

ESTUDOS PARA LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

**Análise Técnico-Econômica de Alternativas
Relatório R1**

**Análise do sistema de integração dos
aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio
Teles Pires e reforços no SIN**



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministro

Edison Lobão

Secretário-Executivo

Márcio Pereira Zimmermann

**Secretário de Planejamento e Desenvolvimento
Energético**

Altino Ventura Filho

**Diretor do Departamento de Planejamento
Energético**

Paulo Cesar Magalhães Domingues

ESTUDOS PARA LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Análise técnico-econômica de alternativas Relatório R1

Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires e reforços no SIN



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Mauricio Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômicos e Energéticos

Amílcar Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

**Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e
Biocombustível**

Elson Ronaldo Nunes

Diretor de Gestão Corporativa

Ibanês César Cássel

Coordenação Geral

Mauricio Tiomno Tolmasquim
José Carlos de Miranda Farias

Coordenação Executiva

Paulo Cesar Vaz Esmeraldo

Equipe Técnica

Alexandre de Melo Silva
Dourival de Souza Carvalho Junior
Fernando Hevelton Oliveira
Henrique Abreu de Oliveira
Marcelo Willian Henriques Szrajbman
Maria de Fátima de Carvalho Gama
Priscilla de Castro Guarini
Vanessa Stephan Lopes
Vinicius Ferreira Martins

URL: <http://www.epe.gov.br>

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Nº EPE-DEE-RE-050/2011-r2

Data: 18 de outubro de 2011

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

 Empresa de Pesquisa Energética	Contrato/Aditivo	Data de assinatura do contrato/Aditivo
<i>Área de Estudo</i> ESTUDOS PARA LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO		
<i>Estudo</i> Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires e reforços no SIN		
<i>Macro-atividade</i>		
<i>Ref. Interna (se aplicável)</i>		
<i>Revisões</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição sucinta</i>
r0	19/07/2011	Emissão original
r1	30/09/2011	Atualizações decorrentes dos resultados dos relatórios R2, R3 e R4
r2	18/10/2011	Correção da Tabela 14-2 e da Tabela 14-3

PARTICIPANTES	EMPRESAS
Alexandre de Melo Silva	EPE/STE
Armando Leite Fernandes	EPE/STE
Dourival de Souza Carvalho Junior	EPE/STE
Edna Maria de Almeida Araujo	EPE/STE
Fernando Hevelton Oliveira	EPE/STE
Henrique Abreu de Oliveira	EPE/STE
Marcelo Willian Henriques Szrajbman	EPE/STE
Maria de Fátima de Carvalho Gama (coordenação)	EPE/STE
Priscilla de Castro Guarini	EPE/STE
Vanessa Stephan Lopes	EPE/STE
Vinicius Ferreira Martins	EPE/STE
Wanderley Souza Pinto	EPE/ESP-Engenharia
Carina Rennó Siniscalchi	EPE/SMA
Hermani de Moraes Vieira	EPE/SMA
Kátia Gisele Soares Matosinho	EPE/SMA
Luciana Álvares da Silva	EPE/SMA
Ana Carolina Pinto Xavier (Estagiária)	EPE/SMA
COLABORADORES	
Fernando Chaves Dart	Cepel
João Clavio Salari Filho	Cepel
João Ignácio Silva Filho	Cepel

SUMÁRIO

1. Introdução.....	7
2. Objetivo.....	9
3. Premissas, Critérios e Dados Utilizados	10
3.1 Premissas	10
3.2 Critérios	12
3.3 Compensação de Potência Reativa	13
3.4 Cenários de Geração e Patamares de Carga	13
3.5 Período Analisado	17
3.6 Mercado	17
3.7 Geração	18
3.8 Critérios Gerais para Linhas de Transmissão	20
3.9 Base de Dados de Custos	21
4. Descrição de Alternativas	22
4.1 Alternativa 1 (CA – 4 condutores por fase – 500 kV)	22
4.2 Alternativa 2 (CA – 6 condutores por fase – 500 kV)	23
4.3 Alternativa 3 (CC/CA – 4 condutores por polo – +500 kV CC e 4 condutores por fase - 500 kV CA)	25
4.4 Alternativa 4 (CC/CA – 6 condutores por polo – +600 kV CC e 4 condutores por fase - 500 kV CA)	25
5. Linhas de Transmissão.....	27
5.1 Alternativa 1.....	27
5.2 Alternativa 2.....	31
5.3 Alternativa 3.....	34
5.4 Alternativa 4.....	36
5.5 Sumário dos parâmetros das linhas de transmissão.....	37
6. Desempenho no Período Pré-Teles Pires.....	39
6.1 Histórico.....	39
6.2 Diagnóstico	41
6.3 Solução referencial considerada	43
7. Análise em Regime Permanente	46
7.1 Alternativa 1.....	46
7.2 Alternativa 2.....	56
7.3 Alternativa 3.....	61

7.4	Alternativa 4.....	65
7.5	Plotagens de Fluxo de Potência.....	67
8.	<i>Análise de Curto-Circuito</i>	98
9.	<i>Análise de Desempenho Dinâmico</i>	101
9.1	Modelos e Parâmetros Utilizados.....	101
9.2	Avaliação / Consolidação dos Reatores de Linha.....	103
9.3	Estabilidade Eletromecânica do Sistema – Alternativa 1.....	128
9.4	Análise da Possibilidade de Autoexcitação.....	144
9.5	Estabilidade de Tensão – Alternativa 1	145
10.	<i>Análise Socioambiental Preliminar</i>	149
10.1	Alternativas de Corredor	152
10.2	Avaliação Socioambiental das Alternativas de Corredor de Transmissão.....	155
11.	<i>Análise Econômica.....</i>	158
11.1	Custos de Investimento.....	158
11.2	Custos de Perdas	159
11.3	Custo Global (Investimento e Perdas Elétricas).....	159
11.4	Variação da Taxa de Importação e Cambial.....	160
11.5	Avaliação Considerando Atraso das Usinas São Manoel, Foz do Apiacás e Sinop	161
12.	<i>Análises de Sensibilidade</i>	162
12.1	Pontos de Chegada à Região Sudeste.....	162
12.2	Avaliação do reforço no trecho Ribeirãozinho - Rio Verde Norte	167
13.	<i>Conclusões</i>	173
14.	<i>Recomendações.....</i>	176
15.	<i>Referências.....</i>	179
	<i>ANEXO A Resultados complementares na definição das linhas de transmissão</i>	180
	<i>ANEXO B Parâmetros das Linhas de Transmissão e Equipamentos de Rede Básica ..</i>	184
	<i>ANEXO C Perdas das Alternativas</i>	187
	<i>ANEXO D Plano de Obras e Estimativa de Custos.....</i>	189
	<i>ANEXO E Plano de Obras e Estimativa de Custos – Entrada em Operação das Usinas São Manoel, Foz do Apiacás e Teles Pires em 2017</i>	198
	<i>ANEXO F Plano de Obras e Estimativa de Custos – Entrada em Operação das Usinas São Manoel, Foz do Apiacás e Teles Pires após 2020.....</i>	207
	<i>ANEXO G Fichas PET</i>	216

1. Introdução

O estado de Mato Grosso se caracteriza como estado exportador de energia face ao grande potencial de geração a ser explorado, não só de usinas hidrelétricas (UHE) de grande porte, como de pequenas centrais hidrelétricas (PCH), e um mercado regional insuficiente para a absorção de todo esse potencial, mesmo em longo prazo e para taxas elevadas de crescimento. O elevado excedente de geração deverá ser exportado, em conformidade com os resultados da análise energética realizada pela EPE apresentados em [1] (PDE 2020), majoritariamente para a região Sudeste do Brasil, onde se concentra o mercado consumidor de energia elétrica e se encontram os grandes reservatórios de acumulação de água, possibilitando maior flexibilidade nos intercâmbios de energia, o que permite um melhor aproveitamento das especificidades de cada região, a partir da operação integrada. Assim, a integração desse conjunto de aproveitamentos hidrelétricos ao Sistema Interligado Nacional (SIN) mostra-se atrativa e essencial, do ponto de vista energético, proporcionando o abastecimento adequado para o crescimento do consumo de energia elétrica no país, através da geração de energia elétrica limpa.

O Estudo de Inventário Hidrelétrico da Bacia do rio Teles Pires (Eletrobrás, 2005), aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, em 20 de dezembro de 2005, por meio do despacho nº 1613, indicou a existência de seis possíveis aproveitamentos hidrelétricos, sendo cinco localizados no rio Teles Pires (Magessi, Sinop, Colíder, Teles Pires e São Manoel) e um no rio Apiacás (Foz do Apiacás). Dentre esses aproveitamentos, apenas para a UHE Magessi (53 MW) não foram, ainda, realizados estudos de viabilidade e de impacto ambiental.

A UHE Teles Pires, com 1820 MW de potência, e a UHE São Manoel, com potência de 700 MW, serão localizadas entre os estados do Pará e do Mato Grosso, entre os municípios de Paranaíta (MT) e Jacareacanga (PA). A UHE Foz do Apiacás com 230 MW de potência será localizada integralmente no estado de Mato Grosso, entre os municípios de Apiacás e Paranaíta.

Também localizadas integralmente no estado de Mato Grosso, estarão as usinas de Colíder, com 300 MW, entre os municípios de Nova Canaã do Norte e Itaúba, e UHE Sinop com 400 MW de potência, entre os municípios de Cláudia e Itaúba.

O mapa da Figura 1-1 apresenta a localização das usinas, que juntas somam 3450 MW. As distâncias envolvidas são de aproximadamente 1000 km até a subestação de Rede Básica mais próxima.



Figura 1-1 – Localização das usinas da bacia do rio Teles Pires

A definição do sistema de transmissão para a integração dessas usinas à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional foi estudada pela EPE, analisando várias alternativas, para diferentes tecnologias de transmissão, cujo desenvolvimento dos estudos é apresentado nos itens a seguir.

2. Objetivo

É objetivo deste relatório registrar os resultados dos estudos de regime permanente, regime dinâmico e análises de curto-circuito, considerando as diversas alternativas de transmissão concebidas para escoamento pleno da potência das UHEs Teles Pires, Colíder, Sinop, Foz do Apiacás e São Manoel, levando em conta aspectos sócio-ambientais, tecnologias de transmissão (CA e CC), pontos de chegada ao sistema Sudeste e estimativa de custos.

Em síntese, o estudo desenvolveu as seguintes atividades:

- Formular alternativas de transmissão para escoamento pleno da potência dos empreendimentos e sua interação com o sistema regional;
- Analisar as alternativas formuladas sob o enfoque de desempenho em regime permanente, incorporando resultados de análise em regime dinâmico;
- Levantar as vantagens e desvantagens de cada alternativa;
- Comparar economicamente as alternativas formuladas;
- Indicar a melhor alternativa técnica e econômica para o empreendimento.

Dessa forma, têm-se os insumos básicos para o desenvolvimento dos estudos de detalhamento do sistema de transmissão proposto, incluindo o refinamento do dimensionamento e das características elétricas para elaboração das especificações de linhas e equipamentos, que deverão constar dos relatórios R2 (Detalhamento da Alternativa de Referência), R3 (Caracterização e Análise Socioambiental) e R4 (Caracterização da Rede Existente).

Os reforços nas interligações e nos sistemas receptores foram considerados de forma referencial neste estudo, uma vez que estão sendo analisados em detalhe em estudos específicos, ora em desenvolvimento, sob a coordenação da EPE: Expansão das interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste – Escoamento da usina de Belo Monte e reforços no SIN; Estudo de Reforços na região Sudeste - Pré-Belo Monte; Estudo de ampliação da interligação N-S para escoamento do excedente de geração do Nordeste - Pré-Belo Monte; Estudo de Definição dos pontos de chegada do bipolo na região Sudeste e dos reforços associados; Expansão da Interligação Sul-Sudeste.

3. Premissas, Critérios e Dados Utilizados

3.1 Premissas

A seguir são apresentadas as principais premissas adotadas no estudo.

- Para a comparação das alternativas, optou-se por dimensionar o tronco de escoamento de potência para uma capacidade de 3450 MW para o Sudeste, correspondente à potência total definida para as 5 usinas (UHE Teles Pires-1820 MW, UHE Colíder – 300 MW, UHE Sinop – 400 MW, UHE Foz do Apiacás – 230 MW e UHE São Manoel – 700 MW) com os respectivos cronogramas de entrada em operação;
- Adicionalmente, foi considerada a possibilidade de acréscimo de 150 MW, a partir da subestação (SE) coletora Paranaíta, e mais 100 MW a partir da SE Cláudia, totalizando 250 MW, o que corresponderia à possível conexão de futuras PCHs da região;
- Foi considerado para o dimensionamento do tronco de escoamento da potência gerada pelas usinas do Teles Pires que o mesmo tenha flexibilidade para operar considerando a possibilidade de atraso na entrada em operação das usinas São Manoel, Foz do Apiacás e Sinop, ainda não licitadas;
- Na concepção de todas as alternativas, foi garantida a inserção regional através da implantação de um sistema em corrente alternada em 500 kV, que possibilitará futuras conexões com os sistemas locais;
- Os comprimentos de linhas de transmissão foram obtidos a partir da utilização do Sistema de Informação Geográfica - SIG para superposição e análise das informações, que permitiu a identificação dos possíveis corredores para a implantação da futura linha de transmissão, evitando áreas de maior complexidade socioambiental (unidades de conservação, núcleos urbanos, florestas, assentamentos rurais e outros ambientes vulneráveis);
- A distância máxima entre as subestações seccionadoras em 500 kV foi limitada a 400 km.

Ficou acordado que o sistema será definido até a chegada em um ponto da região Sudeste que proporcione o atendimento aos grandes centros de carga da região (São Paulo e Belo Horizonte), e que não resulte em reforços adicionais significativos para o atendimento natural da evolução da carga e do intercâmbio entre regiões. Assim, foram analisados, na região do Triângulo Mineiro, vários pontos de chegada, tais como: SE Prata 500 kV (nova SE seccionando as LTs 500 kV Itumbiara – Marimondo e São Simão – Jaguará), SE Marimondo 500 kV, SE Itumbiara 500 kV, SE São Simão

500 kV e SE Água Vermelha 500 kV, todas dentro de um raio de 400 km a partir da SE Rio Verde Norte. Os reforços na região, representados de forma referencial, são aqueles considerados em estudos específicos, ora em desenvolvimento pela EPE: Expansão das interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste – Escoamento da usina de Belo Monte e reforços no SIN; Estudo de Reforços na região Sudeste - Pré Belo Monte; Estudo de ampliação da interligação N-S para escoamento do excedente de geração do Nordeste - Pré Belo Monte; Estudo de Definição dos pontos de chegada do bipolo na região Sudeste e dos reforços associados; Expansão da Interligação S-SE.

- Foi representado na base de dados o sistema de expansão das interligações N-SE/CO que corresponde à alternativa de chegada de dois bipolos em corrente contínua, de 4.000 MW cada, na região Sudeste, na SE Estreito;
- Foi considerado que a capacidade de longa duração das LTs 500 kV Cuiabá – Ribeirãozinho – Rio Verde Norte será majorada para no mínimo 2900 A;
- Inicialmente, para as reatâncias dos transformadores elevadores das usinas da bacia do rio Teles Pires, considerou-se o valor típico de 10% na base do transformador. Entretanto, posteriormente foram obtidos junto às empresas projetistas das usinas valores da ordem de 12%, que não acarretaram variações significativas nas simulações realizadas;
- Para escoamento de todo o potencial de geração do rio Tapajós (acima de 14.000 MW) será necessário um sistema de transmissão específico, de maior capacidade do que o sistema a ser definido para o escoamento das usinas da bacia do rio Teles Pires. Assim, não foi considerada no dimensionamento do tronco do Teles Pires nenhuma folga para escoar parte do montante a ser gerado pelas UHEs do rio Tapajós. Ademais, conta-se, ainda, com a indefinição do futuro ponto de conexão dessas usinas (Região Norte ou Sudeste), bem como das datas de entrada em operação, consideradas neste estudo para além do ano horizonte 2020;
- Com relação ao potencial das pequenas centrais hidrelétricas no estado do Mato Grosso, foi considerado, a partir de 2015, um total de 1310 MW que correspondem ao total de 1010 MW existentes em dezembro de 2011 e uma previsão de 300 MW de novos empreendimentos, conforme informação disponibilizada no *site* da ANEEL;
- Não será avaliado o impacto do aumento de geração proposto para as usinas de Jirau (450 MW) e Santo Antônio (300 MW), e novas usinas como: UHEs Tabajara, Prainha, Cachoeira Esperanza, além da possibilidade de implantação da Interligação Porto Velho – Manaus e/ou Implantação da Interligação Brasil – Peru, que serão objeto de estudos de planejamento específicos.

3.2 Critérios

As análises desenvolvidas seguiram os critérios e procedimentos de planejamento consolidados nas referências [2] e [3]. Devido à comparação de alternativas com tecnologias distintas, é importante ressaltar os seguintes pontos referentes à análise em regime permanente:

- Critério de atendimento N-1, sendo admitida a possibilidade de redespacho após 30 minutos para indisponibilidade de linha de corrente alternada ou de um polo de corrente contínua, diminuindo o custo da compensação série e das conversoras;
- Foi considerado retorno por terra por até 30 minutos para indisponibilidade de um polo, nos sistemas de transmissão CC;
- Para os carregamentos máximos de linhas de transmissão e transformadores, foram seguidas, para as instalações existentes, as informações das empresas conforme apresentadas nos casos do Plano Decenal, ciclo 2020, e de acordo com o CPST (Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão). Para as transformações futuras, foram admitidas sobrecargas de 20% em emergência;
- Para o dimensionamento dos elos de corrente contínua, foram admitidas capacidades de sobrecarga de até 30%, durante meia hora, com sobrecusto obtido a partir de informações de fabricantes;
- Nas alternativas que contemplam o nível de tensão de 500 kV, a tensão máxima admitida foi de 1,2 por unidade (pu) na condição normal de operação no terminal da compensação série em que está conectado o reator de linha. Para a condição de emergência, também foi considerada a tensão máxima de 1,2 pu;
- Os limites de tensão usados neste trabalho, tanto em operação normal como durante contingências, são apresentados na Tabela 3-1.

Tabela 3-1 - Limites de tensão nos barramentos

Tensão (kV)	Mínima (p.u.)	Máxima (p.u.)
500 (novo)	0,95	1,10 (*)
500 (existente)	0,95	1,10
440	0,95	1,045
345	0,95	1,05
230	0,95	1,05

(*) Exceto no terminal da compensação série em que está conectado o reator de linha, para o qual, tanto em operação normal como em contingência, a tensão máxima admitida será de 1,20 pu.

3.3 Compensação de Potência Reativa

Na definição da compensação reativa das linhas de transmissão, *shunt* e *série*, foram adotadas as premissas e os dados a seguir:

- Para o início das simulações foi considerado, no máximo, uma compensação shunt de 100% da susceptância da linha, distribuída em torno de 70% na linha (não manobrável) e 30% na barra (manobrável), que foram ajustadas de acordo com o desempenho de cada linha em particular;
- Valor máximo permitido para a compensação série nessa fase do estudo: 70% da reatância de cada trecho entre subestações (admitindo sobrecarga de 35% durante meia hora), para um fluxo máximo no tronco de 3700 MW. A potência dos capacitores série foi estimada com base na maior corrente observada nos estudos em cada equipamento, levando em consideração a capacidade de sobrecarga de 35% durante meia hora;
- Os limites de potência reativa (valores máximo e mínimo) dos compensadores estáticos definidos neste estudo estão referidos ao lado de alta tensão do transformador.

3.4 Cenários de Geração e Patamares de Carga

Foram estabelecidos dois cenários de despacho de geração considerados relevantes para dimensionamento do sistema de escoamento da potência gerada pelos aproveitamentos de Teles Pires, São Manoel, Foz do Apiacás, Colíder e Sinop. A filosofia para estabelecimento desses cenários buscou as situações que estressam o sistema de transmissão em análise.

São apresentados na Figura 3-1 e Figura 3-3, respectivamente, o perfil da geração média anual das UHEs Teles Pires, Colíder, São Manoel, Sinop, Foz do Apiacás; o perfil da geração média anual de uma PCH representativa das PCHs do Mato Grosso; e o perfil da geração média anual das usinas do Madeira.

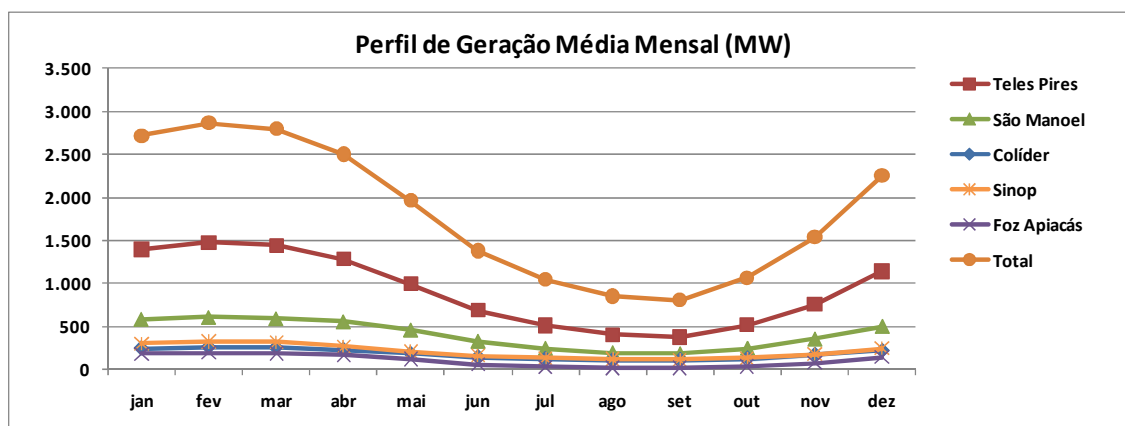


Figura 3-1 – Perfil de Geração Média Mensal (MW) – UHEs do Teles Pires

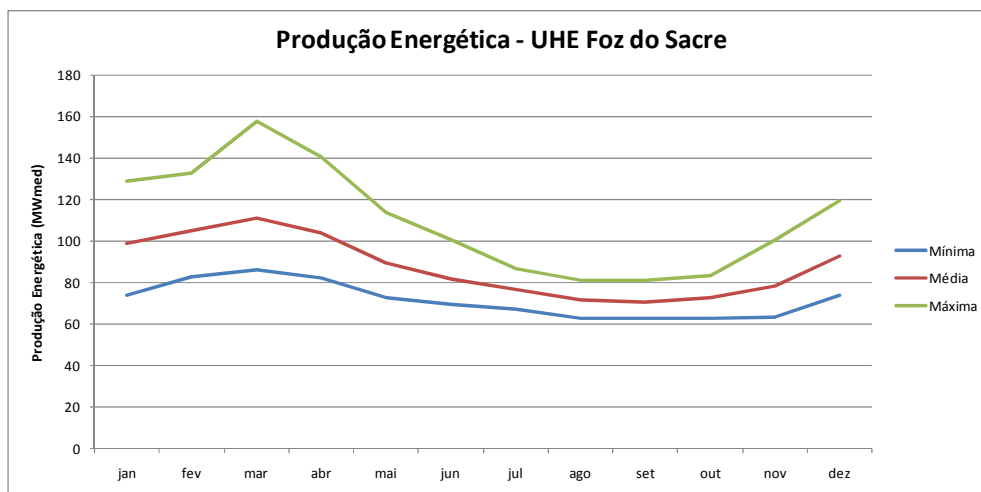


Figura 3-2 – Perfil de Geração Média Mensal (MW) – PCHs do Mato Grosso

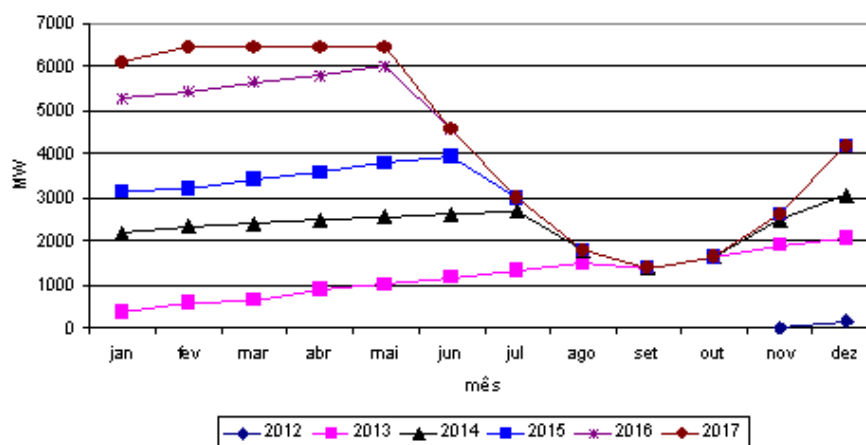


Figura 3-3 – Perfil de Geração Média Mensal (MW) – UHEs do Madeira

A Figura 3-4 resume o perfil das energias naturais afluentes para as diversas regiões do Brasil.

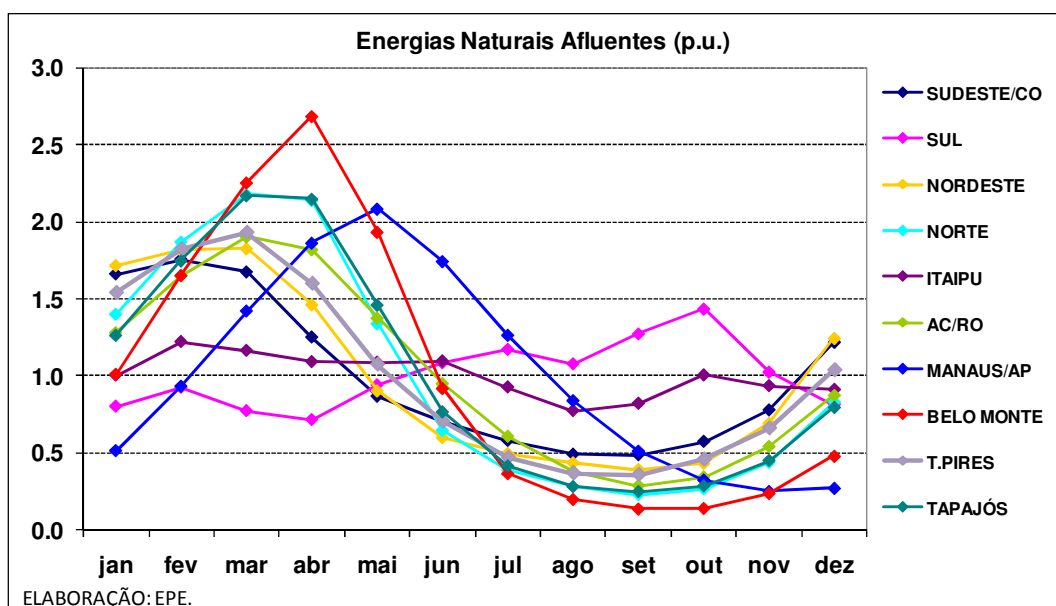


Figura 3-4 – Perfil das Energias Naturais Afluentes (pu)

Com base nos resultados apresentados nos gráficos anteriores, foram estabelecidos os cenários para definição do sistema de transmissão para escoamento da potência gerada pelas usinas da bacia do rio Teles Pires, detalhados a seguir:

Cenário 1 – Cenário Norte Úmido: Representa a situação do período do ano de dezembro a abril, quando se tem água nas bacias da região Norte. As usinas da bacia do rio Teles Pires foram consideradas com despacho pleno (100%) e as usinas da região Norte com despacho máximo, respeitando a limitação da Interligação Norte-Sul. Também as pequenas centrais hidrelétricas do Mato Grosso foram consideradas com seus despachos máximos (1300 MW), da mesma forma que as usinas do rio Madeira. Neste cenário foram analisados os patamares de carga pesada (maior carregamento no tronco do Teles Pires e do sistema receptor da região Sudeste) e carga leve (maior carregamento no tronco do Teles Pires e do sistema em 230 kV do Mato Grosso responsável pelo escoamento da potência das PCHs).

A Figura 3-5 apresenta os intercâmbios regionais, nos anos 2015 e 2020, para o patamar de carga pesada e a Figura 3-6 apresenta os intercâmbios para o patamar de carga leve.

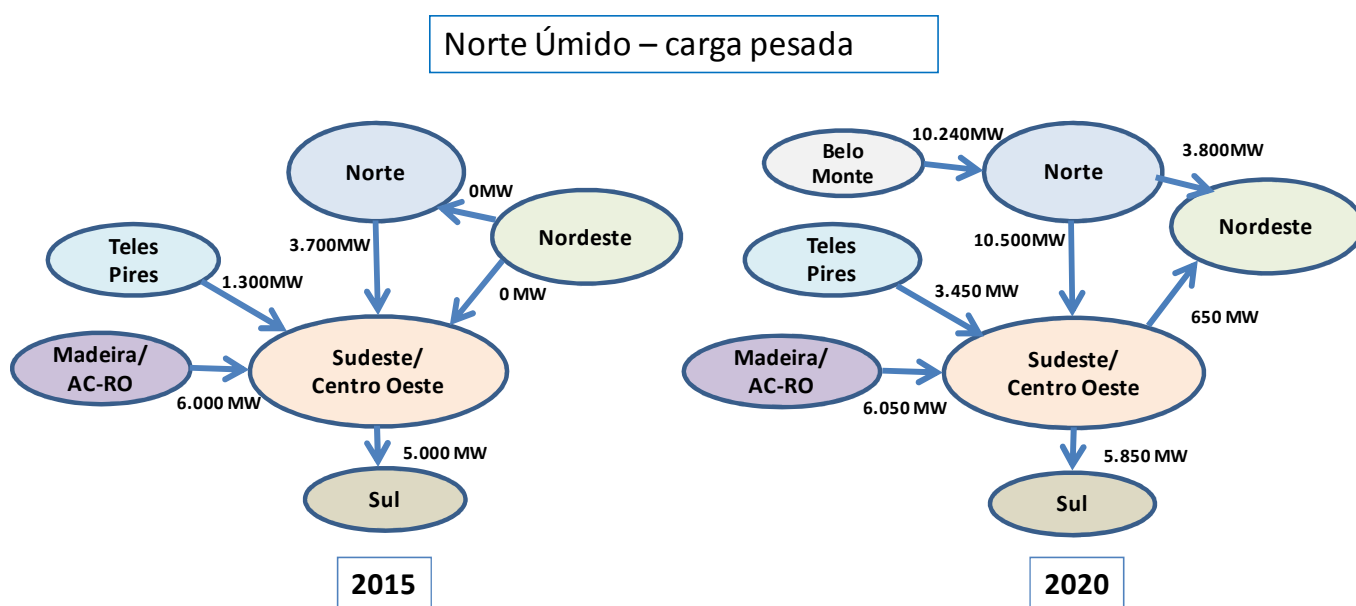


Figura 3-5 – Intercâmbios Regionais – Cenário Norte Úmido – Anos 2015 e 2020 – Patamar de carga pesada

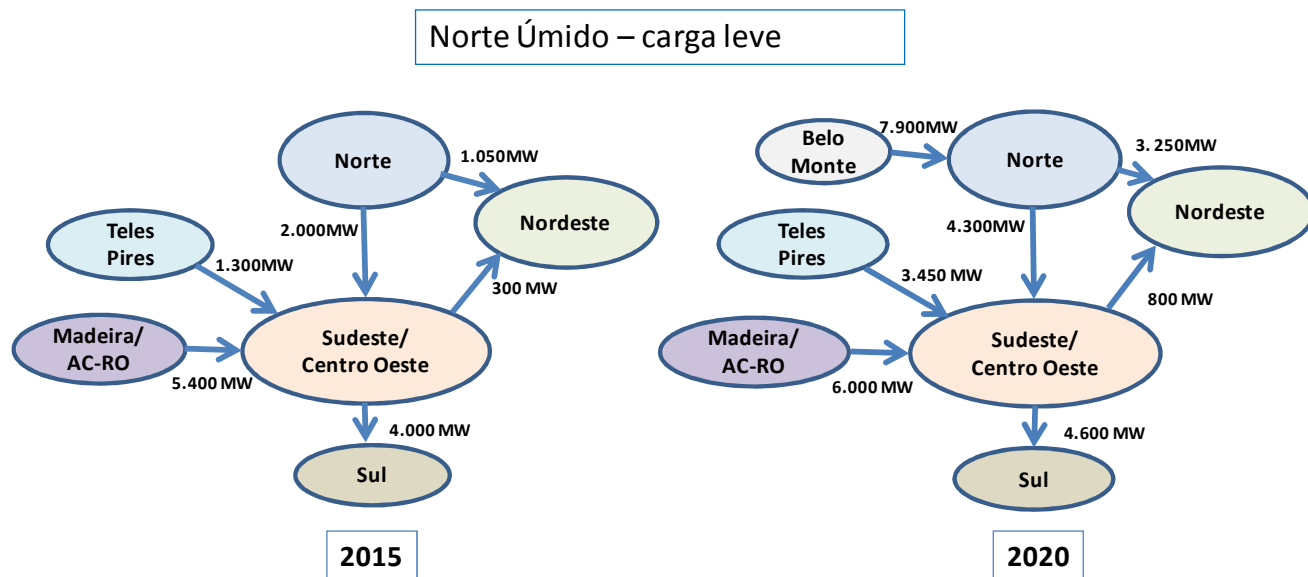


Figura 3-6 – Intercâmbios Regionais – Cenário Norte Úmido – Anos 2015 e 2020 – Patamar de carga leve

Cenário 2 – Cenário Norte Seco – Representa a situação do período do ano de julho a outubro, de baixa hidraulicidade nas usinas da região Norte. Neste cenário as usinas da bacia do rio Teles Pires foram consideradas com despacho mínimo, assim como também as usinas do rio Madeira e as PCHs do Mato Grosso. Neste cenário foi considerado o patamar de carga leve de forma dimensionar o sistema para a condição de menor carregamento no tronco do Teles Pires e também do sistema do Madeira e das PCHs do Mato Grosso. A Figura 3-7 apresenta os intercâmbios considerados nesse cenário.

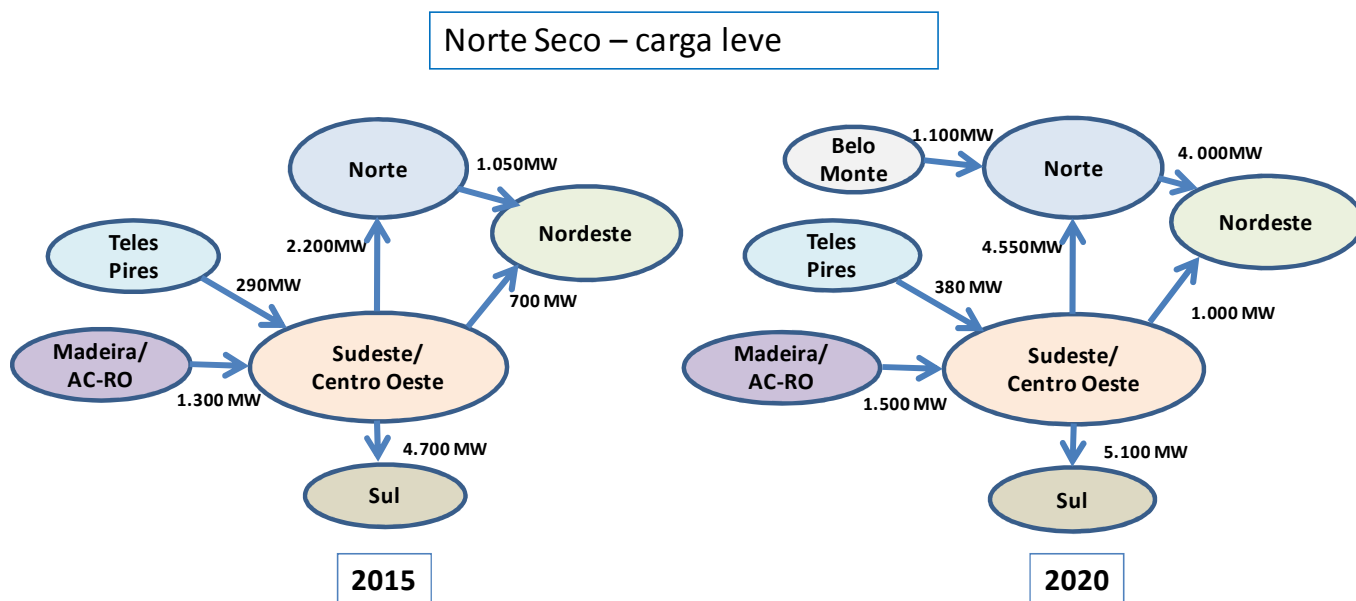


Figura 3-7 – Intercâmbios Regionais – Cenário Norte Seco – Anos 2015 e 2020 – Patamar de carga leve

3.5 Período Analisado

Foi estudado o período de 2015 a 2020, ano a ano, sendo representativos para as configurações do sistema Teles Pires os seguintes anos (ver Tabela 3-3):

- Ano inicial 2015, equivalente ao início da operação das UHEs Colíder, Teles Pires e Sinop.
- Ano 2016, equivalente ao início da operação das UHEs Foz do Apiacás e São Manoel.
- Ano 2017, equivalente ao final da motorização das usinas da bacia do rio Teles Pires.
- Ano horizonte 2020, representativo do sistema com as usinas da bacia do Teles Pires e UHE Belo Monte com todas as máquinas motorizadas.

3.6 Mercado

A carga considerada nos estudos corresponde àquela representada no PD 2020, conforme mostrado no Gráfico 3-1 e no Gráfico 3-2, a seguir:

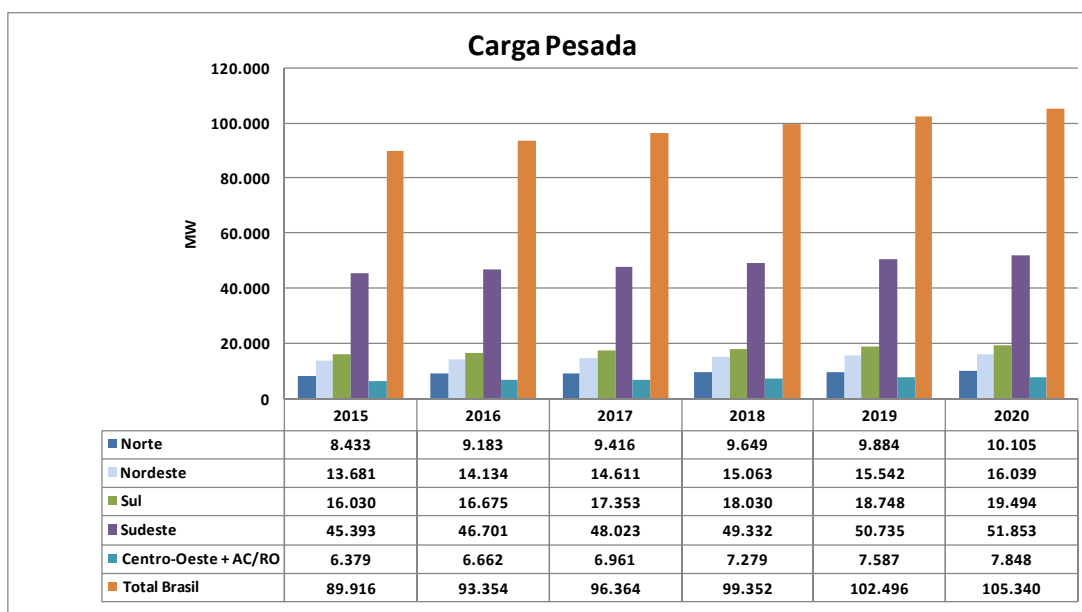


Gráfico 3-1 – Patamar de Carga Pesada – PD 2020

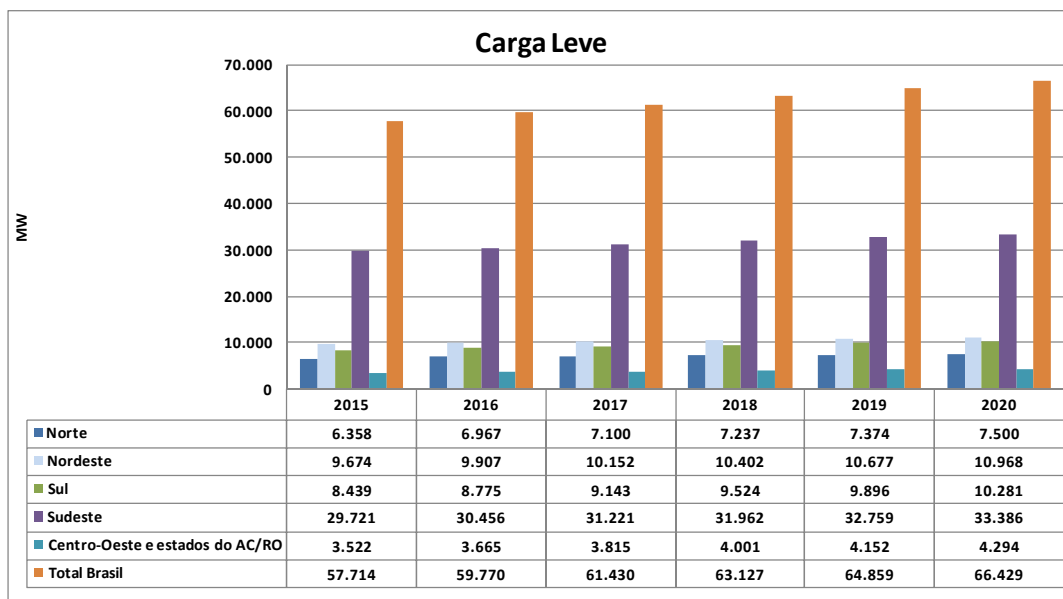


Gráfico 3-2 – Patamar de Carga Leve – PD 2020

3.7 Geração

O Plano de Geração utilizado no estudo corresponde àquele disponibilizado pela área energética da EPE no PD 2020.

Foram consideradas as PCHs do estado do Mato Grosso descritas na Tabela 3-2.

Tabela 3-2 - Grupo das PCH do Mato Grosso

Usinas	Geração (MW)	Usinas	Geração (MW)
JUBA	132	INDIA	28
TSANTA	27	SCORG	27
PAMPEA	28	PARAN	51
SACRE2	30	JARAR	29
BOCAIU	30	OMBRE	26
MARACA	11	BRENA	22
STADEU	18	SALTO	19
BNOR3	14	FIGUEI	19
BNOR4	20	NHAND	13
FERRON	43	PARECI	173
RONDON	50	ROCHE	9
STAGAB	26	CURUAB	40
SLUCI	8	DCOMODO	36
ARS	7	JACIAR	110
CQUEB	28	3MAIO	20
APIAC	80	BRASNO	99
BARUI	18	DIAMAN	19
TOTAL		1312	

O cronograma da entrada em operação das usinas da bacia do rio Teles Pires é apresentado na Tabela 3-3 a seguir:

Tabela 3-3 (a) - Usinas do Teles Pires – cronograma de entrada em operação - MW

Colíder	Máq.1 (MW) jan/15 100	Máq.2 (MW) mar/15 100	Máq.3 (MW) mai/15 100	Máq.4 (MW) -	Máq.5 (MW) -	Máq.6 (MW) -	Pot. Total (MW) 300	Pot. Mínima (MW) 60,2
Teles Pires	Máq.1 (MW) mai/15 303,3	Máq.2 (MW) jun/15 303,3	Máq.3 (MW) jul/15 303,3	Máq.4 (MW) ago/15 303,3	Máq.5 (MW) set/15 303,3	Máq.6 (MW) out/15 303,3	Pot. Total (MW) 1819,8	Pot. Mínima (MW) 182,0
São Manoel	Máq.1 (MW) jan/16 140	Máq.2 (MW) mar/16 140	Máq.3 (MW) mai/16 140	Máq.4 (MW) jul/16 140	Máq.5 (MW) set/16 140	Máq.6 (MW) -	Pot. Total (MW) 700	Pot. Mínima (MW) 60,7
Foz Apiacás	Máq.1 (MW) mar/16 76,67	Máq.2 (MW) abr/16 76,67	Máq.3 (MW) mai/16 76,67	Máq.4 (MW) -	Máq.5 (MW) -	Máq.6 (MW) -	Pot. Total (MW) 230,0	Pot. Mínima (MW) 26,8
Sinop	Máq.1 (MW) jan/15 133,33	Máq.2 (MW) mar/15 133,33	Máq.3 (MW) mai/15 133,33	Máq.4 (MW) -	Máq.5 (MW) -	Máq.6 (MW) -	Pot. Total (MW) 400,0	Pot. Mínima (MW) 49,6

(b) - Usinas do Teles Pires – cronograma de entrada em operação – Mvar

Colíder	Máq.1 (Mvar) jan/15 -35/+50	Máq.2 (Mvar) mar/15 -35/+50	Máq.3 (Mvar) mai/15 -35/+50	Máq.4 (Mvar) -	Máq.5 (Mvar) -	Máq.6 (Mvar) -
Teles Pires	Máq.1 (Mvar) mai/15 -106/+151	Máq.2 (Mvar) jun/15 -106/+151	Máq.3 (Mvar) jul/15 -106/+151	Máq.4 (Mvar) ago/15 -106/+151	Máq.5 (Mvar) set/15 -106/+151	Máq.6 (Mvar) out/15 -106/+151
São Manoel	Máq.1 (Mvar) jan/16 -49/+70	Máq.2 (Mvar) mar/16 -49/+70	Máq.3 (Mvar) mai/16 -49/+70	Máq.4 (Mvar) jul/16 -49/+70	Máq.5 (Mvar) set/16 -49/+70	Máq.6 (Mvar) -
Foz Apiacás	Máq.1 (Mvar) mar/16 -27/+38,5	Máq.2 (Mvar) abr/16 -27/+38,5	Máq.3 (Mvar) mai/16 -27/+38,5	Máq.4 (Mvar) -	Máq.5 (Mvar) -	Máq.6 (Mvar) -
Sinop	Máq.1 (Mvar) jan/15 -46,6/+66,5	Máq.2 (Mvar) mar/15 -46,6/+66,5	Máq.3 (Mvar) mai/15 -46,6/+66,5	Máq.4 (Mvar) -	Máq.5 (Mvar) -	Máq.6 (Mvar) -

Considerou-se a conexão das usinas de Toricoejo - 76 MW (2019), Torixoréu - 408 MW e Água Limpa - 320 MW (2020) na SE Ribeirãozinho.

3.8 Critérios Gerais para Linhas de Transmissão

As novas linhas de transmissão, integrantes das alternativas estudadas, foram definidas pelo CEPEL com uso do programa ELEKTRA [4] [5], desenvolvido pelo CEPEL, atividade coordenada pela EPE, que indicou os requisitos sistêmicos, as configurações e as capacidades de transmissão das linhas. Das análises resultaram os seguintes tipos de linha de transmissão, em função das alternativas:

- 500 kV CA, 4 subcondutores por fase, potência nominal 1300 MW;
- 500 kV CA, 6 subcondutores por fase, potência nominal 1700 MW;
- $\pm$ 500 kV CC, 4 subcondutores por polo, potência nominal 2800 MW por bipolo;
- $\pm$ 600 kV CC, 4 subcondutores por polo, potência nominal 2800 MW por bipolo.

A Tabela 3-4 apresenta alguns dos principais critérios utilizados na concepção e otimização das linhas de transmissão, e no item 4 são apresentados detalhes das linhas escolhidas com as respectivas justificativas.

Tabela 3-4 - Critérios básicos para concepção/otimização das linhas de transmissão

Critérios Utilizados	
Custos	Banco de preços Aneel, versão outubro 2010
Fator de carga	0,5533
Fator de perdas Joule	0,3742
Fator de perdas Corona sob chuva intensa	0,15 (CA) e 1,00 (CC)
Fator de potência	0,90 (CA)
Parcela do comprimento da linha sob chuva	25%
Custo das perdas de energia	R\$ 113/MWh
Taxa de juros	8% a.a.
Vida econômica	30 anos
Comprimento entre subestações	350 km (CA) e 1550 km (CC)
Nível de ruído audível (RA) no limite da faixa de passagem para LT CC	42 dB

3.9 Base de Dados de Custos

Para o orçamento das conversoras, foram utilizados valores médios obtidos através de coleta de preços com fabricantes, considerando relação cambial de US\$ 1 = R\$ 1,69 e 1€ = R\$ 2,33 (média out/2010), e acrescidos dos seguintes percentuais:

- Impostos = 42%;
- Transformadores reserva (2 unidades monofásicas por pólo, 1 em cada conversora) = 7% do investimento da conversora ou conforme informação do fabricante;
- Sobrecarga de 30% por meia hora = valores fornecidos pelos fabricantes.

Para orçamento das demais instalações, foram utilizados os custos referenciais da ANEEL, versão de outubro de 2010 [6].

Os custos de linhas de transmissão foram fornecidos pelo CEPEL, conforme item 5, tendo como referência os preços ANEEL [6].

Além disso, na análise econômica considerou-se:

- Custo marginal de expansão (custo de perdas): R\$ 113 / MWh;
- Taxa de desconto: 8%;
- Tempo de vida útil das instalações: 30 anos.

Vale ressaltar que os custos das estações conversoras, assim como os custos de linhas CA e CC e equipamentos de CA, são valores estimados que podem ser influenciados por questões físicas (transporte), restrições ambientais e requisitos adicionais identificados em estudos específicos na fase de detalhamento, inclusive na preparação dos relatórios R2, R3 e R4 para o leilão do empreendimento.

4. Descrição de Alternativas

A seguir são apresentadas as alternativas analisadas neste estudo.

4.1 Alternativa 1 (CA – 4 condutores por fase – 500 kV)

A Alternativa 1 prevê a integração das usinas através de 3 LTs em 500 kV, 4 condutores de 954 MCM/fase (ver item 5), da SE Paranaíta (MT) até a SE Ribeirãozinho (MT), sendo um circuito duplo e um circuito simples, em uma extensão de aproximadamente 1.000 km, com compensação série nas LTs 500 kV Cláudia – Paranatinga – Ribeirãozinho. A alternativa contempla, ainda, a instalação de compensação série nos dois circuitos da LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte, além do terceiro circuito em 500 kV entre Ribeirãozinho e Rio Verde Norte e um circuito duplo em 500 kV entre Rio Verde Norte e Marimbondo II e 2 compensadores estáticos, um na SE Paranatinga e outro na SE Rio Verde Norte 500 kV.

O croqui do sistema inicial, que corresponde ao ano 2015, é mostrado na Figura 4-1. A configuração final (ano 2016) é apresentada na Figura 4-2. Esta configuração permanece até 2020, mesmo considerando a entrada em operação das UHEs Toricoejo, Toricoxéu e Água Limpa, conectadas referencialmente neste estudo na SE Ribeirãozinho 500 kV.

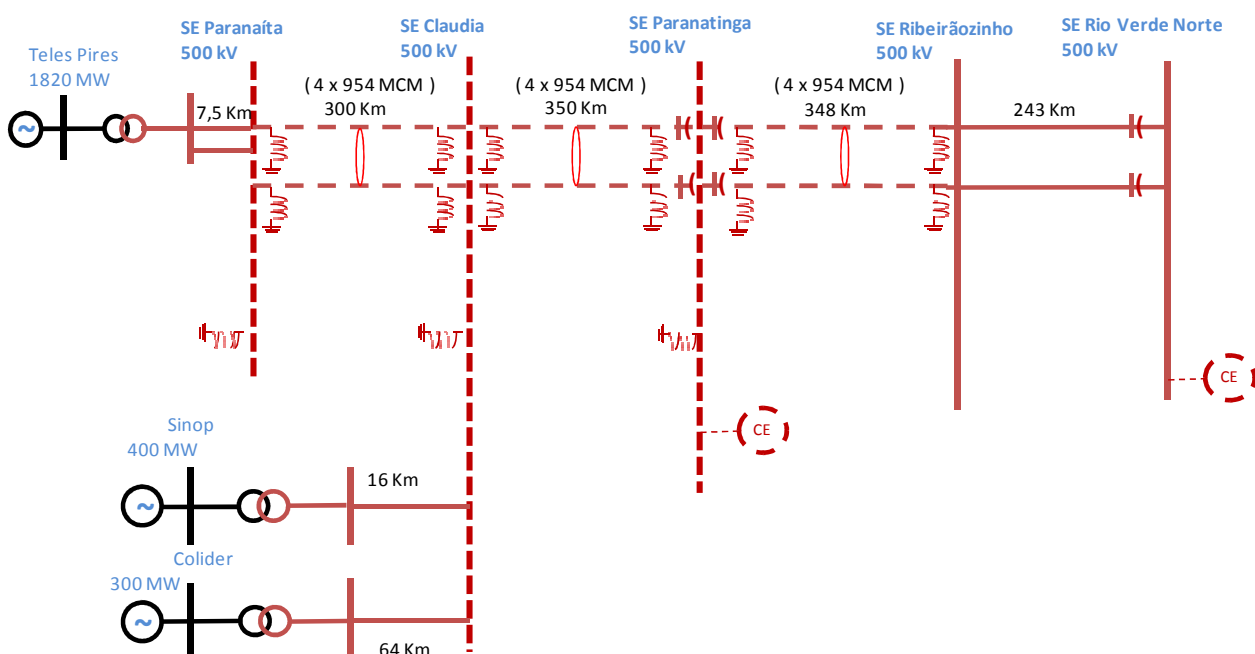


Figura 4-1 – Alternativa 1 – configuração inicial – 2015

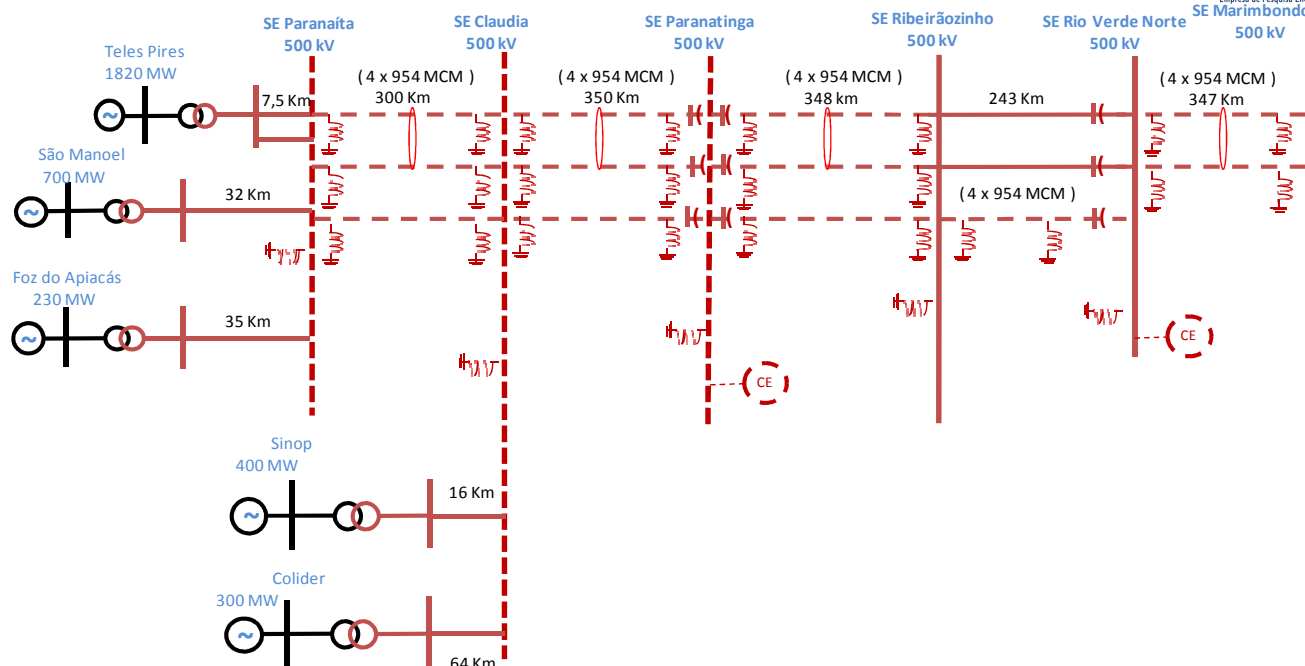


Figura 4-2 – Alternativa 1 – configuração final – 2016

4.2 Alternativa 2 (CA – 6 condutores por fase – 500 kV)

A Alternativa 2 prevê a integração das usinas através de 2 circuitos em 500 kV, 6 condutores por fase, da SE Paranaíta (MT) até a SE Ribeirãozinho (MT), em uma extensão de aproximadamente 1.000 km. A alternativa contempla também a instalação de compensação série nos dois circuitos da LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte, além do terceiro circuito em 500 kV entre Ribeirãozinho e Rio Verde Norte e um circuito duplo em 500 kV entre Rio Verde Norte e Marimbondo II. A alternativa contempla, ainda, 3 compensadores estáticos, dois na SE Paranatinga e outro na SE Rio Verde Norte 500 kV.

Nesta alternativa foram consideradas três variações de configuração: 6 x 954 MCM por fase, feixe assimétrico, 6 x 900 MCM por fase, feixe simétrico e 6 x 1033 MCM por fase, feixe simétrico. A configuração que apresentou o melhor desempenho técnico-econômico foi a de 6 x 900 MCM por fase, feixe simétrico, conforme item 5, para a qual serão apresentados os resultados detalhados.

O croqui do sistema inicial, que corresponde ao ano 2015, é mostrado na Figura 4-3. Na Figura 4-4 é apresentado o diagrama referente à configuração final, ano 2016. Esta configuração permanece até 2020 mesmo considerando a entrada em operação das UHEs Toricoejo, Toricoxéu e Água Limpa, conectadas referencialmente neste estudo na SE Ribeirãozinho 500 kV.

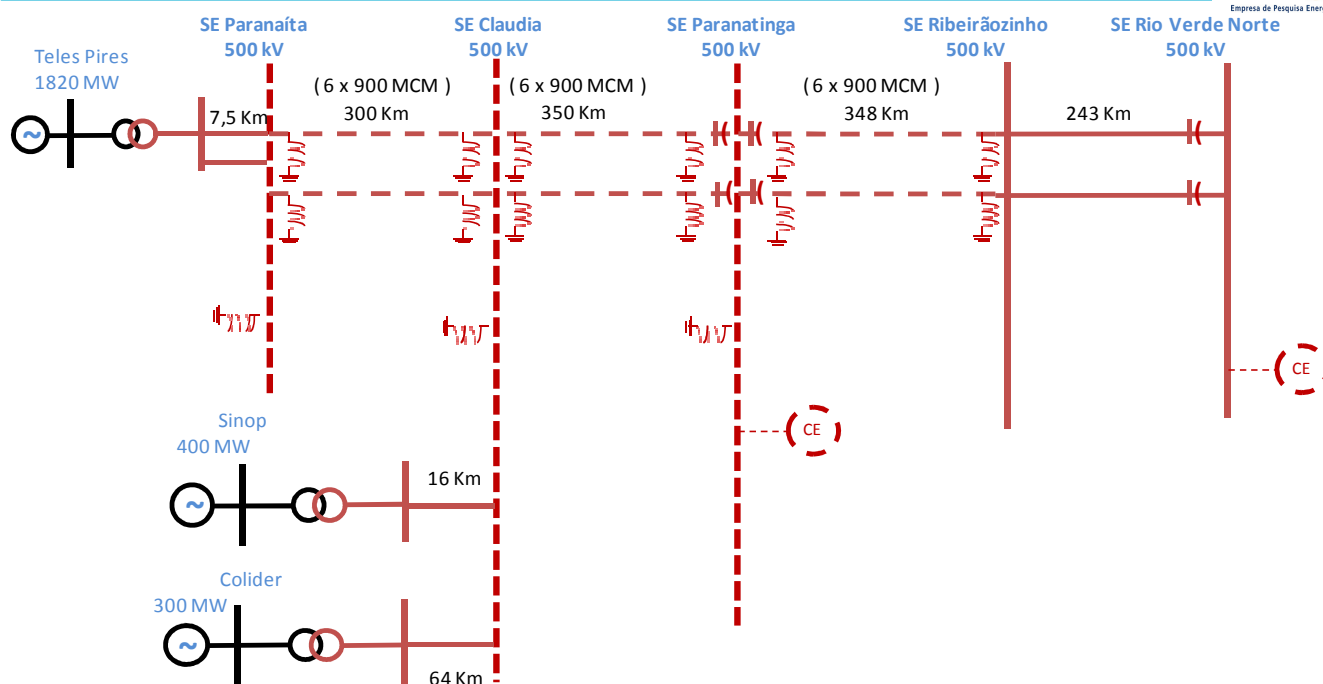


Figura 4-3 – Alternativa 2 – configuração inicial – 2015

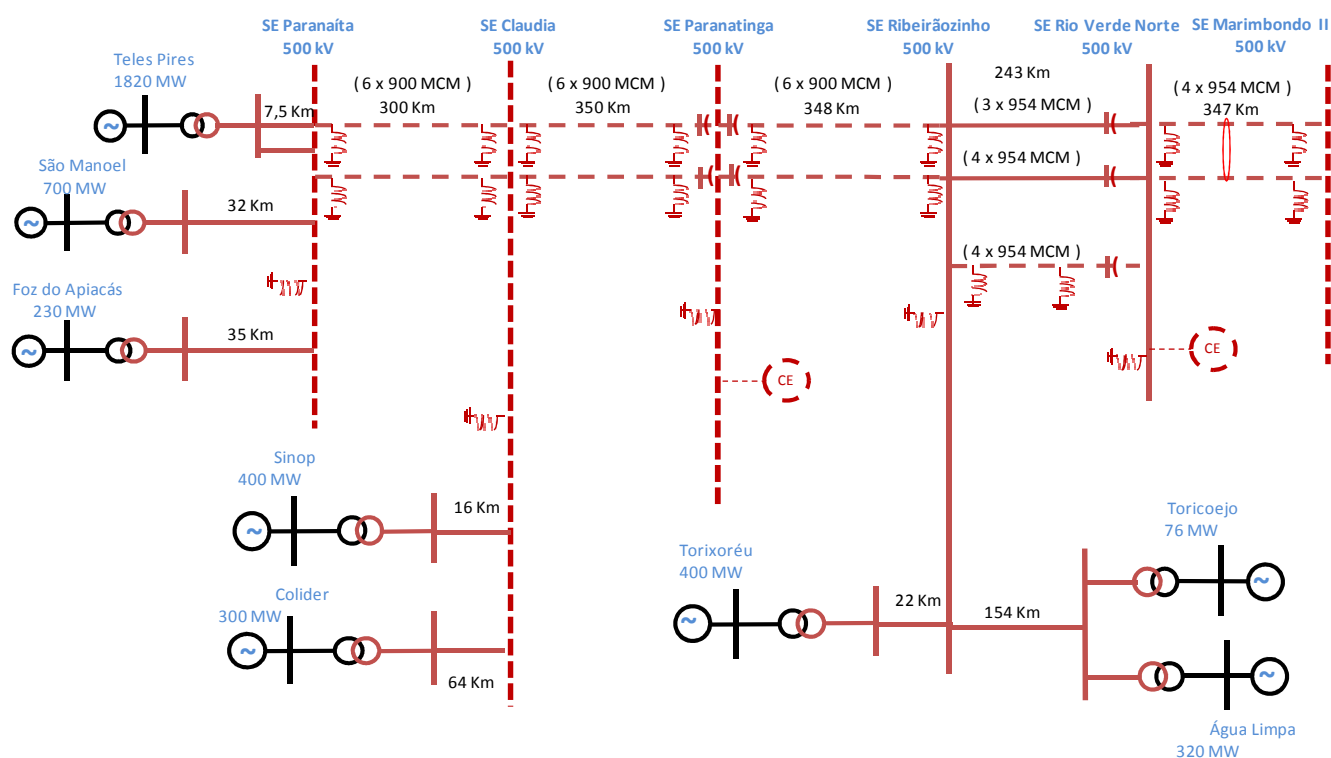


Figura 4-4 – Alternativa 2 – configuração final – 2016

4.3 Alternativa 3 (CC/CA – 4 condutores por polo – ± 500 kV CC e 4 condutores por fase - 500 kV CA)

A Alternativa 3 prevê a integração das usinas através de 1 LT em 500 kV CA, 4 condutores de 954 MCM/fase (ver item 5), da SE Paranaíta (MT) até a SE Ribeirãozinho (MT), em uma extensão de aproximadamente 1.000 km e um bipolo em ± 500 kV CC, 2800 MW, 4 condutores de 1590 MCM por polo, da SE Paranaíta até a SE Marimbondo II, com 1550 km. A alternativa contempla, ainda, a instalação de compensação série nos dois circuitos da LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte e a instalação de 2 compensadores estáticos, um na SE Paranatinga 500 kV e outro na SE Rio Verde Norte 500 kV.

A Figura 4-5 apresenta o diagrama unifilar simplificado da Alternativa 3.

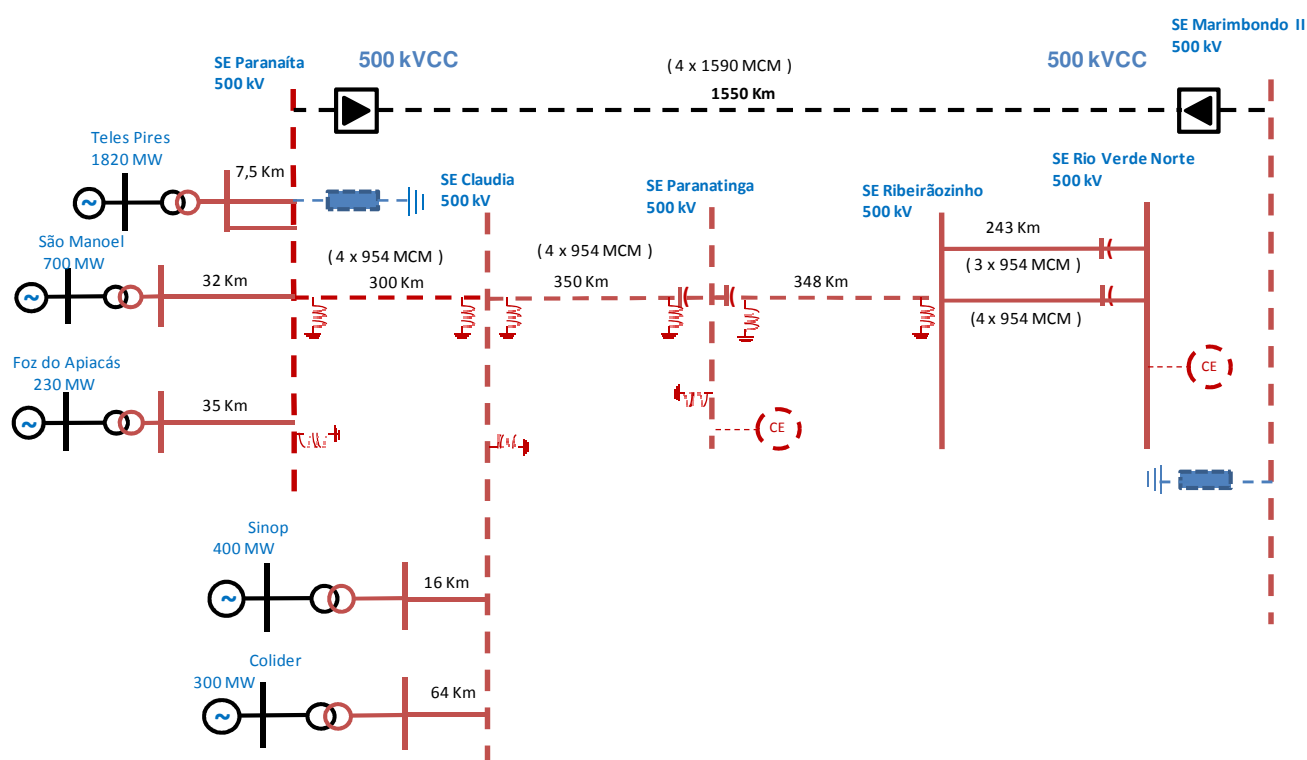


Figura 4-5 – Alternativa 3 – configuração final

4.4 Alternativa 4 (CC/CA – 6 condutores por polo – ± 600 kV CC e 4 condutores por fase - 500 kV CA)

A Alternativa 4 prevê a integração das usinas através de 1 LT em 500 kV CA, 4 condutores de 954 MCM/fase (ver item 5), da SE Paranaíta (MT) até a SE Ribeirãozinho (MT), em uma extensão de aproximadamente 1.000 km e um bipolo em ± 600 kV CC, 2800 MW, 6 condutores de 900 MCM por polo, da SE Paranaíta até a SE Marimbondo II, com 1550 km. A alternativa contempla, ainda, a instalação de compensação série nos dois circuitos da LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte e a

instalação de 2 compensadores estáticos, um na SE Paranaíta 500 kV e outro na SE Rio Verde Norte 500 kV.

A Figura 4-6 apresenta o diagrama unifilar simplificado da Alternativa 4.

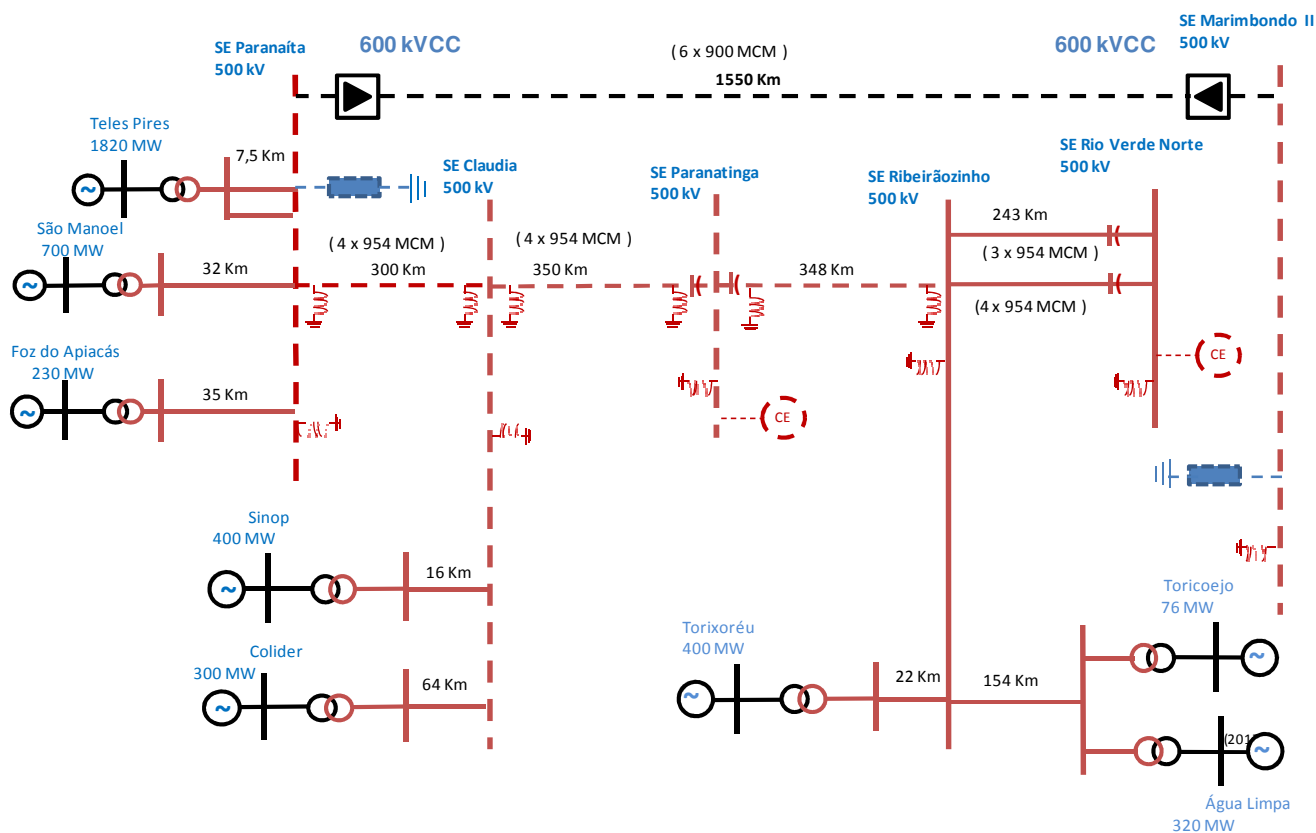


Figura 4-6 – Alternativa 4 – configuração final

5. Linhas de Transmissão

As linhas de transmissão foram definidas pelo CEPEL e revisadas em conjunto com a EPE, a partir dos requisitos sistêmicos reproduzidos na Tabela 5-1. Esses requisitos foram definidos para a escolha do condutor econômico e também para comparação entre alternativas, dadas as diferentes tecnologias envolvidas. Para a alternativa vencedora, seus requisitos finais são revisados conforme indicado no item 5.1.

Tabela 5-1 - Requisitos sistêmicos para definição das linhas de transmissão

Alternativa	Topologia básica	Potência nominal por circuito (MW)	Potência em emergência por circuito (MW)
1	3 circuitos em 500 kV CA	1300	1700
2	2 circuitos em 500 kV CA	1950	3400
3	Bipolo CC, +500 kV	2800	3400
	Linha em 500 kV CA	1300	1700
4	Bipolo CC, +600 kV	2800	3400
	Linha em 500 kV CA	1300	1700

Cada linha de transmissão foi otimizada com relação aos requisitos sistêmicos e aos critérios técnicos e econômicos, resultando, por linha, num conjunto de soluções tecnicamente viáveis, do qual foi extraída a solução mais econômica, respeitando uma tolerância 3% no custo total, que melhor se ajustou aos requisitos de desempenho da rede planejada, como detalhado nos itens que se seguem, cujas ilustrações foram extraídas diretamente dos resultados do programa ELEKTRA.

5.1 Alternativa 1

Para o tronco entre as SEs Paranaíta e Ribeirãozinho, inicialmente três circuitos simples em 500 kV, foram concebidos considerando a disposição geométrica dos condutores na torre como ilustrada na Figura 5-1, e as seguintes características técnicas:

- Estrutura típica estaiada com cadeias de isoladores em I x V x I
- Feixes de 4 condutores CAA por fase, espaçados de 1,202 x 1,202 m
- 2 cabos pára-raios aterrados de 3/8" , EHS
- Fluxo de potência em operação normal igual a 1300 MW e em emergência igual a 1700 MW.

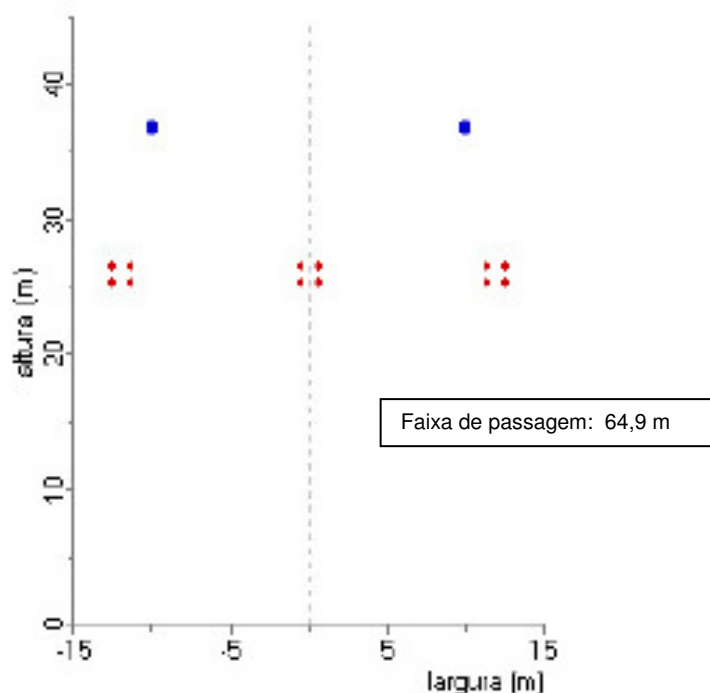


Figura 5-1 - Disposição geométrica dos condutores - LT 500 kV CA circuito simples, Alternativa 1

A Figura 5-2 apresenta os custos (R\$/km) totais da instalação e das perdas em função da bitola do cabo condutor (MCM), resultantes da otimização técnico-econômico da linha, para o universo de condutores candidatos, tipo CAA, tecnicamente viáveis.

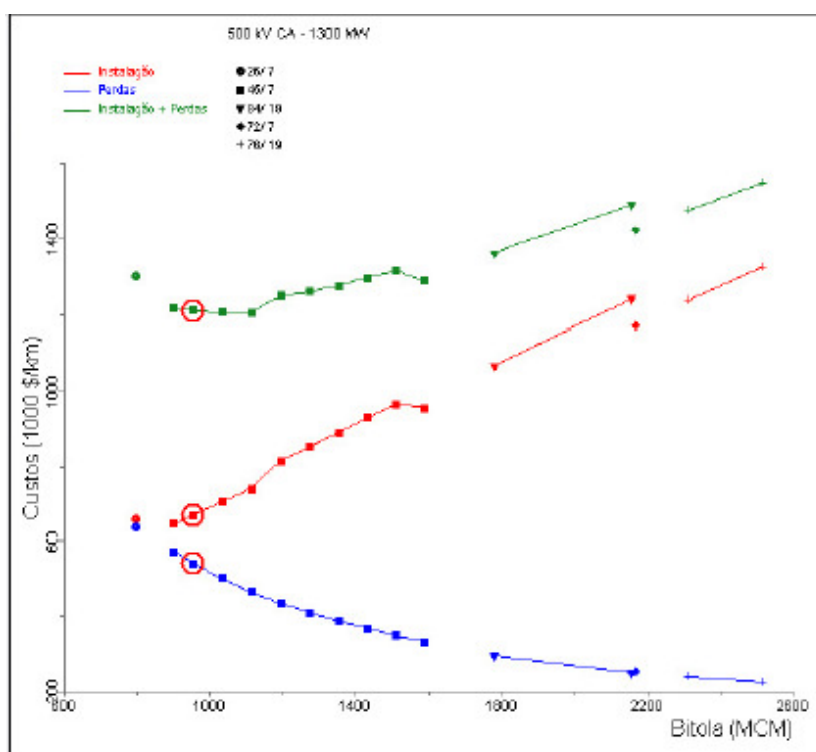


Figura 5-2 - Custos em função da bitola do cabo condutor - LT 500 kV CA, circuito simples, Alternativa 1

Como mostrado na Tabela 5-2, os condutores de menor custo total, dentro da tolerância de 3%, encontram-se na região em torno da bitola entre 900 MCM e 1113 MCM. Dentre esses, os de menor

custo de instalação foram os de bitola 900 MCM e 954 MCM, e optou-se pelo condutor de 954 MCM (*Rail*). Além dos benefícios da experiência consequente de sua larga utilização em linhas similares de 500 kV no país, atendeu melhor aos requisitos da rede, como fluxo de potência, perdas sistêmicas e compensação reativa. Adicionalmente, verificar-se-á que na solução em circuito duplo este condutor *Rail* também apresentou o menor custo de instalação dentre os de possível recomendação.

Tabela 5-2 - Condutores com menor custo total - LT 500 kV CA, circuito simples, Alternativa 1

Condutor			Custo (R\$x1000)			Relação entre o custo total e o de menor custo total (%)
Nome Código	Bitola (MCM)	Formação Al/Aço	Instalação	Perdas	Total	
Drake	795	26/7	661,6	641,2	1.302,7	107,9
Ruddy	900	45/7	649,7	570,9	1.220,6	101,1
Rail	954	45/7	672,6	539,2	1.211,8	100,4
Ortolan	1033,5	45/7	708,7	498,9	1.207,6	100,1
Bluejay	1113	45/7	743,3	463,9	1.207,1	100,0
Blutin	1192,5	45/7	816,3	434,2	1.205,5	103,6

Considerando as vantagens econômicas da substituição de dois circuitos simples por um circuito duplo, foi concebido o circuito duplo, cuja disposição geométrica dos condutores na torre está ilustrada na Figura 5-3.

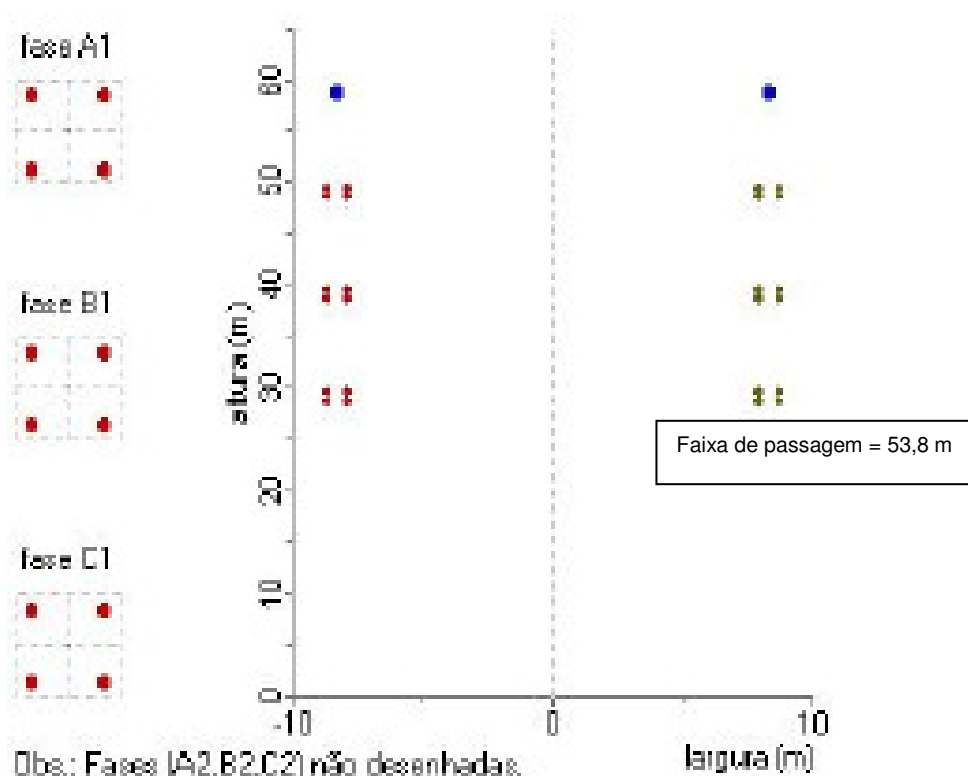


Figura 5-3 – Disposição geométrica dos condutores - LT 500 kV CA, circuito duplo, Alternativa 1

A Figura 5-4 apresenta os custos (R\$/km) totais da instalação e das perdas em função da bitola do cabo condutor (MCM), resultantes da otimização técnico-econômico da linha, para o universo de condutores candidatos, tipo CAA, tecnicamente viáveis.

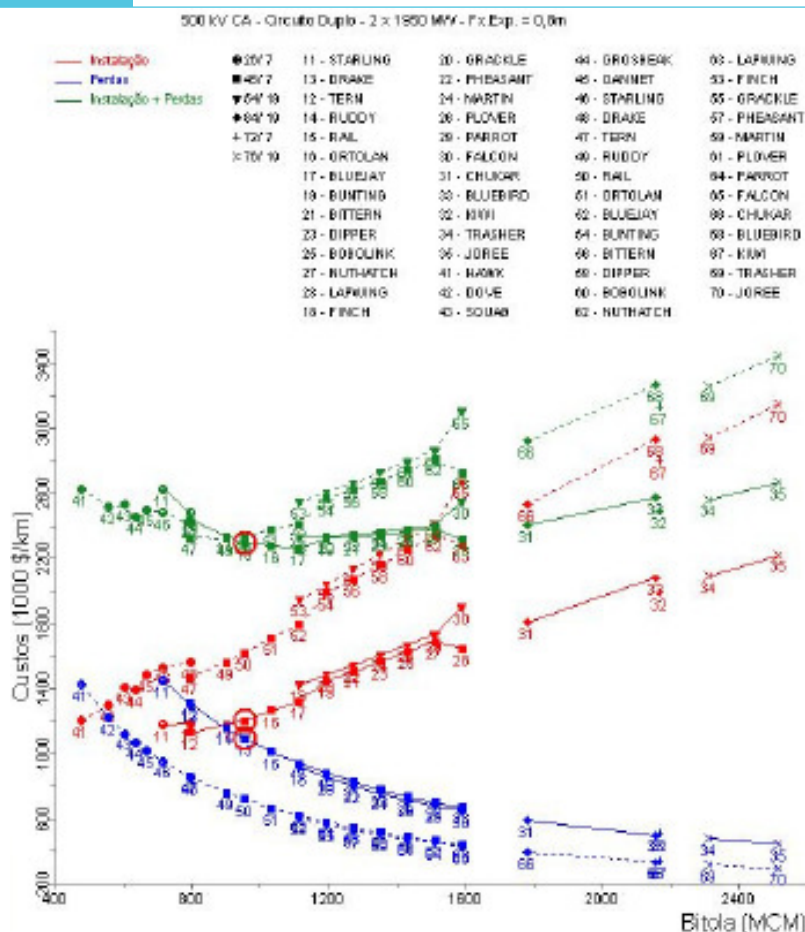


Figura 5-4 - Custos função da bitola do cabo condutor - LT 500 kV CA, circuito duplo, Alternativa 1

Como mostrado na Tabela 5-3, os condutores de menor custo total, dentro da tolerância de 3%, encontram-se na região em torno da bitola entre 954 MCM e 1192,5 MCM, e optou-se pelo condutor de menor custo de instalação que atendeu aos requisitos de desempenho da rede de transmissão (Rail, 954 MCM).

Tabela 5-3 - Condutores com menor custo total - LT 500 kV CA, circuito duplo, Alternativa 1

Condutor			Custo (R\$x1000)			Relação entre o custo total e o de menor custo total (%)
Nome Código	Bitola (MCM)	Formação Al/Aço	Instalação	Perdas	Total	
Ruddy	900	45/7	1177,4	1157,4	2334,8	103,4
Rail	954	45/7	1203,4	1092,3	2295,7	101,6
Ortolan	1033,5	45/7	1265,1	1009,9	2275,0	100,7
Bluejay	1113	45/7	1320,5	938,3	2258,8	100,0
Blutin	1192,5	45/7	1449,8	877,5	2327,3	103,0

Os parâmetros elétricos da linha em circuito simples e em circuito duplo, com o condutor *Rail*, estão reproduzidos na Tabela 5-7 e os demais resultados obtidos das simulações estão mostrados no ANEXO A.

Para a configuração final, 2016, foram considerados os seguintes reforços adicionais no tronco de transmissão:

- LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte , circuito 3
- LT 500 kV Rio Verde Norte – Marimbondo II, circuitos 1 e 2

A LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte, terceiro circuito, foi considerada com características idênticas ao segundo circuito desta LT, ou seja, com 4 sub condutores de 954 MCM por fase.

A LT 500 kV Rio Verde Norte – Marimbondo II, circuito duplo (C1 e C2) foi considerada com características iguais às do tronco entre as SEs Paranaíta e Ribeirãozinho, como consequência do prolongamento do tronco de transmissão.

Uma vez escolhida esta Alternativa 1 como a alternativa vencedora, foram revisados os requisitos sistêmicos que definem a capacidade de transmissão em longa duração das linha de transmissão, para que estas estejam adequadas para futuras expansões da malha em 500 kV da Rede Básica. Dessa forma, considerando os limites usualmente praticados no Brasil para linhas de transmissão em 500 kV com quatro sub condutores CAA por fase, com bitola da ordem de 954 MCM, considerando os efeitos que as linhas em corrente alternada exercem umas sobre as outras no processo de expansão, assim como as incertezas da expansão futura, justifica-se considerar como potência operativa de longa duração para todas as novas linhas em 500 kV, indicadas nesta expansão, 2450 MW por circuito. A capacidade operativa de curta duração deverá ser estabelecida atendendo à resolução normativa Aneel 191, de novembro de 2005 e suas revisões.

5.2 Alternativa 2

Para o tronco entre as SEs Paranaíta e Ribeirãozinho, os dois circuitos paralelos em 500 kV CA que compõem a Alternativa 2 foram concebidos considerando a disposição geométrica dos condutores na torre como ilustrada na Figura 5-5, e as seguintes características técnicas:

- Estrutura típica estaiada com cadeias de isoladores em I x I x I
- Feixes de 6 condutores CAA por fase, com espaçamento entre subcondutores nas fases laterais entre 1,05 a 2,6 m e entre 0,48 a 1,4 m na fase central.
- 2 cabos pára-raios aterrados de 3/8", EHS
- Fluxo de potência em operação normal igual a 1950 MW e em emergência igual a 3400 MW

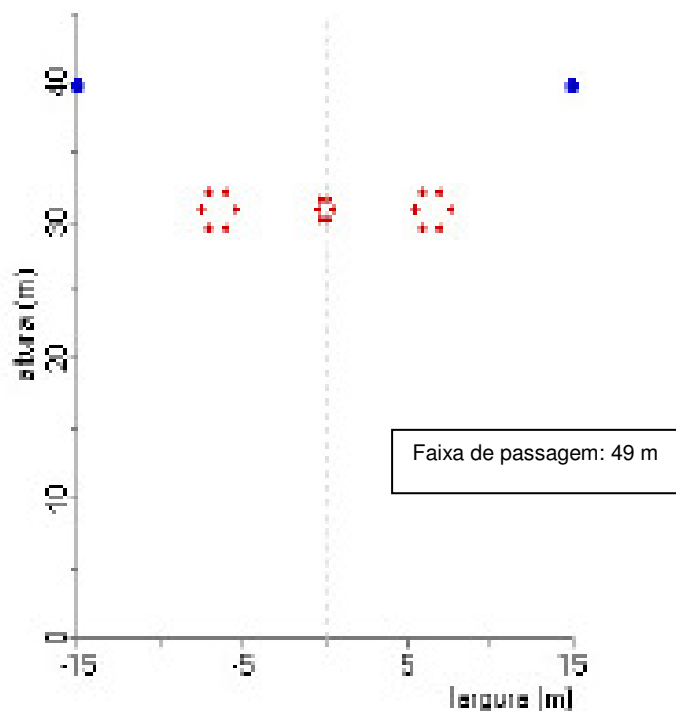


Figura 5-5 - Disposição geométrica dos condutores - LT 500 kV CA, Alternativa 2

A Figura 5-6 apresenta os custos (R\$/km) totais, da instalação e das perdas em função da bitola do cabo condutor (MCM) resultantes da otimização técnico-econômica da linha, para o universo de condutores candidatos, tipo CAA, tecnicamente viáveis.

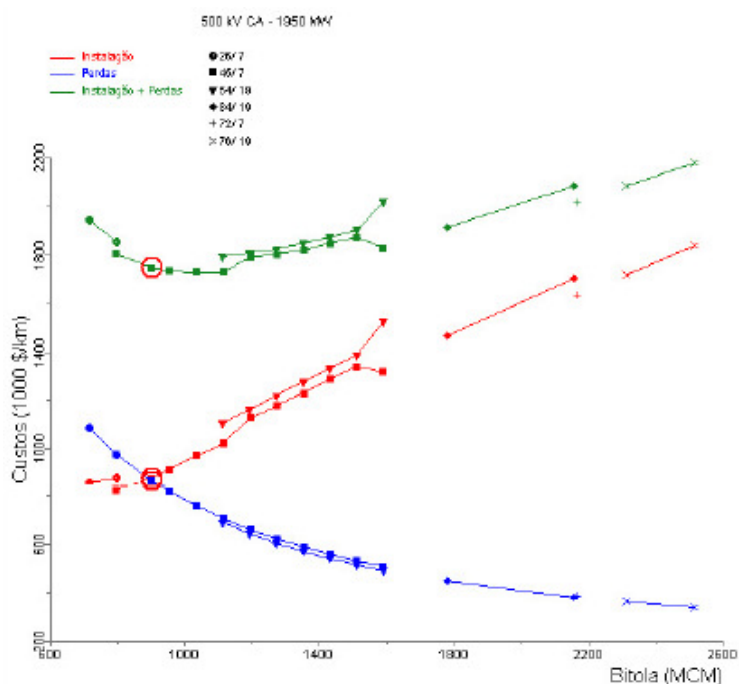


Figura 5-6 - Custos em função da bitola do cabo condutor - LT 500 kV CA, Alternativa 2

Como mostrado na Tabela 5-4 os condutores de menor custo total, dentro da tolerância de 3%, encontram-se na região em torno da bitola entre 900 e 1113 MCM, e optou-se pelo condutor de menor custo de instalação que atendeu aos requisitos de desempenho da rede de transmissão (*Ruddy*, 900 MCM).

Tabela 5-4 - Condutores com menor custo total - LT 500 kV CA, Alternativa 2

Conductor			Custo (R\$x1000)			Relação entre o custo total e o de menor custo total (%)
Nome Código	Bitola (MCM)	Formação Al/Aço	Instalação	Perdas	Total	
Tern	795	45/7	824,65	979,89	1804,54	104,3
Ruddy	900	45/7	880,21	868,1	1748,31	101,1
Rail	954	45/7	915,27	820,36	1735,63	100,3
Ortolan	1033,5	45/7	1023,16	706,55	1729,71	100,0
Bluejay	1113	45/7	1023,16	706,55	1279,71	100,0
Buting	1192,5	45/7	1128,59	661,58	1790,17	103,5

Os parâmetros elétricos da linha com o condutor *Ruddy* estão reproduzidos na Tabela 5-7 e os demais resultados obtidos das simulações estão mostrados no ANEXO A.

É importante destacar que esta alternativa com linhas de seis subcondutores por fase foi inicialmente simulada considerando os parâmetros da linha de transmissão experimental em 500 kV de feixe expandido, resultante do projeto P&D Aneel Furnas, implantada no Rio de Janeiro [7]. Entretanto, face às dificuldades de implantação e custos adicionais da linha experimental (disposição em “delta invertido”, que utiliza uma quantidade maior de isoladores e feixe assimétrico), indicadas por especialistas em linhas de transmissão, quando comparada com linhas similares de concepção mais simples, optou-se pela solução de concepção mais simples aqui mostrada para a Alternativa 2.

Para a configuração final, 2016, foram considerados os seguintes reforços adicionais no tronco de transmissão:

- LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte , circuito 3
- LT 500 kV Rio Verde Norte – Marimbondo II, circuitos 1 e 2

A LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte, terceiro circuito, foi considerada com características similares às do circuito simples previamente considerado neste estudo para o tronco entre as SEs Paranaíta e Ribeirãozinho, em decorrência da existência do segundo circuito desta LT com características semelhantes, ou seja, com 4 sub condutores de 954 MCM (Rail) por fase.

A LT 500 kV Rio Verde Norte – Marimbondo II, circuito duplo (C1 e C2) foi considerada com características iguais às do tronco entre as SEs Paranaíta e Ribeirãozinho, com quatro subcondutores por fase, utilizadas na alternativa 1, por estar submetida a condicionantes semelhantes a esta última.

5.3 Alternativa 3

A linha de transmissão em ± 500 kV CC foi concebida considerando a disposição geométrica dos condutores na torre como ilustrada na Figura 5-7, e as seguintes características técnicas:

- Estrutura estaiada com cadeias de isoladores em I.
- Feixe circular de 4 condutores CAA por polo, com raio geométrico de 0,323 m (coordenadas dos centros dos círculos, $X=\pm 6,85$ m e $Y=10,8$ m)
- 2 cabos pára-raios aterrados de 3/8 " , EHS (coordenadas $X= \pm 5,5$ m e $Y=15,2$ m)
- Fluxo de potência em operação normal igual a 2800 MW e em emergência igual a 3400 MW.
- Comprimento da linha: 1550 km

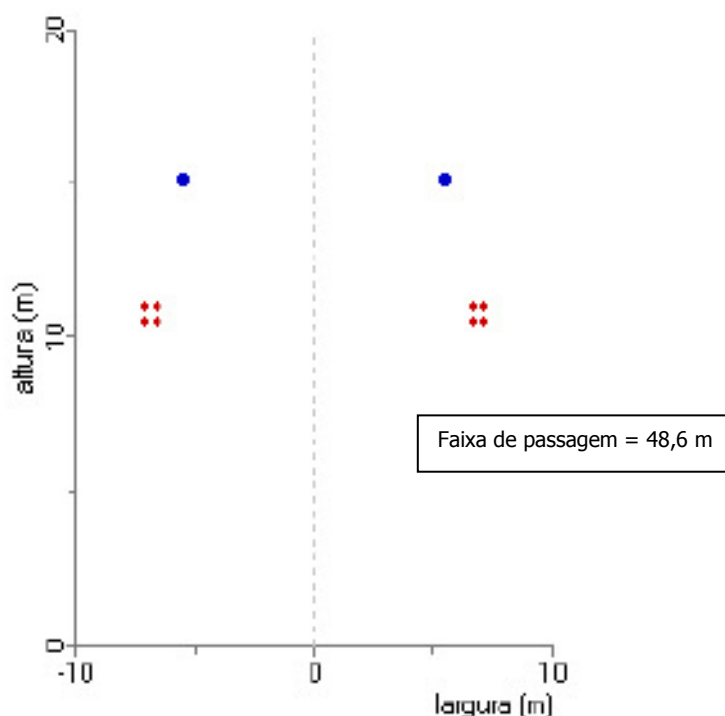


Figura 5-7 – Disposição geométrica dos condutores - LT ± 500 kV CC, Alternativa 3

A Figura 5-8 apresenta os custos (R\$/km) totais, da instalação e das perdas em função da bitola do cabo condutor (MCM) resultantes da otimização técnico-econômico da linha, para o universo de condutores candidatos, tipo CAA, tecnicamente viáveis.

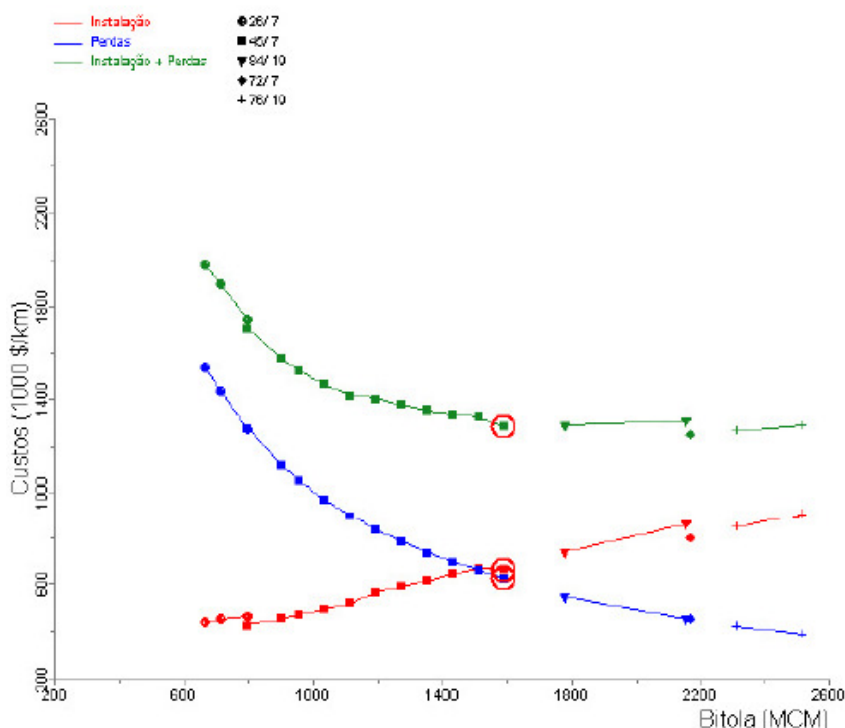


Figura 5-8 - Custos em função da bitola do cabo condutor - LT ± 500 kV CC, Alternativa 3

Como mostrado na Tabela 5-5 os condutores de menor custo total, dentro da tolerância de 3%, foram os de bitola 1590 MCM (formação 45/7), 2167 MCM (formação 72/7) e 2312 MCM (formação 76/19), optando-se pelo condutor de menor custo de instalação que atendeu aos requisitos de desempenho da rede de transmissão (Lapwing, 1590 MCM).

Tabela 5-5 - Condutores com menor custo total - LT ± 500 kV CC, Alternativa 3

Condutor			Custo (R\$ $\times 1000$)			Relação entre o custo total e o de menor custo total (%)
Nome Código	Bitola (MCM)	Formação Al/Aço	Instalação	Perdas	Total	
Nuthatch	1510,5	45/7	669,53	661,06	1330,59	106,3
Lapwing	1590	45/7	662,4	625,94	1288,34	102,9
Chukar	1780	84/19	742,72	549,84	1292,56	103,3
Bluebird	2156	84/19	860,19	451,06	1311,25	104,8
Kiwi	2167	72/7	802,49	449,31	1251,80	100,0
Trasher	2312	76/19	849,80	420,65	1270,45	101,5
Joree	2515	76/19	908,84	386,31	1295,15	103,5

Os parâmetros elétricos da linha com o condutor Lapwing estão reproduzidos na Tabela 5-8 e os demais resultados obtidos nas simulações estão no ANEXO A.

5.4 Alternativa 4

A linha de transmissão em ± 600 kV CC foi concebida considerando características técnicas e disposição geométrica dos condutores na torre similares às da linha em ± 500 kV CC (Alternativa 3), exceto no que diz respeito às coordenadas dos centro dos feixes dos polos (neste caso $X = \pm 8,2$ m, $Y = 13$) e dos pára-raios (neste caso $X = +6,5$ m, $Y = 18,23$ m), assim como na largura da faixa de passagem que resultou igual a 69,8 m.

A Figura 5-8 apresenta os custos (R\$/km) totais da instalação e das perdas em função da bitola do cabo condutor (MCM), resultantes da otimização técnico-econômico da linha, para o universo de condutores candidatos tipo CAA tecnicamente viáveis.

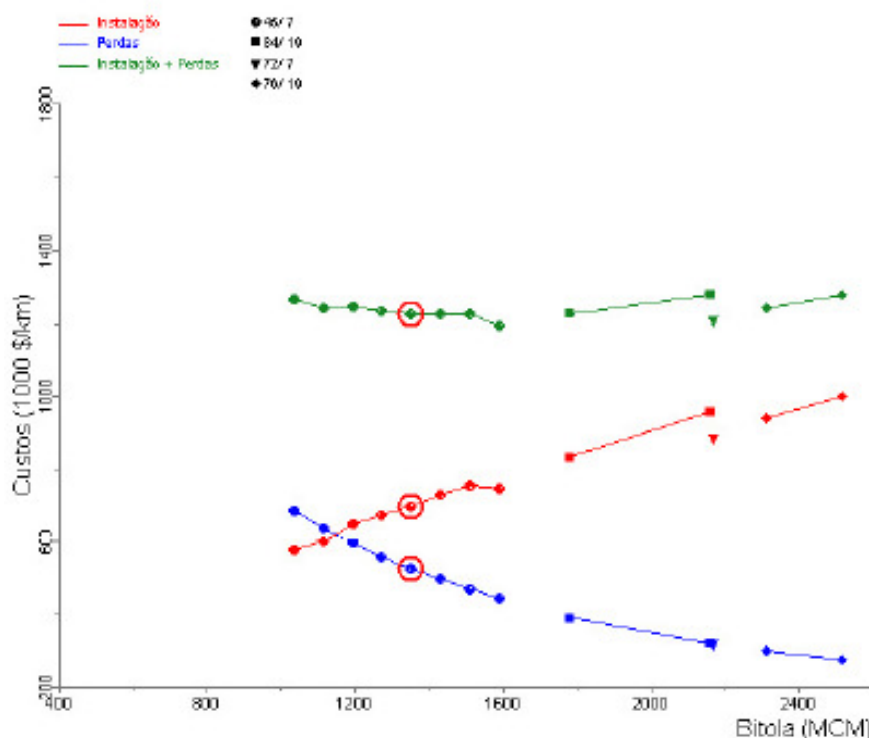


Figura 5-9 - Custos em função da bitola do cabo condutor - LT ± 600 kV CC, Alternativa 4

Como mostrado na Tabela 5-6, os condutores de menor custo total, dentro da tolerância de 3%, encontram-se na região em torno da bitola entre 1351,5 e 1780 MCM para a concepção com quatro condutores por polo e entre 900 e 1113 MCM para a concepção com seis condutores por polo, optando-se pela concepção e condutor de menor custo de instalação que atendeu aos requisitos de desempenho da rede de transmissão (*Ruddy*, 900 MCM, seis condutores por polo).

Tabela 5-6 - Condutores com menor custo total - LT ± 600 kV CC, Alternativa 4

Condutor			Custo (R\$X1000)			Relação entre o custo total e o de menor custo total (%)
Nome Código	Bitola (MCM)	Formação Al/Aço	Instalação	Perdas	Total	
Feixe com 4 condutores por polo						
Dipper	1351,5	45/7	702,55	524,19	1226,7	102,7
Bobolink	1431	45/7	730,93	494,47	1225,4	102,6
Nuthatch	1510,5	45/7	756,25	469,10	1225,4	102,6
Lapwing	1590	45/ 7	750,07	444,47	1194,5	100,0
Chukar	1780	84/ 19	836,01	390,63	1226,6	102,7
Feixe com 6 condutores por polo						
Ruddy	900	45/ 7	677,24	542,03	1219,28	102,07
Rail	954	45/ 7	704,32	511,96	1216,28	101,82
Ortolan	1033,5	45/ 7	746,26	473,14	1219,40	102,08
Bluejay	1113	45/ 7	785,11	439,41	1224,52	102,51

Os parâmetros elétricos da linha com o condutor *Ruddy*, seis condutores por polo, estão reproduzidos na Tabela 5-8 e os demais resultados obtidos nas simulações estão no ANEXO A.

5.5 Sumário dos parâmetros das linhas de transmissão

As novas linhas de transmissão efetivamente utilizadas nos estudos, em sua versão final, resultaram com os parâmetros dispostos, respectivamente, na Tabela 5-7 e na Tabela 5-8, para as linhas de transmissão em corrente alternada e corrente contínua.

Tabela 5-7 - Parâmetros elétricos das linhas de transmissão em 500 kV CA

Alter-nativa	Circuito tipo	Potência [MW] (*)			Cabo condutor por fase	Parâmetros de seq. pos/zero (50° C)					
		Nom.	Emerg.	Caract.		S e q	R (Ω /km)	S e q	X (Ω /km)	S e q	B (μ S/km)
1	Duplo	1300	1700	1150	4x954 MCM "Rail"	+	0,01739	+	0,28058	+	5,95349
						0	0,30913	0	1,40230	0	3,24820
1, 3, 4	Simples	1300	1700	1191	4x954 MCM "Rail"	+	0,01728	+	0,27132	+	6,17269
						0	0,324	0	1,34291	0	3,53958
2	Simples	1950	3400	1684	6x900 MCM "Ruddy"	+	0,01231	+	0,19121	+	8,69961
						0	0,31949	0	1,39985	0	3,24873

(*) Esses valores de potência foram considerados para definição inicial das linhas de transmissão na comparação entre alternativas e escolha do condutor econômico. Para a alternativa 1 vencedora, a recomendação foi considerar 2450 MW de potência por circuito para operação em longa duração, admitindo fator de potência da ordem de 0,95.

Tabela 5-8 – Parâmetros elétricos das linhas de transmissão em corrente contínua

Alternativa	Tensão (kV)	Potência (MW)		Cabo condutor por polo	Resistência por polo a 50° C (Ω/km)
		Nominal	Emergência		
3	± 500	2800	3400	4 x 1590 MCM "Lapwing"	0,00998
4	± 600	2800	3400	6 x 900 MCM "Ruddy"	0,01183

No ANEXO B são apresentados parâmetros adicionais que complementam a definição das linhas consideradas.

6. Desempenho no Período Pré-Teles Pires

O objetivo deste capítulo foi avaliar o desempenho do tronco (500 e 230 kV) de interligação Centro Oeste – Sudeste no período anterior ao da implantação das usinas da bacia do rio Teles Pires. Essa avaliação foi feita, portanto, para o ano 2014.

6.1 Histórico

Em 2009, o sistema elétrico que atendia os estados Acre e Rondônia deixou de ser isolado, com a entrada em operação da sua interligação ao sistema do Mato Grosso. Dessa forma, a dependência da geração térmica dos estados do Acre e Rondônia foi reduzida, tendendo a se extinguir conforme a entrada dos circuitos restantes das linhas em 230 kV previstas para essa interligação.

Adicionalmente, o grande potencial de usinas hidrelétricas do estado do Mato Grosso, cuja injeção no SIN se dá nas subestações em 230 kV do Mato Grosso que se ligam a Jauru, pode fazer com que o sistema, a partir dessa subestação, seja exportador de energia em direção ao sudeste, além de contribuir para atendimento dos estados do Acre e Rondônia.

Nos estudos de concepção e escolha de alternativas para transmissão das usinas do rio Madeira [8], foram indicados os reforços regionais nos sistemas em 230 kV e 500 kV para os períodos pré e pós-Madeira, que tinham a função de atender as cargas do Acre/Rondônia (cenário com geração reduzida nas usinas do Acre, Rondônia e Mato Grosso) e de escoar a potência gerada pelas usinas do Mato Grosso para o sudeste (cenário Norte Úmido, com geração plena nas usinas da área, incluindo a UHE Samuel). Para a condição de cenário Norte Úmido, foram consideradas as PCHs do Mato Grosso que totalizam cerca de 970 MW de geração.

Os sistemas concebidos para os períodos mencionados estão descritos nas Figura 6-1 e Figura 6-2.

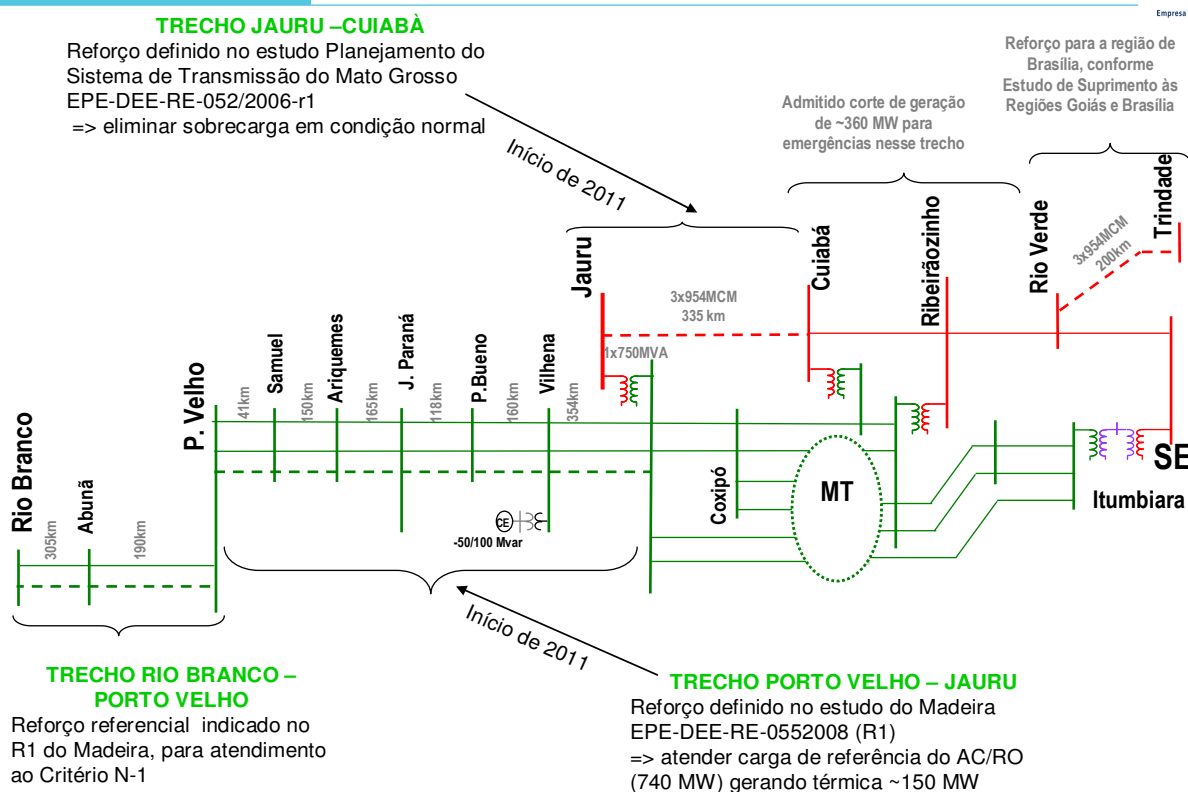


Figura 6-1 - Reforços no sistema regional planejado para o período Pré-Madeira

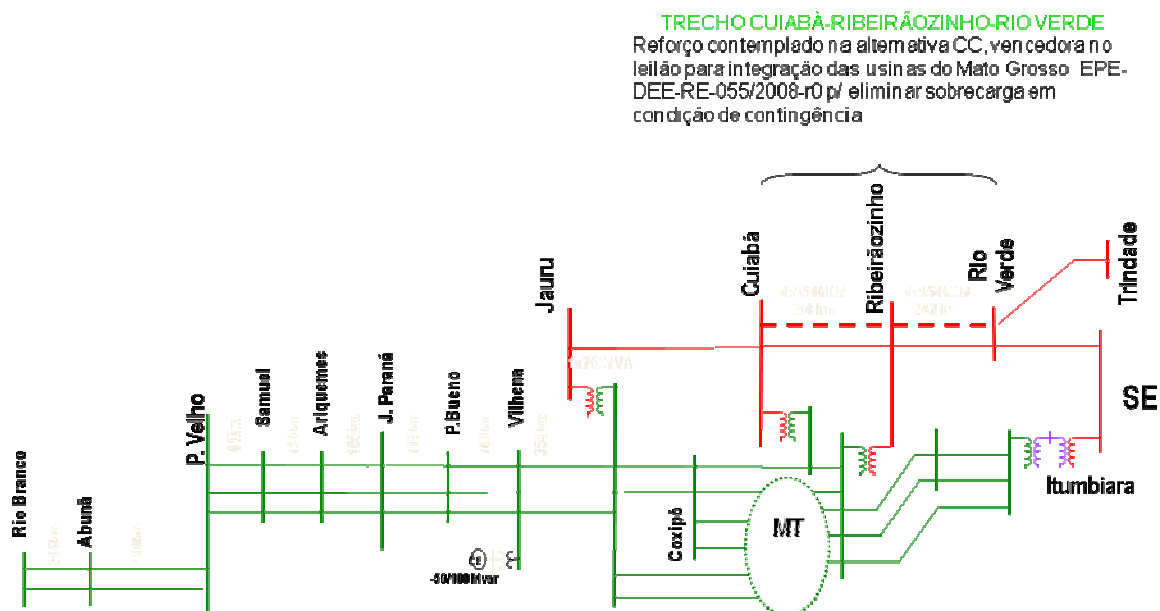


Figura 6-2 - Reforços no sistema regional planejado para escoamento do Madeira (2012).

A expectativa atual de geração prevista para as PCHs do Estado do Mato Grosso é da ordem 1300 MW, já em 2014, sugerindo que o sistema previsto deva ser reavaliado.

Dessa forma, foram feitas análises para diagnosticar eventuais problemas no tronco mencionado, nesse período pré-Teles Pires, considerando o aumento de geração das PCHs do Mato Grosso.

Para avaliação do desempenho do sistema do Mato Grosso, o cenário considerado mais crítico foi Norte Úmido, carga leve, com as usinas do Madeira (até então instaladas) e do Mato Grosso despachadas no máximo.

A carga adotada no caso de fluxo de potência foi aquela representada nos casos de carga leve do Plano Decenal da Transmissão (PD 2020), apresentada na Tabela 6-1.

Tabela 6-1 - Carga Considerada – Valores em MW

Patamar de Carga Leve	
CEMAT	851
AC/RO	433
TOTAL	1284

No cronograma de entrada das máquinas do Madeira, o início da operação está previsto para 2012 e, no final de 2014, espera-se uma capacidade instalada de cerca de 3500 MW, conforme Tabela 6-2 a seguir.

Tabela 6-2 - Geração do Complexo do Madeira

Capacidade Instalada (MW)	
S. ANTONIO	2356
JIRAU	1200
TOTAL	3556

6.2 Diagnóstico

No caso de fluxo de potência considerado, foram verificadas as seguintes violações em regime normal:

- Sobrecarga de 9% na transformação de Jauru 500/230 kV – 750 MVA
- Subtensão na SE Jauru 230 kV

Para a análise do sistema em emergência foram simuladas várias contingências simples, conforme Tabela 6-3 mostrada a seguir:

Tabela 6-3 - Contingências Analisadas

Circuitos Considerados para Contingências
LT 500 kV Jauru - Cuiabá
LT 500 kV Cuiabá - Ribeirãozinho
LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte
LT 500 kV Rio Verde do Norte - Itumbiara
LT 500 kV Itumbiara - São Simão
LT 500 kV Itumbiara - Emborcação
LT 500 kV Emborcação - Jaguará
LT 500 kV Jaguará - São Simão
LT 500 kV São Simão - Água Vermelha
LT 500 kV Emborcação - Jaguará
LT 500 kV Jaguará - São Simão
LT 500 kV São Simão - Água Vermelha
LT 500 kV Itumbiara - Marimbondo
LT 500 kV Água Vermelha - Marimbondo
LT 500 kV São Simão - Marimbondo
LT 230 kV Vilhena - Jauru
LT 230 kV Juba - Jauru
LT 230 kV Jauru - Várzea Grande 2
LT 230 kV Jauru - Coxipó
LT 230 kV Coxipó - Cuiabá
LT 230 kV Coxipó - Rondonópolis
LT 230 kV Rondonópolis - Rio Verde
LT 230 kV Rio Verde - Itumbiara
Transformação 500/230 kV de Jauru
Transformação 500/230 kV de Cuiabá
Transformação 500/230 kV de Rio Verde Norte
LT 500 kV Jauru - Cuiabá
LT 500 kV Cuiabá - Ribeirãozinho
LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte

Verificou-se que a contingência mais crítica do tronco corresponde à perda do único circuito em 500 kV Jauru – Cuiabá. Para essa situação, devido à variação significativa de injeção nas linhas em 230 kV remanescentes, a tensão no sistema em 230 kV, que em regime permanente já apontava problemas, colapsa, devido à grande demanda de potência reativa das linhas em 230 kV, sem que haja suporte de potência reativa local suficiente. A Figura 6-3 e a Figura 6-4 a seguir mostram o carregamento do tronco em 500 e em 230 kV, antes e após a contingência.

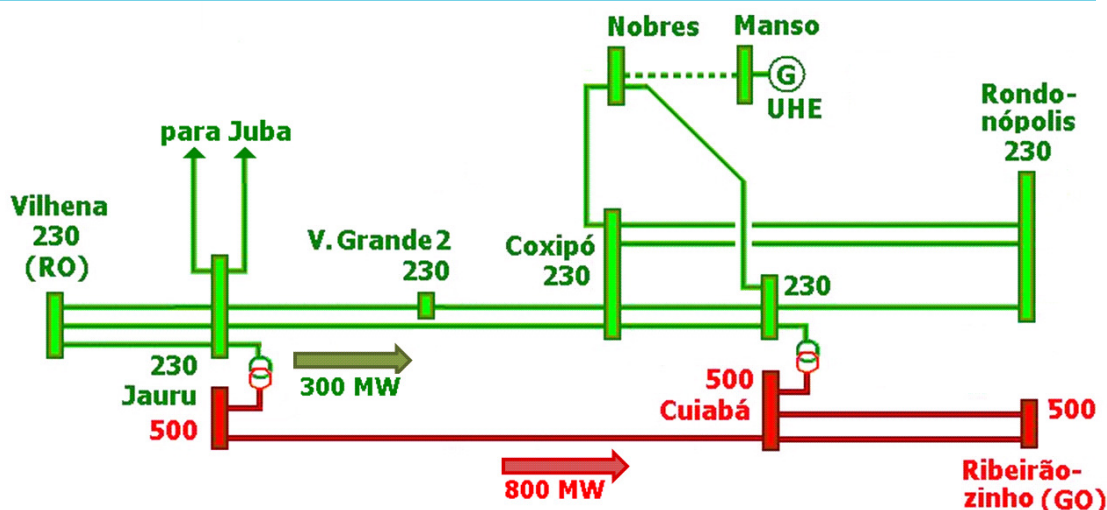


Figura 6-3 - Tronco de Escoamento do MT em Rede Completa

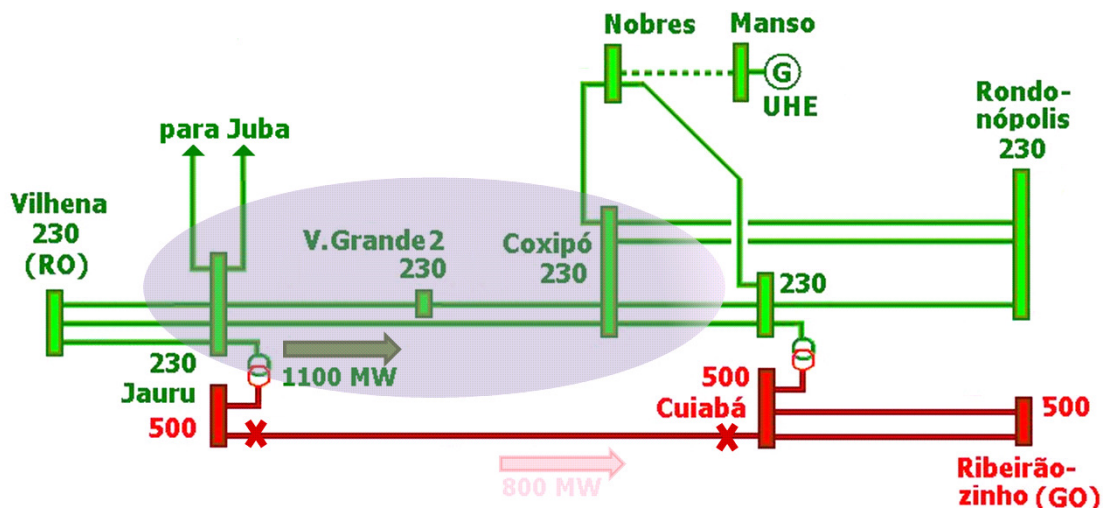


Figura 6-4 - Tronco de Escoamento do MT na contingência da LT Jauru – Cuiabá 500 kV

Conclui-se que o sistema apresenta problemas de transmissão no período pré-Teles Pires, nas condições de análise.

6.3 Solução referencial considerada

Como solução para a sobrecarga no banco de transformadores 500/230 kV de Jauru, considerou-se a implantação da segunda unidade nesta SE.

Para a perda da LT 500 kV Jauru - Cuiabá, considerou-se a antecipação do 2º circuito, previsto na configuração futura apresentada nos estudos de integração das usinas do Madeira [9].

Como sensibilidade foram avaliadas possíveis soluções em 230 kV que apresentaram necessidade de compensação de potência reativa controlada bastante elevada, acima de 1000 Mvar. Além de

antieconômicas, essas soluções são incompatíveis com as previsões futuras dos estudos de planejamento acima citadas.

Observa-se que, mesmo considerando a implantação da 2ª LT Jauru – Cuiabá 500 kV, o sistema continuou apresentando deficiência de potência reativa para essa contingência, necessitando de 150 Mvar de compensação de potência reativa controlada. Como nas simulações das quatro alternativas em análise para o sistema de transmissão do Teles Pires (2015-2020) não foi verificada necessidade de compensação variável na SE Jauru, fez-se uma análise de sensibilidade para avaliar o fluxo limite no sistema em 230 kV RO/MT, em 2014, para o qual não houvesse necessidade de compensação de potência reativa controlada. A análise mostrou que o fluxo limite é de 250 MW.

Dessa forma, para o dimensionamento do sistema para escoamento da potência gerada pelas usinas da bacia do rio Teles Pires, foi considerado referencialmente como reforço entre Jauru e Cuiabá, as obras descritas a seguir:

- 2º banco de autotransformadores 500/230 kV - 750 MVA;
- LT em 500 kV Jauru – Cuiabá C2, com 348 km, 3 X 954 MCM.

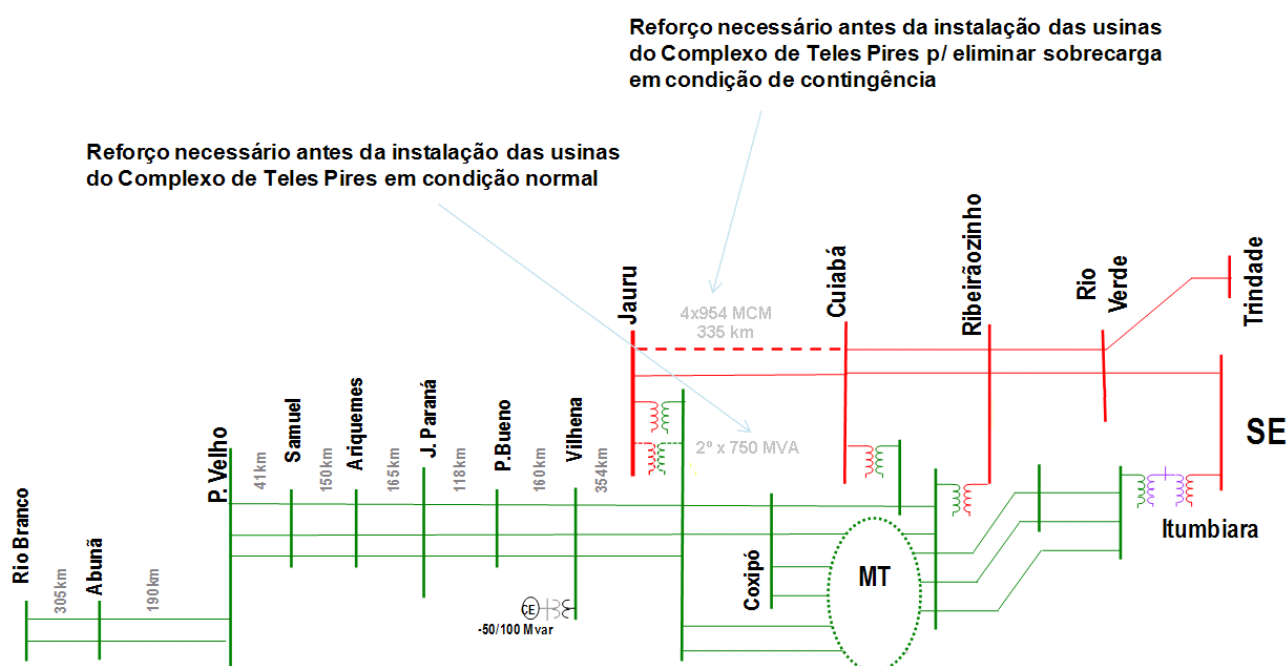


Figura 6-5 – Reforço referencial para o Sistema do Mato Grosso. Ano 2014.

Ressalta-se que para o horizonte de médio e longo prazos, a expansão desse tronco de interligação Centro Oeste – Sudeste (Porto Velho - Itumbiara) deverá ser avaliada em estudo específico para que

contemple as diversas expansões de geração e de novas interligações vislumbradas para a região. Dentre essas considerações destacam-se:

- Aumento do número de máquinas das usinas do Rio Madeira;
- Implantação de novas usinas da região de interesse (PCHs do Mato Grosso, UHEs Tabajara, Prainha, Cachoeira Esperanza, etc.);
- Implantação da Interligação Porto Velho – Manaus;
- Implantação da Interligação Brasil – Peru.

7. Análise em Regime Permanente

A seguir estão resumidos os resultados das simulações de fluxo de potência para as alternativas analisadas neste trabalho. Foram realizadas, além das simulações em regime normal de operação, as contingências simples do tronco em 500 kV desde a SE Paranaíta (MT) até SE Marimbondo II (MG).

7.1 Alternativa 1

O desempenho elétrico desta alternativa, considerando os três cenários abordados neste estudo, é descrito a seguir, tendo como ponto de partida o cenário Norte Úmido e patamar de carga leve, visto que este é o cenário mais crítico para o sistema. Adianta-se que não foram verificadas violações de tensão nem de carregamento, seja em regime normal de operação, seja durante contingências, para todos os cenários e patamares de carga analisados.

A configuração proposta para a Alternativa 1, janeiro de 2015, contempla a implantação de 2 LTs em 500 kV, circuito duplo, 4 condutores de 954 MCM/fase, da SE Paranaíta (MT) até a SE Ribeirãozinho (MT), com compensação série nas LTs 500 kV Cláudia – Paranatinga e Paranatinga – Ribeirãozinho, ambas na SE Paranatinga 500 kV. A compensação série foi ajustada de forma que o fluxo nas linhas em paralelo seja distribuído de forma equilibrada, resultando nos seguintes valores: 42% na LT 500 kV Cláudia – Paranatinga CD, 40% na LT 500 kV Cláudia – Paranatinga CS, 52% na LT 500 kV Paranatinga – Ribeirãozinho CD e 50% na LT 500 kV Paranatinga – Ribeirãozinho CS. A Alternativa contempla ainda 2 compensadores estáticos, um na SE Paranatinga e outro na SE Rio Verde Norte 500 kV. Além disso, verifica-se a necessidade de reforço no trecho entre as subestações Ribeirãozinho - Rio Verde Norte para esta alternativa.

- **Reforço do trecho Ribeirãozinho – Rio Verde Norte**

Atualmente, as subestações Ribeirãozinho e Rio Verde Norte são interligadas por uma LT 500 kV com 3 condutores por fase de 954 MCM, com capacidades de longa e curta durações de 1655 MVA e 2460 MVA, respectivamente. Para 2012, está prevista a implantação do segundo circuito da LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte, com 4 condutores por fase de 954 MCM e capacidades de longa e curta durações de 1450 MVA e 3204 MVA, respectivamente. Essas LTs apresentam desempenho satisfatório até 2014, atendendo aos critérios de carregamento e tensão tanto em condição normal de operação como em contingências. No entanto, a partir de 2015, com a entrada em operação das UHEs Teles Pires e Colíder, torna-se necessário um reforço neste ponto do sistema. Assim, além de considerar que o circuito 2 terá sua capacidade de longa duração majorada para 2900 A, foram avaliadas diversas alternativas de reforço para este trecho, quais sejam:

- 50% de compensação série das linhas existentes (2015) + 1 LT CS 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte (2016), 4x954 MCM/fase, com 50% de compensação série;
- 2 LTs 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte (2015), 6x900 MCM/fase;
- 2 LTs CS 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte (2015 e 2016), 4x954 MCM/fase, com 50% de compensação série;
- 1 LT CD 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte (2015), 4x954 MCM/fase, com 50% de compensação série.

Todas as alternativas apresentaram desempenho adequado e, de acordo com a análise econômica apresentada no item 11, a alternativa com o menor custo se refere à implantação em 2015 da compensação série de 50% da reatância das LTs 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C1 e C2, além da instalação em 2016 do terceiro circuito com 4 condutores por fase de 954 MCM, também compensado em 50%, sendo, portanto, a recomendação para este trecho na Alternativa 1.

• Desempenho da Alternativa

A Figura 7-5 e a Figura 7-6 apresentam as tensões e os fluxos de potência em condição normal de operação, referentes à configuração prevista para o ano 2015, cenário Norte Úmido, patamar de carga leve. Foram realizadas simulações de contingências simples ao longo do tronco em 500 kV de Paranaíta até Itumbiara (Figura 7-7 a Figura 7-12). Não foram verificados níveis de tensão nem sobrecargas fora dos limites estabelecidos. No cenário Norte úmido, patamar de carga leve, foram observados valores de tensão superiores a 1,1 pu no terminal do capacitor série da LT 230 kV Barra do Peixe – Rio Verde C2. Esta sobretensão poderá ser evitada considerando o *bypass* nos capacitores série das LTs 230 kV Barra do Peixe – Rio Verde, forçando assim, a circulação do fluxo pelo sistema em 500 kV, no entanto a solução a ser adotada deverá ser objeto de estudo específico, a ser realizado.

Em 2016, considerando a motorização prevista para a UHE Teles Pires e a entrada em operação das UHEs Foz do Apiacás e São Manoel, foi necessária a implantação do terceiro circuito em 500 kV entre as SEs Paranaíta e Rio Verde Norte, além da futura SE Marimbondó II, contígua à SE Marimbondó, sendo esta conectada a Rio Verde Norte através da LT 500 kV Rio Verde Norte – Marimbondó II, em circuito duplo (4 x 954 MCM/fase).

A Figura 7-13 e a Figura 7-14 apresentam as tensões e os fluxos de potência em condição normal de operação referentes à configuração proposta para o ano 2016, considerando o cenário Norte Úmido, com as 5 usinas da bacia do rio Teles Pires despachadas no máximo, patamar de carga leve e 3 circuitos em 500 kV entre as SEs Paranaíta e Rio Verde Norte. Adicionalmente, foram realizadas simulações de contingências simples ao longo do tronco em 500 kV de Paranaíta até Marimbondó II, não sendo verificados sobrecargas nem níveis de tensão fora dos limites estabelecidos. A título de

ilustração, a Figura 7-15 apresenta os fluxos de potência e as tensões referentes à contingência de uma das LTs 500 kV Rio Verde Norte – Marimbondo II.

A partir de 2019, nos cenários Norte Úmido, patamares de carga leve e pesada, foi verificada sobrecarga no circuito remanescente durante a contingência de um dos circuitos da LT 230 kV Barra do Peixe – Rio Verde, Figura 7-16. Essa sobrecarga poderá ser evitada considerando o *bypass* nos capacitores série das LTs 230 kV Barra do Peixe – Rio Verde, forçando assim, a circulação do fluxo pelo sistema em 500 kV.

A Figura 7-17 e a Figura 7-18 apresentam os fluxos de potência e as tensões verificadas em condição normal de operação para o ano 2020, considerando o cenário Norte Úmido, patamar de carga leve. Adicionalmente, foram realizadas simulações de contingências simples ao longo do tronco em 500 kV de Paranaíta até Marimbondo II, não sendo verificados sobrecargas nem níveis de tensão fora dos limites estabelecidos.

A contingência de uma das LTs 500 kV 4x954 MCM Ribeirãozinho – Rio Verde Norte, no cenário Norte Úmido, carga leve, foi a que mais solicitou a atuação do compensador estático da SE Rio Verde Norte, sendo necessários aproximadamente 280 Mvar para manter as tensões nos barramentos de carga dentro da faixa operativa (Figura 7-19). Assim, o compensador estático em Rio Verde Norte foi dimensionado com (-200/300) Mvar. A faixa indutiva desse equipamento mostrou-se necessária quando da realização dos estudos de energização e rejeição de carga e durante a contingência de reatores de barra no cenário Norte Seco, patamar de carga leve.

É descrito a seguir o dimensionamento dos capacitores série das LTs 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte.

- **Dimensionamento dos capacitores série das LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte:**

Considerando que a reatância de uma das LTs 500 kV 4x954 MCM Ribeirãozinho – Rio Verde Norte é de 67,975 Ω , a reatância do capacitor série foi de 34 Ω . Por outro lado, a reatância da LT 500 kV 3x954 MCM Ribeirãozinho – Rio Verde Norte é de 84,5 Ω e, por consequência, a reatância do capacitor série para esta LT foi de 42,25 Ω . O valor da corrente para dimensionamento do capacitor série das LTs 4x954 MCM Ribeirãozinho – Rio Verde Norte atingiu o máximo de 2917 A, correspondente ao ano 2020, durante a contingência de uma das LTs 500 kV 4x954 MCM Ribeirãozinho – Rio Verde Norte, considerando o despacho máximo das 5 usinas da bacia do rio Teles Pires além das UHEs Água Limpa (304 MW), Toricoejo (72,2 MW) e Torixoréu (388 MW), e uma injeção adicional de 150 MW em Paranaíta e 100 MW em Cláudia, Figura 7-20. Para a LT 3x954 MCM, a máxima corrente verificada nas simulações de fluxo de potência foi de 2357 A.

Considerando esse valor como o limite de sobrecarga, e que os bancos de capacitores série suportam 35% de sobrecarga (NBR 8763:1998) por 30 minutos em um período de 6 horas, a corrente nominal

dos bancos foi de 2161 A para as LTs 4x954 MCM (C2 e C3) e 1746 A para a LT 3x954 MCM (C1). Em operação normal, o maior valor de corrente verificado na Alternativa 1, ano 2020, correspondeu a 1854 A para as LTs 4x954 MCM e 1496 A para a LT 3x954 MCM. Assim, o valor de corrente a ser considerado para dimensionamento dos bancos de capacitores série foi 2161 A para as LTs 4x954 MCM e 1746 A para a LT 3x954 MCM, o que resultou em um banco de capacitores série de 480 Mvar para cada LT 4x954 MCM e um de 390 Mvar para a LT 3x954 MCM Ribeiãozinho – Rio Verde Norte.

- **Atraso na entrada em operação das usinas Sinop, Foz do Apiacás, São Manoel:**

Como até o momento foram licitadas apenas as UHEs Teles Pires e Colíder, e o próximo leilão de energia está previsto para o final de 2011, esse fato poderá provocar o atraso da data prevista para entrada em operação das UHEs Sinop, Foz do Apiacás e São Manoel em pelo menos um ano. Uma situação ainda mais crítica poderia ser considerar atraso maior, em que essas usinas entrassem em operação depois de 2020, ano horizonte do estudo. Portanto, o sistema foi dimensionado para escoar a potência gerada por todas as usinas planejadas para a bacia do rio Teles Pires ou apenas as UHEs Teles Pires e Colíder.

A implantação do terceiro circuito entre as SEs Paranaíta e Ribeiãozinho está condicionada à entrada em operação das UHEs Sinop, Foz do Apiacás ou São Manoel. Portanto, em 2016, considerando a postergação da instalação dessas usinas, serão necessários 2 circuitos em 500 kV entre as SEs Paranaíta e Ribeiãozinho. Já a implantação da terceira LT 500 kV Ribeiãozinho - Rio Verde Norte, bem como da futura SE Marimbondo II e sua conexão à SE Rio Verde Norte através de uma LT em 500 kV, circuito duplo, se mostrou necessária em 2016, mesmo considerando apenas as UHEs Teles Pires e Colíder.

A Figura 7-21 apresenta as tensões e os fluxos de potência em condição normal de operação para o sistema em 500 kV, ano 2016, considerando apenas as UHEs Teles Pires e Colíder, cenário Norte Úmido, patamar de carga leve e 2 circuitos em 500 kV entre as SEs Paranaíta e Ribeiãozinho. Adicionalmente, foram realizadas simulações de contingências simples ao longo do tronco em 500 kV de Paranaíta até Marimbondo II, não sendo verificados sobrecargas nem níveis de tensão fora dos limites estabelecidos.

Neste cenário a contingência de uma das LTs 500 kV Cláudia - Paranatinga foi a que mais solicitou a atuação do compensador estático da SE Paranatinga, sendo necessária a geração de cerca de 180 Mvar para manter a tensão da SE Cláudia 500 kV em 0,99 pu e as tensões nos barramentos de carga dentro da faixa operativa (Figura 7-22). Dessa forma, o compensador estático em Paranatinga foi dimensionado com (-200/200) Mvar. A faixa indutiva fez-se necessária quando da realização dos estudos de rejeição de carga, assim como durante as simulações de fluxo de potência considerando a contingência de reatores de barra no cenário Norte Seco, patamar de carga leve.

Para que o sistema apresentasse desempenho satisfatório diante das condições descritas anteriormente, foi necessária a compensação série de no mínimo 40% da reatância longitudinal da

LT nos 3 circuitos 500 kV Cláudia – Paranatinga e 50% nas LTs Paranatinga – Ribeirãozinho. A seguir é apresentado o dimensionamento desses capacitores série.

- **Dimensionamento dos capacitores série das LTs 500 kV Cláudia – Paranatinga e Paranatinga - Ribeirãozinho:**

Para o dimensionamento dos capacitores série do trecho entre Cláudia e Ribeirãozinho, simulou-se a condição mais crítica de carregamento do tronco, ou seja, quando é considerado o atraso das UHEs Sinop, São Manoel e Foz do Apiacás e que o sistema da SE Paranaíta até a SE Ribeirãozinho é composto apenas pelo circuito duplo em 500 kV, descrito no parágrafo anterior.

Como a reatância de cada uma das LTs 500 kV Cláudia – Paranatinga em circuito duplo é de $94,9 \Omega$, a reatância do capacitor série de cada LT 500 kV Cláudia – Paranatinga, circuito duplo, será de $39,86 \Omega$. Para a LT em circuito simples a reatância da LT 500 kV Cláudia – Paranatinga é de $91,76 \Omega$, assim a reatância do capacitor série da LT 500 kV Cláudia – Paranatinga, circuito simples, será de $36,7 \Omega$. O valor da corrente para dimensionamento dos capacitores série das LTs Cláudia – Paranatinga atingiu o valor máximo de 2661 A, correspondente à contingência de uma das duas LTs 500 kV Cláudia – Paranatinga, circuito duplo, considerando apenas 2 circuitos entre Paranaíta e Ribeirãozinho.

Por sua vez, como a reatância de cada uma das LTs 500 kV Paranatinga – Ribeirãozinho em circuito duplo é de $94,4 \Omega$, a reatância do capacitor série de cada LT 500 kV Paranatinga – Ribeirãozinho, circuito duplo, será de $49,09 \Omega$. Para a LT em circuito simples a reatância da LT 500 kV Paranatinga – Ribeirãozinho é de $91,275 \Omega$, assim a reatância do capacitor série da LT 500 kV Paranatinga – Ribeirãozinho, circuito simples, será de $45,64 \Omega$. O valor da corrente para dimensionamento dos capacitores série das LTs Paranatinga - Ribeirãozinho atingiu o valor máximo de 2505 A, correspondente à contingência de uma das duas LTs 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho, circuito duplo, considerando apenas 2 circuitos entre Paranaíta e Ribeirãozinho.

Considerando esses valores com os limites de sobrecarga, e que os bancos de capacitores série suportem 35% de sobrecarga (NBR 8763:1998) por 30 minutos em um período de 6 horas, a corrente nominal dos bancos das LTs 500 kV Cláudia – Paranatinga foi de 1971 A. Para os bancos de capacitores série das LTs Paranatinga – Ribeirãozinho, foi de 1856 A. Em operação normal, o maior valor de corrente verificado foi de 1266 A para as LTs Cláudia – Paranatinga e Paranatinga – Ribeirãozinho, cenário Norte Úmido, com as 5 usinas da bacia do rio Teles Pires despachadas no máximo e uma injeção adicional de 150 MW em Paranaíta e 100 MW em Cláudia, considerando 3 circuitos em 500 kV entre as SEs Paranaíta e Ribeirãozinho. Assim, o valor de corrente considerado para dimensionamento dos bancos de capacitores série foi de 1971 A para as LTs Cláudia – Paranatinga e de 1856 A para as LTs Paranatinga – Ribeirãozinho. Assim, os bancos de capacitores série para a LT Cláudia – Paranatinga, circuito duplo, são de 465 Mvar, 430 Mvar para a LT Cláudia – Paranatinga, circuito simples, de 510 Mvar para a LT Paranatinga – Ribeirãozinho, circuito duplo, e de 475 Mvar para a LT Paranatinga – Ribeirãozinho, circuito simples.

Concluindo, a configuração proposta para a Alternativa 1 apresentou desempenho satisfatório durante o período analisado, considerando também os cenários Norte Úmido, patamar de carga pesada e Norte Seco, patamar de carga leve, com ou sem a postergação das UHEs Foz do Apiacás, Sinop e São Manoel.

As obras indicadas para a integração das usinas da bacia do rio Teles Pires ao SIN de acordo com a Alternativa 1 são elencadas na Tabela 7-1, Tabela 7-2 e na Tabela 7-3. A configuração final da alternativa é apresentada na Figura 7-1.

Tabela 7-1 – Alternativa 1 - Obras em subestações (1 de 2)

Entrada	Subestação	Tensão	Equipamento
Janeiro 2015	Paranaíta	500 kV	Novo pátio de subestação
			2 Reatores de Barra 136 Mvar (7x45,33 Mvar - 1Φ)
			2 Reatores de Linha 165 Mvar (7x55 Mvar - 1Φ) - ref. LTs Paranaíta – Cláudia C1 e C2
	Cláudia	500 kV	Novo pátio de subestação
			2 Reatores de Barra 165 Mvar (7x55 Mvar - 1Φ)
			2 Reatores de Linha 165 Mvar (7x55 Mvar - 1Φ) – ref. LTs Paranaíta – Cláudia C1 e C2
			2 Reatores de Linha 190 Mvar (7x63,33 Mvar - 1Φ) – ref. LTs Cláudia – Paranatinga C1 e C2
	Paranatinga	500 kV	Novo pátio de subestação
			2 Reatores de Barra 165 Mvar (7x55 Mvar - 1Φ)
			2 Reatores de Linha 190 Mvar (7x63,33 Mvar - 1Φ) – ref. LTs Cláudia – Paranatinga C1 e C2
			2 Reatores de Linha 190 Mvar (7x63,33 Mvar - 1Φ) – ref. LTs Paranatinga – Ribeirãozinho C1 e C2
			1 Compensador Estático (-200/200) Mvar
			2 Capacitores Série 465 Mvar (42%) – ref. LTs Cláudia – Paranatinga C1 e C2
			2 Capacitores Série 510 Mvar (52%) – ref. LTs Paranatinga – Ribeirãozinho C1 e C2
	Ribeirãozinho	500 kV	2 Reatores de Linha 190 Mvar (7x63,33 Mvar - 1Φ) - ref. LTs Paranatinga – Ribeirãozinho C1 e C2
	Rio Verde Norte	500 kV	1 Compensador Estático (-200/300) Mvar
			1 Capacitor Série 390 Mvar (50%) – ref. LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C1 (3x954 MCM)
			1 Capacitor Série 480 Mvar (50%) – ref. LT Ribeirãozinho – Rio verde Norte C2 (4x954 MCM)
Janeiro 2016	Paranaíta	500 kV	1 Reator de Barra 136 Mvar (3x45,33 Mvar - 1Φ)
			1 Reator de Linha 165 Mvar (4x55 Mvar - 1Φ) - ref. LT Paranaíta – Cláudia C3
	Cláudia	500 kV	1 Reator de Barra 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ)
			1 Reator de Linha 165 Mvar (4x55 Mvar - 1Φ) – ref. LT Paranaíta – Cláudia C3
			1 Reator de Linha 190 Mvar (4x63,33 Mvar - 1Φ) – ref. LT Cláudia – Paranatinga C3
	Paranatinga	500 kV	1 Reator de Barra 165 Mvar (4x55 Mvar - 1Φ)
			1 Reator de Linha 190 Mvar (4x63,33 Mvar - 1Φ) – ref. LT Cláudia – Paranatinga C3
			1 Reator de Linha 190 Mvar (4x63,33 Mvar - 1Φ) – ref. LT Paranatinga – Ribeirãozinho C3
			1 Capacitor Série 430 Mvar (40%) – ref. LT Cláudia – Paranatinga C3
			1 Capacitor Série 475 Mvar (50%) – ref. LT Paranatinga – Ribeirãozinho C3

Tabela 7-2 – Alternativa 1 - Obras em subestações (2 de 2)

Entrada	Subestação	Tensão	Equipamento
Janeiro 2016	Rio Verde Norte	500 kV	2 Reatores de Barra 136 Mvar (6x45,33 Mvar - 1Φ)
			1 Capacitor Série 480 Mvar (50%) – ref. LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C3 (4x954 MCM)
			1 Reator de Linha 100 Mvar (4x33,33 Mvar - 1Φ) – ref. LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C3
			2 Reatores de Linha 190 Mvar (7x63,33 Mvar - 1Φ) – ref. LTs Rio Verde Norte – Marimbond II C1 e C2
	Ribeirãozinho	500 kV	1 Reator de Barra 136 Mvar (3x45,33 Mvar - 1Φ)
			1 Reator de Linha 100 Mvar (4x33,33 Mvar - 1Φ) – ref. LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C3
	Marimbond II	500 kV	Novo pátio de subestação
			2 Reatores de Linha - 190 Mvar (7x63,33 Mvar - 1Φ) – ref. LTs Rio Verde Norte – Marimbond C1 e C2

Tabela 7-3– Alternativa 1 - Obras em linhas de transmissão

Entrada	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Janeiro 2015	Paranaíta – Cláudia – C1 e C2	500 kV	CD - 4x954 MCM	300 km
	Cláudia – Paranatinga – C1 e C2	500 kV	CD - 4x954 MCM	350 km
	Paranatinga - Ribeirãozinho – C1 e C2	500 kV	CD - 4x954 MCM	348 km
	Total em linhas de 500 kV			1996 km
Janeiro 2016	Paranaíta – Cláudia – C3	500 kV	CS - 4x954 MCM	300 km
	Cláudia – Paranatinga – C3	500 kV	CS - 4x954 MCM	350 km
	Paranatinga - Ribeirãozinho – C3	500 kV	CS - 4x954 MCM	348 km
	Ribeirãozinho – Rio Verde Norte – C3	500 kV	CS – 4x954 MCM	243 km
	Rio Verde Norte – Marimbond II – C1 e C2	500 kV	CD – 4x954 MCM	347 km
	LT 500 kV <i>Loop</i> Araraquara – Marimbond II – Marimbond - 3x954 (4 x 6km) - C1 e C2	500 kV	CS – 3x954 MCM	6 km
	Total em linhas de 500 kV			1959 km

Os reatores manobráveis e fixos, apresentados na Tabela 7-1, Tabela 7-2 e na Tabela 7-3, foram dimensionados a partir do estudo de energização.

Com relação à política de reserva dos reatores de linha, foi considerada uma fase reserva em cada terminal para as LTs em circuito duplo. Para o 3º circuito no trecho entre as SEs 500 kV Paranaíta e Rio Verde Norte também foi considerada uma fase reserva adicional em cada terminal, uma vez que têm datas de entrada em operação diferentes (2016) e poderão fazer parte de certames distintos, com outros proprietários.

Ressalta-se mais uma vez que a implantação do terceiro circuito em 500 kV entre as SEs Paranaíta e Ribeirãozinho está associada à data da entrada em operação das UHEs Foz do Apiacás, Sinop e São Manoel.

Os bancos de capacitores série das LTs 500 kV Cláudia – Paranatinga e Paranatinga – Ribeirãozinho foram alocados na SE Paranatinga devido ao fato de não haver previsão de conexão de nenhuma usina nesta subestação. Dessa forma, os equipamentos adjacentes a esses bancos e conectados a essas linhas de transmissão, tais como reatores em derivação, transformadores de corrente, transformadores de potencial, pára-raios, etc., deverão ser especificados para operar continuamente sob uma tensão máxima de 600 kV.

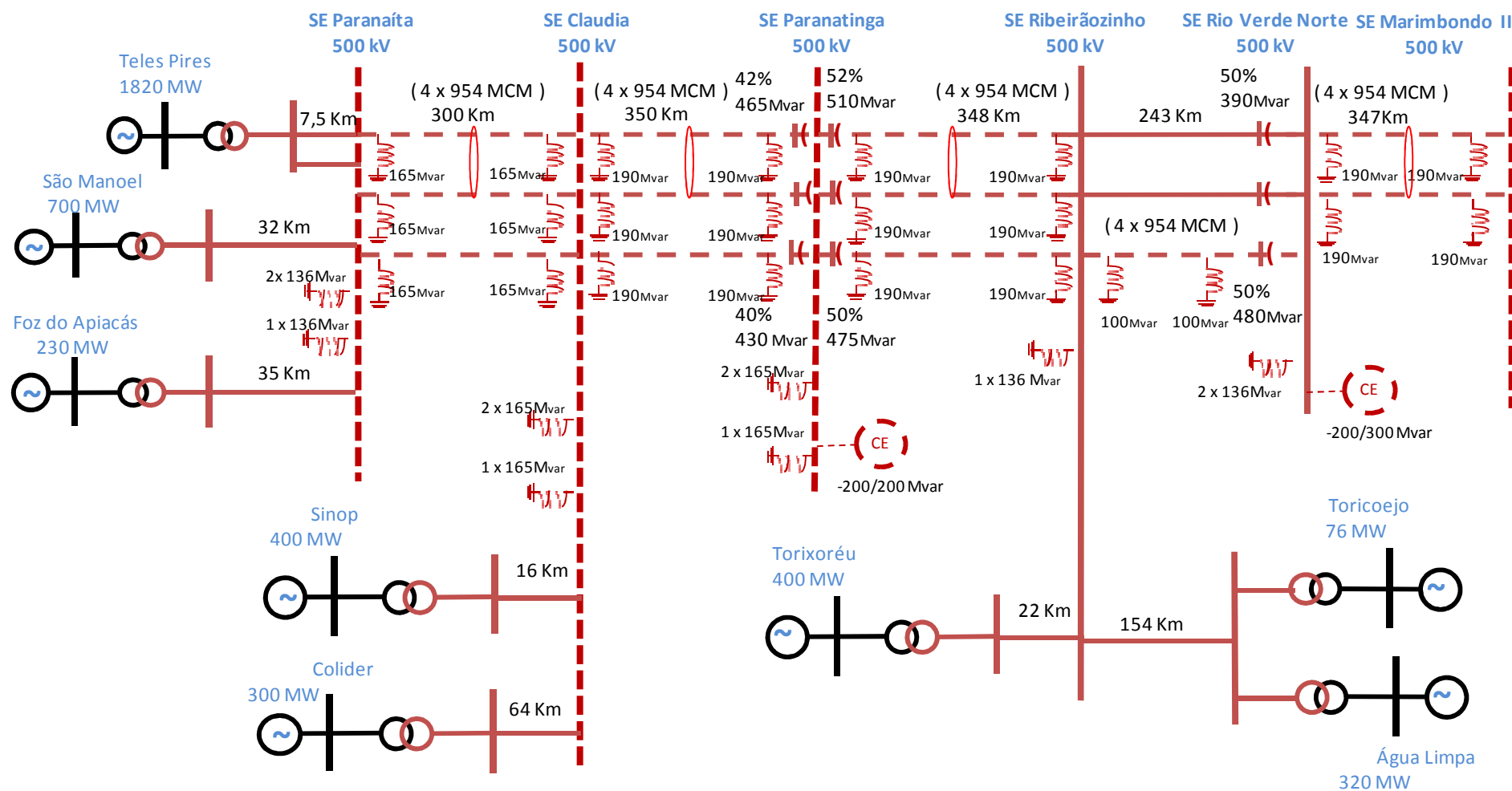


Figura 7-1 – Alternativa 1 – Configuração final

7.2 Alternativa 2

A Alternativa 2 contempla a integração das usinas através de 2 LTs em 500 kV, circuito simples, 6 condutores de 900 MCM/fase, da SE Paranaíta (MT) até a SE Ribeirãozinho (MT), como descrito no item 4.2.

Também na simulação dessa alternativa verifica-se a necessidade de reforço no trecho entre as subestações Ribeirãozinho - Rio Verde Norte, sendo este o mesmo recomendado para Alternativa 1, conforme o item 7.1

O desempenho elétrico desta alternativa, considerando os três cenários abordados neste estudo, é apresentado a seguir, tendo como ponto de partida o cenário Norte Úmido, patamar de carga leve, visto que este é o cenário mais crítico para o sistema.

A Figura 7-23 apresenta as tensões e os fluxos de potência em condição normal de operação referente à configuração proposta para o ano 2015, considerando o cenário Norte Úmido, patamar de carga leve. Adicionalmente, foram realizadas simulações de contingências simples ao longo do tronco em 500 kV de Paranaíta até Itumbiara, não sendo verificados sobrecargas nem níveis de tensão fora dos limites estabelecidos.

Em 2016, considerando a motorização prevista para a usina de Teles Pires e a entrada em operação das UHEs Foz do Apiacás e São Manoel, foi necessária a implantação da LT 500 kV Rio Verde Norte – Marimbondo II, circuito duplo. Foram realizadas simulações de contingências simples ao longo do tronco em 500 kV de Paranaíta até Marimbondo II, não sendo verificados sobrecargas nem níveis de tensão fora dos limites estabelecidos.

Em 2019, foi identificada sobrecarga na LT remanescente durante a contingência de uma das LTs 230 kV Barra do Peixe – Rio Verde. Assim como descrito anteriormente para a Alternativa 1, foi realizado o *bypass* nos capacitores série destas LTs, de forma a desviar o fluxo para o 500 kV.

O sistema proposto pela Alternativa 2 apresentou desempenho satisfatório até o ano horizonte do estudo, ou seja, 2020. A Figura 7-24 apresentam as tensões e os fluxos de potência em condição normal de operação referentes à configuração proposta para o ano 2020, considerando o cenário Norte Úmido com as 5 usinas do rio Teles Pires sendo despachadas no máximo, patamar de carga leve. Adicionalmente, foram realizadas simulações de contingências simples ao longo do tronco em 500 kV de Paranaíta até Marimbondo II, não sendo verificados sobrecargas nem níveis de tensão fora dos limites estabelecidos.

A contingência de uma das LTs 500 kV Cláudia – Paranatinga, considerando o despacho máximo das 5 usinas da bacia do rio Teles, e demais usinas (3.700 MW), foi a que mais solicitou a atuação do compensador estático da SE Paranatinga, sendo necessários aproximadamente 300 Mvar de cada

um, para manter as tensões nos barramentos de carga dentro da faixa operativa (Figura 7-25). Dessa forma, foram dimensionados, para a Alternativa 2, dois compensadores estáticos na SE Paranatinga com a faixa capacitiva de 300 Mvar. A faixa indutiva foi dimensionada durante as simulações de fluxo de potência, considerando a contingência de reatores de barra no cenário Norte Seco, patamar de carga leve, sendo também necessária nos estudos de rejeição de carga e energização.

A contingência de uma das LTs 500 kV 4x954 MCM Ribeirãozinho – Rio Verde Norte, considerando o despacho máximo das 5 usinas da bacia do rio Teles Pires, e demais usinas (3.700 MW), foi a que mais solicitou a atuação do compensador estático da SE Rio Verde Norte, sendo necessários aproximadamente 300 Mvar para manter a tensão da SE Rio Verde Norte 500 kV em aproximadamente 1 pu e as tensões nos barramentos de carga dentro da faixa operativa. Dessa forma, foi dimensionado para a Alternativa 2 um compensador estático em Rio Verde Norte de (-200/300) Mvar. A faixa indutiva desse equipamento mostrou-se necessária quando da realização dos estudos de energização e rejeição de carga.

Para que o sistema apresentasse um desempenho satisfatório diante das condições descritas anteriormente, foi necessária a compensação série de no mínimo 50% da reatância longitudinal da LT nos 3 circuitos 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte, compensação de 40% da reatância longitudinal de cada LT 500 kV Cláudia – Paranatinga e 50% da reatância longitudinal das LTs 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho. O dimensionamento dos capacitores série foi efetuado considerando a contingência mais severa para cada caso, que é a contingência de uma das linhas de transmissão do circuito em análise, ano 2020, e foi utilizada a mesma metodologia descrita para a Alternativa 1. A Figura 7-26, Figura 7-27 e a Figura 7-28 apresentam as contingências das LTs 500 kV Cláudia – Paranatinga, Paranatinga – Ribeirãozinho e Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C2, respectivamente, considerando mais 250 MW de geração no sistema. A partir dessas figuras, foi realizado o dimensionamento dos capacitores série, cujo resultado é descrito na Tabela 7-4 a seguir:

Tabela 7-4 – Alternativa 2 – Dimensionamento dos capacitores série

Linha de Transmissão	Compensação	$I_{\max}$ Normal (A)	$I_{\max}$ Contingência (A)	I_{projeto} (A)	X_C (Ω)	Q (Mvar)
LT 500 kV Cláudia - Paranatinga	40% em Paranatinga	1.907	4.184	3.052	25,88	730
LT 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho	50% em Paranatinga	1.908	3.934	2.915	32,33	830
LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C1	50% em Rio Verde Norte	1.490	2.333	1.728	42,25	390
LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C2 e C3	50% em Rio Verde Norte	1.846	2.888	2.140	34	480

O sistema também apresentou desempenho satisfatório para os cenários Norte Úmido, carga pesada, e Norte Seco, patamar de carga leve.

A Figura 7-29 mostra que, na perda de um reator de barra da SE Paranatinga, os compensadores estáticos de Paranatinga absorvem 200 Mvar cada, mantendo a tensão da SE Paranatinga em 1,094 pu, ou seja, dentro dos limites operativos. Dessa forma, foram dimensionados para a Alternativa 2 a implantação de dois compensadores estáticos de (-200/300) Mvar.

A análise de sensibilidade considerando atraso das UHEs Sinop, Foz do Apiacás e São Manoel, demonstrou o perfeito funcionamento do sistema também nessas condições.

O plano de obras referente à Alternativa 2 consta da Tabela 7-5, Tabela 7-6 e da Tabela 7-7. A configuração final da alternativa é apresentada na Figura 7-2.

Tabela 7-5 – Alternativa 2 - Obras em subestações (1 de 2)

Entrada	Subestação	Tensão	Equipamento
Janeiro 2015	Paranaíta	500 kV	Novo pátio de subestação
			2 Reatores de Barra 136 Mvar (7x45,33 Mvar - 1Φ)
			2 Reatores de Linha - 200 Mvar (7x66,66 Mvar - 1Φ) – ref. LTs Paranaíta – Cláudia C1 e C2
	Cláudia	500 kV	Novo pátio de subestação
			2 Reatores de Barra 200 Mvar (7x66,66 Mvar - 1Φ)
			2 Reatores de Linha - 200 Mvar (7x66,66 Mvar - 1Φ) – ref. LTs Paranaíta – Cláudia C1 e C2
			2 Reatores de Linha - 250 Mvar (7x83,33 Mvar - 1Φ) – ref. LTs Cláudia – Paranatinga C1 e C2
	Paranatinga	500 kV	Novo pátio de subestação
			2 Reatores de Barra 200 Mvar (7x66,66 Mvar - 1Φ)
			2 Reatores de Linha - 250 Mvar (7x83,33 Mvar - 1Φ) – ref. LTs Cláudia – Paranatinga C1 e C2
			2 Reatores de Linha - 250 Mvar (7x83,33 Mvar - 1Φ) – ref. LTs Paranatinga – Ribeirãozinho C1 e C2
			2 Capacitores Série 730 Mvar (40%) – ref. LTs Cláudia – Paranatinga C1 e C2
			2 Capacitores Série 830 Mvar (50%) – ref. LTs Paranatinga – Ribeirãozinho C1 e C2
			2 Compensadores Estáticos (-200/300) Mvar
	Ribeirãozinho	500 kV	2 Reatores de Linha - 250 Mvar (7x83,33 Mvar - 1Φ) – ref. LTs Paranatinga – Ribeirãozinho C1 e C2
	Rio Verde Norte	500 kV	1 Capacitor Série 390 Mvar (50%) – ref. LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C1 (3x954 MCM)
			1 Capacitor Série 480 Mvar (50%) – ref. LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C2 (4x954 MCM)
			1 Compensador Estático (-200/300) Mvar
Janeiro 2016	Rio Verde Norte	500 kV	2 Reatores de Barra 136 Mvar (6x45,33 Mvar - 1Φ)
			1 Capacitor Série 480 Mvar (50%) – ref. LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C3 (4x954 MCM)
			1 Reator de Linha 100 Mvar (4x33,33 Mvar - 1Φ)- ref. LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C3
			2 Reatores de Linha - 190 Mvar (7x63,33 Mvar - 1Φ) – ref. LTs Rio Verde Norte – Marimbondo II C1 e C2

Tabela 7-6 - Alternativa 2 - Obras em subestações (2 de 2)

Entrada	Subestação	Tensão	Equipamento
Janeiro 2016	Ribeirãozinho	500 kV	1 Reator de Barra 136 Mvar (3x45,33 Mvar - 1Φ)
			1 Reator de Linha - 100 Mvar (4x33,33 Mvar - 1Φ) – ref. LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C3
	Marimbondo II	500 kV	Novo pátio de subestação
			2 Reatores de Linha - 190 Mvar (7x63,33 Mvar - 1Φ) Ref. LTs Rio Verde Norte – Marimbondo C1 e C2

Tabela 7-7 – Alternativa 2 - Obras em linhas de transmissão

Entrada	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Janeiro 2015	Paranaíta – Cláudia – C1 e C2	500 kV	CS - 6x900 MCM	300 km
	Cláudia – Paranatinga – C1 e C2	500 kV	CS - 6x900 MCM	350 km
	Paranatinga - Ribeirãozinho – C1 e C2	500 kV	CS - 6x900 MCM	348 km
	Total em linhas de 500 kV			1996 km
Janeiro 2016	Ribeirãozinho – Rio Verde Norte – C3	500 kV	CS – 4x954 MCM	243 km
	Rio Verde Norte – Marimbondo II – C1 e C2	500 kV	CD – 4x954 MCM	347km
	LT 500 kV <i>Loop</i> Araraquara – Marimbondo II – Marimbondo - 3x954 (4 x 6km) - C1 e C2	500 kV	CS – 3x954 MCM	6 km
	Total em linhas de 500 kV			961km

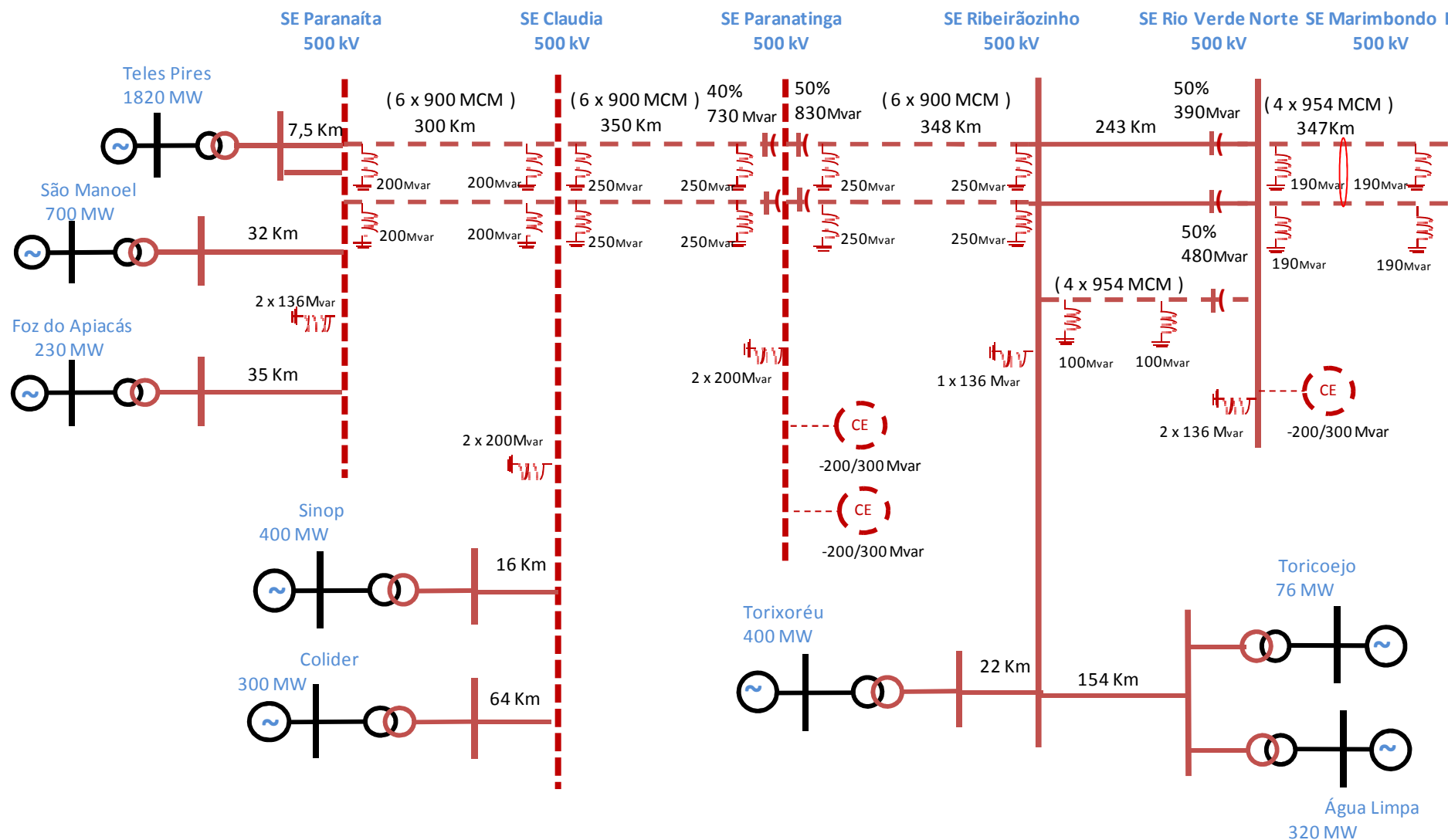


Figura 7-2 – Alternativa 2 – Configuração final

7.3 Alternativa 3

A Alternativa 3 propõe, em 2015, a instalação de um bipolo em ± 500 kV CC da SE Paranaíta até a SE Marimbondo II, 2800 MW, 4 condutores de 1590 MCM por polo, com 1550 km e uma LT em 500 kV CA, 4 condutores de 954 MCM/fase, interligando a SE Paranaíta até a SE Ribeirãozinho, em uma extensão de aproximadamente 1.000 km.

Também nesta alternativa verifica-se a necessidade de reforço no trecho entre as subestações Ribeirãozinho - Rio Verde Norte. Neste caso o reforço se refere apenas à implantação, em 2015, da compensação série de 50% da reatância das LTs 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C1 e C2 existentes.

A Figura 7-30 apresenta as tensões e os fluxos de potência em condição normal de operação referentes à configuração proposta para o ano 2015, considerando o cenário Norte Úmido, patamar de carga leve, depois de inseridas as obras propostas. Foram realizadas as contingências simples para do tronco 500 kV de Paranaíta até Itumbiara e a perda de um dos polos (Figura 7-31), sendo esta a contingência mais crítica.

O sistema apresentou bom desempenho até o ano horizonte do estudo (2020), atendendo aos critérios estabelecidos de carregamento e tensão, tanto para a condição normal de operação como para as contingências de um dos elementos da Rede Básica. A Figura 7-32 apresenta as tensões e fluxo de potência em regime normal de operação.

Verificou-se que as contingências mais severas para o sistema são a perda de um polo CC (subtensão) e a perda da LT 500 kV Paranatinga – Ribeirãozinho (sobretensão), no cenário Norte Úmido, patamar de carga leve, conforme apresentam a Figura 7-33 e a Figura 7-34. Os compensadores estáticos foram dimensionados a partir dessas contingências, considerando o despacho máximo das 5 usinas da bacia do rio Teles Pires, além das UHEs Água Limpa (304 MW), Toricoejo (72,2 MW) e Torixoréu (388 MW). Para que as tensões nos barramentos de carga permanecessem dentro da faixa operativa, foi necessário controlar as tensões nas SEs Paranatinga e Rio Verde Norte acima de 1,00 pu, resultando em compensadores estáticos de 300 Mvar.

Para que o sistema apresentasse desempenho satisfatório diante das condições descritas anteriormente, foi necessária compensação série de 70% da reatância longitudinal das LTs Cláudia – Paranatinga e Paranatinga – Ribeirãozinho. Para a LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte, foi necessária compensação de 30% da reatância longitudinal da LT nos dois circuitos. O dimensionamento dos capacitores série foi efetuado considerando a contingência mais severa (perda de um dos polos CC), ano 2020 e injeção adicional de 250 MW.

Os resultados são apresentados na Tabela 7-3 a seguir:

Tabela 7-8 – Alternativa 3 – Dimensionamento dos capacitores série

Linha de Transmissão	Compensação	I_{max} Normal (A)	I_{max} Contingência (A)	I_{projeto} (A)	X_c (Ω)	Q (Mvar)
LT 500 kV Cláudia - Paranatinga	70% em Paranatinga	938	2.027	1.502	63,25	428
LT 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho	70% em Paranatinga	980	2.015	1.493	63,25	423
LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C1 (3x954)	30% em Rio Verde Norte	1.012	1.418	1.051	25,35	84
LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C2 (4x954)	30% em Rio Verde Norte	1.256	1.756	1.301	20,4	104

O sistema apresentou bom desempenho também para o patamar de carga pesada, em todos os anos simulados.

O cenário Norte Seco, patamar de carga leve, apresentou tensões elevadas no sistema receptor do sudeste. Dessa forma, foram recomendados em 2016 três reatores de barra, totalizando 450 Mvar, na SE Marimondo II 500 kV.

Foi realizada uma análise de sensibilidade considerando atraso das UHEs Sinop, Foz do Apiacás e São Manoel, comprovando o perfeito funcionamento do sistema também nessas condições. Dessa forma, foram consideradas apenas as UHEs Teles Pires e Colíder conectadas ao sistema completo de transmissão recomendado pela Alternativa 3.

A Tabela 7-9, Tabela 7-10 e a Tabela 7-11 apresentam as principais obras em subestações de Rede Básica e linhas de transmissão no período: 2015 – 2020 recomendadas para a Alternativa 3.

Tabela 7-9 – Alternativa 3 - Principais obras em linhas de transmissão CA

Entrada	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Janeiro 2015	Paranaíta – Cláudia C1	500 kV	CS - 4x954 MCM	300 km
	Cláudia – Paranatinga C1		CS - 4x954 MCM	350 km
	Paranatinga – Ribeirãozinho C1		CS - 4x954 MCM	348 km
	LT 500 kV <i>Loop</i> Araraquara – Marimondo II – Marimondo - 3x954 (4 x 6km) - C1 e C2	500 kV	CS – 3x954 MCM	6 km
	Total em linhas 500 kV			1022 km

Tabela 7-10 – Alternativa 3 - Principais obras em linhas de transmissão CC

Entrada	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Janeiro 2015	Paranaíta – Marimondo II	500 kVCC	4x1590 MCM	1550 km
	Total em linhas 500 kV			3100 km

Tabela 7-11 – Alternativa 3 - Principais obras em subestações

Entrada	Subestação	Tensão	Equipamento
Janeiro 2015	Paranaíta	500 kV	Novo pátio de subestação
			Conversora CC – 2800 MW
			1 Reator de Barra - 136 Mvar (4x45,3 Mvar - 1Φ)
			1 Reator de Linha - 165 Mvar (4x55 Mvar - 1Φ) - ref. LT Paranaíta – Cláudia C1
	Cláudia	500 kV	Novo pátio de subestação
			1 Reator de Barra - 165 Mvar (4x55 Mvar - 1Φ)
			1 Reator de Linha - 165 Mvar (4x55 Mvar - 1Φ) - ref. LT Paranaíta – Cláudia C1
			1 Reator de Linha - 190 Mvar (4x63,3 Mvar - 1Φ) - ref. LT Cláudia – Paranatinga C1
	Paranatinga	500 kV	Novo pátio de subestação
			1 Compensador Estático (-200/300) Mvar
			1 Capacitor Série – 430 Mvar (70%) - ref. LT Cláudia – Paranatinga C1
			1 Capacitor Série – 430 Mvar (70%) - ref. LT Paranatinga – Ribeirãozinho C1
			1 Reator de Barra - 165 Mvar (4x55 Mvar - 1Φ)
			1 Reator de Linha - 190 Mvar (4x63,3 Mvar - 1Φ) - ref. LT Cláudia – Paranatinga C1
	Ribeirãozinho	500 kV	1 Reator de Barra - 136 Mvar (4x45,3 Mvar - 1Φ)
			1 Reator de Linha - 165 Mvar (4x55 Mvar - 1Φ) - ref. LT Paranatinga – Ribeirãozinho C1
	Rio Verde Norte	500 kV	1 Compensador Estático (-300/300 Mvar)
			1 Capacitor Série – 90 Mvar (30%) - ref. LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C1
			1 Capacitor Série – 110 Mvar (30%) - ref. LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C2
			1 Reator de Barra - 136 Mvar (4x45,3 Mvar - 1Φ)
	Marimbondo II	500 kV	Novo pátio de subestação
			Conversora CC – 2800 MW
Janeiro 2016	Marimbondo II	500 kV	3 Reatores de Barra – 150 Mvar (10x50 Mvar – 1Φ)



7-3 – Alternativa 3 – Configuração final

7.4 Alternativa 4

A Alternativa 4 propõe, em 2015, a instalação de um bipolo em ± 600 kV CC da SE Paranaíta até a SE Marimbondo II, 2800 MW, 6 condutores de 900 MCM por polo, com 1550 km e uma LT em 500 kV CA, 4 condutores de 954 MCM/fase, interligando a SE Paranaíta até a SE Ribeirãozinho, em uma extensão de aproximadamente 1.000 km, conforme item 4.4.

Também nesta alternativa verifica-se a necessidade de reforço no trecho entre as subestações Ribeirãozinho - Rio Verde Norte que, como para a Alternativa 3, é a implantação em 2015 da compensação série de 50% da reatância das LTs 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C1 e C2 existentes.

A descrição referente ao desempenho da Alternativa 3 também se aplica à Alternativa 4, uma vez que estas diferem apenas na tensão das conversoras CC e condutor da LT CC.

A Tabela 7-12, a Tabela 7-13 e a Tabela 7-14 apresentam as principais obras em subestações de Rede Básica e linhas de transmissão no período 2015 – 2020 recomendadas pela Alternativa 4. Ressalta-se que os equipamentos e LTs em corrente alternada são os mesmos recomendados pela Alternativa 3.

Tabela 7-12 – Alternativa 4 - Principais obras em linhas de transmissão CA

Entrada	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Janeiro 2015	Paranaíta – Cláudia C1	500 kV	CS - 4x954 MCM	300 km
	Cláudia – Paranatinga C1		CS - 4x954 MCM	350 km
	Paranatinga – Ribeirãozinho C1		CS - 4x954 MCM	348 km
	LT 500 kV <i>Loop</i> Araraquara – Marimbondo II – Marimbondo - 3x954 (4 x 6km) - C1 e C2	500 kV	CS – 3x954 MCM	6 km
	Total em linhas 500 kV			1022 km

Tabela 7-13 – Alternativa 4 - Principais obras em linhas de transmissão CC

Entrada	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Janeiro 2015	Paranaíta - Marimbondo	600 kV	6x900 MCM	1550 km
	Total em linhas 500 kV			3100 km

Tabela 7-14 – Alternativa 4 - Principais obras em subestações

Entrada	Subestação	Tensão	Equipamento
Janeiro 2015	Paranaíta	600 kV	Conversora CC – 2800 MW
		500 kV	Novo Pátio de Subestação
			1 Reator de Barra - 136 Mvar (4x45,3 Mvar - 1Φ) 1 Reator de Linha - 165 Mvar (4x55 Mvar - 1Φ) – ref. LT Paranaíta – Cláudia C1
	Cláudia	500 kV	Novo Pátio de Subestação
			1 Reator de Barra - 165 Mvar (4x55 Mvar - 1Φ)
			1 Reator de Linha - 165 Mvar (4x55 Mvar - 1Φ) – ref. LT Paranaíta – Cláudia C1
			1 Reator de Linha - 190 Mvar (4x63,3 Mvar - 1Φ) – ref. LT Cláudia – Paranatinga C1
	Paranatinga	500 kV	Novo Pátio de Subestação
			1 Compensador Estático (-200/300 Mvar)
			1 Capacitor Série – 430 Mvar (70%) – ref. LT Cláudia – Paranatinga C1
			1 Capacitor Série – 430 Mvar (70%) - LT Paranatinga – Ribeirãozinho C1
			1 Reator de Barra - 165 Mvar (4x55 Mvar - 1Φ)
			1 Reator de Linha - 190 Mvar (4x63,3 Mvar - 1Φ) - LT Cláudia – Paranatinga C1
	Ribeirãozinho	500 kV	1 Reator de Linha - 190 Mvar (4x63,3 Mvar - 1Φ) - LT Paranatinga – Ribeirãozinho C1
			1 Reator de Barra - 136 Mvar (4x45,3 Mvar - 1Φ) 1 Reator de Linha - 190 Mvar (4x63,3 Mvar - 1Φ) - LT Paranatinga – Ribeirãozinho C1
	Rio Verde Norte	500 kV	1 Reator de Barra - 136 Mvar (4x45,3 Mvar - 1Φ)
			1 Compensador Estático (-300/300) Mvar
			1 Capacitor Série – 90 Mvar (30%) - LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C1 1 Capacitor Série – 110 Mvar (30%) - LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C2
	Marimbondo II	500 kV	1 Reator de Barra - 136 Mvar (4x45,3 Mvar - 1Φ)
			Novo Pátio de Subestação
Janeiro 2016	Marimbondo II	500 kV	Conversora CC – 2800 MW 3 Reatores de Barra – 150 Mvar (10x50 Mvar – 1Φ)

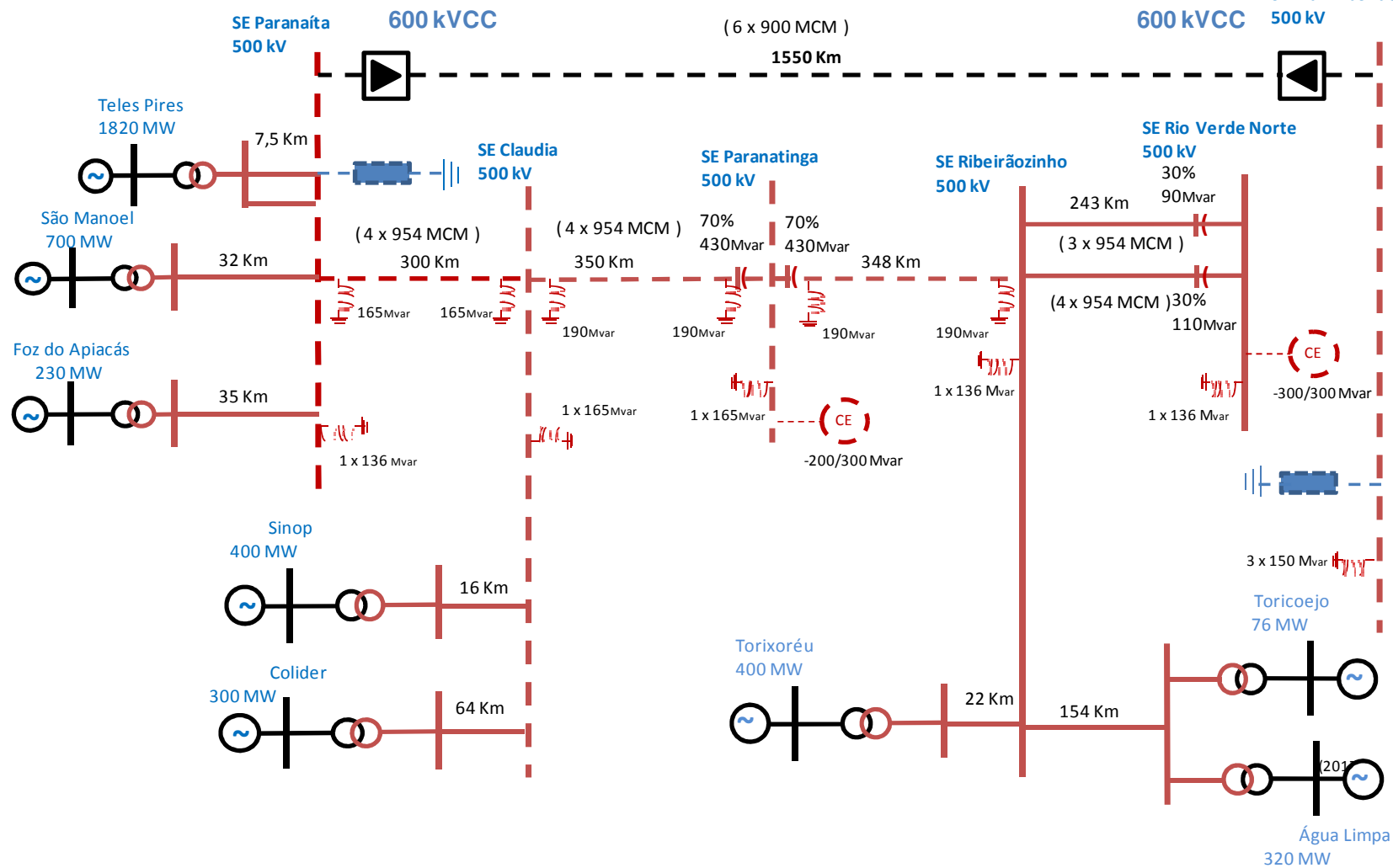


Figura 7-4 - Alternativa 4– Configuração final

7.5 Plotagens de Fluxo de Potência

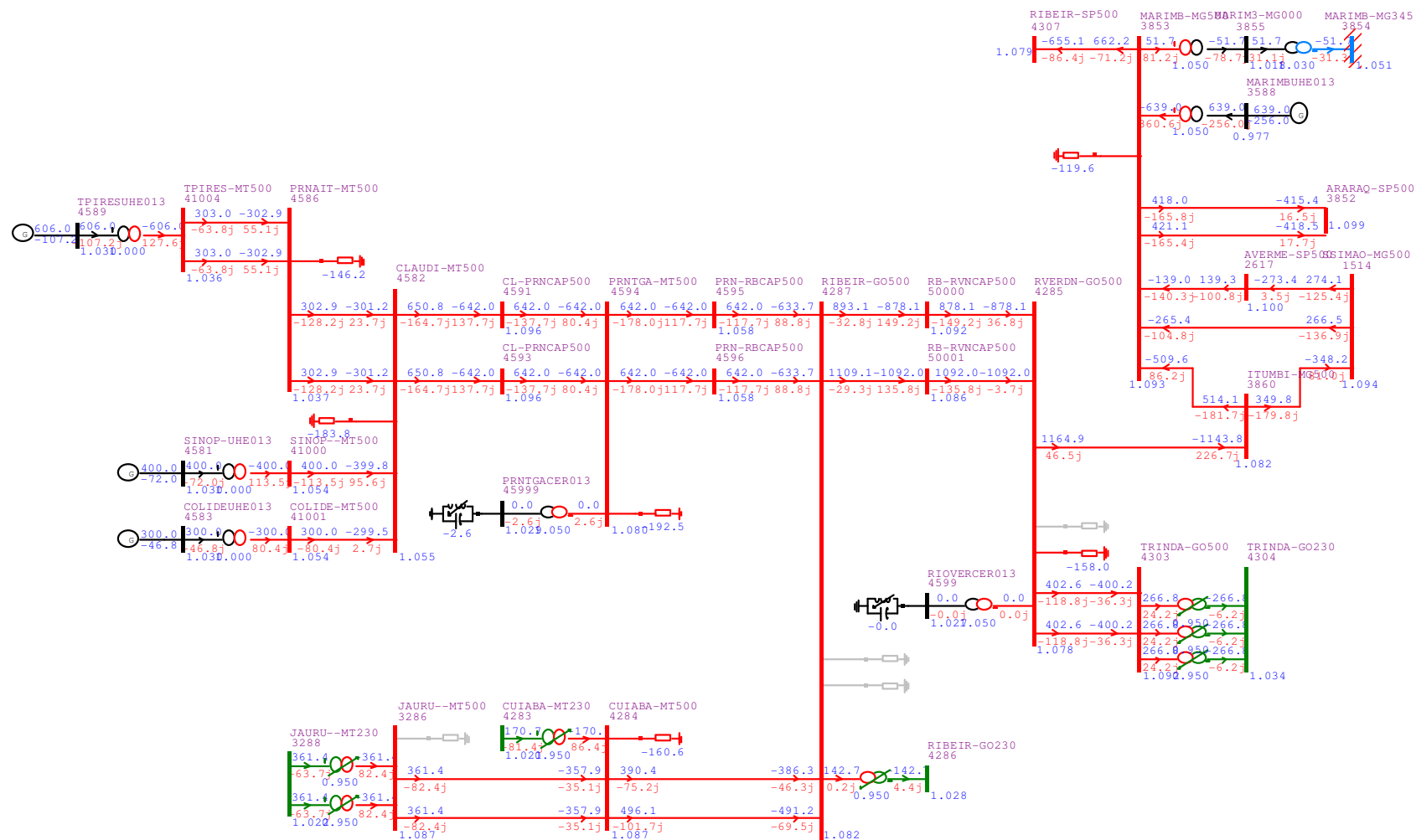


Figura 7-5 – Alternativa 1 - Tensões e fluxos de potência em condição normal de operação – rede 500 kV - cenário Norte Úmido, Carga leve – 2015

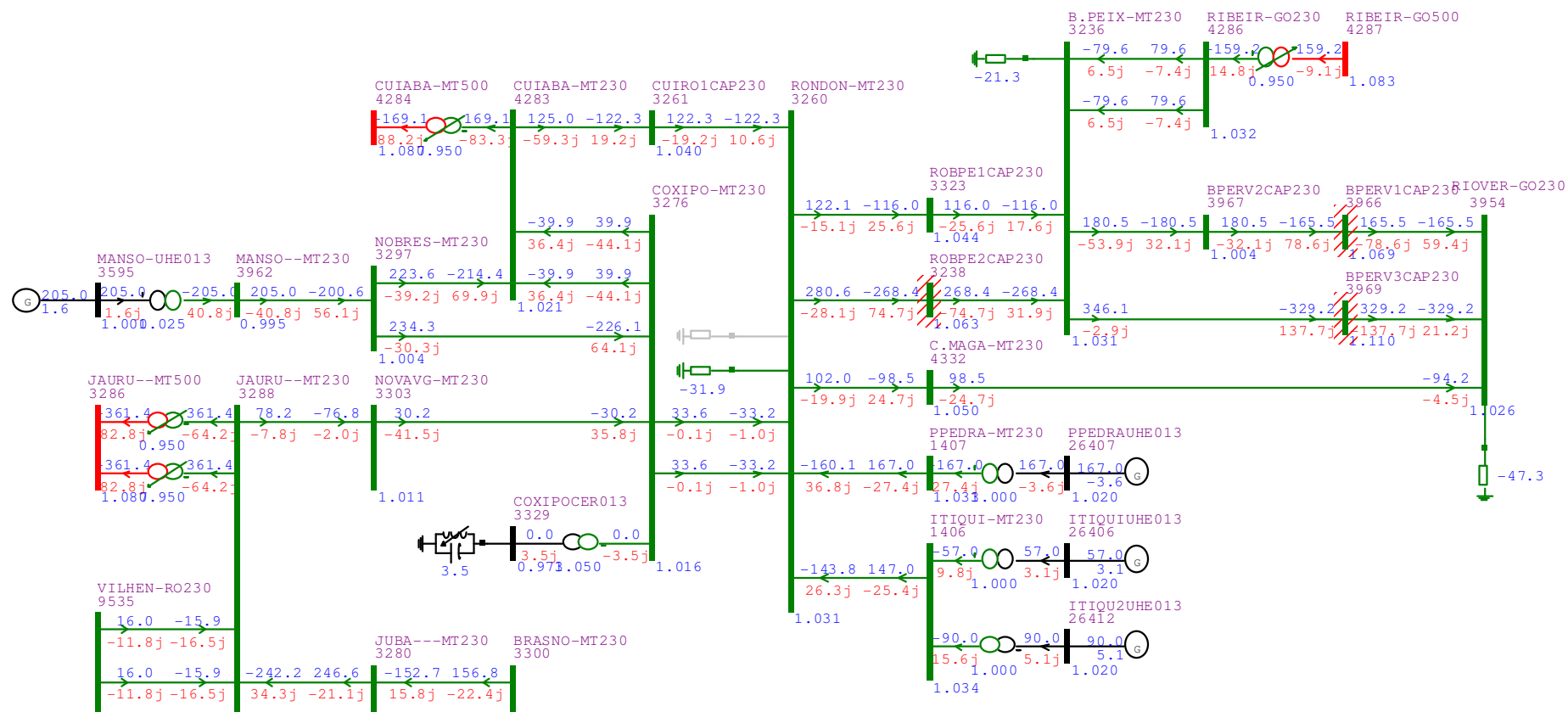


Figura 7-6 – Alternativa 1 -Tensões e fluxos de potência em condição normal de operação – rede 230 kV - cenário Norte Úmido, Carga leve – 2015



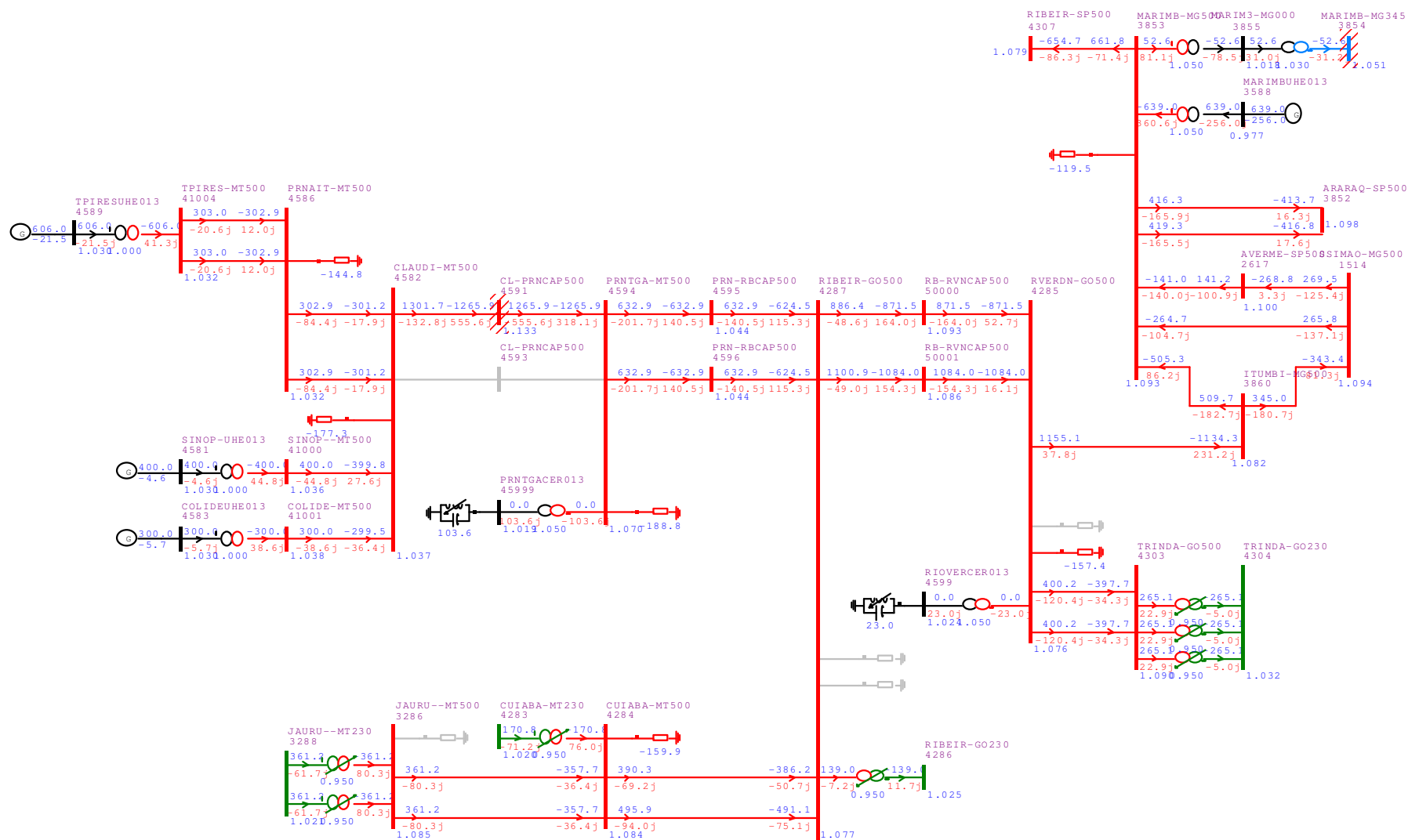


Figura 7-8 – Alternativa 1 - Contingência de uma das LTs 500 kV Cláudia - Paranatinga – rede 500 kV - cenário Norte Úmido - Carga leve – 2015

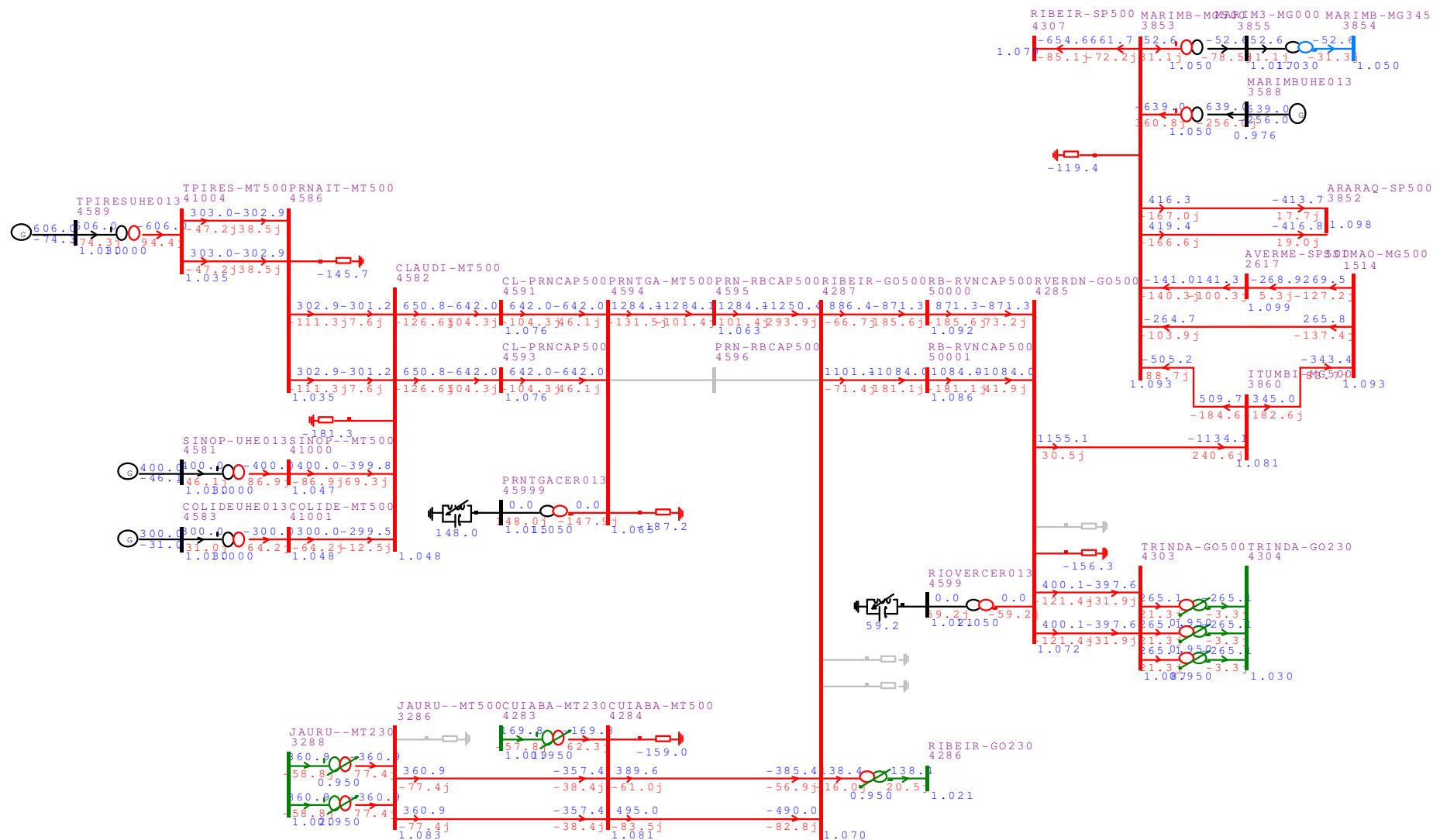


Figura 7-9 – Alternativa 1 - Contingência de uma das LTs 500 kV Paranatinga – Ribeirãozinho – rede 500 kV - cenário Norte Úmido - Carga leve – 2015



Carga leve – 2015



EPE-DEE-RE-050/2011-r2– Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires e reforços no SIN



Empresa de Pesquisa Energ

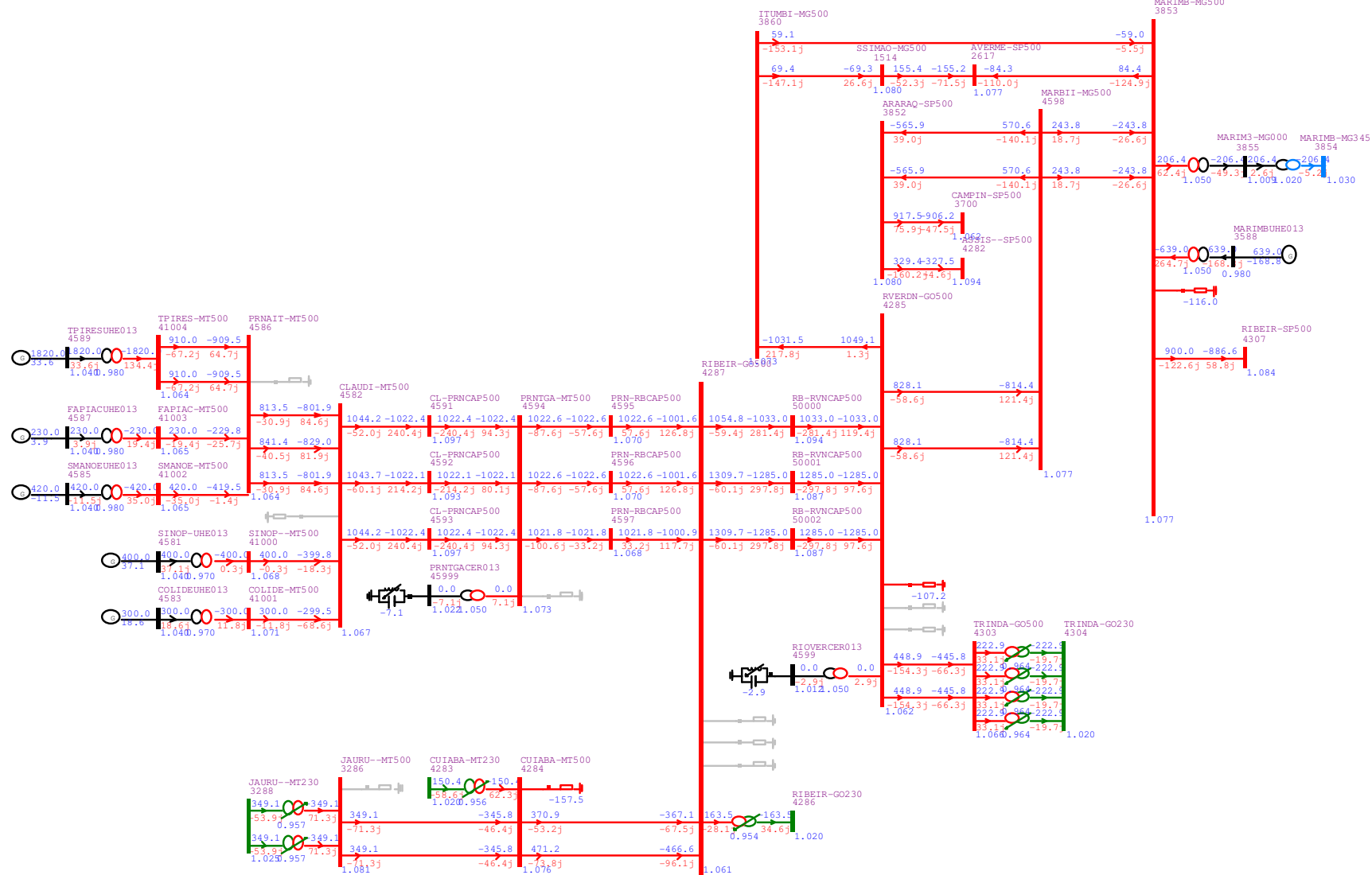


Figura 7-13 - Alternativa 1 com 3 circuitos em 500 kV entre Paranaíba e Rio Verde Norte - Tensões e fluxos de potência em condição normal de operação – rede 500 kV - cenário Norte Úmido - Carga leve – 2016 com 5 usinas



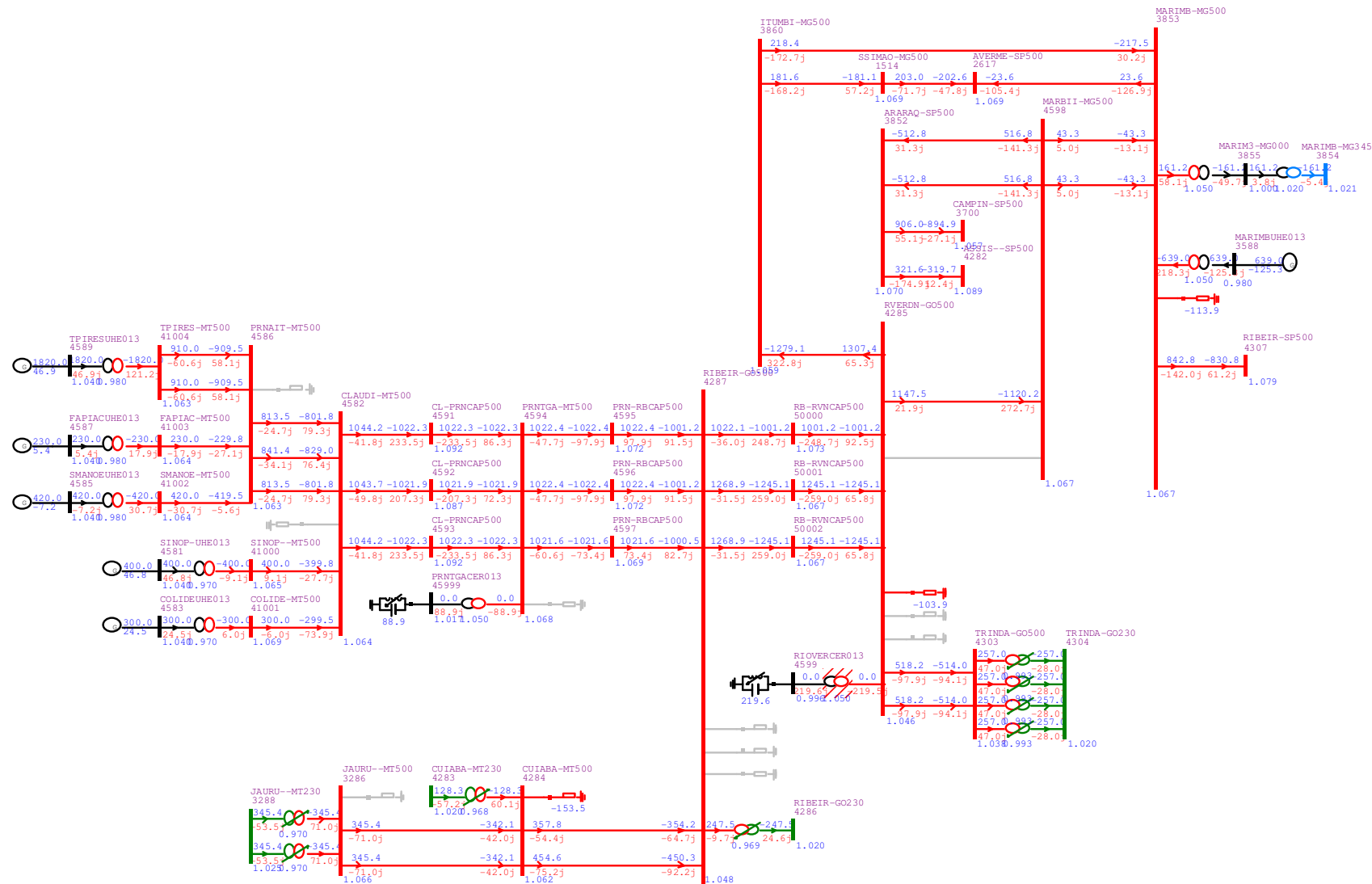


Figura 7-15 – Alternativa 1 com 3 circuitos em 500 kV entre Paranaíta e Rio Verde Norte - Contingência de uma das LTs 500 kV Rio Verde Norte – Marimbondo II - rede 500 kV - cenário Norte Úmido - Carga leve – 2016 com 5 usinas

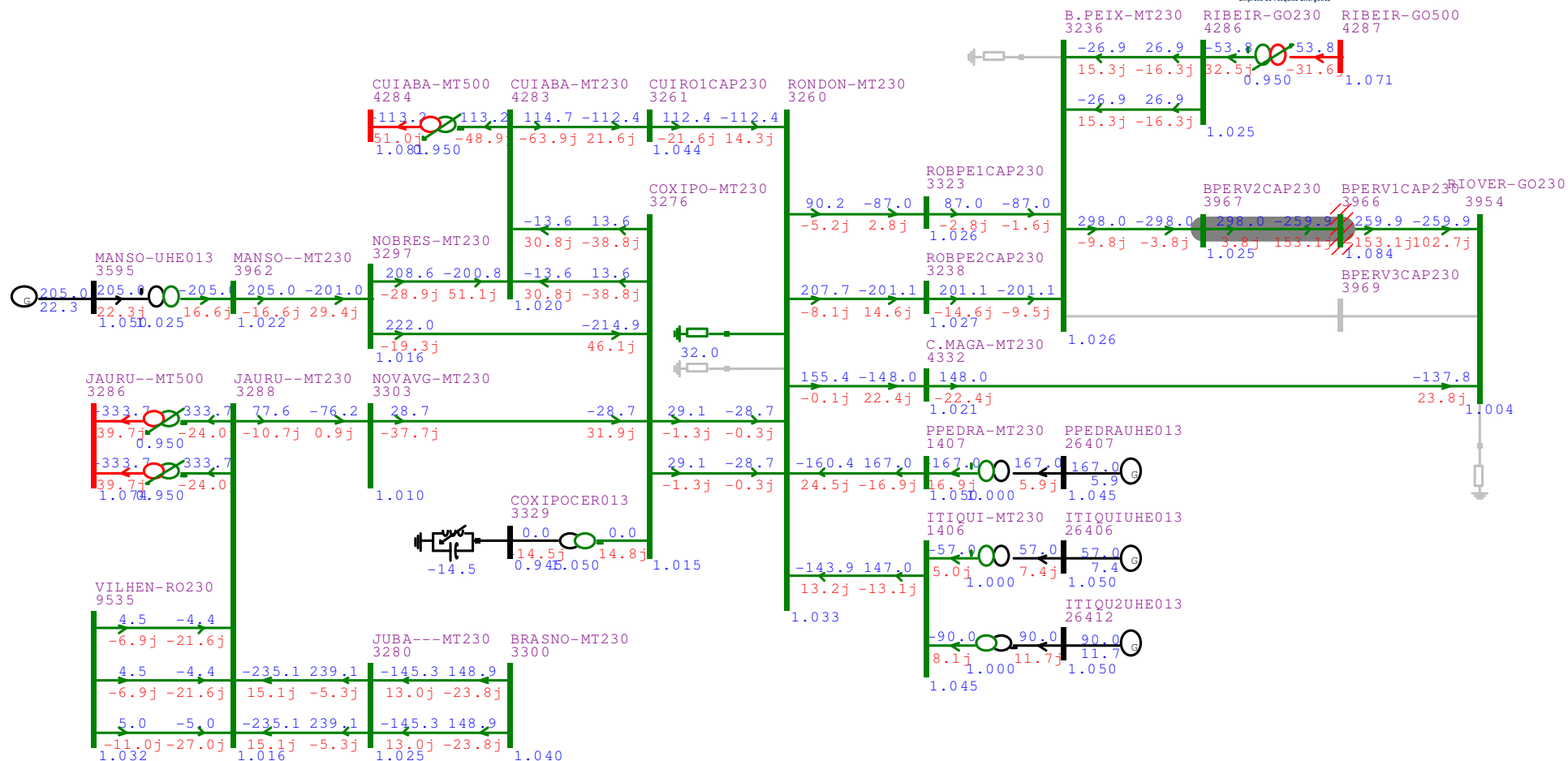


Figura 7-16- Alternativa 1 - Contingência de uma das LTs 230 kV Barra do Peixe - Rio Verde - rede 230 kV - cenário Norte Úmido - Carga leve - 2020 com 5 usinas - Sem o bypass das LTs 230 kV Barra do Peixe - Rio Verde

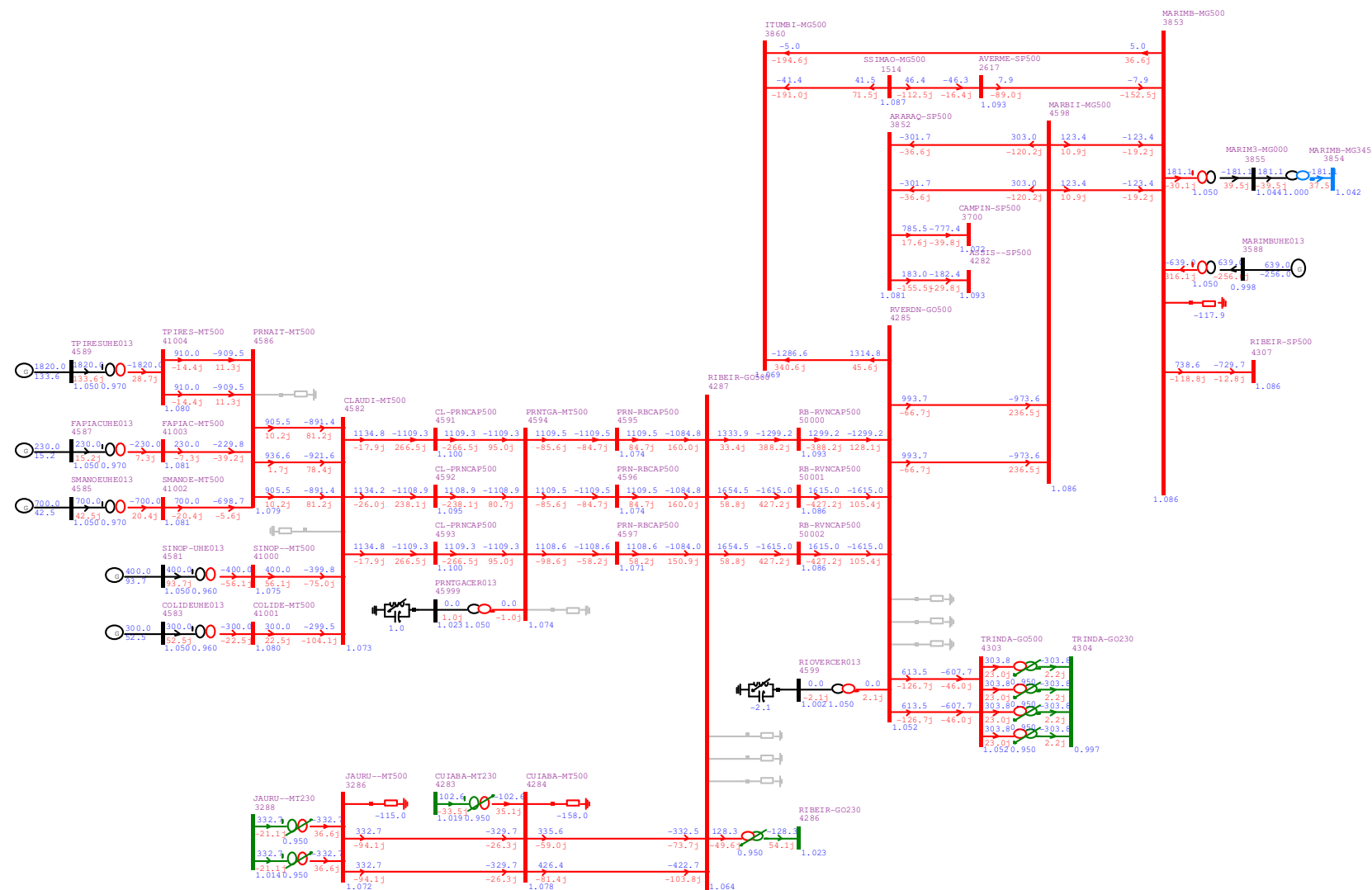


Figura 7-17– Alternativa 1 com 3 circuitos em 500 kV entre Paranaíta e Rio Verde Norte - Tensões e fluxos de potência em condição normal de operação – rede 500 kV - cenário Norte Úmido - Carga leve – 2020 com 5 usinas

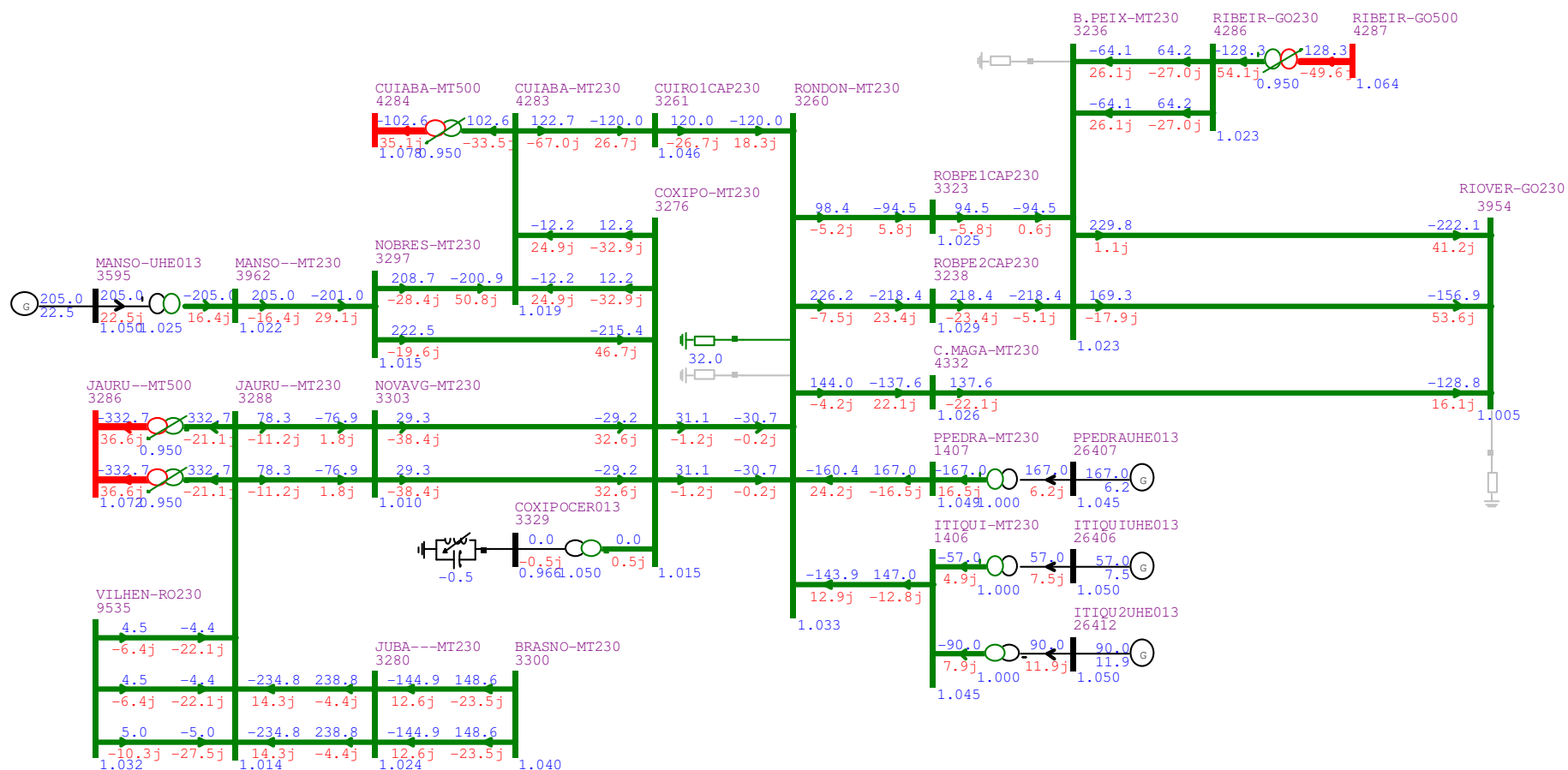
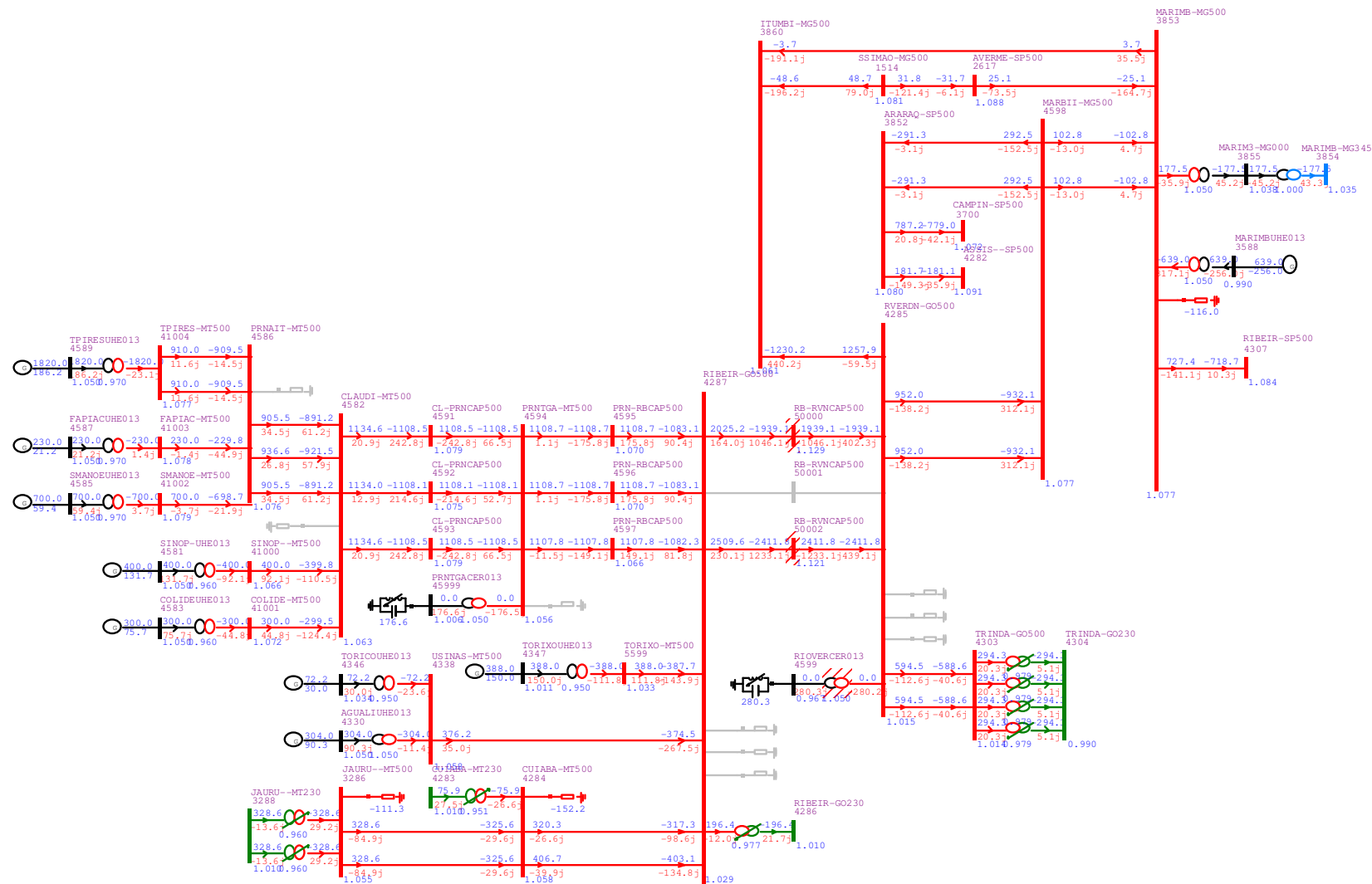


Figura 7-18– Alternativa 1 com 3 circuitos em 500 kV entre Paranaíta e Rio Verde Norte - Tensões e fluxos de potência em condição normal de operação – rede 230 kV - cenário Norte Úmido - Carga leve – 2020 com 5 usinas



EPF-DEE-RE-050/2011-r2- Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires e reforços no SIN

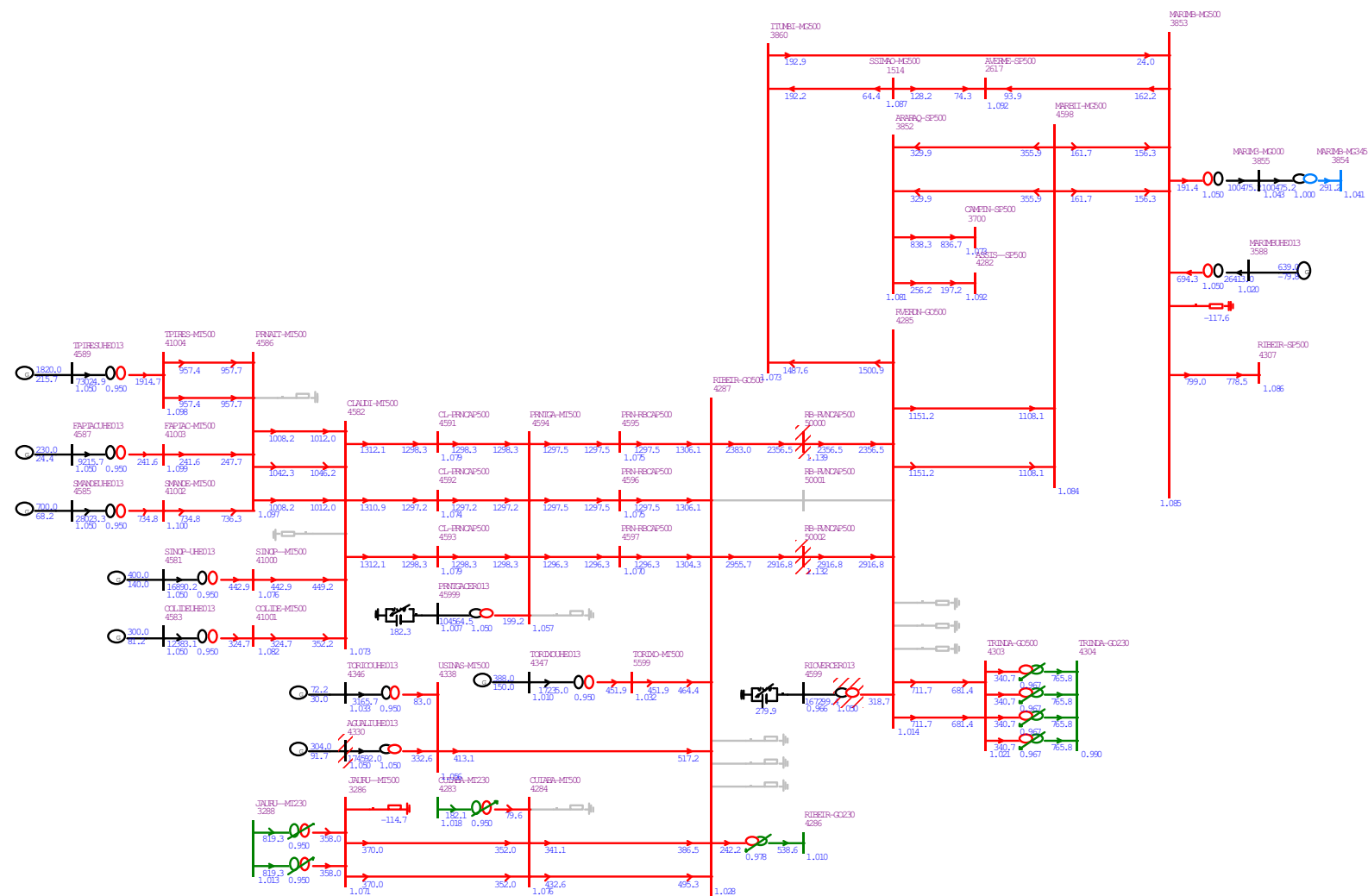


Figura 7-20 – Alternativa 1 com 3 circuitos em 500 kV entre Paranaíta e Rio Verde Norte - Contingência de uma das LTs 500 kV 4x954 MCM Ribeirãozinho – Rio Verde Norte - rede 500 kV - cenário Norte Úmido - Carga leve – 2020 com 5 usinas + 250 MW

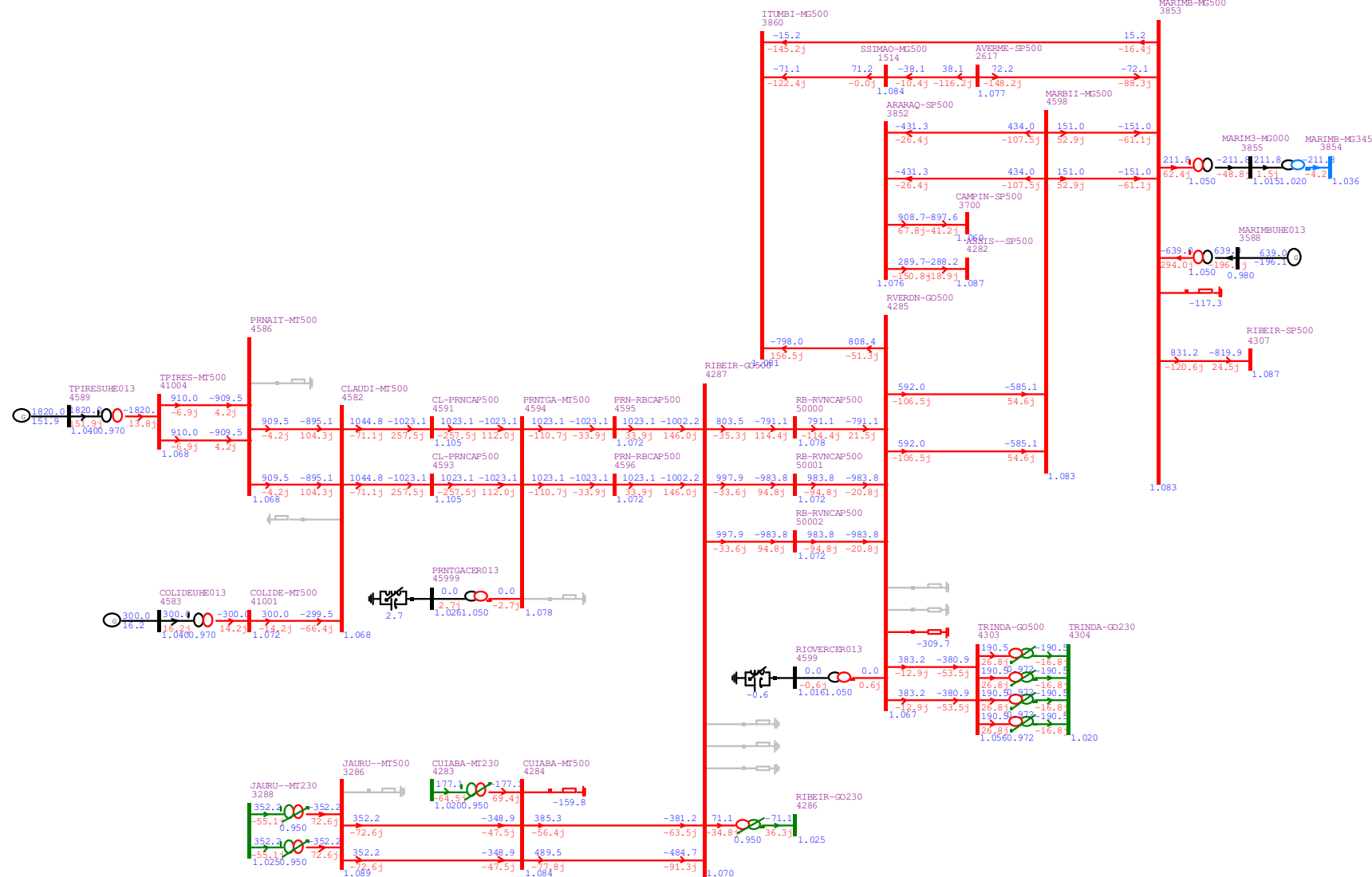
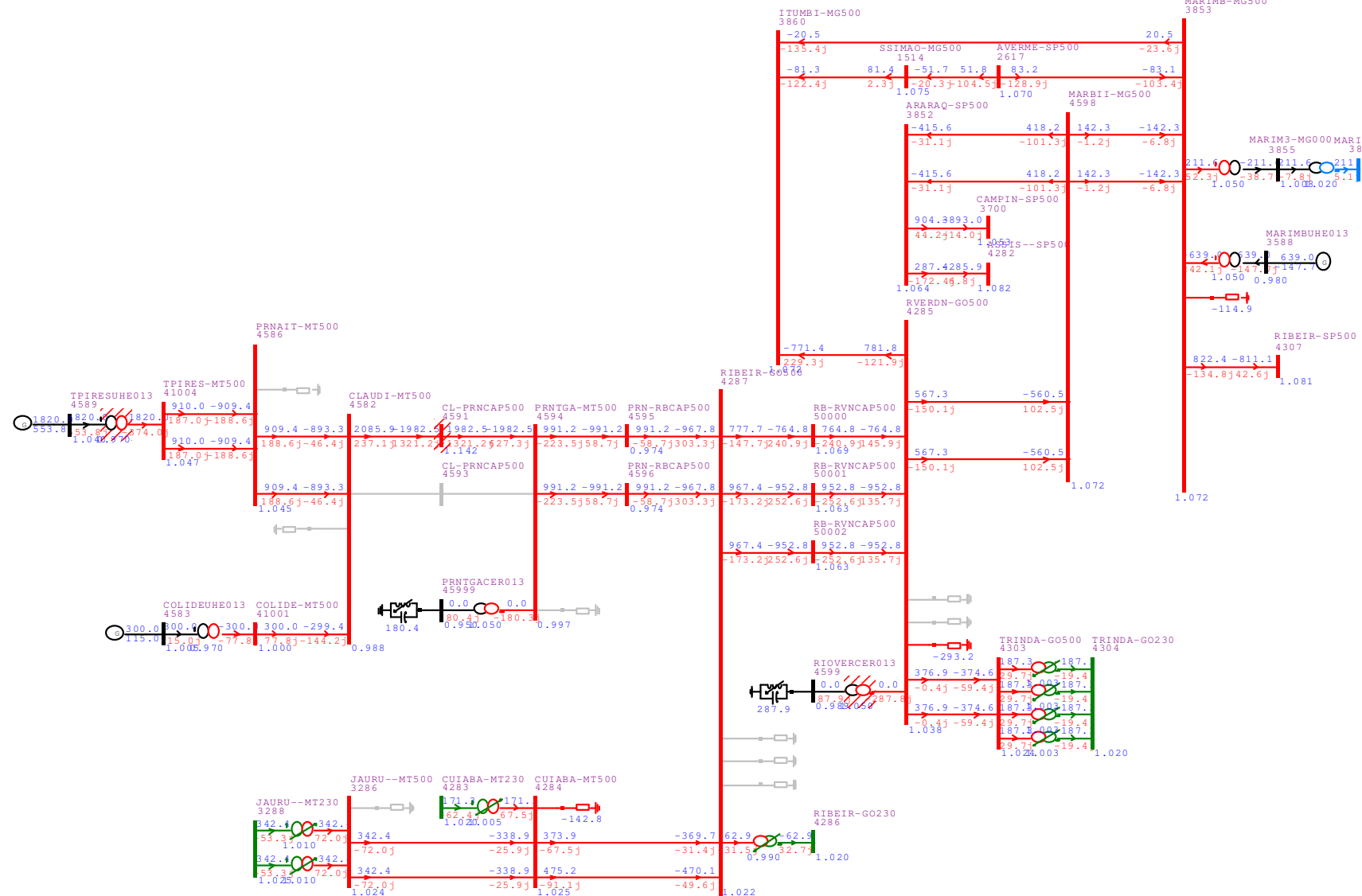


Figura 7-21 – Alternativa 1 com 2 circuitos em 500 kV entre Paranaíta e Rio Verde Norte - Tensões e fluxos de potência em condição normal de operação – rede 500 kV - cenário Norte Úmido - Carga leve – 2016 com 2 usinas



85

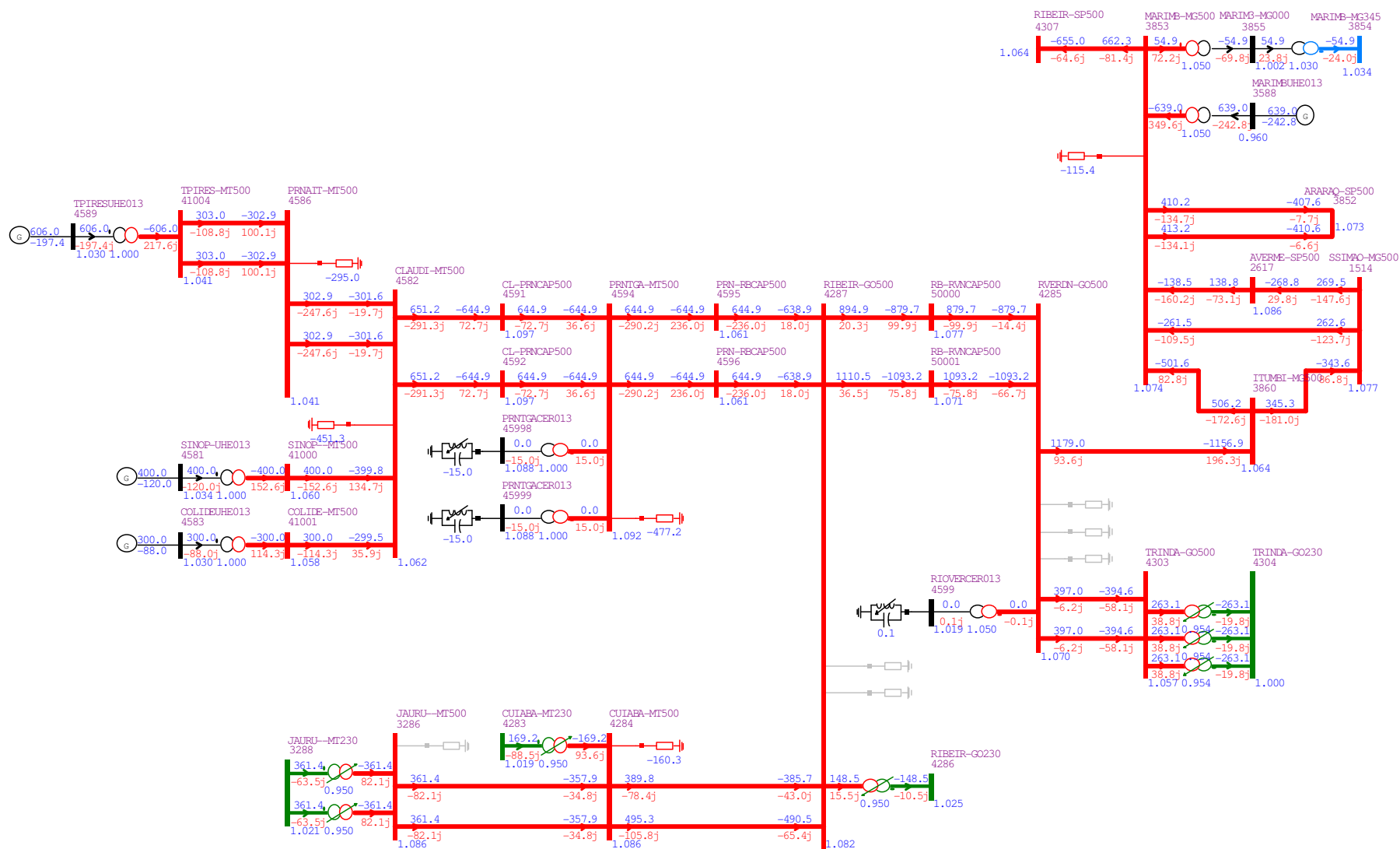


Figura 7-23 – Alternativa 2 – Tensões e fluxos de potência em condição normal de operação – Cenário Norte Úmido - Carga leve – 2015 - Diagrama rede 500 kV

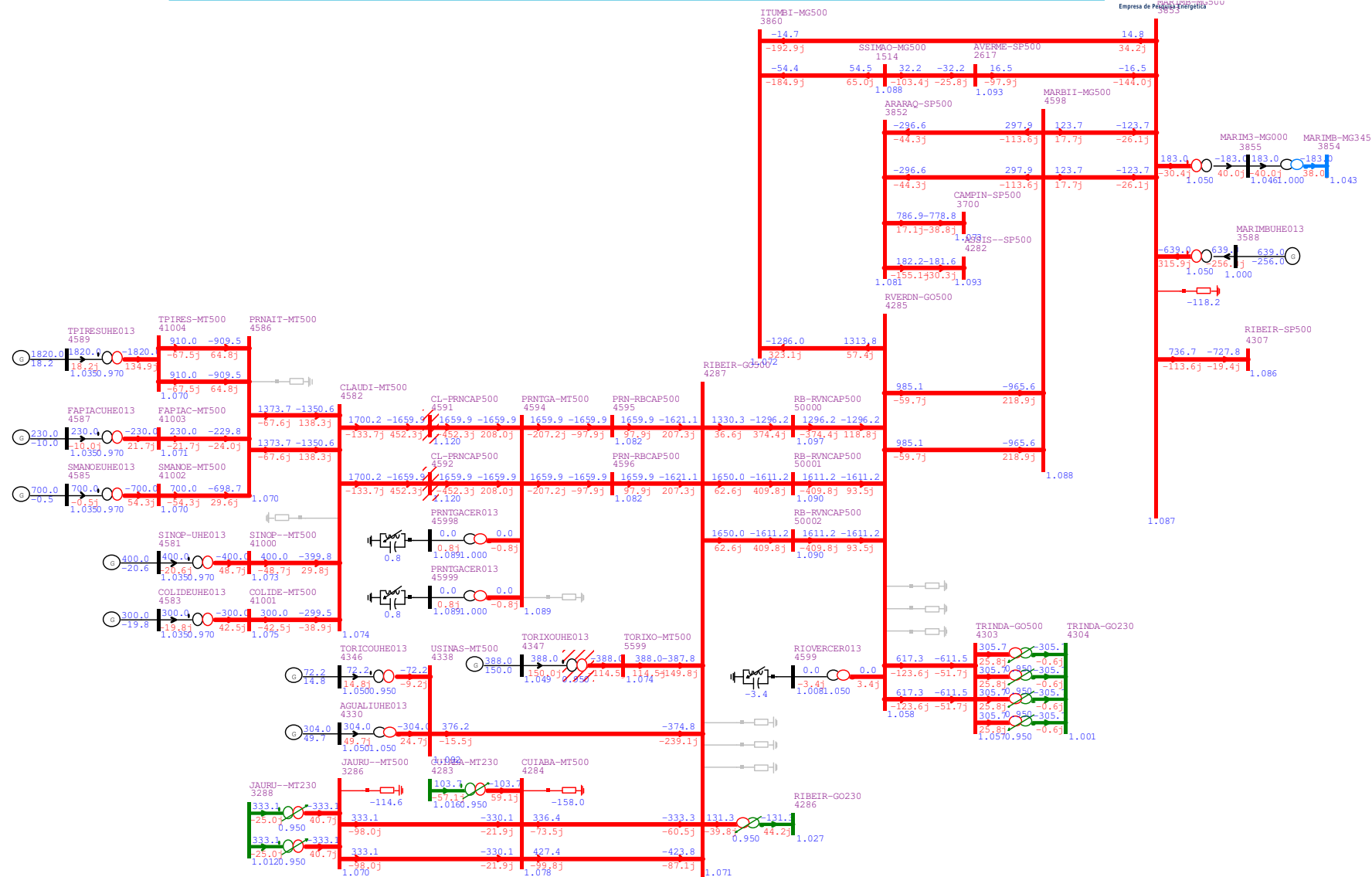


Figura 7-24 – Alternativa 2 – Tensões e fluxos em condição normal de operação – cenário Norte Úmido - Carga leve – 2020 - Diagrama rede 500 kV

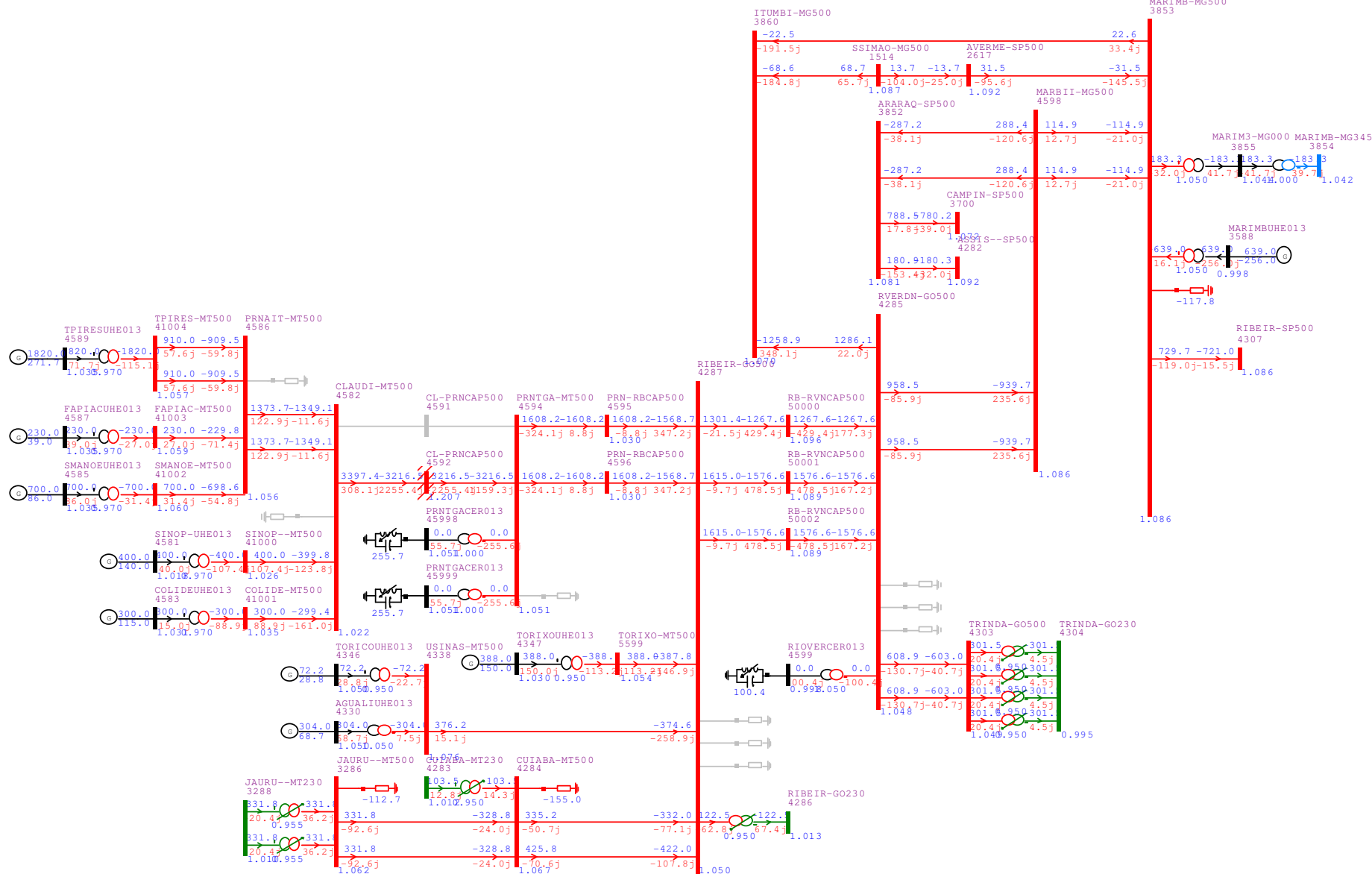


Figura 7-25 – Alternativa 2- Tensões e fluxos na contingência de uma das LTs 500 kV Cláudia – Paranatinga - Cenário Norte Úmido - Carga leve – 2020 – Diagrama rede 500 kV

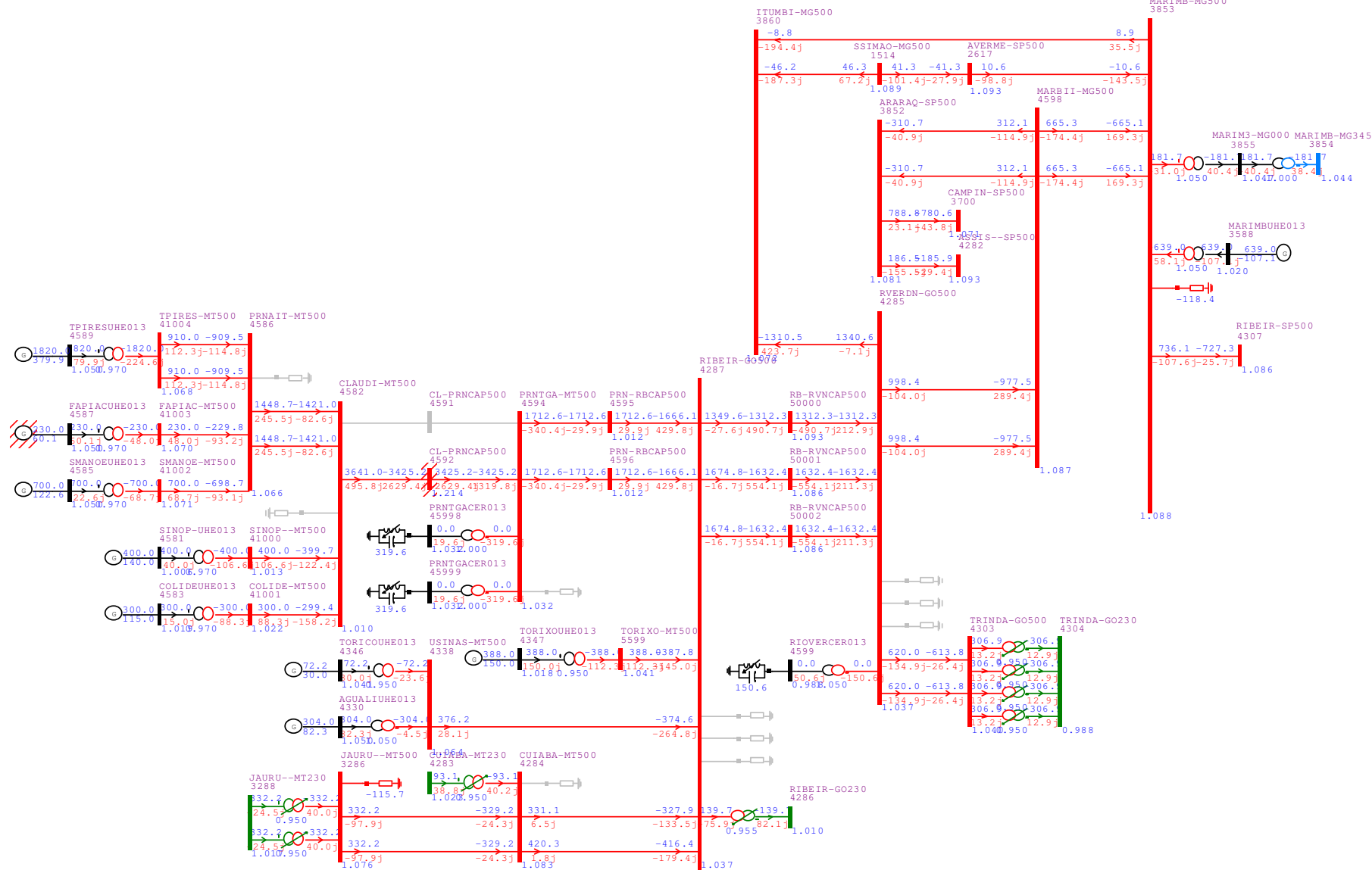


Figura 7-26 - Alternativa 2 – Tensões e fluxos na contingência de uma das LTs 500 kV Cláudia – Paranatinga - cenário Norte Úmido - Carga leve considerando a injeção de + 250 MW – 2020 - Diagrama rede 230 kV

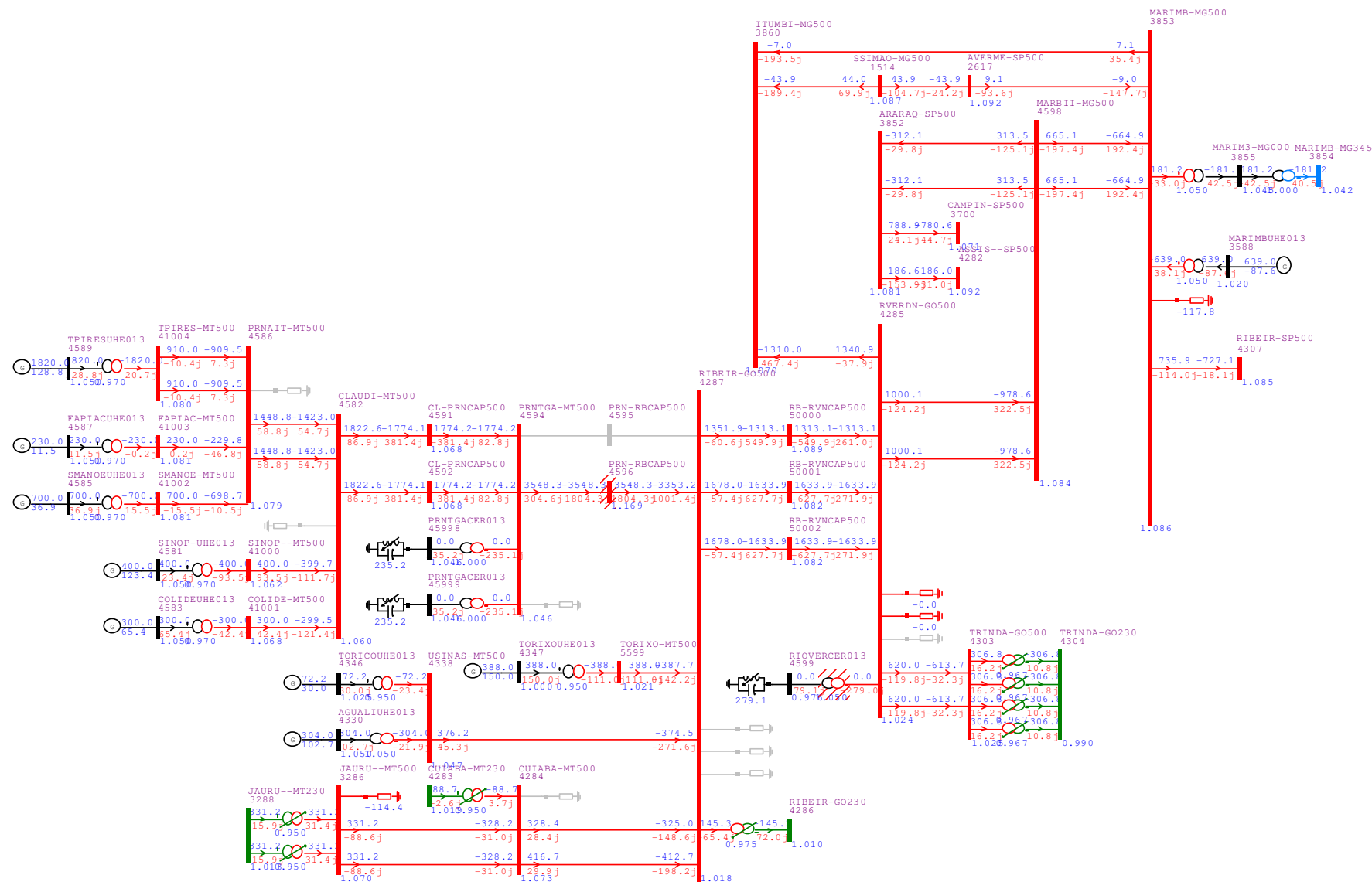


Figura 7-27 - Alternativa 2 Tensões e fluxos na contingência de uma das LTs 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho - cenário Norte Úmido - Carga leve considerando a injeção de + 250 MW – 2020 - Diagrama rede 230 kV

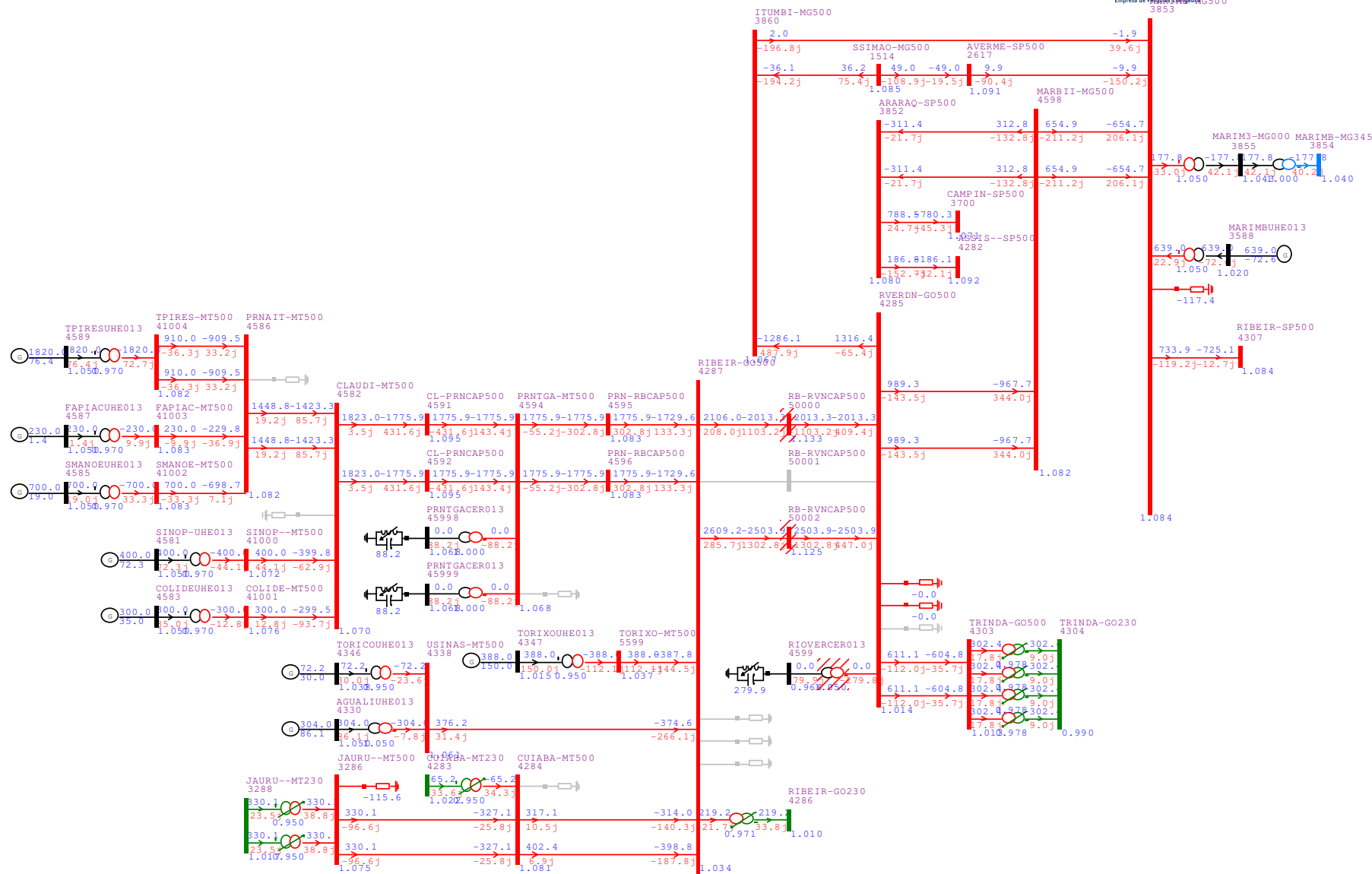


Figura 7-28 - Alternativa 2 – Tensões e fluxos na contingência de uma das LTs 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C2- cenário Norte Úmido - Carga leve considerando a injeção de + 250 MW – 2020 - Diagrama rede 230 kV

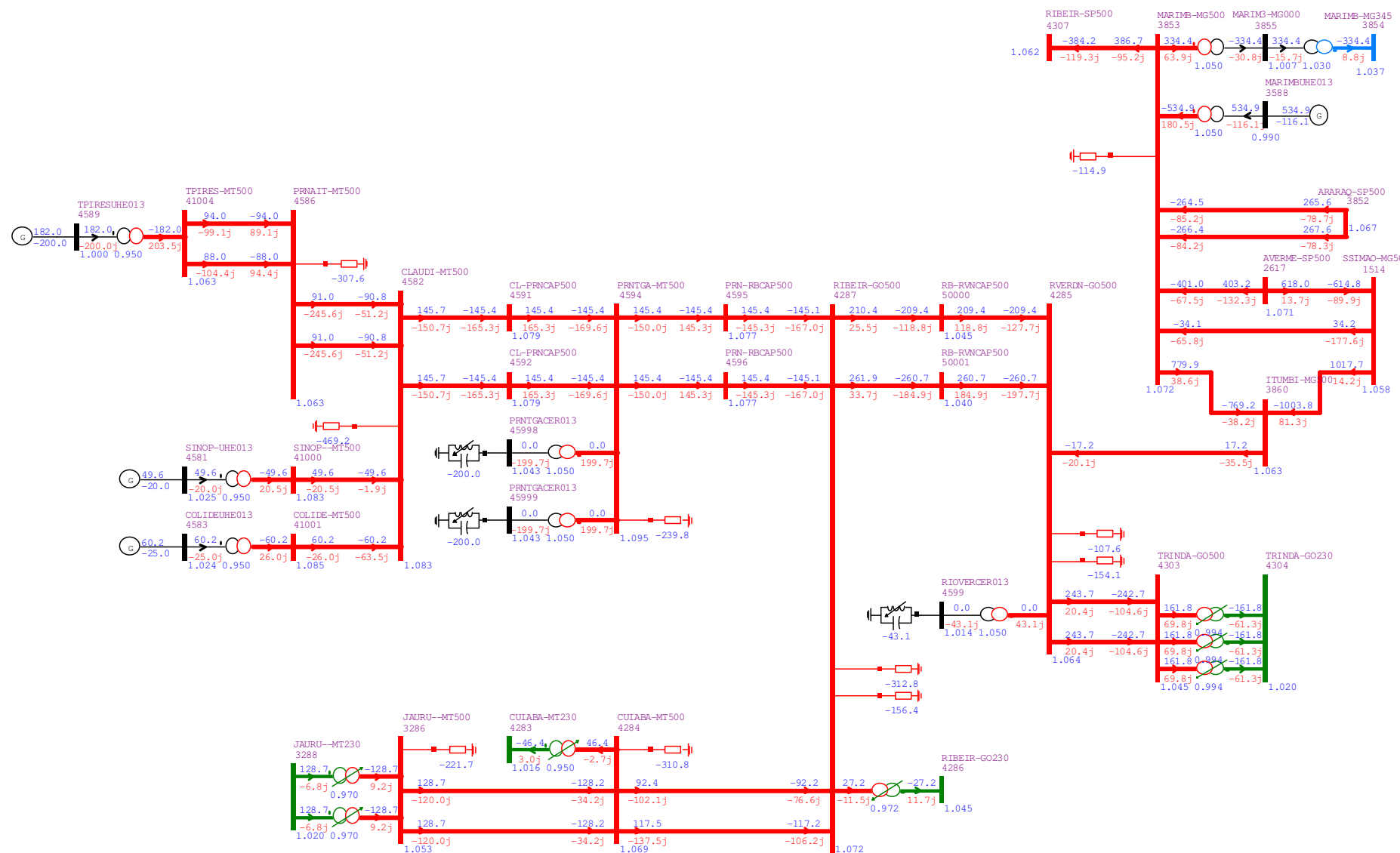
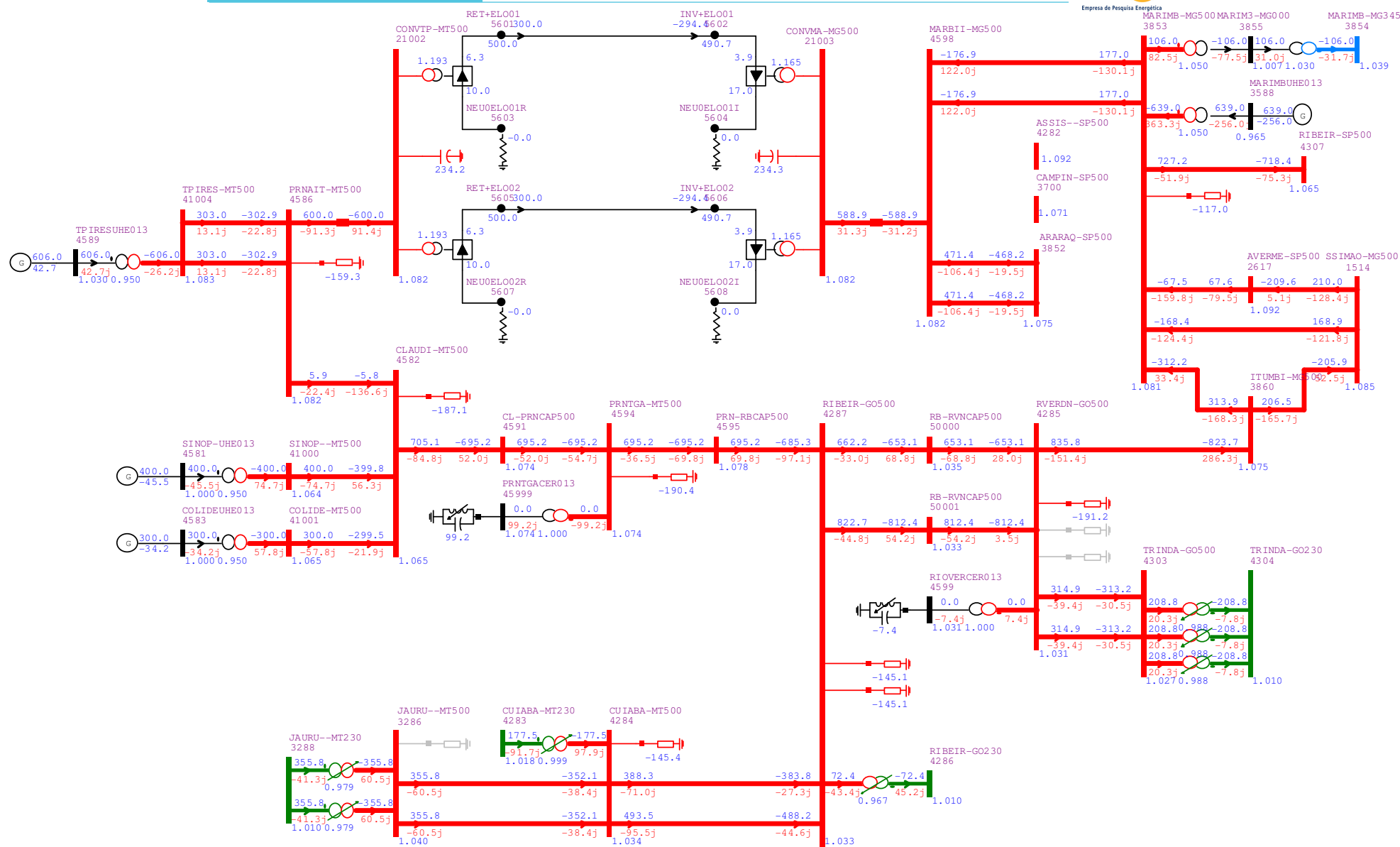


Figura 7-29 - Alternativa 2 – Tensões e fluxos de potência em condição normal de operação – cenário Norte Seco - Carga leve – Perda de um reator de -200 Mvar da SE Paranatinga – 2015 - Diagrama rede 500 kV



93

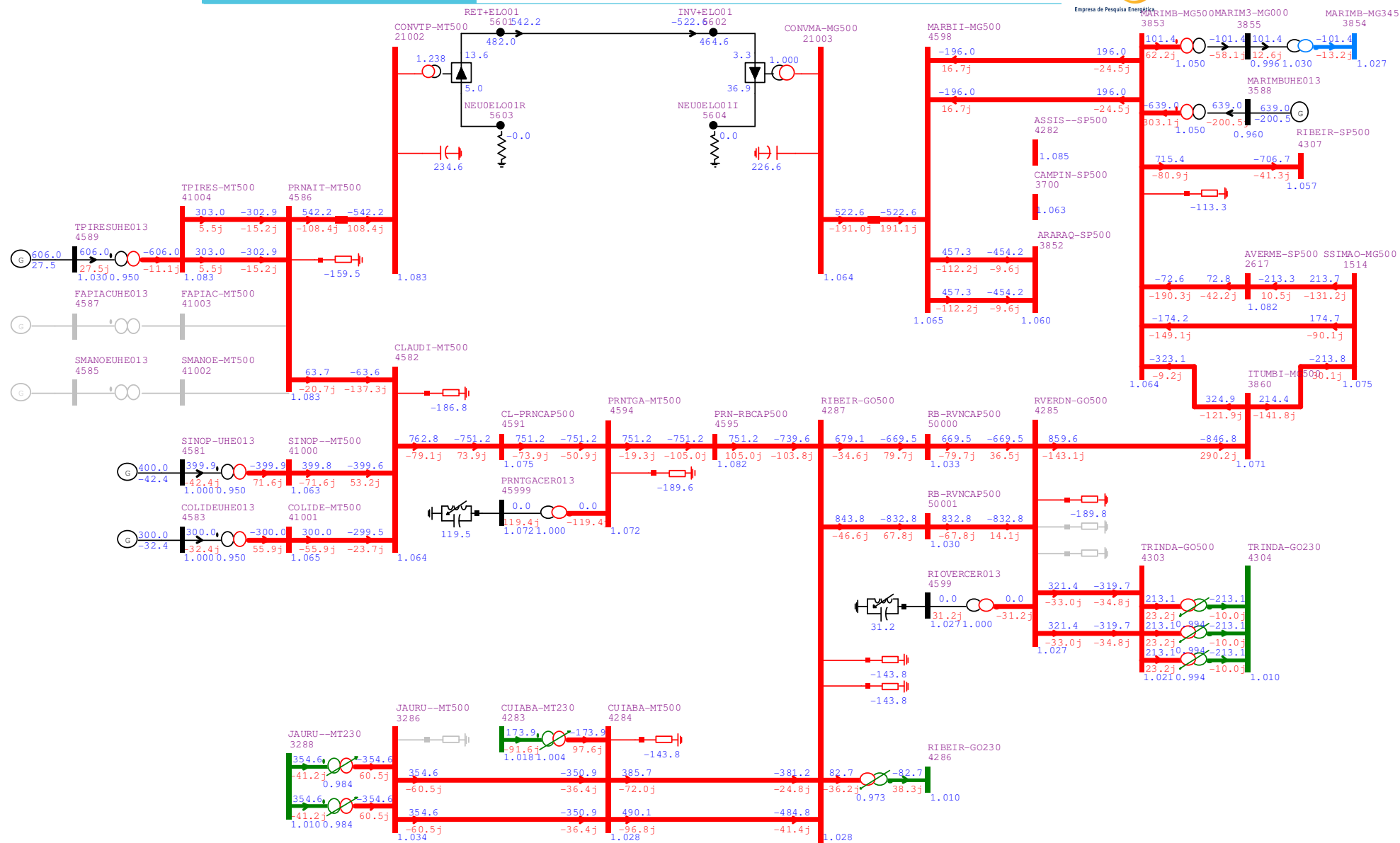
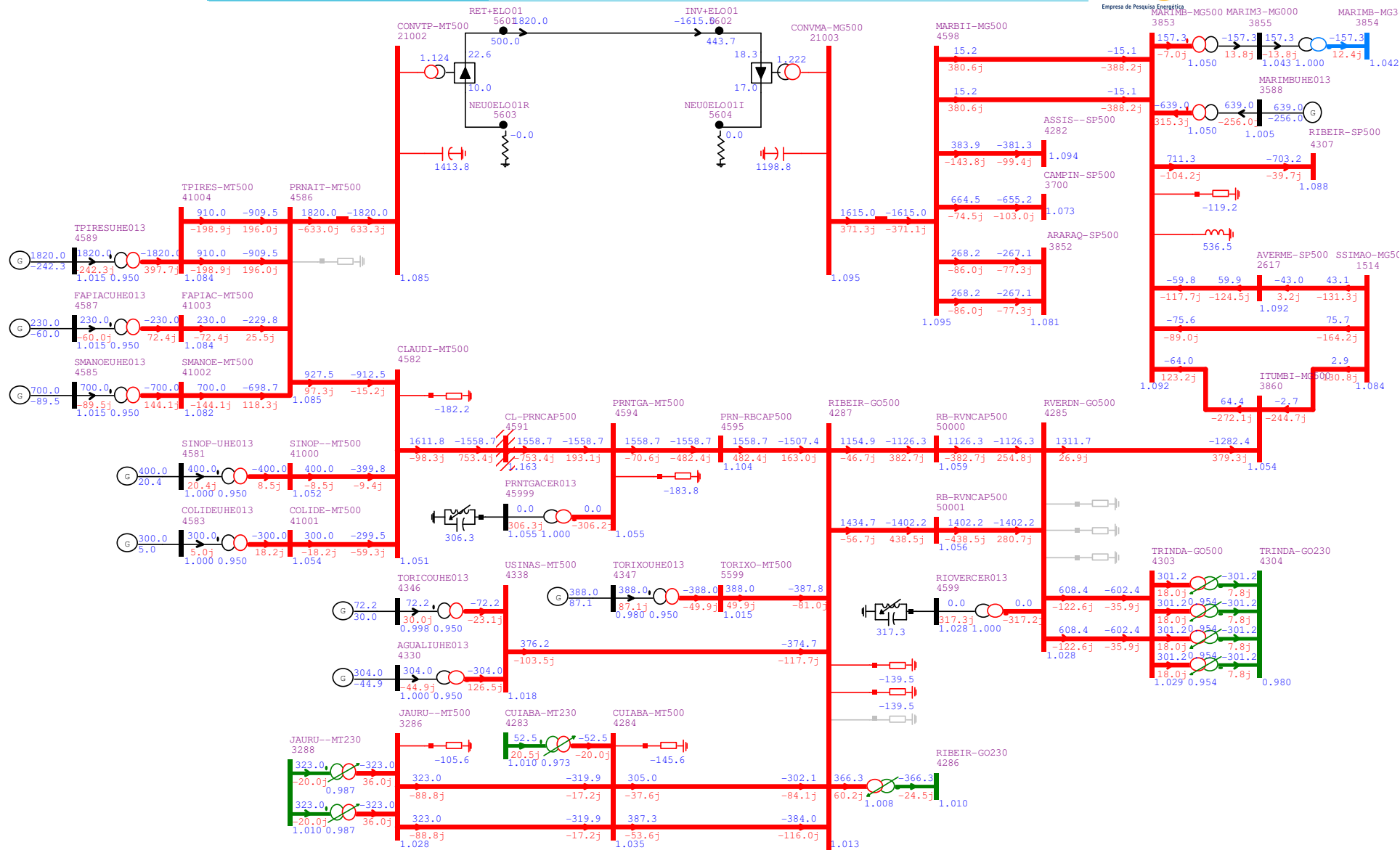


Figura 7-31 – Alternativa 3 – Contingência do Polo – Rede 500 kV – carga leve – Norte Úmido – Ano 2015



385



96

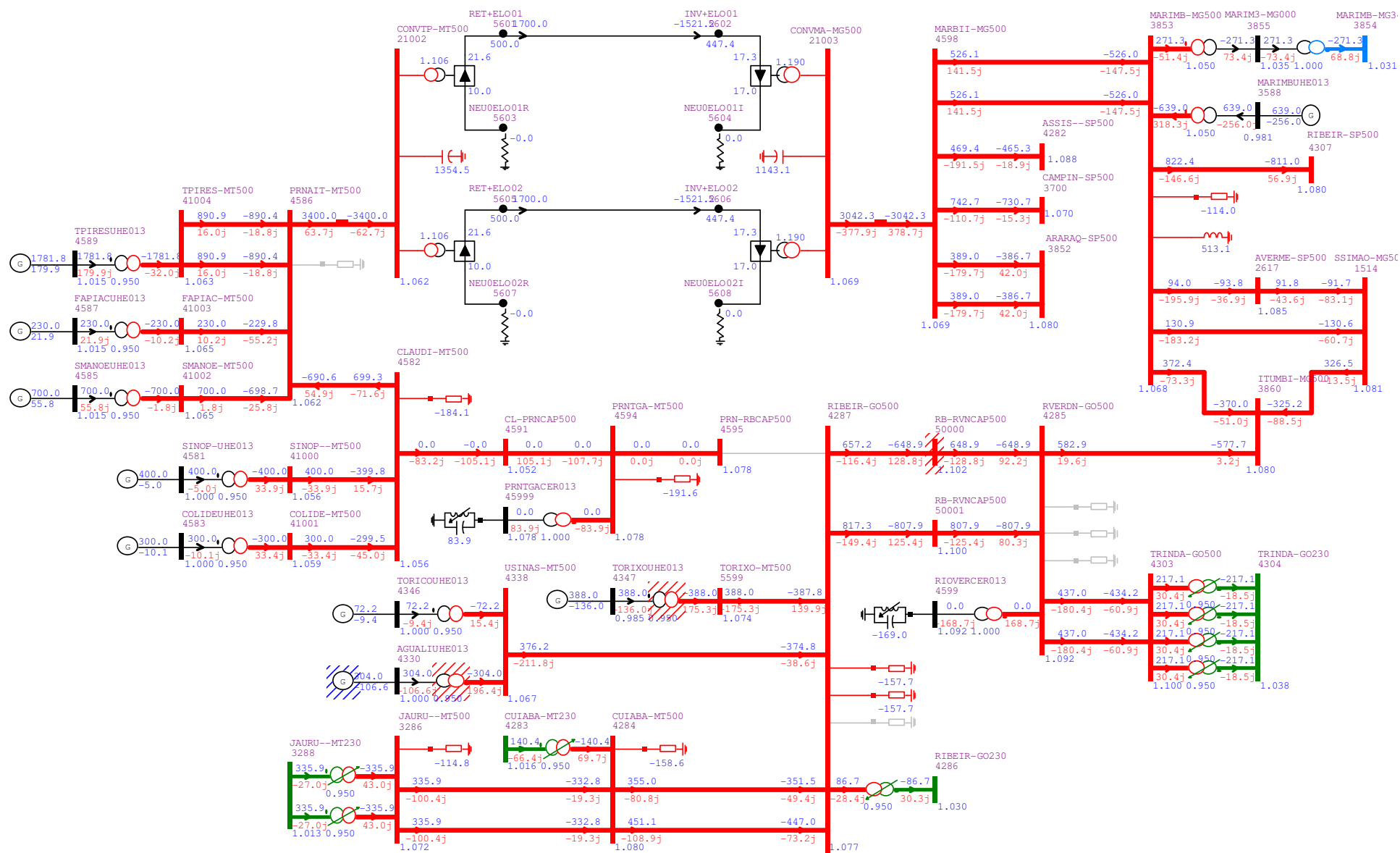


Figura 7-34 – Alternativa 3 – Contingência LT 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho – Rede 500 kV – carga leve – Norte Úmido – Ano 2020

8. Análise de Curto-Circuito

Para a Alternativa 1, recomendada neste trabalho para implantação, foi feita uma avaliação dos níveis de curto-circuito, visando o dimensionamento de novos equipamentos e a verificação de possíveis impactos nas capacidades daqueles já existentes. A Tabela 8-1 a seguir mostra os valores encontrados nos barramentos de maior interesse, aqueles diretamente afetados pelo sistema recomendado, para os anos de 2015, 2017 e 2020.

Tabela 8-1– Alternativa 1 - Valores de curto-circuito em kA

NOME	2015		2017		2020		DISJ(kA)
	3F	1F	3F	1F	3F	1F	
JAURU-MT230	10,92	9,07	11,2	9,19	11,29	9,29	20
CUIABA-MT230	11,86	10,83	12,5	11,17	12,61	11,35	31,5
RIBEIR-GO230	12,3	5,98	13,3	6,12	12,12	5,92	--
TRINDA-GO230	15,27	12,41	17,4	13,65	17,67	13,86	--
MARIMB-MG345	9,35	8,93	9,62	9,15	9,64	9,16	25
BDESPA-MG500	15,45	16,75	16,4	17,48	16,65	17,68	40
JAGUAR-MG500	21,8	18,58	23,7	19,84	25,03	20,48	38
NEVES1-MG500	12,37	12,72	13	13,3	13,11	13,38	38
SGOTAR-MG500	13,14	11,08	13,5	11,27	13,67	11,34	50
EMBORC-MG500	23,32	22,15	23,7	22,38	23,93	22,49	38
NPONTE-MG500	22,09	18,69	22,8	19,12	23,35	19,36	31,5
SSIMAO-MG500	21,13	21,6	21,5	21,84	21,55	21,89	38
VESPA2-MG500	10,06	9,41	10,5	9,7	10,53	9,74	50
AVERME-SP500	17,52	14,17	17,9	14,33	17,89	14,35	31,5
JAURU-MT500	4,77	3,88	4,92	3,95	4,97	3,99	--
CAMPIN-SP500	18,11	13,21	21,8	16,79	21,93	16,86	31,5
ARARAQ-SP500	27,64	18,96	29,2	24,55	29,23	24,6	31,5
MARIMB-MG500	23,68	22,72	30,8	27,93	31,06	28,11	31,5
ITUMBI-MG500	28,74	28,49	29,5	28,98	29,77	29,17	31,5
MARIMB II-MG500	23,68	22,72	30,8	27,93	31,06	28,11	--
ASSIS--SP500	14,19	10,24	16,9	11,9	16,95	11,92	40
CUIABA-MT500	6,29	5,2	6,84	5,46	7,04	5,61	--
RVERDN-GO500	9,86	8	15,9	11,89	17,4	12,63	--
RIBEIR-GO500	10,2	9,17	14,5	11,88	17,14	15,53	--
TRINDA-GO500	7,02	5,52	8,48	6,33	8,72	6,46	--
RIBEIR-SP500	15,7	9,88	16,1	10,15	17	10,9	--
USINAS-MT500	--	--	--	--	6,51	6,38	--
CLAUDI-MT500	9,53	8,86	12,8	11,19	13,28	11,44	--
PRNAIT-MT500	10,51	12,12	15,2	17,08	15,33	17,22	--
PRNTGA-MT500	8,52	6,84	12	8,98	13,02	9,49	--
TORIXO-MT500	--	--	--	--	13,43	12,02	--
SINOP--MT500	8,53	8,4	10,9	10,06	11,18	10,25	--
COLIDE-MT500	6,34	6,04	7,39	6,67	7,51	6,74	--
SMANOE-MT500	--	--	11,4	11,76	11,43	11,82	--
FAPIAC-MT500	--	--	9,85	8,39	9,92	8,42	--
TPIRES-MT500	10,71	13,19	15,1	18,03	15,29	18,17	--

Os valores com destaque laranja indicam subestações em que o curto-circuito calculado superou 90% das capacidades informadas dos disjuntores, caracterizando, portanto, o chamado *estado de alerta*, que sugere uma análise mais aprofundada dos respectivos equipamentos.

No entanto, é importante frisar que os níveis de curto-circuito nos barramentos em destaque são praticamente independentes das usinas do rio Teles Pires tratadas neste estudo, dada a distância entre estas usinas e aqueles barramentos. A Tabela 8-2 abaixo mostra os valores de curto-circuito trifásico nesses barramentos, sem a presença das usinas de Teles Pires, Foz do Apiacás, São Manoel, Sinop e Colíder. Além disso, foram desconsideradas também as usinas de Torixoreu, Toricoejo e Água Limpa, cujas conexões referenciais são feitas em Ribeirãozinho, e ainda diversas futuras PCHs, perfazendo cerca de 300 MW, cujas conexões também chegam a Ribeirãozinho, via Jauru e Cuiabá.

Tabela 8-2– Alternativa 1 - Valores de curto-circuito em kA

	2015	2017	2020
Araraquara		29,05	29,10
Marimondo		30,11	30,14
Itumbiara	28,07	28,88	28,98

Como se pode constatar, as diferenças em relação à Tabela 11-1 são mínimas, o que demonstra que os níveis elevados de curto-circuito nos barramentos em questão resultam da evolução do sistema interligado nas suas proximidades, devendo ser analisados em estudo específico.

Voltando à Tabela 8-1, não deve causar estranheza o fato de os valores de curto-circuito na barra de Ribeirãozinho diminuírem do ano de 2017 para 2020. Isto porque, conforme assinalado no item 7.1, foi retirada a compensação série das linhas Barra do Peixe - Rio Verde a partir de 2017, o que reduz a contribuição de curto-circuito para a barra de Ribeirãozinho através dessas linhas.

Para as alternativas em corrente contínua, mesmo não tendo sido escolhida nenhuma delas, foram feitas algumas avaliações que reforçam a recomendação deste trabalho de selecionar uma alternativa em corrente alternada.

As Tabelas 8-3(a), (b) e (c) abaixo mostram os índices ESCR (*Effective Short-Circuit Relation*) e MESCR (*Multi-Infeed Effective Short-Circuit Relation*) para a Alternativa 4, que apresentou o melhor desempenho dentre as alternativas de corrente contínua, para os anos de 2015, 2017 e 2020.

Tabela 8-3 – (a) ESCR e MESCR em 2015

	ESCR	MESCR	INJEÇÃO (MW)
IBIÚNA	4,5550	2,7105	3506
MARIMBONDO	11,2554	3,0984	1155
ARARAQUARA	3,3735	2,3754	5226

Tabela 8-3 – (b) ESCR e MESCR em 2017

	ESCR	MESCR	INJEÇÃO (MW)
IBIÚNA	3,5355	2,1290	4633
MARIMBONDO	6,1202	2,2567	2513
ESTREITO	42,1662	3,4352	397
ARARAQUARA	3,1730	1,9546	5758

Tabela 8-3 – (c) ESCR e MESCR em 2020

	ESCR	MESCR	INJEÇÃO (MW)
IBIÚNA	3,5528	1,8974	4633
MARIMBONDO	6,1560	1,9413	2513
ESTREITO	5,3587	2,2091	3680
ARARAQUARA	3,1624	1,7105	5793

Apesar de não ser uma condição determinante, valores do índice MESCR abaixo de 2,5 indicam possíveis problemas de controle de estações inversoras em sistemas com múltiplas alimentações (*Multi-Infeed*) em corrente contínua [10]. Como se pode constatar nas Tabela 8-3(a), (b) e (c), esses índices diminuem ao longo do período estudado, em função das diferentes injeções de potência pelas estações inversoras e também por mudanças na topologia da rede em suas proximidades, ficando todos abaixo do mínimo recomendado. Uma forma de contornar o problema é elevar o nível de curto-circuito nas proximidades das inversoras, o que é normalmente feito com a instalação de compensadores síncronos, o que, por sua vez, aumenta os custos da alternativa em questão. No caso presente, é importante notar que já foram considerados compensadores síncronos de 300 Mvar nas subestações de Araraquara e Estreito, um compensador em cada SE em 2017, e mais um em cada SE em 2020, e ainda assim os índices não se mostraram satisfatórios.

9. Análise de Desempenho Dinâmico

9.1 Modelos e Parâmetros Utilizados

Na indisponibilidade dos modelos das máquinas fornecidos pelos fabricantes, foi feita uma pesquisa no banco de dados das usinas existentes buscando identificar aquelas com as mesmas características das usinas estudadas. A Tabela 9-1 apresenta as constantes de inércia utilizadas. As constantes em negrito foram estimadas e as demais foram obtidas a partir das referências [11],[12],[13],[14] e [15]. Assim, o estudo de estabilidade mecânica considerou os parâmetros de máquinas apresentados nas Tabela 9-1(a), (b), (c) e (d):

Tabela 9-1 – (a) Constantes de Inércia

USINAS	H(s)	MVA	Unidades
Colider	3,15	111,1	3
Sinop	3,12	149	3
São Manoel	3,5	155,6	5
Foz do Apicás	3,15	86	3
Água Limpa	3,5	177,8	2
Torixoréu	3,5	152	3
Toricoejo	3	42,2	2
Teles Pires	3,5	337	6

(b) Parâmetros na Base da Máquina: UHE Sinop, UHE Colider, UHE São Manoel, UHE Foz do Apicás, UHE Água Limpa e UHE Torixoréu.

parâmetros na base da Máquina							
Xd (%)	Xq (%)	X'd (%)	X''d (%)	Xl	T'd	T''d	T''q
86	59	30	26	15	4,87	0,05	0,12

(c) Parâmetros na Base da Máquina: UHE Teles Pires

parâmetros na base da Máquina							
Xd (%)	Xq (%)	X'd (%)	X''d (%)	Xl	T'd	T''d	T''q
87.85	56.61	24.51	19.86	10.35	7.59	0.07	0.17

(d) Parâmetros na Base da Máquina: UHE Toricoejo

parâmetros na base da Máquina							
Xd (%)	Xq (%)	X'd (%)	X''d (%)	Xl	T'd	T''d	T''q
77.26	55.47	33.68	24.11	16.64	3.00	0.028	0.047

Os modelos de regulador de tensão e velocidade respeitaram a seguinte regra:

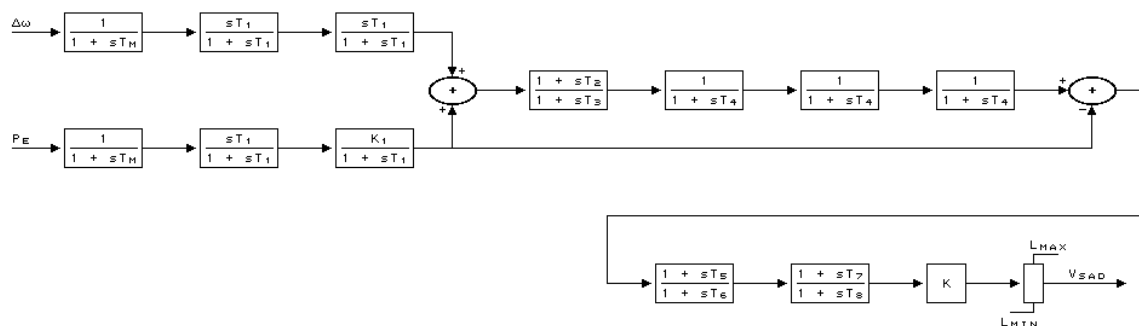
- Regulador de tensão: mesmo modelo de regulador da usina da qual foram obtidos os parâmetros e a curva de saturação do gerador.
- Regulador de velocidade: mesmo modelo de uma usina com o mesmo tipo de turbina. Vale ressaltar que os valores de potência da turbina e da potência do gerador nos modelos foram modificados para cada usina e a constante de água T_w foi mantida por não possuímos dados de projeto dessas usinas.

Os PSSs representados neste estudo foram ajustados para amortecer as oscilações de modo local.

A Tabela 9-2 e a Figura 9-1 a seguir, mostram os modelos utilizados neste estudo.

Tabela 9-2 – Modelos de Reguladores

Usinas	Modelo Existente		Turbina
	Regulador de Velocidade	Regulador de Tensão	
Colider	UHE Aimorés	UHE Aimorés	Kaplan
Sinop	UHE Aimorés	UHE Aimorés	Kaplan
São Manoel	UHE Aimorés	UHE Aimorés	Kaplan
Foz do Apiacas	UHE Aimorés	UHE Aimorés	Kaplan
Água Limpa	UHE Campos Novos	UHE Aimorés	Francis
Torixoréu	UHE Campos Novos	UHE Aimorés	Francis
Toricoejo	UHE Aimorés	UHE Ibatinga	Kaplan
Teles Pires	UHE Campos Novos	UHE Salto Segredo	Francis



(a) Diagrama de Blocos do PSS

```

(UHEs T.PIRES, SINOP, COLÍDER, SÃO MANOEL, FOZ DO APIACÁS
(No)      (K ) (K1 ) (Tm ) (T1 ) (T2 ) (T3 ) (T4 ) (T5 ) (T6 ) (T7 ) (T8 ) (Lmn) (Lmx)
4589      40.1.0  0.020 10.0 0.20 0.10 0.10 0.20 0.04 0.20 0.12-0.1  0.1
(UHEs ÁGUA LIMPA, TORIXORÉU E TORICOEJO
(No)      (K ) (K1 ) (Tm ) (T1 ) (T2 ) (T3 ) (T4 ) (T5 ) (T6 ) (T7 ) (T8 ) (Lmn) (Lmx)
4588      40.1.0  0.020 10.0 0.30 0.10 0.10 0.20 0.04 0.20 0.12-0.1  0.1
  
```

(b) Parâmetros do PSS

Figura 9-1 – Modelo do Estabilizador de Potência (Power System Stabilizer – PSS)

9.2 Avaliação / Consolidação dos Reatores de Linha

• Análise de Sobreensões à Frequência Industrial

Neste estudo foi analisada a configuração da compensação reativa proposta nos estudos de regime permanente frente às manobras programadas e às aberturas intempestivas de linhas de transmissão. O nível de tensão dos barramentos das subestações deve atender os valores contidos na Tabela 9-3, assim como o nível de tensão na extremidade de linhas de transmissão a serem energizadas devem respeitar os valores contidos na Tabela 9-4. Evita-se, desse modo, a diminuição de vida útil dos equipamentos ou até mesmo a sua queima.

Tabela 9-3 - Níveis Máximos de Tensão em Regime Permanente

TENSÃO NOMINAL (kV)	TENSÃO MÁXIMA (kV/% NOM)
69,0	72,5/105
88,0	92,4/105
138,0	145,0/105
230,0	242,0/105
345,0	362/105
440,0	460,0/104,5
500,0	550,0/110

Tabela 9-4 - Níveis Máximos de Tensão na Extremidade da Linha

TENSÃO NOMINAL (kV)	TENSÃO MÁXIMA (kV/% NOM)
69,0	75,9/110
88,0	96,8/110
138,0	151,8/110
230,0	252,0/110
345,0	379,5/110
440,0	528,0/120
500,0	600,0/120

As análises contemplaram os estudos de energização de linha e rejeição de carga para várias configurações de reatores das linhas de transmissão. Em um primeiro momento foi avaliado o valor nominal dos reatores e em um segundo momento foi analisado se os reatores seriam manobráveis ou fixos.

(a) Energização de Linha

A definição dos reatores de linha e de barra do sistema de transmissão associado às usinas da bacia do rio Teles Pires foi balizada pelos seguintes procedimentos:

- Ajuste da tensão pré-manobra em 1,050 pu;

- Manobra do trecho de linha (ou Reator de Barra) com LTC bloqueado atendendo os seguintes critérios:
 - ✓ Variação da tensão na barra de origem inferior a 5%
 - ✓ Variação da tensão ao longo da linha menor que 10%
- Liberação dos LTC e verificação novamente das variações de tensão.

Entretanto, deve-se destacar que o sistema atual apresentou variações de tensão maiores que 5% para manobra do reator de barra de 136 Mvar da subestação de Ribeirãozinho 500 kV em condições de carga leve. Dessa forma, a solução para melhorar o controle de tensão na Rede Básica do Mato Grosso contemplou a indicação de um CE na subestação de Rio Verde Norte.

Outros reforços no SIN foram indicados para escoar a energia do Teles Pires, considerados como comuns a todas as alternativas, tais como:

- 2ª LT Jauru – Cuiabá 500 kV (referencial);
- 2º Transformador de 750 MVA, 500/230 kV da SE Jauru (referencial).

As condições mais críticas para energização ocorreram em carga leve, cenário Norte Seco e com número reduzido de máquinas nas usinas do Mato Grosso.

No processo de energização foi considerado que as compensações série estivessem fora de operação. No processo de recomposição do sistema foi considerado que a energização das linhas deve ser possível estando indisponíveis os controladores de tensão ao longo da conexão, mesmo que seja necessária a utilização do recurso de energizar linha e reator de barra simultaneamente.

As tabelas a seguir mostram os resultados das energizações por trechos de linha a partir de Ribeirãozinho; de Teles Pires até Paranatinga; e a recomposição sequencial a partir de Ribeirãozinho.

As conclusões são:

- ✓ O arranjo de reatores proposto para o sistema de transmissão associado ao Teles Pires na Alternativa 1 (cabo 4 x 954 MCM) tem flexibilidade operativa para energização, mesmo sem a presença do CE de Paranatinga. Fica, no entanto, evidenciada a necessidade de -200 Mvar para o compensador estático da SE Rio Verde Norte.
- ✓ O arranjo de reatores proposto para o sistema de transmissão associado ao Teles Pires na Alternativa 2 (cabo 6 x 900 MCM) necessita, para energização, da presença do CE de Paranatinga. Fica também evidenciada a necessidade de -200 Mvar para o compensador estático da SE Rio Verde Norte.

- ✓ O arranjo de reatores proposto para o sistema de transmissão associado ao Teles Pires nas alternativas 3 e 4 (cabo 4 x 954 MCM) tem flexibilidade operativa para energização, mesmo sem a presença do CE de Paranatinga. Fica, no entanto, evidenciada a necessidade de -200 Mvar para o compensador estático da SE Rio Verde Norte. No entanto, para a rejeição de carga no trecho entre as subestações Paranatinga e Ribeirãozinho, são necessários mais 100 Mvar indutivos, totalizando -300 Mvar no CE de Rio Verde Norte.
- ✓ Outro ponto de destaque é que os CEs devem controlar a tensão no nível de 500 kV.

Alternativa 1

As simulações se referem ao fluxo de potência mostrado na Figura 9-2.

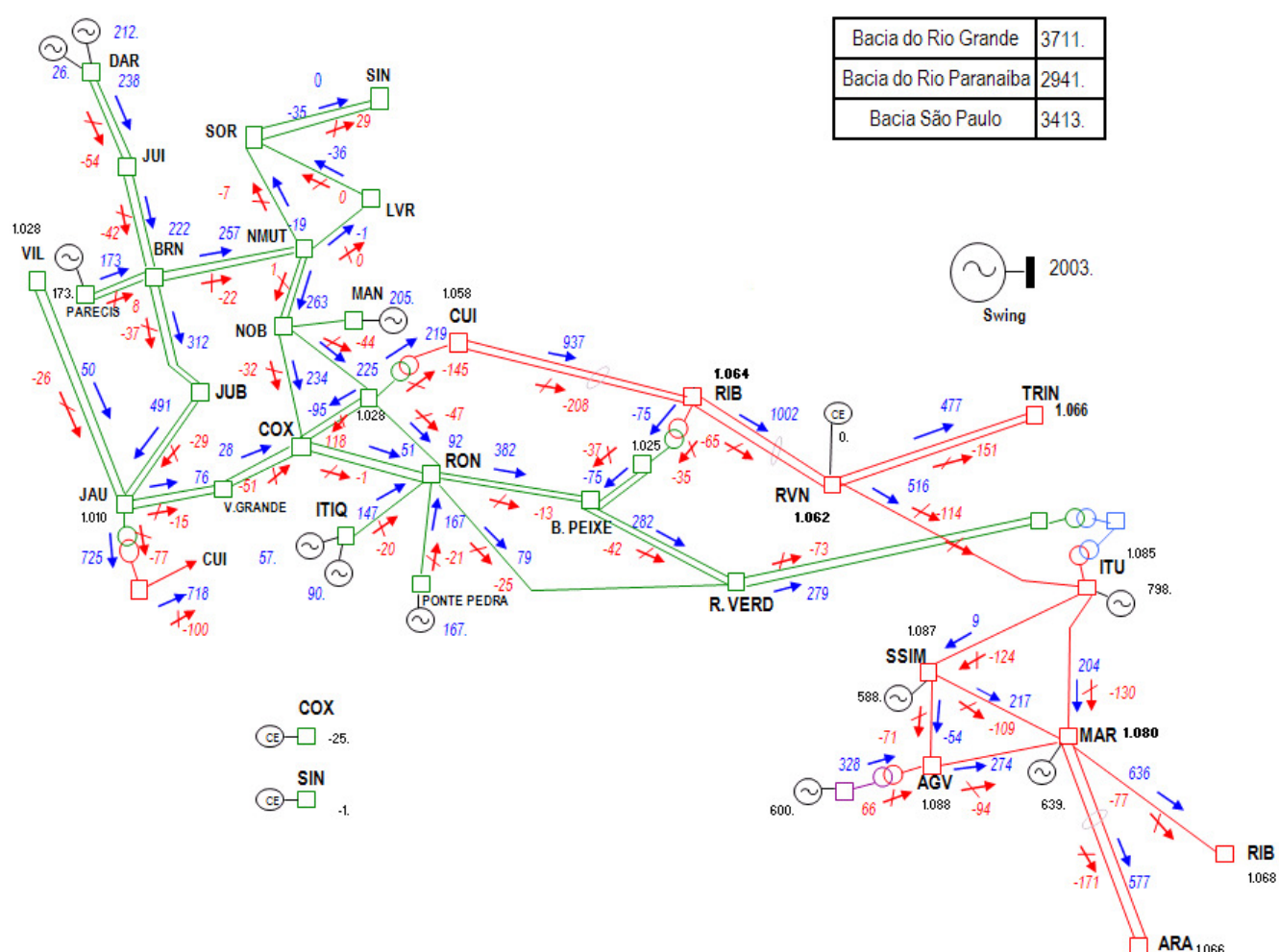


Figura 9-2 – Fluxo de Potência – 2015 – Sem usinas do complexo do Teles Pires e circuito duplo 500 kV entre as SE Paranaíba e Ribeirãozinho. Carga Leve. Norte Seco.

Foram testados vários conjuntos de reatores de linha e de barra para que se tornasse possível proceder à energização do sistema associado ao Teles Pires, respeitando os critérios pré-estabelecidos. A seguir será mostrado apenas o resultado final.

Os reatores definidos para a linha são de 190 Mvar e os de barra são de 165 Mvar nos trechos Ribeirãozinho – Paranatinga e Paranatinga – Cláudia.

Para o trecho Cláudia – Paranaíta os reatores de linha são de 165 Mvar e os de barra em Paranaíta de 136 Mvar.

Energização Trecho a Trecho com Ajustes da Tensão de Pré-Energização

✓ Trecho Ribeirãozinho – Paranatinga

O sistema referencial inclui a presença de um compensador estático em Rio Verde Norte que ajuda a limitar as variações de tensão acima de 5% na barra de Ribeirãozinho durante manobras a partir dessa subestação. A Tabela 9-5 apresenta os valores obtidos na energização Ribeirãozinho – Paranatinga.

Tabela 9-5 - Energização do Trecho Ribeirãozinho – Paranatinga

Barra	Tensões (pu)		
	Pré-energ.	Pós-energ.	Com LTC
Paranatinga 500 kV	---	1,098	1,111
Ribeirãozinho 500 kV	1,050	1,064	1,076
Rio Verde Norte 500	1,056	1,060	1,070
Cuiabá 500 kV	1,052	1,058	1,079
Barra do Peixe 230	1,012	1,021	1,028
CE	Reativo (Mvar)		
	Pré-energ.	Pós-energ.	Com LTC
Coxipó	10,4	-25,2	-5,1
Rio Verde Norte	-51,5	-168,0	-172,0
TOTAL	-41,1	-193,2	-177,1

$\Delta V = 2,48\%$ em Ribeirãozinho 500 kV;

$\Delta V_L = 3,15\%$ ao longo da linha Ribeirãozinho – Paranatinga 500 kV;

ΔQ = Potência Reativa absorvida pelos CEs de Coxipó e Rio Verde Norte: 136,0 Mvar, com LTC.

A manobra do reator de barra de Paranatinga reduz a tensão de 1,111 pu para 1,024 pu, sem atuação do LTC, atingindo 1,021 após a sua atuação.

✓ Trecho Paranatinga – Cláudia

A Tabela 9-6 apresenta os valores obtidos na energização Paranatinga - Cláudia.

Tabela 9-6 - Energização do Trecho Paranatinga - Cláudia

Barra	Tensões (pu)	
	Pré-energ.	Pós-energ.
Cláudia 500 kV	---	1,084
Paranatinga 500 kV	1,050	1,050
Ribeirãozinho 500 kV	1,056	1,056
Rio Verde Norte 500 kV	1,056	1,056
Cuiabá 500 kV	1,060	1,060
Barra do Peixe 230 kV	1,016	1,016
CE	Reativo (Mvar)	
	Pré-energ.	Pós-energ.
Coxipó	8,5	8,4
Rio Verde Norte	-126,0	-127,0
Paranatinga	73,3	-112,0
TOTAL	-44,2	-230,6

$\Delta V = 0,0\%$ em Paranatinga 500 kV;

$\Delta V_L = 3,24\%$ ao longo da linha Paranatinga – Cláudia 500 kV;

ΔQ = Potência Reativa absorvida pelos CEs de Coxipó, Rio Verde Norte e Paranatinga: 186,4 Mvar.

A manobra do reator de barra de Cláudia, de 165 Mvar, reduz a tensão de 1,084 pu para 1,020 pu.

✓ Trecho Cláudia – Paranaíta

Nesse trecho os reatores de linha são de 165 Mvar e os de barra em Paranaíta de 136 Mvar. A manobra do reator de barra de Paranaíta, de 136 Mvar, reduz a tensão de 1,130 para 1,030 pu. A Tabela 9-7 apresenta os valores obtidos na energização Cláudia – Paranaíta.

Tabela 9-7 - Energização do Trecho Cláudia - Paranaíta

Barra	Tensões (pu)	
	Pré-energ.	Pós-energ.
Paranaíta 500 kV	---	1,130
Cláudia 500 kV	1,050	1,105
Paranatinga 500 kV	1,081	1,081
Ribeirãozinho 500 kV	1,064	1,064
Rio Verde Norte 500 kV	1,060	1,060
Cuiabá 500 kV	1,068	1,068
Barra do Peixe 230 kV	1,021	1,021
CE	Reativo (Mvar)	
	Pré-energ.	Pós-energ.
Coxipó	3,2	3,2
Rio Verde Norte	-169,0	-169,0
Paranatinga	142,8	-27,9
TOTAL	-23,0	-193,7

$\Delta V = 5,23\%$ em Cláudia 500 kV;

$\Delta V_L = 2,26\%$ ao longo da linha Cláudia – Paranaíta 500 kV;

ΔQ = Potência Reativa absorvida pelos CEs de Coxipó, Rio Verde Norte e Paranatinga: 216,7 Mvar.

Energização do Sistema por Teles Pires

A recomposição do sistema por Teles Pires, com um número mínimo de máquinas, deverá ser possível até a SE Paranatinga onde se encontra o CE.

Observa-se que, somente durante a simulação de energização sequencial, foram admitidas variações de tensão acima de 5% quando da indisponibilidade do compensador estático de Paranatinga. Essas variações não superaram 10%, valor limite não prejudicial aos equipamentos.

- ✓ Trecho Teles Pires – Paranaíta

A distância da usina Teles Pires até a SE Paranaíta é pequena ($B=8,96$ Mvar), de forma que a energização desse trecho de linha não será tabelada.

- ✓ Trecho Paranaíta – Cláudia

A Tabela 9-8 apresenta os valores obtidos para a energização do trecho Paranaíta – Cláudia.

Tabela 9-8 - Energização do Trecho Paranaíta – Cláudia

Barra	Tensões (pu)	
	Pré-energ.	Pós-energ.
Cláudia 500 kV	---	1,123
Paranaíta 500 kV	1,050	1,098
Teles Pires 13,8 kV	1,047	1,047
Usina	Reativo (Mvar)	
	Pré-energ.	Pós-energ.
Teles Pires 13,8 kV	-9,8	-172,9
TOTAL	-9,8	-172,9

$\Delta V = 4,57\%$ em Paranaíta 500 kV;

$\Delta V_L = 2,27\%$ ao longo da linha Paranaíta – Cláudia 500 kV;

ΔQ = Potência Reativa absorvida pelas máquinas do Teles Pires: 163,1 Mvar.

A manobra do reator de barra de Cláudia reduz a tensão 1,123 pu para 1,012 pu, com a usina de Teles Pires gerando 15,7 Mvar, e tensão 1,047 pu; a tensão em Paranaíta passou de 1,047 pu para 1,042 pu.

Para recomposição do sistema Teles Pires até Cláudia serão necessárias duas máquinas em operação na UHE Teles Pires, visto que cada máquina pode absorver 106 Mvar conforme mostrado na Tabela 3-3.

- ✓ Terceiro Trecho Cláudia - Paranatinga

Nesse trecho não há flexibilidade de ajuste de tensão da SE Cláudia, por isso a energização será realizada com a tensão resultante após a manobra do reator de barra de Cláudia. Os resultados são apresentados na Tabela 9-9.

Tabela 9-9 - Energização do Trecho Cláudia - Paranatinga

Barra	Tensões (pu)	
	Pré-energ.	Pós-energ.
Paranatinga 500 kV	---	1,165
Cláudia 500 kV	1,012	1,128
Paranaíta 500 kV	1,042	1,101
Teles Pires 13,8 kV	1,047	1,047
Usina	Reativo (Mvar)	
	Pré-energ.	Pós-energ.
Teles Pires 13,8 kV	15,7	-182,4
TOTAL	15,7	-182,4

$\Delta V = 11,46\%$ em Cláudia 500 kV;

$\Delta V_L = 3,28\%$ ao longo da linha Cláudia - Paranatinga 500 kV;

ΔQ = Potência Reativa absorvida pelas máquinas do Teles Pires: 198,1Mvar.

A manobra do reator de barra de Paranatinga reduz a tensão de 1,165 pu para 1,007 pu, com a usina de Teles Pires gerando 12,7 Mvar. As tensões em Cláudia passam de 1,128 pu para 1,013 pu e em Paranaíta passam de 1,101 pu para 1,043 pu.

Portanto, para evitar variações de tensão maiores que 10%, esse trecho de linha deverá ser energizado com o reator de barra da SE Paranatinga.

A energização do CE de Paranatinga permitirá a recomposição do sistema até Ribeirãozinho, ou a energização de Ribeirãozinho para Paranatinga para sincronização com o SIN.

Energização Sequencial por Ribeirãozinho

Na hipótese de necessidade de energização sequencial a partir de Ribeirãozinho iniciando com tensão de 1,050 pu, são obtidos os seguintes resultados:

- ✓ Trecho Ribeirãozinho – Paranatinga

A Tabela 9-10 resume os valores encontrados para a energização do trecho Ribeirãozinho – Paranatinga.

Tabela 9-10 - Energização do Trecho Ribeirãozinho – Paranatinga

Barra	Tensões (pu)		
	Pré-energ.	Pós-energ.	Com LTC
Paranatinga 500 kV	---	1,098	1,111
Ribeirãozinho 500 kV	1,050	1,064	1,076
Rio Verde Norte 500	1,056	1,060	1,070
Cuiabá 500 kV	1,052	1,058	1,079
Barra do Peixe 230	1,012	1,021	1,028
CE	Reativo (Mvar)		
	Pré-energ.	Pós-energ.	Com LTC
Coxipó	10,4	-25,2	-5,1
Rio Verde Norte	-51,5	-168,0	-172,0
TOTAL	-41,1	-193,2	-177,1

 $\Delta V = 2,48\%$ em Ribeirãozinho 500 kV;

 $\Delta V_L = 3,15\%$ ao longo da linha Ribeirãozinho – Paranatinga 500 kV;

 ΔQ = Potência Reativa absorvida pelos CEs de Coxipó e Rio Verde Norte: 136,0 Mvar, com LTC.

A manobra do reator de barra em Paranatinga reduz a tensão para a faixa operativa, conforme apresentado na Tabela 9-11.

Tabela 9-11 - Energização do Reator de Barra em Paranatinga

Barra	Tensões (pu)	
	Pré-energ.	Pós-energ.
Paranatinga 500 kV	1,111	1,021
Ribeirãozinho 500 kV	1,076	1,051
Rio Verde Norte 500 kV	1,070	1,056
Cuiabá 500 kV	1,079	1,053
Barra do Peixe 230 kV	1,028	1,013
CE	Reativo (Mvar)	
	Pré-energ.	Pós-energ.
Coxipó	-5,1	10,3
Rio Verde Norte	-172,0	-59,4
TOTAL	-177,1	-49,1

 $\Delta V = 7,6\%$ em Paranatinga 500 kV;

 $\Delta V = 1,77\%$ em Ribeirãozinho 500 kV;

 ΔQ = Potência Reativa absorvida pelos CEs de Coxipó e Rio Verde Norte: 128 Mvar.

✓ Trecho Paranatinga – Cláudia

A energização sequencial do segundo trecho de linha eleva a tensão na extremidade da linha aberta para 1,152 pu, abaixo do limite de 1,20 pu (Tabela 9-12).

Tabela 9-12 - Energização do Trecho Paranatinga - Cláudia

Barra	Tensões (pu)		
	Pré-energ.	Pós-energ.	Com LTC
Cláudia 500 kV	---	1,138	1,152
Paranatinga 500 kV	1,021	1,103	1,116
Ribeirãozinho 500 kV	1,051	1,066	1,078
Rio Verde Norte 500	1,056	1,061	1,071
Cuiabá 500 kV	1,053	1,060	1,081
Barra do Peixe 230	1,013	1,022	1,029
CE	Reativo (Mvar)		
	Pré-energ.	Pós-energ.	Com LTC
Coxipó	10,3	-28,2	-6,5
Rio Verde Norte	-59,4	-169,0	-172,0
TOTAL	-49,1	-197,2	-178,5

$\Delta V = 9,3\%$ em Paranatinga 500 kV;

$\Delta V_L = 3,125\%$ ao longo da linha Paranatinga – Cláudia 500 kV;

ΔQ = Potência Reativa absorvida pelos CEs Coxipó e Rio Verde Norte: 129,4 Mvar.

A manobra do reator de barra, em Cláudia, reduz a tensão para a faixa operativa.

Tabela 9-13 - Energização do Reator de Barra em Cláudia

Barra	Tensões (pu)		
	Pré-energ.	Pós-energ.	Com LTC
Cláudia 500 kV	1,152	0,998	0,994
Paranatinga 500 kV	1,116	1,028	1,024
Ribeirãozinho 500 kV	1,078	1,055	1,051
Rio Verde Norte 500	1,071	1,056	1,056
Cuiabá 500 kV	1,081	1,070	1,053
Barra do Peixe 230	1,029	1,016	1,013
CE	Reativo (Mvar)		
	Pré-energ.	Pós-energ.	Com LTC
Coxipó	-6,5	59,6	10,0
Rio Verde Norte	-172,0	-125,0	-66,9
TOTAL	-178,5	-65,4	-56,9

$\Delta V = 13,19\%$ em Cláudia 500 kV;

$\Delta V = 7,66\%$ em Paranatinga 500 kV.

✓ Trecho Cláudia – Paranaíta.

A energização sequencial do terceiro trecho de linha eleva a tensão na extremidade da linha aberta (Paranaíta) para 1,148 pu, abaixo do limite de 1,20 pu, conforme Tabela 9-14.

Tabela 9-14 - Energização do Trecho Cláudia - Paranaíta

Barra	Tensões (pu)		
	Pré-energ.	Pós-energ.	Com LTC
Paranaíta 500 kV	---	1,137	1,148
Cláudia 500 kV	0,994	1,112	1,122
Paranatinga 500 kV	1,024	1,088	1,098
Ribeirãozinho 500 kV	1,051	1,061	1,071
Rio Verde Norte 500	1,056	1,058	1,066
Cuiabá 500 kV	1,053	1,058	1,074
Barra do Peixe 230	1,013	1,019	1,025
CE	Reativo (Mvar)		
	Pré-energ.	Pós-energ.	Com LTC
Coxipó	10,0	-16,2	-1,5
Rio Verde Norte	-66,9	-168,0	-170,0
TOTAL	-56,9	-184,2	-171,5

$\Delta V = 12,88\%$ em Cláudia 500 kV;

$\Delta V = 7,23\%$ em Paranatinga 500 kV;

$\Delta V = 1,90\%$ em Ribeirãozinho 500 kV.

A manobra do reator de barra na extremidade da linha aberta, em Paranaíta, reduz a tensão de 1,148 para 0,977 pu, conforme Tabela 9-15.

Tabela 9-15 - Energização do Reator de Barra em Paranaíta

Barra	Tensões (pu)	
	Pré-energ.	Pós-energ.
Paranaíta 500 kV	1,148	0,977
Cláudia 500 kV	1,122	0,998
Paranatinga 500 kV	1,098	1,025
Ribeirãozinho 500 kV	1,071	1,052
Rio Verde Norte 500 kV	1,066	1,056
Cuiabá 500 kV	1,074	1,054
Barra do Peixe 230 kV	1,025	1,014
CE	Reativo (Mvar)	
	Pré-energ.	Pós-energ.
Coxipó	-1,5	9,9
Rio Verde Norte	-170,0	-70,9
TOTAL	-171,5	-61,0

$\Delta V = 14,89\%$ em Paranaíta 500 kV;

$\Delta V = 11,05\%$ em Cláudia 500 kV;

$\Delta V = 6,65\%$ em Paranatinga 500 kV;

$\Delta V = 0,94\%$ em Ribeirãozinho 500 kV.

A partir de 2016, o sistema para escoamento de Teles Pires contará com três circuitos entre Paranaíta e Ribeirãozinho. No cenário de baixa hidraulicidade na região, a energização mais severa será a do 3º circuito entre Ribeirãozinho – Paranatinga, pois é o maior trecho de linha de transmissão (350 km) e a subestação Ribeirãozinho não possui compensação reativa variável instalada. O sistema foi ajustado para tensão de pré-energização de 1,050 pu. A Tabela 9-16 apresenta os valores obtidos nessa energização.

Tabela 9-16 - Energização da 3ª LT Ribeirãozinho – Paranatinga

Barra	Tensões (pu)	
	Pré-energ.	Pós-energ.
Paranaíta 500 kV	1,049	1,051
Cláudia 500 kV	1,050	1,058
Paranatinga 500 kV Terminal aberto	---	1,100
Paranatinga 500 kV	1,051	1,072
Ribeirãozinho 500 kV	1,050	1,065
Rio Verde Norte 500 kV	1,048	1,053
Cuiabá 500 kV	1,052	1,070
Barra do Peixe 230 kV	1,011	1,020
CE	Reativo (Mvar)	
	Pré-energ.	Pós-energ.
Paranatinga	---	-169,0
Rio Verde Norte	---	-50,0
Coxipó	12,3	4,2
UHE Teles Pires	182,0 +j25,6	182,0 -j22,4
UHE Colíder	30,0-j10,0	30,0-j10,0

$\Delta V = 2,0\%$ em Ribeirãozinho 500 kV.

Pode-se concluir que as tensões, em nenhum momento do processo de energização, atingiram valores acima dos limites considerados. As potências elétricas das máquinas das UHEs Teles Pires e Colíder não sofreram variações significativas.

Energização do Trecho Rio Verde Norte – Marimbond II

O sistema referencial inclui a presença de um compensador estático em Rio Verde Norte que absorve as variações de tensão mantendo-as dentro da faixa de 5% da tensão base durante manobras a partir dessa subestação.

Para avaliar o comportamento do sistema atual sem reforços foi feito a energização da linha Rio Verde Norte – Marimbond II sem a presença do Compensador estático em Rio Verde Norte. Os resultados estão na Figura 9-17.

Tabela 9-17 - Energização Rio Verde Norte – Marimbondó – Sem Compensador Estático

Barra	Tensões (pu)		
	Pré-energ.	Pós-energ.	Com LTC
Terminal aberto	---	1,112	1,120
Rio Verde Norte 500	1,050	1,080	1,087
Ribeirãozinho 500 kV	1,036	1,062	1,071
Cuiabá 500 kV	1,024	1,036	1,049
Barra do Peixe 230	1,003	1,018	1,025
CE	Reativo (Mvar)		
	Pré-energ.	Pós-energ.	Com LTC
Coxipó	6,6	-43,7	-44,5
Rio Verde Norte	---	---	---
TOTAL	6,6	-43,7	-44,5

$\Delta V = 2,86\%$ em Rio Verde Norte 500 kV;

$\Delta V_L = 2,90\%$ ao longo da linha Rio Verde Norte – Marimbondó 500 kV;

ΔQ = Reativo absorvido pelos CE de Coxipó: 51,1 Mvar, com LTC.

Tabela 9-18 - Energização Marimbondó – Rio Verde Norte – Sem Compensador Estático

Barra	Tensões (pu)		
	Pré-energ.	Pós-energ.	Com LTC
Terminal aberto Rio	---	1,092	1,095
Marimbondó II 500	1,050	1,060	1,063
Ribeirãozinho 500 kV	1,019	1,021	1,026
Itumbiara 500 kV	1,060	1,064	1,066
Cuiabá 500 kV	1,013	1,014	1,017
CE	Reativo (Mvar)		
	Pré-energ.	Pós-energ.	Com LTC
Coxipó	59,1	53,0	42,1
Máquinas	639,0-j174,0	639,0-j217,8	639-j233,3
TOTAL	-114,9	-164,8	-191,2

$\Delta V = 1,24\%$ em Marimbondó 500 kV;

$\Delta V_L = 3,0\%$ ao longo da linha Rio Verde Norte – Marimbondó 500 kV;

ΔQ = Reativo absorvido pelos CE de Coxipó e Máquinas de Marimbondó: 76,3 MVar, com LTC.

De onde se conclui que a energização da linha Rio Verde Norte - Marimbondó II pode ser feita por qualquer de seus terminais.

Destaca-se que quando a energização for realizada partindo da SE Marimbondó II o impacto no SIN é menor que quando feita pela SE Rio Verde Norte.

▪ Alternativa 2

As simulações referem-se ao fluxo de potência mostrado na Figura 9-2, o mesmo considerado para a Alternativa 1, pois antes da energização das linhas de transmissão de cada alternativa (sistema radial), o sistema receptor é o mesmo.

A Alternativa 2 é composta por dois circuitos com feixe de 6 x 900 MCM. Foram testados vários conjuntos de reatores de linha e de barra para que se tornasse possível proceder à energização do sistema associado ao Teles Pires, respeitando os critérios pré-estabelecidos. A seguir será mostrado apenas o resultado final.

Os reatores escolhidos para a linha são de 250 Mvar e os de barra são de 200 Mvar nos trechos Ribeirãozinho – Paranatinga e Paranatinga – Cláudia.

Para o trecho Cláudia – Paranaíta os reatores de linha são de 200 Mvar e os de barra em Paranaíta de 136 Mvar.

Energização Trecho a Trecho com Ajustes da Tensão de Pré-Energização

✓ Trecho Ribeirãozinho – Paranatinga

O sistema referencial inclui a presença de um compensador estático em Rio Verde Norte, que ajuda a limitar as variações de tensão acima de 5% na barra de Ribeirãozinho durante manobras a partir dessa subestação. Os compensadores estáticos foram simulados com inclinação de 0,01%, controlando a barra de 500 kV.

A Tabela 9-19 resume os valores obtidos na energização do trecho Ribeirãozinho – Paranatinga.

Tabela 9-19 - Energização do Trecho Ribeirãozinho – Paranatinga

Barra	Tensões (pu)		
	Pré-energ.	Pós-energ.	Com LTC
Paranatinga 500 kV	---	1,112	1,132
Ribeirãozinho 500 kV	1,050	1,072	1,092
Rio Verde Norte 500	1,062	1,066	1,081
Cuiabá 500 kV	1,040	1,054	1,084
Barra do Peixe 230	1,020	1,040	1,039
CE	Reativo (Mvar)		
	Pré-energ.	Pós-energ.	Com LTC
Coxipó	-23,9	-44,9	-41,0
Rio Verde Norte	40,0	-188,0	-193,0
TOTAL	16,1	232,9	234,0

$\Delta V = 4,0\%$ em Ribeirãozinho 500 kV;

$\Delta V_L = 3,66\%$ ao longo da linha Ribeirãozinho – Paranatinga 500 kV;

ΔQ = Potência reativa absorvida pelos CE de Coxipó e Rio Verde Norte: 217,9 Mvar, após LTC.

A manobra do reator de barra de Paranatinga reduz a tensão de 1,132 pu para 1,046 pu, alterada para 1,040 pela atuação do LTC.

✓ Trecho Paranatinga – Cláudia.

O ajuste da tensão de pré-energização foi feito com um reator de barra de 250 Mvar e com o controle da barra de 500 kV pelo compensador estático da SE Paranatinga.

A Tabela 9-20 resume os valores obtidos na energização do trecho Paranatinga – Cláudia.

Tabela 9-20 - Energização do Trecho Paranatinga – Cláudia

Barra	Tensões (pu)	
	Pré-energ.	Pós-energ.
Cláudia 500 kV	---	1,116
Paranatinga 500 kV	1,050	1,076
Ribeirãozinho 500 kV	1,060	1,066
Rio Verde Norte 500 kV	1,062	1,062
Cuiabá 500 kV	1,052	1,061
Barra do Peixe 230 kV	1,025	1,025
CE	Reativo (Mvar)	
	Pré-energ.	Pós-energ.
Coxipó	-24,7	-25,2
Rio Verde Norte	-88,6	-169,0
Paranatinga	30,6	-191,0
TOTAL	-82,7	-385,2

$\Delta V = 2,48\%$ em Paranatinga 500 kV;

$\Delta V_L = 3,71\%$ ao longo da linha Paranatinga – Cláudia 500 kV;

ΔQ = Potência reativa absorvida pelos CE de Coxipó e Rio Verde Norte: 302,5 Mvar.

A manobra do reator de barra de Cláudia reduz a tensão de 1,116 pu para 1,033 pu.

✓ Trecho Cláudia – Paranaíba.

O ajuste da tensão de pré-energização foi feito com um reator de barra de 250 Mvar na subestação Cláudia 500 kV e pelo CE da subestação Paranatinga.

A Tabela 9-21 resume os valores obtidos na energização do trecho Cláudia – Paranaíba.

Tabela 9-21 - Energização do Trecho Cláudia – Paranaíta

Barra	Tensões (pu)	
	Pré-energ.	Pós-energ.
Paranaíta 500 kV	---	1,115
Cláudia 500 kV	1,050	1,095
Paranatinga 500 kV	1,067	1,067
Ribeirãozinho 500 kV	1,064	1,064
Rio Verde Norte 500 kV	1,062	1,062
Cuiabá 500 kV	1,058	1,058
Barra do Peixe 230 kV	1,025	1,025
CE	Reativo (Mvar)	
	Pré-energ.	Pós-energ.
Coxipó	-25,0	-25,0
Rio Verde Norte	-142,0	-143,0
Paranatinga	-2,2	-173,0
TOTAL	-169,2	-341,0

$\Delta V = 4,28\%$ em Cláudia 500 kV;

$\Delta V_L = 1,82\%$ ao longo da linha Cláudia - Paranaíta 500 kV;

ΔQ = Potência reativa absorvida pelos CE de Coxipó e Rio Verde Norte: 171,8 Mvar.

A manobra do reator de barra de Cláudia reduz a tensão de 1,115 pu para 1,044 pu.

Energização Sequencial por Ribeirãozinho

Na hipótese de necessidade de energização sequencial a partir de Ribeirãozinho foi necessária a presença de um terceiro reator de 136 Mvar em Ribeirãozinho e iniciar com tensão de 1,00 pu, com o CE de Rio Verde Norte com capacidade de absorver 250 Mvar com estatismo de 0,01%.

✓ Trecho Ribeirãozinho – Paranatinga

A Tabela 9-22 resume os valores obtidos na energização do trecho Paranatinga – Cláudia.

Tabela 9-22 - Energização do Reator de Barra em Paranatinga

Barra	Tensões (pu)	
	Pré-energ.	Pós-energ.
Paranatinga 500 kV	---	1,057
Ribeirãozinho 500 kV	1,000	1,020
Rio Verde Norte 500 kV	1,020	1,024
Cuiabá 500 kV	0,991	1,002
Barra do Peixe 230 kV	1,025	1,025
CE	Reativo (Mvar)	
	Pré-energ.	Pós-energ.
Coxipó	29,3	-16,2
Rio Verde Norte	124,7	-132,0
TOTAL	154,0	-148,2

$\Delta V = 2 \%$ em Paranatinga 500 kV;

$\Delta V = 3,6 \%$ em Ribeirãozinho 500 kV;

ΔQ = CE Coxipó e Rio Verde Norte 302,2 Mvar.

A manobra do reator de barra reduz a tensão em Paranatinga para 0,989 pu.

✓ Trecho Paranatinga – Cláudia

A energização sequencial do segundo trecho de linha eleva a tensão na extremidade da linha aberta para 1,128 pu, com a manobra do reator de barra a tensão fica em 0,997 pu.

Tabela 9-23 - Energização do Trecho Paranatinga - Cláudia

Barra	Tensões (pu)	
	Pré-energ.	Pós-energ.
Cláudia 500 kV	---	1,128
Paranatinga 500 kV	0,989	1,088
Ribeirãozinho 500 kV	1,005	1,027
Rio Verde Norte 500 kV	1,024	1,024
Cuiabá 500 kV	0,994	1,010
Barra do Peixe 230 kV	1,025	1,025
CE	Reativo (Mvar)	
	Pré-energ.	Pós-energ.
Coxipó	17,6	-21,5
Rio Verde Norte	79,9	-190,0
TOTAL	97,5	-211,5

$\Delta V = 10,0\%$ em Paranatinga 500 kV;

$\Delta V_L = 3,67\%$ ao longo da linha Paranatinga – Cláudia 500 kV;

ΔQ = Potência reativa absorvida pelos CE de Coxipó e Rio Verde Norte: 309,0 Mvar.

✓ Trecho Cláudia – Paranaíta.

A energização sequencial do terceiro trecho de linha eleva a tensão na extremidade da linha aberta (Cláudia) para 1,100 pu, mas com a manobra do reator de barra a tensão passa para 1,000 pu.

Tabela 9-24 - Energização do Trecho Cláudia - Paranaíta

Barra	Tensões (pu)	
	Pré-energ.	Pós-energ.
Paranaíta 500 kV	---	1,120
Cláudia 500 kV	0,997	1,100
Paranatinga 500 kV	1,014	1,071
Ribeirãozinho 500 kV	1,010	1,023
Rio Verde Norte 500 kV	1,024	1,024
Cuiabá 500 kV	0,997	1,004
Barra do Peixe 230 kV	1,025	1,025
CE	Reativo (Mvar)	
	Pré-energ.	Pós-energ.
Coxipó	5,4	-20,9
Rio Verde Norte	8,6	-143,0
TOTAL	14,0	-163,9

$\Delta V = 9,99\%$ em Paranatinga 500 kV;

$\Delta V_L = 1,8\%$ ao longo da linha Paranatinga – Cláudia 500 kV;

ΔQ = Potência reativa absorvida pelos CE de Coxipó e Rio Verde Norte: 177,9 Mvar.

Energização do Sistema por Teles Pires

A recomposição do sistema da subestação Paranaíta até Paranatinga poderá ser feita de forma sequencial, partindo da subestação Paranaíta com tensão de 1,00 pu.

Observa-se que, somente durante a simulação de energização sequencial, foram admitidas variações de tensão acima de 5 % quando da indisponibilidade do compensador estático de Paranatinga. Essas variações não superaram 10%, valor limite não prejudicial aos equipamentos.

✓ Trecho Teles Pires – Paranaíta

A distância da usina Teles Pires até Paranaíta é pequena ($B=8,96$ Mvar), de forma que a energização desse trecho de linha não será tabelada.

✓ Trecho Paranaíta – Cláudia

A Tabela 9-25 resume os valores obtidos na energização do trecho Paranaíta – Cláudia.

Tabela 9-25 - Energização do Trecho Paranaíta – Cláudia

Barra	Tensões (pu)	
	Pré-energ.	Pós-energ.
Cláudia 500 kV	---	1,069
Paranaíta 500 kV	1,000	1,050
Teles Pires 13,8 kV	1,001	1,050
Usina	Reativo (Mvar)	
	Pré-energ.	Pós-energ.
Teles Pires 13,8 kV	122,3	-48,0
TOTAL	122,3	-48,0

$\Delta V = 5,0\%$ em Paranaíta 500 kV;

$\Delta V_L = 1,80\%$ ao longo da linha Paranaíta – Cláudia 500 kV;

ΔQ = Potência reativa absorvida pelas máquinas do Teles Pires: 170,3 Mvar.

A manobra do reator de barra de Cláudia reduz a tensão de 1,069 pu para 0,964 pu, com a usina de Teles Pires gerando 158 Mvar, e tensão 0,990 pu.

✓ Terceiro Trecho Cláudia – Paranatinga

A Tabela 9-26 resume os valores obtidos na energização do trecho Cláudia – Paranatinga.

Tabela 9-26 - Energização do Trecho Cláudia - Paranatinga

Barra	Tensões (pu)	
	Pré-energ.	Pós-energ.
Paranatinga 500 kV	---	1,159
Cláudia 500 kV	0,964	1,117
Paranaíta 500 kV	0,990	1,077
Teles Pires 13,8 kV	0,990	1,077
Usina	Reativo (Mvar)	
	Pré-energ.	Pós-energ.
Teles Pires 13,8 kV	158,1	-142,9
TOTAL	158,1	-142,9

$\Delta V = 15,87\%$ em Cláudia 500 kV;

$\Delta V_L = 3,76\%$ ao longo da linha Cláudia - Paranatinga 500 kV;

ΔQ = Potência reativa absorvida pelas máquinas do Teles Pires: 301,0 Mvar.

Para recomposição do sistema de Teles Pires até Paranatinga, serão necessárias duas máquinas em operação na UHE Teles Pires, visto que, tanto para pré-energização quanto para pós-energização, foram necessários mais do que 106 Mvar (uma máquina), conforme Tabela 3-3.

Energização do Trecho Rio Verde Norte – Marimbondo II

O sistema referencial inclui a presença de um compensador estático em Rio Verde Norte que absorve as variações de tensão mantendo-as dentro da faixa de 5% da tensão base durante manobras a partir dessa subestação.

Para avaliar o comportamento do sistema atual sem reforços foi feito a energização da linha Rio Verde Norte – Marimbondo II sem a presença do compensador estático em Rio Verde Norte. Os resultados estão na Tabela 9-27.

Tabela 9-27 - Energização Rio Verde Norte – Marimbondo – Sem Compensador Estático

Barra	Tensões (pu)		
	Pré-energ.	Pós-energ.	Com LTC
Terminal aberto	---	1,112	1,120
Rio Verde Norte 500	1,050	1,080	1,087
Ribeirãozinho 500 kV	1,036	1,062	1,071
Cuiabá 500 kV	1,024	1,036	1,049
Barra do Peixe 230	1,003	1,018	1,025
CE	Reativo (Mvar)		
	Pré-energ.	Pós-energ.	Com LTC
Coxipó	6,6	-43,7	-44,5
Rio Verde Norte	---	---	---
TOTAL	6,6	-43,7	-44,5

$\Delta V = 2,86\%$ em Rio Verde Norte 500 kV;

$\Delta V_L = 2,90\%$ ao longo da linha Rio Verde Norte – Marimbondo 500 kV;

ΔQ = b Reativo absorvido pelos CE de Coxipó: 51,1 Mvar, com LTC.

Tabela 9-28 - Energização Marimbondo II – Rio Verde Norte – Sem Compensador Estático

Barra	Tensões (pu)		
	Pré-energ.	Pós-energ.	Com LTC
Terminal aberto Rio	---	1,092	1,095
Marimbondo II 500 kV	1,050	1,060	1,063
Ribeirãozinho 500 kV	1,019	1,021	1,026
Itumbiara 500 kV	1,060	1,064	1,066
Cuiabá 500 kV	1,013	1,014	1,017
CE	Reativo (Mvar)		
	Pré-energ.	Pós-energ.	Com LTC
Coxipó	59,1	53,0	42,1
Máquinas Marimbondo	639,0-j174,0	639,0-j217,8	639-j233,3
TOTAL	-114,9	-164,8	-191,2

$\Delta V = 1,24\%$ em Marimbondo 500 kV;

$\Delta V_L = 3,0\%$ ao longo da linha Rio Verde Norte – Marimbondo 500 kV;

ΔQ Reativo absorvido pelos CE de Coxipó e Máquinas de Marimbondo: 76,3 Mvar, com LTC.

De onde se conclui que a energização da LT Rio Verde Norte - Marimbondo II por ser feita por qualquer de seus terminais.

Destaca-se que quando a energização for realizada partindo da SE Marimbondo o impacto no SIN é menor que quando feita pela SE Rio Verde Norte.

▪ Alternativas Híbridas

As simulações referentes às alternativas 3 e 4 (Elo de Corrente Contínua entre as SEs Paranaíta e Marimbondo e circuito simples entre as subestações Paranaíta, Cláudia, Paranatinga e Ribeirãozinho nesta sequência) são idênticas às simulações de energização do 1º circuito entre essas subestações feitas para a Alternativa 1.

(b) Rejeição de carga

O estudo de rejeição de carga analisou a abertura intempestiva de um dos trechos de linha de conexão das usinas do complexo de Teles Pires. Ajustes no caso foram feitos para aumentar o perfil das tensões entre Paranaíta e Rio Verde Norte de modo a simular a situação mais crítica. Os reatores manobráveis foram considerados desenergizados nas análises.

▪ Alternativa 1

Para esta alternativa a configuração de reatores analisada está mostrada na Figura 9-3.

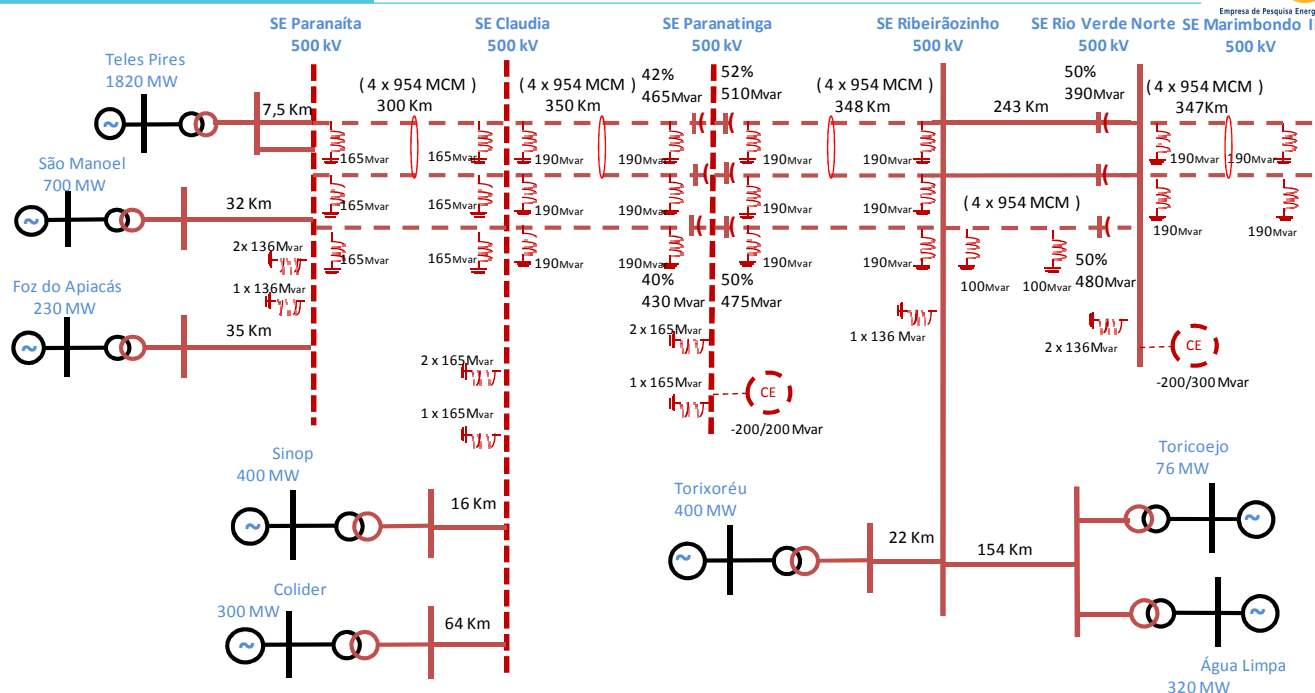


Figura 9-3 – Configuração de Reatores para 2020 – Considerando as UHEs Teles Pires, São Manoel, Foz Apiacás, Sinop, Colíder, Água Limpa, Torixoréu e Toricoejo

As maiores sobretensões encontradas foram no cenário Norte Úmido, patamar de Carga Leve, no ano de 2020, conforme apresentado na Figura 9-4.

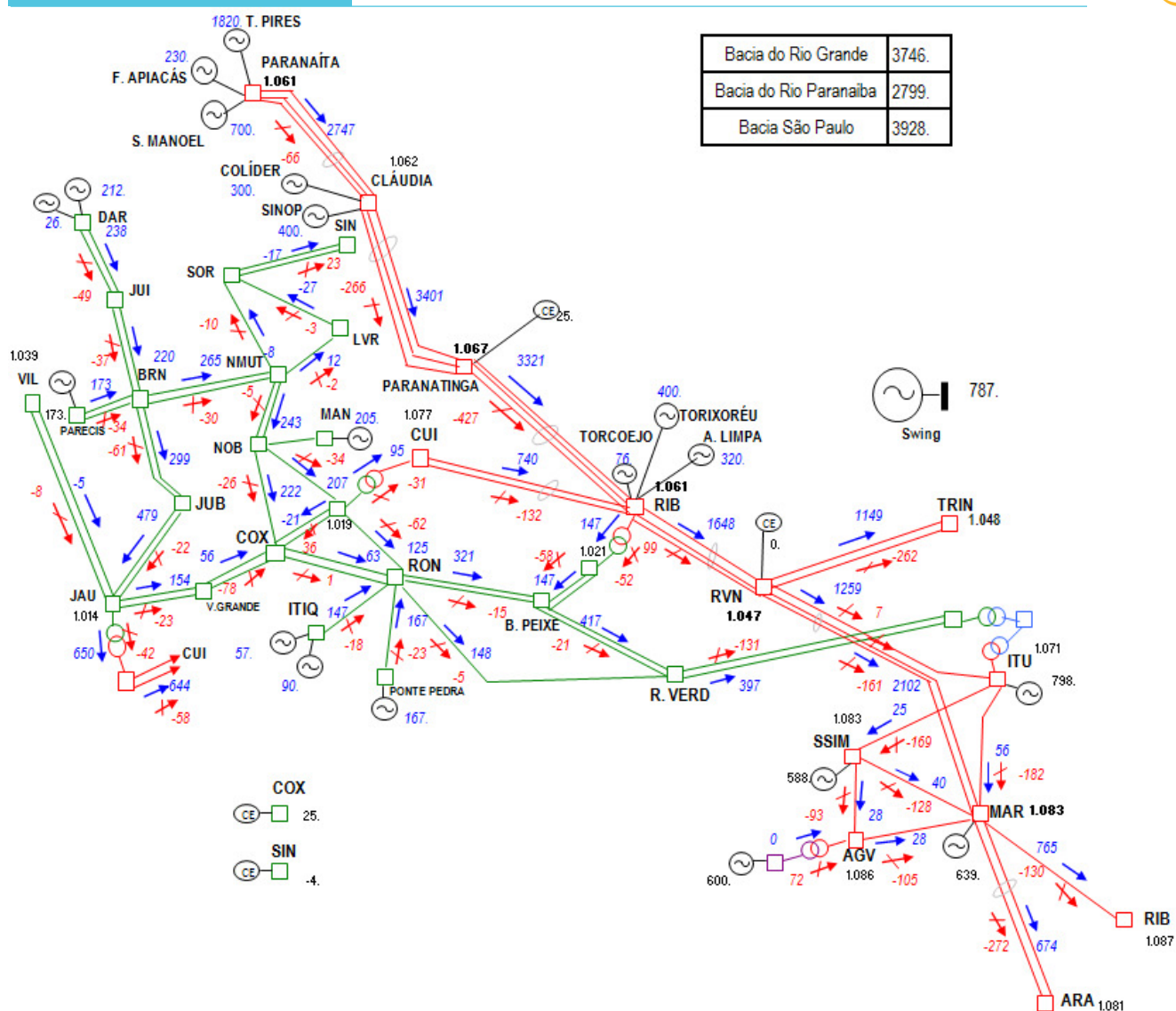


Figura 9-4 – Fluxo de Potência para 2020 – Configuração de Reatores para 2020 – Considerando as UHEs Teles Pires, São Manoel, Foz Apiacas, Sinop, Colíder, Água Limpa, Torixoréu e Toricoejo

A partir deste caso de trabalho, foi simulada a abertura intempestiva de um dos disjuntores das linhas de transmissão em 500 kV:

- LT Paranaíba – Cláudia
- LT Cláudia – Paranatinga
- LT Paranatinga – Ribeirãozinho
- LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte

É necessária a presença dos reatores conectados às linhas de transmissão para que o sistema possa operar sem restrições, uma vez que a abertura de uma das extremidades da linha provocou sobretensões acima dos limites considerados neste estudo.

Visando garantir a integridade do sistema, mesmo em situações adversas, foi realizada a abertura simultânea das três linhas entre as subestações Paranatinga e Ribeirãozinho nos terminais da subestação Ribeirãozinho. Estas simulações ratificaram o dimensionamento da parte indutiva do compensador estático de Paranatinga feito no item 9.2(a).

▪ Alternativa 2

Para esta alternativa a configuração de reatores analisada está mostrada na Figura 9-5.

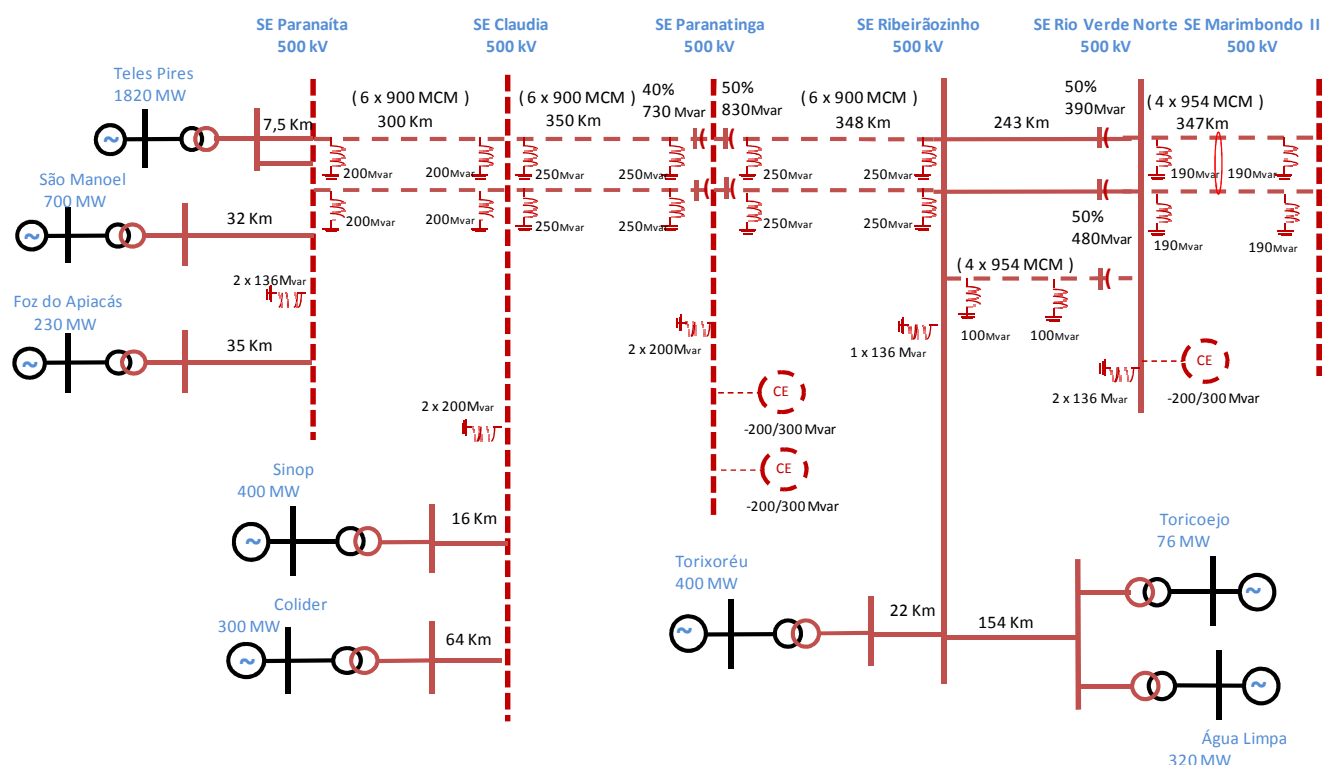


Figura 9-5 - Configuração de Reatores para 2020 – Considerando as UHEs Teles Pires, São Manoel, Foz Apiacas, Sinop, Colíder, Água Limpa, Torixoréu e Toricão. Alternativa 2.

As maiores sobretensões encontradas correspondem ao cenário Norte Úmido, patamar de Carga Leve, no ano de 2020 (Figura 9-6). O fluxo de potência mostra uma potência de cerca 1700 MW por circuito entre as subestações Cláudia e Ribeirãozinho.

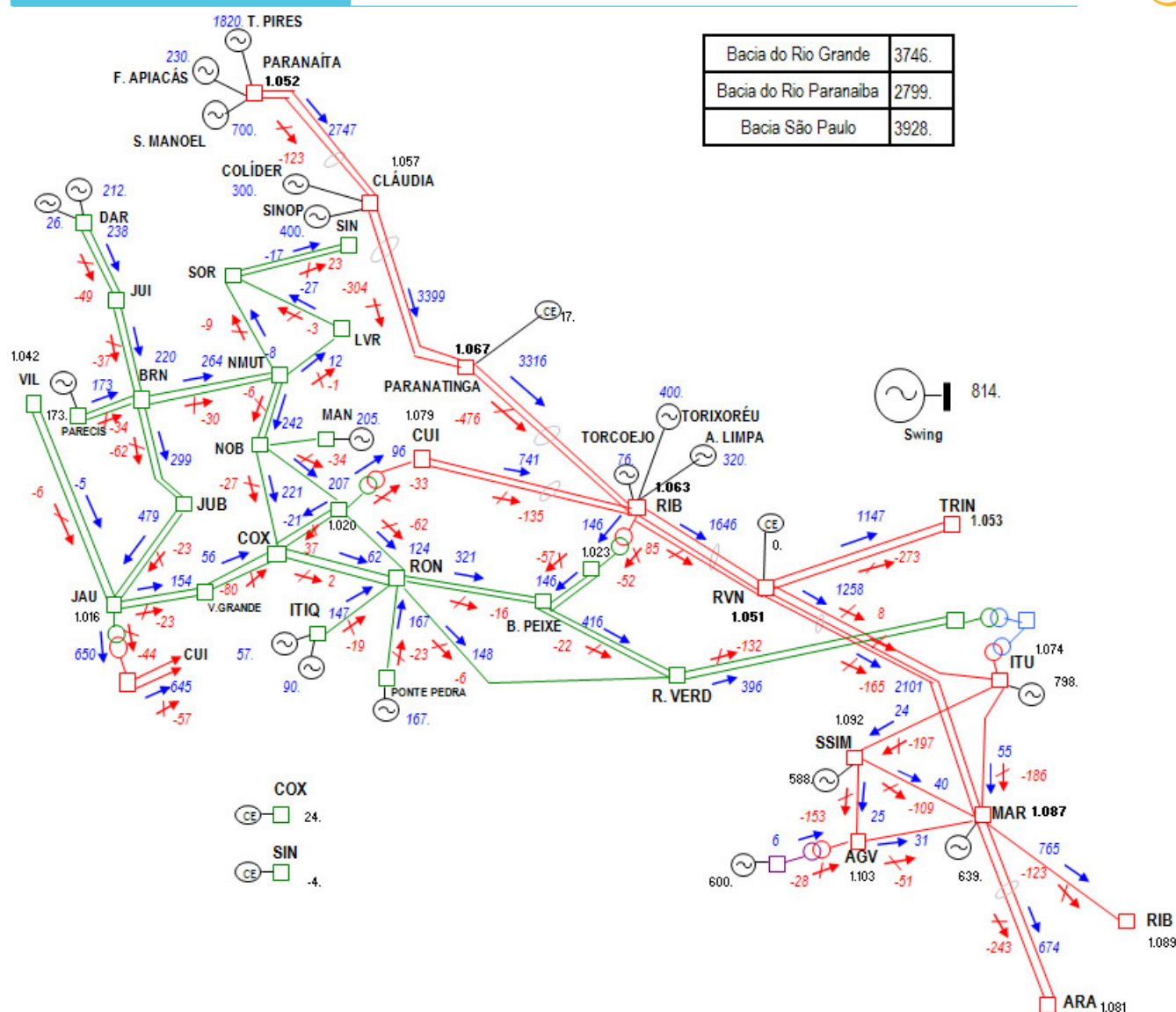


Figura 9-6 - Fluxo de Potência para 2020 – Considerando as UHEs Teles Pires, São Manoel, Foz Apiacás, Sinop, Colíder, Água Limpa, Torixoréu e Toricoejo. Carga Leve. Norte Úmido.

A partir deste caso de trabalho, realizou-se a abertura intempestiva de um dos disjuntores das linhas de transmissão em 500 kV:

- LT Paranaíta – Cláudia
- LT Cláudia – Paranatinga
- LT Paranatinga – Ribeirãozinho
- LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte

É necessária a presença dos reatores conectados às linhas de transmissão para que o sistema possa operar sem restrições, uma vez que a abertura de uma das extremidades da linha, sem reatores, provocou sobretensões acima dos limites considerados neste estudo.

Visando garantir a integridade do sistema, mesmo em situações adversas, foi realizada a abertura simultânea das duas linhas entre as subestações Paranatinga e Ribeirãozinho nos terminais da subestação Ribeirãozinho. Estas simulações ratificaram o dimensionamento da parte indutiva do compensador estático de Paranatinga feito no item 9.2(a).

▪ Alternativas 3 e 4

Para estas alternativas a configuração de reatores analisada está mostrada na Figura 9-7.

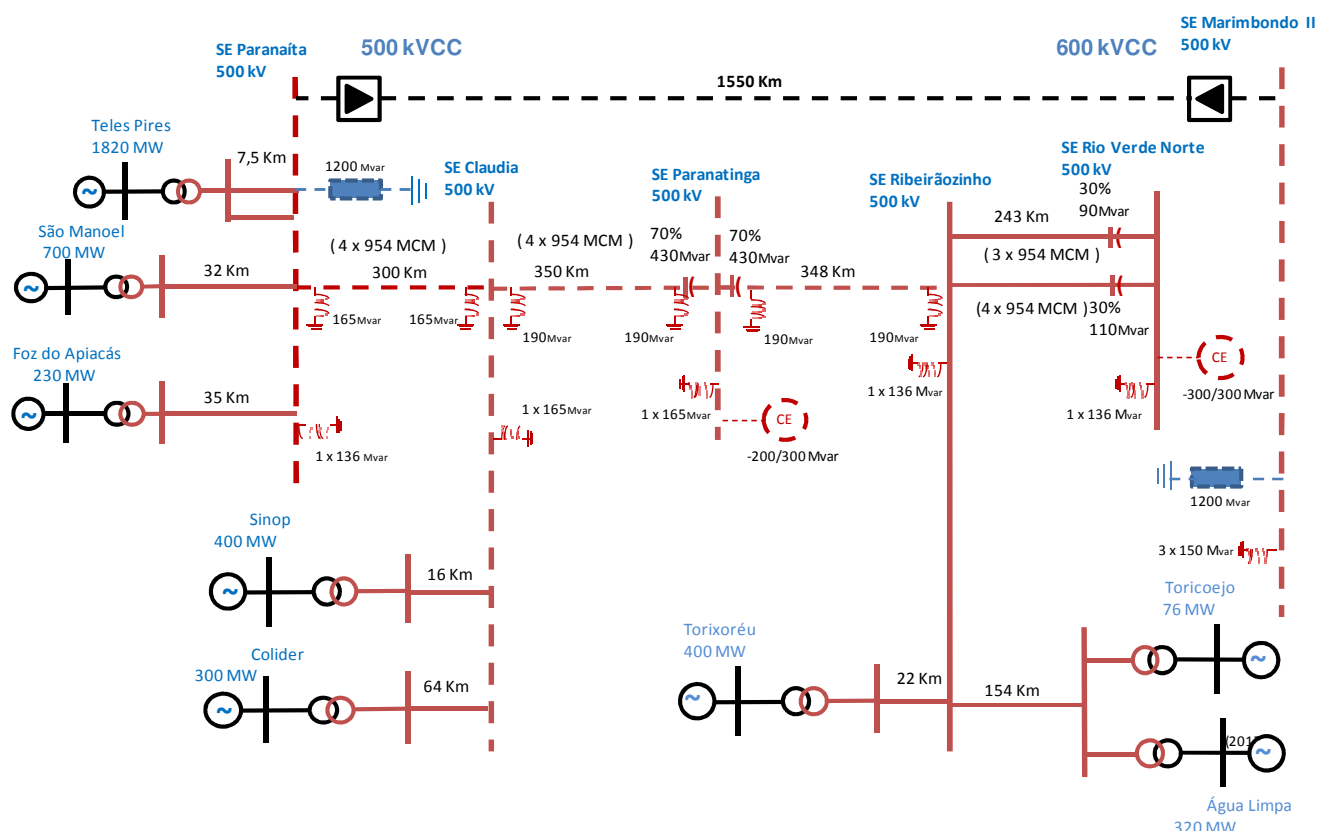


Figura 9-7 - Configuração de Reatores para 2020 – Considerando as UHEs Teles Pires, São Manoel, Foz Apiacás, Sinop, Colíder, Água Limpa, Torixoréu e Toricoejo. Alternativas 2 e 3

As maiores sobretensões são encontradas no cenário 1 no ano de 2020 (Figura 9-8). O fluxo de potência mostra uma potência de cerca 1700 MW por circuito entre as subestações Paranaíta e Ribeirãozinho.

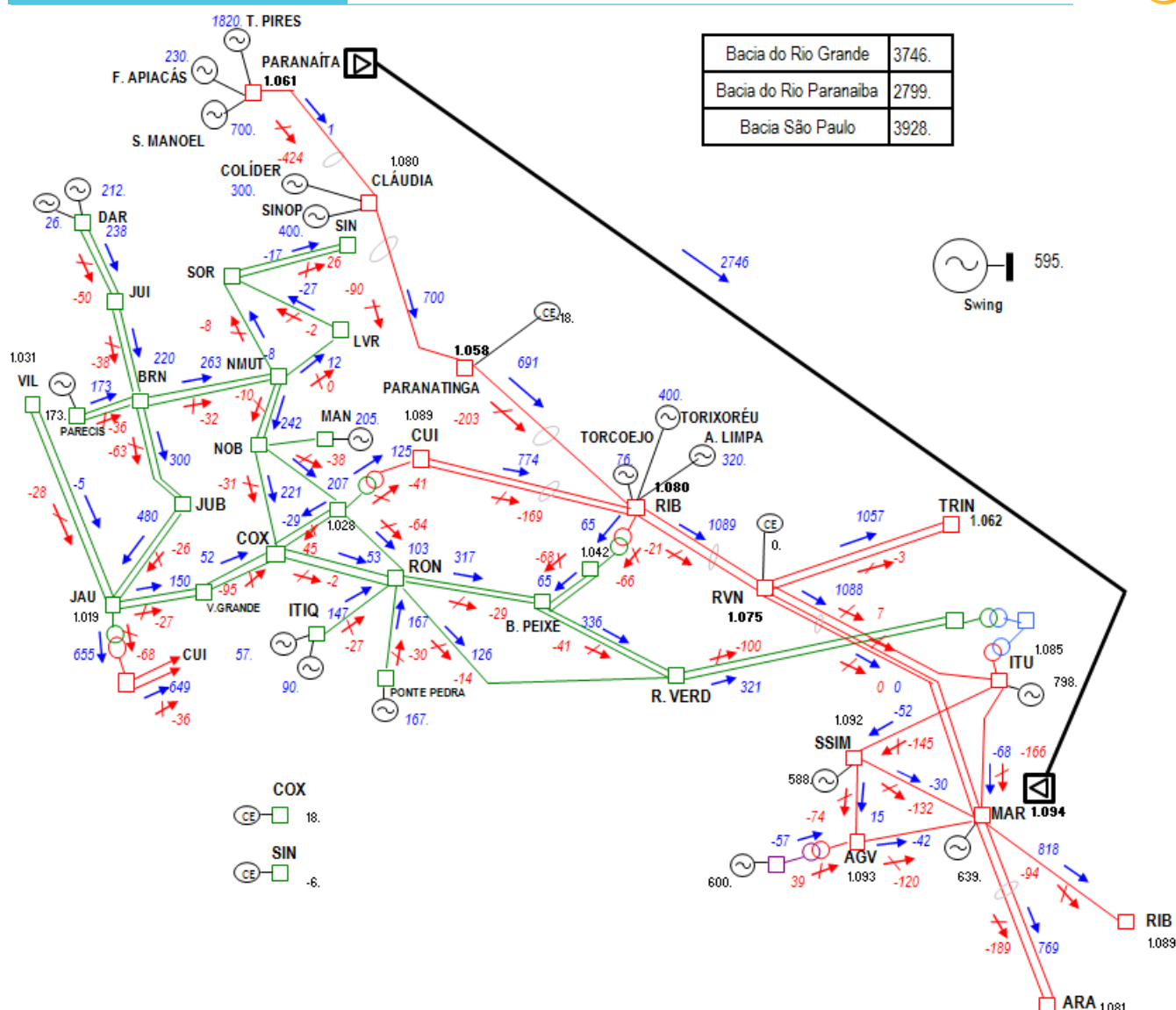


Figura 9-8 - Fluxo de Potência para 2020 – Considerando as UHEs Teles Pires, São Manoel, Foz Apiacas, Sinop, Colíder, Água Limpa, Torixoréu e Toricoejo. Carga Leve. Norte Úmido.

A partir deste caso de trabalho, foi simulada a abertura intempestiva de um dos disjuntores das linhas de transmissão em 500 kV:

- LT Paranaíta – Cláudia
- LT Cláudia – Paranatinga
- LT Paranatinga – Ribeirãozinho
- LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte

É necessária a presença dos reatores conectados as linhas de transmissão para que o sistema possa operar sem restrições, uma vez que a abertura de uma das extremidades da linha, sem reatores, provocou sobretensões acima dos limites considerados neste estudo.

9.3 Estabilidade Eletromecânica do Sistema – Alternativa 1

Neste item foi analisada para a alternativa recomendada (Alternativa 1) a capacidade de o sistema manter-se estável (frequência e tensão) quando submetido a curto-circuito monofásico em uma das seguintes subestações: Paranaíta, Cláudia, Paranatinga, Ribeirãozinho, Rio Verde Norte e Marimbondo II.

Para tanto, foi simulado o cenário de maior carregamento e menor inércia no sistema ao longo do período de 2015 a 2020. Os casos de fluxo de potência que atendem esses requisitos são os casos de carga leve, Norte Úmido, com geração das usinas da bacia do rio Teles Pires no máximo de sua capacidade instalada e as usinas hidrelétricas e pequenas centrais hidrelétricas do Mato Grosso gerando 1300 MW. A quantidade mínima de máquinas despachadas no sudeste está mostrada na Tabela 9-29. Tal quantidade de máquinas equivale a 12 GW de potência instalada.

Tabela 9-29 - Número mínimo de máquinas no Sudeste

Usina	Número de Máquinas	P (MW)	Usina	Número de Máquinas	P (MW)
FUNIL	2	120	HENRY BORDEN-E	1	62
FURNAS	0	0	HENRY BORDEN-S	1	64
LUIS CARLOS BARRETO	0	0	AGUA VERMELHA	3	698,1
ITUMBIARA	1	380	ILHA SOLTEIRA	11	1886,5
MARIMBONDO	3	558	JUPIA-440	6	664,8
MASCARENHAS DE MORAES –A	2	108	JUPIA-138	2	221,6
MASCARENHAS DE MORAES –B	2	90	JURUMIRIM	2	98
PORTO COLOMBIA	1	82	CAPIVARA	2	320
SANTA CRUZ-19	2	440	CANOAS-1	2	54
SANTA CRUZ-13	2	168	CANOAS-2	2	48
CORUMBA	2	254	PORTO PRIMAVERA	8	880
SERRA DA MESA	2	862	ROSANA	2	176,52
NILO PEÇANHA	5	355	SALTO GRANDE	1	18,4
FONTES NOVA	3	132	TAQUARUÇU	3	315,9
PEREIRA PASSOS	1	50	CHAVANTES	2	207
ILHA DOS POMBOS	1	26	BARIRI	1	45,6
CTE-CSN	1	117,6	BARRA BONITA	1	35,2
EMBORCAÇÃO	1	298	IBITINGA	1	43,8
JAGUARA	2	200	NOVA AVANHANDAVA	1	110,5
NOVA PONTE	1	170	PROMISSÃO	1	88
SÃO SIMÃO	2	560	TRÊS IRMÃOS	1	161,5
TRÊS MARIAS	2	130	CACONDE	1	40,2
VOLTA GRANDE	1	95	E.CUNHA	1	27,2
GUILMAN	1	35	LIMOEIRO	1	16
MIRANDA	1	130	JAGUARI	1	12,5
IGARAPAVA	2	84	PARAIBUNA	1	43
IGARAPE	1	131	CACHOEIRA DOURADA	2	168

- Análise considerando atraso nas UHEs Sinop, São Manoel, Foz do Apiacás

Como as UHEs Sinop, Foz do Apiacás e São Manoel ainda não foram licitadas, e como o próximo leilão de energia está previsto para o final de 2011, poderá haver atraso na data de entrada em operação prevista (Tabela 3-3). Assim, foi avaliado o desempenho do sistema considerando apenas o circuito duplo em 500 kV entre Paranaíba e Ribeirãozinho para escoar as potências das UHEs Teles Pires e Colíder. A Figura 9-9 ilustra o fluxo de potência referente ao ano 2016 para essa configuração de geração, que é o caso mais severo para o dimensionamento da compensação série e dos compensadores estáticos.

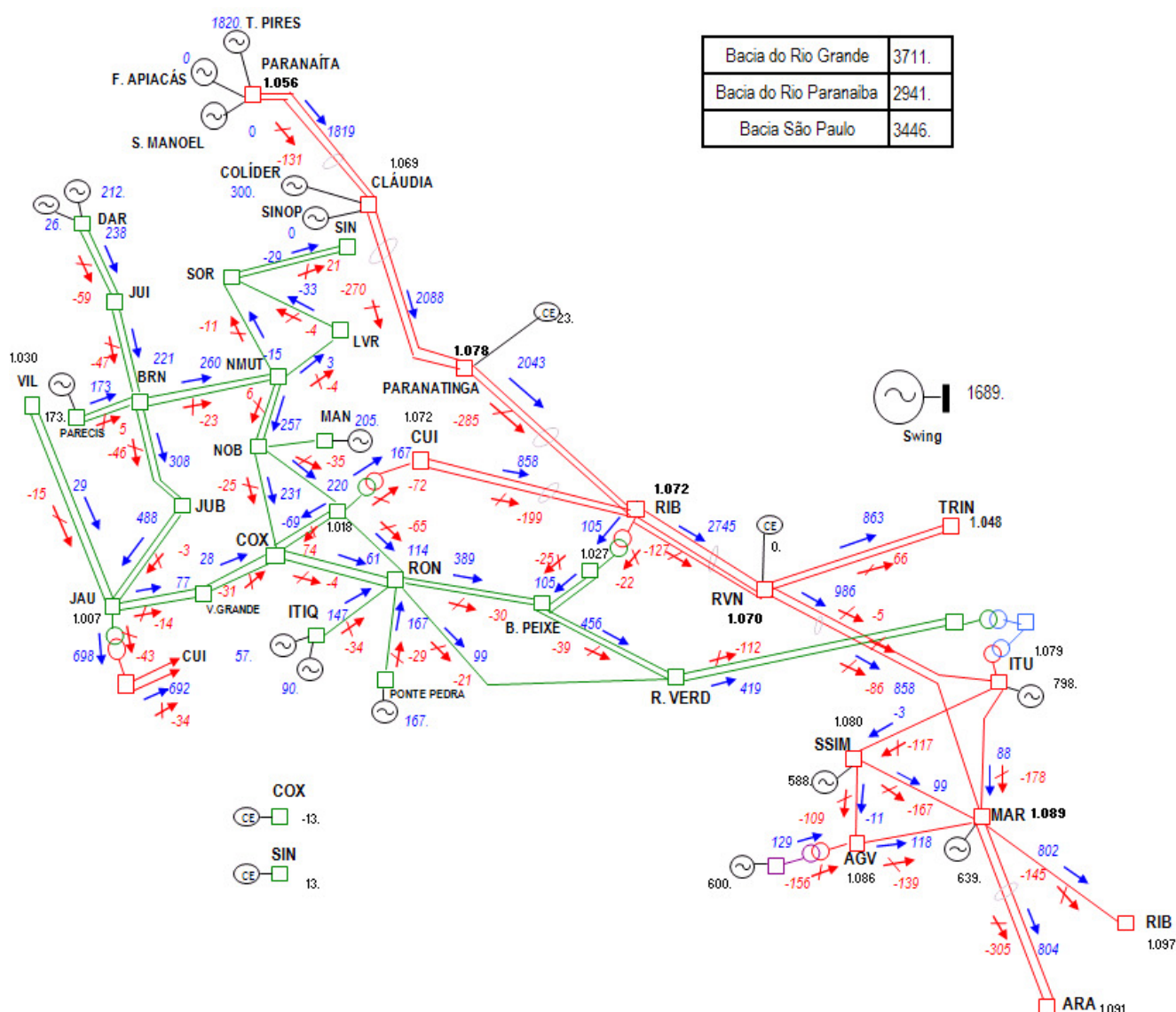


Figura 9-9 - Fluxo de Potência para 2016 – Considerando as UHEs Teles Pires e Colíder.

Para essa configuração, no ano de 2016, a perda de um circuito da LT Paranaíba – Ribeirãozinho apresentou-se como a mais crítica, requisitando maior capacidade de geração de potência reativa do compensador estático da SE Paranaíba (160 Mvar, referenciada na tensão de 500 kV).

A Figura 9-10, Figura 9-11 e a Figura 9-12, a seguir, ilustram o bom desempenho do sistema frente à contingência de um circuito da LT 500 kV Paranatinga – Ribeirãozinho.

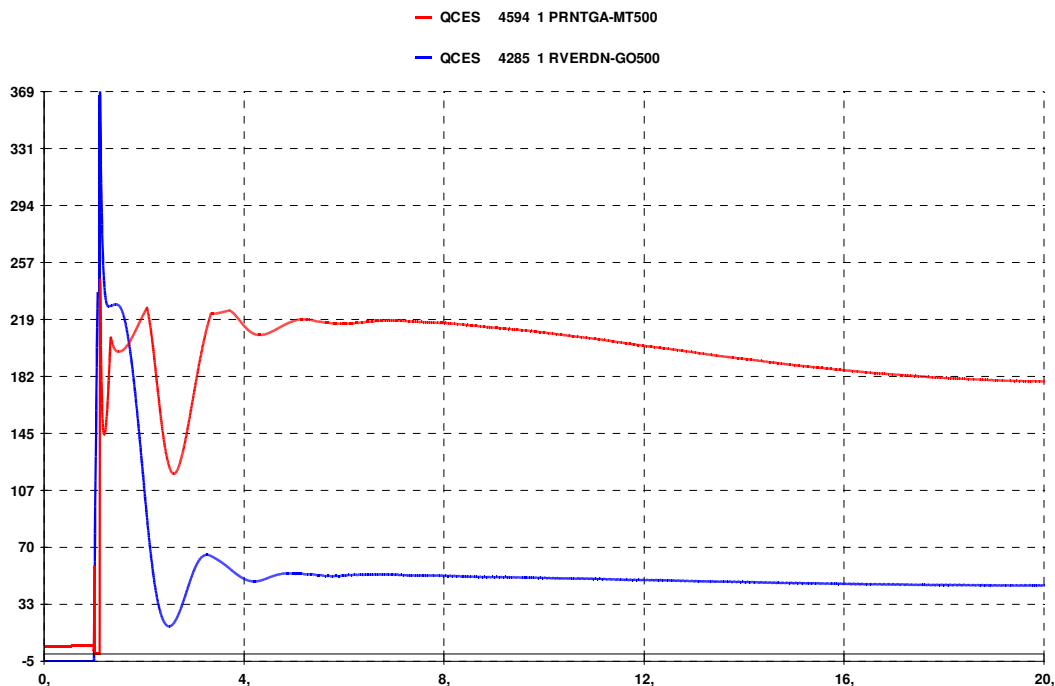


Figura 9-10 - Compensador estático da SE Paranatinga. Curto-circuito monofásico no barramento de 500 kV da SE Paranatinga e abertura de um circuito da LT Paranatinga - Ribeirãozinho. Ano 2016. Carga Leve. Norte Úmido.

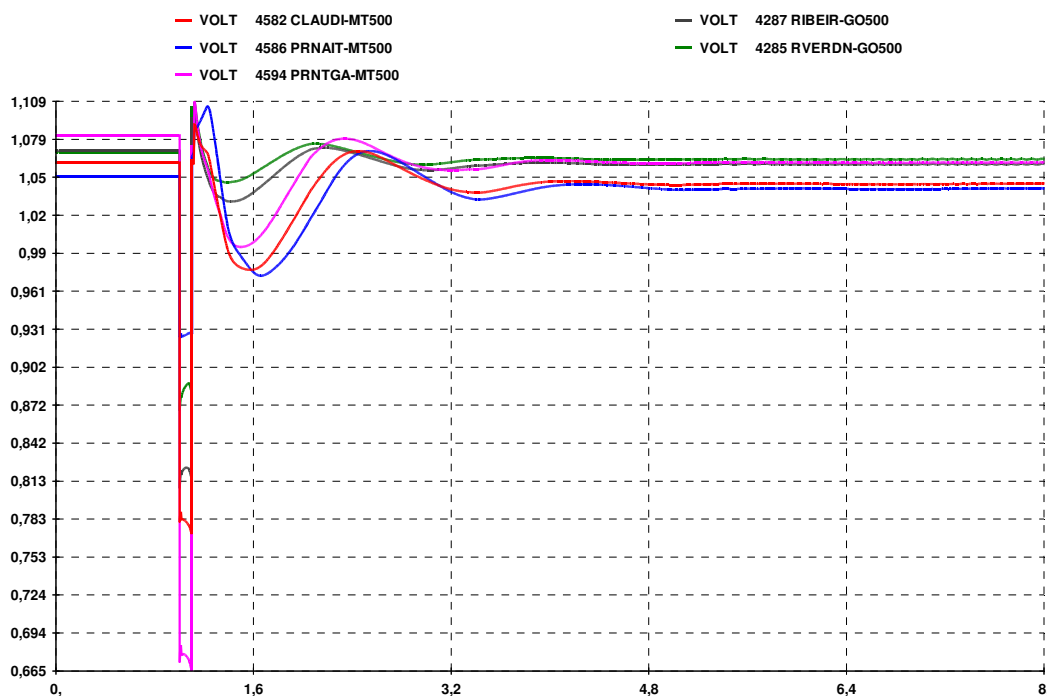
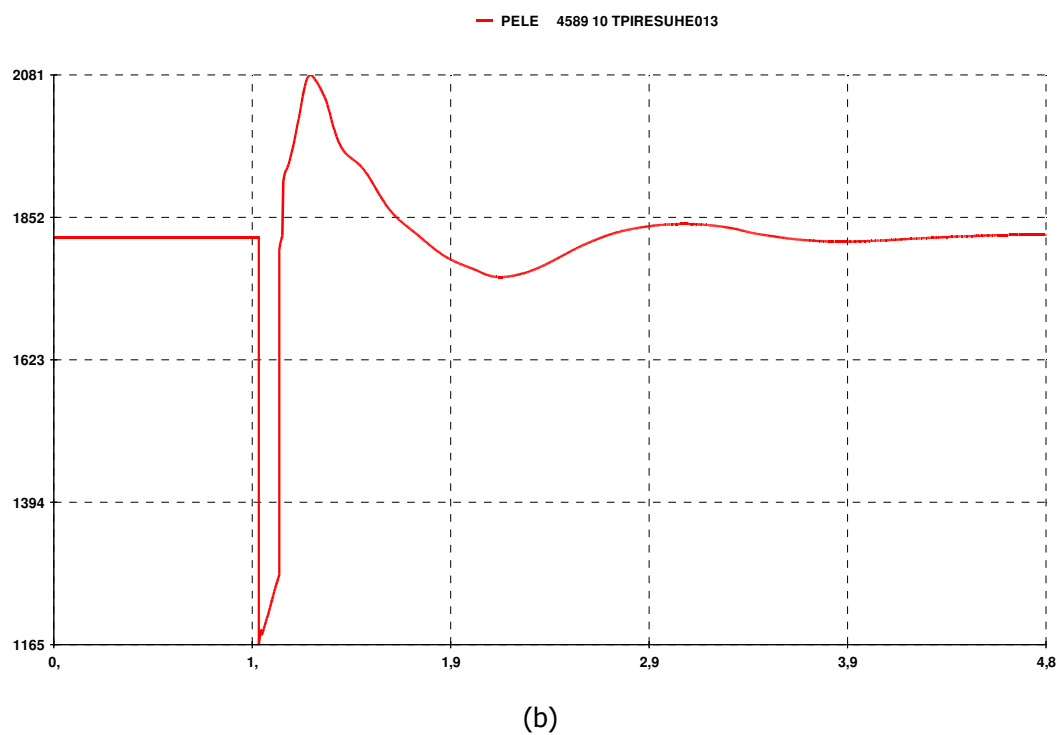
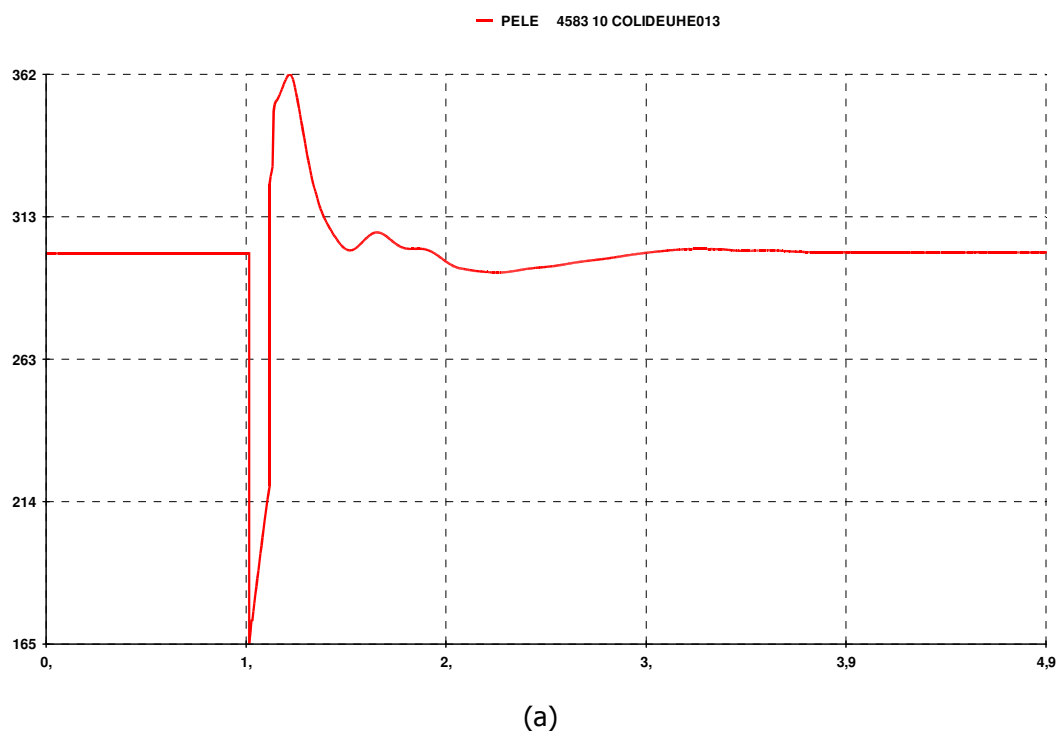


Figura 9-11 - Tensões no tronco de transmissão entre as SE Paranaíba e Rio Verde Norte. Curto-circuito monofásico no barramento de 500 kV da SE Paranatinga e abertura de um circuito da LT Paranatinga - Ribeirãozinho. Ano 2016. Carga Leve. Norte Úmido.



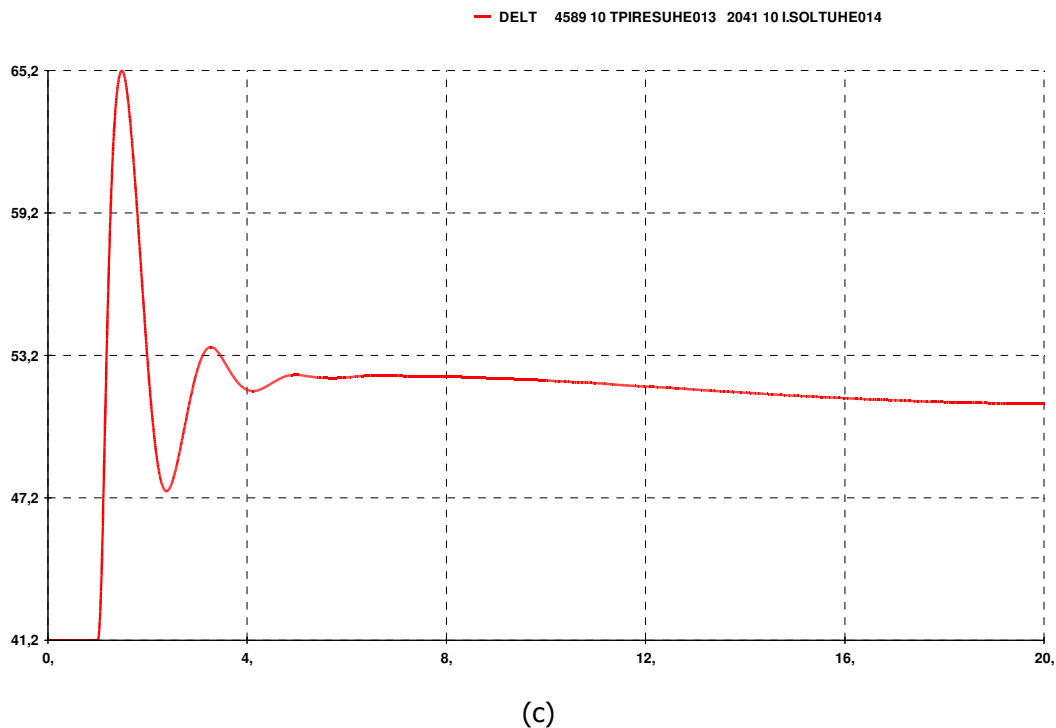


Figura 9-12 - Potência Elétrica das UHEs Colíder (a) , Teles Pires (b) e ângulo de máquina da UHE Teles Pires(c). Curto-circuito monofásico no barramento de 500 kV da SE Paranatinga e abertura de um circuito da LT Paranatinga - Ribeirãozinho. Ano 2016. Carga Leve. Norte Úmido.

- Análise considerando todas as usinas da bacia do rio Teles Pires

Em 2020, a análise considerou o sistema em que todas as usinas da bacia do rio Teles Pires (UHE Colíder, São Manoel, Foz do Apiacás, Sinop, Teles Pires) estão representadas e despachadas em 100% da potência instalada (Figura 9-13).

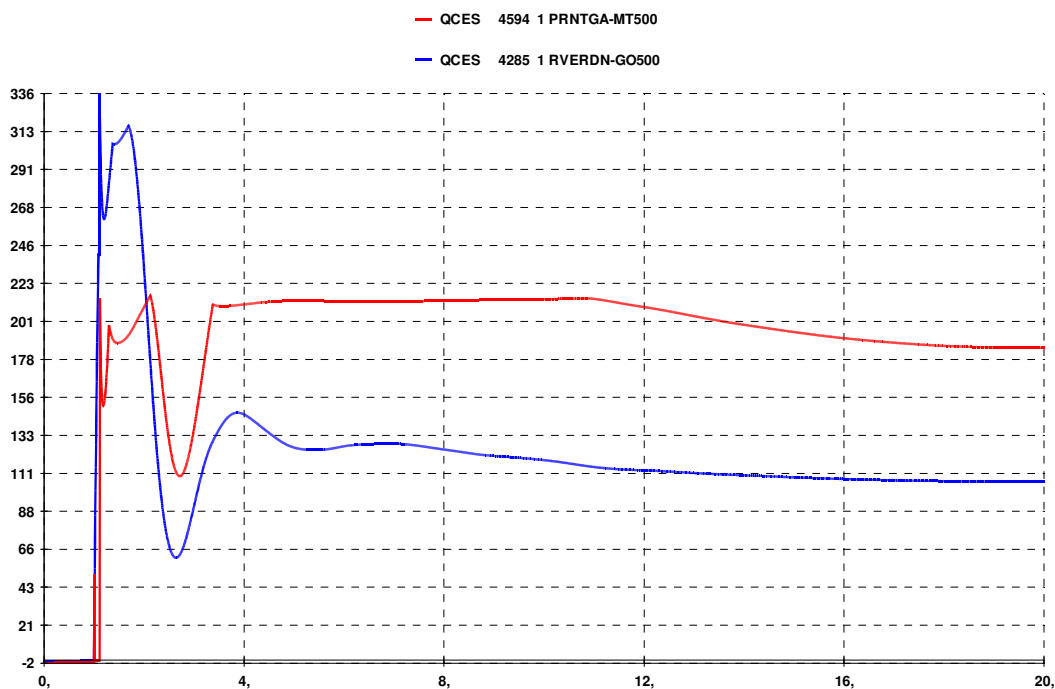


Figura 9-14 - Compensador estático da SE Paranatinga. Curto-circuito monofásico no barramento de 500 kV da SE Paranatinga e abertura de um circuito da LT Paranatinga – Ribeirãozinho. Sem as usinas conectadas na SE Ribeirãozinho. Carga Leve. Norte Úmido.

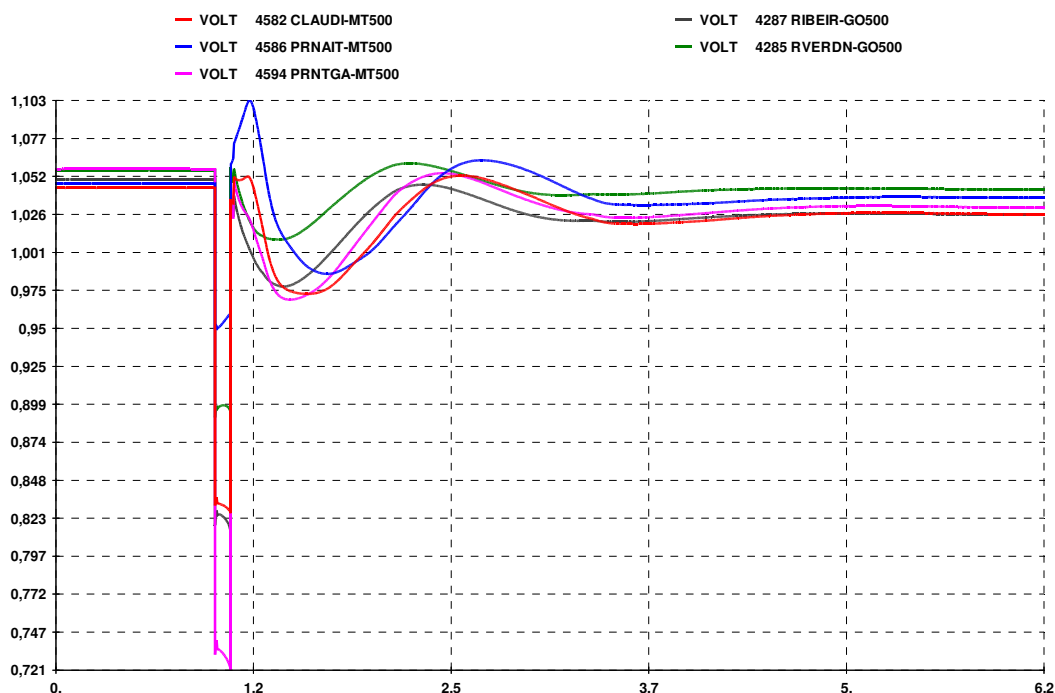
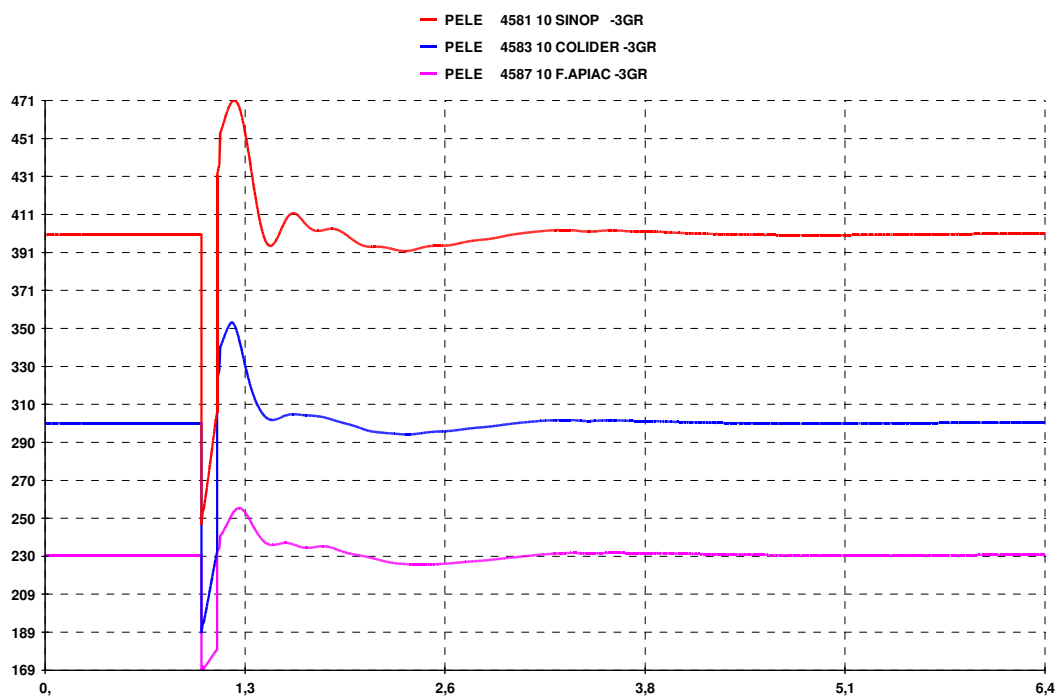
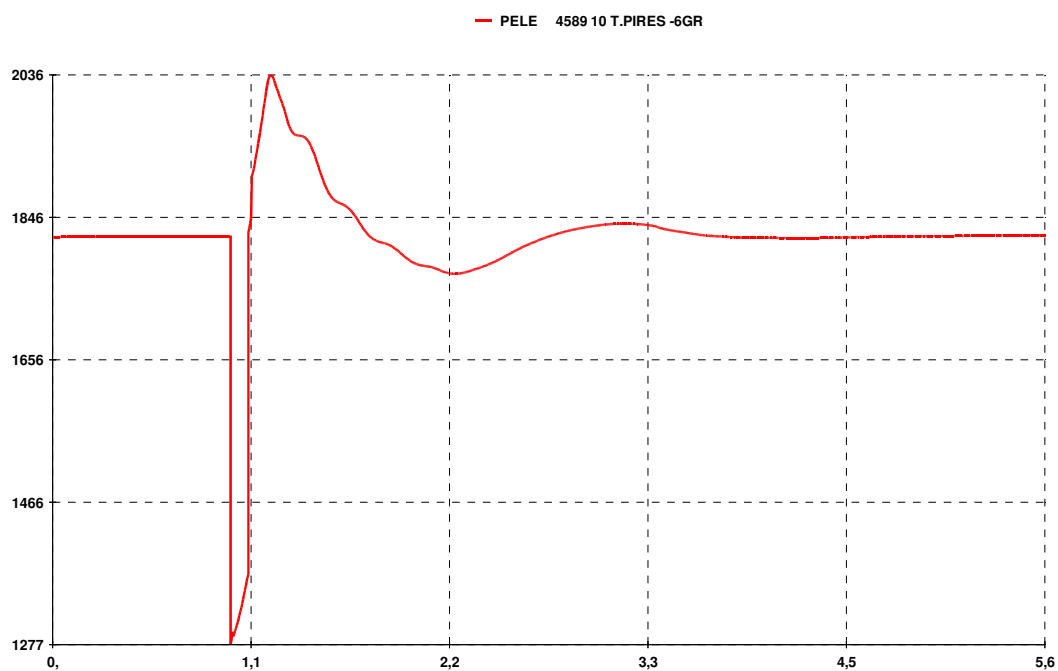


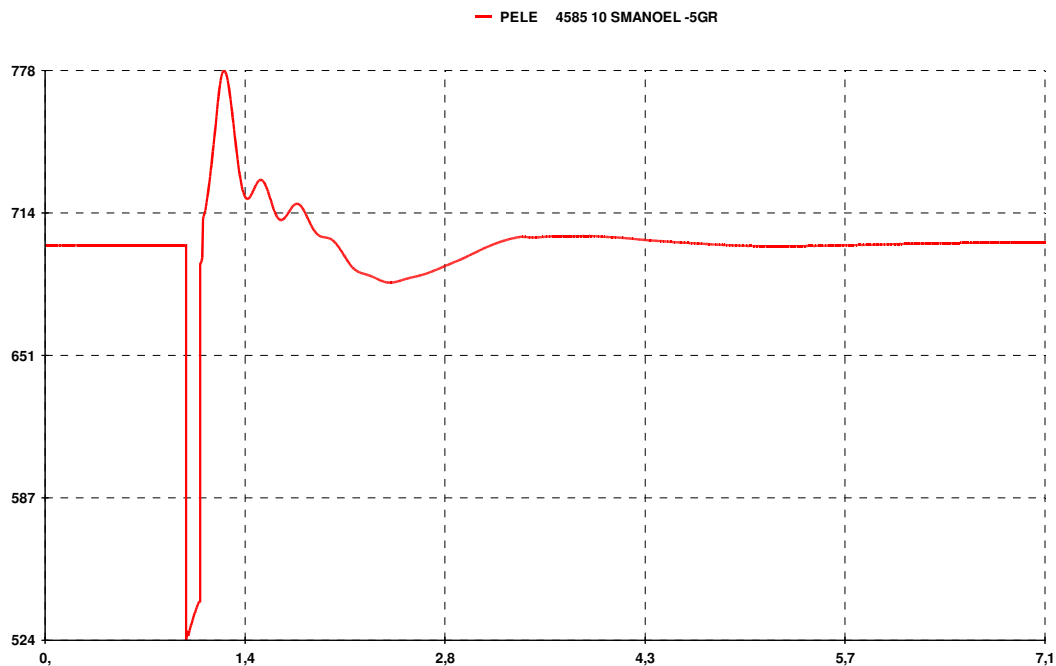
Figura 9-15 - Tensões no tronco de transmissão entre as SE Paranaíta e Rio Verde Norte. Curto-circuito monofásico no barramento de 500 kV da SE Paranatinga e abertura de um circuito da LT Paranatinga – Ribeirãozinho. Sem as usinas conectadas na SE Ribeirãozinho. Carga Leve. Norte Úmido.



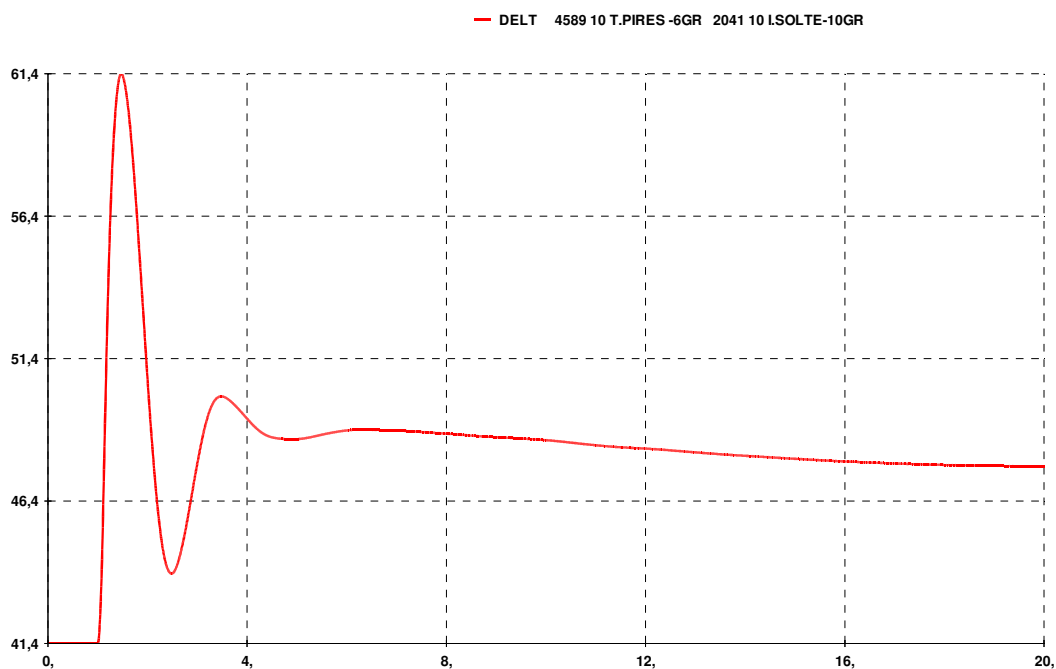
(a)



(b)



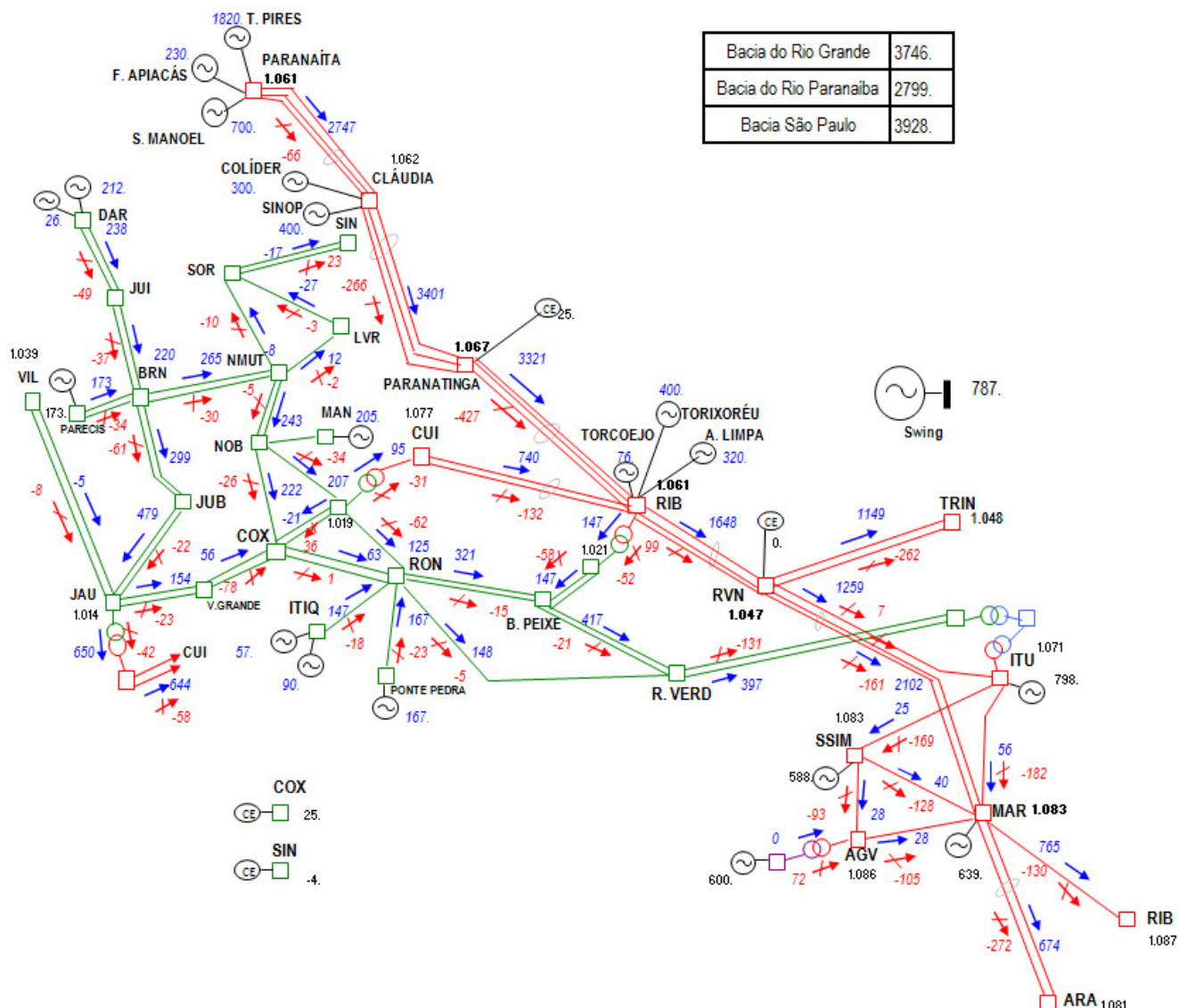
(c)



(d)

Figura 9-16 - Potência Elétrica das UHEs Sinop, Foz do Apiacás, Colíder (a), Teles Pires (b), São Manoel (c) e ângulo de máquinas da UHE Teles Pires. Curto-circuito monofásico no barramento de 500 kV da SE Paranatinga e abertura de um circuito da LT Paranatinga – Ribeirãozinho. Sem as usinas conectadas na SE Ribeirãozinho. Carga Leve. Norte Úmido.

Considerando a entrada em operação das usinas localizadas a noroeste da SE Ribeirãozinho: UHE Água Limpa, Torixoréu e Toricoejo (Figura 9-17), a contingência mais crítica passa a ser a perda de um dos circuitos em 500 kV (4 x 954 MCM) entre as subestações Ribeirãozinho e Rio Verde Norte.



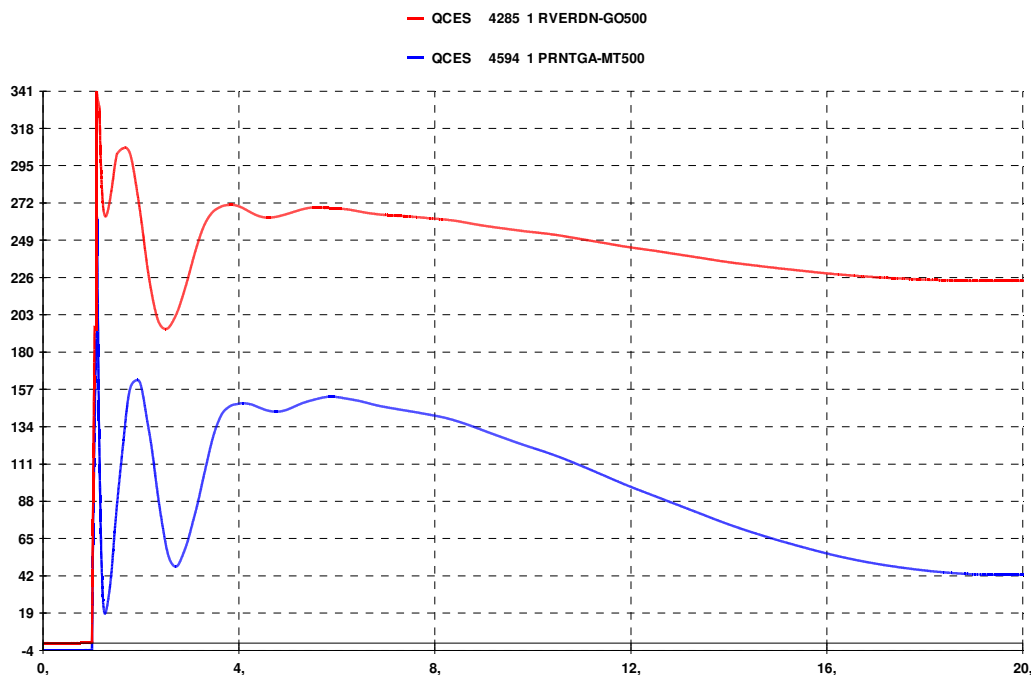


Figura 9-18 - Compensador estático da SE Paranatinga. Curto-circuito monofásico no barramento de 500 kV da SE Rio Verde Norte e abertura de um circuito com cabo 4x954 MCM da LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte. Ano 2020 com as usinas conectadas na SE Ribeirãozinho. Carga Leve. Norte Úmido.

A Figura 9-19 e a Figura 9-20, a seguir, ilustram o bom desempenho sistema frente à contingência de um circuito (4x954 MCM) da LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte.

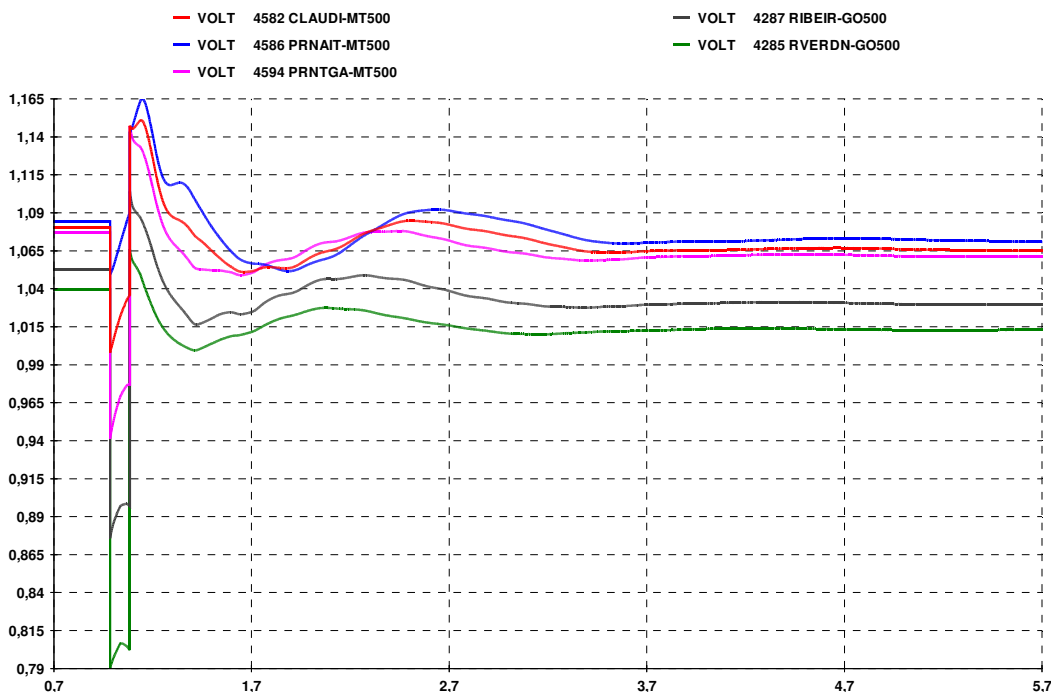
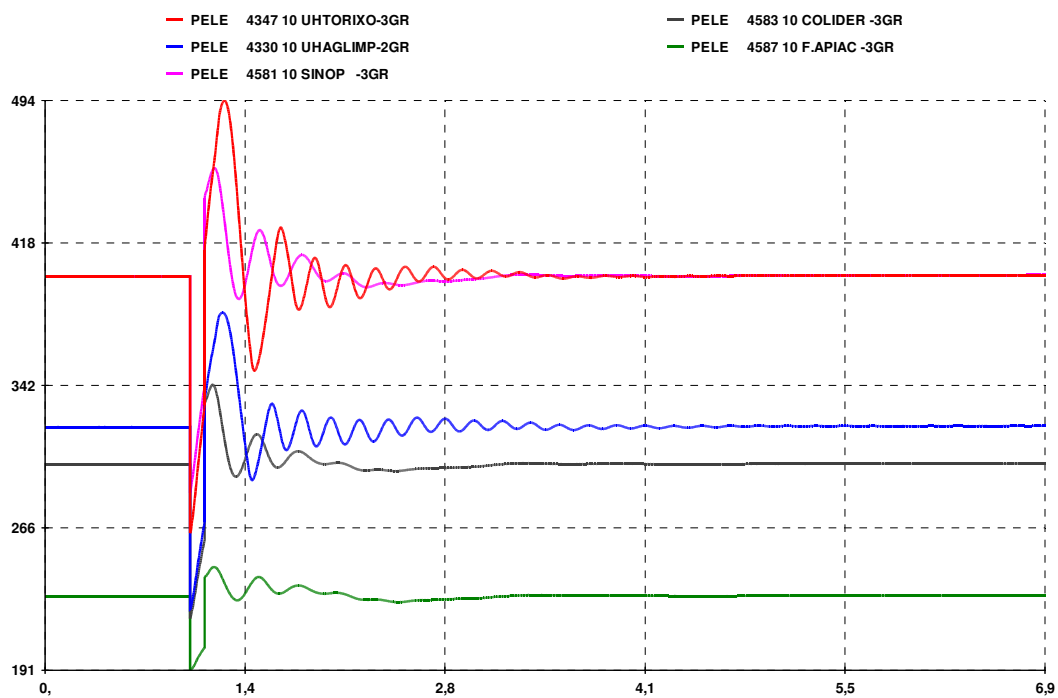
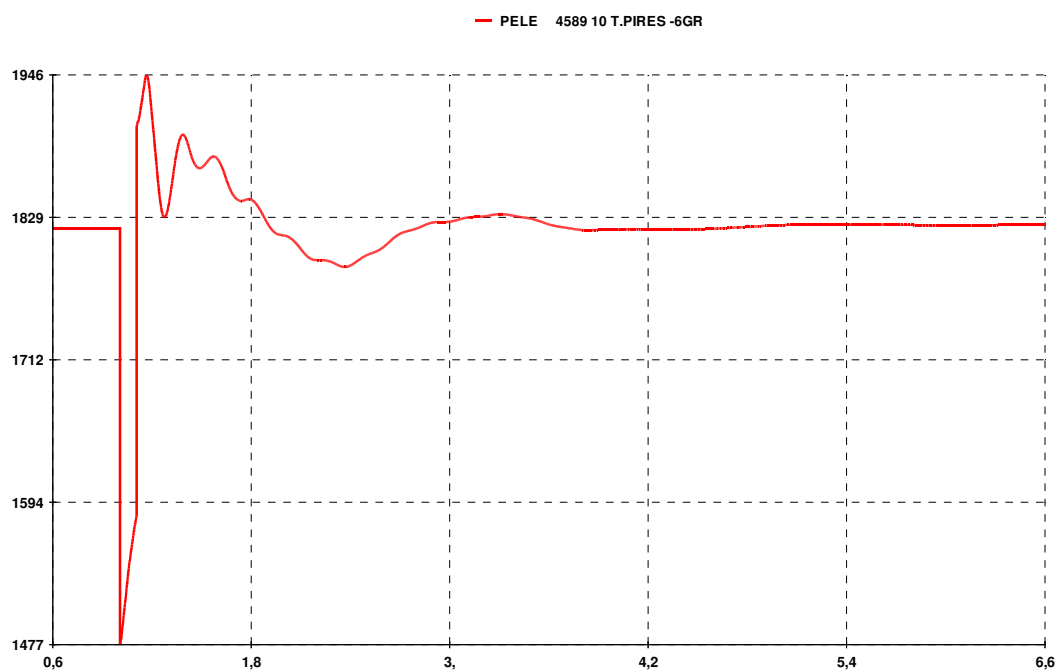


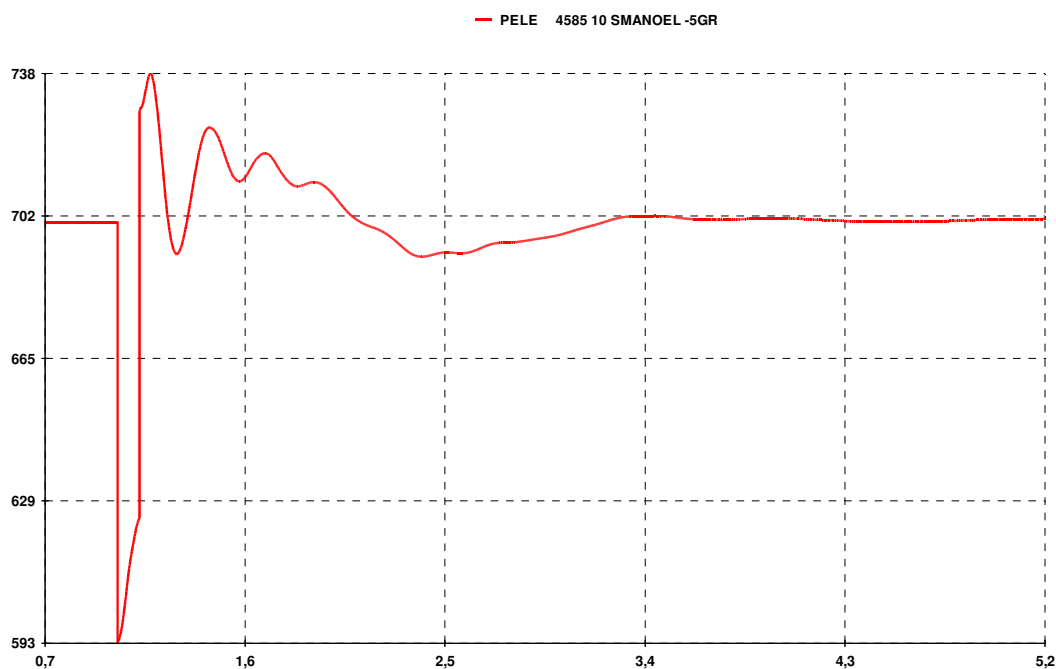
Figura 9-19 - Tensões no tronco de transmissão entre as SE Paranaíta e Rio Verde Norte. Curto-circuito monofásico no barramento de 500 kV da SE Rio Verde Norte e abertura de um circuito com cabo 4x954 MCM da LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte. Ano 2020 com as usinas conectadas na SE Ribeirãozinho. Carga Leve. Norte Úmido.



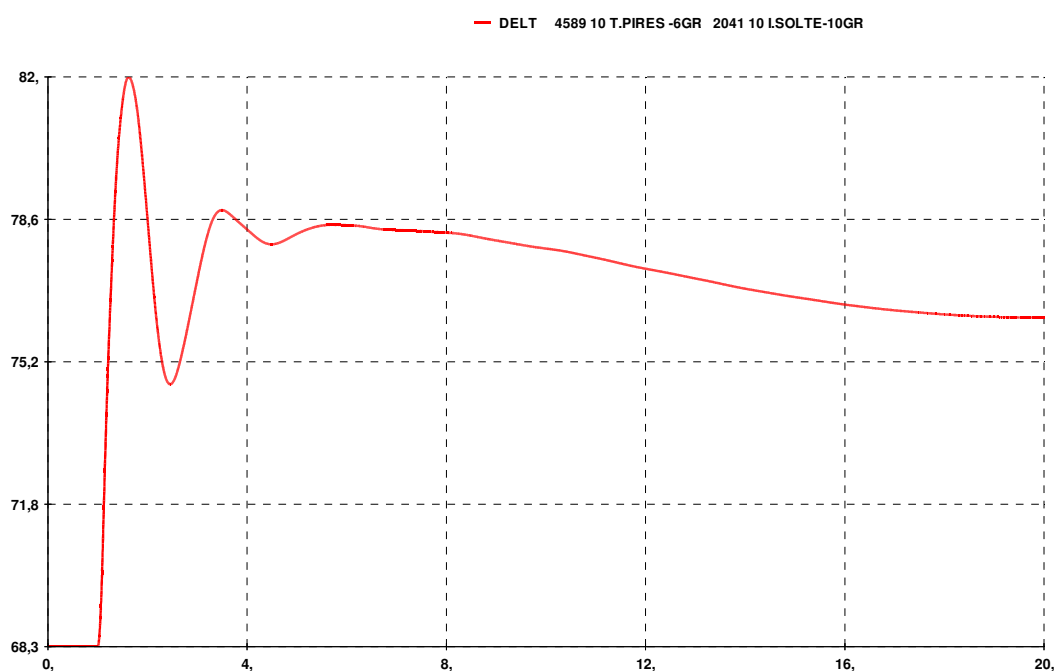
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 9-20 - Potência Elétrica das UHEs Sinop, Foz do Apiacás, Colíder, Água Limpa, Torixoréu (a), Teles Pires (b), São Manoel (c) e ângulo de máquinas da UHE Teles Pires. Curto-circuito monofásico no barramento de 500 kV da SE Rio Verde Norte e abertura de um circuito com cabo 4x954 MCM da LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte. Ano 2020 com as usinas conectadas na SE Ribeirãozinho. Carga Leve. Norte Úmido.

A região Norte do estado de Mato Grosso é propícia para instalação de pequenas centrais hidrelétricas, por isso foram consideradas, adicionalmente, no ano de 2020, prováveis injeções de

potência nas subestações Paranaíta (150 MW) e Cláudia (100 MW). Para este cenário não foram encontrados problemas de controle de tensão nas subestações Ribeirãozinho e Rio Verde Norte em regime normal (Figura 9-21) ou durante a contingência de uma linha entre as subestações Rio Verde Norte e Marimbondo (Figura 9-23, Figura 9-24).

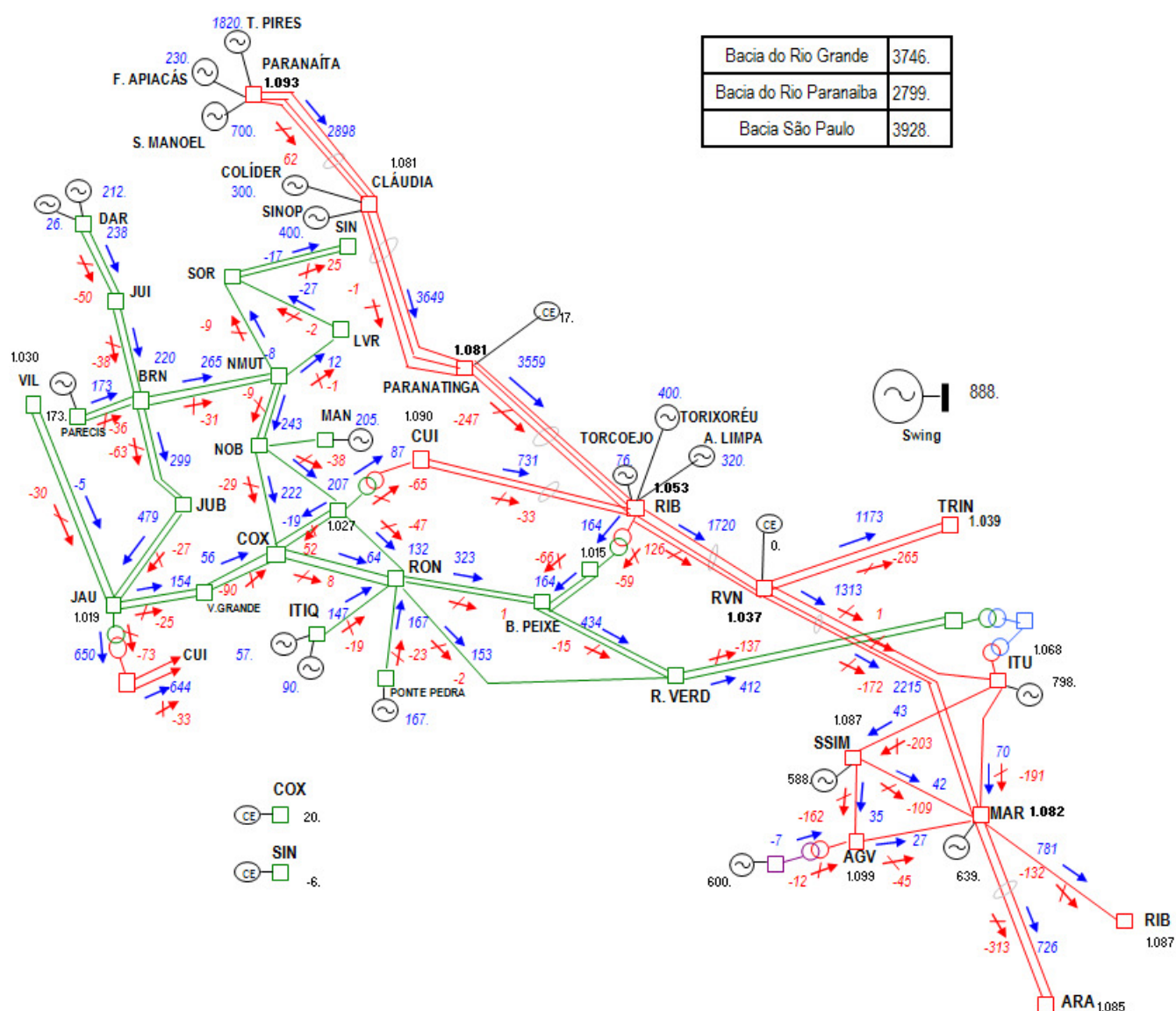


Figura 9-21 - Fluxo de Potência para 2020 – Considerando além das UHEs Teles Pires, São Manoel, Foz Apiacas, São Manoel, Sinop e Colíder, Água Limpa, Torixoréu e Toricoejo, 150 MW de geração na SE Paranaíta e 100 MW de geração na SE Cláudia. Carga Leve. Norte Úmido.

A Figura 9-22 ilustra a geração de energia reativa do CE da SE Rio Verde Norte ao longo de todo o horizonte de estudo dentro do plano de geração proposto.

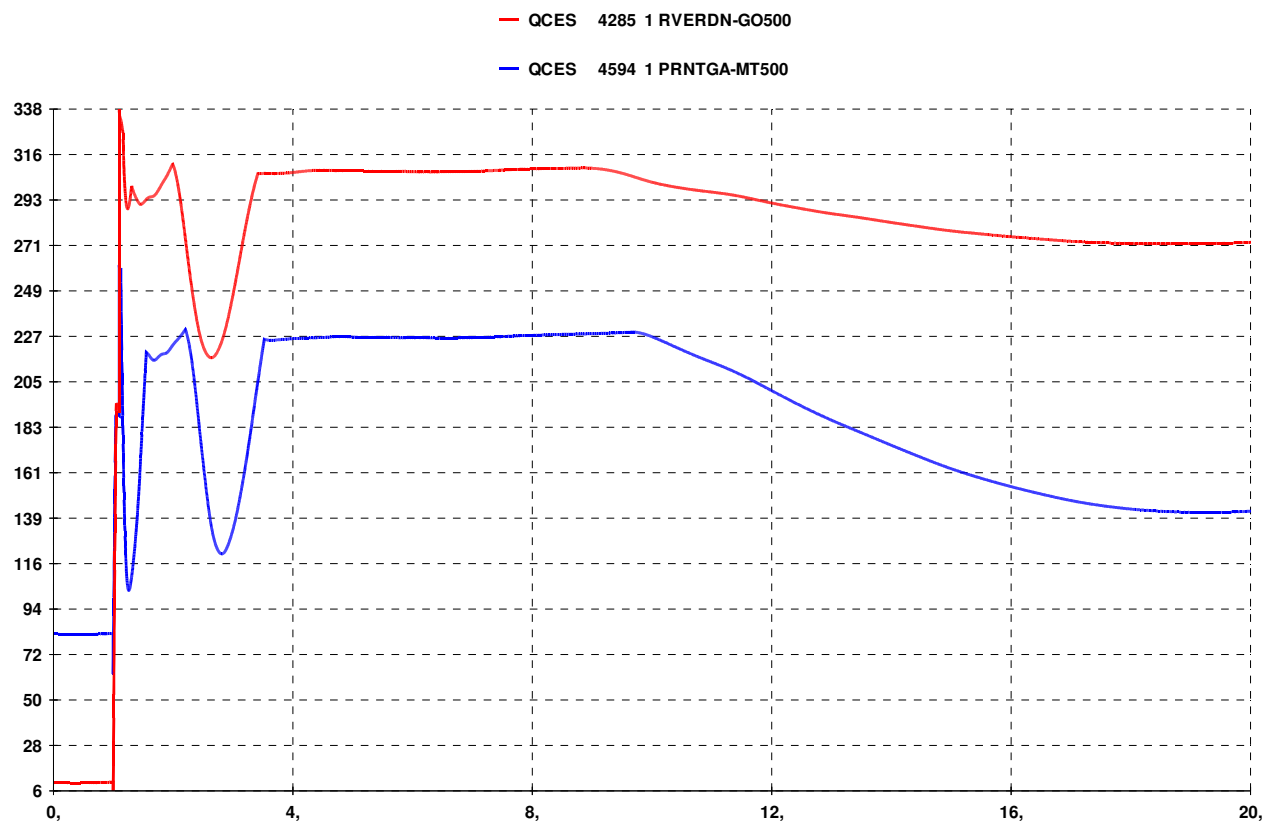


Figura 9-22 - Tensões no 500 kV das SEs Ribeirãozinho, Rio Verde Norte, Trindade e Marimbondo. Curto-circuito no barramento de 500 kV da SE Rio Verde Norte e abertura de um circuito da LT Rio Verde Norte – Marimbondo. Carga Leve. Ano 2020.

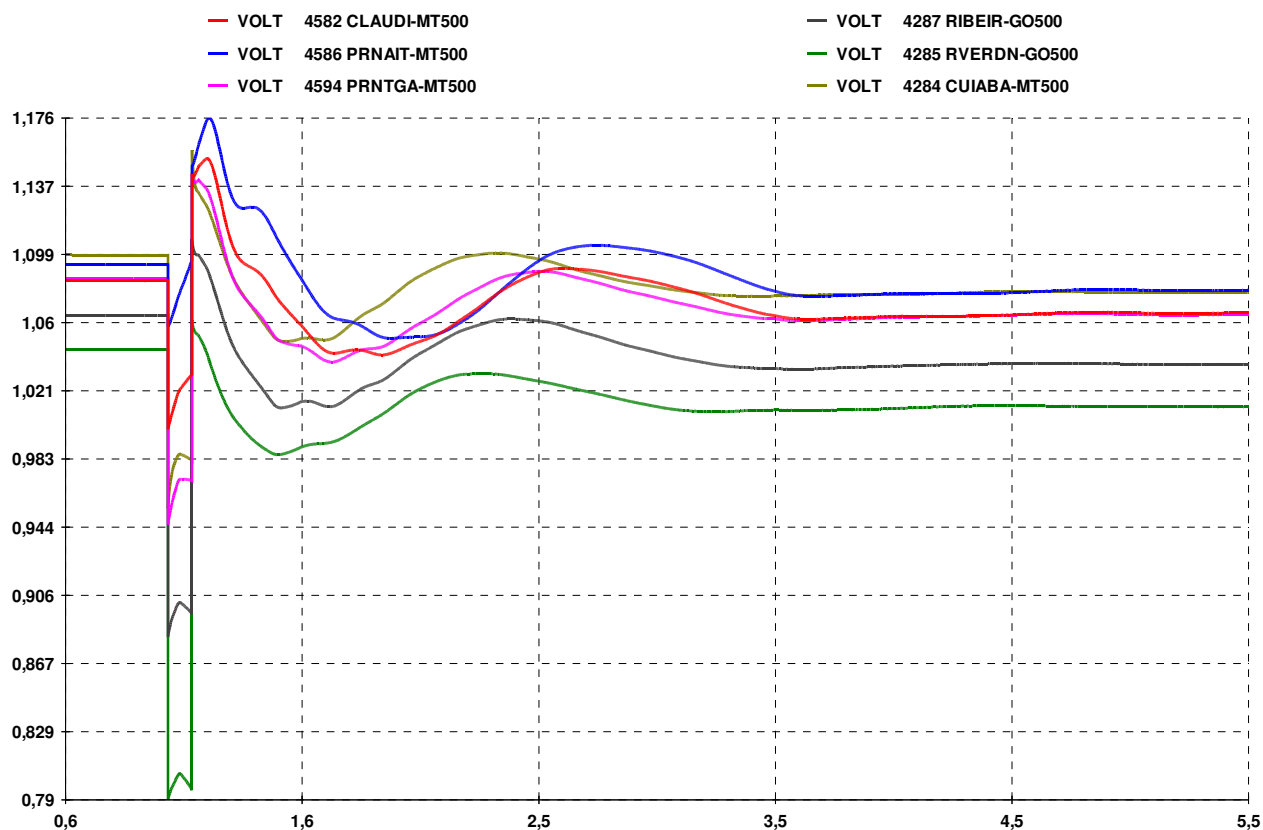


Figura 9-23 - Tensões no 500 kV das SEs Ribeirãozinho, Rio Verde Norte, Trindade e Marimbondo. Curto-circuito no barramento de 500 kV da SE Rio Verde Norte e abertura de um circuito da LT Rio Verde Norte – Marimbondo. Carga Leve. Ano 2020.

Observa-se na Figura 9-23 que na primeira oscilação a menor tensão obtida foi na SE Rio Verde Norte (0,98 pu), valor superior ao mínimo estabelecido em critério de 0,80 pu, indicando que mesmo com geração adicional ainda há um bom desempenho dinâmico do sistema.

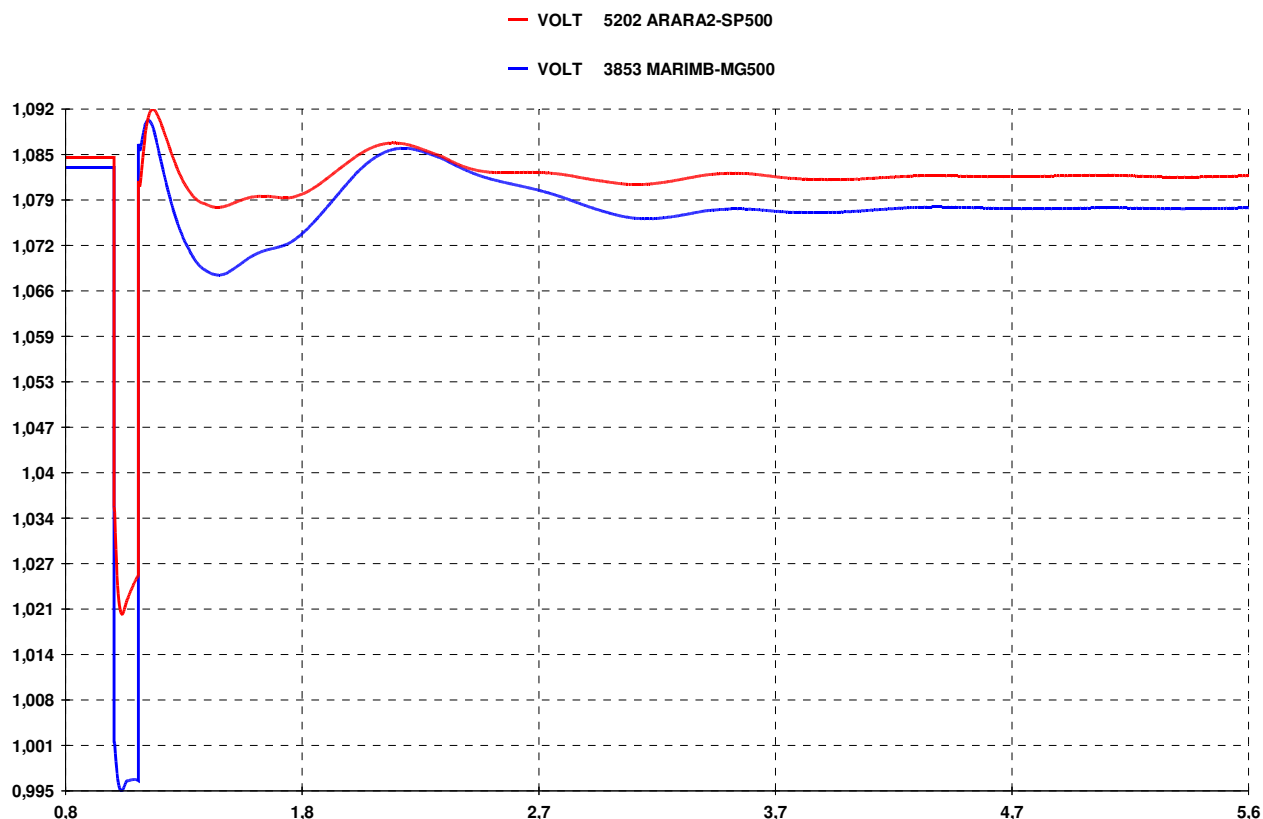


Figura 9-24 - Tensões nas Subestações Marimbondo e Araraquara. Curto-circuito no barramento de 500 kV da SE Rio Verde Norte e abertura de um circuito da LT Rio Verde Norte – Marimbondo. Carga Leve. Ano 2020.

Nota-se na Figura 9-24 acima que não houve oscilações além dos limites considerados neste estudo nas subestações Araraquara II e Marimbondo.

9.4 Análise da Possibilidade de Autoexcitação

A autoexcitação em usinas distantes dos centros de carga pode ser causada pelo efeito das capacitâncias de linhas longas ligadas aos terminais das máquinas quando de abertura dessas linhas na extremidade oposta à dos geradores. A condição operativa mais crítica obtida para a usina Teles Pires foi a operação com cinco máquinas, as linhas entre Paranaíta e Paranatinga com reatores de barra desligados, e com ajuste de tensão próximo ao limite superior da faixa operativa, 1,10 pu. Com esta configuração, foi simulada a abertura dos dois circuitos Ribeirãozinho-Paranatinga, precedida por curto-circuito em Ribeirãozinho.

Nessa contingência, todo o sistema de transmissão associado ao Teles Pires fica ligado às máquinas dessa usina. A Figura 9-25 a seguir mostra os resultados obtidos para a tensão terminal, tensão de campo e corrente de campo, indicando que o regulador de tensão consegue manter a tensão terminal sob controle, com a corrente de campo longe do zero, portanto, sem indícios de autoexcitação.

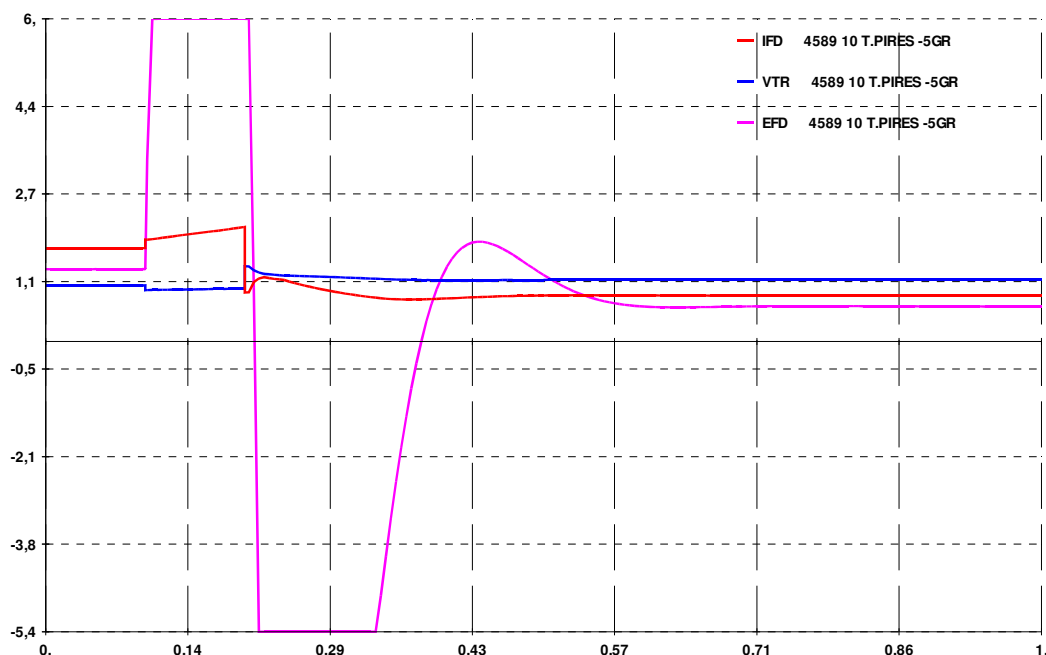


Figura 9-25 – Teles Pires com 5 máquinas – Tensão Terminal, Corrente e Tensão de Campo

A condição de geração mínima na usina Teles Pires, com duas máquinas, é menos estressante. Nessa configuração, é necessário adicionar os reatores de Paranatinga e de Rio Verde Norte, um em Cláudia e outro em Paranaíta, para manter a tensão próxima de 1,10 pu na condição pré-falta. A adição desses reatores diminui o montante de energia reativa das linhas que ficarão ligadas aos terminais dos geradores, afastando totalmente a possibilidade de ocorrência de autoexcitação [16].

9.5 Estabilidade de Tensão – Alternativa 1

A estabilidade de tensão de um sistema elétrico pode ser estudada por métodos de análise estática ou por métodos de análise dinâmica. Apesar de ser um fenômeno que acontece após um intervalo de tempo grande, é um fenômeno essencialmente dinâmico. Dentre os métodos de análise estática existentes, serão utilizados neste estudo as curvas $P \times V$ (método da continuação) e $Q \times V$.

Para avaliar a capacidade de transmissão do tronco entre as subestações Paranaíta e Rio Verde Norte correspondente à Alternativa 1, mais atrativa sob o ponto de vista técnico-econômico (item 11), admitiu-se uma carga fictícia com fator de potência 0,98 indutivo na SE Rio Verde Norte. A curva $P \times V$ foi levantada desconsiderando os controles automáticos de carga, admitindo que o aumento de carga fosse atendido pela UHE Teles Pires, UHE Colíder, UHE Sinop, UHE Foz do Apiacás, UHE São Manoel, UHE Água Limpa, UHE Torixoréu, UHE Toricoejo e modelando as potências ativa e reativa da carga fictícia como sendo potência constante.

O ponto inicial da curva $P \times V$ corresponde ao fluxo de potência representado pela Figura 9-17 (ano 2020, carga leve, UHE Teles Pires, UHE Colíder, UHE Sinop, UHE Foz do Aiacás, UHE São Manoel, UHE Água Limpa, UHE Torixoréu, UHE Toricoejo e 1300 MW de PCHs) na contingência de um circuito de 4x954 MCM (o mais carregado) entre as subestações Rio Verde Norte e Ribeirãozinho. A partir do carregamento inicial nas linhas remanescentes, uma carga fictícia na SE Rio Verde Norte foi incrementada partindo de 20 MW até que o carregamento nas duas LTs 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte atingisse 4761 MW.

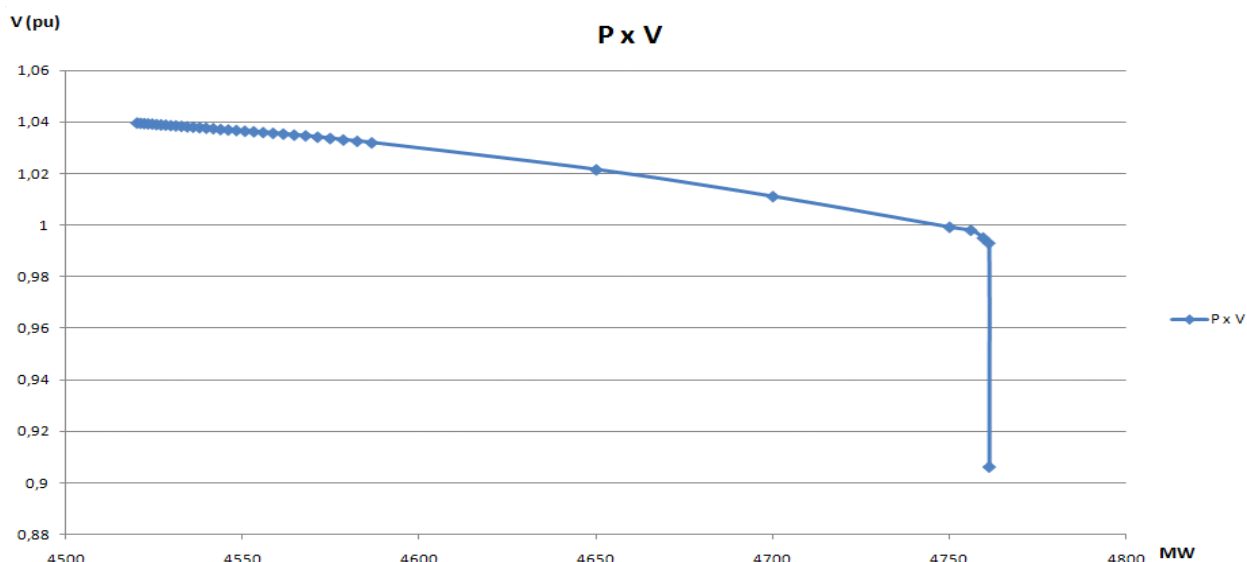


Figura 9-26 - Curva $P \times V$ – Carregamento entre as LTs 500 kV Rio Verde Norte – Ribeirãozinho. Perda de um circuito da LT 500 kV Rio Verde Norte – Ribeirãozinho. Carga Leve. Ano 2020. Novas usinas: UHE Teles Pires, UHE Colíder, UHE Sinop, UHE Foz do Aiacás, UHE São Manoel, UHE Água Limpa, UHE Torixoréu, UHE Toricoejo.

Fica evidente na Figura 9-26 que o sistema proposto possuirá capacidade de aumento de carregamento entre as subestações Rio Verde Norte e Ribeirãozinho da ordem de 5%. Porém, para carregamentos maiores que 5%, serão necessários novos estudos para o trecho entre Ribeirãozinho e Rio Verde Norte.

Analizando a Curva $Q \times V$ para a subestação Ribeirãozinho (Figura 9-27), nota-se uma grande reserva de potência reativa (acima de 750 Mvar) nesta SE para o cenário ilustrado pela Figura 9-17.

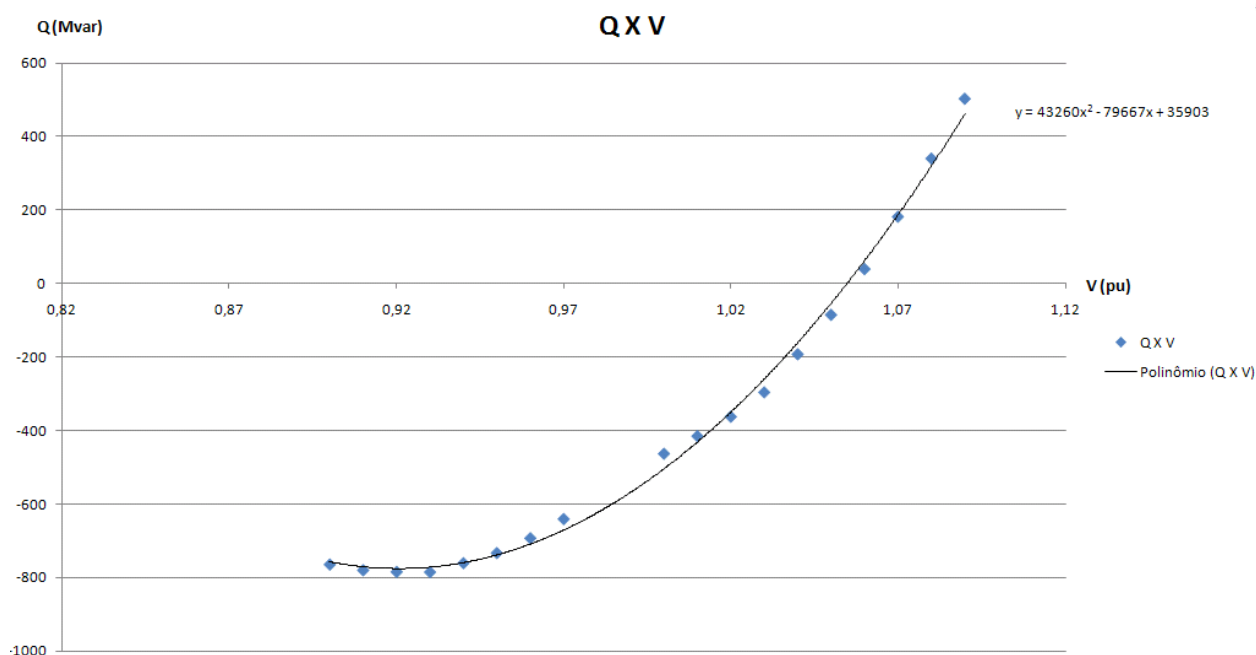


Figura 9-27 - Curva Q x V – Subestação Ribeirãozinho. Carga Leve. Ano 2020. Novas usinas: UHE Teles Pires, UHE Colíder, UHE Sinop, UHE Foz do Apiacás, UHE São Manoel, UHE Água Limpa, UHE Torixoréu, UHE Toricoejo.

De acordo com a Figura 9-28, nota-se que mesmo na contingência de um circuito de 4x954 MCM (o mais carregado) entre as subestações Ribeirãozinho – Rio Verde Norte, a SE Ribeirãozinho possuirá em 2020 uma elevada reserva de potência reativa (da ordem de 400 Mvar).

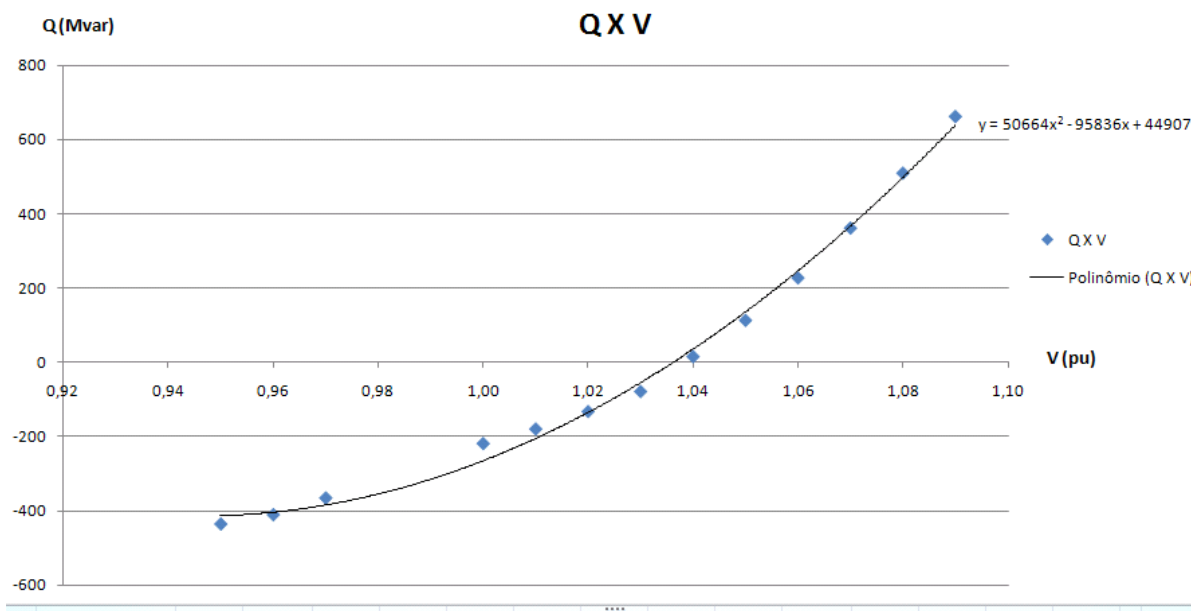


Figura 9-28 - Curva Q x V – Subestação Ribeirãozinho. Perda de um circuito da LT 500 kV Rio Verde Norte – Ribeirãozinho. Carga Leve. Ano 2020. Novas usinas: UHE Teles Pires, UHE Colíder, UHE Sinop, UHE Foz do Apiacás, UHE São Manoel, UHE Água Limpa, UHE Torixoréu, UHE Toricoejo.

Não foram levantadas as curvas $Q \times V$ para as subestações Paranaíta, Cláudia, Paranatinga e Rio Verde Norte, pois nessas subestações estarão instalados equipamentos de controle de tensão (regulador de tensão de usinas e compensadores estáticos).

10. Análise Socioambiental Preliminar

Em 2009, a EPE realizou uma análise socioambiental dos corredores de transmissão associados às usinas do rio Teles Pires para subsidiar o licenciamento ambiental dos projetos de Foz do Apiacás, Sinop, São Manoel e Teles Pires (EPE, 2009). Nessa análise, foram definidas as localizações da SE Paranaíta (Coletora Norte), da SE Cláudia (Coletora Centro), da SE Paranatinga (Seccionadora Sul) e a ligação à SE Ribeirãozinho, indicando-se a melhor alternativa de corredor, do ponto de vista socioambiental [17].

A localização das subestações foi definida buscando conciliar menor extensão para a conexão das usinas e proximidade com acessos já abertos, tendo havido a preocupação de evitar áreas de cabeceiras de cursos d'água. Foram ainda analisadas interferências com Unidade de Conservação - UC, Terra Indígena - TI, áreas urbanas, vegetação nativa, cursos d'água de grande caudal e Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade - APCB.

Inicialmente foi prevista a implantação da SE Paranaíta às margens da rodovia MT-206. Com o intuito de reduzir a extensão das conexões das usinas de Foz do Apiacás, São Manoel e Teles Pires, a SE foi reposicionada para um sítio mais ao norte, tendo sido observado, na escolha do local, a presença de estradas vicinais.

A SE Cláudia foi posicionada próxima às futuras usinas de Sinop e Colíder e de forma a manter uma distância da SE Paranaíta que não requeresse uma subestação intermediária ou seccionadora entre as duas.

A SE Ribeirãozinho (existente) foi definida, de acordo com critérios técnicos de planejamento da expansão da rede, como um ponto do SIN indicado para receber potência das usinas do Teles Pires. Assim, desde a SE Cláudia, o sistema de transmissão segue rumo à SE Ribeirãozinho. Ocorre que a ligação em linha reta (ou tendendo à reta) entre as duas subestações impõe a travessia dos rios formadores do rio Xingu, de áreas de fragilidade ambiental, além de interferir com a Estação Ecológica - EE do Rio Ronuro e as TI Marechal Rondon, Ubawawe/Parabubure/Chão Preto e Merure/São Marcos, e as Áreas de Proteção Ambiental - APA do Rio das Garças e Furnas. Dessa forma, o delineamento do corredor entre as SE Cláudia e SE Ribeirãozinho buscou desviar dessas áreas frágeis do ponto de vista socioambiental, com o cuidado de, ao evitá-las, não interferir com outras áreas sensíveis próximas, especialmente as TI Bakairi e Sangradouro/Volta Grande e diversas APA existentes na bacia do rio das Garças. Com tais restrições, a extensão do corredor entre as SE Cláudia e Ribeirãozinho resultou em cerca de 700 km, demandando, por razões técnicas, uma subestação intermediária, denominada SE Paranatinga.

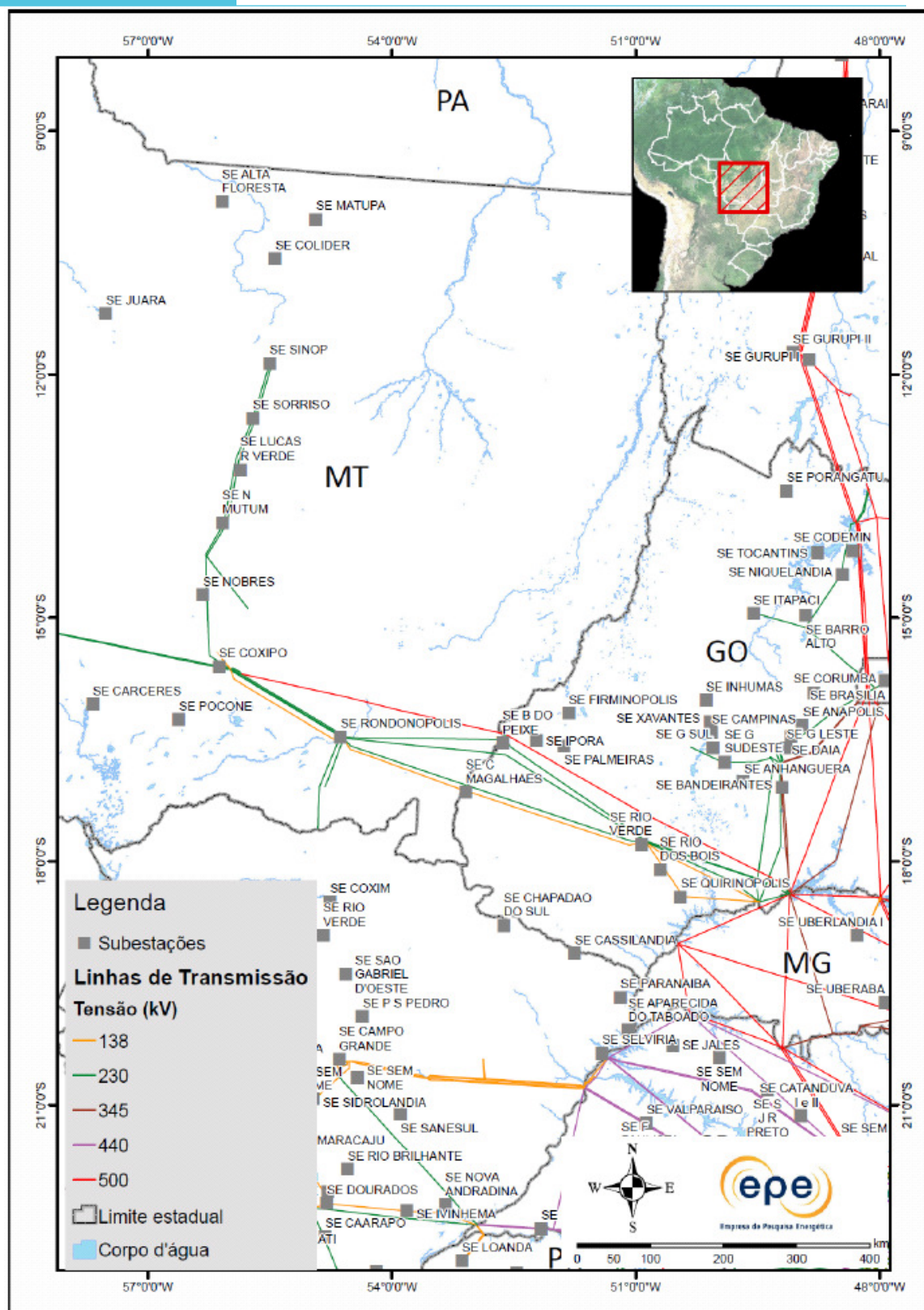
As coordenadas das subestações são listadas a seguir:

- SE Paranaíta: LAT: 9°20'49.80"S LONG:56°50'19.92"O
- SE Cláudia: LAT: 11°17'19.09"S LONG: 55°20'5.87"O
- SE Paranatinga: LAT: 14° 9'1.39"S LONG: 54°28'15.98"O
- SE Ribeirãozinho (existente): LAT: 16°28'27.10"S LONG: 52°38'18.01"O
- SE Rio Verde Norte (existente): LAT: 17°43'25.02"S LONG: 50°51'50.31"O
- SE Marimbondo (existente): LAT: 20°18'4.34"S LONG: 49°12'12.74"O

Posteriormente, foram delineados corredores para subsidiar as análises socioambientais preliminares das alternativas de chegada à Rede Básica do Sudeste. Para tanto, foram analisadas sete alternativas de transmissão a partir da SE Ribeirãozinho passando pela SE Rio Verde Norte, até as subestações localizadas em Minas Gerais, a saber: Água Vermelha, Itumbiara, Marimbondo, Prata e São Simão.

Como o estudo preliminar identificou que os corredores analisados apresentavam características socioambientais semelhantes, a alternativa de transmissão de melhor desempenho técnico-econômico, SE Paranaíta – SE Marimbondo, foi selecionada para a análise socioambiental neste estudo.

A Figura 10-1 apresenta de forma esquemática as principais subestações e linhas de transmissão existentes na área em estudo.



Fonte: Aneel (2011)

Figura 10-1 - Mapa esquemático do sistema de transmissão de energia existente

10.1 Alternativas de Corredor

Tanto na macrocaracterização socioambiental da região em estudo como na descrição das alternativas de corredor, foi utilizada a seguinte base de dados:

- Base Cartográfica Integrada do Brasil ao Milionésimo Digital, incluindo hidrografia (rios e massas d'água permanentes e intermitentes), divisão territorial (limites municipais e estaduais) e sistema viário (estradas) (IBGE/2009);
- Mapa de Biomas do Brasil (IBGE, 2004);
- Mapa de Vegetação do Brasil (IBGE, 2004);
- Mapa de Unidades de Conservação Federais e Estaduais (ICMBio, 2011; Eletrobras, 2011);
- Mapa das Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira (MMA-Probio, 2007);
- Mapa de Terras Indígenas (Funai, 2010);
- Mapa de Projetos de Assentamento (Incra, 2011);
- SRTM (Embrapa, Monitoramento por Satélite, 2005).

• Condicionantes para Seleção das Alternativas de Corredor

A partir da alternativa de transmissão de energia para interligação da SE Paranaíta até a SE Marimbondo, foram delineadas duas alternativas de corredor com 20 km de largura, os quais foram traçados, como já assinalado, de forma a evitar áreas com complexidades socioambientais, tais como UC, TI, assentamentos do Incra, APCB, áreas com vegetação nativa, núcleos urbanos e outros ambientes vulneráveis. Além disso, os corredores foram traçados de modo a evitar travessias de cursos d'água, principalmente aqueles superiores a 500m de largura (distância média entre torres de transmissão de energia elétrica). Sempre que possível, buscou-se também selecionar áreas com acessos já abertos e/ou ocupados, minimizando a necessidade de desmatamentos para a instalação do sistema de transmissão.

Tendo em vista a extensão da área em estudo, a análise dos aspectos socioambientais do sistema de transmissão associado às usinas do Teles Pires foi separada em cinco trechos, conforme indicado na Figura 10-2, a seguir.

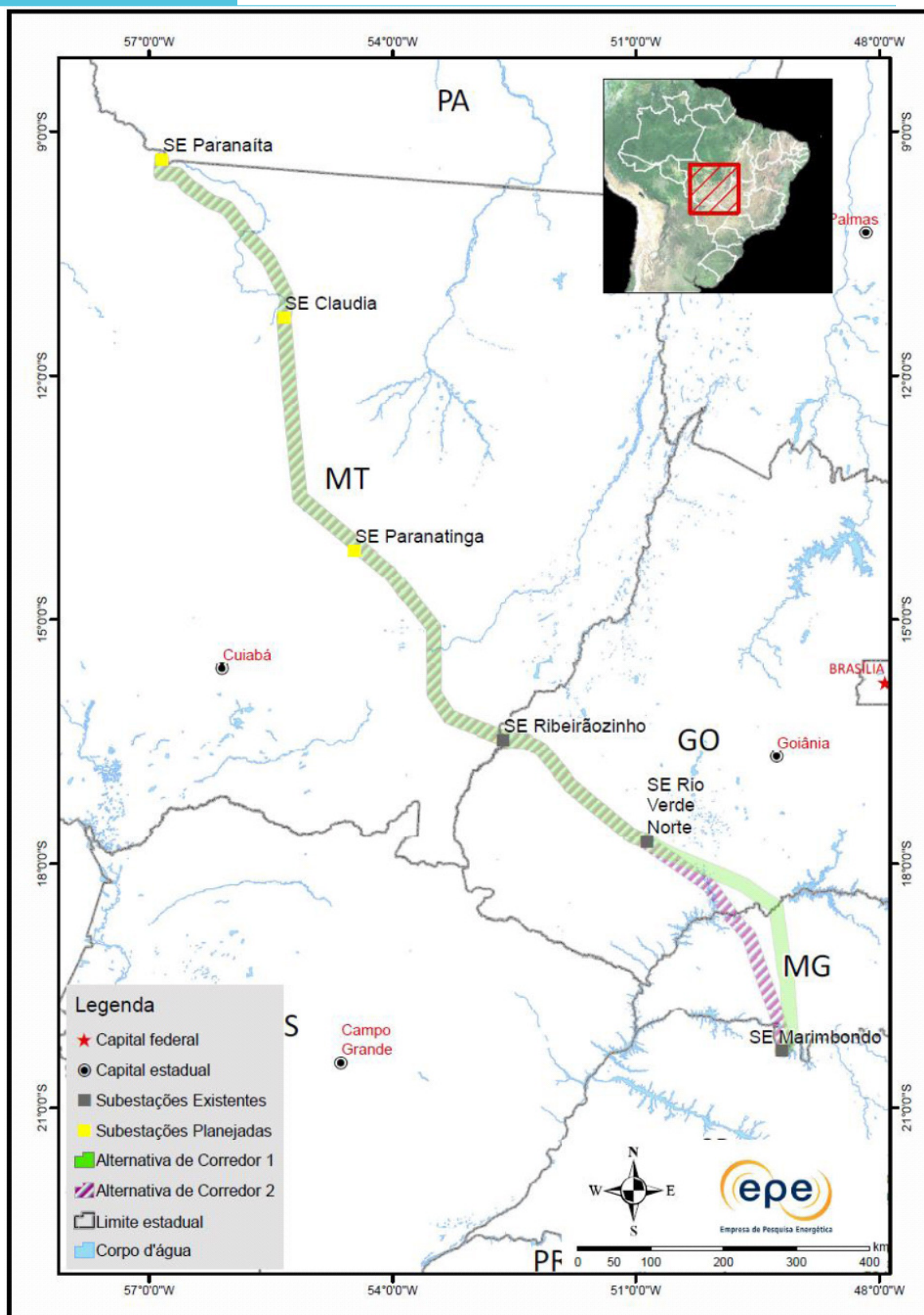


Figura 10-2 – Localização das Alternativas de Corredor 1 e 2

- ✓ Trecho 1: SE Paranaíba – SE Cláudia
- ✓ Trecho 2: SE Cláudia – SE Paranatinga
- ✓ Trecho 3: SE Paranatinga – SE Ribeirãozinho

- ✓ Trecho 4: SE Ribeirãozinho – SE Rio Verde Norte
- ✓ Trecho 5: SE Rio Verde Norte – SE Marimbondó

Como os trechos 1 a 4 (cerca de 1.250 km) são comuns a ambas as alternativas formuladas, será apresentada, primeiramente, a descrição desses trechos, com a identificação das principais interferências socioambientais. Em seguida será apresentada a descrição das duas alternativas de corredor para o trecho 5.

- **Descrição das Alternativas de Corredor**

Com base nas condicionantes acima, as duas alternativas de corredor foram traçadas procurando:

- ✓ Entre as SEs Cláudia e Ribeirãozinho, evitar a travessia dos rios formadores da bacia do Xingu, área considerada de alta fragilidade ambiental. E ainda: evitar a interferência com a EE do Rio Ronuro e as TI Marechal Rondon, Ubawawe/Parabubure/Chão Preto e Merure/São Marcos, e a APA do Rio das Garças e Furnas do Batovi.
- ✓ Entre as SEs Ribeirãozinho e Rio Verde Norte, seguir o mesmo traçado da LT 500kV existente (Ribeirãozinho-Rio Verde Norte, C1), que entrou em operação em fevereiro de 2006 (ONS, 2011), tendo em vista que nesse trecho há estradas de acessos e área suficiente para implantação de uma terceira linha de transmissão sem maiores interferências socioambientais (o 2º circuito dessa LT está em construção, a LI foi obtida em 24 de março de 2011 (ANEEL, 2011).

No último trecho, entre as SEs Rio Verde Norte e Marimbondó, o principal aspecto socioambiental é a presença dos reservatórios das usinas hidrelétricas de São Simão, Ilha Solteira e Água Vermelha. O corredor, nessa área, foi delimitado de forma a evitar travessias muito extensas. No caso do reservatório da UHE Marimbondó, por exemplo, nas proximidades da SE Marimbondó, a largura média é de aproximadamente 3 km. Travessias de cursos d'água de grande porte podem representar desafios construtivos e causar interferências significativas nos ecossistemas, em função do porte das estruturas, fundações e escavações necessárias, principalmente se essa travessia for superior a 500 m.

- **Resumo das Principais Interferências Socioambientais das Alternativas de Corredor**

O resumo das principais interferências socioambientais referentes às alternativas de corredor é apresentado na Tabela 10-1 a seguir. Ressalta-se que a análise socioambiental detalhada das alternativas é apresentada em [18].

Tabela 10-1 - Resumo das Principais Interferências Socioambientais das Alternativas de Corredor

Discriminação	Trecho 1 a 4 SE Paranaíba- SE Rio Verde Norte	Trecho 5 SE Rio Verde Norte - SE Marimbondo	
		Alternativa 1	Alternativa 2
Extensão total (km)	1.250	380	350
Unidade de Conservação (km ²)	94,6	-	-
Terra Indígena (km ²)	-	-	-
APCB (km ²)	5.878,8	1.318,4	955,1
Vegetação Nativa (km ²)	12.451,0	963,3	961,2
Agropecuária (km ²)	13.306,7	4.057,4	4.500,0
Assentamentos do Incra (km ²)	1.043,0	8,6	90,1
Área Urbana (km ²)	79,3	18,5	34,1
Municípios atravessados	29	26	25

Analisando a tabela acima, verifica-se que:

- As principais interferências socioambientais nos trechos comuns às alternativas de corredor (Trechos 1 a 4) são com UC, APCB, vegetação nativa e projetos de assentamento do Incra.
- As principais diferenças entre as alternativas 1 e 2 do Trecho 5 do corredor são a extensão (30 km), as interferências com projetos de assentamento do Incra, com APCB e com área urbana. Convém ressaltar que a Alternativa 2 contempla travessia de curso d'água superior a 500 m (rio Paranaíba).

10.2 Avaliação Socioambiental das Alternativas de Corredor de Transmissão

A definição dos indicadores foi orientada pelos critérios socioambientais básicos adotados para a identificação de alternativas de corredor de passagem de LT, ou seja, evitar interferências em áreas de proteção legal, tais como UC e TI, minimizar as interferências sobre áreas preservadas com vegetação nativa e outros ecossistemas considerados relevantes, núcleos urbanos e travessias de cursos d'água superior a 500 m.

Como os Trechos 1 a 4, entre a SE Paranaíba e a SE Rio Verde Norte, com cerca de 1.250 km, é comum às duas alternativas de corredor, os indicadores socioambientais considerados mais relevantes no processo de implantação LT foram aplicados somente ao Trecho 5, entre a SE Rio Verde Norte e a SE Marimbondo. Além disso, considerando que as interferências socioambientais com UC, TI e vegetação nativa, apresentadas na Tabela 10-1, são semelhantes nas duas alternativas de corredor, foram aplicados somente os seguintes indicadores:

- Projeto de assentamento do Incra;
- Área urbana;
- Travessia de curso d'água;
- APCB.

Após a atribuição dos graus de impacto dos indicadores e sua ponderação, segundo os critérios definidos em [18], chega-se à Tabela 10-2, que apresenta um resumo dos graus de impacto obtidos, os pesos atribuídos a cada indicador e o grau de impacto final ponderado de cada uma das alternativas de corredor.

Tabela 10-2 - Grau de impacto das alternativas de corredor

Indicadores socioambientais	Grau de Impacto		Peso do Indicador	Grau de Impacto Ponderado	
	Alt. 1	Alt. 2		Alt. 1	Alt. 2
Incra (km ²)	0,2	3,0	0,35	0,08	1,05
Área urbana (km ²)	3,0	5,0	0,25	0,75	1,25
Travessia curso d'água > 500 m (n°)	0,0	1,0	0,25	0,00	0,25
APCB (km ²)	5,0	5,0	0,15	0,75	0,75
TOTAL				1,58	3,30

Assim, a Alternativa 1 é a que apresenta o menor potencial de causar impactos sobre os fatores ambientais considerados como indicadores neste estudo (grau de impacto 1,58).

Em complemento, a análise das vantagens e desvantagens de cada alternativa de corredor frente aos indicadores analisados indica ainda que:

- Assentamentos do Incra: as interferências são mais expressivas na Alternativa 2, principalmente nos municípios de Ituiutaba e Campina Verde, em Minas Gerais;
- Área urbana: as áreas de interferência são semelhantes em ambas alternativas;
- Travessia de curso d'água: as duas alternativas atravessam cursos d'água, porém a Alternativa 2 apresenta uma travessia com extensão superior a 500 m, especificamente no cruzamento do rio Paranaíba;
- APCB: as interferências são semelhantes nas duas alternativas.

Recomenda-se, quando da elaboração do Relatório R3, em que se detalham os aspectos socioambientais do corredor escolhido, analisar o percurso da diretriz da futura LT, com atenção especial aos seguintes aspectos:

- Grande número de projetos de assentamento do Incra ao longo de toda a área em estudo;
- Travessias de cursos d'água, como os rios Teles Pires (cerca de 500 m) e Paranaíba (cerca de 400 m), além da presença de reservatórios das UHEs: São Simão, Ilha Solteira, Água Vermelha e Marimbondo;
- Travessia de municípios produtores de grãos (agricultura mecanizada, sobretudo de soja), principalmente nas mesorregiões norte e nordeste matogrossense e sul goiano;

- Travessia de municípios produtores de cana-de-açúcar (interferência de queimadas nas LTs) nas mesorregiões sul goiano e triângulo mineiro;
- Interferência do corredor com as UC: APA Cachoeira da Fumaça, Rio Dantas e Morro Verde, Rio das Garças e Furnas do Batovi, Morro de Santa Luzia e Ribeirãozinho do Alcantilado do Rio Araguaia;
- Distância inferior a 10 km das TI Bakairi e Marechal Rondon, no município de Paranatinga; e Ubawawe, no município de Novo São Joaquim.

11. Análise Econômica

11.1 Custos de Investimento

Para estimar os custos de investimento das alternativas, foi utilizada média de preço dos fabricantes, a análise de custos de linhas de transmissão realizada pelo CEPEL (item 5) e o documento "Base Referência de Preços ANEEL – outubro de 2010", Ref [6], da seguinte forma:

- Média de preço dos fabricantes: Subestações conversoras, eletrodo de terra, capacitores série e compensadores estáticos;
- Dados fornecidos pelo CEPEL: Custo das linhas de transmissão;
- Base Referência de Preços ANEEL: Custo de subestações, módulos de equipamentos, módulos de linhas de transmissão, módulos de manobra e reatores.

Para comparação dos custos entre as alternativas, foi utilizado o método dos rendimentos necessários, com investimentos referidos ao ano inicial do estudo (2015) e truncamento das séries temporais no ano horizonte (2020). Ressalta-se que esses valores são utilizados apenas para comparação de alternativas, não servindo como base para orçamentos. As taxas utilizadas são explicitadas a seguir:

- Taxa de retorno: 8% ao ano, referidos a 2015;
- Taxa de importação: 42%;
- Taxa de conversão cambial: US\$/R\$ = 1,69 e €/R\$ = 2,33 (média de outubro de 2010).

A Tabela 11-1 resume os valores obtidos para os custos de investimento de cada uma das alternativas analisadas, apresentando valores referentes ao truncamento das séries temporais em 2020.

Os planos de obras referentes a cada alternativa são apresentados no ANEXO D.

Tabela 11-1 – Custo do Investimento das Alternativas (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento
Alternativa 1 (3 LTs CA 4 x 954 MCM)	1.185.802
Alternativa 2 (2 LTs CA 6 x 900 MCM)	1.173.797
Alternativa 3 (1 bipolo ± 500 KVCC 2800 MW + 1 LTCA 4 x 954 MCM)	1.262.405
Alternativa 4 (1 bipolo ± 600 KVCC 2800 MW + 1 LTCA 4 x 954 MCM)	1.308.431

11.2 Custos de Perdas

Os custos referentes ao diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, em relação àquela de menores perdas (Alternativa 4), são apresentados na Tabela 11-2 e foram estimados considerando:

- Fator de capacidade das usinas da bacia do rio Teles Pires: 0,55;
- Custo de perdas: R\$/MWh = 113,00;
- Taxa de retorno: 8% ao ano, referido a 2015;

Maior detalhamento das perdas é apresentado no ANEXO C.

Tabela 11-2 – Custo do diferencial de perdas (R\$ x 1000)

Alternativas	Δ Perdas
Alternativa 1	170.871
Alternativa 2	183.574
Alternativa 3	50.932
Alternativa 4	0

11.3 Custo Global (Investimento e Perdas Elétricas)

A Tabela 11-3 apresenta a comparação econômica das alternativas levando em consideração os custos de investimentos e diferencial de perdas.

Tabela 11-3 – Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%
Alternativa 1	1.185.802	170.871	1.356.674	103,7%
Alternativa 2	1.173.797	183.574	1.357.371	103,7%
Alternativa 3	1.262.405	50.932	1.313.337	100,4%
Alternativa 4	1.308.431	0	1.308.431	100,0%

A Tabela 11-3 apresenta empate técnico entre as quatro alternativas analisadas. Para auxiliar a escolha da alternativa a ser recomendada, foi realizada a análise de sensibilidade com relação à variação cambial no mês de outubro (2010), taxa de importação e a possibilidade de atraso na data de entrada em operação das usinas São Manoel, Foz do Apiacás e Sinop, conforme descrito a seguir.

11.4 Variação da Taxa de Importação e Cambial

É fato que o custo dos equipamentos importados é sensivelmente afetado pela taxa de importação e pela variação cambial, especialmente as subestações conversoras, eletrodos de terra, capacitores série e compensadores estáticos. De forma a avaliar o impacto dessa variação nos custos das alternativas, foi realizada uma análise de sensibilidade com utilização da menor e da maior cotação (US\$/R\$) verificadas no mês de outubro (2010), que corresponde à data base da revisão do Banco de Preços da Aneel [6], e cotação (€/R\$) do respectivo dia, detalhadas na Tabela 11-4 e Tabela 11-5 a seguir:

- Cotações Cambiais (13/10/2010): US\$/R\$ = 1,66 e €/R\$ = 2,31;
- Cotações Cambiais (27/10/2010): US\$/R\$ = 1,72 e €/R\$ = 2,35.

Tabela 11-4 – Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000) - US\$/R\$ = 1,66, €/R\$ = 2,31 e impostos = 42%

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%
Alternativa 1	1.184.620	170.871	1.355.491	104,2%
Alternativa 2	1.172.283	183.574	1.355.856	104,2%
Alternativa 3	1.255.325	50.932	1.306.257	100,4%
Alternativa 4	1.300.866	0	1.300.866	100,0%

Tabela 11-5 – Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000) - US\$/R\$ = 1,72, €/R\$ = 2,35 e imposto = 42%

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%
Alternativa 1	1.186.696	170.871	1.357.567	103,2%
Alternativa 2	1.175.003	183.574	1.358.577	103,2%
Alternativa 3	1.269.449	50.932	1.320.380	100,3%
Alternativa 4	1.315.891	0	1.315.891	100,0%

A análise de sensibilidade com relação à variação da taxa de importação, de 42% para 37%, é apresentada na Tabela 11-6.

Tabela 11-6 – Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000) - US\$/R\$ = 1,69, €/R\$ = 2,33 e impostos = 37%

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%
Alternativa 1	1.182.189	170.871	1.353.061	104,9%
Alternativa 2	1.169.303	183.574	1.352.877	104,9%
Alternativa 3	1.245.357	50.932	1.296.289	100,5%
Alternativa 4	1.290.051	0	1.290.051	100,0%

As análises de sensibilidade realizadas mostram que as variações na taxa de importação e cambial não alteram o empate técnico entre as alternativas.

Maior detalhamento dessa análise de sensibilidade é apresentado no ANEXO D.

11.5 Avaliação Considerando Atraso das Usinas São Manoel, Foz do Apiacás e Sinop

Tendo em vista que até o momento foram licitadas apenas as usinas Teles Pires e Colíder, e que o próximo leilão de energia está previsto para o final do ano de 2011, foi realizada análise de sensibilidade considerando a possibilidade de atraso na entrada em operação das 3 usinas: São Manoel, Foz do Apiacás e Sinop. Nesse sentido, foram realizadas duas avaliações: implantação das usinas em 2017 (atraso de um ano) ou somente após o horizonte do estudo, como mostram a Tabela 11-7 e a Tabela 11-8.

Tabela 11-7 – Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000) – três usinas em 2017

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%
Alternativa 1	1.112.353	155.988	1.268.342	100,0%
Alternativa 2	1.171.294	162.358	1.333.652	105,2%
Alternativa 3	1.259.902	44.616	1.304.518	102,9%
Alternativa 4	1.305.928	0	1.305.928	103,0%

Tabela 11-8 – Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000) – três usinas após 2020

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%
Alternativa 1	923.871	117.908	1.041.779	100,0%
Alternativa 2	1.165.709	96.095	1.261.804	121,1%
Alternativa 3	1.254.308	22.924	1.277.232	122,6%
Alternativa 4	1.298.241	0	1.298.241	124,6%

As sensibilidades realizadas mostram que, à medida que as usinas São Manoel, Foz do Apiacás e Sinop sofram atraso em sua conexão no SIN, a Alternativa 1 se torna cada vez mais atrativa.

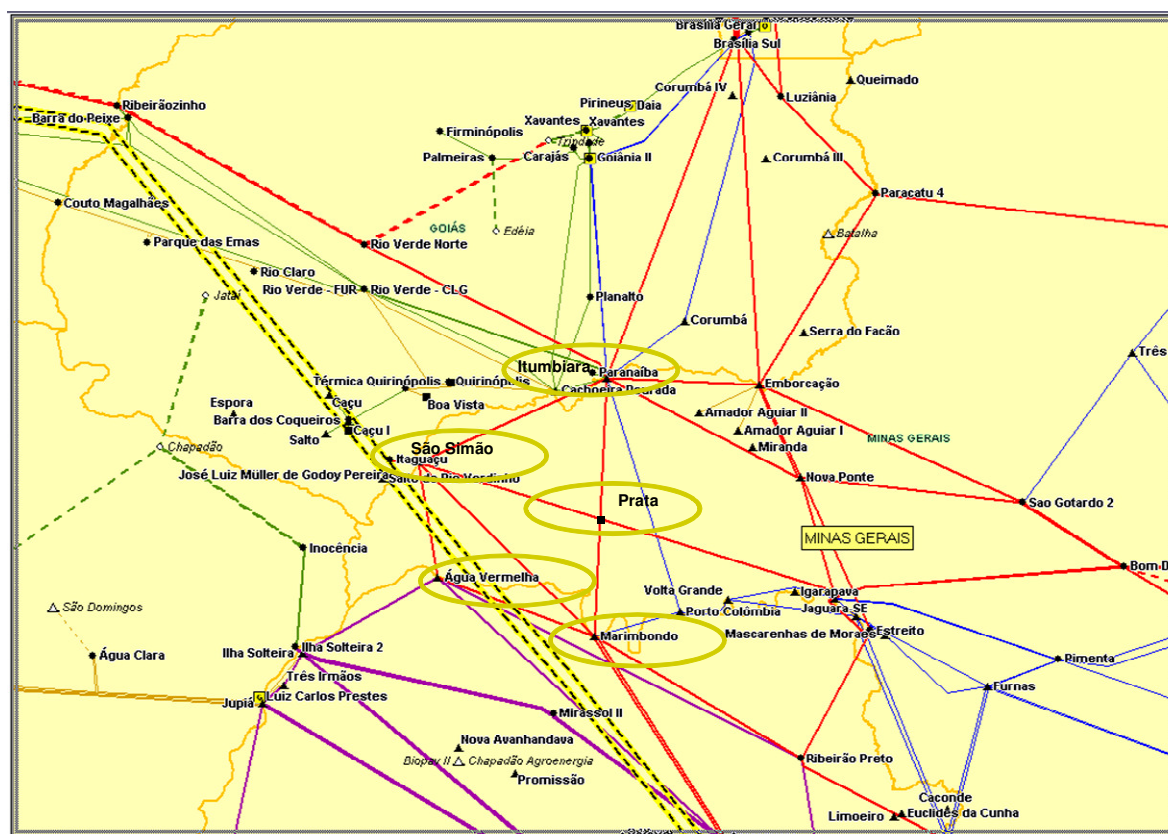
Caso haja atraso de um ano, ocorre mudança de mérito, e, na possibilidade da não entrada em operação até 2020, as demais alternativas ficam mais de 20% mais caras.

Maior detalhamento desta análise de sensibilidade é apresentado no ANEXO E e ANEXO F.

12. Análises de Sensibilidade

12.1 Pontos de Chegada à Região Sudeste

A energia proveniente das usinas da bacia do rio Teles Pires será escoada para a região Sudeste a partir da SE Rio Verde do Norte (GO). Para a determinação dos possíveis pontos de chegada à região Sudeste, foi considerada uma distância máxima de 400 km a partir desta subestação. Dessa forma, foram analisadas as possibilidades de conexão do sistema de transmissão das usinas do rio Teles Pires nas SEs 500 kV Marimbondó, Prata (seccionando as LT 500 kV Itumbiara – Marimbondó e LT São Simão – Jaguará), Itumbiara, São Simão e Água Vermelha (Figura 12-1).



Fonte: ONS

Figura 12-1 – Localização das Subestações Candidatas da Região Sudeste

Todas as alternativas de ponto de chegada analisadas apresentaram desempenho técnico satisfatório. Observa-se que para todas as subestações analisadas foram considerados os custos referentes a uma nova SE, contígua à existente.

A alternativa que contempla a chegada à SE Marimbondó 500 kV é a que apresenta o mínimo custo global (investimento + perdas), sendo a considerada como ponto de chegada à região Sudeste para todas as alternativas de expansão analisadas nesse estudo. O detalhamento da análise econômica referente à escolha do ponto de chegada para a Alternativa 1 é apresentada a seguir:

➤ **Conexão à futura SE Marimbondo II**

A conexão na futura SE Marimbondo II, contígua à SE Marimbondo, se daria a partir da implantação das LTs 500 kV Rio Verde Norte – Marimbondo II, circuito duplo, com cerca de 347 km. As principais obras associadas a esta alternativa de conexão são apresentadas na Tabela 12-1 e na Tabela 12-2.

Tabela 12-1 – Conexão na futura SE Marimbondo II - Obras em subestações

Entrada	Subestação	Tensão	Equipamento
Julho 2015	Marimbondo II	500 kV	Novo pátio de subestação
			2 Reatores de Linha 190 Mvar (7x63,33 Mvar - 1Φ) – ref. LTs Rio Verde Norte – Marimbondo II C1 e C2
	Rio Verde Norte		2 Reatores de Barra 136 Mvar (6x45,33 Mvar - 1Φ)
			2 Reatores de Linha 190 Mvar (7x63,33 Mvar - 1Φ) – ref. LTs Rio Verde Norte – Marimbondo II C1 e C2

Tabela 12-2 – Conexão na futura SE Marimbondo II - Obras em linhas de transmissão

Entrada	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Julho 2015	LT Rio Verde Norte - Marimbondo II	500 kV	CD - 4x954 MCM	347 km
	Total em linhas de 500 kV			694 km

➤ **Conexão à futura SE Prata**

A conexão na futura SE Prata, seccionando as LTs 500 kV Itumbiara – Marimbondo e São Simão – Jaguará, se daria a partir da implantação das LTs 500 kV Rio Verde Norte – Prata, circuito duplo, com cerca de 310 km, bem como da LT 500 kV Prata – Marimbondo, com cerca de 90 km. As principais obras associadas a esta alternativa de conexão são apresentadas na Tabela 12-3 e na Tabela 12-4.

Tabela 12-3 – Conexão na futura SE Prata - Obras em subestações

Entrada	Subestação	Tensão	Equipamento
Julho 2015	Prata	500 kV	Novo pátio de subestação
			2 Reatores de Linha 165 Mvar (7x55 Mvar - 1Φ) – ref. LTs Rio Verde Norte – Prata C1 e C2
	Rio Verde Norte		2 Reatores de Barra 136 Mvar (6x45,33 Mvar - 1Φ)
			2 Reatores de Linha 165 Mvar (7x55 Mvar - 1Φ) – ref. LTs Rio Verde Norte – Prata C1 e C2
	Marimbondo		1 Reator de Linha 100 Mvar (3x33,33 Mvar - 1Φ - Manobrável) – ref. LT Prata – Marimbondo C2

Tabela 12-4 – Conexão na futura SE Prata - Obras em linhas de transmissão

Entrada	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Julho 2015	LT Rio Verde Norte - Prata	500 kV	CD - 4x954 MCM	310 km
	LT Prata - Marimbondo		CS - 4x954 MCM	90 km
	Total em linhas de 500 kV			

➤ **Conexão à futura SE Itumbiara II**

A conexão na futura SE Itumbiara II, contígua à SE Itumbiara, se daria a partir da implantação da LT 500 kV Rio Verde Norte – Itumbiara II, circuito duplo, com cerca de 230 km, bem como da LT 500 kV Itumbiara II – Marimbondo, com cerca de 212 km. As principais obras associadas a esta alternativa de conexão são apresentadas na Tabela 12-5 e na Tabela 12-6.

Tabela 12-5 – Conexão na futura SE Itumbiara II - Obras em subestações

Entrada	Subestação	Tensão	Equipamento
Julho 2015	Itumbiara II	500 kV	Novo pátio de subestação
			2 Reatores de Linha 100 Mvar (7x33,33 Mvar - 1Φ) – ref. LTs Rio Verde Norte – Itumbiara II C1 e C2
	Rio Verde Norte		2 Reatores de Barra 136 Mvar (6x45,33 Mvar - 1Φ)
			2 Reatores de Linha 100 Mvar (7x33,33 Mvar - 1Φ) – ref. LTs Rio Verde Norte – Itumbiara II C1 e C2
	Marimbondo		1 Reator de Linha 100 Mvar (3x33,33 Mvar - 1Φ - Manobrável) – ref. LT Prata – Marimbondo C2

Tabela 12-6 – Conexão na futura SE Itumbiara II - Obras em linhas de transmissão

Entrada	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Julho 2015	LT Rio Verde Norte - Itumbiara II	500 kV	CD - 4x954 MCM	230 km
	LT Itumbiara II - Marimbondo		CS - 4x954 MCM	212 km
	Total em linhas de 500 kV			

➤ **Conexão à futura SE São Simão II**

A conexão na futura SE São Simão II, contígua à SE São Simão, se daria a partir da implantação da LT 500 kV Rio Verde Norte – São Simão II, circuito duplo, com cerca de 196 km, bem como da LT 500 kV São Simão II – Água Vermelha, com cerca de 96,4 km. As principais obras associadas a esta alternativa de conexão são apresentadas na Tabela 12-7 e na Tabela 12-8.

Tabela 12-7 – Conexão na futura SE São Simão II - Obras em subestações

Entrada	Subestação	Tensão	Equipamento
Julho 2015	São Simão II	500 kV	Novo pátio de subestação
			2 Reatores de Linha 100 Mvar (7x33,33 Mvar - 1Φ) – ref. LTs Rio Verde Norte – São Simão II C1 e C2
	Rio Verde Norte		2 Reatores de Barra 100 Mvar (6x33,33 Mvar - 1Φ)
			2 Reatores de Linha 100 Mvar (7x33,33 Mvar - 1Φ) – ref. LTs Rio Verde Norte – São Simão II C1 e C2

Tabela 12-8 – Conexão na futura SE São Simão II - Obras em linhas de transmissão

Entrada	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Julho 2015	LT Rio Verde Norte - São Simão II	500 kV	CD - 4x954 MCM	196 km
	LT São Simão II - Água Vermelha		CS - 4x954 MCM	96,4 km
	Total em linhas de 500 kV			

➤ **Conexão à futura SE Água Vermelha II**

A conexão na futura SE Água Vermelha II, contigua à SE Água Vermelha, se daria a partir da implantação das LT 500 kV Rio Verde Norte – Água Vermelha II, circuito duplo, com cerca de 270 km. As principais obras associadas a esta alternativa de conexão são apresentadas na Tabela 12-9 e na Tabela 12-10.

Tabela 12-9 – Conexão na futura SE Água Vermelha II - Obras em subestações

Entrada	Subestação	Tensão	Equipamento
Julho 2015	Água Vermelha II	500 kV	Novo pátio de subestação
	Rio Verde Norte		2 Reatores de Linha 136 Mvar (7x45,33 Mvar - 1Φ) – ref. LTs Rio Verde Norte – Água Vermelha II C1 e C2
			2 Reatores de Barra 136 Mvar (6x45,33 Mvar - 1Φ)
			2 Reatores de Linha 136 Mvar (7x45,33 Mvar - 1Φ) – ref. LTs Rio Verde Norte – Água Vermelha II C1 e C2

Tabela 12-10 – Conexão na futura SE Água Vermelha II - Obras em linhas de transmissão

Entrada	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Julho 2015	LT Rio Verde Norte - Água Vermelha II	500 kV	CD - 4x954 MCM	270 km
	Total em linhas de 500 kV			540 km

A Tabela 12-11 resume os valores obtidos para os custos de investimento de cada uma das alternativas analisadas, apresentando valores referentes ao truncamento das séries temporais em 2020.

Tabela 12-11 – Custos de investimentos (R\$ x 1000)

Alternativa	Investimento
Conexão na SE Prata	147.074,08
Conexão na SE Marimbondo II	133.420,88
Conexão na SE Itumbiara II	141.096,80
Conexão na SE São Simão II	104.905,26
Conexão na SE Água Vermelha II	106.774,39

Os valores em MW referentes ao diferencial de perdas elétricas de cada opção de conexão na região Sudeste analisada neste trabalho, em relação àquela de menores perdas (conexão na futura SE Marimbondo II), são apresentados na Tabela 12-12. A Tabela 12-13 apresenta o custo das perdas elétricas.

Tabela 12-12 – Diferencial de perdas em relação à conexão do sistema de transmissão das usinas do rio Teles Pires na futura SE Marimbondo II

Ano	Diferencial de Perdas (MW)			
	Δ Prata	Δ Itumbiara	Δ São Simão	Δ Água Vermelha
2015	0,00	0,00	0,00	0,00
2016	16,17	88,08	23,43	31,30
2017	12,48	64,33	64,86	58,72
2018	9,08	55,37	63,61	63,64
2019	13,85	66,58	60,59	64,39
2020	11,83	48,59	56,04	60,13

Tabela 12-13 – Custo do diferencial de perdas (R\$ x 1000)

Alternativa	Custos
Conexão na SE Prata	15.303,49
Conexão na SE Marimbondo II	0,00
Conexão na SE Itumbiara II	78.654,59
Conexão na SE São Simão II	63.025,16
Conexão na SE Água Vermelha II	65.303,52

A Tabela 12-14 apresenta a comparação econômica das cinco possibilidades de conexão na região Sudeste analisadas neste trabalho, considerando os custos totais de investimentos relativos às obras não comuns a cada alternativa e os custos referentes ao diferencial de perdas de cada alternativa em relação àquela de menores perdas (conexão na futura SE Marimbondo II).

Tabela 12-14 – Comparação econômica dos possíveis pontos de conexão na região Sudeste: Investimento + Perdas (R\$ x 1000)

Alternativa	Investimentos	Δ Perdas	Total	%
Conexão na SE Prata	147.074,0	15.303,5	162.377,6	121,7%
Conexão na SE Marimbondo II	133.420,9	0,00	132.765,3	100%
Conexão na SE Itumbiara II	141.096,8	78.654,6	219.751,4	164,71%
Conexão na SE São Simão II	104.905,3	63.025,2	167.930,4	125,87%
Conexão na SE Água Vermelha II	106.774,4	65.303,5	172.077,9	128,97%

De acordo com os resultados apresentados na Tabela 12-14, conclui-se que a opção de conexão na região Sudeste que apresentou o melhor desempenho técnico-econômico se refere à futura SE Marimbondo II, sendo, portanto, a alternativa recomendada neste trabalho.

12.2 Avaliação do reforço no trecho Ribeirãozinho - Rio Verde Norte

Como citado no item 7.1, foram avaliadas 4 alternativas para o reforço entre o trecho Ribeirãozinho – Rio Verde. As obras necessárias a cada alternativa de reforço são descritas a seguir.

- **50% de Compensação série das Linhas Existentes + 1 LT CS 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte 4x954 MCM/fase com 50% de compensação série**

Esta alternativa contemplou como reforço a implantação em 2015 de compensação série nas duas LTs 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte, além da implantação da terceira LT em 2016, também com compensação série.

As obras associadas a esta alternativa de expansão entre o trecho de Ribeirãozinho e Rio Verde Norte são apresentadas na Figura 12-2, Tabela 12-15 e na Tabela 12-16.

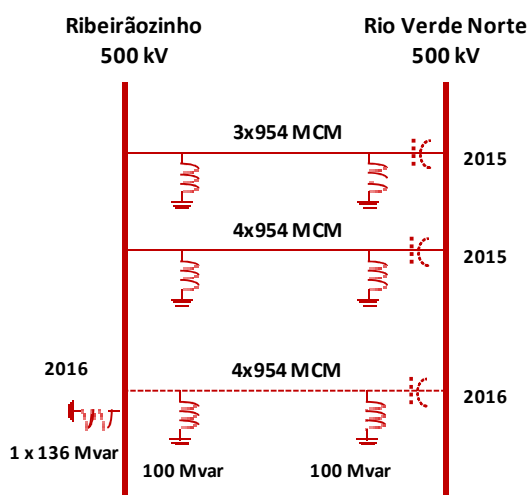


Figura 12-2– Implantação de compensação série nas LTs 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte

Tabela 12-15 – Implantação de compensação série nas LTs 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte - Obras em subestações

Entrada	Subestação	Tensão	Equipamento
Janeiro 2015	Rio Verde Norte	500 kV	1 Capacitor Série 390 Mvar (50%) – ref. LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C1 (3x954 MCM)
			1 Capacitor Série 480 Mvar (50%) – ref. LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C2 (4x954 MCM)
Julho 2015	Rio Verde Norte	500 kV	1 Capacitor Série 480 Mvar (50%) – ref. LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C3 (4x954 MCM)
			1 Reator de Linha 100 Mvar (4x33,33 Mvar - 1Φ) – ref. LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C3
	Ribeirãozinho	500 kV	1 Reator de Linha 100 Mvar (4x33,33 Mvar - 1Φ) – ref. LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C3
			1 Reator de Barra 136 Mvar (3x45,33 Mvar - 1Φ)

Tabela 12-16 – Implantação de compensação série nas LTs 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte - Obras em linhas de transmissão

Entrada	Linhas de transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Julho 2015	Ribeirãozinho - Rio Verde Norte	500 kV	CS - 4x954 MCM	243 km
	Total em linhas de 500 kV			243 km

➤ **2 LTs 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte 6x900 MCM/fase**

A segunda alternativa contemplou a implantação de duas LTs 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte com 6 condutores por fase de 900 MCM, uma em 2015 e outra em 2016.

As obras associadas a esta alternativa de expansão entre o trecho de Ribeirãozinho e Rio Verde Norte são apresentadas na Figura 12-3, Tabela 12-17 e na Tabela 12-18 .

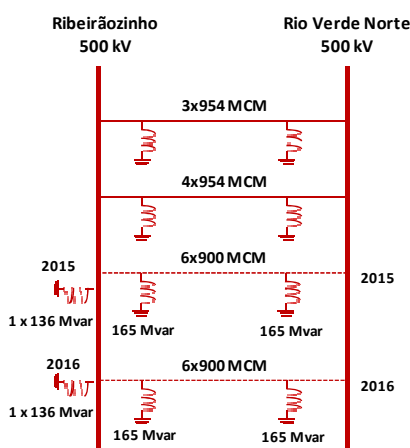

Figura 12-3 – Implantação de novas LTs 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte com 6 condutores de 900 MCM por fase

Tabela 12-17 – Implantação de novas LTs 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte com 6 condutores de 900 MCM por fase - Obras em subestações

Entrada	Subestação	Tensão	Equipamento
Janeiro 2015	Rio Verde Norte	500 kV	1 Reator de Linha 165 Mvar (4x55 Mvar - 1Φ) – ref. LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C3
	Ribeirãozinho	500 kV	1 Reator de Barra 136 Mvar (3x45,33 Mvar - 1Φ)
			1 Reator de Linha 165 Mvar (4x55 Mvar - 1Φ) – ref. LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C3
Julho 2015	Rio Verde Norte	500 kV	1 Reator de Linha 165 Mvar (4x55 Mvar - 1Φ) – ref. LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C4
	Ribeirãozinho	500 kV	1 Reator de Barra 136 Mvar (3x45,33 Mvar - 1Φ)
			1 Reator de Linha 165 Mvar (4x55 Mvar - 1Φ) – ref. LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C4

Tabela 12-18 – Implantação de novas LTs 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte com 6 condutores de 900 MCM por fase - Obras em linhas de transmissão

Entrada	Linhas de transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Janeiro 2015	Ribeirãozinho - Rio Verde Norte	500 kV	CS - 6x900 MCM	243 km
	Total em linhas de 500 kV			243 km
Julho 2015	Ribeirãozinho - Rio Verde Norte	500 kV	CS - 6x900 MCM	243 km
	Total em linhas de 500 kV			243 km

- **2 LTs CS 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte 4x954 MCM/fase com 50% de compensação série**

A terceira alternativa analisada contemplou a implantação de duas LTs 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte com 4 condutores de 954 MCM por fase, uma em 2015 e outra em 2016. Além disso, ambas com compensação série de no mínimo 50% da reatância da LT.

As obras associadas a esta alternativa de expansão entre o trecho de Ribeirãozinho e Rio Verde Norte são apresentadas na Figura 12-4, Tabela 12-19 e na Tabela 12-20.

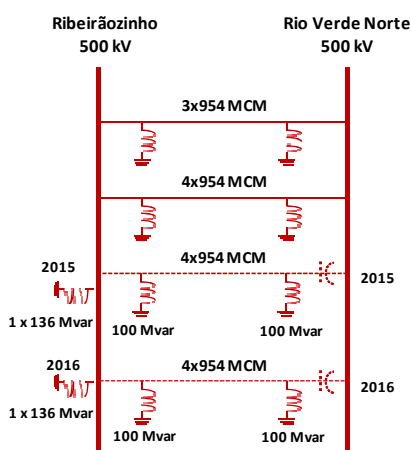

Figura 12-4 - Implantação de novas LTs 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte com 4 condutores de 954 MCM por fase - CS

Tabela 12-19 – Implantação de novas LTs 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte com 4 condutores de 954 MCM por fase - CS - Obras em subestações

Entrada	Subestação	Tensão	Equipamento
Janeiro 2015	Rio Verde Norte	500 kV	1 Reator de Linha 100 Mvar (4x33,33 Mvar - 1Φ) – ref. LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C3
			1 Capacitor Série 415 Mvar (50%) – ref. LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C3
	Ribeirãozinho	500 kV	1 Reator de Barra 136 Mvar (3x45,33 Mvar - 1Φ)
			1 Reator de Linha 100 Mvar (4x33,33 Mvar - 1Φ) – ref. LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C3
Julho 2015	Rio Verde Norte	500 kV	1 Reator de Linha 100 Mvar (4x33,33 Mvar - 1Φ) – ref. LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C4
			1 Capacitor Série 415 Mvar (50%) – ref. LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C4
	Ribeirãozinho	500 kV	1 Reator de Barra 136 Mvar (3x45,33 Mvar - 1Φ)
			1 Reator de Linha 100 Mvar (4x33,33 Mvar - 1Φ) – ref. LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C4

Tabela 12-20 – Implantação de novas LTs 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte com 4 condutores de 954 MCM por fase - CS - Obras em linhas de transmissão

Entrada	Linhas de transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Janeiro 2015	Ribeirãozinho - Rio Verde Norte	500 kV	CS - 4x954 MCM	243 km
	Total em linhas de 500 kV			243 km
Julho 2015	Ribeirãozinho - Rio Verde Norte	500 kV	CS - 4x954 MCM	243 km
	Total em linhas de 500 kV			243 km

➤ **1 LT CD 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte 4x954 MCM/fase com 50% de compensação série**

A quarta alternativa analisada contemplou a implantação em 2015 de duas LTs 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte com 4 condutores de 954 MCM por fase, em circuito duplo, com compensação série de no mínimo 50% da reatância da LT.

As obras associadas a esta alternativa de expansão entre o trecho de Ribeirãozinho e Rio Verde são apresentadas na Figura 12-5, Tabela 12-21 e na Tabela 12-22.

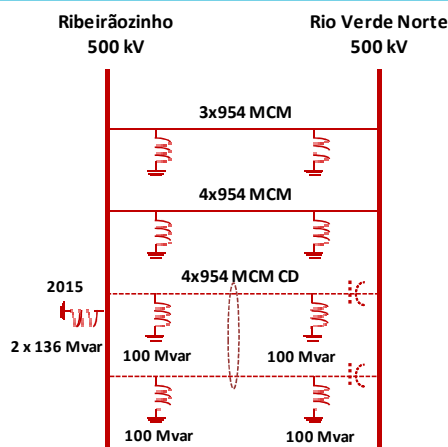


Figura 12-5 - Implantação de novas LTs 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte com 4 condutores de 954 MCM por fase - CD

Tabela 12-21– Implantação de novas LTs 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte com 4 condutores de 954 MCM por fase - CD - Obras em subestações

Entrada	Subestação	Tensão	Equipamento
Janeiro 2015	Rio Verde Norte	500 kV	2 Reatores de Linha 100 Mvar (7x33,33 Mvar - 1Φ) – ref. LTs Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C3 e C4
			2 Capacitores Série 415 Mvar (50%) – ref. LTs Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C3 e C4
	Ribeirãozinho	500 kV	2 Reatores de Barra 136 Mvar (6x45,33 Mvar - 1Φ)
			2 Reatores de Linha 100 Mvar (7x33,33 Mvar - 1Φ) – ref. LTs Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C3 e C4

Tabela 12-22 – Implantação de novas LTs 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte com 4 condutores de 954 MCM por fase - CD - Obras em linhas de transmissão

Entrada	Linhas de transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Janeiro 2015	Ribeirãozinho - Rio Verde Norte	500 kV	CD - 4x954 MCM	243 km
	Total em linhas de 500 kV			486 km

A Tabela 12-23 resume os valores referidos para 2015 obtidos para os custos de investimento de cada uma das alternativas analisadas para o reforço no trecho em 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte, contemplando apenas as obras não comuns a cada alternativa.

Tabela 12-23 – Custos de investimentos relativos aos possíveis reforços para o trecho Ribeirãozinho Rio Verde Norte - Obras não comuns (R\$ x 1000)

Alternativa	Custos
Compensação Série	85.994,15
Novas LTs 6x900 MCM	176.771,73
Novas LTs 4x954 MCM - CS	155.469,64
Novas LTs 4x954 MCM - CD	162.436,46

Custos de Perdas Elétricas

Os custos referentes ao diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, em relação àquela de menores perdas (Implantação de novas LTs 500 kV 6x900 MCM), são apresentados na Tabela 12-24.

Tabela 12-24 – Custos do diferencial de perdas relativo aos possíveis reforços para o trecho Ribeirãozinho - Rio Verde Norte (R\$ x 1000)

Alternativa	Custos
Compensação Série	74.032,04
Novas LTs 6x900 MCM	0
Novas LTs 4x954 MCM - CS	16.749,64
Novas LTs 4x954 MCM - CD	12.068,27

A Tabela 12-25 apresenta a comparação econômica das quatro possibilidades de reforço do trecho entre Ribeirãozinho e Rio Verde Norte analisadas neste trabalho, considerando os custos totais de investimentos relativos às obras não comuns e os custos referentes ao diferencial de perdas de cada alternativa em relação àquela de menores perdas (Implantação de novas LTs 500 kV 6x900 MCM).

Tabela 12-25 – Comparação econômica dos possíveis reforços entre o trecho Ribeirãozinho – Rio Verde Norte: Investimento + Perdas (R\$ x 1000)

Alternativa	Investimentos	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Compensação Série	85.994,15	74.032,04	160.026,19	100,00%	1º
Novas LTs 6x900 MCM	176.771,73	0,00	176.771,73	110,46%	4º
Novas LTs 4x954 MCM - CS	155.469,64	16.749,64	172.219,28	107,62%	2º
Novas LTs 4x954 MCM - CD	162.436,46	12.068,27	174.504,72	109,05%	3º

De acordo com os resultados apresentados na Tabela 12-25, conclui-se que a opção de reforço do trecho entre Ribeirãozinho e Rio Verde Norte que apresentou o melhor desempenho técnico-econômico se refere à implantação em 2015 da compensação série de 50% da reatância das LTs 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte, C1 e C2, além da instalação em 2016 do terceiro circuito com 4 condutores por fase de 954 MCM, também compensado em 50%, sendo, portanto, a alternativa recomendada neste trabalho.

13. Conclusões

As principais conclusões do estudo são apresentadas a seguir:

1. Com relação às questões ambientais, os estudos preliminares concluíram que os corredores propostos das LTs não apresentam características que comprometam ou dificultem de forma relevante a implantação da futura linha de transmissão. As dificuldades e obstáculos identificados nesta etapa podem ser considerados passíveis de equacionamento, por não estarem associados às áreas de restrição legal, como por exemplo, unidades de conservação ou terras indígenas;
2. O diagnóstico do sistema da região do Mato Grosso para 2014 (item 6), antes da entrada em operação das usinas da bacia do rio Teles Pires, indicou a necessidade de reforços no tronco em 230 e 500 kV entre as subestações Jauru e Cuiabá, de modo a escoar a potência adicional a ser gerada pelas novas PCHs previstas para a região. De forma referencial, foi considerado neste estudo a expansão que contempla a implantação do 2º AT 500/230 kV – 750 MVA de Jauru e o 2º circuito da LT 500 kV Jauru - Cuiabá, conforme já referido nos estudos realizados para a integração dos aproveitamentos hidrelétricos do rio Madeira, Ref. [8];
3. Quanto ao desempenho técnico, todas as alternativas apresentaram comportamentos semelhantes, e foram dimensionadas para escoar a potência gerada pelas 5 usinas da bacia do rio Teles Pires (3450 MW), possíveis injeções adicionais de 150 MW na SE Paranaíta somadas a 100 MW na SE Cláudia, perfazendo 3700 MW, até a conexão na SE Ribeirãozinho. Todas as alternativas contemplaram também o escoamento das futuras UHEs Água Limpa, Toricoejo e Torixoréu (800 MW) conectadas, referencialmente, na SE Ribeirãozinho 500 kV;
4. Para atender as incertezas com relação às datas de implantação das usinas ainda não licitadas, as alternativas propostas foram dimensionadas para escoar tanto toda a potência gerada (3700) quanto a potência gerada apenas pelas duas usinas já licitadas: Colider e Teles Pires (2120 MW);
5. Considerando o atraso de pelo menos um ano na entrada em operação das UHEs Sinop, São Manoel e Foz do Apiacás (ainda não licitadas), a Alternativa 1 foi a que apresentou maior flexibilidade quanto à implementação da configuração proposta. Para o ano inicial (2015), o sistema a ser construído contempla apenas um circuito duplo em 500 kV desde a SE Paranaíta até a SE Ribeirãozinho, com cerca de 1000 km de extensão. O terceiro circuito somente será necessário a partir da entrada em operação das UHEs Sinop, São Manoel e Foz do Apiacás. As demais alternativas (2, 3 e 4) consideram, já no ano inicial, a sua configuração completa. Assim, quanto maior o atraso na entrada em operação das UHEs Sinop, São Manoel e Foz do Apiacás, mais tempo estas alternativas teriam os seus sistemas propostos subutilizados;

6. A Alternativa 1 apresentou, para as subestações de Araraquara, Marimbond e Itumbiara 500 kV, valores de corrente de curto-circuito da ordem de 30 kA, superando 90% das capacidades informadas dos disjuntores, caracterizando, portanto, o chamado *estado de alerta*, que sugere uma análise mais aprofundada dos respectivos equipamentos. No entanto, ficou claro na análise de curto-circuito que tais níveis de corrente nos barramentos em questão são praticamente independentes das usinas do rio Teles Pires tratadas neste estudo, e resultam da evolução do sistema interligado nas suas proximidades, devendo ser analisados em estudo específico;
7. As quatro alternativas apresentaram desempenhos técnico-econômicos semelhantes (Tabela 13-1), considerando que a entrada em operação das cinco usinas se dará de acordo com o cronograma previsto pela SGE – Superintendência de Planejamento da Geração, da EPE (item 3.7);

Tabela 13-1 – Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%
Alternativa 1	1.185.802	170.871	1.356.674	103,7%
Alternativa 2	1.173.797	183.574	1.357.371	103,7%
Alternativa 3	1.262.405	50.932	1.313.337	100,4%
Alternativa 4	1.308.431	0	1.308.431	100,0%

8. Considerando o atraso de um ano na entrada em operação das usinas Sinop, São Manoel e Foz do Apiacás, as quatro alternativas ainda apresentaram desempenho técnico-econômico semelhantes, havendo, no entanto, a inversão no mérito da alternativa mais econômica (Tabela 13-2);

Tabela 13-2 – Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000) – três usinas em 2017

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%
Alternativa 1	1.112.353	155.988	1.268.342	100,0%
Alternativa 2	1.171.294	162.358	1.333.652	105,2%
Alternativa 3	1.259.902	44.616	1.304.518	102,9%
Alternativa 4	1.305.928	0	1.305.928	103,0%

9. Considerando a entrada em operação das usinas Sinop, São Manoel e Foz do Apiacás a partir de 2020, a Alternativa 1 foi aquela que apresentou o melhor desempenho técnico-econômico, conforme a Tabela 13-3;

Tabela 13-3 – Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000) – três usinas após 2020

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%
Alternativa 1	923.871	117.908	1.041.779	100,0%
Alternativa 2	1.165.709	96.095	1.261.804	121,1%
Alternativa 3	1.254.308	22.924	1.277.232	122,6%
Alternativa 4	1.298.241	0	1.298.241	124,6%

10. Com base nas observações descritas nos parágrafos anteriores, conclui-se que a Alternativa 1 foi aquela que se apresentou como a mais atrativa sob o ponto de vista técnico-econômico, sendo a recomendada para integrar as usinas da bacia do rio Teles Pires à região Sudeste.

14. Recomendações

Recomenda-se a implantação da Alternativa 1, com o cronograma de obras descrito na Tabela 14-1, Tabela 14-2 e na Tabela 14-3, que se apresentou como a de melhor desempenho técnico-econômico, conforme descrito no item 11.

Tabela 14-1– Alternativa 1 - Obras em linhas de transmissão

Entrada	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Janeiro 2015	Paranaíba – Cláudia – C1 e C2	500 kV	CD - 4x954 MCM	300 km
	Cláudia – Paranatinga – C1 e C2	500 kV	CD - 4x954 MCM	350 km
	Paranatinga - Ribeirãozinho – C1 e C2	500 kV	CD - 4x954 MCM	348 km
	Total em linhas de 500 kV			1996 km
Janeiro 2016	Paranaíba – Cláudia – C3	500 kV	CS - 4x954 MCM	300 km
	Cláudia – Paranatinga – C3	500 kV	CS - 4x954 MCM	350 km
	Paranatinga - Ribeirãozinho – C3	500 kV	CS - 4x954 MCM	348 km
	Ribeirãozinho – Rio Verde Norte – C3	500 kV	CS – 4x954 MCM	243 km
	Rio Verde Norte – Marimbondo II – C1 e C2	500 kV	CD – 4x954 MCM	347 km
	LT 500 kV <i>Loop</i> Araraquara – Marimbondo II – Marimbondo - 3x954 (4 x 6km) - C1 e C2	500 kV	CS – 3x954 MCM	6 km
	Total em linhas de 500 kV			1959 km

Tabela 14-2 – Alternativa 1 - Obras em subestações (1 de 2)

Entrada	Subestação	Tensão	Equipamento
Janeiro 2015	Paranaíba	500 kV	Novo pátio de subestação
			2 Reatores de Barra 136 Mvar (7x45,33 Mvar - 1Φ)
			2 Reatores de Linha 165 Mvar (7x55 Mvar - 1Φ) - ref. LTs Paranaíba – Cláudia C1 e C2
	Cláudia	500 kV	Novo pátio de subestação
			2 Reatores de Barra 165 Mvar (7x55 Mvar - 1Φ)
			2 Reatores de Linha 165 Mvar (7x55 Mvar - 1Φ) – ref. LTs Paranaíba – Cláudia C1 e C2
			2 Reatores de Linha 190 Mvar (7x63,33 Mvar - 1Φ) – ref. LTs Cláudia – Paranatinga C1 e C2
	Paranatinga	500 kV	Novo pátio de subestação
			2 Reatores de Barra 165 Mvar (7x55 Mvar - 1Φ)
			2 Reatores de Linha 190 Mvar (7x63,33 Mvar - 1Φ) – ref. LTs Cláudia – Paranatinga C1 e C2
			2 Reatores de Linha 190 Mvar (7x63,33 Mvar - 1Φ) – ref. LTs Paranatinga – Ribeirãozinho C1 e C2
			1 Compensador Estático (-200/200) Mvar
			2 Capacitores Série 465 Mvar (42%) – ref. LTs Cláudia – Paranatinga C1 e C2
			2 Capacitores Série 510 Mvar (52%) – ref. LTs Paranatinga – Ribeirãozinho C1 e C2

Tabela 14-3 – Alternativa 1 - Obras em subestações (2 de 2)

Entrada	Subestação	Tensão	Equipamento
Janeiro 2015	Ribeirãozinho	500 kV	2 Reatores de Linha 190 Mvar (7x63,33 Mvar - 1Φ) - ref. LTs Paranatinga – Ribeirãozinho C1 e C2
	Rio Verde Norte	500 kV	1 Compensador Estático (-200/300) Mvar
			1 Capacitor Série 390 Mvar (50%) – ref. LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C1 (3x954 MCM)
			1 Capacitor Série 480 Mvar (50%) – ref. LT Ribeirãozinho – Rio verde Norte C2 (4x954 MCM)
Janeiro 2016	Paranaíta	500 kV	1 Reator de Barra 136 Mvar (3x45,33 Mvar - 1Φ)
			1 Reator de Linha 165 Mvar (4x55 Mvar - 1Φ) - ref. LT Paranaíta – Cláudia C3
	Cláudia	500 kV	1 Reator de Barra 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ)
			1 Reator de Linha 165 Mvar (4x55 Mvar - 1Φ) – ref. LT Paranaíta – Cláudia C3
			1 Reator de Linha 190 Mvar (4x63,33 Mvar - 1Φ) – ref. LT Cláudia – Paranatinga C3
	Paranatinga	500 kV	1 Reator de Barra 165 Mvar (4x55 Mvar - 1Φ)
			1 Reator de Linha 190 Mvar (4x63,33 Mvar - 1Φ) – ref. LT Cláudia – Paranatinga C3
			1 Reator de Linha 190 Mvar (4x63,33 Mvar - 1Φ) – ref. LT Paranatinga – Ribeirãozinho C3
			1 Capacitor Série 430 Mvar (40%) – ref. LT Cláudia – Paranatinga C3
			1 Capacitor Série 475 Mvar (50%) – ref. LT Paranatinga – Ribeirãozinho C3
	Rio Verde Norte	500 kV	2 Reatores de Barra 136 Mvar (6x45,33 Mvar - 1Φ)
			1 Capacitor Série 480 Mvar (50%) – ref. LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C3 (4x954 MCM)
			1 Reator de Linha 100 Mvar (4x33,33 Mvar - 1Φ) – ref. LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C3
			2 Reatores de Linha 190 Mvar (7x63,33 Mvar - 1Φ) – ref. LTs Rio Verde Norte – Marimbondo II C1 e C2
	Ribeirãozinho	500 kV	1 Reator de Barra 136 Mvar (3x45,33 Mvar - 1Φ)
			1 Reator de Linha 100 Mvar (4x33,33 Mvar - 1Φ) – ref. LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C3
	Marimbondo II	500 kV	Novo pátio de subestação
			2 Reatores de Linha - 190 Mvar (7x63,33 Mvar - 1Φ) LTs Rio Verde Norte – Marimbondo II C1 e C2

Recomenda-se, ainda, que:

- Os equipamentos adjacentes aos bancos de capacitores série da SE Paranatinga 500 kV e conectados às LTs 500 kV Cláudia – Paranatinga e Paranatinga - Ribeirãozinho, tais como reatores em derivação, transformadores de corrente, transformadores de potencial, pára-raios, etc., sejam especificados para operar continuamente sob tensão máxima de até 600 kV;
- Os limites dos CEs apresentados na Tabela 14-2 devem ser fornecidos na barra de 500 kV das respectivas subestações;

3. Sejam realizados estudos de planejamento específicos para propor expansões para o sistema da região do Mato Grosso em 230 kV e 500 kV, bem como avaliar o impacto do aumento de geração proposto para as usinas de Jirau (450 MW) e Santo Antônio (300 MW), e outras usinas como UHEs Tabajara, Prainha, Cachoeira Esperanza, e implantação da Interligação Porto Velho – Manaus e da Interligação Brasil – Peru;
4. Sejam tomados cuidados especiais na análise de futuras conexões de usinas na SE Paranatinga, uma vez que as compensações série das LT 500 kV Cláudia – Paranatinga e LT 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho serão localizadas nos terminais dessa SE. Essas conexões poderão impor condicionantes que levem à inviabilidade da operação dos bancos de capacitores e das próprias usinas, assim como provocar impactos não previstos no sistema de proteção destas linhas;
5. Sejam realizados estudos específicos de superação de disjuntores nas SEs Itumbiara, Marimbondo e Araraquara II;
6. As novas subestações em 500 kV Paranaíta, Cláudia, Paranatinga e Marimbondo II deverão ser dimensionadas considerando futuras expansões de, no mínimo, mais duas entradas de linha em 500 kV e três conexões de transformadores também em 500 kV, além das obras indicadas neste estudo, visando atender a possíveis expansões futuras;
7. Os arranjos das subestações Paranaíta, Cláudia, Paranatinga permitam a energização dos reatores de barras em conjunto com uma linha de transmissão visando garantir a plena recomposição do sistema a partir da SE Ribeirãozinho;
8. A futura SE Marimbondo II esteja localizada a 6 km da SE Marimbondo e seccione as LTs Marimbondo – Araraquara, como indicado pelo Relatório R4 “Definição da Localização da SE Marimbondo II”, elaborado por Furnas;
9. As LTs recomendadas neste relatório, Tabela 14-1, apresentem os parâmetros e as capacidades apresentadas no ANEXO B.

15. Referências

- [1] Plano Decenal de Expansão de Energia 2020 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2011
- [2] Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão – Volume 2 – CCPE (Nov/2002).
- [3] Procedimentos de Rede Módulos 4 e 23 do ONS.
- [4] SALARI, J. C., SILVA Filho, J. I. DART, F. C.; O Sistema computacional ELEKTRA - Integração de modelos matemáticos para o dimensionamento otimizado de linhas de transmissão com feixes convencionais e não convencionais, X SEPOPE, Florianópolis, Brasil, maio 2006.
- [5] SALARI, J. C., SILVA Filho, J. I.; Sistema computacional ELEKTRA – Metodologias de Cálculo Empregadas, Relatório Técnico CEPEL/DLE no. 13545, 2009.
- [6] Base Referência de Preços ANEEL – outubro de 2010.
- [7] AMON, J.F., GABAGLIA, C.P.R. e demais; Otimização de linhas de transmissão não convencionais de alta capacidade em 500 kV, V Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, Belém, PA, junho 2009.
- [8] Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos do rio Madeira e reforços no SIN - No EPE-DEE-RE-055/2008-r1 de 20 de maio de 2008.
- [9] Estudos de Integração das UHE Jirau e Santo Antônio no Rio Madeira - EPE-DEE-RE-148/2006-r1
- [10] FISCHER DE TOLEDO, P., Bergdahl, B. Asplund, G.; Multiple infeed short circuit ratio – Aspects related to multiple HVDC into one AC network, ABB Power Systyem, HVDC Division – Ludvika, Sweden
- [11] “UHE Sinop – Estudos de Viabilidade”, Nº SIN-V-00-000.012-RE, EPE – THEMAG, julho de 2010
- [12] “Estudos de Viabilidade da Usina Hidrelétrica Teles Pires”, Nº TPI-V-00-000.010-RE, EPE – LEME – CONCREMAT, maio de 2009
- [13] “Estudos de Viabilidade da Usina Hidrelétrica São Manoel”, Nº SAM-V-00-000.010-RE, R1, EPE – LEME – CONCREMAT, novembro de 2009
- [14] “UHE Foz do Apiacás – Estudos de Viabilidade”, Nº PJ0660-V-R00-GR-RL-010-0, EPE – PCE - BIODINÂMICA, fevereiro de 2010
- [15] “AHE Colíder – Estudos de Viabilidade”, Nº PJ0674-V-R00-GR-RL-001-1, FURNAS – ELETRONORTE - PCE – ANDRADE GUTIERREZ, agosto de 2009
- [16] “Estudos Associados à Transmissão de Energia Gerada pelas Usinas da Bacia do Rio Teles Pires – Estabilidade Eletromecânica” – EPE-DEE-NT-056/2011, julho de 2011
- [17] Empresa de Pesquisa Energética, 2009. Análise Socioambiental dos Corredores de Transmissão associados às UHEs do Rio Teles Pires. Rio de Janeiro. 44p. (Nota Técnica DEA 10/09)
- [18] Empresa de Pesquisa Energética, 2011. Análise socioambiental de alternativas para interligação das UHEs do Rio Teles Pires. Rio de Janeiro. (Nota Técnica DEA 09/11).

ANEXO A Resultados complementares na definição das linhas de transmissão

A-1 LT 500 kV CA – Circuito simples, 4 subcondutores por fase, Alternativa 1

Vege, Iam/Arquivos/MeusDocs/Desenvol. carvalho/My Documents/Teles Pires/Revisão EPE - c - novas carregamentos - maio 2011/Alt 3 circuitos 4 sub 500 kV/10R_TP

Arquivo Sistema de transmissão Componentes construtivos Configuração da linha Ambiente Critérios de cálculo Metodologias de cálculo Custos Resumo dos dados Resultados técnicos Resultados econômicos Janelas Ajuda

Resultados técnicos - Configuração específica

Selecionar o caso:

- ☐ Todos estudados
- ☒ Tecnicamente viáveis
- ☐ Tecnicamente inviáveis

Selecionar as configurações:

- ☒ Elop
- ☐
- ☐
- ☐
- ☐

Selecionar o caso:

- ☐ Caso menor custo

Yonível

- ☐ Tensão elétrica
- ☐ Corrente
- ☐ Temperatura
- ☐ Flecha
- ☐ Campo elétrico - cabos
- ☒ Potências de aquecimento, perdas resistivas, estruturas e fôlgo de pastagem

ESTRUTURA ESTAIADA		PERDAS MÁXIMAS (kW/km)	
Condutor + Pára-raios		Condutor + Pára-raios	
Altura (m)	42,00	Joule	126,039
Força (N)		Corona	8,149
Longitudinal	6833,120	PARÂMETROS 45,9°C 50°C	
Transversal	7724,533	Sequência positiva/negativa	
Vertical	2944,745	Resistência (ohm/km)	0,01702 0,01728
Peso (T)		Resistência (ohm/km)	0,27131 0,27132
Estrutura	6489,166	Adutância (uS/km)	6,17120 6,17205
Fundação Principal	1911,746	Cor. Hp. Resistência (350 km)	0,93358 0,93356
Fundação Ancora	0,800	Cor. Hp. Resistência (350 km)	0,96630 0,96629
Cabo estrutural	0,800	Cor. Hp. Adutância (350 km)	1,01745 1,01745
Estrut. E	0,800	Sequência zero	
Ensaio (m3)		Resistência (ohm/km)	0,32675 0,32400
Volume	51,761	Resistência (ohm/km)	1,33806 1,34291
FADIGA DE PASSAGEM		Adutância (uS/km)	2,52168 2,53070
Largura (m)		Cor. Hp. Resistência (350 km)	0,91511 0,91411
Por RI (Final)	64,93	Cor. Hp. Resistência (350 km)	0,91154 0,91093
Por RA	0,00	Cor. Hp. Adutância (350 km)	1,05101 1,05132
Por CE	43,31	Potência característica	
Por DN	0,00	SIL (MW)	1190,56 1190,53
Por balanço	58,57	DISTÂNCIAS (m)	
Valor no limite da faixa		Fase A: N/m, entre cabos	1,202
RI (dB/Inch/m)	42,00	Fase A: M/m, Vertical	1,202
RA (dB/m)	36,11	Fase A: M/m, Horizontal	1,202
CE (V/m)	2,40	Fase B: N/m, entre cabos	1,202
DN (uT)	5,27	Fase B: M/m, Vertical	1,202
Valor máximo na faixa		Fase B: M/m, Horizontal	1,202
CE (V/m)	6,32	Fase C: N/m, entre cabos	1,202
DN (uT)	22,41	Fase C: M/m, Vertical	1,202
Dist. ao valor máximo (m)		Fase C: M/m, Horizontal	1,202
CE - (m)	-14,00	Fase A-B: N/m, entre cabos	10,796
DN - (m)	5,00	Fase A-C: N/m, entre cabos	22,798
Condutor na faixa		Fase B-C: N/m, entre cabos	10,796
Ângulo de balanço	37,61		

Visualizar tabela Visualizar gráfico

Posição dos cabos (m) com relação a um plano X versus Y transversal ao eixo longitudinal da linha

Cabo número	Cabos condutores						Cabos pára-raios	
	Fase A		Fase B		Fase C		X	Y
	X	Y	X	Y	X	Y		
1	12,6	26,6	0,60	26,6	-11,4	26,6	-10	37
2	11,4	26,6	-0,60	26,6	-12,6	26,6	10	37
3	11,4	25,4	-0,60	25,4	-12,6	25,4		
4	12,6	25,4	0,60	25,4	11,4	25,4		

A-2 LT 500 kV CA – Circuito simples, 6 subcondutores por fase, Alternativa 4

Vege.lam\Arquivos\MeusDocs\dearivaldo.carvalho\My Documents\Teles Pires\Revisão EPE -< mevas carregamentos - maio 2011\Alt 2\circuitos 6 sub 500 kV\13R_E

Arquivo Sistema de transmissão Componentes construtivos Configuração da linha Ambiente Critérios de cálculo Metodologias de cálculo Custos Resumo dos dados Resultados técnicos Resultados econômicos Janelas Ajuda

Resultados técnicos - Configuração específica

Selecione os casos:

- ☐ Todos estudados
- ☒ Tecnicamente viáveis
- ☐ Tecnicamente inviáveis

Selecione as configurações:

- ☒ Elop
- ☐
- ☐
- ☐

Selecione o caso:

- ☐ Calcular custo

Núm	Configura	Condutor
11	Elop	STAPLING
12	Elop	TERN
13	Elop	DRAKE
14	Elop	RUDDY
15	Elop	PAUL
16	Elop	ORTOLAN
17	Elop	BLUEJAY
18	Elop	PINCH
19	Elop	BUNTING
20	Elop	GRACKLE
21	Elop	BITTERN
22	Elop	PARAGUAY
23	Elop	DIPPER
24	Elop	MARTIN
25	Elop	BOBOLINK
26	Elop	PLDOVER
27	Elop	NUTHATCH
28	Elop	LAPWING
29	Elop	PARROT
30	Elop	FALCON
31	Elop	CHUKAR
32	Elop	KIAI

Visualizar tabela Visualizar gráfico

Verificar:

- ☐ Tensão elétrica
- ☐ Corrente
- ☐ Temperatura
- ☐ Flecha
- ☐ Campo elétrico - cabos
- ☒ Potências de sequência, perdas, raios, estruturas e folga de passagem

ESTRUTURA ESTAIADA		PERDAS MÁXIMAS (kW/km)	
Condutor + Pára-raio		Condutor + Pára-raio	
Altura (m)	39,94	Joule	202,255
Flecha (N)		Corona	14,772
Longitudinal	9677,540	PARÂMETROS 47,5°C 56°C	
Transversal	11300,540	Sequência positiva/negativa	
Vertical	3900,493	Resistência (ohm/km)	0,01215 0,01231
Peso (T)		Resistência (ohm/km)	0,19121 0,19121
Estrutura	945,220	Adutância (uS/km)	9,69943 9,69961
Fundação Principal	2718,908	Cor. Hp. Resistência (350 km)	0,93312 0,93311
Fundação Ancora	0,800	Cor. Hp. Resistência (350 km)	0,96652 0,96652
Cabo estrutural	0,800	Cor. Hp. Adutância (350 km)	1,01733 1,01733
Estat	0,800	Sequência zero	
Encavamento (m2)		Resistência (ohm/km)	0,32232 0,31949
Volume	70,942	Resistência (ohm/km)	1,39516 1,39985
FALSA DE PASSAGEM		Adutância (uS/km)	3,24059 3,24072
Largura (m)		Cor. Hp. Resistência (350 km)	0,82277 0,82180
Por RI	45,84	Cor. Hp. Resistência (350 km)	0,91473 0,91415
Por RA	0,00	Cor. Hp. Adutância (350 km)	1,04871 1,04801
Por DE	31,30	Potência característica	
Por DN	0,00	SIL (MVA)	1683,66 1683,70
Por balanço (Find)	48,92	DISTÂNCIAS (m)	
Valor no limite da fase		Fase A: Mín. entre cabos	1,050
RI (dB/1000V/m)	41,64	Fase A: Mác. Vertical	2,598
RA (dB/A)	39,10	Fase A: Mác. Horizontal	2,100
DE (kV/m)	2,80	Fase B: Mín. entre cabos	0,480
DN (uT)	5,99	Fase B: Mác. Vertical	1,386
Valor máximo na fase		Fase B: Mác. Horizontal	0,960
DE (kV/m)	0,31	Fase C: Mín. entre cabos	1,050
DN (uT)	26,84	Fase C: Mác. Vertical	2,598
Dist. ao valor máximo (m)		Fase C: Mác. Horizontal	2,100
DE (kV/m)	-10,00	Fases A-B: Mín. entre cabos	4,570
DN (uT)	0,00	Fases A-C: Mín. entre cabos	10,900
Condutor na fase		Fases B-C: Mín. entre cabos	4,570
Ângulo de balanço	30,23		

Posição dos cabos (m) com relação a um plano X versus Y transversal ao eixo longitudinal da linha

Cabo número	Cabos condutores						Cabos pára-raios	
	Fase A		Fase B		Fase C		X	Y
	X	Y	X	Y	X	Y		
1	7,55	30,94	0,48	30,94	-5,45	30,94	-15	39,94
2	7,03	32,24	0,24	31,63	-5,98	32,24	15	39,94
3	5,98	32,24	-0,24	31,63	-7,03	32,24		
4	5,45	30,94	-0,48	30,94	-7,55	30,94		
5	5,98	29,64	-0,24	30,25	-7,03	29,64		
6	7,03	29,64	0,24	30,25	-5,98	29,64		

A-3 LT $\pm$ 500 kV CC, alternativa 5

C:\CEPEL\Elektro 1.9\Projetos\16_EPETP_500CC_2000MW_4_01_21032011.prj

Arquivo Sistema de transmissão Componentes construtivos Configuração da linha Ambiente Critérios de cálculo Metodologias de cálculo Custos Resum

Resultados técnicos Resultados econômicos Janelas Ajuda

Resultados técnicos - Configuração específica

Selecione os casos

☐ Todos estudados

☒ Tecnicamente viáveis

☐ Tecnicamente inviáveis

Selecione as configurações

☒ ns=4

☒ ns=6

Selecione o caso

☐ Caso menor custo

Núm	Configura	Condutor
10	ns=4	GANNET
11	ns=4	STARLING
12	ns=4	TERN
13	ns=4	DRAKE
14	ns=4	RUDDY
15	ns=4	RAIL
16	ns=4	ORTOLAN
17	ns=4	BLUEJAY
18	ns=4	BUNTING
19	ns=4	BITTERN
20	ns=4	DIPPER
21	ns=4	BOBOLINK
22	ns=4	NUTHATCH
23	ns=4	LAPWING
24	ns=4	CHUKAR
25	ns=4	KW
26	ns=4	BLUEBIRD
27	ns=4	TRASHER
28	ns=4	JOREE
32	ns=6	LINNET
33	ns=6	IBIS
34	ns=6	HAWK

Variável

☐ Tensão elétrica

☐ Corrente

☐ Temperatura

☐ Flecha

☐ Campo elétrico - cabos

☒ Parâmetros de sequência, perdas máximas, estrutura e faixa de passagem

ESTRUTURA ESTAIADA		PERDAS MÁXIMAS (kW/km)	
Altura (m)	33.66	Condutores + Pára-raios	
Força (N)		Joule	147.675
Longitudinal	11125.520	Corona	0.924
Transversal	9310.515	Estações conversoras (1550 km)	
Vertical	4694.119	Duas estações	0.000
Peso (T)		PARÂMETROS (CA-60Hz) 48.8°C 50°C	
Estrutura	5744.649	Sequência positiva/negativa	
Fundação Principal	1855.838	Resistência (ohm/km)	0.01073 0.01076
Fundação Âncora	0.000	Resistência (ohm/km)	0.31384 0.31384
Cabos estruturais	0.000	Admitância (uS/km)	5.22728 5.22737
Estais	0.000	Coef. Hip. Resistência (1550 km)	inconsistente inconsistente
Escavação (m3)		Coef. Hip. Resistência (1550 km)	inconsistente inconsistente
Volume	50.541	Coef. Hip. Admitância (1550 km)	inconsistente inconsistente
FAIXA DE PASSAGEM		Sequência zero	
Largura (m)		Resistência (ohm/km)	0.23608 0.23382
Por RI (Final)	48.63	Resistência (ohm/km)	1.02756 1.03144
Por RA	0.00	Admitância (uS/km)	3.85636 3.85964
Por CE	0.00	Coef. Hip. Resistência (1550 km)	inconsistente inconsistente
Por CM	0.00	Coef. Hip. Resistência (1550 km)	inconsistente inconsistente
Por balanço	46.65	Coef. Hip. Admitância (1550 km)	inconsistente inconsistente
Valor no limite da faixa		PARÂMETROS (CA-0.1Hz) 48.8°C 50°C	
RI (dB/1micioV/m)	46.00	Impedância por pólo	
RA (dB(A))	34.96	Indutância - própria (mH/km)	2.52855 2.52856
CE (kV/m)	9.02	Indutância - mútua (mH/km)	1.69560 1.69560
CI (nA/m2)	4.24	PARÂMETROS (CC) 48.8°C 50°C	
CM (uT)	9.04	Impedância por pólo	
Valor máximo na faixa		Resistência (ohm/km)	0.00994 0.00998
CE (kV/m)	26.22	DISTÂNCIAS (m)	
CI (nA/m2)	65.50	Pólo A: Mín. entre cabos	0.457
CM (uT)	47.58	Pólo A: Máx. Vertical	0.457
Dist. ao valor máximo (m)		Pólo A: Máx. Horizontal	0.457
CE - (m)	9.00	Pólo B: Mín. entre cabos	0.457
CI - (m)	8.00	Pólo B: Máx. Vertical	0.457
CM - (m)	0.00	Pólo B: Máx. Horizontal	0.457
Condutor na faixa		Pólos A-B: Mín. entre cabos	13.243
ângulo de balanço	36.24		

Visualizar tabela

Visualizar gráfico

A-4 LT $\pm$ 600 CC, alternativa 6

C:\CEPEL\Elektro 1.9\Projetos\17_EPETP_600CC_2800MW_4_01_21032011.prj

Arquivo Sistema de transmissão Componentes construtivos Configuração da linha Ambiente Critérios de cálculo Metodologias de cálculo Custos Resumo
Resultados técnicos Resultados econômicos Janelas Ajuda

Resultados técnicos - Configuração específica

Selecione os casos:

- ☐ Todos estudados
- ☒ Tecnicamente viáveis
- ☐ Tecnicamente inviáveis

Selecione as configurações:

☒ ns=4 ☐ ns=6

Selecione o caso:

☐ Caso menor custo

Num	Configura	Condutor
16	ns=4	ORTOLAN
17	ns=4	BLUEJAY
18	ns=4	BUNTING
19	ns=4	BITTERN
20	ns=4	DIFFER
21	ns=4	BOBOLINK
22	ns=4	NUTHATCH
23	ns=4	LAPWING
24	ns=4	CHUCKAR
25	ns=4	KIWI
26	ns=4	BLUEBIRD
27	ns=4	TRASHFR
28	ns=4	JOREE

Variável

- ☐ Tensão elétrica
- ☐ Corrente
- ☐ Temperatura
- ☐ Flecha
- ☐ Campo elétrico - cabos
- ☒ Parâmetros de sequência, perdas máximas, estrutura e faixa de passagem

ESTRUTURA ESTAIADA		PERDAS MÁXIMAS (kW/km)	
Atura (m)	36.39	Condutores + Pára-raios	
Força (N)		Joule	120.610
Longitudinal	9550.900	Corona	1.919
Transversal	9252.749	Estações conversoras (1550 km)	
Vertical	4077.719	Duas estações	0.000
Peso (T)		PARÂMETROS (CA-60Hz)	47.4°C 50°C
Estrutura	6503.519	Sequência positiva/negativa	
Fundação Principal	2315.593	Resistência (ohm/km)	0.01276 0.01285
Fundação Âncora	0.000	Realância (ohm/km)	0.32880 0.32881
Cabos estruturais	0.000	Admitância (uS/km)	5.00296 5.00374
Estais	0.000	Corr. Hip. Resistência (1550 km)	inconsistente inconsistente
Escavação (m3)		Corr. Hip. Realância (1550 km)	inconsistente inconsistente
Volume	59.975	Corr. Hip. Admitância (1550 km)	inconsistente inconsistente
FAIXA DE PASSAGEM		Sequência zero	
Largura (m)		Resistência (ohm/km)	0.26510 0.26476
Por RI (Final)	69.79	Realância (ohm/km)	0.93229 0.93531
Por RA	33.36	Admitância (uS/km)	3.93105 3.93460
Por CE	0.00	Corr. Hip. Resistência (1550 km)	inconsistente inconsistente
Por CM	0.00	Corr. Hip. Realância (1550 km)	inconsistente inconsistente
Por balanço	53.82	Corr. Hip. Admitância (1550 km)	inconsistente inconsistente
Valor no limite da faixa		PARÂMETROS (CA-0.1Hz)	47.4°C 50°C
RI (dB/1microV/m)	46.00	Impedância por pólo	
RA (dB(A))	39.70	Indutância - própria (mH/km)	2.53253 2.53254
LE (kV/m)	10.30	Indutância - mútua (mH/km)	1.89390 1.89391
CI (nA/m2)	4.03	PARÂMETROS (CC)	47.4°C 50°C
CM (uT)	5.01	Impedância por pólo	
Valor máximo na faixa		Resistência (ohm/km)	0.01168 0.01179
CE (kV/m)	33.31	DISTÂNCIAS (m)	
CI (nA/m2)	39.78	Pólo A: Mín. entre cabos	0.457
CM (uT)	32.89	Pólo A: Máx. Vertical	0.457
Dist. ao valor máximo (m)		Pólo A: Máx. Horizontal	0.457
CE - (m)	10.00	Pólo B: Mín. entre cabos	0.457
CI - (m)	9.00	Pólo B: Máx. Vertical	0.457
CM - (m)	0.00	Pólo B: Máx. Horizontal	0.457
Condutor na faixa		Pólos A-B: Mín. entre cabos	15.943
ângulo de balanço	38.62		

Visualizar tabela Visualizar gráfico

ANEXO B Parâmetros das Linhas de Transmissão e Equipamentos de Rede Básica

Linhas de Transmissão Novas (LT)

Tabela B-1– Características Elétricas das Linhas de Transmissão – Alternativa Vencedora

Linha de transmissão	Tensão (kV)	Circuito	Estrutura	Extensão (km)	Condutor		
					Número por fase	Nome	Bitola (MCM)
Paranaíta - Cláudia	500 kV	C1 e C2	CD - AE	300	4	Rail	954
Paranaíta - Cláudia	500 kV	C3	CS - AE	300	4	Rail	954
Cláudia - Paranatinga	500 kV	C1 e C2	CD - AE	350	4	Rail	954
Cláudia - Paranatinga	500 kV	C3	CS - AE	350	4	Rail	954
Paranatinga - Ribeirãozinho	500 kV	C1 e C2	CD - AE	348	4	Rail	954
Paranatinga - Ribeirãozinho	500 kV	C3	CS - AE	348	4	Rail	954
Ribeirãozinho - Rio Verde Norte	500 kV	C3	CS - AE	243	4	Rail	954
Rio Verde Norte - Marimbondo II	500 kV	C1 e C2	CD - AE	347	4	Rail	954

Tabela B-2- Parâmetros Elétricos das Linhas de Transmissão – Alternativa Vencedora

Linha de transmissão	Parâmetros elétricos											
	Longitudinais e transversais por unidade de comprimento						Longitudinais e transversais equivalentes					
	Seqüência positiva			Seqüência zero			Seqüência positiva			Seqüência zero		
	R1 (Ω /km)	X1 (Ω /km)	C1 (nF/km)	R0 (Ω /km)	X0 (Ω /km)	C0 (nF/km)	R1 (%)	X1 (%)	B1 (Mvar)	R0 (%)	X0 (%)	B0 (Mvar)
Paranaíta – Cláudia – C1 e C2	0,01739	0,2806	15,79	0,30913	1,40230	8,62	0,198	3,284	452,191	3,218	15,754	252,275
Paranaíta – Cláudia – C3	0,01728	0,27132	16,38	0,324	1,34291	9,39	0,197	3,175	468,856	3,351	15,053	275,329
Cláudia – Paranatinga – C1 e C2	0,01739	0,2806	15,79	0,30913	1,40230	8,62	0,227	3,796	529,998	3,555	17,938	298,172
Cláudia – Paranatinga – C3	0,01728	0,27132	16,38	0,324	1,34291	9,39	0,226	3,67	549,538	3,693	17,126	325,61
Paranatinga – Ribeirãozinho – C1 e C2	0,01739	0,2806	15,79	0,30913	1,40230	8,62	0,226	3,776	526,9	3,544	17,854	296,32
Paranatinga – Ribeirãozinho – C3	0,01728	0,27132	16,38	0,324	1,34291	9,39	0,224	3,675	546,35	3,681	17,046	323,56
Ribeirãozinho – Rio Verde Norte – C3	0,01728	0,28542	15,37	0,1711	0,9509	8,81	0,163	2,730	354,909	1,5489	8,9146	217,64
Rio Verde Norte – Marimbondo – C1 e C2	0,01739	0,2806	15,79	0,30913	1,40230	8,62	0,225	3,766	525,3	3,538	17,812	295,37

⇒ **Capacidade corrente:**

- Os valores máximos de corrente verificados nas LTs 500 kV Paranaíta - Cláudia foram 1036 A em regime normal e 2170 A em emergência. Recomenda-se que as LTs 500 kV Paranaíta - Cláudia tenham capacidades de 3000 A em regime normal e 3700 A em emergência.
- Os valores máximos de corrente verificados nas LTs 500 kV Cláudia - Paranatinga foram 1239 A em regime normal e 2648 A em emergência. Recomenda-se que as LTs 500 kV Cláudia - Paranatinga tenham capacidades de 3000 A em regime normal e 3700 A em emergência.
- Os valores máximos de corrente verificados nas LTs 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho foram 1216 A em regime normal e 2510 A em emergência. Recomenda-se que as LTs 500 kV Paranatinga – Ribeirãozinho tenham capacidades de 3000 A em regime normal e 3700 A em emergência.
- Os valores máximos de corrente verificados nas LTs 500 kV 4x954 MCM Ribeirãozinho – Rio Verde Norte foram 1869 A em regime normal e 2957 A em emergência. Recomenda-se que a LT 500 kV 4x954 MCM Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C3 tenha capacidades de 3000 A em regime normal e 3700 A em emergência.
- Os valores máximos de corrente verificados nas LTs 500 kV Rio Verde Norte – Marimbondo II foram 1164 A em regime normal e 1695 A em emergência. Recomenda-se que as LTs 500 kV Rio Verde Norte – Marimbondo II tenham capacidades de 3000 A em regime normal e 3700 A em emergência.
- Os valores máximos de corrente verificados nas LTs 500 kV Jauru – Cuiabá foram 394 A em regime normal e 705 A em emergência. Recomenda-se que a LT 500 kV Jauru - Cuiabá C2 tenha capacidades de 3000 A em regime normal e 3700 A em emergência.

Capacitores Série (CS)**Tabela B-3- Parâmetros dos Capacitores Série Novos – Alternativa Vencedora**

Linha de Transmissão	Compensação	I_{max} Normal (A)	I_{max} Continuação (A)	I_{proieto} (A)	X_c (Ω)	Q (Mvar)
LT 500 kV Cláudia – Paranatinga C1	42% em Paranatinga	1266	2661	1971	39,9	465
LT 500 kV Cláudia – Paranatinga C2	42% em Paranatinga	1266	2661	1971	39,9	465
LT 500 kV Cláudia – Paranatinga C3	40% em Paranatinga	1266	2661	1971	36,7	430
LT 500 kV Paranatinga – Ribeirãozinho C1	52% em Paranatinga	1266	2505	1856	49,09	510
LT 500 kV Paranatinga – Ribeirãozinho C2	52% em Paranatinga	1266	2505	1856	49,09	510
LT 500 kV Paranatinga – Ribeirãozinho C3	50% em Paranatinga	1266	2505	1856	45,64	475
LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C1 (3x954 MCM)	50% em Rio Verde Norte	1496	2357	1746	42,25	390
LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C2 (4x954 MCM)	50% em Rio Verde Norte	1854	2917	2161	34	480
LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C3 (4x954 MCM)	50% em Rio Verde Norte	1854	2917	2161	34	480

ANEXO C Perdas das Alternativas

As tabelas abaixo apresentam os valores em MW referentes ao diferencial de perdas elétricas de cada alternativa analisada neste trabalho, em relação àquela de menores perdas (Alternativa 4).

A Tabela C-1 apresenta as perdas contemplando a conexão das usinas no cronograma previsto no Plano de Geração.

Tabela C-1– Δ Perdas Elétricas (MW)

Ano	Δ Perdas (MW)			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2015	77,1	71,4	2,2	0,0
2016	121,8	138,0	40,5	0,0
2017	127,9	138,2	42,3	0,0
2018	120,9	130,5	42,9	0,0
2019	125,4	135,1	42,4	0,0
2020	122,0	136,0	42,5	0,0

A Tabela C-2 apresenta as perdas contemplando a conexão das usinas São Manoel, Foz do Apiacás e Sinop em 2017.

Tabela C-2– Δ Perdas Elétricas [MW], conexão das usinas São Manoel, Foz do Apiacás e Sinop em 2017

Ano	Δ Perdas (MW)			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2015	60,1	68,0	2,0	0,0
2016	86,5	65,1	18,0	0,0
2017	127,9	138,2	42,3	0,0
2018	120,9	130,5	42,9	0,0
2019	125,4	135,1	42,4	0,0
2020	122,0	136,0	42,5	0,0

A Tabela C-3 apresenta as perdas contemplando a conexão das usinas São Manoel, Foz do Apiacás e Sinop após 2020.

Tabela C-3– Δ Perdas Elétricas [MW], conexão das usinas São Manoel, Foz do Apiacás e Sinop após 2020

Ano	Δ Perdas (MW)			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2015	60,1	68,0	2,0	0,0
2016	86,5	65,1	18,0	0,0
2017	84,8	61,5	18,8	0,0
2018	77,4	57,7	19,1	0,0
2019	79,9	49,1	18,8	0,0
2020	89,2	85,2	18,9	0,0

Cabe ressaltar que os valores de perdas em MW utilizados na análise econômica, item 11, foram obtidos através dos valores apresentados nas tabelas acima, trazendo a valor presente e utilizando os dados abaixo apresentados.

- ✓ Fator de capacidade das usinas da bacia do rio Teles Pires: 0,55;
- ✓ Custo de perdas: R\$/MWh = 113,00;
- ✓ Taxa de retorno: 8% ao ano, referido a 2015;
- ✓ Total de Horas no Ano: 8760.

ANEXO D Plano de Obras e Estimativa de Custos

Tabela D-1– Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$ x 1000) – 1 de 3

Alternativa 1 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2020
LT	LT 500 kV PARANAITA - CLAUDIA - 4x954 - C1 e C2 (CD)	2015	300	1.203,35	361.005,00	361.005,00	32.067,15	128.034,82
	LT 500 kV PARANAITA - CLAUDIA - 4x954 - C3	2016	300	672,56	201.768,00	186.822,22	17.922,53	54.964,54
	LT 500 kV CLAUDIA - PARANATINGA - 4x954 - C1 e C2 (CD)	2015	350	1.203,35	421.172,50	421.172,50	37.411,67	149.373,96
	LT 500 kV CLAUDIA - PARANATINGA - 4x954 - C3	2016	350	672,56	235.396,00	217.959,26	20.909,62	64.125,30
	LT 500 kV PARANATINGA - RIBEIRAOZINHO - 4x954 - C1 e C2 (CD)	2015	348	1.203,35	418.765,80	418.765,80	37.197,89	148.520,39
	LT 500 kV PARANATINGA - RIBEIRAOZINHO - 4x954 - C3	2016	348	672,56	234.050,88	216.713,78	20.790,14	63.758,87
	LT 500 kV RIBEIRAOZINHO - RIO VERDE NORTE - 4x954 - C3	2016	243	672,56	163.432,08	151.326,00	14.517,25	44.521,28
	LT 500 kV LOOP ARARAQUARA - MARIMBONDO II - MARIMBONDO - 3x954 (4 x 6km) - C1 e C2	2016	24	600,89	14.421,43	13.353,17	1.281,02	3.928,61
	LT 500 kV RIO VERDE NORTE - MARIMBONDO II - 4x954 - C1 e C2 (CD)	2016	347	1.203,35	417.562,45	386.631,90	37.091,00	113.750,09
SE PARANAITA	MIG - 500 kV - DJM	2015	1	7.327,22	7.327,22	7.327,22	650,86	2.598,69
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	5.102,80	5.102,80	5.102,80	453,27	1.809,77
	EL - 500 kV - DJM	2015	4	6.295,66	25.182,63	25.182,63	2.236,91	8.931,33
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ) - LT PTA-CLA	2015	7	3.565,60	24.959,18	24.959,18	2.217,06	8.852,08
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2015	7	3.352,55	23.467,83	23.467,83	2.084,59	8.323,15
	CRB - 500 kV - DJM	2015	2	5.202,73	10.405,47	10.405,47	924,29	3.690,43
	IB - 500 kV - DJM	2015	3	5.900,61	17.701,84	17.701,84	1.572,41	6.278,17
	MIM - 500 kV - DJM	2016	1	3.827,10	3.827,10	3.543,61	339,95	1.042,56
	EL - 500 kV - DJM	2016	3	6.295,66	18.886,97	17.487,94	1.677,68	5.145,09
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ) - LT PTA-CLA	2016	4	3.565,60	14.262,39	13.205,92	1.266,89	3.885,28
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2016	3	3.352,55	10.057,64	9.312,63	893,39	2.739,85
	CRB - 500 kV - DJM	2016	1	5.202,73	5.202,73	4.817,35	462,15	1.417,30
	IB - 500 kV - DJM	2016	2	5.900,61	11.801,23	10.927,06	1.048,27	3.214,83

Tabela D-2– Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$ x 1000) – 2 de 3

Alternativa 1 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2020
SE CLAUDIA	MIG - 500 kV - DJM	2015	1	7.376,33	7.376,33	7.376,33	655,22	2.616,11
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	7.654,20	7.654,20	7.654,20	679,90	2.714,66
	EL - 500 kV - DJM	2015	6	6.295,66	37.773,95	37.773,95	3.355,36	13.396,99
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ) - LT PTA-CLA	2015	7	3.565,60	24.959,18	24.959,18	2.217,06	8.852,08
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT CLA-PRN	2015	7	3.720,98	26.046,87	26.046,87	2.313,68	9.237,84
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ)	2015	7	3.565,60	24.959,18	24.959,18	2.217,06	8.852,08
	CRB - 500 kV - DJM	2015	2	5.202,73	10.405,47	10.405,47	924,29	3.690,43
	IB - 500 kV - DJM	2015	4	5.900,61	23.602,46	23.602,46	2.096,55	8.370,90
	MIM - 500 kV - DJM	2016	1	3.827,10	3.827,10	3.543,61	339,95	1.042,56
	EL - 500 kV - DJM	2016	2	6.295,66	12.591,32	11.658,63	1.118,45	3.430,06
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ) - LT PTA-CLA	2016	4	3.565,60	14.262,39	13.205,92	1.266,89	3.885,28
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT CLA-PRN	2016	4	3.720,98	14.883,92	13.781,41	1.322,10	4.054,60
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ)	2016	3	3.565,60	10.696,79	9.904,44	950,17	2.913,96
	CRB - 500 kV - DJM	2016	1	5.202,73	5.202,73	4.817,35	462,15	1.417,30
	IB - 500 kV - DJM	2016	2	5.900,61	11.801,23	10.927,06	1.048,27	3.214,83
SE PARANATINGA	MIG - 500 kV - DJM	2015	1	7.499,12	7.499,12	7.499,12	666,13	2.659,66
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	11.481,29	11.481,29	11.481,29	1.019,85	4.071,98
	EL - 500 kV - DJM	2015	4	6.295,66	25.182,63	25.182,63	2.236,91	8.931,33
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT CLA-PRN	2015	7	3.720,98	26.046,87	26.046,87	2.313,68	9.237,84
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT PRN-RIB	2015	7	3.720,98	26.046,87	26.046,87	2.313,68	9.237,84
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ)	2015	7	3.565,60	24.959,18	24.959,18	2.217,06	8.852,08
	CRB - 500 kV - DJM	2015	2	5.202,73	10.405,47	10.405,47	924,29	3.690,43
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 465 Mvar - LT CLA-PRN (42%)	2015	2	21.345,58	42.691,17	42.691,17	3.792,15	15.140,94
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 510 Mvar - LT PRN-RIB (52%)	2015	2	22.995,89	45.991,78	45.991,78	4.085,33	16.311,55
	CCS - 500 kV - DJM	2015	4	1.752,81	7.011,22	7.011,22	622,79	2.486,62
	IB - 500 kV - DJM	2015	4	5.900,61	23.602,46	23.602,46	2.096,55	8.370,90
	CONEXÃO DE COMPENSADOR - 500 kV	2015	1	5.839,83	5.839,83	5.839,83	518,74	2.071,17
	COMPENSADOR ESTATICO - 500 kV (-200/+200 Mvar)	2015	1	51.335,20	51.335,20	51.335,20	4.559,97	18.206,65
	MIM - 500 kV - DJM	2016	1	5.102,80	5.102,80	4.724,81	453,27	1.390,08
	EL - 500 kV - DJM	2016	2	6.295,66	12.591,32	11.658,63	1.118,45	3.430,06
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT CLA-PRN	2016	4	3.720,98	14.883,92	13.781,41	1.322,10	4.054,60
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT PRN-RIB	2016	4	3.720,98	14.883,92	13.781,41	1.322,10	4.054,60
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ)	2016	3	3.565,60	10.696,79	9.904,44	950,17	2.913,96
	CRB - 500 kV - DJM	2016	1	5.202,73	5.202,73	4.817,35	462,15	1.417,30
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 430 Mvar - LT CLA-PRN (40%)	2016	1	20.011,33	20.011,33	18.529,01	1.777,56	5.451,38
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 475 Mvar - LT PRN-RIB (50%)	2016	1	21.718,65	21.718,65	20.109,86	1.929,21	5.916,48
	CCS - 500 kV - DJM	2016	2	1.752,81	3.505,61	3.245,94	311,39	954,98
	IB - 500 kV - DJM	2016	1	5.900,61	5.900,61	5.463,53	524,14	1.607,41

Tabela D-3– Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$ x 1000) – 3 de 3

Alternativa 1 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2020
SE RIBEIRAOZINHO	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	2.551,40	2.551,40	2.551,40	226,63	904,89
	EL - 500 kV - DJM	2015	2	6.295,66	12.591,32	12.591,32	1.118,45	4.465,66
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT PRN-RIB	2015	7	3.720,98	26.046,87	26.046,87	2.313,68	9.237,84
	IB - 500 kV - DJM	2015	1	5.900,61	5.900,61	5.900,61	524,14	2.092,72
	MIM - 500 kV - DJM	2016	1	3.827,10	3.827,10	3.543,61	339,95	1.042,56
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2016	3	3.352,55	10.057,64	9.312,63	893,39	2.739,85
	CRB - 500 kV - DJM	2016	1	5.202,73	5.202,73	4.817,35	462,15	1.417,30
	EL - 500 kV - DJM	2016	2	6.295,66	12.591,32	11.658,63	1.118,45	3.430,06
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT PRN-RIB	2016	4	3.720,98	14.883,92	13.781,41	1.322,10	4.054,60
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 100 Mvar (3x33 Mvar - 1Φ) - LT RIB-RVN	2016	4	3.013,73	12.054,91	11.161,96	1.070,81	3.283,93
	IB - 500 kV - DJM	2016	2	5.900,61	11.801,23	10.927,06	1.048,27	3.214,83
	EL - 500 kV - DJM	2019	1	6.295,66	6.295,66	4.627,50	559,23	380,60
	MIM - 500 kV - DJM	2020	1	1.275,67	1.275,67	868,20	113,31	-
	EL - 500 kV - DJM	2020	1	6.295,66	6.295,66	4.284,72	559,23	-
	IB - 500 kV - DJM	2020	1	5.900,61	5.900,61	4.015,86	524,14	-
SE RIO VERDE NORTE	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	3.827,10	3.827,10	3.827,10	339,95	1.357,33
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 390 Mvar - LT RIB-RVN C1 (50%)	2015	1	18.432,17	18.432,17	18.432,17	1.637,28	6.537,19
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 480 Mvar - LT RIB-RVN C2 (50%)	2015	1	21.903,83	21.903,83	21.903,83	1.945,66	7.768,46
	CCS - 500 kV - DJM	2015	2	1.752,81	3.505,61	3.505,61	311,39	1.243,31
	CONEXÃO DE COMPENSADOR - 500 kV	2015	1	5.839,83	5.839,83	5.839,83	518,74	2.071,17
	COMPENSADOR ESTATICO - 500 kV (-200/+300 Mvar)	2015	1	58.009,50	58.009,50	58.009,50	5.152,83	20.573,78
	IB - 500 kV - DJM	2015	1	5.900,61	5.900,61	5.900,61	524,14	2.092,72
	MIM - 500 kV - DJM	2016	1	6.378,50	6.378,50	5.906,02	566,59	1.737,60
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT RVN-MAR	2016	7	3.720,98	26.046,87	24.117,47	2.313,68	7.095,55
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 100 Mvar (3x33 Mvar - 1Φ) - LT RIB-RVN	2016	4	3.013,73	12.054,91	11.161,96	1.070,81	3.283,93
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2016	6	3.352,55	20.115,28	18.625,26	1.786,79	5.479,70
	CRB - 500 kV - DJM	2016	2	5.202,73	10.405,47	9.634,69	924,29	2.834,60
	IB - 500 kV - DJM	2016	2	5.900,61	11.801,23	10.927,06	1.048,27	3.214,83
	EL - 500 kV - DJM	2016	3	6.295,66	18.886,97	17.487,94	1.677,68	5.145,09
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 480 Mvar - LT RIB-RVN C3 (50%)	2016	1	21.903,83	21.903,83	20.281,33	1.945,66	5.966,92
	CCS - 500 kV - DJM	2016	1	1.752,81	1.752,81	1.622,97	155,70	477,49
SE MARIMBONDO II	MIG - 500 kV - DJM	2016	1	7.540,76	7.540,76	6.982,19	669,83	2.054,21
	MIM - 500 kV - DJM	2016	1	5.468,02	5.468,02	5.062,98	485,71	1.489,57
	EL - 500 kV - DJM	2016	6	6.244,75	37.468,52	34.693,07	3.328,23	10.206,97
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT RVN-MAR	2016	7	3.720,98	26.046,87	24.117,47	2.313,68	7.095,55
	IB - 500 kV - DJM	2016	3	5.819,34	17.458,01	16.164,82	1.550,75	4.755,82
CUSTO TOTAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E EQUIPAMENTOS:					3.782.416,44	3.642.209,64		1.185.802,45

Tabela D-4– Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 (R\$ x 1000) – 1 de 2

Alternativa 2 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2020
LT	LT 500 kV PARANAITA - CLAUDIA - 6x900 - C1	2015	300	880,21	264.063,00	264.063,00	23.456,04	93.653,16
	LT 500 kV PARANAITA - CLAUDIA - 6x900 - C2	2015	300	880,21	264.063,00	264.063,00	23.456,04	93.653,16
	LT 500 kV CLAUDIA - PARANATINGA - 6x900 - C1	2015	350	880,21	308.073,50	308.073,50	27.365,38	109.262,02
	LT 500 kV CLAUDIA - PARANATINGA - 6x900 - C2	2015	350	880,21	308.073,50	308.073,50	27.365,38	109.262,02
	LT 500 kV PARANATINGA - RIBEIRAOZINHO - 6x900 - C1	2015	348	880,21	306.313,08	306.313,08	27.209,00	108.637,67
	LT 500 kV PARANATINGA - RIBEIRAOZINHO - 6x900 - C2	2015	348	880,21	306.313,08	306.313,08	27.209,00	108.637,67
	LT 500 kV RIBEIRAOZINHO - RIO VERDE NORTE - 4x954 - C3	2016	243	672,56	163.432,08	151.326,00	14.517,25	44.521,28
	LT 500 kV LOOP ARARAQUARA - MARIMBONDO II - MARIMBONDO - 3x954 (4 x 6km) - C1 e C2	2016	24	600,89	14.421,43	13.353,17	1.281,02	3.928,61
	LT 500 kV RIO VERDE NORTE - MARIMBONDO II - 4x954 - C1 e C2	2016	347	1.203,35	417.562,45	386.631,90	37.091,00	113.750,09
SE PARANAITA	MIG - 500 kV - DJM	2015	1	7.302,66	7.302,66	7.302,66	648,68	2.589,98
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	5.102,80	5.102,80	5.102,80	453,27	1.809,77
	EL - 500 kV - DJM	2015	4	6.295,66	25.182,63	25.182,63	2.236,91	8.931,33
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 200 Mvar (3x67 Mvar - 1Φ) - LT PTA-CLA	2015	7	3.777,54	26.442,80	26.442,80	2.348,85	9.378,26
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2015	7	3.352,55	23.467,83	23.467,83	2.084,59	8.323,15
	CRB - 500 kV - DJM	2015	2	5.202,73	10.405,47	10.405,47	924,29	3.690,43
	IB - 500 kV - DJM	2015	3	5.900,61	17.701,84	17.701,84	1.572,41	6.278,17
	MIM - 500 kV - DJM	2016	1	1.275,70	1.275,70	1.181,20	113,32	347,52
	EL - 500 kV - DJM	2016	2	6.295,66	12.591,32	11.658,63	1.118,45	3.430,06
	IB - 500 kV - DJM	2016	1	5.900,61	5.900,61	5.463,53	524,14	1.607,41
SE CLAUDIA	MIG - 500 kV - DJM	2015	1	7.327,22	7.327,22	7.327,22	650,86	2.598,69
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	7.654,20	7.654,20	7.654,20	679,90	2.714,65
	EL - 500 kV - DJM	2015	6	6.295,66	37.773,95	37.773,95	3.355,36	13.396,99
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 200 Mvar (3x67 Mvar - 1Φ) - LT PTA-CLA	2015	7	3.777,54	26.442,80	26.442,80	2.348,85	9.378,26
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 250 Mvar (3x83,3 Mvar - 1Φ) - LT CLA-PRN	2015	7	4.023,41	28.163,88	28.163,88	2.501,73	9.988,66
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 200 Mvar (3x67 Mvar - 1Φ)	2015	7	3.777,54	26.442,80	26.442,80	2.348,85	9.378,26
	CRB - 500 kV - DJM	2015	2	5.202,73	10.405,47	10.405,47	924,29	3.690,43
	IB - 500 kV - DJM	2015	4	5.900,61	23.602,46	23.602,46	2.096,55	8.370,90
SE PARANATINGA	MIG - 500 kV - DJM	2015	1	7.425,45	7.425,45	7.425,45	659,58	2.633,53
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	12.756,99	12.756,99	12.756,99	1.133,17	4.524,42
	EL - 500 kV - DJM	2015	4	6.295,66	25.182,63	25.182,63	2.236,91	8.931,33
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 250 Mvar (3x83,3 Mvar - 1Φ) - LT CLA-PRN	2015	7	4.023,41	28.163,88	28.163,88	2.501,73	9.988,66
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 250 Mvar (3x83,3 Mvar - 1Φ) - LT PRN-RIB	2015	7	4.023,41	28.163,88	28.163,88	2.501,73	9.988,66
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 200 Mvar (3x67 Mvar - 1Φ)	2015	7	3.777,54	26.442,80	26.442,80	2.348,85	9.378,26
	CRB - 500 kV - DJM	2015	2	5.202,73	10.405,47	10.405,47	924,29	3.690,43
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 730 Mvar - LT CLA-PRN (40%)	2015	2	30.008,83	60.017,66	60.017,66	5.331,21	21.286,00
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 830 Mvar - LT PRN-RIB (50%)	2015	2	32.617,33	65.234,66	65.234,66	5.794,63	23.136,27
	CCS - 500 kV - DJM	2015	4	1.752,81	7.011,22	7.011,22	622,79	2.486,62
	IB - 500 kV - DJM	2015	4	5.900,61	23.602,46	23.602,46	2.096,55	8.370,90
	CONEXÃO DE COMPENSADOR - 500 kV	2015	2	5.839,83	11.679,65	11.679,65	1.037,47	4.142,33
	COMPENSADOR ESTATICO (-200/+300 Mvar) 2x	2015	2	58.009,50	116.019,00	116.019,00	10.305,67	41.147,55

Tabela D-5– Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 (R\$ x 1000) – 2 de 2

Alternativa 2 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2020
SE RIBEIRAOZINHO	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	3.827,10	3.827,10	3.827,10	339,95	1.357,33
	EL - 500 kV - DJM	2015	2	6.295,66	12.591,32	12.591,32	1.118,45	4.465,66
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 250 Mvar (3x83,3 Mvar - 1Φ) - LT PRN-RIB	2015	7	4.023,41	28.163,88	28.163,88	2.501,73	9.988,66
	IB - 500 kV - DJM	2015	2	5.900,61	11.801,23	11.801,23	1.048,27	4.185,45
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45 Mvar - 1Φ)	2015	3	3.352,55	10.057,64	10.057,64	893,39	3.567,06
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	EL - 500 kV - DJM	2016	1	6.295,66	6.295,66	5.829,31	559,23	1.715,03
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 100 Mvar (3x33 Mvar - 1Φ) - LT RIB-RVN	2016	3	3.013,73	9.041,19	8.371,47	803,11	2.462,95
	MIM - 500 kV - DJM	2019	1	1.275,70	1.275,70	937,68	113,32	77,12
	IB - 500 kV - DJM	2019	1	5.900,61	5.900,61	4.337,13	524,14	356,72
	EL - 500 kV - DJM	2019	1	6.295,66	6.295,66	4.627,50	559,23	380,60
	EL - 500 kV - DJM	2020	1	6.295,66	6.295,66	4.284,72	559,23	-
SE RIO VERDE NORTE	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	3.827,10	3.827,10	3.827,10	339,95	1.357,33
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 390 Mvar - LT RIB-RVN C1 (50%)	2015	1	18.432,17	18.432,17	18.432,17	1.637,28	6.537,19
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 480 Mvar - LT RIB-RVN C2 (50%)	2015	1	21.903,83	21.903,83	21.903,83	1.945,66	7.768,46
	CCS - 500 kV - DJM	2015	2	1.752,81	3.505,61	3.505,61	311,39	1.243,31
	CONEXÃO DE COMPENSADOR - 500 kV	2015	1	5.839,83	5.839,83	5.839,83	518,74	2.071,17
	COMPENSADOR ESTATICO - 500 kV (-200/+300 Mvar)	2015	1	58.009,50	58.009,50	58.009,50	5.152,83	20.573,78
	IB - 500 kV - DJM	2015	1	5.900,61	5.900,61	5.900,61	524,14	2.092,72
	MIM - 500 kV - DJM	2016	1	6.378,50	6.378,50	5.906,02	566,59	1.737,60
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT RVN-MAR	2016	7	3.720,98	26.046,87	24.117,47	2.313,68	7.095,55
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 100 Mvar (3x33 Mvar - 1Φ) - LT RIB-RVN	2016	4	3.013,73	12.054,91	11.161,96	1.070,81	3.283,93
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2016	6	3.352,55	20.115,28	18.625,26	1.786,79	5.479,70
	CRB - 500 kV - DJM	2016	2	5.202,73	10.405,47	9.634,69	924,29	2.834,60
	IB - 500 kV - DJM	2016	2	5.900,61	11.801,23	10.927,06	1.048,27	3.214,83
	EL - 500 kV - DJM	2016	3	6.295,66	18.886,97	17.487,94	1.677,68	5.145,09
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 480 Mvar - LT RIB-RVN C2 (50%)	2016	1	21.903,83	21.903,83	20.281,33	1.945,66	5.966,92
	CCS - 500 kV - DJM	2016	1	1.752,81	1.752,81	1.622,97	155,70	477,49
SE MARIMBONDO II	MIG - 500 kV - DJM	2016	1	7.540,76	7.540,76	6.982,19	669,83	2.054,21
	MIM - 500 kV - DJM	2016	1	5.468,02	5.468,02	5.062,98	485,71	1.489,57
	EL - 500 kV - DJM	2016	6	6.244,75	37.468,52	34.693,07	3.328,23	10.206,97
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT RVN-MAR	2016	7	3.720,98	26.046,87	24.117,47	2.313,68	7.095,55
	IB - 500 kV - DJM	2016	3	5.819,34	17.458,01	16.164,82	1.550,75	4.755,82
CUSTO TOTAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E EQUIPAMENTOS:					3.525.102,41	3.456.273,76		1.173.797,12

Tabela D-6– Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 3 (R\$ x 1000) – 1 de 2

Alternativa 3 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2020
LT	LT 500 kV PARANAITA - MARIMBONDO - 4x1590	2015	1550	662,40	1.026.720,00	1.026.720,00	91.200,90	364.138,76
	LT 500 kV PARANAITA - CLAUDIA - 4x954 - C1	2015	300	672,56	201.768,00	201.768,00	17.922,53	71.559,48
	LT 500 kV CLAUDIA - PARANATINGA - 4x954 - C1	2015	350	672,56	235.396,00	235.396,00	20.909,62	83.486,06
	LT 500 kV LOOP ARARAQUARA - MARIMBONDO II - MARIMBONDO - 3x954 (4 x 6km) - C1 e C2	2015	24	600,89	14.421,43	14.421,43	1.281,02	5.114,73
	LT 500 kV PARANATINGA - RIBEIRAOZINHO - 4x954 - C1	2015	348	672,56	234.050,88	234.050,88	20.790,14	83.009,00
SE PARANAITA	MIG - 500 kV - DJM	2015	2	7.278,10	14.556,20	14.556,20	1.292,99	5.162,53
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	3.827,10	3.827,10	3.827,10	339,95	1.357,33
	CONVERSOR - 2800 MW - 500 kV	2015	1	560.035,33	560.035,33	560.035,33	49.746,50	198.623,35
	ELETRODO DE TERRA - 2800 MW - 500 kV	2015	1	33.557,16	33.557,16	33.557,16	2.980,80	11.901,46
	EL - 500 kV - DJM	2015	3	6.295,66	18.886,97	18.886,97	1.677,68	6.698,50
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ) - LT PTA-CLA	2015	4	3.565,60	14.262,39	14.262,39	1.266,89	5.058,33
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2015	4	3.352,55	13.410,19	13.410,19	1.191,19	4.756,09
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	IB - 500 kV - DJM	2015	2	5.900,61	11.801,23	11.801,23	1.048,27	4.185,45
	EL - 500 kV - DJM	2016	2	6.295,66	12.591,32	11.658,63	1.118,45	3.430,06
	IB - 500 kV - DJM	2016	1	5.900,61	5.900,61	5.463,53	524,14	1.607,41
	MIM - 500 kV - DJM	2016	1	1.275,70	1.275,70	1.181,20	113,32	347,52
SE CLAUDIA	MIG - 500 kV - DJM	2015	1	7.278,10	7.278,10	7.278,10	646,49	2.581,27
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	5.102,80	5.102,80	5.102,80	453,27	1.809,77
	EL - 500 kV - DJM	2015	4	6.295,66	25.182,63	25.182,63	2.236,91	8.931,33
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ) - LT PTA-CLA	2015	4	3.565,60	14.262,39	14.262,39	1.266,89	5.058,33
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT CLA-PRN	2015	4	3.720,98	14.883,92	14.883,92	1.322,10	5.278,77
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ)	2015	4	3.565,60	14.262,39	14.262,39	1.266,89	5.058,33
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	IB - 500 kV - DJM	2015	3	5.900,61	17.701,84	17.701,84	1.572,41	6.278,17
SE PARANATINGA	MIG - 500 kV - DJM	2015	1	7.302,66	7.302,66	7.302,66	648,68	2.589,98
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	6.378,50	6.378,50	6.378,50	566,59	2.262,21
	EL - 500 kV - DJM	2015	2	6.295,66	12.591,32	12.591,32	1.118,45	4.465,66
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT CLA-PRN	2015	4	3.720,98	14.883,92	14.883,92	1.322,10	5.278,77
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT PRN-RIB	2015	4	3.720,98	14.883,92	14.883,92	1.322,10	5.278,77
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ)	2015	4	3.565,60	14.262,39	14.262,39	1.266,89	5.058,33
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 430 Mvar - LT CLA-PRN (70%)	2015	1	20.011,33	20.011,33	20.011,33	1.777,56	7.097,26
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 430 Mvar - LT PRN-RIB (70%)	2015	1	20.011,33	20.011,33	20.011,33	1.777,56	7.097,26
	CCS - 500 kV - DJM	2015	2	1.752,81	3.505,61	3.505,61	311,39	1.243,31
	IB - 500 kV - DJM	2015	2	5.900,61	11.801,23	11.801,23	1.048,27	4.185,45
	CONEXÃO DE COMPENSADOR - 500 kV	2015	1	5.839,83	5.839,83	5.839,83	518,74	2.071,17
	COMPENSADOR ESTATICO - 500 kV (-200/+300 Mvar)	2015	1	58.009,50	58.009,50	58.009,50	5.152,83	20.573,78

Tabela D-7– Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 3 (R\$ x 1000) – 2 de 2

Alternativa 3 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2020
SE RIBEIRAOZINHO	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	2.551,40	2.551,40	2.551,40	226,63	904,88
	EL - 500 kV - DJM	2015	1	6.295,66	6.295,66	6.295,66	559,23	2.232,83
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT PRN-RIB	2015	4	3.720,98	14.883,92	14.883,92	1.322,10	5.278,77
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2015	3	3.352,55	10.057,64	10.057,64	893,39	3.567,06
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	IB - 500 kV - DJM	2015	1	5.900,61	5.900,61	5.900,61	524,14	2.092,72
	MIM - 500 kV - DJM	2019	1	1.275,70	1.275,70	937,68	113,32	77,12
	EL - 500 kV - DJM	2019	1	6.295,66	6.295,66	4.627,50	559,23	380,60
	IB - 500 kV - DJM	2019	1	5.900,61	5.900,61	4.337,13	524,14	356,72
	EL - 500 kV - DJM	2020	1	6.295,66	6.295,66	4.284,72	559,23	-
SE RIO VERDE NORTE	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	3.827,10	3.827,10	3.827,10	339,95	1.357,33
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2015	3	3.352,55	10.057,64	10.057,64	893,39	3.567,06
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 90 Mvar - LT RIB-RVN C1 (30%)	2015	1	4.742,27	4.742,27	4.742,27	421,24	1.681,90
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 110 Mvar - LT RIB-RVN C2 (30%)	2015	1	5.756,29	5.756,29	5.756,29	511,32	2.041,54
	CCS - 500 kV - DJM	2015	2	1.752,81	3.505,61	3.505,61	311,39	1.243,31
	IB - 500 kV - DJM	2015	1	5.900,61	5.900,61	5.900,61	524,14	2.092,72
	CONEXÃO DE COMPENSADOR - 500 kV	2015	1	5.839,83	5.839,83	5.839,83	518,74	2.071,17
SE MARIMBONDO II	COMPENSADOR ESTATICO - 500 kV (-300/+300 Mvar)	2015	1	65.527,80	65.527,80	65.527,80	5.820,67	23.240,23
	MIG - 500 kV - DJM	2015	2	7.540,76	15.081,52	15.081,52	1.339,65	5.348,85
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	5.468,02	5.468,02	5.468,02	485,71	1.939,30
	CONVERSOR - 2800 MW - 500 kV	2015	1	560.035,33	560.035,33	560.035,33	49.746,50	198.623,35
	ELETRODO DE TERRA - 2800 MW - 500 kV	2015	1	33.557,16	33.557,16	33.557,16	2.980,80	11.901,46
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 150 Mvar (3x50 Mvar - 1Φ)	2016	10	3.390,86	33.908,64	31.396,89	3.012,02	9.237,21
	CRB - 500 kV - DJM	2016	3	5.131,56	15.394,67	14.254,33	1.367,47	4.193,73
	EL - 500 kV - DJM	2015	4	6.244,75	24.979,01	24.979,01	2.218,82	8.859,11
	IB - 500 kV - DJM	2015	4	5.819,34	23.277,34	23.277,34	2.067,67	8.255,59
CUSTO TOTAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E EQUIPAMENTOS:					3.592.945,52	3.582.248,54		1.262.404,60

Tabela D-8– Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 4 (R\$ x 1000) – 1 de 2

Alternativa 4 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2020
LT	LT 600 kV PARANAITA - MARIMBONDO - 6x900 - C1	2015	1550	677,24	1.049.722,00	1.049.722,00	93.244,11	372.296,70
	LT 500 kV PARANAITA - CLAUDIA - 4x954 - C1	2015	300	672,56	201.768,00	201.768,00	17.922,53	71.559,48
	LT 500 kV CLAUDIA - PARANATINGA - 4x954 - C1	2015	350	672,56	235.396,00	235.396,00	20.909,62	83.486,06
	LT 500 kV LOOP ARARAQUARA - MARIMBONDO II - MARIMBONDO - 3x954 (4 x 6km) - C1 e C2	2015	24	600,89	14.421,43	14.421,43	1.281,02	5.114,73
	LT 500 kV PARANATINGA - RIBEIRAOZINHO - 4x954 - C1	2015	348	672,56	234.050,88	234.050,88	20.790,14	83.009,00
SE PARANAITA	MIG - 500 kV - DJM	2015	2	7.278,10	14.556,20	14.556,20	1.292,99	5.162,53
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	3.827,10	3.827,10	3.827,10	339,95	1.357,33
	CONVERSOR - 2800 MW - 600 kV	2015	1	614.527,58	614.527,58	614.527,58	54.586,91	217.949,70
	ELETRODO DE TERRA - 2800 MW - 600 kV	2015	1	32.450,88	32.450,88	32.450,88	2.882,53	11.509,10
	EL - 500 kV - DJM	2015	3	6.295,66	18.886,97	18.886,97	1.677,68	6.698,50
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ) - LT PTA-CLA	2015	4	3.565,60	14.262,39	14.262,39	1.266,89	5.058,33
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2015	4	3.352,55	13.410,19	13.410,19	1.191,19	4.756,09
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	IB - 500 kV - DJM	2015	2	5.900,61	11.801,23	11.801,23	1.048,27	4.185,45
	EL - 500 kV - DJM	2016	2	6.295,66	12.591,32	11.658,63	1.118,45	3.430,06
	IB - 500 kV - DJM	2016	1	5.900,61	5.900,61	5.463,53	524,14	1.607,41
	MIM - 500 kV - DJM	2016	1	1.275,70	1.275,70	1.181,20	113,32	347,52
SE CLAUDIA	MIG - 500 kV - DJM	2015	1	7.278,10	7.278,10	7.278,10	646,49	2.581,27
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	5.102,80	5.102,80	5.102,80	453,27	1.809,77
	EL - 500 kV - DJM	2015	4	6.295,66	25.182,63	25.182,63	2.236,91	8.931,33
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ) - LT PTA-CLA	2015	4	3.565,60	14.262,39	14.262,39	1.266,89	5.058,33
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT CLA-PRN	2015	4	3.720,98	14.883,92	14.883,92	1.322,10	5.278,77
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ)	2015	4	3.565,60	14.262,39	14.262,39	1.266,89	5.058,33
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	IB - 500 kV - DJM	2015	3	5.900,61	17.701,84	17.701,84	1.572,41	6.278,17
SE PARANATINGA	MIG - 500 kV - DJM	2015	1	7.302,66	7.302,66	7.302,66	648,68	2.589,98
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	6.378,50	6.378,50	6.378,50	566,59	2.262,21
	EL - 500 kV - DJM	2015	2	6.295,66	12.591,32	12.591,32	1.118,45	4.465,66
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT CLA-PRN	2015	4	3.720,98	14.883,92	14.883,92	1.322,10	5.278,77
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT PRN-RIB	2015	4	3.720,98	14.883,92	14.883,92	1.322,10	5.278,77
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ)	2015	4	3.565,60	14.262,39	14.262,39	1.266,89	5.058,33
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 430 Mvar - LT CLA-PRN (70%)	2015	1	20.011,33	20.011,33	20.011,33	1.777,56	7.097,26
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 430 Mvar - LT PRN-RIB (70%)	2015	1	20.011,33	20.011,33	20.011,33	1.777,56	7.097,26
	CCS - 500 kV - DJM	2015	2	1.752,81	3.505,61	3.505,61	311,39	1.243,31
	IB - 500 kV - DJM	2015	2	5.900,61	11.801,23	11.801,23	1.048,27	4.185,45
	CONEXÃO DE COMPENSADOR - 500 kV	2015	1	5.839,83	5.839,83	5.839,83	518,74	2.071,17
	COMPENSADOR ESTATICO - 500 kV (-200/+300 Mvar)	2015	1	58.009,50	58.009,50	58.009,50	5.152,83	20.573,78

Tabela D-9– Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 4 (R\$ x 1000) – 2 de 2

Alternativa 4 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2020
SE RIBEIRAOZINHO	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	2.551,40	2.551,40	2.551,40	226,63	904,88
	EL - 500 kV - DJM	2015	1	6.295,66	6.295,66	6.295,66	559,23	2.232,83
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT PRN-RIB	2015	4	3.720,98	14.883,92	14.883,92	1.322,10	5.278,77
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2015	3	3.352,55	10.057,64	10.057,64	893,39	3.567,06
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	IB - 500 kV - DJM	2015	1	5.900,61	5.900,61	5.900,61	524,14	2.092,72
	MIM - 500 kV - DJM	2019	1	1.275,70	1.275,70	937,68	113,32	77,12
	EL - 500 kV - DJM	2019	1	6.295,66	6.295,66	4.627,50	559,23	380,60
	IB - 500 kV - DJM	2019	1	5.900,61	5.900,61	4.337,13	524,14	356,72
	EL - 500 kV - DJM	2020	1	6.295,66	6.295,66	4.284,72	559,23	-
SE RIO VERDE NORTE	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	3.827,10	3.827,10	3.827,10	339,95	1.357,33
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2015	3	3.352,55	10.057,64	10.057,64	893,39	3.567,06
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 90 Mvar - LT RIB-RVN C1 (30%)	2015	1	4.742,27	4.742,27	4.742,27	421,24	1.681,90
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 110 Mvar - LT RIB-RVN C2 (30%)	2015	1	5.756,29	5.756,29	5.756,29	511,32	2.041,54
	CCS - 500 kV - DJM	2015	2	1.752,81	3.505,61	3.505,61	311,39	1.243,31
	IB - 500 kV - DJM	2015	1	5.900,61	5.900,61	5.900,61	524,14	2.092,72
	CONEXÃO DE COMPENSADOR - 500 kV	2015	1	5.839,83	5.839,83	5.839,83	518,74	2.071,17
	COMPENSADOR ESTATICO - 500 kV (-300/+300 Mvar)	2015	1	65.527,80	65.527,80	65.527,80	5.820,67	23.240,23
SE MARIMBONDO II	MIG - 500 kV - DJM	2015	2	7.540,76	15.081,52	15.081,52	1.339,65	5.348,85
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	5.468,02	5.468,02	5.468,02	485,71	1.939,30
	CONVERSOR - 2800 MW - 600 kV	2015	1	614.527,58	614.527,58	614.527,58	54.586,91	217.949,70
	ELETRODO DE TERRA - 2800 MW - 600 kV	2015	1	32.450,88	32.450,88	32.450,88	2.882,53	11.509,10
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 150 Mvar (3x50 Mvar - 1Φ)	2016	10	3.390,86	33.908,64	31.396,89	3.012,02	9.237,21
	CRB - 500 kV - DJM	2016	3	5.131,56	15.394,67	14.254,33	1.367,47	4.193,73
	EL - 500 kV - DJM	2015	4	6.244,75	24.979,01	24.979,01	2.218,82	8.859,11
	IB - 500 kV - DJM	2015	4	5.819,34	23.277,34	23.277,34	2.067,67	8.255,59
CUSTO TOTAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E EQUIPAMENTOS:					3.722.719,47	3.712.022,49		1.308.430,51

ANEXO E Plano de Obras e Estimativa de Custos – Entrada em Operação das Usinas São Manoel, Foz do Apicás e Teles Pires em 2017

Tabela E-1– Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$ x 1000) – Usinas em 2017 – 1 de 3

Alternativa 1 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2020
LT	LT 500 kV PARANAITA - CLAUDIA - 4x954 - C1 e C2	2015	300	1.203,35	361.005,00	361.005,00	32.067,15	128.034,82
	LT 500 kV PARANAITA - CLAUDIA - 4x954 - C3	2017	300	672,56	201.768,00	172.983,54	17.922,53	39.598,86
	LT 500 kV CLAUDIA - PARANATINGA - 4x954 - C1 e C2	2015	350	1.203,35	421.172,50	421.172,50	37.411,67	149.373,96
	LT 500 kV CLAUDIA - PARANATINGA - 4x954 - C3	2017	350	672,56	235.396,00	201.814,13	20.909,62	46.198,67
	LT 500 kV PARANATINGA - RIBEIRAOZINHO - 4x954 - C1 e C2	2015	348	1.203,35	418.765,80	418.765,80	37.197,89	148.520,39
	LT 500 kV PARANATINGA - RIBEIRAOZINHO - 4x954 - C3	2017	348	672,56	234.050,88	200.660,91	20.790,14	45.934,67
	LT 500 kV RIBEIRAOZINHO - RIO VERDE NORTE - 4x954 - C3	2016	243	672,56	163.432,08	151.326,00	14.517,25	44.521,28
	LT 500 kV LOOP ARARAQUARA - MARIMBONDO II - MARIMBONDO - 3x954 (4 x 6km) - C1 e C2	2016	24	600,89	14.421,43	13.353,17	1.281,02	3.928,61
	LT 500 kV RIO VERDE NORTE - MARIMBONDO II - 4x954 - C1 e C2	2016	347	1.203,35	417.562,45	386.631,90	37.091,00	113.750,09
SE PARANAITA	MIG - 500 kV - DJM	2015	1	7.327,22	7.327,22	7.327,22	650,86	2.598,69
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	5.102,80	5.102,80	5.102,80	453,27	1.809,77
	EL - 500 kV - DJM	2015	4	6.295,66	25.182,63	25.182,63	2.236,91	8.931,33
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ) - LT PTA-CLA	2015	7	3.565,60	24.959,18	24.959,18	2.217,06	8.852,08
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2015	7	3.352,55	23.467,83	23.467,83	2.084,59	8.323,15
	CRB - 500 kV - DJM	2015	2	5.202,73	10.405,47	10.405,47	924,29	3.690,43
	IB - 500 kV - DJM	2015	3	5.900,61	17.701,84	17.701,84	1.572,41	6.278,17
	MIM - 500 kV - DJM	2017	1	3.827,10	3.827,10	3.281,12	339,95	751,10
	EL - 500 kV - DJM	2017	3	6.295,66	18.886,97	16.192,54	1.677,68	3.706,75
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ) - LT PTA-CLA	2017	4	3.565,60	14.262,39	12.227,70	1.266,89	2.799,13
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2017	3	3.352,55	10.057,64	8.622,81	893,39	1.973,91
	CRB - 500 kV - DJM	2017	1	5.202,73	5.202,73	4.460,51	462,15	1.021,09
	IB - 500 kV - DJM	2017	2	5.900,61	11.801,23	10.117,65	1.048,27	2.316,10

Tabela E-2– Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$ x 1000) – Usinas em 2017 – 2 de 3

Alternativa 1 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2020
SE CLAUDIA	MIG - 500 kV - DJM	2015	1	7.376,33	7.376,33	7.376,33	655,22	2.616,11
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	7.654,20	7.654,20	7.654,20	679,90	2.714,66
	EL - 500 kV - DJM	2015	5	6.295,66	31.478,29	31.478,29	2.796,14	11.164,16
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ) - LT PTA-CLA	2015	7	3.565,60	24.959,18	24.959,18	2.217,06	8.852,08
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT CLA-PRN	2015	7	3.720,98	26.046,87	26.046,87	2.313,68	9.237,84
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ)	2015	7	3.565,60	24.959,18	24.959,18	2.217,06	8.852,08
	CRB - 500 kV - DJM	2015	2	5.202,73	10.405,47	10.405,47	924,29	3.690,43
	IB - 500 kV - DJM	2015	4	5.900,61	23.602,46	23.602,46	2.096,55	8.370,90
	MIM - 500 kV - DJM	2017	1	3.827,10	3.827,10	3.281,12	339,95	751,10
	EL - 500 kV - DJM	2017	3	6.295,66	18.886,97	16.192,54	1.677,68	3.706,75
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ) - LT PTA-CLA	2017	4	3.565,60	14.262,39	12.227,70	1.266,89	2.799,13
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT CLA-PRN	2017	4	3.720,98	14.883,92	12.760,57	1.322,10	2.921,11
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ)	2017	3	3.565,60	10.696,79	9.170,78	950,17	2.099,35
	CRB - 500 kV - DJM	2017	1	5.202,73	5.202,73	4.460,51	462,15	1.021,09
	IB - 500 kV - DJM	2017	2	5.900,61	11.801,23	10.117,65	1.048,27	2.316,10
SE PARANATINGA	MIG - 500 kV - DJM	2015	1	7.499,12	7.499,12	7.499,12	666,13	2.659,66
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	11.481,29	11.481,29	11.481,29	1.019,85	4.071,98
	EL - 500 kV - DJM	2015	4	6.295,66	25.182,63	25.182,63	2.236,91	8.931,33
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT CLA-PRN	2015	7	3.720,98	26.046,87	26.046,87	2.313,68	9.237,84
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT PRN-RIB	2015	7	3.720,98	26.046,87	26.046,87	2.313,68	9.237,84
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ)	2015	7	3.565,60	24.959,18	24.959,18	2.217,06	8.852,08
	CRB - 500 kV - DJM	2015	2	5.202,73	10.405,47	10.405,47	924,29	3.690,43
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 465 Mvar - LT CLA-PRN (42%)	2015	2	21.345,58	42.691,17	42.691,17	3.792,15	15.140,94
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 510 Mvar - LT PRN-RIB (52%)	2015	2	22.995,89	45.991,78	45.991,78	4.085,33	16.311,55
	CCS - 500 kV - DJM	2015	4	1.752,81	7.011,22	7.011,22	622,79	2.486,62
	IB - 500 kV - DJM	2015	4	5.900,61	23.602,46	23.602,46	2.096,55	8.370,90
	CONEXÃO DE COMPENSADOR - 500 kV	2015	1	5.839,83	5.839,83	5.839,83	518,74	2.071,17
	COMPENSADOR ESTATICO - 500 kV (-200/+200 Mvar)	2015	1	51.335,20	51.335,20	51.335,20	4.559,97	18.206,65
	MIM - 500 kV - DJM	2017	1	5.102,80	5.102,80	4.374,83	453,27	1.001,47
	EL - 500 kV - DJM	2017	2	6.295,66	12.591,32	10.795,02	1.118,45	2.471,16
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT CLA-PRN	2017	4	3.720,98	14.883,92	12.760,57	1.322,10	2.921,11
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT PRN-RIB	2017	4	3.720,98	14.883,92	12.760,57	1.322,10	2.921,11
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ)	2017	3	3.565,60	10.696,79	9.170,78	950,17	2.099,35
	CRB - 500 kV - DJM	2017	1	5.202,73	5.202,73	4.460,51	462,15	1.021,09
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 430 Mvar - LT CLA-PRN (40%)	2017	1	20.011,33	20.011,33	17.156,49	1.777,56	3.927,41
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 475 Mvar - LT PRN-RIB (50%)	2017	1	21.718,65	21.718,65	18.620,24	1.929,21	4.262,49
	CCS - 500 kV - DJM	2017	2	1.752,81	3.505,61	3.005,50	311,39	688,01
	IB - 500 kV - DJM	2017	1	5.900,61	5.900,61	5.058,83	524,14	1.158,05

Tabela E-3– Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$ x 1000) – Usinas em 2017 – 3 de 3

Alternativa 1 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2020
SE RIBEIRAOZINHO	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	2.551,40	2.551,40	2.551,40	226,63	904,89
	EL - 500 kV - DJM	2015	2	6.295,66	12.591,32	12.591,32	1.118,45	4.465,66
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT PRN-RIB	2015	7	3.720,98	26.046,87	26.046,87	2.313,68	9.237,84
	IB - 500 kV - DJM	2015	1	5.900,61	5.900,61	5.900,61	524,14	2.092,72
	MIM - 500 kV - DJM	2016	1	2.551,40	2.551,40	2.362,41	226,63	695,04
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2016	3	3.352,55	10.057,64	9.312,63	893,39	2.739,85
	CRB - 500 kV - DJM	2016	1	5.202,73	5.202,73	4.817,35	462,15	1.417,30
	EL - 500 kV - DJM	2016	1	6.295,66	6.295,66	5.829,31	559,23	1.715,03
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 100 Mvar (3x33 Mvar - 1Φ) - LT RIB-RVN	2016	4	3.013,73	12.054,91	11.161,96	1.070,81	3.283,93
	IB - 500 kV - DJM	2016	1	5.900,61	5.900,61	5.463,53	524,14	1.607,41
	MIM - 500 kV - DJM	2017	1	1.275,70	1.275,70	1.093,71	113,32	250,37
	EL - 500 kV - DJM	2017	1	6.295,66	6.295,66	5.397,51	559,23	1.235,58
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT PRN-RIB	2017	4	3.720,98	14.883,92	12.760,57	1.322,10	2.921,11
	IB - 500 kV - DJM	2017	1	5.900,61	5.900,61	5.058,83	524,14	1.158,05
	EL - 500 kV - DJM	2019	1	6.295,66	6.295,66	4.627,50	559,23	380,60
	MIM - 500 kV - DJM	2020	1	1.275,67	1.275,67	868,20	113,31	-
	EL - 500 kV - DJM	2020	1	6.295,66	6.295,66	4.284,72	559,23	-
	IB - 500 kV - DJM	2020	1	5.900,61	5.900,61	4.015,86	524,14	-
SE RIO VERDE NORTE	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	3.827,10	3.827,10	3.827,10	339,95	1.357,33
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 390 Mvar - LT RIB-RVN C1 (50%)	2015	1	18.432,17	18.432,17	18.432,17	1.637,28	6.537,19
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 480 Mvar - LT RIB-RVN C2 (50%)	2015	1	21.903,83	21.903,83	21.903,83	1.945,66	7.768,46
	CCS - 500 kV - DJM	2015	2	1.752,81	3.505,61	3.505,61	311,39	1.243,31
	CONEXÃO DE COMPENSADOR - 500 kV	2015	1	5.839,83	5.839,83	5.839,83	518,74	2.071,17
	COMPENSADOR ESTATICO - 500 kV (-200/+300 Mvar)	2015	1	58.009,50	58.009,50	58.009,50	5.152,83	20.573,78
	IB - 500 kV - DJM	2015	1	5.900,61	5.900,61	5.900,61	524,14	2.092,72
	MIM - 500 kV - DJM	2016	1	6.378,50	6.378,50	5.906,02	566,59	1.737,60
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT RVN-MAR	2016	7	3.720,98	26.046,87	24.117,47	2.313,68	7.095,55
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 100 Mvar (3x33 Mvar - 1Φ) - LT RIB-RVN	2016	4	3.013,73	12.054,91	11.161,96	1.070,81	3.283,93
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2016	6	3.352,55	20.115,28	18.625,26	1.786,79	5.479,70
	CRB - 500 kV - DJM	2016	2	5.202,73	10.405,47	9.634,69	924,29	2.834,60
	IB - 500 kV - DJM	2016	2	5.900,61	11.801,23	10.927,06	1.048,27	3.214,83
	EL - 500 kV - DJM	2016	3	6.295,66	18.886,97	17.487,94	1.677,68	5.145,09
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 480 Mvar - LT RIB-RVN C3 (50%)	2016	1	21.903,83	21.903,83	20.281,33	1.945,66	5.966,92
SE MARIMBONDO II	CCS - 500 kV - DJM	2016	1	1.752,81	1.752,81	1.622,97	155,70	477,49
	MIG - 500 kV - DJM	2016	1	7.540,76	7.540,76	6.982,19	669,83	2.054,21
	MIM - 500 kV - DJM	2016	1	5.468,02	5.468,02	5.062,98	485,71	1.489,57
	EL - 500 kV - DJM	2016	6	6.244,75	37.468,52	34.693,07	3.328,23	10.206,97
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT RVN-MAR	2016	7	3.720,98	26.046,87	24.117,47	2.313,68	7.095,55
IB - 500 kV - DJM		2016	3	5.819,34	17.458,01	16.164,82	1.550,75	4.755,82
CUSTO TOTAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E EQUIPAMENTOS:					3.782.416,44	3.576.059,64		1.112.353,26

Tabela E-4– Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 (R\$ x 1000) – Usinas em 2017 – 1 de 2

Alternativa 2 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2020
LT	LT 500 kV PARANAITA - CLAUDIA - 6x900 - C1	2015	300	880,21	264.063,00	264.063,00	23.456,04	93.653,16
	LT 500 kV PARANAITA - CLAUDIA - 6x900 - C2	2015	300	880,21	264.063,00	264.063,00	23.456,04	93.653,16
	LT 500 kV CLAUDIA - PARANATINGA - 6x900 - C1	2015	350	880,21	308.073,50	308.073,50	27.365,38	109.262,02
	LT 500 kV CLAUDIA - PARANATINGA - 6x900 - C2	2015	350	880,21	308.073,50	308.073,50	27.365,38	109.262,02
	LT 500 kV PARANATINGA - RIBEIRAOZINHO - 6x900 - C1	2015	348	880,21	306.313,08	306.313,08	27.209,00	108.637,67
	LT 500 kV PARANATINGA - RIBEIRAOZINHO - 6x900 - C2	2015	348	880,21	306.313,08	306.313,08	27.209,00	108.637,67
	LT 500 kV RIBEIRAOZINHO - RIO VERDE NORTE - 4x954 - C3	2016	243	672,56	163.432,08	151.326,00	14.517,25	44.521,28
	LT 500 kV LOOP ARARAQUARA - MARIMBONDO II - MARIMBONDO - 3x954 (4 x 6km) - C1 e C2	2016	24	600,89	14.421,43	13.353,17	1.281,02	3.928,61
	LT 500 kV RIO VERDE NORTE - MARIMBONDO II - 4x954 - C1 e C2	2016	347	1.203,35	417.562,45	386.631,90	37.091,00	113.750,09
SE PARANAITA	MIG - 500 kV - DJM	2015	1	7.302,66	7.302,66	7.302,66	648,68	2.589,98
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	5.102,80	5.102,80	5.102,80	453,27	1.809,77
	EL - 500 kV - DJM	2015	4	6.295,66	25.182,63	25.182,63	2.236,91	8.931,33
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 200 Mvar (3x67 Mvar - 1Φ) - LT PTA-CLA	2015	7	3.777,54	26.442,80	26.442,80	2.348,85	9.378,26
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2015	7	3.352,55	23.467,83	23.467,83	2.084,59	8.323,15
	CRB - 500 kV - DJM	2015	2	5.202,73	10.405,47	10.405,47	924,29	3.690,43
	IB - 500 kV - DJM	2015	3	5.900,61	17.701,84	17.701,84	1.572,41	6.278,17
	MIM - 500 kV - DJM	2017	1	1.275,70	1.275,70	1.093,71	113,32	250,37
	EL - 500 kV - DJM	2017	2	6.295,66	12.591,32	10.795,02	1.118,45	2.471,16
SE CLAUDIA	IB - 500 kV - DJM	2017	1	5.900,61	5.900,61	5.058,83	524,14	1.158,05
	MIG - 500 kV - DJM	2015	1	7.327,22	7.327,22	7.327,22	650,86	2.598,69
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	7.654,20	7.654,20	7.654,20	679,90	2.714,65
	EL - 500 kV - DJM	2015	5	6.295,66	31.478,29	31.478,29	2.796,14	11.164,16
	EL - 500 kV - DJM	2017	1	6.295,66	6.295,66	5.397,51	559,23	1.235,58
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 200 Mvar (3x67 Mvar - 1Φ) - LT PTA-CLA	2015	7	3.777,54	26.442,80	26.442,80	2.348,85	9.378,26
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 250 Mvar (3x83,3 Mvar - 1Φ) - LT CLA-PRN	2015	7	4.023,41	28.163,88	28.163,88	2.501,73	9.988,66
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 200 Mvar (3x67 Mvar - 1Φ)	2015	7	3.777,54	26.442,80	26.442,80	2.348,85	9.378,26
	CRB - 500 kV - DJM	2015	2	5.202,73	10.405,47	10.405,47	924,29	3.690,43
SE PARANATINGA	IB - 500 kV - DJM	2015	4	5.900,61	23.602,46	23.602,46	2.096,55	8.370,90
	MIG - 500 kV - DJM	2015	1	7.425,45	7.425,45	7.425,45	659,58	2.633,53
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	12.756,99	12.756,99	12.756,99	1.133,17	4.524,42
	EL - 500 kV - DJM	2015	4	6.295,66	25.182,63	25.182,63	2.236,91	8.931,33
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 250 Mvar (3x83,3 Mvar - 1Φ) - LT CLA-PRN	2015	7	4.023,41	28.163,88	28.163,88	2.501,73	9.988,66
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 250 Mvar (3x83,3 Mvar - 1Φ) - LT PRN-RIB	2015	7	4.023,41	28.163,88	28.163,88	2.501,73	9.988,66
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 200 Mvar (3x67 Mvar - 1Φ)	2015	7	3.777,54	26.442,80	26.442,80	2.348,85	9.378,26
	CRB - 500 kV - DJM	2015	2	5.202,73	10.405,47	10.405,47	924,29	3.690,43
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 730 Mvar - LT CLA-PRN (40%)	2015	2	30.008,83	60.017,66	60.017,66	5.331,21	21.286,00
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 830 Mvar - LT PRN-RIB (50%)	2015	2	32.617,33	65.234,66	65.234,66	5.794,63	23.136,27
	CCS - 500 kV - DJM	2015	4	1.752,81	7.011,22	7.011,22	622,79	2.486,62
	IB - 500 kV - DJM	2015	4	5.900,61	23.602,46	23.602,46	2.096,55	8.370,90
	CONEXÃO DE COMPENSADOR - 500 kV	2015	2	5.839,83	11.679,65	11.679,65	1.037,47	4.142,33
	COMPENSADOR ESTATICO (-200/+300 Mvar) 2x	2015	2	58.009,50	116.019,00	116.019,00	10.305,67	41.147,55

Tabela E-5– Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 (R\$ x 1000) – Usinas em 2017 – 2 de 2

Alternativa 2 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2020
SE RIBEIRAOZINHO	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	3.827,10	3.827,10	3.827,10	339,95	1.357,33
	EL - 500 kV - DJM	2015	2	6.295,66	12.591,32	12.591,32	1.118,45	4.465,66
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 250 Mvar (3x83,3 Mvar - 1Φ) - LT PRN-RIB	2015	7	4.023,41	28.163,88	28.163,88	2.501,73	9.988,66
	IB - 500 kV - DJM	2015	2	5.900,61	11.801,23	11.801,23	1.048,27	4.185,45
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45 Mvar - 1Φ)	2015	3	3.352,55	10.057,64	10.057,64	893,39	3.567,06
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	EL - 500 kV - DJM	2016	1	6.295,66	6.295,66	5.829,31	559,23	1.715,03
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 100 Mvar (3x33 Mvar - 1Φ) - LT RIB-RVN	2016	3	3.013,73	9.041,19	8.371,47	803,11	2.462,95
	MIM - 500 kV - DJM	2019	1	1.275,70	1.275,70	937,68	113,32	77,12
	IB - 500 kV - DJM	2019	1	5.900,61	5.900,61	4.337,13	524,14	356,72
	EL - 500 kV - DJM	2019	1	6.295,66	6.295,66	4.627,50	559,23	380,60
	EL - 500 kV - DJM	2020	1	6.295,66	6.295,66	4.284,72	559,23	-
SE RIO VERDE NORTE	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	3.827,10	3.827,10	3.827,10	339,95	1.357,33
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 390 Mvar - LT RIB-RVN C1 (50%)	2015	1	18.432,17	18.432,17	18.432,17	1.637,28	6.537,19
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 480 Mvar - LT RIB-RVN C2 (50%)	2015	1	21.903,83	21.903,83	21.903,83	1.945,66	7.768,46
	CCS - 500 kV - DJM	2015	2	1.752,81	3.505,61	3.505,61	311,39	1.243,31
	CONEXÃO DE COMPENSADOR - 500 kV	2015	1	5.839,83	5.839,83	5.839,83	518,74	2.071,17
	COMPENSADOR ESTATICO - 500 kV (-200/+300 Mvar)	2015	1	58.009,50	58.009,50	58.009,50	5.152,83	20.573,78
	IB - 500 kV - DJM	2015	1	5.900,61	5.900,61	5.900,61	524,14	2.092,72
	MIM - 500 kV - DJM	2016	1	6.378,50	6.378,50	5.906,02	566,59	1.737,60
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT RVN-MAR	2016	7	3.720,98	26.046,87	24.117,47	2.313,68	7.095,55
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 100 Mvar (3x33 Mvar - 1Φ) - LT RIB-RVN	2016	4	3.013,73	12.054,91	11.161,96	1.070,81	3.283,93
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2016	6	3.352,55	20.115,28	18.625,26	1.786,79	5.479,70
	CRB - 500 kV - DJM	2016	2	5.202,73	10.405,47	9.634,69	924,29	2.834,60
	IB - 500 kV - DJM	2016	2	5.900,61	11.801,23	10.927,06	1.048,27	3.214,83
	EL - 500 kV - DJM	2016	3	6.295,66	18.886,97	17.487,94	1.677,68	5.145,09
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 480 Mvar - LT RIB-RVN C2 (50%)	2016	1	21.903,83	21.903,83	20.281,33	1.945,66	5.966,92
	CCS - 500 kV - DJM	2016	1	1.752,81	1.752,81	1.622,97	155,70	477,49
SE MARIMBONDO II	MIG - 500 kV - DJM	2016	1	7.540,76	7.540,76	6.982,19	669,83	2.054,21
	MIM - 500 kV - DJM	2016	1	5.468,02	5.468,02	5.062,98	485,71	1.489,57
	EL - 500 kV - DJM	2016	6	6.244,75	37.468,52	34.693,07	3.328,23	10.206,97
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT RVN-MAR	2016	7	3.720,98	26.046,87	24.117,47	2.313,68	7.095,55
	IB - 500 kV - DJM	2016	3	5.819,34	17.458,01	16.164,82	1.550,75	4.755,82
CUSTO TOTAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E EQUIPAMENTOS:					3.525.102,41	3.454.019,81		1.171.294,47

Tabela E-6– Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 3 (R\$ x 1000) – Usinas em 2017 – 1 de 2

Alternativa 3 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2020
LT	LT 500 kV PARANAITA - MARIMBONDO - 4x1590	2015	1550	662,40	1.026.720,00	1.026.720,00	91.200,90	364.138,76
	LT 500 kV PARANAITA - CLAUDIA - 4x954 - C1	2015	300	672,56	201.768,00	201.768,00	17.922,53	71.559,48
	LT 500 kV CLAUDIA - PARANATINGA - 4x954 - C1	2015	350	672,56	235.396,00	235.396,00	20.909,62	83.486,06
	LT 500 kV LOOP ARARAQUARA - MARIMBONDO II - MARIMBONDO - 3x954 (4 x 6km) - C1 e C2	2015	24	600,89	14.421,43	14.421,43	1.281,02	5.114,73
	LT 500 kV PARANATINGA - RIBEIRAOZINHO - 4x954 - C1	2015	348	672,56	234.050,88	234.050,88	20.790,14	83.009,00
SE PARANAITA	MIG - 500 kV - DJM	2015	2	7.278,10	14.556,20	14.556,20	1.292,99	5.162,53
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	3.827,10	3.827,10	3.827,10	339,95	1.357,33
	CONVERSOR - 2800 MW - 500 kV	2015	1	560.035,33	560.035,33	560.035,33	49.746,50	198.623,35
	ELETRODO DE TERRA - 2800 MW - 500 kV	2015	1	33.557,16	33.557,16	33.557,16	2.980,80	11.901,46
	EL - 500 kV - DJM	2015	3	6.295,66	18.886,97	18.886,97	1.677,68	6.698,50
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ) - LT PTA-CLA	2015	4	3.565,60	14.262,39	14.262,39	1.266,89	5.058,33
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2015	4	3.352,55	13.410,19	13.410,19	1.191,19	4.756,09
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	IB - 500 kV - DJM	2015	2	5.900,61	11.801,23	11.801,23	1.048,27	4.185,45
	EL - 500 kV - DJM	2017	2	6.295,66	12.591,32	10.795,02	1.118,45	2.471,16
	IB - 500 kV - DJM	2017	1	5.900,61	5.900,61	5.058,83	524,14	1.158,05
	MIM - 500 kV - DJM	2017	1	1.275,70	1.275,70	1.093,71	113,32	250,37
SE CLAUDIA	MIG - 500 kV - DJM	2015	1	7.278,10	7.278,10	7.278,10	646,49	2.581,27
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	5.102,80	5.102,80	5.102,80	453,27	1.809,77
	EL - 500 kV - DJM	2015	3	6.295,66	18.886,97	18.886,97	1.677,68	6.698,50
	EL - 500 kV - DJM	2017	1	6.295,66	6.295,66	5.397,51	559,23	1.235,58
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ) - LT PTA-CLA	2015	4	3.565,60	14.262,39	14.262,39	1.266,89	5.058,33
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT CLA-PRN	2015	4	3.720,98	14.883,92	14.883,92	1.322,10	5.278,77
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ)	2015	4	3.565,60	14.262,39	14.262,39	1.266,89	5.058,33
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	IB - 500 kV - DJM	2015	3	5.900,61	17.701,84	17.701,84	1.572,41	6.278,17
SE PARANATINGA	MIG - 500 kV - DJM	2015	1	7.302,66	7.302,66	7.302,66	648,68	2.589,98
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	6.378,50	6.378,50	6.378,50	566,59	2.262,21
	EL - 500 kV - DJM	2015	2	6.295,66	12.591,32	12.591,32	1.118,45	4.465,66
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT CLA-PRN	2015	4	3.720,98	14.883,92	14.883,92	1.322,10	5.278,77
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT PRN-RIB	2015	4	3.720,98	14.883,92	14.883,92	1.322,10	5.278,77
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ)	2015	4	3.565,60	14.262,39	14.262,39	1.266,89	5.058,33
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 430 Mvar - LT CLA-PRN (70%)	2015	1	20.011,33	20.011,33	20.011,33	1.777,56	7.097,26
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 430 Mvar - LT PRN-RIB (70%)	2015	1	20.011,33	20.011,33	20.011,33	1.777,56	7.097,26
	CCS - 500 kV - DJM	2015	2	1.752,81	3.505,61	3.505,61	311,39	1.243,31
	IB - 500 kV - DJM	2015	2	5.900,61	11.801,23	11.801,23	1.048,27	4.185,45
	CONEXÃO DE COMPENSADOR - 500 kV	2015	1	5.839,83	5.839,83	5.839,83	518,74	2.071,17
	COMPENSADOR ESTATICO - 500 kV (-200/+300 Mvar)	2015	1	58.009,50	58.009,50	58.009,50	5.152,83	20.573,78

Tabela E-7– Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 3 (R\$ x 1000) – Usinas em 2017 – 2 de 2

Alternativa 3 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2020
SE RIBEIRAOZINHO	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	2.551,40	2.551,40	2.551,40	226,63	904,88
	EL - 500 kV - DJM	2015	1	6.295,66	6.295,66	6.295,66	559,23	2.232,83
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT PRN-RIB	2015	4	3.720,98	14.883,92	14.883,92	1.322,10	5.278,77
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2015	3	3.352,55	10.057,64	10.057,64	893,39	3.567,06
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	IB - 500 kV - DJM	2015	1	5.900,61	5.900,61	5.900,61	524,14	2.092,72
	MIM - 500 kV - DJM	2019	1	1.275,70	1.275,70	937,68	113,32	77,12
	EL - 500 kV - DJM	2019	1	6.295,66	6.295,66	4.627,50	559,23	380,60
	IB - 500 kV - DJM	2019	1	5.900,61	5.900,61	4.337,13	524,14	356,72
	EL - 500 kV - DJM	2020	1	6.295,66	6.295,66	4.284,72	559,23	-
SE RIO VERDE NORTE	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	3.827,10	3.827,10	3.827,10	339,95	1.357,33
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2015	3	3.352,55	10.057,64	10.057,64	893,39	3.567,06
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 90 Mvar - LT RIB-RVN C1 (30%)	2015	1	4.742,27	4.742,27	4.742,27	421,24	1.681,90
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 110 Mvar - LT RIB-RVN C2 (30%)	2015	1	5.756,29	5.756,29	5.756,29	511,32	2.041,54
	CCS - 500 kV - DJM	2015	2	1.752,81	3.505,61	3.505,61	311,39	1.243,31
	IB - 500 kV - DJM	2015	1	5.900,61	5.900,61	5.900,61	524,14	2.092,72
	CONEXÃO DE COMPENSADOR - 500 kV	2015	1	5.839,83	5.839,83	5.839,83	518,74	2.071,17
	COMPENSADOR ESTATICO - 500 kV (-300/+300 Mvar)	2015	1	65.527,80	65.527,80	65.527,80	5.820,67	23.240,23
SE MARIMBONDO II	MIG - 500 kV - DJM	2015	2	7.540,76	15.081,52	15.081,52	1.339,65	5.348,85
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	5.468,02	5.468,02	5.468,02	485,71	1.939,30
	CONVERSOR - 2800 MW - 500 kV	2015	1	560.035,33	560.035,33	560.035,33	49.746,50	198.623,35
	ELETRODO DE TERRA - 2800 MW - 500 kV	2015	1	33.557,16	33.557,16	33.557,16	2.980,80	11.901,46
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 150 Mvar (3x50 Mvar - 1Φ)	2016	10	3.390,86	33.908,64	31.396,89	3.012,02	9.237,21
	CRB - 500 kV - DJM	2016	3	5.131,56	15.394,67	14.254,33	1.367,47	4.193,73
	EL - 500 kV - DJM	2015	4	6.244,75	24.979,01	24.979,01	2.218,82	8.859,11
	IB - 500 kV - DJM	2015	4	5.819,34	23.277,34	23.277,34	2.067,67	8.255,59
CUSTO TOTAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E EQUIPAMENTOS:					3.592.945,52	3.579.994,59		1.259.901,94

Tabela E-8– Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 4 (R\$ x 1000) – Usinas em 2017 – 1 de 2

Alternativa 4 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2020
LT	LT 600 kV PARANAITA - MARIMBONDO - 6x900 - C1	2015	1550	677,24	1.049.722,00	1.049.722,00	93.244,11	372.296,70
	LT 500 kV PARANAITA - CLAUDIA - 4x954 - C1	2015	300	672,56	201.768,00	201.768,00	17.922,53	71.559,48
	LT 500 kV CLAUDIA - PARANATINGA - 4x954 - C1	2015	350	672,56	235.396,00	235.396,00	20.909,62	83.486,06
	LT 500 kV LOOP ARARAQUARA - MARIMBONDO II - MARIMBONDO - 3x954 (4 x 6km) - C1 e C2	2015	24	600,89	14.421,43	14.421,43	1.281,02	5.114,73
	LT 500 kV PARANATINGA - RIBEIRAOZINHO - 4x954 - C1	2015	348	672,56	234.050,88	234.050,88	20.790,14	83.009,00
SE PARANAITA	MIG - 500 kV - DJM	2015	2	7.278,10	14.556,20	14.556,20	1.292,99	5.162,53
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	3.827,10	3.827,10	3.827,10	339,95	1.357,33
	CONVERSOR - 2800 MW - 600 kV	2015	1	614.527,58	614.527,58	614.527,58	54.586,91	217.949,70
	ELETRODO DE TERRA - 2800 MW - 600 kV	2015	1	32.450,88	32.450,88	32.450,88	2.882,53	11.509,10
	EL - 500 kV - DJM	2015	3	6.295,66	18.886,97	18.886,97	1.677,68	6.698,50
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ) - LT PTA-CLA	2015	4	3.565,60	14.262,39	14.262,39	1.266,89	5.058,33
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2015	4	3.352,55	13.410,19	13.410,19	1.191,19	4.756,09
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	IB - 500 kV - DJM	2015	2	5.900,61	11.801,23	11.801,23	1.048,27	4.185,45
	EL - 500 kV - DJM	2017	2	6.295,66	12.591,32	10.795,02	1.118,45	2.471,16
	IB - 500 kV - DJM	2017	1	5.900,61	5.900,61	5.058,83	524,14	1.158,05
	MIM - 500 kV - DJM	2017	1	1.275,70	1.275,70	1.093,71	113,32	250,37
SE CLAUDIA	MIG - 500 kV - DJM	2015	1	7.278,10	7.278,10	7.278,10	646,49	2.581,27
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	5.102,80	5.102,80	5.102,80	453,27	1.809,77
	EL - 500 kV - DJM	2015	3	6.295,66	18.886,97	18.886,97	1.677,68	6.698,50
	EL - 500 kV - DJM	2017	1	6.295,66	6.295,66	5.397,51	559,23	1.235,58
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ) - LT PTA-CLA	2015	4	3.565,60	14.262,39	14.262,39	1.266,89	5.058,33
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT CLA-PRN	2015	4	3.720,98	14.883,92	14.883,92	1.322,10	5.278,77
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ)	2015	4	3.565,60	14.262,39	14.262,39	1.266,89	5.058,33
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	IB - 500 kV - DJM	2015	3	5.900,61	17.701,84	17.701,84	1.572,41	6.278,17
SE PARANATINGA	MIG - 500 kV - DJM	2015	1	7.302,66	7.302,66	7.302,66	648,68	2.589,98
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	6.378,50	6.378,50	6.378,50	566,59	2.262,21
	EL - 500 kV - DJM	2015	2	6.295,66	12.591,32	12.591,32	1.118,45	4.465,66
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT CLA-PRN	2015	4	3.720,98	14.883,92	14.883,92	1.322,10	5.278,77
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT PRN-RIB	2015	4	3.720,98	14.883,92	14.883,92	1.322,10	5.278,77
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ)	2015	4	3.565,60	14.262,39	14.262,39	1.266,89	5.058,33
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 430 Mvar - LT CLA-PRN (70%)	2015	1	20.011,33	20.011,33	20.011,33	1.777,56	7.097,26
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 430 Mvar - LT PRN-RIB (70%)	2015	1	20.011,33	20.011,33	20.011,33	1.777,56	7.097,26
	CCS - 500 kV - DJM	2015	2	1.752,81	3.505,61	3.505,61	311,39	1.243,31
	IB - 500 kV - DJM	2015	2	5.900,61	11.801,23	11.801,23	1.048,27	4.185,45
	CONEXÃO DE COMPENSADOR - 500 kV	2015	1	5.839,83	5.839,83	5.839,83	518,74	2.071,17
	COMPENSADOR ESTATICO - 500 kV (-200/+300 Mvar)	2015	1	58.009,50	58.009,50	58.009,50	5.152,83	20.573,78

Tabela E-9– Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 4 (R\$ x 1000) – Usinas em 2017 – 2 de 2

Alternativa 4 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2020
SE RIBEIRAOZINHO	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	2.551,40	2.551,40	2.551,40	226,63	904,88
	EL - 500 kV - DJM	2015	1	6.295,66	6.295,66	6.295,66	559,23	2.232,83
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT PRN-RIB	2015	4	3.720,98	14.883,92	14.883,92	1.322,10	5.278,77
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2015	3	3.352,55	10.057,64	10.057,64	893,39	3.567,06
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	IB - 500 kV - DJM	2015	1	5.900,61	5.900,61	5.900,61	524,14	2.092,72
	MIM - 500 kV - DJM	2019	1	1.275,70	1.275,70	937,68	113,32	77,12
	EL - 500 kV - DJM	2019	1	6.295,66	6.295,66	4.627,50	559,23	380,60
	IB - 500 kV - DJM	2019	1	5.900,61	5.900,61	4.337,13	524,14	356,72
	EL - 500 kV - DJM	2020	1	6.295,66	6.295,66	4.284,72	559,23	-
SE RIO VERDE NORTE	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	3.827,10	3.827,10	3.827,10	339,95	1.357,33
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2015	3	3.352,55	10.057,64	10.057,64	893,39	3.567,06
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 90 Mvar - LT RIB-RVN C1 (30%)	2015	1	4.742,27	4.742,27	4.742,27	421,24	1.681,90
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 110 Mvar - LT RIB-RVN C2 (30%)	2015	1	5.756,29	5.756,29	5.756,29	511,32	2.041,54
	CCS - 500 kV - DJM	2015	2	1.752,81	3.505,61	3.505,61	311,39	1.243,31
	IB - 500 kV - DJM	2015	1	5.900,61	5.900,61	5.900,61	524,14	2.092,72
	CONEXÃO DE COMPENSADOR - 500 kV	2015	1	5.839,83	5.839,83	5.839,83	518,74	2.071,17
SE MARIMBONDO II	COMPENSADOR ESTATICO - 500 kV (-300/+300 Mvar)	2015	1	65.527,80	65.527,80	65.527,80	5.820,67	23.240,23
	MIG - 500 kV - DJM	2015	2	7.540,76	15.081,52	15.081,52	1.339,65	5.348,85
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	5.468,02	5.468,02	5.468,02	485,71	1.939,30
	CONVERSOR - 2800 MW - 600 kV	2015	1	614.527,58	614.527,58	614.527,58	54.586,91	217.949,70
	ELETRODO DE TERRA - 2800 MW - 600 kV	2015	1	32.450,88	32.450,88	32.450,88	2.882,53	11.509,10
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 150 Mvar (3x50 Mvar - 1Φ)	2016	10	3.390,86	33.908,64	31.396,89	3.012,02	9.237,21
	CRB - 500 kV - DJM	2016	3	5.131,56	15.394,67	14.254,33	1.367,47	4.193,73
	EL - 500 kV - DJM	2015	4	6.244,75	24.979,01	24.979,01	2.218,82	8.859,11
SE MARIMBONDO II	IB - 500 kV - DJM	2015	4	5.819,34	23.277,34	23.277,34	2.067,67	8.255,59
CUSTO TOTAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E EQUIPAMENTOS:					3.722.719,47	3.709.768,54		1.305.927,85

ANEXO F Plano de Obras e Estimativa de Custos – Entrada em Operação das Usinas São Manoel, Foz do Apicás e Teles Pires após 2020

Tabela F-1– Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$ x 1000) – Usinas após 2020 – 1 de 3

Alternativa 1 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2020
LT	LT 500 kV PARANAITA - CLAUDIA - 4x954 - C1 e C2	2015	300	1.203,35	361.005,00	361.005,00	32.067,15	128.034,82
	LT 500 kV CLAUDIA - PARANATINGA - 4x954 - C1 e C2	2015	350	1.203,35	421.172,50	421.172,50	37.411,67	149.373,96
	LT 500 kV PARANATINGA - RIBEIRAOZINHO - 4x954 - C1 e C2	2015	348	1.203,35	418.765,80	418.765,80	37.197,89	148.520,39
	LT 500 kV RIBEIRAOZINHO - RIO VERDE NORTE - 4x954 - C3	2016	243	672,56	163.432,08	151.326,00	14.517,25	44.521,28
	LT 500 kV LOOP ARARAQUARA - MARIMBONDO II - MARIMBONDO - 3x954 (4 x 6km) - C1 e C2	2016	24	600,89	14.421,43	13.353,17	1.281,02	3.928,61
	LT 500 kV RIO VERDE NORTE - MARIMBONDO II - 4x954 - C1 e C2	2016	347	1.203,35	417.562,45	386.631,90	37.091,00	113.750,09
SE PARANAITA	MIG - 500 kV - DJM	2015	1	7.278,10	7.278,10	7.278,10	646,50	2.581,27
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	5.102,80	5.102,80	5.102,80	453,27	1.809,77
	EL - 500 kV - DJM	2015	4	6.295,66	25.182,63	25.182,63	2.236,91	8.931,33
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ) - LT PTA-CLA	2015	7	3.565,60	24.959,18	24.959,18	2.217,06	8.852,08
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2015	7	3.352,55	23.467,83	23.467,83	2.084,59	8.323,15
	CRB - 500 kV - DJM	2015	2	5.202,73	10.405,47	10.405,47	924,29	3.690,43
SE CLAUDIA	IB - 500 kV - DJM	2015	3	5.900,61	17.701,84	17.701,84	1.572,41	6.278,17
	MIG - 500 kV - DJM	2015	1	7.302,66	7.302,66	7.302,66	648,68	2.589,98
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	6.378,50	6.378,50	6.378,50	566,59	2.262,21
	EL - 500 kV - DJM	2015	5	6.295,66	31.478,29	31.478,29	2.796,14	11.164,16
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ) - LT PTA-CLA	2015	7	3.565,60	24.959,18	24.959,18	2.217,06	8.852,08
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT CLA-PRN	2015	7	3.720,98	26.046,87	26.046,87	2.313,68	9.237,84
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ)	2015	7	3.565,60	24.959,18	24.959,18	2.217,06	8.852,08
	CRB - 500 kV - DJM	2015	2	5.202,73	10.405,47	10.405,47	924,29	3.690,43
	IB - 500 kV - DJM	2015	4	5.900,61	23.602,46	23.602,46	2.096,55	8.370,90

Tabela F-2– Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$ x 1000) – Usinas após 2020 – 2 de 3

Alternativa 1 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2020
SE PARANATINGA	MIG - 500 kV - DJM	2015	1	7.400,89	7.400,89	7.400,89	657,40	2.624,82
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	11.481,29	11.481,29	11.481,29	1.019,85	4.071,98
	EL - 500 kV - DJM	2015	4	6.295,66	25.182,63	25.182,63	2.236,91	8.931,33
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT CLA-PRN	2015	7	3.720,98	26.046,87	26.046,87	2.313,68	9.237,84
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT PRN-RIB	2015	7	3.720,98	26.046,87	26.046,87	2.313,68	9.237,84
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ)	2015	7	3.565,60	24.959,18	24.959,18	2.217,06	8.852,08
	CRB - 500 kV - DJM	2015	2	5.202,73	10.405,47	10.405,47	924,29	3.690,43
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 465 Mvar - LT CLA-PRN (42%)	2015	2	21.345,58	42.691,17	42.691,17	3.792,15	15.140,94
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 510 Mvar - LT PRN-RIB (52%)	2015	2	22.995,89	45.991,78	45.991,78	4.085,33	16.311,55
	CCS - 500 kV - DJM	2015	4	1.752,81	7.011,22	7.011,22	622,79	2.486,62
	IB - 500 kV - DJM	2015	4	5.900,61	23.602,46	23.602,46	2.096,55	8.370,90
	CONEXÃO DE COMPENSADOR - 500 kV	2015	1	5.839,83	5.839,83	5.839,83	518,74	2.071,17
	COMPENSADOR ESTATICO - 500 kV (-200/+200 Mvar)	2015	1	51.335,20	51.335,20	51.335,20	4.559,97	18.206,65
SE RIBEIRAOZINHO	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	2.551,40	2.551,40	2.551,40	226,63	904,89
	EL - 500 kV - DJM	2015	2	6.295,66	12.591,32	12.591,32	1.118,45	4.465,66
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT PRN-RIB	2015	7	3.720,98	26.046,87	26.046,87	2.313,68	9.237,84
	IB - 500 kV - DJM	2015	1	5.900,61	5.900,61	5.900,61	524,14	2.092,72
	MIM - 500 kV - DJM	2016	1	2.551,40	2.551,40	2.362,41	226,63	695,04
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2016	3	3.352,55	10.057,64	9.312,63	893,39	2.739,85
	CRB - 500 kV - DJM	2016	1	5.202,73	5.202,73	4.817,35	462,15	1.417,30
	EL - 500 kV - DJM	2016	1	6.295,66	6.295,66	5.829,31	559,23	1.715,03
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 100 Mvar (3x33 Mvar - 1Φ) - LT RIB-RVN	2016	4	3.013,73	12.054,91	11.161,96	1.070,81	3.283,93
	IB - 500 kV - DJM	2016	1	5.900,61	5.900,61	5.463,53	524,14	1.607,41
	EL - 500 kV - DJM	2019	1	6.295,66	6.295,66	4.627,50	559,23	380,60
	MIM - 500 kV - DJM	2020	1	1.275,67	1.275,67	868,20	113,31	-
	EL - 500 kV - DJM	2020	1	6.295,66	6.295,66	4.284,72	559,23	-
	IB - 500 kV - DJM	2020	1	5.900,61	5.900,61	4.015,86	524,14	-

Tabela F-3– Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$ x 1000) – Usinas após 2020 – 3 de 3

Alternativa 1 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2020
SE RIO VERDE NORTE	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	3.827,10	3.827,10	3.827,10	339,95	1.357,33
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 390 Mvar - LT RIB-RVN C1 (45%)	2015	1	18.432,17	18.432,17	18.432,17	1.637,28	6.537,19
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 480 Mvar - LT RIB-RVN C2 (45%)	2015	1	21.903,83	21.903,83	21.903,83	1.945,66	7.768,46
	CCS - 500 kV - DJM	2015	2	1.752,81	3.505,61	3.505,61	311,39	1.243,31
	CONEXÃO DE COMPENSADOR - 500 kV	2015	1	5.839,83	5.839,83	5.839,83	518,74	2.071,17
	COMPENSADOR ESTATICO - 500 kV (-200/+300 Mvar)	2015	1	58.009,50	58.009,50	58.009,50	5.152,83	20.573,78
	IB - 500 kV - DJM	2015	1	5.900,61	5.900,61	5.900,61	524,14	2.092,72
	MIM - 500 kV - DJM	2016	1	6.378,50	6.378,50	5.906,02	566,59	1.737,60
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT RVN-MAR	2016	7	3.720,98	26.046,87	24.117,47	2.313,68	7.095,55
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 100 Mvar (3x33 Mvar - 1Φ) - LT RIB-RVN	2016	4	3.013,73	12.054,91	11.161,96	1.070,81	3.283,93
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2016	6	3.352,55	20.115,28	18.625,26	1.786,79	5.479,70
	CRB - 500 kV - DJM	2016	2	5.202,73	10.405,47	9.634,69	924,29	2.834,60
	IB - 500 kV - DJM	2016	2	5.900,61	11.801,23	10.927,06	1.048,27	3.214,83
	EL - 500 kV - DJM	2016	3	6.295,66	18.886,97	17.487,94	1.677,68	5.145,09
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 480 Mvar - LT RIB-RVN C3 (45%)	2016	1	21.903,83	21.903,83	20.281,33	1.945,66	5.966,92
	CCS - 500 kV - DJM	2016	1	1.752,81	1.752,81	1.622,97	155,70	477,49
SE MARIMBONDO II	MIG - 500 kV - DJM	2016	1	7.540,76	7.540,76	6.982,19	669,83	2.054,21
	MIM - 500 kV - DJM	2016	1	5.468,02	5.468,02	5.062,98	485,71	1.489,57
	EL - 500 kV - DJM	2016	6	6.244,75	37.468,52	34.693,07	3.328,23	10.206,97
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT RVN-MAR	2016	7	3.720,98	26.046,87	24.117,47	2.313,68	7.095,55
	IB - 500 kV - DJM	2016	3	5.819,34	17.458,01	16.164,82	1.550,75	4.755,82
CUSTO TOTAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E EQUIPAMENTOS:					2.823.252,03	2.753.517,23		923.871,19

Tabela F-4– Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 (R\$ x 1000) – Usinas após 2020 – 1 de 2

Alternativa 2 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2020
LT	LT 500 kV PARANAITA - CLAUDIA - 6x900 - C1	2015	300	880,21	264.063,00	264.063,00	23.456,04	93.653,16
	LT 500 kV PARANAITA - CLAUDIA - 6x900 - C2	2015	300	880,21	264.063,00	264.063,00	23.456,04	93.653,16
	LT 500 kV CLAUDIA - PARANATINGA - 6x900 - C1	2015	350	880,21	308.073,50	308.073,50	27.365,38	109.262,02
	LT 500 kV CLAUDIA - PARANATINGA - 6x900 - C2	2015	350	880,21	308.073,50	308.073,50	27.365,38	109.262,02
	LT 500 kV PARANATINGA - RIBEIRAOZINHO - 6x900 - C1	2015	348	880,21	306.313,08	306.313,08	27.209,00	108.637,67
	LT 500 kV PARANATINGA - RIBEIRAOZINHO - 6x900 - C2	2015	348	880,21	306.313,08	306.313,08	27.209,00	108.637,67
	LT 500 kV RIBEIRAOZINHO - RIO VERDE NORTE - 4x954 - C3	2016	243	672,56	163.432,08	151.326,00	14.517,25	44.521,28
	LT 500 kV LOOP ARARAQUARA - MARIMBONDO II - MARIMBONDO - 3x954 (4 x 6km) - C1 e C2	2016	24	600,89	14.421,43	13.353,17	1.281,02	3.928,61
	LT 500 kV RIO VERDE NORTE - MARIMBONDO II - 4x954 - C1 e C2	2016	347	1.203,35	417.562,45	386.631,90	37.091,00	113.750,09
SE PARANAITA	MIG - 500 kV - DJM	2015	1	7.278,10	7.278,10	7.278,10	646,50	2.581,27
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	5.102,80	5.102,80	5.102,80	453,27	1.809,77
	EL - 500 kV - DJM	2015	4	6.295,66	25.182,63	25.182,63	2.236,91	8.931,33
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 200 Mvar (3x67 Mvar - 1Φ) - LT PTA-CLA	2015	7	3.777,54	26.442,80	26.442,80	2.348,85	9.378,26
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2015	7	3.352,55	23.467,83	23.467,83	2.084,59	8.323,15
	CRB - 500 kV - DJM	2015	2	5.202,73	10.405,47	10.405,47	924,29	3.690,43
	IB - 500 kV - DJM	2015	3	5.900,61	17.701,84	17.701,84	1.572,41	6.278,17
SE CLAUDIA	MIG - 500 kV - DJM	2015	1	7.302,66	7.302,66	7.302,66	648,68	2.589,98
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	6.378,50	6.378,50	6.378,50	566,59	2.262,21
	EL - 500 kV - DJM	2015	5	6.295,66	31.478,29	31.478,29	2.796,14	11.164,16
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 200 Mvar (3x67 Mvar - 1Φ) - LT PTA-CLA	2015	7	3.777,54	26.442,80	26.442,80	2.348,85	9.378,26
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 250 Mvar (3x83,3 Mvar - 1Φ) - LT CLA-PRN	2015	7	4.023,41	28.163,88	28.163,88	2.501,73	9.988,66
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 200 Mvar (3x67 Mvar - 1Φ)	2015	7	3.777,54	26.442,80	26.442,80	2.348,85	9.378,26
	CRB - 500 kV - DJM	2015	2	5.202,73	10.405,47	10.405,47	924,29	3.690,43
	IB - 500 kV - DJM	2015	4	5.900,61	23.602,46	23.602,46	2.096,55	8.370,90
SE PARANATINGA	MIG - 500 kV - DJM	2015	1	7.425,45	7.425,45	7.425,45	659,58	2.633,53
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	12.756,99	12.756,99	12.756,99	1.133,17	4.524,42
	EL - 500 kV - DJM	2015	4	6.295,66	25.182,63	25.182,63	2.236,91	8.931,33
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 250 Mvar (3x83,3 Mvar - 1Φ) - LT CLA-PRN	2015	7	4.023,41	28.163,88	28.163,88	2.501,73	9.988,66
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 250 Mvar (3x83,3 Mvar - 1Φ) - LT PRN-RIB	2015	7	4.023,41	28.163,88	28.163,88	2.501,73	9.988,66
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 200 Mvar (3x67 Mvar - 1Φ)	2015	7	3.777,54	26.442,80	26.442,80	2.348,85	9.378,26
	CRB - 500 kV - DJM	2015	2	5.202,73	10.405,47	10.405,47	924,29	3.690,43
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 730 Mvar - LT CLA-PRN (40%)	2015	2	30.008,83	60.017,66	60.017,66	5.331,21	21.286,00
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 830 Mvar - LT PRN-RIB (50%)	2015	2	32.617,33	65.234,66	65.234,66	5.794,63	23.136,27
	CCS - 500 kV - DJM	2015	4	1.752,81	7.011,22	7.011,22	622,79	2.486,62
	IB - 500 kV - DJM	2015	4	5.900,61	23.602,46	23.602,46	2.096,55	8.370,90
	CONEXÃO DE COMPENSADOR - 500 kV	2015	2	5.839,83	11.679,65	11.679,65	1.037,47	4.142,33
	COMPENSADOR ESTATICO (-200/+300 Mvar) 2x	2015	2	58.009,50	116.019,00	116.019,00	10.305,67	41.147,55

Tabela F-5– Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 (R\$ x 1000) – Usinas após 2020 – 2 de 2

Alternativa 2 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2020
SE RIBEIRAOZINHO	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	3.827,10	3.827,10	3.827,10	339,95	1.357,33
	EL - 500 kV - DJM	2015	2	6.295,66	12.591,32	12.591,32	1.118,45	4.465,66
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 250 Mvar (3x83,3 Mvar - 1Φ) - LT PRN-RIB	2015	7	4.023,41	28.163,88	28.163,88	2.501,73	9.988,66
	IB - 500 kV - DJM	2015	2	5.900,61	11.801,23	11.801,23	1.048,27	4.185,45
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45 Mvar - 1Φ)	2015	3	3.352,55	10.057,64	10.057,64	893,39	3.567,06
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	EL - 500 kV - DJM	2016	1	6.295,66	6.295,66	5.829,31	559,23	1.715,03
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 100 Mvar (3x33 Mvar - 1Φ) - LT RIB-RVN	2016	3	3.013,73	9.041,19	8.371,47	803,11	2.462,95
	MIM - 500 kV - DJM	2019	1	1.275,70	1.275,70	937,68	113,32	77,12
	IB - 500 kV - DJM	2019	1	5.900,61	5.900,61	4.337,13	524,14	356,72
	EL - 500 kV - DJM	2019	1	6.295,66	6.295,66	4.627,50	559,23	380,60
	EL - 500 kV - DJM	2020	1	6.295,66	6.295,66	4.284,72	559,23	-
SE RIO VERDE NORTE	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	3.827,10	3.827,10	3.827,10	339,95	1.357,33
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 390 Mvar - LT RIB-RVN C1 (45%)	2015	1	18.432,17	18.432,17	18.432,17	1.637,28	6.537,19
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 480 Mvar - LT RIB-RVN C2 (45%)	2015	1	21.903,83	21.903,83	21.903,83	1.945,66	7.768,46
	CCS - 500 kV - DJM	2015	2	1.752,81	3.505,61	3.505,61	311,39	1.243,31
	CONEXÃO DE COMPENSADOR - 500 kV	2015	1	5.839,83	5.839,83	5.839,83	518,74	2.071,17
	COMPENSADOR ESTATICO - 500 kV (-200/+300 Mvar)	2015	1	58.009,50	58.009,50	58.009,50	5.152,83	20.573,78
	IB - 500 kV - DJM	2015	1	5.900,61	5.900,61	5.900,61	524,14	2.092,72
	MIM - 500 kV - DJM	2016	1	6.378,50	6.378,50	5.906,02	566,59	1.737,60
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT RVN-MAR	2016	7	3.720,98	26.046,87	24.117,47	2.313,68	7.095,55
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 100 Mvar (3x33 Mvar - 1Φ) - LT RIB-RVN	2016	4	3.013,73	12.054,91	11.161,96	1.070,81	3.283,93
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2016	6	3.352,55	20.115,28	18.625,26	1.786,79	5.479,70
	CRB - 500 kV - DJM	2016	2	5.202,73	10.405,47	9.634,69	924,29	2.834,60
	IB - 500 kV - DJM	2016	2	5.900,61	11.801,23	10.927,06	1.048,27	3.214,83
	EL - 500 kV - DJM	2016	3	6.295,66	18.886,97	17.487,94	1.677,68	5.145,09
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 480 Mvar - LT RIB-RVN C2 (45%)	2016	1	21.903,83	21.903,83	20.281,33	1.945,66	5.966,92
	CCS - 500 kV - DJM	2016	1	1.752,81	1.752,81	1.622,97	155,70	477,49
SE MARIMBONDO II	MIG - 500 kV - DJM	2016	1	7.540,76	7.540,76	6.982,19	669,83	2.054,21
	MIM - 500 kV - DJM	2016	1	5.468,02	5.468,02	5.062,98	485,71	1.489,57
	EL - 500 kV - DJM	2016	6	6.244,75	37.468,52	34.693,07	3.328,23	10.206,97
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT RVN-MAR	2016	7	3.720,98	26.046,87	24.117,47	2.313,68	7.095,55
	IB - 500 kV - DJM	2016	3	5.819,34	17.458,01	16.164,82	1.550,75	4.755,82
CUSTO TOTAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E EQUIPAMENTOS:					3.497.714,30	3.430.349,93		1.165.709,44

Tabela F-6– Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 3 (R\$ x 1000) – Usinas após 2020 – 1 de 2

Alternativa 3 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2020
LT	LT 500 kV PARANAITA - MARIMBONDO - 4x1590	2015	1550	662,40	1.026.720,00	1.026.720,00	91.200,90	364.138,76
	LT 500 kV PARANAITA - CLAUDIA - 4x954 - C1	2015	300	672,56	201.768,00	201.768,00	17.922,53	71.559,48
	LT 500 kV CLAUDIA - PARANATINGA - 4x954 - C1	2015	350	672,56	235.396,00	235.396,00	20.909,62	83.486,06
	LT 500 kV LOOP ARARAQUARA - MARIMBONDO II - MARIMBONDO - 3x954 (4 x 6km) - C1 e C2	2015	24	600,89	14.421,43	14.421,43	1.281,02	5.114,73
	LT 500 kV PARANATINGA - RIBEIRAOZINHO - 4x954 - C1	2015	348	672,56	234.050,88	234.050,88	20.790,14	83.009,00
SE PARANAITA	MIG - 500 kV - DJM	2015	2	7.253,54	14.507,09	14.507,09	1.288,63	5.145,12
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	3.827,10	3.827,10	3.827,10	339,95	1.357,33
	CONVERSOR - 2800 MW - 500 kV	2015	1	560.035,33	560.035,33	560.035,33	49.746,50	198.623,35
	ELETRODO DE TERRA - 2800 MW - 500 kV	2015	1	33.557,16	33.557,16	33.557,16	2.980,80	11.901,46
	EL - 500 kV - DJM	2015	3	6.295,66	18.886,97	18.886,97	1.677,68	6.698,50
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ) - LT PTA-CLA	2015	4	3.565,60	14.262,39	14.262,39	1.266,89	5.058,33
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2015	4	3.352,55	13.410,19	13.410,19	1.191,19	4.756,09
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	IB - 500 kV - DJM	2015	2	5.900,61	11.801,23	11.801,23	1.048,27	4.185,45
SE CLAUDIA	MIG - 500 kV - DJM	2015	1	7.253,54	7.253,54	7.253,54	644,31	2.572,56
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	3.827,10	3.827,10	3.827,10	339,95	1.357,33
	EL - 500 kV - DJM	2015	3	6.295,66	18.886,97	18.886,97	1.677,68	6.698,50
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ) - LT PTA-CLA	2015	4	3.565,60	14.262,39	14.262,39	1.266,89	5.058,33
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT CLA-PRN	2015	4	3.720,98	14.883,92	14.883,92	1.322,10	5.278,77
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ)	2015	4	3.565,60	14.262,39	14.262,39	1.266,89	5.058,33
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	IB - 500 kV - DJM	2015	3	5.900,61	17.701,84	17.701,84	1.572,41	6.278,17
SE PARANATINGA	MIG - 500 kV - DJM	2015	1	7.302,66	7.302,66	7.302,66	648,68	2.589,98
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	6.378,50	6.378,50	6.378,50	566,59	2.262,21
	EL - 500 kV - DJM	2015	2	6.295,66	12.591,32	12.591,32	1.118,45	4.465,66
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT CLA-PRN	2015	4	3.720,98	14.883,92	14.883,92	1.322,10	5.278,77
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT PRN-RIB	2015	4	3.720,98	14.883,92	14.883,92	1.322,10	5.278,77
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ)	2015	4	3.565,60	14.262,39	14.262,39	1.266,89	5.058,33
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 430 Mvar - LT CLA-PRN (70%)	2015	1	20.011,33	20.011,33	20.011,33	1.777,56	7.097,26
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 430 Mvar - LT PRN-RIB (70%)	2015	1	20.011,33	20.011,33	20.011,33	1.777,56	7.097,26
	CCS - 500 kV - DJM	2015	2	1.752,81	3.505,61	3.505,61	311,39	1.243,31
	IB - 500 kV - DJM	2015	2	5.900,61	11.801,23	11.801,23	1.048,27	4.185,45
	CONEXÃO DE COMPENSADOR - 500 kV	2015	1	5.839,83	5.839,83	5.839,83	518,74	2.071,17
	COMPENSADOR ESTATICO - 500 kV (-200/+300 Mvar)	2015	1	58.009,50	58.009,50	58.009,50	5.152,83	20.573,78

Tabela F-7– Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 3 (R\$ x 1000) – Usinas após 2020 – 2 de 2

Alternativa 3 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2020
SE RIBEIRAOZINHO	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	2.551,40	2.551,40	2.551,40	226,63	904,88
	EL - 500 kV - DJM	2015	1	6.295,66	6.295,66	6.295,66	559,23	2.232,83
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT PRN-RIB	2015	4	3.720,98	14.883,92	14.883,92	1.322,10	5.278,77
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2015	3	3.352,55	10.057,64	10.057,64	893,39	3.567,06
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	IB - 500 kV - DJM	2015	1	5.900,61	5.900,61	5.900,61	524,14	2.092,72
	MIM - 500 kV - DJM	2019	1	1.275,70	1.275,70	937,68	113,32	77,12
	EL - 500 kV - DJM	2019	1	6.295,66	6.295,66	4.627,50	559,23	380,60
	IB - 500 kV - DJM	2019	1	5.900,61	5.900,61	4.337,13	524,14	356,72
SE RIO VERDE NORTE	EL - 500 kV - DJM	2020	1	6.295,66	6.295,66	4.284,72	559,23	-
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	3.827,10	3.827,10	3.827,10	339,95	1.357,33
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2015	3	3.352,55	10.057,64	10.057,64	893,39	3.567,06
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 90 Mvar - LT RIB-RVN C1 (30%)	2015	1	4.742,27	4.742,27	4.742,27	421,24	1.681,90
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 110 Mvar - LT RIB-RVN C2 (30%)	2015	1	5.756,29	5.756,29	5.756,29	511,32	2.041,54
	CCS - 500 kV - DJM	2015	2	1.752,81	3.505,61	3.505,61	311,39	1.243,31
	IB - 500 kV - DJM	2015	1	5.900,61	5.900,61	5.900,61	524,14	2.092,72
	CONEXÃO DE COMPENSADOR - 500 kV	2015	1	5.839,83	5.839,83	5.839,83	518,74	2.071,17
SE MARIMBONDO II	COMPENSADOR ESTATICO - 500 kV (-300/+300 Mvar)	2015	1	65.527,80	65.527,80	65.527,80	5.820,67	23.240,23
	MIG - 500 kV - DJM	2015	2	7.540,76	15.081,52	15.081,52	1.339,65	5.348,85
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	5.468,02	5.468,02	5.468,02	485,71	1.939,30
	CONVERSOR - 2800 MW - 500 kV	2015	1	560.035,33	560.035,33	560.035,33	49.746,50	198.623,35
	ELETRODO DE TERRA - 2800 MW - 500 kV	2015	1	33.557,16	33.557,16	33.557,16	2.980,80	11.901,46
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 150 Mvar (3x50 Mvar - 1Φ)	2016	10	3.390,86	33.908,64	31.396,89	3.012,02	9.237,21
	CRB - 500 kV - DJM	2016	3	5.131,56	15.394,67	14.254,33	1.367,47	4.193,73
	EL - 500 kV - DJM	2015	4	6.244,75	24.979,01	24.979,01	2.218,82	8.859,11
	IB - 500 kV - DJM	2015	4	5.819,34	23.277,34	23.277,34	2.067,67	8.255,59
CUSTO TOTAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E EQUIPAMENTOS:					3.565.532,85	3.556.300,15		1.254.308,20

Tabela F-8– Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 4 (R\$ x 1000) – Usinas após 2020 – 1 de 2

Alternativa 4 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2020
LT	LT 600 kV PARANAITA - MARIMBONDO - 6x900 - C1	2015	1550	677,24	1.049.722,00	1.049.722,00	93.244,11	372.296,70
	LT 500 kV PARANAITA - CLAUDIA - 4x954 - C1	2015	300	672,56	201.768,00	201.768,00	17.922,53	71.559,48
	LT 500 kV CLAUDIA - PARANATINGA - 4x954 - C1	2015	350	672,56	235.396,00	235.396,00	20.909,62	83.486,06
	LT 500 kV LOOP ARARAQUARA - MARIMBONDO II - MARIMBONDO - 3x954 (4 x 6km) - C1 e C2	2015	24	600,89	14.421,43	14.421,43	1.281,02	5.114,73
	LT 500 kV PARANATINGA - RIBEIRAOZINHO - 4x954 - C1	2015	348	672,56	234.050,88	234.050,88	20.790,14	83.009,00
SE PARANAITA	MIG - 500 kV - DJM	2015	2	7.253,54	14.507,09	14.507,09	1.288,63	5.145,12
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	3.827,10	3.827,10	3.827,10	339,95	1.357,33
	CONVERSOR - 2800 MW - 600 kV	2015	1	614.527,58	614.527,58	614.527,58	54.586,91	217.949,70
	ELETRODO DE TERRA - 2800 MW - 600 kV	2015	1	32.450,88	32.450,88	32.450,88	2.882,53	11.509,10
	EL - 500 kV - DJM	2015	3	6.295,66	18.886,97	18.886,97	1.677,68	6.698,50
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ) - LT PTA-CLA	2015	4	3.565,60	14.262,39	14.262,39	1.266,89	5.058,33
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2015	4	3.352,55	13.410,19	13.410,19	1.191,19	4.756,09
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	IB - 500 kV - DJM	2015	2	5.900,61	11.801,23	11.801,23	1.048,27	4.185,45
SE CLAUDIA	MIG - 500 kV - DJM	2015	1	7.253,54	7.253,54	7.253,54	644,31	2.572,56
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	3.827,10	3.827,10	3.827,10	339,95	1.357,33
	EL - 500 kV - DJM	2015	3	6.295,66	18.886,97	18.886,97	1.677,68	6.698,50
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ) - LT PTA-CLA	2015	4	3.565,60	14.262,39	14.262,39	1.266,89	5.058,33
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT CLA-PRN	2015	4	3.720,98	14.883,92	14.883,92	1.322,10	5.278,77
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ)	2015	4	3.565,60	14.262,39	14.262,39	1.266,89	5.058,33
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	IB - 500 kV - DJM	2015	2	5.900,61	11.801,23	11.801,23	1.048,27	4.185,45
SE PARANATINGA	MIG - 500 kV - DJM	2015	1	7.302,66	7.302,66	7.302,66	648,68	2.589,98
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	6.378,50	6.378,50	6.378,50	566,59	2.262,21
	EL - 500 kV - DJM	2015	2	6.295,66	12.591,32	12.591,32	1.118,45	4.465,66
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT CLA-PRN	2015	4	3.720,98	14.883,92	14.883,92	1.322,10	5.278,77
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT PRN-RIB	2015	4	3.720,98	14.883,92	14.883,92	1.322,10	5.278,77
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ)	2015	4	3.565,60	14.262,39	14.262,39	1.266,89	5.058,33
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 430 Mvar - LT CLA-PRN (70%)	2015	1	20.011,33	20.011,33	20.011,33	1.777,56	7.097,26
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 430 Mvar - LT PRN-RIB (70%)	2015	1	20.011,33	20.011,33	20.011,33	1.777,56	7.097,26
	CCS - 500 kV - DJM	2015	2	1.752,81	3.505,61	3.505,61	311,39	1.243,31
	IB - 500 kV - DJM	2015	2	5.900,61	11.801,23	11.801,23	1.048,27	4.185,45
	CONEXÃO DE COMPENSADOR - 500 kV	2015	1	5.839,83	5.839,83	5.839,83	518,74	2.071,17
	COMPENSADOR ESTATICO - 500 kV (-200/+300 Mvar)	2015	1	58.009,50	58.009,50	58.009,50	5.152,83	20.573,78

Tabela F-9– Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 4 (R\$ x 1000) – Usinas após 2020 – 2 de 2

Alternativa 4 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2020
SE RIBEIRAOZINHO	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	2.551,40	2.551,40	2.551,40	226,63	904,88
	EL - 500 kV - DJM	2015	1	6.295,66	6.295,66	6.295,66	559,23	2.232,83
	REATOR DE LINHA - 500 kV - 190 Mvar (3x63,3 Mvar - 1Φ) - LT PRN-RIB	2015	4	3.720,98	14.883,92	14.883,92	1.322,10	5.278,77
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2015	3	3.352,55	10.057,64	10.057,64	893,39	3.567,06
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	IB - 500 kV - DJM	2015	1	5.900,61	5.900,61	5.900,61	524,14	2.092,72
	MIM - 500 kV - DJM	2019	1	1.275,70	1.275,70	937,68	113,32	77,12
	EL - 500 kV - DJM	2019	1	6.295,66	6.295,66	4.627,50	559,23	380,60
	IB - 500 kV - DJM	2019	1	5.900,61	5.900,61	4.337,13	524,14	356,72
	EL - 500 kV - DJM	2020	1	6.295,66	6.295,66	4.284,72	559,23	-
SE RIO VERDE NORTE	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	3.827,10	3.827,10	3.827,10	339,95	1.357,33
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 136 Mvar (3x45,3 Mvar - 1Φ)	2015	3	3.352,55	10.057,64	10.057,64	893,39	3.567,06
	CRB - 500 kV - DJM	2015	1	5.202,73	5.202,73	5.202,73	462,15	1.845,21
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 90 Mvar - LT RIB-RVN C1 (30%)	2015	1	4.742,27	4.742,27	4.742,27	421,24	1.681,90
	CAPACITOR SERIE - 500 kV - 110 Mvar - LT RIB-RVN C2 (30%)	2015	1	5.756,29	5.756,29	5.756,29	511,32	2.041,54
	CCS - 500 kV - DJM	2015	2	1.752,81	3.505,61	3.505,61	311,39	1.243,31
	IB - 500 kV - DJM	2015	1	5.900,61	5.900,61	5.900,61	524,14	2.092,72
	CONEXÃO DE COMPENSADOR - 500 kV	2015	1	5.839,83	5.839,83	5.839,83	518,74	2.071,17
	COMPENSADOR ESTATICO - 500 kV (-300/+300 Mvar)	2015	1	65.527,80	65.527,80	65.527,80	5.820,67	23.240,23
SE MARIMBONDO II	MIG - 500 kV - DJM	2015	2	7.540,76	15.081,52	15.081,52	1.339,65	5.348,85
	MIM - 500 kV - DJM	2015	1	5.468,02	5.468,02	5.468,02	485,71	1.939,30
	CONVERSOR - 2800 MW - 600 kV	2015	1	614.527,58	614.527,58	614.527,58	54.586,91	217.949,70
	ELETRODO DE TERRA - 2800 MW - 600 kV	2015	1	32.450,88	32.450,88	32.450,88	2.882,53	11.509,10
	REATOR DE BARRA - 500 kV - 150 Mvar (3x50 Mvar - 1Φ)	2016	10	3.390,86	33.908,64	31.396,89	3.012,02	9.237,21
	CRB - 500 kV - DJM	2016	3	5.131,56	15.394,67	14.254,33	1.367,47	4.193,73
	EL - 500 kV - DJM	2015	4	6.244,75	24.979,01	24.979,01	2.218,82	8.859,11
	IB - 500 kV - DJM	2015	4	5.819,34	23.277,34	23.277,34	2.067,67	8.255,59
CUSTO TOTAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E EQUIPAMENTOS:					3.689.406,19	3.680.173,49		1.298.241,39

ANEXO G Fichas PET

EMPREENHIMENTO: LT 500 kV Paranaíta – Cláudia CD (C1 e C2)	ESTADO: MT
	DATA DE NECESSIDADE: JANEIRO/2015 PRAZO DE EXECUÇÃO: 18 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS (R\$ X1000):

LT 500 kV PARANAÍTA – CLÁUDIA - 4 X 954 MCM – CD (C1 e C2) – 300 km	361.005,00
4 ELs 500 kV - DJM	25.182,63
2 IBs 500 kV - DJM	11.801,23
4 REATORES DE LINHA 500 kV – 165 Mvar (3x55 Mvar – 1Φ) – TOTAL DE 14 UNIDADES 1Φ	49.918,36

INVESTIMENTOS PREVISTOS: 447.907,22**SITUAÇÃO ATUAL:****OBSERVAÇÕES:****DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:**

- [1] EPE-DEE-RE-050/2011-r2, "Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires e reforços no SIN"
- [2] Referência de Custos ANEEL- junho/2010

EMPREENHIMENTO: LT 500 kV Cláudia – Paranatinga CD (C1 e C2)	ESTADO: MT
	DATA DE NECESSIDADE: JANEIRO/2015
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 18 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS (R\$ X1000):

LT 500 KV CLAUDIA – PARANATINGA - 4 X 954 MCM – CD (C1 e C2) – 350 km	421.172,50
4 ELs 500 kV - DJM	25.182,63
2 IBs 500 kV - DJM	11.801,23
2 BANCOS DE CAPACITORES SÉRIE – 465 Mvar (42%) – SE PARANATINGA	42.691,17
2 CCS 500 kV - DJM	3.505,61
4 REATORES DE LINHA 500 kV – 190 Mvar (3x63 Mvar – 1Φ) – TOTAL DE 14 UNIDADES 1Φ	52.093,74

INVESTIMENTOS PREVISTOS: 556.446,88**SITUAÇÃO ATUAL:****OBSERVAÇÕES:****DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:**

- [1] EPE-DEE-RE-050/2011-r2, "Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires e reforços no SIN"
- [2] Referência de Custos ANEEL- junho/2010

EMPREENDIMENTO: LT 500 kV Paranatinga – Ribeirãozinho CD (C1 e C2)	ESTADO: MT
	DATA DE NECESSIDADE: JANEIRO/2015
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 18 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS (R\$ X1000):

LT 500 kV PARANATINGA – RIBEIRÃOZINHO - 4 X 954 MCM – CD (C1 e C2) – 348 km	418.765,80
4 ELs 500 kV - DJM	25.182,63
2 IBs 500 kV - DJM	11.801,23
2 BANCOS DE CAPACITORES SÉRIE – 510 Mvar (52%) – SE PARANATINGA	45.991,78
2 CCS 500 kV - DJM	3.505,61
4 REATORES DE LINHA 500 kV – 190 Mvar (3x63 Mvar – 1Φ) – TOTAL DE 14 UNIDADES 1Φ	52.093,74

INVESTIMENTOS PREVISTOS: 560.340,79

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-050/2011-r2, "Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires e reforços no SIN"
- [2] Referência de Custos ANEEL- junho/2010

EMPREENHIMENTO: SE PARANAÍTA 500 kV	ESTADO: MT
	DATA DE NECESSIDADE: JANEIRO/2015 PRAZO DE EXECUÇÃO: 18 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS (R\$ X1000):

NOVO PATIO DE SUBESTAÇÃO 500 kV	12.430,02
2 REATORES DE BARRA 500 kV – 136 Mvar (3x45 Mvar - 1Φ) – TOTAL DE 7 UNIDADES 1Φ	23.467,83
2 CRB 500 kV - DJM	10.405,47
1 IB 500 kV - DJM	5.900,61

INVESTIMENTOS PREVISTOS: 52.203,93

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-050/2011-r2, "Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires e reforços no SIN"
- [2] Referência de Custos ANEEL- junho/2010

EMPREENHIMENTO: SE CLÁUDIA 500 kV	ESTADO: MT
	DATA DE NECESSIDADE: JANEIRO/2015 PRAZO DE EXECUÇÃO: 18 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS (R\$ X1000):

NOVO PATIO DE SUBESTAÇÃO 500 kV	15.030,53
2 REATORES DE BARRA 500 kV – 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ) – TOTAL DE 7 UNIDADES 1Φ	24.959,18
2 CRB 500 kV - DJM	10.405,47
1 IB 500 kV - DJM	5.900,61

INVESTIMENTOS PREVISTOS: 56.295,79

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-050/2011-r2, "Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires e reforços no SIN"
- [2] Referência de Custos ANEEL- junho/2010

EMPREENDIMENTO: SE PARANATINGA 500 kV	ESTADO: MT
	DATA DE NECESSIDADE: JANEIRO/2015 PRAZO DE EXECUÇÃO: 18 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS (R\$ X1000):

NOVO PATIO DE SUBESTAÇÃO 500 kV	18.980,41
2 REATORES DE BARRA 500 kV – 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ) – TOTAL DE 7 UNIDADES 1Φ	24.959,18
2 CRB 500 kV - DJM	10.405,47
1 COMPENSADOR ESTÁTICO – 500 kV (-200/+200 Mvar)	51.335,20
1 CCE 500 kV - DJM	5.839,83
2 IBs 500 kV - DJM	11.801,23

INVESTIMENTOS PREVISTOS: 123.321,32

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-050/2011-r2, "Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires e reforços no SIN"
- [2] Referência de Custos ANEEL- junho/2010

EMPREENDIMENTO: SE RIO VERDE NORTE 500 kV	ESTADO: GO
	DATA DE NECESSIDADE: JANEIRO/2015
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 18 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS (R\$ X1000):

1 COMPENSADOR ESTÁTICO – 500 kV (-200/+300 Mvar)	58.009,50
1 CCE 500 kV - DJM	5.839,83
1IB 500 kV - DJM	5.900,61
CAPACITOR SERIE - 500 kV - 390 Mvar – Ref. LT RIBEIRÃOZINHO-RIO VERDE NORTE C1 (50%)	18.432,17
CAPACITOR SERIE - 500 kV - 480 Mvar – Ref. LT RIBEIRÃOZINHO-RIO VERDE NORTE C2 (50%)	21.903,83

INVESTIMENTOS PREVISTOS: 110.085,94

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] EPE-DEE-RE-050/2011-r2, "Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires e reforços no SIN"

[2] Referência de Custos ANEEL- junho/2010

EMPREENHIMENTO: LT 500 kV Paranaíta – Cláudia C3	ESTADO: MT
	DATA DE NECESSIDADE: JANEIRO/2016
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 18 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS (R\$ X1000):

LT 500 KV PARANAITA – CLAUDIA - 4 X 954 MCM – C3 – 300 KM	201.768,00
2 ELs 500 kV - DJM	12.591,32
2 IBs 500 kV - DJM	11.801,23
2 REATORES DE LINHA 500 kV – 165 Mvar (3x55 Mvar – 1Φ) – TOTAL DE 8 UNIDADES 1Φ	28.524,78

INVESTIMENTOS PREVISTOS: 254.685,33

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-050/2011-r2, “Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires e reforços no SIN”
- [2] Referência de Custos ANEEL- junho/2010

EMPREENHIMENTO: LT 500 kV Cláudia – Paranatinga C3	ESTADO: MT
	DATA DE NECESSIDADE: JANEIRO/2016
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 18 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS (R\$ X1000):

LT 500 KV CLAUDIA – PARANATINGA - 4 X 954 MCM – C3 – 350 KM	235.396,00
2 ELs 500 kV – DJM	12.591,32
1 BANCO DE CAPACITORES SÉRIE – 430 Mvar (40%) - SE PARANATINGA	20.011,33
1 CCS 500 kV - DJM	1.752,81
2 REATORES DE LINHA 500 kV – 190 Mvar (3x63 Mvar – 1Φ) – TOTAL DE 8 UNIDADES 1Φ	□ 9.767,85

INVESTIMENTOS PREVISTOS: 299.519,31

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] EPE-DEE-RE-050/2011-r2, "Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires e reforços no SIN"

[2] Referência de Custos ANEEL- junho/2010

EMPREENDIMENTO: LT 500 kV Paranatinga – Ribeirãozinho C3	ESTADO: MT
	DATA DE NECESSIDADE: JANEIRO/2016
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 18 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS (R\$ X1000):

LT 500 KV PARANATINGA – RIBEIRÃOZINHO - 4 X 954 MCM – C3 – 348 KM	234.050,88
2 ELs 500 kV - DJM	12.591,32
2 IB 500 kV – DJM	11.801,22
1 BANCO DE CAPACITORES SÉRIE – 475 Mvar (50%) - SE PARANATINGA	21.718,65
1 CCS 500 kV - DJM	1.752,81
2 REATORES DE LINHA 500 kV – 190 Mvar (3x63 Mvar – 1Φ) – TOTAL DE 8 UNIDADES 1Φ	29.767,85

INVESTIMENTOS PREVISTOS: 311.682,73

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-050/2011-r2, "Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires e reforços no SIN"
- [2] Referência de Custos ANEEL- junho/2010

EMPREENDIMENTO: LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C3	ESTADO: GO
	DATA DE NECESSIDADE: JANEIRO/2016
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 18 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS (R\$ X1000):

LT 500 KV RIBEIRÃOZINHO – RIO VERDE NORTE - 4 X 954 MCM – C3 – 243 km	163.432,08
2 ELs 500 kV - DJM	12.591,32
1 BANCO DE CAPACITORES SÉRIE – 480 Mvar (50%) - SE RIO VERDE NORTE	21.903,83
1 CCS 500 kV - DJM	1.752,81
2 REATORES DE LINHA 500 kV – 100 Mvar (3x33 Mvar – 1Φ) – TOTAL DE 8 UNIDADES 1Φ	24.109,83

INVESTIMENTOS PREVISTOS: 223.789,87

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-050/2011-r2, "Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires e reforços no SIN"
- [2] Referência de Custos ANEEL- junho/2010

EMPREENDIMENTO: LT 500 kV Rio Verde Norte – Marimbondo II CD (C1 e C2)	ESTADO: GO
	DATA DE NECESSIDADE: JANEIRO/2016
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 18 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS (R\$ X1000):

LT 500 KV RIO VERDE NORTE – MARIMBONDO II - 4 X 954 MCM – CD (C1 e C2) –347km	417.562,45
4 ELs 500 kV - DJM	25.182,63
2 IBs 500 kV - DJM	11.801,23
4 REATORES DE LINHA 500 kV – 190 Mvar (3x63 Mvar – 1Φ) – TOTAL DE 14 UNIDADES 1Φ	52.093,74

INVESTIMENTOS PREVISTOS: 506.640,05

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-050/2011-r2, “Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires e reforços no SIN”
- [2] Referência de Custos ANEEL- junho/2010

EMPREENDIMENTO: SE PARANAÍTA 500 kV	ESTADO: MT
	DATA DE NECESSIDADE: JANEIRO/2016 PRAZO DE EXECUÇÃO: 18 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS (R\$ X1000):

1 REATOR DE BARRA 500 kV – 136 Mvar (3x45 Mvar - 1Φ) – TOTAL DE 3 UNIDADES 1Φ	10.057,64
1 CRB 500 kV - DJM	5.202,73

INVESTIMENTOS PREVISTOS: 15.260,37

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-050/2011-r2, "Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires e reforços no SIN"
- [2] Referência de Custos ANEEL- junho/2010

EMPREENDIMENTO: SE CLÁUDIA 500 kV	ESTADO: MT
	DATA DE NECESSIDADE: JANEIRO/2016 PRAZO DE EXECUÇÃO: 18 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS (R\$ X1000):

1 REATOR DE BARRA 500 kV – 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ) – TOTAL DE 3 UNIDADES 1Φ	10.696,79
1 CRB 500 kV - DJM	5.202,73
1 IB 500 kV - DJM	5.900,61

INVESTIMENTOS PREVISTOS: 21.800,13

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-050/2011-r2, "Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires e reforços no SIN"
- [2] Referência de Custos ANEEL- junho/2010

EMPREENDIMENTO: SE PARANATINGA 500 kV	ESTADO: MT
	DATA DE NECESSIDADE: JANEIRO/2016
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 18 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS (R\$ X1000):

1 REATOR DE BARRA 500 kV – 165 Mvar (3x55 Mvar - 1Φ) – TOTAL DE 3 UNIDADES 1Φ	10.696,79
1 CRB 500 kV - DJM	5.202,73

INVESTIMENTOS PREVISTOS: 15.899,52

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-050/2011-r2, "Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires e reforços no SIN"
- [2] Referência de Custos ANEEL- junho/2010

EMPREENDIMENTO: SE RIBEIRÃOZINHO 500 kV	ESTADO: GO
	DATA DE NECESSIDADE: JANEIRO/2016
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 18 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS (R\$ X1000):

1 REATOR DE BARRA 500 kV – 136 Mvar (3x45 Mvar - 1Φ) – TOTAL DE 3 UNIDADES 1Φ	10.057,64
1 CRB 500 kV - DJM	5.202,73
1 IB 500 kV - DJM	5.900,61

INVESTIMENTOS PREVISTOS: 21.160,98

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-050/2011-r2, "Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires e reforços no SIN"
- [2] Referência de Custos ANEEL- junho/2010

EMPREENDIMENTO: SE RIO VERDE NORTE 500 kV	ESTADO: GO
	DATA DE NECESSIDADE: JANEIRO/2016
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 18 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS (R\$ X1000):

2 REATORES DE BARRA 500 kV – 136 Mvar (3x45 Mvar - 1Φ) – TOTAL DE 6 UNIDADES 1Φ	20.115,28
2 CRBs 500 kV – DJM	10.405,47
1 IBs 500 kV - DJM	5.900,62

INVESTIMENTOS PREVISTOS: 36.421,37

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-050/2011-r2, "Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires e reforços no SIN"
- [2] Referência de Custos ANEEL- junho/2010

EMPREENDIMENTO: SE MARIMBONDO II 500 kV	ESTADO: MG
	DATA DE NECESSIDADE: JANEIRO/2016
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 18 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS (R\$ X1000):

NOVO PATIO DE SUBESTAÇÃO 500 kV	13.008,78
---------------------------------	-----------

INVESTIMENTOS PREVISTOS: 13.008,78

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-050/2011-r2, "Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires e reforços no SIN"
- [2] Referência de Custos ANEEL- junho/2010

EMPREENDIMENTO: LT 500 kV LOOP ARARAQUARA – MARIMBONDO II - MARIMBONDO	ESTADO: MG
	DATA DE NECESSIDADE: JANEIRO/2016
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 18 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS (R\$ X1000):

LT 500 KV LOOP ARARAQUARA – MARIMBONDO II – MARIMBONDO 3x954 (4 x 6km) – C1 e C2	14.421,43
4 ELs 500 kV - DJM	25.182,63
2 IBs 500 kV - DJM	11.801,23

INVESTIMENTOS PREVISTOS: 51.405,29

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-050/2011-r2, "Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires e reforços no SIN"
- [2] Referência de Custos ANEEL- junho/2010