

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CENTRO TECNOLÓGICO  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E  
ELETRÔNICA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA  
CAMPUS FLORIANÓPOLIS

Ricardo Pereira

APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DE REGIÃO DE  
SEGURANÇA NO PLANEJAMENTO ELÉTRICO: ANÁLISE  
DA INTEGRAÇÃO DA SE 525 kV GASPAR 2

FLORIANÓPOLIS

2024

RICARDO PEREIRA

APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DE REGIÃO DE  
SEGURANÇA NO PLANEJAMENTO ELÉTRICO: ANÁLISE  
DA INTEGRAÇÃO DA SE 525 kV GASPAR 2

**Trabalho de Conclusão de Curso sub-  
metido à Universidade Federal de  
Santa Catarina, como requisito neces-  
sário para obtenção do grau de Bacha-  
rel em Engenharia Elétrica**

Orientador: Prof. Antonio Felipe da Cunha  
de Aquino, Dr.

Coorientadora: Enga. Fernanda Souza Senna,  
Me.

Florianópolis, julho de 2024

Ficha catalográfica gerada por meio de sistema automatizado gerenciado pela BU/UFSC.  
Dados inseridos pelo próprio autor.

Pereira, Ricardo

Aplicação da metodologia de região de segurança no planejamento elétrico : análise da integração da SE 525 kV Gaspar 2 / Ricardo Pereira ; orientador, Antonio Felipe da Cunha de Aquino, coorientadora, Fernanda Souza Senna, 2024. 91 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Planejamento Elétrico. 3. Fluxo de Potência. 4. Região de Segurança Estática. 5. ORGANON. I. Aquino, Antonio Felipe da Cunha de. II. Senna, Fernanda Souza. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Ricardo Pereira

**Aplicação da metodologia de região de segurança no planejamento elétrico:**  
análise da integração da SE 525 kV Gaspar 2

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Florianópolis, 09 de Julho de 2024

---

Prof. Miguel Moreto, Dr.  
Coordenador do Curso de Graduação em  
Engenharia Elétrica

**Banca Examinadora:**

---

Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, Dr.  
Orientador  
Universidade Federal de Santa Catarina

---

Eng. André Macagnan  
Operador Nacional do Sistema Elétrico

---

Profa. Katia Campos de Almeida, Dr.  
Universidade Federal de Santa Catarina

*Dedico este trabalho aos meus pais e meu irmão,  
meus maiores e melhores orientadores de vida.*



# Agradecimentos

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer aos meus pais que sempre deram tudo de si para me proporcionar condições de seguir meus sonhos. Agradeço também à toda minha família, em especial minhas avós, Selma e Nair, pelo amor incondicional e por serem exemplos de vida, minha madrinha Débora por sempre acreditar em mim, me aconselhar e incentivar durante essa trajetória, e aos meus tios Aurélia e Luiz, que me hospedaram com muito carinho em sua casa durante um grande período para que eu pudesse conciliar meu trabalho e meus estudos com qualidade.

Gostaria de agradecer também ao meu irmão Gustavo, meu melhor amigo, que sempre esteve do meu lado em cada passo da minha vida. Agradeço ao meu primo Arthur, pela companhia desde a infância, pelas conversas e conselhos acadêmicos e profissionais de um amigo e companheiro de profissão. E também ao meu amigo do peito Arthur "Lenny", pela amizade sincera de longa data, desde a época do curso técnico.

Agradeço à minha namorada Camila, por ser uma companhia incrível, atenciosa, amiga, pelo suporte e por toda a paciência que teve na minha reta final de graduação.

Além disso, agradeço a todos os professores do Departamento de Engenharia Elétrica que proporcionaram um ensino de qualidade e que contribuíram para meu crescimento pessoal e profissional, em especial os professores André Luís Kirsten, pela amizade e tutoria ao longo de grande parte da graduação, e ao professor Antonio Felipe, não apenas pela brilhante orientação deste trabalho e de mais de 2 anos de estágio, mas pela amizade e pelas aulas de qualidade cheias de entusiasmo e sabedoria.

Agradeço também ao PETEEL e todos meus colegas petianos que me proporcionaram um ambiente de desenvolvimento excepcional dentro da faculdade, uma coleção de histórias em mais de 2 anos de grupo, além das diversas oportunidades incríveis.

Também gostaria de agradecer à minha supervisora de estágio e coorientadora Fernanda Souza Senna, pela amizade e ensinamentos durante 2 anos de estágio no ONS, e meus colegas da equipe PLS que contribuíram muito para meu desenvolvimento profissional. Agradeço também ao Cleber Buosi, toda a equipe da GC4 e demais colegas da Comerc Energia, pela recepção, pela confiança e pelos ensinamentos durante o período de estágio.

Por fim, e não menos importante, agradeço aos amigos que fiz nessa jornada: Giovanni Sonaglio, Lorenzo Borges, Victor Lourenço, Augusto Franco, José Mateus, Luiz Felipe, Guilherme Beck, Hugo Raffi, Émillyn Caon, Davi Seemann, Gustavo Schewinski e demais. Sobreviver na Engenharia Elétrica nos uniu e nos proporcionou desafios, problemas, mas também companheirismo, risadas e muitas histórias. Obrigado pela parceria!



# Resumo

As atividades de planejamento elétrico desempenham um papel crucial, assegurando que o sistema se desenvolva de forma a garantir sua operação futura dentro de limites seguros, fornecendo energia de maneira eficiente e segura. Com o aumento constante da complexidade do sistema elétrico brasileiro, há uma necessidade crescente de ferramentas com maior capacidade de análise, permitindo aos engenheiros de planejamento realizar análises que capturem efeitos de perturbações difíceis de serem detectados. O software Organon, desenvolvido pela HPPA e adotado pelo ONS, surge como uma solução para este desafio. O objetivo deste trabalho é explorar as diversas funcionalidades do ORGANON, como ferramenta computacional, para aplicar a metodologia de região de segurança estática em um caso real do Sistema Interligado Nacional (SIN). Utilizando bases de dados disponibilizadas pelo ONS para análises e simulações, aplicou-se a metodologia de região de segurança estática para identificar problemas na rede de transmissão da região do Vale do Itajaí, em Santa Catarina, e avaliar a entrada da SE 525 kV Gaspar 2 como possível solução estrutural. Com as ferramentas integradas ao ORGANON, como interpretação de nomogramas, criação de variáveis definidas pelo usuário para monitoramento de grandezas específicas, modelagem e sinalização de um Sistema Especial de Proteção (SEP), variação da carga do sistema, entre outras, foi possível identificar cenários de sobrecarga da LT 230 kV Blumenau - Gaspar 2 em contingência e validar a efetividade do empreendimento Gaspar 2 como solução estrutural para os problemas identificados na região. Além disso, o ORGANON demonstrou ser uma ferramenta eficaz em simulações complexas, como a avaliação de segurança.

**Palavras-chave:** Planejamento Elétrico, Fluxo de Potência, Região de Segurança Estática, ORGANON, SE Gaspar 2.



# Abstract

Power system planning activities play a crucial role in ensuring that the system develops in a way that guarantees its future operation within safe limits, providing energy efficiently and safely. With the constant increase in the complexity of the Brazilian power system, there is a growing need for tools with greater analytical capacity, allowing planning engineers to perform analyses that capture perturbation effects that are difficult to detect. The Organon software, developed by HPPA and adopted by the ONS, emerges as a solution to this challenge. The objective of this work is to explore the various functionalities of ORGANON, as a computational tool, to apply the static security region methodology in a real case of the Brazilian Interconnected Power System (BIPS). Using data bases provided by ONS for analyses and simulations, the static security region methodology was applied to identify problems in the transmission network of the Vale do Itajaí region in Santa Catarina state, and to evaluate the Gaspar 2 525 kV substation as a possible structural solution. With the tools integrated into ORGANON, such as nomogram interpretation, creation of user defined variables for monitoring specific quantities, modeling and signaling of a Special Protection Scheme (SPS), system load variation, among others, it was possible to identify overload scenarios of the Blumenau - Gaspar 2 230 kV transmission line in contingency and validate the effectiveness of the Gaspar 2 project as a structural solution to the problems identified in the region. Furthermore, ORGANON proved to be an effective tool in complex simulations, such as security assessment.

**Keywords:** Power System Planning, Power Flow, Static Security Region, ORGANON, Gaspar 2 Substation.



# Lista de ilustrações

Figura 1 – Esquema Simplificado das Interligações . . . . .	24
Figura 2 – Matriz de Energia Elétrica Brasileira . . . . .	25
Figura 3 – Sistema de Transmissão - SIN Horizonte 2027 . . . . .	26
Figura 4 – Arranjo institucional do Setor Elétrico Brasileiro . . . . .	27
Figura 5 – Fluxograma de atribuições do ONS . . . . .	29
Figura 6 – Volumes do relatório do PAR/PEL . . . . .	33
Figura 7 – Exemplo de Ficha de Contingência . . . . .	34
Figura 8 – Arquitetura Mestre-Escravo no processamento distribuído . . . . .	47
Figura 9 – Ilustração da região de segurança e seus limites. . . . .	50
Figura 10 – Processo de busca binária no cálculo do limite de segurança. . . . .	50
Figura 11 – Projeções das intersecções das regiões de segurança de cada contingência. . . . .	51
Figura 12 – Exemplo de nomograma de uma RSE e suas áreas, contornos e limites. . . . .	51
Figura 13 – Exemplo de nomograma de uma RSD e suas áreas, contornos e limites. . . . .	52
Figura 14 – Sistema de 525 kV da região Sul - Horizonte 2024-2028 . . . . .	58
Figura 15 – Sistema da Rede Básica do estado de Santa Catarina - Horizonte 2024-2028 . . . . .	58
Figura 16 – Diagrama unifilar simplificado da topologia atual da região estudada. . . . .	59
Figura 17 – Diagrama unifilar simplificado da topologia com a integração completa do empreendimento. . . . .	62
Figura 18 – Ajuste do caso 1 dos casos alternativos do quadrimestral 1Q2024, para construção da RSE. . . . .	63
Figura 19 – Nomograma da RSE para topologia sem a SE 525 kV Gaspar 2. . . . .	67
Figura 20 – Nomograma da RSE com RSUL para topologia sem a SE 525 Gaspar 2 kV. . . . .	68
Figura 21 – Nomograma da RSE com SEP para topologia sem a SE Gaspar 2 525 kV. . . . .	69
Figura 22 – Diagrama unifilar simplificado da topologia com a integração parcial do empreendimento. . . . .	70
Figura 23 – Nomograma da RSE para topologia parcial do empreendimento. . . . .	71
Figura 24 – Nomogramas para topologia atual (a esquerda) e topologia parcial (a direita) para limites de 340 MVA, 420 MVA e 470 MVA. . . . .	74
Figura 25 – Nomograma da RSE para topologia completa do empreendimento. . . . .	75
Figura 26 – Nomograma da RSE com variação de carga para topologia sem a SE 525 kV Gaspar 2. . . . .	76
Figura 27 – Nomograma da RSE com variação de carga para topologia completa do empreendimento. . . . .	77



# Lista de tabelas

Tabela 1 – Classificação das barras do sistema elétrico na formulação do problema de fluxo de potência. . . . .	38
Tabela 2 – Relatório da RSD de exemplo (fictício) . . . . .	55
Tabela 3 – Limites operativos da LT 230 kV Blumenau - Gaspar 2 C1 e C2. . . . .	60
Tabela 4 – Lista de sensibilidade para controle da inequação. . . . .	61
Tabela 5 – Lista de fatores de sensibilidade do carregamento da LT 230 kV Blumenau - Gaspar 2 C1 em relação a geração das UHEs e UTEs do subsistema Sul. . . . .	64
Tabela 6 – Grupos de geração definidos para Região de Segurança . . . . .	66
Tabela 7 – Relatório da RSE para topologia sem a SE 525 kV Gaspar 2. . . . .	68
Tabela 8 – Relatório da RSE para topologia parcial da SE 525 kV Gaspar 2. . . . .	72
Tabela 9 – Análise de sensibilidade da LT 230 kV Blumenau - Gaspar 2 em contingência, nos casos sem SE 525 kV Gaspar 2 e com entrada parcial. . . . .	73



# Lista de abreviaturas e siglas

**ANEEL** - Agência Nacional de Energia Elétrica

**ATR** - Autotransformador

**CC** - Corrente Contínua

**CNPE** - Conselho Nacional de Política Energética

**DMSE** - Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico

**EPE** - Empresa de Pesquisa Energética

**GET** - Grupos de Estudo de Transmissão

**HVDC** - *High Voltage Direct Current* (Corrente Contínua em Alta Tensão)

**IO** - Instrução de Operação

**LT** - Linha de Transmissão

**MME** - Ministério de Minas e Energia

**MMGD** - Micro e Mini Geração Distribuída

**MPO** - Manual de Procedimentos da Operação

**ONS** - Operador Nacional do Sistema Elétrico

**PAR/PEL** - Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN

**PCH** - Pequena Central Hidrelétrica

**PELP** - Plano de Expansão de Longo Prazo

**PET** - Programa de Expansão da Transmissão

**POTEE** - Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica

**RB** - Rede Básica

**RSD** - Região de Segurança Dinâmica

**RSE** - Região de Segurança Estática

**RSUL** - Fluxo de Recebimento do Sul

**SE** - Subestação Elétrica

**SEB** - Sistema Elétrico Brasileiro

**SEP** - Sistema Especial de Proteção

**SIN** - Sistema Interligado Nacional

**TR** - Transformador

**UDT** - *User Defined Report Tables*

**UDV** - *User Defined Variables*

**UG** - Unidade Geradora

**UHE** - Usina Hidrelétrica

**UTE** - Usina Termelétrica

# Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>21</b>
<b>1.1</b>	<b>Objetivo</b>	<b>22</b>
1.1.1	Objetivo Geral	22
1.1.2	Objetivos Específicos	22
<b>2</b>	<b><i>PLANEJAMENTO ELÉTRICO DA OPERAÇÃO</i></b>	<b>23</b>
<b>2.1</b>	<b>Sistema Interligado Nacional (SIN)</b>	<b>24</b>
<b>2.2</b>	<b>Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro</b>	<b>26</b>
2.2.1	Agência Nacional de Energia Elétrica	27
2.2.2	Empresa de Pesquisa Energética	28
2.2.3	Operador Nacional do Sistema Elétrico	28
<b>2.3</b>	<b>Procedimentos de Rede</b>	<b>29</b>
<b>2.4</b>	<b>Planejamento Elétrico de Longo Prazo</b>	<b>30</b>
2.4.1	PET/PELP	30
<b>2.5</b>	<b>Planejamento Elétrico de Médio Prazo</b>	<b>31</b>
2.5.1	PAR/PEL	32
<b>2.6</b>	<b>Planejamento Elétrico de Curto Prazo</b>	<b>33</b>
2.6.1	Planejamento da operação elétrica com horizonte quadrimestral	33
2.6.2	Planejamento da operação elétrica com horizonte mensal	35
<b>3</b>	<b><i>FUNDAMENTOS TEÓRICOS</i></b>	<b>37</b>
<b>3.1</b>	<b>Fluxo de Potência</b>	<b>37</b>
3.1.1	Formulação Matemática	37
3.1.2	Método de Newton-Raphson	39
<b>3.2</b>	<b>Análise de Sensibilidade</b>	<b>41</b>
<b>3.3</b>	<b>Análise de Contingências</b>	<b>41</b>
<b>3.4</b>	<b>Inequações de Monitoramento</b>	<b>42</b>
<b>3.5</b>	<b>Sistemas Especiais de Proteção - SEPs</b>	<b>44</b>
<b>4</b>	<b><i>AVALIAÇÃO DE SEGURANÇA</i></b>	<b>45</b>
<b>4.1</b>	<b>ORGANON</b>	<b>45</b>
4.1.1	Processamento distribuído	46
<b>4.2</b>	<b>Região de Segurança</b>	<b>47</b>
4.2.1	Região de Segurança Estática no programa ORGANON	49
4.2.2	Região de Segurança Dinâmica no programa ORGANON	52
4.2.3	Interpretação visual do nomograma	53

<b>5</b>	<b><i>ANÁLISE DA INTEGRAÇÃO DA SE 525 KV GASPAR 2</i></b> . . . . .	<b>57</b>
<b>5.1</b>	<b>Contextualização</b> . . . . .	<b>57</b>
5.1.1	Empreendimento SE 525 kV Gaspar 2 . . . . .	61
<b>5.2</b>	<b>Análise dos efeitos da integração do empreendimento</b> . . . . .	<b>62</b>
5.2.1	Definição dos grupos de geração . . . . .	64
5.2.2	Análise da configuração atual . . . . .	65
5.2.3	Análise da entrada parcial da SE 525 kV Gaspar 2 . . . . .	70
5.2.4	Análise da entrada completa da SE 525 kV Gaspar 2 . . . . .	75
<b>5.3</b>	<b>Análise de Região de Segurança com variação de carga</b> . . . . .	<b>75</b>
<b>6</b>	<b><i>CONCLUSÕES</i></b> . . . . .	<b>79</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b> . . . . .	<b>81</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>85</b>
	<b>ANEXO A – ARQUIVOS PARA SIMULAÇÃO NO ORGANON</b> . . . .	<b>87</b>
A.0.1	Arquivo '.SPS' para modelagem do SEP . . . . .	87
A.0.2	Arquivo '.DEF' para definição de grupos de geração . . . . .	88

# 1 Introdução

Dentro do processo de desenvolvimento e aprimoramento dos sistemas elétricos de potência, as atividades de planejamento elétrico desempenham um papel de suma importância, garantindo que o sistema se desenvolva de maneira em que a sua operação em horizontes futuros aconteça dentro de limites de segurança, atendendo os critérios dos Procedimentos de Rede e fornecendo energia à carga do sistema de forma eficaz e segura. Porém, a complexidade dos processos relacionados ao planejamento elétrico dos sistemas de potência tem mostrado um contínuo crescimento, principalmente devido ao aumento contínuo da demanda energética, à expansão do sistema de transmissão e, em especial, ao aumento da inserção de fontes de energia eólica e solar nas últimas décadas, que por sua natureza são intermitentes, inserindo novas incertezas no planejamento do sistema.

Dentro do cenário brasileiro, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) elabora o plano de expansão de longo prazo do sistema elétrico brasileiro, em particular do Sistema Interligado Nacional (SIN), o qual é consolidado e detalhado através do planejamento de médio prazo realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Deste modo, com o aumento constante da complexidade do sistema elétrico brasileiro, são necessárias ferramentas com maior capacidade de análise para realizar simulações mais abrangentes, explorando diferentes cenários operativos de geração, intercâmbio e demanda de carga, permitindo com que os engenheiros de planejamento realizem análises que capturem os efeitos de contingências e problemas que, de outra forma, seriam muito difíceis de serem detectados. O software Organon é uma ferramenta, já adotada pelo ONS, que aparece para ajudar a resolver este desafio. Somada à aplicação da metodologia de Região de Segurança, o Organon se destaca como uma ferramenta de planejamento e operação do sistema elétrico, permitindo avaliar, através de nomogramas de fácil inspeção visual, violações de critérios estáticos e dinâmicos para diversos pontos de operação do sistema, seja em regime ou em contingência.

A aplicação das análises de Região de Segurança, através da ferramenta Organon, pode fornecer informações cruciais para auxiliar a tomada de decisões dos engenheiros de planejamento responsáveis pela expansão e reforços do sistema de transmissão na região do referido estado, garantindo uma operação segura em um horizonte futuro.

## 1.1 Objetivo

### 1.1.1 Objetivo Geral

Como objetivo geral do presente trabalho, propõe-se a avaliação do ORGANON como uma ferramenta de análise de segurança no âmbito do planejamento elétrico do SIN, aplicando a metodologia de Região de Segurança para avaliar e validar a integração do empreendimento da SE 525 kV Gaspar 2.

### 1.1.2 Objetivos Específicos

Considerando o desenvolvimento do trabalho e o objetivo geral apresentado, destacam-se os seguintes objetivos específicos:

- Ressaltar a importância do planejamento elétrico, e de seus produtos, para a operação segura do SIN;
- Realizar uma revisão teórica para fundamentação dos conceitos, metodologias e ferramentas utilizadas nas análises;
- Apresentar as características da ferramenta ORGANON no contexto das análises do planejamento elétrico do SIN;
- Utilizar a metodologia de Região de Segurança do ORGANON para avaliar cenários, identificar problemas de segurança e validar a integração do empreendimento da SE 525 kV Gaspar 2.

## 2 *Planejamento Elétrico da Operação*

Os sistemas elétricos de potência desempenham o papel crucial de conduzir de maneira contínua a energia elétrica gerada pelas usinas até os principais centros de consumo. Devido aos altos custos associados à implementação de melhorias na rede e ao constante aumento da demanda ao longo do tempo, é essencial que esses sistemas sejam planejados de forma adequada, levando em consideração critérios de qualidade, segurança e eficiência econômica. No entanto, alcançar esses objetivos de forma simultânea nem sempre é simples, e com a expansão significativa dos sistemas de potência, essa missão torna-se cada vez mais complexa a cada ano que passa (FLAVIO, 2015).

De acordo com (MERCEDES; RICO; POZZO, 2015), o desafio do planejamento em um sistema tão complexo como o brasileiro, caracterizado por uma diversidade de fontes de geração, predominantemente hidrelétricas, e uma extensa rede de transmissão interconectada, vai além da simples expansão da capacidade instalada para garantir o suprimento adequado à demanda. Ele também abrange a coordenação da operação, pois as decisões relacionadas à operação do sistema são interligadas tanto no tempo quanto no espaço, devido à interconexão das bacias e reservatórios, bem como à multiplicidade de proprietários e usos.

Com o crescimento da demanda energética, da interligação de sistemas para o atendimento de cargas eletricamente mais distantes e com a necessidade de conexão de diferentes fontes de geração para atender o aumento da carga, a operação do sistema de potência se torna mais complicada. A condição se torna crítica quando o sistema de transmissão não consegue acompanhar esse crescimento, levando a rede a operar próximo de seus limites operacionais. Isso se reflete em níveis de segurança reduzidos, com margens de segurança cada vez menores.

Por outro lado, quando há um aumento na carga e o sistema de transmissão consegue acompanhar esse crescimento, ou seja, novas soluções estruturais são integradas, o sistema se torna mais robusto, sendo capaz de suportar um fluxo maior requerido pelo conjunto das novas cargas. No entanto, essa melhoria na capacidade de transmissão torna o sistema mais complexo, devido ao aumento no número de barras e na extensão do sistema a ser monitorado. Essa maior complexidade resulta na necessidade de programas computacionais mais eficientes para realizar simulações da rede e estudos de segurança.

Nas próximas seções, são apresentadas as características do SIN, o arranjo do setor elétrico e seus agentes, os procedimentos de rede implementados pelo ONS, e os produtos do planejamento elétrico que pode ser dividido conforme os horizontes de estudo em longo, médio e curto prazo.

## 2.1 Sistema Interligado Nacional (SIN)

O Sistema Interligado Nacional (SIN) compreende as instalações de usinas, linhas de transmissão, subestações e redes de distribuição que se unem para constituir um sistema único integrado eletricamente. De acordo com (ONS, 2024a), o SIN é considerado um sistema hidro-termo-eólico de grande porte com grande participação de usinas hidrelétricas. O SIN é composto por 4 subsistemas elétricos interligados, sendo eles o subsistema Sul (composto pelos estados da região sul e o estado do Mato Grosso do Sul), Sudeste/Centro-Oeste (composto pelos estados das regiões sudeste e centro-oeste, além dos estados de Rondônia e Acre), Nordeste e Norte, conforme ilustrado na Figura 1.

Figura 1 – Esquema Simplificado das Interligações



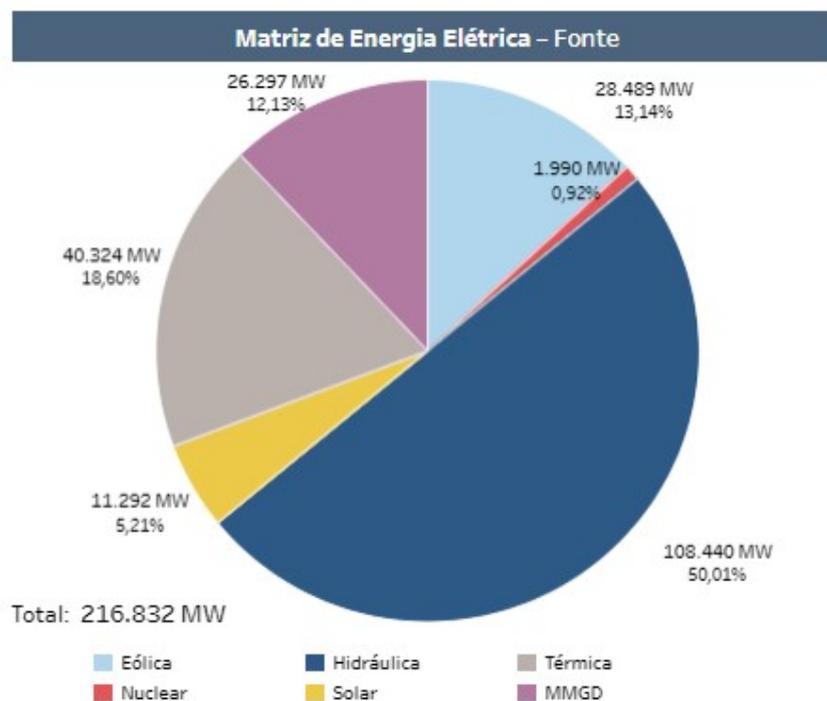
Fonte: (ONS, 2023a)

A capacidade instalada de geração do SIN é predominantemente composta por usinas hidrelétricas distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas nas várias regiões do país. Nos últimos anos, houve um notável crescimento na instalação de usinas eólicas, especialmente nas regiões Nordeste e Sul, elevando a importância dessa fonte de geração para o suprimento do mercado. As usinas térmicas, geralmente localizadas próximas aos principais centros de demanda, desempenham um papel estratégico, contribuindo para a segurança operacional do SIN. Elas são acionadas com base nas condições hidrológicas, permitindo a gestão dos níveis de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, garantindo o atendimento futuro (ONS, 2024a).

Segundo os dados mais recentes disponibilizados pelo (ONS, 2024b), o SIN possui uma capacidade de geração instalada de 229.459 MW, sendo composto aproximadamente por 47% de geração hidráulica, 17% de geração térmica, 14% de geração eólica, 6% de geração solar e 13% de micro e minigeração distribuída (MMGD), esta última formada em

sua maior parte por microusinas solares. A Figura 2 apresenta uma visualização da matriz energética brasileira.

Figura 2 – Matriz de Energia Elétrica Brasileira

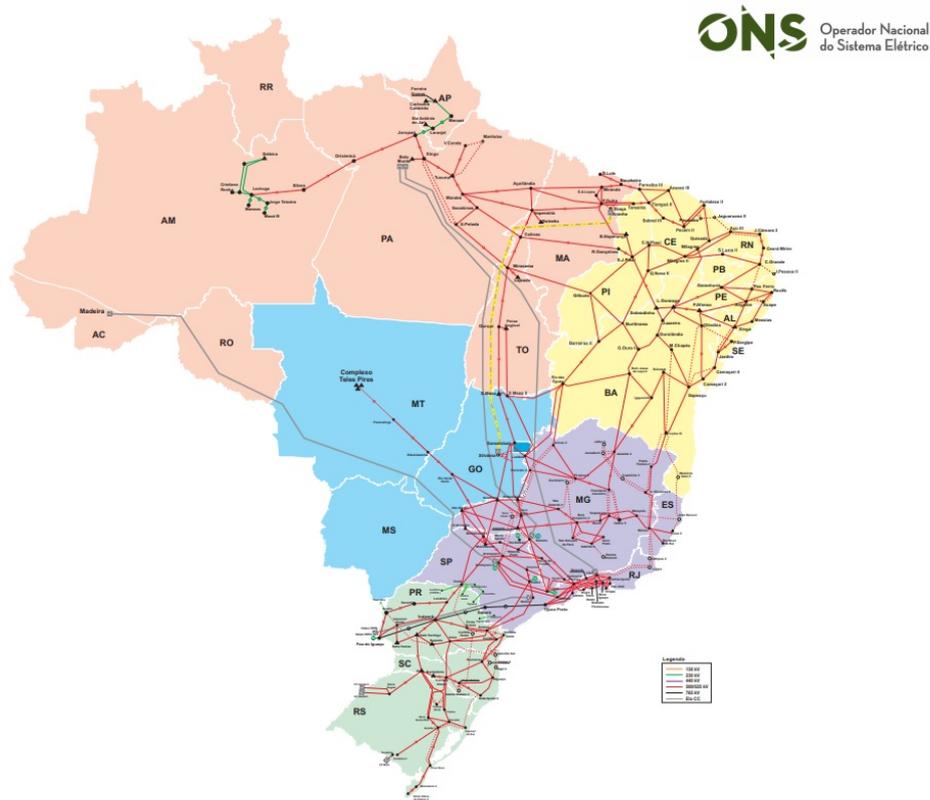


Fonte: (ONS, 2024b)

O sistema de transmissão que interliga os subsistemas do SIN, e que é responsável por transportar energia até os centros de carga, é formado por equipamentos (linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação) que operam em tensão igual ou superior a 230 kV, integrando assim a “Rede Básica”, conforme o Módulo 2 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, da ANEEL (ANEEL, 2022). A Rede Básica do SIN atualmente possui mais de 170 mil km de extensão de linhas de transmissão e é formada por equipamentos nos níveis de tensão de 230 kV, 345 kV, 440 kV, 525 kV e 750 kV AC. A Rede Básica, ilustrada na Figura 3, é conectada através das “subestações de fronteiras” com o sistema de subtransmissão, reduzindo para tensões de 138 kV, 88 kV e 69 kV, mais próximas dos centros de carga (ONS, 2024b).

Além disso, o SIN possui sistemas de transmissão em corrente contínua (HVDC - High Voltage Direct Current), como os dois bipolos  $\pm 600$  kV CC de Itaipu (2 x 3150 MW), que conecta a geração em 50 Hz de Itaipu com o SIN (60 Hz) entre as subestações de Foz do Iguaçu (PR) e Ibiúna (SP); os dois bipolos  $\pm 600$  kV CC do Madeira (2 x 3150 MW) conectando a geração das usinas do Rio Madeira, Jirau e Santo Antônio (RO) a Araraquara 2 (SP); e os dois bipolos  $\pm 800$  kV CC (2 x 4000 MW) Xingu - Estreito e Xingu - Terminal Rio, que foram planejados para escoamento dos excedentes da região

Figura 3 – Sistema de Transmissão - SIN Horizonte 2027



Fonte: (ONS, 2024c)

Norte. Ademais, há conexão através de estações conversoras back-to-back com a Argentina (Garabi 2200 MW) e Uruguai (Melo 500 MW e Rivera 70 MW), ambas através do estado do Rio Grande do Sul, além da geração do Madeira que também se conecta ao sistema Acre Rondônia através de estação conversora back-to-back.

## 2.2 Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro

Visando orientar o setor elétrico para funções de planejamento setorial de longo, médio e curto prazo, promover maior participação do governo no setor, maior segurança de suprimento de energia, abertura do mercado para diferentes ambientes de contratação, entre outros motivos, o novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro foi instituído através das leis 10.847 e 10.848 de 2004. Com isso, se fez necessário reestruturar a governança setorial, criando novas instituições e alterando atribuições e responsabilidades das instituições já existentes, conforme apresentado na Figura 4 (MAIA, 2011).

Para fins deste trabalho, vale ressaltar as responsabilidades e atribuições de algumas instituições, especialmente em relação à regulação do setor elétrico, planejamento e operação do SIN, conforme abordado nas próximas subseções.

Figura 4 – Arranjo institucional do Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: (ANEEL, 2019)

### 2.2.1 Agência Nacional de Energia Elétrica

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, foi estabelecida para regular o setor elétrico brasileiro conforme estipulado pela Lei nº 9.427/1996 e pelo Decreto nº 2.335/1997. Iniciou suas atividades em dezembro de 1997, assumindo diversas responsabilidades, tais como: regular a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica; fiscalizar as concessões, permissões e serviços relacionados à energia elétrica, tanto diretamente quanto por meio de convênios com órgãos estaduais; implementar as políticas e diretrizes do governo federal referentes à exploração da energia elétrica e ao aproveitamento dos potenciais hidráulicos; estabelecer tarifas; resolver disputas administrativas entre os agentes do setor e entre esses agentes e os consumidores; e promover as atividades de outorgas de concessão, permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica, mediante delegação do Governo Federal (ANEEL, 2023).

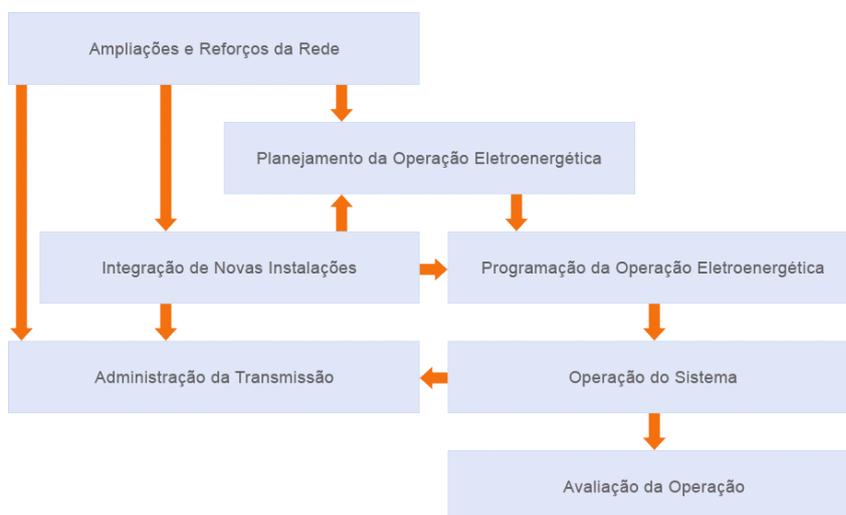
### 2.2.2 Empresa de Pesquisa Energética

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é uma instituição pública federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), estabelecida pela Lei 10.847, de 15 de março de 2004. Sua principal função é realizar estudos e pesquisas para subsidiar o planejamento do setor energético brasileiro, abrangendo energia elétrica, petróleo, gás natural, derivados e biocombustíveis. Criada com o propósito de garantir o desenvolvimento sustentável da infraestrutura energética do país, a EPE desempenha um papel essencial no ciclo de definições de políticas energéticas, iniciado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e pelo MME. Participando ativamente das discussões do setor, a EPE conduz estudos que orientam o desenvolvimento do setor energético nacional, contribuindo para a formulação e implementação de políticas que visam garantir o suprimento de energia no Brasil (EPE, 2024a).

### 2.2.3 Operador Nacional do Sistema Elétrico

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é responsável por coordenar e controlar as instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), além de planejar a operação dos sistemas isolados do país, sob supervisão da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Estabelecido como uma entidade privada sem fins lucrativos pela Lei nº 9.648 de 1998, o ONS, regulamentado pelo Decreto nº 5.081/2004, conduz estudos e ações para gerenciar as fontes de energia e a rede de transmissão, visando garantir o suprimento contínuo de energia em todo o país, com o mínimo de custos e atendendo a padrões técnicos e critérios de confiabilidade. Suas metas incluem otimizar a operação do sistema elétrico, garantir acesso não discriminatório à rede de transmissão e contribuir para a expansão eficiente do SIN. O ONS é composto por membros associados, como empresas do setor elétrico, consumidores livres, importadores e exportadores de energia, além de representantes do Ministério de Minas e Energia (MME) e dos Conselhos de Consumidores (ONS, 2024d). O fluxograma de atividades de responsabilidade do ONS pode ser observado na Figura 5 a seguir.

Figura 5 – Fluxograma de atribuições do ONS



Fonte: (ONS, 2024e)

## 2.3 Procedimentos de Rede

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) desenvolveu e implementou procedimentos com o objetivo de orientar os agentes envolvidos na elaboração de projetos e na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Esses procedimentos, conhecidos como Procedimentos de Rede, estabelecem regras para coordenar e controlar as atividades de geração e transmissão de energia elétrica no SIN. Os Procedimentos de Rede atualmente vigentes estão divididos em 9 módulos distintos, sendo eles:

- Módulo 1 - Relacionamento com Agentes
- Módulo 2 - Critérios e Requisitos
- Módulo 3 - Planejamento da Operação
- Módulo 4 - Programação da Operação
- Módulo 5 - Operação do Sistema
- Módulo 6 - Avaliação da Operação
- Módulo 7 - Integração de Instalações
- Módulo 8 - Administração dos Contratos e Contabilização Financeira
- Módulo 9 - Indicadores

Em resumo, os módulos atualmente em vigor abrangem uma variedade de tópicos, desde os relacionamentos com os agentes até os critérios e requisitos do sistema, com foco

em planejamento e programação da operação do sistema, e finalizam abordando aspectos administrativos e indicadores.

Para os estudos realizados neste trabalho a respeito de análises do planejamento elétrico do sistema, destacam-se alguns submódulos. O submódulo 2.3 “Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos” (ONS, 2022), define as metodologias, premissas e critérios gerais e específicos a serem seguidos nos estudos elétricos relacionados à Rede de Simulação, para análises de fluxo de potência, estabilidade eletromecânica, confiabilidade, qualidade de energia, segurança de tensão, entre outros estudos que podem e devem ser utilizados para diferentes processos como projetos básicos, pré-operacionais, estudos de acesso e estudos de planejamento elétrico de médio e curto prazo.

Já os submódulos 3.1 “Planejamento da operação elétrica de médio prazo” (ONS, 2023b), 3.4 “Planejamento da operação elétrica com horizonte quadrimestral” (ONS, 2020a) e 4.1 “Planejamento da operação elétrica com horizonte mensal” (ONS, 2020b) abordam com detalhes os procedimentos para a montagem dos casos de referência, simulações e análises e elaboração de relatórios, as responsabilidades de cada agente dentro do processo, além dos prazos de entrega de cada atividade que compõem os referidos processos.

## 2.4 Planejamento Elétrico de Longo Prazo

O planejamento elétrico de longo prazo do SIN é realizado, sob responsabilidade da EPE, através de uma série de estudos focalizados na ampliação da Capacidade de Geração e Transmissão, abrangendo análises sobre fontes específicas de geração, metodologia e cálculo da garantia física de projetos, bem como estudos de planejamento energético em geral, visando entender o comportamento do consumo de energia elétrica no país. Sendo assim, essas análises culminam em um documento, divulgado pela EPE, o Programa de Expansão da Transmissão (PET) / Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP).

### 2.4.1 PET/PELP

O planejamento da expansão da transmissão tem como objetivo determinar a localização, quantidade e momento oportuno para reforços na rede de transmissão, de acordo com critérios técnicos e econômicos estabelecidos durante o planejamento. O tempo adequado refere-se à fase em que os equipamentos devem ser conectados à rede para atender aos requisitos pré-determinados. O plano de expansão selecionado deve satisfazer a demanda do horizonte temporal, minimizando custos e cumprindo critérios técnicos e de segurança. Os dados usualmente considerados incluem a topologia atual do sistema, os circuitos candidatos com seus parâmetros e custos de investimento, a geração e a demanda para o horizonte temporal, bem como as restrições de investimento. Além disso, para

integrar fontes renováveis, são fornecidos dados para lidar com incertezas relacionadas à disponibilidade de energia ao longo dos anos (FLAVIO, 2015).

Conforme as normativas do setor elétrico, todas as novas instalações de transmissão destinadas à Rede Básica devem ser recomendadas por estudos de planejamento de expansão conduzidos nos Grupos de Estudo de Transmissão (GET), sob coordenação da EPE (EPE, 2024b).

O processo se inicia com a elaboração desses estudos, como evidenciado nos relatórios R1, nos quais a EPE identifica os empreendimentos ou ampliações que constituem a melhor alternativa para atender a uma demanda do sistema, embasando-se em análises técnico-econômicas e socioambientais. Posteriormente, esses empreendimentos planejados são consolidados no Programa de Expansão da Transmissão (PET) / Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP), um documento gerencial atualizado semestralmente. Esse relatório abarca todas as obras de expansão do SIN que ainda não foram autorizadas ou licitadas (EPE, 2024b).

O PET engloba as obras com data de necessidade para os próximos seis anos, representando as prioridades do planejamento setorial. Já o PELP inclui as obras com data de necessidade sistêmica a partir do sétimo ano, tendo caráter indicativo e sujeito a reavaliação nos ciclos posteriores de planejamento. Essencialmente, esse documento serve como uma peça-chave para o Ministério de Minas e Energia (MME), especialmente durante a formulação do Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica (POTEE), que lista as obras a serem posteriormente autorizadas pela ANEEL (EPE, 2023).

Além disso, o PET/PELP também desempenha um papel importante como um indicador para o mercado, oferecendo uma visão abrangente das perspectivas do setor, incluindo informações detalhadas sobre as próximas expansões previstas para o sistema de transmissão.

Em fases posteriores, o MME emite o POTEE, que relaciona os próximos empreendimentos a serem outorgados pela ANEEL, seja por meio de licitação ou autorização. Este documento é elaborado considerando a integração entre a visão do planejamento da EPE (PET/PELP) e a visão operativa do ONS (PAR/PEL – Plano de Operação Elétrica de Médio Prazo).

## 2.5 Planejamento Elétrico de Médio Prazo

O planejamento elétrico de médio prazo do SIN ocorre, sob responsabilidade do ONS, com base nas análises do planejamento da expansão da geração e do sistema de transmissão, em conjunto com a EPE. De acordo com (ONS, 2024e), conforme disposto na Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, art. 13º, e no Decreto nº 5.081, de 14 de maio

de 2004, art. 3º, inciso IV, juntamente com os Procedimentos de Rede - Submódulo 3.1, o Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do Sistema Interligado Nacional (SIN) - PAR/PEL deve ser enviado anualmente ao Poder Concedente.

### 2.5.1 PAR/PEL

Segundo (ONS, 2023c), o Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo - PAR/PEL tem como finalidade avaliar o desempenho do SIN em um horizonte de cinco anos, garantindo que sua operação futura seja conduzida com níveis adequados de segurança, em conformidade com os critérios de confiabilidade estabelecidos nos Procedimentos de Rede. Estruturado sob os enfoques conjuntural e estruturante, o Plano inclui recomendações de obras necessárias para satisfazer a demanda, integrar novas usinas geradoras e assegurar o funcionamento pleno do mercado de energia elétrica a médio prazo.

O enfoque conjuntural ou operativo, abarcando os primeiros dois anos, visa fornecer recomendações operativas para resolver problemas identificados até que soluções estruturais estejam disponíveis. Isso é feito com base na avaliação do desempenho do SIN em relação aos critérios e padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

O enfoque estruturante, abrangendo os três últimos anos do horizonte de cinco anos, visa ajustar a cronologia do plano de expansão da transmissão, levando em conta solicitações de acesso, ampliações, reforços, melhorias e variações nas previsões de carga não consideradas no planejamento de expansão de geração e transmissão pela EPE. Além disso, procura eliminar restrições ou estrangulamentos de transmissão observados na operação em tempo real e nos estudos de planejamento de operação (ONS, 2023a).

Além disso, o PAR/PEL apresenta os limites de intercâmbio entre regiões do SIN e os despachos de geração térmica para garantir a segurança elétrica, fornecendo insumos para o planejamento energético e buscando compatibilizar restrições elétricas com políticas energéticas que visam minimizar os custos operacionais.

Para acomodar os resultados dos diversos estudos elétricos elaborados, o PAR/PEL é apresentado em três volumes:

- Volume I: Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo das Instalações de Transmissão do SIN, dividido em dois tomos:
  - Tomo 1: Classificação das Obras do SIN;
  - Tomo 2: Ampliações e Reforços de Grande Porte e Recomendações;
- Volume II: Evolução dos Limites de Transmissão nas Interligações Inter-Regionais, apresentando os resultados dos valores de limites de transmissão nas interligações inter-regionais do SIN.

- Volume III: Análise de Desempenho e Condições de Atendimento a cada Área Geométrica do SIN, exibindo os resultados das análises de desempenho e as condições de atendimento a cada área geométrica do SIN.

Figura 6 – Volumes do relatório do PAR/PEL



Fonte: (ONS, 2023c)

## 2.6 Planejamento Elétrico de Curto Prazo

No ONS, a cadeia de estudos de Planejamento Elétrico do SIN consiste em quatro estudos. Dois desses estudos, de médio prazo, são delineados pelo PAR/PEL, oferecendo uma perspectiva para os próximos cinco anos a partir de janeiro do ano subsequente à sua edição. Os outros dois estudos, de curto prazo, são conduzidos pelos estudos de Diretrizes para Operação Elétrica, com um abrangendo um horizonte quadrimestral e o outro, um horizonte mensal.

### 2.6.1 Planejamento da operação elétrica com horizonte quadrimestral

Para elaborar os relatórios incluídos nas Diretrizes para Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral, são conduzidas avaliações do desempenho elétrico do SIN. Essas avaliações abrangem tanto condições normais quanto situações de contingência. Elas são fundamentadas nos programas de obras de transmissão e geração com concessão da ANEEL, cujas datas são atualizadas pela Superintendência de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica (SFT) da ANEEL ou fornecidas ao ONS pelos agentes proprietários dos empreendimentos. Além disso, são consideradas as previsões de carga fornecidas pelos agentes e consolidadas pelo ONS (ONS, 2024g).

De acordo com (ONS, 2024g), os principais objetivos do estudo envolvem diversas metas. Primeiramente, busca-se identificar as ações operacionais necessárias para assegurar

a conformidade com os padrões e critérios delineados nos Procedimentos de Rede, com destaque para o planejamento da operação elétrica de curto prazo e a metodologia para os estudos elétricos. Além disso, o estudo visa fornecer informações sobre os limites de transmissão em diferentes áreas, tanto em interligações regionais quanto internacionais. Também procura-se determinar os níveis mínimos de geração térmica necessários para manter a operação dentro dos padrões estipulados e identificar eventuais restrições em geração térmica, hidráulica ou outras fontes. Outro objetivo importante é avaliar o impacto da entrada em operação das obras planejadas para o horizonte temporal, assim como analisar possíveis atrasos ou adiantamentos em seus cronogramas. Além disso, busca-se identificar a necessidade de revisão ou desenvolvimento de Sistemas Especiais de Proteção (SEP) para garantir a operação segura do sistema elétrico. Também é parte do escopo do estudo determinar se há necessidade de ajustes nos sistemas de proteção e controle do sistema elétrico. Por fim, o estudo visa fornecer informações que subsidiem a elaboração das instruções de operação utilizadas pelo ONS, para cumprir suas responsabilidades de coordenação e operação do sistema elétrico.

Deste modo, destaca-se especialmente a análise do desempenho de diferentes áreas em cenários de contingências simples e duplas. Durante essas situações, são identificadas e implementadas as medidas requeridas para prevenir violações dos limites de tensão e carregamento dos equipamentos da rede operacional.

Figura 7 – Exemplo de Ficha de Contingência

Contingência da LT 230 kV Abdon Batista – Barra Grande C1 ou C2 (1)						
(2) Critério / Violação	Tensão	Carregamento	Estabilidade	Atuação de SEP	Corte de Carga	Restrição de Intercâmbio/Geração
Cenário Operativo: Todos os patamares (3)						
<b>Consequências</b>						
(4)	Elevação no carregamento da LT 230 kV Barra Grande – Abdon Batista remanescente, podendo ocorrer sobrecarga admissível, notadamente em cenários de geração elevada nas UHE Barra Grande e Campos Novos e reduzida nas UHE Garibaldi e São Roque.					
<b>Medidas Operativas Corretivas</b>						
(5)	Para reduzir o carregamento na LT 230 kV Barra Grande – Abdon Batista C2 ou C1: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Elevar a geração nas UHE Garibaldi e São Roque.</li> <li>- Reduzir geração nas UHE Barra Grande, Campos Novos, Passo Fundo e Monjolinho.</li> </ul>					

Fonte: (ONS, 2024g)

Na Figura 7 é apresentado um exemplo de ficha de contingência, a qual contém uma análise de contingência de um equipamento da Rede Básica que resulta numa violação de critério estabelecido nos Procedimentos de Rede. Essas fichas de contingências são analisadas e adaptadas para as Instruções Operativas (IO) que devem ser seguidas pelos operadores na sala de operação.

Observa-se na ficha de contingência, o item (1) que apresenta a contingência na

qual foi identificada uma violação; o item (2) que apresenta o critério dos Procedimentos de Rede que foram violados quando da contingência; o item (3) que informa em quais patamares de carga dos casos de referência foram identificadas as violações; o item (4) que descreve com mais informações as consequências da violação e, por fim, o item (5) que apresenta medida operativas, já verificadas em estudos, necessárias para corrigir a violação identificada.

## 2.6.2 Planejamento da operação elétrica com horizonte mensal

O planejamento elétrico com horizonte mensal é realizado com periodicidade mensal, de forma a atualizar e complementar os estudos de planejamento com horizonte quadrimestral já publicados. A elaboração dos casos de referência e relatório mensal são atualizados e complementados com base em novas previsões de implementação das obras de transmissão e geração, novas previsões de carga e diretrizes energéticas, além de tomar em consideração cronogramas mais precisos de manutenção e indisponibilidade de equipamentos da Rede Básica, com intuito de preservar a segurança elétrica do sistema (ONS, 2024h).

As análises do relatório mensal funcionam como atualizações dos estudos quadrimestrais, provendo uma consulta rápida e atualizada para todos os agentes do setor elétrico a respeito de atrasos, postergações ou adiantamentos de integrações de obras na Rede Básica, entrada em operação em teste e comercial de unidades geradoras que receberam despacho da ANEEL, equipamentos que entraram em operação, além de análises específicas que não foram abordadas nos estudos quadrimestrais ou que necessitam de atualizações.



## 3 Fundamentos Teóricos

Neste capítulo são apresentados conceitos que fundamentam a obtenção dos resultados apresentados neste trabalho. Entre os conceitos explorados estão a formulação matemática do problema do fluxo de potência e do método de solução Newton-Raphson, conceitos importantes como a análise de sensibilidade, análise de contingência, inequações de monitoramento e sistemas especiais de proteção.

### 3.1 Fluxo de Potência

Dentro da área de planejamento e operação de sistemas elétricos de potência, os principais estudos são realizados tendo como base os resultados do cálculo de fluxo de potência. Segundo (MONTICELLI, 1983), a análise de fluxo de potência utiliza uma modelagem estática do sistema elétrico, onde a rede é descrita por meio de um conjunto de equações e inequações algébricas que representam as restrições operacionais da rede elétrica e de seus componentes, válidas para os casos onde as variações ao longo do tempo são suficientemente lentas para que os efeitos transitórios possam ser desconsiderados.

Dada a topologia da rede elétrica e a condição de carga, o cálculo de fluxo de potência avalia analiticamente o seu estado de operação em regime permanente, determinando as tensões complexas de todas as barras do sistema, a distribuição dos fluxos de potência ativa e reativa, as perdas ativas do sistema, entre outras grandezas. Deste modo, a modelagem do problema leva em consideração todos os componentes conectados à rede, de forma que são classificados entre equipamentos conectados entre dois nós distintos (transformadores e linhas de transmissão, por exemplo) e entre um nó e o nó-terra (a exemplo das cargas, geradores, reatores e capacitores) (MONTICELLI, 1983).

#### 3.1.1 Formulação Matemática

De acordo com (SANTOS, 2010), os geradores e as cargas são modelados como injeções de potência nos nós. Para cada barra do sistema estão associadas quatro grandezas, sendo duas conhecidas e outras duas a serem determinadas. Essas grandezas são:

- $V_k$  - Módulo da tensão na barra;
- $\theta_k$  - Ângulo da tensão na barra;
- $P_k$  - Injeção líquida de potência ativa;
- $Q_k$  - Injeção líquida de potência reativa.

Conforme as grandezas já conhecidas, as barras do sistema podem ser modeladas em três tipos diferentes: PQ, PV e  $V\theta$ . As características de cada tipo estão representadas na Tabela 1 a seguir:

Tabela 1 – Classificação das barras do sistema elétrico na formulação do problema de fluxo de potência.

Tipo	Variáveis	
	Conhecidas	Calculadas
PV	$P_k$ e $V_k$	$\theta_k$ e $Q_k$
PQ	$P_k$ e $Q_k$	$\theta_k$ e $V_k$
$V\theta$	$V_k$ e $\theta_k$	$P_k$ e $Q_k$

As barras do tipo PV são utilizadas para representar as barras com tensão controlada, com geradores e compensadores síncronos ou estáticos. Para as barras PV, são conhecidas a injeção de potência ativa e o módulo da tensão da barra e são calculados o ângulo da tensão na barra e a injeção de potência reativa. Já as barras do tipo PQ são utilizadas para representar as barras de carga, sendo conhecidas a injeção de potência ativa e reativa da barra e são calculados o módulo e o ângulo da tensão na barra. Barras sem qualquer carga ou geração, tais como subestações de seccionamento, são também representadas por barras PQ. A barra  $V\theta$  representa a barra de referência (ou barra swing) do sistema, que constitui a referência angular do sistema e realiza o balanço de potência, considerando as perdas do sistema.

Segundo (CHAVES, 2008), a soma das potências ativa e reativa que são injetadas em uma barra é igual a soma dos fluxos correspondentes que deixam a mesma barra. Aplicando esta conservação das potências ativa e reativa em cada nó da rede elétrica, obtém-se o conjunto de equações base para análise de fluxo de potência, apresentadas nas equações (1) e (2) a seguir.

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (1)$$

$$Q_k + Q_k^{sh} = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (2)$$

onde:

- $P_{km}$  - Fluxo de potência ativa entre as barras k e m;
- $Q_{km}$  - Fluxo de potência reativa entre as barras k e m;
- $V_k$  e  $V_m$  - Módulo das tensões nas barras k e m;
- $\theta_k$  e  $\theta_m$  - Ângulo das tensões nas barras k e m;

- $Q_k^{sh}$  - Injeção de potência reativa de elemento shunt na barra k;
- k - número da barra (1 a N, sendo N o número total de barras no sistema);
- $\Omega_k$  - conjunto de barras vizinhas à barra k.

### 3.1.2 Método de Newton-Raphson

O método de Newton-Raphson é amplamente empregado na determinação de soluções para sistemas de equações não-lineares. Ele converte esses problemas em uma série iterativa de problemas lineares, aproximando-se gradualmente da solução original. No contexto da análise de fluxo de potência em grande escala, o método de Newton-Raphson se destaca por sua notável capacidade de convergência, tornando-se uma escolha predominante e eficaz (SAADAT, 1999).

De acordo com (DOTTA, 2003), na resolução do problema de fluxo de potência utilizando o método de Newton-Raphson, o processo iterativo começa com a estimativa inicial dos valores da magnitude e do ângulo das tensões nas barras do sistema. Logo após, são calculadas as diferenças entre as potências ativa e reativa estimadas e calculadas através das equações (1) e (2). Deste modo, as diferenças obtidas utilizando as equações (3) e (4) a seguir são comparadas a uma tolerância pré-estabelecida.

$$\Delta \vec{P} = \vec{P}^{esp} - \vec{P}^{cal}(\vec{V}, \vec{\theta}) \quad (3)$$

$$\Delta \vec{Q} = \vec{Q}^{esp} - \vec{Q}^{cal}(\vec{V}, \vec{\theta}) \quad (4)$$

Após realizada a comparação, caso o critério de tolerância seja atendido, o processo iterativo é interrompido. Do contrário, se faz necessário a construção de uma matriz jacobiana J, apresentada na equação (5), para a determinação de um sistema linear apresentado na equação (6) a seguir.

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (5)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta \vec{P} \\ \Delta \vec{Q} \end{bmatrix} = J \cdot \begin{bmatrix} \Delta \vec{\theta} \\ \Delta \vec{V} \end{bmatrix} \quad (6)$$

A matriz jacobiana  $J$  pode ser dividida em quatro submatrizes:  $H$ ,  $N$ ,  $M$ , e  $L$ , conforme apresentado nas equações (7) e (8).

$$\begin{bmatrix} \Delta \vec{P} \\ \Delta \vec{Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \vec{\theta} \\ \Delta \vec{V} \end{bmatrix} \quad (7)$$

$$H \begin{cases} H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \\ H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 B_{kk} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) = -Q_k - V_k^2 B_{kk} \end{cases}$$

$$N \begin{cases} N_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \\ N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = V_k G_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) = V_k^{-1} (P_k + V_k^2 G_{kk}) \end{cases}$$

$$M \begin{cases} M_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \\ M_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) = P_k - V_k^2 G_{kk} \end{cases}$$

$$L \begin{cases} L_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \\ L_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -V_k B_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) = V_k^{-1} (Q_k - V_k^2 B_{kk}) \end{cases} \quad (8)$$

Após resolver o sistema linear, os valores de tensão e ângulo são atualizados nas barras do sistema e as novas injeções de potência ativa e reativa são calculadas para todas as barras. Para as barras PV, os limites de geração de potência reativa são verificados. Se a geração estiver fora dos limites, o valor de potência reativa é fixado no limite extrapolado e a barra PV é convertida em uma barra PQ. Em seguida, uma nova iteração é iniciada para recalculer os desvios de potência ativa e reativa nas barras. Esse processo iterativo continua até que os desvios estejam abaixo da tolerância pré-especificada, momento em que o processo de convergência é alcançado.

O método de Newton-Raphson é utilizado pelas ferramentas ORGANON e ANAREDE para solução do fluxo de potência. Deste modo, as análises realizadas neste trabalho, utilizando a ferramenta ORGANON e ANAREDE, envolveram a resolução deste método matemático para obtenção dos dados de fluxo de potência.

## 3.2 Análise de Sensibilidade

Uma vez implementada a solução matemática do fluxo de potência, através do método de Newton-Raphson por exemplo, pode-se desenvolver diversas análises complementares, a exemplo da análise de sensibilidade, que proporciona um melhor entendimento do funcionamento de um sistema elétrico de potência.

A análise de sensibilidade em sistemas de energia elétrica é uma avaliação qualitativa da influência de uma variável de controle sobre uma variável dependente, levando em conta as variações no ponto de operação inicial do sistema. Geralmente, na análise de sensibilidade é utilizado um modelo linearizado da rede em regime permanente e, através de uma solução direta, podem-se determinar as respostas do sistema às variações ocorridas (ZHANG et al., 2018).

Através de programas de simulação, é possível obter o cálculo dos fatores de sensibilidade de primeira ordem de fluxo de potência em determinados circuitos e de tensão em determinadas barras. Por exemplo, é possível monitorar o comportamento do fluxo (ativo ou reativo) dada uma perturbação na potência (ativa ou reativa) de uma determinada barra, podendo assim obter os fatores  $\frac{\partial F_p}{\partial P}$ ,  $\frac{\partial F_q}{\partial P}$ ,  $\frac{\partial F_p}{\partial Q}$  e  $\frac{\partial F_q}{\partial Q}$ .

Deste modo, a análise de sensibilidade permite entender a influência de uma alteração no sistema elétrico, seja uma variação de geração ou de carga por exemplo, em um ou mais equipamentos. Na elaboração de uma região de segurança, conceito que será abordado na seção 4.2, a análise de sensibilidade é amplamente utilizada para a determinação dos grupos de geração, com base na influência das barras de geração na região a ser estudada.

## 3.3 Análise de Contingências

Dentre os estudos realizados para avaliar a segurança de um sistema de potência, inclui-se a análise de contingências. Uma contingência em um sistema elétrico de potência ocorre quando há o desligamento ou a saída repentina de componentes do sistema. Essa situação pode ser desencadeada por uma perturbação, o que resulta na atuação dos dispositivos de proteção, como relés e disjuntores. As contingências mais comuns incluem o desligamento de linhas de transmissão, transformadores, unidades geradoras, a saída de elementos shunts e o desligamento de carga (PATACA, 2012).

As contingências podem ser definidas como contingências simples, quando apenas um componente do sistema é retirado de operação, ou contingências múltiplas, quando ocorrem diferentes combinações de saídas simultâneas de componentes.

Segundo o submódulo 2.3 “Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos” dos Procedimentos de Rede (ONS, 2022): “O desempenho do sistema deve ser tal que não

haja violação dos critérios estabelecidos neste submódulo e não haja necessidade de corte de carga provocado pela ocorrência de contingências simples (critério n-1).” No entanto, em certos pontos do sistema, especialmente nos principais corredores de transmissão, são aplicados critérios mais rigorosos, como os critérios n-2 e, em casos mais específicos, n-3. A escolha desses critérios é justificada ao comparar o investimento adicional em confiabilidade com o impacto socioeconômico decorrente de uma falha múltipla no fornecimento (ONS, 2024i).

A análise de contingências é conduzida por meio de simulações computacionais, nas quais são considerados diversos cenários de contingência a partir de um ponto de operação do sistema. Cada caso simulado é avaliado quanto ao seu impacto no funcionamento do sistema elétrico, fornecendo ao operador do sistema, uma visão do que poderia ocorrer em caso de ocorrência de uma contingência não planejada. Ao final da análise de todas as contingências selecionadas, é verificado se o sistema atende ou não aos requisitos de segurança estabelecidos com base nos resultados obtidos (LIMA, 2015).

O entendimento de uma análise de contingência se faz necessário uma vez que é realizada uma série de análises de contingências, para uma lista predeterminada de contingências, e para diferentes cenários de geração, durante o processo de simulação de uma região de segurança. Esse tema será explorado com mais detalhes no Capítulo 4.

### 3.4 Inequações de Monitoramento

Para atender aos critérios de segurança estabelecidos, o ONS adota uma abordagem expedita para calcular os valores dos fluxos em linhas e transformadores após a ocorrência de uma contingência. Essa abordagem envolve o uso de “inequações de monitoramento”, um termo técnico empregado pelo ONS para descrever o resultado de um método matemático que permite estimar o aumento do fluxo de potência ativa em um equipamento, na hipótese de outro equipamento ser desligado, seja de forma programada ou não (DOMINGOS, 2015).

O objetivo do monitoramento e controle dessas inequações é garantir que os valores de carregamento dos equipamentos de interesse, após a contingência, permaneçam abaixo dos limites de carregamento admissíveis. Para elaborar essas inequações, é utilizado o conceito de fator de distribuição entre os equipamentos envolvidos.

Inicialmente, para elaborar uma inequação, é necessário identificar os equipamentos que estão sujeitos a desligamentos devido a intervenções planejadas, fenômenos naturais ou à topologia da rede. Geralmente, monitora-se as inequações do pior caso de contingência previsto. Dado o monitoramento do equipamento 1 na contingência de um equipamento 2, a partir de um caso base ajustado, os fluxos de potência ativa nos equipamentos envolvidos

na análise são verificados. Em seguida, a contingência é simulada e os fluxos de potência ativa nos equipamentos em análise são registrados (BATISTA, 2008).

Segundo (DOMINGOS, 2015) o fator de distribuição de carregamento indica como uma contingência específica afeta o carregamento de outro equipamento. Ao calcular previamente o fator de distribuição, é possível obter um método eficiente para estimar os valores de carga pós-contingência em determinadas linhas ou transformadores selecionados, permitindo conhecer ,a priori, a possível violação dos limites operacionais. Para o caso do efeito no carregamento do equipamento 1, em decorrência da contingência no equipamento 2 e, considerando condições de regime permanente antes e após a contingência, pode-se descrever o fator de distribuição conforme representado na equação (9) a seguir:

$$d_{1,2} = \frac{F_{1C} - F_{1N}}{F_{2N}} \quad (9)$$

sendo:

- $d_{1,2}$  - Fator de distribuição de carregamento do equipamento 2 no equipamento 1 na contingência do equipamento 2;
- $F_{1N}$  - Fluxo em MW no equipamento 1 antes da contingência do equipamento 2;
- $F_{2N}$  - Fluxo em MW no equipamento 2 antes da contingência do equipamento 2;
- $F_{1C}$  - Fluxo em MW no equipamento 1 após a contingência do equipamento 2.

Portanto, é possível associar matematicamente o valor do fluxo no equipamento 1 após a contingência do equipamento 2, a partir das condições iniciais dos fluxos nos equipamentos 1 e 2 e do fator de distribuição de carregamento calculado anteriormente, como apresentado na equação (10) a seguir. O monitoramento da inequação é realizado nos centros de operação, de forma contínua, tendo com base informações do sistema de supervisão e dados relativos aos limites de emergência do equipamento.

$$F_{1C} = F_{1N} + d_{1,2} \cdot F_{2N} \leq \text{Limite de Emergência do equip. 1 [MW]} \quad (10)$$

Na prática, o ONS determina esses fatores por meio da simulação de fluxo de potência usando o método de Newton-Raphson. Embora os cálculos dos fatores de distribuição possam variar ligeiramente com mudanças no nível de carregamento e no perfil de tensão do sistema, essas variações não são significativas. Para evitar violações de carregamento em equipamentos na operação do sistema, é fundamental controlar os fluxos nos equipamentos mencionados na inequação. Uma medida que pode ser adotada pelos operadores é o redespacho das usinas mais influentes, identificadas por meio de uma análise de sensibilidade (BATISTA, 2008).

O controle de inequações de monitoramento é uma atividade importante para a operação de um sistema de potência. Manter o carregamento de equipamentos dentro

do limite estipulado pela inequação de monitoramento permite que o sistema continue operando de forma segura mesmo na ocorrência de uma contingência. Além disso, evita-se que outros sistemas de proteção mais complexos atuem, como os Sistemas Especiais de Proteção (SEP) por exemplo, que apesar de atuarem para proteger o sistema como um todo, modificam o sistema, seja alterando sua topologia, desconectando unidades geradoras ou desligando cargas específicas.

### 3.5 Sistemas Especiais de Proteção - SEPs

O tamanho e a complexidade do sistema elétrico o tornam vulnerável a falhas e contingências que podem levar ao seu colapso, como sobrecargas, sobre/subfrequência, sobre/subtensão, oscilações de potência, entre outros. Para detectar essas condições e implementar medidas preventivas com base em contingências e pontos de operação pré-determinados, surge a necessidade de uma nova classe de proteção de natureza sistêmica: os SEPs (OLIVEIRA; ALVES, 2020).

Os SEPs são definidos como esquemas projetados para detectar condições específicas do sistema elétrico que causam estresse incomum e tomar ações predeterminadas para conter essas condições de forma controlada. Eles consistem em sistemas automáticos de controle implantados em subestações de transmissão e distribuição, assim como em usinas geradoras, com o objetivo de aumentar a confiabilidade do SIN, fornecendo proteção adicional aos componentes do sistema. A implantação de um SEP permite evitar a propagação de desligamentos em cascata durante distúrbios significativos, melhorando assim a segurança do sistema e permitindo uma utilização mais eficiente dos sistemas de geração, transmissão e distribuição (LICIO, 2013).

Segundo (OLIVEIRA; ALVES, 2020), o propósito do SEP é proteger o sistema de uma situação de emergência, caracterizada por violações de estabilidade ou dos limites de capacidade de curta duração dos equipamentos, potencialmente levando o sistema a um estado descontrolado, assegurando uma condição normal ou de alerta. Nesta última, medidas operacionais manuais ou automáticas podem ser aplicadas para restabelecer a operação normal do sistema.

Juntamente com as inequações de monitoramento, o SEP previne que o sistema opere de forma insegura, evitando maiores transtornos para o sistema. O SEP pode ser projetado através estudos de planejamento, com base em análises de contingências através de ferramentas de simulação de fluxo de potência e análises dinâmicas, e pode ser dimensionado utilizando ferramentas como a análise de sensibilidade, para determinar as ações mais eficazes para a eliminação do problema estudado.

O capítulo a seguir abordará a ferramenta de simulação ORGANON e as regiões de segurança, que utilizam os conceitos e análises detalhadas neste capítulo.

## 4 *Avaliação de Segurança*

De acordo com (RIZZOTTO, 2016), a análise de segurança no âmbito energético tem como objetivo principal a otimização dos recursos de geração de energia de forma econômica, além de assegurar o fornecimento contínuo de energia. Já a análise de segurança elétrica, a qual se relaciona com a operação adequada da rede elétrica, respeitando os limites de segurança estabelecidos, permite quantificar a diferença entre os valores calculados para eventos ou condições do sistema e os limites de segurança operacionais, visando garantir uma margem de segurança elétrica suficiente. Tais limites atuam como salvaguardas, prevenindo sobrecargas em linhas de transmissão, transformadores e mantendo a estabilidade de tensão, frequência e ângulo dos rotores das máquinas síncronas.

Na prática, mesmo com todos os limites operacionais de regime normal respeitados, eventos inesperados como curtos-circuitos ou desligamentos indevidos de equipamentos podem desencadear distúrbios no sistema, dificultando sua recuperação. Nesse contexto, no planejamento e operação de sistemas elétricos de potência, são estabelecidas diretrizes específicas, tais como o critério N-1. Este critério assegura que o sistema, especialmente a Rede Básica, seja capaz de manter sua operação dentro dos limites operacionais mesmo diante da perda de qualquer elemento em sua área de influência, proporcionando condições para que ações corretivas da operação sejam realizadas sem sobressaltos.

A realização de simulações de sistemas elétricos de potência e avaliações, como a avaliação de segurança elétrica, contribui para a solução de problemas do planejamento e operação. Segundo (CHAVES, 2008), a lacuna que existia à época no planejamento da expansão e operação do sistema elétrico brasileiro devido à falta de uma ferramenta computacional com interface gráfica capaz de desenvolver análises de regime permanente, transitório e segurança, de maneira integrada, foi preenchida com o programa ORGANON.

### 4.1 ORGANON

O Organon é uma ferramenta computacional empregada na análise e avaliação da segurança dos sistemas de potência, podendo operar de maneira independente ou integrada a um Sistema Supervisório, adequado para uso em centros de controle. Portanto, é uma solução apropriada tanto para estudos de planejamento quanto para a avaliação da segurança durante a operação em tempo real.

Desenvolvido para aproveitar os avanços tecnológicos recentes, o Organon aprimora os processos de planejamento e operação de sistemas de potência, combinando alta capacidade de processamento, robustez e a capacidade de representar modelos detalhados,

proporcionando confiabilidade, precisão e eficiência nos estudos conduzidos. Um diferencial do Organon, que o diferencia das demais ferramentas, é a velocidade computacional (SANTOS, 2010).

Além das funcionalidades de avaliação de segurança, descritas na subseção 4.2 com mais detalhes, o Organon conta a ferramenta de fluxo de potência, utilizando o algoritmo de Newton-Raphson Completo, que em sua formulação inclui todos os modelos de equipamentos na matriz Jacobiana (tapes de transformadores, elos CC, shunts, etc). Conta também, com análises de fluxo de potência continuado, análises de contingência, análises de sensibilidade, simulações no domínio do tempo e análises de estabilidade eletromecânica (CHAVES, 2008).

De acordo com (NOVAES, 2020), as ferramentas citadas são unificadas em um só ambiente, caracterizado por uma interface gráfica intuitiva. Esse ambiente permite a entrada de dados por diversas formas, como arquivos, comandos e seleção de opções em menus, ao passo que os resultados podem ser visualizados em relatórios, tabelas e gráficos. Esse sistema é versátil, apto a realizar desde tarefas simples, como resolver um caso de fluxo de potência em modo interativo e para um único usuário, até cálculos mais complexos, como a determinação de uma região de segurança dinâmica em ambientes de planejamento ou tempo real. A possibilidade de atualização automática e periódica dos resultados promove uma maior sinergia entre as equipes de planejamento e operação em tempo real.

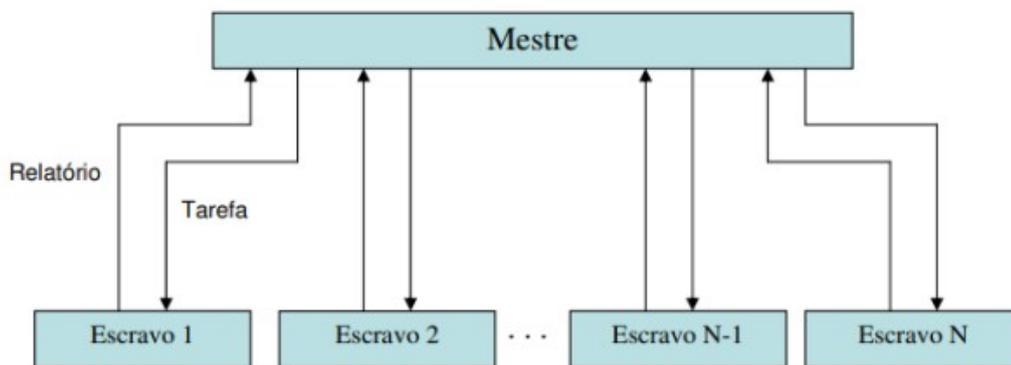
Conforme comentado anteriormente, uma das principais características do Organon é sua agilidade em conduzir simulações em um espaço de tempo relativamente reduzido, permitindo testes para uma variedade de perturbações. Esse aspecto é fundamental, uma vez que, em geral, múltiplas simulações de fluxo de potência e estabilidade eletromecânica são necessárias para assegurar a segurança do sistema elétrico. Durante as fases de análise, esses processos podem se estender, mas em situações de tempo real, quanto menor o intervalo de tempo para obtenção dos resultados, mais eficaz será a ação preventiva (NOVAES, 2020).

#### 4.1.1 Processamento distribuído

Uma grande vantagem da utilização do Organon como ferramenta computacional, que a torna viável em executar diversas análises complexas de sistemas com modelagem detalhada, é a alta velocidade de processamento devido ao emprego de computação de alto desempenho e processamento distribuído. Segundo (ESTEVEES et al., 2009): *“Esse sistema define regiões de segurança por meio de simulações de fluxo de potência e de estabilidade eletromecânica, utilizando técnicas numéricas avançadas, algoritmos especializados, arquitetura construtiva flexível e processamento distribuído.”*

Para realizar o processo de avaliação de segurança, o Organon utiliza o processamento distribuído com uma arquitetura “Mestre-Escravo”, onde cada Escravo realiza o processamento de uma atividade indicada pelo Mestre, retorna os resultados e se coloca à disposição para realizar uma nova atividade. Esse processamento pode ser observado no diagrama apresentado na Figura 8. Idealmente, o processamento distribuído é executado em uma rede local de computadores, conhecida como "cluster", mas não há restrição para realizar o processamento em apenas uma máquina (SANTOS, 2010).

Figura 8 – Arquitetura Mestre-Escravo no processamento distribuído



Fonte: (CHAVES, 2008)

De acordo com (CHAVES, 2008), quando o sistema de processamento é executado em apenas um computador, tanto o Mestre quanto o Escravo utilizam o mesmo processador. Nessa situação, o Mestre distribui as tarefas ao Escravo de forma sequencial. Cada tarefa é processada individualmente pelo Escravo, que então envia os resultados de volta ao Mestre. Com base nesses resultados, o Mestre elabora um diagnóstico de avaliação de segurança para o sistema elétrico analisado.

Já em um sistema de processamento distribuído, composto por vários processadores em uma rede local, um processador é designado para ser o Mestre, enquanto cada um dos outros processadores é atribuído a um Escravo. Nesse contexto, o Mestre delega uma tarefa a cada Escravo, que processa a tarefa atribuída e retorna os resultados ao Mestre. Após isso, o Escravo aguarda a designação de uma nova tarefa. Com múltiplos Escravos operando simultaneamente, o tempo necessário para o Mestre obter os resultados de todas as tarefas tende a ser significativamente reduzido em comparação com um sistema que utiliza apenas um processador.

## 4.2 Região de Segurança

De acordo com (SANTOS et al., 2012): “O cálculo da região de segurança é um processo automatizado de avaliação da segurança operativa de um sistema elétrico de

*potência em um ponto de operação e sua vizinhança.*”. Ou seja, a região de segurança consiste na análise das restrições nas quais o sistema elétrico pode estar suscetível, após a simulação de um conjunto de eventos como: perdas simples ou duplas de circuitos, perda de transformadores, curtos-circuitos ou perdas de carga ou geração.

De acordo com (MONTICELLI, 1983), um sistema em regime permanente pode estar restrito a três condições:

- **Restrição de Carga:** esta restrição está associada à carga e à geração do sistema, ou seja, as potências ativa e reativa requeridas pelas cargas e as potências injetadas pelas barras de geração;
- **Restrição de operação:** esta restrição está associada aos limites operativos dos equipamentos do sistema, sendo eles estabelecidos nos Procedimento de Rede - para o caso do SIN - ou nos dados técnicos dos equipamentos como, por exemplo, limite de fluxo em operação normal e emergência de uma LT ou TR, níveis de tensão nas barras do sistema, injeção de potência reativa de geradores e compensadores síncronos, etc;
- **Restrição de Segurança:** esta restrição representa os limites originados em critérios dinâmicos, instabilidades de tensão, capacidade máxima de geradores e equipamentos associados a um conjunto de contingências definidas.

Do mesmo modo, com base nas diferentes restrições do sistema, o seu estado pode ser classificado em quatro estados operativos diferentes (MONTICELLI, 1983):

- **Seguro:** o estado seguro representa que todos os limites operativos e critérios de rede e restrições de carga do sistema foram atendidos, sem violações;
- **Alerta:** o estado alerta representa que todos os limites operativos e critérios de rede e restrições de carga do sistema foram atendidos em operação normal do sistema. Porém, com a ocorrência de alguma contingência, o sistema passa a violar algum limite operativo e/ou restrição de carga;
- **Emergência:** o estado emergência representa que, em regime normal, a restrição de carga é atendida, porém, algum limite operativo é violado;
- **Restaurativo:** o estado restaurativo representa o sistema quando as restrições de operação são eliminadas devido ao desligamento de elementos do sistema. Dessa forma, os limites operativos são atendidos, porém, as restrições de carga não.

Segundo (NOVAES, 2020), o emprego das regiões de segurança visa aprimorar a operação com maior segurança e confiabilidade, apresentando os seguintes objetivos:

- Examinar um ponto específico de operação, tanto em situações normais (caso base), ou diante de contingências, considerando sua segurança operacional;
- Determinar os limites operacionais e de segurança na vizinhança do ponto de operação;
- Identificar os limites de intercâmbio de energia no sistema de transmissão;
- Reconhecer as contingências mais críticas para o sistema;
- Aumentar a sensibilidade em relação aos cenários eletroenergéticos, através da variação dos despachos dos grupos geradores e sua exposição a várias contingências.

A região de segurança pode ser aplicada tanto a problemas de natureza estática (RSE), quanto de natureza dinâmica (RSD), conforme discutido nas subseções seguintes.

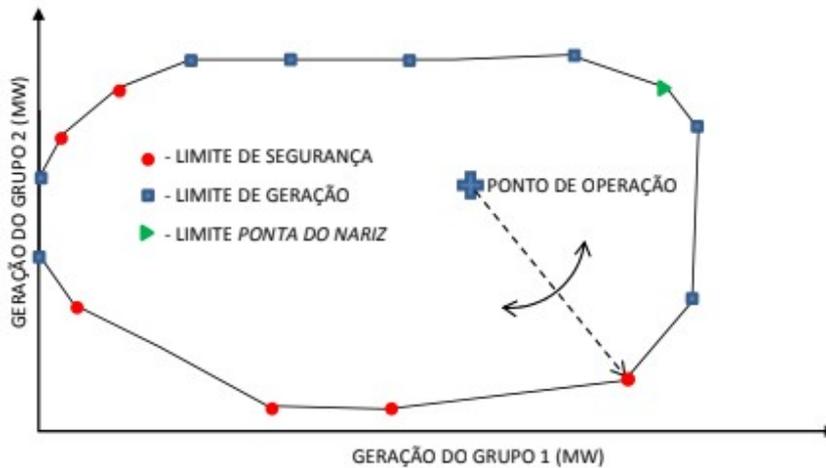
#### 4.2.1 Região de Segurança Estática no programa ORGANON

Para realizar o processo de avaliação de segurança na ferramenta ORGANON são necessários três grupos de geração (G1, G2 e G3). Os dois primeiros grupos correspondem às unidades geradoras que terão sua potência ativa redespachada em torno do ponto de operação do sistema. Já o terceiro grupo, formado por unidades geradoras que podem estar ou não dentro da área de estudo, funciona como uma grande barra de folga, fornecendo ou absorvendo toda a alteração de potência ativa realizada nos grupos G1 e G2. Isso ocorre pois a carga do sistema é mantida constante durante todo o processo e, com exceção das perdas do sistema, é necessário o fechamento do balanço de carga-geração. Por este motivo, é necessário que o grupo G3 tenha capacidade suficiente para compensar a potência alterada nos demais grupos. Além disso, é necessário que a barra de referência do sistema não esteja incluída em nenhum grupo do processo, para que nenhum grupo assuma a função de compensar as perdas no sistema e interfira na variação de potência dos grupos definidos (NOVAES, 2020).

Partindo de um ponto de operação do sistema (caso base) convergente e seguro, o valor dos grupos de geração definidos no ORGANON são modificados em direções radiais, definidas pelo usuário, conforme apresentado na Figura 9. O número de direções de deslocamento pode variar em múltiplos de quatro, entre 4 a 80 direções distintas. Para cada novo ponto de operação ao longo da mesma direção radial, é calculado um fluxo de potência continuado. Em seguida, é realizada uma série de análises de contingências no sistema (definidas pelo usuário) utilizando o fluxo de potência convencional para determinar se o sistema é convergente e seguro naquele novo ponto de operação. Do ponto de vista do processamento distribuído, o Mestre indica uma lista de contingências e uma direção para cada Escravo. O Escravo realiza os cálculos indicados anteriormente até encontrar um ponto de operação inseguro ou não-convergente. Nesse momento ele retorna o último ponto de operação em que houve convergência e inicia o processo de “busca binária”, indicado

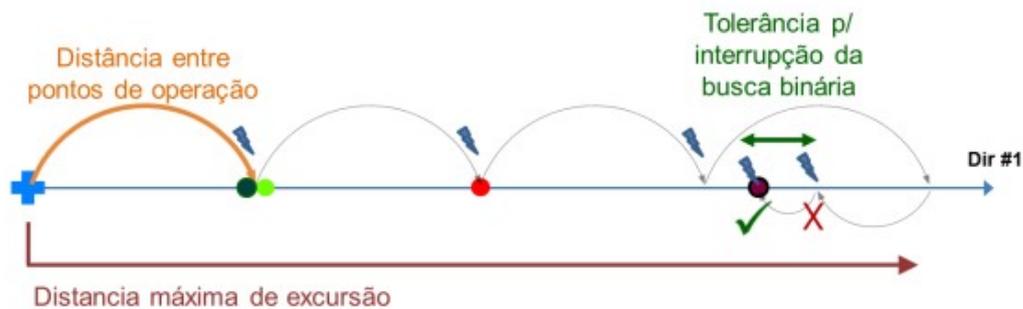
na Figura 10, para encontrar o ponto limite de segurança (que ocorre quando o passo de potência da busca binária se torna inferior a um valor determinado pelo usuário). Caso não encontre um ponto de operação inseguro ou não-convergente, o processo é interrompido ao chegar no limite máximo de geração dos grupos definidos ou ao limite máximo de carregamento do sistema, também chamado de “ponta do nariz” (CHAVES, 2008).

Figura 9 – Ilustração da região de segurança e seus limites.



Fonte: (SANTOS et al., 2012)

Figura 10 – Processo de busca binária no cálculo do limite de segurança.

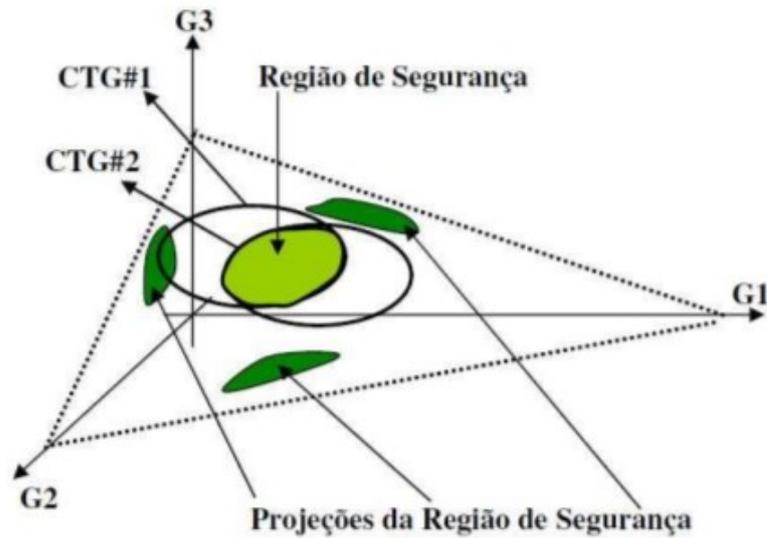


Fonte: (NOVAES, 2020)

Por fim, a região de segurança final, que será representada na forma de nomograma, apresentará o limite de segurança comum para todas as contingências analisadas. Segundo (CHAVES, 2008): “O limite de segurança é definido como sendo a interseção dos limites da região para todas as contingências.”. Essa região pode ser observada de maneira ilustrativa na Figura 11.

Após finalizar o processo, a ferramenta exporta 3 diferentes gráficos, também chamados de nomogramas, cada um referente a uma face dos eixos da figura anterior (G1xG2; G1xG3 e G2xG3). Como as áreas vistas nos nomogramas são projeções da interseção das regiões seguras de cada contingência, com apenas um nomograma é possível

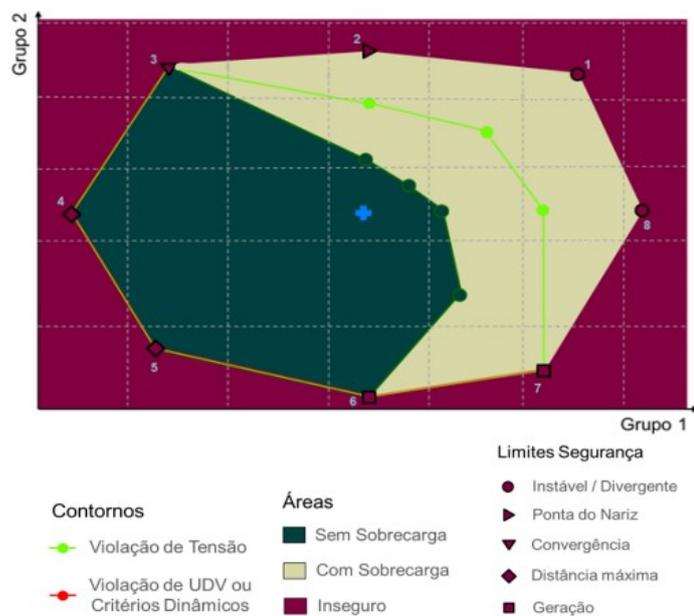
Figura 11 – Projeções das intersecções das regiões de segurança de cada contingência.



Fonte: (NOVAES, 2020)

detectar os limites de operação segura do sistema. Na Figura 12 é apresentado um exemplo de nomograma  $G1 \times G2$  de uma Região de Segurança Estática (RSE) e suas delimitações.

Figura 12 – Exemplo de nomograma de uma RSE e suas áreas, contornos e limites.



Fonte: Adaptado de (NOVAES, 2020)

Na RSE, são realizadas avaliações de natureza estática, que permitem identificar problemas como violações de limites operacionais, tais como sobrecargas em linhas de transmissão e transformadores, sub ou sobretensões e instabilidade de tensão.

## 4.2.2 Região de Segurança Dinâmica no programa ORGANON

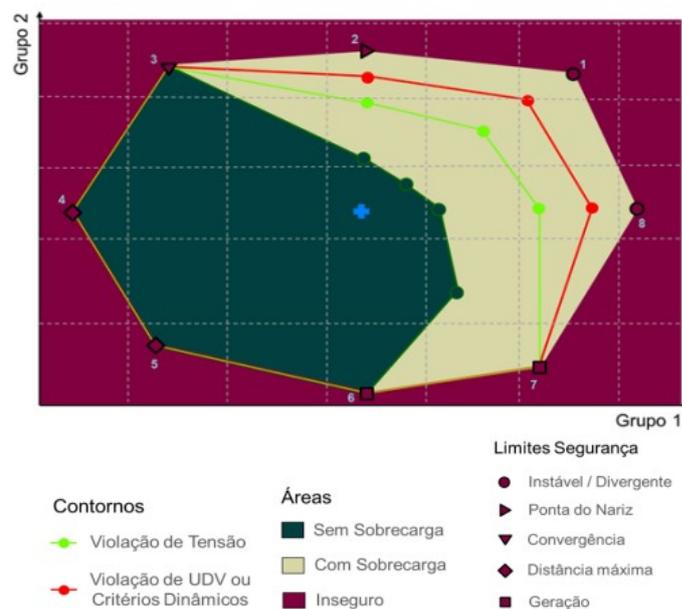
A construção da Região de Segurança Dinâmica (RSD) funciona seguindo a mesma metodologia apresentada na construção da RSE, obtendo novos pontos de operação através do fluxo de potência continuado, porém, a análise das contingências não é realizada através do Fluxo de Potência Convencional, como na RSE. Na RSD, a análise de contingência é realizada através da simulação no domínio do tempo, podendo considerar eventos de caráter dinâmico, como curto-circuitos e falhas de comutação em HVDC.

Para o cálculo da RSD, é necessário a adição de um arquivo contendo os modelos dinâmicos dos equipamentos do sistema, como geradores, compensadores síncronos, reguladores de velocidade e equipamentos de controle em geral, e outro arquivo contendo os eventos dinâmicos e seus parâmetros.

Segundo (NOVAES, 2020), nas RSD são identificados problemas além dos mencionados na avaliação estática. Isso inclui violações de critérios específicos para simulação dinâmica como, por exemplo, a máxima abertura angular, o tempo de atuação do limitador de sobreexcitação dos geradores, entre outros. Além disso, são considerados critérios preconizados nos Procedimentos de Rede, como subtensão e sobrecarga em regime pós-falta, queda de tensão pré/pós falta, oscilação de tensão, subtensão nos 1º e 2º swings, sub/sobrefrequência de geradores, variação da potência acelerante, entre outros.

A Figura 13 a seguir apresenta um exemplo de nomograma G1xG2 de uma RSD e suas delimitações.

Figura 13 – Exemplo de nomograma de uma RSD e suas áreas, contornos e limites.



Fonte: (NOVAES, 2020)

### 4.2.3 Interpretação visual do nomograma

A interpretação visual dos nomogramas da região de segurança é de grande importância pois permite, de maneira rápida e prática, identificar possíveis violações e visualizar o despacho necessário do sistema para afastar o ponto de operação de uma região insegura.

Analisando o nomograma de exemplo da Figura 13, com base nos padrões expostos por (CHAVES, 2008), (SANTOS, 2010) e (NOVAES, 2020), pode-se perceber uma cruz azul, que representa o ponto de operação inicial do caso base, além de três áreas diferentes e dois contornos distintos, que podem ser interpretados da seguinte forma:

- **Área Verde Escura:** representa a região em que o sistema opera de maneira segura, sem nenhuma violação de qualquer elemento monitorado sob qualquer contingência indicada pelo usuário;
- **Área Amarela:** representa a região em que o sistema opera em violação térmica (sobrecarga) em pelo menos um equipamento monitorado, em pelo pelo uma contingência indicada;
- **Área Cor Vinho:** representa a região em que o sistema opera em situação insegura pois em pelo menos uma contingência indicada, o sistema é instável (ou não convergente);
- **Contorno Verde Claro:** representa o limite de violação de tensão, ou seja, a área interna ao referido contorno representa uma operação segura, sem nenhuma violação de tensão para qualquer contingência indicada. Já a área exterior ao contorno apresenta pelo menos uma violação de tensão sob pelo menos uma contingência indicada;
- **Contorno Vermelho:** representa o limite de violação de critérios dinâmicos do sistema ou de uma variável que pode ser escolhida e customizada pelo usuário, como por exemplo um limite de potência de uma interligação ou uma inequação.

Do mesmo modo, pode-se perceber diferentes limites de segurança no nomograma, que podem ser interpretados da seguinte forma:

- **Geração (*Gen Limit*):** aponta que, pelo menos, um dos grupos geradores atingiu o limite máximo ou mínimo de geração;
- **Ponta do Nariz (*Nose Curve*):** aponta que o sistema chegou à capacidade máxima de transmissão, também conhecido como máximo carregamento ou “ponta do nariz”;
- **Distância Máxima (*Radius Limit*):** aponta que a distância até o ponto de operação é maior do que a distância máxima especificada pelo usuário para buscar a fronteira de segurança;

- **Instável/Divergente (*Security Limit*):** aponta que o sistema atingiu um ponto inseguro, ou seja, para pelo menos uma contingência, o fluxo de potência não convergiu ou a simulação no tempo apresentou violação de critérios de segurança;
  - **VS\_OUT (ou DS\_OUT para RSD):** aponta que, a partir deste ponto, o sistema, que anteriormente estava operando em uma região segura, passa a operar em uma região insegura e/ou violada;
  - **VS\_IN (ou DS\_IN para RSD):** aponta que, a partir deste ponto, o sistema, que anteriormente estava operando em uma região insegura e/ou violada, passa a operar em uma região segura;
- **Com Sobrecarga (*Thermal Limit*):** aponta o limite térmico dos equipamentos, ou seja, a capacidade de carregamento;
  - **TL\_OUT:** aponta que, a partir deste ponto, o sistema, que anteriormente operava em uma região onde todas as linhas e transformadores estavam livres de sobrecarga, passa a operar com pelo menos uma dessas linhas ou transformadores sobrecarregados;
  - **TL\_IN:** aponta que, a partir deste ponto, o sistema, que anteriormente operava com pelo menos uma das linhas ou transformadores em sobrecarga, passa a operar com todas as linhas e transformadores livres de sobrecarga;
- **Violação de Tensão (*Voltage Limit*):** aponta o limite da faixa operativa de tensões estabelecidas pelos Procedimentos de Rede;
  - **VL\_OUT:** aponta que, a partir deste ponto, o sistema, que anteriormente operava em uma região onde todas as barras estavam dentro do limite de tensão, passa a operar com pelo menos uma das barras com tensão fora do limite;
  - **VL\_IN:** aponta que, a partir deste ponto, o sistema, que anteriormente operava em uma região onde pelo menos uma das barras violava o limite de tensão, passa a operar com todas as barras com tensão dentro do limite;
- **Violação de UDV ou Critérios Dinâmicos (*UDV Limit ou Stability Limit*):** aponta o limite de critérios dinâmicos ou de UDV, variável definida pelo usuário;
  - Possui diversas identificações como **SL** para estabilidade angular, **DL** para amortecimento, **UD** para UDV, **1S** e **2S** para afundamento de tensão no primeiro e no segundo swing, respectivamente, etc.

Ao final do cálculo da região de segurança, a ferramenta apresenta um relatório em forma de tabela com um resumo da análise realizada. Esta tabela apresenta, para

todas as direções radiais calculadas, o tipo de limite atingido, a contingência que limitou o sistema, além das gerações de cada grupo para o ponto limite.

Para exemplificar a interpretação deste relatório, pode-se tomar como exemplo o nomograma da Figura 13. Criou-se um relatório padrão fictício para representar os limites de segurança encontrados no nomograma em questão. Como o relatório foi elaborado para fins de exemplo, não foram preenchidas as informações de geração dos grupos geradores.

Tabela 2 – Relatório da RSD de exemplo (fictício)

Direction	Limit Type	DS Code	Contingency	GDist_MW (MW)	UG1 (MW)	UG2 (MW)	UG3 (MW)
0	OpPoint	Operating	–	–	–	–	–
0	MaxGen	Max Gen	–	–	–	–	–
0	MinGen	Min Gen	–	–	–	–	–
1	TL_OUT	1-2#1	LT 1-2 #2	–	–	–	–
1	VL_OUT	8Bus8	TF 7-8 #1	–	–	–	–
1	UD_OUT	FNE	None	–	–	–	–
1	DS_OUT	Security Limit	TF 7-9 #1	–	–	–	–
2	TL_OUT	3-4#1	LT 3-4 #2	–	–	–	–
2	VL_OUT	9Bus9	TF 8-9 #1	–	–	–	–
2	UD_OUT	RSUL	None	–	–	–	–
2	DS_OUT	Nose Limit	LT 2-9 #1	–	–	–	–
3	DS_OUT	Security Limit	LT 1-4 #1	–	–	–	–
4	DS_OUT	Radius Limit	None	–	–	–	–
5	DS_OUT	Radius Limit	None	–	–	–	–
6	DS_OUT	Gen Limit	None	–	–	–	–
7	TL_OUT	4-5#1	LT 4-5 #2	–	–	–	–
7	DS_OUT	Gen Limit	None	–	–	–	–
8	TL_OUT	6-7#1	LT 6-7 #2	–	–	–	–
8	VL_OUT	10Bus10	TF 9-10 #1	–	–	–	–
8	UD_OUT	FSUL	None	–	–	–	–
8	DS_OUT	Security Limit	LT 3-8 #1	–	–	–	–

Fonte: De autoria própria.

Interpretando o relatório ilustrativo apresentado na Tabela 1, pode-se destacar alguns pontos como exemplo:

- **Direção 0:** informações à respeito do ponto de operação inicial (caso base);

- **Direção 2:** o ponto de operação deslocado na direção 2 sai de uma região segura para uma região com violação de limite térmico (TL\_OUT), sendo o circuito 1 da LT 1-2 a ficar sobrecarregado na contingência do circuito paralelo. Seguindo a direção 2, o ponto de operação passa para uma região com violação de tensão (VL\_OUT), sendo a barra 9 a primeira a violar esse limite, na contingência do TF-1 8-9. Do mesmo modo, o ponto de operação passa para uma região com violação da variável UDV chamada "RSUL", definida pelo usuário. Por fim, o ponto de operação atinge um ponto de limite de segurança (DS\_OUT) devido a capacidade máxima de transmissão na contingência do circuito 1 da LT 2-9;
- **Direção 7:** o ponto de operação deslocado na direção 7 sai de uma região segura para uma região com violação de limite térmico (TL\_OUT), sendo o circuito 1 da LT 4-5 a ficar sobrecarregado na contingência do circuito paralelo. Em seguida, o ponto de operação atinge um ponto de limite de segurança (DS\_OUT) devido ao limite máximo de geração de um dos grupos de geração.

No próximo capítulo, a RSE do ORGANON será aplicada para avaliar a integração da SE 525 kV Gaspar 2 como solução para problemas indicados em estudos de planejamento.

# 5 *Análise da Integração da SE 525 kV Gaspar 2*

Neste capítulo será utilizada a metodologia de região de segurança estática, para avaliar problemas encontrados no sistema de suprimento ao estado de Santa Catarina e o impacto da entrada em operação futura da subestação de 525 kV Gaspar 2. Estas análises possuem o intuito de validar os efeitos positivos do empreendimento para a região elétrica, assim como explorar as funcionalidades das regiões de segurança, utilizando o ORGANON como ferramenta para o planejamento elétrico.

## 5.1 Contextualização

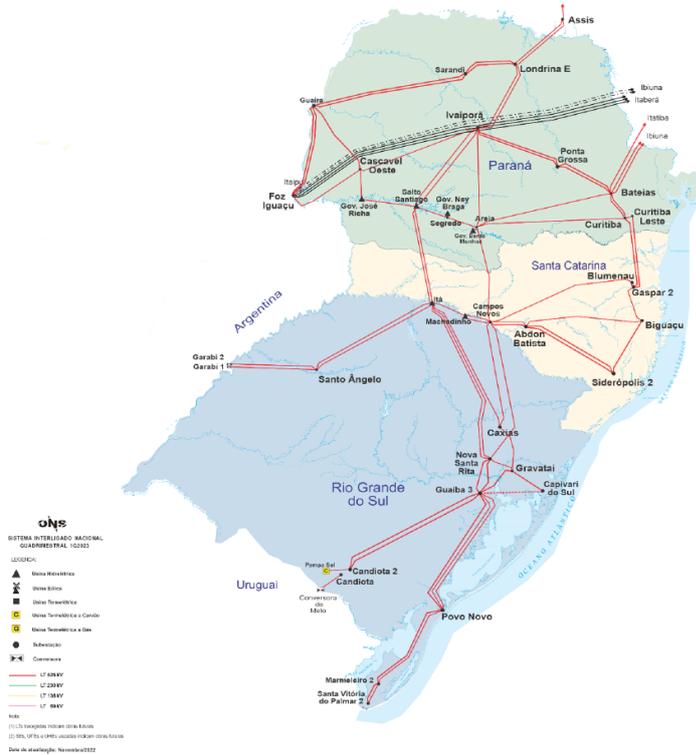
Atualmente, o sistema de 525 kV da região Sul forma a principal malha de conexão elétrica entre os subsistemas Sul e Sudeste. Além da interligação entre os dois subsistemas, a rede de 525 kV permite a transmissão de parte da geração da UHE Itaipu (60 Hz) para a região Sul. Além disso, possibilita a conexão das principais usinas da bacia do rio Uruguai, como a UHE Machadinho, a UHE Itá e UHE Campos Novos, por exemplo, através da SE 525 kV Machadinho, da SE 525/230 kV Itá e SE 525/230/138 kV Campos Novos, conforme apresentado no diagrama geoeletrico da Figura 14.

Devido à sua posição geográfica, a rede do estado de Santa Catarina funciona como um corredor de transmissão que interliga os estados do Paraná e Rio Grande do Sul, além de conectar as gerações da bacia do rio Uruguai e viabilizar o atendimento das cargas das regiões do estado. O sistema elétrico do estado de Santa Catarina é subdividido pelo ONS em três regiões: Norte e Vale do Itajaí (em vermelho), Oeste e Planalto (em amarelo) e Sul e Metropolitana de Florianópolis (em verde), conforme apresentado na Figura 15.

A Rede Básica de 525 kV de Santa Catarina é crucial para o escoamento da energia gerada pelas usinas na bacia do rio Uruguai. Esta rede inclui quatro subestações principais: Abdon Batista, Campos Novos, Itá e Machadinho. Além destas, também estão em operação as subestações de Blumenau e Biguaçu, que atendem a carga da região de Florianópolis e o principal parque industrial em Blumenau e Joinville. A subestação Siderópolis 2, operando em 525 kV, complementa o fornecimento para a região Sul do estado.

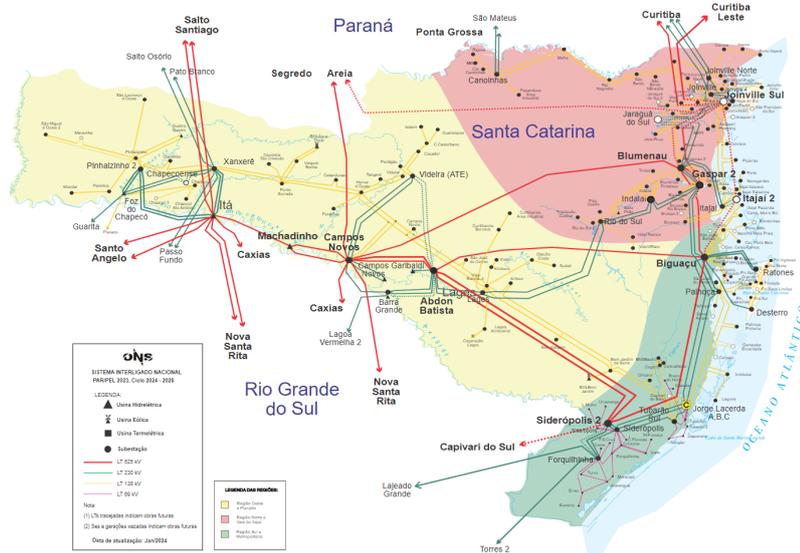
Para atender à demanda de Santa Catarina, subestações de fronteira conectam a Rede Básica à rede de distribuição, formando uma malha em 230 kV derivada das subestações mencionadas anteriormente, assim como de outros pontos de conexão provenientes dos estados do Paraná e Rio Grande do Sul. A geração interna do estado é composta por

Figura 14 – Sistema de 525 kV da região Sul - Horizonte 2024-2028



Fonte: (ONS, 2023a)

Figura 15 – Sistema da Rede Básica do estado de Santa Catarina - Horizonte 2024-2028



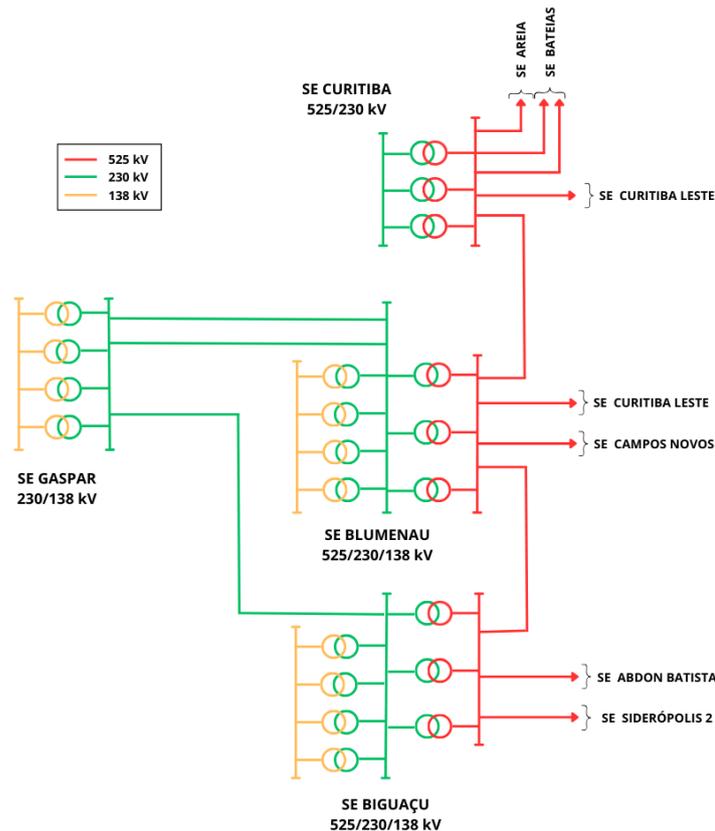
Fonte: (ONS, 2023a)

fontes hidráulicas, o Complexo Termelétrico de Jorge Lacerda, além de pequenos parques eólicos localizados nas regiões do Planalto e Oeste.

A região analisada se concentra no Vale do Itajaí, mais especificamente entre as cidades de Blumenau e Gaspar. Nesta região, na topologia atual do sistema, há um corredor de transmissão em 525 kV, no sentido norte-sul, que interliga as subestações SE 525/230 kV

Curitiba, SE 525/230/138 kV Blumenau e SE 525/230/138 kV Biguaçu. Pode-se observar essa configuração no diagrama simplificado, apresentado na Figura 16. Além das conexões em 525 kV, há também uma conexão em 230 kV entre as SE Blumenau e SE Gaspar 2 (circuito duplo) e entre a SE Gaspar 2 e SE Biguaçu (circuito único).

Figura 16 – Diagrama unifilar simplificado da topologia atual da região estudada.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Nota-se que, em situações em que o sistema opera com o RSUL (Recebimento Sul) elevado, ou seja, quando o subsistema Sudeste está exportando energia para o subsistema Sul, há um carregamento elevado em ambos os circuitos da LT 230 kV Blumenau - Gaspar 2 C1 e C2, em regime normal de operação. Nesses casos de RSUL elevado, há um fluxo que desce para a região Sul pelo sistema de 525 kV, passando pela SE 525 kV Curitiba em direção à SE 525 kV Biguaçu, passando pela SE 525 kV Blumenau. Grande parte deste fluxo do 525 kV, passa pela transformação 525/230 kV da SE Blumenau, em direção à SE 230 kV Gaspar, para atendimento das cargas da região do Vale do Itajaí e da Grande Florianópolis.

O carregamento elevado nos circuitos em questão, em regime normal, requer atenção especial da operação do sistema. Para contornar este problema, o ONS adotou,

através da Instrução de Operação (IO) "Operação Normal da Área 230 kV de Santa Catarina", código "IO-ON.S.2SC", Revisão 277, presente no Módulo 5, Submódulo 5.12 do Manual de Procedimentos da Operação, os procedimentos específicos para controle de carregamento em regime normal de operação da LT 230 kV Blumenau - Gaspar 2 C1 ou C2.

Somado à instrução operativa em regime normal de operação, solicitou-se a flexibilização do limite de emergência para a transmissora responsável pelo equipamento. O limite de emergência da LT foi flexibilizado pela CGT Eletrosul de 306 MVA para 340 MVA, por uma duração de 10 minutos, conforme a Tabela 3.

Tabela 3 – Limites operativos da LT 230 kV Blumenau - Gaspar 2 C1 e C2.

<b>Limites Operativos da LT 230 kV Blumenau Gaspar 2 C1 e C2</b>		
<b>Limite Normal</b>	<b>Limite de Emergência</b>	<b>Limite de Emergência Flexibilizado*</b>
243 MVA	306 MVA	340 MVA

\* Flexibilizado pela CGT Eletrosul por 10 minutos.

Do mesmo modo, nota-se que, na contingência de um circuito da LT 230 kV Blumenau - Gaspar 2, pode haver sobrecarga inadmissível no circuito remanescente. No relatório do terceiro quadrimestre de 2023 (setembro a dezembro), publicado pelo ONS, implementou-se a inequação para monitoramento da LT 230 kV Blumenau - Gaspar 2 C1 ou C2, para evitar a sobrecarga inadmissível no circuito remanescente, quando da contingência de um dos circuitos. A inequação final foi descrita por:

$$\mathbf{BLU-GAS2\ C1 + 0,78 * BLU-GAS2\ C2 \leq 340\ MVA} \quad (11)$$

onde:

- **BLU-GAS2 C1** é a potência em MW na LT 230 kV Blumenau – Gaspar 2 C1, no terminal de 230 kV da SE Blumenau;
- **BLU-GAS2 C2** é a potência em MW na LT 230 kV Blumenau – Gaspar 2 C2, no terminal de 230 kV da SE Blumenau.

Analisando a inequação, o fator de distribuição de 0,78 denota que, dada a contingência de um circuito, 78% do fluxo que passava pelo circuito será diretamente direcionado ao circuito paralelo. Através de uma análise de sensibilidade, foi disponibilizado, junto à inequação, uma lista de sensibilidade para controle da inequação em tempo real, apresentada na Tabela 4. Para o cálculo do fator de sensibilidade, foi considerada uma elevação de geração de 100 MW nas usinas selecionadas.

Tabela 4 – Lista de sensibilidade para controle da inequação.

<b>Sensibilidade para controle da inequação</b>			
<b>UHE Salto Pilão</b>	-34	<b>UTE Candiota III</b>	-3
<b>UTE Jorge Lacerda A (1 e 2)</b>	-7	<b>UTE Canoas</b>	-3
<b>UTE Jorge Lacerda A (3 e 4), B e C</b>	-7	<b>UHE Castro Alves</b>	-3
<b>UHE Barra Grande</b>	-4	<b>UHE Dona Francisca</b>	-3
<b>UHE Garibaldi</b>	-4	<b>UHE Jacuí</b>	-3
<b>UHE São Roque</b>	-4	<b>UHE Monte Claro</b>	-3
<b>Conversora Melo (Uruguai para Brasil)</b>	-3	<b>UHE Itaúba</b>	-3
<b>Conversora Rivera (Uruguai para Brasil)</b>	-3	<b>UTE Pampa Sul</b>	-3
<b>UHE 14 de Julho</b>	-3	<b>UHE Passo Real</b>	-3
<b>UHE Campos Novos</b>	-3	<b>UTE Canoas</b>	-3

Juntamente com a inequação de monitoramento, implementou-se um SEP para controle de carregamento das LT 230 kV Blumenau – Gaspar C1 e C2. Para evitar sobrecarga inadmissível na LT em questão, quando da contingência do circuito paralelo, é feito o desligamento automático do circuito remanescente. Apesar de separar a conexão direta entre as barras de 230 kV das SEs Blumenau e Gaspar 2, o SEP implementado elimina a sobrecarga inadmissível do equipamento, funcionando como alternativa de retaguarda para o problema de sobrecarga da região.

### 5.1.1 Empreendimento SE 525 kV Gaspar 2

O empreendimento localizado no município de Gaspar, no estado de Santa Catarina, é de responsabilidade da Neoenergia, vencedora do Leilão da ANEEL de nº 004/2018. O novo setor de 525 kV da SE Gaspar 2 tem previsão de iniciar sua integração partir de junho de 2024 (30/06/2024) conforme Relatório Mensal do Planejamento da Operação de junho/2024.

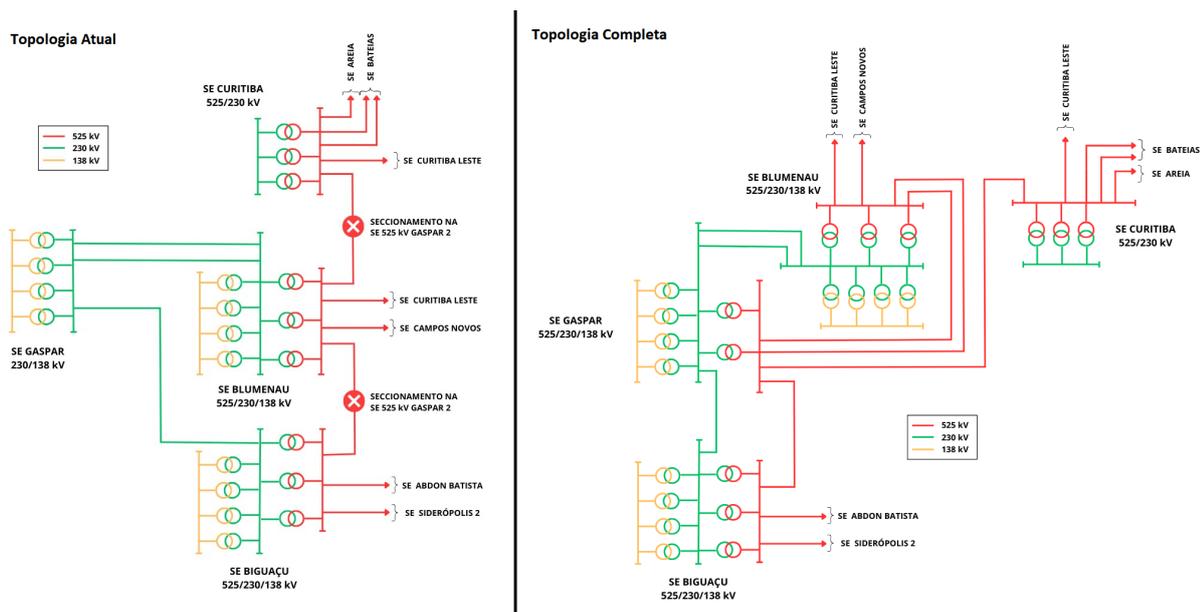
O novo setor de 525 kV Gaspar 2 faz parte de um conjunto de empreendimentos estruturantes, propostos para garantir o atendimento ao mercado de Santa Catarina no horizonte de médio/longo prazo, visando especialmente as regiões Norte do Estado e Vale do Itajaí, garantindo a segurança e a confiabilidade requeridas pelo SIN.

Proposta no PAR 2017-2019, visando evitar sobrecarga na LT 230 kV Blumenau - Gaspar 2 C1 ou C2, na contingência de um dos circuitos dessa linha, o empreendimento da SE 525 kV Gaspar 2 é constituído de:

- Novo pátio de 525 kV na SE Gaspar 2;
- Dois autotransformadores (2 x ATR 525/230 kV - 672 MVA) na SE Gaspar 2;
- Reator de barra 150 Mvar na SE 525 kV Gaspar 2;
- Seccionamento da LT 525 kV Blumenau – Curitiba na SE Gaspar 2;
- Seccionamento da LT 525 kV Blumenau – Biguaçu na SE Gaspar 2

Na Figura 17, é possível visualizar a topologia do sistema na região após a integração completa do empreendimento, incluindo os dois seccionamentos e a transformação 525/230 kV.

Figura 17 – Diagrama unifilar simplificado da topologia com a integração completa do empreendimento.



Fonte: Elaborada pelo autor.

## 5.2 Análise dos efeitos da integração do empreendimento

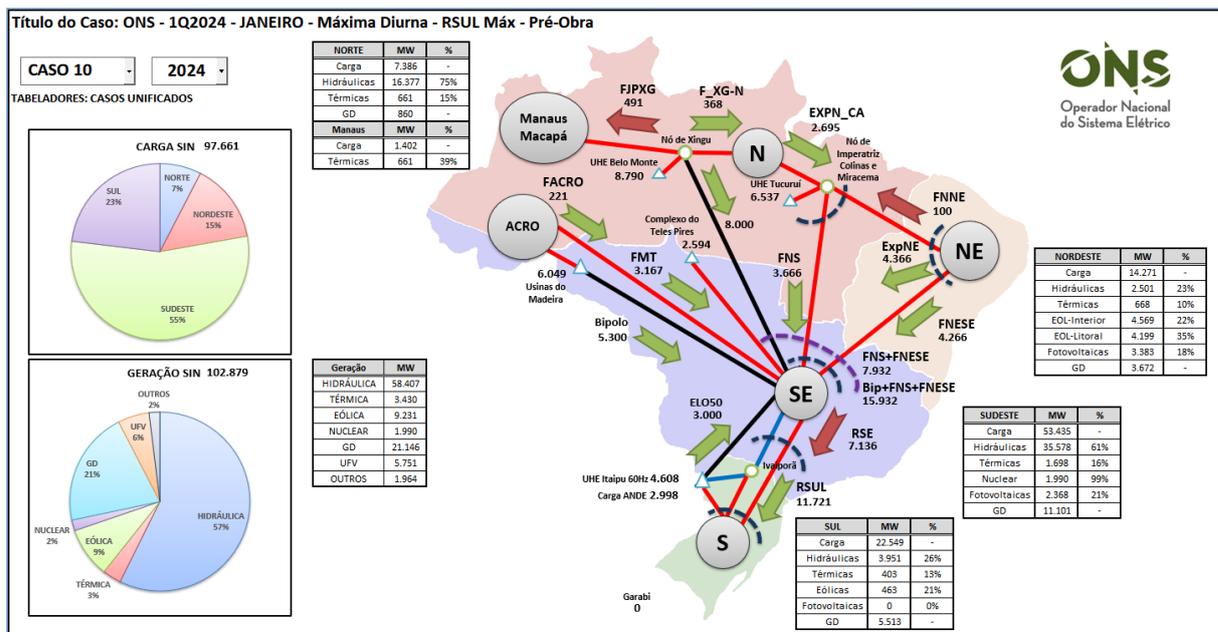
Inicialmente, com o objetivo de identificar os problemas de carregamento da LT 230 kV Blumenau - Gaspar 2 para diferentes cenários de geração, utilizou-se a RSE através do programa computacional ORGANON.

Como caso base para a construção da RSE, utilizou-se o caso alternativo de referência para os estudos de planejamento elétrico de horizonte quadrimestral, do primeiro

quadrimestre de 2024, disponibilizado pelo ONS no portal online SINTEGRE no dia 9 de outubro de 2023. Os casos alternativos do quadrimestral são casos de referência adicionais, disponibilizados pelo ONS, ajustados para análises específicas.

Para a análise em questão, utilizou-se o caso 1, do mês de janeiro de 2024, ajustado com carga máxima diurna e com o intercâmbio RSUL maximizado. O ajuste do caso utilizado está resumido na Figura 18 a seguir. Percebe-se, por exemplo, que a carga do sistema é elevada para o caso 1 (aproximadamente 97,6 GW no SIN e 22,5 GW na região Sul), além de um intercâmbio RSUL maximizado em aproximadamente 11,7 GW, ou seja, o subsistema Sudeste está exportando 11,7 GW para o subsistema Sul no caso de referência.

Figura 18 – Ajuste do caso 1 dos casos alternativos do quadrimestral 1Q2024, para construção da RSE.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Nota-se que o caso base utilizado representa um cenário de carga e intercâmbio "estressado", uma vez que o RSUL está quase atingindo o limite máximo de intercâmbio de 11,9 GW, previsto no último Relatório Quadrimestral disponibilizado pelo ONS. Todavia, o intercâmbio é maior que o limite previsto para a configuração do caso em questão.

O caso alternativo foi escolhido como referência para a construção da RSE pois, para destacar o problema de carregamento na região analisada, é necessário maximizar dois fatores: carga do subsistema Sul e intercâmbio RSUL. A maximização destes dois fatores, dentro da realidade da operação do SIN, resulta em fluxos elevados nas LTs da região do Vale do Itajaí.

### 5.2.1 Definição dos grupos de geração

Conforme apresentado no Capítulo 4 deste trabalho, para construir uma RSE é necessário a definição de três grupos distintos de geração (G1, G2 e G3), sendo os dois primeiros compostos por barras do sistema que terão seu despacho variado, e um terceiro grupo de "folga" que deve ser grande o suficiente para compensar a variação de geração dos outros grupos e que, de preferência, sua geração não tenha impacto significativo na região a ser analisada.

Partindo dessas premissas, optou-se por realizar uma análise de sensibilidade de fluxo da LT 230 kV Blumenau - Gaspar 2 C1, em relação às usinas (UHE e UTE) que compõem o subsistema Sul. O resultado obtido através da análise de sensibilidade, utilizando a UHE Ilha Solteira como barra swing do sistema, está resumido na Tabela 5 a seguir.

Tabela 5 – Lista de fatores de sensibilidade do carregamento da LT 230 kV Blumenau - Gaspar 2 C1 em relação a geração das UHEs e UTEs do subsistema Sul.

<b>Usina</b>	<b>Fator de Sensibilidade</b>
UHE Salto Pilão	-27,2
UTE Jorge Lacerda (1 e 2)	-4,8
UTE Jorge Lacerda (3 e 4)	-4,1
UTE Jorge Lacerda (5 e 6)	-4,1
UTE Jorge Lacerda (7)	-4,1
UHE Garibaldi	-3,4
UHE Barra Grande	-2,8
UHE Campos Novos	-2,1
UHE Passo Real	-1,8
UHE Castro Alves	-1,8
UHE Monte Claro	-1,8
UHE 14 de Julho	-1,8
UTE Canoas (gás)	-1,8
UTE Canoas (vapor)	-1,8
UHE Machadinho	-1,7
UHE Jacuí	-1,7
UHE Itaúba	-1,7
UHE Dona Francisca	-1,7
UHE Monjolinho	-1,7
UTE Candiota 3	-1,7
UTE Pampa Sul	-1,7
UHE Passo Fundo	-1,6
UHE São José	-1,5
UHE Passo São João	-1,5
UHE Quebra Queixo	-1,4
UHE Foz de Chapecó	-1,4
UHE Itá	-1,3

A análise de sensibilidade de fluxo retorna um fator de sensibilidade para cada barra de geração indicada. O fator de sensibilidade representa a variação do fluxo no equipamento analisado, dada uma mesma elevação de geração em cada barra de geração indicada, com a correspondente redução na barra swing. Um fator de sensibilidade positivo indica que um aumento de geração ativa em uma barra provoca um aumento no carregamento do equipamento em questão, enquanto um fator negativo representa que o mesmo aumento de geração ativa provoca uma redução no carregamento do equipamento. Do mesmo modo, quanto maior o módulo do fator de sensibilidade, maior influência a geração possui em relação ao fluxo no equipamento.

Analisando os fatores de sensibilidade obtidos, percebe-se que todas as usinas do subsistema Sul analisadas apresentam um comportamento no qual o aumento de sua geração reduz o fluxo que passa pela LT analisada. Tal conclusão é coerente, visto que o fluxo na LT analisada está diretamente relacionado ao intercâmbio RSUL, que tende a reduzir ao elevar a geração interna do subsistema Sul. Destaca-se a UHE Salto Pilão que possui um impacto muito significativo no carregamento da LT, devido à sua proximidade geométrica. Em seguida, destaca-se a influência da UTE Jorge Lacerda e das UHEs da bacia do rio Uruguai.

Desta forma, estabeleceu-se a composição do Grupo 1, formado pelas usinas dos estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul que reduzem o fluxo passante na LT, o Grupo 2 composto por usinas do estado do Paraná e do subsistema Sudeste, que possuem influência próxima ou igual a zero sobre o fluxo na LT. Por fim, o Grupo 3 foi formado a partir das usinas do subsistema Norte e Nordeste, pois não apresentam interferência direta na região de estudo e possuem capacidade para compensar a variação de geração dos outros dois grupos. A composição dos grupos de geração está apresentada na Tabela 6 a seguir.

### 5.2.2 Análise da configuração atual

Para a inicialização da RSE, com base no caso de referência mencionado anteriormente e, com a configuração atual da rede (antes da entrada do empreendimento), utilizou-se uma lista com três contingências, sendo elas:

- LT 230 kV Blumenau - Gaspar 2 C1;
- LT 525 kV Blumenau - Curitiba C1;
- LT 525 kV Blumenau - Biguaçu C1.

As contingências foram escolhidas com base no impacto que elas causam para o carregamento do equipamento a ser analisado, além da possibilidade de gerar outros

Tabela 6 – Grupos de geração definidos para Região de Segurança

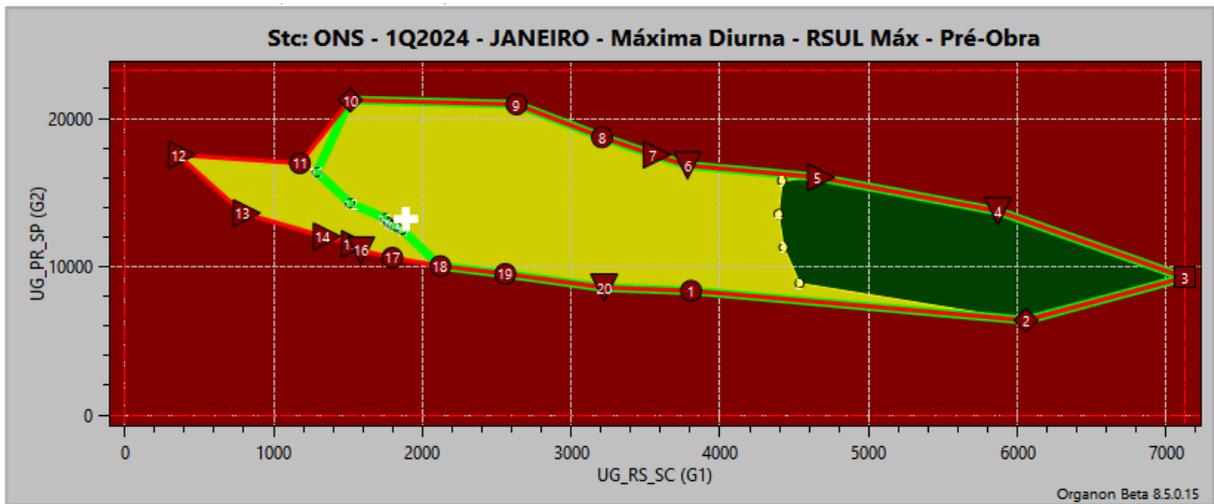
<b>Grupo 1 (UG_RS_SC)</b>	<b>Grupo 2 (UG_PR_SP)</b>	<b>Grupo 3 (UHE_NNE)</b>
UHE Salto Pilão	UHE Gov. Bento Munhoz	UHE Itapebi
UTE Jorge Lacerda	UHE Gov. Ney Braga	UHE Pedra do Cavalo
UHE Garibaldi	UHE Salto Santiago	UHE Sobradinho
UHE Barra Grande	UHE S. Osorio	UHE Luiz Gonzaga
UHE Campos Novos	UHE Gov. José Richa	UHE A.Sales
UHE Passo Real	UHE Baixo Iguazu	UHE Paulo Afonso
UHE Castro Alves	UHE Jaime Canet Júnior	UHE Xingó
UHE Monte Claro	PCH Salto Mauá	UHE Boa Esperança
UHE 14 de Julho	UHE Gov. Parigot de Souza	UHE Estreito
UTE Canoas	UHE Santa Clara	UHE Tucuruí
UHE Machadinho	UHE Fundão	UHE Belo Monte
UHE Jacuí	UTE Araucaria	UHE St. Antônio do Jari
UHE Dona Francisca	UHE Chavantes	UHE Cachoeira Caldeirão
UHE Monjolinho	UHE Piraju	UHE Coaracy Nunes
UHE Candiota 3	UHE Jurumirim	UHE Ferreira Gomes
UTE Pampa Sul	UHE Jupia	-
UHE Passo Fundo	UHE Porto Primavera	-
UHE São José	UHE Rosana	-
UHE Passo São João	UHE Taquaruçu	-
UHE Quebra Queixo	UHE Capivara	-
UHE Foz de Chapecó	UHE Três Irmãos	-
UHE Itá	UHE Luís Carlos Barreto	-
UHE Itáuba	UHE Furnas	-
-	UHE Marimbondo	-
-	UTE Araucaria	-
-	UHE Itaipú - 60HZ	-
<b>Capacidade Total: 8.956MW</b>	<b>Capacidade Total: 25.348MW</b>	<b>Capacidade Total: 32.576MW</b>

problemas para o sistema na região de interesse. O número de contingências inseridas na análise pode ser aumentado, porém, trariam mais complexidade para o estudo e, conseqüentemente, um maior esforço computacional e maior tempo para execução da análise, sem a agregação de informações relevantes para o problema em questão. Além disso, a inserção de contingências com pouco impacto na região a ser estudada poderia levar a diferentes resultados na RSE em regiões distantes do problema analisado, com possibilidade de mascarar resultados importantes para o objetivo da análise.

Definidos o caso base, a lista de contingências, os grupos de geração, as características e limites das máquinas do sistema e os parâmetros base para a simulação da RSE, a simulação foi realizada utilizando o programa computacional ORGANON, resultando no nomograma representado na Figura 19 a seguir.

A RSE foi simulada utilizando vinte direções radiais para variação da geração

Figura 19 – Nomograma da RSE para topologia sem a SE 525 kV Gaspar 2.



Fonte: Elaborada pelo autor.

dos grupos de geração. Analisando o nomograma em questão e, considerando que esta análise está sendo realizada em um caso base com intercâmbio RSUL elevado, percebe-se uma região de operação segura (representada pela cor verde escura) para cenários com a geração elevada das usinas da região dos estados de SC e RS. Essa situação é coerente com a premissa do estudo, uma vez que a elevação da geração do Sul reflete na diminuição do intercâmbio RSUL e, conseqüentemente, na redução do fluxo passante na LT 230 kV Blumenau - Gaspar 2.

Nota-se que, a medida em que a geração do Grupo 1 é reduzida, o ponto de operação do sistema passa para uma região que apresenta sobrecarga em contingência. Reduzindo ainda mais a geração do Grupo 1, percebe-se que o sistema passa a operar em uma região que, além da sobrecarga, apresenta uma violação dos limites de tensão em contingência. Além do nomograma, os detalhes relacionados à RSE podem ser avaliados através do relatório gerado pelo ORGANON e apresentado na Tabela 7.

Analisando o relatório da RSE, percebe-se que, para a região de violação térmica (sobrecarga) nas direções 2, 3, 4 e 5, a violação mais severa é a sobrecarga da LT 230 kV Blumenau- Gaspar 2 na contingência do circuito paralelo. Do mesmo modo, para a região de violação de tensão nas direções 11, 12, 13, 14, 15, 16 e 17, a violação mais severa é uma subtensão na SE 230 kV Joinville na contingência da LT 525 kV Blumenau - Curitiba C1.

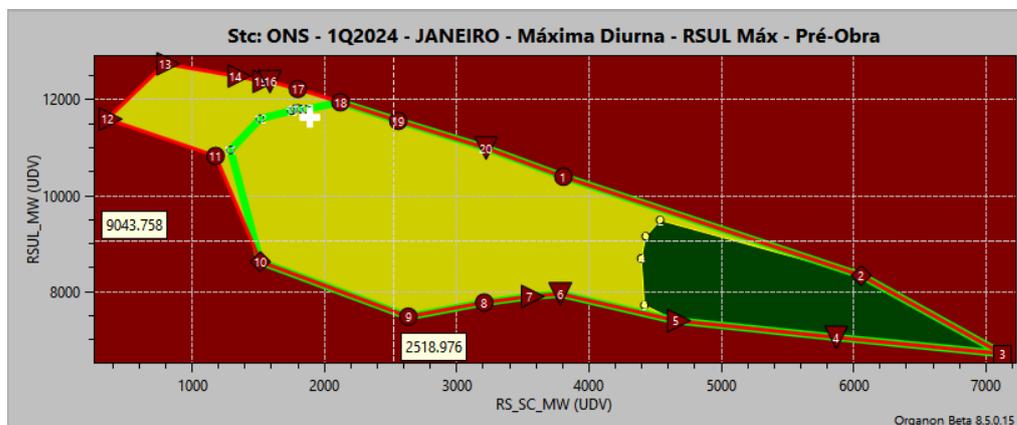
Com o objetivo de visualizar o comportamento e a influência do intercâmbio RSUL na análise da RSE, realizou-se a construção de um nomograma da variação de geração do Grupo 1 pela variação do RSUL, na mesma análise. O ORGANON permite, através da criação de uma UDV pelo usuário, a impressão de um quarto nomograma na mesma análise, utilizando a variável criada pelo usuário como eixos do nomograma adicional. Para isso, criou-se uma UDV chamada "RSUL\_MW", representando a soma do fluxo

Tabela 7 – Relatório da RSE para topologia sem a SE 525 kV Gaspar 2.

Direction	Limit Type	DS Code	Contingency	GDist_MW (MW)	UG1 (MW)	UG2 (MW)	UG3 (MW)	RSUL_MW (MW)
0	OpPoint	Operating Point		0.0	1890	13222	18668	11630,1
0	MaxVal	Maximum Value		0.0	7123,5	23194	31795,9	12747,8
0	MinVal	Minimum Value		0.0	0	0	3289	6712,4
1	SL_OUT	SECURITY LIMIT	02: LT 525kV BLUMENAU - CURITIBA C1	5207.8	3806,6	8379,7	21593,6	10397
2	SL_OUT	RADIUS LIMIT	None	8005.1	6057,4	6387,2	21335,4	8340,9
2	TL_IN	LT 230 kV BLUMENAU - GASPAR 2 C2	01: LT 230 kV BLUMENAU - GASPAR 2 C1	5083.8	4536,6	8881,4	20362	9493,9
3	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	6553.5	7123,5	9277,6	17378,9	6712,4
3	TL_IN	LT 230 kV BLUMENAU - GASPAR 2 C2	01: LT 230 kV BLUMENAU - GASPAR 2 C1	3179.8	4429,4	11308,1	18042,5	9157,1
4	SL_OUT	STEP LIMIT	None	4014.4	5869,5	13750	14160,5	7051,6
4	TL_IN	LT 230 kV BLUMENAU - GASPAR 2 C2	01: LT 230 kV BLUMENAU - GASPAR 2 C1	2526.3	4394,3	13554,3	15831,4	8699,2
5	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	3945.1	4653,2	16037,8	13089	7402,1
5	TL_IN	LT 230 kV BLUMENAU - GASPAR 2 C2	01: LT 230 kV BLUMENAU - GASPAR 2 C1	3610.6	4418,9	15799,1	13562	7721,6
6	SL_OUT	STEP LIMIT	None	4072.6	3782,6	16828,1	13169,3	7957,7
7	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	4648.5	3548,6	17564,6	12666,8	7905,2
8	SL_OUT	SECURITY LIMIT	0: REGIME PERMANENTE	5667.6	3207,9	18734,2	11837,9	7778,5
9	SL_OUT	SECURITY LIMIT	01: LT 230 kV BLUMENAU - GASPAR 2 C1	7764.5	2633,6	20950,8	10195,6	7484,3
10	SL_OUT	RADIUS LIMIT	None	8030.4	1515,7	21243,7	11020,6	8628,3
11	SL_OUT	SECURITY LIMIT	02: LT 525 kV BLUMENAU - CURITIBA C1	3829.7	1176,8	16984,7	15618,4	10828,9
11	UV_OUT	1015 JOINVI-SC230	02: LT 525 kV BLUMENAU - CURITIBA C1	3218.2	1290,7	16383,9	16105,4	10952,7
12	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	4588.7	357,2	17547,1	15875,6	11597,5
12	UV_OUT	1015 JOINVI-SC230	02: LT 525 kV BLUMENAU - CURITIBA C1	1121.0	1515,6	14278,6	17985,9	11604,6
13	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	1168.9	792,8	13625,1	19362,1	12747,8
13	UV_OUT	1015 JOINVI-SC230	02: LT 525 kV BLUMENAU - CURITIBA C1	148.6	1750,5	13273,2	18756,2	11771,1
14	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	1294.9	1330,4	12054,2	20395,3	12493
14	UV_OUT	1015 JOINVI-SC230	02: LT 525 kV BLUMENAU - CURITIBA C1	265.8	1775,2	12982,3	19022,5	11811,4
15	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	1722.9	1519,5	11539,5	20721	12383,3
15	UV_OUT	1015 JOINVI-SC230	02: LT 525 kV BLUMENAU - CURITIBA C1	424.1	1798,8	12807,8	19173,4	11817,9
16	SL_OUT	STEP LIMIT	None	2135.0	1587,9	11108,5	21083,6	12377,7
16	UV_OUT	1015 JOINVI-SC230	02: LT 525 kV BLUMENAU - CURITIBA C1	491.4	1820,5	12735,5	19224	11806,5
17	SL_OUT	SECURITY LIMIT	0: REGIME PERMANENTE	2615.1	1798	10608,5	21373,4	12224,3
17	UV_OUT	1015 JOINVI-SC230	02: LT 525 kV BLUMENAU - CURITIBA C1	732.3	1864,2	12490,2	19425,6	11804,1
18	SL_OUT	SECURITY LIMIT	0: REGIME PERMANENTE	3185.3	2120,5	10045	21614,4	11947,3
19	SL_OUT	SECURITY LIMIT	02: LT 525 kV BLUMENAU - CURITIBA C1	3764.1	2557,9	9517,6	21704,4	11559,4
20	SL_OUT	CONVERGENCE LIMIT	None	4811.8	3221,9	8598,3	21959,8	10992,5

de potência ativa em cada circuito que compõe a interligação Sul-Sudeste. O quarto nomograma representando o RSUL está representado na Figura 20 a seguir.

Figura 20 – Nomograma da RSE com RSUL para topologia sem a SE 525 Gaspar 2 kV.



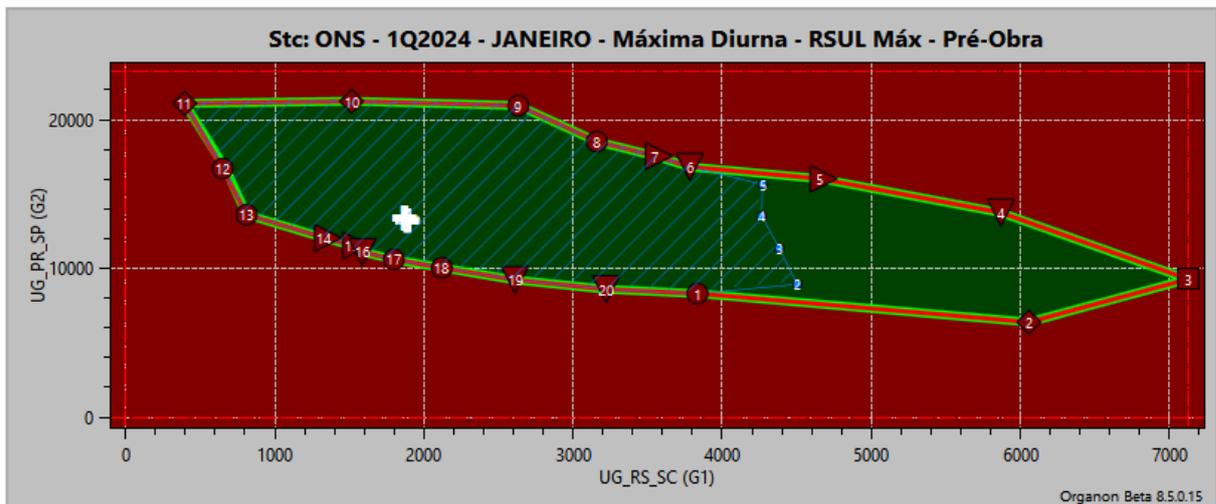
Fonte: Elaborada pelo autor.

Analisando o quarto nomograma, valida-se o comportamento do carregamento do equipamento apontado anteriormente. O intercâmbio RSUL aumenta conforme a geração do subsistema Sul reduz. Com o conseqüente aumento do RSUL para atendimento à carga do subsistema Sul, aumenta-se o carregamento da LT 230 kV Blumenau - Gaspar 2 e a severidade da violação na perda do circuito paralelo.

Apesar da análise em questão estar sendo feita ao redor de um ponto de operação estressado, como mencionado anteriormente, existem proteções do sistema para evitar que o sistema opere em regiões inseguras. Ainda que não seja possível a representação do controle de carregamento e da inequação de monitoramento na RSE, o ORGANON permite a representação da atuação do SEP através da modelagem do mesmo em um arquivo ".SPS". O SEP em questão resulta no desligamento do circuito remanescente, na contingência do circuito paralelo, quando o seu carregamento superar 340 MVA. A modelagem do SEP está representada no ANEXO A deste trabalho.

Simulou-se novamente a RSE, com a adição do SEP modelado, resultando no nomograma representado na Figura 21. Analisando o novo nomograma, é possível a identificação visual da atuação do SEP através das hachuras em azul claro sobre a RSE. Em toda a região hachurada ocorreu a atuação do SEP. Percebe-se que toda a região anteriormente insegura devido à violação térmica do equipamento, tornou-se novamente segura devido a atuação do SEP.

Figura 21 – Nomograma da RSE com SEP para topologia sem a SE Gaspar 2 525 kV.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Apesar de alterar a topologia do sistema, a utilização do SEP se faz necessária para garantir um ponto de operação seguro do sistema, especialmente em casos mais extremos. Esta função do SEP ficou evidenciada através da análise do nomograma da Figura 21 uma vez que, com a atuação do SEP, a área verde se expande por toda região que, anteriormente, apresentava violação de sobrecarga. Ou seja, o sistema permanece em

estado seguro de operação para todos os cenários de geração simulados.

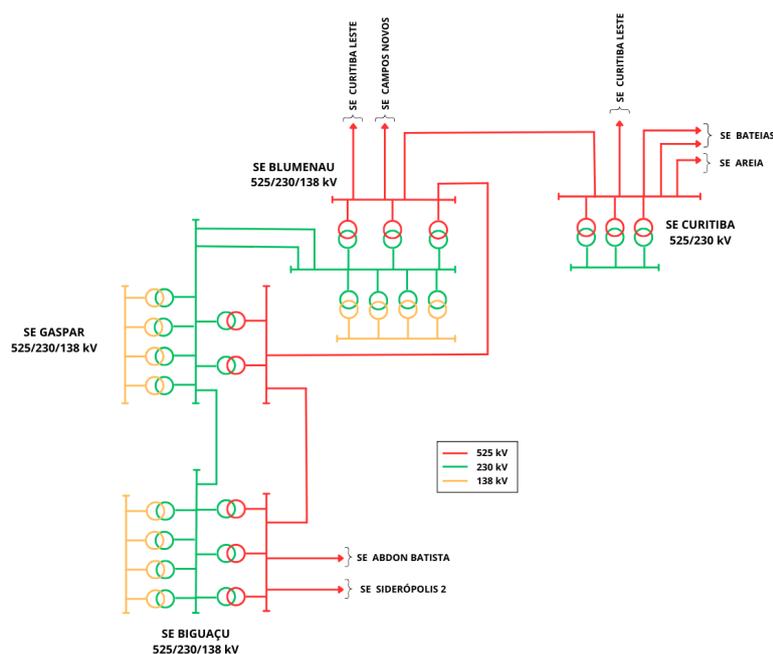
É importante ressaltar que, apesar do SEP conduzir o sistema à uma região de operação segura, sua atuação está sujeita a falhas. Nesse sentido, é preferível a integração de uma solução estrutural que aumente a região segura e elimine a necessidade da operação de um SEP.

### 5.2.3 Análise da entrada parcial da SE 525 kV Gaspar 2

Na realidade da implementação de um empreendimento no sistema de transmissão, pode ocorrer a entrada em operação parcial de um conjunto de equipamentos, devido à complexidade das obras. Em casos onde equipamentos do mesmo empreendimento entram em operação em momentos diferentes, é necessário uma análise para avaliar o seu impacto no sistema.

Com o objetivo de utilizar as funcionalidades das regiões de segurança do ORGA-NON para diferentes tipos de análise, optou-se por analisar o comportamento do sistema através de uma RSE para o caso de uma entrada parcial do empreendimento da SE 525 kV Gaspar 2. Para isso, considerou-se a entrada em operação da transformação 525/230 kV de Gaspar 2 e apenas o seccionamento da LT 525 kV Blumenau - Biguaçu na SE 525 kV Gaspar 2. Nesta topologia, o circuito da LT 525 kV Blumenau - Curitiba permanece inalterado, conforme configuração representada na Figura 22.

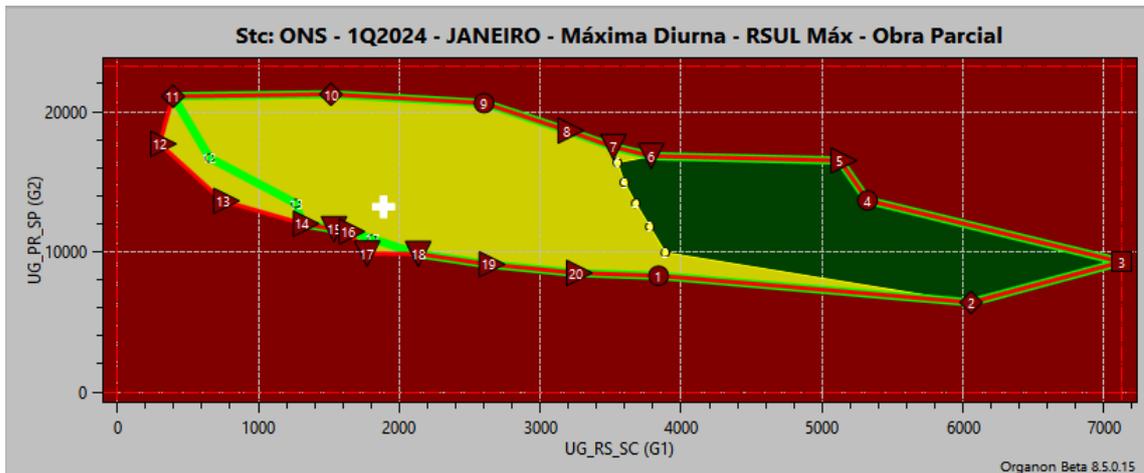
Figura 22 – Diagrama unifilar simplificado da topologia com a integração parcial do empreendimento.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Utilizando as mesmas configurações, com a adição dos novos circuitos (LT 525 kV Biguaçu - Gaspar 2 e LT 525 kV Blumenau - Gaspar 2) na lista de contingências analisadas, simulou-se a RSE para o sistema com a topologia parcial e obteve-se o nomograma representado na Figura 23.

Figura 23 – Nomograma da RSE para topologia parcial do empreendimento.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Analisando o nomograma em questão, juntamente com o relatório da RSE representado na Tabela 8 a seguir, percebe-se que os eventos de violação térmica continuam sobre o carregamento da LT 230 kV Blumenau - Gaspar 2, porém agora na contingência do circuito único da LT 525 kV Blumenau - Gaspar 2. Do mesmo modo, ao comparar os nomogramas da Figura 23 com o da Figura 19, percebe-se um aumento da área da região segura e, conseqüentemente, uma redução da área da insegura por violação térmica.

Para validar este entendimento, optou-se por pegar um ponto de operação da região de segurança em que haja uma violação mais severa do equipamento. O nomograma do ORGANON permite a obtenção de um caso com o fluxo de potência convergido para qualquer ponto da RSE, através da função *Get Case* imbuída na própria interface gráfica do programa. Selecionando o mesmo ponto de operação ( $G1 = 1890$  MW e  $G2 = 13.222$  MW) para as duas configurações da rede (sem Gaspar 2 e com Gaspar 2 parcial), notou-se um carregamento de 130,7% (aproximadamente 458 MVA) no circuito 2 da LT 230 kV Blumenau - Gaspar 2, na contingência do circuito paralelo, na configuração sem a entrada do empreendimento. Enquanto na topologia parcial, para o mesmo ponto de operação, obteve-se um carregamento de 133,3% (aproximadamente 475 MVA) no circuito 1 e 134,9% (aproximadamente 481 MVA) no circuito 2 da LT 230 kV Blumenau - Gaspar 2, na contingência do circuito único da LT 525 kV Blumenau - Gaspar 2. Analisando os resultados obtidos, nota-se que apesar da região de operação segura ter aumentado na topologia parcial, no ponto de operação analisado, o caso com topologia parcial apresenta uma violação mais severa comparada à violação do caso sem a entrada do empreendimento.

Tabela 8 – Relatório da RSE para topologia parcial da SE 525 kV Gaspar 2.

Direction	Limit Type	DS Code	Contingency	GDist_MW (MW)	UG1 (MW)	UG2 (MW)	UG3 (MW)	RSUL_MW (MW)
0	OpPoint	Operating Point		0.0	1890	13222	18668	11627,7
0	MaxVal	Maximum Value		0.0	7123,5	23194	31795,9	12780,9
0	MinVal	Minimum Value		0.0	0	0	3289	6713,6
1	SL_OUT	SECURITY LIMIT	0: REGIME PERMANENTE	5298.7	3840,1	8295,2	21644,7	10374,8
2	SL_OUT	RADIUS LIMIT	None	8005.0	6057,4	6387,3	21335,3	8339,6
2	TL_IN	LT BLUMENAU - GASPAS 2 230 kV C2	02: LT BLUMENAU - GASPAS 2 525 kV	3837.5	3887,8	9945,6	19946,7	9996,5
3	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	6553.5	7123,5	9277,6	17378,9	6713,6
3	TL_IN	LT BLUMENAU - GASPAS 2 230 kV C2	02: LT BLUMENAU - GASPAS 2 525 kV	2363.7	3777,6	11799,3	18203,1	9770,6
4	SL_OUT	SECURITY LIMIT	01: LT BLUMENAU - GASPAS 2 230 kV	3462.9	5322,8	13677,5	14779,8	7649,6
4	TL_IN	LT BLUMENAU - GASPAS 2 230 kV C2	02: LT BLUMENAU - GASPAS 2 525 kV	1803.9	3678,2	13459,3	16642,5	9514
5	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	4621.3	5126,8	16520,4	12132,8	6724,7
5	TL_IN	LT BLUMENAU - GASPAS 2 230 kV C2	02: LT BLUMENAU - GASPAS 2 525 kV	2436.4	3596,5	14961	15222,5	8960,8
6	SL_OUT	STEP LIMIT	None	4083.7	3787,7	16837,9	13154,4	7974,5
6	TL_IN	LT BLUMENAU - GASPAS 2 230 kV C2	02: LT BLUMENAU - GASPAS 2 525 kV	3567.7	3547,9	16381,1	13851	8408,4
7	SL_OUT	STEP LIMIT	None	4567.5	3519,7	17488,9	12771,4	7958,5
8	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	5590.1	3189,8	18658,9	11931,3	7829,6
9	SL_OUT	SECURITY LIMIT	0: REGIME PERMANENTE	7433.1	2601,8	20620,9	10557,2	7651,9
10	SL_OUT	RADIUS LIMIT	None	8030.3	1515,7	21243,5	11020,8	8625,5
11	SL_OUT	RADIUS LIMIT	None	8023.2	395,9	21104,9	12279,1	10014,5
12	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	4761.2	299,6	17709,7	15770,7	11657,6
12	UV_OUT	1015 JOINVI-SC230	02: LT BLUMENAU - GASPAS 2 525 kV	3696.3	655,3	16706	16418,7	11591,3
13	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	1218.1	746,6	13642,1	19391,3	12780,9
13	UV_OUT	1015 JOINVI-SC230	02: LT BLUMENAU - GASPAS 2 525 kV	663.5	1267,2	13450,8	19062	12283,9
14	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	1338.3	1311,7	12015,1	20453,2	12537,8
15	SL_OUT	STEP LIMIT	None	1641.7	1537	11618,7	20624,4	12331,6
16	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	1788.3	1636,9	11451,7	20691,4	12255,4
17	SL_OUT	CONVERGENCE LIMIT	None	3344.9	1772,4	9879,2	22128,4	12252,8
17	UV_OUT	991 ITAJAI-SC230	02: LT BLUMENAU - GASPAS 2 525 kV	2298.3	1809,2	10925,1	21045,7	12165,9
18	SL_OUT	CONVERGENCE LIMIT	None	3380.6	2134,7	9850,3	21795,1	11868,5
19	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	4175.3	2630,9	9113	22036,1	11542,8
20	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	4917.9	3251,3	8496,2	22032,5	10977,2

Para entender melhor o comportamento do sistema que resulta nesse resultado, à primeira vista, contraditório, realizou-se duas análises de sensibilidade de fluxo na LT 230 kV Blumenau - Gaspar 2 em relação às gerações do G1, ambas em cenário de suas respectivas contingências indicadas na RSE. O resultado das análises de sensibilidade foram resumidos na Tabela 9.

Com base nos resultados das análises de sensibilidade percebe-se que, apesar do módulo da influência da UHE Salto Pilão reduzir pela metade no caso com a topologia parcial, o módulo da influência de todas as demais usinas aumentaram significativamente. Somando as sensibilidades para obter uma sensibilidade total do G1 sobre o equipamento, nota-se que o G1 possui uma sensibilidade maior ao carregamento da LT no caso com a entrada parcial do empreendimento.

Essa alteração das sensibilidades, com a mudança da topologia dos casos, justifica o comportamento observado comparando os nomogramas das RSE anteriores. Apesar da topologia parcial aumentar a região segura de operação, conforme a geração do G1 reduz, o carregamento da LT 230 kV Blumenau - Gaspar 2 aumenta com uma taxa de variação maior (devido ao aumento da sensibilidade), comparado com o caso sem a entrada do

Tabela 9 – Análise de sensibilidade da LT 230 kV Blumenau - Gaspar 2 em contingência, nos casos sem SE 525 kV Gaspar 2 e com entrada parcial.

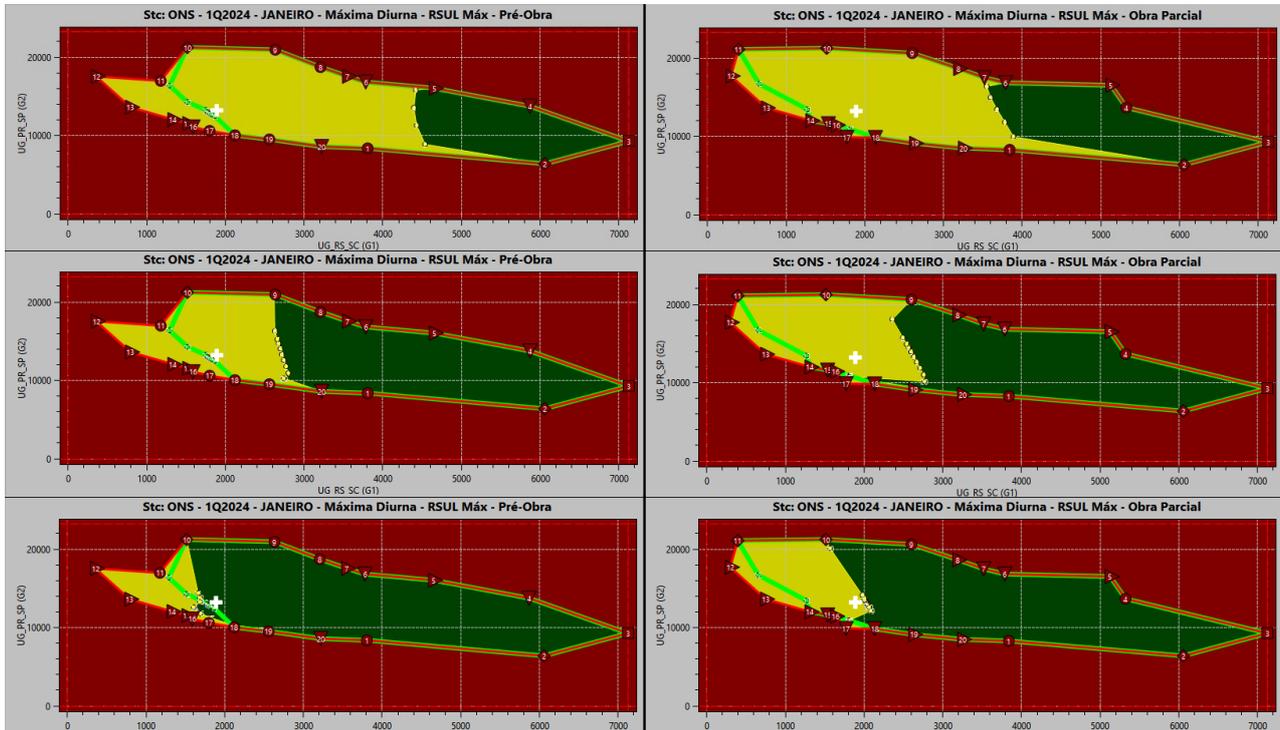
Usinas	Sensibilidade Pré Obra	Sensibilidade Obra Parcial
UHE Garibaldi	-6,70	-9,00
UHE Campos Novos	-4,20	-7,10
UHE Barra Grande	-5,50	-8,00
UHE Machadinho	-3,60	-6,40
UHE Itá	-2,80	-5,00
UHE Quebra Queixo	-2,80	-4,70
UHE Salto Pilão	-48,40	-24,10
UTE Jorge Lacerda (1 e 2)	-9,10	-14,10
UTE Jorge Lacerda (3 e 4)	-7,80	-13,70
UTE Jorge Lacerda (5 e 6)	-7,80	-13,70
UTE Jorge Lacerda (7)	-7,90	-13,70
UHE Passo Real	-3,40	-6,10
UHE Jacuí	-3,40	-6,00
UHE Itaúba	-3,40	-6,10
UHE Dona Francisca	-3,40	-6,10
UHE Castro Alves	-3,50	-6,50
UHE Monte Claro	-3,50	-6,50
UHE 14 de Julho	-3,50	-6,50
UHE Foz de Chapecó	-2,80	-4,90
UHE Passo Fundo	-3,20	-5,50
UTE Monjolinho	-3,20	-5,50
UHE São José	-2,70	-4,90
UHE Passo São João	-2,90	-5,20
UTE Candiota 3	-3,40	-6,30
UTE Canoas (gás)	-3,60	-6,60
UTE Canoas (vapor)	-3,60	-6,60
UTE Pampa Sul	-3,50	-6,30
<b>SENSIBILIDADE TO-TAL:</b>	<b>-159,60</b>	<b>-215,10</b>

empreendimento.

A fim de representar este efeito de maneira visual e intuitiva, utilizando a versatilidade das regiões de segurança do ORGANON, realizou-se três diferentes RSE para cada uma das duas topologias (atual e com entrada parcial). Para cada uma das três simulações, aumentou-se o limite de emergência da LT, de maneira manual, para diferentes valores em MVA. Os resultados destas simulações estão representados na Figura 24 a seguir.

A Figura 24 apresenta uma comparação importante para o entendimento do comportamento do sistema frente à variação da geração do G1. Os nomogramas do lado esquerdo foram gerados a partir do caso base sem a entrada do empreendimento e

Figura 24 – Nomogramas para topologia atual (a esquerda) e topologia parcial (a direita) para limites de 340 MVA, 420 MVA e 470 MVA.



Fonte: Elaborada pelo autor.

apresentam violações térmicas na LT 230 kV Blumenau - Gaspar 2 C2, na contingência do circuito paralelo. Já os nomogramas do lado direito foram gerados a partir do caso base com a entrada parcial e apresentam violações térmicas na LT 230 kV Blumenau - Gaspar 2 C1 e C2, na perda do circuito único da LT 525 kV Blumenau - Gaspar 2. Do mesmo modo, os dois nomogramas da primeira linha, possuem o limite de emergência da LT violada em 340 MVA (de acordo com MPO), ou seja, a região insegura em amarelo apresenta violações onde o fluxo na LT está acima de 340 MVA. Assim, as regiões inseguras dos dois nomogramas da segunda linha apresentam violações onde o fluxo na LT está acima de 420 MVA, e as regiões inseguras dos dois nomogramas da última linha apresentam violações onde o fluxo na LT está acima de 470 MVA.

Conforme aumenta-se artificialmente o limite de emergência da LT na RSE, a região insegura representa cada vez mais as violações mais severas obtidas nos cenários simulados. Portanto, a partir dos nomogramas da última linha (violações acima de 470 MVA), já percebe-se que há mais cenários de violações mais severas nos casos com a entrada parcial do empreendimento. Esse efeito ocorre justamente pelo aumento da sensibilidade do carregamento da LT em relação à variação da geração do G1 (eixo x).

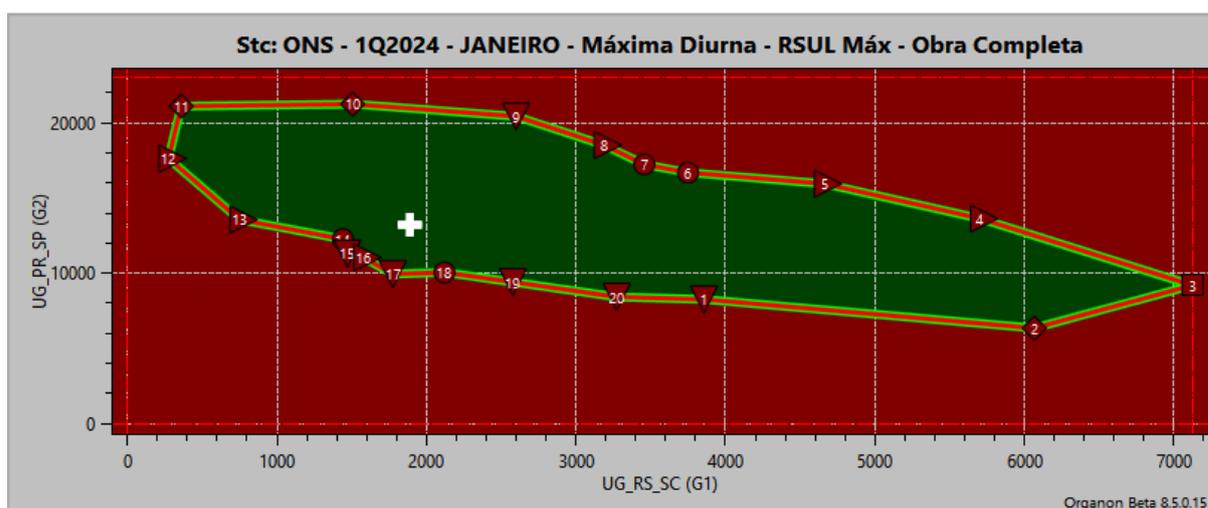
Portanto, apesar da região de operação segura aumentar, ainda assim, as violações de sobrecarga se agravam mais rapidamente com a configuração parcial, resultando em uma região maior de violações mais severas.

Cabe ressaltar que a entrada em operação do empreendimento Gaspar 2 será feita em uma única etapa.

#### 5.2.4 Análise da entrada completa da SE 525 kV Gaspar 2

Por fim, analisou-se a entrada completa do empreendimento da SE 525 kV Gaspar 2 através da RSE. Nesta topologia, considerou-se a entrada em operação da transformação 525/230 kV de Gaspar 2 e ambos os seccionamentos da LT 525 kV Blumenau - Biguaçu e da LT 525 kV Blumenau - Curitiba na SE 525 kV Gaspar 2. Adicionando os novos circuitos, provenientes dos seccionamentos, simulou-se a RSE no ORGANON e obteve-se o nomograma indicado na Figura 25.

Figura 25 – Nomograma da RSE para topologia completa do empreendimento.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Analisando o nomograma da RSE percebe-se que a eliminação completa das regiões inseguras vistas anteriormente, tanto de violação térmica quanto de subtensão. Deste modo, a entrada completa do empreendimento permite que o sistema opere, sem a necessidade de controles de carregamento, inequações de monitoramento e SEP, mesmo em casos extremos com carga e intercâmbio RSUL maximizado.

### 5.3 Análise de Região de Segurança com variação de carga

Conforme analisado no início do capítulo, o carregamento da LT 230 kV Blumenau - Gaspar 2 é impactado majoritariamente por dois fatores: o intercâmbio RSUL e a carga do subsistema Sul. Do mesmo modo como o aumento do RSUL eleva o carregamento da

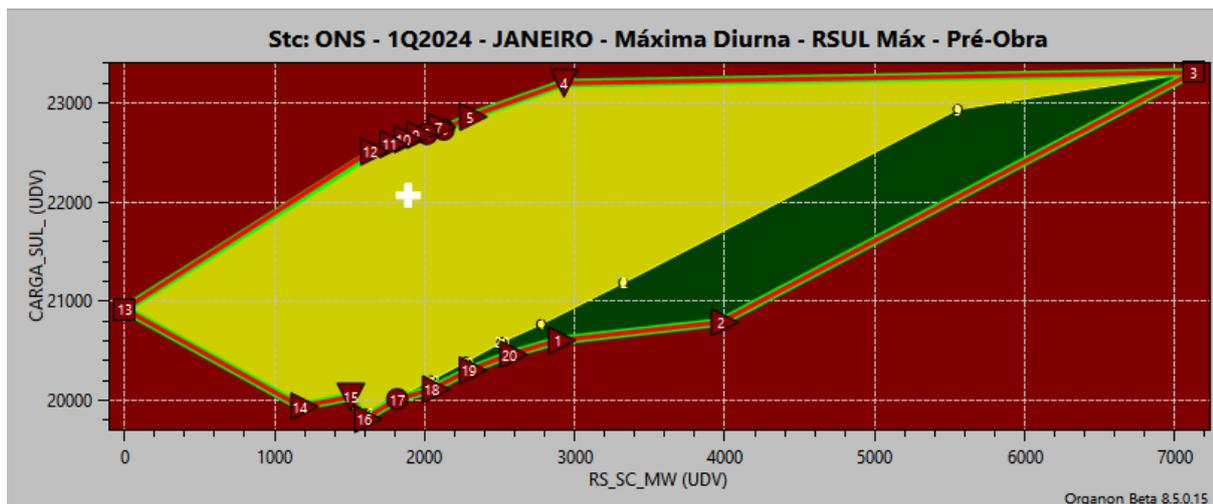
LT, o mesmo acontece com o aumento da carga do subsistema Sul, em especial as cargas atendidas nas regiões mais ao sul do Vale do Itajaí até o Rio Grande do Sul.

Visando utilizar as diferentes funcionalidades das regiões de segurança do ORGANON, foram realizadas as mesmas análises para validar a entrada do empreendimento de Gaspar 2, desta vez variando a carga do subsistema Sul. Durante a especificação dos grupos de geração, o ORGANON permite que o Grupo 3 seja composto por barras de carga (PQ), de modo que a variação das gerações dos grupos 1 e 2 sejam compensadas pela variação da carga das barras especificadas no Grupo 3.

Para realizar este tipo de análise, optou-se por executar uma análise de sensibilidade de fluxo na LT 230 kV Blumenau - Gaspar 2 variando a carga de todas as barras de carga dos estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Um vez realizada a análise de sensibilidade, selecionou-se todas as barras de carga com fatores de sensibilidades positivos e significativos, ou seja, todas as barras em que o aumento de suas cargas provoquem uma elevação significativa no carregamento da LT.

Do mesmo modo realizado nas seções anteriores, criou-se uma UDV chamada "CARGA\_SUL" representando a soma das cargas ativas de todas as barras do subsistema Sul. Desta forma, com os grupos definidos, simulou-se a RSE com variação de carga para o caso base sem a entrada da SE 525 kV Gaspar 2 e obteve-se o nomograma representado na Figura 26.

Figura 26 – Nomograma da RSE com variação de carga para topologia sem a SE 525 kV Gaspar 2.



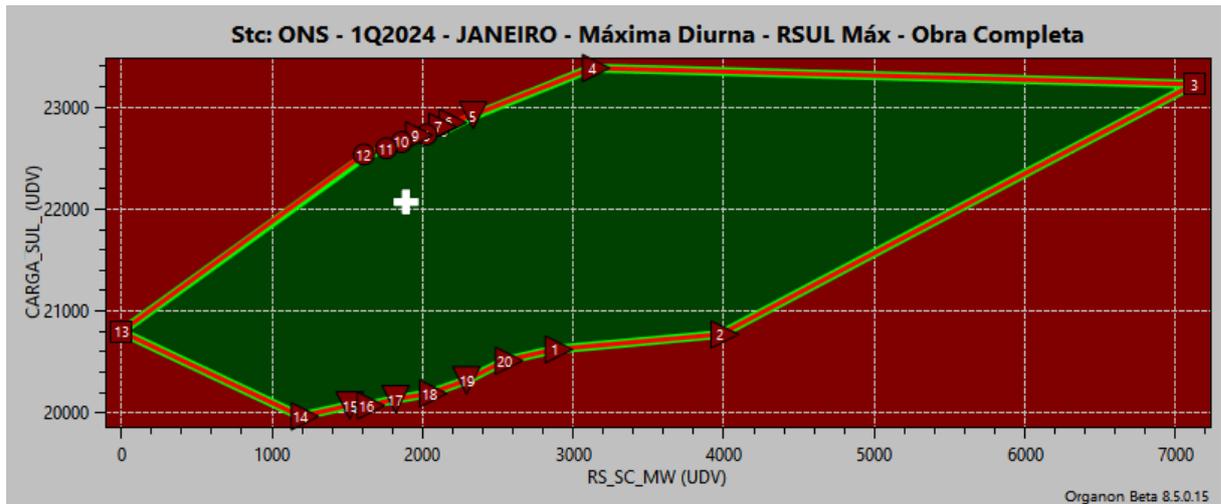
Fonte: Elaborada pelo autor.

Analisando o nomograma percebe-se um comportamento similar ao esperado. Para um mesmo valor de geração, a medida que a carga do subsistema Sul aumenta, o ponto de operação se aproxima de uma região insegura devido à violação de limite térmico da LT analisada. Nota-se também que, os cenários onde aumenta-se a carga e reduz-se a

geração dos estados de SC e RS, são os cenários de RSUL mais elevado resultando em uma limitação de capacidade máxima de transmissão, indicado pelo "Nose Limit" nas direções 5, 7, 9, 10, 11 e 12 no nomograma.

Do mesmo modo, utilizando as mesmas configurações de variação de carga, simulou-se a RSE para o caso com a entrada completa do empreendimento de Gaspar 2, obtendo-se o nomograma representado na Figura 27 a seguir.

Figura 27 – Nomograma da RSE com variação de carga para topologia completa do empreendimento.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Assim como observado na RSE da seção anterior, percebe-se a eliminação completa das regiões inseguras vistas anteriormente, para todos os cenários convergentes de variação de carga. Avalia-se, portanto, que a entrada completa do empreendimento da SE 525 kV Gaspar 2 elimina os problemas de carregamento da LT 230 kV Blumenau - Gaspar 2 e a necessidade de controle de carregamento, inequações e SEP para todos os cenários do sistema.



## 6 Conclusões

O trabalho apresentou informações sobre o SIN e o setor elétrico brasileiro. Em especial, apresentou a organização do planejamento elétrico do SIN, de longo, médio e curto prazo. Apresentou a importância do planejamento elétrico para a expansão e operação segura do sistema, seus responsáveis e os produtos que são desenvolvidos no âmbito do planejamento elétrico para subsidiar estudos e decisões técnicas

Em segundo momento, o trabalho apresentou uma revisão teórica que fixou conceitos e as metodologias que foram utilizadas nas análises do Capítulo 5. Este embasamento teórico permitiu uma compreensão mais profunda dos processos utilizados nas análises e de seus resultados.

Além disso, o trabalho apresentou o ORGANON como uma ferramenta computacional eficaz para diversas análises elétricas como fluxo de potência, análise de sensibilidade, análise de contingências e, em especial, avaliações de segurança. Foi possível executar as análises necessárias para o desenvolvimento do trabalho com exatidão e com rapidez. A elaboração da região de segurança é computacionalmente complexa, exigindo a execução de fluxo de potência de grandes sistemas, como o SIN, a cada passo de variação de geração, de cada um dos grupos e em cada uma das direções radiais selecionadas e para cada contingência selecionada. Devido ao método de processamento distribuído, o ORGANON permite realizar as tarefas de forma bastante eficiente computacionalmente, quando comparado com outras ferramentas disponíveis.

Neste trabalho, foi possível aplicar na prática, em um caso real do SIN, a metodologia de região de segurança, aplicada para o planejamento elétrico do sistema, e utilizando funcionalidades disponíveis no ORGANON como: criação de UDV específicas, geração de um quarto nomograma para avaliação específica, variação de carga do sistema como grupo de "folga" e modelagem e sinalização de SEP na região de segurança.

Por fim, o trabalho apresentou resultados referentes à entrada do empreendimento da SE 525 kV Gaspar 2. Em relação às análises realizadas neste trabalho, constata-se que a integração da SE 525 kV Gaspar 2 reduz significativamente o carregamento da LT 230 kV Blumenau – Gaspar 2 C1 e C2 em regime normal de operação. Portanto, a região atendida pela SE Blumenau passa a ter um novo ponto de suprimento, aliviando a Rede Básica existente e provendo maior confiabilidade no atendimento destas cargas.

Em relação às análises em contingência, após a integração da SE 525 kV Gaspar 2, há uma redução significativa no carregamento dos circuitos de 230 kV, solucionando as restrições das contingências. Ademais, após a conclusão das obras, com a integração do novo setor de 525 kV da SE Gaspar 2 e seccionamento das linhas de 525 kV, elimina-se a

necessidade do atual SEP “Esquema de controle de carregamento das LT 230 kV Blumenau – Gaspar 2 C1 e C2”. Percebe-se grande vantagem na solução estrutural para solução do problema analisado em relação à atuação do SEP, uma vez que o SEP está suscetível à falhas.

Como sugestão para trabalhos futuros, indica-se a utilização do ORGANON em um caso real com aplicação para regiões de segurança dinâmica, como análises de interligações do sistema, por exemplo. Em uma análise dinâmica seria possível abordar aspectos eletromecânicos das máquinas e do sistema como um todo. Além disso, como avaliação do ORGANON como ferramenta computacional, sugere-se avaliar a eficiência do processamento distribuído para a execução de regiões de segurança, em termos de tempo de processamento, frente a outras ferramentas de simulação disponíveis.

# Referências

- ANEEL. *Agencia Nacional de Energia Elétrica*. 2019. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br>>. Citado na página 27.
- ANEEL. Módulo 2 – classificação das instalações. In: *Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica*. [s.n.], 2022. Disponível em: <[https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905\\_2\\_1.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905_2_1.pdf)>. Citado na página 25.
- ANEEL. *A ANEEL*. 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/aceso-a-informacao/institucional/a-aneel>>. Citado na página 27.
- BATISTA, H. S. *Análise de Contingências em Sistemas Elétricos de Potência*. 2008. Citado na página 43.
- CHAVES, S. B. *Análise estática e dinâmica de sistemas de potência via aplicativo computacional integrado: ORGANON*. 2008. Citado 6 vezes nas páginas 38, 45, 46, 47, 50 e 53.
- DOMINGOS, E. F. *Utilização de Fatores de Sensibilidade Baseados no Fluxo de Potência Linearizado na Etapa de Programação Diária da Operação do Sistema Interligado Nacional*. 2015. Citado 2 vezes nas páginas 42 e 43.
- DOTTA, D. *Modelagem e implementação de aplicações usando uma base computacional orientada a objetos para sistemas de energia elétrica*. 2003. Citado na página 39.
- EPE. Estudos para a expansão da transmissão. In: *Programa de Expansão da Transmissão (PET) / Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP) Ciclo 2023 – 2º Semestre*. [S.l.: s.n.], 2023. Citado na página 31.
- EPE. *Quem Somos*. 2024a. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/a-epe/quem-somos>>. Citado na página 28.
- EPE. *Planejamento da Transmissão*. 2024b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao>>. Citado na página 31.
- ESTEVEVES, A. C. et al. Utilização do programa organon no ons: testes de validação e comparação de resultados. *XI Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, 2009. Citado na página 46.
- FLAVIO, S. A. *Planejamento da expansão de sistemas de transmissão com elevada participação de fontes renováveis*. 2015. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 31.
- LICIO, T. A. *Sistemas Especiais de Proteção: Esquema Anti-Ilhamento da UHE Monjolinho*. 2013. Citado na página 44.
- LIMA, J. C. T. O. de. *Análise estática de contingências associadas ao sistema de transmissão da UHE Teles Pires conectado ao 230 kV do Mato Grosso*. 2015. Citado na página 42.

- MAIA, P. R. B. *Análise Comparativa da Previsão de Demanda de Energia Elétrica Industrial no Período Pós - Crise: Uma Aplicação dos Modelos VAR e BVAR*. 2011. Citado na página 26.
- MERCEDES, S. S. P.; RICO, J. A. P.; POZZO, L. de Y. Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro. *Revista USP*, n. 104, p. 13–36, 2015. Citado na página 23.
- MONTICELLI, A. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. [S.l.]: Editora Edgard Blücher Ltda., 1983. Citado 2 vezes nas páginas 37 e 48.
- NOVAES, P. A. *Estratégias de controle no suporte de potência reativa da geração eólica e seu impacto na estabilidade de tensão da Rede Básica utilizando regiões de segurança: uma aplicação na Região Nordeste do Brasil*. 2020. Citado 7 vezes nas páginas 46, 48, 49, 50, 51, 52 e 53.
- OLIVEIRA, D. B. de; ALVES, T. M. T. de S. *Aspectos de Segurança Relacionados à Operação do Sistema Interligado Nacional: Sistemas Especiais de Proteção e Proteções de Caráter Sistêmico*. [S.l.]: Artliber Editora Ltda., 2020. Citado na página 44.
- ONS. Submódulo 3.4 - planejamento da operação elétrica com horizonte quadrimestral. *Procedimentos de Rede*, 2020a. Citado na página 30.
- ONS. Submódulo 4.1 - planejamento da operação elétrica com horizonte mensal. *Procedimentos de Rede*, 2020b. Citado na página 30.
- ONS. Submódulo 2.3 - premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos. *Procedimentos de Rede*, 2022. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 41.
- ONS. Evolução dos limites de transmissão nas interligações inter-regionais. *Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN - PAR/PEL 2023 - Ciclo 2024-2028*, 2023a. Citado 3 vezes nas páginas 24, 32 e 58.
- ONS. Submódulo 3.1 - planejamento da operação elétrica de médio prazo. *Procedimentos de Rede*, 2023b. Citado na página 30.
- ONS. Sumário executivo. In: *Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN - PAR/PEL 2023 - Ciclo 2024-2028*. [S.l.: s.n.], 2023c. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 33.
- ONS. *O que é o SIN*. 2024a. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Citado na página 24.
- ONS. *O sistema em números*. 2024b. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 25.
- ONS. *Mapas*. 2024c. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Citado na página 26.
- ONS. *O que é o ONS*. 2024d. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>>. Citado na página 28.
- ONS. *Atuação*. 2024e. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/atuacao>>. Citado na página 29.

- ONS. Volume 04 - Área santa catarina. In: *Diretrizes para Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral Janeiro - Abril 2024*. [S.l.: s.n.], 2024g. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 34.
- ONS. Diretrizes para a operação elétrica com horizonte mensal - março de 2024. In: . [S.l.: s.n.], 2024h. Citado na página 35.
- ONS. *Qualidade do Suprimento*. 2024i. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/qualidade-do-suprimento>>. Citado na página 42.
- PATACA, L. C. *Análise de Contingências com Critério N-1 em Sistemas Elétricos de Potência Utilizando Computação Paralela em MATLAB*. 2012. Citado na página 41.
- RIZZOTTO, T. C. *Contribuição dos Parques Eólicos para o Desempenho Estático e Dinâmico dos Sistemas de Energia Elétrica: Uma Aplicação no Sistema Elétrico Brasileiro*. 2016. Citado na página 45.
- SAADAT, H. *Power System Analysis*. 1st edition. ed. [S.l.]: The McGraw-Hill Companies, 1999. Citado na página 39.
- SANTOS, P. H. L. et al. Utilização de regiões de segurança em estudos de planejamento da ampliação da rede. *XII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 47 e 50.
- SANTOS, P. H. L. dos. *Avaliação da segurança em sistemas elétricos de potência utilizando o programa computacional ORGANON*. 2010. Citado 4 vezes nas páginas 37, 46, 47 e 53.
- ZHANG, Z. et al. A load-shedding model based on sensitivity analysis in on-line power system operation risk assessment. *Energies*, p. 727–743, 2018. Citado na página 41.



# Anexos



# ANEXO A – Arquivos para simulação no ORGANON

## A.0.1 Arquivo '.SPS' para modelagem do SEP

```

! ESQUEMA ESPECIAL PRE-OBRA
!
SPS BLUGAS230
!
! Potencia aparente LT 230 kV BLU-GAS C1 em PU
MVAP1 = TLINE(939,9533,1,SFLOW)
! Potencia aparente LT 230 kV BLU-GAS C2 em PU
MVAP2 = TLINE(939,9533,2,SFLOW)
! Base para conversao de PU (100 MVA)
BASE = PARAM(100)
! Potencia aparente LT 230 kV BLU-GAS C1 em MVA
MVA1 = MULT(MVAP1,BASE)
! Potencia aparente LT 230 kV BLU-GAS C2 em MVA
MVA2 = MULT(MVAP2,BASE)
! Referencia para atuacao do esquema S >= 340.0 MVA (853A) – C1
REF1 = PARAM(340.0)
! Referencia para atuacao do esquema S >= 340.0 MVA (853A) – C2
REF2 = PARAM(340.0)
! Pick up de atuacao do esquema – C1
PKUP1 = GT(MVA1,REF1)
! Pick up de atuacao do esquema – C2
PKUP2 = GT(MVA2,REF2)
! Abertura do C1 na sobrecarga do C2
STG1 = OPEN(PKUP1, 939, 9533, 1, 0.1)
! Abertura do C2 na sobrecarga do C1
STG2 = OPEN(PKUP2, 939, 9533, 2, 0.1)
! Atuacao do SEP
STG = OR(STG1, STG2)
! Sinalizacao na regio de seguranca
RSEG = LSHEDFLG(STG)
END

```

## A.0.2 Arquivo '.DEF' para definição de grupos de geração

```
GROUP 1 UG_RS_SC
  BUS 9735 / SCUGAR
  BUS 1157 / SCUHCN
  BUS 1150 / SCUHBG
  BUS 915 / SCUHMA
  BUS 904 / SCUHIT
  BUS 2836 / SCUQQX
  BUS 2863 / SCUHSP
  BUS 907 / SCUTLA1
  BUS 909 / SCUTLA2
  BUS 911 / SCUTLB
  BUS 913 / SCUTLC
  BUS 1175 / RSUPRE
  BUS 1162 / RSUJAC
  BUS 1155 / RSUITA
  BUS 1176 / RSUDFR
  BUS 1166 / RSUHCA
  BUS 1159 / RSUHMC
  BUS 1168 / RSUHQJ
  BUS 1070 / RSUHFC
  BUS 917 / RSUHPF
  BUS 931 / RSUHMO
  BUS 9220 / RSUSJO
  BUS 9218 / RSUHPJ
  BUS 1173 / RSUTEC
  BUS 1152 / RSUTCAG
  BUS 1169 / RSUTCAV
  BUS 998 / RSUTPS
END
GROUP 2 UG_PR_SP
  BUS 800 / PRGBM
  BUS 810 / PRGNB
  BUS 925 / PRUHSS
  BUS 919 / PRUHSO
  BUS 921 / PRUHSO
  BUS 808 / PRGJR
  BUS 9356 / PRUHBI
  BUS 983 / PRGJC
```

---

BUS	984	/ PRGJC
BUS	804	/ PRGPS
BUS	806	/ PRSCL
BUS	2475	/ PRFND
BUS	802	/ PRARC12
BUS	803	/ PRARC3
BUS	514	/ SPCHV
BUS	614	/ SPPJU
BUS	506	/ SPJUR
BUS	502	/ SPJUP440
BUS	503	/ SPJUP138
BUS	510	/ SPPPR
BUS	505	/ SPROS2
BUS	511	/ SPROS1
BUS	513	/ SPTAQ
BUS	507	/ SPCPV
BUS	520	/ TR S I R M O S
BUS	12	/ LUIS CARLOS BARRETO
BUS	16	/ FURNAS
BUS	20	/ MARIMBONDO
BUS	1107	/ PRIT60
END		

**GROUP 3 UHE\_NNE**

BUS	5975
BUS	5888
BUS	6294
BUS	5051
BUS	5054
BUS	5030
BUS	5032
BUS	5006
BUS	5009
BUS	5010
BUS	5011
BUS	5012
BUS	5013
BUS	5014
BUS	5015
BUS	5016

BUS 5022  
 BUS 5061  
 BUS 5520  
 BUS 5522  
 BUS 5595  
 BUS 6419  
 BUS 6420  
 BUS 6422  
 BUS 6424  
 BUS 6425  
 BUS 6729  
 BUS 8597  
 BUS 8269  
 BUS 8276  
 BUS 8224  
 BUS 8225  
 BUS 8279  
 END

END

MONITOR

AREA 51 475.0 565.0 ONE / SC-525

AREA 52 207.0 250.0 ONE / SC-230

END /

UDV	RSUL_MW	PFLOW		
	66	999	01	1.00
	999	41415	02	-1.00
	999	41416	03	-1.00
	9435	896	01	1.00
	125	112	01	1.00
	130	113	02	1.00
	1027	556	01	-1.00
	1027	556	02	-1.00
	115	6609	01	-1.00
	61	43421	01	1.00
	61	43422	02	1.00
	551	889	01	1.00
	551	889	02	1.00
	884	615	01	-1.00
	978	1086	01	-1.00

827	627	01	-1.00
551	9892	01	1.00
9892	612	01	-1.00

END /

UDV	RS_SC_MW	PG
	9735	1.
	1157	1.
	1150	1.
	915	1.
	904	1.
	2836	1.
	2863	1.
	907	1.
	909	1.
	911	1.
	913	1.
	1175	1.
	1162	1.
	1155	1.
	1176	1.
	1166	1.
	1159	1.
	1168	1.
	1070	1.
	917	1.
	931	1.
	9220	1.
	9218	1.
	1173	1.
	1152	1.
	1169	1.
	998	1.

END /

UDT	REGSEG	UDV
RS_SC_MW		1.0000 0.0000 10000.0
RSUL_MW		1.0000 0.0000 15000.0

END /

END