



Empresa de Pesquisa Energética

***Atendimento à região central do estado
de Minas Gerais – SEs: Neves 1,
Taquaril, Ouro Preto 2, Conselheiro
Lafaiete e São Gonçalo do Pará***

Nota Técnica

Agosto de 2022



Ministério de
Minas e Energia



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)



ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Adolfo Sachsida

Secretário-Executivo do MME

Hailton Madureira de Almeida

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

José Guilherme de Lara Resede

Secretário de Energia Elétrica

Ricardo Marques Alves Pereira

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Rafael Bastos da Silva

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Pedro Paulo Dias Mesquita

Atendimento à região central do estado de Minas Gerais – SEs: Neves 1, Taquaril, Ouro Preto 2, Conselheiro Lafaiete e São Gonçalo do Pará



Empresa de Pesquisa Energética

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

Presidente

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretora de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretora de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

Coordenação Geral

Erik Eduardo Rego

Coordenação Executiva

Thiago de Faria Rocha Dourado Martins

Coordenação Técnica

Lucas Simões de Oliveira

Equipe Técnica

Armando Leite Fernandes

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

Sede

Esplanada dos Ministérios, Bloco U, Sl. 744
70065-900 – Brasília – DF

Escritório Central

Praça Pio X, 54 – Centro
20091-040 - Rio de Janeiro – RJ

Nº EPE-DEE-NT-052/2022-rev0

Data: 11/08/2022

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)

<p>epe Empresa de Pesquisa Energética</p>	<p><i>Contrato</i></p> <p><i>Data de assinatura</i></p>	
<p><i>Projeto</i></p> <p>ESTUDOS PARA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO</p>		
<p><i>Área de estudo</i></p> <p>Estudos do Sistema de Transmissão</p>		
<p><i>Subárea de estudo</i></p> <p>GET Sudeste</p>		
<p><i>Produto (Nota Técnica ou Relatório)</i></p> <p>EPE-DEE-NT-052/2022- rev0</p> <p>Atendimento à região central do estado de Minas Gerais – SEs: Neves 1, Taquaril, Ouro Preto 2, Conselheiro Lafaiete e São Gonçalo do Pará</p>		
<p><i>Revisões</i></p> <p>rev0</p>	<p><i>Data</i></p> <p>11/08/2022</p>	<p><i>Descrição sucinta</i></p> <p>Emissão original</p>

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)

APRESENTAÇÃO

A Cemig Geração e Transmissão S.A, em cumprimento à Resolução Normativa 905/2020 [1], relacionou todos os equipamentos com vida útil remanescente de até quatro anos, incluindo aqueles com vida útil técnica esgotada. Desta forma, uma avaliação com uma visão de médio/longo prazo por parte da EPE se fez necessária para determinar as providências a serem tomadas em relação a esses equipamentos.

Por atenderem parte da macrorregião central do estado de Minas Gerais, e para otimização com relação a emissão de Notas Técnicas, foram selecionadas para esta avaliação as seguintes subestações: Neves 1, Taquaril, Ouro Preto 2, Conselheiro Lafaiete e São Gonçalo do Pará. Agrega-se a esta avaliação, a perspectiva de aumento de carga de alguns consumidores industriais, nas SEs Taquaril, Ouro Preto 2 e São Gonçalo do Pará.

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO.....	1
SUMÁRIO.....	2
ÍNDICE DE FIGURAS.....	4
ÍNDICE DE TABELAS.....	5
1 INTRODUÇÃO.....	6
1.1 Considerações Iniciais.....	6
1.2 Objetivos Gerais.....	6
2 CONCLUSÕES.....	7
3 RECOMENDAÇÕES.....	10
3.1 SE Neves 1.....	10
3.2 SE Taquaril.....	11
3.3 SE Ouro Preto 2.....	12
3.4 SE Conselheiro Lafaiete.....	13
3.5 SE São Gonçalo do Pará.....	13
4 TOPOLOGIA DO SISTEMA.....	14
4.1 SE Neves 1.....	15
4.2 SE Taquaril.....	17
4.3 SE Ouro Preto 2.....	19
4.4 SE Conselheiro Lafaiete.....	21
4.5 SE São Gonçalo do Pará.....	23
5 SERVIÇOS PROPOSTOS.....	25
5.1 SE Neves 1.....	26
5.2 SE Taquaril.....	31
5.3 SE Ouro Preto 2.....	33
5.4 SE Conselheiro Lafaiete.....	35
5.5 SE São Gonçalo do Pará.....	36
6 REFERÊNCIAS.....	40
7 COLABORADORES.....	42
8 FICHAS PET/PELP.....	43
9 CONSULTAS DE VIABILIDADE DE EXPANSÃO.....	51
9.1 Ofício EPE.....	51
9.2 Resposta CEMIG Geração e Transmissão.....	55
10 ATA REUNIÃO EPE-CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO-CEMIG DISTRIBUIÇÃO ...	59

10.1	Participantes	59
10.2	Pauta	59
10.3	Registros	59
10.3.1	Neves 1	60
10.3.2	Taquaril	62
10.3.3	Ouro Preto 2	66
10.3.4	Conselheiro Lafaiete	68
10.3.5	São Gonçalo do Pará	69
10.4	Providências.....	70
10.4.1	EPE	70
10.4.2	CEMIG GT	70
10.4.3	CEMIG D	70
10.5	Registro Pós Reunião	73

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 4-1 – Obras de transmissão estado de MG.....	14
Figura 4-2 – Serviços na SE Neves 1 propostos no Relatório [3].....	15
Figura 4-3 – Esquemático simplificado SE Neves 1	17
Figura 4-4 – Esquemático simplificado SE Taquaril	18
Figura 4-5 – Esquemático simplificado SE Ouro Preto 2	20
Figura 4-6 – Esquemático simplificado SE Conselheiro Lafaiete	22
Figura 4-7 – Esquemático simplificado SE São Gonçalo do Pará.....	23
Figura 5-1 – Esquemático simplificado SE Neves 1	26
Figura 5-2 – Esquemático sistema de 500 kV e de 345 kV da área central do estado de Minas Gerais	27
Figura 5-3 – Limites considerados da área central do estado de Minas Gerais – Sistema de 500 kV	27
Figura 5-4 – Limites considerados da área central do estado de Minas Gerais – Sistema de 345 kV	28
Figura 5-5 – Localização bancos transformadores 345/230 kV e dos bancos capacitores na SE Taquaril	32
Figura 5-6 – Esquemático simplificado sistema 500 e 345 kV – SE Ouro Preto 2 – Fluxo de potência (MW).....	33
Figura 5-7 – Obras sistema de distribuição para atendimento ao aumento de carga dos consumidores Gerdau Burnier e CSN Casa de Pedra	34
Figura 5-8 – Obras previstas na SE 500/138 kV São Gonçalo do Pará	37
Figura 5-9 – Localização transformadores e áreas comprometidas na SE 500/138 kV São Gonçalo do Pará.....	38

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2-1 Equipamentos com substituição não recomendada	7
Tabela 2-2 – Equipamentos com substituição e/ou instalação recomendada	8
Tabela 3-1 - Recomendações referentes à SE Neves 1.....	10
Tabela 3-2 - Recomendações referentes à SE Taquaril	11
Tabela 3-3 - Recomendações referentes à SE Ouro Preto 2	12
Tabela 3-4 - Recomendações referentes à SE Conselheiro Lafaiete.....	13
Tabela 3-5 - Recomendações referentes à SE São Gonçalo do Pará.....	13
Tabela 4-1 – Capacidade nominal e de sobrecarga (*4 horas) transformadores 500/345 kV – SE Neves 1	16
Tabela 4-2 – Equipamentos em final de vida útil na SE Neves 1	16
Tabela 4-3 – Capacidade nominal e de sobrecarga (*4 horas) transformadores – SE Taquaril.....	17
Tabela 4-4 – Equipamentos em final de vida útil na SE Taquaril.....	18
Tabela 4-5 – Capacidade nominal e de sobrecarga (*4 horas) transformadores – SE Ouro Preto2.....	19
Tabela 4-6 – Equipamentos em final de vida útil na SE Ouro Preto 2	21
Tabela 4-7 – Capacidade nominal e de sobrecarga (*4 horas) transformadores – SE Conselheiro Lafaiete	21
Tabela 4-8 – Equipamentos em final de vida útil na SE Conselheiro Lafaiete	22
Tabela 4-9 – Capacidade nominal e de sobrecarga (*4 horas) transformadores – SE São Gonçalo do Pará	23
Tabela 4-10 – Equipamentos com vida regulatória esgotada na SE São Gonçalo do Pará	24
Tabela 4-11 – Geração Distribuída – SE 138 kV São Gonçalo do Pará	24
Tabela 5-1 – Aumentos de carga previstos na região central do estado de Minas Gerais – Sistema Distribuidor	25
Tabela 5-2 – Capacidades nominal e de sobrecarga – LTs 345 kV – área central estado de Minas Gerais.....	29
Tabela 5-3 – Contingências relevantes	29

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

Com a indicação da Cemig Geração e Transmissão S.A. do final da vida útil técnica de alguns equipamentos sob sua concessão, a EPE selecionou subestações da região central de Minas Gerais para realizar uma avaliação das providências a serem tomadas com relação a esses equipamentos, considerando-se uma visão de planejamento de médio/longo prazo.

As subestações avaliadas, Neves 1, Taquaril, Ouro Preto 2, Conselheiro Lafaiete e São Gonçalo do Pará atendem uma macrorregião específica importante do estado, a região central. Devem ser considerados nas avaliações a perspectiva de aumentos de carga de alguns consumidores industriais nas SEs: Taquaril, Ouro preto 2 e São Gonçalo do Pará, de modo a se procurar uma otimização desses aumentos de carga com a substituição de equipamentos em final de vida útil técnica.

Assim, foi montado um grupo de trabalho com a participação da Cemig Geração e Transmissão - Cemig GT, bem como da Cemig Distribuição – Cemig D, com a coordenação da EPE, para esta avaliação. A EPE solicitou as seguintes informações abaixo relacionadas, para início das atividades, cujas respostas, algumas delas, serão mostradas ao longo desta Nota Técnica:

- 1) Transformadores, capacitores e reatores, em todos os níveis de tensão das SEs citadas que estão com sua vida útil esgotada. Informando sobre o status de cadastro no SGPMR e eventuais Resoluções Autorizativas;
- 2) MUST contratados para todas essas subestações em análise;
- 3) Ajustes de carga necessários em relação a carga informada para os casos do Plano Decenal, em virtude da diversidade da ponta regional em relação à ponta da Cemig D;
- 4) Acertos de topologia necessários em relação aos casos do PDE 2031;
- 5) Pedidos de acesso de novos consumidores e/ou geradores que impactam o carregamento destas subestações;
- 6) Envio de diagramas unifilares atualizados;
- 7) Informação de unidades transformadoras que porventura não tenham a proteção individualizada;
- 8) Outras informações importantes que julgarem relevantes para as análises.

1.2 Objetivos Gerais

O objetivo desta Nota Técnica é, portanto, determinar as recomendações a serem tomadas com relação aos equipamentos com suas respectivas vidas úteis técnicas esgotadas, das SEs selecionadas, compatibilizadas com uma visão de médio/longo prazo das necessidades sistêmicas e com a previsão de alguns aumentos de carga na região.

2 CONCLUSÕES

As recomendações a serem adotadas pelos Agentes estão discriminadas no Capítulo 3. As obras envolvidas nestas recomendações são suficientes para atendimento ao critério N-1 no sistema da região em análise, considerando-se um planejamento de médio/longo prazo e atendendo a modicidade tarifária.

Ressaltamos, no entanto, que não foram recomendadas as substituições de todos os equipamentos em final de vida útil técnica. A Tabela 2-1 mostra os equipamentos cuja indicação de necessidade de substituição foi evitada devido a não haver mais necessidade sistêmica.

Tabela 2-1 Equipamentos com substituição não recomendada

Subestação	Equipamento	Potência	Tensão (kV)	Situação
Neves 1	Banco de capacitores	3x49,5 Mvar	138	Escrapar - Sem necessidade sistêmica
	Reatores instalados no terciário dos transformadores T1 e T2	2x50 Mvar	13,8	Escrapar – Substituição por reator na barra de 500 kV
Taquaril	Transformadores monofásicos	6x75 MVA	345/230	Escrapar - Sem necessidade sistêmica
Conselheiro Lafaiete	Transformador trifásico	15 MVA	138/69	Escrapar - Desmonte do sistema 69 kV local
São Gonçalo do Pará	Reatores instalados no terciário dos transformadores T1 e T2	2x50 Mvar	13,8	Escrapar – Substituição por reator na barra de 500 kV

O custo dos equipamentos listados na Tabela 2-1 totalizam cerca de R\$ 72,2 milhões, o que mostra a importância da necessidade de avaliação sistêmica, considerando-se um planejamento de médio/longo prazo, para a substituição de equipamentos por final de vida útil técnica, bem como com relação as expectativas de aumentos de carga de consumidores de grande porte, de modo a permitir uma expansão otimizada do sistema.

A Tabela 2-2 mostra os equipamentos cuja indicação de necessidade de substituição ou de instalação foi recomendada, ou condicionada a indicação do final de vida útil técnica, e as respectivas datas de necessidade.

Algumas obras listadas na Tabela 2-2 foram classificadas como obras indicativas (Fichas PELP – Programa de Longo Prazo), com data de necessidade para janeiro de 2029, de modo a que não se inicie de pronto os respectivos processos autorizativos e/ou licitatórios. Esses processos serão iniciados apenas quando da indicação por parte da Cemig Geração e Transmissão do esgotamento da vida útil técnica dos equipamentos envolvidos.

Tabela 2-2 – Equipamentos com substituição e/ou instalação recomendada

Subestação	Equipamento	Potência Recomendada	Tensão (kV)	Data de Necessidade
Neves 1	1º Transformador T1	480 MVA	500/345	Dezembro/2024
	2º Transformador T2	480 MVA	500/345	
	Banco de Reatores	3x60 Mvar	500	
	Banco de Capacitores	2x3,6 Mvar	13,8	
Taquaril	1º Transformador T1 – (Uma fase + Reserva)	2x75 Mvar	345/230	Dezembro/2023
	1º Transformador T3 – (Três fases)	3x75 Mvar	345/138	Junho/2025
	2º Transformador T4 – (Uma fase + Reserva)	2x75 Mvar	345/138	Dezembro/2023
Ouro Preto 2	3º Transformador (novo)	300 MVA	500/138	Condicionado aos aumentos de carga dos consumidores CSN Casa de Pedra e Gerdau Burnier
	1º Transformador T4	300 MVA	500/138	Janeiro/2029 ¹
	1º Transformador T2	400 MVA	500/345	
	Banco de Reatores S3	3x33,3 Mvar	500	
Conselheiro Lafaiete	1º Transformador trifásico T4	150 MVA	345/138	
	Bancos de Capacitores	32,8 Mvar	138	Dezembro/2024
	Individualização proteção T1 e T5	-	-	
São Gonçalo do Pará	Banco de Reatores	3x33,3 Mvar	500	Imediata
	1º Transformador trifásico T2	300 MVA	500/138	Condicionado ao atendimento do consumidor Usiminas

¹ - Data condicionada à indicação de final de vida útil técnica do ativo

Os investimentos recomendados na Tabela 2-2 totalizaram cerca de R\$ 325,3 milhões, dos quais R\$ 61,5 milhões são relativos a equipamentos cuja indicação de necessidade está condicionada a definição do atendimento a alguns consumidores industriais locais. Com relação aos investimentos das demais recomendações, tecemos as seguintes considerações:

- Considerou-se o aproveitamento de todas as conexões quando no caso de substituição de equipamentos devendo esta consideração ser reavaliada quando da apresentação do projeto executivo das obras;
- Para a SE Neves 1 o custo do banco de capacitores de 13,8 kV foi fornecido pela Cemig Distribuição;
- Para a SE Taquaril foram indicados cinco trafos monofásicos 345/138 kV de 75 MVA correspondentes a três fases para substituição do banco T3 (2025), uma das fases do banco T4 (2023) e uma fase reserva para os bancos T3 e T4 (2023). As duas unidades monofásicas 345/230 kV de 75 MVA correspondem a uma fase do banco T1 mais uma fase reserva para este banco (2023).

Alertamos que as obras relacionadas identificam a necessidade sistêmica, cabendo à ANEEL, conforme competência legal, a fiel classificação das mesmas em termos regulatórios para os devidos ressarcimentos legais.

3 RECOMENDAÇÕES

Com base nas análises realizadas, recomenda-se:

3.1 SE Neves 1

Tabela 3-1 - Recomendações referentes à SE Neves 1

Equipamento Antigo	Recomendação Nova
T1 500/345kV 400 MVA	T1 500/345kV 480 MVA
T2 500/345kV 400 MVA	T2 500/345kV 480 MVA
Reatores do terciário	Escrapar ao término da vida útil física
-	Bancos de reatores 500 kV – 3 x 60 Mvar
Bancos de capacitores 138 kV – 3 x 49,5 Mvar	Escrapar ao término da vida útil física
Banco de capacitores 13,8 kV – 2 x 3,6 Mvar	Banco de capacitores 13,8 kV – 2 x 3,6 Mvar

- 1) Substituição dos transformadores 500/345 kV, T1 e T2 de 400 MVA cada por 2 transformadores trifásicos de 480/576 MVA, tão logo seja registrado no SGPMR a necessidade dessa substituição devido ao final da vida útil técnica desses equipamentos;
- 2) Escrape definitivo dos reatores instalados no terciário dos transformadores T1 e T2 (2x50 Mvar cada), tão logo seja indicada a impossibilidade de continuarem em operação, ou quando da retirada de operação definitiva dos transformadores T1 e T2 conforme citado no item anterior;
- 3) Instalação de um novo banco de reatores de 500 kV, composto por 3 unidades monofásicas de 60 Mvar, compartilhando a fase reserva com o reator de barra já em implantação, autorizado por [2], com previsão de instalação atualmente para junho/2024, tão logo seja informado do escape definitivo de pelo menos um dos bancos de reatores instalados nos terciários dos transformadores T1 e T2, conforme citado no item anterior;
- 4) Escrape definitivo dos Bancos de capacitores 138 kV – 3 x 49,5 Mvar, tão logo seja indicada a impossibilidade de continuarem em operação;
- 5) Substituição dos bancos capacitores de 13,8 kV – 4 x 3,6 Mvar, por outros de mesmas características, tão logo seja indicada a impossibilidade dos bancos atuais de continuarem em operação devido ao final da vida útil técnica dos mesmos. Registramos, porém, que dos quatro bancos de capacitores citados, dois foram instalados em 2013, conforme [7].

3.2 SE Taquaril

Tabela 3-2 - Recomendações referentes à SE Taquaril

Equipamento Antigo	Recomendação Nova
T3 345/138 kV 225 MVA	T3 345/138 kV 225 MVA
T4 345/138 kV 225 MVA	T4 345/138 kV 225 MVA
T1 345/230 kV 225 MVA	T1 345/230 kV 225 MVA
T2 345/230 kV 225 MVA	Escrapar ao término da vida útil física
T5 345/230 kV 225 MVA	Escrapar ao término da vida útil física

- 1) Substituição dos bancos transformadores 345/138 kV, T3 e T4 de 225 MVA cada por 2 bancos transformadores de mesma capacidade, com capacidade de sobrecarga de 20%, e 1 fase reserva revitalizada de 75 MVA para os 2 bancos. Salientamos, porém, com relação ao banco de transformadores T4 que duas fases já foram substituídas em 2015 se referindo, portanto, esta substituição a somente uma das fases deste banco conforme [16]. Esta substituição de uma das fases do banco de transformadores T4, bem como a substituição da fase reserva, já constam do [6] ;
- 2) Substituição do banco de transformadores T1 de 225 MVA por outro de igual capacidade nominal, com capacidade de sobrecarga de 20%. Deverá ser provida uma unidade monofásica reserva de 75 MVA para o banco de transformadores T1 devido a impossibilidade de utilização da fase reserva do banco de transformadores T6, conforme mostrado no Capítulo 5. Salientamos, porém, com relação ao banco de transformadores T1 que duas fases já foram substituídas em 2015, conforme [16], se referindo, portanto, esta substituição a somente uma das fases deste banco. Esta substituição de uma das fases do banco de transformadores T1 já consta do [6];
- 3) Escrape dos bancos 345/230 kV T2 e T5 quando da impossibilidade de continuarem em operação, tão logo seja confirmada o final da vida útil técnica desses equipamentos devendo o local ser reservado para futuras ampliações;
- 4) Seja verificada a viabilidade da inclusão do escopo de desmontagem do C1 e C2, já indisponíveis para operação, por se tratar de ativo totalmente depreciado e sem peças de reposição, na [17].

3.3 SE Ouro Preto 2

Tabela 3-3 - Recomendações referentes à SE Ouro Preto 2

Equipamento Antigo	Recomendação Nova
Banco de reatores – 500 kV – 3x33,3 Mvar	Banco de reatores – 500 kV – 3x33,3 Mvar
T2 500/345 kV 400 MVA	T2 500/345 kV 400 MVA
T4 500/138 kV 300 MVA	T4 500/138 kV 300 MVA
-	T3 500/138 kV 300 MVA

- 1) Substituição do Banco de Reatores S3 3x33,3 Mvar, reatores da linha 500 kV Ouro Preto 2 – Bom Despacho 3, por outro similar, tão logo seja registrado no SGPMR a necessidade dessa substituição devido ao final da vida útil técnica desses equipamentos;
- 2) Substituição do transformador T2 por autotrafo idêntico ao T1, ou seja, 500/345 kV de 400 MVA trifásico, tão logo seja registrado no SGPMR a necessidade dessa substituição devido ao final da vida útil técnica desse equipamento;
- 3) Substituição do transformador T4 por outro idêntico ao transformador T3, ou seja, 500/138 kV de 300 MVA trifásico, mantendo-se a reserva regional. Deverá ser mantida a flexibilidade operativa para permitir a conexão do compensador estático da SE ao terciário do Trafo T3 ou do Trafo T4, tão logo seja registrado no SGPMR a necessidade dessa substituição devido ao final da vida útil técnica desse equipamento;
- 4) Instalação do 3º transformador trifásico 500/138 kV de 300 MVA, e respectivas conexões, tão logo a Cemig Distribuição e o ONS ratifiquem a contratação efetiva dos aumentos de carga previstos na região que impactam as unidades transformadoras 500/138 kV da SE Ouro Preto 2, relacionados no Capítulo 5. Como não se vislumbra no Planejamento de médio/longo prazo a implantação de novas SEs de rede básica de fronteira na região, a ampliação é o investimento a ser feito de menor custo global e sem impactos ambientais, para atendimento aos aumentos de carga previstos. Ressaltamos ainda que esta ampliação já consta em [25], condicionada, no entanto, a confirmação pela Cemig Distribuição dos aumentos de carga em questão.

3.4 SE Conselheiro Lafaiete

Tabela 3-4 - Recomendações referentes à SE Conselheiro Lafaiete

Equipamento Antigo	Recomendação Nova
Banco de capacitores – 15 kV – 6x6 Mvar	Banco de capacitores – 138 kV – 32,8 Mvar
T4 345/138 kV 150 MVA	T4 345/138 kV 150 MVA
-	Individualização da proteção T1 e T5

- 1) Substituição dos bancos de capacitores C1 a C6 6x6 Mvar 15 kV por 1x32,8 Mvar 138 kV tão logo seja informado do esgotamento das vidas úteis técnicas desses bancos;
- 2) O ONS acompanhe junto à Cemig Distribuição o status da migração do consumidor Gerdau Açominas do sistema distribuidor para a rede básica, conforme explicado no Capítulo 5. A migração, ou não, do referido consumidor é determinante na necessidade de longo prazo da substituição do T4 por trafo 3Φ - 345/138 kV – 150 MVA, dotado de LTC, quando do final de sua vida útil técnica, sendo este necessário apenas caso o consumidor Gerdau Açominas se mantenha no sistema de distribuição local.;
- 3) Individualização da proteção dos transformadores 138/13,8 kV (DITs) T1 e T5.

3.5 SE São Gonçalo do Pará

Tabela 3-5 - Recomendações referentes à SE São Gonçalo do Pará

Equipamento Antigo	Recomendação Nova
Reatores do terciário	Escrapar ao término da vida útil física
-	Banco de reatores 500 kV – 3x33,3 Mvar
T2 500/138 kV 300 MVA	T2 500/138 kV 300 MVA

- 1) Escrape dos reatores de 50 Mvar cada, instalados no terciário dos transformadores T1 e T2, quando for constatado o final de sua vida útil técnica ou quando do final de vida útil do transformador T2.
- 2) Outorga de um novo banco de reatores 500 kV de 3x33,33 Mvar, com compartilhamento de fase reserva com o banco de reatores 500kV que será relocado da LT 500 kV Bom Despacho 3 – Ouro Preto 2, C1, para o barramento da SE São Gonçalo do Pará.
- 3) A EPE acompanhe o aumento de carga solicitado pelo consumidor Usiminas à Cemig Distribuição, de modo a se verificar a necessidade de estudo de mínimo custo global para atendimento ao aumento de carga solicitado, harmonizado com a substituição, ou não, do transformador T2, por final de vida útil técnica.

4 TOPOLOGIA DO SISTEMA

A região Norte do estado de Minas Gerais se caracteriza pela baixa densidade de carga, elevada quantidade de empreendimentos solares e por ser área de passagem de linhas de transmissão para interligação entre as regiões Nordeste e Sudeste do Brasil para permitir o escoamento do excedente de potencial eólico e solar daquela região. Os documentos [12], [13] e [14] foram os principais Relatórios recentemente emitidos que alteraram significativamente a estrutura existente de rede básica nesta região, obras essas necessárias para a consolidação de empreendimentos solares no norte do estado de Minas Gerais, bem como para atender o aumento do intercâmbio entre as regiões nordeste e sudeste do Brasil.

A Figura 4-1 mostra uma representação esquemática do sistema elétrico local com as obras previstas de Rede Básica no estado de Minas Gerais.

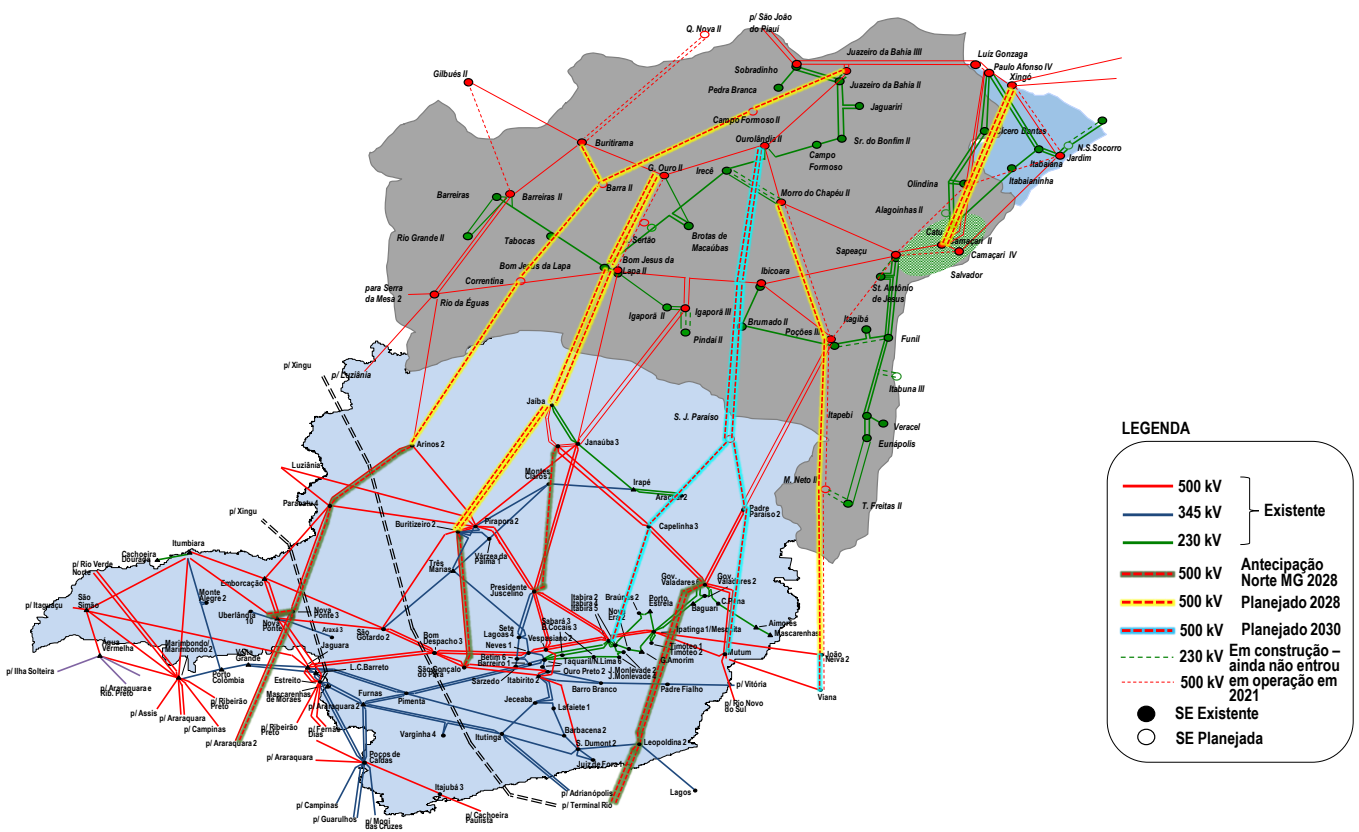


Figura 4-1 – Obras de transmissão estado de MG

As SEs de rede básica de fronteira não são muito afetadas pelo aumento do intercâmbio entre as regiões Nordeste e Sudeste propiciado pelas linhas de transmissão mostradas. Das unidades transformadoras analisadas neste trabalho, especial atenção deve ser dada as transformações de rede básica como as unidades 500/345 kV da SE Neves 1, das unidades 345/230 kV da SE Taquaril e das unidades 500/345 kV da SE Ouro Preto 2.

4.1 SE Neves 1

Conforme os termos do Relatório [3], foram propostas diversas modificações na SE Neves 1, a saber:

- Adequação do barramento de 500 kV com a instalação de um vão completo 500 kV, arranjo Disjuntor e Meio para a individualização da proteção dos transformadores 500/345 kV T1 e T2;
- Ampliação da capacidade instalada através da substituição das transformações trifásicas 500/138 kV existentes (3 x 300 MVA) por unidades monofásicas de 250 MVA providas de LTC (2 bancos trifásicos de 750 MVA mais uma fase reserva manobrada por seccionadoras);
- Implantação de dois transformadores 138/13,8 kV específicos para alimentação dos compensadores síncronos, retirando estes equipamentos dos terciários das transformações 500/138 kV;
- Instalação de 44 seccionadoras para alteração do arranjo do barramento de 138 kV de BPT para BD a cinco chaves, melhorando a flexibilidade e a confiabilidade do atendimento a carga.

Os principais serviços propostos para a SE Neves 1 conforme [3] estão mostrados no esquemático abaixo para pronta referência.

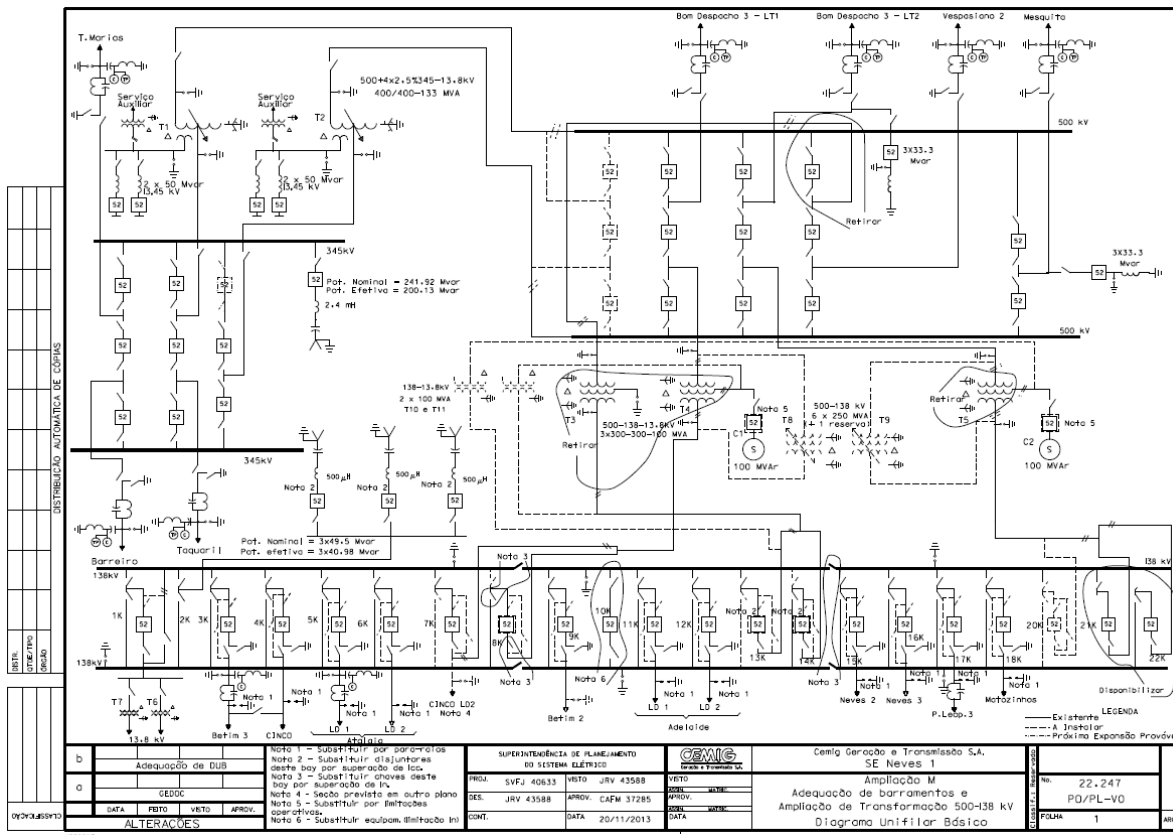


Figura 4-2 – Serviços na SE Neves 1 propostos no Relatório [3]

Além das transformações 500/138 kV citadas, a SE Neves 1 é dotada de dois autotransformadores 500/345 kV – 2x400 MVA (T1 e T2) e de dois transformadores 138/13,8 kV, 2x25 MVA. A adequação no barramento DJM de 500 kV que permitiu a individualização da proteção dos transformadores 500/345 kV, T1 e T2, foi executada em 2019, conforme [4]. As capacidades dos transformadores 500/345 kV estão mostradas na

Tabela 4-1.

Tabela 4-1 – Capacidade nominal e de sobrecarga (*4 horas) transformadores 500/345 kV – SE Neves 1

SE Neves 1					
Unidades	T/AT	1θ/3θ	Cap. Nominal(MVA)	Cap. Sobrecarga(MVA)*	Tensão (kV)
T1	A	3	400	448	500/345
T2	A	3	400	456	500/345

O transformador T1 entrou em operação em 01/04/1979 e o transformador T2 entrou em operação em 13/08/1981 estando, portanto, com suas vidas regulatórias encerradas, bem como a Cemig Geração e Transmissão indicou também o final da vida útil técnica desses equipamentos. Além dessas unidades transformadoras, os equipamentos relacionados na Tabela 4-2 também estão com suas respectivas vidas úteis encerradas.

Tabela 4-2 – Equipamentos em final de vida útil na SE Neves 1

Equipamento	Capacidade(Mvar)	Tensão(kV)
Banco de reatores	4x50	13,8
Banco de capacitores	4x3,6	13,8
Banco de capacitores	3x49,5	138

Os bancos de reatores estão instalados, dois a dois, nos terciários dos transformadores 500/345 kV, T1 e T2. A Figura 4-3 mostra bem resumidamente um esquemático da SE Neves 1 com relação aos equipamentos citados.

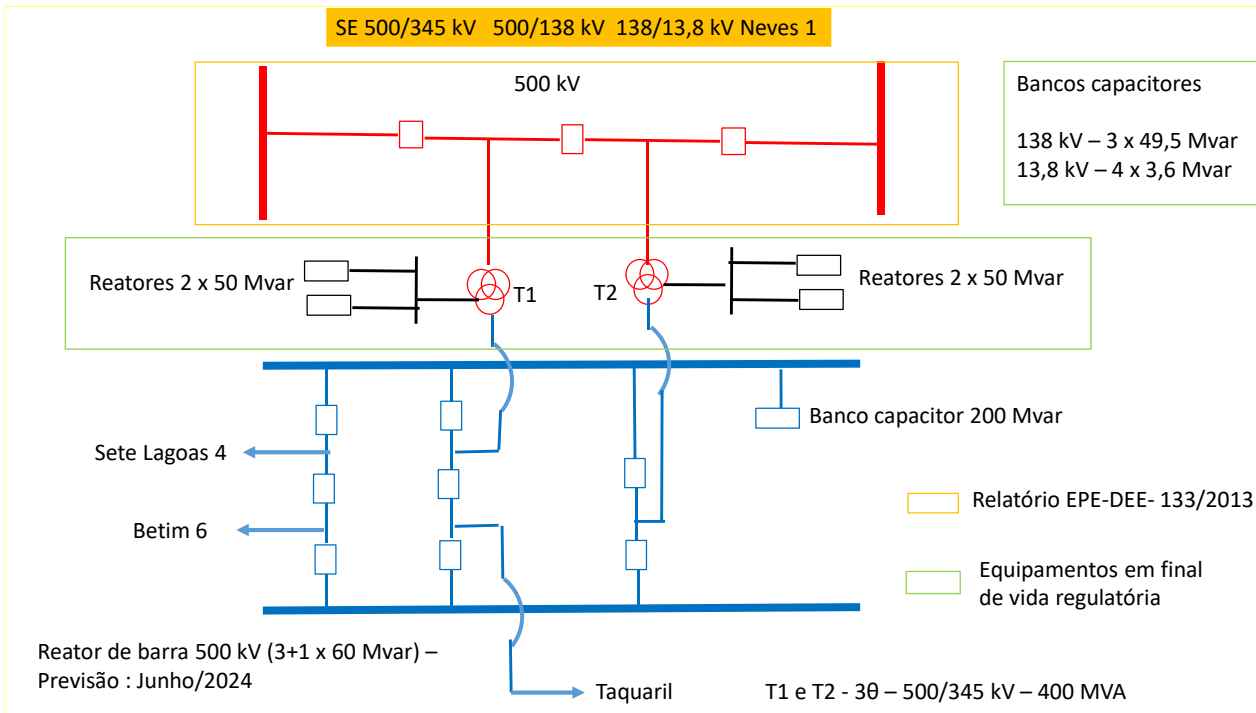


Figura 4-3 – Esquemático simplificado SE Neves 1

Há previsão ainda de instalação de um banco de reatores (3+1 x 60 Mvar) 500 kV para junho/2024, conforme [5] e uma fase reserva [9]. O banco de reatores da LT 500 kV Neves 1 – Bom Despacho (S12) foi substituído em 2019, conforme [8].

Alertamos, ainda, que consta em [6] a substituição da fase branca do banco de reatores S17 de 500 kV 91 Mvar da linha 500 kV Neves 1 – Itabira 5. Esta substituição tem como objetivo recompor a função transmissão e garantir a confiabilidade sistêmica, mitigando os riscos de danos às instalações adjacentes, devido a sinistro ocorrido na fase branca do no dia 30 de dezembro de 2020, ocasionando a perda total do equipamento.

4.2 SE Taquaril

A SE Taquaril dispõe de dois bancos transformadores 345/138 kV de MVA cada e quatro bancos de autotransformadores 345/230 kV, conforme mostrado na Tabela 4-3.

Tabela 4-3 – Capacidade nominal e de sobrecarga (*4 horas) transformadores – SE Taquaril

Taquaril					
Unidades	T/AT	10/30	Cap. Nominal(MVA)	Cap. Sobrecarga(MVA)*	Tensão (kV)
T1	A	1	225	259	345/230
T2	A	1	225	270	345/230
T3	T	1	225	261	345/138
T4	T	1	225	261	345/138
T5	A	1	225	293	345/230
T6	A	1	225	270	345/230

O esquemático da Figura 4-4 mostra simplificado o posicionamento das unidades transformadoras na SE.

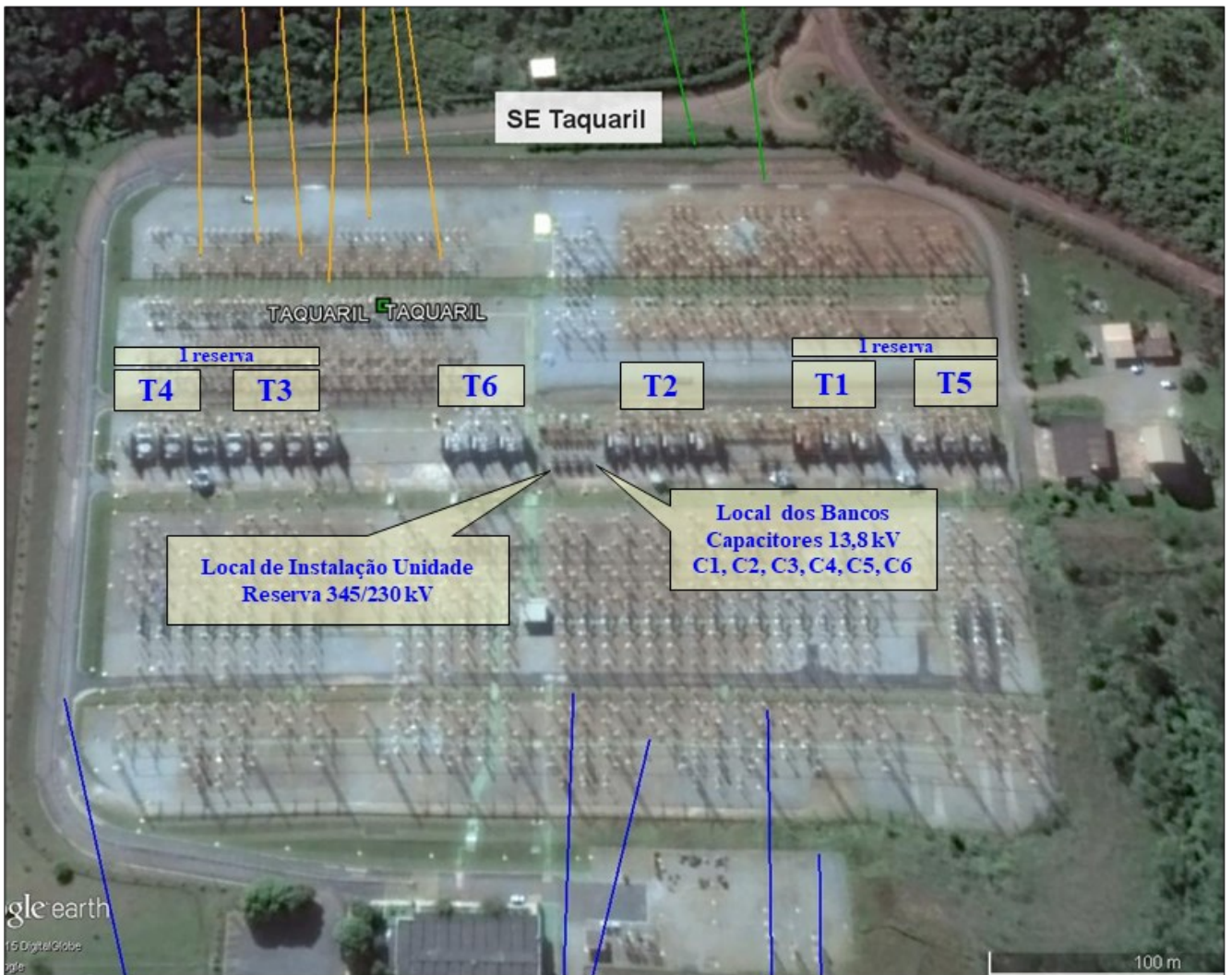


Figura 4-4 – Esquemático simplificado SE Taquaril

O banco de autotransformadores T6 foi instalado em 2014, conforme [18]. Uma fase reserva específica para os bancos T6 e T2 tem previsão de implantação em 2022, conforme [17].

A Tabela 4-4 mostra os equipamentos que estão com sua vida útil técnica esgotada na SE Taquaril.

Tabela 4-4 – Equipamentos em final de vida útil na SE Taquaril

Equipamento	Capacidade(Mva)	Tensão(kV)
Uma fase do banco T1	75	345/230
Banco T2	3x75	345/230
Banco T5	3x75	345/230
Banco T3	3x75	345/138
Uma fase do banco T4	75	345/138
Fase reserva banco T1	75	345/230
Fase reserva bancos T3 e T4	75	345/138

Duas fases do bando de transformadores T4 (345/138 kV - 1Φ – 75 MVA cada), foram substituídas em 2014 conforme [16]. Já consta em [6] a necessidade de aquisição de uma unidade monofásica (345/138 kV - 1Φ – 75 MVA) para a reserva dos bancos T3 e T4, bem como a necessidade de substituição da terceira unidade do banco T4.

Duas fases do banco de autotransformadores T1 (345/230 kV - 1Φ – 75 MVA cada) foram substituídas em 2015 conforme [16]. Já consta em [6] a substituição da terceira unidade e da fase reserva do banco de autotransformadores T1.

A desmontagem dos bancos capacitores C3 a C6 foi prevista na [17] e serão retirados definitivamente de operação em julho de 2022. Os bancos capacitores C1 e C2 já estão indisponíveis para a operação devido ao esgotamento das respectivas vidas úteis técnicas. Trata-se de ativos totalmente depreciados e sem peças de reposição. No entanto o escape dos mesmos não foi incluso na [17]. A retirada total dos bancos de capacitores C1 a C6 é importante para dar espaço a instalação da fase reserva dos transformadores 345/138 kV. Os bancos C1 e C2 foram descontinuados em 2017 devido à falha, e as unidades capacitivas (latas) foram aplicadas para reconstituição dos bancos C3, C4, C5 e C6, cuja fabricação fora descontinuada.

Além dessas alterações na SE Taquaril está prevista a instalação da barra nº2 230 kV, a instalação de um novo IB 138 kV e a instalação dos Bancos capacitores C 10 e C11 (138 kV – 2x50 Mvar) para julho de 2022 conforme [19].

4.3 SE Ouro Preto 2

A Tabela 4-5 mostra as unidades transformadoras instaladas na SE Ouro Preto 2 e as respectivas capacidades nominais e de sobrecarga.

Tabela 4-5 – Capacidade nominal e de sobrecarga (*4 horas) transformadores – SE Ouro Preto2

Ouro Preto 2					
Unidades	T/AT	1θ/3θ	Cap. Nominal(MVA)	Cap. Sobrecarga(MVA)*	Tensão (kV)
T1	A	3	400	456	500/345
T2	A	3	400	456	500/345
T3	T	3	300	360	500/138
T4	T	3	300	390	500/138
T5	A	1	300	360	500/345

O esquemático da Figura 4-5 mostra simplificada o posicionamento das unidades transformadoras, do compensador síncrono e do banco de capacitores 345 kV. Os equipamentos mostrados são de propriedade da Cemig Geração e Transmissão, a exceção do banco de transformadores T5 e o banco de capacitores 345 kV de 200 Mvar (relocado da SE 345 kV Itutinga)

que pertencem à Eletrobras Furnas. O banco de transformadores T5 foi autorizado à Eletrobras Furnas quando da implantação da LT 345 kV Ouro Preto 2-Vitória.

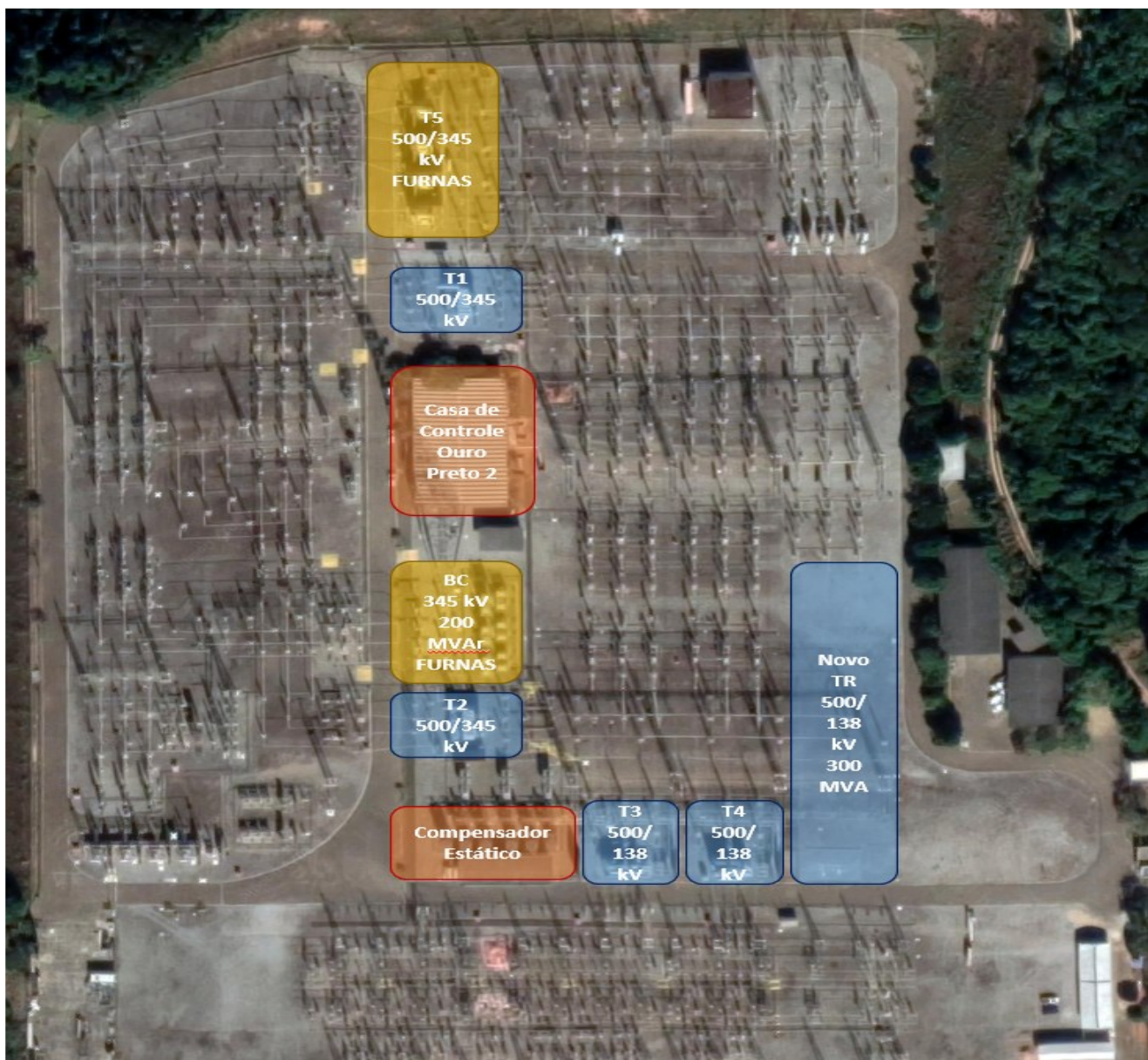


Figura 4-5 – Esquemático simplificado SE Ouro Preto 2

O transformador T1 tem previsão de substituição para o mês de agosto de 2023 conforme [23] e o transformador T3 tem previsão de substituição no mês de junho do ano corrente conforme [8]. O serviço de individualização da proteção dos transformadores T3 e T4 conforme [24] está previsto para o início de 2023. Estas datas de tendência estão informadas em [26]. Registra-se que foi instalado uma reserva regional na SE Ouro Preto 2, de uma unidade trifásica 500/138 kV de 300 MVA em 2012.

A conexão do transformador T1 é feita através de uma barra especial em não conformidade com o padrão atualmente vigente para novas SEs. Não há espaço físico na SE para normalização desta

situação. No entanto não existem problemas operativos para esta situação, uma vez que na contingência desse transformador mesmo nesta situação, atende ao critério N-1.

Da mesma forma a conexão do transformador T2 é feita também através de uma barra especial. Neste caso, na contingência deste transformador haverá a interrupção também do banco de capacitores de 345 kV pertencente à Eletrobras Furnas. Apesar desta perda concomitante do transformador T2 e do banco de capacitores, não se verificou problemas operativos, sendo o critério N-1 considerado atendido mesmo nesta situação. A exemplo da situação do transformador T1, não há espaço físico na SE para normalização desta situação.

O compensador síncrono está conectado de tal forma que o mesmo pode operar através do terciário do transformador T3 ou do transformador T4, permitindo uma rápida normalização desse equipamento na contingência do transformador em que o mesmo estiver operando.

A Tabela 4-6 mostra os equipamentos da SE Ouro Preto 2 que estão com sua vida útil técnica esgotada.

Tabela 4-6 – Equipamentos em final de vida útil na SE Ouro Preto 2

Equipamento	Capacidade	Tensão(kV)
Banco de reatores	3x33,3 Mvar	500
Transformador T1	400 MVA	500/345
Transformador T2	400 MVA	500/345
Transformador T4	300 MVA	500/138

O transformador T1 tem previsão de substituição para agosto de 2023 [23], conforme já exposto.

O banco de reatores relacionado na Tabela 4-6 refere-se à LT 500 kV Ouro Preto 2 – Bom Despacho 3. O banco de reatores pertence à Cemig Geração e Transmissão, apesar da linha pertencer à Eletrobras Furnas.

4.4 SE Conselheiro Lafaiete

A Tabela 4-7 mostra as unidades transformadoras instaladas na SE Conselheiro Lafaiete e as respectivas capacidades nominais e de sobrecarga.

Tabela 4-7 – Capacidade nominal e de sobrecarga (*4 horas) transformadores – SE Conselheiro Lafaiete

Conselheiro Lafaiete					
Unidades	T/AT	10/30	Cap. Nominal(MVA)	Cap. Sobrecarga(MVA)*	Tensão (kV)
T1	T	3	25	33	138/13,8
T2	A	3	15	18	138/69
T3	A	3	150	195	345/138
T4	A	3	150	195	345/138
T5	T	3	25	30	138/13,8
T6	A	3	150	188	345/138

O esquemático da mostra simplificado o arranjo da SE Conselheiro Lafaiete.

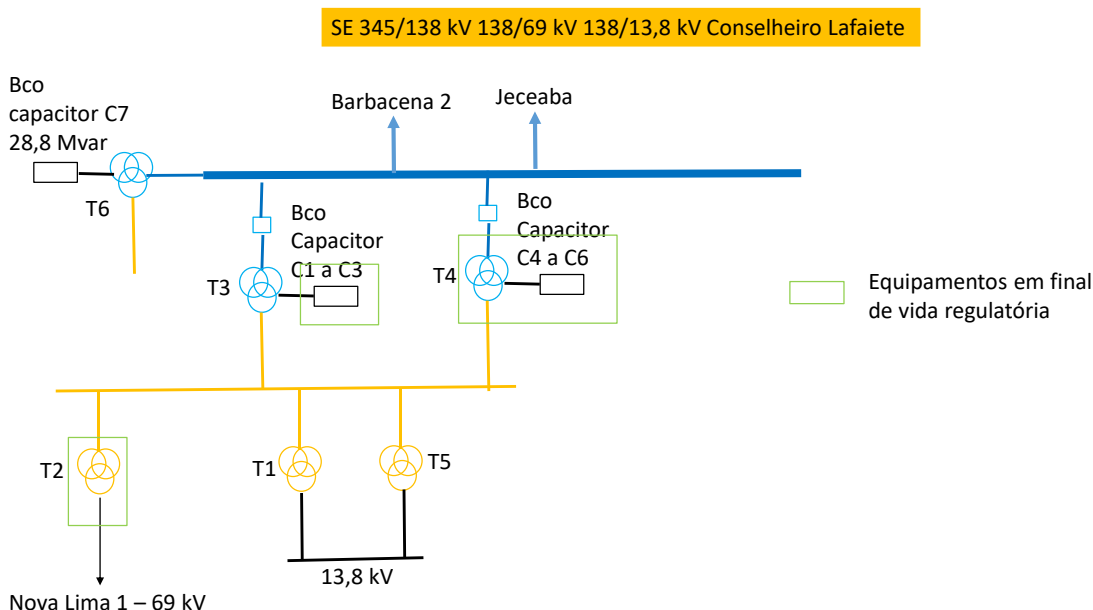


Figura 4-6 – Esquemático simplificado SE Conselheiro Lafaiete

Os equipamentos que estão com as respectivas vidas úteis técnicas encerradas estão mostrados na Tabela 4-8 e na Figura 4-6.

Tabela 4-8 – Equipamentos em final de vida útil na SE Conselheiro Lafaiete

Equipamento	Capacidade	Tensão(kV)
Banco de capacitores C1 a C6	6x6 Mvar	13,8
Transformador T4	150 MVA	345/138
Transformador T2	15 MVA	138/69

Está prevista para dezembro do corrente ano a individualização da proteção dos transformadores 345/138 kV T3 e T4, bem como a instalação de um transformador reserva, unidade a ser transferida da SE Juiz de Fora 1, obra autorizada de reforço da transformação desta SE, conforme [27].

Todas as unidades transformadoras não são dotadas de LTC, prejudicando o controle de tensão no lado de 138 kV.

Consta em [6] a substituição do autotransformador T3 345/138-13,8 kV – 150/150/30 MVA, trifásico, três estágios de refrigeração, tendo sido necessária a ampliação da bacia de contenção de óleo, reforço da fundação existente devido características físicas diferente do novo auto, adequações das canaletas de cabos e eletrodutos. O equipamento foi substituído em 02/10/2014. O transformador T6 foi instalado em 2012, conforme [30].

Conforme mostrado simplificada na Figura 4-6, os bancos de capacitores C1 a C3 estão conectados no terciário do transformador T3 e os bancos capacitores C4 a C6 estão conectados no terciário do transformador T4, totalizando 6 unidades de 6 Mvar cada. Esses equipamentos estão com suas respectivas vidas úteis esgotadas.

O transformador 138/69 kV T2 alimenta um pequeno sistema 69kV local, e a SE ainda consta com dois transformadores 138/13,8 kV (T1 e T5) que atende a carga da cidade de Conselheiro Lafaiete. Os transformadores T2, T1 e T5 são de propriedade da Cemig Geração e Transmissão e são classificados, portanto, como DITs.

4.5 SE São Gonçalo do Pará

A Tabela 4-9 mostra as unidades transformadoras instaladas na SE São Gonçalo do Pará e as respectivas capacidades nominais e de sobrecarga.

Tabela 4-9 – Capacidade nominal e de sobrecarga (*4 horas) transformadores – SE São Gonçalo do Pará

São Gonçalo do Pará					
Unidades	T/AT	1θ/3θ	Cap. Nominal(MVA)	Cap. Sobrecarga(MVA)*	Tensão (kV)
T1	T	3	300	360	500/138
T2	T	3	300	360	500/138
T3	T	3	300	360	500/138

O esquemático da Figura 4-7 mostra simplificada o arranjo da SE São Gonçalo do Pará.

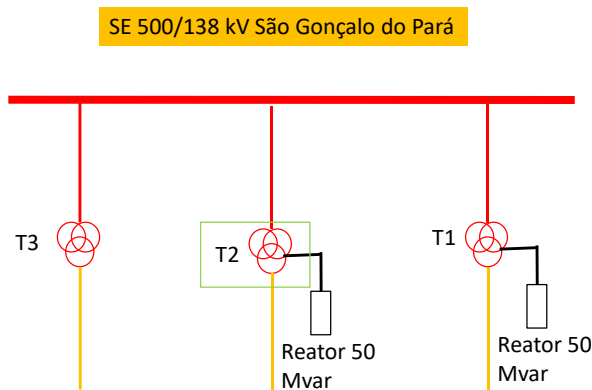


Figura 4-7 – Esquemático simplificado SE São Gonçalo do Pará

A Tabela 4-10 mostra os equipamentos que estão com sua vida regulatória esgotada

Tabela 4-10 – Equipamentos com vida regulatória esgotada na SE São Gonçalo do Pará

Equipamento	Capacidade	Tensão(kV)
Transformador T2	300 MVA	500/138
Banco de reatores	2x50 Mvar	13,8

Os equipamentos relacionados na Tabela 4-10, apesar de terem suas respectivas vidas regulatórias encerradas, ainda podem permanecer em operação por algum tempo conforme informações da Cemig Geração e Transmissão (Capítulo 10). Os transformadores T1 e T3 tem um tempo de operação menor, 24 anos e 14 anos, respectivamente. O transformador T3 foi instalado pela autorização de [31]. Foi cogitada pela Transmissora a substituição do transformador T2 devido a problemas de manutenção, mas foi cancelado o pedido da sua substituição, sendo monitorada a questão da evolução dos gases internos neste equipamento.

A SE dispõe de dois reatores trifásicos de 50 Mvar cada, instalados no terciário dos transformadores T1 e T2 que também estão com suas respectivas vidas regulatórias esgotadas. Esses reatores, apesar de apenas estarem 24 anos em operação, os mesmos foram fabricados em 1977.

Existe também um banco de reatores 500 kV (3+1 x 60 Mvar) instalado em 2020 conforme [32] e um segundo banco de reatores (3+1 x 33,3 Mvar) a ser deslocado da LT 500 kV Bom Despacho 3 – Ouro Preto 2, devido ao seccionamento desta LT na SE São Gonçalo do Pará.

Essa região de São Gonçalo do Pará e arredores está localizada numa área de influência em termos de instalações de geração distribuída. A Tabela 4-11 mostra o potencial de empreendimentos deste tipo que exerce algum impacto na SE 138 kV São Gonçalo do Pará, podendo o potencial chegar a mais de 200 MW, conforme informação da Cemig Distribuição.

Tabela 4-11 – Geração Distribuída – SE 138 kV São Gonçalo do Pará

Polo PD	Em operação	Em projeto	Parecer de acesso válido
1781	0,45	16,51	1,11
95001	0	24,78	0
1773	1,6	16,52	16,5
1772	1,46	4,35	0,375
1784	3,01	10,67	7,21
1782	11,75	10,88	10,28
1776	2,82	35,52	21,76
27441	17,22	17,32	12,03
1771	4,63	47,938	25,6
1785	6,723	37,12	5,825
Total	49,663	221,608	100,69

5 SERVIÇOS PROPOSTOS

Os serviços propostos em cada SE consideraram as informações prestadas pela Cemig Geração e Transmissão [10] em resposta a consulta feita pela EPE através de [11]. A cópia destas documentações está disponibilizada no Anexo (Capítulo 9) para pronta referência.

Para otimização dos serviços a serem propostos, a Cemig Distribuição informou a previsão dos aumentos de carga que impactam as SEs em análise, relacionados na Tabela 5-1

Tabela 5-1 – Aumentos de carga previstos na região central do estado de Minas Gerais – Sistema Distribuidor

POLO	Nome do consumidor	Barra no PD	Situação atual				Situação futura				Comentário			
			Demanda contratada		Situação Contratual		Demanda contratada		Data para demanda futura solicitada	Situação Contratual				
			HP MW	HP Mvar	HFP MW	HFP Mvar	HP MW	HP Mvar				HFP MW	HFP Mvar	
Ouro Preto	Gerdau Burnier	27155	44	21	44	21	Contrato assinado	70	36,69	70	36,69	jul/25	Solicitação de aumento de demanda. Aguardando análise ONS e assinatura do cliente	A conexão do cliente está prevista para 2023 com a demanda de 44 MW. O Cliente solicitou aumento de demanda de 44 MW Para 70 MW a partir de 2025 conforme tabela
	CSN Congonhas	27157	54,1	21,6	54,1	21,6	Contrato assinado	187,5	52,87	187,5	52,87	jan/25	Contrato assinado	
	Ferro Mais	1670	6	2,4	6	2,4	Contrato assinado	6	2,4	6	2,4	Não há alteração	Contrato assinado	
	Vale - Mina Fábrica	1670	12	4,8	12	4,8	Contrato assinado	12	4,8	12	4,8	Não há alteração	Contrato assinado	
	Ferrous Mina Viga	1670	0	0	0	0	Contrato assinado	54	21,6	54	21,6	jul/23	Contrato assinado	Obras em andamento, conexão em 2023
	Nexus	1666	0,6	0,11	16	2,95	Contrato assinado	8,6	1,59	40	7,38	mai/22	Solicitação de aumento de demanda. Aguardando análise ONS e assinatura do cliente	Esse cliente espera apenas a resposta ONS, solicitação de aumento de demanda imediato.
Vale - Capanema	Ver comentário	0	0	0	0	Não conectado	23	5,87	23	5,87	dez/23	Solicitação de acesso com estudo de viabilidade finalizado. Aguardando assinatura do cliente	O cliente ainda não possui barra no PD. Não está conectado à Cemig e não possui contrato assinado com a distribuidora. Para fins de análise, indicamos que a demanda solicitada pelo cliente seja inserida na barra 138 kV da SE Ouro Preto 2 - (1680)	
Taquaril	Vale - Fazendão	Ver comentário	0	0	0	0	Não conectado	15	3,83	15	3,83	dez/23	Solicitação de acesso com estudo de viabilidade finalizado. Aguardando assinatura do cliente	O cliente ainda não possui barra no PD. Não está conectado à Cemig e não possui contrato assinado com a distribuidora. Para fins de análise, indicamos que a demanda solicitada pelo cliente seja somada à demanda da barra 138 kV da SE Barão de Cocais 4 - (1591)
São Gonçalo do Pará	Usiminas Itatiaiuçu	Ver comentário	32,2	8,3	32,2	8,3	Contrato assinado	158	67	158	67	jan/28	Solicitação de aumento de demanda com estudo de viabilidade finalizado. Aguardando análise ONS e assinatura do cliente	O cliente ainda não possui barra no PD. Embora conectado à Cemig o cliente não possui barra individualizada. Hoje ele está representado na barra de 138 kV da SE Itaúna 1 (1776). Para fins de análise, segue anexa a macro de inserção do cliente considerando a obras necessárias e uma barra provisória para o cliente. A demanda atual do cliente deve ser subtraída da barra (1776)

5.1 SE Neves 1

As principais informações prestadas pela Cemig Geração e Transmissão são as seguintes:

- Não há espaço físico para a instalação de uma 3ª unidade transformadora 500/138 kV de 750 MVA;
- Não há espaço físico para a substituição dos transformadores trifásicos T1 e T2 de 400 MVA por bancos monofásicos;
- Não há espaço físico para a instalação de uma 3ª unidade transformadora 500/345 kV de 400 MVA;
- Como as novas unidades transformadoras a substituir as unidades existentes dos trafos T1 e T2 terão que ser obrigatoriamente unidades trifásicas, conforme já exposto, a modulação máxima possível, considerando-se o espaço físico disponível e a ordem de grandeza da dimensão de unidades transformadoras trifásicas para este nível de tensão é de duas unidades de até 750 MVA;
- Há espaço físico para a instalação de um 2º banco de reatores de 3x60 Mvar no 500 kV, com aproveitamento para compartilhamento da fase reserva do banco de reatores com a instalação já programada, conforme mostrado simplificada na Figura 5-1 (Reatores em instalação – Área prevista: Novo RT4; 2º banco de reatores proposto – Área prevista: VAGO).



Figura 5-1 – Esquemático simplificado SE Neves 1

A Figura 5-2 mostra um zoom da Figura 4-1, detalhando um pouco melhor o sistema de 500 kV e de 345 kV da área central do estado de Minas Gerais, situando eletro-geograficamente as SEs envolvidas neste estudo.

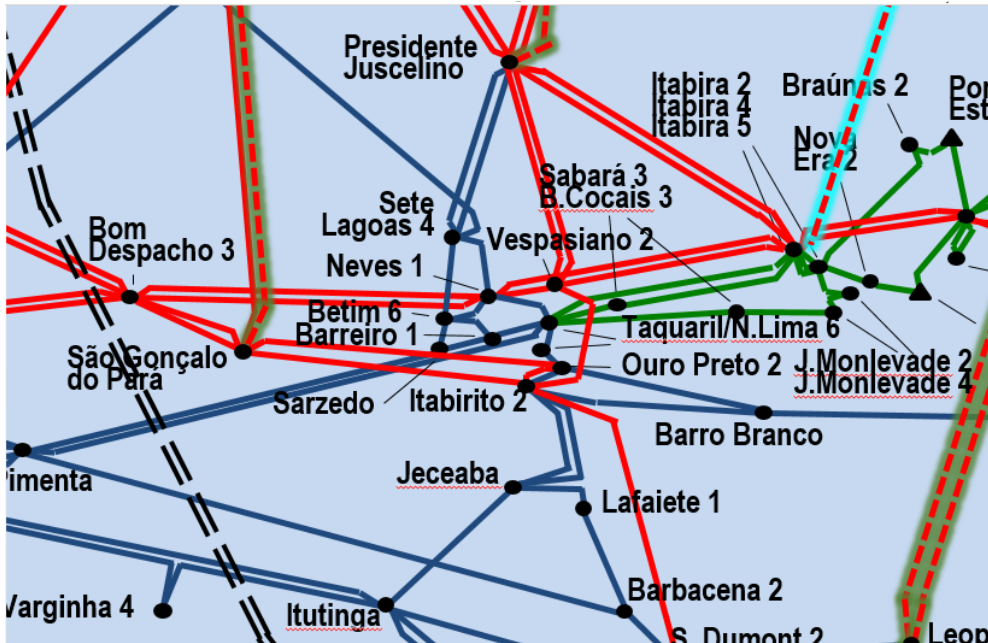


Figura 5-2 – Esquemático sistema de 500 kV e de 345 kV da área central do estado de Minas Gerais

No esquemático da Figura 5-3 são mostrados os valores de fluxo de potência ativa do sistema de 500 kV injetado na área central em análise. Os valores estão em MW e os fluxos de potência reativa (não mostrados) estão dentro da normalidade esperada. Esses valores plotados referem-se ao caso de carga média, norte seco e ano de 2031, pois foi o que apresentou maior carregamento nas transformações 500/345 kV da SE Neves 1.

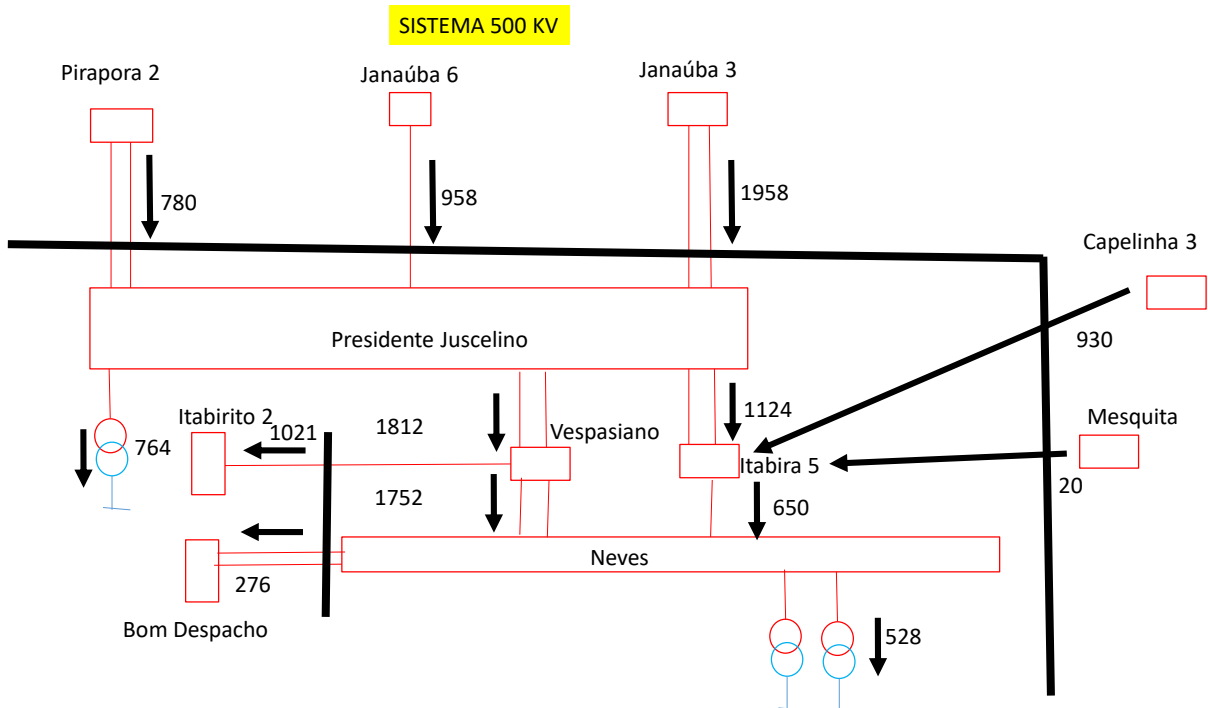


Figura 5-3 – Limites considerados da área central do estado de Minas Gerais – Sistema de 500 kV

As barras em cor preta simbolizam o limite considerado para se verificar a injeção e saída do fluxo de potência ativa na região. As entradas consideradas foram as SEs Presidente Juscelino e Itabira 5 e as saídas as SEs Itabirito 2 e Bom Despacho. Percebe-se, portanto, uma injeção na área de 4646 MW e

uma saída de 1297 MW. Destaque para o carregamento de 764 MW na única unidade transformadora 500/345 kV da SE Presidente Juscelino e de 528 MW apenas nas unidades transformadoras da SE 500/345 kV Neves 1.

O valo de injeção de potência nesta região de 4646 MW foi considerado satisfatório para análise, uma vez que, no caso de aumento no intercâmbio entre as regiões Nordeste e Sudeste, haverá necessidade de novas linhas de transmissão de 500 kV, *by-passando* esta região central de modo a prover uma ligação mais direta do norte do estado de Minas Gerais com os estados do Rio de Janeiro e São Paulo. Reforça esta consideração o fato de que os 1297 MW da saída podem ser considerado um fluxo passante pela região central, sem benefícios a esta região, devendo ser redirecionado quando necessário.

No esquemático da Figura 5-4 mostra-se o sistema de 345 kV local. As barras em destaque na cor preta mostram os limites considerados para medição da injeção e saída dos fluxos de potência ativa na região em análise, a exemplo do mostrado para o sistema de 500 kV.

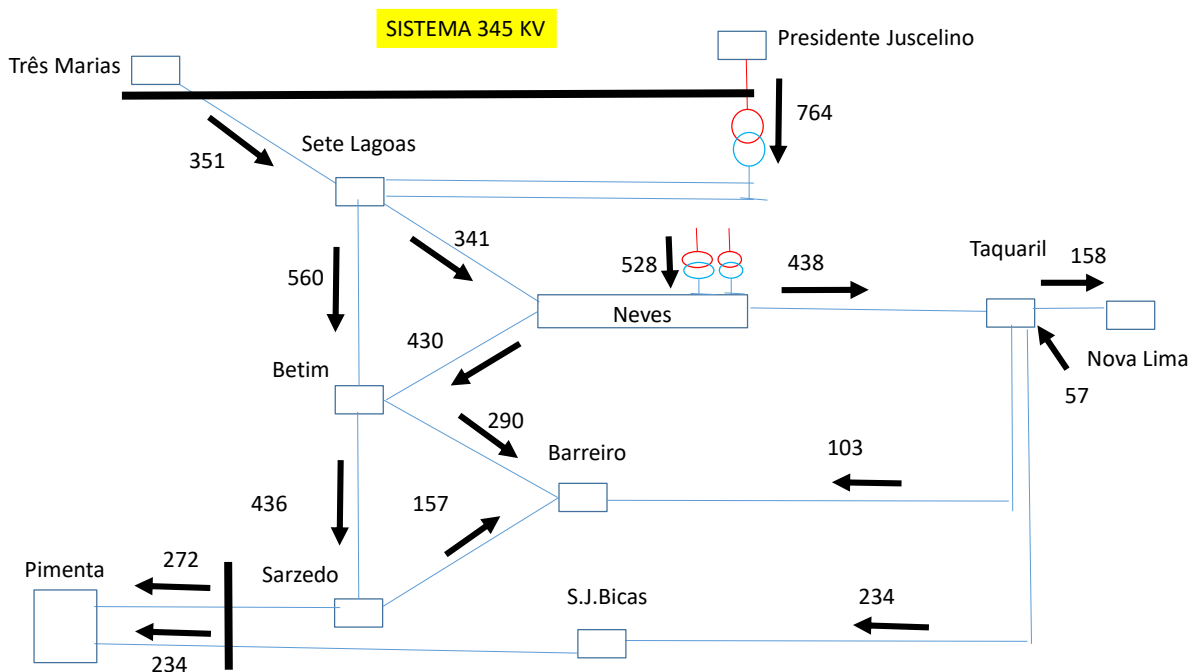


Figura 5-4 – Limites considerados da área central do estado de Minas Gerais – Sistema de 345 kV

O fluxo de 57 MW na SE Taquaril mostrado, refere-se à injeção do sistema de 230 kV no sistema de 345 kV, conforme será melhor detalhado no item específico referente a esta SE. Percebe-se, portanto, um fluxo injetado na área em análise de 1115 MW e uma saída de 664 MW, principalmente devido ao eixo de 345 kV Pimenta-Furnas-estado de São Paulo, o que pode ser considerado um fluxo passante que não traz benefícios a região central, devendo ser redirecionado, a exemplo do sistema de 500 kV, quando oportuno.

A Tabela 5-2 mostra os valores das capacidades nominais e de sobrecarga das linhas de 345 kV da região em análise com destaque para as linhas Betim-Barreiro e Barreiro-Taquaril, que tem uma capacidade menor devido a problemas de invasão de faixa de servidão.

Tabela 5-2 – Capacidades nominal e de sobrecarga – LTs 345 kV – área central estado de Minas Gerais

Linha	Capacidade MVA (Nom/Sobrecarga)
Três Marias-Sete Lagoas	866/1117
Presidente Juscelino- Sete Lagoas 1 e 2	1082/1291
Sete Lagoas-Betim	1082/1291
Sete Lagoas-Neves	866/1117
Neves-Betim	837/1046
Neves-Taquaril	1123/1123
Betim-Barreiro	571/571
Betim-Sarzedo	1578/1882
Barreiro-Sarzedo	776/977
Barreiro-Taquaril	574/574
Taquaril- S.J. Bicas	866/1117
Sarzedo-Pimenta	776/977
S.J.Bicas-Pimenta	866/1117

A LT 345 kV Neves-Betim⁶ foi recapitada em 2021 conforme [15].

Foram simuladas diversas contingências e a Tabela 5-3 resume as que apresentaram alguma relevância.

Tabela 5-3 – Contingências relevantes

Contingência	Equipamento	Carregamento % (N/E)
Trafo 500/345 kV SE Pres. Juscelino	Trafo 500/345 kV Neves	105/92
LT 500 kV Vespasiano-Itabirito	Trafo 500/345 kV Neves	88/77
LT 345 kV Sete Lagoas-Betim	LT 345 kV Neves-Betim	95/76
Trafo 500/345 kV Neves	Trafo 500/345 kV Neves	94/84

Apesar de atender ao critério N-1, a contingência da linha 345 kV Sete Lagoas-Betim exige atenção uma vez que a linha 345 kV Neves-Betim fica próxima à sobrecarga. Em relação as unidades transformadoras 500/345 kV da SE Neves 1, verifica-se que a perda do único transformador da SE Presidente Juscelino é a pior contingência, apresentando carregamentos nas unidades transformadoras da SE Neves 1 próxima aos limites de sobrecarga destas unidades. Essa contingência é pior que a perda de uma unidade na própria SE Neves 1. Em relação ao sistema de 500 kV a pior contingência se refere a perda da linha 500 kV Vespasiano-Itabirito. Ressalta-se ainda que não foram detectados problemas

em contingências no sistema em relação à capacidade reduzida das linhas 345 kV Betim-Barreiro e Barreiro-Taquaril.

Do exposto se conclui que a modularização atual das transformações 500/345 kV da SE Neves 1 deve se adequar de modo a evitar futuros problemas conforme mostrado na Tabela 5-3, porém, conforme já exposto, não há necessidade de se elevar em demasia essa modularização, tendo em vista a não perspectiva de aumentos nos fluxos na área central do estado de Minas Gerais devido ao aumento de intercâmbio entre as regiões nordeste e sudeste. Assim, a proposta é a majoração da capacidade dos transformadores 500/345 kV da SE Neves 1 em 20%, o que significa elevar suas capacidades para 480 MVA em condição normal de operação e de 576 MVA de sobrecarga.

Com relação as unidades transformadoras 500/138 kV (2 x 750/900 MVA), modularização esta proposta por [3], o critério N-1 nesta SE de rede básica de fronteira foi atendido até o final do horizonte de análise (2036).

Será recomendado que a Cemig Geração e Transmissão informe do escape definitivo dos reatores instalados no terciário dos transformadores T1 e T2 (2x50 Mvar cada), tão logo indique a impossibilidade de continuarem em operação, ou quando da retirada de operação definitiva dos transformadores T1 e T2 conforme citado no item anterior

Quando da substituição dos transformadores T1 e T2, os reatores instalados no terciário dessas unidades (2x50 Mvar cada) deverão ser escrapados uma vez que já estão com sua vida regulatória encerrada. Deverão ser escrapados também se, antes da substituição definitiva dos transformadores T1 e T2, a Cemig Geração e Transmissão indique a perda de vida útil técnica desses equipamentos. No entanto, o aumento expressivo de geração eólica e solar na região nordeste, bem como de geração solar no norte do estado de Minas Gerais, implicou na necessidade de aumento na capacidade das interligações entre essas regiões para permitir o escoamento do excedente de geração na região nordeste. Assim, no estado de Minas Gerais, por se localizar geograficamente no caminho desses novos circuitos, diversas linhas de 500 kV principalmente foram instaladas no estado. Essa situação por um lado permitiu uma inserção regional muito forte nas regiões menos privilegiadas do estado, por outro estressa o sistema em termos de sobretensões devido a elevada capacitância dessas linhas em cenários de baixo intercâmbio entre essas regiões. Desta forma é salutar a permanência dos bancos reatores existentes uma vez que os estudos que projetaram esses novos circuitos consideraram a existência desses bancos de reatores. Reforça esta indicação a necessidade sistemática que o ONS está tendo em desligar linhas para controle de sobretensões no estado. Assim, a proposta é a instalação de um novo banco de reatores de 500 kV, composto por 3 unidades monofásicas de 60 Mvar, compartilhando a fase reserva com o reator de barra já em implantação, Autorizado por [2], com previsão de instalação atualmente para junho/2024, tão logo a Cemig Geração e Transmissão informe do escape definitivo

de pelo menos um dos bancos de reatores instalados nos terciários dos transformadores T1 e T2, conforme já citado.

Em relação aos bancos de capacitores 138 kV (3 x 49,5 Mvar), a Cemig Geração e Transmissão informe do escape definitivo desses equipamentos, tão logo indique a impossibilidade de continuarem em operação uma vez que não se verificou necessidades sistêmicas atualmente que justifiquem suas permanências. Já em relação aos bancos capacitores de 13,8 kV (4 x 3,6 Mvar), os mesmos são necessários, segundo análise da Cemig Distribuição, conforme reunião realizada com essa Distribuidora, devendo a Cemig Geração e Transmissão iniciar o processo para a substituição desses equipamentos por outros de mesmas características, tão logo indique a impossibilidade dos bancos atuais de continuarem em operação devido ao final da vida útil técnica dos mesmos. Registramos, porém, que dos quatro bancos de capacitores citados, dois foram instalados em 2013, conforme [7].

5.2 SE Taquaril

A modularização de dois bancos de transformadores 345/138 kV foi considerada satisfatória para atendimento ao critério N-1 nesta SE de rede básica de fronteira, mesmo considerando-se o aumento de carga previsto informado na Tabela 5-1. Assim, tão logo a Cemig Geração e Transmissão indique a necessidade de substituição dos equipamentos com vida útil técnica esgotada referente a este nível de tensão, deverá ser iniciado o processo autorizativo para a substituição do banco T3 e, de uma fase do banco T4, bem como da fase reserva que irá atender aos dois bancos quando de algum sinistro nessas unidades.

Com relação as unidades transformadoras 345/230 kV, foi considerada satisfatória, em todo o horizonte de análise, a necessidade sistêmica de apenas dois bancos de 225 MVA, ante as quatro unidades atualmente instaladas. Esta redução da capacidade instalada é devida a uma significativa alteração na configuração do sistema da rede básica que atende à região leste do estado de Minas Gerais. Esta região era extremamente dependente da geração das usinas hidrelétricas localizadas na bacia do rio Doce, e das unidades transformadoras 345/230 kV da SE Taquaril. Com o aumento expressivo nos últimos anos da capacidade da interligação entre as regiões Nordeste e Sudeste, por conta da necessidade de exportação de geração daquela região motivado pela implantação de diversos empreendimentos eólicos e solares, a região leste do estado de Minas Gerais passou a ser atendida por um robusto sistema de 500 kV, principalmente com a implantação da SE 500/230 kV Itabira 5. Desta forma, o banco de transformadores T1, como já teve duas fases substituídas, deverá ser substituída a fase remanescente por outra de capacidade e características semelhantes, tão logo a Cemig Geração indique a impossibilidade de continuar em operação esse equipamento por conta do esgotamento da sua vida útil técnica. Assim, como a necessidade sistêmica é de apenas dois bancos 345/230 kV na SE

Taquaril, conforme já exposto, e considerando-se que o banco T6 foi instalado há menos de 10 anos e para o banco T1 falta apenas a revitalização de uma das fases somente, os bancos T2 e T5 podem ser escrapados tão logo a Cemig Geração e Transmissão indique o esgotamento da vida útil técnica destes equipamentos. A área física desses dois bancos T2 e T5 deverão ficar livres e desimpedidas para uma eventual necessidade futura de necessidade de ampliação da SE. No entanto, quando da indicação da fase reserva a ser compartilhada por T2 e T6, indicados inicialmente no [20] e depois no [21], a justificativa foi que não seria possível o compartilhamento da fase reserva do T5 e T1 com o T2 e T6 devido à presença física dos bancos C1 e C2, conforme mostrado simplificada na figura a seguir.



Figura 5-5 – Localização bancos transformadores 345/230 kV e dos bancos capacitores na SE Taquaril

De forma semelhante, o compartilhamento da nova fase reserva do T6 com o T1 é dificultada pela presença física do banco trifásico T2, que fica entre eles. Ademais, a distância entre os bancos T1 e T6 torna difícil e demorado o arraste e conexão da unidade reserva quando da necessidade de entrada em operação (ainda que o banco T2 seja desmontado no futuro, uma vez que a área liberada deve ser preservada, conforme já exposto), colocando em risco o transformador remanescente caso não seja possível reestabelecer o transformador fora de operação dentro dos tempos dos limites de emergência. Assim, recomenda-se a necessidade de que uma fase reserva específica para o banco T1 seja indicada, além da fase reserva do banco T6 existente.

Por fim salientamos que a substituição de uma das fases dos bancos transformadores T1 e T4 já tem um registro com código do empreendimento T2018-106, número de processo - 48500.005522/2021-26 ¹ em [22], porém sem informação referente ao processo autorizativo.

5.3 SE Ouro Preto 2

Conforme [10] não há espaço físico para substituição dos transformadores trifásicos T1 e T2 por bancos monofásicos com uma unidade reserva.

O esquemático da Figura 5-6 mostra os valores do fluxo de potência ativa em MW no sistema de 500 kV e de 345 kV da região em torno da SE Ouro Preto 2. Esses valores referem-se ao caso relativo à carga média Norte seco em 2031 pois foi o caso de trabalho que apresentou os maiores fluxos para a SE 500/345 kV Ouro Preto 2. Os valores dos fluxos de potência reativa apresentam valores dentro da normalidade. A entrada considerada na região em termos de fluxo de potência são as linhas de 500 kV Buritizeiro - São Gonçalo do Pará. O fluxo injetado, portanto, é da ordem de 2.100 MW, considerado satisfatório para análise das transformações 500/345 kV da SE Ouro Preto 2.

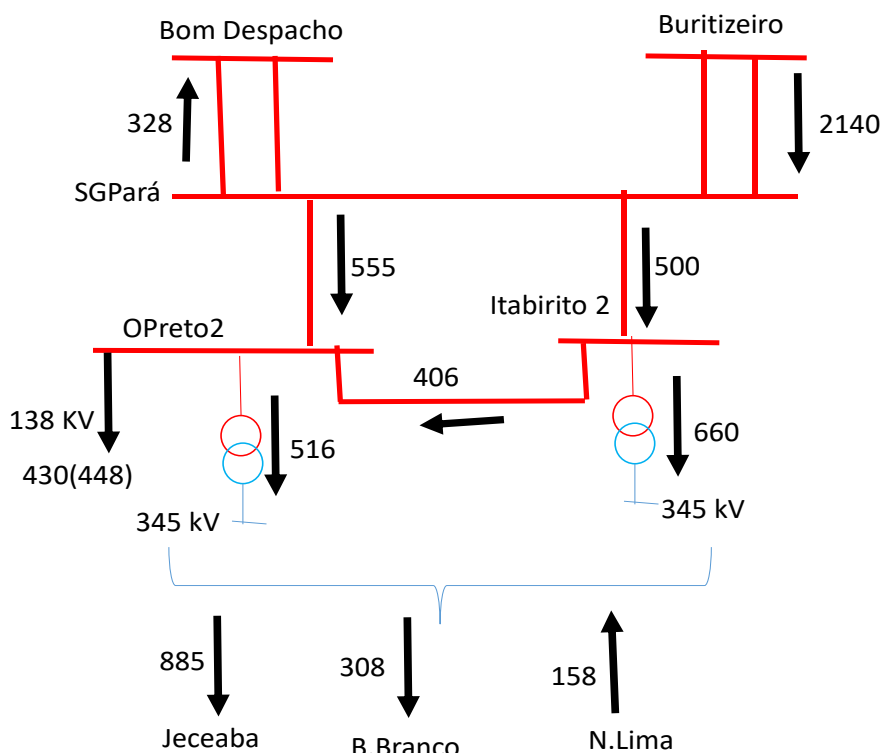


Figura 5-6 – Esquemático simplificado sistema 500 e 345 kV – SE Ouro Preto 2 – Fluxo de potência (MW)

Percebe-se um fluxo esperado de cerca de 510 MW nas transformações 500/345 kV da SE Ouro Preto 2. Como o banco transformador T5 foi recentemente instalado e já há previsão de substituição do

¹ Processo Aneel nº 48500.005522/2021-26 - SE TAQUARIL 345 KV- SUBSTITUIÇÃO DA FASE RESERVA 345-138 KV QUE ATENDE OS TRANSFORMADORES T3 E T4 (TRR 345/138 KV TAQUARIL TRR1 MG)

transformador T1, conforme já exposto, é salutar desta forma a manutenção de uma 3ª unidade transformadora de 400 MVA. Esta 3ª unidade colabora também para atendimento ao critério N-1 na contingência de uma das unidades transformadoras da SE 500/345 kV Itabirito 2. Assim, quando do esgotamento da vida útil técnica do transformador T2, o mesmo deverá ser substituído por um transformador de mesma capacidade nominal e capacidade de sobrecarga de 20% por 4 horas conforme padrão atual para novos transformadores.

Com relação as transformações 500/138 kV, considerando-se os aumentos de carga previstos na Tabela 5-1, há necessidade de substituição do transformador T4 por outro de igual capacidade, bem como a necessidade de implantação de uma 3ª unidade transformadora 500/138 kV de 300 MVA, para atendimento ao critério N-1 nesta SE de rede básica de fronteira, por todo o período de análise (ano 2036). No entanto, o processo autorizativo para a instalação desta 3ª unidade, e respectivas conexões, somente deve se iniciar tão logo a Cemig Distribuição e o ONS ratifiquem a contratação efetiva dos aumentos de carga citados. Como não se vislumbra no Planejamento de médio/longo prazo a implantação de novas SEs de rede básica de fronteira na região, a ampliação é o investimento a ser feito de menor custo global e sem impactos ambientais, para atendimento aos aumentos de carga previstos. Ressaltamos que esta ampliação já consta em [25], condicionada, no entanto, a confirmação pela Cemig Distribuição dos aumentos de carga em questão, conforme já exposto. O esquemático da Figura 5-7 mostra os serviços necessários no sistema distribuidor local para atendimento aos principais aumentos de carga citados na Tabela 5-1 (Consumidores Gerdau Burnier e CSN Casa de Pedra).

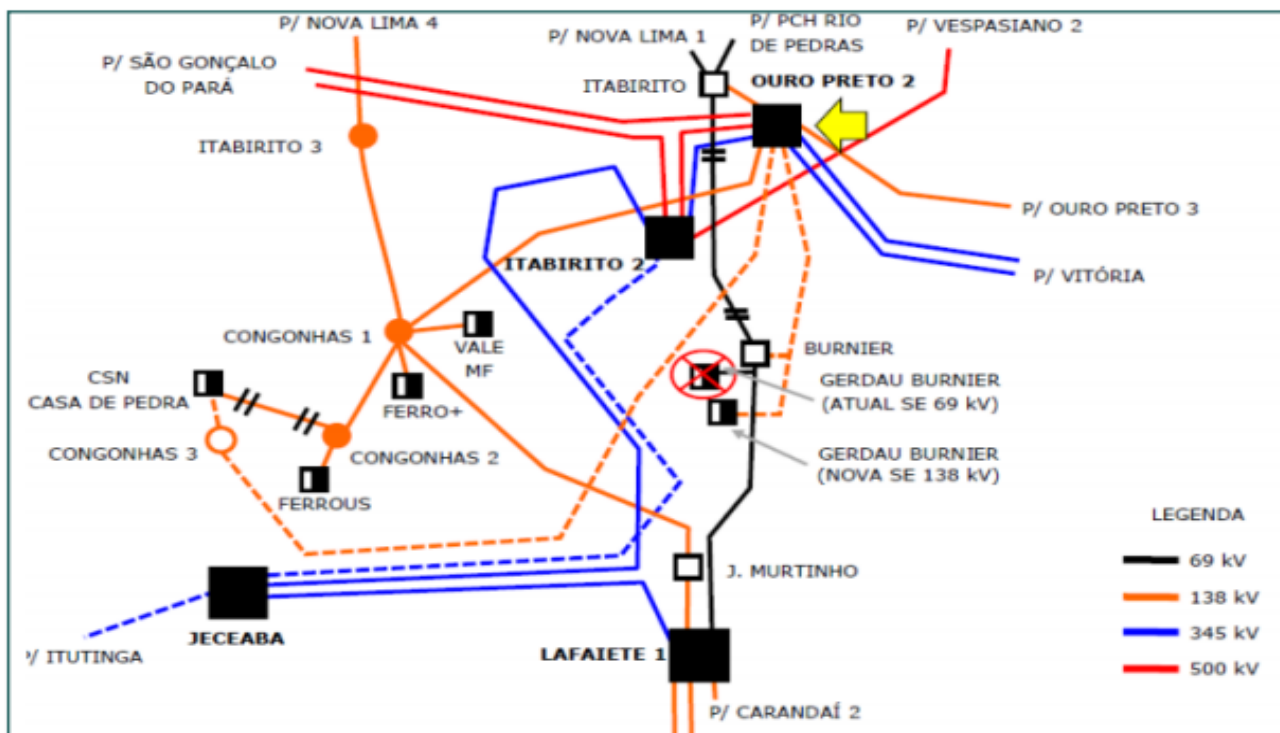


Figura 5-7 – Obras sistema de distribuição para atendimento ao aumento de carga dos consumidores Gerdau Burnier e CSN Casa de Pedra

A Figura 4-5 mostra o local reservado à 3ª unidade 500/138 kV quando necessária.

Com relação ao banco de reatores relacionado na Tabela 4-6, referente à compensação shunt da LT 500 kV Ouro Preto 2 – Bom Despacho 3 o mesmo deve ser substituído por outro banco de iguais características uma vez que, devido a implantação de diversas linhas de 500 kV no estado de Minas Gerais, por conta da necessidade de ampliação da capacidade da interligação entre as regiões Nordeste e Sudeste, para permitir o escoamento do excedente de geração daquela região, há uma expectativa de sobretensões no sistema quando da ocorrência de cenários de intercâmbio energético entre as regiões citadas mais reduzidos, devido ao elevado valor de susceptância dessas linhas projetadas. Reforça esta situação trabalho recente do ONS recomendando a instalação de reatores de barra no sistema de rede básica do estado de Minas Gerais, como por exemplo na SE Neves 1. Reforça também a necessidade de que o ONS já vem sofrendo com relação a desligamentos de linhas de 500 kV de modo a preservar os valores de tensão a níveis adequados, mesmo em situações normais de operação.

5.4 SE Conselheiro Lafaiete

Conforme mostrado simplificada na Figura 4-6, o transformador T4 está com sua vida útil técnica esgotada, e considerando-se a carga atual atendida pela SE 345/138 kV Conselheiro Lafaiete, haveria necessidade de reposição da capacidade instalada atual desta SE de 3 unidades de 150 MVA. No entanto, conforme [28], foi divulgado que o Ministério das Minas e Energia publicou a [29] reconhecendo a alternativa de acesso para a conexão da unidade consumidora Gerdau Açominas S.A. – GACO – Planta Ouro Branco, localizada no Município de Ouro Branco, no estado de Minas Gerais, à rede básica do sistema interligado nacional definida por estudo que considera o critério de mínimo custo global para um horizonte mínimo de 5 anos. Este consumidor é atendido atualmente pelo sistema de 138 kV da SE Conselheiro Lafaiete, com carga de 130 MW (HP) e 153 MW (HFP) e poderá migrar para o sistema de 345 kV. Caso concretizada essa migração, a redução de carregamento na SE 345/138 kV Conselheiro Lafaiete permitirá que a mesma possa operar com apenas duas unidades 345/138 kV de 150 MVA cada, atendendo o critério N-1 em todo o horizonte de análise. Assim, é salutar que, quando da indicação pela Cemig Geração e Transmissão da necessidade de substituição do transformador T4, tão logo registre no SGPMR a necessidade dessa substituição devido ao final da vida útil técnica desse equipamento, seja verificada a migração, ou não, desse consumidor, para a rede básica, de modo a se determinar pela substituição, ou não, deste transformador. Haveria necessidade de substituição, evidentemente, no caso de permanência dessa carga no sistema distribuidor local.

No caso de substituição do transformador T4, o mesmo deve ser substituído por trafo idêntico aos transformadores T6 e T3, ou seja, trifásico - 345/138 kV – 150 MVA, porém dotado de LTC, que poderá operar na posição manual até quando da substituição dos outros transformadores por algum motivo qualquer, dotando-os também desta versatilidade, o que permitirá, futuramente, um melhor controle da tensão no barramento de 138 kV desta SE.

Com relação ao transformador 138/69 kV T2 de 15 MVA, conforme informação da Cemig Distribuição (Capítulo 10), o sistema de 69 kV local será desativado a partir de 2026, devendo o transformador ser escrapado, ou usado a critério da Distribuidora, tão logo seja efetivada essa desmobilização.

Com relação aos transformadores 138/13,8 kV T1 e T5, por serem uma DIT, a Cemig Distribuição informou, conforme ATA de reunião (Capítulo 10), que as capacidades instaladas de 25 MVA cada atendem com qualidade a carga local, não havendo necessidade de avaliação de ampliação conforme planejamento da Distribuidora em vigor. Considerando a dificuldade de saída de novos alimentadores da SE, inviabilidade da instalação de compensação reativa e o vetor de crescimento de carga da região, a Cemig Distribuição entende não haver necessidade de alteração na transformação 138-13,8 kV da SE Conselheiro Lafaiete, estando prevista a construção de uma nova SE de distribuição na cidade.

No entanto, por se tratar de equipamentos classificados como DIT (Demais Instalações de Transmissão), faz-se necessária a individualização da proteção desses equipamentos, o que foi confirmada pela Cemig Geração e Transmissão, através da ATA (Capítulo 10), condições técnicas para esta individualização.

Para os bancos capacitores C1 a C6, os mesmos devem ser substituídos por um banco capacitor de 32,8 Mvar diretamente no barramento de 138 kV, eliminando-se a instalação de compensação reativa nos terciários de transformadores, conforme padrão atual do planejamento setorial, à medida da indisponibilidade dos bancos ou dos módulos de manobra.

5.5 SE São Gonçalo do Pará

Conforme já exposto, o transformador 500/138 kV T2 e os dois reatores trifásicos (S1 e S2) de 50 Mvar cada, instalados no terciário dos transformadores T1 e T2 estão com suas respectivas vidas regulatórias esgotadas, porém em condições de continuarem em operação, segundo informação da Cemig Geração e Transmissão (Capítulo 10).

Com relação aos reatores, quando da indicação pela Transmissora do final das respectivas vidas úteis técnicas destes equipamentos, deverá haver uma compensação destas retiradas, uma vez que o aumento expressivo de geração eólica e solar na região nordeste, bem como de geração solar no norte do estado de Minas Gerais, implicou na necessidade de aumento na capacidade das interligações entre essas regiões para permitir o escoamento do excedente de geração na região nordeste. Assim, no estado de Minas Gerais, por se localizar geograficamente no caminho desses novos circuitos, diversas linhas de 500 kV principalmente foram instaladas no estado. Essa situação por um lado permitiu uma inserção regional muito forte nas regiões menos privilegiadas do estado, por outro estressa o sistema em termos de sobretensões devido a elevada capacitância dessas linhas em cenários de baixo intercâmbio entre essas regiões. Desta forma é salutar a permanência de equipamentos para controle de sobretensões, uma vez que os estudos que projetaram esses novos circuitos consideraram a existência desses reatores. Reforça esta indicação a necessidade sistemática que o ONS está tendo em desligar linhas para controle de sobretensões no estado. Assim, a proposta é a instalação de um novo banco de reatores de 500 kV, composto por 3 unidades monofásicas de 33,33 Mvar, compartilhando a fase reserva com o reator de barra já em implantação, referente a relocação do reator da LT 500 kV São Gonçalo do Pará-Bom Despacho 3, devido ao seccionamento da LT 500 kV Bom Despacho 3 – Ouro

Preto 2 na SE São Gonçalo do Pará. A ANEEL deverá verificar a questão regulatória referente ao aproveitamento da reserva do banco de reatores relocado da LT 500 kV São Gonçalo do Pará-Bom Despacho 3, com este novo banco de reatores, caso este novo banco de reatores seja instalado através de processo licitatório e não autorizativo. Cabe ressaltar que o processo de outorga deste banco de reatores de 500 kV pode ser iniciado quando do final da vida útil técnica de um dos dois reatores existentes ou de quando do final da vida útil técnica do transformador T2, uma vez que nesta situação haverá o escape do reator instalado no terciário desta unidade, forçosamente.

No esquemático da Figura 5-8 são mostrados os locais dos bancos de reatores citados, bem como de demais obras previstas nesta SE, de modo a dar uma visão espacial dos empreendimentos previstos.

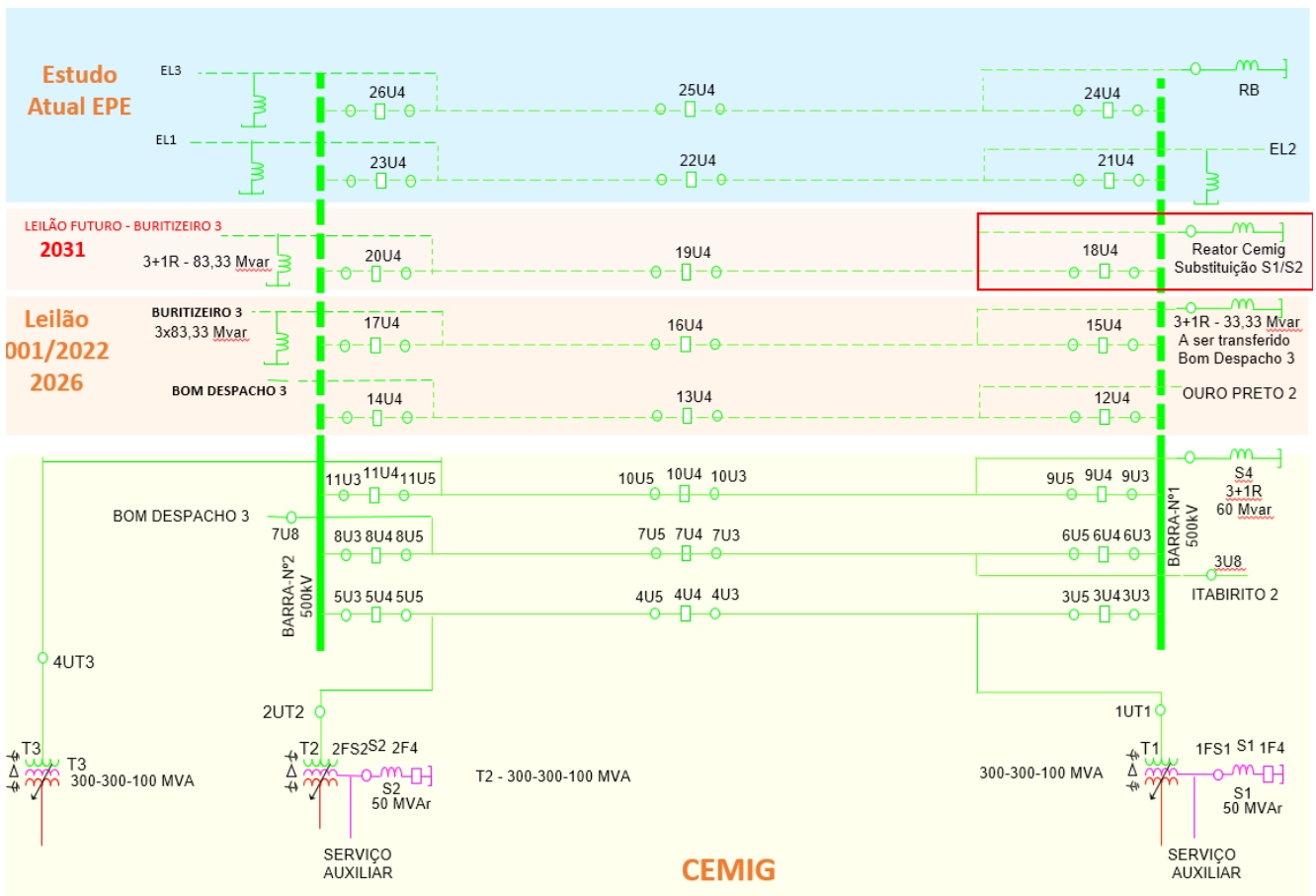


Figura 5-8 – Obras previstas na SE 500/138 kV São Gonçalo do Pará

Com relação à substituição do transformador T2, a determinação das providências a serem tomadas, dependerá de uma análise conjunta a ser feita considerando-se o aumento de carga previsto do consumidor Usiminas, conforme mostrado na Tabela 5-1. Caso o aumento de carga não se efetive o transformador T2, quando necessária sua substituição por esgotamento da sua vida útil técnica, poderá ser substituído por transformador de mesma capacidade. Caso o aumento de carga se confirme, poderá ocasionar o não atendimento ao critério N-1 na SE 500/138 kV São Gonçalo do Pará, induzindo a um

estudo específico com relação a esta questão, o que pode impactar significativamente na definição da necessidade da modularização no médio/longo prazo desta SE. Assim, a EPE acompanhará esta situação e realizará nova análise com relação a esta pendência. Registra-se que, conforme informação da Cemig Geração e Transmissão (Capítulo 10), não há possibilidade exequível para a instalação de uma quarta unidade transformadora 500/138 kV, apesar de haver espaço físico para tal, pois não há maneira de viabilizar a conexão de 500 kV, dada a distância que o equipamento ficaria do bay de conexão, considerando ainda a quantidade de LTs a serem transpostas, conforme mostrado na Figura 5-9. Portanto, para viabilizar o reforço da transformação da SE São Gonçalo do Pará, seria necessária a substituição dos transformadores trifásicos atuais por bancos monofásicos de maior potência.

No entanto, há possibilidade de substituição do transformador T2, quando necessário, por banco de transformadores dotado de uma fase reserva que pode ser compartilhada, futuramente, com o T3 quando da substituição deste por unidades monofásicas. Entretanto, esta unidade reserva não poderia ser compartilhada com o T1 devido a presença da casa de controle da SE entre os transformadores T1 e T2, sendo necessárias duas unidades reservas 500-138 kV. A Figura 5-9 esclarece esta informação e mostra as áreas já destinadas a diversos empreendimentos previstos para a SE São Gonçalo do Pará.



Figura 5-9 – Localização transformadores e áreas comprometidas na SE 500/138 kV São Gonçalo do Pará

Estas informações ratificam a necessidade de se definir a modularização desta SE levando em consideração o atendimento ao consumidor Usiminas.

Ressaltamos, por fim, que a substituição do transformador T2 já tem registro, de código do empreendimento T2018-107 em [22], porém sem informações sobre a autorização, incluindo número do processo autorizativo.

6 REFERÊNCIAS

- [1]. Resolução Normativa ANEEL 905/2020 - Módulo 3
- [2]. Resolução ANEEL Autorizativa nº 10227/2021
- [3]. Relatório EPE-DEE-RE-133/2013 rev1 – “Estudo de atendimento elétrico ao estado de Minas Gerais – Período pré-Tapajós” de 21/02/2014
- [4]. Resolução ANEEL Autorizativa nº 5596/2015
- [5]. Resolução ANEEL Autorizativa nº 10227/2021
- [6]. CTA-ONS DPL 0697/2022 12/04/2022 - Publicação da 1ª Emissão do Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica - POTEE 2022 – Melhorias de Grande Porte e Reforços para Aumento de Vida Útil e da 1ª Emissão do POTEE 2022 – Reforços de Pequeno Porte
- [7]. Resolução ANEEL Autorizativa nº 3316/2012
- [8]. Resolução ANEEL Autorizativa nº 7496/2018
- [9]. Resolução ANEEL Autorizativa nº 10687/2021
- [10]. Carta Cemig Geração e Transmissão EI/PD-0531/2022 de 13/05/2022
- [11]. Ofício 0635/2022/DEE/EPE de 03/05/2022
- [12]. Relatório EPE-DEE-RE-031/2017-rev01 – Estudo Prospectivo para Escoamento do Potencial Solar das regiões Norte e Noroeste de Minas Gerais – 01/02/2018
- [13]. Relatório EPE-DEE-RE-008/2020-rev01 – Aumento da Capacidade de Geração Solar da Região de Jaíba e Janaúba no Estado de Minas Gerais – 08/2020
- [14]. Relatório EPE-DEE-RE-064/2020-rev01 – Expansão da capacidade de Transmissão da Região Norte de Minas Gerais – 21/09/2021
- [15]. Resolução ANEEL Autorizativa nº 7008/2018
- [16]. Resolução Normativa ANEEL 643/2014
- [17]. Resolução Autorizativa ANEEL 8270/2019
- [18]. Resolução Autorizativa ANEEL 2970/2011
- [19]. Resolução Autorizativa ANEEL 5823/2016
- [20]. IPAR 2017-2019 (ONS RE 2.3-0001/2016 - Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão - Período 2017-2019 - IPAR 2017-2019 Nº1, fev 2016
- [21]. Plano de Ampliações e Reformas – ONS – PAR 2017/2019
- [22]. ANEEL – Painel de Acompanhamento dos Empreendimentos de Transmissão - SIGET

- [23]. Resolução Autorizativa ANEEL 9172/2020
- [24]. Resolução Autorizativa ANEEL 6316/2017
- [25]. Plano de Ampliações e Reformas – ONS – PAR 2020/2021
- [26]. Reunião DMSE de 18/05/2022
- [27]. Resolução ANEEL Autorizativa 7497/2018
- [28]. Ofício 152/2022/DPE/SPE-MME de 10/05/2022
- [29]. Portaria 1.048/SPE/MME de 17/11/2021
- [30]. Resolução ANEEL Autorizativa 7497/2018
- [31]. Resolução ANEEL Autorizativa 1614/2088
- [32]. Resolução ANEEL Autorizativa 5626/2016

7 COLABORADORES

Nome	Empresa
Armando Leite Fernandes	EPE
Lucas Simões de Oliveira	EPE
Alisson Guedes Chagas	Cemig D
Daniel Pereira Campos	Cemig D
Fabricia Nascimento Graça	Cemig D
Hernane Salvador Braga	Cemig D
Juliana Souza Nunes	Cemig D
Sérgio dos Santos Rosa	Cemig D
Danielle Diniz Araujo	Cemig GT
José Roberto Valadares	Cemig GT
Renan de Souza Birindiba	Cemig GT
Valter Alves Moreira	Cemig GT
Victor Ferreira Zwetkoff	Cemig GT

8 FICHAS PET/PELP

EMPREENHIMENTO:	UF: MG
SE 500/345 kV NEVES 1 (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2024
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 MESES

JUSTIFICATIVA:

ADEQUAÇÃO

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

1° e 2° ATF 500/345 kV, 2 x 480 MVA 3Φ	57.359,76
2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ	13.497,36
1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	9.910,81
Banco de capacitores - 3,6 Mvar - 13,8 kV	1.279,24

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: 82.047,17

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

ADEQUAÇÃO

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – JUNHO DE 2020.

EMPREENDIMENTO: SE 345/230/138 kV TAQUARIL (Ampliação/Adequação)	UF: MG
	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2023
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 MESES

JUSTIFICATIVA:

ADEQUAÇÃO

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

1° ATF 345/138 kV, 2 x 75 MVA 1Φ	16.141,46
1° ATF 345/230 kV, 2 x 75 MVA 1Φ	16.190,90

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: **32.332,36**

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

ADEQUAÇÃO

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – JUNHO DE 2020.

EMPREENHIMENTO: SE 345/230/138 kV TAQUARIL (Ampliação/Adequação)	UF: MG
	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2025
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 MESES

JUSTIFICATIVA:

ADEQUAÇÃO

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

2° ATF 345/138 kV, 3 x 75 MVA 1Φ

24.212,19

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS:

24.212,19

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

ADEQUAÇÃO

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – JUNHO DE 2020.

EMPREENHIMENTO: SE 500/345/138 kV OURO PRETO 2 (Ampliação/Adequação)	UF: MG
	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2029
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 MESES

JUSTIFICATIVA:

ADEQUAÇÃO

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

3° ATF 500/345 kV, 1 x 400 MVA 3Φ	26.467,98
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	12.613,04
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	5.997,07
1° Reator de Barra 500 kV, 3 x 33,3 Mvar 1Φ	12.466,14
MIM - 138 kV	591,33
2° e 3° ATF 500/138 kV, 2 x 300 MVA 3Φ	46.557,08

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: 104.692,64

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

ADEQUAÇÃO

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – JUNHO DE 2020.

EMPREENDIMENTO: SE 345/138/69 kV CONSELHEIRO LAFAIETE (Ampliação/Adequação)	UF: MG
	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2024
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 32 MESES

JUSTIFICATIVA:

ADEQUAÇÃO

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

1° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 32 Mvar 3Φ	1.788,81
1 CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	5.941,92
2 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	11.994,14
MIM - 138 kV	1.773,98

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: 21.498,85

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

ADEQUAÇÃO

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – JUNHO DE 2020.

EMPREENHIMENTO: SE 345/138/69 kV CONSELHEIRO LAFAIETE (Ampliação/Adequação)	UF: MG
	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2029
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 32 MESES
JUSTIFICATIVA: ADEQUAÇÃO	

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

3° ATF 345/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	15.023,48
-----------------------------------	-----------

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS:	15.023,48
--	------------------

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

ADEQUAÇÃO

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – JUNHO DE 2020.

EMPREENHIMENTO: SE 500/138 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ (Ampliação/Adequação)	UF: MG
	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2025
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 MESES
JUSTIFICATIVA: ADEQUAÇÃO	

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 33,33 Mvar 1Φ	12.467,64
1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	9.910,81

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: 22.378,45

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

ADEQUAÇÃO

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – JUNHO DE 2020.

Sistema Interligado da Região SUDESTE

EMPREENHIMENTO: SE 500/138 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ (Ampliação/Adequação)	UF: MG
	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2029
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 MESES
JUSTIFICATIVA: ADEQUAÇÃO	

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

3° ATF 500/138 kV, 1 x 300 MVA 3Φ

23.278,54

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS:

23.278,54

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

ADEQUAÇÃO

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – JUNHO DE 2020.

9 CONSULTAS DE VIABILIDADE DE EXPANSÃO

9.1 Ofício EPE



Ofício n. 0635/2022/DEE/EPE

48002.001188/2022-33

Rio de Janeiro, 3 de maio de 2022.

Ao Senhor

LUIS CLÁUDIO BATISTA VALÉRIO

Superintendente de Expansão e Implantação de Empreendimentos e Projetos de Geração e Transmissão

Cemig Geração e Transmissão

Av. Barbacena 1200, 13º andar – Santo Agostinho

30190-131 – Belo Horizonte – MG

Assunto: **Consulta sobre expansão e/ou reforma das SEs : Neves 1, Taquaril, Ouro Preto 2, Conselheiro Lafaiete e São Gonçalo do Pará**

Senhor Superintendente,

1. Está em andamento na EPE um estudo, com a participação da Cemig GT e Cemig D, para definir as necessidades de ampliações em algumas subestações que atendem a região central do estado de Minas Gerais, bem como definir as recomendações para equipamentos em final de vida útil técnica e regulatória.
2. As subestações em estudo são: Neves1, Taquaril, Ouro Preto 2, Conselheiro Lafaiete e São Gonçalo do Pará. Para embasar a análise de viabilidade técnico-econômica das alternativas, em anexo são relacionadas as informações necessárias para cada uma das subestações em estudo.
3. Solicitamos que as informações requisitadas sejam encaminhadas à EPE em um prazo máximo de 15 dias, contados a partir da data de envio deste ofício, de forma a não comprometer o andamento das atividades subsequentes previstas.
4. Ficamos à disposição para eventuais esclarecimentos que se façam necessários.

Atenciosamente,

THIAGO DE FARIA
ROCHA DOURADO

Assinado de forma digital por
THIAGO DE FARIA ROCHA
DOURADO
Dados: 2022.05.04 08:27:34 -03'00'

THIAGO DOURADO MARTINS
Superintendente de Transmissão de Energia
Empresa de Pesquisa Energética

*Praça Pio X, n. 54, 5º andar – Centro
CEP 20091-040 – Rio de Janeiro – RJ
Telefone: (21) 3512-3100*

1



Ofício n. 0635/2022/DEE/EPE

48002.001188/2022-33

ANEXO

Subestação Neves 1:

- Disponibilidade de espaço físico para a substituição do T1 e T2 (3Φ) por bancos com uma unidade reserva – 500/345 kV – 400 MVA;
- Disponibilidade de espaço físico para a instalação de uma 3ª Unidade 500/345 kV – 400 MVA, e respectivas conexões;
- Para a nova modularização dos dois trafos 500/345 kV, caso as novas unidades sejam trifásicas, informar a potência nominal máxima desses equipamentos, devido a limitação do espaço físico;
- Disponibilidade de espaço físico para a instalação de um banco de reatores 500 kV composto por 3 unidades monofásicas de 60 Mvar, compartilhando a fase reserva com o reator de barra já em implantação nesta SE;
- Disponibilidade de espaço físico para a instalação de uma 3ª Unidade 500/138 kV – 750 MVA, e respectivas conexões.

Subestação Taquaril:

- No caso de escape dos Transformadores 345/230 kV T2 e T5, há possibilidade de relocação da unidade reserva do T6 para que a mesma ser utilizada também para o T1?
 - Em caso negativo, visando embasar a recomendação de uma nova unidade reserva, solicitamos uma resposta detalhada das justificativas técnicas para a impossibilidade de compartilhamento.

Subestação Ouro Preto 2:

- Disponibilidade de espaço físico para a instalação de uma 3ª Unidade 500/138 kV – 300 MVA, e respectivas conexões;
- Disponibilidade de espaço físico para a individualização da proteção dos trafos T1 e T2, através de um *bay* específico, tanto no lado de 500 kV quanto no lado de 345 kV

Subestação Conselheiro Lafaiete:

- Disponibilidade de espaço físico para a instalação de um banco de capacitores de 32,8 Mvar 138 kV

*Praça Pio X, n. 54, 5º andar – Centro
CEP 20091-040 – Rio de Janeiro – RJ
Telefone: (21) 3512-3100*

2



Ofício n. 0635/2022/DEE/EPE

48002.001188/2022-33

Subestação São Gonçalo do Pará:

- Disponibilidade de espaço físico para a instalação de um novo banco de reatores 500 kV 180 Mvar;
- Disponibilidade de espaço físico para a instalação de uma 4ª unidade 500/138 kV de 300 MVA.
- Solicitamos atentar para as diversas ampliações já previstas para esta SE, conforme o item II da carta CemigGT EO/PL-01726/2020 de 04/09/2020 e eventuais consultas de viabilidades recebidas por esta Transmissora.

9.2 Resposta CEMIG Geração e Transmissão

CLASSIFICAÇÃO: **RESERVADO**

Ilmo. Sr.
Thiago de Faria Rocha Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
Av. Rio Branco nº 1 - 11º andar
20.090-003 - Rio de Janeiro - RJ

Nossa Referência: EI/PD-0531/2022

Data: 13/05/2022

Sua Referência: Ofício nº 0635/2022/DEE/EPE, de 03/05/2022

Assunto: Consulta sobre expansão e/ou reforma das SEs : Neves 1, Taquaril, Ouro Preto 2, Conselheiro Lafaiete e São Gonçalo do Pará

Senhor Superintendente:

1. Em resposta ao ofício supracitado encaminhamos as observações em relação às consultas de viabilidade das seguintes subestações, conforme questionamentos do anexo do ofício:

SE Neves 1

- Disponibilidade de espaço físico para a substituição do T1 e T2 (3Φ) por bancos com uma unidade reserva – 500/345 kV – 400 MVA;

Resposta:

Avaliou-se pela inviabilidade de substituição dos atuais autotransformadores trifásicos 500/345 kV – 2x400 MVA por bancos com unidades monofásicas.

- Disponibilidade de espaço físico para a instalação de uma 3ª Unidade 500/345 kV – 400 MVA, e respectivas conexões;

Resposta:

Avaliou-se pela inviabilidade de instalação da 3ª Unidade 500/345 kV – 400 MVA, e respectivas conexões.

- Para a nova modularização dos dois trafos 500/345 kV, caso as novas unidades sejam trifásicas, informar a potência nominal máxima desses equipamentos, devido a limitação do espaço físico;

Resposta:

Foi verificada a possibilidade de instalação de novas unidades trifásicas de potências maiores, da ordem de até 750 MVA.



- Disponibilidade de espaço físico para a instalação de um banco de reatores 500 kV composto por 3 unidades monofásicas de 60 Mvar, compartilhando a fase reserva com o reator de barra já em implantação nesta SE;

Resposta:

Foi verificada a possibilidade de instalação de mais um banco de reatores de barras de 500 kV composto por 3 unidades monofásicas de 60 Mvar, compartilhando a fase reserva com o reator de barra em implantação (REA 10.227/2021) na subestação.

- Disponibilidade de espaço físico para a instalação de uma 3ª Unidade 500/138 kV – 750 MVA, e respectivas conexões;

Resposta:

Avaliou-se pela inviabilidade de instalação da 3ª Unidade 500/138 kV – 750 MVA e da conexão em 500 kV.

SE Taquaril

- No caso de escape dos Transformadores 345/230 kV T2 e T5, há possibilidade de relocação da unidade reserva do T6 para que a mesma ser utilizada também para o T1?
 - Em caso negativo, visando embasar a recomendação de uma nova unidade reserva, solicitamos uma resposta detalhada das justificativas técnicas para a impossibilidade de compartilhamento.;

Resposta:

Avaliou-se pela inviabilidade do compartilhamento da nova fase reserva (em implantação - REA 8270/2019) do T6 com o T1 é dificultada pela presença física do banco trifásico T2, que fica entre eles. Adicionalmente, a distância entre os bancos T1 e T6 torna difícil e demorado o arraste e conexão da unidade reserva quando da necessidade de entrada em operação da fase reserva, comprometendo o tempo de restabelecimento dessa função de transmissão.

SE Ouro Preto 2

- Disponibilidade de espaço físico para a instalação de uma 3ª Unidade 500/138 kV – 300 MVA, e respectivas conexões;

Resposta:

Avaliou-se pela viabilidade de instalação da 3ª Unidade 500/138 kV – 300 MVA, e suas respectivas conexões.



- Disponibilidade de espaço físico para a individualização da proteção dos trafos T1 e T2, através de um bay específico, tanto no lado de 500 kV quanto no lado de 345 kV.

Resposta:

Avaliou-se pela inviabilidade de individualização da proteção dos trafos T1 e T2, no 500 kV bem como no 345 kV.

SE Conselheiro Lafaiete 1

- Disponibilidade de espaço físico para a instalação de um banco de capacitores de 32,8Mvar - 138 kV;

Resposta:

Avaliou-se pela viabilidade de instalação de um banco de capacitores de 32,8 Mvar - 138 kV.

SE São Gonçalo do Pará

- Disponibilidade de espaço físico para a instalação de um novo banco de reatores 500 kV 180 Mvar;

Resposta:

Foi verificada a possibilidade de instalação de mais um banco de reatores de barras de 500 kV composto por 3 unidades monofásicas de 60 Mvar, além da fase reserva.

- Disponibilidade de espaço físico para a instalação de uma 4ª unidade 500/138 kV de 300 MVA.

Resposta:

Avaliou-se pela inviabilidade de instalação da 4ª unidade 500/138 kV em função da indisponibilidade de módulo de conexão em 500 kV para mesma, considerando as obras previstas para o leilão 002/2022 e obras futuras, conforme respostas às consultas anteriores sobre as possibilidades de expansão dessa instalação.


Verificou-se a viabilidade de substituição dos atuais transformadores trifásicos 500-138kV – 3x300 MVA por bancos com unidades monofásicas, com valores de potências superiores aos atuais.

- Solicitamos atentar para as diversas ampliações já previstas para esta SE, conforme o item II da carta Cemig GT EO/PL-01726/2020 de 04/09/2020 e eventuais consultas de viabilidades recebidas por esta Transmissora.

**Resposta:**


Para resposta aos questionamentos desse ofício foram consideradas respostas às consultas anteriores de possibilidades de expansão dessa instalação.

3. Estamos à disposição para esclarecimentos adicionais, bem como para futuros detalhamentos da viabilidade dessas novas instalações de transmissão.

Assinatura Eletrônica
f9
Atenciosamente,

BRy
583 *** **20
luis claudio batista valerio

Luis Claudio Batista Valério
Superintendente de Expansão e Implantação de Empreendimentos e Projetos de Geração e Transmissão

10 ATA REUNIÃO EPE-CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO-CEMIG DISTRIBUIÇÃO

 Empresa de Pesquisa Energética	ATA DE REUNIÃO ATA/EPE/DEE/STE/2022	Data: 19/4/2022
	Tema: Atendimento à região central do estado de Minas Gerais-SEs: Neves 1, Taquaril, Ouro Preto 2, Conselheiro Lafaiete e São Gonçalo do Pará	
	Local: Microsoft Teams	
	Horário: 09:30 – 12:00 horas	

10.1 Participantes

Nome	Instituição	E-mail
Armando Leite Fernandes	EPE	armando.fernandes@epe.gov.br
Lucas Simões de Oliveira	EPE	lucas-s.oliveira@epe.gov.br
Alisson Guedes Chagas	Cemig D	alisson.chagas@cemig.com.br
Daniel Pereira Campos	Cemig D	dpcampos@cemig.com.br
Fabricia Nascimento Graça	Cemig D	fabricia.graca@cemig.com.br
Hernane Salvador Braga	Cemig D	hernanes@cemig.com.br
Juliana Souza Nunes	Cemig D	juliana.nunes@cemig.com.br
Sérgio dos Santos Rosa	Cemig D	sergio.rosa@cemig.com.br
Danielle Diniz Araujo	Cemig GT	danielle.araujo@cemig.com.br
José Roberto Valadares	Cemig GT	jrv@cemig.com.br
Renan de Souza Birindiba	Cemig GT	renan.birindiba@cemig.com.br
Valter Alves Moreira	Cemig GT	valter@cemig.com.br
Victor Ferreira Zwetkoff	Cemig GT	victorzwk@cemig.com.br

10.2 Pauta

Nivelamento geral com relação as informações prestadas pela Transmissora e pela Distribuidora.

10.3 Registros

A EPE fez uma apresentação elencando as principais informações referentes às SEs envolvidas, para nivelamento geral do grupo e consolidação das mesmas. Durante a apresentação, os participantes fizeram as observações pertinentes, retificando ou ratificando o que foi mostrado. Assim, resumidamente, os principais pontos abordados em cada SE foram os seguintes:

10.3.1 Neves 1

- Instalações com a vida regulatória e técnica esgotada para pronta substituição ou escape: Transformadores T1 e T2 - T3Φ – 500/345 kV – 400 MVA; 4 reatores de 50 Mvar cada instalados 2 a 2 no terciário dos Trafos T1 e T2; Bancos de capacitores 138 kV – 3 x 49,5 Mvar e 13,8 kV – 4 x 3,6 Mvar;
- O banco de reatores de barra 500 kV (3+1 x 60 Mvar), com previsão de instalação para junho/2024, foi indicado pelo ONS no trabalho referente às sobretensões no sistema interligado devido à elevada quantidade de desligamentos de linhas de transmissão (ReA 10227/2021);
- Não há espaço físico para a substituição do T1 e T2 (3Φ) por bancos monofásicos com reserva – 500/345 kV – 400 MVA
- Não há espaço físico para a instalação de uma 3ª Unidade trifásica 500/345 kV – 400 MVA
- Para a nova modularização dos trafos 500/345 kV, uma vez que serão trifásicos, há possibilidade, devido ao espaço físico, de instalação de até 2 unidades de 750 MVA;
- Há espaço físico para instalação de mais 1 banco de Reatores (3x60 Mvar), além do proposto pelo ONS, no vão de 500 kV, podendo a reserva prevista ser compartilhada entre esses 2 bancos;
- Não há espaço físico para a instalação de uma 3ª Unidade 500/138 kV – 750 MVA
- A individualização da proteção das transformações 500/345 kV (Vão completo 500 kV DJM) foi concluída em 27/10/2019 (ReA 5596/2015);

Na apresentação a EPE mostrou que não são esperados fluxos elevados nas transformações 500/345 kV devido a interligação ao sistema de geração solar na região norte do estado de Minas Gerais, bem como devido a interligação de geração solar e eólica na região nordeste. Com a conexão desses empreendimentos, serão disponibilizados novos eixos de 500 kV que propiciarão uma interligação direta com o sistema dos estados de São Paulo e Rio de Janeiro, provendo um caminho alternativo ao sistema da região da Grande Belo Horizonte, não impactando assim, de forma contundente, essas transformações na SE Neves 1.

Verificou-se que a pior contingência detectada para definição da nova modularização da SE 500/345 kV Neves 1 foi a perda do banco único da SE 500/345 kV Presidente Juscelino. Desta forma a EPE propôs um aumento na modularização nas transformações 500/345 kV Neves 1 de 20%, uma vez que a potência foi considerada satisfatória em todo os cenários analisados e no horizonte considerado. Assim, os transformadores T1 e T2 seriam substituídos por 2 unidades trifásicas de 480/576 MVA. Victor (Cemig GT) propôs realizar uma consulta à equipe de Engenharia e Equipamentos da CEMIG, de modo a verificar se existe uma padronização de fabricação de transformadores destas características, de modo a se otimizar sob o aspecto econômico esta indicação. Tal iniciativa foi considerada salutar pelos representantes da EPE.

Na apresentação foi destacado também que não se esperam problemas de sobrecarga, tanto em condições normais de operação, quanto em situação de contingências, para as linhas 345 kV Betim-Barreiro e Betim-Taquaril, que operam com capacidade menor devido a problemas de invasão das respectivas faixas.

Também foi destacado que consta no POTEE 2022 a substituição da fase branca do banco de reatores S17, 500 kV, de 91 Mvar, tendo como justificativa recompor a função transmissão e garantir a confiabilidade sistêmica, mitigando os riscos de danos às instalações adjacentes, devido a sinistro ocorrido na fase branca no dia 30 de dezembro de 2020, ocasionando a perda total do equipamento. Foi esclarecido que este equipamento se refere ao reator da linha 500 kV Neves 1 – Itabira 5, de propriedade de outro Agente (IEMG).

Com relação aos reatores instalados no terciário dos transformadores T1 e T2 a EPE propõe o escape desses reatores quando da sua indisponibilidade operativa pelo final da vida técnica e para substituí-los por um novo banco de reatores 500kV composto por 3 unidades monofásicas de 60 Mvar, compartilhando a fase reserva com o reator de barra em implantação, conforme já citado.

A modularização atual de 2 bancos de 750 MVA das unidades transformadoras 500/138 kV desta SE foi considerada satisfatória para todo o horizonte analisado. No entanto a EPE questionou os critérios da Distribuidora para definição do MUST nesta SE, considerados de valor elevado. Daniel esclareceu que o ONS estabelece que pode ser inclusa a parcela de confiabilidade no cálculo do MUST. Desta forma, esta parcela leva em consideração contingências na rede de distribuição ou em SES de fronteira adjacentes para determinação deste valor a ser contratado de modo a se evitar violações e multas. Apesar de que, no caso da SE Neves 1, a modularização atual atende ao critério de planejamento N-1, mesmo com estas considerações, a EPE ficou de discutir a questão com o ONS, uma vez que, como o MUST pode contemplar uma situação já de rede degradada, a simulação de perda de uma unidade transformadora na SE, tomando como base valores de MUST contratados, já não deveria ser classificada como perda simples (N-1) e sim como perda dupla (N-2).

Com relação aos bancos de capacitores citados, com as respectivas vidas técnicas e regulatórias esgotadas, a EPE propõe o escape dos bancos de 138 kV quando de sua indisponibilidade operativa pelo final de vida técnica por não se verificar nenhuma importância sistêmica atualmente para eles. No caso dos bancos de capacitores de 13,8 kV, por se tratar de uma DIT e a EPE não ter a representação do sistema neste nível de tensão, foi solicitada à Cemig D uma definição quanto a sua necessidade, devendo, no caso de necessidade de manter esses equipamentos em operação, verificar a viabilização desta substituição junto a Cemig GT na SE.

Com relação à SE Neves 1, resumidamente, as propostas são:

- Substituição dos transformadores 500/345 kV, T1 e T2 de 400 MVA cada por 2 transformadores trifásicos de 480/576 MVA

- Escrape dos reatores instalados no terciário dos transformadores T1 e T2 (2x50 Mvar cada) e substituição por um novo banco de reatores 500kV, composto por 3 unidades monofásicas de 60 Mvar, compartilhando a fase reserva com o reator de barra em implantação na SE.
- Escrape dos bancos capacitores de 138 kV e uma definição da Cemig D quanto a necessidade da manutenção dos bancos capacitores de 13,8 kV, verificando a viabilização desta substituição junto a Cemig GT na SE.

10.3.2 Taquaril

Para a SE Taquaril foram identificadas as seguintes instalações com a vida regulatória e técnica esgotada para pronta substituição ou escrape: Banco de Transformadores T1, T2 e T5 – 345/230 kV – 225 MVA; 1 fase reserva do banco de transformadores T1 345/230 kV – 75 MVA; Banco de Transformadores T3 – 345/138 kV – 225 MVA; 1 fase do Banco de Transformadores T4 – 3345/138 kV – 225 MVA; 1 fase reserva 345/138 kV – 75 MVA para os bancos T3 e T4; uma fase reserva 345/230 kV – 75 MVA para os bancos T1 e T5. Outras informações relevantes para as análises foram apresentadas, para ratificação ou retificação.

- Tempo em operação do T6 – 345/230 kV – 225 MVA:
 - Em operação desde 28/09/2014 -> 7 anos e meio - Fabricação: 2013.
 - Autorizado pela REA 2.970/2011 - 3 unidades (sem fase reserva) – na lista de módulos aparece como TR4 -> quarta unidade 345/230 kV. (Relatório EPE – 017/2010 rev0)
- Previsão e Resolução Autorizativa para a substituição de duas fases do T4 (345/138 kV - 1Φ – 75 MVA) cada
 - Previsão: 29/12/2023
 - Em processo de autorização desde 2018. Fase Reserva (compartilhada com o T3) consta do POTEE 2020 2ª emissão.
 - OBS: Duas fases substituídas em 2015 – fabricação 2013 (REN 643/2014).
- Previsão e Resolução Autorizativa para a substituição de uma fase do T1 (345/230 kV - 1Φ – 75 MVA)
 - Previsão: 29/12/2023
 - Resolução Pendente de emissão (Em processo de autorização desde 2018 - POTEE 2017/2016).
 - OBS: Duas fases substituídas em 2015 – Fabricação: 2013 (REN 643/2014).
- Previsão e Resolução Autorizativa para a substituição da fase reserva do T1, compartilhada com o T5

- Previsão: 29/12/2023
- Resolução Pendente de emissão (Em processo de autorização desde 2018 - POTEE 2017/2016).
- POTEE 2022 - Substituição da fase reserva 345-138 kV que atende os transformadores T3 e T4 da SE Taquaril.
- Previsão e Resolução Autorizativa para a desmontagem dos bancos capacitores C1 e C2:
 - Previsão: Bancos já indisponíveis para a operação tendo em vista que essas unidades falharam em 2017 e as unidades capacitivas (latas) foram aplicadas para reconstituição dos bancos C3, C4, C5 e C6 cuja fabricação foi descontinuada.
 - Resolução Pendente de emissão.
 - OBS: Será pleiteado com a ANEEL a inclusão do escopo de desmontagem do **C1 e C2** (já indisponíveis para operação por se tratar de ativo totalmente depreciado e sem peças de reposição), na REA 8270/2019.
- Previsão e Resolução Autorizativa para a desmontagem dos bancos capacitores **C3** a C6:
 - Previsão: 29/07/2022
 - REA 8270/2019
- Previsão e Resolução Autorizativa para a instalação da barra nº2 230 kV
 - Previsão: 29/07/2022
 - REA 5823/2016
- Previsão e Resolução Autorizativa para a instalação de um novo IB 138 kV
 - Previsão: 29/07/2022
 - REA 5823/2016
- Previsão e Resolução Autorizativa para a instalação dos Bancos capacitores C10 e C11 – 138 kV – 2x50 Mvar:
 - Previsão: 29/07/2022
 - REA 5823/2016

Com relação à desmontagem dos bancos capacitores C1 e C2, Victor informou que o escape desses equipamentos não estão inclusos na ReA 8270/2019 e sugere que essa ReA seja revisada incluindo esta situação. O interesse seria em oficializar essa situação apenas, sem motivações por ressarcimentos, uma vez que esses equipamentos já estão fora de operação por falta de peça de reposição. A retirada total dos bancos de capacitores C1 a C6 é importante para dar espaço a instalação

da fase reserva dos transformadores 345/138 kV T2 e T6, em fase de implantação. Lucas ratificou que a ANEEL tem uma preocupação especial com essa questão referente a ressarcimentos devido a desmobilização de ativos das Transmissoras e solicitou que a Cemig GT informe posteriormente o porquê de a ANEEL não ter incluso os bancos capacitores C1 e C2 na Resolução.

Hernani citou a questão do controle dos fatores de potência nas SEs de fronteira. Lucas comentou que esse quesito está sendo analisado nos estudos da EPE e solicitou o envio de algum levantamento histórico de medições dos fatores de potência, se disponíveis, para verificação de alguma inconformidade com as análises do Planejamento.

Victor esclareceu que 2 fases do T4 já foram substituídas em 2015 e 1 fase reserva está com a vida técnica e regulatória esgotada. Portanto, as providências necessárias com relação as transformações 345/138 kV seriam a substituição do banco T3 e T4 (1 fase) e da fase reserva dos bancos T3 e T4, ambos por final de vida técnica e regulatória. Com relação as transformações 345/230 kV, os bancos de transformadores T1, T2 e T5 estão com a vida técnica e regulatória esgotada, bem como a fase reserva do banco T1. O banco T6 já é dotada de uma fase reserva, porém não há possibilidade de aproveitamento desta fase reserva para os bancos T1 e T5, somente para o banco T2, devido ao distanciamento físico das unidades. Armando solicitou o preparo de uma análise técnica mais detalhada desta impossibilidade de modo a que a EPE possa decidir se sugere a ANEEL a implantação de 2 fases reservas 345/230 kV nesta SE.

Denominação	Entrada serviço	SGPMR	Status SGPMR	POTEE	Autorização	Observação
ATRA_T1_P_AZ	04/07/1971	0012312/2016	Não Iniciada	2017/2016		
ATRA_T1_P_RM	04/07/1971	0012310/2016	Não Iniciada	2017/2016		Reserva compartilhada com o T5
ATRA_T1_P_BR	20/08/2015	0000518/2013	Executada		REN 643/2014	
ATRA_T1_P_VM	20/08/2015	0000518/2013	Executada		REN 643/2014	
ATRA_T2_P_AZ	12/04/1973	0001555/2021	Não Iniciada			
ATRA_T2_P_BR	12/04/1973	0001555/2021	Não Iniciada			
ATRA_T2_P_VM	12/04/1973	0001555/2021	Não Iniciada			
ATRA_T5_P_AZ	13/06/1979	0001562/2021	Não Iniciada			
ATRA_T5_P_BR	13/06/1979	0001562/2021	Não Iniciada			
ATRA_T5_P_VM	13/06/1979	0001562/2021	Não Iniciada			
ATRA_T6_P_AZ	28/09/2014				REA 2970/2011	
ATRA_T6_P_BR	28/09/2014				REA 2970/2011	
ATRA_T6_P_VM	28/09/2014				REA 2970/2011	
Reserva T2 e T6	29/07/2022				REA 8270/2019	Obra em andamento
TRAF_T3_P_AZ	25/11/1974	0001559/2021	Não Iniciada			
TRAF_T3_P_BR	25/11/1974	0001559/2021	Não Iniciada			
TRAF_T3_P_VM	25/11/1974	0001559/2021	Não Iniciada			
TRAF_T3_P_RM	25/11/1974	0001536/2020	Não Iniciada	2020 - 2ª Emissão		Reserva compartilhada com o T4
TRAF_T4_P_AZ	19/07/2015	0000878/2014	Executada		REN 643/2014	
TRAF_T4_P_BR	28/06/2015	0000878/2014	Executada		REN 643/2014	
TRAF_T4_P_VM	21/05/1975	0012318/2016	Em Andamento	2017/2016		

Hernani confirmou que o contrato referente ao aumento de carga da Vale Fazendão de 15 MW ainda não foi assinado e essa carga não está inclusa nos casos de trabalho da EPE. Armando solicitou a confirmação se a barra a ser considerada seria a barra 1591 referente a Barão de Cocais, ressaltando que, de qualquer forma, mantida a modularização na SE com 2x225 MVA este aumento não tem impacto significativo.

Armando informou que não está se verificando a necessidade sistêmica da transformação 345/230 kV da SE Taquaril ser dotada de uma capacidade instalada acima de 2x225 MVA. Esta situação decorre da alteração significativa no sistema de transmissão para atendimento à área leste do estado de Minas Gerais. Com o aumento expressivo da capacidade da interligação entre as regiões nordeste e sudeste e a implantação das SEs de 500 kV Itabira 5 e Governador Valadares 6, a importância da SE 345/230 kV Taquaril para atendimento a esta região foi bem reduzida, mesmo em cenários com despacho muito baixo nas usinas da bacia do rio Doce. Desta forma, a EPE pretende sugerir que após a modernização do banco T1 e com o banco T6, quando da impossibilidade de permanência em operação dos bancos T2 e T5, eles podem ser escrapados sem necessidade de substituição de pronto, devendo o seu local de instalação ser preservado para futuras necessidades de ampliação. Em virtude do ineditismo da situação, Lucas solicitou que, caso existam registros de medição que indique a necessidade de reavaliação desta decisão, que elas sejam encaminhadas à EPE antes da emissão da Nota Técnica referente a este assunto.

Assim, resumidamente com relação à SE Taquaril as propostas são:

- Substituição dos bancos transformadores 345/138 kV, T3 e T4 de 225 MVA cada por 2 bancos transformadores de mesma capacidade, com capacidade de sobrecarga de 20%, e 1 fase reserva revitalizada de 75 MVA para os 2 bancos;
- Substituição do banco de transformadores T1 de 225 MVA por outro de igual capacidade nominal, com capacidade de sobrecarga de 20%. A indicação da revitalização da fase reserva está condicionada ao envio da Nota Técnica da Cemig GT com relação a impossibilidade de utilização da fase reserva do T6 para este banco T1;
- Escrape dos bancos 345/230 kV T2 e T5 quando da indisponibilidade para operação, devendo o local ser reservado para futuras ampliações, caso não existam medições que obriguem a uma reavaliação desta decisão;
- Será pleiteado com a ANEEL a inclusão do escopo de desmontagem do **C1 e C2** (já indisponíveis para operação por se tratar de ativo totalmente depreciado e sem peças de reposição), na REA 8270/2019 sem necessidade de reavaliação de investimentos e RAP associada.

10.3.3 Ouro Preto 2

- Instalações com a vida regulatória e técnica esgotada para pronta substituição ou escape: Transformador AT 3Φ T2 – 500/345 kV – 400 MVA; Transformador T3Φ T4 – 500/138 kV – 300 MVA; Banco de reatores S3 3x33,3 Mvar – Reator da linha 500 kV Ouro Preto 2 – Bom Despacho3;
- Tempo em operação do T5 – Banco – 500/345 kV – 3x133,33 MVA - O banco pertence à Eletrobrás FURNAS, autorizado por conta da implantação da LT 345 kV Ouro Preto 2 – Vitória. O banco capacitor 345 kV de 200 Mvar instalado na SE Ouro Preto 2 também pertence à Eletrobras Furnas e foi relocado da SE 345 kV Itutinga;
- Já tem previsão para substituição do trafo T1 - (27/08/2023) - ReA 9450/2020
- Não há espaço físico para substituição do T1 e T2 trifásicos por bancos monofásicos com reserva
- O trafo T3 já foi substituição - T 3Φ – 500/138 kV – 300 MVA - Substituído em 03/2022 (ReA 7496/2018)
- Individualização proteção T3 e T4 – Data de conclusão e Autorização - REA 6316/2017 - Previsão: 30/04/2022
- Instalação do T 3Φ – 500/138 kV – 300 MVA – Reserva – Instalado em 2012 – Reserva regional
- 3º trafo 500/138 kV indicado pelo ONS – POTEE 2020 1ª Emissão e PAR/PEL 2021

O Trafo T1 500/345 kV está com a vida técnica e regulatória esgotada, porém há Autorização para substituição, estando prevista para 2023.

Já existe uma reserva regional na SE (reserva fria), desde 2012, para as transformações 500/138 kV de 300 MVA.

Victor informou que o Compensador estático da SE pode ser conectado ao terciário do Trafo T3 ou do Trafo T4. No caso de substituição de algum destes transformadores esta flexibilidade operativa deve ser mantida.

Devido à despadroneização da SE por tratar-se de instalação antiga, a proteção do T1 atua nas barras principais B1 de 500 kV e de 345 kV. Quando da operação da proteção, as barras principais B1 de 500 e de 345 kV são desenergizadas, não afetando nenhuma outra instalação. A proteção do T2 também atua nas barras principais B2 de 500 kV e de 345 kV. Quando da operação da proteção, as barras principais B2 de 500 e 345 kV são desenergizadas e, neste caso, há o desligamento do banco de capacitores 345 kV de 200 Mvar, não afetando nenhuma outra instalação adicional. Não se verificou problemas operativos quando do desligamento simultâneo do T2 e do banco capacitor de 345 kV. A Cemig GT informou que não há espaço físico disponível para a instalação de vãos no lado de 500 kV e de 345 kV para permitir a padronização atual com relação a este quesito.

A EPE informou que, considerando-se os fluxos esperados para o sistema da região, em função da quantidade expressiva de linhas de 500 kV no estado de Minas Gerais, a modularização de 3x400 MVA foi considerada satisfatória para todos os cenários analisados e no horizonte estudado.

A EPE informou também que não estava conseguindo compatibilizar a necessidade do 3º trafo 500/138 kV, mesmo considerando o aumento de carga informado pela Cemig D. Sérgio atualizou a informação referente aos aumentos de carga previstos para esta SE quais sejam: Burnier, Vale Capanema e Nexus (antiga Vale Manganês). Desta forma Armando solicitou que a Cemig D envie para a EPE as seguintes informações: Consumidor- Carga atual-Aumento de carga-Carga final- Situação contratual- Número da barra nos casos da EPE- Informações para os casos de carga média e pesada do PD. A EPE está analisando a questão da proposta de ampliação desta SE com o ONS, e caso se consolidando esta necessidade de ampliação, a mesma poderia ser condicionada a evolução contratual desses aumentos de carga. Daí a importância de encaminhamento pela Cemig D à EPE das informações solicitadas para rápida definição.

José Roberto confirmou que os reatores de 500 kV da linha Ouro Preto 2 – Bom Despacho 3, em final de vida técnica e regulatória, pertencem à Cemig GT, apesar da linha pertencer à Eletrobras Furnas.

Assim, resumidamente com relação à SE Ouro Preto 2 as propostas são:

- Substituir os reatores S3 de 500 kV, 3 x 30 Mvar (525 kV, 3 x 33,3 Mvar) por outros de igual capacidade
- Substituir T2 por trafo idêntico ao T1, ou seja, 500/345 kV de 400 MVA
- Substituir T4 por trafo idêntico ao T3, ou seja, 500/138 kV de 300 MVA, mantendo-se a reserva regional. Deverá ser mantida a flexibilidade operativa para permitir a conexão do compensador estático da SE ao terciário do Trafo T3 ou do Trafo T4.
- A EPE verificará junto ao ONS a necessidade do 3º trafo 500/138 kV tão logo receba as informações solicitadas à Cemig D, conforme já exposto.

10.3.4 Conselheiro Lafaiete

- Instalações com a vida regulatória e técnica esgotada para pronta substituição ou escape: Transformador AT 3Φ T4 – 345/138 kV – 150 MVA; Banco capacitores C1 a C6; Transformador AT 3Φ T2 – 138/69 kV – 15 MVA
- Prevista a individualização da proteção dos trafos T3 e T4 para dezembro/22 (REA 7497/2018)
- Tempo em operação T6 e T3 - AT 3Φ – 345/138 KV – 150 MVA – 11 e 8 anos
- Trafo reserva projetado 345/138 kV – 150 MVA - Previsão Maio/22 - REA 7497/2018 - Unidade a ser transferida da SE Juiz de Fora 1 após obra autorizada de reforço da transformação dessa SE.
- Substituição do banco de capacitores C1 a C6 6x6 Mvar 15 kV por 1x32,8 Mvar 138 kV - Em processo de autorização desde 2018. Consta do POTEE 2018.

Na SE Conselheiro Lafaiete constam 1 trafo T2 138/69 kV de 15 MVA mais 2 trafos T1 e T5 138/13,8 kV de 25 MVA cada. Conforme já exposto, o T2 está com sua vida técnica e regulatória esgotada. Armando informou que nos casos de trabalho da EPE, o pátio de 69 kV e de 13,8 KV estão com suas cargas equivalentadas não permitindo nenhuma análise por parte da EPE. Por tratar-se de instalações classificadas como DITs, a escolha do critério a ser aplicado, N-1 ou não, é uma prerrogativa da Distribuidora. Desta forma a EPE solicitou à Cemig D uma análise conjunta com a Cemig GT no sentido de informar a necessidade de indicação de aumento de capacidade com relação a rede de 69 kV e de 13,8 kV, bem como do critério a ser atendido, em função do planejamento de obras da Distribuidora. Hernani colocou que há uma tendência a eliminação do sistema de 69 kV local. Valter alertou que a proteção dos trafos T2, T1 e T5 é única (vão 1K) sendo muito difícil a individualização, mesmo com a possível retirada de operação do T2. Caso não haja tempo hábil para esta definição por parte da Distribuidora, a Nota Técnica será emitida sem definições com relação a esses transformadores, ficando esta decisão registrada em outra janela de oportunidade.

José Roberto esclareceu que o trafo reserva 345/138 kV a ser transferido da SE Juiz de Fora 1 já tem bastante tempo em operação, mas ainda não está com sua vida técnica esgotada e que, quando da substituição do trafo T3, a ANEEL não reconheceu Receita para esta substituição. Lucas informou que a questão de ressarcimentos cabe unicamente à ANEEL, cabendo à EPE a indicação das necessidades sistêmicas. Armando informou que o novo trafo T4 deverá ser dotado de LTC, operando na posição manual, de modo a que, quando da substituição dos demais trafos por término de vida técnica, eles sejam dotados de LTC, permitindo futuramente um controle mais adequado da tensão nesta SE.

Com relação aos bancos de capacitores (C1 a C6), José Roberto informou que poderão ser substituídos por 1 banco de 32 Mvar no 138 kV, sendo a desativação realizada na medida em que as unidades capacitivas saírem de operação por final de vida útil técnica.

Assim, resumidamente com relação à SE Conselheiro Lafaiete as propostas são:

- Reforçar a necessidade de autorização para a substituição dos bancos de capacitores C1 a C6 6x6 Mvar 15 kV por 1x32,8 Mvar 138 kV. Em processo de autorização desde 2018. Consta do POTEE 2018.
- Substituir T4 por trafo idêntico ao T6 e T3 dotado de LTC.
- Cemig D em conjunto com a Cemig GT definir com relação as transformações 138/69 kV e 138/13,8 kV.

10.3.5 São Gonçalo do Pará

Victor esclareceu que o Trafo T2 não está com sua vida técnica esgotada conforme inicialmente previsto. Este trafo teve realmente problemas, mas foi cancelado o pedido da sua substituição, sendo monitorada a questão da evolução dos gases internos neste equipamento. Quando da indicação pela Cemig GT do encerramento da sua vida técnica, o mesmo deverá ser substituído por outro de igual capacidade, ou seja, 500/138 kV – 300 MVA, com capacidade de sobrecarga de 20%. Lucas sugeriu que esta substituição seja registrada através de uma ficha PELP (obras indicativas no Planejamento Vida regulatória 35 anos – Tempo em operação 24 anos = Data de necessidade teórica 11 anos). No entanto, a EPE solicitará na consulta a ser realizada, a possibilidade de substituição desse trafo por banco monofásico com fase reserva.

Armando questionou com relação a um banco de reatores de 100 Mvar na barra de 500 kV desta SE, constante dos casos de trabalho da EPE, porém não constante no respectivo DUB. José Roberto esclareceu tratar-se da relocação do reator da linha Bom Despacho 3 – Ouro Preto 2 (Eletrobras Furnas), devido ao seccionamento desta linha na SE São Gonçalo do Pará. Este seccionamento consta do POTEE 2021e está previsto no lote 01 do leilão de transmissão 01/2022 ANEEL.

Com relação aos reatores de 50 Mvar instalados nos terciários dos Trafos T2 e T1, Victor esclareceu que esses equipamentos estão com suas respectivas vidas técnicas esgotadas apesar de apenas estarem 24 anos em operação, uma vez que foram fabricados em 1977. Lucas informou então que, em virtude da necessidade de reatores no sistema, será cogitada a instalação de um novo banco de reatores em um vão de 500 kV nesta SE, devendo ser escrapados esses reatores atualmente instalados nos terciários do T2 e T1, quando de sua indisponibilização para operação. Desta forma a EPE quando da consulta oficial sobre espaço físico nesta SE deverá solicitar a verificação de um espaço para este novo equipamento. José Roberto solicitou que, quando dessa consulta oficial, a EPE verifique as consultas recentes em relação a SE São Gonçalo do Pará, devido a diversas linhas que estão para se conectarem nesta SE, para otimização das informações. Foi registrado também que não há reserva para os transformadores nesta SE e a EPE incluirá na consulta a existência de espaço físico para a instalação de uma 4ª unidade 500/138 kV.

Foram solicitadas à Cemig D as seguintes informações com relação ao aumento de carga solicitado pela Usiminas: Consumidor- Carga atual-Aumento de carga-Carga final- Situação contratual- Número da barra nos casos da EPE- Informações para os casos de carga média e pesada do PD. Hernani realizará

consulta ao ONS com relação a esta situação. Após estas informações é que será possível dar uma definição com relação a necessidade de modularização na SE.

10.4 Providências

10.4.1 EPE

- a) Verificar junto ao ONS critérios para o atendimento ao critério N-1 nas SEs de fronteira considerando-se o cálculo do MUST de confiabilidade
- b) Verificar com o ONS a necessidade de ampliação da SE 500/138 kV Ouro Preto 2 com uma terceira unidade
- c) Verificar a conformidade da modularização da SE 500/138 kV São Gonçalo do Pará face ao aumento de carga solicitado pela Usiminas
- d) Enviar à Cemig GT consulta oficial sobre todas as informações referentes a esta Nota Técnica para registro institucional das mesmas

10.4.2 CEMIG GT

- a) Consulta à área de Equipamentos sobre padronização de transformadores 500/345 kV de porte de 480 MVA para a SE Neves 1
- b) Histórico do escape dos bancos capacitores C1 e C2 da SE Taquaril não estarem inclusos na ReA 8270/2019
- c) Justificativa técnica mais bem detalhada sobre a impossibilidade de aproveitamento da fase reserva do T6 não poder ser aproveitada para o T1 na SE Taquaril.
- d) Envio à EPE, se pertinente, de medições que possam indicar a necessidade de reavaliação pela EPE com relação a definição da necessidade da SE 345/230 kV Taquaril ser dotada de apenas 2 bancos de 225 MVA
- e) Possibilidade de substituição do T2 por um banco monofásico com fase reserva, quando necessário, e espaço físico para um 4º trafo ou banco 500/138 kV de 300 MVA na SE São Gonçalo do Pará
- f) Espaço físico para instalação de um novo banco de reatores 500 kV de 180 Mvar na SE São Gonçalo do Pará. Deverão ser consideradas todas as ampliações atualmente previstas para esta SE.

10.4.3 CEMIG D

- a) Definição da situação dos bancos de capacitores de 13,8 kV da SE Neves 1.

O montante de compensação reativa no 13,8 kV na SE Neves 1 atende às necessidades da Cemig D. Logo existe a necessidade da permanência de todos os

bancos na SE. Considerando as informações e conversas junto à Cemig GT, entendemos não ser necessária a substituição dos bancos nesse momento. Caso sejam substituídos, manter os valores atuais.

Durante a reunião foi colocado pela Cemig a importância de poder em situação de ocorrências restabelecer remotamente o maior número possível de consumidores. A Cemig D realiza um forte trabalho nesse sentido e colocou como meta a instalação de chaves motorizadas em todas as subestações onde existam mais de um transformador. Como a SE Neves 1 enquadra-se nessa condição, solicitamos que considere-se a possibilidade da substituição da chave seccionadora 4F0 por uma chave Motorizada. Foi confirmado junto à Cemig GT a viabilidade da realização da substituição.

- b) Envio à EPE de algum levantamento de medições de fator de potência em algumas das SEs de fronteira deste estudo, caso afete algumas das decisões em andamento.

Após análises das medições e considerando que não há grandes obras na transmissão, concluímos que não há prejuízo às decisões em andamento.

- c) Número da barra no caso do PD referente aos 15 MW de aumento de carga da Vale fazendão na SE Taquaril.

O cliente Vale Fazendão ainda não assinou contrato com a distribuidora, embora tenha realizados todas as etapas necessárias. Logo não existe barra para esse cliente no PD. Para efeito de simulações a barra indicada é a barra de Barão de Cocais 4, conforme tabela 1.

- d) Envio à EPE das informações sobre o aumento de carga na SE 138 kV Ouro Preto 2 referente aos clientes: Burnier, Vale Capanema e Nexus. Informar: Carga atual-Aumento de carga-Carga final-Situação contratual-Número da barra do PD (Cargas pesada e média)

- O cliente Vale Capanema ainda não assinou contrato com a distribuidora, embora tenha realizados todas as etapas necessárias. Logo não existe barra para esse cliente no PD. Para efeito de simulações a barra indicada é a barra de Ouro Preto 2.

- Gerdau Burnier, Possui contrato assinado com demanda de 44 MW HP e HFP.

Solicitou aumento de 30 MW demanda para 2025. A Cemig aguarda o aval do ONS

- A Nexus possui contrato assinado com demanda de 0,6 MW HP e 16 HFP. Solicitou aumento imediato de 8 MW HP e 16 MW HFP. A Cemig aguarda o aval do NOS

O resumo da situação e comentários estão na Tabela 1

- e) Definição quanto as transformações 138/69 kV e 138/13,8 kV da SE Conselheiro Lafaiete

138/69 kV

- Existe a previsão da desativação da LD Lafaiete – Itabirito, 69 kV para o ano de 2026. Dessa forma não haverá necessidade de manter esse nível de tensão na SE Lafaiete após essa data.

138/13,8 kV

- Considerando a dificuldade de saída de novos alimentadores da SE, inviabilidade da instalação de compensação reativa e o vetor de crescimento de carga da região, a Cemig D entende não haver necessidade de alteração na transformação 138-13,8 kV da SE Lafaiete. Está prevista a construção de uma nova SE de distribuição na cidade.

- Melhorias e atualizações na SE

Durante a reunião foi colocado pela Cemig a importância de poder em situação de ocorrências restabelecer remotamente o maior número possível de consumidores. A Cemig D realiza um forte trabalho nesse sentido e colocou como meta a instalação de chaves motorizadas em todas as subestações onde existam mais de um transformador. Como a SE Lafaiete enquadra-se nessa condição, solicitamos que considerem a possibilidade da substituição da chave seccionadora 1F0 por uma chave Motorizada. A instalação da chave motorizada na barra de 13,8 kV não é suficiente, nesse caso, para o restabelecimento remoto dos clientes Cemig-D devido a chave de entrada do transformador T1 não ser motorizada. Logo seria necessária a substituição dessa chave também.

A Cemig GT informou ser possível a instalação de disjuntores na entrada dos transformadores T1 e T5. Entendendo ser essa a condição ideal, individualização dos transformadores, solicitamos que além da substituição da chave seccionadora 1F0 por uma chave Motorizada, considerem a possibilidade da instalação de disjuntores na entrada dos transformadores T1 e T5.

Foi confirmado junto à Cemig GT a viabilidade da realização dessas obras.

- f) Envio à EPE das informações sobre o aumento de carga na SE 138 kV São Gonçalo do Pará referente ao cliente: Usiminas. Informar: Carga atual-Aumento de carga-Carga final-Situação contratual-Número da barra do PD (Cargas pesada e média)

O cliente possui contrato assinado com a Cemig D demanda de 32 MW HP e HFP e solicitou aumento de 132 MW HP e HFP, conforme tabela 1.

- g) Informações sobre os montantes de aumentos de carga de alguns consumidores das SEs Ouro Preto 2 e São Gonçalo do Pará, bem como o ano de previsão desses aumentos.

A tabela a seguir apresenta as informações solicitadas.

POLO	Nome do consumidor	Barra no PD	Situação atual				Situação Contratual	Situação futura				Comentário		
			Demanda contratada					Demanda contratada						
			HP MW	HP Mvar	HFP MW	HFP Mvar		HP MW	HP Mvar	HFP MW	HFP Mvar		Data para demanda futura solicitada	Situação Contratual
Ouro Preto	Gerdau Burnier	27155	44	21	44	21	Contrato assinado	70	36,69	70	36,69	jul/25	Solicitação de aumento de demanda. Aguardando análise ONS e assinatura do cliente	A conexão do cliente está prevista para 2023 com a demanda de 44 MW. O Cliente solicitou aumento de demanda de 44 MW Para 70 MW a partir de 2025 conforme tabela
	CSN Congonhas	27157	54,1	21,6	54,1	21,6	Contrato assinado	187,5	52,87	187,5	52,87	jan/25	Contrato assinado	
	Ferro Mais	1670	6	2,4	6	2,4	Contrato assinado	6	2,4	6	2,4	Não há alteração	Contrato assinado	
	Vale - Mina Fábrica	1670	12	4,8	12	4,8	Contrato assinado	12	4,8	12	4,8	Não há alteração	Contrato assinado	
	Ferrous Mina Viga	1670	0	0	0	0	Contrato assinado	54	21,6	54	21,6	jul/23	Contrato assinado	Obras em andamento, conexão em 2023
	Nexus	1666	0,6	0,11	16	2,95	Contrato assinado	8,6	1,59	40	7,38	mai/22	Solicitação de aumento de demanda. Aguardando análise ONS e assinatura do cliente	Esse cliente espera apenas a resposta ONS, solicitação de aumento de demanda imediato.
Taquaril	Vale - Capanema	Ver comentário	0	0	0	0	Não conectado	23	5,87	23	5,87	dez/23	Solicitação de acesso com estudo de viabilidade finalizado. Aguardando assinatura do cliente	O cliente ainda não possui barra no PD. Não está conectado à Cemig e não possui contrato assinado com a distribuidora. Para fins de análise, indicamos que a demanda solicitada pelo cliente seja inserida na barra 138 kV da SE Ouro Preto 2 - (1680)
	Vale - Fazendão	Ver comentário	0	0	0	0	Não conectado	15	3,83	15	3,83	dez/23	Solicitação de acesso com estudo de viabilidade finalizado. Aguardando assinatura do cliente	O cliente ainda não possui barra no PD. Não está conectado à Cemig e não possui contrato assinado com a distribuidora. Para fins de análise, indicamos que a demanda solicitada pelo cliente seja somada à demanda da barra 138 kV da SE Barão de Cocais 4 - (1591)
São Gonçalo do Pará	Usiminas Itatiaiuçu	Ver comentário	32,2	8,3	32,2	8,3	Contrato assinado	158	67	158	67	jan/28	Solicitação de aumento de demanda com estudo de viabilidade finalizado. Aguardando análise ONS e assinatura do cliente	O cliente ainda não possui barra no PD. Embora conectado à Cemig o cliente não possui barra individualizada. Hoje ele está representado na barra de 138 kV da SE Itaúna 1 (1776). Para fins de análise, segue anexa a macro de inserção do cliente considerando a obras necessárias e uma barra provisória para o cliente. A demanda atual do cliente deve ser subtraída da barra (1776)

10.5 Registro Pós Reunião

- Toda indicação de substituição de equipamentos por final de vida técnica a ser indicada deverá estar registrada no SGPMR e seguir a metodologia da ANEEL sobre este assunto
- Conforme exposto a EPE enviará consulta oficial sobre todas as informações prestadas sendo a resposta oficial da Cemig GT anexada a respectiva Nota Técnica