

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

**WILSON EDUARDO DREISSIG HIRT**

**PROJETO DE DIPLOMAÇÃO**

**ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO E AFUNDAMENTOS DE  
TENSÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA: UM  
ESTUDO APLICADO À EXPANSÃO DA GERAÇÃO NO  
RIO GRANDE DO SUL**

Porto Alegre

2015

**WILSON EDUARDO DREISSIG HIRT**

**ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO E AFUNDAMENTOS DE  
TENSÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA: UM  
ESTUDO APLICADO À EXPANSÃO DA GERAÇÃO NO  
RIO GRANDE DO SUL**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

Porto Alegre

2015

WILSON EDUARDO DREISSIG HIRT

**ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO E AFUNDAMENTOS DE  
TENSÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA: UM  
ESTUDO APLICADO À EXPANSÃO DA GERAÇÃO NO  
RIO GRANDE DO SUL**

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da Disciplina de “Projeto de Diplomação”, do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University of Technology – Gothenburg, Suécia

Aprovado em: \_\_\_ / \_\_\_ / \_\_\_

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University of Technology – Gothenburg, Suécia

\_\_\_\_\_

Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis, Brasil

\_\_\_\_\_

Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Gladis Bordin, UFRGS

Doutora pela Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis, Brasil

\_\_\_\_\_

Ao meu pai, Wilson H3lio Hirt e 3 minha  
m3e, Noeli Dreissig Hirt.

## **AGRADECIMENTOS**

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer aos meus pais Wilson e Noeli, pelo amor incondicional, suporte e apoio em todos os momentos da minha vida.

Ao meu irmão Marcelo e família, pela amizade, apoio e confiança.

Aos amigos, pelos momentos de descontração, diversão e companhia.

Aos professores da Universidade Federal do Rio Grande do Sul pelos ensinamentos, especialmente ao professor Roberto Chouhy Leborgne pela orientação e elucidação durante o desenvolvimento deste projeto de diplomação.

À CAPES e à Télécom Physique Strasbourg, pela oportunidade de intercâmbio na França.

Aos colegas, pelo companheirismo durante os estudos e momentos de descontração.

## RESUMO

Este projeto de diplomação apresenta um estudo da influência, no nível de afundamentos de tensão causados por curtos-circuitos, da expansão da geração elétrica no estado do Rio Grande do Sul. É realizado um levantamento detalhado da matriz energética, tanto na configuração atual quanto dos projetos em construção e outorgados para estarem em operação no estado até o final do ano de 2019. São apresentados conceitos teóricos sobre afundamentos de tensão, assim como os métodos de cálculo e predição de dois parâmetros fundamentais que caracterizam este distúrbio: a magnitude e a frequência de ocorrência. Sabendo-se que as faltas monofásicas em linhas de transmissão são as principais causas de afundamentos de tensão, um estudo de caso é realizado para as predições deste distúrbio, tomando-se como metodologia a simulação de faltas via o programa computacional ANAFAS. Uma série de cenários é implementada para simular o sistema elétrico básico do Rio Grande do Sul, considerando a integração isolada dos diferentes tipos de unidades geradoras, possibilitando-se a análise comparativa dos níveis de afundamentos de tensão das configurações atual e futura (2019). Tomando-se como base os resultados quantitativos e qualitativos obtidos nas simulações, observou-se uma melhora do desempenho do sistema elétrico do Rio Grande do Sul frente à expansão da geração, principalmente com a integração dos novos parques eólicos.

**Palavras-chave:** Sistema Elétrico de Potência. Curto-circuito. Afundamento de Tensão. *Software* ANAFAS.

## **ABSTRACT**

This graduation project presents a study of the influence on the voltage sags caused by short circuits resulted by the expansion of electricity generation in the state of Rio Grande do Sul. A detailed survey of the energy matrix is performed both in the current configuration as in the projects under construction and granted to be operating by the end of 2019. Theoretical concepts are presented about voltage sags, as well as the methods of calculus and prediction about two fundamental parameters that characterize this problem: the magnitude and frequency of occurrence. Once the single-phase faults in transmission lines are the main causes of voltage sags, a case-study is developed to predict this problem, based on fault simulation method, using the software ANAFAS. A number of scenarios are implemented to simulate the electric power system of Rio Grande do Sul, considering the isolated integration of the different types of generating units, enabling a comparative analysis of voltage sags levels from current and future (2019) configurations. The quantitative and qualitative result from the simulations of the electrical generation expansion has shown an improvement of the electrical system performance, mainly with the integration of the new wind farms.

**Keywords: Electric Power System. Short Circuit. Voltage Sags. Software ANAFAS.**

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Desenho esquemático de uma turbina eólica moderna. ....	21
Figura 2 - Esquema elétrico dos aerogeradores utilizados no Rio Grande do Sul. ....	22
Figura 3 - Esquema de funcionamento de uma usina hidráulica. ....	24
Figura 4 - Perfil esquemático do processo de produção de energia elétrica a partir do carvão mineral. ....	29
Figura 5 - Sistema de transmissão planejado para o estado do Rio Grande do Sul.....	31
Figura 6 - Afundamento de tensão devido a uma falta monofásica. ....	35
Figura 7 - Magnitude (intensidade) de um afundamento de tensão. ....	37
Figura 8 - Representação de componentes simétricos.....	39
Figura 9 - Representação esquemática de uma falta FT.....	41
Figura 10 - Conexão das redes de sequência para uma falta FT. ....	42
Figura 11 - Tensão nos terminais dos aerogeradores em função do tempo.....	47
Figura 12 - Número de ocorrências do distúrbio ao ano por barramento monitorado – Cenário 1.....	52
Figura 13 - Número de barramentos afetados por falta em LT – Cenário 1.....	53
Figura 14 - Número de ocorrências do distúrbio por nível de afundamento para a configuração atual.....	53
Figura 15 - Diferença líquida entre a configuração atual e a ampliação da transmissão. ....	54
Figura 16 - Número de ocorrências do distúrbio por nível de afundamento para a ampliação da transmissão. ....	54
Figura 17 - Diferença líquida entre a configuração atual e a integração de EOL. ....	55
Figura 18 - Número de ocorrências do distúrbio por nível de afundamento para a integração de EOL. ....	56
Figura 19 - Diferença líquida entre a configuração atual e a integração de PCH. ....	57
Figura 20 - Número de ocorrências do distúrbio por nível de afundamento para a integração de PCH. ....	57
Figura 21 - Diferença líquida entre a configuração atual e a integração de UTE. . ....	58
Figura 22 - Número de ocorrências do distúrbio por nível de afundamento para a integração de UTE. ....	59

Figura 23 - Diferença líquida entre a configuração atual e a configuração completa de 2019 para os barramentos existentes atualmente. ....	60
Figura 24 - Diferença líquida entre a configuração atual e a configuração completa de 2019 para faltas em LT. ....	60
Figura 25 - Comparação do número de ocorrências do distúrbio por intensidade do afundamento para os barramentos existentes atualmente. ....	61
Figura 26 - Comparação do número de ocorrências do distúrbio por intensidade do afundamento, para os diferentes tipos de geração. ....	61
Figura 27 - Ocorrências do distúrbio ao ano por barramento monitorado - Cenário 6. ....	62
Figura 28 - Ocorrências do distúrbio ao ano por falta em LT - Cenário 6. ....	63
Figura 29 - Comparação do número de ocorrências do distúrbio por intensidade do afundamento para a totalidade de barramentos. ....	63
Figura 30 - Comparação ponderada do número de ocorrências do distúrbio por intensidade do afundamento para a totalidade de barramentos. ....	64
Figura 31 - Comparação do número de ocorrências do distúrbio por intensidade do afundamento, para a totalidade de barramentos e os diferentes tipos de geração. ...	65
Figura 32 - Número de ocorrências por nível de intensidade do distúrbio para as LT da configuração atual. ....	67
Figura 33 - Número de ocorrências por nível de intensidade do distúrbio para a totalidade de LT de cada configuração. ....	67
Figura 34 - Número ponderado de ocorrências por nível de intensidade do distúrbio para a totalidade de LT de cada configuração. ....	68
Figura 35 - Magnitude do afundamento de tensão nos barramentos atuais para uma falta na LT 28275-28324. ....	69
Figura 36 - Magnitude do afundamento de tensão nos diferentes cenários para uma falta na LT 28275-28324. ....	70

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Capacidade de geração de energia elétrica do Rio Grande do Sul. ....	19
Tabela 2 - Unidades geradoras planejadas para o Rio Grande do Sul. ....	20
Tabela 3 - EOL planejadas para o Rio Grande do Sul.....	23
Tabela 4 - PCH planejadas para o Rio Grande do Sul.....	26
Tabela 5 - CGH planejadas para o Rio Grande do Sul .....	27
Tabela 6 - UTE planejadas para o Rio Grande do Sul.....	27
Tabela 7 - Classificação das variações de tensão de curta duração. ....	34
Tabela 8 - Comparação entre os diferentes limites da literatura para definir afundamentos de tensão. ....	34
Tabela 9 - Período mínimo de monitoramento para uma determinada precisão.....	37
Tabela 10 - Índices de faltas no sistema elétrico de transmissão brasileiro. ....	38
Tabela 11 - Frequência de ocorrência por nível de afundamento de tensão.....	46
Tabela 12 - Comparação do número de ocorrências ao ano do distúrbio por intensidade do afundamento para os barramentos da configuração atual.....	62
Tabela 13 - Comparação do número de ocorrências ao ano do distúrbio por intensidade do afundamento para a totalidade de barramentos da configuração futura .....	65
Tabela 14 - Comparativo entre magnitudes médias. ....	71

## LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANAFAS	Análise de Falhas Simultâneas
BIG	Banco de Informações de Geração
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FF	Falta Fase-Fase
FFF	Falta Trifásica
FFFT	Falta Trifásica à Terra
FFT	Falta Fase-Fase-Terra
FT	Falta Fase-Terra
GW	Gigawatt
kV	Quilovolt
kW	Quilowatt
LT	Linha de Transmissão
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatt
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PNE	Plano Nacional de Energia
p.u.	Por Unidade
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
RMS	<i>Root Mean Square</i>
RS	Rio Grande do Sul
SE	Subestação

SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
SINDAT	Dados Técnicos do Sistema Interligado Nacional
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica
VTCD	Variação de Tensão de Curta Duração

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>14</b>
1.1	RELEVÂNCIA DO TEMA.....	14
1.2	MOTIVAÇÃO.....	15
1.3	OBJETIVOS.....	16
<b>1.3.1</b>	<b>Gerais.....</b>	<b>16</b>
<b>1.3.2</b>	<b>Específicos .....</b>	<b>16</b>
1.4	METODOLOGIA DE PESQUISA .....	16
1.5	ESTRUTURA DO TRABALHO .....	17
<b>2</b>	<b>SISTEMA ELÉTRICO NO RIO GRANDE DO SUL .....</b>	<b>19</b>
2.1	MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA.....	19
2.2	PLANO DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO .....	20
<b>2.2.1</b>	<b>Centrais geradoras eólicas .....</b>	<b>20</b>
<b>2.2.2</b>	<b>Centrais geradoras hidrelétricas e Pequenas centrais hidrelétricas.....</b>	<b>23</b>
<b>2.2.3</b>	<b>Usinas termelétricas .....</b>	<b>27</b>
2.3	PLANO DE EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO .....	30
<b>2.3.1</b>	<b>Subestações.....</b>	<b>31</b>
<b>2.3.2</b>	<b>Linhas de transmissão .....</b>	<b>32</b>
<b>2.3.3</b>	<b>Interligações internacionais .....</b>	<b>32</b>
<b>3</b>	<b>AFUNDAMENTOS DE TENSÃO.....</b>	<b>34</b>
3.1	DEFINIÇÃO DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO .....	34
3.2	ORIGEM .....	35
3.3	PARÂMETROS DE ANÁLISE.....	36
<b>3.3.1</b>	<b>Magnitude .....</b>	<b>36</b>
<b>3.3.2</b>	<b>Frequência de ocorrência.....</b>	<b>37</b>
3.4	CÁLCULO DA MAGNITUDE .....	38
<b>3.4.1</b>	<b>Método das componentes simétricas.....</b>	<b>39</b>
<b>3.4.2</b>	<b>Cálculo da magnitude em afundamentos de tensão .....</b>	<b>40</b>
<b>3.4.3</b>	<b>Cálculo de faltas monofásicas: método analítico .....</b>	<b>41</b>
<b>3.4.4</b>	<b>Cálculo de faltas monofásicas: método matricial .....</b>	<b>43</b>

3.5	CÁLCULO DA FREQUÊNCIA DE OCORRÊNCIA .....	44
3.6	SUPPORTABILIDADE DE CENTRAIS GERADORAS EÓLICAS A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO .....	46
<b>4</b>	<b>ESTUDO DE CASO .....</b>	<b>48</b>
4.1	METODOLOGIA.....	48
4.1.1	<b>Considerações .....</b>	<b>49</b>
4.1.2	<b>Aquisição dos dados do SIN.....</b>	<b>49</b>
4.1.3	<b>Implementação no ANAFAS .....</b>	<b>50</b>
4.1.4	<b>Descrição dos cenários implementados.....</b>	<b>50</b>
4.2	CENÁRIO 1: DESEMPENHO DA CONFIGURAÇÃO ATUAL .....	52
4.3	CENÁRIO 2: AMPLIAÇÃO DA TRANSMISSÃO.....	53
4.4	CENÁRIO 3: INTEGRAÇÃO DAS CENTRAIS GERADORAS EÓLICAS .....	55
4.5	CENÁRIO 4: INTEGRAÇÃO DAS PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS ..	56
4.6	CENÁRIO 5: INTEGRAÇÃO DAS USINAS TERMELÉTRICAS .....	58
4.7	CENÁRIO 6: CONFIGURAÇÃO COMPLETA 2019 .....	59
4.7.1	<b>Comparação com a configuração atual .....</b>	<b>59</b>
4.7.2	<b>Configuração completa .....</b>	<b>62</b>
4.8	ANÁLISE DE CASOS ESPECÍFICOS .....	66
4.8.1	<b>Barramento GUAÍBA 2 (28108).....</b>	<b>66</b>
4.8.2	<b>Curto-circuito na LT PRESIDENTE MÉDICI (28275) - CANDIOTA III (28324) .....</b>	<b>68</b>
<b>5</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>72</b>
5.1	CONCLUSÕES .....	72
5.2	TRABALHOS FUTUROS .....	73
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>75</b>
	<b>APÊNDICE A – MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA .....</b>	<b>79</b>
	<b>APÊNDICE B – PLANO DE EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA NO RIO GRANDE DO SUL .....</b>	<b>80</b>
	<b>APÊNDICE C – DADOS UTILIZADOS DO SEP DO RIO GRANDE DO SUL PARA A CONFIGURAÇÃO ATUAL (2015).....</b>	<b>83</b>
	<b>APÊNDICE D – DADOS UTILIZADOS DO SEP DO RIO GRANDE DO SUL PARA A CONFIGURAÇÃO FUTURA (2019) .....</b>	<b>91</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 RELEVÂNCIA DO TEMA

Nos últimos anos, a qualidade da energia elétrica (QEE) tem se mostrado fundamental na avaliação de sistemas elétricos, tanto pelas concessionárias quanto pelos consumidores de energia elétrica. O intenso avanço tecnológico de circuitos eletrônicos, bem como a crescente utilização de microprocessadores nos equipamentos eletrônicos, tem ocasionado o aumento da sensibilidade destes equipamentos frente à QEE fornecida, despertando assim a necessidade de estudos para a melhor compreensão dos efeitos causados pelos diversos distúrbios da QEE.

A considerar-se o ambiente industrial, distúrbios da QEE notadamente ocasionam impactos por paradas de processos produtivos, pois acabam necessitando de novas inicializações. Tal problema está diretamente relacionado com consideráveis prejuízos econômicos devido ao mau funcionamento ou até mesmo queima de equipamentos quando da ocorrência de distúrbios na tensão.

Dentre os diversos fenômenos relacionados à QEE, destacam-se os afundamentos de tensão devido a sua frequência de ocorrência. Os afundamentos de tensão são caracterizados como um decremento na magnitude da tensão eficaz, cujo valor pode estar compreendido entre 0,1 e 0,9 p.u. da tensão nominal de operação e duração inferior ou igual a um minuto (BOLLEN, 2000), e seu comportamento é amplamente estudado no presente trabalho.

A ocorrência de afundamentos de tensão tem duas causas principais: a partida de grandes cargas seja no local afetado ou por algum consumidor no mesmo circuito, e faltas em outros ramais da rede (CHAPMAN, 2002). Devido à sua extensão, o Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro está sujeito a diversas formas de falhas, que comprometem o funcionamento e a transmissão da energia elétrica pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) aos seus clientes.

O tipo de falha mais comum e também o mais severo é o curto-circuito, decorrente da ruptura de isolamento entre um condutor de uma fase e terra ou entre fases. A magnitude da corrente de curto-circuito depende de vários fatores, tais como: tipo de curto-circuito, capacidade do sistema de geração, topologia do sistema, método de conexão e operação dos neutros dos transformadores, distância elétrica da falha em relação às unidades geradoras (SATO, 1979).

## 1.2 MOTIVAÇÃO

A crescente demanda por energia elétrica vem fazendo com que continuamente novos empreendimentos geradores sejam integrados aos sistemas elétricos. No Brasil há uma potência total instalada de aproximadamente 135,3 gigawatts (GW), e outros 21,8 GW de potência já estão em construção em 192 novos empreendimentos, representando 16,11% de aumento. Além do mais, outros 589 empreendimentos somando 14,4 GW estão outorgados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), mas que ainda não possuem sua construção iniciada. Estes projetos outorgados representam 10,64% de aumento da capacidade atual de geração do país, e sua conclusão está prevista para o final do ano 2019, segundo dados do Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL, os quais estão descritos no APÊNDICE A.

Entretanto, considerando-se que a base da matriz de energia elétrica brasileira é constituída de usinas hidrelétricas, a dependência de elementos naturais favoráveis faz com que tais empreendimentos geradores sejam construídos em locais desprovidos de conexões adequadas com o SIN, acarretando em dificuldades no controle da qualidade associada à energia gerada.

Tanto do ponto de vista da operação quanto do planejamento, de curto, médio e longo prazo, o comportamento de um sistema elétrico deve ser acompanhado sistematicamente (KINDERMANN, 1997). A integração de novos empreendimentos geradores de energia torna o SIN mais complexo, fazendo-se necessário a análise das consequências em relação à confiabilidade e QEE fornecida aos consumidores, considerando o estado atual da rede elétrica e as consequentes ampliações requeridas pelo SIN.

Para que se tenha um histórico permanentemente atualizado, analisando o comportamento do sistema frente às alterações que continuamente estão sendo realizadas, deve-se realizar um estudo criterioso e uma modelagem adequada. Devido às consequências que pode trazer para o sistema elétrico, faz-se necessário um estudo detalhado do comportamento de curto-circuito e consequentes afundamentos de tensão. Complementando, simulações numéricas são requeridas para garantir que a QEE seja, de fato, fornecida a todos os consumidores do sistema elétrico.

## 1.3 OBJETIVOS

### 1.3.1 Gerais

Analisar a influência das futuras unidades geradoras no nível de curto-circuito e de afundamentos de tensão no sistema elétrico do Rio Grande do Sul (RS).

### 1.3.2 Específicos

- Elaborar um levantamento detalhado e simular o comportamento do sistema elétrico do Rio Grande do Sul, ao integrarem-se as novas unidades geradoras planejadas e outorgadas pela ANEEL para o período de 2015 a 2019;
- Simular as consequências da ocorrência de curtos-circuitos monofásicos nas linhas de transmissão da rede elétrica básica do Rio Grande do Sul;
- Realizar a predição da magnitude e frequência de ocorrência de afundamentos de tensão;
- Analisar casos específicos de barramentos e linhas de transmissão que apresentam desempenho crítico quando da ocorrência de curto-circuito.

## 1.4 METODOLOGIA DE PESQUISA

Devido ao crescimento da demanda nas últimas décadas, o SIN se expandiu e tornou-se bastante complexo para se realizar um estudo completo de faltas sem o auxílio de simulações computacionais. O desenvolvimento de ferramentas de simulação numérica para correntes de curto-circuito traz uma enorme importância no planejamento e coordenação da proteção dos sistemas elétricos de potência, uma vez que consegue prever as mais severas consequências de diversos possíveis defeitos. Logo, o conhecimento das características do curto-circuito em um sistema elétrico de potência (SEP) possibilita a tomada de medidas necessárias para minimizar os efeitos, tais como a instalação, ajuste e coordenação dos dispositivos de proteção do sistema (GUIMARÃES; NEUMANN, 2009).

Dentre os diversos programas existentes para realizar esta análise de faltas, o programa de Análise de Faltas Simultâneas (ANAFAS), desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), é utilizado no decorrer deste trabalho.

A pesquisa realizada, na medida em que traz o equacionamento das características de curto-circuito e afundamentos de tensão em sistemas elétricos de potência, adquire um aspecto quantitativo. A pesquisa documental caracteriza-se como qualitativa, pois é realizada uma seleção de seu conteúdo de modo a identificar informações importantes a serem consideradas para o projeto (LAUTENSCHLEGER, 2013).

O estudo de caso realizado caracteriza-se tanto qualitativo quanto quantitativo. Quantitativo, uma vez que os resultados das diversas simulações numéricas trazem resultados numéricos explícitos; e qualitativo, pois uma aprofundada interpretação dos resultados numéricos deve ser realizada (MARCONI; LAKATOS, 2007).

## 1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho é composto por cinco capítulos organizados da seguinte maneira:

Neste primeiro capítulo é apresentada uma introdução sobre a relevância do cálculo de faltas e afundamentos de tensão, os objetivos e a estrutura do trabalho.

O segundo capítulo traz um estudo sobre a expansão da geração elétrica no estado do Rio Grande do Sul. É realizado um levantamento da matriz de energia elétrica atual e das instalações que serão integradas ao SIN do estado, considerando as unidades geradoras, subestações, linhas de transmissão e conexões internacionais, até o ano de 2019. Além disso, são apresentados os conceitos básicos dos tipos de geração que serão integrados ao SIN no Rio Grande do Sul, ou seja, usinas eólicas, usinas hidrelétricas de pequeno porte e usinas termelétricas.

No terceiro capítulo é apresentado o tema principal deste trabalho, a análise de curto-circuito voltada ao estudo de afundamentos de tensão. São abordados os conceitos básicos, normas, caracterização, principais causas e parâmetros de análise dos afundamentos de tensão, que são a magnitude e frequência de ocorrência deste distúrbio. Além do mais, são apresentadas métodos de cálculo para a magnitude e frequência de ocorrência dos afundamentos de tensão, quando da ocorrência de faltas monofásicas em algum ponto do sistema elétrico.

No quarto capítulo é realizado um estudo de caso detalhado, onde é simulado o sistema elétrico do estado do Rio Grande do Sul e analisado o impacto nos níveis de afundamentos de tensão gerados por curtos-circuitos monofásicos em linhas de transmissão após a integração das novas unidades geradoras outorgadas pela ANEEL para entrarem em operação até 2019. De modo a realizar uma análise distinta para a integração de cada tipo de

unidade geradora, simularam-se seis cenários, os quais são confrontados entre si e avaliados seu impacto no sistema elétrico operante atualmente no estado.

O quinto capítulo traz a conclusão do trabalho, onde as considerações finais sobre o projeto desenvolvido, as propostas de melhorias e estudos futuros são descritos.

## 2 SISTEMA ELÉTRICO NO RIO GRANDE DO SUL

### 2.1 MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA

Atualmente, o estado do Rio Grande do Sul possui 8,64 GW de potência instalada, representado 6,38% da capacidade nacional. Em relação aos outros estados, é considerado o sexto maior gerador de energia elétrica do país, atrás apenas de São Paulo, Minas Gerais, Paraná, Goiás e Bahia, segundo BIG (2015).

A Tabela 1 apresenta a matriz de energia elétrica do Rio Grande do Sul no início do ano de 2015, segundo dados do BIG. Nota-se que, assim como a matriz de energia elétrica nacional, é predominante a geração do tipo hidráulica realizada por Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH), Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e Usinas Hidrelétricas (UHE), as quais correspondem somadas aproximadamente 62,52% da capacidade de geração do estado.

Tabela 1: capacidade de geração de energia elétrica do Rio Grande do Sul.

<b>Tipo</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Potência [MW]</b>	<b>%</b>
Central Geradora Hidrelétrica	48	32,15	0,37
Central Geradora Eólica	44	1.082	12,53
Pequena Central Hidrelétrica	49	557	6,45
Central Geradora Solar Fotovoltaica	24	0,064	0,00
Usina Hidrelétrica	17	4.813	55,70
Usina Termelétrica	78	2.156	24,96
<b>Total</b>	<b>260</b>	<b>8.641</b>	<b>100</b>

Fonte: BIG, ANEEL, 2015.

A ANEEL estabelece, segundo a Resolução nº 652 de 2003, os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na classificação de CGH, PCH e UHE. De forma geral, as centrais cuja potência instalada seja menor ou igual a 1 MW são consideradas CGH; as centrais cuja potência instalada seja superior a 1 MW ou menor que 30 MW são denominadas de PCH; e centrais hidrelétricas com potência instalada superior ou igual a 30 MW são consideradas UHE.

O aproveitamento hidrelétrico (com CGH, PCH e UHE) representando mais de 62% da matriz de energia elétrica, faz com que o sistema elétrico presente no RS se torne altamente vulnerável. A geração hidrelétrica está diretamente ligada ao regime de chuvas e, em períodos nos quais as condições hidrológicas não são favoráveis, tal tipo de geração tende a não ser suficiente para atender à demanda. Portanto, torna-se necessário a diversificação da matriz de energia elétrica, complementando as futuras demandas a partir de outras fontes de energia.

## 2.2 PLANO DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 (PDE), desenvolvida pelo Ministério de Minas e Energia (MME) em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), é um documento com uma visão integrada da expansão da demanda e ofertas de fontes energéticas para um período de dez anos, que neste caso compreende de 2014 a 2023. Tal planejamento decenal constitui-se de um instrumento essencial para apoiar o crescimento econômico sustentável, uma vez que a expansão da economia requer uma oferta de energia com qualidade, segurança e modicidade tarifária (MME, EPE, 2014).

Seguindo as diretrizes do PDE, realizaram-se diversos leilões de energia elétrica, os quais são processos licitatórios com o objetivo de contratar a energia elétrica necessária para assegurar o pleno atendimento da demanda futura do SIN. A Tabela 2 apresenta as unidades geradoras contratadas para o Rio Grande do Sul. Nela estão inclusos os projetos com construção já iniciada, bem como aqueles outorgados pela ANEEL, mas que ainda não iniciaram a construção.

Tabela 2: unidades geradoras planejadas para o Rio Grande do Sul.

<b>Tipo</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Potência [MW]</b>	<b>%</b>
Central Geradora Hidrelétrica	2	1,34	0,06
Central Geradora Eólica	52	997	43,78
Pequena Central Hidrelétrica	17	261	11,46
Usina Termelétrica	5	1.019	44,71
<b>Total</b>	<b>76</b>	<b>2.279</b>	<b>100</b>

Fonte: BIG, ANEEL, 2015.

Em busca de uma melhor compreensão das consequências da integração destas novas unidades geradoras no SIN, faz-se necessária uma análise de tais tipos de geração. Logo, nos próximos itens deste capítulo serão apresentadas as características dos geradores destas unidades, bem como seu comportamento em condições de curto-circuito, escopo principal deste trabalho.

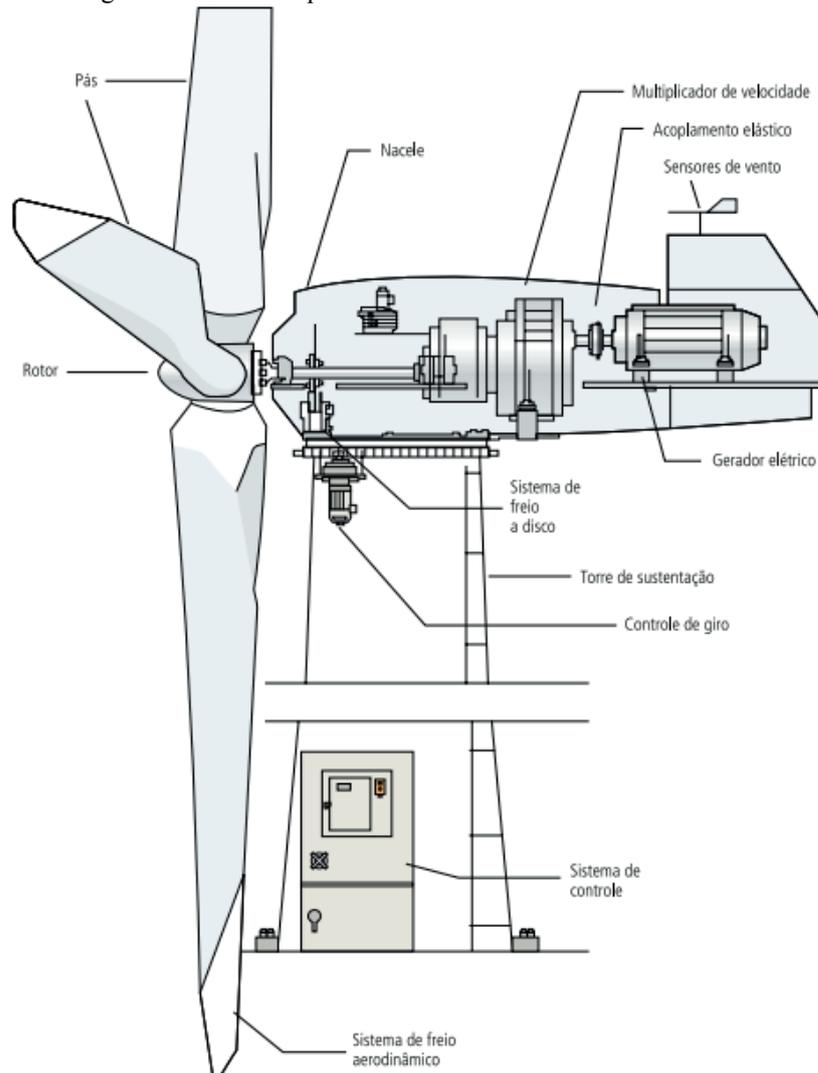
### 2.2.1 Centrais geradoras eólicas

A energia eólica é, de maneira geral, aquela obtida da energia cinética (energia do movimento) proveniente da migração das massas de ar provocadas pelas diversas temperaturas existentes na superfície do planeta. Seu aproveitamento ocorre pelo movimento rotacional das pás de um cata-vento que, ao girar, dá origem à energia mecânica que aciona o

rotor da turbina eólica, também conhecida como aerogerador, para enfim gerar energia elétrica (ANEEL, 2005).

Para que um aerogerador atue de forma adequada, a velocidade dos ventos no local em que está instalada a turbina deve ser entre 3 e 25 m/s. Velocidades abaixo de 3 m/s não justificam o aproveitamento. Velocidades superiores a 12 m/s ativam o sistema automático de limitação de potência da máquina. Já para ventos muito fortes, com velocidade superior a 25 m/s, atua um sistema automático de proteção, pois são negligenciáveis em termos de aproveitamento e a turbulência associada é indesejável para a estrutura da máquina (CEPEL, 2001). Conseqüentemente, as áreas com potencial promissor para a instalação de parques eólicos são as que apresentam uma constância de ventos durante o ano todo, e não aquelas que possuem ventos intensos por curtos períodos do ano. De forma a amplificar as rotações, em determinados parques eólicos, uma caixa multiplicadora de velocidade é conectada entre as pás e o gerador elétrico, como está ilustrado na Figura 1.

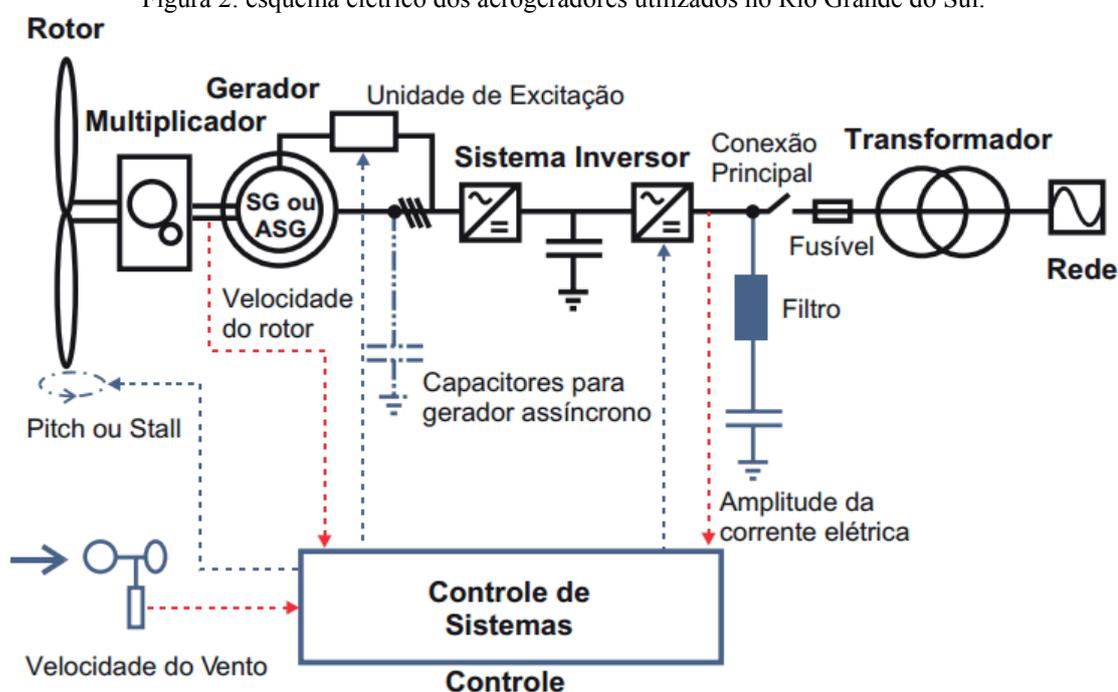
Figura 1: desenho esquemático de uma turbina eólica moderna.



Fonte: ANEEL, 2008.

Os aerogeradores com velocidade variável, como os que serão instalados no RS, podem utilizar geradores síncronos ou assíncronos conectados à caixa multiplicadora. A conexão com o sistema elétrico é realizada por meio de um inversor de frequência eletrônico, formado por um conjunto retificador/inversor. Logo, apesar da frequência produzida pelo gerador ser dependente da rotação da turbina eólica, o inversor irá sincronizar esta frequência com o sistema elétrico (MONTEZANO, 2007). Os aerogeradores serão interligados à rede de alta tensão, logo a saída do sistema inversor de frequência é conectada a um transformador elevador para ajustar a tensão de saída com a do sistema elétrico. O esquema elétrico detalhado de um aerogerador é apresentado na Figura 2.

Figura 2: esquema elétrico dos aerogeradores utilizados no Rio Grande do Sul.



Fonte: CRESESB, 2008.

Ao analisar-se a corrente de falta dos aerogeradores a serem integrados ao SIN no RS, deve-se observar a importância do inversor de frequências conectado ao gerador. Uma vez que a tensão de saída é sintetizada através de modulação por largura de pulso (do inglês, *Pulse Width Modulation*, PWM), ela é altamente controlada (RUCKS, 2012).

Tendo em vista que os componentes eletrônicos de potência são muito suscetíveis a sobrecorrente, essa ação rápida do sistema de controle do inversor é utilizada para limitar a corrente de curto-circuito a uma magnitude muito baixa. Como analisada detalhadamente no próximo capítulo, a determinação dos limites de corrente de curto-circuito variam de acordo com os operadores de sistema elétrico de cada país, e seu valor pode influir diretamente nos níveis de tensão do SEP na qual estão conectados os geradores eólicos.

Apesar da tecnologia eólica estar sendo empregada há cerca de duas décadas no RS, sua participação já atinge valores significativos na matriz de energia elétrica, e seu crescimento será ainda mais acentuado nos próximos anos, como indica a Tabela 2. Segundo dados do BIG, até o ano de 2019 haverá um acréscimo de aproximadamente 44% da capacidade atual das centrais geradoras eólicas (EOL), sendo que os parques geradores planejados para serem construídos no RS estão listados na Tabela 3. Deve-se notar que, por conveniência e também devido à grande quantidade de usinas eólicas que serão construídas, a Tabela 3 traz a listagem de parques eólicos e não das usinas eólicas específicas planejadas (as quais estão descritas dentro dos parêntesis).

Tabela 3: EOL planejadas para o Rio Grande do Sul.

Usina	Potência [MW]	Localização
Chuí (I, II, IV, V)	98	Chuí
Minuano (I, II)	46	Chuí
Chuí 09	20	Chuí
Granja Vargas (1, 2, 3)	62,5	Palmares do Sul
Cabo Verde (1, 2, 3, 4, 5)	124,2	Palmares do Sul
Parque Eólico Pinhal	9,35	Palmares do Sul
Curupira	25	Rio Grande
Fazenda Vera Cruz	22,5	Rio Grande
Povo Novo	7,5	Rio Grande
Galpões	8	Santana do Livramento
Coxilha Seca	30	Santana do Livramento
Capão do Inglês	10	Santana do Livramento
Verace*	182	Santa Vitória do Palmar
Aura Mangueira**	144	Santa Vitória do Palmar
Aura Mirin (II, IV, VI, VIII)	56	Santa Vitória do Palmar
Pontal (2A, 3B)	47,2	Viamão

Fonte: BIG, ANEEL, 2015.

\*(24-31, 34-36)

\*\* (IV, VI, VII, XI, XII, XIII, XV, XVII)

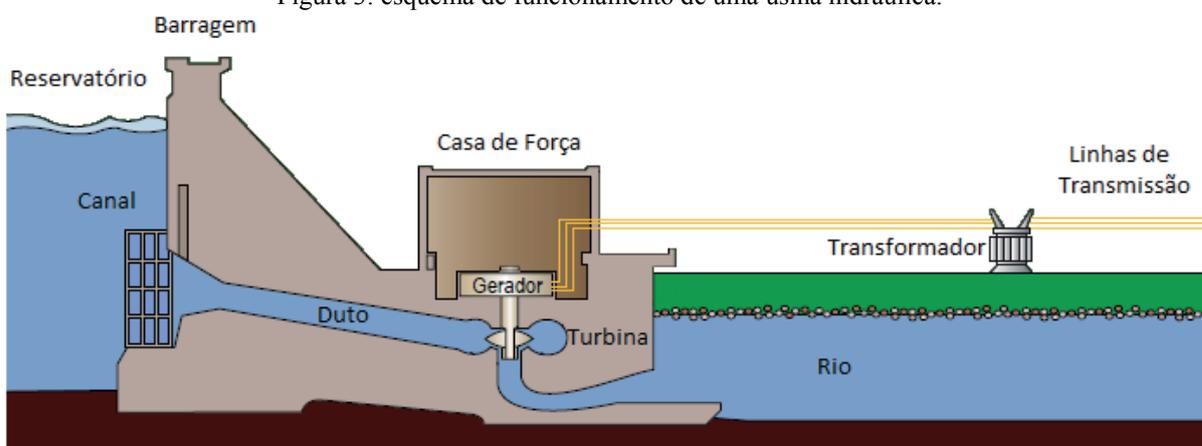
### 2.2.2 Centrais geradoras hidrelétricas e Pequenas centrais hidrelétricas

A energia hidrelétrica é gerada a partir do aproveitamento do potencial hidráulico de um curso d'água, combinando a vazão do rio e a sazonalidade da quantidade de água disponível em um determinado período de tempo, com os seus desníveis, sejam naturalmente formados ou criados com a construção de barragens. Assim, a potência hidráulica disponível em determinado local de um rio é dada pelo produto da vazão, a altura existente entre o

reservatório, a montante, e o sistema de descarga, a jusante da barragem, e a aceleração da gravidade. E, portanto, os melhores aproveitamentos do ponto de vista energético são os que estão localizados nos pontos com a maior queda d'água (MME, EPE, 2007).

A Figura 3 ilustra o esquemático geral das partes constituintes de uma usina hidrelétrica. Uma barragem é construída de modo a interromper o curso natural do rio e formar um reservatório. A água armazenada em uma altitude mais elevada, aliada ao potencial gravitacional presente nesta queda, adquire energia cinética que é convertida em energia mecânica quando em contato com as hélices da turbina.

Figura 3: esquema de funcionamento de uma usina hidráulica.



Fonte: parcialmente modificado de ANEEL, 2008.

Existem diversos tipos de turbinas hidráulicas, adequados à queda e à vazão disponíveis de cada local, com eficiências que podem chegar a 90% (MME, EPE, 2007). A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) classifica as turbinas “de ação” quando não há queda de pressão no rotor e “de reação” quando ocorre esta queda. A explicação detalhada de cada tipo de turbina foge do escopo deste trabalho, porém as mais utilizadas são:

- Francis: de reação, utilizadas em quedas d'água de 20 a 750 m;
- Kaplan: de reação, usadas para baixas quedas d'água, de 10 a 70 m;
- Bulbo: de reação, utilizadas em baixas quedas d'água, entre 5 e 20 m;
- Pelton: de ação, usadas em grandes quedas d'água, ou seja, entre 250 e 2500m.

O rotor da turbina é então conectado ao gerador, que converte a energia mecânica em energia elétrica. Após passar pela turbina, a água é restituída ao leito natural do rio, através do chamado canal de fuga. Os geradores normalmente utilizados em PCH são do tipo assíncrono e síncrono.

Geradores assíncronos, também chamados de geradores de indução, normalmente são utilizados em CGH e operam com rotação levemente acima da velocidade síncrona. Em comparação com os geradores síncronos, apresentam um custo inferior tanto na implantação

quanto na manutenção, porém o fato de não possuírem excitação própria e apresentarem um fator de potência menor pode acarretar em um menor rendimento do processo de conversão de energia. Além do mais, estes equipamentos sofrem a desvantagem de possuir elevadas correntes de partida e absorver potência reativa da rede elétrica, fato que costuma-se corrigir com a utilização de compensadores de potência reativa, como bancos de capacitores (LIMA, 2009).

Devido à versatilidade operativa e elevados rendimentos nos processos de conversão de energia, que podem chegar a 97%, os geradores mais utilizados são os síncronos, os quais são máquinas elétricas que operam na mesma velocidade do campo girante. Capaz de produzir tanto energia ativa como reativa, o gerador síncrono é constituído, basicamente, de duas partes:

- Rotor: é acoplado ao eixo da turbina e nele está montado um enrolamento indutor (enrolamento de campo) que, quando percorrido por corrente contínua, tem por função a criação de um campo magnético de excitação;
- Estator: é formado por enrolamentos induzidos (enrolamento de armadura), constituindo as fases do sistema trifásico. Quando criado o campo magnético de excitação no enrolamento de campo, são induzidas as tensões alternadas nos enrolamentos de armadura, efetuando assim a conversão eletromecânica de energia.

O gerador síncrono supre, dentro de sua limitação técnica, as energias solicitadas pelas cargas no sistema elétrico, mantendo os níveis de tensão dentro de uma faixa estreita, de tal maneira que não venha a comprometer outros elementos, garantindo a continuidade e a estabilidade do sistema. Portanto, o gerador síncrono pode ser considerado o mais importante elemento em todo o sistema de energia elétrica (KINDERMANN, 1997).

Quando da ocorrência de uma falta no sistema elétrico, a impedância equivalente vista pelo gerador síncrono diminui significativamente. De maneira a tentar garantir as condições de continuidade e estabilidade, o gerador síncrono injeta no sistema elétrico uma corrente de curto-circuito muito elevada. Tal defeito será eliminado caso o sistema de proteção da usina funcione adequadamente, com a abertura do disjuntor correspondente. Logo, considera-se o gerador síncrono como um elemento ativo de suprimento da corrente de curto-circuito, e seu comportamento deve ser analisado detalhadamente, como realizado no estudo de caso proposto neste trabalho.

Como descrito anteriormente, o que define o tipo de aproveitamento hidrelétrico como CGH e PCH são a potência instalada da usina e o tamanho de seu reservatório, que deve ser

inferior a 3 km<sup>2</sup>. Visto que praticamente não há área alagada em uma CGH ou PCH, o impacto ambiental da instalação deste tipo de usina é muito baixo comparado com uma UHE. As PCH podem ser classificadas segundo a capacidade de regularização de seu reservatório (MME, EPE, 2007) como:

- Usinas a fio d'água: há a formação de apenas um pequeno lago com o objetivo de aumentar a queda d'água, não modificando o volume acumulado de água e a área alagada. Nesta situação, a energia gerada é diretamente relacionada com o regime hidrológico natural do rio;
- Usinas de acumulação: há a formação de um reservatório e, portanto, a energia gerada passa a depender do volume acumulado de água além do regime hidrológico do rio.

Apesar do aproveitamento hidrelétrico ser responsável pela maior parte da capacidade instalada da matriz elétrica do RS, haverá um aumento menos significativo que outros tipos de geração. Segundo dados do BIG apresentados na Tabela 2 estão planejados a integração de 262,3 MW de potência provenientes de CGH e PCH, representando 11,52% do total da capacidade a ser ampliada. A Tabela 4 e a Tabela 5 apresentam a lista de usinas do tipo PCH e CGH, respectivamente, que serão integradas ao SIN no Rio Grande do Sul até o ano de 2019.

Tabela 4: PCH planejadas para o Rio Grande do Sul.

Usina	Potência [MW]	Localização
Bela União (Trincheira)	2,25	Santa Rosa e Três de Maio
Bela Vista	5,5	Vacaria
Cachoeira Cinco Veados	16,4	Quevedos e São Martinho
Cazuza Ferreira	9,1	São Francisco de Paula
Jardim	9	André da Rocha
Linha Aparecida	25,4	Cerro Grande e Novo Tiradentes
Linha Jacinto	17,8	Liberato Salzano e Rodeio Bonito
Monte Cuco	30	Anta Gorda e Guaporé
Morro Grande	9,8	Muitos Capões
Primavera do Rio Turvo	30	Ipê e Protásio Alves
Quebra Dentes	22,3	Júlio de Castilhos e Quevedos
Quebrada Funda	16	Bom Jesus e Jaquirana
Rincão	10	Entre-Ijuís
Rincão São Miguel	9,75	Quevedos e São Martinho da Serra
Salto Guassupi	12,2	Júlio de Castilhos e São Martinho da Serra
Santa Carolina	10,5	André da Rocha e Muitos Capões
Serra dos Cavalinhos I	25	Monte Alegre dos Campos São Francisco de Paula

Fonte: BIG, ANEEL, 2015.

Tabela 5: CGH planejadas para o Rio Grande do Sul.

Usina	Potência [kW]	Localização
Carlos Bevilacqua	800	Seberi
Galópolis	540	Caxias do Sul

Fonte: BIG, ANEEL, 2015.

Destaca-se a diversificação da localização destas novas unidades geradoras que, diferentemente dos parques eólicos, abastecem os pequenos centros consumidores, inclusive unidades industriais e comerciais (ANEEL, 2008). Consequência direta deste fato é a diminuição da necessidade de instalações de distribuição sofisticadas, uma vez que são reduzidas as perdas técnicas devido ao transporte da energia até os consumidores finais.

### 2.2.3 Usinas termelétricas

Uma usina termelétrica (UTE) é uma instalação na qual a energia química contida em combustíveis fósseis (sólidos, líquidos ou gasosos) ou de biomassa é convertida em energia elétrica. A produção da energia elétrica ocorre nos geradores acoplados às máquinas térmicas, as quais são movimentadas pela energia mecânica obtidas da combustão de uma determinada fonte de calor, que pode ser o carvão mineral, óleo combustível, gás natural, biomassa, dentre outros (ANEEL, 2008).

A Tabela 6 apresenta as UTE que serão integradas ao SIN no Rio Grande do Sul, destacando a fonte de matéria prima que será utilizada em cada unidade geradora.

Tabela 6: UTE planejadas para o Rio Grande do Sul.

Usina	Potência [MW]	Localização	Fonte Nivel 2
Biotérmica Recreio	8,5	Minas do Leão	Biogás - RU
PCT SLC Alimentos	5,8	Capão do Leão	Casca de Arroz
S. A. V. - Unisinos	4,6	São Leopoldo	Gás Natural
Jacuí	350,2	Charqueadas	Carvão Mineral
CTSUL	650	Cachoeira do Sul	Carvão Mineral

Fonte: BIG, ANEEL, 2015.

O termo biomassa compreende qualquer matéria orgânica que possa ser transformada em energia mecânica, térmica ou elétrica. Sua origem pode ser de florestas (madeira), resíduos agrícolas (soja, arroz, cana-de-açúcar) e rejeitos urbanos ou industriais (sólidos ou líquidos). Atualmente, verifica-se um maior interesse por tecnologias capazes de produzir energia elétrica a partir de biomassa devido ao aumento dos resíduos resultantes das culturas agrícolas e a necessidade de se buscar um descarte adequado, provocando o menor impacto ambiental possível, principalmente com a emissão de gases de efeito estufa. No RS, uma

usina deste tipo será integrada ao SIN, na cidade de Capão do Leão, fazendo uso da casca de arroz e com uma potência instalada de 5,8 MW.

Existem várias rotas tecnológicas para a geração de energia elétrica a partir da biomassa e em todas elas há um processo de conversão da matéria-prima em um produto intermediário que é então utilizado em uma máquina motriz onde será produzida a energia mecânica que acionará o gerador de energia elétrica. De uma maneira geral, em todas as rotas tecnológicas existentes também são aplicados processos de cogeração, onde há a produção de dois ou mais energéticos a partir de um único processo para geração de energia, tradicionalmente utilizada por diversos setores industriais (MME, EPE, 2007).

Duas das UTE que serão integradas ao SIN no RS produzem energia a partir da queima de gás. Na usina a ser construída no município de São Leopoldo, a matéria-prima será o gás natural, já a usina denominada Biotérmica Recreio produzirá energia elétrica a partir do biogás gerado da disposição de resíduos sólidos urbanos no aterro sanitário do município de Minas do Leão.

Em uma usina termelétrica a gás, a turbina instalada é uma máquina motriz de combustão interna, na qual produz-se a energia elétrica. A geração é baseada principalmente no ciclo Brayton, o qual consiste na compressão do ar atmosférico para entrada no sistema de combustão, onde é misturado com o combustível, resultando em gases com alta temperatura que acionam o compressor e movimentam a turbina para enfim gerar a energia elétrica (NETO, 2001).

A aplicação do gás natural na geração de energia elétrica pode ser dividida nas seguintes modalidades, conforme definido no Plano Nacional de Energia (PNE), documento criado por (MME, EPE, 2007):

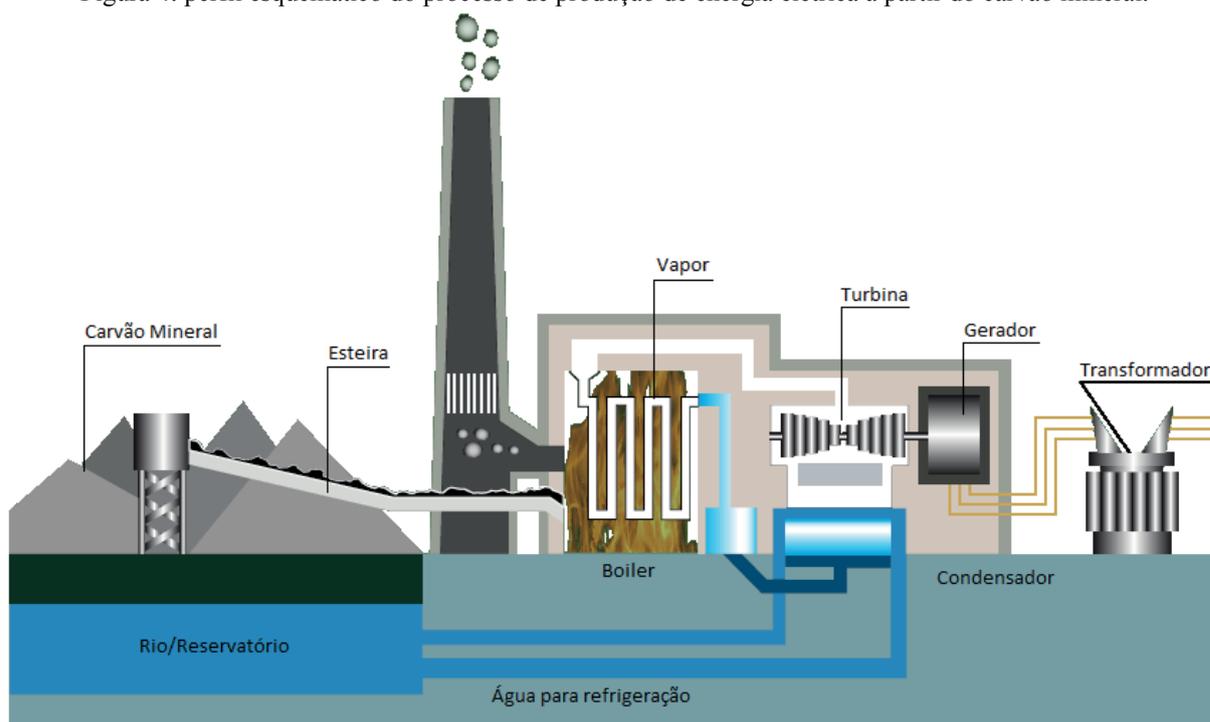
- Ciclo simples: os gases provenientes da combustão se expandem através da turbina e são descarregados na atmosfera, caracterizando um ciclo aberto;
- Ciclo combinado: consiste na utilização de turbinas a gás e a vapor, de modo que a energia térmica contida na descarga em alta temperatura dos gases na turbina a gás seja aproveitada para a geração de vapor;
- Cogeração: é definido como um processo de produção combinado, onde primeiramente o combustível é queimado em uma máquina térmica para a produção de energia mecânica ou elétrica e o calor rejeitado é utilizado sob a forma de calor útil em outro processo como, por exemplo, aquecimento ou refrigeração.

Tendo em vista que a integração de novas UTE com a matéria-prima sendo a biomassa e gás representam uma ampliação inferior a 2% do total da capacidade a ser instalada no RS, sua descrição mais detalhada foge do escopo deste trabalho. Portanto, o foco do estudo de geração por meio de UTE será direcionado principalmente à queima de carvão mineral.

Conforme o PNE 2030, o carvão mineral é definido como uma mistura de hidrocarbonetos formada pela decomposição de matéria orgânica durante milhões de anos, sob determinadas condições de temperatura e pressão. A principal reserva brasileira está localizada no município de Candiota/RS, e suas jazidas são geralmente a céu aberto, reduzindo o custo da extração. Entretanto, a sua classificação de baixa qualidade, por apresentar elevado teor de inertes e enxofre, ocasiona um maior consumo do energético para a produção de energia elétrica (MME, EPE, 2007).

Uma UTE com o carvão mineral como matéria-prima opera de maneira semelhante às que utilizam o gás natural ou a biomassa, e seu esquemático de construção está representado na Figura 4. Após ser extraído do solo, o carvão mineral é fragmentado para melhorar o aproveitamento térmico ao ser queimado na fornalha da caldeira. O calor liberado na combustão é transformado em vapor ao ser transferido para a água que circula nos tubos presentes na fornalha. A energia térmica presente no vapor pressurizado é transformada em energia mecânica rotacional que movimentará a turbina e, conectada ao gerador, produzirá a energia elétrica.

Figura 4: perfil esquemático do processo de produção de energia elétrica a partir do carvão mineral.



Fonte: parcialmente modificado de ANEEL, 2008.

O gerador normalmente utilizado em UTE é do tipo síncrono, ou seja, semelhante ao descrito para o caso das PCH e, portanto, o mesmo comportamento em relação à ocorrência de faltas no sistema elétrico deve ser ponderado neste tipo de geração. É imprescindível considerar também que, diferentemente da geração eólica que utiliza inversores de frequência para garantir que a energia gerada esteja na frequência nominal do sistema, a geração realizada por UTE e PCH produz a energia elétrica já em sincronismo com o restante do SEP e, portanto, costumam ser diretamente conectadas à rede elétrica.

Em um sistema elétrico com a base da matriz sendo representada pela energia hidráulica, como o SIN brasileiro, a flexibilidade de aquisição do combustível térmico é uma característica desejável do regime operativo das termelétricas. De uma maneira geral, as UTE são acionadas para dar reforço em momentos chamados como picos de demanda, ou seja, momentos em que o consumo sobe de maneira abrupta. Além disso, quanto mais flexível for o regime operativo, maior tende a ser a competitividade da geração termelétrica, pois esta independe de fatores hidrológicos sazonais.

### 2.3 PLANO DE EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

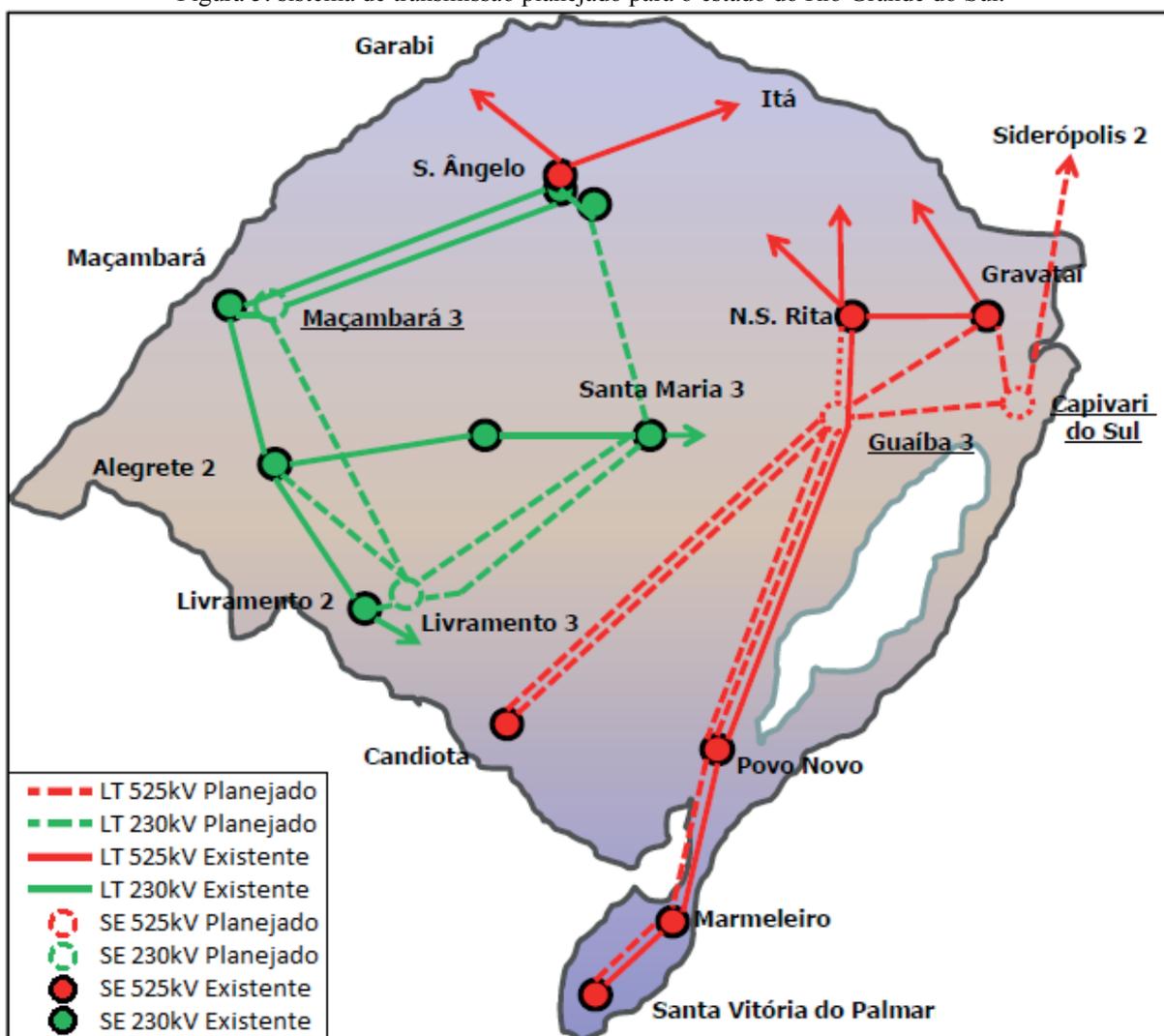
A utilização do SIN para a interconexão de unidades geradoras torna o fornecimento de energia elétrica mais confiável, além de menos sujeito a determinadas restrições de ofertas regionais, uma vez que a energia gerada em uma região com abundância pode ser direcionada para equilibrar o sistema como um todo.

A expansão da rede básica de transmissão do SIN, que compreende as instalações com tensão igual ou superior a 230 kV, deve ser estabelecida de modo que o sistema continue cumprindo a sua função de modo confiável ao longo dos anos. Além do mais, a expansão da transmissão deve permitir que os agentes de mercado tenham livre acesso à rede, propiciando a competição na geração e comercialização da energia elétrica neste sistema interligado. Tal expansão visa a maior interligação dos submercados, permitindo a equalização dos preços da energia, o que resulta na adoção de um despacho ótimo do parque gerador (MME, EPE, 2014).

A elaboração dos estudos da expansão da transmissão é realizada pela EPE, num horizonte decenal, a partir das projeções de demanda e do plano referencial de geração. Tais estudos possibilitam a indicação dos requisitos de expansão da transmissão dos sistemas regionais necessários para o bom desempenho do SIN.

A Figura 5 apresenta o diagrama unifilar com a representação simplificada da expansão recomendada pelo EPE para os sistemas de transmissão do estado do Rio Grande do Sul para o horizonte de 2019. Uma descrição do conjunto completo recomendado de ampliações nestes estudos é apresentada nos próximos itens desta Seção.

Figura 5: sistema de transmissão planejado para o estado do Rio Grande do Sul.



Fonte: parcialmente modificado de MME, EPE, 2014.

### 2.3.1 Subestações

Conforme definição do ONS, em seu documento Procedimentos de Rede (ONS, 2009b), a subestação é a parte de um sistema de potência que compreende as extremidades de linha de transmissão com os respectivos dispositivos de manobra, controle e proteção, e que também podem incluir transformadores e equipamentos conversores.

Estão previstas duas novas subestações (SE) de 525 kV, denominadas de Guaíba 3 e Capivari do Sul, as quais podem ser verificadas na Figura 5. Interligadas com as SE Gravatá

e Nova Santa Rita, estas novas SE formarão um sistema em anel em torno da região metropolitana de Porto Alegre, aumentando assim a confiabilidade no atendimento de energia elétrica ao estado e agregando uma melhor capacidade de transmissão à malha de 525 kV existente. Além do mais, tais reforços sistêmicos tem grande importância na viabilização dos novos empreendimentos geradores eólicos e térmicos do sul do estado (MME, EPE, 2014). No ANEXO B encontra-se a listagem das principais obras planejadas para a próxima década, no que diz respeito ao atendimento elétrico do estado do Rio Grande do Sul.

### **2.3.2 Linhas de transmissão**

Segundo definição do ONS, em seu documento Procedimentos de Rede (ONS, 2009b), uma linha de transmissão é o trecho de um sistema de potência compreendido entre dois barramentos de entrada das subestações. As linhas de transmissão são formadas por um conjunto de estruturas, condutores e equipamentos elétricos e são responsáveis por transmitir a energia elétrica em tensões acima de 230 kV. Atualmente, o atendimento elétrico do RS é realizado por instalações da rede básica nas tensões de 525 kV e 230 kV, e sua expansão está relacionada tanto com a construção das novas SE quanto na ampliação das conexões em operação.

Os principais empreendimentos necessários para dotar a rede básica de capacidade para atender ao crescimento da carga e escoar a potência gerada pelas usinas no estado do Rio Grande do Sul, previstas nos estudos do PNE 2023, estão descritas no ANEXO B.

### **2.3.3 Interligações internacionais**

O intercâmbio de energia elétrica entre o Brasil, a Argentina e o Uruguai tem a finalidade de suprir as necessidades energéticas destes países nos períodos de maior carência energética. Estes intercâmbios não são tratados como operações comerciais, mas sim como uma espécie de empréstimo, que gera crédito de eletricidade para o país que forneceu a energia (CCEE, 2012). Segundo Decreto nº 5.668/2006, a ANEEL é o órgão autorizado a anuir nas operações de importação e exportação de energia elétrica no SIN, perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) que estabelece os critérios básicos para a contabilização e faturamento desta energia.

Atualmente, o Rio Grande do Sul possui duas interligações com a Argentina e uma com o Uruguai, ambas realizadas através de conversoras de frequência 50/60Hz, *back-to-back*, as quais possuem as seguintes características:

- SE Uruguaiana – Passo de Los Libres (ARG): conversora com potência de 50 MW, conectada com uma linha de transmissão (LT) de 132 kV do sistema elétrico argentino;
- SE Garabi – Rincón (ARG): conversora com potência de 2.200 MW, conectada do lado argentino através de uma linha de transmissão em 500 kV;
- SE Santana do Livramento – Rivera (URU): conversora com potência de 70 MW, conectada a uma linha de transmissão de 150 kV do sistema elétrico uruguaio.

A ampliação planejada da interligação internacional será realizada com o Uruguai, com previsão de conclusão para dezembro de 2015. Um estudo realizado pelos dois países e finalizado em 2007 indicou uma nova ligação entre a subestação San Carlos no Uruguai e uma futura subestação a localizar-se no município de Candiota. Esta nova conexão internacional prevê a utilização de uma estação conversora de frequência de 500 MW localizada na cidade uruguaia de Melo e uma linha de transmissão de 500 kV (MME, EPE, 2014).

### 3 AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

#### 3.1 DEFINIÇÃO DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

Um afundamento de tensão, conhecido na literatura internacional como *voltage sag* ou *voltage dip*, consiste na redução momentânea ou temporária da amplitude da tensão (valor eficaz, também conhecida como RMS) em relação à tensão de referência. Evitar os afundamentos de tensão é essencial, uma vez que tais variações de magnitude de tensão estão diretamente relacionadas com a continuidade da operação de sistemas industriais, bem como dos consumidores residenciais em geral, e podem danificar uma grande quantidade de equipamentos caso os sistemas de proteção não atuem corretamente.

De acordo com o ONS, em seu documento Procedimentos de Rede (ONS, 2009a), é definido como Variação de Tensão de Curta Duração (VTCD) um evento aleatório de tensão caracterizado por um desvio significativo, por um curto intervalo de tempo, do valor eficaz da tensão. O VTCD é, por sua vez, dividido em variação momentânea e temporária de tensão, e sua classificação mais detalhada está representada na Tabela 7.

Tabela 7: classificação das variações de tensão de curta duração.

Classificação	Denominação	Duração da Variação [s]	Amplitude da Tensão [p.u.]
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	$t \leq 3$	$V < 0,1$
	Afundamento Momentâneo de Tensão	$0,0167 \leq t < 3$	$0,1 \leq V < 0,9$
	Elevação Momentânea de Tensão	$0,0167 \leq t < 3$	$V > 1,1$
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	$3 \leq t \leq 60$	$V < 0,1$
	Afundamento Temporário de Tensão	$3 \leq t \leq 60$	$0,1 \leq V < 0,9$
	Elevação Temporária de Tensão	$3 \leq t \leq 60$	$V > 1,1$

Fonte: ONS, 2009a.

Na literatura encontram-se pequenas diferenças nos limites de magnitude e duração das variações de tensão que definem os afundamentos de tensão. Logo, a Tabela 8 é apresentada para comparar as definições de limites de outras entidades.

Tabela 8: comparação entre os diferentes limites da literatura para definir afundamentos de tensão.

Entidade	Denominação	Duração [s]	Amplitude [p.u.]
ANEEL	Afundamento Momentâneo de Tensão	$1 \text{ ciclo} \leq t < 3$	$0,1 \leq V < 0,9$
	Afundamento Temporário de Tensão	$3 \leq t \leq 180$	
IEEE	Instantâneo	$0 \leq t < 30 \text{ ciclos}$	$0,1 \leq V < 0,9$
	Momentâneo	$30 \text{ ciclos} \leq t \leq 3$	
	Temporário	$3 \leq t < 60$	
IEC	Afundamento de Tensão	$0,5 \text{ ciclo} \leq t < \text{as}$	$0,01 \leq V < 0,9$

Nota: 1 ciclo = 0,0167s; 'as' = "alguns segundos".

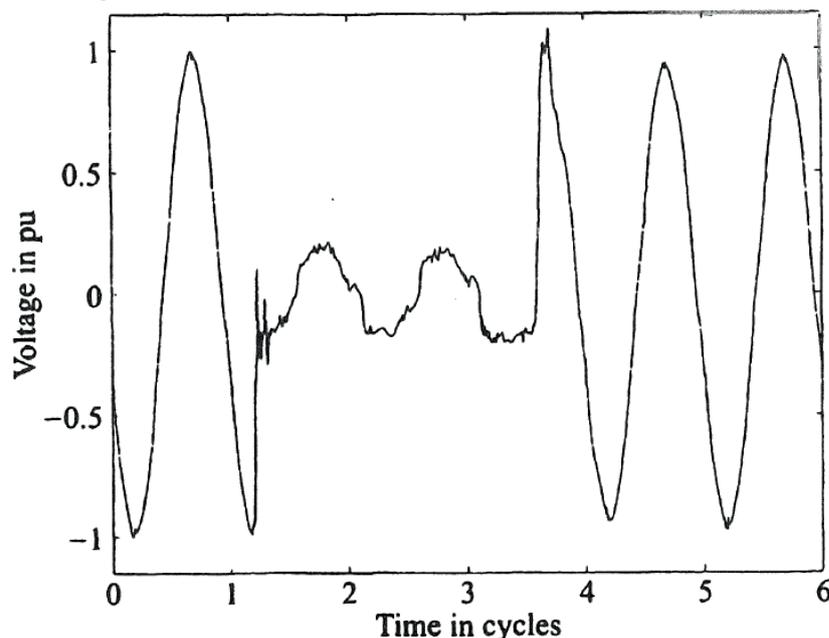
### 3.2 ORIGEM

Os afundamentos de tensão são ocasionados, geralmente, pela partida de grandes cargas, a energização de transformadores, a conexão do sistema após uma determinada interrupção e, principalmente, por faltas na rede elétrica. Esta última, devido à sua maior frequência de ocorrência e por causar os mais severos afundamentos, é estudada no decorrer deste trabalho (BOLLEN, 2000).

Podem-se citar como a predominante causa da ocorrência de faltas no sistema elétrico os diversos fenômenos naturais para os quais os sistemas de transmissão e distribuição estão expostos, como vendavais, temporais e descargas elétricas. Além do mais, contatos por animais, contaminação de isoladores, ação do homem e falhas operacionais podem originar a ocorrência de curtos-circuitos.

Quando da ocorrência do curto-circuito, o afundamento de tensão transcorre durante o tempo de permanência da falta, ou seja, desde o instante inicial do defeito até a atuação do sistema de proteção ou a completa eliminação do defeito (LEBORGNE, 2003). Os afundamentos podem ser provenientes de faltas temporárias, as quais não danificam o sistema de isolamento (quando tomadas ocorrências isoladas, desconsiderando a repetição contínua de faltas) e podem ser extintas automaticamente, ou de faltas permanentes, as quais danificam a isolamento e acabam necessitando da intervenção humana para o reestabelecimento da operação normal (ARGENTA, 2013). Um exemplo de um afundamento de tensão devido a um curto-circuito em uma fase no domínio tempo pode ser verificado na Figura 6.

Figura 6: afundamento de tensão devido a uma falta monofásica.



Fonte: BOLLEN, 2000.

### 3.3 PARÂMETROS DE ANÁLISE

Ao se analisar os afundamentos de tensão ocasionados por faltas no sistema elétrico, deve-se atentar ao tipo da falta que ocasionou o distúrbio. Sendo o sistema elétrico em análise trifásico e equilibrado, as faltas podem ser trifásicas (FFF), trifásicas à terra (FFFT), bifásicas (FF), bifásicas à terra (FFT) ou monofásicas (FT).

Os principais parâmetros que caracterizam um afundamento de tensão monofásico são a amplitude e a duração, os quais, somados à frequência de ocorrência, fornecem informações satisfatórias sobre o fenômeno. Ao analisarem-se afundamentos de tensão trifásicos, outros parâmetros são incorporados, como assimetria e desequilíbrio (CARVALHO FILHO, 2000).

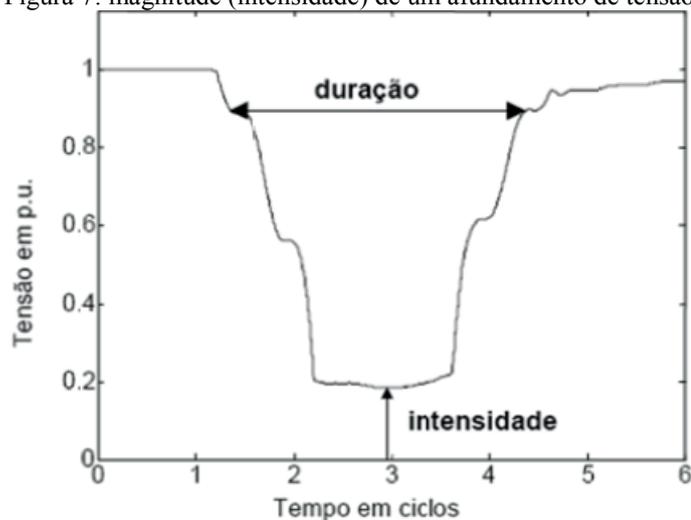
As faltas trifásicas, ditas simétricas, apesar de ocasionarem os afundamentos de tensão mais severos, ocorrem com menor frequência que os demais tipos de falta. Já as faltas monofásicas, classificadas como assimétricas, são as mais frequentes no sistema elétrico, contudo geram afundamentos de tensão desequilibrados e menos severos (LEBORGNE, 2003). Levando-se em consideração que as faltas são os principais causadores dos afundamentos de tensão, é com base em seus métodos de cálculo que estes distúrbios são preditos.

Uma vez que o escopo deste trabalho visa um estudo de caso com a utilização do *software* ANAFAS, o qual faz uso de análise estática do sistema simulado, a análise da duração dos afundamentos de tensão será desconsiderada. A predição dos afundamentos de tensão é então dividida em duas análises distintas: a predição da magnitude do afundamento de tensão e a predição do número de ocorrências.

#### 3.3.1 Magnitude

A magnitude e duração do evento podem ser determinadas a partir da evolução do valor da tensão eficaz em função do tempo. A magnitude (intensidade) do afundamento de tensão é o menor valor da tensão eficaz durante a ocorrência do distúrbio, como pode ser verificado na Figura 7. O afundamento de tensão tem um nível de magnitude de 90 % a 10 % (0,9 a 0,1 p.u.) em um ou mais condutores de fase (BOLLEN, 2000).

Figura 7: magnitude (intensidade) de um afundamento de tensão.



Fonte: IEEE, 1995.

A magnitude depende das características elétricas do sistema (impedâncias), das características da falta (tipo) e da localização relativa do ponto de medição e do ponto da falta ou ponto de conexão do motor/transformador (LEBORGNE, 2007).

### 3.3.2 Frequência de ocorrência

A frequência de ocorrência de afundamentos de tensão é considerada como o número de vezes que tais eventos ocorrem em um determinado período de tempo, ao longo do qual um barramento tenha sido monitorado, e é dado em afundamentos por ano (IEEE, 1990). Para estimar a frequência dos afundamentos, são necessários dados estatísticos a respeito da frequência de ocorrência das faltas no sistema e, conseqüentemente, quanto mais perto da situação real forem estes dados, mais precisa será a estimativa obtida. A Tabela 9 mostra o resultado de um estudo feito a respeito do tempo necessário de monitoramento de afundamentos de tensão em um determinado barramento. Observa-se que é necessário um longo período de monitoramento para que sejam obtidos resultados estatísticos confiáveis (CABRAL, 2010).

Tabela 9: período mínimo de monitoramento para uma determinada precisão.

<b>Frequência do evento</b>	<b>50 % de precisão</b>	<b>90 % de precisão</b>
1 por dia	2 semanas	1 ano
1 por semana	4 meses	7 anos
1 por mês	1 ano	30 anos
1 por ano	16 anos	400 anos

Fonte: parcialmente modificado de BOLLEN, 2000.

A quantificação do número de ocorrências de afundamentos de tensão está relacionada com a origem dos curtos-circuitos e com o sistema de religamento dos sistemas de proteção.

Do ponto de vista dos religamentos, consideram-se duas metodologias distintas para realizar tal quantificação. A primeira considera a totalidade de eventos registrados, apontando para um número sobrestimado. A segunda consiste em associar os registros de afundamentos à falta que os originou, conseqüentemente para cada falta é associado um único distúrbio. De forma a agrupar a sequência de eventos é realizada uma agregação temporal, a partir de uma determinada janela de tempo. Embora tal janela de tempo possa ser escolhida de forma arbitrária, a ANEEL determina a utilização de um intervalo de três minutos (LEBORGNE, 2003).

A Tabela 10 apresenta os dados estatísticos de estudos relacionados aos índices de falta em linhas de transmissão do sistema elétrico brasileiro, para diferentes níveis de tensão. Como mencionado anteriormente, a quantidade de faltas ocasionadas por curtos-circuitos monofásicos são reconhecidamente mais frequentes quando comparado com a ocorrência de curtos-circuitos bifásicos e trifásicos.

Tabela 10: índices de faltas no sistema elétrico de transmissão brasileiro.

<b>Nível de Tensão [kV]</b>	<b>Nº de Faltas/ 100km.ano</b>	<b>FFF [%]</b>	<b>FFT [%]</b>	<b>FF [%]</b>	<b>FT [%]</b>
500	2,09	1	4	1	94
440	1,1	1	5	2	92
345	1,1	1	5	2	92
230	1,9	2	15	3	80
138	2,98	4	17	6	73
69	6,15	6	22	7	65

Fonte: parcialmente modificado de LEBORGNE, 2003, 2007.

### 3.4 CÁLCULO DA MAGNITUDE

Diferentemente das faltas trifásicas simétricas, as quais são equacionadas por uma aproximação monofásica, as faltas monofásicas e bifásicas requerem métodos de solução para sua assimetria. Uma vez que qualquer falta assimétrica causa um fluxo de corrente de desequilíbrio no sistema elétrico, o método das componentes simétricas, a seguir descrito, é muito útil na análise da determinação de correntes e tensões em todas as partes do sistema depois da ocorrência de uma falta (GRAINGER, STEVENSON, 1994).

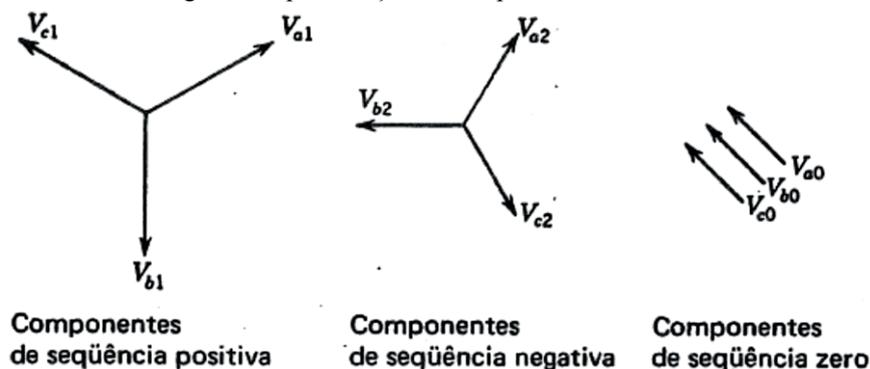
### 3.4.1 Método das componentes simétricas

O método das componentes simétricas foi introduzido por C. L. Fortescue em 1918, e provou que um sistema desequilibrado de  $n$  fasores correlacionados, pode ser decomposto em  $n$  sistemas de fasores equilibrados, denominados de componentes simétricos dos fasores originais. De acordo com o teorema de Fortescue, os três fasores desequilibrados em um determinado sistema trifásico podem ser substituídos por três sistemas equilibrados de fasores, cujas componentes são descritas como (STEVENSON, 1978):

- Componentes de sequência positiva: três fasores iguais em módulo, defasados de  $120^\circ$  entre si e tendo a mesma sequência de fases que os fasores originais;
- Componentes de sequência negativa: três fasores iguais em módulo, defasados de  $120^\circ$  entre si e tendo sequência de fases oposta que os fasores originais;
- Componentes de sequência zero: três fasores iguais em módulo e com defasagem zero entre si.

Geralmente denominam-se os três fasores do sistema por  $a$ ,  $b$  e  $c$ , de modo que a sequência de fases das tensões e correntes no sistema seja  $abc$ . A Figura 8 ilustra os três fasores equilibrados que, combinados, constituem as componentes simétricas de três fasores desequilibrados. Os índices 0, 1 e 2 representam as componentes de sequência zero, positiva e negativa, respectivamente (SAADAT, 2002).

Figura 8: representação de componentes simétricos.



Fonte: SAADAT, 2002.

Por conveniência, devido às diferenças de fase dos componentes simétricos de tensões e correntes num sistema trifásico, dispõem-se de um método simplificado para indicar a rotação de um fasor de  $120^\circ$ . A letra  $\alpha$  é designada para representar o operador causador da rotação de  $120^\circ$  no sentido anti-horário, com módulo unitário e fase  $120^\circ$ , a qual é expressa pela Equação (1).

$$\alpha = 1 \angle 120^\circ = -0,5 + j0,866 \quad (1)$$

Aplicando o operador  $\alpha$  aos fasores da Figura 8 obtém-se, após uma série de cálculos numéricos que estão fora do escopo deste trabalho, a Equação (2) que mostra como podem ser decompostos os três fasores assimétricos em seus componentes simétricos (STEVENSON, 1978).

$$\begin{bmatrix} I_a^0 \\ I_a^1 \\ I_a^2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (2)$$

### 3.4.2 Cálculo da magnitude em afundamentos de tensão

De modo a analisar efetivamente as consequências em relação à magnitude da tensão dos afundamentos de tensão causados por uma falta no sistema, devem-se considerar duas condições distintas: a pré-falta e a puramente faltosa (STEVENSON, 1978).

Considera-se como tensão pré-falta ( $V_{pf}$ ) aquela tensão em regime permanente anterior à ocorrência da falta. Partindo do princípio que os sistemas estudados são eletricamente equilibrados,  $V_{pf}$  apresenta apenas componente de sequência positiva, independentemente do tipo de falta, como mostra a Equação (3).

$$\begin{bmatrix} V_{pf}^0 \\ V_{pf}^1 \\ V_{pf}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ V_{pf} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3)$$

Onde  $V_{pf}^0$ ,  $V_{pf}^1$  e  $V_{pf}^2$  são as tensões pré-falta de sequência zero, positiva e negativa.

Define-se a tensão puramente faltosa ( $V_f$ ) como aquela gerada apenas pela ocorrência da falta, a qual está diretamente relacionada ao tipo da falta que a causou, e será composta por diferentes sequências, como representado pela Equação (4).

$$\begin{bmatrix} V_f^0 \\ V_f^1 \\ V_f^2 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} Z^0 & 0 & 0 \\ 0 & Z^1 & 0 \\ 0 & 0 & Z^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_f^0 \\ I_f^1 \\ I_f^2 \end{bmatrix} \quad (4)$$

Onde  $V_f^0$ ,  $V_f^1$  e  $V_f^2$  são as tensões puramente faltosas de sequência zero, positiva e negativa;  $Z^0$ ,  $Z^1$  e  $Z^2$  são as impedâncias equivalentes de Thévenin de sequência zero, positiva e

negativa vista do ponto da falta; e  $I_f^0$ ,  $I_f^1$  e  $I_f^2$  são as correntes de falta de sequência zero, positiva e negativa.

Observa-se, a partir das Equações (3) e (4), que a corrente de curto-circuito é a única variável, visto que a impedância de Thévenin e a tensão pré-falta são inerentes à condição anterior à ocorrência do curto-circuito. Portanto, seguindo o pressuposto, a determinação dos afundamentos de tensão parte do conhecimento da corrente de falta e pode ser definido como a soma ou a superposição das condições pré-falta e puramente faltosa, como expresso na Equação (5).

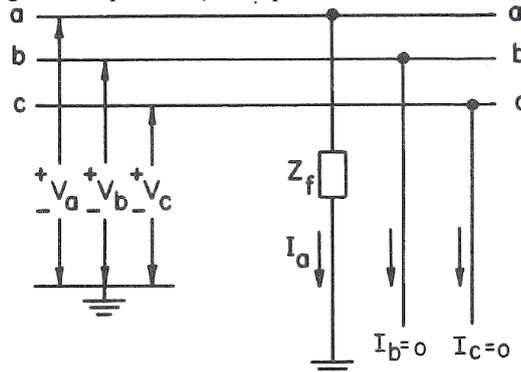
$$V = V_{pf} + V_f \quad (5)$$

Onde  $V$  é a magnitude do afundamento de tensão,  $V_{pf}$  é a tensão pré-falta e  $V_f$  é a tensão puramente faltosa.

### 3.4.3 Cálculo de faltas monofásicas: método analítico

A falta monofásica, o tipo mais comum de curto-circuito, é aquela cuja condição faltosa envolve uma das fases e a terra. A Figura 9 mostra o diagrama de ligações de uma falta hipotética monofásica envolvendo a fase  $a$  e impedância de falta  $Z_f$  (SAADAT, 2002).

Figura 9: representação esquemática de uma falta FT.



Fonte: ANDERSON, 1973.

A observação da Figura 9 possibilita verificar o caráter desequilibrado da falta. Supondo que o sistema esteja sem carga, as condições de contorno para o cálculo da corrente de falta são expressas pela Equação (6).

$$\begin{cases} I_b = I_c = 0 \\ V_a = I_a Z_f \end{cases} \quad (6)$$

Aplicando tais condições de contorno na Equação (2), obtém-se a Equação (7) que define a corrente de sequência para a fase  $a$ .

$$\begin{bmatrix} I_a^0 \\ I_a^1 \\ I_a^2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} I_a \\ I_a \\ I_a \end{bmatrix} \quad (7)$$

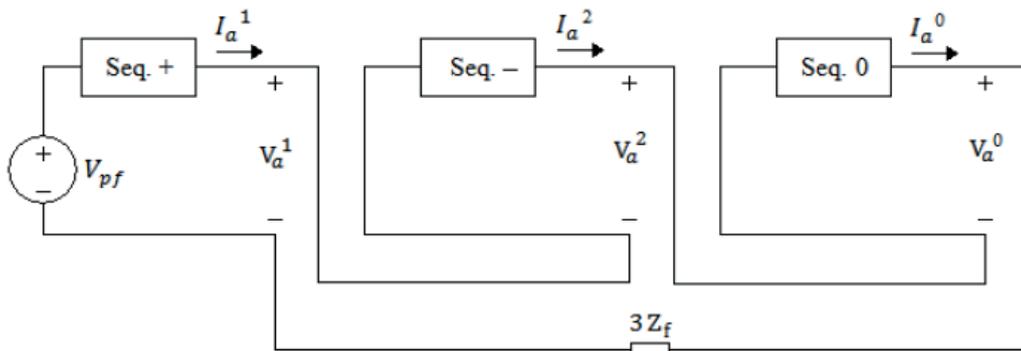
Aplicando as condições de contorno e a Equação (7) nas Equações (3), (4) e (5), conforme a Equação (8) obtém-se, através de cálculos algébricos, a corrente da falta monofásica, a qual está expressa pela Equação (9).

$$\begin{bmatrix} V_a^0 \\ V_a^1 \\ V_a^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ V_{pf} \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z^0 & 0 & 0 \\ 0 & Z^1 & 0 \\ 0 & 0 & Z^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a^1 \\ I_a^1 \\ I_a^1 \end{bmatrix} \quad (8)$$

$$I_a = 3I_a^1 = \frac{3V_{pf}}{Z^0 + Z^1 + Z^2 + 3Z_f} \quad (9)$$

As Equações (7) e (9) indicam que os três circuitos de sequência positiva, negativa e zero, devem ser ligados em série através do ponto de falta no sistema, como mostra o circuito equivalente da Figura 10.

Figura 10: conexão das redes de sequência para uma falta FT.



Fonte: SAADAT, 2002.

Deste circuito é possível obter as tensões puramente faltosas e, aplicando-as na Equação (5), obtém-se os afundamentos de tensão, visto que as tensões pré-falta são previamente conhecidas.

### 3.4.4 Cálculo de faltas monofásicas: método matricial

O cálculo de faltas pelo método matricial é comumente utilizado no estudo de grandes sistemas, principalmente pela sua praticidade. Esse método consiste na obtenção da matriz impedância de barras  $[Z]$  que, como visto anteriormente, é formada pela impedância de Thévenin no ponto de falta, considerando-se as componentes de sequência positiva, negativa e zero. A resolução do sistema puramente faltoso, proposto na Figura 10, é substituída pela utilização desta matriz  $[Z]$  nas três diferentes sequências, conforme pode ser observado pela Equação (10) (GRAINGER, STEVENSON, 1994; SAADAT, 2002).

$$\begin{bmatrix} V_{f1}^s \\ \vdots \\ V_{fk}^s \\ \vdots \\ V_{fn}^s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11}^s & \dots & Z_{1k}^s & \dots & Z_{1n}^s \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{k1}^s & \dots & Z_{kk}^s & \dots & Z_{kn}^s \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{n1}^s & \dots & Z_{nk}^s & \dots & Z_{nn}^s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ -I_{fk}^s \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (10)$$

Onde  $V_{fi}^s$  é a tensão puramente faltosa em uma barra  $i$  na sequência  $s$ , com  $1 \leq i \leq n$  e  $s = \{0,1,2\}$ ;  $I_{fk}^s$  é a corrente de falta na barra faltosa  $k$  na sequência  $s$ , com  $s = \{0,1,2\}$ ;  $Z_{ij}^s$  é o elemento da matriz impedância de barra na sequência  $s$ , com  $1 \leq i \leq n$ ,  $1 \leq j \leq n$  e  $s = \{0,1,2\}$ .

A obtenção da corrente de falta  $I_{fk}^s$ , presente na Equação (10), se dá no método matricial pela adaptação da Equação (9), conforme pode ser observado na Equação (11).

$$I_a = 3I_{fk}^s = \frac{3V_{pfk}}{Z_{kk}^0 + Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + 3Z_f} \quad (11)$$

A obtenção dos afundamentos de tensão é realizada pela junção da definição da Equação (5) com a Equação (10), resultando na Equação (12).

$$\begin{bmatrix} V_{a1}^s \\ \vdots \\ V_{ak}^s \\ \vdots \\ V_{an}^s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{pf1}^s \\ \vdots \\ V_{pfk}^s \\ \vdots \\ V_{pfn}^s \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{11}^s & \dots & Z_{1k}^s & \dots & Z_{1n}^s \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{k1}^s & \dots & Z_{kk}^s & \dots & Z_{kn}^s \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{n1}^s & \dots & Z_{nk}^s & \dots & Z_{nn}^s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ I_{fk}^s \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (12)$$

Onde  $V_{ai}^s$  é o afundamento de tensão na fase  $a$  da barra  $i$  na sequência  $s$ , com  $1 \leq i \leq n$  e  $s = \{0,1,2\}$ .

É válido ressaltar que a tensão pré-falta é considerada apenas para a obtenção do afundamento de tensão de sequência positiva. Uma vez obtidos os afundamentos de tensão em componentes de sequência, para conhecer os afundamentos nas fases de determinada barra, basta utilizar a definição de componentes simétricas, como apresenta a Equação (13) (GRAINGER, STEVENSON, 1994; SAADAT, 2002).

$$\begin{bmatrix} V_{ai} \\ V_{bi} \\ V_{ci} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ai}^0 \\ V_{ai}^1 \\ V_{ai}^2 \end{bmatrix} \quad (13)$$

Onde  $V_{ai}$ ,  $V_{bi}$  e  $V_{ci}$  são os afundamentos de tensão nas fases da barra  $i$ , com  $1 \leq i \leq n$ .

### 3.5 CÁLCULO DA FREQUÊNCIA DE OCORRÊNCIA

As linhas de transmissão são, geralmente, os principais componentes considerados na determinação do desempenho de uma barra (ou desempenho do SEP) quando da ocorrência de um afundamento de tensão (CABRAL, 2010). Tal fato deve-se à grande quantidade de linhas aéreas existentes no SIN, as quais estão expostas aos diversos fatores que ocasionam faltas no sistema, como mencionado anteriormente.

A predição do número de afundamentos de tensão em um determinado barramento constituinte do sistema elétrico está sustentada em dois pontos fundamentais: a magnitude de tensão de afundamento e a taxa de frequência na qual ocorre o distúrbio. Os dados obtidos da magnitude de tensão, calculados na Equação (12), em cada barra observada  $B_n$  a partir dos diferentes locais de falta simulados  $fp_k$  podem ser armazenados em uma matriz de afundamento denominada de  $V_{sag}$ , com valores em p.u. (OLGUIN; VUINOVICH; BOLLEN, 2006). A matriz afundamento de tensão  $[V_{sag}]$ , com dimensão dada por  $[B_n \times fp_k]$ , é expressa como na Equação (14).

$$[V_{sag}] = \begin{bmatrix} V_{11} & V_{12} & \cdots & V_{1k} \\ V_{21} & V_{22} & \cdots & V_{2k} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ V_{n1} & V_{n2} & \cdots & V_{nk} \end{bmatrix} \quad (14)$$

Onde  $V_{nk}$  é a magnitude do afundamento na barra  $n$  para uma falta localizada em  $k$ .

A matriz  $[V_{sag}]$  é então transformada em uma matriz binária, ou seja, formada por zeros e uns, denominada de  $[V_{sag\_b}]$ . Os elementos de  $[V_{sag}]$  são 0 (zero) se a magnitude do afundamento de tensão não for significativa (tipicamente  $0,9 < V < 1 p.u.$ ) e 1 (um) se a magnitude do afundamento de tensão for significativa ( $V \leq 0,9 p.u.$ ) (CABRAL, 2010; SILVA, 2014).

De maneira a obter o número de afundamentos de tensão esperado por ano para cada barra a partir da matriz  $[V_{sag\_b}]$ , faz-se uso do vetor  $[\lambda]$ , denominado de vetor frequência de ocorrência ou vetor frequência de faltas, conforme ilustrado pela Equação (15).

$$[\lambda] = [\lambda_1 \quad \lambda_2 \quad \lambda_3 \quad \dots \quad \lambda_k] \quad (15)$$

Onde os  $\lambda_k$  representam a frequência de ocorrência de faltas nos locais de falta simulados  $fp_k$ , os quais estão diretamente relacionados às taxas de ocorrência de faltas apresentadas na Tabela 10.

Para obter-se o vetor de desempenho de cada barramento  $[N]$ , o qual indica o número de ocorrências de afundamentos de tensão esperado para cada barramento de um determinado sistema utiliza-se a expressão da Equação (16) (OLGUIN, 2005).

$$[N] = [N]_{FT} + [N]_{FF} + [N]_{FFT} + [N]_{FFF} + [N]_{FFFT} \quad (16)$$

Onde os índices FT, FF, FFT, FFF e FFFT indicam o desempenho de cada barramento para os diferentes tipos de falta. A Equação (17) expressa como cada um destes vetores é obtido.

$$[N]_{n \times 1} = [V_{sag\_b}]_{n \times k} [\lambda]_{k \times 1}^T \quad (17)$$

Nota-se, a partir da Equação (17), que o vetor  $[N]$  é de fato dependente do tipo de falta existente, uma vez que  $[V_{sag\_b}]$  e  $[\lambda]$  assumirão valores diferentes para cada tipo de falta.

Do ponto de vista de uma carga sensível, o que interessa é o número total de afundamentos de tensão com uma tensão residual menor que um determinado valor, uma vez que todos estes eventos irão expor a carga a uma parada. Uma maneira muito eficiente de apresentar tal informação é a criação de histogramas da quantidade acumulada de ocorrências

de afundamentos de tensão para determinadas magnitudes selecionadas do distúrbio (OLGUIN, 2005).

Para realizar esta análise, faz-se o somatório dos  $n$  elementos do vetor  $[N]$  para diferentes limiares que definem a matriz  $[V_{sag,b}]$ . A Tabela 11 exemplifica os limiares utilizados na construção do respectivo histograma, onde  $n$  indica o barramento monitorado e  $k$  a falta simulada.

Tabela 11: frequência de ocorrência por nível de afundamento de tensão.

Magnitude do Afundamento de Tensão [p.u.]	Frequência de Ocorrência Acumulada [eventos/ano]
0,1	$\sum_n [N]_{n \times 1} = \sum_n V_{nk} \cdot \lambda_k, \text{ com } \begin{cases} 0, \text{ se } V_{nk} > 0,1 \text{ p. u.} \\ 1, \text{ se } V_{nk} \leq 0,1 \text{ p. u.} \end{cases}$
0,15	$\sum_n [N]_{n \times 1} = \sum_n V_{nk} \cdot \lambda_k, \text{ com } \begin{cases} 0, \text{ se } V_{nk} > 0,15 \text{ p. u.} \\ 1, \text{ se } V_{nk} \leq 0,15 \text{ p. u.} \end{cases}$
⋮	⋮
0,9	$\sum_n [N]_{n \times 1} = \sum_n V_{nk} \cdot \lambda_k, \text{ com } \begin{cases} 0, \text{ se } V_{nk} > 0,9 \text{ p. u.} \\ 1, \text{ se } V_{nk} \leq 0,9 \text{ p. u.} \end{cases}$

Fonte: parcialmente modificado de (OLGUIN, 2005).

### 3.6 SUPORTABILIDADE DE CENTRAIS GERADORAS EÓLICAS A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

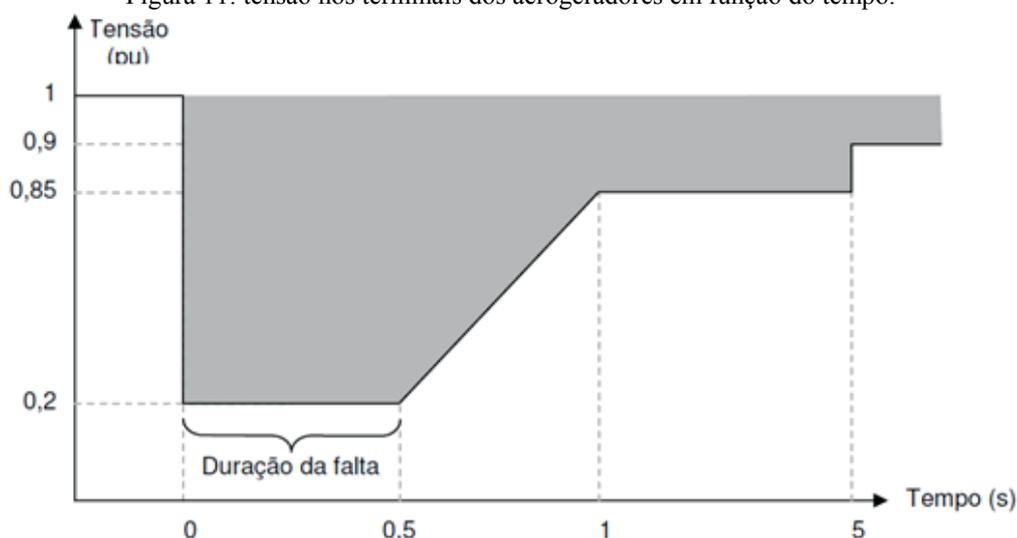
Uma consideração especial deve ser realizada para as centrais geradoras eólicas quanto à sua conexão com a rede elétrica. As diferentes tecnologias utilizadas para a geração eólica fornecem valores distintos para as correntes de contribuição de curto-circuito, influenciando no ajuste da proteção e dimensionamento de equipamentos. A utilização de geradores síncronos com inversores de frequência nas usinas eólicas do Rio Grande do Sul faz com que o cálculo da corrente de defeito não possa ser realizada com base nas impedâncias de falta, como é feito para geradores síncronos convencionais. Nesta nova configuração de geradores, há uma resposta controlada de corrente de curto-circuito, onde o inversor de frequência delimita a corrente de saída para valores muito inferiores aos dos geradores síncronos de capacidade semelhante (REIS, 2013).

No passado, os geradores eólicos eram autorizados a se desconectar do SEP automaticamente após a detecção de uma falta na rede elétrica, o que significa dizer que a mesma não contribuía para os níveis de afundamentos de tensão. Entretanto, a partir do aumento significativo da utilização deste tipo de gerador, a perda de uma parte considerável

da potência fornecida pelos EOL em caso de falta na rede tornou-se inaceitável, uma vez que a estabilidade do sistema e a consequente QEE fornecida aos consumidores poderia ser afetada negativamente. Por esta razão, em condições específicas, é esperado que as unidades geradoras eólicas não se desconectem do SEP durante as faltas, sendo este requisito identificado como *fault ride-through* (REIS, 2013). A definição destes requisitos mínimos para a conexão das unidades geradoras com a rede elétrica varia de acordo com os operadores de sistemas elétricos de cada país.

No Brasil, o ONS, em seu documento Procedimentos de Rede, submódulo 3.6 (ONS, 2009b), determina um perfil de tensão que os geradores devem suportar e permanecer conectados à rede, mesmo que sejam identificados afundamentos de tensão muito severos, como pode ser verificado pela Figura 11.

Figura 11: tensão nos terminais dos aerogeradores em função do tempo.



Fonte: parcialmente modificado de ONS, 2009c.

O aerogerador é desconectado da rede apenas quando os afundamentos de tensão no barramento de conexão estão na área abaixo da linha limite deste diagrama, ou seja, para uma tensão mínima de 0,2 p.u. por um limite de tempo de 0,5s, as usinas eólicas devem permanecer conectadas ao sistema elétrico.

## 4 ESTUDO DE CASO

Devido ao avanço da tecnologia computacional, que possibilita a implementação das diversas metodologias de cálculo, a simulação se apresenta como uma importante ferramenta nos estudos de sistemas elétricos. Especificamente ao considerar-se o estudo de afundamentos de tensão, a simulação computacional de faltas no sistema elétrico constitui-se de uma boa alternativa na determinação de seus principais parâmetros (magnitude, duração e frequência de ocorrência), dispensando assim prolongados períodos de monitoramento. Conseqüentemente, pode-se considerar que a simulação computacional proporciona informações técnicas relevantes às áreas de engenharia no que concerne os processos de prevenção, avaliação e proposição de soluções de diversos problemas (SILVA, 2004).

Neste capítulo são analisadas simulações de faltas monofásicas realizadas em todas as linhas de transmissão com tensão de 230 kV e 525 kV operantes e planejadas para o Rio Grande do Sul. Devido à simplicidade de implementação, grande capacidade de utilização de barramentos e tempo de execução reduzido, optou-se pela utilização do *software* ANAFAS da CEPEL (DRE, 2015). Tal programa foi desenvolvido para ser utilizado em sistemas de potência de grande porte, visando aperfeiçoar o tempo de simulação e análise dos resultados para diversos tipos de estudos que requerem a simulação de defeitos em sistemas de energia elétrica.

### 4.1 METODOLOGIA

A predição dos afundamentos de tensão consiste basicamente das seguintes etapas: obtenção dos parâmetros pré-falta, simulação de faltas em determinados pontos do sistema elétrico, observação da variação dos níveis de tensão dos pontos de interesse em detrimento às faltas e a análise e manipulação dos dados obtidos. Para o estudo da influência de cada tipo de geração no nível de afundamentos de tensão, do ponto de vista de faltas no sistema, seis cenários foram criados, os quais podem ser descritos simplificadaamente como:

- Cenário 1: configuração atual;
- Cenário 2: ampliação da transmissão;
- Cenário 3: integração de EOL;
- Cenário 4: integração de PCH;
- Cenário 5: integração de UTE;
- Cenário 6: configuração futura.

### 4.1.1 Considerações

Devido ao limite do número de barramentos da licença para uso educacional do ANAFAS, que é de 120 barramentos, optou-se por realizar a simulação apenas do sistema elétrico de 230 kV e 525 kV presentes no Rio Grande do Sul. Entretanto, deve-se levar em consideração que diversas unidades geradoras não estão conectadas diretamente a barramentos com estas tensões. Conseqüentemente, calculou-se o equivalente do circuito que conecta de fato cada uma destas unidades geradoras até os barramentos simulados, proporcionando uma representação mais fiel da configuração do SIN.

Ao considerar-se a tensão pré-falta no sistema elétrico, tem-se como prática comum na análise de faltas a definição das tensões como sendo iguais a 1 p.u. Denomina-se de sistema *flat*, ou seja, sem carga, o sistema elétrico cujas tensões são iguais a 1 p.u. A utilização de tal método simplifica significativamente os cálculos e, apesar de apresentar um erro relativo, é de maneira geral considerado satisfatório (ARGENTA, 2013).

A posição da falta no sistema elétrico foi definida de modo a facilitar o cálculo da frequência de ocorrência. Logo, cada falta simulada no ANAFAS foi posicionada exatamente na metade das linhas de transmissão que conectam os barramentos.

A manipulação dos dados obtidos realizou-se com o auxílio de outras duas ferramentas computacionais. Uma vez que o *software* ANAFAS gera arquivos-texto em sua saída (extensão .txt), necessitou-se que os dados fossem exportados para uma planilha do *software* Microsoft Excel (MICROSOFT, 2015) e filtrados. A análise e manipulação de fato dos dados de magnitude e frequência de ocorrência dos afundamentos de tensão realizaram-se com o auxílio do *software* Matlab<sup>®</sup> da MathWorks (MATHWORKS, 2015), onde pode-se gerar as figuras das próximas seções deste capítulo.

### 4.1.2 Aquisição dos dados do SIN

Para a elaboração de simulações próximas à realidade encontrada no sistema elétrico presente no Rio Grande do Sul, buscou-se fontes de dados confiáveis e de relevância significativa. A principal fonte de informações técnicas utilizada foi a base de dados do ONS.

Primeiramente, utilizou-se a ferramenta gráfica de Dados Técnicos do Sistema Interligado Nacional (SINDAT), que disponibiliza informações relevantes do sistema, como o cadastro das usinas, subestações e linhas de transmissão que integram a rede de operação do ONS, bem como relatórios individuais com informações básicas das instalações equipamentos

que às compõe (ONS, 2015c). Além do mais, utilizou-se a base de dados de curto-circuito e casos de referência (ONS, 2015a) e os diagramas de impedância (ONS, 2015b) para obterem-se as informações detalhadas de impedâncias de sequência positiva e zero das linhas de transmissão, bem como as reatâncias de sequência positiva e zero dos transformadores que integram o SIN.

Finalmente, a aquisição dos dados técnicos referentes às ampliações da rede de transmissão e de novas subestações foi realizada com a utilização da base de dados de curto-circuito e casos de referência (ONS, 2015a) juntamente com o PDE 2023 (MME, EPE, 2014). Estas fontes fornecem os dados suficientes para a correta modelagem das linhas de transmissão e barramentos previstas para o período 2015-2019. Entretanto, uma vez que não estão disponíveis dados técnicos precisos sobre a modelagem da totalidade dos geradores a serem integrados ao SIN até 2019, utilizaram-se dados de geradores que estão em operação atualmente e que serão muito semelhantes aos novos geradores.

#### **4.1.3 Implementação no ANAFAS**

Após a obtenção de todos os dados técnicos referentes ao sistema elétrico do Rio Grande do Sul, realizou-se a implementação dos dados de entrada no *software* ANAFAS, onde foram adotados os seguintes critérios de modelagem dos elementos do sistema (SILVA, 2004):

- Geradores: são modelados por uma fonte de tensão constante (1,0 p.u.), atrás de uma impedância;
- Linhas de Transmissão: são representadas através do modelo pi concentrado, com os valores de resistência e reatância. As impedâncias mútuas, entre muitos circuitos na mesma torre, ou em circuitos paralelos, também podem ser considerados no modelo de sequência zero;
- Transformadores: são representados pelas impedâncias de curto-circuito de sequência positiva e zero. A defasagem angular no transformador deve ser considerada, em função do tipo de conexão dos enrolamentos;
- Cargas: não foram representadas nos estudos de curto-circuito. No entanto, quando houver necessidade, esta pode ser realizada através do modelo de impedância constante. Os motores de indução no período subtransitório e os

motores síncronos podem ser modelados por uma força eletromotriz constante atrás da reatância;

- Capacitores Série: são modelados através de uma reatância capacitiva;
- Capacitores e Reatores de Barra: são modelados através de uma impedância, podendo estar ligada à terra, dependendo do tipo de conexão do equipamento.

As seções a seguir descrevem os resultados obtidos nas simulações realizadas para os cenários implementados. Os dados completos utilizados, tanto para a simulação quanto para o tratamento dos resultados obtidos, estão dispostos no APÊNDICE C para a configuração atual e no APÊNDICE D para a configuração futura (2019).

#### **4.1.4 Descrição dos cenários implementados**

Como metodologia de análise da influência de cada tipo de geração ao nível de afundamentos de tensão para as futuras ampliações do SIN presentes no Rio Grande do Sul, implementaram-se seis cenários, os quais podem ser detalhadamente descritos como:

- Cenário 1: configuração atual, considerando fevereiro de 2015. Uma série de geradores (EOL, UHE, PCH e UTE) e todos os barramentos e linhas de transmissão de 230 kV e 525 kV operantes no RS são simulados;
- Cenário 2: ampliação da transmissão. A totalidade da ampliação planejada de subestações e linhas de transmissão no ano horizonte de 2019 é integrada à configuração do cenário 1;
- Cenário 3: integração de EOL. Todos os parques eólicos previstos para entrar em operação no ano horizonte de 2019 são integrados à configuração do cenário 2;
- Cenário 4: integração de PCH. Uma série de PCH previstas para entrar em operação no ano horizonte de 2019 são integrados à configuração do cenário 2;
- Cenário 5: integração de UTE. Todas as usinas térmicas previstas para entrar em operação no ano horizonte de 2019 são integrados à configuração do cenário 2;
- Cenário 6: configuração futura, ao final de 2019. Todas as ampliações e integrações realizadas nas simulações previamente realizadas são agrupadas para formar a configuração completa de expansão para o ano horizonte de 2019.

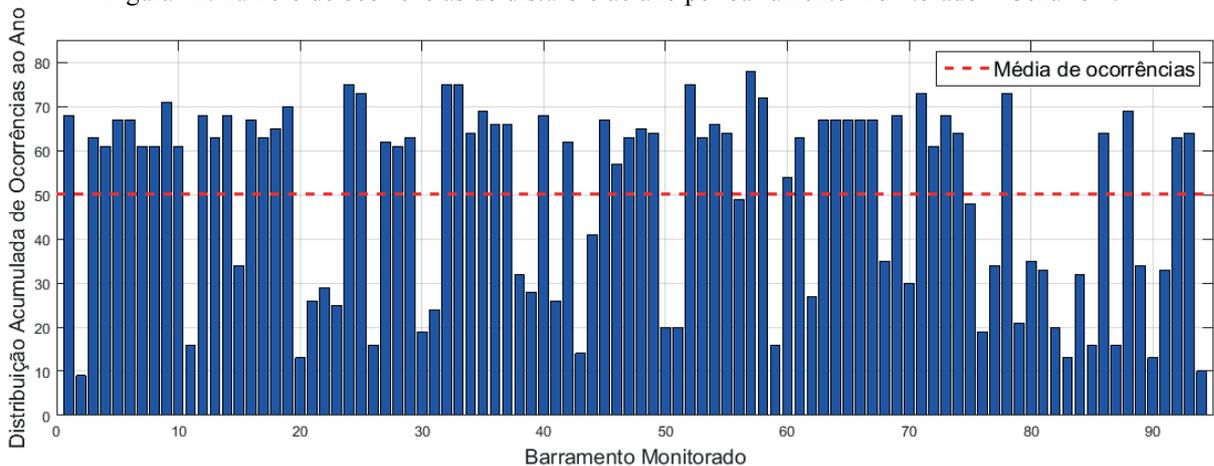
## 4.2 CENÁRIO 1: DESEMPENHO DA CONFIGURAÇÃO ATUAL

O primeiro cenário simulado é o da configuração atual do sistema elétrico, em fevereiro de 2015. Uma vez que o escopo deste trabalho é a análise da integração das novas unidades geradoras ao SIN do RS, os resultados obtidos neste cenário são utilizados como parâmetro para as próximas análises.

Neste cenário, simulou-se uma falta FT em cada uma das 145 linhas de transmissão, e mediu-se o afundamento de tensão nos 94 barramentos para cada uma das respectivas faltas. Após tratamento dos dados via Matlab<sup>®</sup>, gerou-se os gráficos das Figuras 12 e 13.

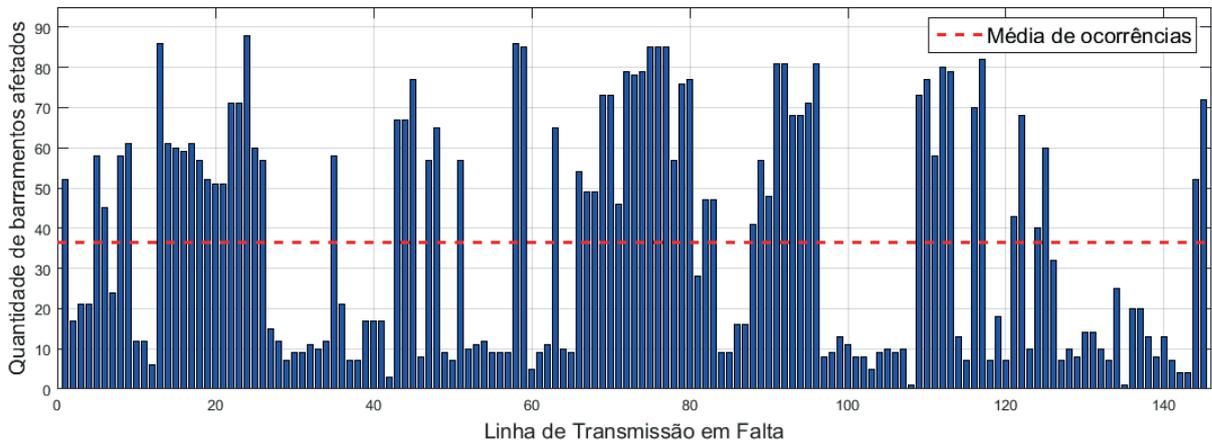
A Figura 12 apresenta a distribuição acumulada de ocorrências do distúrbio para cada um dos barramentos monitorados. A predição do número de afundamentos de tensão indicou que há, em média, 50 ocorrências do distúrbio ao ano por barramento monitorado. Ao comparar as colunas do gráfico que apresentaram a menor quantidade de afundamentos de tensão com a Tabela C.1 do APÊNDICE C, verifica-se que são aquelas que estão conectadas ou estão nas proximidades de alguma unidade geradora em operação atualmente. Da mesma figura nota-se que o barramento monitorado (57), denominado de GUAÍBA 2 (28108), apresentou o maior número de ocorrências ao ano, com 78 eventos.

Figura 12: número de ocorrências do distúrbio ao ano por barramento monitorado – Cenário 1.



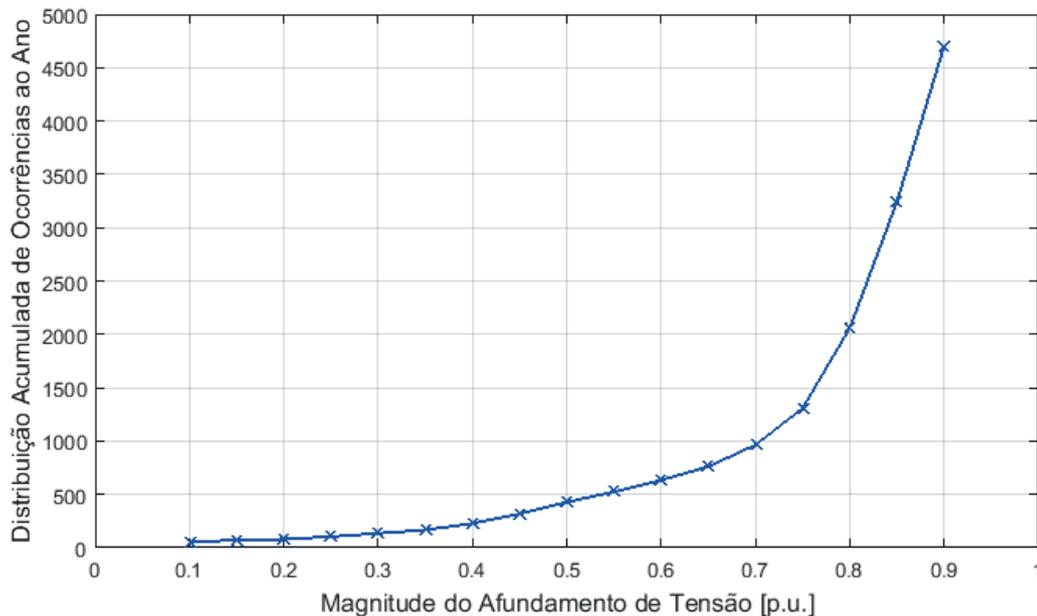
A Figura 13 traz a distribuição acumulada de barramentos que apresentaram afundamento de tensão para cada uma das 145 faltas FT simuladas. Nesta figura verifica-se que, em média, 37 barramentos apresentaram o distúrbio para cada falta. Tal valor indica que para a configuração atual do SIN no RS, em média, 39,4% dos barramentos irão apresentar um afundamento de tensão, caso a falta monofásica ocorra exatamente na metade da linha de transmissão que interliga os barramentos.

Figura 13: número de barramentos afetados por falta em LT – Cenário 1.



A Figura 14 traz uma análise comparativa entre a distribuição acumulada de ocorrências de afundamentos de tensão ao ano em função da magnitude do distúrbio, considerando-se todos os 94 barramentos existentes atualmente. Nota-se um acríve significativo do número de ocorrências para níveis menos severos do distúrbio, resultado que confirma o pressuposto de que, em grande parte dos casos, as faltas monofásicas não causam afundamentos de tensão severos.

Figura 14: número de ocorrências do distúrbio por nível de afundamento para a configuração atual.



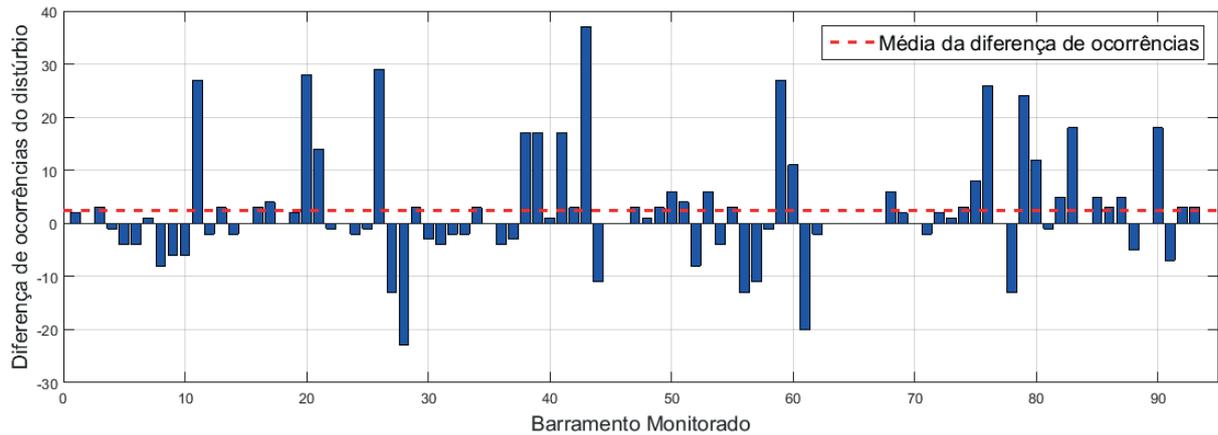
#### 4.3 CENÁRIO 2: AMPLIAÇÃO DA TRANSMISSÃO

No segundo cenário implementou-se, adicionalmente à configuração atual, todas as ampliações que serão realizadas na rede elétrica básica até o final do ano de 2019, onde chegou-se a um total de 111 barramentos e 191 linhas de transmissão. Entretanto, visando à

comparação das consequências destas ampliações no sistema elétrico atual, as faltas simuladas e os barramentos monitorados foram exatamente os mesmos do cenário 1.

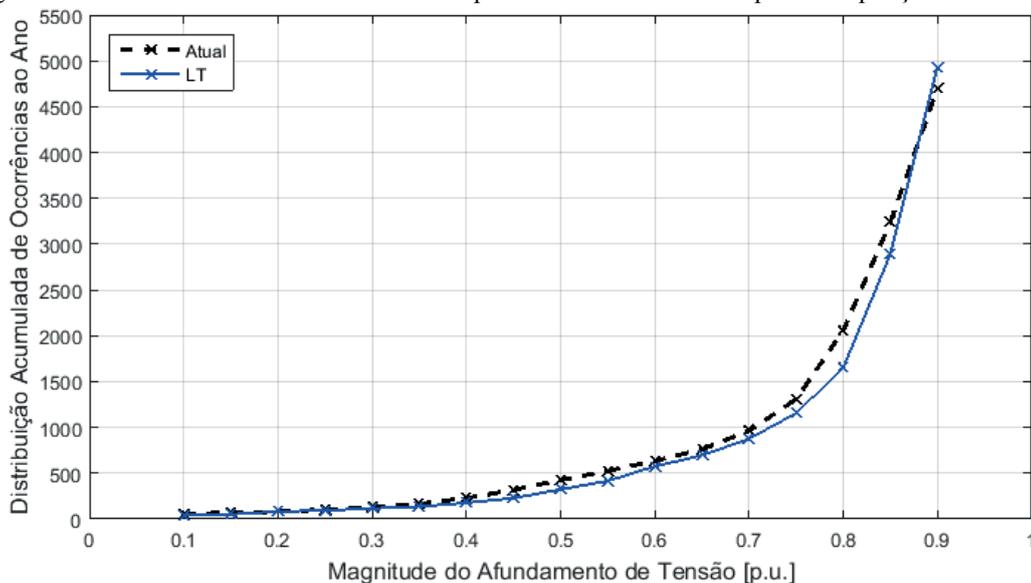
A Figura 15 apresenta a diferença líquida do número de ocorrências de afundamentos de tensão entre o a configuração atual e a ampliação da transmissão. As colunas do gráfico com valores negativos indicam os barramentos que irão apresentar uma diminuição do número de ocorrências ao ano, em comparação com a configuração atual.

Figura 15: diferença líquida entre a configuração atual e a ampliação da transmissão.



A predição da frequência de ocorrência dos afundamentos de tensão ao ano, vista da Figura 15, indicou que haverá em média um acréscimo de 2 ocorrências do distúrbio ao ano por barramento monitorado. Além do mais, percebe-se a partir da Figura 15 que as maiores consequências da ampliação da transmissão irão ocorrer nos barramentos próximos das ligações internacionais com a Argentina e Uruguai, como por exemplo, RIVERA (6102), CANDIOTA (6279) e BAGÉ 2 (28014).

Figura 16: número de ocorrências do distúrbio por nível de afundamento para a ampliação da transmissão.



A Figura 16 traz uma análise comparativa entre a distribuição acumulada de ocorrências de afundamentos de tensão ao ano em função da magnitude do distúrbio,

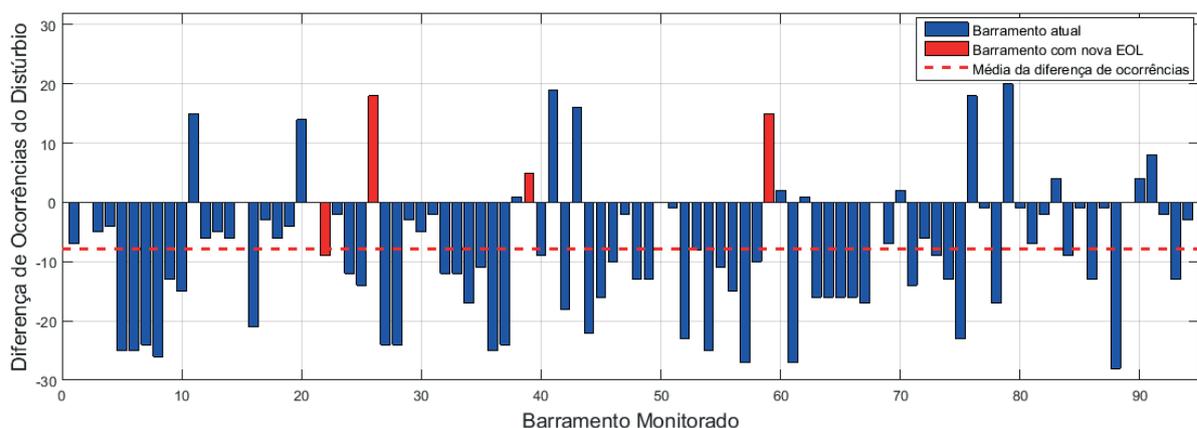
considerando-se todos os 94 barramentos existentes atualmente. Comparando as curvas obtidas percebe-se que, para magnitudes inferiores a 0,88 p.u., a ampliação da transmissão influenciará positivamente no nível de afundamentos de tensão, ou seja, diminuindo o número total de ocorrências no sistema.

#### 4.4 CENÁRIO 3: INTEGRAÇÃO DAS CENTRAIS GERADORAS EÓLICAS

No terceiro cenário implementaram-se as novas unidades geradoras do tipo EOL que serão integradas ao SIN do RS até o ano de 2019. Uma vez que consideraram-se as ampliações da transmissão do cenário 2, a mesma quantidade de barramentos e linhas de transmissão foram obtidas e, conseqüentemente, uma análise semelhante é realizada para este cenário. Após a simulação no ANAFAS e tratamento dos dados obtidos no *software* Matlab<sup>®</sup>, obteve-se como resultado as Figuras 17 e 18.

A Figura 17 apresenta a diferença líquida do número de ocorrências de afundamentos de tensão entre o a configuração atual e a integração das novas EOL. Observa-se uma diminuição expressiva do número de ocorrências do distúrbio que, em média, atinge 8 eventos a menos ao ano por barramento monitorado. As colunas vermelhas do gráfico indicam os barramentos em que foram conectados às novas unidades geradoras eólicas, os quais apresentaram de maneira geral, um elevado aumento do número de eventos, destacando-se os barramentos CERRO CHATO (6401), POVO NOVO (6582) e LIVRAMENTO 2 (28122).

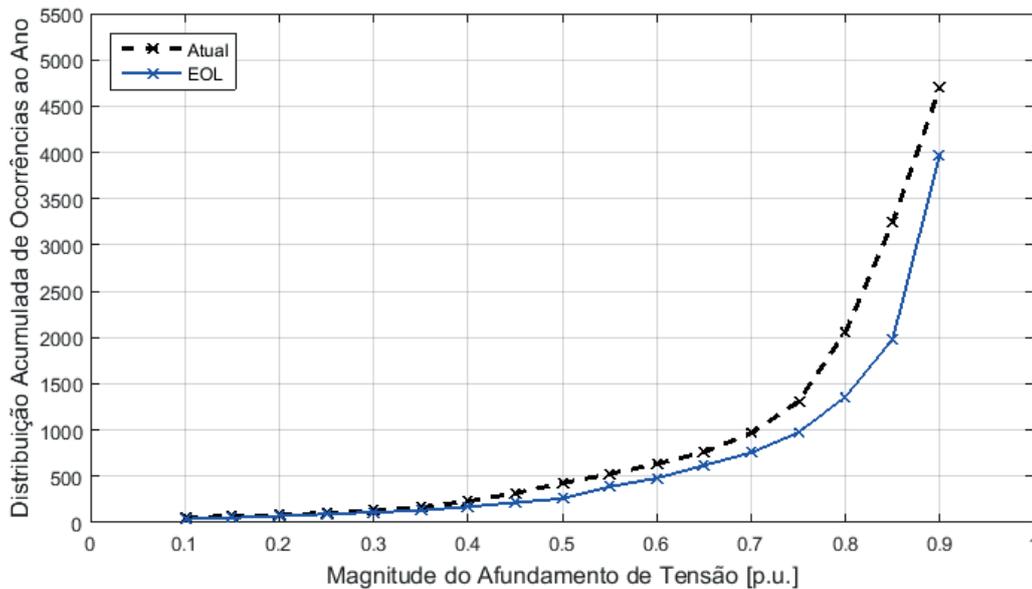
Figura 17: diferença líquida entre a configuração atual e a integração de EOL.



A Figura 18 traz a análise comparativa entre a distribuição acumulada de ocorrências e a magnitude dos afundamentos de tensão, considerando-se os 94 barramentos operantes atualmente. As curvas obtidas evidenciam a diminuição das ocorrências do distúrbio para toda a faixa de análise dos afundamentos de tensão. A diferença mais significativa encontrada é para magnitudes de 0,85 p.u., na qual o número de ocorrências variou de 3242 para 1981,

representando uma diminuição de 38,9% de ocorrências medidas. Esta baixa significativa do número de ocorrências para a integração das novas usinas eólicas deve-se, principalmente, ao tipo de gerador simulado e os limites de corrente de curto-circuito adotados, onde considerou-se a utilização de geradores síncronos com uso de inversores de frequência, seguindo os critérios definidos pelo documento Procedimentos de Rede (ONS, 2009c).

Figura 18: número de ocorrências do distúrbio por nível de afundamento para a integração de EOL.

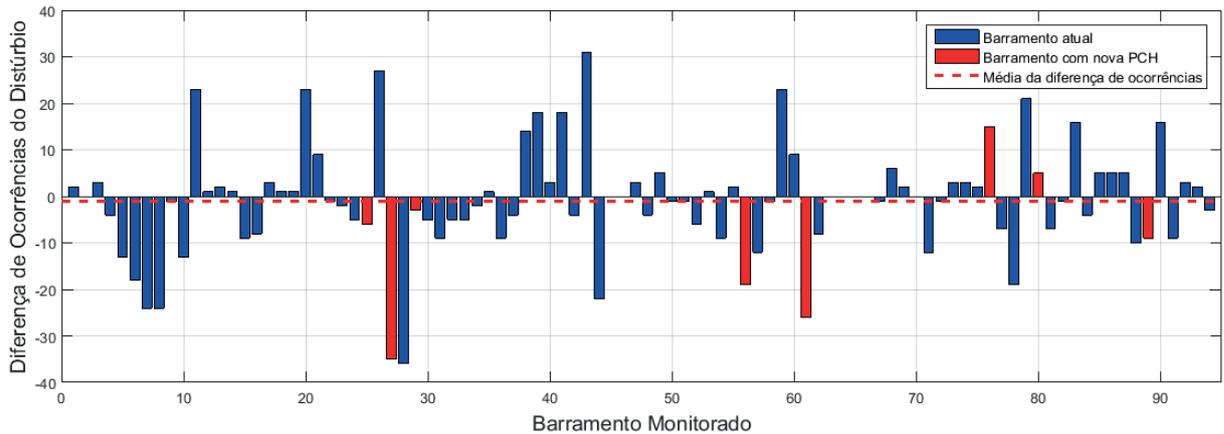


#### 4.5 CENÁRIO 4: INTEGRAÇÃO DAS PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

No quarto cenário implementou-se, além das ampliações da transmissão, uma série de novas unidades geradoras do tipo PCH que serão integradas ao SIN do RS até o ano de 2019. Da mesma forma que nos cenários 2 e 3, chegou-se a um total de 111 barramentos e 191 linhas de transmissão, porém serão monitorados apenas os mesmos barramentos da configuração atual, de modo a obter-se a comparação efetiva entre as configurações. Após a simulação no ANAFAS e tratamento dos dados obtidos no *software* Matlab<sup>®</sup>, obteve-se como resultado as Figuras 19 e 20.

A Figura 19 apresenta a diferença líquida do número de ocorrências de afundamentos de tensão entre o a configuração atual e a integração das novas PCH. Nota-se que a média da diferença de ocorrências não diminuiu significativamente, ou seja, a integração das novas PCH provocou uma diminuição média de apenas uma ocorrência de afundamento de tensão por ano em cada barramento existente atualmente.

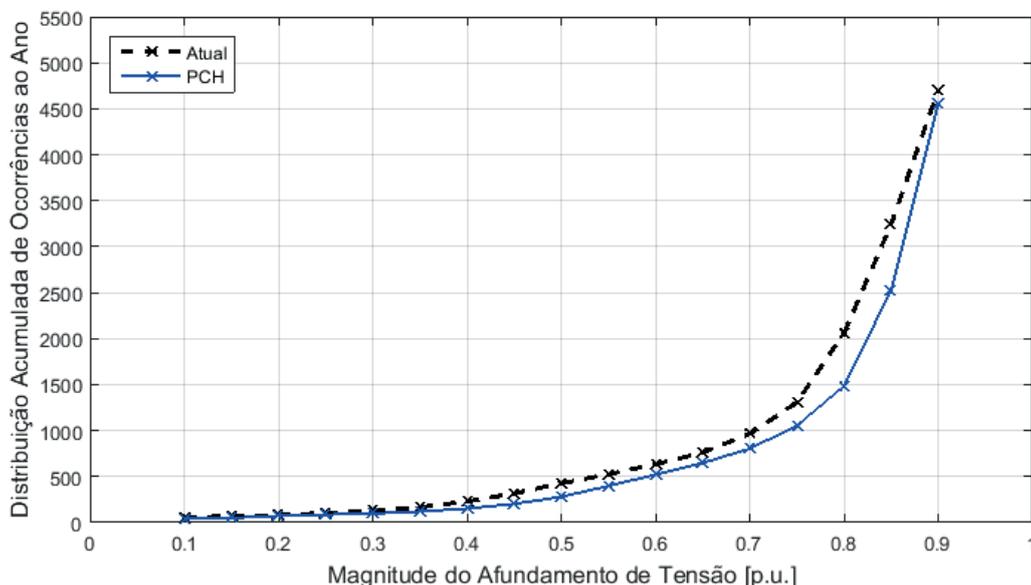
Figura 19: diferença líquida entre a configuração atual e a integração de PCH.



Além do mais, a Figura 19 apresenta colunas vermelhas indicando os barramentos monitorados na qual pelo menos uma PCH foi conectada, o que evidencia uma diminuição da quantidade de ocorrências do distúrbio ao ano nesses barramentos, em comparação com a configuração atual. Percebe-se que as diminuições mais significativas ocorreram com a integração das maiores PCH deste estudo, ‘Monte Cuco’ e ‘Primavera do Rio Turvo’ nos barramentos L.GRANDE (6412) e NOVA PRATA 2 (28132), respectivamente, com uma potência instalada de 30MW cada.

A Figura 20 traz a análise comparativa entre a distribuição acumulada de ocorrências de afundamentos de tensão ao ano em função da magnitude do distúrbio, considerando-se todos os 94 barramentos existentes atualmente. Nota-se que a curva obtida apresenta, para todos os pontos monitorados, um total de afundamentos inferior aos mesmos pontos da configuração atual, evidenciando uma melhora dos níveis de afundamentos de tensão quando analisada a integração apenas de PCH ao SIN.

Figura 20: número de ocorrências do distúrbio por nível de afundamento para a integração de PCH.

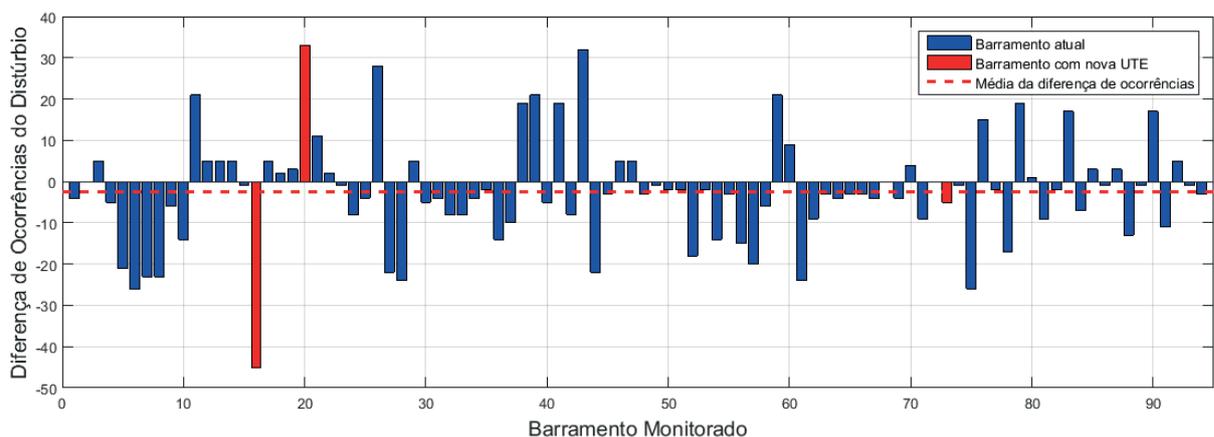


#### 4.6 CENÁRIO 5: INTEGRAÇÃO DAS USINAS TERMELÉTRICAS

No quinto cenário implementou-se, além das ampliações da transmissão, as novas unidades geradoras do tipo UTE que serão integradas ao SIN do RS até o ano de 2019. Da mesma forma que nos cenários precedentes, serão monitorados apenas os barramentos da configuração atual, de modo a obter-se a comparação entre as configurações. Após a simulação no ANAFAS e tratamento dos dados obtidos via *software* Matlab<sup>®</sup>, obteve-se como resultado as Figuras 21 e 22.

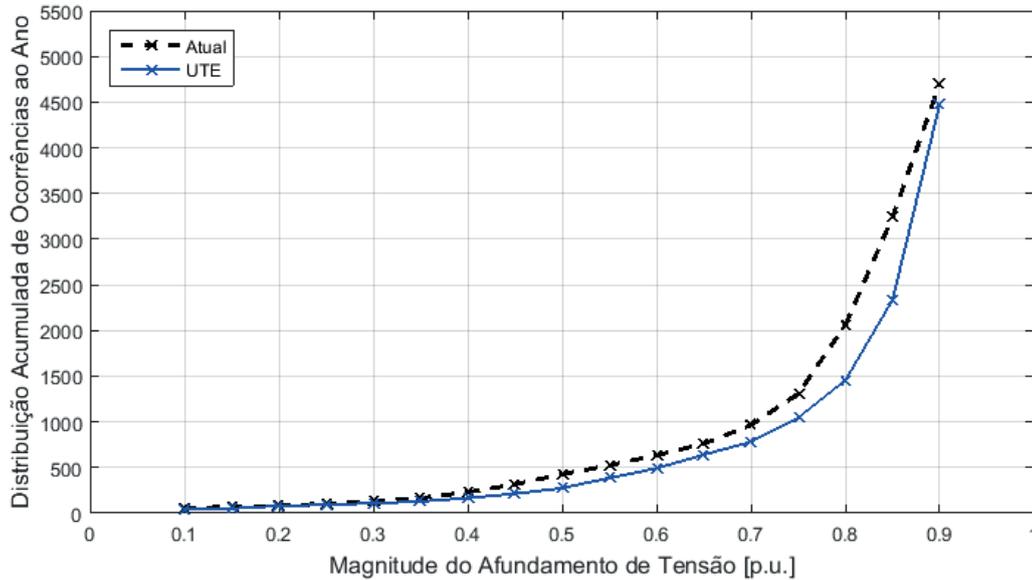
A Figura 21 apresenta a diferença líquida do número de ocorrências de afundamentos de tensão entre a configuração atual e a integração das novas UTE. Verifica-se que, em média, a integração das novas UTE ocasionará uma diminuição de 3 afundamentos de tensão ao ano em cada barramento monitorado, quando comparado com a configuração atual. As colunas vermelhas do gráfico ilustram os barramentos na qual foram conectadas as novas unidades geradoras. A maior diminuição acumulada encontrada foi em CHARQUEADAS (6173), barramento que contará com uma nova unidade geradora térmica de 350MW. Destaca-se também o barramento CANDIOTA (6279), que apesar de ser conectada a uma nova UTE de 340MW, não obteve uma diminuição significativa do número de ocorrências do distúrbio ao ano.

Figura 21: diferença líquida entre a configuração atual e a integração de UTE.



A Figura 22 apresenta a análise comparativa entre a distribuição acumulada de ocorrências de afundamentos de tensão ao ano em função da magnitude do distúrbio, considerando-se todos os 94 barramentos existentes atualmente. Nota-se que a curva obtida para a integração de UTE possui uma característica muito semelhante à da PCH encontrada no cenário 4, fato justificável, uma vez que ambos utilizam geradores síncronos na geração da energia elétrica.

Figura 22: número de ocorrências do distúrbio por nível de afundamento para a integração de UTE.



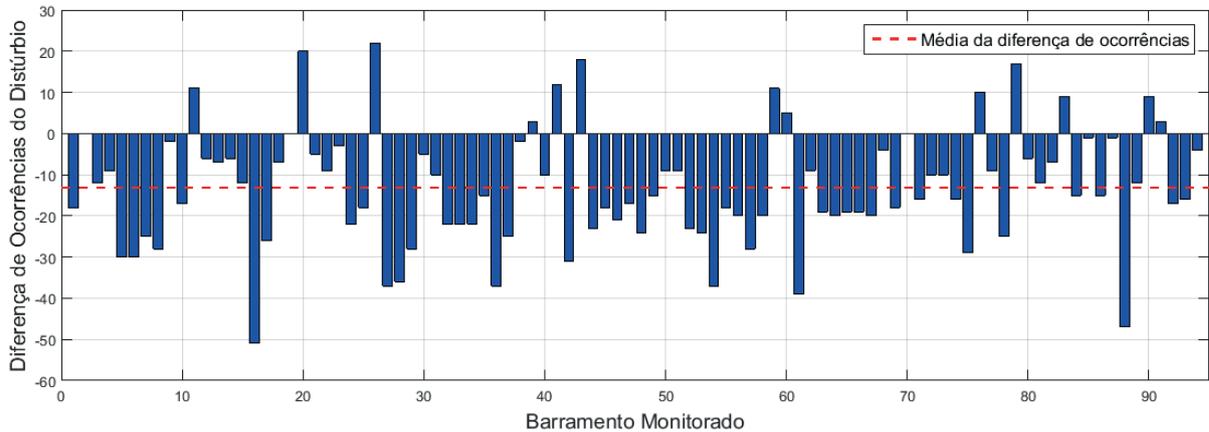
#### 4.7 CENÁRIO 6: CONFIGURAÇÃO COMPLETA 2019

O sexto cenário desenvolvido apresenta as comparações mais significativas deste trabalho, uma vez que considera a integração de todos os tipos de geração, operando simultaneamente. Devido às diversas possibilidades de análise, o estudo da configuração completa em 2019 foi dividido em dois itens distintos: no primeiro, analisam-se apenas os 94 barramentos da configuração atual, de modo a verificar a evolução sofrida pelo sistema elétrico atual; no segundo, monitora-se a totalidade da configuração completa em 2019, ou seja, 111 barramentos e 191 linhas de transmissão.

##### 4.7.1 Comparação com a configuração atual

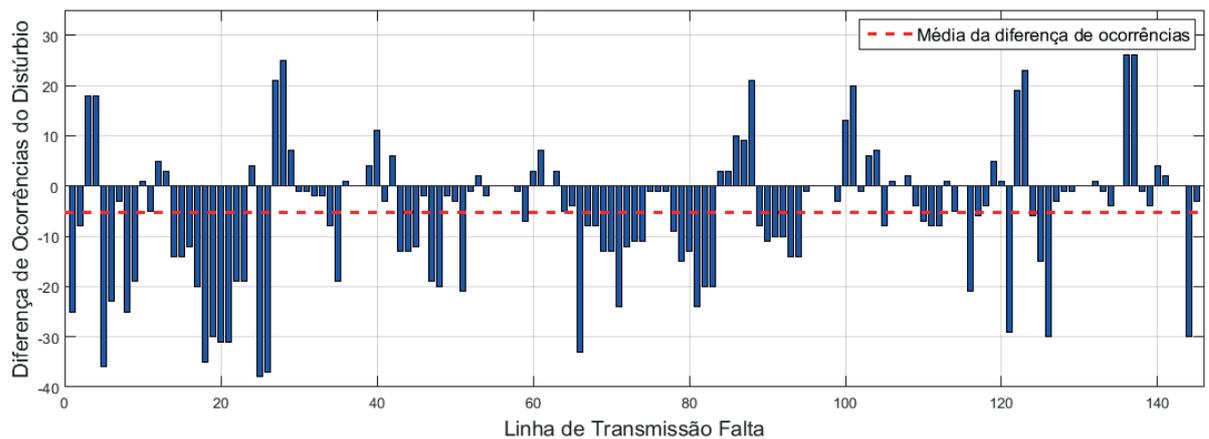
A Figura 23 apresenta a diferença líquida do número de ocorrências de afundamentos de tensão entre o a configuração atual e a configuração completa de 2019, considerando o monitoramento dos barramentos em operação atualmente. Verifica-se que a integração das novas unidades geradoras, aliada à ampliação da transmissão, ocasionará uma diminuição média de 14 ocorrências do distúrbio ao ano por barramento monitorado. Como observado nos cenários anteriores, os barramentos que apresentaram a maior diminuição de ocorrências são aqueles que estarão conectados ou nas proximidades das unidades geradoras de maior potência.

Figura 23: diferença líquida entre configuração atual e a configuração completa de 2019 para os barramentos existentes atualmente.



A Figura 24 apresenta a diferença da distribuição acumulada de barramentos que apresentaram afundamento de tensão para cada uma das 145 faltas FT simuladas, considerando a configuração atual e a completa em 2019. Observa-se uma diminuição média de 6 ocorrências do distúrbio ao ano por falta simulada. As faltas que apresentaram os maiores aumentos de ocorrências em relação à configuração atual foram os casos 136 e 137, ou seja, quando simulou-se uma falta monofásica nas linhas de transmissão que conectam os barramentos PRESIDENTE MÉDICI (28275) com CANDIOTA III (28324), fato que está intimamente ligado com a integração de novas UTE.

Figura 24: diferença líquida entre a configuração atual e a configuração completa de 2019 para faltas em LT.



As Figuras 25 e 26 apresentam a análise comparativa entre a distribuição acumulada de ocorrências de afundamentos de tensão ao ano em função da magnitude do distúrbio, considerando-se apenas a mensuração dos eventos nos 94 barramentos operantes atualmente. A primeira considera apenas as configurações completas, ou seja, os cenários 1 e 6. A segunda imagem ilustra em um mesmo gráfico as curvas de todos os cenários simulados, de modo a obter-se uma comparação entre todas as medidas realizadas.

Figura 25: comparação do número de ocorrências do distúrbio por intensidade do afundamento para os barramentos existentes atualmente.

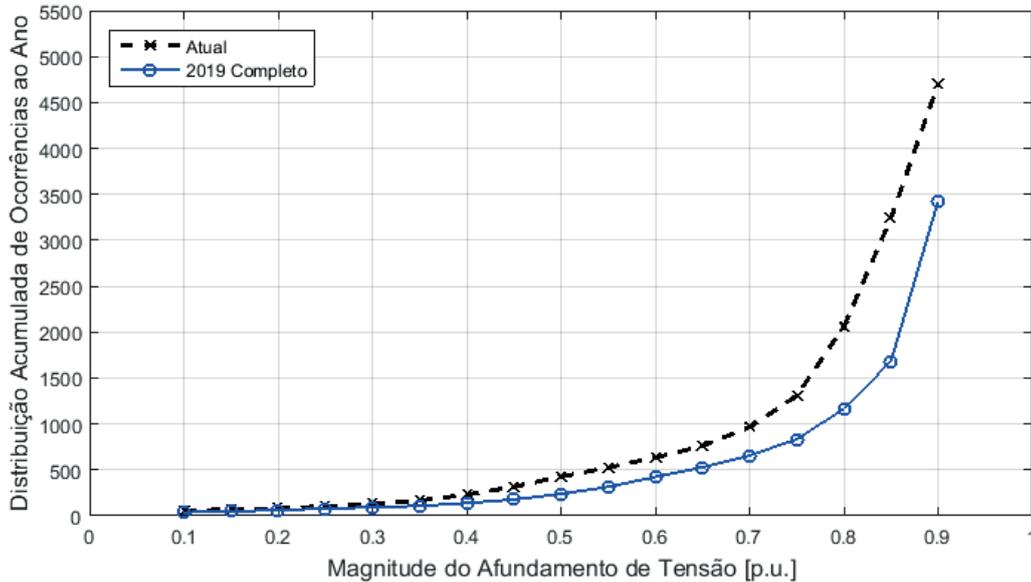
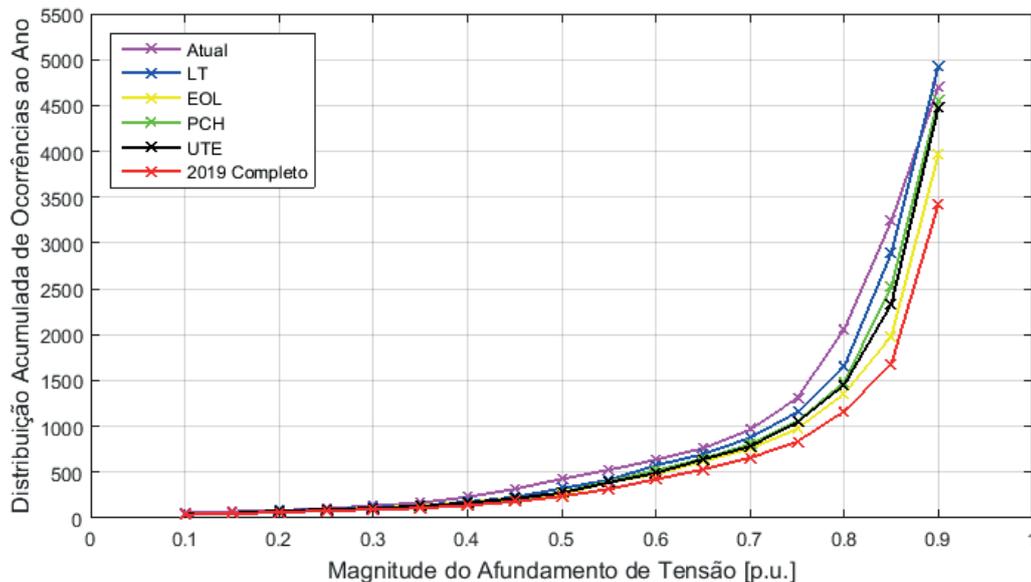


Figura 26: comparação do número de ocorrências do distúrbio por intensidade do afundamento, para os diferentes tipos de geração.



As comparações realizadas nas Figuras 25 e 26 evidenciam que, ao considerar-se os níveis de tensão dos 94 barramentos existentes atualmente, houve uma diminuição significativa no número de ocorrências de afundamentos de tensão no SIN operante no Rio Grande do Sul, principalmente quando é analisada a configuração completa em 2019, com todas as ampliações de transmissão e a integração das novas unidades geradoras.

Os resultados numéricos ilustrados na Figura 26 podem ser verificados na Tabela 12, a qual descreve a quantidade de afundamentos de tensão medidos para cada cenário simulado, em função do nível de magnitude do distúrbio, considerando os 94 barramentos monitorados da configuração atual.

Tabela 12: comparação do número de ocorrências ao ano do distúrbio por intensidade do afundamento para os barramentos da configuração atual.

Magnitude [p.u.]	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
0,10	55	40	38	40	40	38
0,15	71	52	52	49	52	49
0,20	81	82	73	74	80	62
0,25	104	95	92	86	93	80
0,30	135	116	111	98	110	93
0,35	167	137	132	120	129	108
0,40	229	177	172	153	167	139
0,45	317	228	216	203	214	178
0,50	427	324	260	279	274	238
0,55	525	416	389	398	387	315
0,60	635	576	479	521	491	424
0,65	761	695	618	648	641	529
0,70	964	876	756	803	781	657
0,75	1308	1155	972	1054	1044	833
0,80	2059	1653	1359	1485	1455	1164
0,85	3242	2892	1981	2525	2333	1682
0,90	4702	4935	3972	4557	4479	3426

#### 4.7.2 Configuração completa

A Figura 27 ilustra a distribuição acumulada de ocorrências do distúrbio para cada um dos barramentos monitorados da configuração completa em 2019. A predição do número de afundamentos de tensão indicou que há, em média, 59 ocorrências do distúrbio ao ano por barramento monitorado. Como visto na Figura 12, a configuração atual do SIN no RS apresentou, em média, 50 ocorrências do distúrbio por barramento monitorado. Logo, quando é considerada a totalidade dos barramentos da configuração 2019, verifica-se um aumento relativo de 18% do número de ocorrências de afundamentos de tensão.

Figura 27: ocorrências do distúrbio ao ano por barramento monitorado – Cenário 6.

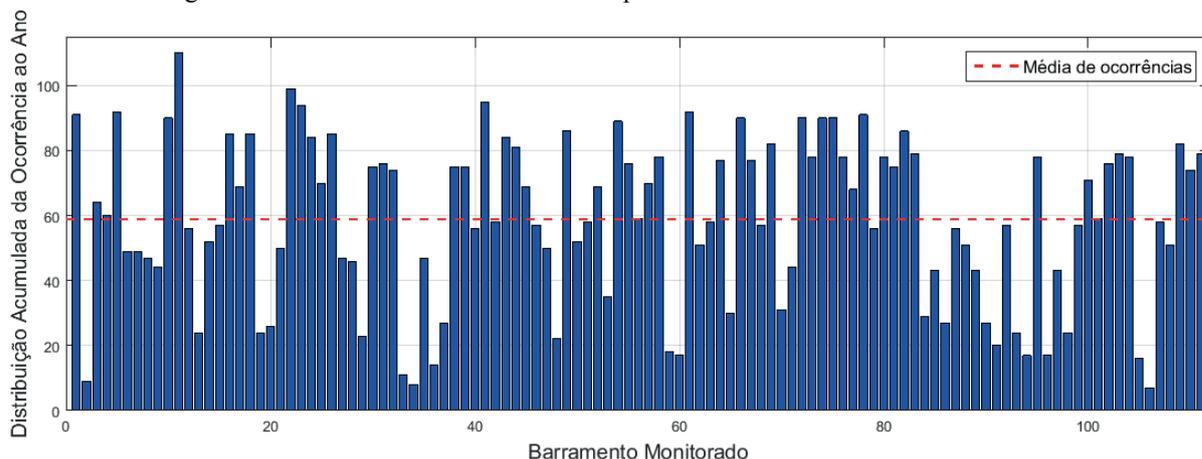
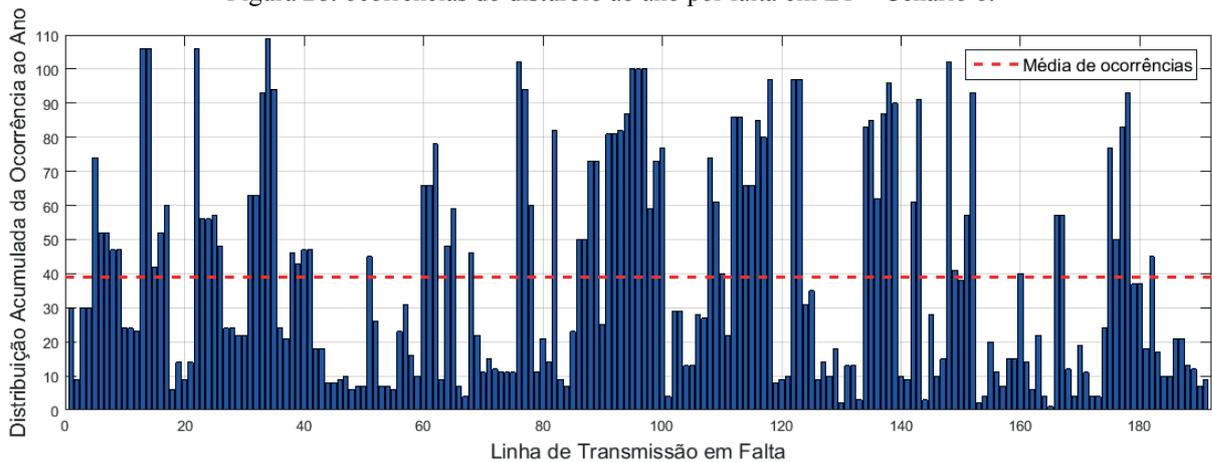


Figura 28: ocorrências do distúrbio ao ano por falta em LT – Cenário 6.



A Figura 28 aponta a quantidade de barramentos que apresentaram o distúrbio em decorrência de cada linha faltosa simulada. Verifica-se que, em média, 39 barramentos apresentaram o distúrbio para cada falta. Tal valor indica que para a configuração completa do SIN no RS em 2019, em média, 35,1% dos barramentos irão apresentar um afundamento de tensão, caso a falta monofásica ocorra exatamente na metade da linha de transmissão. Ao comparar-se com o valor obtido para a configuração atual, nota-se uma diminuição relativa do número de barramentos que apresentaram o distúrbio, o que configura uma melhora no desempenho do sistema após as expansões.

A Figura 29 apresenta a comparativa entre a distribuição acumulada de ocorrências de afundamentos de tensão ao ano em função da magnitude do distúrbio, considerando-se a totalidade de barramentos em cada configuração. As curvas obtidas indicam um aumento significativo do número total de ocorrências de afundamentos de tensão na configuração de 2019, chegando a uma diferença líquida de 1831 eventos para magnitudes de 0,9 p.u.

Figura 29: comparação do número de ocorrências do distúrbio por intensidade do afundamento para a totalidade de barramentos.

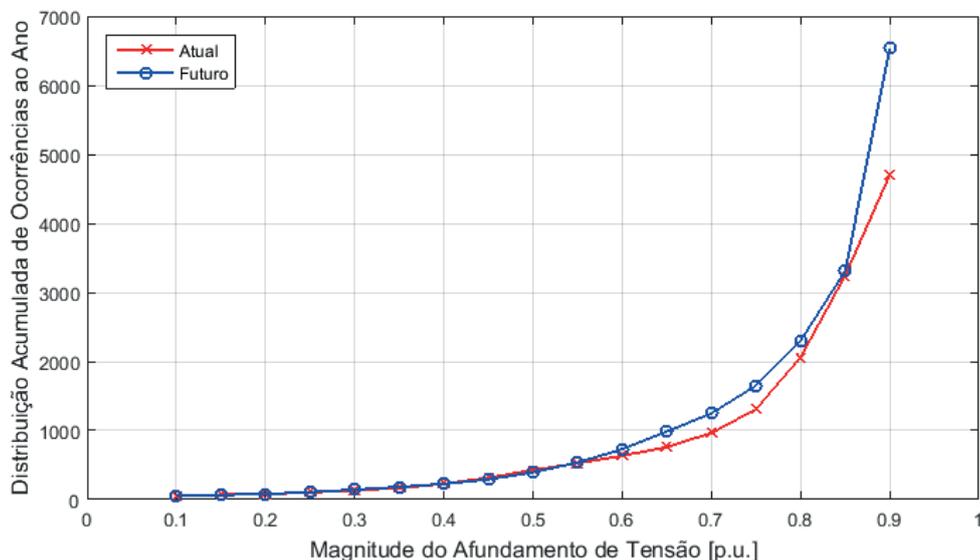
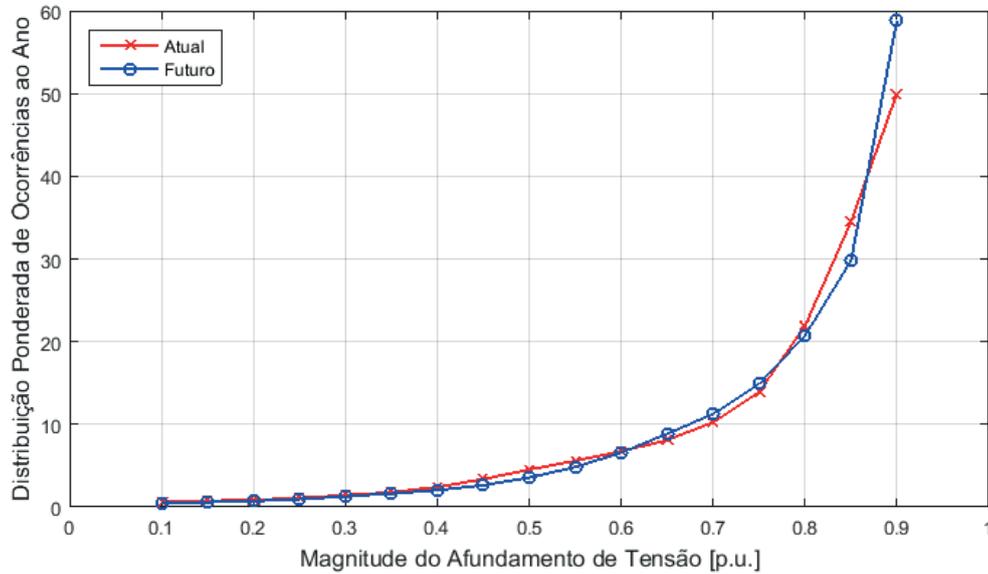


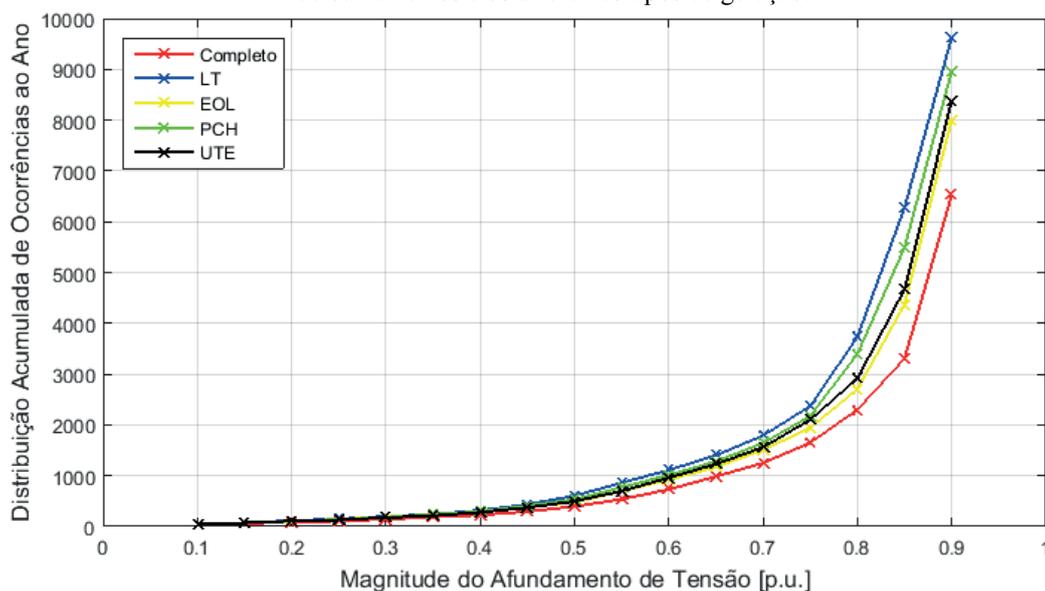
Figura 30: comparação ponderada do número de ocorrências do distúrbio por intensidade do afundamento para a totalidade de barramentos.



Diferentemente da Figura 29 que quantifica os eventos na totalidade de barramentos de cada configuração, a Figura 30 traz uma comparação ponderada, ou seja, dividiram-se as distribuições acumuladas de cada magnitude pelo número de barramentos monitorados na configuração. Conseqüentemente, chegou-se a curvas com as médias do número de ocorrências do distúrbio para cada barramento entre as configurações. Observa-se que, ao analisarem-se todas as ampliações que serão realizadas no sistema elétrico do RS, apenas para magnitudes acima de 0,87 p.u., o sistema elétrico apresentará um aumento significativo de ocorrências do distúrbio por barramento.

A Figura 31 apresenta as distribuições acumuladas de ocorrências em função da magnitude do distúrbio nos cenários, considerando a totalidade de barramentos na configuração futura. Verifica-se, como observado nas análises prévias, um desempenho melhor da configuração completa do sistema, em detrimento das expansões tomadas separadamente.

Figura 31: comparação do número de ocorrências do distúrbio por intensidade do afundamento, para a totalidade de barramentos e os diferentes tipos de geração.



Os resultados numéricos ilustrados na Figura 31 podem ser verificados na Tabela 13, a qual descreve a quantidade de afundamentos de tensão medidos para cada cenário simulado, em função do nível de magnitude do distúrbio, considerando a totalidade de barramentos monitorados na configuração futura.

Tabela 13: comparação do número de ocorrências ao ano do distúrbio por intensidade do afundamento para a totalidade de barramentos da configuração futura.

Magnitude [p.u.]	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
0,10	55	53	55	55	53
0,15	74	74	70	72	67
0,20	115	99	107	108	81
0,25	150	144	139	132	106
0,30	200	190	184	177	144
0,35	240	218	240	211	183
0,40	319	299	294	281	227
0,45	435	391	405	374	293
0,50	605	478	532	495	395
0,55	861	692	772	698	537
0,60	1111	924	1012	958	730
0,65	1403	1170	1282	1228	985
0,70	1790	1507	1643	1561	1249
0,75	2371	1942	2177	2102	1651
0,80	3733	2705	3396	2916	2300
0,85	6280	4372	5495	4672	3307
0,90	9632	8016	8969	8382	6533

## 4.8 ANÁLISE DE CASOS ESPECÍFICOS

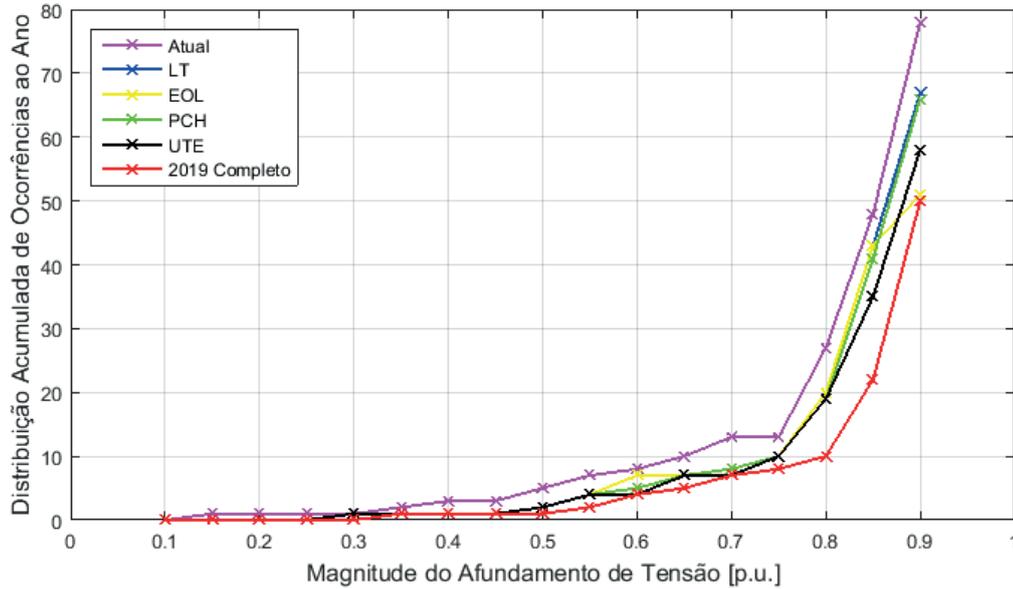
Os resultados obtidos das predições de magnitude e frequência de ocorrência dos afundamentos de tensão apresentaram alguns pontos específicos que requerem uma análise mais aprofundada. Primeiramente, a análise da Figura 12 indicou que o maior número de ocorrências do distúrbio ao ano, para a configuração atual, ocorre no barramento GUAÍBA 2 (28108). Além disso, a Figura 24 apontou um aumento significativo de ocorrências do distúrbio nas linhas de transmissão que conectam os barramentos PRESIDENTE MÉDICI (28275) com CANDIOTA III (28324), ao comparar-se a configuração atual com a completa em 2019. Uma análise específica para cada um destes casos é realizada nos itens a seguir.

### 4.8.1 Barramento GUAÍBA 2 (28108)

De maneira semelhante à predição do número de ocorrências de afundamentos de tensão na totalidade dos barramentos analisados, pode-se realizar a análise de um barramento específico. A Figura 12 apontou um nível de criticidade para o barramento GUAÍBA 2 (28108) superior aos outros barramentos analisados, onde observou-se 78 distúrbios para as 145 faltas simuladas. Logo, decidiu-se monitorar o comportamento deste barramento isoladamente, de modo a identificar a influencia que a expansão do SEP para 2019 terá no desempenho deste barramento. Após filtragem e tratamento dos dados do barramento analisado, geraram-se os gráficos comparativos das Figuras 32, 33 e 34.

A Figura 32 apresenta a distribuição acumulada de ocorrências do distúrbio ao simularem-se faltas monofásicas apenas nas linhas de transmissão em operação na configuração atual. Percebe-se um aclave significativo nas curvas a partir de 0,75 p.u., indicando uma robustez do barramento, uma vez que curtos-circuitos na grande maioria das linhas de transmissão não acarretam afundamentos de tensão severos. Ao comparar-se a curva da configuração atual com os demais cenários simulados, nota-se uma melhora significativa do desempenho deste barramento, tendo em vista a diminuição da quantidade de ocorrências em todas as magnitudes monitoradas.

Figura 32: número de ocorrências por nível de intensidade do distúrbio para as LT da configuração atual.



As Figuras 33 e 34 apresentam a distribuição acumulada de ocorrências do distúrbio ao simularem-se faltas monofásicas na totalidade de linhas de transmissão das configurações. A primeira considera o somatório absoluto de ocorrências no barramento, já a segunda traz a distribuição ponderada pelo número de linhas de transmissão faltosas de cada configuração.

Figura 33: número de ocorrências por nível de intensidade do distúrbio para a totalidade de LT de cada configuração.

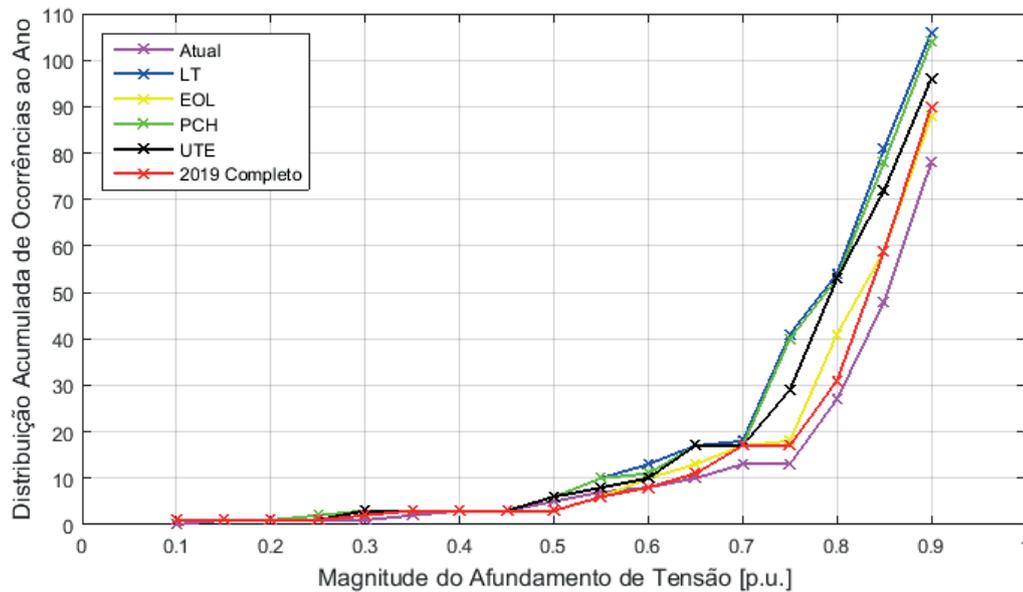
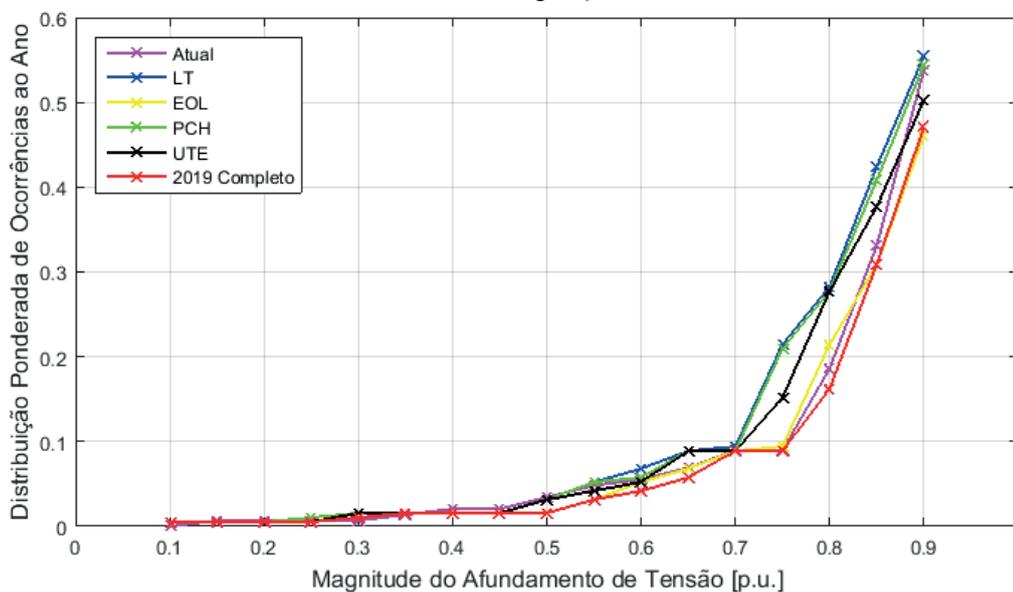


Figura 34: número ponderado de ocorrências por nível de intensidade do distúrbio para a totalidade de LT de cada configuração.

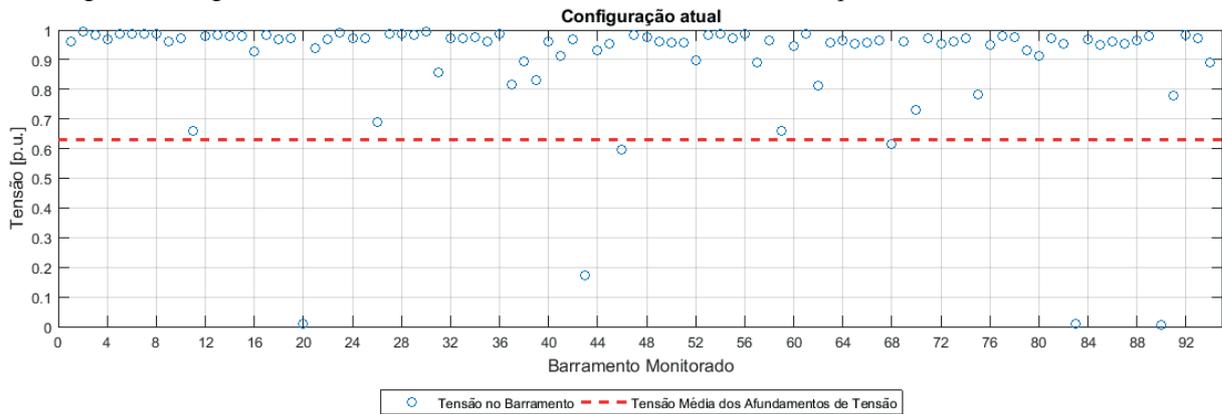


Observa-se pela Figura 33 um maior número de ocorrências do distúrbio para as diferentes expansões simuladas, resultado esperado tendo em vista que se considerou um número maior de linhas faltosas. Para que seja realizada a análise comparativa correta, utiliza-se a Figura 34, que pondera o número de ocorrências pela quantidade de linhas faltosas. De lá verifica-se que, se considerados os cenários de ampliações separados, o barramento irá apresentar um desempenho inferior ao da configuração atual, uma vez que em praticamente todos os níveis de tensão mensurados se encontram acima dos valores atuais. Contudo, percebe-se que ao compararem-se as configurações completas, tanto a atual como a de 2019, o desempenho do barramento GUAÍBA 2 (28108) apresentará um desempenho melhor na configuração completa de 2019, resultado que comprova a necessidade da diversificação de fontes geradoras de energia em um SEP de grandes proporções como o do Rio Grande do Sul.

#### 4.8.2 Curto-circuito na LT PRESIDENTE MÉDICI (28275) - CANDIOTA III (28324)

A segunda análise específica discorre sobre a influência dos diferentes tipos de geração no aumento relativo da quantidade de afundamentos de tensão causados por uma falta monofásica na linha de transmissão que conecta os barramentos PRESIDENTE MÉDICI (28275) e CANDIOTA III (28324). Tendo como base os dados obtidos nas simulações anteriores, geraram-se os gráficos das Figuras 35 e 36, que ilustram a tensão eficaz de cada barramento monitorado, para a falta simulada. A linha tracejada mostra a média de magnitude da tensão dos afundamentos, ou seja, a média da tensão dos valores abaixo de 0,9 p.u.

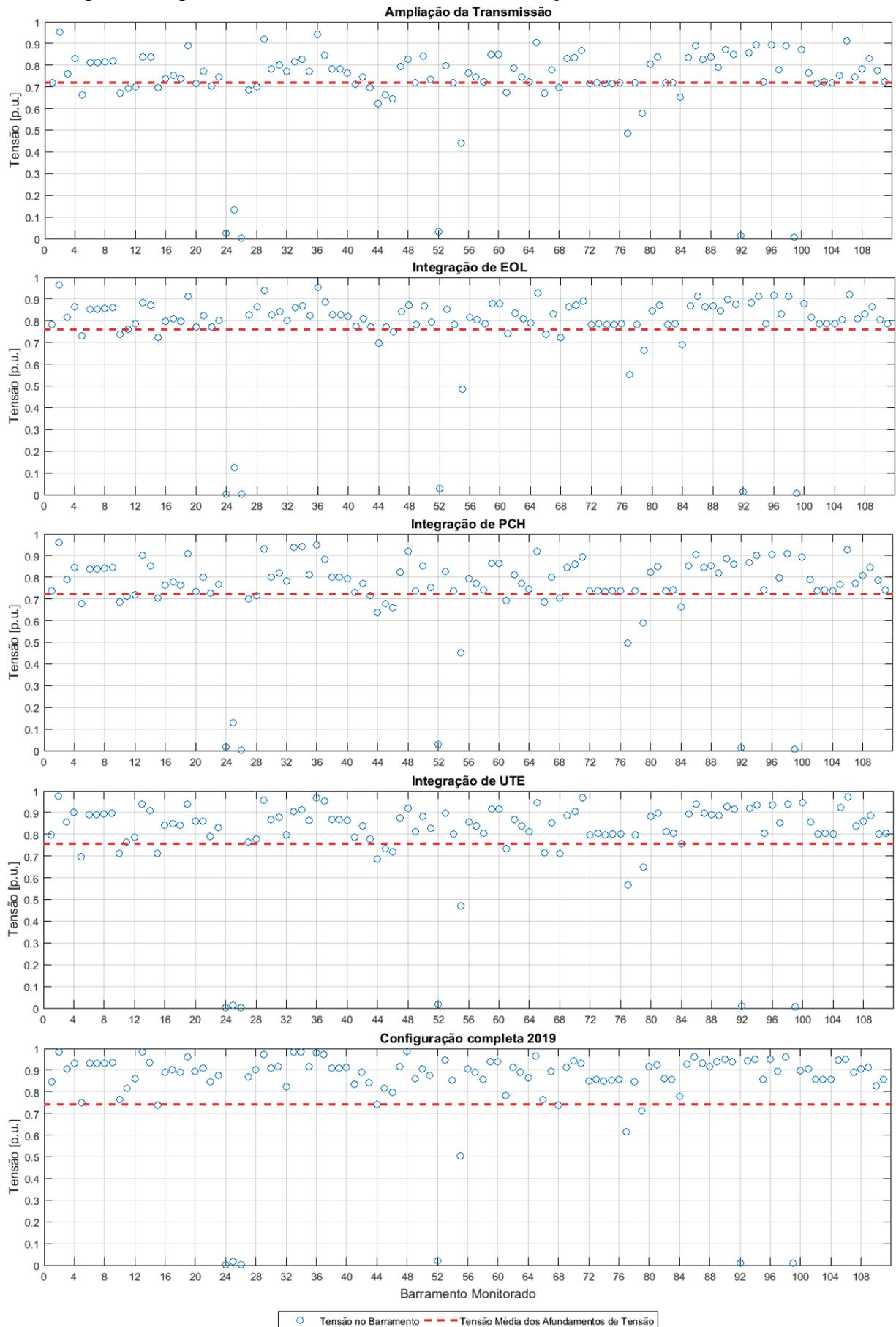
Figura 35: magnitude do afundamento de tensão nos barramentos atuais para a falta na LT 28275-2824.



A Figura 35 apresenta as tensões dos barramentos do cenário 1, ou seja, para a configuração atual. Destacam-se neste gráfico os três barramentos que possuem tensão residual próxima de 0 p.u.: CANDIOTA (6279), PRESIDENTE MÉDICI (28275) e CANDIOTA III (28324). Tal comportamento é justificável pelo fato de serem exatamente estes os barramentos com a maior proximidade da LT faltosa.

Comportamento semelhante é observado na Figura 36, a qual compara a influência da expansão da geração no SIN do RS, ao analisar-se o nível dos afundamentos de tensão ocasionados pela mesma LT faltosa. Novamente observa-se que os barramentos monitorados que estão nas proximidades da LT faltosa apresentaram os mais severos afundamentos de tensão.

Figura 36: magnitude do afundamento de tensão nos cenários para uma falta na LT 28275-28324.



De modo a sintetizar e comparar os dados obtidos dos gráficos da Figura 36 gerou-se a Tabela 14, onde são apresentadas as médias das magnitudes dos valores eficazes da tensão nos barramentos monitorados, o valor médio da magnitude dos afundamentos de tensão mensurados e a quantidade de barramentos que apresentaram o distúrbio para a LT faltosa.

Tabela 14: comparativo entre magnitudes médias.

<b>Cenário simulado</b>	<b>Média da magnitude da tensão eficaz [p.u.]</b>	<b>Média da magnitude dos afundamentos de tensão [p.u.]</b>	<b>Quantidade de afundamentos</b>
Cenário 1	0,8962	0,6298	20
Cenário 2	0,7284	0,7191	106
Cenário 3	0,7762	0,7613	101
Cenário 4	0,7492	0,7241	97
Cenário 5	0,7977	0,7561	85
Cenário 6	0,8365	0,7425	57

Em comparação com a configuração atual (cenário 1), observa-se que os demais cenários resultaram numa diminuição da média da magnitude ao considerar-se a totalidade de barramentos, ou seja, tanto os barramentos que apresentaram o distúrbio quanto aqueles com tensão residual superior a 0,9 p.u. Tal diminuição é justificada pelo fato da LT faltosa conectar os barramentos responsáveis pela integração de 1.136 MW de potência na rede (796 MW na configuração atual e adicionais 340 MW na configuração de 2019), provenientes das UTE presentes no município de Candiota, bem como estar na proximidade de uma série de novas EOL que serão construídas no sul do estado.

Entretanto, fazendo-se a média da magnitude apenas dos barramentos que apresentaram o distúrbio, a qual é representada pela linha tracejada dos gráficos da Figura 36, percebe-se um aumento significativo da média da tensão em relação à configuração atual. Logo, verifica-se que embora a quantidade de ocorrências do distúrbio nos barramentos monitorados tenha aumentado, a severidade dos afundamentos causados por esta linha faltosa diminuiu, representando uma melhora do desempenho do sistema em virtude das ampliações a serem realizadas no SEP do Rio Grande do Sul até o ano de 2019.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

### 5.1 CONCLUSÕES

Através deste projeto de diplomação, realizou-se um estudo sobre curto-circuito e afundamentos de tensão, com uma análise voltada à expansão da geração de energia elétrica no estado do Rio Grande do Sul. Com base no banco de dados da ANEEL, fez-se um levantamento da expansão no SIN, tanto no que tange a transmissão quanto a geração, o qual indicou um incremento de 2.279 MW de potência a ser integrada ao SEP do Rio Grande do Sul até o ano de 2019.

Para que fosse possível a elaboração do estudo de caso, realizou-se inicialmente uma revisão bibliográfica a respeito dos diferentes tipos de geradores que serão integrados ao SIN, de modo a conhecer seu comportamento quando da ocorrência de um curto-circuito. Esta revisão estendeu-se para os conceitos que tangem os afundamentos de tensão causados por curtos-circuitos monofásicos. Dentre estes conceitos, destacaram-se dois dos parâmetros de análise deste distúrbio, ou seja, a magnitude e frequência de ocorrência, bem como seus diferentes métodos de cálculo.

Quanto à execução das simulações, optou-se pelo programa computacional ANAFAS da CEPEL, que se mostrou de fácil manuseio e bastante eficiente, uma vez que a simulação com o maior tempo de execução durou apenas dois segundos. Em contrapartida, a coleta dos dados para a implementação no arquivo texto de entrada do ANAFAS caracterizou-se por ser a etapa mais extensa do projeto, tendo em vista a grande quantidade de dados necessários para representar de maneira satisfatória o sistema elétrico do Rio Grande do Sul.

A metodologia empregada para a predição da magnitude e frequência de ocorrência dos afundamentos de tensão consistiu na simulação de curtos-circuitos nas linhas de transmissão do SIN presentes no Rio Grande do Sul. Inicialmente, simulou-se um curto-circuito monofásico em cada linha de transmissão e monitoraram-se os níveis de tensão em todos os barramentos simulados. Uma vez obtidos os dados de magnitude dos afundamentos, utilizaram-se os índices de ocorrência de falta para se estimar o número de ocorrências do distúrbio em cada barramento.

Para uma melhor comparação entre os diferentes tipos de geração que serão integradas ao SIN do Rio Grande do Sul, criaram-se seis cenários, os quais foram simulados separadamente. Os resultados numéricos foram tratados utilizando-se o *software* matemático Matlab<sup>®</sup> e geraram-se uma série de gráficos comparativos dos cenários simulados.

Com base na análise dos resultados obtidos, percebeu-se que a integração de novas unidades geradoras ao SIN possui influência positiva nos níveis de afundamentos de tensão, conduzindo o SEP a ter uma melhora de desempenho, mesmo ao considerar-se a integração separada por tipo de geração.

Dentre os cenários simulados, o que apresentou os índices mais significativos de melhora do desempenho do SEP foi o da integração de novos parques eólicos. Este resultado expressivo deve-se, principalmente, pelo tipo de simulação realizada, ao considerar os geradores eólicos como fontes de corrente na ocorrência de curto-circuito em algum ponto da rede elétrica. Verificou-se também que a expansão do sistema de transmissão, constituída pela construção de novas subestações, linhas de transmissão e novas conexões internacionais, se realizada de maneira independente, acarreta em um aumento significativo da ocorrência de afundamentos de tensão no SEP.

A identificação de barramentos e linhas de transmissão com desempenho crítico se mostrou facilitada pelo tipo de representação gráfica adotada neste trabalho. Tomando como base o caso do barramento GUAÍBA 2 (28108), identificou-se um alto índice de ocorrências do distúrbio ao ano para a configuração atual. Contudo, uma série de melhorias nesta região será realizada nas proximidades deste barramento, como exemplo é a integração de novos barramentos, denominados de GUAÍBA 3 (6001) e GUAÍBA 3 (6025), com tensão de 525 kV e 230 kV, respectivamente. Verificou-se que essas melhorias do SIN influenciaram consideravelmente na diminuição da amplitude e frequência de ocorrência dos afundamentos de tensão no barramento GRAÍBA 2 (28108), e proporcionaram, de maneira inequívoca, uma melhora na qualidade da energia, confirmando a validade deste tipo de estudo realizado.

## 5.2 TRABALHOS FUTUROS

Para trabalhos futuros, são apresentadas as seguintes sugestões, que agregariam valor ao estudo já realizado e podem apresentar resultados ainda mais significativos.

- Devido à limitação de barramentos imposta pelo *software* ANAFAS utilizado neste trabalho, apenas os barramentos de 230 kV e 525 kV foram simulados. A utilização de um *software* sem esta limitação, ou mesmo o desenvolvimento de um *software* simples poderia estender a análise para as redes elétricas de distribuição dos municípios;
- Neste trabalho, definiu-se a tensão pré-falta de todos os barramentos como sendo 1 p.u., para facilitar os cálculos. Uma maneira de se chegar a resultados

mais fiéis com a realidade é a partir da obtenção das tensões pré-falta do SEP calculando-se o fluxo de potência. Este tipo de análise é comumente realizado com o auxílio de programas computacionais que simulam o fluxo de potência por iterações matemáticas;

- Nas simulações dos cenários, definiram-se arbitrariamente as impedâncias de uma série de geradores em função de geradores semelhantes e com dados conhecidos, uma vez que os dados exatos não estavam disponíveis. Para uma análise mais rigorosa das previsões sugere-se a aquisição, junto ao órgão regulador, de valores mais precisos para estes elementos do SEP;
- Sugere-se, também, a inclusão da análise da duração dos afundamentos de tensão. Este trabalho desenvolveu-se com base no estudo dos parâmetros magnitude a frequência de ocorrência do distúrbio. Para uma avaliação completa do desempenho dos afundamentos, a duração do distúrbio pode ser considerada;
- A ampliação do estudo para os diferentes tipos de falta. Neste projeto simularam-se faltas monofásicas nas linhas de transmissão. O *software* ANAFAS permite, além de faltas FT, a simulação de faltas FF, FFT e FFF, tanto em linhas de transmissão como em barramentos. Essa maior abrangência de casos traria uma caracterização mais completa do estudo realizado.

## REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 2. ed. Brasília, 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/download.htm>>. Acesso em: 12 mar. de 2015.
- \_\_\_\_\_. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3. ed. Brasília, 2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: 12 mar. de 2015.
- \_\_\_\_\_. **Banco de informações de geração (BIG): capacidade de geração do Brasil**. Brasília, 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 10 mar. 2015.
- \_\_\_\_\_. Resolução nº 652, de 9 de dezembro de 2003. Estabelece os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de Pequena Central Hidrelétrica (PCH). **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 11 dez. 2003. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003652.pdf>>. Acesso em: 19 abr. 2015.
- ANDERSON, P. M. *Analysis of faulted power systems*. 1. ed. rev. Ed The Iowa State University Press. Iowa, USA, 1976. 513 p.
- ARGENTA, T. L. B. **Afundamentos de tensão provenientes de faltas no sistema elétrico de potência: um estudo de caso**. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2013.
- BOLLEN, M. H. J. **Understanding Power Quality Problems – Voltage Sags and Interruptions**. IEEE Press Series on Power Engineering. New York, USA, 2000, 543p.
- BRASIL. Decreto nº 5.668, de 10 de janeiro de 2006. Determina que a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL seja o órgão anuente no Sistema Integrado do Comércio Exterior - SISCOMEX nas operações de importação e exportação de energia elétrica no Sistema Isolado e no Sistema Interligado Nacional - SIN, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 10 jan. 2006. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2006/Decreto/D5668.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2006/Decreto/D5668.htm)>. Acesso em: 19 abr. 2015.
- CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Procedimentos para apuração dos dados necessários a contabilização e faturamento da energia exportada para a Argentina e o Uruguai**. Brasília, 2012. Disponível em: <[http://www.ccee.org.br/cs/ideplg?IdcService=GET\\_FILE&dID=50249&dDocName=CCEE\\_041451&allowInterrupt=1](http://www.ccee.org.br/cs/ideplg?IdcService=GET_FILE&dID=50249&dDocName=CCEE_041451&allowInterrupt=1)>. Acesso em: 18 abr. 2015.
- CABRAL, R. J. **Análise numérica de curto-circuito utilizando componentes simétricas e componentes de fases para obter índices de afundamentos de tensão**. Dissertação de mestrado (Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.
- CARVALHO FILHO, J. M. **Uma contribuição à avaliação do atendimento a consumidores com cargas sensíveis – Proposta de novos indicadores**. Tese de Doutorado, Escola Federal de Itajubá, 2000.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). **Atlas do potencial eólico brasileiro**. Brasília, 2001. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas\\_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf)>. Acesso em: 20 mar. 2015.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (CRESESB). **Energia eólica: princípios e tecnologias**. Brasília, 2008. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial\\_eolica\\_2008\\_e-book.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_eolica_2008_e-book.pdf)>. Acesso em: 28 mar. 2015.

CHAPMAN, D. **Afundamentos de Tensão. Guia de Aplicação de Qualidade de Energia**. European Copper Institute and Copper Development Association. 2002. Disponível em: <[http://www.leonardo-energy.org.br/wp-content/uploads/2009/06/51-afundamento\\_introducao.pdf](http://www.leonardo-energy.org.br/wp-content/uploads/2009/06/51-afundamento_introducao.pdf)>. Acesso em: 29 mar. 2015.

DEPARTAMENTO DE REDES ELÉTRICAS (DRE). **Programa ANAFAS – Análise de faltas simultâneas**. Disponível em: <<http://www.anafas.cepel.br/index.php>>. Acesso em: 02 jul. 2015.

GRAINGER, J. J.; STEVENSON JR. W. D. **Power system analysis**. 1. Ed. McGraw-Hill. New York, USA, 1994, 787p.

GUIMARAES, E. B. A.; NEUMANN, M. T. P. **Programa para cálculo de curto-circuito**. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2009.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS IEEE. **Std. 1159–1995: IEEE Recommended practice for monitoring electric power quality**. New York, USA, 1995.

\_\_\_\_\_. **Std. 493–1990: IEEE Recommended practice for monitoring electric power quality**. New York, USA, 1990.

KINDERMANN, G. **Curto circuito**. 2. ed mod. amp. Porto Alegre: Sagra Luzzato, 1997.

LAUTENSCHLEGER, A. H. **Projeção de demanda de energia elétrica da classe residencial considerando a inserção de micro e minigeração fotovoltaica**. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2013.

LEBORGNE, R. C. **Uma contribuição à caracterização da sensibilidade de processos industriais frente a afundamentos de tensão**. Dissertação de mestrado (Ciências em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2003.

\_\_\_\_\_. **Voltage sags: single event characterization, system performance and location**. Tese de Doutorado (Engenharia Elétrica), Chalmers University of Technology, Göthenburg, Suécia, 2007.

LIMA, B. W. F. **Centrais hidrelétricas de pequeno porte e o programa brasileiro de PCHs**. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia de Controle e Automação), Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2009.

MARCONI, M. A; LAKATOS, E. M. **Fundamentos de metodologia científica**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2007.

MATHWORKS. **MATLAB – The language of technical computing**. Disponível em: <<http://www.mathworks.com/products/matlab/>>. Acesso em: 04 jul. 2015.

MICROSOFT. **Software de criação de planilhas – Excel**. Disponível em: <<http://products.office.com/pt-BR/excel>>. Acesso em: 04 jul. 2015.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME), EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano decenal de expansão da energia 2023**. Brasília, 2014. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PDE2023.pdf>>. Acesso em: 30 mar. 2015.

\_\_\_\_\_. **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília, 2007. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PNE/Forms/Empreendimento.aspx>>. Acesso em: 10 mar. 2015.

MONTEZANO, B. E. M. **Modelo dinâmico de visualização de um aerogerador com velocidade de rotação variável e controle de passo em VRML**. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

NETO, V. C. **Análise de viabilidade da cogeração de energia elétrica em ciclo combinado com gaseificação de biomassa de cana-de-açúcar e gás natural**. Dissertação de mestrado (Ciências em Planejamento Energético), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001.

OLGUIN, G. **Voltage dip (sag) estimation in power systems based on stochastic assessment and optimal monitoring**. Tese de Doutorado (Engenharia Elétrica), Chalmers University of Technology, Göthenburg, Suécia, 2005.

OLGUIN, G.; VUINOVICH, F.; BOLLEN, M. H. J. **An optimal monitoring program for obtaining voltage sag system indexes**. IEEE Transactions on power systems, [S.l.], v. 21, n. 1, p. 378-384, fev. 2006.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). **Base de dados de curto-circuito e casos de referência**. Brasília, 2015a. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/operacao/base\\_dados\\_curtoc\\_referencia.aspx](http://www.ons.org.br/operacao/base_dados_curtoc_referencia.aspx)>. Acesso em: 18 mar. 2015.

\_\_\_\_\_. **Estudos de curto-circuito: diagramas de impedância**. Brasília, 2015b. Disponível em: <[http://www.ons.com.br/operacao/diagramas\\_impedancias.aspx](http://www.ons.com.br/operacao/diagramas_impedancias.aspx)>. Acesso em: 18 mar. 2015.

\_\_\_\_\_. **Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e de seus componentes**. Procedimentos de rede básica, submódulo 2.8. Brasília, 2009a. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo\\_2/Submodulo%202.8\\_Rev\\_1.0.pdf](http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_2/Submodulo%202.8_Rev_1.0.pdf)>. Acesso em: 20 abr. 2015.

\_\_\_\_\_. **Glossário de termos técnicos**. Procedimentos de rede básica, submódulo 20.1. Brasília, 2009b. Disponível em: <[http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/B61B477F90C89771832576310049D911/\\$file/Subm%C3%B3dulo%2020.1\\_Rev\\_1.0.pdf](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/B61B477F90C89771832576310049D911/$file/Subm%C3%B3dulo%2020.1_Rev_1.0.pdf)>. Acesso em: 05 jul. 2015.

\_\_\_\_\_. **Requisitos técnicos mínimos para a conexão à rede básica**. Procedimentos de rede básica, submódulo 3.8. Brasília, 2009c. Disponível em: <[http://www.ons.com.br/download/procedimentos/modulos/Modulo\\_3/Submodulo%203.6\\_Rev\\_1.0.pdf](http://www.ons.com.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_3/Submodulo%203.6_Rev_1.0.pdf)>. Acesso em: 20 abr. 2015.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). **Sistema de informações geográficas cadastrais do SIN - SINDAT**. Brasília, 2015c. Disponível em: <<http://aplicsindat.ons.org.br/sindat/>>. Acesso em: 19 mar. 2015.

REIS, J.M.V. S. **Comportamento dos geradores eólicos síncronos com conversores diante de curto-circuitos no sistema**. Dissertação de mestrado (Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

RUCKS, G. **Integração de parques eólicos ao sistema elétrico de potência: uma análise voltada ao estudo de curto-circuito**. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2012.

SAADAT, H. **Power system analysis**. 2. ed. Boston, USA: McGraw-Hill Companies, 2002. 712 p.

SATO, F. **Análise de curto-circuito em sistemas elétricos de potência**. Dissertação de Mestrado (Engenharia Elétrica), Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, março de 1979.

SILVA, C. V. M. **Afundamentos de tensão na presença de geração distribuída**. Dissertação de mestrado (Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2014.

SILVA, J. A. M. **Análise comparativa de resultados de simulação de afundamentos de tensão utilizando programas de curto-circuito e de transitórios eletromagnéticos**. Dissertação de mestrado (Ciências em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2004.

STEVENSON JR. W. D. **Elementos de análise de sistemas de potência**. 2 ed. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil, 1978. 347p.

## APÊNDICE A – MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

Tabela A.1: empreendimentos em operação no Brasil no ano de 2015.

<b>Tipo</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Potência Outorgada [MW]</b>	<b>Potência Fiscalizada [MW]</b>	<b>%</b>
Central Geradora Hidrelétrica	490	313	314	0,2
Central Geradora Eólica	258	5.730	5.643	4,2
Pequena Central Hidrelétrica	473	4.792	4.770	3,5
Central Ger. Solar Fotovoltaica	317	19	15,2	0
Usina Hidrelétrica	201	87.309	84.545	63
Usina Termelétrica	1.896	39.429	37.965	28
Usina Termonuclear	2	1.990	1.990	1,5
<b>Total</b>	<b>3.637</b>	<b>139.582</b>	<b>135.243</b>	<b>100</b>

Fonte: BIG, ANEEL, 2015.

Tabela A.2: empreendimentos em construção no Brasil.

<b>Tipo</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Potência Outorgada [MW]</b>	<b>%</b>
Central Geradora Hidrelétrica	1	0,848	0
Central Geradora Eólica	114	3.007	14
Pequena Central Hidrelétrica	39	428,7	2
Usina Hidrelétrica	11	15.269	70
Usina Termelétrica	26	1.801	8,2
Usina Termonuclear	1	1.350	6,2
<b>Total</b>	<b>192</b>	<b>21.857</b>	<b>100</b>

Fonte: BIG, ANEEL, 2015.

Tabela A.3: empreendimentos brasileiros outorgados, porém com construção não iniciada.

<b>Tipo</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Potência Outorgada [MW]</b>	<b>%</b>
Central Geradora Hidrelétrica	42	28,1	0,2
Central Geradora Undi-elétrica	1	0,05	0
Central Geradora Eólica	280	6.736	47
Pequena Central Hidrelétrica	132	1.904	13
Central Geradora Solar Fotovoltaica	2	58,5	0,4
Usina Hidrelétrica	4	447	3,1
Usina Termelétrica	128	5.212	36
<b>Total</b>	<b>589</b>	<b>14.386</b>	<b>100</b>

Fonte: BIG, ANEEL, 2015.

## APÊNDICE B – PLANO DE EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA NO RIO GRANDE DO SUL

Tabela B.1: Programa de obras – Linhas de transmissão – Rede básica – Rio Grande do Sul

Descrição da Obra	Data Prevista
LT 230 kV Campo Bom – Taquara, CS, 29 km	2015
Secc. LT 230 kV Nova Santa Rita – Itaúba para SE Candelária 2, CD, 12 km	2015
Secc. LT 230 kV Gravataí 2 – Porto Alegre 6 para SE Viamão 3, CD, 2 km	2015
LT 230 kV Viamão 3 – Restinga , CS, 19 km	2015
LT 230 kV Restinga – Porto Alegre 13, CS, 13 km	2015
LT 230 kV Porto Alegre 12 - Porto Alegre 1 – Subterrânea, CS, 3,4 km	2015
LT 230 kV Porto Alegre 8 - Porto Alegre 1 – Subterrânea, CS, 3,4 km	2015
LT 525 kV Povo Novo - Guaíba 3 C2, CS, 235 km	2015
LT 525 kV Nova Santa Rita - Guaíba 3 C2, CS, 36 km	2015
LT 525 kV Santa Vitória do Palmar - Marmeleiro C2, CS, 52 km	2015
LT 525 kV Marmeleiro - Povo Novo C2, CS, 152 km	2015
LT 525 kV Guaíba 3 - Capivari do Sul, CS, 168 km	2015
LT 525 kV Guaíba 3 – Gravataí, CS, 40km	2015
LT 525 kV Capivari do Sul – Gravataí, CS, 80 km	2015
LT 230 kV Osorio 3 - Gravataí 3, CS, 68 km	2015
Secc. LT 525 kV Povo Novo – Nova Santa Rita C1 p. SE Guaíba 3, 2 x CS, 2 km	2015
Recond. LT 230 kV Gravataí 2 – Gravataí 3 C1, CS, 13,5 km	2015
Recond. LT 230 kV Gravataí 2 – Gravataí 3 C2, CS, 13,5 km	2015
Secc. LT 230 kV Osório 2 – Lagoa dos Barros para SE Osório 3, 2 x CS, 2 km	2015
LT 230 kV Capivari do Sul – Viamão 3, CS, 60 km	2015
LT 230 kV Guaíba 2 – Guaíba 3 C1, CS, 5km	2015
LT 230 kV Guaíba 2 – Guaíba 3 C2, CS, 5km	2015
LT 230 kV Livramento 3 – Alegrete 2, CS, 126km	2015
LT 230 kV Livramento 3 – Cerro Chato, CS, 2km	2015
LT 230 kV Livramento 3 –Santa Maria 3, CS, 240km	2015
Secc. LT 230 kV L. Grande – Forquilha para SE L. Grande 2, 2 x CS, 2 km	2015
Secc. LT 230 kV P. Fundo – N. Prata C1 e C2 para SE Vila Maria, 4xCS, 0,5 km	2015
Secc. LT 230 kV Monte Claro – Garibaldi para SE Vinhedos, CD, 2,1 km	2016
LT 230 kV Lajeado 2 - Lajeado 3, CS, 10 km	2016
LT 230 kV Lajeado 3 – Garibaldi, CS, 50 km	2016
LT 230 kV Santo Ângelo – Maçambará C2, CS, 205 km	2016
LT 230 kV Candiota – Bagé 2 C1, CS, 50 km	2016
LT 230 kV Atlântida 2 - Torres 2, CS, 60 km	2017
LT 230 kV Forquilha - Torres 2, CS, 70 km	2017
Secc. LT 230 kV Pelotas 3 – Quinta para SE Povo Novo, CS, 2 km	2018
LT 525 kV Candiota - Guaíba 3, CD, 270km	2018
LT 230 kV Guaíba 3 - Nova Santa Rita, CS, 36 km	2018

LT 230 kV Lajeado Grande 2 - Forquilha C2, CS, 111 km	2018
Secc. LT 230 kV P. Médiçi - Bagé 2 para SE Candiota, CS, 2 km	2018
Recond. LT 230 kV P. Médiçi - Candiota C2, CS, 10 km	2018
LT 230 kV Livramento 3 - Maçambará 3, CS, 209 km	2018
LT 230 kV Santa Maria 3 – Santo Ângelo 2, CS, 163 km	2018
Secc. LT 230 kV Maçambará – S. Ângelo C1/C2 p. SE Maçambará 3, 4xCS, 1 km	2018
LT 230 kV Livramento 3 - Santa Maria 3 C2, CS, 240 km	2019
LT 525 kV Povo Novo - Guaíba 3 C3, CS, 235 km	2019
LT 230 kV Lajeado Grande 2 - Forquilha C3, CS, 111 km	2019

Fonte: parcialmente modificado de MME, EPE, 2014.

Tabela B.2: Programa de obras – Subestações – Rede básica e Rede básica de fronteira – Rio Grande do Sul

Subestação	Descrição da obra	Data Prevista
SE 230/138/69 kV Quinta	3° TR 230/138 kV, 50 MVA (3Φ)	2015
	3° TR 230/69 kV, 3x55 MVA (1Φ)	2016
SE 230/138/69 kV Santa Maria 3	RL(fixo) LT 230kV Santa Maria 3 – Livramento 3 C1, 27 Mvar (3Φ)	2015
	1° e 2° AT 230/138 KV, 2 x 83 MVA (3Φ)	2016
	RL(fixo) LT 230kV Santa Maria 3 – Livramento 3 C2, 27 Mvar (3Φ)	2021
SE 230/69kV Porto Alegre 12 – SF6*	3° TR 230/69KV, 83MVA (3t)	2017
SE 525 kV Marmeleiro	Reator de barra (man.), 525 kV, 3 x 33,3 Mvar (1Φ)	2015
	RL (man.), LT 525kV P. Novo – Marmeleiro C2, 3 x 33,3 Mvar (1Φ)	2015
	Compensador Síncrono, 525 kV, -100/+100 Mvar	2021
	2° AT 525/230kV, (3+1) x 224 MVA (1Φ)	2015
SE 525/230kV Povo Novo	RL (man.), LT 525kV P. Novo – Marmeleiro C2, 3 x 16,7 Mvar (1Φ)	2015
	RL(fixo), LT 525kV Povo Novo – Guaíba 3 C2, 3 x 50Mvar (1Φ)	2015
	RL(fixo), LT 525kV Povo Novo – Guaíba 3 C3, 3 x 50Mvar (1Φ)	2021
	Capacitor (man.), 230 kV, 2 x 100Mvar (3Φ)	2021
SE 230 kV Osório 3*	Subestação seccionadora	2015
SE 230/138 kV Lajeado Grande	2° AT 230/138 kV, 75 MVA (3Φ)	2015
SE 230/138 kV Pelotas 3	3° TR 230/138 kV, 83 MVA (3Φ)	2015
SE 230/138 kV Vila Maria*	1° e 2° AT 230/138 kV, 2 x 150 MVA (3Φ)	2015
SE 230/69 kV Candelária 2*	1° e 2° TR 230/69 KV, 2 x 83 MVA (3Φ)	2015
SE 230/69 kV Guarita	3° TR 230/69 KV, 83 MVA (3Φ)	2015
SE 230/69 kV Porto Alegre 1 – SF6*	1°, 2° e 3° TR 230/69KV, 3 x 83MVA (3Φ)	2015
SE 230/69 kV Restinga*	1° e 2° TR 230/69 KV, 2 x 83 MVA (3Φ)	2015
SE 230/69 kV Santa Marta	2° TR 230/69 kV, 83 MVA (3Φ)	2015
SE 230/138 kV Lagoa Vermelha 2	2° AT 230/138 kV, 3 x 50 MVA (1Φ)	2015
	Capacitor (man.), 230 kV, 50Mvar (3Φ)	2019
SE 230/69kV Viamão 3*	1°, 2° e 3° TR 230/69KV, 3 x 83 MVA (3Φ)	2015
	1° TR 230/23KV, 50MVA (3Φ)	2018

	Compensador Síncrono, 230 kV, -100/+100 Mvar	2015
	Reator de barra (man.), 230 kV, 2 x 30 Mvar (3Φ)	2015
SE 230 kV Livramento 3*	RL(man.) LT 230kV Santa Maria 3 – Livramento 3 C1, 27 Mvar (3Φ)	2015
	RL(man.) LT 230kV Maçambará 3 – Livramento 3 C1, 15 Mvar (3Φ)	2018
	RL(man.) LT 230kV Santa Maria 3 – Livramento 3 C1, 27 Mvar (3Φ)	2021
	Compensador Síncrono, 230 kV, -100/+100 Mvar	2021
	1º e 2º AT 525/230kV, (6+1) x 224 MVA (1Φ)	2015
	Reator de barra (man.), 525 kV, (6+1) x 33,3 Mvar (1Φ)	2015
SE 525/230/138 kV Capivari do Sul*	RL(man), LT 525kV Cap. do Sul – Guaíba 3, (3+1) x 33,3Mvar (1Φ)	2015
	1º e 2º AT 230/138kV, 2 x 100MVA (3Φ)	2017
	RL(fixo), LT 525kV Capivari do Sul – Siderópolis 2, (3+1) x 33,3Mvar (1Φ)	2021
	1º e 2º AT 525/230kV, (6+1) x 224 MVA (1Φ)	2015
	Reator de barra (man.), 525 kV, (6+1) x 33,3 Mvar (1Φ)	2015
	RL(fixo) no terminal Guaíba 3, (3+1) x 50Mvar (1Φ)	2015
SE 525/230 kV Guaíba 3*	RL(fixo), LT 525kV Povo Novo – Guaíba 3 C2, (3+1) x 50Mvar (1Φ)	2015
	RL(fixo), LT 525kV Candiota – Guaíba 3 CD, (6+1) x 50Mvar (1Φ)	2018
	RL(fixo), LT 525kV Povo Novo – Guaíba C3, 3 x 50Mvar (1Φ)	2021
	Subestação seccionadora	2018
SE 230 kV Maçambará 3*	RL(man.) LT 230kV Maçambará 3 – Livramento 3 C1, 15 Mvar (3Φ)	2018
SE 230/69 kV Vinhedos*	1º e 2º TR 230/69kV, 2 x 165 MVA (3Φ)	2016
SE 230/69kV Lajeado 3*	1º e 2º TR 230/69kV, 2 x 83 MVA (3Φ)	2016
SE 230/69kV Torres 2*	1º e 2º TR 230/69kV, 2 x 83 MVA (3Φ)	2017
SE 230/69 kV Santa Rosa	3º TR 230/69kV, 1x 83 MVA (3Φ)	2017
SE 230/69 kV Bagé 2	3º TR 230/69kV, 1x 50 MVA (3Φ)	2017
SE 230/138 kV Presidente Médici	2º TR 230/138 KV, 3 x 38,3 MVA (1Φ)	2018
SE 230/69 kV Guaíba 2	3º TR 230/69 kV, 50 MVA (3Φ)	2018
	2º e 3º AT 525/230kV, (6+1) x 224 MVA (1Φ)	2018
SE 525/230 kV Candiota	RL(fixo), LT 525kV Candiota – Guaíba 3 CD, (6+1) x 50Mvar (1Φ)	2018
SE 230/69 kV Tapera 2	Capacitor (man.), 230 kV, 50Mvar (3Φ)	2019

Fonte: parcialmente modificado de MME, EPE, 2014.

Notas: \* Nova subestação, em construção ou com previsão de conclusão até 2019.

**APÊNDICE C – DADOS UTILIZADOS DO SEP DO RIO GRANDE DO SUL PARA A  
CONFIGURAÇÃO ATUAL (2015)**

Tabela C.1: Dados dos barramentos para a configuração atual do SIN

<b>Barramento monitorado</b>	<b>Número atribuído</b>	<b>Nome do Barramento</b>	<b>Tensão [kV]</b>	<b>Compensador de Reativo (MVar)</b>
1	4726	MAS ISA	230	-
2	4742	FOZ CHAPECÓ	230	-
3	4759	CAXIAS 6	230	-
4	4768	IJUÍ 2	230	-
5	6010	MONTE CLARO	230	-
6	6011	U.MONTE CLARO	230	-
7	6015	CASTRO ALVES	230	-
8	6017	14 DE JULHO	230	-
9	6030	NOVA STA RITA	525	300
10	6092	MISSÕES	230	-
11	6102	RIVERA	230	-
12	6129	CAXIAS	525	150
13	6132	CAXIAS	230	-
14	6155	CAMPOS NOVOS	525	-
15	6170	BARRA GRANDE	230	-
16	6173	CHARQUEADAS	230	-
17	6201	FARROUPILHA	230	-
18	6221	GRAVATAÍ	525	150
19	6229	ITÁ	525	-
20	6279	CANDIOTA	230	-
21	6321	MARMELEIRO 2	525	200
22	6326	STA V. PALMAR 2	525	250
23	6329	PASSO FUNDO	230	-
24	6350	SANTO ÂNGELO	525	150
25	6360	SANTO ÂNGELO	230	-
26	6401	CERRO CHATO	230	-
27	6412	L.GRANDE	230	-
28	6416	PASSO MEIO	230	-
29	6422	CAXIAS SUL 5	230	-
30	6425	XANXERÊ	230	-
31	6452	ATLÂNTIDA 2	230	-
32	6499	GARABI 2	525	-
33	6500	GARABI 1	525	-
34	6501	N.PETROPOLIS 2	230	-
35	6542	NOVA STA RITA	230	-
36	6546	GRAVATAÍ 3	230	-
37	6566	CAMAQUÃ 3	230	-

38	6581	POVO NOVO	525	50
39	6582	POVO NOVO	230	-
40	20482	SCHARLAU 2	230	-
41	28005	ALEGRETE 2	230	75
42	28011	CANOAS 2	230	-
43	28014	BAGÉ 2	230	-
44	28020	FIBRAPLAC	230	-
45	28024	CANOAS 1	230	-
46	28034	CAMAQUÃ	230	-
47	28039	CAXIAS SUL 2	230	-
48	28047	CAMPO BOM	230	100
49	28057	C.INDUSTRIAL	230	-
50	28066	DONA CHICA	230	-
51	28067	D.FRANCISCA	230	-
52	28072	ELDORADO SUL	230	-
53	28087	GARIBALDI 1	230	-
54	28092	GM GRAVATAÍ	230	-
55	28097	GRAVATAÍ 2	230	300
56	28102	GUARITA	230	-
57	28108	GUAÍBA 2	230	-
58	28117	LAJEADO 2	230	50
59	28122	LIVRAMENTO 2	230	30
60	28127	MAÇAMBARÁ	230	60
61	28132	NOVA PRATA 2	230	-
62	28137	OSÓRIO 2	230	-
63	28142	PORTO ALEGRE 4	230	-
64	28147	PORTO ALEGRE 6	230	-
65	28152	PORTO ALEGRE 9	230	-
66	28157	PORTO ALEGRE 10	230	-
67	28162	PORTO ALEGRE 13	230	-
68	28167	PELOTAS 3	230	-
69	28180	P.PETROQUÍMICO	230	-
70	28185	QUINTA	230	75
71	28195	SANTO ÂNGELO 2	230	-
72	28200	SÃO BORJA 2	230	30
73	28205	SCHARLAU	230	-
74	28211	PORTO ALEGRE 8	230	-
75	28215	SANTA CRUZ 1	230	20
76	28230	SANTA MARIA 3	230	-
77	28235	SANTA MARTA	230	-
78	28245	SANTA ROSA 1	230	-
79	28250	S.VICENTE SUL	230	-
80	28257	TAQUARA	230	-
81	28260	TAPERA 2	230	-

82	28265	ITAÚBA	230	-
83	28275	PRES. MÉDICI	230	40
84	28280	PASSO REAL	230	-
85	28285	URUGUAIANA 5	230	30
86	28289	SIDERÚRGICA	230	-
87	28290	U.URUGUAIANA	230	30
88	28294	VENÂNCIO AIRES	230	-
89	28295	L.VERMELHA 2	230	-
90	28324	CANDIOTA III	230	-
91	28326	L.D.BARROS	230	-
92	28377	CASTERTECH	230	-
93	28509	PORTO ALEGRE 12	230	-
94	28530	C.ATLANT	230	-

Tabela C.2: Dados dos transformadores para a configuração atual do SIN.

Nome	Barramentos Conectados		Tipo de Conexão	R <sub>1</sub> [%]	X <sub>1</sub> [%]	R <sub>0</sub> [%]	X <sub>0</sub> [%]
T#GRA525230	6221	28097	Y <sub>aterr.</sub> -Y <sub>aterr.</sub>	0,010	0,360	0,010	0,360
T#CAX525230	6129	6132	Y <sub>aterr.</sub> -Y <sub>aterr.</sub>	0,010	0,380	0,010	0,380
T#NSR525230	6030	6542	Y <sub>aterr.</sub> -Y <sub>aterr.</sub>	0,010	0,450	0,010	0,450
T#SAN525230	6350	6360	Y <sub>aterr.</sub> -Y <sub>aterr.</sub>	0,010	0,750	0,010	0,750
T#PNV525230	6581	6582	Y <sub>aterr.</sub> -Y <sub>aterr.</sub>	0,020	0,450	0,040	0,450

Nota: impedâncias dadas em [%] de 100MVA.

Tabela C.3: Dados das linhas de transmissão para a configuração atual do SIN.

Caso	Barra início	Barra fim	Circuito	Tensão [kV]	R <sub>1</sub> [%]	X <sub>1</sub> [%]	R <sub>0</sub> [%]	X <sub>0</sub> [%]	d [km]	λ
1	4759	28377	C-1	230	0,084	0,422	0,38	1,01	4,30	0,0646
2	4768	28280	C-1	230	1,98	9,38	10,08	25,73	104,0	1,5808
3	6010	28132	C-1	230	0,63	3,21	3,12	9,57	28,8	0,4378
4	6010	28132	C-2	230	0,63	3,21	3,12	9,57	28,8	0,4378
5	6011	6010	C-1	230	0,02	0,09	0,13	0,38	1,00	0,0152
6	6015	6010	C-1	230	0,16	0,76	0,67	1,74	8,50	0,1292
7	6017	6010	C-1	230	0,37	1,68	1,47	3,81	17,3	0,2630
8	6030	6229	C-1	525	0,29	3,65	3,95	15,03	314,0	6,1688
9	6030	6229	C-2	525	0,29	3,72	3,95	15,03	314,0	6,1688
10	6092	6360	C-1	230	1,19	6,62	4,95	19,21	70,5	1,0716
11	6092	28200	C-1	230	1,96	10,7	7,99	30,67	112,0	1,7024
12	6102	28122	C-1	230	0,11	0,83	0,94	3,18	1,00	0,0152
13	6129	6221	C-1	525	0,073	0,916	0,96	3,46	78,8	1,5481
14	6129	6229	C-1	525	0,164	3,034	3,06	11,59	255,0	5,0097
15	6132	4759	C-1	230	0,387	1,936	1,74	4,64	19,4	0,2943
16	6132	6422	C-1	230	0,38	2,12	1,97	6,77	25,0	0,3800

17	6132	6501	C-1	230	0,37	2,07	1,11	6,33	27,0	0,4104
18	6155	6129	C-1	525	0,19	2,35	2,36	8,79	203,3	3,9940
19	6155	6030	C-1	525	0,15	2,81	3,26	12,68	257,4	5,0569
20	6201	6010	C-1	230	0,59	3,04	3,00	8,69	29,0	0,4408
21	6201	6010	C-2	230	0,59	3,04	3,00	8,69	30,7	0,4666
22	6132	6201	C-1	230	0,45	2,08	1,53	5,76	22,9	0,3481
23	6132	6201	C-2	230	0,45	2,08	1,53	5,76	22,9	0,3481
24	6221	6030	C-1	525	0,03	0,34	0,37	1,41	29,5	0,5796
25	6229	6350	C-1	525	0,16	2,12	1,88	7,94	222,5	4,3712
26	6229	6350	C-2	525	0,203	2,76	2,37	9,98	237,2	4,6600
27	6279	28275	C-1	230	0,10	0,50	0,45	1,20	1,00	0,0152
28	6321	6581	C-1	525	0,11	1,38	1,62	5,78	154,0	3,0255
29	6321	6326	C-1	525	0,07	0,20	1,08	3,87	52,0	1,0216
30	6329	6425	C-1	230	1,505	7,776	7,5	21,92	79,3	1,2054
31	6329	6425	C-2	230	1,503	7,766	7,51	21,95	79,2	1,2054
32	6329	28132	C-1	230	3,71	18,91	18,83	55,15	195,6	2,9731
33	6360	28127	C-1	230	2,26	18,36	12,76	67,76	205,0	3,1160
34	6412	6416	C-1	230	0,56	2,14	2,22	6,57	1,00	0,0152
35	6422	6201	C-1	230	0,34	1,75	1,54	4,40	32,0	0,4864
36	6422	6412	C-1	230	1,25	6,44	5,86	16,22	65,6	0,9971
37	6425	4742	C-1	230	0,776	5,044	5,45	16,68	77,6	1,1795
38	6425	4742	C-2	230	0,776	5,044	5,45	16,68	77,6	1,1795
39	6499	6350	C-1	525	0,16	2,12	1,88	7,94	138,8	2,7269
40	6500	6350	C-1	525	0,119	1,576	1,39	5,87	132,1	2,5952
41	6501	28257	C-1	230	0,69	3,87	2,08	11,81	39,0	0,5928
42	6542	6566	C-1	230	2,52	12,6	11,34	30,24	126,0	1,9152
43	6542	20482	C-1	230	0,318	2,141	1,89	7,59	23,0	0,3496
44	6542	20482	C-2	230	0,318	2,141	1,89	7,59	23,0	0,3496
45	6542	28152	C-1	230	0,49	2,31	1,57	6,40	29,0	0,4408
46	6546	6452	C-1	230	1,94	9,56	8,99	31,31	102,0	1,5504
47	6546	28020	C-1	230	0,485	2,38	1,805	6,932	25,8	0,3922
48	6546	28092	C-1	230	0,178	0,898	0,836	2,296	10,0	0,1520
49	6566	6582	C-1	230	2,99	14,95	13,45	35,88	149,0	2,2648
50	6566	28167	C-1	230	2,38	11,9	10,71	28,56	123,5	1,8772
51	6581	6030	C-1	525	0,16	3,31	3,24	13,68	281,0	5,5205
52	28005	28122	C-1	230	2,45	12,24	11,42	31,34	128,3	1,9502
53	28005	28127	C-1	230	1,528	7,889	6,768	27,76	82,6	1,2555
54	28005	28250	C-1	230	1,73	9,62	8,86	24,81	102,0	1,5504
55	28005	28285	C-1	230	2,43	12,15	9,45	35,02	127,1	1,9304
56	28005	28290	C-1	230	2,49	12,05	8,92	36,76	129,7	1,9714
57	28005	28290	C-2	230	2,49	12,05	8,92	36,76	129,7	1,9714
58	28011	28057	C-1	230	0,11	0,63	0,54	1,77	9,50	0,1441
59	28011	28097	C-1	230	0,19	1,13	0,98	3,21	9,60	0,1462
60	28014	28122	C-1	230	1,89	14,44	13,48	36,99	151,3	2,2998

61	28014	28275	C-1	230	0,87	4,81	4,43	12,4	50,9	0,7737
62	28020	28137	C-1	230	0,89	4,49	3,39	12,98	47,5	0,7215
63	28024	28152	C-1	230	0,20	0,99	0,79	2,90	3,30	0,0502
64	28034	28108	C-1	230	1,72	8,57	6,67	24,68	87,3	1,3262
65	28034	28275	C-1	230	3,74	18,73	12,76	37,05	197,0	2,9944
66	28039	6201	C-1	230	0,38	2,15	1,55	6,22	22,6	0,3431
67	28047	6132	C-1	230	1,27	5,916	4,25	15,62	61,4	0,9331
68	28047	6132	C-2	230	1,27	5,916	4,25	15,62	61,4	0,9331
69	28047	28097	C-1	230	0,47	2,23	1,65	6,09	21,4	0,3405
70	28047	28097	C-2	230	0,45	2,31	1,65	6,09	22,4	0,3253
71	28057	6173	C-1	230	0,90	4,47	4,18	11,46	46,9	0,7129
72	28057	6542	C-1	230	0,40	2,09	1,61	6,15	22,5	0,3420
73	28057	6542	C-2	230	0,39	2,14	1,69	5,94	22,4	0,3405
74	28057	6542	C-3	230	0,42	2,27	2,07	5,75	23,7	0,3602
75	28057	28097	C-2	230	0,19	1,15	0,99	3,26	13,0	0,1976
76	28057	28097	C-3	230	0,19	1,15	0,99	3,26	12,5	0,1900
77	28057	28097	C-4	230	0,19	1,15	0,99	3,26	12,5	0,1900
78	28057	28108	C-1	230	0,739	3,689	2,8	10,59	38,5	0,5852
79	28057	28180	C-1	230	0,40	2,15	1,62	6,60	23,6	0,3583
80	28057	28289	C-1	230	0,26	1,29	0,86	2,68	1,00	0,0152
81	28057	28294	C-1	230	2,58	9,83	8,81	27,56	101,5	1,5428
82	28066	28067	C-1	230	0,04	0,20	0,18	0,48	1,00	0,0152
83	28066	28067	C-2	230	0,04	0,20	0,18	0,48	1,00	0,0152
84	28066	28230	C-1	230	1,12	6,25	5,75	16,11	67,2	1,0210
85	28066	28230	C-2	230	1,16	5,93	5,59	20,7	63,0	0,9576
86	28066	28265	C-1	230	0,39	2,20	1,62	6,25	21,2	0,3222
87	28066	28265	C-2	230	0,39	2,23	1,17	6,67	23,1	0,3516
88	28072	28108	C-1	230	0,28	0,14	1,05	4,16	14,8	0,2250
89	28072	28152	C-1	230	0,54	2,59	1,99	8,21	9,50	0,1444
90	28087	6201	C-1	230	0,42	2,11	1,90	3,07	22,0	0,3344
91	28097	6546	C-1	230	0,25	1,28	0,81	3,84	13,2	0,2012
92	28097	6546	C-2	230	0,26	1,29	0,96	3,65	13,2	0,2012
93	28097	28147	C-1	230	0,53	2,68	2,08	8,24	29,2	0,4438
94	28097	28147	C-2	230	0,53	2,68	2,08	8,24	29,2	0,4438
95	28097	28211	C-1	230	0,328	1,542	1,04	4,26	17,2	0,2614
96	28097	28509	C-1	230	0,19	1,13	0,81	1,92	2,20	0,0334
97	28102	4742	C-1	230	1,218	6,89	5,78	19,13	76,2	1,1582
98	28102	6329	C-1	230	2,21	8,42	7,55	23,62	87,0	1,3224
99	28102	28245	C-1	230	1,77	8,87	8,26	22,73	93,0	1,4136
100	28108	6566	C-1	230	1,79	8,95	8,05	21,48	87,3	1,3262
101	28117	6542	C-1	230	1,67	9,164	8,63	23,11	96,2	1,4622
102	28117	28280	C-1	230	2,45	13,55	12,35	34,51	136,6	2,0763
103	28122	6401	C-1	230	0,466	2,41	2,32	6,80	18,5	0,1292
104	28127	28200	C-1	230	1,02	5,10	4,77	13,06	53,5	0,8132

105	28132	6329	C-2	230	3,71	18,91	18,83	55,15	195,6	2,9731
106	28137	6452	C-1	230	0,68	3,29	2,88	11,36	36,0	0,5472
107	28137	28326	C-1	230	0,162	0,805	0,72	2,322	8,00	0,1216
108	28137	28530	C-1	230	4,50	24,8	23,05	70,39	66,4	1,0093
109	28142	28147	C-1	230	0,13	0,90	0,64	2,17	10,2	0,1550
110	28142	28157	C-1	230	0,04	0,31	0,22	0,74	3,50	0,0532
111	28147	28162	C-1	230	0,18	0,86	0,60	2,76	10,1	0,1535
112	28152	28057	C-1	230	0,28	1,35	1,01	4,25	14,8	0,2250
113	28152	28142	C-1	230	0,06	0,49	0,15	0,16	11,3	0,1718
114	28167	28185	C-1	230	0,84	4,18	3,18	11,95	43,9	0,6667
115	28167	28275	C-1	230	1,37	11,61	9,92	37,91	135,0	2,0520
116	28180	4726	C-1	230	0,121	0,619	0,541	1,76	6,30	0,0958
117	28180	6542	C-1	230	0,208	1,033	0,676	2,672	10,9	0,1642
118	28180	28265	C-1	230	3,37	18,62	17,12	48,5	196,9	2,9929
119	28185	6582	C-1	230	0,37	1,85	1,66	4,44	20,5	0,3116
120	28185	28275	C-1	230	2,92	14,59	13,62	37,37	153,3	2,3302
121	28195	4768	C-1	230	0,82	9,95	4,19	10,85	43,2	0,6569
122	28195	6360	C-1	230	0,053	0,37	0,33	1,44	6,00	0,0912
123	28205	6173	C-1	230	1,79	6,81	6,10	19,09	73,0	1,1090
124	28205	6201	C-1	230	1,65	6,30	5,65	17,76	70,8	1,0757
125	28205	20482	C-1	230	0,00	0,0001	0,00	0,0001	1,00	0,0152
126	28215	6173	C-1	230	1,68	9,14	8,43	23,32	122,3	1,8590
127	28215	28265	C-1	230	2,21	12,08	11,15	31,12	129,4	1,9669
128	28230	28250	C-1	230	1,38	7,66	7,04	19,86	87,0	1,3224
129	28235	6329	C-1	230	1,83	9,15	7,72	25,91	96,0	1,4592
130	28245	6360	C-1	230	0,96	4,91	3,61	14,07	50,0	0,7600
131	28245	6360	C-2	230	0,84	4,383	3,26	15,95	54,0	0,8208
132	28257	28137	C-1	230	0,98	5,51	2,82	16,83	55,0	0,8360
133	28260	28235	C-1	230	1,46	5,38	5,02	15,87	60,5	0,9196
134	28260	28280	C-1	230	1,39	5,14	4,79	15,15	57,8	0,4560
135	28275	28215	C-1	230	4,033	21,97	20,34	71,9	237,0	3,6024
136	28275	28324	C-1	230	0,0002	0,011	0,02	0,11	0,30	0,0046
137	28275	28324	C-2	230	0,0002	0,011	0,02	0,11	0,30	0,0046
138	28280	28260	C-1	230	0,51	2,86	2,64	7,39	30,0	0,8786
139	28280	28294	C-1	230	3,45	13,16	11,8	36,92	136,0	2,0672
140	28285	28290	C-1	230	0,085	0,477	0,36	1,40	5,10	0,0778
141	28290	28127	C-1	230	1,26	10,27	7,15	37,89	114,0	1,7328
142	28295	6170	C-1	230	0,67	5,26	4,84	18,2	58,1	0,8833
143	28295	28235	C-1	230	1,63	9,07	8,79	24,6	95,6	1,4536
144	28377	28039	C-1	230	0,034	0,17	0,15	0,40	1,70	0,0258
145	28509	28157	C-1	230	0,04	0,83	0,63	1,93	9,20	0,1398

Nota: impedâncias dadas em [%] de 100MVA.

Tabela C.4: Dados dos geradores em operação simulados na configuração atual do SIN.

Nome	Tipo	Potência [MW]	Barra Conexão	R <sub>1</sub> [%]	X <sub>1</sub> [%]	R <sub>0</sub> [%]	X <sub>0</sub> [%]
Cidreira	EOL	70	28137	inf	Inf	inf	inf
Osório 1, 2 e 3	EOL	100	28326	inf	Inf	inf	inf
Sangradouro 1, 2 e 3	EOL	100	28326	inf	Inf	inf	inf
Dos Índios 1, 2 e 3	EOL	103	28326	inf	Inf	inf	inf
Fazenda Rosário 1, 2 e 3	EOL	42	28137	inf	Inf	inf	inf
Cerro Chato I, II, III, IV e V	EOL	112	6401	inf	Inf	inf	inf
Atlântica I, II, IV e V	EOL	120	28530	inf	Inf	inf	inf
Força 1, 2 e 3	EOL	72	28137	inf	Inf	inf	inf
Cassino I, II e III	EOL	64	28185	inf	Inf	inf	inf
Corredor dos Senandes II, III e IV	EOL	76	28185	inf	Inf	inf	inf
Vento Aregano	EOL	30	28185	inf	Inf	inf	inf
Ibirapuitã I	EOL	24	6401	inf	Inf	inf	inf
Verace I a X	EOL	258	6326	inf	Inf	inf	inf
Trindade	EOL	8	6401	inf	Inf	inf	inf
Passo do Meio	PCH	30	4616	0,000	358,00	0,000	30,450
Caçador	PCH	22	28132	3,892	156,67	0,000	46,750
Jararaca	PCH	20	28132	0,000	300,97	0,000	194,17
Da Ilha	PCH	19	28132	0,000	329,67	0,000	208,79
Linha Emília	PCH	19,5	28132	5,812	288,47	0,000	47,222
Eng. EJ Dreher	PCH	18	28280	0,000	299,21	0,000	94,488
Eng. H.Kotzian	PCH	13	28280	0,000	428,57	0,000	102,04
Cotiporã	PCH	19,5	28132	5,812	288,47	0,000	47,222
Dona Francisca	UHE	125	28067	0,000	23,714	0,000	14,230
Itaúba	UHE	500	28265	0,000	15,620	0,000	1000,0
Passo São João	UHE	77	6092	0,000	60,100	4495,9	40,700
Monte Claro	UHE	130	6011	0,000	38,350	0,195	16,130
14 de Julho	UHE	100	6017	0,000	46,470	0,207	9,133
Castro Alves	UHE	130	6015	0,000	55,716	0,210	9,200
Passo Fundo	UHE	226	6329	0,000	13,380	0,000	9,190
Monjinho	UHE	74	6329	1,518	2,703	0,470	29,370
Jacuí	UHE	180	28280	0,000	89,667	0,000	37,500
Passo Real	UHE	158	28280	0,000	36,905	0,000	15,476
São José	UHE	51	28245	3,030	70,590	4,900	42,350
Foz do Chapecó	UHE	855	4742	0,213	9,778	8,660	5,333
Sepé Tiaraju	UTE	248	28011	0,000	1,660	0,000	5,530
Candiota III	UTE	350	28324	0,000	4,539	0,000	20,900
Presidente Médici A, B	UTE	446	28275	0,000	11,880	0,000	10,880
Charqueadas	UTE	72	6173	0,950	61,430	0,000	20,770
São Jerônimo	UTE	20	6173	0,000	55,556	0,000	47,222
Alegrete	UTE	66	28005	0,480	41,210	0,000	24,320

Piratini	UTE	10	28167	0,000	81,600	0,000	32,000
Copesul Braskem	UTE	74,4	28180	0,000	101,60	0,000	127,10
Nutepa	UTE	24	28152	0,000	22,689	0,000	25,328

Nota: Implementou-se ‘inf’ com o maior valor aceito pelo *software*. Impedâncias dadas em [%] de 100MVA.

**APÊNDICE D – DADOS UTILIZADOS DO SEP DO RIO GRANDE DO SUL PARA A CONFIGURAÇÃO FUTURA (2019)**

Tabela D.1: Dados dos barramentos para a configuração futura do SIN

<b>Barramento monitorado</b>	<b>Número atribuído</b>	<b>Nome do Barramento</b>	<b>Tensão [kV]</b>	<b>Compensador de Reativo [MVar]</b>
1	4726	MAS ISA	230	-
2	4742	FOZ CHAPECÓ	230	-
3	4759	CAXIAS 6	230	-
4	4768	IJUÍ 2	230	-
5	6001	GUAÍBA 3	525	200
6	6010	MONTE CLARO	230	-
7	6011	U.MONTE CLARO	230	-
8	6015	CASTRO ALVES	230	-
9	6017	14 DE JULHO	230	-
10	6025	GUAÍBA 3	230	-
11	6030	NOVA STA RITA	525	300
12	6065	CAPIVARI SUL	230	-
13	6070	TORRES 2	230	-
14	6092	MISSÕES	230	-
15	6102	RIVERA	230	-
16	6129	CAXIAS	525	150
17	6132	CAXIAS	230	-
18	6155	CAMPOS NOVOS	525	-
19	6170	BARRA GRANDE	230	-
20	6173	CHARQUEADAS	230	-
21	6201	FARROUPILHA	230	-
22	6221	GRAVATAÍ	525	150
23	6229	ITÁ	525	-
24	6278	CANDIOTA 2	525	150
25	6279	CANDIOTA	230	-
26	6299	MELO	525	34,7
27	6321	MARMELEIRO 2	525	200
28	6326	STA V. PALMAR 2	525	250
29	6329	PASSO FUNDO	230	-
30	6350	SANTO ÂNGELO	525	150
31	6360	SANTO ÂNGELO	230	-
32	6401	CERRO CHATO	230	-
33	6412	L.GRANDE	230	-
34	6416	PASSO MEIO	230	-
35	6422	CAXIAS SUL 5	230	-
36	6425	XANXERÊ	230	-
37	6452	ATLÂNTIDA 2	230	-

38	6499	GARABI 2	525	-
39	6500	GARABI 1	525	-
40	6501	N.PETROPOLIS 2	230	-
41	6542	NOVA STA RITA	230	-
42	6546	GRAVATAÍ 3	230	-
43	6561	CAPIVARI SUL	525	200
44	6566	CAMAQUÃ 3	230	-
45	6581	POVO NOVO	525	111,7
46	6582	POVO NOVO	230	-
47	6638	VINHEDOS	230	-
48	20290	FORQUILHINHA	230	-
49	20482	SCHARLAU 2	230	-
50	28005	ALEGRETE 2	230	75
51	28011	CANOAS 2	230	-
52	28014	BAGÉ 2	230	-
53	28020	FIBRAPLAC	230	-
54	28024	CANOAS 1	230	-
55	28034	CAMAQUÃ	230	-
56	28039	CAXIAS SUL 2	230	-
57	28047	CAMPO BOM	230	100
58	28057	C.INDUSTRIAL	230	-
59	28066	DONA CHICA	230	-
60	28067	D.FRANCISCA	230	-
61	28072	ELDORADO SUL	230	-
62	28087	GARIBALDI 1	230	-
63	28092	GM GRAVATAÍ	230	-
64	28097	GRAVATAÍ 2	230	400
65	28102	GUARITA	230	-
66	28108	GUAÍBA 2	230	-
67	28117	LAJEADO 2	230	50
68	28122	LIVRAMENTO 2	230	30
69	28127	MAÇAMBARÁ	230	60
70	28132	NOVA PRATA 2	230	-
71	28137	OSÓRIO 2	230	-
72	28142	PORTO ALEGRE 4	230	-
73	28147	PORTO ALEGRE 6	230	-
74	28152	PORTO ALEGRE 9	230	-
75	28157	PORTO ALEGRE 10	230	-
76	28162	PORTO ALEGRE 13	230	-
77	28167	PELOTAS 3	230	-
78	28180	P.PETROQUÍMICO	230	-
79	28185	QUINTA	230	75
80	28195	SANTO ÂNGELO 2	230	-
81	28200	SÃO BORJA 2	230	30

82	28205	SCHARLAU	230	-
83	28211	PORTO ALEGRE 8	230	-
84	28215	SANTA CRUZ 1	230	20
85	28230	SANTA MARIA 3	230	-
86	28235	SANTA MARTA	230	-
87	28245	SANTA ROSA 1	230	-
88	28250	S.VICENTE SUL	230	-
89	28257	TAQUARA	230	-
90	28260	TAPERA 2	230	50
91	28265	ITAÚBA	230	-
92	28275	PRES. MÉDICI	230	40
93	28280	PASSO REAL	230	-
94	28285	URUGUAIANA 5	230	30
95	28289	SIDERÚRGICA	230	-
96	28290	U.URUGUAIANA	230	30
97	28294	VENÂNCIO AIRES	230	-
98	28295	L.VERMELHA 2	230	50
99	28324	CANDIOTA III	230	-
100	28326	L.D.BARROS	230	-
101	28377	CASTERTECH	230	-
102	28501	VIAMAO 3	230	-
103	28509	PORTO ALEGRE 12	230	-
104	28516	RESTINGA	230	-
105	28523	CANDELARIA 2	230	-
106	28530	C.ATLANT	230	-
107	28576	OSORIO 3	230	-
108	28583	LAJEADO 3	230	-
109	28651	MACAMBARA 3	230	-
110	28652	LIVRAMENTO 3	230	102
111	28657	PORTO ALEGRE 1	230	-

Tabela D.2: Dados dos transformadores para a configuração futura do SIN.

Nome	Barramentos Conectados		Tipo de Conexão	R <sub>1</sub> [%]	X <sub>1</sub> [%]	R <sub>0</sub> [%]	X <sub>0</sub> [%]
T#GRA525230	6221	28097	Y <sub>aterr.</sub> -Y <sub>aterr.</sub>	0,010	0,360	0,010	0,360
T#CAX525230	6129	6132	Y <sub>aterr.</sub> -Y <sub>aterr.</sub>	0,010	0,380	0,010	0,380
T#NSR525230	6030	6542	Y <sub>aterr.</sub> -Y <sub>aterr.</sub>	0,010	0,450	0,010	0,450
T#SAN525230	6350	6360	Y <sub>aterr.</sub> -Y <sub>aterr.</sub>	0,010	0,750	0,010	0,750
T#PNV525230	6581	6582	Y <sub>aterr.</sub> -Y <sub>aterr.</sub>	0,020	0,450	0,040	0,450
T#CND525230	6278	6279	Y <sub>aterr.</sub> -Y <sub>aterr.</sub>	0,010	0,410	0,010	0,410
T#GB3525230	6001	6025	Y <sub>aterr.</sub> -Y <sub>aterr.</sub>	0,026	0,810	0,026	0,810
T#CVS525230	6561	6065	Y <sub>aterr.</sub> -Y <sub>aterr.</sub>	0,010	0,510	0,010	0,510

Nota: impedâncias dadas em [%] de 100MVA.

Tabela D.3: Dados das linhas de transmissão para a configuração futura do SIN (2019).

Caso	Barra início	Barra fim	Circuito	Tensão [kV]	R <sub>1</sub> [%]	X <sub>1</sub> [%]	R <sub>0</sub> [%]	X <sub>0</sub> [%]	d [km]	$\lambda$
1	4759	28377	C-1	230	0,084	0,422	0,38	1,01	4,3	0,0646
2	4768	28280	C-1	230	1,98	9,38	10,08	25,73	104,0	1,5808
3	6001	6278	C-1	525	0,239	3,024	3,326	12,14	270,0	5,3044
4	6001	6278	C-2	525	0,24	3,025	3,327	12,14	270,0	5,3044
5	6001	6561	C-1	525	0,159	2,00	2,217	8,092	168,0	3,3005
6	6001	6581	C-1	525	0,14	2,9	2,83	11,98	246,0	4,8329
7	6001	6581	C-2	525	0,14	2,91	2,84	11,99	246,0	4,8329
8	6010	28132	C-1	230	0,63	3,21	3,12	9,57	28,8	0,4378
9	6010	28132	C-2	230	0,63	3,21	3,12	9,57	28,8	0,4378
10	6011	6010	C-1	230	0,02	0,09	0,13	0,38	1,0	0,0152
11	6015	6010	C-1	230	0,16	0,76	0,67	1,74	8,5	0,1292
12	6017	6010	C-1	230	0,37	1,68	1,47	3,81	17,3	0,2630
13	6030	6001	C-1	525	0,02	0,47	0,46	1,95	40,0	0,7858
14	6030	6001	C-2	525	0,02	0,48	0,47	1,96	40,0	0,7858
15	6229	6030	C-1	525	0,29	3,65	3,95	15,03	314,0	6,1688
16	6229	6030	C-2	525	0,29	3,72	3,95	15,03	314,0	6,1688
17	6065	28501	C-1	230	0,575	2,80	3,768	5,36	60,0	0,9120
18	6070	20290	C-1	230	1,19	6,615	6,39	16,8	70,0	1,0640
19	6092	6360	C-1	230	1,19	6,62	4,95	19,21	70,5	1,0716
20	6092	28200	C-1	230	1,96	10,7	7,99	30,67	112,0	1,7024
21	6102	28122	C-1	230	0,11	0,83	0,94	3,18	1,0	0,0152
22	6129	6221	C-1	525	0,073	0,916	0,96	3,46	78,8	1,5481
23	6129	6229	C-1	525	0,164	3,0339	3,06	11,59	255,0	5,0097
24	6132	4759	C-1	230	0,387	1,936	1,74	4,64	19,4	0,2943
25	6132	6422	C-1	230	0,38	2,12	1,97	6,77	25,0	0,3800
26	6132	6501	C-1	230	0,37	2,07	1,11	6,33	27,0	0,4104
27	6155	6129	C-1	525	0,19	2,35	2,36	8,79	203,3	3,9940
28	6155	6030	C-1	525	0,15	2,81	3,26	12,68	257,4	5,0569
29	6201	6010	C-1	230	0,59	3,04	3,00	8,69	29,0	0,4408
30	6201	6010	C-2	230	0,59	3,04	3,00	8,69	30,7	0,4666
31	6132	6201	C-1	230	0,45	2,08	1,53	5,76	22,9	0,3481
32	6132	6201	C-2	230	0,45	2,08	1,53	5,76	22,9	0,3481
33	6221	6001	C-1	525	0,106	1,334	1,478	5,394	60,0	2,3575
34	6221	6030	C-1	525	0,03	0,34	0,37	1,41	29,5	0,5796
35	6561	6221	C-1	525	0,071	0,889	0,985	3,596	83,0	1,6306
36	6350	6229	C-1	525	0,16	2,12	1,88	7,94	222,5	4,3712
37	6350	6229	C-2	525	0,203	2,7595	2,37	9,98	237,2	4,6600
38	6279	28275	C-1	230	0,10	0,50	0,45	1,20	1,0	0,0152
39	6299	6278	C-1	525	0,125	1,397	1,397	4,191	110,0	2,1611
40	6321	6581	C-1	525	0,11	1,38	1,62	5,78	154,0	3,0255
41	6321	6581	C-2	525	0,11	1,38	1,62	5,78	154,0	2,9862
42	6321	6326	C-1	525	0,07	0,20	1,08	3,87	48,5	0,9528
43	6321	6326	C-2	525	0,07	0,92	1,08	3,87	52,0	1,0216
44	6329	6425	C-1	230	1,505	7,776	7,50	21,92	79,3	1,2054
45	6329	6425	C-2	230	1,503	7,766	7,51	21,95	79,2	1,2054

46	6329	28132	C-1	230	3,71	18,91	18,83	55,15	195,6	2,9731
47	6360	28127	C-1	230	2,26	18,36	12,76	67,76	205,0	3,1160
48	6412	6416	C-1	230	0,56	2,14	2,22	6,57	1,0	0,0152
49	6412	20290	C-1	230	2,208	11,424	10,13	28,89	117,0	1,7784
50	6412	20290	C-2	230	2,208	11,424	10,13	28,89	117,0	1,7784
51	6422	6201	C-1	230	0,34	1,75	1,54	4,40	32,0	0,4864
52	6422	6412	C-1	230	1,25	6,44	5,86	16,22	65,6	0,9971
53	6425	4742	C-1	230	0,776	5,044	5,45	16,68	77,6	1,1795
54	6425	4742	C-2	230	0,776	5,044	5,45	16,68	77,6	1,1795
55	6452	6070	C-1	230	1,02	5,67	5,40	14,4	60,0	0,9120
56	6499	6350	C-1	525	0,16	2,12	1,88	7,94	138,8	2,7269
57	6500	6350	C-1	525	0,119	1,576	1,39	5,87	132,1	2,5952
58	6501	28257	C-1	230	0,69	3,87	2,08	11,81	39,0	0,5928
59	6566	6542	C-1	230	2,52	12,6	11,34	30,24	126,0	1,9152
60	6542	20482	C-1	230	0,318	2,141	1,89	7,59	23,0	0,3496
61	6542	20482	C-2	230	0,318	2,141	1,89	7,59	23,0	0,3496
62	6542	28152	C-1	230	0,49	2,31	1,57	6,40	29,0	0,4408
63	6546	6452	C-1	230	1,94	9,56	8,99	31,31	102,0	1,5504
64	6546	28020	C-1	230	0,485	2,38	1,805	6,932	25,8	0,3922
65	6546	28092	C-1	230	0,178	0,898	0,836	2,296	10,0	0,1520
66	6566	6582	C-1	230	2,99	14,95	13,45	35,88	149,0	2,2648
67	6566	28167	C-1	230	2,38	11,9	10,71	28,56	123,5	1,8772
68	6581	6030	C-1	525	0,16	3,31	3,24	13,68	281,0	5,5205
69	6638	6010	C-1	230	0,283	2,3985	1,884	7,659	25,5	0,3876
70	28005	28122	C-1	230	2,45	12,24	11,42	31,34	128,3	1,9502
71	28005	28127	C-1	230	1,528	7,889	6,768	27,76	82,6	1,2555
72	28005	28250	C-1	230	1,73	9,62	8,86	24,81	102,0	1,5504
73	28005	28285	C-1	230	2,43	12,15	9,45	35,02	127,1	1,9304
74	28005	28290	C-1	230	2,49	12,05	8,92	36,76	129,7	1,9714
75	28005	28290	C-2	230	2,49	12,05	8,92	36,76	129,7	1,9714
76	28011	28057	C-1	230	0,11	0,63	0,54	1,77	9,5	0,1441
77	28011	28097	C-1	230	0,19	1,13	0,98	3,21	9,6	0,1462
78	28014	6279	C-1	230	1,00	5,00	4,50	12,0	49,0	0,7448
79	28014	28122	C-1	230	1,89	14,44	13,48	36,99	151,3	2,2998
80	28014	28275	C-1	230	0,87	4,81	4,43	12,4	50,9	0,7737
81	28020	28137	C-1	230	0,89	4,49	3,39	12,98	47,5	0,7215
82	28024	28152	C-1	230	0,20	0,99	0,79	2,90	3,3	0,0502
83	28034	28108	C-1	230	1,72	8,57	6,67	24,68	87,3	1,3262
84	28034	28275	C-1	230	3,74	18,73	12,76	37,05	197,0	2,9944
85	28039	6201	C-1	230	0,38	2,15	1,55	6,22	22,6	0,3431
86	28047	6132	C-1	230	1,27	5,916	4,25	15,62	61,4	0,9331
87	28047	6132	C-2	230	1,27	5,916	4,25	15,62	61,4	0,9331
88	28047	28097	C-1	230	0,47	2,23	1,65	6,09	21,4	0,3405
89	28047	28097	C-2	230	0,45	2,31	1,65	6,09	22,4	0,3253
90	28057	6173	C-1	230	0,90	4,47	4,18	11,46	46,9	0,7129
91	28057	6542	C-1	230	0,40	2,09	1,61	6,15	22,5	0,3420
92	28057	6542	C-2	230	0,39	2,14	1,69	5,94	22,4	0,3405
93	28057	6542	C-3	230	0,42	2,27	2,07	5,75	23,7	0,3602
94	28057	28024	C-1	230	0,20	0,99	0,78	2,90	1,0	0,0152

95	28057	28097	C-2	230	0,19	1,15	0,99	3,26	13,0	0,1976
96	28057	28097	C-3	230	0,19	1,15	0,99	3,26	12,5	0,1900
97	28057	28097	C-4	230	0,19	1,15	0,99	3,26	12,5	0,1900
98	28057	28108	C-1	230	0,739	3,689	2,80	10,59	38,5	0,5852
99	28057	28180	C-1	230	0,40	2,15	1,62	6,60	23,6	0,3583
100	28057	28289	C-1	230	0,26	1,29	0,86	2,68	1,0	0,0152
101	28057	28294	C-1	230	2,58	9,83	8,81	27,56	101,5	1,5428
102	28066	28067	C-1	230	0,04	0,20	0,18	0,48	1,0	0,0152
103	28066	28067	C-2	230	0,04	0,20	0,18	0,48	1,0	0,0152
104	28066	28230	C-1	230	1,12	6,25	5,75	16,11	67,2	1,0210
105	28066	28230	C-2	230	1,16	5,93	5,59	20,7	63,0	0,9576
106	28066	28265	C-1	230	0,39	2,20	1,62	6,25	21,2	0,3222
107	28066	28265	C-2	230	0,39	2,23	1,17	6,67	23,1	0,3516
108	28072	28108	C-1	230	0,28	0,14	1,05	4,16	14,8	0,2250
109	28072	28152	C-1	230	0,54	2,59	1,99	8,21	9,5	0,1444
110	28087	6201	C-1	230	0,42	2,11	1,90	3,07	22,0	0,3344
111	28087	6638	C-1	230	0,134	1,138	0,894	3,633	25,5	0,3876
112	28097	6546	C-1	230	0,25	1,28	0,81	3,84	13,2	0,2012
113	28097	6546	C-2	230	0,26	1,29	0,96	3,65	13,2	0,2012
114	28097	28147	C-1	230	0,53	2,68	2,08	8,24	29,2	0,4438
115	28097	28147	C-2	230	0,53	2,68	2,08	8,24	29,2	0,4438
116	28097	28211	C-1	230	0,328	1,542	1,04	4,26	17,2	0,2614
117	28097	28501	C-1	230	0,35	1,85	1,62	5,24	60,0	0,0304
118	28097	28509	C-1	230	0,19	1,13	0,81	1,92	2,2	0,0334
119	28102	4742	C-1	230	1,218	6,89	5,78	19,13	76,2	1,1582
120	28102	6329	C-1	230	2,21	8,42	7,55	23,62	87,0	1,3224
121	28102	28245	C-1	230	1,77	8,87	8,26	22,73	93,0	1,4136
122	28108	6025	C-1	230	0,048	0,233	0,314	0,447	5,0	0,0760
123	28108	6025	C-2	230	0,048	0,233	0,314	0,447	5,0	0,0760
124	28108	6566	C-1	230	1,79	8,95	8,05	21,48	87,3	1,3262
125	28117	6542	C-1	230	1,67	9,164	8,63	23,11	96,2	1,4622
126	28117	28280	C-1	230	2,45	13,55	12,35	34,51	136,6	2,0763
127	28122	6401	C-1	230	0,466	2,4099	2,32	6,80	18,5	0,1292
128	28127	6360	C-2	230	2,26	18,36	12,76	67,76	205,0	3,1160
129	28127	28200	C-1	230	1,02	5,10	4,77	13,06	53,5	0,8132
130	28132	6329	C-2	230	3,71	18,91	18,83	55,15	195,6	2,9731
131	28137	6452	C-1	230	0,68	3,29	2,88	11,36	36,0	0,5472
132	28137	28326	C-1	230	0,162	0,8052	0,719	2,322	8,0	0,1216
133	28137	28530	C-1	230	4,50	24,8	23,05	70,39	66,4	1,0093
134	28142	28147	C-1	230	0,13	0,90	0,64	2,17	10,2	0,1550
135	28142	28157	C-1	230	0,04	0,31	0,22	0,74	3,5	0,0532
136	28147	28162	C-1	230	0,18	0,86	0,60	2,76	10,1	0,1535
137	28152	28057	C-1	230	0,28	1,35	1,01	4,25	14,8	0,2250
138	28152	28142	C-1	230	0,06	0,49	0,15	0,16	11,3	0,1718
139	28152	28211	C-1	230	0,18	0,86	0,58	2,37	12,0	0,1824
140	28167	28185	C-1	230	0,84	4,18	3,18	11,95	43,9	0,6667
141	28167	28275	C-1	230	1,37	11,61	9,92	37,91	135,0	2,0520
142	28180	4726	C-1	230	0,121	0,619	0,541	1,76	6,3	0,0958
143	28180	6542	C-1	230	0,208	1,033	0,676	2,672	10,9	0,1642

144	28180	28265	C-1	230	3,37	18,62	17,12	48,5	196,9	2,9929
145	28185	6582	C-1	230	0,37	1,85	1,66	4,44	20,5	0,3116
146	28185	28275	C-1	230	2,92	14,59	13,62	37,37	153,3	2,3302
147	28195	4768	C-1	230	0,82	9,95	4,19	10,85	43,2	0,6569
148	28195	6360	C-1	230	0,053	0,37	0,33	1,44	6,0	0,0912
149	28205	6173	C-1	230	1,79	6,81	6,10	19,09	73,0	1,1090
150	28205	6201	C-1	230	1,65	6,30	5,65	17,76	70,8	1,0757
151	28205	20482	C-1	230	0,00	0,0001	0,00	0,0001	1,0	0,0152
152	28211	28657	C-1	230	0,02	0,156	0,15	0,051	3,4	0,0517
153	28215	6173	C-1	230	1,68	9,14	8,43	23,32	122,3	1,8590
154	28215	28265	C-1	230	2,21	12,08	11,15	31,12	129,4	1,9669
155	28230	28195	C-1	230	1,72	8,39	10,36	42,24	163,0	2,4776
156	28230	28250	C-1	230	1,38	7,66	7,04	19,86	87,0	1,3224
157	28235	6329	C-1	230	1,83	9,15	7,72	25,91	96,0	1,4592
158	28245	6360	C-1	230	0,96	4,91	3,61	14,07	50,0	0,7600
159	28245	6360	C-2	230	0,84	4,383	3,26	15,95	54,0	0,8208
160	28257	28047	C-1	230	0,49	2,75	2,08	6,21	29,0	0,4408
161	28257	28137	C-1	230	0,98	5,51	2,82	16,83	55,0	0,8360
162	28260	28235	C-1	230	1,46	5,38	5,02	15,87	60,5	0,9196
163	28260	28280	C-1	230	1,39	5,14	4,79	15,15	57,8	0,4560
164	28265	28523	C-1	230	2,50	13,86	10,46	39,94	69,0	1,0488
165	28275	28215	C-1	230	4,033	21,966	20,34	71,9	237,0	3,6024
166	28275	28324	C-1	230	0,0002	0,0109	0,02	0,11	0,3	0,0046
167	28275	28324	C-2	230	0,0002	0,0109	0,02	0,11	0,3	0,0046
168	28280	28260	C-1	230	0,51	2,86	2,64	7,39	30,0	0,8786
169	28280	28294	C-1	230	3,45	13,16	11,8	36,92	136,0	2,0672
170	28285	28290	C-1	230	0,085	0,477	0,36	1,40	5,1	0,0778
171	28290	28127	C-1	230	1,26	10,27	7,15	37,89	114,0	1,7328
172	28295	6170	C-1	230	0,67	5,26	4,84	18,2	58,1	0,8833
173	28295	28235	C-1	230	1,63	9,07	8,79	24,6	95,6	1,4536
174	28377	28039	C-1	230	0,034	0,17	0,15	0,40	1,7	0,0258
175	28501	28147	C-1	230	0,161	0,8348	0,728	2,35	2,0	0,0304
176	28501	28516	C-1	230	0,35	1,64	1,04	4,26	19,0	0,2888
177	28509	28157	C-1	230	0,04	0,83	0,63	1,93	9,2	0,1398
178	28509	28657	C-1	230	0,024	0,0552	0,177	0,059	4,0	0,0608
179	28516	28162	C-1	230	0,24	1,15	0,75	3,08	13,0	0,1976
180	28523	6542	C-1	230	1,03	5,73	4,32	16,52	154,0	2,3408
181	28576	6546	C-1	230	0,751	3,6528	4,947	20,09	68,0	1,0336
182	28583	28087	C-1	230	0,48	2,70	2,48	6,94	47,0	0,7144
183	28583	28117	C-1	230	0,48	2,70	2,48	6,94	16,4	0,2493
184	28651	6360	C-1	230	2,26	18,36	12,78	67,76	204,0	3,1008
185	28651	6360	C-2	230	2,27	18,37	12,79	67,77	204,0	3,1008
186	28651	28127	C-1	230	0,01	0,01	0,01	0,01	3,3	0,0502
187	28651	28127	C-2	230	0,01	0,01	0,01	0,01	3,3	0,0502
188	28652	6401	C-1	230	0,019	0,093	0,126	0,512	10,0	0,1520
189	28652	28005	C-1	230	1,208	5,88	7,913	32,26	126,0	1,9152
190	28652	28230	C-1	230	2,30	11,2	15,07	61,44	240,0	3,6480
191	28652	28651	C-1	230	2,14	10,02	12,56	51,2	209,0	3,1768

Nota: impedâncias dadas em [%] de 100MVA.

Tabela D.4: Dados das unidades geradoras eólicas simuladas na configuração futura do SIN.

Usina	Potência [MW]	Barra	R <sub>1</sub> [%]	X <sub>1</sub> [%]	R <sub>0</sub> [%]	X <sub>0</sub> [%]
Chuí (I, II, IV, V)	98	6326	inf	inf	inf	inf
Minuano	46	6326	inf	inf	inf	inf
Chuí 09	20	6326	inf	inf	inf	inf
Granja Vargas	62,5	6065	inf	inf	inf	inf
Cabo Verde	124,2	6065	inf	inf	inf	inf
Parque Eólico Pinhal	9,4	6065	inf	inf	inf	inf
Curupira	25	6582	inf	inf	inf	inf
Fazenda Vera Cruz	22,5	6582	inf	inf	inf	inf
Povo Novo	7,5	6582	inf	inf	inf	inf
Galpões	8	28122	inf	inf	inf	inf
Coxilha Seca	30	28122	inf	inf	inf	inf
Capão do Inglês	10	6401	inf	inf	inf	inf
Verace	182	6326	inf	inf	inf	inf
Aura Mangueira	144	6326	inf	inf	inf	inf
Aura Mirim	56	6326	inf	inf	inf	inf
Pontal (2A, 3B)	47,2	28501	inf	inf	inf	inf

Nota: Implementou-se 'inf' com o maior valor aceito pelo *software*.

Tabela D.5: Dados das pequenas centrais hidrelétricas simuladas na configuração futura do SIN.

Usina	Potência [MW]	Barra	R <sub>1</sub> [%]	X <sub>1</sub> [%]	R <sub>0</sub> [%]	X <sub>0</sub> [%]
Cachoeira Cinco Veados	16,5	28230	0,000	55,556	0,000	47,222
Cazuza Ferreira	9,1	6412	0,000	428,570	0,000	102,040
Jardim	9	28132	0,000	428,570	0,000	102,040
Linha Aparecida	25,4	28102	3,892	288,470	3,892	94,488
Linha Jacinto	17,8	28102	5,812	300,970	5,812	194,170
Monte Cuco	30	6412	5,812	329,670	5,812	208,790
Morro Grande	9,8	28295	0,000	288,470	0,000	94,488
Primavera do Rio Turvo	30	28132	3,892	288,470	3,892	46,750
Quebra Dentes	22,3	28230	3,892	156,670	3,892	46,750
Quebrada Funda	16	6422	0,000	288,470	0,000	47,222
Rincão	10	6360	0,000	329,670	0,000	208,790
Rincão São Miguel	9,75	28230	0,000	288,470	0,000	94,488
Salto Guassupi	12,2	28230	0,000	428,570	0,000	102,040
Santa Carolina	10,5	28232	0,000	428,570	0,000	102,040
Serra dos Cavalinhos I	25	28257	3,892	156,670	3,892	46,750

Nota: impedâncias dadas em [%] de 100MVA.

Tabela D.6: Dados das usinas termelétricas simuladas na configuração futura do SIN.

<b>Usina</b>	<b>Potência [MW]</b>	<b>Barra</b>	<b>R<sub>1</sub> [%]</b>	<b>X<sub>1</sub> [%]</b>	<b>R<sub>0</sub> [%]</b>	<b>X<sub>0</sub> [%]</b>
Biotérmica Recreio	8,55	6173	0,00	81,60	0,00	65,45
PCT SLC Alimentos	5,8	28167	0,00	72,72	0,00	32,00
S. A. V. - Unisinos	4,6	28205	0,00	72,72	0,00	32,00
Jacuí	350,2	6173	0,00	8,54	0,00	21,98
Pampa Sul	340	6279	0,00	8,63	0,00	22,34
CTSUL	650	28523	0,00	4,54	0,00	20,90

Nota: impedâncias dadas em [%] de 100MVA.