

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

FELIPE ARAUJO SARAIVA

**ANÁLISE EM REGIME PERMANENTE DE UM SISTEMA DE POTÊNCIA
COM ALTA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA:
Estudo de Caso da Região Sul do Rio Grande do Sul**

Porto Alegre

2018

FELIPE ARAUJO SARAIVA

**ANÁLISE EM REGIME PERMANENTE DE UM SISTEMA DE POTÊNCIA
COM ALTA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA:
Estudo de Caso da Região Sul do Rio Grande do Sul**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul como requisito parcial para a obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos;

Porto Alegre

2018

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL

Reitor: Rui Vicente Oppermann

Vice-Reitor: Jane Fraga Tutikian

ESCOLA DE ENGENHARIA

Diretor: Luiz Carlos Pinto da Silva Filho

Vice-Diretor: Carla Schwengber ten Caten

CIP - Catalogação na Publicação

Saraiva, Felipe

Análise em Regime Permanente de um Sistema de Potência com Alta Penetração de Geração Eólica: Estudo de caso da Região Sul do Rio Grande do Sul / Felipe Saraiva. -- 2018.

96 f.

Orientador: Flávio Antônio Lemos.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação) -- Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Escola de Engenharia, Curso de Engenharia Elétrica, Porto Alegre, BR-RS, 2018.

1. Sistema Elétricos de Potência. 2. Fluxo de Carga. 3. ANAREDE. 4. Análise de contingência. I. Lemos, Flávio Antônio, orient. II. Título.

FELIPE ARAUJO SARAIVA

**ANÁLISE EM REGIME PERMANENTE DE UM SISTEMA DE POTÊNCIA
COM ALTA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA:**

Estudo de Caso da Região Sul do Rio Grande do Sul

Este Projeto de Diplomação foi analisado e julgado adequado para a obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora designada pelo Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos

Prof. Dr. Ály Ferreira Flores Filho

Aprovado em: ____ de _____ de ____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Gustavo Ferreira – UFRGS _____

Prof.^a Dr.^a Mariana Resener – UFRGS _____

RESUMO

Este trabalho apresenta uma análise de regime permanente de um sistema de potência com elevada penetração de geração eólica com o objetivo de determinar os impactos à rede básica do Sistema Interligado Nacional (SIN) no que diz respeito a limites de tensão e de carregamento dos equipamentos da rede elétrica. O estudo foi realizado com base em um sistema real, a região sul do Estado do Rio Grande do Sul, onde ocorreu recentemente a entrada em operação do Complexo Eólico Campos Neutrais (composto por 28 usinas eólicas). Devido à dimensão e complexidade do sistema utilizado no estudo, foi utilizado o software comercial ANAREDE, desenvolvido pelo CEPEL, para a resolução do problema do fluxo de potência e análise das contingências. Foram simulados diversos cenários de carga no sistema, de geração dos parques eólicos e de contingências, do tipo n-1, em equipamentos da transmissão para verificar situações onde ocorrem violações dos níveis de tensão e/ou carregamento nas barras do subsistema regional. Os resultados são apresentados de forma tabular, seguido de análises para um fácil entendimento.

Palavras-chave: Sistemas Elétricos de Potência, Fluxo de Carga, ANAREDE, Sistema Interligado Nacional, Geração Eólica.

ABSTRACT

This study consists of the steady-state analysis of power systems with high wind power penetration with the objective of determining the voltage and load limits impacts on the electrical equipment of the National Interconnected System. The study was carried out based on a real system, the southern region of the State of Rio Grande do Sul, where the wind power complex Campos Neutrais (composed of 28 wind farms) was recently started. Due to the complexity of the load flow resolution in a real power system, it was necessary to use a computational tool to numerically model and calculate the solution of the power flow problem. It was used the Network Analysis Software (ANAREDE), developed by CEPTEL, to solve the problem of power flow and contingencies analysis. Several scenarios of load, power generation of wind farms and emergencies, N-1 type, were simulated in transmission equipment to verify situations where voltage and loading violations occur in the bars of the regional subsystem. The results are presented in tabular form, followed by analyzes for easy understanding.

Keywords: Electrical Power Systems, Power Flow, ANAREDE, National Interconnected System, Wind Power.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Cadeia de Operação em Tempo Real.....	12
Figura 2 – Rede de Operação do Rio Grande do Sul com detalhe da sub-região Sul.....	16
Figura 3 – Diagrama unifilar da sub-região Sul.....	20
Figura 4 – Resultado do fluxo de carga de 4.1.5 após contingência E2.....	33
Figura 5 – Resultado do fluxo de carga de 4.2.4 após contingência E2.....	46

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tensões entre fases admissíveis a 60Hz.....	15
Tabela 2 – Geração eólica conectada na área sul do Rio Grande do Sul.....	18
Tabela 3 – Definição das contingências analisadas na rede de simulação.....	19
Tabela 4 – Níveis de tensão nas barras. Carga pesada e 0% de geração eólica.....	22
Tabela 5 – Carregamento das linhas. Carga pesada e 0% de geração eólica.....	23
Tabela 6 – Níveis de tensão nas barras. Carga pesada e 20% de geração eólica.....	24
Tabela 7 – Carregamento das linhas. Carga pesada e 20% de geração eólica.....	25
Tabela 8 – Níveis de tensão nas barras. Carga pesada e 50% de geração eólica.....	26
Tabela 9 – Carregamento das linhas. Carga pesada e 50% de geração eólica.....	27
Tabela 10 – Níveis de tensão nas barras. Carga pesada e 70% de geração eólica.....	29
Tabela 11 – Tensões após ações de controle. Carga pesada e 70% de geração eólica.....	29
Tabela 12 – Carregamento das linhas. Carga pesada e 70% de geração eólica.....	30
Tabela 13 – Níveis de tensão nas barras. Carga pesada e 100% de geração eólica.....	32
Tabela 14 – Tensões após ações de controle. Carga pesada e 100% de geração eólica.....	32
Tabela 15 – Carregamento das linhas. Carga pesada e 100% de geração eólica.....	34
Tabela 16 – Níveis de tensão nas barras. Carga leve e 0% de geração eólica.....	36
Tabela 17 – Tensões após ações de controle. Carga leve e 0% de geração eólica.....	37
Tabela 18 – Carregamento das linhas. Carga leve e 0% de geração eólica.....	38
Tabela 19 – Níveis de tensão nas barras. Carga leve e 20% de geração eólica.....	40
Tabela 20 – Tensões após ações de controle. Carga leve e 20% de geração eólica.....	40
Tabela 21 – Carregamento das linhas. Carga leve e 20% de geração eólica.....	41
Tabela 22 – Níveis de tensão nas barras. Carga leve e 50% de geração eólica.....	42
Tabela 23 – Tensões após ações de controle. Carga leve e 50% de geração eólica.....	43
Tabela 24 – Carregamento das linhas. Carga leve e 50% de geração eólica.....	44
Tabela 25 – Níveis de tensão nas barras. Carga leve e 70% de geração eólica.....	45
Tabela 26 – Tensões após ações de controle. Carga leve e 70% de geração eólica.....	47
Tabela 27 – Carregamento das linhas. Carga leve e 70% de geração eólica.....	48
Tabela 28 – Níveis de tensão nas barras. Carga leve e 100% de geração eólica.....	49
Tabela 29 – Tensões após ações de controle. Carga leve e 100% de geração eólica.....	51
Tabela 30 – Carregamento das linhas. Carga leve e 100% de geração eólica.....	52

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	9
1.1	OBJETIVOS	10
1.2	ESTRUTURA DO TRABALHO	11
2	ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS.....	11
2.1	CONDIÇÕES PARA SIMULAÇÃO E ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS SISTÊMICAS	13
2.1.1	Diretrizes para estudos em sistemas de corrente alternada.....	13
2.1.2	Crítérios para estudos em sistemas de corrente alternada	14
3	SISTEMA ELÉTRICO UTILIZADO NO ESTUDO DE CASO	15
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	19
4.1	PERÍODO DE CARGA PESADA EM JUNHO DE 2017	21
4.1.1	Geração Eólica em 0%	21
4.1.2	Geração Eólica em 20%	24
4.1.3	Geração Eólica em 50%	26
4.1.4	Geração Eólica em 70%	28
4.1.5	Geração Eólica em 100%	31
4.2	PERÍODO DE CARGA LEVE EM JUNHO DE 2017	35
4.2.1	Geração Eólica em 0%	35
4.2.2	Geração Eólica em 20%	39
4.2.3	Geração Eólica em 50%	42
4.2.4	Geração Eólica em 70%	45
4.2.5	Geração Eólica em 100%	49
5	CONCLUSÃO.....	53
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	55
	APÊNDICE A – FLUXO DE POTÊNCIA.....	56
	APÊNDICE B – SOFTWARE DE ANÁLISE DE REDES	65
	ANEXO A – RECURSOS PARA CONTROLE DE TENSÃO.....	72
	ANEXO B – OPERAÇÃO NORMAL DA ÁREA 525kV DA REGIÃO SUL	76
	ANEXO C – OPERAÇÃO NORMAL DA ÁREA 230kV DO RIO GRANDE DO SUL.....	79
	ANEXO D – OPERAÇÃO EM CONTINGÊNCIA ÁREA 525kV DA REGIÃO SUL ...	82
	ANEXO E – OPERAÇÃO EM CONTINGÊNCIA ÁREA 230kV DO RIO GRANDE DO SUL	88

1 INTRODUÇÃO

O aumento da demanda por energia elétrica é o reflexo da atividade econômica de um País, e tem uma relação direta com o Produto Interno Bruto – PIB. Além disso, o crescimento do consumo residencial com a aquisição de bens de consumo eletrônicos, a inserção de carros elétricos entre outros, contribui para um aumento na demanda. Para atender a este incremento no consumo, é necessário um aumento na produção de energia elétrica.

Tradicionalmente, a expansão da geração de energia elétrica era suprida por grandes usinas hidrelétricas e termelétricas, entretanto, nas últimas décadas tem aumentado as restrições ambientais a construções deste tipo de fontes energéticas. Ao mesmo tempo, cresceu o incentivo para a utilização de fontes renováveis, acompanhada pela queda do preço das tecnologias. Neste cenário, a geração eólica e solar fotovoltaica ganharam destaque na diversificação parque gerador do Brasil. Em 2017, a energia eólica foi responsável por 7,4% de toda energia gerada no período pelas usinas do SIN. (CCEE, (2017).

Dentro deste contexto, a crescente inserção de parques eólicos à matriz energética brasileira nos últimos anos, em especial na região Sul do Rio Grande do Sul, com a entrada em operação dos Projetos Eólicos do Corredor de Senandes (172MW), Projeto Mangueira-Mirim (207MW) e do Complexo Campos Neutrais (582,8MW) (o maior da América Latina) leva à necessidade de um estudo de desempenho do sistema elétrico dessa região.

Embora a energia eólica tenha um grande apelo do ponto de vista ambiental e de sustentabilidade, apresenta alguns problemas que refletem na operação do sistema elétrico onde estão conectadas. Um dos principais é a flutuação do montante de geração de energia elétrica, que depende da intensidade do vento e da sazonalidade. Esta situação implica na variabilidade de carregamento das linhas de interconexão e nos níveis de tensão da área de influência dos parques eólicos em cada um dos patamares de carga.

Considerando o sistema atual, após a recente entrada em operação dos parques eólicos na região Sul do RS, é necessário avaliar se o sistema elétrico regional opera com as devidas margens de segurança sob os diferentes períodos de carga, despacho de geração eólica e de contingências na transmissão.

Para realizar a análise mais detalhada do estudo de fluxo de potência e dos impactos das contingências, levando em conta a dimensão e complexidade da rede, é necessária a utilização de softwares comerciais para modelagem e simulação do sistema elétrico.

O software mais utilizado pelas concessionárias do Brasil para a realização de estudos na área de fluxo de potência e contingências é o Programa de Análise de Redes - ANAREDE,

desenvolvido pela CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica). O software “é formado por um conjunto de aplicações integradas que incluem: Fluxo de Potência, Equivalente de Redes, Análise de Contingências, Análise de Sensibilidade de Tensão e Fluxo e Análise de Segurança de Tensão”. (CEPEL, 2011, p. 35).

1.1 OBJETIVOS

Este trabalho apresenta uma análise do desempenho estático (regime permanente) do Sistema Elétrico da região Sul do Rio Grande do Sul através de soluções de fluxo de potência em regime normal de operação e em emergência, considerando a análise de contingências na transmissão, do tipo n-1, através do software ANAREDE desenvolvido pela CEPEL.

As condições normais de operação são aquelas em que o sistema opera com todos os componentes em serviço de acordo com a geração e carga e os estudos verificam se os critérios estabelecidos na carga máxima ou mínima são atendidos. Esses critérios no geral são: valores máximos e mínimos de tensão permitidos, para todas as barras do sistema; carregamentos máximos permitidos para as linhas de transmissão e transformadores; fator de potência reativa para essas máquinas e limites de potência reativa para os componentes síncronos. (RAMOS, 1983, p.2).

Em relação a análise de contingências, de acordo com Monticelli (1983), para cada uma das contingências (perda de linhas de transmissão ou transformador) consideradas possíveis é necessária a determinação de uma solução de fluxo de carga, a fim de assegurar que o estado das barras e o carregamento das linhas de transmissão, que constituem a rede analisada, apresente níveis adequados e seguros de tensão e/ou carregamento para os eventos avaliados.

Devido ao elevado número de possíveis contingências em um sistema elétrico é necessário classificá-las de acordo com o índice de desempenho, que indica a severidade das violações, assim as contingências menos severas são desconsideradas. A análise de contingências é realizada através da resolução do fluxo de potência após a retirada de um ou mais equipamentos, verificando as possíveis violações dos limites operacionais do sistema estudado.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

Neste primeiro capítulo é apresentada uma introdução ao tema abordado, os objetivos gerais do trabalho e também apresentar a estrutura do trabalho.

O segundo capítulo apresenta as diretrizes e critérios para análise de contingências na Rede de Simulação do Sistema Interligado Nacional.

No terceiro capítulo é descrito o sistema que será simulado, as modificações do caso base, as considerações feitas e esclarecendo os parâmetros adotados, bem como a definição das contingências que serão simuladas.

O quarto capítulo apresenta os resultados obtidos através das simulações no ANAREDE e também é feita uma discussão e análise desses.

Finalmente no quinto capítulo são feitas as considerações finais do presente trabalho bem como sugestões de análises para trabalhos futuros.

2 ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS

A análise de contingências em um sistema elétrico de potência é uma função extremamente importante para avaliar se o ponto de operação em que o sistema está operando é seguro, isto é, se ao acontecer eventos no sistema (contingências) existe uma margem, ou “folga”, tal que o sistema continua operando sem a necessidade de corte de carga ou geração.

Contingências são eventos que ocorrem com frequência na operação de sistemas elétricos de potência. Podem ser originadas por eventos climáticos, falhas de equipamentos, atuação indevida de dispositivos de proteção e controle, ação indevida/intempestiva de operadores entre outros.

Ao planejar e depois operar um sistema elétrico, são assumidos determinados níveis de risco, pois é inviável do ponto de vista econômico ter um sistema elétrico operando com segurança absoluta.

Um sistema elétrico de potência deve ter a capacidade de continuar a operar após a ocorrência de um distúrbio, atendendo a determinadas condições de operação, como manter as tensões das barras entre intervalos determinados, evitando sub e sobretensões. Após uma contingência, o ponto de operação deve ser tal que as condições de carregamento dos equipamentos (linhas de transmissão e transformadores) não violem determinados valores, os

quais podem comprometer a integridade do equipamento ou até mesmo levar a um efeito cascata, ocasionando um blecaute.

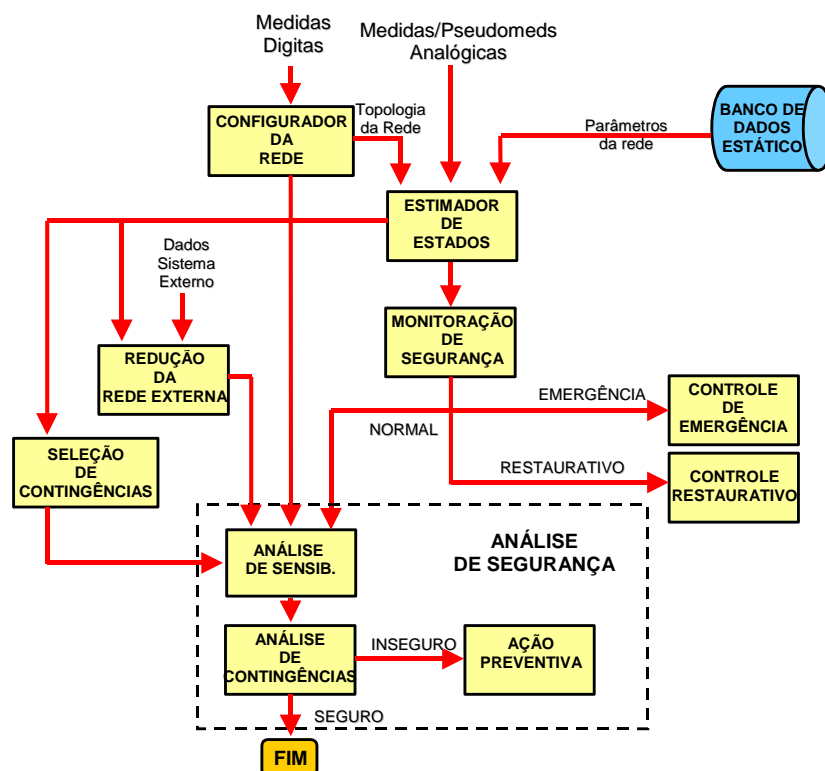
Se um sistema, após sofrer um evento (contingência) continua a operar, atendendo os requisitos de segurança e confiabilidade, é dito estar seguro.

As contingências em um sistema elétrico são classificadas como:

- Contingência simples: é aquela que considera a saída de operação de somente um equipamento, por exemplo, uma perda de uma linha de transmissão.
- Contingências múltiplas: considera a saída de múltiplos equipamentos, de forma simultânea, como por exemplo a perda de duas linhas de transmissão que ocupam a mesma torre.

A maioria dos sistemas elétricos de potência são planejados e operados para serem capazes de operar satisfatoriamente quando ocorre a perda de um equipamento. Do ponto de vista de análise, é importante determinar se a avaliação de contingências será realizada para subsidiar estudos de planejamento ou operação em tempo real. Em tempo real, a análise de contingência faz parte da cadeia de operação em tempo real, inserida na análise de segurança de sistemas elétricos de potência, como mostra a Figura 1. (SIMÕES COSTA, 2012).

Figura 1 – Cadeia de Operação em Tempo Real



Fonte – SIMÕES COSTA (2012)

Na fase de planejamento, tanto da expansão quanto da operação, a análise de contingências costuma ser realizada através da utilização do modelo de fluxo de potência não linear, uma vez que a velocidade de tomada de decisão, como no caso da operação em tempo real, não é crítica (MONTICELLI, 1986).

No Apêndice A realiza-se uma pesquisa referente ao modelo de fluxo de potência não linear, apresentando as expressões gerais de fluxo, formulação matricial e o método de solução de Newton-Raphson, que é o mais utilizado por softwares computacionais.

Utilizando o modelo de fluxo de potência, são selecionados eventos críticos no sistema e é elaborada uma lista de contingência a ser simulada. Estes estudos devem obedecer a alguns critérios, os quais são normalmente elaborados pelos órgãos de regulação e operação do sistema elétrico.

No caso do Brasil, os Procedimentos de Rede do ONS, no seu Submódulo 23.3: Diretrizes e critérios para estudos elétricos (ONS, 2016), estabelece os critérios para os estudos, os quais são comentados a seguir.

2.1 CONDIÇÕES PARA SIMULAÇÃO E ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS SISTÊMICAS

2.1.1 Diretrizes para estudos em sistemas de corrente alternada

O sistema deve ser analisado para as condições de carga e de geração pertinentes ao objetivo da avaliação, entre as quais, carga pesada, média, leve e mínima.

No estudo realizado, foram também considerados percentuais de 0%, 20%, 50%, 70% e 100% do montante de geração eólica da região de estudo para cada uma das condições de carga avaliadas.

Em regime permanente, as cargas devem ser representadas, em regra geral, com 100% de potência constante para a parte ativa e reativa. Entretanto, podem ser representadas com percentuais variáveis de potência, impedância e corrente constantes, para adequarem-se aos objetivos específicos de cada estudo.

De acordo com o submódulo 23.2 (ONS, 2016), os estudos de fluxo de potência devem abranger, além da condição operativa normal, análise de contingências de linhas, transformadores e outros equipamentos do sistema elétrico, com o objetivo de se definirem

ações para que o SIN opere sem violações inadmissíveis dos limites de tensão e de carregamento.

A ferramenta computacional utilizada nesses estudos em regime permanente – Software de Análise de Redes (ANAREDE) – é apresentada no submódulo 18.2 dos procedimentos de rede do ONS. No Apêndice B, uma introdução ao software ANAREDE é realizada com objetivo de informar os recursos disponíveis no software, a obtenção de dados do sistema real para utilização no software, e como foi desenvolvido o sistema analisado através da ferramenta gráfica do software.

Na análise de contingências no SIN deve-se atender a um critério chamado N-1, no qual o sistema deve suportar contingências simples sem prejuízo ao atendimento de consumidores e aos equipamentos da rede.

Em análise de contingências, de forma geral, o desempenho elétrico deve ser verificado nas seguintes situações:

- a) Imediatamente após o desligamento de elemento (s) do sistema, quando se considera apenas a atuação da regulação de tensão em barras controladas por unidades geradoras, compensadores síncronos e estáticos, e de SEP pertinentes;
- b) Após a atuação dos *taps* de transformadores com comutação sob carga que operem no modo automático, chaveamento de bancos de capacitores, reatores.

Devem ser simuladas contingências simples, ou seja, a perda de um único elemento do sistema elétrico, seja linha de transmissão, transformador, banco de transformadores, unidade geradora ou equipamento de controle de tensão, tal como reator, capacitor, compensador síncrono ou compensador estático.

2.1.2 Critérios para estudos em sistemas de corrente alternada

O desempenho do sistema deve ser tal que não haja violação dos critérios estabelecidos no submódulo 23.2 dos procedimentos de rede e a consequente necessidade de corte de carga provocada pela ocorrência de contingências simples (critério N-1).

Para tal, deverão ser utilizados recursos tais como geração térmica, restrição de intercâmbios, alteração de topologia da rede ou utilização de Sistemas Especiais de Proteção – SEPs de corte de geração.

Os limites de tensão a serem observados nos estudos elétricos para a condição operativa normal e para condição operativa de emergência se encontram no submódulo 23.2 dos procedimentos de rede do ONS e são apresentados conforme a Tabela 1.

Tabela 1 – Tensões entre fases admissíveis a 60Hz

Tensão nominal de operação (kV)	Condição operativa normal		Condição operativa de emergência	
	(kV)	(pu) ⁽¹⁾	(kV)	(pu) ⁽¹⁾
< 230	-	0,95 a 1,05	-	0,90 a 1,05
230	218 a 242	0,95 a 1,05	207 a 242	0,90 a 1,05
525	500 a 550	0,95 a 1,05	475 a 550	0,90 a 1,05

Fonte – ONS, Submódulo 23.3 dos Procedimentos de rede.

(1) Valores em pu tendo como base a tensão nominal de operação

Nos estudos de fluxo de potência, devem ser considerados os limites de geração e absorção de potência reativa e de tensão terminal definidos pelas curvas de capacidade das unidades geradoras e dos compensadores síncronos. Na falta dessas informações, devem ser utilizados os limites de tensão terminal e de geração e absorção de potência reativa estabelecidos no Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede do ONS.

Já os limites de carregamento das linhas de transmissão, de transformadores e autotransformadores existentes são os estabelecidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST. No presente estudo, esses limites já estão contidos nos dados de entrada para a simulação dos casos e fornecidos pelo ONS.

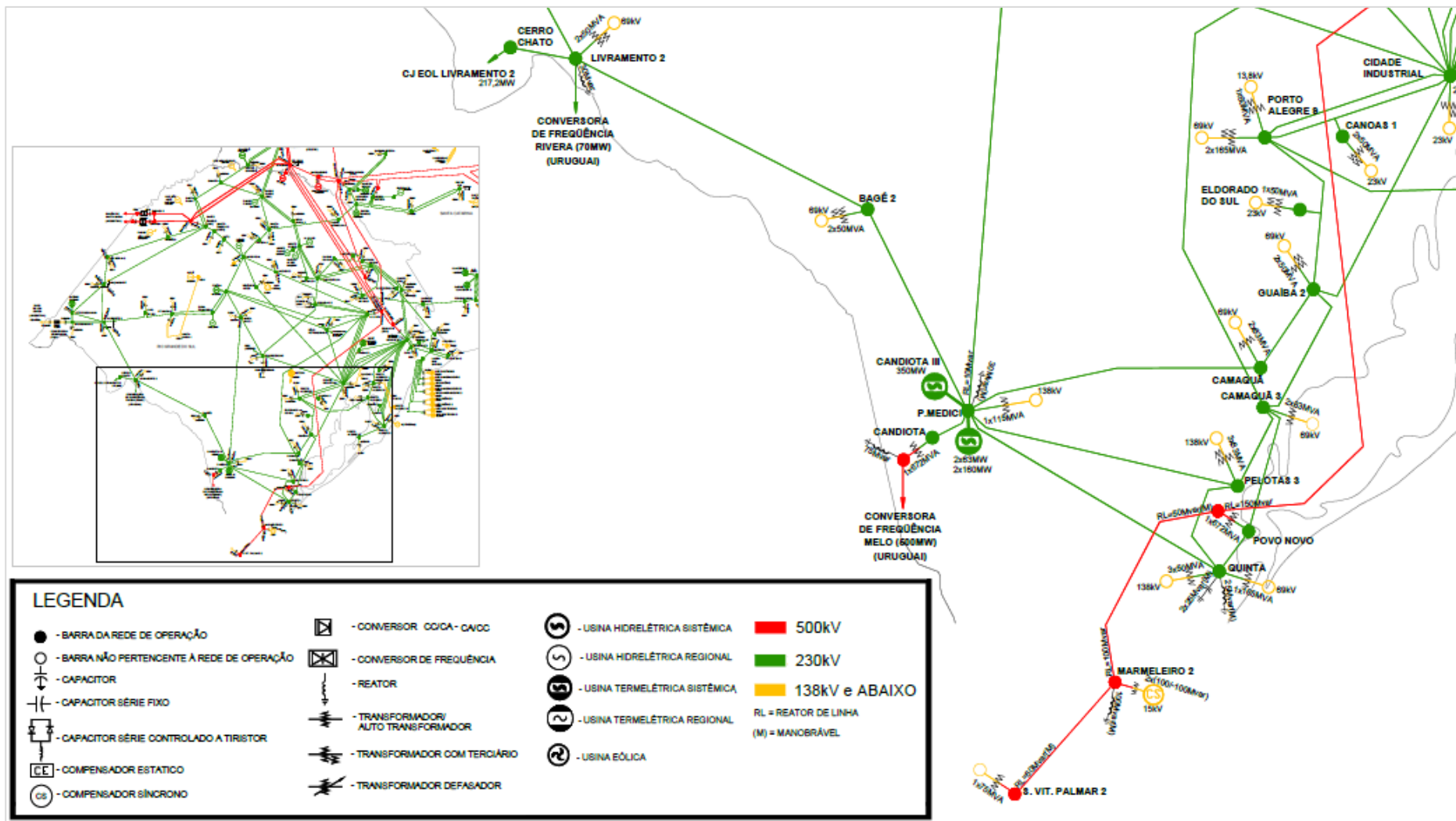
3 SISTEMA ELÉTRICO UTILIZADO NO ESTUDO DE CASO

Para realização dos estudos foram utilizados dois casos salvos do banco de dados do ONS referentes ao mês de junho de 2017, considerando os períodos de carga leve e de carga pesada.

Cada um dos casos foi então modificado, alterando o montante de geração eólica nos parques eólicos da região em patamares de 0%, 20%, 50%, 70% e 100% de potência ativa gerada, totalizando 10 casos salvos a serem utilizados nas análises de regime permanente e de contingência. A Tabela 2 apresenta os parques eólicos que se encontram na região sul do estado do Rio Grande do Sul, assim como seus dados de potência ativa por usina, tensão terminal e potência total do parque.

A Figura 2 mostra a topologia do sistema elétrico regional que foi utilizado para as análises deste trabalho.

Figura 2 – Rede de Operação do Rio Grande do Sul com detalhe da sub-região Sul



Fonte: ONS (2017)

As usinas eólicas da região Sul foram todas modeladas apenas como injeção de potência ativa, não contribuindo, portanto, com reativos para controle de tensão neste estudo.

Dependendo do acordo operativo, as usinas eólicas podem contribuir com injeção de reativos na rede, auxiliando no suporte de tensão. Cada parque eólico possui um limite de geração de reativos, determinado pelo tipo de gerador/conversor utilizado, e suas respectivas curvas de capacidade. Como exemplo, cada usina do Parque Eólico de Geribatu I, cujo modelo dos aerogeradores é o G97 GAMESA, pode absorver ou gerar até 8,5 Mvar de potência reativa. (ONS, 2017).

Vale observar que nos casos referentes ao mês de junho de 2017, tanto para o período de carga leve quanto para o período de carga pesada, há importação de energia do Uruguai através da Conversora de Frequência de Melo, em um montante de 496MW, e a Usina Térmica de Candiota III opera com geração de 262MW. Esses dois montantes de potência ativa são injetados através de linhas de transmissão na barra de 230kV de Presidente Médici.

Para cada um dos casos salvos utilizados foram seguidos os Procedimentos de Rede do ONS referentes à Operação Normal da Área de 525kV da Região Sul (ANEXO B) e à Operação Normal da Área de 230kV do Rio Grande do Sul (ANEXO C) de forma a tomar as ações necessárias de controle para manter a região dentro dos patamares de tensão vistos nas diretrizes para estudos na Seção 2.1.2. As listas de equipamentos em 525kV e 230kV disponíveis para controle de tensão na região encontram-se no ANEXO A.

Em relação à análise de contingências na região de estudo, de forma a atender o critério N-1 (contingências simples) e para não estender demais o número de simulações de casos foi definido que serão analisadas apenas as contingências de linhas de transmissão das primeiras e segundas vizinhanças da barra de 230kV Povo Novo. Foram também consideradas as contingências entre as linhas que interligam a sub-região sul às sub-regiões oeste/centro e metropolitana e do transformador 525/230kV de Povo Novo. Foi criado um código para identificar cada uma das contingências a serem analisadas. A lista de contingências analisadas encontra-se na Tabela 3.

Para cada uma das contingências foram seguidos os Procedimentos de Rede do ONS referentes à Operação em Contingência da Área de 525kV da Região Sul (ANEXO D) e à Operação em Contingência da Área de 230kV do Rio Grande do Sul (ANEXO E) de forma a tomar as ações necessárias de controle para manter a região dentro dos patamares de tensão vistos nas diretrizes para estudos no Capítulo 2.

Tabela 2 – Geração eólica conectada na área sul do Rio Grande do Sul

Nº da Barra	Parque	Nome da Usina	Sub-Região	Tensão Terminal (kV)	Nº de UGs	Potência Ativa Usina (MW)	Potência Ativa Parque (MW)
9166	Geribatu 1	Verace I	Sul	34,5	10	20	126
9167		Verace II	Sul	34,5	10	20	
9168		Verace III	Sul	34,5	13	26	
9169		Verace IV	Sul	34,5	15	30	
9170		Verace V	Sul	34,5	15	30	
9171	Geribatu 2	Verace VI	Sul	34,5	9	18	132
9172		Verace VII	Sul	34,5	15	30	
9173		Verace VIII	Sul	34,5	13	26	
9174		Verace IX	Sul	34,5	15	30	
9175		Verace X	Sul	34,5	14	28	
9176	Chuí	Chuí I	Sul	34,5	15	24	161,9
9177		Chuí II	Sul	34,5	14	22	
9178		Chuí IV	Sul	34,5	15	22	
9179		Chuí V	Sul	34,5	14	30	
9900		Chuí IX	Sul	34,5	10	17,9	
9180	Minuano I	Minuano I	Sul	34,5	15	22	
9181		Minuano II	Sul	34,5	14	24	
10011	Hermene-gildo	Verace 24	Sul	34,5	11	19,69	162,89
		Verace 25	Sul	34,5	4	7,16	
		Verace 26	Sul	34,5	8	14,32	
		Verace 27	Sul	34,5	9	16,11	
		Verace 28	Sul	34,5	7	12,53	
		Verace 29	Sul	34,5	10	17,9	
		Verace 30	Sul	34,5	10	17,9	
		Verace 31	Sul	34,5	5	8,95	
		Verace 34	Sul	34,5	8	14,32	
		Verace 35	Sul	34,5	7	12,53	
Verace 36	Sul	34,5	12	21,48			
9861	Corredor do Senandes	Senandes II	Sul	34,5	8	21,6	108
9862		Senandes II	Sul	34,5	10	27	
9863		Senandes II	Sul	34,5	11	29,7	
9864		Vento Aragano	Sul	34,5	11	29,7	
10017	Mangueira I	Aura Mirim II	Sul	12	3	30	99
		Aura Mirim IV	Sul	12	3	15	
		Aura Mangueira VII	Sul	12	3	27	
		Aura Mangueira XI	Sul	12	3	9	
		Aura Mangueira XV	Sul	12	3	18	
10018	Mangueira II	Aura Mirim VI	Sul	12	3	15	60
		Aura Mirim VIII	Sul	12	3	15	
		Aura Mangueira XII	Sul	12	5	15	
		Aura Mangueira XIII	Sul	12	5	15	
10019	Mangueira III	Aura Mangueira IV	Sul	12	3	21	63
		Aura Mangueira VI	Sul	12	3	27	
		Aura Mangueira XVII	Sul	12	3	15	
9815	REB Cassino	REB Cassino I	Sul	34,5	2	22	64
9816		REB Cassino II	Sul	34,5	2	20	
9817		REB Cassino III	Sul	34,5	2	22	

Fonte – Diretrizes para Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral Maio-Agosto 2017 – Volume 5 – Área Rio Grande do Sul. 2017.

Foram simuladas 13 contingências da região, em cada um dos casos salvos, para verificar os níveis de tensão nas barras e do carregamento dos equipamentos da transmissão, logo após as contingências e também após a realização das ações de controle quando necessário.

Tabela 3 – Definição das contingências analisadas e seus respectivos códigos

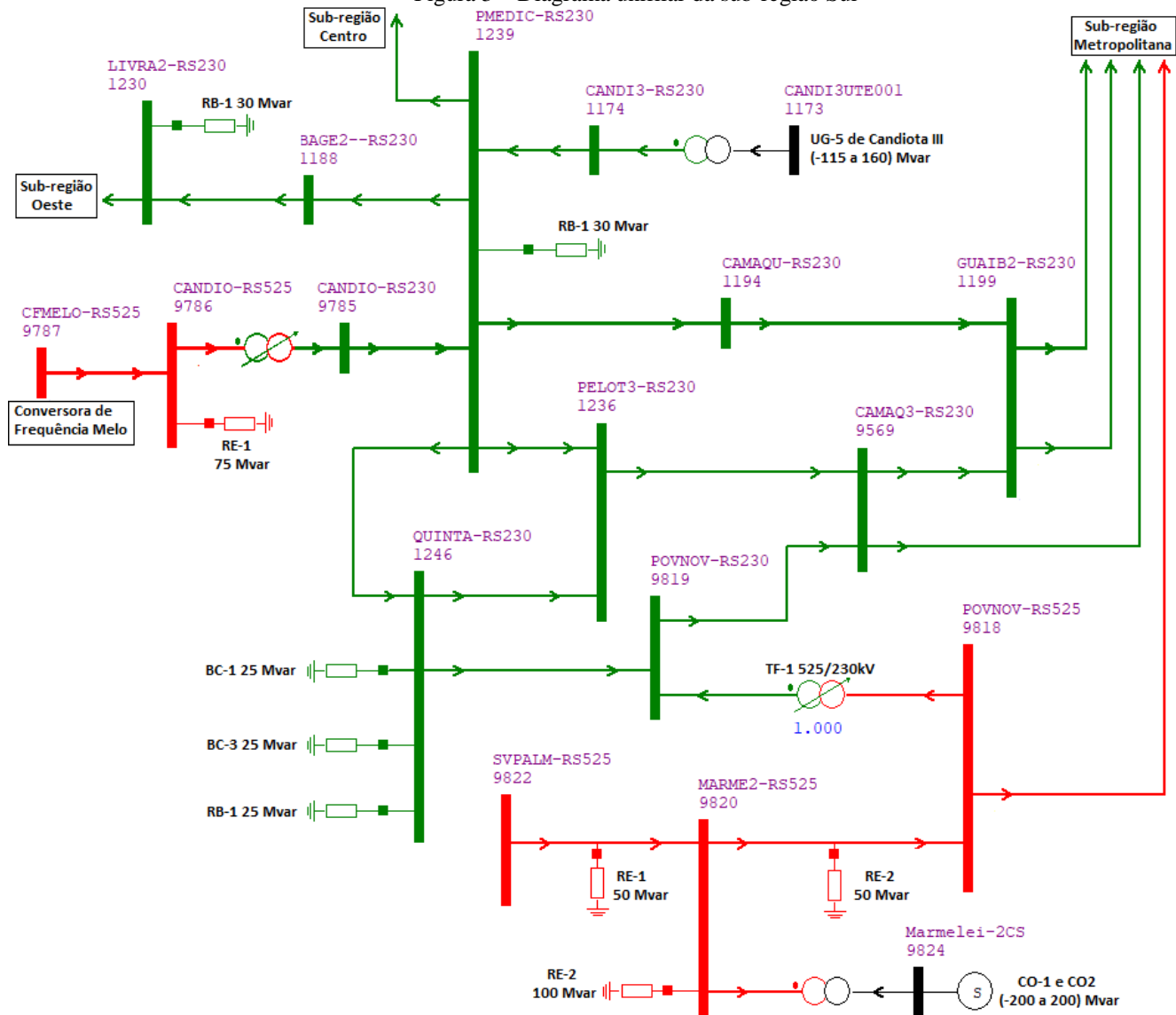
Código	Equipamento
O.N.	OPERAÇÃO NORMAL
E1	TR POVO NOVO 525kV (9818) / POVO NOVO 230kV (9819)
E2	LT 525kV POVO NOVO (9818) / NOVA SANTA RITA (979)
E3	LT 230kV POVO NOVO (9819) / CAMAQUÃ 3 (9569)
E4	LT 230kV CAMAQUÃ 3 (9569) / NOVA SANTA RITA (980)
E5	LT 230kV CAMAQUÃ 3 (9569) / GUAÍBA 2 (1199)
E6	LT 230kV PELOTAS 3 (1236) / QUINTA (1246)
E7	LT 230kV POVO NOVO (9819) / QUINTA (1246)
E8	LT 230kV PRESIDENTE MEDICI (1239) / BAGE 2 (1188)
E9	LT 230kV PRESIDENTE MEDICI (1239) / CAMAQUÃ (1194)
E10	LT 230kV PRESIDENTE MEDICI (1239) / PELOTAS 3 (1236)
E11	LT 230kV PRESIDENTE MEDICI (1239) / QUINTA (1246)
E12	LT 230kV PRESIDENTE MEDICI (1239) / SANTA CRUZ 1 (1256)
E13	LT 230kV CAMAQUÃ 3 (9569) / PELOTAS 3 (1236)

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

A seguir são apresentados os resultados do fluxo de potência para as contingências simuladas, descritas na Tabela 3, para os níveis de carga pesada e leve. Para cada período de carga são apresentadas as condições operacionais em relação aos equipamentos disponíveis para controle de tensão da rede. A Figura 3 apresenta o diagrama unifilar da região sul destacando os principais equipamentos de controle de tensão disponíveis na região (Anexo A).

Para avaliar os efeitos da injeção de potência dos parques eólicos, para cada nível de carga, foram considerados 5 cenários de despacho de geração eólica (0%, 20%, 50%, 70% e 100%), bem como uma lista com 13 contingências. O despacho das demais usinas do SIN são os constantes nos casos base do ONS. Após cada simulação, são construídas tabelas para sintetizar os resultados, e a seguir são realizadas as análises pertinentes a situação simulada.

Figura 3 – Diagrama unifilar da sub-região Sul



Fonte: Captura de tela do Software ANAREDE versão 10.01.03. (Modificado)

4.1 PERÍODO DE CARGA PESADA EM JUNHO DE 2017

No período de carga pesada os equipamentos de controle de tensão da sub-região sul encontravam-se, inicialmente, nas seguintes condições:

- Reatores ligados:
 - 1 reator 100Mvar de Marmeleiro 2 525kV
 - 1 reator 50Mvar de Povo Novo 525kV
 - 1 reator 50Mvar de Santa Vitória do Palmar 525kV
 - 3 reatores 25Mvar de Alegrete 2 230kV
 - 1 reator 30Mvar de Livramento 2 230kV
 - 1 reator 30Mvar de Maçambará 230kV
 - 1 reator 30Mvar de UTE Uruguaiana

- Tensão de geração:
 - 1,00pu na Usina de Itaúba
 - 1,00pu na UTE Candiota III

- Tensão de referência de compensador síncrono:
 - 1,00pu nos compensadores de Marmeleiro

- Referência de comutador sob carga de transformador:
 - 1,00pu no TR 525/230kV de Nova Santa Rita
 - 1,00pu no TR de 525/230kV de Povo Novo

4.1.1 Geração Eólica em 0%

Para este patamar de carga e geração eólica os níveis de tensão das barras da região sul se mantiveram dentro dos limites estabelecidos para a operação normal. Logo, não foi necessária nenhuma ação de controle.

Os níveis de tensão após simuladas as contingências também não apresentaram nenhuma violação dos limites estabelecidos para operação em contingência.

A Tabela 4 apresenta os níveis de tensões resultantes das simulações dos casos em operação normal e em contingência.

Em relação ao carregamento das linhas de transmissão da região, não houve nenhuma sobrecarga das linhas de interesse. O maior carregamento ocorreu na linha de 230kV Presidente Médici / Quinta para a contingência E10 (desligamento da LT 230kV Presidente Médici / Pelotas 3) onde atingiu 85,45% da sua capacidade nominal. Essa também foi a linha que apresentou o maior carregamento em 12 dos 14 casos analisados.

A Tabela 5 apresenta o carregamento das linhas de transmissão resultantes das simulações dos casos em operação normal e em contingência.

Tabela 4 – Níveis de tensão nas barras. Carga pesada e 0% de geração eólica

Nº Barra	Nome	Tensão [kV]	Tensão [pu]													
			O.N.	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	E10	E11	E12	E13
979	NSRITA-RS	525,00	1,02	1,02	1,01	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,02
9818	POVNOV-RS	525,00	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03	1,04	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
9820	MARME2-RS	525,00	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
9822	SVPALM-RS	525,00	1,02	1,02	1,01	1,01	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,02
980	NSRITA-RS	230,00	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
1188	BAGE2-RS	230,00	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,02
1194	CAMAQU-RS	230,00	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,02
1199	GUAIB2-RS	230,00	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
1230	LIVRA2-RS	230,00	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,02
1236	PELOT3-RS	230,00	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,02	1,02	0,99	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1239	PMEDIC-RS	230,00	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03	1,02	1,02	1,01	1,02	1,01	1,02	1,02
1246	QUINTA-RS	230,00	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,02	1,01	0,97	1,01	1,00	1,00	1,01	1,00	1,01
1256	SCRUZ1-RS	230,00	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
9569	CAMAQ3-RS	230,00	1,04	1,03	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,04	1,03	1,04
9819	POVNOV-RS	230,00	1,02	1,01	1,02	1,01	1,02	1,02	1,02	1,04	1,02	1,01	1,01	1,02	1,01	1,02

Legenda:

NC – Caso não convergente na simulação realizada

valor – Tensão no limite inferior (0,95) ou superior (1,05) de operação normal

valor – Tensão dentro dos limites de operação em contingência

valor – Tensão fora dos limites de operação aceitáveis

Tabela 5 – Carregamento das linhas. Carga pesada e 0% de geração eólica

Nº Barra DE	Nome Barra DE	Nº Barra PARA	Nome Barra PARA	Tensão [kV]	Nº Circ.	Carregamento [%]														
						O.N.	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	E10	E11	E12	E13	
9822	SVPALM-RS	9820	MARME2-RS	525,00	1	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43
9820	MARME2-RS	9818	POVNOV-RS	525,00	1	2,17	2,40	1,83	1,79	2,00	2,11	2,09	2,71	1,95	1,74	1,69	1,89	1,72	1,96	
9818	POVNOV-RS	979	NSRITA-RS	525,00	1	0,76	0,47	0,00	1,39	0,85	1,00	0,67	0,71	1,53	1,84	1,11	1,37	2,11	1,21	
9819	POVNOV-RS	9569	CAMAQ3-RS	230,00	1	8,57	11,13	9,73	0,00	7,35	7,49	7,42	4,07	9,23	10,61	9,04	6,88	9,91	11,73	
9569	CAMAQ3-RS	980	NSRITA-RS	230,00	1	3,96	6,27	5,00	3,70	0,00	7,28	4,85	4,78	5,99	5,86	4,57	4,29	7,67	2,57	
9569	CAMAQ3-RS	1199	GUAIB2-RS	230,00	1	15,43	18,43	16,87	12,42	18,06	0,00	16,78	16,29	17,31	26,86	6,74	11,46	19,16	10,99	
1246	QUINTA-RS	1236	PELOT3-RS	230,00	1	15,51	12,19	13,84	12,77	16,10	16,93	0,00	8,91	20,63	23,24	24,32	44,90	24,51	28,03	
1246	QUINTA-RS	9819	POVNOV-RS	230,00	1	15,79	11,78	14,00	12,76	15,87	15,87	13,54	0,00	21,72	25,61	16,35	13,25	26,14	22,53	
1239	PMEDIC-RS	1188	BAGE2--RS	230,00	1	29,12	30,16	29,51	29,32	29,31	29,42	29,83	31,74	0,00	35,52	36,04	35,54	37,26	30,19	
1239	PMEDIC-RS	1194	CAMAQU-RS	230,00	1	48,66	49,96	49,31	49,20	48,76	50,04	49,64	52,47	54,47	0,00	59,79	58,61	59,25	50,60	
1239	PMEDIC-RS	1236	PELOT3-RS	230,00	1	50,66	49,53	50,16	50,56	50,29	49,65	45,83	48,24	56,54	60,93	0,00	69,24	61,22	47,42	
1239	PMEDIC-RS	1246	QUINTA-RS	230,00	1	58,72	56,25	57,60	57,55	58,53	58,03	63,68	51,50	66,45	71,86	85,45	0,00	72,52	59,06	
1239	PMEDIC-RS	1256	SCRUZ1-RS	230,00	1	52,97	54,52	53,69	53,29	53,28	53,48	54,08	56,91	60,06	62,97	63,78	62,86	0,00	54,59	
1236	PELOT3-RS	9569	CAMAQ3-RS	230,00	1	21,20	23,34	22,21	24,31	19,41	18,77	28,00	32,69	25,62	30,14	15,04	23,46	29,17	0,00	
1194	CAMAQU-RS	1199	GUAIB2-RS	230,00	1	26,76	28,13	27,43	27,35	26,85	28,09	27,75	30,77	32,81	20,82	38,21	37,12	37,66	28,84	
1188	BAGE2--RS	1230	LIVRA2-RS	230,00	1	11,88	12,92	12,28	12,14	12,10	12,18	12,56	14,49	20,92	18,30	18,75	18,31	19,93	12,99	

Legenda:

valor – carregamento nulo, linha que foi simulada a contingência

valor – linha de 230kV com o menor carregamento no caso simulado

valor – linha de transmissão com o maior carregamento no caso simulado

valor – linha de transmissão com carregamento superior a 80%

valor – linha de transmissão com carregamento superior a 100% (sobrecarga)

4.1.2 Geração Eólica em 20%

Os níveis de tensão das barras da região sul se mantiveram dentro dos limites estabelecidos para a operação normal, não sendo necessária nenhuma ação de controle.

Após simuladas as contingências, os níveis de tensão também não apresentaram violações dos limites estabelecidos para operação em contingência.

A Tabela 6 apresenta os níveis de tensões resultantes das simulações dos casos em operação normal e em contingência e a Tabela 7 o carregamento das linhas de transmissão.

Não houve nenhuma sobrecarga nas linhas de transmissão. O maior carregamento ocorreu novamente para a linha de 230kV Presidente Médici / Quinta para a contingência E10 e atingiu 80,48% de seu carregamento. Essa diminuição do fluxo no sentido Presidente Médici para Quinta é devido ao atendimento de parte das cargas pela injeção de geração eólica na barra de Povo Novo 525kV. Enquanto a geração térmica injetada na subestação Presidente Médici e a energia vinda através do intercâmbio do Uruguai passou a ser escoada em maior proporção para a sub-região centro através da linha 230kV Presidente Médici / Santa Cruz 1, sendo a linha mais carregada em 9 dos 14 casos analisados.

Tabela 6 – Níveis de tensão nas barras. Carga pesada e 20% de geração eólica

Nº Barra	Nome	Tensão [kV]	Tensão [pu]													
			O.N.	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	E10	E11	E12	E13
979	NSRITA-RS	525,00	1,02	1,01	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
9818	POVNOV-RS	525,00	1,03	1,02	1,03	1,04	1,02	1,02	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03
9820	MARME2-RS	525,00	1,02	1,01	1,02	1,03	1,01	1,01	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,02	1,02
9822	SVPALM-RS	525,00	1,02	1,01	1,02	1,03	1,01	1,02	1,02	1,02	1,01	1,02	1,01	1,01	1,02	1,02
980	NSRITA-RS	230,00	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
1188	BAGE2-RS	230,00	1,02	1,02	1,02	1,01	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,02	1,02
1194	CAMAQU-RS	230,00	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,02	1,01	1,02	1,02	1,02
1199	GUAIB2-RS	230,00	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
1230	LIVRA2-RS	230,00	1,02	1,01	1,02	1,01	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,02	1,01	1,01	1,02	1,02
1236	PELOT3-RS	230,00	1,02	1,02	1,01	0,99	1,02	1,01	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,02	1,02
1239	PMEDIC-RS	230,00	1,03	1,02	1,02	1,02	1,03	1,02	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03
1246	QUINTA-RS	230,00	1,02	1,02	1,01	0,98	1,02	1,01	1,02	1,02	1,01	1,02	1,01	1,01	1,02	1,02
1256	SCRUZ1-RS	230,00	1,02	1,01	1,01	1,01	1,02	1,01	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,02
9569	CAMAQ3-RS	230,00	1,04	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,04
9819	POVNOV-RS	230,00	1,03	1,03	1,01	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,03	1,02	1,02	1,03	1,03

Legenda:

NC – Caso não convergente na simulação realizada

valor – Tensão no limite inferior (0,95) ou superior (1,05) de operação normal

valor – Tensão dentro dos limites de operação em contingência

valor – Tensão fora dos limites de operação aceitáveis

Tabela 7 – Carregamento das linhas. Carga pesada e 20% de geração eólica.

Nº Barra DE	Nome Barra DE	Nº Barra PARA	Nome Barra PARA	Tensão [kV]	Nº Circ.	Carregamento [%]													
						O.N.	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	E10	E11	E12	E13
9822	SVPALM-RS	9820	MARME2-RS	525,00	1	3,26	3,18	3,22	3,21	3,26	3,26	3,20	3,17	3,21	3,22	3,26	3,20	3,22	3,21
9820	MARME2-RS	9818	POVNOV-RS	525,00	1	5,11	5,10	4,78	4,80	4,99	5,06	4,98	5,26	4,86	4,76	4,84	4,90	4,74	4,88
9818	POVNOV-RS	979	NSRITA-RS	525,00	1	4,74	4,29	0,00	5,62	5,15	5,28	4,37	3,40	5,59	5,95	3,68	3,16	6,27	5,20
9819	POVNOV-RS	9569	CAMAQ3-RS	230,00	1	11,56	12,51	22,66	0,00	9,33	9,36	10,33	7,35	11,77	13,20	11,40	8,48	12,30	15,06
9569	CAMAQ3-RS	980	NSRITA-RS	230,00	1	6,91	7,62	16,80	4,30	0,00	11,97	7,15	8,35	8,72	8,08	4,23	6,06	10,31	3,60
9569	CAMAQ3-RS	1199	GUAIB2-RS	230,00	1	20,88	21,00	35,36	14,84	26,91	0,00	20,76	20,95	22,19	31,84	12,67	16,70	24,11	14,77
1246	QUINTA-RS	1236	PELOT3-RS	230,00	1	7,95	7,32	11,91	2,21	9,35	9,84	0,00	15,40	13,28	16,00	30,71	34,92	17,32	23,61
1246	QUINTA-RS	9819	POVNOV-RS	230,00	1	15,25	13,13	9,00	12,25	16,01	15,56	13,89	0,00	22,13	26,48	16,64	12,20	27,14	23,56
1239	PMEDIC-RS	1188	BAGE2--RS	230,00	1	31,51	31,13	35,51	31,00	31,94	31,90	31,07	33,83	0,00	37,49	38,09	36,82	39,23	32,02
1239	PMEDIC-RS	1194	CAMAQU-RS	230,00	1	50,85	50,08	55,87	50,42	51,08	52,77	50,06	54,13	55,95	0,00	61,47	59,07	60,76	51,97
1239	PMEDIC-RS	1236	PELOT3-RS	230,00	1	48,64	47,08	42,50	47,37	47,91	47,29	44,96	45,24	53,99	58,59	0,00	64,95	58,78	43,63
1239	PMEDIC-RS	1246	QUINTA-RS	230,00	1	54,42	52,21	42,43	51,36	54,14	53,52	55,54	45,75	61,72	67,42	80,48	0,00	67,97	53,69
1239	PMEDIC-RS	1256	SCRUZ1-RS	230,00	1	55,85	55,05	62,00	54,95	56,56	56,53	55,00	59,15	62,21	65,17	66,15	63,93	0,00	56,50
1236	PELOT3-RS	9569	CAMAQ3-RS	230,00	1	24,75	25,24	34,36	29,47	21,69	21,21	27,97	37,70	29,10	33,75	15,01	26,29	32,76	0,00
1194	CAMAQU-RS	1199	GUAIB2-RS	230,00	1	28,96	28,82	34,77	29,19	29,18	30,84	28,82	32,90	34,81	20,39	39,84	37,97	39,74	30,77
1188	BAGE2--RS	1230	LIVRA2-RS	230,00	1	14,16	14,25	18,59	14,10	14,57	14,54	14,18	16,92	20,80	20,56	20,77	19,88	22,32	15,12

Legenda:

valor – carregamento nulo, linha que foi simulada a contingência

valor – linha de 230kV com o menor carregamento no caso simulado

valor – linha de transmissão com o maior carregamento no caso simulado

valor – linha de transmissão com carregamento superior a 80%

valor – linha de transmissão com carregamento superior a 100% (sobrecarga)

4.1.3 Geração Eólica em 50%

Para este patamar de carga e geração eólica os níveis de tensão das barras da região sul também se mantiveram dentro dos limites estabelecidos para a operação normal, não sendo necessária nenhuma ação de controle.

Os níveis de tensão após simuladas as contingências também não apresentaram nenhuma violação dos limites estabelecidos para operação em contingência.

A Tabela 8 apresenta os níveis de tensões resultantes das simulações dos casos em operação normal e em contingência.

Conforme verificado na Tabela 9, não houve nenhuma sobrecarga nas linhas de transmissão. A linha 230kV Presidente Médici / Santa Cruz 1 apresenta o maior percentual de carregamento em 12 dos 14 casos. Como esperado, as outras linhas de interligação da sub-região sul com as sub-regiões oeste e metropolitana também apresentaram aumento do seu carregamento percentual.

Tabela 8 – Níveis de tensão nas barras. Carga pesada e 50% de geração eólica

Nº Barra	Nome	Tensão [kV]	Tensão [pu]													
			O.N.	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	E10	E11	E12	E13
979	NSRITA-RS	525,00	1,02	1,02	1,00	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
9818	POVNOV-RS	525,00	1,02	1,02	0,99	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,02	1,01	1,01	1,02	1,01	1,01
9820	MARME2-RS	525,00	1,00	1,00	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
9822	SVPALM-RS	525,00	1,00	1,00	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00
980	NSRITA-RS	230,00	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
1188	BAGE2-RS	230,00	1,02	1,02	1,00	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,02
1194	CAMAQU-RS	230,00	1,02	1,02	1,00	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,02	1,01	1,01	1,00	1,02
1199	GUAIB2-RS	230,00	1,03	1,03	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
1230	LIVRA2-RS	230,00	1,02	1,02	1,00	1,01	1,01	1,02	1,02	1,01	1,02	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01
1236	PELOT3-RS	230,00	1,01	1,01	0,99	1,01	1,01	1,01	1,01	0,99	1,00	1,00	0,99	1,00	1,00	1,00
1239	PMEDIC-RS	230,00	1,02	1,02	1,01	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,02
1246	QUINTA-RS	230,00	1,01	1,01	0,99	1,00	1,01	1,01	1,01	0,98	1,00	1,00	1,00	1,01	1,00	1,00
1256	SCRUZ1-RS	230,00	1,01	1,01	1,00	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,01	1,01	1,01
9569	CAMAQ3-RS	230,00	1,04	1,03	1,01	1,03	1,03	1,03	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04
9819	POVNOV-RS	230,00	1,02	1,01	0,99	1,01	1,01	1,02	1,02	1,03	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,01

Legenda:

NC – Caso não convergente na simulação realizada

valor – Tensão no limite inferior (0,95) ou superior (1,05) de operação normal

valor – Tensão dentro dos limites de operação em contingência

valor – Tensão fora dos limites de operação aceitáveis

Tabela 9 – Carregamento das linhas. Carga pesada e 50% de geração eólica

Nº Barra DE	Nome Barra DE	Nº Barra PARA	Nome Barra PARA	Tensão [kV]	Nº Circ.	Carregamento [%]														
						O.N.	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	E10	E11	E12	E13	
9822	SVPALM-RS	9820	MARME2-RS	525,00	1	8,23	8,23	8,23	8,23	8,23	8,23	8,23	8,23	8,23	8,23	8,23	8,23	8,23	8,23	8,23
9820	MARME2-RS	9818	POVNOV-RS	525,00	1	11,99	11,99	11,77	11,87	11,93	11,96	11,96	12,13	11,90	11,91	11,95	11,94	11,90	11,98	11,98
9818	POVNOV-RS	979	NSRITA-RS	525,00	1	11,01	11,64	0,00	12,55	11,78	11,75	11,13	9,73	12,08	12,35	9,92	9,69	12,70	11,69	11,69
9819	POVNOV-RS	9569	CAMAQ3-RS	230,00	1	17,10	15,68	45,44	0,00	13,37	13,60	17,64	12,46	18,00	19,56	17,12	14,56	18,54	22,34	22,34
9569	CAMAQ3-RS	980	NSRITA-RS	230,00	1	12,19	10,87	36,79	7,43	0,00	19,42	12,04	13,29	14,81	13,86	9,23	11,66	16,32	7,95	7,95
9569	CAMAQ3-RS	1199	GUAIB2-RS	230,00	1	28,93	26,72	64,68	19,57	40,10	0,00	28,65	29,87	31,27	41,77	21,18	25,79	33,18	21,57	21,57
1246	QUINTA-RS	1236	PELOT3-RS	230,00	1	5,01	4,23	49,83	14,92	3,21	3,88	0,00	21,27	3,45	5,25	39,49	20,24	6,64	17,07	17,07
1246	QUINTA-RS	9819	POVNOV-RS	230,00	1	14,66	16,12	24,05	8,09	15,43	14,98	16,35	0,00	22,09	24,61	11,32	10,71	25,38	23,24	23,24
1239	PMEDIC-RS	1188	BAGE2--RS	230,00	1	35,03	34,37	46,48	35,56	35,87	35,58	34,89	37,79	0,00	42,06	41,16	40,18	44,91	36,64	36,64
1239	PMEDIC-RS	1194	CAMAQU-RS	230,00	1	54,21	53,35	69,15	55,72	54,69	56,96	54,02	58,27	61,24	0,00	64,12	62,23	66,02	57,21	57,21
1239	PMEDIC-RS	1236	PELOT3-RS	230,00	1	45,52	46,19	33,56	45,41	44,14	43,61	46,56	43,00	52,66	57,19	0,00	60,70	57,53	40,53	40,53
1239	PMEDIC-RS	1246	QUINTA-RS	230,00	1	47,75	49,16	22,22	44,59	47,08	46,43	46,50	40,15	57,12	62,85	72,29	0,00	63,56	48,56	48,56
1239	PMEDIC-RS	1256	SCRUZ1-RS	230,00	1	60,18	59,14	78,07	61,05	61,51	61,13	59,96	64,40	68,74	71,27	69,79	68,13	0,00	62,72	62,72
1236	PELOT3-RS	9569	CAMAQ3-RS	230,00	1	30,61	29,27	55,08	40,15	25,31	25,34	29,05	42,75	36,09	40,62	19,50	32,20	39,49	0,00	0,00
1194	CAMAQU-RS	1199	GUAIB2-RS	230,00	1	32,38	31,54	47,22	33,99	32,87	35,11	32,21	36,58	39,63	20,82	42,48	40,70	44,26	35,47	35,47
1188	BAGE2--RS	1230	LIVRA2-RS	230,00	1	17,66	17,01	29,27	18,23	18,52	18,22	17,52	20,46	20,92	24,83	23,89	22,94	28,07	19,28	19,28

Legenda:

valor – carregamento nulo, linha que foi simulada a contingência

valor – linha de 230kV com o menor carregamento no caso simulado

valor – linha de transmissão com o maior carregamento no caso simulado

valor – linha de transmissão com carregamento superior a 80%

valor – linha de transmissão com carregamento superior a 100% (sobrecarga)

4.1.4 Geração Eólica em 70%

Seguindo os procedimentos de rede para a operação normal da área de 525kV e 230kV foram necessárias as seguintes ações de controle para se chegar ao ponto de operação dentro dos valores de tensão estabelecidos:

- Ligado 1 banco de capacitor 25Mvar de Quinta 230kV;
- Desligado 1 reator 50Mvar de Povo Novo 525kV.

A Tabela 10 apresenta os níveis de tensões resultantes das simulações dos casos em operação normal e em contingência.

Como pode ser observado na Tabela 10, para a contingência E2 (desligamento da LT 525kV Povo Novo / Nova Santa Rita) os níveis de tensões permaneceram dentro dos limites estabelecidos para contingência (entre 0,90pu e 1,05). As barras que atingiram valores fora dos níveis de operação normal foram as de Santa Vitória do Palmar 525kV (0,93 pu) e de Marmeleiro 525kV (0,94 pu).

Esses valores de subtensão ocorrem devido à perda de uma das principais rotas de escoamento da geração eólica da região, através da linha de 525kV, para o Sistema Interligado Nacional, e devido a característica desta geração ser basicamente composta por potência ativa, com pouca ou nula contribuição de reativos, leva a diminuição do perfil das tensões das barras de 525kV e 230kV da sub-região sul.

De forma a trazer as tensões das barras para valores dentro dos estabelecidos para operação normal (entre 0,95 e 1,05) foram tomadas as seguintes ações de controle, seguindo os procedimentos de rede para operação em contingência:

- Interrompido o intercâmbio de energia através da conversora de Melo;
- Ligado o segundo banco de capacitor 25Mvar de Quinta 230kV;
- Elevada a tensão de geração da UTE Candiota III para 1,01pu;
- Aumentada para 1,01pu a referência do *tap* do transformador de Povo Novo;
- Elevada para 1,01 pu a tensão de referência dos compensadores síncronos de Marmeleiro 2.

Os novos valores de tensão após tomadas as medidas de controle encontram-se na Tabela 11.

A Tabela 12 apresenta o carregamento das linhas de transmissão. A linha que apresentou o maior carregamento percentual foi a de 230kV Quinta / Pelotas 3 durante a contingência E2 com 81,88%.

Tabela 10 – Níveis de tensão nas barras. Carga pesada e 70% de geração eólica

Nº Barra	Nome	Tensão [kV]	Tensão [pu]													
			O.N.	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	E10	E11	E12	E13
979	NSRITA-RS	525,00	1,03	1,03	0,99	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
9818	POVNOV-RS	525,00	1,02	1,02	0,95	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,02	1,01	1,02
9820	MARME2-RS	525,00	1,01	1,00	0,94	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
9822	SVPALM-RS	525,00	1,00	1,00	0,93	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	1,00	0,99	1,00	1,00	0,99	1,00
980	NSRITA-RS	230,00	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
1188	BAGE2-RS	230,00	1,02	1,02	0,98	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,00	1,01	1,01	1,00	1,01
1194	CAMAQU-RS	230,00	1,02	1,02	0,97	1,02	1,01	1,01	1,02	1,01	1,01	1,02	1,01	1,01	1,00	1,01
1199	GUAIB2-RS	230,00	1,03	1,03	1,00	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,03
1230	LIVRA2-RS	230,00	1,01	1,02	0,97	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,02	1,00	1,00	1,00	0,99	1,01
1236	PELOT3-RS	230,00	1,02	1,02	0,95	1,01	1,01	1,02	1,01	1,00	1,01	1,00	1,00	1,01	1,00	1,00
1239	PMEDIC-RS	230,00	1,02	1,03	0,95	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,02
1246	QUINTA-RS	230,00	1,02	1,02	0,95	1,01	1,01	1,01	1,01	0,99	1,01	1,00	1,00	1,01	1,00	1,01
1256	SCRUZ1-RS	230,00	1,01	1,01	0,98	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	1,01
9569	CAMAQ3-RS	230,00	1,04	1,04	0,97	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,04
9819	POVNOV-RS	230,00	1,02	1,02	0,95	1,01	1,01	1,02	1,02	1,03	1,01	1,01	1,01	1,02	1,00	1,01

Legenda:

NC – Caso não convergente na simulação realizada

valor – Tensão no limite inferior (0,95) ou superior (1,05) de operação normal

valor – Tensão dentro dos limites de operação em contingência

valor – Tensão fora dos limites de operação aceitáveis

Tabela 11 – Tensões após ações de controle. Carga pesada e 70% de geração eólica

Nº Barra	Nome	Tensão [kV]	Tensão [pu]
			E2
979	NSRITA-RS	525,00	1,01
9818	POVNOV-RS	525,00	1,02
9820	MARME2-RS	525,00	1,01
9822	SVPALM-RS	525,00	1,00
980	NSRITA-RS	230,00	1,04
1188	BAGE2-RS	230,00	1,03
1194	CAMAQU-RS	230,00	1,03
1199	GUAIB2-RS	230,00	1,03
1230	LIVRA2-RS	230,00	1,03
1236	PELOT3-RS	230,00	1,01
1239	PMEDIC-RS	230,00	1,03
1246	QUINTA-RS	230,00	1,00
1256	SCRUZ1-RS	230,00	1,02
9569	CAMAQ3-RS	230,00	1,02
9819	POVNOV-RS	230,00	1,00

Legenda:

NC – Caso não convergente na simulação realizada

valor – Tensão no limite inferior (0,95) ou superior (1,05) de operação normal

valor – Tensão dentro dos limites de operação em contingência

valor – Tensão fora dos limites de operação aceitáveis

Tabela 12 – Carregamento das linhas. Carga pesada e 70% de geração eólica

Nº Barra DE	Nome Barra DE	Nº Barra PARA	Nome Barra PARA	Tensão [kV]	Nº Circ.	Carregamento [%]														
						O.N.	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	E10	E11	E12	E13	
9822	SVPALM-RS	9820	MARME2-RS	525,00	1	11,74	11,74	11,74	11,74	11,74	11,74	11,74	11,74	11,74	11,74	11,74	11,74	11,74	11,74	11,74
9820	MARME2-RS	9818	POVNOV-RS	525,00	1	16,45	16,42	16,46	16,40	16,40	16,42	16,43	16,52	16,38	16,40	16,42	16,42	16,38	16,39	
9818	POVNOV-RS	979	NSRITA-RS	525,00	1	14,98	16,23	0,00	16,84	15,98	15,86	15,33	13,71	16,12	16,35	13,93	13,77	16,73	15,80	
9819	POVNOV-RS	9569	CAMAQ3-RS	230,00	1	20,60	17,30	43,06	0,00	15,85	16,29	22,06	16,07	21,60	23,18	20,64	18,18	22,18	26,88	
9569	CAMAQ3-RS	980	NSRITA-RS	230,00	1	15,44	12,50	27,55	8,95	0,00	24,06	14,85	16,58	18,26	17,01	12,44	14,90	19,73	10,75	
9569	CAMAQ3-RS	1199	GUAIB2-RS	230,00	1	34,12	29,91	56,22	22,35	48,53	0,00	33,19	35,15	36,65	47,34	26,77	31,29	38,56	25,61	
1246	QUINTA-RS	1236	PELOT3-RS	230,00	1	11,23	5,81	81,88	23,62	7,68	8,44	0,00	27,80	4,56	2,26	45,44	11,16	0,62	12,42	
1246	QUINTA-RS	9819	POVNOV-RS	230,00	1	13,53	17,67	55,67	3,89	14,66	14,01	17,15	0,00	21,62	23,97	9,26	8,20	25,11	25,17	
1239	PMEDIC-RS	1188	BAGE2--RS	230,00	1	37,25	35,87	25,42	37,86	38,34	37,91	36,79	40,01	0,00	46,44	43,10	41,92	48,59	39,16	
1239	PMEDIC-RS	1194	CAMAQU-RS	230,00	1	56,29	54,55	39,30	58,12	56,93	59,58	55,67	60,39	63,80	0,00	65,78	63,59	68,57	59,85	
1239	PMEDIC-RS	1236	PELOT3-RS	230,00	1	43,65	45,09	3,14	43,61	41,87	41,38	46,85	41,18	51,23	55,51	0,00	57,56	56,04	37,80	
1239	PMEDIC-RS	1246	QUINTA-RS	230,00	1	43,81	46,92	23,06	40,19	42,91	42,22	40,25	36,46	53,73	59,08	67,42	0,00	60,04	44,30	
1239	PMEDIC-RS	1256	SCRUZ1-RS	230,00	1	62,91	60,80	46,54	63,95	64,65	64,05	62,19	67,19	72,03	74,22	72,09	70,12	0,00	65,91	
1236	PELOT3-RS	9569	CAMAQ3-RS	230,00	1	34,26	31,40	32,91	46,17	27,60	27,91	29,47	46,47	40,15	44,45	22,61	35,66	43,52	0,00	
1194	CAMAQU-RS	1199	GUAIB2-RS	230,00	1	34,45	32,68	16,98	36,32	35,07	37,70	33,86	38,59	42,15	20,82	44,09	42,03	46,61	38,16	
1188	BAGE2--RS	1230	LIVRA2-RS	230,00	1	19,86	18,47	8,39	20,49	20,98	20,54	19,42	22,66	20,92	30,60	25,84	24,68	32,60	21,84	

Legenda:

valor – carregamento nulo, linha que foi simulada a contingência

valor – linha de 230kV com o menor carregamento no caso simulado

valor – linha de transmissão com o maior carregamento no caso simulado

valor – linha de transmissão com carregamento superior a 80%

valor – linha de transmissão com carregamento superior a 100% (sobrecarga)

4.1.5 Geração Eólica em 100%

Seguindo os procedimentos de rede para a operação normal da área de 525kV e 230kV foram necessárias as seguintes ações de controle para se chegar ao ponto de operação dentro dos valores de tensão estabelecidos:

- Ligados os 2 bancos de capacitores 25Mvar de Quinta 230kV;
- Desligado 1 reator 50Mvar de Povo Novo 525kV;
- Desligado 1 reator 100Mvar de Marmeleiro 2 525kV;
- Desligado 1 reator 50Mvar de Santa Vitória do Palmar 525kV;
- Elevada a tensão de geração da UTE Candiota III para 1,02pu;
- Elevada para 1,02 pu a tensão de referência dos compensadores síncronos de Marmeleiro 2.

Os níveis de tensões resultantes das simulações dos casos em operação normal e em contingência são apresentados na Tabela 13.

Como pode ser observado na Tabela 13, para o instante após a contingência E2 não houve convergência no cálculo do fluxo de potência sem que fosse necessário o corte de carga ou de geração. Logo, não se pode verificar quais valores de tensão atingiram as barras da região logo após a contingência.

De forma a trazer as tensões das barras para valores dentro dos estabelecidos para operação em contingência ou operação normal, se possível, foram tomadas as seguintes ações de controle, seguindo os procedimentos de rede para operação em contingência:

- Interrompido o intercâmbio de energia através da conversora de Melo;
- Elevada a tensão de geração da UTE Candiota III para 1,02pu (geração máxima de reativa atingida – 160Mvar);
- Elevada para 1,03pu a tensão de referência dos compensadores síncronos de Marmeleiro 2;
- Elevada a tensão de 525kV de Povo Novo através da redução para 0,97pu da referência do *tap* do transformador 525/230kV da mesma;
- Elevada para 1,03pu a tensão de geração da Usina Hidrelétrica de Itaúba;
- Elevada a tensão de 230kV de Nova Santa Rita através do aumento para 1,07pu da referência do *tap* dos transformadores 525/230kV da mesma;

Os valores de tensão após as medidas de controle encontram-se na Tabela 14 e o resultado do fluxo de carga pode ser visto nos diagramas de rede conforme a Figura 4.

Tabela 13 – Níveis de tensão nas barras. Carga pesada e 100% de geração eólica

Nº Barra	Nome	Tensão [kV]	Tensão [pu]													
			O.N.	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	E10	E11	E12	E13
979	NSRITA-RS	525,00	1,02	1,02	NC	1,01	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,02	1,01	1,02
9818	POVNOV-RS	525,00	1,01	1,00	NC	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99	1,00	0,99	1,00
9820	MARME2-RS	525,00	0,99	0,98	NC	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,97	0,98	0,98	0,97	0,98
9822	SVPALM-RS	525,00	0,98	0,97	NC	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96	0,97
980	NSRITA-RS	230,00	1,04	1,04	NC	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
1188	BAGE2-RS	230,00	1,03	1,03	NC	1,03	1,03	1,03	1,04	1,03	1,01	1,02	1,03	1,03	1,02	1,03
1194	CAMAQU-RS	230,00	1,02	1,02	NC	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,02	1,01	1,01	1,00	1,02
1199	GUAIB2-RS	230,00	1,03	1,03	NC	1,03	1,02	1,03	1,03	1,03	1,02	1,03	1,02	1,03	1,02	1,03
1230	LIVRA2-RS	230,00	1,02	1,02	NC	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,00	1,01	1,01	1,00	1,01
1236	PELOT3-RS	230,00	1,01	1,03	NC	1,00	1,00	1,01	1,02	1,02	1,00	0,99	0,98	1,00	0,99	1,00
1239	PMEDIC-RS	230,00	1,03	1,04	NC	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,04	1,04	1,03	1,04
1246	QUINTA-RS	230,00	1,00	1,03	NC	0,99	1,00	1,00	0,99	1,01	0,99	0,98	0,99	0,99	0,98	0,99
1256	SCRUZ1-RS	230,00	1,01	1,02	NC	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,01	1,01	1,01	1,01
9569	CAMAQ3-RS	230,00	1,03	1,04	NC	1,03	1,01	1,02	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,03
9819	POVNOV-RS	230,00	1,01	1,03	NC	0,98	0,99	1,00	0,99	1,00	0,99	0,98	0,99	0,99	0,98	0,99

Legenda:

NC – Caso não convergente na simulação realizada

valor – Tensão no limite inferior (0,95) ou superior (1,05) de operação normal

valor – Tensão dentro dos limites de operação em contingência

valor – Tensão fora dos limites de operação aceitáveis

Tabela 14 – Tensões após ações de controle. Carga pesada e 100% de geração eólica

Nº Barra	Nome	Tensão [kV]	Tensão [pu]
			E2
979	NSRITA-RS	525,00	0,99
9818	POVNOV-RS	525,00	0,95
9820	MARME2-RS	525,00	0,95
9822	SVPALM-RS	525,00	0,94
980	NSRITA-RS	230,00	1,04
1188	BAGE2-RS	230,00	1,00
1194	CAMAQU-RS	230,00	1,00
1199	GUAIB2-RS	230,00	1,01
1230	LIVRA2-RS	230,00	1,00
1236	PELOT3-RS	230,00	0,93
1239	PMEDIC-RS	230,00	1,00
1246	QUINTA-RS	230,00	0,92
1256	SCRUZ1-RS	230,00	1,01
9569	CAMAQ3-RS	230,00	0,97
9819	POVNOV-RS	230,00	0,92

Legenda:

NC – Caso não convergente na simulação realizada

valor – Tensão no limite inferior (0,95) ou superior (1,05) de operação normal

valor – Tensão dentro dos limites de operação em contingência

valor – Tensão fora dos limites de operação aceitáveis

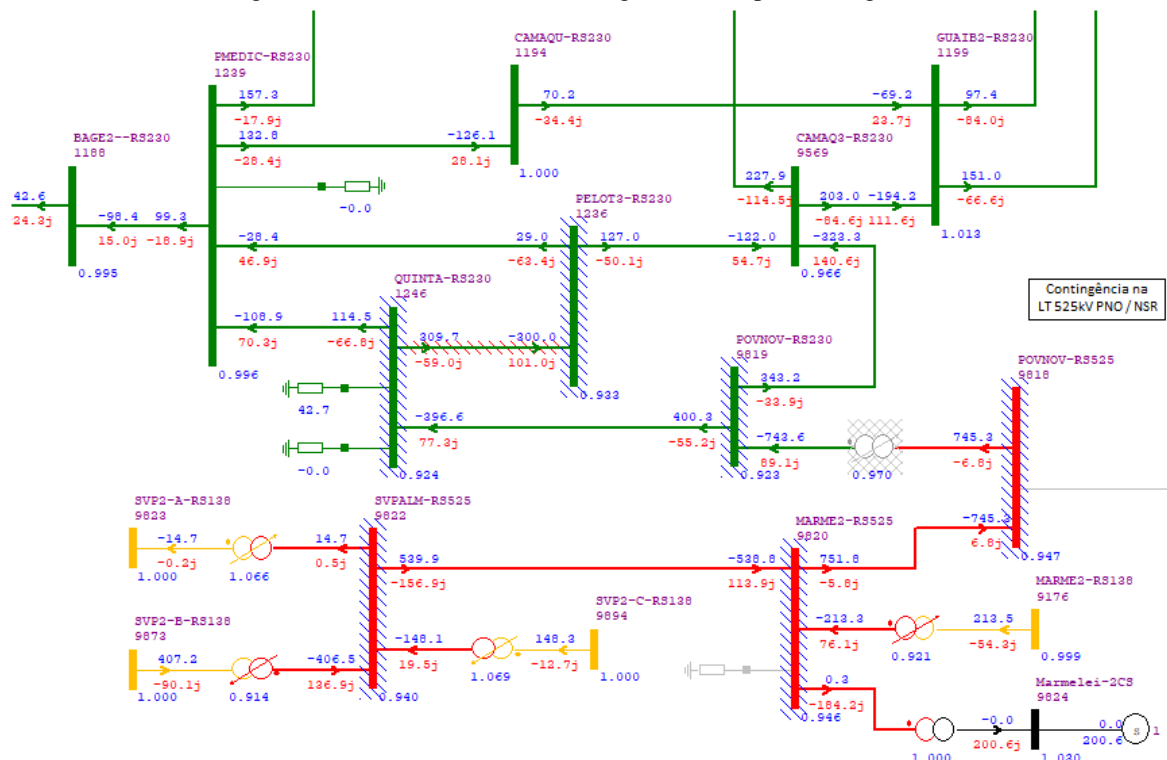
Na Tabela 14 verifica-se que seguindo a instrução de operação em contingência dos Procedimentos de Rede do ONS, conseguiu-se trazer os valores de tensão nas barras para dentro da faixa de operação em contingência, porém não se conseguiu deixar os níveis de tensão dentro da faixa da operação normal.

Em relação ao carregamento de transformadores, durante a contingência da linha de transmissão de 525kV Povo Novo / Nova Santa Rita todo o montante de geração dos parques eólicos conectados em Santa Vitória do Palmar e Marmeleiro 2 fluem através do único transformador de 525/230kV de Povo Novo, levando-o a uma sobrecarga de 10% de sua capacidade nominal (672MVA). Porém em regime de emergência o transformador encontra-se ainda dentro do limite aceitável que é de 20% de sobrecarga (807MVA).

A Tabela 15 apresenta o carregamento das linhas de transmissão. Observa-se que a linha de transmissão 230kV Quinta / Pelotas 3 entra em sobrecarga durante a contingência E2 e atinge um valor de carregamento de 116,76%. Outra linha que atinge carregamento alto durante essa contingência é a linha 230kV Camaquã 3 / Guaíba 2 que é uma das rotas de 230kV para escoamento das gerações eólicas para a sub-região metropolitana.

Para outros 12 dos 14 casos analisados a linha com maior carregamento é a de 230kV Presidente Médici / Santa Cruz 1 embora não atinja um valor de sobrecarga.

Figura 4 – Resultado do fluxo de carga de 6.1.5 após contingência E2



Fonte: Captura de tela do Software ANAREDE versão 10.01.03.

Tabela 15 – Carregamento das linhas. Carga pesada e 100% de geração eólica

Nº Barra DE	Nome Barra DE	Nº Barra PARA	Nome Barra PARA	Tensão [kV]	Nº Circ.	Carregamento [%]														
						O.N.	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	E10	E11	E12	E13	
9822	SVPALM-RS	9820	MARME2-RS	525,00	1	17,33	17,33	17,01	17,33	17,33	17,33	17,33	17,33	17,33	17,33	17,33	17,33	17,33	17,33	17,33
9820	MARME2-RS	9818	POVNOV-RS	525,00	1	23,25	23,12	22,75	23,17	23,20	23,23	23,21	23,24	23,19	23,17	23,19	23,21	23,16	23,21	
9818	POVNOV-RS	979	NSRITA-RS	525,00	1	20,80	23,07	0,00	23,19	22,13	21,85	21,53	19,63	22,03	22,27	19,91	19,82	22,67	21,76	
9819	POVNOV-RS	9569	CAMAQ3-RS	230,00	1	26,43	20,38	62,71	0,00	20,18	21,06	29,63	22,63	27,55	29,30	26,55	24,56	28,31	33,62	
9569	CAMAQ3-RS	980	NSRITA-RS	230,00	1	20,59	15,44	46,37	11,89	0,00	30,98	19,29	21,79	23,74	22,63	18,24	20,25	25,50	15,06	
9569	CAMAQ3-RS	1199	GUAIB2-RS	230,00	1	41,63	34,63	81,44	26,26	60,92	0,00	39,86	42,67	44,54	55,72	35,00	39,31	46,59	31,50	
1246	QUINTA-RS	1236	PELOT3-RS	230,00	1	25,02	12,74	116,76	41,88	20,68	22,04	0,00	39,74	18,35	16,44	53,86	10,62	15,33	5,37	
1246	QUINTA-RS	9819	POVNOV-RS	230,00	1	11,59	20,67	73,46	5,70	13,44	12,41	18,92	0,00	20,09	23,47	7,10	4,19	24,86	24,57	
1239	PMEDIC-RS	1188	BAGE2--RS	230,00	1	40,70	38,12	34,84	42,30	42,21	42,25	39,65	43,40	0,00	50,52	46,98	44,69	52,97	43,74	
1239	PMEDIC-RS	1194	CAMAQU-RS	230,00	1	59,81	56,52	50,28	62,28	60,75	63,93	58,38	63,89	68,31	0,00	68,76	66,12	73,67	64,03	
1239	PMEDIC-RS	1236	PELOT3-RS	230,00	1	40,31	43,24	15,02	40,29	37,98	37,37	47,45	37,84	48,74	53,09	0,00	52,06	53,80	33,56	
1239	PMEDIC-RS	1246	QUINTA-RS	230,00	1	36,23	42,99	48,02	31,33	35,18	34,15	28,70	29,00	47,19	52,38	57,50	0,00	53,63	36,90	
1239	PMEDIC-RS	1256	SCRUZ1-RS	230,00	1	67,67	63,41	59,74	69,02	70,09	68,99	66,06	71,96	77,96	80,31	76,38	73,94	0,00	71,23	
1236	PELOT3-RS	9569	CAMAQ3-RS	230,00	1	39,46	35,08	50,56	55,57	30,48	31,18	28,44	51,04	45,94	50,57	29,38	40,53	49,71	0,00	
1194	CAMAQU-RS	1199	GUAIB2-RS	230,00	1	37,33	34,66	28,96	39,87	38,23	41,33	35,93	41,27	45,77	20,82	46,05	43,59	50,73	41,55	
1188	BAGE2--RS	1230	LIVRA2-RS	230,00	1	23,13	20,74	18,17	25,24	24,71	25,15	22,05	25,88	20,92	34,35	29,94	27,25	36,71	26,68	

Legenda:

valor – carregamento nulo, linha que foi simulada a contingência

valor – linha de 230kV com o menor carregamento no caso simulado

valor – linha de transmissão com o maior carregamento no caso simulado

valor – linha de transmissão com carregamento superior a 80%

valor – linha de transmissão com carregamento superior a 100% (sobrecarga)

4.2 PERÍODO DE CARGA LEVE EM JUNHO DE 2017

No período de carga leve os equipamentos de controle de tensão da sub-região sul encontravam-se, inicialmente, nas seguintes condições:

- Reatores ligados:
 - 1 reator 100Mvar de Marmeleiro 2 525kV
 - 1 reator 50Mvar de Povo Novo 525kV
 - 1 reator 50Mvar de Santa Vitória do Palmar 525kV
 - 2 reatores 25Mvar de Alegrete 2 230kV
 - 1 reator 30Mvar de Livramento 2 230kV
 - 1 reator de 25Mvar de Quinta 230kV
 - 1 reator de 30Mvar de Presidente Médici
 - 1 reator 30Mvar de UTE Uruguaiana

- Tensão de geração:
 - 0,95pu na Usina de Itaúba
 - 0,97pu na UTE Candiota III

- Tensão de referência de compensador síncrono:
 - 0,97pu nos compensadores de Marmeleiro 2

- Referência de comutador sob carga de transformador:
 - 0,98pu no TR 525/230kV de Nova Santa Rita
 - 1,00pu no TR de 525/230kV de Povo Novo

4.2.1 Geração Eólica em 0%

Para este patamar de carga e geração eólica os níveis de tensão das barras da região sul se mantiveram dentro dos limites estabelecidos para a operação normal, não sendo necessária nenhuma ação de controle. A Tabela 16 apresenta os níveis de tensões resultantes das simulações dos casos em operação normal e em contingência.

Verifica-se que nas simulações de contingências, algumas barras apresentaram violações da tensão superior (sobretensão) para a contingência E8 (perda da LT 230kV

Presidente Médiçi / Bagé 2). A perda dessa linha de transmissão deixa a subestação de Bagé 2 230kV atendida radialmente através de Livramento 2 230kV. Fica evidente neste caso o comportamento capacitivo das linhas de transmissão da sub-região oeste devido ao baixo carregamento dessas linhas no patamar de carga leve e ao fato de serem linhas longas. O problema de sobretensão foi corrigido tomando as seguintes ações de controle:

- Ligado o reator 30Mvar de Maçambará 230kV;
- Reduzida a tensão de 230kV de Santo Ângelo através da redução para 0,91pu da referência do *tap* dos transformadores 525/230kV da mesma.

Tabela 16 – Níveis de tensão nas barras. Carga leve e 0% de geração eólica

Nº Barra	Nome	Tensão [kV]	Tensão [pu]													
			O.N.	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	E10	E11	E12	E13
979	NSRITA-RS	525,00	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,04
9818	POVNOV-RS	525,00	1,02	1,03	0,99	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,02	1,01	1,02	1,02	1,01	1,02
9820	MARME2-RS	525,00	1,01	1,01	0,99	1,00	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
9822	SVPALM-RS	525,00	1,01	1,02	0,99	1,00	1,01	1,01	1,01	1,02	1,00	1,00	1,00	1,01	1,00	1,00
980	NSRITA-RS	230,00	1,03	1,02	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
1188	BAGE2-RS	230,00	1,02	1,00	1,00	1,01	1,01	1,01	1,01	0,99	1,10	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00
1194	CAMAQU-RS	230,00	1,02	1,01	1,01	1,02	1,02	1,02	1,02	1,00	1,01	1,03	1,00	1,00	1,00	1,01
1199	GUAIB2-RS	230,00	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
1230	LIVRA2-RS	230,00	1,02	1,00	1,00	1,02	1,02	1,02	1,02	0,99	1,09	0,99	0,99	0,99	0,99	1,01
1236	PELOT3-RS	230,00	1,01	0,99	1,00	1,01	1,01	1,01	1,02	0,97	1,00	0,99	1,00	1,00	0,99	0,99
1239	PMEDIC-RS	230,00	1,01	0,99	0,99	1,01	1,01	1,01	1,01	0,98	0,99	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99
1246	QUINTA-RS	230,00	1,01	0,98	0,99	1,00	1,01	1,01	1,00	0,95	1,00	0,99	0,99	1,00	0,99	0,99
1256	SCRUZ1-RS	230,00	1,02	1,01	1,01	1,02	1,02	1,02	1,02	1,00	1,01	1,00	1,00	1,00	1,02	1,01
9569	CAMAQ3-RS	230,00	1,03	1,01	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,03	1,02	1,02	1,03
9819	POVNOV-RS	230,00	1,02	0,99	0,99	1,01	1,01	1,02	1,01	1,03	1,01	1,00	1,01	1,01	1,00	1,01

Legenda:

NC – Caso não convergente na simulação realizada

valor – Tensão no limite inferior (0,95) ou superior (1,05) de operação normal

valor – Tensão dentro dos limites de operação em contingência

valor – Tensão fora dos limites de operação aceitáveis

Para a contingência E7 (perda da LT 230kV Povo Novo / Quinta) a barra de Quinta 230kV atingiu o limite inferior de tensão para operação normal. O perfil de tensão foi facilmente corrigido através das seguintes ações de controle:

- Desligado o reator 30Mvar de Presidente Médiçi 230kV;
- Desligado o reator 25Mvar de Quinta 230kV.

A Tabela 17 apresenta os novos valores de tensão para as duas contingências após a tomada das ações de controle, conforme a instrução de operação dos procedimentos de rede do ONS.

Não houve sobrecarga de linhas para nenhum dos casos analisados. A Tabela 18 apresenta o carregamento das linhas resultantes das simulações dos casos em operação normal e em contingência.

Pode ser observado que a linha 230kV Presidente Médici / Quinta é a linha de 230kV com o maior carregamento em 10 dos 14 casos estudados. Tal carregamento é devido às baixas cargas da sub-região sul no período de carga leve e elevada geração sendo injetada na barra da subestação Presidente Médici 230kV através da UTE Candiota III e energia importada do Uruguai através da conversora de frequência de Melo, sendo essa linha uma das principais rotas do fluxo dessa geração para o Sistema Interligado Nacional seguindo a rota:

- Presidente Médici 230kV – Quinta 230kV – Povo Novo 230kV – Povo Novo 525kV – Nova Santa Rita 525kV (sub-região metropolitana)

Cabe observar ainda que a linha 230kV Presidente Médici / Quinta chega a atingir 92,8% de seu carregamento nominal durante a contingência E10 (perda da LT 230kV Presidente Médici / Pelotas 3) devido a divisão dos fluxos que antes passavam por ela para chegar ao SIN através da rota 230kV por Guaíba 2 para a sub-região metropolitana.

Tabela 17 – Tensões após ações de controle. Carga leve e 0% de geração eólica

Nº Barra	Nome	Tensão [kV]	Tensão [pu]	
			E7	E8
979	NSRITA-RS	525,00	1,04	1,04
9818	POVNOV-RS	525,00	1,04	1,02
9820	MARME2-RS	525,00	1,02	1,00
9822	SVPALM-RS	525,00	1,02	1,00
980	NSRITA-RS	230,00	1,02	1,02
1188	BAGE2-RS	230,00	1,03	1,05
1194	CAMAQU-RS	230,00	1,02	1,01
1199	GUAIB2-RS	230,00	1,02	1,02
1230	LIVRA2-RS	230,00	1,04	1,03
1236	PELOT3-RS	230,00	1,01	1,00
1239	PMEDIC-RS	230,00	1,02	0,99
1246	QUINTA-RS	230,00	1,00	1,00
1256	SCRUZ1-RS	230,00	1,01	1,01
9569	CAMAQ3-RS	230,00	1,03	1,03
9819	POVNOV-RS	230,00	1,04	1,01

Tabela 18 – Carregamento das linhas. Carga leve e 0% de geração eólica

Nº Barra DE	Nome Barra DE	Nº Barra PARA	Nome Barra PARA	Tensão [kV]	Nº Circ.	Carregamento [%]														
						O.N.	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	E10	E11	E12	E13	
9822	SVPALM-RS	9820	MARME2-RS	525,00	1	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,44	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45
9820	MARME2-RS	9818	POVNOV-RS	525,00	1	3,43	4,02	2,29	3,06	3,28	3,36	3,30	4,22	3,10	3,23	3,41	3,31	3,16	3,38	
9818	POVNOV-RS	979	NSRITA-RS	525,00	1	5,13	1,84	0,00	5,78	5,68	5,46	4,34	2,02	5,81	6,27	4,01	3,65	6,55	5,77	
9819	POVNOV-RS	9569	CAMAQ3-RS	230,00	1	8,36	18,95	18,61	0,00	6,35	7,00	6,33	5,85	9,00	10,25	8,34	5,93	9,37	13,21	
9569	CAMAQ3-RS	980	NSRITA-RS	230,00	1	10,25	20,39	20,01	8,59	0,00	14,24	12,39	13,37	12,00	11,44	6,22	9,21	13,94	5,79	
9569	CAMAQ3-RS	1199	GUAIB2-RS	230,00	1	15,72	30,62	30,01	12,66	25,52	0,00	18,68	18,39	17,30	27,79	6,81	11,39	19,57	8,02	
1246	QUINTA-RS	1236	PELOT3-RS	230,00	1	32,96	15,07	16,03	29,79	35,46	34,42	0,00	16,86	37,10	41,03	10,88	64,90	42,50	53,68	
1246	QUINTA-RS	9819	POVNOV-RS	230,00	1	35,42	19,26	19,52	32,56	36,20	35,70	26,91	0,00	40,94	45,04	28,34	22,99	45,96	44,83	
1239	PMEDIC-RS	1188	BAGE2--RS	230,00	1	25,26	29,48	29,35	25,52	25,91	25,53	26,56	35,10	0,00	34,74	35,07	35,13	36,35	26,77	
1239	PMEDIC-RS	1194	CAMAQU-RS	230,00	1	51,84	57,68	57,49	52,42	52,24	53,19	53,82	62,49	56,49	0,00	62,76	62,37	62,54	54,90	
1239	PMEDIC-RS	1236	PELOT3-RS	230,00	1	52,56	47,69	47,80	52,35	51,39	51,54	42,97	45,21	57,20	63,18	0,00	72,64	63,57	47,32	
1239	PMEDIC-RS	1246	QUINTA-RS	230,00	1	65,19	54,85	55,11	63,93	64,66	64,51	75,38	44,37	71,32	78,91	92,80	0,00	79,77	66,01	
1239	PMEDIC-RS	1256	SCRUZ1-RS	230,00	1	57,05	64,17	63,91	57,42	58,17	57,56	59,32	68,42	62,63	67,03	67,65	67,55	0,00	59,64	
1236	PELOT3-RS	9569	CAMAQ3-RS	230,00	1	31,20	41,20	40,80	34,49	26,91	28,23	47,10	63,54	35,13	40,55	16,16	33,03	39,51	0,00	
1194	CAMAQU-RS	1199	GUAIB2-RS	230,00	1	39,42	45,40	45,22	40,03	39,83	40,80	41,45	50,00	44,37	9,95	50,65	50,32	50,39	42,58	
1188	BAGE2--RS	1230	LIVRA2-RS	230,00	1	17,12	21,61	21,47	17,42	17,81	17,41	18,49	27,92	9,54	27,76	28,07	28,17	29,39	18,72	

Legenda:

valor – carregamento nulo, linha que foi simulada a contingência

valor – linha de 230kV com o menor carregamento no caso simulado

valor – linha de transmissão com o maior carregamento no caso simulado

valor – linha de transmissão com carregamento superior a 80%

valor – linha de transmissão com carregamento superior a 100% (sobrecarga)

4.2.2 Geração Eólica em 20%

Os níveis de tensão das barras da região sul se mantiveram dentro dos limites estabelecidos para a operação normal, não sendo necessária nenhuma ação de controle.

Novamente, nas simulações de contingências, as barras de 230kV de Bagé 2 e de Livramento 22 apresentaram violações da tensão superior (sobretensão) para a contingência E8 (perda da linha de transmissão 230kV Presidente Médici / Bagé 2). Os níveis de tensões resultantes das simulações dos casos em operação normal e em contingência são apresentados na Tabela 19.

A sobretensão das barras durante a contingência da LT 230kV Presidente Médici / Bagé 2 foi corrigida através das seguintes ações de controle:

- Ligado o reator 30Mvar de Maçambará 230kV
- Reduzida a tensão de 230kV de Santo Ângelo através da redução para 0,91pu da referência do *tap* dos transformadores 525/230kV da mesma;

A Tabela 20 apresenta os novos valores de tensão para a contingência após a realização das ações de controle, conforme procedimentos de rede do ONS.

Não houve sobrecarga de linhas para nenhum dos casos analisados. A Tabela 21 apresenta o carregamento das linhas resultantes das simulações dos casos em operação normal e em contingência.

O maior carregamento ocorreu novamente para a linha de 230kV Presidente Médici / Quinta para a contingência E10 e atingiu 87,69% de seu carregamento. Essa diminuição do fluxo no sentido Presidente Médici para Quinta é devido ao atendimento de parte das cargas pela injeção de geração eólica na barra de Povo Novo 525kV.

Enquanto que a geração térmica injetada na subestação Presidente Médici e a energia vinda através do intercâmbio do Uruguai passou a ser fluir em maior proporção para a sub-região centro através da linha 230kV Presidente Médici / Santa Cruz 1, sendo a linha mais carregada em 8 dos 14 casos analisados. Outras linhas de interligação da sub-região sul com as sub-regiões oeste e metropolitana também apresentaram aumento do seu carregamento percentual como pode ser observado nas linhas 230kV de Presidente Médici / Bagé 2, Camaquã / Guaíba 2, Camaquã 3 / Guaíba 2 e Camaquã 3 / Nova Santa Rita.

Tabela 19 – Níveis de tensão nas barras. Carga leve e 20% de geração eólica

Nº Barra	Nome	Tensão [kV]	Tensão [pu]													
			O.N.	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	E10	E11	E12	E13
979	NSRITA-RS	525,00	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,04
9818	POVNOV-RS	525,00	1,02	1,03	0,99	1,01	1,02	1,02	1,02	1,03	1,02	1,01	1,02	1,02	1,01	1,02
9820	MARME2-RS	525,00	1,00	1,01	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
9822	SVPALM-RS	525,00	1,01	1,02	0,98	1,00	1,00	1,01	1,00	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
980	NSRITA-RS	230,00	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
1188	BAGE2-RS	230,00	1,01	1,01	0,99	1,00	1,01	1,01	1,01	0,99	1,10	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00
1194	CAMAQU-RS	230,00	1,02	1,01	1,00	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,01	1,03	1,00	1,00	1,00	1,01
1199	GUAIB2-RS	230,00	1,02	1,02	1,01	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
1230	LIVRA2-RS	230,00	1,01	1,01	0,99	1,01	1,01	1,01	1,01	0,99	1,09	0,99	0,99	0,99	0,99	1,01
1236	PELOT3-RS	230,00	1,01	1,01	0,99	1,00	1,01	1,01	1,02	0,97	1,00	0,99	1,00	1,00	0,99	0,99
1239	PMEDIC-RS	230,00	1,00	1,00	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	0,98	0,99	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99
1246	QUINTA-RS	230,00	1,01	1,01	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	0,96	1,00	0,99	1,00	1,00	0,99	0,99
1256	SCRUZ1-RS	230,00	1,01	1,01	1,00	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,01	1,00	1,00	1,00	1,02	1,01
9569	CAMAQ3-RS	230,00	1,03	1,02	1,01	1,02	1,02	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,03	1,02	1,02	1,03
9819	POVNOV-RS	230,00	1,01	1,01	0,99	1,00	1,01	1,01	1,01	1,03	1,01	1,00	1,01	1,01	1,00	1,01

Legenda:

NC – Caso não convergente na simulação realizada

valor – Tensão no limite inferior (0,95) ou superior (1,05) de operação normal

valor – Tensão dentro dos limites de operação em contingência

valor – Tensão fora dos limites de operação aceitáveis

Tabela 20 – Tensões após ações de controle. Carga leve e 20% de geração eólica

Nº Barra	Nome	Tensão [kV]	Tensão [pu]
			E8
979	NSRITA-RS	525,00	1,04
9818	POVNOV-RS	525,00	1,02
9820	MARME2-RS	525,00	1,00
9822	SVPALM-RS	525,00	1,01
980	NSRITA-RS	230,00	1,02
1188	BAGE2-RS	230,00	1,05
1194	CAMAQU-RS	230,00	1,01
1199	GUAIB2-RS	230,00	1,02
1230	LIVRA2-RS	230,00	1,03
1236	PELOT3-RS	230,00	1,01
1239	PMEDIC-RS	230,00	1,00
1246	QUINTA-RS	230,00	1,01
1256	SCRUZ1-RS	230,00	1,01
9569	CAMAQ3-RS	230,00	1,03
9819	POVNOV-RS	230,00	1,01

Legenda:

NC – Caso não convergente na simulação realizada

valor – Tensão no limite inferior (0,95) ou superior (1,05) de operação normal

valor – Tensão dentro dos limites de operação em contingência

valor – Tensão fora dos limites de operação aceitáveis

Tabela 21 – Carregamento das linhas. Carga leve e 20% de geração eólica

Nº Barra DE	Nome Barra DE	Nº Barra PARA	Nome Barra PARA	Tensão [kV]	Nº Circ.	Carregamento [%]														
						O.N.	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	E10	E11	E12	E13	
9822	SVPALM-RS	9820	MARME2-RS	525,00	1	3,53	3,53	3,53	3,53	3,53	3,53	3,53	3,53	3,53	3,53	3,53	3,53	3,53	3,53	3,53
9820	MARME2-RS	9818	POVNOV-RS	525,00	1	5,87	6,31	5,40	5,84	5,82	5,88	5,86	6,38	5,84	5,92	5,94	5,88	5,87	5,89	
9818	POVNOV-RS	979	NSRITA-RS	525,00	1	8,97	5,14	0,00	9,86	9,81	9,47	8,18	5,40	9,66	10,16	7,71	7,28	10,50	9,75	
9819	POVNOV-RS	9569	CAMAQ3-RS	230,00	1	11,55	21,12	33,41	0,00	8,01	9,09	8,80	2,52	11,95	13,55	11,47	8,33	12,53	17,59	
9569	CAMAQ3-RS	980	NSRITA-RS	230,00	1	13,84	22,50	33,15	10,48	0,00	19,14	15,41	17,16	15,52	14,90	9,87	12,73	17,52	8,65	
9569	CAMAQ3-RS	1199	GUAIB2-RS	230,00	1	21,20	33,98	49,67	15,51	34,38	0,00	23,45	24,10	22,86	33,70	12,62	17,14	25,19	12,26	
1246	QUINTA-RS	1236	PELOT3-RS	230,00	1	25,62	10,37	11,16	19,63	28,91	27,48	0,00	21,48	30,17	34,16	16,21	55,34	35,72	49,25	
1246	QUINTA-RS	9819	POVNOV-RS	230,00	1	35,89	21,39	5,34	29,93	36,50	35,79	28,67	0,00	40,26	44,59	28,45	23,42	45,68	46,42	
1239	PMEDIC-RS	1188	BAGE2--RS	230,00	1	27,47	30,96	35,49	27,55	28,18	27,67	28,31	34,20	0,00	36,74	36,73	36,61	38,51	29,03	
1239	PMEDIC-RS	1194	CAMAQU-RS	230,00	1	54,07	59,03	65,26	54,80	54,51	55,86	55,50	65,06	58,91	0,00	64,44	63,74	65,07	57,49	
1239	PMEDIC-RS	1236	PELOT3-RS	230,00	1	50,69	46,41	41,43	50,56	49,04	49,22	43,24	43,80	55,93	61,89	0,00	69,41	62,34	44,64	
1239	PMEDIC-RS	1246	QUINTA-RS	230,00	1	61,16	52,13	41,66	59,37	60,29	60,07	68,79	41,18	68,18	75,75	87,69	0,00	76,68	61,90	
1239	PMEDIC-RS	1256	SCRUZ1-RS	230,00	1	59,83	65,99	73,55	60,32	61,35	60,53	61,60	71,48	65,80	70,09	69,97	69,55	0,00	62,82	
1236	PELOT3-RS	9569	CAMAQ3-RS	230,00	1	35,46	43,92	54,92	40,79	29,46	31,15	47,56	69,22	39,22	44,79	20,10	36,81	43,78	0,00	
1194	CAMAQU-RS	1199	GUAIB2-RS	230,00	1	41,80	46,76	52,99	42,45	42,17	43,52	43,16	52,85	46,80	9,95	52,32	51,68	52,85	45,22	
1188	BAGE2--RS	1230	LIVRA2-RS	230,00	1	19,51	23,20	28,07	19,55	20,22	19,67	20,34	26,68	9,54	29,80	29,79	29,69	31,62	21,13	

Legenda:

valor – carregamento nulo, linha que foi simulada a contingência

valor – linha de 230kV com o menor carregamento no caso simulado

valor – linha de transmissão com o maior carregamento no caso simulado

valor – linha de transmissão com carregamento superior a 80%

valor – linha de transmissão com carregamento superior a 100% (sobrecarga)

4.2.3 Geração Eólica em 50%

Seguindo os procedimentos de rede para a operação normal da área de 525kV e 230kV foram necessárias as seguintes ações de controle para se chegar ao ponto de operação dentro dos valores de tensão estabelecidos:

- Desligado o reator 25Mvar de Quinta 230kV;
- Desligado o reator 30Mvar de Presidente Médici 230kV;
- Elevada para 0,99pu a tensão de referência dos compensadores síncronos de Marmeleiro 2.

A Tabela 22 apresenta os níveis de tensões resultantes das simulações dos casos em operação normal e em contingência.

Tabela 22 – Níveis de tensão nas barras. Carga leve e 50% de geração eólica

Nº Barra	Nome	Tensão [kV]	Tensão [pu]													
			O.N.	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	E10	E11	E12	E13
979	NSRITA-RS	525,00	1,04	1,04	1,01	1,03	1,03	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
9818	POVNOV-RS	525,00	1,02	1,02	0,97	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,01	1,01	1,01	1,02	1,00	1,02
9820	MARME2-RS	525,00	1,00	1,00	0,96	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	1,00	0,99	1,00	1,00	0,99	1,00
9822	SVPALM-RS	525,00	1,00	1,00	0,96	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	0,99	0,99	1,00	1,00	0,99	1,00
980	NSRITA-RS	230,00	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,02	1,02	1,03	1,02	1,02	1,03	1,02
1188	BAGE2-RS	230,00	1,01	1,01	0,97	1,01	1,01	1,01	1,01	0,99	1,10	0,99	0,99	0,99	0,99	1,01
1194	CAMAQU-RS	230,00	1,02	1,01	0,97	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,03	1,00	1,00	1,00	1,01
1199	GUAIB2-RS	230,00	1,02	1,02	1,00	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
1230	LIVRA2-RS	230,00	1,01	1,00	0,96	1,01	1,01	1,01	1,01	0,99	1,09	0,99	0,99	0,99	0,98	1,00
1236	PELOT3-RS	230,00	1,01	1,01	0,97	1,01	1,01	1,01	1,02	0,99	1,00	0,99	1,01	1,00	0,99	1,00
1239	PMEDIC-RS	230,00	1,01	1,00	0,98	1,00	1,00	1,01	1,01	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00
1246	QUINTA-RS	230,00	1,01	1,00	0,96	1,00	1,01	1,01	1,01	0,98	1,00	0,99	1,00	1,01	0,99	1,00
1256	SCRUZ1-RS	230,00	1,01	1,01	0,98	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,01	1,00	1,00	1,00	1,02	1,01
9569	CAMAQ3-RS	230,00	1,03	1,02	0,97	1,02	1,02	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,03
9819	POVNOV-RS	230,00	1,02	1,00	0,97	1,00	1,01	1,01	1,01	1,03	1,01	1,00	1,01	1,01	1,00	1,01

Legenda:

NC – Caso não convergente na simulação realizada

valor – Tensão no limite inferior (0,95) ou superior (1,05) de operação normal

valor – Tensão dentro dos limites de operação em contingência

valor – Tensão fora dos limites de operação aceitáveis

As barras de 230kV de Bagé 2 e de Livramento 2 apresentaram novamente violações da tensão superior (sobretensão) para a contingência E8 (perda da LT 230kV Presidente Médici / Bagé 2). Esses níveis de tensões foram corrigidos através das seguintes ações de controle:

- Ligado o reator 30Mvar de Maçambará 230kV;
- Reduzida a tensão de 230kV de Santo Ângelo através da redução para 0,91pu da referência do *tap* dos transformadores 525/230kV da mesma.

A Tabela 23 apresenta os níveis de tensão das barras após as medidas de controle.

Tabela 23 – Tensões após ações de controle. Carga leve e 50% de geração eólica

Nº Barra	Nome	Tensão [kV]	Tensão [pu]
			E8
979	NSRITA-RS	525,00	1,04
9818	POVNOV-RS	525,00	1,02
9820	MARME2-RS	525,00	1,00
9822	SVPALM-RS	525,00	1,00
980	NSRITA-RS	230,00	1,03
1188	BAGE2-RS	230,00	1,05
1194	CAMAQU-RS	230,00	1,01
1199	GUAIB2-RS	230,00	1,02
1230	LIVRA2-RS	230,00	1,03
1236	PELOT3-RS	230,00	1,01
1239	PMEDIC-RS	230,00	1,00
1246	QUINTA-RS	230,00	1,01
1256	SCRUZ1-RS	230,00	1,00
9569	CAMAQ3-RS	230,00	1,03
9819	POVNOV-RS	230,00	1,02

Legenda:

NC – Caso não convergente na simulação realizada

valor – Tensão no limite inferior (0,95) ou superior (1,05) de operação normal

valor – Tensão dentro dos limites de operação em contingência

valor – Tensão fora dos limites de operação aceitáveis

Não houve sobrecarga de linhas para nenhum dos casos analisados. A Tabela 24 apresenta o carregamento das linhas em operação normal e durante as contingências.

O maior carregamento ocorreu para a linha de 230kV Presidente Médici / Santa Cruz 1 para a contingência E2 (perda da LT 525kV Povo Novo / Nova Santa Rita) e atingiu 87,72% de seu carregamento. Esta é também a linha mais carregada em 11 dos 14 casos analisados.

Também se verifica um aumento de carregamento percentual para as outras linhas de interligação da sub-região sul com as sub-regiões oeste e metropolitana.

Tabela 24 – Carregamento das linhas. Carga leve e 50% de geração eólica

Nº Barra DE	Nome Barra DE	Nº Barra PARA	Nome Barra PARA	Tensão [kV]	Nº Circ.	Carregamento [%]														
						O.N.	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	E10	E11	E12	E13	
9822	SVPALM-RS	9820	MARME2-RS	525,00	1	8,52	8,52	8,52	8,51	8,52	8,52	8,52	8,52	8,52	8,52	8,52	8,52	8,52	8,52	8,52
9820	MARME2-RS	9818	POVNOV-RS	525,00	1	12,38	12,48	11,90	12,25	12,31	12,34	12,35	12,56	12,39	12,36	12,40	12,38	12,33	12,28	
9818	POVNOV-RS	979	NSRITA-RS	525,00	1	14,92	12,06	0,00	16,47	16,18	15,68	14,47	11,41	15,73	16,27	13,75	13,39	16,67	15,96	
9819	POVNOV-RS	9569	CAMAQ3-RS	230,00	1	16,90	24,49	55,58	0,00	11,47	13,18	15,13	4,73	17,39	19,33	16,88	13,78	18,24	24,61	
9569	CAMAQ3-RS	980	NSRITA-RS	230,00	1	18,99	25,69	51,25	13,55	0,00	26,42	19,92	22,41	20,92	20,24	15,34	18,03	23,06	13,01	
9569	CAMAQ3-RS	1199	GUAIB2-RS	230,00	1	29,21	38,96	76,69	19,84	47,51	0,00	30,50	32,22	31,16	42,59	21,21	25,63	33,58	18,54	
1246	QUINTA-RS	1236	PELOT3-RS	230,00	1	14,62	6,17	48,77	7,42	19,25	17,27	0,00	32,69	19,83	23,53	24,60	41,21	25,23	42,27	
1246	QUINTA-RS	9819	POVNOV-RS	230,00	1	34,43	24,71	15,45	27,63	36,09	35,00	30,43	0,00	39,52	44,86	27,55	22,84	46,16	48,84	
1239	PMEDIC-RS	1188	BAGE2--RS	230,00	1	30,32	33,24	48,62	30,90	31,58	30,87	30,91	37,26	0,00	39,97	39,21	38,82	41,97	32,55	
1239	PMEDIC-RS	1194	CAMAQU-RS	230,00	1	57,15	61,11	76,58	58,68	57,91	59,87	58,02	68,30	62,60	0,00	66,92	65,79	69,09	61,50	
1239	PMEDIC-RS	1236	PELOT3-RS	230,00	1	47,69	44,33	30,93	47,42	45,56	45,78	43,62	41,21	53,96	59,71	0,00	64,63	60,25	40,43	
1239	PMEDIC-RS	1246	QUINTA-RS	230,00	1	54,87	47,79	20,74	51,65	53,85	53,54	59,11	36,10	63,46	70,58	80,18	0,00	71,62	55,44	
1239	PMEDIC-RS	1256	SCRUZ1-RS	230,00	1	63,98	68,76	87,72	64,90	66,09	64,94	64,97	75,71	70,59	74,89	73,41	72,53	0,00	67,68	
1236	PELOT3-RS	9569	CAMAQ3-RS	230,00	1	41,21	48,01	75,04	50,99	33,22	35,51	48,22	76,05	45,64	51,53	26,51	42,53	50,54	0,00	
1194	CAMAQU-RS	1199	GUAIB2-RS	230,00	1	44,84	48,88	63,48	46,44	45,62	47,57	45,72	55,99	50,49	9,95	54,79	53,73	56,81	49,33	
1188	BAGE2--RS	1230	LIVRA2-RS	230,00	1	22,50	25,65	42,39	23,14	23,86	23,10	23,14	29,97	9,54	33,19	32,38	32,00	35,27	24,92	

Legenda:

valor – carregamento nulo, linha que foi simulada a contingência

valor – linha de 230kV com o menor carregamento no caso simulado

valor – linha de transmissão com o maior carregamento no caso simulado

valor – linha de transmissão com carregamento superior a 80%

valor – linha de transmissão com carregamento superior a 100% (sobrecarga)

4.2.4 Geração Eólica em 70%

Seguindo os procedimentos de rede para a operação normal da área de 525kV e 230kV foram necessárias as seguintes ações de controle para se chegar ao ponto de operação dentro dos valores de tensão estabelecidos:

- Desligado o reator 25Mvar de Quinta 230kV;
- Desligado o reator 30Mvar de Presidente Médici 230kV;
- Ligado 1 banco de capacitor 25Mvar de Quinta 230kV;
- Elevada a tensão de geração da UTE Candiota III para 1,00pu;
- Elevada a tensão de 525kV de Povo Novo através da redução da referência do *tap* do transformador 525/230kV para 0,99pu;
- Elevada para 1,01pu a tensão de referência dos compensadores síncronos de Marmeleiro 2.

A Tabela 25 apresenta os níveis de tensões resultantes das simulações dos casos em operação normal e em contingência.

Tabela 25 – Níveis de tensão nas barras. Carga leve e 70% de geração eólica

Nº Barra	Nome	Tensão [kV]	Tensão [pu]													
			O.N.	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	E10	E11	E12	E13
979	NSRITA-RS	525,00	1,03	1,03	0,99	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,03	1,03	1,02	1,03
9818	POVNOV-RS	525,00	1,01	1,01	0,93	1,00	1,00	1,00	1,00	1,02	1,00	0,99	1,00	1,01	0,99	1,00
9820	MARME2-RS	525,00	0,99	1,00	0,94	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	0,99	0,98	0,99	0,99	0,98	0,99
9822	SVPALM-RS	525,00	0,99	1,00	0,93	0,98	0,99	0,99	0,99	1,00	0,99	0,98	0,99	0,99	0,98	0,99
980	NSRITA-RS	230,00	1,03	1,02	1,03	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03	1,02	1,03	1,02	1,02	1,03	1,02
1188	BAGE2-RS	230,00	1,00	0,99	0,96	0,99	0,99	0,99	1,00	0,97	1,10	0,97	0,98	0,98	0,97	0,99
1194	CAMAQU-RS	230,00	1,01	1,00	0,95	1,00	1,00	1,00	1,01	0,98	0,99	1,03	0,99	0,99	0,98	1,00
1199	GUAIB2-RS	230,00	1,02	1,02	0,99	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,02
1230	LIVRA2-RS	230,00	1,00	0,99	0,94	0,99	0,99	1,00	1,00	0,97	1,09	0,97	0,98	0,98	0,97	0,99
1236	PELOT3-RS	230,00	1,00	0,99	0,93	0,99	1,00	1,00	1,01	0,96	0,99	0,98	0,99	0,99	0,98	0,99
1239	PMEDIC-RS	230,00	0,99	0,98	0,97	0,99	0,99	0,99	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,98	0,97	0,98
1246	QUINTA-RS	230,00	1,00	0,98	0,93	0,99	0,99	0,99	0,99	0,96	0,98	0,98	0,99	1,00	0,97	0,98
1256	SCRUZ1-RS	230,00	1,01	1,00	0,97	1,00	1,00	1,00	1,01	0,99	1,00	0,99	0,99	1,00	1,02	1,00
9569	CAMAQ3-RS	230,00	1,02	1,01	0,93	1,02	1,01	1,01	1,02	1,01	1,01	1,01	1,02	1,02	1,01	1,02
9819	POVNOV-RS	230,00	1,00	0,99	0,93	0,99	1,00	1,00	1,00	1,02	0,99	0,99	1,00	1,00	0,98	0,99

Legenda:

NC – Caso não convergente na simulação realizada

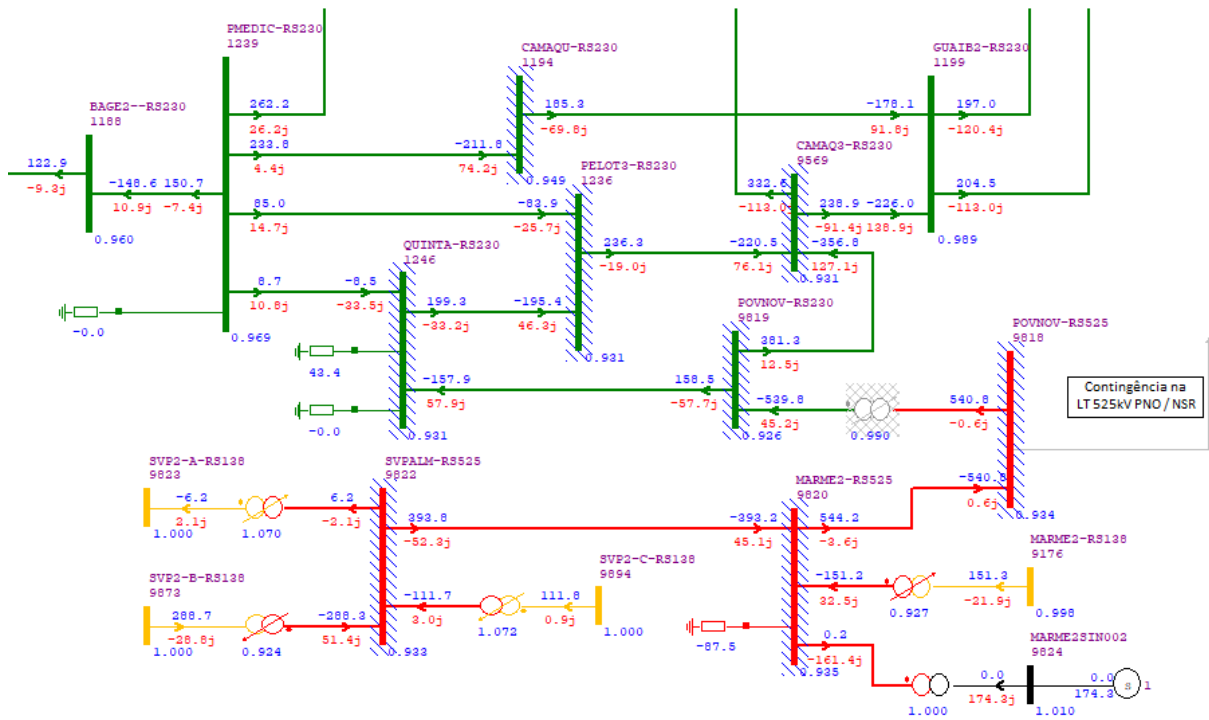
valor – Tensão no limite inferior (0,95) ou superior (1,05) de operação normal

valor – Tensão dentro dos limites de operação em contingência

valor – Tensão fora dos limites de operação aceitáveis

Como observado na Tabela 25, para o ponto de operação em que se encontrava o sistema e ao simular a contingência E2 (perda da LT 525kV Povo Novo / Nova Santa Rita) os níveis de tensões se mantiveram dentro dos limites estabelecidos para contingências (tensões entre 0,90pu e 1,05pu). O fluxo de potência resultante da simulação após a contingência E2 (perda da LT 525kV Povo Novo / Nova Santa Rita) é apresentado na Figura 5.

Figura 5 – Resultado do fluxo de carga para 6.2.4 após contingência E2



Fonte: Captura de tela do Software ANAREDE versão 10.01.03.

Como já discutido na Seção 4.1.4, a subtensão nessa área ocorre devido à perda de uma das principais rotas de escoamento da geração eólica da região sul para o SIN e devido a característica desta geração ser basicamente composta por potência ativa, ou seja, com pouca contribuição de reativos para ajudar a elevar o perfil de tensão da área.

De forma a trazer as tensões das barras para valores dentro dos estabelecidos para operação normal (entre 0,95 e 1,05), foram realizadas as seguintes ações de controle, seguindo os procedimentos de rede para operação em contingência:

- Interrompido o intercâmbio de energia através da conversora de Melo;
- Ligado o segundo banco de capacitor 25Mvar de Quinta 230kV;
- Elevada a tensão de geração da UTE Candiota III para 1,02pu;

- Elevada a tensão de 525kV de Povo Novo através da redução da referência do *tap* do transformador 525/230kV para 0,97pu;
- Elevada para 1,02pu a tensão de referência dos compensadores síncronos de Marmeleiro 2.

As barras de 230kV de Bagé 2 e de Livramento 2 apresentaram novamente violações da tensão superior (sobretensão) para a contingência E8. Os níveis de tensões foram corrigidos através das seguintes ações de controle:

- Ligado o reator 30Mvar de Maçambará 230kV;
- Reduzida a tensão de 230kV de Santo Ângelo através da redução para 0,91pu da referência do *tap* dos transformadores 525/230kV da mesma.

A Tabela 26 apresenta os níveis de tensão das barras após as medidas de controle.

Tabela 26 – Tensões após ações de controle. Carga leve e 70% de geração eólica

Nº Barra	Nome	Tensão [kV]	Tensão [pu]	
			E2	E8
979	NSRITA-RS	525,00	1,03	1,03
9818	POVNOV-RS	525,00	1,00	1,02
9820	MARME2-RS	525,00	0,99	1,00
9822	SVPALM-RS	525,00	0,99	1,00
980	NSRITA-RS	230,00	1,03	1,02
1188	BAGE2-RS	230,00	1,04	1,05
1194	CAMAQU-RS	230,00	1,03	1,00
1199	GUAIB2-RS	230,00	1,02	1,02
1230	LIVRA2-RS	230,00	1,03	1,03
1236	PELOT3-RS	230,00	1,02	1,00
1239	PMEDIC-RS	230,00	1,03	0,98
1246	QUINTA-RS	230,00	1,02	1,00
1256	SCRUZ1-RS	230,00	1,02	1,00
9569	CAMAQ3-RS	230,00	1,01	1,02
9819	POVNOV-RS	230,00	1,01	1,00

Legenda:

NC – Caso não convergente na simulação realizada

valor – Tensão no limite inferior (0,95) ou superior (1,05) de operação normal

valor – Tensão dentro dos limites de operação em contingência

valor – Tensão fora dos limites de operação aceitáveis

Não houve sobrecarga de linhas para nenhum dos casos analisados. A Tabela 27 apresenta o carregamento das linhas em operação normal e durante as contingências.

Tabela 27 – Carregamento das linhas. Carga leve e 70% de geração eólica

Nº Barra DE	Nome Barra DE	Nº Barra PARA	Nome Barra PARA	Tensão [kV]	Nº Circ.	Carregamento [%]														
						O.N.	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	E10	E11	E12	E13	
9822	SVPALM-RS	9820	MARME2-RS	525,00	1	12,02	12,02	12,02	12,02	12,02	12,02	12,02	12,02	12,02	12,02	12,02	12,02	12,02	12,02	12,02
9820	MARME2-RS	9818	POVNOV-RS	525,00	1	16,70	16,80	16,60	16,69	16,69	16,75	16,72	16,81	16,70	16,68	16,77	16,80	16,72	16,78	
9818	POVNOV-RS	979	NSRITA-RS	525,00	1	18,90	16,60	0,00	20,75	20,37	19,75	18,63	15,33	19,79	20,32	17,73	17,40	20,67	19,91	
9819	POVNOV-RS	9569	CAMAQ3-RS	230,00	1	20,78	26,53	52,76	0,00	13,97	15,99	19,72	7,88	21,37	23,36	20,63	17,51	22,13	28,96	
9569	CAMAQ3-RS	980	NSRITA-RS	230,00	1	22,64	27,69	42,19	15,58	0,00	31,27	23,03	26,13	24,74	23,97	19,01	21,52	26,66	15,65	
9569	CAMAQ3-RS	1199	GUAIB2-RS	230,00	1	34,60	42,26	68,32	22,72	56,26	0,00	35,22	37,39	36,71	48,60	26,87	31,23	39,04	22,66	
1246	QUINTA-RS	1236	PELOT3-RS	230,00	1	8,35	2,40	81,11	6,32	12,99	10,48	0,00	41,82	12,98	16,64	30,12	33,68	17,71	37,86	
1246	QUINTA-RS	9819	POVNOV-RS	230,00	1	35,48	26,70	47,36	25,56	36,56	34,62	32,53	0,00	40,91	46,25	27,73	22,24	46,66	48,82	
1239	PMEDIC-RS	1188	BAGE2--RS	230,00	1	32,63	34,56	25,21	33,10	33,99	33,04	32,83	39,87	0,00	42,34	40,98	40,32	44,33	34,52	
1239	PMEDIC-RS	1194	CAMAQU-RS	230,00	1	59,43	62,16	47,52	61,09	60,21	62,39	59,77	71,03	65,29	0,00	68,54	67,03	72,05	63,92	
1239	PMEDIC-RS	1236	PELOT3-RS	230,00	1	45,79	44,01	2,01	45,93	43,52	44,11	43,93	38,37	52,49	58,18	0,00	62,15	58,61	37,92	
1239	PMEDIC-RS	1246	QUINTA-RS	230,00	1	50,82	47,03	24,95	47,82	50,07	50,33	53,39	29,47	60,00	67,05	75,73	0,00	67,66	51,52	
1239	PMEDIC-RS	1256	SCRUZ1-RS	230,00	1	66,70	70,09	57,03	67,62	69,09	67,60	67,11	78,81	73,81	78,00	75,48	74,20	0,00	70,85	
1236	PELOT3-RS	9569	CAMAQ3-RS	230,00	1	45,67	50,83	52,48	57,78	36,02	38,67	49,13	80,94	50,45	56,37	31,18	46,56	54,87	0,00	
1194	CAMAQU-RS	1199	GUAIB2-RS	230,00	1	47,42	50,12	34,99	49,10	48,19	50,34	47,74	59,30	53,54	9,95	56,75	55,26	59,37	51,42	
1188	BAGE2--RS	1230	LIVRA2-RS	230,00	1	25,06	27,10	16,90	25,55	26,50	25,48	25,25	32,83	9,54	35,79	34,34	33,66	37,70	26,99	

Legenda:

- valor – carregamento nulo, linha que foi simulada a contingência
- valor – linha de 230kV com o menor carregamento no caso simulado
- valor – linha de transmissão com o maior carregamento no caso simulado
- valor – linha de transmissão com carregamento superior a 80%
- valor – linha de transmissão com carregamento superior a 100% (sobrecarga)

4.2.5 Geração Eólica em 100%

Seguindo os procedimentos de rede para a operação normal da área de 525kV e 230kV foram necessárias as seguintes ações de controle para se chegar ao ponto de operação dentro dos valores de tensão estabelecidos:

- Desligado o reator 25Mvar de Quinta 230kV;
- Desligado o reator 30Mvar de Presidente Médici 230kV;
- Ligados os 2 bancos de capacitores 25Mvar de Quinta 230kV;
- Elevada a tensão de geração da UTE Candiota III para 1,01pu;
- Elevada para 1,04pu a tensão de referência dos compensadores síncronos de Marmeleiro 2;
- Desligado o reator 100Mvar de Marmeleiro 2 525kV.

A Tabela 28 apresenta os níveis de tensões resultantes das simulações dos casos em operação normal e em contingência.

Tabela 28 – Níveis de tensão nas barras. Carga leve e 100% de geração eólica

Nº Barra	Nome	Tensão [kV]	Tensão [pu]													
			O.N.	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	E10	E11	E12	E13
979	NSRITA-RS	525,00	1,02	1,02	NC	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,02	1,02	1,01	1,02
9818	POVNOV-RS	525,00	0,99	0,99	NC	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98	0,99	0,99	0,97	0,98
9820	MARME2-RS	525,00	0,98	0,97	NC	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,97	0,96	0,97	0,97	0,96	0,97
9822	SVPALM-RS	525,00	0,97	0,96	NC	0,96	0,96	0,96	0,96	0,97	0,96	0,96	0,96	0,97	0,96	0,96
980	NSRITA-RS	230,00	1,03	1,03	NC	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,02	1,02	1,03	1,02
1188	BAGE2-RS	230,00	1,03	1,03	NC	1,02	1,02	1,02	1,03	1,01	1,10	1,00	1,01	1,01	1,00	1,02
1194	CAMAQU-RS	230,00	1,02	1,02	NC	1,01	1,01	1,01	1,02	1,00	1,00	1,03	1,00	1,00	0,99	1,01
1199	GUAIB2-RS	230,00	1,02	1,02	NC	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,02
1230	LIVRA2-RS	230,00	1,01	1,02	NC	1,01	1,01	1,01	1,01	0,99	1,09	0,98	1,00	1,00	0,98	1,00
1236	PELOT3-RS	230,00	1,01	1,03	NC	1,00	1,01	1,01	1,02	1,00	1,00	0,99	0,99	1,00	0,98	1,00
1239	PMEDIC-RS	230,00	1,02	1,03	NC	1,02	1,02	1,02	1,03	1,02	1,01	1,00	1,01	1,01	1,01	1,02
1246	QUINTA-RS	230,00	1,00	1,03	NC	0,99	0,99	1,00	0,99	1,00	0,99	0,98	0,99	0,99	0,97	0,99
1256	SCRUZ1-RS	230,00	1,01	1,01	NC	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,02	1,01
9569	CAMAQ3-RS	230,00	1,02	1,03	NC	1,02	1,01	1,01	1,02	1,01	1,01	1,00	1,01	1,01	1,00	1,02
9819	POVNOV-RS	230,00	1,00	1,03	NC	0,98	0,99	0,99	0,99	1,00	0,99	0,98	0,99	0,99	0,97	0,99

Legenda:

NC – Caso não convergente na simulação realizada

valor – Tensão no limite inferior (0,95) ou superior (1,05) de operação normal

valor – Tensão dentro dos limites de operação em contingência

valor – Tensão fora dos limites de operação aceitáveis

Como pode ser observado na Tabela 28, para o instante após a contingência E2 não houve convergência no cálculo do fluxo de potência sem que fosse necessário o corte de carga ou de geração. Portanto não se tem como verificar quais valores de tensão atingiram as barras da região logo após a contingência. Nesta condição de operação, para obter uma solução viável, deve-se realizar o corte de carga, solução extrema e não desejável, ou reduzir o despacho das usinas eólicas. Para este tipo de situação a ONS elabora esquemas especiais de proteção.

De forma a trazer as tensões das barras para valores dentro dos estabelecidos, para operação em contingência ou operação normal, se possível, foram tomadas as seguintes ações de controle:

- Interrompido o intercâmbio de energia através da conversora de Melo;
- Desligado 1 reator 25Mvar de Alegrete 2 230kV;
- Desligado o reator 30Mvar de Livramento 2 230kV;
- Ligado o reator 30Mvar de Maçambará 230kV para evitar sobretensões na sub-região oeste;
- Elevada a tensão de 525kV de Povo Novo através da redução para 0,93pu da referência do *tap* do transformador 525/230kV da mesma;
- Elevada para 1,04pu a tensão de geração da Usina Hidrelétrica de Itaúba;
- UTE Candiota III fornecendo o máximo de reativos (160Mvar);
- Compensadores síncronos de Marmeleiro 2 525kV fornecendo o máximo de reativos para o sistema (200Mvar);
- Elevada a tensão de 230kV de Nova Santa Rita através do aumento para 1,07pu da referência do *tap* dos transformadores 525/230kV da mesma;
- Desligado o reator de linha 50Mvar de Povo Novo / Marmeleiro 2 525kV;
- Desligado o reator de linha 50Mvar de Santa Vitória do Palmar / Marmeleiro 2 525kV.

As barras de 230kV de Bagé 2 e de Livramento 2 apresentaram violações da tensão superior (sobretensão) para a contingência E8. Os níveis de tensões foram corrigidos através das seguintes ações de controle:

- Ligado o reator 30Mvar de Maçambará 230kV;
- Reduzida a tensão de 230kV de Santo Ângelo através da redução para 0,91pu da referência do *tap* dos transformadores 525/230kV da mesma.

A Tabela 29 apresenta os níveis de tensão das barras após as medidas de controle.

Tabela 29 – Tensões após ações de controle. Carga leve e 100% de geração eólica

Nº Barra	Nome	Tensão [kV]	Tensão [pu]	
			E2	E8
979	NSRITA-RS	525,00	0,99	1,03
9818	POVNOV-RS	525,00	0,96	1,00
9820	MARME2-RS	525,00	0,96	0,98
9822	SVPALM-RS	525,00	0,96	0,97
980	NSRITA-RS	230,00	1,04	1,02
1188	BAGE2-RS	230,00	0,99	1,05
1194	CAMAQU-RS	230,00	0,99	1,01
1199	GUAIB2-RS	230,00	1,00	1,02
1230	LIVRA2-RS	230,00	1,02	1,03
1236	PELOT3-RS	230,00	0,91	1,00
1239	PMEDIC-RS	230,00	0,97	1,02
1246	QUINTA-RS	230,00	0,90	0,99
1256	SCRUZ1-RS	230,00	1,01	1,00
9569	CAMAQ3-RS	230,00	0,93	1,01
9819	POVNOV-RS	230,00	0,90	0,98

Legenda:

NC – Caso não convergente na simulação realizada

valor – Tensão no limite inferior (0,95) ou superior (1,05) de operação normal

valor – Tensão dentro dos limites de operação em contingência

valor – Tensão fora dos limites de operação aceitáveis

Na Tabela 29 verifica-se que seguindo a instrução de operação em contingência dos Procedimentos de Rede do ONS, conseguiu-se trazer os valores de tensão nas barras para dentro da faixa de operação em contingência, porém não se conseguiu deixar os níveis de tensão dentro da faixa da operação normal.

Em relação ao carregamento de transformadores, durante a contingência da linha de transmissão de 525kV Povo Novo / Nova Santa Rita todo o montante de geração dos parques eólicos conectados em Santa Vitória do Palmar e Marmeleiro 2 fluem através do único transformador de 525/230kV de Povo Novo, levando-o a uma sobrecarga de 10% de sua capacidade nominal (672MVA). Porém em regime de emergência o transformador encontra-se ainda dentro do limite aceitável que é de 20% de sobrecarga (807MVA).

A Tabela 30 apresenta o carregamento das linhas de transmissão. Observa-se que a linha de transmissão 230kV Quinta / Pelotas 3 entra em sobrecarga durante a contingência E2 e atinge um valor de carregamento de 118,41%.

Outro carregamento alto durante essa contingência é o da linha 230kV Camaquã 3 / Guaíba 2 atingindo 93,51%. Essa linha que é uma das rotas de rotas de 230kV para escoamento das gerações eólicas para o SIN.

Tabela 30 – Carregamento das linhas. Carga leve e 100% de geração eólica

Nº Barra DE	Nome Barra DE	Nº Barra PARA	Nome Barra PARA	Tensão [kV]	Nº Circ.	Carregamento [%]															
						O.N.	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	E10	E11	E12	E13		
9822	SVPALM-RS	9820	MARME2-RS	525,00	1	17,55	17,55	17,56	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55
9820	MARME2-RS	9818	POVNOV-RS	525,00	1	23,47	23,42	23,29	23,47	23,49	23,49	23,53	23,48	23,49	23,49	23,54	23,47	23,47	23,48		
9818	POVNOV-RS	979	NSRITA-RS	525,00	1	24,50	23,40	0,00	27,06	26,44	25,60	24,81	21,12	25,73	26,26	23,74	23,28	26,57	25,80		
9819	POVNOV-RS	9569	CAMAQ3-RS	230,00	1	26,50	29,36	72,41	0,00	18,27	20,84	27,06	14,77	27,02	28,89	26,05	24,00	28,52	35,52		
9569	CAMAQ3-RS	980	NSRITA-RS	230,00	1	27,55	30,09	61,31	18,11	0,00	37,70	26,75	30,80	29,66	28,66	23,92	26,60	33,10	19,82		
9569	CAMAQ3-RS	1199	GUAIB2-RS	230,00	1	42,33	46,36	93,51	26,41	67,48	0,00	41,29	44,95	44,14	56,28	34,51	39,32	46,30	28,52		
1246	QUINTA-RS	1236	PELOT3-RS	230,00	1	12,17	11,34	118,41	28,70	15,51	14,91	0,00	52,36	12,07	11,97	38,88	17,52	14,26	30,59		
1246	QUINTA-RS	9819	POVNOV-RS	230,00	1	32,63	29,51	67,24	24,00	35,65	33,52	34,10	0,00	40,24	45,34	26,89	22,53	46,62	49,49		
1239	PMEDIC-RS	1188	BAGE2--RS	230,00	1	35,44	36,32	38,77	36,19	37,33	37,42	36,12	43,79	0,00	46,00	43,55	42,41	49,59	41,10		
1239	PMEDIC-RS	1194	CAMAQU-RS	230,00	1	62,80	64,09	59,01	65,26	63,91	66,97	62,11	74,14	69,82	0,00	71,53	69,78	76,95	68,29		
1239	PMEDIC-RS	1236	PELOT3-RS	230,00	1	41,93	41,23	17,80	41,87	38,67	38,69	43,94	34,88	49,07	55,12	0,00	55,31	55,94	32,59		
1239	PMEDIC-RS	1246	QUINTA-RS	230,00	1	42,89	41,35	53,01	38,13	41,44	40,45	40,61	22,59	52,28	59,73	64,85	0,00	60,99	43,32		
1239	PMEDIC-RS	1256	SCRUZ1-RS	230,00	1	71,56	73,23	71,01	73,02	74,79	73,08	71,03	83,42	80,14	84,75	80,54	78,69	0,00	76,35		
1236	PELOT3-RS	9569	CAMAQ3-RS	230,00	1	50,88	53,79	69,64	66,22	38,31	41,69	47,91	84,97	55,77	61,64	37,35	51,34	61,49	0,00		
1194	CAMAQU-RS	1199	GUAIB2-RS	230,00	1	50,15	51,32	47,07	52,48	51,04	54,03	49,28	61,12	56,92	9,95	58,32	56,69	63,59	55,32		
1188	BAGE2--RS	1230	LIVRA2-RS	230,00	1	27,97	28,91	32,26	28,77	30,01	30,10	28,67	36,96	9,54	39,43	36,79	35,56	43,32	34,18		

Legenda:

valor – carregamento nulo, linha que foi simulada a contingência

valor – linha de 230kV com o menor carregamento no caso simulado

valor – linha de transmissão com o maior carregamento no caso simulado

valor – linha de transmissão com carregamento superior a 80%

valor – linha de transmissão com carregamento superior a 100% (sobrecarga)

5 CONCLUSÃO

Foi realizada neste trabalho a análise em regime permanente, utilizando o programa de fluxo de potência do software ANAREDE, da sub-região sul do estado do Rio Grande do Sul, local onde foram conectados recentemente diversos parques eólicos. Foram inseridos no estudo a análise de diversos montantes de geração e a análise de contingências, de forma a verificar a influência dos parques eólicos na região e se existiam condições que comprometessem a segurança e os limites estabelecidos dos equipamentos da transmissão.

De acordo com os resultados e discussões realizadas no Capítulo 4, pode-se fazer as seguintes observações do sistema estudado:

- com geração elevada nos Conjuntos Eólicos conectados em Santa Vitória do Palmar e em Marmeleiro 2, tanto para o período de carga leve quanto para o de carga pesada, durante a contingência da LT 525kV Povo Novo / Nova Santa Rita ocorre sobrecarga de 10% na transformação 525/230kV da subestação Povo Novo;
- embora o valor da sobrecarga seja tolerável para o regime de emergência, fica claro a necessidade de expansão da capacidade de transformação na subestação de Povo Novo;
- com importação de energia do Uruguai pela Conversora de Melo e geração elevada no Complexo Termelétrico Candiota III e nos conjuntos eólicos da sub-região sul, tanto para o período de carga leve quanto para o de carga pesada, durante a contingência da LT 525kV Povo Novo / Nova Santa Rita ocorre subtensão nas barras de 525kV e 230kV nas subestações da subárea Sul do Rio Grande do Sul e sobrecarga da linha de transmissão 230kV Pelotas 3 / Quinta;
- para os cenários de 100% de geração eólica na região, não houve convergência no cálculo do fluxo de potência para o momento após a contingência da LT 525kV Povo Novo / Nova Santa Rita. Porém, para os cenários com 70% da geração eólica em que houve convergência do resultado do fluxo de potência, as barras da região atingiram valores muito próximos dos mínimos aceitáveis para a operação em contingência. O que leva a crer que para patamares de geração eólica superior a este caso, as tensões das barras da região devem atingir valores que violem os níveis de tensões aceitáveis.

Faz-se necessário então a tomada de medidas para evitar que as subestações da região atinjam tais valores de subtensão e que evite a sobrecarga de equipamentos, que podem ser:

- a criação de esquemas especiais de limitação ou de corte de geração dos parques eólicos de acordo com o ponto em que opera o sistema. (Solução de curto prazo);
- expansão do sistema de transmissão da região sul (transformadores e linhas de transmissão) – criação de novas rotas para escoamento da geração para o SIN em 525kV (principalmente) e em 230kV. (Solução de longo prazo).

SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

De forma a complementar o estudo realizado na região, verificar outros cenários de carga como por exemplo, os meses do verão, onde o período de carga pesada é mais expressivo que o mês de estudo nesse trabalho. Os cenários podem ainda incluir a exportação de energia ou a transferência nula através das conversoras de Melo e de Riveira.

Outra forma de complementar o estudo da região é, partindo da solução do fluxo de potência dos casos vistos nesse trabalho, realizar a análise dinâmica da região. Pode-se utilizar para isto o software ANATEM também desenvolvido pela CEPEL.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CÂMARA DE COMÉRCIO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Boletim InfoMercado mensal – Ano contábil 2017**. Disponível em:

https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado

Acesso em fevereiro de 2018.

CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL) – **Programa de Análise de Redes – ANAREDE, Manual do Usuário, v09.07.02**. Rio de Janeiro, 2011

SALGADO, Roberto de Souza. **Fluxo de Potência – Método de Newton**. Florianópolis, 2000. (Apostila).

RAMOS, Dorel Soares; DIAS, Eduardo Mario. **Sistema Elétrico de Potência – Regime Permanente. Vol. 2**, Ed Guanabara Dois S.A. Rio de Janeiro, 1983.

MONTICELLI, Alcir José. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. Ed. Edgard Blücher LTDA. São Paulo, 1983.

SIMÕES COSTA, Antônio J.A.; SALGADO, Roberto de Souza. **Análise Estática de Segurança em Sistemas Elétricos de Potência**. UFSC. Florianópolis, 2012. (Apostila).

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS – **Procedimentos de Rede do ONS. Submódulo 23.3: Diretrizes e critérios para estudos elétricos. Revisão 2016.12**. Rio de Janeiro, 2016.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS – **Procedimentos de Rede do ONS. Submódulo 18.2: Relação dos sistemas e modelos computacionais. Revisão 2016.12**. Rio de Janeiro, 2016.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS – **Manual de Procedimentos da Operação. Módulo 10 - Submódulo 10.21: Operação normal da área 525kV da Região Sul. Revisão 158**. Rio de Janeiro, 2017.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS – **Manual de Procedimentos da Operação. Módulo 10 - Submódulo 10.21: Operação normal da área 230kV da Região Sul. Revisão 209**. Rio de Janeiro, 2017.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS – **Manual de Procedimentos da Operação. Módulo 10 - Submódulo 10.21: Operação em contingência da área 525kV da Região Sul. Revisão 124**. Rio de Janeiro, 2017.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS – **Manual de Procedimentos da Operação. Módulo 10 - Submódulo 10.21: Operação em contingência da área 230kV da Região Sul. Revisão 180**. Rio de Janeiro, 2017.

STEVENSON, William. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. Ed. McGraw-Hill do Brasil, LTDA. 1978.

APÊNDICE A – FLUXO DE POTÊNCIA

FORMULAÇÃO BÁSICA

O problema de fluxo de potência pode ser formulado utilizando um sistema de equações e inequações algébricas não lineares que correspondem às leis de Kirchhoff e a um conjunto de restrições operacionais dos componentes da rede elétrica. Na formulação mais simples do problema ou formulação básica, segundo Monticelli (1983, p. 2) “a cada barra da rede são associadas quatro variáveis, sendo que duas delas entram no problema como dados e duas como incógnitas”. Sejam as variáveis nodais:

- V_k – magnitude da tensão nodal (barra k);
- θ_k – ângulo de tensão nodal;
- P_k – geração líquida (geração menos carga) de potência ativa;
- Q_k – injeção líquida de potência reativa.

De acordo com as variáveis nodais que são estipuladas ou conhecidas, que entram como dados no problema, e quais são consideradas incógnitas, classificam-se as barras do sistema em três tipos (MONTICELLI, 1983):

- Barra PQ (ou de carga) – são dados P_k e Q_k , enquanto calcula-se V_k e θ_k . Neste tipo de barra, há predominância de demanda sobre as outras variáveis (SALGADO, 2000). Modelam as cargas cujas potências ativa e reativa são conhecidas;
- Barra PV (ou de tensão controlada) – são dados P_k e V_k , e calculados θ_k e Q_k . É necessário que ao menos um dispositivo de controle da magnitude de tensão esteja disponível para uma barra de tensão controlada (SALGADO, 2000). São as barras onde há predominância de geração (incluindo-se os condensadores síncronos).
- Barra V θ (ou slack, ou de referência) – são dados V_k e θ_k , e calculados P_k e Q_k . Única no sistema; tem a função de fornecer a referência angular ao sistema; além disso, é utilizada para fechar o balanço de potência do sistema, pois é a única barra na qual não é especificada a potência ativa (MONTICELLI, 1983).

O conjunto de equações básicas do problema de fluxo de carga é formado por duas equações para cada barra, que, baseado na Primeira Lei de Kirchhoff, na qual o somatório de

potências ativa e reativa injetadas em uma barra é igual à soma dos fluxos correspondentes que deixam a barra, e pode ser expresso matematicamente como segue:

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

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

Em que: Ω_k – conjunto das barras vizinhas da barra k ;

$k = 1, \dots, N$, sendo N o número de barras da rede;

V_k, V_m , – magnitudes das tensões das barras terminais do ramo $k - m$;

θ_k, θ_m , – ângulos das tensões das barras terminais do ramo $k - m$;

P_{km} – fluxo de potência ativa no ramo $k - m$;

Q_{km} – fluxo de potência reativa no ramo $k - m$;

Q_k^{sh} – componente de injeção de potência reativa devido ao elemento *shunt*

da barra k ($Q_k^{sh} = b_k^{sh} V_k^2$) sendo b_k^{sh} a susceptância *shunt* ligada à barra.

O conjunto de inequações, que fazem parte do problema de fluxo de potência, é, conforme Monticelli (1983, p. 3) “formado, entre outras, pelas restrições nas magnitudes das tensões nodais das barras PQ e pelos limites nas injeções de potência reativa das barras PV” e são mostradas nas Equações 2 e 3.

$$V_k^{min} \leq V_k \leq V_k^{max} \quad (2)$$

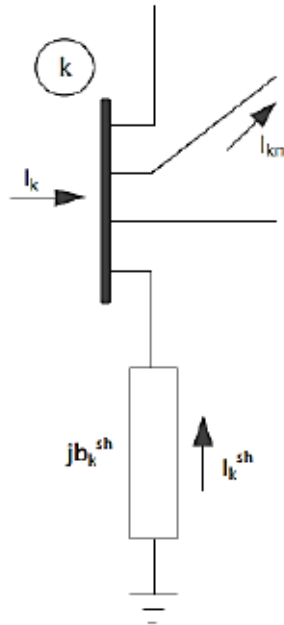
$$Q_k^{min} \leq Q_k \leq Q_k^{max} \quad (3)$$

As Equações 2 e 3 consideram que as injeções líquidas de potência são positivas quando entram na barra (geração) e negativas quando saem da barra (carga). Os fluxos de potência são positivos quando saem e negativos quando entram na barra. Para os elementos *shunt* das barras é adotada a mesma convenção para as injeções. Ainda, segundo Stevenson (1978), potências positivas ou negativas podem provir de interligações. Estas convenções de sentido para potências ativas e reativas são as mesmas utilizadas para as correntes, sendo indicadas na Figura A-1.

A restrição na Equação 2 mostra que o módulo de tensão das barras deve estar dentro de uma faixa especificada, normalmente entre 1,05pu e 0,95pu. Outras restrições também podem ser consideradas para incluir no problema, como os limites nos valores dos *taps* de

transformadores em fase e defasadores ou os limites de magnitudes das tensões das barras PV, por exemplo (MONTICELLI, 1983).

Figura A-1 – Convenção de sinais para fluxos e injeções de corrente



Fonte: MONTICELLI, 1983

Uma vez que as equações do problema não são lineares, a solução do sistema, agora com $2N$ incógnitas e $2N$ equações necessita a utilização de um processo iterativo para encontrar a solução. Vários algoritmos podem ser empregados na solução deste problema. Os mais eficientes e comumente utilizados são o método de Newton e uma variação deste, o método desacoplado rápido.

EXPRESSÕES GERAIS DOS FLUXOS

Os fluxos de potência ativa e reativa em linhas de transmissão, transformadores em fase e defasadores obedecem às expressões gerais dadas pelas Equações 4 e 5:

$$P_{km} = (a_{km}V_k)^2 g_{km} - a_{km}V_kV_m g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - a_{km}V_kV_m b_{km} \sin(\theta_{km} + \varphi_{km}) \quad (4)$$

$$Q_{km} = -(a_{km}V_k)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + a_{km}V_kV_m b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - a_{km}V_kV_m g_{km} \sin(\theta_{km} + \varphi_{km}) \quad (5)$$

No caso de linhas de transmissão, $\alpha_{km} = 1$ e $\varphi_{km} = 0$. Para transformadores em fase, $\beta_{km}^{sh} = 1$ e $\varphi_{km} = 0$. Para os defasadores puros, $\beta_{km}^{sh} = 0$ e $\alpha_{km} = 1$. Finalmente, para os defasadores, $\beta_{km}^{sh} = 0$.

FORMULAÇÃO MATRICIAL

Tendo em vista a Figura A-1, a injeção de corrente na barra k é dada por:

$$I_k + I_k^{sh} = \sum_{m \in \Omega_k} I_{km} \quad (6)$$

A expressão geral para corrente I_{km} em uma linha de transmissão, transformador em fase e defasador puro é dada por:

$$I_k = (a_{km}^2 y_{km} + j b_{km}^{sh}) E_k + (-a_{km} e^{-j\varphi_{km}} y_{km}) E_m \quad (7)$$

A Equação 7 pode ser reescrita como:

$$I_k = \left[j b_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} (j b_{km}^{sh} + a_{km}^2 y_{km}) \right] E_k + \sum_{m \in \Omega_k} (-a_{km} e^{-j\varphi_{km}} y_{km}) E_m \quad (8)$$

Na forma matricial tem-se

$$\bar{I} = Y \bar{E} \quad (9)$$

Em que: \bar{I} – Vetor de injeções de corrente;

\bar{E} – Vetor das tensões nodais cujas componentes são $E_k = V_k e^{j\theta_k}$;

Y – Matriz admitância nodal.

Os elementos da matriz Y são dados por:

$$Y_{kk} = j b_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} (j b_{km}^{sh} + a_{km}^2 y_{km}) \quad (10)$$

Em geral, esta matriz é esparsa, ou seja, tem uma grande proporção de elementos nulos. Caso o elemento existente entre as barras k e m seja uma linha de transmissão, tem-se $Y_{km} = -y_{km}$, se for um transformador em fase, $Y_{km} = -a_{km} y_{km}$ e se for um defasador puro,

tem-se $Y_{km} = -e^{-j\varphi^{km}} y_{km}$. Se a rede for formada de linhas de transmissão e transformadores em fase, a matriz Y será simétrica. A presença de defasadores torna a matriz assimétrica.

A injeção de corrente dada pela Equação 8 pode ser colocada na forma:

$$I_k = Y_{kk}E_k + \sum_{m \in \Omega_k} Y_{km}E_m = \sum_{m \in \Omega_{\varphi_k}} Y_{km}E_m \quad (11)$$

Onde φ_k é o conjunto das barras adjacentes à barra k, incluindo a mesma.

Considerando-se que:

$$Y_{km} = G_{km} + jB_{km} \quad (12)$$

$$E_m = V_m e^{j\theta_m} \quad (13)$$

A Equação 11 pode ser reescrita como:

$$I_k = \sum_{m \in \Omega_{\varphi_k}} V_m e^{j\theta_m} (G_{km} + jB_{km}) \quad (14)$$

A injeção de potência complexa S_k é dada pela Equação 15:

$$S_k^* = P_k - jQ_k = E_k^* I_k \quad (15)$$

Substituindo-se a Equação 14 em 15 e considerando-se que $E_k^* = V_k e^{-j\theta_k}$, obtém-se:

$$S_k^* = V_k e^{-j\theta_k} \sum_{m \in \varphi_k} V_m e^{j\theta_m} (G_{km} + jB_{km}) \quad (16)$$

As injeções de potência ativa e reativa podem ser obtidas identificando-se a parte real e imaginária da Equação 16. São chamadas de equações de potências nodais e são dadas através das Equações 17 e 18.

$$P_k = V_k \sum_{m \in \varphi_k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (17)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in \varphi_k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (18)$$

Onde:

$$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m \quad (19)$$

PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA

Através das Equações 17 e 18 podem-se escrever as funções cujas raízes queremos determinar (Equações 20 e 21) através do método de Newton-Raphson:

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - P_k(\theta, V) \quad (20)$$

$$QP_k = Q_k^{esp} - Q_k(\theta, V) \quad (21)$$

Stevenson (1978) define ΔP_k e QP_k como erros (ou resíduos, ou *mismatches*) de potência ativa e reativa. Já P_k^{esp} e Q_k^{esp} são os valores das injeções de potência ativa e reativa especificados para as barras (considerados constantes, em princípio). Por fim, $P_k(\theta, V)$ e $Q_k(\theta, V)$ são calculados através das equações de potências nodais.

Dessa forma, temos nPV + nPQ equações de potência ativa e nPQ equações de potência reativa, sendo nPV o número de barras PV e nPQ o número de barras PQ do sistema. Temos também, nPQ + nPV incógnitas associadas aos ângulos das tensões e nPQ incógnitas associadas às magnitudes das tensões.

Com um total de nPV + (2*nPQ) equações e o mesmo número de incógnitas, devemos determinar os valores dos ângulos e magnitudes das tensões nodais desconhecidas. Será denominada de subsistema 1 a parte do problema de se determinar V_k nas barras PQ e θ_k nas barras PV e PQ.

Tendo então determinado os ângulos e tensões nodais, ou seja, o estado do sistema (STEVENSON, 1978), torna-se trivial o cálculo das injeções de potência reativa das barras PV e da injeção de potência ativa da barra de referência através das Equações 17 e 18. Denomina-se de subsistema 2 essa parte do problema.

MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON

Para a solução das equações não lineares do fluxo de potência, foi necessária a utilização de um método numérico. O principal método utilizado para este tipo de problema e também o utilizado pelo software ANAREDE para o cálculo do fluxo de potência é o Newton-Raphson.

De acordo com Stevenson (1983) o método consiste na linearização de uma dada função em torno de um ponto inicial $X(0)$ especificado utilizando a série de Taylor da função

neste ponto. A resolução do problema do fluxo de potência, através do método de Newton-Raphson, tem como objetivo principal determinar as variáveis de estado de um sistema. Uma vez resolvido esse problema, será conhecido o estado (V_k, θ_k) para todas as barras da rede, o que torna possível o cálculo de outras variáveis de interesse, como, por exemplo, os fluxos de potência nas linhas de transmissão, transformadores, etc. (MONTICELLI, 1983),

Esse método iterativo baseado na expansão da série de Taylor é o mais eficiente na resolução de sistemas de equações algébricas não lineares. Além disso, segundo Monticelli (1983, p. 78), “este método tem como vantagem ser robusto, pois converge na maioria dos casos com poucas iterações e sua convergência é independente da dimensão do sistema”.

Ainda, de acordo com Stevenson (1978, p. 216), “para uma solução com a mesma acurácia, a vantagem de um tempo de computação menor pende a favor do método de Newton-Raphson para qualquer sistema, exceto os muito pequenos”.

A solução do problema de fluxo de potência, aplicando método Newton-Raphson, é realizada da seguinte forma:

i) Equações básicas do subsistema 1

É utilizada a Equação 17 para a injeção de potência ativa nas barras PQ e PV e a Equação 18 para a injeção de potência reativa nas barras PQ.

Foi utilizada a matriz Y_{barra} juntamente com os valores iniciais das barras PQ e PV, e foram solucionadas as equações do subsistema 1.

ii) Resíduos de potência (*power mismatches*)

Foram utilizados os valores calculados das equações do item i associado com os valores especificados em projeto, e, conseqüentemente, foram calculados os resíduos de potência através das Equações 20 e 21.

Estes resíduos foram comparados (Equação 22) com a tolerância previamente apresentada para definir se o sistema convergiu ou não.

$$|\Delta P_k| \leq \varepsilon_p, \text{convergiu} \quad e \quad |\Delta Q_k| \leq \varepsilon_q, \text{convergiu} \quad (22)$$

Onde: ε_p e ε_q são as tolerâncias.

Como o sistema não irá convergir no primeiro teste de hipótese é necessário iniciar um processo iterativo.

iii) Resolução do sistema matricial correspondente à linearização:

Foi definida a primeira iteração deste processo como sendo $i=i+1=1$. Na Equação 23 foram utilizados os valores dos resíduos de potência, e, portanto, foram calculados os valores dos ângulos e tensões nas barras do sistema utilizando a matriz jacobiana de derivadas, quadrada de dimensões n , com seu tamanho determinado pela quantidade de barras PQ e PV.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^{(i)} = -J^{(i)} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^{(i)}, \text{ onde a matriz } J = \begin{bmatrix} \frac{dP}{d\theta} & \frac{dP}{dV} \\ \frac{dQ}{d\theta} & \frac{dQ}{dV} \end{bmatrix} \quad (23)$$

Monticelli (1983) dividiu a matriz jacobiana em quatro regiões (submatrizes) que foram denominadas como H, M, N e L. Logo J é apresentada como na Equação 24 e os elementos dessas submatrizes foram definidos de acordo com as Equações 25 a 32.

$$J = - \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \quad (24)$$

$$H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k \times V_m \times (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \quad (25)$$

$$H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 \times B_{kk} - V_k \times \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \quad (26)$$

$$N_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k \times (G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (27)$$

$$N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = V_k \times G_{kk} + \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (28)$$

$$M_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k \times V_m \times (G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (29)$$

$$M_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 \times G_{kk} + V_k \times \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (30)$$

$$L_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k \times (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \quad (31)$$

$$L_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -V_k \times B_{kk} + \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \quad (32)$$

iv) Atualização das variáveis

Foram utilizados os valores dos ângulos e tensões do item anterior, e foram atualizadas as variáveis deste sistema matricial, Equação X. Em seguida, foi calculado novamente P_k e Q_k com esses novos valores e foi verificada a ocorrência ou não de convergência.

$$\begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^{(i+1)} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^{(i)} + \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^{(i)} \quad (33)$$

Como não ocorreu a convergência, o cálculo recomeçou na próxima iteração, em que foi necessária a atualização da matriz jacobiana, até a iteração em que ocorreu a convergência.

v) Equações do subsistema 2

Quando ocorreu a convergência, foram substituídas as variáveis nas equações de potência nodais (Equações 17 e 18) e foram calculados os valores de Q para as barras PQ, e os valores de P e Q para a barra de referência, resolvendo o subsistema 2. Dessa forma, o fluxo de potência foi resolvido pelo método de Newton-Raphson, que, neste projeto, foi realizado por meio do programa computacional ANAREDE.

As informações que são obtidas nas soluções digitais de fluxo de carga constituem uma grande contribuição que os computadores digitais têm dado para obter informações de operação de sistemas inexistentes ou em planejamento, ou para analisar os efeitos de mudanças em sistemas existentes (STEVENSON, 1978).

APÊNDICE B – SOFTWARE DE ANÁLISE DE REDES

O software consiste de um sistema integrado para a análise de regime permanente de sistemas elétricos de potência. Esse sistema pode ser utilizado para estudos tanto em ambiente de planejamento quanto de operação em tempo real. É composto por uma interface gráfica com recursos do tipo menus, caixas de diálogo, planilhas e diagramas unifilares. (ONS, 2016).

O ANAREDE é o programa computacional mais utilizado no Brasil na área de Sistemas Elétricos de Potência e foi desenvolvido pelo CEPEL (Centro de Pesquisas Elétricas). É formado por um conjunto de aplicações integradas que inclui:

- Fluxo de potência
- Equivalente de redes
- Análise de contingências
- Análise de sensibilidade de tensão
- Análise de sensibilidade de fluxo
- Fluxo de potência continuado
- Definição das redes complementares e simulação
- Análise de corredores de recomposição.

O programa dispõe ainda de modelo de curva de carga, modelo de bancos de capacitores/reatores chaveados para controle de tensão, modelos de equipamentos equivalentes e individualizados, algoritmo para verificação de conflito de controles e facilidades para estudos de recomposição do sistema. O programa destaca-se por sua robustez e confiabilidade. Entre os usuários do programa podem-se destacar as empresas concessionárias, na transmissão ou subtransmissão, universidades, ONS, EPE, MME, ANEEL e outras. (CEPEL, 2011).

De todas as aplicações citadas anteriormente, apenas o Fluxo de Potência foi utilizado neste trabalho. O fluxo de potência tem como objetivo o cálculo do estado operativo da rede elétrica para definidas condições de carga, geração, topologia do sistema e determinadas restrições operacionais. (ONS, 2016).

O processo iterativo deste cálculo consiste na obtenção de soluções para o sistema até que as variações, entre iterações consecutivas, das potências injetadas na rede sejam menores que uma determinada tolerância.

Dois métodos estão disponíveis para a solução das equações da rede elétrica, o Método de Newton e o Método desacoplado rápido. Para as análises que serão realizadas nesse trabalho, foi escolhido o Método de Newton-Raphson, pois é o método com maior

convergência e com poucas iterações. Além disto, a convergência independe da dimensão do sistema.

Para a realização de análises deste projeto serão utilizados os dados fornecidos pelo ONS no horizonte do mês de Junho de 2017 (arquivo.PWF). Este pacote de dados conta com todas as barras, linhas de transmissão, plantas geradoras e cargas do sistema elétrico brasileiro, juntamente com as características e variáveis impostas a elas nos períodos de carga mínima, leve, média e pesada. Todas as tensões, potências, *taps*, entre outras variáveis estão inclusas. Tal cobertura de dados nos permite a análise do sistema dito real.

Visando a clareza e melhor entendimento dos resultados do fluxo de carga no sistema estudado, o programa ANAREDE permite que se desenhe apenas as linhas e barras de interesse, mantendo os dados das demais barras fora do desenho, mas inclusas no cálculo do fluxo de carga. Logo, um sistema com mais de 1000 barras pode ser resumido em poucas barras para visualizar apenas uma região específica.

INTERFACE GRÁFICA E ENTRADA DE DADOS

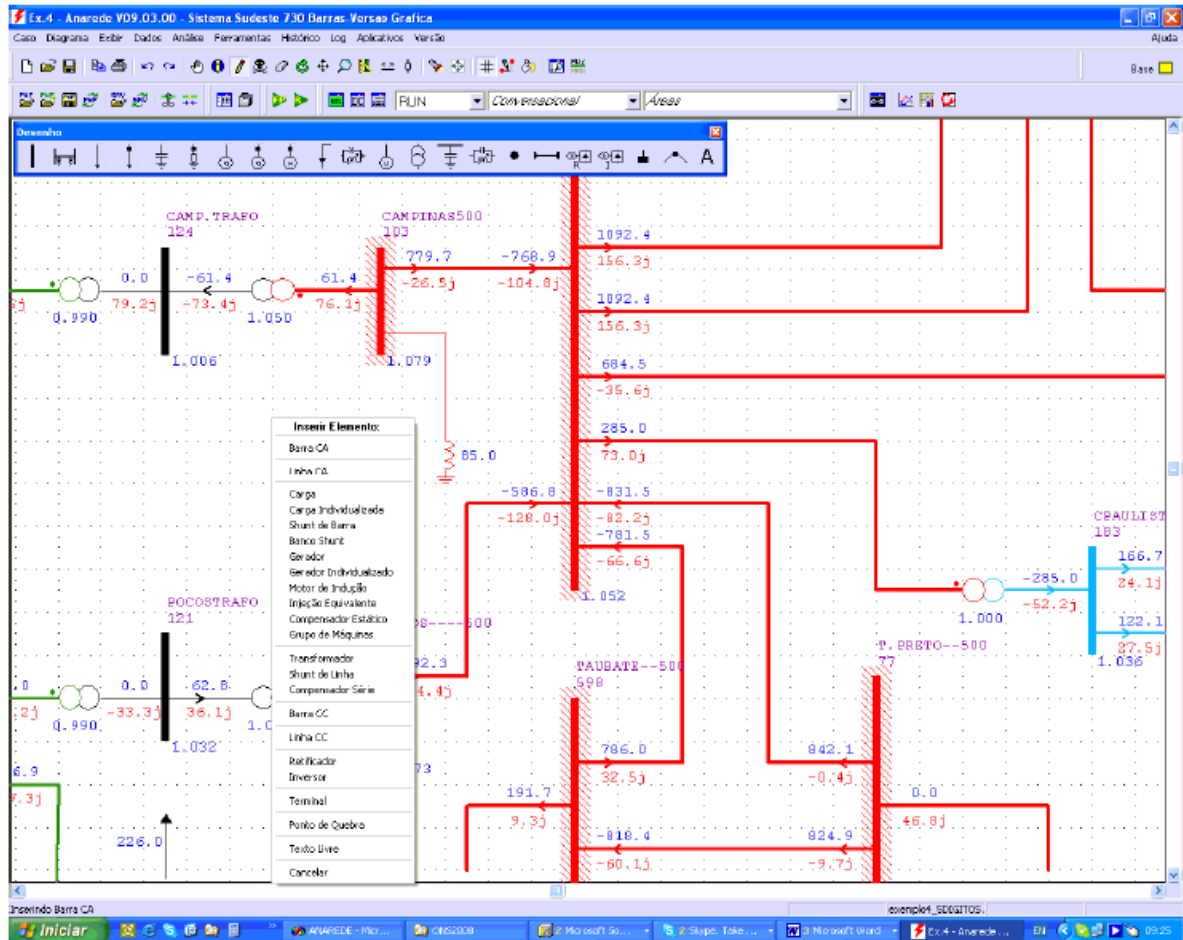
O Uma vez instalado o programa, o mesmo pode ser acionado a partir do menu Iniciar do Windows ou do ícone criado na Área de Trabalho. Ao ser carregado, o programa apresentará a Janela Principal ativa (Figura B-1) e as janelas relativas à Área de Filtros e ao Modelo Reduzido minimizadas.

O desenvolvimento da interface gráfica do ANAREDE teve como objetivo prover uma interface gráfica amigável e que permita ao Usuário acesso a todas as funcionalidades da versão original do ANAREDE. (CEPEL, 2011).

Foi utilizada a aba de desenho para criar no ANAREDE o diagrama da rede contendo as barras, linhas e demais equipamentos da região de interesse do estudo. As barras desenhadas foram então indexadas ao número ou nome da subestação desejada (Figura B-2) de forma a carregar os dados do arquivo de casos salvos que é importado para o software.

A Figura B-3 apresenta parte do diagrama de redes desenvolvido através da ferramenta gráfica do ANAREDE e que foi utilizada nos estudos de fluxo de carga. O diagrama destaca as principais barras da região sul do estado do Rio Grande do Sul onde estão conectados os complexos eólicos. Em cada linha de transmissão aparece o sentido do fluxo de potência ativa (valor de cima em azul) e de potência reativa (valor de baixo em vermelho). Abaixo de cada barra do sistema é mostrado o seu respectivo valor de tensão em pu.

Figura B-1 – Janela Principal com o modo Desenho ativado



Fonte: Manual ANAREDE versão 09

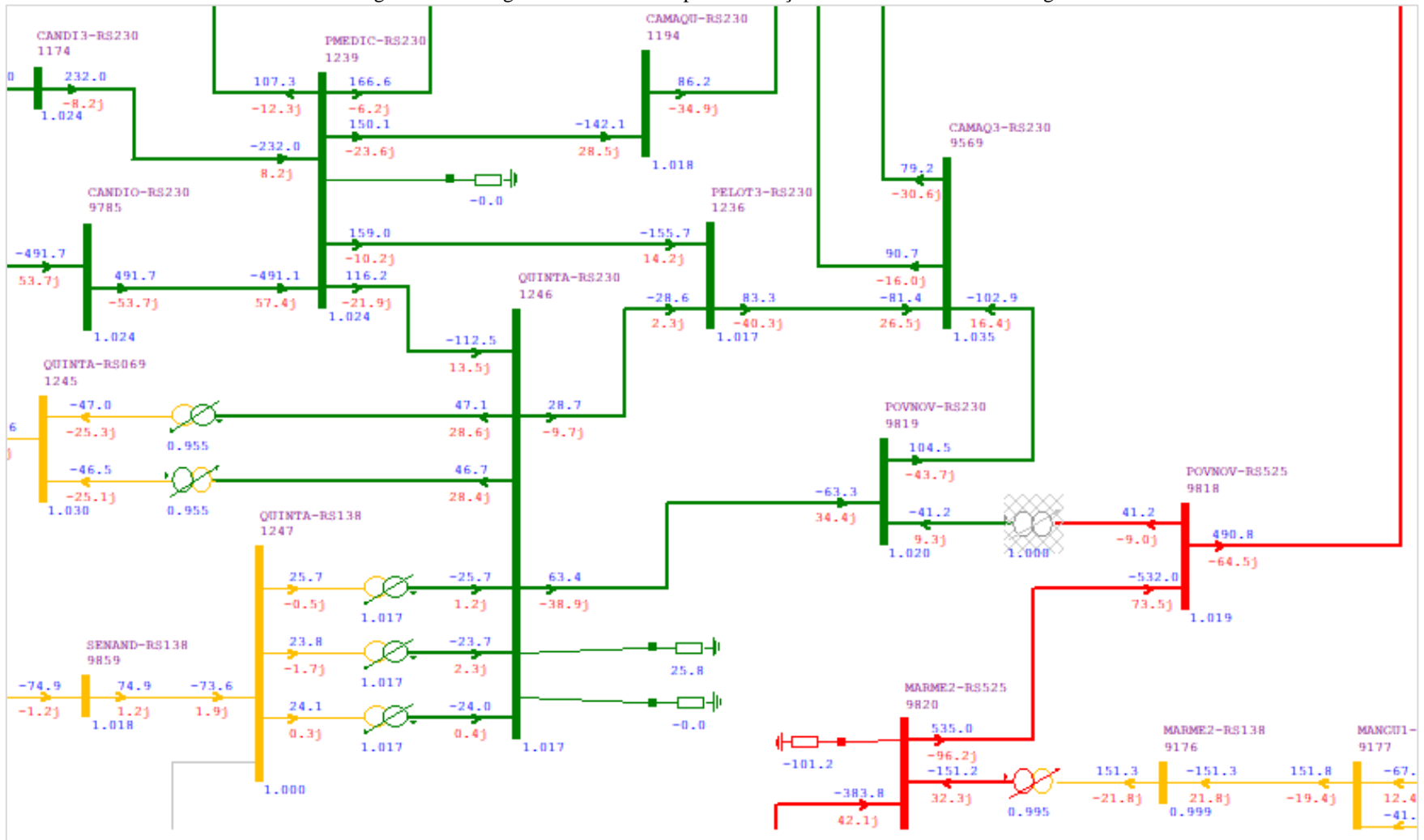
Figura B-2 – Janela de dados de Barra CA

Dados de Barra CA (DBAR) ×

Número 1246	Nome QUINTA-RS230	Tensão 1017 p.u.	Ângulo -24. graus
Tipo 0 - PQ	VDef 1000 p.u.	Grupo Limite de Tensão 5	Grupo Base de Tensão F 230 kV
Área 23	Barra Controlada <input type="checkbox"/> Controle Local	Modo de Visualização 0 - Normal	<input checked="" type="checkbox"/> Ligado
Carga Ativa: [] MW Reativa: [] Mvar	Geração Ativa: [] MW Reativa: [] Mvar	Geração Reativa Mínima: [] Mvar Máxima: [] Mvar <input type="checkbox"/> Limites Abertos	Shunt Equivalente: [] Mvar Individualizado (DBSH): 25 Mvar
Agregadores			
Primeira Vizinhança			
Número	Nome	Mostrar	Trocar
[]	[]	[]	[]
<input type="button" value="Inserir"/> <input type="button" value="Alterar"/> <input type="button" value="Remover"/> <input type="button" value="Limpar"/> <input type="button" value="Fechar"/>			

Fonte: Captura de tela do Software ANAREDE versão 10.01.03

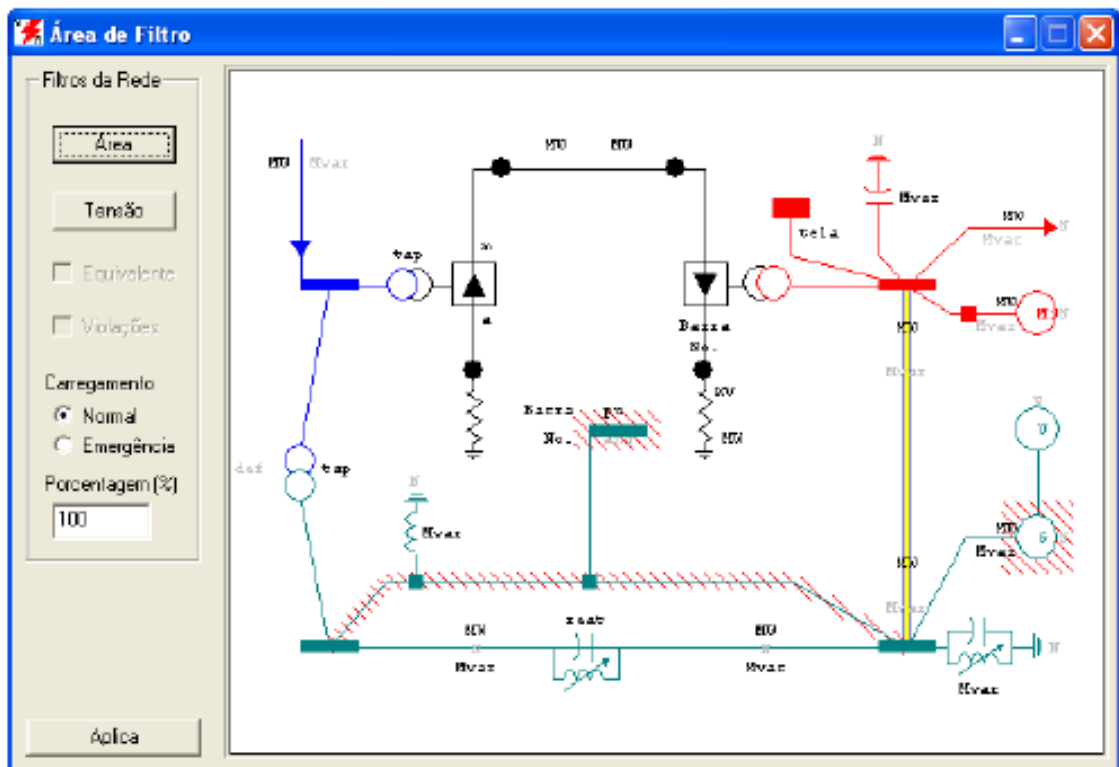
Figura B-3 – Diagrama desenvolvido para realização de estudos de fluxo de carga



Fonte: Captura de tela do Software ANAREDE versão 10.01.03

A Área de Filtros permite ao Usuário selecionar os elementos da rede elétrica que serão visualizados, as grandezas associadas a cada elemento e a unidade em que cada uma destas grandezas será visualizada (Figura B-4). Hachuras vermelhas indicam sobretensão ou sobrecarga de elementos, já as hachuras azuis indicam subtensões.

Figura B-4 – Janela da Área de Filtros



Fonte: Manual ANAREDE versão 09

A entrada de dados do sistema no ANAREDE é realizada através do Menu Caso, na Barra de Menus da Janela Principal. O Menu Caso permite acessar e gerenciar arquivos de dados em formato cartão (extensão .PWF).

O arquivo .PWF é um arquivo de texto com os dados referentes de carga e geração das barras de um sistema.

O Operador Nacional do Sistema (ONS) fornece aos agentes da transmissão regularmente os dados previstos de carga e geração do Sistema Elétrico Nacional para os diversos períodos (leve, média e pesada). Os dados fornecidos são no horizonte mensal (Figura B-5) ou quadrimestral.

Já o Menu Diagrama permite acessar e gerenciar os diagramas armazenados sob a forma de arquivos de extensão .LST. Os arquivos .LST são arquivos dos diagramas da rede elétrica criados através do Menu de Desenho de Elementos de Rede.

Figura B-5 – Inserindo dados do horizonte mensal fornecidos pelo ONS

Caso	Título	Data de modificação	Versão
1	ONS - MENSAL - JUNHO 2017 - PESADA	29/05/2017 - 19:17:01	V10.01.03
2	ONS - MENSAL - JUNHO 2017 - MÉDIA	29/05/2017 - 19:17:01	V10.01.03
3	ONS - MENSAL - JUNHO 2017 - LEVE	29/05/2017 - 19:17:02	V10.01.03
4	ONS - MENSAL - JUNHO 2017 - MÍNIMA	29/05/2017 - 19:17:02	V10.01.03
5	ONS - MENSAL - JUNHO 2017 - SÁBADO DIA	29/05/2017 - 19:17:02	V10.01.03
6	ONS - MENSAL - JUNHO 2017 - SÁBADO NOITE	29/05/2017 - 19:17:02	V10.01.03
7	ONS - MENSAL - JUNHO 2017 - DOMINGO DIA	29/05/2017 - 19:17:02	V10.01.03
8	ONS - MENSAL - JUNHO 2017 - DOMINGO NOITE	29/05/2017 - 19:17:02	V10.01.03
9	ONS - MENSAL - JUNHO 2017 - MÉDIA DA MÉDIA	29/05/2017 - 19:17:02	V10.01.03

Caso

2 ONS - MENSAL - JUNHO 2017 - MÉDIA

Sumário Restabelecer Eliminar Salvar Fechar

Fonte: Dados cedidos pelo Departamento de Operação do Sistema, CEEE-GT.

PROGRAMA DE FLUXO DE POTÊNCIA

Uma vez inseridos todos os dados de barra e linhas de transmissão pode-se realizar a análise de fluxo de potência através do Menu Análise e selecionando Fluxo de Potência.

O programa de fluxo de potência tem como objetivo o cálculo do estado operativo da rede elétrica para definidas condições de carga, geração, topologia e determinadas restrições operacionais.

O processo iterativo do cálculo do estado operativo da rede elétrica para as condições impostas consiste na obtenção, de forma alternada, de soluções para o sistema de corrente alternada (CA) e para o sistema de corrente contínua (CC), até que as variações, entre iterações consecutivas, das potências injetadas na rede CA pela rede CC sejam menores que uma determinada tolerância. (CEPEL, 2011)

O primeiro passo do processo de solução é a determinação do estado operativo do sistema CC para as condições iniciais estabelecidas. Nos passos seguintes os sistemas CA e CC são solucionados alternadamente, considerando os controles automáticos ativados, até a obtenção da convergência da interface entre estes sistemas.

O critério de convergência para a solução iterativa das equações do problema de fluxo de potência do sistema CA foi o teste do resíduo máximo absoluto de potência ativa em todas as barras CA, exceto as de referência e do resíduo máximo absoluto de potência reativa em todas as barras PQ. Foi escolhido um erro de 0,01MW para ambos os erros conforme mostrado na Equação 34.

$$|\Delta P| \leq cte TEPA (0,01MW); |\Delta Q| \leq cte TEPR (0,01MW) \quad (34)$$

Para a utilização do Método de Newton é necessária a ativação da opção NEWT durante a execução do cálculo de fluxo de potência. Caso essa opção não seja especificada, a solução passa a ser obtida utilizando o método desacoplado rápido.

As condições iniciais para o processo iterativo são estabelecidas pelos valores especificados nos dados de entrada ou pela opção FLAT. Nesse caso, é feita a inicialização das magnitudes de tensão das barras CA de carga (tipo PQ) com o valor 1.0 p.u. e dos ângulos de fase de todas as barras, exceto as de referência, com o valor do ângulo de fase de uma barra CA de referência da mesma ilha elétrica. (CEPEL, 2011)

RELATÓRIOS E ANÁLISES

Entre as ferramentas de análise que o ANAREDE possui, a que foi utilizada foi a criação de relatórios tabulares. Esses relatórios geram uma tabela de fácil interpretação dos resultados do fluxo de carga para diversos componentes do sistema como barras (RBAR), linhas de transmissão (RLIN), transformadores (RTRA), entre outros.

Como essas tabelas apresentam todos os equipamentos do sistema onde foi calculado o fluxo de carga foi necessário realizar uma filtragem dos dados de interesse para o estudo. Para isso os relatórios tabulares foram salvos em arquivos .csv e foram tratados na ferramenta computacional Microsoft Excel.

ANEXO A – RECURSOS PARA CONTROLE DE TENSÃO



Manual de Procedimentos da Operação – Módulo 10 – Submódulo 10.21

Instrução de Operação	Código	Revisão	Item	Vigência
OPERAÇÃO NORMAL DA ÁREA 525 KV DAREGIÃO SUL	IO-ON.S.5SU	158	3.1.1.5.	02/05/2017

Área de 525kV da REGIÃO SUL

Tipo	Instalação	Equipamento	Agente Operador
Tensão de Geração	UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto	Todas as 4 unidades geradoras.	COPEL GeT
	UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga	Todas as 4 unidades geradoras.	
	UHE Gov. José Richa	Todas as 4 unidades geradoras.	
	UHE Salto Santiago	Todas as 4 unidades geradoras.	ENGIE
	SE Itá	Todas as 5 unidades geradoras.	
	UHE Machadinho	Todas as 3 unidades geradoras.	
Comutadores Sob Carga	SE Ivaiporã	Transformadores AT01, AT02 e AT03 765/525/69 kV, comutadores sob carga no 525 kV	FURNAS
	SE Abdon Batista	Transformadores ATF 1 e ATF 2 525/230/13,8 kV, comutadores sob carga no 230 kV	ETSE
	SE Curitiba	Transformadores TF 1 e TF 2 525/230/13,8 kV, comutadores sob carga no 230 kV	ELETROSUL
		Transformador TF 3 525/230/13,8 kV, comutador sob carga no 230 kV	OMEGA
	SE Curitiba Leste	Transformadores BTF A 525/230/13,8 kV, comutadores sob carga no 230 kV	COPEL GeT
	SE Londrina	Transformador TF 1 525/230/13,8 kV, comutador sob carga no 230 kV	OMEGA
		Transformadores TF 3 e TF 4 525/230 kV, comutadores sob carga no 230 kV	ELETROSUL
	SE Bateias	Transformador BTF-E 525/230/13,8 kV, comutador sob carga no 230 kV	OMEGA
		Transformadores BTF-A e BTF-B 525/230/13,8 kV, comutadores sob carga no 230 kV	COPEL GeT
	SE Cascavel Oeste	Transformadores BTF-A, BTF-B e BTF-C 525/230/13,8 kV, comutadores sob carga no 230 kV	ELETROSUL
	SE Biguaçu	Transformadores TF 1, TF 2 e TF 3 525/230/13,8 kV, comutadores sob carga no 230 kV	
	SE Areia	Transformador TF 2 525/230/13,8 kV, comutador sob carga no 230 kV	
SE Blumenau	Transformadores TF 5, TF 6 e TF 7 525/230/13,8 kV, comutadores sob carga no 230 kV		
SE Campos Novos (ELETROSUL)	Transformadores TF 1, TF 2 e TF 7 525/230/13,8 kV, comutadores sob carga no 230 kV		

Tipo	Instalação	Equipamento	Agente Operador	
Comutadores Sob Carga	SE Caxias	Transformadores TF 1, TF 2 e TF 3 525/230/13,8 kV, comutadores sob carga no 230 kV	ELETROSUL	
	SE Gravataí	Transformador TF 1 525/230/14 kV, comutador sob carga no 230 kV		
		Transformadores TF 2 e TF 3 525/230/13,8 kV, comutadores sob carga no 230 kV		
	SE Nova Santa Rita	Transformadores TF 1, TF 2, TF 3 e TF 4 525/230/13,8 kV, comutadores sob carga no 230 kV		
	SE Povo Novo	Transformador TF 1 525/230/13,8 kV, comutador sob carga no 230 kV		
	SE Santa Vitória do Palmar 2	Transformador TF 1 525/138/13,8 kV, comutador sob carga no 138 kV		
SE Santo Ângelo	Transformadores TF 2 e TF 3 525/230/13,8 kV, comutadores sob carga no 230 kV			
Reatores	SE Bateias	LT1 150 Mvar, na LT 500 kV Bateias / Ibiúna C1, fixo LT2 150 Mvar, na LT 500 kV Bateias / Ibiúna C2, fixo	FURNAS	
	SE Biguaçu	RE 1 150 Mvar, na barra de 525 kV, manobrável	ELETROSUL	
		RE 2 150 Mvar, na LT 525 kV Abdon Batista / Biguaçu, manobrável		
	SE Blumenau	RE 1 150 Mvar, na barra de 525 kV, manobrável		
	SE Campos Novos (ELETROSUL)	RE 1 100 Mvar, na LT 525 kV Areia / Campos Novos (ELETROSUL), manobrável		
		RE 2 100 Mvar, na barra de 525 kV, manobrável		
	SE Candiota	RE 1 75 Mvar, na barra de 525 kV, manobrável		
	SE Caxias	Re 1 150 Mvar, na barra de 525 kV, manobrável		
	SE Curitiba	RE 1 150 Mvar, na LT 525 kV Areia / Curitiba, manobrável		
		RE 2 150 Mvar, na barra de 525 kV, manobrável		
	SE Gravataí	RE 1 150 Mvar, na LT 525 kV Caxias / Gravataí, manobrável		
		RE 2 150 Mvar, na barra de 525 kV, manobrável		
	SE Itá	RE 1 150 Mvar, na barra de 525 kV, manobrável		
	SE Marmeleiro 2	RE 2 100 Mvar, na barra de 525 kV, manobrável	ELETROSUL	
SE Nova Santa Rita	RE 1 150 Mvar, na LT 525 kV Campos Novos (ELETROSUL) / Nova Santa Rita, manobrável	ELETROSUL		
	RE 2 150 Mvar, na LT 525 kV Itá / Nova Santa Rita C1, manobrável			
	RE 3 150 Mvar, na LT 525 kV Itá / Nova Santa Rita C2, manobrável			
SE Povo Novo	RE 2 50 Mvar, na LT 525 kV Marmeleiro 2 / Povo Novo, manobrável			
SE Santa Vitória do Palmar 2	RE 1 50 Mvar, na LT 525 kV Marmeleiro 2 / Santa Vitória do Palmar 2, manobrável			
SE Santo Ângelo	RE 1 150 Mvar, na barra de 525 kV, manobrável			
	RE 2 150 Mvar, na barra 525 kV, manobrável			
Compensadores Síncronos	SE Marmeleiro 2	CO 1 15 kV / (- 100 a 110) Mvar CO 2 15 kV / (- 100 a 110) Mvar	ELETROSUL	

Instrução de Operação	Código	Revisão	Item	Vigência
OPERAÇÃO NORMAL DA ÁREA 230 KV DO RIO GRANDE DO SUL	IO-ON.S.2RS	209	3.1.1.5	12/05/2017

Área de 230kV do RIO GRANDE DO SUL

Tipo	Instalação	Equipamento	Agente Responsável pela Operação
Tensão de Geração	UHE Barra Grande	As 3 unidades geradoras	BAESA
	UHE Castro Alves	As 3 unidades geradoras	CERAN
	UHE Dona Francisca	As 2 unidades geradoras	CEEE-GT
	UHE Itaúba	As 4 unidades geradoras	
	UHE Foz do Chapecó	As 4 unidades geradoras	FCE
	UHE Jacuí	As 6 unidades geradoras	CEEE-GT
	UHE Monte Claro	As 2 unidades geradoras	CERAN
	UHE Passo Fundo	As 2 unidades geradoras	ENGIE
	UHE Passo Real	As 2 unidades geradoras	CEEE-GT
	UHE 14 de Julho	As 2 unidades geradoras	CERAN
	UTE Candiota III	A unidade geradora G-5	CGTEE
	UTE Presidente Médici	As 4 unidades geradoras	
	UTE Sepé Tiaraju	As 2 unidades geradoras	PETROBRÁS
	UTE Uruguaiana	As 3 unidades geradoras	AES Tietê
Usinas Eólicas (absorção/fornecimento de potência reativa)	EOL Elebrás Cidreira I	Todos os aerogeradores	ENERGEST
	EOL dos Índios 2	Todos os aerogeradores	ENERFIN
	EOL dos Índios 3	Todos os aerogeradores	
	EOL Osório 2	Todos os aerogeradores	
	EOL Osório 3	Todos os aerogeradores	
	EOL Sangradouro 2	Todos os aerogeradores	
	EOL Sangradouro 3	Todos os aerogeradores	
Comutadores sob Carga	Diversas	Transformadores de 230 kV	CEEE-GT, ELETROSUL e IESUL

Tipo	Instalação	Equipamento	Agente Responsável pela Operação	
Bancos de Capacitores	SE Campo Bom	BC-1 230 kV de 100 Mvar	CEEE-GT	
	SE Gravataí 2	BC-3 230 kV de 104,5 Mvar		BC-6 230 kV de 116,9 Mvar
		BC-4 230 kV de 95 Mvar		BC-5 230 kV de 95 Mvar
		BC-5 230 kV de 95 Mvar		
	SE Lajeado 2	BC-1 230 kV de 50 Mvar		
	SE Maçambará	BC-1 230 kV de 30Mvar		
	SE São Borja 2	BC-1 230 kV de 30Mvar		
SE Quinta	BC-1 230 kV de 25 Mvar	BC-3 230 kV de 25 Mvar		
	BC-3 230 kV de 25 Mvar			
Reatores	SE Alegrete 2	RB-1 230 kV de 25 Mvar	CEEE-GT	
		RB-2 230 kV de 25 Mvar		RL-3 230 kV de 25 Mvar
		RL-3 230 kV de 25 Mvar		
	SE Quinta	RB-1 230 kV de 25 Mvar		
	SE Maçambará	RL-1 230 kV de 30 Mvar	TAESA	
SE Presidente Médici	RB-1 230 kV de 30 Mvar	CEEE-GT		
UTE Uruguaiana	RE1 230 kV de 30 Mvar	TAESA		

ANEXO B – OPERAÇÃO NORMAL DA ÁREA 525KV DA REGIÃO SUL



Manual de Procedimentos da Operação – Módulo 10 – Submódulo 10.21

Instrução de Operação	Código	Revisão	Item	Vigência
OPERAÇÃO NORMAL DA ÁREA 525 KV DAREGIÃO SUL	IO-ON.S.5SU	158	3.1.1.5.	02/05/2017

6.3.1. Cargas Leve e Mínima

Passo	Coordenação	Controle	Comando e Execução	Procedimento	Objetivo / Item de Controle
5				Quando as tensões nos barramentos de 525 kV atingirem valores próximos ao limite superior da faixa operativa, devem ser ligados os reatores manobráveis disponíveis no sistema, monitorando-se as faixas de tensão nos barramentos de sua área de influência e atuando-se, logo após, nos comutadores sob carga das transformações 525/230/13,8 kV, para ajuste das tensões de 230 kV, conforme a seguir:	
5.1	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Ligar ou manter ligado os seguintes reatores: <ul style="list-style-type: none"> • RE 1 525 kV da SE Biguaçu; • RE 1 525 kV da SE Blumenau; • RE 1 e/ou RE 2 525 kV da SE Campos Novos (ELETROSUL); • RE 1 525 kV da SE Caxias; • RE 1 e/ou RE 2 525 kV da SE Curitiba; • RE 1 e/ou RE 2 525 kV da SE Gravataí; • RE 1 525 kV da SE Itá; • RE 1, RE 2 e/ou RE 3 525 kV da SE Nova Santa Rita; • RE 1 e/ou o RE 2 525 kV da SE Santo Ângelo. 	Manter as tensões nos barramentos de 525 kV nas faixas operativas.
5.2	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Ligar ou manter ligado o reator RE 2 525 kV da LT 525 kV Abdon Batista / Biguaçu, na SE Biguaçu.	No caso de ligar o RE 2, se o religamento automático da LT 525 kV Abdon Batista / Biguaçu estiver seletado para monopolar, este deverá ser desbloqueado nas subestações Abdon Batista e Biguaçu.
5.3	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Atuar nos comutadores sob carga das transformações 525/230/13,8 kV das subestações Areia, Blumenau, Biguaçu, Curitiba, Campos Novos (ELETROSUL), Caxias, Gravataí, Londrina (ELETROSUL), Nova Santa Rita e Santo Ângelo.	Manter as tensões nos barramentos de 525 kV e 230 kV nas faixas operativas.
5.4	COSR-S	COSR-S	COPEL GeT	Atuar nos comutadores sob carga da transformação 525/230/13,8 kV das subestações Bateias, Curitiba Leste e Cascavel Oeste.	Manter as tensões nos barramentos de 525 kV e 230 kV nas faixas operativas.
6				Se, após as medidas anteriores, as tensões nos barramentos de 525 kV das subestações localizadas no Rio Grande do Sul permanecerem com tendência de atingir o limite superior da faixa, o COSR-S deve proceder conforme a seguir:	

Passo	Coordenação	Controle	Comando e Execução	Procedimento	Objetivo / Item de Controle
6.1	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Ligar ou manter ligado o reator RE 1 525 kV da SE Candiota.	Manter as tensões nos barramentos de 525 kV nas faixas operativas.
6.3	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Ligar ou manter ligado o reator RE 2 525 kV da SE Povo Novo.	Manter as tensões nos barramentos de 525 kV nas faixas operativas.
6.3	O COSR-S deve solicitar à ELETROSUL elevar a absorção de potência reativa pelos aerogeradores do Conjunto Eólico Santa Vitória do Palmar.				
6.4	O COSR-S deve solicitar à COTESA elevar a absorção de potência reativa pelos aerogeradores do Conjunto Eólico Marmeleiro 2.				
6.5	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Reduzir a tensão de referência nos compensadores síncronos da SE Marmeleiro 2, elevando a absorção de potência reativa.	Manter as tensões nos barramentos de 525 kV nas faixas operativas.
6.6	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Ligar ou manter ligado os seguintes reatores: <ul style="list-style-type: none"> • RE 2 525 kV da SE Marmeleiro 2; • RE 1 525 kV da SE Santa Vitória do Palmar 2. 	Manter as tensões nos barramentos de 525 kV nas faixas operativas e margem de potência reativa nos compensadores síncronos da SE Marmeleiro 2.

6.3.2. Cargas Pesada e Média

Passo	Coordenação	Controle	Comando e Execução	Procedimento	Objetivo / Item de Controle
5	Quando as tensões nos barramentos de 525 kV atingirem valores próximos ao limite inferior da faixa operativa, devem ser desligados os reatores manobráveis disponíveis no sistema, monitorando-se as faixas de tensão nos barramentos de sua área de influência e atuando-se, logo após, nos comutadores sob carga das transformações 525/230/13,8 kV, para ajuste das tensões de 230 kV, conforme a seguir:				
5.1	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Desligar ou manter desligado os seguintes reatores: <ul style="list-style-type: none"> • RE 1 525 kV da SE Biguaçu; • RE 1 525 kV da SE Blumenau; • RE 1 e/ou RE 2 525 kV da SE Campos Novos (ELETROSUL); • RE 1 525 kV da SE Caxias; • RE 1 e/ou RE 2 525 kV da SE Curitiba; • RE 1 e/ou RE 2 525 kV da SE Gravataí; • RE 1 525 kV da SE Itá; • RE 1, RE 2 e/ou RE 3 525 kV da SE Nova Santa Rita; • RE 1 e/ou o RE 2 525 kV da SE Santo Ângelo. 	Manter as tensões nos barramentos de 525 kV nas faixas operativas.

Passo	Coordenação	Controle	Comando e Execução	Procedimento	Objetivo / Item de Controle
5.2	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Desligar ou manter desligado o RE 2 525 kV da LT 525 kV Abdon Batista / Biguaçu, na SE Biguaçu.	No caso de desligar o RE 2, se o religamento automático da LT 525 kV Abdon Batista / Biguaçu estiver seletado para monopolar, este deve ser bloqueado nas subestações Abdon Batista e Biguaçu.
5.3	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Atuar nos comutadores sob carga das transformações 525/230/13,8 kV das subestações Areia, Blumenau, Biguaçu, Curitiba, Campos Novos (ELETROSUL), Caxias, Gravataí, Londrina (ELETROSUL), Nova Santa Rita e Santo Ângelo.	Manter as tensões nos barramentos de 525 kV e 230 kV nas faixas operativas.
5.4	COSR-S	COSR-S	COPEL GeT	Atuar nos comutadores sob carga da transformação 525/230/13,8 kV das subestações Bateias, Curitiba Leste e Cascavel Oeste.	Manter as tensões nos barramentos de 525 kV e 230 kV nas faixas operativas.
6	Se, após as medidas anteriores, as tensões nos barramentos de 525 kV das subestações localizadas no Rio Grande do Sul permanecerem com tendência de atingir o limite inferior da faixa, o COSR-S deve proceder conforme a seguir:				
6.1	O COSR-S deve solicitar à ELETROSUL elevar o fornecimento de potência reativa pelos aerogeradores do Conjunto Eólico Santa Vitória do Palmar.				
6.2	O COSR-S deve solicitar à COTESA elevar o fornecimento de potência reativa pelos aerogeradores do Conjunto Eólico Marmeleiro 2.				
6.3	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Desligar ou manter desligado o reator RE 2 525 kV da SE Povo Novo.	Manter as tensões nos barramentos de 525 kV nas faixas operativas.
6.4	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Elevar a tensão de referência nos compensadores síncronos da SE Marmeleiro 2, elevando o fornecimento de potência reativa.	Manter as tensões nos barramentos de 525 kV nas faixas operativas.
6.5	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Desligar ou manter desligado os seguintes reatores: <ul style="list-style-type: none"> • RE 2 525 kV da SE Marmeleiro 2; • RE 1 525 kV da SE Santa Vitória do Palmar 2. 	Manter as tensões nos barramentos de 525 kV nas faixas operativas e margem de potência reativa nos compensadores síncronos da SE Marmeleiro 2.
6.6	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Desligar ou manter desligado o reator RE 1 525 kV da SE Candiota.	Caso esteja fora de operação as usinas do Complexo Termelétrico Candiota III / Presidente Médici. Manter as tensões nos barramentos de 525 kV nas faixas operativas e monitorar as tensões nos barramentos de 230 kV da subárea Sul do Rio Grande do Sul.

ANEXO C – OPERAÇÃO NORMAL DA ÁREA 230KV DO RIO GRANDE DO SUL



Instrução de Operação	Código	Revisão	Item	Vigência
OPERAÇÃO NORMAL DA ÁREA 230 kV DO RIO GRANDE DO SUL	IO-ON.S.2RS	209	3.1.1.5	12/05/2017

6.3.1. Cargas Leve e Mínima

6.3.1.4. Subárea Sul

Passo	Coordenação	Controle	Comando e Execução	Procedimento	Objetivo / Item de Controle
1				O COSR-S deve solicitar à CEEE-D que desligue ou mantenha deligados os bancos de capacitores no sistema de distribuição da Subárea Sul.	
2	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Desligar ou manter deligados os bancos de capacitores BC-1 e BC-3 230 kV da SE SE Quinta.	
3				Ligar ou manter ligados os reatores RB-1 230 kV da SE Presidente Médici e o RB-1 230 kV da SE. Quinta	
4	COSR-S	COSR-S	CGTEE	Reduzir a tensão nos barramentos de 230 kV da SE Presidente Médici, pela atuação na tensão de geração das usinas do Complexo Termelétrico Candiota III/Presidente Médici.	
5				O COSR-S deve solicitar à VISUS elevar a absorção de potência reativa nas usinas eólicas do Conjunto Quinta 138 kV.	
6				O COSR-S deve solicitar à MS elevar a absorção de potência reativa nas usinas eólicas do Conjunto Quinta 69 kV.	
7				O COSR-S deve solicitar à ELETROSUL elevar a absorção de potência reativa nas usinas eólicas do Conjunto Livramento 2.	
8	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Ligar ou manter ligados os reatores RB-1, RB-2 e RL-3 230 kV da SE Alegrete 2 e o RB-1 230 kV da SE Livramento 2.	Monitorando a tensão no barramento de 230 kV das subestações Alegrete 2 e Livramento
9	COSR-S	COSR-S	TAESA	Ligar ou manter ligados os reatores RL-1 230 kV da SE Maçambará e o RE-1 230 kV da UTE Uruguaiana.	Monitorando a tensão no barramento de 230 kV da SE Maçambará e da UTE Uruguaiana.
10	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Reduzir a tensão de geração nas unidades geradoras das usinas hidrelétricas Dona Francisca, Itaúba e Passo Real.	
11				Reduzir a tensão no barramento de 230 kV nas subestações Gravataí 2 e Nova Santa Rita, utilizando os comutadores sob carga da transformação 525/230 kV dessas subestações	Monitorando a tensão nos barramentos de 525 kV das subestações Gravataí e Nova Santa Rita.

Passo	Coordenação	Controle	Comando e Execução	Procedimento	Objetivo / Item de Controle
12	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Reduzir a tensão nos barramentos de 230 kV da SE Povo Novo utilizando os comutadores sob carga da transformação 525/230/13,8 kV dessa subestação.	
12.1				Reduzir a tensão de referência no compensador síncrono CO 1 da SE Marmeleiro 2.	Caso ou ocorra sobretensão no barramento de 525 kV da SE Povo Novo.
13				Reduzir a tensão no barramento de 230 kV da SE Santo Ângelo, utilizando os comutadores sob carga da transformação 525/230/13,8 kV dessa subestação.	Monitorando a tensão no barramento de 525 kV da SE Santo Ângelo.

6.3.2. Cargas Pesada e Média

6.3.2.4. Subárea Sul

Passo	Coordenação	Controle	Comando e Execução	Procedimento	Objetivo / Item de Controle
1				OCOSR-S deve solicitar à CEEE-D que ligue ou mantenha ligados os bancos de capacitores no sistema de distribuição da Subárea Sul.	
2	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Desligar ou manter desligados os reatores RB-1 230 kV da SE Quinta e o RB-1 230 kV da SE Presidente Médici.	
3				Ligar ou manter ligados os bancos de capacitores BC-1 e BC-3 230 kV da subestação SE Quinta.	
4	COSR-S	COSR-S	CGTEE	Elevar a tensão nos barramentos de 230 kV da SE Presidente Médici, pela atuação na tensão de geração das usinas do Complexo Termelétrico Candiota III/Presidente Médici.	
5				O COSR-S deve solicitar à ELETROSUL elevar o fornecimento de potência reativa nas usinas eólicas do Conjunto Livramento 2.	
6				O COSR-S deve solicitar à VISUS elevar o fornecimento de potência reativa nas usinas eólicas do Conjunto Quinta 138 kV.	
7				O COSR-S deve solicitar à MS elevar o fornecimento de potência reativa nas usinas eólicas do Conjunto Quinta 69 kV.	
8	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Desligar ou manter desligados os reatores RB-1, RB-2 e RL-3 230 kV da SE Alegrete 2 e o RB-1 230 kV da SE Livramento 2.	Monitorando a tensão no barramento de 230 kV das subestações Alegrete 2 e Livramento
9	COSR-S	COSR-S	TAESA	Desligar os reatores RL-1 230 kV da SE Maçambará e RE-1 230 kV da UTE Uruguaiana.	Monitorando a tensão no barramento de 230 kV da SE Maçambará e da UTE Uruguaiana.

Passo	Coordenação	Controle	Comando e Execução	Procedimento	Objetivo / Item de Controle
10	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Elevar a tensão de geração nas unidades geradoras das usinas hidrelétricas Dona Francisca, Itaúba e Passo Real.	Monitorando a tensão no Subárea Oeste
11	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL E	Elevar a tensão no barramento de 230 kV nas subestações Gravataí 2 e Nova Santa Rita, utilizando os comutadores sob carga da transformação 525/230 kV dessas subestações	Monitorando a tensão nos barramentos de 525 kV das subestações Gravataí e Nova Santa Rita.
12				Elevar a tensão no barramento de 230 kV da SE Santo Ângelo, utilizando os comutadores sob carga da transformação 525/230/13,8 kV dessa subestação.	Monitorando a tensão no barramento de 525 kV da SE Santo Ângelo.
13				Elevar a tensão nos barramentos de 230 kV da SE Povo Novo utilizando os comutadores sob carga da transformação 525/230/13.8 kV dessa Subestação.	
13.1				Elevar a tensão de referência no compensador síncrono CO 1 da SE Marmeleiro 2.	Caso ou ocorra subtensão no barramento de 525 kV da SE Povo Novo.

ANEXO D – OPERAÇÃO EM CONTINGÊNCIA ÁREA 525KV DA REGIÃO SUL



Manual de Procedimentos da Operação – Módulo 10 – Submódulo 10.21

Instrução de Operação	Código	Revisão	Item	Vigência
OPERAÇÃO EM CONTINGÊNCIA DA ÁREA 525 KV DA REGIÃO SUL	IO-OC.S.5SU	124	3.3.5.	02/05/2017

3.1.36. LT 525 KV NOVA SANTA RITA / POVO NOVO

Passo	Coordenação	Controle	Comando e Execução	Procedimento	Objetivo / Item de Controle
1				Ocorrendo a contingência desta linha de transmissão, de modo a evitar possibilidade de subtensão e corte de carga na região quando de transferências de energia entre o Brasil e o Uruguai, proceder conforme segue:	
1.1	CNOS	COSR-S	DCU	Interromper o intercâmbio de energia entre o Brasil e o Uruguai pela Conversora Melo.	
2				Na ocorrência subtensão nos barramentos de 525 kV, 230 kV, 138 kV e 69 kV das subestações da subárea Sul do Rio Grande do Sul e SE Camaquã, proceder conforme segue:	
2.1	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Desligar ou manter desligados os reatores 230 kV das subestações Presidente Médici e Quinta.	
2.2	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Ligar ou manter ligados os bancos de capacitores BC-1 e BC-3 230 kV da SE Quinta.	
2.3	COSR-S	COSR-S	CGTEE	Elevar a tensão no barramento de 230 kV da SE Presidente Médici, pela atuação na tensão de geração das usinas do Complexo Termelétricas Candiota III / Presidente Médici.	
2.3				O COSR-S deve solicitar à CEEE-D ligar ou manter ligados os bancos de capacitores da Subárea Sul do Rio Grande do Sul.	
2.4				O COSR-S deve solicitar à VISUS e à MS a elevação do fornecimento de potência reativa pelas usinas eólicas do Conjunto Quinta 138 kV e Quinta 69 kV, respectivamente.	
2.5				O COSR-S deve solicitar à ELETROSUL a elevação do fornecimento de potência reativa pelas usinas eólicas do Conjunto Eólico Livramento 2.	
2.6	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Elevar a tensão no barramento de 230 kV da SE Povo Novo, por meio dos comutadores sob carga dos transformadores 525/230/13,8 kV dessa subestação.	

Passo	Coordenação	Controle	Comando e Execução	Procedimento	Objetivo / Item de Controle
2.7	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Elevar a tensão de referência nos compensadores síncronos da SE Marmeleiro 2.	Caso ocorra esgotamento dos recursos dos comutadores sob carga na transformação 525/230/13,8 kV da SE Povo Novo ou subtensão nos barramentos de 525 kV das SEs Povo Novo, Santa Vitória do Palmar 2 e Marmeleiro 2.
2.8	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Desligar ou manter desligados os reatores de 525 kV nas subestações Marmeleiro 2, Povo Novo e Santa Vitória do Palmar 2.	Caso ocorra esgotamento dos recursos dos comutadores sob carga na transformação 525/230/13,8 kV da SE Povo Novo ou subtensão nos barramentos de 525 kV das SEs Povo Novo, Santa Vitória do Palmar 2 e Marmeleiro 2.
2.9	O COSR-S deve solicitar à ELETROSUL, a elevação do fornecimento de potência reativa dos aerogeradores do Conjunto Santa Vitória do Palmar.				
2.10	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Elevar a tensão no barramento de 230 kV da SE Nova Santa Rita, por meio dos comutadores sob carga dos transformadores 525/230/13,8 kV dessa subestação.	Monitorar a tensão 230 kV da SE Lajeado 2.
2.11	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Elevar a tensão no barramento de 230 kV da SE Gravataí 2, por meio dos comutadores sob carga dos transformadores 525/230 kV da SE Gravataí.	
2.12	O COSR-S deve solicitar à COTESA a elevação do fornecimento de potência reativa pelas usinas eólicas do Conjunto Eólico Marmeleiro 2.				
2.13	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Ligar ou manter ligados os bancos de capacitores 230 kV das subestações Maçambará e São Borja 2.	
2.14	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT / TAESA	Desligar ou manter desligados os reatores 230 kV das subestações Alegrete 2, Livramento 2, Maçambará e UTE Uruguaiana.	Monitorar a tensão no 230 kV da área Oeste do Rio Grande do Sul.
2.15	COSR-S	COSR-S	DCU	Solicitar a conexão dos filtros da Conversora Rivera.	Manter a potência reativa do sentido do Uruguia para o Brasil.

Passo	Coordenação	Controle	Comando e Execução	Procedimento	Objetivo / Item de Controle
2.16	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Elevar a tensão de geração das usinas hidrelétricas Dona Francisca, Itaúba e Passo Real.	
2.17	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Elevar a tensão no barramento de 230 kV da SE Santo Ângelo, por meio dos comutadores sob carga dos transformadores 525/230/13,8 kV dessa subestação.	
2.18	O COSR-S deve solicitar à CMPC elevar o fornecimento de potência reativa pela UTE CMPC e à CEEE-GT para elevar o fornecimento de potência reativa pelos equipamentos internos ao consumidor livre CMPC.				
2.19	COSR-S	COSR-S	CGTEE	Sincronizar unidades geradoras adicionais nas usinas do Complexo Termelétrico Candiota III e / Presidente Médici .	
3	Na ocorrência sobrecarga na LT 230 kV Pelotas 3 / Quinta e LT 230 kV Presidente Médici / Santa Cruz 1, proceder conforme segue:				
3.1	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Elevar a geração nas usinas hidrelétricas Dona Francisca, Itaúba , Jacuí e Passo Real.	
3.2	CNOS	COSR-S	DCU	Reduzir a importação de energia do Uruguai para o Brasil, pela Conversora Rivera , solicitando a conexão dos filtros da Conversora Rivera para o envio de potência reativa do Uruguai para o Brasil.	
3.3	O COSR-S deve solicitar à COTESA reduzir a geração no Conjunto eólico Marmeleiro 2.				
3.4	O COSR-S deve solicitar à VISUS reduzir a geração no Conjunto Quinta 138 kV, à MS ENERGIA no conjunto Quinta 69 kV e à ELETROSUL no Conjunto Santa Vitória do Palmar.				
3.5	COSR-S	COSR-S	CGTEE	Reduzir a geração no Complexo Termelétrico Candiota III / Presidente Médici .	
4	Na ocorrência sobrecarga na transformação 525/230/13,8 kV da SE Povo Novo, proceder conforme segue:				
4.1	O COSR-S deve solicitar à COTESA reduzir a geração no Conjunto Eólico Marmeleiro 2.				
4.2	O COSR-S deve solicitar à ELETROSUL reduzir a geração no Conjunto Santa Vitória do Palmar.				

3.2.16. SE POVO NOVO - TRANSFORMADOR TF 1 525/230/13,8 KV (PNO TF 1)

Passo	Coordenação	Controle	Comando e Execução	Procedimento	Objetivo / Item de Controle
1	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Colocar o religamento automático da LT 525 kV Nova Santa Rita / Povo Novo no modo monopolar, nas subestações Nova Santa Rita e Povo Novo.	
2	Ocorrendo a contingência deste transformador, de modo a evitar possibilidade de subtensão e corte de carga na região quando de transferências entre o Brasil e o Uruguai, proceder conforme segue:				
2.1	CNOS	COSR-S	DCU	Interromper o intercâmbio de energia entre o Brasil e o Uruguai pela Conversora Melo.	
3	Na ocorrência de subtensão nos barramentos de 230 kV, 138 kV e 69 kV nas subestações da subárea Sul do Rio Grande do Sul, proceder conforme segue:				
3.1	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Desligar ou manter desligados os reatores 230 kV das subestações Presidente Médici e Quinta.	
3.2	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Ligar ou manter ligados os bancos de capacitores BC-1 e BC-3 230 kV da SE Quinta.	
3.3	COSR-S	COSR-S	CGTEE	Elevar a tensão de geração das usinas do Complexo Termelétricas Candiota III / Presidente Médici.	
3.4	O COSR-S deve solicitar à CEEE-D ligar ou manter ligados os bancos de capacitores da Subárea Sul do Rio Grande do Sul.				
3.5	O COSR-S deve solicitar à VISUS e à MS a elevação do fornecimento de potência reativa pelas usinas eólicas do Conjunto Quinta 138 kV e Quinta 69 kV, respectivamente.				
3.6	O COSR-S deve solicitar à ELETROSUL a elevação do fornecimento de potência reativa pelas usinas eólicas do Conjunto Eólico Livramento 2.				
3.7	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Elevar a tensão no barramento de 230 kV da SE Nova Santa Rita, por meio dos comutadores sob carga dos transformadores 525/230/13,8 kV dessa subestação.	Monitorar a tensão no barramento de 230 kV da SE Lajeado 2.
3.8	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Elevar a tensão no barramento de 230 kV da SE Gravataí 2, por meio dos comutadores sob carga dos transformadores 525/230 kV da SE Gravataí.	
3.9	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Ligar ou manter ligados os bancos de capacitores 230 kV das subestações Maçambará e São Borja 2.	Monitorar tensão nas subestações da Subárea Oeste do Rio Grande do Sul.

Passo	Coordenação	Controle	Comando e Execução	Procedimento	Objetivo / Item de Controle
3.10	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Desligar ou manter desligados os reatores 230 kV das subestações Alegrete 2, Livramento 2, Maçambará e UTE Uruguaiana.	Monitorar tensão nas subestações da Subárea Oeste do Rio Grande do Sul.
3.11	CNOS	COSR-S	DCU	Reduzir a importação de energia do Uruguai para o Brasil, pela Conversora Rivera , solicitando a conexão dos filtros da Conversora Rivera para o envio de potência reativa do Uruguai para o Brasil.	
3.12	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Elevar a tensão de geração das usinas hidrelétricas Dona Francisca, Itaúba e Passo Real.	
3.13	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Elevar a tensão no barramento de 230 kV da SE Santo Ângelo, por meio dos comutadores sob carga dos transformadores 525/230/13,8 kV dessa subestação.	Monitorar tensão nas subestações da Subárea Oeste do Rio Grande do Sul.
3.14	CNOS	COSR-S	CGTEE	Sincronizar unidades geradoras adicionais nas usinas no Complexo Termelétricas Candiota III / Presidente Médici , se possível.	
3.15	O COSR-S deve solicitar à CMPC elevar o fornecimento de potência reativa pela UTE CMPC e à CEEE-GT para elevar o fornecimento de potência reativa pelos equipamentos internos ao consumidor livre CMPC.				
4	Na ocorrência de sobretensão nos barramentos de 230 kV, 138 kV e 69 kV das subestações da subárea Sul e Oeste do Rio Grande do Sul, proceder conforme segue:				
4.1	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Desligar ou manter desligados os bancos de capacitores BC-1 e BC-3 230 kV da SE Quinta.	
4.2	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Ligar ou manter ligado o reator 525 kV da subestação Candiota.	
4.3	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Ligar ou manter ligados os reatores 230 kV das subestações Presidente Médici e Quinta.	
4.4	COSR-S	COSR-S	CGTEE	Reduzir a tensão de geração das usinas do Complexo Termelétricas Candiota III / Presidente Médici.	

Passo	Coordenação	Controle	Comando e Execução	Procedimento	Objetivo / Item de Controle
4.5	O COSR-S deve solicitar à CEEE-D desligar ou manter desligados os bancos de capacitores da Subárea Sul do Rio Grande do Sul.				
4.6	O COSR-S deve solicitar à VISUS e à MS a elevação da absorção de potência reativa pelas usinas eólicas do Conjunto Quinta 138 kV e Quinta 69 kV, respectivamente.				
4.7	O COSR-S deve solicitar à ELETROSUL a elevação da absorção de potência reativa pelas usinas eólicas do Conjunto Eólico Livramento 2.				
4.8	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Reduzir a tensão no barramento de 230 kV da SE Nova Santa Rita, por meio dos comutadores sob carga dos transformadores 525/230/13,8 kV dessa subestação.	Monitorar a tensão nos barramentos de 525 kV dessas subestações.
4.9	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Reduzir a tensão no barramento de 230 kV da SE Gravataí 2, por meio dos comutadores sob carga dos transformadores 525/230 kV da SE Gravataí.	
4.10	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Desligar ou manter desligados os bancos de capacitores 230 kV das subestações Maçambará e São Borja 2.	Monitorar tensão nas subestações da Subárea Oeste do Rio Grande do Sul.
4.11	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Ligar ou manter ligados os reatores 230 kV das subestações Alegrete 2, Livramento 2, Maçambará e UTE Uruguaiana.	Monitorar tensão nas subestações da Subárea Oeste do Rio Grande do Sul.
4.12	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Reduzir a tensão de geração das usinas hidrelétricas Dona Francisca, Itaúba e Passo Real.	
4.13	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Reduzir a tensão no barramento de 230 kV da SE Santo Ângelo, por meio dos comutadores sob carga dos transformadores 525/230/13,8 kV dessa subestação.	
4.14	O COSR-S deve solicitar à CMPC elevar a absorção de potência reativa pela UTE CMPC e à CEEE-GT para elevar a absorção de potência reativa pelos equipamentos internos ao consumidor livre CMPC.				
4.15	CNOS	COSR-S	CGTEE	Sincronizar unidades geradoras adicionais nas usinas no Complexo Termelétricas Candiota III / Presidente Médici .	
4.16	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Abrir a LT 230 kV Pelotas 3 / Presidente Médici, em ambos os terminais.	

ANEXO E – OPERAÇÃO EM CONTINGÊNCIA ÁREA 230KV DO RIO GRANDE DO SUL



Manual de Procedimentos da Operação - Módulo 10 - Submódulo 10.21

Instrução de Operação	Código	Revisão	Item	Vigência
OPERAÇÃO EM CONTINGÊNCIA DA ÁREA 230 kV DO RIO GRANDE DO SUL	IO-OC.S.2RS	180	3.3.5.	06/06/2017

3.1.10. LT 230 kV Bagé 2 / Presidente Médici

Passo	Coordenação	Controle	Comando e Execução	Procedimento	Objetivo/Item de Controle
1	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Colocar o religamento automático da LT 230 kV Presidente Médici / Santa Cruz 1, no modo monopolar / tripolar, nas subestações Presidente Médici e Santa Cruz 1.	
2	CNOS	COSR-S	DCU	Interromper o intercâmbio de energia entre o Brasil e o Uruguai por meio da Conversora Melo	
3	CNOS	COSR-S	DCU	Reduzir ou interromper a exportação de energia do Brasil para o Uruguai por meio da Conversora Revira.	Monitorar tensão nos barramentos das subestações localizadas na Subárea Oeste/ Centro.
Carga Pesada e Média					
4	Na ocorrência de subtensão nos barramentos de 230 kV das subestações Bagé 2, Cerro Chato, Conversora Rivera e Livramento 2, proceder conforme segue:				
4.1	O COSR-S deve solicitar à ELETROSUL elevar o fornecimento de potência reativa pelas usinas eólicas do Conjunto Livramento 2.				
4.2	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Desligar ou manter desligados os reatores RB-1, RB-2 e RL-3 230 kV da SE Alegrete 2 e o RB-1 230 kV da SE Livramento 2.	Monitorando a tensão no barramento de 230 kV das subestações Alegrete 2 e Livramento
4.3	COSR-S	COSR-S	TAESA	Desligar ou manter desligados os reatores RL-1 230 kV da SE Maçambará e o RE-1 230 kV da UTE Uruguaiana.	Monitorando a tensão no barramento de 230 kV da SE Maçambará e da UTE Uruguaiana.
4.4	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Ligar ou manter ligados os bancos de capacitores BC-1 230 kV da SE Maçambará e o BC-1 230 kV da SE São Borja 2.	
4.5	COSR-S	COSR-S	AES TIETÊ	Elevar a tensão no barramento de 230 kV da UTE Uruguaiana, pela atuação na tensão de geração dessa Usina.	

Passo	Coordenação	Controle	Comando e Execução	Procedimento	Objetivo / Item de Controle
4.6	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Elevar a tensão no barramento de 230 kV da SE Santo Ângelo, pela atuação nos comutadores sob carga da transformação 525/230/13,8 kV dessa subestação.	
4.7	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Elevar a tensão no barramento de 230 kV da SE Dona Francisca, pela atuação na tensão de geração das usinas hidrelétricas Dona Francisca, Itaúba e Passo Real.	
4.8	O COSR-S deve verificar, com a ELETROSUL e a Ijuí, a possibilidade ajustar a tensão de geração nas usinas hidrelétricas Passo São João e São José, para solicitar a elevação da tensão, até os valores admissíveis na Rede de Distribuição.				
4.9	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Atuar nos comutadores sob carga da transformação 230/69/13,8 kV da SE Missões.	Em caso de impossibilidade de ajuste de tensão ou esgotamento dos recursos de excitação na UHE Passo São João. Reduzir tensão no 69 kV da SE Missões.
4.10	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Elevar a tensão no barramento de 138 kV da UHE Jacuí, pela atuação na tensão de geração dessa Usina.	Elevar a tensão no 138 kV da UHE Passo Real.
3.11				Atuar nos comutadores sob carga da transformação 230/138/13,8 kV da UHE Passo Real.	
4.12	O COSR-S deve solicitar a RGE, a RGE Sul e a CEEE-GT que liguem ou mantenham ligados os bancos de capacitores no sistema de distribuição da Subárea da Oeste/Centro.				
Carga Leve e Mínima					
4	Na ocorrência de subtensão nos barramentos de 230 kV das Sobretensão nos barramentos de 230 kV das subestações Alegrete 2, Bagé 2, Cerro Chato, Conversora Rivera, Livramento 2 e Uruguiana 5., proceder conforme segue:				
4.1	O COSR-S deve solicitar à ELETROSUL elevar a absorção de potência reativa pelas usinas eólicas do Conjunto Livramento 2.				
4.2	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Ligar ou manter ligados os reatores RB-1, RB-2 e RL-3 230 kV da SE Alegrete 2 e o RB-1 230 kV da SE Livramento 2.	Monitorando a tensão no barramento de 230 kV das subestações Alegrete 2 e Livramento
4.3	COSR-S	COSR-S	TAESA	Ligar ou manter ligados os reatores RL-1 230 kV da SE Maçambará e o RE-1 230 kV da UTE Uruguiana.	Monitorando a tensão no barramento de 230 kV da SE Maçambará e da UTE Uruguiana.
4.4	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Desligar ou manter delisgado os bancos de capacitores BC-1 230 kV da SE Maçambará e o BC-1 230 kV da SE São Borja 2.	
4.5	COSR-S	COSR-S	AES TIETÊ	Reduzir a tensão no barramento de 230 kV da UTE Uruguiana, pela atuação na tensão de geração dessa Usina.	

Passo	Coordenação	Controle	Comando e Execução	Procedimento	Objetivo / Item de Controle
4.6	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Reduzir a tensão no barramento de 230 kV da SE Santo Ângelo, pela atuação nos comutadores sob carga da transformação 525/230/13,8 kV dessa subestação.	
4.7	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Reduzir a tensão no barramento de 230 kV da SE Dona Francisca, pela atuação na tensão de geração das usinas hidrelétricas Dona Francisca, Itaúba e Passo Real.	
4.8	O COSR-S deve verificar, com a ELETROSUL e a Ijuí, a possibilidade ajustar a tensão de geração nas usinas hidrelétricas Passo São João e São José, para solicitar a redução da tensão, até os valores admissíveis na Rede de Distribuição.				
4.9	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Elevar a tensão no barramento de 138 kV da UHE Jacuí, pela atuação na tensão de geração dessa Usina.	Reduzir a tensão no 138 kV da UHE Passo Real.
4.10	Atuar nos comutadores sob carga da transformação 230/138/13,8 kV da UHE Passo Real.				
4.11	O COSR-S deve solicitar a RGE, a RGE-Sul e a CEEE-GT que liguem ou mantenham ligados os bancos de capacitores no sistema de distribuição da Subárea da Oeste/Centro.				

3.1.12. LT 230 kV Camaquã / Presidente Médici

Passo	Coordenação	Controle	Comando e Execução	Procedimento	Objetivo / Item de Controle
1	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Colocar o religamento automático da LT 230 kV Presidente Médici / Santa Cruz 1 no modo monopolar / tripolar, nas subestações Presidente Médici e Santa Cruz 1.	
2	CNOS	COSR-S	DCU	Interromper o intercâmbio de energia entre o Brasil e o Uruguai por meio da Conversora Melo	
3	Na ocorrência de sobrecarga na LT 230 kV Presidente Médici / Quinta, proceder conforme segue:				
3.1	CNOS	COSR-S	DCU	Reduzir ou interromper a importação de energia pelo Brasil do Uruguai por meio da Conversoras Rivera.	
3.2	O COSR-S deve solicitar à ELETROSUL reduzir a geração das usinas eólicas do Conjunto Livramento 2.				
3.3	COSR-S	COSR-S	CGTEE	Reduzir geração nas usinas do Complexo Termelétricas Candiota III/Presidente Médici.	

3.1.13. LT 230 KV Camaquã 3 / Guaíba 2

Passo	Coordenação	Controle	Comando e Execução	Procedimento	Objetivo/Item de Controle
1	CNOS	COSR-S	DCU	Interromper o intercâmbio de energia entre o Brasil e o Uruguai por meio da Conversora Melo.	

3.1.14. LT 230 kV Camaquã 3 / Nova Santa Rita

Passo	Coordenação	Controle	Comando e Execução	Procedimento	Objetivo/Item de Controle
1	CNOS	COSR-S	DCU	Interromper o intercâmbio de energia entre o Brasil e o Uruguai por meio da Conversora Melo.	

3.1.15. LT 230 kV Camaquã 3 / Pelotas 3

Passo	Coordenação	Controle	Comando e Execução	Procedimento	Objetivo/Item de Controle
1	CNOS	COSR-S	DCU	Interromper o intercâmbio de energia entre o Brasil e o Uruguai por meio da Conversora Melo.	

3.1.16. LT 230 kV Camaquã 3 / Povo Novo

Passo	Coordenação	Controle	Comando e Execução	Procedimento	Objetivo/Item de Controle
1	CNOS	COSR-S	DCU	Interromper o intercâmbio de energia entre o Brasil e o Uruguai por meio da Conversora Melo.	

3.1.96. LT 230 kV Pelotas 3 / Presidente Médici

Passo	Coordenação	Controle	Comando e Execução	Procedimento	Objetivo / Item de Controle
1	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Colocar o religamento automático da LT 230 kV Presidente Médici / Santa Cruz 1 no modo monopolar / tripolar, nas subestações Presidente Médici e Santa Cruz 1.	

Passo	Coordenação	Controle	Comando e Execução	Procedimento	Objetivo / Item de Controle
2	CNOS	COSR-S	DCU	Interromper o intercâmbio de energia entre o Brasil e o Uruguai por meio da Conversora Melo.	
3	Na ocorrência de sobrecarga na LT 230 kV Presidente Médici / Quinta e na transformação 230/138/13,8 kV da SE Presidente Médici, proceder conforme segue:				
3.1	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Atuar no comutador da transformação 230/138/13,8 kV da SE Pelotas 3.	Elevar a tensão no 138 kV da SE Pelotas 3.
3.2	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Atuar no comutador da transformação 230/138/13,8 kV da SE Presidente Médici.	Reduzir a tensão no 138 kV da SE Presidente Médici.
3.3	CNOS	COSR-S	DCU	Reduzir ou interromper a importação de energia pelo Brasil do Uruguai por meio da Conversora Rivera.	
3.4	COSR-S	COSR-S	CGTEE	Reduzir geração nas usinas do Complexo Termelétricas Candiota III/Presidente Médici .	
3.5	O COSR-S deve solicitar à ELETROSUL reduzir o fornecimento de potência ativa das usinas eólicas do Conjunto Livramento 2.				

3.1.97. LT 230 kV Pelotas 3 / Quinta

Passo	Coordenação	Controle	Comando e Execução	Procedimento	Objetivo / Item de Controle
1	CNOS	COSR-S	DCU	Interromper o intercâmbio de energia entre o Brasil e o Uruguai por meio da Conversora Melo.	
2	Na ocorrência de sobrecarga na LT 230 kV Presidente Médici / Quinta, proceder conforme segue:				
2.1	CNOS	COSR-S	DCU	Reduzir ou interromper a importação de energia pelo Brasil do Uruguai por meio da Conversora Rivera.	
2.2	COSR-S	COSR-S	CGTEE	Reduzir geração nas usinas do Complexo Termelétrico Candiota III/Presidente Médici .	
2.3	O COSR-S deve solicitar à ELETROSUL reduzir do fornecimento de potência ativa das usinas eólicas do Conjunto Livramento 2.				

3.1.106. LT 230 kV Povo Novo / Quinta

Passo	Coordenação	Controle	Comando e Execução	Procedimento	Objetivo / Item de Controle
1	CNOS	COSR-S	DCU	Interromper o intercâmbio de energia entre o Brasil e o Uruguai por meio da Conversora Melo.	
2	Na ocorrência de subtensão na subárea Sul, proceder conforme segue:				
2.1	CNOS	COSR-S	DCU	Reduzir e/ou interromper o importação de energia pelo Brasil do Uruguai pela Conversora Riverae	
2.2	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Desligar ou manter desligados os reatores RB-1 230 kV da SE Presidente Médici e o RB-1 230 kV da SE Quinta.	
2.3	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Ligar ou manter ligados os bancos de capacitores BC-1 e BC-3 230 kV da subestação SE Quinta.	
2.4	COSR-S	COSR-S	CGTEE	Elevar a tensão nos barramentos de 230 kV da SE Presidente Médici, pela atuação na tensão de geração das usinas do Complexo Termelétrico Candiota III/ Presidente Médici.	
2.5	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Atuar no comutador sob carga da transformação 230/138/13,8 kV da SE Presidente Médici.	Elevar a tensão nos barramentos de 138 kV da SE Presidente Médici.
2.6	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Elevar a tensão no barramento de 230 kV da SE Povo Novo pela atuação nos comutadores sob carga da transformação 525/230/13,8 kV desta subestação.	
2.6.1	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Elevar a tensão no barramento de 230 kV da SE Marmeleiro 2 pela atuação junto aos compensadores síncronos da SE Marmeleiro 2.	No caso de esgotamento de recursos na comutação dos transformadores da SE Povo Novo.
2.7	O COSR-S deve solicitar a CEEE-D que ligue ou mantenha ligados os bancos de capacitores disponíveis na Subárea Sul.				
2.8	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Atuar nos comutadores sob carga da transformação 230/138/13,8 kV da SE Pelotas 3.	Reduzir a tensão no 138 kV da SE Pelotas 3.
2.9	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Elevar a tensão no barramento de 230 kV da SE Gravataí 2 pela atuação nos comutadores sob carga da transformação 525/230 kV da SE Gravataí.	Monitorando a tensão no barramento de 230 kV da SE Lajeado 2.
2.10	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Elevar a tensão no barramento de 230 kV da SE Nova Santa Rita pela atuação nos comutadores sob carga da transformação 525/230/13,8 kV desta subestação.	

Passo	Coordenação	Controle	Comando e Execução	Procedimento	Objetivo / Item de Controle
2.11	O COSR-S deve solicitar à OEA Corredor do Senandes III e à MS elevar o fornecimento de potência reativa pelas usinas eólicas do Conjunto Quinta 138 kV e Quinta 69 kV, respectivamente.				
2.12	O COSR-S deve solicitar à ELETROSUL elevar o fornecimento de potência reativa pelas usinas eólicas do Conjunto Livramento 2.				
2.13	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Desligar ou manter deligados reatores RB-1, RB-2 e RL-3 230 kV na SE Alegrete 2 e o RB-1 da SE Livramento 2.	Monitorando a tensão no barramento de 230 kV das subestações Alegrete 2 e Livramento
2.14	COSR-S	COSR-S	TAESA	Desligar ou manter deligados os reatores RL-1 230 kV da SE Maçambará e o RE-1 230 kV da UTE Uruguiana.	Monitorando a tensão no barramento de 230 kV da SE Maçambará e da UTE Uruguiana.
2.15	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Elevar a tensão de geração das usinas hidrelétricas Dona Francisca, Itaúba e Passo Real.	Monitorando a tensão na Subárea Oeste/Centro
2.16	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Elevar a tensão no barramento de 230 kV da SE Santo Ângelo pela atuação nos comutadores sob carga da transformação 525/230/13,8 kV desta subestação.	
3	Na ocorrência de sobrecarga na LT 230 kV Presidente Médici / Santa Cruz 1 e na LT 230 kV Camaquã 3 / Pelotas 3 (no sentido da SE Pelotas 3 para a SE Camaquã 3), proceder conforme segue:				
3.1	CNOS	COSR-S	DCU	Reduzir ou interromper a importação de energia pelo Brasil do Uruguai por meio da Conversora Rivera.	
3.2	COSR-S	COSR-S	CGTEE	Reduzir geração nas usinas do Complexo Termelétrico Candiota III/Presidente Médici.	
4	Na ocorrência de sobrecarga na LT 230 kV Camaquã 3 / Pelotas 3 (no sentido da SE Camaquã 3 para a SE Pelotas 3), proceder conforme segue:				
4.1	COSR-S	COSR-S	CGTEE	Reduzir geração nas usinas do Complexo Termelétrico Candiota III/Presidente Médici..	
4.2	COSR-S	COSR-S	CEEE-GT	Elevar a geração das usinas hidrelétricas Dona Francisca, Itaúba e Passo Real.	
4.3	CNOS	COSR-S	DCU	Reduzir ou interromper a esportação de energia do Brasil para o Uruguai pela Conversora Rivera.	

3.1.107. LT 230 kV Presidente Médici / Quinta

Passo	Coordenação	Controle	Comando e Execução	Procedimento	Objetivo / Item de Controle
1	COSR-S	COSR-S	ELETROSUL	Colocar o religamento automático da LT 230 kV Presidente Médici / Santa Cruz 1 no modo monopolar / tripolar, nas subestações Presidente Médici e Santa Cruz 1.	
2	CNOS	COSR-S	DCU	Interromper o intercâmbio de energia entre o Brasil e o Uruguai por meio da Conversora Melo.	
3	Na ocorrência de sobrecarga na LT 230 kV Pelotas 3 / Presidente Médici, proceder conforme segue:				
3.1	CNOS	COSR-S	DCU	Reduzir ou interromper a importação de energia pelo Brasil do Uruguai por meio da pela Conversora Rivera..	
3.2	COSR-S	COSR-S	CGTEE	Reduzir geração nas usinas do Complexo Termelétrico Candiota III/Presidente Médici.	
5	Na ocorrência de sobrecarga na LT 230 kV Pelotas 3 / Quinta, proceder conforme segue:				
5.1	CNOS	COSR-S	DCU	Reduzir ou interromper a importação de energia pelo Brasil do Uruguai, pela pela Conversora Rivera.	
5.2	COSR-S	COSR-S	CGTEE	Reduzir geração nas usinas do Complexo Termelétrico Candiota III/Presidente Médici.	
5.3	O COSR-S deve solicitar à OEA Corredor do Senandes III e à MS reduzir o fornecimento de potência ativa das usinas eólicas do Conjunto Quinta 138 kV e Quinta 69 kV, respectivamente.				
5.4	O COSR-S deve solicitar à ELETROSUL reduzir o fornecimento de potência ativa das usinas eólicas do Conjunto Livramento 2.				

3.1.108. LT 230 kV Presidente Médici / Santa Cruz 1

Passo	Coordenação	Controle	Comando e Execução	Procedimento	Objetivo / Item de Controle
1	CNOS	COSR-S	DCU	Interromper o intercâmbio de energia entre o Brasil e o Uruguai por meio da Conversora Melo.	
2	Na ocorrência de sobrecarga na LT 230 kV Presidente Médici / Quinta, proceder conforme segue:				
2.1	CNOS	COSR-S	DCU	Reduzir ou interromper a importação de energia pelo Brasil do Uruguai, pela pela Conversora Rivera.	
2.2	COSR-S	COSR-S	CGTEE	Reduzir geração nas usinas do Complexo Termelétrico Candiota III / Presidente Médici..	