

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

GUSTAVO RUCKS

PROJETO DE DIPLOMAÇÃO

**INTEGRAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS AO SISTEMA
ELÉTRICO DE POTÊNCIA: UMA ANÁLISE VOLTADA AO
ESTUDO DE CURTO-CIRCUITO**

Porto Alegre

2012

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

**INTEGRAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS AO SISTEMA
ELÉTRICO DE POTÊNCIA: UMA ANÁLISE VOLTADA AO
ESTUDO DE CURTO-CIRCUITO**

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: Roberto Chouhy Leborgne

Porto Alegre

2012

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

GUSTAVO RUCKS

**INTEGRAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS AO SISTEMA
ELÉTRICO DE POTÊNCIA: UMA ANÁLISE VOLTADA AO
ESTUDO DE CURTO-CIRCUITO**

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da Disciplina de “Projeto de Diplomação”, do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovado 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

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University of Technology – Gothenburg, Suécia

Prof. Dr. Felipe Hernández Garcia, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos

Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis, Brasil

Porto Alegre, julho de 2012.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais e minha irmã, à minha esposa e em especial à minha filha, pela inestimável importância que tiveram durante toda a minha trajetória até aqui.

AGRADECIMENTOS

Aos pais, pelo apoio, incentivo e provisão, durante a realização do curso de engenharia.

À minha esposa Jessika, pela compreensão durante os momentos em que estive ausente para que este trabalho pudesse se concretizar.

À minha filha Gabriela, por todo o apoio e incentivo, embora com apenas dois anos de idade ela ainda não tenha noção disso.

Aos colegas pelo companheirismo durante o curso de engenharia elétrica.

Ao professor Leborgne, pela compreensão e valiosa orientação durante a realização deste trabalho.

À Universidade Federal do Rio Grande do Sul, professores, funcionários e todos que, de alguma forma, contribuíram para a realização deste trabalho.

RESUMO

Este trabalho visa avaliar o impacto da integração de novos parques eólicos ao sistema elétrico do Rio Grande do Sul, sob o ponto de vista do estudo de curto-circuito e proteção. Primeiramente, uma fundamentação teórica é apresentada a respeito da teoria de curto-circuito e proteção de sistemas elétricos. Em seguida, é analisado o funcionamento em condições de curto-circuito dos aerogeradores utilizados atualmente. Finalmente, é realizada uma série de simulações para avaliar os novos níveis de curto-circuito nas barras onde serão conectados os parques eólicos.

Palavras-chaves: Curto-circuito. Sistema Elétrico de Potência. Parques Eólicos. Engenharia Elétrica. Aerogeradores.

ABSTRACT

This study aims to evaluate the impact of integration of new wind farms to the electrical system of Rio Grande do Sul, from the point of view of short-circuit and system protection studies. First, a theoretical basis is presented on the theory of short-circuit and electrical systems protection. After this, the operation of the wind turbine generators under short-circuit conditions is analyzed. Finally, it's performed a series of simulations in order to evaluate the new levels of short-circuit on buses in which wind farms will be connected.

Keywords: Short-Circuit. Electrical Power System. Wind Farms. Electrical Engineering. Wind Turbine Generators.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	Objetivos do Trabalho	11
1.2	Estrutura do Trabalho	12
2	TEORIA DE CURTO-CIRCUITO E PROTEÇÃO	14
2.1	Faltas Trifásicas Simétricas	14
2.2	Componentes Simétricos	17
2.3	Impedâncias de Sequência e Circuitos de Sequência	20
2.3.1	Circuitos de Sequência de Geradores em Vazio	20
2.3.2	Circuitos de Sequência Zero	21
2.4	Faltas Assimétricas Em Sistemas de Potência	24
2.5	Filosofia de Proteção dos Sistemas	25
2.5.1	Transformadores de Instrumentação	26
2.5.2	Relés	27
2.5.3	Disjuntores	28
2.5.4	Utilização conjunta dos equipamentos	29
3	MODELAGEM DE GERADORES EÓLICOS EM CURTO-CIRCUITO..	30
3.1	Parques Eólicos x Usinas Convencionais de Geração	30
3.2	Tipos de Geradores Eólicos	31
3.3	Operação dos Geradores Eólicos	33
3.4	COMPORTAMENTO SOB CURTO CIRCUITO	34
3.4.1	Geradores Eólicos Tipo 1 e Tipo 2	34
3.4.2	Geradores Eólicos Tipo 4.....	36
3.4.3	Geradores Eólicos Tipo 3.....	38
3.5	Considerações para análise de curto-circuito	40
3.6	Considerações quanto à proteção.....	41
3.7	Modelagem do Parque Eólico para Análise de Curto-Circuito	42
3.7.1	Impedância Equivalente do Parque Eólico	43
4	ESTUDO DE CASO	45
4.1	Metodologia.....	45
4.2	Curto-Circuito	49
4.2.1	Curto-Circuito na barra Osorio2.....	49
4.2.2	Curto-Circuito na barra Livramento	52
4.2.3	Curto-Circuito na barra Pelotas3	54
4.3	Síntese dos Resultados Obtidos	56
5	CONCLUSÕES.....	58
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	60
	ANEXO A - ESTUDOS DE CURTO-CIRCUITO PERÍODO 2008-2011 – VOLUME 2 – PÁGINA 144	62

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 Aplicação de tensão alternada a um circuito RL série.....	15
Figura 2 Corrente em função do tempo para uma tensão alternada aplicada ao circuito RL série.....	15
Figura 3 Corrente em função do tempo para uma falta trifásica simétrica. O gráfico não mostra a componente CC.....	16
Figura 4 Componentes simétricos de três fasores desequilibrados.	18
Figura 5 Soma gráfica dos componentes da Figura 1, para a obtenção de três fasores desequilibrados.	18
Figura 6 Circuitos de Sequência para um gerador em vazio	21
Figura 7 Circuitos de sequência zero para cargas ligadas em Y.	22
Figura 8 Carga ligada em Δ e seu circuito de sequência zero.	22
Figura 9 Circuitos de sequência zero de transformadores trifásicos	23
Figura 10 - Conexões dos circuitos de sequência para simular vários tipos de faltas.....	24
Figura 11 - Conjunto de proteção com TP, TC, Relé e Disjuntor	29
Figura 12 - Configuração dos geradores eólicos.	33
Figura 13 - Circuito equivalente de um GIRG.	35
Figura 14 - Gerador Eólico Tipo 1.	35
Figura 15 - Corrente terminal do gerador Tipo 4 para uma falta trifásica no ponto de conexão do parque eólico com o sistema de transmissão.	37
Figura 16 - Corrente terminal do gerador Tipo 4 para uma falta trifásica no barramento coletor do parque eólico.	38
Figura 17 - Modelo usado para representar uma falta na rede; (a) modelo completo, (b) equivalente Thevenin.....	39
Figura 18 - Corrente de curto-circuito de um gerador Tipo 3 para uma falta trifásica com afundamento de tensão de 50%; (a) impedância equivalente de 0,2 p.u.; (b) impedância equivalente de 0,4 p.u.	39
Figura 19 - Representação do sistema coletor para cálculo de curto-circuito.....	42
Figura 20 - Circuito equivalente para o cálculo de curto-circuito no nível de transmissão.	43
Figura 21 - Modelo do sistema elétrico do RS no programa <i>Power World</i>	45
Figura 22 - Representação do Complexo Eólico de Osório, conectado à barra OSORIO2.	46
Figura 23 - Complexo Eólico Cerro Chato, em Santana do Livramento – RS.	46
Figura 24 - Representação dos parques eólicos de Chuí e Santa Vitória do Palmar – RS.	47
Figura 25 - Falta trifásica na barra OSORIO2 com o parque eólico desconectado.	49
Figura 26 - Falta trifásica na barra OSORIO2 com o parque eólico conectado.....	49
Figura 27 - Falta monofásica na barra OSORIO2 com o parque eólico desconectado.....	50
Figura 28 - Falta monofásica na barra OSORIO2 com o parque eólico conectado.	50
Figura 29 - Falta trifásica na barra LIVRAMENTO com o parque eólico desconectado.....	52
Figura 30 - Falta trifásica na barra LIVRAMENTO com o parque eólico conectado.	52
Figura 31 - Falta monofásica na barra LIVRAMENTO com o parque eólico desconectado.	53
Figura 32 - Falta monofásica na barra LIVRAMENTO com o parque eólico conectado.....	54
Figura 33 - Falta trifásica na barra PELOTAS3 com o parque eólico desconectado.....	54
Figura 34 - Falta trifásica na barra PELOTAS3 com o parque eólico conectado.....	55
Figura 35 - Falta monofásica na barra PELOTAS3 com o parque eólico desconectado.	55
Figura 36 - Falta monofásica na barra PELOTAS3 com o parque eólico conectado.....	55

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

AT: Alta Tensão

BT: Baixa Tensão

CA: Corrente Alternada

CC: Corrente Contínua

CEPEL: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

CRESESB: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica

UFRGS: Universidade Federal do Rio Grande do Sul

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

GIDA: Gerador de Indução com Dupla Alimentação

GIRB: Gerador de Indução Rotor Bobinado

GSIP: Gerador Síncrono de Ímã Permanente

GW: *Gigawatt*

kW: *Kilowatt*

MW: *Megawatt*

ONS: Operador Nacional do Sistema

RS: Rio Grande do Sul

SINDAT: Dados Técnicos do Sistema Interligado Nacional

STATCOM: *Static Synchronous Compensator*

1 INTRODUÇÃO

A energia eólica está entre as fontes de energia renovável de maior crescimento em todo o mundo e tem se mostrado uma alternativa viável para o fornecimento de energia elétrica, inserindo-se como uma importante fonte no mercado energético mundial.

No Brasil, a energia eólica representa atualmente 1,2% da potência elétrica instalada no país, que é de aproximadamente 118 gigawatts (GW), de acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Entretanto, estão em construção 165 empreendimentos de geração de energia no Brasil, totalizando mais de 27 GW. Desse total, 56 empreendimentos são de energia eólica, que gerarão cerca de 1,5 GW, perfazendo um total de 5,4% do total da potência elétrica em instalação no Brasil. Além disso, outros 208 empreendimentos de geração eólica já se encontram outorgados pela ANEEL e irão gerar um total de 5,8 GW, perfazendo mais de 27% do total de empreendimentos de geração outorgados (não iniciaram sua construção).

Dessa forma, o Brasil deve passar dos atuais 1,5 GW para aproximadamente 9 GW de energia eólica até 2014, de acordo com a ANEEL.

No Rio Grande do Sul, foram contratados para instalação até 2014 um total de aproximadamente 570 megawatts (MW), distribuídos nos empreendimentos a serem construídos em Santana do Livramento, Santa Vitória do Palmar e Chuí.

1.1 OBJETIVOS DO TRABALHO

Engenheiros que trabalham com proteção de sistemas elétricos necessitam de orientação quanto à modelagem dessa forma de geração de energia relativamente nova, no âmbito dos cálculos de curto-circuito, com o intuito de obter a melhor aplicação e parametrização dos relés de proteção.

Com raras exceções, os parques eólicos de forma geral não utilizam geradores síncronos conectados de maneira convencional ao sistema elétrico, como no caso da geração hidrelétrica ou termelétrica, para os quais as características de curto-circuito são bastante conhecidas e consolidadas em toda a comunidade profissional. Por diversas razões que serão discutidas ao longo do trabalho, os geradores utilizam geradores de indução, gerador de indução com dupla alimentação e geradores síncronos conectados à rede através de conversores CA-CC-CA. As características de curto-circuito dessas formas de geração são diferentes do comportamento já familiar dos geradores síncronos convencionais. Há ainda diferenças significativas entre os diferentes tipos de aerogeradores, e entre os diferentes aspectos de fabricação de aerogeradores do mesmo tipo.

O objetivo deste trabalho será realizar um estudo para determinar como se comportam esses geradores em condições de curto-circuito, de forma que seja possível modelar os parques eólicos para estudos dessa natureza.

Com isso, será feito um estudo do impacto em um sistema elétrico equivalente ao do Rio Grande do Sul, decorrente da operação dos parques eólicos a serem instalados nos próximos anos, verificando quais os novos níveis de curto-circuito e a necessidade de adequação dos dispositivos de proteção existentes. Para este estudo será utilizado o software Power World para simular a integração dos parques eólicos em diferentes condições do sistema.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho está dividido em cinco capítulos organizados da seguinte maneira:

O capítulo 2 apresenta uma abordagem sobre a teoria de curto-circuito e proteção de sistemas elétricos, enfatizando as faltas do tipo trifásica e monofásica e fazendo uma comparação entre elas.

No capítulo 3 é verificado o funcionamento dos principais tipos básicos de aerogeradores e o comportamento de cada um deles sob condições de curto-circuito.

No capítulo 4 é realizado um estudo de caso, analisando o impacto da integração dos parques eólicos ao sistema elétrico do Rio Grande do Sul, através das simulações de curto-circuito no sistema.

No capítulo 5 são apresentadas as conclusões e análise dos resultados.

2 TEORIA DE CURTO-CIRCUITO

O estudo de curto-circuito em um sistema elétrico de potência inicia-se pela caracterização da falta trifásica simétrica. Em seguida, podemos dar sequência ao estudo das faltas assimétricas, através do método das componentes simétricas.

2.1 FALTAS TRIFÁSICAS SIMÉTRICAS

A fim de abordar o problema do cálculo da corrente inicial que circula quando um alternador é curto-circuitado, pode-se considerar o que ocorre quando uma tensão CA é aplicada a um circuito RL série com valores constantes de resistência e indutância, ilustrado na figura 1 [1].

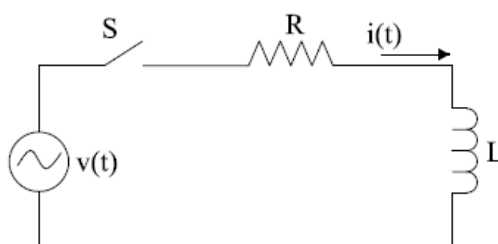


Figura 1 Aplicação de tensão alternada a um circuito RL série.

Seja $V_m \text{sen}(\omega t + \alpha)$ a tensão aplicada, onde t é zero por ocasião da aplicação da tensão. Então α determina o módulo da tensão quando se fecha o circuito. Se a tensão instantânea for zero e estiver aumentando no sentido positivo quando é aplicada pelo fechamento da chave, α será zero. Se a tensão estiver no seu máximo positivo, α será igual a $\pi/2$. A equação diferencial é

$$|V_m| \text{sen}(\omega t + \alpha) = Ri(t) + L \frac{di(t)}{dt} \quad (2.1)$$

cuja solução será

$$i(t) = \frac{|V_m|}{|Z|} [\text{sen}(\omega t + \alpha - \theta) - e^{-Rt/L} \text{sen}(\alpha - \theta)] \quad (2.2)$$

onde $|Z| = \sqrt{R^2 + (\omega L)^2}$ e $\theta = \tan^{-1}(\omega L/R)$.

O primeiro termo da equação (2.2) varia senoidalmente com o tempo; o segundo não é periódico e decresce exponencialmente com uma constante de tempo L/R , sendo chamado de componente CC da corrente. O termo senoidal é considerado o valor de regime permanente da corrente num circuito RL para uma dada tensão aplicada. Se o valor da componente de regime não for zero quando $t = 0$, a componente CC aparece na solução a fim de satisfazer a condição física de ter-se a corrente igual a zero quando do fechamento da chave. Nota-se que a componente CC não existe se o circuito for fechado num ponto da curva de tensão como $\alpha - \theta = 0$ ou $\alpha - \theta = \pi$. Se a chave for fechada em um ponto da curva de tensão em que $\alpha - \theta = \pm \pi/2$, a componente CC terá seu máximo valor inicial, que é igual ao valor máximo da componente senoidal, como ilustrado na figura 2 [1].

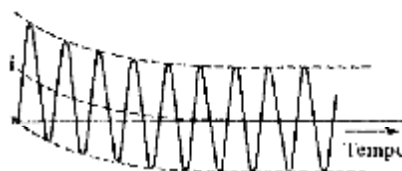


Figura 2 Corrente em função do tempo para uma tensão alternada aplicada ao circuito RL série (Fonte: STEVENSON, 1986).

Um gerador CA (alternador) consiste em um campo magnético rotativo que gera uma tensão no enrolamento da armadura, que tem resistência e reatância. A corrente que circula quando um alternador é curto-circuitado é análoga à que circula quando uma tensão alternada é aplicada subitamente à associação série de uma resistência e uma reatância.

Nota-se a presença de uma componente CC durante os períodos subtransitório e transitório, exatamente como acontece quando uma máquina síncrona é curto-circuitada.

Durante todo o transitório ocasionado pela falta trifásica, a reatância da máquina não permanece constante, mas apresenta um valor subtransitório (X_d''), transitório (X_d') e de regime permanente (X_d) [1].

Considerando uma máquina síncrona operando em vazio, podemos calcular as correntes subtransitória (I''), transitória (I') e de regime permanente (I), utilizando a tensão interna gerada (E_g) e o respectivo valor de reatância (X_d'' , X_d' ou X_d), conforme nos mostram as equações (2.3) a (2.5) [1].

$$I'' = \frac{E_g}{X_d''} \quad (2.3)$$

$$I' = \frac{E_g}{X_d'} \quad (2.4)$$

$$I = \frac{E_g}{X_d} \quad (2.5)$$

As correntes calculadas pelas equações (2.3) a (2.5) recebem o nome de corrente eficaz simétrica, uma vez que seu cálculo não considera o valor da componente CC. A figura 3 apresenta um gráfico típico de corrente de curto-circuito, desconsiderando a componente CC [1].

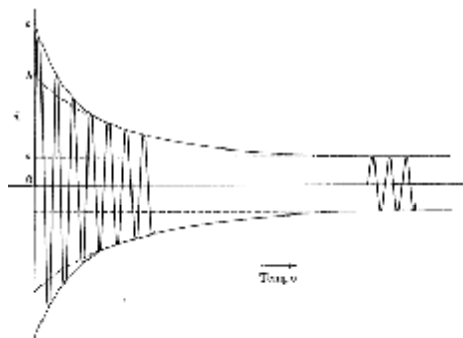


Figura 3 Corrente em função do tempo para uma falta trifásica simétrica. O gráfico não mostra a componente CC (Fonte: STEVENSON, 1986).

Para a escolha de disjuntores, o valor da componente CC precisa ser considerado a fim de fazer o correto dimensionamento do equipamento. No entanto, calcular o valor dessa componente de maneira exata é demasiadamente complicado; métodos aproximados são mais práticos e fornecem resultados suficientemente precisos. O método mais utilizado consiste em utilizar um fator de multiplicação para a corrente de regime permanente, a fim de calcular a corrente que o disjuntor deve ser capaz de interromper no momento em que seus contatos abrem e que é chamada corrente nominal de interrupção [1]. Esse fator é chamado fator de assimetria F_a calculado em função da relação X/R no ponto da falta, e deve multiplicar a corrente de regime permanente para se encontrar a corrente de interrupção do disjuntor [18].

2.2 COMPONENTES SIMÉTRICAS

Em 1918, o Dr. C.L. Fortescue, em seu trabalho intitulado “Método de Componentes Simétricas Aplicado à Solução de Circuito Polifásicos” [16], provou que um sistema desequilibrado de n fasores correlacionados, pode ser decomposto em n sistemas de n fasores equilibrados, denominadas componentes simétricos dos fasores originais [1], sendo esta uma relação única.

Para o caso de um sistema trifásico, Fortescue demonstrou que três fasores desequilibrados podem ser substituídos por três sistemas equilibrados de três fasores, denominados da seguinte maneira:

1. Componentes de sequência positiva, sendo três fasores iguais em módulo, defasados de 120° entre si e tendo a mesma sequência de fases que os fasores originais.
2. Componentes de sequência negativa, sendo três fasores iguais em módulo, defasados de 120° entre si e tendo a sequência de fases oposta a dos fasores originais.

3. Componentes de sequência zero, sendo três fasores iguais em módulo e com defasagem zero entre si.

A figura 4 apresenta três sistemas de fasores equilibrados, que combinados constituem os componentes simétricos de três fasores desequilibrados. Na figura, os índices a , b e c , representam as fases abc , e os índices 1, 2 e 0 representam as componentes de sequência positiva, negativa e zero, respectivamente. Em seguida, na figura 5, é apresentada a soma fasorial das componentes simétricas, ilustrando a síntese dos fasores desequilibrados [1].

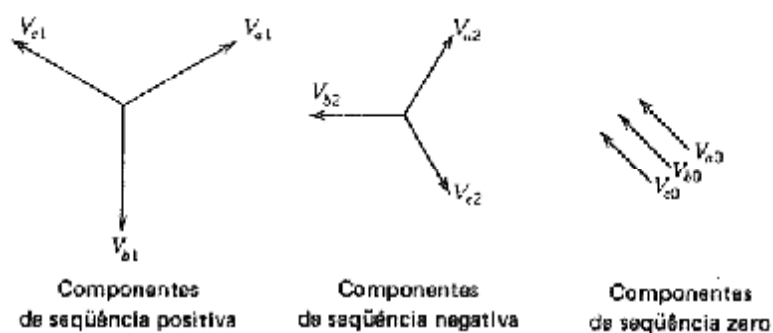


Figura 4 Componentes simétricos de três fasores desequilibrados (Fonte: STEVENSON, 1986).

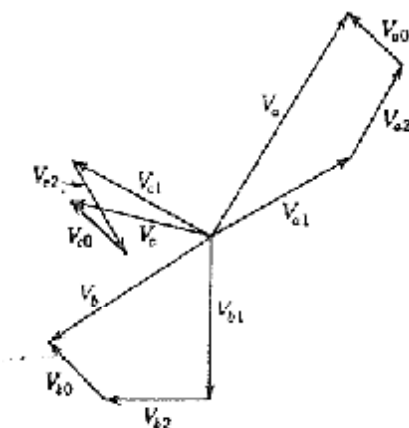


Figura 5 Soma gráfica dos componentes da Figura 4, para a obtenção de três fasores desequilibrados (Fonte: STEVENSON, 1986).

É conveniente, por causa das diferenças de fase das componentes simétricas de tensões e correntes num sistema trifásico, dispor-se de um método simplificado para indicar a rotação de um fasor de 120° . Define-se, então, a letra a como sendo o operador que causa uma

rotação de 120° no sentido anti-horário, sendo um operador de módulo unitário e fase 120° , definido pelas seguintes expressões (2.6):

$$a = 1\angle 120^\circ = 1e^{j2\pi/3} = -0,5 + j0,866 \quad (2.6)$$

Com o auxílio do operador a , aplicado aos fasores da figura 4, podemos chegar à relação definida pela equação (2.7)¹.

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

A equação (2.7) nos mostra como decompor três fasores assimétricos em seus componentes simétricos. Essas relações são de tal importância que normalmente são escritas separadamente.

$$I_{a0} = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c) \quad (2.8)$$

$$I_{a1} = \frac{1}{3}(I_a + aI_b + a^2I_c) \quad (2.9)$$

$$I_{a2} = \frac{1}{3}(I_a + a^2I_b + aI_c) \quad (2.10)$$

Num sistema trifásico, a soma das correntes de linha é igual à corrente I_n , no caminho de retorno pelo neutro. Sendo assim,

$$I_n = I_a + I_b + I_c \quad (2.11)$$

Comparando as equações (2.11) e (2.8) obtemos

¹ A dedução completa para chegar à equação 2.7 não é objetivo deste trabalho. O leitor que desejar se aprofundar no assunto deve consultar a bibliografia clássica a respeito de componentes simétricas e faltas assimétricas em sistemas trifásicos.

$$I_n = 3I_{a0} \quad (2.12)$$

A equação (2.12) mostra que quando não há retorno pelo neutro num sistema trifásico, I_n é zero e então as correntes de linha não possuirão componentes de sequência zero. Uma carga ligada em Δ não tem retorno pelo neutro e, portanto, as correntes que vão para esse tipo de carga não possuem componentes de sequência zero [1].

2.3 IMPEDÂNCIAS DE SEQUÊNCIA E CIRCUITOS DE SEQUÊNCIA

Em qualquer parte de um circuito, a queda de tensão provocada por uma corrente de uma certa sequência depende da impedância daquela parte do circuito para a corrente de tal sequência. A análise de uma falta assimétrica num sistema simétrico consiste em determinar os componentes simétricos das correntes desequilibradas que circulam. Uma vez que as correntes componentes de uma sequência de fase produzem quedas de tensão somente na mesma sequência e são independentes das correntes de outras sequências, num sistema equilibrado, as correntes de qualquer sequência podem ser consideradas como circulando em um circuito independente, constituídas apenas pelas impedâncias daquela sequência [1].

Portanto, para calcular o efeito de uma falta pelo método das componentes simétricas, é necessário determinar as impedâncias de sequência e combiná-las para formar os circuitos de sequência [1].

2.3.1 Circuitos de Sequência de Geradores em Vazio

É bastante simples esquematizar os circuitos de sequência para geradores em vazio. As tensões geradas são apenas de sequência positiva, uma vez que o gerador é projetado para fornecer tensões trifásicas. Portanto, o circuito de sequência positiva é composto de uma FEM em série com a impedância de sequência positiva do gerador. Já os circuitos de sequência

negativa e zero não contém FEM's, porém incluem as impedâncias de seqüência negativa e zero, respectivamente [1].

A corrente que circula pela impedância Z_n entre o neutro e a terra é $3I_{a0}$. Pela figura 6(e), vemos que a queda de tensão de seqüência zero de um ponto à terra é $-3I_{a0}Z_n - I_{a0}Z_{g0}$, onde Z_{g0} é a impedância de seqüência zero por fase do gerador. O circuito de seqüência zero deve, portanto, ter uma impedância de $3Z_n + Z_{g0}$, como mostra a figura 6(f). A impedância total de seqüência zero através da qual circula I_{a0} é

$$Z_0 = 3Z_n + Z_{g0} \quad (2.13)$$

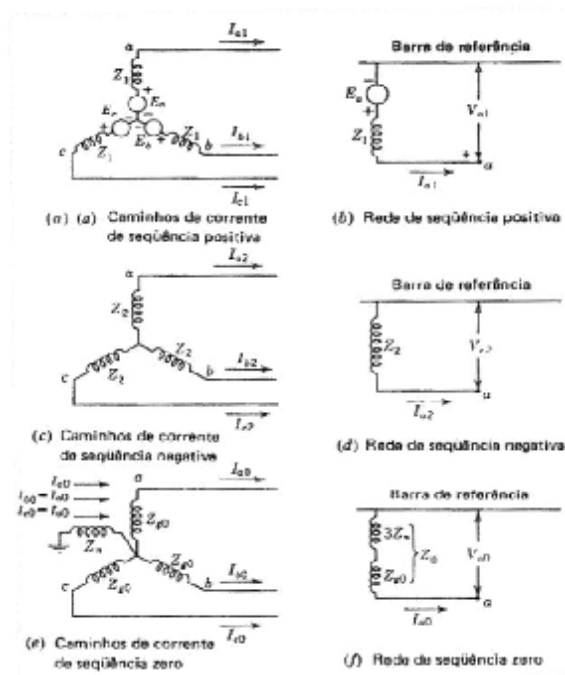


Figura 6 Circuitos de Sequência para um gerador em vazio (Fonte: STEVENSON, 1986)

2.3.2 Circuitos de Sequência Zero

Um sistema trifásico funciona como monofásico no tocante às correntes de seqüência zero, uma vez que elas têm o mesmo valor de módulo e fase em qualquer ponto das três fases do sistema. Portanto, as correntes de seqüência zero só circularão se existir um caminho de

retorno pelo qual possa completar o caminho. A figura 7 mostra os circuitos de seqüência zero para cargas ligadas em Y [1].

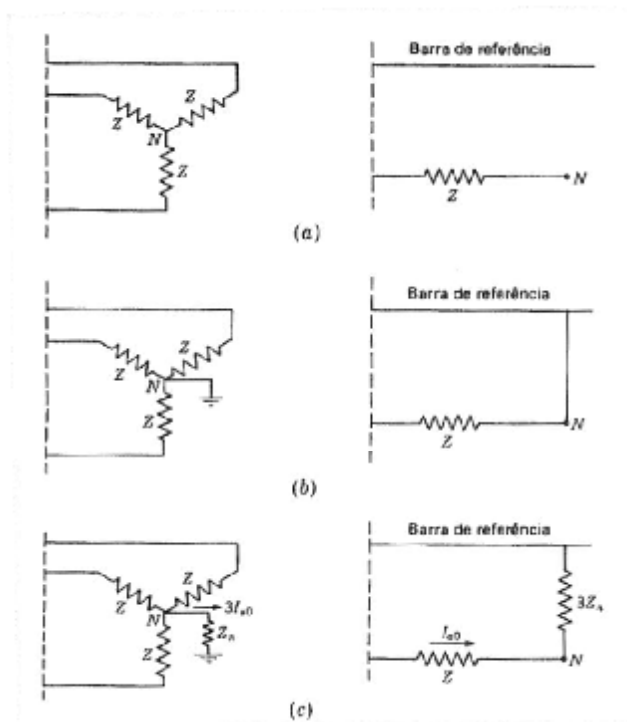


Figura 7 Circuitos de seqüência zero para cargas ligadas em Y (Fonte: STEVENSON, 1986).

Um circuito ligado em Δ , por não dispor de caminho de retorno, oferece uma impedância infinita às correntes de linha de seqüência zero. O circuito de seqüência zero está aberto no circuito ligado em Δ . No entanto, como pode-se inferir a partir da análise da figura 8, as correntes de seqüência zero podem circular dentro do triângulo, quando há indução de uma fonte externa ou tensões geradas de seqüência zero [1].

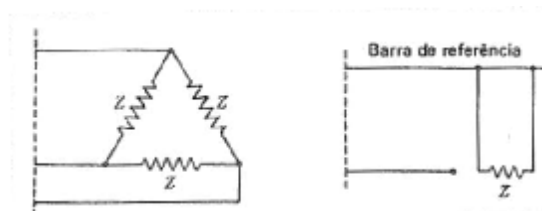


Figura 8 Carga ligada em Δ e seu circuito de seqüência zero (Fonte: STEVENSON, 1986).

Os circuitos equivalentes de seqüência zero de transformadores trifásicos merecem receber uma atenção especial, pois as várias combinações possíveis dos enrolamentos do primário e do secundário, ligados em Y e Δ , alteram a rede de seqüência zero. Desprezando-se a corrente de magnetização, que em geral tem valor muito baixo, sabe-se da teoria de transformadores que a corrente do primário é determinada pela corrente do secundário e pela relação de espiras dos enrolamentos. A partir dessas considerações, é possível construir as equivalências mostradas na figura 9, onde aparecem as principais ligações de transformadores trifásicos, juntamente com seu respectivo circuito de seqüência zero [1]. Os modelos apresentados na figura 9 são válidos para transformadores de núcleo envolvente.

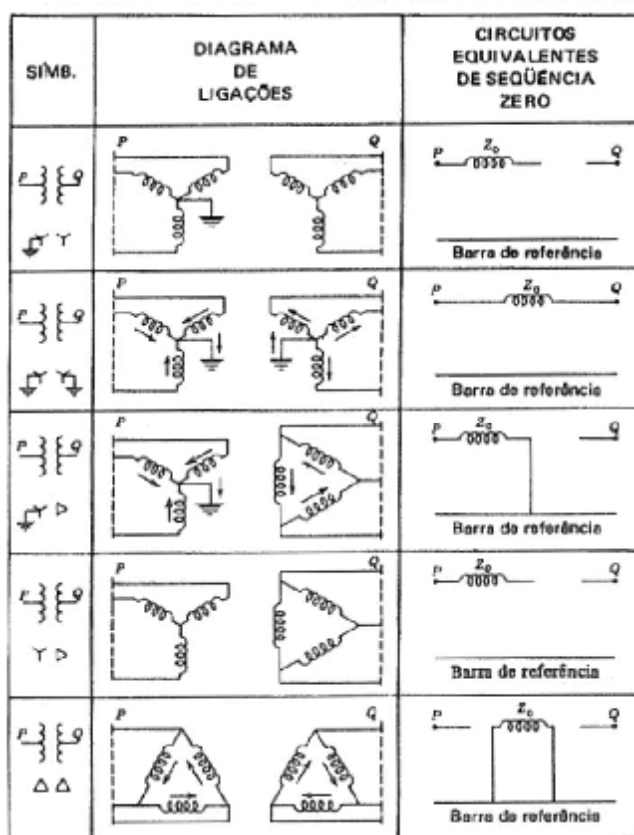


Figura 9 Circuitos de seqüência zero de transformadores trifásicos (Fonte: STEVENSON, 1986).

2.4 FALTAS ASSIMÉTRICAS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

Os circuitos de seqüência vistos anteriormente podem ser interconectados de tal forma que a solução da rede resultante forneça as componentes simétricas da tensão na falta. Na figura 9, são mostradas as conexões das redes de seqüência capazes de simular os diferentes tipos de faltas, inclusive uma falta trifásica simétrica. Os circuitos de seqüência estão indicados esquematicamente por um retângulo em cujo interior há uma linha grossa que representa a barra de terra da rede e um ponto marcado P que representa o ponto da rede em que ocorre a falta. O circuito de seqüência positiva contém forças eletromotrizes que representam as tensões internas das máquinas [1].

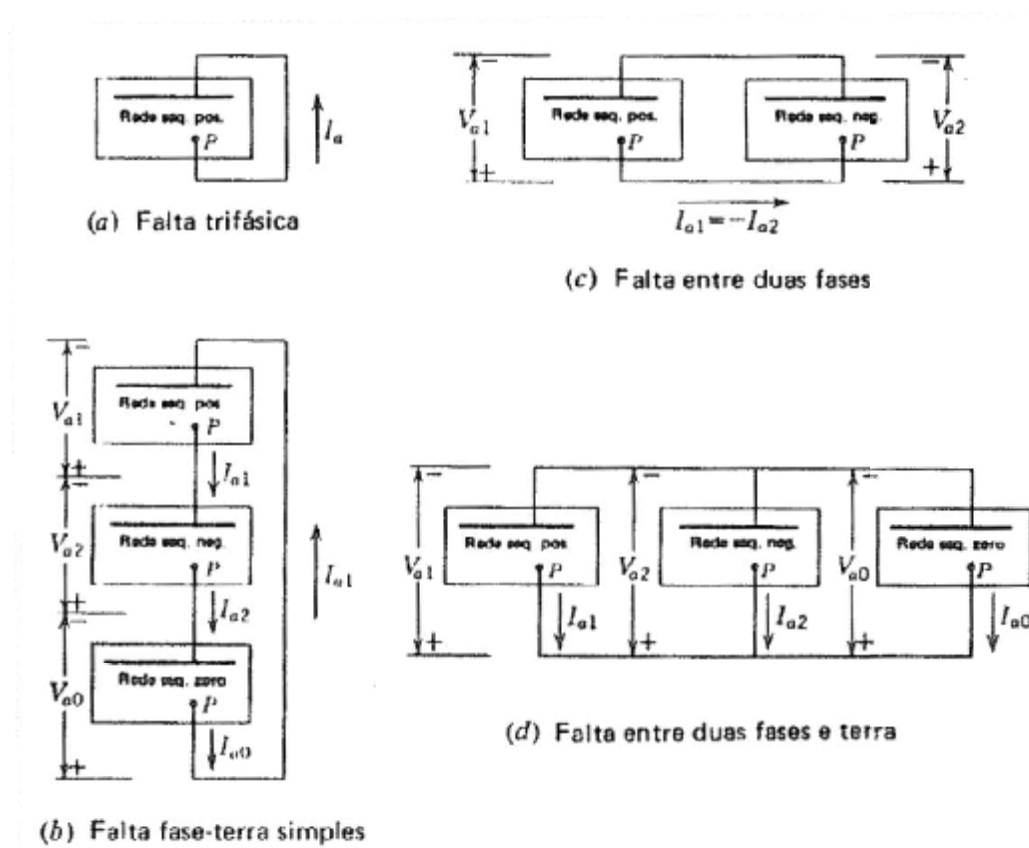


Figura 10 - Conexões dos circuitos de seqüência para simular vários tipos de faltas (Fonte: STEVENSON, 1986).

Além da falta trifásica, que é geralmente o tipo de curto-circuito mais severo e, portanto, determinante para a escolha de disjuntores, o tipo de falta mais comum é o curto-circuito monofásico-terra, responsável por cerca de 65% dos defeitos que ocorrem no sistema elétrico. No caso de uma falta *fase-terra*, de acordo com a figura 9b, verifica-se que a corrente de falta I_f será dada de acordo com a equação 2.14 [1].

$$I_f = \frac{3V_f}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + Z_f} \quad (2.14)$$

2.5 FILOSOFIA DE PROTEÇÃO DOS SISTEMAS

Além de garantir economicamente a qualidade do serviço prestado e assegurar uma vida útil razoável às instalações, as empresas concessionárias dos Sistemas de Energia Elétrica precisam lidar diariamente com perturbações e anomalias que afetam a perfeita operação das redes elétricas. Nesse sentido, o sistema de proteção precisa assegurar o máximo possível a continuidade do fornecimento aos usuários, além de garantir a integridade do material e das instalações que constituem a rede [10].

Idealmente, um sistema de proteção deve cumprir os seguintes objetivos:

- Detectar e isolar faltas instantaneamente em qualquer ponto do sistema;
- Atingir o objetivo anterior enquanto mantém a maior parte do sistema interconectado e operando;
- Restabelecer o sistema à sua configuração original o mais rápido possível, uma vez que muitas faltas são temporárias;
- Diferenciar claramente entre operação normal e anormal, de forma que os dispositivos de proteção nunca atuem desnecessariamente;

2.5.1 Transformadores de Instrumentos

Detectar faltas e outras operações anormais do sistema de potência requer o monitoramento constante das variáveis do sistema, ou seja, tensão, corrente, potência e impedância. Uma vez que as tensões e correntes no sistema de potência são da ordem de kV e kA, respectivamente, é necessário utilizar sinais proporcionais aos valores do sistema [10].

Para esse propósito são normalmente utilizados os transformadores de instrumentos, que são simples, econômicos e provém isolamento elétrica do sistema de potência. Os transformadores de instrumentação são de dois tipos básicos: transformadores de potencial (TP); e transformadores de corrente (TC) [10].

Para aplicações em sistemas de proteção, normalmente os TP's não requerem uma precisão muito elevada. Dessa forma, é razoável modelar o TP como um transformador ideal, definido conforme a equação (2.15).

$$V_2 = \frac{N_2}{N_1} V_1 \quad (2.15)$$

Da mesma forma, um transformador de corrente (TC) também pode ser modelado como ideal como nos mostra a equação (2.16).

$$I_2 = \frac{N_1}{N_2} I_1 \quad (2.16)$$

Para se aprofundar no assunto a respeito de transformadores de instrumentos, o leitor deve consultar as normas nacionais e internacionais referentes a esses equipamentos. As principais normas brasileiras são: NBR 6855 – Transformador de Potencial Indutivo; NBR 6856 – Transformador de Corrente.

2.5.2 RELÉS

Um componente chave em qualquer esquema de proteção de um sistema de potência é um dispositivo chamado relé. Sensibilidade, seletividade, velocidade e confiabilidade são termos comumente usados para descrever as características funcionais dos relés [10].

- A velocidade de atuação, na ocorrência de um curto-circuito, visa diminuir a extensão do dano ocorrido (proporcional a RI^2t), auxiliar a manutenção da estabilidade das máquinas operando em paralelo, melhorar as condições para novamente sincronizar os geradores, assegurar a manutenção de condições normais de operação nas partes sadias do sistema, diminuir o tempo total de paralisação dos consumidores de energia;
- Por sensibilidade entende-se a capacidade da proteção responder às anormalidades nas condições de operação, e aos níveis de curto-circuito para os quais foi projetada;
- Define-se confiabilidade como a probabilidade de um componente, um equipamento ou um sistema satisfazer a função prevista, sob dadas circunstâncias;
- Seletividade é a propriedade da proteção em reconhecer e selecionar entre aquelas condições para as quais uma imediata operação é requerida, e aquelas para as quais nenhuma operação ou um retardo de atuação é exigido;

O relé é um dispositivo que atua baseado na informação que recebe do sistema de potência. Essa informação se refere a sinais proporcionais às magnitudes e aos ângulos de fase de tensões e correntes do sistema, tipicamente, as saídas de transformadores de instrumentos [10].

2.5.3 Disjuntores

O disjuntor é um dispositivo eletromecânico que tem a função de desligar e religar um circuito sob qualquer condição, inclusive sob carga ou quando há um curto-circuito no sistema. Quando os contatos do disjuntor se separam, é formado um arco elétrico e seu papel é justamente extinguir esse arco [10].

As principais características para a especificação de disjuntores são:

- Corrente nominal;
- Capacidade nominal de interrupção das correntes de curto-circuito;
- Tempo para a interrupção da falta;
- Meio de extinção do arco elétrico;
- Meio isolante;
- Tipo de mecanismo de operação a ser utilizado;

Os disjuntores contam atualmente com as seguintes opções de meio de interrupção do arco elétrico:

- Óleo (pequeno e grande volume);
- Ar comprimido;
- Vácuo;
- SF6 (dupla pressão, única pressão e auto extinção);
- Semicondutores;

A principal norma referente a disjuntores no campo dos sistemas elétricos de potência é a NBR 7118 – Disjuntores de Alta Tensão, que deve ser consultada pelo leitor que desejar se aprofundar no assunto.

2.5.4 Utilização conjunta dos equipamentos

A figura 11 mostra um exemplo e utilização de vários dos dispositivos já mencionados, para formar o sistema de proteção de uma linha [10].

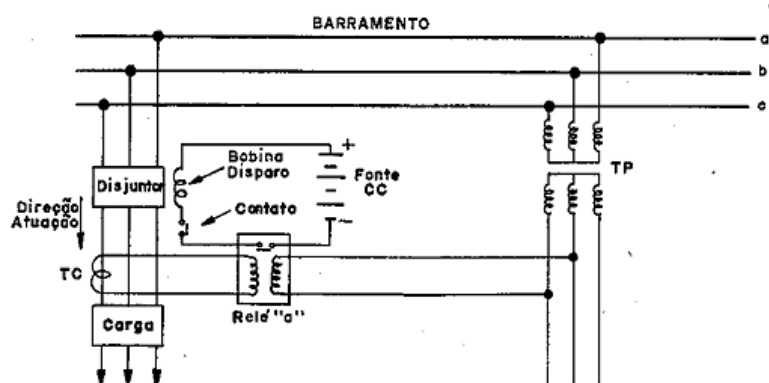


Figura 11 - Conjunto de proteção com TP, TC, Relé e Disjuntor (Fonte: CAMINHA, 1977).

No esquema mostrado, o TP e o TC isolam os equipamentos de proteção do sistema elétrico de potência, fornecendo aos relés sinais de tensão e corrente proporcionais aos do circuito a ser protegido. Os relés fazem a leitura dessas grandezas e, de acordo com sua parametrização, verificam uma possível condição de sobrecorrente (sobrecarga ou curto-circuito), operando a abertura do disjuntor através de sua bobina de disparo.

3 MODELAGEM DE GERADORES EÓLICOS EM CURTO-CIRCUITO

Os problemas relacionados à energia e às questões ambientais têm se mostrado os maiores desafios enfrentados atualmente pela humanidade. Como solução, as tecnologias baseadas em energias renováveis, entre elas a energia eólica, são consideradas como a melhor escolha para suprir a demanda energética futura. No entanto, para que isso seja possível, torna-se necessário entender os desafios que precisam ser vencidos para que a implantação dessas tecnologias ocorra de forma segura.

A tendência para os próximos anos é que um número cada vez maior de parques eólicos seja conectado ao sistema elétrico, o que exige que estes tenham uma operação bem planejada. Os equipamentos de manobra e proteção do sistema devem ser cuidadosamente projetados, para que sejam compatíveis com a operação dos geradores síncronos convencionais já conectados ao mesmo sistema.

3.1 PARQUES EÓLICOS X USINAS CONVENCIONAIS DE GERAÇÃO

Uma planta convencional pode ser formada por um ou vários grandes geradores tendo como máquina primária uma turbina hidráulica, a vapor, a gás, ou movida por meio de outro portador energético. Os geradores são controláveis e ajustáveis entre limites máximos e mínimos, além disso, o despacho das máquinas é realizado de acordo com a demanda de carga e visando uma operação ótima dos pontos de vista técnico e econômico.

Uma planta convencional utiliza geradores síncronos, onde a velocidade de rotação é fixa, ou seja, não há escorregamento; e o fluxo magnético é controlado através da corrente injetada no enrolamento de campo. Dessa forma, o campo magnético girante e o rotor estarão girando a uma velocidade síncrona [2].

Um parque eólico consiste de dezenas de geradores movidos por turbinas eólicas. Atualmente, os geradores eólicos são encontrados comercialmente para potências que chegam

até 5 MW. A máquina primária dos geradores eólicos é a turbina eólica, que utiliza o vento para produzir uma energia limpa e gratuita, embora apresente poluição sonora. No entanto, a produção de energia de um parque eólico depende da variabilidade dos ventos, que via de regra é irregular, e a capacidade de despacho depende da disponibilidade dos ventos no momento em que a carga é exigida, de modo que se torna difícil realizar uma operação programada [2].

Geralmente os parques eólicos cobrem uma extensa área, de modo que são encontradas diversidades na potência de saída dos vários geradores que constituem o parque. Cada gerador está localizado a uma distância elétrica diferente da subestação que conecta o parque ao sistema, ocasionando diferenças nas impedâncias das linhas. Além disso, cada turbina pode estar sendo movida por diferentes velocidades instantâneas dos ventos, dessa forma gerando condições de operação levemente diferentes em cada gerador dentro do mesmo parque eólico [2].

3.2 TIPOS DE GERADORES EÓLICOS

A natureza variável dos ventos faz com que o projeto dos aerogeradores ocorra numa direção oposta à dos geradores síncronos convencionais. Para limitar uma sobrecarga mecânica no sistema do aerogerador, incluindo as hélices e torres, há a necessidade de prover uma forma de conexão “suave” à rede, que permita um desvio da velocidade fixa quando as hélices da turbina forem expostas à turbulência e rajadas de vento. Além disso, a energia extraída da turbina pode ser maximizada se a velocidade da turbina segue a velocidade do vento mantendo uma relação fixa entre a velocidade linear das hélices e a velocidade do vento. Para alcançar esses objetivos, praticamente todas as turbinas eólicas são projetadas com um dos quatro tipos básicos de geradores:

- **Tipo 1** – Gerador de indução com rotor em gaiola;

- **Tipo 2** – Gerador de indução com rotor bobinado e resistência de rotor controlada;
- **Tipo 3** – Gerador de indução com dupla alimentação;
- **Tipo 4** – Gerador síncrono, conectado à rede através de um conversor eletrônico de potência;

O gerador eólico **Tipo 1** consiste num aerogerador que opera com velocidade fixa e caixa multiplicadora. Um gerador de indução de rotor gaiola de esquilo (GIRG) é conectado diretamente à rede através de um transformador. O GIRG sempre absorve potência reativa da rede, por isso, utiliza-se um banco de capacitores para compensação de potência reativa. Um *Soft-Starter* é utilizado para suavizar a conexão à rede [9].

O gerador eólico **Tipo 2** corresponde à turbina eólica de velocidade variável limitada com resistência de rotor variável. Utiliza-se um gerador de indução de rotor bobinado (GIRB) conectado diretamente à rede. Um banco de capacitores realiza a compensação de potência reativa, e utiliza também um *Soft-Starter* para obter uma conexão mais suave à rede. O que torna o gerador Tipo 2 diferente do Tipo 1 é que ele tem uma resistência variável adicional no rotor, que pode ser alterada por um conversor controlado por um sensor óptico, montado no eixo do rotor. Dessa forma, a resistência total do rotor é controlável, permitindo controle do escorregamento do gerador, o que permite o controle da potência de saída do sistema [9].

O gerador eólico **Tipo 3**, conhecido como gerador de indução com dupla alimentação (GIDA), corresponde à turbina eólica de velocidade variável limitada com gerador de indução de rotor bobinado e conversor de frequência com processamento parcial da potência (20% a 30% da potência nominal do gerador) no circuito do rotor. O conversor realiza a compensação de potência reativa e uma conexão suave à rede [9].

O gerador eólico **Tipo 4** corresponde à turbina eólica com ampla variação de velocidade, com o gerador conectado à rede através de um conversor de frequência com

processamento total da potência. O gerador pode ser síncrono de rotor bobinado (GSRB), assíncrono de rotor bobinado (GIRB), ou síncrono com imã permanente (GSIP) [9].

A topologia dos quatro tipos básicos de aerogeradores é ilustrada na figura 12.

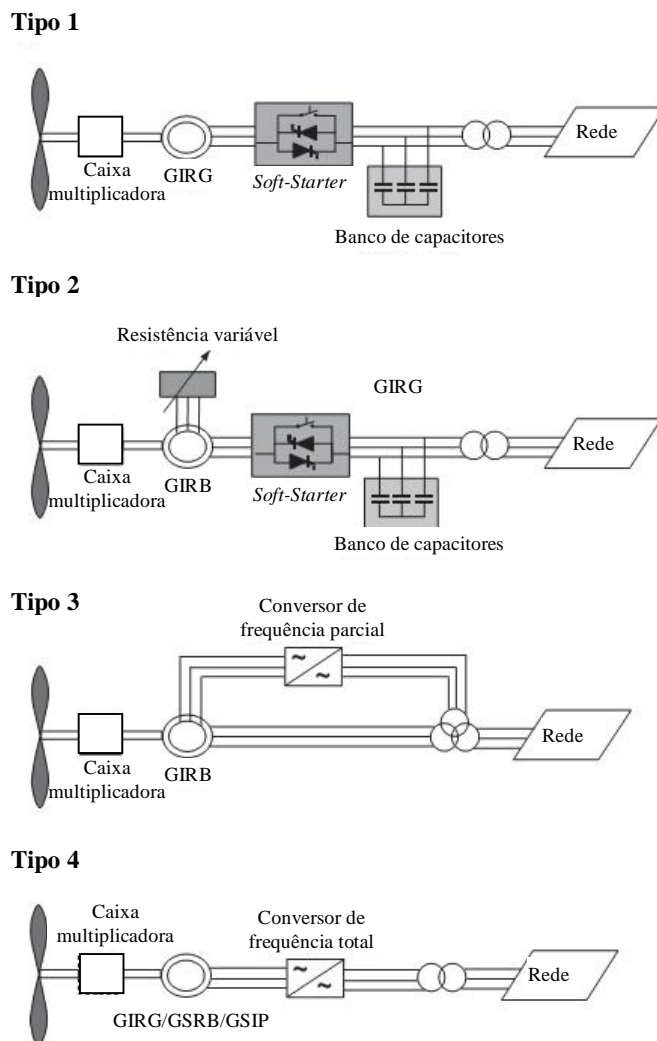


Figura 12 - Configuração dos geradores eólicos (Fonte: ACKERMANN, 2005).

3.3 OPERAÇÃO DOS GERADORES EÓLICOS

Tendo em vista a diversidade entre as características elétricas encontradas entre os vários geradores de um parque eólico, cada gerador deve ter um sistema de proteção próprio e independente. Na prática essa é uma vantagem dos parques eólicos em relação às plantas de geração convencionais, pois durante um distúrbio somente o gerador mais afetado será

desconectado da rede. Para faltas em geral (faltas distantes do ponto de transmissão), somente 5% a 15% dos geradores são desconectados da rede [2].

Os geradores eólicos geram energia a um nível de tensão baixo (490 V a 690 V). Os geradores do Tipo 1 ou Tipo 2 tipicamente possuem bancos de capacitores acoplados para compensação do fator de potência. Já os geradores do Tipo 3 ou Tipo 4 são operados de forma a gerar energia a uma tensão constante, ou ainda com um fator de potência constante [2].

Usualmente, os geradores eólicos são divididos em grupos de geradores conectados utilizando cabeamento subterrâneo, esses grupos são então conectados à subestação através de linhas aéreas, ou novamente através de cabos subterrâneos em 34,5 kV. Uma vez que não é prático modelar centenas de turbinas em uma simulação dinâmica ou simulação de fluxo de carga, é comum encontrar circuitos equivalentes para os grupos de geradores ou mesmo para todo o parque eólico que está sendo estudado [2].

3.4 COMPORTAMENTO SOB CURTO CIRCUITO

3.4.1 GERADORES EÓLICOS TIPO 1 E TIPO 2

A primeira geração de geradores eólicos foram as turbinas de velocidade fixa com gerador de indução de rotor em gaiola (GIRG), e é chamado gerador eólico Tipo 1. A máquina de indução gera eletricidade quando seu rotor é movido acima da velocidade síncrona, ou seja, a máquina possui um escorregamento negativo, tendo tipicamente valores entre 0% e -1% [2]. O circuito equivalente monofásico simplificado de uma máquina de indução de rotor em gaiola é mostrado na figura 13.

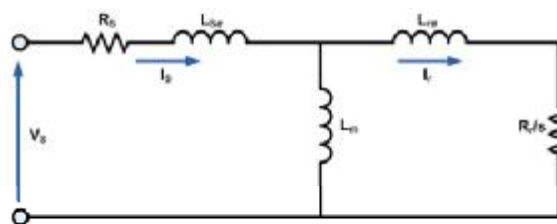


Figura 13 - Circuito equivalente de um GIG (Fonte: MULJADI e GEVORGIAN, 2011).

O circuito da figura 11 é referido ao estator onde R_s e R_r são as resistências do estator e do rotor, $L_{s\sigma}$ e $L_{r\sigma}$ são as indutâncias de dispersão do estator e do rotor, L_m é a indutância de magnetização, e s é o escorregamento do rotor. Um exemplo de diagrama de conexão é mostrado na figura 14.

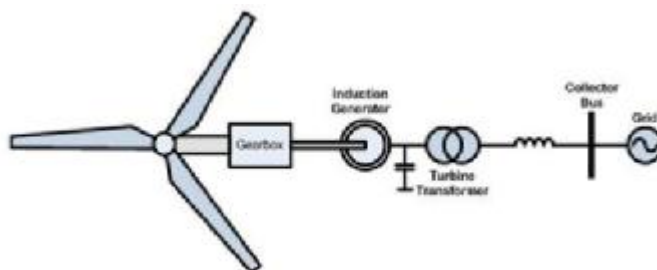


Figura 14 - Gerador Eólico Tipo 1 (Fonte: MULJADI e GEVORGIAN, 2011).

No caso de uma falta trifásica, a inércia das hélices continua movimentando o gerador mesmo depois de a tensão cair a zero nos terminais do gerador, fazendo com que o fluxo do rotor não varie instantaneamente após a queda de tensão decorrente da falta. Além do mais, uma tensão é produzida nos terminais do gerador, fazendo com que haja corrente para a falta até que o fluxo do rotor decaia para zero, processo esse que leva alguns ciclos elétricos para se extinguir. A corrente de falta de um gerador de indução precisa ser considerada quando se está selecionando disjuntores e fusíveis. A corrente de falta é limitada pela impedância interna do gerador (e pode ser calculada pelos parâmetros da figura 12) e pela impedância do sistema elétrico conectado nos terminais do gerador até o ponto onde ocorre o curto-circuito [2].

Para a coordenação de relés instantâneos, a contribuição do gerador no primeiro ciclo é relevante. Essa contribuição pode ser modelada num software de análise de curto-circuito através da representação do gerador de indução como uma “tensão atrás da reatância

subtransitória”, que é a mesma representação de um gerador síncrono. Para faltas assimétricas, ambas as impedâncias de sequência negativa e positiva são consideradas iguais à reatância subtransitória.

Os geradores eólicos normalmente não são aterrados, de modo que não há contribuição para a corrente de sequência zero. No entanto, os parques eólicos tipicamente possuem transformadores de aterramento e transformadores de potência aterrados, que devem ser incluídos na representação do parque eólico para o estudo de curto-circuito.

Para o estudo de faltas no sistema de transmissão, não é conveniente representar todos os geradores de um parque individualmente. É suficiente representar todo o parque eólico através de um gerador equivalente, com uma potência nominal igual à soma de todos os geradores que compõem o parque, em série com uma reatância representando a impedância equivalente de cada gerador com seu respectivo transformador, cabos coletores, além dos transformadores de potência da subestação [2].

3.4.2 GERADORES EÓLICOS TIPO 4

Conceitualmente, o conversor de tensão usado como dispositivo de saída de um gerador do Tipo 4 é similar a um gerador síncrono pois produz uma tensão atrás da indutância de saída, e a magnitude e a fase dessa tensão determina a potência ativa e reativa fornecida pelo gerador. No entanto, essa tensão é sintetizada através de modulação PWM, e por esse motivo é altamente controlável, permitindo que a corrente de saída do gerador seja efetivamente controlada. Uma vez que os componentes eletrônicos de potência são muito suscetíveis a sobrecorrente, essa ação rápida de controle é usada para limitar a corrente de curto-circuito de um gerador Tipo 4 a uma magnitude pequena. Diferentemente de um gerador síncrono, onde o comportamento sob falta é determinado pelas características físicas e as diferenças são pequenas de uma máquina para outra, as correntes de falta de um gerador

do Tipo 4 são funções do projeto específico do sistema de controle. Pode ainda haver diferenças significativas na característica de curto-circuito de uma máquina para outra [3].

A figura 15 mostra a contribuição de um gerador do Tipo 4 para a corrente de uma falta trifásica no ponto de conexão do parque eólico com o sistema de transmissão. Há um pico momentâneo de aproximadamente 2.4 p.u. no meio ciclo inicial, seguido por uma corrente de saída um pouco acima do nível de corrente pré-falta [3].

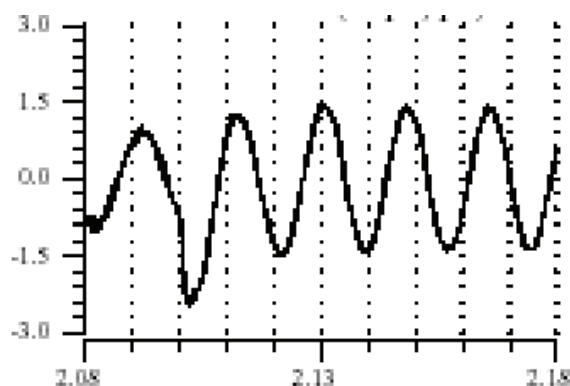


Figura 15 - Corrente terminal do gerador Tipo 4 para uma falta trifásica no ponto de conexão do parque eólico com o sistema de transmissão (Fonte: WAILLING e REICHARD, 2009).

A figura 16 mostra os resultados para uma falta trifásica no barramento de saída (34,5 kV) de um parque eólico, localizado eletricamente próximo do gerador pela impedância do transformador conectado na saída do gerador. A impedância entre o gerador e a localização da falta nessa situação possui uma diferença significativa da situação anterior, no entanto a corrente de falta é aproximadamente a mesma que a apresentada na figura 15. Uma conclusão que pode ser obtida desse fato é que o modelo convencional de curto-circuito, onde o gerador é representado por uma tensão fixa atrás de uma impedância fixa, não é um bom modelo para representar um gerador eólico Tipo 4 [3].

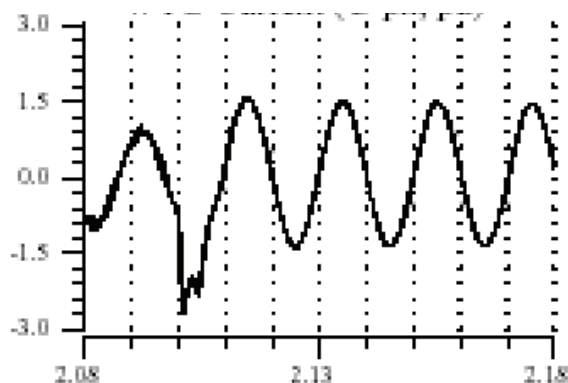


Figura 16 - Corrente terminal do gerador Tipo 4 para uma falta trifásica no barramento coletor do parque eólico (Fonte: WAILLING e REICHARD, 2009).

Para falas assimétricas, o objetivo do sistema de controle é limitar as correntes dos dispositivos eletrônicos de potência individuais. Várias técnicas de controle podem ser empregadas para limitar as correntes em cada dispositivo. Como resultado, o comportamento da corrente do gerador Tipo 4 no caso de uma falta assimétrica pode ser bastante complexo e pode variar bastante de acordo com o projeto específico de cada gerador de um mesmo fabricante [3].

3.4.3 GERADORES EÓLICOS TIPO 3

Os geradores do Tipo 3 são discutidos por último pois eles combinam as características dos outros tipos de geradores. O transiente causado por um curto-circuito pode causar uma tensão extremamente elevada e um impulso de corrente no conversor do gerador. Para limitar esse impulso, uma barra é utilizada para curto-circuitar o rotor, fazendo com que o gerador Tipo 3 se torne um simples gerador de indução quando a barra está fechada. Quando a barra não está fechada, a contribuição do gerador para a corrente de falta é controlada de maneira similar a um gerador Tipo 4 [3].

Para ilustrar a atuação de um gerador Tipo 3 para uma falta na rede, é usada a configuração do modelo mostrado na figura 17a, que pode ser reduzido para o seu equivalente Thevenin, mostrado na figura 17b. As impedâncias foram escolhidas para resultarem em uma

tensão na rede de 0,5 p.u., e uma impedância equivalente de 0,2 p.u., vista dos terminais do gerador. Isso representa um afundamento de tensão na rede de 50% [3].

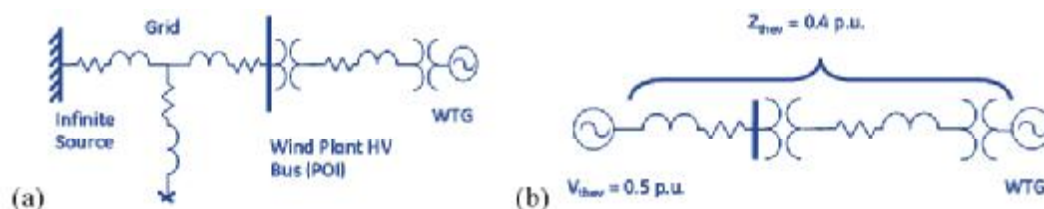


Figura 17 - Modelo usado para representar uma falta na rede; (a) modelo completo, (b) equivalente Thevenin (Fonte: WAILLING e REICHARD, 2009).

A corrente resultante no gerador é mostrada na figura 18a. Modificações na impedância da rede, levando a um equivalente de Thevenin com uma tensão de 0,5 p.u. e uma impedância de 0,4 p.u., fornecem como resultado a corrente mostrada na figura 18b. No segundo caso a impedância efetiva entre o gerador e o ponto da falta foi dobrada, no entanto, há pouca diferença na corrente resultante de curto-circuito [3].

Observando a figura 18, pode-se chegar à conclusão de que a contribuição para a corrente de curto-circuito de um gerador Tipo 3 para faltas na rede é pequena em magnitude, mas relativamente invariante quanto às condições de impedância do sistema [3].

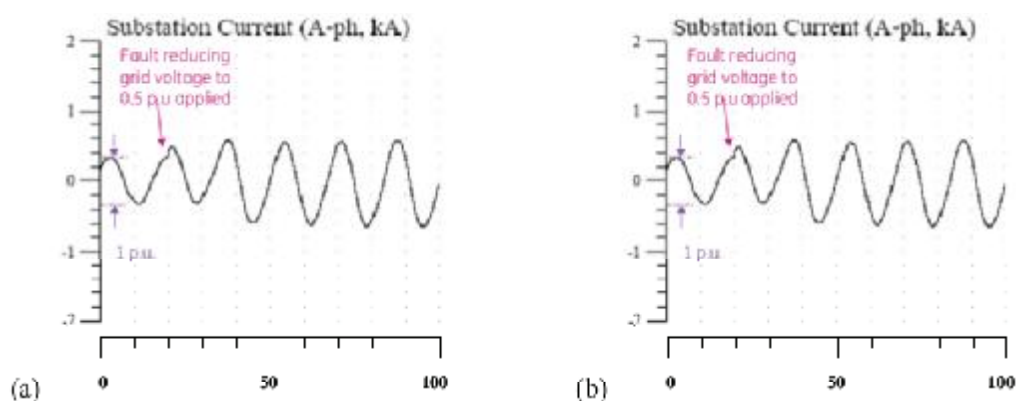


Figura 18 - Corrente de curto-circuito de um gerador Tipo 3 para uma falta trifásica com afundamento de tensão de 50%; (a) impedância equivalente de 0,2 p.u.; (b) impedância equivalente de 0,4 p.u. (Fonte: WAILLING e REICHARD, 2009).

3.5 CONSIDERAÇÕES PARA ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

O comportamento em curto-circuito de geradores eólicos com máquinas de indução pode ser modelado razoavelmente bem em softwares convencionais para análise de curto-circuito. Para análise de faltas monofásicas, o fluxo dinâmico não é representado precisamente por ferramentas convencionais de análise. No entanto, uma fidelidade razoável pode ser conseguida para os ciclos iniciais da corrente de falta usando a reatância subtransitória do gerador, para ambos os valores de impedância de sequência positiva e negativa [3].

Os novos parques eólicos com geradores de indução tipicamente possuem compensação dinâmica de potência reativa para atender exigências de corrente a baixa tensão. Quando são usados dispositivos STATCOM, os dispositivos dinâmicos tem uma contribuição para o curto-circuito similar aos geradores Tipo 4. A representação completa do parque eólico exige que se incluam os efeitos dos dispositivos dinâmicos.

Para parques eólicos que utilizam geradores do Tipo 4, as ferramentas atuais de modelagem para curto-circuito podem não representar diretamente o comportamento quase constante da corrente de falta desse gerador. O usuário do programa pode utilizar um modelo gerador síncrono e, iterativamente, ajustar o valor de impedância para alcançar o valor desejado de corrente. Uma vez que a contribuição para a corrente de falta tende a ser muito pequena, particularmente em comparação com a parcela da corrente de falta proveniente da rede, geralmente não se justifica uma grande precisão [3].

Os geradores do Tipo 3 podem usualmente ser modelados da mesma maneira que os geradores do Tipo 4, quando se trata de faltas fora do parque eólicos (próximas ao ponto de conexão com o sistema de transmissão). Faltas dentro do parque são mais complexas. Se a corrente máxima de curto-circuito for a condição limitante para o estudo em questão, por exemplo para determinar o valor nominal de disjuntores, a representação como sendo um

gerador de indução é conservadora e portanto suficiente, para faltas localizadas dentro do parque.

Quando for necessária grande precisão na modelagem de geradores Tipo 3 ou Tipo 4, uma simulação detalhada do transiente utilizando ferramentas como PSCAD ou EMTP (Electromagnetic Transient Program) precisa ser efetuada. Tais simulações, entretanto, perdem o mérito se os conversores de potência e controladores não são modelados em grande detalhe, de acordo com os algoritmos de controle dos fabricantes. Modelos genéricos ou idealizados geralmente produzem resultados errôneos [3].

3.6 CONSIDERAÇÕES QUANTO À PROTEÇÃO

Para a proteção de linhas de transmissão, os parques eólicos devem ser tratados como pequenas fontes em comparação com a rede. Geradores Tipo 1 e Tipo 2 irão prover a contribuição clássica dos geradores de indução, que decai rapidamente, mas que geralmente alcançam uma magnitude muito maior do que a corrente de falta dos geradores Tipo 3 e Tipo 4. Em fazendas eólicas conectadas radialmente a uma subestação de transmissão, os relés digitais de impedância existentes devem operar corretamente para qualquer dos quatro tipos de geradores. Já os parques conectados às linhas de três terminais podem criar alguns problemas com respeito à impedância aparente quando da ocorrência da falta. O relé de impedância do parque eólico terá precisão suficiente na medição da impedância para o tap da linha. No entanto, a impedância do tap para a falta será amplificada pelo fator *corrente total/corrente do parque eólico*, então a impedância aparente para a falta será maior do que a soma das impedâncias reais das linhas. Este fenômeno pode resultar em um valor de impedância alto, que pode aparentar um valor de impedância encontrado em condições normais de operação [3].

Após distúrbios severos, várias linhas de transmissão podem ser desconectadas e parte da rede ficar isolada, podendo causar um desbalanço entre a produção e o consumo de energia nesta parte da rede. Como regra, não é necessário desconectar os parques eólicos desde que certos limite de tensão e frequência não sejam excedidos.

Elevadas correntes de curto-circuito, subtensões e sobretensões durante e após a falta podem também danificar as turbinas eólicas e outros equipamentos associados à elas. O sistema de proteção do parque eólico deve também ser projetado para atingir dois objetivos:

- Estar de acordo com os requerimentos de operação normal da rede e dar suporte à rede durante e após a falta;
- Proteger o parque eólico contra danos originados de faltas ocorridas na rede.

Os parques eólicos precisam ser providos de proteção de subfrequência e sobrefrequência, subtensão e sobretensão, proteção diferencial do transformador do gerador, e proteção de retaguarda (incluindo proteção de sobrecorrente do gerador, e proteção de distância do gerador) [3].

3.7 MODELAGEM DO PARQUE EÓLICO PARA ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

De acordo com o método IEEE/ANSI [17], o modelo do gerador de indução para cálculo de curto-circuito é representado como uma fonte de tensão de 1 p.u. em série com sua reatância subtransitória de eixo direto X_d'' . Sabendo a corrente de rotor bloqueado do gerador de indução quando este é testado como um motor de indução, o valor de X_d'' pode ser calculado pela equação 3.1 [4].

$$X_d''(pu) = \frac{1}{I_{rotor\ bloqueado}(pu)} \quad (3.1)$$

Em outras palavras, para uma falta trifásica no barramento de baixa tensão da turbina eólica, cada fase contribui com uma corrente de curto-circuito simétrica máxima de

magnitude igual à corrente de rotor bloqueado de um gerador de indução, durante os primeiros ciclos da falta [4].

Utilizando este modelo para o gerador de indução, a representação do sistema coletor para cálculo de curto-circuito é mostrada na figura 19.

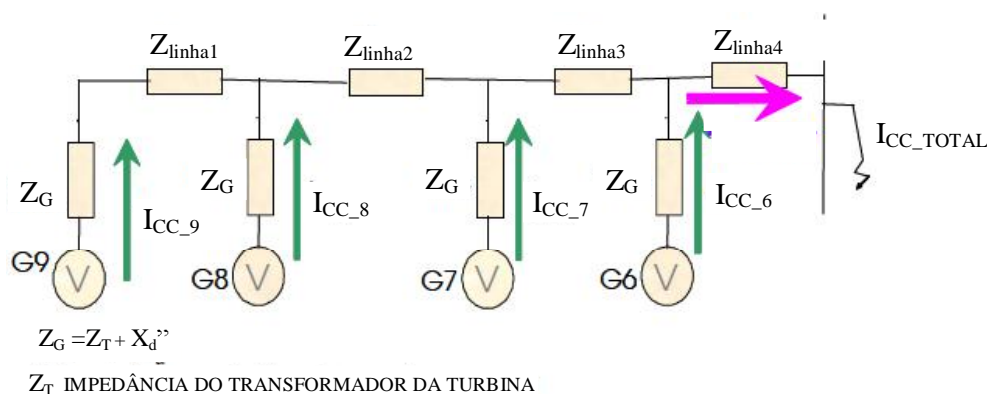


Figura 19 - Representação do sistema coletor para cálculo de curto-circuito (Fonte: SAMAAN et al, 2008).

3.7.1 IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE DO PARQUE EÓLICO

Do ponto de vista prático, para análise de curto-circuito no nível de transmissão, não é interessante modelar o parque eólico em detalhes. Em vez disso, uma fonte de tensão de 1 p.u. em série com uma impedância equivalente pode ser usada. O procedimento para se chegar a esse modelo equivalente pode ser resumido nos passos a seguir:

1. Um modelo detalhado do parque eólico é construído, incluindo a representação exata do sistema coletor com as turbinas, os cabos, linhas aéreas, transformadores de saída de cada gerador.
2. O modelo é usado para determinar a corrente de falta trifásica e monofásica à terra no ponto de baixa tensão (34,5kV) da subestação do parque eólico. Esses cálculos são efetuados com o disjuntor do lado de baixa tensão da subestação aberto, de modo que a única fonte para a corrente de curto-circuito seja o próprio parque eólico.

3. As correntes de curto-circuito calculadas são então utilizadas para encontrar as impedâncias de sequência positiva e zero da planta, utilizando as equações 3.2 e 3.3, respectivamente:

$$Z_1 = Z_2 = \frac{V_L}{\sqrt{3} * I_{cc3\phi}} \quad (3.2)$$

$$Z_0 = \frac{3V_F}{I_{cc1\phi}} - 2Z_1 \quad (3.3)$$

Onde: Z_1 , Z_2 , e Z_0 são as impedâncias equivalentes de sequência positiva, negativa e zero, respectivamente. V_L e V_F são as tensões de linha e de fase no lado de BT (baixa tensão) da subestação. $I_{cc3\phi}$ e $I_{cc1\phi}$ são as correntes de curto-circuito trifásico e monofásico, respectivamente, no lado de BT da subestação.

4. Dessa forma o parque eólico é representado como uma tensão de 1 p.u. em série com as impedâncias de sequência positiva e zero, como mostrado na figura 20.

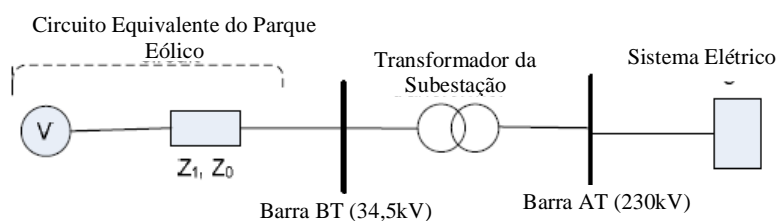


Figura 20 - Circuito equivalente para o cálculo de curto-circuito no nível de transmissão (Fonte: SAMAN et al, 2008).

4 ESTUDO DE CASO

Em sistemas elétricos de potência, constituído de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, se faz necessário realizar vários estudos para garantir permanentemente a integridade e confiabilidade do sistema. Dentre esses, os mais importantes são os de fluxo de carga, despacho econômico, faltas e estabilidade [1].

Neste capítulo serão simulados alguns casos de curto-circuito nas barras onde já estão instalados, ou serão instalados novos parques eólicos. Terão prioridade as simulações de curto-circuito trifásico simétrico, por ser o estudo que determina diretamente o dimensionamento de disjuntores, através da capacidade nominal simétrica de interrupção.

4.1 METODOLOGIA

Atualmente existem vários softwares de simulação disponíveis no mercado, dentre os quais se destacam o ANAFAS e o *Power World*. O ANAFAS, simulador desenvolvido pelo CEPEL, possui grande confiabilidade nos resultados, mas não possui uma boa interface gráfica. O *Power World* é um programa que faz uso extensivo de gráficos, tabelas e animações, aumentando a compreensão das características do sistema. Por essas razões, optou-se pela utilização do *Power World* para a realização desse trabalho.

A figura 20 mostra uma visão geral do modelo do sistema elétrico do Rio Grande do Sul utilizado nas simulações de curto-circuito através do *Power World*. Para essas simulações, foram utilizadas apenas 40 barras, que é o limite para a versão educacional do programa [11]. Devido a isso, algumas barras juntamente com suas cargas, além das impedâncias de sequência positiva e zero, foram omitidas e representadas de maneira equivalente em outras barras de maior importância.

A maior parte dos parques eólicos do Rio Grande do Sul está sendo construído utilizando aerogeradores do **Tipo 4** que, como já explicado nos capítulos anteriores, apresenta uma influência muito baixa nos níveis de curto-circuito, devido ao fato de serem conectados ao sistema elétrico através de conversores de potência, os quais mantêm a corrente efetivamente controlada mesmo em condições de curto-circuito. Dessa forma, optou-se por utilizar uma abordagem mais genérica para as simulações no sistema elétrico simplificado do Rio Grande do Sul, modelando os parques eólicos como sendo uma fonte de tensão em série com uma reatância subtransitória.

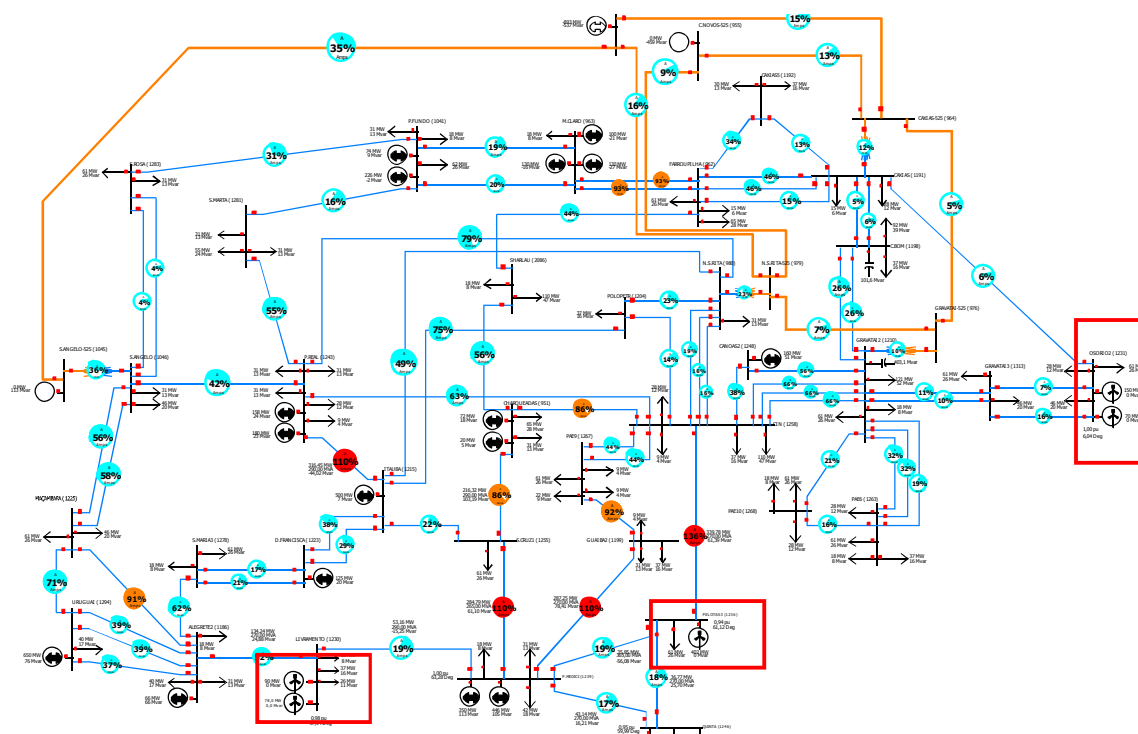


Figura 11 - Modelo do sistema elétrico do RS no programa *Power World*

Os parques eólicos de Osório, dos Índios, Sangradouro e Cidreira I, mostrados com maior detalhe na figura 22, foram simulados como se estivessem todos conectados na barra OSÓRIO2. O complexo já está em operação e pode fornecer ao sistema elétrico um total de 220 MW.

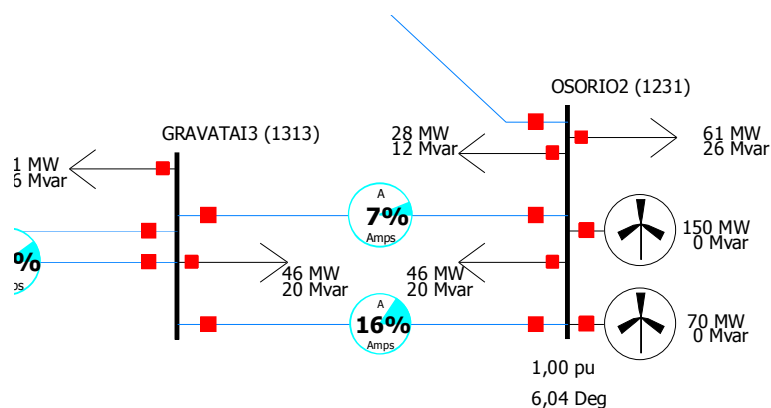


Figura 22 - Representação do Complexo Eólico de Osório, conectado à barra OSORIO2.

Em Santana do Livramento, encontra-se totalmente em operação a primeira fase do complexo eólico Cerro Chato, composto pelos parques Cerro Chato I (30 MW), Cerro Chato II (30 MW) e Cerro Chato III (30 MW), tendo o último aerogerador entrado em operação em janeiro de 2012. Em uma segunda fase, já está oficializado o início das obras para construção dos parques eólicos Cerro Chato IV (10 MW), V (12 MW), VI (24 MW), Cerro dos Trindade (8 MW) e Ibirapuitã I (24 MW), totalizando 168 MW de energia eólica que será injetada na Barra LIVRAMENTO até 2013 [12]. O complexo eólico em Santana do Livramento é mostrado na figura 23, representado por duas gerações eólicas: uma de 90 MW já em operação, e outra de 78 MW que entrará em operação até 2013.

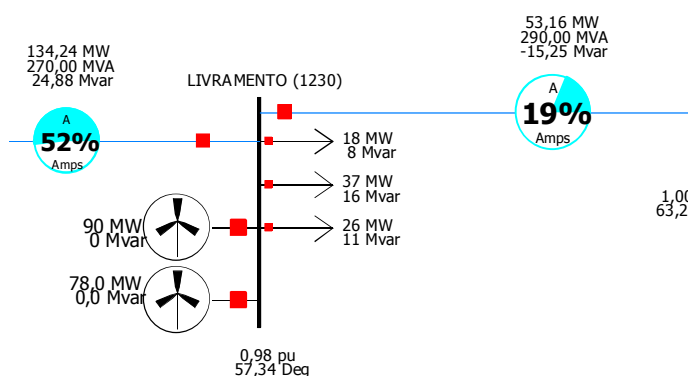


Figura 23 - Complexo Eólico Cerro Chato, em Santana do Livramento – RS

Os parques eólicos em Chuí – RS, Mínuano (46 MW) e Chuí (98 MW), e os parques eólicos em Santa Vitória do Palmar – RS, Verace (258 MW), foram representados como uma

fonte de geração eólica conectada à barra PELOTAS3, conforme ilustrado na figura 24. Esses parques estão programados para entrar em operação em 2014, e juntos irão injetar 402 MW de energia eólica no sistema elétrico do Rio Grande do Sul.

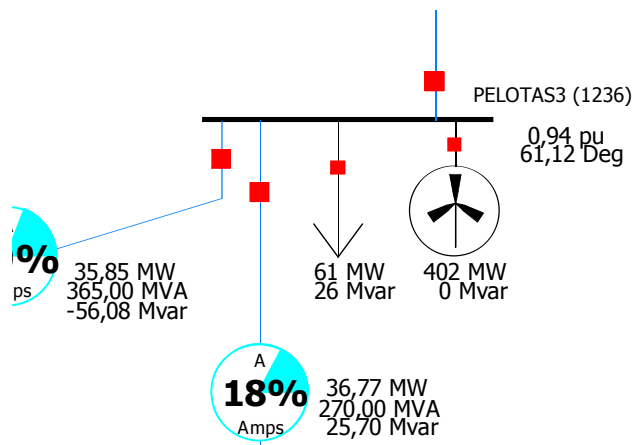


Figura 24 – Representação dos parques eólicos de Chuí e Santa Vitória do Palmar – RS

Para viabilizar a conexão dos parques eólicos de Chuí e Santa Vitória do Palmar, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) percebeu a necessidade de reforço no sistema de transmissão, prevendo uma nova linha de transmissão em 525 kV, pois a linha em 138 kV existente entre os municípios de Rio Grande e Santa Vitória do Palmar é insuficiente para transmitir toda a energia prevista. Esta nova linha em 525 kV poderá ser construída de Santa Vitória do Palmar para Rio Grande (QUINTA) ou para Pelotas (PELOTAS3). Neste trabalho optou-se por considerar que essa linha será conectada com PELOTAS3.

Por fim, os dados de interligações e barras que foram utilizados para representar o sistema elétrico do Rio Grande do Sul no software *Power World* foram obtidos dos Dados Técnicos do Sistema Interligado Nacional do Operador Nacional do Sistema (ONS - SINDAT) [6].

4.2 CURTO-CIRCUITO

Como já visto anteriormente, o Rio Grande do Sul contará com aproximadamente 800 MW de energia eólica conectada em seu sistema elétrico até 2014, através dos parques eólicos em Osório, Santana do Livramento, Santa Vitória do Palmar e Chuí. Nesta seção, serão simulados alguns casos de curto-circuito nos barramentos onde essa energia eólica será injetada, a fim de averiguar o impacto nos níveis de curto-circuito do sistema, que poderá ou não acarretar a superação da capacidade de interrupção dos disjuntores atualmente instalados, implicando numa eventual necessidade de adequação do sistema.

Neste trabalho optou-se por fazer simulações de curto-circuito trifásico simétrico e também curto-circuito monofásico. Nenhuma impedância de falta foi utilizada nas simulações, no intuito de assegurar as condições mais severas possíveis. Os dados de disjuntores atualmente instalados foram obtidos do documento “ESTUDOS DE CURTO-CIRCUITO PERÍODO 2008-2011 – VOLUME 2”, que é um documento revisado anualmente pelo ONS. Em virtude de sua relevância para este trabalho, a página 144 deste documento está disponível no ANEXO A, por conter os dados de disjuntores instalados e os valores oficiais de curto-circuito das barras analisadas.

4.2.1 CURTO-CIRCUITO NA BARRA OSORIO2

O parque eólico de Osório é o maior atualmente na América Latina e encontra-se em operação comercial desde 2006, podendo injetar até 220 MW de energia eólica na Barra OSORIO2. O parque gera energia em uma tensão de 34,5 kV, que é levada por cabos subterrâneos até a subestação de saída do complexo, e em seguida é conectada na barra OSORIO2 (figura 22) através de 8 km de linha de transmissão.

Primeiramente é feita uma simulação de um curto-circuito trifásico na barra OSORIO2, com o parque eólico desconectado, e em seguida o mesmo tipo de falta é simulada com o parque conectado ao sistema elétrico. Os resultados são mostrados em sequência nas figuras 25 e 26.



Figura 25 - Falta trifásica na barra OSORIO2 com o parque eólico desconectado.



Figura 26 - Falta trifásica na barra OSORIO2 com o parque eólico conectado.

Nas simulações feitas utilizando o software *Power World*, observa-se um aumento na corrente de curto-circuito de 4541 A para 5816 A quando o parque eólico é conectado, devido claramente à máxima potência que pode ser fornecida por este parque.

Comparando os valores encontrados para curto-circuito trifásico com os valores oficiais fornecidos no ANEXO A, verifica-se que a simulação é coerente com a realidade. Uma vez que o parque eólico se encontra em operação desde 2006, o valor simulado com o parque conectado é de 5,8 kA, próximo do valor oficial de 6,1 kA [13].

Em seguida, é feita novamente a simulação na barra OSORIO2, com o parque eólico desconectado e logo após com o parque conectado. No entanto, a simulação agora é feita para um curto-circuito do tipo monofásico-terra. Os resultados são mostrados nas figuras 27 e 28.



Figura 27 - Falta monofásica na barra OSORIO2 com o parque eólico desconectado.



Figura 28 - Falta monofásica na barra OSORIO2 com o parque eólico conectado.

Observa-se novamente um aumento na corrente de curto-circuito de 2994 A para aproximadamente 3342 A, devido à conexão do parque eólico na barra OSORIO2.

Comparando os valores encontrados para curto-circuito monofásico com os valores oficiais fornecidos no ANEXO A, verifica-se que a simulação não está coerente com a realidade. Uma vez que o parque eólico se encontra em operação desde 2006, o valor simulado com o parque conectado é de 3,3 kA, discrepante do valor oficial de 6,5 kA [13]. A diferença nos resultados pode ser devido a discrepâncias no cálculo das impedâncias de sequência zero do sistema, ou na representação do aterramento do sistema ou equipamento que incide no curto-circuito monofásico.

Na avaliação da adequação do disjuntor, verifica-se que o sistema de proteção suporta com boa margem de segurança a conexão dos parques eólicos de Osório, bem como poderia receber mais parques conectados nessa mesma barra, uma vez que a barra OSORIO2 dispõe de disjuntor instalado com capacidade nominal de 25 kA [13].

4.2.2 CURTO-CIRCUITO NA BARRA LIVRAMENTO

O complexo eólico Cerro Chato em Santana do Livramento conta atualmente com 90 MW disponíveis de energia eólica e encontra-se em operação comercial desde o início do ano de 2012, e contará com mais 78 MW de energia eólica disponível e com previsão de entrar em operação comercial a partir de janeiro de 2013, totalizando cerca de 168 MW de energia sendo injetadas na Barra LIVRAMENTO2.

Primeiramente é feita uma simulação de um curto-circuito trifásico na barra LIVRAMENTO2, com o parque eólico desconectado, e em seguida o mesmo tipo de falta é simulada com o parque conectado ao sistema elétrico. Os resultados são mostrados em sequência nas figuras 29 e 30.



Figura 29 - Falta trifásica na barra LIVRAMENTO com o parque eólico desconectado.



Figura 30 - Falta trifásica na barra LIVRAMENTO com o parque eólico conectado.

Nas simulações realizadas, observa-se um aumento na corrente de curto-circuito de 2558 A para 5078 A quando o parque eólico é conectado, devido aos 168 MW de potência máxima que pode ser fornecida por este parque.

Comparando os valores encontrados para curto-circuito trifásico com os valores oficiais fornecidos no ANEXO A, verifica-se que a simulação é coerente com a realidade.

Uma vez que o parque eólico se encontrava totalmente fora de operação até 2011 (última revisão do documento em anexo), o valor simulado com o parque desconectado é de 2,6 kA, sendo que o valor oficial também é de 2,6 kA [13].

Em seguida, é feita novamente a simulação na barra LIVRAMENTO2, com o parque eólico desconectado e logo após com o parque conectado. No entanto, a simulação agora é feita para um curto-circuito do tipo monofásico-terra. Os resultados são mostrados nas figuras 31 e 32.

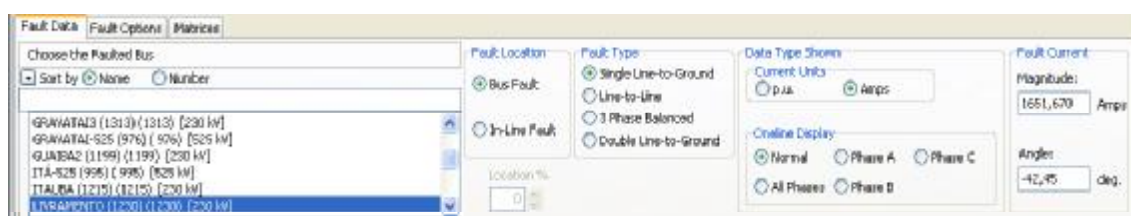


Figura 31 - Falta monofásica na barra LIVRAMENTO com o parque eólico desconectado.



Figura 32 - Falta monofásica na barra LIVRAMENTO com o parque eólico conectado.

Observa-se novamente um aumento na corrente de curto-circuito de 1652 A para aproximadamente 6944 A, devido à conexão do parque eólico na barra LIVRAMENTO2.

Comparando os valores encontrados para curto-circuito monofásico com os valores oficiais fornecidos no ANEXO A, verifica-se que a simulação não está coerente com a realidade. Uma vez que o parque eólico se encontrava totalmente fora de operação até 2011, o valor simulado com o parque desconectado é de 1,6 kA, discrepante do valor oficial de 2,7 kA [13]. Estas discrepâncias podem ser devidas a erros na modelagem e representação de

componentes do sistema, como mencionado na seção anterior, e deverão ser verificados nos trabalhos futuros.

Na avaliação da adequação do disjuntor, verifica-se que o sistema de proteção suporta com boa margem de segurança a conexão dos parques eólicos de Santana do Livramento, uma vez que a barra LIVRAMENTO2 dispõe de disjuntor instalado com capacidade nominal de 40 kA [13].

4.2.3 CURTO-CIRCUITO NA BARRA PELOTAS3

Os complexos eólicos de Chuí e Santa Vitória do Palmar vão produzir juntos mais de 400 MW de energia eólica, e possuem previsão de entrar em operação comercial em janeiro de 2014, injetando toda essa energia na Barra PELOTAS3.

Para avaliar o impacto nos níveis de curto-circuito na barra PELOTAS3, é feita uma série de simulações de faltas trifásicas e monofásicas nessa barra. Primeiramente, é feita uma simulação de um curto-circuito trifásico na barra PELOTAS3, com o parque eólico desconectado, e em seguida o mesmo tipo de falta é simulada com o parque conectado ao sistema elétrico. Os resultados são mostrados em sequência nas figuras 33 e 34.



Figura 33 - Falta trifásica na barra PELOTAS3 com o parque eólico desconectado.



Figura 34 - Falta trifásica na barra PELOTAS3 com o parque eólico conectado.

Para este caso, observa-se um aumento na corrente de curto-circuito de 3412 A para 4531 A quando o parque eólico é conectado, decorrentes dos 402 MW de potência máxima que pode ser fornecida por este parque.

Comparando os valores encontrados para curto-circuito trifásico com os valores oficiais fornecidos no ANEXO A, verifica-se que a simulação é coerente com a realidade. Uma vez que este parque eólico ainda não foi construído, o valor simulado com o parque desconectado é de 3,4 kA, razoavelmente próximo do valor oficial de 3,9 kA [13]. É necessário também lembrar que neste caso está sendo simulada uma linha de transmissão que ainda não foi construída, cujos valores de impedância foram estimados.

Em seguida, é feita novamente a simulação na barra PELOTAS3, com o parque eólico desconectado e logo após com o parque conectado. No entanto, a simulação agora é feita para um curto-circuito do tipo monofásico-terra. Os resultados são mostrados nas figuras 35 e 36.



Figura 35 - Falta monofásica na barra PELOTAS3 com o parque eólico desconectado.



Figura 36 - Falta monofásica na barra PELOTAS3 com o parque eólico conectado.

Observa-se novamente um aumento na corrente de curto-circuito de 2173 A para aproximadamente 2404 A, devido à conexão do parque eólico na barra PELOTAS3.

Comparando os valores encontrados para curto-circuito monofásico com os valores oficiais fornecidos no ANEXO A, verifica-se que a simulação não está coerente com a realidade. Uma vez que o parque eólico ainda não foi construído, o valor simulado com o parque desconectado é de 2,2 kA, discrepante do valor oficial de 4,2 kA [13]. Novamente, como já mencionado nas seções anteriores, essas discrepâncias na modelagem dos componentes do sistema devem ser verificadas em trabalhos futuros.

Na avaliação da adequação do disjuntor, novamente verifica-se que o sistema de proteção suporta com boa margem de segurança a conexão dos parques eólicos de Santa Vitória do Palmar e Chuí, uma vez que a barra PELOTAS3 dispõe de disjuntor instalado com capacidade nominal de 40 kA [13].

4.3 SÍNTESE DOS RESULTADOS OBTIDOS

A tabela 1 apresenta um resumo dos resultados obtidos, e também os valores oficiais de curto-circuito, para fazer uma verificação dos resultados da simulação. Além disso, a tabela facilita a verificação de eventual necessidade de adequação do sistema.

Tabela 1 – Comparação entre Simulação x Valores Oficiais de Curto-Circuito

BARRAS	VALORES SIMULADOS (kA)				VALORES OFICIAIS (kA)*		
	Parque Desconectado		Parque Conectado				Capacidade Nominal do Disjuntor (kA)
	$I_{cc1\phi}$	$I_{cc3\phi}$	$I_{cc1\phi}$	$I_{cc3\phi}$	$I_{cc1\phi}$	$I_{cc3\phi}$	
OSÓRIO2	3,0	4,5	3,3	5,8	6,5	6,1	25,0
LIVRAMENTO2	1,6	2,6	6,9	5,1	2,7	2,6	40,0
PELOTAS3	2,1	3,4	2,4	4,5	4,2	3,9	40,0

* Valores retirados do documento apresentado no ANEXO A, para o ano de 2011 [13].

Analisando a tabela 1, verifica-se que em todos os casos não há necessidade de adequação do sistema, pois os níveis de curto-circuito encontrados estão bem abaixo da capacidade nominal de interrupção simétrica dos disjuntores instalados.

Quanto à coerência dos valores encontrados, percebe-se que os níveis de curto-circuito trifásico simulados estão muito próximos dos valores oficiais apresentados, demonstrado a validade das simulações.

Não foi possível verificar a mesma coerência nos resultados de simulação obtidos para os níveis de curto-circuito monofásico, onde a tabela 1 mostra que os valores simulados estão bastante discrepantes dos valores oficiais apresentados. A principal explicação que se pode fornecer para esse fato é a necessidade de simplificação do sistema elétrico do RS, devido à limitação da versão acadêmica do software *Power World* em, no máximo, 40 barras. Essa simplificação, no caso da rede de sequência zero, é mais complexa do que para a rede de sequência positiva e, portanto, mais suscetível a erros. Infelizmente, esse problema não pôde ser corrigido devido à falta de tempo hábil para efetuar uma revisão em todo o sistema elétrico do RS.

De qualquer forma, considerando o sistema elétrico que foi utilizado para as simulações, equivalente ao Rio Grande do Sul, tanto os valores oficiais quanto os valores simulados apresentam boa margem de segurança com relação à capacidade dos disjuntores instalados. Dessa forma, pode-se pressupor que o sistema não necessita de adequação dos disjuntores instalados, considerando que o sistema estudado é equivalente. Na prática, um estudo mais rigoroso deve ser feito a partir de um sistema representado detalhadamente.

5 CONCLUSÕES

O *Power World* se apresentou como uma ferramenta clara, objetiva e eficaz nas simulações realizadas. A interface gráfica do simulador proporcionou facilidade no entendimento e melhor visualização do sistema e inserção dos dados de reatâncias. As simulações são feitas de forma bastante intuitiva, e os resultados são mostrados de maneira clara.

No entanto, a versão acadêmica utilizada possui limitação no número de barras que podem ser simuladas. Esta limitação (40 barras) não permitiu que todas as barras pertencentes à rede básica (230 kV ou superior) no Rio Grande do Sul fossem representadas. Por isso, foi necessário fazer simplificações e equivalência em parte do sistema.

Esta limitação se mostrou bastante significativa no caso das simulações de curto-circuito monofásico, pois como já discutido ao final do capítulo 4, a rede de sequência zero é um tanto mais complexa de ser representada, o que acarretou em alguns erros na representação do sistema.

Já para o caso das simulações de curto-circuito trifásico, os resultados obtidos se mostraram bastante condizentes com a realidade. No documento “ESTUDOS DE CURTO-CIRCUITO PERÍODO 2008-2011 – VOLUME 2”, divulgado pelo ONS, estão descritos os valores oficiais dos níveis de curto-circuito de todas as barras que compõem a rede básica do Brasil. Pela sua relevância para esse trabalho, a página 144 desse documento é disponibilizada no ANEXO A, onde consta os níveis de curto-circuito para as barras estudadas.

Os resultados obtidos foram comparados com os valores de referência fornecidos pelo ONS. Através dessa análise do sistema equivalente, verificou-se que, do ponto de vista da proteção, o sistema elétrico do Rio Grande do Sul suporta com boa margem de segurança a inclusão dos parques eólicos que estão em operação e também os que serão construídos até 2014 .

Para trabalhos futuros, outros estudos semelhantes podem ser realizados, além de estudos como despacho econômico, fluxo de carga, análise de estabilidade, entre outros. Pode-se ainda buscar realizar as simulações com outro software que possibilite um número maior de barras, como por exemplo o ANAFAS, que permite simular 120 barras em sua versão acadêmica.

Por fim, muitos leilões de energia eólica acontecerão nos próximos anos, devido ao grande incentivo que o governo brasileiro está fornecendo para a construção de empreendimentos de geração desse tipo. Isso exigirá que novos estudos sejam feitos para verificar a necessidade ou não de ampliações e/ou reforços na rede do RS, além de eventuais substituições de disjuntores e equipamentos para garantir a proteção e estabilidade do sistema.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] STEVENSON, William D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. São Paulo: Ed Mcgraw-Hill, 1986.
- [2] MULJADI, E. GEVORGIAN, V. **Short-Circuit Modeling of a Wind Power Plant**. 2009.
- [3] WALLING, Reigh A. REICHARD, Michael L. **Short-Circuit Behavior of Wind Turbine Generators**. IEEE 2011.
- [4] SAMAAN, N. ZAVADIL, R. SMITH, J.C. CONTO, J. **Modeling of Wind Power Plants for Short-Circuit Analysis in the Transmission Network**. IEEE 2008.
- [5] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, site: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em maio de 2012.
- [6] ONS, Operador Nacional do Sistema, site: <http://www.ons.org.br>. Acesso em maio de 2012.
- [7] CRESESB, Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, site: <http://www.cresesb.cepel.br>. Acesso em abril de 2012.
- [8] BIG, Banco de Informações de Geração. Disponível em <http://www.aneel.gov.br>, acesso em maio de 2012.
- [9] ACKERMANN, Thomas. **Wind Power in Power Systems**. Sweden: Ed John Wiley and Sons, 2005.
- [10] CAMINHA, Amadeu C. **Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos**. São Paulo: Ed Edgar Blücher, 1977.
- [11] POWER WORLD, Software de Simulação de Redes, “Manual do Usuário” site: <http://www.powerworld.com/services/webtraining.asp>. Acessado em maio de 2012.
- [12] ELETROSUL Centrais Elétricas S.A. site: <http://www.eletrosul.gov.br>. Acessado em junho de 2012.
- [13] ONS – ESTUDOS DE CURTO-CIRCUITO PERÍODO 2008-2011 – Volume 2.
- [14] PDEE – Plano Decenal de Expansão de Energia, site: www.aneel.gov.br. Acessado em junho de 2012.
- [15] Procedimentos de Rede – ONS. Submódulo 11.3 – Estudos de curto-circuito. Disponível em: www.ons.org.br.

[16] FORTESCUE, C. L. **Method of Symmetrical Coordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks.** Trans. AIEE, 1918.

[17] IEEE *Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis*, IEEE Standard C37.10-2000.

[18] KINDERMANN, Geraldo. **Curto-Circuito.** Editora Sagra Luzzato, 2º edição, 1997.

**ANEXO A - ESTUDOS DE CURTO-CIRCUITO PERÍODO 2008-2011 – VOLUME 2 –
PÁGINA 144**

O documento ESTUDOS DE CURTO-CIRCUITO PERÍODO 2008-2011 – VOLUME 2 apresenta os valores de referência do ONS para os níveis de curto-circuito em todas as barras do Sistema Interligado Nacional. Em anexo é apresentada apenas a página 144 deste documento, que contém as informações de referência para as barras estudadas. O documento original possui mais de 400 páginas.

Identificação da SE			Níveis de Curto-Circuito em kA											Capacidade Nominal do Disjuntor (kA)	Maior % da Capacidade Nominal	
Número	Barra		Tensão	Empresa	Monofásico			Trifásico			2011	2010	2011	2010	2011	2010
	Nome				2008	2009	2010	2008	2009	2010						
5815	LAIJADO 2	CEEE	230	CEEE	3,6	4,1	4,4	4,4	4,4	4,4	3,5	4,2	4,2	4,3	40,0	11
5817	LAIJADO 2 B	CEEE	69	CEEE	7,2	7,7	9,8	9,8	9,8	9,8	5,5	5,9	7,4	7,4	31,5	31
5820	LIVRAMENTO 2	CEEE	230	CEEE	2,4	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,5	2,6	2,6	2,6	40,0	7
5821	LIVRAMENTO 2	CEEE	69	CEEE	3,1	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	2,4	3,7	3,7	3,7	31,5	16
5825	MACAMBARÁ	CEEE	230	CEEE	4,5	4,5	4,9	4,9	4,9	4,9	4,8	4,9	5,0	5,0	25,0	20
5827	MACAMBARÁ	CEEE	69	CEEE	5,2	5,2	8,5	8,5	8,5	8,5	3,9	3,9	6,3	6,3	31,5	27
5828	SCHARLAU A	CEEE	13,8										18,2	18,3	FUTURO	
5830	MISSÕES	RGE	230	RGE	3,3	3,4	4,1	4,1	4,1	4,1	3,7	4,0	4,1	4,2	31,5	13
5831	MISSÕES	RGE	69	RGE	3,4	5,1	9,2	9,2	9,2	9,2	2,5	3,8	6,7	6,7	S.INF.	
5835	NOVA PRATA 2	CEEE	230	CEEE	4,9	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,7	5,9	6,0	6,2	40,0	15
5836	NOVA PRATA 2	CEEE	69	CEEE	7,2	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	5,6	6,6	6,6	6,6	31,5	27
5840	OSÓRIO 2	CEEE	230	CEEE	6,5	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,2	6,0	6,0	6,1	25,0	26
5842	OSÓRIO 2	CEEE	69	CEEE	13,7	11,8	11,9	11,9	11,9	11,9	10,2	8,7	8,7	8,8	25,0	55
5844	SANTA MARTA AT2	CEEE	13,8	CEEE	3,9	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,5	5,3	5,4	5,4	14,5	37
5845	PORTO ALEGRE 4	CEEE	230	CEEE	11,1	11,2	11,3	11,3	11,3	11,3	11,2	11,2	11,4	15,9	23,6	69
5847	PORTO ALEGRE 4 A	CEEE	13,8	CEEE	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,1,5	11,5	11,5	11,7	18,0	65
5849	PORTO ALEGRE 4 B	CEEE	13,8	CEEE	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,1,4	11,4	11,4	11,6	18,0	65
5850	PORTO ALEGRE 6	CEEE	230	CEEE	13,6	13,9	14,0	14,0	14,0	14,0	14,1	14,2	14,4	16,2	22,0	74
5852	PORTO ALEGRE 4 C	CEEE	13,8	CEEE	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,1,4	11,4	11,4	11,6	18,0	65
5854	PORTO ALEGRE 4 D	CEEE	13,8	CEEE	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,1,6	11,6	11,6	11,8	31,5	37
5855	PORTO ALEGRE 9	CEEE	230	CEEE	12,9	13,4	13,3	13,3	13,3	13,3	14,3	14,4	14,4	19,4	23,6	86
5857	PORTO ALEGRE 9	CEEE	69	CEEE	7,1	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	5,7	10,2	10,2	10,8	20,0	68
5859	PORTO ALEGRE 9	CEEE	13,8	CEEE	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	18,2	14,2	14,2	14,4	18,0	101
5860	PORTO ALEGRE 10	CEEE	230	CEEE	11,0	11,1	11,2	11,2	11,2	11,2	10,8	10,9	11,0	14,5	40,0	37
5862	PORTO ALEGRE 4 E	CEEE	13,8	CEEE	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4,4	14,4	14,4	14,8	22,0	67
5864	PORTO ALEGRE 10	CEEE	69	CEEE	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,9	7,0	7,0	7,0	7,4	20,0	50
5865	PORTO ALEGRE 13	CEEE	230	CEEE	9,0	9,4	9,5	9,5	9,5	10,2	10,2	10,2	10,3	11,2	40,0	28
5867	PORTO ALEGRE A	CEEE	13,8	CEEE	19,3	19,6	19,6	19,6	19,6	19,8	14,1	14,1	14,1	14,2	25,0	79
5869	POLO PETROQUÍMICO D	CEEE	34,5	CEEE	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	6,5	6,5	6,5	6,5	31,5	21
5870	PELOTAS 3	CEEE	230	CEEE	3,8	4,0	4,2	4,2	4,2	4,2	3,5	3,8	3,9	3,9	40,0	10
5872	PORTO ALEGRE 6	CEEE	69	CEEE	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	13,0	10,2	10,2	10,2	10,4	21,0	62
5874	PORTO ALEGRE 6 CS	CEEE	13,8	CEEE	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,9	35,8	35,8	35,9	36,2	36,0	101
5875	PORTO ALEGRE B	CEEE	13,8	CEEE	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,4	14,2	14,2	14,2	14,3	25,0	78
5877	GARIBALDI B	CEEE	69	CEEE	7,3	7,3	7,4	7,4	7,4	7,9	5,7	5,8	5,8	6,2	S.INF.	
5878	CACHOEIRINHA B	CEEE	13,8	CEEE							15,5	15,5	15,8	15,8	17,3	91
5879	PORTO ALEGRE 9 A	CEEE	13,8	CEEE							16,2	22,0	22,0	22,5	S.INF.	
5881	POLO PETROQUÍMICO A	CEEE	34,5	CEEE	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	6,5	6,5	6,5	6,5	25,0	26