



Empresa de Pesquisa Energética

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

NOTA TÉCNICA

*Aumento da Capacidade de Escoamento de Geração Solar da
Região de Jaíba e Janaúba, no Estado de Minas Gerais*

Fevereiro de 2020

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)



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Albuquerque

Secretária-Executiva do MME

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Reive Barros dos Santos

Secretário de Energia Elétrica (interino)

Domingos Romeu Andreatta

Secretária de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Renata Beckert Isfer

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Alexandre Vidigal de Oliveira

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

Aumento da Capacidade de Escoamento de Geração Solar da Região de Jaíba e Janaúba, no Estado de Minas Gerais



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

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Coordenação Geral

Erik Eduardo Rego

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane

Equipe Técnica

Maxwell Cury Júnior (coordenação)
Rafael Theodoro Alves e Mello

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

Sede

SCN, Qd. 01, Bl. C, nº 85, Sl. 1712/1714
70711-902 - Brasília - DF

Escritório Central

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

Nº EPE-DEE-NT-008/2020-rev0

Data: 05/02/2020

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



Contrato

Data de assinatura

Projeto

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Área de estudo

Estudos do Sistema de Transmissão

Sub-área de estudo

Análise Técnico-econômica

Produto (Nota Técnica ou Relatório)

EPE-DEE-NT-008/2020-rev0

Aumento da Capacidade de Escoamento de Geração Solar da Região de Jaíba e Janaúba, no Estado de Minas Gerais

Revisões

Data

Descrição sucinta

rev0

05/02/2020

Emissão Original

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

SUMÁRIO

SUMÁRIO	7
ÍNDICE DE FIGURAS	8
ÍNDICE DE TABELAS	9
LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS	7
1 INTRODUÇÃO	8
2 OBJETIVO	11
3 CONCLUSÕES	12
4 RECOMENDAÇÕES	13
5 CRITÉRIOS E PREMISSAS	14
5.1 Parâmetros Econômicos	14
5.2 Topologia e Mercado	14
5.3 Limites de Carregamento	15
5.4 Cenários Analisados.....	15
6 DESCRIÇÃO DO SISTEMA	17
6.1 Sistema Elétrico de Interesse.....	17
6.2 Principais Obras	18
6.3 Desempenho Elétrico da Rede	19
6.3.1 Análise N-1	19
6.3.2 Análise N.....	20
7 REFORÇO RECOMENDADO E DESEMPENHO	23
7.1 3º Banco de Autotransformadores 500/230 kV SE Janaúba 3	23
7.2 Aumento da capacidade de conexão para novos projetos.....	24
7.3 Conexão de potencial na rede 138 kV: diminuição das margens disponíveis.....	26
8 CUSTOS DAS OBRAS	30
9 AVALIAÇÃO SOCIOAMBIENTAL	30
10 REFERÊNCIAS	31
11 FICHAS PET/PELP	32
12 ANEXOS	33
12.1 Planta da SE Janaúba 3 com destaque para área de implantação do reforço.....	33

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-2 – Sistema de transmissão recomendado no Estudo [2].....	9
Figura 5-1 – Curva típica de carga SE/CO – fim de semana vs dia de semana	16
Figura 6-1 – Sistema elétrico de interesse com destaque para transformações que são fatores limitantes na região para conexão de potencial solar fotovoltaico.....	17
Figura 6-2 – limites para conexão de potencial individual por barramento, por cenário e por ano de análise, considerando critério N-1	19
Figura 6-3 – Fator limitante para critério N-1	20
Figura 6-4 - limites para conexão de potencial individual por barramento, por cenário e por ano de análise, considerando critério N	21
Figura 6-5 – Fator limitante para critério N	22
Figura 7-1 – Distribuição do Potencial entre municípios da região de influência das SEs Jaíba e Janaúba 3 (fonte: [3])	23
Figura 7-2 – 3º ATR 500/230 kV Janaúba 3 (300/360 MVA)	24
Figura 7-3 - limites para conexão de potencial individual por barramento, por cenário e por ano de análise, considerando critério N e 3º ATR Janaúba 3.	25
Figura 7-4 – Fatores limitantes em destaque para critério N, considerando Cenário 1, ano 2023 e 3ºATR Janaúba 3.....	26
Figura 7-5 – Comparação entre as capacidades de escoamento entre os barramentos 230 kV e 138 kV das subestações de Jaíba e Janaúba 3.....	27
Figura 7-6 – Identificação da restrição para uma maior capacidade de escoamento do barramento 138 kV Janaúba 3.....	27
Figura 7-7 - Identificação da restrição para uma maior capacidade de escoamento do barramento 138 kV Jaíba.....	28

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1-1 – Histórico de leilões do ACR com participação de solar fotovoltaica	8
Tabela 4-1 – Reforço recomendado.....	13
Tabela 8-1 – Detalhamento dos custos da solução recomendada	30

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ATR	Autotransformador
AEGE	Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BD4	Barra dupla 4 chaves
C1	Primeiro Circuito
C2	Segundo Circuito
CD	Circuito Duplo
Cemig-D	Companhia Energética de Minas Gerais - Distribuição
CPST	Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão
CS	Circuito Simples
DJM	Disjuntor-e-meio
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
LD	Linha de Distribuição
LT	Linha de Transmissão
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatt
NT	Nota Técnica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDE	Plano Decenal de Energia
SE	Subestação
SIGEL	Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico
STE	Superintendência de Transmissão de Energia Elétrica da EPE
UFV	Usina Fotovoltaica

1 INTRODUÇÃO

Nos últimos cinco anos verificou-se um aumento expressivo da participação da fonte solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, impulsionado inicialmente pelos leilões de energia realizados no âmbito do ambiente de contratação regulado (ACR) e, mais recentemente, com projetos se viabilizando também no ambiente de contratação livre (ACL).

No que diz respeito ao ACR, a Tabela 1-1 mostra um histórico dos resultados de leilões de energia realizados a partir de 2013, destacando-se o número de projetos cadastrados, potência ofertada e potência efetivamente contratada.

Tabela 1-1 – Histórico de leilões do ACR com participação de solar fotovoltaica

Leilão	Nº Projetos Cadastrados	Oferta ⁽³⁾ (MW)	Nº Projetos Contratados	Capacidade Contratada (MW)	Data Início Suprimento
A-3/2013	109	1947	0	0	--
2º A-5/2013	148	2611	0	0	--
A-5/2014	225	6095	0	0	--
LER/2014	400	10790	31	889,7	01/10/2017
1º LER/2015 ⁽¹⁾	382	12528	30	833,8	01/08/2017
2º LER/2015	649	13463	33	929,3	01/11/2018
1º LER/2016 ⁽²⁾	295	9210	0	0	--
2º LER/2016 ⁽²⁾	419	13388	0	0	--
A-4/2017	574	18352	20	790,6	01/01/2021
A-4/2018	620	20021	29	807,0	01/01/2022
A-4/2019	751	26253	6	203,7	01/01/2023
A-6/2019	825	29780	11	530,0	01/01/2025

⁽¹⁾ Leilão Exclusivo para contratação de solar fotovoltaica

⁽²⁾ Houve cadastramento, porém leilão foi cancelado

⁽³⁾ Somente oferta fotovoltaica

Observa-se uma acentuada evolução da quantidade de projetos ofertados a cada leilão, confirmando a atratividade da fonte. Uma contratação maior só não foi observada por conta do baixo crescimento da demanda em anos recentes.

Além do sucesso nos leilões do ACR, a fonte solar centralizada também vem logrando êxito no ACL, porém com maior dificuldade de rastreabilidade por parte da EPE e maior incerteza na sua implantação, quando comparado aos contratos do ACR.

Especificamente na região Norte de Minas Gerais, mesmo com a indicação, por parte da EPE, de reforços de transmissão para a região em anos recentes [1] e [2], a grande oferta de projetos na região, com sucessivas solicitações de informação e parecer de acesso no ONS, levantou um alerta

sobre um possível esgotamento da rede regional em futuro próximo. Os reforços recomendados para a região, como a SE 230/138 kV Jaíba, LTs Jaíba – Janaúba 3 C1 e C2 e LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias (ver Figura 1-1) foram os motores para o aumento do número de projetos interessados em se conectar nessa região. A disponibilidade de uma rede mais robusta e com mais margem para conexão de projetos aumentou a atratividade dos projetos locais, num volume sensivelmente maior que o vislumbrado no estudo [2].

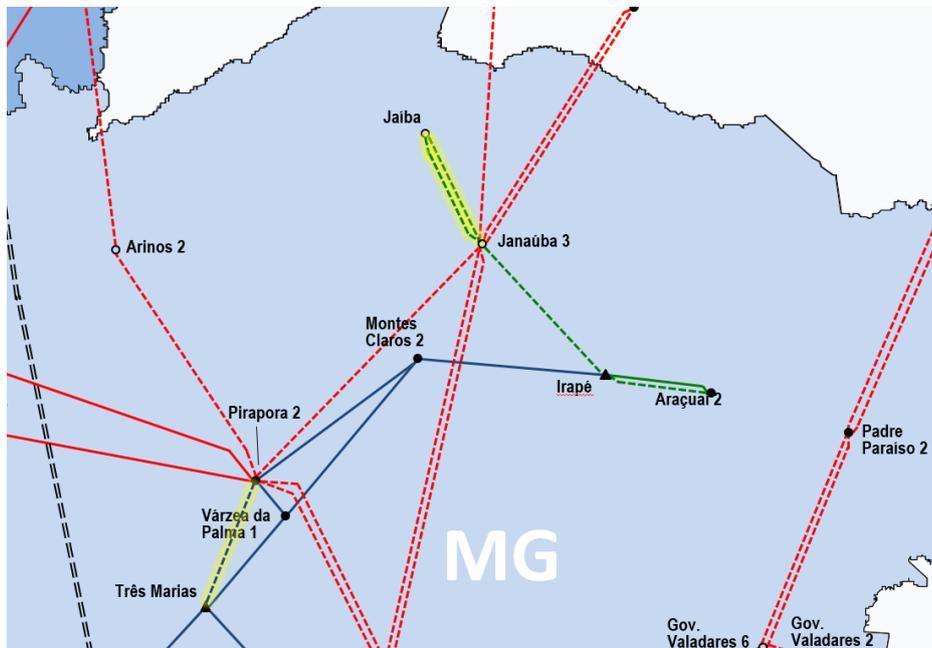


Figura 1-1 – Sistema de transmissão recomendado no Estudo [2]

Nesse contexto, a EPE iniciou em outubro de 2019 um estudo para possibilitar o escoamento dessa geração solar centralizada e distribuída adicional da região Norte e Noroeste de Minas Gerais, considerando um potencial mais expressivo do que o que havia sido vislumbrado no estudo [2]. Esse novo potencial foi definido com base em dados atualizados da ANEEL (SIGEL) [3], do AEGE da EPE [4], do Plano Decenal de Energia (PDE) 2029 [5] e do ONS, por meio dos requerimentos de informação de acesso.

Análises preliminares realizadas no âmbito desse estudo indicaram que, em virtude dos altos montantes de geração fotovoltaica em potencial, reforços estruturais de transmissão de grande monta serão necessários. Esse tipo de reforço, em face de sua grande complexidade, passa por uma série de etapas antes de entrar em operação, como a fase de planejamento, a elaboração de estudos pré-leilão, o leilão de transmissão propriamente dito e o prazo para licitação e construção, que usualmente é de 60 meses. Somando todas essas etapas, vislumbra-se que esses reforços entrariam em operação apenas no ano de 2026.

Muitos dos projetos em potencial presentes na região, segundo dados de informação de acesso do ONS, têm previsão de entrada em operação antes dessa data, a maioria para o ano de 2023. Diante da possibilidade de novos projetos num horizonte de médio prazo, a EPE vislumbrou que é possível indicar, de imediato, reforços de menor monta cuja implementação é mais célere, usualmente

outorgados via processo autorizativo, e que não demandam licenciamento ambiental por ser instalado dentro da área de subestação. Esses reforços estão em consonância com o estudo de reforço estrutural em andamento, e a sua recomendação imediata permitiria a abertura de margem de escoamento em algumas barras da rede já no ano de 2023, contribuindo para uma maior oferta de projetos de fonte solar fotovoltaica tanto no ACR quanto no ACL em horizonte mais curto.

2 OBJETIVO

O objetivo desta nota técnica é o de identificar e recomendar reforços de transmissão de menor porte na região Norte de Minas Gerais, que possibilitem aumento da capacidade de escoamento em barras da rede de transmissão regional já no ano de 2023. Serão identificados os cenários de carga e geração mais críticos e haverá uma sinalização do montante de escoamento proporcionado em alguns pontos da rede, em consonância com os critérios de acesso atualmente utilizados pelo ONS.

Adicionalmente, a nota cumpre o objetivo de informar e direcionar o mercado sobre os limites de transmissão da rede existente na região e sobre os pontos da rede mais indicados para a conexão de novos projetos. Essa medida tem a intenção de permitir que os diversos empreendedores identifiquem oportunidades de sinergias em seus projetos, viabilizando, através do uso racional da rede, a conexão de maior quantitativo de projetos na região, em termos de potência instalada.

3 CONCLUSÕES

Esta NT recomenda a implantação do 3º banco de transformadores 500/230 kV da SE Janaúba 3, cujo processo de outorga deverá iniciar-se de imediato, de forma a possibilitar a sua entrada em operação com a maior brevidade possível. A previsão de entrada em operação é o início do ano de 2023 e o custo previsto é de aproximadamente R\$ 42,8 milhões.

Essa recomendação está inserida no âmbito do estudo de escoamento do potencial solar da região Norte de Minas Gerais – em fase de elaboração na EPE – e que recomendará reforços estruturais de transmissão para a região. Verificou-se que a indicação imediata desta 3ª unidade transformadora, antes da finalização do estudo descrito acima, traz ganhos para o sistema regional num prazo mais curto, já que possui implantação célere por não necessitar de licenciamento ambiental. Adicionalmente, o reforço harmoniza-se com as soluções estruturais que estão sendo estudadas, de forma que não há arrependimento em antecipar esse reforço.

Para mensurar os ganhos que a implantação deste reforço traz para o aumento da capacidade de escoamento regional, utilizou-se critério semelhante ao das análises realizadas pelo ONS nos estudos de acesso, em que se permitem restrições operativas para os projetos até a entrada em operação de uma solução estrutural. Como a solução estrutural está em fase de planejamento pela EPE, essa abordagem foi apropriada para mensurar os ganhos do reforço.

Considerando esse critério, as análises presentes no item 7.2 desta nota mostram que esse reforço permite aumentar em aproximadamente 300 MW a capacidade de escoamento adicional global da região de Jaíba e Janaúba, que passa de 740 MW para 1050 MW. Isso permite um fôlego extra para projetos que pretendem se conectar nessa região, especialmente as plantas solares fotovoltaicas, que tem grande potencial nesta localidade.

É importante assinalar que os valores de capacidade extra de escoamento encontrados nas análises são válidos apenas para conexão nos barramentos 230 kV da SE Jaíba e Janaúba 3. As análises presentes no item 7.3 desta nota mostram que os valores de escoamento, mesmo considerando o reforço na transformação 500/230 kV de Janaúba 3, são substancialmente reduzidos caso os projetos venham a se conectar na rede local em 138 kV, por conta de restrições de capacidade dessa rede e das transformações de fronteira (ver Figura 7-5). Neste sentido, a nota também cumpre com o objetivo de informar o mercado sobre essas restrições, visando direcionar a conexão dos projetos para os barramentos que trazem maior benefício sistêmico regional.

4 RECOMENDAÇÕES

Com base nas análises efetuadas, recomenda-se:

- Que seja implantado o plano de obras que consta na Tabela 4-1, referente ao 3º banco de transformadores 500/230 kV da SE Janaúba 3. A partir de 2023, este reforço possibilitará o seguinte incremento na capacidade de escoamento de barras da região, até que o reforço estrutural em estudos pela EPE entre em operação (ver item 7.2):
 - ✓ de 740 MW para 1070 MW no barramento 230 kV de Janaúba 3, **ou**
 - ✓ de 760 MW para 1050 MW no barramento 230 kV de Jaíba, **ou**
 - ✓ de 740 MW para 1050 MW nos dois pontos somados.

Tabela 4-1 – Reforço recomendado

Nome	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais		Ano
			Qtde	Descrição	
Janaúba 3	500	DJM	1	Módulo de Conexão de Transformador	2023
			1	Módulo de Interligação de Barras	
	500/230	-	3	Unidades de Transformação Monofásicas 500/√3 - 230/√3 – 13,8 kV de 100 MVA cada (3º banco de 300 MVA)	2023
			230	BD4	1

- Que o 3º banco de autotransformadores da SE Janaúba 3 possua as mesmas características elétricas e construtivas das duas unidades que estão em implantação, de forma que seja possível a adequada operação das três unidades em paralelo.
- Que os empreendedores de geração presentes nesta área envidem esforços na identificação de sinergias entre projetos que estejam em localidades próximas ou que sejam implantados em múltiplas etapas, no sentido de viabilizar economicamente a conexão dos projetos nos barramentos de Rede Básica da região, e não na rede 138 kV (ver item 7.3). Esta medida permite que maior potência instalada de projetos possa se conectar, com menos perdas elétricas e menos necessidade de reforços.

5 CRITÉRIOS E PREMISSAS

Por se tratar de uma nota simplificada – e não de um estudo de expansão propriamente dito, com alternativas de expansão – os critérios utilizados nas análises serão ligeiramente diferentes dos usualmente utilizados em estudos de planejamento. Foram analisados apenas os anos de 2023 – que é o prazo mínimo para entrada de um possível reforço via autorização – e o ano de 2025, que precede o ano previsto de entrada dos reforços estruturais que serão recomendados em estudo específico em andamento. O objetivo é permitir a conexão de projetos, mesmo que inicialmente com algumas limitações de capacidade. Essa possibilidade é mencionada na resolução normativa nº 666/2015 [6] da ANEEL, em seu Art. 2:

§11. Os MUST solicitados por usuários de que trata o caput poderão estar sujeitos a restrições do sistema de transmissão em regime normal de operação por até 3 (três) anos subsequentes à contratação, sendo que as limitações deverão estar indicadas no respectivo Parecer de Acesso e as soluções incluídas no Plano de Ampliação e Reforços – PAR.

Embora essa menção referencie usuários de consumo e distribuidoras, esse entendimento tem sido adotado também para agentes de geração nos estudos de acesso realizados pelo ONS, de acordo com o disposto no decreto nº 2655/1998 [7], que garante tratamento não discriminatório a todos os usuários da rede (Art. 7º, inciso I).

Para elaboração da documentação necessária para se recomendar uma nova instalação de transmissão integrante da Rede Básica foram consideradas, ainda, as diretrizes constantes no documento “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica” [8], da EPE.

Os critérios e procedimentos adotados neste estudo também estão de acordo com o documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão - CCPE/CTET” [9].

5.1 Parâmetros Econômicos

Os custos dos equipamentos dos reforços analisados foram atualizados com base no documento Custos Modulares da ANEEL – Maio de 2019 (EPE-DEE-IT-054/2019) [10].

5.2 Topologia e Mercado

As simulações de fluxo de potência foram atualizadas tomando como base os casos de fluxo de potência do Plano Decenal de Energia (PDE) 2029, disponibilizado em 05/12/2020 [11]. As projeções de demanda até o ano de 2031 foram informadas pela distribuidora local em função da solicitação de dados usualmente feita para elaboração do Plano Decenal.

5.3 Limites de Carregamento

Os limites de carregamento das linhas e transformadores existentes, para as condições de operação normal e de emergência de curta duração, são os valores informados nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST).

Para as linhas de transmissão futuras deverão ser utilizados valores definidos no processo de licitação/autorização e informados pelos agentes ou por valores típicos definidos pela EPE. Os transformadores novos consideraram limite de emergência de 120% por 4 horas.

Para outros elementos, foram adotados os limites operativos indicados nos seguintes documentos:

- Procedimentos de Rede – “Submódulo 2.3 Requisitos mínimos para transformadores e para subestações e seus equipamentos”;
- Procedimentos de Rede – “Submódulo 23.3 Diretrizes e Critérios Para Estudos Elétricos”.

5.4 Cenários Analisados

Por se tratar de escoamento de potencial solar, foram utilizados, para essa análise específica, apenas cenários que envolvem o período diurno, de forma a representar as horas do dia em que há maior injeção de potência na rede. Foram utilizados, além dos casos usuais de carga média, um caso de carga leve que representa o período diurno referente a finais de semana e feriados. Dados históricos indicam que os patamares de carga do período diurno de fim de semana e feriados é compatível com o período de carga leve (madrugada) dos dias de semana. A Figura 5-1 ilustra essa constatação, para o submercado Sudeste/Centro-Oeste. As áreas em amarelo indicam os horários em que se verificam os maiores níveis de geração solar e a área em azul claro refere-se ao período de carga leve de dia de semana (segunda-feira). Verifica-se que é compatível utilizar os dados de carga leve de dia de semana para simular o comportamento da rede durante o período diurno do fim de semana.

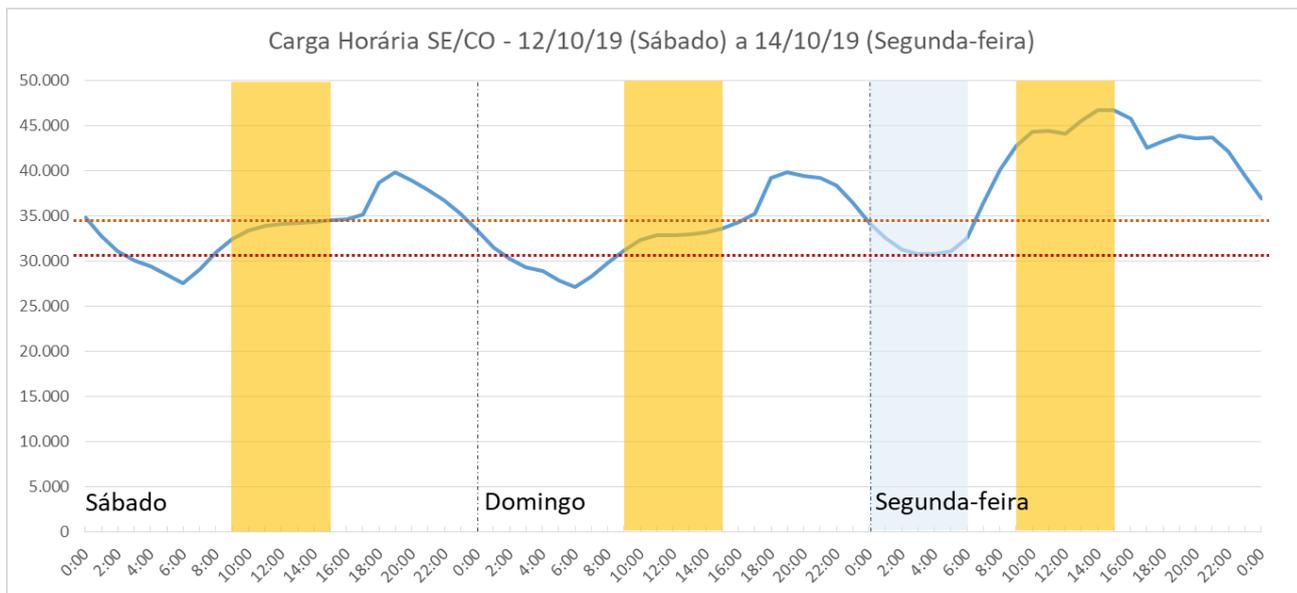


Figura 5-1 – Curva típica de carga SE/CO – fim de semana vs dia de semana

Desta forma, um total de três cenários foram analisados:

- 1) Cenário Norte Úmido – Carga Média: neste cenário verificam-se os maiores níveis de intercâmbio entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste, com geração eólica máxima para período úmido;
- 2) Cenário Nordeste Seco – Carga Média: neste cenário verificam-se altos carregamentos na interligação 500 kV Nordeste-Sudeste, com geração eólica máxima para período seco;
- 3) Cenário Nordeste Seco – Período Diurno Fim de Semana (Carga Leve): maior exportação líquida da região Norte de Minas Gerais, em razão da carga baixa e alta geração solar.

6 DESCRIÇÃO DO SISTEMA

6.1 Sistema Elétrico de Interesse

No âmbito do estudo estruturante em elaboração pela EPE, a área de interesse do estudo engloba toda a Rede Básica das regiões Norte, Noroeste e Central do estado de Minas Gerais, além da rede de distribuição da Cemig-D com tensão de 138 kV.

Essa nota específica, porém, tem como alvo transformações de fronteira e de Rede Básica que tenham se apresentado como fatores limitantes nas análises preliminares desse estudo mais global. Dentro desse contexto, duas transformações foram identificadas como fatores limitantes para o escoamento de novos projetos solares para a região: (i) a transformação 500/230 kV da SE Janaúba 3; e (ii) a transformação 500/345 kV da SE Presidente Juscelino. A Figura 6-1 mostra a rede da região de forma georreferenciada.

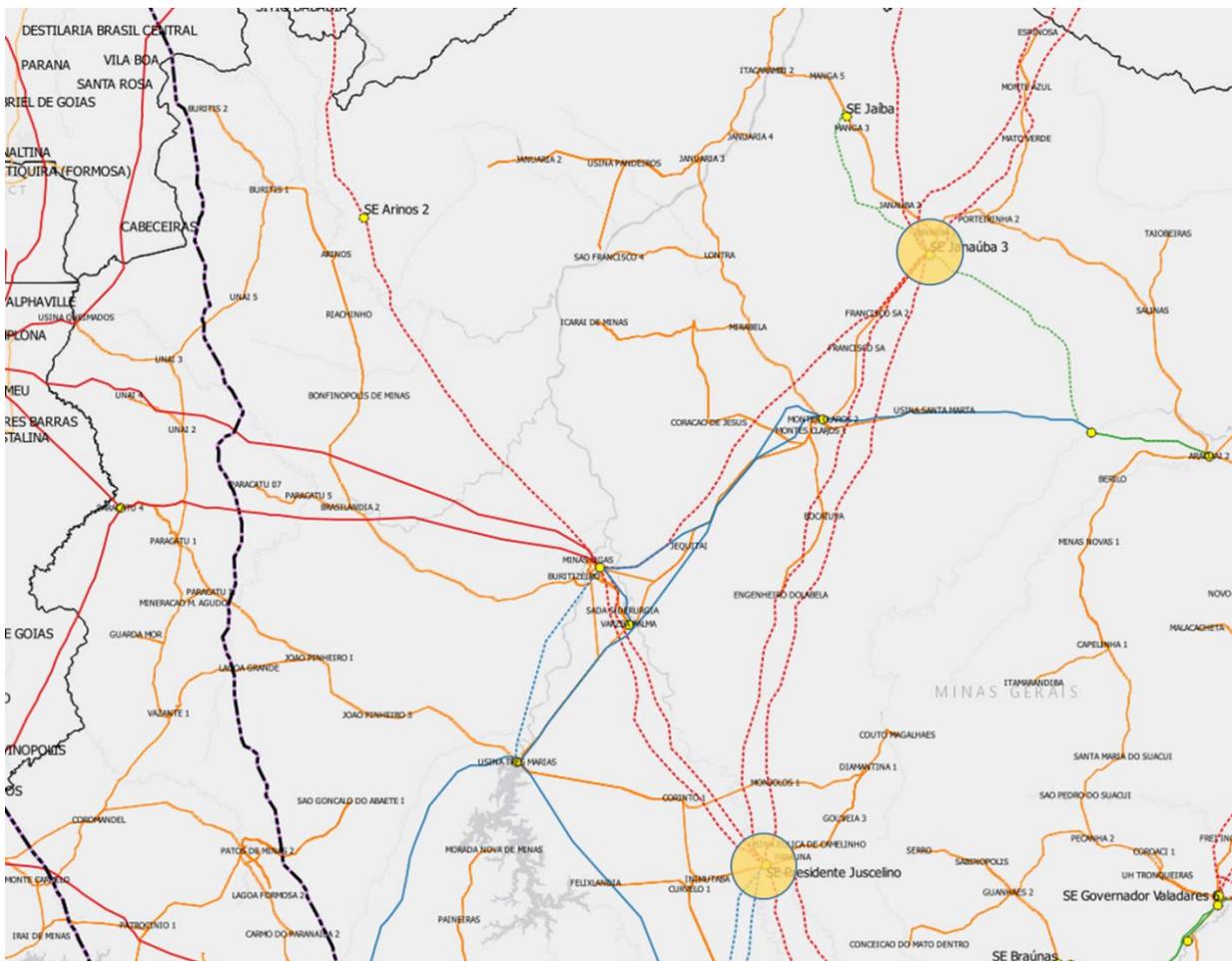


Figura 6-1 – Sistema elétrico de interesse com destaque para transformações que são fatores limitantes na região para conexão de potencial solar fotovoltaico

Enquanto no primeiro caso se observa um impacto mais regional – sobrecargas em contingência e até em regime normal impedem a conexão de novo projetos – no segundo caso a sobrecarga está mais relacionada ao nível de intercâmbio praticado entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste. Isso implica

que, para o caso da transformação 500/345 kV de Presidente Juscelino, outros reforços estruturais em estudo na EPE poderão ser mais adequados que a simples duplicação da transformação 500/345 kV desta SE. Desta forma, será alvo desta nota apenas a transformação 500/230 kV de Janaúba 3, cujo possível reforço não traz arrependimento, mesmo com as obras estruturantes em análise.

Essa transformação é o principal fator limitante para a conexão de empreendimentos solares nos barramentos 230 kV de Janaúba 3 e Jaíba, assim como na rede local 138 kV local da Cemig-D. Para fazer esta análise, as seguintes considerações foram tomadas:

- Foram considerados todos os projetos solares da região vencedores de leilões de energia do ACR:
 - ✓ UFV Francisco Sá 1, 2 e 3 – vencedoras Leilão A-4/2018
 - ✓ UFV Jaíba 3, 4 e 9 – vencedoras Leilão A-4/2018
 - ✓ UFV Jaíba SE1 – vencedora Leilão A-4/2019
- Foram considerados todos os projetos do ACL que, além de terem outorga da ANEEL, possuem contrato de conexão assinado ou parecer de acesso válido emitido pelo ONS ou pela distribuidora. Nenhum projeto dessa região específica se enquadrava nessas condições quando do fechamento desta nota.

6.2 Principais Obras

Os principais reforços que são relevantes para a área sob análise desta NT foram as recomendadas nos seguintes estudos mais recentes realizados pela EPE, que se referem aos ativos para o aumento da interligação Nordeste-Sudeste e para possibilitar a conexão de projetos solares na região:

- EPE-DEE-RE-148/2014 - Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste [1]
- EPE-DEE-RE-031/2017 - Estudo Prospectivo para Escoamento do Potencial Solar das Regiões Norte e Noroeste de Minas Gerais [2]

No caso deste último, a LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias, que está no rol de soluções, tem previsão de entrada em operação no início de 2024.

O estudo EPE-DEE-RE-053/2019 [12] que recentemente recomendou um novo eixo de interligação entre Nordeste e Sudeste passando pela Bahia e Espírito Santo, não será considerado na presente análise, visto que o início da entrada em operação será o ano de 2026, fora do horizonte desta análise específica.

6.3 Desempenho Elétrico da Rede

Tendo como foco a transformação 500/230 kV da SE Janaúba 3, foi feito um diagnóstico considerando os barramentos de 230 kV das SEs Jaíba e de Janaúba 3 como candidatos para receber novos projetos. Mesmo tendo ciência de que outros pontos da região têm sido escolhidos por empreendedores – como por exemplo barramento da rede 138 kV da distribuidora e de fronteira – a EPE não irá considerá-los para esse cálculo, por entender que a conexão de projetos no nível de tensão de 230 kV possibilita o uso mais racional da rede na região, conforme será visto no item 7.3.

Foram feitas duas análises neste diagnóstico. Na primeira, verificou-se quanto de potencial de geração pode ser conectado em cada um dos barramentos 230 kV mencionados, considerando os critérios de confiabilidade usuais (N-1). Na segunda, foram feitas simulações alinhadas com os critérios utilizados pelo ONS nos pareceres de acesso, em que se permite a conexão dos projetos com restrições operativas temporárias, utilizando critério de confiabilidade N, ou seja, não se deve violar o carregamento em regime normal de operação.

6.3.1 Análise N-1

Considerando os projetos vencedores do ACR mencionados, e utilizando os critérios usuais de planejamento da transmissão (N-1), os limites de injeção de potencial nos barramentos 230 kV mencionados são mostrados na Figura 6-2. A análise foi feita com injeção em um barramento de cada vez, de forma que o escoamento total não consiste na soma dos valores dos barramentos.

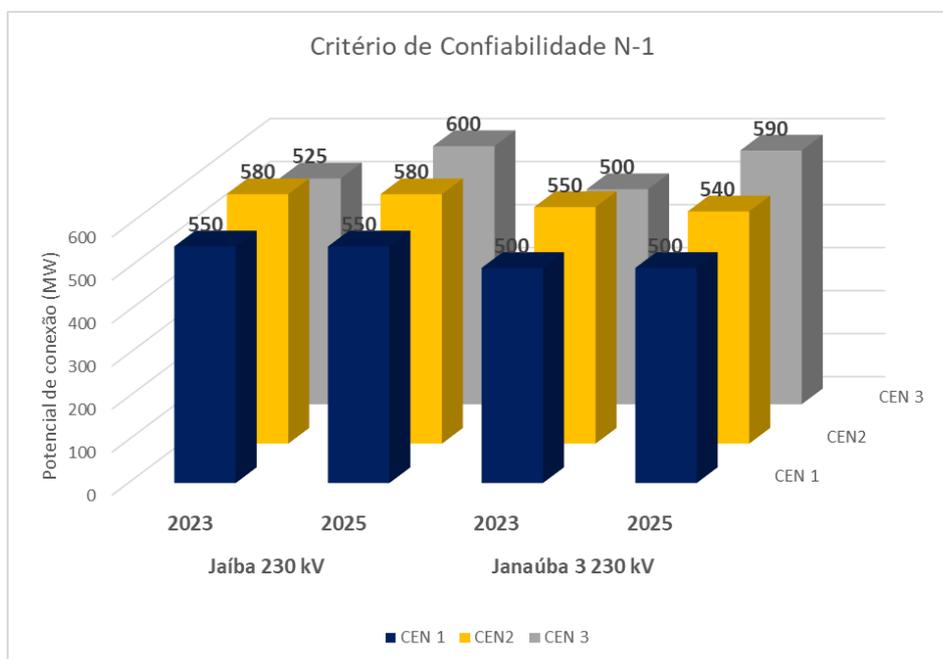


Figura 6-2 – limites para conexão de potencial individual por barramento, por cenário e por ano de análise, considerando critério N-1

Tendo como referência o ano e cenário mais restritivo dentre os calculados, verifica-se que o potencial de escoamento nesse critério é o seguinte:

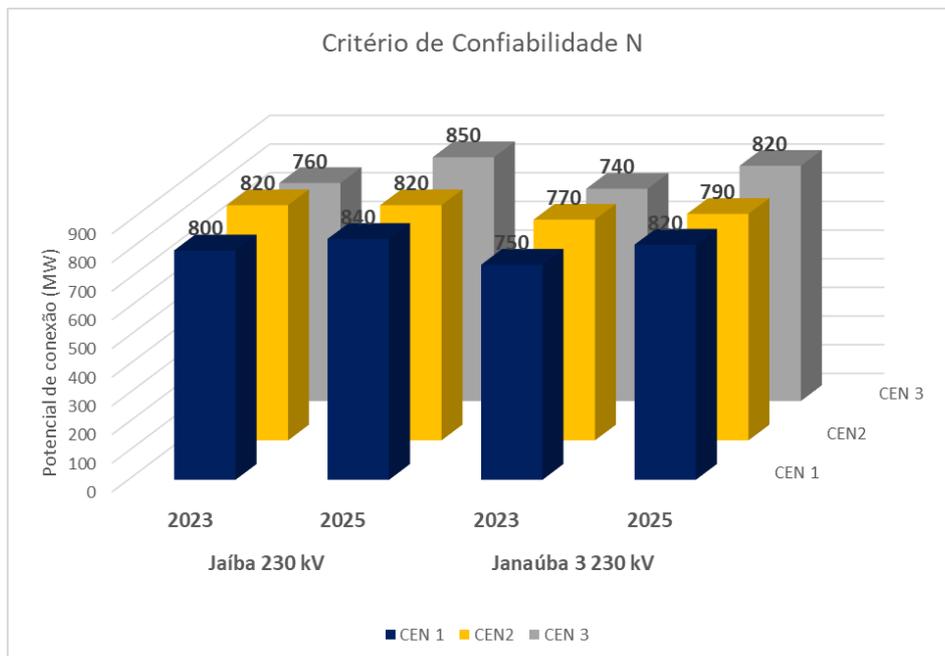


Figura 6-4 - limites para conexão de potencial individual por barramento, por cenário e por ano de análise, considerando critério N

Tendo como referência o ano e cenário mais restritivo dentre os calculados, verifica-se que o potencial de escoamento nesse critério é o seguinte:

- 740 MW no barramento 230 kV da SE Janaúba 3 ou;
- 760 MW no barramento 230 kV da SE Jaíba ou;
- Uma combinação de injeção nos dois pontos, contanto que a sua soma não ultrapasse 740 MW.

A Figura 6-5 ilustra o caso em que todo o potencial se conecta na SE Jaíba 230 kV. Nesse caso percebe-se que um potencial maior não pode ser conectado por conta de violação do limite de carregamento, em regime, da transformação 500/230 kV da SE Janaúba 3. Os cenários de carga média, nordeste seco e carga leve diurna de fim de semana foram identificados como os mais restritivos.

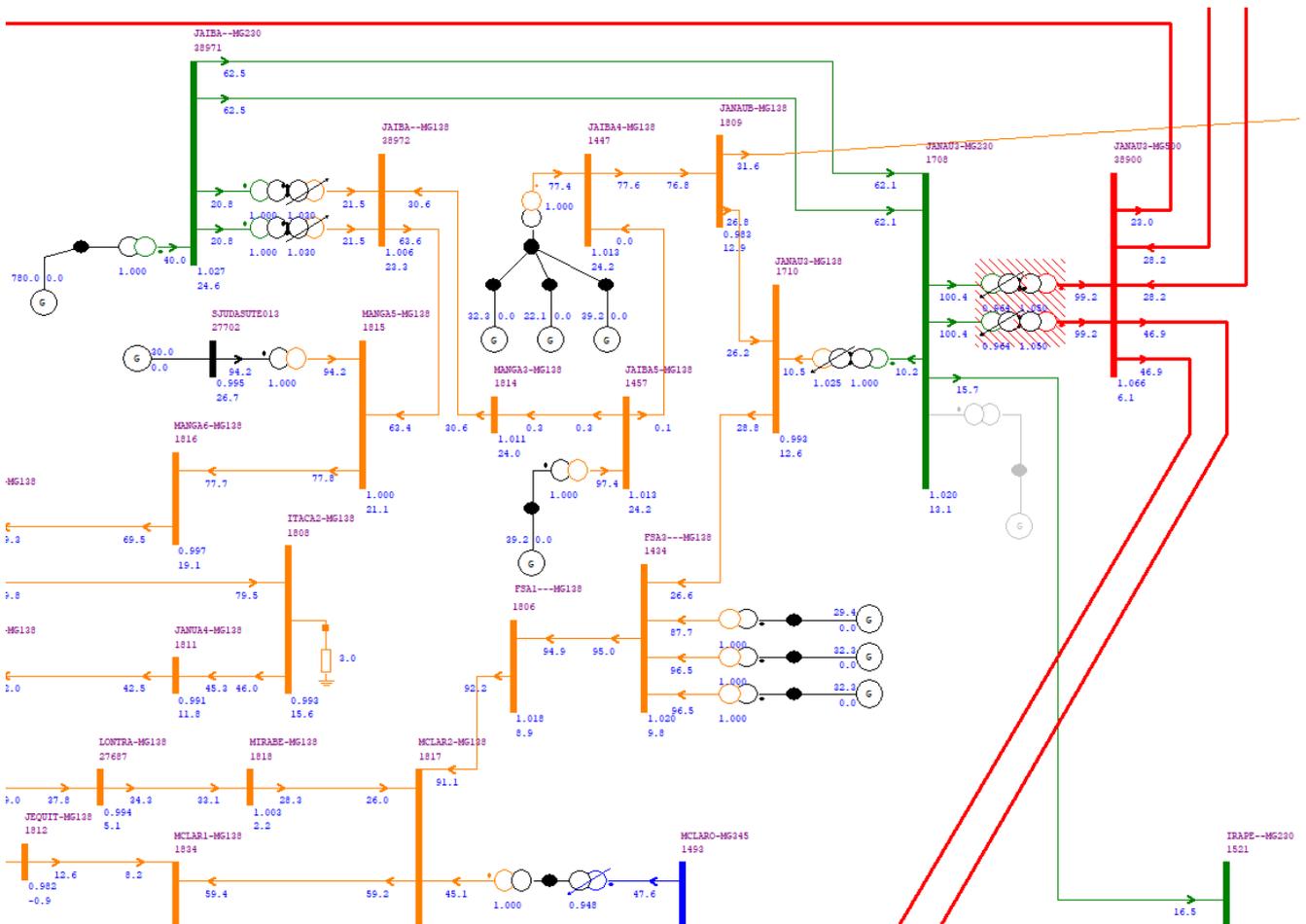


Figura 6-5 – Fator limitante para critério N

Caso fosse considerado N-1 nesse nível de inserção de potencial, além da transformação 500/230 kV da SE Janaúba 3, seria verificada sobrecarga na LD 138 kV Jaíba 4 – Janaúba 1 na perda de um dos circuitos da LT 230 kV Jaíba – Janaúba 3. Isso traria restrições à operação das novas plantas até que a solução estrutural entre em operação. Essa restrição é intensificada em virtude da presença dos projetos UFV Jaíba 3, 4, 9 e SE1, que se conectam na rede 138 kV da Cemig-D.

É importante ressaltar que em alguns cenários foi necessário diminuir marginalmente o nível de intercâmbio na interligação Nordeste-Sudeste, de forma a evitar a violação de carregamento da transformação 500/345 kV de Presidente Juscelino.

7 REFORÇO RECOMENDADO E DESEMPENHO

Os valores máximos obtidos para escoamento potencial – mesmo considerando um critério mais flexível, que exige a operação das plantas de geração com certas restrições – estão muito aquém do potencial cadastrado para a região. Somente nas microrregiões de Jaíba e Janaúba, que são a áreas de influência dessas SEs, existem projetos cadastrados na ANEEL em estágio de Despacho de Requerimento de Outorga (DRO) ou mais avançados, que totalizam 3.924 MW de potência instalada. A Figura 7-1 mostra a divisão desse potencial entre os municípios dessas microrregiões.

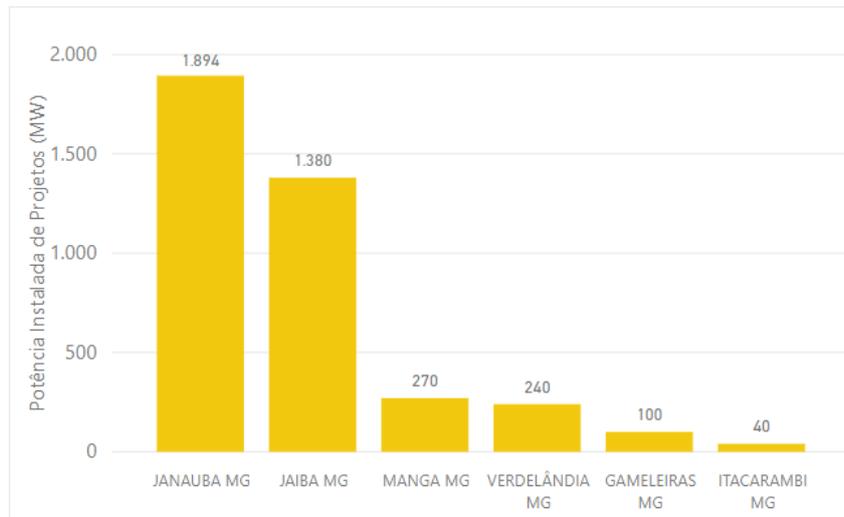


Figura 7-1 – Distribuição do Potencial entre municípios da região de influência das SEs Jaíba e Janaúba 3 (fonte: [3])

Alguns conjuntos de projetos na região da SE Janaúba 3 pretendem conectar-se ao barramento 500 kV da SE, mas há outros projetos menores, cujos montantes se mostram mais adequados para o nível de tensão 230 kV. Além disso, os demais potenciais de Jaíba, Manga, Verdelândia, Gameleiras e Itacarambi têm como ponto mais próximo a SE Jaíba, cujo maior nível de tensão atualmente é o 230 kV. Verifica-se que muitos desses projetos em potencial estão avançando, com pedidos de informação de acesso e solicitações de acesso junto ao ONS.

7.1 3º Banco de Autotransformadores 500/230 kV SE Janaúba 3

Diante desse panorama, fica evidente que os limites de escoamento encontrados no diagnóstico não são suficientes para a demanda futura de projetos solares que tem se observado na região. Como em todos os casos do diagnóstico o fator limitante para o escoamento adicional de potência foi a transformação 500/230 kV da SE Janaúba 3, será recomendado um 3º banco de ATR de 300/360 MVA para a SE. As análises seguintes visam mensurar o ganho imediato dessa recomendação para aumento da capacidade receptora de novos projetos. Foi descartada a conexão de um 4º banco de ATF na SE Janaúba 3 para um aumento ainda maior da capacidade de escoamento. Conforme será visto adiante, ao se conectar gradativamente maiores potenciais nessa região, há outros pontos da rede que passam a ser limitantes – em especial linhas de distribuição 138 kV – de forma que a capacidade extra da

quarta unidade não seria utilizada. A Figura 7-2 ilustra, em destaque, o reforço recomendado por essa nota técnica.

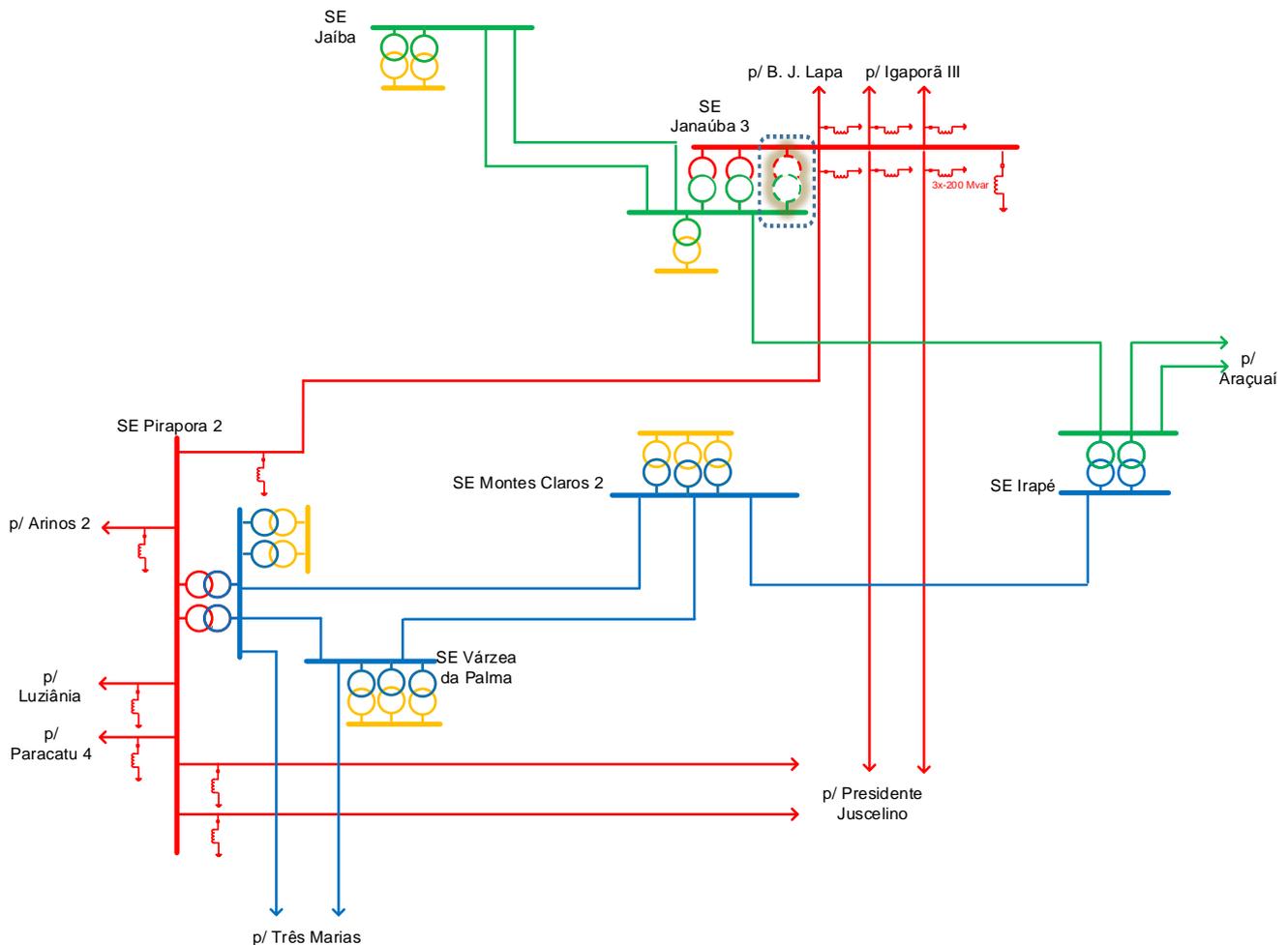


Figura 7-2 – 3º ATR 500/230 kV Janaúba 3 (300/360 MVA)

7.2 Aumento da capacidade de conexão para novos projetos

Visando fornecer um indicativo dos ganhos após a implantação desse reforço, a Figura 7-3 mostra o aumento da capacidade de conexão dos barramentos de 230 kV das SEs Jaíba e Janaúba 3. Para essa análise foi considerado o critério menos restritivo, em que projetos podem se conectam com algumas restrições, até a entrada da solução estruturante.

Os limites de injeção de potencial nos barramentos 230 kV mencionados são mostrados na Figura 7-3, na qual se verifica um aumento de 200 a 300 MW desse limite em relação à análise anterior, sem o 3ºATR 500/230 kV de Janaúba 3. A análise foi feita com injeção em um barramento de cada vez, de forma que o escoamento total não consiste na soma dos valores dos barramentos.

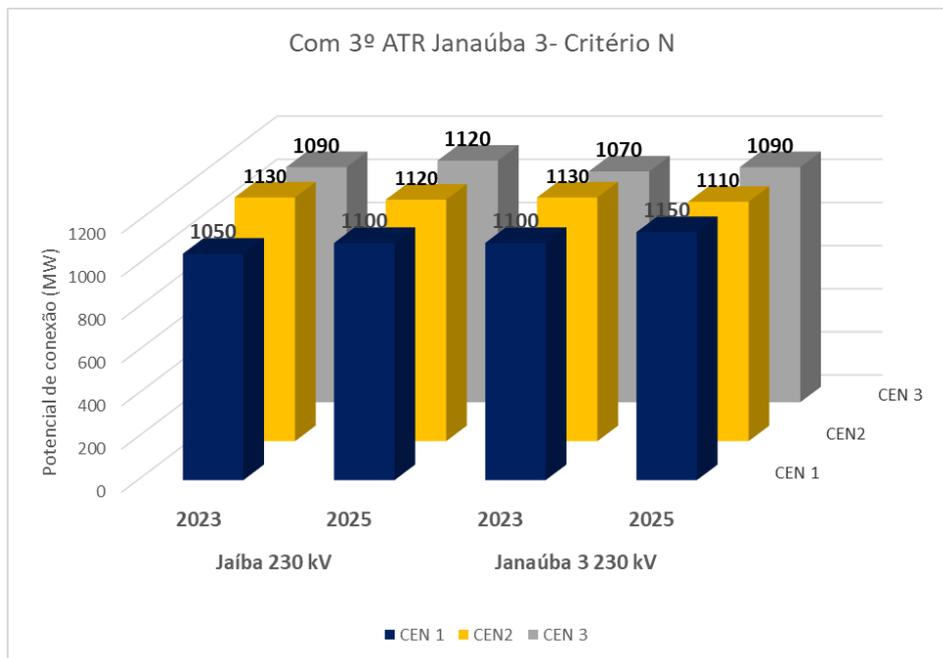


Figura 7-3 - limites para conexão de potencial individual por barramento, por cenário e por ano de análise, considerando critério N e 3º ATR Janaúba 3.

Tendo como referência o ano e cenário mais restritivo dentre os calculados, verifica-se que o potencial de escoamento nesse critério é o seguinte:

- 1070 MW no barramento 230 kV da SE Janaúba 3 ou;
- 1050 MW no barramento 230 kV da SE Jaíba ou;
- Uma combinação de injeção nos dois pontos, contanto que a sua soma não ultrapasse 1050 MW.

Na maior parte das simulações, três elementos se apresentam como restritivos para a conexão de um potencial maior:

- Transformação 500/230 kV da SE Janaúba 3;
- LD 138 kV Jaíba 4 – Janaúba 1 (apenas para conexão na SE Jaíba 230 kV); e
- LD 138 kV Francisco Sá 3 – Francisco Sá 1.

A Figura 7-4 ilustra esta questão para o caso mais restritivo (Cenário 1, 2023) em que todo o potencial se conecta na SE Jaíba 230 kV. Nesse caso, percebe-se que um potencial maior não pode ser conectado por conta de violação do limite de carregamento, quase que simultaneamente, dos três elementos citados acima.

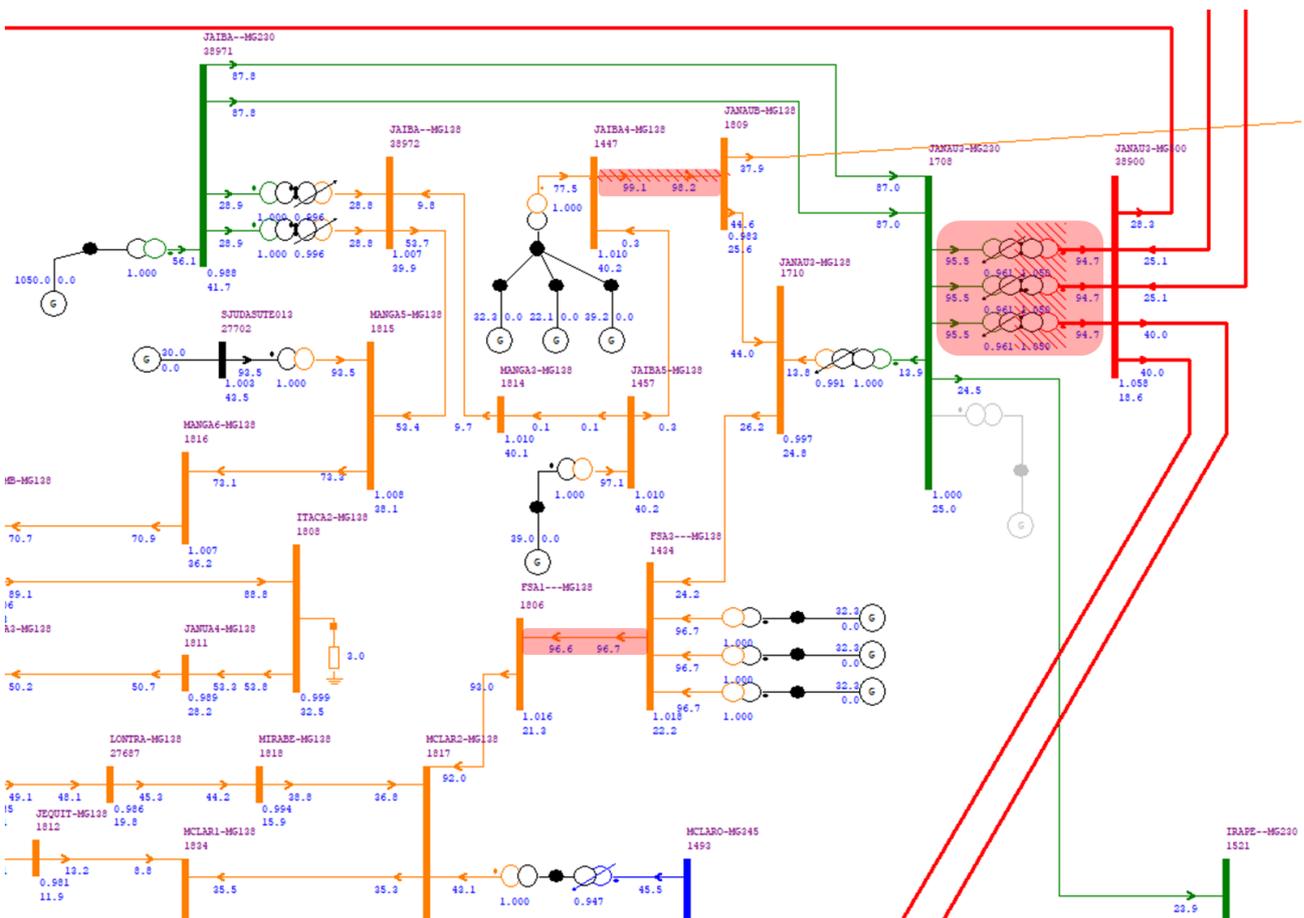


Figura 7-4 – Fatores limitantes em destaque para critério N, considerando Cenário 1, ano 2023 e 3ªATR Janaúba 3

Situações semelhantes ocorrem em todos os demais cenários, e isso explica a razão pela qual se optou pela não recomendação, no momento, de um quarto ATR 500/230 kV na SE Janaúba 3. A capacidade extra que esse reforço traria para a referida transformação não se traduziria no aumento da capacidade de conexão nos barramentos 230 kV mencionados, em virtude das demais restrições presentes no sistema 138 kV da Cemig-D.

7.3 Conexão de potencial na rede 138 kV: diminuição das margens disponíveis

Em virtude do seu porte, alguns projetos que venceram leilões do ACR – como os projetos UFV Francisco Sá 1, 2 e 3; UFV Jaíba 3, 4 e 9; e UFV Jaíba SE1 – têm optado por conectar-se na rede 138 kV, inclusive em casos em que se verifica grande proximidade com barramentos 230 kV da região.

Apesar de a conexão no sistema 138 kV possuir um custo mais baixo sob a perspectiva individual de cada empreendimento, essa conclusão não é verificada quando se analisa a conexão de vários empreendimentos concomitantemente, sob uma perspectiva global. À medida que um número crescente de potência se conecta na rede 138 kV, as LDs e as transformações de fronteira da região aumentam o seu carregamento, atingindo o seu limite para potenciais bem mais baixos. A Figura 7-5

mostra um comparativo entre os barramentos 230 kV e 138 kV das subestações Jaíba e Janaúba 3, no que se refere à capacidade de escoamento.

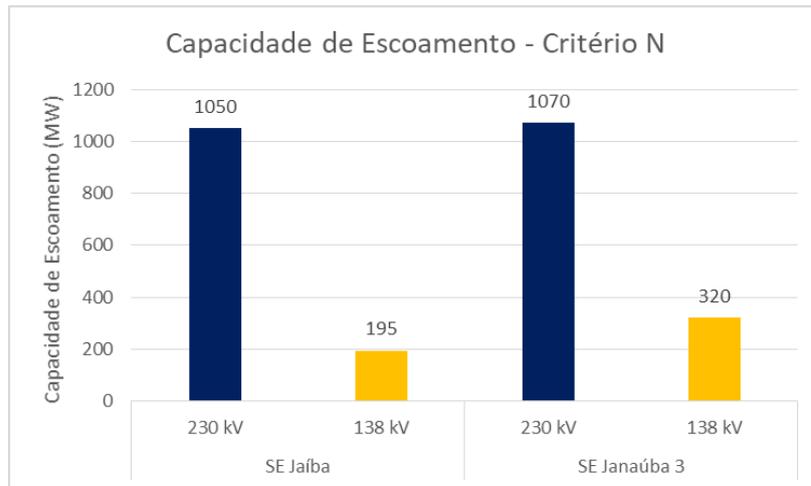


Figura 7-5 – Comparação entre as capacidades de escoamento entre os barramentos 230 kV e 138 kV das subestações de Jaíba e Janaúba 3

Percebe-se que a capacidade de escoamento nos barramentos de fronteira 138 kV das duas SEs é substancialmente mais baixa que nos barramentos de 230 kV. A Figura 7-6 e a Figura 7-7 ilustram os fatores limitantes para conexão nos barramentos 138 kV das SEs Janaúba 3 e Jaíba, respectivamente.

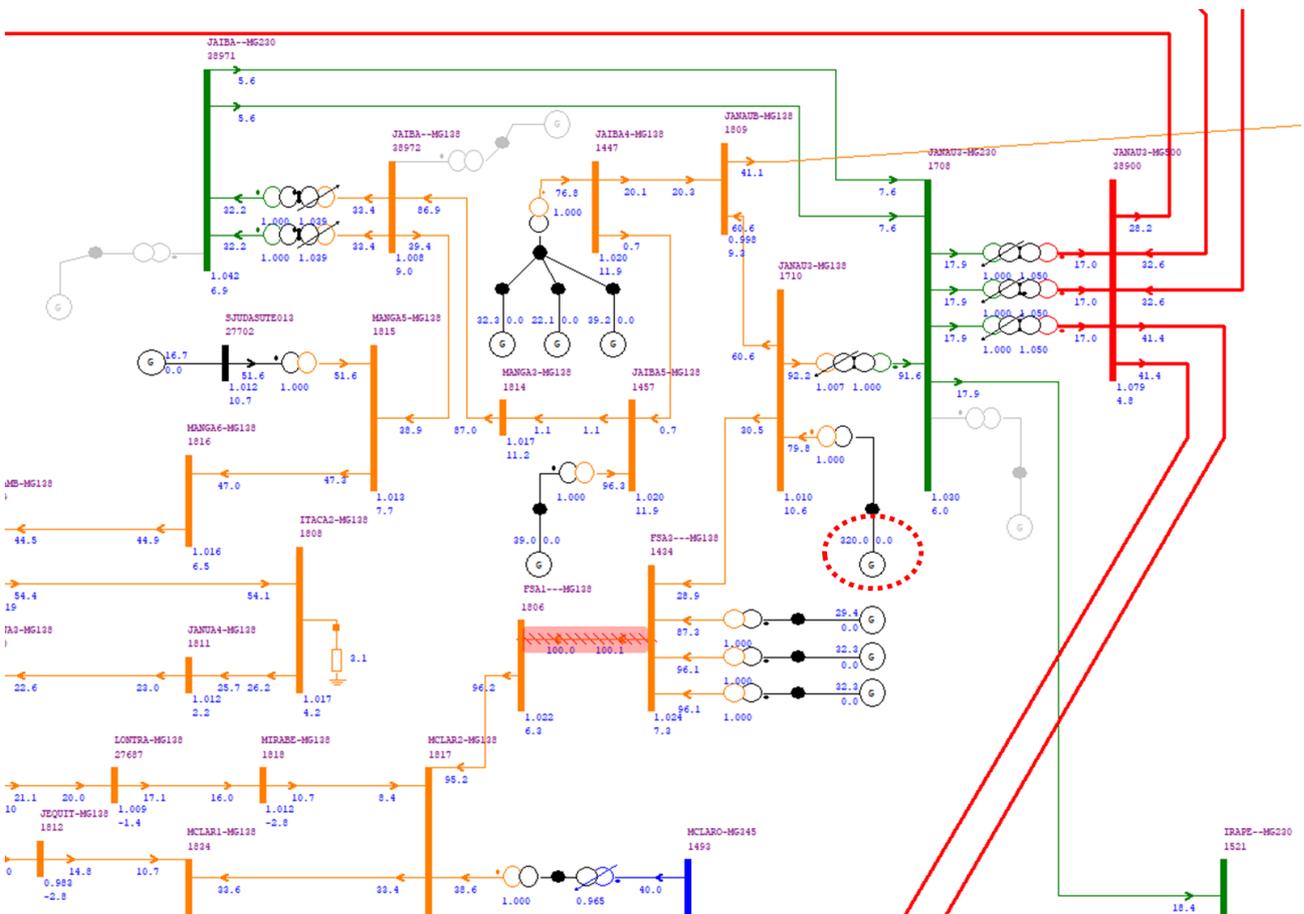


Figura 7-6 – Identificação da restrição para uma maior capacidade de escoamento do barramento 138 kV Janaúba 3

No caso da SE Janaúba 3, à medida que se aumenta a injeção no barramento 138 kV, aumenta-se o carregamento do eixo 138 kV que liga Janaúba a Montes Claros, até atingir o limite da LD 138 kV Francisco Sá 3 – Francisco Sá 1. Nesse caso, a capacidade de escoamento, que no barramento de 230 kV é de até 1070 MW num critério flexibilizado, passa a ser de apenas 320 MW. É ainda pior o fato de que, após atingido esse limite de 320 MW, inviabiliza-se a conexão de potencial extra também no barramento de 230 kV, já que qualquer potência extra injetada nesse barramento irá aumentar, mesmo que marginalmente, o carregamento da LD 138 KV Francisco Sá 1 – Francisco Sá 3 em iminente sobrecarga.

A Figura 7-7 ilustra situação semelhante para a SE Jaíba. Verifica-se que há sobrecarga na transformação 230/138 kV, que limita a capacidade de escoamento a apenas 195 MW. Mesmo que uma 3ª unidade transformadora 230/138 kV fosse indicada, um pequeno aumento do potencial no barramento 138 kV da SE Jaíba já causaria sobrecarga na LD 138 kV Jaíba 4 – Janaúba 1.

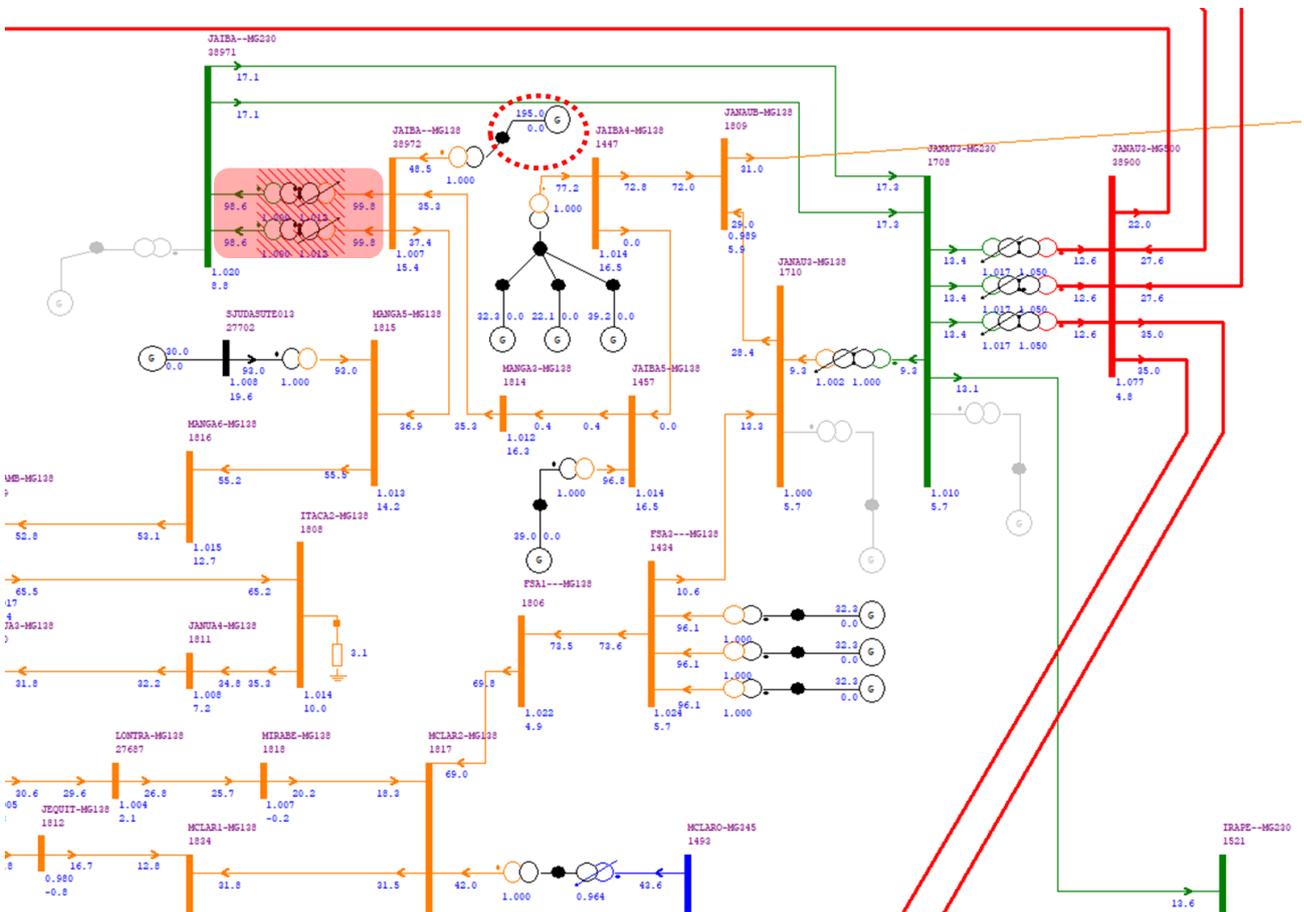


Figura 7-7 - Identificação da restrição para uma maior capacidade de escoamento do barramento 138 kV Jaíba

Com base nessas simulações, recomenda-se que os empreendedores presentes nesta área evidenciem esforços para viabilizar a conexão de seus projetos nos barramentos de Rede Básica da região, em vez dos barramentos 138 kV. Conexões em níveis de tensão mais altas podem ser economicamente viabilizadas buscando-se sinergias com projetos localizados na mesma região, através da implantação de um sistema de conexão de uso compartilhado. De forma semelhante, sinergias podem ser identificadas no âmbito temporal, como no caso de projetos que serão implementados em duas ou

mais etapas. Se cada etapa for analisada separadamente, talvez a conexão na Rede Básica não se viabilize economicamente, mas ao se considerar as outras etapas, a viabilidade pode ser confirmada.

Essas medidas permitem um uso mais racional da rede, permitindo a conexão de um potencial maior de projetos na região, com menores perdas elétricas e sem a necessidade de recomendação de obras adicionais.

8 CUSTOS DAS OBRAS

Os custos relacionados ao reforço recomendado por essa nota técnica totalizarão aproximadamente R\$ 42,8 milhões, de acordo com detalhamento mostrado na Tabela 8-1. Estima-se que o prazo de execução seja de aproximadamente 24 meses após a definição da outorga.

Tabela 8-1 – Detalhamento dos custos da solução recomendada

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)	
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total
						42,776.42
SE 500/230/138 kV JANAÚBA 3 (Ampliação/Adequação)						42,776.42
3° ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ		2023	3.0	1.0	6505.61	19,516.84
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2023	1.0	1.0	5541.25	5,541.25
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2023	1.0	1.0	8825.53	8,825.53
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	1.0	1.0	8511.63	8,511.63
MIM - 230 kV		2023	1.0	1.0	80.36	80.36
MIM - 500 kV		2023	1.0	1.0	300.81	300.81

9 AVALIAÇÃO SOCIOAMBIENTAL

Não se aplica.

10 REFERÊNCIAS

- [1]. “Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste”, EPE-DEE-RE-148/2014-r3 – outubro/2015
- [2]. “Estudo Prospectivo para Escoamento do Potencial Solar das Regiões Norte e Noroeste de Minas Gerais”, EPE-DEE-RE-031/2017-rev0 – junho/2017
- [3]. Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico – SIGEL, ANEEL
- [4]. Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia Elétrica – AEGE, EPE
- [5]. Plano Decenal de Energia 2029, EPE – outubro/2019
- [6]. Resolução Normativa nº 666, de 23 de junho de 2015, ANEEL
- [7]. Decreto nº 2655, de 2 de julho de 1998
- [8]. “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”, EPE 2016;
- [9]. “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão”, CCPE/CTET - 2002;
- [10]. “Banco de Preços de Referência da ANEEL: Atualização dos Valores para a Data-Base Maio de 2019”, EPE-DEE-IT-054/2019 “Base de Referência de Preços ANEEL” – Junho/2017;
- [11]. “Dados para Simulações Elétricas do SIN”, EPE (<http://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-transmissao/dados-para-simulacoes-eletricas-do-sin>)
- [12]. “Estudo de Escoamento na Área Sul da Região Nordeste”, EPE-DEE-RE-053/2019-rev0 – Setembro/2019

11 FICHAS PET/PELP

Sistema Interligado da Região SUDESTE

EMPREENDIMENTO:

SE 500/230 kV JANAÚBA 3 (Ampliação/Adequação)

UF: **MG**

DATA DE NECESSIDADE: **JAN/2023**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **24 MESES**

JUSTIFICATIVA:

AUMENTO DA CAPACIDADE DE ESCOAMENTO DE PROJETOS EM POTENCIAL NA REGIÃO DE JAÍBA E JANAÚBA, NO ESTADO DE MINAS GERAIS

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

3° ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	19,516.83
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	5,541.25
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	8,825.53
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	8,511.62
MIM - 230 kV	80.36
MIM - 500 kV	300.80

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS:

42,776.39

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

OS PARÂMETROS ELÉTRICOS E AS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS (COMO TAPE, TERCIÁRIO, ETC) DO 3º BANCO DE TRANSFORMADORES 500/230 kV DA SE JANAÚBA 3 DEVERÃO SER IDÊNTICOS AOS DAS UNIDADES EM IMPLANTAÇÃO, QUE FAZEM PARTE DO ESCOPO DO LOTE 20 DO LEILÃO DE TRANSMISSÃO Nº 002/2018

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – MAIO DE 2019 (EPE-DEE-IT-054/2019)

