

ANÁLISES DE MÉDIO PRAZO DO GRUPO DE ATENDIMENTO AO LITORAL DE SÃO PAULO

© 2020/ONS/EPE
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS NT 0129/2020 / EPE-DEE-NT-085/2020

ANÁLISES DE MÉDIO PRAZO DO GRUPO DE ATENDIMENTO AO LITORAL DE SÃO PAULO

Dezembro de 2020

Sumário

1	INTRODUÇÃO E OBJETIVO	6
1.1	Considerações iniciais	6
1.2	Objetivos gerais	9
1.3	Abordagem adotada	9
2	CONCLUSÕES	13
3	RECOMENDAÇÕES	14
4	PREMISSAS E CRITÉRIOS	18
4.1	Crériterios básicos	18
4.2	Casos de trabalho	18
4.3	Mercado	18
4.4	Geração	19
4.5	Limites operativos	20
4.5.1	Tensão	20
4.5.2	Carregamento	21
4.6	Parâmetros para dimensionamento dos transformadores defasadores	21
4.6.1	Modo de Operação	21
4.6.2	Capacidade, defasagem angular e impedância	22
4.7	Parâmetros para dimensionamento das baterias	23
4.7.1	Modo de Operação	23
4.7.2	Ciclagem e vida útil	23
4.7.3	Potência útil	23
4.7.4	Capacidade	24
4.7.5	Fator de potência	25
4.8	Parâmetros econômicos	25
5	DIAGNÓSTICO DO SISTEMA	26
5.1	Litoral Norte	27
5.1.1	Sistema elétrico de interesse	27
5.1.2	Capacidades operativas de linhas e transformadores	28
5.1.3	Desempenho elétrico da rede	29
5.2	Litoral Sul	31
5.2.1	Sistema elétrico de interesse	31

5.2.2	Capacidades operativas de linhas e transformadores	32
5.2.3	Desempenho elétrico da rede	33
6	ALTERNATIVAS	35
6.1	Litoral Norte	35
6.1.1	Medidas operativas comuns	35
6.1.2	Alternativa N1	39
6.1.3	Alternativa N2	44
6.2	Litoral Sul	47
6.2.1	Medidas operativas comuns	48
6.2.2	Alternativa S1	50
6.2.3	Alternativa S2	52
6.2.4	Alternativa S3	54
6.2.5	Alternativa S4-A	56
6.2.6	Alternativa S4-B	59
6.2.7	Alternativa S4-C	61
6.2.8	Alternativa S4-D	63
6.2.9	Alternativa S4-E	65
6.2.10	Alternativa S4-F	66
7	ANÁLISE ECONÔMICA	69
7.1	Cálculo de perdas	69
7.2	Custo das baterias	70
7.3	Comparação econômica	71
7.3.1	Litoral Norte	71
7.3.2	Litoral Sul	72
7.4	Discussão dos resultados	75
7.4.1	Litoral Norte	75
7.4.2	Litoral Sul	75
8	ANÁLISE PRELIMINAR DA VIABILIDADE FÍSICA	76
8.1	Litoral Norte	76
8.1.1	SE Bertioga II 138 kV	76
8.1.2	SE Caraguatatuba 138 kV	77
8.1.3	SE Santo Ângelo 138 kV	78

8.1.4	SE Taubaté 138 kV	80
8.1.5	SE Baixada Santista	82
8.1.5.1	Transformação 345/230 kV	82
8.1.5.2	Bancos de capacitores	82
8.1.6	SE Vicente de Carvalho 138 kV	82
8.2	Litoral Sul	84
8.2.1	SE Mongaguá 138 kV	84
8.2.1.1	Transformadores defasadores	84
8.2.1.2	Bancos de capacitores	85
8.2.2	SE Peruíbe 138 kV	86
8.2.2.1	Bancos de capacitores	86
8.2.2.2	Bancos de baterias	86
8.2.3	SE Registro 138 kV	88
8.2.4	SE Capão Bonito	89
9	ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL	91
9.1	Litoral Norte	91
9.1.1	LT 138 kV Baixada Santista – Vicente de Carvalho C1/C2	91
9.1.2	LT 138 kV Vicente de Carvalho – Bertioga II C1/C2	92
9.1.3	LT 138 kV Bertioga II -São Sebastião C1/C2	93
9.1.4	LT 138 kV Caraguatatuba – Ubatuba C1/C2	95
9.2	Litoral Sul	96
9.2.1	LT 138 kV Capão Bonito - Registro C1/C2	96
9.3	Consulta à CETESB	98
10	EQUIPE TÉCNICA	99
11	ANEXOS	100
	Plano de obras das alternativas	100

1 INTRODUÇÃO E OBJETIVO

1.1 Considerações iniciais

Em maio de 2014 foi oferecido no Leilão Aneel nº. 01/2014 um conjunto de empreendimentos de transmissão planejados como parte da solução estrutural para reforço do atendimento ao Litoral de São Paulo, a saber:

- a) SE Manoel da Nóbrega 230/138 kV – 2x225 MVA e 230/88 kV – 1x225 MVA e construção de LTCD 230 kV Henry Borden – Manoel da Nóbrega e
- b) SE Domênico Rangoni 345/138 kV – 2x400 MVA, construção de trecho de LTCD 345 kV entre a SE e o ponto de seccionamento da LT 345 kV Baixada Santista – Tijuco Preto C3; construção de dois trechos de linha de transmissão em 138 kV entre a SE e o ponto de seccionamento da LT 138 kV Vicente de Carvalho – Bertioga II C1/C2.

Os empreendimentos compuseram o Lote C do certame, adquirido pela Alupar Investimentos S.A., que viria a constituir a ELTE – Empresa Litorânea de Transmissão de Energia S.A. como responsável pela concessão de transmissão correspondente. O Contrato de Concessão nº. 016/2014-ANEEL, assinado em setembro de 2014, estabeleceu o prazo de 36 meses para o início da operação comercial dos empreendimentos acima relacionados.

A SE Manoel da Nóbrega 230/138/88 kV foi indicada pelo planejamento setorial como nova fonte de Rede Básica para solução para alívio do carregamento no corredor em 138 kV entre as SEs Embu Guaçu e Mongaguá, no Litoral Sul, e no corredor em 88 kV entre as subestações de Baixada Santista e Henry Borden, na Baixada Santista, além de promover melhoria no perfil de tensão nas subestações de atendimento à carga em ambas as regiões. No contexto da solução estrutural para o Litoral Sul e Baixada Santista foram também indicadas as seguintes obras a serem executadas pelas concessionárias de transmissão e distribuição dessas regiões:

- Reconstrução da SE Mongaguá 138 kV para conexão em duplo seccionamento da LT 138 kV Embu Guaçu – Peruíbe C1/C2, possibilitando a formação da LT 138 kV Embu Guaçu – Mongaguá C1/C2 e a LT 138 kV Mongaguá – Peruíbe C1/C2: concluída pela ISA CTEEP;
- Desmontagem da LT 88 kV Mongaguá – Pedro Taques: concluída pela ISA CTEEP;

- Construção da LT 138 kV Mongaguá – Manoel da Nóbrega C1/C2 na faixa a ser disponibilizada com a desmontagem da LT 88 kV Mongaguá – Pedro Taques: obra de responsabilidade da ELEKTRO;
- Desmontagem do trecho entre as SE Mongaguá e Peruíbe da atual LT 138 kV Embu Guaçu – Peruíbe C1/C2: incluída no POTEE, porém ainda não autorizada à ISA CTEEP;
- Construção da LT 138 kV Mongaguá – Peruíbe C1/C2, incluindo trecho subterrâneo de 500 m para conexão na nova SE Mongaguá: concluída pela ELEKTRO e
- Construção da LT 88 kV Manoel da Nóbrega – Pedro Taques C1/C2: obra de responsabilidade da CPFL Piratininga.

A Licença Prévia (LP) para construção da SE Manoel da Nóbrega 230/138/88 kV e da LT 230 kV Henry Borden – Manoel da Nóbrega C1/C2 foi concedida à ELTE em março de 2017, cabendo destacar que são previstas interferências em áreas indígenas, o que demanda licenciamento pelo órgão federal responsável.

De modo semelhante, a implantação da SE Domênico Rangoni 345/138 kV foi indicada pelo planejamento setorial como nova fonte de Rede Básica para o Litoral Norte possibilitando melhor distribuição de fluxos na rede de transmissão em 138 kV, aliviando o carregamento em circuitos existentes, e controle do perfil de tensão. Em adição às obras sob responsabilidade da ELTE, foi indicado o recondutoramento da LT 138 kV Vicente de Carvalho – Bertiooga II C1/C2, trecho entre as derivações Guarujá 1 e Guarujá 2, já concluído pela ISA CTEEP.

O processo de licenciamento prévio foi iniciado pela ELTE em meados de 2015, tendo recebido objeção por parte do Serviço Regional de Proteção ao Vão de São Paulo, SRPV-SP, ao traçado do trecho de linha de transmissão de cerca de 17 km em 345 kV entre a futura SE Domênico Rangoni 345/138 kV e o ponto de seccionamento do circuito 3 da LT 345 kV Baixada Santista – Tijuco Preto. A ELTE apresentou uma alternativa de traçado para o citado trecho que, por sua vez, foi declarado ambientalmente inviável pela Companhia Ambiental do Estado de São Paulo – CETESB em março de 2018.

Em vista das persistentes dificuldades para avanço dos empreendimentos da ELTE no Litoral Norte, em agosto de 2018 a Transmissora propôs à ANEEL a revisão do Contrato de Concessão nº. 016/2014-ANEEL no sentido de excluir o escopo das obras associadas com a SE Domênico Rangoni, porém mantendo a SE Manoel da Nóbrega, com repactuação de prazos e remuneração.

Em decorrência do parecer da CETESB, o MME emitiu em dezembro de 2018 o Ofício no. 553/2018/SPE-MME, dirigido à EPE, no qual solicitou a identificação de uma nova solução para atendimento ao Litoral Norte e a articulação com ONS e demais empresas envolvidas para a identificar medidas de curto prazo para o adequado atendimento ao Litoral Sul, considerando os seguintes cenários:

i. êxito nas negociações em andamento entre a ANEEL e a ELTE, de modo que a concessionária dê prosseguimento à implantação de parte das instalações concedidas; e

ii. a relicitação das instalações planejadas, considerando os prazos usuais para a estruturação da nova licitação.

Em atendimento à solicitação do MME, a EPE, com o apoio da Neoenergia, desenvolveu uma proposta de alternativa para o projeto dos novos circuitos em 345 kV associados com o seccionamento da LT 345 kV Baixada Santista – Tijuco Preto C3 para conexão da SE Domênico Rangoni, dentro do corredor original de estudo e com uma configuração de torres de menor altitude, além da alteração do traçado no trecho de 5 km com interferência sobre a superfície de proteção de voo visual de helicópteros. A proposta em tela foi submetida à avaliação do SRPV-SP em janeiro de 2020, obtendo parecer favorável desse órgão em julho do mesmo ano.

Quanto ao processo em tramitação na ANEEL, a Agência se manifestou por intermédio do Despacho nº. 1.485, de 26 de maio de 2020, negando provimento ao Requerimento Administrativo protocolado pela ELTE, ao qual a Transmissora apresentou pedido de reconsideração em junho de 2020. Em agosto, o MME, por meio do Ofício nº 66/2020/SPE-MME, encaminhou à ANEEL o Ofício nº 443/2020/DEE/EPE, de 10 de agosto de 2020, contemplando o Parecer do Serviço Regional de Proteção ao Voo de São Paulo (SRPV-SP) que manifesta por deliberar favoravelmente sobre a implantação da linha de transmissão projetada para conectar a SE Domenico Rangoni ao SIN através do seccionamento da LT em 345 kV Baixada Santista – Tijuco Preto. Até a data de emissão do presente documento, o processo nº. 48500.001211/2015-40 (Volume 2) - Gestão do Contrato de Concessão de Transmissão Nº 16/2014 – Lote C do Leilão 01/2014 seguia em tramitação na ANEEL.

1.2 Objetivos gerais

Com referência na solicitação formalizada por intermédio do Ofício nº. 553/2018/SPE-MME e tendo em vista as grandes incertezas associadas com a execução dos empreendimentos do Contrato de Concessão nº. 016/2014-ANEEL, em dezembro de 2019 foi formado o Grupo de Trabalho do Litoral Paulista (GT-Litoral) com o objetivo de identificar e propor ações operativas e implantação de reforços destinadas a equacionar, no horizonte 2025/26, o atendimento do Litoral de SP em seu período de maior demanda. O Grupo de Trabalho foi composto por equipes técnicas do ONS, EPE, ISA CTEEP, ELEKTRO, CESP, CPFL, EDP SP e ENEL SP, além do acompanhamento pela Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente do Estado de São Paulo (SIMA-SP). As recomendações formuladas pelo GT-Litoral visam, sobretudo, a evitar a violação de parâmetros operativos no sistema de transmissão, seja em regime normal ou em contingências, minimizando eventuais restrições de atendimento aos consumidores do Litoral Norte e do Litoral Sul do estado de São Paulo.

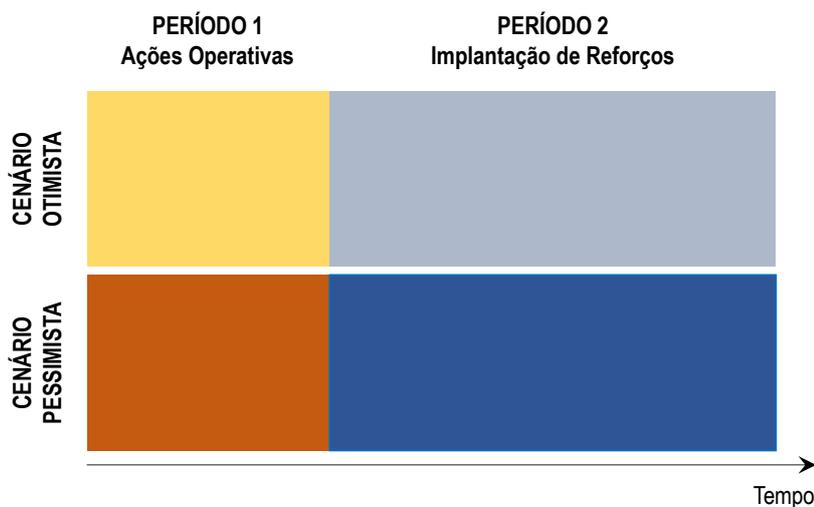
É importante ressaltar que o conjunto de reforços proposto consiste em uma solução conjuntural que não exclui, em qualquer hipótese, a necessidade dos empreendimentos da solução estrutural licitada, sendo possível antever benefícios sistêmicos da coexistência de ambas no longo prazo.

1.3 Abordagem adotada

As análises que subsidiaram o Grupo de Trabalho na proposição de uma solução conjuntural para atendimento ao Litoral de São Paulo foram organizadas correlacionando dois períodos distintos de implantação da solução conjuntural a dois cenários definidos em termos de perspectivas de execução da solução estrutural, conforme apresentado na Figura 1-1.

O **Período 1** é definido entre o verão 2020/21 e o verão 2021/22, no qual não há tempo suficiente para a recomendação, autorização e implantação de reforços, sendo aplicáveis somente instruções de caráter operativo, tais como flexibilização de capacidades operativas, segregação de circuitos (linhas e transformadores), segregação de barramentos, remanejamento de cargas, etc. As ações propostas poderão ser total ou parcialmente estendidas ao verão de 2022/23, a depender dos reforços de pequeno porte propostos pelas análises do Período 2.

Figura 1-1: Períodos e cenários de análise



Por sua vez, o **Período 2** é definido entre o verão 2022/23 e o verão 2025/26, no qual é considerada a possibilidade de implantação de reforços de pequeno porte, como a substituição de equipamentos terminais em linhas de transmissão, e grande porte, como transformadores, dispositivos de armazenamento de energia, elementos de compensação reativa e recapacitação, recondução ou reconstrução de linhas de transmissão.

As hipóteses associadas com os empreendimentos da solução estrutural são ordenadas em dois cenários, a saber:

- **Cenário Otimista:** admite o prosseguimento dos empreendimentos do C.C. nº. 016/2014-ANEEL, sendo considerada a entrada em operação da SE Manoel da Nóbrega 230/138/88 kV junto com a LT 230 kV Henry Borden - Manoel da Nóbrega C1/C2 (Litoral Sul) até fevereiro de 2023 e da SE Domênico Rangoni 345/138 kV (Litoral Norte) até junho de 2025;
- **Cenário Pessimista:** admite a possibilidade de rescisão do C.C. nº. 016/2014-ANEEL e de novo leilão de empreendimentos equivalentes à SE Manoel da Nóbrega 230/138/88 kV, LT 230 kV Henry Borden - Manoel da Nóbrega C1/C2 e SE Domênico Rangoni 345/138 kV, todos com entrada em operação até dezembro de 2026.

A proposta de abordagem acima descrita é apresentada em síntese na Tabela 1-1, cabendo destacar que os conjuntos de reforços de pequeno e grande portes podem apresentar diferenças entre os cenários.

Tabela 1-1: Síntese da abordagem adotada

CENÁRIO	MITIGAÇÃO DE PROBLEMAS	Verão 2020-21	Verão 2021-22	Verão 2022-23	Verão 2023-24	Verão 2024-25	Verão 2025-26	Verão 2026-27
OTIMISTA <i>MNO – fev/23</i> <i>DOM – jun/25</i>	Ações Operativas							
	Reforços Pequeno e Grande Porte - I							
	Solução Estrutural Litoral Sul							
	Solução Estrutural Litoral Norte							
PESSIMISTA <i>MNO – dez/26</i> <i>DOM – dez/26</i>	Ações Operativas							
	Reforços Pequeno e Grande Porte - II							
	Solução Estrutural Litoral Sul							
	Solução Estrutural Litoral Norte							

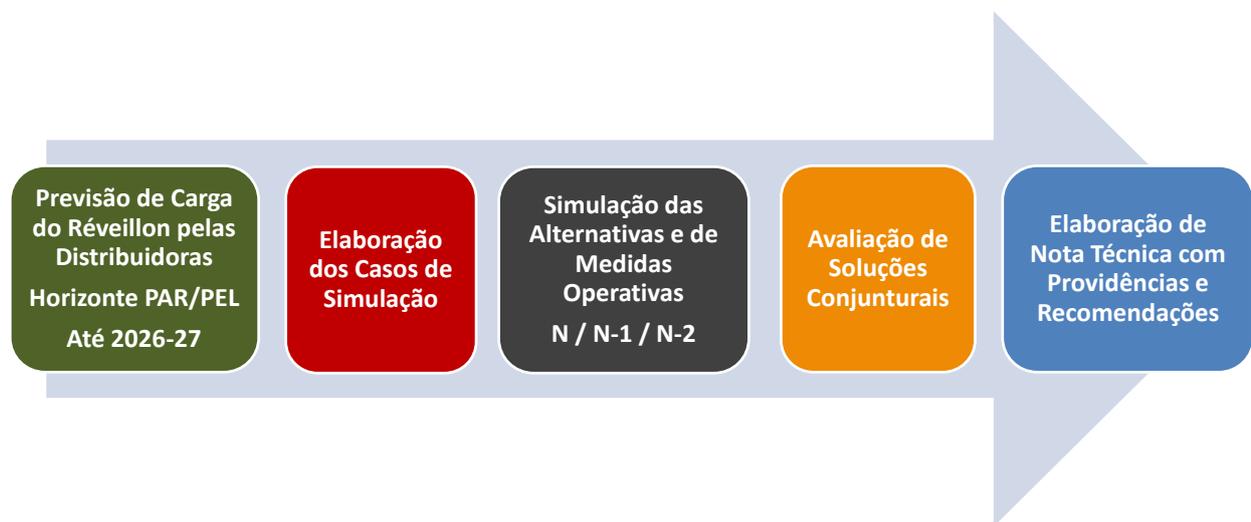
Para desenvolver a abordagem proposta foi elaborado um plano de trabalho segmentado em cinco etapas:

- **Previsão de carga:** levantamento, por parte das Concessionárias de Distribuição com área de concessão no Litoral de São Paulo, dos dados de previsão de carga no período do *Réveillon* dos anos de 2020 a 2026 na forma da maior carga integralizada por barramento entre as 19^a, 20^a, 21^a e 22^a horas do dia 31 de dezembro;
- **Casos de simulação:** emprego dos casos de verão do PAR/PEL 2020, ciclo 2021-2025, disponíveis em março de 2020, com as configurações que consideram obras previstas para entrar em operação até 31 de dezembro de cada ano. O caso do verão 2026/27 tomou como base o caso do verão imediatamente anterior;
- **Simulação das alternativas de reforços e medidas operativas:** avaliação em regime permanente do desempenho do sistema de transmissão em N (rede completa ou condição normal de operação) e N-1 (contingências simples na rede de transmissão) para todo o período analisado, identificando problemas e elaborando alternativas de reforços com implantação possível a partir do verão 2022/23. Especificamente para o Período 1, casos de verão de 2020/21 e 2021/21, foram realizadas simulações de contingências duplas, ou N-2, habituais no ambiente de análise e proposição de medidas operativas;

- **Avaliação de soluções conjunturais:** levantamento de informações sobre a viabilidade física e ambiental das alternativas de reforços anteriormente elencadas e avaliação técnico-econômica das alternativas promissoras, em subsídio à elaboração da proposta final de solução conjuntural de atendimento ao Litoral Norte e Litoral Sul de São Paulo;
- **Elaboração da presente Nota Técnica:** documento de consolidação das providências e recomendações do Grupo de Trabalho.

Na Figura 1-2 são apresentadas as etapas do plano de trabalho acima descrito. Vale ressaltar que, ao longo do ano de 2020, foram realizadas três reuniões plenárias virtuais (03 de março, 26 de junho e 22 de setembro) com a participação de representantes da EPE, CPFL, EDP SP, ENEL SP, ELEKTRO, ISA CTEEP, ONS e da Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente do Estado de São Paulo – SIMA-SP, para apresentação e discussão de resultados e definição de providências necessárias para a sequência das atividades do GT-Litoral. Uma dessas providências foi a consulta realizada à CETESB em 07 de julho, em função da percepção pelo Grupo de que o tratamento das questões ambientais associadas com as obras de recapacitação, recondutoramento ou reconstrução poderiam se tornar fator de atraso na efetiva implantação da solução a ser recomendada.

Figura 1-2: Plano de trabalho do GT-Litoral



2 CONCLUSÕES

O Grupo de Trabalho do Litoral Paulista (GT-Litoral) teve como objetivo identificar e propor ações operativas e implantação de reforços destinadas a equacionar, no horizonte 2025/26, o atendimento do Litoral de SP em seu período de maior demanda, considerando as grandes incertezas associadas com a execução dos empreendimentos do Contrato de Concessão n.º. 016/2014-ANEEL. Buscou-se o tratamento das incertezas por intermédio da elaboração de dois cenários, otimista e pessimista, em termos das perspectivas de implantação das obras da solução estrutural para a região.

As recomendações formuladas pelo Grupo de Trabalho visam a oferecer formas de mitigação dos problemas de atendimento aos consumidores do Litoral Norte e do Litoral Sul, sobretudo no período de maior demanda da região, enquanto os empreendimentos da solução estrutural não forem implantados. Em um horizonte mais amplo são propostos reforços no sistema de transmissão, contextualizados como uma solução conjuntural não conflitante com a solução estrutural e até mesmo capaz de potencializar seus benefícios no longo prazo. Todavia, a adoção de uma solução conjuntural baseada em reforços implica considerar o período necessário para autorização e execução das obras e, por essa razão, foram também elencadas nas recomendações ações de caráter operativo possíveis em um horizonte mais imediato.

3 RECOMENDAÇÕES

Como resultado das análises e discussões no âmbito do GT-Litoral, são recomendadas as providências relacionadas a seguir tendo em vista o adequado atendimento às cargas do litoral paulista enquanto os empreendimentos da solução estrutural para a região, ou equivalentes, não entrarem em operação.

Litoral Norte – Ações operativas

- Separação de barras de 138 kV na SE Bertioga II

Foi identificado que, por intermédio da abertura do disjuntor de interligação de barras de 138 kV na SE Bertioga II, é possível reconfigurar a rede de transmissão da região separando os corredores em circuito duplo Santo Ângelo – Bertioga II – Vicente de Carvalho e São Sebastião – Bertioga II – Vicente de Carvalho. Essa medida mostra-se efetiva em termos da redução do carregamento na LT 138 kV Santo Ângelo – Bertioga II C1/C2 em regime normal, porém pode resultar em sobrecargas inadmissíveis na LT 138 kV Santo Ângelo – Rio Pardo C1/C2 e na LT 138 kV Rio Pardo – São Sebastião C1/C2 em situações de contingências simples. Adicionalmente, nessa configuração com barramento de 138 kV aberto na SE Bertioga II, a contingência dupla na LT 138 kV Paraibuna – Caraguatatuba C1/C2 resulta em expressiva perda de carga no Litoral Norte (aproximadamente 423 MW).

Para minimizar tais problemas, recomenda-se a instalação de um SEP, a ser autorizado à Transmissora com data de necessidade para atendimento à Temporada de Verão 2021/22, com o objetivo de fechar automaticamente o disjuntor de interligação de barras de 138 kV na SE Bertioga II para situações de rede alterada.

- Desligamento do TR-5 440/138 kV da SE Santo Ângelo

Não recomendada pela ISA CTEEP em regime normal de operação, devido ao elevado risco que impõe ao sistema do Litoral Norte. Entretanto, está sendo considerada como medida operativa na contingência de um dos circuitos da LT 138kV Santo Ângelo – Bertioga II C1/C2.

- Desligamento de um dos TRs 440/138 kV da SE Taubaté

Não recomendada pela ISA CTEEP em regime normal de operação, devido ao elevado risco que impõe ao sistema do Litoral Norte. Entretanto, está sendo considerada como medida operativa na contingência de um dos circuitos da LT 138kV Taubaté – Paraibuna C1/C2.

- Demais ações articuladas entre as Concessionárias de Distribuição, Geração, ISA CTEEP e ONS:
 - Elevação da geração nas UHEs Paraibuna, Henry Borden e na UTE Euzébio Rocha durante os períodos de carga máxima da Temporada de Verão;
 - Avaliar junto às indústrias situadas no Litoral Norte a possibilidade de redução de carga durante os períodos de demanda máxima (principalmente entre 20:00 e 22:00 do dia 31/12) e
 - Realizar tratativas prévias com as indústrias situadas na região do Litoral Norte de forma a agilizar a redução de cargas em situações de emergência no sistema de transmissão, com destaque para o corredor em 138 kV entre as subestações Baixada Santista, Vicente de Carvalho e Bertioga II.

Litoral Norte – Reforços

Implantação da Alternativa N1, composta de:

- SE Taubaté, dois transformadores defasadores trifásicos 138/138 kV – 300 MVA, cada, com unidade reserva, duas entradas de linha 138 kV arranjo BD5, uma seção de barra 138 kV para interligar os TR defasadores e permitir a operação em paralelo;
- SE Santo Ângelo, dois transformadores defasadores trifásicos 138/138 kV – 170 MVA, cada, com unidade reserva, duas entradas de linha 138 kV arranjo BD5, uma seção de barra 138 kV para interligar os TR defasadores e permitir a operação em paralelo, substituição de duas seccionadoras nos *bays* para Rio Pardo C1 e C2, substituição de bobinas de bloqueio e condutores dos *bays* para Bertioga II C1/C2;
- SE Bertioga II 138 kV, substituição de bobinas de bloqueio e condutores dos *bays* para Santo Ângelo C1/C2 e instalação de um banco de capacitores 50 Mvar/138 kV e conexões;
- SE Baixada Santista, instalação do segundo banco de autotransformadores 345/230 kV – 500 MVA e conexões, instalação de um banco de capacitores de 50 Mvar/138 kV e conexões;

- SE Paraibuna 138 kV, substituição do sistema de proteção, TCs, seccionadoras bobinas de bloqueio e condutores dos *bays* para Caraguatatuba C1/C2 e substituição do sistema de proteção, TCs, seccionadoras, bobinas de bloqueio e condutores dos *bays* para Taubaté C1/C2;
- SE Caraguatatuba 138 kV, substituição do sistema de proteção, TCs, seccionadoras e condutores dos *bays* para Paraibuna C1/C2, substituição do sistema de proteção e TCs dos *bays* para São Sebastião C1/C2;
- SE São Sebastião 138 kV, substituição do sistema de proteção, TCs e condutores dos *bays* para Caraguatatuba C1/C2, substituição do sistema de proteção, TCs e condutores dos *bays* para Bertioga II C1/C2 e substituição do sistema de proteção, TCs, bobinas de bloqueio e condutores dos *bays* para Rio Pardo C1/C2;
- SE Rio Pardo 138 kV, substituição do sistema de proteção, TCs, bobinas de bloqueio e condutores dos *bays* para São Sebastião C1/C2, substituição do sistema de proteção, TCs, bobinas de bloqueio e condutores dos *bays* para Santo Ângelo C1/C2 e substituição do sistema de proteção de barras e
- LT 138 kV Vicente de Carvalho – Bertioga II C1/C2, recondutoramento com cabo termorresistente (capacidade mínima 231/245 MVA) do trecho de 6,8 km entre a SE Vicente de Carvalho e a derivação Guarujá I.

Após a implantação da SE Domênico Rangoni 345/138 kV, recomenda-se:

- SE Bertioga II 138 kV, substituição de TCs, seccionadoras, bobinas de bloqueio e condutores dos *bays* para São Sebastião C1/C2 e
- LT 138 kV Bertioga II – São Sebastião C1/C2, recondutoramento com cabo termorresistente (capacidade mínima 231/245 MVA) do trecho de 5,6 km entre a SE Bertioga II e a derivação Bertioga IV.

Independentemente das obras acima relacionadas, recomenda-se a implantação imediata dos seguintes reforços:

- SE Bertioga II, instalação de um SEP para realizar o fechamento do disjuntor de paralelo de Bertioga II (retorno à operação com barra unificada) para situações de rede alterada;
- SE Caraguatatuba 138 kV, substituição de TCs, seccionadoras, bobinas de bloqueio e condutores dos *bays* para Ubatuba C1/C2 e instalação do 3º e 4º bancos de capacitores - 2x50 Mvar/138 kV e uma conexão BD3 e

- LT 138 kV Caraguatatuba – Ubatuba C1/C2, recondução com cabo termorresistente (capacidade mínima 231/245 MVA) do trecho de 11,4 km entre a SE Caraguatatuba e a derivação Massaguaçu.

Litoral Sul – Ações operativas

- Abertura da LT 138 kV Registro – Peruíbe C1/C2 no terminal Peruíbe
Medida adotada na temporada de verão 2019/20, condicionada ao monitoramento de inequação aplicada ao somatório do carregamento nos circuitos 1 e 2 da LT 138 kV Embu Guaçu – Mongaguá.
- Ação articulada entre as Concessionárias de Distribuição, Geração, ISA CTEEP e ONS:
 - Elevação da geração nas UHEs Jurumirim, Chavantes e Piraju durante os períodos de carga máxima da temporada de verão.

Litoral Sul – Reforços

Implantação da Alternativa S4-F, composta de:

- SE Capão Bonito, dois transformadores defasadores trifásicos 138/138 kV – 130 MVA, cada, com unidade reserva, duas entradas de linha 138 kV arranjo BD5, uma seção de barra 138 kV para interligar os TR defasadores e permitir a operação em paralelo;
- SE Registro 138 kV, instalação de bancos de baterias com a capacidade de 30 MW e pelo menos 2 horas de tempo de descarga (60 MWh), instalação de 2 transformadores 138/34,5 kV - 33,3 MVA, cada, com unidade reserva, instalação de 2 bays de 138 kV, instalação de 2 bays 34,5 kV e
- SE Mongaguá 138 kV, substituição de cabos condutores nos *bays* para Embu Guaçu e instalação do 1º banco de capacitores, 50 Mvar/138 kV e de um módulo de conexão, arranjo BD3, associado.

Independentemente das obras acima relacionadas, considerando a futura entrada em operação das obras associadas a Solução Estrutural do Litoral Sul, SE Manoel da Nóbrega 230/138 kV – 2 x 225 MVA e 230/88 kV – 1 x 225 MVA, recomenda-se a implantação do 2º banco de transformadores monofásicos 230/88 kV – 3 x 75 MVA nessa subestação, devido as violações da capacidade de longa duração observadas no único existente. Enquanto esse reforço não for implantado, será necessário avaliar junto às indústrias situadas na região da Baixada Santista/Praia Grande a possibilidade de redução de carga entre 20:00 e 22:00 do dia 31/12.

4 PREMISSAS E CRITÉRIOS

4.1 Critérios básicos

Em linhas gerais, o atendimento ao mercado, seja do Litoral Norte ou do Litoral Sul, deverá ser plenamente assegurado no horizonte 2026 em regime normal e em contingências simples do sistema de transmissão. Para tal, as simulações e análises foram orientadas de forma similar à adotada nos estudos do Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PAR/PEL, sendo a malha de transmissão representada de forma explícita, incluindo os pontos de alimentação às subestações de distribuição por meio de derivação em linhas de transmissão.

No conjunto de obras previsto para o litoral de São Paulo destacam-se, além dos empreendimentos do C.C. nº. 016/2014-ANEEL, as obras da ELEKTRO e CPFL associadas com a integração da SE Manoel da Nóbrega. Demais reforços na região, como a desmontagem/reconstrução da LT 138 kV Mongaguá – Peruíbe C1/C2, embora integrantes do Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica – POTEE, não foram representados neste estudo.

4.2 Casos de trabalho

Foram utilizados os casos de referência do PAR/PEL 2020 disponibilizados pelo ONS no SINtegre em março de 2020, especificamente os identificados como casos de verão para os quais é representada a configuração do sistema de transmissão prevista até o dia 31 de dezembro de cada ano.

4.3 Mercado

As Concessionárias de Distribuição com áreas de concessão na região do Litoral de São Paulo e Baixada Santista elaboraram a previsão de carga por barramento representativa do evento do *Réveillon*, conforme os critérios a seguir:

- a carga por barramento deve ser integralizada na hora, ou seja, para a 20^a hora considera-se o valor médio das medidas entre 19:01 e 20:00 e
- a previsão para a maior carga integralizada por barramento entre as 19^a, 20^a, 21^a e 22^a horas, para o dia de *Réveillon*, dia 31, dos anos de 2020, 2021, 2022, 2023, 2024, 2025 e 2026

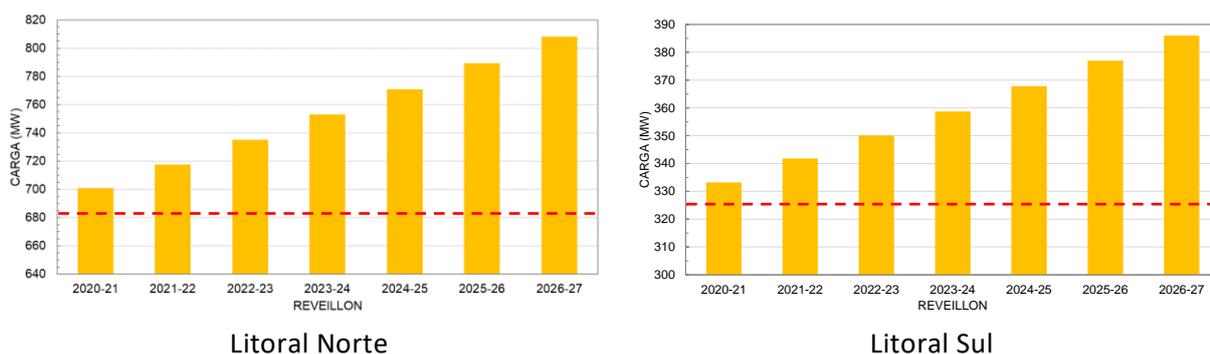
Na Tabela 4-1 são apresentados os valores de carga previstos por cada Concessionária de Distribuição, bem como os valores verificados no *Réveillon* 2019/20.

Tabela 4-1: Valores de carga no dia 31 de dezembro no Litoral de São Paulo e Baixada Santista

	Verificado 2019/20		2020/21		2021/22		2022/23		2023/24		2024/25		2025/26		2026/27	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
CPFL	680,8	139,6	724,7	152,6	742,8	156,4	761,4	160,3	780,4	164,3	799,9	168,4	819,9	172,6	840,4	176,9
EDP SP	241,3	77,8	246,4	58,4	251,7	59,3	257,1	59,6	262,7	59,7	268,0	60,8	273,5	60,9	279,2	61,0
ELEKTRO	690,7	224,1	708,5	229,8	726,7	235,7	745,4	241,8	764,6	248,0	784,2	254,4	804,4	261,0	825,1	267,7
ENEL SP	43,8	9,5	44,7	9,9	45,7	10,2	46,5	10,3	47,3	10,5	48,4	10,8	49,3	10,9	50,1	11,1

A evolução dos valores agregados (soma das cargas por barramento de todas as distribuidoras) do Litoral Norte e do Litoral Sul é apresentada na forma gráfica da Figura 4-1. Tomando como base os valores verificados no *Réveillon* 2019/20, os valores previstos no horizonte 2026/27 correspondem ao crescimento aproximado de 18,5 % em ambas as sub-regiões.

Figura 4-1: Previsão de carga do Litoral Norte e do Litoral Sul



4.4 Geração

O perfil de geração adotado nas análises do GT-Litoral tomou como base os valores de despacho verificados, com integralização horária, no período de 24 horas antes e após o *Réveillon* dos últimos cinco anos, tendo como resultado:

- Para as usinas hidrelétricas regularmente despachadas pelo ONS e com efeito no atendimento ao Litoral de São Paulo, foi adotado referencial e conservativamente o menor valor registrado entre as 18:00 e 21:00 do dia 31/12 de todos os cinco anos;
- Para a UTE Cubatão foi adotado o despacho correspondente à inflexibilidade, com avaliação de sensibilidade para valores superiores, até 200 MW, se houver caracterização de restrição elétrica;

- Também com base nos valores verificados, a UTE Nova Piratininga não foi despachada e
- Para a UHE Henry Borden, por sua vez, foi adotado o despacho de 200 MW no setor de 88 kV e o valor mínimo de 15 MW no setor de 230 kV, montantes atualmente considerados pela programação.

A Tabela 4-2 apresenta o perfil de geração nas usinas com maior influência no atendimento ao Litoral de São Paulo e Baixada Santista adotado referencialmente em todas as análises.

Tabela 4-2: Perfil de geração nas usinas com maior influência no atendimento ao Litoral de São Paulo e Baixada Santista

Usina	Potência (MW)
UHE Chavantes	215,0
UHE Henry Borden 230 kV	15,0
UHE Henry Borden 88 kV	200,0
UHE Jurumirim	21,0
UHE Paraibuna	7,0
UHE Piraju	20,0
UTE Cubatão	86,0
UTE Nova Piratininga/Piratininga	0,0

4.5 Limites operativos

Este subitem trata dos limites operativos, seja de tensão em barramentos ou de carregamento em linhas de transmissão e transformadores, considerados no presente estudo.

4.5.1 Tensão

Foram considerados os limites descritos no item 5.3.5 do Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede na avaliação de desempenho das redes de 440 kV, 345 kV, 230 kV e 138 kV da região de interesse do presente estudo.

4.5.2 Carregamento

Na avaliação do desempenho são consideradas as capacidades operativas de longa e curta duração dos equipamentos do sistema de transmissão da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira declaradas pelas Concessionárias de Transmissão no termo aditivo vigente dos respectivos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST. Para as Demais Instalações de Transmissão – DIT, foram utilizados os valores de capacidade em regime normal e em emergências informados pelas Concessionárias de Transmissão. Por sua vez, as capacidades operativas em equipamentos das redes de distribuição foram consideradas com os valores representados nos casos de referência do PAR/PEL 2020.

Os valores considerados no presente estudo são relacionados na Tabela 5-1 e na Tabela 5-2, respectivamente para os principais equipamentos do sistema de transmissão do Litoral Norte e do Litoral Sul.

4.6 Parâmetros para dimensionamento dos transformadores defasadores

Nesta seção, são expostos todos os critérios utilizados nas análises técnicas para realizar os ajustes dos *setpoints* e o dimensionamento dos transformadores defasadores.

4.6.1 Modo de Operação

Os transformadores defasadores foram empregados para controlar a injeção de potência ativa pelas linhas de transmissão com as quais foram inseridos em série:

- LT 138 kV Taubaté – Paraibuna C1/C2;
- LT 138 kV Santo Ângelo – Rio Pardo C1/C2;
- LT 138 kV Baixada Santista – Vicente de Carvalho C1/C2;
- LT 138 kV Embu Guaçu – Mongaguá C1/C2;
- LT 138 kV Capão Bonito – Registro C1/C2 e;
- LT 138 kV Mongaguá – Embu Guaçu C1/C2.

Na condição normal de operação, os *setpoints* desses equipamentos foram ajustados para manter os carregamentos dos demais elementos do sistema de interesse abaixo de 90% de suas respectivas capacidades de longa duração.

Na condição de emergência (N-1), dependendo da contingência verificada, torna-se necessário alterar os ângulos de defasagem desses equipamentos afim de manter os carregamentos de todos os elementos do sistema de interesse abaixo de 95% de suas respectivas capacidades de curta duração.

É importante ressaltar que os transformadores defasadores com ângulos de defasagem diferentes de zero implicam no aumento das perdas globais do sistema e, portanto, esse efeito deve ser considerado na definição dos períodos em que os equipamentos operarão dessa forma.

4.6.2 Capacidade, defasagem angular e impedância

Os limites de defasagem angular e capacidade dos transformadores defasadores foram determinados de modo a assegurar os recursos necessários, para que esses equipamentos fossem capazes de operar conforme descrito no item 4.7.1 e proporcionar um desempenho satisfatório do sistema elétrico do Litoral Paulista.

As impedâncias consideradas para esses transformadores foram determinadas a partir dos parâmetros dos 1º e 2º transformadores defasadores 138/138 kV, (2+1R) x 250 MVA, $\pm 30^\circ$, implantados na SE Rosana, de maneira proporcional à capacidade nominal desses equipamentos. A Tabela 4-3 ilustra os parâmetros considerados para esses elementos.

Tabela 4-3: Parâmetros dos transformadores defasadores

Subestação de instalação	LT em série	Capacidade Normal / Emergência (MVA)	Limites de defasagem angular (°)	Resistência, @ 100 MVA (% p.u.)	Reatância, @ 100 MVA (% p.u.)
Taubaté	Paraibuna C1/C2	300/360	± 30	0,027	0,590
Santo Ângelo	Rio Pardo C1/C2	170/204	± 30	0,047	1,041
Baixada Santista	Vicente de Carvalho C1/C2	300/360	± 30	0,027	0,590
Embu Guaçu	Mongaguá C1/C2	170/204	± 30	0,047	1,041
Capão-Bonito (Alt. S4-A, B e F)	Registro C1/C2	130/156	± 30	0,062	1,362
Capão-Bonito (Alt. S1)	Registro C1/C2	170/204	± 30	0,047	1,041
Mongaguá	Embu Guaçu C1/C2	170/204	± 30	0,047	1,041

4.7 Parâmetros para dimensionamento das baterias

Nesta seção, são expostos todos os critérios utilizados nas análises técnicas para realizar o dimensionamento das baterias que fazem parte do elenco de obras das alternativas do grupo S4 que será apresentado adiante no item 6.2. Além disso, tais critérios também subsidiaram a cotação realizada junto ao mercado, para determinar os custos dessa tecnologia a serem utilizados na análise econômica.

4.7.1 Modo de Operação

Os problemas verificados no sistema elétrico do Litoral Sul Paulista estão fortemente relacionados às elevadas cargas que essa rede supre durante o período de verão.

Nesse contexto, a operação dos bancos de baterias foi determinada principalmente com o intuito de reduzir os picos de carga, através de uma injeção de potência adicional no sistema durante os períodos críticos, ou seja, uma operação no modo “*peak shaving*”.

O carregamento desses dispositivos de armazenamento de energia foi avaliado no patamar de carga leve e não foram identificadas sobrecargas no sistema de interesse.

4.7.2 Ciclagem e vida útil

Conforme já citado, as maiores cargas verificadas na região litorânea de São Paulo ocorrem principalmente ao longo dos feriados do período de verão (Natal, Réveillon, Carnaval, entre outros), que juntos somam aproximadamente 20 dias por ano.

Desse modo, os bancos de baterias foram dimensionados para fornecer no mínimo 20 ciclos completos de carga e descarga, por ano, durante pelo menos 15 anos.

4.7.3 Potência útil

Os bancos de baterias foram dimensionados com potência útil suficiente para assegurar um desempenho satisfatório do sistema elétrico do Litoral Sul:

- Regime normal de operação: carregamento de todos os elementos menor ou igual a 90% de suas capacidades de longa duração e;
- Regime de emergência (N-1): carregamento de todos os elementos menor ou igual a 95% de suas capacidades de curta duração.

4.7.4 Capacidade

As capacidades dos bancos de baterias foram calculadas apenas para as alternativas que foram avaliadas na análise econômica (S4-A, S4-C e S4-F). Todas essas alternativas contemplaram o uso de transformadores defasadores.

Os bancos de baterias foram dimensionados com capacidades suficientes para eliminar as sobrecargas com maiores durações.

A metodologia empregada é descrita a seguir:

1. Realizou-se um levantamento de todas as curvas de carga diárias dos feriados do verão, com passo de integração de 5 minutos, ao longo dos últimos 3 anos, para as linhas que suprem as cargas do Litoral Sul de SP: LT 138 kV Embu Guaçu – Mongaguá C1/C2 e LT 138 kV Capão Bonito – Registro C1/C2;
2. Identificou-se que as curvas de carga mais críticas para as LTs em questão ocorreram no Réveillon de 2018/19;
3. Somou-se os fluxos de potência aparente de cada uma das curvas de carga críticas da LT 138 kV Embu Guaçu – Mongaguá C1/C2 e da LT 138 kV Capão Bonito - Registro C1/C2, determinadas no passo 2, gerando uma única curva de carga.
4. Criou-se uma curva de carga para o regime normal de operação (N) e outra para o regime de emergência (N-1), da seguinte forma:
 - a. N: subtraiu-se de cada um dos pontos que compõe a curva de carga do passo 3, os montantes das injeções de potência ajustados nos transformadores defasadores para o regime normal de operação;
 - b. N-1: subtraiu-se de cada um dos pontos que compõe a curva de carga do passo 3, os montantes das injeções de potência ajustados nos transformadores defasadores para a contingência mais severa para o sistema de interesse: perda de um dos circuitos da LT 138 kV Embu Guaçu - Mongaguá C1/C2.
5. Converteu-se a unidade das curvas de carga do passo 4 de MVA para p.u.;
6. Extraíu-se os valores dos máximos fluxos passantes verificados na LT 138 kV Embu Guaçu – Mongaguá C1/C2 e na LT 138 kV Capão Bonito – Registro C1/C2, nos casos de trabalho elaborados neste GT, para o último ano do horizonte (2026), sem a presença da solução estrutural;

7. Multiplicou-se as curvas de carga em p.u. do passo 5 pelas bases de fluxo de potência do passo 6 e obteve-se 2 curvas de carga em MVA, uma representando a condição normal de operação e a outra a de emergência (N-1), para a LT 138 kV Embu Guaçu – Mongaguá C1/C2 e a LT 138 kV Capão Bonito – Registro C1/C2 e
8. As curvas de carga do passo 7 foram confrontadas com os limites normais e de emergência da LT 138 kV Embu Guaçu – Mongaguá C1/C2 e a LT 138 kV Capão Bonito – Registro C1/C2. Assim, dimensionou-se um banco de baterias capaz de injetar a potência necessária por um período superior àquele em que as curvas de carga do passo 7 violaram os limites das linhas de transmissão supracitadas.

4.7.5 Fator de potência

Os bancos de baterias não foram empregados para eliminar as violações de tensões verificadas, as quais foram sanadas com a recomendação de bancos de capacitores.

Desse modo, os dispositivos de armazenamento foram dimensionados com fator de potência unitário.

4.8 Parâmetros econômicos

Para o custeamento das novas instalações, foram utilizados os preços referenciais da ANEEL de 07/2017, atualizados para maio de 2019, conforme o Informe Técnico EPE-DEE-IT-054/2019. 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\$ 247,44/MWh;
- Taxa de desconto: 8% a.a.;
- Ano de referência: 2020;
- Tempo de vida útil das instalações: 30 anos;
- Ano horizonte: 2027; e
- Empate entre alternativas: diferença de custos inferior a 5 % (requer análises adicionais).

5 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA

Na Figura 5-1 é representada a macrorregião litorânea do estado de São Paulo, objeto do presente estudo. A maioria dos municípios destacados situa-se ao nível do mar e tem intensa atividade turística durante os meses do verão. O atendimento elétrico pela Rede Básica do SIN à macrorregião é realizado por subestações de fronteira nos municípios de Taubaté, Mogi das Cruzes, Embu Guaçu e Capão Bonito, todas no planalto, além de Santos, na Baixada Santista. Essa característica, potencializada pela forte presença de áreas de preservação ambiental, impõe grande dificuldade à prospecção de novos pontos de atendimento pela Rede Básica.

Para fins da análise realizada no âmbito desse GT, tendo em vista a independência das respectivas redes de transmissão, a faixa costeira na base da Serra do Mar a nordeste do município de Santos até a divisa com o estado do Rio de Janeiro corresponde ao Litoral Norte, enquanto o Litoral Sul se estende a sudoeste de Santos até a divisa com o estado do Paraná.

Figura 5-1: Região litorânea do estado de São Paulo



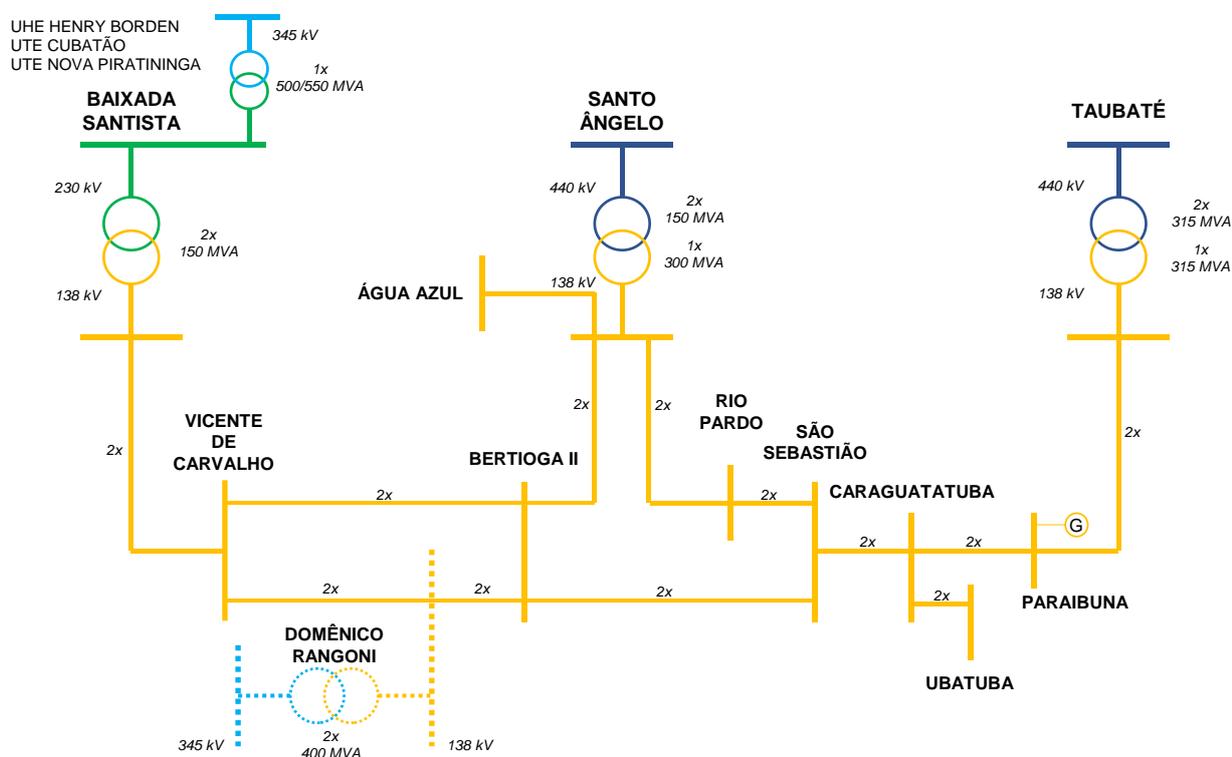
5.1 Litoral Norte

5.1.1 Sistema elétrico de interesse

A Figura 5-2 apresenta uma representação simplificada do sistema de transmissão para atendimento ao Litoral Norte de São Paulo, composto por uma malha de 138 kV em circuito duplo atualmente interligada à Rede Básica do SIN em três subestações de fronteira: Taubaté 440/138 kV, Santo Ângelo 440/138 kV e Baixada Santista 230/138 kV. Vale ressaltar que o barramento de 138 kV da SE Santo Ângelo é também o ponto de interligação da malha de transmissão do Litoral Norte com o restante da rede DIT do estado de São Paulo. A futura SE Domênico Rangoni 345/138 kV será conectada à rede do Litoral Norte em seccionamento dos circuitos 1 e 2 da LT 138 kV Vicente de Carvalho – Bertioiga II.

As Concessionárias de Distribuição da região (CPFL, EDP SP e ELEKTRO) são alimentadas diretamente a partir das subestações da Concessionária de Transmissão (ISA CTEEP) indicadas ou por meio de dupla derivação nas linhas de transmissão em 138 kV.

Figura 5-2: Sistema de transmissão para atendimento ao Litoral Norte de São Paulo



5.1.2 Capacidades operativas de linhas e transformadores

Na Tabela 5-1 são apresentados os valores de capacidade operativa para os elementos do sistema de transmissão do Litoral Norte. São identificados como fatores limitantes os equipamentos que restringem a utilização da plena capacidade dos condutores das linhas de transmissão ou unidades transformadoras.

Tabela 5-1: Capacidades operativas no Litoral Norte

Linha ou Transformador	Capacidade Operativa (MVA)		Fatores Limitantes
	Normal	Emergência	
LT 138 kV PARAIBUNA – TAUBATÉ 1-2	96	127	Sistema de proteção, TC, Secc., BB e cabos de conexão em Paraibuna
LT 138 kV CARAGUATATUBA – PARAIBUNA 1-2	191	191	Sistema de proteção, TC, Secc., e cabos de conexão em ambos os terminais
LT 138 kV CARAGUATATUBA - SÃO SEBASTIÃO 1-2	96	127	Sistema de proteção, TC em Caraguatatuba e sistema de proteção, TC e cabos de conexão em Paraibuna
LT 138 kV CARAGUATATUBA – UBATUBA 1-2	96	127	TC e cabos de conexão em Caraguatatuba
LT 138 kV RIO PARDO - SÃO SEBASTIÃO 1-2	96	96	Sistema de proteção, TC, BB e cabos de conexão em ambos os terminais
LT 138 kV RIO PARDO - SANTO ÂNGELO 1-2	96	96	Sistema de proteção, TC, BB e cabos de conexão em Rio Pardo e secc. Em Santo Ângelo
LT 138 kV BERTIOGA II - SANTO ÂNGELO 1-2	108	130	Cabos condutores da LT
LT 138 kV BERTIOGA II - VICENTE DE CARVALHO 1-2	108	130	Cabos condutores da LT na aproximação dos terminais
LT 138 kV BERTIOGA II - VICENTE DE CARVALHO 3-4	108	130	Cabos condutores da LT
LT 138 kV BAIXADA - VICENTE DE CARVALHO 1-2	159	191	Seccionadoras em Baixada Santista e TC em Vicente de Carvalho
LT 138 kV BERTIOGA II - SÃO SEBASTIÃO 1-2	96	108	Sistema de proteção, TC e cabos de conexão em São Sebastião
TR 230/138 BAIXADA SANTISTA 7-8*	150	180	-
TR 345/230 BAIXADA SANTISTA 1*	500	550	-
TR 440/138 kV TAUBATÉ 3-4*	315	358	COCD no TR-3 e TR-4 limitada por TC do lado de AT.
TR 440/138 kV TAUBATÉ 5*	315	378	-
TR 440/138 kV SANTO ANGELO 3-4*	150	180	-
TR 440/138 kV SANTO ANGELO 5*	300	360	-

* Valores declarados no CPST

5.1.3 Desempenho elétrico da rede

Nesse subitem são apresentadas as violações de capacidades operativas e de limites operativos de tensão no sistema de transmissão do Litoral Norte, para condição normal e em contingências simples, considerando as premissas relacionadas no item 4 e as capacidades operativas da Tabela 5-1. As soluções para os problemas apontados serão tratadas no âmbito da análise de alternativas de reforços no item 6.

O ponto de maior destaque no atendimento ao Litoral Norte é o carregamento da LT 138 kV Santo Ângelo – Bertioiga II C1/C2, o qual se mostra elevado em todos os casos de verão sem a presença da SE Domênico Rangoni 345/138 kV, com sobrecargas em condição normal a partir do verão 2022/23 em valores que podem atingir 22% no verão 2025/26 do Cenário Pessimista. Em vista da defasagem de 28 meses admitida para as datas de entrada em operação da SE Manoel da Nóbrega e a da SE Domênico Rangoni, o Cenário Otimista é um pouco mais severo para o carregamento da LT 138 kV Santo Ângelo – Bertioiga II C1/C2, com violações cerca de 8 p.p. maiores do que as previstas no Cenário Pessimista, o qual conta com ambos os empreendimentos da solução estrutural em operação no ano de 2026.

Para o Cenário Pessimista, são previstas sobrecargas em condição normal na LT 138 kV Taubaté – Paraibuna C1/C2 no valor de 10% a partir do verão 2023/24, atingindo 12% no verão 2025/26. Na contingência de um dos circuitos, o remanescente pode sofrer sobrecargas inadmissíveis de 8% já no verão 2021/22, podendo atingir 28% no horizonte do estudo. No Cenário Otimista esse quadro não se altera significativamente com a presença da SE Manoel da Nóbrega, porém é previsto um expressivo alívio com a entrada em operação da SE Domênico Rangoni em 2025, sem, contudo, ser eliminada a sobrecarga inadmissível na contingência local (11%).

É importante ressaltar que, devido à característica radial do atendimento à SE Ubatuba 138 kV pela rede de transmissão, são previstas sobrecargas inadmissíveis no trecho entre a SE Caraguatatuba e a derivação Massaguaçu, da LT 138 kV Caraguatatuba – Ubatuba C1/C2 na contingência de um dos circuitos, independentemente da presença dos empreendimentos da solução estrutural. Tais sobrecargas são previstas a partir do verão 2022/23 e podem atingir 13% no horizonte do estudo. Para o trecho entre a derivação Massaguaçu e a SE Ubatuba são previstas violações de até 11% da capacidade operativa em condição normal na contingência de um dos circuitos, porém sem sobrecargas inadmissíveis até o verão 2025/26.

Sobrecargas inadmissíveis na contingência em um dos circuitos são previstas também na LT 138 kV Rio Pardo – São Sebastião C1/C2 a partir do verão 2023/24, no valor de 6%, com elevação até 17% no verão 2025/26 no Cenário Pessimista, porém retornando valores na ordem de 5% no Cenário Otimista com a presença da SE Domênico Rangoni. Efeito semelhante é previsto na LT 138 kV Santo Ângelo – Rio Pardo C1/C2, no trecho entre a SE Rio Pardo e a derivação Biritiba, em função das limitações no terminal Rio Pardo, com sobrecargas de até 5% no verão 2025/26 do Cenário Pessimista. No Cenário Otimista, esse carregamento se reduz a 94% da capacidade em decorrência da presença da SE Domênico Rangoni.

A LT 138 kV Bertioga II – São Sebastião C1/C2 apresenta, a partir do verão 2023/24 e em ambos os cenários, carregamentos superiores à capacidade em condição normal para a contingência em um dos circuitos, porém somente com a entrada em operação da SE Domênico Rangoni são previstas sobrecargas inadmissíveis na ordem de 7%, limitadas ao trecho entre a SE Bertioga II e a derivação Bertioga 4.

O carregamento da LT 138 kV Baixada Santista – Vicente de Carvalho C1/C2 apresenta violações da capacidade em condição normal para a contingência em um dos circuitos em ambos os cenários. Porém, no Cenário Otimista, a presença da SE Manoel da Nóbrega a partir do verão 2023/24 contribui para reduções marginais de carregamento suficientes para eliminar pequenas sobrecargas inadmissíveis em todos os trechos. Nesse cenário, a redução mais expressiva será possível com a entrada em operação da SE Domênico Rangoni, eliminando todas as violações anteriormente mencionadas.

A LT 138 kV Vicente de Carvalho – Bertioga II C1/C2 atende a diversas subestações de consumidores industriais e de alimentação da rede de distribuição no Guarujá. Na contingência em um dos circuitos, o trecho entre a SE Vicente de Carvalho e a derivação Guarujá 1 pode ser submetido, já no verão 2020/21, a sobrecargas inadmissíveis da ordem de 18%, se elevando até 33% no verão 2025/26, em ambos os cenários. A SE Domênico Rangoni, com conexão prevista no seccionamento dessa linha entre as derivações Guarujá 4 e Guarujá 2, eliminará os problemas de sobrecargas, aliviando o carregamento em contingência para cerca de 61% da capacidade em condição normal.

Em nenhuma das condições analisadas foram identificadas violações de carregamento na LT 138 kV Vicente de Carvalho – Bertioga II C3/C4, seja em condição normal ou em contingências simples no sistema de transmissão. Também não foram identificadas sobrecargas inadmissíveis nas transformações 440/138 kV das SEs Taubaté e Santo Ângelo. Por outro lado, seja no Cenário Otimista ou no Pessimista, a transformação 230/138 kV da SE Baixada Santista é submetida a carregamentos elevados em condição normal.

Em todos os casos foram identificadas sobrecargas inadmissíveis na transformação 230/138 kV da SE Baixada Santista na contingência em um dos bancos, enquanto não entrar em operação a SE Domênico Rangoni. No verão 2020/21 é prevista violação marginal de 1%, porém esse valor pode atingir 14% no verão 2025/26 do Cenário Pessimista. No Cenário Otimista, a entrada em operação da SE Manoel da Nóbrega considerada em 2023 contribui para reduzir a sobrecarga para 5%. É importante destacar que o Cenário Otimista pressupõe que a SE Domênico Rangoni seja concluída somente 28 meses após a SE Manoel da Nóbrega. Com essa configuração, a transformação 345/230 kV da SE Baixada Santista poderá ter significativo aumento de carregamento, pois passará também a contribuir para a alimentação das cargas do Litoral Sul através da LT 230 kV Henry Borden – Manoel da Nóbrega C1/C2. Nos casos de verão 2023/24 e 2024/25 nesse cenário, com as premissas de geração descritas no subitem 4.4, é prevista sobrecarga de 3% em condição normal na transformação 345/230 kV da SE Baixada Santista, sendo que a contingência dessa transformação pode ocasionar sobrecargas inadmissíveis de até 22% na LT 230 kV Henry Borden – Piratininga. Com a presença da SE Domênico Rangoni no verão 2025/26 é previsto um significativo alívio no citado carregamento com eliminação das sobrecargas apontadas.

Quanto ao controle de tensão no sistema do Litoral Norte, são previstas dificuldades para atendimento ao valor mínimo de 0,95 p.u. em condição normal na SE Ubatuba 1 138 kV em ambos os cenários ao longo de todo o período analisado. Mesmo no verão 2025/26 do Cenário Otimista e no verão 2026/27 do Cenário Pessimista, ambos os casos com todas as obras da solução estrutural, são previstas tensões inferiores a 0,93 p.u. em condição normal na barra de 138 kV da SE Ubatuba 1, valor que pode ser inferior a 0,90 p.u. na contingência de um dos circuitos da LT 138 kV Caraguatatuba – Ubatuba C1/C2.

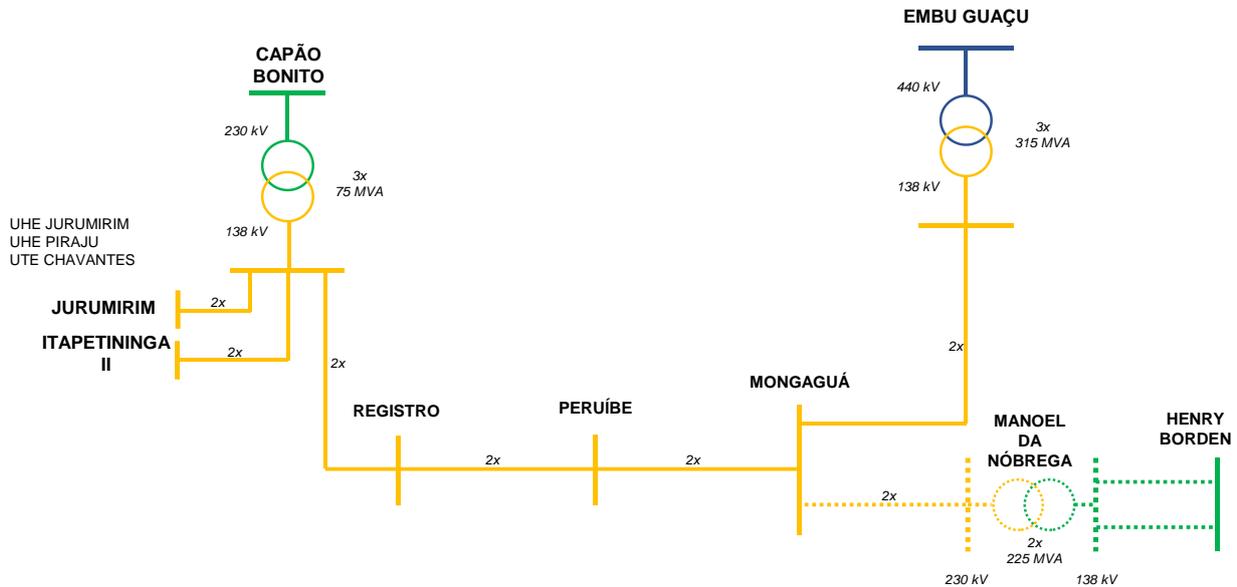
5.2 Litoral Sul

5.2.1 Sistema elétrico de interesse

A Figura 5-3 apresenta uma representação simplificada do sistema de transmissão para atendimento ao Litoral Sul de São Paulo, composto por uma malha de 138 kV em circuito duplo atualmente interligada à Rede Básica do SIN em duas subestações de fronteira: Embu Guaçu 440/138 kV e Capão Bonito 230/138 kV, sendo o barramento de 138 kV da SE Capão Bonito também o ponto de interligação da malha de transmissão do Litoral Sul com o restante da rede DIT do estado de São Paulo. A futura SE Manoel da Nóbrega 230/138/88 kV será conectada à rede do Litoral Sul por intermédio de dois circuitos em 138 kV a serem construídos pela ELEKTRO até a SE Mongaguá, da ISA CTEEP.

As Concessionárias de Distribuição da região (ENEL SP e ELEKTRO) são alimentadas diretamente a partir das subestações da Concessionária de Transmissão (ISA CTEEP) indicadas ou por meio de dupla derivação nas linhas de transmissão em 138 kV.

Figura 5-3: Sistema de transmissão para atendimento ao Litoral Sul de São Paulo



5.2.2 Capacidades operativas de linhas e transformadores

Na Tabela 5-2 são apresentados os valores de capacidade operativa para os elementos do sistema de transmissão do Litoral Sul. São identificados como fatores limitantes os equipamentos que restringem a utilização da plena capacidade dos condutores das linhas de transmissão ou unidades transformadoras.

Tabela 5-2: Capacidades operativas no Litoral Sul

Linha ou Transformador	Capacidade Operativa (MVA)		Fatores Limitantes
	Normal	Emergência	
LT 138 kV EMBU GUAÇU – MONGAGUÁ 1-2	108	130	Cabos condutores na aproximação de Mongaguá e cabos de conexão em Mongaguá
LT 138 kV MONGAGUÁ – PERUIBE 1-2	108	129	Cabos condutores da LT
LT 138 kV PERUIBE – REGISTRO 1-2	96	96	TC, BB e cabos de conexão em Peruipe, cabos condutores em Registro e TC no C2 em Registro
LT 138 kV REGISTRO - CAPÃO BONITO 1-2	80	108	Cabos condutores da LT e cabos de conexão na SE Registro
TR 230/138 CAPÃO BONITO 4-5-7*	75	90	-
TR 440/138 kV EMBU GUAÇU 1*	300	358	-
TR 440/138 kV EMBU GUAÇU 2-9*	300	360	-

* Valores declarados no CPST

5.2.3 Desempenho elétrico da rede

Nesse subitem são apresentadas as violações de capacidades operativas e de limites operativos de tensão no sistema de transmissão do Litoral Sul, para condição normal e em contingências simples, considerando as premissas relacionadas no item 4 e as capacidades operativas da Tabela 5-2. As soluções para os problemas apontados serão tratadas no âmbito da análise de alternativas de reforços no item 6.

O ponto de maior destaque no atendimento ao Litoral Sul é o carregamento da LT 138 kV Embu Guaçu – Mongaguá C1/C2, no trecho entre a SE Mongaguá e a derivação Parelheiros. O traçado dessa linha, no trecho em destaque, atravessa o Parque Estadual da Serra do Mar em terreno com acentuada declividade, acarretando grandes dificuldades de logística e atendimento aos requisitos de preservação ambiental para a execução de reforços, fatores que contribuíram para o desenvolvimento da alternativa que se tornou a solução estrutural para atendimento à região.

No trecho entre a SE Mongaguá e a derivação Parelheiros são previstas sobrecargas em condição normal no Cenário Pessimista até o verão 2025/26 em valores na faixa de 5% a 14%. Nessa situação, a contingência de um dos circuitos pode provocar elevadas sobrecargas inadmissíveis, de até 81%, no remanescente. A presença da SE Manoel da Nóbrega, seja a partir do verão 2023/24 do Cenário Otimista, ou no verão 2026/27 do Cenário Pessimista, elimina as violações anteriormente apontadas, porém, na contingência de um dos circuitos da LT 138 kV Embu Guaçu – Mongaguá C1/C2, o trecho entre a SE Mongaguá e

a derivação Parelheiros do remanescente poderá apresentar carregamentos superiores à capacidade de condição normal (108 MVA).

Em todos o período analisado, há previsão de sobrecargas inadmissíveis no trecho entre a SE Mongaguá e a derivação Itanhaém 2 da LT 138 kV Mongaguá – Peruíbe C1/C2 em caso de contingência em um de seus circuitos. As violações podem atingir 41% da capacidade de emergência do trecho (129 MVA), sendo agravadas marginalmente pela presença da SE Manoel da Nóbrega. A solução, já incluída no Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica – POTEE, é a reconstrução da LT 138 kV Mongaguá – Peruíbe C1/C2, obra a ser realizada pela ELEKTRO de forma coordenada com a desmontagem pela ISA CTEEP, após esta receber autorização pela ANEEL.

Na LT 138 kV Capão Bonito – Registro C1/C2 são previstos carregamentos próximos da capacidade de condição normal na situação de contingência em um dos circuitos, com violação de até 14% a partir do verão 2023/24 do Cenário Pessimista. Contudo, não são previstas violações da capacidade de emergência da linha.

Não são previstas sobrecargas inadmissíveis nas transformações 440/138 kV da SE Embu Guaçu e 230/138 kV da SE Capão Bonito, apesar dos carregamentos elevados identificados na situação de contingência em um dos respectivos bancos de transformadores em ambos os cenários, sem a presença da SE Manoel da Nóbrega.

É importante ressaltar que, ao serem consideradas as premissas descritas no item 4, sobretudo no que diz respeito à carga máxima na temporada de verão, são previstas, em ambos os cenários, violações da capacidade operativa de longa duração em torno de 15% em regime normal no único banco de transformadores 230/88 kV da SE Manoel da Nóbrega, o qual será associado com a alimentação da rede da CPFL Piratininga na região da Praia Grande.

Quanto ao controle de tensão no sistema do Litoral Sul, são previstas dificuldades para atendimento ao valor mínimo de 0,95 p.u. nos pontos de alimentação da distribuição no corredor entre as SEs Mongaguá 138 kV e Peruíbe 138 kV, incluindo esses terminais, para a contingência em um dos circuitos da LT 138 kV Embu Guaçu – Mongaguá C1/C2 em todos os casos de ambos os cenários, enquanto não estiver em operação a SE Manoel da Nóbrega. Na situação descrita, porém no Cenário Pessimista, valores abaixo de 0,90 p.u. são previstos na SE Itanhaém 1 138 kV no verão 2023/24, com inclusão das SEs Itanhaém 2 138 kV, Itanhaém 3 138 kV e Peruíbe 138 kV no verão 2024/25 e da SE Mongaguá 138 kV no verão 2025/26.

6 ALTERNATIVAS

6.1 Litoral Norte

Neste item são apresentadas as medidas operativas e 2 alternativas concebidas para assegurar o desempenho satisfatório da rede elétrica do Litoral Norte de SP no horizonte do Verão 2025/26: N1 e N2.

Ambas as alternativas e as medidas operativas que as precedem têm os principais pontos dos seus desempenhos técnicos apresentados apenas para os anos chave expostos na Tabela 6-1.

Tabela 6-1: Principais anos associados aos desempenhos técnicos das alternativas para o Litoral Norte

Ano	Cenário associado	SE Manoel da Nóbrega	SE Domênico Rangoni	Medidas Operativas	Elenco de Reforços
Verão 2021/22	Otimista e Pessimista	Não	Não	Sim	Não
Verão 2022/23	Otimista e Pessimista	Não	Não	Sim	Parcial
Verão 2024/25	Otimista	Sim	Não	Não	Sim
Verão 2025/26	Pessimista	Não	Não	Não	Sim

6.1.1 Medidas operativas comuns

Essas medidas operativas foram consideradas no horizonte de curto-prazo (Verão 2021/22), visando proporcionar tempo hábil para a entrada em operação dos reforços da alternativa recomendada para o sistema do Litoral Norte:

- Separação de barras em 138 kV na SE Bertioga II: circuitos conectados em uma barra: Santo Ângelo C1/C2 e Vicente de Carvalho C1/C2; circuitos conectados na outra barra: São Sebastião C1/C2 e Vicente de Carvalho C3/C4. Essa medida é recomendada pela ISA CTEEP em regime normal de operação, desde que seja precedida pela instalação de um SEP para realizar o fechamento do disjuntor de paralelo da SE Bertioga II – 138 kV (retorno à operação com barra unificada) frente às situações de emergência (N-1 ou N-2). Antes da implantação desse SEP, a ISA CTEEP não recomenda a adoção dessa medida operativa, devido aos elevados

montantes de corte de carga (≈ 423 MW) que ela impõe ao sistema nas condições de N-1 e N-2;

- Desligamento do TR-5 440/138 kV da SE Santo Ângelo: não recomendada pela ISA CTEEP em regime normal de operação, devido ao elevado risco que impõe ao sistema do Litoral Norte. Entretanto, está sendo considerada como medida operativa na contingência de um dos circuitos da LT 138kV Santo Ângelo – Bertioiga II C1/C2;
- Desligamento de um dos transformadores de 440/138 kV da SE Taubaté: não recomendada pela ISA CTEEP em regime normal de operação, devido ao elevado risco que impõe ao sistema do Litoral Norte. Entretanto, está sendo considerada como medida operativa na contingência de um dos circuitos da LT 138kV Taubaté – Paraibuna C1/C2.
- Elevação da geração nas UHEs Paraibuna, Henry Borden e na UTE Euzébio Rocha durante os períodos de carga máxima da Temporada de Verão;
- Avaliar junto às indústrias situadas nas regiões litorâneas a possibilidade de redução de carga durante os períodos de carga máxima (principalmente entre 20:00 e 22:00 do dia 31/12)
- Realizar tratativas prévias com as indústrias situadas nas regiões litorâneas de forma a agilizar a redução de cargas em situações de emergência no sistema de transmissão que atende o litoral e
- Priorizar cargas conectadas ao sistema de transmissão que atendem à região do litoral e identificar cargas que não representam regiões litorâneas.

As principais características do desempenho técnico das medidas operativas que precedem o horizonte de implantação das Alternativas N1 e N2 são descritas a seguir:

- **Verão 2021/22 - Cenário Otimista e Cenário Pessimista**

Nesse horizonte não foi considerada a entrada em operação de quaisquer reforços.

Em regime normal de operação, considerando o segregamento de barras da SE Bertioiga II conforme descrito anteriormente, verifica-se uma melhora na redistribuição do fluxo de potência no sistema de interesse.

Nota-se a redução dos carregamentos críticos das seguintes LTs:

- LT 138 kV Santo Ângelo – Bertioga II C1/C2;
- LT 138 kV Vicente de Carvalho – Bertioga II C1/C2.

Em contrapartida são verificados a elevação dos carregamentos de outros elementos, sem causar sobrecargas:

- LT 138 kV Santo Ângelo – Rio Pardo C1/C2;
- LT 138 kV Rio Pardo – São Sebastião C1/C2;
- LT 138 kV Vicente de Carvalho – Bertioga II C3/C4 e;
- SE 230/138 kV Baixada Santista.

Em regime normal de operação não são verificadas violações dos limites de tensão da rede elétrica de interesse.

Na condição de emergência (N-1 e N-2), permanecer com as barras da SE Bertioga II 138 kV segregadas implica maiores sobrecargas inadmissíveis e conseqüentemente maiores cortes de carga, dependendo da contingência verificada. As LTs que sofrem os maiores impactos, em relação ao sistema com a topologia original, são:

- LT 138 kV Santo Ângelo – Rio Pardo C1/C2 e;
- LT 138 kV Rio Pardo – São Sebastião C1/C2.

Caso ocorra a perda de um dos circuitos da LT 138 kV Santo Ângelo – Bertioga II C1/C2, poderá ser realizada a abertura do TR-5 440/138 kV da SE Santo Ângelo. Essa medida aumenta a impedância da transformação de 440/138 kV – SE Santo Ângelo e conseqüentemente reduz o carregamento das linhas de transmissão a jusante. Destaca-se que tal medida operativa deverá ser adotada apenas no caso de ocorrência da contingência supracitada. Em hipótese alguma, ela deverá ser aplicada em regime normal de operação, face aos elevados riscos de desligamento em cascata que ela impõe para as fontes do Litoral Norte, principalmente por causa dos elevados carregamentos verificados nos TRs remanescentes de 440/138 kV da SE Santo Ângelo e na transformação de 230/138 kV da SE Baixada Santista.

Caso ocorra a perda de um dos circuitos da LT 138 kV Taubaté - Paraibuna C1/C2, poderá ser realizada a abertura de um dos transformadores de 440/138 kV da SE Taubaté. Analogamente ao caso do TR-5 440/138 kV da SE Santo Ângelo, essa medida aumenta a impedância da transformação de 440/138 kV da SE Taubaté e conseqüentemente reduz o carregamento das linhas de transmissão a jusante. Destaca-se que tal medida operativa deverá ser adotada apenas no caso de ocorrência da contingência supracitada. Em hipótese alguma, ela deverá ser aplicada em regime normal de operação, face aos elevados riscos de desligamento em cascata que ela impõe para as fontes do Litoral Norte, principalmente por causa dos elevados carregamentos verificados nos TRs remanescentes de 440/138 kV da SE Taubaté e na transformação de 230/138 kV da SE Baixada Santista.

De modo conservador, os impactos das demais medidas operativas não foram contempladas nessa análise. No entanto, ratifica-se que elas proporcionam apenas benefícios para o desempenho do sistema elétrico do Litoral Norte de SP.

Nota-se que caso o período de máxima carga suprida pelo sistema do Litoral Norte de SP ocorra em um momento com baixa disponibilidade de geração hidráulica e as indústrias não reduzam seus consumos, esse sistema fica exposto a sobrecargas inadmissíveis.

Mais especificamente, as 3 medidas operativas de total dependência da transmissora são o suficiente para assegurar um desempenho satisfatório do sistema apenas na condição normal de operação.

Nas condições de emergência (N-1 e N-2), tais medidas operativas reduzem substancialmente, mas não eliminam completamente as sobrecargas verificadas.

Face ao exposto, torna-se evidente que o sistema do Litoral Norte de SP necessita urgentemente da entrada em operação da solução estrutural ou de reforços compatíveis com as mesmas, porém com perspectiva de implantação em prazos menores

6.1.2 Alternativa N1

A Alternativa N1 é composta pelo elenco de obras ilustrado na Figura 6-1, descrito a seguir e ordenado conforme a data de entrada em operação considerada no estudo:

- 2022: SE Bertioga II 138 kV, substituição de bobinas de bloqueio e condutores dos módulos de entrada de linha arranjo BD5 para Santo Ângelo C1/C2;
- 2022: SE Caraguatatuba 138 kV, substituição do sistema de proteção, TCs, seccionadoras e condutores dos módulos de entrada de linha arranjo BD3 para Paraibuna C1/C2;
- 2022: SE Caraguatatuba 138 kV, substituição do sistema de proteção e TCs, dos módulos de entrada de linha arranjo BD3 para São Sebastião C1/C2;
- 2022: SE Paraibuna 138 kV, substituição do sistema de proteção, TCs, seccionadoras, bobinas de bloqueio e condutores dos módulos de entrada de linha arranjo BD5 para Taubaté C1/C2;
- 2022: SE Paraibuna 138 kV, substituição do sistema de proteção, TCs, seccionadoras, bobinas de bloqueio e condutores dos módulos de entrada de linha arranjo BD5 para Caraguatatuba C1/C2;
- 2022: SE Rio Pardo 138 kV, substituição do sistema de proteção, de TCs, bobinas de bloqueio e condutores dos módulos de entrada de linha arranjo BD3 para Santo Ângelo C1/C2;
- 2022: SE Rio Pardo 138 kV, substituição do sistema de proteção, de TCs, bobinas de bloqueio e condutores dos módulos de entrada de linha arranjo BD3 para São Sebastião C1/C2;
- 2022: SE Rio Pardo 138 kV, substituição do sistema de proteção de barras;
- 2022: SE Santo Ângelo 138 kV, substituição de seccionadoras nos módulos de entrada de linha arranjo BD5 para Rio Pardo C1/C2;
- 2022: SE Santo Ângelo 138 kV, substituição de bobinas de bloqueio e condutores dos módulos de entrada de linha arranjo BD5 para Bertioga II C1/C2;
- 2022: SE São Sebastião 138 kV, substituição do sistema de proteção, TCs, bobinas de bloqueio e condutores dos módulos de entrada de linha arranjo BD5 para Rio Pardo C1/C2;

- 2022: SE São Sebastião 138 kV, substituição do sistema de proteção, TCs e condutores dos módulos de entrada de linha arranjo BD5 para Caraguatatuba C1/C2;
- 2022: SE São Sebastião 138 kV, substituição do sistema de proteção, TCs e condutores dos módulos de entrada de linha arranjo BD5 para Bertioga II C1/C2;
- 2023: LT 138 kV Vicente de Carvalho – Bertioga II C1/C2, recondutoramento com cabo termorresistente (capacidade mínima 231/245 MVA) do trecho de 6,8 km entre a SE Vicente de Carvalho e a derivação Guarujá 1.
- 2023: SE Baixada Santista 138 kV, instalação de um banco de capacitores de 50 Mvar/138 kV e um módulo de conexão, arranjo BD3, associado;
- 2023: SE Baixada Santista, instalação do 2º banco de autotransformadores 345/230 kV, 3x166,6 MVA, um módulo de conexão de 345 kV arranjo BD5 e um módulo de conexão 230 kV arranjo BD5;
- 2023: SE Bertioga II 138 kV, instalação de um banco de capacitores de 50 Mvar/138 kV e de um módulo de conexão, arranjo BD5, associado;
- 2023: SE Santo Ângelo 138 kV, instalação do 1º e 2º transformadores defasadores trifásicos 138/138 kV, (2+1R) x 170 MVA, $\pm 30^\circ$, 2 módulos de entrada de linha 138 kV arranjo BD5, uma seção de barra 138 kV para interligar os TRs defasadores e permitir a operação em paralelo e
- 2023: SE Taubaté 138 kV, instalação do 1º e 2º transformadores defasadores trifásicos 138/138 kV, (2+1R) x 300 MVA, $\pm 30^\circ$, 2 módulos de entrada de linha 138 kV arranjo BD5, uma seção de barra 138 kV para interligar os TRs defasadores e permitir a operação em paralelo.

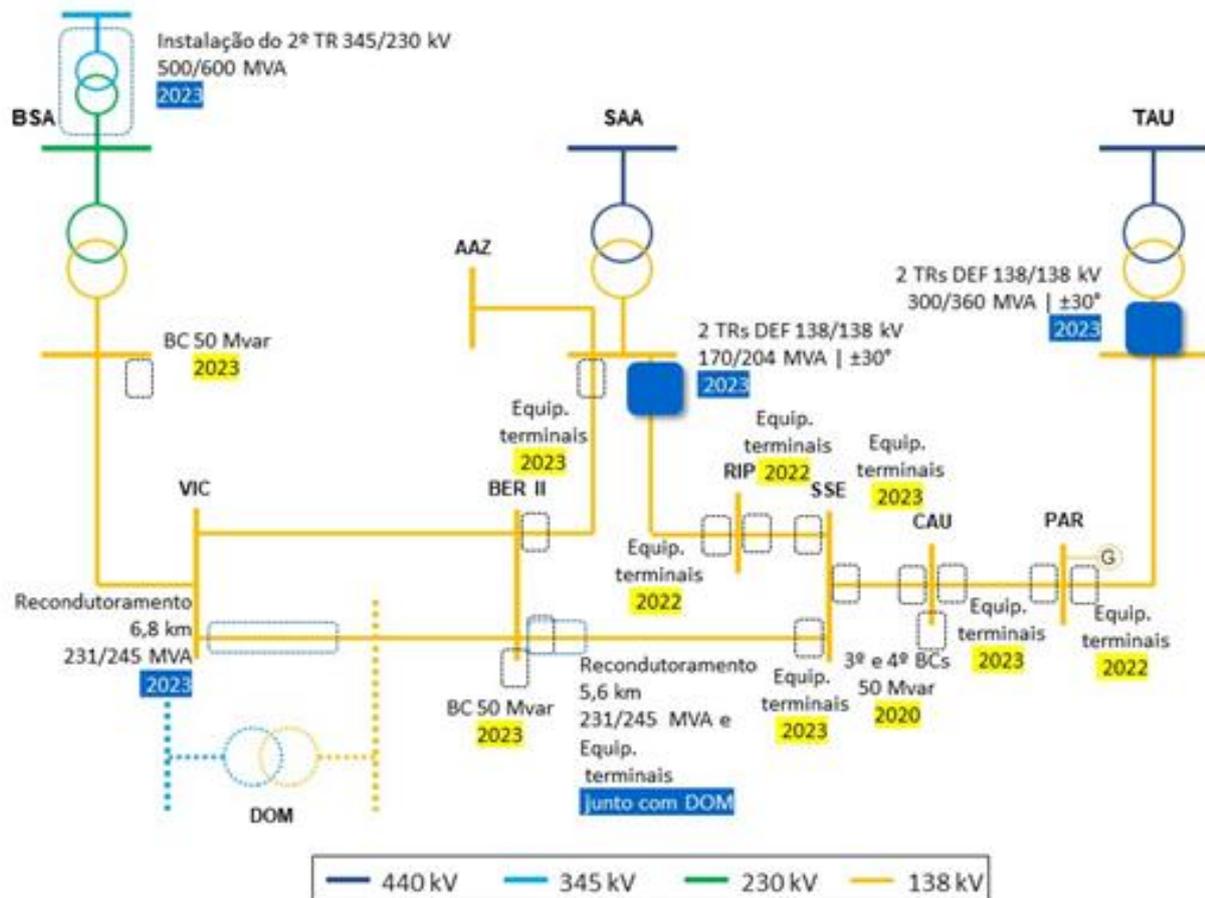
Após a implantação da SE Domênico Rangoni 345/138 kV, recomenda-se:

- LT 138 kV Bertioga II – São Sebastião C1/C2, recondutoramento com cabo termorresistente (capacidade mínima 231/245 MVA) do trecho de 5,6 km entre a SE Bertioga II e a derivação Bertioga IV; e a substituição de sistema de proteção, seccionadoras, bobinas de bloqueio e condutores dos módulos de entrada de linha, arranjo BD5, associados na SE Bertioga II.

Independentemente das obras acima relacionadas, recomenda-se a implantação imediata dos seguintes reforços tendo em vista a melhorar o atendimento radial à SE Ubatuba:

- LT 138 kV Caraguatatuba – Ubatuba C1/C2, recondução com cabo termorresistente (capacidade mínima 231/245 MVA) do trecho de 11,4 km entre a SE Caraguatatuba e a derivação Massaguaçu; e substituição de TCs, seccionadoras, bobinas de bloqueio e condutores dos módulos de entrada de linha, arranjo BD3, associados na SE Caraguatatuba e
- SE Caraguatatuba 138 kV, instalação do 3º e 4º bancos de capacitores 2x50 Mvar/138 kV e um módulo de conexão, arranjo BD3, associado.

Figura 6-1: Elenco de obras da Alternativa N1, com suas respectivas datas de entrada em operação consideradas



As principais características do desempenho técnico da Alternativa N1 são descritas a seguir:

- **Verão 2022/23 - Cenário Otimista e Cenário Pessimista**

Nesse verão foi considerada a entrada em operação dos reforços de pequeno porte (troca de equipamentos terminais na SE Paraibuna) e os bancos de capacitores na SE Caraguatatuba 138 kV (3º e 4º BC de 50 MVar/138 kV, cada).

Em condição normal de operação são previstas sobrecargas marginais na LT 138 kV Santo Ângelo – Bertioga II C1/C2 (108/130 MVA).

Nas situações de contingências simples na rede do Litoral Norte são previstas violações da capacidade de carregamento de curta duração nos seguintes circuitos:

- LT 138 KV Santo Ângelo – Bertioga II C1/C2 (108/130 MVA) e
- LT 138 kV Vicente de Carvalho – Bertioga II C1/C2, no trecho entre a SE Vicente de Carvalho e a derivação da SE Guarujá I (108/130 MVA).

Cabe mencionar que nas situações de contingências simples são previstos carregamentos próximos as capacidades de curta duração nas seguintes instalações:

- Transformação 230/138 kV da SE Baixada Santista – 2 x 150/180 MVA;
- LT 138 KV Caraguatatuba – Ubatuba C1/C2, no trecho entre a SE Caraguatatuba e a derivação da SE Massaguaçu (96/127 MVA) e
- LT 138 KV Baixada Santista – Vicente de Carvalho C1/C2 (159/191MVA).

Desse modo, nota-se que as medidas operativas ainda podem ser necessárias nesse horizonte do estudo, dependendo da condição de operação do sistema.

- **Verão 2024/25 - Cenário Otimista e Verão 2025/26 - Cenário Pessimista**

Ao confrontar os resultados dos últimos anos dos cenários Otimista e Pessimista sem a entrada em operação da SE Domênico Rangoni, Verão 2024/25 e Verão 2025/26, respectivamente, verifica-se um desempenho equivalente da rede do Litoral Norte, após a implantação da Alternativa N1. Desse modo, todos os pontos elencados a seguir foram identificados em ambos os cenários.

Considerando a entrada em operação de todos os reforços da Alternativa N1 a partir do verão 2023/24, observa-se uma melhora significativa no desempenho da rede do Litoral Norte, não sendo mais observados problemas de carregamento e tensão, em condição normal de operação. Cabe mencionar que nessas análises o *setpoint* dos transformadores defasadores 138/138 kV da SE Taubaté – 2 x 300 MVA e da SE Santo Ângelo 138 kV – 2 x 170 MVA ficaram ajustados com uma injeção de potência de 2 x 165 MW e 2 x 95 MW, respectivamente, evitando carregamentos superiores a 90% da capacidade de longa duração, em condição normal, e violações das capacidades de curta duração, nas instalações da Rede Básica e rede DIT da região.

Ressalta-se que em algumas contingências simples são previstas violações marginais das capacidades de longa duração nos seguintes circuitos:

- LT 138 kV Rio Pardo – São Sebastião C1/C2 (108/130 MVA);
- LT 138 KV Santo Ângelo – Rio Pardo C1/C2 (108/130 MVA) e
- LT 138 KV Santo Ângelo – Bertioga II C1/C2 (108/130 MVA).

É importante mencionar que todas essas violações de carregamento podem ser eliminadas com a atuação nos controles dos transformadores defasadores da SE Taubaté e SE Santo Ângelo.

Além disso, mesmo em condição de emergência (N-1), não foram verificadas violações dos limites de tensão.

Destaca-se que foram realizadas análises preliminares de viabilidade física para todos os reforços de grande porte dentro de subestações que compõe essa alternativa. Não foram verificados fatores impeditivos. Esses dados são detalhados no item 8.1.

Além disso, também foram realizadas análises socioambientais para todos os reforços de grande porte associados as linhas de transmissão. Não foram verificados fatores impeditivos. Essas informações são detalhadas no item 9.1.

6.1.3 Alternativa N2

A Alternativa N2 é composta pelo elenco de obras ilustrado na Figura 6-2, descrito a seguir e ordenado conforme a data de entrada em operação considerada no estudo:

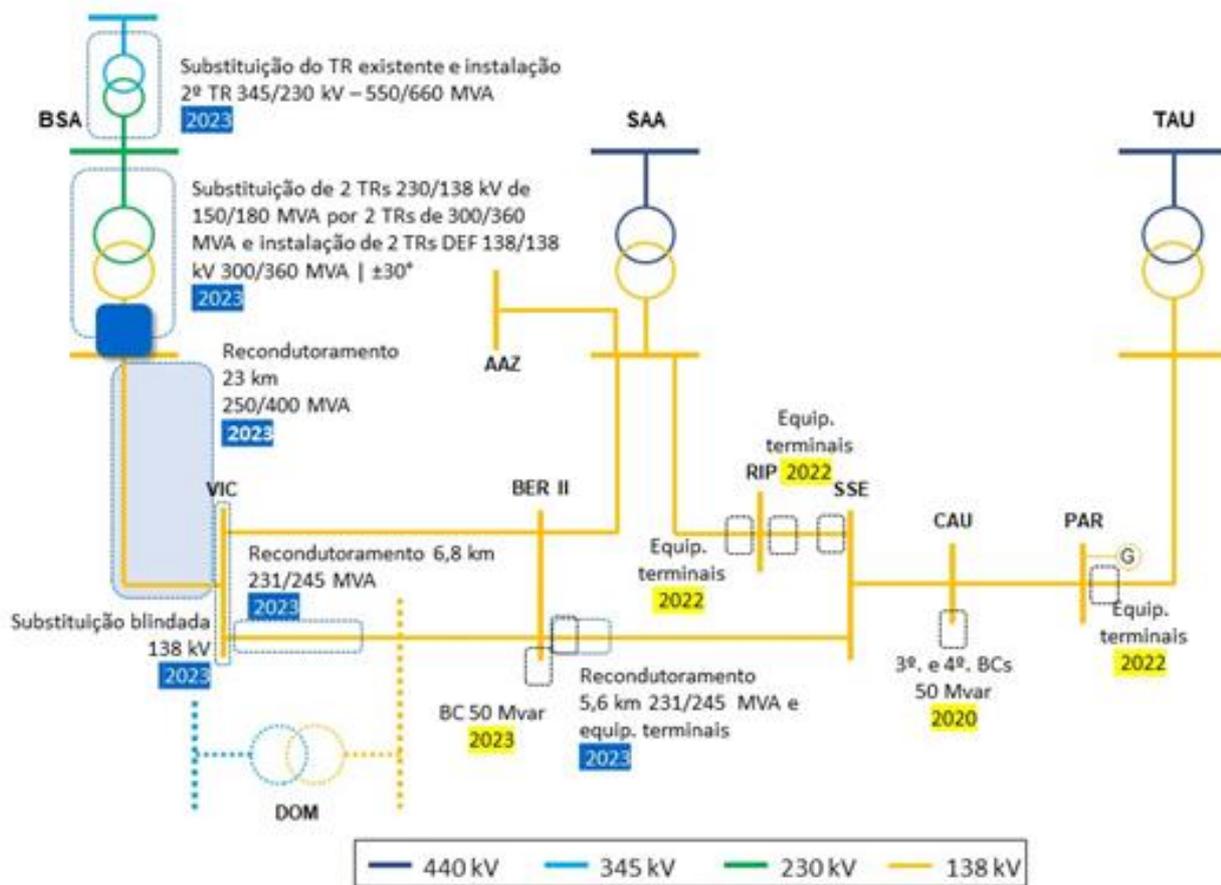
- 2022: SE Paraibuna 138 kV, substituição do sistema de proteção, TCs, seccionadoras, bobinas de bloqueio e condutores dos módulos de entrada de linha arranjo BD5 para Taubaté C1/C2;
- 2022: SE Rio Pardo 138 kV, substituição do sistema de proteção, TCs, bobinas de bloqueio e condutores dos módulos de entrada de linha arranjo BD3 para São Sebastião C1/C2;
- 2022: SE Rio Pardo 138 kV, substituição do sistema de proteção, de TCs, bobinas de bloqueio e condutores dos módulos de entrada de linha arranjo BD3 para Santo Ângelo C1 e C2;
- 2022: SE Rio Pardo 138 kV, substituição do sistema de proteção de barras;
- 2022: SE São Sebastião 138 kV, substituição do sistema de proteção, TCs, bobinas de bloqueio e condutores dos módulos de entrada de linha arranjo BD5 para Rio Pardo C1/C2;
- 2022: SE Vicente de Carvalho 138 kV, substituição dos módulos de entrada de linha, arranjo BD3, para Bertioga II C3/C4;
- 2022: SE Vicente de Carvalho 138 kV, substituição dos módulos de conexão de transformador, arranjo BD3, para os TRs N°1 e N°2;
- 2022: SE Vicente de Carvalho 138 kV, substituição do módulo de interligação de barras, arranjo BD3.
- 2023: SE Baixada Santista, instalação do 1º e 2º transformadores defasadores trifásicos 138/138 kV, (2+1R) x 300 MVA, $\pm 30^\circ$, 2 módulos de entrada de linha 138 kV arranjo BD5, uma seção de barra 138 kV para interligar os TR defasadores e permitir a operação em paralelo;
- 2023: SE Baixada Santista, substituição do 1º banco de autotransformadores 345/230 kV, de (3+1R) x 166,6 MVA para (3+1R) x 183,3 MVA, dos sistemas de proteção de um módulo de conexão 345 kV arranjo BD5 e de um módulo de conexão de 230 kV arranjo BD5;
- 2023: SE Bertioga II 138 kV, instalação de um banco de capacitores de 50 Mvar/138 kV e de um módulo de conexão, arranjo BD5, associado;

- 2023: SE Baixada Santista, instalação do 2º banco de autotransformadores 345/230 kV, 3 x 183,3 MVA, de um módulo de conexão 345 kV arranjo BD5 e um módulo de conexão de 230 kV arranjo BD5;
- 2023: SE Baixada Santista, substituição do 1º e 2º autotransformadores trifásicos 230/138 kV, de (2+1R) x 150 MVA para (2+1R) x 300 MVA, de 2 módulos de conexão de 230 kV arranjo BD5 e de 2 módulos de conexão de 138 kV arranjo BD3;
- 2023: LT 138 kV Baixada Santista – Vicente de Carvalho C1/C2, reconstrução com cabo termorresistente (capacidade mínima 250/400 MVA) da linha inteira, 22,9 km, e substituição dos módulos de entrada de linha, arranjo BD3, associados em ambos os terminais;
- 2023: LT 138 kV Bertioga II – São Sebastião C1/C2, recondução com cabo termorresistente (capacidade mínima 231/245 MVA) do trecho de 5,6 km entre a SE Bertioga II e a derivação Bertioga IV; e a substituição do sistema de proteção, seccionadoras, bobinas de bloqueio e condutores dos módulos de entrada de linha, arranjo BD5, associados na SE Bertioga II;
- 2023: LT 138 kV Vicente de Carvalho – Bertioga II C1/C2, recondução com cabo termorresistente (capacidade mínima 231/245 MVA) do trecho de 6,8 km entre a SE Vicente de Carvalho e a derivação Guarujá I; e substituição dos módulos de entrada de linha, arranjo BD3, associados na SE Vicente de Carvalho.

Independentemente das obras acima relacionadas, a Alternativa N2 também demanda a implantação imediata dos seguintes reforços tendo em vista a melhorar o atendimento radial à SE Ubatuba:

- SE Caraguatatuba 138 kV, instalação do 3º e 4º bancos de capacitores 2x50 Mvar/138 kV e um módulo de conexão, arranjo BD3, associado e
- LT 138 kV Caraguatatuba – Ubatuba C1/C2, recondução com cabo termorresistente (capacidade mínima 231/245 MVA) do trecho de 11,4 km entre a SE Caraguatatuba e a derivação Massaguaçu; e substituição de TCs, seccionadoras, bobinas de bloqueio e condutores dos módulos de entrada de linha, arranjo BD3, associados na SE Caraguatatuba.

Figura 6-2: Elenco de obras da Alternativa N2, com suas respectivas datas de entrada em operação consideradas



As principais características do desempenho técnico da Alternativa N2 são descritas a seguir:

- **Verão 2022/23 - Cenário Otimista e Cenário Pessimista**

Nesse verão foi considerada novamente apenas a entrada em operação dos reforços de pequeno porte (troca de equipamentos terminais na SE Paraibuna) e os bancos de capacitores na SE Caraguatatuba 138 kV (3º e 4º BC de 50 MVar/138 kV, cada). Desse modo, o desempenho do sistema de interesse é idêntico ao exposto no item 6.1.2.

- **Verão 2025/26 - Cenário Pessimista**

Ao confrontar os resultados dos últimos anos dos cenários Otimista e Pessimista sem a entrada em operação da SE Domênico Rangoni, verão 2024/25 e Verão 2025/26, respectivamente, verifica-se um desempenho equivalente da rede do Litoral Norte, após a implantação da Alternativa N2.

Desse modo, todos os pontos elencados a seguir foram identificados em ambos os cenários.

Com a entrada em operação de todos os reforços da Alternativa N2 a partir do verão 2023/24, não foram observados problemas de carregamento e tensão, em condição normal e contingências na rede local, no horizonte avaliado.

Nessas análises o *setpoint* dos transformadores defasadores 138/138 kV da SE Baixada Santista – 2 x 300 MVA ficaram com injeção de potência de 2 x 175 MW, evitando carregamentos superiores a 90% da capacidade de longa duração, em condição normal, e violações das capacidades de curta duração, nas instalações da Rede Básica e na rede DIT da região.

Destaca-se que foram realizadas análises socioambientais para todos os reforços de grande porte associados as linhas de transmissão. Verificou-se que a reconstrução da LT 138 kV Baixada Santista – Vicente de Carvalho C1/C2, apresenta desafios para a execução, em virtude das dificuldades ambientais inerentes ao processo e ao prazo exíguo da necessidade de entrada em operação desse reforço. Essas informações são detalhadas no item 9.1.1.

6.2 Litoral Sul

Neste item são apresentadas todas as alternativas identificadas para assegurar o desempenho satisfatório da rede elétrica do Litoral Sul de SP no horizonte do Verão de 2025/26.

Destaca-se que todos os reforços recomendados consideraram a ocorrência do Cenário Pessimista, descrito no item 1.3, ou seja, a entrada em operação da SE Manoel da Nóbrega apenas no Verão de 2026/27. Caso o Cenário Otimista se concretize e a solução estrutural seja implantada no Verão 2023/24, não há tempo hábil para a implantação dos reforços recomendados e apenas as medidas operativas deverão ser consideradas como alternativas mitigadoras para os problemas verificados no item 5.2.3..

Desse modo, os principais pontos dos desempenhos das alternativas e das medidas operativas que as precedem são apresentados apenas para os anos chave elencados na Tabela 6 2.

Tabela 6-2: Principais anos associados aos desempenhos técnicos das alternativas para o Litoral Sul

Ano	Cenário associado	SE Manoel da Nóbrega	SE Domênico Rangoni	Medidas Operativas	Elenco de Reforços
Verão 2021/22	Otimista e Pessimista	Não	Não	Sim	Não
Verão 2022/23	Otimista e Pessimista	Não	Não	Sim	Parcial
Verão 2025/26	Pessimista	Não	Não	Não	Sim

A princípio, foram concebidas 3 alternativas para eliminar os problemas no sistema de interesse: S1, S2 e S3. No entanto, todas essas soluções demandam a repotenciação da LT 138 kV Capão Bonito – Registro C1/C2.

Em consulta realizada a CETESB, na reunião do dia 07/07/2020 (vide item 9.3), tornou-se evidente que o processo para a obtenção do licenciamento ambiental associado à execução de tal obra é moroso, depende de órgãos estaduais e federais, e inviabiliza a entrada em operação comercial da LT 138 kV Capão Bonito - Registro C1/C2, com a nova capacidade, na data de necessidade sistêmica. O detalhamento desse assunto é apresentado no item 9.2.1.

Face ao exposto, foi elaborado um conjunto de alternativas (família S4), que através do uso de bancos de baterias foram capazes de proporcionar um desempenho satisfatório para o sistema do Litoral Sul, prescindindo da repotenciação da LT 138 kV Capão Bonito – Registro C1/C2.

6.2.1 Medidas operativas comuns

Essas medidas operativas foram consideradas utilizadas no horizonte de curto prazo (Verão 2021/22), visando a proporcionar tempo hábil para a entrada em operação dos reforços da alternativa recomendada para o sistema do Litoral Norte:

- Abertura da LT 138 kV Registro – Peruíbe C1/C2 no terminal Peruíbe: poderá ser mantida, condicionada ao monitoramento de inequação aplicada ao somatório do carregamento nos circuitos da LT 138 kV Embu Guaçu – Mongaguá C1/C2.
- Elevação da geração nas UHEs Jurumirim, Chavantes de Piraju durante os períodos de carga máxima da Temporada de Verão;

- Avaliar junto às indústrias situadas nas regiões litorâneas a possibilidade de redução de carga durante os períodos de carga máxima (principalmente entre 20:00 e 22:00 do dia 31/12);
- Realizar tratativas prévias com as indústrias situadas nas regiões litorâneas de forma a agilizar a redução de cargas em situações de emergência no sistema de transmissão que atende o litoral e
- Priorizar cargas conectadas ao sistema de transmissão que atendem à região do litoral e identificar cargas que não representam regiões litorâneas.

As principais características do desempenho técnico das medidas operativas que precedem o horizonte de implantação das alternativas avaliadas para o Litoral Sul são descritas a seguir:

- **Verão 2021/22 - Cenário Otimista e Cenário Pessimista**

Nesse horizonte não foi considerada a entrada em operação de quaisquer reforços.

Em regime normal de operação, considerando a abertura da LT 138 kV Registro - Peruíbe C1/C2, na SE Peruíbe, verifica-se uma melhora na redistribuição do fluxo de potência no sistema de interesse.

Nota-se a eliminação da sobrecarga em regime normal da seguinte LT:

- LT 138 kV Embu Guaçu - Mongaguá C1/C2.

Em contrapartida são verificados a elevação dos carregamentos de outros elementos, sem causar sobrecargas:

- LT 138 kV Capão Bonito - Registro C1/C2;
- SE 230/138 kV Capão Bonito e;
- SE 230/138 kV Itararé II.

Destaca-se que essa medida isola a rede elétrica do Litoral Sul em dois sistemas distintos, sendo parte atendido pela fonte de Embu Guaçu e o restante sendo atendido pelas fontes de Capão Bonito e Jurumirim.

Em regime normal de operação não são verificadas violações dos limites de tensão da rede elétrica de interesse.

Na condição de emergência (N-2), a abertura da LT 138 kV Registro - Peruíbe C1/C2 também mostra-se benéfica, dado que ela divide o sistema de interesse em 2 e evita a perda completa das cargas do Litoral Sul, que pode ocorrer sem a presença dessa medida, dependendo da perda dupla.

Na condição de emergência (N-1), a abertura da LT 138 kV Registro - Peruíbe C1/C2 aumenta a probabilidade de atuação da proteção de sobrecorrente da LT 138 kV Embu Guaçu – Mongaguá C1/C2. Entretanto, caso a proteção atue, haverá corte de apenas parte das cargas.

Atualmente, a ISA CTEEP já considera essa medida operativa e monitora uma inequação durante o Réveillon que define quando é necessária a abertura da LT 138kV Registro - Peruíbe C1/C2, na SE Peruíbe.

De modo conservador, os impactos das demais medidas operativas não foram contempladas nessa análise. No entanto, ratifica-se que elas proporcionam apenas benefícios para o desempenho do sistema elétrico do Litoral Sul de SP.

Nota-se que caso o período de maior carga suprida pelo sistema do Litoral Sul de SP ocorra em um momento com baixa disponibilidade de geração hidráulica e as indústrias não reduzam suas linhas de produção, esse sistema fica exposto a sobrecargas inadmissíveis.

Mais especificamente, a única medida operativa de total dependência da transmissora (abertura da LT 138kV Registro - Peruíbe C1/C2, na SE Peruíbe), é suficiente para assegurar um desempenho satisfatório do sistema apenas na condição normal de operação.

Nas condições de emergência (N-1 e N-2), tal medida operativa apenas mitiga, mas não elimina, a necessidade de cortes de carga.

Face ao exposto, torna-se evidente que o sistema do Litoral Sul de SP necessita urgentemente da entrada em operação da solução estrutural ou de reforços compatíveis com as mesmas, porém com perspectiva de implantação em prazos menores.

6.2.2 Alternativa S1

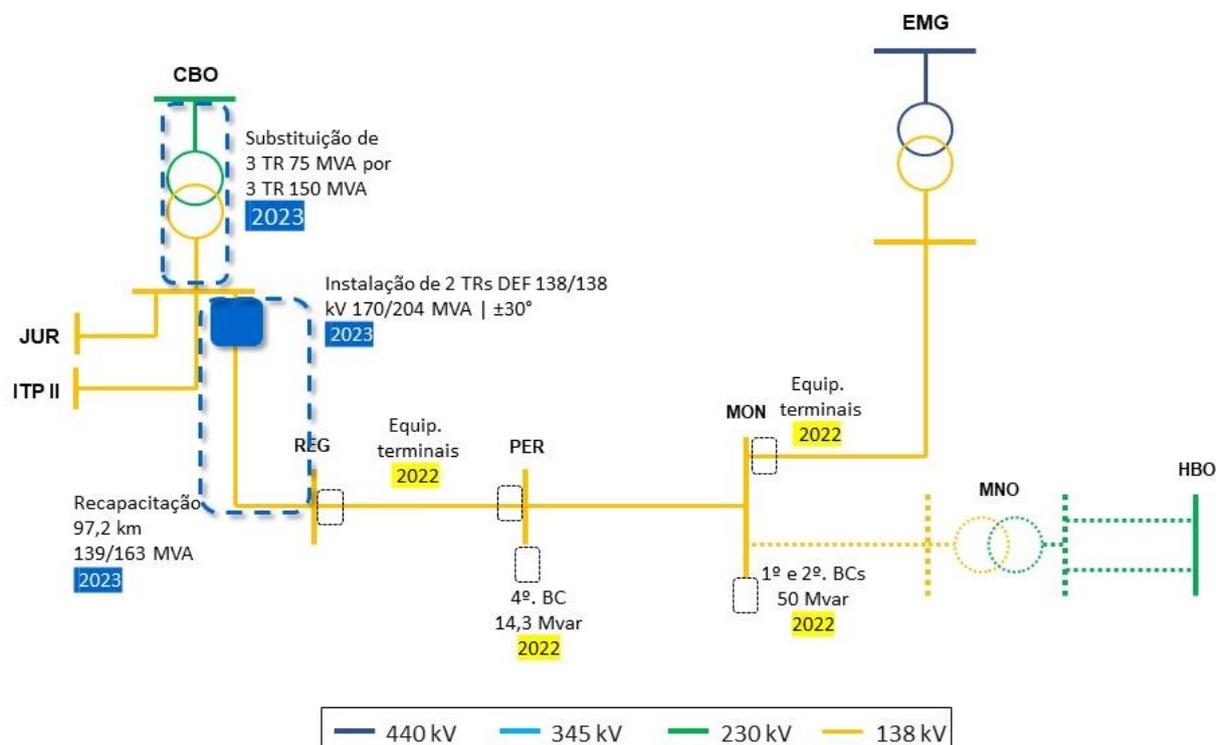
A Alternativa S1 é composta pelo elenco de obras ilustrado na Figura 6-3, descrito a seguir e ordenado conforme a data de entrada em operação considerada no estudo:

- 2022: SE Mongaguá 138 kV, instalação do 1º e 2º banco de capacitores, 2x50 Mvar/138 kV e de um módulo de conexão, arranjo BD3, associado;

- 2022: SE Mongaguá 138 kV, substituição dos cabos condutores dos módulos de entrada de linha, arranjo BD3, para Embu Guaçu C1/C2¹;
- 2022: SE Peruíbe 138 kV, instalação do 4º banco de capacitores de 14,3 Mvar/138 kV e de um módulo de conexão, arranjo BD5, associado;
- 2022: SE Peruíbe 138 kV, substituição do sistema de proteção, TCs, bobinas de bloqueio e condutores dos módulos de entrada de linha arranjo BD5 para Registro C1/C2;
- 2022: SE Registro 138 kV, substituição do sistema de proteção e condutores do módulo de entrada de linha arranjo BD3 para Peruíbe C1; e substituição do sistema de proteção, TCs, e condutores dos módulos de entrada de linha arranjo BD3 para Peruíbe C2;
- 2023: SE Capão Bonito 138 kV, instalação do 1º e 2º transformadores defasadores trifásicos 138/138 kV, (2+1R) x 170 MVA, $\pm 30^\circ$, 2 módulos de entrada de linha 138 kV arranjo BD5, uma seção de barra 138 kV para interligar os TRs defasadores e permitir a operação em paralelo;
- 2023: SE Capão Bonito, substituição dos transformadores trifásicos 230/138 kV, de (3+1R) x 75 MVA para (3+1R) x 150 MVA, substituição dos cabos condutores e TCs dos módulos de conexão de 138 kV, arranjo BD3, associados; e substituição dos TCs dos módulos de conexão de 230 kV, arranjo BD3, associados e
- 2023: LT 138 kV Capão Bonito – Registro C1/C2, recapacitação (capacidade mínima 139/163 MVA) da LT inteira, 97,2 km; substituição dos cabos condutores e TCs dos módulos de conexão de 138 kV, arranjo BD3, associados na SE Capão Bonito; e substituição dos cabos condutores, TCs e Bobinas de Bloqueio dos módulos de conexão de 138 kV, arranjo BD3, associados na SE Registro.

¹ A adequação desses *bays* é comum entre todas as alternativas avaliadas para a rede do Litoral Sul, com exceção da S4-D e S4-E. A execução de tal obra elimina possíveis sobrecargas verificadas nesses *bays*, na condição de N-1, até a atuação dos controles dos transformadores defasadores ajustando os *setpoints* desses equipamentos para novos pontos de operação.

Figura 6-3: Elenco de obras da Alternativa S1, com suas respectivas datas de entrada em operação consideradas



Destaca-se que, embora tecnicamente viável, a Alternativa S1 foi descartada devido à perspectiva de prazo relativamente longo para a obtenção do licenciamento ambiental necessário para a repotenciação da LT 138 kV Capão Bonito – Registro C1/C2 para a capacidade (139/163 MVA), o que inviabiliza a conclusão do reforço na data de necessidade sistêmica (Verão 2023/24). O detalhamento dessa questão é apresentado no item 9.2.1.

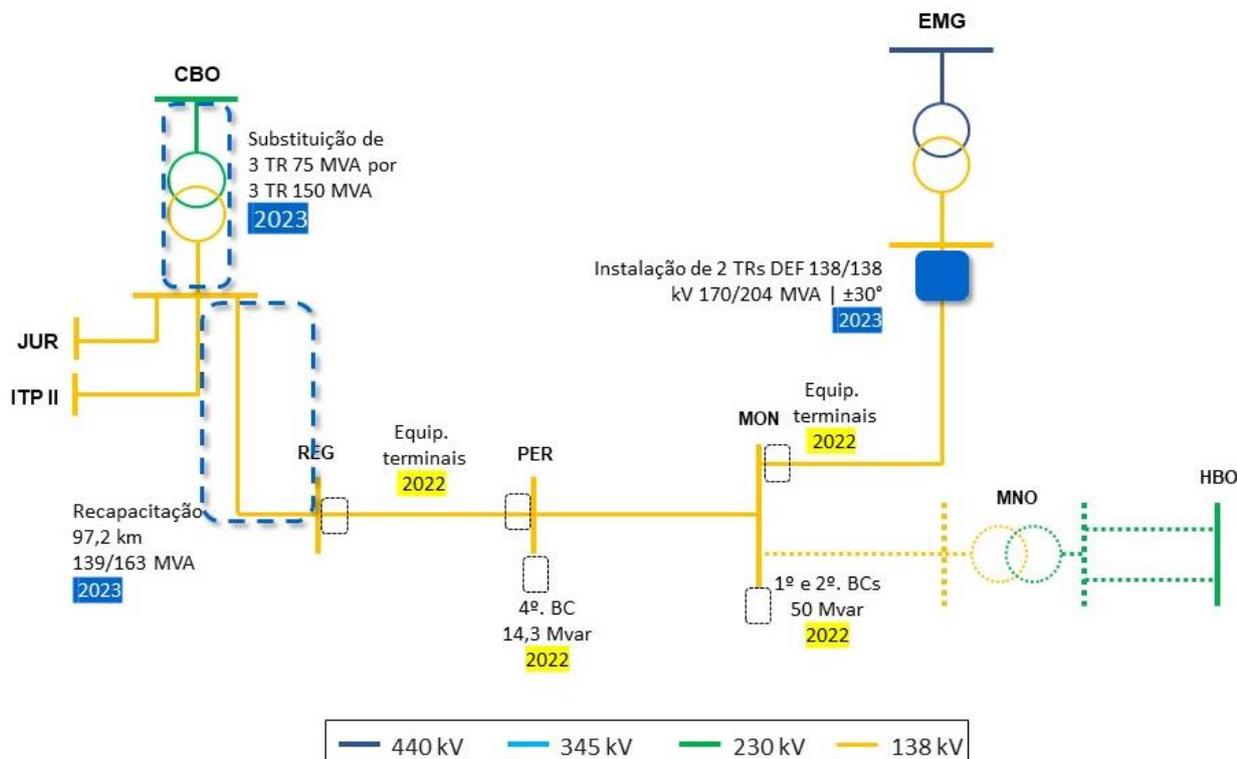
6.2.3 Alternativa S2

A Alternativa S2 é composta pelo elenco de obras ilustrado na Figura 6-4, descrito a seguir e ordenado conforme a data de entrada em operação considerada no estudo:

- 2022: SE Mongaguá 138 kV, instalação do 1º e 2º banco de capacitores, 2x50 Mvar/138 kV e de um módulo de conexão, arranjo BD3, associado;
- 2022: SE Mongaguá 138 kV, substituição dos cabos condutores dos módulos de entrada de linha, arranjo BD3, para Embu Guaçu C1/C2;

- 2022: SE Peruíbe 138 kV, instalação do 4º banco de capacitores de 14,3 Mvar/138 kV e de um módulo de conexão, arranjo BD5, associado;
- 2022: SE Peruíbe 138 kV, substituição do sistema de proteção, TCs, bobinas de bloqueio e condutores dos módulos de entrada de linha arranjo BD5 para Registro C1 e C2;
- 2022: SE Registro 138 kV, substituição do sistema de proteção e condutores do módulo de entrada de linha arranjo BD3 para Peruíbe C1; e substituição do sistema de proteção, TCs, e condutores dos módulos de entrada de linha arranjo BD3 para Peruíbe C2;
- 2023: SE Embu Guaçu 138 kV, instalação do 1º e 2º transformadores defasadores trifásicos 138/138 kV, (2+1R) x 170 MVA, $\pm 30^\circ$, 2 módulos de entrada de linha 138 kV arranjo BD5, uma seção de barra 138 kV para interligar os TRs defasadores e permitir a operação em paralelo;
- 2023: SE Capão Bonito, substituição dos transformadores trifásicos 230/138 kV, de (3+1R) x 75 MVA para (3+1R) x 150 MVA, substituição dos cabos condutores e TCs dos módulos de conexão de 138 kV, arranjo BD3, associados; e substituição dos TCs dos módulos de conexão de 230 kV, arranjo BD3, associados.
- 2023: LT 138 kV Capão Bonito – Registro C1/C2, recapacitação (capacidade mínima 139/163 MVA) da LT inteira, 97,2 km; substituição dos cabos condutores e TCs dos módulos de conexão de 138 kV, arranjo BD3, associados na SE Capão Bonito; e substituição dos cabos condutores, TCs e Bobinas de Bloqueio dos módulos de conexão de 138 kV, arranjo BD3, associados na SE Registro.

Figura 6-4: Elenco de obras da Alternativa S2, com suas respectivas datas de entrada em operação consideradas



Analogamente à Alternativa S1, a Alternativa S2 também demanda a repotenciação da LT 138 kV Capão Bonito – Registro C1/C2. Portanto, devido à justificativa apresentada no item 6.2.2, essa solução também foi descartada.

6.2.4 Alternativa S3

A Alternativa S3 é composta pelo elenco de obras ilustrado na Figura 6 5, descrito a seguir e ordenado conforme a data de entrada em operação considerada no estudo:

- 2022: SE Mongaguá 138 kV, instalação do 1º e 2º banco de capacitores, 2x50 Mvar/138 kV e de um módulo de conexão, arranjo BD3, associado;
- 2022: SE Peruíbe 138 kV, instalação do 4º banco de capacitores de 14,3 Mvar/138 kV e de um módulo de conexão, arranjo BD5, associado;
- 2022: SE Peruíbe 138 kV, substituição do sistema de proteção, TCs, bobinas de bloqueio e condutores dos módulos de entrada de linha arranjo BD5 para Registro C1/C2;

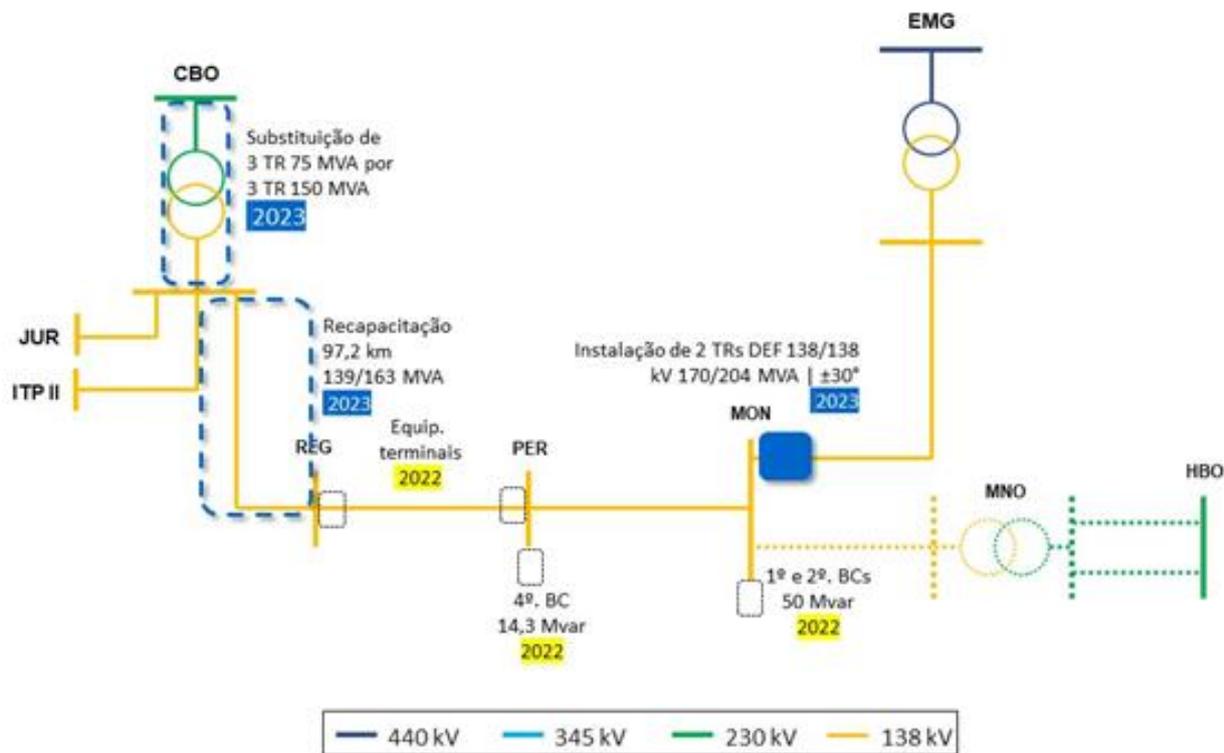
- 2022: SE Registro 138 kV, substituição do sistema de proteção e condutores do módulo de entrada de linha arranjo BD3 para Peruíbe C1; e substituição do sistema de proteção, TCs, e condutores dos módulos de entrada de linha arranjo BD3 para Peruíbe C2;
- 2023: SE Mongaguá 138 kV, instalação do 1º e 2º transformadores defasadores trifásicos 138/138 kV, (2+1R) x 170 MVA, $\pm 30^\circ$, 2 módulos de entrada de linha 138 kV arranjo BD5, uma seção de barra 138 kV para interligar os TRs defasadores e permitir a operação em paralelo;
- 2023: SE Capão Bonito, substituição dos transformadores trifásicos 230/138 kV, de (3+1R) x 75 MVA para (3+1R) x 150 MVA, substituição dos cabos condutores e TCs dos módulos de conexão de 138 kV, arranjo BD3, associados; e substituição dos TCs dos módulos de conexão de 230 kV, arranjo BD3, associados e
- 2023: LT 138 kV Capão Bonito – Registro C1/C2, recapacitação (capacidade mínima 139/163 MVA) da LT inteira, 97,2 km; substituição dos cabos condutores e TCs dos módulos de conexão de 138 kV, arranjo BD3, associados na SE Capão Bonito; e substituição dos cabos condutores, TCs e Bobinas de Bloqueio dos módulos de conexão de 138 kV, arranjo BD3, associados na SE Registro.

Analogamente às Alternativas S1 e S2, a Alternativa S3 também demanda a repotenciação da LT 138 kV Capão Bonito – Registro C1/C2.

Além disso, a S3 também apresenta inviabilidade física para a instalação na SE Mongaguá dos 1º e 2º transformadores defasadores trifásicos 138/138 kV, (2+1R) x 170 MVA, $\pm 30^\circ$, e 2 módulos de entrada de linha 138 kV, arranjo BD5, associados. Esse assunto é detalhado no item 8.2.1.1.

Em vista do exposto, a Alternativa S3 também foi descartada.

Figura 6-5: Elenco de obras da Alternativa S3, com suas respectivas datas de entrada em operação consideradas



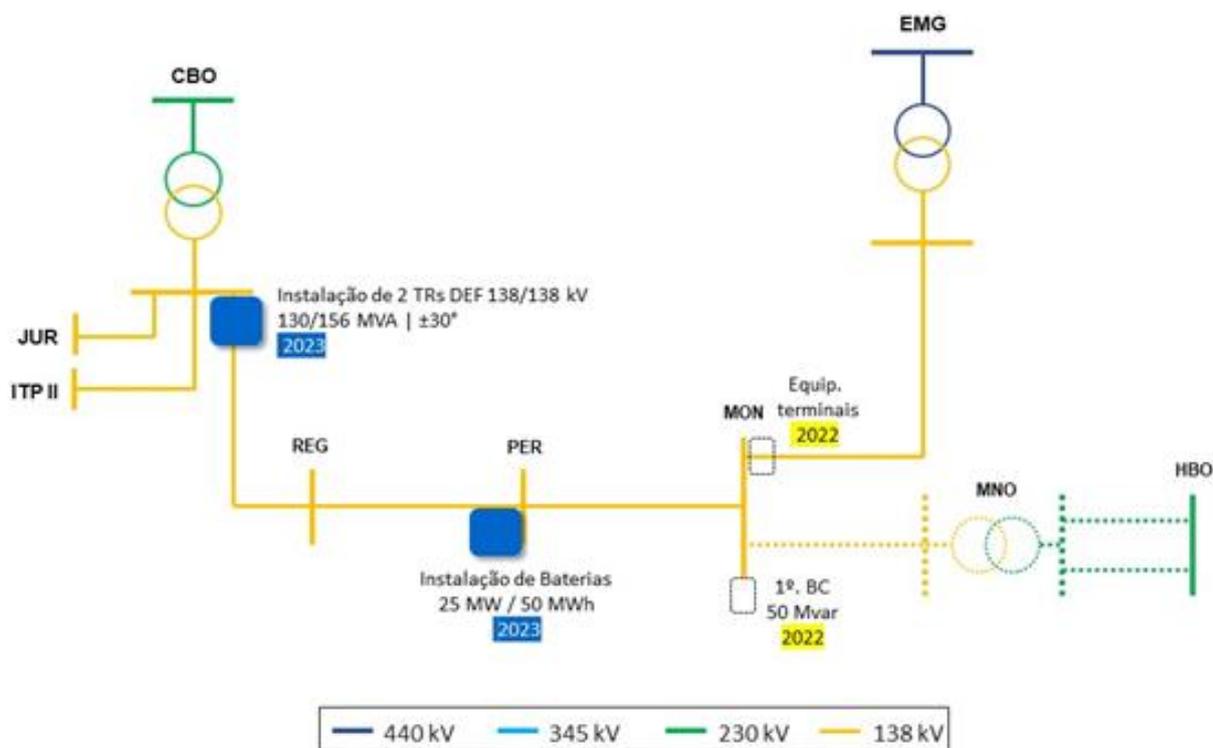
6.2.5 Alternativa S4-A

A Alternativa S4-A é composta pelo elenco de obras ilustrado na Figura 6-6, descrito a seguir e ordenado conforme a data de entrada em operação considerada no estudo:

- 2022: SE Mongaguá 138 kV, substituição dos cabos condutores dos módulos de entrada de linha, arranjo BD3, para Embu Guaçu C1/C2;
- 2022: SE Mongaguá 138 kV, instalação do 1º banco de capacitores de 50 Mvar/138 kV e de um módulo de conexão, arranjo BD3, associado;
- 2023: SE Capão Bonito 138 kV, instalação do 1º e 2º transformadores defasadores trifásicos 138/138 kV, (2+1R) x 130 MVA, $\pm 30^\circ$, 2 módulos de entrada de linha 138 kV arranjo BD5, uma seção de barra 138 kV para interligar os TRs defasadores e permitir a operação em paralelo;

- 2023: SE Peruíbe 138 kV, aquisição de terreno adicional, com pelo menos 10.000 m², para a construção de um novo pátio de 138 kV, onde serão instalados os seguintes elementos:
 - Um banco de baterias, 25 MW / 50 MWh;
 - 1º e 2º transformadores 138/34,5 kV, (2+1R) x 33,3 MVA; 2 módulos de conexão de 138 kV, arranjo BD5 e 2 módulos de conexão 34,5 kV, arranjo BPT;
 - Uso de cabos isolados de 138 kV, com 1200 m de comprimento, para realizar a conexão do pátio existente de 138 kV com o pátio futuro.

Figura 6-6: Elenco de obras da Alternativa S4-A, com suas respectivas datas de entrada em operação consideradas



As principais características do desempenho técnico da Alternativa S4-A são descritas a seguir:

- **Verão 2022/23 – Cenário Otimista e Pessimista**

Neste horizonte foram consideradas apenas a entrada em operação do 1º banco de capacitores de 50 MVar/138 kV na SE Mongaguá e a adequação dos módulos de entrada de linha, da mesma subestação, para a SE Embu Guaçu C1/C2.

Tais reforços reduzem marginalmente os carregamentos críticos e proporcionam uma pequena melhora no perfil de tensão do sistema do Litoral Sul de SP.

Entretanto, sem a manutenção das medidas operativas, essas obras são insuficientes para eliminar as sobrecargas verificadas em regime normal de operação e em emergência (N-1).

Mais especificamente, considerando apenas os efeitos dos reforços supracitados no sistema de interesse, na condição normal de operação, são verificados carregamentos de até 105% da capacidade de longa duração da LT 138 kV Embu Guaçu – Mongaguá C1/C2, no trecho entre a SE Mongaguá e a derivação Parelheiros. Na condição de contingência simples, são verificadas superações das capacidades de curta duração das seguintes linhas:

- LT 138 kV Embu Guaçu – Mongaguá C1/C2 e;
- LT 138 kV Mongaguá - Peruíbe C1/C2.

Tanto em regime normal de operação quanto em emergência (N-1), não foram identificadas violações dos limites de tensão.

Face ao exposto, ratifica-se a importância da necessidade de entrada em operação dos demais reforços (transformadores defasadores e banco de baterias) que compõe essa alternativa o mais breve possível.

- **Verão 2025/26 - Cenário Pessimista**

Considerando a entrada em operação de todos os reforços da Alternativa S4-A a partir do verão 2023/24, observa-se uma melhora significativa no desempenho da rede do Litoral Sul, não sendo mais observados problemas de carregamento e tensão, em regime normal de operação.

Destaca-se que nessas análises, os *setpoints* dos 1º e 2º transformadores defasadores 138/138 kV da SE Capão Bonito, 2x130 MVA, $\pm 30^\circ$, foram ajustados com injeção de potência de 2x73 MW. Em conjunto com o banco de baterias de 25 MW/50 MWh, alocado na SE Peruíbe, e os demais reforços complementares, esse valor de *setpoint* é suficiente para evitar carregamentos superiores a 90% das capacidades de longa duração, em condição normal, de todos os elementos do sistema do Litoral Sul.

Em regime de emergência (N-1), para manter o carregamento de todos os elementos da rede de interesse abaixo de 95% das capacidades de curta duração associadas, recomenda-se que os *setpoints* dos transformadores defasadores da SE Capão Bonito sejam automaticamente reajustados para novos valores, nas seguintes contingências simples:

- TR Defasador - 138/138 kV, nº 1 ou nº 2 (130/156 MVA);
- LT 138 KV Embu Guaçu - Mongaguá C1 ou C2, trecho entre a SE Mongaguá e a derivação Parelheiros (108/130 MVA);
- LT 138 KV Mongaguá – Peruíbe C1 ou C2 (108/129 MVA) e
- LT 138 kV Capão Bonito - Registro C1 ou C2 (80/108 MVA).

Ressalta-se que na condição de contingência simples não foram verificadas violações dos limites de tensão, antes e após os reajustes dos *setpoints* dos transformadores defasadores.

Por fim, conforme detalhado no item 8.2.2.2, essa alternativa demanda a aquisição de um terreno adicional com pelo menos 10.000 m² nas vizinhanças da SE Peruíbe, para viabilizar a implantação do banco de baterias de 25 MW/50 MWh e equipamentos associados nessa subestação.

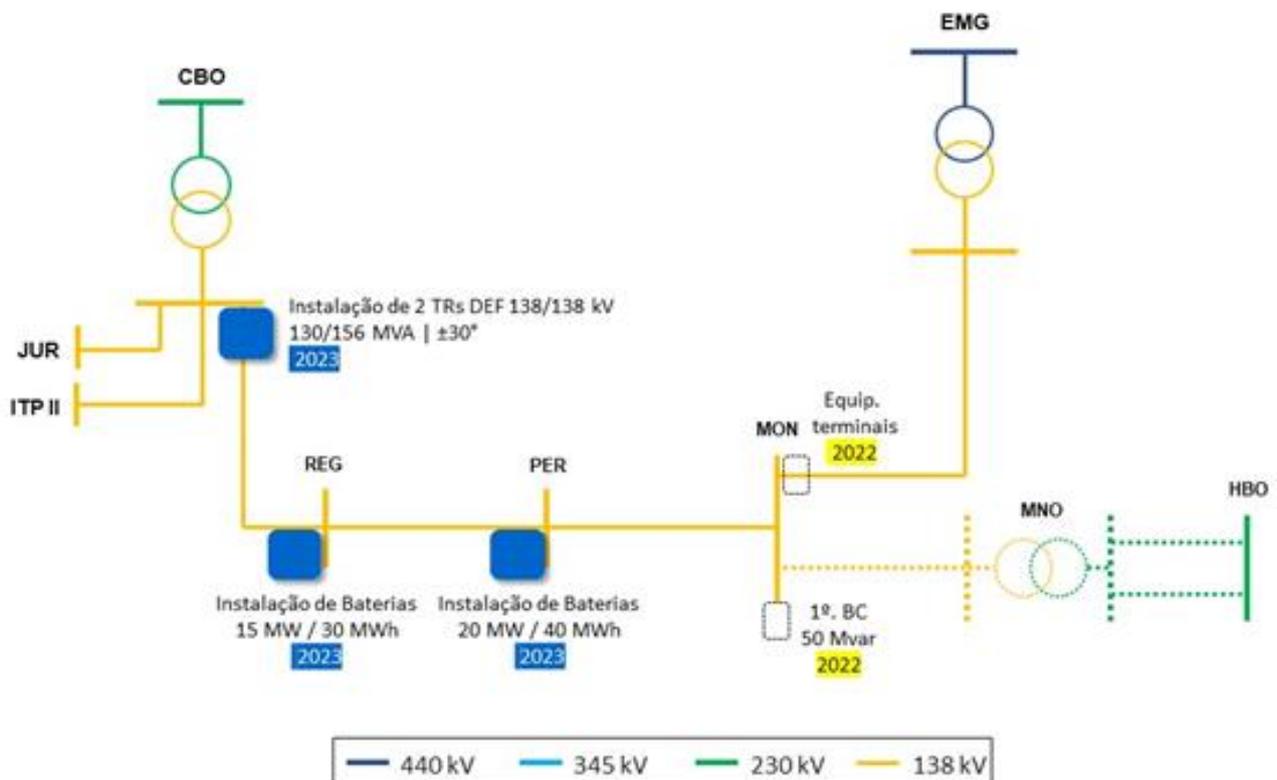
6.2.6 Alternativa S4-B

A Alternativa S4-B é composta pelo elenco de obras ilustrado na Figura 6-7, descrito a seguir e ordenado conforme a data de entrada em operação considerada no estudo:

- 2022: SE Mongaguá 138 kV, substituição dos cabos condutores dos módulos de entrada de linha, arranjo BD3, para Embu Guaçu C1/C2;
- 2022: SE Mongaguá 138 kV, instalação do 1º banco de capacitores de 50 Mvar/138 kV e de um módulo de conexão, arranjo BD3, associado;

- 2023: SE Capão Bonito 138 kV, instalação do 1º e 2º transformadores defasadores trifásicos 138/138 kV, (2+1R) x 130 MVA, $\pm 30^\circ$, 2 módulos de entrada de linha 138 kV arranjo BD5, uma seção de barra 138 kV para interligar os TRs defasadores e permitir a operação em paralelo;
- 2023: SE Peruíbe 138 kV, instalação de um banco de baterias, 20 MW / 40 MWh; instalação do 1º e 2º transformadores 138/34,5 kV, (2+1R) x 33,3 MVA; 2 módulos de conexão de 138 kV, arranjo BD5 e 2 módulos de conexão 34,5 kV, arranjo BPT.
- 2023: SE Registro 138 kV, instalação de um banco de baterias, 15 MW / 30 MWh; instalação do 1º e 2º transformadores 138/34,5 kV, (2+1R) x 18,75 MVA; 2 módulos de conexão de 138 kV, arranjo BD5 e 2 módulos de conexão 34,5 kV, arranjo BPT.

Figura 6-7: Elenco de obras da Alternativa S4-B, com suas respectivas datas de entrada em operação consideradas



Essa alternativa foi desenvolvida com o objetivo de identificar reduções do porte dos bancos de baterias, ao realizar a instalação dos mesmos em subestações distintas: SE Registro e SE Peruíbe.

No entanto, foi verificado que dividir esses dispositivos de armazenamento de energia em mais de uma subestação não implicou em uma redução substancial do montante total de potência e capacidade, que justificasse o aumento da complexidade de operação e da quantidade de módulos de conexão necessários, em relação às alternativas que contemplaram baterias em apenas uma subestação.

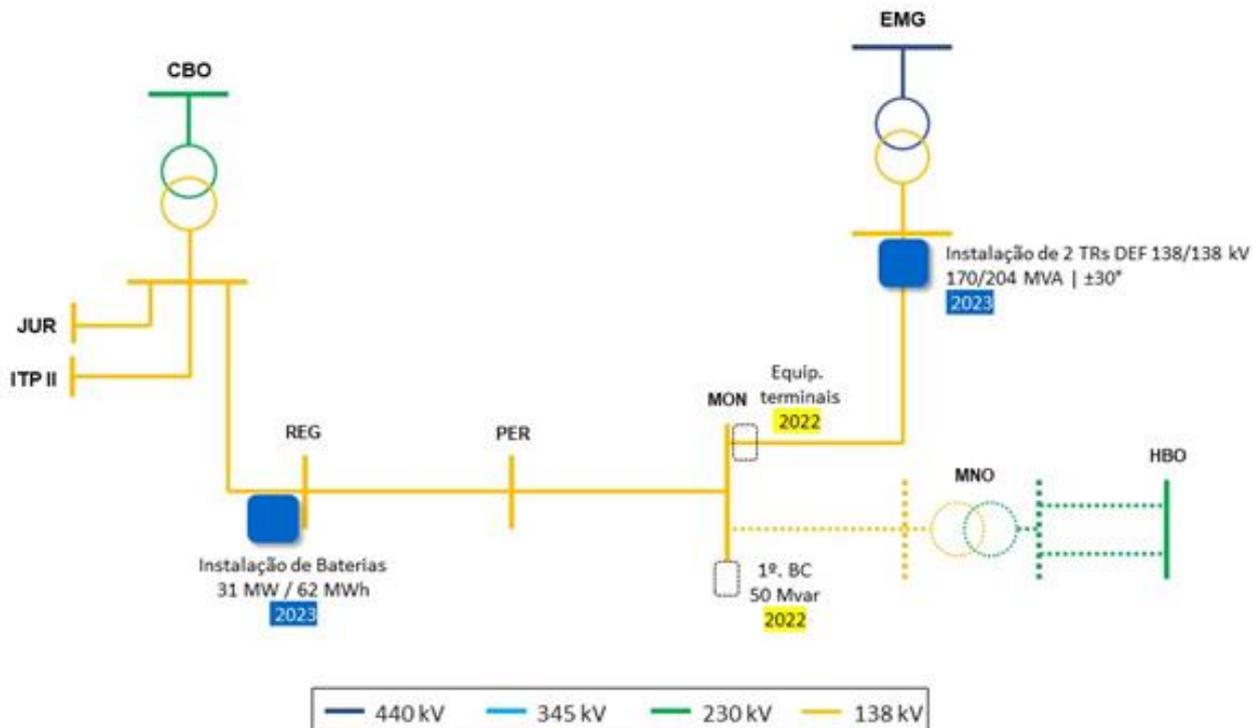
Face ao exposto, a Alternativa S4-B não foi considerada no Estudo de Mínimo Custo Global e foi descartada.

6.2.7 Alternativa S4-C

A Alternativa S4-C é composta pelo elenco de obras ilustrado na Figura 6-8, descrito a seguir e ordenado conforme a data de entrada em operação considerada no estudo:

- 2022: SE Mongaguá 138 kV, substituição dos cabos condutores dos módulos de entrada de linha, arranjo BD3, para Embu Guaçu C1/C2;
- 2022: SE Mongaguá 138 kV, instalação do 1º banco de capacitores de 50 Mvar/138 kV e de um módulo de conexão, arranjo BD3, associado;
- 2023: SE Embu Guaçu 138 kV, instalação do 1º e 2º transformadores defasadores trifásicos 138/138 kV, (2+1R) x 170 MVA, $\pm 30^\circ$, 2 módulos de entrada de linha 138 kV arranjo BD5, uma seção de barra 138 kV para interligar os TRs defasadores e permitir a operação em paralelo;
- 2023: SE Registro 138 kV, instalação de um banco de baterias, 31 MW / 62 MWh e
- 2023: SE Registro 138 kV, instalação de 1º e 2º transformadores 138/34,5 kV, (2+1R) x 33,3 MVA; instalação de 2 módulos de conexão de 138 kV, arranjo BD3 e 2 módulos de conexão 34,5 kV, arranjo BPT.

Figura 6-8: Elenco de obras da Alternativa S4-C, com suas respectivas datas de entrada em operação consideradas



As principais características do desempenho técnico da Alternativa S4-C são descritas a seguir:

- **Verão 2022/23 - Cenário Otimista e Cenário Pessimista**

No verão 2022/23, as análises da Alternativa S4-C são idênticas as apresentadas para a Alternativa S4-A, descritas no item 6.2.5, uma vez que contemplam o mesmo elenco de obras nesse horizonte.

- **Verão 2025/26 - Cenário Pessimista**

Considerando a entrada em operação de todos os reforços da Alternativa S4-C a partir do verão 2023/24, observa-se uma melhora significativa no desempenho da rede do Litoral Sul, não sendo mais observados problemas de carregamento e tensão, em regime normal de operação.

Destaca-se que nessas análises, os *setpoints* dos 1º e 2º transformadores defasadores 138/138 kV da SE Embu Guaçu, 2x170 MVA, $\pm 30^\circ$, foram ajustados com injeção de potência de 2x122 MW. Em conjunto com o banco de baterias de 31 MW/62 MWh, alocado na SE Registro, e os demais reforços complementares, esse valor de *setpoint* é suficiente para evitar

carregamentos superiores a 90% das capacidades de longa duração, em condição normal, de todos os elementos do sistema do Litoral Sul.

Em regime de emergência (N-1), para manter o carregamento de todos os elementos da rede de interesse abaixo de 95% das capacidades de curta duração associadas, recomenda-se que os *setpoints* dos transformadores defasadores da SE Embu Guaçu sejam automaticamente reajustados para novos valores, nas seguintes contingências simples:

- TR Defasador - 138/138 kV, nº 1 ou nº 2 (170/204 MVA);
- LT 138 KV Embu Guaçu - Mongaguá C1 ou C2, trecho entre a SE Mongaguá e a derivação Parelheiros (108/130 MVA);
- LT 138 KV Mongaguá – Peruíbe C1 ou C2 (108/129 MVA) e
- LT 138 kV Capão Bonito - Registro C1 ou C2 (80/108 MVA).

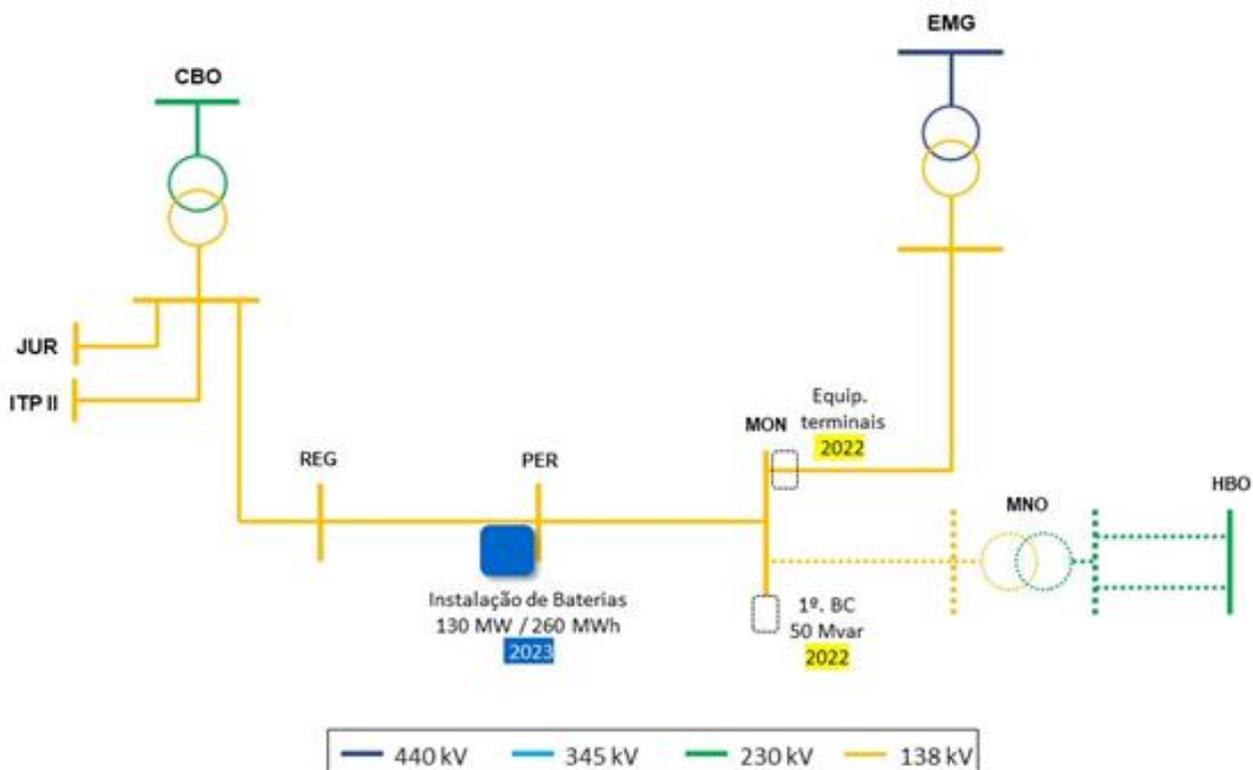
Ressalta-se que na condição de contingência simples não foram verificadas violações dos limites de tensão, antes e após os reajustes dos *setpoints* dos transformadores defasadores.

6.2.8 Alternativa S4-D

A Alternativa S4-D é composta pelo elenco de obras ilustrado na Figura 6-9, descrito a seguir e ordenado conforme a data de entrada em operação considerada no estudo:

- 2022: SE Mongaguá 138 kV, instalação do 1º banco de capacitores de 50 Mvar/138 kV e de um módulo de conexão, arranjo BD3, associado;
- 2023: SE Peruíbe 138 kV, instalação de um banco de baterias, 130 MW / 260 MWh;
- 2023: SE Peruíbe 138 kV, instalação do 1º, 2º, 3º e 4º, transformadores 138/34,5 kV, (4+1R) x 33,3 MVA; instalação de 4 módulos de conexão de 138 kV, arranjo BD3 e 4 módulos de conexão 34,5 kV, arranjo BPT;

Figura 6-9: Elenco de obras da Alternativa S4-D, com suas respectivas datas de entrada em operação consideradas



Essa alternativa foi desenvolvida com o objetivo de identificar reduções no custo total da solução, ao se desprezar os transformadores defasadores.

No entanto, a economia causada pelo descarte dos transformadores defasadores foi superada pelo sobrecusto gerado pelo expressivo aumento no montante de baterias necessário (130 MW / 260 MWh), em relação às alternativas que contemplaram transformadores defasadores e baterias.

Desse modo, a Alternativa S4-D não foi considerada no Estudo de Mínimo Custo Global e foi descartada.

6.2.9 Alternativa S4-E

A Alternativa S4-E é composta pelo elenco de obras ilustrado na Figura 6-10, descrito a seguir e ordenado conforme a data de entrada em operação considerada no estudo:

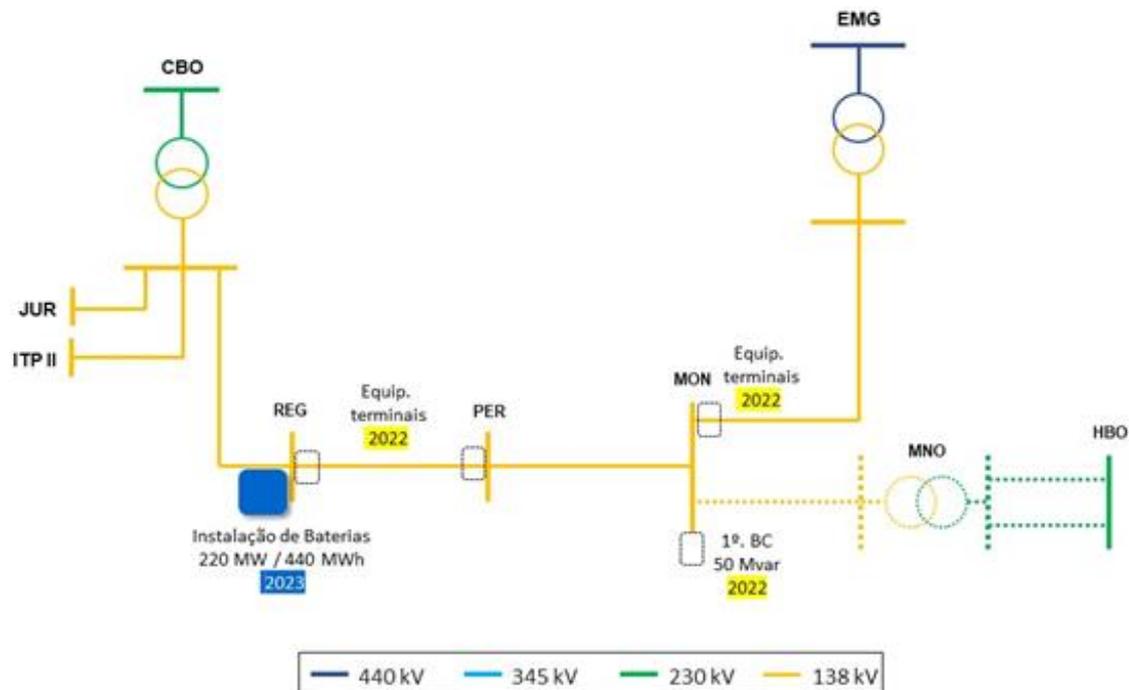
- 2022: SE Mongaguá 138 kV, instalação do 1º banco de capacitores de 50 Mvar/138 kV e de um módulo de conexão, arranjo BD3, associado;
- 2022: SE Peruíbe 138 kV, substituição do sistema de proteção, TCs, bobinas de bloqueio e condutores dos módulos de entrada de linha arranjo BD5 para Registro C1/C2;
- 2022: SE Registro 138 kV, substituição do sistema de proteção e condutores do módulo de entrada de linha arranjo BD3 para Peruíbe C1; e substituição do sistema de proteção, TCs, e condutores dos módulos de entrada de linha arranjo BD3 para Peruíbe C2;
- 2023: SE Registro 138 kV, instalação de um banco de baterias, 220 MW / 440 MWh;
- 2023: SE Registro 138 kV, instalação do 1º, 2º, 3º, 4º, 5º e 6º transformadores 138/34,5 kV, (6+1R) x 40 MVA; instalação de 6 módulos de conexão de 138 kV, arranjo BD3 e 6 módulos de conexão 34,5 kV, arranjo BPT.

Essa alternativa foi elaborada com o objetivo de identificar reduções no custo total da solução, ao se desprezar os transformadores defasadores e alterar o ponto de conexão do banco de baterias da SE Peruíbe (Alternativa S4-D) para a SE Registro.

No entanto, o montante de baterias necessário verificado foi maior (220 MW / 440 MWh), em relação à Alternativa S4-D.

Desse modo, a Alternativa S4-E também não foi considerada no Estudo de Mínimo Custo Global e foi descartada.

Figura 6-10: Elenco de obras da Alternativa S4-E, com suas respectivas datas de entrada em operação consideradas



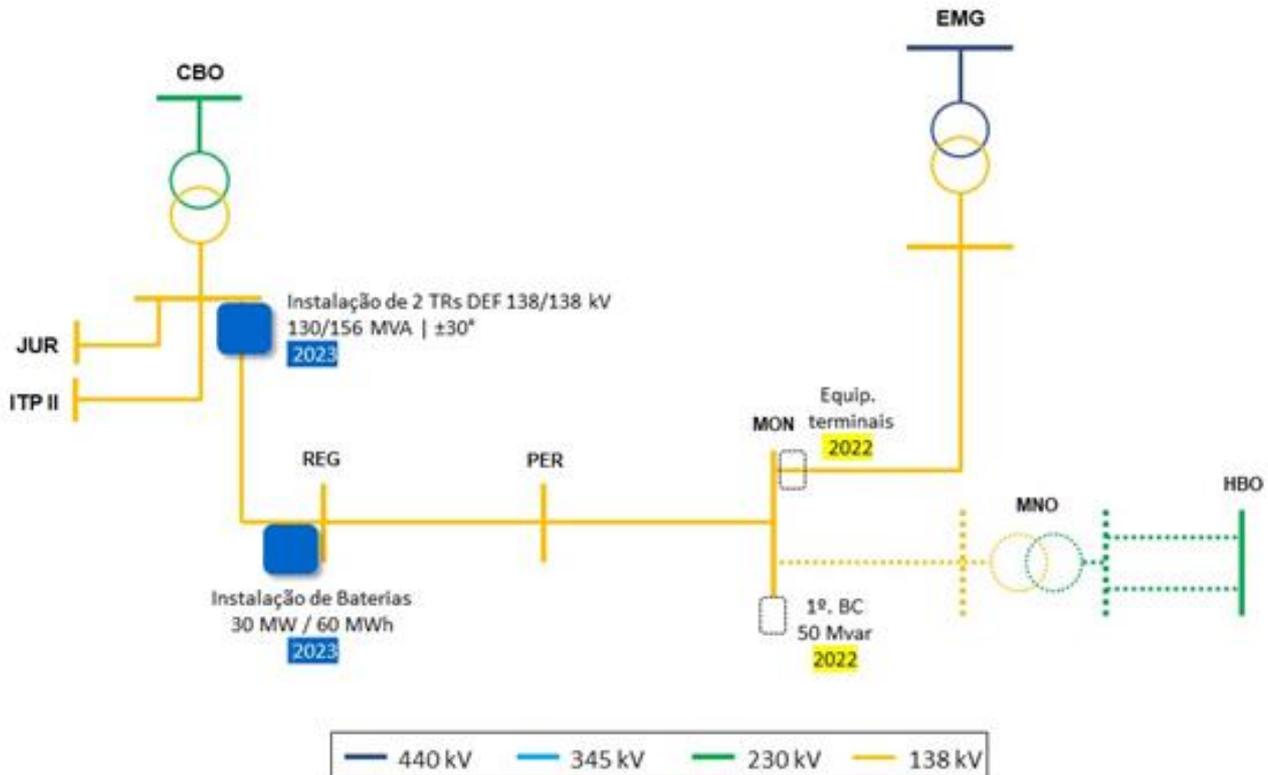
6.2.10 Alternativa S4-F

A Alternativa S4-F é composta pelo elenco de obras ilustrado na Figura 6-11, descrito a seguir e ordenado conforme a data de entrada em operação considerada no estudo:

- 2022: SE Mongaguá 138 kV, substituição dos cabos condutores dos módulos de entrada de linha, arranjo BD3, para Embu Guaçu C1/C2;
- 2022: SE Mongaguá 138 kV, instalação do 1º banco de capacitores, 50 Mvar/138 kV e de um módulo de conexão, arranjo BD3, associado;
- 2023: SE Capão Bonito 138 kV, instalação do 1º e 2º transformadores defasadores trifásicos 138/138 kV, (2+1R) x 130 MVA, $\pm 30^\circ$, 2 módulos de entrada de linha 138 kV arranjo BD5, uma seção de barra 138 kV para interligar os TRs defasadores e permitir a operação em paralelo;
- 2023: SE Registro 138 kV, instalação de um banco de baterias, 30 MW / 60 MWh e

- 2023: SE Registro 138 kV, instalação de 1º e 2º transformadores 138/34,5 kV, (2+1R) x 33,3 MVA; instalação de 2 módulos de conexão de 138 kV, arranjo BD3 e 2 módulos de conexão 34,5 kV, arranjo BPT;

Figura 6-11: Elenco de obras da Alternativa S4-F, com suas respectivas datas de entrada em operação consideradas



As principais características do desempenho técnico da Alternativa S4-F são descritas a seguir:

- **Verão 2022/23 - Cenário Otimista e Cenário Pessimista**

No verão 2022/23, as análises da Alternativa S4-F são idênticas as apresentadas para a Alternativa S4-A e Alternativa S4-C, descritas nos itens 6.2.5 e 6.2.7, respectivamente, uma vez que contemplam o mesmo elenco de obras nesse horizonte.

- **Verão 2025/26 - Cenário Pessimista**

A única diferença entre os conjuntos de obras das Alternativas S4-F e S4-A é o porte e a localização do banco de baterias. Na S4-F, o dispositivo de armazenamento de energia é de 30 MW / 60 MWh e está localizado na SE

Registro. Já na S4-A, as baterias são de 25 MW / 50 MWh e foram consideradas na SE Peruíbe. Todos os demais reforços que compõe essas alternativas são idênticos.

Desse modo, as Alternativas S4-F e S4-A têm desempenhos significativamente semelhantes em relação ao comportamento do fluxo de potência no sistema de interesse e ajuste dos *setpoints* dos transformadores defasadores na SE Capão Bonito, tanto em regime normal quanto em emergência (N-1).

Portanto, os principais pontos relacionados ao desempenho da Alternativa S4-F podem ser consultados no item 6.2.5.

Por fim, as análises preliminares de viabilidade física para todos os reforços de grande porte em subestações, associados a essa alternativa, foram detalhados no item 8.2. Destaca-se que a SE Registro apresenta área disponível suficiente para a implantação do banco de baterias de 30 MW/60 MWh e demais equipamentos associados.

7 ANÁLISE ECONÔMICA

Esta seção apresenta a Análise Econômica seguida de considerações quanto aos aspectos socioambientais que justificam a seleção das alternativas recomendadas. A análise econômica foi realizada de forma separada entre as alternativas do Litoral Norte e do Litoral Sul.

7.1 Cálculo de perdas

Para o cálculo do diferencial de perdas, foi utilizado o caso do Anarede “GT verão”, este caso foi desenvolvido pelo grupo de trabalho baseado na carga apresentada nos feriados de verão.

Baseado nos valores de carregamento do sistema medidos em anos anteriores, os patamares de carga foram definidos da seguinte maneira:

- Carga pesada = 83% Carga GT verão;
- Carga média = 67% Carga GT verão;
- Carga leve = 54% Carga GT verão.

O tempo de permanência de cada patamar de carga foi definido da seguinte maneira:

Litoral Sul

Verão → 4 meses de duração

Leve = 7 horas, **Média** = 11 horas, **GT verão** = 6 horas;

Demais períodos do ano → 8 meses de duração

Leve = 7 horas, **Média** = 14 horas, **Pesada** = 3 horas.

Litoral Norte

Verão → 3 meses de duração

Leve = 7 horas, **Média** = 9 horas, **GT verão** = 8 horas;

Demais períodos do ano → 9 meses de duração

Leve = 7 horas, **Média** = 14 horas, **Pesada** = 3 horas.

Para o cálculo das perdas nos patamares de carga leve, média e pesada, os transformadores defasadores foram considerados operando com 0° de defasagem.

7.2 Custo das baterias

Neste estudo foram comparadas soluções que aplicam o uso de baterias com o objetivo de reduzir o fluxo de energia em corredores que poderiam apresentar violações nos instantes de demanda máxima. Para estimar os custos para estes itens, foram levantados orçamentos com diferentes fornecedores pelas equipes da ISA CTEEP e da ELEKTRO. Os valores do levantamento para cada alternativa são apresentados na Tabela 7-1.

Tabela 7-1: Orçamentos do custo de baterias

Fornecedor	Alternativa S4-A: Baterias de 25 MW/50 MWh	Alternativa S4-C: Baterias de 31 MW/62 MWh	Alternativa S4-F: Baterias de 30 MW/60 MWh
	[R\$ x MM]*	[R\$ x MM]*	[R\$ x MM]*
A	107,9	131,5	127,6
B	159,0	197,1	190,7
C	122,4	151,5	146,5
D	130,0	160,0	155,7
E	139,4	170,4	166,2
Média	131,7	162,1	157,3

* Custo com impostos e taxa de câmbio considerada de US\$ 1,00 = R\$ 5,00

Desta forma, na avaliação econômica foram utilizados os valores médios de todos os orçamentos.

Outra questão particular desta tecnologia é a vida útil. A maioria dos equipamentos de grande porte que são recomendados para o sistema possui uma vida útil em torno de 30 anos. No caso das baterias a vida útil é de 15 anos e por considerar este fator, o cálculo das parcelas anuais que vão somar os Rendimentos necessários do investimento foram realizados considerando este período de 15 anos.

Por fim, as conexões de todas as baterias foram recomendadas nos setores de 138 kV das subestações, sendo necessário considerar uma expansão e transformação 138/34,5 kV exclusivos nessas conexões.

7.3 Comparação econômica

7.3.1 Litoral Norte

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.

Tabela 7-2: Comparação dos Rendimentos Necessários das Alternativas – Litoral Norte

Rendimentos Necessários			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
N1 (Def em Santo Ângelo e Taubaté)	76.430,23	100,00%	1º
N2 (Def em Baixada)	105.381,97	137,90%	2º

Tabela 7-3: Custo Diferencial de Perdas – Litoral Norte

Perdas			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial (R\$ x 1000)	Ordem
N1 (Def em Santo Ângelo e Taubaté)	21.003.735,18	0	1º
N2 (Def em Baixada)	21.013.881,15	10.145,97	2º

Tabela 7-4: Comparação Econômica – Litoral Norte

Rendimentos Necessários + Perdas			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
N1 (Def em Santo Ângelo e Taubaté)	76.430,23	100,00%	1º
N2 (Def em Baixada)	115.527,94	151,20%	2º

No caso do Litoral Norte é importante considerar que a Alternativa N2 possui entre as obras a reconstrução da LT 138 kV Baixada Santista – Vicente de Carvalho C1/C2, passando por uma região que apresentou dificuldades para o licenciamento ambiental da solução estrutural e que há obras que são comuns as duas alternativas que possui construções em região de serra.

7.3.2 Litoral Sul

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.

Tabela 7-5: Comparação dos Rendimentos Necessários das Alternativas – Litoral Sul

Rendimentos Necessários			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
S1 (Def Capão Bonito)	46.433,78	100,00%	1º
S2 (Def Embu Guaçu)	46.433,78	100,00%	1º
S4-A (Def Capão Bonito/ Bat Peruíbe)	65.288,96	140,6%	3º
S4-C (Def Embu Guaçu / Bat Registro)	73.754,08	158,8%	5º
S4-F (Def Capão Bonito/ Bat Registro)	71.480,33	153,9%	4º

Tabela 7-6: Custo Diferencial de Perdas – Litoral Sul

Perdas			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial (R\$ x 1000)	Ordem
S1 (Def Capão Bonito)	20.993.445,08	4.507,24	4º
S2 (Def Embu Guaçu)	20.989.899,18	961,34	2º
S4-A (Def Capão Bonito/ Bat Peruíbe)	20.993.445,08	4.507,24	4º
S4-C (Def Embu Guaçu / Bat Registro)	20.989.899,18	961,34	2º
S4-F (Def Capão Bonito/ Bat Registro)	20.988.937,84	0	1º

Tabela 7-7: Comparação Econômica – Litoral Sul

Rendimentos Necessários + Perdas			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
S1 (Def Capão Bonito)	50.941,01	107,50%	2º
S2 (Def Embu Guaçu)	47.395,12	100,00%	1º
S4-A (Def Capão Bonito/ Bat Peruíbe)	69.796,19	147,3%	3º
S4-C (Def Embu Guaçu / Bat Registro)	74.715,42	157,6%	5º
S4-F (Def Capão Bonito/ Bat Registro)	71.480,33	150,8%	4º

No caso do Litoral Sul, a construção de alternativas inicialmente apresentava duas configurações viáveis (S1 e S2) e uma outra (S3) que se inviabiliza por questões de espaço físico conforme apresentado no item 8.2.1.1. No entanto, as duas configurações viáveis apresentavam muitas obras em comum e entre elas a recapacitação da LT 138 kV Capão Bonito – Registro C1/C2. Considerando a complexidade ambiental desta obra, novas soluções foram formuladas onde o uso de baterias foi aplicado para permitir a redução do fluxo que passaria por essa linha nos horários de maior demanda. Dentro dessas novas soluções, foi realizada uma seleção das três mais promissoras (S4-A, S4-C e S4-F) considerando aspectos técnicos e econômicos (comparação entre capacidades totais de armazenamento, transformadores defasadores e injeções de reativo), resultando na escolha da família S4 para o conjunto de alternativas.

Outra recomendação comum entre as Alternativas S1 e S2 é a substituição dos transformadores de Capão Bonito para o verão de 2023/24. Como essa recomendação originalmente era para janeiro de 2024 em “EPE-DEE-RE-050_2017-rev0 - Estudo de Atendimento à Região de Capão Bonito”, esse item não entrou na relação de obras na comparação econômica.

Além da formulação de mais alternativas, a equipe do GT Litoral se reuniu em videoconferência com a equipe da CETESB (vide item 9.3) para discutir a viabilidade da recapacitação da LT 138 kV Capão Bonito – Registro C1/C2. Nesta reunião ficou claro que esta obra possui uma grande sensibilidade sendo necessária uma análise ambiental detalhada para uma possível aprovação e emissão das licenças ambientais, o que certamente comprometeria, minimamente, o prazo para a realização da obra.

Não sendo possível recomendar uma obra inviável ao menos no prazo desejado, verão de 2022/23, foi necessário descartar as Alternativas S1 e S2. Como essas alternativas estavam nas primeiras posições na ordenação, as tabelas foram refeitas para permitir uma avaliação das alternativas restantes:

Tabela 7-8: Comparação dos Rendimentos Necessários das Alternativas – Litoral Sul (S4)

Rendimentos Necessários			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
S4-A (Def Capão Bonito/ Bat Peruíbe)	65.288,96	100,00%	1º
S4-C (Def Embu Guaçu / Bat Registro)	73.754,08	113,0%	3º
S4-F (Def Capão Bonito/ Bat Registro)	71.480,33	109,5%	2º

Tabela 7-9: Custo Diferencial de Perdas – Litoral Sul (S4)

Perdas			
Alternativa	Custos	Diferencial (R\$ x 1000)	Ordem
	(R\$ x 1000)		
S4-A (Def Capão Bonito/ Bat Peruíbe)	20.993.445,08	4.507,24	3º
S4-C (Def Embu Guaçu / Bat Registro)	20.989.899,18	961,34	2º
S4-F (Def Capão Bonito/ Bat Registro)	20.988.937,84	0	1º

Tabela 7-10: Comparação Econômica – Litoral Sul (S4)

Rendimentos Necessários + Perdas			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
S4-A (Def Capão Bonito/ Bat Peruíbe)	69.796,19	100,00%	1º
S4-C (Def Embu Guaçu / Bat Registro)	74.715,42	107,0%	3º
S4-F (Def Capão Bonito/ Bat Registro)	71.480,33	102,4%	2º

7.4 Discussão dos resultados

7.4.1 Litoral Norte

Conforme pode ser visto na Tabela 7-4, a Alternativa N1 é a que apresenta menor custo global. Esta alternativa se mostrou mais econômica pela ótica do investimento e pela questão das perdas, além de apresentar obras de menor complexidade socioambiental.

Outro fator que favorece a Alternativa N1 é a localização dos empreendimentos, que se encontram geograficamente mais distantes da solução estrutural recomendada, apresentando uma boa compatibilidade e não uma redundância em relação à solução estrutural.

Dessa forma, as obras da Alternativa N1 são recomendadas para permitir o atendimento do médio prazo do Litoral Norte de São Paulo, ao menos na impossibilidade da entrada da solução estrutural dentro do prazo para o verão 2022/23.

7.4.2 Litoral Sul

Conforme pode ser visto na Tabela 7-10, as Alternativas S4-A e S4-F apresentam os menores custos globais com uma diferença menor de 5% entre elas, configurando um empate econômico. Na comparação entre essas duas alternativas, temos que a S4-A possui como um de seus itens a necessidade de aquisição de um terreno para a instalação das baterias, porém este terreno ainda precisaria ser regulado adicionando uma incerteza para esta solução.

Considerando que esse estudo tem como objetivo identificar obras de reforço que podem entrar num prazo curto, é de interesse evitar obras que apresentem incertezas. Desta forma, as obras da Alternativa S4-F são recomendadas para permitir o atendimento do médio prazo do Litoral Norte de São Paulo, ao menos na impossibilidade da entrada da solução estrutural dentro do prazo para o verão 2022/23.

8 ANÁLISE PRELIMINAR DA VIABILIDADE FÍSICA

Nessa seção são apresentadas todas as análises preliminares de viabilidade física, elaboradas pela ISA CTEEP, para subsidiar as avaliações dos seguintes empreendimentos:

- Todo o elenco de obras que envolve reforços de grande porte em subestações e compõe as alternativas recomendadas por esse estudo: N1 e S4-F;
- Obras que justificam a necessidade de substituição da SE Vicente de Carvalho – 138 kV, apenas na Alternativa N2;
- Obras que justificam o descarte da Alternativa S3 e
- Obras que justificam a necessidade de aquisição de terreno adicional para a Alternativa S4-A.

8.1 Litoral Norte

8.1.1 SE Bertioga II 138 kV

A SE Bertioga II apresenta espaço físico disponível para a implantação do 1º banco de capacitores 50 MVar/138 kV e de um módulo de conexão, arranjo BD5, associado, desde que atendido os seguintes pontos:

- A instalação do banco de capacitores 50 MVar/138 kV deverá ser realizada no último travessão livre do setor de 138 kV. O local já está com todo módulo geral pronto, porém haverá necessidade de instalar colunas e suportes de concreto que demandarão a execução de fundações com estacas profundas;
- O travessão disponível para instalar o banco de capacitores é o único acesso de veículos para manutenção nos módulos de entrada de linha para Santo Ângelo C1/C2, São Sebastião C1/C2 e do próprio banco de capacitores, além do módulo de interligação de barras e das barras de 138 kV. Sendo assim, também haverá a necessidade de terraplanagem em aproximadamente 1000 m². O objetivo é permitir a passagem dos veículos da manutenção a estes locais da subestação;

Este empreendimento é apresentado na Figura 8-1. O retângulo em vermelho indica o travessão para o qual será transferido o módulo de interligação de barras de 138kV. Os retângulos em azul e amarelo indicam a posição para instalação do banco de capacitores 50 MVar/138 kV e a nova área necessária para permitir a circulação de veículos da manutenção, respectivamente.

Figura 8-1: Vista aérea da SE Bertioga II 138 kV



8.1.2 SE Caraguatatuba 138 kV

A SE Caraguatatuba apresenta espaço físico disponível para a implantação dos 3º e 4º bancos de capacitores 50 MVar/138 kV, cada, e de um módulo de conexão, arranjo BD3, associado, desde que atendido os seguintes pontos:

- Construção do novo módulo de conexão de banco de capacitores no travessão existente ao lado do módulo de entrada de linha para o circuito Caraguatatuba C1 (EDP SP) e

- Montar os novos bancos de capacitores ao lado do módulo de entrada de linha para o circuito Caraguatatuba C1 (EDP SP); e se necessário montar os equipamentos girado 90° em relação ao eixo do módulo de conexão.

8.1.3 SE Santo Ângelo 138 kV

A SE Santo Ângelo apresenta espaço disponível para implantação do 1º e 2º transformadores defasadores, 138/138 kV, (2+1R) x 170 MVA, $\pm 30^\circ$; módulos de conexão e novo segmento de barras associados, em série com os módulos de entrada de linha para a SE Rio Pardo C1 e C2, desde que atendidos os seguintes pontos:

- Ampliação do módulo de infraestrutura geral do setor de 138 kV, menos as barras I e II deste setor, com terraplanagem envolvendo aterro mínimo de 1900 m²;
- Realocação dos conjuntos de TP, TC e PR atuais dos módulos de entrada de linha para Rio Pardo C1/C2 e Água Azul C1/C2;
- Deslocamento da 1ª torre da LT 138 kV Santo Ângelo – Rio Pardo C1/C2, visando a liberar espaço para a implantação dos defasadores e módulos associados;
- Para permitir a operação dos transformadores defasadores interligados ou que um defasador possa ser conectado as duas linhas, será necessária a construção de uma barra de interligação com aproximadamente 22 metros de comprimento e a instalação de 2 seccionadores semipantográficos verticais para permitir as manobras, para a SE Rio Pardo C1/C2, conforme indicado na Figura 8-2;
- Adequação das vias de circulação na área dos transformadores defasadores para permitir a manutenção dos módulos de conexão, assim como a retirada dos defasadores quando necessário e
- As dimensões máximas dos transformadores defasadores deverão ser de 7,3 m x 9,0 m x 5,0 m, conforme exposto na Figura 8-3.

Figura 8-2: Arranjo proposto para a implantação dos transformadores defasadores na SE Santo Ângelo 138 kV

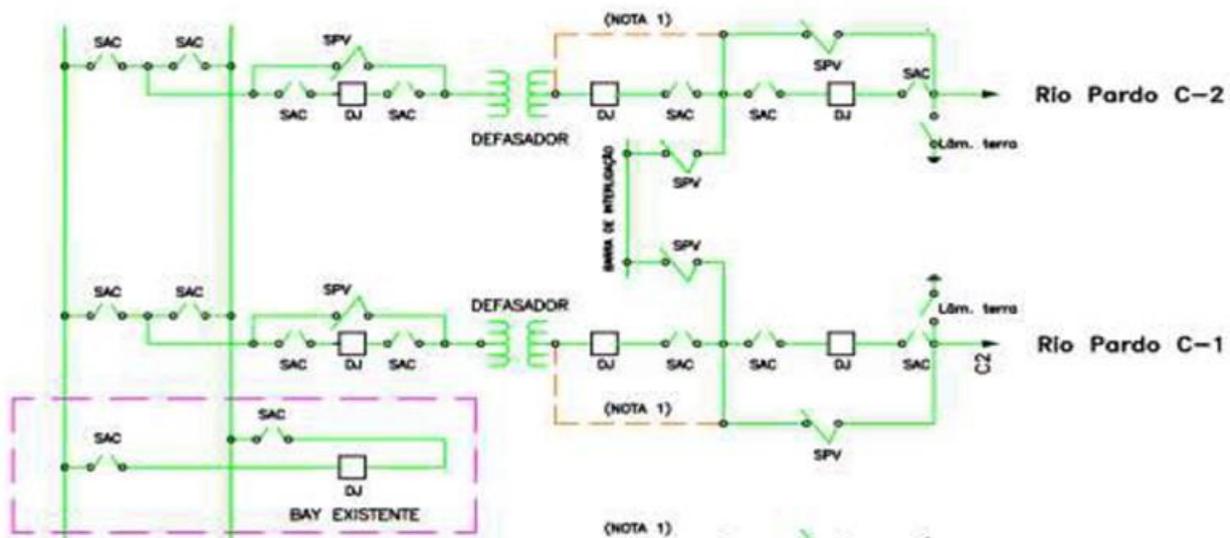
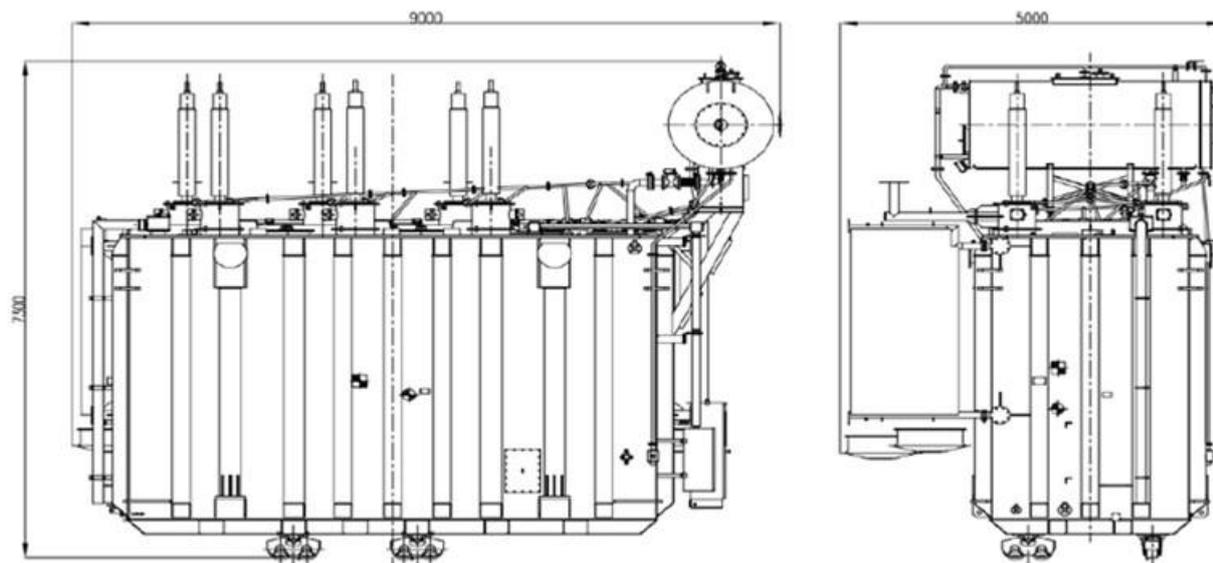


Figura 8-3: Dimensões dos transformadores defasadores empregados na análise de viabilidade física de implantação



A Figura 8-4 apresenta a vista aérea do setor de 138 kV da SE Santo Ângelo, com os módulos de entrada de linha para a SE Rio Pardo C1 e C2 destacados em amarelo. Os retângulos em azul e vermelho indicam a posição dos módulos de entrada de linha para Bertiooga II C1/C2 e Água Azul C1/C2, respectivamente.

Figura 8-4: Vista aérea da SE Santo Ângelo 138 kV



8.1.4 SE Taubaté 138 kV

A SE Taubaté apresenta espaço disponível para implantação do 1º e 2º transformadores defasadores, 138/138 kV, (2+1R) x 300 MVA, $\pm 30^\circ$; módulos de conexão e novo segmento de barras associados, em série com os módulos de entrada de linha para a SE Paraibuna C1 e C2, desde que atendidos os seguintes pontos:

- Ampliação do módulo de infraestrutura geral do setor de 138 kV, com exceção das barras 7A/8A e 7B/8B, sendo necessário realizar terraplanagem com retirada de grande volume de terra a ser verificado na elaboração de orçamento para o empreendimento;
- Realocação dos conjuntos de TP, TC e PR atuais dos módulos de entrada de linha para Paraibuna C1 e C2;
- Deslocamento da 1ª torre da LT 138 kV Taubaté - Paraibuna C1/C2, visando liberar espaço para a implantação dos defasadores e módulos associados;

- O arranjo proposto para a implantação dos transformadores defasadores na SE Taubaté, em série com os módulos de entrada de linha para Paraibuna C1 e C2, é idêntico ao indicado para a instalação desses equipamentos na SE Santo Ângelo, conforme indicado na Figura 8-2;
- Adequação das vias de circulação na área dos transformadores defasadores para permitir a manutenção dos módulos de conexão, assim como a retirada dos defasadores quando necessário e
- As dimensões máximas dos transformadores defasadores deverão ser de 7,3 m x 9,0 m x 5,0 m, conforme exposto na Figura 8-3.

A Figura 8-5 apresenta a vista aérea do setor de 138 kV da SE Taubaté, com os módulos de entrada de linha para a SE Paraibuna C1/C2 destacados em vermelho.

Figura 8-5: Vista aérea da SE Taubaté 138 kV



8.1.5 SE Baixada Santista

8.1.5.1 Transformação 345/230 kV

A SE Baixada Santista apresenta espaço disponível para a instalação do 2º banco de autotransformadores 345/230 kV, 3 x 166,6 MVA, de um módulo de conexão 345 kV arranjo BD5 e um módulo de conexão de 230 kV arranjo BD5, desde que sejam atendidos os seguintes pontos:

- Adequação dos módulos de infraestrutura geral dos setores de 230 kV e 345 kV, com complementação da malha de terra;
- Estudo da malha de terra da subestação, a fim de verificar as condições da mesma em função do aumento de potência de curto-circuito do setor 230 kV da subestação;
- Instalação de pórticos metálicos conforme padrão existente nos setores de 345 kV e 230 kV da subestação e
- Instalação do sistema de proteção para atender os novos módulos de conexão.

8.1.5.2 Bancos de capacitores

A SE Baixada Santista apresenta espaço disponível para a instalação do 1º banco de capacitores de 50 Mvar/138 kV e um módulo de conexão, arranjo BD3, associado, desde que atendido os seguintes pontos:

- O banco de capacitores deverá ser montado na quadra ao lado do setor de 138 kV e
- A ligação deste equipamento com as barras de 138 kV deverá ser executada com cabo isolado de 138 kV e na ponta das barras ao lado dos módulos de entrada de linha para a SE Vicente de Carvalho C1/C2.

8.1.6 SE Vicente de Carvalho 138 kV

A SE Vicente de Carvalho apresenta terreno reduzido e por isso foi construída com a tecnologia GIS. Na Figura 8-6 é exposta a vista aérea da subestação.

Figura 8-6: Vista aérea da SE Vicente de Carvalho 138 kV



Atualmente, os barramentos da SE Vicente de Carvalho 138 kV e os módulos de entrada de linha associados a LT 138 kV Vicente de Carvalho - Baixada Santista C1/C2 estão adequados para suportar a capacidade de curta duração dessa LT (191 MVA).

No entanto, destaca-se que para que esses barramentos e módulos possam atender uma nova capacidade de curta duração de 400 MVA, cada, é necessário realizar a substituição de toda a blindada do 138 kV, devido principalmente aos seguintes pontos:

- Dada a idade avançada da subestação, a tecnologia GIS empregada no setor de 138 kV tornou-se ultrapassada e não existem meios de adequar os barramentos e módulos de entrada de linha, sem realizar a substituição completa do setor e

- As posições dos módulos de entrada de linha para Baixada Santista C1 e C2 nos barramentos não são laterais, o que dificulta ainda mais a substituição dos equipamentos que os compõe.

8.2 Litoral Sul

8.2.1 SE Mongaguá 138 kV

8.2.1.1 Transformadores defasadores

A SE Mongaguá não apresenta espaço disponível para implantação do 1º e 2º transformadores defasadores, 138/138 kV, (2+1R) x 170 MVA, $\pm 30^\circ$; módulos de conexão e novo segmento de barras associados, em série com os módulos de entrada de linha para a SE Embu Guaçu C1 e C2, pelos seguintes motivos:

- O terreno da subestação é reduzido, tanto é que o setor de 138 kV foi construído através da tecnologia GIS e
- Conforme pode ser verificado na Figura 8-7, o terreno da subestação é cercado por outras construções e rodovia, impossibilitando a aquisição de terreno adicional para essa expansão.

Figura 8-7: Vista aérea da SE Mongaguá 138 kV



8.2.1.2 Bancos de capacitores

A SE Mongaguá apresenta espaço disponível para a instalação do 1º e 2º bancos de capacitores de 50 Mvar/138 kV, cada, e um módulo de conexão, arranjo BD3, associado, desde que atendidos os seguintes pontos:

- O módulo de conexão dos bancos de capacitores deverá ser implantado ao lado do módulo de entrada de linha para Embu Guaçu C1;
- Conforme pode ser verificado na Figura 8-8, o terreno da subestação apresenta 2 áreas para a implantação desses bancos de capacitores;
- A conexão dos bancos de capacitores com seu módulo de conexão deverá ser realizada através de cabos isolados, sendo que o comprimento dos mesmos será determinado na etapa de projeto executivo e
- Adequação dos módulos de infraestrutura geral do setor de 138 kV, com complementação da malha terra.

Figura 8-8: Disponibilidade física para a instalação de bancos de capacitores na SE Mongaguá



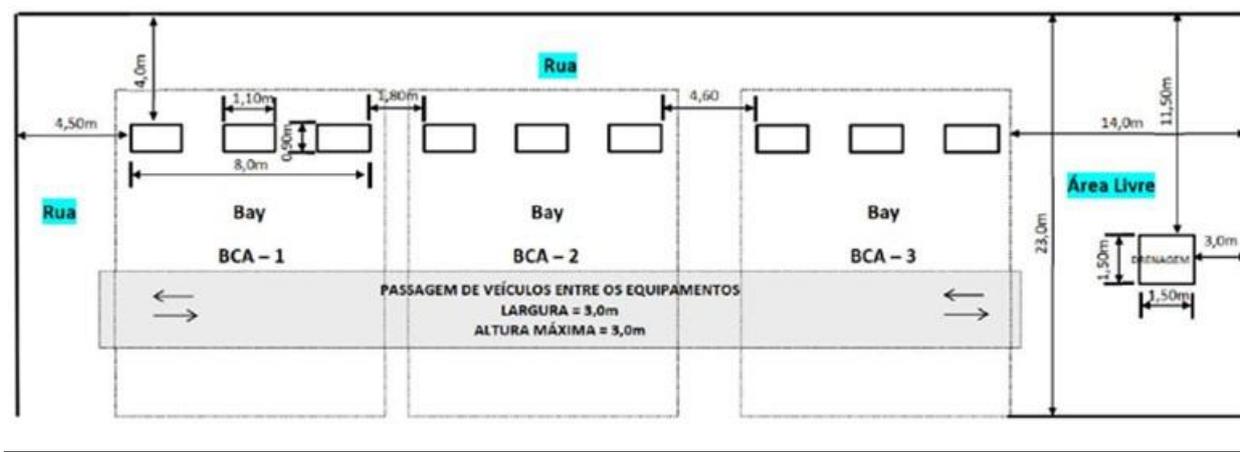
8.2.2 SE Peruíbe 138 kV

8.2.2.1 Bancos de capacitores

A SE Peruíbe apresenta espaço disponível para a instalação do 4º banco de capacitores 14,3 MVar/138 kV, e um módulo de conexão associado, desde que atendidos os seguintes pontos:

- O módulo de conexão do banco de capacitores deverá ser implantado ao lado do módulo de conexão do banco de capacitores nº 3 e
- O novo banco de capacitores deverá ser montado ao lado do banco de capacitores nº 3. Neste local já existe uma área livre própria para essa expansão, conforme pode ser verificado na Figura 8-9.

Figura 8-9: Disponibilidade física para a instalação do 4º banco de capacitores na SE Peruíbe



8.2.2.2 Bancos de baterias

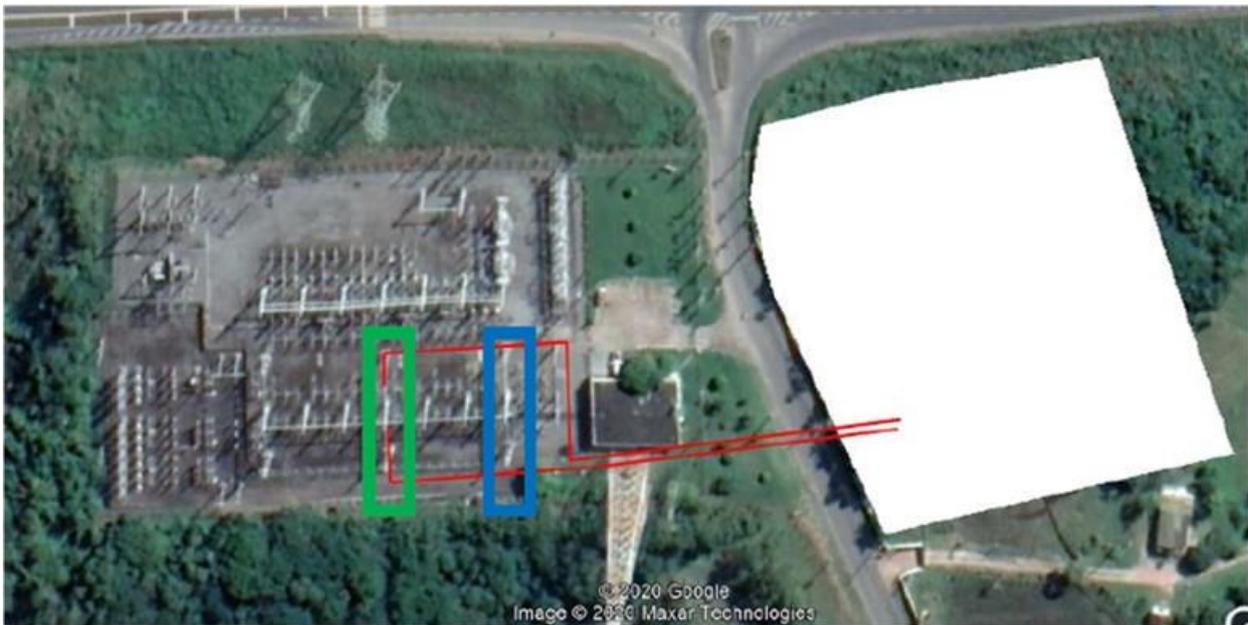
A SE Peruíbe não apresenta espaço disponível para a instalação de:

- 1º banco de baterias 25 MW / 50 MWh;
- 2 transformadores 138/34,5 kV, (2+1R) x 30 MVA;
- 2 módulos de conexão de 138 kV, arranjo BD5 e;
- 2 módulos de conexão de 34,5 kV, arranjo BPT.

Desse modo, para viabilizar a implantação desse elenco de obras, do ponto de vista de espaço físico, torna-se necessário atender os seguintes pontos:

- Aquisição de terreno adicional com pelo menos 10.000 m², conforme indicado pelo polígono branco na Figura 8-10, onde deverão ser implantados todos os empreendimentos supracitados;
- A conexão do pátio futuro com o existente deverá ser realizada através de cabos isolados, destacados de vermelho na Figura 8-10, com aproximadamente 1200 m de comprimento, contemplando a quantidade de cabos demandados por 2 circuitos trifásicos de 138 kV e
- O pórtico na entrada da subestação (retângulo azul) não apresenta altura adequada para a transição cabo aéreo -> cabo subterrâneo. Desse modo, torna-se necessário que a conexão ocorra no pórtico central do setor de 138 kV (retângulo em verde).

Figura 8-10: Disponibilidade física para a instalação do 1º banco de baterias na SE Peruíbe



Destaca-se que a área adicional de 10.000 m² foi estimada com base nas premissas apontadas na Tabela 8-1. Nota-se que sobre a área estimada foi aplicado um fator de segurança de 33% para determinar a mínima área necessária para a implantação do elenco de obras citado acima.

Tabela 8-1: Estimativas de áreas demandadas pelos módulos e equipamentos

Módulo / Equipamento	Estimativa de área necessária (m ²)
Banco de Baterias, 25 MW/50 MWh	3.500
2 TRs 138/34,5 kV, 30 MVA cada	1.000
2 CTs, 138 kV, BD5	1.500
2 CTs, 34,5 kV, BPT ²	1.500
Total	7.500

8.2.3 SE Registro 138 kV

A SE Registro apresenta espaço disponível para a instalação de:

- 1º banco de baterias 30 MW / 60 MWh;
- 2 transformadores 138/34,5 kV, (2+1R) x 33,3 MVA;
- 2 módulos de conexão de 138 kV, arranjo BD3 e;
- 2 módulos de conexão de 34,5 kV, arranjo BPT.

Conforme pode ser observado na Figura 8-11, existem 2 áreas candidatas que juntas somam aproximadamente 14.900 m² e são superiores ao espaço mínimo necessário (10.000 m²) para a implantação do banco de baterias de 30 MW / 60 MWh e demais equipamentos associados.

² De modo conservador, foi considerado o mesmo espaço ocupado pelos CTs, 138 kV, BD5.

Figura 8-11: Disponibilidade física para a instalação do 1º banco de baterias na SE Registro



8.2.4 SE Capão Bonito

A SE Capão Bonito apresenta espaço disponível para implantação do 1º e 2º transformadores defasadores, 138/138 kV, (2+1R) x 130 MVA, $\pm 30^\circ$; módulos de conexão e novo segmento de barras associados, em série com os módulos de entrada de linha para a SE Registro C1 e C2, desde que atendidos os seguintes pontos:

- Ampliação do módulo de infraestrutura geral do setor de 138 kV, com exceção das barras desse setor;
- Realocação dos conjuntos de TP, TC e PR atuais dos módulos de entrada de linha para Registro C1 e C2;
- Deslocamento da 1ª torre da LT 138 kV Capão Bonito – Registro C1/C2, visando liberar espaço para a implantação dos defasadores e módulos associados;
- O arranjo proposto para a implantação dos transformadores defasadores na SE Capão Bonito, em série com os módulos de entrada de linha para Registro C1 e C2, é idêntico ao indicado para a instalação desses equipamentos na SE Santo Ângelo, conforme indicado na Figura 8-2;

- Adequação das vias de circulação na área dos transformadores defasadores para permitir a manutenção dos módulos de conexão, assim como a retirada dos defasadores quando necessário e
- As dimensões máximas dos transformadores defasadores deverão ser de 7,3 m x 9,0 m x 5,0 m, conforme exposto na Figura 8-3.

A Figura 8-12 apresenta a vista aérea do setor de 138 kV da SE Capão Bonito, com os módulos de entrada de linha para a SE Registro C1/C2 destacados em vermelho.

Figura 8-12: Vista aérea da SE Capão Bonito



9 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

Neste capítulo são apresentadas as avaliações socioambientais preliminares para todas as repotenciações de linhas de transmissão que compõem as alternativas estudadas tanto para o Litoral Norte quanto para o Litoral Sul.

9.1 Litoral Norte

9.1.1 LT 138 kV Baixada Santista – Vicente de Carvalho C1/C2

A LT 138 kV Baixada Santista – Vicente de Carvalho C1/C2 apresenta uma extensão aproximada de 23 km e tem seu traçado ilustrado, em vermelho, na Figura 9-1. Além disso, as reservas ambientais do Parque Estadual da Serra do Mar Núcleo Itutinga Pilões são destacadas em verde.

Figura 9-1: Traçado da LT 138 kV Baixada Santista – Vicente de Carvalho C1/C2



A seguir, são elencadas as principais características ambientais da referida LT:

- A LT intercepta o Parque Estadual da Serra do Mar Núcleo Itutinga Pilões em 4 pontos, totalizando 3,5 km;
- Algumas estruturas estão localizadas em áreas com acesso apenas por trilha;

- Há a presença de vegetação em estágio médio, avançado e áreas de mangue e
- A LT está próxima a Base Aérea de Santos (1,5 km), sendo necessário verificar necessidade de autorização do COMAR/Serviço de proteção ao voo, para realizar a repotenciação dessa LT.

Destaca-se que mesmo que seja utilizado um cabo especial (termorresistente) para realizar a repotenciação da LT 138 kV Baixada Santista – Vicente de Carvalho C1/C2, a ISA CTEEP prevê a necessidade de substituição de praticamente todas as estruturas da LT, dado as seguintes condições de contorno:

- Taxa de degradação das estruturas acima do convencional devido principalmente a maresia, umidade e poluição e
- As estruturas estão alocadas em terreno de mangue.

Já o licenciamento ambiental para a recapacitação dessa LT podem variar entre 19 e 23 meses, dependendo dos estudos solicitados:

- Estudo Ambiental Simplificado (EAS): o prazo para emissão da LP é de 9 meses e o da LI é de 4 meses (a supressão de estágio inicial deve ser de até 1,5 ha e de estágio médio até 0,5 ha) ou;
- Relatório Ambiental Preliminar (RAP): o prazo para emissão da LP é de 11 meses e o da LI é de 6 meses;
- Inicialmente, a elaboração do estudo ambiental demanda em torno de 6 meses;
- Existe a necessidade de pagamento de compensação ambiental, taxas e mitigação de impactos no Parque Estadual Carlos Botelho (PECB);
- É necessário avaliar a necessidade de execução do Estudo de Impacto Ambiental (EIA/RIMA).

9.1.2 LT 138 kV Vicente de Carvalho – Bertioga II C1/C2

A LT 138 kV Vicente de Carvalho – Bertioga II C1/C2 apresenta uma extensão aproximada de 6,8 km, entre a SE Vicente de Carvalho e a derivação Guarujá 1, e tem seu traçado ilustrado, em vermelho, na Figura 9-2. Verifica-se que não existem reservas ambientais nas vizinhanças dessa LT.

Figura 9-2: Traçado da LT 138 kV Vicente de Carvalho – Bertioga II C1/C2



A seguir, são elencadas as principais características ambientais da referida LT:

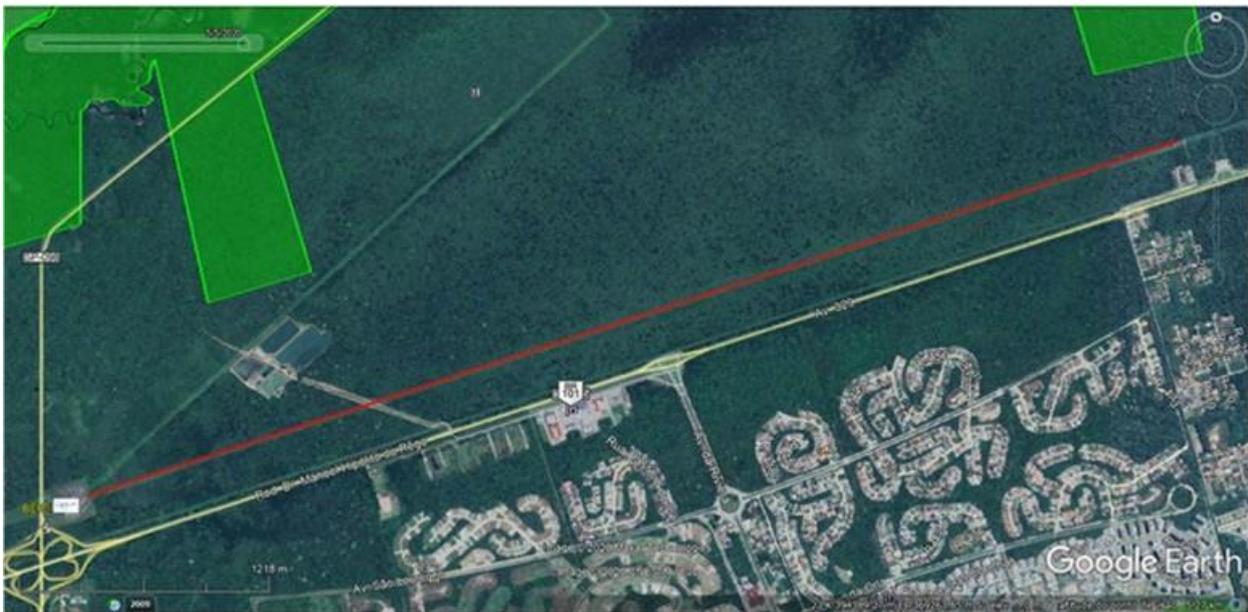
- A faixa de servidão da LT está localizada em área urbana;
- A LT realiza a travessia de 2 cursos d'água e
- A LT está próxima a Base Aérea de Santos (900 m), sendo necessário verificar necessidade de autorização do COMAR/Serviço de proteção ao voo, para realizar o recondutoramento dessa LT.

Não há enquadramento para a necessidade de processo de licenciamento ambiental, para realizar o recondutoramento dessa LT. Caso seja necessário a obtenção de autorização de intervenção em APP e supressão de vegetação, o tempo de análise do órgão ambiental é de 6 meses a partir do requerimento com a definição das intervenções.

9.1.3 LT 138 kV Bertioga II -São Sebastião C1/C2

A LT 138 kV Bertioga II – São Sebastião C1/C2 apresenta uma extensão aproximada de 5,6 km, entre a SE Bertioga II e a Derivação Bertioga IV, e tem seu traçado ilustrado, em vermelho, na Figura 9-3. Além disso, as reservas ambientais do Parque Estadual da Serra do Mar são destacadas de verde.

Figura 9-3: Traçado da LT 138 kV Bertioga II - São Sebastião C1/C2



A seguir, são elencadas as principais características ambientais da referida LT:

- A LT não intercepta áreas de reserva ambiental;
- O acesso a faixa de servidão pode ser realizado pela área que está com vegetação rasteira em terreno úmido e
- As vizinhanças da faixa de servidão apresentam vegetação em estágio médio.

Em relação ao licenciamento ambiental, pode haver dispensa caso a supressão de vegetação necessária seja menor que 0,2 ha em estágio médio. Caso contrário, o prazo para obtenção de licenciamento pode chegar até 19 meses, dependendo dos estudos solicitados:

- Estudo Ambiental Simplificado (EAS): o prazo para emissão da LP é de 9 meses e o da LI é de 4 meses (a supressão de estágio inicial deve ser de até 1,5 ha e de estágio médio até 0,5 ha) ou;
- Inicialmente, a elaboração do estudo ambiental demanda em torno de 6 meses.

9.1.4 LT 138 kV Caraguatatuba – Ubatuba C1/C2

A LT 138 kV Caraguatatuba - Ubatuba C1/C2 apresenta uma extensão aproximada de 11,4 km, entre a SE Caraguatatuba e a derivação Massaguaçu, e tem seu traçado ilustrado, em vermelho, na Figura 9-4. Além disso, as reservas ambientais do Parque Estadual da Serra do Mar Núcleo Caraguatatuba são destacadas em verde.

Figura 9-4: Traçado da LT 138 kV Caraguatatuba - Ubatuba C1/C2



A seguir, são elencadas as principais características ambientais da referida LT:

- A LT intercepta o Parque Estadual da Serra do Mar Núcleo Caraguatatuba em 2 pontos, totalizando 1,2 km;
- Algumas estruturas estão localizadas em áreas com acesso apenas por trilha;
- Há a presença de vegetação em estágio médio e avançado.

O licenciamento ambiental para a recondução dessa LT podem variar entre 19 e 23 meses, dependendo dos estudos solicitados:

- Estudo Ambiental Simplificado (EAS): o prazo para emissão da LP é de 9 meses e o da LI é de 4 meses (a supressão de estágio inicial deve ser de até 1,5 ha e de estágio médio até 0,5 ha) ou;

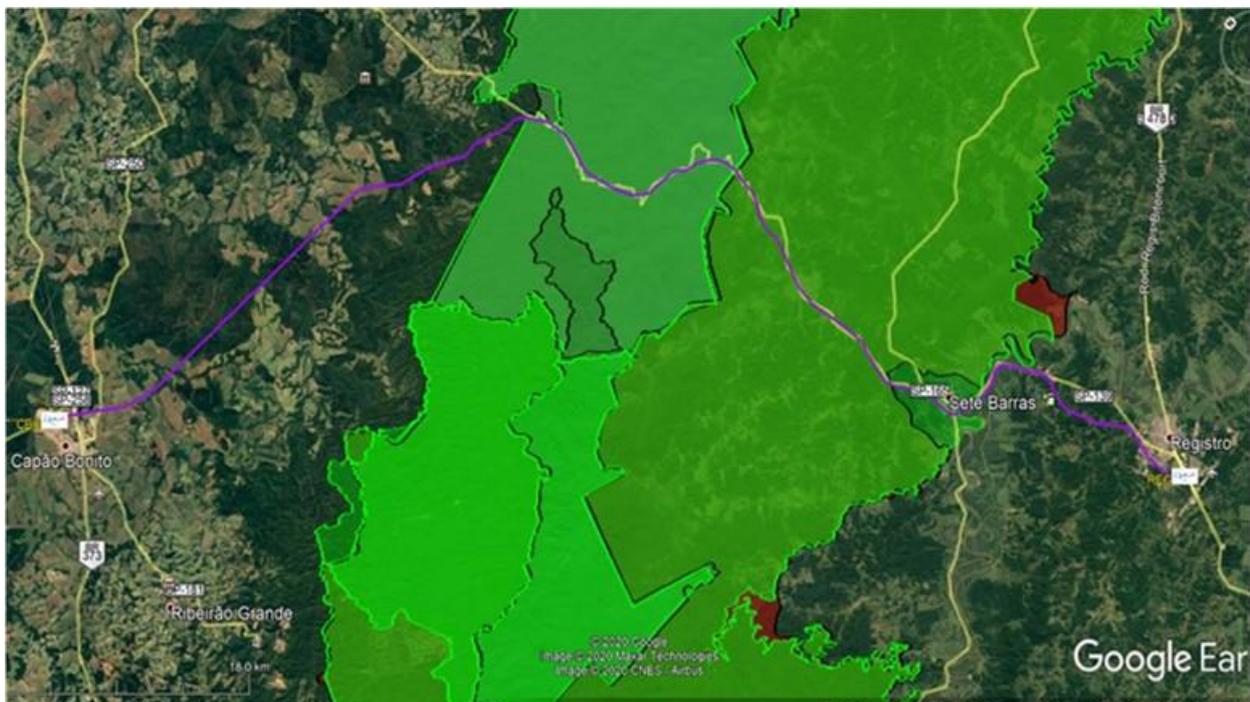
- Relatório Ambiental Preliminar (RAP): o prazo para emissão da LP é de 11 meses e o da LI é de 6 meses;
- Inicialmente, a elaboração do estudo ambiental demanda em torno de 6 meses;
- Existe a necessidade de pagamento de compensação ambiental, taxas e mitigação de impactos no Parque Estadual Carlos Botelho (PECB);
- É necessário avaliar a necessidade de execução do Estudo de Impacto Ambiental (EIA/RIMA).

9.2 Litoral Sul

9.2.1 LT 138 kV Capão Bonito - Registro C1/C2

A LT 138 kV Capão Bonito – Registro C1/C2 apresenta uma extensão aproximada de 97 km e tem seu traçado ilustrado, em roxo, na Figura 9-5. Além disso, as reservas ambientais do Parque Estadual Carlos Botelho e a APA Serra do Mar são destacadas em verde.

Figura 9-5: Traçado da LT 138 kV Capão Bonito - Registro C1/C2



A seguir, são elencadas as principais características ambientais da referida LT:

- A LT intercepta o Parque Estadual Carlos Botelho por 17 km e a APA Serra do Mar por 25 km, totalizando 42 km da LT localizada no interior de Unidade de Conservação administrada pela Fundação Florestal;
- Algumas estruturas estão localizadas em áreas com acesso apenas por trilha e
- Há a presença de vegetação em estágio médio, avançado e áreas com declividade acentuada.

A ISA CTEEP prevê que os potenciais impactos para uma recapacitação da LT 138 kV Capão Bonito – Registro C1/C2 são:

- Substituição de estrutura e/ou partes de estruturas, bem como o tratamento anticorrosivo da torre 150 à torre 200 (18,3 km) e da torre 220 à torre 260 (11,8 km), além da substituição de isoladores e ferragens das torres;
- A execução de uma recapacitação da referida LT pode demandar mais substituições/adequações de estruturas ao longo da LT.

Já o licenciamento ambiental para a recapacitação dessa LT podem variar entre 19 e 23 meses, dependendo dos estudos solicitados:

- Estudo Ambiental Simplificado (EAS): o prazo para emissão da LP é de 9 meses e o da LI é de 4 meses (a supressão de estágio inicial deve ser de até 1,5 ha e de estágio médio até 0,5 ha) ou;
- Relatório Ambiental Preliminar (RAP): o prazo para emissão da LP é de 11 meses e o da LI é de 6 meses;
- Inicialmente, a elaboração do estudo ambiental demanda em torno de 6 meses;
- Existe a necessidade de pagamento de compensação ambiental, taxas e mitigação de impactos no Parque Estadual Carlos Botelho (PECB);
- É necessário avaliar a necessidade de execução do Estudo de Impacto Ambiental (EIA/RIMA).

9.3 Consulta à CETESB

Em função da percepção pelo Grupo de Trabalho de que o tratamento das questões ambientais associadas com as obras de recapacitação, recondutoramento ou reconstrução apontadas para algumas linhas de transmissão poderão se tornar fator de atraso na efetiva implantação da solução a ser recomendada, foi realizada em 07 de julho de 2020 uma reunião entre ONS, ISA CTEEP, EPE, SIMA-SP e CETESB na qual a Companhia apresentou as seguintes ponderações:

- O processo para obtenção da LI das obras da ELTE para o Litoral Sul (SE Manoel da Nóbrega) já havia avançado e a Companhia considerou que o ideal seria prosseguir;
- O licenciamento para as obras das alternativas do Litoral Sul (LT 138 kV Capão Bonito – Registro C1/C2, com extensão aproximada de 98 km, ou o trecho com 28,8 km entre a derivação Parelheiros e a SE Mongaguá da LT 138 kV Embu Guaçu - Mongaguá C1/C2) vai demandar Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e seu respectivo Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), com consultas ao IBAMA e FUNAI;
- A obtenção do EIA/RIMA em prazo compatível com a premissa de entrada em operação dos reforços conjunturais, ano de 2023, será muito difícil;
- No Litoral Norte, o ponto crítico para o licenciamento das obras na LT 138 kV Baixada Santista – Vicente de Carvalho C1/C2, extensão aproximada de 23 km, é a consulta ao Serviço Regional de Proteção ao Voo (SRPV-SP), haja vista a proximidade da Base Aérea de Santos e o histórico da SE Domênico Rangoni.

EQUIPE TÉCNICA

NOME	INSTITUIÇÃO
José Otavio Lisboa de Azevedo	CESP
Sebastião Tarciso Ferreira	Consultor
Bruno Venâncio	CPFL
Danilo Eiji Ito	CPFL
Liamara de Fátima Ferreira	CPFL
Adriano Caetano da Silva	EDP SP
Anderson Pires da Silva	EDP SP
Fabricio Expedito Viana	EDP SP
Aline Leiko Nishimoto	ELEKTRO
Eduardo Carraro	ELEKTRO
Valmir Alves Cardoso Júnior	ELEKTRO
Daniel Gomes da Silva	ENEL SP
Wheslei de Paula Ribeiro	ENEL SP
Daniel José Tavares de Souza	EPE
Fábio de Almeida Rocha	EPE
Paulo Fernando de Matos Araújo	EPE
Thaís Pacheco Teixeira	EPE
Gabriel Neto Monteiro	ISA CTEEP
Meronides Jonnel Ramos	ISA CTEEP
Renato Guimarães Ribeiro	ISA CTEEP
Victor Makida Nakashima	ISA CTEEP
André Bianco	ONS
Eduardo Keraz El-Hage	ONS
Igor de Oliveira Barreto	ONS
José Ricardo Mafra Amorim	Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente de SP

11 ANEXOS

Plano de obras das alternativas

Alternativa N1

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						319.908,06	255.498,08	28.416,61	76.430,23
LT 138 kV TAUBATÉ - PARAIBÚNA, C1 e C2 (CD) Equipamento terminal (Ampliação/Adequação)						9.046,72	7.756,10	803,60	2.750,80
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Paraibúna	2022	2,0	1,0	4523,36	9.046,72	7.756,10	803,60	2.750,80
SE 138 kV CARAGUATATUBA BCs (Ampliação/Adequação)						12.698,92	10.887,28	1.128,01	3.861,31
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	4319,43	8.638,86	7.406,43	767,37	2.626,78
3° e 4° Capacitor em Derivação 138 kV, 2 x 50 Mvar 3Φ		2022	2,0	1,0	1515,98	3.031,96	2.599,42	269,32	921,91
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	1028,10	1.028,10	881,43	91,32	312,61
SE 138 kV BAIXADA SANTISTA (Ampliação/Adequação)						6.349,46	5.040,41	564,01	1.482,93
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BD4		2023	1,0	1,0	4319,43	4.319,43	3.428,90	383,68	1.008,81
1° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ		2023	1,0	1,0	1515,98	1.515,98	1.203,43	134,66	354,06
MIM - 138 kV		2023	1,0	1,0	514,05	514,05	408,07	45,66	120,06
LT 138 kV RIO PARDO - SÃO SEBASTIÃO, C1 e C2 (CD) Equipamento terminal (Ampliação/Adequação)						27.140,16	23.268,31	2.410,79	8.252,39
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Rio Pardo	2022	2,0	2,0	4523,36	18.093,44	15.512,21	1.607,19	5.501,59
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	São Sebastião	2022	2,0	1,0	4523,36	9.046,72	7.756,10	803,60	2.750,80
LT 138 kV CARAGUATATUBA - PARAIBÚNA, C1 e C2 (CD) Equipamento terminal (Ampliação/Adequação)						18.093,44	14.363,16	1.607,19	4.225,75
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Caraguatatuba	2023	2,0	1,0	4523,36	9.046,72	7.181,58	803,60	2.112,88
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Paraibúna	2023	2,0	1,0	4523,36	9.046,72	7.181,58	803,60	2.112,88
LT 138 kV SANTO ÂNGELO - RIO PARDO, C1 e C2 (CD) Equipamento terminal (Ampliação/Adequação)						18.093,44	15.512,21	1.607,19	5.501,59
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Rio Pardo	2022	2,0	2,0	4523,36	18.093,44	15.512,21	1.607,19	5.501,59
LT 138 kV VICENTE DE CARVALHO - BERTIOGA II, C1 e C2 (CD) Recondutoramento trecho Vic. de C. - ETD Guarujá (Ampliação/Adequação)						9.000,17	7.144,63	799,46	2.102,00
Circuito Duplo 138 kV, cabo temoresistente, 6,8 km		2023	1,0	1,0	9000,17	9.000,17	7.144,63	799,46	2.102,00
LT 138 kV CARAGUATATUBA - UBATUBA, C1 e C2 (CD) Recondutoramento trecho Carag. - ETD Massaguçu (Ampliação/Adequação)						24.455,29	19.413,40	2.172,30	5.711,57
Circuito Duplo 138 kV, cabo temoresistente, 11,4 km		2023	1,0	1,0	15408,57	15.408,57	12.231,82	1.368,70	3.598,70
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Caraguatatuba	2023	2,0	1,0	4523,36	9.046,72	7.181,58	803,60	2.112,88
LT 138 kV CARAGUATATUBA - SÃO SEBASTIÃO, C1 e C2 (CD) Substituição de equipamento terminal (Ampliação/Adequação)						16.769,28	13.312,00	1.489,57	3.916,49
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Caraguatatuba	2023	2,0	1,0	4192,32	8.384,64	6.656,00	744,79	1.958,25
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	São Sebastião	2023	2,0	1,0	4192,32	8.384,64	6.656,00	744,79	1.958,25
SE 138 kV TAUBATÉ (Ampliação/Adequação)						43.412,37	34.462,14	3.856,21	10.139,03
Transformador Defasador 138/138 kV (2+1R) x 300/360 MVA		2023	3,0	1,0	11222,05	33.666,15	26.725,28	2.990,48	7.862,78
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2023	2,0	1,0	4359,06	8.718,12	6.920,72	774,41	2.036,13
MIM - 138 kV		2023	1,0	1,0	1028,10	1.028,10	816,14	91,32	240,11
SE 138 kV SANTO ÂNGELO (Ampliação/Adequação)						36.047,01	28.615,28	3.201,96	8.418,84
Transformador Defasador 138/138 kV (2+1R) x 170/204 MVA		2023	3,0	1,0	8766,93	26.300,79	20.878,42	2.336,23	6.142,59
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2023	2,0	1,0	4359,06	8.718,12	6.920,72	774,41	2.036,13
MIM - 138 kV		2023	1,0	1,0	1028,10	1.028,10	816,14	91,32	240,11
SE 138 kV BERTIOGA II (Ampliação/Adequação)						6.349,46	5.040,41	564,01	1.482,93
1° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ		2023	1,0	1,0	1515,98	1.515,98	1.203,43	134,66	354,06
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BD4		2023	1,0	1,0	4319,43	4.319,43	3.428,90	383,68	1.008,81
MIM - 138 kV		2023	1,0	1,0	514,05	514,05	408,07	45,66	120,06
SE 345/230 kV BAIXADA SANTISTA (Ampliação/Adequação)						39.713,87	31.526,15	3.527,68	9.275,24
2° ATF 345/230 kV, 3 x 166,67 MVA 1Φ		2023	3,0	1,0	7925,49	23.776,47	18.874,53	2.112,00	5.553,03
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo BD4		2023	1,0	1,0	7358,39	7.358,39	5.841,33	653,63	1.718,56
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2023	1,0	1,0	5541,25	5.541,25	4.398,82	492,22	1.294,17
MIM - 345 kV		2023	1,0	1,0	2234,13	2.234,13	1.773,52	198,45	521,78
MIM - 230 kV		2023	1,0	1,0	803,63	803,63	637,95	71,38	187,69
LT 138 kV SÃO SEBASTIÃO - BERTIOGA II, C1 e C2 (CD) Substituição de equipamento terminal (Ampliação/Adequação)						9.046,72	7.181,58	803,60	2.112,88
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	São Sebastião	2023	2,0	1,0	4523,36	9.046,72	7.181,58	803,60	2.112,88
LT 138 kV SANTO ÂNGELO - RIO PARDO, C1 e C2 (CD) Equipamento terminal (Ampliação/Adequação)						9.046,72	7.181,58	803,60	2.112,88
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Santo Ângelo	2023	2,0	1,0	4523,36	9.046,72	7.181,58	803,60	2.112,88
LT 138 kV SANTO ÂNGELO - BERTIOGA II, C1 e C2 (CD) Substituição de equipamento terminal (Ampliação/Adequação)						18.093,44	14.363,16	1.607,19	4.225,75
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Santo Ângelo	2023	2,0	1,0	4523,36	9.046,72	7.181,58	803,60	2.112,88
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Bertioiga II	2023	2,0	1,0	4523,36	9.046,72	7.181,58	803,60	2.112,88
LT 138 kV BERTIOGA II - SÃO SEBASTIÃO, C1 e C2 (CD) Recondutoramento trecho Bertioiga II - D#Bertioiga IV (Ampliação/Adequação)						16.551,59	10.430,31	1.470,24	857,87
Circuito Duplo 138 kV, cabo temoresistente, 5,6 km		2026	1,0	1,0	7504,87	7.504,87	4.729,34	666,64	388,98
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Bertioiga II	2026	2,0	1,0	4523,36	9.046,72	5.700,97	803,60	468,89

Alternativa N2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						436.455,32	349.576,87	38.769,21	105.381,97
LT 138 kV TAUBATÉ - PARAIBÚNA, C1 e C2 (CD) Equipamento terminal (Ampliação/Adequação)						9.046,72	7.756,10	803,60	2.750,80
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Paraibúna	2022	2,0	1,0	4523,36	9.046,72	7.756,10	803,60	2.750,80
SE 138 kV CARAGUATATUBA BCs (Ampliação/Adequação)						12.698,92	10.887,28	1.128,01	3.861,31
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	4319,43	8.638,86	7.406,43	767,37	2.626,78
3° e 4° Capacitor em Derivação 138 kV, 2 x 50 Mvar 3Φ		2022	2,0	1,0	1515,98	3.031,96	2.599,42	269,32	921,91
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	1028,10	1.028,10	881,43	91,32	312,61
LT 138 kV RIO PARDO - SÃO SEBASTIÃO, C1 e C2 (CD) Equipamento terminal (Ampliação/Adequação)						18.093,44	15.512,21	1.607,19	5.501,59
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Rio Pardo	2022	2,0	1,0	4523,36	9.046,72	7.756,10	803,60	2.750,80
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	São Sebastião	2022	2,0	1,0	4523,36	9.046,72	7.756,10	803,60	2.750,80
LT 138 kV SANTO ÂNGELO - RIO PARDO, C1 e C2 (CD) Equipamento terminal (Ampliação/Adequação)						9.046,72	7.756,10	803,60	2.750,80
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Rio Pardo	2022	2,0	1,0	4523,36	9.046,72	7.756,10	803,60	2.750,80
LT 138 kV VICENTE DE CARVALHO - BERTIOGA II, C1 e C2 (CD) Recondutoramento trecho Vic. de C. - ETD Guarujá (Ampliação/Adequação)						27.093,61	21.507,78	2.406,66	6.327,76
Circuito Duplo 138 kV, cabo termoresistente, 6,8 km		2023	1,0	1,0	9000,17	9000,17	R\$ 7.144,63	R\$ 799,46	2102,003912
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Vicente de Carvalho	2023	2,0	2,0	4523,36	18093,44	R\$ 14.363,16	R\$ 1.607,19	4225,751475
LT 138 kV CARAGUATATUBA - UBATUBA, C1 e C2 (CD) Recondutoramento trecho Carag. - ETD Massaguaçu (Ampliação/Adequação)						24.455,29	19.413,40	2.172,30	5.711,57
Circuito Duplo 138 kV, cabo termoresistente, 11,4 km		2023	1,0	1,0	15408,57	15.408,57	12.231,82	1.368,70	3.598,70
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Caraguatatuba	2023	2,0	1,0	4523,36	9.046,72	7.181,58	803,60	2.112,88
SE 138 kV BERTIOGA II (Ampliação/Adequação)						6.349,46	5.040,41	564,01	1.482,93
1° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ		2023	1,0	1,0	1515,98	1.515,98	1.203,43	134,66	354,06
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BD4		2023	1,0	1,0	4319,43	4.319,43	3.428,90	383,68	1.008,81
MIM - 138 kV		2023	1,0	1,0	514,05	514,05	408,07	45,66	120,06
SE 345/230 kV BAIXADA SANTISTA (Ampliação/Adequação)						40.605,71	32.234,12	3.606,90	9.483,53
2° ATF 345/230 kV, 3 x 183,33 MVA 1Φ		2023	3,0	1,0	8222,77	24.668,31	19.582,50	2.191,22	5.761,32
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo BD4		2023	1,0	1,0	7358,39	7.358,39	5.841,33	653,63	1.718,56
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2023	1,0	1,0	5541,25	5.541,25	4.398,82	492,22	1.294,17
MIM - 345 kV		2023	1,0	1,0	2234,13	2.234,13	1.773,52	198,45	521,78
MIM - 230 kV		2023	1,0	1,0	803,63	803,63	637,95	71,38	187,69
SE 138 kV BAIXADA SANTISTA (Ampliação/Adequação)						43.412,37	34.462,14	3.856,21	10.139,03
Transformador Defasador 138/138 kV (2+1R) x 300/360 MVA		2023	3,0	1,0	11222,05	33.666,15	26.725,28	2.990,48	7.862,78
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2023	2,0	1,0	4359,06	8.718,12	6.920,72	774,41	2.036,13
MIM - 138 kV		2023	1,0	1,0	1028,10	1.028,10	816,14	91,32	240,11
SE 230/138 kV BAIXADA SANTISTA Substituição de TR (Ampliação/Adequação)						57.690,74	45.796,77	5.124,52	13.473,76
1° e 2° ATF 230/138 kV, (2+1R) x 300 MVA 3Φ		2023	3,0	1,0	12630,04	37.890,12	30.078,40	3.365,68	8.849,30
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2023	2,0	1,0	5541,25	11.082,50	8.797,65	984,43	2.588,34
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2023	2,0	1,0	4359,06	8.718,12	6.920,72	774,41	2.036,13
SE 345/230 kV BAIXADA SANTISTA Substituição de TR (Ampliação/Adequação)						45.790,72	36.350,15	4.067,47	10.694,49
1° ATF 345/230 kV, (3+1R) x 183,33 MVA 1Φ		2023	4,0	1,0	8222,77	32.891,08	26.110,00	2.921,63	7.681,76
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo BD4		2023	1,0	1,0	7358,39	7.358,39	5.841,33	653,63	1.718,56
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2023	1,0	1,0	5541,25	5.541,25	4.398,82	492,22	1.294,17
LT 138 kV BAIXADA SANTISTA - VICENTE DE CARVALHO, C1 e C2 (CD) (Ampliação/Adequação)						85.020,39	67.491,93	7.552,14	19.856,65
Circuito Duplo 138 kV, cabo termoresistente, 22,9 km		2023	1,0	1,0	57880,23	57.880,23	45.947,19	5.141,35	13.518,02
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Baixada Santista	2023	2,0	1,0	4523,36	9.046,72	7.181,58	803,60	2.112,88
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Vicente de Carvalho	2023	2,0	2,0	4523,36	18.093,44	14.363,16	1.607,19	4.225,75
LT 138 kV BERTIOGA II - SÃO SEBASTIÃO, C1 e C2 (CD) Trecho Bert. II - D# Bert. IV (Ampliação/Adequação)						16.551,59	13.139,19	1.470,24	3.865,65
Circuito Duplo 138 kV, cabo termoresistente, 5,6 km		2023	1,0	1,0	7504,87	7.504,87	5.957,61	666,64	1.752,77
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Bertioga II	2023	2,0	1,0	4523,36	9.046,72	7.181,58	803,60	2.112,88
LT 138 kV VICENTE DE CARVALHO - BERTIOGA II, C3 e C4 (CD) Recondutoramento trecho Vic. de C. - ETD Guarujá (Ampliação/Adequação)						18.093,44	14.363,16	1.607,19	4.225,75
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Vicente de Carvalho	2023	2,0	2,0	4523,36	18.093,44	14.363,16	1.607,19	4.225,75
SE 138 kV VICENTE DE CARVALHO (Ampliação/Adequação)						22.506,20	17.866,15	1.999,17	5.256,36
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2023	1,0	2,0	3173,02	6.346,04	5.037,69	563,70	1.482,13
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2023	2,0	2,0	4040,04	16.160,16	12.828,46	1.435,47	3.774,23

Alternativa S1

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						180.505,01	147.142,25	16.033,80	46.433,78
SE 138 kV MONGAGUÁ (Ampliação/Adequação)						21.337,78	18.293,71	1.895,38	6.488,09
1° e 2° Capacitor em Derivação 138 kV, 2 x 50 Mvar 3Φ		2022	2,0	1,0	1515,98	3.031,96	2.599,42	269,32	921,91
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	2,0	4319,43	17.277,72	14.812,86	1.534,74	5.253,56
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	1028,10	1.028,10	881,43	91,32	312,61
SE 138 kV PERUIBE (Ampliação/Adequação)						5.771,82	4.948,41	512,70	1.755,01
4° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 14,3 Mvar 3Φ		2022	1,0	1,0	1241,32	1.241,32	1.064,23	110,26	377,44
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS		2022	1,0	1,0	4016,45	4.016,45	3.443,46	356,77	1.221,26
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	514,05	514,05	440,72	45,66	156,30
LT 138 kV PERUIBE - REGISTRO, C1 e C2 (CD) Substituição de equipamento terminal (Ampliação/Adequação)						16.769,28	14.376,95	1.489,57	5.098,96
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Peruibe	2022	2,0	1,0	4192,32	8.384,64	7.188,48	744,79	2.549,48
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Registro	2022	2,0	1,0	4192,32	8.384,64	7.188,48	744,79	2.549,48
LT 138 kV CAPÃO BONITO - REGISTRO, C1 e C2 (CD) Recapitação (Ampliação/Adequação)						83.809,84	66.530,95	7.444,61	19.573,92
Circuito Duplo 138 kV, Repotenciação, 97,5 km		2023	1,0	1,0	67040,56	67.040,56	53.218,96	5.955,04	15.657,43
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Capão Bonito	2023	2,0	1,0	4192,32	8.384,64	6.656,00	744,79	1.958,25
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Registro	2023	2,0	1,0	4192,32	8.384,64	6.656,00	744,79	1.958,25
SE 138 kV CAPÃO BONITO (Ampliação/Adequação)						36.047,01	28.615,28	3.201,96	8.418,84
Transformador Defasador 138/138 kV (2+1R) x 170/204 MVA		2023	3,0	1,0	8766,93	26.300,79	20.878,42	2.336,23	6.142,59
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2023	2,0	1,0	4359,06	8.718,12	6.920,72	774,41	2.036,13
MIM - 138 kV		2023	1,0	1,0	1028,10	1.028,10	816,14	91,32	240,11
LT 138 kV MONGAGUÁ - EMBU-GUAÇU, C1 e C2 (CD) Substituição de equipamento terminal (Ampliação/Adequação)						16.769,28	14.376,95	1.489,57	5.098,96
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Mongaguá	2022	2,0	2,0	4192,32	16.769,28	14.376,95	1.489,57	5.098,96

Alternativa S2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						180.505,01	147.142,25	16.033,80	46.433,78
SE 138 kV MONGAGUÁ (Ampliação/Adequação)						21.337,78	18.293,71	1.895,38	6.488,09
1° e 2° Capacitor em Derivação 138 kV, 2 x 50 Mvar 3Φ		2022	2,0	1,0	1515,98	3.031,96	2.599,42	269,32	921,91
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	2,0	4319,43	17.277,72	14.812,86	1.534,74	5.253,56
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	1028,10	1.028,10	881,43	91,32	312,61
SE 138 kV PERUIBE (Ampliação/Adequação)						5.771,82	4.948,41	512,70	1.755,01
4° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 14,3 Mvar 3Φ		2022	1,0	1,0	1241,32	1.241,32	1.064,23	110,26	377,44
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS		2022	1,0	1,0	4016,45	4.016,45	3.443,46	356,77	1.221,26
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	514,05	514,05	440,72	45,66	156,30
LT 138 kV PERUIBE - REGISTRO, C1 e C2 (CD) Substituição de equipamento terminal (Ampliação/Adequação)						16.769,28	14.376,95	1.489,57	5.098,96
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Peruibe	2022	2,0	1,0	4192,32	8.384,64	7.188,48	744,79	2.549,48
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Registro	2022	2,0	1,0	4192,32	8.384,64	7.188,48	744,79	2.549,48
LT 138 kV CAPÃO BONITO - REGISTRO, C1 e C2 (CD) Recapitação (Ampliação/Adequação)						83.809,84	66.530,95	7.444,61	19.573,92
Circuito Duplo 138 kV, Repotenciação, 97,5 km		2023	1,0	1,0	67040,56	67.040,56	53.218,96	5.955,04	15.657,43
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Capão Bonito	2023	2,0	1,0	4192,32	8.384,64	6.656,00	744,79	1.958,25
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Registro	2023	2,0	1,0	4192,32	8.384,64	6.656,00	744,79	1.958,25
SE 138 kV EMBU-GUAÇU (Ampliação/Adequação)						36.047,01	28.615,28	3.201,96	8.418,84
Transformador Defasador 138/138 kV (2+1R) x 170/204 MVA		2023	3,0	1,0	8766,93	26.300,79	20.878,42	2.336,23	6.142,59
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2023	2,0	1,0	4359,06	8.718,12	6.920,72	774,41	2.036,13
MIM - 138 kV		2023	1,0	1,0	1028,10	1.028,10	816,14	91,32	240,11
LT 138 kV MONGAGUÁ - EMBU-GUAÇU, C1 e C2 (CD) Substituição de equipamento terminal (Ampliação/Adequação)						16.769,28	14.376,95	1.489,57	5.098,96
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Mongaguá	2022	2,0	2,0	4192,32	16.769,28	14.376,95	1.489,57	5.098,96

Alternativa S4-A

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						229.734,24	184.112,95	24.095,70	65.288,96
SE 138 kV MONGAGUÁ (Ampliação/Adequação)						10.668,89	9.146,85	947,69	3.244,04
1º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ		2022	1,0	1,0	1515,98	1.515,98	1.299,71	134,66	460,96
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	2,0	4319,43	8.638,86	7.406,43	767,37	2.626,78
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	514,05	514,05	440,72	45,66	156,30
SE 138 kV CAPÃO BONITO (Ampliação/Adequação)						33.175,53	26.335,81	2.946,90	7.748,20
Transformador Defasador 138/138 kV (2+1R) x 130/156 MVA		2023	3,0	1,0	7809,77	23.429,31	18.598,94	2.081,17	5.471,95
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2023	2,0	1,0	4359,06	8.718,12	6.920,72	774,41	2.036,13
MIM - 138 kV		2023	1,0	1,0	1028,10	1.028,10	816,14	91,32	240,11
LT 138 kV MONGAGUÁ - EMBU-GUAÇU, C1 e C2 (CD) Substituição de equipamento terminal (Ampliação/Adequação)						16.769,28	14.376,95	1.489,57	5.098,96
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Mongaguá	2022	2,0	2,0	4192,32	16.769,28	14.376,95	1.489,57	5.098,96
SE 138 kV PERUIBE (Ampliação/Adequação)						131.740,00	104.579,46	15.391,12	40.467,47
Bateria 25 MW / 50 MWh		2023	1,0	1,0	131740,00	131.740,00	104.579,46	15.391,12	40.467,47
SE 138/34,5 kV PERUIBE Conexão das baterias (Ampliação/Adequação)						37.380,54	29.673,88	3.320,42	8.730,28
1º e 2º TF 138/34,5 kV, (2 + 1R) x 33,33 MVA 3Φ		2023	3,0	1,0	4387,35	13.162,05	10.448,46	1.169,15	3.074,02
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2023	2,0	1,0	4359,06	8.718,12	6.920,72	774,41	2.036,13
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2023	2,0	1,0	2053,00	4.106,00	3.259,48	364,73	958,96
Cabo isolado 138 kV, 1,2 km		2023	1,0	1,0	6305,56	6.305,56	5.005,56	560,11	1.472,67
MIM - 138 kV		2023	1,0	1,0	1028,10	1.028,10	816,14	91,32	240,11
MIM - 69 kV		2023	1,0	1,0	462,83	462,83	367,41	41,11	108,09
MIG-A		2023	1,0	1,0	2703,48	2.703,48	2.146,11	240,14	631,40
Terreno		2023	1,0	1,0	894,40	894,40	710,00	79,45	208,89

Alternativa S4-C

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						256.259,81	205.202,45	27.301,48	73.754,08
SE 138 kV MONGAGUÁ (Ampliação/Adequação)						11.182,94	9.587,57	993,35	3.400,35
1º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ		2022	1,0	1,0	1515,98	1.515,98	1.299,71	134,66	460,96
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	2,0	4319,43	8.638,86	7.406,43	767,37	2.626,78
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	1028,10	1.028,10	881,43	91,32	312,61
SE 138 kV EMBU-GUAÇU (Ampliação/Adequação)						36.047,01	28.615,28	3.201,96	8.418,84
Transformador Defasador 138/138 kV (2+1R) x 170/204 MVA		2023	3,0	1,0	8766,93	26.300,79	20.878,42	2.336,23	6.142,59
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2023	2,0	1,0	4359,06	8.718,12	6.920,72	774,41	2.036,13
MIM - 138 kV		2023	1,0	1,0	1028,10	1.028,10	816,14	91,32	240,11
LT 138 kV MONGAGUÁ - EMBU-GUAÇU, C1 e C2 (CD) Substituição de equipamento terminal (Ampliação/Adequação)						16.769,28	14.376,95	1.489,57	5.098,96
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Mongaguá	2022	2,0	2,0	4192,32	16.769,28	14.376,95	1.489,57	5.098,96
SE 138 kV REGISTRO (Ampliação/Adequação)						162.080,00	128.664,33	18.935,73	49.787,21
Bateria 31 MW / 62 MWh		2023	1,0	1,0	162080,00	162.080,00	128.664,33	18.935,73	49.787,21
SE 138/34,5 kV REGISTRO Conexão das baterias (Ampliação/Adequação)						30.180,58	23.958,32	2.680,86	7.048,72
1º e 2º TF 138/34,5 kV, (2 + 1R) x 33,33 MVA 3Φ		2023	3,0	1,0	4387,35	13.162,05	10.448,46	1.169,15	3.074,02
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2023	2,0	1,0	4359,06	8.718,12	6.920,72	774,41	2.036,13
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2023	2,0	1,0	2053,00	4.106,00	3.259,48	364,73	958,96
MIM - 138 kV		2023	1,0	1,0	1028,10	1.028,10	816,14	91,32	240,11
MIM - 69 kV		2023	1,0	1,0	462,83	462,83	367,41	41,11	108,09
MIG-A		2023	1,0	1,0	2703,48	2.703,48	2.146,11	240,14	631,40

Alternativa S4-F

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						248.164,28	198.743,31	26.450,49	71.480,33
SE 138 kV MONGAGUÁ (Ampliação/Adequação)						10.668,89	9.146,85	947,69	3.244,04
1º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ		2022	1,0	1,0	1515,98	1.515,98	1.299,71	134,66	460,96
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	2,0	4319,43	8.638,86	7.406,43	767,37	2.626,78
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	514,05	514,05	440,72	45,66	156,30
SE 138 kV CAPÃO BONITO (Ampliação/Adequação)						33.175,53	26.335,81	2.946,90	7.748,20
Transformador Defasador 138/138 kV (2+1R) x 130/156 MVA		2023	3,0	1,0	7809,77	23.429,31	18.598,94	2.081,17	5.471,95
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2023	2,0	1,0	4359,06	8.718,12	6.920,72	774,41	2.036,13
MIM - 138 kV		2023	1,0	1,0	1028,10	1.028,10	816,14	91,32	240,11
LT 138 kV MONGAGUÁ - EMBU-GUAÇU, C1 e C2 (CD) Substituição de equipamento terminal (Ampliação/Adequação)						16.769,28	14.376,95	1.489,57	5.098,96
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Mongaguá	2022	2,0	2,0	4192,32	16.769,28	14.376,95	1.489,57	5.098,96
SE 138 kV REGISTRO (Ampliação/Adequação)						157.370,00	124.925,38	18.385,47	48.340,41
Bateria 30 MW / 60 MWh		2023	1,0	1,0	157370,00	157.370,00	124.925,38	18.385,47	48.340,41
SE 138/34,5 kV REGISTRO Conexão das baterias (Ampliação/Adequação)						30.180,58	23.958,32	2.680,86	7.048,72
1º e 2º TF 138/34,5 kV, (2 + 1R) x 33,33 MVA 3Φ		2023	3,0	1,0	4387,35	13.162,05	10.448,46	1.169,15	3.074,02
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2023	2,0	1,0	4359,06	8.718,12	6.920,72	774,41	2.036,13
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2023	2,0	1,0	2053,00	4.106,00	3.259,48	364,73	958,96
MIM - 138 kV		2023	1,0	1,0	1028,10	1.028,10	816,14	91,32	240,11
MIM - 69 kV		2023	1,0	1,0	462,83	462,83	367,41	41,11	108,09
MIG-A		2023	1,0	1,0	2703,48	2.703,48	2.146,11	240,14	631,40

Lista de figuras e tabelas

Figuras

Figura 1-1: Períodos e cenários de análise	10
Figura 1-2: Plano de trabalho do GT-Litoral	12
Figura 4-1: Previsão de carga do Litoral Norte e do Litoral Sul	19
Figura 5-1: Região litorânea do estado de São Paulo	26
Figura 5-2: Sistema de transmissão para atendimento ao Litoral Norte de São Paulo	27
Figura 5-3: Sistema de transmissão para atendimento ao Litoral Sul de São Paulo	32
Figura 6-1: Elenco de obras da Alternativa N1, com suas respectivas datas de entrada em operação consideradas	41
Figura 6-2: Elenco de obras da Alternativa N2, com suas respectivas datas de entrada em operação consideradas	46
Figura 6-3: Elenco de obras da Alternativa S1, com suas respectivas datas de entrada em operação consideradas	52
Figura 6-4: Elenco de obras da Alternativa S2, com suas respectivas datas de entrada em operação consideradas	54
Figura 6-5: Elenco de obras da Alternativa S3, com suas respectivas datas de entrada em operação consideradas	56
Figura 6-6: Elenco de obras da Alternativa S4-A, com suas respectivas datas de entrada em operação consideradas	57
Figura 6-7: Elenco de obras da Alternativa S4-B, com suas respectivas datas de entrada em operação consideradas	60
Figura 6-8: Elenco de obras da Alternativa S4-C, com suas respectivas datas de entrada em operação consideradas	62
Figura 6-9: Elenco de obras da Alternativa S4-D, com suas respectivas datas de entrada em operação consideradas	64

Figura 6-10: Elenco de obras da Alternativa S4-E, com suas respectivas datas de entrada em operação consideradas	66
Figura 6-11: Elenco de obras da Alternativa S4-F, com suas respectivas datas de entrada em operação consideradas	67
Figura 8-1: Vista aérea da SE Bertioga II 138 kV	77
Figura 8-2: Arranjo proposto para a implantação dos transformadores defasadores na SE Santo Ângelo 138 kV	79
Figura 8-3: Dimensões dos transformadores defasadores empregados na análise de viabilidade física de implantação	79
Figura 8-4: Vista aérea da SE Santo Ângelo 138 kV	80
Figura 8-5: Vista aérea da SE Taubaté 138 kV	81
Figura 8-6: Vista aérea da SE Vicente de Carvalho 138 kV	83
Figura 8-7: Vista aérea da SE Mongaguá 138 kV	84
Figura 8-8: Disponibilidade física para a instalação de bancos de capacitores na SE Mongaguá	85
Figura 8-9: Disponibilidade física para a instalação do 4º banco de capacitores na SE Peruíbe	86
Figura 8-10: Disponibilidade física para a instalação do 1º banco de baterias na SE Peruíbe	87
Figura 8-11: Disponibilidade física para a instalação do 1º banco de baterias na SE Registro	89
Figura 8-12: Vista aérea da SE Capão Bonito	90
Figura 9-1: Traçado da LT 138 kV Baixada Santista – Vicente de Carvalho C1/C2	91
Figura 9-2: Traçado da LT 138 kV Vicente de Carvalho – Bertioga II C1/C2	93
Figura 9-3: Traçado da LT 138 kV Bertioga II - São Sebastião C1/C2	94
Figura 9-4: Traçado da LT 138 kV Caraguatatuba - Ubatuba C1/C2	95
Figura 9-5: Traçado da LT 138 kV Capão Bonito - Registro C1/C2	96

Tabelas

Tabela 1-1: Síntese da abordagem adotada	11
Tabela 4-1: Valores de carga no dia 31 de dezembro no Litoral de São Paulo e Baixada Santista	19

Tabela 4-2: Perfil de geração nas usinas com maior influência no atendimento ao Litoral de São Paulo e Baixada Santista	20
Tabela 4-3: Parâmetros dos transformadores defasadores	22
Tabela 5-1: Capacidades operativas no Litoral Norte	28
Tabela 5-2: Capacidades operativas no Litoral Sul	33
Tabela 6-1: Principais anos associados aos desempenhos técnicos das alternativas para o Litoral Norte	35
Tabela 6-2: Principais anos associados aos desempenhos técnicos das alternativas para o Litoral Sul	48
Tabela 7-1: Orçamentos do custo de baterias	70
Tabela 7-2: Comparação dos Rendimentos Necessários das Alternativas – Litoral Norte	71
Tabela 7-3: Custo Diferencial de Perdas – Litoral Norte	71
Tabela 7-4: Comparação Econômica – Litoral Norte	71
Tabela 7-5: Comparação dos Rendimentos Necessários das Alternativas – Litoral Sul	72
Tabela 7-6: Custo Diferencial de Perdas – Litoral Sul	72
Tabela 7-7: Comparação Econômica – Litoral Sul	73
Tabela 7-8: Comparação dos Rendimentos Necessários das Alternativas – Litoral Sul (S4)	74
Tabela 7-9: Custo Diferencial de Perdas – Litoral Sul (S4)	74
Tabela 7-10: Comparação Econômica – Litoral Sul (S4)	74
Tabela 8-1: Estimativas de áreas demandadas pelos módulos e equipamentos	88