



ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS:RELATÓRIO R1

REFORÇOS NO SISTEMA DIT DO ESTADO DE SÃO PAULO - PARTE 2

REVISÃO SETEMBRO DE 2026

■ Colaboradores

Relatório R1 - EPE-DEE-RE-037/2025-r1

Coordenação Geral

Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Coordenação Técnica

Daniel José Tavares de Souza

Equipe Técnica

Fabiano Schmidt

Fábio de Almeida Rocha

Jonathan Veiga Velasco Costa

Paulo Fernando de Matos Araujo

Rodrigo Ribeiro Ferreira

Vanessa Stephan Lopes

epe

VALOR PÚBLICO

COM ESTE RELATÓRIO A EPE RECOMENDA UM CONJUNTO DE OBRAS PARA REFORÇO SISTÊMICO NAS REGIÕES DE ARARAS, ATIBAIA E MOGI MIRIM, OBJETIVANDO AUMENTAR A CONFIABILIDADE DA REDE DIT DE 138 kV DO ESTADO DE SÃO PAULO E ATENDER PLENAMENTE AO CRESCIMENTO DA CARGA NO ESTADO, ASSIM COMO PROPICIAR O AUMENTO DE MARGEM PARA CONEXÃO DE CONSUMIDORES DO TIPO DATA CENTER E NOVAS FONTES DE GERAÇÃO NESSE SISTEMA.

SEGUINDO OS CRITÉRIOS E PROCEDIMENTOS PARA AS ANÁLISES DE MÍNIMO CUSTO GLOBAL PARA A EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO, O PRESENTE ESTUDO PROPÕE A RECAPACITAÇÃO DE 374 KM DE LINHAS DE TRANSMISSÃO DE CIRCUITO DUPLO, QUE FAZEM PARTE DAS DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DO ESTADO DE SÃO PAULO, ALÉM DA INSTALAÇÃO DE DISPOSITIVO BASEADO NA TECNOLOGIA SSSC (STATIC SYNCHRONOUS SERIES COMPENSATOR) PARA CONTROLE DE FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA E OTIMIZAÇÃO DA REDE EXISTENTE.

AS SOLUÇÕES PROPOSTAS NESTE ESTUDO VISAM NÃO APENAS ATENDER À CRESCENTE DEMANDA DE CARGA, MAS TAMBÉM FOMENTAR O DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO NO ESTADO, COM O OBJETIVO DE ASSEGURAR UMA INFRAESTRUTURA ENERGÉTICA ROBUSTA PARA ESTIMULAR NOVOS INVESTIMENTOS E OPORTUNIDADES, PROMOVENDO UM AMBIENTE ATRAENTE E SUSTENTÁVEL PARA EMPRESAS E COMUNIDADES.

ADICIONALMENTE, A REV. 1 DO PRESENTE ESTUDO RECOMENDA UMA SOLUÇÃO INOVADORA, QUE É A IMPLANTAÇÃO DO DISPOSITIVO *DYNAMIC LINE RATING* (DLR) PARA AMPLIAÇÃO DA CAPACIDADE DA LT 138 kV MOGI GUAÇU - SÃO JOÃO DA BOA VISTA II C1/C2, DE MODO A MAXIMIZAR A UTILIZAÇÃO DA INFRAESTRUTURA EXISTENTE E POSTERGAR INVESTIMENTOS EM ATIVOS DE TRANSMISSÃO, BENEFICIANDO OS CONSUMIDORES COM AUMENTO DE CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO E REDUÇÃO DE CUSTOS DE EXPANSÃO.



Ministro de Estado

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo

Gustavo Cerqueira Ataíde

Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento

Mariana de Assis Espécie



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Reinaldo da Cruz Garcia

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Thiago Guilherme Ferreira Prado (interino)

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

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

	Contrato Data de assinatura	
Projeto ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO		
Área de estudo Estudos do Sistema de Transmissão		
Sub-área de estudo Análise Técnico-econômica		
Produto (Nota Técnica ou Relatório) Reforços no Sistema DIT do estado de São Paulo - Parte 2		
Revisões	Data	Descrição sucinta
rev0	01/07/2025	Emissão Original
rev1	15/09/2026	Esta revisão visa atualizar e detalhar as características das obras recomendadas, sobretudo a inclusão da recomendação de instalação de dispositivo Dynamic Line Rating (DLR) na LT 138 kV Mogi Guaçu I - São João da Boavista II.

NOTA IMPORTANTE: REVISÃO 1 DO RELATÓRIO EPE-DEE-RE 037/2025

A Revisão 1 do Relatório EPE-DEE-RE-037/2025 tem por objetivo complementar as análises realizadas no âmbito da emissão original e atualizar as recomendações de obras na rede DIT do estado de São Paulo.

Após a emissão original (Rev0), visando otimizar os prazos de implantação de algumas das obras indicadas como reconstrução de linha de transmissão, foi avaliada, junto à transmissora ISA Energia, a viabilidade técnico-econômica de alterar o escopo dessas obras, passando a considerar o recondutoramento com a utilização de condutores especiais termorresistentes.

As avaliações resultaram nas seguintes recomendações que tiveram alteração de escopo, sem variação do custo total, cujo detalhamento já consta do POTEE 2025 – 4ª emissão:

- LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I C1 e C2 (Trecho de 5,8 km a partir da SE Bom Jardim - 1xACCC Hawk (ou similar)
- LT 138 kV Cabreúva - Termoverde - Mairiporã (Trecho de 18,9 km até a SE Franco da Rocha), C1/C2 - 1xACCC Linnet (ou similar)
- LT 138 kV Euclides da Cunha – SE São João da Boa Vista II (Extensão Total 60,8 km), C1/C2 - 1xACCC Coronado (ou similar)
- LT 138 kV Santa Barbara - Limeira (Extensão Total 32,9 km), C1 e C2 - 1xACCC Cordoba (ou similar)
- LT 138 kV Alta Paulista - Presidente Prudente (Extensão Total 64,9 km), C1 e C2 - 1xACCC Linnet (ou similar)

Adicionalmente, foi realizado um estudo de viabilidade de implantação do dispositivo *Dynamic Line Rating* (DLR) para ampliação da capacidade da LT 138 kV Mogi Guaçu - São João da Boa Vista II C1/C2, de modo a maximizar a utilização da infraestrutura existente e postergar investimentos em ativos de transmissão.

As análises concluíram pela viabilidade de implantação do dispositivo DLR na LT 138 kV Mogi Guaçu - São João da Boa Vista II C1/C2, propiciando um aumento de 20% na capacidade de regime normal, que é o principal fator limitante dessa LT, passando de 79 MVA para 95 MVA, com um custo estimado de R\$ 2,12 Milhões

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO E OBJETIVO	10
1.1	Considerações Iniciais	10
1.1.1	Rede DIT de 138 kV de Araras, Atibaia e Mogi - Mirim	10
1.1.2	Rede DIT de 138 kV de Presidente Prudente	11
1.2	Objetivos Gerais	12
2	CONCLUSÕES	13
3	RECOMENDAÇÕES.....	14
3.1	Solução Estrutural	14
4	PREMISSAS E CRITÉRIOS	18
4.1	Critérios Básicos	18
4.2	Casos de Trabalho	18
4.3	Mercado	18
4.4	Cenários e Plano de Geração	18
▪	Cenário Dimensionador 1 (patamar de carga média, entressafra biomassa, UHE do Pardo/Tietê com 20%)	18
▪	Cenário Dimensionador 2 (patamar de carga leve, safra biomassa e UHE do Pardo/Tietê com 95%).....	18
4.5	Limites Operativos.....	19
▪	Tensão	19
▪	Carregamento	19
▪	Fator de Potência	19
4.6	Parâmetros Econômicos.....	19
5	DIAGNÓSTICO DO SISTEMA	21
5.1	Sistema Elétrico de Interesse	21
▪	Obras consideradas	22
5.2	Desempenho Elétrico da Rede	23
▪	Cenário Dimensionador 1 (patamar de carga média, entressafra biomassa, UHE do Pardo/Tietê com 20%)	24
5.2.1	Desempenho da rede DIT de 138 kV de Araras, Atibaia e Mogi - Mirim.....	25
▪	Cenário Dimensionador 2 (patamar de carga leve, safra biomassa e UHE do Pardo/Tietê com 95%).....	31
5.2.2	Desempenho rede DIT de 138 kV de Presidente Prudente.....	32
6	ALTERNATIVAS	33
6.1	Obras Comuns	33
6.2	Alternativa 1.....	34
6.3	Alternativa 2	37
6.4	Alternativa 3	41
7	ANÁLISE ECONÔMICA	44
7.1	Comparação Econômica.....	44
8	ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE	45
8.1	Alternativa 2 - Solução de MCG	45
8.1.1	Desempenho da rede DIT de 138 kV de Araras, Atibaia e Mogi - Mirim.....	45
▪	Cenário Dimensionador 1 (Patamar de carga média, entressafra biomassa e UFV em 90%) 45	
▪	Cenário Dimensionador 2 (patamar de carga leve, safra biomassa e UHE do Pardo/Tietê com 95%).....	51
8.1.2	Desempenho rede DIT de 138 kV de Presidente Prudente.....	52
9	Aplicação de DLR na LT 138 kV SJBV II – Mogi Guaçu I	53
9.1	Metodologia de Cálculo do DLR	54

9.2	Características da LT 138 kV São João da Boa Vista II– Mogi Guaçu I	54
9.3	Temperatura Ambiente.....	55
9.4	Velocidade de Vento	56
9.5	Desempenho temporal dos limites dinâmicos.....	56
9.6	Novo SLR.....	57
9.7	Desempenho DLR - LT 138 kV São João da Boa Vista II – Mogi Guaçu I – PDE 2033.....	57
9.8	Desempenho DLR - LT 138 kV São João da Boa Vista II – Mogi Guaçu I – PAR/PEL.....	58
10	CURTO-CIRCUITO	61
11	REFERÊNCIAS	63
12	EQUIPE TÉCNICA	64
13	ANEXOS	65
13.1	Plano de Obras e Estimativa de Investimentos.....	65
13.2	Modelos Elétricos do Módulo – SSSC.....	68
▪	Modelo de Fluxo de Potência do SSSC.....	68
▪	Modo de Impedância Constante.....	70
▪	Modo By-pass.....	70
▪	Modo Tensão Constante	70
▪	Modo de Controle de Corrente.....	70
13.3	RESULTADOS ORGANON– STATIC SYNCHRONOUS SERIES COMPENSATOR	72
	Cenário Dimensionador	72
	Análise de Desempenho	72
13.4	Formulários de Consultas sobre a Viabilidade de Expansões da Subestação.....	86
13.5	Formulários de Consultas sobre a Viabilidade de Expansões da Subestação – Revisão	148

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Área São Paulo corte do MUST (Fonte ONS).....	10
Figura 3-1 Alternativa recomendada – Diagrama Parte 1.	16
Figura 3-2 Alternativa recomendada – Diagrama Parte 2.	16
Figura 3-3 Alternativa recomendada – Diagrama Parte 3.	16
Figura 3-4 Alternativa recomendada – Diagrama Parte 4.	17
Figura 5-1 – Sistemas de Interesse – Diagrama 1.	21
Figura 5-2 – Sistemas de Interesse – Diagrama 2.	21
Figura 5-3 – Sistemas de Interesse – Diagrama 3.	22
Figura 5-4 – Sistemas de Interesse – Diagrama 4.	22
Figura 6-1 – Alternativa 1 – Diagrama 1.	35
Figura 6-2– Alternativa 1 – Diagrama 2.	35
Figura 6-3 – Alternativa 1 – Diagrama 3.	36
Figura 6-4 – Alternativa 1 – Diagrama 4.	36
Figura 6-5 – Alternativa 2 – Diagrama 1.	40
Figura 6-6– Alternativa 2 – Diagrama 2.	40
Figura 6-7 – Alternativa 2 – Diagrama 3.	40
Figura 6-8 – Alternativa 2 – Diagrama 4.	41
Figura 6-9 – Alternativa 3 – Diagrama 1.	42
Figura 6-10 – Alternativa 3 – Diagrama 2.	42
Figura 6-11 – Alternativa 3 – Diagrama 3.	42
Figura 6-12 – Alternativa 3 – Diagrama 4.	43
Figura 9-1 – Traçado da LT 138 kV São João da Boa Vista II– Mogi Guaçu I.....	54
Figura 9-2 – Catenária e topografia estimada da LT 138 kV São João da Boa Vista II– Mogi Guaçu I.	55
Figura 9-3 – Temperatura histórica.	56
Figura 9-4 – Velocidade dos ventos histórica.	56
Figura 9-5 – Comparação temporal entre SLR e DLR.....	56
Figura 9-6 – LT 138 kV São João da Boa Vista II – Mogi Guaçu I – Diagnóstico PAR/PEL.	59
Figura 9-7 – LT 138 kV São João da Boa Vista II – Mogi Guaçu I – Diagnóstico PAR/PEL com DLR. ..	60
Figura 10-1– Diagrama Sistema de Proteção – Modulares SSSC.....	61
Figura 13-1 - Circuito equivalente de um SSSC.	68
Figura 13-2 – Relação fasorial das tensões de um SSSC.	68
Figura 13-3 – Região de capacidade do SSSC.	69
Figura 13-4 – Modulares SSSC (N) – Cenário Dimensionador 2028.	72
Figura 13-5 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2028.....	74
Figura 13-6 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2028.....	74
Figura 13-7 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2028.....	75
Figura 13-8 - Modulares SSSC (N) – Cenário Dimensionador 2031.	75
Figura 13-9 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2031.....	76
Figura 13-10 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2031.....	76
Figura 13-11 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2031.....	77
Figura 13-12 - Modulares SSSC (N) – Cenário Dimensionador 2032.	77
Figura 13-13 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2032.....	78
Figura 13-14 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2032.....	78
Figura 13-15 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2032.....	79
Figura 13-16 Modulares SSSC (N) – Cenário Dimensionador 2032.	79
Figura 13-17 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2034.....	80
Figura 13-18- Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2034.....	80
Figura 13-19 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2034.....	81
Figura 13-20 - Modulares SSSC (N) – Cenário Dimensionador 2032.	81

Figura 13-21 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2035.....	82
Figura 13-22 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2035.....	82
Figura 13-23 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2035.....	83
Figura 13-24 - Modulares SSSC (N) – Cenário Dimensionador 2038.	83
Figura 13-25 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2038.....	84
Figura 13-26 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2038.....	84
Figura 13-27 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2038.....	85

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3-1 – Programa de obras recomendadas em bay linhas de transmissão (Alternativa 2).	14
Tabela 3-2 – Programa de obras recomendadas em linhas de transmissão (Alternativa 2).	14
Tabela 3-3 – Programa de obras recomendadas em Subestações (obras comuns).	14
Tabela 3-4 – Programa de obras recomendadas em linhas de transmissão (obras comuns).	15
Tabela 4-1 – Limites operativos de tensão.	19
Tabela 5-1 – Desempenho do sistema – Condição Normal – Cenário 1.	25
Tabela 5-2 – Desempenho do sistema – Condição Normal – LT 138 kV Santa Bárbara D'Oeste – Limeira – Cenário 1.	25
Tabela 5-3 – Desempenho do sistema – Condição de emergência – Cenário 1.	25
Tabela 5-4 – Desempenho do sistema – Condição Emergência – LT 138 kV Santa Bárbara D'Oeste - Limeira.	31
Tabela 5-5 – Desempenho do sistema – Condição Normal – Cenário 2.	31
Tabela 5-6 – Desempenho do sistema – Condição Emergência – Cenário 2.	31
Tabela 5-7 – Desempenho do sistema – Condição Normal – LT 138 kV Alta Paulista – Presidente Prudente – Cenário 1.	32
Tabela 5-8 – Desempenho do sistema – Condição Emergência – 138 kV Alta Paulista – Presidente Prudente – Cenário 1.	32
Tabela 6-1 – Programa de obras recomendadas em Subestações (obras comuns).	33
Tabela 6-2 – Programa de obras recomendadas em linhas de transmissão (obras comuns).	34
Tabela 6-3 – Composição do SSSC da Alternativa 2.	37
Tabela 6-4 – Orçamento por módulo SSSC [2].	38
Tabela 6-5 – Detalhamento de Impostos.	38
Tabela 6-6 – Detalhamento de Impostos com benefício Ex-tarifário do tipo BK e REIDI.	38
Tabela 6-7 – Detalhamento de Moeda.	38
Tabela 6-8 – Detalhamento do custo (por unidade) – Valor médio de orçamento em R\$.	38
Tabela 6-9 – Detalhamento do custo (por unidade) – Valor médio de orçamento	38
Tabela 6-10 – Detalhamento do custo para SE São João da Boa Vista II, C1 e C2.	39
Tabela 7-1 – Comparação dos Rendimentos Necessários das Alternativas.	44
Tabela 7-2 – Custo Diferencial de Perdas.	44
Tabela 7-3 – Comparação Econômica.	44
Tabela 8-1 – Desempenho alternativa 02 – Condição Normal – Cenário 1.	45
Tabela 8-2 – Desempenho alternativa 2 – Condição Emergência – Cenário 1.	46
Tabela 8-3 – Desempenho do sistema – Condição Emergência – LT 138 kV Santa Bárbara D'Oeste - Limeira.	51
Tabela 8-4 – Diagnóstico do sistema – Condição Normal – Fluxo.	52
Tabela 8-5 – Diagnóstico do sistema – Condição Emergência – Fluxo.	52
Tabela 8-6 – Desempenho do sistema – Condição Normal – LT 138 kV Alta Paulista – Presidente Prudente – Cenário 1.	52
Tabela 8-7 – Desempenho do sistema – Condição Emergência – 138 kV Alta Paulista – Presidente Prudente – Cenário 1.	52
Tabela 9-1 – Custo do DLR para LT 138 kV São João da Boa Vista – Mogi Guaçu I.	53
Tabela 9-2 – Informações dos circuitos monitorados.	55
Tabela 9-3 – Resultados - Novo SLR em Regime Normal.	57
Tabela 9-4 – Resultados - Novo SLR em Regime Emergência.	57
Tabela 9-5 – Desempenho sem DLR – Condição Normal – PDE 2033.	58
Tabela 9-6 – Desempenho sem DLR – Condição Emergência – PDE 2033.	58
Tabela 9-7 – Desempenho com DLR – Condição Normal – PDE 2033.	58
Tabela 9-8 – Desempenho com DLR – Condição Normal – PDE 2033.	58
Tabela 9-9 – Desempenho com DLR – Condição Normal – PAR/PEL.	59
Tabela 9-10 – Desempenho com DLR – Condição Emergência – PAR/PEL.	60

Tabela 10-1 – Níveis de Curto-Circuito Máximo após as obras.	62
Tabela 13-1 - Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 1.	65
Tabela 13-2 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 2.	66
Tabela 13-3 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 3.	67

1 INTRODUÇÃO E OBJETIVO

1.1 Considerações Iniciais

O sistema elétrico analisado no presente Relatório de Estudos Técnico - Econômicos (R1) compreende as redes classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DIT do estado de São Paulo. A região de análise abrange o atendimento do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) das regiões de Araras, Atibaia e Mogi Mirim.

Considerando a evolução do sistema, bem como a dinâmica dessas regiões, com solicitações de novos empreendimentos de consumidores Data Centers, o presente estudo propõe analisar a rede DIT de São Paulo, buscando garantir o pleno atendimento e o crescimento das cargas das Concessionárias de Distribuição locais (CPFL Paulista, Elektro e Energisa).

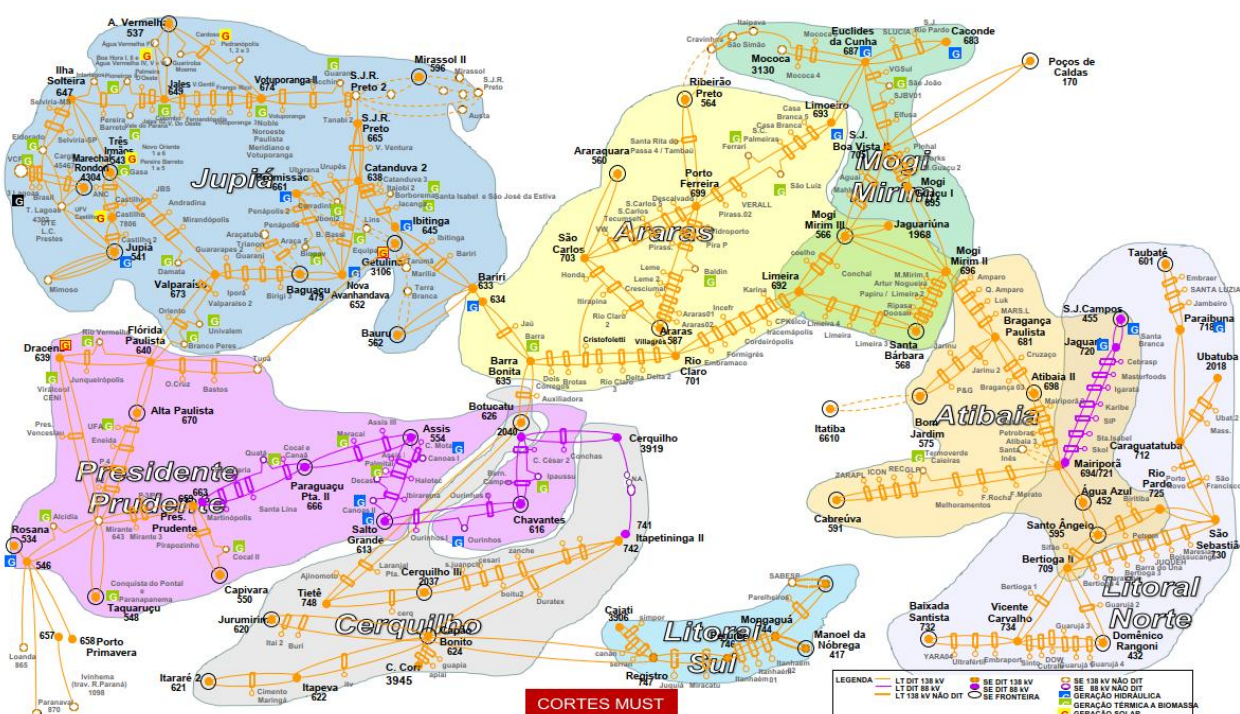


Figura 1 – Área São Paulo corte do MUST (Fonte ONS).

1.1.1 Rede DIT de 138 kV de Araras, Atibaia e Mogi - Mirim

No diagnóstico do Plano de Ampliações e Reforços (PAR/PEL) 2024 - Ciclo 2025-2029 [1], o Operador Nacional do Sistema (ONS) identificou o risco imediato de sobrecarga em regime normal de operação (N) na LT 138 kV Poços de Caldas – São João da Boa Vista II C1/C2, classificada como DIT. Os estudos do ONS no horizonte de médio prazo apresentaram carregamentos próximos à capacidade de emergência da linha para a contingência em um dos circuitos, em cenários de elevado recebimento pelo Sul ou de geração reduzida nas usinas dos rios Pardo, Paranapanema e Tietê durante o período de verão e entressafra das usinas de cana-de-açúcar.

Durante a reconstrução anual do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) - RECON 2024, foram observadas violações da capacidade de carregamento em condição normal de operação, considerando-se a simultaneidade dos valores solicitados na região Atibaia e Mogi, que

resultaram em uma série de limitações e ressalvas a diversos pontos de contratação das Concessionárias de Distribuição locais (CPFL Paulista, Elektro e Energisa).

Ao longo dos últimos anos estão sendo realizados estudos de expansão da transmissão com recomendações que visaram eliminar no médio/longo prazo os problemas relativos ao não atendimento aos critérios de Planejamento da Rede DIT do estado de São Paulo. Sendo o primeiro destes estudos o Relatório de Estudos Técnico - Econômicos (R1) denominado EPE-DEE-NT-022-2024-rev0 - DIT Parte 1 [2], emitido em maio de 2024, tendo a região de interesse a rede de 138 kV do Noroeste do Estado de São Paulo.

Embora a problemática tratada neste estudo seja extensa, o problema principal, consiste na LT 138 kV São João da Boa Vista II – Poços de Caldas C1/C2, com 33 km de extensão, e as atuais capacidades operativas em regime normal (172 MVA) e emergência (191 MVA). Responsável pelo escoamento do Potencial de Fotovoltaica do Estado de Minas Gerais, este circuito funciona como porta de entrada na rede DIT do Estado de São Paulo, e consequentemente impacta toda malha vizinha de 138 kV para distribuição do fluxo de potência ativa.

Em função da previsão de dificuldades para proporcionar o pleno atendimento a acréscimos de demanda na região e vizinhança da SE São João da Boa Vista II, sobretudo no verão, considerando a necessidade sistêmica urgente, a EPE considera oportuno avaliar uma alternativa composta por equipamentos do tipo *Flexible Alternating Current Transmission Systems (FACTS)*, *Dynamic Line Rating (DLR)*, associados a obra de reconstrução/recondutoramento dos circuitos, de modo a garantir rápida implantação, controle ativo do fluxo de potência passante por linhas de transmissão e robustez necessária.

1.1.2 Rede DIT de 138 kV de Presidente Prudente

Na condição de carga máxima diurna de entressafra sem MMGD ou na condição de máxima noturna, em cenário de recebimento elevado pelo Sul (RSUL) e baixa geração nas bacias do Pardo, Paranapanema e Tietê são previstas violações da capacidade de carregamento em condição normal de operação, nos horários de ponta e fora de ponta. Impondo uma série de limitações e ressalvas ao atendimento de demanda a região Presidente Prudente, nas avaliações da Contratação Anual dos MUST.

Nesta avaliação, são considerados os valores injetados pelos transformadores defasadores da SE Rosana, no sentido do 138 kV para o 230 kV, no valor de 130 MW

Neste contexto, é recomendado uma solução de recondutoramento com condutores especiais, do tipo ACCC, para evitar a necessidade de medidas operativas e proporcionar pleno atendimento a demanda contratada pela Energisa na região de Presidente Prudente.

1.2 Objetivos Gerais

O objetivo deste estudo é, portanto, recomendar uma solução estrutural para viabilizar o atendimento da demanda do montante de uso do Sistema de Transmissão nas regiões de Araras, Atibaia, Mogi Mirim e Presidente Prudente.

2 CONCLUSÕES

Neste estudo foram analisadas alternativas que propiciam o aumento da confiabilidade do sistema de 138 kV da região de atendimento dos MUST de Araras, Atibaia e Mogi Mirim.

Tendo em vista o porte do sistema DIT em questão, considerando o nível de tensão em 138 kV e elevados fluxos circulantes neste sistema, entendeu-se como oportuno avaliar novas tecnologias existentes no mercado mundial, como os dispositivos FACTS, que utilizam eletrônica de potência para controle de fluxo de potência ativa e otimização da rede existente.

Para tanto, foi utilizada a consulta junto aos grandes fabricantes de equipamentos realizada no Relatório de Estudos Técnico - Econômicos (R1) EPE-DEE-NT-022-2024-rev0 - DIT Parte 1 [2], supracitado neste relatório.

Dentre as respostas apresentadas, dois fabricantes propuseram solução com características bastante similares, que é constituída de dispositivos FACTS série, com base na tecnologia SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*), porém, sem necessidade de utilização de transformador de acoplamento, o que normalmente é demandado nas soluções em SSSC convencionais. Com isso, os fabricantes indicam que há uma redução significativa nas dimensões do equipamento, complexidade e custos, além de propiciar maior flexibilidade quanto à modularização da solução e aplicabilidade em diferentes pontos do sistema

Após uma avaliação sobre as experiências de aplicação no mundo, modelagem para simulações, capacidade de entrega e disponibilidade de mercado, concluiu-se como viável a consideração de uma alternativa com a aplicação da tecnologia SSSC com o objetivo de postergar investimentos, garantir maior flexibilidade ao sistema e sanar problemas de curto prazo com rápida implantação.

Dessa forma, a alternativa com FACTS foi comparada com outras soluções convencionais, como a instalação de uma nova LT 138 kV, obras de reconstrução/recondutoramento de linhas existentes para aumento de capacidade.

Como resultado das análises de desempenho técnico-econômico, a Alternativa 2 (FACTS associado de obras de reconstrução) mostrou-se como a de menor custo global, sendo a alternativa recomendada no presente estudo.

A alternativa 2 prevê investimentos totais, até o final do horizonte do estudo, da ordem de R\$ 1,15 bilhão, sendo investido R\$ 129 milhões com a implantação de dispositivos FACTS até 2028, além de prever aproximadamente R\$ 1,02 bilhão de investimentos com obras de reconstrução/recondutoramento de 374,8 km de circuitos pertencentes a rede DIT de 138 kV do estado de SP.

3 RECOMENDAÇÕES

3.1 Solução Estrutural

As Tabela 3-1, 3-2, 3-3 e 3-4 apresentam o cronograma de obras da Alternativa 2, que é a de menor custo global e a recomendada neste estudo, bem como, as Figuras 3-1, 3-2 e 3-3 apresentam a solução aplicada ao sistema de interesse.

Tabela 3-1 – Programa de obras recomendadas em bay linhas de transmissão (Alternativa 2).

Ano	Linha de Transmissão	Terminal	Equipamento*	Quantidade Acumulada
Jun/2028	LT 138 kV São João Boa Vista II – Poços de Caldas C1	São João da Boa Vista II	2 SSSC/FASE C1	6
Jun/2028	LT 138 kV São João Boa Vista II – Poços de Caldas C2	São João da Boa Vista II	2 SSSC/FASE C2	6

*Considera as obras civis nas subestações terminais para a instalação dos equipamentos, tensão série injetada de 5.660 V por módulo e corrente compatível com a LT 138 kV recapitada (1722/2000 A).

Tabela 3-2 – Programa de obras recomendadas em linhas de transmissão (Alternativa 2).

Ano	Linha de Transmissão	Descrição	Extensão
Jun/2032	LT 138 kV São João da Boa Vista II - Poços de Caldas C1/C2	2x636 (Grosbeak ou similar) 411/478 MVA (1722/2000 A)	33,8 km
Jan/2038	LT 138 kV Mogi Guaçu I - São João da Boa Vista II C1/C2	2x636 (Grosbeak ou similar) 411/478 MVA (1722/2000 A)	46,2 km

Tabela 3-3 – Programa de obras recomendadas em Subestações (obras comuns).

Ano	Subestação	Linha de Transmissão	Descrição
Jun/2028	SE 138 kV Bom Jardim	LT 138 kV Bom Jardim – Bragança I C1/C2	Substituição dos equipamentos terminais em Bom Jardim (TC, seccionadora, bobina de bloqueio) para a capacidade mínima de circuitos 345/363MVA.
Jun/2028	SE 138 kV Bragança Paulista I	138 kV Bom Jardim – Bragança I C1/C2	Substituição dos equipamentos terminais em Bom Jardim (TC, seccionadora, bobina de bloqueio) para a capacidade mínima de circuitos 345/363MVA.
Jun/2028	SE 138 kV Mairiporã	LT 138 kV Cabreúva Mairiporã C1/C2	Substituição dos equipamentos terminais em Mairiporã (TC, seccionadora, bobina de bloqueio) para a capacidade mínima de circuitos 272/285.

Tabela 3-4 – Programa de obras recomendadas em linhas de transmissão (obras comuns).

Ano	Linha de Transmissão	Descrição	Extensão
Jan/2028	LT 138 kV Mogi Guaçu - São João da Boa Vista II C1/C2	Implantação de Dynamic Line Rating, trecho entre a SE Mogi Guaçu até SE Pinhal: 95/115 MVA (397/481 A). Trecho entre a SE Pinhal até a SE São João da Boa Vista II: 167/173 MVA (698/723 A)	46,2 km
Jan/2030	LT 138 kV Alta Paulista - Presidente Prudente C1 e C2	1xACCC Linnet (ou similar) 272/285 MVA (990/1164 A)	64,9
Jan/2030	LT 138 kV Santa Bárbara – Limeira C1 e C2	1xACCC Cordoba (ou similar) 389/409 MVA (1626/1711 A)	32,9
Jun/2030	LT 138 kV Bom Jardim – Bragança I (trecho SE Bom Jardim até torre 19), C1/C2	1xACCC Hawk (ou similar) 345/363MVA (1445/1519 A)	5,8
Jun/2030	LT 138 kV Bragança Paulista – Atibaia II, C1/C2	2x636 (Grosbeak ou similar) 411/478 MVA (1722/2000 A)	19,9
Jun/2030	LT 138 kV Araras – Rio Claro I, C1/C2	2x636 (Grosbeak ou similar) 411/478 MVA (1722/2000 A)	12,0
Jun/2030	LT 138 kV Mogi Mirim 3 – Jaguariúna, (derivação do ramal Pedreira Torre 89), C1/C2	2x636 (Grosbeak ou similar) 411/478 MVA (1722/2000 A)	32,7
Jun/2030	LT 138 kV Água Azul – Mairiporã, C1/C2	2x636 (Grosbeak ou similar) 411/478 MVA (1722/2000 A)	20,59
Dez/2030	LT 138 kV Cabreúva – Termoverde – Mairiporã (trecho até a SE Franco da Rocha), C1/C2	1xACCC Linnet (ou similar) 272/285MVA (1138/1192 A)	18,9
Dez/2031	LT 138 kV Euclides da Cunha –SE São João da Boa Vista II, C1/C2	1 x ACCC Coronado (ou similar) 238/249 MVA (996/1042 A)	60,8
Jan/2034	LT 138 kV Mogi Mirim 2 - Santa Bárbara D'Oeste (trecho da SE MOM II até a derivação do ramal Mogi Mirim 1 Torre 190), C1/C2	1 x 477 MCM (Hawk ou similar) 172/201 MVA (719/842 A)	1,5
Jan/2034	LT 138 kV Mogi Mirim 2 - Santa Bárbara D'Oeste (trecho da SE SBO até derivação do ramal Limeira 2 Torre 37), C1/C2	1 x 477 MCM (Hawk ou similar) 172/201 MVA (719/842 A)	12,4
Jan/2034	LT 138 kV Mogi Mirim 2 - Mogi Mirim 3, C1/C2	1x795 MCM (DRAKE ou similar) 237/278 MVA (990/1164 A)	12,3

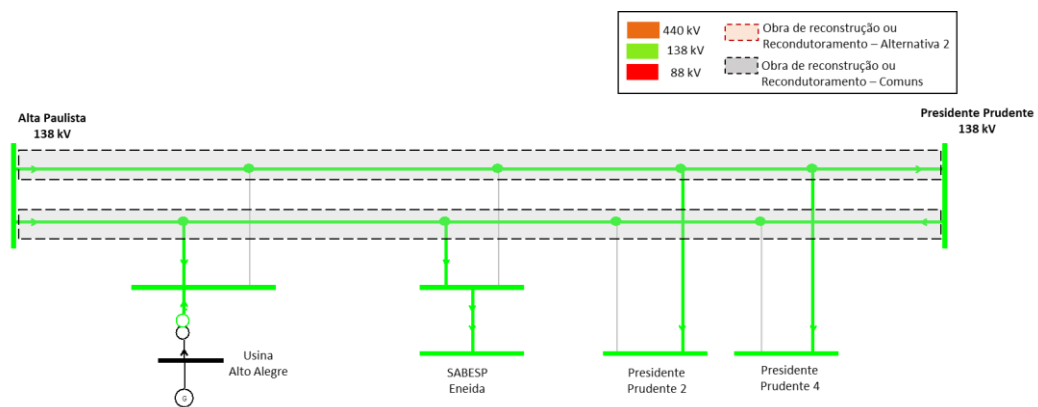


Figura 3-4 Alternativa recomendada – Diagrama Parte 4.

4 PREMISSAS E CRITÉRIOS

4.1 Critérios Básicos

O presente estudo foi elaborado em conformidade com os critérios usuais de planejamento definidos no documento CCPE – Volume II “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão” [3]. Quando aplicável, foram respeitados ainda os requisitos do submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS [4] e dos Procedimentos de Distribuição/resoluções específicas da ANEEL.

4.2 Casos de Trabalho

Foram adotados os casos de trabalho do Plano Decenal da Transmissão 2033. O horizonte do estudo foi o período entre 2027 e 2038.

4.3 Mercado

As projeções de demanda consideradas foram aqueles referentes ao Plano Decenal da Transmissão 2033.

4.4 Cenários e Plano de Geração

Foram analisados os patamares de carga média, leve e pesada para cálculo de perdas. Os dois cenários mais críticos foram utilizados para análises de obras e expansão da região.

- **Cenário Dimensionador 1 (patamar de carga média, entressafra biomassa, UHE do Pardo/Tietê com 20%)**

Para montagem dos casos de trabalho da região de interesse, considerou-se o cenário de carga Média Úmida com redução das Usinas do Pardo, Tietê e Paranapanema. O cenário considerado apresenta as características descritas abaixo:

- UHEs Pardo, Tietê e Paranapanema com despacho reduzido (20%).
- Entressafra das usinas de biomassa.

- **Cenário Dimensionador 2 (patamar de carga leve, safra biomassa e UHE do Pardo/Tietê com 95%)**

Para montagem dos casos de trabalho para análise do carregamento da região de interesse, considerou-se o cenário de carga Leve Seco com elevado despacho nas UHE's das bacias do Rio Pardo e Tietê. O cenário considerado apresenta as características descritas abaixo:

- UHEs do Pardo/Tietê com despacho elevado (>95%).
- Safra das usinas de biomassa.

4.5 Limites Operativos

▪ Tensão

Como critério de análise do perfil de tensão, admitiu-se que os barramentos de carga da Rede Básica não deveriam exceder as faixas estabelecidas nos Procedimentos de Rede para classificação adequada, conforme apresentadas na Tabela 4-1.

Tabela 4-1 – Limites operativos de tensão.

Limites de Tensão				
Tensão	Condição Normal		Condição de Emergência	
kV	min	Max	Min	Max
<=138	0,950	1,050	0,900	1,050
230	0,950	1,050	0,900	1,050
345	0,950	1,050	0,900	1,050
440	0,950	1,046	0,900	1,046
500	1,000	1,100	1,000	1,100
525	0,950	1,050	0,950	1,050
765	0,900	1,046	0,900	1,046

▪ Carregamento

Para as linhas de transmissão existentes na Rede Básica, foram utilizados, em regime normal e de emergências, os limites de carregamentos constantes do Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST). Para as linhas da rede de distribuição, foram observados os limites usuais utilizados pelo planejamento e operação da empresa.

Para os transformadores existentes, foram utilizados os limites de curta e longa duração informados pelas empresas proprietárias dos equipamentos no CPST. No caso de transformadores novos, foi considerada a capacidade operativa de curta duração (4 horas) correspondente a 120% da capacidade nominal do equipamento.

▪ Fator de Potência

Na fronteira com a Rede Básica ou DIT, foi considerado fator de potência mínimo de 0,95.

4.6 Parâmetros Econômicos

Para o custeamento das novas instalações, foram utilizados os preços referenciais da ANEEL de 03/2022. Salienta-se que esses valores são de referência, compostos por custos médios de mercado e utilizados apenas para comparação de alternativas em estudos de planejamento, não servindo como base para orçamentos executivos do empreendimento.

Foram considerados ainda:

- Custo marginal de expansão (custos das perdas): R\$ 218,31/MWh;
- Taxa de desconto: 8% a.a.;
- Ano de referência: 2027;
- Tempo de vida útil das instalações: 30 anos;
- Ano horizonte: 2038; e
- Empate entre alternativas: diferença de custos inferior a 5 % (requer análises adicionais).

Para o cálculo dos custos das perdas foram considerados os três patamares de carga e os intercâmbios Norte Seco e Norte Úmido do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2033.

5 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA

5.1 Sistema Elétrico de Interesse

O sistema de interesse é apresentado nas Figura 5-1, 5-2, 5-3 e 5-4 está localizado no estado de São Paulo. Tal rede é composta por uma ampla malha de linhas e subestações em 138 kV.

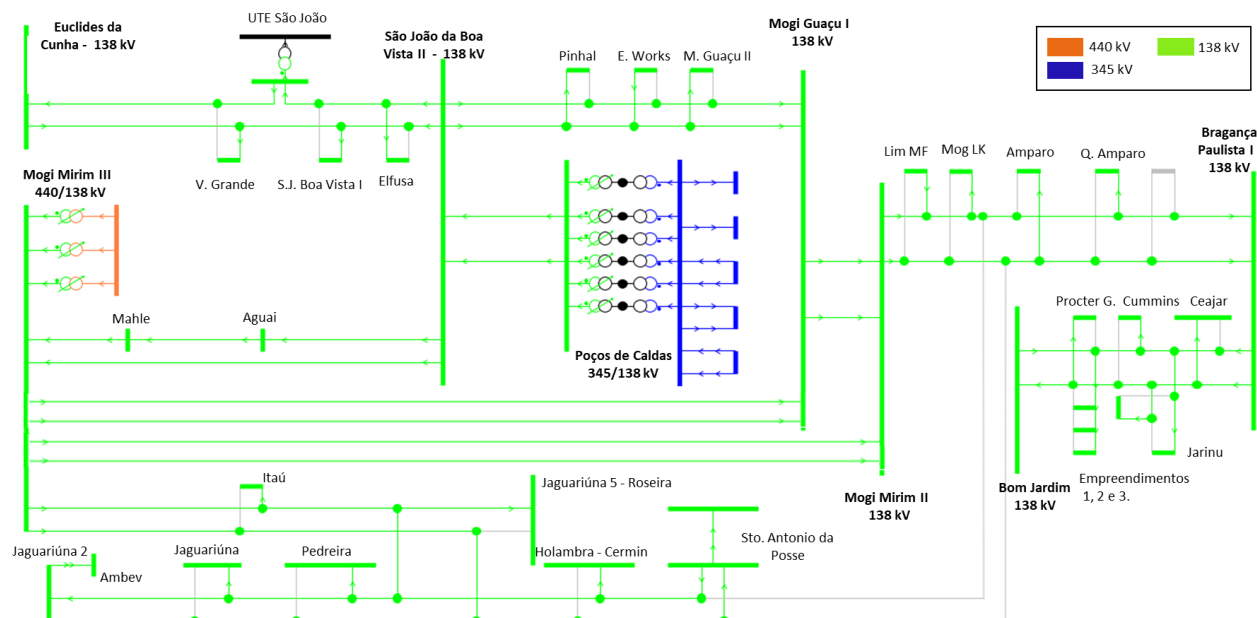


Figura 5-1 – Sistemas de Interesse – Diagrama 1.

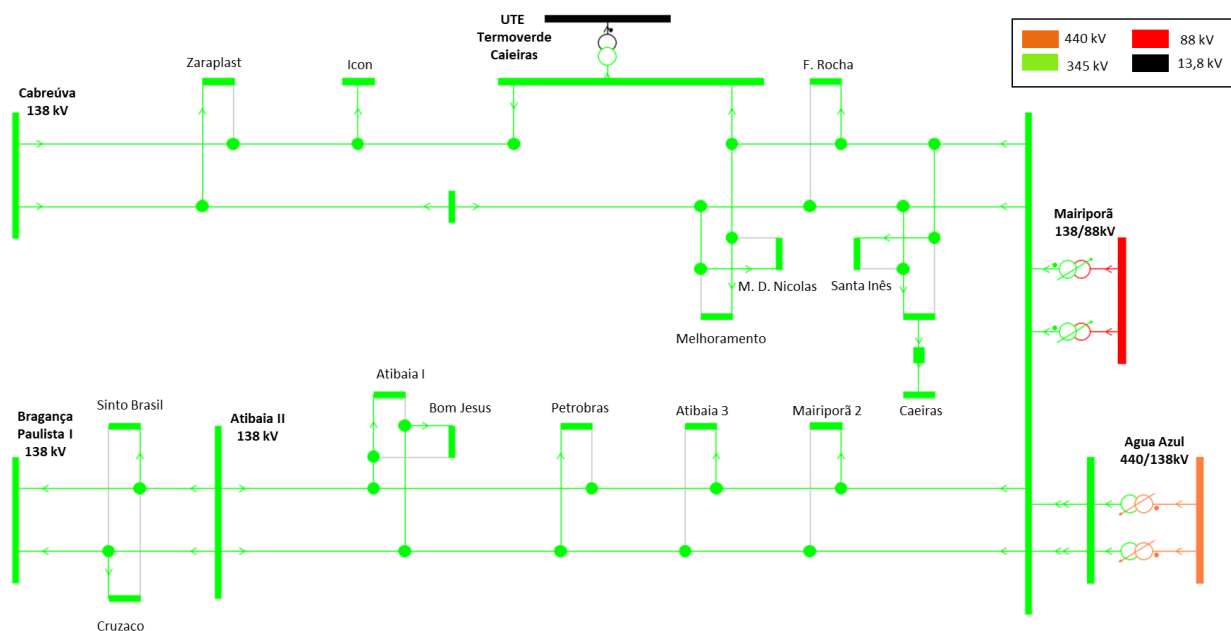


Figura 5-2 – Sistemas de Interesse – Diagrama 2.

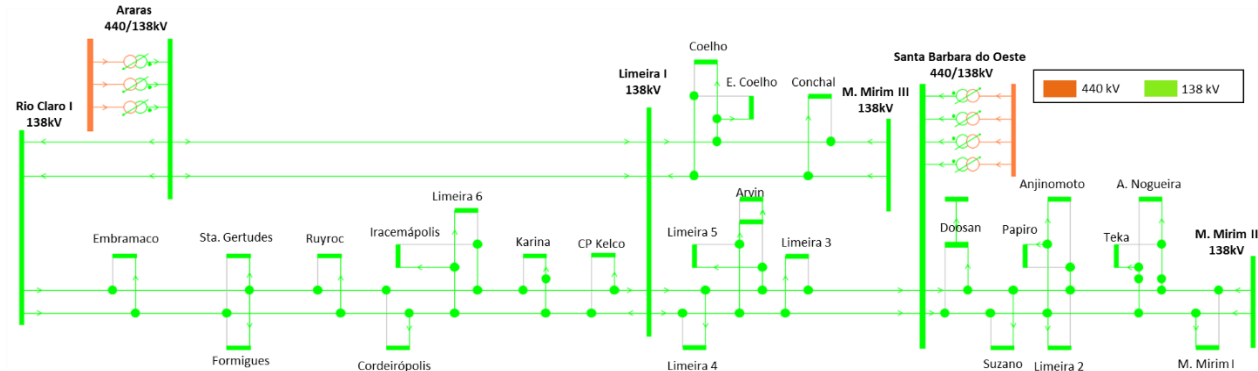


Figura 5-3 – Sistemas de Interesse – Diagrama 3.

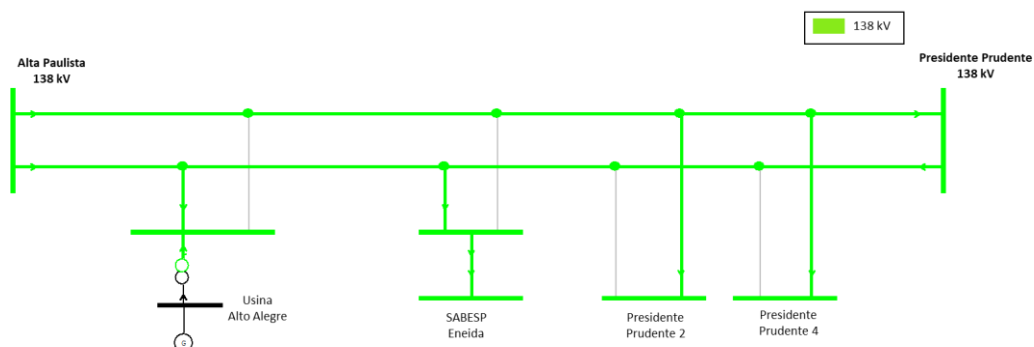


Figura 5-4 – Sistemas de Interesse – Diagrama 4.

As cargas da região pertencem às Concessionárias de Distribuição CPFL Paulista, Elektro, Enel e Energisa. O atendimento as cargas da região são realizadas pela rede DIT, em 138 kV, que são supridas por transformações de fronteira em 440/138 kV e 345/138 kV, através das subestações Água Azul, Araras, Araraquara, Atibaia II, Bom Jardim, Bragança Paulista, Cabreúva, Mogi Mirim III, Ribeirão Preto, Santa Bárbara D'Oeste e São Carlos.

O sistema de 345 kV da subestação de Poços de Caldas escoar os excedentes de geração fotovoltaica através do acoplamento com a rede 138 kV do estado de São Paulo.

▪ Obras consideradas

As obras representadas nos casos de estudo com impacto na região de interesse são detalhadas a seguir:

- LT 440 kV Bom Jardim – Fernão Dias C2 e LT 440 kV Fernão Dias – Água Azul C1: originadas do seccionamento da atual LT 440 kV Água Azul – Bom Jardim, na SE Fernão Dias 440 kV.
- SE Centro 230/88 kV e 230/20 kV: substituição da blindada GIS em 230 kV por uma nova de 345 kV (religável em 230 kV) e obras associadas.

substituição dos atuais transformadores 230/88 kV - 2 x 250 MVA por outros novos transformadores 345/88 kV - 4 x 150 MVA, religáveis em 230/88 kV.

substituição dos atuais transformadores 230/20-20 kV - 2 x 123 MVA + 1 x 135 MVA por transformadores 345/20-20 kV - 3 x 150 MVA, religáveis em 230/20-20 kV, e obras associadas (conjuntos blindados de 20 kV).

- LT 345 kV Miguel Reale – Centro CTR: construção de 5,1 km de linha subterrânea, em circuito duplo, e conexões associadas.
- SE Ananguera: instalação do 1º transformador defasador trifásico 230/230 kV (+/- 30°) - 500 MVA;
- SE Ananguera: instalação de transformador defasador trifásico reserva, com controle automático e remoto de fluxo, em série com o transformador 345/230 kV existente.
- LT 138 kV Poços de Caldas – São João da Boa Vista II - Limitação de cabo por vão baixo na seção em 138 kV entre as estruturas 45-46. Obra prevista para dezembro de 2027, substituição de estruturas que permitam a elevação da capacidade da linha de transmissão e a eliminação da restrição existente, com elevação da capacidade operativa de 172/172 MVA para 172/191 MVA.
- LT 138 kV Cabreúva – Termoverde – Mairiporã - Limitação de cabo por vão baixo na seção em 138 kV entre a subestação Mairiporã e a derivação da SE Franco da Rocha. Obra prevista para dezembro de 2026, substituição de estruturas que permitam a elevação da capacidade da linha de transmissão e a eliminação da restrição existente, com elevação da capacidade operativa de 131/144 MVA, adicionalmente considera-se a adequação dos equipamentos terminais a para capacidade mínima de 206/242MVA no ano de 2028 conforme recomendação neste estudo.
- Substituição do transformador TR1 440/138 kV da SE Bom Jardim, atualmente de 150 MVA ((3+1R) x 50 MVA) por outro de 300 MVA ((3+1R) x 100 MVA).
- Instalação do 2º (segundo) transformador 440/138 kV, de 300 MVA (3 x 100 MVA), na SE Bom Jardim.
- Instalação do 2º (segundo) transformador 345/138 kV, de 400 MVA (3 x 133.33 MVA), na SE Atibaia.
- Instalação do 2º (segundo) transformador 500/345 kV, de 600 MVA (3 x 200.00 MVA), na SE Poços de Caldas.

5.2 Desempenho Elétrico da Rede

As próximas sessões apresentam os problemas observados nos cenários dimensionadores deste estudo, sendo estes, carga Média Norte Úmido e carga Média Norte Seco, respectivamente entressafra e safra das usinas de biomassa.

- **Cenário Dimensionador 1 (patamar de carga média, entressafra biomassa, UHE do Pardo/Tietê com 20%)**

Os resultados apresentados abaixo foram realizados no cenário de carga média, entressafra da biomassa com despacho reduzido das Usinas do Pardo, Tietê e Paranapanema.

5.2.1 Desempenho da rede DIT de 138 kV de Araras, Atibaia e Mogi - Mirim

As Tabelas 5-1 e 5-2 apresentam as violações e pontos de atenção sobre o carregamento no sistema de interesse Nordeste em condições normais e de contingência, respectivamente.

Tabela 5-1 – Desempenho do sistema – Condição Normal – Cenário 1.

BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
		NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
31034 2639	LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	150	-105 -37 73%	-102 -38 72%	-95 -40 69%	-95 -40 69%	-88 -10 61%	-89 -12 61%	-89 -15 62%	-89 -7 62%	-92 -4 64%	-92 -4 64%	-91 -8 63%
2840 2814	LT 138 kV A.Azul - Mairiporã	139	96 -7 68%	98 -10 70%	99 -21 72%	99 -21 72%	112 3 78%	116 4 80%	120 6 83%	127 17 88%	141 42 99%	141 42 99%	138 28 96%
31198 31120	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	80	51 1 63%	54 1 66%	54 2 68%	54 2 68%	53 -13 69%	56 -14 73%	58 -11 75%	60 -8 76%	64 -2 80%	64 -2 80%	62 -7 79%
32585 2678	LT 138 kV Atibai II - Bragança I	139	-94 -0 67%	-98 -1 70%	-108 -1 77%	-108 -1 77%	-126 -51 96%	-127 -51 96%	-129 -47 96%	-132 -54 100%	-136 -56 104%	-136 -56 104%	-144 -59 110%
32524 2814	LT 138 kV Mairipora - Cabreúva	80	-83 -12 108%	-87 -13 114%	-93 -12 120%	-93 -12 120%	-109 -48 154%	-111 -47 155%	-114 -46 159%	-119 -58 171%	-128 -76 195%	-128 -76 195%	-128 -61 185%
32546 32548	LT 138 kV SJBV II - M. Guaçu I	80	67 -43 98%	71 -44 101%	70 -40 99%	70 -40 99%	75 -36 104%	75 -37 105%	77 -41 109%	78 -43 110%	82 -46 116%	82 -46 116%	83 -47 119%
2660 2879	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guaçu I	143	45 54 47%	46 48 44%	50 46 45%	50 46 45%	50 35 42%	52 36 43%	53 44 47%	55 50 50%	57 61 55%	57 61 55%	57 68 59%
2661 2660	LT 138 kV M. Mirim II - M. Mirim III	133	-85 -54 74%	-88 -45 72%	-94 -42 75%	-94 -42 75%	-95 -26 74%	-98 -27 76%	-102 -37 80%	-104 -44 83%	-109 -58 90%	-109 -58 90%	-109 -69 95%
31075 2661	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	97	-62 -27 68%	-65 -28 71%	-73 -27 78%	-73 -27 78%	-75 -15 79%	-78 -17 82%	-80 -27 87%	-81 -33 89%	-84 -46 97%	-84 -46 97%	-86 -67 111%
2661 2879	LT 138 kV M. Mirim II - M. Guaçu I	139	-68 9 48%	-73 16 52%	-76 16 54%	-76 16 54%	-80 24 60%	-82 25 61%	-84 22 62%	-85 19 62%	-89 14 63%	-89 14 63%	-89 8 63%
32630 2660	LT 138 kV M. Mirim III - Jaguariuna II	191	-114 -45 62%	-116 -46 63%	-117 -47 64%	-117 -47 64%	-120 -49 68%	-122 -50 69%	-123 -51 69%	-125 -51 69%	-128 -53 70%	-128 -53 70%	-130 -54 72%
32587 2878	LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	139	-50 -34 43%	-49 -36 44%	-52 -35 45%	-52 -35 45%	-55 -32 46%	-52 -34 45%	-56 -37 49%	-59 -43 58%	-65 -48 58%	-65 -48 58%	-66 -47 59%
2878 3818	LT 138 kV SJBV II - Poços de Caldas	172	-183 51 109%	-190 48 112%	-189 42 111%	-189 42 111%	-200 34 117%	-199 32 119%	-205 40 123%	-209 40 123%	-222 44 130%	-222 44 130%	-225 46 134%
3031 2878	LT 138 kV SJBV II - M. Mirim III	97	-71 37 81%	-75 35 84%	-73 31 79%	-73 31 79%	-76 24 84%	-77 24 87%	-79 29 88%	-79 32 88%	-85 37 94%	-85 37 94%	-86 39 97%
2674 2872	LT 138 kV Araras - Rio Claro	206/411	143 25 69%	147 28 71%	155 39 74%	155 39 74%	177 54 43%	168 53 41%	173 61 43%	170 40 42%	178 59 44%	178 59 44%	184 84 47%

Tabela 5-2 – Desempenho do sistema – Condição Normal – LT 138 kV Santa Bárbara D'Oeste – Limeira – Cenário 1.

BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
		NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
31084 2881	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Limeira	159	-87 -2 54%	-94 -5 58%	-108 -17 67%	-108 -17 67%	-120 -17 75%	-128 -16 81%	-131 -31 84%	-130 -11 82%	-133 -41 87%	-133 -41 87%	-132 -90 102%

Tabela 5-3 – Desempenho do sistema – Condição de emergência – Cenário 1.

CONTINGÊNCIA	BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
			NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
LT 138 kV Poços de Caldas - São João Boa Vista II	31034 2639	LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	150	-106 -37 74%	-103 -38 73%	-97 -39 69%	-97 -39 69%	-89 -10 61%	-90 -12 62%	-91 -14 63%	-90 -7 63%	-93 -4 65%	-93 -4 65%	-92 -8 65%
	2840 2814	LT 138 kV A.Azul - Mairiporã	169	96 -7 56%	98 -10 57%	99 -21 59%	99 -21 59%	112 3 64%	115 4 66%	120 6 68%	127 17 82%	141 42 92%	141 42 92%	138 28 79%
	31198 31120	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	108	45 3 42%	48 4 44%	48 4 44%	48 4 44%	47 -11 44%	49 -12 47%	52 -9 49%	54 -6 50%	57 0 53%	57 0 53%	54 -4 51%
	32585 2678	LT 138 kV Atibai II - Bragança I	163	-98 2 60%	-103 1 63%	-113 1 69%	-113 1 69%	-131 -49 83%	-132 -49 84%	-134 -45 85%	-137 -52 88%	-142 -54 91%	-142 -54 91%	-150 -57 97%
	32524 2814	LT 138 kV Mairipora - Cabreúva	108	-83 -12 80%	-88 -13 84%	-93 -12 89%	-93 -12 89%	-109 -48 114%	-111 -47 115%	-114 -46 118%	-119 -58 127%	-128 -76 144%	-128 -76 144%	-128 -61 137%
	32546 32548	LT 138 kV SJBV II - M. Guaçu I	108	44 -38 53%	46 -38 55%	46 -35 53%	46 -35 53%	49 -33 55%	50 -33 58%	51 -37 59%	51 -39 63%	54 -42 63%	54 -42 63%	54 -42 64%
	2660 2879	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guaçu I	150	52 52 47%	54 46 45%	58 44 46%	58 44 46%	58 33 44%	60 34 49%	62 42 51%	64 48 56%	66 59 56%	66 59 56%	66 60 60%
	2661 2660	LT 138 kV M. Mirim II - M. Mirim III	150	-86 -53 65%	-89 -44 64%	-95 -41 67%	-95 -41 67%	-96 -25 66%	-99 -26 68%	-103 -36 72%	-106 -43 75%	-110 -57 81%	-110 -57 81%	-110 -67 85%
	31075 2661	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	133	-54 -29 45%	-57 -31 47%	-65 -29 52%	-65 -29 52%	-67 -16 52%	-70 -18 54%	-72 -29 57%	-72 -35 59%	-74 -48 65%	-74 -48 65%	-76 -69 77%
	2661 2879	LT 138 kV M. Mirim II - M. Guaçu I	163	-54 4 32%	-57 11 35%	-61 11 37%	-61 11 37%	-63 20 40%	-66 21 42%	-67 17 42%	-68 15 44%	-71 9 49%	-71 9 49%	-70 3 43%
	32630 2660	LT 138 kV M. Mirim III - Jaguariuna II	210	-114 -45 57%	-116 -46 58%	-117 -47 57%	-117 -47 57%	-120 -49 62%	-122 -50 63%	-123 -51 63%	-125 -51 63%	-128 -53 64%	-128 -53 64%	-130 -54 66%
	32587 2878	LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	151	-38 -39 36%	-37 -40 36%	-39 -39 36%	-39 -39 36%	-42 -35 37%	-39 -37 36%	-43 -41 40%	-46 -47 44%	-51 -53 49%	-51 -53 49%	-52 -52 50%
	2878 3818	LT 138 kV SJBV II - Poços de Caldas	191	-246 81 135%	-256 78 139%	-255 69 137%	-255 69 137%	-270 60 146%	-268 57 145%	-276 68 150%	-282 68 152%	-300 75 162%	-300 75 162%	-303 79 166%
	3031 2878	LT 138 kV SJBV II - M. Mirim III	133	-47 34 43%	-49 32 44%	-47 29 41%	-47 29 41%	-50 23 41%	-50 23 42%	-51 28 44%	-51 31 45%	-55 36 49%	-55 36 49%	-55 37 50%
	2674 2872	LT 138 kV Araras - Rio Claro	235/478	144 24 61%	148 27 63%	155 39 65%	155 39 65%	177 53 37%	168 52 36%	173 60 37%	171 39 36%	179 58 38%	179 58 38%	184 82 40%

CONTINGÊNCIA	BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
			NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
LT 138 kV Mogi Mirim III - Mogi Guaçu	31034	LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1	-105 -38	-102 -38	-96 -40	-96 -40	-88 -10	-90 -12	-90 -15	-90 -8	-92 -5	-92 -5	-91 -9
	2639		150	74%	72%	69%	69%	61%	62%	62%	62%	65%	65%	64%
	2840	LT 138 kV A.Azul - Mairiporã	2	97 -7	98 -10	99 -21	99 -21	112 3	116 4	120 6	127 17	141 43	141 43	138 28
	2814		169	57%	57%	60%	60%	64%	66%	69%	72%	82%	82%	79%
	31198	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	1	50 0	53 0	53 1	53 1	52 -14	55 -15	57 -12	59 -9	63 -3	63 -3	61 -8
	31120		108	46%	49%	49%	49%	50%	53%	55%	56%	58%	58%	57%
	32585	LT 138 kV Atibai II - Bragança I	2	-94 -1	-99 -1	-109 -1	-109 -1	-127 -51	-127 -51	-129 -48	-133 -54	-137 -57	-137 -57	-145 -60
	2678		163	58%	60%	66%	66%	82%	82%	83%	86%	89%	89%	94%
	32524	LT 138 kV Mairipora - Cabreuva	2	-83 -12	-87 -13	-93 -12	-93 -12	-109 -48	-111 -47	-114 -46	-119 -58	-128 -76	-128 -76	-128 -61
	2814		108	80%	84%	89%	89%	114%	115%	118%	127%	144%	144%	137%
	32546	LT 138 kV SJBV II - M. Guaçu I	1	65 -40	73 -41	73 -37	73 -37	77 -34	78 -34	80 -38	80 -40	85 -43	85 -43	85 -43
	32548		108	73%	76%	74%	74%	79%	80%	81%	82%	87%	87%	89%
	2660	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guaçu I	1	59 73	60 66	65 63	65 63	65 48	68 49	71 61	73 68	75 83	75 83	75 93
	2879		150	59%	57%	57%	57%	53%	55%	60%	64%	71%	71%	77%
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Mirim III	2	-96 -66	-99 -56	-106 -52	-106 -52	-107 -34	-111 -34	-115 -47	-118 -55	-123 -72	-123 -72	-123 -84
	2660		150	76%	74%	77%	77%	75%	77%	82%	85%	93%	93%	99%
	31075	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	2	-61 -25	-64 -27	-72 -26	-72 -26	-74 -13	-76 -16	-79 -25	-80 -32	-82 -44	-82 -44	-84 -65
	2661		133	49%	51%	56%	56%	56%	59%	62%	64%	69%	69%	80%
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Guaçu I	1	-55 24	-59 29	-62 28	-62 28	-65 34	-67 34	-68 33	-69 32	-72 30	-72 30	-72 26
	2879		163	36%	39%	40%	40%	45%	46%	47%	46%	47%	47%	47%
	32630	LT 138 kV M. Mirim III - Jaguaruna II	1	-114 -45	-116 -46	-117 -47	-117 -47	-120 -49	-122 -50	-123 -51	-125 -51	-128 -52	-128 -52	-130 -54
	2660		210	57%	57%	58%	58%	62%	62%	62%	63%	64%	64%	65%
	32587	LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	2	-49 -34	-49 -35	-51 -35	-51 -35	-54 -32	-52 -34	-56 -37	-59 -43	-65 -47	-65 -47	-66 -47
	2878		151	40%	40%	41%	41%	42%	42%	44%	48%	53%	53%	54%
	2878	LT 138 kV SJBV II - Poços de Caldas	2	-183 50	-190 48	-190 41	-190 41	-201 33	-199 32	-206 39	-209 39	-223 43	-223 43	-225 45
	3818		191	98%	102%	100%	100%	107%	106%	110%	111%	118%	118%	120%
	3031	LT 138 kV SJBV II - M. Mirim III	2	-70 39	-73 37	-71 32	-71 32	-75 25	-75 25	-77 31	-78 34	-82 39	-82 39	-84 41
	2878		133	59%	60%	57%	57%	59%	59%	62%	63%	68%	68%	70%
	2674	LT 138 kV Araras - Rio Claro	2	143 25	147 28	155 40	155 40	177 54	168 53	173 61	170 40	178 59	178 59	184 84
	2872		235/478	61%	62%	65%	65%	37%	35%	37%	36%	38%	38%	40%
LT 138 kV Mogi Mirim II - Mogi Guaçu	31034	LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1	-105 -37	-102 -38	-96 -39	-96 -39	-88 -10	-90 -12	-90 -15	-90 -7	-92 -4	-92 -4	-91 -8
	2639		150	74%	72%	69%	69%	61%	62%	62%	65%	65%	65%	64%
	2840	LT 138 kV A.Azul - Mairiporã	2	97 -7	98 -10	99 -21	99 -21	112 3	116 4	120 6	127 17	141 42	141 42	138 28
	2814		169	57%	57%	60%	60%	64%	66%	69%	72%	82%	82%	79%
	31198	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	1	50 1	53 1	53 2	53 2	52 -13	54 -14	57 -11	59 -8	63 -2	63 -2	60 -7
	31120		108	45%	48%	49%	49%	50%	53%	55%	56%	58%	58%	56%
	32585	LT 138 kV Atibai II - Bragança I	2	-94 0	-99 -1	-109 -1	-109 -1	-127 -50	-128 -51	-129 -47	-133 -54	-137 -56	-137 -56	-145 -59
	2678		163	58%	60%	66%	66%	82%	82%	82%	86%	89%	89%	94%
	32524	LT 138 kV Mairipora - Cabreuva	2	-83 -12	-87 -13	-93 -12	-93 -12	-109 -48	-111 -47	-114 -46	-119 -58	-128 -76	-128 -76	-128 -61
	2814		108	80%	84%	89%	89%	114%	115%	118%	127%	144%	144%	137%
	32546	LT 138 kV SJBV II - M. Guaçu I	1	65 -43	69 -43	68 -39	68 -39	72 -36	73 -36	75 -40	75 -42	80 -46	80 -46	80 -46
	32548		108	70%	73%	71%	71%	75%	75%	78%	79%	84%	84%	85%
	2660	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guaçu I	1	34 54	34 50	38 47	38 47	37 37	39 38	41 46	42 51	43 61	43 61	44 68
	2879		150	41%	39%	38%	38%	35%	35%	40%	43%	47%	47%	51%
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Mirim III	2	-95 -53	-98 -43	-105 -40	-105 -40	-107 -24	-110 -24	-114 -35	-117 -42	-121 -57	-121 -57	-122 -68
	2660		150	71%	69%	73%	73%	73%	75%	79%	81%	87%	87%	92%
	31075	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	2	-61 -27	-64 -29	-71 -27	-71 -27	-74 -15	-76 -17	-78 -27	-79 -33	-82 -46	-82 -46	-84 -67
	2661		133	49%	51%	56%	56%	56%	59%	62%	64%	69%	69%	80%
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Guaçu I	1	-112 17	-119 29	-125 28	-125 28	-130 42	-134 43	-138 38	-140 34	-146 25	-146 25	-146 15
	2879		163	67%	73%	76%	76%	83%	86%	87%	87%	89%	89%	89%
	32630	LT 138 kV M. Mirim III - Jaguaruna II	1	-114 -45	-116 -46	-117 -47	-117 -47	-120 -49	-122 -50	-123 -51	-125 -51	-128 -53	-128 -53	-130 -54
	2660		210	57%	58%	58%	58%	62%	62%	63%	63%	64%	64%	65%
	32587	LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	2	-50 -34	-50 -36	-52 -35	-52 -35	-55 -32	-53 -34	-56 -37	-60 -43	-65 -48	-65 -48	-67 -47
	2878		151	40%	40%	41%	41%	43%	42%	45%	49%	54%	54%	55%
	2878	LT 138 kV SJBV II - Poços de Caldas	2	-182 51	-189 48	-188 42	-188 42	-199 33	-198 32	-204 39	-208 39	-221 43	-221 43	-223 46
	3818		191	98%	101%	99%	99%	106%	105%	109%	110%	117%	117%	119%
	3031	LT 138 kV SJBV II - M. Mirim III	2	-72 37	-76 35	-74 31	-74 31	-77 24	-78 24	-80 29	-80 32	-85 37	-85 37	-86 39
	2878		133	60%	62%	59%	59%	61%	64%	64%	65%	69%	69%	71%
	2674	LT 138 kV Araras - Rio Claro	2	143 25	147 28	155 39	155 39	177 54	168 53	173 61	170 40	178 59	178 59	184 84
	2872		235/478	61%	62%	65%	65%	37%	35%	37%	36%	38%	38%	40%
LT 138 kV Mogi Mirim III - São João da Boa Vista II	31034	LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1	-105 -37	-102 -38	-96 -39	-96 -39	-88 -10	-89 -12	-90 -14	-89 -7	-92 -4	-92 -4	-91 -8
	2639		150	73%	72%	69%	69%	61%	61%	62%	62%	64%	64%	63%
	2840	LT 138 kV A.Azul - Mairiporã	2	96 -7	98 -10	99 -21	99 -21	112 3	115 4	120 6	127 17	141 42	141 42	138 28
	2814		169	56%	57%	59%	59%	64%	66%	69%	72%	82%	82%	79%
	31198	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	1	50 2	53 2	53 3	53 3	52 -13	55 -14	58 -10	59 -7	63 -1	63 -1	61 -6
	31120		108	46%	48%	49%	49%	50%	53%	55%	56%	58%	58%	56%
	32585	LT 138 kV Atibai II - Bragança I	2	-94 1	-99 0	-109 -0	-109 -0	-127 -50	-127 -50	-129 -47	-133 -53	-137 -55	-137 -55	-145 -58
	2678		163	58%	60%	66%	66%	82%	82%	82%	85%	89%	89%	94%
	32524	LT 138 kV Mairipora - Cabreuva	2	-83 -12	-87 -13	-93 -12	-93 -12	-109 -48	-111 -47	-114 -46	-119 -58	-128 -76	-128 -76	-128 -61
	2814		108	80%	84%	89%	89%	114%	115%	118%	127%	144%	144%	137%
	32546	LT 138 kV SJBV II - M. Guaçu I	1	77 -52	81 -52	80 -48	80 -48	85 -43	86 -43	88 -48	89 -51	94 -55	94 -55	95 -56
	32548		108	84%	88%	84%	84%	89%	90%	93%	94%	100%	100%	102%
	2660	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guaçu I	1	38 60	39 55	43 51	43 51	43 40	45 40	46 50	48 56	49 68	49 68	49 75
	2879		150	45%	43%	43%	43%	38%	39%	44%	47%	53%	53%	57%
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Mirim III	2	-80 -60	-83 -51	-89 -47	-89 -47	-89 -31	-93 -31	-96 -43	-99 -50	-103 -65	-103 -65	-103 -75
	2660		150	65%	63%	65%	65%	63%	65%	69%	72%	79%	79%	84%
	31075	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	2	-61 -28	-64 -30	-72 -28	-72 -28	-74 -15	-77 -18	-79 -28	-80 -34	-83 -47	-83 -47	-84 -69
	2661		133	49%	52%	56%	56%	56%	59%	62%	64%	70%	70%	81%
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Guaçu I	1	-71 13	-76 20	-79 19	-79 19	-83 28	-85 28	-87 25	-89 23	-93 18	-93 18	-92 12
	2879		163	43%	47%	48%	48%	53%	55%	55%	55%	56%	56%	56%
	32630	LT 138 kV M. Mirim III - Jaguaruna II	1	-114 -45	-116 -46	-117 -47	-117 -47	-120 -49	-122 -50	-123 -51	-125 -51	-128 -52	-128 -52	-130 -54
	2660													

CONTINGÊNCIA	BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
			NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
LT 138 kV Mogi Mirim II - Mogi Mirim III	31034	LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1	-106 -38	-103 -39	-96 -40	-96 -40	-89 -10	-90 -13	-90 -15	-90 -8	-93 -5	-93 -5	-92 -9	
	2639		150	74%	73%	69%	69%	61%	62%	63%	63%	65%	65%	64%	
	2840	LT 138 kV A.Azul - Mairiporã	2	97 -7	98 -10	99 -21	99 -21	112 3	116 4	121 6	127 17	142 43	142 43	139 28	
	2814		169	57%	58%	60%	60%	64%	66%	69%	72%	82%	82%	79%	
	31198	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	1	48 -0	51 0	51 1	51 1	50 -14	53 -15	55 -12	57 -9	61 -3	61 -3	58 -8	
	31120		108	44%	47%	47%	47%	48%	51%	53%	54%	56%	56%	56%	
	32585	LT 138 kV Atibai II - Bragança I	2	-95 -1	-100 -2	-110 -1	-110 -1	-128 -51	-129 -51	-131 -48	-134 -55	-138 -57	-138 -57	-146 -60	
	2678		163	58%	61%	67%	67%	82%	83%	83%	87%	90%	90%	96%	
	32524	LT 138 kV Mairipora - Cabreuva	2	-83 -12	-87 -13	-93 -12	-93 -12	-109 -48	-111 -47	-114 -46	-119 -58	-128 -76	-128 -76	-128 -61	
	2814		108	80%	84%	89%	89%	114%	115%	118%	127%	144%	144%	137%	
	32546	LT 138 kV SJBV II - M. Guaçu I	1	69 -42	73 -42	73 -39	73 -39	77 -36	78 -36	80 -40	81 -42	85 -45	85 -45	86 -45	
	32548		108	74%	77%	75%	75%	79%	80%	82%	83%	88%	88%	90%	
	2660	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guaçu I	1	64 67	65 60	70 56	70 56	71 42	73 43	76 54	78 61	81 76	81 76	82 86	
	2879		150	59%	56%	57%	57%	54%	55%	60%	63%	71%	71%	75%	
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Mirim III	2	-115 -72	-119 -60	-127 -56	-127 -56	-129 -35	-133 -36	-138 -50	-142 -59	-148 -78	-148 -78	-148 -92	
	2660		150	89%	87%	91%	91%	89%	92%	97%	101%	109%	109%	116%	
	31075	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	2	-59 -24	-62 -26	-69 -25	-69 -25	-71 -13	-73 -15	-76 -25	-77 -31	-79 -43	-79 -43	-81 -63	
	2661		133	47%	49%	54%	54%	54%	56%	59%	62%	67%	67%	77%	
	LT 138 kV Atibaia II - Bragança Paulista I	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Guaçu I	1	-89 -4	-94 5	-99 5	-99 5	-103 18	-106 18	-109 13	-111 9	-116 -0	-116 -0	-115 -9
		2879		163	53%	56%	60%	60%	64%	66%	67%	67%	70%	70%	71%
32630		LT 138 kV M. Mirim III - Jaguariuna II	1	-114 -45	-116 -46	-117 -47	-117 -47	-120 -49	-122 -50	-123 -51	-125 -51	-128 -52	-128 -52	-130 -54	
2660			210	57%	57%	58%	58%	61%	62%	62%	63%	64%	64%	65%	
32587		LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	2	-50 -34	-49 -36	-52 -35	-52 -35	-55 -32	-52 -34	-56 -37	-59 -43	-65 -48	-65 -48	-66 -47	
2878			151	40%	40%	41%	41%	42%	42%	45%	49%	54%	54%	54%	
2878		LT 138 kV SJBV II - Poços de Caldas	2	-183 51	-190 48	-190 42	-190 42	-200 34	-199 32	-205 39	-209 39	-222 44	-222 44	-225 46	
3818			191	98%	102%	100%	100%	107%	106%	109%	110%	117%	117%	120%	
3031		LT 138 kV SJBV II - M. Mirim III	2	-69 38	-72 36	-70 32	-70 32	-74 24	-74 24	-76 30	-77 33	-82 39	-82 39	-83 41	
2878			133	59%	60%	57%	57%	59%	59%	62%	67%	67%	67%	69%	
2674		LT 138 kV Araras - Rio Claro	2	143 25	147 28	155 40	155 40	177 54	168 53	173 61	170 40	178 59	178 59	184 84	
2872			235/478	61%	62%	65%	65%	37%	35%	37%	36%	38%	38%	40%	
31034		LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1	-105 -37	-102 -38	-95 -40	-95 -40	-88 -10	-89 -12	-89 -15	-89 -7	-92 -4	-92 -4	-91 -8	
2639			150	73%	72%	69%	69%	61%	61%	62%	62%	64%	64%	63%	
2840		LT 138 kV A.Azul - Mairiporã	2	96 -7	98 -10	99 -21	99 -21	112 3	116 4	120 6	127 17	141 42	141 42	138 28	
2814			169	56%	57%	59%	59%	64%	66%	69%	72%	82%	82%	79%	
31198		LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	1	51 1	54 1	54 2	54 2	53 -13	56 -14	58 -11	60 -8	64 -2	64 -2	62 -7	
31120			108	46%	49%	50%	50%	51%	54%	56%	56%	59%	59%	58%	
32585		LT 138 kV Atibai II - Bragança I	2	-94 -0	-98 -1	-108 -1	-108 -1	-126 -51	-127 -51	-129 -47	-132 -54	-136 -56	-136 -56	-144 -59	
2678			163	57%	60%	66%	66%	81%	82%	82%	85%	89%	89%	94%	
32524	LT 138 kV Mairipora - Cabreuva	2	-83 -12	-87 -13	-93 -12	-93 -12	-109 -48	-111 -47	-114 -46	-119 -58	-128 -76	-128 -76	-128 -61		
2814		108	80%	84%	89%	89%	114%	115%	118%	127%	144%	144%	137%		
32546	LT 138 kV SJBV II - M. Guaçu I	1	67 -43	71 -44	70 -40	70 -40	75 -36	75 -37	77 -41	78 -43	82 -46	82 -46	83 -47		
32548		108	72%	75%	73%	73%	77%	78%	81%	81%	86%	86%	88%		
2660	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guaçu I	1	45 54	46 48	50 46	50 46	50 35	52 36	53 44	55 50	57 61	57 61	57 68		
2879		150	45%	42%	43%	43%	40%	41%	45%	47%	53%	53%	57%		
2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Mirim III	2	-85 -54	-88 -45	-94 -42	-94 -42	-95 -26	-98 -27	-102 -37	-104 -44	-109 -58	-109 -58	-109 -69		
2660		150	65%	64%	67%	67%	65%	67%	71%	74%	80%	80%	85%		
31075	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	2	-62 -27	-65 -28	-73 -27	-73 -27	-75 -15	-78 -17	-80 -27	-81 -33	-84 -46	-84 -46	-86 -67		
2661		133	50%	52%	57%	57%	58%	60%	63%	65%	71%	71%	81%		
2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Guaçu I	1	-68 9	-73 16	-76 16	-76 16	-80 24	-82 25	-84 22	-85 19	-89 14	-89 14	-89 8		
2879		163	41%	44%	46%	46%	51%	52%	53%	53%	54%	54%	54%		
32630	LT 138 kV M. Mirim III - Jaguariuna II	1	-114 -45	-116 -46	-117 -47	-117 -47	-120 -49	-122 -50	-123 -51	-125 -51	-128 -53	-128 -53	-130 -54		
2660		210	57%	58%	58%	58%	62%	62%	63%	63%	64%	64%	65%		
32587	LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	2	-50 -34	-49 -36	-52 -35	-52 -35	-55 -32	-52 -34	-56 -37	-59 -43	-65 -48	-65 -48	-66 -47		
2878		151	40%	40%	41%	41%	42%	42%	45%	49%	54%	54%	54%		
2878	LT 138 kV SJBV II - Poços de Caldas	2	-183 51	-190 48	-189 42	-189 42	-200 34	-199 32	-205 40	-209 40	-222 44	-222 44	-225 46		
3818		191	98%	101%	100%	100%	107%	106%	109%	110%	117%	117%	120%		
3031	LT 138 kV SJBV II - M. Mirim III	2	-71 37	-75 35	-73 31	-73 31	-76 24	-77 24	-79 29	-79 32	-85 37	-85 37	-86 39		
2878		133	59%	61%	58%	58%	60%	61%	63%	64%	68%	68%	71%		
2674	LT 138 kV Araras - Rio Claro	2	143 25	147 28	155 39	155 39	177 54	168 53	173 61	170 40	178 59	178 59	184 84		
2872		235/478	61%	62%	65%	65%	37%	35%	37%	36%	38%	38%	40%		
LT 138 kV Agua Azul - Mairiporã	31034	LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1	-107 -37	-104 -38	-98 -39	-98 -39	-90 -10	-92 -13	-92 -15	-92 -8	-95 -6	-95 -6	-94 -9	
	2639		150	75%	73%	69%	69%	63%	63%	64%	64%	67%	67%	66%	
	2840	LT 138 kV A.Azul - Mairiporã	2	145 -11	147 -15	148 -31	148 -31	170 5	175 6	183 10	194 27	217 67	217 67	212 45	
	2814		169	85%	86%	89%	89%	97%	100%	104%	110%	126%	126%	121%	
	31198	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	1	52 1	55 1	56 1	56 1	55 -14	58 -14	61 -11	63 -8	67 -1	67 -1	64 -6	
	31120		108	48%	51%	51%	51%	53%	56%	57%	58%	62%	62%	60%	
	32585	LT 138 kV Atibai II - Bragança I	2	-90 -0	-94 -1	-104 -2	-104 -2	-122 -50	-122 -51	-124 -47	-127 -53	-130 -54	-130 -54	-138 -58	
	2678		163	55%	58%	64%	64%	79%	79%	80%	82%	85%	85%	91%	
	32524	LT 138 kV Mairipora - Cabreuva	2	-75 -13	-80 -14	-85 -13	-85 -13	-101 -47	-102 -46	-105 -44	-110 -56	-118 -71	-118 -71	-118 -58	
	2814		108	73%	78%	82%	82%	107%	107%	110%	119%	136%	136%	129%	
	32546	LT 138 kV SJBV II - M. Guaçu I	1	67 -43	71 -44	70 -40	70 -40	75 -36	75 -37	77 -41	78 -43	82 -46	82 -46	83 -47	
	32548		108	72%	76%	73%	73%	77%	78%	81%	81%	86%	86%	88%	
	2660	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guaçu I	1	45 54	46 48	50 46	50 46	50 35	52 36	54 44	56 50	58 61	58 61	58 68	
	2879		150	45%	43%	43%	43%	40%	41%	45%	48%	53%	53%	57%	
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Mirim III	2	-86 -54	-89 -45	-95 -42	-95 -42	-96 -27	-99 -27	-103 -38	-106 -44	-110 -59	-110 -59	-110 -69	
	2660		150	65%	65%	67%	67%	66%	69%	73%	75%	81%	81%	86%	
	31075	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	2	-62 -27	-65 -29	-73 -27	-73 -27	-75 -15	-78 -17	-80 -27	-81 -33	-83 -46	-83 -46	-85 -67	
	2661		133	50%	52%	57%	57%	57%	59%	62%	65%	70%	70%	81%	
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Guaçu I	1	-69 9	-73 16	-77 16	-77 16	-80 24	-82 25	-85 21	-86 19	-90 14	-90 14	-90 8	
	2879		163	42%	45%	47%	47%	52%	53%	53%	53%	55%	55%	55%	
32630	LT 138 kV M. Mirim III - Jaguariuna II	1	-114 -45	-116 -46	-117 -47	-117 -47	-120 -49	-122 -50	-123 -51	-125 -51	-128 -53	-128 -53	-130 -54		
2660															

CONTINGÊNCIA	BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
			NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
LT 138 kV Araras - Rio Claro	31034	LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1	-105 -37	-102 -38	-95 -39	-95 -39	-88 -10	-89 -12	-89 -15	-89 -7	-92 -4	-92 -4	-91 -8
	2639		150	73%	72%	69%	69%	61%	61%	62%	62%	64%	64%	63%
	2840	LT 138 kV A.Azul - Mairiporã	2	97 -7	98 -10	99 -21	99 -21	112 3	116 4	120 6	127 17	141 42	141 42	138 28
	2814		169	57%	57%	60%	60%	64%	66%	69%	72%	82%	82%	79%
	31198	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	1	50 1	53 1	54 2	54 2	52 -13	55 -14	58 -11	60 -8	64 -2	64 -2	61 -7
	31120		108	46%	49%	50%	50%	50%	54%	56%	56%	59%	59%	57%
	32585	LT 138 kV Atibai II - Bragança I	2	-94 -0	-98 -1	-108 -1	-108 -1	-126 -51	-127 -51	-129 -47	-132 -54	-136 -56	-136 -56	-144 -59
	2678		163	57%	60%	66%	66%	82%	82%	82%	85%	89%	89%	94%
	32524	LT 138 kV Mairipora - Cabreúva	2	-83 -12	-88 -13	-93 -12	-93 -12	-109 -48	-111 -47	-114 -46	-119 -58	-128 -76	-128 -76	-129 -61
	2814		108	80%	84%	89%	89%	114%	115%	118%	127%	144%	144%	137%
	32546	LT 138 kV SJBV II - M. Guaçu I	1	67 -43	71 -44	70 -40	70 -40	75 -36	76 -36	77 -41	78 -43	82 -46	82 -46	83 -47
	32548		108	72%	76%	73%	73%	77%	78%	81%	81%	86%	86%	88%
	2660	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guaçu I	1	45 54	45 48	50 46	50 46	49 35	51 36	53 44	55 50	57 61	57 61	57 68
	2879		150	45%	42%	43%	43%	39%	41%	45%	47%	53%	53%	57%
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Mirim III	2	-85 -54	-88 -45	-94 -42	-94 -42	-95 -26	-98 -27	-102 -37	-104 -44	-109 -58	-109 -58	-109 -69
	2660		150	65%	64%	67%	67%	65%	67%	71%	74%	80%	80%	85%
	31075	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	2	-62 -27	-66 -29	-73 -27	-73 -27	-76 -15	-78 -17	-80 -27	-82 -33	-84 -46	-84 -46	-86 -67
	2661		133	50%	53%	57%	57%	58%	60%	63%	65%	71%	71%	81%
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Guaçu I	1	-68 9	-73 16	-76 16	-76 16	-80 24	-82 25	-84 22	-85 19	-89 14	-89 14	-89 8
	2879		163	41%	45%	47%	47%	51%	52%	53%	53%	54%	54%	54%
32630	LT 138 kV M. Mirim III - Jaguariuna II	1	-114 -45	-116 -46	-117 -47	-117 -47	-120 -49	-122 -50	-123 -51	-125 -51	-128 -53	-128 -53	-130 -54	
2660		210	57%	58%	58%	58%	62%	62%	63%	63%	64%	64%	65%	
32587	LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	2	-49 -34	-49 -36	-51 -35	-51 -35	-54 -32	-52 -34	-55 -37	-59 -43	-64 -48	-64 -48	-66 -47	
2878		151	40%	40%	41%	41%	42%	42%	44%	48%	53%	53%	54%	
2878	LT 138 kV SJBV II - Poços de Caldas	2	-183 51	-190 48	-190 42	-190 42	-200 34	-199 32	-205 39	-209 39	-223 43	-223 43	-225 46	
3818		191	98%	102%	100%	100%	107%	106%	109%	109%	117%	117%	120%	
3031	LT 138 kV SJBV II - M. Mirim III	2	-72 37	-75 35	-73 31	-73 31	-77 24	-77 23	-79 29	-80 32	-85 37	-85 37	-86 38	
2878		133	59%	61%	59%	59%	60%	61%	63%	64%	68%	68%	71%	
2674	LT 138 kV Araras - Rio Claro	2	143 25	147 28	155 39	155 39	177 54	168 53	173 61	170 40	178 59	178 59	184 84	
2872		235/478	61%	97%	101%	101%	61%	58%	60%	58%	62%	62%	66%	
LT 138 kV Bom Jardim Bragança Paulista I	31034	LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1	-177 -65	-173 -66	-165 -68	-165 -68	-154 -34	-156 -37	-156 -40	-156 -31	-158 -28	-158 -28	-157 -32
	2639		150	125%	123%	119%	119%	109%	111%	111%	111%	113%	113%	113%
	2840	LT 138 kV A.Azul - Mairiporã	2	98 -8	99 -10	100 -21	100 -21	113 3	116 3	121 6	128 17	142 42	142 42	139 28
	2814		169	57%	59%	60%	60%	64%	66%	69%	73%	82%	82%	79%
	31198	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	1	54 2	56 2	56 3	56 3	54 -15	57 -16	60 -13	62 -10	66 -5	66 -5	63 -9
	31120		108	50%	52%	52%	52%	53%	56%	57%	58%	61%	61%	59%
	32585	LT 138 kV Atibai II - Bragança I	2	-102 -5	-105 -6	-114 -6	-114 -6	-130 -44	-131 -46	-133 -43	-136 -46	-140 -48	-140 -48	-148 -52
	2678		163	63%	64%	69%	69%	82%	83%	83%	86%	89%	89%	94%
	32524	LT 138 kV Mairipora - Cabreúva	2	-82 -13	-87 -14	-92 -12	-92 -12	-109 -49	-110 -47	-114 -46	-119 -58	-128 -76	-128 -76	-128 -61
	2814		108	79%	83%	89%	89%	114%	115%	118%	127%	144%	144%	137%
	32546	LT 138 kV SJBV II - M. Guaçu I	1	67 -43	71 -44	70 -40	70 -40	75 -37	75 -37	77 -41	78 -43	82 -47	82 -47	83 -47
	32548		108	72%	76%	73%	73%	77%	78%	81%	81%	86%	86%	88%
	2660	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guaçu I	1	45 54	46 49	50 46	50 46	50 35	52 35	54 44	56 49	57 60	57 60	58 68
	2879		150	45%	43%	43%	43%	40%	41%	45%	47%	53%	53%	57%
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Mirim III	2	-86 -55	-89 -46	-95 -43	-95 -43	-96 -26	-99 -26	-102 -37	-105 -43	-109 -57	-109 -57	-110 -68
	2660		150	66%	65%	67%	67%	66%	68%	72%	75%	81%	81%	85%
	31075	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	2	-61 -27	-65 -28	-72 -27	-72 -27	-75 -15	-78 -17	-80 -27	-81 -33	-84 -46	-84 -46	-85 -67
	2661		133	49%	52%	56%	56%	57%	59%	62%	65%	70%	70%	81%
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Guaçu I	1	-69 9	-74 16	-77 15	-77 15	-80 25	-82 25	-85 22	-86 20	-90 15	-90 15	-89 9
	2879		163	42%	45%	47%	47%	52%	53%	53%	53%	55%	55%	55%
32630	LT 138 kV M. Mirim III - Jaguariuna II	1	-114 -45	-116 -46	-117 -47	-117 -47	-120 -49	-122 -50	-123 -51	-125 -51	-128 -53	-128 -53	-130 -54	
2660		210	57%	58%	58%	58%	62%	62%	63%	63%	64%	64%	65%	
32587	LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	2	-49 -34	-49 -36	-52 -35	-52 -35	-55 -32	-52 -34	-56 -37	-59 -43	-65 -48	-65 -48	-66 -47	
2878		151	40%	40%	41%	41%	42%	42%	45%	49%	54%	54%	54%	
2878	LT 138 kV SJBV II - Poços de Caldas	2	-183 51	-190 48	-190 42	-190 42	-200 34	-199 32	-205 40	-209 40	-223 44	-223 44	-225 46	
3818		191	98%	102%	100%	100%	107%	106%	109%	110%	117%	117%	120%	
3031	LT 138 kV SJBV II - M. Mirim III	2	-72 37	-75 35	-73 31	-73 31	-76 24	-77 23	-79 29	-79 32	-85 37	-85 37	-86 39	
2878		133	59%	61%	59%	59%	60%	61%	63%	64%	68%	68%	71%	
2674	LT 138 kV Araras - Rio Claro	2	143 25	147 28	155 39	155 39	177 54	168 53	173 61	170 40	178 59	178 59	184 84	
2872		235/478	61%	62%	65%	65%	37%	35%	37%	36%	38%	38%	40%	
LT 138 kV Mogi Mirim II - Bragança I	31034	LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1	-111 -38	-108 -39	-102 -41	-102 -41	-94 -9	-96 -11	-96 -14	-96 -7	-99 -5	-99 -5	-98 -8
	2639		150	77%	76%	73%	73%	65%	66%	67%	67%	69%	69%	69%
	2840	LT 138 kV A.Azul - Mairiporã	2	99 -8	100 -10	101 -21	101 -21	114 2	118 3	123 5	130 16	144 42	144 42	141 27
	2814		169	58%	59%	61%	61%	65%	67%	70%	74%	83%	83%	80%
	31198	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	1	33 -14	35 -14	35 -14	35 -14	32 -31	35 -33	38 -30	39 -27	42 -21	42 -21	40 -26
	31120		108	33%	36%	36%	36%	43%	45%	45%	45%	45%	45%	45%
	32585	LT 138 kV Atibai II - Bragança I	2	-106 -1	-111 -2	-121 -2	-121 -2	-139 -47	-140 -47	-143 -44	-147 -52	-152 -56	-152 -56	-159 -58
	2678		163	64%	67%	74%	74%	88%	88%	90%	93%	98%	98%	102%
	32524	LT 138 kV Mairipora - Cabreúva	2	-82 -13	-87 -14	-92 -12	-92 -12	-108 -49	-110 -48	-113 -46	-118 -58	-127 -76	-127 -76	-128 -61
	2814		108	79%	83%	89%	89%	114%	115%	117%	126%	144%	144%	136%
	32546	LT 138 kV SJBV II - M. Guaçu I	1	65 -42	68 -43	68 -39	68 -39	72 -35	73 -35	74 -40	75 -42	79 -45	79 -45	80 -46
	32548		108	70%	73%	71%	71%	74%	75%	78%	79%	83%	83%	85%
	2660	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guaçu I	1	41 54	41 48	45 45	45 45	45 37	47 37	48 45	50 50	52 60	52 60	52 69
	2879		150	43%	40%	41%	41%	38%	39%	43%	45%	51%	51%	55%
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Mirim III	2	-77 -54	-80 -45	-86 -42	-86 -42	-87 -30	-89 -30	-93 -40	-95 -46	-99 -59	-99 -59	-99 -71
	2660		150	61%	59%	62%	62%	61%	63%	67%	69%	75%	75%	81%
	31075	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	2	-66 -26	-70 -28	-77 -27	-77 -27	-79 -13	-82 -16	-85 -26	-86 -32	-89 -45	-89 -45	-91 -67
	2661		133	52%	55%	59%	59%	60%	62%	66%	68%	74%	74%	83%
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Guaçu I	1	-62 8	-66 15	-69 15	-69 15	-73 21	-75 21	-77 19	-78 17	-81 13	-81 13	-81 6
	2879		163	37%	40%	42%	42%	47%	47%	48%	48%	49%	49%	49%
32630	LT 138 kV M. Mirim III - Jaguariuna II	1	-114 -45	-116 -46	-117 -47	-117 -47	-120 -49	-122 -50	-123 -51	-125 -51	-128 -53	-128 -53	-130 -54	
2660		210	57%	58%	58%	58%	62%	62%	63%	63%	64%	64%	65%	
32587	LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	2	-50 -34	-50 -35	-53 -35	-53 -35	-55 -32	-53 -34	-57 -37	-60 -43	-66 -48	-66 -48	-67 -47	
2878		151	40%	40%	42%	42%	43%	42%	45%	49%	54%	54%	55%	
2878	LT 138 kV SJBV II - Poços de Caldas	2	-180 50	-187 47	-186 41	-186								

CONTINGÊNCIA	BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
			NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
LT 138 kV Atibaia - Bragança I	31034	LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1	-116 -42	-113 -43	-108 -45	-108 -45	-102 -25	-103 -27	-103 -29	-104 -23	-106 -21	-106 -21	-106 -26
	2639		150	81%	80%	77%	77%	72%	73%	74%	73%	76%	76%	77%
	2840	LT 138 kV A.Azul - Mairiporã	2	93 -6	95 -9	95 -20	95 -20	108 4	111 5	116 7	122 19	136 43	136 43	133 29
	2814		169	54%	56%	57%	57%	62%	63%	66%	70%	79%	79%	76%
	31198	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	1	59 2	62 2	64 3	64 3	64 -7	67 -8	70 -5	72 -1	76 5	76 5	74 -0
	31120		108	55%	57%	59%	59%	60%	63%	66%	68%	71%	71%	70%
	32585	LT 138 kV Atibai II - Bragança I	2	-147 5	-154 4	-170 5	-170 5	-202 -67	-203 -67	-205 -62	-211 -71	-218 -75	-218 -75	-231 -81
	2678		163	90%	94%	104%	104%	128%	129%	130%	135%	140%	140%	150%
	32524	LT 138 kV Mairipora - Cabreuva	2	-84 -12	-89 -13	-95 -12	-95 -12	-111 -48	-112 -47	-116 -45	-121 -57	-130 -75	-130 -75	-130 -60
	2814		108	81%	85%	91%	91%	115%	117%	119%	128%	145%	145%	138%
	32546	LT 138 kV SJBV II - M. Guaçu I	1	68 -43	72 -44	72 -40	72 -40	76 -36	77 -36	79 -41	79 -43	84 -46	84 -46	85 -45
	32548		108	73%	77%	74%	74%	79%	79%	81%	82%	88%	88%	89%
	2660	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guaçu I	1	47 55	48 50	52 47	52 47	52 38	54 39	56 48	58 53	60 65	60 65	60 70
	2879		150	46%	44%	45%	45%	43%	44%	48%	51%	56%	56%	59%
	2661	LT 138 kV Atibaia - Bragança I	2	-89 -55	-92 -46	-98 -44	-98 -44	-100 -31	-103 -32	-107 -42	-110 -49	-114 -64	-114 -64	-114 -72
	2660		150	68%	67%	69%	69%	70%	72%	76%	79%	85%	85%	89%
	31075	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	2	-60 -27	-64 -28	-71 -27	-71 -27	-73 -14	-76 -16	-78 -26	-79 -32	-81 -45	-81 -45	-83 -64
	2661		133	49%	51%	56%	56%	56%	58%	61%	63%	68%	68%	78%
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Guaçu I	1	-71 9	-76 16	-80 15	-80 15	-84 22	-86 22	-88 19	-90 16	-94 11	-94 11	-93 5
	2879		163	43%	46%	48%	48%	53%	54%	55%	55%	56%	56%	57%
	32630	LT 138 kV M. Mirim III - Jaguariuna II	1	-114 -45	-116 -46	-117 -47	-117 -47	-120 -49	-122 -50	-123 -51	-125 -51	-128 -53	-128 -53	-130 -54
	2660		210	57%	58%	58%	58%	62%	62%	63%	63%	64%	64%	66%
	32587	LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	2	-49 -34	-49 -36	-51 -35	-51 -35	-54 -32	-52 -34	-55 -37	-59 -43	-64 -48	-64 -48	-66 -47
	2878		151	40%	40%	41%	41%	42%	42%	44%	48%	53%	53%	54%
	2878	LT 138 kV SJBV II - Poços de Caldas	2	-184 51	-192 49	-191 42	-191 42	-202 34	-201 33	-207 40	-211 40	-225 44	-225 44	-227 44
	3818		191	99%	102%	101%	101%	108%	107%	110%	112%	119%	119%	121%
	3031	LT 138 kV SJBV II - M. Mirim III	2	-72 37	-76 35	-74 31	-74 31	-77 24	-78 24	-80 30	-80 33	-86 38	-86 38	-87 38
	2878		133	60%	62%	59%	59%	61%	62%	64%	65%	69%	69%	71%
	2674	LT 138 kV Araras - Rio Claro	2	144 25	147 28	155 39	155 39	177 53	168 53	173 61	170 40	179 59	179 59	184 83
	2872		235/478	61%	63%	65%	65%	37%	36%	37%	36%	38%	38%	40%
LT 138 kV Mairipora - Cabreuva	31034	LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1	-105 -37	-101 -38	-95 -40	-95 -40	-87 -10	-88 -12	-89 -15	-88 -7	-90 -5	-90 -5	-89 -8
	2639		150	73%	71%	68%	68%	60%	61%	61%	61%	63%	63%	63%
	2840	LT 138 kV A.Azul - Mairiporã	2	95 -1	96 -4	96 -15	96 -15	106 -2	110 -0	114 3	120 10	133 31	133 31	131 22
	2814		169	56%	56%	57%	57%	61%	63%	65%	68%	76%	76%	74%
	31198	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	1	50 1	53 1	54 2	54 2	52 -13	55 -14	58 -11	60 -8	63 -2	63 -2	61 -7
	31120		108	46%	49%	50%	50%	50%	53%	55%	56%	59%	59%	57%
	32585	LT 138 kV Atibai II - Bragança I	2	-94 0	-98 -1	-109 -1	-109 -1	-127 -50	-128 -51	-130 -47	-133 -53	-138 -56	-138 -56	-146 -59
	2678		163	57%	60%	66%	66%	82%	82%	83%	86%	90%	90%	94%
	32524	LT 138 kV Mairipora - Cabreuva	2	-124 -20	-130 -21	-138 -19	-138 -19	-162 -58	-165 -57	-170 -55	-178 -68	-192 -88	-192 -88	-194 -72
	2814		108	121%	128%	135%	135%	167%	169%	174%	185%	208%	208%	203%
	32546	LT 138 kV SJBV II - M. Guaçu I	1	67 -43	71 -44	70 -40	70 -40	74 -36	75 -36	77 -41	78 -43	82 -46	82 -46	83 -47
	32548		108	72%	75%	73%	73%	77%	77%	81%	81%	86%	86%	88%
	2660	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guaçu I	1	45 54	46 48	50 46	50 46	50 35	51 36	53 44	55 50	57 61	57 61	57 68
	2879		150	45%	42%	43%	43%	40%	41%	45%	47%	53%	53%	57%
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Mirim III	2	-85 -54	-88 -45	-94 -42	-94 -42	-95 -26	-98 -27	-102 -37	-104 -44	-109 -58	-109 -58	-109 -69
	2660		150	65%	64%	67%	67%	65%	67%	71%	74%	80%	80%	85%
	31075	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	2	-62 -27	-65 -28	-73 -27	-73 -27	-76 -15	-78 -17	-80 -27	-82 -33	-84 -46	-84 -46	-86 -67
	2661		133	50%	52%	57%	57%	58%	60%	63%	65%	71%	71%	81%
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Guaçu I	1	-68 9	-73 16	-76 16	-76 16	-79 24	-82 25	-84 22	-85 19	-89 14	-89 14	-89 8
	2879		163	41%	44%	46%	46%	51%	52%	53%	53%	54%	54%	54%
	32630	LT 138 kV M. Mirim III - Jaguariuna II	1	-114 -45	-116 -46	-117 -47	-117 -47	-120 -49	-122 -50	-123 -51	-125 -51	-128 -53	-128 -53	-130 -54
	2660		210	57%	58%	58%	58%	62%	62%	63%	63%	64%	64%	65%
	32587	LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	2	-50 -34	-49 -36	-52 -35	-52 -35	-55 -32	-52 -34	-56 -37	-59 -43	-65 -48	-65 -48	-66 -47
	2878		151	40%	40%	41%	41%	42%	42%	45%	49%	54%	54%	54%
	2878	LT 138 kV SJBV II - Poços de Caldas	2	-183 51	-190 48	-189 42	-189 42	-200 34	-199 32	-205 40	-209 39	-222 44	-222 44	-225 46
	3818		191	98%	101%	100%	100%	107%	106%	109%	110%	117%	117%	120%
	3031	LT 138 kV SJBV II - M. Mirim III	2	-71 37	-75 35	-73 31	-73 31	-76 24	-77 23	-79 29	-79 32	-84 37	-84 37	-86 39
	2878		133	59%	61%	58%	58%	60%	61%	63%	64%	68%	68%	71%
	2674	LT 138 kV Araras - Rio Claro	2	143 25	147 28	155 39	155 39	177 54	168 53	173 61	170 40	179 59	179 59	184 84
	2872		235/478	61%	62%	65%	65%	37%	35%	37%	36%	38%	38%	40%
LT 138 kV Mogi Mirim II - Santa Barbara do Oeste	31034	LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1	-105 -37	-101 -38	-95 -40	-95 -40	-87 -10	-89 -12	-89 -15	-89 -7	-91 -4	-91 -4	-90 -7
	2639		150	73%	71%	68%	68%	60%	61%	61%	61%	64%	64%	63%
	2840	LT 138 kV A.Azul - Mairiporã	2	96 -7	98 -10	99 -21	99 -21	112 3	115 4	120 6	127 17	141 43	141 43	138 28
	2814		169	56%	57%	59%	59%	64%	66%	69%	72%	82%	82%	79%
	31198	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	1	51 1	54 1	55 1	55 1	54 -14	57 -15	60 -12	62 -8	65 -2	65 -2	64 -4
	31120		108	47%	50%	51%	51%	52%	55%	56%	60%	60%	60%	59%
	32585	LT 138 kV Atibai II - Bragança I	2	-93 -0	-98 -1	-107 -1	-107 -1	-125 -51	-126 -52	-128 -48	-131 -54	-135 -56	-135 -56	-142 -57
	2678		163	57%	60%	66%	66%	81%	82%	82%	85%	88%	88%	93%
	32524	LT 138 kV Mairipora - Cabreuva	2	-83 -12	-88 -13	-93 -12	-93 -12	-109 -48	-111 -47	-114 -46	-119 -58	-128 -76	-128 -76	-129 -61
	2814		108	80%	84%	89%	89%	114%	115%	118%	127%	144%	144%	137%
	32546	LT 138 kV SJBV II - M. Guaçu I	1	66 -43	70 -43	69 -40	69 -40	73 -36	74 -36	76 -40	76 -43	81 -46	81 -46	82 -49
	32548		108	72%	75%	72%	72%	76%	76%	80%	81%	85%	85%	88%
	2660	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guaçu I	1	44 53	44 48	47 45	47 45	47 36	49 37	51 44	53 49	55 58	55 58	55 65
	2879		150	44%	41%	41%	41%	39%	40%	43%	46%	51%	51%	55%
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Mirim III	2	-83 -53	-85 -44	-90 -42	-90 -42	-90 -29	-93 -30	-97 -38	-100 -43	-105 -55	-105 -55	-106 -63
	2660		150	64%	62%	64%	64%	63%	65%	69%	71%	77%	77%	81%
	31075	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	2	-71 -29	-75 -31	-84 -29	-84 -29	-88 -18	-89 -19	-91 -29	-93 -35	-95 -49	-95 -49	-98 -74
	2661		133	56%	59%	65%	65%	67%	68%	71%	73%	79%	79%	91%
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Guaçu I	1	-67 10	-71 17	-73 16	-73 16	-76 22	-78 22					

CONTINGÊNCIA	BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
			NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	
LT 138 kV Mogi Mirim III - Jaguariuna II	31034	LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1	-105 -37	-102 -38	-96 -39	-96 -39	-88 -10	-89 -12	-89 -15	-89 -7	-92 -4	-92 -4	-91 -8	
	2639		150	73%	72%	69%	69%	61%	61%	62%	62%	64%	64%	64%	
	2840		2	96 -7	98 -10	99 -21	99 -21	112 3	116 4	120 6	127 17	141 42	141 42	138 28	
	2814		169	56%	57%	59%	59%	64%	66%	69%	72%	82%	82%	79%	
	31198	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	1	50 1	53 1	54 2	54 2	53 -13	55 -14	58 -11	60 -8	64 -2	64 -2	61 -8	
	31120		108	46%	49%	50%	50%	51%	54%	56%	56%	59%	59%	57%	
	32585		2	-94 -0	-98 -1	-108 -1	-108 -1	-126 -51	-127 -51	-129 -47	-132 -54	-136 -56	-136 -56	-144 -60	
	2678		163	57%	60%	66%	66%	82%	82%	82%	85%	89%	89%	94%	
	32524	LT 138 kV Mairipora - Cabreuva	2	-83 -12	-87 -13	-93 -12	-93 -12	-109 -48	-111 -47	-114 -46	-119 -58	-128 -76	-128 -76	-128 -61	
	2814		108	80%	84%	89%	89%	114%	115%	118%	127%	144%	144%	137%	
	32546		1	67 -43	71 -44	70 -40	70 -40	75 -36	75 -37	77 -41	78 -43	82 -47	82 -47	83 -46	
	32548		108	72%	76%	73%	73%	77%	78%	81%	81%	86%	86%	88%	
	2660	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guaçu I	1	44 54	45 49	49 46	49 46	49 35	51 36	53 44	55 50	57 61	57 61	57 66	
	2879		150	45%	42%	43%	43%	39%	41%	45%	47%	53%	53%	56%	
	2661		2	-84 -54	-88 -45	-93 -42	-93 -42	-95 -27	-98 -27	-101 -38	-104 -44	-108 -58	-108 -58	-108 -67	
	2660		150	65%	64%	66%	66%	65%	67%	71%	74%	80%	80%	84%	
	31075	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	2	-62 -27	-65 -29	-73 -27	-73 -27	-75 -15	-78 -17	-80 -27	-81 -33	-84 -46	-84 -46	-85 -65	
	2661		133	50%	52%	56%	56%	57%	59%	63%	65%	70%	70%	80%	
	2661		1	-68 9	-73 16	-76 16	-76 16	-79 24	-81 25	-84 22	-85 19	-89 14	-89 14	-88 9	
	2879		163	41%	44%	46%	46%	51%	52%	53%	53%	54%	54%	54%	
	32630	LT 138 kV M. Mirim III - Jaguariuna II	1	-178 -78	-180 -79	-182 -81	-182 -81	-187 -86	-190 -87	-192 -88	-194 -89	-200 -92	-200 -92	-203 -95	
	2660		210	90%	92%	93%	93%	99%	100%	101%	101%	103%	103%	106%	
	32587		2	-50 -34	-49 -36	-52 -35	-52 -35	-55 -32	-52 -34	-56 -37	-59 -43	-65 -48	-65 -48	-66 -47	
	2878		151	40%	40%	41%	41%	42%	42%	45%	49%	54%	54%	54%	
	2878	LT 138 kV SJBV II - Poços de Caldas	2	-183 51	-190 48	-190 42	-190 42	-200 34	-199 32	-205 40	-209 40	-223 44	-223 44	-225 44	
	3818		191	98%	102%	100%	100%	107%	106%	109%	111%	118%	118%	120%	
	3031		2	-72 37	-75 35	-73 31	-73 31	-77 24	-77 24	-79 29	-80 32	-85 37	-85 37	-86 37	
	2878		133	59%	61%	59%	59%	60%	61%	63%	64%	68%	68%	70%	
	2674	LT 138 kV Araras - Rio Claro	2	143 25	147 28	155 39	155 39	177 54	168 53	173 61	170 40	178 59	178 59	184 84	
	2872		235/478	61%	62%	65%	65%	37%	37%	37%	36%	38%	38%	40%	
LT 138 kV Sao Joao da Boa Vista II - Euclides da Cunha	31034		LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1	-105 -37	-102 -38	-96 -39	-96 -39	-88 -10	-89 -12	-89 -15	-89 -7	-92 -4	-92 -4	-91 -8
	2639			150	73%	72%	69%	69%	61%	61%	62%	62%	64%	64%	63%
	2840	2		96 -7	98 -10	99 -21	99 -21	112 3	116 4	120 6	127 17	141 42	141 42	138 28	
	2814	169		56%	57%	59%	59%	64%	66%	69%	72%	82%	82%	79%	
	31198	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	1	51 1	54 1	54 2	54 2	53 -13	56 -14	59 -11	60 -8	64 -2	64 -2	62 -7	
	31120		108	46%	49%	50%	50%	51%	54%	56%	56%	59%	59%	58%	
	32585		2	-94 -0	-98 -1	-108 -1	-108 -1	-126 -51	-127 -51	-128 -47	-132 -54	-136 -56	-136 -56	-144 -59	
	2678		163	57%	60%	66%	66%	81%	82%	82%	85%	88%	88%	94%	
	32524	LT 138 kV Mairipora - Cabreuva	2	-83 -12	-87 -13	-93 -12	-93 -12	-109 -48	-111 -47	-114 -46	-119 -58	-128 -76	-128 -76	-128 -61	
	2814		108	80%	84%	89%	89%	114%	115%	118%	127%	144%	144%	137%	
	32546		1	67 -42	71 -43	71 -39	71 -39	75 -36	76 -36	77 -40	78 -42	83 -46	83 -46	83 -46	
	32548		108	72%	75%	73%	73%	77%	78%	81%	81%	86%	86%	88%	
	2660	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guaçu I	1	45 53	45 48	49 45	49 45	49 35	51 35	53 44	55 49	57 60	57 60	57 68	
	2879		150	44%	42%	43%	43%	39%	41%	45%	47%	53%	53%	57%	
	2661		2	-85 -54	-88 -45	-94 -42	-94 -42	-95 -26	-98 -27	-102 -37	-104 -44	-109 -58	-109 -58	-109 -69	
	2660		150	65%	64%	67%	67%	65%	67%	71%	74%	80%	80%	85%	
	31075	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	2	-62 -27	-66 -29	-73 -27	-73 -27	-76 -15	-78 -17	-80 -27	-81 -33	-84 -46	-84 -46	-86 -67	
	2661		133	50%	53%	57%	57%	58%	60%	63%	65%	71%	71%	81%	
	2661		1	-68 9	-73 16	-76 15	-76 15	-80 24	-82 24	-84 21	-86 19	-89 14	-89 14	-89 8	
	2879		163	41%	45%	47%	47%	51%	52%	53%	53%	54%	54%	54%	
	32630	LT 138 kV M. Mirim III - Jaguariuna II	1	-114 -45	-116 -46	-117 -47	-117 -47	-120 -49	-122 -50	-123 -51	-125 -51	-128 -53	-128 -53	-130 -54	
	2660		210	57%	58%	58%	58%	62%	62%	63%	63%	64%	64%	65%	
	32587		2	-84 -49	-84 -50	-87 -50	-87 -50	-91 -46	-87 -48	-91 -52	-96 -61	-102 -66	-102 -66	-103 -66	
	2878		151	65%	65%	66%	66%	68%	67%	71%	76%	81%	81%	83%	
	2878	LT 138 kV SJBV II - Poços de Caldas	2	-182 52	-190 50	-189 43	-189 43	-199 34	-198 33	-205 41	-208 41	-222 45	-222 45	-224 48	
	3818		191	98%	101%	99%	99%	106%	106%	109%	110%	117%	117%	120%	
	3031		2	-72 36	-75 34	-73 30	-73 30	-77 23	-77 23	-79 28	-80 31	-85 36	-85 36	-86 38	
	2878		133	59%	61%	58%	58%	61%	61%	63%	64%	68%	68%	71%	
	2674	LT 138 kV Araras - Rio Claro	2	143 25	147 28	154 40	154 40	177 54	168 53	173 61	170 40	178 59	178 59	183 83	
	2872		235/478	61%	62%	65%	65%	37%	37%	37%	36%	38%	38%	40%	
LT 138 kV Sao Joao da Boa Vista II - Mogi Guaçu I	31034		LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1	-105 -37	-102 -38	-96 -39	-96 -39	-88 -10	-90 -12	-90 -14	-90 -7	-92 -4	-92 -4	-91 -8
	2639			150	74%	72%	69%	69%	61%	62%	62%	65%	65%	65%	64%
	2840	2		97 -7	98 -10	99 -21	99 -21	112 3	116 4	120 6	127 17	141 42	141 42	138 28	
	2814	169		57%	57%	60%	60%	64%	66%	69%	72%	82%	82%	79%	
	31198	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	1	49 2	52 2	52 3	52 3	51 -12	53 -13	56 -10	58 -7	62 -1	62 -1	59 -5	
	31120		108	44%	47%	48%	48%	48%	51%	53%	54%	57%	57%	56%	
	32585		2	-95 1	-99 0	-110 0	-110 0	-128 -50	-128 -50	-130 -46	-134 -53	-138 -55	-138 -55	-146 -58	
	2678		163	58%	61%	67%	67%	82%	82%	83%	86%	90%	90%	94%	
	32524	LT 138 kV Mairipora - Cabreuva	2	-83 -12	-87 -13	-93 -12	-93 -12	-109 -48	-111 -47	-114 -46	-119 -58	-128 -76	-128 -76	-128 -61	
	2814		108	80%	84%	89%	89%	114%	115%	118%	127%	144%	144%	137%	
	32546		1	75 -56	80 -57	79 -53	79 -53	84 -49	85 -49	87 -54	87 -57	93 -61	93 -61	93 -62	
	32548		108	86%	90%	87%	87%	91%	92%	95%	96%	102%	102%	105%	
	2660	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guaçu I	1	58 46	59 40	63 39	63 39	64 29	66 29	68 37	70 42	73 52	73 52	73 60	
	2879		150	47%	45%	47%	47%	46%	47%	50%	53%	57%	57%	61%	
	2661		2	-92 -48	-96 -39	-101 -36	-101 -36	-103 -21	-106 -21	-110 -31	-113 -38	-118 -51	-118 -51	-118 -63	
	2660		150	67%	67%	70%	70%	70%	72%	75%	78%	83%	83%	88%	
	31075	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	2	-59 -28	-62 -30	-70 -29	-70 -29	-72 -16	-74 -18	-77 -28	-78 -35	-80 -48	-80 -48	-82 -70	
	2661		133	48%	50%	55%	55%	56%	57%	61%	63%	68%	68%	80%	
	2661		1	-56 1	-60 7	-63 7	-63 7	-66 17	-68 17	-70 13	-71 10	-74 4	-74 4	-73 -2	
	2879		163	33%	36%	38%	38%	41%	42%	43%	43%	44%	44%	44%	
	32630	LT 138 kV M. Mirim III - Jaguariuna II	1	-114 -45	-116 -46	-117 -47	-117 -47	-120 -49	-122 -50	-123 -51	-125 -51	-128 -53	-128 -53	-130 -54	
	2660		210	57%	58%	58%	58%	62%	62%	63%	63%	64%	64%	65%	
	32587		2	-53 -31	-53 -32	-55 -32	-55 -32	-59 -29	-56 -31	-60 -34	-63 -40	-69 -44	-69 -44	-70 -44	
	2878		151	40%	41%	42%	42%	44%	43%	46%	50%	54%	54%	56%	
	2878	LT 138 kV SJBV II - Poços de Caldas	2	-172 42	-179 39	-178 34	-178 34	-188 26	-187 25	-193 31	-197 31	-210 34			

Tabela 5-4 – Desempenho do sistema – Condição Emergência – LT 138 kV Santa Bárbara D'Oeste - Limeira.

CONTINGÊNCIA	BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
			NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Limeira	31084	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Limeira	1	-130 -14	-139 -17	-157 -31	-157 -31	-171 -31	-181 -30	-186 -48	-184 -26	-189 -80	-189 -60	-192 -126
	2881		191	68%	73%	83%	83%	91%	96%	100%	98%	104%	104%	121%
LT 440 kV Araraquara - Piracicaba	31084	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Limeira	1	-149 12	-159 10	-178 -1	-178 -1	-200 1	-213 3	-223 -10	-228 7	-216 -22	-216 -22	-217 -57
	2881		191	78%	83%	92%	92%	104%	111%	116%	120%	114%	114%	120%

- **Cenário Dimensionador 2 (patamar de carga leve, safra biomassa e UHE do Pardo/Tietê com 95%)**

Para montagem dos casos de trabalho para análise do carregamento da região de interesse Nordeste, considerou-se o cenário de carga Leve Seco, no período de safra das usinas de biomassa, com despacho centralizado das UHE's do Pardo e Tietê de aproximadamente 95% de suas capacidades.

As Tabelas 5-5 e 5-6 apresentam as violações e pontos de atenção sobre o carregamento no sistema de interesse em condições normais e de contingência.

Tabela 5-5 – Desempenho do sistema – Condição Normal – Cenário 2.

BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
		NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
32590 33102	LT 138 kV Us São João - SJBV II	1	-92 35	-91 35	-91 35	-90 33	-89 35	-89 31	-89 31	-89 33	-89 33	-90 31	-90 31
		139	70%	69%	70%	68%	68%	68%	67%	68%	68%	68%	68%
32592 2876	LT 138 kV SJBV II - Us São João	2	-44 30	-43 30	-43 31	-42 28	-41 31	-41 27	-41 27	-41 28	-41 28	-42 26	-42 26
		120	44%	43%	43%	42%	43%	41%	41%	41%	41%	41%	41%
32591 2876	LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	1	-79 46	-78 45	-78 46	-76 43	-76 46	-77 41	-77 41	-77 43	-78 43	-79 40	-80 40
		120	75%	74%	75%	73%	74%	72%	73%	73%	73%	73%	73%

Tabela 5-6 – Desempenho do sistema – Condição Emergência – Cenário 2.

CONTINGÊNCIA	BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
			NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
LT 138 kV SJBV II - Us São João	32592 2876	LT 138 kV Euclides da Cunha - Us São João	2	50 -2	50 -2	50 -2	50 -2	50 -2	50 -2	50 -2	50 -2	50 -2	50 -2	50 -2
			140	35%	35%	35%	35%	35%	35%	34%	35%	35%	34%	34%
	32591 2876	LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	1	-120 66	-119 65	-119 66	-117 62	-116 66	-117 60	-117 60	-117 62	-118 62	-120 59	-120 59
			140	98%	97%	97%	94%	96%	94%	94%	95%	95%	96%	96%
LT 138 kV Euclides da Cunha - Us São João	32590 33102	LT 138 kV SJBV II - Us São João	1	-50 2	-50 2	-50 2	-50 2	-50 2	-50 2	-50 2	-50 2	-50 2	-50 2	-50 2
			151	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%
	32591 2876	LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	1	-97 61	-96 60	-96 61	-94 57	-93 61	-94 55	-94 55	-94 57	-95 57	-97 54	-97 54
			140	81%	81%	81%	78%	79%	77%	77%	78%	79%	79%	79%
LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	32590 33102	LT 138 kV SJBV II - Us São João	1	-114 58	-113 57	-113 58	-110 54	-109 57	-110 52	-109 52	-109 54	-109 54	-111 52	-110 52
			151	84%	83%	83%	81%	81%	79%	79%	79%	80%	80%	79%
	32592 2876	LT 138 kV Euclides da Cunha - Us São João	2	-79 47	-78 46	-78 47	-76 44	-76 47	-77 42	-77 42	-77 44	-78 44	-80 41	-80 41
			140	66%	65%	66%	63%	64%	62%	63%	64%	64%	64%	64%

5.2.2 Desempenho rede DIT de 138 kV de Presidente Prudente

As Tabelas 5-7 e 5-8 apresentam as violações e pontos de atenção sobre o carregamento no sistema de interesse Noroeste, LT 138 kV Alta Paulista – Presidente Prudente, em condições normais e de contingência, respectivamente.

Tabela 5-7 – Desempenho do sistema – Condição Normal – LT 138 kV Alta Paulista – Presidente Prudente – Cenário 1.

BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037		2038	
		NC LIM.	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %
2757	LT 138 kV Alta Paulista -	1	91	-14	94	-13	98	-12	98	-12	103	-6	107	-10	110	-8	113	1	127	18	127	18	128	20
31174	Presidente Prudente	80	114%		118%		123%		123%		126%		133%		134%		136%		151%		151%		153%	

Tabela 5-8 – Desempenho do sistema – Condição Emergência – 138 kV Alta Paulista – Presidente Prudente – Cenário 1.

Contingência	BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037		2038	
			NC LIM.	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %
LT 138 kV Alta Paulista -	2757	LT 138 kV Alta Paulista -	2	121	-15	125	-14	131	-12	131	-12	137	-5	143	-8	146	-7	151	5	169	27	169	27	170	29
Presidente Prudente	31173	Presidente Prudente	108	112%		116%		120%		120%		124%		130%		132%		134%		150%		150%		151%	

6 ALTERNATIVAS

Neste capítulo são apresentadas as alternativas para sanar os problemas diagnosticados no sistema elétrico da região. Considerando a necessidade sistêmica urgente, foram avaliadas alternativas capazes de mitigar as sobrecargas inadmissíveis identificadas em prazo inferior a obra de reconstrução de LTs, através de uma solução híbrida que concilia o benefício de equipamentos *Flexible Alternating Current Transmission Systems* (FACTS) e robustez de obras tradicionais como a reconstrução de circuitos. Neste contexto, para avaliação de mercado junto aos grandes fornecedores de dispositivos FACTS série, com base na tecnologia SSSC, o presente estudo se baseou-se na consulta de fabricantes disponível no relatório EPE-DEE-RE-033/2024-r0 Reforços no Sistema DIT do Estado de SP – Parte 1 [2].

6.1 Obras Comuns

Em função de uma grande efetividade na aplicação de obras de reconstrução/recondutoramento em diferentes circuitos da malha de 138 kV, para eliminação de restrições detectadas, foram recomendadas obras comuns a todas as alternativas elaboradas, e, portanto, estas obras devem ser consideradas além das obras específicas de cada alternativa.

As obras comuns são detalhadas nas Tabela 6-1 e Tabela 6-2:

Tabela 6-1 – Programa de obras recomendadas em Subestações (obras comuns).

Ano	Subestação	Linha de Transmissão	Descrição
Jun/2028	SE 138 kV Bom Jardim	LT 138 kV Bom Jardim – Bragança I C1/C2	Substituição dos equipamentos terminais em Bom Jardim (TC, seccionadora, bobina de bloqueio) para a capacidade mínima de circuitos 345/363MVA.
Jun/2028	SE 138 kV Bragança Paulista I	138 kV Bom Jardim – Bragança I C1/C2	Substituição dos equipamentos terminais em Bom Jardim (TC, seccionadora, bobina de bloqueio) para a capacidade mínima de circuitos 345/363MVA.
Jun/2028	SE 138 kV Mairiporã	LT 138 kV Cabreúva Mairiporã C1/C2	Substituição dos equipamentos terminais em Mairiporã (TC, seccionadora, bobina de bloqueio) para a capacidade mínima de circuitos 272/285.

Tabela 6-2 – Programa de obras recomendadas em linhas de transmissão (obras comuns).

Ano	Linha de Transmissão	Descrição	Extensão
Jan/2028	LT 138 kV Mogi Guaçu - São João da Boa Vista II C1/C2	Implantação de <i>Dynamic Line Rating</i> (DLR), trecho entre a SE Mogi Guaçu até SE Pinhal: 95/115 MVA (397/481 A). Trecho entre a SE Pinhal até a SE São João da Boa Vista II: 167/173 MVA (698/723 A)	46,2 km
Jan/2030	LT 138 kV Alta Paulista - Presidente Prudente C1 e C2	1xACCC Linnet (ou similar) 272/285 MVA (990/1164 A)	64,9
Jan/2030	LT 138 kV Santa Bárbara – Limeira C1 e C2	1xACCC Cordoba (ou similar) 389/409 MVA (1626/1711 A)	32,93
Jun/2030	LT 138 kV Bom Jardim – Bragança I (trecho SE Bom Jardim até torre 19), C1/C2	1xACCC Hawk (ou similar) 345/363MVA (1445/1519 A)	5,8
Jun/2030	LT 138 kV Bragança Paulista – Atibaia II, C1/C2	2x636 (Grosbeak ou similar) 411/478 MVA (1722/2000 A)	19,9
Jun/2030	LT 138 kV Araras – Rio Claro I, C1/C2	2x636 (Grosbeak ou similar) 411/478 MVA (1722/2000 A)	12,0
Jun/2030	LT 138 kV Mogi Mirim 3 – Jaguariúna, (derivação do ramal Pedreira Torre 89), C1/C2	2x636 (Grosbeak ou similar) 411/478 MVA (1722/2000 A)	32,7
Jun/2030	LT 138 kV Água Azul – Mairiporã, C1/C2	2x636 (Grosbeak ou similar) 411/478 MVA (1722/2000 A)	20,59
Dez/2030	LT 138 kV Cabreúva – Termoverde – Mairiporã (trecho até a SE Franco da Rocha), C1/C2	1xACCC Linnet (ou similar) 272/285MVA (1138/1192 A)	18,9
Dez/2031	LT 138 kV Euclides da Cunha –SE São João da Boa Vista II, C1/C2	1 x ACCC Coronado (ou similar) 238/249 MVA (996/1042 A)	60,8
Jan/2034	LT 138 kV Mogi Mirim 2 - Santa Bárbara D'Oeste (trecho da SE MOM II até a derivação do ramal Mogi Mirim 1 Torre 190), C1/C2	1 x 477 MCM (Hawk ou similar) 172/201 MVA (719/842 A)	1,5
Jan/2034	LT 138 kV Mogi Mirim 2 - Santa Bárbara D'Oeste (trecho da SE SBO até derivação do ramal Limeira 2 Torre 37), C1/C2	1 x 477 MCM (Hawk ou similar) 172/201 MVA (719/842 A)	12,4
Jan/2034	LT 138 kV Mogi Mirim 2 - Mogi Mirim 3, C1/C2	1x795 MCM (DRAKE ou similar) 237/278 MVA (990/1164 A)	12,3

6.2 Alternativa 1

A Alternativa 1 é composta pelas obras comuns acrescidas das obras próprias, detalhadas a seguir:

- Reconstrução/recondutoramento da LT 138 kV Poços de Caldas – São João da Boa Vista II, 33 km, para cabo 2x636 MCM, permitindo a elevação para a capacidade mínima de

411/478 MVA e substituição dos equipamentos terminais das subestações Poços de Caldas e São João da Boa Vista II no ano de 2030.

- Reconstrução/recondutoramento da LT 138 kV São João da Boa Vista II – Mogi Guaçu C1 e C2, 46,2 km, para cabo 2x636 MCM, permitindo a elevação para a capacidade mínima de 305/410 MVA e substituição dos equipamentos terminais das subestações São João da Boa Vista II e Mogi Guaçu no ano de 2030.
- Reconstrução/recondutoramento da LT 138 kV Mogi Guaçu I – Mogi Mirim II, 5,3 km, para cabo 2x636 MCM, permitindo a elevação para capacidade mínima de 305/410 MVA e substituição dos equipamentos terminais das subestações Mogi Guaçu I e Mogi Mirim II, no ano de 2030. A solução completa que compõe a Alternativa 1 é apresentada nas Figuras 6-1, 6-2 e 6-3, e detalhadas a seguir:

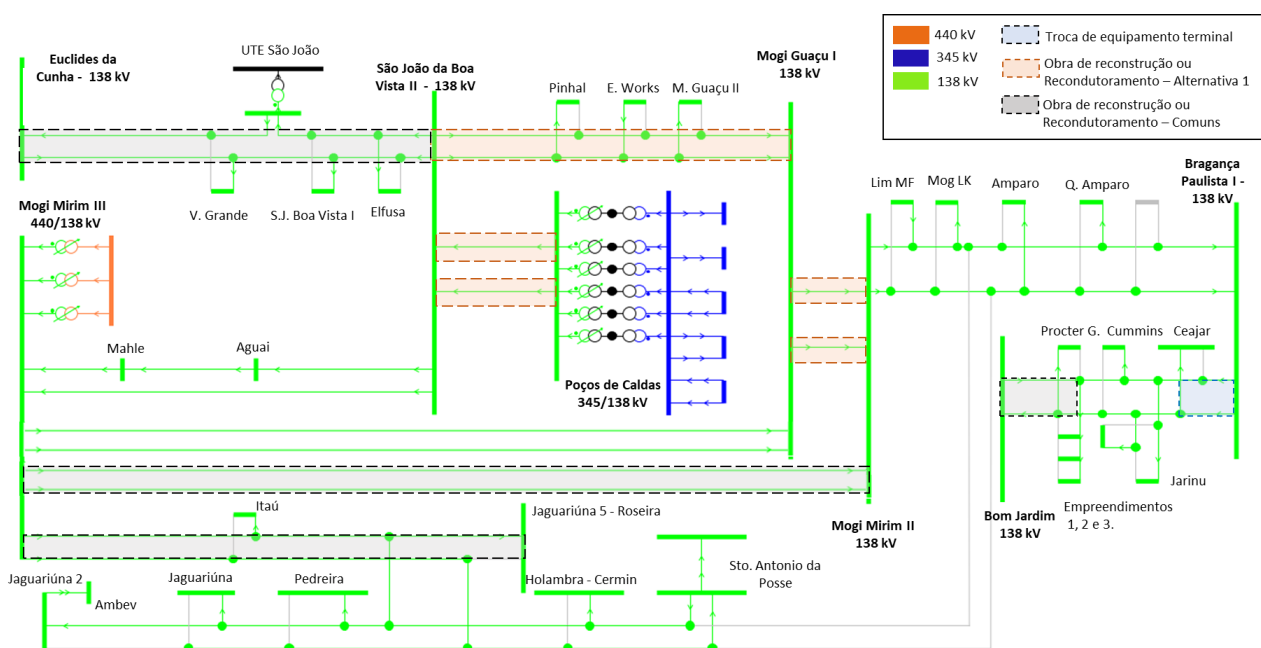


Figura 6-1 – Alternativa 1 – Diagrama 1.

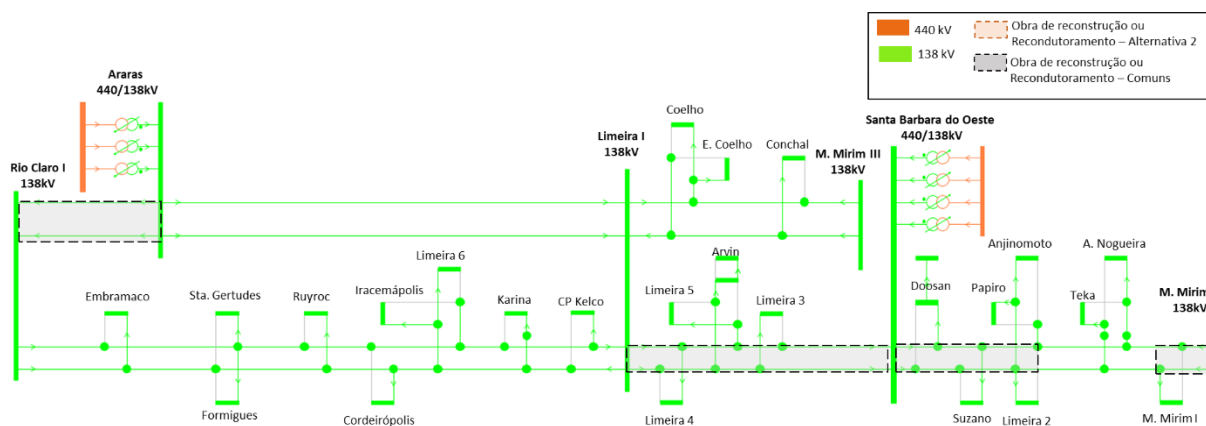


Figura 6-2– Alternativa 1 – Diagrama 2.

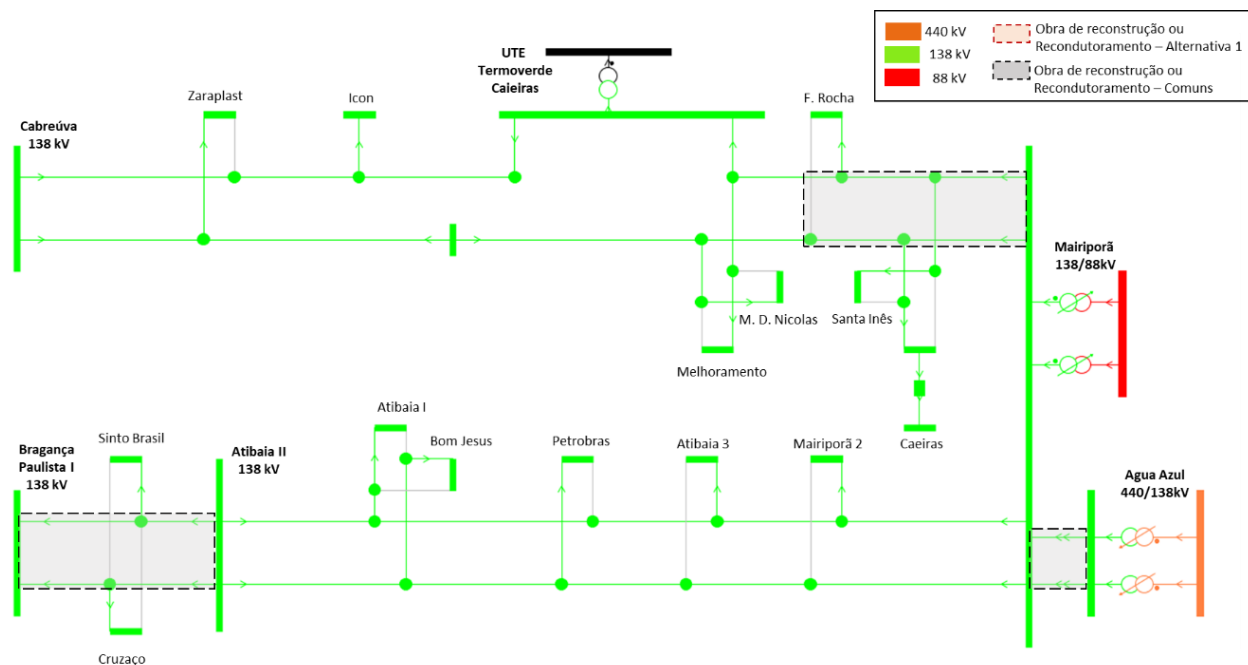


Figura 6-3 – Alternativa 1 – Diagrama 3.

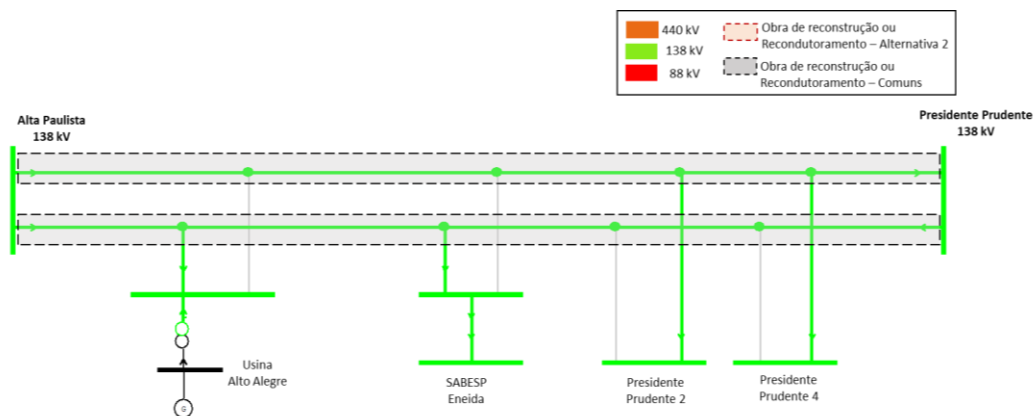


Figura 6-4 – Alternativa 1 – Diagrama 4.

6.3 Alternativa 2

A alternativa 2 é caracterizada pela implantação de uma solução híbrida que combina obras a curto prazo com implantação imediata, a partir de 2028, com obras de médio e longo prazo, com implantação a partir de 2030.

Solução de Curto Prazo:

Consiste na instalação de dispositivos com tecnologia FACTS para controle de fluxo, composta por módulos de SSSC, a serem instalados nas subestações São João da Boa Vista II, em série com os circuitos da LT 138 kV Poços de Caldas – São João da Boa Vista II C1/C2, visando atendimento imediato deste sistema a partir do ano de 2028.

A solução híbrida apresenta os seguintes benefícios adicionais proporcionados pelos dispositivos SSSC: i) menor impacto ambiental; ii) menor tempo de obra; e iii) flexibilidade em termos de modularidade e mobilidade.

A tabela 6-3 apresenta a quantidade módulo a serem implantados na LT 138 kV São João da Boa Vista II – Poços de Caldas C1/C2 em horizonte de curto prazo:

Tabela 6-3 – Composição do SSSC da Alternativa 2.

Ano	Linha de Transmissão	Terminal	Equipamento*	Quantidade Acumulada
Jun/2028	LT 138 kV São João Boa Vista II – Poços de Caldas C1	São João da Boa Vista II	2 SSSC/FASE C1	6
Jun/2028	LT 138 kV São João Boa Vista II – Poços de Caldas C2	São João da Boa Vista II	2 SSSC/FASE C2	6

*Considera tensão série injetada de 5.660 V por módulo e corrente compatível com a LT 138 kV recapitada (1722/2000 A).

Para as simulações e análises de regime permanente dessa alternativa, foi utilizado o modelo elétrico de módulo SSSC disponível no programa ORGANON, desenvolvido pela HPPA [5]. Deste modo, para a aplicação da metodologia adotada no processo de comparação técnico-econômica do presente estudo, para tanto, foi utilizado uma representação simplificada dos módulos SSSC na ferramenta Anarede, considerando a modelagem da reatância-série que o dispositivo pode emular (valor constante) em função da máxima injeção de tensão em série com o circuito. Os resultados foram validados com as simulações realizadas no ORGANON e encontram-se disponíveis no Anexo 13.3 deste relatório.

No que tange a estimativa de custos de cada conjunto de módulos, foi adotado como referência o orçamento apresentado na proposta técnico comercial do fabricante.

Tabela 6-4 – Orçamento por módulo SSSC [2].

Fabricante	Orçamento por módulo SSSC/fase (US\$)
Valor médio	1.379.859,00

Para a comparação econômica com as demais alternativas, o valor do orçamento referência apresentado na Tabela 6-4 é convertido em Reais (R\$), aplicando-se os impostos, benefícios de Ex-tarifário do tipo BK e REIDI, taxa de câmbio e despesas com despachante e logística, conforme informado nas Tabelas 6-5, 6-6, 6-7 e 6-8. O resultado da conversão é apresentado na Tabela 6-9:

Tabela 6-5 – Detalhamento de Impostos.

Impostos	NCM 9030.33.90
Imposto de Importação	11,20%
IPI	3,25%
PIS	2,10%
CONFINS	9,65%
ICMS	18,00%

Tabela 6-6 – Detalhamento de Impostos com benefício Ex-tarifário do tipo BK e REIDI.

Impostos	NCM 9030.33.90
Imposto de Importação	0,00%
IPI	3,25%
PIS	0,00%
CONFINS	0,00%
ICMS	18,00%

Tabela 6-7– Detalhamento de Moeda.

Moeda	2024
BRL / USD (spot)	5,16
BRL / USD (hedge)	5,16

Tabela 6-8– Detalhamento do custo (por unidade) – Valor médio de orçamento em R\$.

Item	Descrição	Custo (US\$ x 1000)	Custo total (R\$ x 1000)
Custo Unitário	Módulo SSSC/Fase	US\$ 1.379.859,00	R\$ 7.115,38

Tabela 6-9– Detalhamento do custo (por unidade) – Valor médio de orçamento com impostos e logística em R\$.

Item	Descrição	Custo (R\$ x 1000)	Impostos – IPI e ICMS (R\$ x 1000)	Despachante e Logística (R\$ x 1000)	Total (R\$ x 1000)
Custo Unitário	Módulo SSSC/Fase + Impostos + Logística	R\$ 7.115,38	R\$ 1.848,43	R\$ 85,03	R\$ 9.048,85

Em adição ao custo do equipamento do tipo SSSC, são considerados as despesas das obras civis e de montagem nos terminais da LT 138 kV São João da Boa Vista II – Poços de Caldas C1/C2, conforme

orçamento estimado pela ISA ENERGIA BRASIL, que é a concessionária de transmissão proprietária da subestação e dos equipamentos terminais.

Tabela 6-10– Detalhamento do custo para SE São João da Boa Vista II, C1 e C2.

Item	Custo Total para 12 SSSC (R\$ x 1000) - 2028
Equipamento Principal + Impostos + Despacho e Logística	R\$ 108.586,261
EPC (Desenvolvimento do Projeto, Obra Civil e Montagem, Comissionamento, Fiscalização, Administração Central)	R\$ 20.971,70
Total	129.557,96

Os valores totais apresentados na Tabela 6-10 foram os efetivamente utilizados para computar os investimentos da Alternativa 2, conforme apresentado no Anexo 13.1.

Solução de Médio/Longo Prazo:

A solução de longo prazo da Alternativa 2 é composta pelas obras indicadas nas Figuras 6-4, 6-5 e 6-6, e detalhadas a seguir:

- Reconstrução/recondutoramento da LT 138 kV Poços de Caldas – São João da Boa Vista II, 33 km, para cabo 2x636 MCM, permitindo a elevação para a capacidade mínima de 411/478 MVA e substituição dos equipamentos terminais das subestações Poços de Caldas e São João da Boa Vista II no ano de 2032.
- Reconstrução/recondutoramento da LT 138 kV São João da Boa Vista II – Mogi Guaçu C1 e C2, 46,2 km, para cabo 2x636 MCM, permitindo a elevação para capacidade mínima de 305/410 MVA e substituição dos equipamentos terminais das subestações São João da Boa Vista II e Mogi Guaçu no ano de 2038, ao considerar o acréscimo da tecnologia DLR.

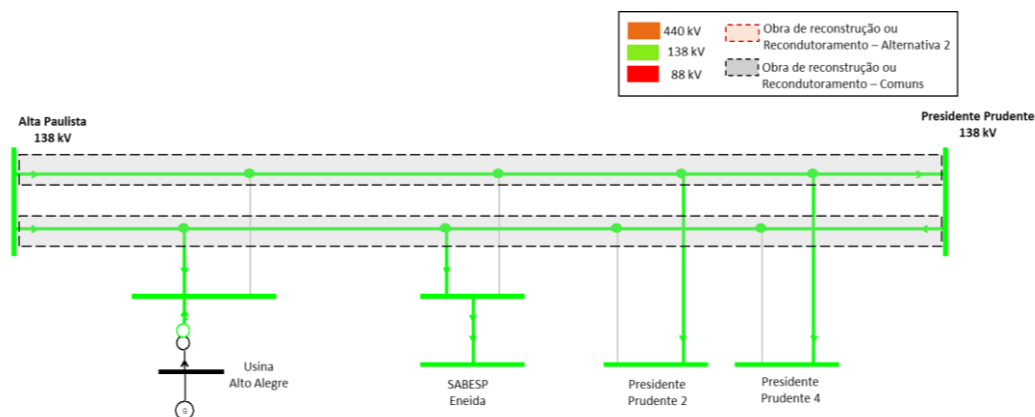


Figura 6-8 – Alternativa 2 – Diagrama 4.

6.4 Alternativa 3

A alternativa 3 é composta pelas obras indicadas nas Figuras 6-7, 6-8 e 6-9, e detalhadas a seguir:

- Construção de 2 novos circuitos duplos de cabo 1 x 477 MCM (HAWK), 33,6 km, com capacidade para 172/191 MVA no ano de 2030.
- Reconstrução/recondutoramento da LT 138 kV São João da Boa Vista II – Mogi Guaçu C1 e C2, 46,2 km, para cabo 2x636 MCM, permitindo a elevação para capacidade mínima de 305/410 MVA e substituição dos equipamentos terminais das subestações São João da Boa Vista II e Mogi Guaçu no ano de 2030.
- Reconstrução/recondutoramento da LT 138 kV Mogi Guaçu I – Mogi Mirim II, 5,3 km, para cabo 2x636 MCM, permitindo a elevação para a capacidade mínima de 305/410 MVA e substituição dos equipamentos terminais das subestações Mogi Guaçu I e Mogi Mirim II, no ano de 2030.
- Construção de 1 novo circuito duplo de cabo 1 x 477 MCM (HAWK), 33,6 km, com capacidade para 172/191 MVA no ano de 2036.
- Recapacitação da LT 138 kV São João da Boa Vista II – Mogi Mirim III, 51,9 km, e no trecho para capacidade mínima de 144/168 MVA, em condição normal/emergência de operação.

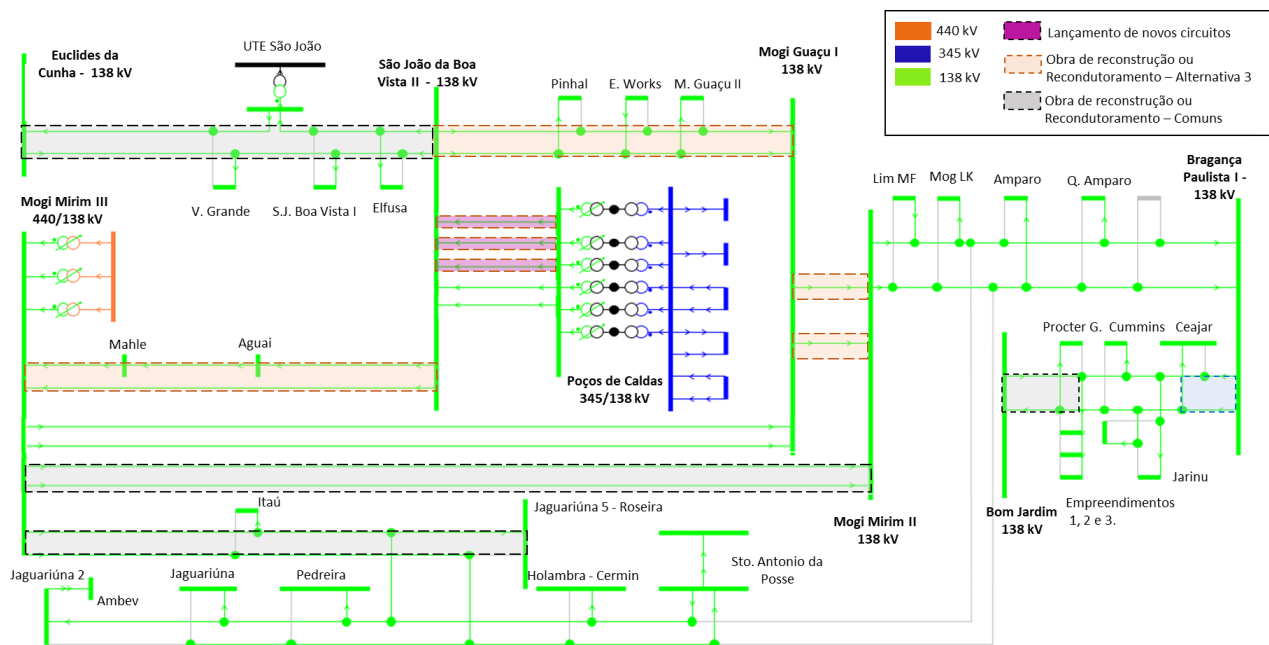


Figura 6-9 – Alternativa 3 – Diagrama 1.

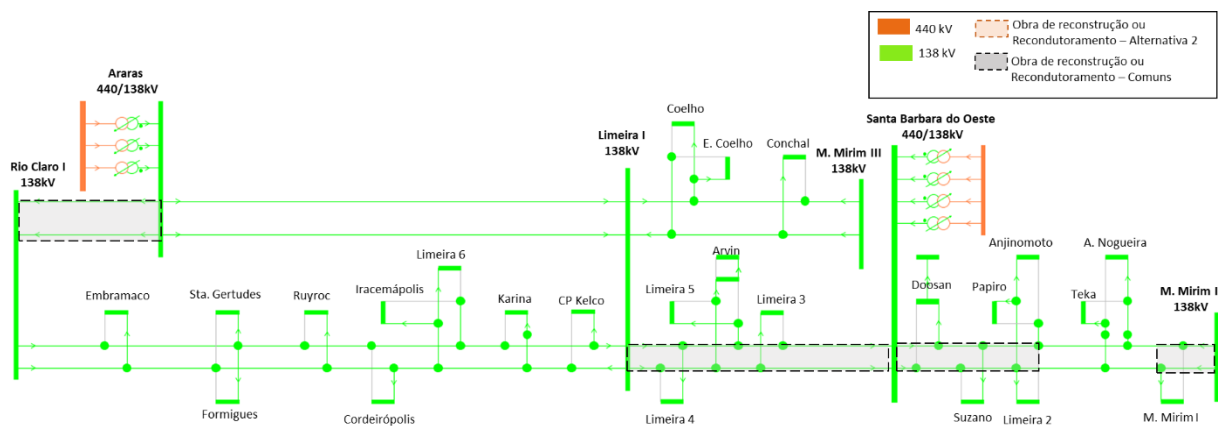


Figura 6-10 – Alternativa 3 – Diagrama 2.

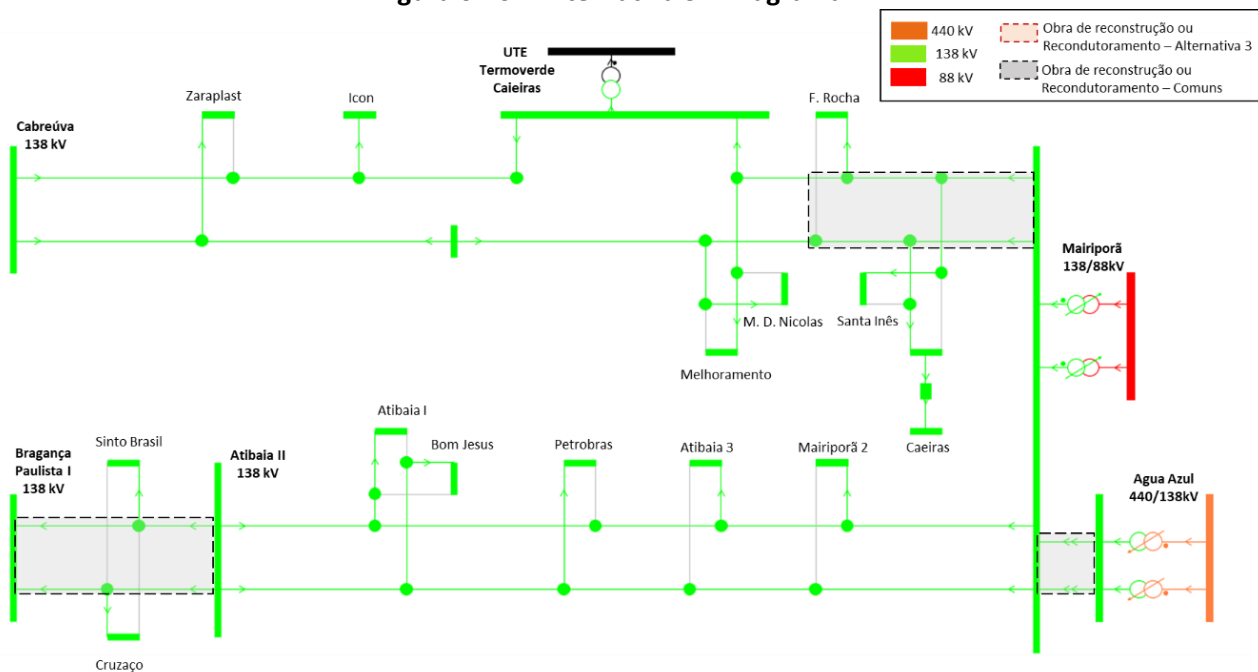


Figura 6-11 – Alternativa 3 – Diagrama 3.

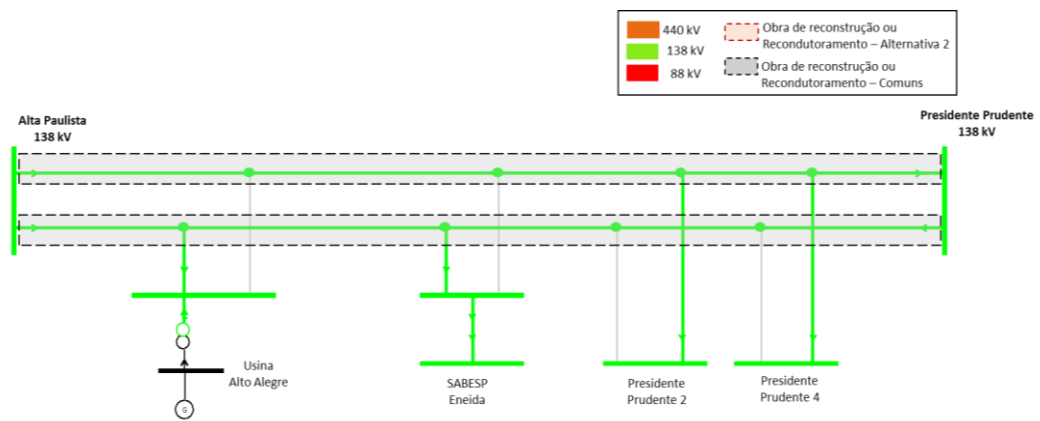


Figura 6-12 – Alternativa 3 – Diagrama 4.

7 ANÁLISE ECONÔMICA

A composição dos custos relacionados as obras propostas para as alternativas foram realizadas com base nos critérios descritos no item 4, bem como, no formulário de Consulta sobre Viabilidade de Expansão de Subestações disponível no Anexo 12.4. O detalhamento dos investimentos é apresentado no Anexo 13.1.

7.1 Comparação Econômica

As tabelas a seguir indicam, respectivamente, os rendimentos necessários dos investimentos, o diferencial de custos de perdas elétricas e os custos totais associados a cada alternativa para efeitos de comparação. De acordo com a Tabela 7-3, a Alternativa 2, que contempla a instalação de dispositivos SSSC para controle de fluxo na LT 138 kV Poços de Caldas - São João da Boa Vista II C1/C2 a curto prazo acrescido da obra de reconstrução a médio/longo prazo e de um conjunto de obras comuns, é a alternativa de mínimo custo global.

Tabela 7-1 – Comparação dos Rendimentos Necessários das Alternativas.

Rendimentos Necessários			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
1 (Reconstrução)	445.579,45	113,4%	3º
2 (FACTS + Reconstrução)	392.946,19	100,0%	1º
3 (Novos Circuitos)	425.976,64	108,4%	2º

Tabela 7-2 – Custo Diferencial de Perdas.

Perdas			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem
1 (Reconstrução)	61.679.366,52	0,00	1º
2 (FACTS + Reconstrução)	61.699.403,98	20.037,46	2º
3 (Novos Circuitos)	61.703.227,23	23.860,71	3º

Tabela 7-3 – Comparação Econômica.

Rendimentos Necessários + Perdas			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
1 (Reconstrução)	445.579,45	107,9%	2º
2 (FACTS + Reconstrução)	412.983,65	100,0%	1º
3 (Novos Circuitos)	449.837,36	108,9%	3º

8 ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

Essa etapa tem por objetivo mostrar o desempenho das alternativas analisadas, comprovando que os problemas verificados na etapa de diagnóstico foram totalmente solucionados em todo o horizonte do estudo, que vai até 2038.

O pior cenário para região em análise são: carga média no período de entressafra da biomassa e o cenário de carga leve período de safra da biomassa, com as considerações destacada no item 4.4. Desta forma, os resultados apresentados serão gerados a partir destes cenários.

8.1 Alternativa 2 - Solução de MCG

A Alternativa 2 apresenta desempenho satisfatório até o ano de 2038, tanto em regime normal como em regime de contingência.

8.1.1 Desempenho da rede DIT de 138 kV de Araras, Atibaia e Mogi - Mirim

- **Cenário Dimensionador 1 (Patamar de carga média, entressafra biomassa e UFV em 90%)**

As Tabela 8-1, 8-2 e 8-3 apresentam os valores de fluxos nas linhas já com todas as obras indicadas para Alternativa 2 até o final do horizonte final do estudo, no patamar de carga média cenário úmido (entressafra da biomassa).

Tabela 8-1 – Desempenho alternativa 02 – Condição Normal – Cenário 1.

BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037		2038	
		NC LIM.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
31034 2639	LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1 159/206	-106	-37	-103	-38	-88	-31	-88	-31	-81	4	-82	1	-82	-1	-81	7	-83	10	-83	10	-82	8
			70%		69%		45%		45%		40%		41%		41%		41%		43%		43%		42%	
2840 2814	LT 138 kV A.Azul - Mairiporã	2 139/305	96	-7	98	-10	117	-13	117	-13	129	19	133	21	138	25	145	40	157	65	157	65	155	48
			68%		70%		38%		38%		41%		43%		44%		47%		53%		53%		50%	
31198 31120	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	1 80	45	3	48	4	42	1	43	1	44	-19	47	-20	50	-16	54	-14	58	-8	58	-8	57	-9
			56%		60%		53%		53%		59%		63%		65%		69%		73%		73%		71%	
32585 2678	LT 138 kV Atibai II - Bragança I	2 139/305	-98	2	-102	2	-126	-7	-126	-7	-141	-67	-142	-68	-144	-63	-145	-71	-149	-75	-149	-75	-156	-74
			70%		73%		41%		41%		50%		50%		50%		51%		53%		53%		55%	
32524 2814	LT 138 kV Mairipora - Cabreúva	2 139/237	-83	-12	-88	-13	-100	-22	-100	-22	-115	-63	-117	-62	-121	-61	-126	-75	-134	-94	-134	-94	-135	-77
			62%		65%		43%		43%		56%		57%		58%		63%		71%		71%		67%	
32546 32548	LT 138 kV SJBV II - M. Guaçu I	1 80/305	44	-32	47	-32	48	-30	48	-31	61	-26	62	-27	64	-31	90	-31	98	-35	98	-35	100	-38
			66%		70%		69%		70%		83%		84%		89%		30%		33%		33%		34%	
2660 2879	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guaçu I	1 143	52	48	54	43	55	39	55	39	52	27	54	27	55	32	45	35	45	46	45	46	45	59
			48%		45%		45%		45%		41%		42%		43%		38%		43%		43%		50%	
2661 2660	LT 138 kV M. Mirim II - M. Mirim III	2 133/206	-86	-50	-89	-41	-92	-37	-92	-37	-93	-18	-96	-19	-101	-34	-97	-40	-100	-55	-100	-55	-100	-74
			73%		71%		72%		72%		71%		73%		51%		50%		53%		53%		59%	
31075 2661	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	2 97/159	-55	-29	-58	-31	-67	-30	-68	-30	-73	-17	-76	-19	-79	-30	-83	-36	-87	-49	-87	-49	-89	-78
			63%		66%		73%		74%		77%		80%		52%		56%		61%		61%		73%	
2661 2879	LT 138 kV M. Mirim II - M. Guaçu I	1 139	-54	1	-58	8	-60	10	-61	10	-70	21	-72	21	-74	21	-88	19	-94	14	-94	14	-96	6
			38%		41%		42%		43%		53%		54%		55%		63%		67%		67%		67%	
32630 2660	LT 138 kV M. Mirim III - Jaguariuna II	1 191/305	-114	-45	-116	-46	-122	-48	-122	-48	-125	-50	-127	-51	-128	-52	-130	-52	-133	-53	-133	-53	-135	-54
			62%		63%		41%		41%		44%		44%		45%		45%		45%		45%		46%	
32587 2878	LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	2 139/206	-38	-43	-37	-44	-41	-42	-38	-42	-46	-41	-43	-43	-47	-47	-47	-53	-53	-58	-53	-58	-55	-58
			41%		42%		42%		27%		30%		30%		32%		34%		38%		38%		38%	
2878 3818	LT 138 kV SJBV II - Poços de Caldas	2 172/411	-124	25	-128	23	-133	21	-132	21	-164	8	-163	7	-171	12	-184	11	-201	14	-201	14	-207	23
			72%		74%		76%		76%		40%		39%		41%		44%		48%		48%		50%	
3031 2878	LT 138 kV SJBV II - M. Mirim III	2 97	-47	27	-49	26	-49	23	-50	23	-62	14	-62	14	-65	18	-55	21	-60	26	-60	26	-62	31
			55%		56%		55%		55%		65%		66%		69%		60%		66%		66%		70%	
2674 2872	LT 138 kV Araras - Rio Claro	2 206/411	144	24	148	28	168	44	168	44	177	53	168	53	173	61	169	40	178	59	178	59	183	84
			69%		71%		40%		40%		43%		41%		43%		42%		44%		44%		46%	

Tabela 8-2 - Desempenho alternativa 2 – Condição Normal – LT 138 kV Santa Bárbara D'Oeste – Limeira – Cenário 1.

BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
		NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
31084 2881	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Limeira	1 159/389	-83 -3 52%	-90 -6 56%	-122 -15 31%	-122 -15 31%	-137 -10 35%	-146 -7 37%	-151 -29 39%	-148 1 38%	-152 -42 41%	-152 -42 41%	-154 -113 50%

Tabela 8-2 - Desempenho alternativa 2 – Condição Emergência – Cenário 1.

CONTINGÊNCIA	BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
			NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
LT 138 kV Poços de Caldas – São João Boa Vista II	31034 2639	LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1 192/242	-107 -37 58%	-104 -37 57%	-89 -31 38%	-89 -31 38%	-81 4 35%	-83 2 35%	-83 -1 35%	-82 7 37%	-84 11 37%	-84 11 37%	-83 8 36%
	2840 2814	LT 138 kV A.Azul - Mairiporã	2 169/410	96 -7 56%	98 -10 57%	117 -13 29%	117 -13 29%	129 19 31%	133 21 32%	138 24 33%	145 40 35%	157 65 39%	157 65 39%	155 48 38%
	31198 31120	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	1 108	41 5 38%	43 6 40%	37 2 34%	37 2 34%	38 -17 38%	40 -18 41%	43 -14 42%	46 -12 44%	50 -7 45%	50 -7 45%	48 -7 44%
	32585 2678	LT 138 kV Atibai II - Bragança I	2 163/410	-102 4 62%	-106 3 65%	-130 -6 31%	-130 -6 31%	-146 -66 38%	-147 -66 38%	-149 -61 38%	-152 -70 39%	-156 -73 41%	-156 -73 41%	-163 -72 42%
	32524 2814	LT 138 kV Mairipora - Cabreúva	2 163/278	-83 -12 53%	-88 -13 56%	-100 -22 31%	-100 -22 31%	-115 -63 48%	-117 -62 49%	-121 -61 49%	-126 -75 54%	-134 -94 61%	-134 -94 61%	-135 -77 57%
	32546 32548	LT 138 kV SJBV II - M. Guapu I	1 108/410	25 -27 33%	27 -28 35%	27 -27 34%	29 -27 35%	38 -24 42%	39 -24 43%	40 -27 44%	57 -31 16%	62 -34 17%	62 -34 17%	64 -37 18%
	2660 2879	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guapu I	1 150	59 47 48%	60 41 47%	62 38 46%	62 38 46%	60 25 43%	62 26 44%	62 31 45%	56 35 43%	58 45 47%	58 45 47%	58 59 53%
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Mirim III	2	-87 -49 65%	-90 -40 64%	-93 -36 64%	-93 -36 64%	-94 -17 63%	-97 -18 65%	-103 -33 44%	-100 -39 43%	-103 -53 47%	-103 -53 47%	-103 -73 51%
	31075 2661	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	2 133/191	-48 -31 42%	-51 -33 44%	-61 -31 50%	-61 -31 50%	-66 -18 51%	-68 -20 53%	-71 -31 40%	-74 -37 42%	-76 -50 47%	-76 -50 47%	-79 -78 52%
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Guapu I	1	-42 -3 25%	-45 4 27%	-47 7 28%	-48 7 29%	-55 18 35%	-57 18 37%	-58 18 37%	-67 17 42%	-72 12 44%	-72 12 44%	-73 3 44%
	32630 2660	LT 138 kV M. Mirim III - Jaguariuna II	1 210/410	-114 -45 57%	-116 -46 58%	-122 -48 31%	-122 -48 31%	-125 -50 33%	-127 -51 33%	-128 -52 33%	-130 -52 33%	-133 -54 34%	-133 -54 34%	-135 -54 34%
	32587 2878	LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	2 151/242	-28 -46 36%	-27 -47 36%	-31 45 36%	-27 -44 21%	-33 -40 22%	-30 -42 21%	-34 -47 24%	-34 -54 26%	-39 -60 30%	-39 -60 30%	-41 -62 31%
	2878	LT 138 kV SJBV II - Poços de Caldas	2	-150 33 80%	-155 31 82%	-162 29 85%	-161 29 84%	-206 12 44%	-206 12 44%	-218 20 46%	-234 20 49%	-258 25 54%	-258 25 54%	-265 36 56%
	3818	LT 138 kV SJBV II - M. Mirim III	2	-26 25 133	-28 24 27%	-27 21 26%	-29 21 26%	-38 13 30%	-38 13 31%	-40 17 32%	-32 19 28%	-36 23 32%	-36 23 32%	-37 28 35%
	2674 2872	LT 138 kV Araras - Rio Claro	2 235/478	144 24 61%	148 27 63%	168 43 35%	168 43 35%	177 53 37%	168 52 35%	173 60 37%	170 39 36%	178 58 38%	178 58 38%	184 83 40%
LT 138 kV Mogi Mirim III - Mogi Guapu	31034 2639	LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1 192/242	-106 -37 58%	-103 -38 57%	-88 -31 38%	-88 -32 38%	-81 4 34%	-82 1 35%	-82 -1 35%	-81 7 37%	-84 10 36%	-84 10 36%	-82 7 36%
	2840 2814	LT 138 kV A.Azul - Mairiporã	2 169/410	96 -7 56%	98 -10 57%	117 -13 29%	117 -13 29%	129 20 31%	134 21 32%	138 25 33%	145 40 35%	157 65 39%	157 65 39%	155 48 38%
	31198 31120	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	1 108	44 3 41%	47 3 44%	41 0 38%	42 -0 38%	43 -20 44%	45 -20 46%	49 -17 47%	53 -14 50%	57 -9 53%	57 -9 53%	56 -10 52%
	32585 2678	LT 138 kV Atibai II - Bragança I	2 163/410	-99 2 60%	-103 1 63%	-127 -8 30%	-127 -8 30%	-142 -68 37%	-142 -68 37%	-144 -63 37%	-146 -72 40%	-149 -75 40%	-149 -75 40%	-157 -74 41%
	32524 2814	LT 138 kV Mairipora - Cabreúva	2 163/278	-83 -12 53%	-88 -13 56%	-100 -22 31%	-100 -22 31%	-115 -63 48%	-117 -62 48%	-121 -61 49%	-126 -75 54%	-134 -94 60%	-134 -94 60%	-135 -77 57%
	32546 32548	LT 138 kV SJBV II - M. Guapu I	1 108/410	47 -29 50%	50 -30 53%	50 -28 53%	51 -28 53%	64 -25 65%	65 -25 68%	67 -29 68%	92 -29 25%	100 -31 25%	100 -31 25%	103 -34 28%
	2660 2879	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guapu I	1 150	69 66 61%	71 59 59%	73 54 58%	73 54 57%	69 37 51%	72 38 53%	72 44 55%	59 47 48%	59 61 54%	59 61 54%	60 79 62%
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Mirim III	2	-99 -61 75%	-102 -51 74%	-105 45 74%	-105 45 74%	-105 -24 72%	-109 -24 74%	-115 -42 50%	-107 -48 48%	-111 -65 52%	-111 -65 52%	-111 88 57%
	31075 2661	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	2 133/191	-53 -28 44%	-56 -30 47%	-66 -28 53%	-66 -28 53%	-72 -16 57%	-74 -18 57%	-77 -29 43%	-82 -35 50%	-85 -48 50%	-85 -48 50%	-88 -76 58%
	2661 2879	LT 138 kV M. Mirim II - M. Guapu I	1 163	-39 14 25%	-43 19 28%	-44 21 29%	-45 21 29%	-55 28 37%	-57 28 39%	-58 30 39%	-75 28 51%	-81 26 51%	-81 26 51%	-83 21 51%
	32630 2660	LT 138 kV M. Mirim III - Jaguariuna II	1 210/410	-114 -45 57%	-116 -46 57%	-122 -48 31%	-122 -48 31%	-125 -50 33%	-127 -51 33%	-128 -52 33%	-130 -52 34%	-133 -53 34%	-133 -53 34%	-135 -54 34%
	32587 2878	LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	2 151/242	-38 -42 37%	-37 -44 38%	-41 -42 38%	-38 -42 23%	-45 -41 25%	-43 -42 25%	-47 -46 27%	-47 -52 29%	-53 -57 32%	-53 -57 32%	-54 -57 32%
	2878	LT 138 kV SJBV II - Poços de Caldas	2	-124 24 65%	-129 23 68%	-133 20 69%	-132 20 69%	-164 7 34%	-163 6 34%	-171 12 36%	-185 11 38%	-202 13 42%	-202 13 42%	-207 22 43%
	3031 2878	LT 138 kV SJBV II - M. Mirim III	2 133	-45 29 39%	-47 27 40%	-47 24 38%	-48 24 39%	-60 15 47%	-60 14 47%	-63 19 50%	-53 23 43%	-58 28 47%	-58 28 47%	-60 33 51%
	2674 2872	LT 138 kV Araras - Rio Claro	2 235/478	144 24 61%	148 28 63%	168 44 35%	168 44 35%	177 53 37%	168 53 35%	172 61 37%	169 40 36%	178 59 38%	178 59 38%	183 84 40%
LT 138 kV Mogi Mirim II - Mogi Guapu	31034 2639	LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1 192/242	-106 -37 58%	-103 -38 57%	-88 -31 38%	-88 -31 38%	-81 4 34%	-82 1 35%	-82 -1 35%	-82 7 37%	-84 10 36%	-84 10 36%	-82 8 36%
	2840 2814	LT 138 kV A.Azul - Mairiporã	2 169/410	96 -7 56%	98 -10 57%	117 -13 29%	117 -13 29%	129 19 31%	133 21 32%	138 24 33%	145 40 35%	157 65 39%	157 65 39%	155 48 38%
	31198 31120	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	1 108	45 3 42%	47 4 44%	42 1 38%	42 1 38%	43 -19 43%	45 -20 45%	49 -16 47%	53 -14 50%	57 -8 52%	57 -8 52%	55 -9 51%
	32585 2678	LT 138 kV Atibai II - Bragança I	2 163/410	-98 2 60%	-103 2 63%	-127 -7 30%	-126 -7 30%	-142 -67 37%	-142 -67 37%	-144 -63 37%	-146 -71 38%	-150 -74 40%	-150 -74 40%	-157 74 41%
	32524 2814	LT 138 kV Mairipora - Cabreúva	2 163/278	-83 -12 53%	-88 -13 56%	-100 -22 31%	-100 -22 31%	-115 -63 48%	-117 -62 48%	-121 -61 49%	-126 -75 54%	-134 -94 60%	-134 -94 60%	-135 -77 57%
	32546 32548	LT 138 kV SJBV II - M. Guapu I	1 108/410	43 -31 48%	45 -32 50%	46 -30 50%	47 -30 50%	59 -26 59%	60 -26 60%	62 -30 64%	86 -31 22%	94 -35 24%	94 -35 24%	97 -38 25%
	2660 2879	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guapu I	1 150	44 48 41%	45 43 39%	46 40 39%	46 40 39%	42 29 33%	43 29 34%	43 34 35%	31 37 31%	31 46 35%	31 46 35%	31 58 42%
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Mirim III	2	-94 -51 69%	-97 -41 68%	-100 -36 69%	-100 -36 69%	-103 -16 69%	-106 -16 48%	-112 -32 47%	-110 -38 47%	-114 -54 50%	-114 -54 50%	-114 75 55%
	31075 2661	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	2 133/191	-54 -29 45%	-56 -31 47%	-66 -30 53%	-66 -30 53%	-72 -17 55%	-74 -19 57%	-77 -30 43%	-81 -36 46%	-85 -49 50%	-85 -49 50%	-87 78 60%
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Guapu I	1	-89 3 53%	-96 15 58%	-99 18 60%	-100 19 61%	-115 36 74%	-118 37 75%	-120 38 76%	-143 35 88%	-153 27 93%	-153 27 93%	-156 13 94%
	32630 2660	LT 138 kV M. Mirim III - Jaguariuna II	1 210/410	-114 -45 57%	-116 -46 58%	-122 -48 31%	-122 -48 31%	-125 -50 33%	-127 -51 33%	-128 -52 33%	-130 -52 34%	-133 -53 34%	-133 -53 34%	-135 -54 34%
	32587 2878	LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	2 151/242	-38 -43 38%	-38 -44 38%	-42 -42 39%	-38 -42 23%	-46 -41 25%	-43 -42 25%	-47 -47 28%	-48 -53 29%	-54 -58 41%	-54 -58 41%	-55 58 43%
	2878	LT 138 kV SJBV II - Poços de Caldas	2	-123 25 65%	-128 23 67%	-132 21 69%	-131 20 68%	-163 7 34%	-162 6 34%	-170 12 35%	-183 11 38%	-200 14 41%	-200 14 41%	-206 23 43%
	3031 2878	LT 138 kV SJBV II - M. Mirim III	2 133	-47 27 40%	-50 26 41%	-50 23 40%	-50 23 41%	-63 14 48%	-63 14 48%	-66 19 51%	-56 21 45%	-62 26 49%	-62 26 49%	-63 31 52%
	2674 2872	LT 138 kV Araras - Rio Claro	2 235/478	144 24 61%	148 28 63%	168 44 35%	168 44 35%	177 53 37%	168 53 35%	173 61 37%	170 40 36%	178 59 38%	178 59 38%	183 84 40%

CONTINGÊNCIA	BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
			NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
LT 138 kV Mogi Mirim III - São João da Boa Vista II	31034	LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1	-106 -37	-103 -38	-88 -31	-88 -31	-81 4	-82 1	-82 -1	-81 7	-83 10	-83 10	-82 8
	2639		192/242	58%	57%	38%	38%	34%	35%	35%	35%	36%	36%	36%
	2840	LT 138 kV A.Azul - Mairiporã	2	96 -7	98 -10	117 -13	117 -13	129 19	133 21	138 25	145 40	157 65	157 65	155 48
	2814		169/410	56%	57%	29%	29%	31%	32%	33%	35%	39%	39%	38%
	31198	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	1	45 4	48 4	42 1	42 1	43 -19	46 -20	49 -16	53 -14	57 -8	57 -8	56 -9
	31120		108	42%	44%	39%	39%	44%	46%	47%	50%	53%	53%	52%
	32585	LT 138 kV Atibai II - Bragança I	2	-98 2	-103 2	-126 -7	-126 -7	-142 -67	-142 -67	-144 -63	-146 -71	-149 -74	-149 -74	-156 -73
	2678		163/410	60%	63%	30%	30%	37%	37%	38%	40%	40%	40%	41%
	32524	LT 138 kV Mairipora - Cabreúva	2	-83 -12	-88 -13	-100 -22	-100 -22	-115 -63	-117 -62	-121 -61	-126 -75	-134 -94	-134 -94	-135 -77
	2814		163/278	53%	56%	37%	37%	48%	48%	49%	54%	60%	60%	57%
	32546	LT 138 kV SJBV II - M. Guaçu I	1	50 -39	53 -40	54 -37	55 -37	70 -32	71 -32	74 -37	99 -39	108 -43	108 -43	111 -48
	32548		108/410	57%	60%	59%	60%	71%	72%	76%	26%	28%	28%	29%
	2660	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guaçu I	1	49 53	49 48	51 44	51 44	47 30	49 31	49 37	39 40	39 51	39 51	39 66
	2879		150	46%	43%	43%	43%	37%	37%	39%	36%	41%	41%	41%
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Mirim III	2	-83 -55	-86 -46	-89 -40	-89 -41	-88 -22	-91 -22	-97 -38	-92 -44	-95 -59	-95 -59	-94 -80
	2660		150/242	65%	63%	63%	63%	60%	63%	63%	42%	45%	45%	50%
	31075	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	2	-54 -30	-57 -32	-67 -30	-67 -30	-72 -17	-75 -19	-78 -30	-83 -37	-86 -50	-86 -50	-88 -78
	2661		133/191	45%	47%	53%	53%	56%	58%	43%	46%	51%	51%	60%
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Guaçu I	1	-56 4	-60 11	-62 13	-63 13	-73 24	-75 24	-77 24	-92 23	-98 18	-98 18	-100 10
	2879		163	34%	36%	38%	38%	47%	48%	48%	56%	60%	60%	60%
	32630	LT 138 kV M. Mirim III - Jaguariuna II	1	-114 -45	-116 -46	-122 -48	-122 -48	-125 -50	-127 -51	-128 -52	-130 -52	-133 -53	-133 -53	-135 -54
	2660		210/410	57%	57%	31%	31%	33%	33%	33%	34%	34%	34%	34%
	32587	LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	2	-40 -39	-39 -40	-43 -38	-41 -39	-49 -39	-46 -40	-50 -44	-49 -50	-55 -55	-55 -55	-57 -54
	2878		151/242	37%	37%	38%	23%	26%	26%	28%	29%	32%	32%	33%
	2878	LT 138 kV SJBV II - Poços de Caldas	2	-119 20	-124 19	-128 17	-127 16	-157 4	-156 3	-163 8	-179 7	-195 9	-195 9	-200 17
	3818		191/478	63%	65%	66%	66%	33%	32%	34%	37%	40%	40%	42%
	3031	LT 138 kV SJBV II - M. Mirim III	2	-54 35	-57 33	-57 30	-58 30	-72 19	-73 18	-76 24	-62 28	-68 33	-68 33	-70 39
	2878		133	47%	49%	47%	48%	56%	56%	59%	50%	56%	56%	59%
	2674	LT 138 kV Araras - Rio Claro	2	144 24	148 27	168 44	168 44	177 53	168 53	173 60	170 40	178 59	178 59	183 83
	2872		235/478	61%	63%	35%	35%	37%	35%	37%	36%	38%	38%	40%
LT 138 kV Mogi Mirim II - Mogi Mirim III	31034	LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1	-107 -38	-104 -38	-89 -32	-89 -32	-81 4	-83 1	-83 -1	-82 7	-84 10	-84 10	-83 7
	2639		192/242	58%	57%	38%	38%	35%	35%	35%	35%	37%	37%	36%
	2840	LT 138 kV A.Azul - Mairiporã	2	97 -7	98 -10	117 -13	117 -13	130 20	134 21	139 25	145 40	158 65	158 65	155 49
	2814		169/410	57%	58%	29%	29%	31%	32%	33%	35%	40%	40%	38%
	31198	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	1	43 2	45 3	40 -0	40 -0	41 -20	44 -21	47 -17	51 -15	55 -10	55 -10	54 -11
	31120		108	40%	42%	36%	37%	42%	44%	45%	48%	51%	51%	51%
	32585	LT 138 kV Atibai II - Bragança I	2	-100 1	-104 1	-128 -8	-128 -8	-143 -68	-144 -68	-146 -64	-147 -72	-151 -76	-151 -76	-158 -75
	2678		163/410	61%	63%	31%	31%	37%	37%	38%	39%	40%	40%	41%
	32524	LT 138 kV Mairipora - Cabreúva	2	-83 -12	-87 -13	-100 -22	-100 -22	-115 -63	-117 -62	-121 -61	-126 -75	-134 -94	-134 -94	-135 -77
	2814		163/278	53%	56%	37%	37%	48%	48%	49%	54%	60%	60%	57%
	32546	LT 138 kV SJBV II - M. Guaçu I	1	47 -30	50 -31	50 -29	51 -30	64 -26	65 -26	67 -30	93 -30	101 -32	101 -32	104 -35
	32548		108/410	51%	53%	53%	54%	64%	65%	68%	23%	25%	25%	26%
	2660	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guaçu I	1	72 60	73 53	76 49	75 49	73 32	75 33	77 40	65 44	67 58	67 58	67 76
	2879		150	59%	57%	57%	57%	52%	54%	56%	51%	56%	56%	64%
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Mirim III	2	-117 -67	-121 -56	-125 -49	-124 -49	-126 -24	-130 -25	-138 -48	-131 -56	-136 -75	-136 -75	-135 -102
	2660		150/242	88%	87%	87%	87%	85%	88%	60%	63%	63%	63%	69%
	31075	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	2	-51 -27	-54 -29	-63 -28	-64 -28	-69 -16	-71 -18	-74 -28	-79 -34	-82 -46	-82 -46	-85 -74
	2661		133/191	43%	45%	50%	51%	53%	55%	41%	49%	49%	49%	58%
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Guaçu I	1	-75 -11	-80 -2	-83 1	-83 1	-93 17	-96 17	-98 14	-112 10	-119 2	-119 2	-120 -12
	2879		163	46%	48%	50%	50%	58%	60%	60%	67%	71%	71%	73%
	32630	LT 138 kV M. Mirim III - Jaguariuna II	1	-114 -45	-116 -46	-122 -48	-122 -48	-125 -50	-127 -51	-128 -52	-130 -52	-133 -53	-133 -53	-135 -54
	2660		210/410	57%	57%	31%	31%	33%	33%	33%	34%	34%	34%	34%
	32587	LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	2	-38 -43	-37 -44	-41 -42	-38 -42	-46 -41	-43 -42	-47 -47	-47 -52	-53 -58	-53 -58	-54 -57
	2878		151/242	38%	38%	23%	23%	26%	25%	27%	29%	32%	32%	33%
	2878	LT 138 kV SJBV II - Poços de Caldas	2	-124 25	-128 23	-133 21	-132 21	-164 8	-163 7	-171 12	-184 11	-202 14	-202 14	-207 23
	3818		191/478	65%	67%	69%	69%	34%	34%	36%	38%	42%	42%	43%
	3031	LT 138 kV SJBV II - M. Mirim III	2	-44 28	-46 27	-46 24	-47 24	-59 14	-60 14	-62 19	-52 23	-57 27	-57 27	-59 33
	2878		133	38%	39%	38%	39%	46%	46%	49%	42%	47%	47%	50%
	2674	LT 138 kV Araras - Rio Claro	2	144 24	148 28	168 44	168 44	177 53	168 53	173 61	169 40	178 59	178 59	183 84
	2872		235/478	61%	63%	35%	35%	37%	35%	37%	36%	38%	38%	40%
LT 138 kV Atibaia II - Bragança Paulista I	31034	LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1	-106 -37	-103 -38	-88 -31	-88 -31	-81 4	-82 1	-82 -1	-81 7	-83 10	-83 10	-82 8
	2639		192/242	58%	57%	38%	38%	34%	35%	35%	35%	36%	36%	36%
	2840	LT 138 kV A.Azul - Mairiporã	2	96 -7	98 -10	117 -13	117 -13	129 19	133 21	138 25	145 40	157 65	157 65	155 48
	2814		169/410	56%	57%	29%	29%	31%	32%	33%	35%	39%	39%	38%
	31198	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	1	45 3	48 4	42 1	43 1	44 -19	47 -20	50 -16	54 -14	58 -8	58 -8	57 -9
	31120		108	42%	44%	39%	39%	44%	46%	48%	51%	54%	54%	53%
	32585	LT 138 kV Atibai II - Bragança I	2	-98 2	-102 2	-126 -7	-126 -7	-141 -67	-142 -68	-144 -63	-145 -71	-149 -75	-149 -75	-156 -74
	2678		163/410	60%	63%	30%	30%	37%	37%	38%	39%	39%	39%	41%
	32524	LT 138 kV Mairipora - Cabreúva	2	-83 -12	-88 -13	-100 -22	-100 -22	-115 -63	-117 -62	-121 -61	-126 -75	-134 -94	-134 -94	-135 -77
	2814		163/278	53%	56%	37%	37%	48%	48%	49%	54%	60%	60%	57%
	32546	LT 138 kV SJBV II - M. Guaçu I	1	44 -32	47 -32	48 -30	48 -31	61 -26	62 -27	64 -31	90 -31	98 -35	98 -35	100 -38
	32548		108/410	49%	52%	51%	52%	61%	62%	66%	23%	25%	25%	26%
	2660	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guaçu I	1	52 48	54 43	55 39	55 39	52 27	54 27	55 32	45 35	45 46	45 46	45 59
	2879		150	45%	43%	43%	43%	39%	40%	41%	37%	41%	41%	41%
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Mirim III	2	-86 -50	-89 -41	-92 -37	-92 -37	-93 -18	-96 -19	-101 -34	-97 -40	-100 -55	-100 -55	-100 -74
	2660		150/242	65%	63%	64%	64%	63%	65%	44%	42%	45%	45%	50%
	31075	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	2	-55 -29	-58 -31	-67 -30	-68 -30	-73 -17	-76 -19	-79 -30	-83 -36	-87 -49	-87 -49	-89 -78
	2661		133/191	46%	48%	53%	54%	56%	59%	43%	47%	51%	51%	61%
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Guaçu I	1	-54 1	-58 8	-60 10	-61 10	-70 21	-72 21	-74 21	-88 19	-94 14	-94 14	-96 6
	2879		163	33%	35%	36%	37%	45%	46%	47%	54%	57%	57%	57%
	32630	LT 138 kV M. Mirim III - Jaguariuna II	1	-114 -45	-116 -46	-122 -48	-122 -48	-125 -50	-127 -51	-128 -52	-130 -52	-133 -53	-133 -53	-135 -54
	2660		210/410	57%	58%	31%	31%							

CONTINGÊNCIA	BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
			NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
LT 138 kV Água Azul - Mairiporã	31034	LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1	-108 -37	-105 -38	-90 -31	-90 -31	-83 3	-84 1	-84 -2	-84 6	-86 9	-86 9	-85 6
	2639		192/242	59%	58%	39%	39%	35%	36%	36%	36%	38%	38%	37%
	2840		LT 138 kV A.Azul - Mairiporã	2	145 -11	147 -15	190 -15	190 -15	211 39	218 42	226 48	237 73	257 116	257 116
	2814	169/410		85%	86%	46%	46%	50%	52%	54%	58%	65%	65%	62%
	31198	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I		1	47 3	50 3	44 0	44 0	46 -19	49 -20	52 -16	56 -14	61 -8	61 -8
	31120		108	44%	46%	41%	41%	45%	48%	50%	53%	56%	56%	55%
	32585		LT 138 kV Atibai II - Bragança I	2	-94 2	-99 1	-122 -8	-122 -8	-137 -67	-137 -67	-139 -62	-140 -70	-143 -73	-143 -73
	2678	163/410		58%	60%	30%	30%	36%	36%	37%	38%	38%	38%	40%
	32524	LT 138 kV Mairipora - Cabreua		2	-76 -13	-80 -14	-93 -22	-93 -22	-108 -61	-109 -60	-113 -59	-117 -72	-125 -89	-125 -89
	2814		163/278	48%	52%	35%	35%	46%	46%	47%	51%	58%	58%	54%
	32546		LT 138 kV SJBV II - M. Guaçu I	1	44 -32	47 -32	48 -30	49 -31	61 -26	62 -27	65 -31	90 -31	98 -35	98 -35
	32548	108/410		49%	52%	51%	52%	62%	62%	66%	23%	25%	25%	26%
	2660	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guaçu I		1	53 48	54 43	56 39	56 39	53 27	55 27	55 33	45 36	46 46	46 46
	2879		150	45%	44%	43%	43%	39%	40%	41%	37%	41%	41%	47%
	2661		LT 138 kV M. Mirim II - M. Mirim III	2	-87 -50	-90 -41	-93 -36	-93 -37	-94 -19	-97 -19	-103 -34	-98 -40	-101 -55	-101 -55
	2660	150/242		65%	64%	65%	65%	63%	65%	66%	43%	46%	46%	50%
	31075	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2		2	-54 -30	-57 -31	-67 -30	-67 -30	-73 -17	-75 -19	-78 -30	-83 -36	-86 -49	-86 -49
	2661		133/191	45%	47%	53%	54%	56%	58%	43%	46%	50%	50%	60%
	2661		LT 138 kV M. Mirim II - M. Guaçu I	1	-55 1	-59 8	-61 10	-61 10	-71 21	-73 21	-74 21	-89 19	-95 14	-95 14
	2879	163		33%	36%	37%	37%	45%	46%	47%	55%	58%	58%	58%
	32630	LT 138 kV M. Mirim III - Jaguariuna II		1	-114 -45	-116 -46	-122 -48	-122 -48	-125 -50	-127 -51	-128 -52	-130 -52	-133 -53	-133 -53
	2660		210/410	57%	58%	31%	31%	33%	33%	33%	33%	34%	34%	34%
	32587		LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	2	-38 -43	-37 -44	-41 -42	-38 -42	-46 -41	-43 -42	-47 -47	-47 -52	-53 -58	-53 -58
	2878	151/242		38%	38%	23%	23%	26%	25%	27%	29%	32%	32%	33%
	2878	LT 138 kV SJBV II - Poços de Caldas		2	-124 25	-128 23	-133 21	-132 21	-164 8	-163 7	-171 12	-184 12	-201 14	-201 14
	3818		191/478	65%	67%	69%	69%	34%	34%	36%	38%	42%	42%	43%
	3031		LT 138 kV SJBV II - M. Mirim III	2	-47 27	-49 26	-49 23	-50 23	-62 14	-63 14	-65 18	-55 21	-60 26	-60 26
	2878	133		40%	41%	40%	40%	47%	48%	50%	44%	48%	48%	51%
	2674	LT 138 kV Araras - Rio Claro		2	144 24	148 28	168 44	168 44	177 53	168 53	173 61	170 40	178 59	178 59
	2872		235/478	61%	63%	35%	35%	37%	35%	37%	36%	38%	38%	40%
LT 138 kV Araras - Rio Claro	31034		LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1	-106 -37	-103 -38	-88 -31	-88 -31	-81 4	-82 1	-82 -1	-81 7	-83 10	-83 10
	2639	192/242		58%	57%	38%	38%	34%	35%	35%	35%	36%	36%	36%
	2840	LT 138 kV A.Azul - Mairiporã		2	96 -7	98 -10	117 -13	117 -13	129 19	133 21	138 25	145 40	157 65	157 65
	2814		169/410	56%	57%	29%	29%	31%	32%	33%	35%	39%	39%	38%
	31198		LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	1	45 3	48 4	42 1	42 1	43 -19	46 -20	49 -16	54 -14	58 -9	58 -9
	31120	108		42%	44%	39%	39%	44%	46%	47%	51%	53%	53%	52%
	32585	LT 138 kV Atibai II - Bragança I		2	-98 2	-103 1	-126 -7	-126 -7	-141 -67	-142 -68	-144 -63	-145 -71	-149 -75	-149 -75
	2678		163/410	60%	63%	30%	30%	37%	37%	38%	40%	40%	40%	41%
	32524		LT 138 kV Mairipora - Cabreua	2	-83 -12	-88 -13	-100 -22	-100 -22	-115 -63	-117 -62	-121 -61	-126 -75	-134 -94	-134 -94
	2814	163/278		53%	56%	37%	37%	48%	49%	49%	61%	61%	61%	57%
	32546	LT 138 kV SJBV II - M. Guaçu I		1	44 -32	47 -32	48 -30	49 -31	62 -26	63 -27	65 -31	90 -31	98 -35	98 -35
	32548		108/410	49%	52%	51%	52%	62%	63%	66%	23%	25%	25%	26%
	2660		LT 138 kV M. Mirim III - M. Guaçu I	1	52 48	53 43	55 39	55 39	52 27	54 27	55 32	44 35	45 46	45 46
	2879	150		45%	43%	43%	43%	39%	40%	41%	37%	41%	41%	47%
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Mirim III		2	-86 -50	-89 -41	-92 -37	-92 -37	-93 -18	-96 -19	-101 -34	-96 -40	-100 -54	-100 -54
	2660		150/242	65%	63%	64%	64%	63%	65%	64%	42%	45%	45%	50%
	31075		LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	2	-55 -30	-58 -31	-68 -30	-68 -30	-73 -17	-76 -19	-79 -30	-84 -36	-87 -49	-87 -49
	2661	133/191		46%	48%	54%	54%	56%	59%	44%	47%	51%	51%	61%
	2661	LT 138 kV M. Mirim II - M. Guaçu I		1	-54 1	-58 8	-60 10	-61 10	-70 21	-72 21	-74 21	-88 19	-94 14	-94 14
	2879		163	33%	35%	36%	37%	45%	46%	47%	54%	57%	57%	58%
	32630		LT 138 kV M. Mirim III - Jaguariuna II	1	-114 -45	-116 -46	-122 -48	-122 -48	-125 -50	-127 -51	-128 -52	-130 -52	-133 -53	-133 -53
	2660	210/410		57%	58%	31%	31%	33%	33%	33%	33%	34%	34%	34%
	32587	LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha		2	-38 -43	-37 -44	-41 -42	-37 -42	-45 -41	-43 -43	-46 -47	-47 -53	-52 -58	-52 -58
	2878		151/242	38%	38%	23%	23%	25%	25%	27%	29%	32%	32%	33%
	2878		LT 138 kV SJBV II - Poços de Caldas	2	-124 25	-128 23	-133 21	-132 21	-164 8	-163 7	-171 12	-184 11	-202 14	-202 14
	3818	191/478		65%	67%	69%	69%	34%	34%	36%	38%	42%	42%	43%
	3031	LT 138 kV SJBV II - M. Mirim III		2	-47 27	-49 26	-49 23	-50 23	-62 14	-63 14	-65 18	-55 21	-60 26	-60 26
	2878		133	40%	41%	40%	41%	47%	48%	50%	44%	48%	48%	51%
	2674		LT 138 kV Araras - Rio Claro	2	223 43	228 49	271 81	271 81	286 97	271 96	279 109	274 75	287 107	287 107
	2872	235/478		94%	97%	57%	57%	61%	58%	60%	58%	62%	62%	65%
LT 138 kV Bom Jardim Bragança Paulista I	31034	LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I		1	-178 -65	-174 -66	-155 -58	-155 -58	-145 -20	-146 -22	-146 -25	-145 -16	-147 -13	-147 -13
	2639		192/242	98%	97%	68%	68%	62%	63%	63%	63%	64%	64%	63%
	2840		LT 138 kV A.Azul - Mairiporã	2	98 -8	99 -10	118 -13	118 -13	130 19	134 21	139 24	146 39	158 65	158 65
	2814	169/410		57%	58%	29%	29%	31%	32%	33%	35%	40%	40%	38%
	31198	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I		1	49 4	51 4	44 1	44 1	44 -21	47 -22	50 -18	54 -16	59 -11	59 -11
	31120		108	45%	47%	40%	40%	45%	48%	49%	52%	55%	55%	54%
	32585		LT 138 kV Atibai II - Bragança I	2	-106 -2	-110 -3	-130 -10	-130 -10	-144 -55	-145 -56	-146 -52	-148 -57	-152 -58	-152 -58
	2678	163/410		65%	67%	31%	31%	36%	36%	37%	37%	38%	38%	40%
	32524	LT 138 kV Mairipora - Cabreua		2	-82 -13	-87 -14	-99 -22	-99 -22	-115 -63	-117 -62	-121 -61	-126 -76	-134 -94	-134 -94
	2814		163/278	52%	55%	37%	37%	48%	48%	49%	54%	60%	60%	57%
	32546		LT 138 kV SJBV II - M. Guaçu I	1	44 -32	47 -32	48 -30	49 -31	61 -27	62 -27	64 -31	90 -32	98 -35	98 -35
	32548	108/410		49%	52%	51%	52%	61%	62%	66%	23%	25%	25%	26%
	2660	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guaçu I		1	53 49	54 43	56 39	55 40	53 26	55 27	55 32	45 35	45 45	45 45
	2879		150	46%	44%	43%	43%	39%	40%	41%	36%	41%	41%	47%
	2661		LT 138 kV M. Mirim II - M. Mirim III	2	-87 -51	-90 -42	-92 -37	-92 -37	-93 -17	-96 -18	-102 -33	-97 -39	-100 -53	-100 -53
	2660	150/242		65%	65%	64%	64%	63%	65%	64%	42%	45%	45%	50%
	31075	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2		2	-54 -30	-57 -31	-67 -30	-67 -30	-73 -17	-76 -19	-79 -30	-83 -36	-87 -49	-87 -49
	2661		133/191	45%	47%	53%	53%	56%	59%	43%	47%	51%	51%	61%
	2661		LT 138 kV M. Mirim II - M. Guaçu I	1	-55 1	-59 8	-61 10	-61 10	-70 22	-72 22	-74 22	-88 20	-94 15	-94 15
	2879	163		33%	36%	37%	37%	45%	46%	47%	54%	57%	57%	58%
	32630	LT 138 kV M. Mirim III - Jaguariuna II		1	-114 -45	-116 -46	-122 -48	-122 -48	-125 -50	-127 -51	-128 -52	-130 -52	-133 -53	-133 -53
	2660		210/410	57%	58%	31%	31%	33%	33%	33%	33%	34%	34%	34%
32587	LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha		2	-38 -43	-37 -44	-41 -42	-38 -42	-46 -41	-43 -43	-47 -47	-47 -53	-53 -58	-53 -58	-54 -58
2878		151/242	38%	38%	23%	23%	26%	25%	27%	29%	32%	32%	33%	
2878		LT 138 kV SJBV II - Poços de Caldas	2	-124 25	-128 23	-133 21	-132 21	-164 8	-163 7	-171 12	-184 12	-201 14	-201 14	-207 24
3818	191/478		65%	67%	69%									

CONTINGÊNCIA	BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
			NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
LT 138 kV Mogi Mirim II - Bragança I	31034 2639	LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1 192/242	-111 -38 61%	-108 -39 59%	-92 -31 40%	-92 -31 40%	-85 5 36%	-86 3 37%	-87 0 37%	-86 8 37%	-89 11 39%	-89 11 39%	-87 8 38%	
	2840 2814	LT 138 kV A.Azul - Mairiporã	2 169/410	98 -8 57%	100 -10 59%	119 -13 29%	119 -13 29%	132 19 31%	136 20 32%	141 24 34%	148 39 36%	160 64 40%	160 64 40%	158 48 38%	
	31198 31120	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	1 108	27 -11 27%	29 -11 30%	21 -15 24%	22 -15 25%	21 -37 40%	23 -38 43%	26 -35 41%	31 -33 43%	34 -28 42%	34 -28 42%	33 -29 41%	
	32585 2678	LT 138 kV Atibai II - Bragança I	2 163/410	-108 0 66%	-113 -0 69%	-136 -9 33%	-136 -9 33%	-152 -61 39%	-154 -61 39%	-156 -58 39%	-159 -68 41%	-164 -73 42%	-164 -73 42%	-171 -72 44%	
	32524 2814	LT 138 kV Mairipora - Cabreúva	2 163/278	-82 -13 52%	-87 -14 55%	-99 -22 37%	-99 -22 37%	-115 -63 48%	-117 -62 48%	-120 -61 49%	-125 -76 53%	-133 -94 60%	-133 -94 60%	-134 -78 57%	
	32546 32548	LT 138 kV SJBV II - M. Guaçu I	1 108/410	43 -31 48%	45 -32 50%	46 -30 50%	47 -30 50%	60 -25 59%	60 -25 60%	62 -30 63%	87 -30 22%	94 -34 24%	94 -34 24%	97 -37 25%	
	2660 2879	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guaçu I	1 150	49 48 43%	50 42 41%	52 39 41%	52 39 41%	49 29 37%	50 30 38%	51 35 40%	41 37 35%	41 47 39%	41 47 39%	41 60 46%	
	2661 2660	LT 138 kV M. Mirim II - M. Mirim III	2 150/242	-79 -50 61%	-82 -41 59%	-86 -37 60%	-85 -37 60%	-86 -24 59%	-89 -24 61%	-93 -38 41%	-88 -43 40%	-91 -56 43%	-91 -56 43%	-91 -76 48%	
	31075 2661	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	2 133/191	-58 -29 47%	-61 -31 50%	-71 -29 56%	-71 -29 56%	-76 -15 59%	-79 -18 61%	-82 -29 45%	-87 -35 48%	-91 -48 52%	-91 -48 52%	-93 -77 62%	
	2661 2879	LT 138 kV M. Mirim II - M. Guaçu I	1 163	-49 1 29%	-52 8 31%	-55 9 33%	-56 9 34%	-65 17 40%	-66 17 42%	-68 18 42%	-81 16 50%	-87 12 52%	-87 12 52%	-88 3 53%	
	32630 2660	LT 138 kV M. Mirim III - Jaguariuna II	1 210/410	-114 -45 57%	-116 -46 58%	-122 -48 31%	-122 -48 31%	-125 -50 33%	-127 -51 33%	-128 -52 33%	-130 -52 34%	-133 -53 34%	-133 -53 34%	-135 -54 34%	
	32587 2878	LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	2 151/242	-39 -42 38%	-38 -44 38%	-42 -42 39%	-39 -42 23%	-46 -41 26%	-44 -42 25%	-48 -46 28%	-48 -52 29%	-54 -58 33%	-54 -58 33%	-56 -58 33%	
	2878 3818	LT 138 kV SJBV II - Poços de Caldas	2 191/478	-122 24 64%	-126 23 66%	-131 20 68%	-130 20 68%	-162 7 34%	-161 6 33%	-169 11 35%	-181 11 38%	-198 13 41%	-198 13 41%	-204 22 42%	
	3031 2878	LT 138 kV SJBV II - M. Mirim III	2 133	-46 27 39%	-48 25 40%	-48 22 39%	-49 23 40%	-61 14 47%	-62 13 47%	-64 18 50%	-54 21 43%	-59 25 47%	-59 25 47%	-61 31 50%	
	2674 2872	LT 138 kV Araras - Rio Claro	2 235/478	144 24 61%	147 28 62%	167 44 35%	167 44 35%	177 53 37%	168 53 35%	172 61 36%	169 40 36%	177 59 38%	177 59 38%	183 84 40%	
	LT 138 kV Atibaia - Bragança I	31034 2639	LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1 192/242	-117 -41 65%	-115 -43 63%	-99 -34 43%	-99 -34 43%	-92 -8 39%	-94 -10 40%	-94 -12 40%	-93 -5 40%	-96 -2 41%	-96 -2 41%	-94 -5 41%
		2840 2814	LT 138 kV A.Azul - Mairiporã	2 169/410	93 -6 54%	94 -9 56%	113 -12 28%	113 -12 28%	125 21 30%	129 22 31%	134 26 32%	140 41 34%	152 66 38%	152 66 38%	150 48 37%
		31198 31120	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	1 108	54 4 50%	57 4 53%	51 1 46%	51 1 46%	53 -14 51%	56 -15 54%	59 -11 56%	64 -8 59%	68 -3 63%	68 -3 63%	67 -5 62%
		32585 2678	LT 138 kV Atibai II - Bragança I	2 163/410	-154 9 94%	-161 8 99%	-212 -13 51%	-211 -13 51%	-238 -109 62%	-239 -109 62%	-242 -102 62%	-245 -115 64%	-251 -121 67%	-251 -121 67%	-264 -123 70%
		32524 2814	LT 138 kV Mairipora - Cabreúva	2 163/278	-84 -12 53%	-89 -13 56%	-101 -21 38%	-101 -21 38%	-117 -62 48%	-119 -61 49%	-122 -60 50%	-127 -75 54%	-136 -93 61%	-136 -93 61%	-136 -77 58%
32546 32548		LT 138 kV SJBV II - M. Guaçu I	1 108/410	45 -32 50%	48 -33 53%	49 -31 52%	50 -31 53%	63 -26 63%	64 -26 64%	66 -31 67%	91 -31 23%	99 -34 25%	99 -34 25%	102 -37 26%	
2660 2879		LT 138 kV M. Mirim III - M. Guaçu I	1 150	55 49 47%	56 44 45%	57 40 45%	57 40 45%	55 29 41%	57 30 42%	57 35 43%	47 38 39%	47 48 43%	47 48 43%	48 60 49%	
2661 2660		LT 138 kV M. Mirim II - M. Mirim III	2 150/242	-90 -51 67%	-93 -43 66%	-96 -37 66%	-95 -37 66%	-97 -22 68%	-100 -22 68%	-106 -38 46%	-101 -44 45%	-104 -59 48%	-104 -59 48%	-104 -76 52%	
31075 2661		LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	2 133/191	-53 -30 44%	-56 -31 47%	-66 -30 53%	-66 -30 53%	-71 -16 55%	-74 -19 57%	-77 -29 42%	-81 -36 46%	-84 -48 50%	-84 -48 50%	-87 -76 59%	
2661 2879		LT 138 kV M. Mirim II - M. Guaçu I	1 163	-57 1 34%	-61 7 37%	-63 10 38%	-64 10 39%	-74 19 46%	-76 19 48%	-77 19 48%	-92 17 56%	-98 12 59%	-98 12 59%	-100 4 60%	
32630 2660		LT 138 kV M. Mirim III - Jaguariuna II	1 210/410	-114 -45 57%	-116 -46 58%	-122 -48 31%	-122 -48 31%	-125 -50 33%	-127 -51 33%	-128 -52 33%	-130 -52 33%	-133 -53 34%	-133 -53 34%	-135 -54 34%	
32587 2878		LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	2 151/242	-38 -43 38%	-37 -44 38%	-41 -42 38%	-38 -42 23%	-45 -41 25%	-43 -43 25%	-47 -47 27%	-46 -53 29%	-52 -58 32%	-52 -58 32%	-54 -57 32%	
2878 3818		LT 138 kV SJBV II - Poços de Caldas	2 191/478	-125 25 65%	-129 24 68%	-134 21 70%	-133 21 69%	-166 8 35%	-164 7 34%	-172 13 36%	-186 12 38%	-203 14 42%	-203 14 42%	-208 22 43%	
3031 2878		LT 138 kV SJBV II - M. Mirim III	2 133	-47 27 40%	-49 26 41%	-49 23 40%	-50 23 41%	-62 14 48%	-63 14 48%	-66 19 51%	-56 22 44%	-61 26 49%	-61 26 49%	-62 30 51%	
2674 2872		LT 138 kV Araras - Rio Claro	2 235/478	144 24 61%	148 28 63%	168 44 35%	168 44 35%	177 53 37%	168 53 35%	173 61 37%	170 40 36%	178 59 38%	178 59 38%	183 84 40%	
LT 138 kV Mairipora - Cabreúva		31034 2639	LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1 192/242	-106 -37 58%	-103 -38 56%	-88 -31 38%	-87 -31 38%	-80 4 34%	-81 1 34%	-81 -1 34%	-80 7 34%	-82 10 36%	-82 10 36%	-80 8 35%
		2840 2814	LT 138 kV A.Azul - Mairiporã	2 169/410	95 -1 55%	96 -4 56%	112 -7 27%	112 -7 27%	122 10 29%	126 13 30%	131 17 31%	137 26 32%	149 51 36%	149 51 36%	146 38 35%
		31198 31120	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	1 108	45 3 42%	48 4 44%	42 1 39%	42 1 39%	43 -19 44%	46 -20 46%	49 -16 47%	53 -14 50%	57 -8 53%	57 -8 53%	56 -9 52%
		32585 2678	LT 138 kV Atibai II - Bragança I	2 163/410	-98 2 60%	-103 2 63%	-127 -7 30%	-127 -7 30%	-143 -67 37%	-143 -67 37%	-145 -63 37%	-147 -71 38%	-151 -74 40%	-151 -74 40%	-158 -75 41%
		32524 2814	LT 138 kV Mairipora - Cabreúva	2 163/278	-124 -20 80%	-130 -21 85%	-147 -32 56%	-147 -32 56%	-171 -75 69%	-174 -75 70%	-180 -73 72%	-188 -89 76%	-202 -111 86%	-202 -111 86%	-204 -94 83%
	32546 32548	LT 138 kV SJBV II - M. Guaçu I	1 108/410	44 -32 49%	47 -32 52%	48 -30 51%	48 -31 52%	61 -26 61%	62 -27 62%	64 -31 66%	90 -31 23%	98 -35 25%	98 -35 25%	100 -38 26%	
	2660 2879	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guaçu I	1 150	52 48 45%	54 43 43%	55 39 43%	55 39 43%	52 27 39%	54 27 40%	55 32 41%	45 35 37%	45 46 41%	45 46 41%	45 59 47%	
	2661 2660	LT 138 kV M. Mirim II - M. Mirim III	2 150/242	-86 -50 65%	-89 -41 63%	-92 -37 64%	-92 -37 64%	-93 -18 63%	-96 -19 65%	-101 -34 43%	-96 -40 42%	-99 -54 45%	-99 -54 45%	-99 -74 50%	
	31075 2661	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	2 133/191	-55 -29 46%	-58 -31 48%	-68 -30 54%	-68 -30 54%	-73 -17 56%	-76 -19 59%	-79 -30 43%	-84 -36 47%	-87 -49 51%	-87 -49 51%	-89 -78 61%	
	2661 2879	LT 138 kV M. Mirim II - M. Guaçu I	1 163	-54 1 33%	-58 8 35%	-60 10 36%	-61 10 37%	-70 21 44%	-72 21 46%	-74 21 46%	-88 19 54%	-94 14 56%	-94 14 56%	-96 6 57%	
	32630 2660	LT 138 kV M. Mirim III - Jaguariuna II	1 210/410	-114 -45 57%	-116 -46 58%	-122 -48 31%	-122 -48 31%	-125 -50 33%	-127 -51 33%	-128 -52 33%	-130 -52 33%	-133 -53 34%	-133 -53 34%	-135 -54 34%	
	32587 2878	LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	2 151/242	-38 -43 38%	-37 -44 38%	-41 -42 38%	-38 -42 23%	-46 -41 26%	-43 -43 25%	-47 -47 27%	-47 -53 29%	-53 -58 32%	-53 -58 32%	-55 -58 33%	
	2878 3818	LT 138 kV SJBV II - Poços de Caldas	2 191/478	-124 25 65%	-128 23 67%	-133 21 69%	-132 21 69%	-164 8 34%	-163 7 34%	-171 12 36%	-184 11 38%	-201 14 41%	-201 14 41%	-207 23 43%	
	3031 2878	LT 138 kV SJBV II - M. Mirim III	2 133	-47 27 40%	-49 26 41%	-49 23 40%	-50 23 40%	-62 14 47%	-62 14 48%	-65 18 50%	-55 21 44%	-60 26 48%	-60 26 48%	-62 31 51%	
	2674 2872	LT 138 kV Araras - Rio Claro	2 235/478	144 24 61%	148 28 63%	168 44 35%	168 44 35%	177 53 37%	168 53 35%	173 61 37%	170 40 36%	178 59 38%	178 59 38%	183 84 40%	

CONTINGÊNCIA	BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
			NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
LT 138 kV Mogi Mirim II - Santa Barbara do Oeste	31034 2639	LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1 192/242	-106 -37 58%	-103 -38 57%	-88 -31 38%	-88 -31 38%	-80 4 35%	-82 1 35%	-81 -1 34%	-81 7 35%	-83 10 36%	-83 10 36%	-81 9 35%
	2840 2814	LT 138 kV A.Azul - Mairiporã	2 169/410	96 -7 56%	98 -10 57%	117 -13 29%	117 -13 29%	129 20 31%	133 21 32%	138 25 33%	145 40 35%	157 65 39%	157 65 39%	154 48 38%
	31198 31120	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	1 108	45 4 42%	48 4 44%	43 1 40%	44 0 40%	45 -20 45%	48 -21 48%	51 -16 49%	55 -14 52%	60 -8 55%	60 -8 55%	59 -7 55%
	32585 2678	LT 138 kV Atibai II - Bragança I	2 163/410	-98 2 60%	-102 2 62%	-125 -7 30%	-125 -7 30%	-140 -68 37%	-141 -68 37%	-143 -63 37%	-144 -72 38%	-148 -75 39%	-148 -75 39%	-154 -73 40%
	32524 2814	LT 138 kV Mairipora - Cabreúva	2 163/278	-83 -12 53%	-88 -13 56%	-100 -22 37%	-100 -22 37%	-115 -63 48%	-117 -62 49%	-121 -61 49%	-126 -75 54%	-134 -94 61%	-134 -94 61%	-135 -78 57%
	32546 32548	LT 138 kV SJBV II - M. Guaçu I	1 108/410	44 -32 49%	47 -32 52%	47 -30 51%	48 -31 51%	60 -26 60%	61 -26 61%	63 -31 65%	88 -31 22%	96 -35 24%	96 -35 24%	99 -42 26%
	2660 2879	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guaçu I	1 150	52 47 45%	53 42 43%	54 39 42%	53 39 42%	50 28 37%	52 28 39%	52 32 40%	42 34 35%	43 43 39%	43 43 39%	43 55 44%
	2661 2660	LT 138 kV M. Mirim II - M. Mirim III	2 150/242	-85 -49 64%	-88 -40 63%	-89 -36 62%	-89 -36 61%	-89 -21 63%	-92 -21 63%	-97 -34 42%	-92 -38 40%	-95 -50 43%	-95 -50 43%	-96 -65 46%
	31075 2661	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	2 133/191	-63 -32 52%	-66 -34 54%	-77 -32 61%	-78 -32 61%	-85 -20 66%	-86 -21 66%	-90 -32 49%	-95 -38 52%	-98 -52 57%	-98 -52 57%	-102 -85 68%
	2661 2879	LT 138 kV M. Mirim II - M. Guaçu I	1 163	-54 2 32%	-57 9 34%	-58 11 35%	-59 11 36%	-67 19 42%	-69 19 44%	-70 21 44%	-84 20 52%	-90 17 55%	-90 17 55%	-92 14 55%
	32630 2660	LT 138 kV M. Mirim III - Jaguariuna II	1 210/410	-114 -45 57%	-116 -46 58%	-122 -48 31%	-122 -48 31%	-125 -50 33%	-127 -51 33%	-128 -52 33%	-130 -52 33%	-133 -53 34%	-133 -53 34%	-135 -54 34%
	32587 2878	LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	2 151/242	-38 -43 38%	-37 -44 38%	-42 -42 39%	-38 -42 23%	-46 -41 26%	-43 -42 25%	-48 -47 28%	-48 -53 29%	-54 -58 33%	-54 -58 33%	-55 -60 33%
	2878 3818	LT 138 kV SJBV II - Poços de Caldas	2 191/478	-124 25 65%	-128 23 67%	-132 21 69%	-131 20 68%	-163 7 34%	-162 6 34%	-170 12 35%	-183 11 38%	-200 14 41%	-200 14 41%	-206 26 43%
	3031 2878	LT 138 kV SJBV II - M. Mirim III	2 133	-47 27 40%	-49 26 41%	-49 23 40%	-49 23 41%	-61 14 47%	-62 13 48%	-65 18 50%	-55 21 44%	-60 25 48%	-60 25 48%	-62 32 51%
	2674 2872	LT 138 kV Araras - Rio Claro	2 235/478	144 24 61%	148 28 63%	168 44 35%	168 44 35%	177 53 37%	168 53 35%	173 61 37%	170 40 36%	178 59 38%	178 59 38%	183 84 40%
LT 138 kV Mogi Mirim III - Jaguariuna II	31034 2639	LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1 192/242	-106 -37 58%	-103 -38 57%	-88 -31 38%	-88 -31 38%	-81 4 34%	-82 1 35%	-82 -1 35%	-81 7 35%	-83 10 36%	-83 10 36%	-82 7 36%
	2840 2814	LT 138 kV A.Azul - Mairiporã	2 169/410	96 -7 56%	98 -10 57%	117 -13 29%	117 -13 29%	129 19 31%	133 21 32%	138 25 33%	145 40 35%	157 65 39%	157 65 39%	155 48 38%
	31198 31120	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	1 108	45 3 42%	48 4 44%	42 1 39%	43 1 39%	44 -19 44%	46 -20 46%	50 -16 48%	54 -14 51%	58 -8 54%	58 -8 54%	56 -10 51%
	32585 2678	LT 138 kV Atibai II - Bragança I	2 163/410	-98 2 60%	-102 2 63%	-126 -7 30%	-126 -7 30%	-141 -67 37%	-142 -68 37%	-144 -63 37%	-145 -71 38%	-149 -75 39%	-149 -75 39%	-156 -74 41%
	32524 2814	LT 138 kV Mairipora - Cabreúva	2 163/278	-83 -12 53%	-88 -13 56%	-100 -22 37%	-100 -22 37%	-115 -63 48%	-117 -62 48%	-121 -61 49%	-126 -75 54%	-134 -94 60%	-134 -94 60%	-135 -77 57%
	32546 32548	LT 138 kV SJBV II - M. Guaçu I	1 108/410	44 -32 49%	47 -32 52%	48 -30 51%	49 -31 52%	61 -26 61%	62 -27 62%	65 -31 66%	90 -31 23%	98 -35 25%	98 -35 25%	100 -37 26%
	2660 2879	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guaçu I	1 150	52 48 45%	53 43 43%	55 39 43%	55 39 43%	52 27 39%	54 27 41%	55 32 41%	44 35 41%	45 46 41%	45 46 41%	45 58 47%
	2661 2660	LT 138 kV M. Mirim II - M. Mirim III	2 150/242	-85 -50 64%	-89 -41 63%	-92 -37 64%	-92 -37 64%	-93 -18 73%	-96 -19 65%	-101 -34 43%	-96 -40 42%	-99 -55 45%	-99 -55 45%	-99 -73 50%
	31075 2661	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	2 133/191	-54 -30 45%	-57 -31 47%	-67 -30 53%	-68 -30 54%	-73 -17 56%	-76 -19 59%	-79 -30 43%	-83 -36 47%	-86 -49 51%	-86 -49 51%	-89 -77 60%
	2661 2879	LT 138 kV M. Mirim II - M. Guaçu I	1 163	-54 1 33%	-58 8 35%	-60 10 36%	-61 10 37%	-70 21 45%	-72 21 46%	-74 21 46%	-88 19 54%	-94 14 57%	-94 14 57%	-96 6 57%
	32630 2660	LT 138 kV M. Mirim III - Jaguariuna II	1 210/410	-178 -78 90%	-180 -79 92%	-179 -72 46%	-179 -72 46%	-184 -77 49%	-186 -78 49%	-189 -79 50%	-191 -79 50%	-196 -82 50%	-196 -82 50%	-199 -83 51%
	32587 2878	LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	2 151/242	-38 -43 38%	-37 -44 38%	-41 -42 23%	-38 -42 23%	-46 -41 26%	-43 -43 25%	-47 -47 27%	-47 -53 29%	-53 -58 32%	-53 -58 32%	-54 -57 32%
	2878 3818	LT 138 kV SJBV II - Poços de Caldas	2 191/478	-124 25 65%	-128 23 67%	-133 21 69%	-132 21 69%	-164 8 34%	-163 7 34%	-171 12 36%	-184 11 38%	-202 14 42%	-202 14 42%	-207 22 43%
	3031 2878	LT 138 kV SJBV II - M. Mirim III	2 133	-47 27 40%	-49 26 41%	-49 23 40%	-50 23 41%	-62 14 47%	-63 14 48%	-65 18 50%	-55 21 44%	-60 26 48%	-60 26 48%	-62 30 51%
	2674 2872	LT 138 kV Araras - Rio Claro	2 235/478	144 24 61%	148 28 63%	168 44 35%	168 44 35%	177 53 37%	168 53 35%	173 61 37%	169 40 36%	178 59 38%	178 59 38%	183 84 40%
LT 138 kV Sao Joao da Boa Vista II - Euclides da Cunha	31034 2639	LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1 192/242	-106 -37 57%	-103 -38 57%	-88 -31 38%	-88 -31 38%	-81 4 34%	-82 1 35%	-82 -1 35%	-81 7 35%	-83 10 36%	-83 10 36%	-82 8 36%
	2840 2814	LT 138 kV A.Azul - Mairiporã	2 169/410	96 -7 56%	98 -10 57%	117 -13 29%	117 -13 29%	129 19 31%	133 21 32%	138 25 33%	145 40 35%	157 65 39%	157 65 39%	155 48 38%
	31198 31120	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	1 108	45 4 42%	48 4 44%	43 1 39%	43 1 39%	44 -19 44%	47 -20 46%	50 -16 48%	54 -14 51%	58 -8 54%	58 -8 54%	57 -9 53%
	32585 2678	LT 138 kV Atibai II - Bragança I	2 163/410	-98 2 60%	-102 2 63%	-126 -7 30%	-126 -7 30%	-141 -67 37%	-142 -68 37%	-143 -63 37%	-145 -71 38%	-149 -75 39%	-149 -75 39%	-156 -74 41%
	32524 2814	LT 138 kV Mairipora - Cabreúva	2 163/278	-83 -12 53%	-88 -13 56%	-100 -22 37%	-100 -22 37%	-115 -63 48%	-117 -62 48%	-121 -61 49%	-126 -75 54%	-134 -94 61%	-134 -94 61%	-135 -78 57%
	32546 32548	LT 138 kV SJBV II - M. Guaçu I	1 108/410	44 -30 48%	47 -30 50%	48 -29 50%	48 -29 51%	62 -25 61%	62 -25 62%	65 -29 65%	90 -29 23%	98 -32 24%	98 -32 24%	101 -37 26%
	2660 2879	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guaçu I	1 150	53 47 45%	54 42 43%	55 38 43%	55 39 43%	52 26 39%	54 26 41%	55 31 41%	45 34 36%	45 44 40%	45 44 40%	45 58 47%
	2661 2660	LT 138 kV M. Mirim II - M. Mirim III	2 150/242	-86 -50 64%	-89 -41 63%	-92 -36 64%	-92 -36 64%	-93 -18 63%	-96 -18 65%	-101 -33 43%	-97 -39 42%	-100 -53 45%	-100 -53 45%	-100 -74 50%
	31075 2661	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	2 133/191	-55 -30 46%	-58 -31 48%	-67 -30 54%	-68 -30 54%	-73 -17 56%	-76 -19 59%	-79 -30 43%	-83 -36 47%	-87 -49 51%	-87 -49 51%	-89 -78 61%
	2661 2879	LT 138 kV M. Mirim II - M. Guaçu I	1 163	-54 0 33%	-58 7 35%	-60 9 36%	-61 9 37%	-70 20 45%	-72 20 46%	-74 20 47%	-88 18 54%	-95 13 57%	-95 13 57%	-96 5 56%
	32630 2660	LT 138 kV M. Mirim III - Jaguariuna II	1 210/410	-114 -45 57%	-116 -46 58%	-122 -48 31%	-122 -48 31%	-125 -50 33%	-127 -51 33%	-128 -52 33%	-130 -52 33%	-133 -53 34%	-133 -53 34%	-135 -54 34%
	32587 2878	LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	2 151/242	-69 -60 60%	-68 -62 61%	-73 -59 62%	-68 -60 37%	-79 -57 40%	-75 -59 40%	-80 -64 42%	-79 -73 44%	-86 -79 48%	-86 -79 48%	-87 -82 50%
	2878 3818	LT 138 kV SJBV II - Poços de Caldas	2 191/478	-124 26 65%	-129 25 68%	-133 22 69%	-132 22 69%	-164 9 34%	-163 8 34%	-171 14 36%	-185 13 38%	-202 16 41%	-202 16 41%	-207 25 43%
	3031 2878	LT 138 kV SJBV II - M. Mirim III	2 133	-46 25 38%	-48 24 40%	-49 21 39%	-50 21 40%	-62 12 47%	-63 12 47%	-65 17 50%	-55 20 44%	-61 24 48%	-61 24 48%	-62 30 51%
	2674 2872	LT 138 kV Araras - Rio Claro	2 235/478	144 24 61%	148 28 63%	168 44 35%	168 44 35%	177 53 37%	168 53 35%	172 61 37%	169 40 36%	178 59 38%	178 59 38%	183 83 40%

CONTINGÊNCIA	BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
			NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
LT 138 kV Sao Joao da Boa Vista II - Mogi Guacu I	31034 2639	LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I	1 192/242	-106 -37 58%	-103 -37 57%	-88 -31 38%	-88 -31 38%	-81 4 34%	-82 2 35%	-82 -1 35%	-82 7 35%	-84 11 37%	-84 11 37%	-82 8 36%
	2840 2814	LT 138 kV A.Azul - Mairiporã	2 169/410	96 -7 56%	98 -10 57%	117 -13 29%	117 -13 29%	129 19 31%	133 21 32%	138 24 33%	145 40 35%	157 65 39%	157 65 39%	155 48 38%
	31198 31120	LT 138 kV M.Mirim II - Bragança I	1 108	44 4 41%	47 5 44%	41 1 38%	41 1 38%	42 -18 42%	45 -19 44%	48 -15 46%	52 -13 48%	55 -7 51%	55 -7 51%	54 -8 50%
	32585 2678	LT 138 kV Atibaia II - Bragança I	2 163/410	-99 3 60%	-103 2 63%	-127 -6 30%	-127 -6 30%	-143 -67 37%	-143 -67 37%	-145 -62 38%	-147 -70 38%	-151 -74 40%	-151 -74 40%	-158 -73 41%
	32524 2814	LT 138 kV Mairipora - Cabreúva	2 163/278	-83 -12 53%	-88 -13 56%	-100 -22 37%	-100 -22 37%	-115 -63 48%	-117 -62 48%	-121 -61 49%	-126 -75 54%	-134 -94 60%	-134 -94 60%	-135 -77 57%
	32546 32548	LT 138 kV SJBV II - M. Guapu I	1 108/410	48 -43 59%	52 -44 62%	52 -42 61%	53 -42 62%	69 -37 72%	70 -38 73%	72 -43 78%	113 -44 29%	123 -48 32%	123 -48 32%	127 -52 33%
	2660 2879	LT 138 kV M. Mirim III - M. Guapu I	1 150	61 43 47%	63 37 47%	65 34 47%	64 35 47%	64 23 45%	66 23 46%	67 27 47%	59 31 43%	61 40 47%	61 40 47%	61 53 51%
	2661 2660	LT 138 kV M. Mirim II - M. Mirim III	2 150/242	-91 -46 66%	-94 -37 65%	-97 -33 66%	-97 -33 66%	-100 -15 67%	-103 -15 69%	-109 -30 46%	-106 -36 45%	-109 -50 48%	-109 -50 48%	-110 -59 52%
	31075 2661	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Mogi Mirim 2	2 133/191	-53 -30 44%	-56 -32 47%	-65 -31 53%	-66 -31 53%	-70 -18 54%	-73 -20 56%	-76 -31 42%	-80 -37 45%	-83 -50 49%	-83 -50 49%	-85 -79 60%
	2661 2879	LT 138 kV M. Mirim II - M. Guapu I	1 163	-46 -5 28%	-50 2 29%	-52 4 31%	-52 5 31%	-59 16 37%	-60 16 38%	-61 15 38%	-73 13 45%	-78 8 47%	-78 8 47%	-79 -1 47%
	32630 2660	LT 138 kV M. Mirim III - Jaguariuna II	1 210/410	-114 -45 57%	-116 -46 58%	-122 -48 31%	-122 -48 31%	-125 -50 33%	-127 -51 33%	-128 -52 33%	-130 -52 33%	-133 -53 34%	-133 -53 34%	-135 -54 41%
	32587 2878	LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	2 151/242	-41 -39 37%	-40 -41 38%	-44 -39 38%	-41 -39 23%	-50 -39 26%	-47 -40 26%	-51 -44 28%	-52 -50 30%	-58 -55 33%	-58 -55 33%	-59 -54 33%
	2878 3818	LT 138 kV SJBV II - Poços de Caldas	2 191/478	-118 21 62%	-123 19 64%	-127 17 65%	-126 16 65%	-156 4 32%	-154 3 32%	-162 8 36%	-174 6 36%	-190 8 39%	-190 8 39%	-195 17 41%
	3031 2878	LT 138 kV SJBV II - M. Mirim III	2 133	-56 32 47%	-59 31 49%	-59 28 48%	-59 28 48%	-74 18 57%	-74 18 57%	-78 23 60%	-70 27 56%	-76 32 61%	-76 32 61%	-78 37 64%
	2674 2872	LT 138 kV Araras - Rio Claro	2 235/478	144 24 61%	148 28 63%	168 44 35%	168 44 35%	177 53 37%	168 53 35%	173 61 37%	170 40 36%	178 59 38%	178 59 38%	184 83 40%

Tabela 8-3 – Desempenho do sistema – Condição Emergência – LT 138 kV Santa Bárbara D'Oeste - Limeira.

CONTINGÊNCIA	BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
			NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Limeira	31084 2881	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Limeira	1 191/409	-125 -15 66%	-134 -19 70%	-184 -24 44%	-184 -24 44%	-203 -18 50%	-216 -14 53%	-224 -41 55%	-218 -6 54%	-228 -58 57%	-228 -58 57%	-234 -162 70%
LT 440 kV Araraquara - Piracicaba	31083 2881	LT 138 kV Santa Barbara D'Oeste - Limeira	2 191/409	-129 18 68%	-139 16 73%	-193 21 47%	-193 21 46%	-217 32 53%	-231 36 57%	-241 17 58%	-245 49 61%	-251 9 61%	-251 9 61%	-231 -52 59%

Após as obras, curto e médio prazo, os resultados da Alternativa 2 demonstraram que a região do MUST de Atibaia, Araras e Mogi-Mirim apresenta carregamento satisfatório em regime normal e não será mais afetada por contingências do sistema DIT.

A solução para a sobrecarga verificada na LT 138 kV Poços de Caldas – São João da Boa Vista II em horizonte de curto prazo atendida por dispositivos SSSC apresenta carregamento máximo de 76% em regime normal e 84% em condição de emergência, conforme Tabela 8-1, 8-2 e 8-3. Observa-se, que a implantação das obras de recondução/reconstrução no ano de 2032, atende o sistema até o fim do horizonte e proporciona uma elevada margem adicional de escoamento para o sistema de 345 kV pertencente a área Minas.

Por fim, a análise dos resultados mostra que as soluções propostas solucionaram de forma adequada os problemas verificados na etapa de diagnóstico, proporcionando margem para os potenciais de geração identificados

- **Cenário Dimensionador 2 (patamar de carga leve, safra biomassa e UHE do Pardo/Tietê com 95%)**

As Tabelas 8-4 e 8-5 apresentam os valores de fluxos nas linhas com todas as obras indicadas para Alternativa 2 até o final do horizonte no patamar de carga leve, cenário seco (safra da biomassa).

Tabela 8-4 – Diagnóstico do sistema– Condição Normal – Fluxo.

BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
			NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
32590 33102	LT 138 kV Us São João - SJBV II	1 139/206	-92 35 70%	-91 35 69%	-91 35 70%	-96 28 48%	-96 30 48%	-96 26 48%	-96 26 48%	-96 28 48%	-97 28 48%	-97 26 48%	-97 26 48%
32592 2876	LT 138 kV SJBV II - Us São João	2 120/206	-44 30 44%	-43 30 43%	-43 31 43%	-47 24 25%	-47 26 26%	-46 22 25%	-46 22 25%	-47 24 26%	-48 24 26%	-48 22 25%	-48 21 25%
32591 2876	LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	1 120/206	-79 46 75%	-78 45 74%	-78 46 75%	-88 34 45%	-88 36 46%	-88 31 45%	-88 31 45%	-90 34 46%	-91 34 47%	-92 31 47%	-92 31 47%

Tabela 8-5 – Diagnóstico do sistema– Condição Emergência – Fluxo.

CONTINGÊNCIA	BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
				NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
LT 138 kV SJBV II - Us São João	32592 2876	LT 138 kV SJBV II - Us São João	2 140/242	50 -2 35%	50 -2 35%	50 -2 35%	50 -2 21%	50 -2 21%	50 -2 21%	50 -2 21%	50 -2 21%	50 -2 21%	50 -2 21%	50 -2 21%
	32591 2876	LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	1 140/242	-120 66 98%	-119 65 97%	-119 66 97%	-138 45 60%	-137 49 60%	-137 43 60%	-138 43 60%	-139 46 60%	-141 46 61%	-142 42 61%	-142 42 61%
	32590 33102	LT 138 kV SJBV II - Us São João	1 151/242	-50 2 32%	-50 2 32%	-50 2 32%	-50 2 20%	-50 2 20%	-50 2 20%	-50 2 20%	-50 2 20%	-50 2 20%	-50 2 20%	-50 2 20%
LT 138 kV Euclides da Cunha - Us São João	32591 2876	LT 138 kV SJBV II - Euclides da Cunha	1 140/242	-97 61 81%	-96 60 81%	-96 61 81%	-111 44 49%	-111 47 50%	-111 41 49%	-111 41 49%	-113 44 50%	-114 44 50%	-116 41 50%	-116 40 50%
	32590 33102	LT 138 kV SJBV II - Us São João	1 151/242	-114 58 84%	-113 57 83%	-113 58 83%	-127 44 55%	-126 47 55%	-126 41 54%	-126 41 54%	-127 44 55%	-127 44 55%	-128 41 55%	-127 41 55%
	32592 2876	LT 138 kV Euclides da Cunha - Us São João	2 140/242	-79 47 66%	-78 46 65%	-78 47 66%	-92 33 40%	-91 36 40%	-91 31 40%	-91 31 40%	-93 33 40%	-94 33 41%	-96 30 41%	-96 30 41%

As Tabelas 8-4 e 8-5 apontam um desempenho satisfatório ao longo de todo horizonte de estudo a partir da finalização da obra de reconstrução em 2031. Em condição de emergência, o pior cenário identificado é a perda da LT 138 kV São João da Boa Vista II – Usina São João, ocasionando carregamento de 97%, dentro dos limites admissíveis, até o ano de 2030, antes da conclusão da obra recomendada.

8.1.2 Desempenho rede DIT de 138 kV de Presidente Prudente

As Tabelas 8-6 e 8-7 apresentam os resultados de carregamento no sistema de interesse Noroeste, para LT 138 kV Alta Paulista – Presidente Prudente, em condições normais e de contingência após solução da alternativa 2, respectivamente.

Tabela 8-6 – Desempenho do sistema – Condição Normal – LT 138 kV Alta Paulista – Presidente Prudente – Cenário 1.

BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
			NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
2757 31174	LT 138 kV Alta Paulista - Presidente Prudente	1 80/272	91 -14 114%	94 -13 118%	119 -26 44%	119 -26 44%	125 -19 46%	131 -24 48%	133 -22 49%	138 -10 49%	156 10 54%	156 10 54%	157 12 55%

Tabela 8-7 – Desempenho do sistema – Condição Emergência – 138 kV Alta Paulista – Presidente Prudente – Cenário 1.

CONTINGÊNCIA	BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
				NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
LT 138 kV Alta Paulista - Presidente Prudente	2757 31173	LT 138 kV Alta Paulista - Presidente Prudente	2 108/285	121 -15 112%	125 -14 116%	170 -34 60%	170 -34 60%	178 -26 62%	186 -32 65%	190 -30 66%	197 -14 67%	224 13 74%	224 13 74%	225 16 75%

As Tabelas 8-6 e 8-7 apontam um desempenho satisfatório ao longo de todo horizonte de estudo a partir da finalização da obra de reconstrução em 2030. Em condição de emergência, o pior cenário identificado é a perda da 138 kV Alta Paulista – Presidente Prudente, ocasionando carregamento de 75% no último ano do ciclo de estudo.

9 Aplicação de DLR na LT 138 kV SJBV II – Mogi Guaçu I

A tecnologia *Dynamic Line Rating* (DLR) otimiza a capacidade de transmissão de energia de linhas existentes, por meio do cálculo, em tempo real, da capacidade térmica dos condutores com base nas condições ambientais e operacionais. Ao contrário dos métodos tradicionais e estáticos, que utilizam estimativas conservadoras, o DLR permite um melhor aproveitamento da infraestrutura existente sem a necessidade de novos investimentos. Nesse contexto, a EPE avaliou a aplicação dessa tecnologia na LT 138 kV São João da Boa Vista II – Mogi Guaçu I, com o objetivo de abrir margem no curto prazo e postergar investimentos estruturais.

A presente análise teve foco a identificação do potencial de escoamento da linha por intermédio do cálculo dinâmico de ampacidade, com base na norma IEEE Std 738 [9]. A abordagem adotada integra dados meteorológicos históricos e operacionais para o cálculo da ampacidade ao longo de um horizonte de três anos, permitindo uma avaliação robusta da variação da capacidade térmica da linha sob condições ambientais reais. A metodologia aplicada representa um avanço em relação aos métodos tradicionais de capacidade estática (*Static Line Rating* - SLR), ao incorporar de forma dinâmica os efeitos de variáveis como temperatura do ar, velocidade do vento e radiação solar, que influenciam diretamente a transferência térmica dos condutores.

Para aplicação dessa tecnologia no planejamento de médio e longo prazo foi analisado o desempenho térmico da referida LT, comparando a ampacidade dinâmica calculada (DLR) com a corrente efetivamente medida pelo sistema supervisorio em um horizonte histórico de 3 anos, de forma a identificar margens operacionais, ganhos de capacidade para proposição de um novo SLR.

A implantação em tempo real de operação visa validar os resultados obtidos através do DLR histórico calculado, bem como, contribuir para o entendimento prático da aplicação do DLR no sistema de transmissão brasileiro, fornecendo subsídios técnicos para futuras implementações em larga escala.

No que tange a estimativa de custos para solução DLR, foi adotado como referência o orçamento apresentado na proposta técnico comercial do fabricante para 10 anos, tempo de vida útil dos sensores conforme detalhado na tabela 9-1.

Tabela 9-1– Custo do DLR para LT 138 kV São João da Boa Vista – Mogi Guaçu I.

Item	Custo Total DLR (R\$ x 1000)
Sensores, Estação Meteorológicas e Estudos	R\$ 899,84
EPC (Desenvolvimento do Projeto, Obra Civil, montagem, Comissionamento Fiscalização e Administração Central)	
Plataforma DLR	
Total (R\$ x 1000)	2.123,96

Os valores totais apresentados na Tabela 9-1 foram utilizados para computar os investimentos das obras comuns (alternativas 1, 2 e 3), com prazo de 14 meses, ano de necessidade 2028, conforme apresentado no Anexo 13.1.

9.1 Metodologia de Cálculo do DLR

As variáveis meteorológicas que impactam no cálculo da ampacidade, considerando a metodologia IEEE 738, são temperatura do ar, velocidade do vento, direção do vento e a adição solar. Pode-se afirmar que essas variáveis são sazonais e oscilam ao longo do tempo, o que significa que a capacidade da LT também é sazonal. A metodologia IEEE 738 fornece um modelo analítico para o cálculo da capacidade de linhas aéreas considerando o balanço térmico [9].

Os parâmetros de entrada foram obtidos por meio de modelagem climática de alta resolução, considerando dados de temperatura, velocidade e direção do vento, e radiação solar incidente em cada estrutura da linha. As análises seguiram a segmentação sazonal e horária, havendo distinção entre verão e inverno, períodos diurno e noturno, permitindo avaliar a influência das variáveis ambientais sobre a capacidade térmica. Os resultados obtidos foram comparados às correntes históricas coletadas através do sistema supervisório (SCADA), identificando ganhos de ampacidade.

Ressalta-se que a metodologia DLR necessita de dados de projeto das LTs, tais como, posicionamento geográfico das torres com valores de latitude e longitude, características dos condutores e desenho das estruturas típicas contendo as suas características de construção, com a finalidade de verificar as capacidades dos ativos em relação à sua condição real. Tais informações são essenciais para desenvolver o modelo de “Digital Twin”, isto é, uma réplica virtual exata da LT, a qual possibilitará estimar a capacidade de transmissão.

9.2 Características da LT 138 kV São João da Boa Vista II– Mogi Guaçu I

A Figura 9-1 ilustra o traçado da LT 138 kV São João da Boa Vista II– Mogi Guaçu I, que se conecta cidades na região Centro-Leste no estado de São Paulo próximas a divisa com o Estado de Minas Gerais. Essa LT possui circuito duplo com condutor 336,4 kcmil (Oriole) e é dividida em dois trechos: entre Terminal 1 e Derivação (Capacidade Normal: 333 A e Capacidade Emergência: 453 A) e entre a Derivação e Terminal 2 (Capacidade Normal: 582 A e Capacidade Emergência: 680 A).

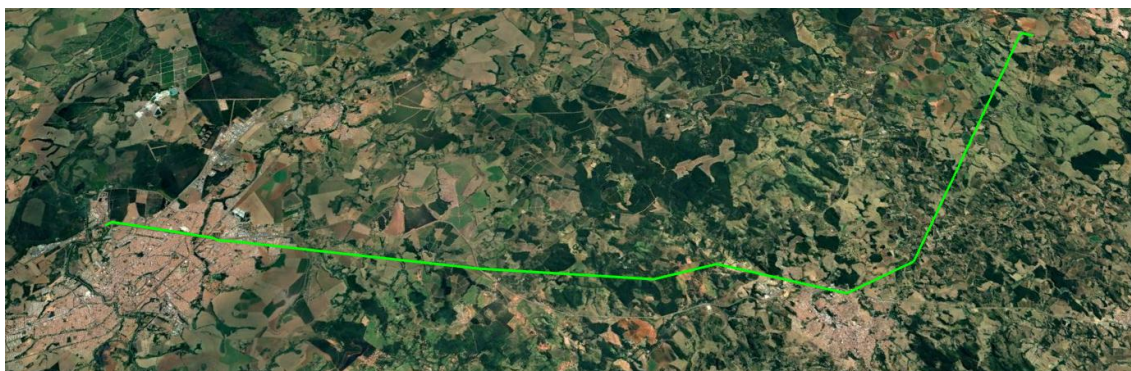


Figura 9-1 – Traçado da LT 138 kV São João da Boa Vista II– Mogi Guaçu I.

A diferença entre os trechos se deve à recapacitação do segmento de 19 km entre a Derivação e Terminal 2, cuja temperatura máxima de operação foi elevada de 50°C para 75°C em condição normal e para 90°C em regime de emergência. As características do Circuito 1 estão apresentadas na Tabela 1. É importante destacar que o uso de diferentes limites de temperatura ao longo do traçado da linha pode comprometer sua capacidade de transmissão, já que esta será limitada pela menor temperatura máxima permitida, neste caso, 50°C.

A Figura 9-2 apresenta as características de terreno e relevo ao longo do traçado da linha. Observa-se que o relevo da região é caracterizado por variação contínua do traçado, com ganho de elevação quase constante por toda a extensão do circuito.

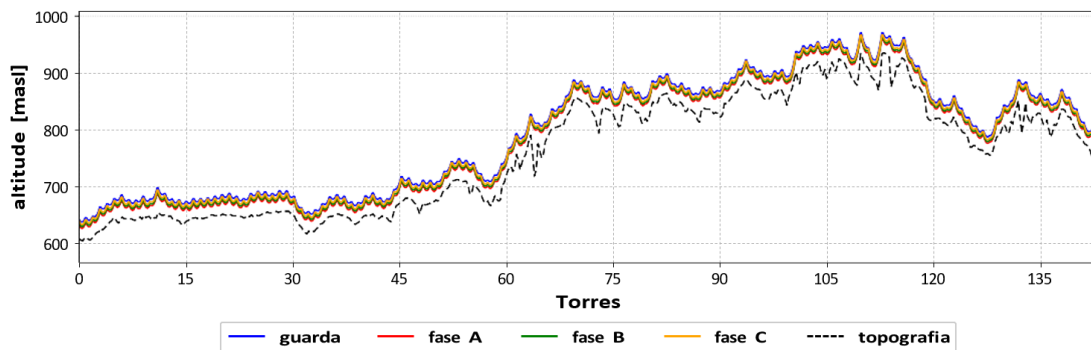


Figura 9-2 – Catenária e topografia estimada da LT 138 kV São João da Boa Vista II– Mogi Guaçu I.

As características a LT 138 kV São João da Boa Vista II– Mogi Guaçu I estão dispostas na Tabela 9-2.

Tabela 9-2 – Informações dos circuitos monitorados.

Características	LT 138 kV São João da Boa Vista II– Mogi Guaçu I.
Número de torres	140
Número de fases	3
Tensão nominal	138 kV
Comprimento total	46,22 km
Frequência nominal	60 Hz
Tipo de cabo	ORIOLE (1 por fase)
Static Line Rating (SLR)	Trecho Mogi até Pinhal: 333 A / 453 A.
Temperatura de projeto	Trecho Pinhal até S. J. Boa Vista: 582 A / 680 A.

9.3 Temperatura Ambiente

A Figura 9-3 apresenta o gráfico com as temperaturas máximas, mínimas e também da média para a região de interesse.

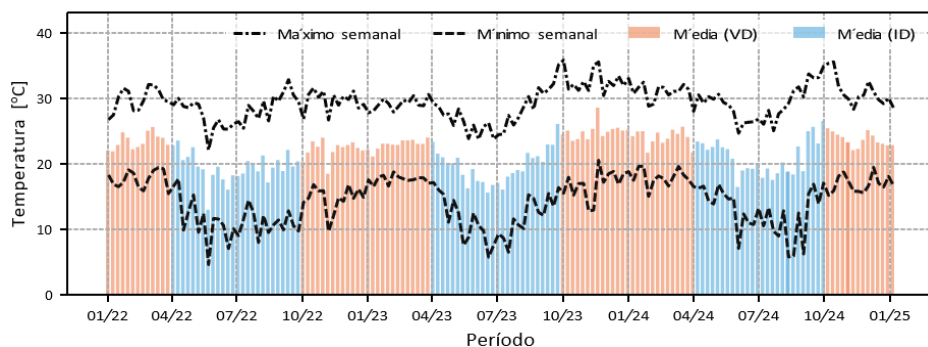


Figura 9-3 – Temperatura histórica.

A LT 138 kV São João da Boa Vista II– Mogi Guaçu I. apresenta média próxima a 25 °C durante o dia.

9.4 Velocidade de Vento

A Figura 9-4 contém os graficos para o circuito analisado.

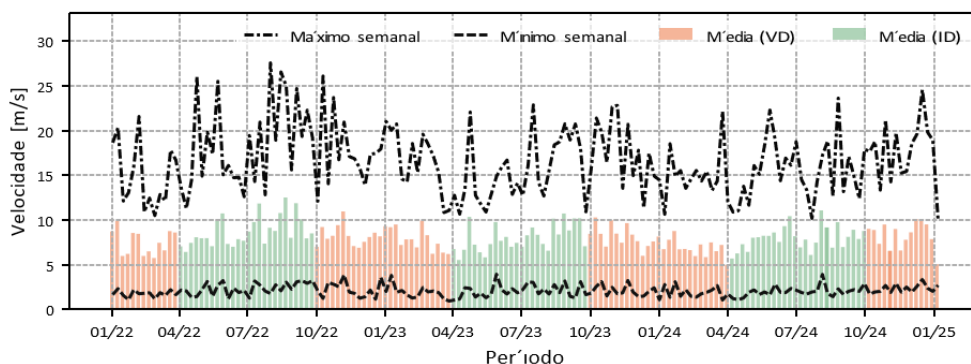


Figura 9-4 – Velocidade dos ventos histórica.

9.5 Desempenho temporal dos limites dinâmicos

Os resultados de desempenho temporal e utilizaram os dados de entrada descritos na Tabela 9-2 e nas Figuras 9-3 e 9-4. Os resultados serão apresentados em duas etapas, sendo a primeira uma comparação temporal entre o DLR e o SLR. Essa etapa tem como objetivo verificar se a iteração entre as características de projeto juntamente com os aspectos ambientais da região permite a otimização da capacidade da LT 138 kV São João da Boa Vista II– Mogi Guaçu I.

A Figura 9-5 apresenta a representação gráfica da comparação temporal entre SLR e o DLR para a LT 138 kV São João da Boa Vista II– Mogi Guaçu I.

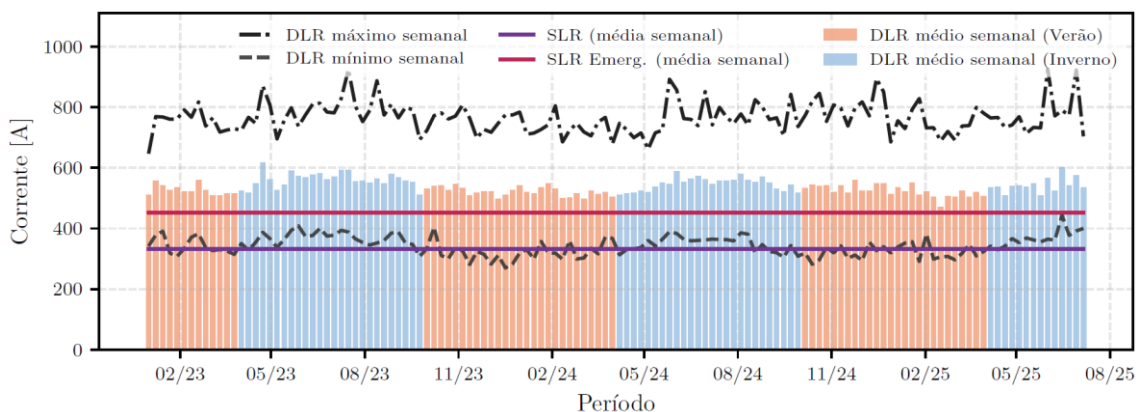


Figura 9-5 – Comparação temporal entre SLR e DLR.

9.6 Novo SLR

O Item 9.5 quantificou de maneira temporal se há eficiência em utilizar a tecnologia DLR para aumento da capacidade dinâmica dos cabos. Para a definição de um novo SLR a partir dos dados históricos de DLR, utilizou-se a métrica de percentil ponderado por tempo. Nessa abordagem, cada ponto de medição foi ponderado pela sua duração temporal (em horas), de modo a contornar eventuais irregularidades no intervalo de amostragem da série histórica. A distribuição acumulada ponderada foi construída ordenando-se os valores de capacidade dinâmica e normalizando os pesos acumulados, sendo o quantil obtido por interpolação linear.

As Tabelas 9-3 e 9-4 apresentam os resultados para o 1°, 5° e 10° percentil (regime normal e emergência), isto é, o SLR definido em que cada percentil permaneceria superior ao DLR em 99%, 95% ou 90% do tempo histórico analisado.

Tabela 9-3 – Resultados - Novo SLR em Regime Normal.

Máxima Permanência (DLR < SLR)	Novo SLR calculado com base no DLR histórico.	Ganho
1%	83 MVA (347,9 A)	4,0%
5%	95 MVA (399,3 A)	20%
10%	102,5 MVA (428,9 A)	29%

Tabela 9-4 – Resultados - Novo SLR em Regime Emergência.

Máxima Permanência (DLR < SLR)	Novo SLR calculado com base no DLR histórico.	Ganho
1%	109 MVA (456,0 A)	0,8%
5%	115 MVA (481,0 A)	4,0%
10%	119,5 MVA (500,0 A)	9,3%

Mediante os resultados obtidos, foi adotado o novo limite SLR de 399 A, calculado com base no DLR, nesta condição, tem-se um baixo risco de 5% de violação deste novo limite na janela temporal analisada. O novo limite SLR acrescenta um ganho de capacidade de 20% para a LT São João da Boa Vista II - Mogi Guaçu I (138 kV).

9.7 Desempenho DLR - LT 138 kV São João da Boa Vista II – Mogi Guaçu I – PDE 2033

Com o ganho de capacidade definido a partir do DLR esta seção tem por objetivo apresentar o desempenho da LT 138 kV São João da Boa Vista II – Mogi Guaçu I nos cenários dimensionadores do PDE 2033, cenário 1, de carga média, entressafra da biomassa com despacho reduzido das Usinas do Pardo, Tietê e Paranapanema.

As tabelas 9-5 e 9-6 apresentam o desempenho da LT 138 kV São João da Boa Vista II – Mogi Guaçu I sem DLR e sem a obras de reconstrução no horizonte do PDE 2033.

Tabela 9-5 – Desempenho sem DLR– Condição Normal – PDE 2033.

BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
		NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
32546	LT 138 kV São João da Boa Vista II - Mogi Guaçu I	1	67 -43	71 -44	70 -40	70 -40	75 -36	75 -37	77 -41	78 -43	82 -46	82 -46	83 -47
32548		80	98%	101%	99%	99%	104%	105%	109%	110%	116%	116%	119%

Tabela 9-6 – Desempenho sem DLR– Condição Emergência – PDE 2033.

CONTINGÊNCIA	BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
			NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
LT 138 kV São João da Boa Vista II - Mogi Guaçu I	32546	LT 138 kV São João da Boa Vista II - Mogi Guaçu I	1	75 -56	80 -57	79 -53	79 -53	84 -49	85 -49	87 -54	87 -57	93 -61	93 -61	93 -62
	32548		108	86%	90%	87%	87%	91%	92%	95%	96%	102%	102%	105%
LT 440 kV Araras - Mogi Mirim II	32546	LT 138 kV São João da Boa Vista II - Mogi Guaçu I	1	84 -44	88 -47	88 -44	88 -44	92 -42	94 -42	95 -45	96 -45	100 -47	100 -47	100 -46
	32548		108	88%	93%	91%	91%	96%	97%	100%	101%	106%	106%	107%

A alternativa 2 deste estudo, de MCG, elencava a obra de reconstrução da LT LT 138 kV São João da Boa Vista II – Mogi Guaçu I pra condutor 2x636 (Grosbeak ou similar) 411/478 MVA (1722/2000 A) no ano de 2035, com a aplicação do DLR e otimização da capacidade do ativo existente, o desempenho permite postergação da obra para horizonte indicativo, para o ano de 2038.

As Tabelas 9-7 e 9-8 apresentam os resultados carregamento no sistema da LT 138 kV São João da Boa Vista II – Mogi Guaçu I, em condições normais e de contingência, utilizando do ganho de 20% calculado com base no DLR, implantado a partir do ano de 2028.

Tabela 9-7 – Desempenho com DLR– Condição Normal – PDE 2033.

BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
		NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
32546	LT 138 kV São João da Boa Vista II – Mogi Guaçu I	1	44 -32	47 -32	48 -30	49 -31	61 -26	62 -27	65 -31	66 -34	72 -37	72 -37	100 -37
32548		95/305	56%	59%	58%	59%	69%	71%	75%	77%	83%	83%	34%

Tabela 9-8 – Desempenho com DLR– Condição Emergência – PDE 2033.

CONTINGÊNCIA	BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
			NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
LT 138 kV São João da Boa Vista II - Mogi Guaçu I	32546	LT 138 kV São João da Boa Vista II - Mogi Guaçu I	1	48 -43	52 -44	53 -42	53 -42	69 -37	70 -38	72 -43	74 -46	81 -51	81 -51	127 -51
	32548		115/410	50%	56%	57%	58%	68%	69%	73%	76%	82%	82%	33%
LT 440 kV Araras - Mogi Mirim II	32546	LT 138 kV São João da Boa Vista II - Mogi Guaçu I	1	58 -34	61 -36	62 -35	63 -35	79 -32	80 -32	82 -36	84 -36	90 -38	90 -38	121 -36
	32548		115/410	58%	62%	62%	63%	74%	76%	78%	81%	86%	86%	32%

9.8 Desempenho DLR - LT 138 kV São João da Boa Vista II – Mogi Guaçu I – PAR/PEL

Nas análises realizadas pelo ONS nos casos de MUST - Período 2024 a 2027 da região Atibaia – Mogi, na LT 138 kV São João da Boa Vista II – Mogi Guaçu I, verificou o impacto, sob o ponto de vista sistêmico, das alterações de MUST solicitadas para aumento de MUST de acessantes da rede DIT pela distribuidora local.

Neste contexto, o operador observou no trecho entre as derivações das subestações Pinhal e Energy Works, cujo limite é de 80 MVA, no cenário de geração com despacho elevado (90%) nas usinas dos rios Pardo e Tietê, resultando em uma violação da capacidade de carregamento neste circuito, da ordem de 106%, no horário fora de ponta.

Para atendimento aos aumentos de demanda solicitados foi instalado um Sistema Especial de Proteção (SEP) para a abertura do barramento da SE São João da Boa Vista II, medida operativa, que permeará até a finalização da solução estruturante recomendada neste relatório.

Adicionalmente, durante o diagnóstico do PAR/PEL 2024 – Ciclo 2025-2029, o ONS observou na carga máxima diurna de verão, são previstas sobrecargas admissíveis de até 119% da capacidade de longa duração, no trecho entre a derivação Pinhal e a derivação Mogi Guaçu II, que corresponde a 88% da capacidade de curta duração, na contingência da LT 440 kV Araraquara – Mogi Mirim III ou da LT 440 kV Araras – Mogi Mirim III.

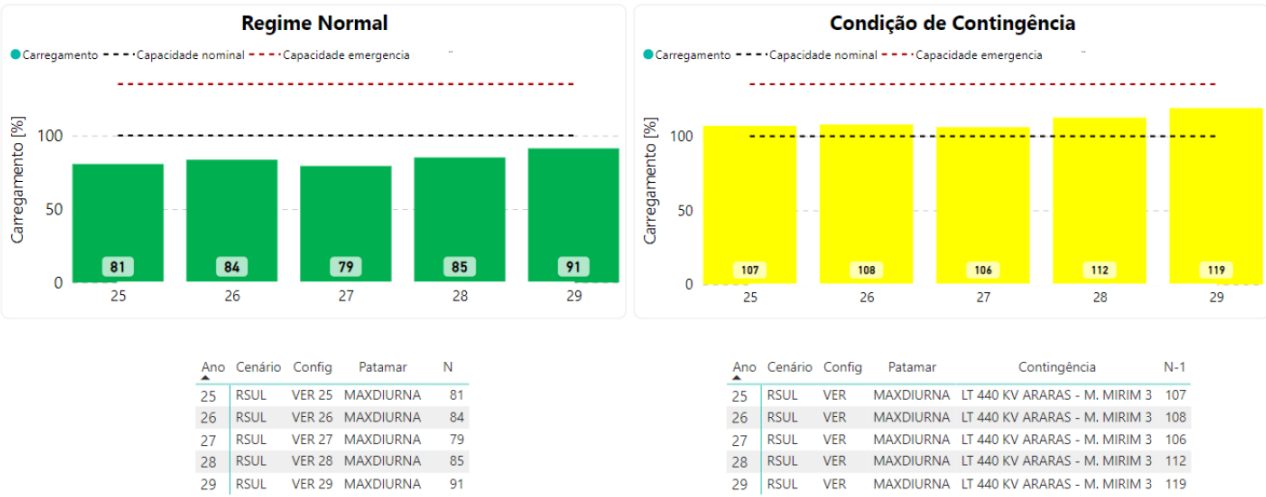


Figura 9-6 – LT 138 kV São João da Boa Vista II – Mogi Guaçu I – Diagnóstico PAR/PEL.

O diagnóstico do PAR/PEL 2024 – Ciclo 2025-2029, que deu origem a necessidade de solução para o circuito em tela, avaliou elevados despachos de RSUL, partindo de 11.000 MW a 12.000 MW. O mesmo ciclo será considerado para aplicação e verificação do desempenho do DLR.

As Tabelas 9-9 e 9-10 apresentam os resultados de carregamento no sistema da LT 138 kV São João da Boa Vista II – Mogi Guaçu I, em condições normais e de contingência, utilizando do ganho de 20% calculado com base no DLR, implantado a partir do ano de 2028.

Tabela 9-9 – Desempenho com DLR– Condição Normal – PAR/PEL.

BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	VERÃO 2027/28 MÁXIMA DIURNA * RSUL=11.000 MW		VERÃO 2028/29 MÁXIMA DIURNA * RSUL=11.000 MW		VERÃO 2029/30 MÁXIMA DIURNA * RSUL=12.000 MW	
		NC LIM.	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %
21997	LT 138 kV São João da Boa Vista II - Mogi Guaçu I	2	-61	19	-65	17	-70	21
22700		95	67%		72%		77%	

Tabela 9-10 – Desempenho com DLR– Condição Emergência – PAR/PEL.

CONTINGÊNCIA	BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	VERÃO 2027/28 MÁXIMA DIURNA * RSUL=11.000 MW_2	VERÃO 2028/29 MÁXIMA DIURNA * RSUL=11.000 MW_2	VERÃO 2029/30 MÁXIMA DIURNA * RSUL=12.000 MW_2
			NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
LT 138 kV São João da Boa Vista II - Mogi Guaçu I	21997 22700	LT 138 kV São João da Boa Vista II - Mogi Guaçu I	2 115	-68 27 64%	-73 25 68%	-79 30 74%
LT 440 kV Araras - Mogi Mirim III	11997 11700	LT 138 kV São João da Boa Vista II - Mogi Guaçu I	1 115	-70 30 68%	-74 28 70%	-79 33 76%

A Figura 9-7 apresentam os resultados de carregamento no sistema da LT 138 kV São João da Boa Vista II – Mogi Guaçu I com DLR, de modo, a ser comparado com o diagnóstico do ONS apresentado na figura 9-6 para o mesmo ciclo.

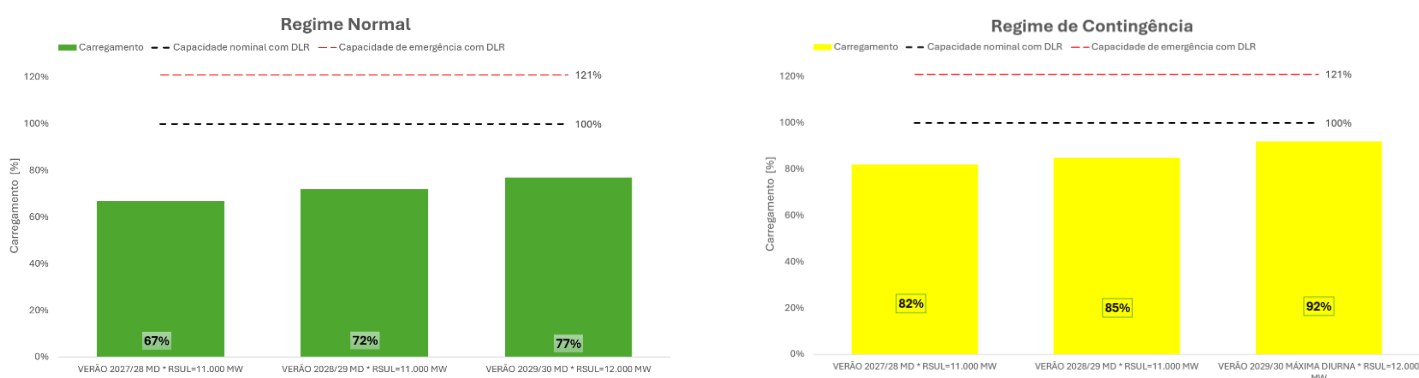


Figura 9-7 – LT 138 kV São João da Boa Vista II – Mogi Guaçu I – Diagnóstico PAR/PEL com DLR.

Após as obras, curto e médio prazo, com aplicação de DLR e SSSC em 2028, os resultados para LT 138 kV São João da Boa Vista II – Mogi Guaçu I apresenta carregamento satisfatório em regime normal e emergência ao longo de todo o ciclo, postergando a obra de recondução para o 2038, no horizonte indicativo do estudo.

A solução para o carregamento verificado no diagnóstico do PAR/PEL 2024 – Ciclo 2025-2029 com aplicação de DLR demonstra que em 2029 um desempenho para LT 138 kV São João da Boa Vista II – Mogi Guaçu I com ganho da ordem de 14%, enquanto, o ganho em emergência será da ordem de 27%. Por fim, o desempenho do PDE 2033, apresentado nas tabelas 9-7 e 9-8 reitera o desempenho satisfatório durante todo ciclo de estudo.

10 CURTO-CIRCUITO

O conhecimento dos níveis de curto-circuito previstos nas instalações é uma informação fundamental para o dimensionamento dos equipamentos a serem aplicados na expansão do sistema elétrico, bem como para identificar possíveis superações de equipamentos dentro do horizonte estudado.

Os dispositivos SSSC, por sua natureza, não fornecem correntes de curto-circuito, como podem fazer usinas de geração ou mesmo FACTS do tipo shunt ou uma mudança topológica da rede (como a entrada de uma nova linha de transmissão).

O dispositivo conta com um sistema de by-pass interno para proteger o módulo de injeção (conversores VSC). Diante de altas correntes que superem o limite dos conversores, o sistema de by-pass irá atuar. Este sistema de by-pass é composto por um sistema de fechamento rápido (SCR - *Silicon-Controlled Rectifier*), que atua em menos de 1 ms e um mais lento (VSL - *Vacuum Switch Link*) que realiza o by-pass.

O SCR é uma válvula tiristorizada que irá conduzir em até 1ms, logo que identificada a alta corrente ou caso exista um comando externo. O VSL é um sistema redundante de disjuntores a vácuo, operados à mola, que irá fechar seus contatos em aproximadamente 50 ms, para proteger o SCR de uma condução prolongada de altas correntes.

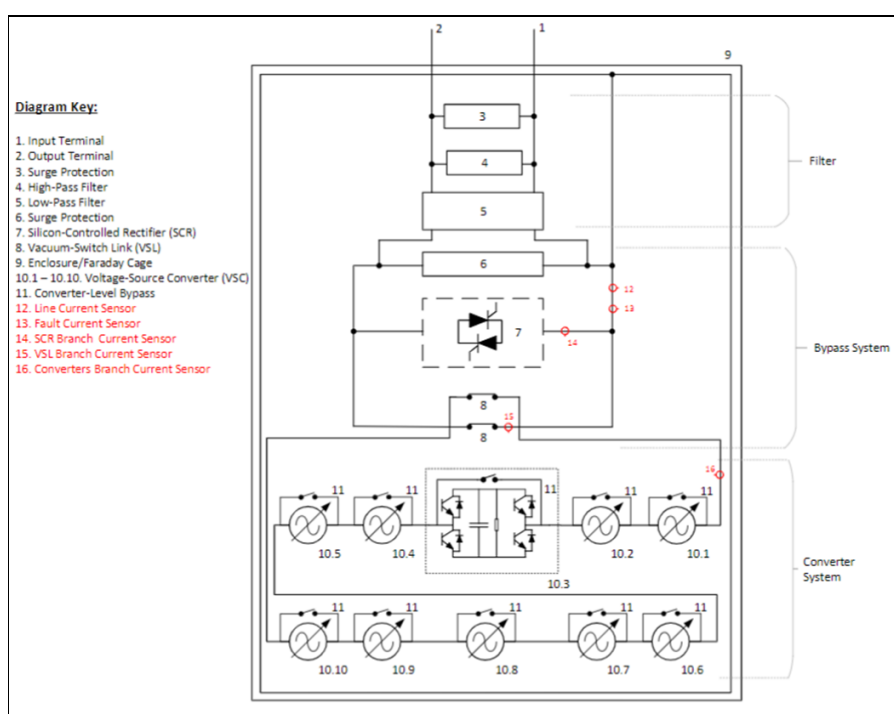


Figura 10-1– Diagrama Sistema de Proteção – Modulares SSSC.

Para verificar o impacto da solução recomendada na magnitude das correntes de curto-circuito, foram analisadas as correntes de curto-circuito trifásicas e monofásicas nos barramentos de subestações na região de interesse, no ano de 2028, após a implementação das obras da alternativa recomendada com atuação do sistema de *by-pass* do dispositivo. Foi utilizada a base de dados para estudos de curto-circuito – PD 2034.

Tabela 10-1 – Níveis de Curto-Circuito Máximo após as obras.

Identificação		Caso Base - PD 2024					
Subestação	Tensão [kV]	3 Φ (kA)	3 Φ (x/r)	1 Φ (kA)	1 Φ (x/r)	2 Φ (kA)	2 Φ (x/r)
São João da Boa Vista II	138	19,34	6,9	12,3	4,9	17,72	6,4
Poços de Caldas	138	34,90	17,9	37,0	16,2	36,3	16,9
Mogi Guaçu	138	24,89	6,0	13,6	3,9	22,6	5,5
Euclides da Cunha	138	11,75	5,3	12,1	5,2	11,96	5,3
Mogi Mirim III	138	31,45	7,8	14,1	6,6	28,46	6,9

Cumpra-se notar que os níveis de corrente de curto-circuito identificados nos terminais da SE 138 kV São João da Boa Vista II estão dentro dos limites de suportabilidade dos equipamentos SSSC, segundo dados fornecidos pelos fabricantes.

11 REFERÊNCIAS

- [1] EPE-DEE-RE-027/2018-rev0, “Estudo Prospectivo para escoamento do Potencial de Fotovoltaica/Biomassa na Região Noroeste do Estado de São Paulo”.
- [2] N. EPE-DEE-NT-137/2021-rev0, “Reforços no sistema da região noroeste do estado de São Paulo para o escoamento de excedentes de geração fotovoltaica e Biomassa”.
- [3] ONS, “CCPE – Volume II – Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão,” Outubro de 2002.
- [4] ONS, “Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos,” em *Procedimentos de Rede*, Novembro de 2011.
- [5] HPPA, “<https://www.hppa.com.br>,” 2024. [Online].
- [6] Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE, “– Volume II – Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão,” 2002.
- [7] ONS, “Premissas, Critérios e Metodologia para Estudos Elétricos - Submódulo 2.3,” em *Procedimentos de Rede*, 2020.
- [8] ONS, “Procedimentos de Rede – Submódulo 2.7 – Requisitos Mínimos Para Linhas de Transmissão,” 2022.
- [9] EPE, “EPE-DEE-NT-015/2019-rev0 - Avaliação de Reforços na Rede DIT,” 2019.

12 EQUIPE TÉCNICA

EPE

Daniel José Tavares de Souza

Fabiano Schmidt

Fábio de Almeida Rocha

Jonathan Veiga Velasco Costa

Paulo Fernando de Matos Araujo

Rodrigo Ribeiro Ferreira

Vanessa Stephan Lopes

ISA ENERGIA BRASIL

Adriano Ramos Campos

Anderson Sousa de Araujo

Felipe Ramalho Ferreira da Silva

Guilherme Rodrigues da Silva Sousa

Hugo Nobrega Raffi

Liamara de Fatima Ferreira

Mikaelle de Oliveira Ribeiro

Renato Guimarães Ribeiro

Tales Barreto Silva

13 ANEXOS

13.1 Plano de Obras e Estimativa de Investimentos

Tabela 13-1 - Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 1.

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						1.059.257,26	855.596,24	94.091,10	445.579,45
LT 138 kV POÇOS DE CALDAS - SÃO JOÃO BOA VISTA (Ampliação/Adequação)						108.097,30	100.090,09	9.602,01	59.657,63
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 33,9 km		2028	33,9	1,0	2364,47	80.155,46	R\$ 74.218,02	R\$ 7.120,00	44236,85463
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Poços de Caldas	2028	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 12.936,04	R\$ 1.241,00	7710,38657
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	S.J. Boa Vista	2028	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 12.936,04	R\$ 1.241,00	7710,38657
LT 138 kV MOGI GUAÇU 1 - SÃO JOÃO BOA VISTA (Ampliação/Adequação)						140.177,59	129.794,06	12.451,62	77.362,36
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 46,2 km		2028	46,2	1,0	2429,35	112.235,75	R\$ 103.921,99	R\$ 9.969,61	61941,58893
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Mogi Guaçu 1	2028	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 12.936,04	R\$ 1.241,00	7710,38657
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	S.J. Boa Vista	2028	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 12.936,04	R\$ 1.241,00	7710,38657
LT 138 kV MOGI GUAÇU 1 - MOGI MIRIM 2 (Ampliação/Adequação)						39.747,00	36.802,77	3.530,62	21.935,90
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 5,3 km		2028	5,3	1,0	2227,39	11.805,16	R\$ 10.930,70	R\$ 1.048,62	6515,126428
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Mogi Guaçu 1	2028	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 12.936,04	R\$ 1.241,00	7710,38657
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Mogi Mirim 2	2028	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 12.936,04	R\$ 1.241,00	7710,38657
OBRAS COMUNS									
DLR LT 138 kV MOGI GUAÇU 1 - SÃO JOÃO BOA VISTA (Ampliação/Adequação)						2.123,96	1.966,63	188,67	1.172,19
DLR	S.J. Boa Vista/Mogi Guaçu I	2028	46,2	1,0	45,97	2.123,96	1.966,63	188,67	1.172,19
SE 138 kV BOM JARDIM						13.970,92	12.936,04	1.241,00	7.710,39
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Bom Jardim	2028	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 12.936,04	R\$ 1.241,00	7710,38657
SE 138 kV BRAGANÇA PAULISTA I						13.970,92	12.936,04	1.241,00	7.710,39
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Bragança Paulista I	2028	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 12.936,04	R\$ 1.241,00	7710,38657
SE 138 kV MAIRIPORÃ						13.970,92	12.936,04	1.241,00	7.710,39
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Mairiporã	2028	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 12.936,04	R\$ 1.241,00	7710,38657
LT 138 kV ALTA PAULISTA - PRESIDENTE PRUDENTE (Ampliação/Adequação)						102.955,54	81.729,43	9.145,28	41.719,54
Circuito Duplo 138 kV, 1 x ACCC LINNET , 64,9 km		2030	64,9	1,0	1586,37	102.955,54	R\$ 81.729,43	R\$ 9.145,28	41719,53635
LT 138 kV SANTA BARBARA D'OESTE - LIMEIRA (Ampliação/Adequação)						66.023,83	52.411,84	5.864,73	26.754,11
Circuito Duplo 138 kV, 1xACCC Cordoba , 32,9 km		2030	32,9	1,0	2006,80	66.023,83	R\$ 52.411,84	R\$ 5.864,73	26754,10751
LT 138 kV BRAGANÇA PAULISTA I - ATIBAIA (Ampliação/Adequação)						73.339,86	58.219,55	6.514,59	29.718,70
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 19,9 km		2030	19,9	1,0	2281,31	45.398,02	R\$ 36.038,41	R\$ 4.032,59	18396,13965
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Bragança Paulista I	2030	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 11.090,57	R\$ 1.241,00	5661,281689
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Atibaia	2030	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 11.090,57	R\$ 1.241,00	5661,281689
LT 138 kV ARARAS - RIO CLARO (Ampliação/Adequação)						54.888,61	43.572,35	4.875,61	22.241,90
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 12 km		2030	12,0	1,0	2245,56	26.946,77	R\$ 21.391,21	R\$ 2.393,61	10919,34093
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Araras	2030	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 11.090,57	R\$ 1.241,00	5661,281689
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Rio Claro	2030	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 11.090,57	R\$ 1.241,00	5661,281689
LT 138 kV M. MIRIM III - JAGUARIUNA (Ampliação/Adequação)						90.874,93	72.139,45	8.072,19	36.824,25
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 32,7 km		2030	32,7	1,0	2351,80	76.904,01	R\$ 61.048,88	R\$ 6.831,19	31162,96362
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	M. Mirim III	2030	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 11.090,57	R\$ 1.241,00	5661,281689
LT 138 kV AGUA AZUL - MAIRIPORA (Ampliação/Adequação)						77.648,00	61.639,48	6.897,27	31.464,44
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 20,6 km		2030	20,6	1,0	2412,92	49.706,16	R\$ 39.458,35	R\$ 4.415,27	20141,87694
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	A. Azul	2030	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 11.090,57	R\$ 1.241,00	5661,281689
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Mairiporã	2030	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 11.090,57	R\$ 1.241,00	5661,281689
LT 138 kV CABREUVA - MAIRIPORA (Ampliação/Adequação)						33.033,95	26.223,42	2.934,32	13.385,98
Circuito Duplo 138 kV, 1xACCC Linnet , 18,9 km		2030	18,9	1,0	1747,83	33.033,95	R\$ 26.223,42	R\$ 2.934,32	13385,98314
LT 138 kV EUCLIDES DA CUNHA - S.J.B. VISTA II (Ampliação/Adequação)						124.786,30	91.721,65	11.084,45	42.418,37
Circuito Duplo 138 kV, 1 x ACCC Coronado , 60,8 km		2031	60,8	1,0	1593,10	96.844,46	R\$ 71.183,57	R\$ 8.602,44	32920,15621
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Euclides da Cunha	2031	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 10.269,04	R\$ 1.241,00	4749,108931
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	S.J.B. Vista II	2031	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 10.269,04	R\$ 1.241,00	4749,108931
LT 138 kV M. MIRIM II - Santa Barabara D'Oeste (Ampliação/Adequação)						16.503,51	9.629,64	1.465,96	2.833,12
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (Hawk), 1,5 km		2034	1,5	1,0	1688,40	2.532,59	R\$ 1.477,74	R\$ 224,96	434,7638521
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	M. Mirim II	2034	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 8.151,90	R\$ 1.241,00	2398,351267
LT 138 kV M. MIRIM II - Santa Barabara D'Oeste (Ampliação/Adequação)						34.907,03	20.367,92	3.100,70	5.992,40
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (Hawk), 12,4 km		2034	12,4	1,0	1688,40	20.936,11	R\$ 12.216,02	R\$ 1.859,70	3594,047844
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Santa Barbara D'Oeste	2034	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 8.151,90	R\$ 1.241,00	2398,351267
LT 138 kV M. MIRIM II - M. MIRIM III (Ampliação/Adequação)						52.237,11	30.479,85	4.640,09	8.967,41
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 12,3 km		2034	12,3	1,0	1975,22	24.295,27	R\$ 14.176,05	R\$ 2.158,09	4170,704831
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	M. Mirim II	2034	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 8.151,90	R\$ 1.241,00	2398,351267
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	M. Mirim III	2034	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 8.151,90	R\$ 1.241,00	2398,351267

Tabela 13-2 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 2.

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						1.160.446,66	851.591,92	103.079,50	392.946,19
SE 138 kV SJBV - SSSC						129.557,96	119.961,07	11.508,30	71.501,52
FACTS - 2 SSSC/FASE C1/C2	S.J. Boa Vista	2028	6,0	2,0	10796,50	129.557,96	119.961,07	11.508,30	71.501,52
LT 138 kV POÇOS DE CALDAS - SÃO JOÃO BOA VISTA (Ampliação/Adequação)						108.097,30	73.569,20	9.602,01	30.210,35
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 33,9 km		2032	33,9	1,0	2364,47	80.155,46	R\$ 54.552,46	R\$ 7.120,00	22401,34105
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Popos de Caldas	2032	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 9.508,37	R\$ 1.241,00	3904,504527
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	S.J. Boa Vista	2032	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 9.508,37	R\$ 1.241,00	3904,504527
LT 138 kV MOGI GUAÇU 1 - SÃO JOÃO BOA VISTA (Ampliação/Adequação)						140.177,59	60.119,76	12.451,62	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x ACCC LINNET , 46,2 km		2038	46,2	1,0	2429,35	112.235,75	R\$ 48.135,99	R\$ 9.969,61	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Mogi Guaçu 1	2038	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 5.991,89	R\$ 1.241,00	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	S.J. Boa Vista	2038	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 5.991,89	R\$ 1.241,00	
OBRAS COMUNS									
DLR LT 138 kV MOGI GUAÇU 1 - SÃO JOÃO BOA VISTA (Ampliação/Adequação)						2.123,96	1.966,63	188,67	1.172,19
DLR	S.J. Boa Vista/Mogi Guaçu I	2028	46,2	1,0	45,97	2.123,96	1.966,63	188,67	1.172,19
SE 138 kV BOM JARDIM						13.970,92	12.936,04	1.241,00	7.710,39
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Bom Jardim	2028	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 12.936,04	R\$ 1.241,00	7710,38657
SE 138 kV BRAGANÇA PAULISTA I						13.970,92	12.936,04	1.241,00	7.710,39
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Bragança Paulista I	2028	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 12.936,04	R\$ 1.241,00	7710,38657
SE 138 kV MAIRIPORÁ						13.970,92	12.936,04	1.241,00	7.710,39
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Mairiporã	2028	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 12.936,04	R\$ 1.241,00	7710,38657
LT 138 kV ALTA PAULISTA - PRESIDENTE PRUDENTE (Ampliação/Adequação)						102.955,54	81.729,43	9.145,28	41.719,54
Circuito Duplo 138 kV, 1 x ACCC LINNET , 64,9 km		2030	64,9	1,0	1586,37	102.955,54	R\$ 81.729,43	R\$ 9.145,28	41719,53635
LT 138 kV SANTA BARBARA D'OESTE - LIMEIRA (Ampliação/Adequação)						66.023,83	52.411,84	5.864,73	26.754,11
Circuito Duplo 138 kV, 1xACCC Cordoba , 32,9 km		2030	32,9	1,0	2006,80	66.023,83	R\$ 52.411,84	R\$ 5.864,73	26754,10751
LT 138 kV BOM JARDIM - BRAGANÇA PAULISTA I (Ampliação/Adequação)						11.378,43	9.032,57	1.010,72	4.610,76
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 5,8 km		2030	5,8	1,0	1961,80	11.378,43	R\$ 9.032,57	R\$ 1.010,72	4610,75952
LT 138 kV BRAGANÇA PAULISTA I - ATIBAIA (Ampliação/Adequação)						73.339,86	58.219,55	6.514,59	29.718,70
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 19,9 km		2030	19,9	1,0	2281,31	45.398,02	R\$ 36.038,41	R\$ 4.032,59	18396,13965
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Bragança Paulista I	2030	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 11.090,57	R\$ 1.241,00	5661,281689
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Atibaia	2030	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 11.090,57	R\$ 1.241,00	5661,281689
LT 138 kV ARARAS - RIO CLARO (Ampliação/Adequação)						54.888,61	43.572,35	4.875,61	22.241,90
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 12 km		2030	12,0	1,0	2245,56	26.946,77	R\$ 21.391,21	R\$ 2.393,61	10919,34093
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Araras	2030	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 11.090,57	R\$ 1.241,00	5661,281689
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Rio Claro	2030	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 11.090,57	R\$ 1.241,00	5661,281689
LT 138 kV M. MIRIM III - JAGUARIUNA (Ampliação/Adequação)						90.874,93	72.139,45	8.072,19	36.824,25
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 32,7 km		2030	32,7	1,0	2351,80	76.904,01	R\$ 61.048,88	R\$ 6.831,19	31162,96362
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	M. Mirim III	2030	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 11.090,57	R\$ 1.241,00	5661,281689
LT 138 kV AGUA AZUL - MAIRIPORA (Ampliação/Adequação)						77.648,00	61.639,48	6.897,27	31.464,44
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 20,6 km		2030	20,6	1,0	2412,92	49.706,16	R\$ 39.458,35	R\$ 4.415,27	20141,87694
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	A. Azul	2030	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 11.090,57	R\$ 1.241,00	5661,281689
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Mairiporã	2030	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 11.090,57	R\$ 1.241,00	5661,281689
LT 138 kV CABREUVA - MAIRIPORA (Ampliação/Adequação)						33.033,95	26.223,42	2.934,32	13.385,98
Circuito Duplo 138 kV, 1xACCC Linnet , 18,9 km		2030	18,9	1,0	1747,83	33.033,95	R\$ 26.223,42	R\$ 2.934,32	13385,98314
LT 138 kV EUCLIDES DA CUNHA - S.J.B. VISTA II (Ampliação/Adequação)						124.786,30	91.721,65	11.084,45	42.418,37
Circuito Duplo 138 kV, 1 x ACCC Coronado , 60,8 km		2031	60,8	1,0	1593,10	96.844,46	R\$ 71.183,57	R\$ 8.602,44	32920,15621
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Euclides da Cunha	2031	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 10.269,04	R\$ 1.241,00	4749,108931
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	S.J.B. Vista II	2031	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 10.269,04	R\$ 1.241,00	4749,108931
LT 138 kV M. MIRIM II - Santa Barabara D'Oeste (Ampliação/Adequação)						16.503,51	9.629,64	1.465,96	2.833,12
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (Hawk), 1,5 km		2034	1,5	1,0	1688,40	2.532,59	R\$ 1.477,74	R\$ 224,96	434,7638521
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	M. Mirim II	2034	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 8.151,90	R\$ 1.241,00	2398,351267
LT 138 kV M. MIRIM II - Santa Barabara D'Oeste (Ampliação/Adequação)						34.907,03	20.367,92	3.100,70	5.992,40
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (Hawk), 12,4 km		2034	12,4	1,0	1688,40	20.936,11	R\$ 12.216,02	R\$ 1.859,70	3594,047844
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Santa Barbara D'Oeste	2034	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 8.151,90	R\$ 1.241,00	2398,351267
LT 138 kV M. MIRIM II - M. MIRIM III (Ampliação/Adequação)						52.237,11	30.479,85	4.640,09	8.967,41
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 12,3 km		2034	12,3	1,0	1975,22	24.295,27	R\$ 14.176,05	R\$ 2.158,09	4170,704831
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	M. Mirim II	2034	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 8.151,90	R\$ 1.241,00	2398,351267
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	M. Mirim III	2034	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 8.151,90	R\$ 1.241,00	2398,351267

Tabela 13-3 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 3.

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual
						1.079.215,96	846.501,45	95.863,98
								425.976,64
LT 138 kV SÃO JOÃO DA BOA VISTA II - POÇOS DE CALDAS, C3 e C4 (Nova)						61.785,32	57.208,63	5.488,23
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 33,6 km		2028	33,9	1,0	954,34	32352,126	R\$ 29.955,67	R\$ 2.873,76
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	São João da Boa Vista II	2028	2,0	1,0	6985,46	13970,92	R\$ 12.936,04	R\$ 1.241,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Poços de Caldas	2028	2,0	1,0	6985,46	13970,92	R\$ 12.936,04	R\$ 1.241,00
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	1491,35	1491,35	R\$ 1.380,88	R\$ 132,47
								823,0585395
LT 138 kV SÃO JOÃO DA BOA VISTA II - POÇOS DE CALDAS, C5 (Nova)						35.023,67	17.520,56	3.111,06
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 33,6 km		2036	33,6	1,0	626,57	21052,752	R\$ 10.531,62	R\$ 1.870,06
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	São João da Boa Vista II	2036	1,0	1,0	6985,46	6985,46	R\$ 3.494,47	R\$ 620,50
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Poços de Caldas	2036	1,0	1,0	6985,46	6985,46	R\$ 3.494,47	R\$ 620,50
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	1491,35	1491,35	R\$ 1.380,88	R\$ 132,47
								823,0585395
LT 138 kV MOGI GUAÇU 1 - SÃO JOÃO BOA VISTA (Ampliação/Adequação)						140.177,59	129.794,06	12.451,62
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 46,2 km		2028	46,2	1,0	2429,35	112.235,75	R\$ 103.921,99	R\$ 9.969,61
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Mogi Guaçu 1	2028	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 12.936,04	R\$ 1.241,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	S.J. Boa Vista	2028	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 12.936,04	R\$ 1.241,00
LT 138 kV MOGI GUAÇU 1 - MOGI MIRIM 2 (Ampliação/Adequação)						39.747,00	36.802,77	3.530,62
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 5,3 km		2028	5,3	1,0	2227,39	11.805,16	R\$ 10.930,70	R\$ 1.048,62
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Mogi Guaçu 1	2028	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 12.936,04	R\$ 1.241,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Mogi Mirim 2	2028	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 12.936,04	R\$ 1.241,00
LT 138 kV POÇOS DE CALDAS - MOGI MIRIM 3 (Ampliação/Adequação)						29.755,66	14.885,24	2.643,12
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 51,9 km		2036	51,9	1,0	576,66	29.755,66	R\$ 14.885,24	R\$ 2.643,12
								R\$ 2.357,86
OBRAS COMUNS								
DLR LT 138 kV MOGI GUAÇU 1 - SÃO JOÃO BOA VISTA (Ampliação/Adequação)						2.123,96	1.966,63	188,67
DLR	S.J. Boa Vista/Mogi Guaçu I	2028	46,2	1,0	45,97	2.123,96	1.966,63	188,67
								1.172,19
SE 138 kV BOM JARDIM						13.970,92	12.936,04	1.241,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Bom Jardim	2028	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 12.936,04	R\$ 1.241,00
								7710,38657
SE 138 kV BRAGANÇA PAULISTA I						13.970,92	12.936,04	1.241,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Bragança Paulista I	2028	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 12.936,04	R\$ 1.241,00
								7710,38657
SE 138 kV MAIRIPORÁ						13.970,92	12.936,04	1.241,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Mairiporã	2028	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 12.936,04	R\$ 1.241,00
								7710,38657
LT 138 kV ALTA PAULISTA - PRESIDENTE PRUDENTE (Ampliação/Adequação)						102.955,54	81.729,43	9.145,28
Circuito Duplo 138 kV, 1 x ACCC LINNET, 64,9 km		2030	64,9	1,0	1586,37	102.955,54	R\$ 81.729,43	R\$ 9.145,28
								41719,53635
LT 138 kV SANTA BARBARA D'OESTE - LIMEIRA (Ampliação/Adequação)						66.023,83	52.411,84	5.864,73
Circuito Duplo 138 kV, 1xACCC Cordoba, 32,9 km		2030	32,9	1,0	2006,80	66.023,83	R\$ 52.411,84	R\$ 5.864,73
								26754,10751
LT 138 kV BRAGANÇA PAULISTA I - ATIBAIA (Ampliação/Adequação)						73.339,86	58.219,55	6.514,59
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 19,9 km		2030	19,9	1,0	2281,31	45.398,02	R\$ 36.038,41	R\$ 4.032,59
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Bragança Paulista I	2030	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 11.090,57	R\$ 1.241,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Atibaia	2030	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 11.090,57	R\$ 1.241,00
								5661,281689
LT 138 kV ARARAS - RIO CLARO (Ampliação/Adequação)						54.888,61	43.572,35	4.875,61
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 12 km		2030	12,0	1,0	2245,56	26.946,77	R\$ 21.391,21	R\$ 2.393,61
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Araras	2030	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 11.090,57	R\$ 1.241,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Rio Claro	2030	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 11.090,57	R\$ 1.241,00
								5661,281689
LT 138 kV M. MIRIM III - JAGUARIUNA (Ampliação/Adequação)						90.874,93	72.139,45	8.072,19
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 32,7 km		2030	32,7	1,0	2351,80	76.904,01	R\$ 61.048,88	R\$ 6.831,19
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	M. Mirim III	2030	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 11.090,57	R\$ 1.241,00
								5661,281689
LT 138 kV AGUA AZUL - MAIRIPORA (Ampliação/Adequação)						77.648,00	61.639,48	6.897,27
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 20,6 km		2030	20,6	1,0	2412,92	49.706,16	R\$ 39.458,35	R\$ 4.415,27
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	A. Azul	2030	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 11.090,57	R\$ 1.241,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Mairiporã	2030	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 11.090,57	R\$ 1.241,00
								5661,281689
LT 138 kV CABREUVA - MAIRIPORA (Ampliação/Adequação)						33.033,95	26.223,42	2.934,32
Circuito Duplo 138 kV, 1xACCC Linnet, 18,9 km		2030	18,9	1,0	1747,83	33.033,95	R\$ 26.223,42	R\$ 2.934,32
								13385,98314
LT 138 kV EUCLIDES DA CUNHA - S.J.B. VISTA II (Ampliação/Adequação)						124.786,30	91.721,65	11.084,45
Circuito Duplo 138 kV, 1 x ACCC Coronado, 60,8 km		2031	60,8	1,0	1593,10	96.844,46	R\$ 71.183,57	R\$ 8.602,44
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Euclides da Cunha	2031	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 10.269,04	R\$ 1.241,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	S.J.B. Vista II	2031	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 10.269,04	R\$ 1.241,00
								4749,108931
LT 138 kV M. MIRIM II - Santa Barabara D'Oeste (Ampliação/Adequação)						16.503,51	9.629,64	1.465,96
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (Hawk), 1,5 km		2034	1,5	1,0	1688,40	2.532,59	R\$ 1.477,74	R\$ 224,96
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	M. Mirim II	2034	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 8.151,90	R\$ 1.241,00
								2398,351267
LT 138 kV M. MIRIM II - Santa Barabara D'Oeste (Ampliação/Adequação)						34.907,03	20.367,92	3.100,70
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (Hawk), 12,4 km		2034	12,4	1,0	1688,40	20.936,11	R\$ 12.216,02	R\$ 1.859,70
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Santa Barbara D'Oeste	2034	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 8.151,90	R\$ 1.241,00
								2398,351267
LT 138 kV M. MIRIM II - M. MIRIM III (Ampliação/Adequação)						52.237,11	30.479,85	4.640,09
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 12,3 km		2034	12,3	1,0	1975,22	24.295,27	R\$ 14.176,05	R\$ 2.158,09
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	M. Mirim II	2034	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 8.151,90	R\$ 1.241,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	M. Mirim III	2034	2,0	1,0	6985,46	13.970,92	R\$ 8.151,90	R\$ 1.241,00
								2398,351267

13.2 Modelos Elétricos do Módulo – SSSC

Os programas desenvolvidos pelo CEPEL ainda não contemplam um modelo elétrico dos módulos SSSC, doravante denominados MODULAR SSSC.

Neste contexto, a HPPA desenvolveu um modelo elétrico para o MODULAR SSSC no programa ORGANON, o qual é detalhado na seção 13.3. Vale ressaltar que o ORGANON é uma ferramenta aplicada no setor elétrico brasileiro, sendo amplamente utilizada por diversos agentes para a execução de análises de fluxo de potência e de estabilidade eletromecânica.

Os principais dados utilizados para parametrizar o modelo do MODULAR SSSC nas análises de fluxo de potência são os listados abaixo:

- Droop = $100 \text{ V} / \text{A} = 0.5251 \text{ p.u./p.u.}$
- Iset = $326 \text{ A} = 0.78 \text{ p.u.}$
- Tolerância para convergência de tensão dos SSSC = $0.01 \text{ p.u. (79.6 V)}$.

Por fim, destaca-se que a base de dados do PDE 2033 apresentada nesta nota técnica foi convertida para o formato ORGANON, sendo este o programa utilizado para realizar o dimensionamento da Alternativa 4 ao longo do horizonte do estudo.

▪ Modelo de Fluxo de Potência do SSSC

O SSSC é usado como um controlador série de fluxo de potência através da injeção de tensão em série com o circuito. Esta tensão está em quadratura com a corrente no circuito. As Figura 13-1 e Figura 13-2 ilustram o conceito.

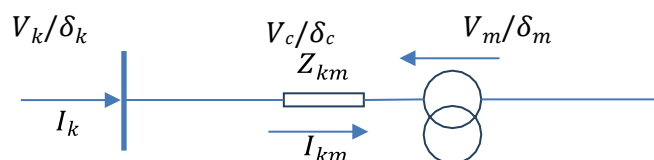


Figura 13-1 - Circuito equivalente de um SSSC.

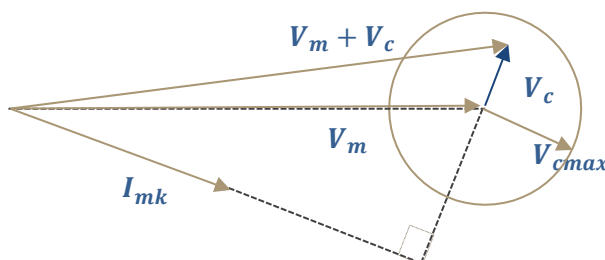


Figura 13-2 – Relação fasorial das tensões de um SSSC.

A relação entre corrente e tensões é dada por:

$$V_k = Z_{km}I_{km} + V_c + V_m$$

O SSSC pode operar nos seguintes modos:

- Reatância fixa;
- Reatância fixa com superposição de controle de corrente (Current Overdrive);
- Tensão fixa;
- Tensão fixa com superposição de controle de corrente (Current Overdrive);
- Controle de corrente.

No modo controle de corrente ou nos modos com superposição de controle de corrente, se a corrente ultrapassa o limite ajustado, o SSSC passa a injetar uma tensão de forma a satisfazer a seguinte regulação:

$$V_c = Droop (|I_{km}| - I_{set})$$

Onde V_c é equivalente a uma compensação indutiva.

O controlador pode também injetar uma tensão equivalente capacitiva para aumentar a corrente. O SSSC opera dentro de uma região de capacidade, conforme ilustrado na Figura 12-3. Se a magnitude da tensão V_c é inferior a V_{cmin} ou a corrente inferior a I_{cmin} o SSSC passa a operar em by-pass.

O controle do SSSC é implantado no ORGANON em modo alternado, intercalado com as iterações do método de Newton.

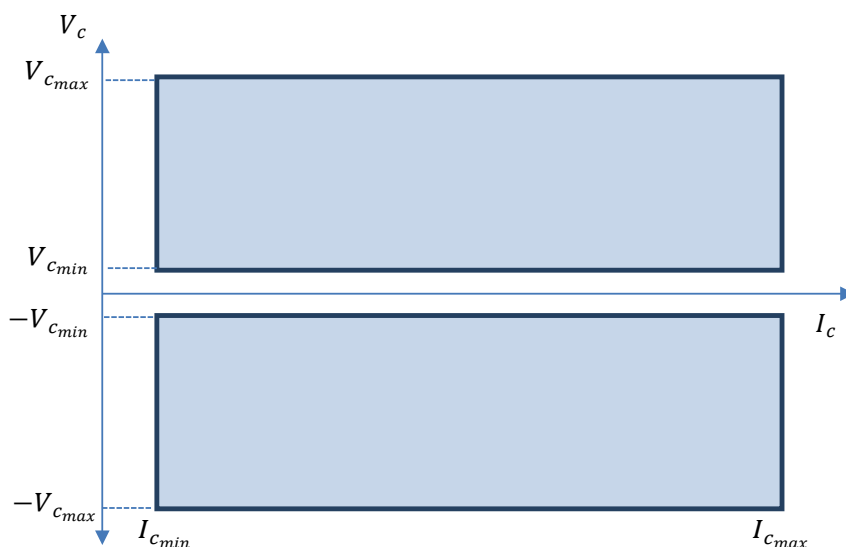


Figura 13-3 – Região de capacidade do SSSC.

▪ Modo de Impedância Constante

Neste modo a injeção de potência na barra k é definida pelas seguintes equações:

$$P_{km} = -|V_k||V_m|B_{km} \sin(\delta_{km})$$

$$Q_{km} = -B_{km}|V_k|^2 + |V_k||V_m|B_{km} \cos(\delta_{km})$$

B_{km} é ajustada entre iterações do método de Newton, observando os limites:

$$V_{cmin} \leq |V_c| \leq V_{cmax} \quad \text{e}$$

$$I_{cmin} \leq |I_{km}| \leq I_{cmax}$$

V_c é calculada em função da corrente, I_{km} .

Se a opção '*current override*' está habilitada e a corrente está acima da corrente de controle (corrente de entrada indutiva, I_{set}) a susceptância (indutiva) é reduzida de forma a satisfazer a característica de Droop, ou seja:

$$V_c - Droop (|I_{km}| - I_{set}) < tolerância$$

Se $V_c < V_{cmin}$ ou $I_{km} > I_{max}$, o MODULAR SSSC entra no modo by-pass.

▪ Modo By-pass

Neste modo as equações são as mesmas do modo Impedância Constante, sendo a reatância fixada em 0.001 p.u. e, conseqüentemente, $B_{km} = -1000$. p.u.

▪ Modo Tensão Constante

Neste modo, o modelo é representado pelas seguintes equações.

$$P_{km} = -|V_k||V_m|B_{km} \sin(\delta_{km}) - |V_k||V_c|B_{km} \sin(\delta_{kc})$$

$$Q_{km} = -B_{km}|V_k|^2 + |V_k||V_m|B_{km} \cos(\delta_{km}) + |V_k||V_c|B_{km} \cos(\delta_{kc})$$

$$P_c = B_{km}|V_c|(|V_k| \sin(\delta_{ck}) - |V_m| \sin(\delta_{cm}))$$

E está sujeito as restrições $P_c = 0$, $I_{cmin} \leq |I_{km}| \leq I_{cmax}$. Se estes limites de corrente são violados, o modelo passa para o modo by-pass.

Se a opção '*current override*' está habilitada, V_c é ajustada entre iterações do método de Newton a fim de satisfazer a característica de Droop.

▪ Modo de Controle de Corrente

Neste modo, se a corrente é menor do que o limiar especificado, a tensão injetada é nula. Se a corrente ultrapassa este limiar, a impedância é regulada de acordo com o '*droop*'.

Este modo é implantado de forma semelhante ao Modo Impedância Constante, sendo que a opção '*current overdrive*' está implícita, ou seja, o controle aumentará a impedância (diminuirá a

susceptância) indutiva caso a corrente seja maior que a corrente especificada. Caso contrário, permanece em by-pass.

13.3 RESULTADOS ORGANON- STATIC SYNCHRONOUS SERIES COMPENSATOR

Neste capítulo são apresentadas as simulações de dimensionamento no ORGANON, de modo definir o escalonamento da Alternativa 2, para LT 138 kV Poços de Caldas – São João da Boa Vista II em função do desempenho dos estudos de fluxo de potência executados.

Cenário Dimensionador

Os resultados apresentados abaixo foram realizados no cenário de carga Média de Norte Úmido, com redução das Usinas do Pardo, Tietê e Paranapanema com despacho reduzido (20%).

O objetivo desta seção é apresentar o desempenho do SSSC referente aos circuitos não compreendidos nas obras comuns, para os quais os dispositivos SSSC tem impacto direto, mitigando ou postergando obras. Os referidos circuitos são destacados abaixo:

- LT 138 kV Poços de Caldas – São João da Boa Vista II C1/C2;
- LT 138 kV São João da Boa Vista II – Mogi-Guaçu C1/C2;
- LT 138 kV São João da Boa Mogi-Guaçu – Mogi Mirim 2 C1/C2.

Serão apresentados os resultados dos anos destacados:

- 2028 e 2031 - Desempenho compreende o período com apenas dispositivos SSSC;
- 2032 - Desempenho compreende SSSC acrescido da obra de reconstrução da LT 138 kV Poços de Caldas – São João da Boa Vista II (ano inicial desta configuração);
- 2034 e 2035 - Desempenho compreende pré e pós-obra de reconstrução da LT 138 kV São João da Boa Vista II – Mogi-Guaçu C1/C2;
- 2038 - Desempenho compreende fechamento do ciclo de estudo elétrico.

Análise de Desempenho

Regime Normal - 2028

Injeção do 100% da capacidade de tensão série na SE São João da Boa Vista II.

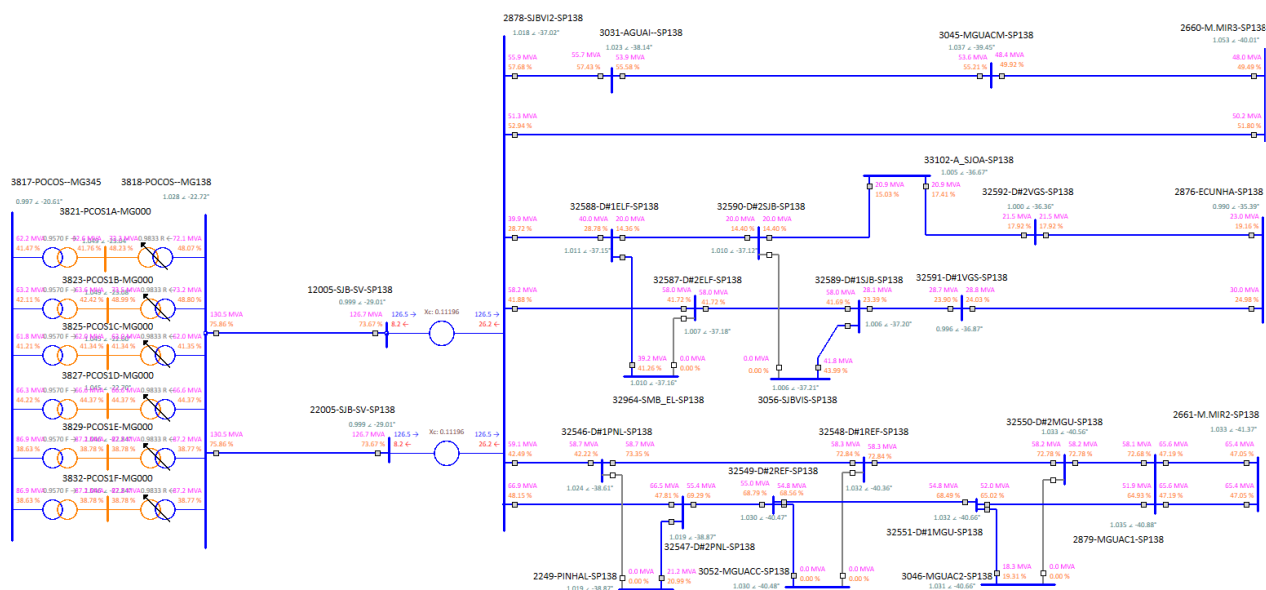


Figura 13-4 – Modulares SSSC (N) – Cenário Dimensionador 2028.

Regime de Contingência - 2028

1. Perda da LT 138 kV Poços de Caldas – São João da Boa Vista II C1

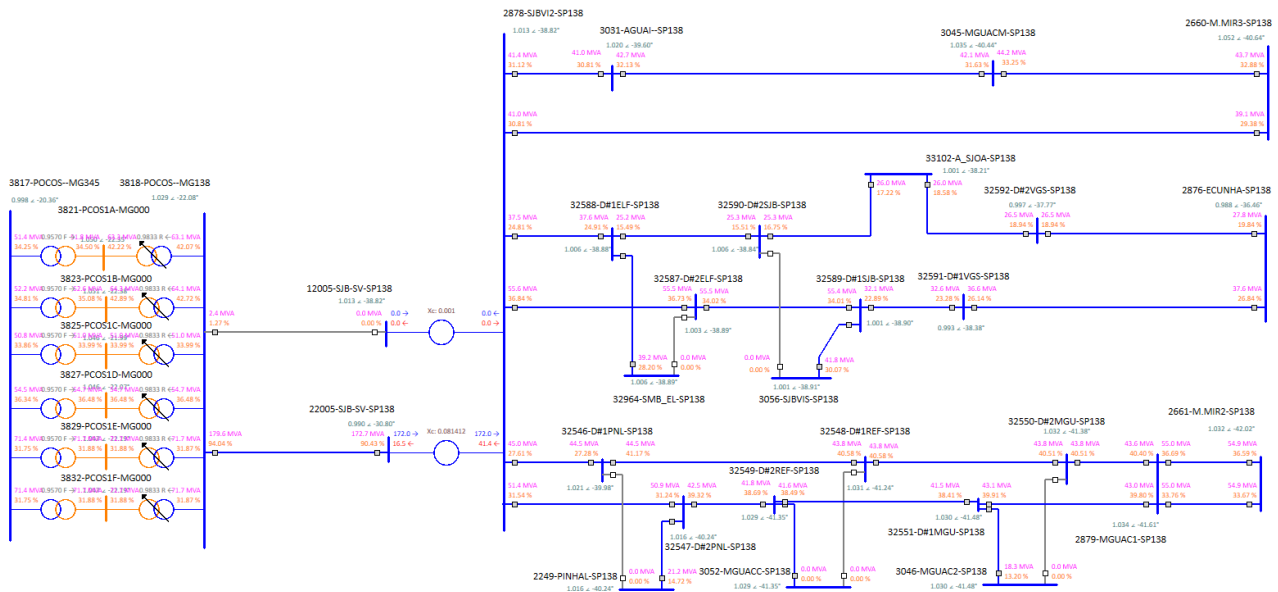


Figura 13-5 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2028.

2. Perda da LT 138 kV São João da Boa Vista II – Mogi-Guaçu C1

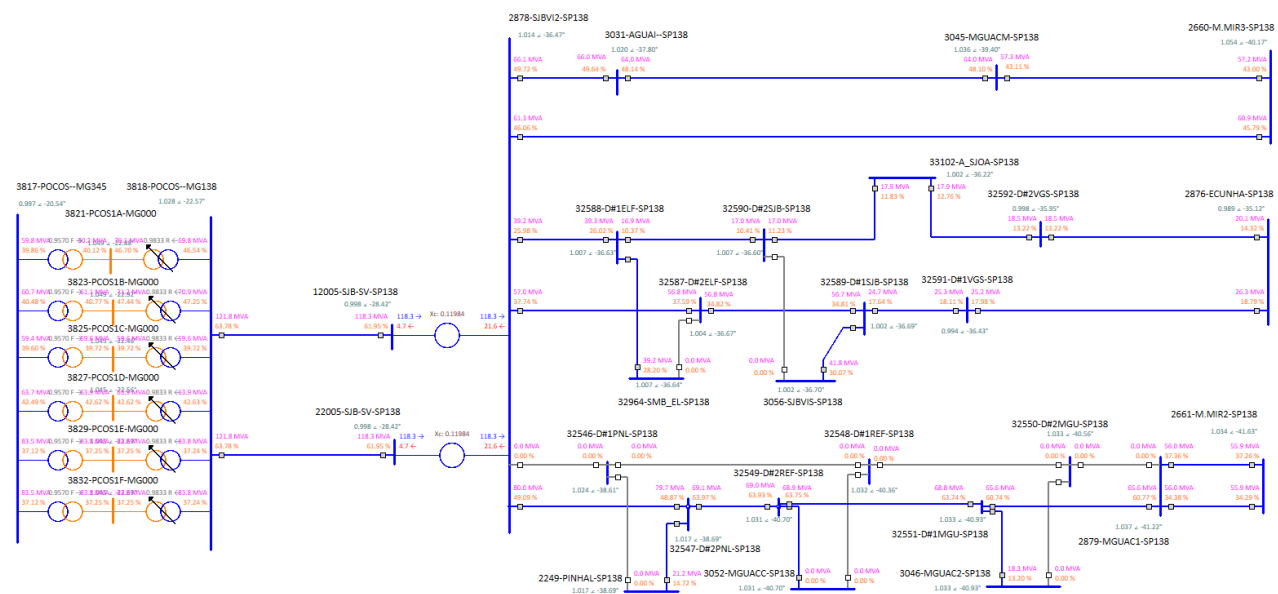


Figura 13-6 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2028.

3. Perda da LT 138 kV Mogi-Guaçu – Mogi Mirim II C1

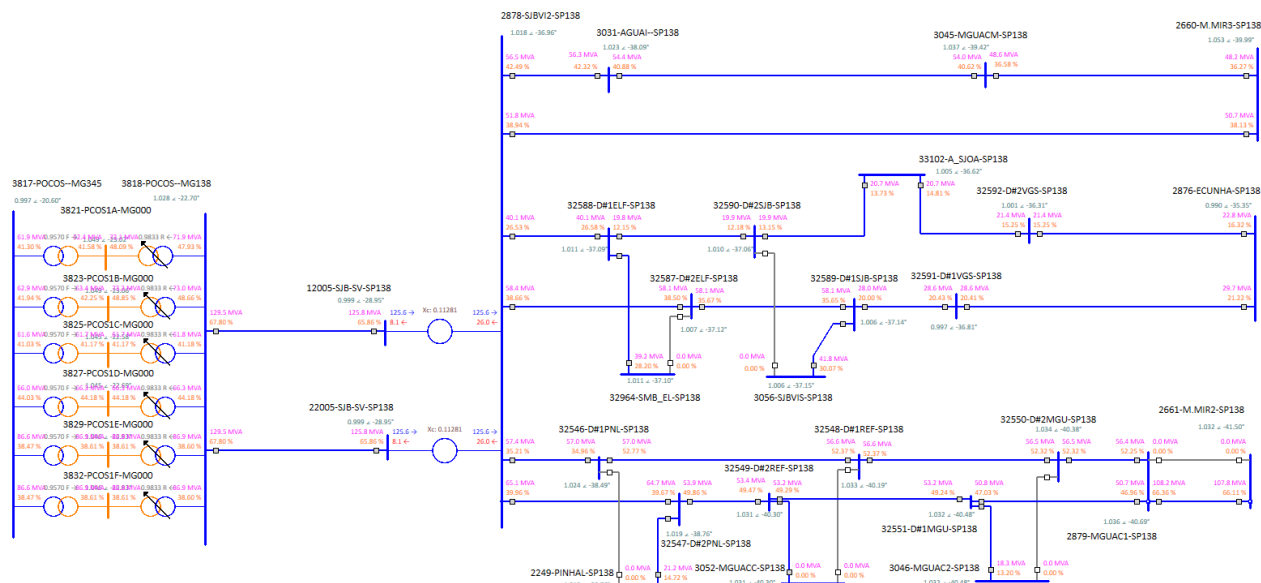


Figura 13-7 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2028.

Regime Normal - 2031

Injeção do 100% da capacidade de tensão série na SE São João da Boa Vista II.

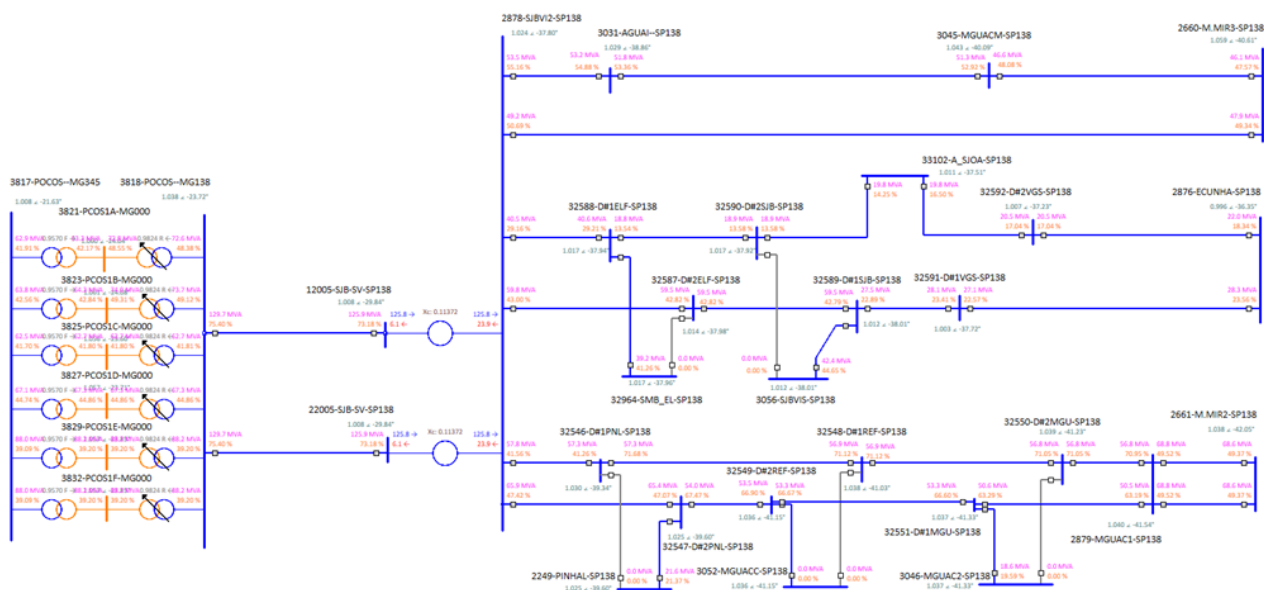


Figura 13-8 - Modulares SSSC (N) – Cenário Dimensionador 2031.

Regime de Contingência - 2028

1. Perda da LT 138 kV Poços de Caldas – São João da Boa Vista II C1

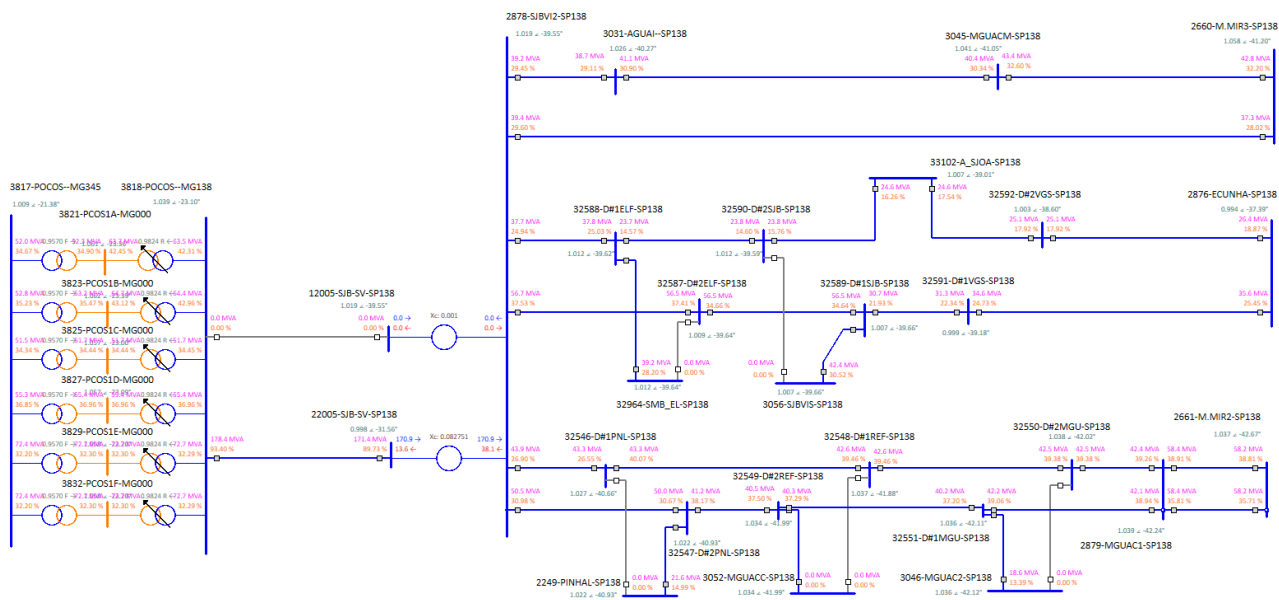


Figura 13-9 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2031.

2. Perda da LT 138 kV Poços de Caldas – Mogi-Guaçu C1

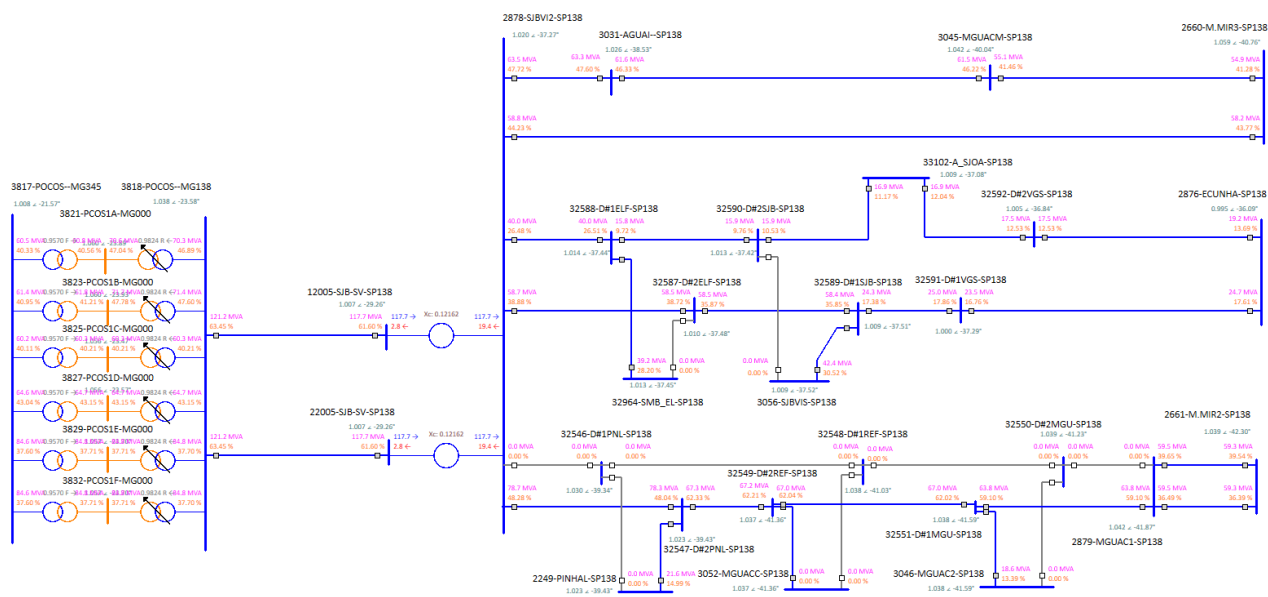


Figura 13-10 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2031.

3. Perda da LT 138 kV Mogi-Guaçu – Mogi Mirim II C1

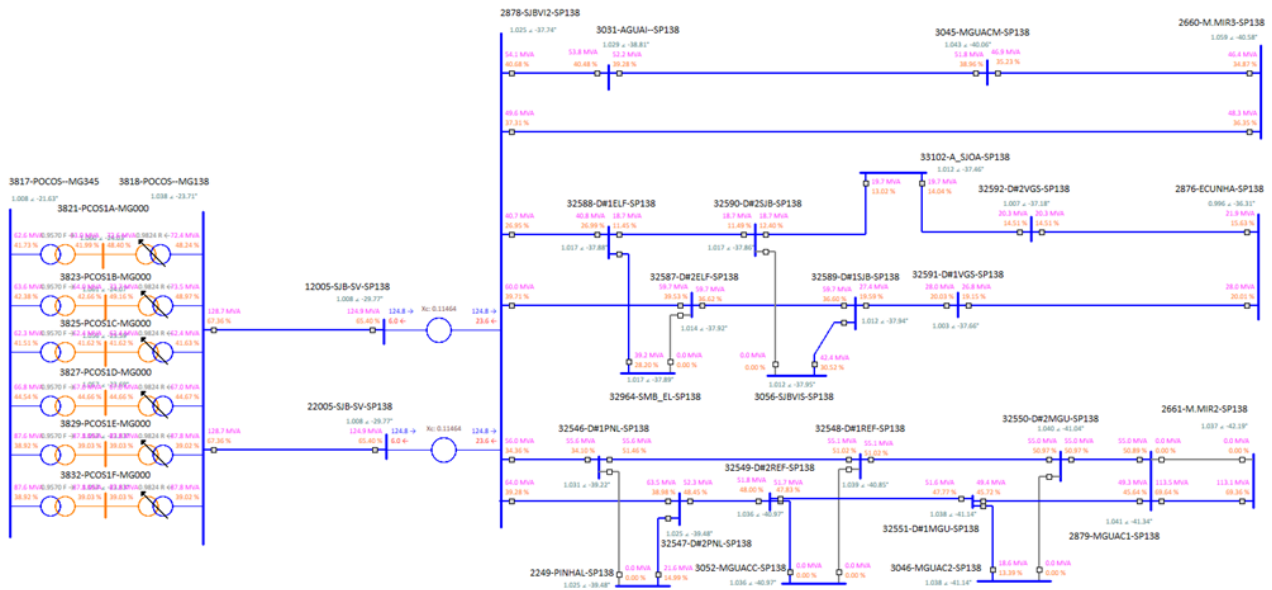


Figura 13-11 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2031.

Regime Normal - 2032

Injeção do 100% da capacidade de tensão série na SE São João da Boa Vista II.

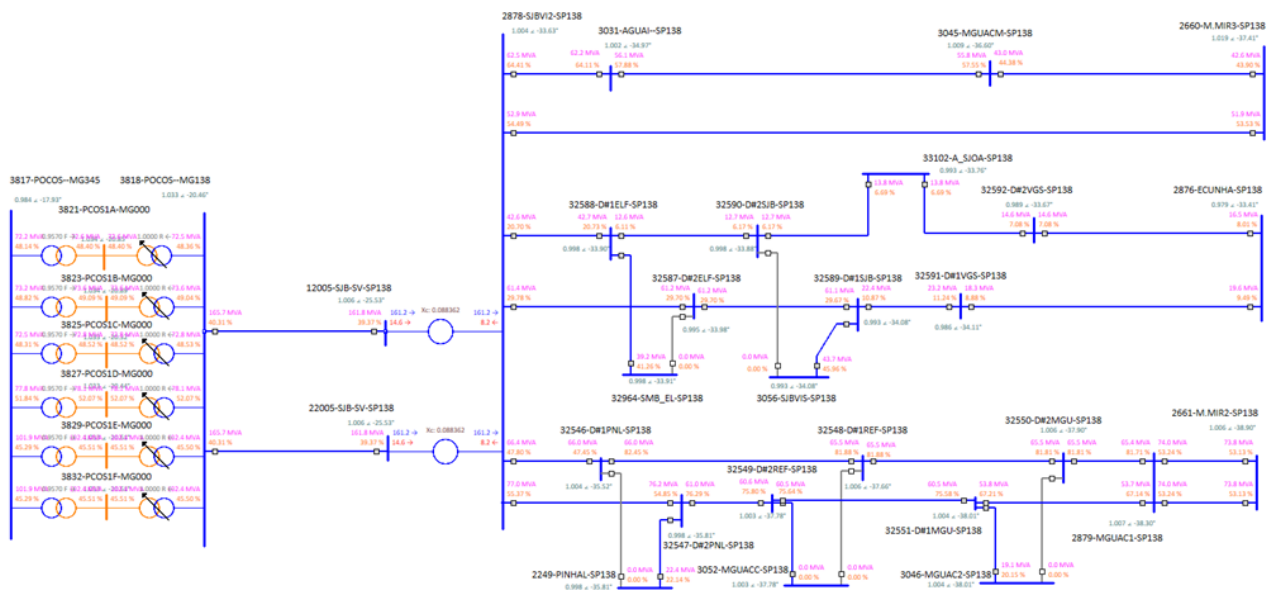


Figura 13-12 - Modulares SSSC (N) – Cenário Dimensionador 2032.

Regime de Contingência - 2032

1. Perda da LT 138 kV Poços de Caldas – São João da Boa Vista II C1

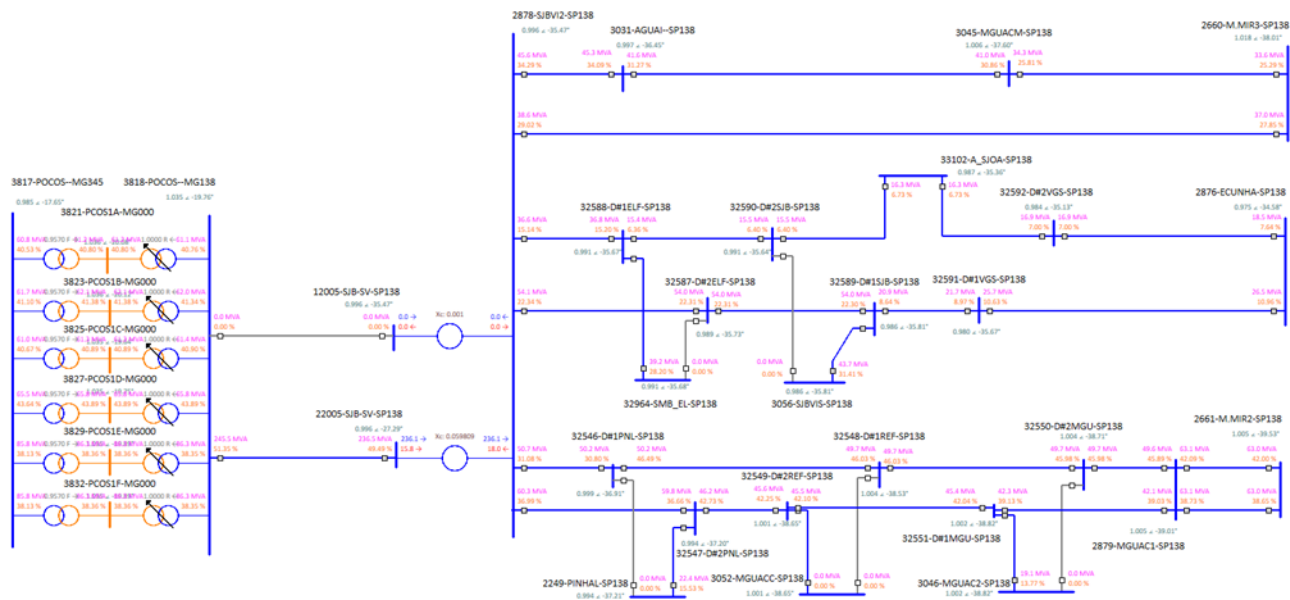


Figura 13-13 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2032.

2. Perda da LT 138 kV Poços de Caldas – Mogi-Guaçu C1

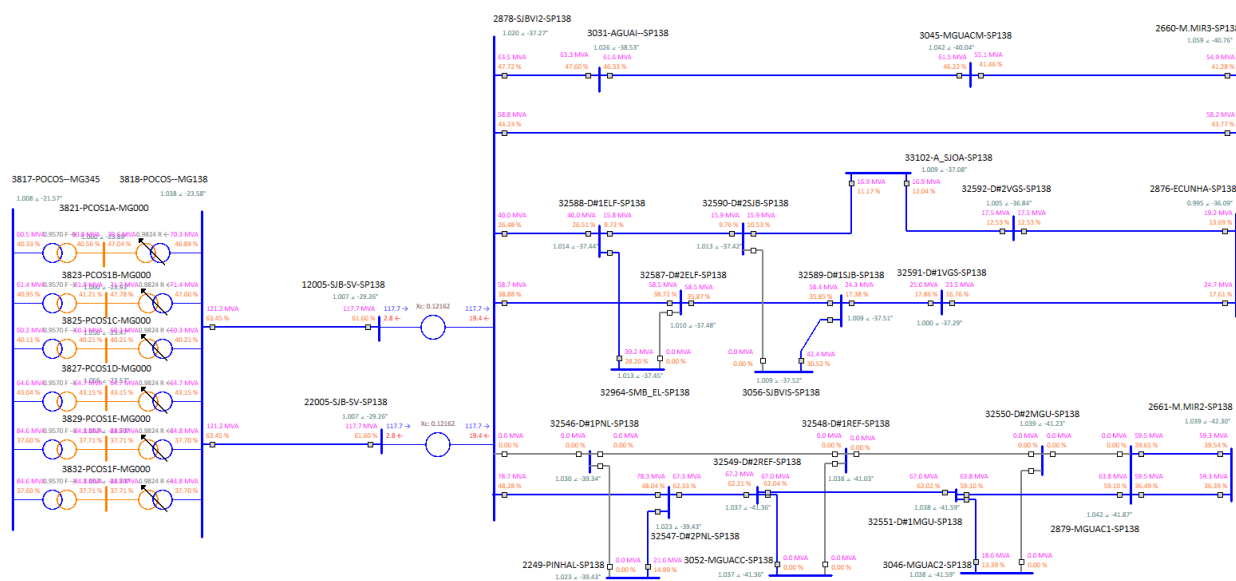


Figura 13-14 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2032.

3. Perda da LT 138 kV Mogi-Guaçu – Mogi Mirim II C1

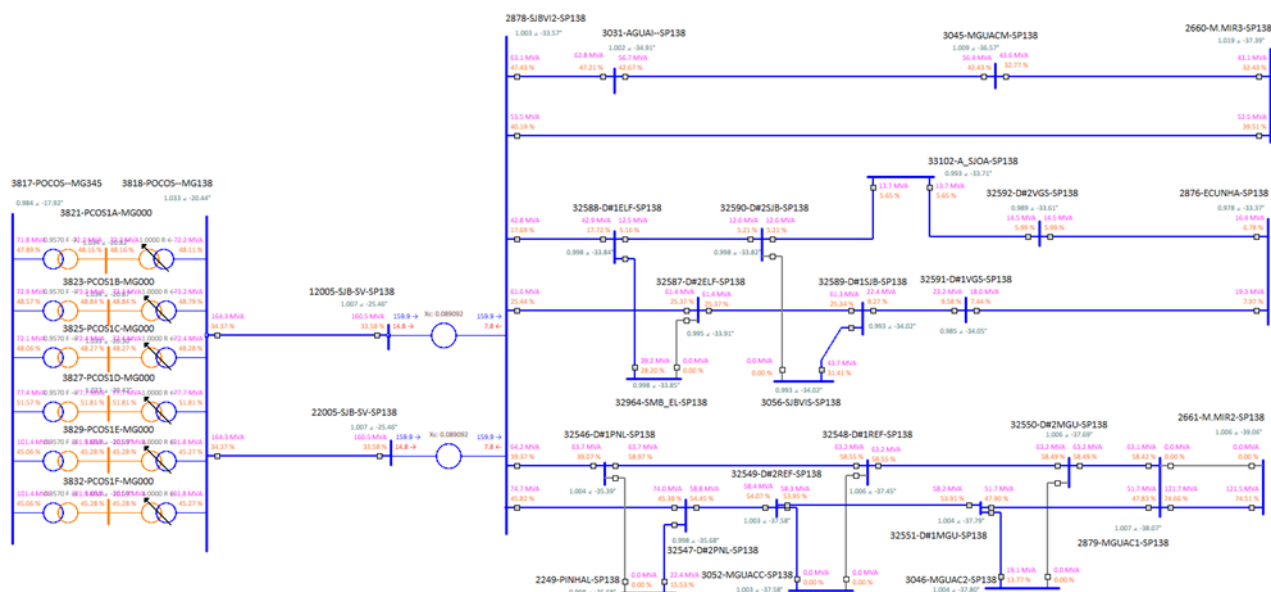


Figura 13-15 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2032.

Regime Normal - 2034

Injeção do 100% da capacidade de tensão série na SE São João da Boa Vista II.

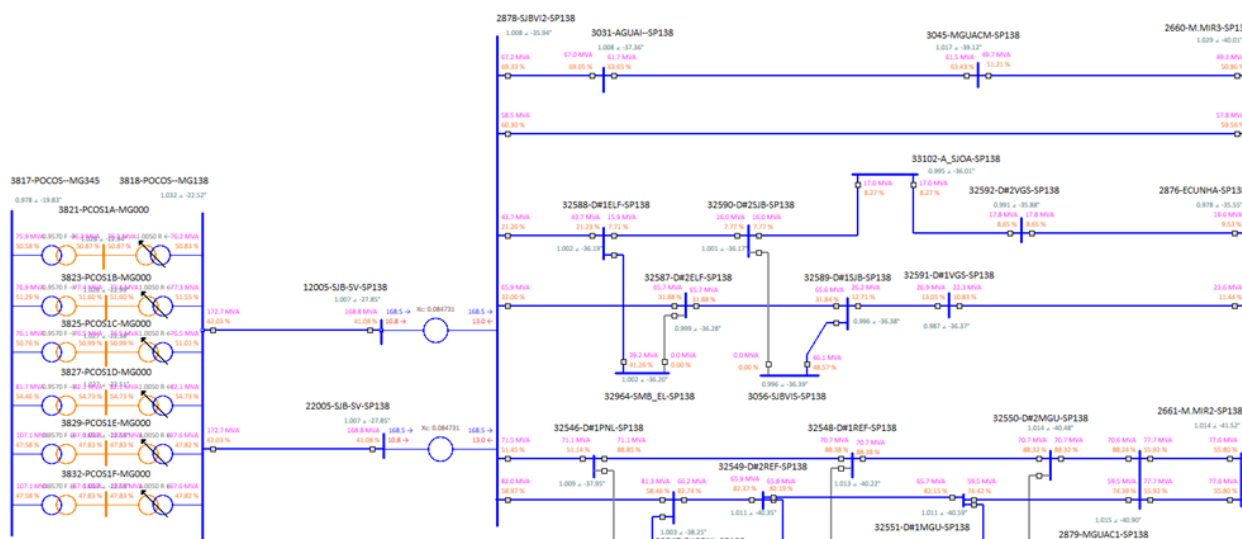


Figura 13-16 Modulares SSSC (N) – Cenário Dimensionador 2032.

Regime de Contingência - 2034

1. Perda da LT 138 kV Poços de Caldas – São João da Boa Vista II C1

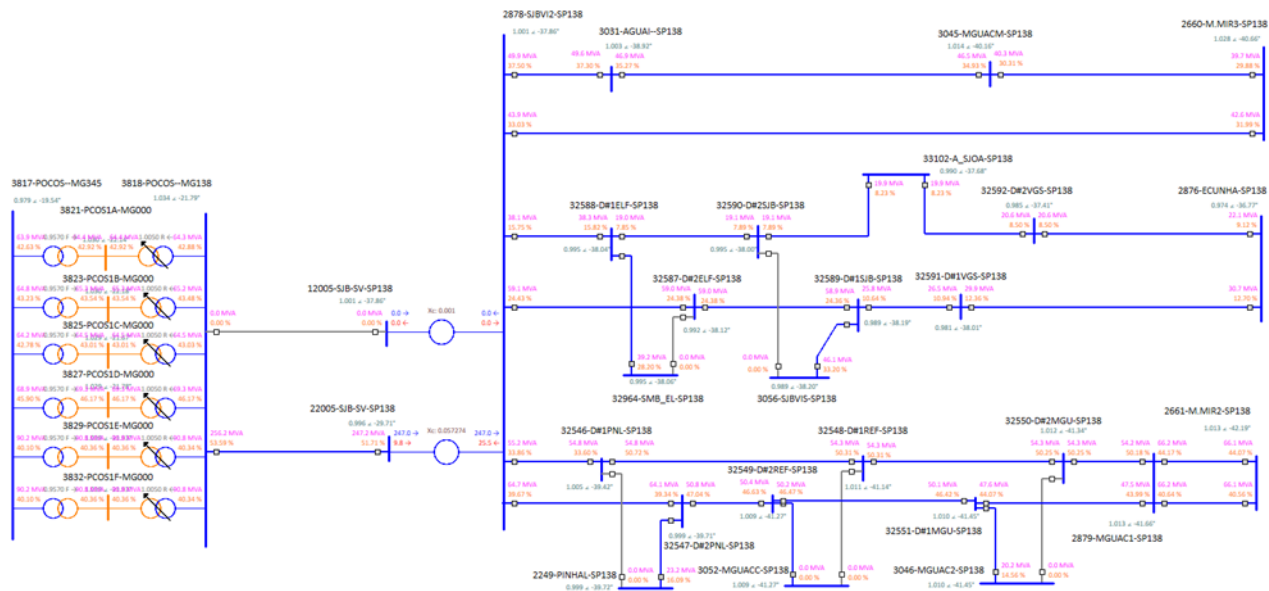


Figura 13-17 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2034.

1. Perda da LT 138 kV Poços de Caldas – Mogi-Guaçu C1

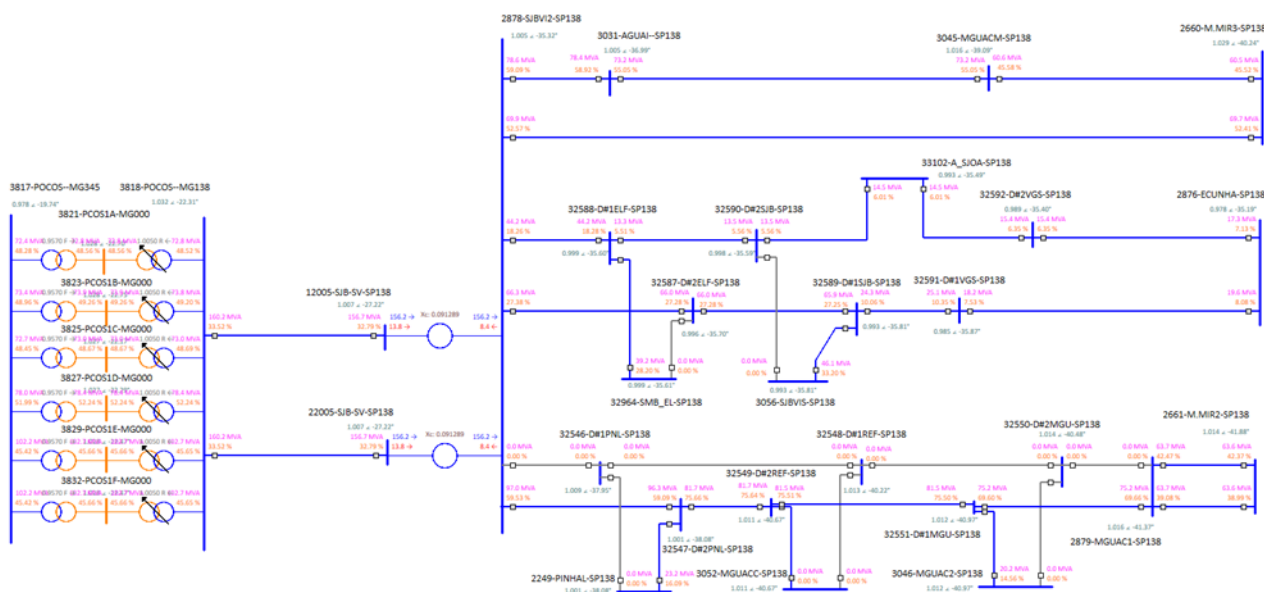


Figura 13-18- Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2034.

2. Perda da LT 138 kV Mogi-Guaçu – Mogi Mirim II C1

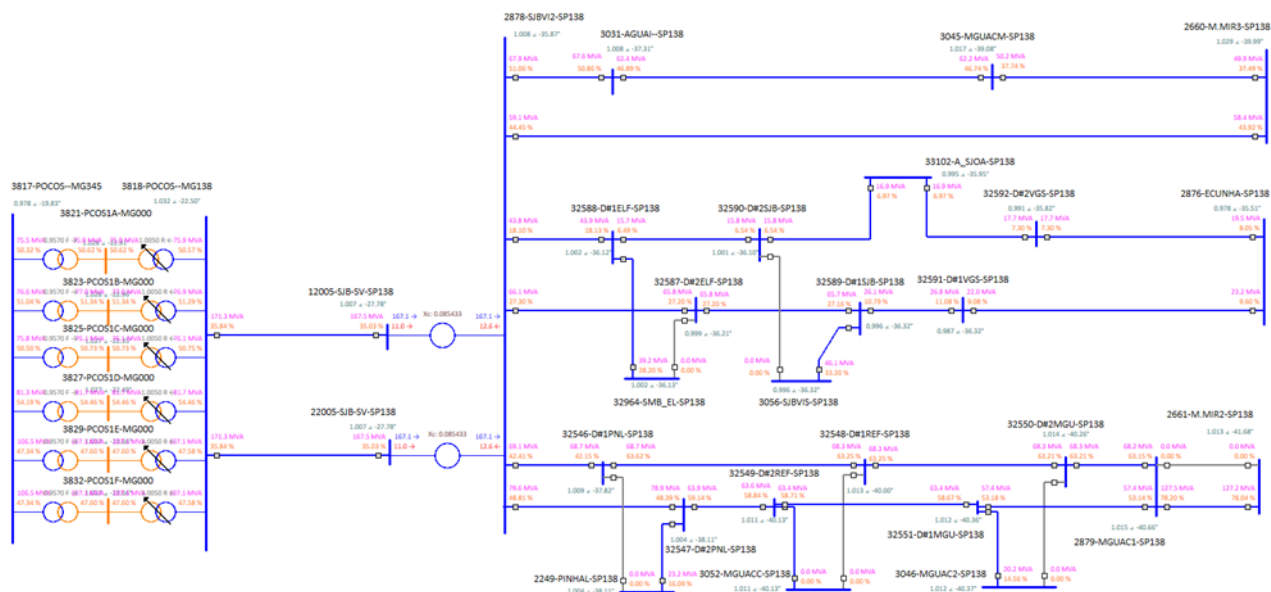


Figura 13-19 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2034.

Regime Normal - 2035

Injeção do 100% da capacidade de tensão série na SE São João da Boa Vista II.

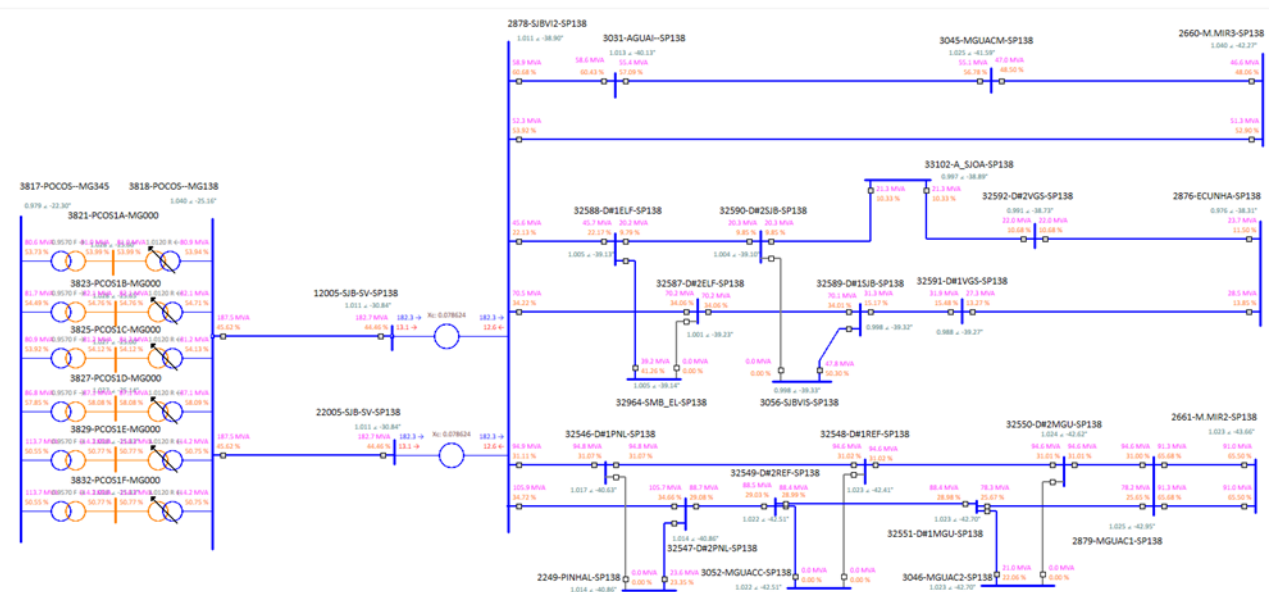


Figura 13-20 - Modulares SSSC (N) – Cenário Dimensionador 2032.

Regime de Contingência - 2035

1. Perda da LT 138 kV Poços de Caldas – São João da Boa Vista II C1

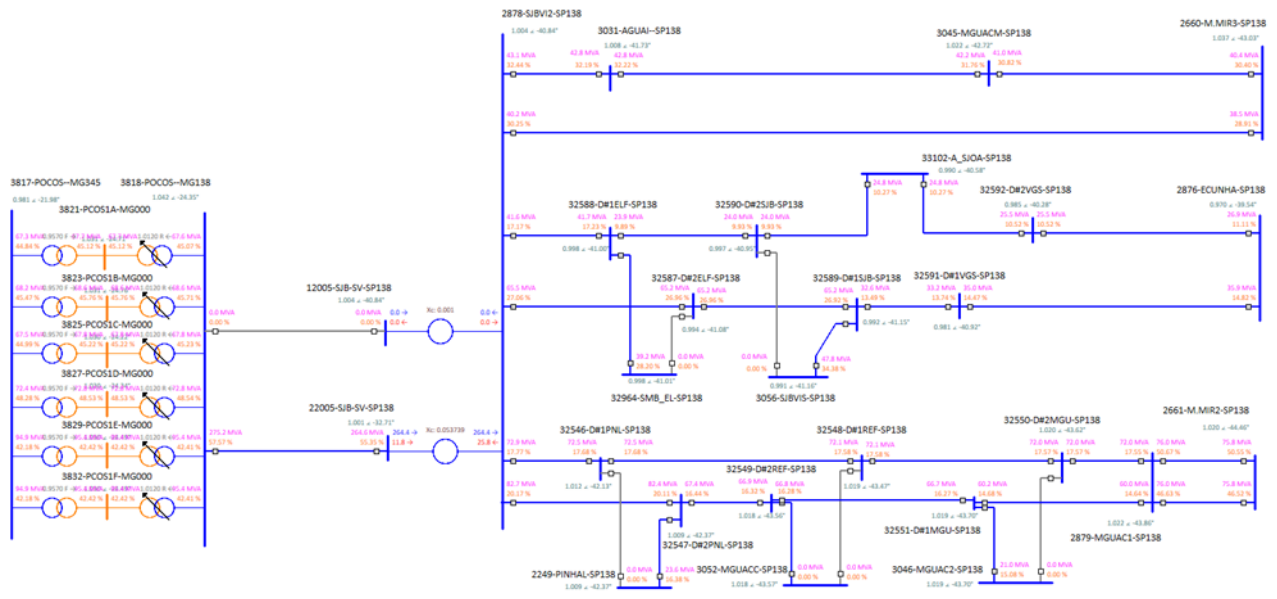


Figura 13-21 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2035.

2. Perda da LT 138 kV Poços de Caldas – Mogi-Guaçu C1

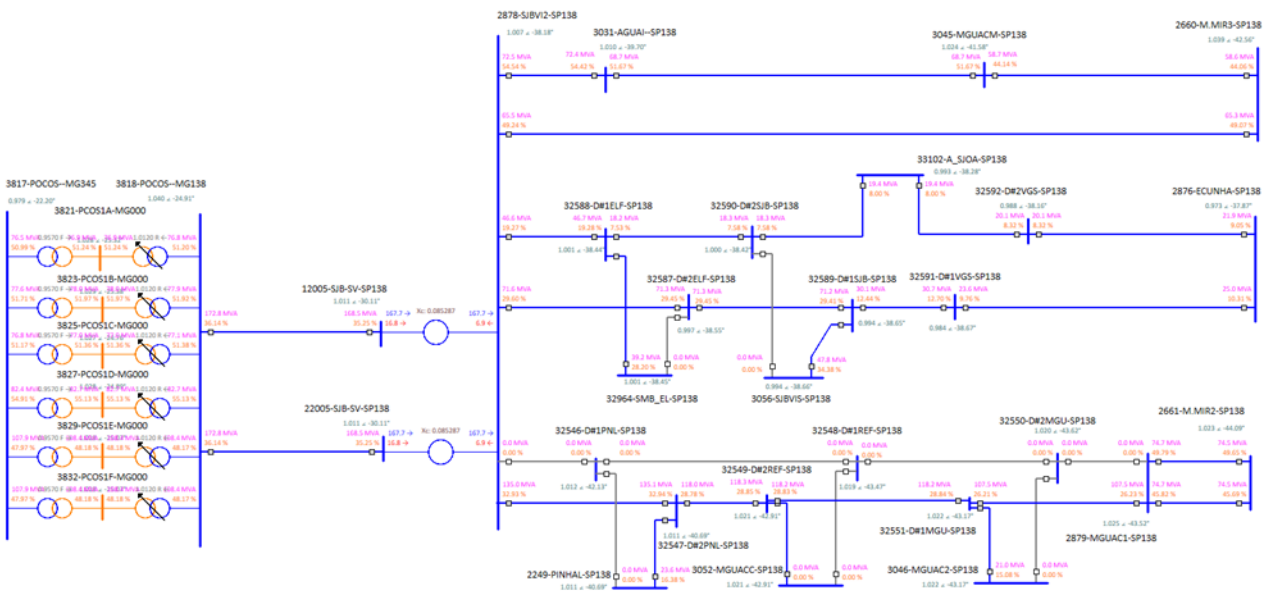


Figura 13-22 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2035.

3. Perda da LT 138 kV Mogi-Guaçu – Mogi Mirim II C1

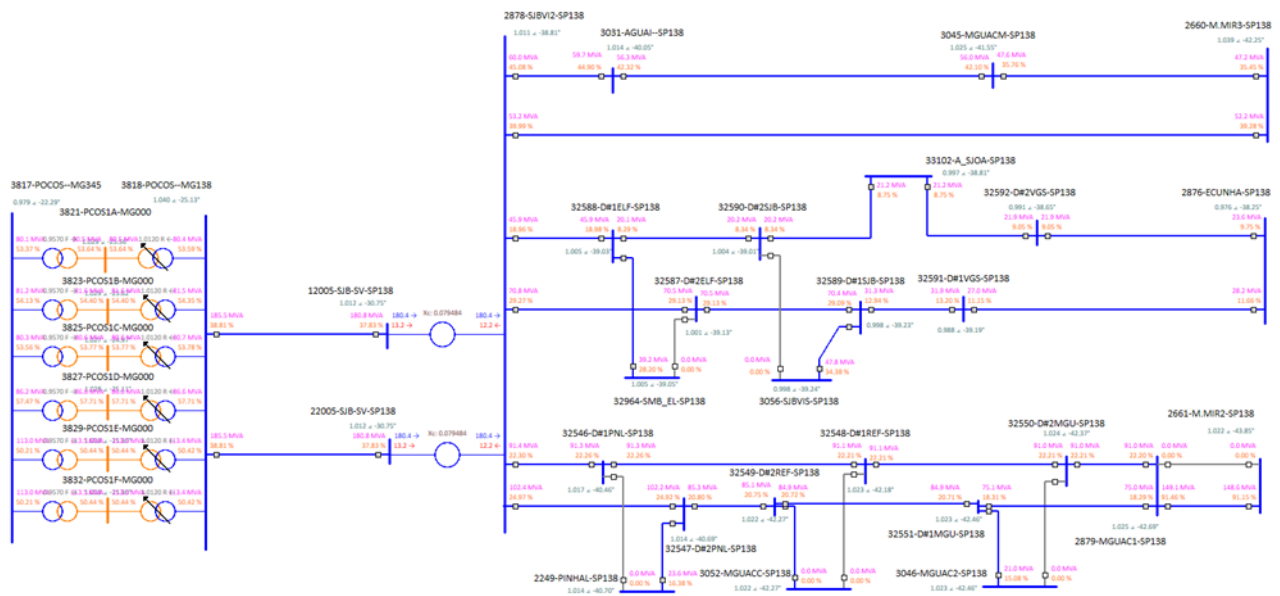


Figura 13-23 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2035.

Regime Normal - 2038

Injeção do 100% da capacidade de tensão série na SE São João da Boa Vista II.

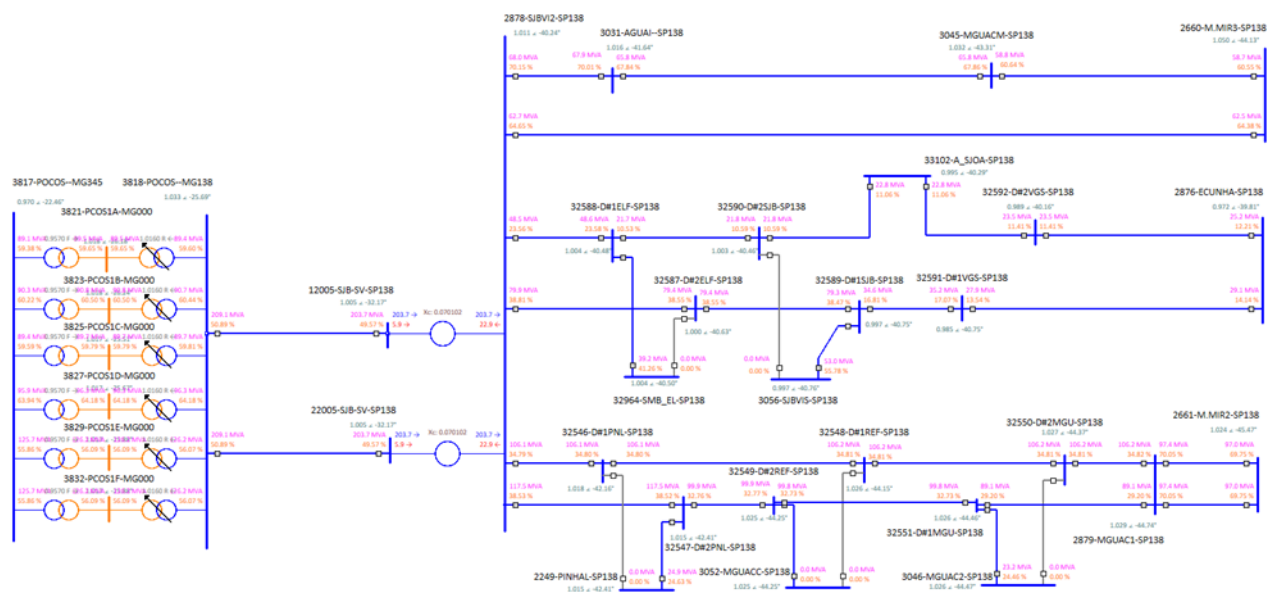


Figura 13-24 - Modulares SSSC (N) – Cenário Dimensionador 2038.

Regime de Contingência - 2038

1. Perda da LT 138 kV Poços de Caldas – São João da Boa Vista II C1

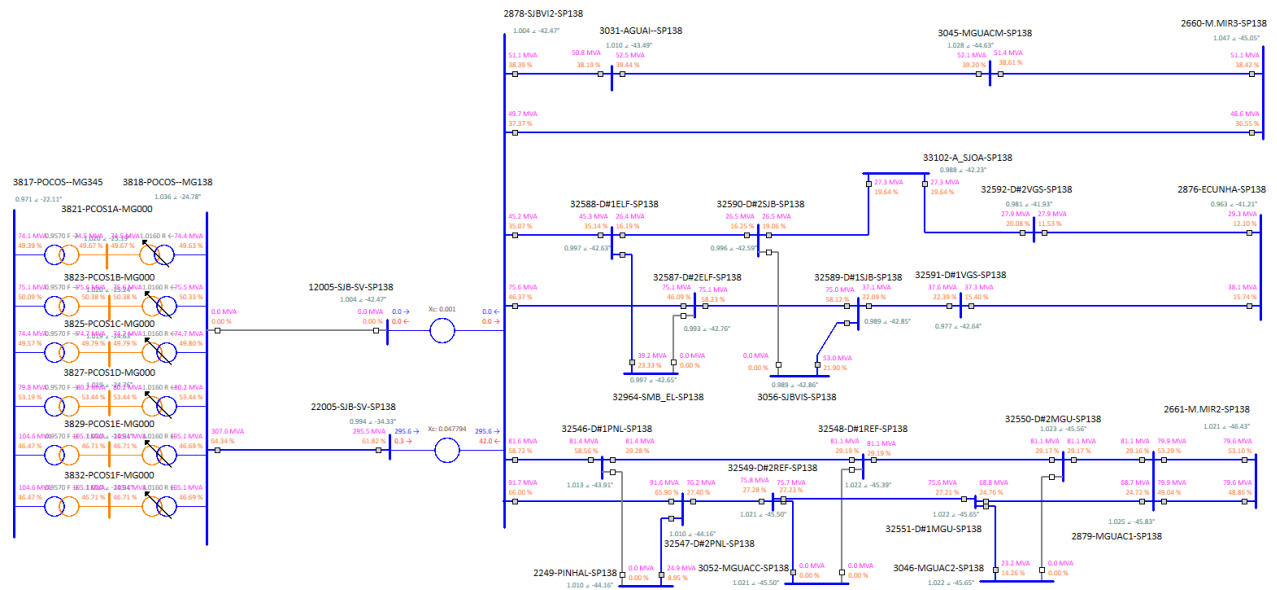


Figura 13-25 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2038.

2. Perda da LT 138 kV Poços de Caldas – Mogi-Guaçu C1

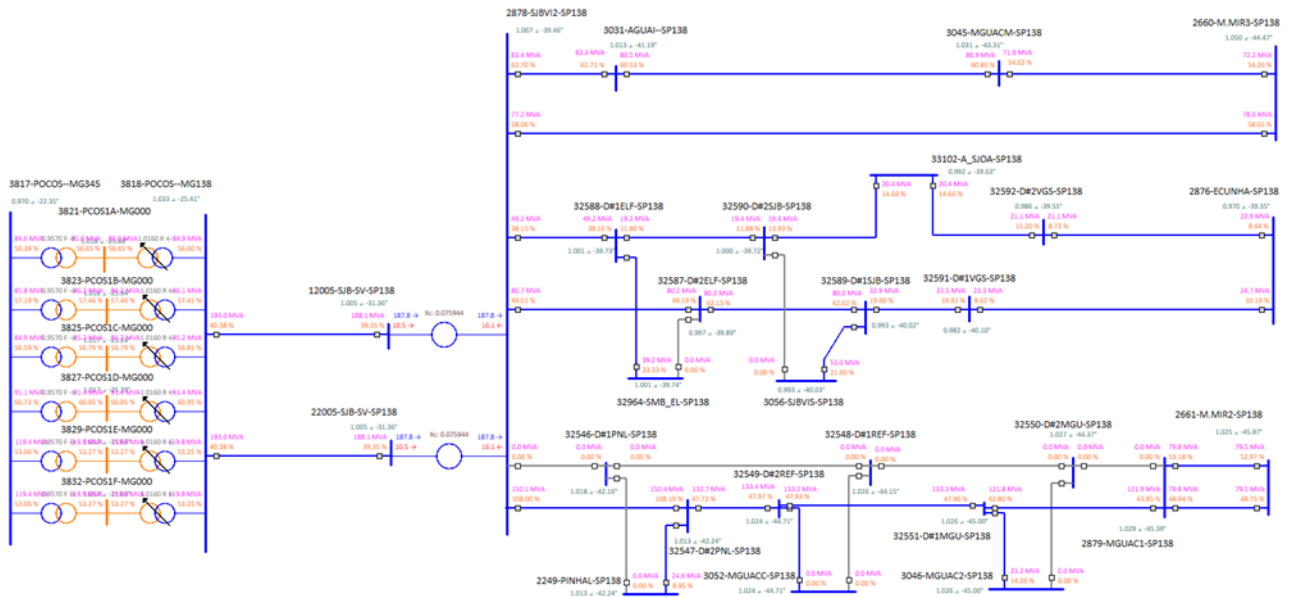


Figura 13-26 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2038.

3. Perda da LT 138 kV Mogi-Guaçu – Mogi Mirim II C1

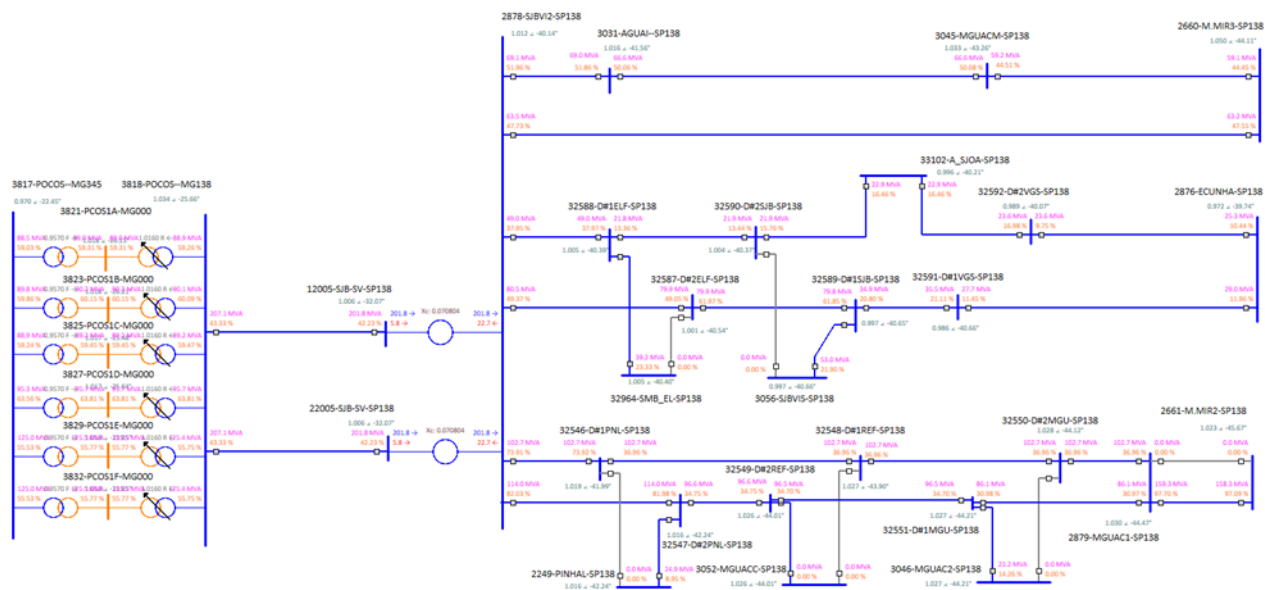


Figura 13-27 - Modulares SSSC (N-1) – Cenário Dimensionador 2038.

13.4 Formulários de Consultas sobre a Viabilidade de Expansões da Subestação

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 25/02/2025
		Revisão:
		Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: REFORÇOS NO SISTEMA DIT DO ESTADO DE SP - PARTE 2

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: SE 138 kV São João da Boa Vista II **Proprietária:** ISA ENERGIA BRASIL

1. Módulos de Manobra

☐	CT	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
☐	CT	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
☐	IB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
☐	IB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos

☐	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão (kV):	Fase:
☒	FACTs (SSSC)	Quantidade: 12	Potência (MVA): -	Tensão (kV): 138	Fase: 1Ø

3. Diagrama unifilar

Em anexo ao final deste formulário.

4. Observações:

4.1 – Consulta referente à viabilidade de expansão da subestação com um pátio de 138 kV

4.2 – Aplicação de dispositivos FACTs do tipo Compensador Estativo Síncrono Série modular (M-SSSC) com operação de 1800 A RMS em até 40°C, com a capacidade individual de injeção de ± 5660 V RMS. As soluções modulares de controle de fluxo de energia do tipo SSSC são compostas por “válvulas” instaladas em série com linhas existentes ou outros elementos do sistema para aumentar as transferências de energia através da mudança de reatância capacitiva ou indutiva, utilizando de conversores modulares multinível com IGBTs (VSC).

4.3 – Solução para LT 138 kV São João da Boa Vista II – Poços de Caldas C1/C2: Conexão série com os módulos de entrada de linha associados, totalizando **2 x módulo/fase por circuito (total de 12 x módulos SSSC)**, com capacidade de injetar até 5.660 V RMS.

4.4 – A tabela abaixo apresenta a quantidade módulo por etapa para LT 138 kV São João da Boa Vista II – Poços de Caldas C1/C2:

Circuito C1 e C2	Etapa 1: 2028 a 2031	Etapa 2: 2032 a 2035	Etapa 3: 2036 a 2038
Módulos	2-Módulo/fase	3-Módulo/fase	4-Módulo /fase
Acumulado	6-SSSC/Circuito	9-SSSC/Circuito	12-SSSC/Circuito
Total	12-SSSC	18-SSSC	24-SSSC

Legenda: MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra

- | | | | | |
|--------------------------|----|-------------|--------------|----------|
| ☐ | CT | Quantidade: | Tensão (kV): | Arranjo: |
| ☐ | CT | Quantidade: | Tensão (kV): | Arranjo: |
| ☐ | IB | Quantidade: | Tensão (kV): | Arranjo: |

2. Módulos de Equipamentos

- | | | | | | |
|--------------------------|--------------|----------------|-------------------|--------------------|----------|
| ☐ | FACTs (SSSC) | Quantidade: 12 | Potência (MVA): - | Tensão (kV): 138kV | Fase: 1Ø |
|--------------------------|--------------|----------------|-------------------|--------------------|----------|

3. Módulo de Infraestrutura Geral

- Há necessidade de aquisição de terreno? ☐ Sim Área Prevista: Observações no item 6.
☒ Não

4. Outros

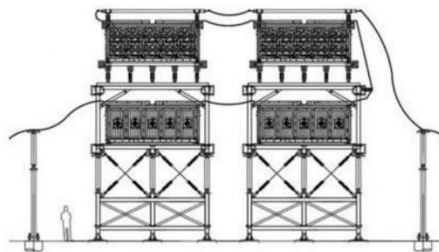
- Há necessidade de adequação do arranjo? ☒ Sim Equipamentos Necessários: Deslocar TP's, BB's e PR's
☐ Não _____

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Eletromecânico Design



M-SSSC



Design Estrutural

M-SSSC					
Max Continuous Current (A RMS)	Max Voltage Injection ^b (V RMS)	Max 2 Hour Injection Current (A RMS)	Dimensions with Corona Rings (L x W x H) (cm)	Mass (kg)	Max 1 sec Fault Rating (kA RMS)
1800	± 5660	2160	528 x 229 x 219	7710	63

6. Observações

Em função da solução avaliada no estudo R1, a análise de viabilidade contemplou a etapa de implantação compreendida de 2028 a 2031, com 2 x módulo/fase, 6-SSSC/por circuito, 12 SSSC no total. A instalação dos módulos SSSC será feita em local próximo e dentro da área da subestação, com chaves seccionadoras para by-pass e transformadores de corrente.

Para execução do projeto é necessário ampliação da área energizada (malha de aterramento e infraestrutura geral), serviço de terraplanagem, demolição de trecho do muro existente e construção de muro de arrimo, melhorias de acesso, urbanização, supressão vegetal e interligações subterrâneas através de cabos isolados em 138kV.

25/02/2025

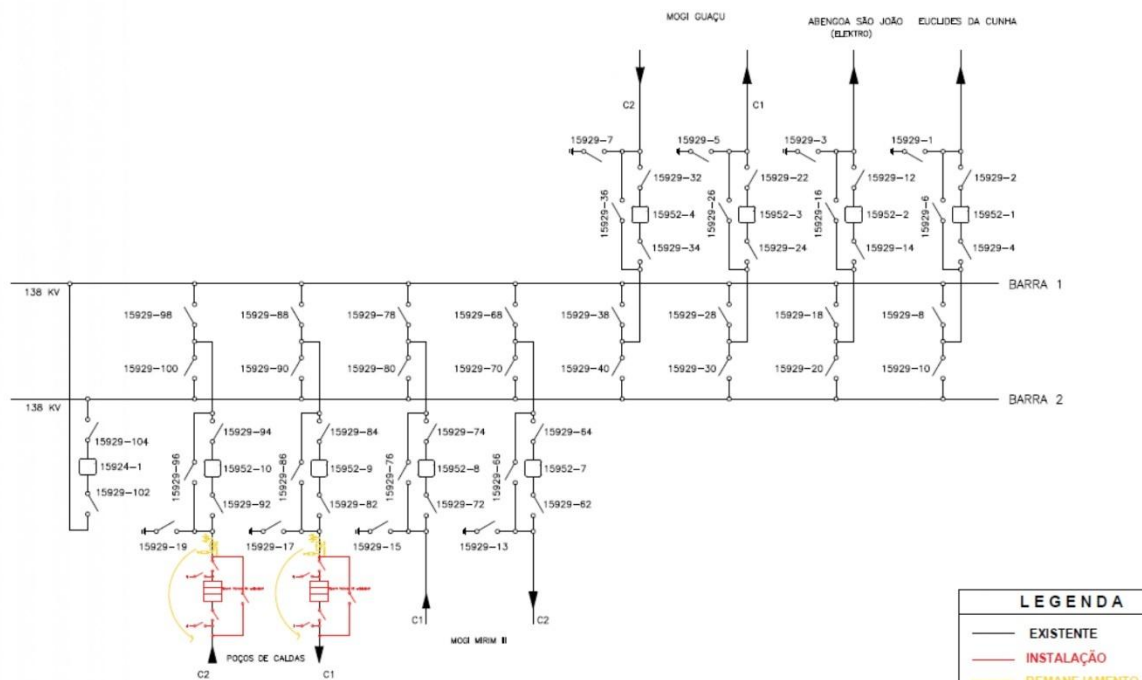
Data da Solicitação

Data da Entrega do Formulário

Thiago de Faria R. Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome:
Cargo:

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR A SER INFORMADO PELA TRANSMISSORA





**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Alteração dos Limites
de Transmissão (MVA) de LTs**

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: REFORÇOS NO SISTEMA DIT DO ESTADO DE SP - PARTE 2

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: LT 138 kV Poços de Caldas - São João da Boavista II C1 e C2

Concessionária Proprietária: ISA Energia

1. Novos limites mínimos de transmissão requeridos:

Limite mínimo Normal (A) para cada circuito: 1720

Limite mínimo de Emergência (A) para cada circuito: 2000

** Caso haja mais de uma solução de recapacitação, apresentar as respostas ao item 3 do formulário abaixo para cada alternativa.*

2. Diagrama Unifilar

N/A



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações sobre o projeto atual da linha de transmissão

Informar os dados da LT:

Nº de subcondutores/ fase: 1

Cabo adotado: CAA 477 MCM

Temperatura de projeto: 75 °C

Capacidade de longa e curta duração (s/ fator limitante) [A]: 723 (c/fator limitante) [A]: 723

Informar os dados e capacidades dos equipamentos das entradas de linha

LT 138 kV Poços de Caldas - São João da Boa Vista II C1 e C2			
Limite mínimo Normal (A) para cada circuito: 1722			
Limite mínimo de Emergência (A) para cada circuito: 2000			
Valores da capacidade dos condutores			
Poços de Caldas	SE ELETROBRAS	São João da Boa Vista II	C1/C2
Disjuntor [A]		Disjuntor [A]	3150
Chave seccionadora [A]		Chave seccionadora [A]	2000
TC [A]		TC [A]	800
BB [A]		BB [A]	1250
Cabo condutor bay (A)		Cabo condutor bay (A)	800

Legenda:

LT - Linha de Transmissão

TC - Transformador de Corrente

BB - Bobina de Boqueio

Outros - quaisquer outros equipamentos relevantes conectados em série com LT.

Vermelho – Equipamentos com limitações para o carregamento futuro.

Obs.: Caso já haja previsão de substituição de algum desses equipamentos, indicar as novas capacidades previstas. Além disso, se algum desses equipamentos não pertencer a proprietária da LT, favor indicar a Transmissora responsável.

2. A alteração proposta pelo planejamento é:

☒

Viável

☐

Inviável



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 3 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

3. Caso a alteração proposta seja viável, para cada alternativa de recapacitação avaliada:

a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento – se houver troca de condutor, explicitar qual será o novo cabo de referência -, alteamento/troca de estruturas, retracionamento de cabos etc...):

Parecer Técnico :

Reconstrução da linha de cabos CAA 1x477 MCM Hawk por CAA 2x636 MCM Grosbeak ou similar. Devido a troca do cabo somada às novas condições de clima e vento e revisões normativas, se faz necessário a substituição das estruturas e demais itens acessórios que deverão ser identificadas na etapa do projeto executivo.

Parecer Ambiental :

Linha de Transmissão próxima da Zona de Amortecimento do Parque Estadual Águas da Prata (Unidade de Conservação de Proteção Integral). Haverá necessidade de Autorização de Supressão de Vegetação/Intervenção em APP para execução do projeto, com prazo de obtenção de 10 meses.

Parecer Fundiária :

Linha de Transmissão de aproximadamente 33 km, região predominantemente ocupada por culturas agrícolas e pastagens ao longo da faixa de servidão. Dada a presença dessas atividades econômicas, será necessário realizar indenizações por danos caso ocorram impactos nas áreas afetadas.

Parecer Intervenção de desligamentos da LT :

- Os casos atuais indicam a possibilidade de desligamento dos dois circuitos (não garantido no horizonte de longo prazo);
- Planejamento deverá contemplar o menor tempo de retorno possível.
- O fator preponderante para determinar o período de intervenção atualmente são as elevadas temperaturas. Desta forma, o melhor período para intervenções na rede é o período de inverno. Além de elevadas temperaturas no período de novembro a março, normalmente este é um período com chuvas mais intensas e maiores riscos de desligamentos de outros equipamentos na região de influência.

- Não podem ocorrer simultaneamente:

- LT 138kV São João da Boa Vista II – Poços de Caldas C1 e C2
- LT 138kV São João da Boa Vista II – Mogi Guaçu C1 e C2
- LT 138kV Euclides da Cunha – São João da Boa Vista II C1 e C2
- LT 138kV Mogi Mirim II – Mogi Mirim III C1 e C2
- LT 138kV Mogi Mirim II – Mogi Guaçu C1 e C2
- LT 138kV Bragança Paulista – Atibaia II C1 e C2

b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 3a (em caso de recondutoramento deve-se explorar ao máximo a ampacidade do novo condutor – não se restringido às novas capacidades mínimas requeridas nesta consulta - tendo em vista, porém, seus limites térmicos, as distâncias de segurança, dentre outras condicionantes de projeto):
1722 / 2000 A (Normal/Emergência).



**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Alteração dos Limites
de Transmissão (MVA) de LTs**

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 4 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT existente: 80.155 R\$x1000

d) Informar o custo total estimado à adequação descrita no item 3a, de forma relativa ao custo apresentado no item 3c: 21%. Apresentar o cálculo das estimativas de custos descritas nos itens c e d.
Anexo memória de cálculo.

e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item 3a: 63 meses.

Conclusão :

Sob os aspectos avaliados podemos considerar a obra viável. Impactos nas liberações de desligamentos em decorrência das restrições operativas citadas.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

4. Caso a alteração proposta seja inviável, especificar o motivo impeditivo:

5. Observações

[illegible]

25/02/2025

Data da Solicitação

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Data da Entrega do Formulário

Nome:

Cargo:



**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Alteração dos Limites
de Transmissão (MVA) de LTs**

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: REFORÇOS NO SISTEMA DIT DO ESTADO DE SP - PARTE 2

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: LT 138 kV São João da Boavista II - Mogi Guaçu C1 e C2

Concessionária Proprietária: ISA Energia

1. Novos limites mínimos de transmissão requeridos:

Limite mínimo Normal (A) para cada circuito: 1280

Limite mínimo de Emergência (A) para cada circuito: 1720

** Caso haja mais de uma solução de recapacitação, apresentar as respostas ao item 3 do formulário abaixo para cada alternativa.*

2. Diagrama Unifilar

N/A



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações sobre o projeto atual da linha de transmissão

Informar os dados da LT:

Nº de subcondutores/ fase: 1

Cabo adotado: CAA 336,4 MCM

Temperatura de projeto: 75 / 90 °C

Capacidade de longa e curta duração (s/ fator limitante) [A]: 582/680 (c/fator limitante) [A]: 582/680

Informar os dados e capacidades dos equipamentos das entradas de linha

LT 138 kV São João da Boavista II - Mogi Guaçu C1 e C2			
Limite mínimo Normal (A) para cada circuito: 1722			
Limite mínimo de Emergência (A) para cada circuito: 2000			
Valores da capacidade dos condutores			
São João da Boa Vista II	C1/C2	Mogi Guaçu	C1/C2
Disjuntor [A]	3150	Disjuntor [A]	3150
Chave seccionadora [A]	800	Chave seccionadora [A]	1000
TC [A]	1200	TC [A]	600
BB [A]	1250	BB [A]	630
Cabo condutor bay (A)	800	Cabo condutor bay (A)	800

Legenda:

LT - Linha de Transmissão

TC - Transformador de Corrente

BB - Bobina de Boqueio

Outros - quaisquer outros equipamentos relevantes conectados em série com LT.

Vermelho – Equipamentos com limitações para o carregamento futuro.

Obs.: Caso já haja previsão de substituição de algum desses equipamentos, indicar as novas capacidades previstas. Além disso, se algum desses equipamentos não pertencer a proprietária da LT, favor indicar a Transmissora responsável.

2. A alteração proposta pelo planejamento é:

☒ Viável

☐ Inviável



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 3 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

3. Caso a alteração proposta seja viável, para cada alternativa de recapacitação avaliada:

a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento – se houver troca de condutor, explicitar qual será o novo cabo de referência -, alteamento/troca de estruturas, retracionamento de cabos etc...):

Parecer Técnico :

Reconstrução da linha de cabos CAA 1x336,4 MCM Oriole por CAA 2x636 MCM Grosbeak ou similar. Devido a troca do cabo somada às novas condições de clima e vento e revisões normativas, se faz necessário a substituição das estruturas e demais itens acessórios que deverão ser identificadas na etapa do projeto executivo.

Parecer Ambiental :

Linha de Transmissão sem interceptação em áreas ambientais críticas/sensíveis. Haverá necessidade de Autorização de Supressão de Vegetação/Intervenção em APP para execução do projeto, com prazo de obtenção de 10 meses.

Parecer Fundiária :

Linha de Transmissão de aproximadamente 52 km, região predominantemente ocupada por culturas agrícolas e pastagens ao longo da faixa de servidão. Dada a presença dessas atividades econômicas, será necessário realizar indenizações por danos caso ocorram impactos nas áreas afetadas.

Parecer Intervenção de desligamentos da LT :

- O desligamento simultâneo dos dois circuitos acarreta:

- Sobrecarga inadmissível na LT 138kV MOM3-MOM2 C1/C2 na contingência dupla da LT 138kV MOM3-MOG C1/C2;
- Sobrecarga inadmissível na LT 138kV MOM3-MOG C1 na contingência dupla da LT 138kV MOM3-MOM2 C1/C2;
- Devido às condições de sobrecarga inadmissíveis, a execução do projeto deverá ser planejada com a utilização de variantes.

- O fator preponderante para determinar o período de intervenção atualmente são as elevadas temperaturas. Desta forma, o melhor período para intervenções na rede é o período de inverno. Além de elevadas temperaturas no período de novembro a março, normalmente este é um período com chuvas mais intensas e maiores riscos de desligamentos de outros equipamentos na região de influência.

- Não podem ocorrer simultaneamente:

- LT 138kV São João da Boa Vista II – Poços de Caldas C1 e C2
- LT 138kV São João da Boa Vista II – Mogi Guaçu C1 e C2
- LT 138kV Euclides da Cunha – São João da Boa Vista II C1 e C2
- LT 138kV Mogi Mirim II – Mogi Mirim III C1 e C2
- LT 138kV Mogi Mirim II – Mogi Guaçu C1 e C2
- LT 138kV Bragança Paulista – Atibaia II C1 e C2



**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Alteração dos Limites
de Transmissão (MVA) de LTs**

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 4 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 3a (em caso de recondutoramento deve-se explorar ao máximo a ampacidade do novo condutor – não se restringido às novas capacidades mínimas requeridas nesta consulta - tendo em vista, porém, seus limites térmicos, as distâncias de segurança, dentre outras condicionantes de projeto):
1722 / 2000 A (Normal/Emergência).

c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT existente: 112.235 R\$x1000

d) Informar o custo total estimado à adequação descrita no item 3a, de forma relativa ao custo apresentado no item 3c: 23%. Apresentar o cálculo das estimativas de custos descritas nos itens c e d.
Anexo memória de cálculo.

e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item 3a: 80 meses.

Conclusão :

Sob os aspectos avaliados podemos considerar a obra viável. Impactos nas liberações de desligamentos em decorrência das restrições operativas citadas.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

4. Caso a alteração proposta seja inviável, especificar o motivo impeditivo:

5. Observações



**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Alteração dos Limites
de Transmissão (MVA) de LTs**

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: REFORÇOS NO SISTEMA DIT DO ESTADO DE SP - PARTE 2

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: LT 138 kV Mogi Guaçu - Mogi Mirim 2

Concessionária Proprietária: ISA Energia

1. Novos limites mínimos de transmissão requeridos:

Limite mínimo Normal (A) para cada circuito: 1280

Limite mínimo de Emergência (A) para cada circuito: 1720

** Caso haja mais de uma solução de recapacitação, apresentar as respostas ao item 3 do formulário abaixo para cada alternativa.*

2. Diagrama Unifilar

N/A



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações sobre o projeto atual da linha de transmissão

Informar os dados da LT:

Nº de subcondutores/ fase: 1

Cabo adotado: CAA 336,4 MCM

Temperatura de projeto: 75 / 90 °C

Capacidade de longa e curta duração (s/ fator limitante) [A]: 582/680 (c/fator limitante) [A]: 582/680

Informar os dados e capacidades dos equipamentos das entradas de linha

LT 138 kV Mogi Guaçu - Mogi Mirim 2			
Limite mínimo Normal (A) para cada circuito: 1331			
Limite mínimo de Emergência (A) para cada circuito: 1722			
Valores da capacidade dos condutores			
Mogi Guaçu	C2	Mogi Mirim 2	C1/C2
Disjuntor [A]	3150	Disjuntor [A]	3150
Chave seccionadora [A]	800	Chave seccionadora [A]	2000
TC [A]	720	TC [A]	1040
BB [A]	—	BB [A]	—
Cabo condutor bay (A)	—	Cabo condutor bay (A)	800

Legenda:

LT - Linha de Transmissão

TC - Transformador de Corrente

BB - Bobina de Boqueio

Outros - quaisquer outros equipamentos relevantes conectados em série com LT.

Vermelho – Equipamentos com limitações para o carregamento futuro.

Obs.: Caso já haja previsão de substituição de algum desses equipamentos, indicar as novas capacidades previstas. Além disso, se algum desses equipamentos não pertencer a proprietária da LT, favor indicar a Transmissora responsável.

A alteração proposta pelo planejamento é:



Viável



Inviável



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 3 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

2. Caso a alteração proposta seja viável, para cada alternativa de recapacitação avaliada:

a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento – se houver troca de condutor, explicitar qual será o novo cabo de referência -, alteamento/troca de estruturas, retracionamento de cabos etc...):

Parecer Técnico :

Reconstrução da linha de cabos CAA 1x336,4 MCM Oriole por CAA 2x636 MCM Grosbeak ou similar. Devido a troca do cabo somada às novas condições de clima e vento e revisões normativas, se faz necessário a substituição das estruturas e demais itens acessórios que deverão ser identificadas na etapa do projeto executivo.

Parecer Ambiental :

Linha de Transmissão com trecho de aproximadamente 500 m da LT (estruturas T-16 e T-17) inserido na RPPN Parque Florestal São Marcelo (Unidade de Conservação de Uso Sustentável). Haverá necessidade de Autorização de Supressão de Vegetação/Intervenção em APP para execução do projeto, com prazo de obtenção de 10 meses.

Parecer Fundiária :

Linha de Transmissão de aproximadamente 14 km, região predominantemente ocupada por culturas agrícolas. Dada a presença dessas atividades econômicas, será necessário realizar indenizações por danos caso ocorram impactos nas áreas afetadas. Pontos de atenção entre as torres 35 e 38, estreitamento de faixa.

Parecer Intervenção de desligamentos da LT :

- O desligamento simultâneo dos dois circuitos acarreta:

- Sobrecarga inadmissível na LT 138kV MOM3-MOM2 (circuito remanescente) na contingência simples de um dos circuitos da LT 138kV MOM3-MOM2;
- Subtensão na região de Mogi-Guaçu na contingência dupla da LT 138kV MOM3-MOG C1/C2;
- Devido às condições de sobrecarga inadmissíveis, a execução do projeto deverá ser planejada com a utilização de variantes.

- O fator preponderante para determinar o período de intervenção atualmente são as elevadas temperaturas. Desta forma, o melhor período para intervenções na rede é o período de inverno. Além de elevadas temperaturas no período de novembro a março, normalmente este é um período com chuvas mais intensas e maiores riscos de desligamentos de outros equipamentos na região de influência.

- Não podem ocorrer simultaneamente:

- LT 138kV São João da Boa Vista II – Poços de Caldas C1 e C2
- LT 138kV São João da Boa Vista II – Mogi Guaçu C1 e C2
- LT 138kV Euclides da Cunha – São João da Boa Vista II C1 e C2
- LT 138kV Mogi Mirim II – Mogi Mirim III C1 e C2
- LT 138kV Mogi Mirim II – Mogi Guaçu C1 e C2
- LT 138kV Bragança Paulista – Atibaia II C1 e C2



**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Alteração dos Limites
de Transmissão (MVA) de LTs**

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 4 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 3a (em caso de recondutoramento deve-se explorar ao máximo a ampacidade do novo condutor – não se restringido às novas capacidades mínimas requeridas nesta consulta - tendo em vista, porém, seus limites térmicos, as distâncias de segurança, dentre outras condicionantes de projeto): 1722 / 2000 A (Normal/Emergência).

c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT existente: 11.805 R\$x1000

d) Informar o custo total estimado à adequação descrita no item 3a, de forma relativa ao custo apresentado no item 3c: 25%. Apresentar o cálculo das estimativas de custos descritas nos itens c e d.
Anexo memória de cálculo.

e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item 3a: 70 meses

Conclusão :

Sob os aspectos avaliados podemos considerar a obra viável. Impactos nas liberações de desligamentos em decorrência das restrições operativas citadas.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

3. Caso a alteração proposta seja inviável, especificar o motivo impeditivo:

4. Observações

[illegible]

25/02/2025

Data da Solicitação

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Nome:

Cargo:



**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Alteração dos Limites
de Transmissão (MVA) de LTs**

Data: 09/04/2025

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: REFORÇOS NO SISTEMA DIT DO ESTADO DE SP - PARTE 2

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I C1 e C2 (Trecho de 5,8 km a partir da SE Bom Jardim).

Concessionária Proprietária: ISA Energia

1. Novos limites mínimos de transmissão requeridos:

Limite mínimo Normal (A) para cada circuito: 870

Limite mínimo de Emergência (A) para cada circuito: 1020

** Caso haja mais de uma solução de recapacitação, apresentar as respostas ao item 3 do formulário abaixo para cada alternativa.*

2. Diagrama Unifilar

N/A



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 09/04/2025

Revisão:

Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações sobre o projeto atual da linha de transmissão

Informar os dados da LT:

Nº de subcondutores/ fase: 1

Cabo adotado: CAA 636 MCM

Temperatura de projeto: 60/70°C

Capacidade de longa e curta duração (s/ fator limitante) [A]: 666/803 (c/fator limitante) [A]: 600/600

Informar os dados e capacidades dos equipamentos das entradas de linha

LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I			
Limite mínimo Normal (A) para cada circuito: 991			
Limite mínimo de Emergência (A) para cada circuito: 1165			
Valores da capacidade dos condutores			
Bom Jardim	C1/C2	Bragança I	C1/C2
Disjuntor [A]	1600	Disjuntor [A]	3150
Chave seccionadora [A]	1600	Chave seccionadora [A]	630
TC [A]	800	TC [A]	960
BB [A]	630	BB [A]	600
Cabo condutor bay (A)	666	Cabo condutor bay (A)	—

Legenda:

LT - Linha de Transmissão

TC - Transformador de Corrente

BB - Bobina de Boqueio

Outros - quaisquer outros equipamentos relevantes conectados em série com LT.

Vermelho – Equipamentos com limitações para o carregamento futuro

Obs.: Caso já haja previsão de substituição de algum desses equipamentos, indicar as novas capacidades previstas. Além disso, se algum desses equipamentos não pertencer a proprietária da LT, favor indicar a Transmissora responsável.

2. A alteração proposta pelo planejamento é:

☒ Viável

☐ Inviável



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 09/04/2025

Revisão:

Página: 3 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

3. Caso a alteração proposta seja viável, para cada alternativa de recapacitação avaliada:

a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento – se houver troca de condutor, explicitar qual será o novo cabo de referência -, alteamento/troca de estruturas, retracionamento de cabos etc...):

Parecer Técnico :

Reconstrução de linha, a troca de cabos 1xCAA 636 MCM Grosbeak por 1xCAA 795 MCM Drake ou similar, somada às novas condições de clima&vento e revisões normativas, se faz necessário a troca das estruturas e demais itens acessórios que deverão ser identificadas na etapa do projeto executivo.

Parecer Ambiental :

A recapacitação do trecho de 5,8 km a partir da SE Bom Jardim trata-se de provável caso de dispensa ambiental. A LT está inserida dentro da Unidade de Conservação de Uso Sustentável APA Jundiá. Devido à proximidade com Áreas de Preservação Permanente – APPs e áreas vegetadas, prevê-se necessidade de Autorização de Supressão de Vegetação/Intervenção em APP para execução do projeto, com prazo de obtenção de 10 meses.

Parecer Fundiário :

Linha de Transmissão de aproximadamente 52 km. Para esta análise, foi estudado um trecho de 6 km saindo da SE até a torre 20. Região predominantemente ocupada por culturas agrícolas e pastagens ao longo da faixa de servidão. Dada a presença dessas atividades econômicas, será necessário realizar indenizações por danos caso ocorram impactos nas áreas afetadas.

- Pontos de atenção, pequeno trecho urbano entre as torres 03 e 05, e um galpão industrial entre as torres 15 e 16.

Parecer Intervenção de desligamentos da LT :

O atendimento às cargas conectadas em derivação à LT 138kV Bom Jardim – Bragança Paulista realizada por apenas um dos circuitos apresenta sobrecargas marginais em contingências.

No cenário atual, é viável o desligamento de 1 circuito por vez para recondutoramento. No entanto, no horizonte de 5 anos deverá ser necessário a utilização de variantes tendo em vista o elevado crescimento do carregamento nas transformações de Bom Jardim e Atibaia II. Desta forma, é necessário prever margem de segurança no planejamento da obra.

b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 3a (em caso de recondutoramento deve-se explorar ao máximo a ampacidade do novo condutor – não se restringido às novas capacidades mínimas requeridas nesta consulta - tendo em vista, porém, seus limites térmicos, as distâncias de segurança, dentre outras condicionantes de projeto): 991 / 1165 A (Normal/Emergência).

c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT existente: 10.687 R\$x1000

d) Informar o custo total estimado à adequação descrita no item 3a, de forma relativa ao custo apresentado no item 3c: 6 %. Apresentar o cálculo das estimativas de custos descritas nos itens c e d.
Anexo memorial de cálculos.

e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item 3a: 45meses

Conclusão :

Sob os aspectos avaliados podemos considerar a obra viável, sendo necessário Autorização de Supressão de Vegetação/Intervenção em APP para execução da obra e impactos nas liberações de desligamentos em decorrência das restrições operativas citadas Parecer Intervenção de desligamentos da LT.



**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Alteração dos Limites
de Transmissão (MVA) de LTs**

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: REFORÇOS NO SISTEMA DIT DO ESTADO DE SP - PARTE 2

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: LT 138 kV Bragança - Atibaia II C1 e C2

Concessionária Proprietária: ISA Energia

1. Novos limites mínimos de transmissão requeridos:

Limite mínimo Normal (A) para cada circuito: 1280

Limite mínimo de Emergência (A) para cada circuito: 1720

** Caso haja mais de uma solução de recapacitação, apresentar as respostas ao item 3 do formulário abaixo para cada alternativa.*

2. Diagrama Unifilar

N/A



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações sobre o projeto atual da linha de transmissão

Informar os dados da LT:

Nº de subcondutores/ fase: 1

Cabo adotado: CAA 336,4 MCM

Temperatura de projeto: 75 / 90 °C

Capacidade de longa e curta duração (s/ fator limitante) [A]: 582/680 (c/fator limitante) [A]: 535/535

Informar os dados e capacidades dos equipamentos das entradas de linha

LT 138 kV Bragança - Atibaia II C1 e C2			
Limite mínimo Normal (A) para cada circuito: 1722			
Limite mínimo de Emergência (A) para cada circuito: 2000			
Valores da capacidade dos condutores			
Bragança	C1/C2	Atibaia II	C1/C2
Disjuntor [A]	3150	Disjuntor [A]	4000
Chave seccionadora [A]	600	Chave seccionadora [A]	2000
TC [A]	960	TC [A]	2000
BB [A]	1250	BB [A]	1250
Cabo condutor bay (A)	535	Cabo condutor bay (A)	880

Legenda:

LT - Linha de Transmissão

TC - Transformador de Corrente

BB - Bobina de Boqueio

Outros - quaisquer outros equipamentos relevantes conectados em série com LT.

Vermelho – Equipamentos com limitações para o carregamento futuro

Obs.: Caso já haja previsão de substituição de algum desses equipamentos, indicar as novas capacidades previstas. Além disso, se algum desses equipamentos não pertencer a proprietária da LT, favor indicar a Transmissora responsável.

1. A alteração proposta pelo planejamento é:

☒

Viável

☐

Inviável



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 3 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

2. Caso a alteração proposta seja viável, para cada alternativa de recapacitação avaliada:

a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento – se houver troca de condutor, explicitar qual será o novo cabo de referência -, alteamento/troca de estruturas, retracionamento de cabos etc...):

Parecer Técnico :

Reconstrução da linha de cabos CAA 1x336,4 MCM Oriole por CAA 2x636 MCM Grosbeak ou similar. Devido a troca do cabo somada às novas condições de clima e vento e revisões normativas, se faz necessário a substituição das estruturas e demais itens acessórios que deverão ser identificadas na etapa do projeto executivo.

Parecer Ambiental :

Todo o traçado da LT está inserido em duas Unidades de Conservação de Uso Sustentável (APA Sistema Cantareira; e APA Piracicaba/Juqueri-Mirim - Área II). Haverá necessidade de Autorização de Supressão de Vegetação/Intervenção em APP para execução do projeto, com prazo de obtenção de 10 meses.

Parecer Fundiário :

Linha de Transmissão de aproximadamente 20 km, região predominantemente ocupada por culturas agrícolas e pastagens ao longo da faixa de servidão. Dada a presença dessas atividades econômicas, será necessário realizar indenizações por danos caso ocorram impactos nas áreas afetadas.

Parecer Intervenção de desligamentos da LT :

- O desligamento simultâneo dos dois circuitos entre a SE Bragança Paulista e a derivação Cruzaço/Sinto Brasil acarreta:

- Sobrecarga na transformação 440/138kV da SE Bom Jardim em regime normal de operação;
- Devido à condição de sobrecarga em regime normal de operação, a execução do projeto deverá ser planejada com a utilização de variantes.

- O fator preponderante para determinar o período de intervenção atualmente são as elevadas temperaturas. Desta forma, o melhor período para intervenções na rede é o período de inverno. Além de elevadas temperaturas no período de novembro a março, normalmente este é um período com chuvas mais intensas e maiores riscos de desligamentos de outros equipamentos na região de influência.

- Não podem ocorrer simultaneamente:

- LT 138kV São João da Boa Vista II – Poços de Caldas C1 e C2
- LT 138kV São João da Boa Vista II – Mogi Guaçu C1 e C2
- LT 138kV Euclides da Cunha – São João da Boa Vista II C1 e C2
- LT 138kV Mogi Mirim II – Mogi Mirim III C1 e C2
- LT 138kV Mogi Mirim II – Mogi Guaçu C1 e C2
- LT 138kV Bragança Paulista – Atibaia II C1 e C2



**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Alteração dos Limites
de Transmissão (MVA) de LTs**

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 4 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 3a (em caso de recondutoramento deve-se explorar ao máximo a ampacidade do novo condutor – não se restringido às novas capacidades mínimas requeridas nesta consulta - tendo em vista, porém, seus limites térmicos, as distâncias de segurança, dentre outras condicionantes de projeto): 1722 / 2000 A (Normal/Emergência).

c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT existente: 45.398 R\$x1000

d) Informar o custo total estimado à adequação descrita no item 3a, de forma relativa ao custo apresentado no item 3c: 24%. Apresentar o cálculo das estimativas de custos descritas nos itens c e d.
Anexo memoria de cálculos.

e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item 3a: 42 meses

Conclusão :

Sob os aspectos avaliados podemos considerar a obra viável, sendo necessário Autorização de Supressão de Vegetação/Intervenção em APP para execução da obra e impactos nas liberações de desligamentos em decorrência das restrições operativas citadas Parecer Intervenção de desligamentos da LT.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

3. Caso a alteração proposta seja inviável, especificar o motivo impeditivo:

4. Observações

[illegible]

25/02/2025

Data da Solicitação

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Nome:

Cargo:

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs
---	--

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: REFORÇOS NO SISTEMA DIT DO ESTADO DE SP - PARTE 2

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: LT 138 kV Araras - Rio Claro I C1 e C2

Concessionária Proprietária: ISA Energia

1. Novos limites mínimos de transmissão requeridos:

Limite mínimo Normal (A) para cada circuito: 1720

Limite mínimo de Emergência (A) para cada circuito: 2000

** Caso haja mais de uma solução de recapacitação, apresentar as respostas ao item 3 do formulário abaixo para cada alternativa.*

2. Diagrama Unifilar

N/A



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações sobre o projeto atual da linha de transmissão

Informar os dados da LT:

Nº de subcondutores/ fase: 1

Cabo adotado: CAA 636 MCM

Temperatura de projeto: 75 / 90 °C

Capacidade de longa e curta duração (s/ fator limitante) [A]: 861/1012 (c/fator limitante) [A]: 861/982 A

Informar os dados e capacidades dos equipamentos das entradas de linha

LT 138 kV Araras - Rio Claro I C1 e C2			
Limite mínimo Normal (A) para cada circuito: 1722			
Limite mínimo de Emergência (A) para cada circuito: 2000			
Valores da capacidade dos condutores			
Araras	C1/C2	Rio Claro	C1/C2
Disjuntor [A]	3150	Disjuntor [A]	3150
Chave seccionadora [A]	2000	Chave seccionadora [A]	2000
TC [A]	2000	TC [A]	1920
BB [A]	—	BB [A]	—
Cabo condutor bay (A)	982	Cabo condutor bay (A)	1040

Legenda:

LT - Linha de Transmissão

TC - Transformador de Corrente

BB - Bobina de Boqueio

Outros - quaisquer outros equipamentos relevantes conectados em série com LT.

Vermelho – Equipamentos com limitações para o carregamento futuro

Obs.: Caso já haja previsão de substituição de algum desses equipamentos, indicar as novas capacidades previstas. Além disso, se algum desses equipamentos não pertencer a proprietária da LT, favor indicar a Transmissora responsável.

2. A alteração proposta pelo planejamento é:



Viável



Inviável



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 3 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

3. Caso a alteração proposta seja viável, para cada alternativa de recapitação avaliada:

a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento – se houver troca de condutor, explicitar qual será o novo cabo de referência -, alteamento/troca de estruturas, retracionamento de cabos etc...):

Parecer Técnico :

Reconstrução da linha de cabos CAA 1x336,4 MCM Oriole por CAA 2x636 MCM Grosbeak ou similar. Devido a troca do cabo somada às novas condições de clima e vento e revisões normativas, se faz necessário a substituição das estruturas e demais itens acessórios que deverão ser identificadas na etapa do projeto executivo.

Parecer Ambiental :

Linha de Transmissão com trecho de aproximadamente 3,2 km da LT (estruturas T-19 a T-32) inserido na APA Piracicaba/Juqueri-Mirim - Área I (Unidade de Conservação de Uso Sustentável). Haverá necessidade de Autorização de Supressão de Vegetação/Intervenção em APP para execução do projeto, com prazo de obtenção de 10 meses.

Parecer Fundiário :

Linha de Transmissão de aproximadamente 11 km, região predominantemente ocupada por culturas agrícolas. Dada a presença dessas atividades econômicas, será necessário realizar indenizações por danos caso ocorram impactos nas áreas afetadas.

Parecer Intervenção de desligamentos da LT :

- O desligamento simultâneo dos dois circuitos acarreta em:

- Sobrecarga inadmissível na LT 138kV RIC1-LIM1 em regime normal de operação;
- Devido à condição de sobrecarga em regime normal de operação, a execução do projeto deverá ser planejada com a utilização de variantes.

- O fator preponderante para determinar o período de intervenção atualmente são as elevadas temperaturas. Desta forma, o melhor período para intervenções na rede é o período de inverno. Além de elevadas temperaturas no período de novembro a março, normalmente este é um período com chuvas mais intensas e maiores riscos de desligamentos de outros equipamentos na região de influência.

b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 3a (em caso de recondutoramento deve-se explorar ao máximo a ampacidade do novo condutor – não se restringido às novas capacidades mínimas requeridas nesta consulta - tendo em vista, porém, seus limites térmicos, as distâncias de segurança, dentre outras condicionantes de projeto): 1722 / 2000 A (Normal/Emergência).



**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Alteração dos Limites
de Transmissão (MVA) de LTs**

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 4 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT existente: 26.946 R\$x1000

d) Informar o custo total estimado à adequação descrita no item 3a, de forma relativa ao custo apresentado no item 3c: 16 %. Apresentar o cálculo das estimativas de custos descritas nos itens c e d.
Anexo memorial de cálculos.

e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item 3a: 42 meses

Conclusão :

Sob os aspectos avaliados podemos considerar a obra viável, sendo necessário Autorização de Supressão de Vegetação/Intervenção em APP para execução da obra e impactos nas liberações de desligamentos em decorrência das restrições operativas citadas Parecer Intervenção de desligamentos da LT.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

4. Caso a alteração proposta seja inviável, especificar o motivo impeditivo:

5. Observações

[illegible]

25/02/2025

Data da Solicitação

Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

Nome:

Cargo:



**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Alteração dos Limites
de Transmissão (MVA) de LTs**

Data: 09/04/2025

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: REFORÇOS NO SISTEMA DIT DO ESTADO DE SP - PARTE 2

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: LT 138 kV Mogi Mirim 3 - Jaguariúna 2 C1 e C2 (Trecho de 32,7 km entre a SE Mogi Mirim 3 e a derivação do ramal Pedreira)

Concessionária Proprietária: ISA Energia

1. Novos limites mínimos de transmissão requeridos:

Limite mínimo Normal (A) para cada circuito: 1280

Limite mínimo de Emergência (A) para cada circuito: 1720

** Caso haja mais de uma solução de recapacitação, apresentar as respostas ao item 3 do formulário abaixo para cada alternativa.*

2. Diagrama Unifilar

N/A



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 09/04/2025

Revisão:

Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações sobre o projeto atual da linha de transmissão

Informar os dados da LT:

Nº de subcondutores/ fase: 1

Cabo adotado: CAA 636 MCM

Temperatura de projeto: 75 / 90 °C

Capacidade de longa e curta duração (s/ fator limitante) [A]: 861/1011 (c/fator limitante) [A]: 861/366

Informar os dados e capacidades dos equipamentos das entradas de linha

LT 138 kV Mogi Mirim 3 - Jaguariúna 2				
Limite mínimo Normal (A) para cada circuito: 1722				
Limite mínimo de Emergência (A) para cada circuito: 2000				
Valores da capacidade dos condutores				
Mogi Mirim 3	C1/C2	Jaguariúna	C1	C2
Disjuntor [A]	2000	Disjuntor [A]	—	—
Chave seccionadora [A]	2000	Chave seccionadora [A]	800	2000
TC [A]	2000	TC [A]	600	—
BB [A]	—	BB [A]	400	—
Cabo condutor bay (A)	880	Cabo condutor bay (A)	333	366

Legenda:

LT - Linha de Transmissão

TC - Transformador de Corrente

BB - Bobina de Boqueio

Outros - quaisquer outros equipamentos relevantes conectados em série com LT.

Vermelho – Equipamentos com limitações para o carregamento futuro

Obs.: Caso já haja previsão de substituição de algum desses equipamentos, indicar as novas capacidades previstas. Além disso, se algum desses equipamentos não pertencer a proprietária da LT, favor indicar a Transmissora responsável.

2. A alteração proposta pelo planejamento é:

☒ Viável

☐ Inviável



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 09/04/2025

Revisão:

Página: 3 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

3. Caso a alteração proposta seja viável, para cada alternativa de recapacitação avaliada:

a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento – se houver troca de condutor, explicitar qual será o novo cabo de referência -, alteamento/troca de estruturas, retracionamento de cabos etc...):

Parecer Técnico :

Reconstrução de linha, a troca de cabos 1xCA 636 MCM Grosbeak por 2xCA 636 MCM Grosbeak ou similar, somada às novas condições de clima e vento e revisões normativas, se faz necessário a troca das estruturas e demais itens acessórios que deverão ser identificadas na etapa do projeto executivo.

Parecer Ambiental :

Linha possui extensão predominantemente dentro do bioma cerrado (T.01 a T.79). Atravessa trechos urbanos, mas tem uso do solo majoritariamente agrícola. Adicionalmente, atravessa a Unidade de Conservação de Uso Sustentável APA PIRACICABA JUQUERÊ-MIRIM AREA II. Vale informar que a torre 27 está a aproximadamente 2km de distância do sítio arqueológico Córrego do Passo, e a torre 63 está a aproximadamente 30 metros de distância do sítio arqueológico borda da mata. Devido à LT atravessar áreas com presença de vegetação nativa do cerrado e considerando a possibilidade de supressão vegetal para variantes, considerar um estudo na modalidade Relatório Ambiental Preliminar, com prazo de obtenção estimado em 18 meses.

Parecer Fundiário :

Linha de Transmissão de aproximadamente 35 km, região predominantemente ocupada por culturas agrícolas e pastagens ao longo da faixa de servidão, cerca de 5 km da linha está em trecho urbano. Dada a presença dessas atividades econômicas, será necessário realizar indenizações por danos caso ocorram impactos nas áreas afetadas.

Parecer Intervenção de desligamentos da LT :

Devido à sobrecarga inadmissível em contingência, as intervenções para realização das obras deverão ser realizadas com a utilização de variantes.

b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 3a (em caso de recondutoramento deve-se explorar ao máximo a capacidade do novo condutor – não se restringido às novas capacidades mínimas requeridas nesta consulta - tendo em vista, porém, seus limites térmicos, as distâncias de segurança, dentre outras condicionantes de projeto): 1722 / 2000 A (Normal/Emergência).

c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT existente: 76.904 R\$ x 1000

d) Informar o custo total estimado à adequação descrita no item 3a, de forma relativa ao custo apresentado no item 3c: 20%. Apresentar o cálculo das estimativas de custos descritas nos itens c e d.
Anexo memória de cálculos.

e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item 3a: 42 meses

Conclusão :

Sob os aspectos avaliados podemos considerar a obra viável. Impactos nas liberações de desligamentos em decorrência das restrições operativas citadas.



**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Alteração dos Limites
de Transmissão (MVA) de LTs**

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: REFORÇOS NO SISTEMA DIT DO ESTADO DE SP - PARTE 2

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: LT 138 kV Água Azul - Mairiporã C1 e C2

Concessionária Proprietária: ISA Energia

1. Novos limites mínimos de transmissão requeridos:

Limite mínimo Normal (A) para cada circuito: 1280

Limite mínimo de Emergência (A) para cada circuito: 1720

** Caso haja mais de uma solução de recapacitação, apresentar as respostas ao item 3 do formulário abaixo para cada alternativa.*

2. Diagrama Unifilar

N/A



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações sobre o projeto atual da linha de transmissão

Informar os dados da LT:

Nº de subcondutores/ fase: 1

Cabo adotado: CAA 336,4 MCM Oriole

Temperatura de projeto: 60 / 75 °C

Capacidade de longa e curta duração (s/ fator limitante) [A]: 582/680 (c/fator limitante) [A]: 582/680

Informar os dados e capacidades dos equipamentos das entradas de linha

LT 138 kV Água Azul - Mairiporã C1 e C2			
Limite mínimo Normal (A) para cada circuito: 1722			
Limite mínimo de Emergência (A) para cada circuito: 2000			
Valores da capacidade dos condutores			
Água Azul	C1/C2	Mairiporã	C1/C2
Disjuntor [A]	2500	Disjuntor [A]	4000
Chave seccionadora [A]	2500	Chave seccionadora [A]	1250
TC [A]	2000	TC [A]	960
BB [A]	—	BB [A]	—
Cabo condutor bay (A)	852	Cabo condutor bay (A)	950

Legenda:

LT - Linha de Transmissão

TC - Transformador de Corrente

BB - Bobina de Boqueio

Outros - quaisquer outros equipamentos relevantes conectados em série com LT.

Vermelho – Equipamentos com limitações para o carregamento futuro

Obs.: Caso já haja previsão de substituição de algum desses equipamentos, indicar as novas capacidades previstas. Além disso, se algum desses equipamentos não pertencer a proprietária da LT, favor indicar a Transmissora responsável.

2. A alteração proposta pelo planejamento é:

☒ Viável

☐ Inviável



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 3 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

3. Caso a alteração proposta seja viável, para cada alternativa de recapacitação avaliada:

a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento – se houver troca de condutor, explicitar qual será o novo cabo de referência -, alteamento/troca de estruturas, retracionamento de cabos etc...):

Parecer Técnico :

Reconstrução da linha de cabos CAA 1x336,4 MCM Oriole por CAA 2x636 MCM Grosbeak ou similar. Devido a troca do cabo somada às novas condições de clima e vento e revisões normativas, se faz necessário a substituição das estruturas e demais itens acessórios que deverão ser identificadas na etapa do projeto executivo.

Parecer Ambiental :

Linha de Transmissão localizada em área ambientalmente sensível. Todo o traçado da LT está inserido em Unidades de Conservação/Zonas de Amortecimento de Uso Sustentável e Proteção Integral (APA Sistema Cantareira, RPPN Sítio Capuavinha, Parque Estadual Itapetinga, Parque Estadual Itaberaba, Parque Estadual da Cantareira). Previsto enquadramento em Licenciamento Ambiental na modalidade EIA-RIMA, com prazo de obtenção de 26 meses.

Parecer Fundiário :

Linha de Transmissão de aproximadamente 21 km, região predominantemente ocupada por pastagens e vegetação nativa ao longo da faixa de servidão. Será necessário realizar indenizações por danos caso ocorram impactos nas áreas de pastagens. Ponto de atenção entre as torres 02 e 04, área de adensamento urbano e estreitamento de faixa entre as torres 37 e 38 e as torres 41c e 41d.

Parecer Intervenção de desligamentos da LT :

- O desligamento simultâneo dos dois circuitos para reconstrução da LT acarreta:

- Sobrecarga na LT 138kV ATI2-MAI (circuito remanescente) na contingência simples de um dos circuitos da LT 138kV ATI2-MAI;
- Sobrecarga na LT 138kV ATI2-MAI na contingência simples da LT 138kV CAV-MAI;
- Sobrecarga na LT 138kV ATI2-MAI na contingência simples da LT 138kV TEC-MAI;
- Subtensão inadmissível na SE Mairiporã na contingência dupla da LT 138kV ATI2-MAI C1/C2;

Devido à condição de sobrecarga e subtensão, a execução do projeto deverá ser planejada com a utilização de variantes.

- O fator preponderante para determinar o período de intervenção atualmente são as elevadas temperaturas. Desta forma, o melhor período para intervenções na rede é o período de inverno. Além de elevadas temperaturas no período de novembro a março, normalmente este é um período com chuvas mais intensas e maiores riscos de desligamentos de outros equipamentos na região de influência.

- Não podem ocorrer simultaneamente:

- LT 138kV Água Azul - Mairiporã C1 e C2
- LT 138kV Cabreúva – Mairiporã C1 e C2

b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 3a (em caso de recondutoramento deve-se explorar ao máximo a ampacidade do novo condutor – não se restringido às novas capacidades mínimas requeridas nesta consulta - tendo em vista, porém, seus limites térmicos, as distâncias de segurança, dentre outras condicionantes de projeto): 1722 / 2000A (Normal/Emergência).



**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Alteração dos Limites
de Transmissão (MVA) de LTs**

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 4 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT existente: 49.706 R\$x1000

d) Informar o custo total estimado à adequação descrita no item 3a, de forma relativa ao custo apresentado no item 3c: 23 %. Apresentar o cálculo das estimativas de custos descritas nos itens c e d.
Anexo memorial de cálculos.

e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item 3a: 42 meses

Conclusão :

Sob os aspectos avaliados podemos considerar a obra viável, com alta complexidade socioambiental e impactos nas liberações de desligamentos em decorrência das restrições operativas citadas Parecer Intervenção de desligamentos da LT.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

4. Caso a alteração proposta seja inviável, especificar o motivo impeditivo:

5. Observações

[illegible]

25/02/2025

Data da Solicitação

Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

Nome:

Cargo:



**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Alteração dos Limites
de Transmissão (MVA) de LTs**

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: REFORÇOS NO SISTEMA DIT DO ESTADO DE SP - PARTE 2

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: LT 138 kV Cabreúva - Mairiporã C1 e C2

Concessionária Proprietária: ISA Energia

1. Novos limites mínimos de transmissão requeridos:

Limite mínimo Normal (A) para cada circuito: 870

Limite mínimo de Emergência (A) para cada circuito: 1020

** Caso haja mais de uma solução de recapacitação, apresentar as respostas ao item 3 do formulário abaixo para cada alternativa.*

2. Diagrama Unifilar

N/A



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações sobre o projeto atual da linha de transmissão

Informar os dados da LT:

Nº de subcondutores/ fase: 1

Cabo adotado: CAA 336,4 MCM

Temperatura de projeto: 50 / 75 °C

Capacidade de longa e curta duração (s/ fator limitante) [A]: 582 / 680 (c/fator limitante) [A]: 333/453

Informar os dados e capacidades dos equipamentos das entradas de linha

LT 138 kV Cabreúva - Mairiporã C1 e C2					
Limite mínimo Normal (A) para cada circuito: 991					
Limite mínimo de Emergência (A) para cada circuito: 1165					
Valores da capacidade dos condutores					
Cabreúva	CAV/TEC	CAV/MAI	Mairiporã	CAV/MAI	TEC/MAI
Disjuntor [A]	2000	1250	Disjuntor [A]	2000	2000
Chave seccionadora [A]	1250	1250	Chave seccionadora [A]	1250	1250
TC [A]	960	960	TC [A]	960	960
BB [A]	1250	1250	BB [A]	1250	1250
Cabo condutor bay (A)	1468	1468	Cabo condutor bay (A)	550	550

Legenda:

LT - Linha de Transmissão

TC - Transformador de Corrente

BB - Bobina de Boqueio

Outros - quaisquer outros equipamentos relevantes conectados em série com LT.

Vermelho – Equipamentos com limitações para o carregamento futuro

Obs.: Caso já haja previsão de substituição de algum desses equipamentos, indicar as novas capacidades previstas. Além disso, se algum desses equipamentos não pertencer a proprietária da LT, favor indicar a Transmissora responsável.

2. A alteração proposta pelo planejamento é:

☒ Viável

☐ Inviável



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 3 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

3. Caso a alteração proposta seja viável, para cada alternativa de recapacitação avaliada:

a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento – se houver troca de condutor, explicitar qual será o novo cabo de referência -, alteamento/troca de estruturas, retracionamento de cabos etc...):

Parecer Técnico :

Reconstrução da linha no trecho entre a SE Mairiporã e a derivação Franco da Rocha (aproximadamente 19 km) de cabos CAA 1x336,4 MCM Oriole por CAA 1x795 MCM Drake ou similar. Devido a troca do cabo somada às novas condições de clima e vento e revisões normativas, se faz necessário a substituição das estruturas e demais itens acessórios que deverão ser identificadas na etapa do projeto executivo.

Parecer Ambiental :

Linha de Transmissão localizada em área ambientalmente sensível. Praticamente todo o traçado da LT está inserido em Unidades de Conservação/Zonas de Amortecimento (APA Sistema Cantareira, Parque Estadual Juquery, APA Cajamar, APA Jundiá, APA Cabreúva, Parque Estadual Itapetinga, Parque Estadual da Cantareira, Parque Estadual do Juquery). Previsto enquadramento em Licenciamento Ambiental na modalidade EIA-RIMA, com prazo de obtenção de 26 meses.

Parecer Fundiário :

Linha de Transmissão de aproximadamente 59 km, região bastante mesclada entre culturas agrícolas, áreas de pastagens e vegetações nativas. Para as áreas de culturas onde existirem danos, haverá necessidade de indenização. Pontos de atenção com região urbana entre as torres 14 e 16, bem como entre as torres 91 a 96 e por entre as torres 122 e 123.

Parecer Intervenção de desligamentos da LT :

- O desligamento simultâneo dos dois circuitos acarreta:

- Subtensão nas SEs em derivação (inclusive CPTM) na contingência em regime normal de operação;
- Devido à condição de subtensão em regime normal de operação, a execução do projeto deverá ser planejada com a utilização de variantes.

- O fator preponderante para determinar o período de intervenção atualmente são as elevadas temperaturas. Desta forma, o melhor período para intervenções na rede é o período de inverno. Além de elevadas temperaturas no período de novembro a março, normalmente este é um período com chuvas mais intensas e maiores riscos de desligamentos de outros equipamentos na região de influência.

- Não podem ocorrer simultaneamente:

- LT 138kV Água Azul - Mairiporã C1 e C2
- LT 138kV Cabreúva – Mairiporã C1 e C2

b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 3a (em caso de recondutoramento deve-se explorar ao máximo a ampacidade do novo condutor – não se restringido às novas capacidades mínimas requeridas nesta consulta - tendo em vista, porém, seus limites térmicos, as distâncias de segurança, dentre outras condicionantes de projeto): 991 / 1165 (Normal/Emergência).



**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Alteração dos Limites
de Transmissão (MVA) de LTs**

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 4 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT existente: 40.202 R\$x1000

d) Informar o custo total estimado à adequação descrita no item 3a, de forma relativa ao custo apresentado no item 3c: 8%. Apresentar o cálculo das estimativas de custos descritas nos itens c e d.
Anexo memoria de cálculos.

e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item 3a: 48 meses

Conclusão:

Sob os aspectos avaliados podemos considerar a obra viável.

Ponto de atenção se refere as complexidades ambientais e fundiárias para execução das obras , conforme registrados nos respectivos pareceres.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

4. Caso a alteração proposta seja inviável, especificar o motivo impeditivo:

5. Observações

[illegible]

25/02/2025

Data da Solicitação

Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

Nome: _____

Cargo:



**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Alteração dos Limites
de Transmissão (MVA) de LTs**

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: REFORÇOS NO SISTEMA DIT DO ESTADO DE SP - PARTE 2

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: LT 138 kV Euclides da Cunha - São João da Boavista II C1 e C2

Concessionária Proprietária: ISA Energia

1. Novos limites mínimos de transmissão requeridos:

Limite mínimo Normal (A) para cada circuito: 870

Limite mínimo de Emergência (A) para cada circuito: 1020

** Caso haja mais de uma solução de recapacitação, apresentar as respostas ao item 3 do formulário abaixo para cada alternativa.*

2. Diagrama Unifilar

N/A



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações sobre o projeto atual da linha de transmissão

Informar os dados da LT:

Nº de subcondutores/ fase: 1

Cabo adotado: CAA 266,8 MCM

Temperatura de projeto: 75 / 90 °C

Capacidade de longa e curta duração (s/ fator limitante) [A]: 500/583 (c/fator limitante) [A]: 500/583

* LT com bitolas de cabos distintas entre os trechos limitando a capacidade total.

A capacidade apresentada é a situação mais desfavorável de operação.

Informar os dados e capacidades dos equipamentos das entradas de linha

LT 138 kV Euclides da Cunha - São João da Boavista II C1 e C2					
Limite mínimo Normal (A) para cada circuito: 991					
Limite mínimo de Emergência (A) para cada circuito: 1165					
Valores da capacidade dos condutores					
Euclides da Cunha	EUC/SAJ	EUC/SJB II	São João da Boa Vista II	EUC/SJB II	SAJ/SJB II
Disjuntor [A]	1000	1000	Disjuntor [A]	3150	3150
Chave seccionadora [A]	600	600	Chave seccionadora [A]	800	800
TC [A]	720	960	TC [A]	960	1440
BB [A]	1250	630	BB [A]	630	—
Cabo condutor bay (A)	800	800	Cabo condutor bay (A)	800	800

Legenda:

LT - Linha de Transmissão

TC - Transformador de Corrente

BB - Bobina de Boqueio

Outros - quaisquer outros equipamentos relevantes conectados em série com LT.

Vermelho – Equipamentos com limitações para o carregamento futuro.

Obs.: Caso já haja previsão de substituição de algum desses equipamentos, indicar as novas capacidades previstas. Além disso, se algum desses equipamentos não pertencer a proprietária da LT, favor indicar a Transmissora responsável.

2. A alteração proposta pelo planejamento é:

☒ Viável

☐ Inviável



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 3 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

3. Caso a alteração proposta seja viável, para cada alternativa de recapacitação avaliada:

a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento – se houver troca de condutor, explicitar qual será o novo cabo de referência -, alteamento/troca de estruturas, retracionamento de cabos etc...):

Parecer Técnico :

Reconstrução da linha de cabos CAA 1x266,8 MCM Partridge por CAA 1x795 MCM Drake ou similar. Devido a troca do cabo somada às novas condições de clima e vento e revisões normativas, se faz necessário a substituição das estruturas e demais itens acessórios que deverão ser identificadas na etapa do projeto executivo.

Parecer Ambiental :

Linha de Transmissão sem interceptação em áreas ambientais críticas/sensíveis. Haverá necessidade de Autorização de Supressão de Vegetação/Intervenção em APP para execução do projeto, com prazo de obtenção de 10 meses.

Parecer Fundiária :

Linha de Transmissão de aproximadamente 53 km, região predominantemente ocupada por culturas agrícolas e pastagens ao longo da faixa de servidão. Dada a presença dessas atividades econômicas, será necessário realizar indenizações por danos caso ocorram impactos nas áreas afetadas.

Parecer Intervenção de desligamentos da LT :

- Os casos atuais indicam a possibilidade de desligamento simultâneo dos dois circuitos no trecho entre a SE Euclides da Cunha e UTE São João, considerando o desligamento de trecho a trecho (entre derivações), ou seja, com atendimento radializado às cargas em derivação pelos terminais das SE Euclides da Cunha e SE São João da Boa Vista II.

- O trecho entre as SE São João da Boa Vista II e a UTE São João deverá ser realizado com variantes devido a problemas de tensão. Todavia, é necessária reavaliação em período mais próximo à execução do projeto.

- Em relação ao período de desligamento, é importante programar as intervenções para o período de entressafra devido a alto impacto na geração a biomassa.

- Não podem ocorrer simultaneamente:

- LT 138kV São João da Boa Vista II – Poços de Caldas C1 e C2
- LT 138kV São João da Boa Vista II – Mogi Guaçu C1 e C2
- LT 138kV Euclides da Cunha – São João da Boa Vista II C1 e C2
- LT 138kV Mogi Mirim II – Mogi Mirim III C1 e C2
- LT 138kV Mogi Mirim II – Mogi Guaçu C1 e C2
- LT 138kV Bragança Paulista – Atibaia II C1 e C2

b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 3a (em caso de recondutoramento deve-se explorar ao máximo a ampacidade do novo condutor – não se restringido às novas capacidades mínimas requeridas nesta consulta - tendo em vista, porém, seus limites térmicos, as distâncias de segurança, dentre outras condicionantes de projeto): 991 / 1165 A (Normal/Emergência).



**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Alteração dos Limites
de Transmissão (MVA) de LTs**

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 4 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT existente: 297.225 R\$x1000

d) Informar o custo total estimado à adequação descrita no item 3a, de forma relativa ao custo apresentado no item 3c: 9%. Apresentar o cálculo das estimativas de custos descritas nos itens c e d.
Anexo memoria de cálculos.

e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item 3a: 58 meses

Conclusão :

Sob os aspectos avaliados podemos considerar a obra viável, sendo necessário Autorização de Supressão de Vegetação/Intervenção em APP para execução da obra, bem como impactos fundiários e nas liberações de desligamentos em decorrência das restrições operativas citadas.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

4. Caso a alteração proposta seja inviável, especificar o motivo impeditivo:

5. Observações

[illegible]

25/02/2025

Data da Solicitação

Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

Nome:

Cargo:



**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Alteração dos Limites
de Transmissão (MVA) de LTs**

Data: 09/04/2025

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: REFORÇOS NO SISTEMA DIT DO ESTADO DE SP - PARTE 2

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: LT 138 kV Mogi Mirim 2 - Santa Barbara d' Oeste C1 e C2 (Trecho de 12,46 km a partir da SE Santa Bárbara d' Oeste e Trecho de 1,5 km a partir da SE Mogi Mirim 2)

Concessionária Proprietária: ISA Energia

1. Novos limites mínimos de transmissão requeridos:

Limite mínimo Normal (A) para cada circuito: 672

Limite mínimo de Emergência (A) para cada circuito: 805

** Caso haja mais de uma solução de recapacitação, apresentar as respostas ao item 3 do formulário abaixo para cada alternativa.*

2. Diagrama Unifilar

N/A



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 09/04/2025

Revisão:

Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações sobre o projeto atual da linha de transmissão

Informar os dados da LT:

Nº de subcondutores/ fase: 1

Cabo adotado: CAA 477 MCM

Temperatura de projeto: 50 / 60 °C

Capacidade de longa e curta duração (s/ fator limitante) [A]: 407/558 (c/fator limitante) [A]: 407/558

Informar os dados e capacidades dos equipamentos das entradas de linha

LT 138 kV Mogi Mirim 2 - Santa Barbara d' Oeste			
Limite mínimo Normal (A) para cada circuito: 719			
Limite mínimo de Emergência (A) para cada circuito: 843			
Valores da capacidade dos condutores			
Mogi Mirim 2	C1/C2	Santa Barbará	C1/C2
Disjuntor [A]	3150	Disjuntor [A]	3150
Chave seccionadora [A]	2000	Chave seccionadora [A]	2000
TC [A]	1440	TC [A]	3120
BB [A]	1250	BB [A]	1250
Cabo condutor bay (A)	880	Cabo condutor bay (A)	1120

Legenda:

LT - Linha de Transmissão

TC - Transformador de Corrente

BB - Bobina de Boqueio

Outros - quaisquer outros equipamentos relevantes conectados em série com LT.

Obs.: Caso já haja previsão de substituição de algum desses equipamentos, indicar as novas capacidades previstas. Além disso, se algum desses equipamentos não pertencer a proprietária da LT, favor indicar a Transmissora responsável.

2. A alteração proposta pelo planejamento é:

☒ Viável

☐ Inviável



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 09/04/2025

Revisão:

Página: 3 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

3. Caso a alteração proposta seja viável, para cada alternativa de recapacitação avaliada:

a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento – se houver troca de condutor, explicitar qual será o novo cabo de referência -, alteamento/troca de estruturas, retracionamento de cabos etc...):

Parecer Técnico :

Reconstrução de linha, mantendo-se a mesmo modelo de cabo (1xCAA 477 MCM Hawk). Considerando-se às novas condições de clima&vento e revisões normativas, se faz necessário a troca das estruturas e demais itens acessórios que deverão ser identificadas na etapa do projeto executivo.

Caso se opte por considerar as condições de clima&vento do projeto da linha original, assim com as normativas de projeto, que atualmente se encontram desatualizadas, a recapacitação, alterando a temperatura de operação de 50/60°C para 70/90°C, pode atender as novas condições da linha, onde deve-se verificar as necessidades de correção de cabo baixo, a ser definida na etapa de projeto.

Parecer Ambiental :

Linha com extensão de majoritariamente localizada dentro do bioma cerrado. Atravessa trechos urbanos em Mogi Mirim, mas tem uso do solo predominantemente agrícola ao longo do traçado. Há travessia com a Unidade de Conservação de Uso Sustentável RPPN Parque Florestal São Marcelo. A torre 187 está próxima a dois sítios arqueológico a 0,5 km de distância, Flor D'Aldeia 1 e Flor D'Aldeia 2. Devido à LT atravessar áreas próximas de APP e com presença de vegetação nativa, prevê-se a necessidade de Autorização de Supressão de Vegetação/Intervenção em APP para execução do projeto, com prazo de obtenção de 10 meses. Essa avaliação toma como premissa a não supressão igual ou acima de 0,2 ha de vegetação nativa no bioma cerrado.

Parecer Fundiário :

Linha de Transmissão de aproximadamente 63 km. Para esta análise, foi estudado um trecho de 13 km a partir da SE Santa Bárbara d' Oeste até a torre 40. Região predominantemente ocupada por culturas agrícolas e pastagens ao longo da faixa de servidão. Dada a presença dessas atividades econômicas, será necessário realizar indenizações por danos caso ocorram impactos nas áreas afetadas.

- Pontos de atenção, pequeno trecho urbano/industrial entre as torres 11 e 18.

Para o trecho de 1,5 km a partir da SE Mogi Mirim 2 até a torre 189, foi identificado da SE até a torre 191, uma região urbana ocupada por imóveis, qualquer intervenção terá que ser feita com muito cuidado. A partir da torre 191, temos áreas rurais com presença de culturas, sendo necessário realizar indenização por danos caso ocorram.

Parecer Intervenção de desligamentos da LT :

Devido à sobrecarga inadmissível em contingência, as intervenções para realização das obras deverão ser realizadas com a utilização de variantes.

b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 3a (em caso de recondução deve-se explorar ao máximo a capacidade do novo condutor – não se restringido às novas capacidades mínimas requeridas nesta consulta - tendo em vista, porém, seus limites térmicos, as distâncias de segurança, dentre outras condicionantes de projeto): 719/843 A (Normal/Emergência).

c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT existente: 23.468 R\$x1000

d) Informar o custo total estimado à adequação descrita no item 3a, de forma relativa ao custo apresentado no item 3c: 3%. Apresentar o cálculo das estimativas de custos descritas nos itens c e d.
Anexo memória de cálculos.

e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item 3a: 67 meses

Conclusão :

Sob os aspectos avaliados podemos considerar a obra viável. Impactos nas liberações de desligamentos em decorrência das restrições operativas citadas.

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs
---	--

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: REFORÇOS NO SISTEMA DIT DO ESTADO DE SP - PARTE 2

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: LT 138 kV Mogi Mirim 2 - Mogi Mirim 3 C1 e C2

Concessionária Proprietária: ISA Energia

1. Novos limites mínimos de transmissão requeridos:

Limite mínimo Normal (A) para cada circuito: 870

Limite mínimo de Emergência (A) para cada circuito: 1020

** Caso haja mais de uma solução de recapacitação, apresentar as respostas ao item 3 do formulário abaixo para cada alternativa.*

2. Diagrama Unifilar

N/A



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações sobre o projeto atual da linha de transmissão

Informar os dados da LT:

Nº de subcondutores/ fase: 1

Cabo adotado: CAA 477 MCM

Temperatura de projeto: 60 / 70 °C

Capacidade de longa e curta duração (s/ fator limitante) [A]: 561/675 (c/fator limitante) [A]: 561/630

Informar os dados e capacidades dos equipamentos das entradas de linha

LT 138 kV Mogi Mirim II - Mogi Mirim III C1 e C2					
Limite mínimo Normal (A) para cada circuito: 991					
Limite mínimo de Emergência (A) para cada circuito: 1165					
Valores da capacidade dos condutores					
Mogi Mirim 2	C1	C1/C2	Mogi Mirim 3	C1	C1/C2
Disjuntor [A]	3150	3150	Disjuntor [A]	3150	3150
Chave seccionadora [A]	2000	2000	Chave seccionadora [A]	2000	2000
TC [A]	1200	1200	TC [A]	1040	1040
BB [A]	—	630	BB [A]	—	630
Cabo condutor bay (A)	—	800	Cabo condutor bay (A)	—	800

Legenda:

LT - Linha de Transmissão

TC - Transformador de Corrente

BB - Bobina de Boqueio

Outros - quaisquer outros equipamentos relevantes conectados em série com LT.

Vermelho – Equipamentos com limitações para o carregamento futuro.

Obs.: Caso já haja previsão de substituição de algum desses equipamentos, indicar as novas capacidades previstas. Além disso, se algum desses equipamentos não pertencer a proprietária da LT, favor indicar a Transmissora responsável.

2. A alteração proposta pelo planejamento é:

☒ Viável

☐ Inviável



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 3 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

3. Caso a alteração proposta seja viável, para cada alternativa de recapacitação avaliada:

a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento – se houver troca de condutor, explicitar qual será o novo cabo de referência -, alteamento/troca de estruturas, retracionamento de cabos etc...):

Parecer Técnico :

Reconstrução da linha de cabos CAA 1x477 MCM Hen por CAA 1x795 MCM Drake ou similar. Devido a troca do cabo somada às novas condições de clima e vento e revisões normativas, se faz necessário a substituição das estruturas e demais itens acessórios que deverão ser identificadas na etapa do projeto executivo.

Parecer Ambiental :

A Linha de Transmissão apresenta um trecho de aproximadamente 900 m (estruturas T-31, T-32 e T-33) inserido na RPPN Parque Florestal São Marcelo (Unidade de Conservação de Uso Sustentável). Haverá necessidade de Autorização de Supressão de Vegetação/Intervenção em APP para execução do projeto, com prazo de obtenção de 10 meses.

Parecer Fundiária :

Linha de Transmissão de aproximadamente 12 km, região predominantemente ocupada por culturas agrícolas e pastagens ao longo da faixa de servidão. Dada a presença dessas atividades econômicas, será necessário realizar indenizações por danos caso ocorram impactos nas áreas afetadas.

Parecer Intervenção de desligamentos da LT :

- O desligamento simultâneo dos dois circuitos acarreta:

- Sobrecarga inadmissível na LT 138kV MOM3-MOG (circuito remanescente) na contingência simples de um dos circuitos da LT 138kV MOM3-MOG;
- Sobrecarga inadmissível na LT 138kV MOM2-MOG (circuito remanescente) na contingência simples de um dos circuitos da LT 138kV MOM2-MOG;
- Sobrecarga na LT 138kV SJB2-MOG (circuito remanescente) na contingência simples de um dos circuitos da LT 138kV SJB2-MOG;
- Sobrecarga inadmissível na LT 138kV SBO-MOM2 C1/C2 na contingência dupla da LT 138kV MOM2-MOG;
- Devido às condições de sobrecarga inadmissíveis, a execução do projeto deverá ser planejada com a utilização de variantes.

- O fator preponderante para determinar o período de intervenção atualmente são as elevadas temperaturas. Desta forma, o melhor período para intervenções na rede é o período de inverno. Além de elevadas temperaturas no período de novembro a março, normalmente este é um período com chuvas mais intensas e maiores riscos de desligamentos de outros equipamentos na região de influência.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 25/02/2025

Revisão:

Página: 4 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

- Não podem ocorrer simultaneamente:

- LT 138kV São João da Boa Vista II – Poços de Caldas C1 e C2
- LT 138kV São João da Boa Vista II – Mogi Guaçu C1 e C2
- LT 138kV Euclides da Cunha – São João da Boa Vista II C1 e C2
- LT 138kV Mogi Mirim II – Mogi Mirim III C1 e C2
- LT 138kV Mogi Mirim II – Mogi Guaçu C1 e C2
- LT 138kV Bragança Paulista – Atibaia II C1 e C2

b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 3a (em caso de recondutoramento deve-se explorar ao máximo a ampacidade do novo condutor – não se restringido às novas capacidades mínimas requeridas nesta consulta - tendo em vista, porém, seus limites térmicos, as distâncias de segurança, dentre outras condicionantes de projeto): 991 / 1165 A (Normal/Emergência).

c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT existente: 24.295 R\$x1000

d) Informar o custo total estimado à adequação descrita no item 3a, de forma relativa ao custo apresentado no item 3c: 5%. Apresentar o cálculo das estimativas de custos descritas nos itens c e d.

e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item 3a: 84 meses

Conclusão :

Sob os aspectos avaliados podemos considerar a obra viável. Impactos significativos nas liberações de desligamentos em decorrência das restrições operativas citadas. Com isto, espaçamento do prazo de execução para evitar as simultaneidades das intervenções das obras do pacote de estudos das DITs.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

4. Caso a alteração proposta seja inviável, especificar o motivo impeditivo:

5. Observações

[illegible]

25/02/2025

Data da Solicitação

Data da Entrega do Formulário

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome:

Cargo:

13.5 Formulários de Consultas sobre a Viabilidade de Expansões da Subestação – Revisão

	Relatório de Viabilidade de Expansão de Linhas de Transmissão	Data: 27/08/2026
		Revisão:
		Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES BÁSICAS

ESTUDO: REFORÇOS NO SISTEMA DIT DO ESTADO DE SP - PARTE 2 – REVISÃO 01

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão:

LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I C1 e C2 (Trecho de 5,8 km a partir da SE Bom Jardim).

LT 138 kV Cabreúva – Termoverde – Mairiporã (Trecho de 18,9 km até a SE Franco da Rocha), C1/C2.

LT 138 kV Euclides da Cunha –SE São João da Boa Vista II (Extensão Total 60,8 km), C1/C2.

LT 138 kV Alta Paulista - Presidente Prudente (Extensão Total 64,9 km), C1 e C2

LT 138 kV Santa Barbara – Limeira (Extensão Total 32,9 km), C1 e C2

Concessionária Proprietária: ISA Energia Brasil

1. Novos limites mínimos de transmissão requeridos:

Linha de Transmissão	Limites Condutores ACCC
LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I C1 e C2 (Trecho de 5,8 km a partir da SE Bom Jardim).	1445/1519 A
LT 138 kV Cabreúva – Termoverde – Mairiporã (Trecho de 18,9 km até a SE Franco da Rocha), C1/C2.	1138/1192 A
LT 138 kV Euclides da Cunha –SE São João da Boa Vista II (Extensão Total 60,8 km), C1/C2.	996/1042 A
LT 138 kV Alta Paulista - Presidente Prudente (Extensão Total 64,9 km), C1 e C2	990/1164 A
LT 138 kV Santa Barbara – Limeira (Extensão Total 32,9 km), C1 e C2	1626/1711 A

2. Diagrama Unifilar

N/A

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES BÁSICAS

2. A alteração proposta pelo planejamento é:

☐ Viável **Sim**

☐ Inviável

3. Caso a alteração proposta seja viável, para cada alternativa de recapacitação avaliada:

a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento – se houver troca de condutor, explicitar qual será o novo cabo de referência)

Parecer Técnico:

Recondutoramento de linhas com condutores termoresistentes:

LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I C1 e C2 (Trecho de 5,8 km a partir da SE Bom Jardim - 1xACCC Hawk (ou similar)

LT 138 kV Cabreúva – Termoverde – Mairiporã (Trecho de 18,9 km até a SE Franco da Rocha), C1/C2 - 1xACCC Linnet (ou similar)

LT 138 kV Euclides da Cunha –SE São João da Boa Vista II (Extensão Total 60,8 km), C1/C2 - 1xACCC Coronado (ou similar)

LT 138 kV Alta Paulista - Presidente Prudente (Extensão Total 64,9 km), C1 e C2 - 1xACCC Linnet (ou similar)

LT 138 kV Santa Barbara – Limeira (Extensão Total 32,9 km), C1 e C2 - 1xACCC Cordoba (ou similar)

A troca de cabos, somada às novas condições de clima e vento e revisões normativas, se faz necessário a troca das estruturas e demais itens acessórios que deverão ser identificadas na etapa do projeto executivo.

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES BÁSICAS

c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT existente:

Linha de Transmissão	Custo (R\$x1000)
LT 138 kV Bom Jardim - Bragança I C1 e C2 (Trecho de 5,8 km a partir da SE Bom Jardim.	11.762,10
LT 138 kV Cabreúva – Termoverde – Mairiporã (Trecho de 18,9 km até a SE Franco da Rocha), C1/C2.	33.033,95
LT 138 kV Euclides da Cunha –SE São João da Boa Vista II (Extensão Total 60,8 km), C1/C2.	124.786,30
LT 138 kV Alta Paulista - Presidente Prudente (Extensão Total 64,9 km), C1 e C2	102.955,54
LT 138 kV Santa Barbara – Limeira (Extensão Total 32,9 km), C1 e C2	66.023,83

e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item 3a: 45 a 58 meses.

Conclusão: Sob os aspectos avaliados podemos considerar as obras viáveis.