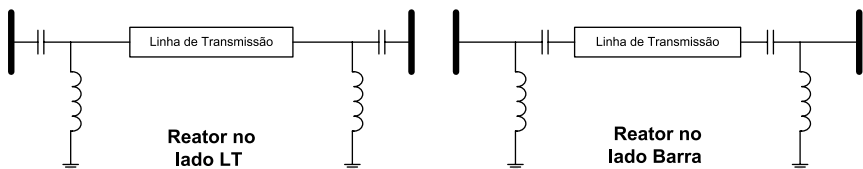


Figura A1.4: Posição do reator

A Tabela A1.4 apresenta os resultados para energização com capacitor bypassado, e dois casos com capacitor conectado, variando a posição do reator.

Tabela A1.4: Comparação para energização da linha Ourolândia – Igaporã por Ourolândia

	Capacitor bypassado (pu)			Reator lado LT (pu)			Reator lado barra (pu)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Média	1,623	1,507	1,476	1,610	1,510	1,491	1,569	1,476	1,461
Desvio padrão	0,108	0,142	0,058	0,116	0,113	0,052	0,105	0,119	0,053

Verifica-se por meio dos valores apresentados na Tabela A1.4 que a energização bypassando o capacitor série resulta em valores médios maiores, e que, energizando com capacitor série conectado e reator de linha ligado no lado da barra do capacitor série, produz menores valores médios.

1.6.2 Energização sincronizada

Foram realizados alguns estudos para verificação da viabilidade de se utilizar um sincronizador para obter menores sobretensões durante a energização da linha de transmissão. A energização sincronizada consiste em determinar instantes de fechamento dos polos do disjuntor, que resultam em menores valores de sobretensões devido à manobra. O sincronizador estima o instante quando deve liberar o polo do disjuntor para que ele feche no ponto da onda em que ocorre a menor sobretensão.

Para o caso de energização de linha, o melhor instante ocorre quando a tensão no lado fonte está passando pelo zero de tensão. Para a verificação da eficiência, foram inicialmente realizadas duas simulações. A primeira consiste em realizar a energização estatística no zero de tensão de uma das fases. As outras duas fases estão 120° defasadas. A segunda consiste em realizar a energização estatística com as três fases no zero de tensão.

A Tabela A1.5 apresenta o resultado da tensão fase-terra no final da linha para energização sincronizada.

Tabela A1.5: Energização sincronizada

	Sincronização 1			Sincronização 2		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Média	1,430	1,513	1,651	1,522	1,653	1,437
Desvio padrão	0,093	0,054	0,112	0,060	0,111	0,102

Comparando-se os valores da Tabela A1.5 com os valores da Tabela A1.4, verifica-se que não há ganho significativo na energização sincronizada nessas duas situações. Foram então realizadas análises com a redução do desvio-padrão de fechamento das chaves e aumento do tempo de inserção. A chave que conecta o resistor de pré-inserção teve seu desvio-padrão reduzido para 0,50 ms e o que bypassa o resistor teve o desvio reduzido para 1,0 ms. A segunda análise foi aumentar o tempo de permanência do resistor de pré-inserção para 16 ms. A Tabela A1.6 apresenta os resultados dessas duas análises.

Tabela A1.6: Sensibilidade da energização sincronizada

	Diminuição do desvio-padrão			Resistor de pré-inserção por 16 ms		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Média	1,536	1,692	1,416	1,272	1,264	1,256
Desvio padrão	0,035	0,092	0,068	0,025	0,066	0,031

A Tabela A1.6 mostra que a diminuição do desvio-padrão do disjuntor não resultou em melhoria significativa nos valores de sobretensão. Entretanto, no caso em que o resistor de pré-inserção é mantido por mais tempo, houve uma diminuição significativa nos valores de sobretensão no final da linha, porém isso acarreta em aumento do requisito de energia dissipada pelo resistor.

Foram realizadas, então, simulações para verificar o aumento de energia dissipada pelo resistor de pré-inserção (no pior caso de sobretensão fase-terra).

Os resultados estão apresentados nas Figuras A1.5 e A1.6.

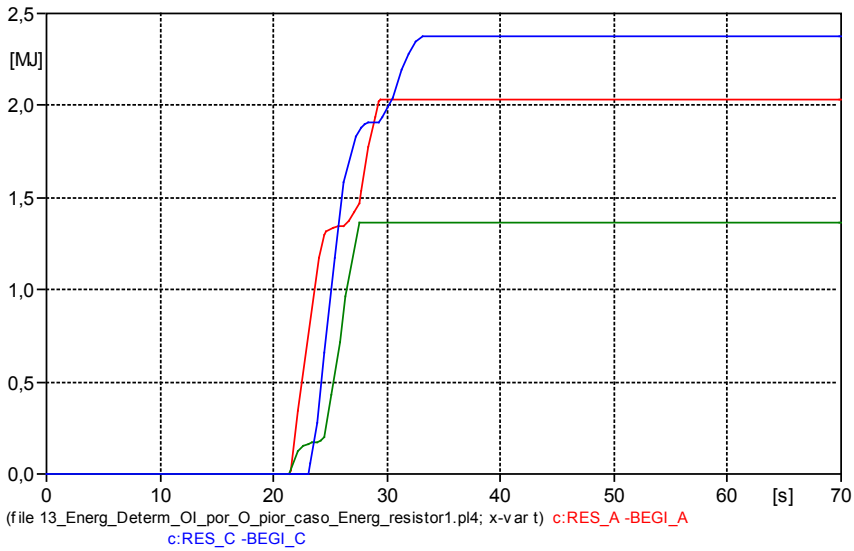


Figura A1.5: Energia dissipada pelo resistor por 8 ms

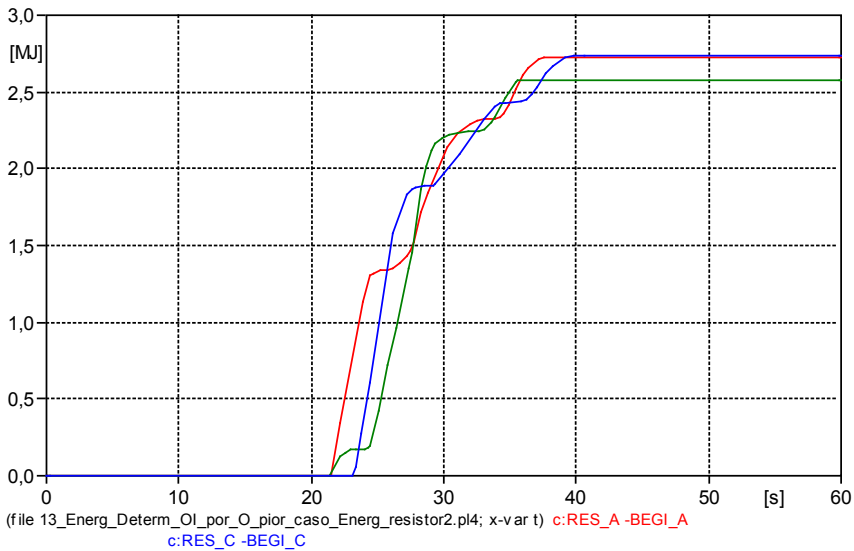


Figura A1.6: Energia dissipada pelo resistor por 16 ms

Verifica-se que houve um aumento médio de 40% na energia dissipada pelo resistor.

ANEXO 2 – Religamento Monopolar

2.1 Objetivo

A maioria das faltas que ocorrem em sistemas de potência é de natureza temporária, afetando apenas uma das fases. Assim, é interessante avaliar a alternativa de religamento monopolar, já que desta forma não haveria necessidade de interromper o fluxo de potência nas fases sãs.

Durante o estudo do religamento monopolar de novos empreendimentos, deve ser levada em conta a corrente de arco secundário que aparece após a abertura dos disjuntores em ambos extremos da linha. O elo entre o arco secundário e a rede elétrica acontece por meio do acoplamento capacitivo entre as fases sãs e fase em falta. Essa corrente de arco secundária é proporcional ao comprimento da linha e quase que independente do carregamento da linha. Portanto, o carregamento da linha (acoplamento indutivo) tem menor influência do que o capacitivo.

2.2 Metodologia

O cálculo das sobretensões transitórias relacionadas ao religamento monopolar foi realizado considerando a sequência descrita a seguir:

- a. Foram realizadas simulações prévias nos três trechos da linha de 1.000 kV, considerando a sequência completa de eventos presente no processo de religamento monopolar: iniciação do sistema operando em “regime” normal, aplicação do curto na Fase A, e subsequente abertura dos disjuntores nesta fase, permitiu observar que, após transcorrido um determinado tempo da abertura dos disjuntores, circula pela chave de falta uma corrente estacionária, produto do acoplamento com as fases sãs. Assim, nas subseqüentes simulações para religamento monopolar, a linha começa com a chave de curto ligada, o que permite reduzir o tempo de simulação. A curva na Figura A2.1 representa a tensão de restabelecimento e a carga residual (no local de curto) após a abertura da chave de curto.

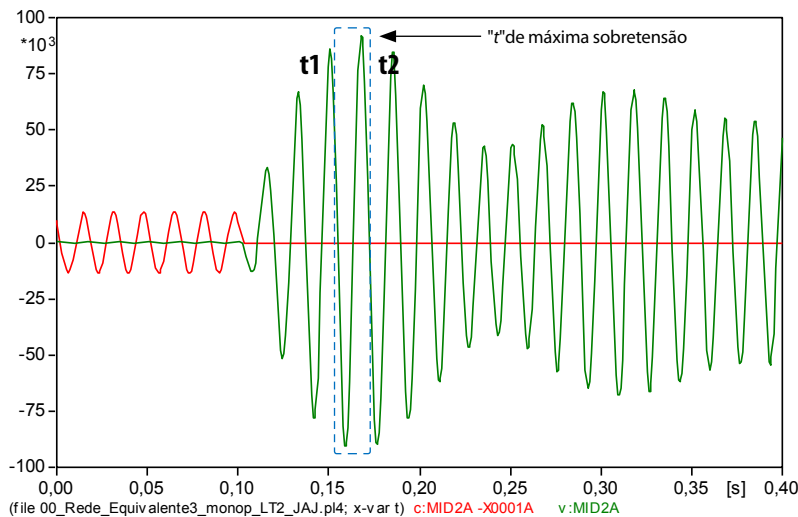


Figura A2.1: I_{ARCO} (vermelho) e carga residual (verde) no ponto em falta

- b. As simulações de religamento monopolar foram realizadas considerando as condições mais desfavoráveis. Considerou-se que o pior instante, após extinção da corrente de arco secundária, seria no instante “ t ” em que a tensão de restabelecimento alcança o seu máximo valor. Obtém-se os tempos t_1 e t_2 da janela mostrada na Figura A2.1 (durante a passagem pelo zero da onda completa). Esses tempos determinam a frequência dessa onda de tensão transitória e o instante para o fechamento da chave sistemática no cálculo.
- c. Foi especificada, na chave sistemática, a varredura da onda senoidal a cada 15° do período de 360° , o que faz um total de 24 casos. Nessa chave, colocou-se o tempo t_1 para iniciar a varredura. A abertura de ambos os disjuntores nos extremos da linha ocorre em $t = 0,05s$. Caso a falta for ocorrer em outro ponto da linha, e não na metade, o disjuntor mais próximo da falta será o primeiro a abrir estabelecendo-se um atraso (~ 20 ms) para a abertura do outro disjuntor.
- d. Ressalta-se que, realizados os testes, as máximas sobretensões transitórias simulando a chave de curto fechada, para logo ser aberta considerando os respectivos tempos normalmente utilizados nas diretrizes de projetos, e com ela já aberta, foram praticamente as mesmas. Por isso, a análise mais exaustiva com estas chaves foi realizada considerando a chave de curto “aberta”.

- e. São analisadas apenas simulações de religamento com sucesso; isto porque, no caso de religamento sem sucesso, a falta ainda não teria sido eliminada e a sobretensão na fase em curto não seria expressiva.
- f. Realizadas todas as simulações com chaves sistemáticas, foi rodado o sistema com chaves estatísticas (para 200 chaveamentos), apenas para o caso em que se obteve a máxima sobretensão com chave sistemática.

2.3 Resultados da linha Milagres – Ourolândia

2.3.1 Religamento pelo lado de Milagres

2.3.1.1 Com chave sistemática

Na Tabela A2.1, mostram-se os valores utilizando chaves sistemáticas. Religamento pelo lado de Milagres (pior caso) e curto em diferentes pontos da linha.

Tabela A2.1: Religamento com chave sistemática pelo lado de Milagres

Ponto de medição L = 440 km	Fase	Sobretensão (pu)		
		Curto no início (Milagres)	Curto no meio	Curto no fim (Ourolândia)
0% (Milagres)	A	1,340	1,335	1,336
	B	1,165	1,166	1,166
	C	1,119	1,118	1,118
25%	A	1,478	1,478	1,476
	B	1,194	1,189	1,190
	C	1,163	1,156	1,158
50%	A	1,582	1,580	1,580
	B	1,194	1,192	1,193
	C	1,201	1,204	1,204
75%	A	1,670	1,668	1,669
	B	1,168	1,170	1,170
	C	1,208	1,204	1,205
100% (Ourolândia)	A	1,650	1,657	1,655
	B	1,100	1,101	1,100
	C	1,166	1,166	1,166

2.3.1.2 Com chave estatística

Na Tabela A2.2, mostram-se os valores de religamento do trecho Milagres – Ourolândia, utilizando chave estatística; religamento pelo lado de Milagres e curto no início da linha.

Tabela A2.2: Religamento com chave estatística pelo lado de Milagres

Local da sobretensão	Fase	Média (pu)	Desvio-padrão (pu)	Máxima sobretensão (pu)
0% da LT (Milagres)	A	1,275	0,051	1,389
	B	1,150	0,025	1,198
	C	1,081	0,017	1,121
25% da LT	A	1,402	0,087	1,542
	B	1,175	0,000	1,192
	C	1,125	0,000	1,140
50% da LT	A	1,499	0,119	1,647
	B	1,149	0,025	1,185
	C	1,125	0,004	1,155
75% da LT	A	1,567	0,125	1,690
	B	1,128	0,012	1,155
	C	1,125	0,000	1,149
100% da LT (Ourolândia)	A	1,576	0,125	1,700
	B	1,079	0,013	1,108
	C	1,125	0,000	1,131

No caso do trecho Milagres – Ourolândia, a máxima sobretensão com chave estatística foi igual a 1,70 pu no extremo aberto (Ourolândia).

Na Figura A2.2, apresentam-se as tensões fase-terra no terminal Ourolândia.

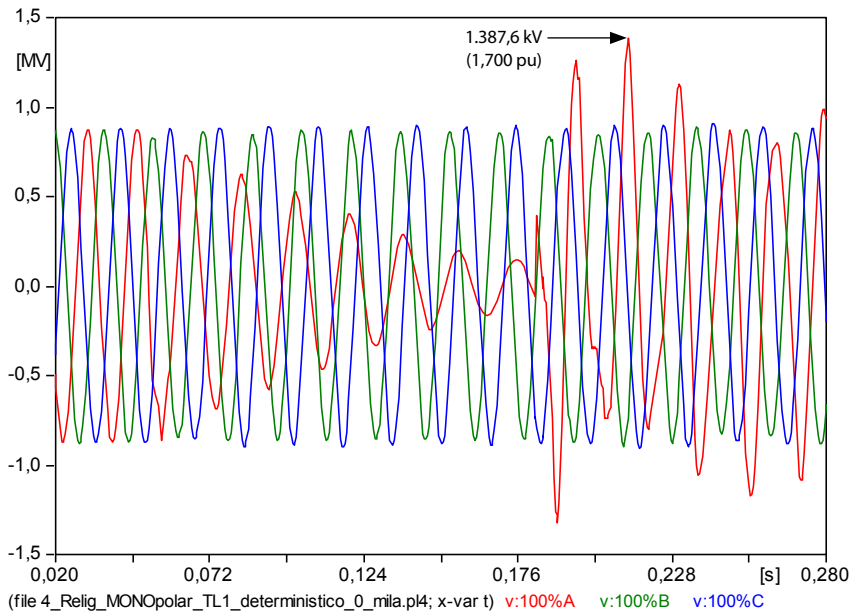


Figura A2.2: Tensões no extremo aberto do trecho Milagres – Ourolândia, religamento pelo lado de Milagres

2.3.2 Religamento pelo lado de Ourolândia

Foram simulados os casos de religamento com chave sistemática e os resultados foram inferiores ao religamento por Milagres. Assim, não foram calculados os valores com chave estatística.

2.4 Resultados da linha Ourolândia – Igaporã

2.4.1 Religamento pelo lado de Ourolândia

2.4.1.1 Com chave sistemática

Na Tabela A2.3, mostram-se os valores de religamento do trecho Ourolândia – Igaporã, por Ourolândia utilizando chaves sistemáticas.

Tabela A2.3: Religamento com chave sistemática por Ourolândia

Ponto de medição	Fase	Sobretensão (pu)		
		Curto no início (Ourolândia)	Curto no meio (pu)	Curto no fim (Igaporã)
0% (Ourolândia)	A	1,368	1,362	1,366
	B	1,184	1,178	1,181
	C	1,158	1,153	1,153
25%	A	1,529	1,527	1,529
	B	1,192	1,190	1,191
	C	1,176	1,171	1,172
50%	A	1,703	1,707	1,709
	B	1,176	1,170	1,173
	C	1,196	1,194	1,189
75%	A	1,781	1,776	1,774
	B	1,149	1,152	1,154
	C	1,202	1,193	1,197
100% (Igaporã)	A	1,785	1,787	1,782
	B	1,096	1,104	1,103
	C	1,164	1,156	1,158

2.4.1.2 Com chave estatística

Na Tabela A2.4 mostram-se os resultados.

Tabela A2.4: Religamento com chave estatística pelo lado de Ourolândia

Local da sobretensão	Fase	Média (pu)	Desvio-padrão (pu)	Máxima sobretensão (pu)
0% da LT (Ourolândia)	A	1,341	0,040	1,474
	B	1,166	0,022	1,205
	C	1,122	0,039	1,169
25% da LT	A	1,517	0,043	1,644
	B	1,188	0,022	1,241
	C	1,151	0,026	1,206
50% da LT	A	1,662	0,056	1,764
	B	1,182	0,017	1,223
	C	1,160	0,026	1,206
75% da LT	A	1,741	0,056	1,840
	B	1,134	0,019	1,182
	C	1,160	0,029	1,202
100% da LT (Igaraporã)	A	1,745	0,064	1,853
	B	1,075	0,004	1,101
	C	1,133	0,018	1,164

Na Figura A2.3, apresentam-se as tensões próximas à barra de Igaraporã (100% da LT) quando o trecho Ourolândia – Igaraporã é energizado pelo lado de Ourolândia.

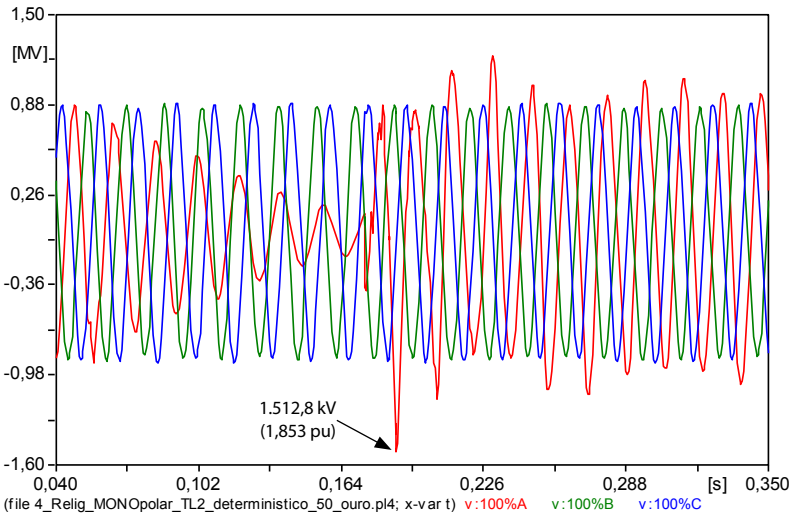


Figura A2.3: Tensões no extremo aberto do trecho Ourolândia – Igaraporã religamento pelo lado de Ourolândia

2.4.2 Religamento pelo lado de Igaporã

Foram simulados os casos com chave sistemática e os valores foram inferiores ao com religamento por Ourolândia. Assim, não foram calculados os valores com chave estatística.

2.5 Resultados da Linha Igaporã – Pirapora

2.5.1 Religamento pelo lado de Igaporã

2.5.1.1 Com chave sistemática

Na Tabela A2.5, mostram-se os valores de religamento do trecho Igaporã – Pirapora, por Igaporã.

Tabela A2.5: Religamento com chave sistemática pelo lado de Igaporã

Ponto de medição L = 440 km	Fase	Sobretensão (pu)		
		Curto no início (Igaporã)	Curto no meio (pu)	Curto no fim (Pirapora)
0% (Igaporã)	A	1,528	1,529	1,525
	B	1,097	1,085	1,087
	C	1,229	1,230	1,228
25%	A	1,545	1,542	1,548
	B	1,099	1,101	1,100
	C	1,208	1,210	1,212
50%	A	1,503	1,502	1,494
	B	1,121	1,116	1,122
	C	1,207	1,207	1,216
75%	A	1,423	1,425	1,428
	B	1,141	1,137	1,143
	C	1,204	1,203	1,198
100% (Pirapora)	A	1,282	1,281	1,283
	B	1,128	1,128	1,127
	C	1,174	1,175	1,171

2.5.1.2 Com chave estatística

Na Tabela A2.6, mostram-se os resultados.

Tabela A2.6: Religamento com chave estatística pelo lado de Igaporã

Local da sobretensão	Fase	Média (pu)	Desvio-padrão (pu)	Máxima sobretensão (pu)
0% da LT (Igaporã)	A	1,486	0,115	1,694
	B	1,125	0,004	1,124
	C	1,128	0,012	1,171
25% da LT	A	1,480	0,112	1,689
	B	1,129	0,013	1,159
	C	1,147	0,034	1,216
50% da LT	A	1,433	0,109	1,636
	B	1,123	0,024	1,158
	C	1,167	0,021	1,207
75% da LT	A	1,353	0,098	1,567
	B	1,092	0,024	1,120
	C	1,161	0,023	1,191
100% da LT (Pirapora)	A	1,232	0,055	1,356
	B	1,077	0,009	1,120
	C	1,153	0,025	1,194

Na Figura A2.4, apresentam-se as tensões próximas à barra de Igaporã (0% da LT).

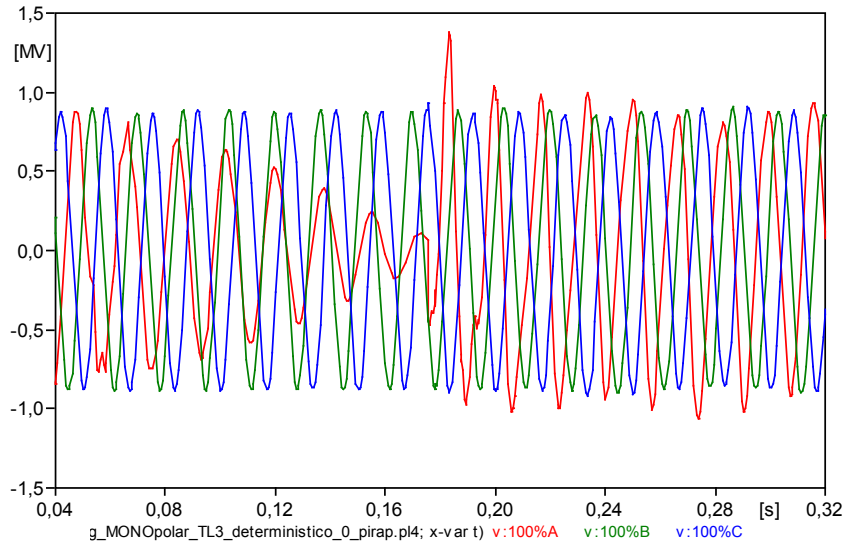


Figura A2.4: Tensões no extremo fechado do trecho Igaporã quando do religamento pelo lado de Igaporã (simulação determinística)

2.5.2 Religamento pelo lado de Pirapora

Foram simulados os casos com chave sistemática e os valores foram inferiores ao religamento por Igaporã. Assim, não foram feitos os casos com chave estatística.

2.6 Constatações

Realizadas as simulações de religamento monopolar para os três trechos da linha de 1.000 kV (Milagres – Ourolândia, Ourolândia – Igaporã e Igaporã – Pirapora). Foi possível comparar as sobretensões obtidas. O valor médio e a máxima tensão obtida, para cada um destes trechos (religamento com chave estatística), foi de:

- Milagres – Ourolândia: $V_{\mu} = 1,576 \text{ pu}$, $V_{\max} = 1,700 \text{ pu}$
- Ourolândia – Igaporã: $V_{\mu} = 1,745 \text{ pu}$, $V_{\max} = 1,853 \text{ pu}$
- Igaporã – Pirapora: $V_{\mu} = 1,486 \text{ pu}$, $V_{\max} = 1,694 \text{ pu}$

ANEXO 3 – Religamento Tripolar

3.1 Objetivo

Apresentar os estudos e detalhamento das sobretensões de manobra devidas a religamento tripolar, no sistema de transmissão em 1.000 kV de modo a avaliar as distribuições estatísticas para as sobretensões ao longo das linhas de transmissão propostas, para posterior dimensionamento dos para-raios e coordenação do isolamento de linhas e subestações.

São apresentados os estudos do tipo EMT (*Electromagnetic Transients*) referentes ao religamento tripolar dos trechos mostrados a seguir:

- Milagres – Ourolândia.
- Ourolândia – Igaporã.
- Igaporã – Pirapora.

Uma análise de sensibilidade foi também realizada considerando as seguintes configurações, de modo a identificar as piores condições de operação:

- Uso de chave rápida de aterramento (redução de carga residual).
- Posicionamento do reator de compensação shunt.
- *Bypass* de capacitor série durante religamento.
- Comprimento da linha.

Para realizar os estudos de religamento tripolar, primeiramente, dividiu-se a linha em cinco pontos equidistantes a intervalos de 25% do comprimento da linha. Assim, analisaram-se as tensões nos pontos a 0%, 25%, 50%, 75% e 100% da linha.

3.2 Com e Sem *Bypass* do Capacitor Série – Religamento

Nas simulações, considerou-se a abertura tripolar nos dois extremos da linha, sem curto antecedente para se obter a maior carga residual após a abertura.

Em seguida, foi feito processamento com chave sistemática para se saber melhor a região mais desfavorável para o religamento, 200 ms após abertura. Foi considerado que o disjuntor tem resistor de pré-inserção de 400 Ω , tempo de inserção médio de 8 ms (como o estudo de energização de linhas). Finalmente, foi calculada a distribuição representada com chave estatística no fechamento.

Primeiramente, foram feitos estudos para verificar se a presença do capacitor série tem influência importante durante religamento.

As distribuições com o capacitor série presente estão na Tabela A3.1.

Com o capacitor bypassado durante o religamento, as sobretensões são aquelas da Tabela A3.2. Nas duas situações, as sobretensões são da mesma ordem de grandeza.

Tabela A3.1: Pior caso de sobretensão. Trecho Milagres – Ourolândia, por Milagres.
Capacitor inserido durante religamento

Milagres – Ourolândia	Fase-terra e fase-fase	Média (pu)	Desvio padrão (pu)	$\mu + 3\sigma$ (pu)
Início da LT	Fase A	1,239	0,065	1,435
	Fase B	1,295	0,040	1,414
	Fase C	1,291	0,056	1,459
	Fase A – Fase B	2,168	0,093	2,448
	Fase B – Fase C	2,249	0,069	2,457
	Fase A – Fase C	2,198	0,104	2,509
25 % da LT	Fase A	1,304	0,082	1,551
	Fase B	1,388	0,048	1,531
	Fase C	1,396	0,073	1,616
	Fase A – Fase B	2,287	0,089	2,554
	Fase B – Fase C	2,423	0,095	2,710
	Fase A – Fase C	2,358	0,147	2,798
Meio da LT	Fase A	1,357	0,093	1,635
	Fase B	1,445	0,054	1,606
	Fase C	1,469	0,089	1,737
	Fase A – Fase B	2,361	0,088	2,627
	Fase B – Fase C	2,527	0,114	2,870
	Fase A – Fase C	2,469	0,179	3,005
75 % da LT	Fase A	1,378	0,099	1,674
	Fase B	1,464	0,061	1,646
	Fase C	1,497	0,097	1,788
	Fase A – Fase B	2,383	0,097	2,674
	Fase B – Fase C	2,561	0,128	2,945
	Fase A – Fase C	2,509	0,194	3,092
Fim da LT	Fase A	1,362	0,099	1,660
	Fase B	1,452	0,063	1,640
	Fase C	1,491	0,106	1,809
	Fase A – Fase B	2,355	0,100	2,656
	Fase B – Fase C	2,542	0,137	2,952
	Fase A – Fase C	2,480	0,200	3,081

Tabela A3.2: Pior caso de sobretensão. Trecho Milagres – Ourolândia, por Milagres. Capacitor bypassado durante religamento

Ourolândia – Igaporã	Fase-terra e fase-fase	Média (pu)	Desvio padrão (pu)	$\mu + 3\sigma$ (pu)
Início da LT	Fase A	1,260	0,033	1,360
	Fase B	1,304	0,026	1,383
	Fase C	1,233	0,023	1,301
	Fase A – Fase B	2,259	0,065	2,453
	Fase B – Fase C	2,188	0,050	2,337
	Fase A – Fase C	2,139	0,041	2,261
25 % da LT	Fase A	1,354	0,031	1,447
	Fase B	1,417	0,042	1,543
	Fase C	1,320	0,036	1,428
	Fase A – Fase B	2,416	0,073	2,635
	Fase B – Fase C	2,371	0,068	2,577
	Fase A – Fase C	2,278	0,046	2,417
Meio da LT	Fase A	1,412	0,031	1,505
	Fase B	1,494	0,058	1,669
	Fase C	1,369	0,047	1,511
	Fase A – Fase B	2,518	0,082	2,764
	Fase B – Fase C	2,478	0,087	2,740
	Fase A – Fase C	2,367	0,052	2,523
75 % da LT	Fase A	1,436	0,037	1,546
	Fase B	1,524	0,071	1,739
	Fase C	1,379	0,054	1,542
	Fase A – Fase B	2,551	0,090	2,820
	Fase B – Fase C	2,514	0,106	2,831
	Fase A – Fase C	2,396	0,057	2,567
Fim da LT	Fase A	1,418	0,040	1,539
	Fase B	1,509	0,080	1,748
	Fase C	1,359	0,057	1,530
	Fase A – Fase B	2,524	0,100	2,824
	Fase B – Fase C	2,484	0,121	2,848
	Fase A – Fase C	2,364	0,059	2,540

3.3 Sensibilidade Quanto aos Comprimentos dos Trechos

A escolha da localização elétrica e geográfica das novas subestações pode sofrer alterações, sendo importante avaliar a influência dos comprimentos dos trechos em relação às sobretensões durante religamento tripolar. A solução base escolhida normaliza os comprimentos em 440 km cada, igualando o desempenho do ponto de vista de manobras. A seguir, são apresentadas as dis-

tribuições de sobretensões do pior caso de religamento, porém com o trecho de 550 km, entre Sobradinho e Igaporã, mantendo os mesmos percentuais de compensação em derivação e série. A subestação de Sobradinho foi descartada por outros motivos de acesso, bem como pela distância até a subestação de Igaporã, tendo sido substituída por uma localização próxima de Orolândia.

Tabela A3.3: Pior caso de sobretensão. Trecho Sobradinho – Igaporã, por Igaporã.
Trecho de 550 km adotado em estudos preliminares

Local da sobretensão	Fase-terra e fase-fase	Média (pu)	Desvio padrão (pu)	Máxima sobretensão (pu)
Início da LT	Fase A	1,240	0,065	1,450
	Fase B	1,321	0,057	1,550
	Fase C	1,355	0,084	1,550
	Fase A – Fase B	2,181	0,083	2,550
	Fase B – Fase C	2,335	0,091	2,650
	Fase A – Fase C	2,251	0,157	2,650
25 % da LT	Fase A	1,416	0,089	1,750
	Fase B	1,517	0,084	1,800
	Fase C	1,529	0,116	1,800
	Fase A – Fase B	2,449	0,120	2,850
	Fase B – Fase C	2,666	0,138	3,050
	Fase A – Fase C	2,565	0,183	3,000
Meio da LT	Fase A	1,511	0,101	1,850
	Fase B	1,624	0,095	2,000
	Fase C	1,661	0,134	2,000
	Fase A – Fase B	2,608	0,143	3,050
	Fase B – Fase C	2,889	0,159	3,300
	Fase A – Fase C	2,769	0,211	3,200
75 % da LT	Fase A	1,544	0,109	1,900
	Fase B	1,648	0,093	1,950
	Fase C	1,715	0,132	1,950
	Fase A – Fase B	2,649	0,153	3,200
	Fase B – Fase C	2,944	0,152	3,300
	Fase A – Fase C	2,845	0,221	3,300
Fim da LT	Fase A	1,530	0,119	1,950
	Fase B	1,644	0,111	1,950
	Fase C	1,730	0,155	2,200
	Fase A – Fase B	2,610	0,158	3,300
	Fase B – Fase C	2,939	0,185	3,350
	Fase A – Fase C	2,830	0,247	3,400

As sobretensões foram sensivelmente maiores.

3.4 Uso de Chave Rápida de Aterramento

Notou-se que não seria necessário o uso de chaves rápidas de aterramento para reduzir a carga residual da linha, uma vez que há margem para aplicação de um tempo morto maior antes do religamento. Além disso, as sobretensões de religamento tripolar são comparáveis com as de outras manobras (energização), e não causaram impacto sobre a coordenação do isolamento.

3.5 Distribuições Estatísticas

Conforme indicado, as piores sobretensões foram observadas com o capacitor série inserido para todos os trechos, pois as dispersões são maiores neste caso. Assim, os resultados das simulações estatísticas são apresentados para esta condição.

3.5.1 Milagres – Ourolândia

a) Por Milagres

a1) Fase-terra

	0% L (início)			25% L			50% L		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Valor médio (pu)	1,239	1,295	1,291	1,304	1,388	1,396	1,357	1,445	1,469
Desvio padrão (pu)	0,065	0,040	0,056	0,082	0,048	0,073	0,093	0,054	0,089
Pico simulado (pu)	1,400	1,450	1,450	1,550	1,550	1,550	1,650	1,650	1,650
$\mu + 3\sigma$ (pu)	1,435	1,414	1,459	1,551	1,531	1,616	1,635	1,606	1,737

	75% L			100% L (fim)		
	A	B	C	A	B	C
Valor médio (pu)	1,378	1,464	1,497	1,362	1,452	1,491
Desvio padrão (pu)	0,099	0,061	0,097	0,099	0,063	0,106
Pico simulado (pu)	1,650	1,650	1,700	1,650	1,650	1,750
$\mu + 3\sigma$ (pu)	1,674	1,646	1,788	1,660	1,640	1,809

a2) Fase-fase

	0% L (início)			25% L			50% L		
	A-B	B-C	C-A	A-B	B-C	C-A	A-B	B-C	C-A
Valor médio (pu)	2.168	2.249	2.198	2.287	2.423	2.358	2.361	2.527	2.469
Desvio padrão (pu)	0.093	0.069	0.104	0.089	0.095	0.147	0.088	0.114	0.179
Pico simulado (pu)	2.450	2.500	2.450	2.550	2.650	2.650	2.700	2.850	2.850
$\mu + 3\sigma$ (pu)	2.448	2.457	2.509	2.554	2.710	2.798	2.627	2.870	3.005

	75% L			100% L (fim)		
	A-B	B-C	C-A	A-B	B-C	C-A
Valor médio (pu)	2,383	2,561	2,509	2,355	2,542	2,480
Desvio padrão (pu)	0,097	0,128	0,194	0,100	0,137	0,200
Pico simulado (pu)	2,750	2,950	2,950	2,700	2,950	3,000
$\mu + 3\sigma$ (pu)	2,674	2,945	3,092	2,656	2,952	3,081

b) Por Ouroândia

b1) Fase-terra

	0% L (início)			25% L			50% L		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Valor médio (pu)	1,244	1,264	1,269	1,322	1,363	1,340	1,377	1,426	1,382
Desvio padrão (pu)	0,029	0,067	0,029	0,028	0,078	0,033	0,034	0,088	0,040
Pico simulado (pu)	1,350	1,450	1,350	1,400	1,550	1,450	1,500	1,650	1,550
$\mu + 3\sigma$ (pu)	1,331	1,464	1,357	1,407	1,598	1,439	1,479	1,688	1,503

	75% L			100% L (fim)		
	A	B	C	A	B	C
Valor médio (pu)	1,397	1,446	1,388	1,379	1,430	1,367
Desvio padrão (pu)	0,039	0,094	0,041	0,043	0,099	0,046
Pico simulado (pu)	1,500	1,650	1,550	1,500	1,650	1,550
$\mu + 3\sigma$ (pu)	1,515	1,730	1,512	1,507	1,726	1,505

b2) Fase-fase

	0% L (início)			25% L			50% L		
	A-B	B-C	C-A	A-B	B-C	C-A	A-B	B-C	C-A
Valor médio (pu)	2,168	2,249	2,198	2,287	2,423	2,358	2,361	2,527	2,469
Desvio padrão (pu)	0,093	0,069	0,104	0,089	0,095	0,147	0,088	0,114	0,179
Pico simulado (pu)	2,450	2,500	2,450	2,550	2,650	2,650	2,700	2,850	2,850
$\mu + 3\sigma$ (pu)	2,448	2,457	2,509	2,554	2,710	2,798	2,627	2,870	3,005

	75% L			100% L (fim)		
	A-B	B-C	C-A	A-B	B-C	C-A
Valor médio (pu)	2,401	2,496	2,373	2,372	2,465	2,335
Desvio padrão (pu)	0,100	0,108	0,060	0,104	0,116	0,065
Pico simulado (pu)	2,650	2,750	2,600	2,650	2,750	2,600
$\mu + 3\sigma$ (pu)	2,701	2,819	2,554	2,685	2,812	2,529

3.5.2 Ourolândia – Igaporã

a) Por Ourolândia

a1) Fase-terra

	0% L (início)			25% L			50% L		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Valor médio (pu)	1,317	1,212	1,217	1,423	1,302	1,290	1,495	1,355	1,345
Desvio padrão (pu)	0,026	0,030	0,057	0,039	0,047	0,054	0,050	0,063	0,053
Pico simulado (pu)	1,400	1,350	1,400	1,550	1,500	1,500	1,650	1,600	1,500
$\mu + 3\sigma$ (pu)	1,395	1,301	1,388	1,540	1,444	1,453	1,643	1,544	1,503

	75% L			100% L (fim)		
	A	B	C	A	B	C
Valor médio (pu)	1,523	1,370	1,368	1,507	1,353	1,352
Desvio padrão (pu)	0,060	0,070	0,052	0,067	0,076	0,053
Pico simulado (pu)	1,700	1,650	1,600	1,700	1,700	1,550
$\mu + 3\sigma$ (pu)	1,702	1,582	1,524	1,709	1,580	1,511

a2) Fase-fase

	0% L (início)			25% L			50% L		
	A-B	B-C	C-A	A-B	B-C	C-A	A-B	B-C	C-A
Valor médio (pu)	2,213	2,048	2,238	2,405	2,186	2,362	2,517	2,277	2,453
Desvio padrão (pu)	0,045	0,059	0,081	0,070	0,066	0,096	0,094	0,067	0,107
Pico simulado (pu)	2,350	2,250	2,450	2,600	2,400	2,600	2,800	2,500	2,700
$\mu + 3\sigma$ (pu)	2,347	2,225	2,481	2,616	2,383	2,649	2,799	2,477	2,773

	75% L			100% L (fim)		
	A-B	B-C	C-A	A-B	B-C	C-A
Valor médio (pu)	2,554	2,312	2,482	2,525	2,285	2,451
Desvio padrão (pu)	0,115	0,070	0,119	0,129	0,073	0,124
Pico simulado (pu)	2,850	2,550	2,800	2,900	2,500	2,800
$\mu + 3\sigma$ (pu)	2,900	2,521	2,840	2,913	2,506	2,822

b) Por Igaporã

b1) Fase-terra

	0% L (início)			25% L			50% L		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Valor médio (pu)	1,246	1,133	1,180	1,358	1,226	1,231	1,422	1,272	1,262
Desvio padrão (pu)	0,033	0,027	0,024	0,045	0,045	0,043	0,048	0,048	0,055
Pico simulado (pu)	1,400	1,300	1,300	1,500	1,400	1,500	1,550	1,450	1,500
$\mu + 3\sigma$ (pu)	1,345	1,214	1,253	1,494	1,361	1,360	1,565	1,416	1,427

	75% L			100% L (fim)		
	A	B	C	A	B	C
Valor médio (pu)	1,439	1,285	1,273	1,424	1,276	1,259
Desvio padrão (pu)	0,047	0,051	0,064	0,051	0,055	0,071
Pico simulado (pu)	1,600	1,500	1,550	1,600	1,500	1,600
$\mu + 3\sigma$ (pu)	1,579	1,439	1,466	1,577	1,440	1,472

b2) Fase-fase

	0% L (início)			25% L			50% L		
	A-B	B-C	C-A	A-B	B-C	C-A	A-B	B-C	C-A
Valor médio (pu)	2,069	1,987	2,096	2,250	2,108	2,221	2,362	2,173	2,296
Desvio padrão (pu)	0,053	0,034	0,067	0,068	0,054	0,121	0,074	0,072	0,134
Pico simulado (pu)	2,300	2,100	2,300	2,450	2,300	2,500	2,600	2,400	2,600
$\mu + 3\sigma$ (pu)	2,227	2,090	2,297	2,454	2,270	2,585	2,583	2,390	2,698

	75% L			100% L (fim)		
	A-B	B-C	C-A	A-B	B-C	C-A
Valor médio (pu)	2,403	2,191	2,333	2,382	2,167	2,305
Desvio padrão (pu)	0,073	0,088	0,135	0,075	0,099	0,137
Pico simulado (pu)	2,650	2,550	2,600	2,600	2,600	2,600
$\mu + 3\sigma$ (pu)	2,622	2,454	2,739	2,606	2,465	2,715

3.5.3 Igaporã - Pirapora

a) Por Igaporã

a1) Fase-terra

	0% L (início)			25% L			50% L		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Valor médio (pu)	1,175	1,231	1,236	1,237	1,316	1,336	1,273	1,352	1,396
Desvio padrão (pu)	0,034	0,024	0,040	0,047	0,037	0,069	0,060	0,043	0,084
Pico simulado (pu)	1,300	1,350	1,350	1,450	1,500	1,500	1,550	1,550	1,550
$\mu + 3\sigma$ (pu)	1,277	1,303	1,355	1,378	1,425	1,542	1,451	1,481	1,647

	75% L			100% L (fim)		
	A	B	C	A	B	C
Valor médio (pu)	1,284	1,358	1,422	1,274	1,339	1,412
Desvio padrão (pu)	0,072	0,050	0,093	0,088	0,055	0,102
Pico simulado (pu)	1,600	1,500	1,600	1,600	1,500	1,650
$\mu + 3\sigma$ (pu)	1,500	1,507	1,702	1,538	1,503	1,720

a2) Fase-fase

	0% L (início)			25% L			50% L		
	A-B	B-C	C-A	A-B	B-C	C-A	A-B	B-C	C-A
Valor médio (pu)	2,028	2,164	2,091	2,139	2,322	2,216	2,178	2,410	2,283
Desvio padrão (pu)	0,051	0,063	0,057	0,082	0,092	0,098	0,085	0,093	0,126
Pico simulado (pu)	2,250	2,350	2,300	2,450	2,550	2,600	2,500	2,650	2,650
$\mu + 3\sigma$ (pu)	2,181	2,353	2,261	2,386	2,599	2,509	2,433	2,690	2,663

	75% L			100% L (fim)		
	A-B	B-C	C-A	A-B	B-C	C-A
Valor médio (pu)	2,178	2,439	2,304	2,156	2,407	2,282
Desvio padrão (pu)	0,095	0,098	0,151	0,112	0,099	0,162
Pico simulado (pu)	2,500	2,700	2,650	2,550	2,700	2,650
$\mu + 3\sigma$ (pu)	2,463	2,735	2,757	2,491	2,704	2,768

b) Por Pirapora

b1) Fase-terra

	0% L (início)			25% L			50% L		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Valor médio (pu)	1,158	1,227	1,244	1,226	1,299	1,314	1,267	1,335	1,357
Desvio padrão (pu)	0,047	0,037	0,048	0,070	0,051	0,059	0,084	0,053	0,071
Pico simulado (pu)	1,350	1,350	1,400	1,500	1,500	1,500	1,550	1,500	1,550
$\mu + 3\sigma$ (pu)	1,300	1,337	1,387	1,436	1,454	1,489	1,519	1,494	1,571

	75% L			100% L (fim)		
	A	B	C	A	B	C
Valor médio (pu)	1,274	1,350	1,364	1,257	1,338	1,349
Desvio padrão (pu)	0,090	0,058	0,077	0,093	0,063	0,085
Pico simulado (pu)	1,600	1,500	1,600	1,600	1,550	1,600
$\mu + 3\sigma$ (pu)	1,544	1,524	1,596	1,535	1,528	1,605

b2) Fase-fase

	0% L (início)			25% L			50% L		
	A-B	B-C	C-A	A-B	B-C	C-A	A-B	B-C	C-A
Valor médio (pu)	2,032	2,154	2,091	2,147	2,264	2,216	2,194	2,322	2,299
Desvio padrão (pu)	0,070	0,057	0,089	0,087	0,077	0,118	0,085	0,081	0,147
Pico simulado (pu)	2,300	2,350	2,350	2,500	2,500	2,550	2,600	2,600	2,650
$\mu + 3\sigma$ (pu)	2,243	2,325	2,358	2,407	2,496	2,570	2,448	2,566	2,738

	75% L			100% L (fim)		
	A-B	B-C	C-A	A-B	B-C	C-A
Valor médio (pu)	2,205	2,337	2,313	2,179	2,307	2,277
Desvio padrão (pu)	0,094	0,094	0,159	0,104	0,099	0,164
Pico simulado (pu)	2,650	2,700	2,750	2,700	2,650	2,750
$\mu + 3\sigma$ (pu)	2,487	2,620	2,789	2,491	2,604	2,768

3.5.4 Oscilogramas dos transitórios

Nas Figuras A3.1 e A3.2, são mostrados os oscilogramas das sobreensões nos casos de religamento de linha Milagres – Ourolândia por Milagres, a de maiores sobreensões.

3.5.5 Milagres – Ourolândia (por Milagres)

Máximas sobreensões: 1,717 pu fase-terra e 2,679 pu fase-fase.

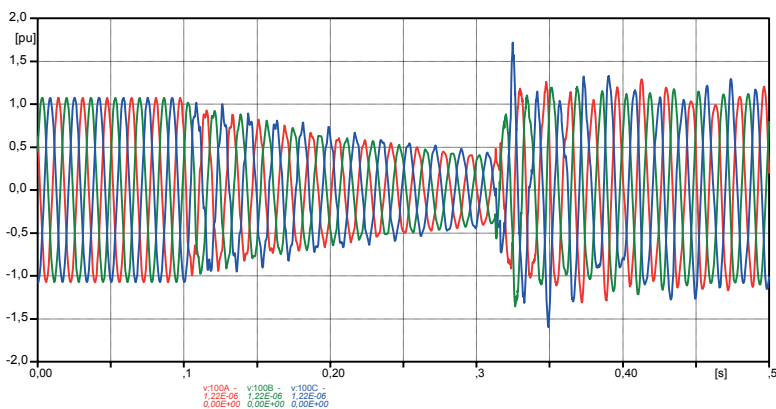


Figura A3.1: Sobreensão fase-terra durante religamento tripolar do trecho Milagres – Ourolândia, quando realizado por Milagres (100% LT, Terminal de Linha)

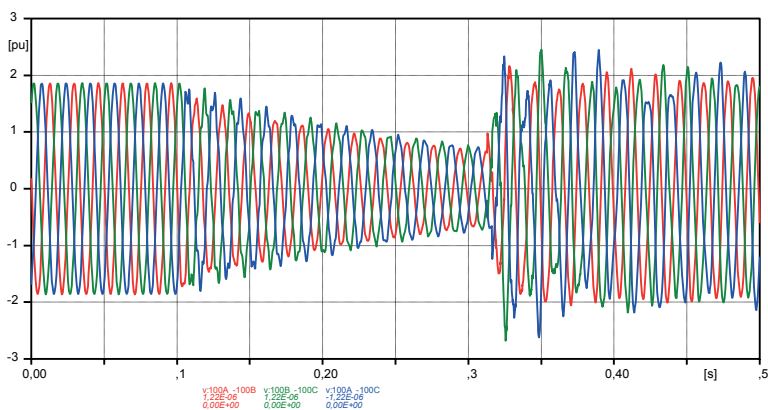


Figura A3.2: Sobreensão fase-fase durante religamento tripolar do trecho Milagres – Ourolândia, quando realizado por Milagres (100% LT, Terminal de Linha)

ANEXO 4 – Aplicação e Eliminação de Falta e Rejeição de Carga

4.1 Objetivo

Apresentar os resultados obtidos nos estudos da linha de transmissão de 1.000 kV CA ligando as subestações de Milagres (A), Ourolândia (B), Igaporã (C) e Pirapora (D). Cada trecho entre as subestações apresenta um comprimento de 440 km. Esses estudos são:

- Aplicação de falta
- Eliminação de falta
- Rejeição de carga

Na aplicação de falta, deverão ser observadas as sobretensões geradas durante o início da falta (*fault inception*) e a solicitação ao nível de isolamento da linha. Serão avaliadas as sobretensões para faltas monofásicas ocorrendo a 0%, 25%, 50%, 75% e 100% de comprimento de cada trecho.

Já na eliminação de falta, foram observadas as sobretensões decorrentes da abertura dos trechos de linha para o caso de uma falta monofásica no meio, a 75% do início da linha e no fim da linha. Foram consideradas aberturas monopolares e tripolares, a sequência de abertura da corrente, a influência dos para-raios de linha e o sistema são.

Na rejeição de carga, observam-se as sobretensões e energia passante nos para-raios de linha de ambos os lados da linha e que, durante a rejeição de carga, não haja sobretensão e energia maior do que o para-raios suporta.

4.2 Aplicação de Falta

As sobretensões produzidas durante o início da falta (*fault inception*) são também fenômenos do tipo EMT (*Electromagnetic Transients*). Após iniciada a falta (monofásica ou trifásica), ondas viajantes são injetadas ao sistema que, depois de algumas reflexões nas subestações, podem-se somar em pontos específicos resultando em sobretensões maiores. Esses valores de sobretensões podem impactar o dimensionamento do isolamento das linhas e subestações, em função de sua magnitude. Geralmente, essas formas de onda são de curta duração quando comparadas com sobretensões, por exemplo, por causa da energização de linhas. Essas sobretensões são influenciadas por

fatores como o número de linhas que chegam ou saem da subestação, compensação reativa e pela ação dos para-raios.

O sistema de proteção dos capacitores série (*bypass*), comumente realizado por MOV (*Metal Oxide Varistor*), influenciam as sobretensões e precisam ser representadas no modelo do sistema. Portanto, no sistema 1.000 kV, as simulações foram realizadas considerando os capacitores série inseridos e sua proteção contra sobretensão (*bypass*). Esse equipamento (MOV) foi escolhido com base na tensão (nominal) nos terminais do capacitor (banco). No caso de faltas próximas ao capacitor, o sistema de proteção do MOV deverá operar e efetuar o seu *bypass* num curto intervalo de tempo.

Com o objetivo de analisar os piores instantes que darão origem a sobretensões nas fases sãs, a falta (fase A) será aplicada nos seguintes instantes (Figura A4.1):

- Falta ocorrendo no pico do ciclo positivo.
- No instante de cruzamento pelo zero da onda.
- Falta ocorrendo no pico do ciclo negativo.

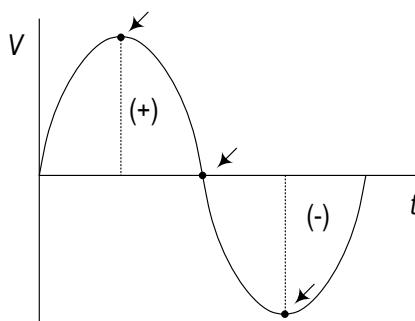


Figura A4.1: Instantes na onda de tensão em que foram aplicadas as faltas

Foram simuladas faltas monofásicas e lidas as tensões, em pontos a 0%, 25%, 50%, 75% e 100% do comprimento de cada trecho (Figura A4.2). A resistência de falta considerada foi igual a 50Ω .

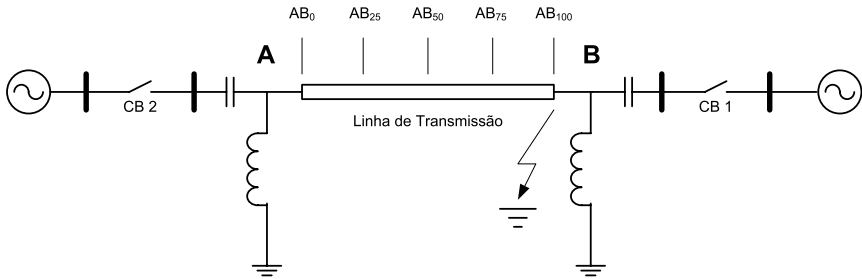


Figura A4.2: Sistema simulado

Nas Tabelas A 4.1, A4.2 e A4.3, mostram-se as sobretensões nas fases sãs (B e C), produto da ocorrência de faltas monofásicas (fase A) no meio de cada trecho. O maior valor de sobretensão (valor de pico) achado foi no trecho Ouarlândia – Igaporã igual a 1,52 pu.

Os valores de sobretensão para faltas nos outros pontos dos trechos considerados foram menores aos mostrados nestas Tabelas. Medições de sobretensão nos trechos vizinhos ao trecho em falta apresentaram valores baixos.

Tabela A4.1: Sobretensões nas fases sãs (B e C) do trecho Milagres – Ouarlândia para falta monofásica no ponto AB_{50} (meio do trecho Milagres – Ouarlândia)

Posição na onda de tensão, aplicação da falta	Instante de aplicação da falta (s)	Sobretensão (pu) no trecho Milagres – Ouarlândia				
		AB_0	AB_{25}	AB_{50}	AB_{75}	AB_{100}
Pico do ciclo (+)	0,0967	1,103	1,299	1,448	1,297	1,148
Cruzamento pelo zero	0,0846	1,091	1,206	1,345	1,216	1,118
Pico do ciclo (-)	0,0884	1,101	1,298	1,451	1,297	1,149

Tabela A4.2: Sobretensões nas fases sãs (B e C) do trecho Ouarlândia – Igaporã para falta monofásica no ponto BC_{50} (meio do trecho Ouarlândia – Igaporã)

Posição na onda de tensão, aplicação da falta	Instante de aplicação da falta (s)	Sobretensão (pu) no trecho Ouarlândia – Igaporã				
		BC_0	BC_{25}	BC_{50}	BC_{75}	BC_{100}
Pico do ciclo (+)	0,0974	1,115	1,328	1,517	1,344	1,129
Cruzamento pelo zero	0,0933	1,110	1,199	1,378	1,237	1,106
Pico do ciclo (-)	0,0892	1,133	1,323	1,522	1,346	1,143

Tabela A4.3: Sobretensões nas fases sãs (B e C) do trecho Igaporã – Pirapora para falta monofásica no ponto CD₅₀ (meio do trecho Igaporã – Pirapora)

Posição na onda de tensão, aplicação da falta	Instante de aplicação da falta (s)	Sobretensão (pu) no trecho Igaporã – Pirapora				
		BC ₀	BC ₂₅	BC ₅₀	BC ₇₅	BC ₁₀₀
Pico do ciclo (+)	0,0813	1,133	1,244	1,399	1,265	1,113
Cruzamento pelo zero	0,0772	1,113	1,187	1,336	1,204	1,118
Pico do ciclo (-)	0,0897	1,134	1,244	1,400	1,266	1,119

Pode-se observar que os piores instantes para a falta ocorrer é quando a tensão na fase defeituosa está no pico da onda.

Na Figura A4.3 estão sendo mostradas as sobretensões instantâneas para a pior condição apresentada na Tabela A4.3 (trecho Ouroândia - Igaporã).

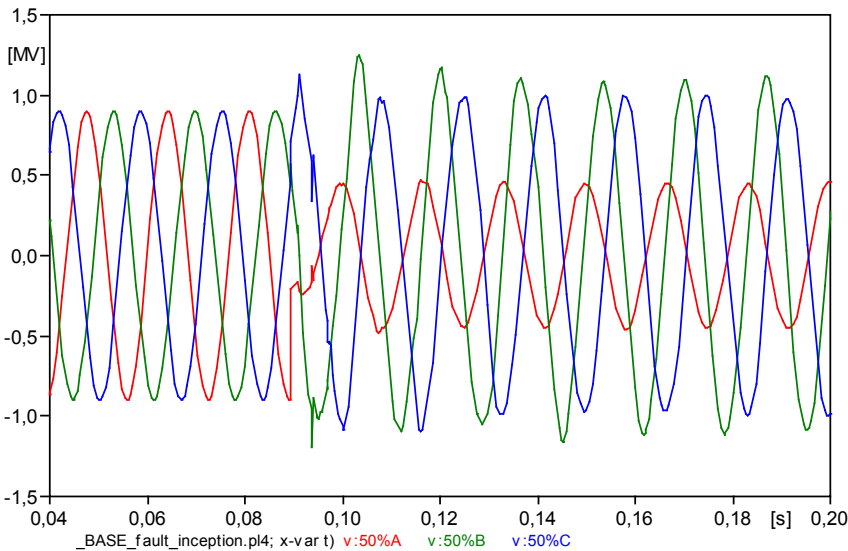


Figura A4.3: Maior sobretensão obtida devido ao início da falta (fase A).

Contudo, esse maior valor de sobretensão mostrado é inferior aos valores obtidos na energização de linhas. Conforme mostrado na Figura A4.4, esta sobretensão estabelece nos para-raios (de valor nominal 828 kV_{rms}) uma energia a ser absorvida muito baixa (inferior a 70 Joules), não impondo estresse significativo nesses equipamentos.

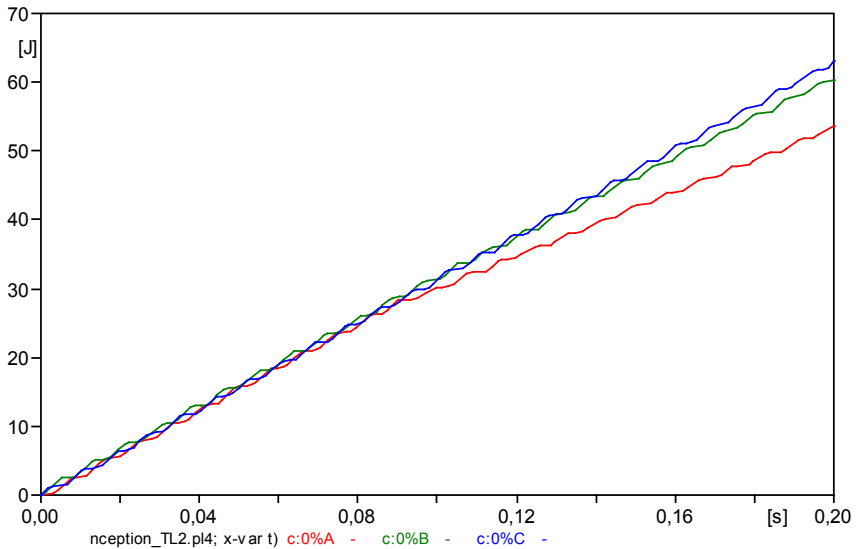


Figura A4.4: Energia nos para-raios na barra de Ourolândia

4.3 Eliminação de Falta

Para estudo desse fenômeno, são analisadas as sobretensões devido à abertura de uma linha de transmissão após a ocorrência de uma falta monofásica em alguns pontos da linha.

4.3.1 Resultados obtidos

A linha de transmissão em 1.000 kV é composta de três trechos de aproximadamente 440 km cada. O estudo de eliminação tripolar e monopolar de falta foi realizado em cada um dos trechos, seguindo o seguinte procedimento: uma falta monofásica foi aplicada ao longo de um trecho da linha (25% do comprimento do trecho da linha), o disjuntor mais próximo abre após aproximadamente 50 ms, após mais 50 ms o outro disjuntor abre isolando a linha. No caso de falta no meio da linha, foram estudadas as duas sequências de abertura dos disjuntores da linha.

a) Abertura tripolar da linha

Os resultados das simulações realizadas com abertura tripolar dos disjuntores da linha são apresentados na Tabela A4.4, a seguir.

Tabela A4.4: Sobretensões para abertura tripolar da linha

Local da falta	Sobretensão (pu)		
	LT ₀	LT ₅₀	LT ₁₀₀
MO ₁₀₀	1,43	1,77	1,87
MO ₇₅	1,48	1,69	1,79
MO ₅₀	1,41	1,67	1,76
MO ₂₅	1,58	1,51	1,27
MO ₀	1,58	1,43	1,24
OI ₁₀₀	1,48	1,77	1,87
OI ₇₅	1,49	1,74	1,83
OI ₅₀	1,42	1,73	1,81
OI ₂₅	1,59	1,49	1,30
OI ₀	1,58	1,46	1,38
IP ₁₀₀	1,39	1,83	1,92
IP ₇₅	1,35	1,76	1,84
IP ₅₀	1,35	1,80	1,82
IP ₂₅	1,68	1,64	1,25
IP ₀	1,85	1,68	1,44

A maior sobretensão (1,92 pu) ocorreu no trecho Igarapã-Pirapora, com curto aplicado em Pirapora. A Figura A4.5 apresenta a tensão no terminal Pirapora para esse caso.

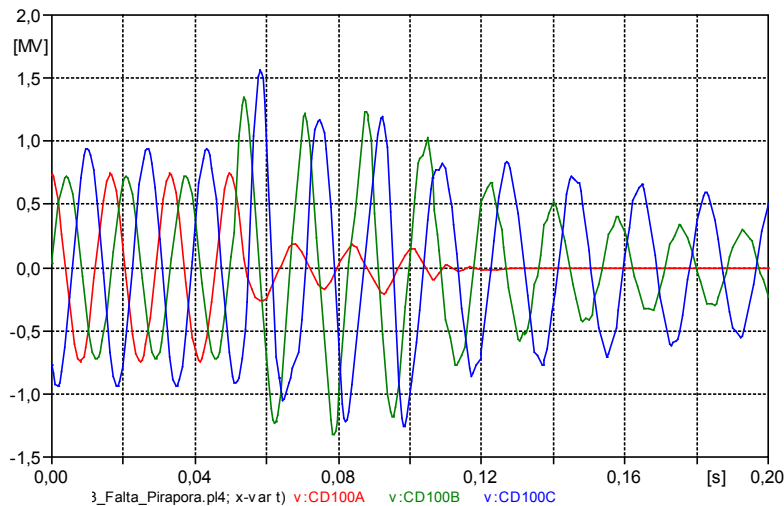


Figura A4.5: Tensão em Pirapora

b) Abertura monopolar da linha

O mesmo procedimento foi adotado para abertura monopolar dos disjuntores da linha. A Tabela A4.5, a seguir apresenta os resultados para esse estudo.

Tabela A4.5: Sobretensões para abertura monopolar da linha

Trecho da LT	Local da falta	Sobretensão (pu)		
		LT ₀	LT ₅₀	LT ₁₀₀
Milagres – Ourolândia (MO)	MO ₁₀₀	1,17	1,31	1,32
	MO ₇₅	1,15	1,23	1,18
	MO ₅₀	1,20	1,32	1,15
	MO ₂₅	1,22	1,29	1,23
	MO ₀	1,35	1,34	1,28
Ourolândia – Igaporã (OI)	OI ₁₀₀	1,24	1,30	1,23
	OI ₇₅	1,19	1,24	1,16
	OI ₅₀	1,21	1,35	1,15
	OI ₂₅	1,24	1,28	1,15
	OI ₀	1,31	1,34	1,17
Igaporã – Pirapora (IP)	IP ₁₀₀	1,18	1,24	1,15
	IP ₇₅	1,15	1,23	1,15
	IP ₅₀	1,14	1,34	1,15
	IP ₂₅	1,15	1,25	1,14
	IP ₀	1,23	1,19	1,21

c) Comparação dos resultados

Comparando-se os valores de sobretensão da Tabela A4.4 e Tabela A4.5, constata-se que as maiores sobretensões ocorreram no caso de abertura tripolar da linha, e que a maior sobretensão ocorre devido à abertura do primeiro disjuntor, que é o mais próximo ao local da falta.

4.3.2 Análise de sensibilidade

A maior sobretensão ocorreu no trecho Igaporã – Pirapora, com curto aplicado no terminal Pirapora e abertura tripolar da linha. Para esse caso, foram realizados alguns estudos de sensibilidade.

a) Influência dos para-raios de linha

O limiar de condução de corrente do para-raios da linha é de 1,87 pu.

O maior valor de 1,92 pu indicado na Tabela A4.4 ocorreu no final do trecho Igaporã – Pirapora, com falta no terminal Pirapora e com o para-raios conectado. Sem o para-raios a sobretensão sobe para 1,99 pu. Nesse caso, entretanto, a energia absorvida pelo para-raios foi pequena, muito abaixo do admissível.

b) Influência da sequência de abertura da corrente

O instante de abertura muda a sequência de interrupção da corrente. A Figura A4.6 a seguir apresenta duas sequências de interrupção de corrente.

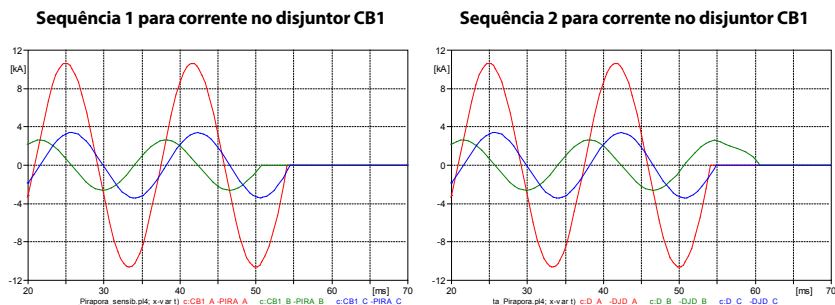


Figura A4.6: Sequências de abertura de corrente

Para sequência 1 (BAC), a máxima sobretensão foi de 1,92 pu e para a sequência 2 (ACB) a máxima sobretensão foi de 1,96 pu. Verifica-se, portanto, que a sequência de extinção da corrente tem pouca influência nas sobretensões devido à eliminação de falta.

4.3.3 Sobretensões no sistema são

As sobretensões nos barramentos isolados pela linha em falta foram analisadas. A máxima sobretensão ocorreu na abertura da linha Igaporã – Pirapora com falta na linha em Pirapora.

Para esse caso, foram observadas as tensões em Pirapora e em Igaporã após o disjuntor, ou seja, as tensões nos barramentos são. A máxima sobretensão em Igaporã foi de 1,34 pu e em Pirapora foi de 1,59 pu. Figuras A4.7 e A4.8, a seguir, apresentam essas tensões.

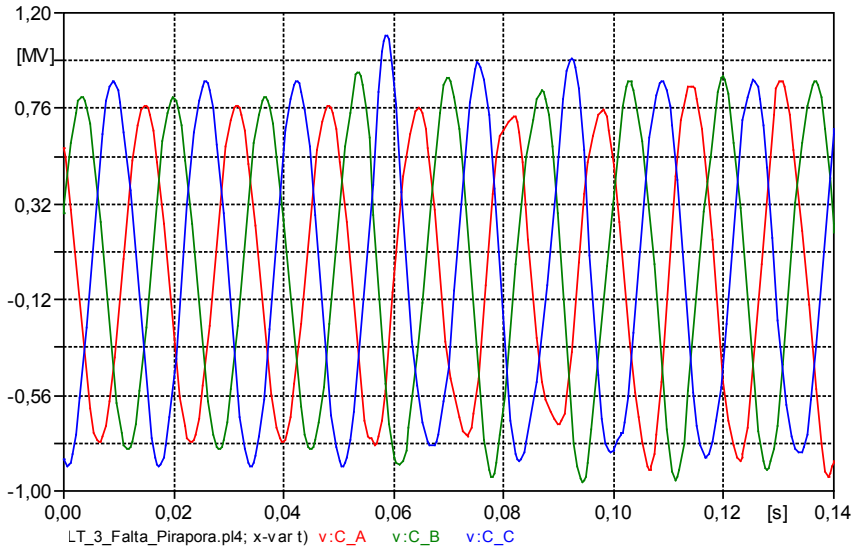


Figura A4.7: Tensões em Igaporã

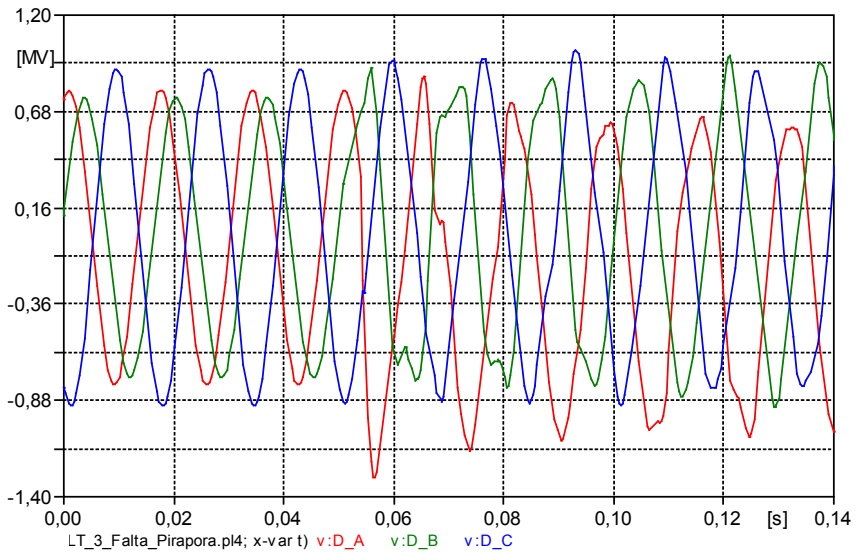


Figura A4.8: Tensões em Pirapora

O sistema não sofreu impactos severos devido ao curto-circuito e abertura da linha de transmissão.

4.4 Rejeição de Carga

O estudo de rejeição de carga foi feito conforme exposto abaixo:

- Abre-se um dos lados das seções de linha aos 50 ms.
- Analisa-se qual seção de linha apresenta maior sobretensão e em qual ponto da linha ocorre a sobretensão e se isto acarretará atuação do para-raios.
- Analisam-se as sobretensões com ocorrência de curto (antes da abertura de um dos lados da linha) e após a abertura. Analisa-se também as tensões e energia nos para-raios.

4.4.1 Abertura sem curto

Testou-se todos os trechos de linhas realizando, uma de cada vez, a abertura de um dos lados da linha, com o sistema em regime e analisando as tensões nos pontos 0% e 100% dos trechos de linha, sem inclusão dos para-raios.

O pior caso de sobretensões ocorre na linha Igaporã – Pirapora, quando a abertura se dá no lado de Pirapora. Os valores estão descritos na Tabela A4.6.

Tabela A4.6: Tensões de fase-terra (pu) na linha Igaporã – Pirapora, com abertura no lado de Pirapora

Fase	Pirapora (pu)	Igaporã(pu)
A	1,68	1,27
B	1,34	1,28
C	1,67	1,24

Nenhum dos testes evidenciou tensão suficiente para atuação dos para-raios. Os oscilogramas de tensão em Pirapora estão na Figura A4.9.

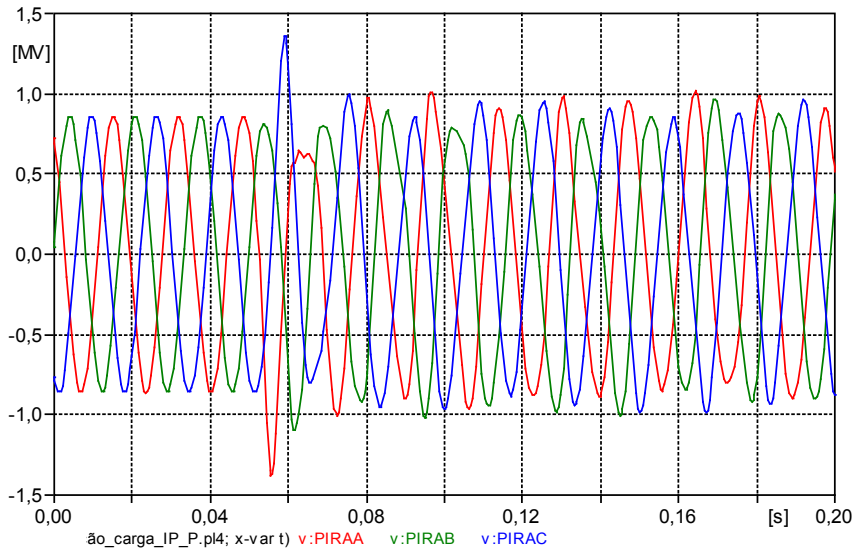


Figura A4.9: Tensões em Pirapora, rejeição em Pirapora

4.4.2 Curto seguido de abertura

Nesse caso, abre-se um dos lados da linha e analisa-se as tensões nos extremos da linha, tendo na linha em curto pré-abertura nos pontos 0%, 50% ou 100%. O pior caso ocorre na linha Igaporã – Pirapora, quando o curto é inserido no ponto 100% (lado de Pirapora). Os resultados estão na Tabela A4.7.

Tabela A4.7: Tensões fase-terra (pu) na linha Igaporã – Pirapora com curto em Pirapora

Fase	Igaporã (pu)	Pirapora (pu)
A	1,17	1,05
B	1,18	1,63
C	1,39	2,08

O oscilograma das tensões em Pirapora está na Figura A4.10.

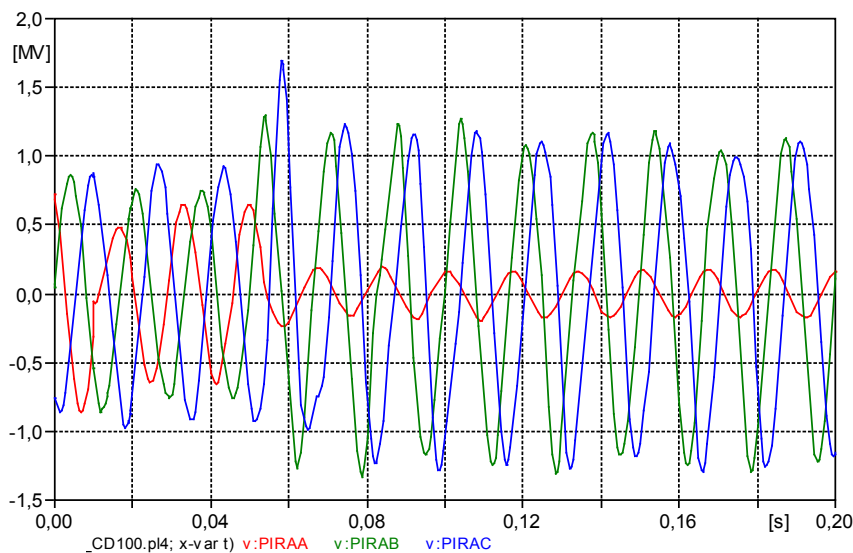


Figura A4.10: Tensões em Pirapora, rejeição em Pirapora com curto

Nota-se, nesse caso, que já é possível que haja atuação do para-raios no lado de Pirapora. Assim, repetiu-se o caso incluindo os para-raios nas linhas e analisou-se a energia conduzida por eles (Figura A4.11).

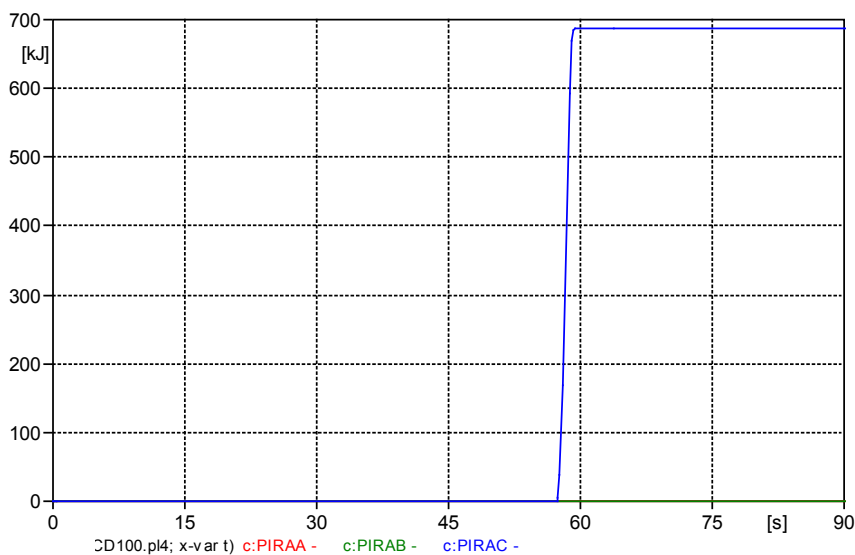


Figura A4.11: Energia absorvida pelo para-raios em Pirapora

Dos valores nominais do para-raios utilizados, tem-se que sua energia máxima a ser absorvida, será $16\text{kJ/kV} \cdot 828\text{ kV} = 13.2\text{ MJ}$

4.4.3 Abertura seguida de curto

Nesse caso, abre-se a seção de linha em um dos lados e em seguida aplica-se um curto monofásico (nos instantes 50 a 60 ms). O caso mais severo ocorre com a linha Ourolândia – Igaporã.

Os resultados estão mostrados na Tabela A4.8.

Tabela A4.8: Sobretensão fase-terra (pu) sem para-raios

Fase	Ourolândia (pu)	Igaporã (pu)
A	1,33	1,61
B	1,32	2,27
C	1,24	1,92

Na Figura A4.12, encontram-se os oscilogramas de tensões.

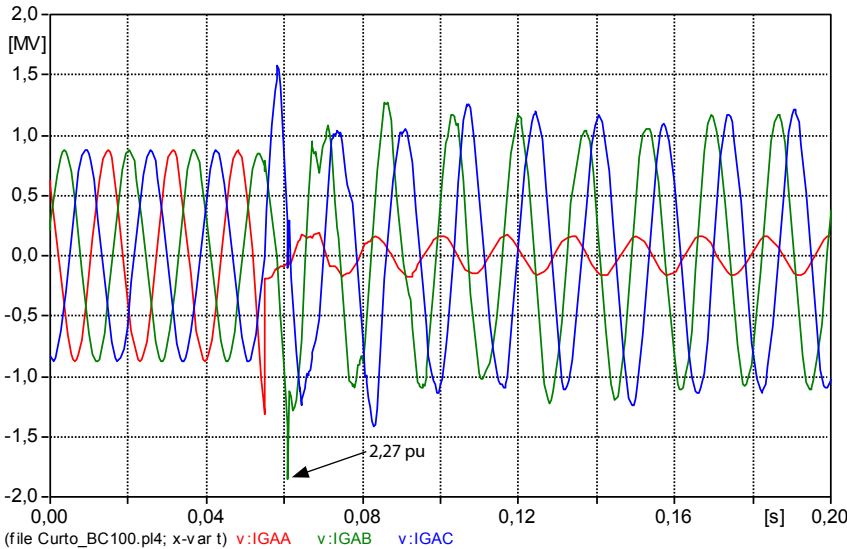


Figura A4.12: Tensões em Igaporã, rejeição em Igaporã, e ocorrência de curto-circuito (sem para-raios)

Nesse caso, também ocorre sobretensão que pode gerar atuação do para-raios. A Figura A4.13, apresenta a energia nos para-raios em Igaporã.

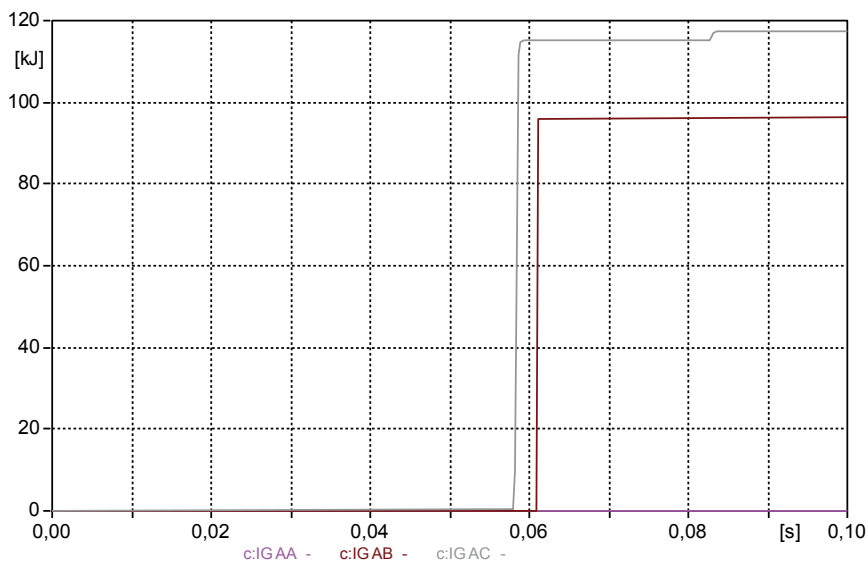


Figura A4.13: Energia absorvida pelo para-raios em Igaporã

ANEXO 5 – Carga Residual e Extinção do Arco

5.1 Objetivo

Neste anexo serão apresentados os estudos detalhados de carga residual monofásica e trifásica e as condições de extinção de arco secundário.

A linha 1.000 kV simulada foi dividida em três trechos com comprimentos iguais.

As faltas foram aplicadas nos três trechos a 0%, 25%, 50%, 75% e 100% ao longo da linha.

5.2 Carga Residual Monofásica

5.2.1 Condições gerais

A seguir, são apresentados os estudos das simulações obtidas no programa ATP considerando as seguintes condições:

- Linha 1.000 kV modelada com parâmetros distribuídos.
- Compensação paralela dos trechos em cada extremidade da LT: ~ 85%.
- Curto monofásico na Fase A: A simulação inicia-se já em curto, sendo aberta a chave de curto em $t = 0,1$ s. Sob esta condição, considera-se que o sistema já atingiu o valor de regime da corrente de falta.
- Resistência de curto: 50Ω .
- Posição do curto na LT: 0%, 25%, 50%, 75% e 100% da linha.
- Serão obtidos os valores da corrente de extinção de arco e o primeiro pico da tensão de restabelecimento no ponto em falta. Esses valores deverão ser inferiores a 50 A (eficaz) 70 Ap (pico) e 100 kVp. As condições que governam a extinção do arco são: o valor do último pico da corrente de arco e o valor do primeiro pico da tensão de restabelecimento (pós-arco).
- Os valores limites de tensão e corrente para arco secundário, acima referidos, foram estabelecidos no Submódulo 23.3 (Diretrizes e Critérios para Projetos Elétricos Rev_1.1) do ONS. Nas Figuras A5.1 e A5.2, mostram-se estas curvas.

Primeiro Pico da TRV (kV)

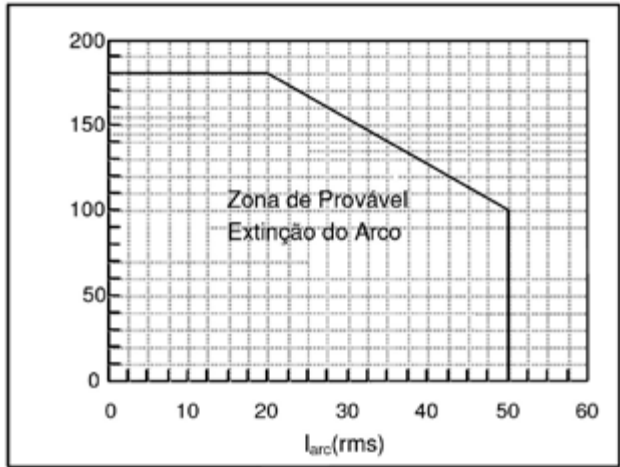


Figura A5.1: Curva indicativa para análise da extinção da corrente de arco secundário, para um tempo morto de até 500 ms

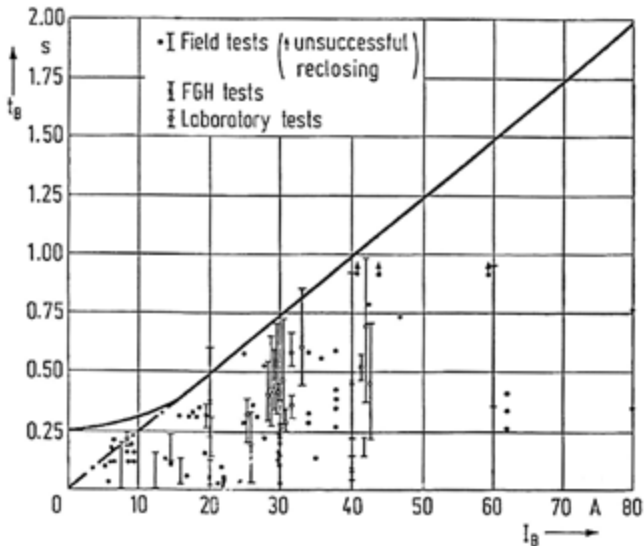


Figura A5.2: Curva indicativa de tempo morto para extinção do arco secundário *versus* valor eficaz da corrente de arco secundário, para tensões até 765 kV

5.2.2 Extinção de arco

Durante a abertura monopolar, o arco elétrico (falta) passa por duas etapas. A primeira, denominada “arco primário”, ocorre quando os disjuntores nos extremos da fase em falta ainda estão fechados. A segunda etapa, “arco secundário”, ocorre após a abertura desses disjuntores, permanecendo o arco alimentado pelo acoplamento indutivo e capacitivo com as fases sãs.

Antes que o religamento monofásico seja executado, é necessário que o arco secundário seja extinto e que a tensão pós-arco seja pequena. Após a extinção do arco, o ar na região de defeito continua ionizado. Caso a corrente de arco secundário e/ou a tensão de pós-arco seja muito elevada, pode ocorrer a reignição do arco.

5.2.3 Fenômeno de extinção de arco

Nos resultados a seguir, é mostrado o processo de abertura da corrente de arco no trecho Ourolândia-Igaporã, com a linha operando com carga e o curto ocorrendo no início da linha (Ourolândia).

A chave simulando o curto-circuito (fase A) é fechada em $t = 0,03\text{s}$. Na sequência, em $t = 0,05\text{s}$, são abertos os disjuntores em ambos extremos da linha. A abertura da chave de curto ocorre em $t = 0,9\text{s}$. A Figura A5.3 apresenta o fenômeno completo.

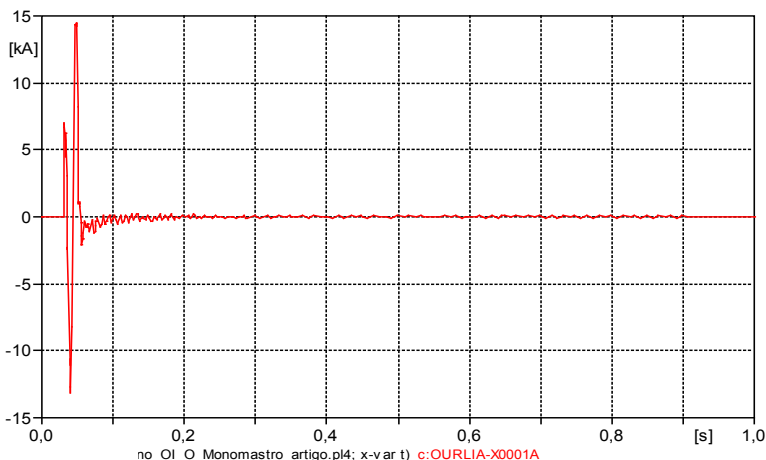


Figura A5.3: Corrente de curto (fase A) ocorrendo no trecho 2 (lado Ourolândia)

O valor pico da corrente de curto, antes da abertura dos disjuntores é da ordem de 14,5 kA. Observa-se na Figura A5.4 que, aproximadamente no período $t = 0,05$ até $0,2$ s, existe contribuição da corrente remanescente na fase em curto, além da contribuição (efeito indutivo) das fases B e C. A partir desse instante, existe apenas contribuição das fases sãs ao curto, daí o motivo dessa corrente ser bem menor comparada ao período antes citado.

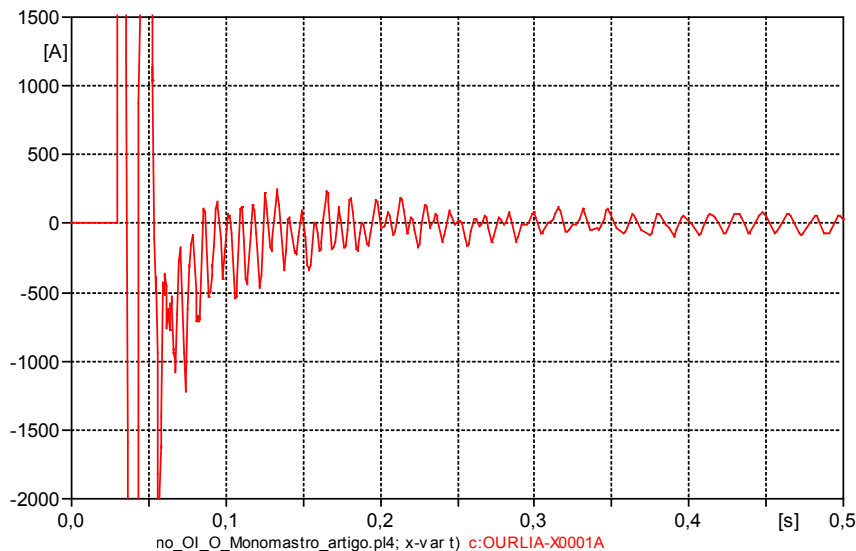


Figura A5.4: Corrente de falta após abertura dos disjuntores

Na Figura A5.5, é apresentada a corrente de curto na escala $t = 0,5$ até 1s, onde, verifica-se que, instantes anteriores à abertura da chave de curto, a corrente de falta atinge um valor quase constante (regime do curto). Por essa razão que, nas simulações posteriores, considerou-se a corrente de falta já nesse estado. Vale dizer que a simulação pode iniciar com a chave de curto fechada e os disjuntores na fase A abertos. A Figura A5.6 mostra a tensão de restabelecimento na fase A, no instante de abertura do curto.

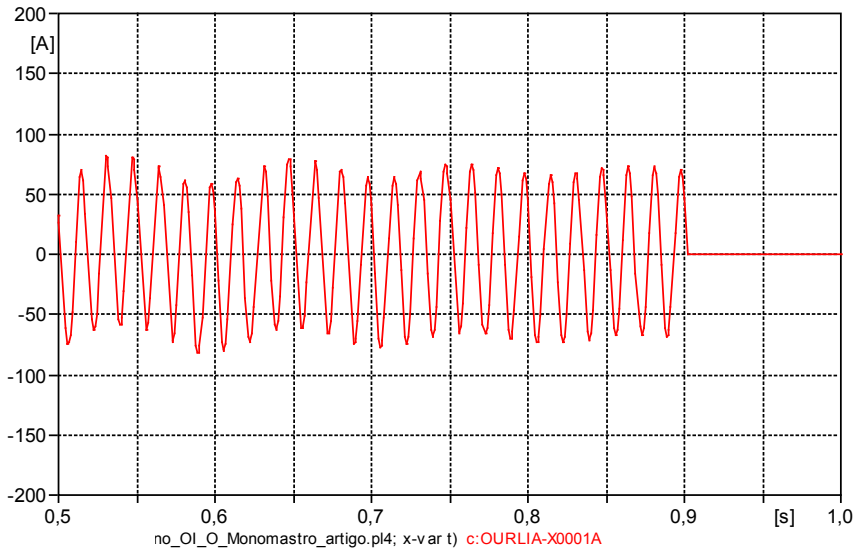


Figura A5.5: Corrente de falta na fase A já atingindo o regime

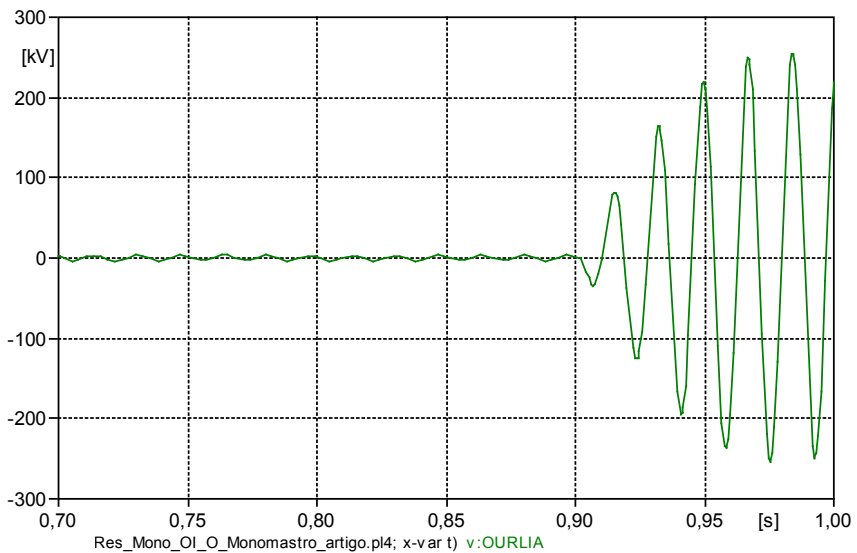


Figura A5.6: Tensão de restabelecimento na fase A no instante de abertura do curto

5.2.4 Extinção de arco

As correntes nas fases antes do curto e abertura monopolar são as mesmas ao do sistema em regime (sem falta).

Registra-se que nesse cálculo foi alocado um reator (X_{n1}) no neutro dos reatores de linha. A reatância desse reator de neutro depende das capacitâncias entre fases e do reator de linha. O valor escolhido foi de 250 Ω .

Tabela A5.1: Resultados do trecho Milagres – Ourolândia

	Ponto do curto (LT = 440 km)	Valores de pico			
		I_{ARCO} (A)	V_{REST} (kV)	V_{REATOR} neutro (kV)	
				Milagres	Ourolândia
Trecho 1 Milagres a Ourolândia $X_{n1} = X_{n2} = 250 \Omega$	Milagres (0%)	68,0	33,3	125,3	126,8
	25%	52,5	27,4	125,5	124,5
	50%	41,9	22,3	126,5	123,6
	75%	35,5	18,5	128,4	123,7
	Ourolândia (100%)	34,2	16,7	131,2	125,1

Tabela A5.2: Resultados do trecho Ourolândia – Igaporã

	Ponto do curto (LT = 440 km)	Valores de pico			
		I_{ARCO} (A)	V_{REST} (kV)	V_{REATOR} neutro (kV)	
				Ourolândia	Igaporã
Trecho 2 Ourolândia a Igaporã $X_{n1} = X_{n2} = 250 \Omega$	Ourolândia (0%)	70,1	34,1	127,0	126,2
	25%	53,4	27,9	127,6	123,9
	50%	41,9	22,4	129,1	122,9
	75%	34,9	18,2	131,5	123,1
	Igaporã (100%)	33,7	16,4	134,7	124,5

Tabela A5.3: Resultados do trecho Igaporã – Pirapora

	Ponto do curto (LT = 440 km)	Valores de pico			
		I_{ARCO} (A)	V_{REST} (kV)	V_{REATOR} neutro (kV)	
				Pirapora	Igaporã
Trecho 3 Igaporã a Pirapora $X_{n1} = X_{n2} = 250 \Omega$	Igaporã (0%)	70,8	34,4	125,0	125,2
	25%	53,3	27,8	122,5	126,1
	50%	41,1	21,9	121,4	127,8
	75%	33,4	17,4	121,4	130,4
	Pirapora (100%)	31,9	15,5	122,6	133,8

Observa-se, nas Tabelas anteriores, que tanto as correntes de arco e tensões de restabelecimento simulados nos cinco pontos da linha são inferiores ou estão no limite dos valores especificados ($50 A_{rms}$ ou $70 A_p$ e $100 kV_{rms}$) em todos os trechos.

A máxima tensão sobre o reator de neutro do trecho 2 é igual a 135 kV (lado Ourolândia) e 126 kV (lado Igaporã). Valores similares aos encontrados nos demais trechos.

5.2.5 *Bypass* do capacitor série no instante da falta

É também comum na operação de sistemas elétricos ocorrer o *bypass* do capacitor série no momento da falta, a fim de proteger o capacitor. Por isso, capacitores série normalmente estão protegidos com MOV (*Metal Oxide Varistor*) para reduzir ou minimizar as sobretensões entre os terminais do capacitor e chave de *bypass*.

Após simular esta condição (*bypass* do capacitor série), observou-se que o efeito sobre I_{ARCO} e V_{REST} é desprezível.

5.2.6 Extinção de arco “com carga”, caso com torre com outra geometria

Outros tipos de torres com outras geometrias e condutor foram avaliados no projeto (8 x 954 MCM, 8 x 795 MCM) torre autoportante ou monomastro.

Desta forma, foram verificados os valores de corrente de arco secundário e tensão de restabelecimento para as novas geometrias e reatores de neutro com valor entre 230Ω e 280Ω . Os resultados obtidos tiveram pouca variação ($< 10 \%$).

5.2.7 Influência da variação da frequência do sistema na extinção do arco

Foi analisada a influência da variação da frequência do sistema nas condições de extinção do arco. A análise foi feita considerando o caso mais crítico obtido, com o curto sendo aplicado no segundo trecho da linha 1.000 kV no terminal Ourolândia.

Verificou-se nas simulações que, para frequências inferiores a 60 Hz (p. ex. 56 Hz), as correntes de arco secundário e tensões de restabelecimento são inferiores aos valores apresentados anteriormente (quando $f = 60$ Hz). Assim, não há problema quanto à extinção do arco nessa condição.

Para frequências acima de 60 Hz, as correntes de arco secundário são maiores do que os valores anteriormente apresentados (quando $f = 60$ Hz). No caso, por exemplo, de $f = 66$ Hz, os valores de I_{ARCO} podem ser vistos na Tabela A5.4.

Tabela A5.4: Corrente I_{ARCO} variando com a frequência do sistema

Trecho 2	Frequência	Corrente (Ap)
Ourolândia a Igaporã	60 Hz	75,92
$X_n = 250 \, \Omega$	66 Hz	130,0

Como alternativa para conter a I_{ARCO} muito elevada, pode-se pensar em utilizar chaves de aterramento próximas ao terminal com falta, neste caso o terminal de Ourolândia. Foi simulada chave de aterramento colocada em paralelo com o reator shunt e reator de neutro. O tempo de fechamento da chave é igual a 0,05 s, com o curto já iniciado no começo da simulação.

Os resultados de I_{ARCO} obtidos com a chave de aterramento podem ser vistos na Tabela A5.5. Observa-se que os valores de I_{ARCO} diminuem de forma substancial em relação aos mostrados na Tabela A5.4.

Tabela A5.5: Corrente I_{ARCO} variando com a frequência do sistema, com chave de aterramento

	Frequência	Corrente (A) – Valores de pico	
		Torre monomastro cabo 8 x 954 MCM (Rail)	Torre monomastro cabo 8 x 795 MCM (Tern)
Com chave de aterramento no terminal Ourolândia	60 Hz	1,29	1,45
	66 Hz	2,57	2,82

Deve-se notar que, pelo fato da linha 1.000 kV estar longe de geradores importantes, as frequências não variaram muito durante os transitórios eletromagnéticos

5.3 Carga Residual Trifásica

5.3.1 Resultados

Nesse caso, estando a linha com curto monofásico, efetua-se a abertura tripolar nos dois disjuntores dos dois lados da linha.

A carga residual obtida para cada caso e rede está descrita na Tabela A5.6, onde todos os valores representam a tensão e corrente de pico na falta. Os valores limites de tensão e corrente são respeitados em todas as situações. A situação em que há maior sobretensão e corrente de arco é na linha Igaporã – Pirapora, com curto em 25% (110 km) de Pirapora.

Tabela A5.6: Igaporã – Pirapora

Local da falta	$I_{FALTA} (A_p)$	$V_{FALTA} (kV_p)$
0%	0,89	0,29
25%	1,19	0,03
50%	0,77	0,41
75%	1,21	0,15
100%	1,1	0,43

Os valores são baixos, e o oscilograma de corrente está apresentado na figura A5.7.

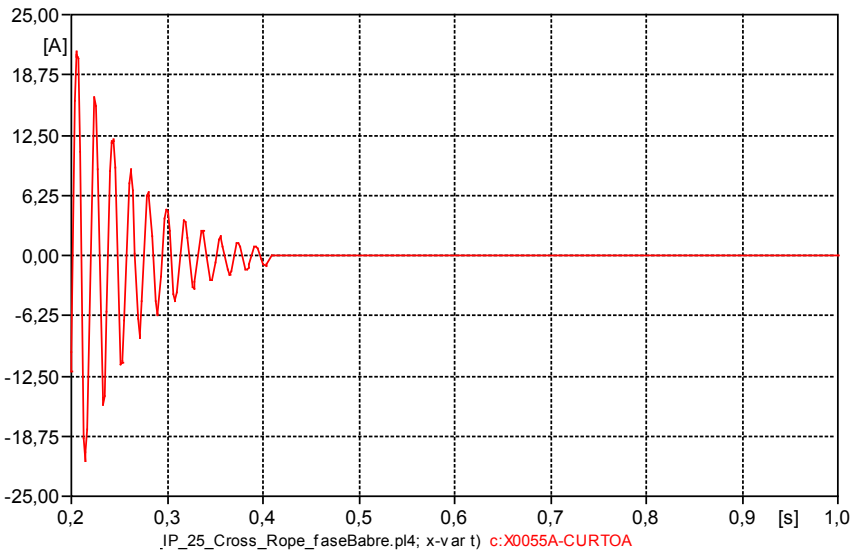


Figura A5.7: Corrente no ponto de falta – Fase A

5.3.2 Posição do reator

Aqui se discute a posição para o reator de linha, inserido no lado barra do capacitor série ou no lado linha. Isto porque no primeiro caso ao abrir a linha o capacitor série fica carregado e, em seguida, descarrega por meio do circuito reator-capacitor-curto. Os resultados estão expostos na Tabela A5.7 de onde se percebe que a posição do reator altera os valores do estudo de carga residual, porém a tensão e corrente estão baixos.

Tabela A5.7: Tensões e correntes de carga residual, para alteração na posição do reator

	Ia (A_p)	Va (kV_p)
Reator lado linha do capacitor série	1,72	0,86
Reator lado barra do capacitor série	5,7	2

ANEXO 6 – Tensão de Restabelecimento Transitória (TRT)

6.1 Procedimento Geral

A capacidade dos disjuntores de linha (para curto-circuito) nos trechos da linha de 1.000 kV é igual 63 kA (rms). Tanto no caso da falta quilométrica como no caso da falta terminal, a simulação do sistema (trecho) começa com a falta aplicada no sistema.

Os instantes de “abertura” do disjuntor foram adotados em: $t_A = 0,010818$ s; $t_B = 0,010818$ s; $t_C = 0,01740$ s; sendo que a fase em falta (fase C) é sempre a última a abrir.

Foram adotadas capacitâncias parasitas em ambos os lados do disjuntor igual a 6,8 nF.

Na Tabela A6.1, mostra-se os valores de curvas envoltórias propostas pela norma do IEC-CIGRÉ para curto nos terminais de disjuntores de 1.100 kV. As curvas T-100, T-60, T-30 e T-10 são escolhidas com base na relação entre a corrente de curto circuito simétrico pelo disjuntor e a capacidade (corrente) de abertura do disjuntor. De forma análoga às curvas de TRT para níveis de tensão inferiores a 1.000 kV, disponíveis na norma, as curvas T-100 e T-60 são de quatro parâmetros, já as curvas T-30 e T-10 são de 2 parâmetros.

Tabela A6.1: Parâmetros de TRT (falta terminal) para disjuntores de 1.100 kV

Test duty	kpp	kaf	Uc (kV)	t_2 ou t_3 (μs)	U ₁ (kV)	t_1 (μs)	RRRV (kV/μs)
T10	1,2	1,76	1.897	271	–	–	7
T30	1,2	1,54	1.660	332	–	–	5
T60	1,2	1,5	1.617	808	808	269	3
T100	1,2	1,5	1.617	1.212	808	404	2
TLF	1,3	1,7 x 0,9	1.786				–

No programa utilizado (ATP), a obtenção das curvas de TRT, foi realizada utilizando um passo de integração adequado (0,08 ms).

Como na norma não está sendo especificada a curva envoltória para curto quilométrico, TRT para este tipo de falta serão obtidos utilizando a curva T-100.

De forma análoga aos demais estudos do tipo EMT, a resistência da falta foi também considerada igual a 50 Ω.

Junto com as curvas de TRT de cada caso analisado é apresentada uma Tabela com a notação T_A , T_B e T_C , sendo estas a relação em % entre a corrente de curto presente e o valor máximo da corrente de abertura (rms) de falta do disjuntor.

Nessas Tabelas, o tipo de superação do disjuntor é indicado pela letra $R_{A,B,C}$, se foi devido ao RRRV (*Rate of Rise of Recovery Voltage*); ou pela letra $M_{A,B,C}$ se foi pelo fator de amplitude.

6.2 Resultados Trecho Ouroândia – Igaporã

Tensões de restabelecimento transitórias (TRT) para os seguintes tipos de manobra dos disjuntores de 1.000 kV foram calculadas:

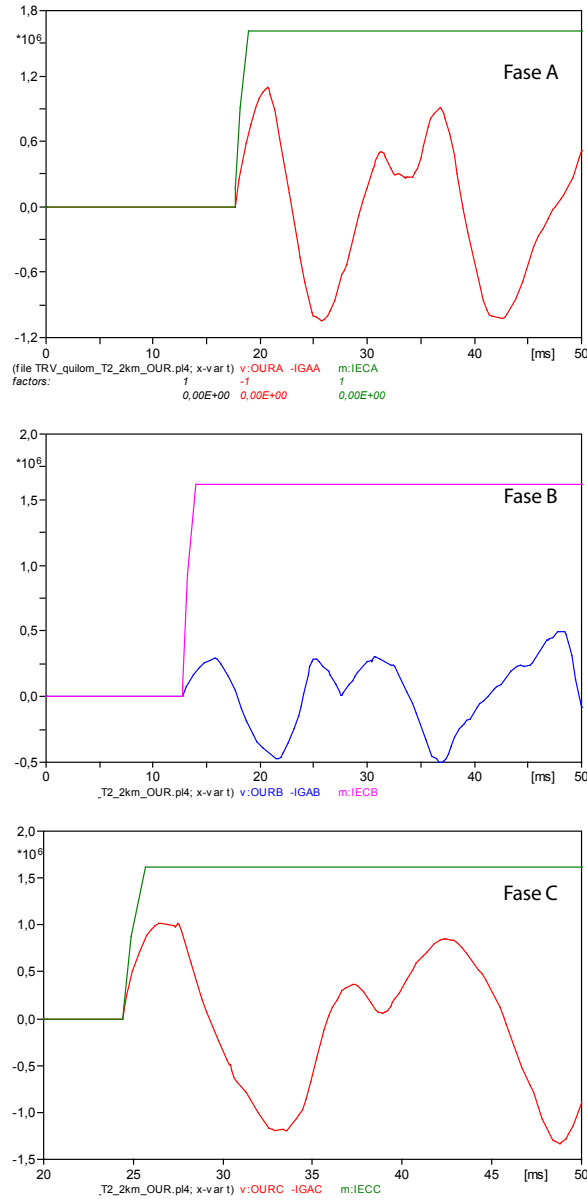
- Falta quilométrica monofásica ocorrendo a 2 km, 10 km; a 50% e 90% do comprimento da linha, a partir do ponto no qual está localizado o disjuntor.
- Falta terminal em cada lado do disjuntor.

6.2.1 Falta quilométrica

Os parâmetros da curva envoltória utilizada na análise de falta quilométrica são os correspondentes à curva T-100. Quando houve superação da curva foi verificada também para outros valores (T_{10} , T_{30} , T_{60})

a) Falta a 2 km de Ouroândia (abertura por Ouroândia)

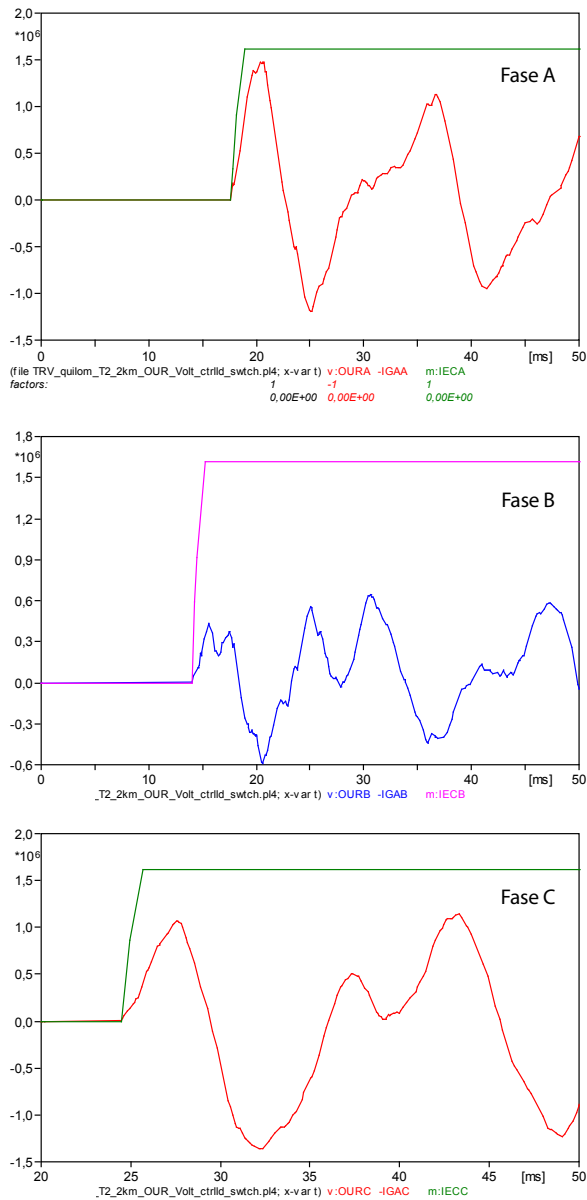
No caso de faltas quilométricas, o capacitor série pode vir a ser bypassado, por meio de dispositivos *Metal Oxide Varistor* (MOV) e de gaps, como forma de proteção contra elevadas sobretensões durante períodos de falta. Na simulação inicial desse caso (Figura A6.1), o *bypass* do capacitor foi representado curto-circuitando este elemento.



Fase	Icc pelo DJ (kA _p)	T (%)	Superou	Tipo de superação
A	3,55	3,98	Não	–
B	0,97	1,09	Não	–
C	15,17	17,03	Não	–

Figura A6.1: Falta quilométrica a 2 km de Ourolândia

Esse caso foi também simulado utilizando para *bypass* do capacitor série uma chave com controle de tensão (*Voltage-Controlled Switch*). Nesse tipo de componente, a chave irá fechar toda vez que a tensão sobre o banco série seja superior ao valor estabelecido ($V_{\text{chave}} = 3 \cdot 93,3 \text{ kV}$). O resultado está na Figura A6.2, a seguir:



Fase	Icc pelo DJ (kA _p)	T (%)	Superou	Tipo de superação
A	4,4	4,94	Não	–
B	1,18	1,32	Não	–
C	28,6	32,10	Não	–

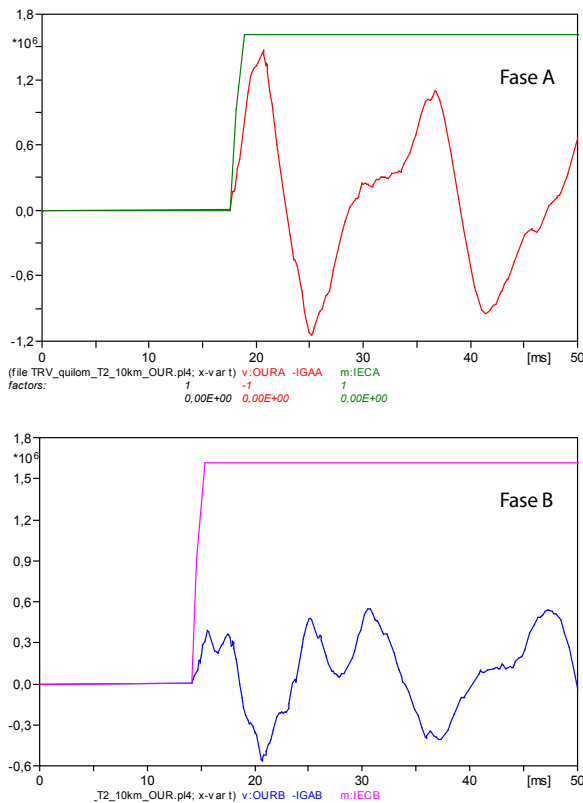
Figura A6.2: Falta quilométrica a 2 km de Ourolândia

Nota: Observou-se que, para este tipo de falta (quilométrica, 2 km), o TRT do disjuntor em Ourolândia, com o capacitor inserido (sem o *bypass*) é superado tanto no RRRV, quanto na sua amplitude. Entretanto, nesta situação, a corrente pelo capacitor série será alta e haverá o *bypass* do mesmo.

Para falta ocorrendo bem no começo do trecho, logo após o capacitor série (pelo lado de Ourolândia), a amplitude da corrente de falta pelo disjuntor e os valores de TRT são muito próximos aos valores mostrados quando foi aplicada a falta a 2 km.

b) Falta a 10 km de Ourolândia (abertura por Ourolândia)

O resultado dessa simulação é mostrado na Figura A6.3.



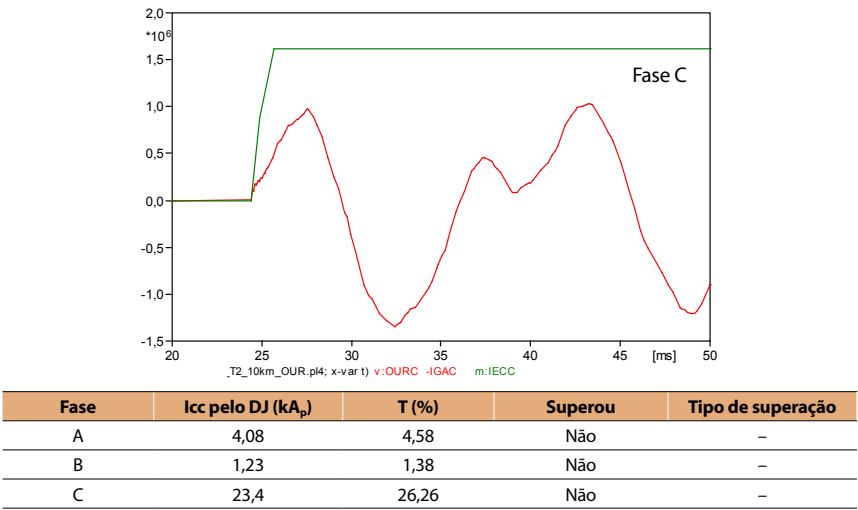
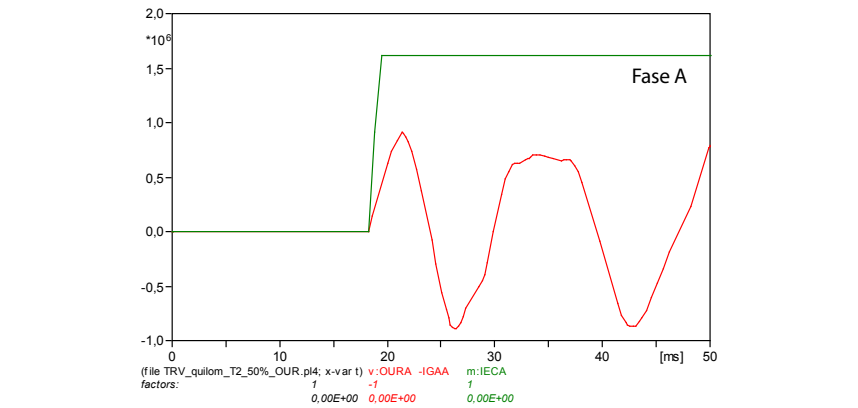
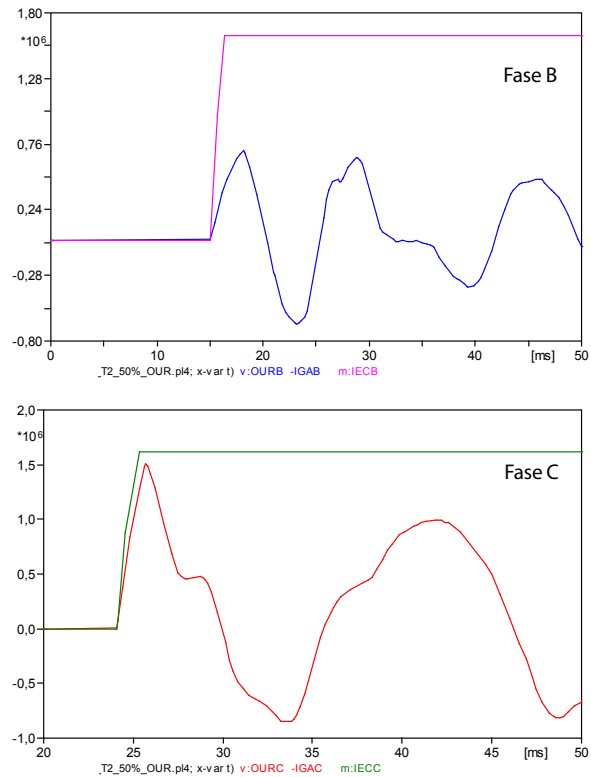


Figura A6.3: Falta quilométrica a 10 km de Ourolândia (bypass com chave com controle de tensão)

c) Falta a 50% do trecho (abertura por Ourolândia)
O resultado dessa simulação é mostrado na Figura A6.4.



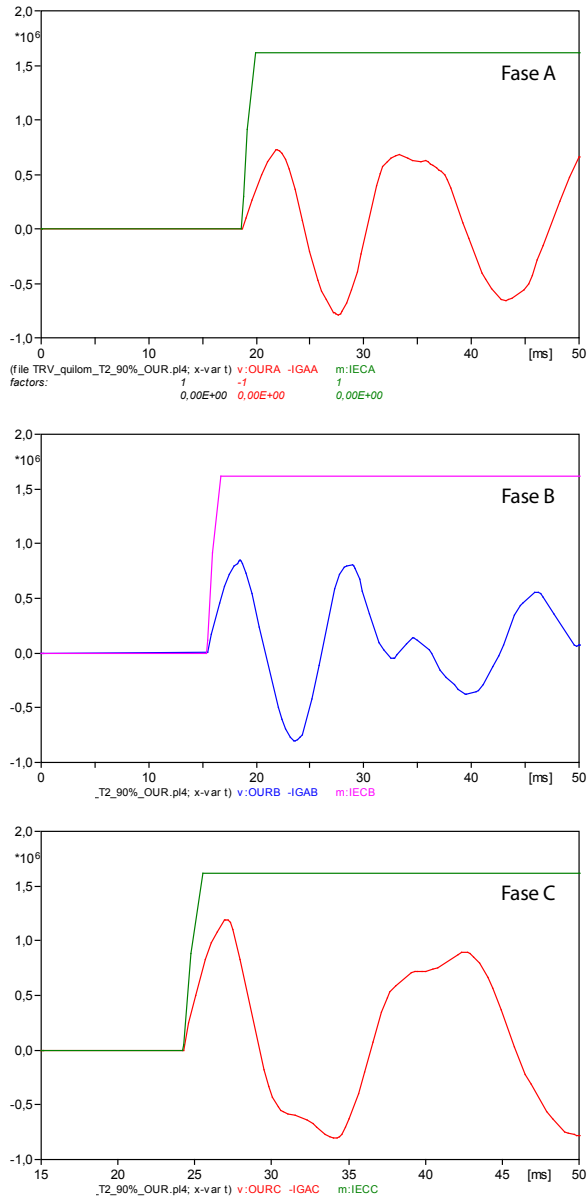


Fase	Icc pelo DJ (kA _p)	T (%)	Superou	Tipo de superação
A	2,73	3,06	Não	–
B	2,07	2,32	Não	–
C	6,4	7,18	Não	–

Figura A6.4: Falta quilométrica a 50 km de Ouarlândia (capacitor sem ser bypassado)

d) Falta a 90% do trecho (abertura por Ourolândia)

Na Figura A6.5, é mostrado o resultado desta simulação.

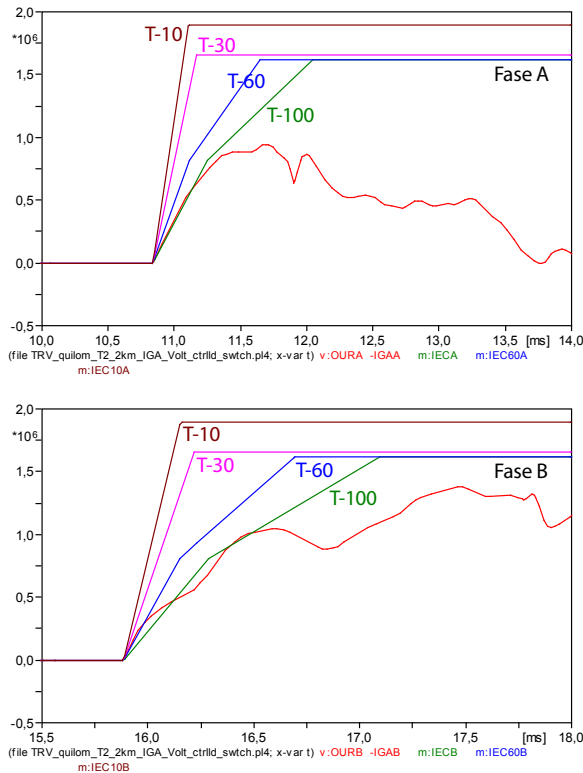


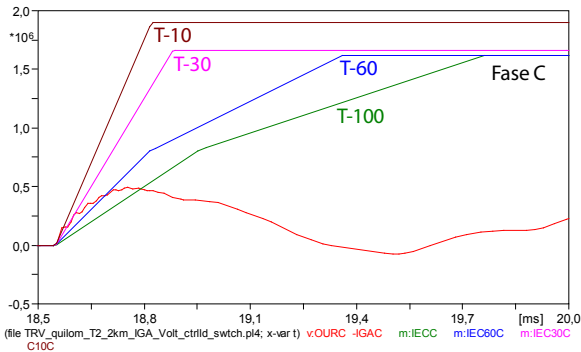
Fase	Icc pelo DJ (kA _p)	T (%)	Superou	Tipo de superação
A	2,24	2,51	Não	–
B	2,52	2,83	Não	–
C	4,25	4,77	Não	–

Figura A6.5: Falta quilométrica a 90 km de Ourolândia (capacitor sem ser *bypassado*)

e) Falta a 2 km de Igaporã (abertura por Igaporã)

Esse caso foi mais crítico. Houve superação na frente de onda da curva envoltória (T-100), utilizada nesta análise, assim como das curvas T-60 e T-30 (Figura A6.6).

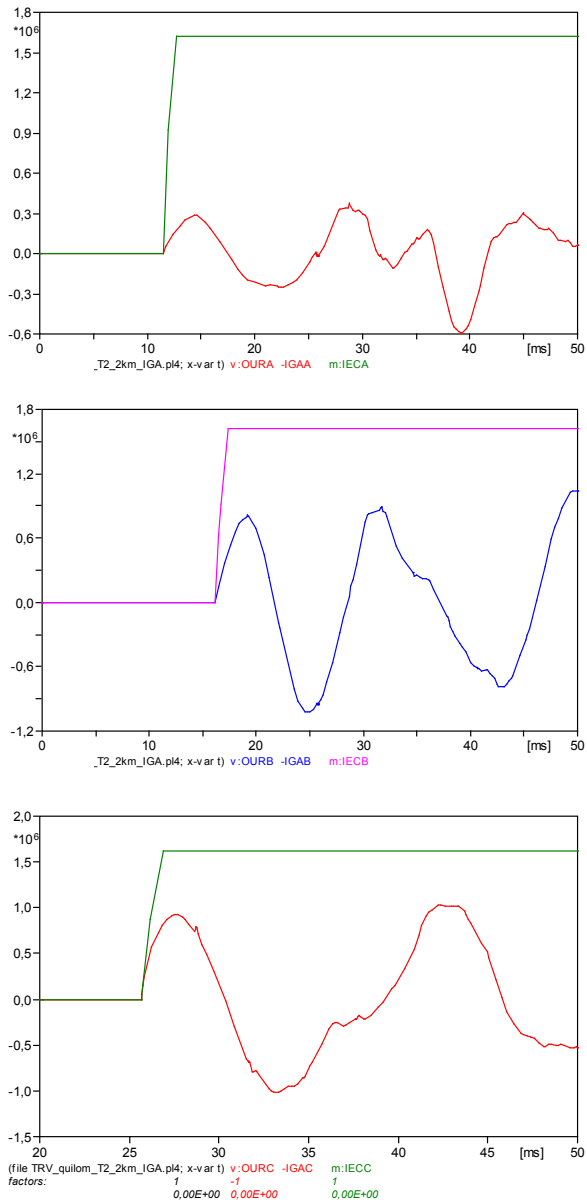




Fase	Icc pelo DJ (kA _p)	T (%)	Superou	Tipo de superação
A	3,1	3,48	Não	–
B	3,8	4,27	Sim	Rb
C	33,0	37,04	Sim	Rc

A superação na fase C foi também em RRRV com aproximadamente 176 kV acima da 1ª inclinação da curva envoltória T-100. A curva T-10 é apenas marginalmente superada no início do RRRV.

Com o capacitor série bypassado (o que efetivamente ocorre), observa-se na Figura A6.7 que nenhuma das fases é superada nem em amplitude nem na frente de onda.

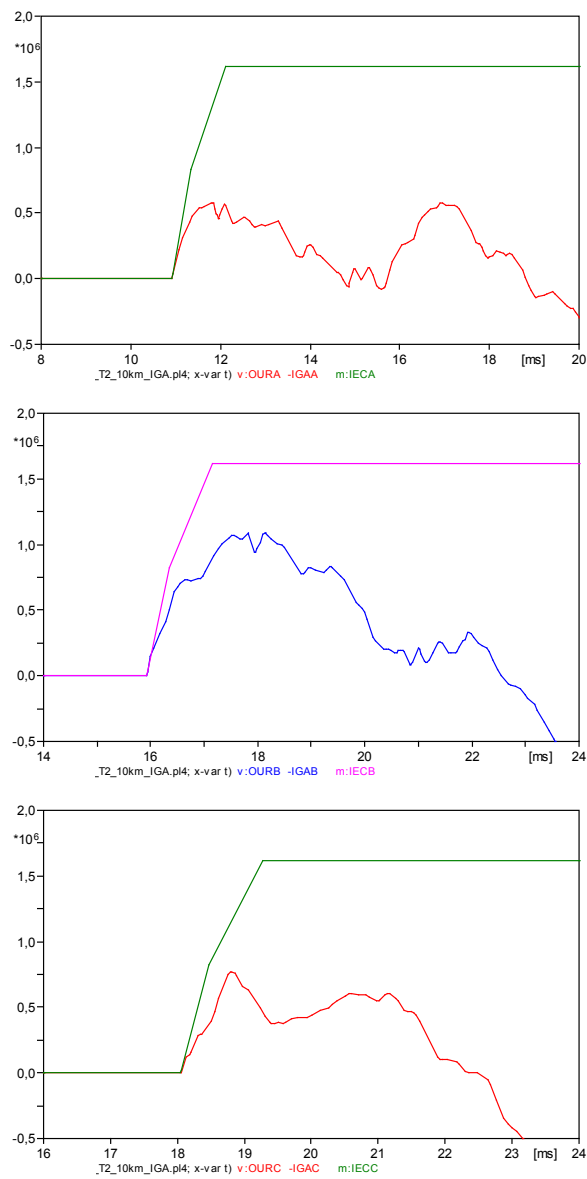


Fase	Icc pelo DJ (kA _p)	T (%)	Superou	Tipo de superação
A	1,05	1,18	Não	–
B	2,90	3,25	Não	–
C	19,93	22,37	Não	–

Figura A6.7: Falta quilométrica a 2 km de Igaporá (sem chave controlada por tensão)

f) Falta a 10 km de Igaporã (abertura por Igaporã)

Na Figura A6.8, é mostrado o resultado desta simulação.

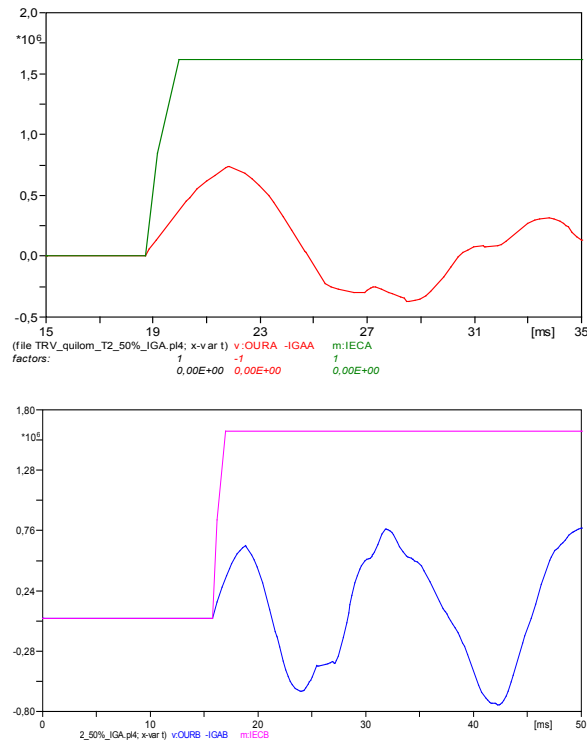


Fase	Icc pelo DJ (kA _p)	T (%)	Superou	Tipo de superação
A	1,5	1,68	Não	–
B	3,4	3,82	Não	–
C	23,9	26,83	Não	–

Figura A6.8: Falta quilométrica a 10 km de Igaporã (capacitor bypassado com chave controlada por tensão)

g) Falta a 50% do trecho (abertura por Igaporã)

Na Figura A6.9, é mostrado o resultado desta simulação.



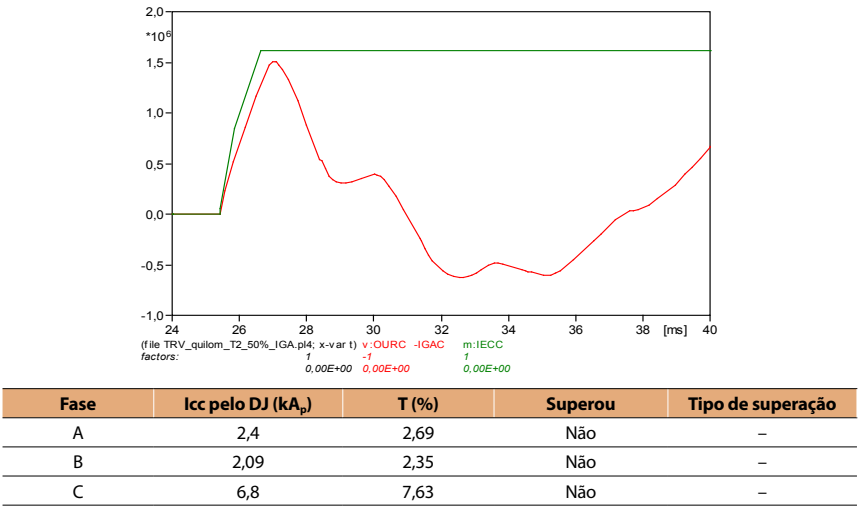
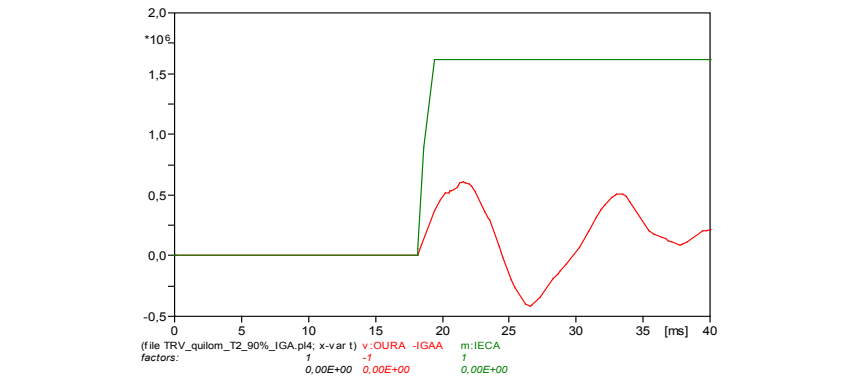


Figura A6.9: Falta quilométrica a 50 km de Igaporã (capacitor sem ser *bypassado*)

h) Falta a 90% do trecho (abertura por Igaporã)
Na Figura A6.10, é mostrado o resultado desta simulação.



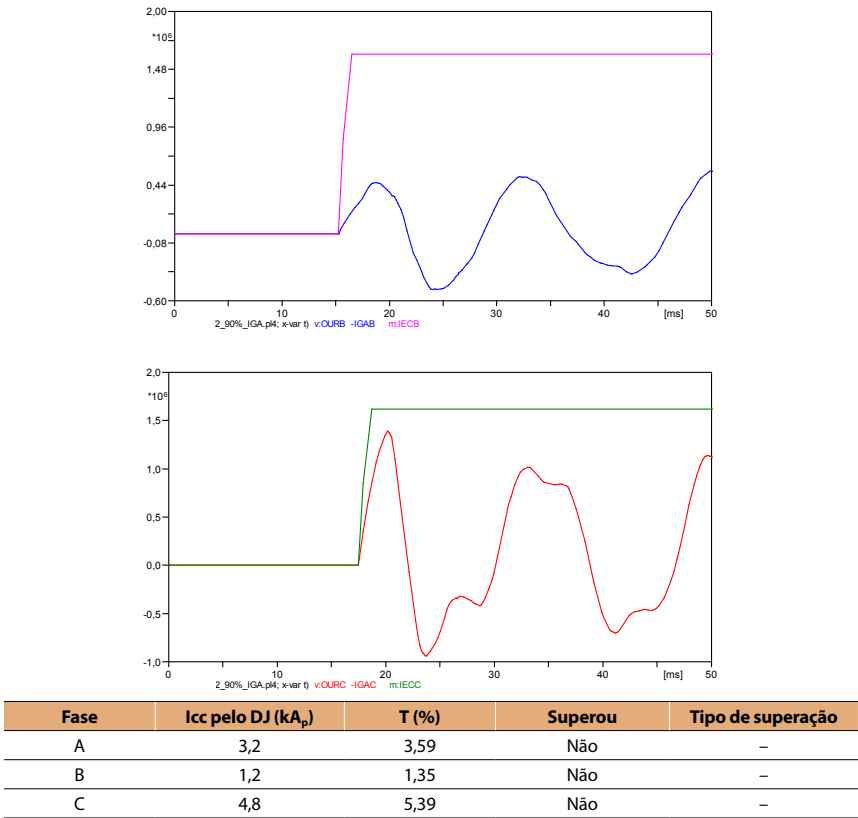


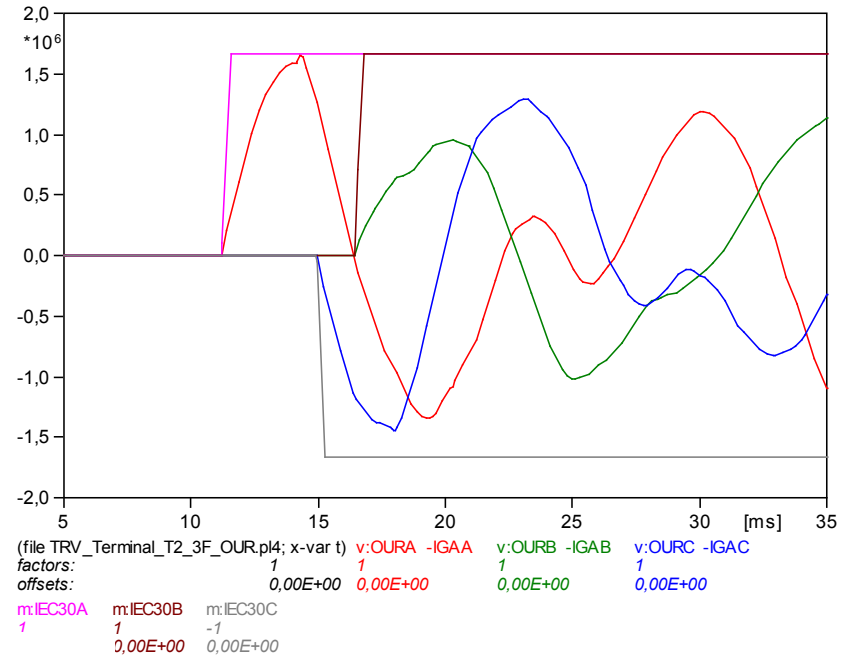
Figura A6.10: Falta quilométrica a 90 km de Igaropó (capacitor sem ser bypassado)

6.2.2 Falta terminal (lado de Ourolândia)

Neste item, serão estudados a abertura do disjuntor, com contribuição do lado linha ou do lado transformador.

a) Trifásica – isolada (disjuntor de linha)

O resultado obtido para essa condição está sendo mostrado na Figura A6.11.



Fase	Icc pelo DJ (kA _p)	T (%)	Superou	Tipo de superação
A	9,84	11,04	Não	–
B	9,84	11,04	Não	–
C	9,84	11,04	Não	–

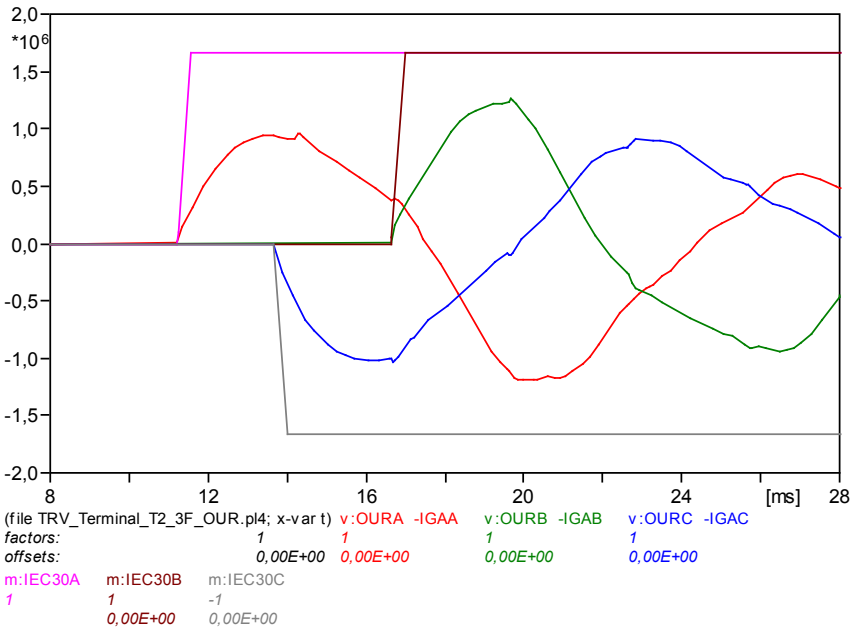
Figura A6.11: Falta terminal trifásica isolada do lado linha (Ourolândia)

Corrente de falta (trifásica isolada) pelo disjuntor = 9,84 kA
Para esse valor de corrente de falta, a curva envoltória a ser utilizada será:

$$T(\%) = \frac{9,84kA}{\sqrt{2}} \cdot \frac{100}{63kA} = 11,04\%, \text{ curva T30.}$$

b) Trifásica – aterrada (lado linha)

O resultado obtido para essa condição é mostrado na Figura A6.12.

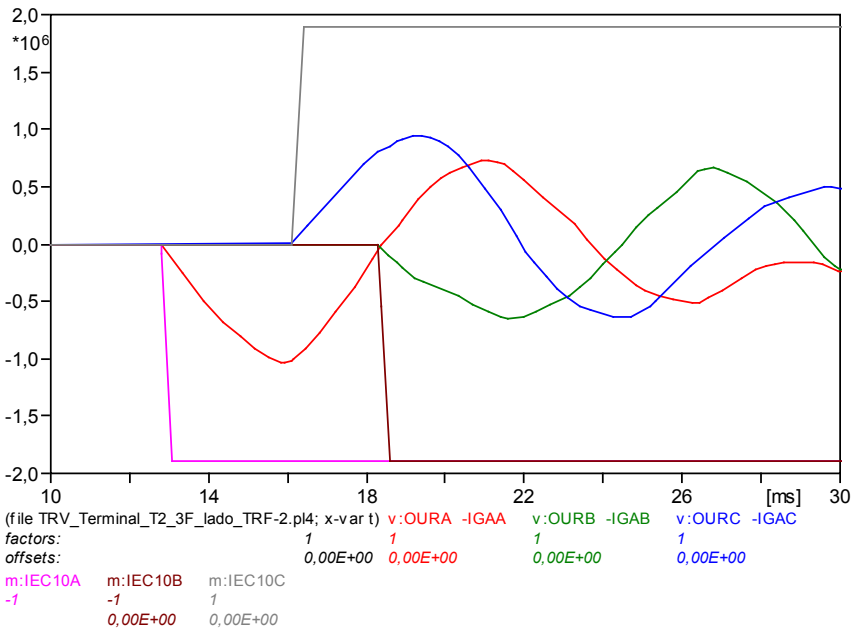


Fase	Icc pelo DJ (kA _p)	T (%)	Superou	Tipo de superação
A	9,84	11,04	Não	–
B	9,84	11,04	Não	–
C	9,84	11,04	Não	–

Figura A6.12: Falta terminal trifásica aterrada do lado da linha (Ourolândia)

c) Trifásica – isolada (lado do transformador)

O resultado obtido para essa condição é mostrado na Figura A6.13.



Fase	Icc pelo DJ (kA _p)	T (%)	Superou	Tipo de superação
A	3,63	4,07	Não	–
B	3,63	4,07	Não	–
C	3,63	4,07	Não	–

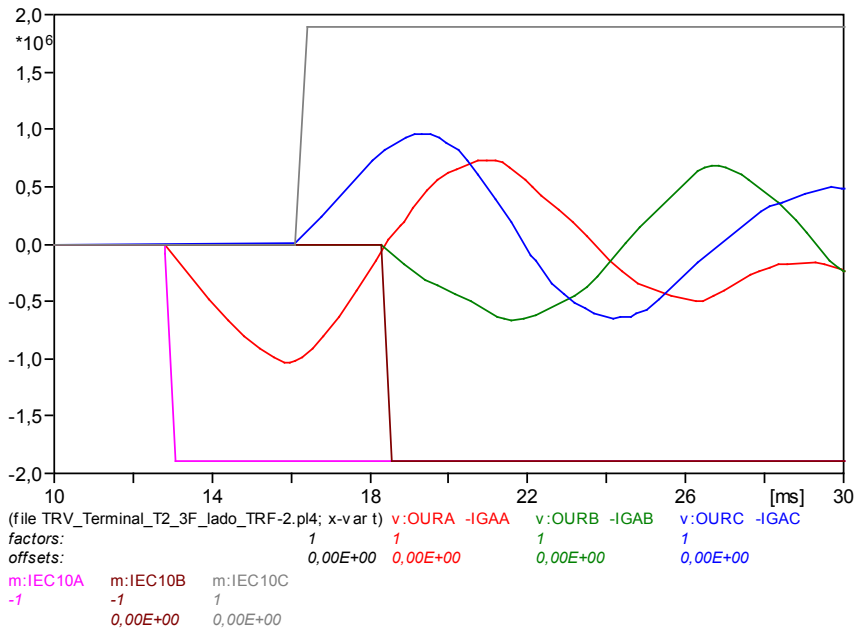
Figura A6.13: Falta terminal trifásica isolada do lado do transformador

Para este valor de corrente de falta, a curva envoltória a ser utilizada será:

$$T(\%) = \frac{3,63kA}{\sqrt{2}} \cdot \frac{100}{63kA} = 4,07\%, \text{ curva T10.}$$

d) Trifásica – aterrada (lado do transformador)

O resultado obtido para essa condição é mostrado na Figura A6.14.



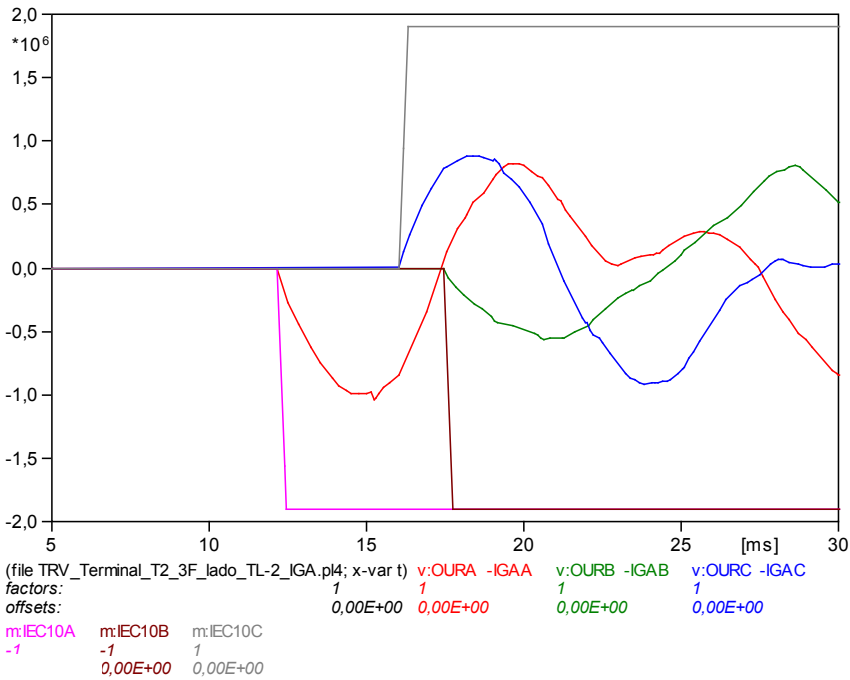
Fase	Icc pelo DJ (kA _p)	T (%)	Superou	Tipo de superação
A	3,63	4,07	Não	–
B	3,63	4,07	Não	–
C	3,63	4,07	Não	–

Figura A6.14: Falta terminal trifásica aterrada do lado do transformador (Ourolândia)

6.2.3 Falta terminal (lado de Igaporã)

a) Trifásica – isolada (lado da linha)

O resultado obtido para essa condição é mostrado na Figura A6.15.



Fase	Icc pelo DJ (kA _p)	T (%)	Superou	Tipo de superação
A	8,85	9,93	Não	–
B	8,85	9,93	Não	–
C	8,85	9,93	Não	–

Figura A6.15: Falta terminal trifásica isolada do lado linha (Igaporã)

Para este valor de corrente de falta, a curva envoltória a ser utilizada será

$$T(\%) = \frac{8,85kA}{\sqrt{2}} \cdot \frac{100}{63kA} = 9,93\%, \text{ curva T10.}$$

b) Trifásica – aterrada (lado da linha)

O resultado obtido para essa condição é mostrado na Figura A6.16.

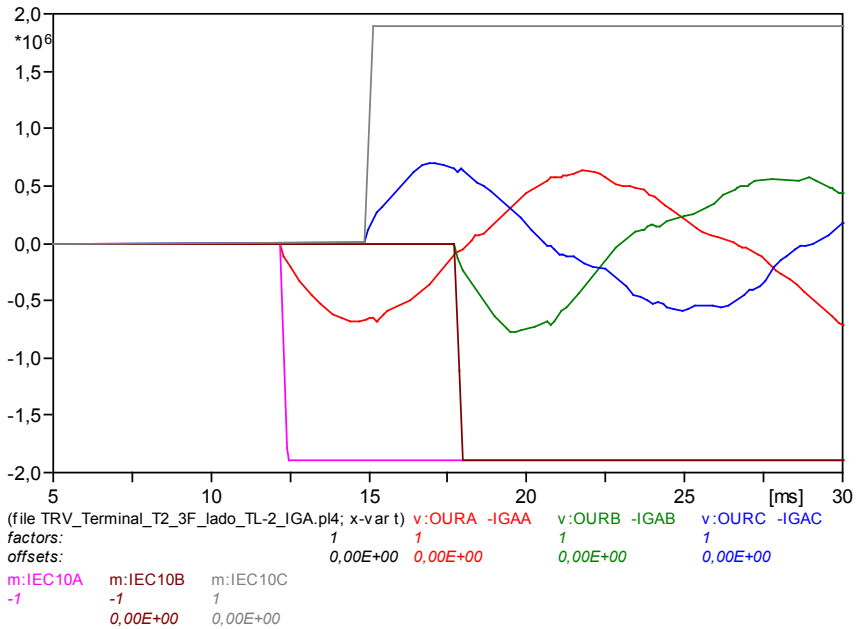
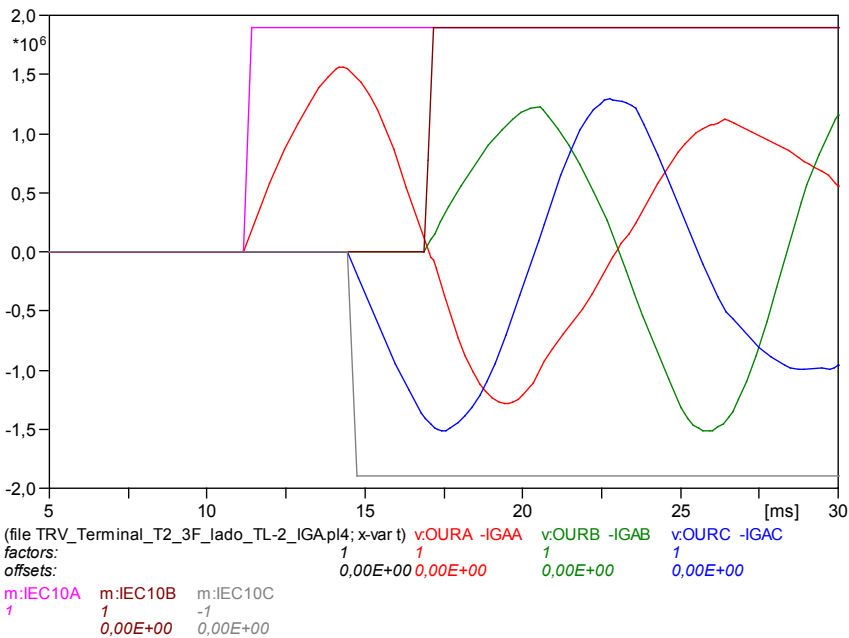


Figura A6.16: Falta terminal trifásica aterrada do lado linha (Igaporã)

Para esse caso de falta trifásica aterrada, os valores de corrente pelo disjuntor e a curva envoltória são os mesmos do caso anterior. A amplitude das tensões nos terminais do disjuntor cai para aproximadamente metade do valor do caso com falta trifásica isolada.

c) Trifásica – isolada (lado do transformador)

O resultado obtido para essa condição é mostrado na Figura A6.17.



Fase	Icc pelo DJ (kA _p)	T (%)	Superou	Tipo de superação
A	5,56	6,24	Não	–
B	5,56	6,24	Não	–
C	5,56	6,24	Não	–

Figura A6.17: Falta terminal trifásica isolada do lado do transformador (Igororã)

Para esse valor de corrente de falta, a curva envoltória a ser utilizada será:

$$T(\%) = \frac{5,56kA}{\sqrt{2}} \cdot \frac{100}{63kA} = 6,24\%, \text{ curva T10.}$$

d) Trifásica – aterrada (lado do transformador)

O resultado obtido para essa condição é mostrado na Figura A6.18.

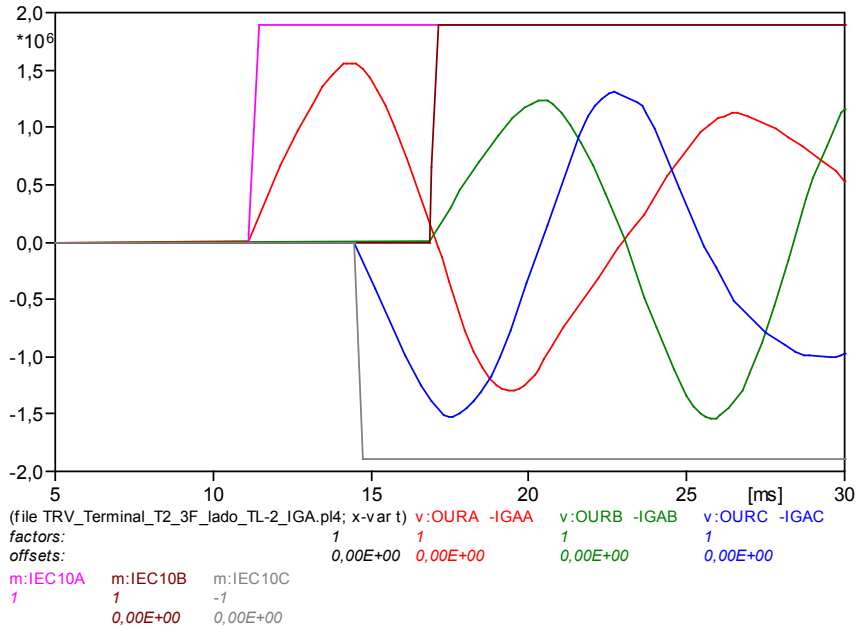


Figura A6.18: Falta terminal trifásica aterrada do lado do TRF-3 (Igaporã)

Verifica-se que os valores de TRT, no caso de faltas trifásicas isoladas e aterradas no disjuntor do transformador, são praticamente iguais. Assim, os valores da Tabela do item anterior são também válidos para esse caso.

6.3 Outros trechos

Os valores de TRT para outros trechos foram similares.

ANEXO 7 – Energização de Transformador

7.1 Características do Transformador

As principais características do autotransformador a ser modelado são:

- No programa ATP o modelo utilizado para representar o autotransformador foi o BCTRAN, que permite a especificação de transformador com 2 e 3 enrolamentos.
- As tensões e potências (trifásicas) utilizadas inicialmente foram:
 - ▷ Primário: 500 kV, 1.500 MVA, conexão Y.
 - ▷ Secundário: 1.000 kV, 1.500 MVA, conexão Y.
 - ▷ Terciário: 69 kV, 500 MVA, conexão D. Esse valor de tensão poderá ser utilizado para alimentação de cargas locais ou para conectar compensação reativa fixa.
- A reatância do transformador, referida à própria base do autotransformador, é: $X_{p,s} = 18\%$

Essas reatâncias foram obtidas de um autotransformador com características similares de tensão e potência na China. Os valores foram posteriormente revistos em função de recomendações dos fabricantes. Nesse sentido, os casos foram recalculados para uma potência trifásica de 3.000 MVA e reatância de 14%, com resultados obtidos similares aos casos anteriores.

7.2 Sequência da Energização

A energização é realizada pelo lado 500 kV. Porém, visando a possibilidade de energização pelo lado de 1.000 kV, é também realizada uma análise sobre essa possibilidade de energização.

7.3 Energização do Transformador de Ourorândia – Resultados

7.3.1 Energização pelo lado 500 kV

Para observar o comportamento sob essa condição, um segundo transformador é energizado em um instante qualquer, nesse caso (fechamento simultâneo das três fases) em $t = 150$ ms (Figura A7.1). Observa-se que o

pico da corrente de *inrush* (fase B) atinge um valor de aproximadamente 1,71 vezes o valor da corrente nominal do transformador ($I_N = 1.732 A_{rms}$).

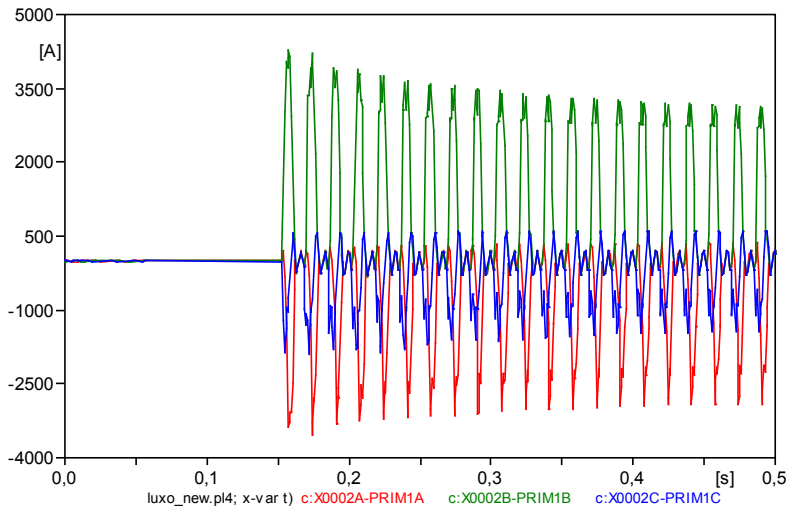


Figura A7.1: Correntes de *inrush*, energização pelo lado de 500 kV

Na Figura A7.2, mostra-se o espectro de harmônicas e seus ângulos, na fase B, da corrente de *inrush*. Esse espectro pertence ao último ciclo do período de plotagem ($t = 0,48 - 0,5$ s).

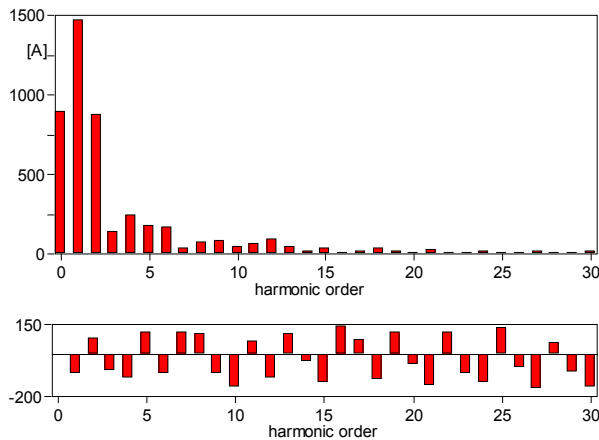


Figura A7.2: Composição harmônica da corrente de *inrush* da fase B

Na Figura A7.3, apresenta-se a tensão no terminal do lado de 500 kV. A máxima sobretensão ocorre também na fase B, sendo o pico desta igual a 673 kVp (1,65 pu na base de 500 kV).

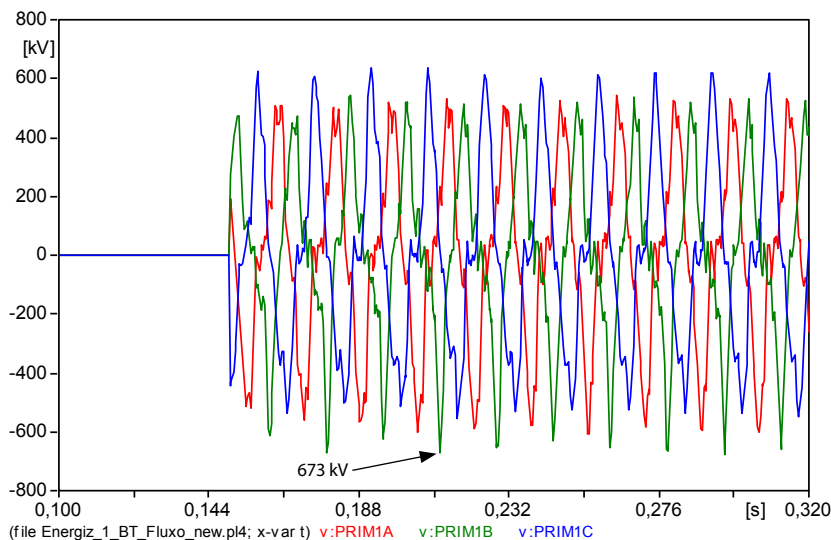


Figura A7.3: Tensão no lado de 500 kV

A tensão de pré-energização, no lado de 500 kV do transformador, a ser aplicada em todas as simulações, é igual a 1,086 pu (543 kV rms). Esse valor é próximo da máxima tensão operativa (550 kV).

7.3.2 Energização controlada do transformador pelo lado de 500 kV

Em função do tipo de núcleo e arranjo dos enrolamentos, durante a energização, qualquer uma das fases poderá ou não afetar as outras. Os principais fatores para isso ocorrer são: (i) condição de neutro isolado no lado a ser energizado, (ii) arranjo trifásico do núcleo (núcleo das fases A, B e C não independentes), conexão em delta do secundário ou terciário.

Em regime permanente, o fluxo magnético está atrasado 90° em relação à tensão. No caso de um autotransformador monofásico, por exemplo, a relação entre o fluxo, a tensão, e a corrente, está apresentada na Figura A7.4.

Se o autotransformador tiver fluxo residual, sendo esse o caso que normalmente ocorre, e se este for energizado (aplicada tensão) num instante qualquer a corrente de *inrush* poderá atingir valores elevados.

Dentre os métodos mais comuns para a redução dessas correntes, como o uso de resistor de pré-inserção e energização controlada, o último mostrou ser uma alternativa eficiente para esse fim. A energização controlada consiste no fechamento das chaves de energização em instantes específicos de forma a compensar o fluxo residual existente no núcleo do transformador.

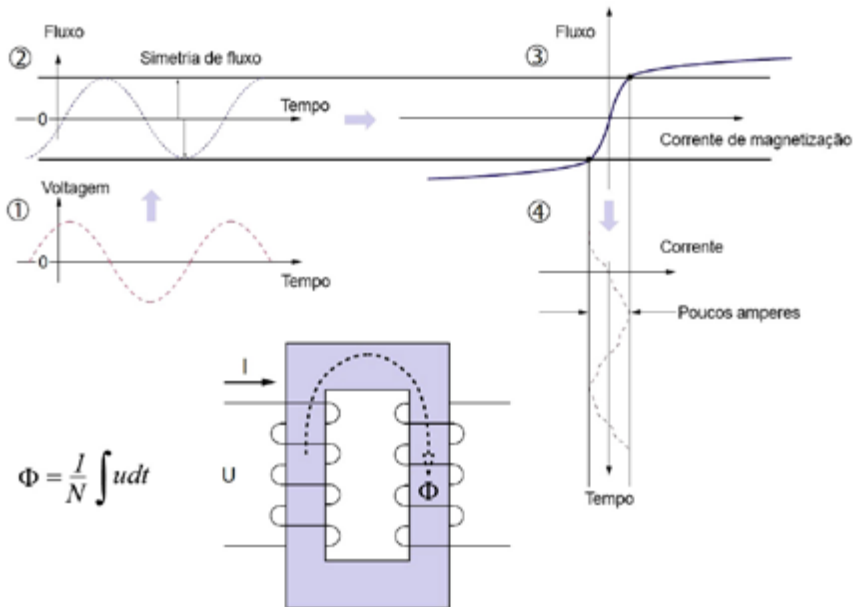


Figura A7.4: Funcionamento em vazio do transformador monofásico

Na Figura A7.4, os números em círculos referem-se a:

1. Tensão em regime aplicada ao enrolamento do transformador.
2. Fluxo em regime gerado pela aplicação da tensão.
3. Fluxo simétrico em regime que determina a forma da curva característica de magnetização.
4. Corrente de magnetização resultante (regime) determinada pela curva característica de magnetização.

O melhor instante para energizar o transformador seria quando o fluxo prospectivo ($\Phi_{\text{prospectivo}}$) fosse igual ao fluxo residual Φ_{residual} (pontos 1 ou 2), conforme mostrado na Figura A7.5.

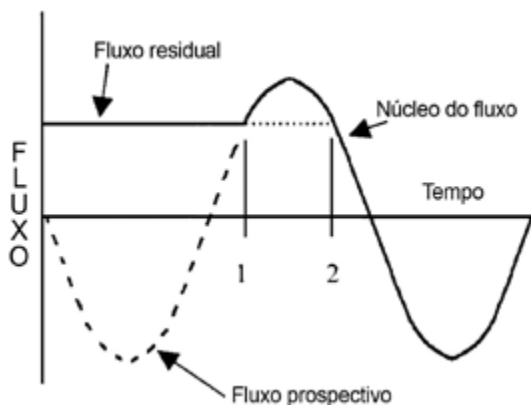


Figura A7.5: Exemplo de energização ideal de um transformador monofásico

Como o núcleo do transformador escolhido (BCTRAN) é o *tríplex*, não há restrição para a aplicação desta alternativa de energização.

A seguir, serão apresentados os resultados considerando as três estratégias de energização propostas:

- **Estratégia de fechamento rápido:** Precisa da leitura do fluxo residual nas três fases e controle independente dos polos no disjuntor. Primeiro é fechada uma fase e depois de aproximadamente 90° ($\frac{1}{4}$ de ciclo) são fechadas as fases restantes. Esse atraso corresponde, aproximadamente, ao tempo em que o Φ_{residual} cruza o $\Phi_{\text{prospectivo}}$ nas fases restantes. De posse desse instante de cruzamento, é possível reduzir de forma efetiva a corrente de *inrush* nas fases restantes.
- **Estratégia de fechamento atrasado:** Requer da leitura do fluxo residual em apenas uma das fases e controle independente dos polos no disjuntor. Primeiro é fechada uma fase e depois de 2 a 3 ciclos são fechadas as fases restantes.
- **Estratégia de fechamento simultâneo dos três polos:** Precisa do fluxo residual nas três fases e que a magnitude do fluxo residual em 2 fases sejam altas e sigam o curso do fluxo residual tradicional. Não requer controle independente dos polos no disjuntor. Nessa estratégia, são fechadas as três fases de forma simultânea em um ponto ótimo do fluxo residual.

7.3.2.1 Energização na condição fluxo residual = fluxo prospectivo (mínima corrente de *inrush*)

a) Estratégia de fechamento rápido

Para a aplicação dessa técnica, foi inserido no ATP um componente TA-CS (*Transient Analysis of Control Systems*) para medir o fluxo residual existente no transformador após a desenergização deste. O fluxo medido nesse componente resulta da integral da tensão no enrolamento. Logo, em um instante qualquer t (neste caso $t = 0,05s$) após a interrupção do fluxo pelas chaves, são fechadas as chaves N utilizando os tempos acima mencionados. Esses tempos foram obtidos do cruzamento entre os fluxos residual e prospectivo da simulação. Essa técnica presume que as chaves de energização possuem controle independente.

O fluxo residual do primeiro polo a ser fechado (fase B) foi o menor (idealmente seria zero) e igual a 2,46% (20,5 Wb) do fluxo máximo em regime (847 Wb). Na fase A, esse fluxo foi igual a 34,4% e na fase C de 38,3%.

Na Figura A7.6 pode-se observar a redução significativa da corrente de *inrush* após aplicação da técnica de energização controlada, fechando o primeiro polo (fase B) em $T_B = 0,20277s$ e os polos restantes (fases A e C) em $T_A = T_C = 0,2062s$; especificamente 73,4° depois do início da abertura. O valor máximo desta corrente é igual a 25,7 A (fase C, valor de pico). Na Figura A7.7, mostra-se o espectro de harmônicas (fase B) da corrente de *inrush*. Não existem harmônicas com destaque significativo.

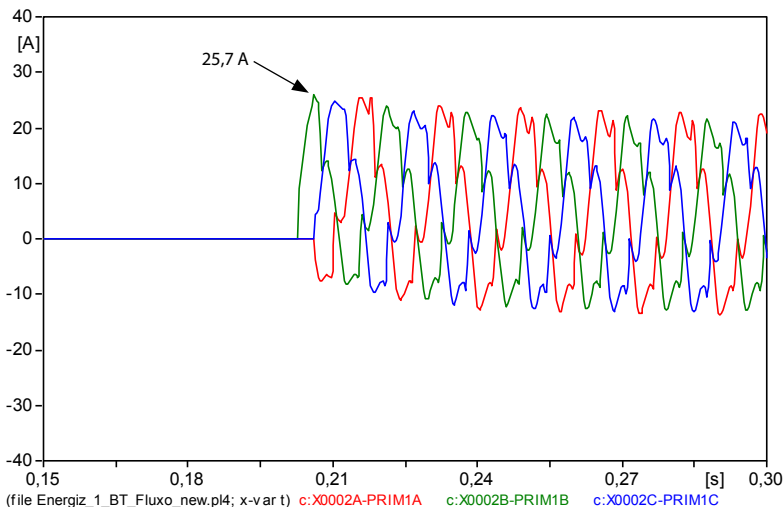


Figura A7.6: Correntes de *inrush* no lado 500 kV (estratégia de fechamento rápido)

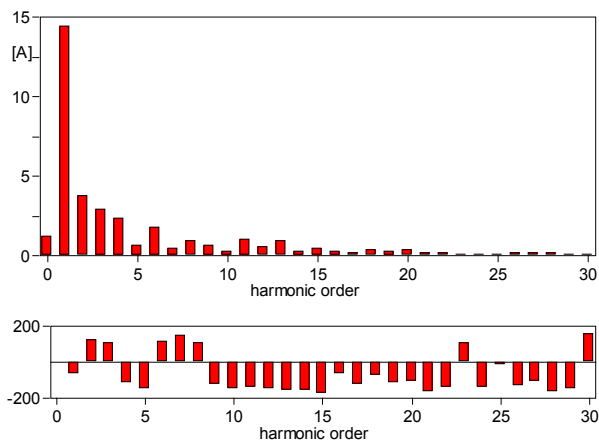


Figura A7.7: Decomposição harmônica da corrente de *inrush* da fase B

b) Estratégia de fechamento atrasado

Nesta estratégia, é fechada primeiro uma fase e depois de 2 a 3 ciclos são fechadas as fases restantes. No caso em análise (Figura A7.8), o fechamento da primeira fase foi realizado em $t = 0,20277s$ (instante em que o fluxo residual da fase B é igual a seu fluxo prospectivo, sendo essa a fase com menor fluxo residual 20,15 Wb) e as fases restantes 3 ciclos depois desse tempo ($t = 0,25277s$).

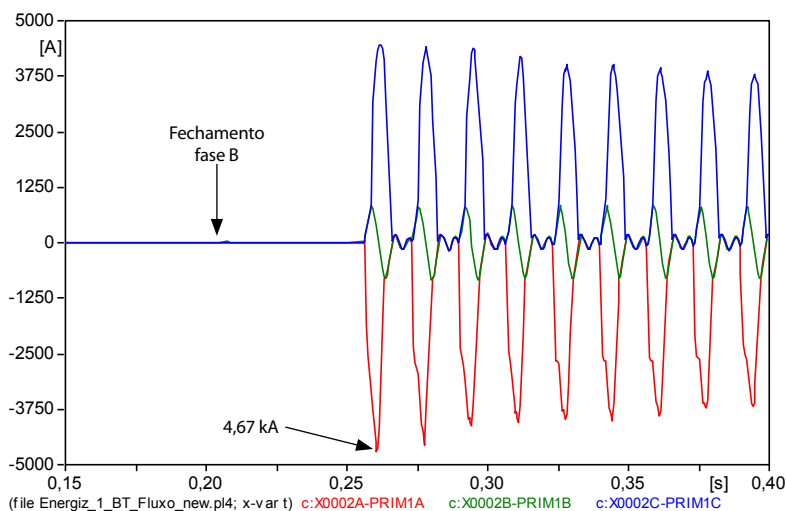


Figura A7.8: Correntes de *inrush* no lado 500 kV (estratégia de fechamento atrasado)

Observa-se que apesar da corrente de *inrush* na fase B (cor verde) ter sido diminuída de forma eficiente, as fases restantes (A e C) apresentam valores elevados, pois no instante em que foram fechadas os seus fluxos não foram iguais ($\Phi_{\text{residual}} \neq \Phi_{\text{prospectivo}}$).

c) Estratégia de fechamento simultâneo dos três polos

Nesta estratégia são fechadas as três fases de forma simultânea em um instante considerado como o melhor entre a relação dos fluxos residuais e prospectivos. As menores correntes de *inrush* ocorrem quando estes fluxos são iguais. Nesse caso, porém, sem controle independente sobre os polos do disjuntor, essa condição é relativamente difícil de se achar, pois, enquanto em uma das fases estes (fluxos) se aproximam, nas outras fases estes se afastam. Assim, tem que se achar um ponto médio, que no caso em análise, foi de $t = 0,2114$ s. Nessas condições, as correntes de *inrush* foram as mostradas na Figura A7.9.

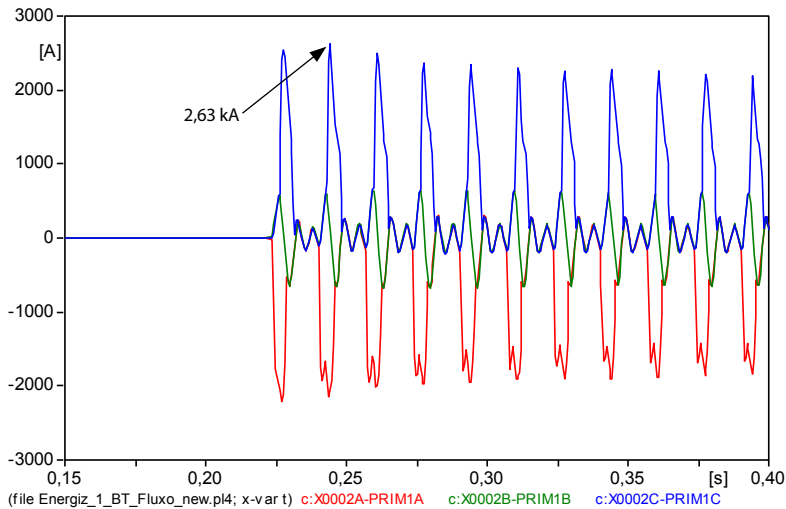


Figura A7.9: Correntes de *inrush* no lado 500 kV (estratégia de fechamento simultâneo dos três polos)

Observa-se que as correntes de *inrush* das fases A e C são bem maiores do que na fase B (verde). O valor de pico da corrente na fase C é relativamente alto (2.634 A, curva azul) e maior que o valor da corrente nominal do transformador ($I = 1.500/(\sqrt{3} \cdot 500) = 1,730$ kA). Assim, esta estratégia não garante a redução das correntes de *inrush* durante a energização.

7.3.2.2 Energização no instante de máximo fluxo prospectivo

Para a obtenção desse valor, a energização foi realizada em dois instantes:

- Fechamento simultâneo dos três polos no máximo do fluxo oposto.
- Fechamento de duas fases 90° após a primeira fase.

d) Fechamento simultâneo dos três polos no máximo do fluxo oposto

A energização é realizada no instante em que Φ_{Residual} está no máximo oposto. Especificamente, o tempo correspondente ao fluxo máximo do primeiro polo escolhido (fase B) foi em $t = 0,2068\text{s}$. Assumindo a operação trifásica do disjuntor, as fases restantes (A e C) foram energizadas também nesse instante. Na Figura A7.10, mostra-se o resultado dessa simulação, na qual a corrente de *inrush* (valor de pico) na fase B é igual a 5,36 kA.

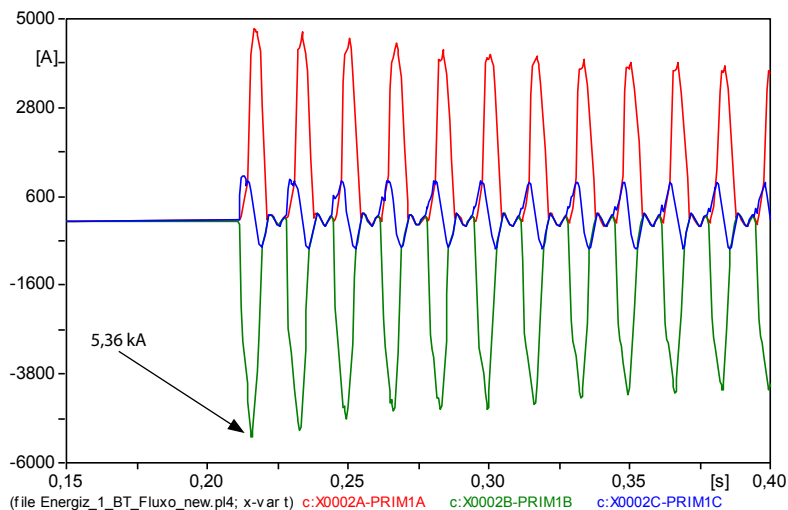


Figura A7.10: Correntes de *inrush* durante energização no máximo fluxo da curva oposta, fechamento simultâneo das fases A, B, C

e) Fechamento de duas fases 90° após a primeira fase

Para a solicitação mais severa (Figura A7.11), foi também efetuada energização com fechamento sincronizado. Nesse caso, o fechamento do primeiro polo (fase B), ocorre também no instante em que o fluxo residual está no máximo oposto ($T_B = 0,2068s$). Porém, o fechamento das outras duas fases (Fases A e C) ocorre 90° elétricos ($t = 4,1667ms$) após o fechamento do 1º polo. Sob essas condições, o maior valor da corrente de *inrush* ocorre na fase A sendo igual a 9,06 kA (valor de pico). Essa corrente (3,7 pu na base de 1.732 A) representa a pior condição de energização do transformador e, com isso, será processado o fechamento estatístico.

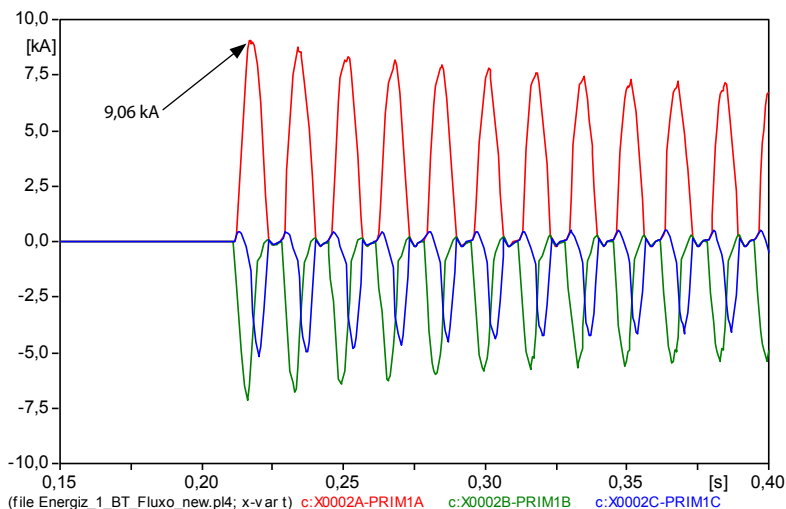


Figura A7.11: Correntes de *inrush* durante energização no máximo fluxo da curva oposta. fechamento das fases A e C em 90° após a fase B

7.3.2.3 Fechamento estatístico para o pior caso

Com base nos resultados previamente apresentados, foram realizadas simulações do fechamento estatístico (amostragem de 200 chaveamentos) das 3 (três) fases dos disjuntores. Para isso, foram considerados os instantes nos quais se obteve maior corrente de *inrush* ($T_B = 0,2068s$, $T_A = T_C = 90^\circ$ depois). Esse instante de energização corresponde ao zero de tensão na barra de manobra, garantindo a pior condição de energização do transformador. O fluxo máximo nessas condições foi de 1.520 Wb (Figura A7.12).

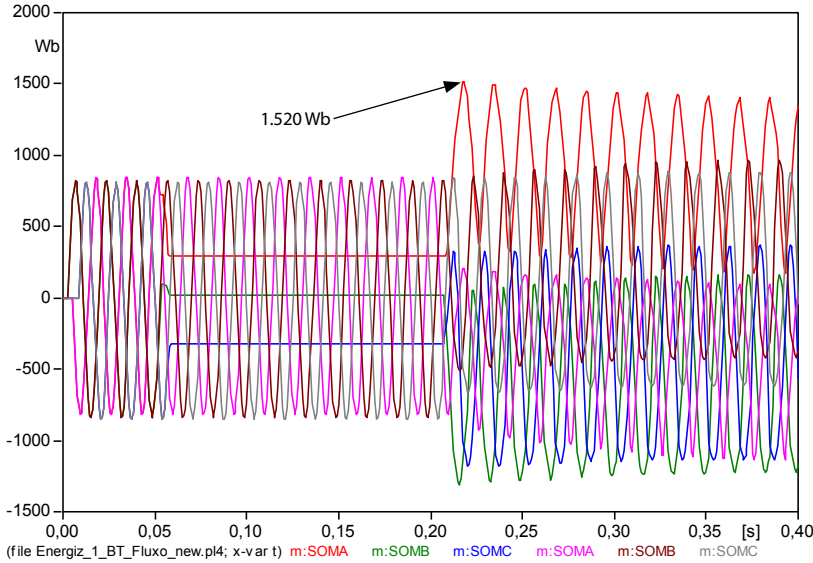


Figura A7.12: Condição do fluxo prospectivo para máxima tensão

Foi admitida uma distribuição normal para o fechamento dos três polos, truncada em $\pm 2\sigma$. Conforme diretrizes do ONS, o valor do desvio-padrão foi estabelecido em 1,0 ms. Os tempos utilizados nas chaves estatísticas foram: $T_B = 0,2068s$ (primeiro polo a fechar), $T_A = T_C = 0,21097s$ (90° após fase B).

Nas Tabelas A7.1 e A7.2, são mostrados os valores referentes ao fechamento com chaves estatísticas, para a corrente de *inrush* e sobretensão, considerando o pior caso da energização apresentado na Figura A7.12.

Tabela A7.1: Pior condição da corrente durante energização pelo lado de 500 kV

Fase	<i>I</i> _{med} (pu)	σ (pu)	<i>I</i> _{max medido} (pu)
A	1,924	0,8024	5,007
B	2,944	0,2510	4,787
C	2,213	0,9516	7,293

$I_{base} = (1.500.000/(\sqrt{3} \cdot 500)) \cdot \sqrt{2} = 2.449,5 \text{ Ap}$

Tabela A7.2: Pior condição da tensão durante energização pelo lado de 500 kV

Fase	<i>I</i> _{med} (pu)	σ (pu)	<i>I</i> _{max medido} (pu)
A	1,462	0,0877	1,687
B	1,394	0,0999	1,704
C	1,464	0,0750	1,583

$V_{base(ATP)} = 421 \text{ kV}_{(fase, \text{ pico})}$

O maior valor da corrente de *inrush* produto do fechamento estatístico é igual a 7,29 pu que ocorre na fase C que também apresenta o maior desvio-padrão.

O maior valor de sobretensão produto do fechamento estatístico é igual a 1,70 pu que ocorre na fase B, desvio-padrão igual a 0,0999.

A solicitação identificada como a mais severa da simulação estatística foi reproduzida de forma determinística. Essa resposta é mostrada na Figura A7.13.

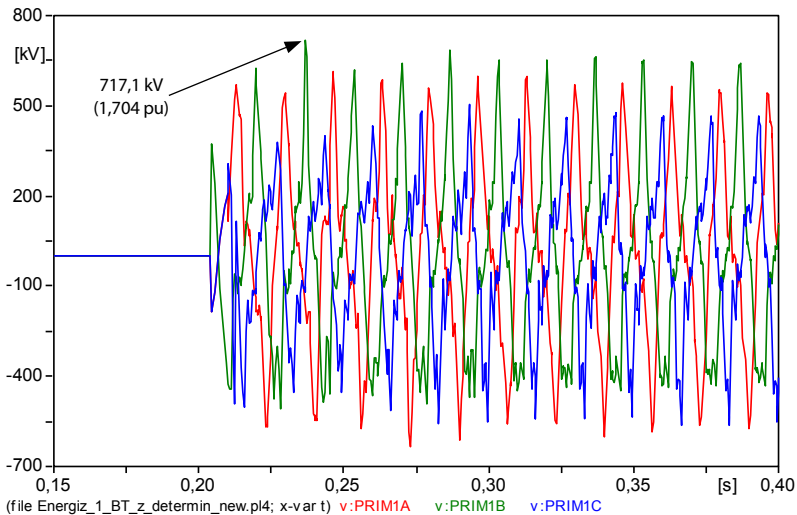


Figura A7.13: Tensão no lado de BT (pior caso) obtida com chave determinística

7.3.2.4 Frequência de ressonância do sistema durante a energização

A Figura A7.14 apresenta a variação da impedância com a frequência vista pelo terminal do transformador. Para a obtenção desse resultado, todas as fontes equivalentes do sistema foram curto-circuitadas e aterradas e substituído o transformador por uma fonte de corrente com amplitude igual a 1,0 A e zero grau de ângulo de defasagem.

A curva vermelha corresponde ao sistema sem contingência alguma, enquanto que a verde inclui a saída de uma linha (Ourolândia – Juazeiro de 500 kV). Visto pelo ponto da manobra do transformador, as ressonâncias mais significativas da rede ocorrem:

- Sem contingência (curva vermelha): para uma frequência de 510 Hz, próxima aos harmônicos de ordem 8, com amplitude da ordem de 2.507 Ω .
- Com contingência (curva verde, saída da linha Ourolândia – Juazeiro): para uma frequência de 540 Hz, correspondente aos harmônicos de ordem 9, com amplitude da ordem de 2.703 Ω .

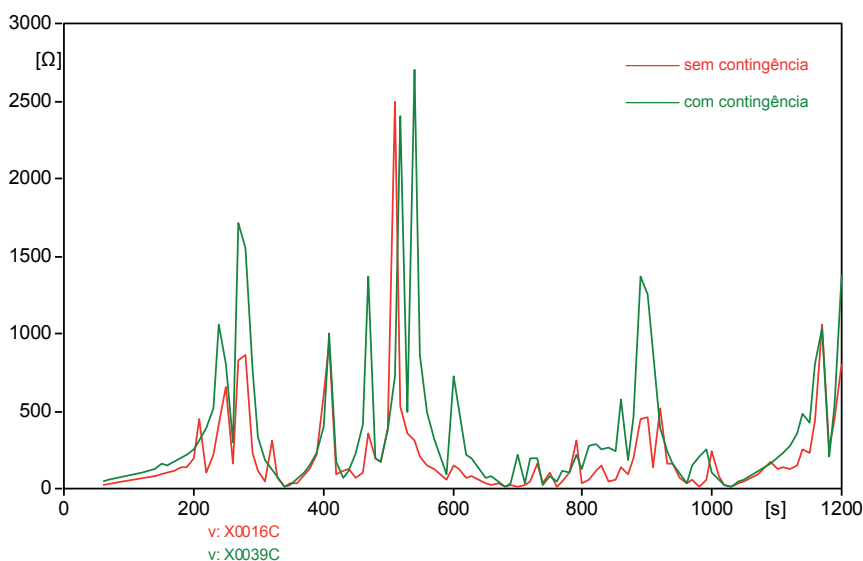


Figura A7.14: Resposta em frequência ($\Omega \times f$) vista pelo transformador

A importância dessa análise é que, durante a energização, caso ocorram frequências próximas de 510 Hz (e 540 Hz durante contingência), podem surgir sobretensões devido a esses harmônicos (de ordem 8º e 9º). Como no caso sem contingência, a ordem do harmônico predominante é de 510 Hz/60 Hz = 8,5 (não inteiro) a probabilidade da ocorrência dessas sobretensões seria baixa. Outras frequências nas quais poderia ocorrer ressonância, no caso com contingência seria na faixa de 270 Hz e 900 Hz.

7.3.2.5 Uso de resistores de pré-inserção

Neste item serão apresentados os resultados referentes à possibilidade do uso de resistores de pré-inserção durante a energização do transformador pelo lado de 500 kV. Na Figura A7.15, mostra-se o arranjo das chaves (controladas por tempo) utilizadas na simulação. O objetivo é a redução das correntes de *inrush* e para isso a chave t_1 é aberta em um instante arbitrário deixando um fluxo residual no transformador. No instante em que o transformador precise ser energizado a chave t_2 é fechada (por exemplo, $t_2 = 202,7$ ms) inserindo o resistor de pré-inserção que deve cortar a corrente de *inrush* para, finalmente, essa (chave t_2) ser bypassada pela chave t_3 . Após a conexão da última chave, a chave t_2 pode ser aberta.

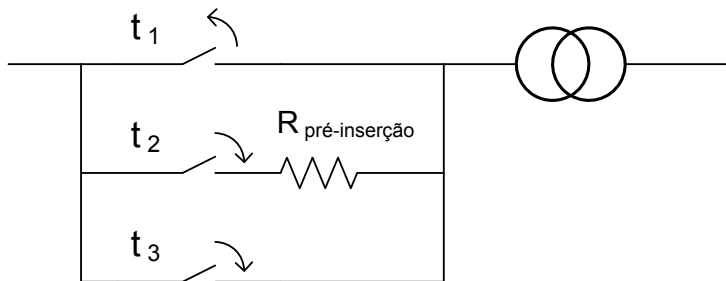


Figura A7.15: Uso de resistor de pré-inserção

Na Tabela A7.3, são apresentados os resultados (chaves normais determinísticas) obtidos para diferentes valores de resistores de pré-inserção e as respectivas correntes de *inrush* (primeiro valor de pico), bem como o valor de pico da maior sobretensão. O valor de tensão de pico por fase (em regime) é de 445 kV.

Tabela A7.3: Uso de resistor de pré-inserção durante energização pelo lado de 500 kV

	R pré-inserção (Ω)	I_{inrush} de pico (A)	V_{inrush} de pico (kV)
1	200	856,7	493,3
2	400	564,8	465,0
3	800	334,0	453,0
4	1.000	277,2	449,4

Verifica-se que o resistor de pré-inserção reduz a corrente de *inrush* de forma significativa, inclusive durante os primeiros ciclos. Após a sua inserção, as correntes de *inrush* são inferiores à corrente nominal do transformador.

Por exemplo, resistores de $800\ \Omega$ reduziram o primeiro pico da corrente de *inrush* a aproximadamente 334 A, conforme mostrado na Figura A7.16. Outros valores (menores) de resistores de pré-inserção (vide Tabela A7.3) apresentaram o mesmo comportamento sendo, porém menos efetivos.

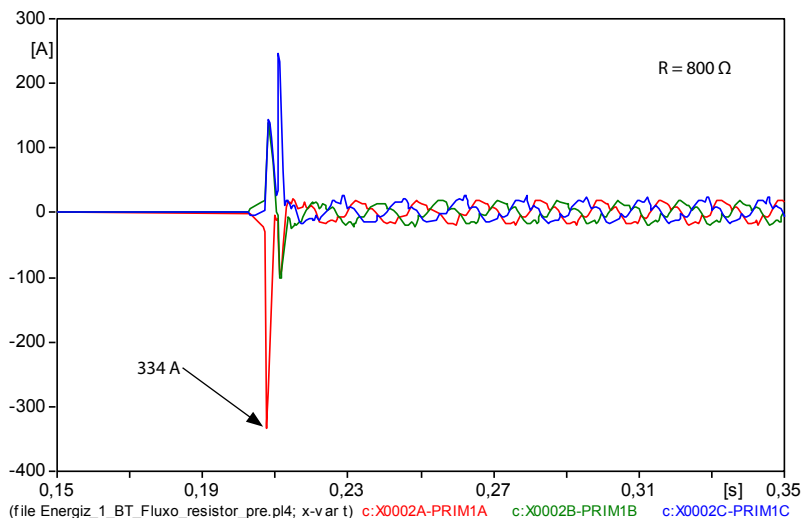


Figura A7.16: Corrente de *inrush* para Resistor de pré-inserção = $800\ \Omega$

O fechamento simultâneo das três fases da chave t_2 (contendo o resistor de pré-inserção) ocorreu quando $\Phi_{\text{residual}} = \Phi_{\text{prospectivo}}$ na fase A. O fechamento dessa chave t_2 em outros instantes, por exemplo, quando o fluxo está no máximo da semi-onda oposta, gerou correntes de *inrush* maiores, porém, estas (valor de pico) foram menores que a corrente nominal do transformador.

7.3.2.6 Energização durante contingência

Foi também analisada a possibilidade energização do transformador durante períodos de contingência. No caso específico de análise foi simulada a saída da linha Juazeiro – Ouroândia, próxima ao terminal de 500 kV por onde o transformador está sendo energizado. Nessa condição, foram simulados dois casos:

1. Melhor condição de fechamento.
2. Pior condição de fechamento.

Em ambos os casos será apenas ilustrada a estratégia de fechamento rápido.

1. Melhor condição de fechamento.

Foi considerada a condição $\Phi_{\text{residual}} = \Phi_{\text{prospectivo}}$ para fechamento do primeiro polo (que possui o menor fluxo residual) e aproximadamente 90° depois; ou, no instante em que cruzam os fluxos (residual e prospectivo) nessas fases, são fechados os polos restantes. Nesse caso, foi a fase C que mostrou o menor fluxo residual (34,9 Wb) e, portanto, foi essa fase a primeira a ser fechada ($T_C = 0,20854\text{s}$) e logo as fases restantes ($T_A = T_B = 0,2119\text{s}$). A maior corrente de *inrush* (valor de pico) foi de aproximadamente 26,6 A (fase A), conforme mostrado na Figura A7.17.

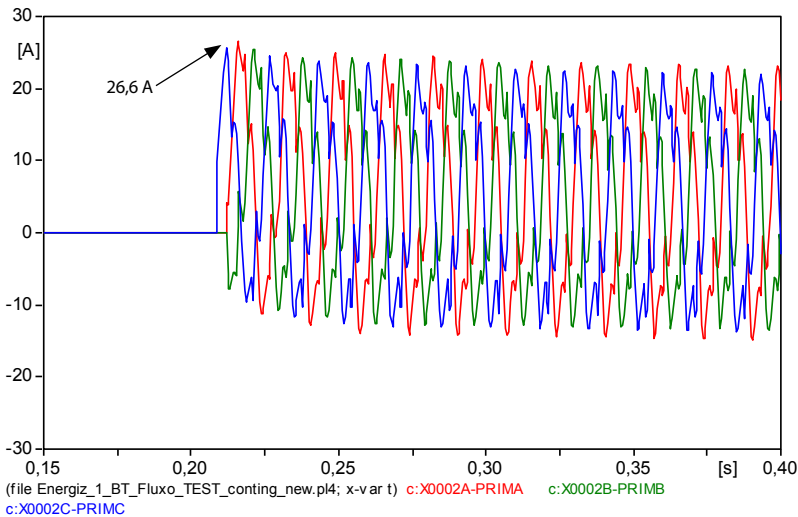


Figura A7.17: Melhor corrente de *inrush* para o caso com contingência (estratégia de fechamento rápido)

2. Pior condição de fechamento.

A fase C é fechada no ponto máximo do seu fluxo prospectivo ($T_C = 0,2126s$) e 90° depois são fechadas as fases restantes ($T_A = T_B = 0,21677s$). A corrente de *inrush* (valor de pico) na fase B (máxima) foi igual a 6,92 kA (Figura A7.18).

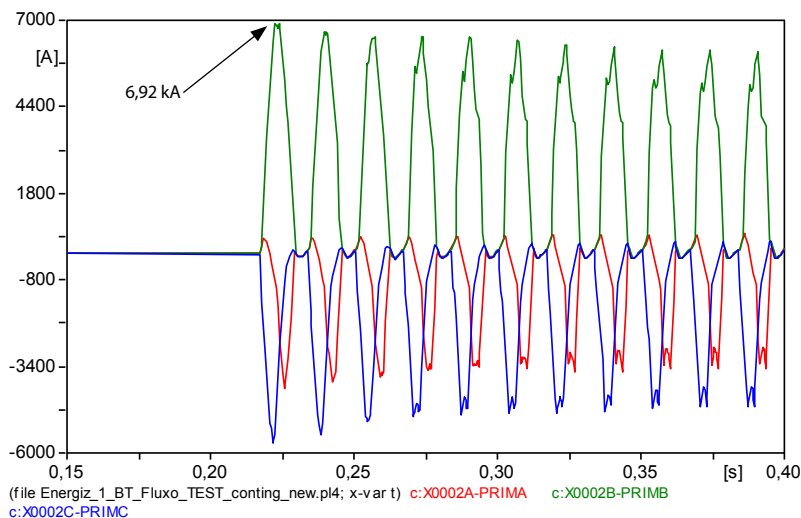


Figura A7.18: Pior corrente de *inrush* para o caso com contingência (estratégia de fechamento rápido)

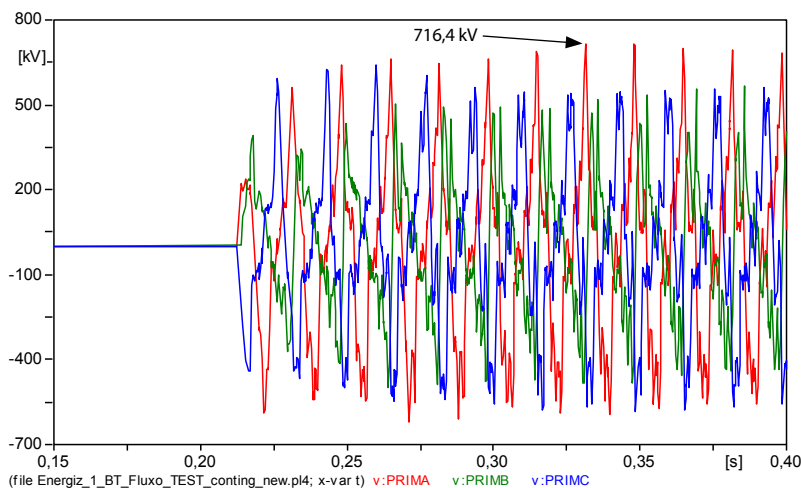


Figura A7.19: Tensão terminal do transformador (lado 500 kV) para a pior corrente de *inrush*

A maior tensão no terminal do transformador (lado 500 kV) na pior condição de energização foi de 716,4 kV (1,755 pu), conforme mostrado na Figura A7.19.

7.3.3 Energização pelo lado 1.000 kV

De forma similar ao estudo de energização pelo lado de 500 kV, nesse caso, serão também apresentados os resultados do melhor e pior instante de energização do transformador de Ouroilândia pelo lado de 1.000 kV.

A tensão de pré-energização na entrada ao transformador foi igual a 1,066 pu. Os fluxos residuais, após a abertura do transformador (em $t = 0,05$ s nas três chaves M), para logo este ser re-energizado, foram iguais a: $\Phi_{A_resid} = 535,6$ Wb, $\Phi_{B_resid} = 82,8$ Wb (menor fluxo residual), e $\Phi_{C_resid} = -604,4$ Wb.

Foi possível observar na seção precedente (energização pelo lado de 500 kV), que a estratégia de energização rápida, na qual se precisa conhecer o fluxo residual nas três fases, ofereceu os melhores resultados em termos da melhor e pior condição de energização. Por isso, nesta seção será apenas utilizada esta estratégia.

7.3.3.1 Melhor instante de fechamento – estratégia de energização rápida

Na Figura A7.20, apresenta-se a corrente de *inrush* para energização no lado de 1.000 kV com os capacitores série inseridos na linha. Nesse caso, as chaves N estão sendo fechadas em $T_B = 0,2030$ s ($\Phi_{prospectivo} = \Phi_{residual}$), $T_A = T_C = 0,2064$ s, ou seja, aproximadamente 73° após fechar a fase B (Figura A7.20), instante no qual os fluxos residual e prospectivo destas fases se intersectam. Observa-se que a amplitude máxima do primeiro pico é de apenas 12,9 A. Esse valor é metade do valor da corrente de *inrush* apresentado para esta mesma estratégia no lado de 500 kV. Conforme se pode esperar, para este caso, a tensão nos terminais do transformador (1.000 kV) não apresenta sobretensão alguma.

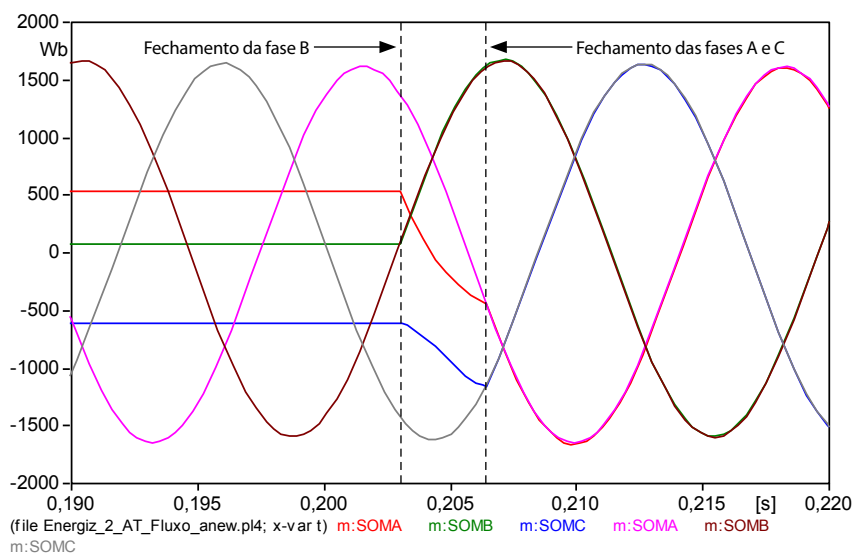
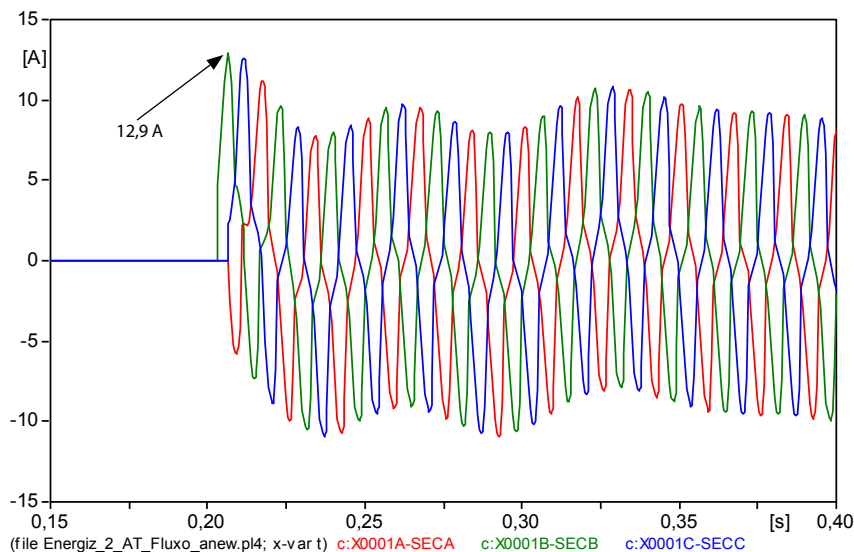


Figura A7.20: (a) Corrente de *inrush* para estratégia de energização rápida, (b) instantes de fechamento dos fluxos prospectivo e residual

7.3.3.2 Pior instante de fechamento

Para a solicitação “mais severa”, foi também efetuada energização com fechamento sincronizado. Nesse caso, o fechamento do primeiro polo (fase B) ocorre no instante em que o fluxo residual está no “máximo oposto” ($T_B = 0,2154s$). Porém, o fechamento das outras duas fases (Fases A e C) ocorre 90° elétricos ($t = 4,1667ms$) após o fechamento do 1º polo. Sob essas condições, o maior valor da corrente de *inrush* ocorre na fase A sendo igual a 3,57 kA (valor de pico).

Nota-se que esse valor máximo de corrente é menor ao obtido no caso da pior corrente de *inrush*, quando a energização era realizada pelo lado de 500 kV, sem contingência.

Observou-se que a forma (alternada) da corrente de *inrush*, mostrada na Figura A7.21, deve-se aos capacitores série situados nas linhas vizinhas, pois, quando bypassados, um ou ambos os capacitores próximos ao transformador, a forma da corrente aproximou-se daquela típica de *inrush* em transformadores.

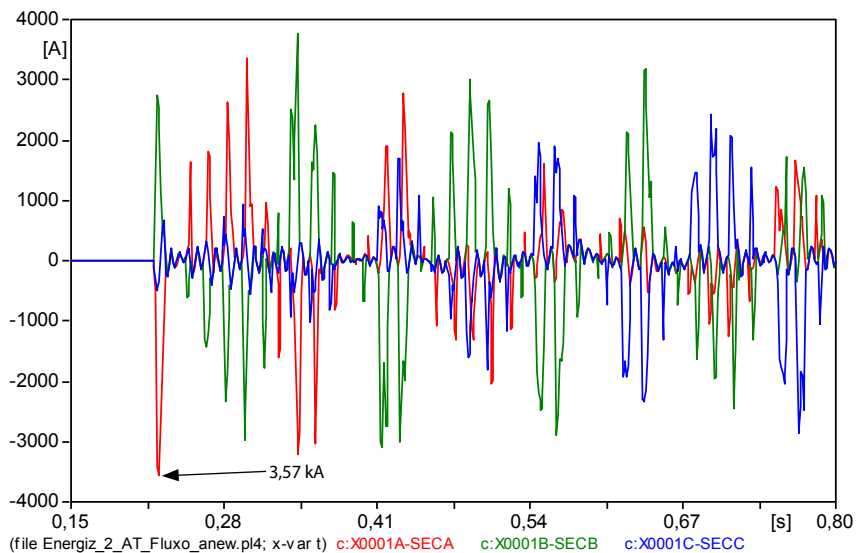


Figura A7.21: Pior corrente de *inrush* durante energização no máximo fluxo da curva oposta

Na Figura A7.22, é mostrada a corrente de *inrush* considerando “um” dos capacitores série bypassados. Foi bypassado o capacitor próximo ao transformador (lado 1.000 kV). Ambas as respostas apresentam valores de pico próximos, com a diferença que o amortecimento no caso da Figura A7.22 é mais evidente, embora o maior pico (4,26 kA) apareça nesta resposta.

Essa corrente de *inrush* na fase A representa a pior condição de energização do transformador e será com essa condição que será processado o fechamento estatístico (pelo menos com um capacitor série bypassado).

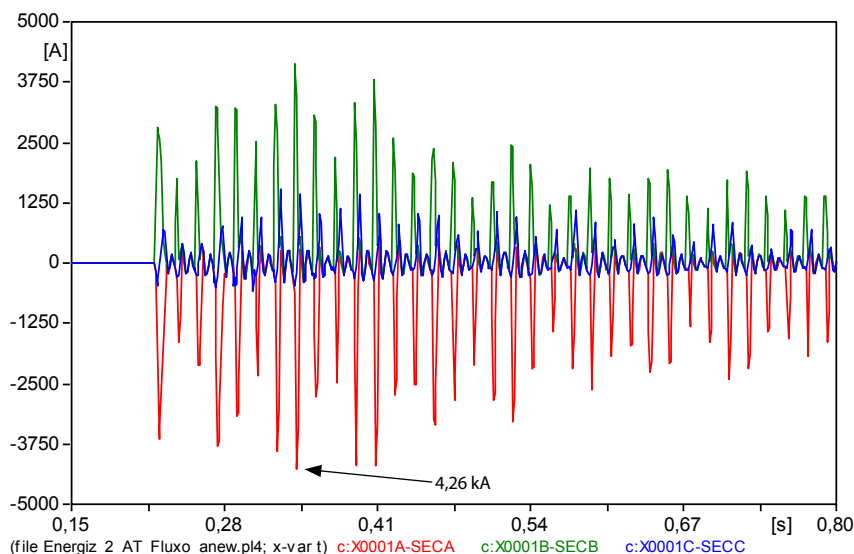


Figura A7.22: Correntes de *inrush* com o capacitor (próximo) do trecho Ourolândia – Igaporã bypassado

Na Tabela A7.4, são apresentados os valores referentes ao fechamento com chaves estatísticas (tensão) considerando o pior caso da corrente de *in-rush* apresentada na Figura A7.22.

Tabela A7.4: Energização estatística (pior caso) pelo lado 1.000 kV

Fase	Vmed (pu)	σ (pu)	Vmax medido(pu)
A	2,035	0,3255	2,011
B	1,691	0,0600	1,785
C	1,778	0,2453	1,837

A solicitação identificada como a mais severa da simulação estatística foi também reproduzida de forma determinística. Essa resposta está sendo mostrada na Figura A7.23.

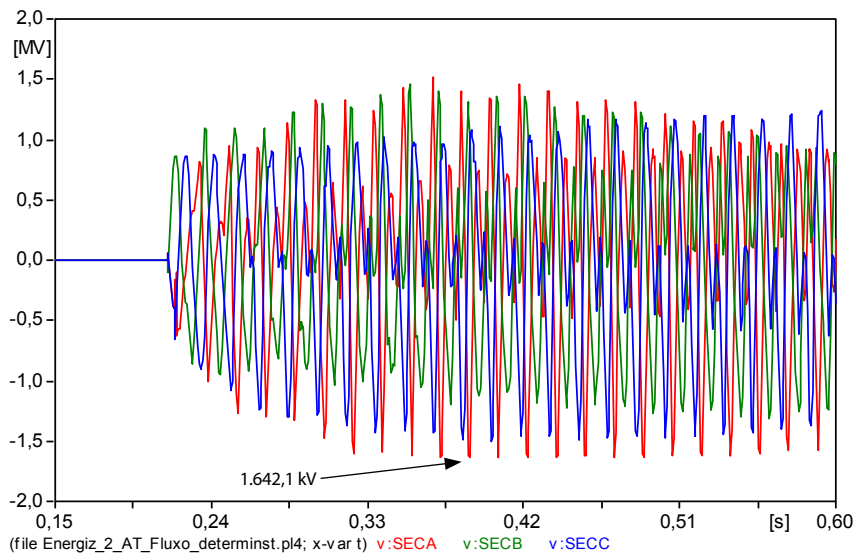


Figura A7.23: Tensão no lado AT (pior caso) obtida com chave determinística (2,01 pu)

7.3.3.3 Uso de resistores de pré-inserção

De forma análoga ao uso de resistores de pré-inserção realizada para o lado de 500 kV, foram também realizadas simulações considerando essa alternativa de energização pelo lado de 1.000 kV. Nesse caso, preocupou-se em observar as respostas realizando o *bypass* do capacitor série próximo à barra de Ourolândia, seja no trecho Ourolândia – Igaraporã ou no trecho Milagres – Ourolândia.

Na Tabela A7.5, são apresentados os resultados (chaves normais determinísticas) obtidos para diferentes valores de resistores de pré-inserção e as respectivas correntes de *inrush* (primeiro valor de pico) bem como o valor de pico da maior sobretensão. O valor da tensão de pico, por fase (em regime), é de 875 kV.

Tabela A7.5: Uso de resistor de pré-inserção durante energização pelo lado de 1.000 kV

	R pré-inserção (Ω)	I_{inrush} de pico (A)	V_{inrush} de pico (kV)
1	800	660,0	925,0
2	1.000	548,0	907,0
3	1.500	392,6	896,0
4	2.000	306,6	888,0

Nota-se que resistores de 2.000 Ω , por exemplo, reduziram o primeiro pico da corrente de *inrush* a aproximadamente 306,6 A (Figura A7.24). Outros valores (menores) de resistores de pré-inserção (vide Tabela A7.5) apresentaram menor eficácia e dando origem a componentes como as mostradas na Figura A7.25, mas com amplitude inferior ao primeiro valor de pico.

O fechamento simultâneo das três fases da chave t_2 (contendo o resistor de pré-inserção) ocorreu também quando $\Phi_{residual} = \Phi_{prospectivo}$ na fase B ($t = 0,20307s$). O fechamento dessa chave t_2 em outros instantes, por exemplo, quando o fluxo está no máximo da semi-onda oposta, gerou correntes de *inrush* maiores, porém, estas (valor de pico) foram inferiores à corrente nominal do transformador.

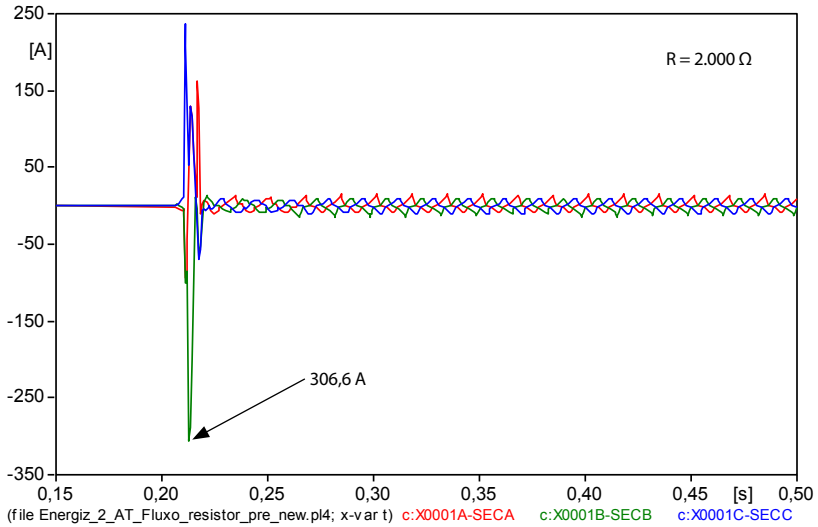


Figura A7.24: Corrente de *inrush* para Resistor de pré-inserção = 2.000 Ω com o capacitor série próximo do terminal de Ourolândia bypassado

Na Figura A7.25 é mostrada a corrente de *inrush* “sem” nenhum capacitor série bypassado. Observa-se que após o fechamento da chave t_3 (que bypassa o resistor de pré-inserção) aparecem componentes de corrente de *inrush* periódicas.

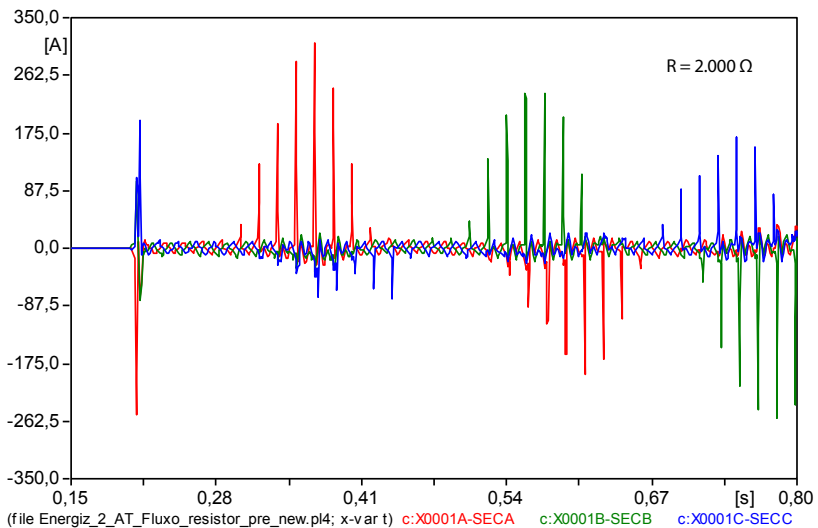


Figura A7.25: Corrente de *inrush* com todos os capacitores série inseridos

7.4 Deslocamento de ± 1 ms no Fechamento

Foi também analisada a possibilidade de deslocamento de ± 1 ms durante o fechamento do primeiro polo, tanto nos casos da melhor como da pior condição. Esses resultados serão apenas mostrados nas tabelas a seguir, incluindo aqueles valores nos quais o fechamento foi no instante exato.

Serão apresentados os máximos valores (de pico) da corrente de *inrush* como da sobretensão produto desta corrente. Ressalta-se que esses valores de sobretensão não correspondem ao fechamento estatístico, mas apenas à sobretensão originada pela corrente de *inrush*. Esse erro no fechamento será aplicado apenas sobre a estratégia de fechamento rápido. Isto é, na melhor e pior condição, o fechamento do primeiro polo, e das fases restantes, será adiantado/atrasado de ± 1 ms.

Nas Tabelas A7.6 e A7.7, são apresentados os resultados das simulações para o caso quando o transformador é energizado pelo lado de 500 kV e 1.000 kV, respectivamente.

Tabela A7.6: Dispersão no tempo de fechamento do 1º polo (500 kV)

Caso (condição)	Dispersão do 1º polo	$I_{inrush\ pico}$ (A)	V_{pico} (kV)	Fase (I_{inrush})	Fase (sobretensão)
Melhor	-1 ms	2.017,4	583,0	A	B
	0	25,7	443,6	B	A, B, C
	+1 ms	2.318,9	586,2	A	B
Pior	-1 ms	8.259,1	633,7	A	B
	0	9.060,0	582,0	A	B
	+1 ms	7.966,6	640,8	A	B

Tabela A7.7: Dispersão no tempo de fechamento do 1º polo (1.000 kV)*

Caso (condição)	Dispersão do 1º polo	$I_{inrush\ pico}$ (A)	V_{pico} (kV)	Fase (I_{inrush})	Fase (sobretensão)
Melhor	-1 ms	1.564,4	1.139,5	A	A
	0	12,9	870,4	B	A, B, C
	+1 ms	1.921,3	1.192,1	A	A
Pior	-1 ms	3.993,4	1.487,4	A	B
	0	4.260,0	1.519,2	A	B
	+1 ms	4.020,7	1.491,9	A	B

(*) Capacitor série Ouroândia-Igaporã bypassado

Para o caso de melhor condição, em ambas as Tabelas pode-se observar que pequenos erros de fechamento (± 1 ms) dão origem a elevadas correntes de *inrush*. Observa-se um aumento nas sobretensões por causa dos erros de fechamento.

Por outro lado, erros de fechamento no caso da “pior” condição reduzem, embora não significativamente, as correntes de *inrush*. As sobretensões não são afetadas de forma expressiva.

7.5 Transformadores Conectados em Paralelo (Ourolândia)

Outro fenômeno semelhante que produz correntes diferenciais são as chamadas energizações solidárias. Esse fenômeno ocorre quando um transformador T_{II} é energizado nas proximidades (paralelo) de outro transformador T_I , que já se encontrava energizado. Nesse caso, as sobretensões que surgem devido à energização do transformador T_{II} fazem com que apareça sobrecorrente também no transformador T_I .

A corrente de *inrush* em um transformador geralmente decai dentro de alguns ciclos, mas, nesse caso, esta corrente pode persistir por mais tempo (até inclusive alguns segundos) o que pode também afetar a operação da proteção diferencial dos transformadores.

7.5.1 Premissas para análise de energização solidária

As premissas para análise desse fenômeno foram as seguintes:

- Ambos os transformadores T_I e T_{II} , a serem conectados em paralelo, são exatamente iguais, mesma potência 1.500 MVA (500 kV/1.000 kV) e possuem os mesmos parâmetros elétricos (curva de saturação com o componente *L(i) type 96* do ATP, reatâncias entre fases, etc.).
- A tensão de pré-energização, com o primeiro transformador já energizado, foi igual a 1,09 pu (545 kVrms), valor este próximo da máxima tensão operativa (550 kV).

Serão apresentados dois casos:

- Energização do transformador T_{II} na presença de sincronizador (chaveamento controlado) para obter a menor corrente de *inrush*.
- Energização do transformador T_{II} (com sincronizador) no ponto máximo (oposto) do fluxo residual.

7.5.2 Melhor instante de conexão do transformador em paralelo, lado 500 kV (com Sincronizador)

A seguir será apresentado o resultado da simulação considerando a “estratégia de fechamento rápido”. Ou seja, a condição $\Phi_{\text{prospectivo}} = \Phi_{\text{residual}}$ na fase C, com menor fluxo residual (37,8 Wb) é cumprida em $T_C = 0,1997\text{s}$, instante no qual é fechada a chave de energização nessa fase. Os instantes de fechamento das fases A e B ocorrem em $T_A = T_B = 0,2035\text{s}$, aproximadamente 82° depois). Observou-se que a corrente de *inrush* do transformador T_{II} , sendo energizado, é baixa (33,8 A). Não houve praticamente sobretensão no lado 500 kV do transformador T_{II} .

A corrente de *inrush* (de pico) no transformador T_I , já energizado, foi de aproximadamente 23,2 A. Observou-se pouca mudança na amplitude dessa corrente. O primeiro transformador (T_I), já energizado, solidariza-se absorvendo parte do fenômeno do segundo transformador (T_{II}), daí o nome de energização solidária.

7.5.3 Pior instante de conexão do transformador em paralelo (com Sincronizador)

Foi estudada a corrente de *inrush* do transformador T_{II} para a pior condição, ou seja, fechamento da chave fase C no máximo oposto do seu fluxo, também para a “estratégia de fechamento rápido”. Nesse caso, os tempos de fechamento foram: $T_C = 0,2041\text{s}$, e $T_A = T_B = 0,20827\text{s}$ (90° após o fechamento da fase C).

A corrente de *inrush* (valor do primeiro pico) do transformador T_{II} , sendo energizado, é igual a 7,44 kA, menor que 9,06 kA obtido quando apenas um transformador era energizado. Esse fato mostra a contribuição (solidariedade) do transformador T_I na redução corrente de *inrush* do transformador T_{II} .

O valor máximo (de pico) da tensão no lado de 500 kV, produto dessa corrente de *inrush*, foi igual a 587 kV, equivalente a 1,44 pu.

7.6 Transformador 3.000 MVA

Devido à possibilidade da linha de 1.000 kV ser também conectada à rede de 500 kV por meio de transformadores de 3.000 MVA, foi também realizado o estudo de energização desta alternativa.

7.6.1 Energização pelo lado de 500 kV

a) Melhor instante de fechamento

O valor máximo de pico dessa corrente é igual a 52,63 A_p (fase A). Observou-se que apesar da forma de onda conter quase todos os harmônicos até a ordem 30º do espectro solicitado, a magnitude destes são relativamente baixas.

b) Pior instante de fechamento

O valor máximo de pico desta corrente foi igual a 12.380 A_p (fase A).

Para esse caso foi também realizado o fechamento estatístico. Para isso, foram considerados os instantes nos quais se obteve maior corrente de *inrush*. Esse instante de energização corresponde ao zero de tensão na barra de manobra, garantindo a pior condição de energização do transformador. Na Tabela A7.8, são mostrados os valores de sobretensão referentes ao fechamento com chaves estatísticas, para a pior condição de energização.

Tabela A7.8: Pior condição da tensão durante energização pelo lado de 500 kV

Fase	Vmed (pu)	σ (pu)	Vmax (pu)
A	1,535	0,0816	1,745
B	1,582	0,1162	1,972
C	1,592	0,1188	1,806

O maior valor de sobretensão produto do fechamento estatístico é igual a 1,972 pu que ocorre na fase B, desvio-padrão igual a 0,1162.

7.6.2 Energização pelo lado de 1.000 kV

a) Melhor instante de fechamento

O valor máximo de pico dessa corrente é igual a 25,70 A (fase B). No caso do melhor instante de fechamento, não há praticamente sobretensão nos terminais do transformador (corrente de *inrush* baixa).

b) Pior instante de fechamento

Nesse caso, o valor máximo de pico desta corrente é igual a 6,06 kA (fase A).

c) Pior instante de fechamento com capacitor série bypassado

Na Tabela A7.9, são apresentados os valores referentes ao fechamento com chaves estatísticas (tensão) considerando o pior caso da corrente de *inrush*.

Tabela A7.9: Energização estatística (pior caso) pelo lado de AT (1.000 kV)

Fase	Vmed (pu)	σ (pu)	Vmax medido (pu)
A	1,999	0,3364	2,048
B	1,922	0,0249	1,987
C	1,818	0,3257	2,006

A solicitação identificada como a mais severa da simulação estatística foi também reproduzida de forma determinística. Essa resposta é mostrada na Figura A7.26.

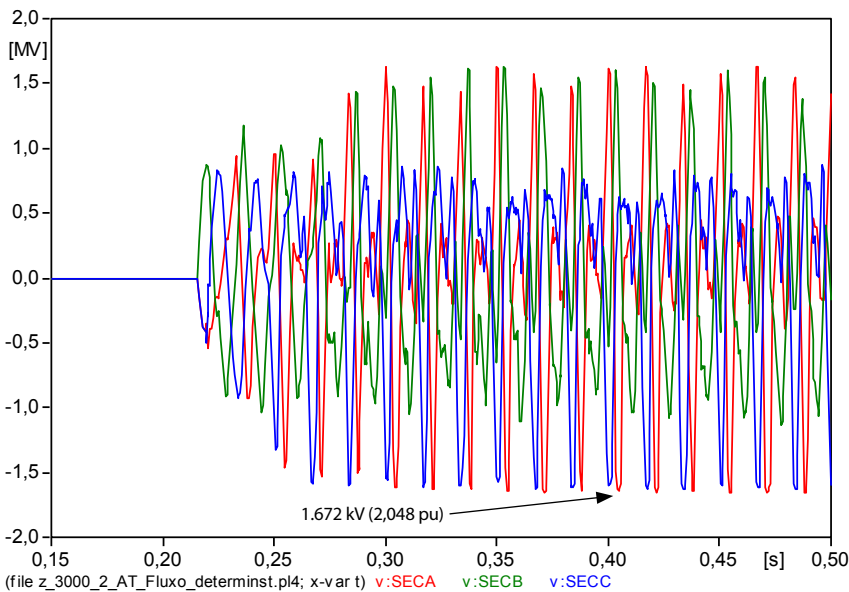


Figura A7.26: Tensão no lado AT (pior caso) obtida com chave determinística (2,051 pu)

ANEXO 8 – Análise de Ressonância Linha e Reator Paralelo

8.1 Objetivo

Para um melhor funcionamento de linhas de transmissão muito longas, convencionou-se inserir compensações reativas, tanto capacitivas (em série) quanto indutivas (em paralelo), de forma a reduzir o comprimento equivalente da linha, interferindo nas correntes de curto, transitórios e outros parâmetros afetados pelo comprimento da linha. Entretanto é preciso dimensionar adequadamente esses equipamentos.

Neste item, o objetivo é a avaliação da resposta em frequência da linha de transmissão com compensação paralela, quando da abertura de uma fase ou de duas fases, uma vez que o acoplamento entre as fases pode apresentar frequências de ressonância com consequente sobretensões. A ressonância pode se dar pela associação série ou paralela entre as impedâncias de sequência, conforme Figura A8.1 e Figura A8.2:

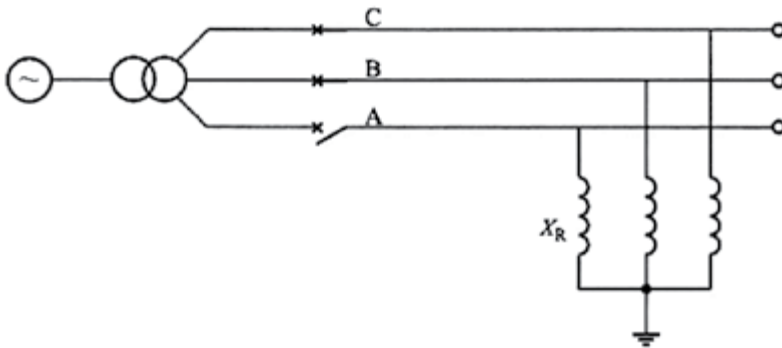


Figura A8.1: Circuito com reator paralelo e uma fase aberta

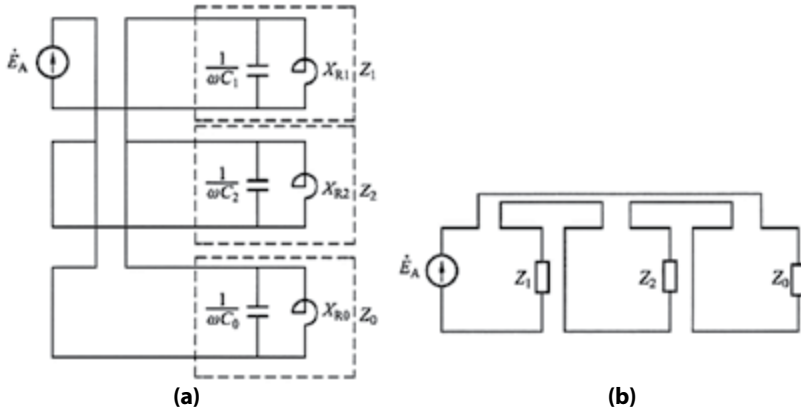


Figura A8.2: Associação das redes equivalentes de sequência para a linha com reatores paralelo e fases em aberto. (a) apenas uma fase em aberto e (b) duas fases em aberto

Para simplificar a análise, a impedância interna das fontes equivalentes e impedância série da linha são desprezadas. Assim, o circuito equivalente é formado apenas das impedâncias do reator paralelo, reator de neutro e do acoplamento capacitivo entre fases.

Com apenas uma fase em aberto, a tensão induzida na fase aberta para terra, U_a , será:

$$\dot{U}_A = \dot{E}_A \frac{Z_1 - Z_0}{Z_1 + 2Z_0}$$

Com duas fases em aberto, a tensão induzida nas fases abertas para terra, U_b e U_c será:

$$\dot{U}_B = \dot{U}_C = \dot{E}_A \frac{Z_0 - Z_1}{Z_0 + 2Z_1}$$

Uma vez que as linhas são geralmente subcompensadas, a impedância de sequência positiva será capacitiva. Se a frequência estiver entre

$$\frac{1}{\sqrt{L_1 C_1}} < \omega < \frac{1}{\sqrt{L_1 C_0}}$$

Então a impedância de sequência zero estará supercompensada, e Z_1 e Z_0 terão sinais opostos e poderá haver ressonância. Não haverá ressonância se não houver compensação paralela na linha ou se a sequência zero for subcompensada.

Uma maneira de mitigar a ressonância é a utilização de reatores de neutro que torna a linha subcompensada para sequência zero, e que também atuam para reduzir as correntes de arco secundário durante faltas.

8.2 Resultados do Sistema com Linha 1.000 kV

Considerando as equações expostas e utilizando os parâmetros da LT 1.000 kV da Tabela A8.1 e dos reatores.

Tabela A8.1: Parâmetros de sequência da linha (60 Hz, 1.000 kV, 440 km)

Sequência positiva		Sequência zero		Unidade
C_1	14,2E-09	C_0	8,65E-09	nF/km
Q_{C1}	2353,8	Q_{C0}	1.430	Mvar
X_{C1}	424,8	X_{C0}	697	Ω

Reatores Paralelo

L1	1,326 H	Ln	0,663 H
Qr	2000 Mvar	Xn	250 Ω
		Lo =	3,31 H

Com reator de neutro igual a $X_n = 250 \Omega$, tem-se a seguinte resposta em frequência (Figura A8.3):

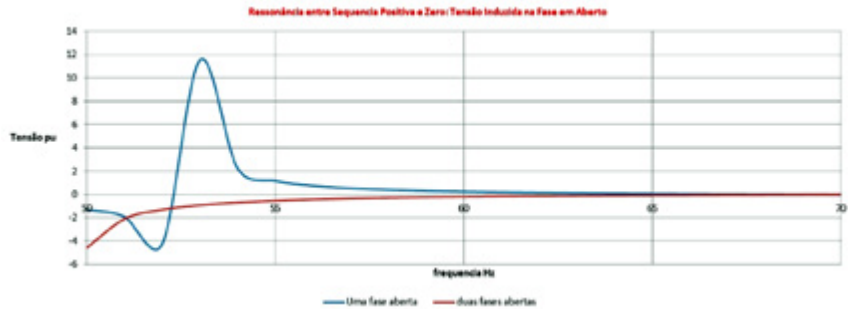


Figura A8.3: Ressonância entre sequência positiva e zero: tensão induzida na fase em aberto. Reator de neutro de 250 Ω

Caso não fosse utilizado o reator de neutro dimensionado, o perfil de sobretensão por ressonância seria conforme Figura A8.4.

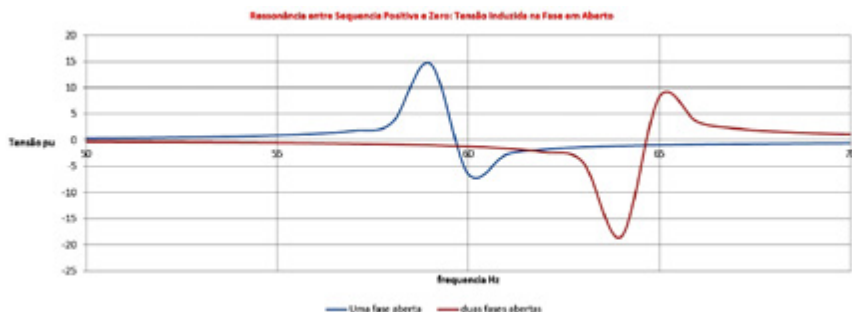


Figura A8.4: Ressonância entre sequência positiva e zero: tensão introduzida na fase em aberto. Sem reator de neutro

São verificadas frequências de ressonância tanto para uma como para duas fases em aberto, dentro da faixa de frequências de 56 Hz a 66 Hz. O dimensionamento do reator de neutro em 250Ω é adequado para a mitigação da ressonância paralela.

8.3 Ressonância do sistema em dois circuitos por trecho 1.000 kV

Para verificar se há ocorrência de ressonância na faixa de 56 Hz a 66 Hz, quando de uma entrada futura de um segundo circuito em 1.000 kV, foi feita modelagem em PSCAD, apresentada na Figura A8.5.

A Figura A8.6 apresenta a impedância em frequência de dois circuitos em 1.000 kV, com abertura de uma ou duas fases de um mesmo circuito. Vê-se que o resultado é similar ao obtido no cálculo com um circuito.

Análise de sensibilidade foi realizada, variando a reatância do reator de neutro, desde 250Ω até 350Ω , corroborando a não existência de ressonância na faixa 56 a 66 Hz entre sequência positiva e zero durante abertura de LT, seja de uma ou de duas fases, com apenas um circuito ou com dois circuitos de 1.000 kV.

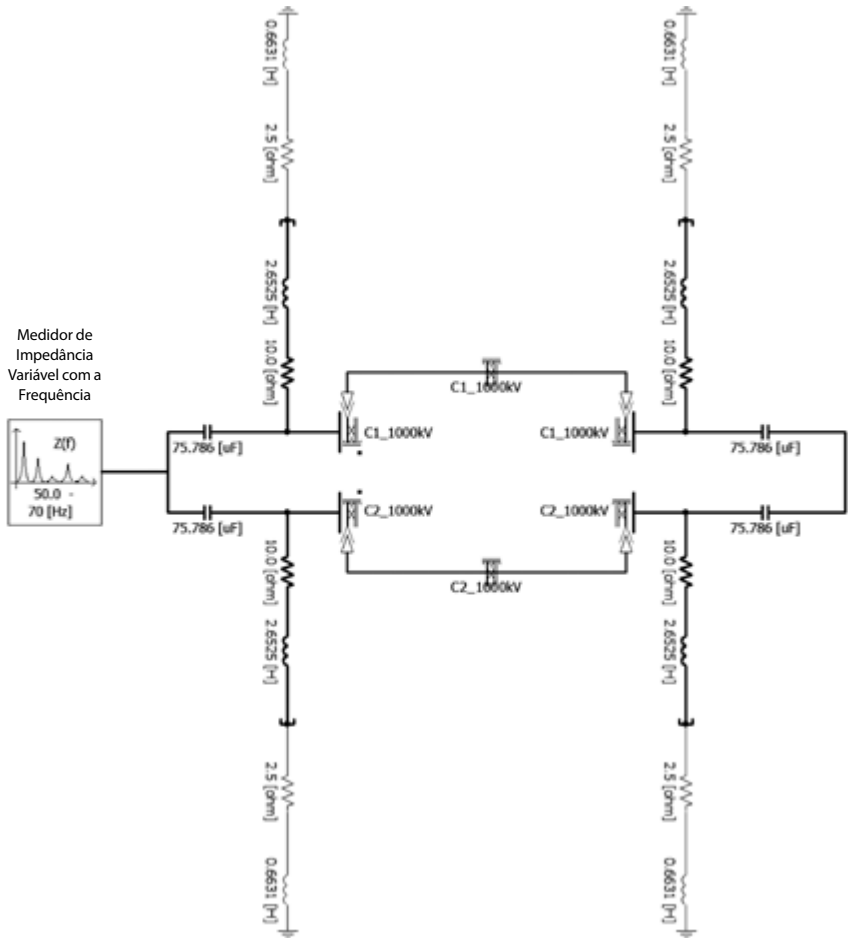


Figura A8.5: Diagrama unifilar com dois circuitos em 1.000 kV

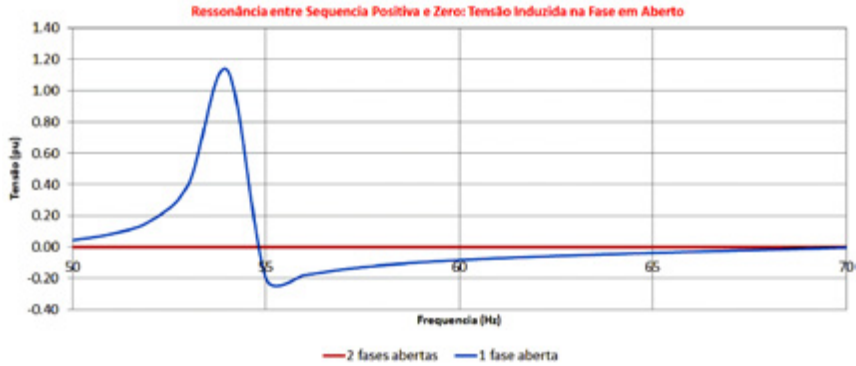


Figura A8.6: Ressonância entre sequência positiva e zero: Tensão introduzida na fase em aberto. Reator de neutro de 250 Ω

ANEXO 9 – Rejeição de Carga e Efeito do Para-Raios (Sistema Expandido)

9.1. Objetivo

Apresentar e analisar as sobretensões decorrentes de manobras por rejeição de carga e religamento tripolar e monopolar, assim como a energia absorvida nos para-raios da linha considerando a evolução do sistema 1.000 kV pela adição de um quarto trecho (Pirapora – Ribeirão das Neves) e de um segundo circuito desde Orolândia a Ribeirão das Neves.

Da análise feita para a alternativa de referência (um circuito), foi concluído que as elevações de tensão não foram significativas e não levaram a altas energias nos para-raios.

Da mesma forma, realiza-se um estudo para o sistema expandido e seus resultados e análise são apresentados a seguir para os seguintes eventos:

- Rejeição com abertura das duas linhas de um lado.
- Similar a (a) seguido de curto monofásico em um dos circuitos.
- Curto monofásico em um circuito seguido de rejeição dos dois circuitos em um lado.
- Similar a (b), porém com abertura e religamento “monopolar” da linha em curto seguido de abertura tripolar permanente desta linha.
- Similar a (b) com abertura e religamento “tripolar” do circuito em curto seguido de abertura tripolar permanente da linha em curto.

9.1.1 Rejeição de carga (Caso a)

O estudo de rejeição de carga foi feito conforme sequência abaixo:

- Abre-se um dos lados das duas linhas em $t = 50$ ms, para todos os trechos, um por vez em cada simulação. O tempo total da simulação é de 500 ms.
- Analisa-se em qual linha ocorreu a maior sobretensão sendo que as medições foram colocadas nos terminais, onde serão instalados os para-raios, e nas barras.
- Observa-se o valor de sobretensão que é comparado com o início da não linearidade da curva V-I do para-raios $\approx 1,91$ pu.

Na Figura A9.1, mostram-se os pontos de medição de tensão (Barra_A_C, AB_0%, AB_100% e Barra_B_C) e a linha de tempo dos eventos. As medições são iguais tanto no circuito 1 (C1) quanto no circuito 2 (C2).

As linhas e barras são nomeadas com a letra inicial da barra.

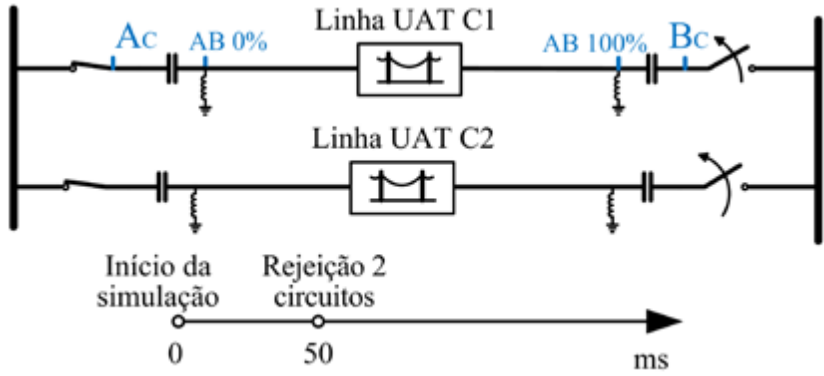


Figura A9.1: Diagrama unifilar simplificado de um trecho de linha de 1.000 kV e a linha de tempo dos eventos

Os resultados das máximas tensões durante o transitório estão descritos na Tabela A9.1.

Tabela A9.1: Valores máximos de tensão durante a rejeição no transitório Vo(+)

Teste	Trecho LT	Terminal aberto	Medição	Barra AC	AB0 0%	AB100 100%	Barra BC
1	MO	M	Vo(+)	1,28	1,25	1,15	1,16
2	MO	O	Vo(+)	1,32	1,33	1,59	1,67
3	OI	O	Vo(+)	1,45	1,40	1,31	1,33
4	OI	I	Vo(+)	1,50	1,46	1,66	1,67
5	IP	I	Vo(+)	1,45	1,39	1,28	1,31
6	IP	P	Vo(+)	1,33	1,32	1,55	1,63
7	PN	P	Vo(+)	1,42	1,46	1,28	1,33
8	PN	N	Vo(+)	1,39	1,42	1,58	1,65

Os valores estão em pu. $V_{base} = 1.000 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 816,5 \text{ kV}$

Nomenclatura:

Os valores máximos de tensão podem ser obtidos em três instantes significativos sendo:

- $V_o(+)$ = Maior tensão durante transitório.
- $V_o(-)$ = Tensão a regime pré-ocorrência.
- $V_o(\text{Sust})$ = Tensão sustentada após o transitório.

Em todos os testes foram bypassados os capacitores série conforme diretrizes do ONS (Submódulo 23.3).

O pior caso de sobretensão ocorre na linha Ouarolândia – Igaporã com 1,66 pu (1.355 kV pico) em 100% do comprimento da linha (AB100), com abertura pelo lado de Igaporã. Na alternativa de referência, a maior sobretensão foi de 1,68 pu no trecho Igaporã – Pirapora para abertura pelo lado de Pirapora.

Ressalta-se na Tabela A9.1 que todos os valores de tensão na barra final (BC) são levemente maiores ao local 100% da linha (AB100), devido a tensão armazenada no capacitor série.

A atuação dos para-raios baseia-se em um limiar de tensão de $\approx 1,9$ pu, o que implica que as sobretensões neste caso não impactam neles.

Na Figura A9.2, apresenta-se o gráfico de tensão medida no final do trecho Ouarolândia – Igaporã (AB100). Mostra-se também os três instantes significativos, onde são identificados os valores máximos.

Em complementação se apresentam na Tabela A9.2 os valores $V_o(-)$ e $V_o(\text{Sust})$.

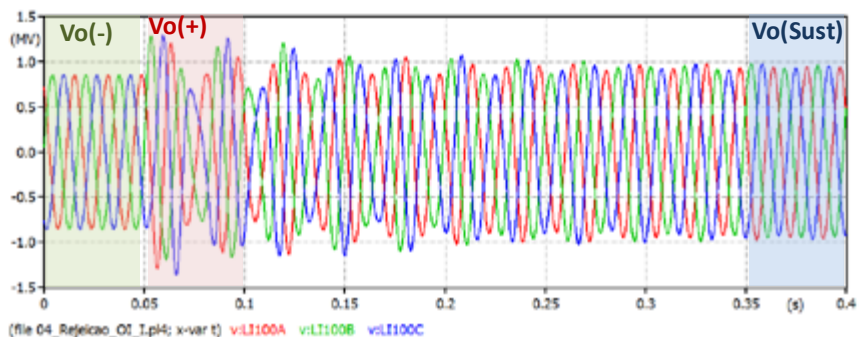


Figura A9.2: Tensão no final do trecho da linha Ouarolândia – Igaporã (AB100), com abertura em Igaporã

No prosseguimento dos estudos dos casos as simulações serão feitas apenas no trecho mais crítico (Ourolândia – Igaporã, rejeição pelo lado de Igaporã). As simulações com curto-circuito sempre serão de tipo monofásico no circuito C1, no final da linha OI (AB100). As rejeições acontecem sempre nos dois circuitos, simultaneamente.

Tabela A9.2: Valores pré-evento Vo(-) e Sustentado Vo(Sust)

Trecho LT	Terminal aberto	Medição	Barra AC	AB0 0%	AB100 100%	Barra BC
MO	M	Vo(-)	1,03	1,03	1,04	1,03
		Vo(Sust)	1,15	1,07	1,04	1,05
MO	O	Vo(-)	1,03	1,03	1,04	1,03
		Vo(Sust)	1,11	1,10	1,13	1,21
OI	O	Vo(-)	1,03	1,03	1,04	1,04
		Vo(Sust)	1,19	1,12	1,09	1,11
OI	I	Vo(-)	1,03	1,03	1,04	1,04
		Vo(Sust)	1,15	1,14	1,17	1,22
IP	I	Vo(-)	1,04	1,04	1,02	1,02
		Vo(Sust)	1,17	1,09	1,06	1,08
IP	P	Vo(-)	1,04	1,04	1,02	1,02
		Vo(Sust)	1,13	1,12	1,15	1,21
PN	P	Vo(-)	1,02	1,03	1,00	1,01
		Vo(Sust)	1,14	1,08	1,06	1,06
PN	N	Vo(-)	1,02	1,03	1,00	1,01
			1,14	1,13	1,14	1,20

9.1.2 Rejeição de carga seguida de curto (Caso b)

Este teste foi realizado na linha Ourolândia – Igaporã, utilizando resistências de curto de 5 Ω e 50 Ω . Inicialmente foram realizadas simulações sem para-raios. A Figura A9.3 mostra o diagrama unifilar simplificado do teste.

Foram observadas as sobretensões nas subestações e nos extremos da linha. A abertura nos disjuntores dos dois circuitos acontece em 50 ms e o curto monofásico no circuito 1 em 63,3 ms (fase A); esse instante foi escolhido por ser quando ocorre a máxima sobretensão. O curto foi inserido no final da linha, do lado onde acontece a rejeição (Igaporã).

Caso a sobretensão de fase ultrapassar 1,9 pu, o caso é repetido e inserido o para-raios e medida além da tensão, a energia absorvida.

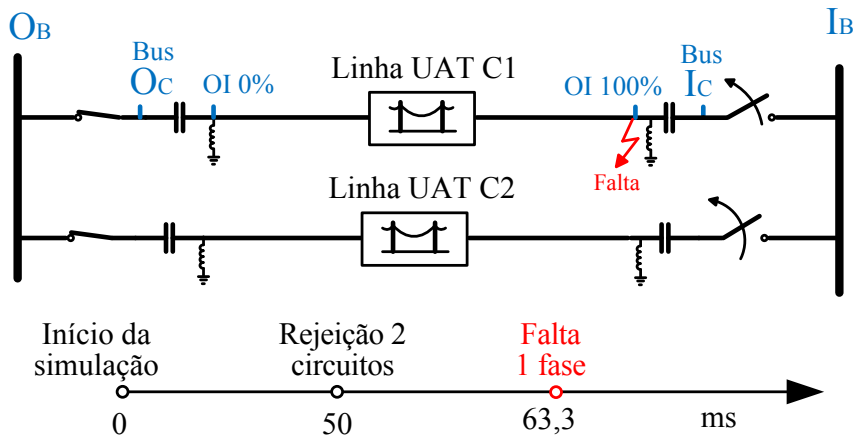


Figura A9.3: Diagrama unifilar do trecho OI com rejeição, falta monofásica e linha de tempo dos eventos

a) Sem para-raios

O valor máximo encontrado é de 2,60 pu e acontece no fim da linha. Dessa forma, é preciso examinar o efeito do para-raios na sobretensão e a energia que ele absorve.

Na Tabela A9.3, apresentam-se os resultados das sobretensões para resistência de curto de 5 Ω e 50 Ω . Na Figura A9.4, apresenta-se o comportamento da tensão medida no final da linha com resistência de curto de 5 Ω .

Tabela A9.3: Sobretensões produzidas pela rejeição seguida de curto ao longo da linha sem PR

Resistência de curto (Ω)	Barra inicial AC	AB0 0%	AB100 100%	Barra final BC
5	1,64	1,58	2,60	2,53
50	1,61	1,54	2,50	2,44

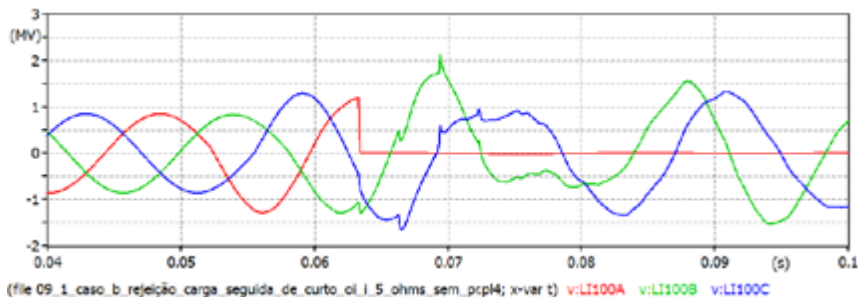


Figura A9.4: Tensão medida no local 100% da linha OI, resistência de curto 5 Ω , sem PR

b) Com para-raios

Na Tabela A9.4, apresentam-se as sobretensões após inserir o para-raios no final da linha (entre o capacitor série e o disjuntor) com resistências de curto 5 Ω e 50 Ω. Na Figura A9.6 apresenta-se a tensão e a energia absorvida pelo para-raios, respectivamente, para resistência de curto 5 Ω.

Tabela A9.4: Sobretensões ante curto na fase A medido ao longo da linha com PR

Resistência de curto (Ω)	Barra inicial AC	AB0 0%	AB100 100%	Barra final BC
5	1,63	1,57	2,02	1,95
50	1,60	1,54	2,01	1,94

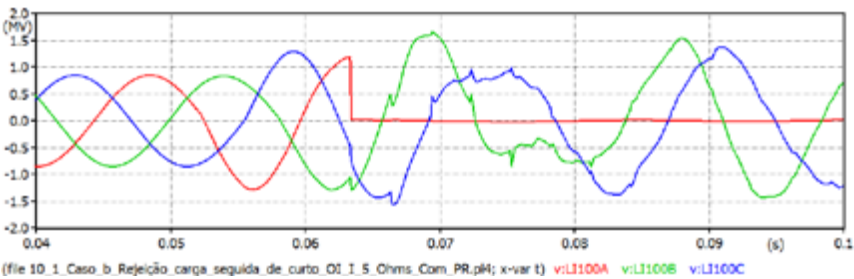


Figura A9.5: Tensão medida no local 100% da linha OI, resistência Curto 5 Ω com PR

A energia absorvida pelo para-raios alocado no final da linha (AC100) é de 1,64 MJ.

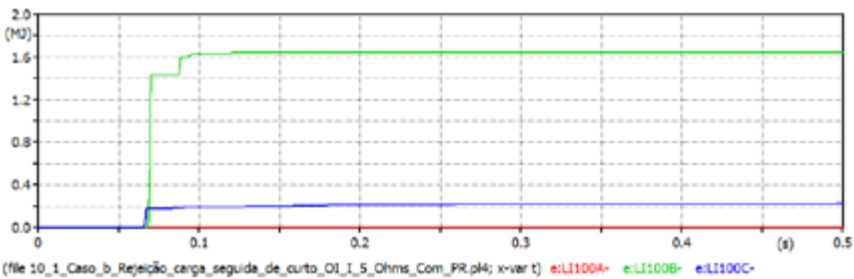


Figura A9.6: Energia absorvida no para-raios no trecho OI

A energia máxima admissível pelo para-raios é $16 \text{ kJ/kV} \cdot 828 \text{ kV} = 13,2 \text{ MJ}$ e, portanto, o valor de 1,64 MJ é bem menor do que à capacidade de absorção do para-raios.

9.1.3 Curto seguido de rejeição (Caso c)

Neste teste, o curto ocorre antes da rejeição. De forma análoga ao caso anterior, utilizam-se resistências de curto de 5 Ω e 50. Os testes são feitos inicialmente sem para-raios de linha e posteriormente estes são inseridos. A Figura A9.7 mostra diagrama unifilar simplificado do teste e a respectiva linha de tempo dos eventos.

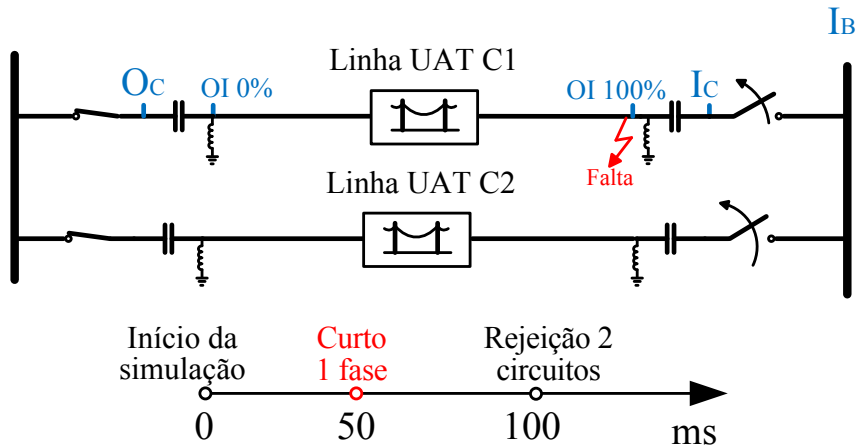


Figura A9.7: Diagrama unifilar do trecho OI com falta monofásica e posterior rejeição, e a linha de tempo dos eventos

a) Sem para-raios

Na Tabela A9.5, apresentam-se os resultados das sobretensões para resistências de curto de 5 Ω e 50 Ω . Na Figura A9.8, apresenta-se o gráfico de tensão medido no final da linha com resistência de curto de 50 Ω .

Tabela A9.5: Sobretensões produzidas pelo curto seguido de rejeição ao longo da linha sem PR

Resistência de curto (Ω)	Barra inicial AC	AB0 0%	AB100 100%	Barra final BC
5	1,45	1,41	1,93	1,93
50	1,49	1,44	2,21	2,39

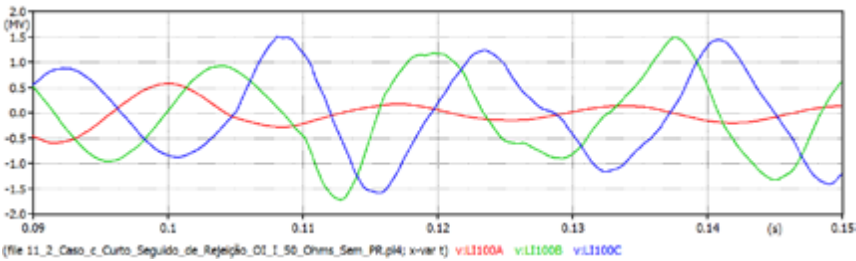


Figura A9.8: Tensão medida no local 100% da linha OI

b) Com para-raios

Na Tabela A9.6, apresentam-se as sobretensões após inserção do para-raios no final da linha com resistências de curto 5 Ω e 50 Ω .

Tabela A9.6: Sobretensões com curto seguido de rejeição ao longo da linha com PR

Resistência de curto (Ω)	Barra inicial AC	AB0 0%	AB100 100%	Barra final BC
5	1,44	1,41	1,85	1,85
50	1,40	1,40	1,91	1,91

Nas Figura A9.9 e Figura A9.10 mostram-se a tensão e a energia absorvida no para-raios para a resistência de curto de 50 Ω , sendo a energia igual a 0,8 MJ.

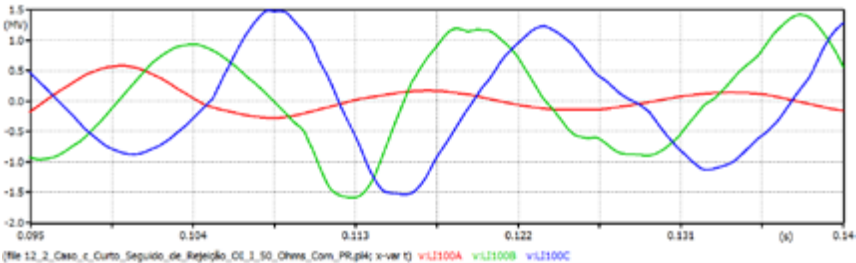


Figura A9.9: Tensão medida no local 100% da linha OI

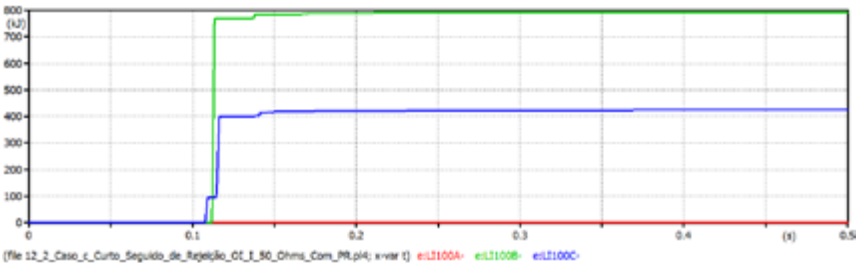


Figura A9.10: Energia absorvida no para-raios no 100% da linha OI no trecho OI

Considerando as sobretensões obtidas nos vários casos, foi possível observar que a maior sobretensão foi produzida no caso rejeição seguida de curto com 2,60 pu.

Assim, os próximos testes serão baseados nesta configuração, e com resistência de curto de 5Ω .

Os testes a seguir correspondem a religamento monopolar e tripolar. A sequência de eventos dos próximos testes são continuação ao caso anterior, adicionando-se apenas os religamentos. Esse tipo de evento mostrou ser o mais crítico, assim os testes serão feitos incluindo os para-raios.

9.1.4 Religamento monopolar sem sucesso (Caso d)

Na Figura A9.11, apresenta-se o diagrama unifilar do trecho OI com rejeição das 3 fases nos dois circuitos, curto monofásico no circuito 1 (C1), abertura monopolar no circuito 1 no lado de O, religamento monopolar no C1 no lado de O e finalmente abertura tripolar nesse mesmo local. Nessa figura aparece também a linha de tempo mostrando cada um dos eventos já descritos.

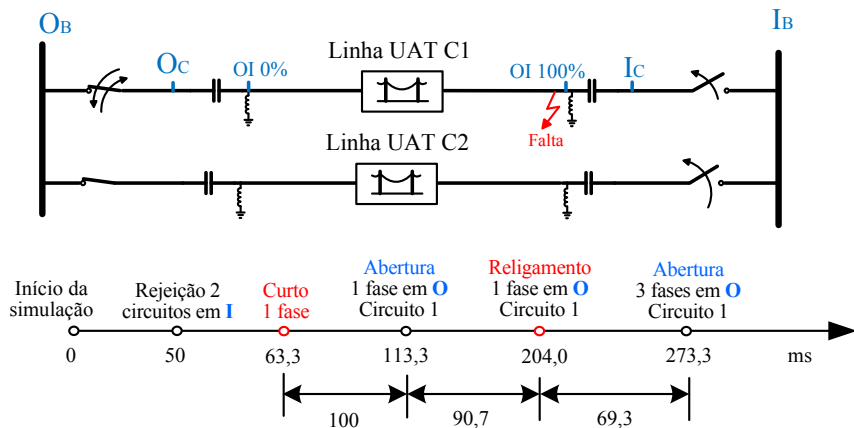


Figura A9.11: Diagrama unifilar do trecho OI com rejeição, curto, abertura monopolar, religamento monopolar e abertura tripolar incluindo a linha tempo dos eventos

O tempo do religamento observado na linha de tempo da Figura A9.11 foi obtido a partir das análises de fechamento sistemático e estatístico.

a) Teste sistemático

Com o intuito de localizar o instante do religamento monopolar com maior impacto na absorção de energia dos para-raios de linha, é desenvolvida uma série de testes sistemáticos. Para isso, foi utilizada a chave (alocada em O) com tempo do início de chaveamento em $t = 200$ ms e um espaçamento de 0,6944 ms equivalente a 15°, resultando em 24 passos para abranger um ciclo da onda.

Na Tabela A9.7, apresenta-se o maior resultado após a inserção de um só para-raios alocado na posição 100% (OI100) e na Barra I (IC), atuando um por vez de forma separada.

Tabela A9.7: Energia absorvida nos para-raios durante religamento monopolar sem sucesso

Local da medição	Energia absorvida (MJ)	Tempo de fechamento da chave (ms)
OI100	1,65	204,17
IC	1,25	204,17

O tempo de fechamento do disjuntor é igual nos dois casos e a energia no para-raios localizado em OI100 da linha é maior se comparada com o para-raios localizado em IC.

b) Teste estatístico

A partir do instante de fechamento da chave obtido no teste sistemático, procede-se a realizar os testes estatísticos. Para isso, utiliza-se uma chave estatística monofásica com as seguintes características:

- Tempo médio 204.1665 ms.
- Desvio de 0,75 ms.
- Distribuição gaussiana com 100 *shots*.

Na Tabela A9.8, apresenta-se o resultado da simulação para cada para-raios. A energia máxima absorvida em 100% (OI100) da linha é maior se comparada com a absorvida na Barra_I. Já os tempos de fechamento da chave (disjuntor) são semelhantes.

Tabela A9.8: Energia absorvida nos PRs durante religamento monopolar sem sucesso (fechamento estatístico)

Local da medição	Energia absorvida (MJ)	Tempo de fechamento da chave (ms)
OI100	1,65	204,15
IC	1,25	204,18

O tempo de religamento monofásico escolhido foi de 204,15 ms, por ser o instante onde foi obtida a maior energia absorvida, nesse caso, pelo para-raios em 100% (OI100) da linha.

As tensões e energia nos para-raios estão apresentadas nas Figura A9.12 e Figura A9.13.

A maior tensão foi de 2,04 pu em (OI100).

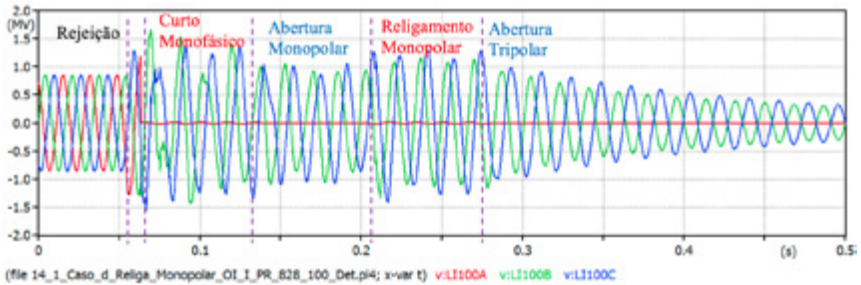


Figura A9.12: Tensão medida a 100% do trecho OI.

A energia absorvida pelo para-raios localizado em 100% (OI100) da linha é de 1,65 MJ.

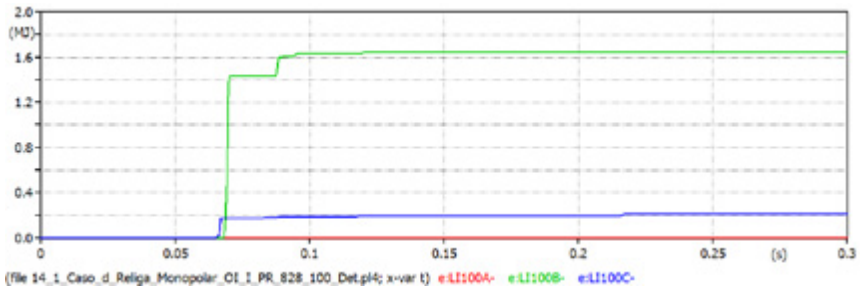


Figura A9.13: Energia absorvida pelo para-raios sem 100% (OI100)

9.1.5 Religamento tripolar sem sucesso (Caso e)

Na Figura A9.14, apresenta-se o diagrama unifilar do trecho OI com rejeição das 3 fases nos dois circuitos, curto monofásico no C1, abertura tripolar no C1 no lado de O, religamento tripolar no C1, no lado de O, e finalmente abertura tripolar nesse mesmo local. Na mesma Figura, mostra-se também a linha de tempo mostrando cada um desses eventos.

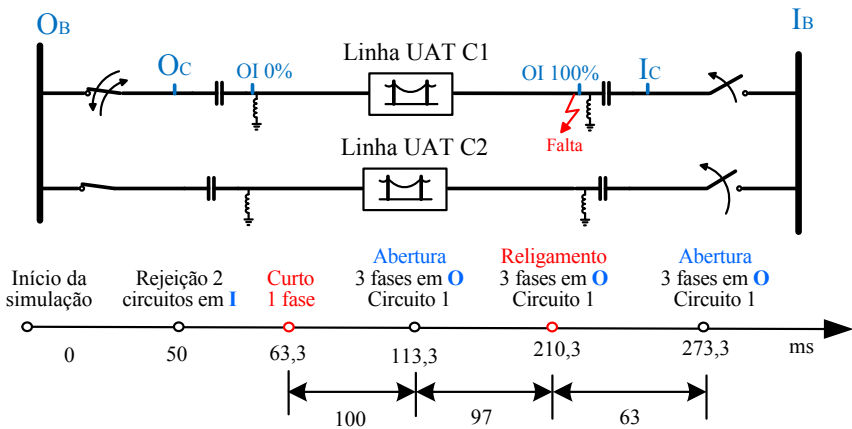


Figura A9.14: Diagrama unifilar do trecho OI com rejeição, curto, abertura tripolar, religamento tripolar e abertura tripolar, e a linha tempo dos eventos

a) Teste sistemático

Na Tabela A9.9, apresenta-se o resultado para a inserção de um só para-raios alocado na posição 100% (OI100) e na Barra I, atuando um por vez, de forma separada.

Tabela A9.9: Energia absorvida nos para-raios durante religamento tripolar sem sucesso (fechamento sistemático)

Local da medição	Energia absorvida (MJ)	Tempo de fechamento da chave (ms)
100%	6,93	210,42
Bus_I	7,50	210,42

O tempo de fechamento do disjuntor é igual em ambos os casos, e a energia é maior no para-raios na Barra_I (IC).

b) Teste estatístico

A partir do instante de fechamento do disjuntor obtido no teste sistemático, procede-se a realizar os testes estatísticos. Para isso, utiliza-se uma chave estatística com as seguintes características:

- Tempo médio 210,41624 ms.
- Desvio de 0,75 ms.
- Distribuição gaussiana com 100 *shots*.

Na Tabela A9.10, apresenta-se o resultado da simulação para cada para-raios. Observa-se que os valores de energia são iguais e os tempos de fechamento dos polos do disjuntor são bem próximos, porém qualquer instante de tempo obtido pode ser utilizado para o teste determinístico.

Tabela A9.10: Energias nos para-raios e tempos de fechamento dos polos

Local medição	Energia absorvida (MJ)	Tempo de fechamento da chave (ms)		
		Polo A	Polo B	Polo C
OI100	7,9	210,72	209,63	210,06
IC	7,9	210,71	209,60	210,58

9.1.6 Simulações de para-raios de linha e barra

Tanto os para-raios de linha como os de barra estavam submetidos a sobretensões que levaria a condução de corrente em ambos.

Simulando os dois para-raios no pior caso (Tabela A9.11) a maior energia em um deles cai para 6,98 MJ.

9.1.7 Análise com diferentes tipos de para-raios

Foram analisados 4 tipos de para-raios no caso mais crítico (religamento tripolar sem sucesso). Na Tabela A9.11, apresentam-se as sobretensões e energias absorvidas nos para-raios analisados. Os diferentes tipos de para-raios foram alocados no lado barra do capacitor série por ser o local mais crítico, segundo os resultados acima apresentados.

Tabela A9.11: Sobretensões e energias para religamento tripolar sem sucesso

Tipo de para-raios, valor da tensão nominal (kV)	Energia máxima suportada (MJ)	Resultados de simulação	
		Tensão máxima medida no PR (pu)	Energia absorvida pelo PR (MJ)
828	12,75	2,06	7,90
788	12,14	1,97	8,53
828 x 4 Colunas	51,00	1,97	8,40
828 x 6 Colunas *	32,29	1,86	11,39

*para-raios especial em desenvolvimento

Na sequência, são apresentadas as tensões e as energias absorvidas pelos para-raios apresentados na Tabela A9.11.

Nas Figura A9.15 e Figura A9.16, apresentam-se a tensão e a energia absorvida pelo para-raios 828 kV, respectivamente.

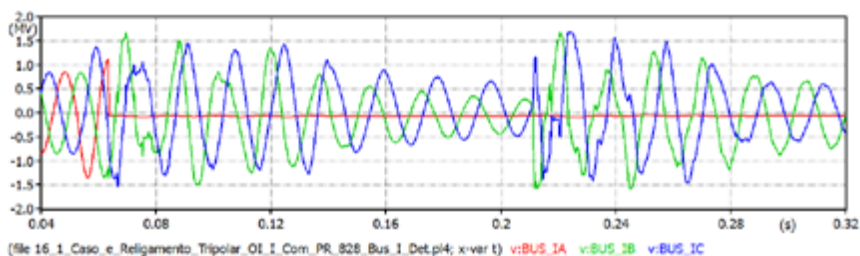


Figura A9.15: Tensão medida na Barra_I, para-raios 828 kV

A energia absorvida no para-raios 828 kV é de 6,98 MJ,

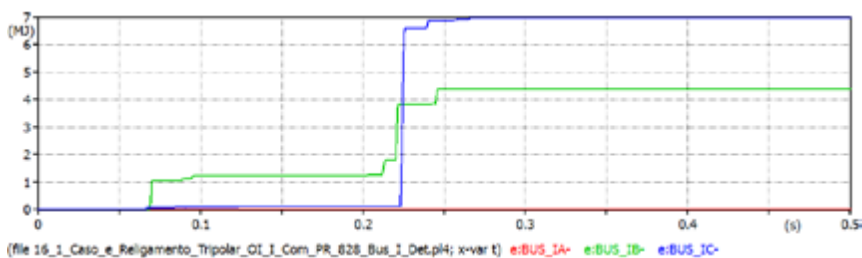


Figura A9.16: Energia absorvida no para-raios 828 kV na Barra_I

Nas Figura A9.17 e Figura A9.18, são apresentadas as tensões e energia para para-raios 788 kV.

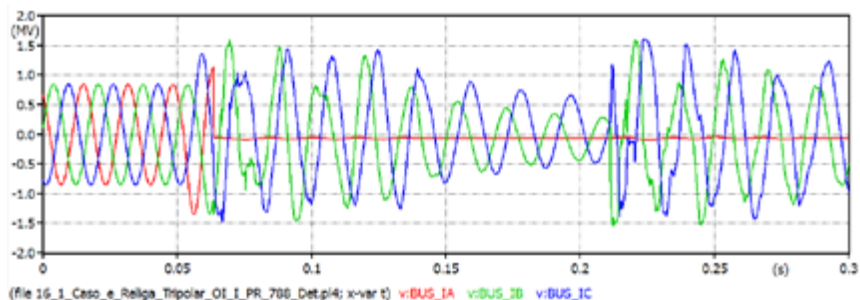


Figura A9.17: Tensão medida na Barra_I, com religamento tripolar com para-raios 788 kV

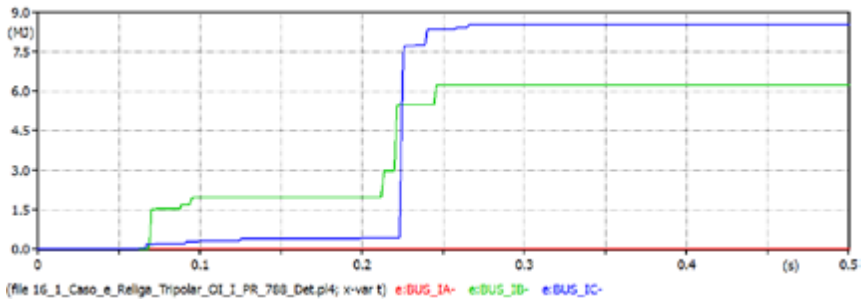


Figura A9.18: Energia absorvida no para-raios 788 kV na Barra_I

Na Figura A9.19, apresenta-se a energia absorvida pelo para-raios 828 kV com 4 colunas.

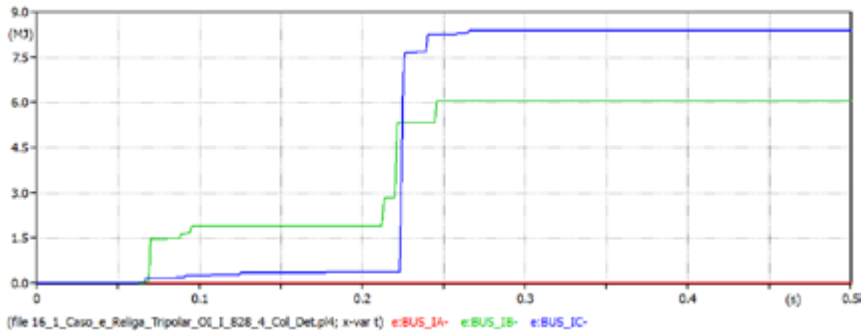


Figura A9.19: Energia absorvida no para-raios 828 kV com 4 colunas

Na Figura A9.20, apresenta a energia absorvida pelo para-raios 828 kV com 6 colunas.

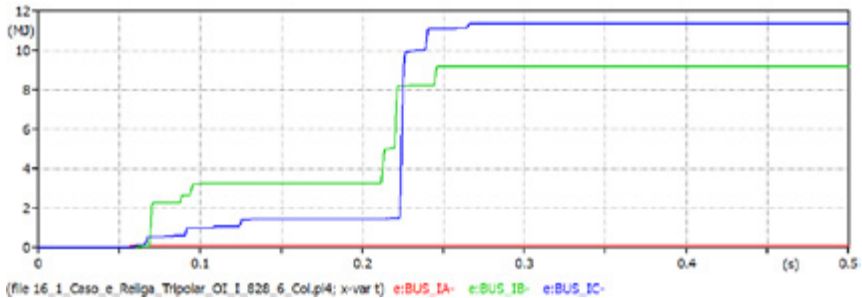


Figura A9.20: Energia absorvida no para-raios 828 kV com 6 colunas

ANEXO 10 – Energização de Linha (Sistema Expandido)

10.1 Objetivo

Apresentar os resultados obtidos para energização da linha de transmissão de 1.000 kV CA expandida (1.620 km) ligando as subestações de Milagres, Ourolândia, Igaporã, Pirapora e Ribeirão das Neves, com dois circuitos nos três últimos trechos.

Por ter apresentado o trecho Ourolândia – Igaporã, no estudo do sistema de referência as maiores sobretensões, será realizado nesse mesmo trecho o estudo de energização de linha para verificação de impacto adicional.

Ressalta-se que, nesse caso, um dos circuitos do trecho em questão é considerado já ligado, enquanto que o segundo circuito deverá ser energizado de um dos lados.

10.2 Constatações

Foram realizadas energizações no segundo trecho da linha de 1.000 kV, Ourolândia – Igaporã energizado por Ourolândia. As energizações realizadas foram sistemáticas (24 chaveamentos), estatísticas (200 chaveamentos) e determinística para o pior caso.

Foi constatado que, comparando o sistema de referência com o sistema expandido, as sobretensões obtidas neste último são menores em aproximadamente 16,7 %.

10.3 Energização de Linha de Transmissão

Primeiramente, foram realizadas energizações sistemáticas. A energização sistemática que tem por objetivo determinar o instante de energização que causa maior sobretensão em um ciclo da rede, numa série de instantes de fechamento do disjuntor ao longo de um ciclo.

Após a determinação do instante de maior sobretensão, é realizada a energização estatística que consiste na aplicação aleatória de 200 chaveamentos em torno deste instante. Dentro dos 200 chaveamentos, é encontrado o caso de pior sobretensão e apresentado de maneira determinística.

10.3.1 Energização sistemática

A energização sistemática consistiu em energizar a linha durante um ciclo da rede de 60 Hz (16,66 ms), com intervalo de 0,69 ms (15° elétricos), ou seja, foram realizadas 24 energizações pelo terminal O, do trecho OI, da linha de 1.000 kV. As três fases são fechadas simultaneamente, bem como o by pass do resistor de pré-inserção.

A Tabela A10.1 a seguir apresenta as maiores sobretensões no trecho OI obtidas por meio da energização sistemática.

Tabela A10.1: Sobretensões devido à Energização Sistemática no trecho m OI

Trechos da LT	Energizado por	Tensões (pu)				
		LT ₀	LT ₂₅	LT ₅₀	LT ₇₅	LT ₁₀₀
Ourolândia – Igaporã	Ourolândia	1,179	1,283	1,372	1,458	1,441

LTx corresponde a x% do comprimento da linha a partir do terminal por onde é energizado

Observa-se que a maior sobretensão de energização de linha ocorreu no 75% do trecho de linha OI energizando por O com um valor 1,458 pu. O valor que tinha sido obtido no sistema de referência foi de 1,751 pu. Isso representa uma diminuição da sobretensão de 16,7% em relação ao sistema de referência.

O tempo do fechamento do disjuntor correspondente à máxima sobretensão é 20,853 ms. Com base neste tempo obtido foram realizadas as simulações de energizações estatísticas como segue.

10.3.2 Energização estatística

Em função da aleatoriedade dos instantes de fechamento dos polos do disjuntor, o estudo das manobras de energização deve ser realizado de maneira estatística, considerando-se uma amostragem de duzentos chaveamentos.

Foram considerados os seguintes valores de desvio-padrão para o disjuntor: 0,75 ms para inserção do resistor de pré-inserção e 1,25 ms para *bypass* do resistor.

No caso do trecho Ourolândia – Igaporã (energização pelo lado de Ourolândia) foram obtidos os valores de tensão fase-terra e fase-fase para cinco pontos da linha. A Tabela A10.2 apresenta os valores para esse caso.

Tabela A10.2: Resultado da energização estatística

Local de medição da sobretensão	Fase-terra e fase-fase	Sobretensão média (pu)	Desvio-padrão (pu)	Máxima sobretensão (pu)
0% da LT	Fase A	1,137	0,030	1,135
	Fase B	1,187	0,030	1,182
	Fase C	1,141	0,046	1,198
	Fase B – Fase C	2,054	0,051	2,131
	Fase A – Fase C	1,944	0,067	2,071
	Fase A – Fase B	2,019	0,069	2,039
25 % da LT	Fase A	1,231	0,043	1,227
	Fase B	1,293	0,039	1,290
	Fase C	1,214	0,041	1,203
	Fase B – Fase C	2,186	0,040	2,325
	Fase A – Fase C	2,066	0,072	2,161
	Fase A – Fase B	2,200	0,075	2,320
50% da LT	Fase A	1,274	0,047	1,251
	Fase B	1,361	0,048	1,373
	Fase C	1,250	0,047	1,285
	Fase B – Fase C	2,253	0,059	2,331
	Fase A – Fase C	2,131	0,079	2,211
	Fase A – Fase B	2,288	0,074	2,438
75 % da LT	Fase A	1,290	0,054	1,246
	Fase B	1,393	0,050	1,459
	Fase C	1,258	0,051	1,312
	Fase B – Fase C	2,265	0,070	2,314
	Fase A – Fase C	2,142	0,092	2,226
	Fase A – Fase B	2,327	0,076	2,484
100% da LT	Fase A	1,290	0,064	1,250
	Fase B	1,394	0,062	1,534
	Fase C	1,245	0,058	1,302
	Fase B – Fase C	2,241	0,077	2,336
	Fase A – Fase C	2,120	0,108	2,216
	Fase A – Fase B	2,319	0,083	2,565

Os máximos valores de sobretensão obtidos na simulação do sistema expandido aconteceram no final da linha OI. Esses valores são menores aos obtidos no sistema de referência para o mesmo caso. No caso de sobretensão fase-terra, ocorreu uma diminuição de 17,4% e no caso da tensão fase-fase de 21,7%.

10.3.3 Determinístico do pior caso

A partir dos tempos de fechamento dos polos do disjuntor para a pior sobretensão obtida na simulação estatística, é realizada a simulação determinística. Na Figura A10.1, apresenta-se o gráfico de sobretensão fase-terra. Já na Figura A10.2, apresentam-se as sobretensões fase-fase, medidas no 100% (LT100) da linha OI energizando por O.

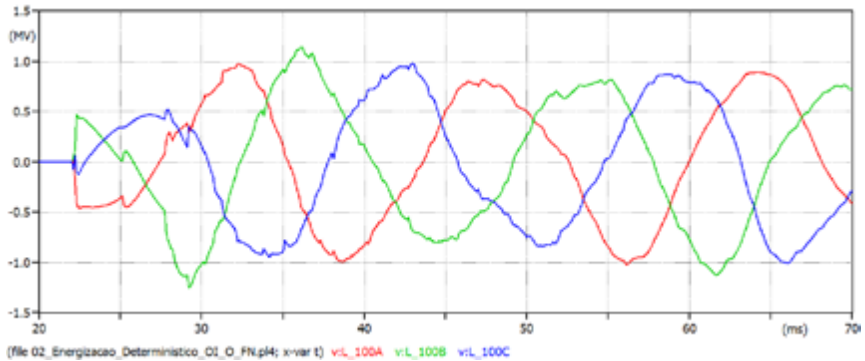


Figura A10.1: Tensão fase-terra no fim da linha (Igaporã – LT100)

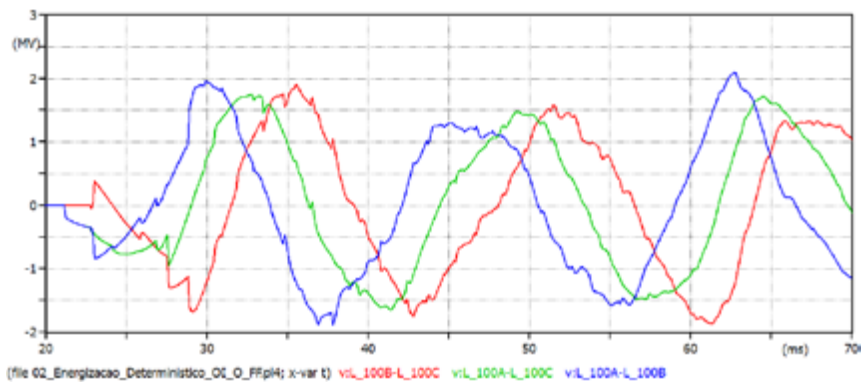


Figura A10.2: Tensão fase-fase no fim da linha (Igaporã – LT100)

ANEXO 11 – Aplicação de Falta (Sistema Expandido)

11.1 Objetivo

Na aplicação de falta deverão ser observadas as sobretensões geradas durante o início da falta e seu possível estresse sobre o nível de isolamento da linha. Em estudos prévios, foram avaliadas as sobretensões para faltas monofásicas ocorrendo a 0%, 25%, 50%, 75% e 100% de comprimento de cada trecho. O pior caso, na ocasião desse estudo, aconteceu no trecho Ourolândia – Igaporã para falta monofásica no ponto OI_{50} (no meio do trecho).

11.2 Resultados

Para a realização deste estudo, assim como dos estudos subsequentes apresentados neste documento, foram utilizados o sistema e os componentes descritos no caso estudado no sistema de referência. Na Figura A11.1, são mostrados os quatro trechos (Milagres – Ourolândia – Igaporã – Pirapora – Ribeirão das Neves) do sistema de 1.000 kV chamado de sistema expandido. Nesta Figura são definidos os trechos com as letras iniciais das subestações (MO – OI – IP – RN).

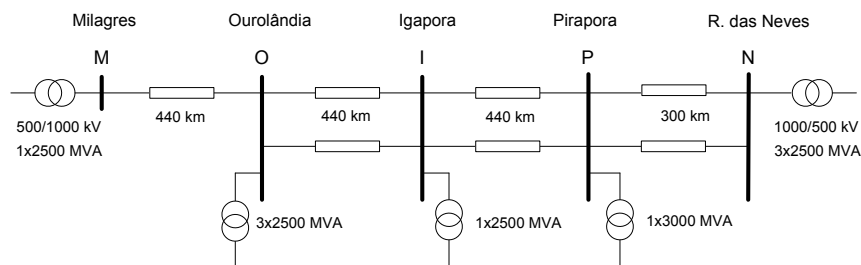


Figura A11.1: Diagrama do sistema expandido de 1.000 kV

Na Figura A11.2, mostram-se os principais componentes utilizados em cada trecho. O reator de neutro (250 Ω) foi colocado no ponto neutro do reator de linha; esta é uma configuração convencional orientada à supressão de correntes de arco secundário.

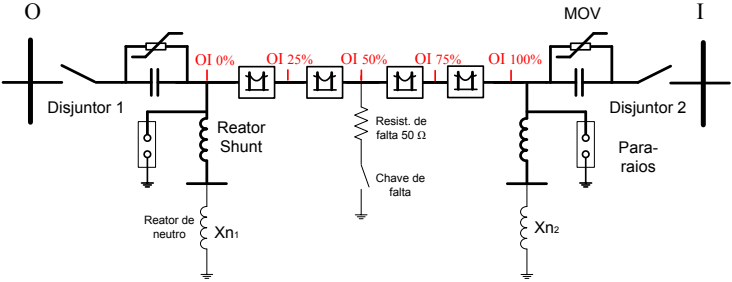


Figura A11.2: Principais componentes, local da falta

Foi simulada falta monofásica no ponto OI₅₀ (meio do trecho Ourulândia – Igaporã) e lidas as tensões, em pontos a 0%, 25%, 50%, 75% e 100% do comprimento de cada trecho. A resistência de falta considerada foi igual a 50 Ω.

Os resultados das sobretensões nas fases são apresentados na Tabela A11.1.

Tabela A11.1: Sobretensões nas fases sãs do trecho Ourulândia – Igaporã para falta monofásica em OI₅₀

Posição na onda de tensão, aplicação da falta	Instante de aplicação da falta (ms)	Valores de Pico (pu) no trecho Ourulândia – Igaporã				
		OI ₀	OI ₂₅	OI ₅₀	OI ₇₅	OI ₁₀₀
Pico do ciclo (+)	14,7	1,091	1,254	1,461	1,291	1,107
Pico do ciclo (-)	23,0	1,090	1,253	1,457	1,291	1,135

Observa-se que o valor de sobretensão máxima obtido no sistema expandido quando a falta é aplicada no pico do semiciclo positivo é de 1,461 pu (Figura A11.3), isto é, 4,3% menor em relação ao valor obtido na alternativa de referência, que foi de 1,526 pu. Essa sobretensão ocorre para falta a 50% do comprimento do trecho, sendo o mesmo ponto analisado na alternativa de referência.

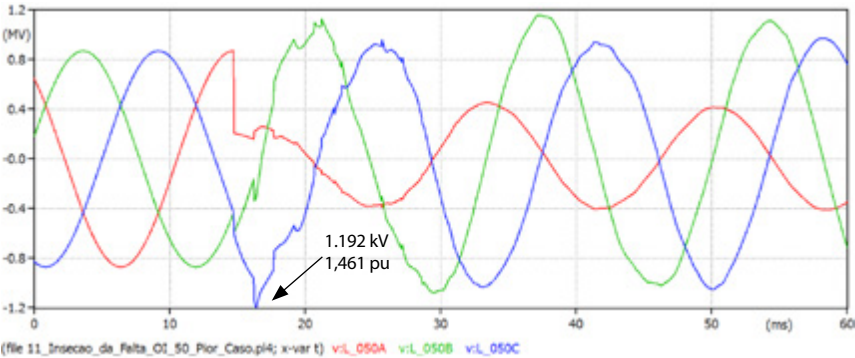


Figura A11.3: Pior sobretensão obtida devido ao início da falta (fase A)

ANEXO 12 – Carga Residual Monofásica (Sistema Expandido)

12.1 Objetivo

Apresentar os resultados das sobretensões decorrentes da aplicação de faltas monofásicas aplicadas em três pontos a 0%, 50%, e 100% de cada trecho da LT.

12.2 Resultados

Os resultados das simulações foram obtidos considerando as seguintes condições:

- A “Fase A” permanece aberta nos dois extremos da linha durante toda a simulação (200 ms).
- Curto monofásico na “Fase A”: A simulação inicia-se já em curto, sendo aberta a chave de curto em $t = 100$ ms. Sob esta condição, considera-se que o sistema já atingiu o valor de regime da corrente de falta.
- Reator de neutro $X_{n1} = X_{n2} = 250 \Omega$.
- Posição do curto na linha: 0%, 50%, e 100% da linha.
- Serão obtidos os valores da corrente de extinção de arco e o primeiro pico da tensão de restabelecimento no ponto em falta. Estes valores deverão ser inferiores a 50 A (eficaz) e 100 kVp fase-terra (limites). As condições que governam a extinção do arco são: o valor do último pico da corrente de arco e o valor do primeiro pico da tensão de restabelecimento (pós-arco).
- Os valores limites de tensão e corrente para arco secundário, acima referidos, foram estabelecidos no Submódulo 23.3 (Diretrizes e Critérios para Projetos Elétricos Rev_2.0) do ONS.

12.3 Extinção de arco secundário

Foram obtidas e analisadas principalmente as correntes de arco secundário (I_{ARCO}) e tensão de restabelecimento (V_{REST}), além das tensões nos reatores de neutro. O intervalo de tempo onde são obtidas as medições é: meio ciclo antes para a corrente e meio ciclo depois da abertura da chave de curto para a tensão.

Cada um dos trechos é simulado e será chamado com suas respectivas iniciais MO, OI, IP e PN, com explicado no início deste documento.

a) Trecho de linha Milagres – Ourolândia (MO)

Na Tabela A12.1 apresentam-se os resultados das medições de tensão e corrente de pico para o trecho de linha Milagres a Ourolândia, quando ocorre curto monofásico a 0%, 50% e 100% da linha.

Tabela A12.1: Tensões e correntes da linha MO

Trecho 1 MO	Local do curto	Valores de pico			
		I_{ARCO} (A)	V_{REST} (kV)	$V_{REATOR\ neutro}$ (kV)	
				0%	100%
	MO 0%	69,5	33,7	115,5	113,6
	MO 50%	46,2	24,6	121,8	119,5
	MO 100%	30,8	14,9	125,8	121,1

Observa-se, por um lado, que a corrente de arco secundário I_{ARCO} é 69,5 A_p quando o curto acontece no começo da linha.

A tensão de restabelecimento obtida é de 33,7 kV, a máxima obtida dentre os 4 trechos. No sistema de referência este valor de tensão, nesse mesmo trecho, foi de 33,3 kV muito similar.

Nas Figura A12.1 e Figura A12.2, apresenta-se a corrente de arco secundário (I_{ARCO}) e a tensão de restabelecimento (V_{REST}), respectivamente.

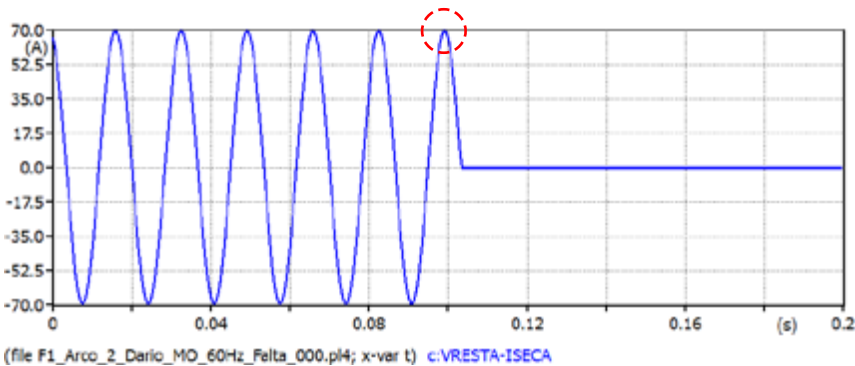


Figura A12.1: Corrente de arco secundário na linha MO, local do curto 0%

De igual forma, na Figura A12.2, mostra-se com um círculo tracejado em cor azul, o valor de tensão de restabelecimento. Esse valor é medido no ponto máximo absoluto no primeiro meio ciclo após a abertura da chave de curto em 100 ms.

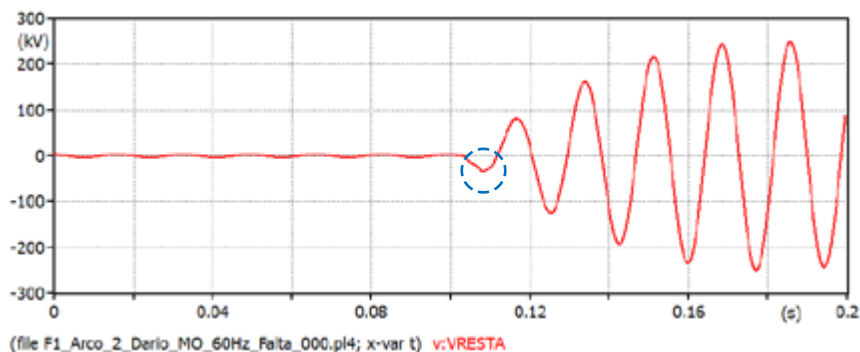


Figura A12.2: Tensão de restabelecimento na linha MO local do curto 100%

Da mesma forma, apresenta-se na Figura A12.3 as tensões no reator de neutro localizadas em 0% e 100% da linha MO.

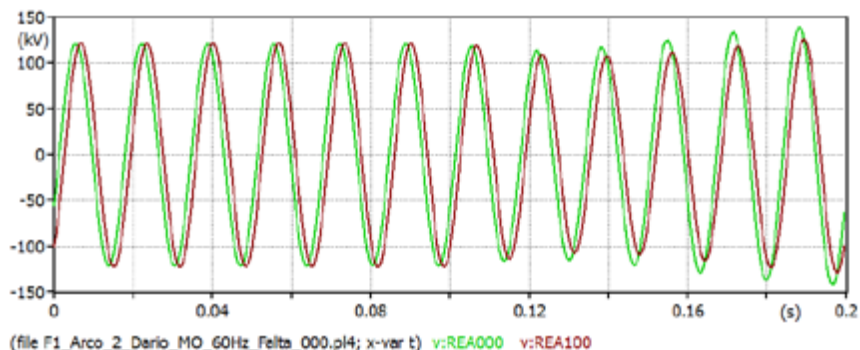


Figura A12.3: Tensões nos reatores de neutro nos locais 0% e 100% da linha

b) Trecho de linha Ouroilândia – Igaporã (OI)

Na Tabela A12.2, apresentam-se os resultados das medições de tensão e corrente de pico para o trecho de linha Ouroilândia – Igaporã, quando acontece curto monofásico nos locais 0%, 50% e 100%. Esta Tabela mostra que os valores obtidos quando o curto acontece em 0% da linha são maiores que os restantes. Apesar disso, esses valores são inferiores aos obtidos no trecho MO.

Tabela A12.2: Tensões e correntes da linha OI

Trecho 2 OI	Local do curto	Valores de pico			
		I_{ARCO} (A)	V_{REST} (kV)	V_{REATOR} neutro (kV)	
				0%	100%
	OI 0%	61,94	30,11	118,16	121,54
	OI 50%	46,08	24,71	117,37	119,29
	OI 100%	38,03	18,56	119,71	121,01

c) Trecho de linha Igaporã – Pirapora (IP)

Na Tabela A12.3, apresentam-se os resultados das medições de tensão e corrente de pico para o trecho de linha Igaporã – Pirapora, quando ocorre curto monofásico nos locais 0%, 50% e 100%.

Tabela A12.3: Tensões e correntes da linha IP

Trecho 3 IP	Local do curto	Valores de pico			
		I_{ARCO} (A)	V_{REST} (kV)	V_{REATOR} neutro (kV)	
				0%	100%
	IP 0%	61,6	29,9	119,8	118,3
	IP 50%	46,0	24,7	119,4	116,7
	IP 100%	38,0	18,5	122,8	118,9

d) Trecho de linha Pirapora – Ribeirão das Neves (PN)

Na Tabela A12.4, apresentam-se os resultados das medições de tensão e corrente de pico para o trecho de linha Pirapora – Ribeirão das Neves, quando acontece curto monofásico nos locais 0%, 50% e 100%.

Tabela A12.4: Tensões e correntes da linha PN

Trecho 4 PN	Local do curto	Valores de pico			
		I_{ARCO} (A)	V_{REST} (kV)	V_{REATOR} neutro (kV)	
				0%	100%
	Pirapora (0%)	34,7	25,1	125,5	122,1
	50%	26,7	20,1	125,9	121,6
	Ribeirão das Neves (100%)	20,9	15,2	127,8	123,1

Na sequência, será apresentada a influência da variação da frequência da rede na corrente de arco secundário e nas tensões já analisadas.

12.3.1 Influência da variação da frequência do sistema na extinção de arco na linha, do pior caso

Neste item, é analisada a influência da variação da frequência do sistema na extinção do arco. Os valores de frequência, 56 e 66 Hz, são avaliados conforme diretrizes estabelecidas.

Na Figura A12.4, apresenta-se a curva que relaciona a corrente de arco secundário e a frequência da rede no trecho MO com local de curto 0%. Pode-se observar, nesta Figura, o incremento quase linear da corrente de arco secundário quando a frequência da rede aumenta.

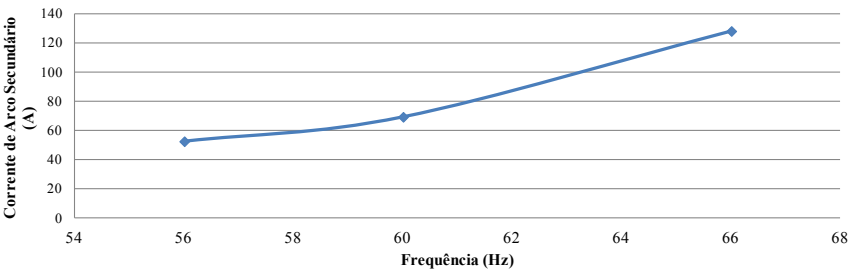


Figura A12.4: Corrente de arco secundário (valor de pico) *versus* frequência no trecho MO com local de curto 0%

Nas Tabela A12.5 e Tabela A12.6, apresentam-se os resultados para frequências 56 e 66 Hz respectivamente.

Tabela A12.5: Tensões e correntes nos trechos da linha de 1.000 kV para 56 Hz

Trecho	Local do curto	Valores de pico			
		I _{ARCO} (A)	V _{REST} (kV)	V _{REATOR} neutro (kV)	
				0%	100%
Milagres a Ouarolândia	MO 0%	52,8	26,5	117,7	118,4
	MO 50%	33,9	9,9	116,7	112,5
	MO 100%	34,5	11,7	120,5	113,4
Ouarolândia a Igaporã	OI 0%	39,9	26,9	110,5	113,7
	OI 50	33,7	27,0	110,3	111,8
	OI 100%	34,7	9,0	112,4	112,9
Igaporã a Pirapora	IP 0%	39,4	20,9	111,5	111,4
	IP 50	33,6	22,1	111,5	109,8
	IP 100%	35,0	25,1	113,9	111,2
Pirapora a Ribeirão das Neves	PN 0%	25,3	22,7	116,7	116,5
	PN 50%	22,9	23,8	117,1	115,6
	PN 100%	22,9	26,1	118,6	116,4

Na Tabela A12.6, os valores de corrente e tensão são maiores se comparados com os resultados obtidos para a frequência de 60 Hz. Essa mesma resposta foi relatada no caso anterior deste fenômeno com o sistema de referência.

Tabela A12.6: Tensões e correntes nos trechos da linha de 1.000 kV para 66 Hz

Trecho	Local do curto	Valores de pico			
		I_{ARCO} (A)	V_{REST} (kV)	V_{REATOR} neutro (kV)	
				0%	100%
Milagres a Ouarolândia	MO 0%	128,4	61,7	132,3	137,1
	MO 50%	98,4	51,2	132,9	132,9
	MO 100%	79,5	38,2	138,2	135,8
Ouarolândia a Igaporã	OI 0%	118,3	56,9	132,3	136,3
	OI 50	99,8	52,1	131,5	133,7
	OI 100%	85,9	41,4	134,8	136,6
Igaporã a Pirapora	IP 0%	120,3	57,9	135,3	131,4
	IP 50	100,0	52,5	135,5	129,7
	IP 100%	82,2	39,3	139,0	133,4
Pirapora a Ribeirão das Neves	PN 0%	71,5	50,8	141,8	131,4
	PN 50%	58,9	43,7	142,6	132,0
	PN 100%	47,3	33,7	145,6	134,9

Importante ressaltar que visto que o sistema 1.000 kV está inserido no meio do SIN, longe de geradores síncronos, a variação de frequência nos transitórios eletromecânicos não são grandes.

ANEXO 13 – Religamento Monopolar (Sistema Expandido)

13.1 Objetivo

O estudo do religamento monopolar é uma continuação ao estudo de “carga residual monofásica”, onde a I_{ARCO} e V_{REST} devem ser inferiores a valores limites estabelecidos nos módulos de rede do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico).

Para a realização das simulações de religamento monopolar, foi selecionado o trecho da linha de 1.000 kV Milagres – Ouroândia, pois este apresentou a maior sobretensão durante o teste de tensão de restabelecimento no sistema de referência. A partir disso, foram realizadas simulações sistemáticas (24 chaveamentos), estatísticas (200 chaveamentos) e finalmente determinística com o pior caso da estatística.

O resultado obtido no religamento monopolar foi uma sobretensão de fase de 1,84 pu (com chave estatística), quando o religamento acontece por Milagres. Esse valor de tensão é ligeiramente menor do que o valor obtido no sistema de referência, igual a 1,85 pu. Isso implica que as mudanças na rede expandida não geram sobretensões maiores do que as obtidas no sistema de referência diante de eventos com religamento monopolar.

a) Análise estatística

Realizadas todas as simulações com chaves sistemáticas, foi rodado o sistema com chaves estatísticas (para 200 chaveamentos) apenas para o caso no qual foi obtida a máxima sobretensão com chave sistemática.

O resultado obtido apresenta-se na Tabela A13.1. Pode-se observar que o valor máximo é de 1,838 pu, sendo este muito próximo do valor obtido no sistema de referência que foi de 1,853 pu. Isso implica que as mudanças na rede expandida não geraram sobretensões maiores do que as obtidas no sistema de referência diante de eventos com religamento monopolar.

Tabela A13.1: Sobretensões no trecho MO (chave estatística)

Local da medição	Máxima sobretensão (pu*)					
	Fase A	Fase B	Fase C	Fases B – C	Fases A – C	Fases A – B
0%	1,433	1,136	1,177	1,783	2,163	2,196
25%	1,628	1,159	1,249	1,825	2,322	2,326
50%	1,772	1,170	1,248	1,841	2,337	2,494
75%	1,838	1,167	1,214	1,831	2,294	2,626
100%	1,799	1,143	1,192	1,794	2,196	2,667

* Tensão base (de pico) = 816,5 kV

Observa-se também que a maior sobretensão fase-fase ocorre no extremo oposto do terminal de religamento, sendo ele igual a 2,667 pu.

Os tempos obtidos nas chaves estatísticas 1 e 2 para maior sobretensão fase-terra foram de 279,17 ms e 284,86 ms, respectivamente. Com esses tempos, procede-se a fazer a simulação determinística.

b) Análise Determinística (pior caso)

O pior caso registrado na simulação estatística é apresentado de forma determinística na Figura A13.1.

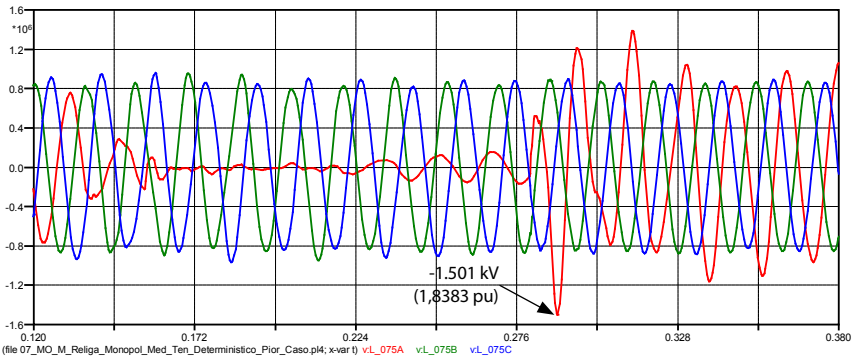


Figura A13.1: Pior caso de máxima sobretensão em 75% do trecho MO religando por M

ANEXO 14 – Religamento Tripolar (Sistema Expandido)

14.1 Objetivo

A partir dos resultados obtidos no estudo no sistema de referência, o pior caso foi registrado no trecho Milagres – Ourolândia, religando por Milagres. Durante as simulações do sistema expandido para este mesmo trecho, foi constatado que a máxima sobretensão no sistema de referência foi de 1,792 pu e no sistema expandido foi de 1,804 pu, para a mesma condição, religamento trifásico com sucesso.

Para analisar o impacto do sistema expandido frente ao religamento tripolar sem sucesso, realizou-se uma sequência de eventos no trecho Milagres – Ourolândia com religamento em M conforme apresentado na linha de tempo da Figura A14.1:

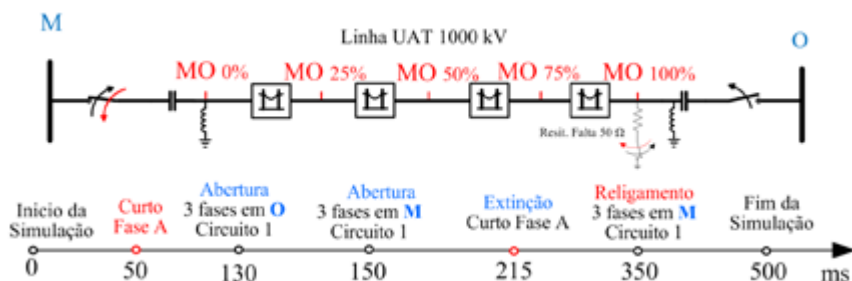


Figura A14.1: Trecho MO com sequência de eventos de religamento

14.2 Análise Sistemática:

Os resultados apresentados na Tabela A14.1 correspondem a simulações utilizando chaves sistemáticas que atuam num intervalo de 360° (a cada 15°), fazendo um total de 24 *shots*. Foi realizada a simulação com falta e sem falta. Observa-se nesta Tabela que as sobretensões com falta foram superiores às obtidas sem falta.

Tabela A14.1: Sobretensões obtidas no trecho MO

Condição de religam/falta	Valores de pico (pu) no trecho Milagres – Ourolândia				
	MO ₀	MO ₂₅	MO ₅₀	MO ₇₅	MO ₁₀₀
Religamento com sucesso	1,459	1,626	1,757	1,804	1,792
Religamento sem sucesso	1,459	1,626	1,757	1,804	1,808
Religamento sem falta	1,330	1,450	1,570	1,623	1,589

O valor de sobretensão máximo com falta foi de 1,804 pu, medido a 75% do trecho MO. O valor obtido no sistema de referência foi de 1,792 pu.

Foi possível observar nas simulações que as sobretensões aconteceram durante a abertura dos disjuntores ainda durante o curto. Logo após o religamento, as sobretensões sempre foram menores.

Na Figura A14.2, mostra-se um dos instantes simulados com chave sistemática. Pode observar-se nessa Figura a maior sobretensão após a abertura do disjuntor localizado em O a qual é bem maior do que o valor obtido após o religamento. Esse comportamento foi observado em todos os testes realizados.

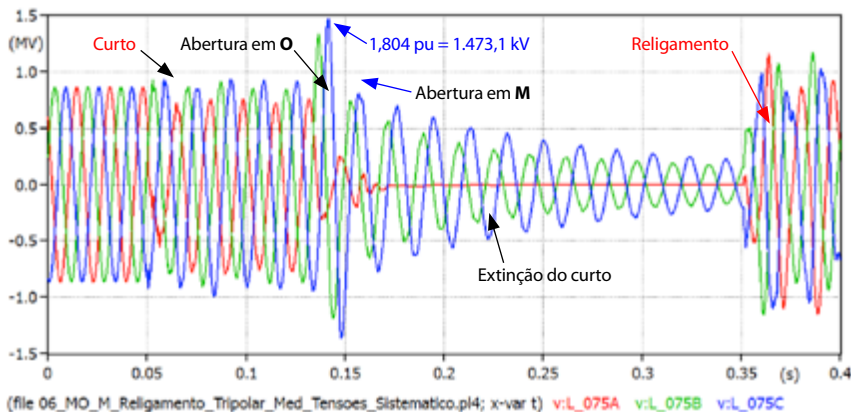


Figura A14.2: Tensão medida a 75% do trecho MO para religamento com sucesso via M

Na Figura A14.3, apresenta-se o religamento tripolar sem sucesso, onde a chave de falta permanece ligada até o fim da simulação. Pode-se observar, nessa figura, que a máxima sobretensão ainda está após a abertura da chave mais próxima da falta. A medição é no final da linha e a sobretensão é levemente maior do que a anterior.

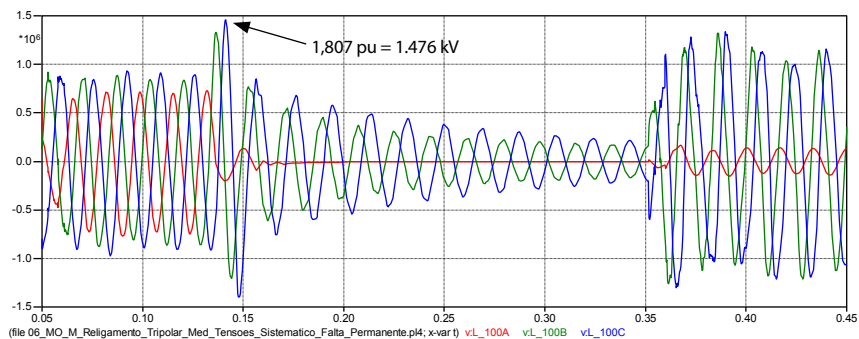


Figura A14.3: Tensão medida a 100% do trecho MO religamento sem sucesso por M (falta permanente)

Finalmente na Figura A14.4 apresenta-se o religamento tripolar sem falta. Observa-se nesta Figura que a máxima sobretensão tem menor amplitude que no caso da Figura A14.3.

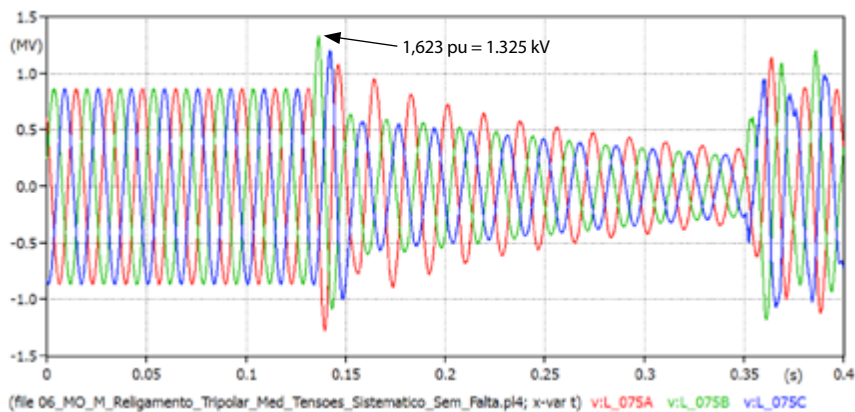


Figura A14.4: Tensão medida em 75% do trecho MO religando por M sem falta

ANEXO 15 – Tensão de Restabelecimento Transitória (Sistema Expandido)

15.1 Objetivo

A seguir, apresenta-se uma síntese do estudo da Tensão de Restabelecimento Transitória (TRT)

Foram realizados os estudos de TRT dos disjuntores para as seguintes condições:

- Falta quilométrica aplicada a 2 km, 10 km, 50% e 90% do comprimento.
- Falta terminal trifásica isolada e aterrada em ambos os lados do disjuntor.

Especificamente, são analisados os trechos Ouroelândia – Igaporã e Igaporã – Pirapora por terem mostrado no sistema de referência valores de TRT mais críticos.

Ressalta-se que, nos testes realizados, a abertura do disjuntor é realizada apenas na linha do trecho afetado permanecendo a linha paralela sã ligada.

15.2 Principais Resultados

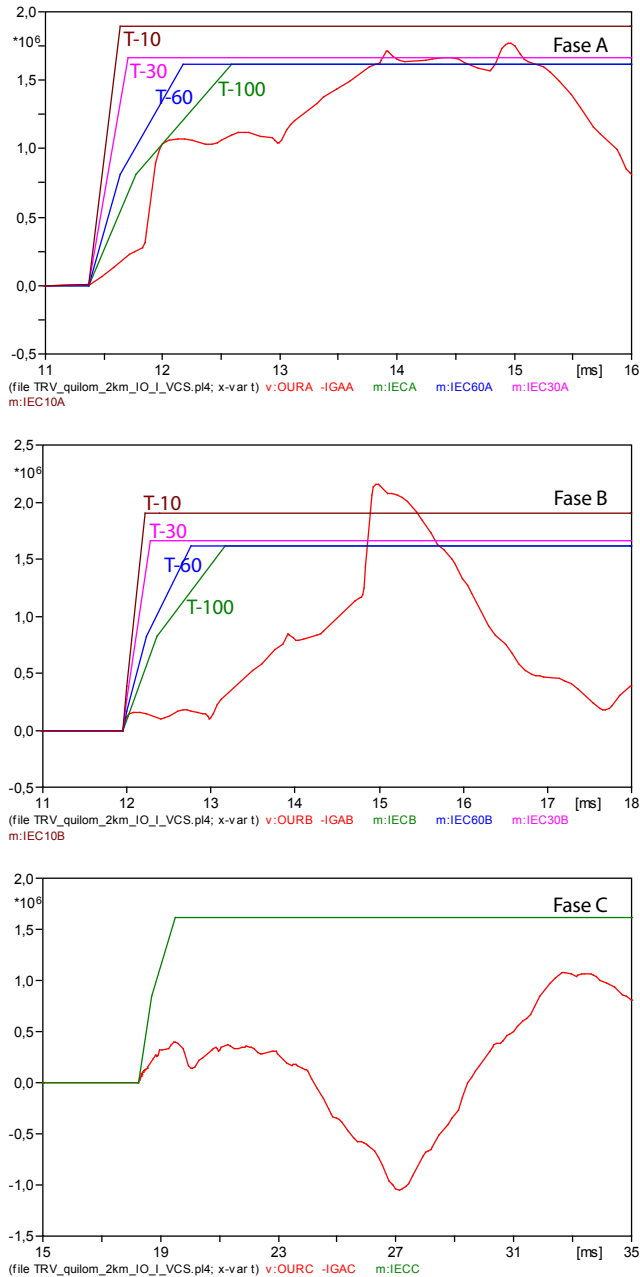
A seguir, são apresentados apenas os resultados mais críticos do estudo. Aqueles casos nos quais não houve superação da TRT não são inclusos nesta seção.

15.2.1 Trecho Ouroelândia – Igaporã

O caso mais crítico foi a falta quilométrica a 2 km do terminal de Igaporã. Nesse caso, foi realizado o *bypass* do capacitor série via chave controlada por tensão.

a) Falta quilométrica a 2 km de Igarorã

O resultado é mostrado na Figura A15.1, a seguir:



Fase	Icc pelo DJ (kA _p)	T (%)	Superou T-100	Tipo de superação
A	5,9	6,62	Sim	Ma
B	3,4	3,82	Sim	Mb
C	67,6	75,87	Não	--

Figura A15.1: Falta quilométrica a 2 km de Igaporã

O disjuntor no lado de Igaporã mostrou ser mais crítico, pois houve superação na frente de onda da curva envoltória (T-100), assim como da amplitude das curvas T-60, T-30 e T-10 (fase B). Essa superação em amplitude é de aproximadamente 12,5 % acima da curva T-10 (fase B).

Para faltas ocorrendo bem no começo do trecho (p.ex. 0,5 km), logo após o capacitor série, a amplitude da corrente de falta pelo disjuntor e os valores de TRT, são muito próximos aos valores mostrados quando a falta é aplicada a 2 km.

b) Faltas quilométricas a 10 km, 50% e 90% dos terminais de Ouro-lândia e Igaporã

Não houve superação, em nenhum dos casos, para faltas quilométricas a 10 km, 50% e 90% de comprimento do trecho.

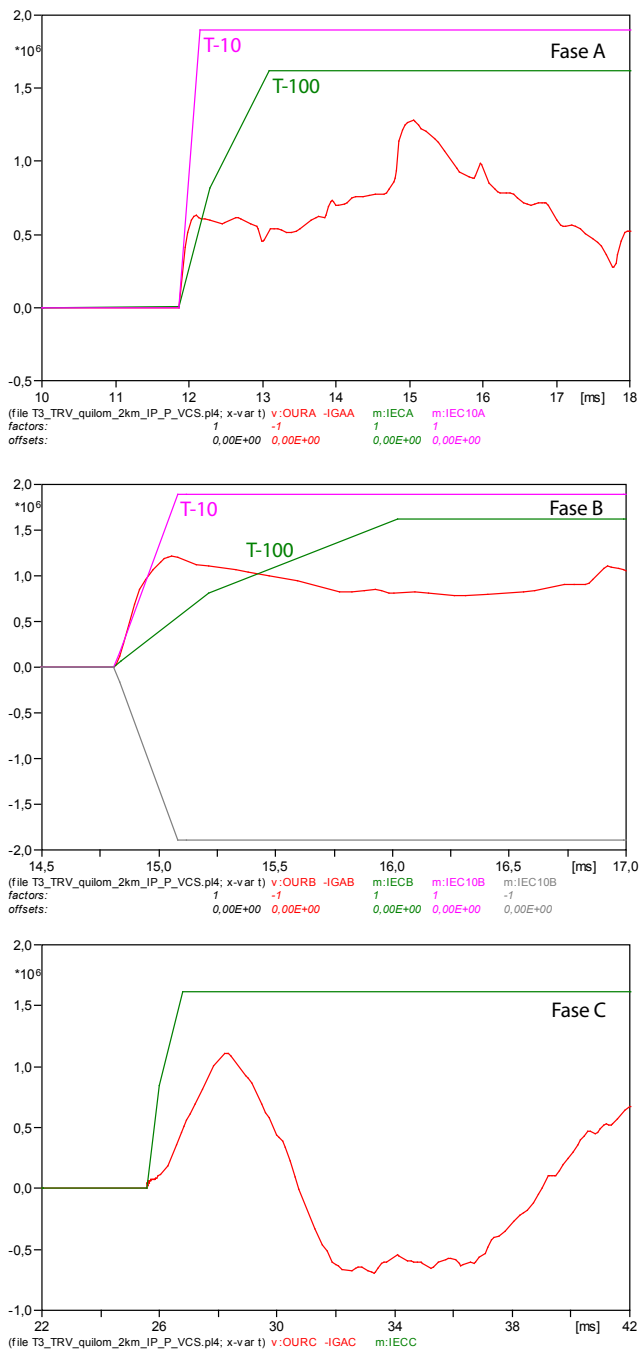
c) Falta terminal trifásica isolada e aterrada

Nenhuma das TRT correspondentes a faltas terminais (trifásicas) isoladas ou aterradas superaram a curva específica determinada pela relação de corrente de falta pelo disjuntor e a capacidade de interrupção da corrente (63 kA rms) deste. Mesmo a curva T-100 não foi superada.

15.2.2 Resultado do Trecho Igaporã – Pirapora

a) Falta quilométrica a 2 km de Pirapora

Capacitor série do lado de Pirapora foi bypassado, os resultados são mostrados na Figura A15.2.



Fase	Icc pelo DJ (kA _p)	T (%)	Superou T-100	Tipo de superação
A	4,40	4,94	Sim	Rc
B	3,20	3,60	Sim	Rc
C	36,17	40,60	Não	--

Figura A15.2: Falta quilométrica a 2 km de Pirapora (trecho 3)

Houve superação da frente de onda (RRRV) da curva T-100, conforme mostrado na Figura A15.2. Inclusive a curva T-10 é superada, embora de forma marginal, no seu RRRV.

b) Faltas quilométricas a 50% e 90% dos terminais de Igaporã – Pirapora

Não houve superação, em nenhum dos casos, para faltas quilométricas a 50% e 90% de comprimento do trecho.

c) Falta terminal trifásica isolada e aterrada (Igaporã – Pirapora)

Nenhuma das TRT correspondentes a faltas terminais trifásicas isoladas ou aterradas superaram a curva específica (T-10 ou T-30). Mesmo a curva T-100 não foi superada.

ANEXO 16 – Análise do Capacitor Série (Sistema Expandido)

16.1 Objetivo

Será apresentado o procedimento seguido para análise dos requisitos do capacitor série, incluindo o sistema de proteção provido de MOV (*Metal Oxide Varistor*).

Comumente MOV são instalados em paralelo com o banco série e tem a função de proteger o mesmo seja durante faltas na própria linha ou como resultado da solicitação imposta por uma linha paralela à linha com banco série.

Os cálculos apresentados neste item foram baseados nas recomendações do IEC-143, bem como em experiências de projetos listados na seção de referências, e considerando a condição de emergência do sistema de 1.000 kV.

16.2 Sistema de 1.000 kV

Na Figura A16.1, apresenta-se o diagrama unifilar de um trecho de linha com um circuito, onde se observam os elementos que a compõem e os locais de medição de tensão (em cor vermelha).

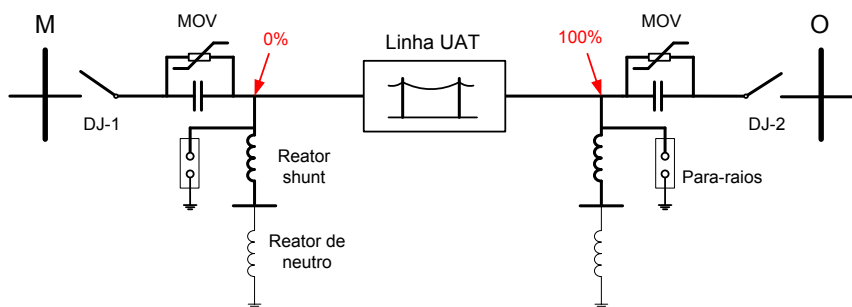


Figura A16.1: Diagrama de um trecho de linha de um circuito de 1.000 kV

Na Figura A16.2, mostra-se os principais componentes da proteção do banco série. Estes são: o MOV, o *gap* de *bypass*, o reator de amortecimento e o disjuntor de *bypass*.

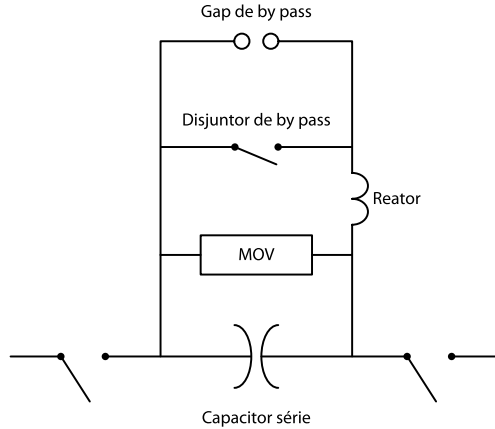


Figura A16.2: Principais componentes da proteção do banco série

O MOV oferece proteção contra sobretensões durante faltas na linha. O *gap de bypass* é acionado durante condições de excesso de energia no varistor, enquanto que o disjuntor de *bypass* atua de forma automática no caso de condução prolongada do *gap* ou durante outras contingências na plataforma do banco. O reator de amortecimento limita a corrente de descarga do capacitor que resultaria em descargas no *gap* ou no fechamento do disjuntor de *bypass*. Tanto o MOV como o *gap* operam de forma independente em cada fase enquanto o disjuntor de *bypass* opera simultaneamente nas três fases.

16.3 Determinação das características da compensação série

16.3.1 Fluxos durante emergência

Dos estudos de fluxo de potência (cenário carga pesada Norte úmido), no caso do sistema expandido, foi determinado que na pior contingência (saída de um circuito), a linha sã mais carregada (Ourolândia – Igaporã) teria um fluxo de aproximadamente 5.929 MW e 1.870 Mvar, o que implica numa corrente igual a:

$$I_{emerg} = \frac{6217 MVA}{\sqrt{3} \cdot 1.000} = 3,6 kA$$

O valor I_{emerg} correspondente ao valor da corrente com duração de até 30 min.

Tabela A16.1: Fluxo no sistema expandido durante emergência

Linha	Lado	MW	Mvar	MVA	Emergência
Milagres – Ourolândia	Milagres	2865	53,2	2871	Saída do reforço feito, segunda LT 500 kV Juazeiro – Ourolândia 3
	Ourolândia	2834	-514	2880	
Ourolândia – Igaporã	Ourolândia	5929	1870	6217	Saída da segunda LT 1.000 kV Ourolândia – Igaporã
	Igaporã	5792	-1984	6123	
Igaporã – Pirapora	Igaporã	5550	1769	5825	Saída da segunda LT 1.000 kV Igaporã – Pirapora
	Pirapora	5426	-1691	5684	
Pirapora – Ribeirão das Neves	Pirapora	5640	1582	5858	Saída da segunda LT 1.000 kV Pirapora – Ribeirão das Neves
	Ribeirão das Neves	5559	-743	5609	

16.3.2 Cálculo das correntes de regime e transitórios

A corrente de regime pode ser estimada conforme conceito expresso na Figura A16.3.

Sendo a capacidade de sobrecarga do capacitor série (I_{emerg}) para 30 min, este valor deve ser 35% da corrente em regime contínuo (I_{rated}).

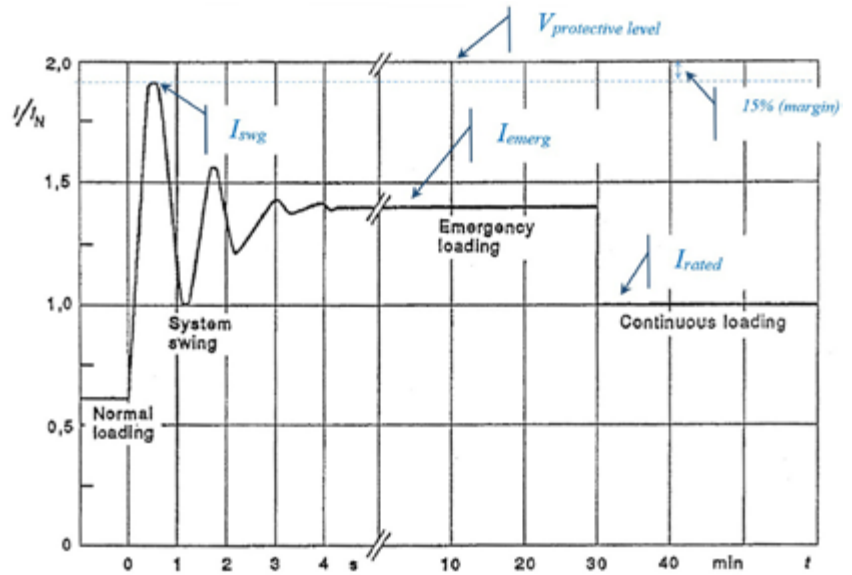


Figura A16.3: Corrente de *swing* típica para inserção de capacitor série depois de falta e perda de linha paralela

$$I_{emerg} = 1,35 \cdot I_{rated}$$

$$I_{rated} = \frac{3,60}{1,35} = 2,67 \text{ kA}$$

A corrente para uma sobrecarga com duração de 10 min. (I_{10}) seria:

$$I_{10} = 1,5 \cdot 2,67 = 4 \text{ kA}$$

A oscilação transitória durante a energização é a mostrada na Figura A16.4.

Adotando então uma margem de 15% para a corrente de *swing* (I_{swg}) por até 10s:

$I_{swg} = 1,15 \cdot 4 = 4,6 \text{ kA}$, valor baseado em margem adicional de 15% sobre o valor de 10 min.

16.3.3 Tensões e potências

A tensão de regime sobre o capacitor série considerando a reatância do banco $X_c = 35 \Omega$.

$$V_c = X_c \cdot I_{rated}$$

$$V_c = 35 \cdot 2,67 = 93,4 \text{ kV}$$

A potência reativa contínua, Mvar por fase do capacitor série, seria:

$$Q_c = X_c \cdot (I_{rated})^2$$

$$Q_c = 35 \cdot (2,67)^2 = 250 \text{ Mvar (por fase)}$$

$$Q_{c_{3F}} = 3 \cdot 249,5 = 750 \text{ Mvar (trifásico)}$$

Tensão durante o *swing* da corrente:

$$V_{swg} = X_c \cdot I_{swg}$$

$$V_{swg} = 35 \cdot 4,6 = 161 \text{ kV}$$

Tensão durante a emergência (V_{emerg}),

$$V_{emerg} = X_c \cdot I_{emerg}$$

$$V_{emerg} = 35 \cdot 3,6 = 126 \text{ kV}$$

16.3.4 Requisitos do MOV

O MOV é definido levando em conta o nível de proteção (*protective level*) adotado 15% acima da tensão 10s e *swing*. Esse nível de proteção é utilizado para determinar os requerimentos do nível de isolamento de curta duração.

Assim, o nível de proteção do banco (*protective level*, V_{pl}) será:

$$\begin{aligned} V_{pl} &= 1,15 \cdot V_{swg} \text{ (rms)} \\ V_{pl} &= 1,15 \cdot 161 = 185,2 \text{ kV} \end{aligned}$$

Cujo valor de pico é,

$$V_{pl_pk} = \sqrt{2} \cdot 185,2 \text{ kV} = 261,1 \text{ kVp}$$

A tensão suportável pelo isolamento (*power frequency bank withstand voltage of the insulation*), V_{ipf} , é calculada a partir da seguinte expressão:

$$V_{ipf} = 1,2 \cdot \frac{V_{pl}}{\sqrt{2}} \cdot K_a$$

- Para altitudes até 1.000 m o valor de $K_a = 1,0$.

$$V_{ipf} = 1,2 \cdot 185,2 \text{ kV} = 222,2 \text{ kV (rms)}$$

Por outro lado, a tensão nominal do MOV em relação ao do capacitor varia entre:

$$\begin{aligned} V_{MOV} &= (2,5-3,0) V_c \\ V_{MOV} &= 2,5 \cdot 93,4 = 233,5 \text{ kV (rms)} \end{aligned}$$

- O maior valor (rms) entre V_{ipf} e V_{MOV} é: $V_{MOV} = 233,5 \text{ kV}$.
- Valor de pico $V_{MOV} = \sqrt{2} \cdot 233,5 = 330 \text{ kV}$.

As características do MOV podem ser obtidas com base nas características de um para-raios ZnO.

Para cálculo da tensão residual (pico) no catálogo de para-raios (onda de 30/60 ms), considera-se corrente de 2 kA, para o valor de tensão do IR no para-raios.

Utilizando esse valor no catálogo, por exemplo, de para-raios da ABB, tem-se:

- $V_{rated} = 162 \text{ kV (rms)}$
- IR a 2 kA seria 336 kV.
- Capacidade de absorção de energia = 12,0 kJ/kV
- Tensão residual máxima (Tabela A16.2):

Tabela A16.2: Tensão residual máxima do MOV

I (kA)	V (kV _{peak})
0,5	316
1	328
2	336

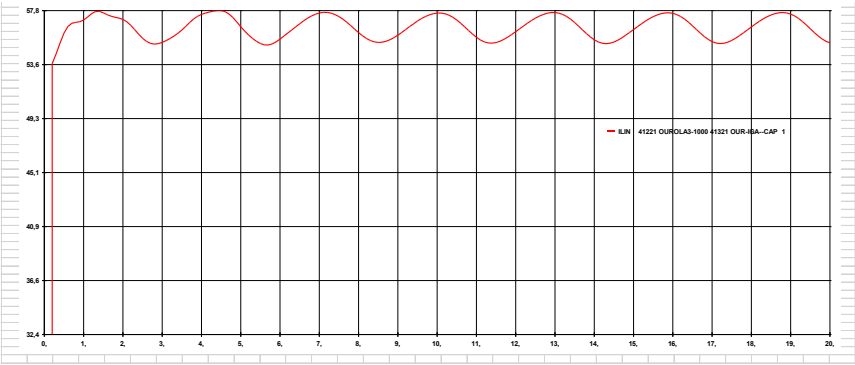


Figura A16.4: Corrente (pu) no capacitor durante contingência, com representação da dinâmica das novas máquinas

ANEXO 17 – Estudos e Desenvolvimento de Protótipos de Para-Raios e Isoladores Poliméricos para o Sistema de Transmissão de UAT

17.1 Objetivo

A Balestro, empresa brasileira fabricante de para-raios e isoladores, foi integrada ao projeto para a definição conceitual e apresentação de protótipos desses equipamentos para as linhas e subestações do sistema de 1.000 kV.

O sistema é inédito no Brasil, e sistemas semelhantes vêm sendo desenvolvidos em outros países [13]. Dessa forma, surgem soluções de materiais e equipamentos para as subestações e linhas de transmissão.

Nessa perspectiva, é apresentada, a seguir, uma síntese do desenvolvimento dos dois equipamentos.

17.2 Para-raios para o Sistema 1.000 kV

Para os níveis de tensão nominal e máxima operativa ($U_M = 1.100$ kV) do sistema proposto, tomando como base as recomendações de dimensionamento de para-raios da Norma IEC 60099-5, o para-raios mais adequado para esse sistema deve possuir uma máxima tensão de operação contínua $U_C > U_M$ fase-terra do sistema.

Assim, a tensão nominal $U_R = 828$ kV foi considerada a mais adequada, pois nesse caso tem-se $U_C = 662$ kV, satisfazendo a exigência acima. A mesma solução de dimensionamento foi escolhida para os sistemas semelhantes em operação e construção na China.

Os sistemas de transmissão 1.000 kV demandam utilização de para-raios de melhores características protetivas do que os utilizados em tensões menores, a fim de garantir a manutenção de margens mínimas de coordenação de isolamento com os equipamentos das subestações, garantindo assim que tais equipamentos se enquadrem nas suportabilidades previstas para esses sistemas segundo a Norma IEC 60071-1.

Dessa maneira, em projetos de sistemas de transmissão 1.000 kV, o desempenho requerido dos para-raios torna mandatória a utilização de soluções de para-raios com múltiplas colunas, a fim de reduzir a densidade de correntes de descarga sobre os blocos varistores, reduzindo, assim, também as tensões residuais de surto atmosférico e de manobra a fatores aceitáveis.

Foram estabelecidos, como objetivo para este projeto, os seguintes valores suportáveis para os equipamentos (em conformidade com a IEC 60071-1) e respectivas margens mínimas de proteção:

- Margem de proteção mínima de 15% para surtos de manobra suportáveis de 1.800 kVp nos equipamentos, o que implica uma tensão residual para surto de manobra a 2 kA máxima de 1.530 kVp;
- Margem de proteção mínima de 25% para surtos de descarga atmosférica (NBI) = 2.400 kVp, o que implica uma tensão residual para surto atmosférico a 20 kA máxima de 1.800 kVp.

A definição desses requisitos elétricos permitiu manter os equipamentos de subestação em níveis de suportabilidade já desenvolvidos pelos fabricantes de equipamentos.

A partir de uma análise mais aprofundada das soluções chinesas e indianas, observou-se que os para-raios foram em geral desenvolvidos com 4 colunas de varistores classe 5, dessa forma, buscando obter características de proteção muito superiores, com maiores margens de segurança.

Avaliando tais soluções, e os requisitos definidos para o sistema proposto no Brasil optou-se por apresentar um para-raios protótipo de características elétricas intermediárias entre: a) a solução com apenas uma coluna de classe 5 (que este projeto demonstrou ser inadequada, exigindo níveis de suportabilidade maiores para os equipamentos da subestação) e b) a proposta chinesa e indiana. A comparação apresentada na Tabela A17.1 abaixo, com valores em p.u. da tensão nominal dos para-raios, ilustra os níveis de proteção propostos para o protótipo.

Tabela A17.1: Valores propostos para o desempenho elétrico do para-raios

Valores estimados de nível de proteção dos para-raios (pu de U_R)			
Surto atmosférico		Surto de manobra	
Relação entre Ures a 20 kA/ U_R		Relação entre Ures a 2 kA/ U_R	
Projeção: 1 coluna classe 5	2,38	Projeção: 1 coluna classe 5	1,984
Indiano	2,00	Indiano	1,765
Chinês	1,96	Chinês	1,763
Proposta Balestro: 6 colunas classe 3	2,17	Proposta Balestro: 6 colunas classe 3	1,845

Para esse projeto, procurou-se viabilizar tempos e custos na obtenção de um protótipo conceito viável, a fim de atender aos prazos definidos no projeto. Assim, naturalmente seria necessário utilizar tecnologia já existente no Brasil. Dessa forma o projeto possui as seguintes características, que o tornam diferente e inovador sobre as propostas comparadas:

- Fabricação utilizando módulos elétricos do para-raios classe 3 já desenvolvido e em fornecimento regular no mercado, projetado com 6 colunas em paralelo;
- Utilização de isolamento polimérico, uma solução mais em sintonia com o futuro;
- Projeto eletromecânico de conceito aberto (as colunas não compartilham calor);
- Valores elétricos otimizados, definidos pela suportabilidade dos equipamentos, buscando uma alternativa intermediária como conceito inicial.

A partir dessas premissas, o projeto do para-raios protótipo é ilustrado na Figura A17.1.



Figura A17.1: Ilustração e foto do para-raios protótipo do projeto

Em uma construção de para-raios com essa configuração, alguns temas merecem especial atenção, por serem objeto de intenso trabalho:

- A assimetria da distribuição de tensão ao longo da altura do para-raios deve ser controlada por elementos capacitivos de equalização. No caso desse projeto, a compensação é toda externa ao para-raios, resultando na intrincada geometria de anéis observada na Figura A17.1;
- A distribuição de correntes entre as colunas foi assumida com uma assimetria máxima de $\pm 10\%$, como objetivo do projeto. Especial atenção foi dada à assimetria na região de correntes de surto de manobra, já que as maiores solicitações elétricas a que esse para-raios será submetido em trabalho nas subestações ocorrem nos eventos de manobras, portanto em condições de sobretensões temporárias, como confirmam os estudos elétricos deste projeto.

Segundo recente publicação no âmbito do CIGRÉ, os sistemas de transmissão em $U_M = 1.100$ kV CA demandarão dos para-raios uma capacidade de absorção de energia térmica W_{TH} acima da atual classe 5 de descargas de linhas de transmissão, lembrando que as classes de descarga de linhas são um conceito em extinção na nova edição da Norma IEC 60099-4. Os para-raios classe 5 dissipam em média 15 kJ/kV de U_R de energia térmica, e usualmente são utilizados em sistemas CA até 765 kV. No entanto o artigo mencionado aponta para energias térmicas específicas entre 25 kJ/kV e 50 kJ/kV de U_R .

Assim, considerando as assimetrias de projeto acima, e em concordância com a Norma IEC 60099-4, as características garantidas para esse para-raios são:

- Capacidade de transferência repetitiva de carga $Q_{RS} = 6,8$ C;
- Máxima energia térmica nominal $W_{TH} = 39$ kJ/kV de U_R ;
- Suportabilidade a curto-circuito $I_{SC} = 63$ kA.

A energia térmica específica acima, que considera as assimetrias, mostrou-se adequada nas simulações efetuadas durante os estudos de transitórios do sistema de transmissão proposto, tendo o para-raios dissipado uma máxima energia de 11,39 MJ na pior situação transitória avaliada (religamento tripolar sem sucesso após ocorrência de rejeição de carga e curto circuito monofásico).

A energia térmica específica dissipada no para-raios atingiu 13,76 kJ/kV de U_R , aproximadamente 35% de sua capacidade máxima, portanto adequadamente dimensionada.

17.3 Fabricação

A fim de assegurar o cumprimento dos requisitos acima, um detalhado controle elétrico foi efetuado nos 1.020 varistores de ZnO, fabricados pela Balestro para a construção do protótipo. A caracterização elétrica incluiu uma etapa adicional nos ensaios elétricos de rotina, a fim de selecionar adequadamente esses varistores. Um critério de distribuição estatística foi aplicado aos valores elétricos para identificar aqueles que poderiam operar em paralelo, cumprindo com os critérios de assimetria de correntes e energias estabelecidos.

Estudos matemáticos da validade da seleção dos varistores foram implementados no ATP e mostraram uma distribuição ainda melhor do que aquela definida como objetivo, como ilustrado na Figura A17.2. Nessa simulação, avaliou-se o desempenho elétrico de seis colunas de $U_R = 30$ kV em paralelo, com os varistores como utilizados na sua fabricação real.

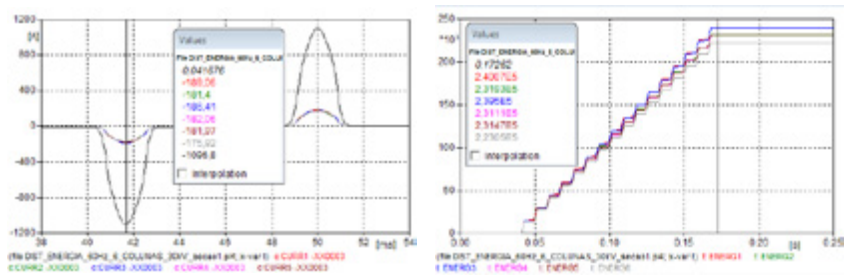


Figura A17.2: Assimétrias de correntes em sobretensão de frequência industrial entre seis colunas e respectivas energias por coluna, valores conforme Tabela 3, corrente total = 1.097 Apk

Tabela A17.2: Assimétrias de correntes e energias em secção de U_R 30 kV, 6 colunas em paralelo

Módulo	1	2	3	4	5	6
Corrente (Ap)	189,09	181,4	186,41	182,06	181,97	175,92
Assimetria sobre média (%)	3,42	-0,77	1,97	-0,41	-0,46	-3,77
Energia (J)	240.070	231.930	239.500	231.110	231.470	223.050
Porcentagem da máxima (%)	100,03	96,64	99,79	96,30	96,45	92,94
Σ Energia (J)	240.070	472.000	711.500	942.610	1.174.080	1.397.130

17.4 Ensaios de Laboratório

Para a validação dos estudos acima, alguns ensaios elétricos foram realizados no Cepel (Figura A17.3), num trabalho pioneiro no Brasil, e uma concordância muito boa entre os valores de ensaios de rotina e simulações foi finalmente verificada quando confrontada com os resultados medidos.



Figura A17.3: Arranjo de ensaio do para-raios UAT em frequência industrial

Ilustrando aqui apenas um exemplo, a verificação da distribuição de correntes entre colunas mostrou grande confiança de resultados com a simulação equivalente no ATP. Essa verificação foi realizada na seção elétrica inferior do para-raios, cuja tensão nominal U_R é de 90 kV.

O modelo no ATP foi alimentado com os valores elétricos apurados nos ensaios de rotina das colunas equivalentes. Já a medição em laboratório foi efetuada diretamente sob as colunas, utilizando o gerador de impulsos de corrente de Marx, com forma de onda 8/20 μ s, em arranjo de ensaio também inédito.

A Figura A17.4 ilustra o circuito do gerador de impulsos implementado no ATP, com as 6 colunas da seção elétrica inseridas com seus valores elétricos de ensaios de rotina.

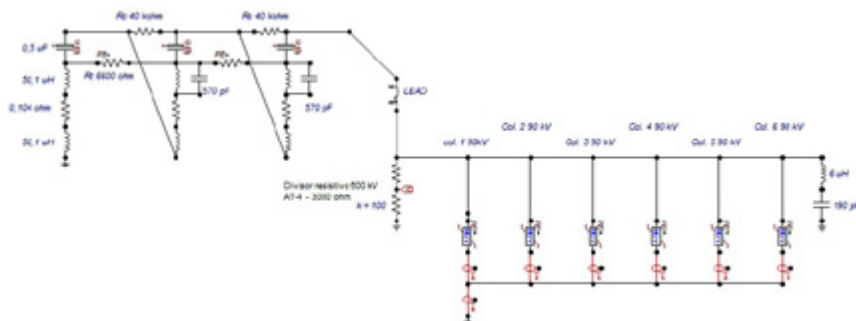


Figura A17.4: Circuito do gerador de impulsos implementado no ATP

Para um determinado impulso de corrente aplicado (corrente total de 4,65 kAp), o equivalente na simulação é apresentado na Figura A17.5, resultando uma assimetria máxima destas correntes de +4,2% e -7,3 % sobre o valor médio.

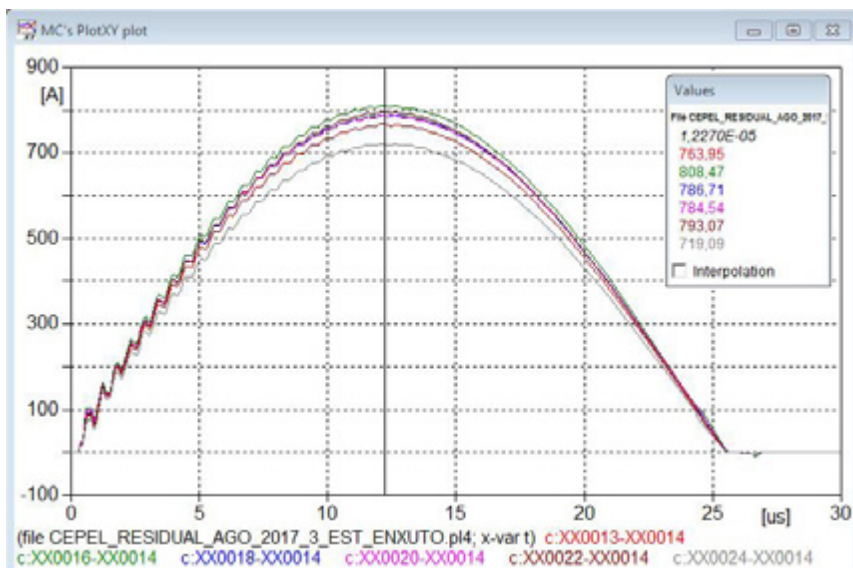


Figura A17.5: Assimetria entre as correntes de 6 colunas para impulso atmosférico 8/20 μ s, corrente total = 4,68 kAp, corrente média entre colunas = 776 Ap (simulação)

Na mesma situação, os valores dessa assimetria apurados nas medições no laboratório foram conforme a Tabela A17.3, e a Figura A17.6 mostra as correntes medidas, indicando grande confiança com as da simulação (Figura A17.5).

Tabela A17.3: Assimetria de corrente entre colunas medida no Cepel

Coluna do para-raios	I total kAp	I coluna Ap	I média Ap	Desvio %
1	4,68	782,34	781,52	0,10
2	4,68	802,56		2,69
3	4,68	797,20		0,73
4	4,68	766,10		-1,97
5	4,72	806,70		3,22
6	4,72	744,20		-4,78

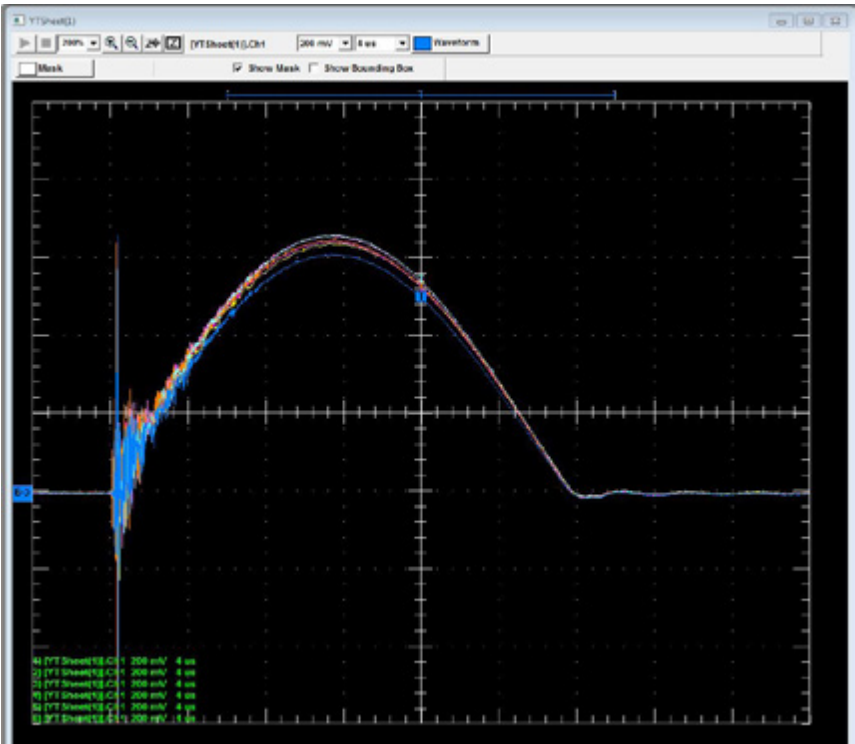


Figura A17.6: Registro das correntes de todas as colunas medidas no Cepel

A Balestro fabricou também, dentro desse projeto, protótipos de isoladores poliméricos de características elétricas julgadas adequadas para as condições de trabalho em linhas de transmissão de 1.000 kV CA.

Tal projeção quando transferida para o isolador polimérico do projeto, implica em isoladores com as seguintes características básicas presumidas por projeção:

- Isolador com distância de arco de 7.670 mm.
- Tensão suportável de impulso atmosférico, a seco: 4.100 kVp.
- Tensão suportável a frequência industrial, a seco: 2.290 kV.
- Tensão suportável a frequência industrial, sob chuva: 1.770 kV.
- Tensão suportável de impulso de manobra sob chuva: 1.950 kV.
- Distância de escoamento: 42.858 mm.

Uma vista inicial dos isoladores projetados é apresentada na Figura A17.7.

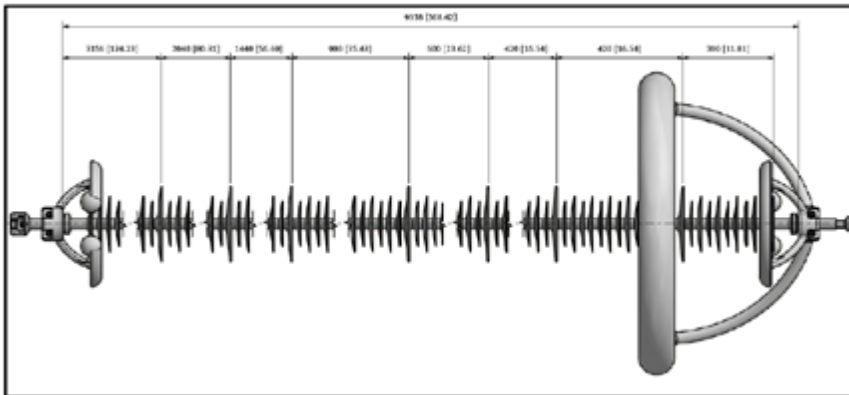


Figura A17.7: Ilustração de um dos isoladores deste projeto

Por haver atualmente um avançado estágio no desenvolvimento do estado da arte em isoladores poliméricos para sistemas de transmissão, o principal desafio desse projeto reside no elevado nível de tensão operativa, e nas dificuldades inerentes a tal.

Assim, são aqui apresentados dois tópicos de principal importância e grau de dificuldade no desenho e fabricação desses isoladores.

17.6 Controle do Campo Elétrico

Os isoladores poliméricos, como é de conhecimento geral, devem ser providos de anéis para controle de campo elétrico, de modo a evitar elevados estresses em especial na região do ponto tríplice, onde ocorre o encontro dos três materiais que compõem o mesmo. O maior agravamento se dá no terminal do lado energizado e na região até as primeiras saias deste mesmo lado, regiões que naturalmente estão submetidas a maiores gradientes de potencial.

Para uma ação eficaz de controle de campo elétrico superficial em isoladores dessas dimensões e para os níveis de tensão de operação em 1.000 kV, são necessários anéis de grandes dimensões, e bastante afastados do ponto tríplice. Assim, no esboço da Figura A17.7, é possível verificar a utilização de anéis combinados de equipotencialização e anti-corona no lado fase utilizando a configuração de dois anéis, para assim reduzir o gradiente de campo elétrico na região crítica do isolador e também mitigar o efeito corona no ponto tríplice (próximo à ferragem de fixação do terminal de linha). Nas Figura A17.8 e Figura A17.9, pode-se observar as dimensões dos anéis combinados do lado fase, e uma projeção de sua instalação nos isoladores.

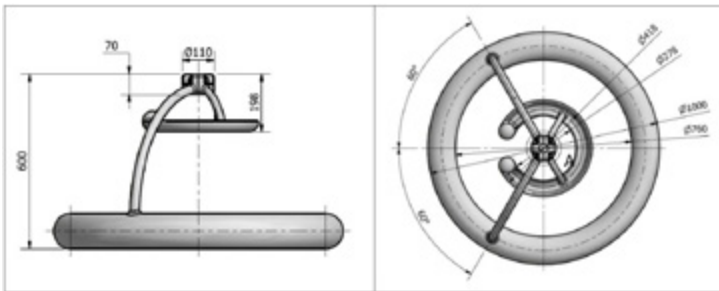


Figura A17.8: Dimensões dos anéis combinados utilizados neste projeto

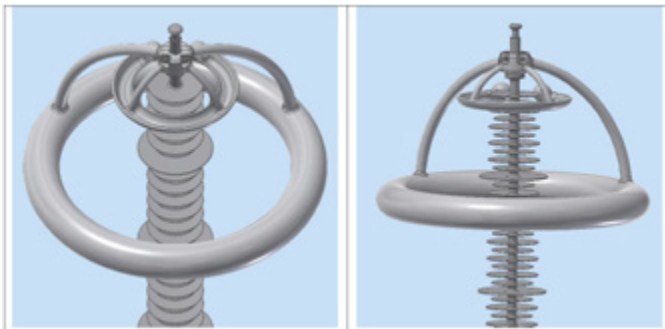


Figura A17.9: Projeção da instalação dos anéis combinados no isolador

17.7 Comportamento Elétrico sob Chuva

Tomando por base um perfil de isolador já em uso em sistemas de 500 kV, de carga mecânica nominal CMN = 240 kN, e adequado para poluição nível “e” (muito pesada, conforme ABNT IEC/TS 60815-3), desenvolveu-se o protótipo desse isolador que, devido ao seu muito longo comprimento, é objeto de preocupação nesse nível de tensão, quando posicionado na posição de instalação suspensa em “I”.

Importante frisar que o projeto indica nível de poluição médio ao longo do traçado previsto na linha (grau “c” conforme ABNT IEC/TS 60815-3), mas optou-se pelo seu perfil EAPX, já desenvolvido para a CMN = 240 kN, de modo a viabilizar a fabricação dos protótipos durante o tempo de duração deste projeto, o desenho deste perfil é ilustrado na Figura A17.10.

Ressalta-se também que o objetivo do protótipo era sua caracterização e dimensionamento elétrico, já que o projeto eletromecânico da linha aponta para isoladores de CMN = 420 kN, ainda em desenvolvimento pela Balestro, portanto uma solução adotada para não comprometer os prazos do projeto.

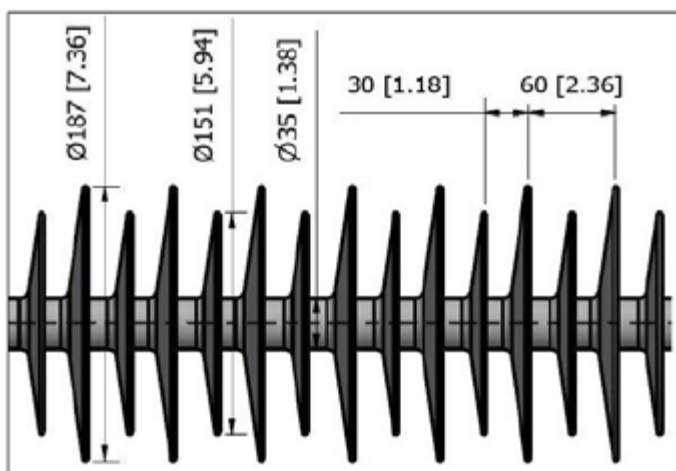


Figura A17.10: Configuração das saias no perfil EAPX

Adotando este perfil para o isolador, a distância de escoamento resultante de 42.858 mm representa uma distância de escoamento específica (conforme ABNT/IEC 60815-3):

$$\text{distância de escoamento específica} = \frac{\text{distância de escoamento}}{\text{máxima tensão do sistema}/\sqrt{3}}$$

Assim temos:

$$\text{distância de escoamento específica}_{\text{perfilEAPX}} = \frac{42.858}{1,1 \cdot 1.000 / \sqrt{3}} = 67,48 \text{ mm} / \text{kV}$$

Embora a preocupação com o nível de poluição não seja um fator relevante em face ao exposto acima, uma preocupação emergente está associada à momentânea redução do desempenho elétrico de isoladores instalados na posição vertical em condição de chuvas intensas [29][30].

Nos isoladores em estudo de grande comprimento em posição vertical, uma chuva incidente normalizada produz um escoamento de água até as bordas das saias, que a partir dessa borda se precipitam verticalmente. A água precipitada de uma saia se junta à precipitação da saia imediatamente inferior, assim sucessivamente até a última saia, que no caso de isoladores de suspensão é a saia mais próxima ao potencial da linha.

Assim, o volume de água que escorre pelas bordas das saias é progressivamente maior, de modo que na porção inferior do isolador, mais próxima ao terminal de fase, ocorre o fenômeno de *bridging* destas aletas, i.e., formam-se pontes de água que formam derivações condutivas nas regiões inferiores do isolador, assim, quanto mais longo o isolador, maior a “cascata” formada em sua porção inferior.

Nessa condição, os arcos preceptores (*streamers*) provocados pelo intenso campo elétrico aplicado passam a se desenvolver em porções mais elevadas da altura da coluna isolante dos isoladores de suspensão em “T”, promovendo a ocorrência de *flashover* em níveis de tensão muito inferiores à condição a seco. Estudos realizados no Cepel combinando chuvas intensas e a observação da atividade elétrica com câmaras de UV (*Daycor*) demonstram de modo visual o grande aumento da atividade elétrica associado a esse fenômeno. De forma análoga, nessa mesma situação, ocorre drástica redução da suportabilidade a surtos de manobra sob chuva.

Buscando mitigar este problema, foi apresentado neste projeto isoladores dotados de saias especiais de maior diâmetro, distribuídas ao longo de seu comprimento, conforme Figura A17.11.

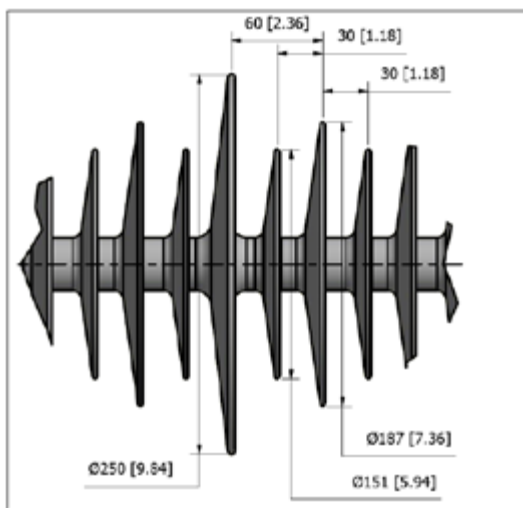


Figura A17.11: Isolador de perfil EAPX com a inclusão da saia especial

Essas saias, chamadas de “saias anti-chuva”, têm o objetivo de espalhar a água acumulada, afastando-a das bordas das saias da porção imediatamente abaixo das mesmas, numa configuração não linear ao longo do comprimento do isolador; assim a água que cumulativamente flui nas bordas das saias de uma seção de isolador é projetada mais para fora do eixo pelas saias anti-chuva, e deve se dispersar em gotas até atingir a próxima saia anti-chuva mais abaixo.

Na Figura A17.12, mostramos os isoladores protótipo em fabricação, ainda antes da aplicação das saias especiais anti-chuva. No isolador de passo 8670 mm, com 273 saias (alternadas, conforme a Figura A17.10), foram aplicadas 6 saias anti-chuva.



Figura A17.12: Protótipos dos isoladores para 1.000 kV CA durante a fabricação

A Figura A17.13 mostra um anel fabricado e acoplado a um isolador durante os testes de rotina na fábrica.

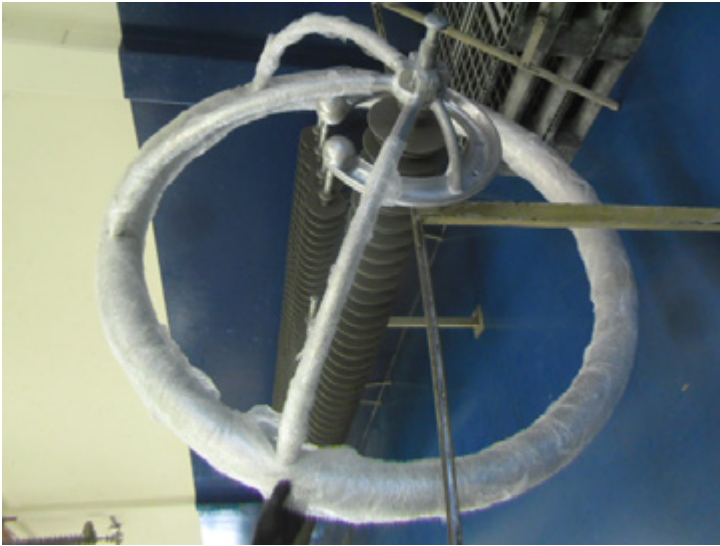


Figura A17.13: Montagem experimental de um anel em um isolador protótipo

A Balestro fabricou amostras do mesmo isolador sem as saias anti-chuva, para que estudo comparativo possa ser conduzido em laboratório. Foi verificado que esses isoladores possuem valores elétricos de suportabilidade superiores aos limites de ensaio no laboratório do Cepel (AT-1).

ANEXO 18 – Projeto Mecânico da Linha de UAT

18.1 Objetivo

O objetivo do presente anexo é apresentar as hipóteses de carregamento que serão utilizadas na determinação do peso da estrutura de 1.000 kV, fundações e a definição das bases para o projeto mecânico.

18.2 Dados Gerais

18.2.1 Cabos

O condutor utilizado no presente estudo foi do tipo CAA “Cabo de Alumínio-Aço” cujas características encontram-se na Tabela A18.1.

O cabo para-raios utilizado nos cálculos foi o de aço galvanizado 3/8” EHS e seus dados também estão indicados na Tabela A18.1.

Tabela A18.1: Características dos cabos utilizados

Descrição	MCM	795	Ø 3/8”
Código		Tern	
Tipo de cabo		CAA	EAR
Diâmetro nominal do fio	mm	3,38-Al 2,25-aço	3,05
Número de fios	fios	45x7	7
Diâmetro nominal do cabo	mm (")	27,03	9,52(3/8)
Carga mínima de ruptura	kgf	10025	6990
Peso aproximado	kgf/m	1,366	0,406

18.2.2 Torre

Na Tabela A18.2 encontram-se apresentadas as características gerais da torre básica.

Tabela A18.2: Características da torre básica

Tipo torre	Vãos máximos(m)	
	Vento	Peso
Estaiada/autoportante	500	750

18.3 Vento de Referência

Para efeito de cálculo são apresentados os valores referentes a ventos com período de retorno de 250 anos (integração 10 min) que é o requisito da Aneel para linhas com tensão superior a 230 kV.

Foram utilizados os dados da NBR 5422 para a definição da velocidade de vento para ser utilizado no presente estudo: o parâmetro alfa (α) da distribuição de Gumbel igual a 0,3 (m/s); e o parâmetro beta (β) da distribuição de Gumbel igual a 11 m/s.

O valor da velocidade de vento para período de retorno (T) de 250 anos é obtido pela expressão:

$$V_T = \beta - \frac{\ln \left[-\ln \left(1 - \frac{1}{T} \right) \right]}{\alpha}$$

$$V_T = 29,4 \text{ m/s ou } 105,8 \text{ km/h}$$

Face ao objetivo do projeto será utilizado como ponto de partida o valor de vento igual a 105,8 km/h (período de integração de 10 min, a 10 m do solo).

18.4 Condições Estudadas

Utilizando a metodologia da norma da IEC-60826, foram determinadas as cargas e pressões de vento nos diversos elementos da linha.

Serão considerados:

- Vão básico: 500 m.
- Altitude média: 300 m.
- Período de retorno: 250 anos.

18.5 Carregamentos Devidos ao Vento Extremo

18.5.1 Pressão dinâmica de referência

Seguindo a norma IEC 60826, obtém-se:

$$q_0 = \left(\frac{1}{2}\right) \cdot VR^2 \cdot \mu$$

Onde:

q_0 é a pressão dinâmica de referência, em kgf/m².

μ é a massa específica do ar: 1,1635 kgf/m³.

VR é a velocidade do vento extremo em m/s.

$q_0 = 51,24$ kgf/m².

18.5.2 Pressão do vento extremo nos cabos

Pela norma IEC 60826, obtém-se:

$$A_C = q_0 \cdot C_{XC} \cdot G_C \cdot G_L \cdot d \cdot L \cdot \sin^2 \Omega$$

Onde:

$C_{XC} = 1,00$

G_C é o fator de vento combinado para cabos, obtido na Norma IEC 60826 em função da altura média do condutor externo (33,6 m) ou condutor interno (51,6 m) ou cabo para-raios (63 m) iguais a 2,288 (condutor externo) e 2,448 (condutor interno) e 2,523 (para-raios).

G_L é o fator de vão em função do vão adotado para cálculo (500 m) igual a 0,9153.

d é o diâmetro.

L comprimento do vão.

Ω é o ângulo formado pela direção do vento com a direção dos cabos. Para ventos atuando no sentido transversal ($\Omega = 90^\circ$), resultam as seguintes pressões:

- Pcond externo = 107,3 kgf/m².
- Pcond interno = 114,8 kgf/m².
- Ppara raios = 118,3kgf/m².

18.5.3 Pressão do vento extremo nas cadeias de isoladores e estruturas

Da norma IEC 60826, obtém-se:

$$A_i = q_0 \cdot C_{xi} \cdot G_t \cdot S_i$$

Onde:

q_0 = ver item 18.5.1

$C_{xi} = 1,20$.

G_t é o fator de vento combinado, obtido da norma em função das alturas.

S_i é a área da cadeia de isoladores.

Resultando em:

- Pisol condutor externo = 157,7 kgf/m².
- Pisol condutor interno = 161,1 kgf/m².

O resumo dos valores obtidos encontra-se na Tabela A18.3, a seguir.

Tabela A18.3: Resumo da pressão de vento para velocidade com tempo de retorno de 250 anos

Fase	V. Proj	Nos condutores		Nos isoladores		Nos para-raios	
	V_T	$P_c(\text{Pa})$	$P_c(\text{kgf/m}^2)$	$P_{vi}(\text{Pa})$	$P_{vi}(\text{kgf/m}^2)$	$P_{PR}(\text{Pa})$	$P_{PR}(\text{kgf/m}^2)$
Externa	29,40	1053	107,3	1546	157,7	1160,6	118,3
Interna	29,40	1126	114,8	1580	161,1		

Pressão de vento extremo nas estruturas atuando na direção do vento-
Da norma IEC 60826, obtém-se:

$$A_t = q_0(1 + 0,2 \cdot \sin^2 2\theta) \cdot (S_{t1} \cdot C_{xt1} \cdot \cos^2\theta) + S_{t2} \cdot C_{xt2} \cdot \sin^2\theta) G_t$$

Onde:

G_t é o fator de vento combinado, obtido da norma IEC 60826 em função da altura em relação ao solo do centro de gravidade do painel em consideração.

S_{t1} e S_{t2} é a área líquida das faces 1 e 2 do painel em consideração, em m².

C_{xt1} e C_{xt2} é o coeficiente de arrasto das faces 1 e 2 do painel em consideração, obtido da norma IEC 60826.

θ é o ângulo formado pela direção do vento com a perpendicular à face 1, conforme norma IEC.

Tabela A18.4: Resumo da pressão na estrutura

θ	$A_t(\text{kgf})$	Direção do vento
0°	$51,24 \cdot G_t \cdot S_{t1} \cdot C_{xt1}$	Vento transversal
45°	$30,7 \cdot G_t(S_{t1} \cdot C_{xt1} + S_{t2} \cdot C_{xt2})$	Vento a 45°

18.6 Ventos de Alta Intensidade

Não há um critério internacionalmente aceito e normalizado para definir a velocidade do vento decorrente de tormentas elétricas (vento de alta intensidade). Na falta de dados específicos sobre as velocidades do vento durante este tipo de tormentas, tem sido usual majorar a velocidade do vento extremo de rajada ($t = 3$ s) para o período de retorno do projeto por um fator próximo de 20% com uma frente estreita de atuação. Assim sendo, será determinada a seguir o vento de alta intensidade para o período de retorno de 250 anos, a ser adotado no projeto.

Considerando a velocidade de vento extremo para o período de retorno de $T = 250$ anos, obtém-se o seguinte valor para o vento de alta intensidade (V_{ai}):

$$V_{ai} = 29,4 \cdot 1,39 \cdot 1,2 = 49,0 \text{ m/s ou } 176,4 \text{ km/h}$$

O fator 1,39 é aplicado ao vento de 10 minutos para obter a rajada a 3 segundos.

18.6.1 Pressão de vento de alta intensidade nos cabos e nas cadeias

Considerando também que, caso este tipo de vento possua uma frente muito reduzida, atuando no máximo em $1/4$ do vão, é considerado no condutor e no para-raios uma pressão de vento igual a $1/4$ da pressão total atuando uniformemente ao longo do vão.

Assim a pressão de vento de alta intensidade no condutor e no cabo para-raios será igual a $37,5 \text{ kgf/m}^2$.

18.6.2 Pressão de vento de alta intensidade nas estruturas e cadeias

Pressão dinâmica de referência:

$$q_0 = 150 \text{ kgf/m}^2$$

Para diferentes valores de θ , tem-se nas estruturas:

Tabela A18.5: Resumo da pressão nas estruturas

θ	A_v (kgf)	Direção do vento
0°	$150,0 \cdot S_{t1} \cdot C_{xt1}$	Vento transversal
45°	$90,0 (S_{t1} \cdot C_{xt1} + S_{t2} \cdot C_{xt2})$	Vento a 45°

Para as cadeias a pressão é a de referência.

18.7 Tração nos Cabos e Flechas

A seguir apresentam-se as trações e flechas nos cabos a serem utilizadas nas várias condições representativas.

Tabela A18.6: Trações para o condutor externo

Condição	θ (°C)	Pressão do vento (kgf/m ²)	Tf (kgf)	Tf (%)	Ti (kgf)	Flecha final (m)
EDS	24	0	2005	20,0	2145	20,83
Vmax	20	107,3	4434	44,2	4542	22,54
V45	20	53,65	2889	28,8	3049	21,35
V _{ai90}	20	37,5	2493	24,9	2649	21,03
V _{ai45}	20	18,75	2152	21,5	2299	20,76
θ_{min}	7	0	2080	20,7	2233	20,06
θ_{max}	75	0	1819	18,1	1927	22,97

Tf – tração final; **Ti** – tração inicial

Tabela A18.7: Trações para o condutor interno

Condição	θ (°C)	Pressão do vento (kgf/m ²)	Tf (kgf)	Tf (%)	Ti (kgf)	Flecha final (m)
EDS	24	0	2005	20,0	2145	20,83
Vmax	20	114,8	4656	46,4	4747	22,69
V45	20	57,4	2989	29,8	3149	21,42
V _{al90}	20	37,5	2493	24,9	2649	21,02
V _{al45}	20	18,75	2152	21,5	2299	20,75
θ_{min}	7	0	2080	20,7	2233	20,06
θ_{max}	75	0	1818	18,1	1927	22,96

Tf – tração final; Ti – tração inicial

Tabela A18.8: Trações do cabo para-raios 3/8 EHS

SW	θ (°C)	Pressão do vento (kgf/m ²)	Tf (kgf)	Tf (%)	Flecha p. raios(m)	Fcond (m)
EDS	24	0	680	9,7	18,68	20,83
Vmax	20	107,3	1700	24,3	21,28	22,69
V45	20	53,65	1076	15,4	19,66	21,42
V _{al90}	20	37,5	871	12,5	19,10	21,02
V _{al45}	20	18,75	737	10,5	18,73	20,75
θ_{min}	7	0	697	10,0	18,23	20,06
θ_{max}	40	0	666	9,5	19,10	22,96

Tf – tração final; Ti – tração inicial

Os cabos devem ser dimensionados para suportar os estados de tracionamento – básico, e de tração normal, definidos a partir da combinação de condições climáticas e de envelhecimento do cabo como se segue.

a) Estado básico

- Para condições de temperatura mínima, a tração axial máxima deve ser limitada a 33% da tração de ruptura do cabo.
- Para condições de vento com período de retorno de 50 anos, a tração axial máxima deve ser limitada a 50% da tração de ruptura do cabo.
- Para condições de vento extremo, a tração axial máxima deve ser limitada a 70% da tração de ruptura do cabo.

b) Estado de tração normal (EDS *everyday stress*)

- No assentamento final, à temperatura média, sem vento, o nível de tracionamento médio dos cabos deve atender ao indicado na norma NBR 5422. Além disso, o tracionamento médio dos cabos deve ser compatível com o desempenho mecânico no que diz respeito à fadiga ao longo da vida útil da linha de transmissão. Foi escolhido o valor de 20% para EDS do condutor e 9,7% para o EDS dos para-raios.

18.8 Cálculo dos Esforços nas Torres

Neste item, encontram-se apresentadas as expressões gerais para os cálculos dos esforços verticais, transversais e horizontais.

18.8.1 Cargas verticais

$V = CS[(n \cdot g \cdot ag) + Pci]$ – Hipóteses normais.

$V = CS[(n \cdot g \cdot ag) + Pci + 0,3162 \cdot (Tc \cdot n)]$ – Hipóteses de cabos ancorados no solo.

$V = CS[(n \cdot g \cdot ag) + Pci] + CS1 \cdot CM$ – Hipóteses de montagem.

CS é o coeficiente usado na hipótese.

n = número de subcondutores por fase ou para-raios.

g = peso do cabo condutor ou para-raios.

ag = vão peso.

Pci = peso da cadeia de isoladores.

Tc = tração no cabo condutor ou para-raios.

CS1 = coeficiente de segurança.

CM = carga devido aos montadores.

18.8.2 Cargas transversais

$T = CS[(((n \cdot d \cdot av \cdot pvc) + (Aci \cdot pvi)) \cdot (\text{sen}^2(i + a/2)))\cos(a/2) + ((Acj/2) \cdot pvi) \cdot \text{sen}(i) + (2T \cdot n \cdot \text{sen}(a/2))]$ – Hipóteses normais com vento.

CS é o coeficiente usado na hipótese.

n = número de subcondutores por fase ou para-raios.

d = diâmetro do cabo condutor ou para-raios.

av = vão de vento.

pvc = pressão de vento no cabo condutor ou para-raios.

Aci = área exposta ao vento da cadeia de isolador do condutor ou para-raios.

pvi = pressão de vento na cadeia de isolador do condutor ou para-raios.

a = ângulo de deflexão da linha.

i = ângulo de incidência do vento.

Acj = área exposta ao vento da cadeia do jumper do condutor.

T = tração no cabo condutor ou para-raios.

18.8.3 Cargas longitudinais

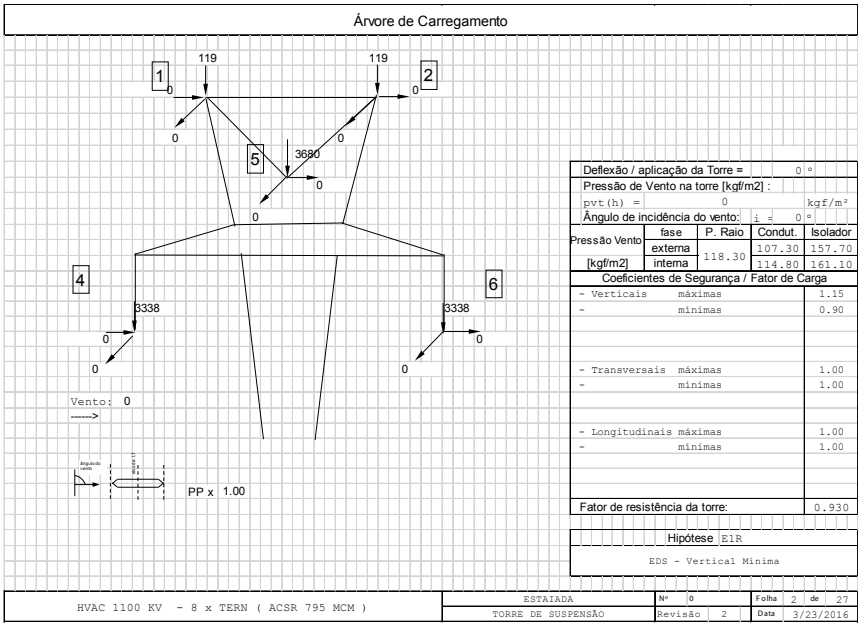
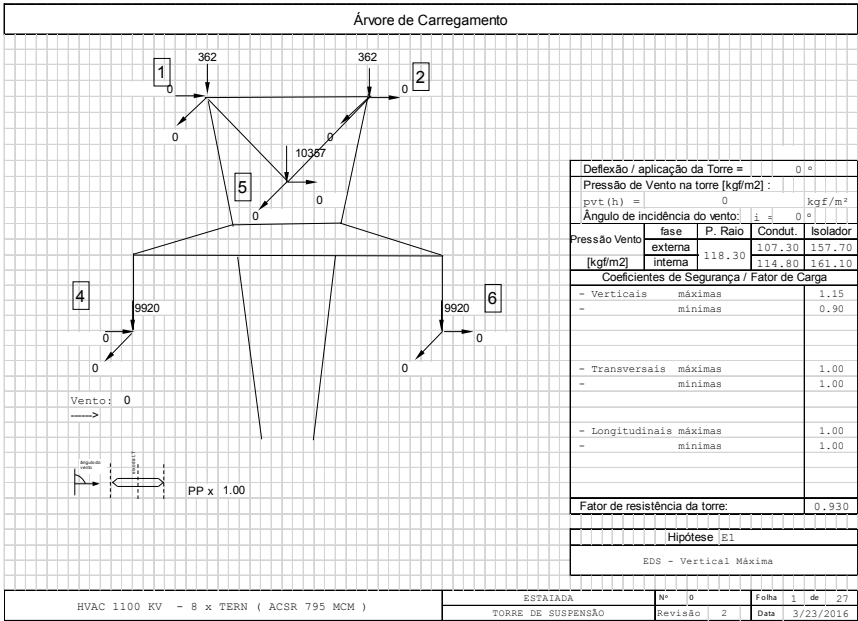
$$T = CS[(((n \cdot d \cdot av \cdot pvc) + (Aci \cdot pvi)) \cdot (\sin^2(i + 90 + a/2))) \sin(a/2) + ((Acj/2) \cdot pvi) \cdot \cos(i + 90) + (T \cdot n \cdot \cos(a/2))] - \text{Hipóteses normais com vento.}$$

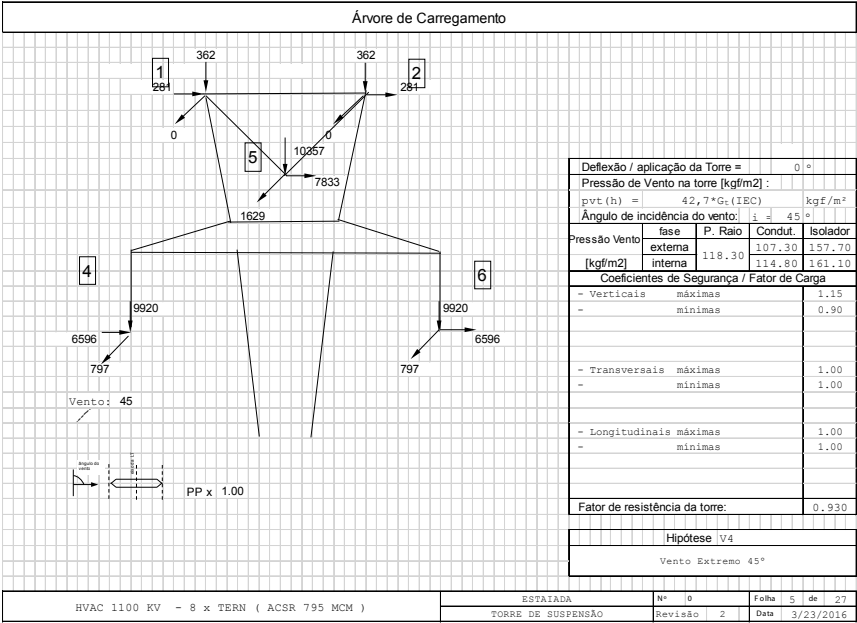
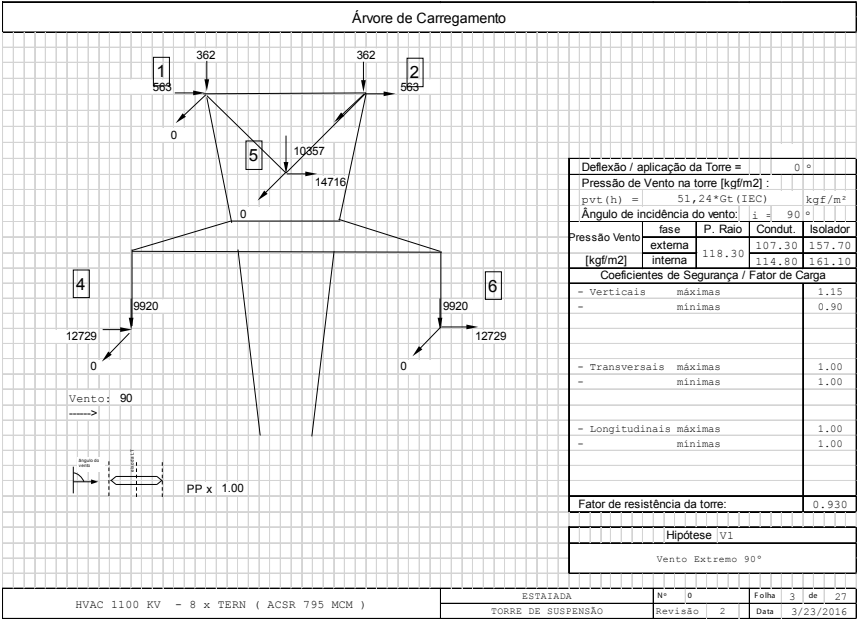
18.9 Árvores de Carregamento

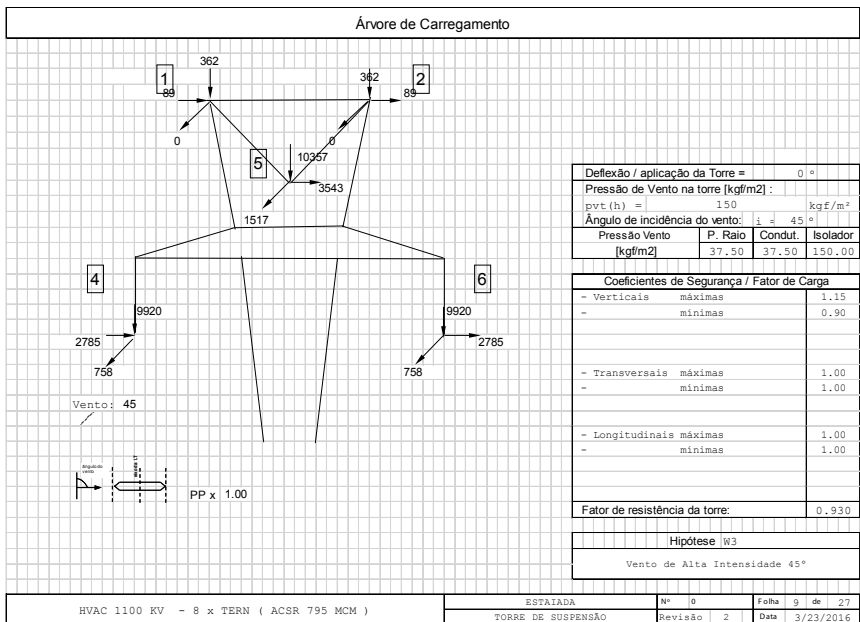
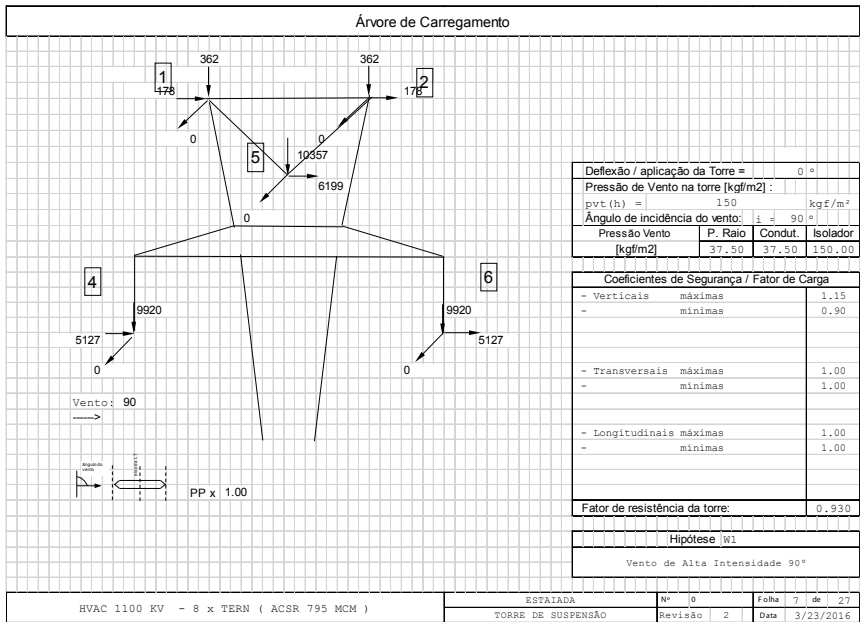
Nas Figuras seguintes, encontram-se apresentadas as árvores de carregamento ilustrativas referentes à algumas das hipóteses abaixo, que foram utilizadas nos cálculos.

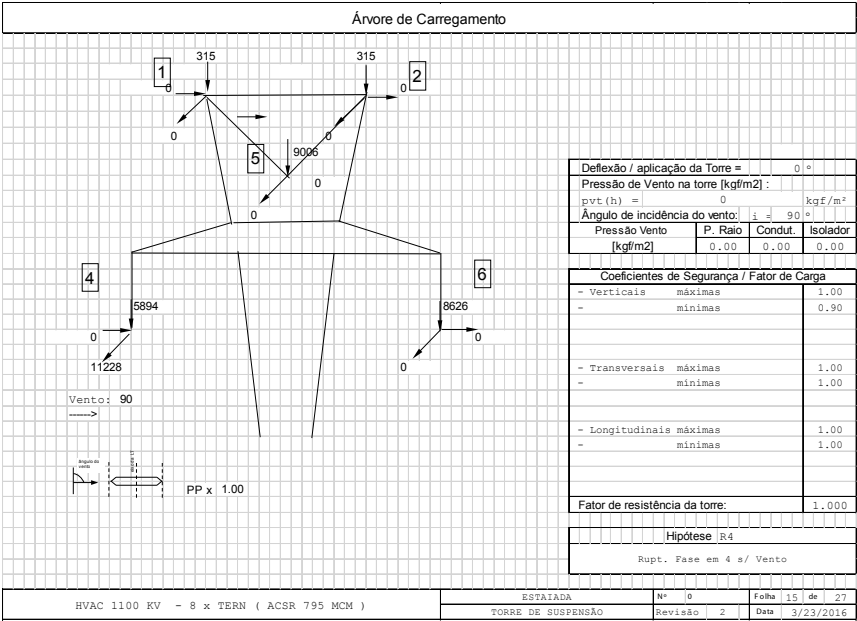
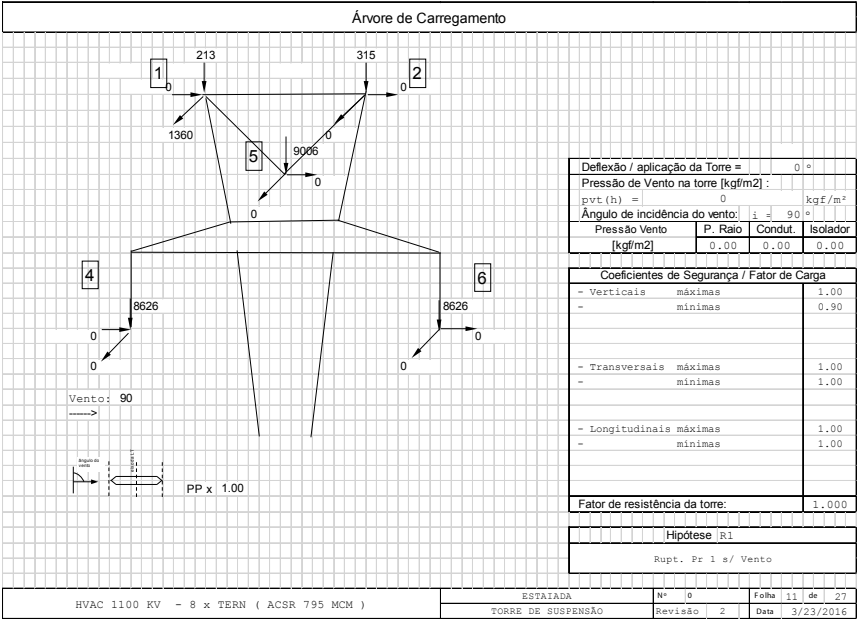
- Condição de EDS (preponderante): E1 e E1R.
- Vento transversal extremo: V1 e V1R.
- Vento extremo oblíquo a 45°: V4 e V4R.
- Vento de tormentas elétricas transversal: W1 e W1R.
- Vento de tormentas elétricas a 45°: W3 e W3R.
- Ruptura de 1 cabo para-raios: R1 e R1R.
- Ruptura do feixe externo de cabo condutor: R4 e R4R.
- Ruptura do feixe interno de cabo condutor: R5 e R5R.
- CONTENÇÃO de cascata: D1 e D1R.
- Montagem de para-raios: M1 e M2.
- Montagem de condutor: M4 e M5.

As condições acima com terminação em “R” são para hipóteses considerando o vão peso mínimo.









CAPÍTULO 6

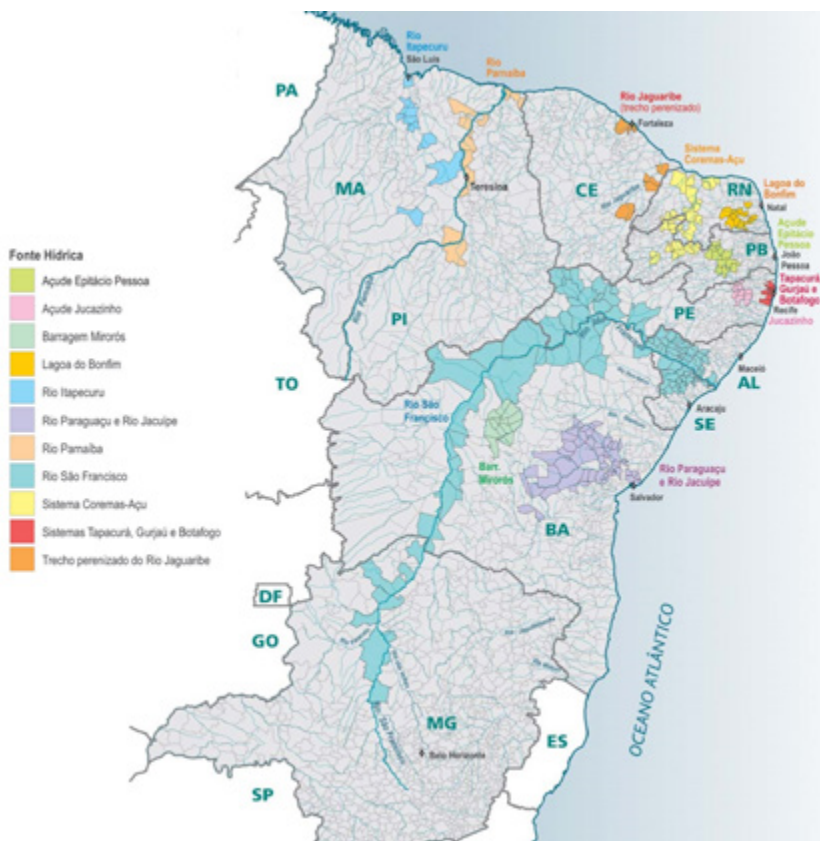
Caracterização e Análise Socioambiental do Empreendimento (R3)

Maíra Dzedzej

Alex da Silva Sousa

Maurício George Miguel Jardim

Gerson Yukio Saiki



1. Introdução

O Relatório R3 – Caracterização e Análise Socioambiental do Empreendimento – tem por finalidade, apresentar as características socioambientais do corredor de passagem selecionado. Neste item, serão apresentadas as características socioambientais referentes aos meios físico, biótico e socioeconômico, nos quais o corredor de passagem da linha entre as subestações de Milagres (CE), Ourolândia (BA), Igaporã (BA) e Pirapora (MG) está inserido.

O escopo inclui a extensão aproximada da linha de transmissão, os critérios para formulação da diretriz estabelecida, as travessias e cruzamentos previstos e outras informações relevantes para esta caracterização.

Este capítulo apresenta a caracterização e análise socioambiental do corredor de passagem, bem como a diretriz preferencial proposta no R3, são analisadas ambientalmente quanto aos meios físico, biótico e socioeconômico (Nota Técnica nº0203/2013-SCT-SRT/ANEEL).

Dessa forma, neste item são englobados os aspectos socioambientais e será apresentado por trecho entre as Subestações, dividido da seguinte forma:

- **Trecho 1 (T1)** – Milagres (CE) a Ourolândia (BA);
- **Trecho 2 (T2)**– Ourolândia (BA) a Igaporã (BA);
- **Trecho 3 (T2)**– Igaporã (BA) a Pirapora (MG).

O traçado total formado pelos três trechos localiza-se nos estados do CE, PE, BA e MG, e a maior parte está no estado da Bahia e no bioma caatinga. A Figura 1.1 ilustra a localização das subestações e dos trechos T1, T2 e T3.



Figura 1.1: Localização da linha de transmissão e subestações

2. Justificativa

Neste item, o objetivo é apresentar a elaboração das análises socioambientais efetuadas para cada um dos três trechos da linha de transmissão que conecta as diferentes subestações e seus respectivos corredores, com 30 km de largura.

Para isso, foi efetuada uma análise levando-se em conta as variáveis do meio físico, biótico e socioeconômico, que em conjunto compõem o meio socioambiental. A compreensão tem por objetivo demonstrar a interação e dinâmica natural e antrópica existente na área do projeto, demonstrando as áreas mais frágeis e menos frágeis do meio natural e antrópico, com relação a implantação de empreendimentos desta magnitude.

As variáveis do meio físico englobam os componentes dos sistemas naturais da Terra considerando elementos como o clima, relevo, geologia, solos e recursos hídricos.

Em relação ao meio biótico, suas variáveis englobam os seres vivos e sua presença na Terra, o uso do solo, vegetação, fauna, ecossistemas especiais e as áreas protegidas. O objetivo é fornecer um panorama do meio biótico, cuja importância é demonstrada pelos tipos de usos, os ecossistemas e as áreas de proteção existentes na área de implantação do projeto.

A análise das variáveis do meio socioeconômico e cultural envolve aspectos referentes a qualificação dos tipos de usos predominantes na região, dos aspectos demográficos, econômicos, culturais e estruturais. Para isso, são levantadas informações quanto a população, economia regional, infraestrutura viária e elétrica, estrutura fundiária e áreas de conflitos, Índice de Desenvolvimento Humano (IDH), população indígena, patrimônio arqueológico, geológico e histórico cultural. Tal levantamento tem por objetivo demonstrar os usos fundiários e econômicos existentes na área e as possíveis áreas conflituosas para a implantação do projeto.

Consolidado o levantamento socioambiental, são elencadas as áreas mais sensíveis e menos sensíveis sob os diversos aspectos, apresentadas em forma de um mapeamento validado *in loco*.

Este estudo é importante, pois fornece um panorama regional dos impactos e benefícios que a implantação da linha proverá às áreas nas quais for implantada, bem como um panorama mais adequado para a avaliação dos custos efetivos do projeto.

Com a possível implantação dessa nova e moderna estrutura de linha, será possível estabelecer uma integração mais eficiente dos polos energéticos do Nordeste e Sudeste, tornando o SIN (Sistema Interligado Nacional) mais dinâmico e estável para estas regiões, e o desenvolvimento econômico destas regiões mais propício.

A linha permitirá aperfeiçoar a integração dos parques eólicos da região Nordeste, transferindo, assim, a energia para áreas onde houver demanda e também melhorar a infraestrutura de uma região que carece de investimentos para que sejam criadas condições de aquecimento da economia.

3. Caracterização Geral da Área do Projeto

A área de implantação da linha cruza grande parte do semiárido brasileiro e trechos da mesorregião norte de Minas Gerais, que coincide com os limites do semiárido em algumas porções. O semiárido (Figura 3.1) está inserido em nove estados brasileiros, sendo que oito estão na região Nordeste, sendo eles Ceará, Piauí, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia, e mais o estado de Minas Gerais do Sudeste brasileiro.

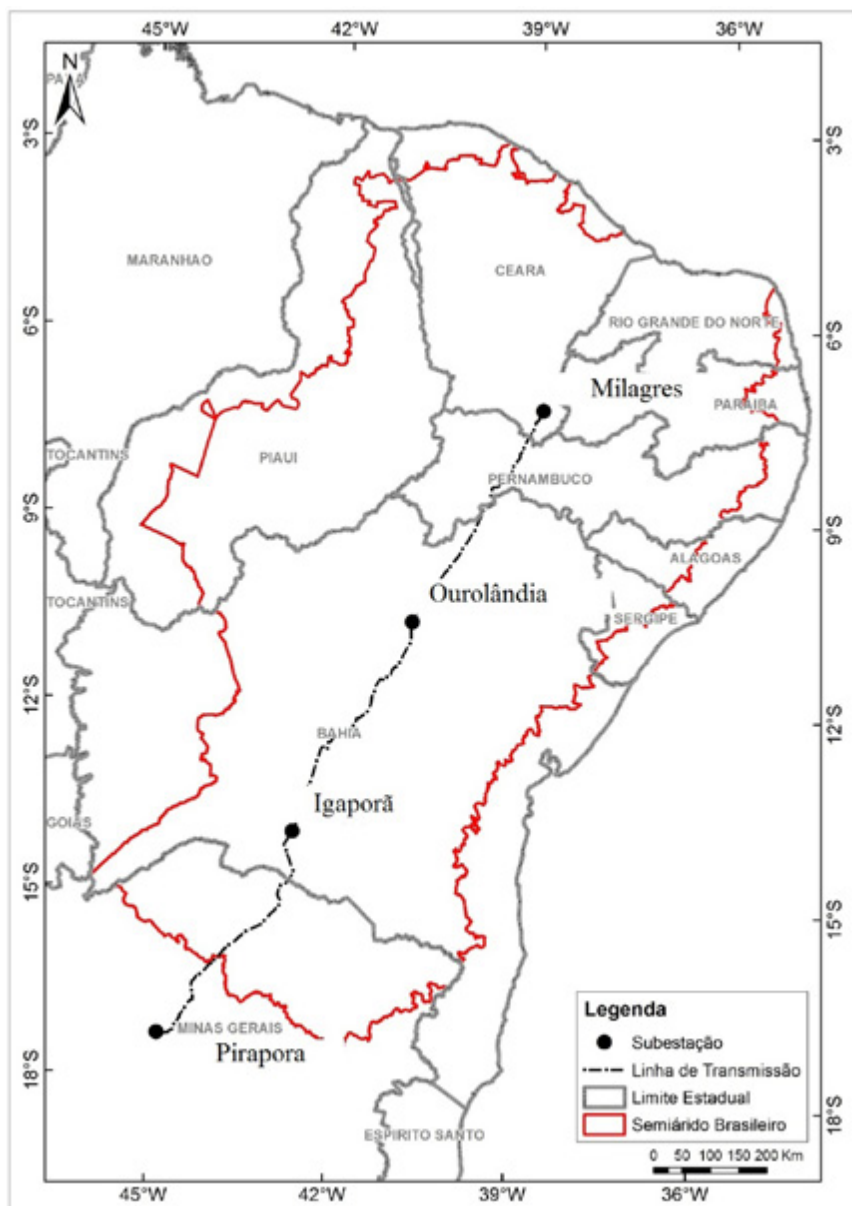


Figura 3.1: Limite do semiárido brasileiro. Fonte: Sudene, 2016

De acordo com a Sudene (2016), o semiárido possui, como características do meio físico, precipitações anuais inferiores a 800 mm; alta média de horas de insolação por ano; temperaturas médias anuais entre 23 °C a 27 °C; chuvas sazonais; predomínio da caatinga; solos pobres de matéria orgânica, predominantemente arenosos e litólicos; substrato predominantemente cristalino, com porções de rochas cársticas; grande quantidade de rios intermitentes e águas subterrâneas associadas a bacias sedimentares.

Socioeconomicamente, o semiárido (Sudene, 2016) é caracterizado por possuir 57,53% do território nordestino e concentrar 40,54% de sua população, e mesmo assim é responsável por apenas 21,6% de seu PIB. É uma região pouco desenvolvida, com economia estagnada e de baixa densidade demográfica que apresenta agricultura familiar de subsistência e pecuária extensiva como atividade predominante.

No decorrer da área pela qual passará a linha, há ocorrência de assentamentos, quilombos e terras indígenas, bem como cavernas, sítios geológicos e sítios arqueológicos, sendo preciso detalhar estas áreas, visando sua preservação para a implantação da linha.

A disponibilidade de recursos hídricos inferior à demanda existente e a rigurosidade climática, onde é comum a ocorrência de processos de desertificação e solos com baixo teor de nutrientes, são fatores impeditivos do desenvolvimento adequado da região. Variáveis como estas são responsáveis por fatores como a baixa densidade demográfica que na década de 70 era de 12,4 hab/km² e em 2000 passou a 21,6 hab/km².

4. Procedimentos e Fontes de Pesquisa

Dois níveis de análises socioambientais foram realizados com o objetivo de identificar e avaliar elementos dos meios físico, biótico e socioeconômico que podem interferir na instalação da linha e/ou sofrer os impactos causados por este empreendimento, configurando-se como fatores socioambientais que impedem ou dificultam a implantação do empreendimento. O primeiro nível consiste em um diagnóstico geral dos meios físico, biótico e socioeconômico da área do traçado no contexto do semiárido brasileiro e mesorregião norte de Minas Gerais, onde o traçado está inserido.

O segundo nível representa uma análise socioambiental qualitativa e quantitativa de cada um dos trechos do traçado e seus respectivos corredores de 30 km de largura, e da diretriz preferencial de instalação da linha. Esta caracterização de maior detalhe fundamentou-se na análise espacial de dados secundários oficiais e nos dados coletados e validados em campo, por meio de um Sistema de Informação Geográfica (SIG). Diversos indicadores socioambientais foram considerados na caracterização de cada trecho do traçado. Esses indicadores foram construídos a partir da análise espacial dos dados secundários oficiais e interpretados com base no conhecimento multidisciplinar. A faixa para detalhamento dos resultados é de 30 km, sendo 15 km para cada lado a partir do eixo central do corredor, e a diretriz preferencial de instalação está inserida dentro deste corredor. Os resultados obtidos são apresentados por meio de mapas e textos descritivos.

Para elaboração da caracterização socioambiental foram utilizados dados secundários de fontes oficiais estaduais e federais, como o CPTEC/Inpe (Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos) para informações climatológicas; o Serviço Geológico Brasileiro (CPRM) para obtenção de dados Geológicos e Geomorfológicos; Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) para dados socioeconômicos e do meio físico e biótico; Empresa Brasileira de Pesquisas Agropecuária (Embrapa) para dados de solos; Agência Nacional de Águas (ANA) para a avaliação dos recursos hídricos e usos de água; Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio) e Projeto de Conservação e Utilização Sustentável da Diversidade Biológica Brasileira (Probio) para dados referentes às áreas protegidas; o Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária (Incra) para dados referentes a assentamentos e comunidades quilombolas e o Relatório de Conflitos da Terra da Comissão Pastoral da Terra (CPT); Fundação Nacional do Índio (Funai) para dados referentes a reservas indígenas, o Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (Iphan) para dados de sítios arqueológicos, o Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas (Cecav) para as informações sobre cavernas e a Comissão Brasileira de Sítios Geológicos e Paleobiológicos (Sigep) para informações de sítios paleontológicos e geológicos em geral. Foram pesquisados também os ZEEs (Zoneamento Ecológico-Econômico) dos estados envolvidos.

Houve a utilização de dados de levantamentos bibliográficos feitos a partir de publicações e artigos acadêmicos. Para auxílio das análises, serão utilizadas imagens Landsat 8 disponibilizadas gratuitamente pela U.S. Geological Survey (USGS).

5. Caracterização Socioambiental

Serão descritos, a seguir, elementos dos meios físico, biótico e socioeconômico, considerando aspectos relacionados a características do meio físico, ecossistemas terrestres, populações indígenas e tradicionais, densidade populacional e concentrações urbanas. Esse diagnóstico subsidia a análise de viabilidade socioambiental e de locação do empreendimento por meio da identificação de indicadores de sustentabilidade para o corredor, evidenciando as áreas de maior e menor sensibilidade socioambiental.

5.1 Meio Físico

O meio físico engloba as variáveis componentes dos sistemas naturais da Terra. São considerados elementos como o clima, relevo, geologia, solos e recursos hídricos. Sua compreensão é importante por demonstrar a interação e dinâmica natural existente no meio a ser analisado. Sua descrição, neste projeto, tem importância por demonstrar as áreas mais frágeis e menos frágeis do meio natural existentes na área de implantação do projeto.

5.1.1 Climatologia

A área de implantação do projeto está predominantemente inserida na região semiárida onde o Ministério do Meio Ambiente (MMA) desenvolve uma série de projetos por meio da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (Sudene).

É uma área onde as secas são frequentes, e se caracteriza pelos seguintes fatores climáticos (Sudene, 2016):

- Precipitações médias anuais iguais ou inferiores 800 mm;
- Insolação média de 2.800 h/ano;
- Temperaturas médias anuais 23 a 27 °C;
- Regime de chuvas marcado pela irregularidade (espaço/tempo).

Para atender as necessidades do projeto foram pesquisadas informações referentes à normal climatológica disponível. A normal climatológica é obtida por meio das médias de informações de uma série de 30 anos de levantamento climatológico. O Inmet gerou uma série de mapeamentos com base nas informações geradas a partir da normal climatológica do período

de 1961-1990. A seguir, será efetuada uma caracterização da área do projeto a partir destas informações.

A linha será implantada em maior parte na área de domínio do semiárido, em um transecto que cruza os estados do Ceará, Pernambuco, Bahia e Minas Gerais. Como pode-se observar, a Figura 5.1 apresenta a intensidade dos ventos a uma altura de 10 metros. A área referente ao Trecho 1 encontra-se sob média a alta intensidade de ventos. O Trecho 2 cruza uma área cujas médias de velocidade de vento são mais baixas. O Trecho 3 passa a percorrer áreas de intensidade de média a alta.

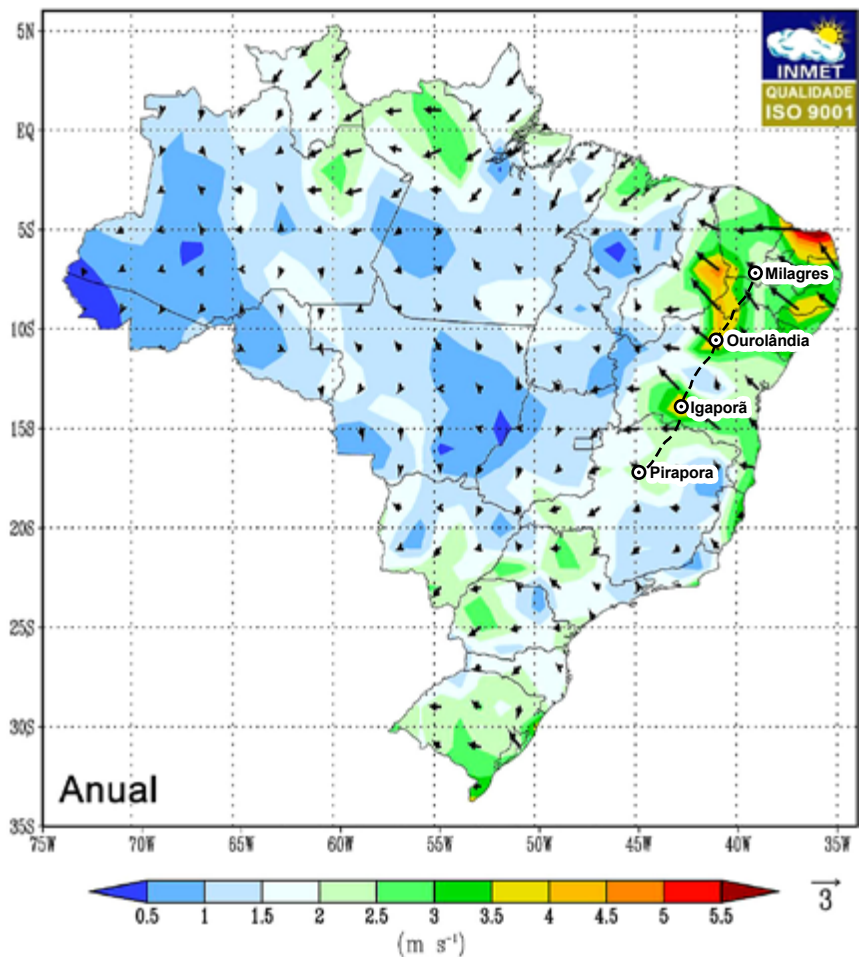


Figura 5.1: Normal climatológica (1961-1990) para ventos a uma altura de 10m.
Fonte: adaptado do Inmet, 2016

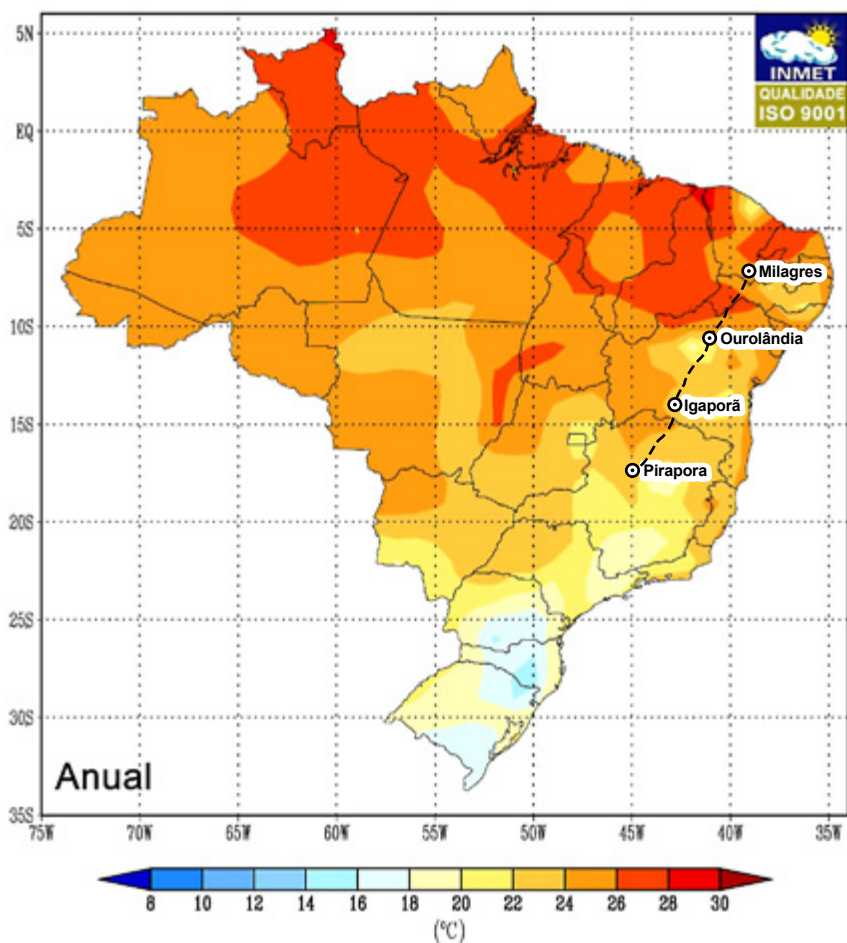


Figura 5.2: Temperatura média compensada (°C) de 1961-1990.

Fonte: adaptado do Inmet, 2016

A temperatura apresentou médias mais elevadas na área do Trecho 1, com valores mais amenos no Trecho 2 e no Trecho 3 um pouco superiores ao Trecho 2, mas inferiores ao Trecho 1.

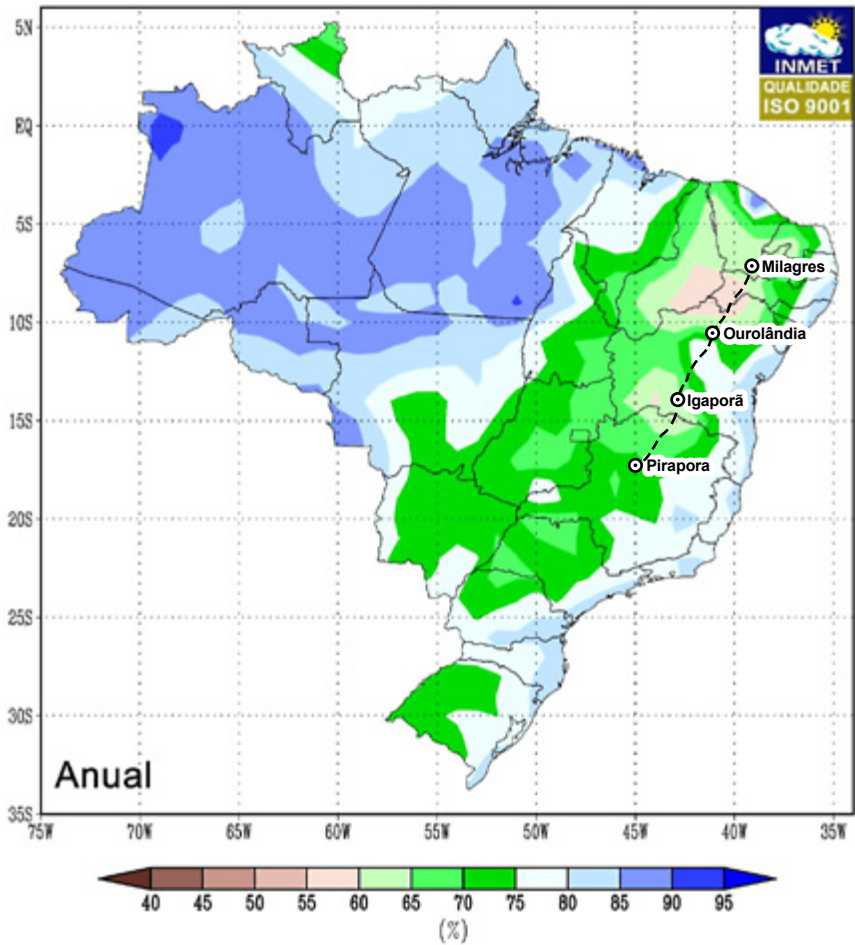


Figura 5.3: Umidade relativa do ar compensada (%) de 1961-1990.

Fonte: adaptado do Inmet, 2016

A umidade relativa do ar (Figura 5.3) na área do projeto é percentualmente bem reduzida na área do Trecho 1, aumenta um pouco em porções do Trecho 2 e novamente volta a cair na área do Trecho 3, permanecendo, porém, superior ao Trecho 1.

Mapa de densidade de raios no Brasil

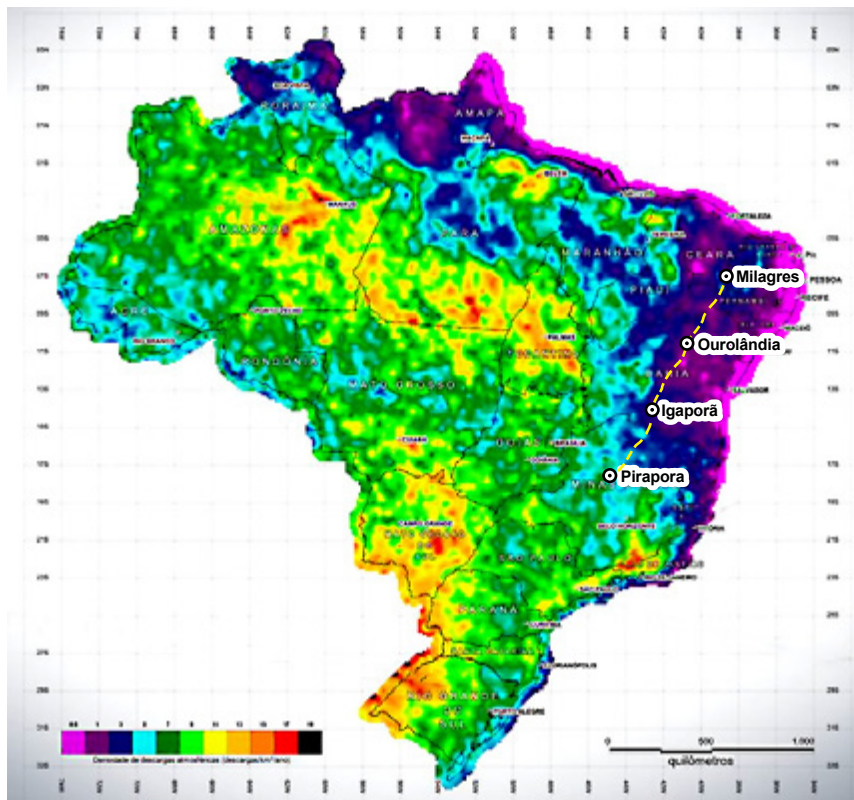


Figura 5.4: Densidade de raios no Brasil. Fonte: adaptado de CPTEC, 2016

A área da linha apresenta os menores valores de densidade de raios do Brasil (Figura 5.4), principalmente no Trecho 2 do projeto.

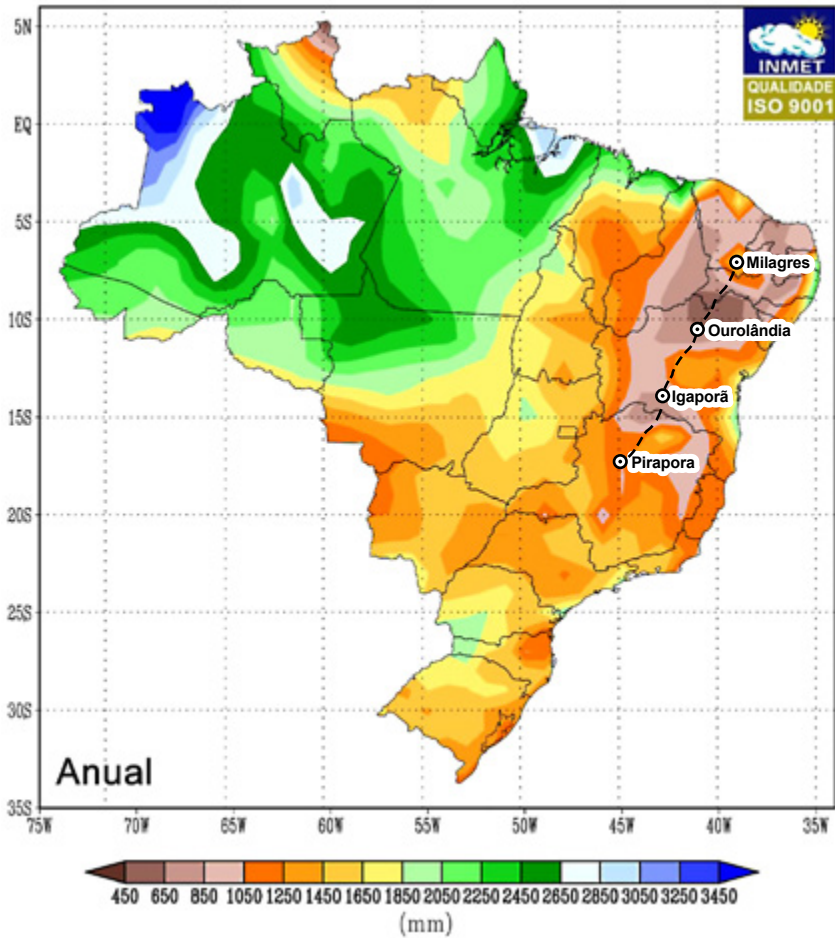


Figura 5.5: Precipitação acumulada mensal e anual (mm) de 1961-1990.

Fonte: adaptado do Inmet, 2016

Por se localizar no semiárido, a pluviosidade da área de implantação do projeto (Figura 5.5) é mais baixa em relação ao restante do território brasileiro. A menor quantidade de milímetros de chuva se concentra na área do Trecho 1, havendo áreas com menos de 450 mm/ano. O Trecho 2 apresenta uma porção cujo índice se eleva um pouco mais, e o Trecho 3 apresenta uma queda dos volumes médios anuais de precipitação, não sendo, entretanto, uma queda tão elevada quanto a apresentada no Trecho 1.

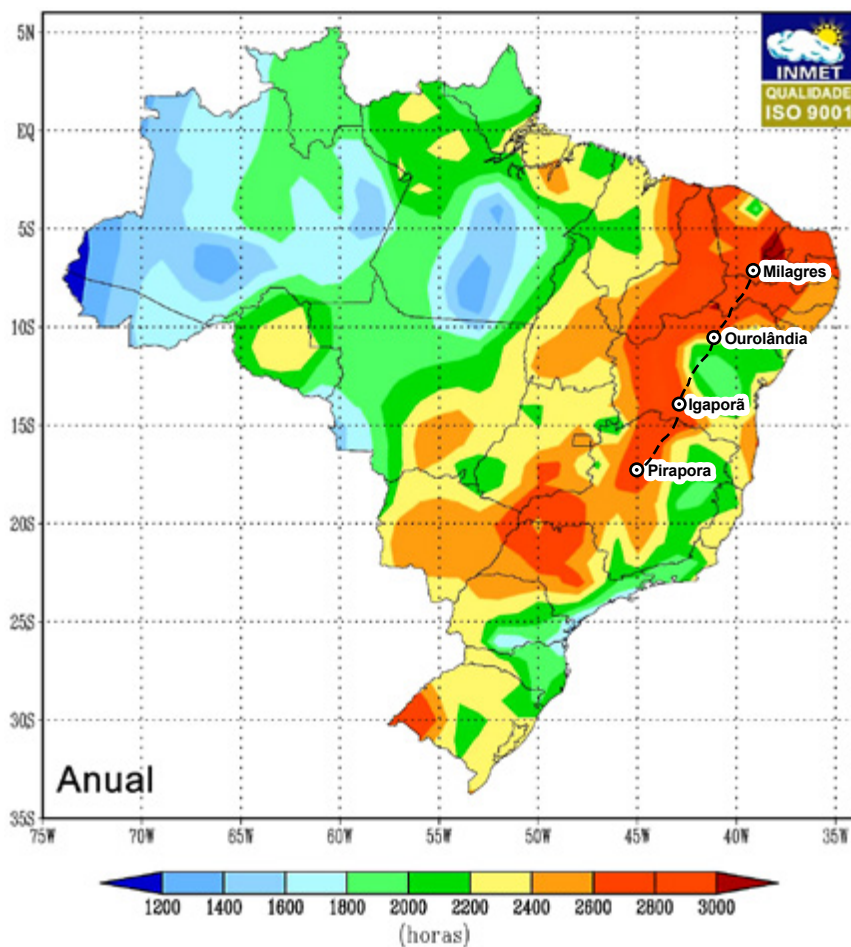


Figura 5.6: Insolação total (horas) de 1961-1990. Fonte: Inmet, 2016

Em relação ao total de insolação, a maior parte da área do projeto apresenta-se em território de grande incidência de insolação total de horas (Figura 5.6), sendo mais significativos os trechos 1 e 3.

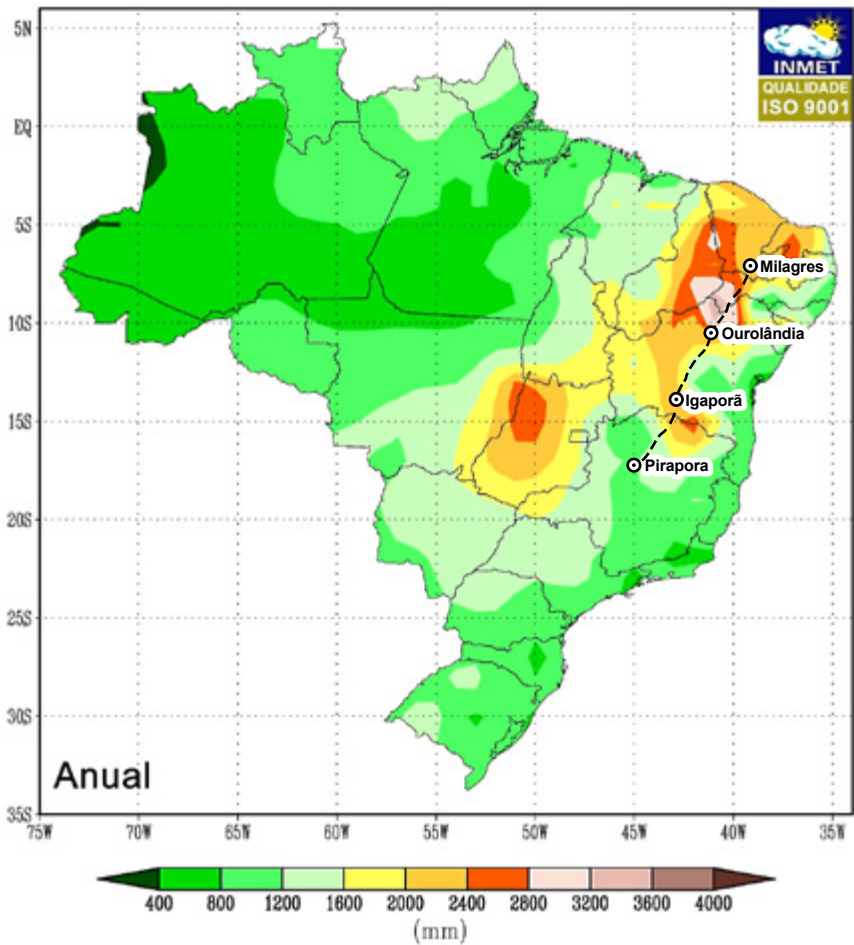


Figura 5.7: Evaporação total (mm) de 1961-1990. Fonte: adaptado do Inmet, 2016

A área de implantação da linha apresenta o maior índice de evaporação total do território brasileiro no período de normal climatológica (Figura 5.7). A porção que apresenta maior índice de evaporação é a área do Trecho 1. Em seguida, temos a área do Trecho 3 com um pouco menos de evaporação total e, por fim, a área do Trecho 2 com uma porção do território apresentando valores próximos a média nacional.

5.1.2 Geomorfologia/Geologia/Recursos Minerários/Geotecnia

Predomina na região rochas de embasamento cristalino, como granitóides e rochas metamórficas de diferentes graus de metamorfismo. Há porções de áreas com embasamento cárstico, com ocorrência de cavernas, principalmente no centro do estado da Bahia e norte do estado de Minas Gerais. São rochas sedimentares cársticas que propiciam o surgimento de cavernas, sendo estas áreas onde é preciso ter uma atenção maior. Encontram-se também arenitos por vezes metamorfizados e siltitos.

O relevo do Trecho 1 é predominantemente de Superfície de Aplainamento, que é um tipo de relevo arrasado por processos erosivos de áreas preferencialmente planas e que por vezes apresentam relevos residuais em forma de morros e alinhamentos serranos de altitude variada constituídos de rochas mais resistentes, como granitóides e rochas de alto metamorfismo.

O Trecho 2 apresenta compartimentação de chapadas e platôs, baixos platôs e planaltos, com predomínio de morros e alinhamentos serranos. Em seu trecho mais ao norte, o embasamento predominante é sedimentar com terrenos cársticos, silticos e argilosos apresentando relevo mais aplainado, com alguns residuais mais elevados embasados por litologia mais resistentes. Destaca-se também a presença do Parque Estadual do Morro do Chapéu com relevo mais irregular. A porção mais ao sul apresenta embasamento cristalino com rochas ígneas e metamórficas e um relevo constituído de morros e alinhamentos serranos, apresentando desta forma uma área com maiores empecilhos naturais para a implantação da linha.

O Trecho 3 apresenta áreas de chapadas, tabuleiros, superfícies de aplainamento e ambientes mais colinosos, havendo uma variedade de material litológico metamórfico e sedimentar. Apresenta áreas de relevo mais aplainado e áreas de relevo mais irregular, com desníveis altimétricos considerável relacionado à diversidade litológica.

No geral, a área de implantação do projeto encontra-se em áreas de certa estabilidade ecodinâmica, ou seja, o predomínio é de processos pedogênicos, que tornam o ambiente mais estável de maneira geral.

Na biblioteca de padrões de relevo, elaborada por Dantas (2016), constam as definições destes compartimentos de relevo encontrados na área de estudos, que serão apresentados neste trabalho de maneira a melhor se caracterizar geomorfologicamente a área do projeto.

Os tabuleiros são relevos de degradação em rochas sedimentares. Apresentam formas suavemente dissecadas com topos planos e alongados bem como vertentes retilíneas associadas aos vales encaixados em forma

de “U”, devido à dissecação fluvial recente. São áreas em que predomina a pedogênese.

Baixos platôs, assim como tabuleiros, são relevos de degradação em rochas sedimentares. São superfícies ligeiramente mais elevadas que os terrenos do entorno e pouco dissecadas em forma tabular. Apresenta um sistema de drenagem principal com um entalhamento fraco e predomínio de processos pedogênicos.

Chapadas e platôs, ou superfícies cimeiras, são relevos de degradação em rochas sedimentares, que podem se apresentar como superfícies tabulares alçadas, ou relevos soerguidos planos ou aplainados e pouco dissecados. Suas áreas de rebordo são posicionadas em cotas elevadas, delimitados por vertentes íngremes a escarpadas. Predomínio de processos de pedogênese com solos espessos e bem drenados, e processos significativos de morfogênese nos rebordos das escarpas erosivas, por meio do recuo lateral das vertentes.

Superfícies aplainadas são planas a suavemente onduladas, sem apresentar amplitude o suficiente para constituir colinas, promovidas pelo arrasamento geral dos terrenos, sendo uma representação de grandes extensões das depressões interplanálticas do território brasileiro. Por ser uma área muito plana, predominam os processos pedogênicos com solos rasos e pedregosos.

Inselbergs e outros relevos residuais são os picos isolados, morros residuais, pontões, monolitos, alinhamentos serranos de baixa amplitude e pequena extensão. São relevos residuais constituídos por apresentarem uma maior resistência aos processos de erosão, destacando-se assim na paisagem.

Escarpas degradadas, degraus estruturais e rebordos erosivos são relevos constituídos por vertentes predominantemente retilíneas a côncavas, declivosas e de topos levemente arredondados. É comum conterem sedimentação de colúvios e depósitos de tálus. O sistema de drenagem é mais ativo nessas áreas, efetuando entalhamento das vertentes. É a compartimentação que representa a transição entre duas superfícies distintas. Há um predomínio de processos de morfogênese.

Colinas são relevos de degradação que podem ser encontrados em qualquer litologia. Apresentam vertentes convexas ou côncavas e topos amplos, sua morfologia é alongada ou arredondada. Possuem baixas amplitudes, inferiores a 50m. A densidade de drenagem varia de baixa a média com padrão predominantemente dendrítico. Predominam processos de pedogênese.

Morros baixos são o relevo típico do domínio de “mares-de-morros”, apresentando por vezes colinas dissecadas, com vertentes convexas e côncavas e topos arredondados. As vertentes possuem declividade com de gradiente suave a moderado. A densidade de drenagem é moderada com padrão dendrítico ou subdendrítico. Atuam tanto processos de pedogênese quanto de morfogênese.

Morros altos estão contidos em todas as tipologias litológicas, sendo relevos de degradação. Apresentam morros de geometria convexo e côncava, bem dissecados e com topos arredondados ou aguçados. Possuem sedimentação de colúvios, alúvios e depósitos de tálus. As vertentes se caracterizam por gradientes médios a elevados e os topos são arredondados a aguçados. Apresenta densidade de drenagem moderada a alta com padrão subdendrítico a treliça, onde predomina a morfogênese.

Cristas isoladas e serras baixas são relevos de degradação com litologia variada. São constituídos por pequenas serras isoladas, de vertentes predominantemente retilíneas e topos de cristas alinhadas, aguçados ou levemente arredondados com destaque topográfico em relação ao seu entorno. Possuem amplitudes de relevo elevadas, com ocorrência de vertentes muito íngremes e paredões rochosos subverticais. A densidade de drenagem é incipiente, com nítido controle estrutural. Predomina a morfogênese.

Domínio serrano é o compartimento de degradação em qualquer tipo litológico, predominando em ígneas e metamórficas. Apresenta um aspecto montanhoso, com vertentes retilíneas a côncavas e topos de cristas alinhadas, aguçados ou levemente arredondados. Possui sedimentação de colúvios e depósitos de tálus. Vertentes com declividade acentuada e ocorrência de paredões rochosos subverticais e pães-de-açúcar. A drenagem principal em franco processo de entalhamento com padrão treliça a retangular, sob forte controle estrutural. Predomínio de processos de morfogênese.



Figura 5.8: Compartimentação geomorfológica do território brasileiro de acordo com Ross, 1990

De acordo com Ross (1990), a área de implantação do projeto (Figura 5.8) encontra-se sob as unidades morfoestruturais “19 – Depressão sertaneja e do São Francisco” e “08 – Planaltos e serras do Atlântico Leste-Sudeste”.

Os planaltos são as formas de relevo elevadas e aplainadas, onde predominam altitudes superiores a 300 metros, caracterizadas por escarpas em que prevalecem os processos de desgaste ante os de acúmulo de sedimentos. Esse tipo de compartimento pode ser encontrado em qualquer tipo de estrutura geológica. Nas bacias sedimentares, os planaltos se caracterizam pela formação de escarpas em áreas de fronteiras com as depressões. Formam também os compartimentos de chapadas e baixos platôs, que se caracterizam por um relevo mais plano em áreas de altitudes mais elevadas. Os planaltos são considerados como formas residuais, visto que se mantêm em uma maior altitude devido a maior resistência que possuem a processos erosivos pretéritos.

As depressões são áreas rebaixadas devido aos processos erosivos que ocorreram em limite de bacias sedimentares com os maciços antigos, ou seja, limites entre áreas de planícies e planaltos. Com isso, houve um rebaixamento do relevo, principalmente na Era Cenozóica. A depressão do São Francisco se caracteriza por ser uma depressão interplanática, ou seja, é uma área rebaixada em relação aos planaltos que as circundam.

A partir da hipsometria (Figura 5.9), pode-se notar que a área com maior variação se encontra no Trecho 2, ao centro do estado da Bahia; e no Trecho 3 do projeto, ao sul do estado da Bahia e norte do estado de Minas Gerais.

Essas áreas mais elevadas são áreas de planaltos, chapadas e domínios montanhosos. Elas ocorrem devido a composição litológica mais resistente aos processos erosivos, sendo desta forma relevos residuais que, com o passar do tempo geológico, mantiveram-se em um patamar mais elevado de altitude em relação as áreas mais rebaixadas, em geral, relacionadas a litologias pretéritas menos resistentes aos processos de denudação do relevo.

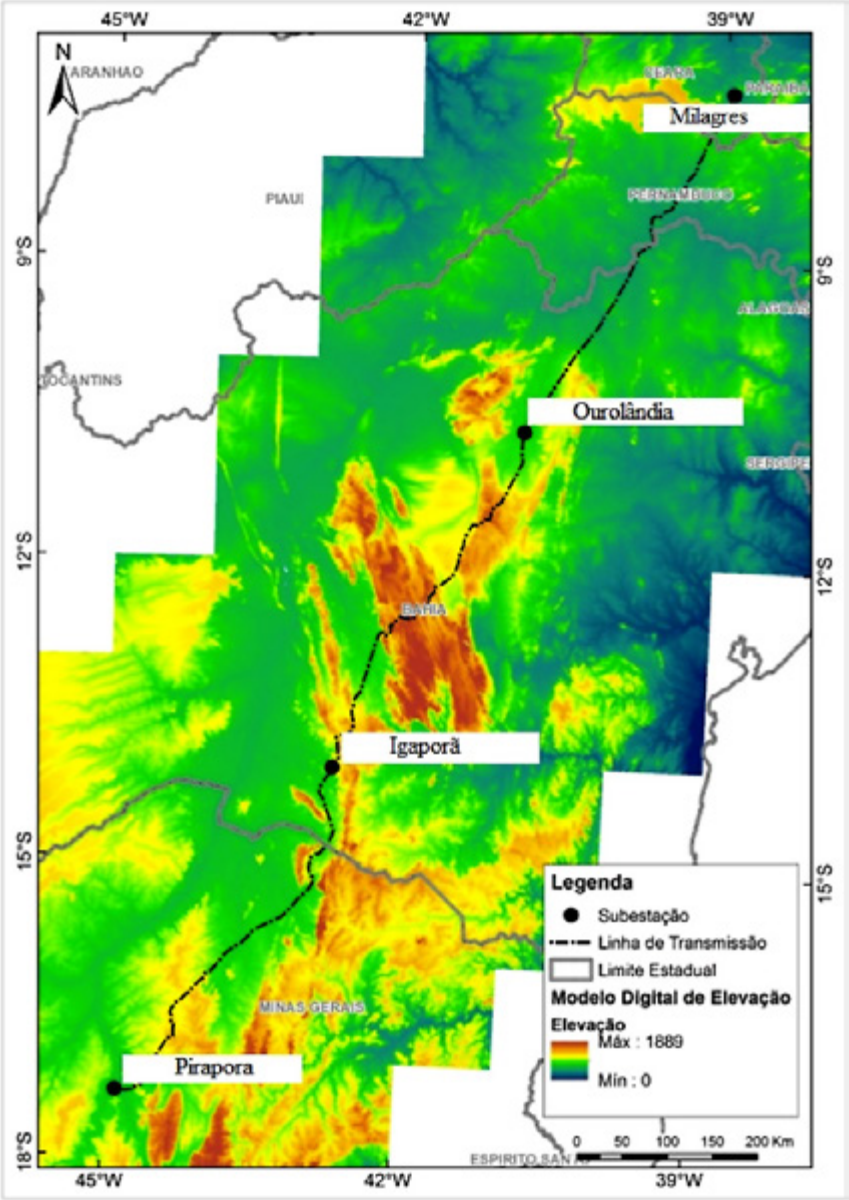


Figura 5.9: Hipsometria apresentando a variação altimétrica da área de implantação da LT. Fonte: adaptado SRTM, 2016.

A partir do Zoneamento Agrometereológico do Nordeste (Figura 5.10), nota-se a grande complexidade geológica e morfológica existente na área de implantação da linha, sendo que formações como planaltos e serrotes são mais comuns em áreas de embasamento cristalino e chapadas, dunas continentais e bacias sedimentares são constituídas predominantemente de material sedimentar.

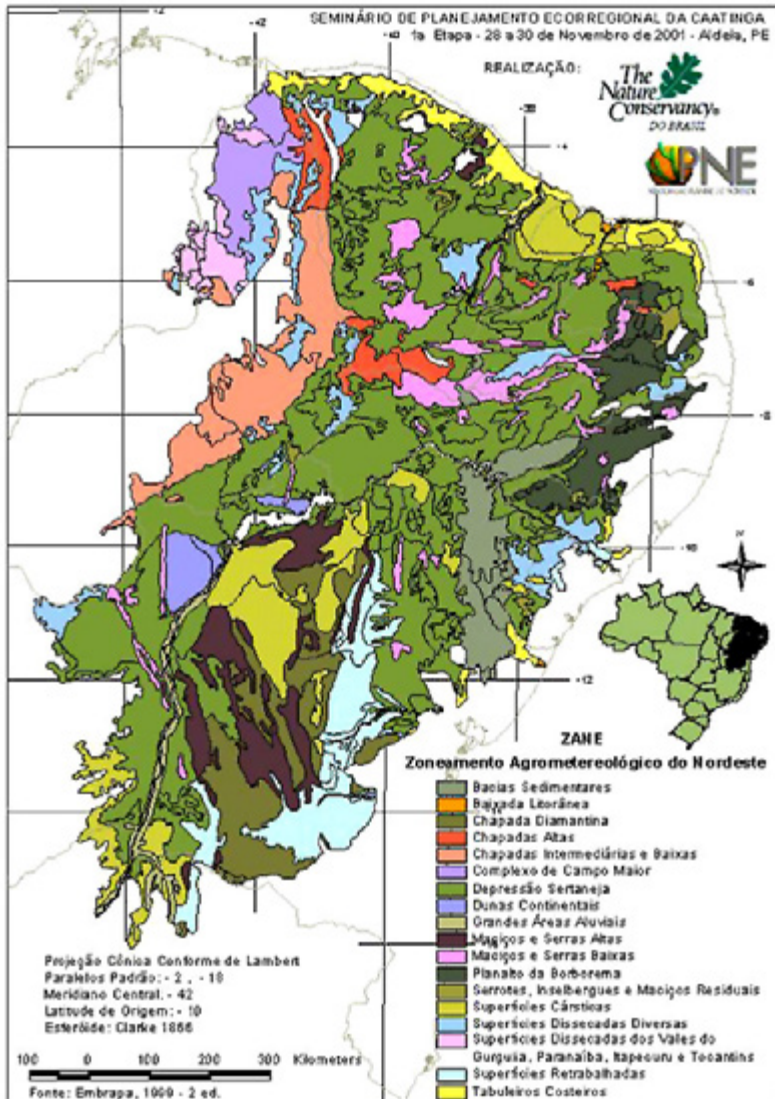


Figura 5.10: Zoneamento Agrometereológico do Nordeste elaborado pela Embrapa, 1999. Fonte: The Nature Conservancy do Brasil, 2001

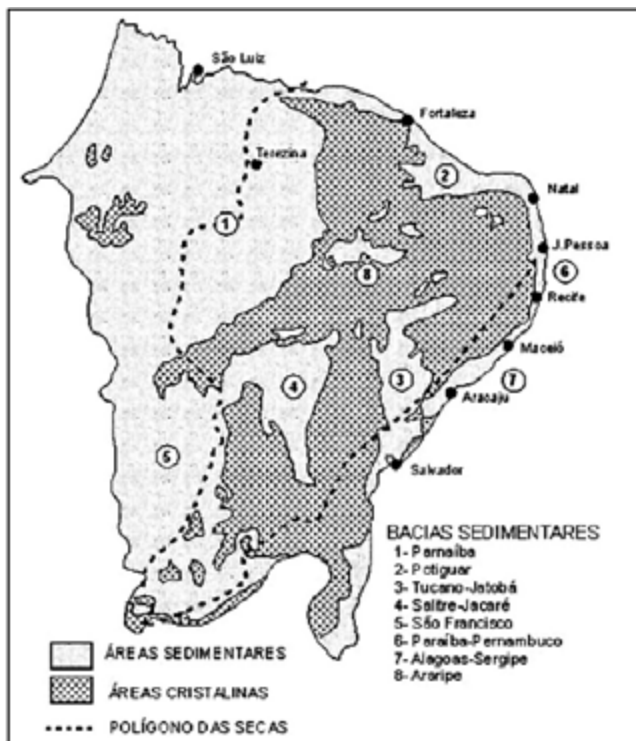


Figura 5.11: Distribuição das rochas sedimentares e cristalinas na área de abrangência do polígono das secas da Sudene. Fonte: Demetrio *et al.*, 2007

A Figura 5.11 de distribuição das rochas sedimentares e cristalinas fornece um panorama da variação litológica existente na área de implantação do projeto. A linha cruza as áreas de Bacia Sedimentar Tucano-Jatobá, Salitre-Jacaré e São Francisco.

Para exploração mineral há pedreiras, áreas de extração de material arenoso e rochas cársticas em determinados pontos.

5.1.3 Solos

Os solos da região (Figura 5.12) são na maior parte de constituição areno-argilosa e pobres em matéria orgânica (Sudene, 2016). Há também grande quantidade de planossolos, característicos do semiárido, e também solos rasos do tipo neossolo litólico, neossolo quartzarênico e neossolo flúvico, além dos luvisolos.

A pouca profundidade dos solos e sua pedregosidade se deve ao clima mais árido predominante na região que não permite a formação de perfis de solos mais profundos.

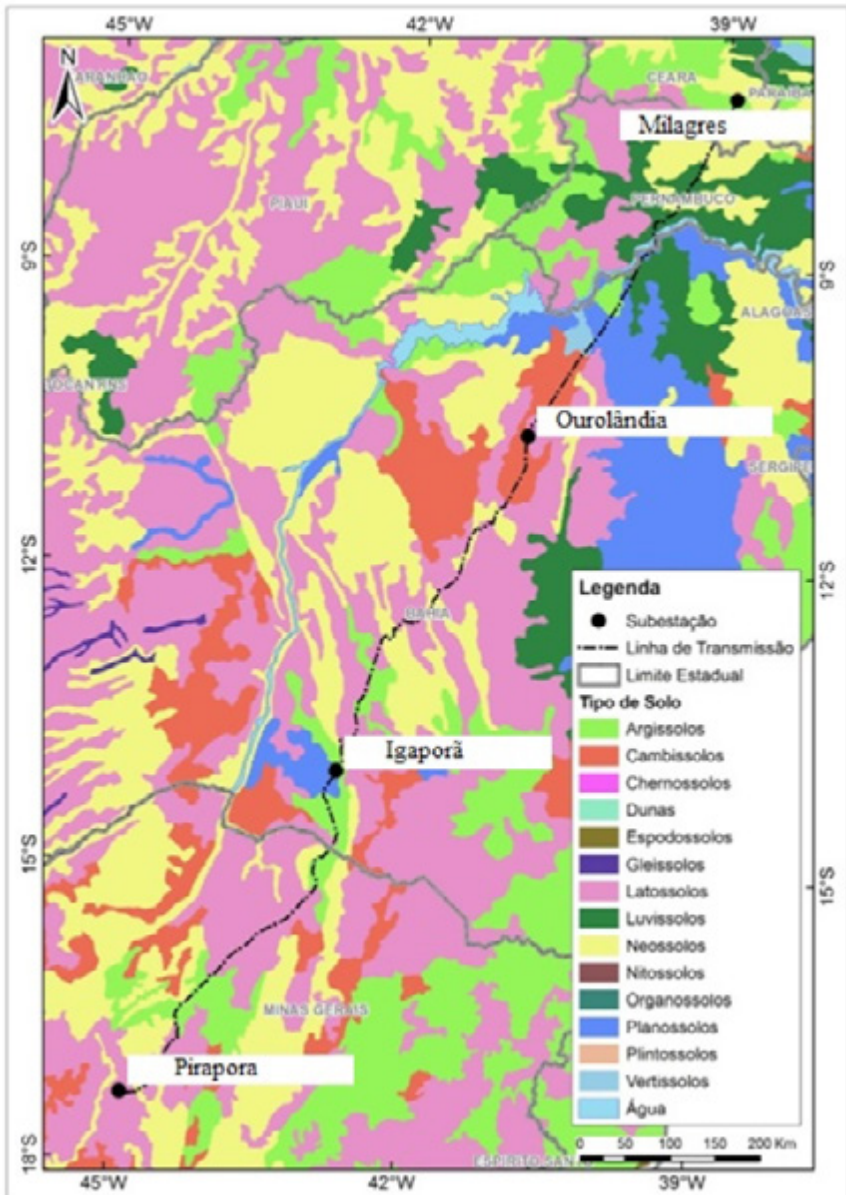


Figura 5.12: Cobertura pedológica. Fonte: adaptado de Embrapa, 2011

De acordo com o mapeamento da Embrapa (2011), na escala de 1:5.000.000 (Figura 5.12) predomina na área do projeto as seguintes tipologias de solos: latossolos, cambissolos, argissolos, neossolos, planossolos e luvisolos. Será apresentada, a seguir, a definição destas tipologias em sua primeira ordem conforme apresentado no Sistema Brasileiro de Classificação de Solos da Embrapa (2006).

5.1.3.1 Argissolos

Conforme definição da Embrapa (2006), são os solos constituídos de material mineral com presença de horizonte B textural de argila de atividade baixa, ou alta conjugada com saturação por bases baixa ou caráter alítico.

Em geral, esta categoria de solo apresenta um aumento de argila no horizonte B em relação ao superficial, com transição clara, abrupta ou gradual entre os horizontes A e Bt. Apresentam profundidade variável, indo desde forte a imperfeitamente drenados. As cores são avermelhadas ou amareladas e, em raros casos, brunadas ou acinzentadas.

Apresenta textura de arenosa a argilosa no horizonte A e de média a muito argilosa no horizonte Bt, com concentração de argila. Possuem saturação por base alta ou baixa, variam de forte a moderadamente ácidos e são predominantemente cauliniticos com Ki variando entre 1,0 a 3,3.

Os argilosos são os solos anteriormente classificados como podzólico vermelho-amarelo, argila de atividade baixa ou alta; parte também era classificado como terra roxa estruturada, terra roxa estruturada similar terra bruna estruturada, terra bruna estruturada similar, com a maioria apresentando gradiente textural necessário para B textural, são eutróficos, distróficos ou alíticos. Fazem parte também os podzólicos bruno acinzentado, podzólico vermelho-escuro, podzólico amarelo, podzólico acinzentado e os alissolos que apresentam B textural.

5.1.3.2 Cambissolos

São definidos pela Embrapa (2006) como sendo os solos constituídos por material mineral, com horizonte B incipiente subjacente a qualquer tipo de horizonte superficial, desde que em qualquer dos casos o horizonte B não apresente as características estabelecidas para serem enquadrados nas classes dos demais solos, sendo eles o vertissolos, chernossolos, plintossolos, organossolos.

Os cambissolos possuem sequência de horizontes A ou hístico, Bi, C, com ou sem R. São solos que apresentam material de origem, formas de relevo e condições climáticas para sua formação heterogêneos, sendo desta forma uma classe que comporta solos que vão de fortemente até imperfeitamente drenados e variam de rasos a profundos. Sua cor é bruna ou brunho-amarelada até vermelho escuro. Possui de alta a baixa saturação por bases e atividade química da fração argila.

O seu horizonte B incipiente (Bi) possui textura franco-arenosa ou mais argilosa, e o *solum*, geralmente, apresenta teores uniformes de argila, podendo ocorrer ligeiro decréscimo ou um pequeno incremento de argila do horizonte A para o Bi.

A estrutura do horizonte Bi pode ser em blocos, granular ou prismática, com casos de solos com ausência de agregados, estrutura em grãos simples ou maciça. Seu horizonte pode apresentar plintita ou gleização. Podem também se assimilar aos latossolos, sendo distinguido por apresentar no horizonte B uma ou mais das características não compatíveis com solos muito evoluídos.

Fazem parte dessa classe os solos anteriormente já classificados como cambissolos, incluindo os solos desenvolvidos em sedimentos aluviais. Não fazem parte os solos com horizonte A chernozêmico e horizonte B incipiente com alta saturação por bases e argila de atividade alta.

5.1.3.3 Latossolos

Latossolos, conforme definição da Embrapa (2006), são os solos constituídos por material mineral e horizonte B latossólico localizado abaixo de qualquer um dos tipos de horizonte diagnóstico superficial, com exceção do hístico.

É um tipo de solo em avançado estágio de intemperização, são bem desenvolvidos resultando de enérgicas transformações no material constitutivo. São virtualmente destituídos de minerais primários ou secundários que apresentem menor resistência ao intemperismo. Apresentam baixa CTC da fração argila, comportando variações desde solos predominantemente cauliniticos, com valores de Ki mais altos, até solos oxídicos de Ki extremamente baixo.

Apresentam também variação de fortemente a bem drenados, a drenagem moderada ou até mesmo imperfeitamente drenada com um certo grau de gleização.

Em geral, são muito profundos, com espessura do *solum* raramente inferior a um metro. Possuem sequência de horizontes com pouca diferenciação de subhorizontes e transições usualmente difusas ou graduais. O horizonte A possui cores mais escuras, enquanto o horizonte B tem cores mais vivas, variando desde amarelas, bruno-acinzentadas até vermelho-escuro-acinzentadas, nos matizes 2,5YR a 10YR, variando conforme a natureza, forma e quantidade dos constituintes minerais. No horizonte C, a expressão cromática é bem variável e mesmo heterogênea dada a sua natureza mais saprolítica.

Há pouco incremento de argila do horizonte A para o B, e a relação textural entre B/A não satisfaz os requisitos para B textural e de um modo geral os teores da fração argila no *solum* aumentam gradativamente com a profundidade, ou permanecem constantes ao longo do perfil. É baixa a mobilidade das argilas no horizonte B, ressaltados solos desenvolvidos de material com composição areno-quartzosa.

Fazem parte dessa classe todos os antigos latossolos, excetuadas algumas modalidades anteriormente identificadas como latossolos plínticos.

5.1.3.4 Luvisolos

Conforme a Embrapa (2006), os luvisolos são solos minerais, não hidromórficos, com horizonte B textural com argila de atividade alta e saturação por bases alta, localizado imediatamente abaixo de horizonte A ou horizonte E.

Variam de bem a imperfeitamente drenados, apresentando normalmente entre (60 a 120cm), com sequência de horizontes A, Bt e C, e nítida diferenciação entre os horizontes A e Bt devido ao contraste de textura, cor e/ou estrutura entre eles.

Apresenta transição para o horizonte B textural clara ou abrupta, sendo que a maior parte desta classe de solos possui mudança textural abrupta. Na parte superficial podem apresentar pedregosidade, e caráter solódico ou sódico na parte subsuperficial.

A coloração do horizonte Bt é avermelhada, amarelada e com menos frequência se apresenta brunada ou acinzentada. Sua estrutura é usualmente em blocos, moderada ou fortemente desenvolvida, ou prismática, composta de blocos angulares e subangulares.

São solos moderadamente ácidos a ligeiramente alcalinos, com teores de alumínio extraível baixo ou nulo, e valores elevados para a relação molecular Ki no horizonte Bt, com quantidade variável, mas expressiva, de argilominerais do tipo 2:1.

Fazem parte dessa classe os solos que foram classificados como bruno não cálcicos, podzólico vermelho-amarelo eutrófico, argila de atividade alta e podzólico bruno acinzentado eutrófico e alguns podzólicos vermelho-escuro eutróficos, com argila de atividade alta.

5.1.3.5 Neossolos

Conforme definição da Embrapa (2006), são os solos constituídos por material mineral, ou material orgânico pouco espesso, e que não apresentam alterações expressivas em relação ao material da rocha mãe devido à baixa intensidade de atuação dos processos pedogenéticos. Isto pode ocorrer em razão de características inerentes ao material de origem, (maior resistência ao intemperismo ou composição químico-mineralógica), ou por influência dos fatores exogenéticos, que podem impedir ou limitar a evolução dos solos.

A sequência de horizontes é A-R, A-C-R, A-Cr-R, A-Cr, A-C, O-R ou H-C sem que atendam aos requisitos estabelecidos para serem classificados como chernossolos, vertissolos, plintossolos, organossolos ou gleissolos.

Nessa classe, é possível que hajam diversos tipos de horizontes superficiais, como o O que possui menos de 20 cm de espessura sobre a rocha mãe, e o horizonte A húmico ou proeminente que possui mais de 50 cm sobre a camada R, C ou Cr.

Essa classe de solos pode apresentar horizonte B de pouca espessura sem atender requisitos suficientes para caracterizar qualquer tipo de horizonte B diagnóstico. O horizonte C pode apresentar características diagnósticas para outras classes, porém a posição em que se localizam não permite enquadrá-los nas classes dos gleissolos, vertissolos ou plintossolos.

Fazem parte dessa classe os solos antes denominados litossolos e solos litólicos, regossolos, solos aluviais e areias quartzosas (distróficas, marinhas e hidromórficas). Também os solos com horizonte A húmico ou A proeminente e espessura maior que 50 cm em contato com a rocha, ou os que apresentem sequência de horizontes A, C ou ACr.

5.1.3.6 Planossolos

A Embrapa (2006) define planossolos como os solos minerais imperfeitamente ou mal drenados que possuem horizonte superficial ou subsuperficial eluvial e de textura mais leve, de contraste abrupto com o horizonte B (ou com transição abrupta) imediatamente subjacente e adensado, e geralmente de acentuada concentração de argila, com permeabilidade lenta ou muito lenta, e por vezes constituindo um horizonte pã, que possibilita formação de lençol d'água suspenso e de presença variável durante o ano.

Esse solo pode apresentar qualquer tipo de horizonte A ou E, sendo menos frequente o horizonte E alábico, seguidos de B plânico. A sequência dos horizontes apresentada é A, AB ou A, E (alábico ou não) ou Eg, seguidos de Bt, Btg, Btn ou Btn_g. Quando secos, é notável o contato paralelo dos horizontes A ou E e o B, configurando um fraturamento muito nítido.

O horizonte B possui estrutura forte em blocos angulares, frequentemente com aspecto cúbico, ou então estrutura prismática ou colunar na parte superior do referido horizonte. As cores tendem a acinzentadas ou escurecidas, podendo ou não haver ocorrências e até predomínio de cores neutras de redução, com ou sem mosqueados.

É possível também que os solos apresentem um horizonte cálcico, com caráter carbonático, duripã, propriedade sódica, solódica, caráter salino ou sálco. Podem apresentar plintita, contanto que não esteja localizada em horizonte diagnóstico de plintossolos, ou em quantidade suficiente para isso.

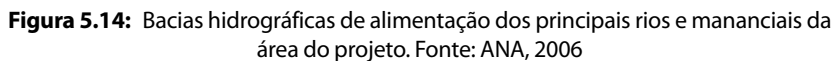
Predominam em áreas de relevo plano ou suave ondulado, onde as condições ambientais favorecem vigência periódica anual de excesso de água, mesmo que de curta duração, especialmente em regiões sujeitas à estiagem prolongada, como por exemplo as áreas de clima semiárido.

5.1.4 Recursos hídricos e usos da água

O transecto (Figura 5.13) da linha passa sobre o divisor de águas das regiões hidrográficas do São Francisco e Atlântico Leste. A planície do São Francisco é mais expressiva da região e se pretende instalar a linha, em vias gerais, paralela ao eixo do rio São Francisco.



Figura 5.13: Regiões hidrográficas da área do projeto. Fonte: ANA, 2006



Nota-se que a linha irá cruzar as áreas de fonte hídrica do rio São Francisco nas áreas do estado de Pernambuco e norte do estado da Bahia, área do Trecho 1, sendo esta uma área onde deve-se ter uma atenção maior com a implantação do projeto, visando a conservação da dinâmica hídrica do rio São Francisco (Figura 5.14).

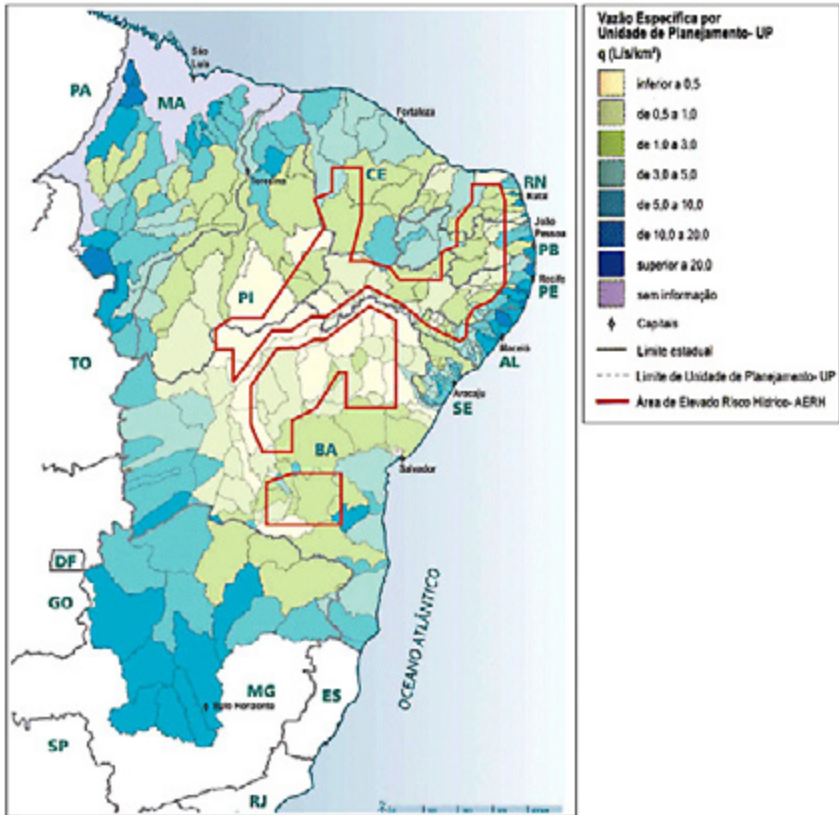


Figura 5.15: Vazões específicas médias e áreas de elevado risco hídrico. Fonte: ANA, 2005

A área em que se pretende implantar a linha possui um valor muito baixo de vazão específica (Figura 5.15), sendo que os trechos 1 e 2 apresentam maior parte do território delimitado com área de elevado risco hídrico.

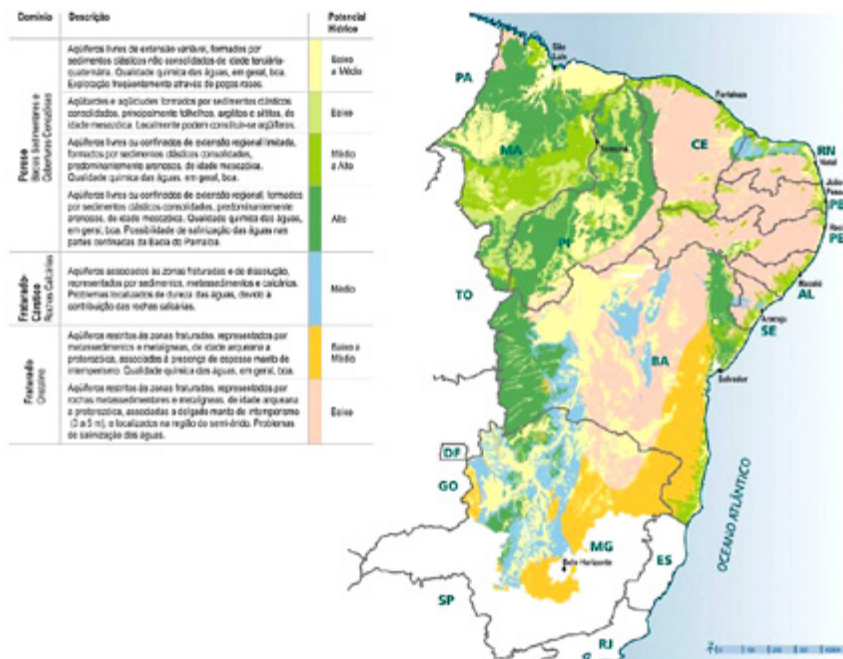


Figura 5.16: Domínios litológicos, tipos de aquíferos e potencial hídrico. Fonte: ANA, 2006

A Figura 5.16 apresenta os diferentes domínios geológicos existentes na área, demonstrando que há uma variação de materiais cristalinos (predominantes) para cársticos e coberturas cenozoicas. Para cada tipo de domínio há diferentes tipos de aquíferos associados e seu respectivo potencial hídrico.

A área por onde se pretende implantar a linha é caracterizada, predominantemente, por substrato cristalino com baixo potencial hídrico e porções de áreas calcárias de médio potencial hídrico. Em relação às áreas de carste é preciso que sejam feitas avaliações geológicas de forma a avaliar o risco de subsidência do terreno devido a presença de dolinas, sendo comum a ocorrência de cavernas neste tipo de embasamento. Há também um trecho entre a divisa dos estados do Ceará e Pernambuco com bacias sedimentares e variação de baixo a alto potencial hídrico, devendo se ter atenção a implantação da linha nesse ponto referente a esta questão.

5.2 Meio Biótico

O meio biótico engloba as variáveis referentes aos seres vivos e sua presença na Terra. São considerados o uso do solo e vegetação, a fauna e ecossistemas especiais e as áreas protegidas. Sua compreensão é importante por fornecer um panorama quanto aos seres vivos existentes e suas relações no ecossistema onde está inserido e que está sendo analisado. Para o presente projeto, a descrição e entendimento do meio biótico é relevante para demonstrar os tipos de usos e ocupações da terra atuais, os ecossistemas e as áreas de proteção existentes na área de implantação do projeto.

5.2.1 Vegetação e uso do solo

Conforme apresentado no mapa (Figura 5.17), há um predomínio de áreas de savanas estépicas (caatinga) e uso antrópico na área de implantação do projeto.

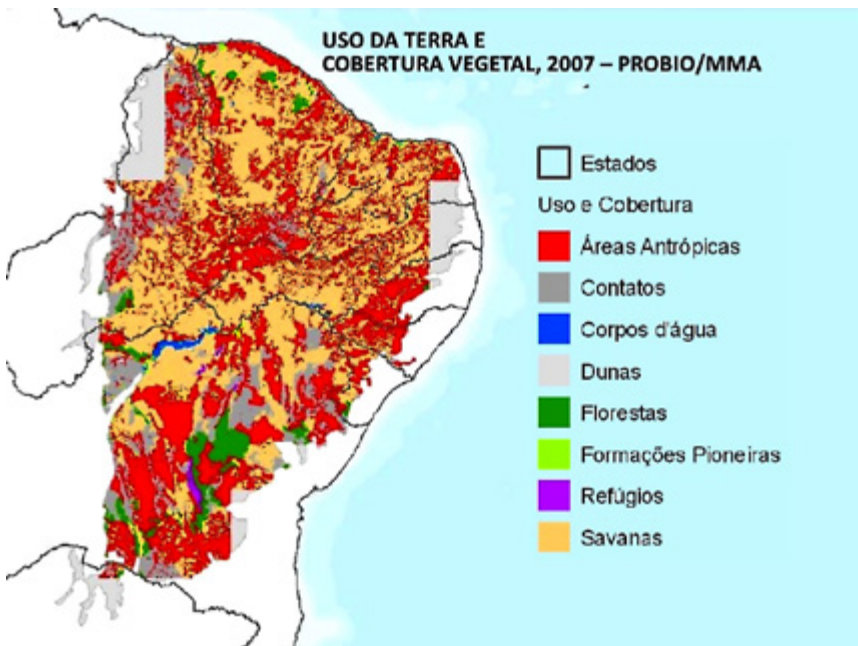


Figura 5.17: Uso da terra e cobertura vegetal. Fonte: Probio/MMA, 2007

Há ocorrências de grandes fragmentos de áreas florestadas de caatinga e de floresta estacional que necessitam de atenção. A linha também cruza áreas de campo rupestre, principalmente o Trecho 2. As áreas de campo rupestre têm grande destaque por apresentarem vegetação endêmica. Assim, nas regiões onde a linha cruza as áreas dessas fisionomias deve-se ter maior atenção. No Trecho 3, de Igarapó e Pirapora, é um trecho onde terão fisionomias de caatinga e cerrado, o que poderá dificultar o reconhecimento de alguns fragmentos de vegetação natural devido as áreas de transição. Na área ao longo da linha, destaca-se variadas áreas de contato entre diferentes tipos vegetacionais.

Nas áreas de uso antrópico, destacam-se os usos agropecuários e as áreas edificadas para assentamento urbano.



Figura 5.18: Diferentes tipos vegetacionais no território brasileiro. Fonte: IBGE, 2012

A área da linha está inserida predominantemente no bioma caatinga, com alguns trechos de cerrado, cerradão e floresta estacional (Figura 5.18).

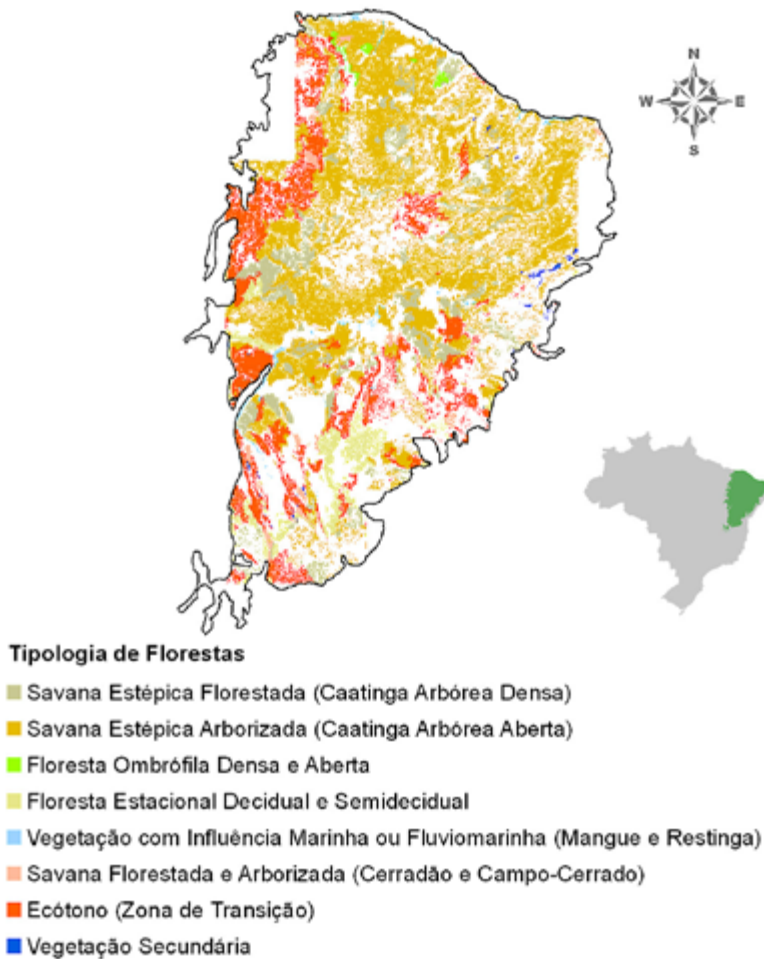


Figura 5.19: Detalhamento da vegetação presente na área do projeto. Fonte: MMA, 2009

A vegetação de caatinga é vegetação xerófila (“amiga da seca”), caducifólia e espinhosa, exclusiva dos climas quentes, e adaptada às condições ecológicas do trópico semiárido, com chuvas fracas seguidas de longo período seco (BRASIL, 1973; 1981; CASTRO e CAVALCANTE, 2010). Há predomínio de solos pedregosos e de rios intermitentes. Nos períodos de chuva, o seu aspecto muda consideravelmente com o surgimento de vegetação herbácea abundantemente.

A caatinga é complexo vegetacional onde pode ser observada uma grande variedade de formas e estruturas fisionômicas. Dentre fisionomias típicas (Figura 5.19), tem-se a caatinga arbórea densa (florestada) e a arbórea aberta (arborizada), parque e gramíneo-lenhoso (IBGE, 2012).

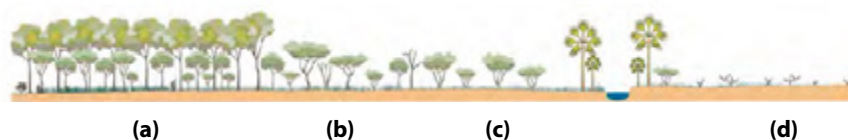


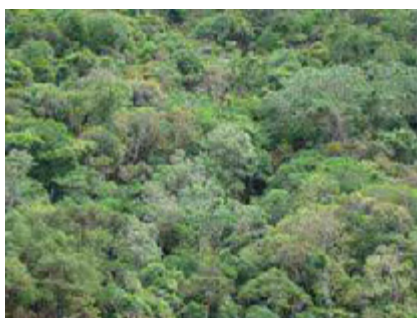
Figura 5.20: Perfil esquemático da área core da caatinga, também chamada de savana-estépica. (a) Florestada; (b) Arborizada; (c) Parque; e (d) Gramíneo-lenhosa.

Fonte: Veloso, Rangel e Lima (1991) adaptado por IBGE (2012)

Ocorrem também algumas áreas com fragmentos de floresta estacional decidual e semidecidual, bem como áreas de transição, conforme já informado anteriormente.



Semidecidual



Semidecidual



Decidual



Decidual

Figura 5.21: Formas típicas de manifestação da floresta estacional

5.2.2 Ecossistema e fauna

A Figura 5.22 demonstra as áreas de importância biológica presentes na região de implantação da linha. As áreas foram categorizadas conforme sua importância biológica, variando em alta, muito alta e extrema importância biológica.

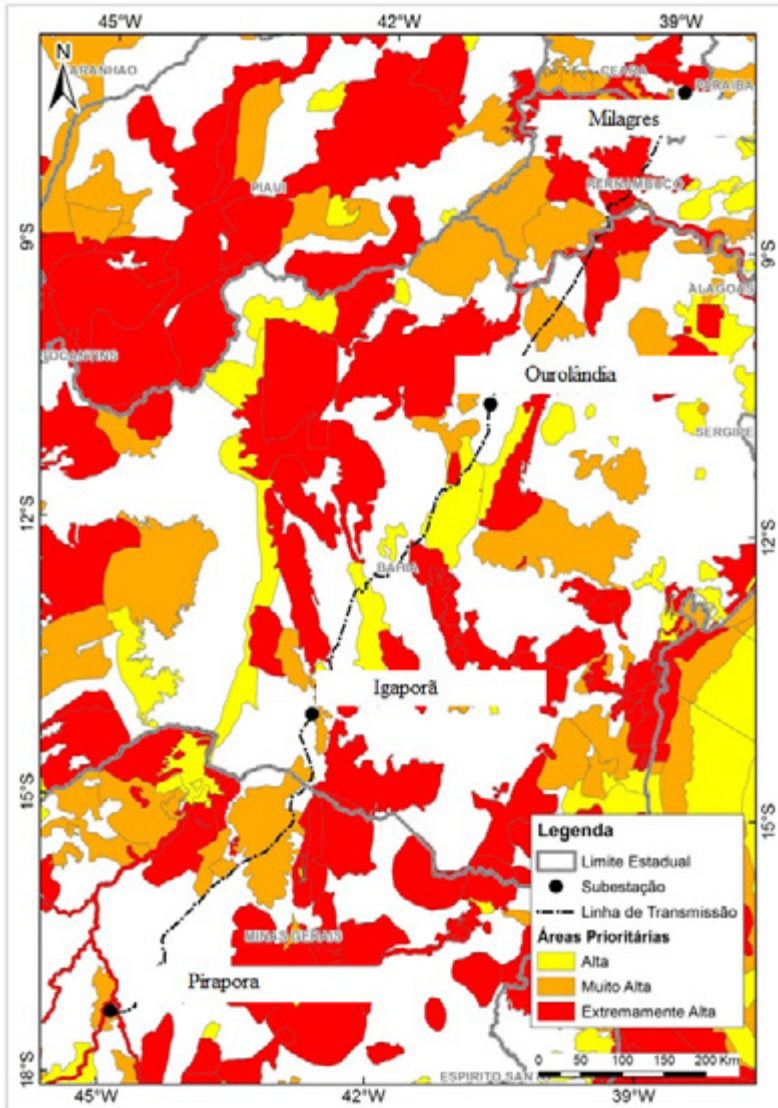


Figura 5.22: Áreas de importância biológica. Fonte: Probio, 2000

O traçado cruza algumas porções de áreas de extrema importância biológica e está próxima de regiões de muito alta e alta importância biológica, de acordo com metodologia Probio. A proximidade com as áreas de importância biológica ressalta a necessidade de atenção para o traçado da linha, devendo desta forma se ter um cuidado especial com essas porções, procurando desviar, quando possível, a implantação da Linha de Transmissão.

A importância biológica apresentada no mapa está associada predominantemente à grande diversidade e endemismo da flora e fauna da caatinga, que está adaptada a vegetação xerofítica, a habitats variados de clima semiárido e com pouca água na maior parte do ano. Além disso, devido a grande pressão antrópica em muitas regiões há grande ameaça de extinção de muitas espécies, sendo que algumas podem ainda nem ser conhecidas pela falta de estudo no bioma. Por este motivo, deve-se ter como atenção a proximidade da linha para as áreas consideradas como de importância biológica.

A avifauna é um dos grupos faunísticos de grande importância para o equilíbrio do ecossistema e que pode ter influência para o traçado da linha, pois o empreendimento pode afetar alguma rota de migração desse grupo, de forma negativa. Nesse sentido, dentre as áreas de importância biológica, deve-se compreender as que estejam relacionadas a avifauna e suas rotas migratórias para que o traçado da linha não acarrete prejuízo a comunidade das aves, ou para possíveis modificações no traçado, caso seja necessário.

5.2.3 Áreas protegidas

A criação de Unidades de Conservação da Natureza (UCs) tem sido a estratégia mundial mais efetiva para conservação da biodiversidade *in situ*.

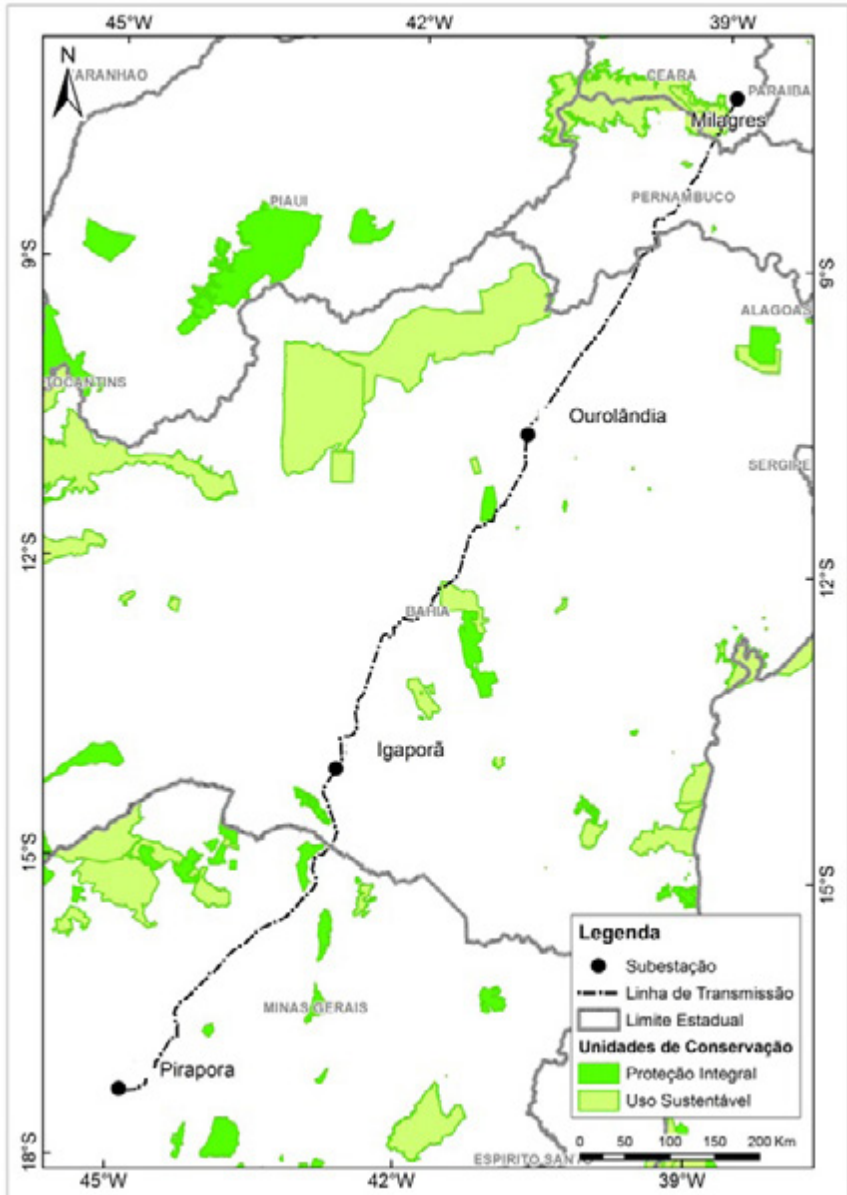


Figura 5.23: Áreas protegidas: federais, estaduais e municipais.
Fonte: adaptado MMA, 2007

As UCs se referem às áreas de especial importância para conservação e preservação ambiental com fundamental função na manutenção da biodiversidade ecológica. Assim, as UCs não só exercem funções de conservação e preservação de ambientes, mas também promovem serviços ambientais de fixação de carbono e regularização de seus estoques, fluxo gênico da biodiversidade, controle biológico, manutenção de paisagem, conforto térmico, áreas de lazer, recreação, educação e pesquisa, purificação da água e do ar. Além destes, ampliam a preservação de valores culturais de comunidades tradicionais, de valores históricos, arquitetônicos e arqueológicos, como desenvolvem funções sociais de integração das regiões (RODRIGUES e BONONI, 2008).

Essas diferentes inter-relações ligadas à diversidade de ambientes das UCs faz com que sejam necessários diferentes tipos ou categorias de UCs. Dessa forma, o Sistema Nacional de Unidades de Conservação (SNUC - lei 9.985/2000) instituiu UCs, segundo sua forma de proteção e usos permitidos podendo ser de Proteção Integral e Uso Sustentável. Dentro das UCs de Proteção Integral é permitido apenas o uso indireto dos seus recursos naturais (por exemplo: turismo ecológico e pesquisa científica) para a conservação da natureza e não podem ser habitadas pelo homem. Por sua vez, as UCs de Uso Sustentável podem ter a presença do homem e o uso dos recursos naturais pode ser feito de forma sustentável.

No mapa (Figura 5.23), são apresentadas as UCs federais e estaduais de Proteção Integral e Uso Sustentável que estão na área da LT. Esses limites foram obtidos a partir do site ICMBio (Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade) e por meio de pesquisas nas bases de informações estaduais dos estados do Ceará, Pernambuco, Bahia e Minas Gerais, por meio dos respectivos órgãos ambientais: Semace (Superintendência do Meio Ambiente do Estado do Ceará), CPRH (Agência Estadual de Meio Ambiente), Inema (Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos) e IEF (Instituto Estadual de Florestas).

No traçado da linha existem alguns pontos de atenção em relação a proximidade das UCs. No Trecho 2 houve necessidade de desvio de traçado em função da existência e limites do Parque Estadual do Morro do Chapéu. Enquanto, no Trecho 3, houve necessidade de desviar o traçado da linha devido à presença de três UCs de Proteção Integral: Parque Estadual Caminho dos Gerais, Parque Estadual Da Serra dos Montes Altos e o Refúgio de Vida Silvestre da Serra dos Montes Altos. Esses desvios foram necessários, visto que as UCs de Proteção Integral não permitem nenhum tipo de uso, seja antrópico ou sustentável, apenas o uso indireto de suas áreas.

Por outro lado, em relação às UCs de Uso Sustentável o corredor da linha passa pela APA Chapada do Araripe no Trecho 1 e APA Marimbus/Iraquará no Trecho 2.

O corredor de estudo ainda intercepta uma Reserva Particular do Patrimônio Natural (RPPN): a RPPN Fazenda Chacrinha, no município Coração de Jesus no estado de Minas Gerais.

Ainda em relação a conservação da biodiversidade, outro ponto que pode ser relevante para o traçado da linha está nas áreas de cruzamentos dos rios e lagos, pois estes apresentam áreas de APP que devem ser preservados por serem importantes áreas de conectividade e formação de corredores ecológicos. Uma área bastante crítica para a área de caatinga é o cruzamento da linha sobre o rio São Francisco na região próxima a Orocó e Riacho Seco na Bahia. Nessas áreas, pode ocorrer supressão da vegetação da APP e que necessitarão de estudos de compensações ambientais para a região. Esse fato pode ainda ocorrer em outras travessias, como no rio das Velhas e em outros rios de menores proporções.

Em 2004, o Ministério do Meio Ambiente (MMA) definiu regras para identificar de áreas prioritárias para a conservação, uso sustentável e repartição de benefícios da biodiversidade por meio do decreto 5092. Além desse decreto, o MMA publicou um mapa de Áreas Prioritárias para a Conservação, que foi revisado em 2007 estabelecendo quais as áreas são prioritárias para formulação e implantação de políticas públicas, programas, projetos e atividades sob responsabilidade do Governo Federal para conservação *in situ* da biodiversidade, uso sustentável e repartição dos benefícios da biodiversidade.

As Áreas Prioritárias para Conservação interceptadas pelo corredor de estudo são apresentados na Tabela 5.1, a seguir:

Tabela 5.1: Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade no corredor de estudo

Nome da APCB	Código	Importância	Ação prioritária
Jaíba	Ca001	Extremamente alta	Inventário
Jacaraci	Ca002	Insuficientemente conhecida	Recuperação
Guanambi	Ca004	Insuficientemente conhecida	Fomento de Uso Sustentável
Igaporá	Ca008	Insuficientemente conhecida	Recuperação
Riacho de Santana	Ca010	Insuficientemente conhecida	Cria UC - Indef.
Paramirim	Ca015	Alta	Recuperação
Oliveira dos Brejinhos	Ca019	Insuficientemente conhecida	Cria UC - Indef.
Marimbus/Iraquara	Ca020	Extremamente alta	Cria UC - PI
Dois Riachos	Ca022	Insuficientemente conhecida	Inventário
Região do Morro do Chapéu	Ca023	Extremamente alta	Mosaico/corredor
Serra do Tombador	Ca030	Alta	Recuperação
Corredor dos Brejões	Ca033	Extremamente alta	Muito alta
Umburanas	Ca037	Alta	Muito a Ita
Região da Carrancas	Ca047	Muito alta	Recuperação
Rio Curuçá e Serras	Ca053	Extremamente alta	Cria UC - Indef.
Calha do Rio São Francisco	Ca054	Extremamente alta	Cria UC - PI
Baixo da Melância	Ca062	Extremamente alta	Cria UC - US
Petrolina	Ca064	Muito alta	Cria UC - PI
Cabrobó	Ca079	Muito alta	Recuperação
Chapada do Araripe (Leste)	Ca093	Extremamente alta	Cria UC - PI
Kariris	Ca100	Extremamente alta	Cria UC - Indef.
PE Morro do Chapéu	Ca233	Extremamente alta	Área Protegida
TI Truka	Ca254	Extremamente alta	Área Protegida
APA Chapada do Araripe - Catolé	Ca258	Extremamente alta	Área Protegida
APA Chapada do Araripe - Sul	Ca259	Extremamente alta	Área Protegida
Buritizero	Ce098	Alta	Recuperação
Alto - Médio São Francisco	Ce106	Extremamente alta	Recuperação
Espinhaço Setentrional	Ce123	Extremamente alta	Recuperação
São João da Ponte	Ce124	Muito alta	Fomento de Uso Sustentável
Verdelândia - Varzelândia	Ce126	Muito alta	Recuperação
Rio Pardo - Santo Antônio do Retiro	Ce130	Extremamente alta	Inventário
Verdelândia - Varzelândia	Ce134	Extremamente alta	Recuperação

5.3 Meio Socioeconômico

A caracterização do meio socioeconômico e cultural envolve a análise de aspectos referentes a qualificação dos tipos de usos predominantes na região, visando aspectos demográficos, econômicos, culturais e estruturais. São levantados pontos referentes a demografia, população, economia em escala regional, infraestrutura viária e elétrica, estrutura fundiária e áreas de conflitos, Índice de Desenvolvimento Humano, população indígena, patrimônio arqueológico e histórico cultural. Sua descrição tem importância para o presente projeto por demonstrar os tipos de usos fundiários e econômicos existentes na área e as possíveis áreas de conflito para implementação do projeto.

5.3.1 Aspectos demográficos

A área de implantação do projeto está localizada em sua maior parte dentro do semiárido brasileiro. Esta é uma região que se caracteriza por apresentar 57,53% da área da região Nordeste do Brasil e 40,54% da população desta mesma região (Sudene, 2016). O PIB representa apenas 21,6% do PIB da região Nordeste (Sudene, 2016), apesar de territorialmente ocupar quase 60% de seu território, o que ressalta seu aspecto de área de baixo desenvolvimento econômico. Além de semiárido nordestino, a área do empreendimento encontra-se também sobre o semiárido mineiro que apresenta os mesmos aspectos socioeconômicos do semiárido nordestino.

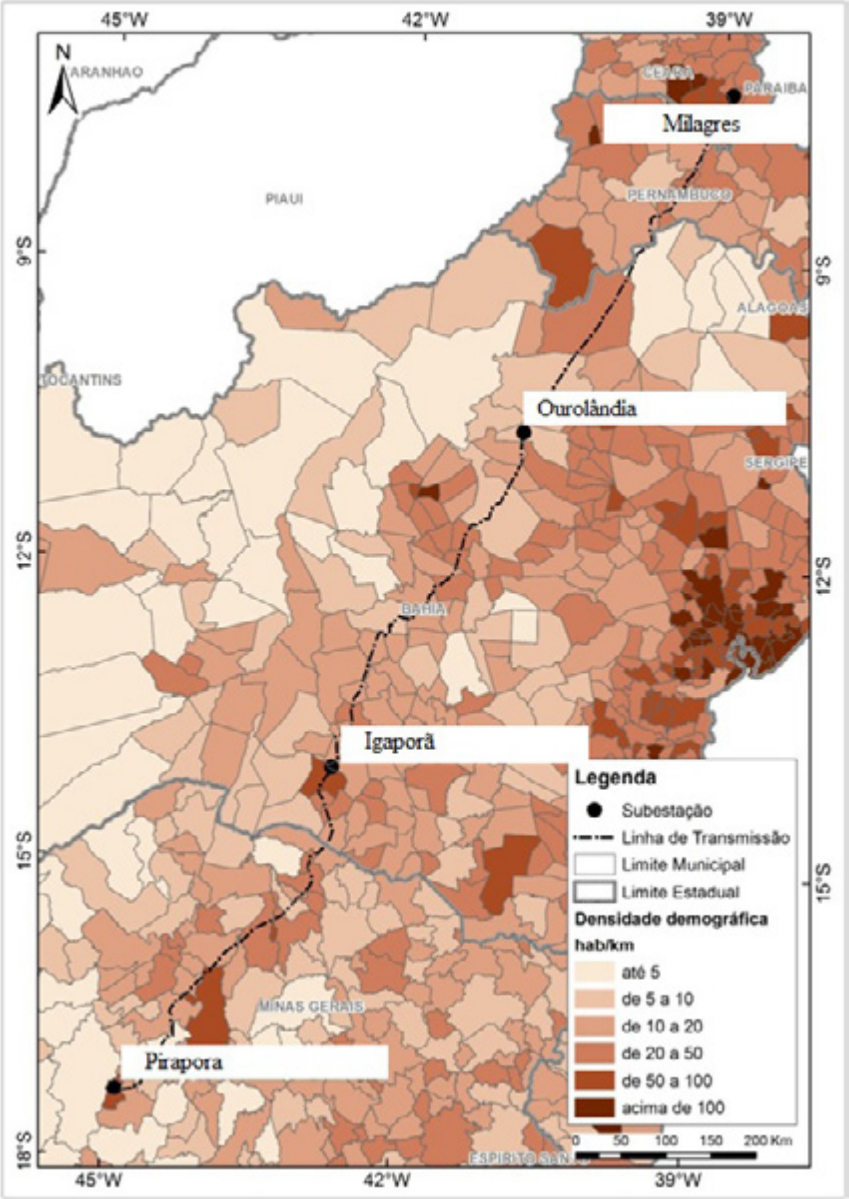


Figura 5.24: Densidade populacional por município. Fonte: adaptado IBGE, 2010

A Figura 5.24 demonstra que a densidade populacional dos municípios envolvidos na área de implantação do projeto é menor que 100 habitantes, em raros casos sendo superior a 50 hab/km².

A média de densidade populacional dos municípios, pelos quais o traçado cruza, apresenta densidade entre 10 a 50 hab/km². Em vias gerais, a linha será implantada em uma região de baixa densidade populacional.

Em relação ao PIB per capita (Figura 5.25) nota-se que a maior parte dos municípios por onde a linha irá passar apresenta-se na faixa de 5 a 10 mil reais *per capita*.

Há um conjunto de municípios na região Centro-Sul do estado da Bahia cujo PIB é menor que 5 mil reais *per capita*.

Em pouquíssimos casos o traçado da linha cruza território de município com renda *per capita* superior a 10 mil reais.

O Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDHM) (ver Figura 5.26) da maior parte dos municípios varia entre muito baixo a baixo, principalmente nos municípios dos estados de Pernambuco e da Bahia. No estado do Ceará predominam municípios com médio IDHM. Em Minas Gerais, o índice varia entre médio e alto.

No geral, os municípios apresentam IDHM baixos no contexto nacional. Isso se deve a pouca dinâmica econômica destas regiões, que acaba por refletir neste indicador.

A linha será implantada em uma área que apresenta baixa densidade populacional, baixo PIB *per capita* e reduzido índice de desenvolvimento humano, ou seja, é uma área pouco habitada, com baixo desenvolvimento econômico e com padrão de vida insuficiente.

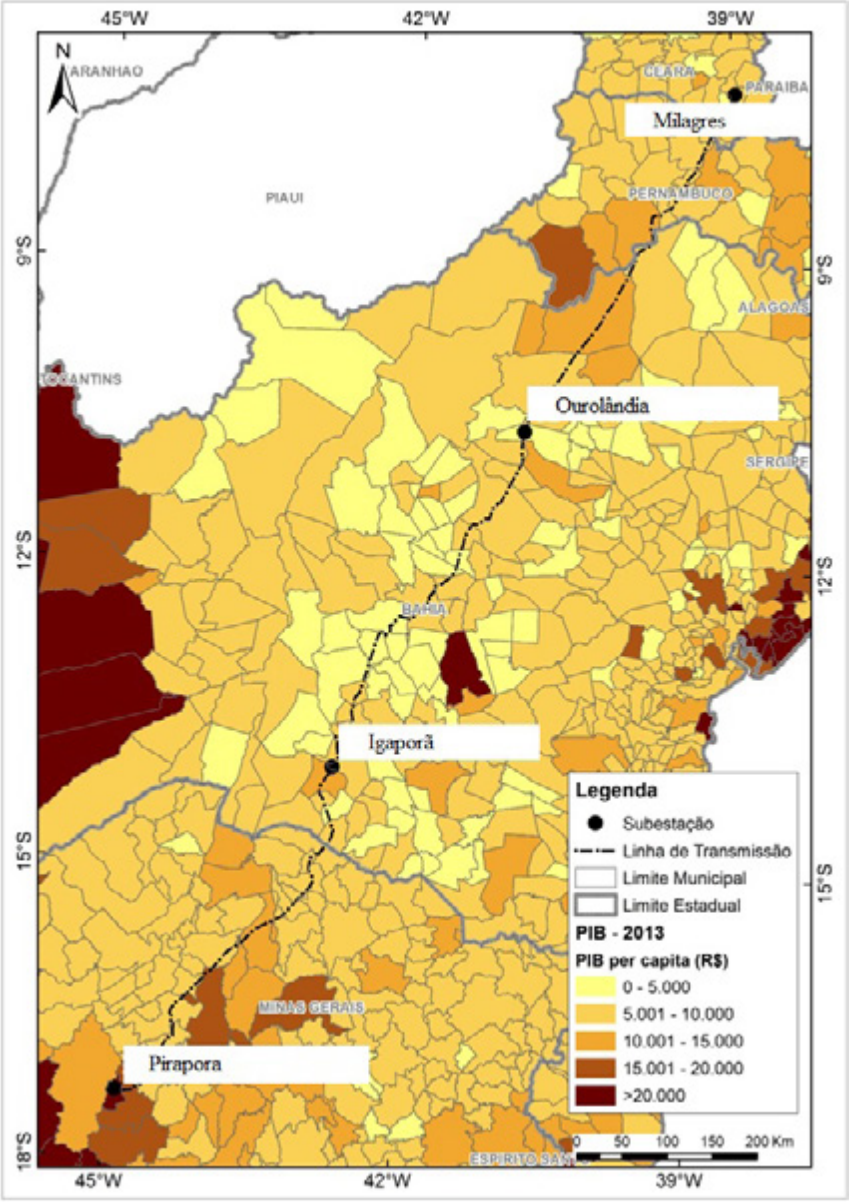


Figura 5.25: PIB municipal per capita a preços correntes em R\$. Fonte: IBGE, 2013

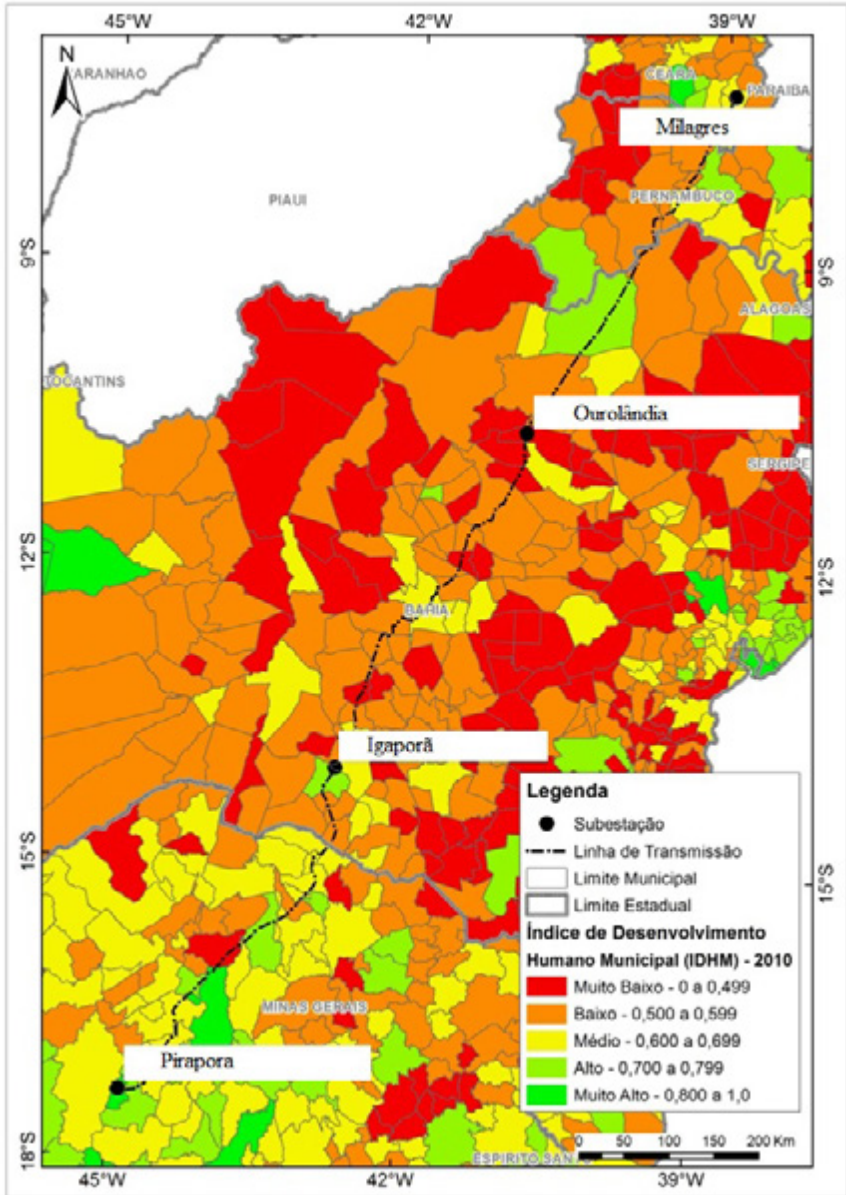


Figura 5.26: Índice de Desenvolvimento Humano Municipal. Fonte: IBGE, 2010

5.3.2 Organização territorial e infraestrutura regional

A área a ser implantada a linha atravessa boa parte do semiárido brasileiro, uma região pouco desenvolvida e com infraestrutura por vezes em condições precárias, rodovias sem asfalto, ou com asfalto de má qualidade. Dessa forma, entende-se que o empreendimento possa contribuir para, de uma certa maneira, impulsionar o desenvolvimento regional.

As áreas que concentram a maior quantidade e melhor qualidade de infraestruturas dos estados envolvidos na instalação da linha encontram-se na faixa litorânea, onde estão estabelecidas as capitais dos estados do Ceará, Pernambuco e Bahia. Exceto o estado de Minas Gerais, que não possui faixa litorânea. Para este estado, cabe ressaltar que a linha será implantada ao norte, que é a região menos desenvolvida.

A Figura 5.27 ilustra a estrutura de rodovias, ferrovias e pista de pouso/aeródromos da área do projeto, bem como a diretriz preferencial para implantação da linha e suas subestações. As áreas entre os estados do Ceará e de Pernambuco concentram grande quantidade de estradas. Há um eixo entre rodovias também no centro do estado da Bahia e no norte do estado de Minas Gerais.

Em relação às ferrovias, há uma concentração maior no sul da Bahia, no norte de Minas Gerais e Pernambuco.

Quanto às pistas de pouso/aeródromos, há uma maior concentração em Minas Gerais e no estado de Pernambuco, sendo a área mais crítica para implantação da linha.

5.3.3 Estrutura fundiária, assentamentos e áreas de conflito

Conforme definição do Incra, os assentamentos rurais são *“um conjunto de unidades agrícolas independentes entre si, instaladas pelo Incra onde originalmente existia um imóvel rural que pertencia a um único proprietário”*.

São divididos em parcelas, glebas ou lotes e entregues às famílias sem condições econômicas de obter terras por conta própria. Seu tamanho, por vezes, está associado à capacidade de suporte que envolve a geografia do terreno, e a capacidade produtiva ao número de famílias assentadas.

Em relação à área de implantação do projeto (Figura 5.28), nota-se que há uma maior concentração de assentamentos rurais em Pernambuco, centro da Bahia e norte de Minas Gerais. É preciso avaliar de forma mais aprofundada essas áreas de assentamento por onde a linha cruza de fato, para avaliar os possíveis conflitos provenientes da implantação do projeto.

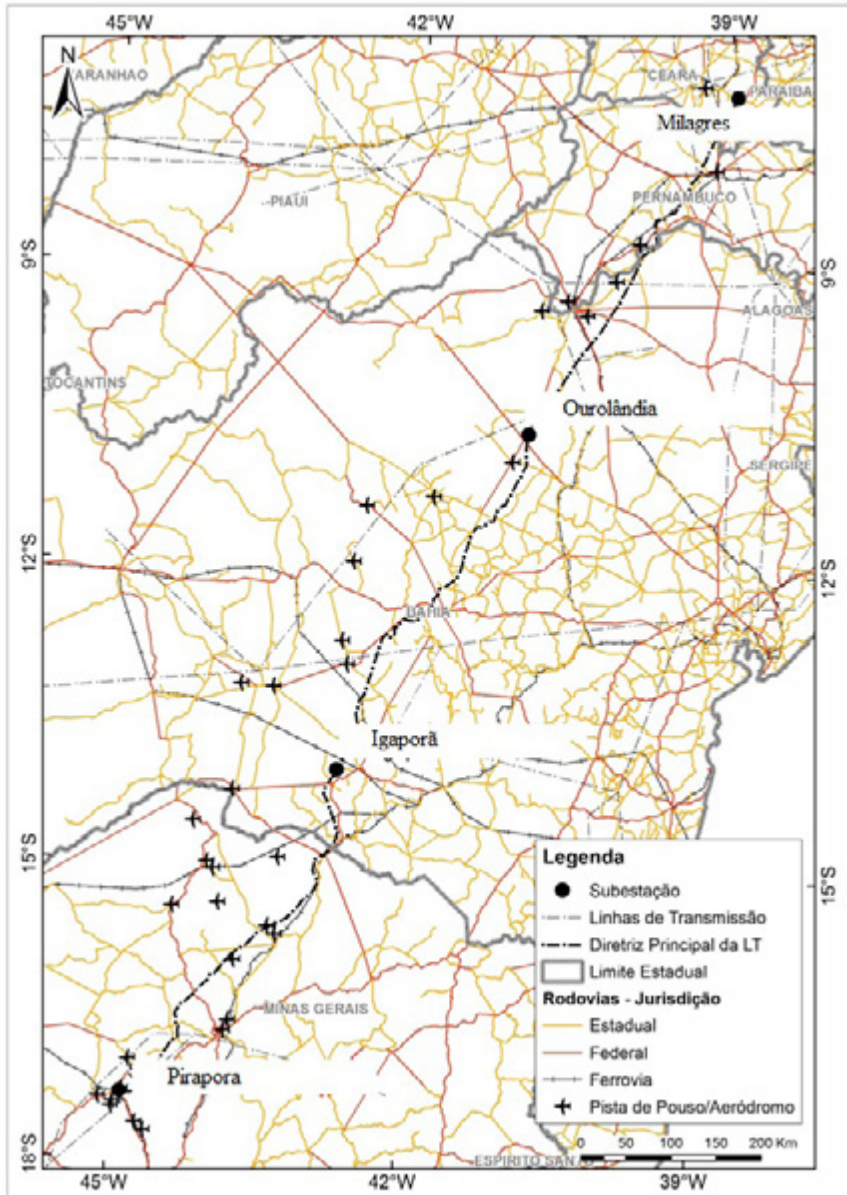


Figura 5.27: Infraestrutura regional. Fonte: adaptado Ministério dos Transportes, 2010

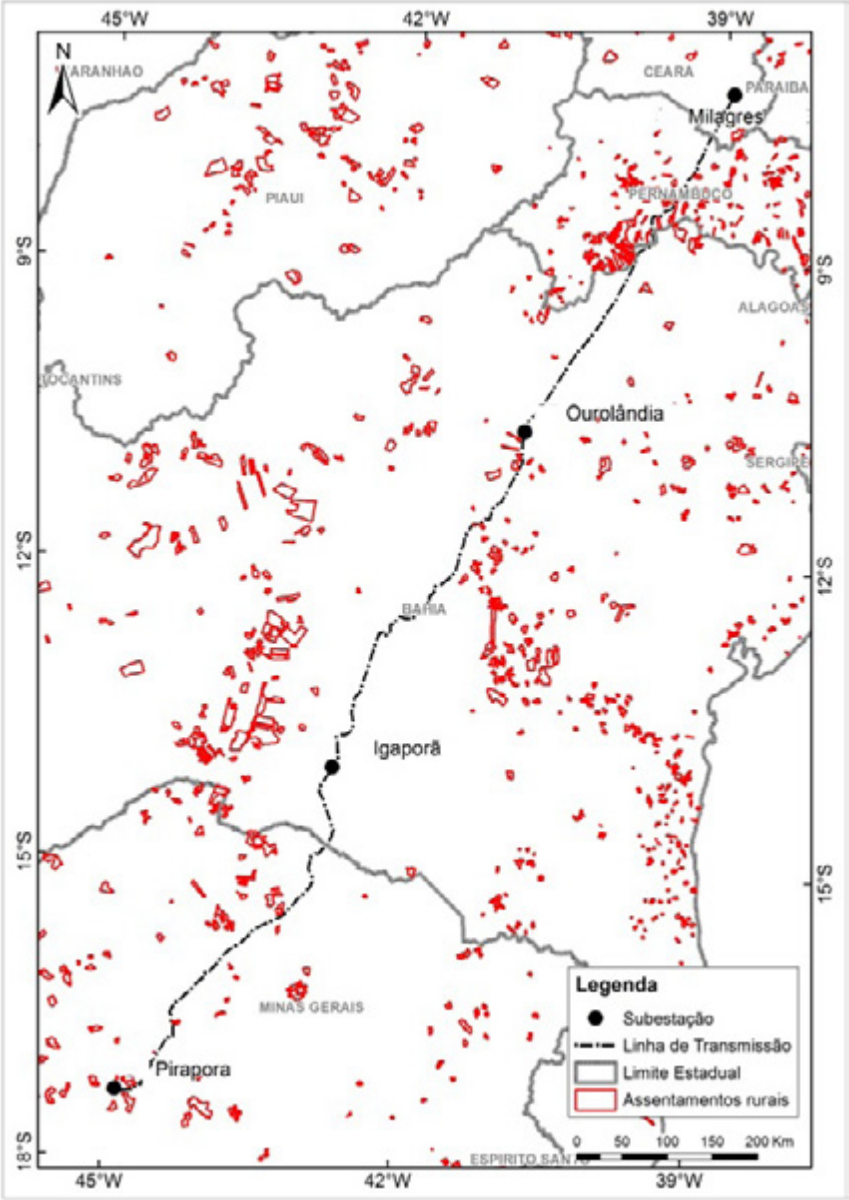


Figura 5.28: Assentamentos rurais presentes na região de implementação do projeto.
Fonte: adaptado Incra, 2015

A linha proposta não irá cruzar nenhuma área de assentamento agrário. Entretanto, há alguns assentamentos localizados na área do corredor de 30 km. Segue a relação das comunidades presentes neste corredor, para que durante a implantação da linha se tenha uma atenção maior com estas áreas (Tabela 5.2).

Tabela 5.2: Assentamentos agrários nos municípios atravessados pelo corredor em estudo. Fonte: Incra, set/2016

Estado	Município	Comunidade	Área (ha)	Capacidade*	Criação
PE	Cabrobó	PA Juventude	1389,90	40	08/12/2005
PE	Orocó	PA Bom Jesus	361,50	60	13/08/1999
PE	Santa Maria da Boa Vista	PA Caraúbas II	392,92	40	24/10/2001
PE	Lagoa Grande	PA Madre Paulina	1733,57	62	02/10/2003
PE	Orocó	PA Várzea Grande	171,15	12	27/02/2007
PE	Cabrobó	PA Santana	166,43	5	12/09/1989
PE	Santa Maria da Boa Vista	PA Poço do ICG	893,23	26	27/12/1989
PE	Santa Maria da Boa Vista	PA Safra	3496,62	220	02/12/1996
PE	Santa Maria da Boa Vista	PA Vitória	4626,94	264	27/05/1997
PE	Santa Maria da Boa Vista	PA Boqueir	1695,27	105	30/06/1997
PE	Lagoa Grande	PA Jatobá	701,73	40	29/10/1997
PE	Lagoa Grande	PA Ouro Verde	547,84	100	19/12/1997
PE	Santa Maria da Boa Vista	PA Catalunha	6865,55	600	16/12/1998
PE	Santa Maria da Boa Vista	PA Aquarius	2889,97	150	27/12/1999
PE	Orocó	PA Alegre	3133,80	100	25/05/2000
PE	Santa Maria da Boa Vista	PA Brilhante	1794,74	55	25/05/2000
PE	Lagoa Grande	PA Riacho Fundo	483,12	35	12/06/2002
PE	Cabrobó	PA Poço da Umburana	873,05	20	17/07/2008
PE	Santa Maria da Boa Vista	PA Maristela Medrado	347,09	6	19/11/2002
PE	Parnamirim	PA Antônio de Linda	839,80	20	05/12/2002
PE	Santa Maria da Boa Vista	PA Chapada do Peba	246,03	10	05/12/2002
PE	Orocó	PA Maria Carolina	127,84	8	11/03/2003
PE	Cabrobó	PA Salãozinho	261,03	7	22/07/2004
PE	Santa Maria da Boa Vista	PA Denis Santana	1031,92	30	05/11/2008
PE	Santa Maria da Boa Vista	PA José Ivaldo	364,64	25	13/07/2005
PE	Santa Maria da Boa Vista	PA José Ivaldo I	804,44	50	23/08/2005
PE	Terra nova	PA Mororo dos Peixotos	2106,42	30	03/01/2007
PE	Orocó	PA Santo Antônio da Mandassaia	935,32	17	27/02/2007
PE	Orocó	PA Olho D'Água	130,47	6	27/02/2007
PE	Orocó	PA Vitorino	115,49	15	27/02/2007
PE	Lagoa Grande	PA Abreu e Lima I	1911,07	50	26/10/2007
PE	Santa Maria da Boa Vista	PA Nossa Senhora da Conceição	4237,62	140	13/08/1999
PE	Orocó	PA Casa Nova	121,22	4	30/11/2007
PE	Orocó	PA Gilda Gomes	1044,69	25	25/08/2008
PE	Terra Nova	PA Quilombola - Contendas	2177,71	46	07/02/2006
PE	Orocó	PA Demétrius	1558,88	30	15/01/2001
PE	Cabrobó	PA Varzinha	316,78	8	12/09/1989
PE	Cabrobó	PA Eloita Pereira	854,47	30	19/10/2007

Estado	Município	Comunidade	Área (ha)	Capacidade*	Criação
PE	Santa Maria da Boa Vista	PA Progresso	721,81	12	20/08/2010
PE	Santa Maria da Boa Vista	PA Portelinha	160,42	-	-
BA	Morro do Chapéu	PA Pachola	406,34	-	-
BA	Morro do Chapéu	PA Morrinhos	2118,80	63	23/02/1995
BA	Ourolândia	PA Lagoa de Dentro I e II	2320,04	40	19/12/2003
BA	Ourolândia	PA Vila Nova	2592,01	52	22/09/2005
BA	Campo Formoso	PA Moka	638,23	18	17/12/2008
BA	Bonito	PA Central	2993,59	150	18/12/1998
BA	Ourolândia	PA Santa Luzia	4862,58	64	22/12/2002
BA	Morro do Chapéu	PA Recreio	556,14	23	26/11/2002
BA	Jacobina	PA Pedra Vermelha	1896,08	-	-
BA	Morro do Chapéu	PA Fazenda Santa Ernestina	10873,01	300	14/08/1987
BA	Iraquara	PA Fazenda Reunidas FS	3196,46	120	10/08/2004
BA	Morro do Chapéu	PA Lagoinha e Boa Vista	1788,99	74	20/01/2004
BA	Bonito	PA Eugênio Lyra	1366,62	60	30/12/1996
MG	Nova Porteirinha	PA Dom Mauro	1876,53	46	22/04/2009
MG	Pirapora	PA Floresta/Viveiros	4745,22	60	18/09/2002
MG	Janaúba	PA Jacaré Grande	11227,97	200	22/09/1998
MG	Coração de Jesus	PA Irmã Doroty II	1737,79	30	12/11/2007
MG	Capitão Enéas	PA Darcy Ribeiro	1164,89	25	17/04/2007
MG	Porteirinha	PA João Paulo II	1154,44	20	13/09/2005
MG	Porteirinha	PA União	3138,62	49	20/03/2006
MG	Sao João da Lagoa	PA Posto Agropecuário	107,61	15	21/06/2006
MG	Várzea da Palma	PA M3E D'	4345,69	56	05/12/2007
MG	Várzea da Palma	PA Correntes	11628,38	238	10/08/2000
MG	Pirapora	PA Paco Paco	452,30	42	10/08/2000
MG	Várzea da Palma	PA Tanque/Rompe Dia	7911,82	94	07/03/2007

* Capacidade é a quantidade total de lotes agrícolas que o assentamento suporta

A Comissão Pastoral da Terra elabora anualmente o relatório de “Conflitos da Terra”. Dessa forma, a partir da análise do relatório do ano de 2015, foi possível identificar a informação referente aos conflitos de terra existentes nos estados do projeto.

Tabela 5.3: Conflitos por terra no Brasil e nos estados do projeto no decorrer do ano de 2015. Fonte: adaptado de CPT, 2016

	Conflitos por terra		Ocupações		Acampamentos		Total	
	Ocorrências	Famílias	Ocorrências	Famílias	Ocorrências	Famílias	Ocorrências	Famílias
Nordeste	255	26.280	60	6.413	2	255	317	32.948
CE	3	3.065	1	65	-	-	4	3.130
PE	20	3.493	13	1.870	0	0	33	5.363
BA	63	8.874	34	3.666	2	255	99	12.795
Sudeste	73	5.264	36	3.071	3	575	112	8.910
MG	48	3.005	12	1.122	1	500	61	4.627
Brasil	771	81.602	200	31.293	27	7.763	998	120.658

Conforme se pode observar, o estado que apresenta a maior quantidade de conflitos pela terra é a Bahia, com quase um terço dos totais de conflitos ocorridos na região Nordeste no ano de 2015, seguido por Minas Gerais, Pernambuco e Ceará. Em relação ao total de famílias envolvidas nos conflitos, a Bahia novamente é o estado que envolveu o maior número de famílias, seguido por Pernambuco, Minas Gerais e Ceará, que apesar de ter apresentado apenas quatro conflitos durante o ano, teve o envolvimento de mais de três mil famílias.

5.3.3 Patrimônio cultural e natural

Cavernas são formadas a partir de uma série de processos geológicos envolvendo reações químicas e condições atmosféricas e biológicas. Possuem ecossistemas específicos e, por vezes, endêmicos, adaptados às condições apresentadas como a falta de luminosidade e vegetação. Algumas apresentam vestígios de populações de outrora, por se tratar de áreas seguras de refúgios, com grande variedade de evidências arqueológicas e de arte rupestre. Apresentam formações específicas como as estalactites que funcionam como testemunhos de condições climáticas pretéritas. Podem apresentar também fósseis e testemunhos de processos geológicos pretéritos.

Os sítios geológicos são áreas que devido à sua singularidade geológica, mineral ou paleontológica apresentam interesse para estudos científicos, didáticos ou turísticos. Ao conjunto de sítios geológicos encontrados em uma mesma região podem se estabelecer geoparques, unidades de conservação e áreas de proteção. Sua preservação é importante devido seu valor para estudos de geociência e seu potencial de uso para atividades turísticas e didáticas. Assim, deve-se atentar a estas áreas para a implantação do projeto, visto que são áreas que podem alavancar o desenvolvimento de certas áreas, seja pelo atrativo turístico ou pelo potencial científico que apresentam.

A identificação de cavernas e sítios geológicos é importante, pois é preciso preservar o máximo possível estas feições, bem como se ter cuidado com a implantação de determinados empreendimentos em áreas como essas, como nos casos de terrenos cársticos que, por apresentar uma série de cavernas, podem também ocasionar processos de subsidência do terreno. Dessa forma, levantamento geológico é de suma importância.

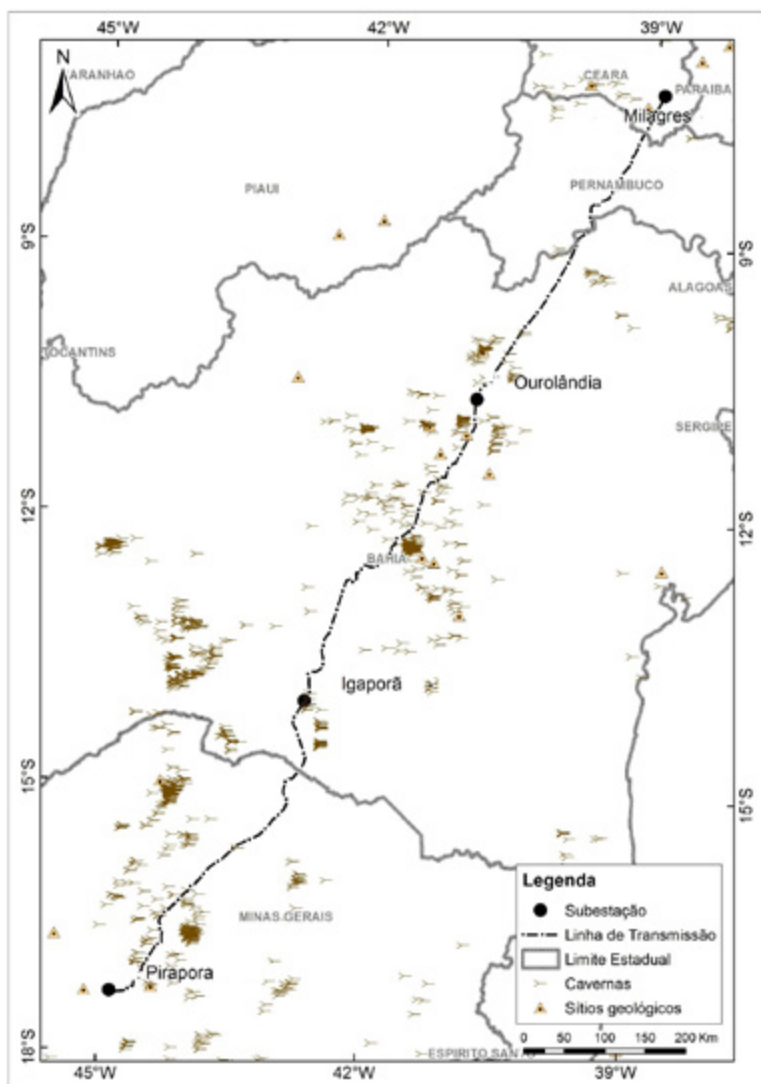


Figura 5.29: Cavernas e sítios geológicos presentes na região de implantação do projeto. Fonte: adaptado Cecav, 2015 e MMA, 2006

A Figura 5.29 apresenta as cavernas e os sítios geológicos presentes na área do projeto. Observa-se que há uma maior concentração de cavernas no Trecho 2, centro do estado da Bahia, área que se destaca por apresentar uma geologia cárstica e no Trecho 3 no estado de Minas Gerais.

Em relação aos sítios geológicos, há uma concentração no Trecho 2, próximo a subestação de Ourolândia e no meio do traçado. Há também outros sítios geológicos próximos à subestação Pirapora.

5.3.4 Terras indígenas e quilombos

As terras de quilombos ou territórios remanescentes de comunidade quilombola são territórios étnico-raciais, com ocupação coletiva baseada na ancestralidade, no parentesco e em tradições culturais próprias. Esses territórios refletem a conquista da resistência a diferentes formas de dominação históricas sofridas, onde a comunidade se auto reconhece como “remanescente de quilombo” e sua regularização fundiária está garantida pela Constituição Federal de 1988 (SILVA, 2015; ISA, 2016).

A determinação de território quilombola visa garantir a sua manutenção social, física, econômica e cultural. A regularização tem como finalidade reparação histórica no sentido de assegurar a dignidade e continuidade desses grupos étnicos.

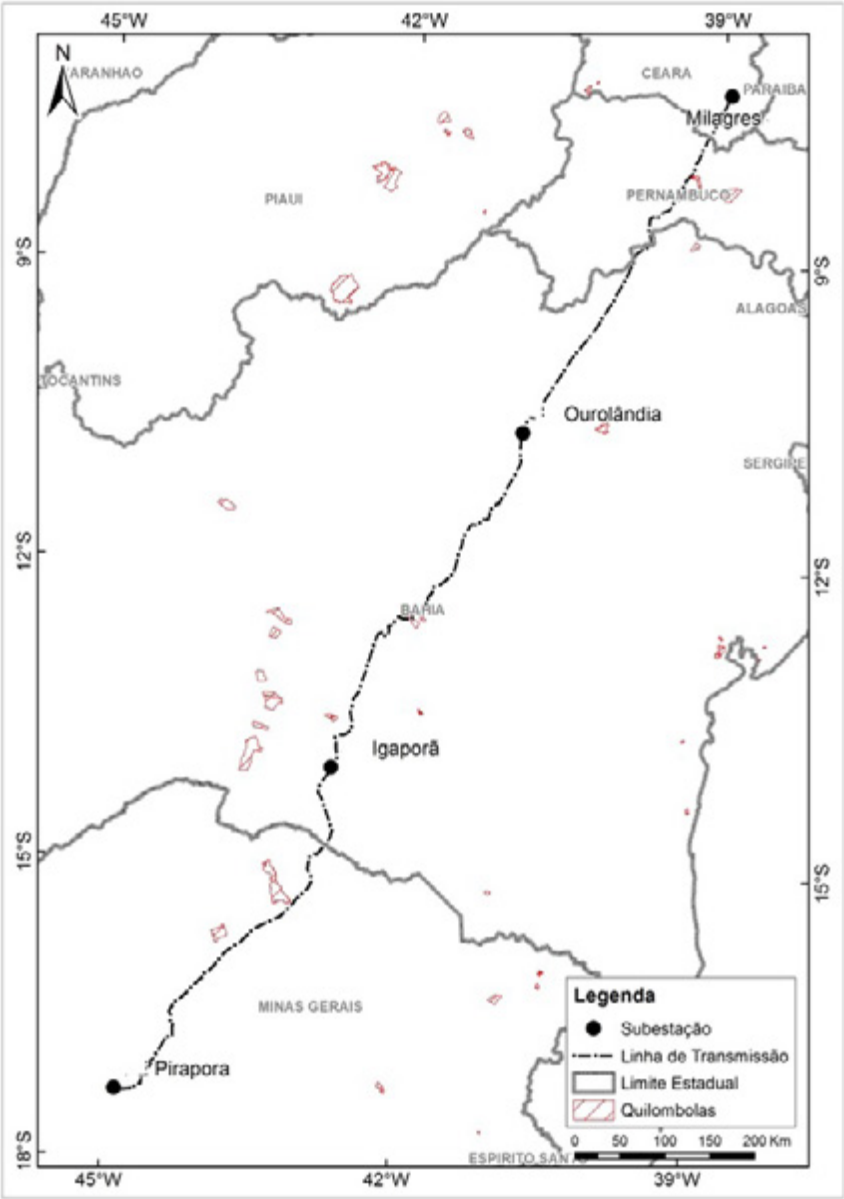


Figura 5.30: Comunidades quilombolas na área de implantação do projeto.
Fonte: adaptado Incra, 2015

Tabela 5.4: Comunidades quilombolas nos municípios atravessados pelo corredor em estudo. Fonte: Incra, set de 2016

Estado	Município	Comunidade	Área (ha)	Nº de famílias	Data de reconhecimento (FCP)	Edital RTID no DOU
BA	Seabra	Morro Redondo	5.068,79	67	03/04/2012	
BA	Seabra	Capão das Gamelas	1.316,16	60	25/10/2011	
BA	Seabra	Agreste	2.341,54	74	18/10/2010	
BA	Seabra	Olhos D'água do Basílio	4.842,41	73	26/11/2009	24/12/2010
MG	São João da Ponte/ Varzelândia/ Verdelândia	Brejo de Crioulos	17.302,69	387	24/12/2007	24/02/2011
MG	Jaíba/Gamaleiras /Porteirinha / Paipetro	Gurutuba	45.589,21	891		
PE	Salgueiro e Terra Nova	Contendas	2.128,20	43	27/10/2008	
PE	Salgueiro	Santana III	2.336,56	85	02/01/2011	

Por outro lado, as populações indígenas são descendentes dos povos que se encontravam no atual território brasileiro antes da chegada e estabelecimento dos povos europeus. Esse processo de ocupação por parte dos europeus fez com que diversos povos indígenas fossem extintos e as comunidades ainda existentes sofressem uma redução de suas populações.

Conforme dados da Funai, a população indígena, no ano de 2010, não chegava a um milhão de habitantes, e correspondia a menos de 0,3% da população total do Brasil. Assim, as áreas de território indígena são territórios que visam a manutenção dessas comunidades remanescentes, respeitando, dessa forma, características culturais, sociais e sua dignidade.

A Figura 5.31 ilustra as áreas de terras indígenas regionalmente em relação a área de implantação da linha. Como se pode notar, a diretriz da linha principal não intercepta nenhuma terra indígena. No entanto, próximo ao corredor em estudo estão a TI Truká no município de Cabrobó-PE e a TI Tumbalalá nos municípios de Abar e Curaçá na Bahia.

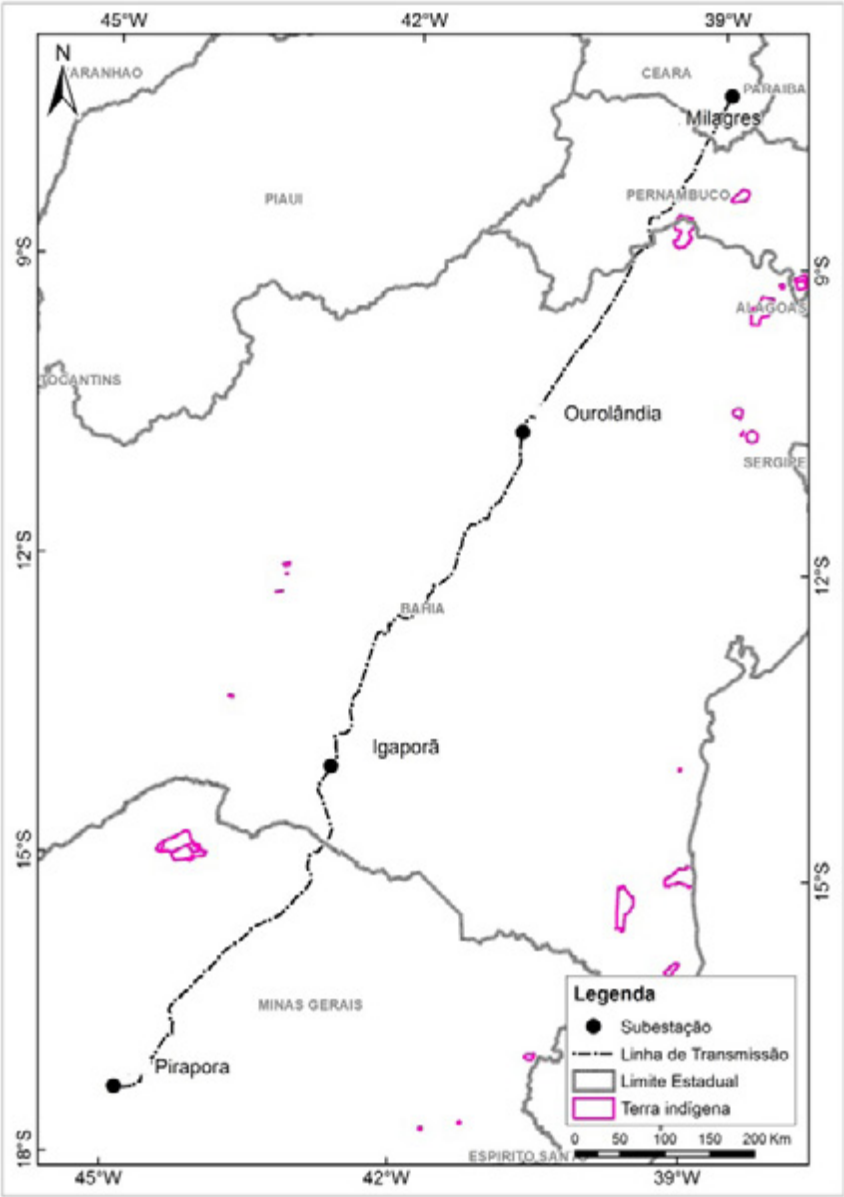


Figura 5.31: Terras indígenas na área de implantação do projeto.
Fonte: adaptado Funai, 2015

5.4 Zoneamento Ecológico Econômico (ZEE)

Foram levantadas as informações dos ZEEs dos estados envolvidos no projeto de maneira a avaliar as áreas pelas quais a linha irá cruzar e as possíveis restrições existentes. Dessa forma, foram avaliados os estados do Ceará, Pernambuco, Bahia e Minas Gerais.

No Ceará, a área em que será implantada a linha foi coberta pelo “zoneamento ecológico econômico do bioma caatinga e serras úmidas do estado do Ceará”, que apresenta duas zonas distintas, a ZUSssc e a ZUSsuc. A seguir, a descrição de ambas conforme o relatório técnico do ZEE [48].

Zona de Uso Sustentável e de Conservação do Equilíbrio Natural dos Sertões do Salgado e Sertões do Cariri (ZUSssc) – Medianamente Estáveis – É a área de superfície pediplanada parcialmente dissecada dos altos sertões do Salgado e do Cariri cearense. Apresenta ambientes ecodinamicamente medianamente estáveis.

Zona de Uso Sustentável e de Conservação do Equilíbrio Natural dos Sertões Úmidos do Cariri (ZUSsuc) – Medianamente Frágeis – É a área de superfície plana com espreadamento e coalescência de planícies aluviais nos sopés da Chapada do Araripe. São ambientes ecodinamicamente medianamente estáveis, onde se deve atentar quando da ocupação dessas áreas para os riscos de empobrecimento da biodiversidade ocasionado por desmatamentos desordenados, com os desmatamentos em áreas de nascentes e contaminação química dos solos e recursos hídricos.

Para o estado de Pernambuco, não há um Zoneamento Ecológico Econômico que cubra as áreas onde a linha irá cruzar.

A Bahia desenvolveu um ZEE que separa o estado em trinta e seis zonas. Essas zonas são baseadas nos compartimentos do relevo do estado, elaborados no projeto do RADAM Brasil, que compartimentou o relevo a partir de imagens de radar elaboradas na década de 70. Para todo trecho da linha foi efetuada uma análise levando em conta os compartimentos do relevo. Na Bahia, a linha irá cruzar as zonas definidas com as seguintes numerações: 17, 7, 15, 10, 9, 11, 8 e irá passar próxima a 5.

A seguir uma descrição resumida de cada uma destas zonas englobando os aspectos geomorfológicos, vegetacionais e socioeconômicos, conforme apresentado no relatório do ZEE [33]:

Área 17 – Depressão Sertaneja de Curaçá – Depressão Sertaneja de Curaçá em meio à Caatinga, com caprinocultura e mineração de cobre. Povos indígenas. Existência de patrimônio histórico e cultural (Canudos).

Área 7 – Baixadas dos rios Salitre e Verde/Jacaré – Baixadas dos rios Salitre e Verde/Jacaré em área de caatinga arbórea com cultivos temporário (mamona) e permanente (sisal), agricultura irrigada, mineração (rochas ornamentais – Bege Bahia) e comunidades quilombolas (Campo Formoso).

Área 15 – Chapada de Morro do Chapéu – Chapada de Morro do Chapéu com cerrado, floresta estacional e caatinga. Área protegida em Morro do Chapéu (Parque). Agropecuária com policulturas, culturas irrigadas e bovinocultura, além de mineração. Comunidades quilombolas e fundo de pasto. Turismo em Morro do Chapéu.

Área 10 – Chapada de Irecê – Chapada de Irecê em meio à caatinga e com atividades de culturas temporárias de grãos, pecuária, estruticultura (avestruz), mineração (fosfato – Irecê), aglomeração urbana (Irecê), comunidades quilombolas (São Gabriel, Jussara, Ibititá e Canarana).

Área 9 – Chapada Diamantina e Serra do Espinhaço – Chapada Diamantina e Serra do Espinhaço com cerrado e floresta montana preservados. Aquicultura, destaque para mineração, especialmente em Caetité, produção de cachaça em Abaíra e geração de energia eólica. Comunidades quilombolas, fundos de pasto, indígenas e pescadores. Além da mineração, o turismo se destaca (Lençóis, Palmeiras, Mucugê, Rio de Contas).

Área 11 – Gerais da Diamantina – Gerais da Diamantina em meio ao cerrado e contato cerrado/floresta estacional/caatinga, com agropecuária e cultivos irrigados. Destaque para produção de café em Piaçã.

Área 8 – Depressões de Guanambi e Paramirim – Depressões de Guanambi e Paramirim em meio à caatinga, com arranjos produtivos de algodão, milho e mandioca, pecuária, mineração (chumbo, zinco, prata e rochas ornamentais). Aglomerações urbanas (Guanambi e Bom Jesus da Lapa) e turismo religioso (Bom Jesus da Lapa).

Área 5 – Depressão do Médio São Francisco – Depressão do Médio São Francisco em área de floresta estacional com produção agrícola de mandioca e outros produtos, agricultura irrigada, fruticultura, pecuária, assentamentos rurais, mineração (terras raras), comunidades quilombolas (Bom Jesus da Lapa, Malhada, Sítio do Mato e Muquém de São Francisco).

No estado de Minas Gerais na ZEE-MG (2007), foram definidas Zonas de Desenvolvimento. A linha se concentra predominantemente em áreas definidas como zonas de desenvolvimento 5 e 6, cruzando também alguns trechos das zonas de desenvolvimento 1 e 2. As zonas de desenvolvimento foram definidas com base na análise integrada das vulnerabilidades naturais e as potencialidades sociais.

A seguir uma descrição de cada uma das Zonas de Desenvolvimento (ZEE-MG, 2007), por onde passa a linha:

- Zona de Desenvolvimento 1: Esta zona é formada pela classe AA (Terras de baixa vulnerabilidade em locais de alto potencial social) do Índice Ecológico-Econômico (IEE). São áreas de elevado potencial social, que pressupõem condições de gerenciar empreendimentos de maior porte e causadores de maiores impactos socioambientais. São caracterizadas por possuírem capacidades nos níveis estratégico, tático e operacional e de serem facilmente estimuladas para alavancar o desenvolvimento sustentável local. Nessa zona, os locais são menos vulneráveis ambientalmente, os empreendedores têm melhores condições para implantar ações preventivas e mitigadoras de impactos.
- Zona de Desenvolvimento 2: Essa zona é formada pela classe AB (Terras de alta vulnerabilidade em locais de alto potencial social) do IEE. São áreas de elevado potencial social, que pressupõem condições de gerenciar empreendimentos de maior porte e causadores de maiores impactos sócio-ambientais. São caracterizadas por possuírem capacidades nos níveis estratégico, tático e operacional e de serem facilmente estimuladas para alavancar o desenvolvimento sustentável local. Nessa zona, os locais são mais vulneráveis ambientalmente, e os empreendedores devem procurar estabelecer maior gama de ações preventivas e mitigadoras de impactos.
- Zona de Desenvolvimento Especial 5: Essa zona é formada pela classe BB (Terras de alta vulnerabilidade em locais de médio potencial social) do IEE. São áreas de potencial social intermediário e alta vulnerabilidade natural que demandam ações que incentivem o desenvolvimento, considerando que o meio ambiente tem baixo poder de resiliência, diminuindo a efetividade ou inviabilizando ações mitigadoras.
- Zona de Desenvolvimento Especial 6: Essa zona é formada pela classe CB (Terras de alta vulnerabilidade em locais de baixo potencial social) do IEE. São áreas de baixo potencial social e alta vulnerabilidade natural, dependentes de assistência direta e constante do governo do estado ou do governo federal em áreas básicas de desenvolvimento, levando em conta que o meio natural é um elemento limitante.

Além destes, há também o ZEE da Bacia do São Francisco, mas foram apenas elaborados mapas em escala regional, não havendo uma normatização do uso das áreas.

6. Análise Integrada e Definição das Áreas de Maior e Menor Sensibilidade Socioambientais

A análise integrada das variáveis consideradas para a avaliação socioambiental e o trabalho de campo realizado pela equipe multidisciplinar (com conhecimentos em arqueologia, patrimônio cultural e social, meio físico e biótico), em agosto de 2016, permitiram a elaboração de uma caracterização levando-se em conta os principais fatores socioambientais e seu respectivo grau de sensibilidade.

A partir de dados secundários de bases oficiais especializadas, foi elaborado o mapeamento de sensibilidade levando em conta as áreas de maior e menor criticidade com o intuito de indicar as áreas de maior e menor sensibilidade para a instalação do empreendimento.

Dessa forma, por meio de um Sistema de Informações Geográficas, foram atribuídos valores de sensibilidade aos diferentes tipos de variáveis socioambientais, para que assim pudessem compor o mapeamento de sensibilidade da área em análise. Esses valores foram avaliados no trabalho de campo efetuado.

Para elaboração do mapeamento, foram categorizadas as variáveis conforme apresentado na Tabela 6.1.

Tabela 6.1: Variáveis e sensibilidade

Variável socioambiental	Fonte dos dados	Aplicação	Sensibilidade
Assentamentos Rurais	Incra	Classificação do polígono	Alta
Quilombos	Incra	Classificação do polígono	Alta
Terras Indígenas	Funai	Classificação do polígono	Alta
Áreas Edificadas	IBGE	Classificação do polígono	Alta
Cavernas	Cecav	Buffer de 300m	Alta
Sítios Geológicos	Sigep	Buffer de 300m	Alta
Sítios Arqueológicos	Iphan	Buffer de 300m	Alta
Ferrovias	IBGE	Buffer de 50m cada lado	Alta
Estradas	IBGE	Buffer de 50m cada lado	Alta
Linhas de Transmissão	Aneel	Buffer de 50m cada lado	Alta
Aeroportos/Aeródromos	IBGE	Buffer de 1000m	Alta
Compartimentação do Relevo	CPRM	Classificação do polígono	Alta/Média/Baixa
Áreas Prioritárias para Conservação	Probio	Classificação do polígono	Alta/Média/Baixa
Unidade de Conservação Proteção Integral	ICMBio	Classificação do polígono	Alta
Unidade de Conservação Uso Sustentável	ICMBio	Classificação do polígono	Média

A partir da categorização das variáveis, elaborou-se o mapeamento de sensibilidade. Por ser um mapa que integra os diversos tipos de informações socioambientais disponíveis, é um instrumento fundamental que sintetiza o contexto em que a linha será implantada.

A representação dessas variáveis no mapeamento de sensibilidade se deu por meio de polígonos, linhas e pontos com ou sem área de *buffer*. Utilizou-se *buffer* para dar uma ênfase mais adequada às áreas de menor expressão espacial.

Foram utilizadas as classes alta, média e baixa para sensibilidade, sendo que as áreas classificadas como de alta sensibilidade devem ser evitadas, por serem áreas mais críticas para a implantação da linha. As áreas de média sensibilidade requerem uma atenção especial para implantação da linha. As áreas de baixa sensibilidade apresentam menores problemas e empecilhos para a instalação da linha.

Foi elaborado o mapeamento considerando um corredor de 30 km a partir de um eixo central que conecta todas subestações envolvidas e a diretriz preferencial para a instalação da linha.

As áreas de assentamentos rurais, quilombos, terras indígenas e áreas edificadas foram representadas na forma de polígonos, sendo estes classificados como áreas de alta sensibilidade em sua totalidade. Sua representação foi pela cor vermelha. Foram classificadas como alta devido aos conflitos existentes para o uso destas terras. A consolidação destas áreas por vezes envolve um contexto histórico e de disputas, e é preferencial desviar destas áreas para evitar problemas para o desenvolvimento do projeto e conflitos com as comunidades já assentadas na área a ser implantada a linha.

As áreas de cavernas, sítios geológicos e sítios arqueológicos foram representados por pontos, e a partir destes pontos foi gerado um *buffer* de 300 metros, sendo estas áreas classificadas como alta sensibilidade, representadas na cor vermelha. Estas áreas são classificadas como altas devido ao valor histórico, científico e ao potencial turístico que estes pontos apresentam, sendo desta forma preferencial que se desvie destas áreas.

As áreas de ferrovias, rodovias e linhas de transmissão são representadas por linhas, e para estas foi gerado um *buffer* de 50 metros. Essas áreas foram classificadas como áreas de alta sensibilidade devido as dificuldades que envolvem sua travessia pela linha de transmissão. Importante destacar que é preferencial a implantação da linha em proximidade às estradas, de maneira a facilitar a logística, tanto para a instalação, quanto para a manutenção de suas estruturas. Para os aeroportos e aeródromos, foi considerado um *buffer* de 1.000 metros, sendo a sensibilidade dessa área considerada alta.

Para toda área do corredor de 30 km em que será implantada a linha, foi categorizado o relevo em classes de sensibilidade. Esse procedimento foi efetuado por meio da classificação dos compartimentos geomorfológicos do mapeamento da CPRM (2010, 2014) em classes de baixa, média e alta sensibilidade (Tabela 6.2). A compartimentação do relevo exprime uma síntese dos tipos de solos predominantes e o padrão litológico. Dessa forma, é uma variável de extrema relevância nos estudos para a implantação da linha. Algumas áreas foram classificadas com mais de uma sensibilidade, pois se observou em campo que alguns locais eram mais sensíveis que em outros. Assim, a definição das sensibilidades desses compartimentos foi diferenciada com base nas observações efetuadas em campo.

Tabela 6.2: Valores de sensibilidade para as diferentes compartimentações geomorfológicas

Compartimentação geomorfológica	Sensibilidade
Chapadas e platôs	Baixa
Degraus estruturais e rebordos erosivos	Média
Domínio de colinas amplas e suaves	Baixa
Domínio de colinas dissecadas e morros baixos	Média
Domínio de morros e de serras baixas	Alta
Domínio montanhoso	Alta
Escarpas serranas	Média
Inselbergs	Alta
Planaltos	Baixa
Planaltos e baixos platôs	Baixa/Média
Planícies fluviais ou flúvio-lacustres	Alta
Superfícies aplainadas conservadas	Baixa
Superfícies aplainadas degradadas	Baixa/Alta
Tabuleiros	Baixa
Tabuleiros dissecados	Baixa
Vales encaixados	Alta
Vertentes recobertas por depósitos de encosta	Baixa

Foram categorizadas também as áreas prioritárias de conservação definidas pelo Probio (2016). Esse mapeamento classifica as áreas conforme o seu grau de importância biológica, variando em alta, muito alta e extremamente alta. Com base nessas classes, efetuou-se uma validação por meio do trabalho de campo e estas áreas foram classificadas em classes de sensibilidade variando em alta, média e baixa sensibilidade conforme apresentado na Tabela 6.3.

Tabela 6.3: Classificação da sensibilidade das áreas prioritárias existentes na área do projeto

Importância biológica	Sensibilidade	Características da área prioritária
Extremamente alta	Média	Floresta decidual ameaçada em área prioritária.
Extremamente alta	Alta	Endemismo de fauna e flora, remanescentes de mata Atlântica, criação de UC.
Extremamente alta	Alta	Limite de distribuição da arara-azul-de-lear e reintrodução da ararinha-azul (extinta na natureza).
Extremamente alta	Baixa	Fragmentos vegetais e ecótonos de caatinga e cerrado.
Extremamente alta	Alta	Endemismos de flora, diversidade de fisionomia, ecótono de caatinga e cerrado.
Extremamente alta	Alta	Descoberta de novas espécies, concentração de cavernas, criação de UC.
Extremamente alta	Baixa	Ecótono com área de altitudes altas e águas termais.
Extremamente alta	Alta	Áreas com cobertura vegetal bem preservada, e presença de comunidade indígena (Kariris).
Extremamente alta	Média	Presença de assentamento e fragmentos vegetação natural preservado.
Extremamente alta	Alta	Presença de comunidade ribeirinha.
Extremamente alta	Alta	Remanescentes de vegetação preservado e presença de uma das maiores jazidas fossilíferas do mundo.
Extremamente alta	Alta	Endemismo de flora e fauna. UC estadual, campo rupestre.
Extremamente alta	Alta	Revitalização do SF (mata riparia), para início da transposição.
Extremamente alta	Alta	Proteção de campo rupestre.
Extremamente alta	Alta	Remanescentes vegetais com alta biodiversidade de flora e fauna, recarga de aquífero.
Extremamente alta	Alta	Estudos relacionados a reintrodução da ararinha-azul.

Foram classificados também os polígonos das Unidades de Conservação (UCs). As UCs (ICMBio, 2016) são classificadas em dois tipos principais: “Proteção Integral” e “Uso Sustentável”. Assim, as UCs de Proteção Integral foram classificadas como alta sensibilidade por serem áreas em que não pode haver nenhum tipo de uso, enquanto as UCs de Uso Sustentável foram classificadas como média sensibilidade, por serem áreas em que pode haver alguns tipos de uso.

Tendo como base as variáveis expostas e o peso a elas atribuído, será apresentado, a seguir, uma análise de cada um dos três trechos em que se pretende implantar a linha, com detalhamento das áreas de maior sensibilidade.

Para facilitar a descrição e localização da área analisada foram criados pontos em cada vértice da diretriz preferencial da linha indicada neste trabalho. Os vértices foram nomeados de acordo com o trecho em que estavam localizados e em numeração crescente do norte ao sul. Há 98 pontos no Trecho 1, 102 pontos no Trecho 2 e 107 pontos no Trecho 3.

6.1 Trecho Milagres (CE) a Ourolândia (BA)

O primeiro trecho (Figura 6.1) corresponde à conexão entre a subestação Milagres, localizada no estado do Ceará, e a subestação Ourolândia, localizada no estado da Bahia e apresenta 98 vértices que foram nomeados T1-1 a T1-98, sendo que o T1-1 se localiza mais próximo a Milagres e o T1-98 a Ourolândia. Na porção do território no estado do Ceará, a maior sensibilidade está associada a uma grande quantidade de sítios arqueológicos ao norte, nas proximidades do Município de Milagres. Há também a ocorrência de planícies fluviais (T1-4, T1-6 e T1-18) com presença de solos hidromórficos que apresentam assim uma sensibilidade maior, visto que a travessia desses pontos requer mais cuidados e gastos.

Mais ao sul, há um trecho de domínios de morros e serras baixas entre os vértices T1-28 e T1-37, com aproximadamente 7 km de extensão, que apresenta uma maior sensibilidade para a implantação da LT, pois além de ter uma cobertura vegetal um pouco mais preservada, está nos limites da Unidade de Conservação de Uso Sustentável Chapada do Araripe, sendo que esta mesma UC é cruzada novamente no limite dos estados do Ceará e de Pernambuco entre os pontos T1-41 e T1-42.

Há também algumas travessias de rodovias, cujo traçado e área de *buffer* estão definidos como alta sensibilidade.

No estado de Pernambuco, destaca-se a presença de assentamentos agrários como pontos de alta sensibilidade. No norte de Pernambuco há um trecho de colinas dissecadas e morros baixos de extensão de aproximadamente 20 km do trecho T1-48 a T1-51, apresentando uma média sensibilidade. Ao sul a linha cruzará alguns trechos que apresentam alinhamentos serranos de pequena extensão, constituindo inselbergs e morros testemunhos, sendo que essas são áreas de alta sensibilidade pelas dificuldades de travessia e presença muitas vezes de espécies endêmicas, ou fragmentos vegetacionais mais preservados, devendo, assim, esses trechos ser desviados (T1-65 a T1-69).

No limite dos estados de Pernambuco e da Bahia, está a travessia do rio São Francisco, sendo este um trecho crítico, apresentando alta sensibilidade devido à dificuldade técnica em se fazer a travessia deste extenso rio (T1-75 a T1-79).

Ao norte da Bahia, destaca-se ainda a área prioritária de reintrodução da ararinha azul, espécie ameaçada de extinção, devendo haver um cuidado nesta área para não avançar sobre áreas mais preservadas, e desta forma é uma área de alta sensibilidade (T1-76 a T1-84).

Por fim, destaca-se uma área extensa de planaltos e baixos platôs, que se estende desde os 100 km anteriores a subestação Ourolândia (T1-91 a T1-98), até 70 km após esta mesma subestação (T2-1 a um pouco antes de T2-5). É uma área de relevo mais aplainado, porém de embasamento cárstico que propicia o surgimento de diversas cavernas conforme pode ser observado na base de informações de cavernas da Cecav, que demonstra haver uma grande concentração de cavernas neste compartimento. Assim, deve-se levar em conta essa variável ao se implantar a linha neste trecho de média sensibilidade.

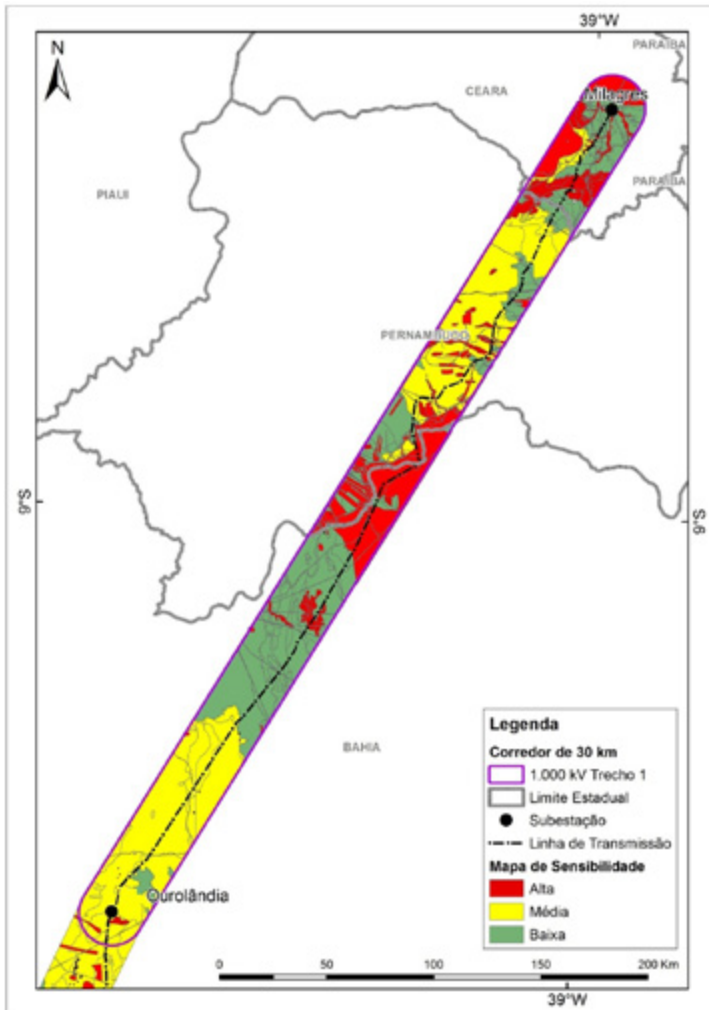


Figura 6.1: Mapa de sensibilidade elaborado a partir das variáveis analisadas.
Trecho 1: Milagres (CE) a Ourolândia (BA)

6.2 Trecho Ouroelândia (BA) a Igaporã (BA)

O segundo trecho (Figura 6.2) corresponde à conexão entre a subestação Ouroelândia e a subestação Igaporã, ambas localizadas no estado da Bahia, e apresenta 102 vértices que foram nomeados T2-1 a T2-102, sendo que o T2-1 se localiza mais próximo a Ouroelândia e o T2-102 a Igaporã.

Na proximidade ao sul da subestação Ouroelândia, há alguns assentamentos agrários apresentando uma sensibilidade alta, havendo a oeste da área entre os vértices T2-3 a T2-4 um conjunto de cavernas que com seu *buffer* apresentam sensibilidade alta. As cavernas estão associadas ao embasamento cárstico do compartimento de relevo de planaltos e baixos platôs, conforme descrito no subitem anterior.

Nesse trecho, está também o Parque Estadual do Morro do Chapéu (T2-13 a T2-15), uma Unidade de Conservação de Proteção Integral, ou seja, não pode haver intervenção e sua sensibilidade é apresentada como alta no mapeamento. A linha passará próxima a esta UC, em uma área em um contexto de morros e serras baixas, com aproximadamente 3km de extensão. Ao sul da UC há também alguns assentamentos agrários.

Na porção central do segundo trecho da linha, há a Unidade de Conservação de Uso Sustentável Marimbus/Iraquara cuja sensibilidade é média (T2-32 a T2-36). Dentro dos limites desta UC, há diversas cavernas com alta sensibilidade, e a delimitação de uma área prioritária de proteção ambiental relacionada a estas cavernas, cujos limites foram classificados como alta sensibilidade. Trechos desta UC estão inseridos em domínio de morros e serras baixas cuja extensão a ser cruzada pela LT neste contexto é de aproximadamente 7,5 km, entre os vértices T2-32 a T2-39. A aproximadamente 20 km do fim deste trecho há um outro segmento do mesmo domínio de morros e serras baixas com aproximadamente 6,5 km de extensão, iniciando pouco antes do vértice T2-50 e finalizando pouco depois do vértice T2-53, e apresenta alta sensibilidade pelas dificuldades que a travessia destes trechos implicam.

Um pouco mais ao sudeste, há quilombos cuja sensibilidade é alta (T2-52 a T2-59). As comunidades quilombolas são delimitadas com base na relação histórica da comunidade com o território em que estão inseridas, e desta forma apresentam alta sensibilidade para implantação da linha, pelo fato desta intervir em um espaço historicamente consolidado.

Após as áreas desses quilombos, há um extenso trecho de domínio montanhoso a ser cruzado pela linha, possuindo uma extensão de aproximadamente 37 km (T2-59 a T2-84), apresentando uma alta sensibilidade devido aos obstáculos que o relevo impõe à instalação da linha. Mais próximo a su-

bestação Igaporã, há outro trecho de domínio montanhoso que vai do vértice T2-86 a T2-101, sendo o trecho mais crítico entre os vértices T2-94 a T2-97 com aproximadamente 8 km de extensão e finalizando próximo a área urbana do município de Igaporã. Esse alinhamento de morros elevados apresenta um complexo de aerogeradores instalados em sua linha de cumeeada, devendo-se atentar para este complexo ao se implantar a linha.

Ao leste da subestação Igaporã, há diversos sítios arqueológicos associados a um trecho do compartimento geomorfológico de altitude mais elevada, porém mais aplainado, consolidando assim uma área de alta sensibilidade para a implantação da linha.

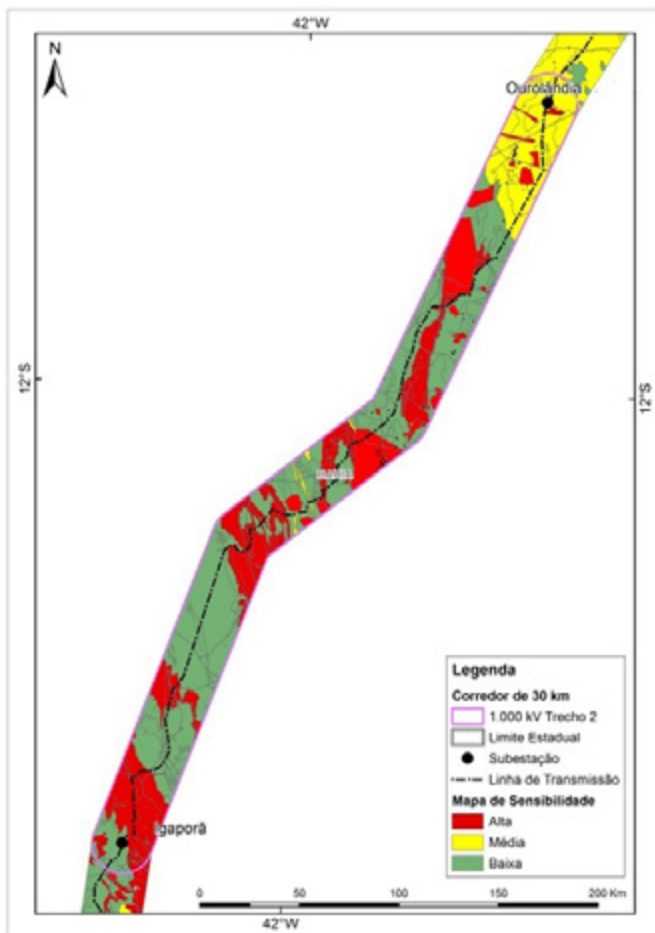


Figura 6.2: Mapa de sensibilidade elaborado a partir das variáveis analisadas.
Trecho 2: Ouro-lândia (BA) a Igaporã (BA)

6.3 Trecho Igaporã (BA) a Pirapora (MG)

O terceiro trecho (Figura 6.3) corresponde à conexão entre a subestação Igaporã, localizada no estado da Bahia, e a subestação Pirapora, localizada no estado de Minas Gerais, e apresenta 107 vértices que foram nomeados T3-1 a T3-107, sendo que o T3-1 se localiza mais próximo a Igaporã e o T3-107 a Pirapora.

Ao sul da subestação Igaporã, partindo da área urbana do município do Guanambi, o eixo principal da linha se estende por um trecho de aproximadamente 100 km (T3-4 a T3-44) alternando áreas de planícies fluviais com presença de solos hidromórficos a áreas de colinas dissecadas e morros baixos. Há ainda duas Unidades de Conservação de Proteção Integral ao oeste deste eixo, sendo elas o Parque Estadual da Serra dos Montes Altos (a oeste do trecho T3-6 a T3-7) e o Parque Estadual Caminho das Gerais (a oeste do trecho T3-16 a T3-44) e uma área de domínio montanhoso e elevada amplitude ao leste, constituindo este trecho com uma área crítica a instalação da linha.

A partir do vértice T3-44, inicia-se um trecho mais plano, que segue em paralelo a Ferrovia Centro-Atlântica S.A. e a BR 122, e apresenta áreas de planícies fluviais com solos hidromórficos. Ao oeste do T3-46, há a comunidade quilombola Gurutuba e, próximo ao quilombo, alguns assentamentos agrários sendo que todas estas áreas apresentam alta sensibilidade. Há maior ocorrência de assentamentos agrários e quilombolas no corredor da linha desde o T3-46 até o T3-56.

A partir do trecho em que o eixo principal da linha cruza com a rodovia estadual MG-401 (T3-49) passam a ocorrer alguns aglomerados de cavernas no corredor do eixo da linha com alta sensibilidade. Algumas dessas cavernas se encontram próximas a assentamentos e quilombos.

Ao se aproximar da área urbana do município Coração de Jesus (localizado a oeste do T3-82), orienta-se que o eixo principal da linha seja desviado ao leste da área urbana, procurando evitar passar pelo compartimento do relevo de superfícies aplainadas degradadas localizado nesta porção mais próxima a Pirapora. No trabalho efetuado em campo, observou-se que nessa porção de superfícies aplainadas há pouco acesso logístico, grande quantidade de veredas, sítios paleontológicos, arqueológicos e cavernas, sendo dessa forma uma área crítica e de alta sensibilidade, devendo ser evitada.

Ao se aproximar da subestação Pirapora, é indicado manter esse desvio mais ao leste, visto que a aproximadamente 2,5 km ao norte há um aeroporto, a planície do rio São Francisco e um extenso assentamento agrário, localizado em sua maior parte sobre um compartimento de tabuleiros (oeste do trecho que vai de T3-98 a T3-104).

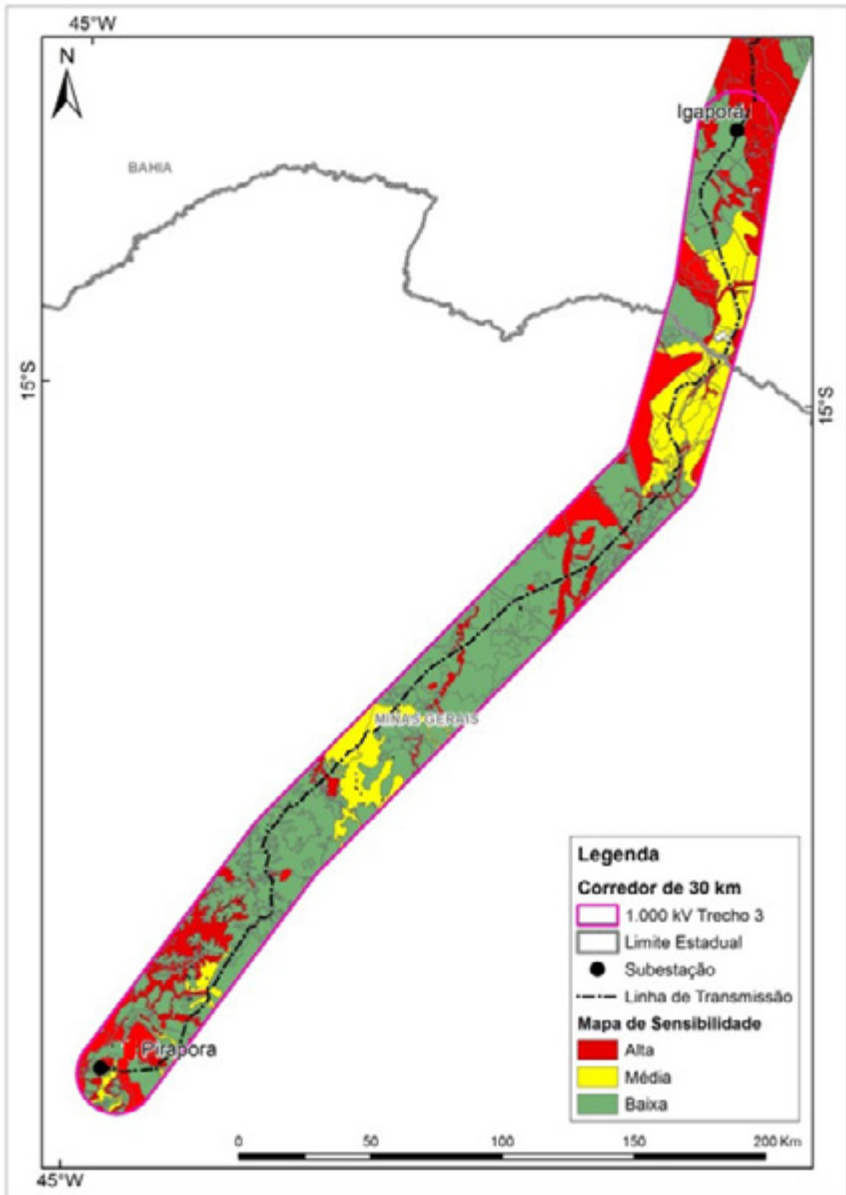


Figura 6.3: Mapa de sensibilidade elaborado a partir das variáveis analisadas.
Trecho 3: Igaporã (BA) a Pirapora (MG)

7. Recomendações e Diretriz Preferencial para o Traçado da Linha

A partir dos levantamentos de dados efetuados neste trabalho, das análises e validações efetuadas em trabalho de campo e do mapeamento de sensibilidade, elaborou-se uma proposta de diretriz preferencial para implementação da linha de transmissão, levando em conta as questões socioambientais.

Essa proposta foi efetuada por meio dos dados secundários levantados em bases de dados oficiais federais e estaduais referentes à temática socioambiental e também por meio da validação *in loco* efetuada por meio do trabalho de campo.

Para dar suporte ao estabelecimento da diretriz principal da linha, utilizou-se o mapeamento de sensibilidade que apresenta uma análise integrada das variáveis utilizadas. A análise da categorização da sensibilidade socioambiental permitiu uma melhor compreensão do contexto em que a linha está inserida, estabelecendo condições para a definição da diretriz preferencial para sua implantação.

Para a consolidação da diretriz preferencial, foi elaborado um pré-traçado a partir dos dados secundários das bases oficiais disponíveis, que constitem variáveis socioambientais conforme apresentado na Tabela 7.1.

Tabela 7.1: Dados secundários de bases oficiais utilizados no estudo

Variável socioambiental	Fonte dos dados	Formato do dado
Assentamentos Rurais	Incra	Polígono
Quilombos	Incra	Polígono
Terras Indígenas	Funai	Polígono
Áreas Edificadas	IBGE	Polígono
Cavernas	Cecav	Ponto
Sítios Geológicos	Sigep	Ponto
Sítios Arqueológicos	Iphan	Ponto
Ferrovias	IBGE	Linha
Estradas	IBGE	Linha
Linhas de Transmissão	Aneel	Linha
Aeroportos/Aeródromos	IBGE	Ponto
Compartimentação do Relevo	CPRM	Polígono
Áreas Prioritárias para Conservação	Probio	Polígono
Unidade de Conservação Proteção Integral	ICMBio	Polígono
Unidade de Conservação Uso Sustentável	ICMBio	Polígono

Analizou-se a presença dessas variáveis em um corredor de 30 km de extensão, a partir de um eixo central que parte do município de Milagres e vai até o município de Pirapora, intermediariamente conectando as outras duas subestações de Ouroândia e Igarapã ambas no estado da Bahia.

Assim, procurou-se estabelecer um traçado linha desviando de unidades de conservação, terras indígenas, áreas prioritárias para a conservação, presença de cavernas, remanescentes de vegetação, proximidade às áreas urbanas, assentamentos agrários, quilombos, sítios geológicos, sítios arqueológicos, áreas de solos hidromórficos, áreas serranas, morros elevados e travessias de rios caudalosos, principalmente o rio São Francisco.

Com base nesse traçado preliminar, levantaram-se pontos críticos para serem observados e validados em campo. Como auxílio, utilizou-se o software Google Earth que, além de permitir uma pré-avaliação com alguns ajustes, contribuiu também para o planejamento da logística do trabalho de campo.

De posse do traçado preliminar, partiu-se para a verificação *in loco* de maneira a validá-lo. No trabalho de campo, procurou-se percorrer a área deste pré-traçado avaliando os seguintes aspectos:

- Avaliação do acesso à área de implantação da linha;
- Avaliação de existência de apoio logístico nas proximidades da área de implantação da linha;
- Validação de variáveis socioambientais dos dados secundários;
- Avaliação dos pontos de dúvidas;
- Avaliação de fragmentos vegetacionais a serem cruzados pela linha, e seu estado de conservação;
- Avaliação das áreas de planície fluvial a serem cruzadas pela linha, para averiguar sua extensão e os solos hidromórficos;
- Avaliação de sítios arqueológicos próximos a área de implantação da linha;
- Avaliação dos trechos de morros e serras a serem cruzados pela LT, para identificar os pontos mais adequados para passagem da linha;
- Existência de campo de aerogeradores no traçado da linha, e pontos de desvio;
- Avaliação da presença de aeroportos e aeródromos nas proximidades da linha;
- Avaliação da presença de povoados no traçado elaborado para a linha;
- Avaliação das Áreas Prioritárias cruzadas pela linha;
- Avaliação dos melhores trechos para cruzamento de Rodovias e Ferrovias;

- Verificação da presença de algum assentamento, quilombo ou terra indígena que eventualmente não constem nas bases oficiais;
- Observação dos padrões de cultivos existentes e das áreas de pastagens.

A partir das informações coletadas no trabalho de campo, foi possível efetuar novas adaptações no traçado existente, levando em conta os fatores socioambientais.

Procurou-se efetuar as adaptações no traçado preliminar dentro do corredor de 30 km inicialmente caracterizado. Entretanto, para algumas áreas, observou-se em campo ser necessário efetuar um desvio mais acentuado otimizando desta forma o traçado, evitando maiores custos e questões burocráticas a serem sanadas para a implantação da linha.

No decorrer do traçado, foram efetuados alguns ajustes pontuais procurando desviar o traçado da linha de áreas de planície fluvial com solos hidromórficos, desviar de alguns morros residuais e inselbergs existentes, procurando passar a linha pela sua lateral a fim de evitar variações altimétricas desnecessárias no terreno. Também se buscou desviar de áreas urbanas e pequenos povoados, de áreas com maior potencial arqueológico. Nas áreas constituídas de fragmentos vegetacionais, procurou-se ajustar o traçado em áreas de fragmentos vegetacionais menos conservados e, nas áreas serranas, procurou-se os pontos mais adequados para a travessia da linha.

A Tabela 7.2 demonstra os vértices da diretriz preferencial da linha, com respectivas coordenadas, distâncias parciais e progressivas e as deflexões em graus. O início se dá na subestação Milagres (CE), sendo o T1-1 o primeiro vértice após a saída da subestação.

Tabela 7.2: Tabela de Vértices da Diretriz da LT

SE MILAGRES (CE)						
Vértices	Fuso	Coordenadas UTM Datum SIRGAS 2000		Distância (m)		Deflexões (grau decimal)
		E	N	Parcial	Progressiva	
T 1-1	24	507.129,583	9.192.138,149	581,18	581,18	-
T 1-2	24	507.115,339	9.191.557,142	655,41	1.236,60	25.446 D
T 1-3	24	506.819,312	9.190.972,391	680,32	1.916,91	5.816 E
T 1-4	24	506.575,121	9.190.337,408	403,56	2.320,47	9.587 E
T 1-5	24	506.495,021	9.189.941,875	653,36	2.973,83	44.526 D
T 1-6	24	505.953,526	9.189.576,277	11.709,56	14.683,39	28.813 E
T 1-7	24	500.608,097	9.179.158,017	378,40	15.061,79	8.899 E
T 1-8	24	500.489,518	9.178.798,678	555,42	15.617,22	10.211 D
T 1-9	24	500.224,722	9.178.310,438	1.358,22	16.975,43	5.164 E
T 1-10	24	499.687,294	9.177.063,073	384,23	17.359,66	10.266 E
T 1-11	24	499.600,585	9.176.688,760	173,88	17.533,54	65.788 D

SE MILAGRES (CE)						
Vértices	Fuso	Coordenadas UTM Datum SIRGAS 2000		Distância (m)		Deflexões (grau decimal)
		E	N	Parcial	Progressiva	
T 1-12	24	499.429,997	9.176.655,078	369,63	17.903,17	29.025 E
T 1-13	24	499.147,652	9.176.416,524	453,36	18.356,53	5.763 E
T 1-14	24	498.832,480	9.176.090,637	651,01	19.007,53	32.496 E
T 1-15	24	498.702,176	9.175.452,804	752,94	19.760,48	6.132 D
T 1-16	24	498.473,531	9.174.735,416	1.666,49	21.426,97	32.248 D
T 1-17	24	497.198,315	9.173.662,565	1.274,37	22.701,33	8.41 D
T 1-18	24	496.113,656	9.172.993,594	974,82	23.676,15	9.874 E
T 1-19	24	495.383,998	9.172.347,164	1.214,94	24.891,09	4.364 E
T 1-20	24	494.538,560	9.171.474,637	2.260,82	27.151,90	4.259 E
T 1-21	24	493.090,260	9.169.738,629	670,59	27.822,49	42.255 E
T 1-22	24	493.118,547	9.169.068,636	786,57	28.609,06	5.65 D
T 1-23	24	493.074,196	9.168.283,320	1.653,96	30.263,02	10.035 D
T 1-24	24	492.694,623	9.166.673,504	1.399,86	31.662,88	10.047 D
T 1-25	24	492.140,586	9.165.387,954	1.447,26	33.110,14	1.74 D
T 1-26	24	491.527,701	9.164.076,872	1.142,22	34.252,36	21.322 E
T 1-27	24	491.453,350	9.162.937,070	1.302,90	35.555,26	3.195 D
T 1-28	24	491.296,205	9.161.643,679	1.028,68	36.583,94	24.751 E
T 1-29	24	491.611,070	9.160.664,377	1.245,83	37.829,77	43.163 D
T 1-30	24	491.077,874	9.159.538,417	948,14	38.777,90	10.837 D
T 1-31	24	490.518,203	9.158.773,086	1.096,10	39.874,00	1.254 D
T 1-32	24	489.851,982	9.157.902,694	2.470,55	42.344,55	26.122 E
T 1-33	24	489.367,507	9.155.480,118	1.408,59	43.753,14	5.467 E
T 1-34	24	489.224,135	9.154.078,840	1.655,05	45.408,19	76.23 D
T 1-35	24	487.584,908	9.153.850,552	3.255,79	48.663,98	54.895 E
T 1-36	24	486.097,864	9.150.954,196	216,89	48.880,87	18.127 D
T 1-37	24	485.943,688	9.150.801,649	348,69	49.229,56	29.284 E
T 1-38	24	485.847,456	9.150.466,503	1.206,03	50.435,58	11.159 D
T 1-39	24	485.296,575	9.149.393,642	483,05	50.918,64	8.946 E
T 1-40	24	485.145,435	9.148.934,841	439,32	51.357,95	18.793 D
T 1-41	24	484.880,889	9.148.584,108	4.573,57	55.931,53	9.844 E
T 1-42	24	482.791,582	9.144.515,648	1.298,84	57.230,37	6.142 D
T 1-43	24	482.078,024	9.143.430,374	1.257,62	58.487,98	3.252 D
T 1-44	24	481.328,611	9.142.420,435	1.001,68	59.489,66	14.233 E
T 1-45	24	480.947,801	9.141.493,963	640,06	60.129,72	1.401 D
T 1-46	24	480.690,067	9.140.908,088	724,29	60.854,02	7.839 E
T 1-47	24	480.491,567	9.140.211,526	584,87	61.438,88	2.995 D
T 1-48	24	480.302,106	9.139.658,195	5.718,76	67.157,65	8.293 D
T 1-49	24	477.688,579	9.134.571,575	840,11	67.997,75	33.665 E
T 1-50	24	477.783,251	9.133.736,820	918,41	68.916,16	25.69 D
T 1-51	24	477.480,928	9.132.869,600	806,97	69.723,12	20.539 D
T 1-52	24	476.964,828	9.132.249,246	980,19	70.703,32	13.023 D
T 1-53	24	476.184,269	9.131.656,366	2.238,42	72.941,74	38.859 E
T 1-54	24	475.645,697	9.129.483,700	2.048,82	74.990,56	3.546 D
T 1-55	24	475.030,703	9.127.529,363	3.265,54	78.256,10	7.127 D

SE MILAGRES (CE)						
Vértices	Fuso	Coordenadas UTM Datum SIRGAS 2000		Distância (m)		Deflexões (grau decimal)
		E	N	Parcial	Progressiva	
T 1-56	24	473.671,581	9.124.560,096	3.754,07	82.010,17	3.581 E
T 1-57	24	472.325,409	9.121.055,692	3.142,07	85.152,23	12.563 D
T 1-58	24	470.587,679	9.118.437,891	3.699,86	88.852,09	4.667 D
T 1-59	24	468.297,449	9.115.532,067	4.420,69	93.272,79	37.508 E
T 1-60	24	468.240,701	9.111.111,740	4.176,07	97.448,86	16.903 D
T 1-61	24	466.975,334	9.107.131,987	5.691,71	103.140,57	23.157 D
T 1-62	24	463.256,619	9.102.823,069	7.053,00	110.193,57	0.228 D
T 1-63	24	458.627,309	9.097.501,952	2.902,47	113.096,05	7.068 E
T 1-64	24	457.006,169	9.095.094,410	4.352,71	117.448,76	18.614 E
T 1-65	24	455.854,620	9.090.896,788	11.517,10	128.965,86	8.992 E
T 1-66	24	454.581,018	9.079.450,320	2.033,47	130.999,33	10.362 D
T 1-67	24	453.996,311	9.077.502,724	7.444,69	138.444,03	52.684 D
T 1-68	24	447.027,872	9.074.882,742	10.974,14	149.418,16	39.056 E
T 1-69	24	441.484,675	9.065.411,491	7.832,60	157.250,76	38.112 D
T 1-70	24	434.199,535	9.062.534,639	5.297,69	162.548,44	38.877 E
T 1-71	24	431.584,842	9.057.927,160	2.775,87	165.324,31	51.049 D
T 1-72	24	428.846,068	9.057.474,891	5.230,00	170.554,31	13.153 D
T 1-73	24	423.627,421	9.057.819,294	3.414,74	173.969,05	42.247 E
T 1-74	24	420.953,949	9.055.694,915	13.639,01	187.608,06	46.853 E
T 1-75	24	419.842,140	9.042.101,294	9.640,76	197.248,82	22.555 E
T 1-76	24	422.801,920	9.032.926,115	3.061,29	200.310,10	13.92 D
T 1-77	24	423.013,295	9.029.872,135	2.157,14	202.467,24	47.687 E
T 1-78	24	424.704,906	9.028.533,593	1.561,63	204.028,87	67.807 D
T 1-79	24	424.270,255	9.027.033,675	5.411,42	209.440,28	50.937 D
T 1-80	24	419.285,416	9.024.927,776	6.836,17	216.276,45	9.704 E
T 1-81	24	413.526,661	9.021.244,041	7.233,20	223.509,65	1.152 D
T 1-82	24	407.356,334	9.017.469,625	9.311,52	232.821,17	41.064 E
T 1-83	24	404.559,075	9.008.588,197	19.859,35	252.680,51	5.268 D
T 1-84	24	396.879,274	8.990.273,880	26.171,84	278.852,36	5.01 D
T 1-85	24	384.689,163	8.967.114,289	9.339,51	288.191,87	0.111 E
T 1-86	24	380.355,029	8.958.841,337	17.382,63	305.574,50	5.108 D
T 1-87	24	370.949,504	8.944.223,129	3.799,24	309.373,74	16.681 E
T 1-88	24	369.897,403	8.940.572,468	8.786,42	318.160,17	15.4 D
T 1-89	24	365.309,558	8.933.078,942	30.718,76	348.878,93	5.551 D
T 1-90	24	346.810,761	8.908.554,733	2.930,00	351.808,92	13.481 D
T 1-91	24	344.549,634	8.906.691,352	75.106,80	426.915,72	19.395 E
T 1-92	24	305.740,128	8.842.388,527	7.233,07	434.148,79	12.245 D
T 1-93	24	300.774,234	8.837.129,519	3.497,48	437.646,27	1.428 E
T 1-94	24	298.437,148	8.834.527,522	2.589,74	440.236,00	0.265 E
T 1-95	24	296.715,571	8.832.592,864	4.419,49	444.655,49	0.784 E
T 1-96	24	293.823,106	8.829.251,379	9.574,14	454.229,63	29.195 E
T 1-97	24	291.884,091	8.819.875,644	3.439,02	457.668,65	15.755 D
T 1-98	24	290.299,319	8.816.823,543	0,00	457.668,65	-

SE OUROLÂNDIA (BA)						
Vértices	Fuso	Coordenadas UTM Datum SIRGAS 2000		Distância (m)		Deflexões (grau decimal)
		E	N	Parcial	Progressiva	
T 2-1	24	290.278,507	8.816.786,307	4.442,72	4.442,72	-
T 2-2	24	288.725,980	8.812.623,682	14.901,96	19.344,68	17.897 E
T 2-3	24	288.061,132	8.797.736,562	13.525,25	32.869,93	8.011 E
T 2-4	24	289.346,627	8.784.272,541	47.749,36	80.619,29	31.871 D
T 2-5	24	268.103,098	8.741.509,080	1.756,33	82.375,62	17.777 E
T 2-6	24	267.839,272	8.739.772,675	1.292,90	83.668,52	41.8 D
T 2-7	24	266.842,514	8.738.949,223	2.090,42	85.758,95	31.777 D
T 2-8	24	264.771,356	8.738.666,096	1.400,17	87.159,11	27.714 E
T 2-9	24	263.631,427	8.737.853,060	1.501,96	88.661,07	35.293 E
T 2-10	24	263.137,259	8.736.434,720	2.159,71	90.820,78	53.25 D
T 2-11	24	261.077,971	8.735.783,824	3.202,65	94.023,43	38.252 E
T 2-12	24	259.277,478	8.733.135,205	2.670,04	96.693,47	0.992 D
T 2-13	24	257.738,393	8.730.953,384	10.115,63	106.809,10	25.005 E
T 2-14	24	255.947,994	8.720.997,457	5.270,33	112.079,43	80.192 D
T 2-15	24	250.677,788	8.721.032,981	4.005,64	116.085,06	60.103 E
T 2-16	24	248.657,878	8.717.573,923	1.885,64	117.970,71	48.996 D
T 2-17	24	246.805,152	8.717.223,133	1.980,83	119.951,54	44.982 E
T 2-18	24	245.688,998	8.715.586,705	2.010,95	121.962,49	22.3 D
T 2-19	24	244.010,221	8.714.479,621	4.318,64	126.281,13	33.981 D
T 2-20	24	239.691,802	8.714.523,165	1.243,99	127.525,12	1.861 D
T 2-21	24	238.448,942	8.714.576,105	1.383,30	128.908,42	30.548 E
T 2-22	24	237.228,800	8.713.924,353	14.787,45	143.695,87	32.318 E
T 2-23	24	229.930,749	8.701.063,282	9.525,73	153.221,60	20.15 E
T 2-24	24	228.371,193	8.691.666,081	2.548,86	155.770,46	6.896 D
T 2-25	24	227.655,027	8.689.219,903	2.456,87	158.227,33	14.108 D
T 2-26	24	226.410,775	8.687.101,404	5.336,37	163.563,70	13.302 E
T 2-27	24	224.839,455	8.682.001,615	4.170,44	167.734,14	5.46 E
T 2-28	24	223.996,282	8.677.917,301	6.708,22	174.442,36	5.377 E
T 2-29	24	223.261,633	8.671.249,433	10.725,15	185.167,51	8.507 D
T 2-30	24	220.522,894	8.660.879,859	6.444,62	191.612,12	23.725 D
T 2-31	24	216.509,300	8.655.837,621	6.760,29	198.372,42	11.24 D
T 2-32	24	211.348,904	8.651.470,484	9.251,97	207.624,39	0.302 D
T 2-33	24	204.255,126	8.645.531,012	558,53	208.182,92	37.909 D
T 2-34	24	203.696,943	8.645.511,234	1.140,68	209.323,61	6.064 D
T 2-35	24	202.559,088	8.645.591,501	1.646,59	210.970,19	28.335 E
T 2-36	24	201.058,383	8.644.913,911	1.138,44	212.108,63	3.424 D
T 2-37	24	199.994,680	8.644.508,226	1.192,98	213.301,61	32.039 E
T 2-38	24	199.275,325	8.643.556,531	2.759,62	216.061,23	20.962 E
T 2-39	24	198.508,979	8.640.905,451	1.467,38	217.528,61	7.947 E
T 2-40	24	198.300,297	8.639.452,985	780,39	218.309,00	29.482 E
T 2-41	24	198.583,848	8.638.725,933	422,47	218.731,47	26.082 D
T 2-42	24	198.548,673	8.638.304,929	7.120,59	225.852,06	39.006 D
T 2-43	24	193.621,858	8.633.163,992	3.087,53	228.939,59	44.418 E

SE OUROLÂNDIA (BA)						
Vértices	Fuso	Coordenadas UTM Datum SIRGAS 2000		Distância (m)		Deflexões (grau decimal)
		E	N	Parcial	Progressiva	
T 2-44	24	193.656,145	8.630.076,652	2.564,68	231.504,27	12.222 E
T 2-45	24	194.226,888	8.627.576,280	1.071,45	232.575,72	12.938 D
T 2-46	24	194.225,388	8.626.504,833	2.485,47	235.061,19	70.348 D
T 2-47	24	191.883,517	8.625.672,244	1.962,33	237.023,52	51.734 E
T 2-48	24	191.254,554	8.623.813,440	2.088,50	239.112,02	39.473 D
T 2-49	24	189.480,185	8.622.711,881	1.375,64	240.487,66	4.335 D
T 2-50	24	188.259,947	8.622.076,731	1.356,41	241.844,08	20.741 E
T 2-51	24	187.356,525	8.621.064,957	3.630,99	245.475,06	43.967 E
T 2-52	24	187.496,210	8.617.436,658	2.817,59	248.292,65	75.211 D
T 2-53	24	184.801,644	8.616.613,184	2.525,28	250.817,93	10.227 E
T 2-54	24	182.556,019	8.615.458,096	2.639,56	253.457,49	2.604 D
T 2-55	24	180.156,347	8.614.358,616	4.516,23	257.973,73	51.23 E
T 2-56	24	179.052,011	8.609.979,482	3.422,65	261.396,38	64.382 D
T 2-57	24	175.697,647	8.609.299,196	2.489,87	263.886,26	9.818 E
T 2-58	23	825.395,731	8.608.409,463	2.971,65	266.857,90	12.672 D
T 2-59	23	822.448,194	8.608.031,678	3.500,71	270.358,62	17.483 D
T 2-60	23	819.002,581	8.608.650,338	5.287,28	275.645,90	11.069 D
T 2-61	23	814.074,742	8.610.566,509	4.663,17	280.309,07	78.284 E
T 2-62	23	811.537,452	8.606.654,048	2.150,18	282.459,25	8.264 D
T 2-63	23	810.120,347	8.605.036,927	2.992,31	285.451,55	8.155 E
T 2-64	23	808.487,391	8.602.529,467	2.871,70	288.323,26	19.693 D
T 2-65	23	806.201,000	8.600.791,913	548,24	288.871,49	9.527 D
T 2-66	23	805.715,622	8.600.537,018	871,69	289.743,19	72.402 D
T 2-67	23	805.095,979	8.601.150,120	1.573,10	291.316,29	58.585 E
T 2-68	23	803.568,867	8.600.772,520	3.275,59	294.591,88	81.639 E
T 2-69	23	803.884,410	8.597.512,161	1.467,34	296.059,23	3.355 D
T 2-70	23	803.940,051	8.596.045,874	906,89	296.966,12	35.328 E
T 2-71	23	804.492,149	8.595.326,400	1.191,44	298.157,56	51.629 D
T 2-72	23	804.201,344	8.594.170,998	1.723,73	299.881,29	4.392 E
T 2-73	23	803.909,876	8.592.472,086	360,45	300.241,74	36.308 D
T 2-74	23	803.650,403	8.592.221,895	916,45	301.158,19	41.388 E
T 2-75	23	803.576,015	8.591.308,469	1.261,54	302.419,72	45.158 D
T 2-76	23	802.612,262	8.590.494,431	1.457,34	303.877,07	11.658 D
T 2-77	23	801.331,863	8.589.798,429	903,49	304.780,56	14.318 E
T 2-78	23	800.669,438	8.589.184,027	968,46	305.749,02	40.14 D
T 2-79	23	799.702,056	8.589.138,309	1.324,66	307.073,68	24.992 D
T 2-80	23	798.476,350	8.589.640,677	2.156,91	309.230,59	20.804 D
T 2-81	23	796.901,220	8.591.114,185	1.127,51	310.358,10	43.256 D
T 2-82	23	796.829,377	8.592.239,407	381,37	310.739,47	34.383 E
T 2-83	23	796.594,393	8.592.539,785	3.481,69	314.221,16	64.509 E
T 2-84	23	793.195,822	8.591.783,564	2.831,31	317.052,47	33.851 E
T 2-85	23	791.243,141	8.589.733,362	66.009,37	383.061,83	26.97 E
T 2-86	23	772.346,879	8.526.486,483	8.133,48	391.195,31	22.768 D

SE OUROLÂNDIA (BA)						
Vértices	Fuso	Coordenadas UTM Datum SIRGAS 2000		Distância (m)		Deflexões (grau decimal)
		E	N	Parcial	Progressiva	
T 2-87	23	767.183,979	8.520.201,746	15.890,19	407.085,51	27.092 E
T 2-88	23	763.795,948	8.504.676,942	12.800,48	419.885,99	22.48 E
T 2-89	23	766.055,830	8.492.077,526	2.816,58	422.702,57	5.744 D
T 2-90	23	766.273,136	8.489.269,340	4.504,83	427.207,40	29.67 D
T 2-91	23	764.351,863	8.485.194,762	2.512,35	429.719,75	0.761 D
T 2-92	23	763.250,278	8.482.936,792	3.318,27	433.038,02	21.425 D
T 2-93	23	760.806,474	8.480.692,076	3.372,69	436.410,71	16.425 D
T 2-94	23	757.778,841	8.479.205,987	5.663,53	442.074,25	24.18 D
T 2-95	23	752.118,634	8.479.011,903	3.462,14	445.536,38	49.367 E
T 2-96	23	749.955,430	8.476.308,765	2.211,83	447.748,21	39.753 D
T 2-97	23	747.788,609	8.475.864,848	6.125,09	453.873,30	90.396 E
T 2-98	23	749.059,394	8.469.873,033	7.444,38	461.317,68	11.411 D
T 2-99	23	749.132,582	8.462.429,013	8.104,85	469.422,53	7.959 E
T 2-100	23	750.333,606	8.454.413,643	13.074,18	482.496,71	37.148 D
T 2-101	23	744.069,850	8.442.937,599	0,00	482.496,71	-

SE IGAPORÁ (BA)						
Vértices	Fuso	Coordenadas UTM Datum SIRGAS 2000		Distância (m)		Deflexões (grau decimal)
		E	N	Parcial	Progressiva	
T 3-1	23	744.058,807	8.442.911,185	7.107,47	7.107,47	-
T 3-2	23	742.005,323	8.436.116,452	3.643,42	10.750,89	44.218 D
T 3-3	23	738.821,939	8.434.354,319	15.369,21	26.120,10	29.673 E
T 3-4	23	730.834,737	8.421.249,168	7.289,95	33.410,05	32.08 E
T 3-5	23	730.926,027	8.413.970,611	6.103,61	39.513,66	32.967 E
T 3-6	23	734.306,412	8.408.899,256	37.614,92	77.128,58	14.103 D
T 3-7	23	746.897,153	8.373.506,935	4.897,98	82.026,56	40.005 D
T 3-8	23	745.190,188	8.368.922,447	977,75	83.004,32	45.718 E
T 3-9	23	745.607,456	8.368.039,543	975,16	83.979,48	47.068 D
T 3-10	23	745.246,198	8.367.135,064	1.168,43	85.147,91	7.201 D
T 3-11	23	744.680,918	8.366.114,143	2.190,02	87.337,92	3.89 E
T 3-12	23	743.753,659	8.364.133,158	6.931,91	94.269,83	1.488 E
T 3-13	23	740.982,535	8.357.788,974	454,13	94.723,96	0.353 D
T 3-14	23	740.798,435	8.357.374,486	368,18	95.092,14	14.784 D
T 3-15	23	740.568,369	8.357.087,658	992,33	96.084,47	7.428 D
T 3-16	23	739.853,552	8.356.401,247	1.554,64	97.639,11	12.895 E
T 3-17	23	739.001,906	8.355.103,101	1.512,51	99.151,62	35.57 D
T 3-18	23	737.593,317	8.354.557,773	760,71	99.912,33	40.764 E
T 3-19	23	737.235,821	8.353.887,473	678,26	100.590,59	40.646 D
T 3-20	23	736.604,674	8.353.641,640	491,70	101.082,29	7.994 D
T 3-21	23	736.126,796	8.353.528,793	936,64	102.018,93	57.914 E
T 3-22	23	735.825,374	8.352.643,348	280,10	102.299,03	16.54 D
T 3-23	23	735.663,583	8.352.415,180	1.777,47	104.076,50	12.22 D
T 3-24	23	734.353,682	8.351.217,377	631,98	104.708,48	25.412 E

SE IGAPORÁ (BA)						
Vértices	Fuso	Coordenadas UTM Datum SIRGAS 2000		Distância (m)		Deflexões (grau decimal)
		E	N	Parcial	Progressiva	
T 3-25	23	734.115,763	8.350.632,856	1.694,40	106.402,89	20.745 D
T 3-26	23	732.964,135	8.349.393,266	3.195,93	109.598,81	0.426 E
T 3-27	23	730.809,456	8.347.039,184	2.687,42	112.286,23	60.527 D
T 3-28	23	728.194,752	8.347.642,564	2.967,60	115.253,83	39.605 E
T 3-29	23	725.545,557	8.346.315,356	2.187,43	117.441,25	12.018 E
T 3-30	23	723.839,372	8.344.951,971	2.220,15	119.661,40	28.351 E
T 3-31	23	722.972,500	8.342.911,877	1.740,83	121.402,23	24.104 E
T 3-32	23	723.005,324	8.341.174,126	624,63	122.026,86	42.952 D
T 3-33	23	722.589,083	8.340.709,722	1.588,24	123.615,10	32.095 E
T 3-34	23	722.319,889	8.339.147,041	3.573,90	127.189,00	5.997 D
T 3-35	23	721.350,078	8.335.713,204	803,59	127.992,59	38.024 E
T 3-36	23	721.653,902	8.334.970,664	239,15	128.231,74	24.059 D
T 3-37	23	721.646,374	8.334.732,014	3.349,09	131.580,83	15.346 D
T 3-38	23	720.660,251	8.331.537,059	5.768,92	137.349,75	33.273 E
T 3-39	23	722.259,466	8.326.003,906	2.953,59	140.303,34	30.968 E
T 3-40	23	724.419,296	8.323.996,098	5.477,21	145.780,55	32.064 D
T 3-41	23	725.837,007	8.318.714,336	3.063,95	148.844,50	24.177 D
T 3-42	23	725.350,401	8.315.694,052	2.395,66	151.240,17	39.671 D
T 3-43	23	723.550,021	8.314.119,265	2.417,16	153.657,32	54.422 E
T 3-44	23	723.785,447	8.311.717,415	17.156,40	170.813,72	47.882 D
T 3-45	23	712.261,711	8.299.045,785	1.829,41	172.643,13	32.536 D
T 3-46	23	710.499,251	8.298.567,582	7.375,76	180.018,89	40.195 E
T 3-47	23	706.315,955	8.292.509,098	20.221,67	200.240,56	7.669 D
T 3-48	23	692.734,660	8.277.580,131	31.441,11	231.681,67	21.361 D
T 3-49	23	664.623,216	8.263.658,879	22.949,85	254.631,52	18.46 E
T 3-50	23	648.382,988	8.247.528,338	17.578,01	272.209,53	10.08 D
T 3-51	23	633.977,166	8.237.543,624	8.746,29	280.955,82	12.357 E
T 3-52	23	628.039,391	8.231.157,737	11.307,49	292.263,32	6.304 E
T 3-53	23	621.316,492	8.222.109,710	6.536,26	298.799,58	4.562 D
T 3-54	23	617.027,017	8.217.205,614	1.263,99	300.063,57	8.562 D
T 3-55	23	616.065,599	8.216.391,358	1.505,11	301.568,67	32.211 E
T 3-56	23	615.613,811	8.214.960,789	3.212,84	304.781,51	27.623 D
T 3-57	23	613.343,503	8.212.702,341	3.000,05	307.781,56	48.054 D
T 3-58	23	610.358,061	8.212.869,450	1.017,08	308.798,64	83.487 E
T 3-59	23	610.186,975	8.211.870,308	1.396,46	310.195,09	8.911 D
T 3-60	23	609.742,404	8.210.551,434	3.732,41	313.927,50	11.618 D
T 3-61	23	607.868,621	8.207.337,964	694,92	314.622,42	58.284 D
T 3-62	23	607.176,281	8.207.320,206	1.608,98	316.231,40	57.76 E
T 3-63	23	606.355,912	8.205.942,426	2.681,44	318.912,84	38.557 D
T 3-64	23	603.855,689	8.204.999,038	2.737,13	321.649,97	38.632 E
T 3-65	23	602.463,265	8.202.653,513	695,72	322.345,69	3.513 E
T 3-66	23	602.146,539	8.202.036,771	2.853,28	325.198,97	29.254 D
T 3-67	23	599.777,252	8.200.464,794	3.492,59	328.691,57	26.194 E
T 3-68	23	598.024,361	8.197.458,126	11.934,01	340.625,57	14.885 D

SE IGAPORÃ (BA)						
Vértices	Fuso	Coordenadas UTM Datum SIRGAS 2000		Distância (m)		Deflexões (grau decimal)
		E	N	Parcial	Progressiva	
T 3-69	23	589.597,412	8.189.068,481	1.118,57	341.744,14	27.942 D
T 3-70	23	588.531,245	8.188.743,924	2.155,41	343.899,56	42.025 E
T 3-71	23	587.423,799	8.186.904,023	4.686,16	348.585,72	13.564 D
T 3-72	23	584.145,160	8.183.580,203	1.859,97	350.445,69	57.115 D
T 3-73	23	582.330,821	8.183.956,700	3.781,00	354.226,69	64.677 E
T 3-74	23	580.061,536	8.180.950,327	2.608,31	356.835,00	2.115 D
T 3-75	23	578.420,647	8.178.935,643	1.550,78	358.385,79	21.318 E
T 3-76	23	577.947,264	8.177.465,117	4.885,82	363.271,61	27.074 D
T 3-77	23	574.510,722	8.174.018,753	5.852,91	369.124,51	26.335 E
T 3-78	23	572.652,813	8.168.492,640	4.375,66	373.500,18	52.473 E
T 3-79	23	575.083,164	8.164.874,495	3.712,91	377.213,09	46.635 D
T 3-80	23	574.267,195	8.161.267,127	2.713,98	379.927,06	10.369 E
T 3-81	23	574.155,077	8.158.566,024	4.068,11	383.995,17	46.067 E
T 3-82	23	576.954,300	8.155.635,799	5.217,13	389.212,31	49.861 D
T 3-83	23	576.395,647	8.150.468,836	7.883,72	397.096,03	10.787 E
T 3-84	23	577.027,744	8.142.640,880	3.205,18	400.301,20	73.202 D
T 3-85	23	574.055,353	8.141.475,145	1.890,06	402.191,27	19.848 D
T 3-86	23	572.173,355	8.141.423,686	3.242,54	405.433,81	69.813 E
T 3-87	23	571.142,043	8.138.362,928	2.774,79	408.208,60	52.836 D
T 3-88	23	568.521,689	8.137.483,986	5.398,28	413.606,88	43.078 E
T 3-89	23	565.966,060	8.132.753,410	13.130,77	426.737,65	3.363 D
T 3-90	23	559.085,987	8.121.632,007	6.644,92	433.382,57	5.846 E
T 3-91	23	556.195,855	8.115.679,015	2.318,57	435.701,14	36.246 D
T 3-92	23	554.154,514	8.114.600,128	1.443,40	437.144,54	25.482 E
T 3-93	23	553.296,301	8.113.447,113	3.320,80	440.465,34	54.18 E
T 3-94	23	554.291,771	8.110.293,605	1.475,87	441.941,21	57.663 D
T 3-95	23	553.344,256	8.109.170,126	4.000,97	445.942,18	5.888 E
T 3-96	23	551.101,658	8.105.877,107	5.840,89	451.783,07	21.045 D
T 3-97	23	546.320,027	8.102.566,265	9.651,99	461.435,06	40.3 E
T 3-98	23	543.832,549	8.093.283,461	4.973,10	466.408,16	6.935 E
T 3-99	23	543.137,772	8.088.380,928	2.103,07	468.511,24	86.868 D
T 3-100	23	541.051,629	8.088.561,016	2.269,86	470.781,10	35.845 E
T 3-101	23	539.112,718	8.087.400,102	2.227,27	473.008,37	0.159 E
T 3-102	23	537.213,413	8.086.255,722	1.277,36	474.285,73	12.571 E
T 3-103	23	536.293,124	8.085.378,087	2.179,80	476.465,53	34.468 E
T 3-104	23	535.845,963	8.083.254,564	13.709,37	490.174,90	70.815 D
T 3-105	23	522.309,568	8.081.522,085	3.556,67	493.731,57	26.03 D
T 3-106	23	518.957,204	8.082.659,192	4.998,41	498.729,98	18.027 E
T 3-107	23	513.982,979	8.082.720,807	0,00	498.729,98	0
SE PIRAPORA (MG)						

7.1 Ajustes no Traçado Preliminar e Diretriz Final

Para o trabalho de campo, foi efetuado um traçado preliminar. Esse traçado sofreu algumas alterações após as validações efetuadas em campo. Além dos ajustes pontuais, foram efetuados alguns ajustes um pouco mais expressivos que serão detalhados neste subitem.

O primeiro ajuste (Figura 7.1) mais significativo foi efetuado na porção em que a linha irá cruzar o rio São Francisco, no Trecho 1. No traçado preliminar, a linha passaria por uma área que está definida como terra indígena, mas que, em campo, constatou-se tratar de um assentamento, o Projeto Brígida (Figura 7.2), devendo desviar o traçado um pouco mais ao oeste (T1-69 a T1-71). Da área do Projeto Brígida até a margem norte do rio São Francisco, é preciso cruzar uma área com alguns morros mais elevados e a proximidade de alguns outros assentamentos agrários (T1-71 a T1-75). Assim, a travessia foi direcionada para uma porção que apresenta uma ilha fluvial mais consolidada, que pode auxiliar na efetivação da travessia deste grande rio que divide os estados de Pernambuco e Bahia (T1-75 a T1-79).

Após efetuar a travessia do rio São Francisco procurou-se manter o traçado paralelamente próximo a rodovia estadual BA 210 (T1-79 a T1-84) pelo melhor acesso logístico e pelo fato de haver na região uma área prioritária associada a uma espécie em extinção (ararinha azul) com vários projetos sendo desenvolvidos a esse respeito, bem como pelo fato de ao sudeste da citada rodovia haver uma área de vegetação mais conservada. Importante ressaltar que há uma linha instalada seguindo paralela ao eixo da nova LT a ser implantada localizada a aproximadamente 12 km de distância a sudeste da rodovia estadual BA 210.

Ao se aproximar da rodovia federal BR 235, a linha deverá cruzar uma série de outras linhas de transmissão no sentido Petrolina (PE) e Juazeiro (BA) (associadas principalmente ao trecho T1-85 a T1-87)

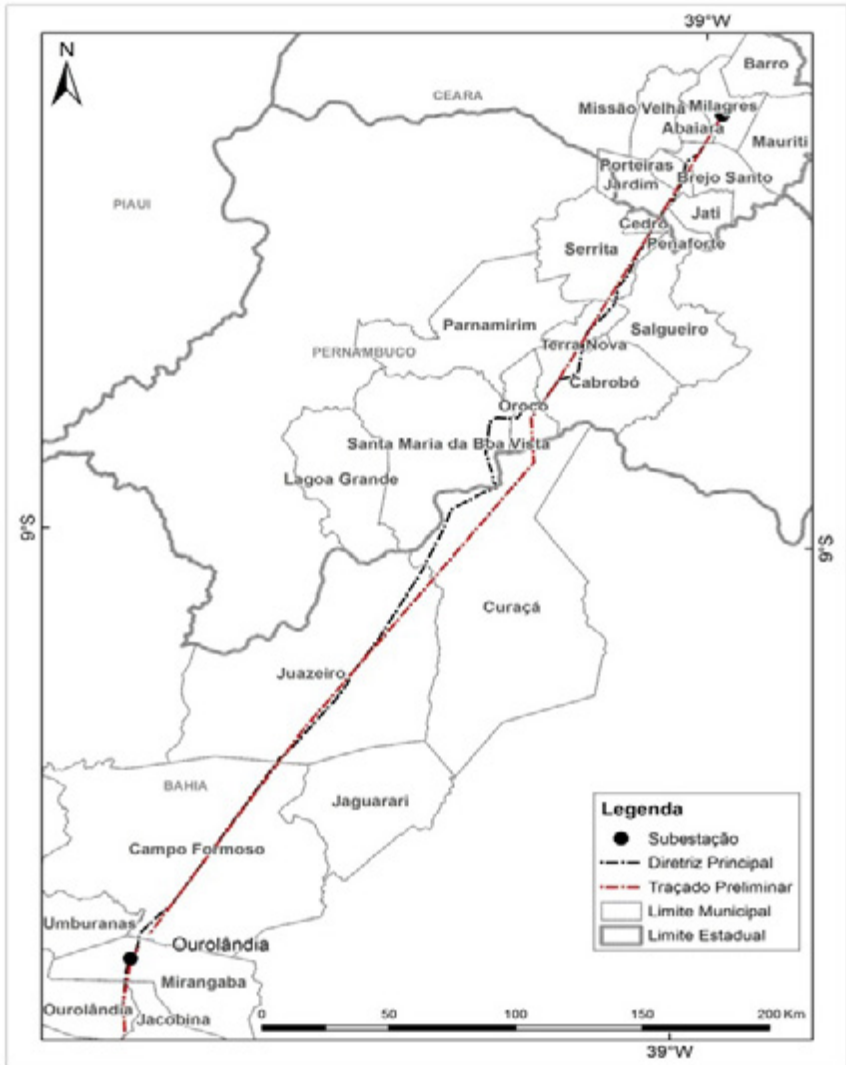


Figura 7.1: Alterações na diretriz principal da linha no Trecho 1



Figura 7.2: Assentamento do Projeto Brígida no estado de Pernambuco

A segunda área (Figura 7.3), em que houve uma adaptação um pouco mais acentuada no traçado preliminar, inicia-se na região próxima ao município do Morro do Chapéu, localizada no Trecho 2. Nesse trecho, desviou-se o traçado um pouco mais ao oeste de forma a se afastar da área urbana deste município e do aeroporto (T2-8 a T2-14). O traçado mais a oeste evita também um trecho do relevo que apresenta variações altimétricas associadas a dissecação da drenagem. A diretriz da linha nesse trecho foi estabelecida na margem da Unidade de Conservação de Proteção Integral Parque Estadual do Morro do Chapéu (T2-13 a T2-15).

Próximo ao alinhamento de morros da Unidade Geológica Morro do Chapéu também foi efetuado um desvio a oeste para evitar que a linha cruze um campo de aerogeradores e também para desviá-la do Projeto de Assentamento Pachola (T2-19 a T2-22). Após cruzar o assentamento, manteve-se o traçado da linha paralelo ao alinhamento de morros do Morro do Chapéu para desviar de alguns núcleos urbanos e áreas de planícies fluviais, onde há áreas de cultivos e solos hidromórficos (T2-23 a T2-32).

Em seguida, a instalação da linha deverá cruzar algumas áreas de alinhamento serrano de amplitude mais acentuada. Visando apresentar menores dificuldades para a implantação da linha, indica-se que, conforme demonstrado pelo traçado da diretriz, haja um desvio para que o primeiro trecho serrano seja cruzado exatamente a oeste da área urbana do município de Iraquara, paralela à rodovia estadual BA-848, indo a seguir em direção ao norte da área urbana do município de Seabra (T2-33 a T2-39). Nesse mesmo trecho será cruzada a porção noroeste da Unidade de Conservação de Uso Sustentável Marimbus/Iraquara). Após cruzar a rodovia federal BR-122, a linha deverá atravessar um alinhamento de morros elevados que faz parte do mesmo complexo geológico do primeiro alinhamento serrano, citado neste parágrafo (T2-49 a T2-53).

A seguir, a linha passará por um trecho em que há algumas comunidades quilombolas, e novamente terá de cruzar um alinhamento serrano. Esse próximo alinhamento é mais extenso e de maior variação altimétrica em relação ao primeiro. Apresenta uma extensão de aproximadamente 35 km. Dessa forma, procurou-se traçar a diretriz da linha em áreas que apresentam acessos e relevo com menor variação altimétrica, de forma a facilitar a sua implantação nesse ponto mais crítico (T2-59 a T2-85). Pelo fato de a diretriz da linha ter sido estabelecida com base nos trechos mais rebaixados do alinhamento serrano, deve-se atentar para as áreas de solos hidromórficos.

Há, ainda, outro alinhamento serrano a ser cruzado que fica entre as áreas urbanas dos municípios de Tanque Novo e Igaraporã. Recomenda-se que a linha cruze este trecho próximo a latitude da área urbana de Igaraporã (T2-94 a T2-97) devido a maior quantidade de acessos e para evitar cruzar um extenso campo de aerogeradores que se estende deste ponto ao sul (Figura 7.4).



Figura 7.3: Alterações na diretriz principal da linha no Trecho 2



Figura 7.4: Campo de aerogeradores próximo a Igaporã

A terceira (Figura 7.5) área, onde também se alterou o traçado preliminar após a execução do trabalho de campo, encontra-se próxima à divisa dos estados de Minas Gerais e da Bahia, localizada no Trecho 3. O traçado preliminar cruzava um trecho serrano de amplitude acentuada. Para evitar essa área, adaptou-se o traçado o desviando para o oeste a partir de um ponto próximo da área urbana do município de Urandi (T3-7), mantendo o traçado seguindo paralelo a oeste da Rodovia Federal BR 122 (T3-44).

Deve-se atentar a esta porção pelo fato de apresentar uma série de áreas de solos úmidos entre as áreas urbanas dos municípios de Urandi (T3-8) e de Espinosa (T3-21). Entre a área urbana de Espinosa (T3-24), e aproximadamente a 10 km ao sul da área urbana do município de Monte Azul (T3-44), o trecho é constituído de morros baixos e altos, passando próxima a área urbana do município de Mamomas, entre os vértices T3-35 ao T3-37 (Figura 7.6). E para todo o trecho, que vai desde Urandi até o sul de Monte Azul, a área fica entre um alinhamento serrano de grande amplitude a leste e duas grandes Unidades de Conservação de Proteção Integral a oeste, o Parque Estadual da Serra dos Montes Altos e o Parque Estadual Caminho dos Gerais.

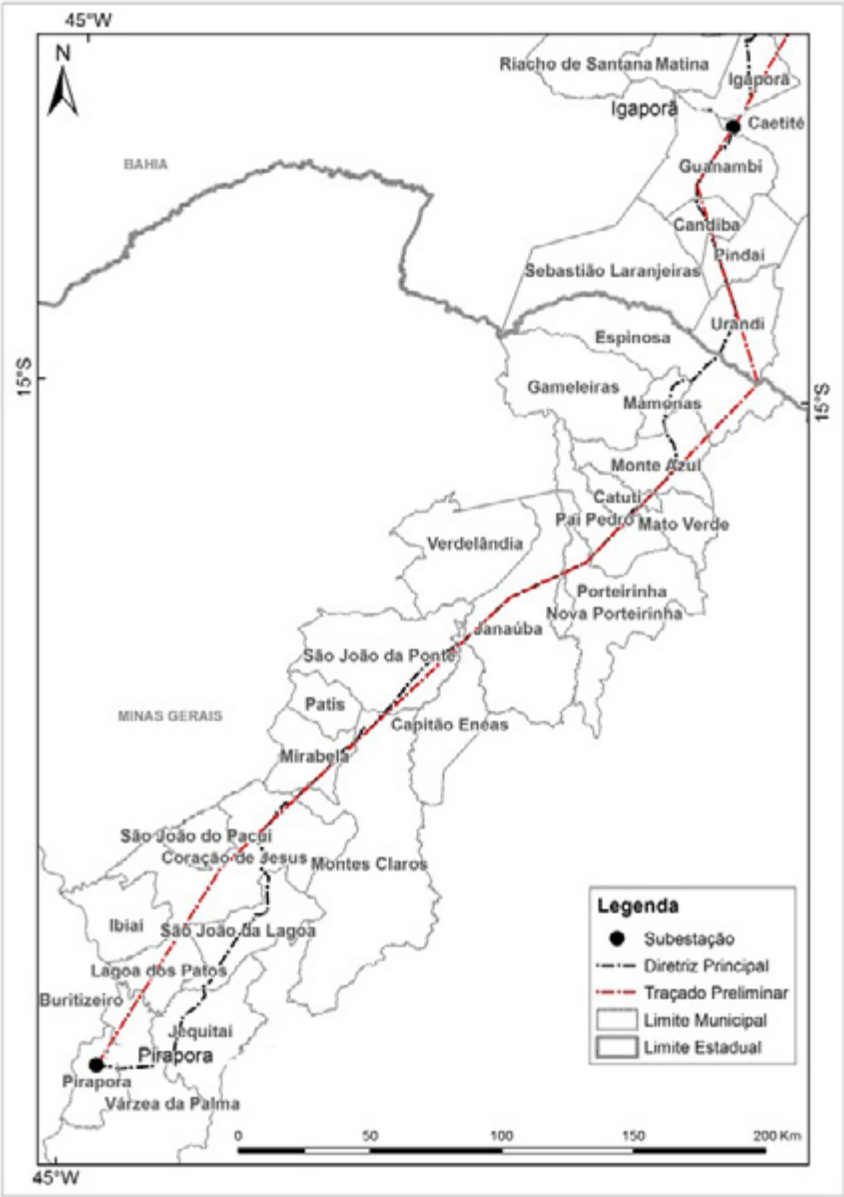


Figura 7.5: Alterações na diretriz principal da linha no Trecho 3



Figura 7.6: Área de morros baixos e altos próximo a área urbana do município de Mamonas

O quarto desvio mais significativo (Figura 7.7) foi efetuado a partir do vértice T3-77 nas proximidades da área urbana do município Coração de Jesus, no Trecho 3 da linha. O desvio se deve ao fato de o traçado preliminar cruzar uma área em que se observou ter pouco acesso logístico, grande quantidade de veredas, sítios paleontológicos, arqueológicos, cavernas, presença de aeroporto, proximidade com áreas de planície fluvial extensa e assentamentos agrários.

O desvio foi efetuado a partir do ponto localizado a aproximadamente 19 km ao norte da área urbana do município Coração de Jesus (T3-77), onde foi feito um ajuste ao leste. A partir do ponto onde a diretriz principal da linha cruza a rodovia estadual MGT 251 (T3-85), o traçado se mantém a aproximadamente 15 km de distância da rodovia federal BR 365, a percorrendo paralelamente até o trecho da linha T3-97 a T3-98, onde a rodovia converge em direção à linha e à cruza. Procurou-se manter o traçado nas porções altimetricamente mais elevadas e próximas a caminhos rurais, de forma a trazer menos impacto às áreas de silvicultura e evitar áreas dissecadas pela hidrografia em geral.

Após cruzar a rodovia federal BR 365, o eixo preferencial da linha prossegue por mais aproximadamente 16 km no sentido sudoeste para, aí então (T3-104,) ser direcionado ao oeste em direção a subestação Pirapora. Nesse ponto, é necessário ter atenção, pois há uma série de outras linhas de transmissão cruzando a área em direção à mesma subestação. Há de se destacar que, nesse, trecho entre a rodovia federal BR-365 e a subestação Pirapora há dois trechos de planaltos e baixos platôs a serem cruzados (T3-100 a T3-103 e T3-106), sendo dois pontos de maior sensibilidade devido à variação altimétrica.



Figura 7.7: Buritis em vereda próxima a área urbana do município de Coração de Jesus

A Figura 7.8 apresenta o traçado preliminar e o traçado final, com a diretriz principal indicada nesse projeto para implantação da linha levando em conta as variáveis socioambientais para toda a área do projeto.

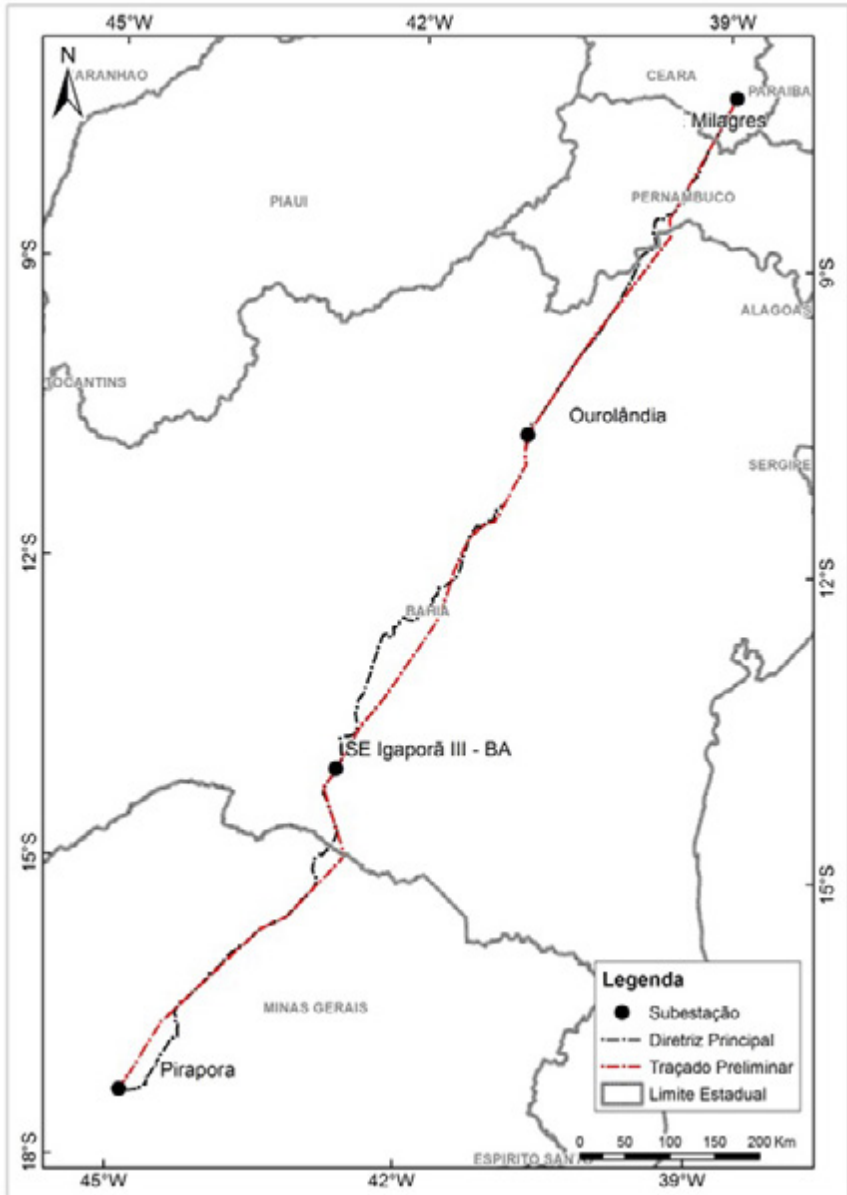


Figura 7.8: Traçado preliminar e diretriz preferencial para implantação da linha

8. Caracterização Socioambiental do Corredor da Diretriz Principal da Linha

A análise socioambiental dos trechos do traçado objetiva realizar uma caracterização de diferentes aspectos socioambientais do corredor de 30 km e da diretriz principal da linha, e avaliar sua interferência na implantação da Linha de Transmissão. Para isso, leva-se em conta elementos que refletem os impactos nos meios físico, biótico e socioeconômico considerando aspectos relacionados a ecossistemas terrestres, populações indígenas e tradicionais, densidade populacional e concentrações urbanas. Esse diagnóstico subsidia a avaliação e tomada de decisão nos empreendimentos por meio da identificação de indicadores de sustentabilidade do traçado.

8.1 Variáveis Consideradas na Caracterização Socioambiental

A caracterização quali-quantitativa dos trechos do traçado e de seus respectivos corredores de 30 km de largura foi realizada por meio da avaliação de indicadores socioambientais relevantes construídos a partir da análise espacial de dados secundários oficiais. Os indicadores foram elaborados com base nas variáveis selecionadas levando em consideração a interferência em áreas legalmente protegidas e regiões com grande relevância ambiental e social, além do impacto em diferentes tipos de usos e coberturas da terra. Foram utilizadas bases de dados secundárias do Probio (2007) e IBGE (2012) e entre outros.

Nessas avaliações foram observadas as seguintes variáveis socioambientais:

- Unidades de Conservação de Proteção Integral (UCPI);
- Unidades de Conservação de Uso Sustentável (UCUS);
- Cavernas;
- Comunidades quilombolas;
- Terras indígenas (TIs);
- Assentamentos;
- Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade (APCB);
- Uso e cobertura do solo;

As Unidades de Conservação são definidas pelo Sistema Nacional de Unidades de Conservação (SNUC) como áreas legalmente protegidas com características naturais relevantes que tem objetivo de conservação, preservação da diversidade biológica e promoção do desenvolvimento sustentável. As Unidades de Conservação (UCs) são subdivididas em Unidades de Conservação de Proteção Integral (UCPI) e Unidades de Conservação de Uso Sustentável (UCUS).

Nas UCPI é permitido apenas o uso indireto dos recursos naturais, ou seja, sem consumo, coleta, dano dos mesmos. Entre as UCPI estão as Estações Ecológicas (Esec), Reservas Biológicas (Rebio), Parques Nacionais (Parna), Monumentos Naturais (MN) e Refúgios da Vida Silvestre (Revis) (ICMBio, 2015).

As UCUS têm como objetivo compatibilizar a conservação da natureza com o uso sustentável de parte de seus recursos naturais, conciliando a exploração do meio ambiente com a garantia de conservação dos recursos naturais renováveis. Entre as UCUS estão as Áreas de Proteção Ambiental (APA), Áreas de Relevante Interesse Ecológico (Arie), Florestas Nacionais (Flona), Reservas Extrativistas (Resex), Reservas de Fauna (Refau), Reservas de Desenvolvimento Sustentável (RDS) e Reservas Particulares do Patrimônio Natural (RPPN) (ICMBio, 2015).

Os dados de UCs utilizados para composição dos indicadores foram extraídos do Cadastro Nacional de Unidades de Conservação (2015), do Ministério do Meio Ambiente (MMA).

Os dados de cavernas foram extraídos do Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas (Cecav) do ICMBio (2015) e Ministério do Meio Ambiente (2006), respectivamente. Já os sítios geológicos foram compilados pelo MMA do Mapa de Geodiversidade do Brasil, conduzido pela CPRM.

Na delimitação do corredor de passagem buscou-se evitar áreas com terras indígenas, assentamentos e comunidades quilombolas. As informações referentes às terras indígenas, comunidades quilombolas e assentamentos rurais foram extraídos da Funai (2015) e do Incra (2015), respectivamente.

Os dados referentes ao uso e cobertura da terra foram extraídos de diferentes fontes, listadas abaixo:

- Dados de desmatamento do Projeto de Monitoramento do Desmatamento dos Biomas Brasileiros por Satélite (PMDBBS), do MMA, de 2008 a 2010;
- Áreas Edificadas, do IBGE (2015);
- Hidrografia, do IBGE (2015),
- Mapa de Uso e Cobertura do Solo, do IBGE (2012).

Para a localização das Áreas Prioritárias foram utilizados os dados do Ministério do Meio Ambiente (2007). Essas áreas representam locais de considerável importância para conservação, utilização sustentável e repartição dos benefícios da biodiversidade.

Os dados de rodovias foram extraídos da base do IBGE (2015) e do Plano Nacional de Logística e Transportes (PNLT) do Ministério dos Transportes (2010). Foram avaliadas as rodovias estaduais, federais e municipais, independente de pavimentação, devido à sua relevância na escolha do traçado da LT. Da mesma maneira, foram utilizados os dados de Ferrovias do PNL (2010) e IBGE (2015).

8.2 Descrição do Traçado e Corredor de 30 km de Largura

O traçado analisado é formado por três trechos que conectam quatro subestações. O comprimento total do traçado é de 1.438,89 km que se estendem por 55 municípios, sendo 17 em Minas Gerais, 7 em Pernambuco, 6 no Ceará e 25 na Bahia. O corredor de 30 km de largura foi definido a partir de uma diretriz, de forma que o traçado escolhido esteja totalmente contido dentro do corredor. O corredor possui 39.837,43 km², dos quais 76,97% estão inseridos no bioma caatinga e 23,03%, bioma cerrado. As análises são apresentadas por trechos entre as SEs, conforme Figura 8.1.

- **Trecho 1 (T1)** – Milagres (CE) a Ouro-lândia (BA) – 457,67 km;
- **Trecho 2 (T2)** – Ouro-lândia (BA) a Igaporã (BA) – 482,49 km;
- **Trecho 3 (T3)** – Igaporã (BA) a Pirapora (MG) – 498,73 km.

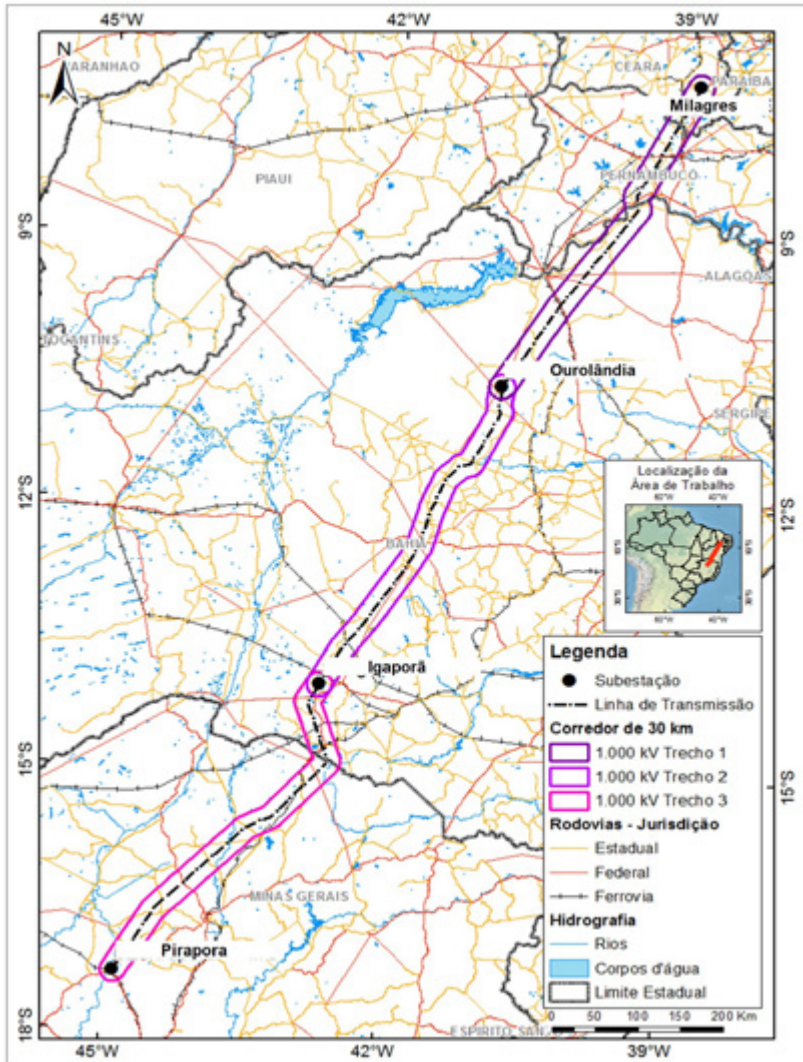


Figura 8.1: Localização dos corredores de 30 km de largura divididos por trecho

Ao longo da alternativa de traçado definido há uma travessia do rio São Francisco, na porção central do corredor do Trecho 1, e uma travessia do rio das Velhas, próxima à Subestação Pirapora, no Trecho 3. Destaca-se também a existência de 54 cruzamentos de rodovias Federais, Estaduais, Municipais e caminhos carroçáveis importantes e 4 cruzamentos com ferrovias em tráfego.

No corredor do traçado, a vegetação natural, as áreas antropizadas e os corpos d'água correspondem a 36,36%, 61,12% e 0,63% da área total, respectiva-

mente. Neste corredor, há áreas de agricultura e silvicultura significativas, que somadas representam 1,67% da extensão total do corredor. As principais áreas de agricultura e silvicultura estão localizadas nos municípios de Brejo Santo (-CE), Porteiras (CE), Cedro (CE) e Penaforte (CE), na porção norte do Trecho 1; Santa Maria da Boa Vista (PE), Curaçá (BA), Juazeiro (BA) e Orocó (PE), na região central do Trecho 1; Várzea Nova (BA), ao norte do Trecho 2; Urandi (BA) e Sebastião Laranjeiras (BA), ao norte do Trecho 3, Nova Porteirinha (MG), Capitão Enéas (MG) e Janaúba (MG), ao centro do Trecho 3; e Jequitaiá (MG), São João da Lagoa (MG) e Coração de Jesus (MG), na porção sul do Trecho 3.

As cidades, vilas e povoados correspondem a 0,21 % da área do corredor do traçado escolhido. Dentre as áreas edificadas presentes no corredor, destacam-se as das sedes dos municípios de Brejo Santo (CE) e Milagres (CE), ao norte do Trecho 1; Seabra (BA), na região central do Trecho 2; Guanambi (BA), Espinosa (MG) e Mamonas (MG) no norte do Trecho 3, Nova Porteirinha (MG), na porção central do Trecho 3; e Coração de Jesus (MG) e Pira-pora (MG), ao sul do Trecho 3.

Quanto às áreas especiais e/ou protegidas, no corredor do traçado escolhido há 8 Unidades de Conservação e 6 comunidades quilombolas. O traçado escolhido, não passa por TIs e comunidades quilombolas, e passa por 2 UCs, conforme apresentado na Tabela 8.1 e no resumo das principais interferências socioambientais no traçado elaborado e em seu corredor de 30 km de largura. A Figura 8.1 apresenta a localização do traçado e dos corredores de 30 km de largura para cada trecho.

Tabela 8.1: Principais interferências socioambientais no traçado

Discriminação	Quantitativo	
Extensão da linha (km)	1.437,39	
Unidades de conservação (n°)	Eixo do Corredor	Corredor (30 km)
	2	7
Vegetação nativa (km ²) no corredor de 30 km de largura	14.484,01	
Agricultura (km ²)	666,79	
Terras indígenas (n°)	Eixo do Corredor	Corredor (30 km)
	0	0
Quilombos (n°)	Eixo do Corredor	Corredor (30 km)
	0	7
Assentamentos do Incra (n°)	Eixo do Corredor	Corredor (30 km)
	0	65
Cavernas (n°) no corredor de 30 km de largura	199	
Municípios atravessados	Eixo do Corredor	Corredor (30 km)
	55	79
Áreas urbanas (km ²)	84,66	

8.3 Macro Caracterização do Trecho Milagres (CE) a Ouarolândia (BA)

O Trecho 1 (T1) abrange a área do corredor que parte da subestação de Milagres, localizada no município de Milagres, a sudeste do estado do Ceará. Trata-se de uma área com 13.707,81 km². O rio São Francisco corta a parte sul do corredor T1, o qual deve ser bem avaliado na alocação da diretriz principal da linha para escolher o melhor ponto de travessia.

Os municípios atravessados pelo T1, e suas respectivas densidades demográficas, são descritos na Tabela 8.2 e expostos na Figura 8.2.

Tabela 8.2: Lista de municípios atravessados pelo corredor T1 – Milagres (CE) a Ouarolândia (BA)

UF	Mesoregião	Microregião	Município	População	Densidade Demográfica (hab/km ²)
CE	Sul Cearense	Barro	Barro	21.479	de 20 a 50
			Mauriti	44.167	de 20 a 50
		Brejo Santo	Jati	7.632	de 20 a 50
			Penaforte	8.196	de 50 a 100
			Abaiera	10.474	de 50 a 100
			Brejo Santo	45.162	de 50 a 100
			Milagres	28.262	de 20 a 50
			Jardim	26.646	de 20 a 50
			Missão Velha	34.206	de 50 a 100
			Porteiras	15.052	de 50 a 100
PE	São Francisco Pernambucano	Petrolina	Terra Nova	9.257	de 20 a 50
			Cabrobó	30.775	de 10 a 20
			Lagoa Grande	22.698	de 20 a 50
			Orocó	13.129	de 20 a 50
			Santa Maria da Boa Vista	39.393	de 10 a 20
			Cedro	10.774	de 50 a 100
	Sertão Pernambucano	Salgueiro	Parnamirim	20.167	de 5 a 10
			Salgueiro	56.050	de 20 a 50
			Serrita	18.323	de 10 a 20
	Vale São-Franciscano da Bahia	Juazeiro	Juazeiro	197.397	de 20 a 50
			Curacá	32.134	até 5
BA	Centro-Norte Baiano	Jacobina	Jacobina	79.112	de 20 a 50
			Mirangaba	16.270	de 5 a 10
			Ouarolândia	16.389	de 10 a 20
		Senhor do Bonfim	Campo Formoso	66.441	de 5 a 10
			Jaguarari	30.281	de 10 a 20
			Umburanas	16.908	de 5 a 10

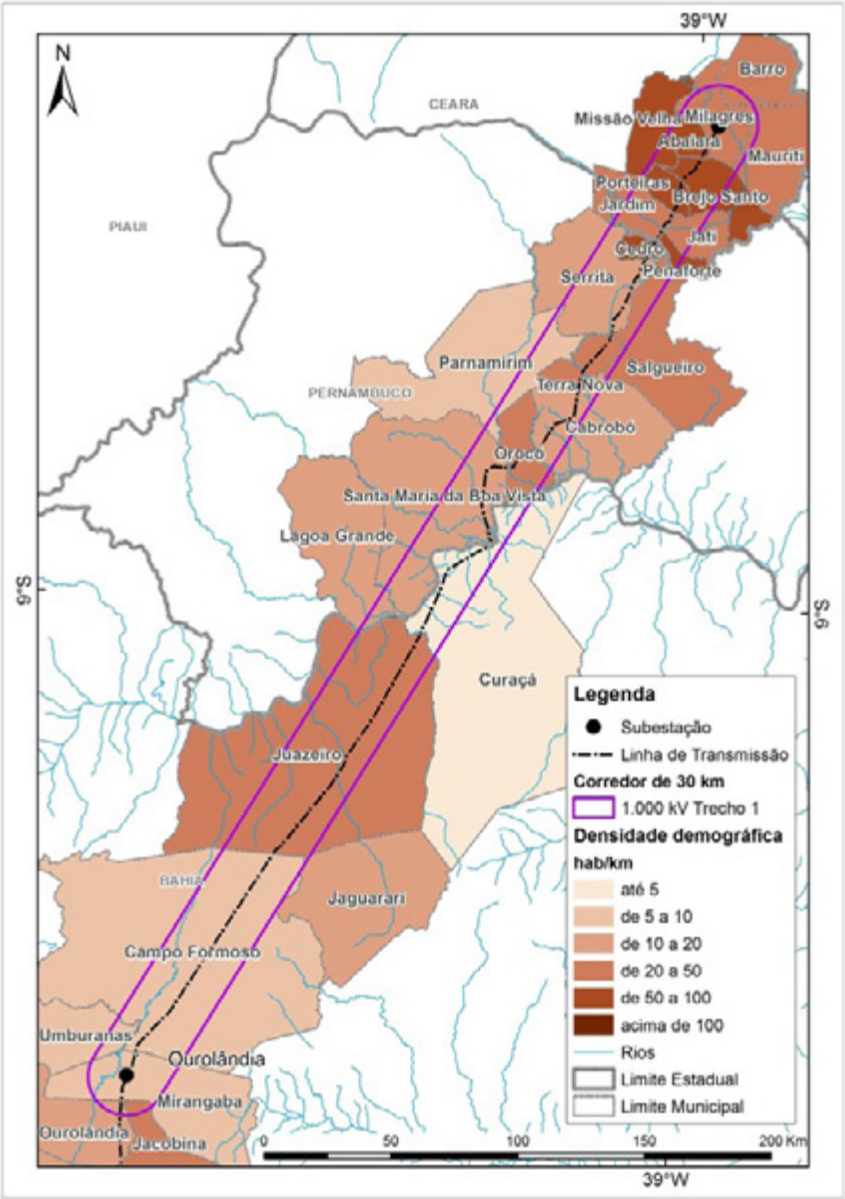


Figura 8.2: Localização do corredor T1 – Milagres (CE) a Ourolândia (BA)

Conforme o Mapa de Cobertura e Uso da Terra publicado pelo IBGE em 2012, o T1 apresenta significativas áreas agrícolas (Tabela 8.3), principalmente localizadas nos municípios de Brejo Santo (CE), Porteiras(CE), Cedro(CE) e Penaforte(CE), na porção norte; Santa Maria da Boa Vista(PE), Curaçá(BA), Juazeiro(BA) e Orocó(PE), na região central.

O corredor T1 está compreendido totalmente no bioma caatinga. As classes de cobertura vegetal e uso do solo deste trecho estão listadas na Tabela 8.3. Na Figura 8.3 é possível visualizar a distribuição da cobertura vegetal e a ocupação no corredor T1.

Tabela 8.3: Cobertura vegetal e uso do solo do corredor T1 – Milagres (CE) a Ourolândia (BA)

Classes dominantes	Área no corredor (km2)	%
Área agrícola	435,04	3,174
Outros usos (como, por exemplo, pastagem)	6.933,42	50,580
Área edificada	16,82	0,123
Corpos d'água	186,57	1,361
Vegetação natural	6135,97	44,763
Total	13.707,81	100

Na região abrangida pelo corredor T1 há apenas unidades de conservação de uso sustentável, que são listadas na Tabela 8.4. Uma dessas UCs é uma floresta pública de uso sustentável administrada pelo ICMBio. Mesmo sendo UCs de uso sustentável o eixo do corredor escolhido foi modelado de forma a evitar ao máximo estas áreas. Dentro do corredor do Trecho 1 não há Terras Indígenas (Figura 8.4).

Tabela 8.4: Unidades de Conservação no corredor T1 – Milagres (CE) a Ourolândia (BA)

Nome de UC	Grupo	Categoria	Esfera
Área de Proteção Ambiental Chapada do Araripe	US	Área de Proteção Ambiental	Federal
Floresta Nacional de Negreiros	US	Floresta	Federal

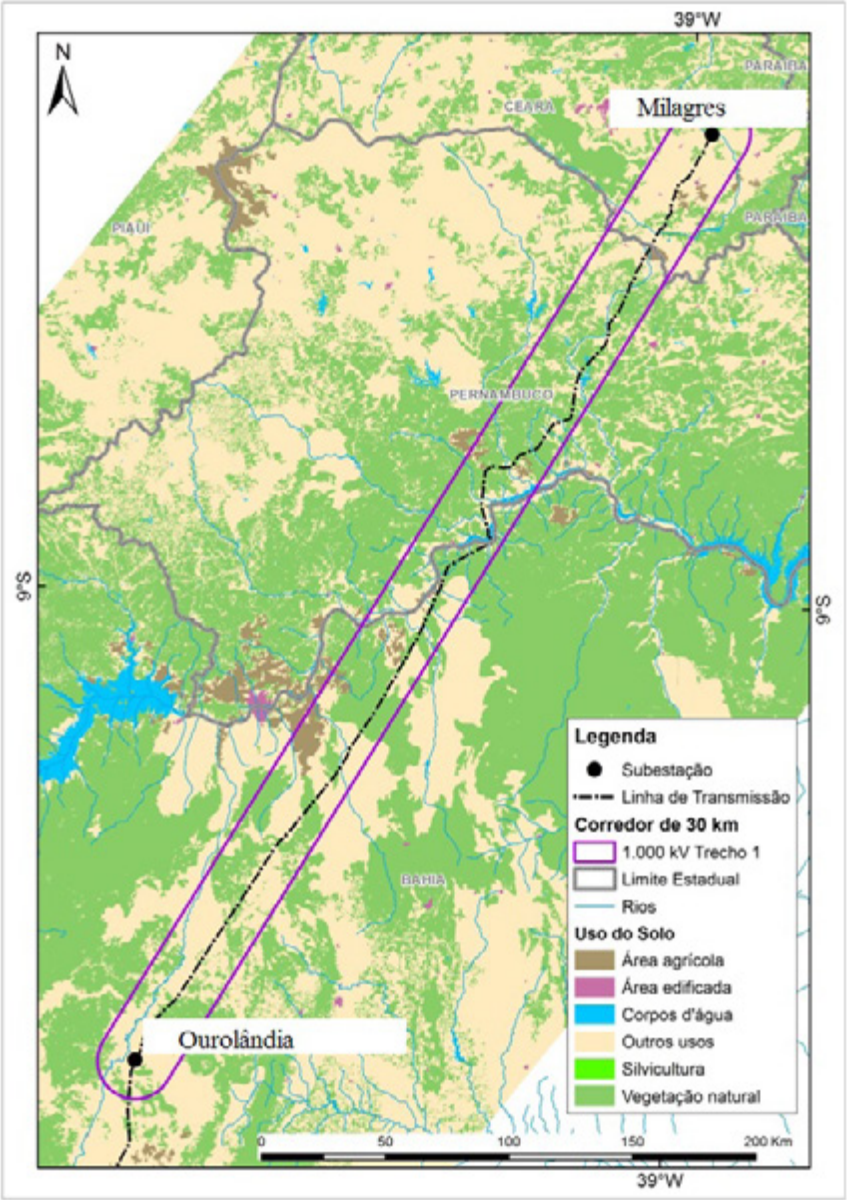


Figura 8.3: Cobertura vegetal e uso do solo do corredor T1 – Milagres (CE) a Ourolândia (BA)

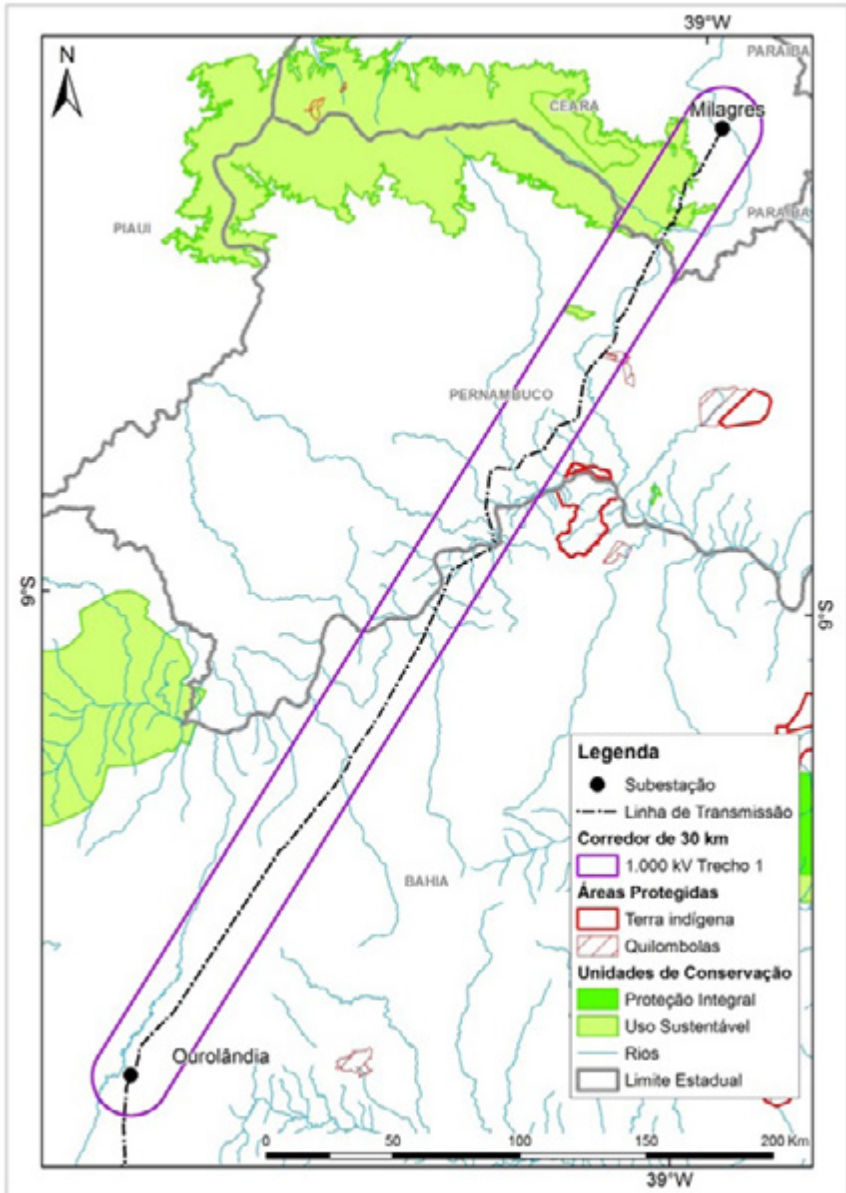


Figura 8.4: Unidades de Conservação, terras indígenas e comunidades quilombolas no corredor T1 – Milagres (CE) a Orolândia (BA)

Há várias Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade (AP-CB) abrangendo o corredor T1. A Tabela 8.5 descreve quais são estas áreas prioritárias, o grau de importância e a ação prioritária, segundo os critérios do MMA. As áreas prioritárias compreendidas no corredor T1 estão exibidas na Figura 8.5.

Tabela 8.5: Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade
no corredor T1 – Milagres (CE) a Ourolândia (BA)

Nome da APCB	Código	Importância	Ação prioritária
Rio Curaçá e Serras	Ca053	Extremamente alta	Cria UC - Indef.
Região da Carrancas	Ca047	Muito alta	Recuperação
Calha do Rio São Francisco	Ca054	Extremamente alta	Cria UC - PI
Petrolina	Ca064	Muito alta	Cria UC - PI
Baxio da Melância	Ca062	Extremamente alta	Cria UC - US
Cabrobó	Ca079	Muito alta	Recuperação
Chapada do Araripe (Leste)	Ca093	Extremamente alta	Cria UC - PI
Kariris	Ca100	Extremamente alta	Cria UC - Indef.
APA Chapada do Araripe - Catolé	Ca258	Extremamente alta	Área Protegida
APA Chapada do Araripe - Sul	Ca259	Extremamente alta	Área Protegida

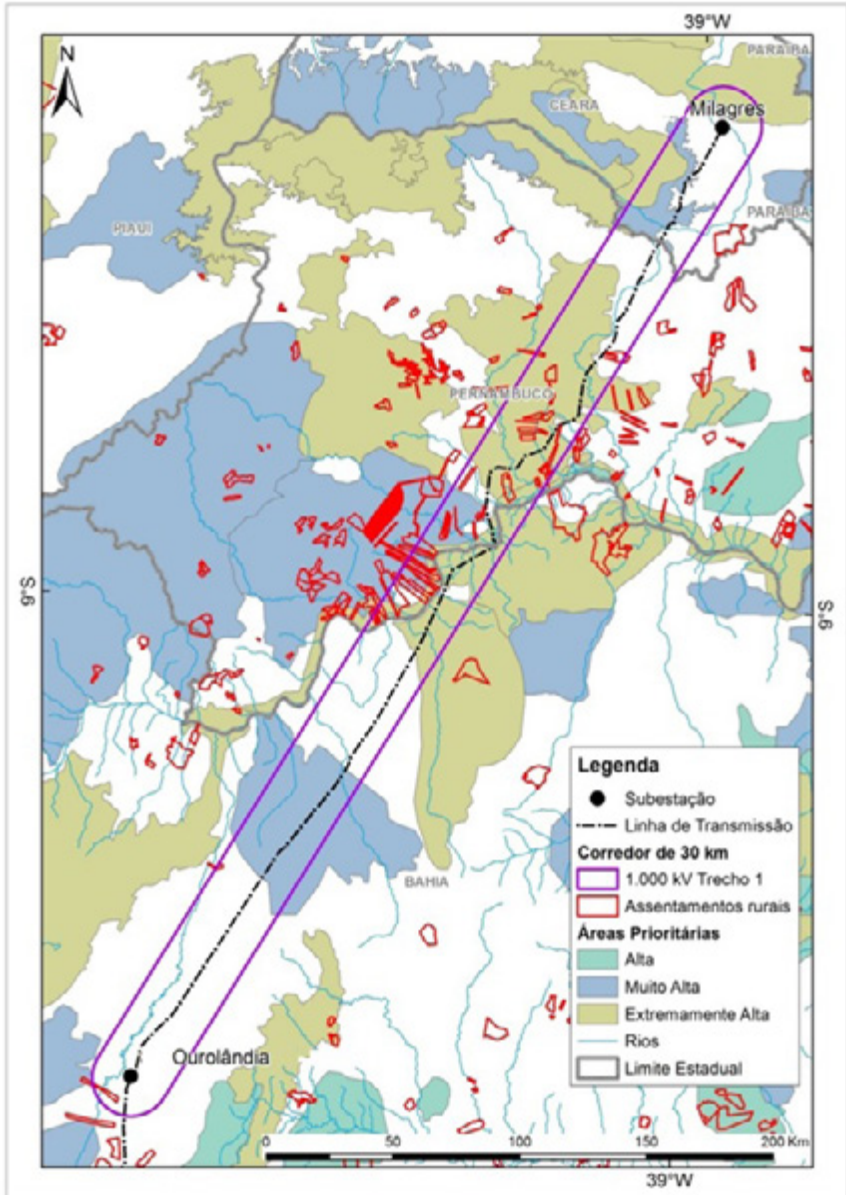


Figura 8.5: Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade e assentamentos rurais no corredor T1 – Milagres (CE) a Ourorândia (BA)

A área do corredor T1 compreende 42 projetos de assentamento rural, sendo a maior parte no estado de Pernambuco e 7 no estado da Bahia. Os PAs estão concentrados principalmente nos municípios de Lagoa Grande, Orocó, Santa Maria da Boa Vista e Terra Nova. O traçado escolhido conseguiu desviar de todos os assentamentos. Dentre os projetos de assentamento rural inseridos no corredor do T1 há o PA da comunidade quilombola Contendas, localizado no município de Terra Nova-PE. A Tabela 8.6 relaciona a quantidade de PAs por município.

Tabela 8.6: Projetos de assentamento rural presentes no corredor T1 – Milagres (CE) a Ourolândia (BA)

Município	Projetos de assentamento
Cabrobó (PE)	6
Campo Formoso (BA)	1
Lagoa Grande (BA)	5
Mirangaba (BA)	1
Orocó (PE)	10
Parnamirim (PE)	1
Santa Maria da Boa Vista (PE)	16
Terra Nova (PE)	2

Na sequência é apresentado na Tabela 8.7 um resumo das principais informações socioambientais presentes no corredor T1 - Milagres (CE) a Ourolândia (BA).

Tabela 8.7: Resumo das principais informações socioambientais presentes no corredor T1 – Milagres (CE) a Ourolândia (BA)

Discriminação	Quantitativo
Extensão da linha (km)	457,67
Unidades de conservação (n°)	2
Vegetação nativa (km²)	6.135,97
Agricultura (km²)	435,04
Terras indígenas (n°)	0
Quilombos (n°)	1
Assentamentos do Incra (n°)	42
Cavernas (n°)	9
Municípios atravessados	27
Áreas urbanas (km²)	16,82

8.4 Macro Caracterização do Trecho Ourolândia (BA) a Igaporã (BA)

O Trecho 2 (T2) abrange a área do corredor que parte de Ourolândia, localizada no município de Mirangaba, ao norte do estado da Bahia, e se estende até Igaporã, localizada no município de Caetité, no centro-oeste do estado da Bahia. Trata-se de uma área com 13.684,00 km². Os municípios atravessados pelo T2, e suas respectivas densidades demográficas, são descritos na Tabela 8.8 e expostos na Figura 8.6.

Tabela 17: Lista de municípios atravessados corredor T2 – Ourolândia (BA) a Igaporã (BA)

UF	Mesoregião	Microregião	Município	População	Densidade demográfica (hab/km ²)
BA	Centro-Norte Baiano	Irecê	Cafarnaum	17.169	de 20 a 50
			Iraquara	22.569	de 20 a 50
			Mulungu do Morro	12.212	de 20 a 50
			Souto Soares	15.855	de 10 a 20
		Jacobina	Jacobina	79.112	de 20 a 50
			Mirangaba	16.270	de 5 a 10
			Morro do Chapéu	35.065	de 5 a 10
			Ourolândia	16.389	de 10 a 20
			Várzea Nova	13.049	de 10 a 20
		Senhor do Bonfim	Campo Formoso	66.441	de 5 a 10
			Umburanas	16.908	de 5 a 10
	Centro-Sul Baiano	Guanambi	Caetité	47.368	de 10 a 20
			Guanambi	78.644	de 50 a 100
			Igaporã	15.183	de 10 a 20
			Matina	11.135	de 10 a 20
			Riacho de Santana	30.597	de 5 a 10
		Livramento do Brumado	Paramirim	20.967	de 10 a 20
			Rio do Pires	11.909	de 10 a 20
		Seabra	Boninal	13.683	de 10 a 20
			Bonito	14.816	de 10 a 20
			Seabra	41.714	de 10 a 20
		Boquira	Botuporã	11.143	de 10 a 20
			Caturama	8.838	de 10 a 20
			Ibipitanga	14.166	de 10 a 20
			Ibitiara	15.490	de 5 a 10
			Macaúbas	47.017	de 10 a 20
			Novo Horizonte	10.500	de 10 a 20
			Tanque Novo	16.108	de 20 a 50

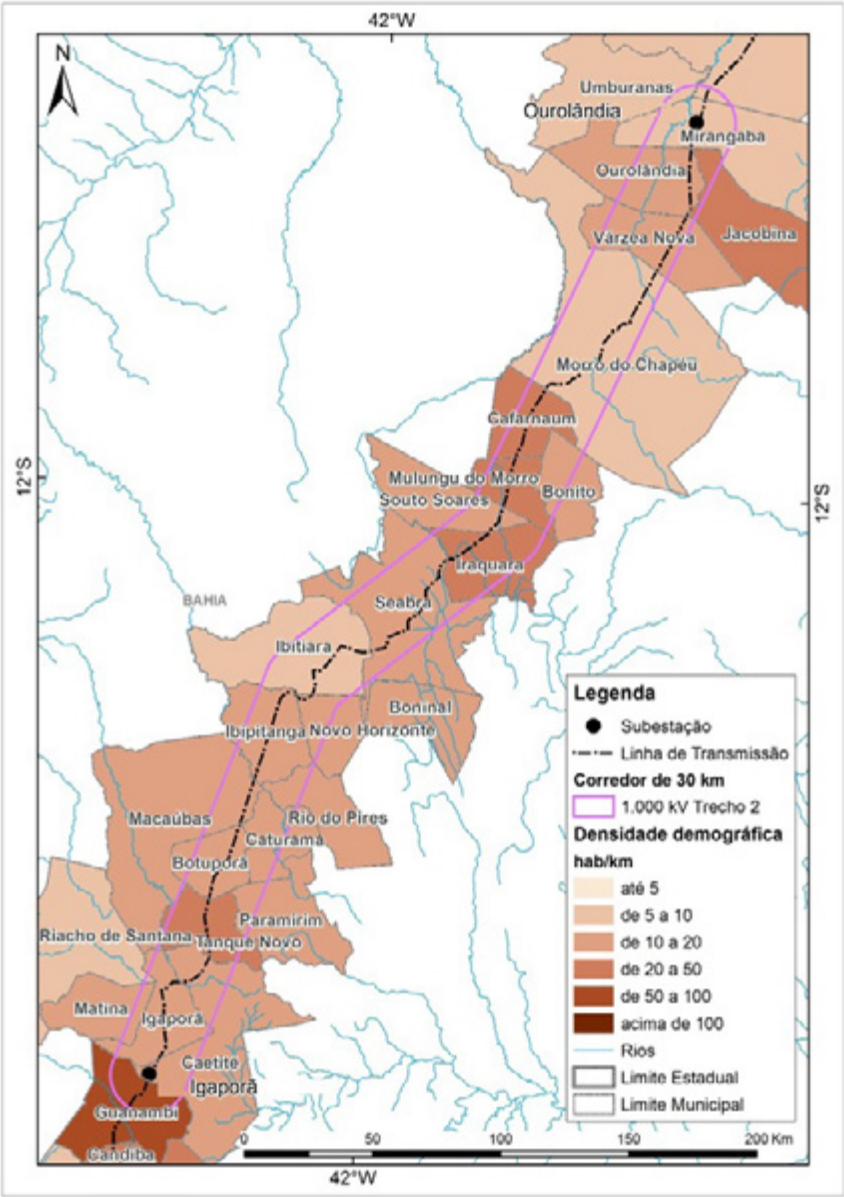


Figura 8.6: Localização do corredor T2 – Ourolândia (BA) a Igaporã (BA)

Segundo dados do Projeto de Monitoramento do Desmatamento dos Biomas Brasileiros por Satélite (PMDBBS), no T2 predominam outros usos, como as pastagens (67,483% da área do corredor do Trecho 2). No T2 não há áreas agrícolas expressivas. As principais áreas urbanas/edificadas estão localizadas nos extremos norte, nos municípios de Ouro-lândia (BA) e Morro do Chapéu (BA), bem como no centro do T2, no município de Seabra(BA), e ao sul do corredor, os municípios de Igaporã (BA), Botuporã (BA), Tanque Novo (BA) e Guanambi (BA). O corredor do T2 está totalmente inserido no bioma caatinga. As classes de cobertura vegetal e uso do solo deste trecho estão listadas na Tabela 8.9. Na Figura 8.7 é possível visualizar a distribuição da cobertura vegetal e a ocupação no corredor T2.

Tabela 8.9: Cobertura vegetal e uso do solo do corredor T2 – Ouro-lândia (BA) a Igaporã (BA)

Classes dominante	Área no corredor (km²)	%
Área agrícola	2,95	0,022
Outros usos (como, por exemplo, pastagem)	9.234,34	67,483
Área edificada	16,37	0,120
Corpos d'água	6,37	0,047
Vegetação natural	4423,97	32,330
Total	13.684,00	100

Tabela 8.10: Unidades de Conservação no corredor T2 – Ouro-lândia (BA) a Igaporã (BA)

Nome de UC	Grupo	Categoria	UF
Área de Proteção Ambiental Marimbus/Iraquara	US	Área de Proteção Ambiental	BA
Parque Estadual do Morro do Chapéu	PI	Parque	BA

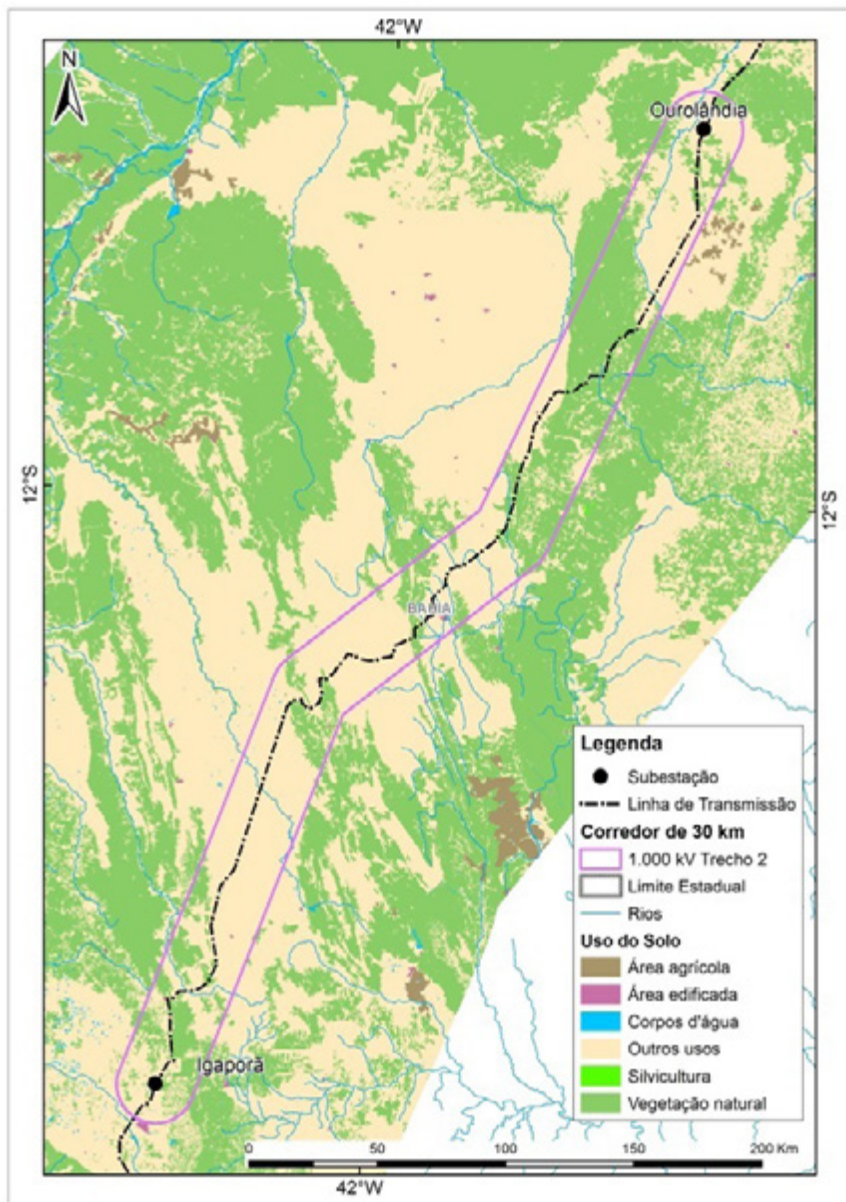


Figura 8.7: Cobertura vegetal e uso do solo do corredor T2 – Ourolândia (BA) a Igaporã (BA)

Na região abrangida pelo corredor T2 há uma unidade de conservação de uso sustentável e uma de proteção integral, listada na Tabela 8.8. Por outro lado, não há terras indígenas dentro do T2. A Figura 8.8 ilustra a distribuição das Unidades de Conservação (UCs) e comunidades quilombolas na região do corredor T2.

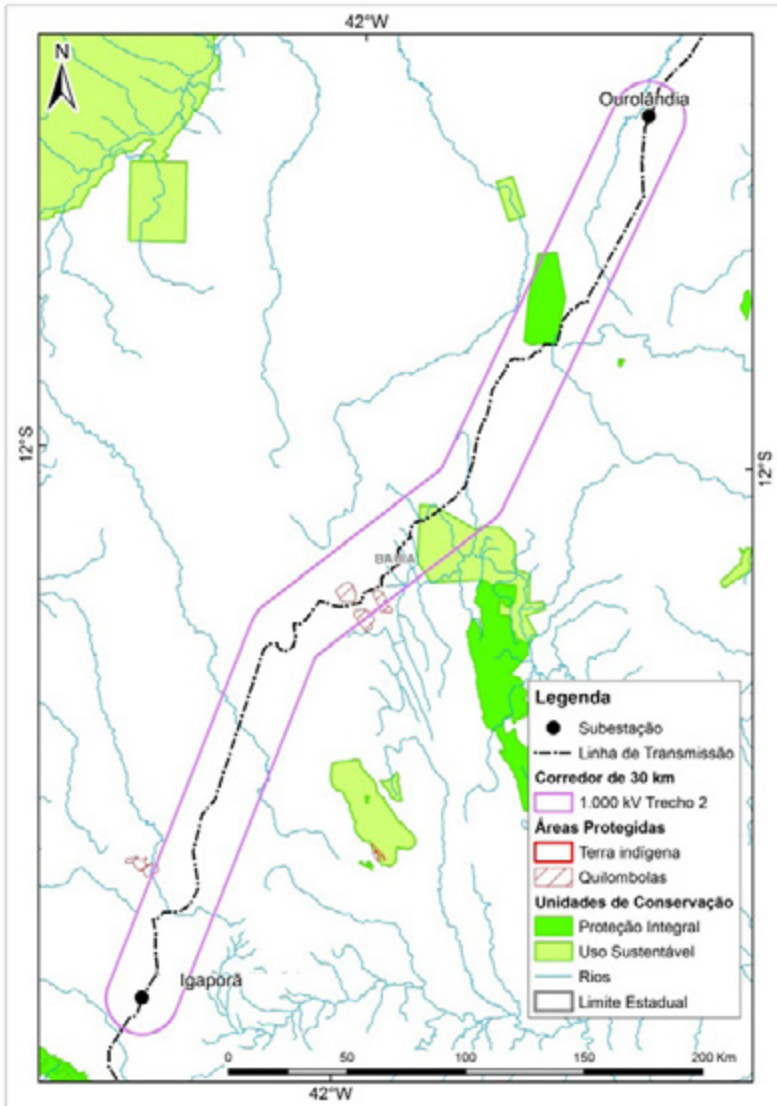


Figura 8.8: Unidades de Conservação, terras indígenas e comunidades quilombolas no corredor T2 – Ourolândia (BA) a Igaporã (BA)

Há várias Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade abrangendo o corredor T2. A Tabela 8.11 descreve quais são estas áreas prioritárias, o grau de importância e a ação prioritária, segundo os critérios do MMA. As áreas prioritárias abrangidas pelo T2 ou mesmo próximas a ele estão exibidas na Figura 8.9.

Tabela 8.11: Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade no corredor T2 – Ourolândia (BA) a Igaporã (BA)

Nome da APCB	Código	Importância	Ação prioritária
Guanambi	Ca004	Muito alta	Fomento de uso sustentável
Igaporã	Ca008	Alta	Recuperação
Paramirim	Ca015	Alta	Recuperação
Corredor dos Brejões	Ca033	Muito alta	Cria UC - Indef.
Marimbus/Iraquara	Ca020	Extremamente alta	Cria UC - PI
Dois Riachos	Ca022	Alta	Inventário
Oliveira dos Brejinhos	Ca019	Extremamente alta	Cria UC - Indef.
Região Morro do Chapéu	Ca023	Extremamente alta	Mosaico/Corredor
Riacho de Santana	Ca010	Muito alta	Cria UC - Indef.
PE Morro do Chapéu	Ca233	Extremamente alta	Área protegida
Umburanas	Ca037	Alta	Recuperação

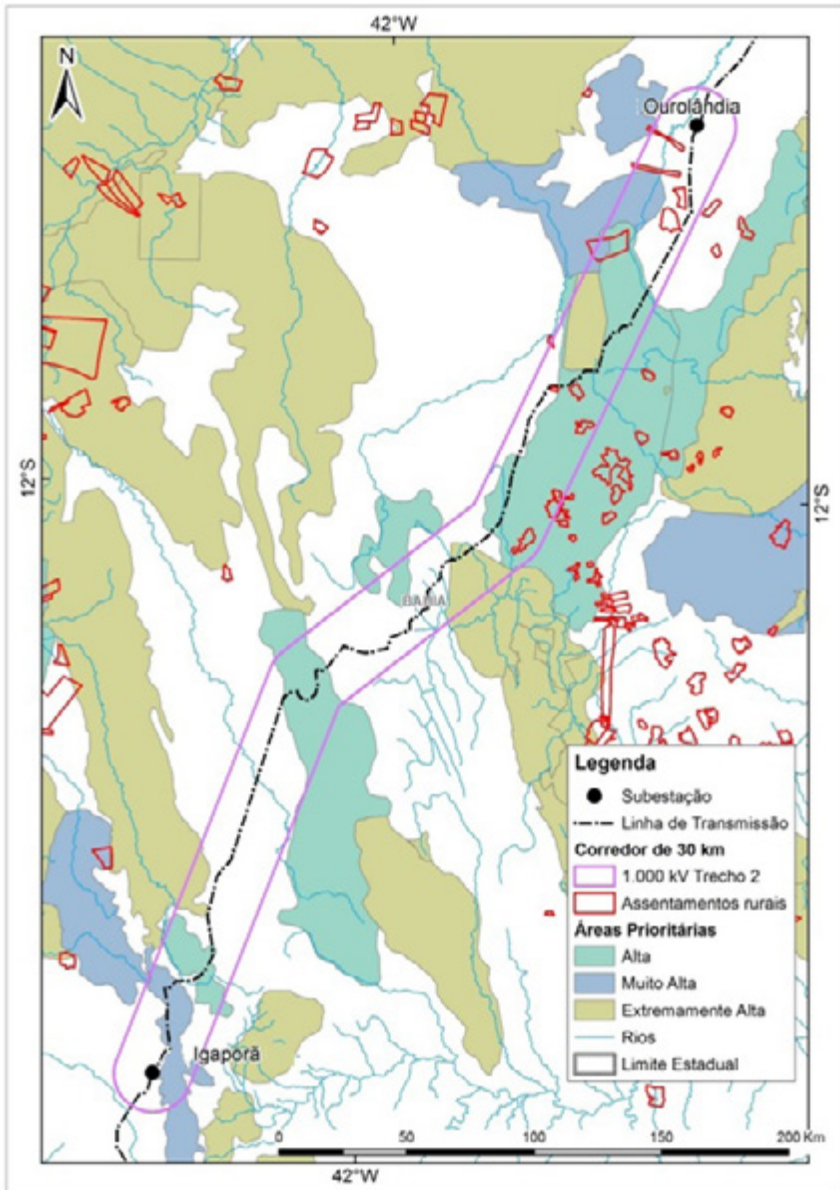


Figura 8.9: Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade e assentamentos rurais no corredor T2 – Ourolândia (BA) a Igaporã (BA)

A área do corredor T2 compreende 12 projetos de assentamento rural. Nesse trecho há menor concentração de PAs, o que permitiu uma melhor flexibilidade na definição do traçado para desviar destes projetos de assentamentos. A Tabela 8.12 apresenta a quantidade de PAs por município.

Tabela 8.12: Projetos de assentamento rural presentes no corredor T2 – Juazeiro (BA) a Bom Jesus da Lapa (BA).

Município	Projetos de assentamento
Bonito-BA	2
Iraquara-BA	1
Morro do Chapéu-BA	5
Ourolândia-BA	3
Mirangaba-BA	1

Na sequência é apresentado na Tabela 8.13 um resumo das principais informações socioambientais presentes no corredor T2 – Juazeiro (BA) a Bom Jesus da Lapa (BA).

Tabela 8.13: Resumo das principais informações socioambientais presentes no corredor T2 – Ourolândia (BA) a Igaporã (BA)

Discriminação	Quantitativo
Extensão da linha (km)	482,49
Unidades de Conservação (nº)	2
Vegetação nativa (km²)	4.423,97
Agricultura (km²)	2,95
Terras indígenas (nº)	0
Quilombos (nº)	5
Assentamentos do Incra (nº)	12
Cavernas (nº)	123
Municípios atravessados	28
Áreas urbanas (km²)	16,37

8.5 Macro Caracterização do Trecho Igaporã (BA) a Pirapora (MG)

O Trecho 3 (T3) abrange a área do corredor que parte de Igaporã, localizada no município de Caetité, no Centro-Sul do estado da Bahia, até Pirapora, localizada no município de Pirapora, estado de Minas Gerais. Trata-se de uma área com 13.857,35 km². O rio São Francisco e o rio das Velhas cortam a parte sul do corredor T3. Nesse trecho, a travessia do rio das Velhas, próxima a Pirapora será inevitável. Os municípios atravessados pelo corredor T3, e suas respectivas densidades demográficas, são descritos na Tabela 8.14 e expostos na Figura 8.10.

Tabela 8.14: Lista de municípios atravessados pelo corredor T3 – Igaporã (BA) a Pirapora (MG)

UF	Mesoregião	Microregião	Município	População	Densidade Demográfica (hab/km²)
BA	Centro-Sul Baiano	Guanambi	Caetité	47.368	de 10 a 20
			Candiba	13.201	de 20 a 50
			Guanambi	78.644	de 50 a 100
			Igaporã	15.183	de 10 a 20
			Matina	11.135	de 10 a 20
			Pindaí	15.616	de 20 a 50
			Sebastião Laranjeiras	10.340	de 5 a 10
			Urandi	16.447	de 10 a 20
MG	Norte de Minas	Montes Claros	Capitão Enéas	14.151	de 10 a 20
			Coração de Jesus	25.918	de 10 a 20
			Mirabela	13.003	de 10 a 20
			Montes Claros	360.405	de 50 a 100
			Patis	5.565	de 10 a 20
			São João da Lagoa	4.651	até 5
			São João da Ponte	25.293	de 10 a 20
			São João do Pacuí	4.056	de 5 a 10
		Janaúba	Verdelândia	8.281	de 5 a 10
			Catuti	5.094	de 10 a 20
			Espinosa	31.028	de 10 a 20
			Gameleiras	5.114	até 5
			Janaúba	66.495	de 20 a 50
			Mamonas	6.311	de 20 a 50
			Mato Verde	12.657	de 20 a 50
			Monte Azul	21.936	de 20 a 50
			Nova Porteirinha	7.371	de 50 a 100
		Pirapora	Pai Pedro	5.917	de 5 a 10
			Porteirinha	37.492	de 20 a 50
			Buritizeiro	26.774	até 5
			Ibiaí	7.803	de 5 a 10
			Jequitaiá	7.917	de 5 a 10
			Lagoa dos Patos	4.218	de 5 a 10
			Pirapora	52.929	de 50 a 100
			Várzea da Palma	35.699	de 10 a 20

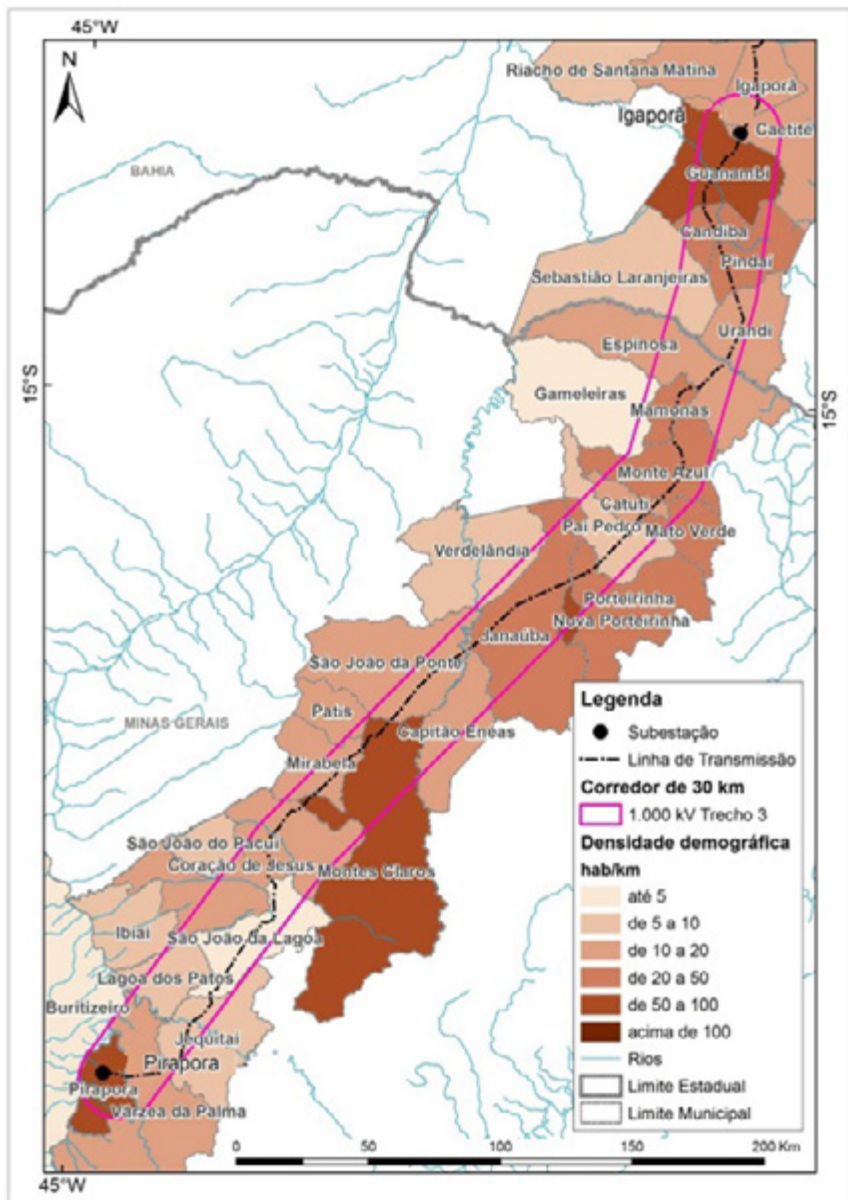


Figura 8.10: Localização do corredor T3 – Igaporã (BA) a Pirapora (MG)

Segundo dados do Projeto de Monitoramento do Desmatamento dos Biomas Brasileiros por Satélite (PMDBBS), no T3 predominam outros usos, como as pastagens (66,60% da área do corredor do Trecho 3). As áreas agrícolas mais expressivas estão concentradas nos municípios de Porteirinha (MG), Nova Porteirinha (MG) e Janaúba (MG), localizados na porção central do T3, e nos municípios de Jequitaiá (MG) e São João da Lagoa (MG), localizado na região sul do corredor. No corredor do T3, também há importantes áreas de silvicultura que se estendem pelos municípios de Sebastião Laranjeiras (BA) e Urandi (BA), localizados ao norte do corredor, Janaúba (MG), Verdelândia (MG) e Coração de Jesus (MG), localizados na porção central. O corredor T3 está 66,22% compreendido no bioma cerrado e 33,78% no bioma caatinga. As classes de cobertura vegetal e uso do solo deste trecho estão listadas na Tabela 8.15. Na Figura 8.11, é possível visualizar a distribuição da cobertura vegetal e a ocupação no corredor T3.

Tabela 8.15: Cobertura vegetal e uso do solo do corredor T3 – Igaporã (BA) à Pirapora (MG)

Classes Dominante	Área no Corredor (km ²)	%
Área agrícola	134,94	0,974
Outros usos	9.229,02	66,600
Área edificada	52,12	0,376
Corpos d'água	62,15	0,449
Silvicultura	93,83	0,677
Vegetação natural	4285,29	30,924
Total	13.857,35	100

Na região abrangida pelo corredor T3 há apenas unidades de conservação de proteção integral, que são listadas na Tabela 8.16. A alternativa de traçado foi feita de forma a evitar estas áreas. Por outro lado, não há terras indígenas dentro do T3, estando a TI mais próxima, TI Xacriabe, a aproximadamente 100 km de distância (Figura 8.12).

Tabela 8.16: Unidades de Conservação no corredor T3 – Igaporã (BA) a Pirapora (MG)

Nome de UC	Grupo	Categoria	UF
Parque Estadual Caminho dos Gerais	PI	Parque	MG
Parque Estadual da Serra dos Montes Altos	PI	Parque	BA
Refúgio da Vida Silvestre da Serra dos Montes Altos	PI	Refúgio da Vida Silvestre	BA

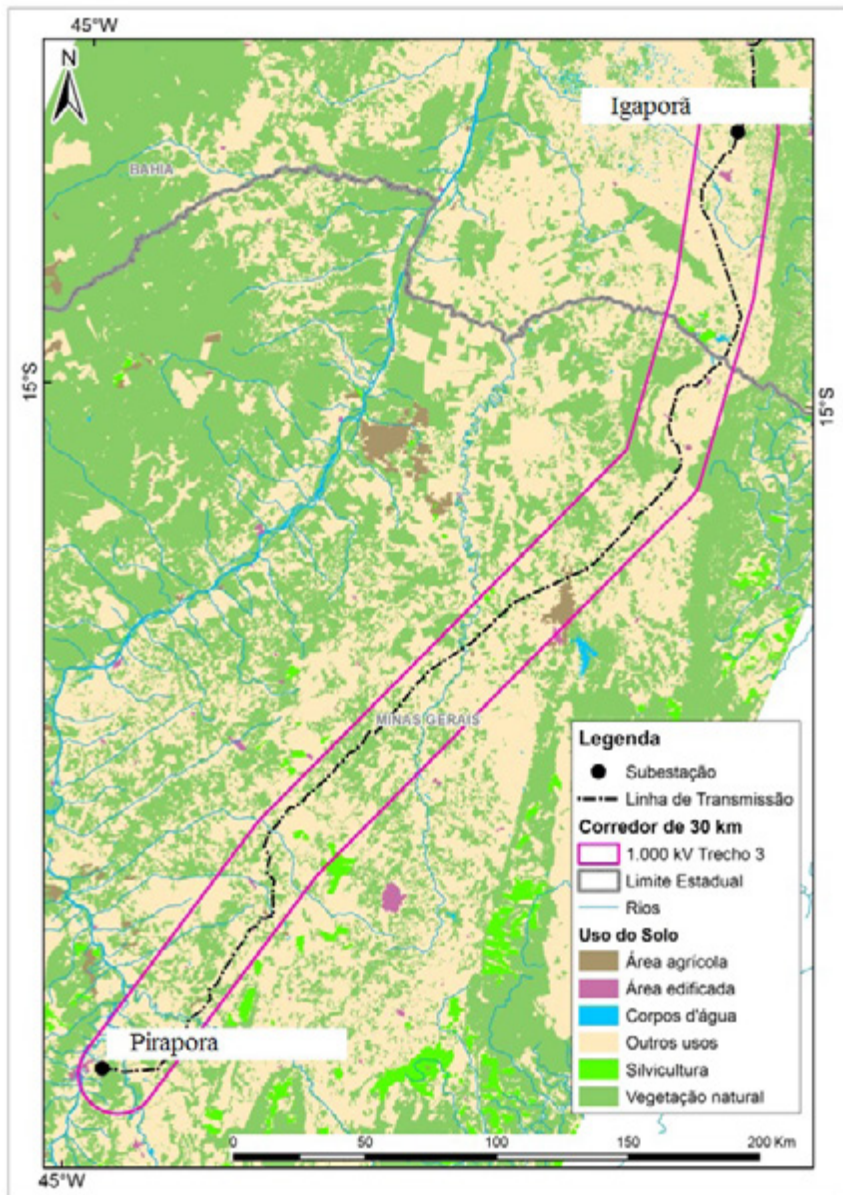


Figura 8.11: Cobertura vegetal e uso do solo do corredor T3 Igaporã (BA) a Pirapora (MG)

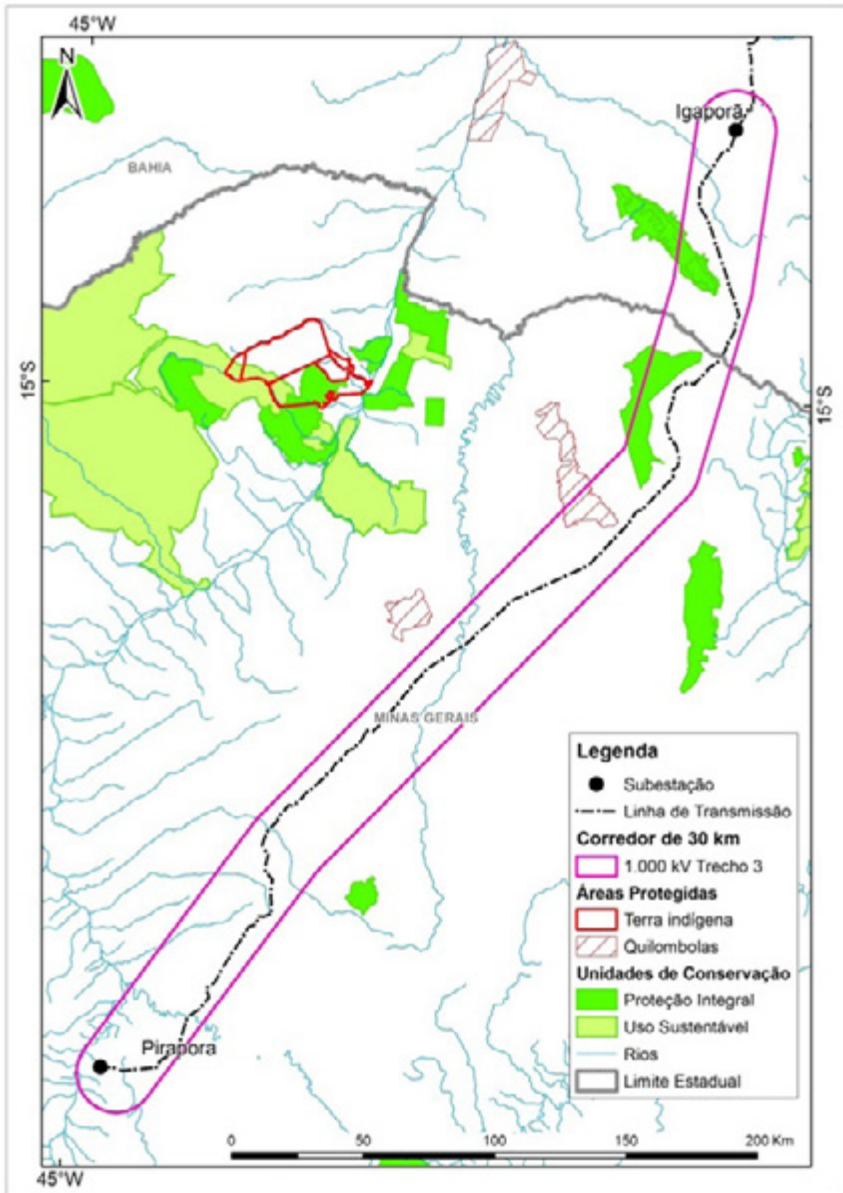


Figura 8.12: Unidades de conservação, terras indígenas e quilombos no corredor T3 – Igaporã (BA) a Pirapora (MG)

Há várias Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade abrangendo o corredor T3. A Tabela 8.17 descreve quais são estas áreas prioritárias, o grau de importância e a ação prioritária, segundo os critérios do MMA. As áreas prioritárias abrangidas pelo T3 ou mesmo próximas a ele estão exibidas na Figura 8.13.

Tabela 8.17: Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade no corredor T3 – Igaporã (BA) a Pirapora (MG)

Nome da APCB	Importância	Ação Prioritária
Alto-Médio São Francisco	Extremamente alta	Recuperação
Buritizeiro	Alta	Recuperação
Espinhaço Setentrional	Extremamente alta	Recuperação
Jaíba	Extremamente alta	Inventário
Jacaraci	Insuficientemente conhecida	Recuperação
São João da Ponte	Muito alta	Fomento de Uso Sustentável
Verdelândia	Extremamente alta	Recuperação
Verdelândia – Varzelândia	Muito alta	Recuperação
Guanambi	Insuficientemente conhecida	Fomento de Uso Sustentável

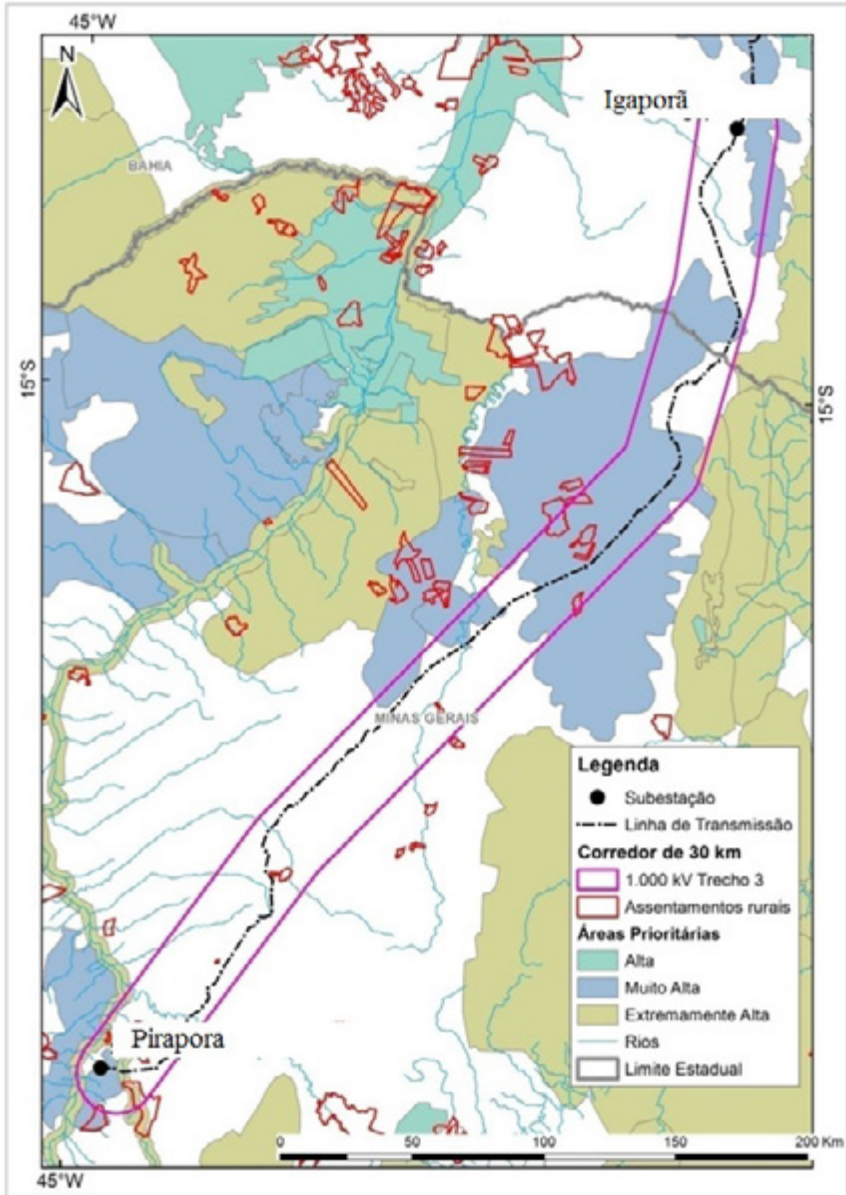


Figura 8.13: Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade e assentamentos rurais no corredor T3 – Igaporã (BA) a Pirapora (MG)

A área do corredor T3 compreende 12 projetos de assentamento rural. O traçado foi modelado a fim de desviar de todos os assentamentos. A Tabela 8.18 apresenta a quantidade de PAs por município.

Tabela 8.18: Projetos de assentamento rural presentes no corredor T3 – Igaporã (BA) a Pirapora (MG)

Município	Projetos de Assentamento
Capitão Enéas (MG)	1
Coração de Jesus (MG)	1
Janaúba (MG)	1
Nova Porteirinha (MG)	1
Pirapora (MG)	2
Porteirinha (MG)	2
São João da Lagoa (MG)	1
Várzea da Palma (MG)	3

Na sequência, é apresentado (Tabela 8.19) um resumo das principais informações socioambientais presentes no corredor T3 – Igaporã (BA) a Pirapora (MG).

Tabela 8.19: Resumo das principais informações socioambientais presentes no corredor T3 – Igaporã (BA) a Pirapora (MG)

Discriminação	Quantitativo
Extensão da linha (km)	498,73
Unidades de Conservação (nº)	3
Vegetação nativa (km²)	4.285,29
Agricultura (km²)	134,94
Terras indígenas (nº)	0
Quilombos (nº)	1
Assentamentos do Incra (nº)	12
Cavernas (nº)	75
Municípios atravessados	33
Áreas urbanas (km²)	52,12

A partir das avaliações aqui propostas é recomendável que se efetue um estudo mais a fundo das áreas mais críticas antes de se iniciar a implantação da linha.

9. Recomendações Gerais para Futuras Ações

Este capítulo fornece subsídios para a implantação da linha de transmissão e o seu traçado preferencial. Entretanto, é recomendável que se faça uma avaliação mais detalhada das variáveis socioambientais, principalmente as localizadas nos pontos mais críticos elencadas no mapeamento de sensibilidade.

Deve-se levar em conta uma análise mais detalhada dos fragmentos vegetacionais a serem cruzados e o seu estado atual de conservação, mensurando os possíveis impactos com a implantação do empreendimento. Deve-se procurar avaliar as áreas onde a supressão da vegetação será menor.

Os ecossistemas devem ser estudados com maior detalhe, procurando a identificação de sistemas mais frágeis para que sejam evitados impactos que coloquem em risco a dinâmica de funcionamento natural.

É necessária, também, uma avaliação mais aprofundada das áreas potenciais para presença de sítios arqueológicos para que se tenha a informação mais consistente dos sítios existentes e desta forma do impacto a ser causado e, para isso, é necessário um trabalho mais específico e detalhado, visto que os dados secundários indicam a concentração de sítios arqueológicos em determinadas regiões, como no município de Abaiara (CE) e Guanambi (BA).

É preciso também uma avaliação mais detalhada dos alinhamentos serranos a serem cruzados para que sejam detalhadas as dificuldades e as possíveis necessidades específicas para a implantação do projeto. Esses alinhamentos apresentam barreiras altimétricas naturais e tornam a implantação da linha mais dificultosa. Muitas vezes apresentam fragmentos vegetacionais associados que podem apresentar endemismo devido ao isolamento que apresentam do contexto geral. Nas partes mais baixas das áreas serranas, encontram-se áreas hidromórficas e de depósito sedimentares aluvionares e coluvionares. Dessa forma, é preciso uma avaliação mais detalhada dos pontos a serem instaladas as torres da linha.

As áreas de platôs e chapadas, por vezes, apresentam rebordos que devem ser cruzados, sendo estes compartimentos mais sensíveis e com material mais consolidado, sendo necessário que haja um cuidado especial com estas áreas.

A presença de aeroportos e aeródromos também é outro ponto que requer atenção, devendo a linha se manter o mais afastado possível destas áreas, de maneira a evitar acidentes.

Deve-se desviar também das áreas de quilombos, assentamentos agrários e terras indígenas, pois são áreas consolidadas a partir de conflitos pela terra. É preciso um estudo mais aprofundando da influência que a linha poderá exercer por estar próxima de algumas destas áreas.

As áreas em que serão cruzados rios de média e grande extensão merecem uma atenção especial também, como o caso do rio das Velhas e do rio São Francisco. Além da existência de solos hidromórficos, APPs (Áreas de Proteção Permanente) de margem de rio, ainda há as dificuldades técnicas a serem superadas na travessia, bem como a questão da navegabilidade, como no rio São Francisco.

Um cuidado especial deve ser tomado com as áreas de silvicultura, pelo alto custo que apresentam, devendo assim prover um detalhamento dos pontos mais adequados para a passagem da linha.

Em alguns pontos é preciso um levantamento geológico mais detalhado, principalmente onde apresenta litologia cárstica devido à existência de cavernas, como na área central do estado da Bahia. Destaca-se a região do município de Iraquara (BA), e também a região dos municípios de Campo Formoso (BA) e Várzea Nova (BA).

Nas proximidades do município de Coração de Jesus, no estado de Minas Gerais, é necessário ter atenção para a presença de sítios paleontológicos, também requerendo, dessa forma, um levantamento específico. A área também apresenta uma série de veredas e potencial arqueológico.

Importante ressaltar que a maior parte do território a ser cruzado é constituído de áreas rurais, sendo preciso efetuar um levantamento dos cadastros da ocupação rural, elencando os proprietários e a situação dos imóveis, sendo indicado um estudo para avaliação do valor médio das propriedades e potencial agrícola.

Como serão efetuados os cruzamentos de muitos morros, serras e rios é preciso uma avaliação detalhada das Áreas de Preservação Permanente existentes no trecho a ser implantada a linha, de maneira a se evitar a construção da linha de transmissão sobre áreas de APP nascentes, ou APP de margem de rios, por exemplo, respeitando desta forma a legislação vigente.

10. Referências

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS (ANA). 2006. Atlas Nordeste de Abastecimento Urbano de Água. Disponível em: <http://www.ana.gov.br/bibliotecavirtual/arquivos/20061213161802_atlas.pdf> Acesso em: 11/07/2016.
- [2] AHP. Disponível em: <http://ppegeo.igc.usp.br/scielo.php?pid=S0101-90822009000400006&script=sci_arttext&tlng=es>. Acesso em: 04/01/2015.
- [3] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). 2013. Nota Técnica nº0203/2013-SCT-SRT/ANEEL. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/081/documento/nt_n%C2%BA_203_sct_e_srt.pdf>. Acesso em: 18/12/2015.
- [4] BRASIL, 1981. Ministério das Minas e Energia. Secretaria Geral. Projeto RADAMBRASIL: Folha SD. 24 Salvador. Rio de Janeiro, 1981. 620 p. (Levantamento de Recursos Naturais, v. 24).

- [5] BRASIL, 1973. Ministério das Minas e Energia. Secretaria Geral. Projeto RADAMBRASIL: Folha SA. 23 São Luis e parte da Folha SA. 24 Fortaleza. Rio de Janeiro, 1973. 331p. (Levantamento de Recursos Naturais, v. 3)
- [6] CASSETI, V. *Geomorfologia*. [S.I.]. Disponível em: <<http://www.funape.org.br/geomorfologia/>>. Acesso em: out 2016.
- [7] CASTRO, A.S.; CAVALCANTE, A. *Flores da caatinga*. Campina Grande: Instituto Nacional do Semiárido, 2010. 116p.
- [8] CHRISTOFOLETTI, A. *Geomorfologia*. 2 ed. Editora Edgard Blüncher Ltda, 1980.
- [9] COFINS. *Desenvolvimento rural do semiárido brasileiro: transformações recentes, desafios e perspectivas*. Disponível em: <<https://confins.revues.org/8633>>. Acesso em: 11 jul 2016.
- [10] COMISSÃO PASTORAL DA TERRA (CPT). *Conflitos no Campo Brasil*. Comissão Pastoral da Terra. Goiânia, 2016. 240p.
- [11] DANTAS, M.E. *Biblioteca de Padrões de Relevô*: Carta de Suscetibilidade a Movimentos Gravitacionais de Massa e Inundação. Rio de Janeiro: CPRM, 2016. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/suscetibilidade/Biblioteca_Padrees_Relevo_Suscetibilidade_31mar2016.pdf>. Acesso em: mar 2016.
- [12] MACHADO, M.F.; SILVA, S.F. (Org.). In: *Geodiversidade do estado de Minas Gerais*. CPRM, 2010. 131p.
- [13] CAVALHO, L.M.; RAMOS, M.A.B. (Org.). In: *Geodiversidade do estado da Bahia*. CPRM, 2010. 184p.
- [14] TORRES, F.S. de M. & PFALTZGRAFF, P.A. dos S. (Org.). In: *Geodiversidade do estado de Pernambuco*. CPRM, 2014. 214p.
- [15] BRANDÃO, R.L.; FREITAS, L.C.B. (Org) In: *Geodiversidade do estado do Ceará*. Fortaleza, CPRM, 2014. 282p.
- [16] EMBRAPA. *Sistema Brasileiro de Classificação de Solos*. Centro Nacional de Pesquisa de Solos. Rio de Janeiro, RJ, 2016. 306p. 2ª Edição.
- [17] EMBRAPA. *O novo mapa de solos do Brasil: legenda atualizada*. Escala 1:5.000.000. 2011.
- [18] EMBRAPA SOLOS. Disponível em: <https://www.embrapa.br/solos/busca-de-publicacoes/-/publicacao/920267/o-novo-mapa-de-solos-do-brasil-legenda-atualizada> (Falta data de acesso).
- [19] FLORENZANO, T.G. *Geomorfologia: conceitos e tecnologias atuais*. Editora Oficina de Textos, São Paulo. 2008.
- [20] FUNDAÇÃO NACIONAL DO ÍNDIO (FUNAI). *Dados de Terras indígenas*. Disponível em: <www.funai.gov.br/index.php/shape> Acesso em: 14 dez 2015.
- [21] GUERRA, A.J.T.; CUNHA, S.B. *Geomorfologia: uma atualização de base e conceitos*. 9 ed. Editora Bertrand Brasil, 2009.
- [22] GUERRA, A.T.; GUERRA, A.J.T. *Novo dicionário geológico-geomorfológico*. 7 ed. Editora Bertrand Brasil, 2009.
- [23] IBGE (INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA), 2012. *Dados de uso do solo e cobertura vegetal*. Disponível em: <www.ibge.gov.br/home/geociencias/recursosnaturais> Acesso em: 15 dez 2015.
- [24] INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). *Hidrografia*. Disponível em: <www.ibge.gov.br/home/geociencias/recursosnaturais> Acesso em: ago 2016.
- [25] INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). *Rodovias*. Disponível em: <www.ibge.gov.br/home/geociencias/recursosnaturais> Acesso em: ago 2016.
- [26] INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). *Manual técnico da vegetação brasileira*. 2a. ed. (rev. e ampliada). Rio de Janeiro: Manuais Técnicos em Geociências – número 1, 2012. 275p.
- [27] INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). Portal Cidades. Disponível em: <<http://cidades.ibge.gov.br/xtras/home.php>> Acesso em: ago 2016.
- [28] INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). Portal Estados. Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br/estadosat/>> Acesso em: ago 2015.
- [29] INSTITUTO CHICO MENDES DE BIODIVERSIDADE (ICMBio). *Unidades de conservação*. Disponível em: <<http://www.icmbio.gov.br/portal/biodiversidade/unidades-de-conservacao/grupos.html>> e <http://www.florestal.gov.br/snif/recursos-florestais/sistema-nacional-de-unidades-de-conservacao?print=1&tmpl=component>>. Acesso em: 14 dez 2015.

- [30] INSTITUTO CHICO MENDES DE BIODIVERSIDADE (ICMBio). *Unidades de conservação*. Disponível em: <<http://www.icmbio.gov.br/portal/biodiversidade/unidades-de-conservacao/grupos.html>> e <<http://www.florestal.gov.br/snif/recursos-florestais/sistema-nacional-de-unidades-de-conservacao?print=1&tmpl=component>>. Acesso em: 21 dez 2015.
- [31] INSTITUTO CHICO MENDES DE BIODIVERSIDADE (ICMBio). *Dados de cavernas*. Disponível em: <www.icmbio.gov.br/cecav/downloads/mapas.html>. Acesso em: 14 dez 2015.
- [32] INSTITUTO NACIONAL DE COLONIZAÇÃO E REFORMA AGRÁRIA (INCRA). *Dados de assentamentos*. Disponível em: <acervofundiario.incra.gov.br> Acesso em: 14 dez 2015.
- [33] INEMA *Zoneamento ecológico econômico do estado da Bahia*, 2013. Disponível em: <<http://www.zee.ba.gov.br/>> Acesso em: Jan 2017.
- [34] INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET). *Normas climatológicas do Brasil 1961-1990*. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=clima/normaisClimatologicas>>. Acesso em: 11 jul 2016.
- [35] INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais), 2016. *Infográfico - Densidade de raios no Brasil*. Disponível em: <<http://www.inpe.br/webelator/homepage/menu/infor/infografico.-densidade.de.raios.no.brasil.php>>. Acesso em: 11 jul 2016.
- [36] IPHAN, 2016 – *Base de dados de Sítios Georreferenciados*. Disponível em: <<http://portal.iphan.gov.br/pagina/detalhes/1227/>> Acessado em: ago 2016.
- [37] JÚNIOR, E.C.; COUTINHO, B.H.; FREITAS, L.E., 2009 *Gestão da Biodiversidade e Áreas protegidas*. In: GUERRA, A.T.; COELHO, M.C.N. (Org). *Unidades de Conservação: Abordagens e características geográficas*. Rio de Janeiro: Bertrand Brasil, 2009.
- [38] LEPSCH, I.F., 2010. *Formação e Conservação dos solos*. 2 ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2010.
- [39] LUZ, S.; SELLITTO, M. ; GOMES, L. *Medição de desempenho ambiental baseada em método multicriterial de apoio à decisão: estudo de caso na indústria automotiva*. Gestão & Produção, v.13, n.3, p.557-570, 2006.
- [40] MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (MMA). *Dados de desmatamento do Projeto de Monitoramento do Desmatamento dos Biomas Brasileiros por Satélite (PMDBBS)*, 2008. Disponível em: <mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso em: 18 dez 2015.
- [41] MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (MMA). *Probio*, 2007. Disponível em: <mapas.mma.gov.br/mapas/aplic/probio/datadownload.htm>. Acesso em: ago 2016.
- [42] MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (MMA). *Sítios arqueológicos*. Disponível em: <mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso em: 15 dez 2015.
- [43] MINISTÉRIO DOS TRANSPORTES (MT). *Dados de Ferrovias do Plano Nacional de Logística e Transportes (PNLT)*, 2010. Disponível em: <<http://www.transportes.gov.br/conteudo/61-relatorios/2822-base-de-dados-georreferenciados-pnlt-2010.html>>. Acesso em: 14 dez 2015.
- [44] PNUD Índice de Desenvolvimento Humano Municipal Brasileiro. In: *Atlas do Desenvolvimento Humano do Brasil*. Brasília: PNUD, Ipea, 2013.
- [45] PROBIO, 2016 – *Informações sobre Áreas Prioritárias*. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/biodiversidade/biodiversidade-brasileira/%C3%A1reas-priorit%C3%A1rias>> Acessado em: ago 2016.
- [46] ROSS, J.L.S. *Geomorfologia, Ambiente e Planejamento*. Editora Contexto, São Paulo, 1990.
- [47] SAATY, T.L. *Axiomatic foundation of the analytic hierarchy process*. Management Science, v. 32, n.7, p. 841-855, July 1987.
- [48] SEMACE. *Zoneamento Ecológico Econômico do Bioma Caatinga e Serras Úmidas do estado do Ceará*. Superintendência Estadual do Meio Ambiente do Ceará. 2007.
- [49] SIGEP. *Informações sobre os sítios geológicos e áreas de proteção Paleontológica*. Disponível em: <<http://sigep.cprm.gov.br/>> Acessado em: ago 2016
- [50] SOTCHAVA, V.B. *O estudo de geossistemas*. In: Instituto Geográfico do Estado de São Paulo, Série Métodos em Questão, São Paulo, p. 1-51, 1978.
- [51] SUDENE. *Semiárido*. Disponível em: <<http://www.sudene.gov.br/acesso-a-informa%C3%A7%C3%A3o/institucional/area-de-atuacao-da-sudene/semiarido>>. Acesso em: jul 2016.
- [52] ZEE-MG. *Zoneamento Ecológico Econômico do Estado de Minas Gerais*, 2007. Disponível em: <<http://www.zee.mg.gov.br/>> Acesso em: jan 2017.

CAPÍTULO 7

Caracterização da Rede Elétrica Existente para Integração do Sistema de 1.000 kV CA (R4)

José Antonio Jardini
José William de Medeiros
Ricardo Leon Vasquez Arnez
Sergio de Oliveira Frontin



1. Introdução

Com base principalmente no Plano Decenal e no Programa de Expansão da Transmissão, são realizados estudos detalhados para os empreendimentos a serem indicados para os leilões de transmissão. Esses estudos são consolidados nos chamados relatórios R1, R2, R3 e R4.

Os relatórios R1, R2 e R3 foram apresentados nos capítulos 4, 5 e 6, respectivamente. Neste capítulo, serão apresentados os aspectos gerais do Relatório R4 (Caracterização da Rede Existente), especificado pela EPE da seguinte forma:

Este relatório deve conter as características e requisitos técnicos básicos das instalações, necessários para que o novo empreendimento venha a operar em conformidade com o previsto nos estudos de concepção e de forma harmoniosa com o sistema circunvizinho. [1].

2. Processo de Elaboração do R4

Uma vez aprovado o empreendimento de transmissão necessário para a expansão do Sistema Interligado Nacional, o Ministério de Minas e Energia (MME), formalmente, requisita aos concessionários de transmissão, proprietários das instalações que serão compartilhadas ou que sejam adjacentes a uma nova subestação, a elaboração do Relatório R4.

A EPE sugere ainda que, embora reconhecendo que são diversas as situações em que este compartilhamento de instalações possa ocorrer, o Relatório R4 deve conter pelo menos as seguintes informações consideradas mais usuais:

- Análise da proteção para definir a filosofia e as características básicas do sistema de proteção associada ao novo empreendimento.
- Identificação das obras em subestações adjacentes, relativas à adequação do seu sistema de proteção e de comunicação, de forma a compatibilizá-la com a nova instalação.
- Caracterização das linhas a serem seccionadas.
- Requisitos de telecomunicação identificando as instalações/centros de operação com os quais serão necessários canais de comunicação de voz e transmissão de dados.
- Requisitos de supervisão e controle da instalação.
- Restrições operativas para se efetuar o seccionamento das linhas existentes.

Como já mencionado, para este projeto foi escolhida a alternativa de transmissão em 1.000 kV CA ligando o sul do Ceará até a região central de Minas Gerais, passando pela região central da Bahia. Esse sistema de transmissão contará com novas subestações de 1.000/500 kV atuando como coletores da energia renovável da região, localizadas próximas às atuais subestações de 500 kV: Milagres II, Ouroândia II, Igaporã III e Pirapora 2.

3. Condições Gerais para o Seccionamento das Linhas de Transmissão

Neste contexto, a conexão do sistema de 1.000 kV ao sistema existente se dará pelo seccionamento das linhas de 500 kV que passam próximas às subestações de 1.000/500 kV. Deve-se enfatizar que os equipamentos e trechos de linhas necessários para esta conexão serão transferidos, sem ônus, para os proprietários das linhas a serem seccionadas, continuando a serem responsáveis pela sua operação e manutenção.

Neste sentido, alguns relatórios R4 elaborados para situações equivalentes a este projeto apresentam requisitos importantes que a Transmissora vencedora do leilão deve atender, como, por exemplo:

- Para implantação dos trechos de linha associados aos seccionamentos e dos módulos de manobra correspondentes, a Transmissora deverá observar as normas e padrões técnicos dos proprietários das linhas. Tendo em vista que os referidos trechos de linha virão a se constituir em extensões das linhas originais, estes devem ter características elétricas, mecânicas e de desempenho iguais ou superiores às das linhas existentes.
- A Transmissora deverá fornecer aos proprietários, antes do início do primeiro ensaio, uma lista, com cronograma, de todos os ensaios a serem realizados nos equipamentos, materiais e sistemas que serão transferidos para os proprietários, sendo necessária a realização dos ensaios requeridos pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). Para os casos em que a ABNT não seja aplicável, deve-se realizar os ensaios requeridos pelas Normas Técnicas Internacionais correspondentes. Os proprietários terão a prerrogativa de testemunhar a execução de quaisquer ensaios e testes nos equipamentos, materiais e sistemas a serem a ela transferidos.

- Deverá ser emitido um certificado para cada ensaio. Os ensaios de rotina deverão ser executados em todos os equipamentos incluídos no fornecimento, inclusive naqueles a serem fornecidos para as subestações remotas.
- O comissionamento das instalações será realizado em conjunto pela Transmissora e pelos proprietários.
- A Transmissora deverá adquirir os equipamentos, materiais e sistemas necessários às adequações decorrentes dos seccionamentos das linhas de transmissão acima mencionadas nas subestações terminais.
- As transferências das instalações e dos equipamentos associados à função Transmissão das linhas seccionadas ocorrerão sem ônus para a Concessionária de Transmissão da linha seccionada. A Transmissora cedente deverá alocar, como custo adicional de concessão contratada, as despesas de aquisição e de construção efetivamente realizadas das instalações e equipamentos a serem transferidos.
- A Transmissora cedente deverá informar aos proprietários das linhas seccionadas os custos para fins de registro no ativo imobilizado, tendo como contrapartida as “Obrigações Vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica (Obrigações Especiais)”.
- Para os equipamentos, materiais e sistemas associados aos seccionamentos das linhas de transmissão, a Transmissora deverá fornecer aos proprietários peças sobressalentes em quantidade suficiente, que viabilizem a disponibilidade requerida para o sistema e que compreendam os equipamentos necessários para substituição de uma fase completa de um módulo de Entrada de Linha (polo de disjuntor, chave seccionadora, transformador de potencial, transformador de corrente e para-raios). A lista de sobressalentes a serem transferidos deverá ser aprovada pelos proprietários.
- A Transmissora será responsável pelo fornecimento de toda a documentação (desenhos, manuais, catálogos, etc.), ferramentas e acessórios necessários para o comissionamento, operação e manutenção dos equipamentos transferidos.

- A Transmissora deverá prover treinamento adequado, abrangendo os equipamentos transferidos, caso esses equipamentos sejam diferentes dos utilizados pelos proprietários nas linhas de transmissão seccionadas.
- Todos os instrumentos, painéis e demais equipamentos dos sistemas de proteção, comando, supervisão, telecomunicações e serviços auxiliares a serem transferidos devem ser instalados em uma Casa de Controle para uso exclusivo dos proprietários.
- A Transmissora deverá prover sistemas de serviços auxiliares CA e CC independentes para suas instalações e para as instalações a serem transferidas para os proprietários.

4. Conexão do Sistema de 1.000 kV ao Sistema Existente

A seguir, estão apresentadas as linhas de transmissão de 500 kV, existentes e planejadas, que serão seccionadas nas subestações coletoras de 1.000/500 kV, denominadas: Milagres III, Ourolândia III, Igaporã IV e Pirapora III, conforme mostrado na Figura 4.1.

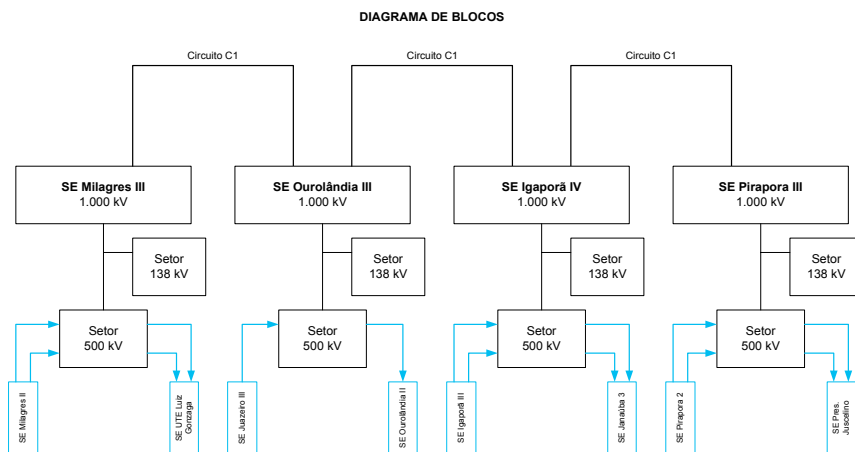


Figura 4.1: Conexão do Sistema de 1.000 kV ao Sistema Existente

4.1 Seccionamentos na Subestação de Milagres III – 1.000/500 kV

As linhas de transmissão abaixo indicadas serão seccionadas nas proximidades da Subestação de Milagres III 1.000/500 kV, a cerca de 20 km ao sul da Subestação de Milagres II 500 kV, com as seguintes coordenadas (aproximadas): Latitude: 10°28'27,30" S e Longitude: 38°52'25,16" O:

- LT 500 kV Milagres / US. Luiz Gonzaga C-1 (PE/CE) – Proprietário Chesf (data prevista para entrada em operação: 28/2/2019).
- LT 500 kV Milagres II / US. Luiz Gonzaga C-2 (PE/CE) – Proprietário Abengoa (sem previsão de entrada em operação).

Os dois circuitos simples Milagres – Luiz Gonzaga têm cerca de 220 km e feixe de 4 condutores ACSR 954 MCM.

4.2 Seccionamentos na Subestação de Ourolândia III – 1.000/500 kV

A linha de transmissão abaixo indicada será seccionada na Subestação de Ourolândia III 1.000/500 kV, a 20 km ao norte da Subestação de Ourolândia II 500 kV (sentido Juazeiro) com as seguintes coordenadas (aproximadas): Latitude: 10°41'27,73" S e Longitude: 40°55'03,54" O:

- LT 500 kV Juazeiro III / Ourolândia II C-1 (BA) – Proprietário B JL SPE Transmissora de Energia Elétrica S.A (data prevista para entrada em operação: 27/6/2020).

Esta linha tem 224 km e feixe de 4 condutores ACSR 954 MCM.

4.3 Seccionamentos na Subestação de Igaporã IV – 1.000/500 kV

As linhas de transmissão serão seccionadas na Subestação de Igaporã IV 1.000/500 kV, 40 km ao sul da Subestação de Igaporã III 500 kV (sentido Janaúba), com as seguintes coordenadas (aproximadas): Latitude: 14°04'16,62" S e Longitude: 42°44'31,12" O.

- LT 500 kV Igaporã III / Janaúba 3 C-1/C-2 (BA/MG) – Proprietário Equatorial Transmissora (data prevista para entrada em operação: 9/2/2022).

Esta linha está sendo planejada em dois circuitos simples com cerca de 245 km.

4.4 Seccionamentos na Subestação de Pirapora III – 1.000/500 kV

A linha de transmissão abaixo indicada será seccionada na Subestação de Pirapora III 1.000/500 kV, 20 km ao sudeste da Subestação de Pirapora 2 – 500 kV (sentido Presidente Juscelino), com as seguintes coordenadas (aproximadas): Latitude: 17°29'55,04" S e Longitude: 44°46'48,31" O:

- LT 500 kV Pirapora 2/Presidente Juscelino C-1/C-2 (MG) – Proprietário Mantiqueira Transmissora de Energia S/A (data prevista para entrada em operação: 4/3/2021).

Esta linha tem cerca de 170 km com feixe ACSR 4 x 954 MCM.

5. Subestações do Sistema de 1.000 kV

A localização escolhida para as novas subestações de 1.000/500 kV favorece uma possível expansão do sistema em 1.000 kV e também a conexão ao potencial eólico e solar da região Nordeste do Brasil.

A área a ser ocupada por cada uma das subestações de 1.000/500 kV, com arranjo em disjuntor e meio, está estimada em cerca de 1 km².

5.1 Subestação de Milagres III – 1.000/500 kV

A subestação de Milagres II 500 kV foi outorgada à Abengoa, que está sem previsão de entrada em operação. Por sua vez, a subestação de Luiz Gonzaga 500 kV é de propriedade da Chesf [2] [3] [4].

A SE Milagres II existente foi implantada para integrar o conjunto de obras de expansão da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN) e para viabilizar o escoamento da geração eólica de novos empreendimentos no Estado do Ceará. Adicionalmente, sua construção foi necessária face à impossibilidade de ampliação da atual SE Milagres 500/230 kV, após a instalação do terceiro autotransformador 500/230 kV - 600 MVA e do reator de barra de 180 Mvar - 500 kV.

A Subestação de Milagres III 1.000/500 kV é uma nova instalação a ser implantada ao sul do Ceará, distante cerca de 400 km de Fortaleza (CE), a 430 km de Natal (RN) e a 20 km ao sul da Subestação de Milagres II 500 kV, com as seguintes coordenadas: Latitude: 10°28'27,30"S e Longitude: 38°52'25,16"O.

Os respectivos módulos de entrada de linha e conexão de reator a serem deslocados que devem ser instalados e transferidos para os proprietários das linhas a serem seccionadas são os seguintes:

- quatro trechos de linhas de transmissão em circuito simples 500 kV;
- quatro módulos de entrada de linha de 500 kV;
- um módulo para conexão de reator de linha;
- equipamentos, materiais e sistemas necessários às adequações decorrentes dos seccionamentos das linhas nas subestações terminais de Milagres II e Luiz Gonzaga.

5.2 Subestação de Ourolândia III – 1.000/500 kV

A Subestação de Ourolândia II 500 kV é de propriedade da Transmissora José Maria Macedo de Eletricidade S.A (TJMME) (data prevista de entrada em operação: 27/3/2018). Já a subestação Juazeiro III 500 kV é de propriedade da Chesf [5] [6], tendo como etapas principais:

- Em 2018:
 - ▷ instalação de uma saída de LT 500 kV e equipamentos associados para implantação da nova LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II CS;
 - ▷ instalação de uma saída de LT 500 kV e equipamentos associados para implantação da nova LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia CS;
 - ▷ instalação de duas saídas de LT 230 kV e equipamentos associados para implantação da conexão, em dois circuitos simples, com o seccionamento da LT 230 kV Irecê – Senhor do Bonfim II;
 - ▷ instalação de dois bancos de autotransformadores 500/230-13,8 kV, 3x300 MVA;
- Em 2021:
 - ▷ instalação de uma saída de LT 500 kV e equipamentos associados para implantação da nova LT 500 kV Ourolândia – Juazeiro III CS;
 - ▷ instalação de um banco de autotransformadores 500/230-13,8 kV, 3x300 MVA.

A Subestação de Ourolândia III 1.000/500 kV é uma nova instalação a ser implantada na região central da Bahia a 20 km ao norte da Subestação de Ourolândia II 500 kV (sentido Juazeiro), com as seguintes coordenadas: Latitude: 10°41'27,73" S e Longitude: 40°55'03,54" O.

Os respectivos módulos de entrada de linha e conexão de reator a ser deslocado que devem ser instalados e transferidos para os proprietários das linhas a serem seccionadas são os seguintes:

- dois trechos de linhas de transmissão em circuito simples 500 kV;
- dois módulos de entrada de linha de 500 kV;
- um módulo para conexão de reator de linha;
- equipamentos, materiais e sistemas necessários às adequações decorrentes dos seccionamentos da linha nas subestações terminais de Ourolândia 500 kV e Juazeiro 500 kV.

5.3 Subestação de Igaporã IV – 1.000/500 kV

A subestação de Igaporã III 500 kV é de propriedade da Chesf desde 15/11/2015. Já a subestação Janaúba III 500 kV é de propriedade da Taesa [7] [8].

A Subestação de Igaporã IV 1.000/500 kV é uma nova instalação a ser implantada na região sul da Bahia, a 40 km ao sul da Subestação de Igaporã III 500 kV (sentido Janaúba), com as seguintes coordenadas: Latitude: 14°04'16,62" S e Longitude: 42°44'31,12" O.

Os respectivos módulos de entrada de linha e conexão de reator a ser deslocado que devem ser instalados e transferidos para os proprietários são os seguintes:

- dois trechos de linhas de transmissão em circuito duplo 500 kV;
- dois módulos de entrada de linha de 500 kV;
- um módulo para conexão de reator de linha;
- equipamentos, materiais e sistemas necessários às adequações decorrentes dos seccionamentos das linhas nas subestações terminais de Igaporã IV 500 kV e Janaúba III 500 kV.

5.4 Subestação de Pirapora III – 1.000/500 kV

A Subestação Pirapora 2 – 500/345/138 kV é de propriedade da Serra Paracatu Transmissora de Energia S.A (SPTE) e está localizada às margens da Rodovia BR-496, aproximadamente 14 km ao sul da cidade de Pirapora, Estado de Minas Gerais, com as seguintes coordenadas: Latitude 17°20'21,96" S e Longitude 44°52'12,53" O. A Subestação Presidente Juscelino 500 kV é de propriedade da Taesa Transmissora Aliança S.A [9][10].

A Subestação de Pirapora III – 1.000/500 kV é uma nova instalação a ser implantada no Estado de Minas Gerais, 20 km à sudeste da Subestação de Pirapora 2 – 500 kV (sentido Ribeirão das Neves), com as seguintes coordenadas: Latitude 17°29'55,04" S e Longitude 44°46'48,31" O.

Os respectivos módulos de entrada de linha que devem ser instalados e transferidos para os proprietários das linhas a serem seccionadas são os seguintes:

- dois trechos de linhas de transmissão em circuito simples 500 kV;
- dois módulos de entrada de linha de 500 kV;
- equipamentos, materiais e sistemas necessários às adequações decorrentes dos seccionamentos da linha nas subestações terminais de Pirapora 2 – 500 kV e Presidente Juscelino 500 kV.

6. Conclusões

- Os requisitos necessários para a conexão do sistema de 1.000 kV, por meio de seccionamentos das linhas de 500 kV, nas subestações de 1.000/500 kV, deverão ser estabelecidos nos Relatórios R4 a serem elaborados pelos proprietários concessionários das linhas.
- Os equipamentos, trechos de linhas, sistemas de proteção e comunicação, etc. necessários para os seccionamentos serão, após implantados, transferidos sem ônus para os proprietários das linhas, que continuarão sendo responsáveis por sua operação e manutenção.
- Neste sentido, os proprietários devem apresentar, juntamente com os Relatórios R4, os seus padrões de projeto, construção, comissionamento e filosofia de proteção, controle, medição e telecomunicação.
- É igualmente essencial que os proprietários acompanhem todas as fases de implantação dos seccionamentos até a entrega final dos equipamentos com os projetos e desenhos associados.

7. Referências

- [1] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica*, nº EPE-DEE-RE-001/2005-R1, de 16 de maio de 2005.
- [2] CHESF. Empreendimento Entrada de Linha de 500 kV SE Paulo Afonso IV – *Características e Requisitos Básicos das Instalações – Subestação de Luiz Gonzaga*.
- [3] POWERCONSULT. SE Milagres II 500 kV e Sistema de Transmissão Associado. Relatório R4 – *Características e Requisitos das Instalações*.
- [4] MARTE ENGENHARIA. ATE XVII, SE Milagres II 500 kV. Relatório R4 – *Caracterização da Rede Existente*. 3 de junho de 2015.
- [5] ODOYÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA. Subestações Sapeaçu, Morro do Chapéu, Juazeiro da Bahia III e Juazeiro da Bahia I. Relatório de Caracterização da Rede Existente e Descritivo do Empreendimento. Abril 2015.
- [6] POWERCONSULT e NEOENERGIA. SE Ouroândia II 500/230 kV e Sistema de Transmissão Associado. Relatório R4 – *Características e Requisitos das Instalações*. Maio 2014.
- [7] CHESF - Empreendimento – 2 EL 500 kV em função das LT 500 kV Janaúba III – Igaporã III C1 e C2 – *Características e requisitos básicos das instalações – SE Igaporã III*. Ofício n.º 034/2015 – SPE-MME.
- [8] LEME ENGENHARIA. Taesa – Subestação Janaúba 3 500 kV – Relatório R4 – *Características Básicas das Instalações*.
- [9] SERRA PARACATU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A E POWERCONSULT. SE Pirapora 2 500/345/138 kV Instalação de duas Saídas de LT 500 kV Para Interligação com a Nova SE Presidente Juscelino. Setembro de 2014.
- [10] TAESA. Subestação Presidente Juscelino 500/345 kV. Relatório R4 – *Características Básicas das Instalações*. 10 de março de 2014.

CAPÍTULO 8

Processo do Leilão de Empreendimentos de Transmissão

Sergio de Oliveira Frontin
Geraldo Luiz Costa Nicola



1. Introdução

A implantação de empreendimentos de transmissão de energia elétrica no atual modelo do setor elétrico brasileiro se inicia pela identificação de sua necessidade com vistas à expansão do sistema elétrico. De maneira global, as etapas necessárias neste processo podem ser nomeadas da seguinte forma:

- realização dos estudos de expansão do sistema de transmissão;
- realização de leilões para os ativos identificados;
- formalização dos compromissos da transmissora vencedora por meio do Contrato de Concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica e outros contratos correlatos;
- elaboração dos projetos para atendimento dos requisitos do edital;
- construção e comissionamento dos empreendimentos;
- operação e manutenção das instalações;
- remuneração pela disponibilização do ativo de transmissão.

Este capítulo aborda o processo para realização do leilão do sistema de transmissão, apresentando e analisando os seguintes documentos:

- Edital propriamente dito, contendo as cláusulas jurídicas e comerciais.
- Anexo com a minuta do contrato de concessão.
- Anexos, contendo os contratos padrões CPST, CUST, CCT, CCI.
- Anexo técnico contendo as características e requisitos básicos do empreendimento a ser leiloado.
- Relatórios Técnicos R1, R2, R3 e R4.

Serão apresentados a seguir aspectos gerais de cada um desses documentos, mas iniciando pelo Plano Decenal de Energia e Plano Nacional de Energia, no qual são identificados os empreendimentos necessários para a expansão do sistema interligado e que serão levados posteriormente para serem leiloados.

2. O Plano Decenal de Energia e o Plano Nacional de Energia

O Plano Decenal de Energia (PDE) é o documento base para o planejamento do setor elétrico e energético do Brasil de responsabilidade da Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE).

O Plano Nacional de Energia (PNE) representa outro instrumento para o planejamento do setor energético do país, orienta tendências e estratégias de expansão no longo prazo (horizonte de cerca de 30 anos à frente) e subsidia a elaboração dos estudos de curto e de médio prazos do sistema.

O planejamento do setor elétrico inclui o levantamento do potencial energético, com destaque para os estudos de inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas e para os estudos de viabilidade técnico, econômico e ambiental.

Nesses estudos energéticos, no que se refere à transmissão, as áreas de interesse no longo prazo são, naturalmente, os grandes troncos de interligação entre subsistemas. Para esses estudos, dadas as distâncias envolvidas e a quantidade de energia a ser transportada, considerou-se como referência para estimativa de custos de investimento as tensões de 500 ou 765 kV e os patamares médios de potência de 1.500, 2.250 e 3.000 MW. Por simplificação, não foram considerados aspectos elétricos de restrição de fluxo por estabilidade ou critérios de confiabilidade que pudessem incorrer em custos adicionais.

A expansão do sistema de geração e transmissão é planejada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e apresentada no Plano Decenal de Energia e no Programa de Expansão da Transmissão (PET).

O Operador Nacional do Sistema (ONS), a partir de estudos no horizonte de até 5 anos, pode, por sua vez, identificar a necessidade de ampliações e reforços no sistema atual que são apresentados no Plano de Ampliações e Reforços (PAR).

O PET, elaborado pela EPE após estudos de planejamento de longo prazo, e o PAR, elaborado pelo ONS, após estudos de curto prazo da rede elétrica, são analisados e consolidados, resultando em um conjunto de empreendimentos de transmissão necessário para o atendimento da carga do Sistema Interligado Nacional (SIN) e para o adequado desempenho do sistema.

Para a definição das alternativas de expansão do sistema de energia elétrica, basicamente, são realizados, na fase de planejamento, estudos de fluxo de potência, curto-circuito, estabilidade e sobretensões transitórias.

Estes estudos e outros específicos relacionados às questões econômicas e ambientais são realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que, a partir do conhecimento da demanda de energia no horizonte do planejamento e das alternativas de geração, determina as soluções tecnicamente e economicamente mais adequadas para a expansão do sistema de energia elétrica. Além de outros parâmetros, as alternativas de transmissão deverão ser identificadas pelo seu modo de transmissão (corrente alternada ou corrente contínua), nível de tensão da linha de transmissão, carregamento em operação normal e em emergência, suas subestações e a data requerida para entrada em operação.

Os resultados dos estudos convergem para o Plano Decenal de Expansão de Energia, que apresenta os principais aspectos que norteiam o estabelecimento da configuração de referência do sistema de geração e transmissão e sua evolução ao longo do período de 10 anos.

No item Geração de Energia Elétrica, desse Plano Decenal, são apresentadas as hipóteses da expansão da geração e as diversas análises realizadas, tais como: riscos de déficit; custos marginais de operação; evolução dos fluxos nas interligações; estimativa do total de investimentos; análise de sensibilidade a prazos mais longos para obtenção de licenças ambientais, etc.

No item Transmissão de Energia Elétrica, a expansão da transmissão é descrita por região geo-elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) e por cada estado dessas regiões. Além das estimativas de investimentos, são indicadas: avaliação da estabilidade eletromecânica do sistema interligado, a projeção da evolução dos valores médios das tarifas de uso do sistema de transmissão, a avaliação dos índices de confiabilidade da rede elétrica e a evolução dos níveis de curto-circuito nos barramentos.

No item Análise Socioambiental do Sistema Elétrico, é apresentado um panorama dessas questões referentes às configurações propostas para a expansão da geração e da transmissão.

A partir do Plano Decenal, a EPE, como já indicado, elabora o Programa de Expansão da Transmissão (PET), no qual são indicadas as linhas de transmissão e subestações necessárias para a adequada prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica pela Rede Básica (RB) do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Com essas informações, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) prepara e publica os editais para os leilões das novas fontes de geração e instalações de transmissão. No caso das obras indicadas no PAR, a Aneel encaminha a devida autorização para as empresas detentoras das instalações.

Nesse processo, os agentes de geração e transmissão são os responsáveis pelos investimentos e os agentes de distribuição são os responsáveis pela contratação da parcela de energia, com antecedência necessária para suprimento da demanda da sua área de concessão.

Os estudos realizados tanto pelo ONS como pela EPE indicam que os empreendimentos inscritos nos leilões de geração e transmissão são selecionados considerando, entre outros, os seguintes fatores: que sejam consideradas soluções factíveis e atraentes para os empreendedores; que seja garantida a maturidade da tecnologia recomendada; que tenha potencial de aplicação em curto prazo; que os custos sejam adequados aos praticados no mercado; e que seja respeitada a legislação vigente.

3. Relatórios Técnicos R1, R2, R3 e R4

Com base, principalmente, no Plano Decenal, são realizados estudos detalhados para cada um dos empreendimentos antes de serem indicados para os leilões de transmissão. Esses estudos são consolidados nos chamados relatórios R1, R2, R3 e R4, [1] conforme descritos a seguir:

- Relatório R1 (estudo de viabilidade técnico-econômica e socioambiental): analisar a viabilidade técnica do empreendimento, tendo em conta os condicionamentos socioambiental preliminares, para demonstrar sua competitividade frente a outras alternativas e estabelecer as características básicas preliminares das instalações do empreendimento, bem como uma expectativa de seu custo, baseado em referências de custos modulares utilizadas no planejamento.
- Relatório R2 (detalhamento da alternativa de referência): prover as informações necessárias para estabelecer as características técnicas das novas instalações de transmissão e as adequações das instalações existentes da Rede Básica.
- Relatório R3 (caracterização e análise socioambiental): prover a caracterização socioambiental do corredor de passagem selecionado nos estudos realizados para a elaboração do Relatório R1. A análise dos aspectos ambientais do corredor deve permitir a identificação dos pontos de destaque, sob a ótica socioeconômica e ambiental que possam aportar maior complexidade para a implantação das instalações de transmissão, refletindo-se em maiores custos ambientais e maiores prazos no processo de licenciamento do empreendimento.

- Relatório R4 (caracterização da rede existente): este relatório, deve conter as características e requisitos técnicos básicos das instalações, necessários para que o novo empreendimento venha a operar em conformidade com o previsto nos estudos de concepção e de forma harmoniosa com o sistema circunvizinho.

4. O Processo do Leilão de Transmissão

Uma vez estabelecida a necessidade de um empreendimento de transmissão, de acordo com o modelo atual do setor de energia elétrica, é publicado o edital correspondente, objetivando a realização de leilão para os empreendedores interessados. Os seguintes eventos fazem parte do processo para a realização do leilão:

- publicação do edital com disponibilização das informações e estudos;
- reunião para esclarecimentos para os empreendedores interessados;
- definição de datas para solicitação de esclarecimentos e de respostas;
- visitas às instalações existentes a serem integradas aos ativos a serem leiloados;
- cadastro e aporte de garantias;
- realização do leilão em sessão pública.

O Ministério de Minas e Energia (MME), entre as suas competências legais, vem delegando à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) a realização de licitação, na modalidade leilão, para a seleção das propostas para contratação de serviço público de transmissão, mediante outorga de concessão, incluindo a construção, montagem, operação e manutenção das instalações de transmissão.

De acordo com o estabelecido pelo art. 18A da Lei nº 8.987/1995, os editais definem que o leilão será realizado pela modalidade denominada de “inversão da ordem de fases de habilitação e julgamento”. Nessa modalidade, não existe uma fase de pré-qualificação das empresas interessadas em participar do leilão, existindo apenas o requisito de apresentação de garantia de proposta para a inscrição no certame. Posteriormente, somente a(s) proponente(s) vencedora(s) devem apresentar os respectivos documentos de habilitação, conforme o cronograma disposto no edital.

Para cada lote, é apresentada pelo participante, em envelope lacrado, a proposta financeira com o valor da Receita Anual Permitida (RAP). Vence o participante que apresentar o maior deságio em relação à máxima Receita Anual Permitida (RAP). Se a diferença entre a menor oferta e as outras propostas for superior a 5%, vence o proponente da menor proposta. Se a diferença for menor ou igual a 5% ou se houver empate entre as menores ofertas, há rodada a viva voz, na qual o leiloeiro poderá fixar valores mínimos a serem oferecidos entre um lance e outro. Vence a proponente que apresentar o menor valor. No caso de nenhum proponente fazer lance viva voz, é vencedor aquele que tiver apresentado o menor valor por envelope. Se houver empate em valores apresentados por envelope sem apresentação de lances viva-voz, o vencedor é determinado por sorteio promovido pelo diretor da sessão.

Assim, como já mencionado, de acordo com o atual regulamento dos leilões, o participante que oferecer a proposta financeira com o maior deságio em relação à Receita Anual Permitida (RAP) pré-definida arrematará o correspondente lote ofertado no Leilão. Neste caso, a receita associada aos empreendedores com a exploração dos ativos ficará menor do que o previsto, o que contribuirá para a modicidade tarifária de energia.

No período de 2000 – 2016, foram realizados 43 leilões com 356 lotes compostos por linhas de transmissão, equipamentos e subestações, com os seguintes indicadores principais:

- Extensão total de linhas de transmissão – 85.037,85 km.
- Soma das RAP máxima dos editais – R\$ 6,46 trilhões.
- Soma das RAP das propostas vencedoras – R\$ 5,16 trilhões.
- Deságio médio – 20 %.

O deságio médio considera a redução da Receita Anual Permitida (RAP) total prevista pela Aneel definida no edital com a RAP total resultante dos lances dos diferentes vencedores dos leilões.

Nos primeiros leilões, em 2001 e 2002, o deságio médio foi relativamente pequeno, inferior a 10%. A partir de 2003, com a participação das empresas estatais de energia elétrica, e com o evidente aumento da competição, houve um maior número de lances. Assim, entre o início de 2003 até dezembro de 2014, o valor médio de deságio cresceu, superando, em alguns casos, o patamar de 50%.

No período de 2003 a 2011, o único leilão que apresentou valor médio de deságio de seus lotes relativamente pequeno (7,15%) foi o leilão 007/2008, correspondente às instalações do sistema em corrente contínua para as usinas do rio Madeira. Deve-se, entretanto, notar que o leilão 011/2013, relativo

à transmissão de corrente contínua da usina de Belo Monte, apresentou um deságio de 38 %, e o leilão 007/2015, relativo ao segundo bipolo da usina de Belo Monte, teve um deságio de 19 %.

5. O Edital do Leilão de Transmissão

O Edital é o documento principal para a realização de leilão de um empreendimento de transmissão e é constituído de diversos volumes, apêndices e anexos, que apresentam as minutas do contrato de concessão e dos serviços de transmissão, além das cláusulas comerciais e jurídicas, como, por exemplo:

- Objeto;
- Direitos e Obrigações Gerais;
- Receita Anual Permitida pela Prestação do Serviço de Transmissão;
- Da Forma de Apresentação dos Documentos;
- Da Inscrição para Participar do Leilão;
- Da Garantia de Proposta;
- Da Sessão de Realização do Leilão;
- Da Habilitação;
- Da Garantia de Fiel Cumprimento do Contrato;
- Adjudicação do Objeto;
- Penalidades; e
- Assinatura do Contrato de Concessão.

6. O Contrato de Concessão

A base legal para a outorga da concessão de transmissão é baseada na Lei 8.987/1995 – “Regime de Concessão e Permissão de Prestação de Serviço”, que define em seus artigos 4º, 5º e 14º:

Art. 4º. A concessão de serviço público, precedida ou não da execução de obra pública, será formalizada mediante contrato, que deverá observar os termos desta Lei, das normas pertinentes e do edital de licitação.

Art. 5º. O poder concedente publicará, previamente ao edital de licitação, ato justificando a conveniência da outorga de concessão ou permissão, caracterizando seu objeto, área e prazo.

Art. 14º. Toda concessão de serviço público, precedida ou não da execução de obra pública, será objeto de prévia licitação, nos termos da legislação própria e com observância dos princípios da legalidade, moralidade, publicidade, igualdade, do julgamento por critérios objetivos e da vinculação ao instrumento convocatório.

Além das competências previstas nessa lei, a Lei nº 10.848/2004 definiu como competência do poder concedente:

I - elaborar o plano de outorgas, definir as diretrizes para os procedimentos licitatórios e promover as licitações destinadas à contratação de concessionários de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos;

II - celebrar os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público e expedir atos autorizativos.

§ 1º No exercício das competências referidas no inciso IV do art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e das competências referidas nos incisos I e II do “caput” deste artigo, o Poder Concedente ouvirá previamente a Aneel.

§ 2º No exercício das competências referidas no inciso I do «caput» deste artigo, o Poder Concedente delegará à Aneel a operacionalização dos procedimentos licitatórios.

§ 3º A celebração de contratos e a expedição de atos autorizativos de que trata o inciso II do «caput» deste artigo poderão ser delegadas à Aneel.

§ 4º O exercício pela Aneel das competências referidas nos incisos VIII e IX do art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, dependerá de delegação expressa do Poder Concedente.

Considerando esses requisitos, o processo para a elaboração do contrato de concessão dos vencedores do leilão se realiza de acordo com as seguintes etapas:

- Recebimento da documentação para habilitação dos proponentes vencedores do leilão.
- Publicação dos resultados.
- Definição de prazos de recursos.
- Homologação do resultado e adjudicação da concessão.

- Entrega do cronograma e do orçamento de construção das instalações de transmissão.
- Entrega dos documentos exigidos para a outorga e contrato de concessão.
- Outorga de concessão.
- Entrega na Aneel da garantia de fiel cumprimento.
- Assinatura do contrato de concessão.

Os vencedores deverão comprovar que se encontram em dia com suas obrigações frente ao governo brasileiro, especialmente no que diz respeito aos tributos, e que possuem patrimônio líquido e capacitação técnica para construir, manter e operar as instalações, para as quais ofereceram proposta que se sagrou vencedora. A documentação de Habilitação compreende:

- Habilitação Jurídica;
- Habilitação Técnica;
- Habilitação Econômico-financeira; e
- Regularidade Fiscal.

Uma vez atendidas as exigências processuais indicadas no edital, a empresa transmissora vencedora assina o Contrato de Concessão: contrato com prazo de vigência de 30 (trinta) anos, a ser celebrado entre a transmissora e a União, por intermédio da Aneel, regendo a concessão da prestação do serviço público de transmissão. Esse contrato contém, entre outras, as seguintes cláusulas principais:

- Definições;
- Condições de prestação do serviço;
- Obrigações e encargos da transmissora;
- Prerrogativas da transmissora;
- Receita do serviço de transmissão;
- Revisão da receita anual permitida;
- Fiscalização dos serviços;
- Penalidades;
- Intervenção na concessão;
- Extinção da concessão e reversão dos bens vinculados;
- Prazo de concessão.

7. Contratos Referentes aos Serviços de Transmissão

A remuneração da disponibilidade do ativo [2] se dará por meio do pagamento da Receita Anual Permitida (RAP) em 12 (doze) parcelas mensais na forma prevista no Contrato de Concessão e estabelecida nos seguintes contratos, relacionados ao uso do sistema de transmissão e à prestação de serviços do sistema de transmissão:

- Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST).
- Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST).
- Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT).
- Contrato de Compartilhamento de Instalações (CCI).

A transmissora deverá se filiar ao ONS como agente de transmissão, com as responsabilidades e os encargos de mantenedora definidos nos termos do Estatuto do ONS e das demais normas aplicáveis.

A transmissora, para cumprimento dessa função no sistema interligado nacional e para permitir a conexão de outra concessionária de transmissão ou de usuários, deverá:

- disponibilizar os estudos, projetos e padrões técnicos utilizados nas suas instalações;
- promover, em acordo com a concessionária acessante, a cessão de uso ou transferência de bens e instalações, com o objetivo de otimizar os investimentos e melhor caracterizar as respectivas responsabilidades pela sua operação e manutenção; e
- compartilhar instalações e infraestruturas existentes e permitir a edificação em áreas disponíveis, sem remuneração, caso já estejam sendo remuneradas pela receita anual permitida.

Maiores detalhes sobre esses contratos são apresentados a seguir.

7.1 Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST)

A transmissora, na mesma data ou em até 60 (sessenta) dias após a celebração do Contrato de Concessão, deverá firmar o Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST) com o Operador Nacional do Sistema (ONS), consubstanciando as condições técnicas e comerciais relativas à disponibilidade das instalações de transmissão para a operação interligada.

Este contrato estabelece os termos e condições para prestação de serviço público de transmissão de energia elétrica aos usuários, por uma concessionária detentora de instalações de transmissão pertencentes à rede básica, sob administração e coordenação do ONS.

O CPST também é o instrumento de outorga por meio do qual a concessionária de transmissão autoriza o ONS a praticar todos os atos necessários e suficientes para representá-la perante os usuários nos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) e em seus mecanismos de garantia.

Por meio do CPST, o ONS é autorizado a atuar para apurar, administrar a cobrança e a liquidação dos encargos de uso do sistema de transmissão, decorrentes da aplicação da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), assim como dos encargos setoriais.

7.2 Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST)

O CUST, a ser celebrado entre o ONS, a concessionária de transmissão e os usuários, tem por objeto estabelecer os termos e as condições que irão regular o uso da Rede Básica pelos usuários e a prestação dos serviços de transmissão pelas concessionárias de transmissão, mediante controle e supervisão do ONS; bem como estabelecer a prestação, pelo ONS, dos serviços de coordenação e controle da operação dos sistemas eletro-energéticos interligados e interligações internacionais e da administração dos serviços de transmissão prestados pelas concessionárias de transmissão.

Também constitui objeto do CUST a administração, pelo ONS, da cobrança e da liquidação dos encargos de uso da transmissão e a execução do sistema de garantias, atuando por conta e ordem das concessionárias de transmissão.

Por meio do CUST, os usuários contratam os Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), conforme a regulamentação vigente, que corresponde à máxima potência média integralizada em 15 minutos que será retirada ou injetada pelos usuários nos pontos de conexão regulamentares.

7.3 Contrato de Conexão às Instalações de Transmissão (CCT)

A transmissora, de acordo com o Contrato de Concessão, deve dar livre acesso às suas instalações de transmissão, firmando Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) com os usuários que a ela se conectarem, os quais assumirão os encargos da conexão, nos termos da Lei nº 9.074, de 1995, regulados pela Resolução Aneel nº 281, de 1º de outubro de 1999, alterada pela Resolução nº 208, de 7 de junho de 2001.

O CCT é celebrado entre as concessionárias de transmissão e os usuários de suas instalações, com a interveniência do ONS, e tem por objetivo o estabelecimento das condições, procedimentos, responsabilidades técnico-operacionais e comerciais que irão regular a conexão dos usuários com as instalações de transmissão.

O CCT apresenta a relação detalhada dos equipamentos de conexão de propriedade das concessionárias e dos usuários e também dispõe a respeito das exigências operacionais; do pagamento dos encargos de conexão; da responsabilidade civil; e da solução de controvérsias.

O ONS participa do CCT na qualidade de interveniente, com o objetivo de garantir que os direitos e obrigações estabelecidos para as instalações de conexão não impactem os demais integrantes da Rede Básica.

7.4 Contrato de Compartilhamento de Instalações (CCI)

O CCI é celebrado entre as concessionárias de transmissão que possuem equipamentos interdependentes, com a interveniência do ONS. O objetivo do CCI é o estabelecimento dos procedimentos técnico-operacionais e responsabilidades comerciais e civis que irão regular o compartilhamento desses equipamentos.

O CCI apresenta a relação detalhada dos equipamentos interdependentes pertencentes à Rede Básica de propriedade de cada uma das concessionárias de transmissão e também dispõe a respeito da segurança das instalações; da implantação, comissionamento, operação e modificação das instalações; da vigilância patrimonial, conservação e limpeza das instalações; do ressarcimento de custos; da taxa de conservação das instalações; e dos pagamentos.

8. Tarifas de Sistemas de Transmissão – RAP – TUST

8.1 Receita Anual Permitida (RAP)

Os serviços de transmissão de energia elétrica são remunerados por meio das Receitas Anuais Permitidas (RAP) aos concessionários e autorizados. Esta receita é a remuneração devida com base na contratação dos serviços prestados, conforme o Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão (CPST), e definida no processo de licitação ou no ato autorizativo do Poder Concedente. A RAP é rateada por todos os usuários da rede, geradores, distribuidores, consumidores livres, importadores e exportadores de energia elétrica, na proporção de 50% pagos pela classe geração e 50% pagos pela classe consumo.

Anualmente, a Aneel publica as resoluções que regulamentam as RAPs para as instalações de transmissão do sistema existente e das novas obras que vão entrar no período, que somados ao orçamento do ONS e eventuais diferenças do exercício anterior definem a RAP total da Rede Básica para cada *período tarifário*, que se inicia em 1º de julho do ano de publicação da Resolução e se estende até 30 de junho do ano subsequente.

A definição das receitas permitidas considera como base os custos unitários elaborados pela Eletrobras, utilizados nos estudos de planejamento pelas empresas do setor. As receitas são atualizadas anualmente pelo índice de reajuste estabelecido no contrato de concessão (IGP-M ou IPCA) e acrescidas dos valores associados aos novos empreendimentos (licitados ou autorizados) incorporados ao SIN.

8.2 Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)

A $TUST_{RB}$ (de rede básica) refere-se ao rateio da RAP da Rede Básica. Esta tarifa gera encargos aplicáveis a todos os usuários, pois ela remunera as instalações que compõem a rede básica excluindo os transformadores de fronteira e incluindo as interligações utilizadas para promover a otimização dos recursos eletro-energéticos do SIN [3].

O cálculo da $TUST_{RB}$ utiliza a metodologia Nodal, que usa o conceito de tarifas locais, pelo qual cada usuário do sistema paga encargos de uso do sistema de acordo com o ponto de conexão (nó) da rede no qual está localizado.

Os encargos de uso do sistema de transmissão pagos por um agente são os valores contratados multiplicados pelas tarifas de uso, e as tarifas dependem da sua localização e do impacto que causam ao sistema naquele ponto.

8.3 A Apuração Técnica de Serviços e Encargos de Transmissão

É de responsabilidade da transmissora a manutenção das instalações de transmissão de tal forma a garantir sua maior disponibilidade, fornecendo ao ONS as informações necessárias, definidas nos Procedimentos de Rede, de modo a possibilitar-lhe o desenvolvimento de suas ações de coordenação, supervisão e controle da operação.

A manutenção da linha e das subestações terminais é de extrema importância, pois as indisponibilidades são contabilizadas e afetam diretamente o faturamento da empresa.

Estes procedimentos de contabilização são detalhados no Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão (CPST) no qual a concessão é dividida em Funções de Transmissão (FTs), baseada na disponibilidade e na capacidade operativa das instalações de transmissão. Nesse sentido, é relevante indicar os seguintes itens:

- **Pagamento Base (PB)**

Parcela equivalente ao duodécimo da Receita Anual Permitida associada à plena disponibilização das instalações de transmissão que compõem uma função transmissão. Essa RAP é dividida em Pagamentos Base Mensais, que são recebidos integralmente pelos agentes de transmissão caso suas FT fiquem disponíveis plenamente à operação pelo ONS durante 100% do mês.

- **Parcela Variável por Atraso na Entrada em Operação (PVA)**

Parcela a ser deduzida do Pagamento Base de uma FT devido a Atraso na Entrada em Operação da FT.

- **Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI)**

Parcela a ser deduzida do Pagamento Base de uma Função Transmissão por Desligamento Programado ou Outros Desligamentos, decorrentes de eventos envolvendo o equipamento principal e/ou os complementares da função transmissão, de responsabilidade da transmissora (RN 270). É importante destacar que a PVI pode levar a um desconto de 10 vezes o Pagamento Base para Desligamentos Programados e 150 vezes o Pagamento Base para Outros Desligamentos, salvo exceções previstas em Resolução específica.

- **Parcela Variável por Restrição Operativa (PVRO)**

Parcela a ser deduzida do Pagamento Base de uma Função Transmissão (FT), devido à redução da capacidade operativa da FT, para compensação por restrição na prestação do serviço.

Não serão considerados, para efeito da aplicação da PVI e da PVRO, assim como para registro de desligamentos, os desligamentos e as restrições operativas ocorridas no período de 6 (seis) meses a contar da data de entrada em operação comercial de uma nova Função Transmissão ou de novo equipamento principal em Função Transmissão existente.

A transmissora deverá submeter ao ONS os seus Planos de Manutenção, contemplando os serviços de manutenção que tenham influência sistêmica, cabendo ao ONS compatibilizá-los com os Planos de Manutenção das demais concessionárias de transmissão, geração e distribuição, a fim de adequá-los às conveniências operativas e de segurança do sistema, também de acordo com os procedimentos de rede.

Atualmente, a Resolução Normativa Aneel nº 729/2016 estabelece os critérios de apuração da PVA, da PVI e da PVRO.

9. Anexo Técnico do Edital

O Edital é constituído de diversos volumes, apêndices e anexos, que apresentam as minutas dos diversos contratos indicados anteriormente e também um anexo contendo as características e os requisitos técnicos gerais das instalações-objeto do leilão.

Esse anexo técnico consolida os resultados dos estudos realizados indicando os requisitos técnicos das linhas de transmissão, subestações, equipamentos, sistemas de proteção, supervisão e controle, sistemas de telecomunicação, além de diversas outras informações, de modo a garantir a segurança e confiabilidade dos empreendimentos.

10. Pontos Relevantes para o Leilão do Sistema de Ultra Alta Tensão

Considerando o pioneirismo de um sistema de Ultra Alta Tensão no Brasil, julga-se oportuno indicar alguns pontos relevantes cuja pertinência de inclusão no edital de empreendimentos de transmissão devem ser analisados pelos órgãos responsáveis.

Foi tomado como base para a apresentação deste ponto o Edital do Leilão nº 007/2015 – Aneel, publicado em junho de 2015, que se refere ao sistema de transmissão de corrente contínua de ± 800 kV CC de Belo Monte. Tanto como o sistema de UAT CA, esse sistema de ± 800 kV CC se constitui em um sistema de transmissão pioneiro no Brasil [4].

10.1 Ressarcimento de Despesas (item 4.6 e 4.7 do Edital)

Este item indica que, nos termos do Contrato de Concessão, a Transmissora deverá ressarcir as empresas que tiveram despesas incorridas na elaboração da documentação técnica.

Nesse caso, além de outras despesas que possam ocorrer, teremos os investimentos do projeto de P&D, aproximadamente de R\$ 5,6 milhões.

Considerando que esse investimento é obrigatório por parte das empresas proponentes, decorrente das obrigações assumidas no programa de P&D, essa verba não precisa ser reembolsada e, portanto, representa uma redução de investimento por parte da transmissora vencedora do leilão.

10.2 Prazo para Apresentação do Projeto Básico (item 4.8 do Edital)

A transmissora deverá apresentar à Aneel o projeto básico das instalações de transmissão em até 180 dias contatos da data de assinatura do Contrato de Concessão. Especificações e diagramas, indicados no Edital, deverão, entretanto, ser entregues em até 120 dias (Capítulo 15 Anexo 6 do Edital do Leilão 007/2015).

Na grande maioria dos empreendimentos, o prazo para entrega do projeto básico é de 120 dias. A ampliação do prazo para 180 dias é justificável tendo em vista o pioneirismo desta transmissão.

10.3 Entrada em Operação Comercial (item 4.13 do Edital)

Para o sistema de ± 800 kV CC, foi indicado que as instalações de transmissão deverão entrar em operação comercial até 2/12/2019 (ou cerca de 48 meses contados a partir da assinatura do contrato de concessão).

10.4 Cálculo da Receita Anual Permitida Máxima (item 5.5 do Edital)

Para o leilão edital 011/2013 de dezembro de 2013, do primeiro bipolo de ± 800 kV CC do sistema de transmissão de Belo Monte, realizado em 7/2/2014, o valor da RAP máxima calculado foi de R\$ 701.043.610,00 (setecentos e um milhões quarenta e três mil seiscentos e dez reais), e o lance vencedor foi de R\$ 434.647.000,00 (quatrocentos e trinta e quatro milhões seiscentos e quarenta e sete mil reais), o que representou 38 % de deságio.

Para o leilão edital 007/2015 de junho de 2015, do segundo bipolo do sistema de ± 800 kV CC, realizado em 17/7/2015, o valor máximo da RAP estabelecido foi de R\$ 1.219.791.340,00 (um bilhão duzentos e dezenove milhões setecentos e noventa e um mil trezentos e quarenta reais) (diferença devido à inserção da linha de 500 kV, compensadores síncronos e seccionamento de duas linhas no Terminal Rio, bem como a variação cambial), sendo o lance vencedor de R\$ 988.030.985,00 (novecentos e oitenta e oito milhões trinta mil e novecentos e oitenta e cinco reais), que representa 19 % de deságio.

10.5 Desconto da RAP - Parcela Variável - PV (item 5.8 do Edital)

Este item indica que as parcelas mensais da RAP estarão sujeitas a descontos que reflitam a condição de disponibilidade das Instalações de transmissão, conforme metodologia disposta no CPST e de acordo com a Resolução Normativa da Aneel nº 729/2016.

Deve-se notar que essa parcela variável não é descontada do agente durante o período de 6 (seis) meses de carência de uma nova Função de Transmissão, contados a partir da data de sua entrada em operação comercial.

10.6 Cronograma do Leilão (item 17 do Edital)

Entre os eventos de Publicação do Edital e Sessão Pública de realização do Leilão, é normalmente dado o prazo de 1 mês.

10.7 Acompanhamento de Projetos e Treinamento (item 15.1 do Anexo 6 do Edital)

O Edital, considerando o pioneirismo do sistema de transmissão 800 kV CC, estabelece diversos requisitos em termos de acompanhamento e treinamento que a transmissora vencedora deveria patrocinar para os técnicos da Aneel e ONS. Estes requisitos, relevantes para o sistema de UAT CA, por exemplo, são apresentados a seguir:

- Na etapa de concepção do projeto, a TRANSMISSORA deverá permitir, junto ao seu fornecedor de equipamentos, a participação de especialistas da Aneel e do ONS em reuniões técnicas e gerenciais.
- A TRANSMISSORA deverá permitir a integração de 1 (um) colaborador do ONS, no desenvolvimento do projeto básico etapa de concepção e etapa de detalhamento. Deverá ser permitido, aos técnicos do ONS, o acompanhamento do comissionamento dos sistemas de supervisão e controle.
- A TRANSMISSORA deverá prover treinamento do pessoal indicado pelo ONS.

11. Conclusões

Para a implantação do projeto de UAT, foram analisados os documentos apresentados neste relatório inerentes ao processo de leilão de sistemas de transmissão e, neste sentido, foram indicados pontos relevantes que, devido ao pioneirismo desta modalidade de transmissão no Brasil, devem ser analisados e considerados no edital, onde for julgado pertinente. São eles:

- Ressarcimento de Despesas.
- Prazo para Apresentação do Projeto Básico.
- Entrada em Operação Comercial.
- Cálculo da Receita Anual Permitida Máxima.
- Desconto da RAP, Parcela Variável PV.
- Acompanhamento de Projeto e Treinamentos.

12. Referências

- [1] EPE. *Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica*. EPE-DEE-RE-001/2005-R1. 16 de maio de 2005.
- [2] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Aneel nº 247, de 13/8/1999 – *Altera as condições gerais da prestação de serviços de transmissão e contratação do acesso; compreendendo os CPST, CUST e CCT vinculados à celebração dos Contratos Iniciais de Compra e Venda de Energia Elétrica*.
- [3] Lei nº 9.648 de 27/5/1998 – *Estabelece que a compra e venda de energia elétrica entre concessionários ou autorizados, deve ser contratada separadamente do acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição*.
- [4] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Edital do Leilão nº 007/2015. Segundo Elo HVDC ± 800 kV Belo Monte. *Licitação para a contratação de serviço público de transmissão de energia elétrica, mediante outorga de concessão, incluindo a construção, a operação e a manutenção das instalações de transmissão da rede básica do sistema interligado nacional*. Brasília, junho 2015.
- [5] FRONTIN, S. O. *Equipamentos Elétricos – Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas*. Brasília: Editora Goya, 2014.
- [6] GOMES, R. A. *Gestão do Sistema de Transmissão do Brasil*. FGV. Rio de Janeiro. 2012.
- [7] ABREU, A. M.; SAAVEDRA, A. R.; ARAÚJO, J. A.; MAURÇA, L. B.; FRAGELLI, R. R.; FRONTIN, S. O.; RÉGO, V. B. *Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas Aplicadas a Linhas de Transmissão*. Brasília: Editora Goya, 2010.
- [8] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Edital do Leilão nº 011/2013. *Elo HVDC 800 kV Belo Monte*. Brasília, dezembro de 2013.
- [9] CARVALHO, D. S.; ESMERALDO, P. C. V. *O planejamento da transmissão como Indutor de novas tecnologias*. XX SNPTEE. Recife, 2009.
- [10] Lei nº 9.074 de 7/7/1995 – *Cria a figura do Produtor Independente de Energia (PIE) e define o Consumidor Livre e o livre acesso*.
- [11] Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 (Brasil). *Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera a lei nº 5.655, e dá outras providências*.
- [12] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Aneel nº 281, de 4/10/1999 – *Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica*.
- [13] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Aneel nº 67, de 8/6/2004 – *Estabelece critérios para a composição da Rede Básica do SIN*.
- [14] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Aneel nº 68, de 8/6/2004 – *Estabelece os procedimentos para reforços nas DIT e dá outras providências; atualizada pela Resolução Aneel nº 312, de 5 de outubro de 2008*.
- [15] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Aneel nº 158, de 23/5/2005 – *Estabelece a distinção entre reforços e melhorias na Rede Básica e DIT*.
- [16] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Aneel nº 191, de 12/12/2005 – *Define as Funções Transmissão e os respectivos Pagamentos Base e estabelece os procedimentos para a determinação da capacidade operativa da Rede Básica e das DIT*.
- [17] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Aneel nº 729, de 28/6/2016 – *Estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão da Rede Básica (PV)*.
- [18] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Aneel nº 349 de 13/1/2009 – *Estabelece os critérios para o cálculo locacional da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição aplicável às centrais geradoras – TUSDg conectadas no nível de tensão de 138 kV ou 88 kV e dá outras providências*.
- [19] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Aneel nº 399, de 13/4/2010 – *Regulamenta a contratação do uso do sistema de transmissão em caráter permanente, flexível e temporário, etc.*

- [20] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. *Procedimento de Rede - Submódulo 2.2 – verificação da conformidade das novas instalações de transmissão aos requisitos mínimos*. Rio de Janeiro. 2011.
- [21] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – *Procedimento de Rede - Submódulo 2.3 – Requisitos mínimos para transformadores e para subestações e seus equipamentos*. Rio de Janeiro. 2011.
- [22] Lei 8.987/1995 de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o Regime de Concessão e Permissão de Prestação de Serviço.

CAPÍTULO 9

Investigações Complementares

José Antonio Jardini
Sergio de Oliveira Frontin
Geraldo Luiz Costa Nicola
John Francis Graham
Liu Guijun
Carlos Alberto Rayol



1. Objetivo

O presente projeto teve como objetivo examinar a viabilidade técnica e econômica da inserção de um sistema 1.000 kV em Corrente Alternada (CA) no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Os estudos confirmaram a viabilidade de um sistema construído em duas etapas:

- Etapa inicial: Milagres – Ourolândia – Igaporã – Pirapora (circuito simples).
- Expansão: Adicionar um outro circuito simples: Ourolândia – Igaporã – Pirapora e dois circuitos simples ou um circuito duplo Pirapora – Ribeirão das Neves.

Este sistema de 1.000 kV, assim desenhado, se mostrou uma alternativa promissora para o transporte do excedente da energia das fontes eólicas e solares do Norte e Nordeste para o Sudeste.

Os estudos requeridos nas fases de planejamento R1, R2, R3 e R4 foram apresentados nos capítulos anteriores e demonstraram a viabilidade técnica e econômica deste empreendimento comparada com outras modalidades de transmissão.

Estima-se que a data provável para a entrada em operação da etapa inicial poderia ser entre 2025/2026. Considerando 4 anos para a implantação do sistema, o empreendimento deveria ser colocado em leilão de transmissão em 2021/2022. Nesse sentido, visualizou-se a possibilidade de aprofundar os conhecimentos e estudos relacionados a esta modalidade de transmissão nos anos de 2018 e 2019.

Nesse contexto, o objetivo primordial deste capítulo é apresentar investigações complementares ao presente projeto, que se mostram necessárias em decorrência de mudanças das premissas adotadas, mudança de cenários e, principalmente, em decorrência de novas informações recebidas dos fabricantes de equipamentos e da State Grid, relacionadas à experiência de seus sistemas de UAT.

Dessa maneira, espera-se poder contribuir para que este sistema possa ser inserido de forma segura, confiável e econômica no Sistema Interligado Nacional.

2. Horizonte de Estudo

Este projeto teve início em novembro de 2014, durante a vigência do Plano Decenal de Energia de 2023. Em 2015, a EPE publicou o Plano de 2024, sendo este o sistema utilizado para os estudos de viabilidade técnica e econômica do sistema de 1.000 kV.

Entretanto, em agosto de 2017, a EPE publicou o Plano Decenal de Energia 2026. Assim, faz-se necessário rever os estudos realizados para essa nova condição, analisando, principalmente, as novas previsões de energia renováveis no Norte e Nordeste e o montante de energia excedente que poderia ser transportada para o Sudeste. Além da revisão dos estudos para 2026, deveria ser incluída uma breve avaliação da expansão para o montante da geração eólica e solar previsto no Plano Nacional de Energia (2030).

3. Compensação Reativa

A compensação reativa série e derivada em um sistema de transmissão, compostas essencialmente de capacitores série e reatores em derivação, são determinantes para o nível de carregamento e nível de tensão tanto em regime permanente como em regime transitório. Sendo assim, a compensação série determina o carregamento do sistema 1.000 kV e a compensação derivada as sobretensões sustentadas e de manobra.

Como premissas iniciais para os estudos, foram assumidas: 50% de compensação série e 85% de compensação derivada fixa nas linhas para os trechos de linhas de 1.000 kV iguais de 440 km.

Novas configurações das linhas de transmissão, novas distâncias dos trechos das linhas decorrentes da otimização do traçado, novos carregamentos das linhas devido à maior expansão dos parques de renováveis, etc. podem, certamente, impactar o dimensionamento desses equipamentos e até mesmo dos parâmetros da linha de transmissão. De forma expedita, foram realizados estudos de fluxo de potência com um maior grau de compensação série, constatando-se um aumento no carregamento da linha que, nesse sentido, poderia acolher maior montante de energia excedente.

Sendo assim, recomenda-se um amplo estudo para rever a compensação série e a compensação derivada, analisando novos conceitos e tecnologias; enfatizando principalmente a possibilidade da divisão do banco de capacitores série em dois módulos nos terminais da linha; e criando facilidades para modular o fluxo nas linhas de 1.000 kV em diferentes cenários de geração e valores de carga.

Pode-se igualmente analisar o uso de tecnologias alternativas ao capacitor série. O mesmo efeito de compensador série fixo poderia ser obtido ou melhorado por compensação série controlável para otimizar a injeção de potência; uso de UPFC controlador de fluxo de potência unificado à base de eletrônica de potência e usar transformador defasador controlável em algumas das subestações 1.000/500 kV.

No estudo inicial, concluiu-se que não haveria necessidade de compensação reativa controlável para o sistema em condições normais de operação e mesmo em situações de emergência para diversos valores de carregamento. Uma pesquisa mais detalhada deveria ser feita para confirmar essa premissa, considerando, por exemplo, reatores manobráveis e compensadores estáticos (SVS com tiristores e/ou com VSC Statcom). Pode-se ainda citar a alternativa da utilização de reatores controláveis em diversos estágios, em análise por algumas organizações internacionais (*Multi Stage Controllable Shunt Reactor*).

A efetiva aplicação desses novos dispositivos só poderá ser possível depois de uma ampla revisão dos estudos realizados, de modo que se possa demonstrar a eventual viabilidade técnica e econômica, além de se determinar os possíveis impactos no dimensionamento das subestações e linhas de transmissão.

Deve-se enfatizar que esses estudos devem contemplar novos modelos computacionais que possam representar adequadamente as ações dos controles, face à ocorrência dos diversos transitórios eletromagnéticos durante a operação do sistema.

4. Arranjo e Tipo de Subestações

O Submódulo 2.3 do Procedimentos de Rede [1] que estabelece os requisitos mínimos para transformadores e para subestações e seus equipamentos versa sobre o arranjo de barramento de subestações da rede básica da seguinte forma:

Os arranjos de barramentos para subestações com isolamento a ar são estabelecidos nos grupos abaixo, diferenciados por classe de tensão:

a) Barramento de tensão igual ou superior a 345 kV: barra dupla com disjuntor e meio.

b) Barramento de 230 kV: barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves.

Arranjos de barramentos alternativos podem ser utilizados, inclusive os de tecnologia com isolamento em SF₆, desde que apresentem desempenho igual ou superior ao dos arranjos estabelecidos nos itens a) e b) acima descritos, o que deve ser comprovado pelo agente por meio de estudos de confiabilidade e disponibilidade (saída forçada e programada). Além disso, esses arranjos não podem comprometer o desempenho sistêmico da rede básica, limitar a operação das instalações existentes, nem impor restrições às instalações da rede básica e demais instalações a ela conectadas.

Para os sistemas de UAT CA, Japão, Índia e China estão considerando arranjo com disjuntor e meio em subestação blindada isolada com gás (GIS). No Brasil, a experiência de uso de subestações GIS está concentrada nas grandes usinas hidrelétricas.

Considerando a maior confiabilidade de uma subestação isolada a SF₆, um arranjo mais simples poderia ser adotado: disjuntor simples – barra dupla, obtendo confiabilidade similar ao arranjo disjuntor e meio isolado a ar. Por essa mesma razão, os custos de manutenção devem ser menores para subestação GIS ao longo do período de concessão.

Outro aspecto importante para a concessionária é que as interrupções para manutenção em subestações GIS são muito pouco frequentes – a cada 20/25 anos, o que atribui à instalação um alto índice de disponibilidade e baixas perdas em relação à Receita Anual Permitida (RAP). Todos esses aspectos devem ser abordados na análise de custo no ciclo de vida da subestação.

Por outro lado, nas compensações série e derivação nos terminais das linhas de transmissão, é necessário o isolamento a ar, o que determina o uso de soluções híbridas para essas conexões.

Outro aspecto relevante que deve ser levado em consideração no estudo para definição do arranjo das subestações de UAT CA é a análise da possibilidade de transferência manobrável das unidades reservas do autotransformador e do reator de linha de UAT, no caso de defeito em alguma fase. Embora tenha sido apontado que esta não é uma prática do sistema de UAT CA da China, julga-se importante a aplicação deste chaveamento para o sistema brasileiro, pois a nossa regulamentação estabelece altas penalidades em decorrência das indisponibilidades da função de transmissão associada à falha no componente.

Assim, verifica-se a oportunidade de investigações complementares sobre o tipo e os arranjos das subestações de UAT CA, envolvendo estudos de confiabilidade de forma a comparar o desempenho esperado dos arranjos das subestações isoladas a ar, GIS e híbrida; quantificar os custos e possíveis efeitos sobre os serviços de manutenção; e analisar os sistemas de proteção e controle, determinado os possíveis impactos técnicos, financeiros e ambientais. Neste tema, a cooperação com fabricantes é de grande importância em função dos índices de confiabilidade e custos que os mesmos podem fornecer.

Em conclusão, este tema pode, por si só, se constituir em um projeto de P&D, para o qual será necessário estabelecer uma base de dados e premissas básicas para que se possa qualificar e quantificar os diversos tipos e arranjos das subestações de UAT CA. As metodologias atualmente utilizadas para esta modalidade de estudo talvez necessitem ser modificadas, para que todos os aspectos indicados acima possam ser contemplados [2].

5. Inovações Tecnológicas Aplicadas a Equipamentos

Este projeto contou com o apoio da Empresa Balestro, que fabricou e testou protótipos de para-raios e isoladores poliméricos para sistemas de UAT. Esta experiência bem-sucedida poderia igualmente ser replicada com outros fabricantes e outros tipos de equipamentos, para capacitar os fornecedores locais para a transmissão em UAT.

Nesse aspecto, julga-se importante uma maior participação dos possíveis fabricantes nacionais, para que apresentem as inovações tecnológicas que estão sendo investigadas, de forma que se possa analisar a sua viabilidade e aplicabilidade no sistema que está sendo projetado. Como exemplo, pode-se citar:

- Resistores de abertura dos seccionadores em subestações isoladas a gás de forma a reduzir as sobretensões de frente rápida (*Very Fast Transient* – VFT).
- Manobra sincronizada de disjuntores tanto para abertura como para fechamento.
- Novos dispositivos de controle de equipamentos de compensação reativa.
- Padronização da potência dos auto transformadores (3 x 850 ou 3 x 1.000 MVA).
- Análise de transformadores 138/1.000 kV e 230/1.000 kV para coleta de geração renovável.

6. Inovações Tecnológicas Aplicadas a Linhas de Transmissão

Neste projeto, foram analisados dois tipos de estruturas metálicas: auto-portante e estaiada. Uma investigação preliminar identificou que uma torre tipo trapézio, chainette, poderia ser mais vantajosa. Porém, neste caso, seria preciso reexaminar os projetos mecânico e elétrico da linha com mais detalhes, tendo em vista o impacto no custo da linha de transmissão e sua manutenção.

A configuração do feixe estudado foi 8 x 795 MCM, Tern, ACSR, espaçamento 45,7 cm entre subcondutores. É oportuno que sejam examinadas as eventuais vantagens de outros condutores, por exemplo alumínio liga, e quais seriam os impactos no peso, na altura das torres, nas fundações e, consequentemente, no custo. Lembrando que valores maiores de espaçamento entre subcondutores podem impactar o dimensionamento de compensação série e derivada. Portanto, os estudos associados deverão ser revistos.

O levantamento das condições meteorológicas na área de passagem da linha necessita ser atualizado com base em medições locais para que se possa verificar o efetivo impacto em relação ao projeto da linha de transmissão.

Estudo de locação econômica de torres no terreno poderia realimentar o projeto de linhas com valor mais apropriado de vão médio e extensões de altura. Para isso, é preciso obter um perfil de terreno (central e laterais), que poderia ser feito com utilização de imagens de satélite ou medições em trechos representativos apoiado em tecnologia de drone.

Outro tema que merece destaque refere-se à possibilidade de utilização de linha de transmissão de circuito duplo. O Japão iniciou a implantação do seu sistema de UAT CA já aplicando torres de circuito duplo. A China iniciou a linha piloto de 1.000 kV em circuito simples em uma extensão de 640 km, seguindo-se diversos outros trechos, na sua grande maioria, em circuito duplo (atualmente mais de 10 mil km somente em circuito duplo).

Neste projeto, não se visualizou o emprego de circuito duplo para o estágio inicial. Entretanto, para a expansão, existe a possibilidade de aplicação desse tipo de torre no trecho Pirapora – Ribeirão das Neves.

7. Sistemas de Monitoramento

O pioneirismo do sistema de 1.000 kV no Brasil enseja a oportunidade da elaboração de um projeto conceitual de monitoramento tanto para os equipamentos como para as linhas de transmissão. A análise dos dados coletados fornecerá subsídios importantes para o aprimoramento do projeto com vistas à sua expansão.

Além disso, as condições atuais do mercado brasileiro de energia, reguladas pela disponibilidade de equipamentos e penalizadas através de pesadas multas (Parcela Variável por Indisponibilidade), impõem mudanças nas filosofias de operação e manutenção de linhas de transmissão e subestações, situação em que os sistemas de monitoramento podem reduzir esses impactos financeiros, considerando os seguintes benefícios:

- O dispositivo de monitoramento permite o acesso remoto às condições dos ativos, reduzindo a frequência de inspeções de rotina. Outro benefício do dispositivo é o de detectar bem cedo as falhas incipientes (através de análise estatística das medições, tendências, evitando assim falhas catastróficas, elevando a disponibilidade de equipamento e dando às equipes de manutenção a oportunidade de planejar as intervenções, reduzindo assim as chamadas não planejadas.

- A decisão de postergar a substituição do equipamento tem que considerar a avaliação precisa de seu estado atual, baseado, entre outros aspectos, no histórico de vida do equipamento (fadiga, falhas etc.). O banco de dados montado a partir das informações dos dispositivos de monitoramento em tempo real é uma ferramenta importante para essa avaliação.
- Operar uma rede de transmissão até seus limites ou até além deles, durante o horário de pico ou em emergências.

Para o estabelecimento adequado de um projeto de monitoramento, é necessária a realização de estudos de viabilidade técnica e econômica para definir a arquitetura de integração para a aquisição, análise e disponibilização de dados. Modelos matemáticos vêm sendo desenvolvidos com a finalidade de analisar e tratar os dados coletados para fins de diagnósticos e prognósticos, facilitando e otimizando a programação de manutenções de cada ativo monitorado.

Atualmente existem diversos sistemas de monitoramento para os equipamentos que oferecem excelentes aplicativos de coleta e armazenamento de dados com sensores cada vez mais integrados, inteligentes e confiáveis. Seria interessante analisar as diversas tecnologias existentes objetivando escolher aquelas mais adequadas para os equipamentos de 1.000 kV.

Com relação ao monitoramento das linhas de transmissão, seria interessante analisar a aplicação da tecnologia Internet das Coisas (*Internet of Things* – IoT). Essa tecnologia consiste em uma grande rede de diversos sensores instalados em diversos pontos de um determinado empreendimento, de forma a extrair e transmitir informações relacionadas ao estado do mundo físico.

A Internet das Coisas pode ser aplicada ao longo de uma determinada linha de transmissão para monitorar o estado dos condutores, nas torres de transmissão, para monitoramento do estado dessas, bem como para realizar medições das condições ambientais e meteorológicas locais (temperatura, umidade, velocidade do vento, chuva etc.).

Esse conjunto de dados, enviados através de sistemas de telecomunicação para uma central local ou remota, será utilizado para simulação de condições de fadiga de condutores, vibrações, carregamento dinâmico, podendo ainda, adicionalmente, identificar possíveis situações perigosas que possam afetar a segurança e desempenho da linha.

Com relação ao monitoramento das linhas de transmissão, para este sistema de 1.000 kV julga-se altamente relevante a aplicação de sensores que monitorem as condições de carregamento da linha, condições atmosféricas locais (vento e temperatura) e as flechas nos vãos críticos, de forma a permitir que esta linha possa operar em condições específicas, em valores de carregamento acima do projetado.

De forma resumida, pode-se explicar essa possibilidade da seguinte forma: a corrente na LT provoca perdas por efeito Joule, que resultam em aquecimento do condutor em relação à temperatura ambiente (T_a), devendo-se considerar a insolação (Sol). Por outro lado, o calor no condutor é resfriado pelo vento (V). As variáveis (T_a , V e Sol) são funções estatísticas, permitindo que a temperatura de operação do condutor seja variável ao longo da linha. Como consequência, o aumento da temperatura do cabo leva ao aumento de flecha. O projeto da linha procura manter uma distância mínima de segurança ao solo, o que leva a um projeto determinístico muitas vezes chamado de capacidade estática. Por outro lado, durante a operação da linha, medindo as variáveis influentes, pode-se carregar a linha acima do valor máximo de corrente estipulado em projeto. Essa metodologia denomina-se Carregamento Dinâmico (*Dynamic Line Rating* (DLR)).

Em âmbito mundial, é possível concluir que a metodologia de carregamento dinâmico de linhas de transmissão (DLR) já está consolidada e se encontra disponível e em crescente aprimoramento. Essa tecnologia vem se mostrando útil nas situações de emergências do sistema, no atraso de obras de transmissão e em pontos de concentração de geração intermitente (eólica, solar).

Além dos dispositivos da IoT, em termos de coleta, existem diversos tipos de sensores, como, por exemplo: sensores de medição de temperatura, sensores de tração mecânica, vibração e posição do cabo, todos eles disponíveis no mercado. Esses sensores vão requerer uma integração robusta com diversas outras tecnologias existentes, como: automação, informação, comunicação, operação, segurança, meteorologia, etc. Essa integração de tecnologias deve ser realizada buscando obter resultados cada vez mais expressivos nos indicadores de economia, eficiência, segurança e flexibilidade na operação dos sistemas elétricos.

Finalmente, deve-se elaborar um projeto conceitual objetivando a implantação de um Centro de Monitoramento, para onde convergiriam todas as informações dos sensores instalados nos equipamentos e linhas de transmissão. Esse Centro deve ter flexibilidade e escalabilidade, de modo a contemplar a sua expansão para recebimento de futuros sinais, bem como para

permitir a sua integração com outros bancos de dados e centros de informações, principalmente aqueles existentes na área de manutenção, supervisão e operação. Nos aspectos de integração, deve-se dar ênfase à segurança e proteção dos dados.

Enfatiza-se que esse Centro se constituirá uma fonte de dados para a realização de diversas pesquisas e desenvolvimento no tema da Transmissão em Ultra Alta Tensão em Corrente Alternada.

8. Integração de Fontes Renováveis ao Sistema Interligado

Como já mencionado, o sistema de 1.000 kV foi dimensionado para transportar para o Sudeste o excedente de energia da região Nordeste proveniente, principalmente, das fontes fotovoltaicas e eólicas.

Essas fontes renováveis de energia vêm assumindo papel de importância capital na matriz energética brasileira, em decorrência dos períodos prolongados de seca e reservatórios abaixo do limite histórico. Esta também é um tendência mundial na busca de energias limpas.

A EPE vem acompanhando cuidadosamente o movimento crescente de fontes renováveis nas regiões Norte e Nordeste, tal é que, no final de 2014, emitiu o documento EPE-DE-RE-140/2014-r0 intitulado “Ampliação da Capacidade de Intercâmbio para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste”. Nesse documento, a EPE propôs um cenário extremo de oferta de energia nas regiões Norte e Nordeste da ordem de 45 GW médios. Nessas condições, o excedente de energia no Norte e Nordeste foi de cerca de 30 GW médios, após atender à demanda interna dessas regiões. Levando-se em consideração as capacidades das linhas de transmissão Norte-Nordeste para o Sudeste, chegou-se em 2019 a uma restrição para exportação do montante excedente de energia de aproximadamente 8.700 MW médios.

Subsequentemente a EPE realizou estudos complementares analisando o escoamento de energia das regiões Norte e Nordeste para a região Sudeste devido, principalmente, aos empreendimentos de geração eólica no Nordeste. Com base nesses estudos, foram estudadas alternativas de inserção de um sistema de transmissão em 1.000 kV para reforçar esse escoamento [3], [4],[5], [6], [7].

Nesse contexto, foi escolhida a alternativa de transmissão em 1.000 kV CA, ligando o sul do Estado do Ceará até a região central do Estado de Minas Gerais, passando principalmente pela região central do Estado da Bahia.

Essa linha irá conectar as subestações de Milagres a Pirapora e funcionará como um corredor para o escoamento dos potenciais eólicos e fotovoltaicos da região Nordeste para a região Sudeste, e duas subestações intermediárias serão os coletores dessas fontes. O sistema poderá se expandir mais adiante, conectando Pirapora a Ribeirão das Neves.

O movimento crescente de energia renovável e a sua importância podem ser evidenciados a partir da análise dos resultados dos leilões de reserva realizados em 2014 e 2015. Diante de fatores econômicos e conjunturais, o leilão de 2016 não foi realizado, sendo transferido para o dia 18 de dezembro de 2017.

São números expressivos que, caso se concretizem, se traduzirão em excedente ainda maior de energia, cujo destino certamente seria a Região Sudeste, que, por consequência, imporia a otimização das alternativas de transmissão entre as regiões Nordeste e Sudeste, incluindo nesse contexto a transmissão de 1.000 kV entre Milagres e Pirapora.

A continuação deste projeto poderá contribuir de maneira altamente relevante para o desenvolvimento de novas metodologias de planejamento da expansão do sistema elétrico, de forma a contemplar a formulação de cenários de inserção de fontes intermitentes de geração, tanto na transmissão como na distribuição.

A necessidade de se iniciar a discussão do aprimoramento da metodologia de planejamento da expansão do sistema elétrico, considerando as incertezas das fontes renováveis de energia, foi assunto abordado em trabalho recente (março de 2017) publicado pelo CIGRÉ em parceria com o CIRED [8], o qual indica que as metodologias atuais precisam ser aprimoradas, pois foram criadas inicialmente considerando cenário de valores reduzidos de geração de fontes renováveis. Assim, urge estabelecer novas premissas, novos critérios e novos mecanismos de troca de informações entre os operadores dos sistemas de transmissão e os sistemas de distribuição.

9. Observatório Tecnológico

Para a efetiva implantação de um sistema de Ultra Alta Tensão em Corrente Alternada no Brasil, sugere-se que seja estabelecido um observatório para acompanhamento em âmbito mundial das iniciativas voltadas para este tema. Deve-se, principalmente, acompanhar os projetos na China, Índia e Japão, analisando o desempenho daqueles em operação; as inovações tecnológicas em investigação; as melhorias visualizadas para as fases de projeto, construção, comissionamento, operação e manutenção; aprimoramento dos modelos e ferramentas computacionais para os estudos voltados para o dimensionamento e especificação das linhas de transmissão, subestações e equipamentos.

Deve-se ainda acompanhar as iniciativas dos fabricantes de equipamentos e componentes das linhas de transmissão voltadas para sistema de UAT CA, com ênfase nas possibilidades de fabricação no Brasil.

Outra iniciativa que deve ser acompanhada por este observatório é o trabalho em desenvolvimento pelo Comitê Técnico da IEC TC 122, que trata dos aspectos de normalização relacionados aos sistemas de transmissão em UAT CA. Esse Comitê está presentemente analisando os seguintes itens: projeto do sistema, projeto de subestações e linhas de transmissão, construção, comissionamento, operação, manutenção e meio ambiente. Enfatiza-se que o Brasil tem representante neste TC 122 e, portanto, pode contribuir nesse esforço internacional, apresentando os resultados dos estudos deste projeto.

Essa base de conhecimento, implantada e mantida atualizada, fornecerá subsídios importantes para os técnicos e empresas que venham a se envolver nesse processo de modernização da rede elétrica brasileira com a inserção pioneira de um novo nível de tensão em corrente alternada.

É ainda necessário enfatizar que este conhecimento, consolidado e internalizado, colocará à disposição dos órgãos de planejamento e operação, uma nova alternativa de transmissão, o que permitirá identificar outras possíveis formas de aplicação de sistema de 1.000 kV CA para outras áreas do Brasil (por exemplo: coletar fontes de energia renováveis próximas ao litoral do Nordeste).

10. Conclusões

Tendo em vista algumas mudanças das premissas adotadas no presente projeto que se iniciou em 2014, decorrentes, principalmente, da mudança de cenários e novas informações recebidas dos fabricantes de equipamentos, sugere-se as seguintes investigações complementares:

- Atualizar os estudos considerando o Plano Decenal de Energia de 2026, analisando principalmente as novas previsões de energia renováveis nas regiões Norte e Nordeste e o montante de energia excedente que poderia ser transportada para o Sudeste.
- Realizar um amplo estudo para revisão da compensação série e compensação derivada, considerando novos conceitos e tecnologias, como, por exemplo, divisão do banco de compensação série em mais de um módulo em cada local, bem como o uso de compensação série e reatores em derivação controláveis.
- Realizar investigações complementares sobre o tipo e arranjo das subestações de UAT CA, realizando, principalmente, estudos de confiabilidade para comparar o desempenho esperado dos arranjos das subestações isoladas a ar, GIS e híbrida, de modo que se possa quantificar os custos e possíveis efeitos sobre os serviços de manutenção, sistema de proteção e controle, além da análise de possíveis impactos ambientais.
- Analisar a possibilidade de transferência manobrável da unidade reserva do autotransformador e do reator de linha de UAT no caso de defeito em alguma fase.
- Analisar a aplicação de inovações tecnológicas de equipamentos, como, por exemplo, resistores de abertura para seccionadores em subestações isolada a gás e manobra controlada de disjuntores tanto para abertura como fechamento.
- Levantar as condições meteorológicas na área de passagem da linha com base em medições locais para que se possa verificar o seu impacto no projeto.
- Estudar a locação econômica das torres com a utilização de imagens de satélites ou medições em trechos representativos com auxílio de dispositivos drones.
- Analisar o emprego de linhas de UAT em circuito duplo.
- Analisar o uso de condutores não convencionais.
- Identificar a fabricação de protótipos de equipamentos em UAT com os fabricantes.

- Elaborar projeto conceitual para monitoração de equipamentos e linhas de transmissão contemplando a criação de um centro de monitoramento para a integração dos sinais, objetivando o uso de aplicativos de diagnóstico e prognóstico.
- Estudar a aplicação da metodologia de carregamento dinâmico nas linhas de transmissão de 1.000 kV.
- Iniciar discussão relacionada ao aprimoramento da metodologia de planejamento da expansão do sistema elétrico, de forma a contemplar as incertezas das fontes renováveis de energia.
- Implantar observatório tecnológico de modo a coletar e disponibilizar informações relacionadas ao sistema de UAT.

11. Referências

- [1] PROCEDIMENTOS DE REDE. *Submódulo 2.3 – Requisitos Mínimos para Transformadores e para Subestações e seus Equipamentos*. Operador Nacional do Sistema. Rio de Janeiro, 2011.
- [2] FRONTIN, S. O. *Equipamentos de Alta Tensão. Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas*. Goya Editora Ltda: Brasília, 2014.
- [3] EPE-DEE-RE-146/2014-rev0 (31 de outubro de 2014), Estudos para a Expansão da Transmissão – Expansão das Interligações N-SE e NE-SE para Atender a Cenários Extremos de Exportação das Regiões N e NE – Concepção Inicial de Alternativas.
- [4] EPE-DEE-NT-049/2015-rev0 (16 de março de 2015), Estudos de Planejamento da Expansão do Sistema de Transmissão – Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste – Requisitos de aumento de capacidade das interligações.
- [5] EPE-DEE-RE-147/2014-rev2 (08 de dezembro de 2014), Estudos para Licitação da Expansão da Transmissão, Análise Técnico-Econômica de Alternativas: Relatório R1, Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste.
- [6] EPE-DEE-RE-148/2014-rev1, (08 de dezembro de 2014), Estudos para Licitação da Expansão da Transmissão, Análise Técnico-Econômica de Alternativas: Relatório R1, Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste.
- [7] EPE-DEE-DEA-RE-001/2014-ver0, Estudos para Licitação da Expansão da Transmissão, Estudos para Escoamento da Potência Eólica da Região Central da Bahia.
- [8] CIGRE BROCHURA 681. *Planning Criteria for Future Transmission Networks in the Presence of a Greater Variability of Power Exchange with Distribution Systems*. Cigré - Paris, 2017.

Texto composto em *Minion Pro*
e títulos em *Rotis SemiSerif 55*

Brasília – Distrito Federal – Brasil

MMXVII

ESPECIALISTAS QUE CONTRIBUÍRAM COM
COMENTÁRIOS E SUGESTÕES PARA OS
DIVERSOS CAPÍTULOS DO LIVRO

Ana Cláudia Balestro
Balestro

Daniel Ferreira Bessa
Balestro

Jader Fernandes de Jesus
Eletronorte

José Galib Tannuri
FDTE

Marcos César de Araújo
Eletronorte

Mario Noboru Takai
Eletronorte

Patrícia de Oliveira Freitas Borin
Eletronorte

Paulo Henrique Barbosa Naves
Eletronorte

Rafael Lewergger Meireles Piccirilli
Eletronorte

Silvio Luiz Miranda Brito
Balestro

Vanderlei Guimarães Machado
Eletronorte

Agência Brasileira do ISBN

ISBN 978-85-88041-14-1



9 788588 041141



PROPONENTES



STATE GRID
BRAZIL HOLDING S.A.
国家电网巴西控股公司

EXECUTORAS

