



Empresa de Pesquisa Energética

# **ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO**

## **ANÁLISE TÉCNICA DE ALTERNATIVAS: NOTA TÉCNICA**

*Análise de Atendimento na Região de Alegrete/RS com  
ênfase no Aumento das Margens de Escoamento*

**Março de 2021**

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**

Bento Albuquerque

**Secretário-Executivo do MME**

Marisete Fátima Dadald Pereira

**Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético**

Paulo César Magalhães Domingues

**Secretário de Energia Elétrica**

Rodrigo Limp Nascimento

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis**

José Mauro Ferreira Coelho

**Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral**

Alexandre Vidigal de Oliveira

*Análise de Atendimento na Região  
de Alegrete/RS com enfoque no  
Aumento das Margens de  
Escoamento*



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

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

Heloisa Borges Bastos Esteves

**Diretor de Gestão Corporativa**

Angela Livino

**Coordenação Geral**

Erik Eduardo Rego

**Coordenação Executiva**

José Marcos Bressane

**Equipe Técnica**

Carolina Moreira Borges  
Daniel José Tavares de Souza  
Rodrigo Ribeiro Ferreira

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

**Sede**

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

**Escritório Central**

Praça Pio X, n.54  
20091-040 - Rio de Janeiro - RJ

**Nº EPE-DEE-NT-020/2021-rev0**

Data: 05/03/2021

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

 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>	<p><i>Contrato</i> <span style="float: right;"><i>Data de assinatura</i></span></p>	
<p><i>Projeto</i></p> <p style="text-align: center;"><b>ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO</b></p>		
<p><i>Área de estudo</i></p> <p style="text-align: center;"><b>ANÁLISE TÉCNICA DE ALTERNATIVAS</b></p>		
<p><i>Sub-área de estudo</i></p>		
<p><i>Produto (Nota Técnica ou Relatório)</i></p> <p>EPE-DEE-NT-020/2021- rev0 <span style="float: right;"><b>Análise de Atendimento na Região de Alegrete/RS com enfoque no Aumento das Margens de Escoamento</b></span></p>		
<p><i>Revisões</i></p> <p>rev0</p>	<p><i>Data</i></p> <p>05/03/2021</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

Esta Nota Técnica apresenta a avaliação de atendimento às regiões Oeste/Centro do Rio Grande do Sul sob a ótica de aumentar a capacidade remanescente para o escoamento de geração (ampliação da margem) no barramento de 230 kV da SE Alegrete 2. Foram apresentadas diversas alternativas, tendo sido recomendada uma solução baseada na alteração do *status* operativo de uma linha em 138 kV.

Não foi necessária a comparação técnico-econômica, dado o elevado custo/benefício que se pôde evidenciar da solução recomendada por meio da avaliação qualitativa realizada no presente estudo.

## SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO .....	1
SUMÁRIO.....	7
ÍNDICE DE FIGURAS.....	8
ÍNDICE DE TABELAS.....	9
1 INTRODUÇÃO.....	10
2 CONCLUSÕES.....	12
3 RECOMENDAÇÕES .....	13
4 CRITÉRIOS E PREMISSAS.....	14
4.1 Topologia e Mercado .....	14
4.2 Limites de Carregamento .....	14
4.3 Cenários Avaliados.....	14
5 DIAGNÓSTICO DE ATENDIMENTO NA REGIÃO DE ALEGRETE SOB O ASPECTO DE NOVOS POTENCIAIS DE GERAÇÃO .....	16
5.1 Configuração atual e sensibilidades quanto a novos potenciais .....	16
6 ALTERNATIVAS PARA REDUÇÃO DO CARREGAMENTO DA LT 69 KV ALEGRETE 2 - ALEGRETE 18	
6.1 Seccionamento da LT 69 kV Alegrete 2 – Alegrete 4 na SE Alegrete.....	18
6.2 Recapitação da LT 69 kV Alegrete 2 – Alegrete .....	19
6.3 Desligamento da LT 138 kV Santa Maria 3 - Alegrete.....	20
6.3.1 Análise de sensibilidade quanto à extensão da radialização do sistema até a região do Jacuí 22	
6.3.2 Análise de sensibilidade quanto ao despacho da UTE Uruguaiana e da Conversora Uruguaiana .....	26
7 PARTICIPANTES .....	27
8 REFERÊNCIAS .....	28



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 - Sistema elétrico existente e planejado de parte da região Oeste/Centro do RS.....	10
Figura 5-1 – Fluxo de carga em condição normal na região de Alegrete, carga média Norte seco, ano 2024.....	16
Figura 5-2 – Fluxo de carga na contingência da LT 230 kV Alegrete 2 – São Vicente, carga média Norte seco, ano 2024. Potencial de geração de 600 MW na SE 230 kV Alegrete 2 .....	17
Figura 5-3 – Fluxo de carga na contingência da LT 230 kV Alegrete 2 – São Vicente, carga média Norte seco, ano 2028. Potencial de geração de 550 MW na SE 230 kV Alegrete 2 .....	17
Figura 5-4 – Fluxo de carga na contingência da LT 230 kV Alegrete 2 – São Vicente, carga média Norte seco, ano 2033. Potencial de geração de 500 MW na SE 230 kV Alegrete 2 .....	18
Figura 5-5 – Fluxo de carga na contingência da LT 230 kV Alegrete 2 – São Vicente, carga média Norte seco, ano 2033. Seccionamento da LT 69 kV Alegrete 2 – Alegrete 4 na SE Alegrete.....	19
Figura 5-6 – Fluxo de carga na contingência da LT 230 kV Alegrete 2 – São Vicente, carga média Norte seco, ano 2033. Recapacitação da LT 69 kV Alegrete 2 – Alegrete .....	20
Figura 6-3 – Fluxo de carga em condição normal, carga leve Norte seco, ano 2024. Desligamento da LT 138 kV Santa Maria 3 - Alegrete .....	21
Figura 6-4 – Fluxo de carga em condição normal, carga leve Norte seco, ano 2028. Desligamento da LT 138 kV Santa Maria 3 - Alegrete .....	21
Figura 6-5 – Fluxo de carga em condição normal, carga leve Norte seco, ano 2033. Desligamento da LT 138 kV Santa Maria 3 - Alegrete .....	22
Figura 6-6 – Diagrama esquemático do trecho Alegrete – Santa Maria 3 – Jacuí.....	23
Figura 6-7 – Fluxo de carga em condição normal, carga leve Norte seco, ano 2033. Desligamento da LT 138 kV Santa Maria 3 - Alegrete e potencial adicional de 1000 MW na SE 230 kV Alegrete 2 .....	24
Figura 6-8 – Fluxo de carga em condição normal, carga leve Norte seco, ano 2033. Desligamento das LTs 138 kV Santa Maria 3 - Alegrete e Santa Maria 3 – Santa Maria 1. Potencial adicional de 1000 MW na SE 230 kV Alegrete 2.....	24
Figura 6-9 – Fluxo de carga em condição normal, carga leve Norte seco, ano 2033. Desligamento das LTs 138 kV Santa Maria 3 - Alegrete e Santa Maria 1 – Júlio de Castilhos. Potencial adicional de 1000 MW na SE 230 kV Alegrete 2 .....	25
Figura 6-10 – Fluxo de carga em condição normal, carga leve Norte seco, ano 2033. Desligamento das LTs 138 kV Santa Maria 3 - Alegrete e Júlio de Castilhos - Jacuí. Potencial adicional de 1000 MW na SE 230 kV Alegrete 2.....	25
Figura 6-11 – Fluxo de carga em condição normal, carga leve Norte seco, ano 2033. Despacho da UTE Uruguiana e da Conversora Uruguiana .....	26

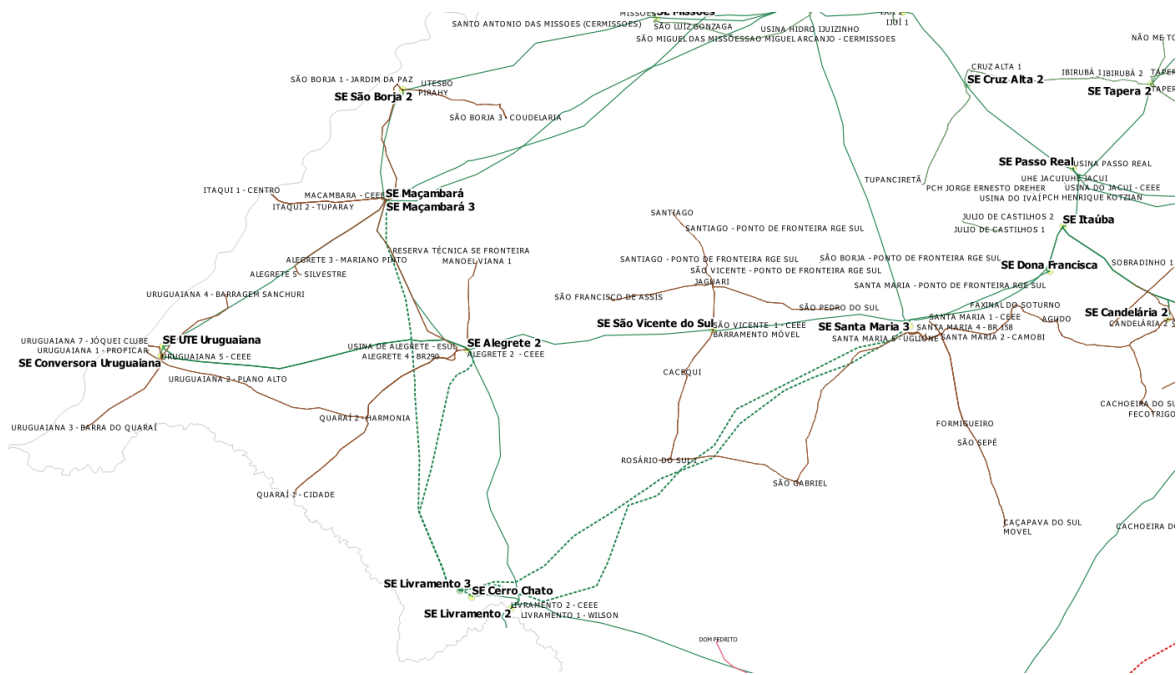
## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 6-1 – Resumo das margens da região de Alegrete - horizonte 2024-2033 .....	22
---	----

# 1 INTRODUÇÃO

Em meados de 2020, EPE e ONS iniciaram discussões a respeito das margens de escoamento na região Oeste/Centro do Rio Grande do Sul, notadamente nas localidades de Alegrete, Livramento e Uruguaiana. O início da interação EPE/ONS foi motivado pelo expressivo montante de empreendimentos de geração cadastrados nos últimos leilões de energia nova (LEN A-4/2019 e LEN A-4/2020) para conexão no setor de 230 kV da SE Alegrete 2. Para este ponto específico da rede, o montante cadastrado foi bem próximo à margem de escoamento para novos projetos indicado pelo ONS nas Notas Técnicas [1] e [2] – 545 e 450 MW, respectivamente. A Figura 1-1 mostra o sistema de atendimento elétrico da região de interesse.

Por sua vez, nos casos de referência para o último leilão de margem (que ocorreria em 2020, mas foi cancelado), o ONS identificou que o fator limitante para a margem de 450 MW foi o carregamento da LT 69 kV Alegrete 2 – Alegrete (DIT de propriedade da CEEE-GT) na contingência da LT 230 kV Alegrete 2 - São Vicente, na carga média de verão.



**Figura 1-1 - Sistema elétrico existente e planejado de parte da região Oeste/Centro do RS.**

Diante do expressivo potencial, a EPE buscou informações adicionais sobre os projetos de geração na região por meio do Sindenergia/RS. Nesta ocasião, a EPE tomou conhecimento do estudo [3] contratado por um dos empreendedores da região, no qual foi apontado que a recapacitação da LT 69 kV Alegrete 2 – Alegrete do atual limite de 48 MVA para 75 MVA elevaria a margem de escoamento para potenciais de geração em Alegrete 2 230 kV de 450 para cerca de 1000 MW.

Ainda neste contexto, ocorreram interações adicionais entre a EPE e o ONS, por meio das quais concluiu-se recomendar uma solução de curto prazo que pudesse prover aumento de margem para escoamento de geração futura na região de Alegrete. Em momento posterior, a depender tanto da concretização dos potenciais quanto do próprio crescimento do mercado, caberia uma avaliação de longo prazo considerando ambos os aspectos.

## 2 CONCLUSÕES

Esta análise foi motivada no âmbito dos leilões de energia com cálculo de margens de escoamento, pela sinalização do ONS de que o montante de projetos cadastrados para o certame na região de Alegrete/RS estaria se aproximando da capacidade máxima de escoamento no setor de 230 kV da SE Alegrete 2.

Em função do fator limitante em questão – sobrecarga da LT 69 kV Alegrete 2 – Alegrete diante da contingência da LT 230 kV Alegrete 2 – São Vicente, foram analisadas três alternativas para eliminar esta restrição, a saber:

- Seccionamento da LT 69 kV Alegrete 2 – Alegrete 4 na SE Alegrete;
- Recapacitação da LT 69 kV Alegrete 2 – Alegrete;
- Desligamento da LT 138 kV Santa Maria 3 – Alegrete.

Desta avaliação, concluiu-se que a abertura da LT 138 kV Santa Maria 3 – Alegrete (deve continuar operando “normalmente aberta”) é a solução de melhor custo/benefício, pois contribui significativamente para aumento da margem em Alegrete 2, sem nenhum custo direto associado, além de não interferir na confiabilidade do atendimento às cargas da região (esta LT poderá ser religada na contingência da LT 69 kV Alegrete 2 – Alegrete – evitando assim corte de carga permanente na região de Alegrete). Com esta alteração no *status* operativo da linha e consequente radialização deste trecho, é possível desacoplar a entrada de novos potenciais em Alegrete do carregamento da LT 69 kV Alegrete 2 – Alegrete, que possui capacidade de 48 MVA. Fazendo menção a alguns valores, a capacidade remanescente no barramento de 230 kV de Alegrete 2 aumentaria de cerca de 550 MW para aproximadamente 1000 MW, sem necessidade de quaisquer investimentos adicionais na rede.

Foram efetuadas duas sensibilidades na rede a partir da solução recomendada nesta Nota Técnica: (i) avaliação de possível vantagem sob o aspecto de margem de escoamento de uma extensão do trecho radializado (neste caso ampliando-se de Santa Maria 3 até Jacuí), entretanto, não foi identificado benefício com esta configuração; e (ii) verificação se na condição de despacho pleno da UTE Uruguaiana e da Conversora Uruguaiana, a margem seria reduzida de 1000 para cerca de 650 MW, no entanto, dada a atual indisponibilidade de gás da Argentina, declaração de MUST nulo e CVU elevado da UTE, considerou-se pertinente adotar a premissa de manter a usina e a conversora não despachadas, dado que a última só é acionada em situações de necessidade de importação emergencial de energia.

### 3 RECOMENDAÇÕES

Com base nas análises efetuadas, recomenda-se:

- 1) Manter a LT 138 kV Santa Maria 3 – Alegrete normalmente aberta em condição normal, para que a conexão de novos projetos de geração no setor de 230 kV da SE Alegrete 2 não seja restringida pela capacidade da LT 69 kV Alegrete 2 – Alegrete;
- 2) Fechar a LT 138 kV Santa Maria 3 – Alegrete somente em caso de contingência da LT 69 kV Alegrete 2 – Alegrete, a fim de evitar corte de carga na região de Alegrete;
- 3) Que a RGE avalie o carregamento da rede de distribuição local, pois no período 2029-2033 são observadas sobrecargas em algumas LDs na rede de 69 kV das regiões de Alegrete, Itaqui, Maçambará, Uruguaiana e Santa Maria;
- 4) Que o atendimento à região seja reavaliado no futuro, tanto por conta da dinâmica de contratação de energia nova quanto do crescimento do mercado local.

## 4 CRITÉRIOS E PREMISSAS

Para esta avaliação foi considerado o período de análise dos casos do PDE 2030, os quais compreendem o intervalo entre os anos 2024 e 2033.

### 4.1 Topologia e Mercado

As simulações foram atualizadas tomando como base os casos de fluxo de potência utilizados no último diagnóstico de atendimento da região Sul (dezembro/2020). Foi utilizada a base do Plano Decenal de Energia (PDE) 2029, onde os dados de mercado e topologia de toda a região Sul e Mato Grosso do Sul foram atualizados com as informações mais recentes enviadas pelos agentes à EPE, no contexto da elaboração dos casos de referência do PDE 2030.

### 4.2 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 do ONS – “Submódulo 2.6 Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos”;
- Procedimentos de Rede do ONS – “Submódulo 2.3 Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos”.

### 4.3 Cenários Avaliados

Conforme citado no item 4.1, para a presente análise foram utilizados os casos de referência recentemente elaborados para o diagnóstico de atendimento à região Sul e Mato Grosso do Sul. Neste contexto, foram analisados os fluxos na região Oeste/Centro do RS no patamar de carga média (Norte seco e Norte úmido) e carga leve, Norte seco, que correspondem aos cenários dimensionadores usuais da região Sul.

Especificamente com relação aos despachos das fontes na região Sul para cada um dos cenários analisados, adotou-se a seguinte premissa:

- Média Norte seco: UHEs e PCHs em 90%, UTEs inflexíveis e de CVU mais baixo e eólicas em 50%;
- Média Norte úmido: UHEs e PCHs em 50%, UTEs inflexíveis e de CVU mais baixo e eólicas em 10%;
- Leve Norte seco: UHEs e PCHs em 95%, UTEs inflexíveis e eólicas em 100%.

Desta forma, é possível verificar as maiores solicitações de fluxo no patamar de carga mais elevada (média) tanto no período de elevado despacho das fontes hidráulicas do Sul (Norte seco) quanto no período de despacho reduzido destas fontes na referida região (Norte úmido). Ainda com relação aos cenários, através do patamar de carga leve pode-se identificar eventuais restrições de excedente de fluxo na Rede Básica, por conta do patamar mais reduzido das cargas e consequente baixo fluxo na rede de distribuição.



## 5 DIAGNÓSTICO DE ATENDIMENTO NA REGIÃO DE ALEGRETE SOB O ASPECTO DE NOVOS POTENCIAIS DE GERAÇÃO

### 5.1 Configuração atual e sensibilidades quanto a novos potenciais

O diagnóstico de atendimento elétrico à região de Alegrete avaliou as condições de carregamento da Rede Básica e de distribuição com foco na identificação das margens de escoamento, buscando inicialmente identificar/contextualizar as restrições previamente apresentadas nas Notas Técnicas [1] e [2] e na sequência evidenciar os fluxos de carga na região para o horizonte de longo prazo.

A Figura 5-1 mostra o carregamento da região de interesse considerando a rede existente e planejada até o momento para o cenário de carga média Norte seco, ano 2024 e sem potenciais adicionais na barra da SE 230 kV Alegrete 2. É possível observar que não há violações de carregamento pré-existent.

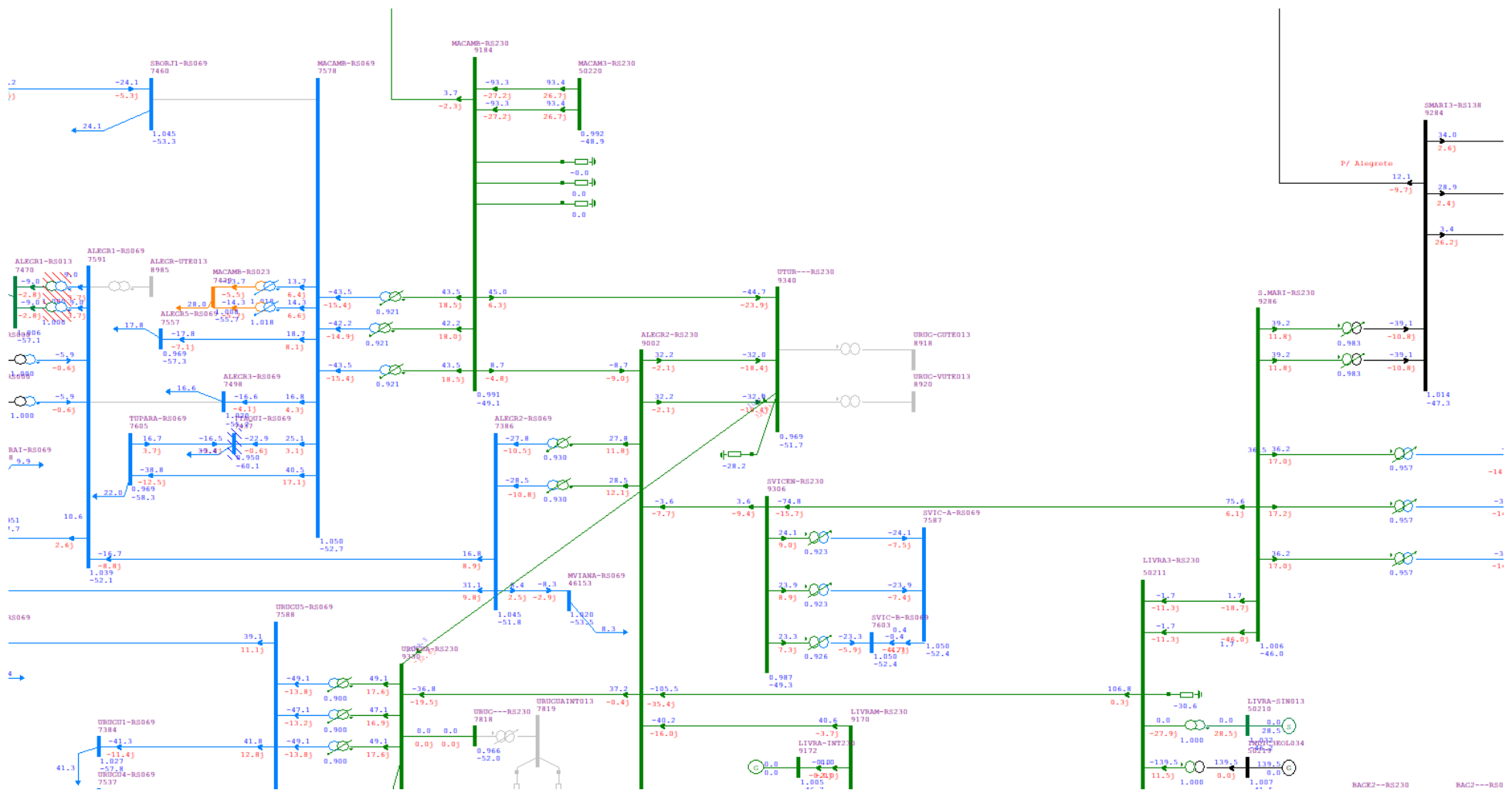


Figura 5-1 – Fluxo de carga em condição normal na região de Alegrete, carga média Norte seco, ano 2024.

Conforme indicado no item 4.3, nesta análise foram considerados 3 cenários: carga média Norte úmido e Norte seco e carga leve Norte seco. Durante o levantamento das atuais margens de escoamento no setor de 230 kV da SE Alegrete 2 no período 2024-2033, observou-se que os casos de carga média possuem valores semelhantes para as respectivas margens assim como o mesmo fator limitante para estes valores, sendo que o cenário Norte seco mostrou-se ligeiramente mais restritivo. Ao final das análises será mostrada uma tabela resumo contendo os valores de margem para alguns anos de referência dos fluxos de potência diante das variações de cenários adotados.

A partir de então, foi simulada a entrada de novos montantes de geração na SE 230 kV Alegrete 2 para os anos inicial e final, assim como para alguns anos intermediários no período 2024-2033. As Figura 5-2, Figura 5-3 e Figura 5-4 apresentam os diagramas destas simulações, já considerando as margens de escoamento em função do fator limitante em cada caso. Observa-se que a margem na SE 230 kV Alegrete 2 é de 600, 550 e 500 MW para os anos 2024, 2028 e 2033 (respectivamente), estando limitada pelo carregamento da LT 69 kV Alegrete 2 – Alegrete na contingência da LT 230 kV Alegrete 2 – São Vicente. A LT 69 kV é uma DIT da CEEE-GT e possui limites de longa e curta duração iguais a 48 MVA.

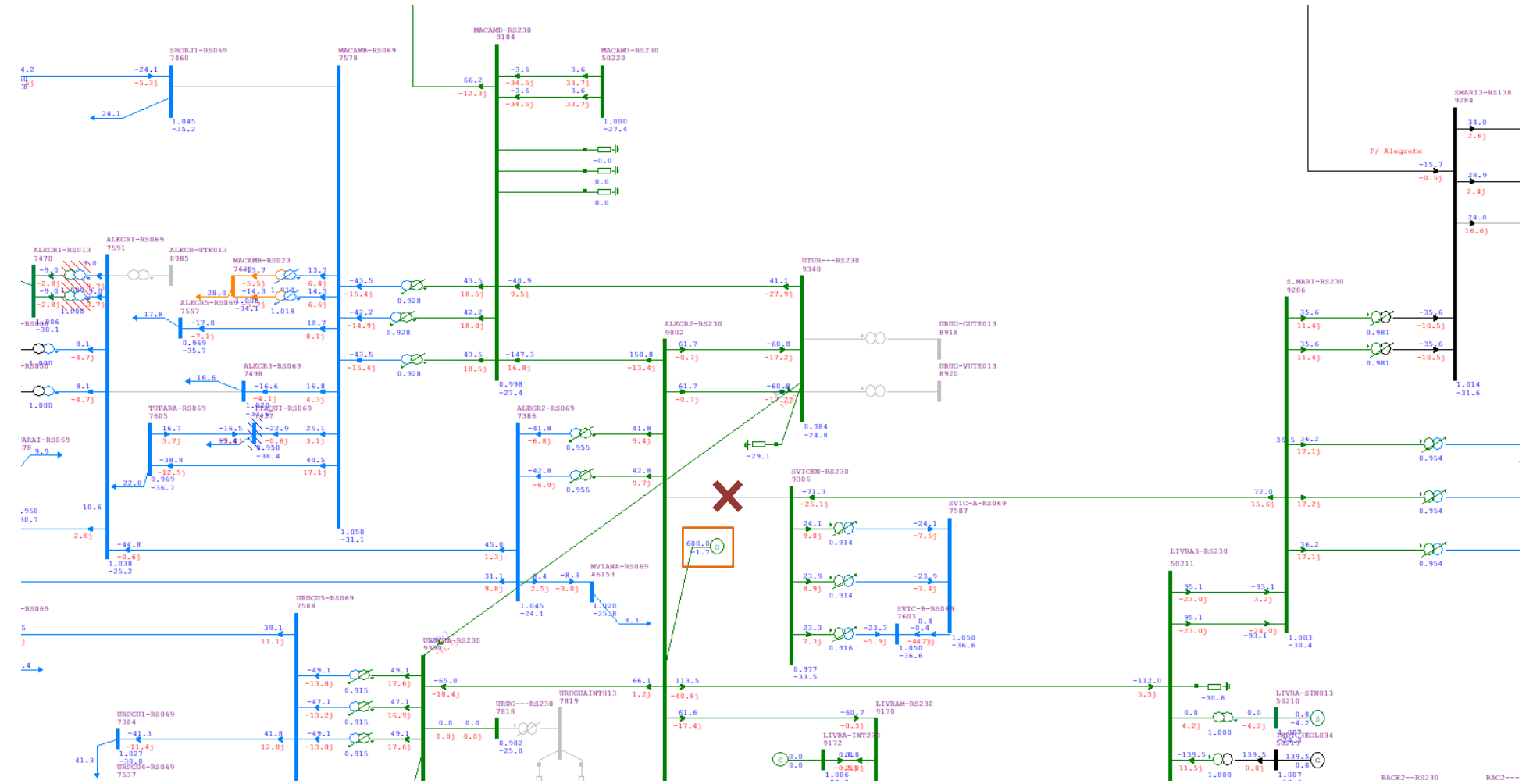


Figura 5-2 – Fluxo de carga na contingência da LT 230 kV Alegrete 2 – São Vicente, carga média Norte seco, ano 2024. Potencial de geração de 600 MW na SE 230 kV Alegrete 2

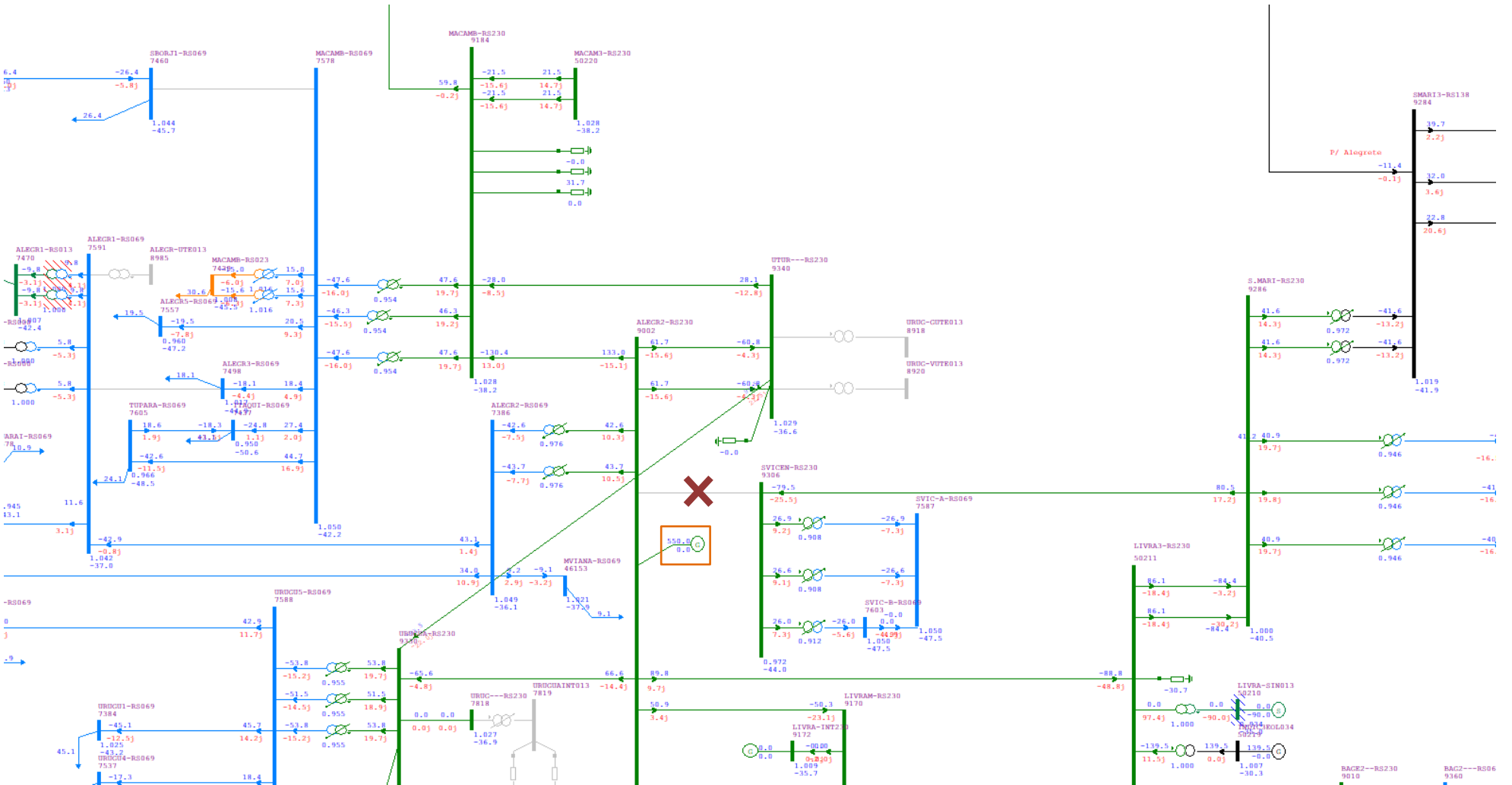


Figura 5-3 – Fluxo de carga na contingência da LT 230 kV Alegrete 2 – São Vicente, carga média Norte seco, ano 2028. Potencial de geração de 550 MW na SE 230 kV Alegrete 2

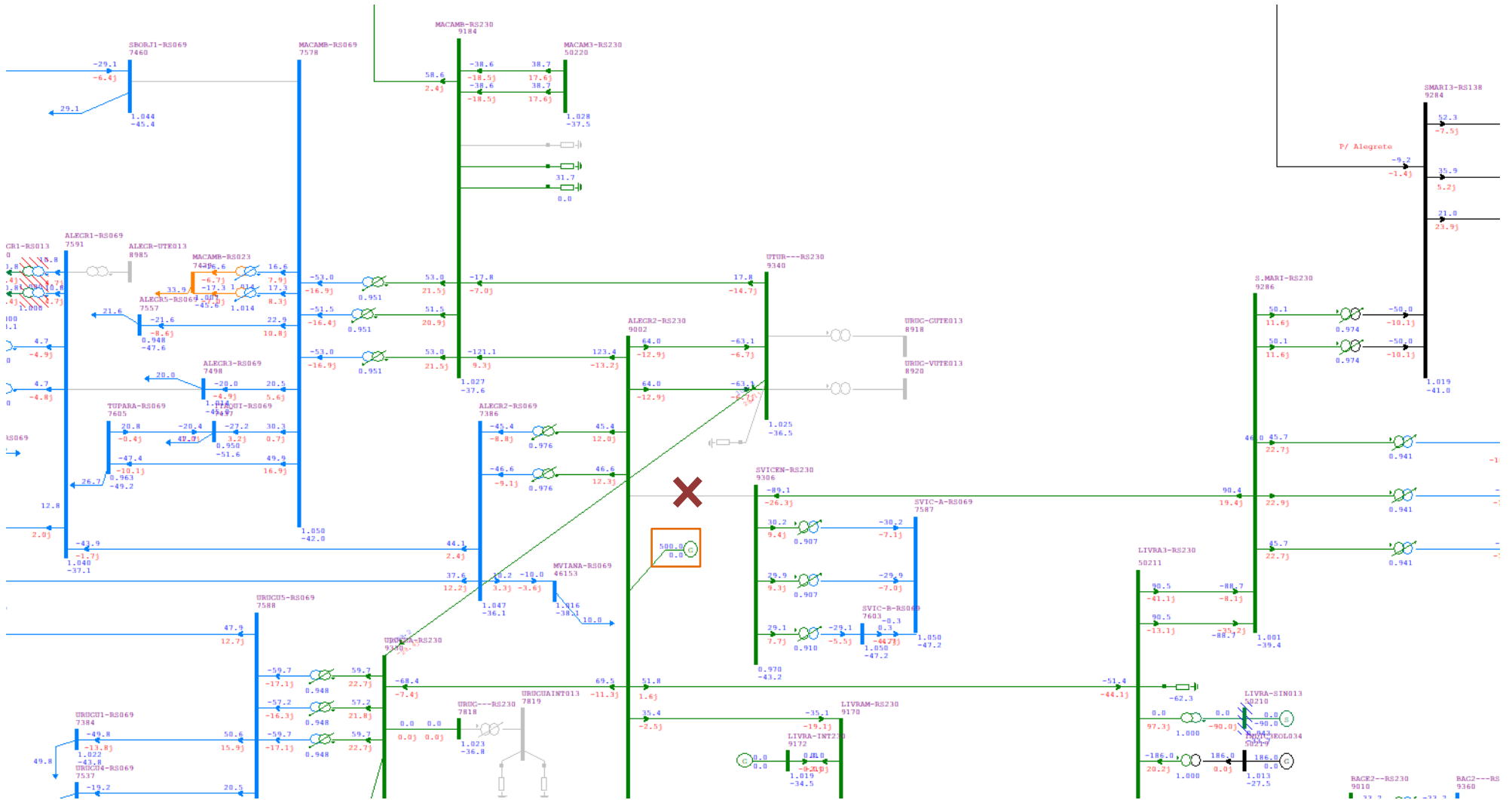


Figura 5-4 – Fluxo de carga na contingência da LT 230 kV Alegrete 2 – São Vicente, carga média Norte seco, ano 2033. Potencial de geração de 500 MW na SE 230 kV Alegrete 2

Logo, foram avaliadas algumas possíveis soluções para sanar a restrição de carregamento da LT 69 kV Alegrete 2 – Alegrete, as quais serão apresentadas na próxima seção.

**6 ALTERNATIVAS PARA REDUÇÃO DO CARREGAMENTO DA LT 69 KV ALEGRETE 2 - ALEGRETE**

No contexto das interações iniciais entre EPE e ONS, foram levantadas três possíveis soluções para eliminar a restrição para ampliação das margens no setor de 230 kV da SE Alegrete 2: (i) recapacitação da LT 69 kV Alegrete 2 – Alegrete; (ii) seccionamento da LT 69 kV Alegrete 2 – Alegrete 4 na SE Alegrete e (iii) Abertura da LT 138 kV Santa Maria 3 - Alegrete.

**6.1 Seccionamento da LT 69 kV Alegrete 2 – Alegrete 4 na SE Alegrete**

Nesta análise, simulou-se o efeito do seccionamento da LT 69 kV Alegrete 2 – Alegrete 4 na SE Alegrete no carregamento da LT 69 kV Alegrete 2 – Alegrete, o qual teve como objetivo duplicar a ligação entre Alegrete 2 e Alegrete. A Figura 6-1 apresenta o diagrama esquemático com a implantação desta obra no caso referente ao cenário de carga média Norte Seco, ano 2033. É possível observar que, comparando-se à referência indicada no item 5.1, a margem em Alegrete 2 aumenta de 500 para 750 MW.

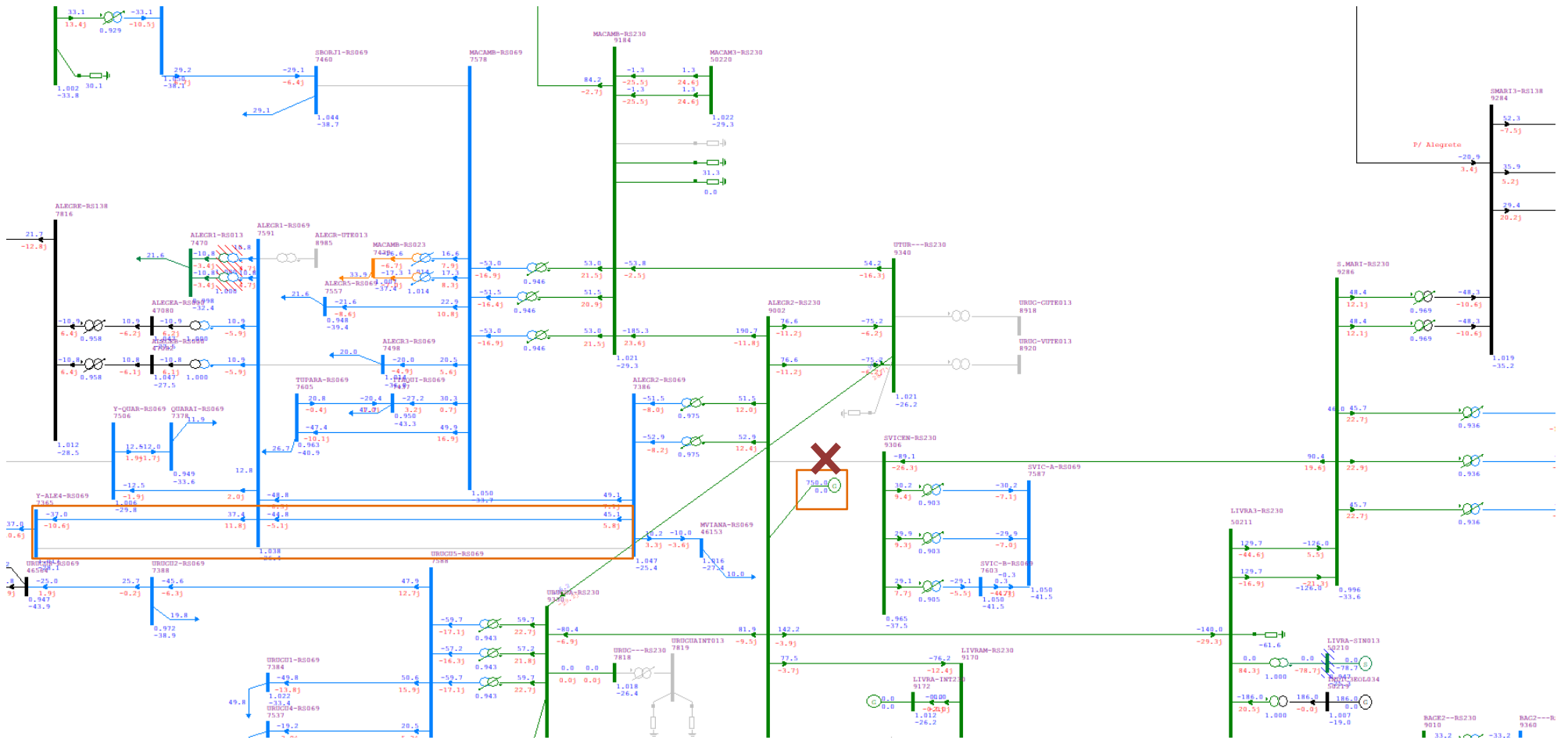
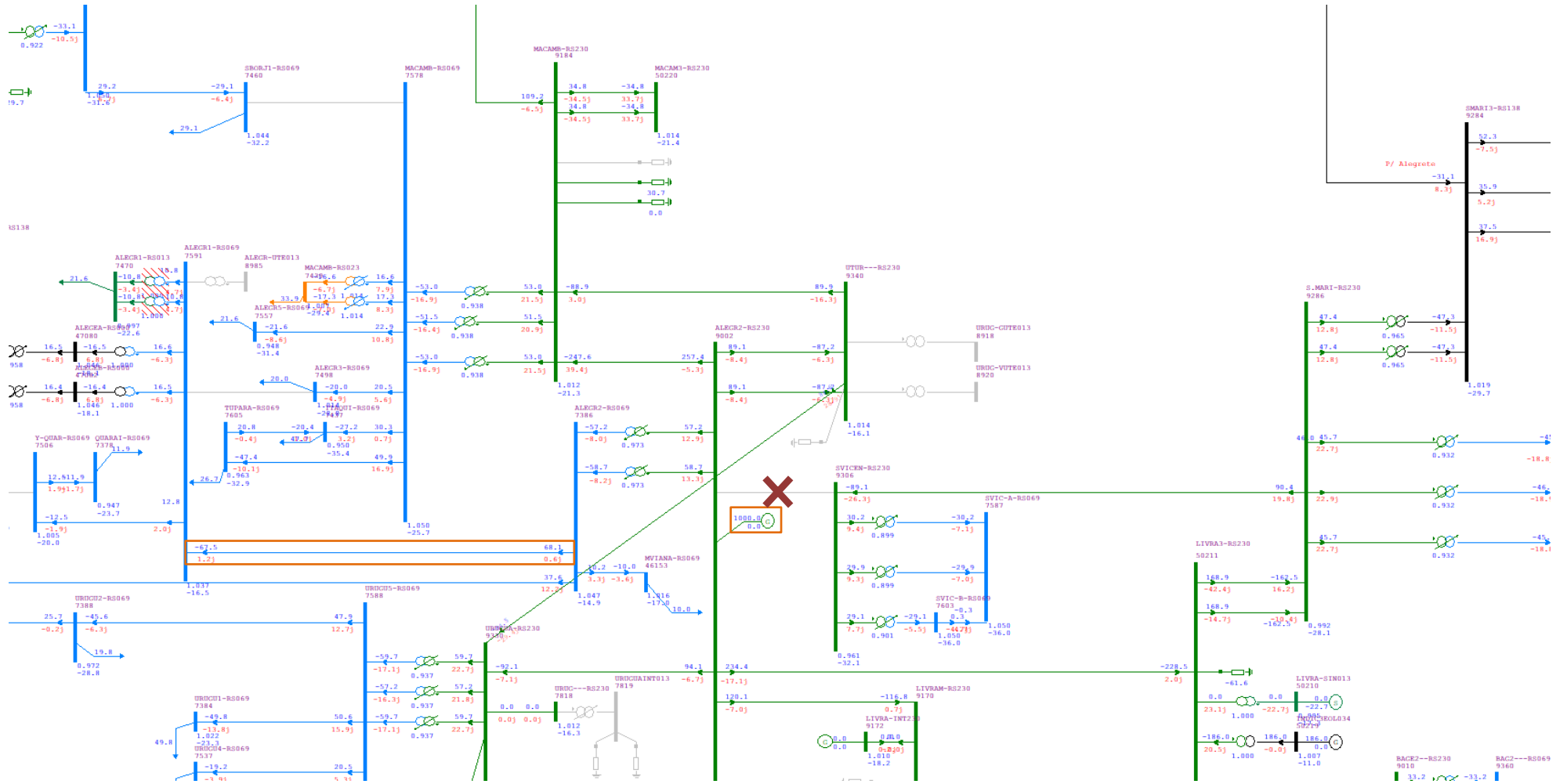


Figura 6-1 – Fluxo de carga na contingência da LT 230 kV Alegrete 2 – São Vicente, carga média Norte seco, ano 2033. Seccionamento da LT 69 kV Alegrete 2 – Alegrete 4 na SE Alegrete

Cabe lembrar que o atendimento à esta região foi analisado pela EPE em estudo ocorrido no ano de 2006 **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, foi recomendado o seccionamento da LT 69 kV Alegrete – Alegrete 4 na SE Alegrete 2 e posteriormente implantado, devido a restrições de espaço, o desencabeçamento do terminal de Alegrete (transferido para Alegrete 2), resultando na atual LT 69kV Alegrete 2 – Alegrete 4. Esta alternativa de seccionamento na SE Alegrete 1 passou a ser viável devido a atual configuração dos equipamentos na subestação com novos vãos livres devido a desativação de uma usina conectada a mesma.

### 6.2 Recapacitação da LT 69 kV Alegrete 2 – Alegrete

No rol de soluções vislumbradas de forma mais imediata está a recapacitação da LT 69 kV Alegrete 2 – Alegrete para valores de cerca de 75 MVA com condição normal. A depender das características desta obra, a LT poderia ser dotada ou não de capacidade de curta duração, no entanto para esta análise foi adotada uma premissa mais conservativa quanto a não consideração deste eventual ganho no projeto. A Figura 6-2 apresenta o diagrama esquemático para esta hipótese. Observa-se que, comparando-se à referência indicada no item 5.1, a margem em Alegrete 2 aumenta de forma considerável, passando de 500 para 1000 MW.



**Figura 6-2 – Fluxo de carga na contingência da LT 230 kV Alegrete 2 – São Vicente, carga média Norte seco, ano 2033. Recapacitação da LT 69 kV Alegrete 2 – Alegrete**

Nesse cenário, avaliou-se se haveria uma terceira alternativa que pudesse reduzir o carregamento da DIT em 69 kV Alegrete 2 – Alegrete com baixo custo e elevada eficácia em termos de margem. Cabe lembrar que a alternativa do sectionamento propicia um ganho de margem de escoamento inferior à alternativa da recapacitação; por sua vez, a recapacitação proporcionaria aumento de margem mais significativo, porém possui incertezas associadas ao seu custo, pois caso seja necessária uma reconstrução completa da LT, pode se tornar bastante onerosa. Por fim, em ambas as alternativas o fluxo na transformação 138/69 kV de Alegrete (2x25 MVA) se eleva bastante, podendo levar à necessidade de recomendação da 3ª unidade ou aumento da modulação dos transformadores existentes.

### 6.3 Desligamento da LT 138 kV Santa Maria 3 - Alegrete

Ao se analisar a distribuição de fluxos na região de Alegrete, observou-se que parte do potencial de geração inserido na barra de 230 kV da Alegrete 2 era direcionado à região da SE Santa Maria via LT 69 kV Alegrete 2 – Alegrete e LT 138 kV Santa Maria 3 – Alegrete, sendo esta última também uma DIT de propriedade da CEEE-GT. Neste sentido, ao se desligar a LT 138 kV o fluxo na LT 69 kV Alegrete 2 – Alegrete fica limitado à necessidade de atendimento às cargas da região de Alegrete, isto é, o aumento da inserção de geração nova na SE 230 kV Alegrete 2 não eleva o fluxo na LT 69 kV. Em função da topologia da região, isto também ocorre na contingência da LT 230 kV Alegrete 2 – São Vicente, a qual deixa de influenciar o carregamento da LT 69 kV Alegrete 2 – Alegrete.

Para esta alternativa, o que se altera é o fato de que o cenário dimensionador ocorre no patamar de carga leve Norte seco, onde o fluxo em condição normal na LT 230 kV Alegrete 2 – Maçambará passa a ser o fator limitante para a margem proporcionada por esta alternativa.

As Figura 6-3, Figura 6-4 e Figura 6-5 apresentam os diagramas esquemáticos desta alternativa para os anos de referência de 2024, 2028 e 2033. As margens de escoamento proporcionadas são de cerca de 1100, 970 e 1000 MW, respectivamente.

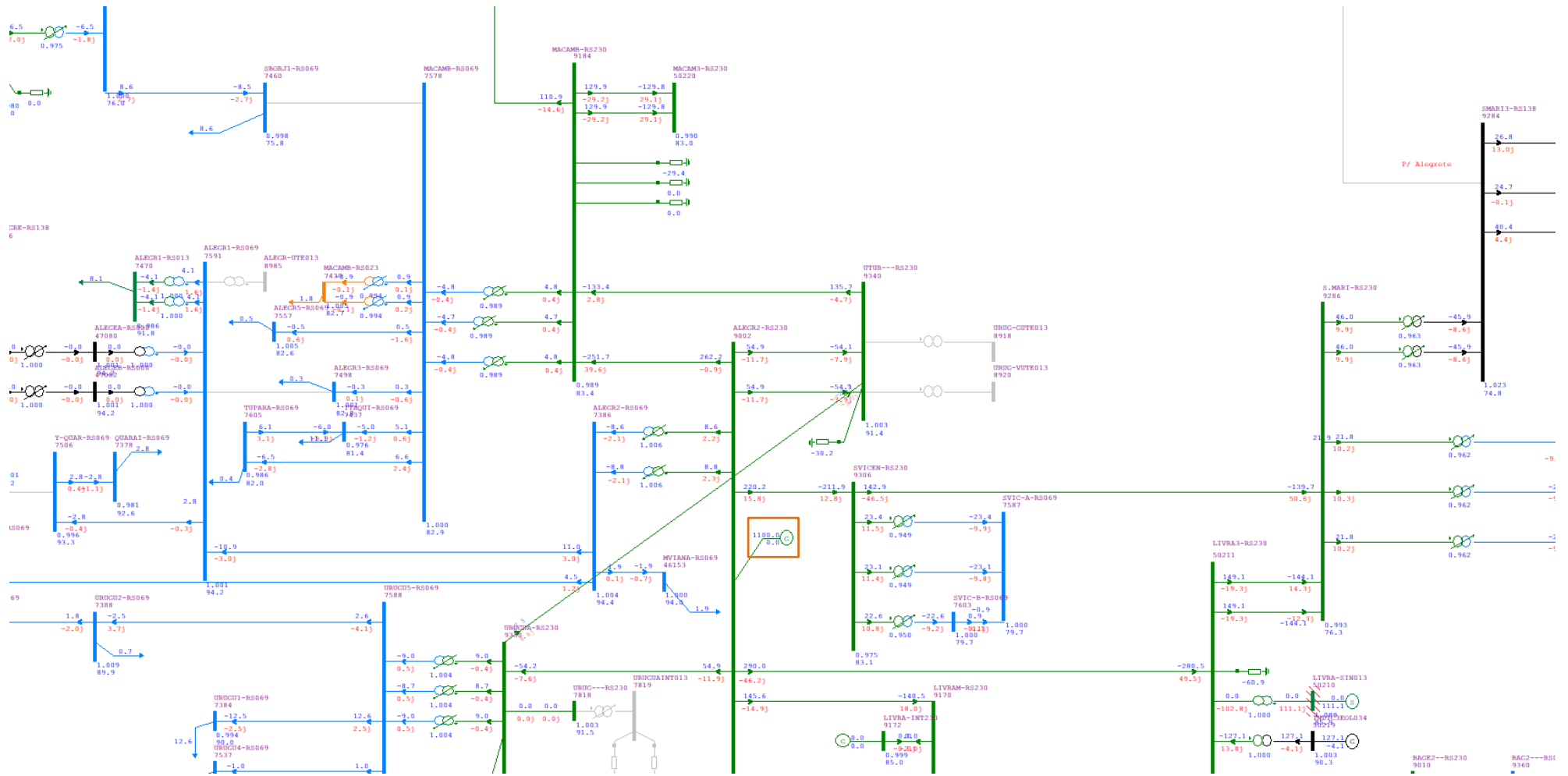


Figura 6-3 – Fluxo de carga em condição normal, carga leve Norte seco, ano 2024. Desligamento da LT 138 kV Santa Maria 3 - Alegrete

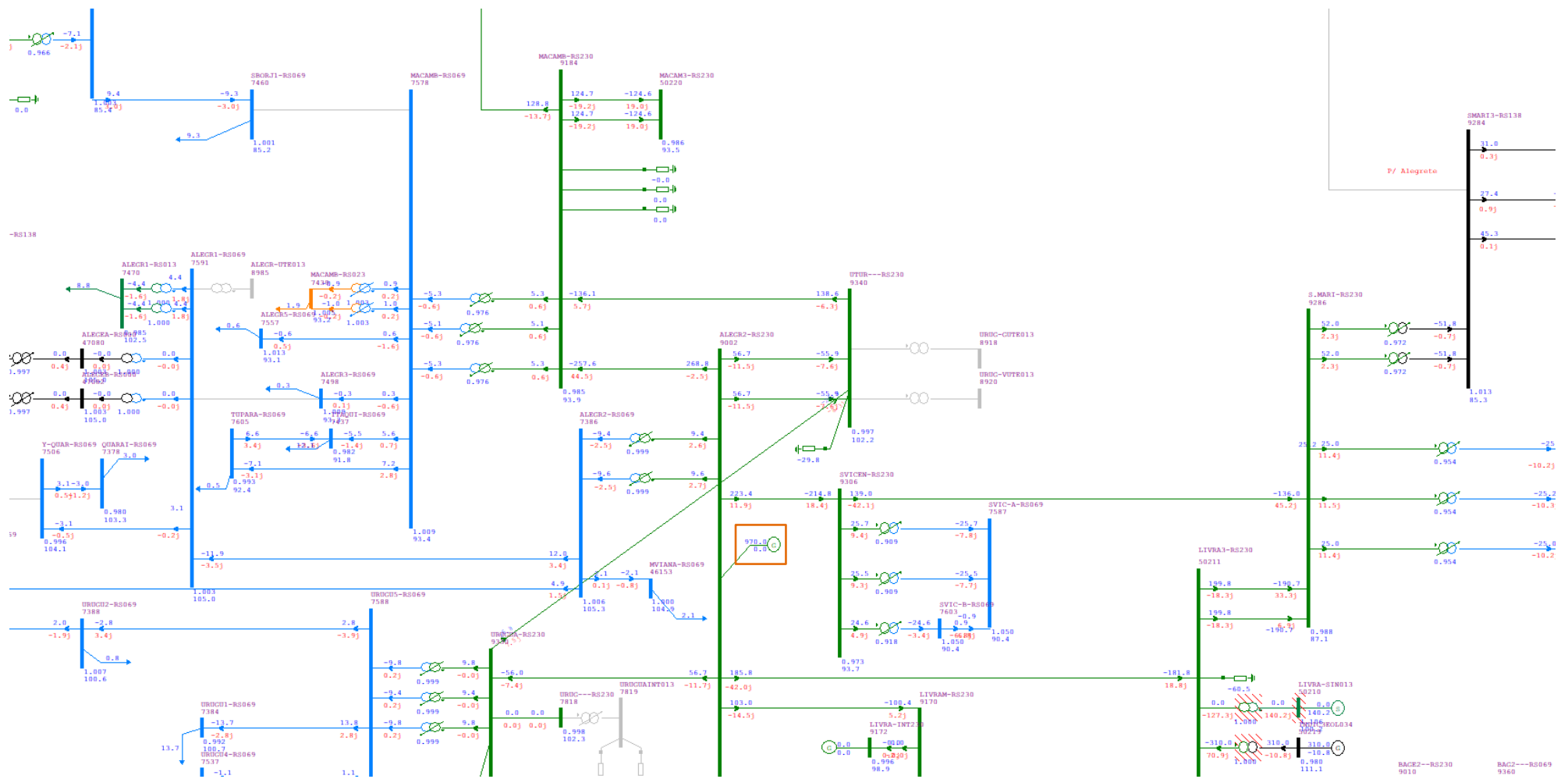


Figura 6-4 – Fluxo de carga em condição normal, carga leve Norte seco, ano 2028. Desligamento da LT 138 kV Santa Maria 3 - Alegrete



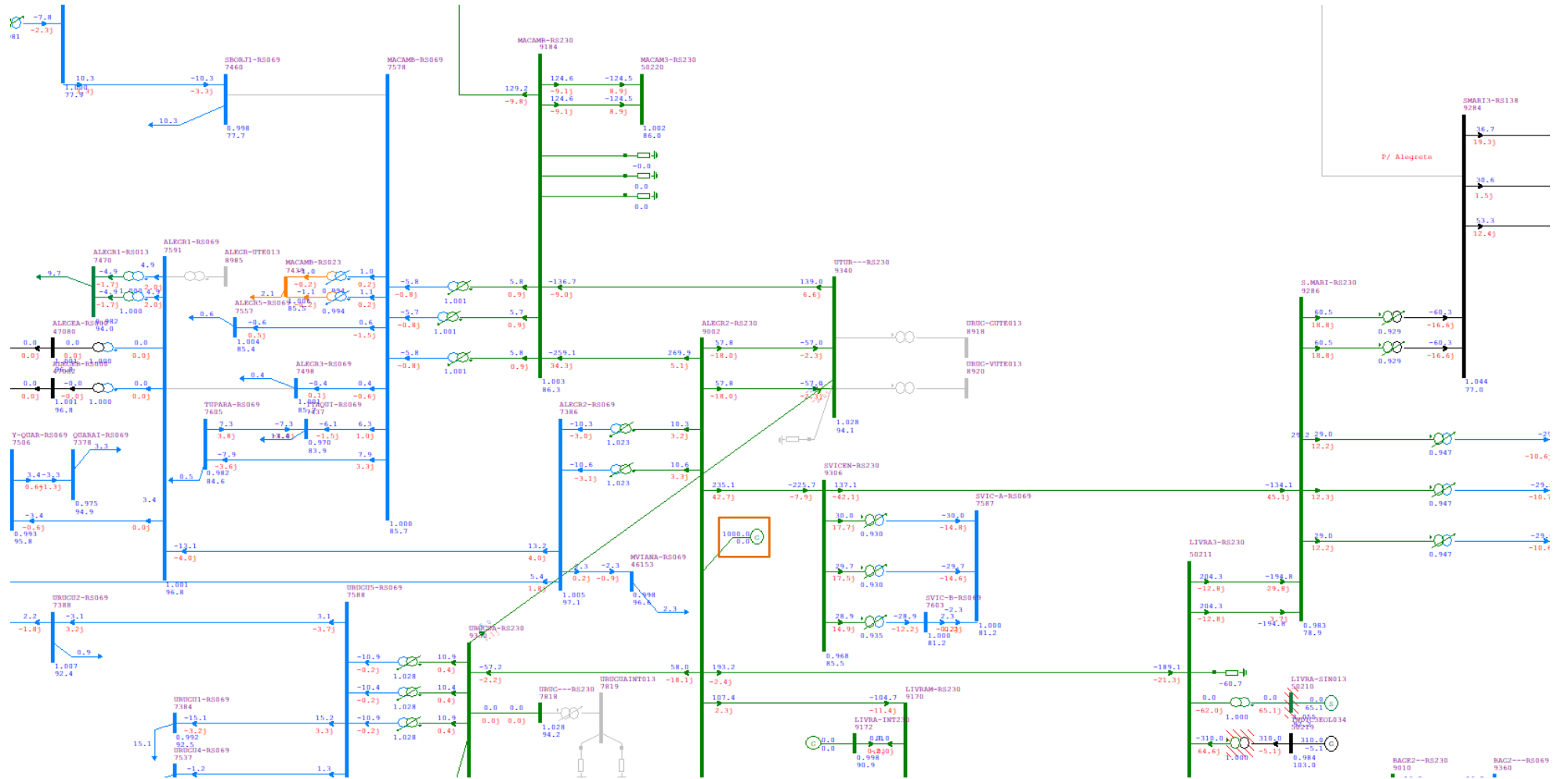


Figura 6-5 – Fluxo de carga em condição normal, carga leve Norte seco, ano 2033. Desligamento da LT 138 kV Santa Maria 3 - Alegrete

Esta alternativa, apesar de ser baseada na condição operativa de uma LT existente, não prejudica a confiabilidade do atendimento às cargas da distribuidora local (RGE), proporciona considerável elevação de margens na barra de 230 kV da SE Alegrete 2 e não apresenta custo direto associado, uma vez que não provoca restrições adicionais na rede em questão. No entanto, é importante frisar que o encaminhamento sugerido não corresponde à desativação permanente da LT 138 kV Santa Maria 3 – Alegrete. A configuração deverá ser tal que permita o fechamento desta LT em 138 kV somente diante de eventual contingência da LT 69 kV Alegrete 2 – Alegrete, de forma que não haja corte de carga na região de Alegrete.

A Tabela 6-1 apresenta um resumo das margens obtidas em cada um dos cenários analisados para os anos de 2024, 2028 e 2033, tanto com a configuração atual da rede (LT 138 kV Santa Maria 3 – Alegrete fechada) quanto com a configuração proposta (LT 138 kV Santa Maria 3 – Alegrete aberta). Destacou-se em **negrito** o conjunto de valores mais restritivo para cada configuração, levando em conta o *status* operativo da LT 138 kV em questão. Logo, além de visualizar os ganhos associados à proposta de desligamento da linha, é possível identificar os valores de margem em Alegrete 2 230 kV e quais são os cenários determinantes para a margem “final” de cada configuração. Por meio da tabela, pode-se inferir que a margem para conexão de novos projetos de geração na SE 230 kV Alegrete 2 é de cerca de 1000 MW, sofrendo pequenas variações a depender do ano de análise.

Cabe ressaltar que à época do cálculo das margens para os leilões de energia serão utilizados os casos de referência do ONS, logo o valor da margem em si poderá sofrer pequenas variações devido a alterações a serem consideradas no despacho de geração na região na nota técnica de premissas e critérios (normalmente realizada para cada leilão). No entanto, além da expectativa de que essa variação seja pequena, pode-se afirmar que a solução proposta de desligamento da LT 138 kV Santa Maria 3 – Alegrete contribuirá para elevar a margem de Alegrete 2.

Tabela 6-1 – Resumo das margens da região de Alegrete - horizonte 2024-2033

Cenário/Patamar de carga	Ano	LT 138 kV Santa Maria 3 - Alegrete fechada		LT 138 kV Santa Maria 3 - Alegrete aberta	
		Potencial em Alegrete 2 230 kV [MW]	Fator limitante	Potencial em Alegrete 2 230 kV [MW]	Fator limitante
Média Norte úmido	2024	600	Carregamento LD 69 kV Alegrete 2 - Alegrete na contingência da LT 230 kV Alegrete 2 - São Vicente	1400	Carregamento LD 69 kV Alegrete 2 - Alegrete na contingência da LT 230 kV Alegrete 2 - São Vicente
Média Norte úmido	2028	570		1400	
Média Norte úmido	2033	550		1600	
Média Norte seco	2024	600	Carregamento LD 69 kV Alegrete 2 - Alegrete na contingência da LT 230 kV Alegrete 2 - São Vicente	1400	Carregamento LD 69 kV Alegrete 2 - Alegrete na contingência da LT 230 kV Alegrete 2 - São Vicente
Média Norte seco	2028	550		1300	
Média Norte seco	2033	500		1250	
Leve Norte seco	2024	750	Carregamento LD 69 kV Alegrete 2 - Alegrete na contingência da LT 230 kV Alegrete 2 - São Vicente	1120	Carregamento em condição normal da LT 230 kV Alegrete 2 - Maçambará
Leve Norte seco	2028	600		970	
Leve Norte seco	2033	550		1000	

### 6.3.1 Análise de sensibilidade quanto à extensão da radialização do sistema até a região do Jacuí

Após interações iniciais entre EPE e ONS a respeito da proposta de abertura da LT 138 kV Santa Maria 3 – Alegrete, foi realizada uma reunião entre os agentes envolvidos, a fim de apresentar as soluções analisadas para as restrições de carregamento em Alegrete e a proposta de encaminhamento em termos de recomendação. Nesta oportunidade, a distribuidora RGE concordou com a solução apresentada, confirmando que não afetaria a confiabilidade de atendimento às cargas.

Além disso, a RGE solicitou à EPE uma análise adicional de extensão de radialização do sistema de distribuição até a região do Jacuí, no sentido de verificar eventuais vantagens adicionais que aumentassem a margem em Alegrete. A Figura 6-6 apresenta o diagrama esquemático da região de interesse, com detalhe do trecho Alegrete – Santa Maria 3 – Jacuí.



**Figura 6-6 – Diagrama esquemático do trecho Alegrete – Santa Maria 3 – Jacuí**

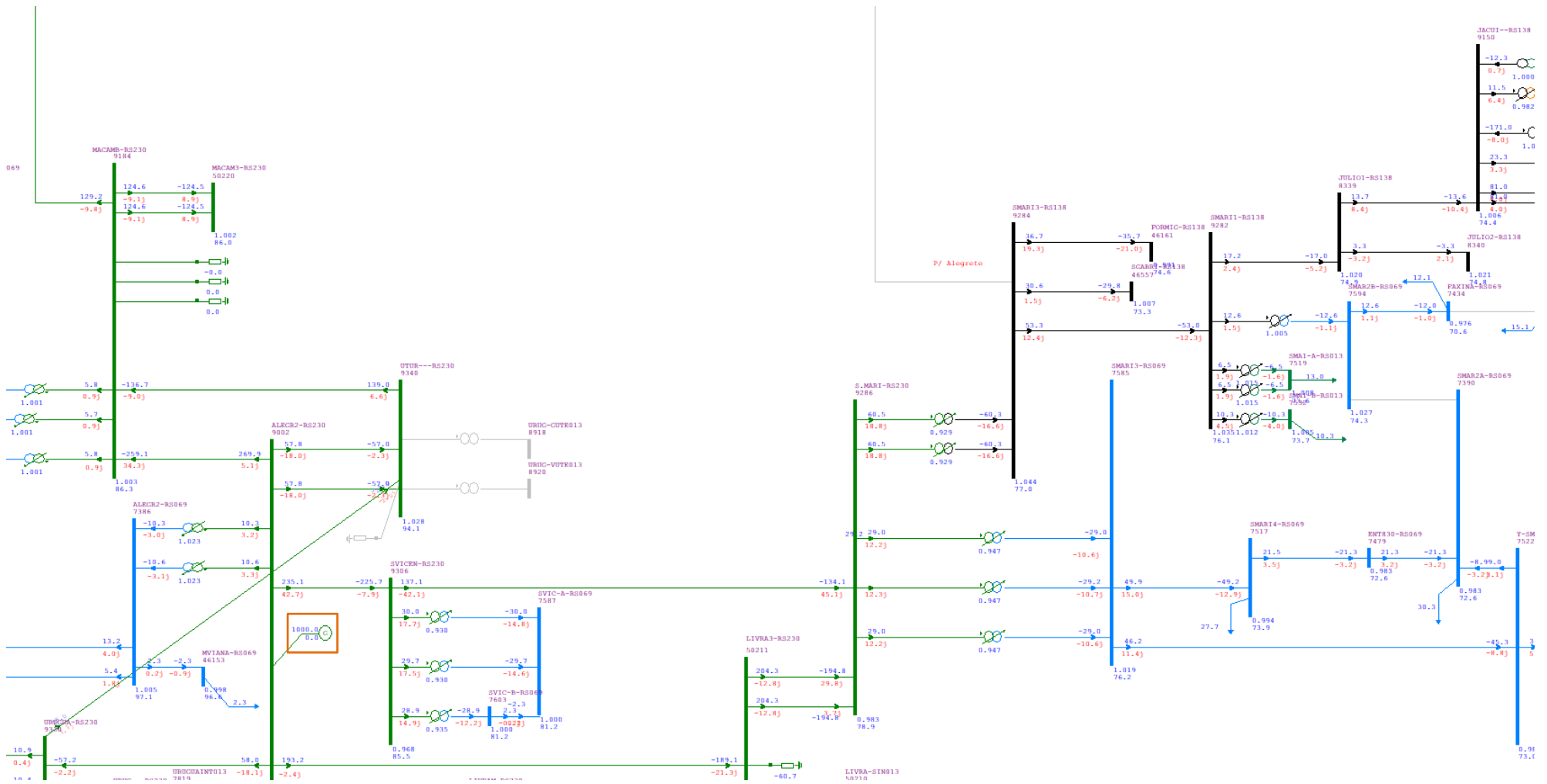
Conforme indicado pela RGE, foram simuladas a abertura dos seguintes trechos adicionalmente à abertura da LT 138 kV Santa Maria 3 – Alegrete:

- LT 138 kV Santa Maria 3 – Santa Maria 1: neste caso, as SEs Santa Maria 1, Júlio de Castilhos 1 e Júlio de Castilhos 2 ficariam atendidas radialmente a partir de Passo Real/Jacuí;
- LT 138 kV Santa Maria 1 – Júlio de Castilhos 1: nesta configuração, ter-se-ia a SE Santa Maria 1 radial via Santa Maria 3 e Júlio de Castilhos 1 e Júlio de Castilhos 2 radiais a partir de Passo Real/Jacuí;
- LT 138 kV Jacuí – Júlio de Castilhos 1: nesta situação, todas as SEs radiais a partir de Santa Maria 3.

As análises indicaram que, dada a configuração atual da rede, as propostas de extensão da radialização não trazem vantagens para as margens no setor de 230 kV de Alegrete, pois radializar mais trechos em 138 kV no corredor Santa Maria – Jacuí provoca ligeiro aumento no fluxo da LT 230 kV Alegrete 2 – Maçambará, apesar de reduzir ligeiramente o fluxo da LT 230 kV Alegrete 2 – São Vicente. O próprio desligamento da LT 138 kV Santa Maria 3 – Alegrete contribui para que o fluxo na LT 230 kV Alegrete 2 – Maçambará aumente, no entanto, como detalhado no item 6.3, ao mesmo tempo faz com que novos potenciais no 230 kV de Alegrete 2 não afetem o carregamento da LT 69 kV Alegrete 2 – Alegrete.

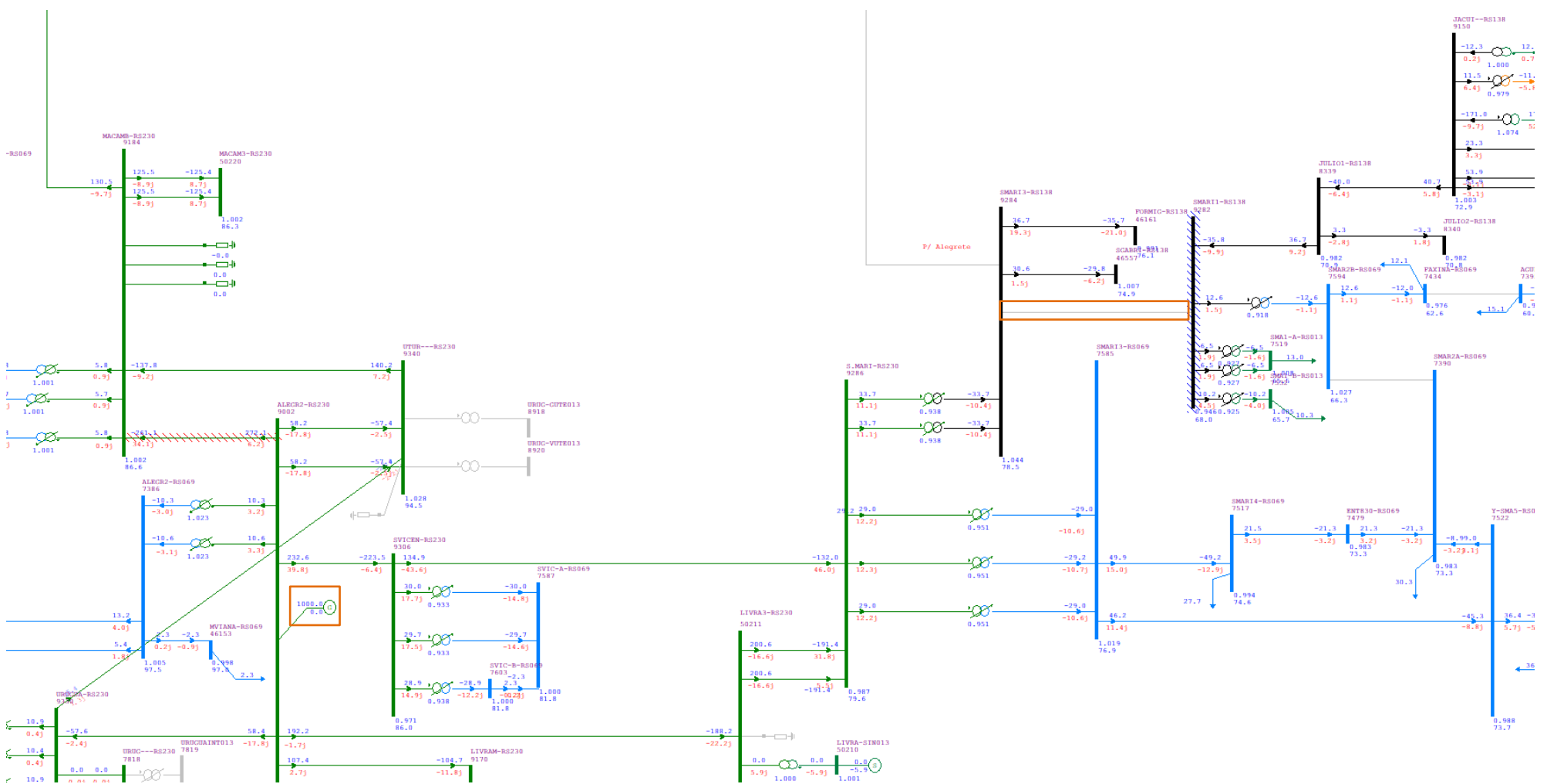
A Figura 6-7 apresenta o diagrama do fluxo de carga de referência para o ano 2033, carga leve Norte seco e somente com a LT 138 kV Santa Maria 3 – Alegrete desligada.





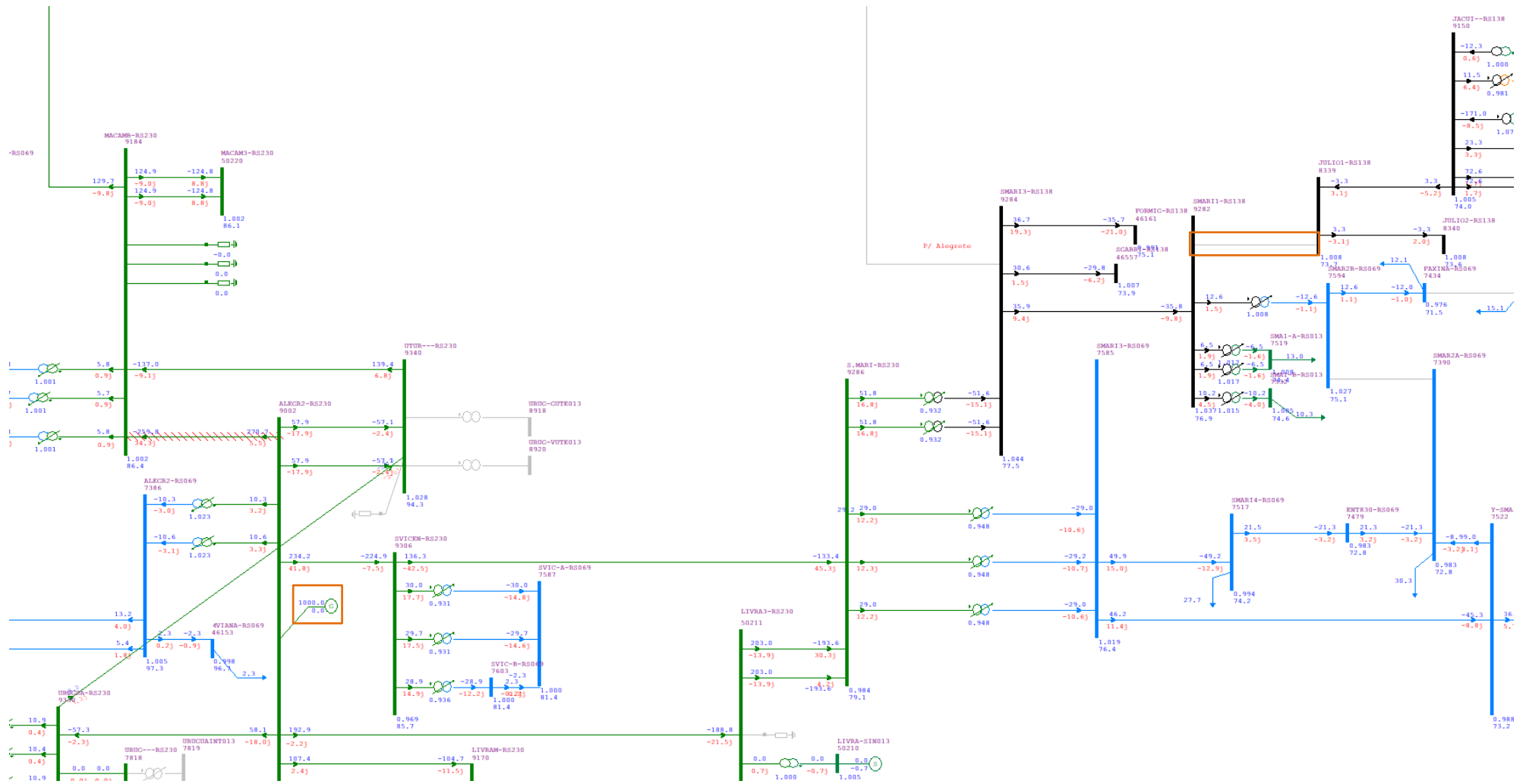
**Figura 6-7 – Fluxo de carga em condição normal, carga leve Norte seco, ano 2033. Desligamento da LT 138 kV Santa Maria 3 - Alegrete e potencial adicional de 1000 MW na SE 230 kV Alegrete 2**

A Figura 6-8 apresenta a mesma situação, no entanto desligando-se também a LT 138 kV Santa Maria 3 – Santa Maria 1. Nos diagramas subsequentes (referentes aos trechos adicionais desligados), observa-se sobrecarga marginal na LT 230 kV Alegrete 2 – Maçambará. No entanto, ressalta-se que estes desligamentos provocam variação de cerca de 2MW no carregamento da LT 230 kV, tratando-se apenas da ultrapassagem do limite de longa duração da linha – 270 MW. Logo, diante do exposto e das incertezas do horizonte em questão (geração e carga), não se pode atribuir as sobrecargas na LT 230 kV Alegrete 2 – Maçambará indicadas nas Figura 6-8, Figura 6-9 e Figura 6-10 aos desligamentos dos trechos em 138 kV entre Santa Maria 3 e Jacuí.



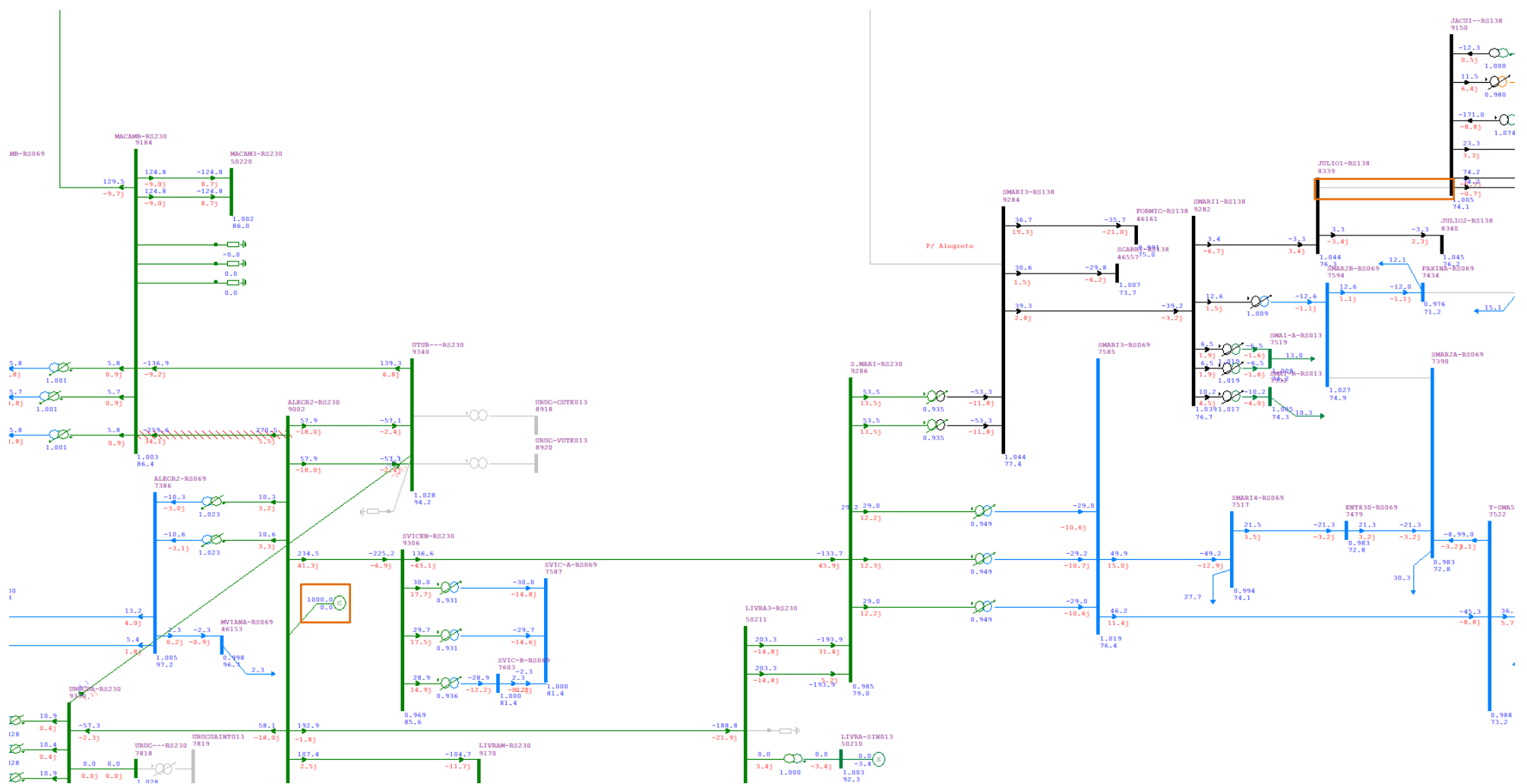
**Figura 6-8 – Fluxo de carga em condição normal, carga leve Norte seco, ano 2033. Desligamento das LTs 138 kV Santa Maria 3 - Alegrete e Santa Maria 3 – Santa Maria 1. Potencial adicional de 1000 MW na SE 230 kV Alegrete 2**

A Figura 6-9 apresenta o mesmo diagrama esquemático, desta vez com o desligamento da LT 138 kV Santa Maria 1 – Júlio de Castilhos 1. O efeito nos trechos em 230 kV Alegrete 2 – Maçambará e Alegrete 2 – São Vicente é semelhante. No entanto, observa-se redução do carregamento da LT 138 kV Santa Maria 3 – Santa Maria 1.



**Figura 6-9 – Fluxo de carga em condição normal, carga leve Norte seco, ano 2033. Desligamento das LTs 138 kV Santa Maria 3 - Alegrete e Santa Maria 1 – Júlio de Castilhos. Potencial adicional de 1000 MW na SE 230 kV Alegrete 2**

Por fim, simulou-se o desligamento do trecho em 138 kV Júlio de Castilhos 1 – Jacuí. A Figura 6-10 mostra o fluxo de potência resultante e, assim como nas duas simulações anteriores, o efeito nos trechos em 230 kV é semelhante. Além disso, os fluxos nas LTs 138 kV que permanecem fechadas no trecho Santa Maria 3 – Jacuí se reduzem.



**Figura 6-10 – Fluxo de carga em condição normal, carga leve Norte seco, ano 2033. Desligamento das LTs 138 kV Santa Maria 3 - Alegrete e Júlio de Castilhos - Jacuí. Potencial adicional de 1000 MW na SE 230 kV Alegrete 2**

No entanto, em função dos resultados apresentados, pode-se dizer que a radialização que a RGE propôs poderá evitar obras para a distribuição numa configuração futura, a depender da concretização dos potenciais. Caso as restrições nos trechos em 230 kV sejam sanadas para potenciais superiores a 1000 MW em Alegrete 2, a LT 138 kV do trecho subsequente (Santa Maria 3 – Santa Maria 1) começaria a entrar em sobrecarga. Desta forma, o

desligamento desta LT ou de qualquer uma das outras 2 LTs 138 kV indicadas pela RGE (Santa Maria 1 – Júlio de Castilhos 1 ou Jacuí – Júlio de Castilhos 1) sanaria o problema.

### 6.3.2 Análise de sensibilidade quanto ao despacho da UTE Uruguiana e da Conversora Uruguiana

Além de algumas PCHs e usinas eólicas, na região Oeste/Centro encontra-se a usina térmica de Uruguiana (630 MW) e a Conversora de mesmo nome (50 MW), na fronteira com a Argentina. Em todas as simulações apresentadas até então, assim como nas Notas Técnicas [1] e [2] tanto a térmica quanto a conversora não estavam despachadas.

Além de ter CVU elevado (R\$540/MWh), atualmente a usina tem contratação de MUST nulo pela ausência de contrato vigente de importação de gás natural da Argentina. Logo, entende-se que seja mais razoável não limitar a margem de escoamento para usinas mais econômicas por uma possibilidade de que a usina venha a despachar no futuro. Em complemento a essas informações, verificou-se pelo histórico de geração da região que a UTE Uruguiana foi despachada pela última vez no ano de 2015.

Embora neste momento entenda-se que não é plausível despachar a UTE e a Conversora Uruguiana como premissa para o cálculo das margens de escoamento, julga-se pertinente uma análise de sensibilidade quanto ao despacho da UTE e da Conversora Uruguiana, a fim de se verificar qual seria o impacto nas margens em Alegrete 2 230 kV. A Figura 6-11 mostra o diagrama do fluxo de carga com esta consideração, no cenário de carga leve Norte seco, ano 2033. É possível constatar que a margem para conexão de geração no setor de 230 kV da SE Alegrete 2 reduz-se de forma significativa, saindo de 1000 para 650 MW.

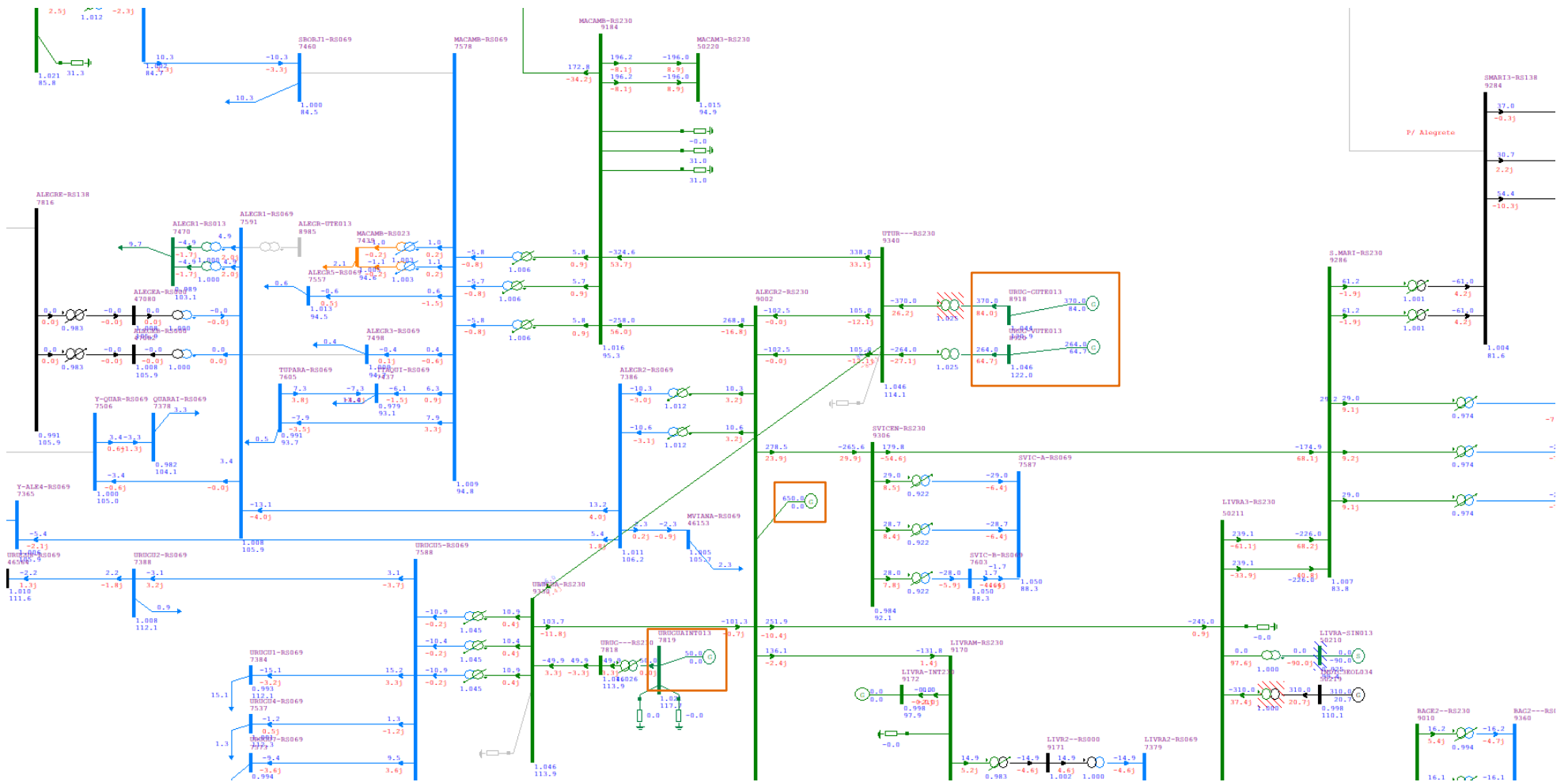


Figura 6-11 – Fluxo de carga em condição normal, carga leve Norte seco, ano 2033. Despacho da UTE Uruguiana e da Conversora Uruguiana

## **7 PARTICIPANTES**

Carolina Moreira Borges – EPE

Daniel José Tavares de Souza – EPE

Rodrigo Ribeiro Ferreira – EPE

Adriano de Souza – ONS

Danilo Dupin da Silva – NOS

Ivair Lima da Freiria – ONS

João Paulo de Oliveira Amaral – RGE

Régis Bolzan – RGE

Diogo da Silva Costa – CEEE-GT

Luiz Fábio Fraporti da Silva – CGT Eletrosul

## 8 REFERÊNCIAS

- [1] ONS NT 0046/2019 "LEN A-4/2019: Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração pela Rede Básica, DIT e ICG", maio de 2019.
- [2] ONS NT 0025/2020 "LEN A-4/2020: Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração pela Rede Básica, DIT e ICG", março de 2020.
- [3] RT 030/2020, POWER SOLUTION Engenharia Elétrica Ltda "Estudos Elétricos de Fluxo de Potência, para o cálculo da margem de escoamento, através do setor de 230 kV da SE Alegrete 2, considerando o horizonte de janeiro de 2024", abril de 2020.
- [4] EPE-DEE-RE-040/2006-r0 "Atendimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul – Regiões Central e Oeste", maio de 2006.