

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LUCAS ALEJANDRO WALANTUS

**ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA
COM INSERÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS**

Porto Alegre

2014

LUCAS ALEJANDRO WALANTUS

**ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA
COM INSERÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Energia.

ORIENTADOR: Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne.

Porto Alegre

2014

LUCAS ALEJANDRO WALANTUS

**ANALISE DA ESTABILIDADE DE SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA
COM INSERÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS**

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em 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-Göteborg, Suécia

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Glauco Nery Taranto - COPPE-UFRJ

Doutor pela Rensselaer Polytechnic Institute – Troy , EUA

Prof. Dr. Felipe Hernandez Garcia - FURG

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

Prof. Dr. Arturo Suman Bretas - PPGEE-UFRGS

Doutor pela Virginia Polytechnic Institute and State University – Blackburg, EUA

Coordenador do PPGEE: _____

Prof. Dr. Alexandre Sanfelice Bazanella

Porto Alegre, Maio de 2014.

DEDICATÓRIA

Dedico esta, bem como todas as minhas demais conquistas, aos meus amados pais, Elsa e José, que não mediram esforços para que eu chegasse até esta etapa da minha vida.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço aos meus pais, Elsa e Jose, e aos meus irmãos Gabriel e Néstor pelo apoio incondicional, pelo exemplo de vida, pela amizade, carinho e amor, em todos os momentos da minha vida.

A minha namorada que sempre me apoiou nos momentos de dúvidas e dificuldades, demonstrando carinho e compreensão.

A Mario Oliveira e Karina Adoryan pela ajuda e encorajamento no começo deste desafio na cidade de Porto Alegre.

Ao meu amigo Roberto Cabral, exemplo a ser seguido e cujo incentivo nesta etapa foi imensurável. Obrigado pelo apoio durante todo este tempo compartilhado.

Ao meus amigos, Gabriel Valencia, Eduardo Toledo, Mariana Resener, Yuri Stypulkowski cujas contribuições foram decisivas no desenvolvimento deste trabalho.

A Rodolfo Dresch, Mauren Pomalis, Érica Krachefski e Roberto Oswald pela difícil tarefa de ajudar-me na compreensão e correção da Língua Portuguesa.

Ao Professor Roberto Chouhy Leborgne, meu orientador, a quem agradeço todo o apoio, dedicação, confiança e ensinamentos recebidos neste período em que trabalhamos juntos.

A minha cunhada Alicia, e meus amigos Argentinos, Ever, Ramiro, Ritter, Lucas, Diego, Nadine, Nestor, Maxi, Andy, Syl, Mónica, Adrian, Ulises, Mike, Hector, Marcelo.

Aos colegas do Laboratório de Sistemas Elétricos de Potência (LASEP) e ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFRGS, seus professores e funcionários, pela oportunidade, incentivo e estrutura disponibilizada.

Aos colegas do Centro de estudos para o Desenvolvimento (CEED) pelo apoio e ajuda recebida nesta etapa.

A todas as demais pessoas que, direta ou indiretamente, ajudaram e tornaram possível a realização deste trabalho.

Por fim, agradeço ao CAPES-REUNI pelo apoio financeiro.

RESUMO

Nesta dissertação apresenta-se um estudo sobre o desempenho dinâmico do sistema elétrico de potência, frente à conexão de um parque eólico ligado através de conversores de frequência e de geradores síncronos de fontes hidrelétricas e termoeletricas. Dependendo da forma com que é gerenciado, este tipo de geração pode causar impactos significativos no sistema de energia elétrica. Este trabalho analisa o comportamento da estabilidade transitória nos sistemas de potência do ponto de vista da geração com inserção de fontes renováveis. Um sistema elétrico é proposto com dados reais do Rio Grande do Sul e modelado nos programas ANAREDE e ANATEM, considerando seus principais componentes, entre eles, linhas de transmissão, cargas, geradores e transformadores. São utilizadas estratégias de controle do programa ANATEM para a operação dos mesmos e estudar o comportamento do sistema elétrico de potência frente a diferentes eventos. Simulações são realizadas para investigar a influência de diversos fatores na resposta transitória do sistema. Os fatores analisados são: tempo de eliminação da falta, carregamento do sistema, níveis de geração das fontes tradicionais e das fontes eólicas. A análise dos resultados mostrará o impacto deste tipo de fontes instaladas no sistema em regime permanente e transitório.

Palavras-chave: Estabilidade em Sistemas de Potência. Estabilidade Angular. Parque Eólico. Fontes Renováveis. Gerador Síncrono.

ABSTRACT

This thesis introduces a study of an electric power system's dynamic performance with traditional generation sources (hydro and thermoelectric) and wind farms. Depending on how it is managed, significant impact in the electric power system may occur. The power system transient stability is analyzed in this thesis considering the insertion of renewable energy resources. An equivalent power system is proposed with real data of Rio Grande do Sul and modeled using ANAREDE and ANATEM software, including as its main components, transmission lines, loads, generators and transformers. The control strategies present in the software ANATEM are used for the operation of these components, and then, to study the behavior of the electric power system against different events. Simulations are performed to investigate the influence of various factors on the transient response of the system. The factors analyzed are: time of fault clearing, system load, generation levels from traditional sources and wind sources. The analysis of the results shows the impacts of these specific resources in the system performance for steady state operation and transient state.

Keywords: Power Systems Stability. Wind Farm. Angular Stability. Renewable Sources. Synchronous Generator.

SUMÁRIO

LISTA DE ILUSTRAÇÕES	10
LISTA DE TABELAS	12
LISTA DE ABREVIATURAS	14
1 INTRODUÇÃO	15
1.1 MOTIVAÇÃO DO TRABALHO	18
1.2 OBJETIVOS	18
2 ESTABILIDADE EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA.....	20
2.1 CLASSIFICAÇÃO DE ESTABILIDADE EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	21
2.1.1 Relação Ângulo e Potência.....	24
2.1.2 Estabilidade Estática.....	25
2.2 ESTABILIDADE ESTÁTICA X ESTABILIDADE DINÂMICA.....	31
2.3 MODELAGEM MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE ESTABILIDADE	32
2.4 EQUAÇÃO ELETROMECHANICA.....	32
2.4.1 Equação de Oscilação (Swing)	32
2.5 CRITÉRIO DAS ÁREAS IGUAIS	34
2.6 MÁQUINA VS BARRAMENTO INFINITO	38
2.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS	38
3 MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO.....	39
3.1 LINHA DE TRANSMISSÃO	39
3.1.1 Circuito Equivalente da Linha de Transmissão	40
3.1.2 Equações de Linha e Circuito π Equivalente.....	41

3.2	TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA	43
3.2.1	Representação e circuito equivalente do transformador.....	44
3.2.2	Considerações das conexões dos transformadores trifásicos	46
3.3	MÁQUINAS SÍNCRONAS.....	47
3.3.1	Modelagem Dinâmica Da Máquina Síncrona	47
3.3.2	Modelagem Elétrica.....	49
3.4	SISTEMAS DE EXCITAÇÃO	52
3.4.1	Considerações no Gerador Síncrono	52
3.4.2	Considerações no Sistema de Potência.....	52
3.4.3	Classificação dos sistemas de excitação.....	53
3.4.4	Sistemas de Excitação Estática.....	57
3.5	CONTROLE DE SISTEMA DE EXCITAÇÃO.....	57
3.5.1	Regulador Automático de Tensão (AVR).	58
3.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	63
4	PARQUES EÓLICOS	64
4.1	PARQUES EÓLICOS X USINAS CONVENCIONAIS DE GERAÇÃO.....	64
4.2	GERADORES UTILIZADOS NOS PARQUES EÓLICOS.....	65
4.3	MODELAGEM DE PARQUES EÓLICOS E ANÁLISE DE ESTABILIDADE.....	68
4.4	TOPOLOGIA DE PARQUES EÓLICOS.....	69
4.5	ESQUEMA BÁSICO DOS EQUIPAMENTOS NO PARQUE EÓLICO	70
4.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	72
5	ESTUDO DE CASO.....	73
5.1	ANAREDE/ANATEM.....	73
5.2	MODELAGEM DO SISTEMA	74
5.3	BARRA SWING	75
5.4	MODELO DOS GERADORES SÍNCRONOS	75
5.5	MODELO DO PARQUE EÓLICO	75
5.6	MODELO DO REGULADOR DE VELOCIDADE E TURBINA	76
5.7	MODELO DO REGULADOR DE TENSÃO E EXCITATRIZ	78
5.8	DESCRIÇÃO DA REDE DE TRANSMISSÃO	79
5.9	FLUXO DE CARGA	82
5.10	DADOS DINÂMICOS	85

5.10.1	Dados do Modelo do Regulador de Tensão e Excitatriz	87
5.10.2	Dados do Modelo do Regulador de Velocidade e Turbina.....	88
5.11	CONJUNTO DE TESTES	88
5.12	CONSIDERAÇÕES FINAIS	90
6	ANÁLISE DE RESULTADOS	91
6.1	DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE	91
6.2	VARIAÇÃO DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA MANTENDO CONSTANTE A GERAÇÃO SÍNCRONA.	93
6.3	TURBULÊNCIA DO VENTO.....	96
6.4	VARIAÇÃO DE POTÊNCIA DOS GERADORES SÍNCRONOS	99
6.5	VARIAÇÃO DE INSERÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA ASSUMIDA PELOS GERADORES SÍNCRONOS	103
6.6	VARIAÇÃO DO CARREGAMENTO DO SISTEMA	106
7	Conclusões	108
7.1	TRABALHOS FUTUROS	109
	REFERÊNCIAS	110

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 Elementos básicos de um sistema de energia	16
Figura 2 Classificação dos diferentes tipos de estabilidade nos SEE	22
Figura 3 Esquema simplificado de uma transmissão de energia elétrica.....	24
Figura 4 Diagrama fasorial do esquema de transmissão, $R=0$	24
Figura 5 Curva representativa da estabilidade estática	26
Figura 6 Interconexão de um banco de capacitores em serie com o SEP.....	27
Figura 7 Diagrama fasorial do esquema de transmissão.....	28
Figura 8 Comportamento curva ângulo-potência (SIEGERT 1988).	29
Figura 9 Dependência do fator B^2 das resistências ôhmicas associadas (SIEGERT 1988).....	30
Figura 10 Dois sistemas estáveis. O sistema B apresenta melhor margem de estabilidade.	31
Figura 11 Critério das áreas iguais.....	35
Figura 12 Central elétrica fornecendo energia elétrica ao barramento infinito.	36
Figura 13 Curto-circuito seguido de abertura da linha.	37
Figura 14 Circuito equivalente de uma linha de transmissão de parâmetros distribuídos.....	40
Figura 15 Circuito π equivalente da linha de transmissão.	42
Figura 16 (a) transformador de transmissão de dois enrolamentos; (b) autotransformador.	44
Figura 17 Circuito equivalente do transformado.	45
Figura 18 Circuito equivalente do transformador	46
Figura 19 Representação mecânica da máquina síncrona.....	48
Figura 20 Representação elétrica da máquina síncrona.	48
Figura 21 Sistema de excitação CC (SOBREVILA; 1963).	54
Figura 22 Excitação CA - retificador estacionário no controlado (KUNDUR; 1994).....	55
Figura 23 Excitação CA, com retificador controlado estacionário (KUNDUR; 1994).....	56
Figura 24 Sistema de excitação de CA, retificadores rotativos (KUNDUR; 1994).	56
Figura 25 Diagrama básico de um sistema de controle de excitação.....	58
Figura 26 Realimentação derivativa para estabilização (KUNDUR; 1994).	59
Figura 27 Circuito compensador de carga (KUNDUR; 1994).	61
Figura 28 Coordenação entre UEL, LOE relé e limite de estabilidade (KUNDUR; 1994).....	62
Figura 29 Coordenação do limite de sobre-excitação e campo térmico (KUNDUR; 1994).	63
Figura 30 Configuração dos geradores eólicos (ACKERMANN, 2005).....	67

Figura 31 Aproveitamento eólico utilizando gerador síncrono de velocidade variável (CEPEL, 2010b).....	70
Figura 32 Esquema básico de controle do gerador síncrono de velocidade variável (CEPEL, 2010b).....	70
Figura 33 Obtenção do valor inicial da posição da pá (CEPEL, 2010b).	72
Figura 34 Modelo de Regulador de Velocidade e Turbina da máquina síncrona.	77
Figura 35 Modelo de Regulador de Tensão e da Excitatriz da máquina síncrona.	78
Figura 36 Sistema de transmissão do estudo de caso.....	80
Figura 37 Tensões nas barras do sistema de estudo, na inicialização do sistema.	92
Figura 38 Potências ativas dos geradores, na inicialização do sistema.....	92
Figura 39 Ângulos dos geradores do sistema de estudo, na inicialização do sistema.....	92
Figura 40 Comportamento dinâmico da potência elétrica injetada na barra Parque.Eólico-1111, para os eventos descritos na Tabela 24.....	94
Figura 41 Resposta dinâmica do ângulo do rotor dos diferentes geradores síncronos do sistema, para os eventos descritos na Tabela 24.....	94
Figura 42 Comportamento dinâmico da tensão na barra parque.eólico-1111 e na barra livramento-1230, com uma potência de inserção de 250 MW do parque eólico.	95
Figura 43 Velocidade do vento aplicado no parque eólico.	96
Figura 44 Potência elétrica gerada no parque eólico na barra Parque.Eólico-1111, quando é aplicado o evento descrito na Tabela 25.....	97
Figura 45 Resposta dinâmica do ângulo do rotor dos diferentes geradores síncronos do sistema, para o evento descrito na Tabela 25.	97
Figura 46 Comportamento dinâmico da tensão de campo do gerador síncrono do parque, para o evento descrito na Tabela 25	98
Figura 47 Comportamento dinâmico da tensão na barra Parque.Eólico-1111 para o evento descrito na Tabela 25.....	98
Figura 48 Ângulo do rotor do gerador Santo Ângelo para falta na barra 1278.....	101
Figura 49 Resposta dinâmica do ângulo do gerador na barra 1278 para os casos 1, 2, 3 da Tabela 26 com tempos de eliminação de falta maiores ao tempo crítico $T > T_c$	102
Figura 50 Frequências dos geradores na barra 1278 para os casos 1, 2, 3 da Tabela 26, com tempos de eliminação de falta maiores ao tempo crítico $T > T_c$	102
Figura 51 Resposta dinâmica dos geradores de Santa Maria e de Dona Francisca, para uma falta na barra 1223.....	103

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Parâmetros da linha de transmissão	40
Tabela 2 Quantidades físicas do transformador	45
Tabela 3 Quantidades físicas do transformador standard	46
Tabela 4: Parâmetros da máquina síncrona.....	50
Tabela 5 Indutâncias da máquina síncrona.	51
Tabela 6 Parâmetros do esquema estabilizador.	59
Tabela 7 Parâmetros da tensão de compensação.	61
Tabela 8 Descrição das variáveis do regulador de velocidade.....	77
Tabela 9 Descrição das variáveis do regulador de tensão.....	78
Tabela 10 Fontes de geração utilizadas no estudo de caso.	81
Tabela 11 Dados das Cargas	82
Tabela 12 Dados das linhas.....	83
Tabela 13 Dados dos transformadores	85
Tabela 14 Dados da geração C. Novos - 995	85
Tabela 15 Dados da geração Santo Ângelo - 1045	86
Tabela 16 Dados da geração Presidente Médici - 1039	86
Tabela 17 Dados da geração Passo Real - 1243.....	86
Tabela 18 Dados da geração Dona Francisca - 1223	86
Tabela 19 Dados da geração Santa Maria - 1278.....	87
Tabela 20 Dados da geração no barramento Parque Eólico - 1111	87
Tabela 21 Dados do Regulador de Tensão.....	87
Tabela 22 Dados do Regulador de Velocidade	88
Tabela 23 Curvas de Saturação.....	88
Tabela 24 Eventos e tempos da simulação.....	93
Tabela 25 Eventos e tempos da simulação.....	96
Tabela 26 Potência em MVA dos geradores síncronos – Casos no ANAREDE.....	99
Tabela 27 Resultados de tempo crítico de eliminação de falta (em ms). Caso 1 ao Caso 3	100
Tabela 28 Potência em MVA dos geradores síncronos, com e sem geração eólica.	104
Tabela 29 Percentagens de geração eólica assumida pelos geradores síncronos.....	104
Tabela 30 Tempos Críticos com e sem geração eólica	105

Tabela 31 Tempo crítico de eliminação da falta (em ms) para diferentes cenários de carregamento.	106
---	-----

LISTA DE ABREVIATURAS

CA: corrente alternada.

SEP: Sistema elétrico de potência.

SE: Sistema elétrico.

EG: estações de geração.

MS: máquinas síncronas.

ONS: Operador nacional do sistema elétrico.

1 INTRODUÇÃO

Os 50 anos entre 1870 e 1920 foram anos de grandes progressos no conhecimento científico e suas aplicações práticas. Esses avanços têm sido particularmente importantes no ramo técnico que está relacionado com a eletricidade e magnetismo. Poucas pessoas realmente percebem esses agentes físicos, assim como os serviços úteis em nossa civilização complexa e moderna, hoje em dia o progresso econômico e a qualidade de vida dependem da mesma (LÓPEZ, SÁNCHEZ RON, 2007). O aumento da demanda de energia elétrica trouxe a necessidade do aumento da capacidade de geração, por consequência, foram construídas longas linhas de transmissão de alta tensão para transportar a energia elétrica gerada nestas usinas, até os centros de consumo ou grandes consumidores.

Assim as topologias dos sistemas elétricos de potência variam em tamanho e em componentes estruturais. No entanto, todos eles têm algumas características básicas:

- São compostos de sistemas trifásicos de Corrente Alternada (CA) que operam essencialmente em tensão constante. Instalações de geração e transmissão utilizam equipamentos trifásicos. Cargas industriais são, invariavelmente, trifásicas; Cargas do tipo comercial e residencial são monofásicas distribuídas igualmente entre as fases de modo a formar efetivamente um sistema trifásico equilibrado.
- Máquinas síncronas para a geração de eletricidade. Máquinas motrizes transformam as fontes primárias de energia (fóssil, nuclear, eólica, hidráulica) em energia mecânica, que, por sua vez, é convertida em energia elétrica através dos geradores síncronos.
- Transmitir energia a distâncias significativas para os consumidores, distribuídas por uma vasta área, requer um sistema de transmissão que compreende subsistemas operando a diferentes níveis de tensão.

O *sistema de distribuição* é o estado final de transferência de potência até os usuários individuais. A tensão primária de distribuição em redes públicas situa-se entre 34,5 kV e 13,8 kV. Pequenos consumidores industriais são atendidos com tensões de distribuição primária. Os alimentadores de distribuição secundária fornecem aos clientes residenciais e comerciais tensões de 127/220 V.

A interligação de sistemas elétricos vizinhos geralmente proporciona a melhor segurança do sistema e economia de operação, sendo que os melhores resultados de segurança de emergência mútua são fornecidos pela EG. Já a maior economia resulta da necessidade de menos capacidade geradora de reserva em cada sistema. Além disso, a interconexão permite às EG fazer transferências de modo econômico e, assim, tirar proveito das fontes mais econômicas de energia. Estas vantagens têm sido reconhecidas desde o início das interligações e continuam crescendo.

Atualmente, quase todos os serviços públicos de geração de energia, como por exemplo, nos Estados Unidos e no Canadá, são parte de um sistema interligado. O resultado é um sistema muito grande de enorme complexidade, tornando sua operação um desafio (KUNDUR, 1994).

O crescimento da capacidade de transmissão e de geração dos sistemas de energia elétrica tem sido bastante reduzido, devido a maior preocupação com o meio ambiente e às restrições econômicas. Isso tem levado a um congestionamento das vias de transmissão, e redução da capacidade de controle adequado do sistema, principalmente no que diz respeito ao controle da tensão, potência reativa, ou fator de potência. Nessas condições, o aumento contínuo da demanda tem ocasionado o aparecimento de problemas de estabilidade de tensão na maioria dos sistemas de energia elétrica. A instabilidade de tensão, caracterizada por um declínio lento e progressivo das magnitudes das tensões das barras de carga, tem-se constituído no principal obstáculo à operação estável dos sistemas de energia elétrica, e a razão essencial da ocorrência desse fenômeno reside na incapacidade dos sistemas de atender à crescente demanda.

Em vista disso, esse fenômeno tem sido intensamente investigado, e metodologias estáticas e dinâmicas têm sido propostas para a sua análise, assim como novas formas para uso e controle mais eficientes do sistema de transmissão. (NATUREZA, 2001).

1.1 Motivação do trabalho

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) estão sujeitos a diferentes tipos de faltas, e, dependendo da natureza e da duração da falta, pode afetar a confiabilidade, por conseguinte a capacidade de fornecimento de energia elétrica. Para isto, os estudos de estabilidade são importantes para fazer uma correta sincronização nas proteções do sistema e minimizar os danos às redes e aos consumidores.

As exigências a serem cumpridas pelas unidades de geração conectadas à rede de transmissão, em termos do comportamento durante variações de frequência e tensão das unidades, evidenciam a necessidade de desenvolvimento de procedimentos de operação, proteção e controle dos geradores.

A necessidade de aproveitamento de diferentes fontes primárias de energia, com o objetivo de aumentar a confiabilidade e segurança do sistema elétrico.

Dentro deste contexto, os estudos de estabilidade dos SEP possuem grande importância, pois a estabilidade é essencial para uma operação segura e confiável dos sistemas aos quais estão conectados.

1.2 Objetivos

A seguir, apresentam-se os objetivos desta dissertação:

- Realizar uma investigação sobre os controles de excitação do gerador síncrono, de modo de ter maior informação do funcionamento dos mesmos, frente a diferentes eventos no sistema elétrico.
- Apresentar uma revisão de princípios e modelagem de parques eólicos, bem como fazer uma descrição sobre os impactos da geração eólica no desempenho dinâmico do sistema elétrico em estudo.
- Realizar estudos utilizando mais de um gerador síncrono conectado ao sistema junto com a conexão de um parque eólico a través de conversores de frequência.

- Investigar o impacto no desempenho dinâmico dos geradores síncronos através de diversos parâmetros como tais:
 - Variação das características do vento.
 - Faltas trifásicas.
 - Carregamento do sistema.

- Avaliar a influência dos parâmetros de rede do sistema na estabilidade da unidade de geração.

- Avaliar o desempenho causado pela configuração escolhida do sistema de excitação de geradores síncronos na análise de estabilidade transitória na operação em paralelo com a rede.

2 ESTABILIDADE EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

O aumento no consumo de eletricidade levou rapidamente à interligação de sistemas, devido aos benefícios econômicos derivados da mesma. A interligação impõe exigências especiais e severas de frequência de todas as máquinas que estão operando em paralelo. Longas linhas de transmissão e outras circunstâncias de operação pode facilmente levar as máquinas geradoras fora de seu sincronismo, verificando-se fortes oscilações de tensão, acompanhadas por correntes próximas ao de curto-circuito do sistema. O resultado final é uma perda de interconexão, motivada geralmente pela atuação da proteção relevante (sobrecorrente, etc.).

A estabilidade de um sistema elétrico de potência pode ser definida como a capacidade que um sistema possui de permanecer em um estado de operação de equilíbrio sobre condições normais de operação, e de atingir um estado de equilíbrio aceitável após ter sofrido uma perturbação (KUNDUR, 1994).

Os SEP são projetados com o principal objetivo de atender à demanda de potência e energia requerida pelos seus consumidores dentro de certos limites de tensão e frequência. Além dos sistemas serem capazes de operar satisfatoriamente em regime permanente, eles devem ser flexíveis a presença de defeitos ou perturbações de forma a garantir a continuidade da prestação de serviço quando sujeitos a anomalias.

A instabilidade pode ser caracterizada por outros motivos que não seja a perda de sincronismo, como em casos de colapso de tensão, que ocorre devido a uma sequência de eventos que leva a níveis de tensão inaceitáveis em uma grande parte do sistema de potência. O principal fator que contribui para uma instabilidade de tensão é a incapacidade do sistema de suprir a demanda de potência reativa (KUNDUR, 1994).

Muitas são as causas de defeitos ou perturbações em sistemas de potência: curtos-circuitos, rompimento de linhas de transmissão, descargas atmosféricas, entrada ou saída de cargas de grande porte, etc. são exemplos de anomalias às quais os sistemas estarão sempre sujeitos. Essas perturbações afastam o sistema do seu ponto de operação original. Deve-se decidir se o sistema será capaz de encontrar um novo ponto de operação e quais os procedimentos necessários para que isso aconteça. (BRETAS; ALBERTO, 2000).

2.1 Classificação de Estabilidade em Sistemas Elétricos de Potência

O estudo da estabilidade de um SEP divide-se em três grandes classes conforme se mostra na Figura 2. Esta classificação tem por base os seguintes fatores: o fenômeno que caracteriza o tipo de instabilidade e as causas físicas que conduzem à sua ocorrência. Assim, para o desenvolvimento de métodos de análise e dos respectivos algoritmos é necessária a segmentação do problema em estudo de acordo com o tipo e a amplitude da perturbação, as variáveis necessárias, as ferramentas matemáticas, o período de tempo sob análise e as ações de controle corretivo a ser implementado.

A classificação de estabilidade proposta é baseada nas seguintes considerações:

- A natureza física do modo de instabilidade.
- A dimensão da perturbação considerada.
- Os componentes, processos e a duração que devem ser considerados para verificar a instabilidade.

A estabilidade angular é a capacidade da máquina síncrona de um SEP interligado se manter em sincronismo após a ocorrência de uma perturbação. Depende da habilidade para manter/restaurar o equilíbrio entre o torque eletromagnético e o torque mecânico para cada máquina síncrona no sistema. A instabilidade pode ocorrer na forma de um crescimento das oscilações para alguns dos geradores síncronos, levando a uma perda de sincronismo com os restantes alternadores.

A estabilidade de tensão refere-se à capacidade do sistema para manter as tensões em todos os barramentos, após a ocorrência de uma perturbação, para dadas condições iniciais de

funcionamento. Dependerá da capacidade para manter/restabelecer um equilíbrio entre a procura e carga fornecida pelo sistema.

A estabilidade de frequência refere-se à capacidade de um Sistema de potência manter a frequência após a ocorrência de um incidente severo, resultando num desequilíbrio entre a geração e a carga. Dependerá da capacidade do sistema para manter/restaurar o equilíbrio entre a produção e a carga.

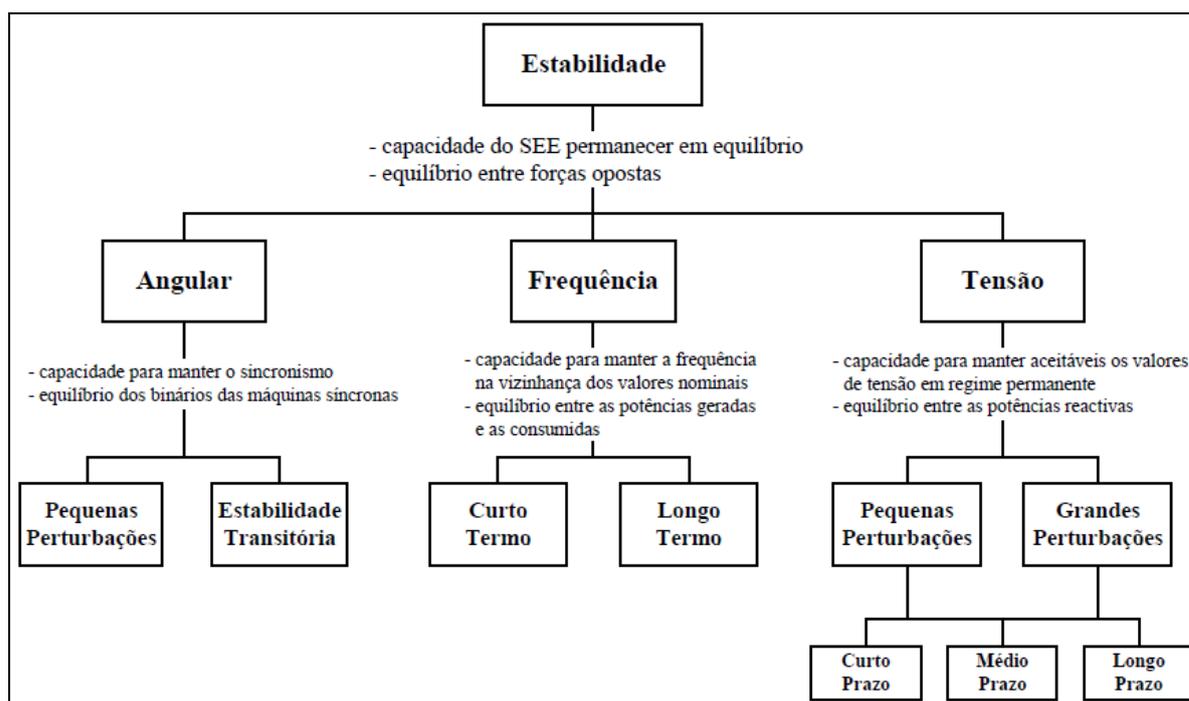


Figura 2 Classificação dos diferentes tipos de estabilidade nos SEE

Uma classificação de acordo com a natureza das perturbações ocorridas pode ser a seguinte:

Estabilidade Transitória: refere-se a capacidade dos geradores síncronos permanecerem em sincronismo, após a ocorrência de uma grande perturbação. (DA COSTA, 1981; BRETAS; ALBERTO, 2000). Ao analisar a estabilidade a grandes perturbações deseja-se investigar a capacidade do sistema elétrico em absorver os grandes impactos causados por modificações estruturais sensíveis, como curto circuitos, saídas de linhas, efeitos em cascata, etc., que dão origem a desligamentos temporários, também conhecidos como blecautes. (ZANETTA, 2006) Nesse caso, as não-linearidades inerentes aos sistemas de potência não podem ser desprezadas e a análise do sistema é conhecida como um estudo de *Estabilidade*

Transitória. A resposta resultante do sistema envolve grandes excursões dos ângulos dos geradores e é influenciada pela relação não-linear entre potência e ângulo. (KUNDUR, 1994).

Segundo a definição do IEEE, diz-se que um sistema de potência é estável do ponto de vista da estabilidade transitória para uma condição de operação particular e para uma dada grande perturbação se, após a ocorrência da perturbação, o sistema é capaz de alcançar uma condição de operação aceitável.

Estabilidade de Regime Permanente: refere-se a capacidade dos geradores síncronos permanecerem em sincronismo quando o sistema é submetido as pequenas perturbações. (DA COSTA, 1981; BRETAS; ALBERTO, 2000). Estudos que pressupõem uma perturbação infinitesimal do ponto de operação (regime quase-estático) procuram verificar se o ponto de operação é um ponto de equilíbrio instável, ou seja, se uma pequena perturbação pode acarretar o aparecimento de oscilações de amplitudes crescentes que levarão a perda de sincronismo. Este último tipo de análise tem sido chamado de *Estabilidade Dinâmica*. Sendo assim, para o estudo de pequenas perturbações as equações diferenciais que representam o sistema podem ser linearizadas em torno de um ponto de operação estável, nesse tipo de estudo, preocupa-se com o comportamento à longo prazo do sistema, portanto, a influência de reguladores e governadores deve ser levada em consideração.

A estabilidade estática é voltada para o conhecimento dos limites operativos em condições de regime permanente. Na seção 2.1.2, explica-se melhor este fenômeno.

Já a referência (KUNDUR, 1994) classifica a estabilidade de acordo com o horizonte de tempo após o defeito. Assim para tempos de análise após a perturbação temos:

- Curto prazo ou transitório: 0 até 10 segundos.
- Meio prazo: 10 segundos até 5 minutos.
- Longo prazo: de 5 minutos até 10 minutos.

A estabilidade dinâmica, termo também aparece na literatura como uma classe de estabilidade angular do rotor. No entanto, tem sido utilizado para designar diferentes fenômenos por diferentes autores. Na literatura norte-americana, tem sido utilizada principalmente para denotar estabilidade de pequenas perturbações na presença de controles automáticos (em particular, os controles de excitação), distinto da clássica estabilidade de estado estático sem controle.

A literatura Europeia, o termo estabilidade dinâmica tem sido utilizado para designar a estabilidade transitória (KUNDUR, 1994).

Geralmente, a falta de estabilidade, vem associados com a utilização de equipamentos inadequados, falta de coordenação, controle e proteção, ou insuficiente reserva de potência ativa/reactiva.

2.1.1 Relação Ângulo e Potência

O ponto de partida é a Figura 3, que representa um sistema de transmissão. A resistência ôhmica de todos os equipamentos e componentes foram desprezados ($R=0$), o que é válido ante as considerações de estabilidade. A reatância de todo o sistema está concentrada em X . Em vista, que está sendo considerada a estabilidade estática, a reatância X contém as reatâncias síncronas das máquinas envolvidas. Quando é estudada a estabilidade dinâmica têm que ser considerada a reatância transitória das máquinas.

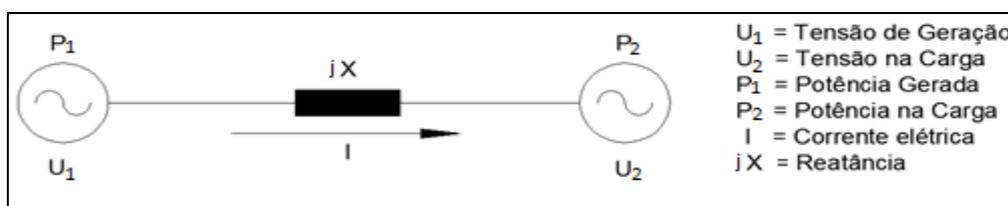


Figura 3 Esquema simplificado de uma transmissão de energia elétrica.

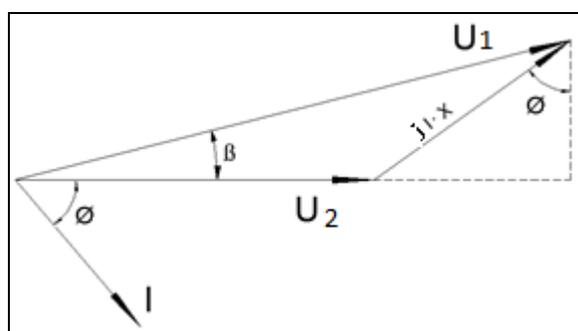


Figura 4 Diagrama fasorial do esquema de transmissão, $R=0$.

A potência ativa transmitida pelo sistema é:

$$P_2 = U_2 \cdot I \cdot \cos\phi \quad (1)$$

Consideraram-se constante a tensão do sistema, pode-se demonstrar com ajuda da Figura 4 que:

$$I \cdot X \cdot \cos\phi = U_2 \cdot \sin\beta \quad (2)$$

Relacionado (1) com (2) temos a conhecida relação:

$$P_2 = \frac{U_1 \cdot U_2}{X} \cdot \sin\beta \quad (3)$$

A representação gráfica de esta relação fornece a característica estática de estabilidade, denominada também curva ângulo-potência do sistema, ilustrada na Figura 5.

2.1.2 Estabilidade Estática

Considere um sistema de um gerador conectado a uma barra infinita. Através da análise gráfica da curva de ângulo-potência Figura 5, pode-se determinar a máxima excursão de ângulo para uma determinada perturbação no sistema. Mesmo não sendo um método aplicado em sistemas multimáquinas ou em sistemas com modelos mais completos dos geradores, o mesmo auxilia no entendimento de fatores básicos que influenciam na estabilidade angular de um sistema elétrico de potência (KUNDUR, 1994).

O ponto de operação ou serviço a obtém-se desprezando as perdas, em cujo caso a potência mecânica (P_m), que a turbina fornece ao gerador, é igual à potência elétrica (P_e) que este entrega ao sistema elétrico.

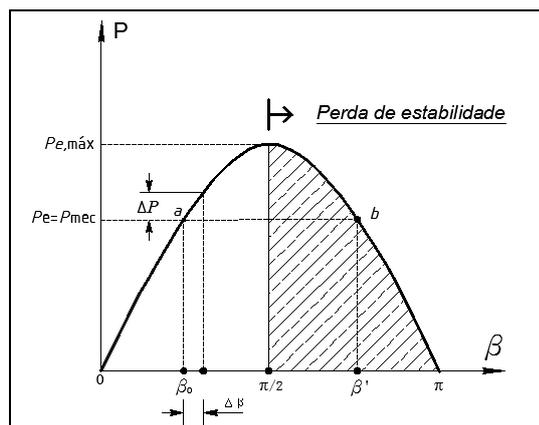


Figura 5 Curva representativa da estabilidade estática

O ângulo de carga correspondente ao ponto de serviço a é β_0 . Um pequeno incremento deste ângulo, por exemplo, $\Delta\beta$, implica um pequeno aumento na potência que o gerador fornece ao sistema $P_e + \Delta P$, mas se a potência mecânica fornecida pela turbina ao eixo do gerador permanece invariável, o ângulo $\beta_0 + \Delta\beta$ sofre um decréscimo, até que retorna ao ângulo original de partida. O balanço de potência $P_e = P_{mec}$ começa de novo.

Se em vez o ângulo β_0 diminui, isto quer dizer que a potencia fornecida pelo gerador ao sistema, é inferior à potência fornecida pela turbina, ou seja $P_e < P_{mec}$, e como a potência mecânica fornecida pela turbina ao eixo do gerador permanece invariável o gerador é acelerado e, eventualmente, retorna ao trabalho estável no ponto a . Então, pode-se dizer que o sistema de transmissão funciona de forma estável a partir do ponto de vista estático.

No entanto, não é assim com o ponto b , correspondente ao ângulo β' . Um aumento da potência mecânica da turbina leva a uma aceleração do rotor do gerador e a um aumento no ângulo β' , isto é um aumento em β' leva uma diminuição da potência transferida ao sistema por parte do gerador. Consequentemente, o gerador acelera ainda mais até que ele perde o seu sincronismo, então se diz que o ponto de trabalho b é instável.

A condição de *estabilidade estática* demanda do sistema, que o ângulo formado pelas tensões envoltas, β , seja menor que 90° . (SIEGERT 1988) Em forma matemática temos:

$$\frac{dp_e}{d\beta} = \frac{U_1 \cdot U_2}{X} \cdot \cos \beta > 0 \quad (4)$$

Esta magnitude é conhecida como potência ao par de sincronização, e quanto maior seja seu valor, maior será a estabilidade do sistema. Portanto, a potência máxima que pode ser transferida ascende a:

$$P_{e,máx.} = \frac{U_1 \cdot U_2}{X} \quad (5)$$

A expressão (5) representa a potência elétrica máxima a ser transmitida e pode ser obtida quando $\beta = \pi/2$. Devido ao valor limite envolvido na expressão (5), exceder seu valor (área hachurada na Figura 5) leva uma perda de sincronismo. Note-se ainda que linhas muito longas (X aumenta) limitam a potência transmitida, ou visto de outra maneira a estabilidade do sistema.

Agora verifica-se facilmente os benefícios que a conexão do sistema um banco de capacitores série X_c , como mostrado na Figura 6.

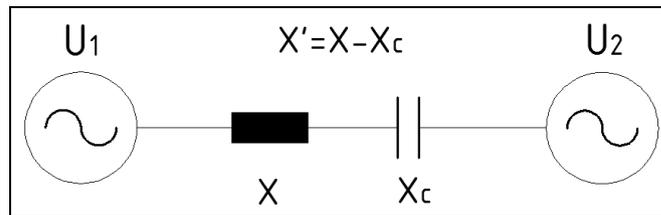


Figura 6 Interconexão de um banco de capacitores em série com o SEP.

A nova reatância que têm o sistema é $X' = X - X_c$, com o qual temos a potência transmitida:

$$P_e = \frac{U_1 \cdot U_2}{X - X_c} \cdot \text{sen}\beta \quad (6)$$

Neste caso a potência máxima que pode ser transmitida ($\beta = \pi/2$) é:

$$P_{e,máx} = \frac{U_1 \cdot U_2}{X - X_c} \quad (7)$$

Ao incorporar no sistema o banco de capacitores, já não se pode desprezar a resistência ôhmica R , a área hachurada da Figura 7, representa as perdas do sistema de transmissão; então a relação (6) adquire a dependência da impedância característica com $R \neq 0$:

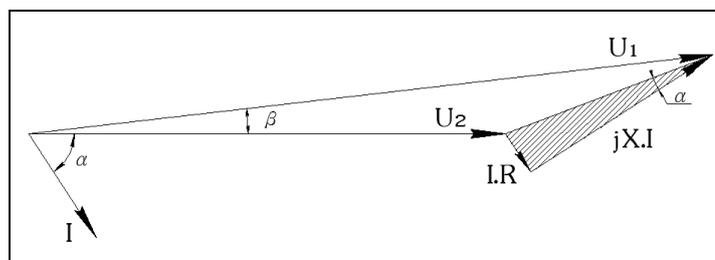


Figura 7 Diagrama fasorial do esquema de transmissão.

$$P_e = -\frac{U_2^2 \cdot \text{sen } \alpha}{\sqrt{R^2 + (X - X_c)^2}} + \frac{U_1 \cdot U_2 \cdot \text{sen}(\beta + \alpha)}{\sqrt{R^2 + (X - X_c)^2}} \quad (8)$$

Onde o ângulo α se pode determinar com ajuda da seguinte relação:

$$\tan \alpha = \frac{R}{X - X_c} \quad (9)$$

O efeito da consideração da resistência ôhmica do sistema ($R \neq 0$) é ilustrado na Figura 8, o qual mostra a curva ângulo-potência da linha de transmissão com e sem banco de capacitores em serie. Onde, sem capacitor serie e $R=0$ (a), com capacitor serie e $R=0$ (b), sem capacitor serie, e $R/X=0,2$ (c), e com capacitor serie e $R/X=0,2$ (d).

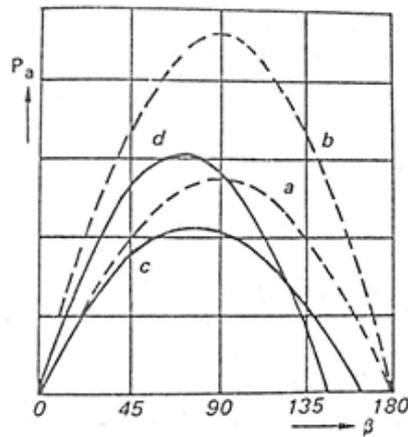


Figura 8 Comportamento curva ângulo-potência (SIEGERT 1988).

Enquanto a potência transmitida na linha não compensada ($X_C = 0$) só varia levemente sem perdas ($R = 0$, curva a) respeito à linha com perdas ($R \neq 0$, curva c), no caso da linha compensada ($X_C \neq 0$) a não consideração da resistência ôhmica no sistema conduz a erros maiores na análise de potência transmitida (curvas b e d).

A Figura 8 mostra também a vantagem que o capacitor série traga com ele: para o mesmo ângulo β a potência transmitida pela linha compensada com ajuda de um capacitor série é apreciavelmente maior que a linha não compensada. A potência que pode ser transmitida abaixo de condições estáveis do sistema, aumenta com ajuda de X_C . Manipulando a equação (8) mostra-se, na equação (10) esse benefício:

$$P_e = \frac{U_2^2 \cdot B^2}{X} \cdot \left[\frac{U_2 + \Delta U}{U_2} \cdot \text{sen}(\beta + \alpha) - \text{sen} \alpha \right] \quad (10)$$

Onde $\Delta U = U_1 - U_2$, e B depende das resistências e reatâncias envolvidas, e toma a seguinte expressão:

$$B^2 = \left[\left(\frac{R}{X} \right)^2 + \left(1 - \frac{X_C}{X} \right)^2 \right]^{-1/2} \quad (11)$$

Na Figura 9 observa-se B^2 em função da relação X_C/X para diferentes valores R/X . É óbvio que quanto maior for o grau de compensação do sistema maior quantidade de energia pode ser transmitida através dela, para um ângulo invariável β .

A potência máxima transmitida (6) adquire a nova forma:

$$P_{e,máx} = \frac{U_1 \cdot U_2}{\sqrt{R^2 + (X - X_C)^2}} - \frac{U_2^2 \cdot \text{sen } \alpha}{\sqrt{R^2 + (X - X_C)^2}} \quad (12)$$

Nesta última expressão o ângulo crítico, que por razões de estabilidade não pode ser ultrapassado, é agora inferior a 90° (Figura 8).

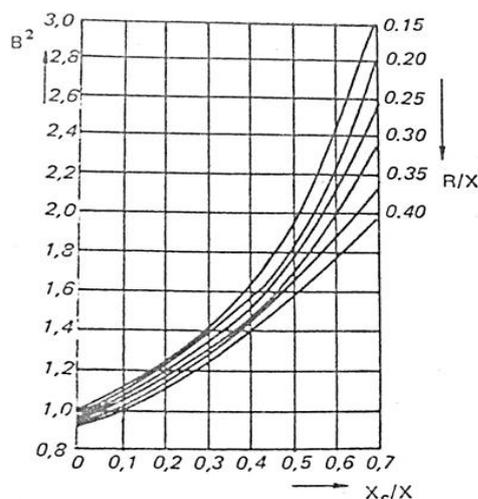


Figura 9 Dependência do fator B^2 das resistências ôhmicas associadas (SIEGERT 1988).

O capacitor serie diminui o ângulo e permite uma maior transmissão de potência através do sistema.

Na exploração comercial de sistemas de transmissão de energia é impossível levar em conta todas as contingências e eventualidades, portanto nunca opera-se no ângulos extremos.

Mais bem se trabalha com um fator de segurança compreendido entre 0,8 e 0,9 para estabilidade estática e 0,9 a 0,95 para estabilidade imediatamente depois de uma falta no sistema (SIEGERT 1988). Esta faixa é tolerável graças aos reguladores de tensão do sistema, os que aumentam a capacidade de transmissão de potência mantendo a estabilidade do sistema, e serão melhor detalhadas no Capítulo 3.

2.2 Estabilidade Estática x Estabilidade Dinâmica

Sempre que analisa-se a estabilidade de SEP em relação a pequenas perturbações, por vezes designada estabilidade “estática”. O teste real da rigidez do sistema é a possibilidade de sobreviver aos impactos de perturbações maiores, estabilidade denominada “dinâmica” ou “transitória”. Entre eles existe uma correlação importante entre os conceitos de estabilidade. Considere as duas situações mostradas na Figura 10. Ambos os sistemas estão “estaticamente” estáveis, posto que após pequenas perturbações, as duas bolas retornarão às posições de equilíbrio estável.

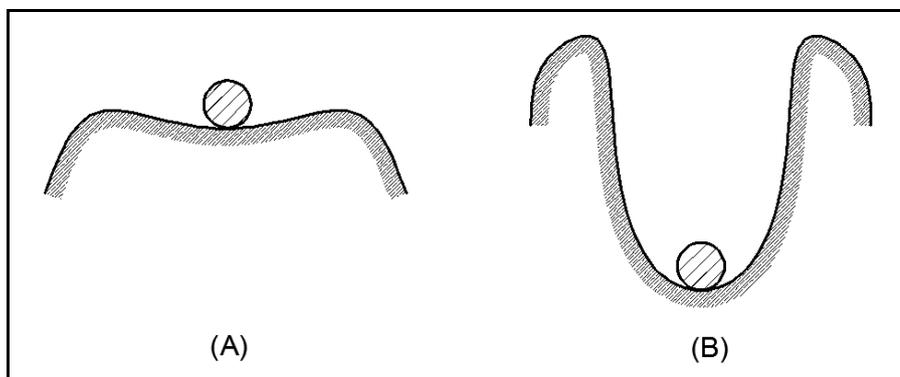


Figura 10 Dois sistemas estáveis. O sistema B apresenta melhor margem de estabilidade.

No entanto, que o sistema B possui uma margem maior de estabilidade “dinâmica” que o sistema A. A lição ensinada por esse exemplo simples é a de que devemos nos esforçar para dar a um sistema a maior margem possível de estabilidade “estática”, a fim de obter, ao mesmo tempo, a maior margem de estabilidade “dinâmica” (ELGER, 1977).

2.3 Modelagem matemática do problema de estabilidade

Para estudar a estabilidade de um sistema, é necessário que este seja convenientemente descrito através de equações matemáticas. As equações diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico do sistema podem ser obtidas através de um balanço de potência em cada máquina do sistema. A máquina é movimentada por um elemento primário que lhe fornece potência mecânica. Parte desta energia mecânica é convertida em energia elétrica, que por sua vez é entregue à rede. A parte que não é convertida em potência elétrica transforma-se em potência de aceleração do rotor da máquina. (BRETAS; ALBERTO, 2000).

2.4 Equação Eletromecânica

A seguir, será introduzido a equação fundamental que relaciona grandezas elétricas e mecânicas para o nosso estudo de estabilidade de geradores em uma rede elétrica, que será útil na construção de um modelo eletromecânico do sistema.

2.4.1 Equação de Oscilação (Swing)

A equação dinâmica do movimento angular do gerador é chamada de equação de *swing* ou de oscilação, relacionando o torque de aceleração com o produto de momento de inércia J pela aceleração angular $\ddot{\delta}$ (ZANETTA, 2006; KUNDUR, 1994):

$$J \cdot \ddot{\delta} = T_a = T_m - T_e \quad (13)$$

Onde:

T_m : torque mecânico.

T_e : torque eletromagnético.

T_a : torque de aceleração.

O torque mecânico tem origem no agente motor (água em hidrelétricas, vapor em termelétricas, por exemplo), e a potência elétrica exigida pelas cargas gera torques elétricos, através dos campos magnéticos (BRETAS; ALBERTO, 2000). Se a máquina está funcionando como gerador, o torque mecânico atua no sentido de acelerar o rotor do gerador, e o torque elétrico no sentido contrário (KUNDUR 1994). Dessa forma, se o torque mecânico for maior que o elétrico, a aceleração é positiva e, caso contrário, a máquina sofre uma desaceleração. Em regime permanente, ambos os torques são iguais e a máquina opera com aceleração nula e velocidade constante.

A posição angular δ do rotor é dado pela seguinte equação:

$$\delta = (\omega_r - \omega_s)t + \delta_0 \quad (14)$$

Onde:

ω_r : velocidade angular do rotor.

ω_s : velocidade síncrona de referência.

δ_0 : posição angular de referência.

O ângulo $\theta_s = \omega_s t$ é o resultado do movimento angular do rotor na velocidade nominal que chamaremos ω_n ($\omega_n = \omega_s$). O ângulo δ é variável no tempo e representa desvios do deslocamento angular do rotor em relação à posição angular síncrona θ_s .

A partir da equação de oscilação (Swing) (13) e seguindo o desenvolvimento apresentado em (ZANETTA, 2006), pode-se mostrar que, a equação de oscilação ou de *swing*, em valores por unidade é:

$$\frac{2H}{\omega_n} \ddot{\delta} = P_m - P_{el} \quad (15)$$

Onde:

P_{el} : potência elétrica.

P_m : potência mecânica.

Onde denominamos a razão entre a energia cinética W_k na velocidade angular ω_n e a potência nominal P_n como a constante de inércia H da máquina:

$$H = \frac{W_k}{P_n} \quad (16)$$

A constante de inércia H é útil para o nosso propósito de relacionar as grandezas elétricas e mecânicas de uma maneira simples, sendo uma grandeza dada em segundos.

2.5 Critério das áreas iguais

A primeira ideia que surgiu para resolver o problema de estabilidade angular de forma rápida e, até certo ponto, genérica é conhecida como critério das áreas iguais, aplicada na análise de sistemas compostos por duas máquinas ou uma máquina e um barramento infinito. Esse critério é fundamentado no conceito de energia de um sistema (STEVENSON, 1974; BRETAS; ALBERTO, 2000).

Algumas simplificações são consideradas na aplicação do critério de áreas iguais:

- A potência mecânica de entrada dos geradores é considerada constante.
- As máquinas síncronas são representadas por uma tensão constante atrás de sua reatância transitória.
- Consideram-se as máquinas como dispositivos ideais, não estando sujeitas a efeitos de amortecimentos. Desprezando-se, assim, os efeitos do controle automático de excitação do gerador;

A partir da equação de oscilação (15) e seguindo o desenvolvimento apresentado em (ZANETTA, 2006), para uma condição de repouso da máquina em relação à barra infinita pode-se mostrar que:

$$\omega = \sqrt{\frac{2}{\alpha} \int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta} \quad (17)$$

Onde:

$$\alpha = \frac{2H}{\omega_n}, \quad P_a: \text{Potência acelerante}$$

Essa expressão fornece os elementos básicos para a proposição do critério das áreas iguais e para isso analisemos a Figura 11.

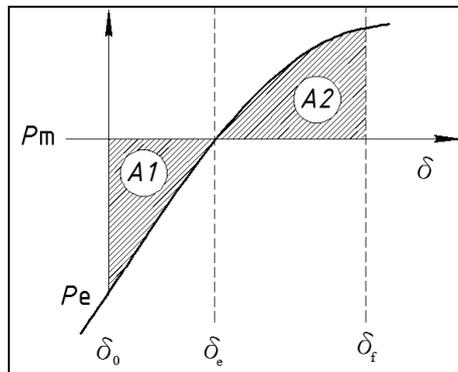


Figura 11 Critério das áreas iguais

A partir de um ângulo inicial δ_0 , como $P_m > p$ e portanto $P_a > 0$, a velocidade do rotor aumenta com o conseqüente aumento do ângulo δ e portanto a área A_1 é uma área de aceleração. Ao atingir o ponto de equilíbrio δ_e temos uma aceleração nula, porém a velocidade é máxima após um período de aceleração positiva.

Após δ_e , a aceleração passa a ser negativa, dando início à redução da velocidade. Para que a velocidade se anule no ângulo δ_f é necessário que a área sob aceleração negativa, A_2 , seja igual em módulo à área sob aceleração positiva, A_1 . De outra forma, podemos entender o critério das áreas iguais tomando como base a equação (17), ou seja, para que a velocidade, inicialmente nula em δ_0 , torne-se novamente nula em δ_f , é necessário que a integral da

potência acelerante seja nula no intervalo $\delta_0 - \delta_f$, o que de fato ocorre quando $A_1 = A_2$. (ZANETTA, 2006).

Esse critério das áreas iguais é útil no entendimento de diversos fenômenos em sistemas elétricos de potência. Um caso bem interessante é o da análise de uma perturbação iniciada por um curto-circuito, seguido da abertura de linha, conforme indicado na Figura 12, na qual olhamos um caso frequente na prática de uma central elétrica fornecendo energia elétrica através de um barramento infinito.

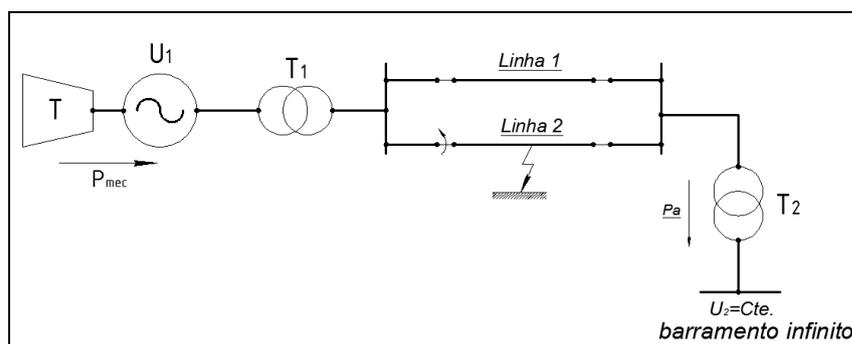


Figura 12 Central elétrica fornecendo energia elétrica ao barramento infinito.

Uma das avaliações é saber se, após a eliminação da falta, o sistema será capaz de desenvolver torques sincronizantes que o conduzam a uma situação de equilíbrio, o que em suma se traduz em uma avaliação das áreas de aceleração (A_1) e freio (A_2). Conforme mostrado na Figura 13 (ZANETTA, 2006).

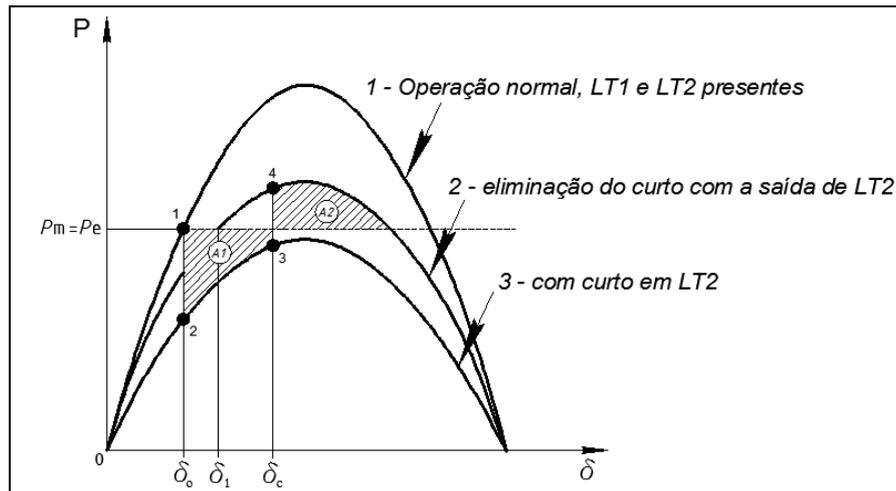


Figura 13 Curto-circuito seguido de abertura da linha.

O ângulo crítico de eliminação da falta δ_c é definido pela condição de igualdade das áreas A_1 e A_2 , estabelecendo o limite angular de permanência da falta para que o sistema seja estável após a eliminação do curto com a abertura da linha.

Se em uma das linhas da Figura 12 se produz uma perturbação, iniciada por um curto circuito, levará a ativação das proteções da linha, e portanto o desligamento da mesma. Ao ocorrer a falta, a capacidade de transmissão de potência do sistema diminui, e por isso a curva de potência passa a estar abaixo das curvas representadas (curva 3). Num primeiro instante, devido à inércia (massa) do rotor, o ângulo δ_0 permanece invariável e o ponto de serviço cai de 1 para 2. No ponto 2, a potência mecânica de entrada é maior do que a potência elétrica de saída, e então a máquina irá acelerar. Eliminado o defeito em certo ângulo δ_c , através da abertura da linha faltosa, o sistema passa a ter uma capacidade de transmissão um pouco mais elevada e passa do ponto 3 sobre a curva do sistema em falta para o ponto 4 na curva 2 (pós-falta). Neste ponto o ângulo começa a diminuir mesmo com a desaceleração que ocorre devido à potência elétrica ser maior do que a mecânica, e o ângulo passa a decrescer atingindo δ_1 , a velocidade é menor do que a velocidade síncrona, e, dessa forma, o ângulo continua a decrescer fazendo com que a máquina acelere novamente e oscile em torno do novo ponto de equilíbrio em δ_1 . (BRETAS; ALBERTO 2000; ZANETTA, 2006; STEVENSON 1986).

Se após a eliminação do defeito o sistema encontrar um ponto de operação estável, este é dito ser estável transitoriamente. A atuação no sistema de forma a eliminar o defeito deve ser

feita rapidamente para que se garanta a estabilidade. O tempo máximo em que isto poderá ser feito, tal que o sistema permaneça estável, é conhecido como tempo crítico de abertura. (BRETAS; ALBERTO, 2000).

2.6 Máquina vs barramento infinito

O barramento infinito é definido como uma máquina infinita, ou seja, possui capacidade de geração de potência ilimitada com uma inércia infinita. Isso significa que a velocidade angular do barramento infinito é constante, independente da potência fornecida à rede por este. Desta forma, o barramento infinito é uma referência angular do sistema, da mesma maneira que o barramento “slack” no fluxo de potência. (BRETAS; ALBERTO, 2000).

2.7 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentados alguns conceitos fundamentais para o entendimento da estabilidade de sistemas de potência.

No próximo capítulo é apresentada uma descrição sobre os sistemas de excitação de geradores síncronos e suas principais funções de controle.

3 MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO

Neste capítulo, apresenta-se uma descrição da modelagem dos principais elementos intervenientes nos SEP utilizada nas simulações desta dissertação de mestrado.

3.1 Linha de Transmissão

A potência elétrica transferida desde as estações geradoras aos consumidores é feita através das linhas e cabos elétricos. O sistema de ligação entre as cargas e as fontes de energia pode ser aéreo ou subterrâneo.

As linhas aéreas são utilizadas para comprimentos longos abrindo campos e áreas rurais, enquanto que os cabos são utilizados para transmissão subterrânea e distribuição em áreas urbanas e para cruzamentos subaquáticos por exemplo, (sistemas de transmissão *off shore* em parques eólicos). Os cabos são 10 a 15 vezes mais custosos do que linhas aéreas e portanto, utilizados apenas em situações especiais, onde as linhas aéreas não podem ser usadas, as distâncias em tais aplicações são curtas. (KUNDUR, 1994).

O tipo mais comum de condutor para linhas de transmissão é constituído por fios colocados em camadas superpostas. Estas camadas estão encordoadas em sentidos opostos, para de essa forma evitar que o cabo se desenrole, e, também para que o raio externo de uma coroa coincida com o raio interno da seguinte. Este tipo de disposições torna flexíveis até cabos de grande seção transversal (STEVENSON, 1986).

3.1.1 Circuito Equivalente da Linha de Transmissão

A Figura 14 mostra o circuito equivalente monofásico de uma linha de transmissão, para sua análise em estado de operação trifásico e equilibrado. Nessa figura os componentes de tensão e correntes são as variáveis, enquanto os parâmetros das linhas foram assumidos distribuídos ao longo da mesma. (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008).

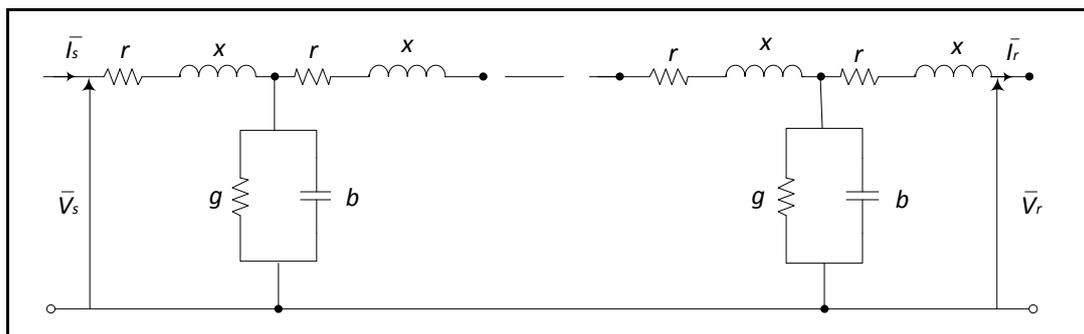


Figura 14 Circuito equivalente de uma linha de transmissão de parâmetros distribuídos.

Os parâmetros do circuito são descritos na Tabela 1.

Tabela 1 Parâmetros da linha de transmissão

r	resistência serie por unidade de longitude por fase (Ω / Km)
$x = \omega \cdot L$	reatância serie por unidade de longitude por fase (Ω / Km)
L	indutância serie por fase (H / Km)
g	condutância shunt por unidade de longitude por fase (S / Km)
$b = \omega \cdot C$	susceptância shunt por unidade de longitude por fase (S / Km)
l	comprimento da linha (Km)

Onde $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ e f é a frequência do sistema. A impedância serie e admitância shunt por fase por unidade de longitude são definidas como, $\bar{z} = r + jx$ e $\bar{y} = g + jb$. Cada um dos parâmetros da Figura 14 tem significado físico e é ligado a um comportamento particular da linha de transmissão. Assim a resistência r representa a perda por efeito Joule, ela depende do fluxo da corrente ao quadrado, do tipo, e da construção e diâmetro do condutor utilizado. A

indutância serie L depende do fluxo ligado entre a seção transversal do condutor e o fluxo concatenado dos outros condutores. A condutância g representa as perdas por efeito corona e a corrente de fuga nos isoladores. Estes parâmetros usualmente não são constantes, por exemplo, a perda por efeito corona depende da humidade do ar, enquanto a fuga depende da sujeira e sal na superfície dos isoladores. A capacitância C é devido à diferencia de potencial entre os condutores. Como a tensão é de CA, a capacitância shunt é alternadamente carregada e descarregada resultando um fluxo de carga de corrente. (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008).

3.1.2 Equações de Linha e Circuito π Equivalente

Para à análise de regime permanente as variáveis de interesse são tensões e correntes nos terminais da linha $\bar{V}_R, \bar{I}_r, \bar{V}_s, \bar{I}_s$ (Figura 14) onde os subscritos 'R' e 'S' significa recebido e enviado. As tensões e correntes são ligados pela equação de linha longa¹.

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_s \\ \bar{I}_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh \bar{\gamma} l & \bar{z}_c \cdot \sinh \bar{\gamma} l \\ \sinh \bar{\gamma} l / \bar{z}_c & \cosh \bar{\gamma} l \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_r \end{bmatrix} \quad (18)$$

Onde $\bar{z}_c = \sqrt{\bar{z}/\bar{y}}$ é a impedância característica da linha e $\bar{\gamma} = \sqrt{\bar{z} \cdot \bar{y}}$ é a constante de propagação. Ambas constantes $\bar{\gamma}$ e \bar{z}_c são quantidades complexas, a constante de propagação é expressa como $\bar{\gamma} = \alpha + j\beta$ onde α é a constante de atenuação e β a constante e fase. Os quatro elementos da matriz da equação (18) enlaçam as correntes e tensões nos terminais (enviados e recebidos). (STEVENSON; GRAINER 1994, GROSS; 1896, ZANETTA; 2006, MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008).

O sistema elétrico de potência está composto de muitas linhas, o uso da equação (18), para fins de análise resulta pouco conveniente, e um modo mais simples e substituir por o equivalente π mostrado na Figura 15.

¹ Segundo (STEVENSON; 1986) em linhas de comprimento maior a 240 km, é necessário realizar os cálculos

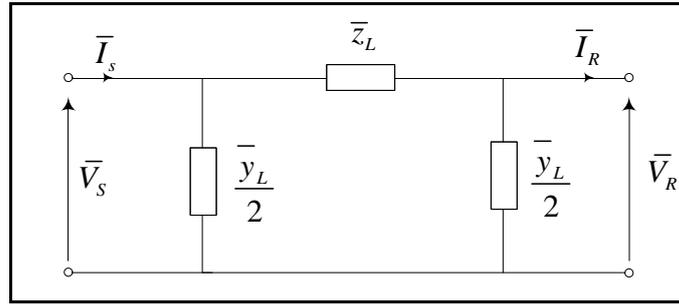


Figura 15 Circuito π equivalente da linha de transmissão.

O circuito simplificado da Figura 15 mostra os parâmetros \bar{z}_L e \bar{y}_L do circuito equivalente π os quais são dados pelas equações (19) e (20).

$$\bar{z}_L = \bar{Z} \cdot \frac{\sinh \bar{\gamma} l}{\bar{\gamma} l} \quad (19)$$

$$\bar{y}_L = \bar{Y} \cdot \frac{\tanh(\bar{\gamma} l / 2)}{\bar{\gamma} l / 2} \quad (20)$$

Onde $\bar{Z} = \bar{z} \cdot l$ é a impedância total por fase, e $\bar{Y} = \bar{y} \cdot l$ a admitância total por fase.

Deve-se ressaltar que os parâmetros do circuito π equivalente \bar{z}_L e \bar{y}_L , não são a impedância e admitância total da linha. Porém, para a típica linha de transmissão $\bar{\gamma} \cdot l$ é pequeno e a função hiperbólica pode aproxima-se a $\sinh(\bar{\gamma} \cdot l) \approx \bar{\gamma} \cdot l$ e $\tanh(\bar{\gamma} \cdot l / 2) \approx \bar{\gamma} \cdot l / 2$. Substituindo nas equações (19) e (20) obtemos os parâmetros da linha de comprimento médio. (l entre 80 e 200 km).

$$\bar{z}_L = Z \quad (21)$$

$$\bar{y}_L = \bar{Y} \quad (22)$$

Para linhas curtas ($l < 80\text{ km}$) o efeito capacitivo pode ser desprezado, sendo $\bar{y}_L = 0$.

3.2 Transformadores de Potência

Os transformadores são necessários para conectar as partes dos SEP operando em diferentes níveis de tensões. Além de alterar os níveis de tensão, são utilizados para controle da tensão e potência reativa. São quase sempre equipados com *taps* em um ou mais enrolamentos, permitindo trocar a relação de transformação.

Os transformadores de potência são classificados geralmente em três categorias:

- *Gerador-transformador (step-up)*: transformador que liga o gerador com a rede elétrica.
- *Transformadores de transmissão*: são utilizados para conectar diferentes partes da rede de transmissão, usualmente em diferentes níveis de tensão, ou conecta o sistema de transmissão com o sistema de distribuição.
- *Transformadores de distribuição*, reduzem a tensão para os níveis requeridos pelo consumidor.

O tipo de transformador *step-up* é usualmente conectado em $\Delta-Y$ (delta-estrela) com o neutro aterrado. A conexão delta, do lado do gerador tem o objetivo de fechar os caminhos da circulação de correntes resultante das cargas assimétricas e a corrente de terceira harmônica produzida pela característica não linear $B-H$ do núcleo do transformador. (OLIVEIRA; 2009)

Se não se precisa uma relação de transformação muito alta, o transformador de dois enrolamentos Figura 16 (a) pode ser substituído por um autotransformador de um só enrolamento Figura 16 (b). No autotransformador, o enrolamento do primário w_1 e o enrolamento do secundário w_2 são comuns dando mais economia.

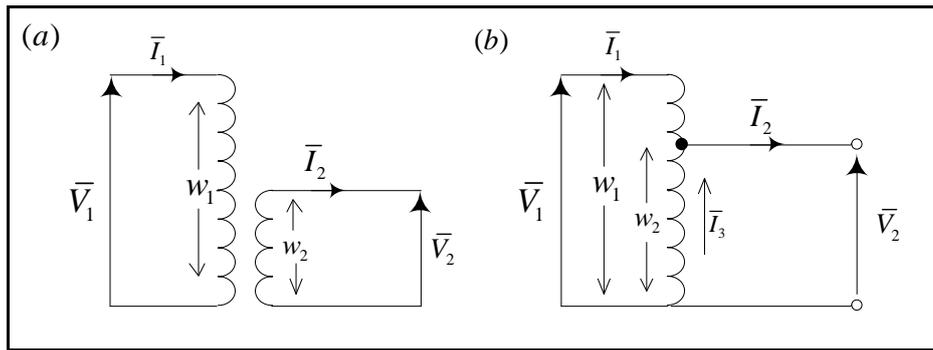


Figura 16 (a) transformador de transmissão de dois enrolamentos; (b) autotransformador.

Do ponto de vista do sistema de energia, variação da relação de transformação é requerido para compensar as variações de tensões no sistema. No sistema elétrico temos dos tipos de *taps*: mudança de tap sem carga e mudança de *tap* sob carga ULTC (*under load tap changing*), LTC (*load tap changing*). Eles são utilizados para atender as variações de longo prazo devido ao crescimento da demanda. Os ULTC são utilizados quando a relação de transformação muda frequentemente, por exemplo, as variações diárias e condições do sistema. Normalmente as relações dos *taps* tem uma faixa entre $\pm 10\%$ e $\pm 15\%$.

O transformador é um dispositivo bem conhecido, o principio básico de funcionamento e coberto em livros de textos de eletricidade (ELGERD; 1971, GROSS; 1986). Outros como (Electrical Transmission and Distribution Reference Book; 1964) fornece informação da construção física e características de performance.

Aqui, será apresentado o modelo de transformador utilizado em estudos de estabilidade e fluxo de potência.

3.2.1 Representação e circuito equivalente do transformador

O circuito equivalente básico do transformador de dois enrolamentos é mostrado na Figura 17. Os subscritos *P* e *S* são utilizados para referir as quantidades do primário e secundário.

A reatância de magnetização X_{mp} é muito grande e usualmente desprezada. Para estudos especiais é requerida a representação da saturação do transformador.

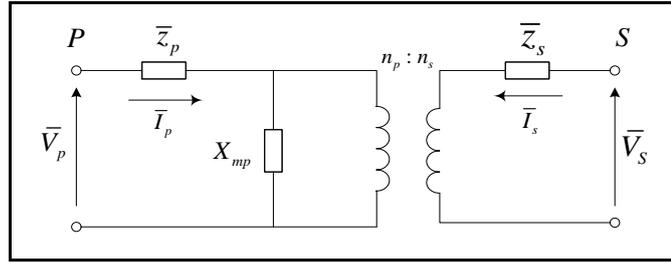


Figura 17 Circuito equivalente do transformado.

Onde suas quantidades físicas são detalhadas na Tabela 2.

Tabela 2 Quantidades físicas do transformador

$Z_p = R_p + j X_p$ $Z_s = R_s + j X_s$	Impedância do primário e secundário
$R_p ; R_s$	Resistência dos enrolamentos do primário e secundário
$X_p ; X_s$	Reatância dos enrolamentos do primário e secundário
$n_p ; n_s$	Número de espiras dos enrolamentos do primário e secundário
X_{mp}	Reatância magnetizante referenciada no lado do primário

Seguindo o desenvolvimento apresentado em (KUNDUR; 1994) chegamos ao circuito equivalente da Figura 18 para um transformador operando fora do tap nominal:

$$\bar{n} = \frac{\bar{n}_p}{\bar{n}_s} = \frac{n_p n_{so}}{n_{po} n_s} \quad (23)$$

$$\bar{z}_e = \bar{n}_s^2 (\bar{z}_{po} + \bar{z}_{so}) = \left(\frac{n_s}{n_{so}} \right)^2 \cdot (\bar{z}_{po} + \bar{z}_{so}) \quad (24)$$

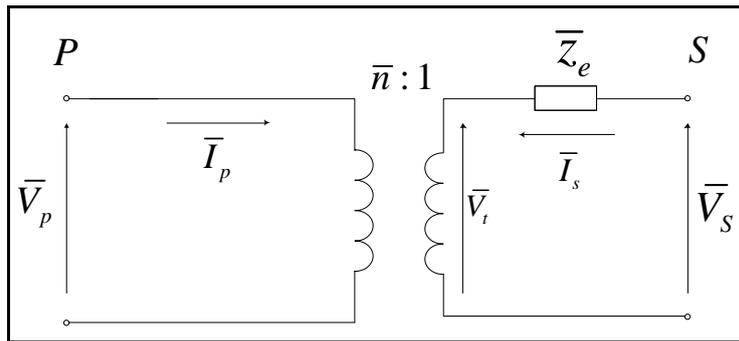


Figura 18 Circuito equivalente do transformador

Onde suas quantidades físicas são detalhadas na Tabela 3.

Tabela 3 Quantidades físicas do transformador standard

$V_p ; V_s$	Tensões do primário e secundário
Z_{po}	Z_p na posição nominal do tap do lado primário.
Z_{so}	Z_s na posição nominal do tap do lado secundário.
\bar{n}	Relação de espiras
n_{po}	Número de espiras nominais do lado primário
n_{so}	Número de espiras nominais do lado secundário

O circuito equivalente representado na Figura 18 é extensamente utilizado para representar transformadores de dois enrolamentos utilizados nos estudos de fluxo de potência e estabilidade. (IEEE Committe Report; 1973).

Quando a atual relação de espiras é diferente a relação nominal \bar{n} representa a relação no nominal (ONR do inglês *off-nominal ratio*).

3.2.2 Considerações das conexões dos transformadores trifásicos

O circuito equivalente standard da Figura 18, representa o circuito equivalente monofásico de um transformador trifásico. Ao estabelecer o ONR, as relações nominais de espiras (n_{po}/n_{so}) são feitas para obter a razão das tensões do lado primário e secundário do transformador, independentemente das ligações dos enrolamentos ($Y-Y$, $\Delta-\Delta$, ou $Y-\Delta$).

Para a conexão $Y-Y$ e $\Delta-\Delta$ dos transformadores, isso faz que a razão entre as proporções nominais base, dos enrolamentos primários e secundários sejam iguais em cada fase do transformador. Para a conexão $Y-\Delta$, isso adiciona um fator $\sqrt{3}$ devido a ligação dos enrolamentos.

No caso da conexão $Y-\Delta$ do transformador, faz uma mudança de 30° de fase, introduzido entre os lados primários e secundários das tensões (KUNDUR; 1994).

3.3 Máquinas Síncronas

Grande parte da energia elétrica utilizada no mundo é gerada pelas Máquinas Síncronas (MS). Elas são movimentadas pela energia mecânica fornecida por: turbinas hidráulicas, eólicas, a vapor ou máquinas de combustão interna. A principal função das máquinas síncronas é converter a energia mecânica do eixo em energia elétrica nos terminais dela.

As máquinas síncronas possuem um enrolamento trifásico no estator e um enrolamento de excitação, alimentado com corrente contínua, no rotor. Além disso, pode também apresentar enrolamentos amortecedores no rotor (Figura 20).

Se a máquina síncrona é alimentada com uma frequência constante, a sua velocidade conservar-se constante. A velocidade constante chama-se de “velocidade de sincronismo” e depende da frequência de trabalho e do número de polos da máquina (Figura 20).

Nesta subseção se apresentam o princípio de funcionamento dos geradores síncronos e as equações utilizadas para a sua modelagem (KUNDUR; 1994, FITZGERALD; KINGSLEY; UMANS; 2006).

3.3.1 Modelagem Dinâmica Da Máquina Síncrona

Uma máquina síncrona compõe de duas partes fundamentais, a parte mecânica e a parte elétrica. Então, para modelar corretamente a máquina síncrona tem-se que considerá-lo como um sistema eletromecânico (Figura 19). O sistema mecânico produz o torque mecânico através das turbinas ao eixo da máquina e o sistema elétrico tem a função de transformar a energia mecânica em energia elétrica.

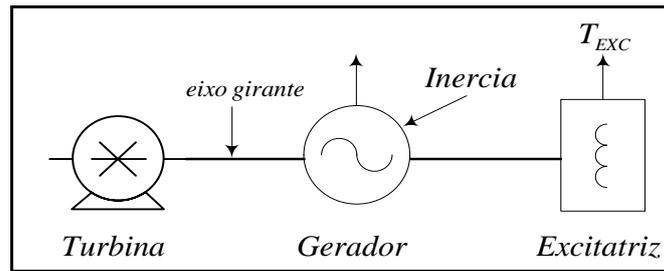


Figura 19 Representação mecânica da máquina síncrona

As máquinas síncronas são constituídas pelo rotor (parte girante) e por o estator (parte estática). O enrolamento que produz o campo magnético situa-se no rotor e é percorrido por corrente contínua chamada também como “corrente de excitação”. Já no estator estão montados os enrolamentos induzidos os quais fazem a conversão eletromecânica de energia. Estes enrolamentos estão distribuídos ao longo da periferia distanciados com um ângulo de 120° um do outro. A Figura 20 mostra a disposição destes enrolamentos (a,b,c).

A análise das máquinas síncronas é comumente feito por meio de um circuito elétrico de parâmetros concentrados mais um dos modelos mais utilizados (derivados da Teoria de Park) transforma as grandezas trifásicas do estator a um novo sistema de referência, ortogonal e fixo ao rotor, conhecido como eixos D-Q (Direto e Quadratura) (ANDERSON; FOUAD, 2002).

Assim a representação elétrica da máquina síncrona fica de acordo com a Figura 20.

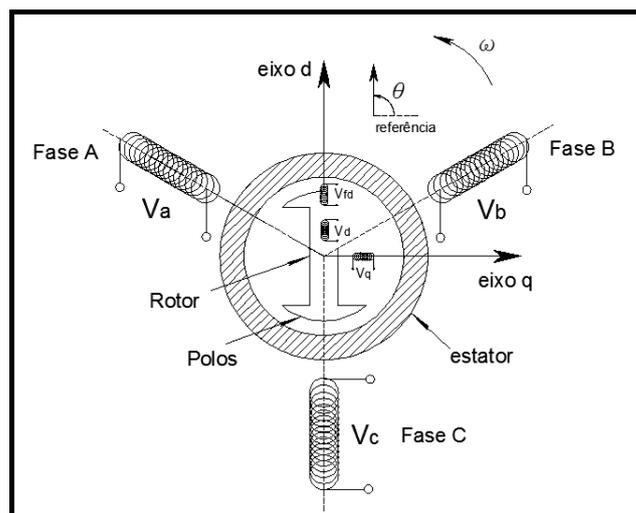


Figura 20 Representação elétrica da máquina síncrona.

Então, para fazer a modelização da máquina consideram-se as seguintes hipóteses simplificadoras:

- O entreferro entre a superfície do rotor e estator é desprezível em relação ao diâmetro da máquina.
- A permeabilidade magnética do ar é desprezível frente a do ferro e pode-se considerar que a do ferro tende a infinito $\mu_{Fe} \rightarrow \infty$.
- Despreza-se a saturação dos circuitos magnéticos, à histerese, as correntes de perdas de Foucault e a dispersão do campo magnético nos extremos da máquina.
- Supor-se que a seção dos condutores é desprezível em relação às dimensões da máquina e que ele encontra-se em forma paralela ao eixo da máquina, sem ocupar espaço radial. Assim, não se tem em conta as ranhuras da máquina.

Todas estas suposições fazem que a máquina síncrona estudada comporta-se como uma “máquina elétrica ideal” (KUNDUR; 1994).

3.3.2 Modelagem Elétrica

3.3.2.1 Equações de Fase

Apresentasse agora as equações diferenciais das tensões estatóricas e rotóricas, válidas para o regime permanente como para o transitório. As equações são formuladas para uma máquina síncrona genérica de rotor bobinado. As equações para uma máquina de rotor liso pode-se obter como um caso particular das equações para o rotor de polos salientes onde considera-se que as indutâncias do eixo direto e de quadratura são iguais.

As tensões estatóricas estão expressas respeito a um sistema de referência fixo no estator e as tensões rotóricas são expressas em função de sistema de referência rotante ligado ao rotor. Assim, temos:

Enrolamento estatórico:

$$u_{sA}(t) = R_s \cdot i_{sA}(t) + \frac{d\phi_{sA}(t)}{dt} \quad (25)$$

$$u_{sB}(t) = R_s \cdot i_{sB}(t) + \frac{d\phi_{sB}(t)}{dt} \quad (26)$$

$$u_{sC}(t) = R_s \cdot i_{sC}(t) + \frac{d\phi_{sC}(t)}{dt} \quad (27)$$

Enrolamento rotórico:

$$u_f = R_f \cdot i_f + \frac{d\phi_f}{dt} \quad (28)$$

Onde os parâmetros da máquina síncrona se descrevem na Tabela 4:

Tabela 4: Parâmetros da máquina síncrona.

R_s	resistência estatórica
$u_{sA}(t), u_{sB}(t), u_{sC}(t)$	tensões instantâneas em cada fase do estator
$i_{sA}(t), i_{sB}(t), i_{sC}(t)$	correntes instantâneas em cada fase do estator
$\phi_{sA}(t), \phi_{sB}(t), \phi_{sC}(t)$	fluxos totais através de cada fase do estator
R_f	resistência do enrolamento rotórico
u_f	tensão instantânea do rotor
i_f	corrente instantânea do rotor
ϕ_f	fluxo total através do enrolamento do rotor

Por outro lado, as equações que ligam os fluxos estatóricas com as correntes são:

$$\phi_{sA} = \bar{L}_{sA} \cdot i_{sA} + \bar{M}_{sAB} \cdot i_{sB} + \bar{M}_{sAC} \cdot i_{sC} + \bar{M}_{sf} \cdot \cos(\theta_r) \cdot i_f \quad (29)$$

$$\phi_{sB} = \bar{L}_{sB} \cdot i_{sB} + \bar{M}_{sAB} \cdot i_{sA} + \bar{M}_{sBC} \cdot i_{sC} + \bar{M}_{sf} \cdot \cos\left(\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) \cdot i_f \quad (30)$$

$$\phi_{sC} = \bar{L}_{sC} \cdot i_{sC} + \bar{M}_{sBC} \cdot i_{sB} + \bar{M}_{sAC} \cdot i_{sA} + \bar{M}_{sf} \cdot \cos\left(\theta_r + \frac{4\pi}{3}\right) \cdot i_f \quad (31)$$

Onde as indutâncias se detalham na Tabela 5:

Tabela 5 Indutâncias da máquina síncrona.

$\bar{L}_{sA}, \bar{L}_{sB}, \bar{L}_{sC}$	indutâncias próprias das fases do estator.
$\bar{M}_{sAB}, \bar{M}_{sAC}, \bar{M}_{sBC}$	indutância mutua entre as fases do estator.
\bar{M}_{sf}	indutância mutua entre estator e rotor.

Então, por cada fluxo de enrolamento estatórico temos 4 termos de influência pela relação de 3 enrolamentos estatórico e 1 enrolamento rotórico. Para o enrolamento rotórico a equação do fluxo tem também 4 términos:

$$\begin{aligned} \phi_f = & \bar{L}_f \cdot i_f + \bar{M}_{sf} \cdot i_{sA} \cdot \cos(\theta_r) + \bar{M}_{sf} \cdot i_{sB} \cdot \cos\left(\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) + \\ & + \bar{M}_{sf} \cdot i_{sC} \cdot \cos\left(\theta_r + \frac{4\pi}{3}\right) \end{aligned} \quad (32)$$

onde:

\bar{L}_f : indutância própria do enrolamento rotórico.

\bar{M}_{fs} : indutância mutua entre o enrolamento rotórico e uma fase do estator.

3.4 Sistemas de excitação

A básica função dos sistemas de excitação é prover corrente contínua ao enrolamento de campo das máquinas síncronas com objetivo de estabelecer a tensão interna do gerador síncrono. Em consequência, o sistema de excitação é responsável não somente pela tensão de saída da máquina, mas também pelo fator de potência e pela magnitude da corrente gerada. Além, os sistemas de excitação realizam funções de controle e proteção para ter um bom desempenho nos SEP, controlando a tensão e corrente de campo (KUNDUR; 1994).

3.4.1 Considerações no Gerador Síncrono

A exigência básica do sistema de excitação é prover e ajustar automaticamente a corrente de campo dos geradores síncronos, mantendo a tensão terminal de saída dentro dos limites de capacidade do gerador.

Além, o sistema de excitação deverá ser capaz de responder aos distúrbios transitórios, forçando ao campo do gerador instantaneamente por um curto período dentro dos tempos limites de capacidade. Os limites de capacidade do gerador são fatores severos como: falha de isolamento do rotor devido à alta tensão de campo, sobreaquecimento do rotor devido à alta tensão de campo, sobreaquecimento do estator devido à alta corrente de carga produzido na armadura, aquecimento do núcleo, e sobreaquecimento por efeito de excesso de fluxo (Volts/Hz). Os limites térmicos são dependentes do tempo, e a capacidade de sobrecarga de curta duração dos geradores pode prolongar-se de 15 até 60 segundos (KUNDUR; 1994).

3.4.2 Considerações no Sistema de Potência

O sistema de excitação deverá ser capaz de responder rapidamente aos distúrbios de modo de melhorar a estabilidade transitória, e modular o campo do gerador de modo de aumentar a estabilidade de pequena sinal.

A combinação da alta capacidade de campo com o uso de estabilizadores de pequeno sinal contribui a melhoria substancial do rendimento global do sistema dinâmico (KUNDUR; 1994).

3.4.3 Classificação dos sistemas de excitação

Baseadas nas fontes de potência, os sistemas de excitação são classificadas pelas seguintes categorias:

- Sistemas de Corrente Contínua (CC).
- Sistemas de Corrente Alternada (CA).
- Sistemas de excitação estática.

3.4.3.1 Sistemas de excitação de Corrente Contínua

Os sistemas de excitação desta categoria utilizam geradores CC como fontes de poder para fornecer corrente ao rotor da máquina síncrona, através dos anéis deslizantes.

Os sistemas de excitação CC estão gradualmente desaparecendo, e sendo substituídos por sistemas CA ou estáticos. Em alguns casos os reguladores de tensão só terem sido substituídos por modernos reguladores eletrônicos de estado estático. (KUNDUR; 1994)

A Figura 21 ilustra o esquema simplificado típico de um sistema de excitação CC, com sua respectiva excitação piloto.

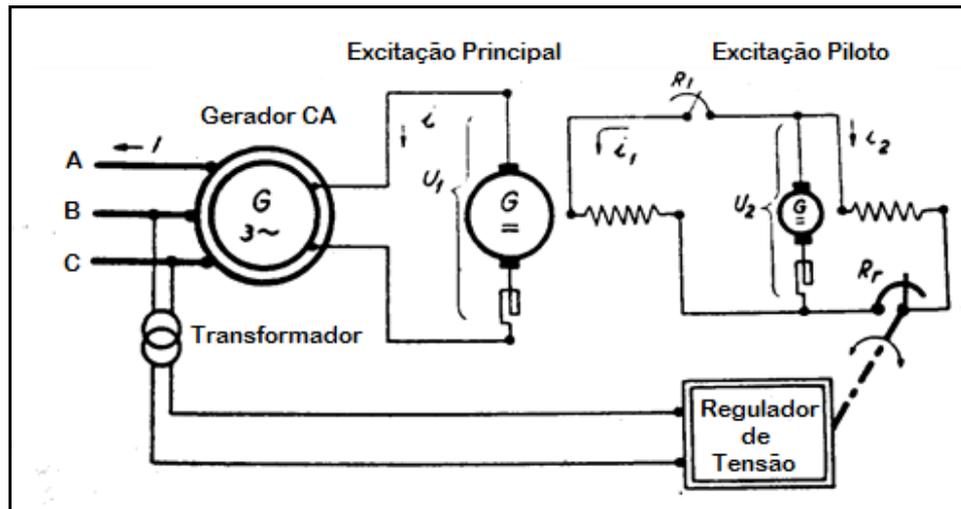


Figura 21 Sistema de excitação CC (SOBREVILA; 1963).

Na Figura 21 verifica-se os terminais de saída B-C onde se alimenta um transformador redutor do tipo de instrumento, o qual alimenta o mecanismo regulador de tensão, este último é encarregado de regular a CC de excitação do gerador em forma indireta (SOBREVILA; 1963).

3.4.3.2 Sistemas de Excitação com Corrente Alternada

Os sistemas de excitação desta categoria utilizam geradores de CA como fontes principais de excitação. Usualmente, se encontra no mesmo eixo da turbina ou gerador. A CA de saída do gerador de excitação é retificada para produzir a corrente contínua necessária para o campo do gerador.

Os sistemas de excitação de CA podem tomar diferentes formas, dependendo da disposição dos retificadores, metodologia de controle, e fontes de excitação. Os retificadores podem ser estacionários ou rotativos (KUNDUR; 1994).

3.4.3.2.1 Sistemas com Retificadores Estacionários

Com o sistema de retificadores estacionários, a saída de CC é alimentada para o enrolamento de campo do gerador principal através de anéis deslizantes. Quando os não controlados retificadores são utilizados, o controle de campo, e feito por o excitador do gerador de CA . O sistema mostrado na Figura 22 corresponde ao sistema de excitação do General Electric ALTERREX. O gerador de excitação e conduzido por o gerador principal de CA (KUNDUR; 1994).

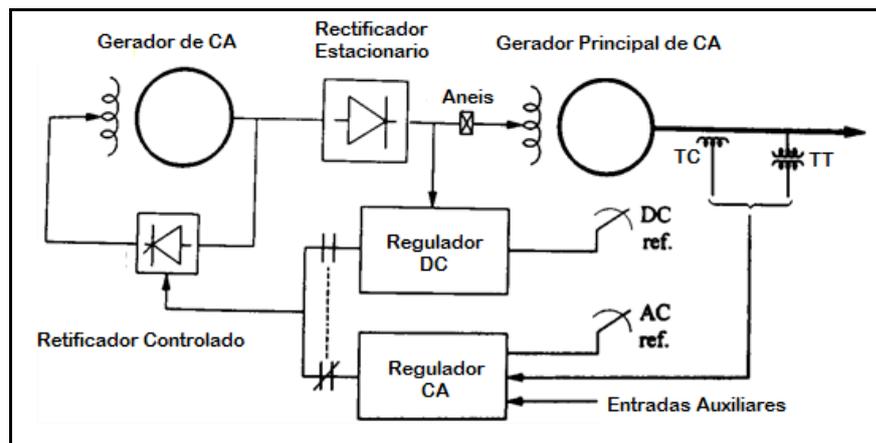


Figura 22 Excitação CA - retificador estacionário no controlado (KUNDUR; 1994).

Quando o controle dos retificadores (tiristores) é utilizado, o regulador controla diretamente a tensão de saída de CC do excitador. A Figura 23 mostra a sistema de General Electric ALTHYREX. A excitação do gerador de CA é auto excitada e utilizada uma independente tensão estática, para manter a tensão de saída. Uma vez que os tiristores controlar diretamente a saída de excitação, este sistema inerentemente proporciona uma alta resposta inicial (tempo de resposta pequeno) (KUNDUR; 1994).

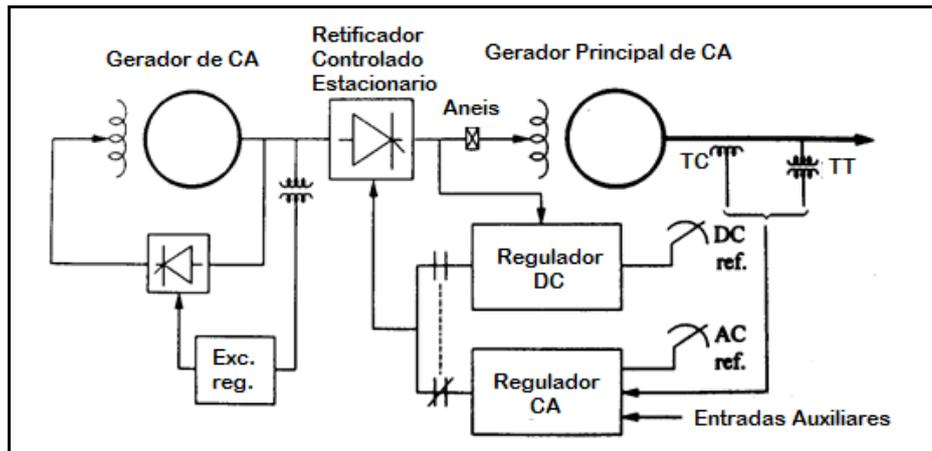


Figura 23 Excitação CA, com retificador controlado estacionário (KUNDUR; 1994).

3.4.3.2.2 Sistemas com retificadores rotativos.

Com retificadores rotativos, a necessidade de anéis coletores e escovas são eliminadas, e a saída de CC é introduzida diretamente no campo do gerador principal. Tal como mostrado na Figura 24, o enrolamento do excitador de CA e os díodos retificadores rodam com o campo do gerador principal. Têm um pequeno excitador de CA piloto, com rotor de ímã permanente (como mostra NS na Figura 24), gira com o enrolamento do excitador e os díodos retificadores. A saída retificada do excitador piloto energiza o campo do excitador de CA. O regulador de tensão controla o excitador de campo AC, que por sua vez controla o campo do gerador principal (KUNDUR; 1994).

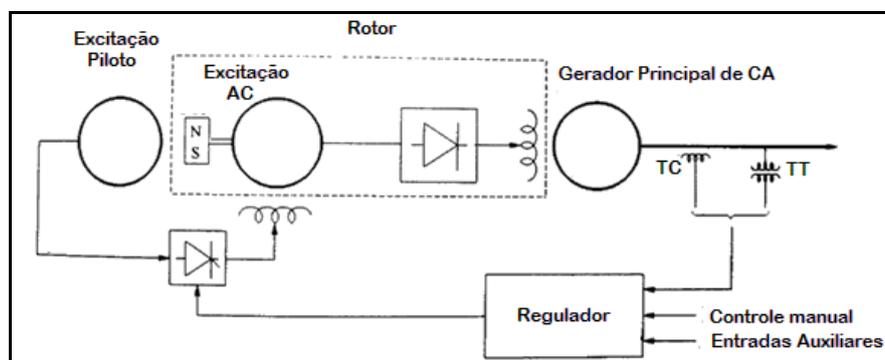


Figura 24 Sistema de excitação de CA, retificadores rotativos (KUNDUR; 1994).

3.4.4 Sistemas de Excitação Estática

Todos os componentes em estes sistemas são estáticos ou estacionários. Retificadores estáticos, controlados ou não controlados, fornecendo à excitação de campo CC aos principais geradores de CA através dos anéis deslizantes. O abastecimento de energia aos retificadores vir dos principais geradores de CA ou de alguma estação auxiliar, através de transformadores para descer a tensão a um nível adequado.

Uma das desvantagens das excitatrizes estáticas é a necessidade de anéis deslizantes para fornecer corrente ao rotor do gerador principal. Essa desvantagem é compensada pela alta velocidade de resposta aos sinais de controle. Como o custo dos retificadores de alta potência vem caindo, e a confiabilidade aumentando com esse tipo de sistema, as excitatrizes estáticas têm se tornado o principal tipo de fonte de excitação (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008).

3.5 Controle de Sistema de Excitação

Um sistema de controle de excitação inclui funções de controle, limitação, regulação e proteção. A filosofia de operação está em se ter funções de controle regulando grandezas específicas de acordo com os ajustes pré-determinados, e as funções limitadoras atuando para prevenir que as grandezas não ultrapassem os limites ajustados.

As funções de controle incluem, controle de tensão e fluxo de potência reativa melhorando desta forma a estabilidade do sistema. As funções de proteção têm por objetivo garantir a capacidade dos limites da máquina síncrona, sistema de excitação e outros equipamentos que não foram excedidos seus limites (KUNDUR; 1994).

A Figura 25 apresenta um diagrama básico de um sistema de controle de excitação.

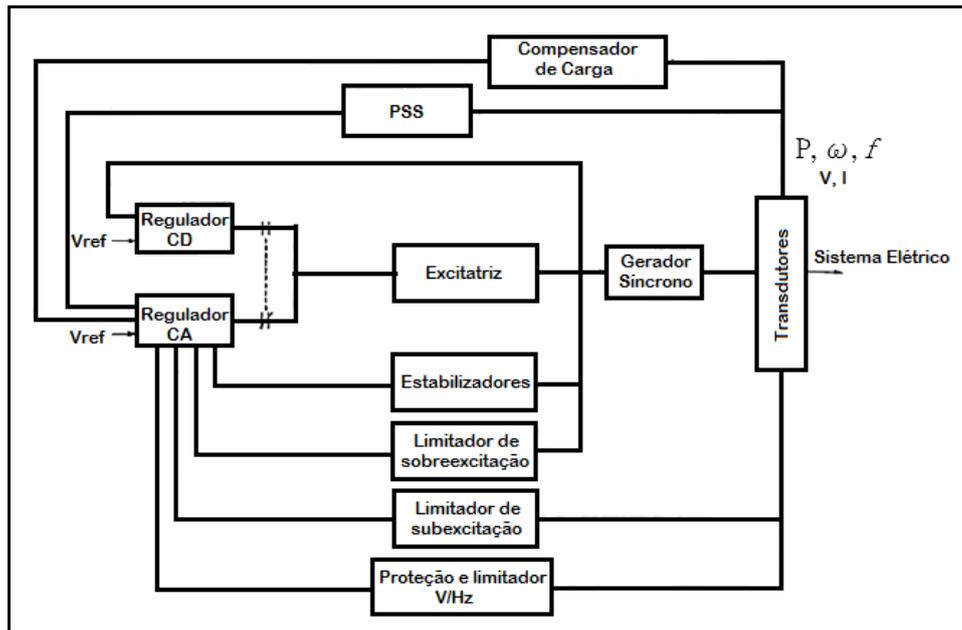


Figura 25 Diagrama básico de um sistema de controle de excitação.

3.5.1 Regulador Automático de Tensão (AVR).

O AVR (do inglês *Automatic Voltage Regulator*) regula a tensão terminal do gerador controlando a corrente fornecida aos enrolamentos de excitação do gerador síncrono. As outras funções apresentadas na Figura 25 atuam através do regulador para controlar a tensão de campo do gerador.

O transdutor mede os elementos de corrente, potência, tensão e frequência do gerador.

3.5.1.1 Regulador CA e CC

O papel do regulador CA é manter a tensão no estator do gerador, e outros controles auxiliares e funções de proteção que funcionam através do regulador para controlar o campo dos enrolamentos de excitação do gerador síncrono.

O regulador CC mantém uma tensão contínua constante sobre o gerador de campo e comumente referida a um controle manual. É utilizado para o teste e quando o regulador de CA falhar (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008).

3.5.1.2 Circuitos Estabilizadores

Os circuitos estabilizadores são compensações realizadas através de realimentações, utilizadas para melhorar o desempenho dinâmico do sistema de controle. Sistemas de excitação compostos por elementos com significativas constantes de tempo possuem um desempenho dinâmico precário, característico de controladores CC e CA. A menos que um pequeno ganho em regime permanente seja utilizado no regulador, o controle do sistema de excitação (através da realimentação da tensão terminal do gerador) seria instável quando a máquina estiver a vazio. A forma mais comum de compensação é uma realimentação negativa derivativa, como mostra a Figura 26 (KUNDUR; 1994).

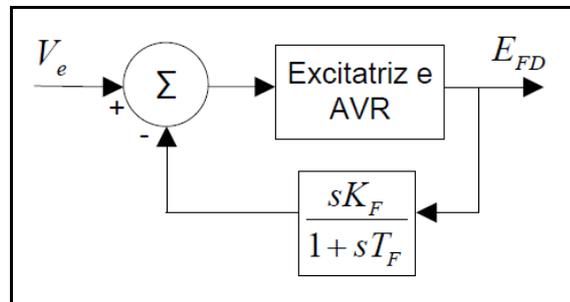


Figura 26 Realimentação derivativa para estabilização (KUNDUR; 1994).

Onde os parâmetros do esquema estabilizador se encontram na Tabela 6.

Tabela 6 Parâmetros do esquema estabilizador.

E_{FD}	Tensão de campo
S	Operador de Laplace

K_F	Ganancia do estabilizador
T_F	Constante de tempo
V_E	Tensão de referencia

3.5.1.3 Estabilizador do Sistema de Potência (PSS)

Os estabilizadores de sistemas de potência, PSS (do inglês *Power System Stability*), são empregados para suprimir oscilações em baixa frequência e melhorar a estabilidade de sistemas. Estes elementos introduzem amortecimento nas oscilações do sistema a partir do princípio de compensação de fase da teoria de controle. Sua atuação resulta na inserção de uma parcela de conjugado elétrico em fase com a variação de velocidade. Usualmente os estabilizadores são inseridos na referência dos reguladores de tensão, das unidades geradoras.

O PSS utiliza como sinais de entrada, velocidade angular do rotor, frequência do sistema (obtida nos terminais do gerador), potência elétrica fornecida pelo gerador, dentre outros. Estes tipos de sinais podem ser trabalhados pelo estabilizador tanto de forma individual ou por composição deles. (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008).

3.5.1.4 Compensador de Carga

O regulador automático de tensão (AVR) normalmente controla a tensão terminal do estator. Por vezes, a compensação de carga é utilizada para controlar a tensão, dentro ou fora do gerador. Isto é realizado por um circuito adicional no circuito regulador AVR Figura 25, o circuito compensador é mostrado na Figura 27. O compensador é ajustado por uma resistência e reatância variável simulando uma impedância entre os terminais do gerador e o ponto de controle de tensão. Utilizando a impedância do compensador e as medições de corrente e tensão do estator, podemos ter a magnitude de tensão compensada resultante V_c , alimenta ao AVR, e é dado pela equação (33), com isto a poderá adicionar ou subtrair para os terminais do regulador de tensão (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008).

$$V_c = |\bar{E}_t + (R_c + jX_c) \cdot \bar{I}_t| \quad (33)$$

Onde os parâmetros da tensão compensada se encontram na Tabela 7.

Tabela 7 Parâmetros da tensão de compensação.

V_c	Tensão compensada
\bar{E}_t	Tensão de saída do gerador
$R_c + jX_c$	Impedância de compensação
\bar{I}_t	Corrente de estator

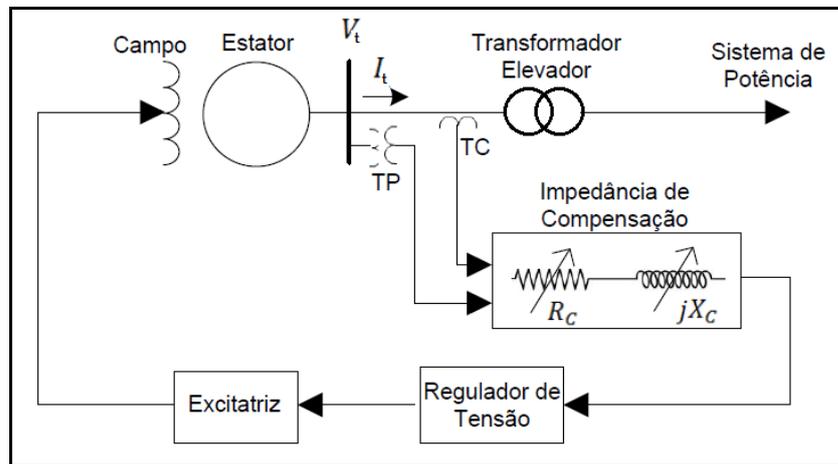


Figura 27 Circuito compensador de carga (KUNDUR; 1994).

3.5.1.5 Limitador de Subexcitação

O limitador de subexcitação destina-se a evitar a redução de excitação do gerador a um nível onde o limite de estabilidade do sinal pequeno ou limite de aquecimento do núcleo do estator não fora excedido.

O sinal de controle é derivado do UEL (do inglês, *Under-Excitation Limiter*) de uma combinação de corrente e tensão ao de potência ativa ou reativa do gerador. Os limites são determinados, quando é excedido o valor de referência.

A Figura 28 indica a maneira em que a característica UEL (representada no plano P-Q) normalmente é coordenada com o limite de estabilidade para pequenos sinais e com a característica de perda de excitação por atuação do relé LOE (do inglês, *Loss-Of-Excitation*) (KUNDUR; 1994).

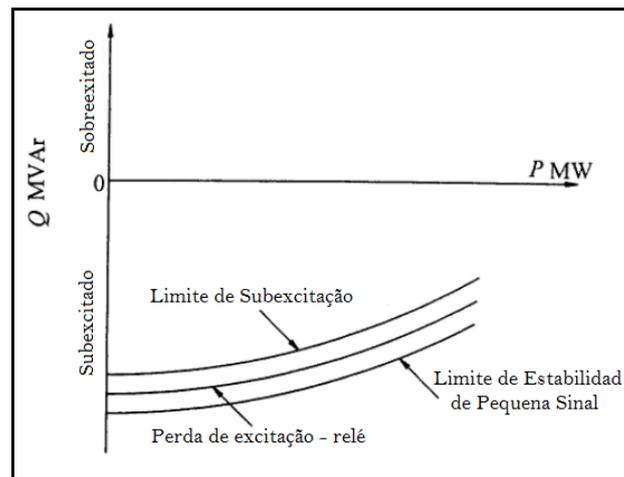


Figura 28 Coordenação entre UEL, LOE relé e limite de estabilidade (KUNDUR; 1994).

3.5.1.6 Limitador de Sobre-excitação

O limitador de sobre-excitação protege ao gerador do aquecimento devido ao sobrecorrente de campo prolongado. Isto também determina o limite máximo de excitação. O gerador de campo é projetado para operar em um valor de carga correspondente. O limite de carga sobre o rotor do gerador é padronizado pela ANSI Standard C50.13-1977.

A função de sobre-excitação limite detecta a condição da corrente de campo, e depois de um atraso atua através do regulador AC Figura 25. Se esta não for bem sucedida, é transferido para o controlador de CC. Se isso tampouco minimiza a excitação, simplesmente desliga o campo.

Existem dois tipos de atrasos no tempo: fixo e inverso. O tempo limite fixo opera quando a corrente de campo exceder o valor *pick*. A inversa funciona de acordo com a capacidade térmica do campo. Isto é mostrado na Figura 29 (KUNDUR; 1994).

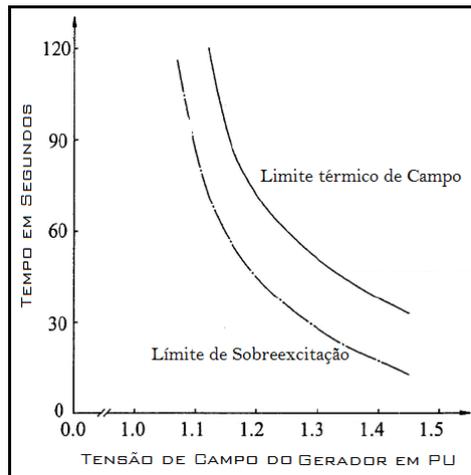


Figura 29 Coordenação do limite de sobre-excitação e campo térmico (KUNDUR; 1994).

3.5.1.7 Proteção e limitador de V/Hz

O limitador V/Hz protege o gerador e seu transformador elevador contra danos que possam ser causados por fluxo magnético excessivo resultante de baixa frequência e/ou sobre tensões. Fluxo magnético excessivo e sustentado pode causar problemas sérios de superaquecimento que podem danificar o transformador e o núcleo do gerador. Já a função de proteção desconecta o gerador quando o valor de V/Hz excede um determinado valor durante um tempo específico (KUNDUR; 1994).

3.6 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentados os principais elementos intervenientes nos estudos de estabilidade de sistemas de potência.

No próximo capítulo é apresentada uma descrição sobre os sistemas de geração eólica nos sistemas elétricos de potência.

4 PARQUES EÓLICOS

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, em agosto de 2013, 1,59% da potência elétrica instalada no país, que é de aproximadamente 2,1 giga-watts (GW), de acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Com raras exceções, os parques eólicos não utilizam geradores elétricos conectados de maneira convencional ao sistema elétrico, como no caso da geração hidrelétrica ou termelétrica. Os geradores utilizam conversores CA-CC-CA para a ligação de potência com a rede elétrica.

O objetivo deste capítulo é realizar uma revisão dos principais aspectos da geração eólica para modelagem dessa forma de geração de energia, no âmbito do comportamento de estabilidade, com o intuito de obter a melhor aplicação dos parques eólicos, que serão utilizadas nas simulações desta dissertação.

4.1 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.

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 e visual. No entanto, a produção de energia de um parque eólico depende da variabilidade dos ventos, que 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. (MULJADI; GEVORGIAN, 2009).

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. (MULJADI; GEVORGIAN, 2009).

4.2 Geradores utilizados nos Parques 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 turbinas e torres, há a necessidade de prover uma forma de conexão “suave” à rede, que permita um desvio da velocidade fixa quando a turbina fosse exposta 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 mostrados na Figura 30 (ACKERMANN, 2005):

Onde:

- Tipo 1: Gerador de Indução com Rotor em Gaiola de esquilo (GIRG);
- Tipo 2: Gerador de indução com rotor bobinado e resistência de rotor controlada (GIRB);
- 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. O GIRG é conectado diretamente à rede através de um transformador. O GIRG tem a característica de absorver potência reativa da rede, por isso, utiliza-se um banco de capacitores para compensação de potência reativa². Para melhora do fator de potência da unidade sistemas desta natureza adicionam-se comumente sistemas de compensação de energia reativa. Bancos de capacitores chaveados e dispositivos dinâmicos como SVC (do inglês, *static var compensator*) e DSTATCOM (do inglês, *distribution static synchronous compensator*) são utilizados para essa finalidade ligados nos terminais do estator do gerador (ACKERMANN, 2005).

O gerador eólico Tipo 2 corresponde à turbina eólica de velocidade variável limitada com resistência de rotor variável. Utiliza-se um GIRB conectado diretamente à rede. Um banco de capacitores realiza a compensação de potência reativa. 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. 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 (ACKERMANN, 2005).

² Os geradores Tipo 1 e Tipo 2 são ligados a rede através de um dispositivo chamado, do inglês *soft-started*, o qual têm por objetivo reduzir a corrente in-rush durante a conexão a rede, limitando assim as perturbações a rede.

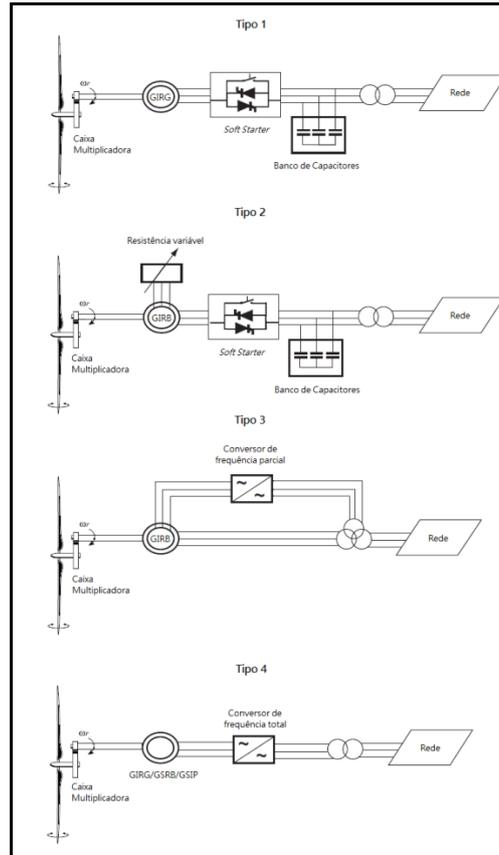


Figura 30 Configuração dos geradores eólicos (ACKERMANN, 2005).

O gerador eólico Tipo 3, conhecido como gerador de indução com dupla alimentação GIDA ou DFIG (do inglês, *doubly-fed induction generator*), corresponde à turbina eólica de velocidade variável limitada com gerador de indução o 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. O conversor opera em qualquer dos quatro quadrantes, ou seja, os fluxos de potência ativa e reativa podem se dar em ambos os sentidos. A variação da frequência de excitação do rotor permite ao DFIG alterar sua velocidade de rotação mesmo para uma frequência de estator fixa. A velocidade de rotação está relacionada às frequências de estator e de rotor por:

$$f_s - f_r = p f_m \quad (34)$$

Onde f_s é frequência da tensão do estator, f_r é a frequência da tensão de rotor, p são os pares de polos da máquina e f_m a frequência de rotação mecânica (PEREIRA, 2007).

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 ímã permanente (GSIP) (ACKERMANN, 2005).

Também são utilizados geradores síncronos multipolos. Neste caso as máquinas elétricas são conectados a rede elétrica através de um inversor de frequência. Devido ao elevado número de polos a velocidade de rotação do rotor do gerador é mais baixa e o eixo do rotor do gerador é ligado diretamente ao eixo do rotor da turbina sem a necessidade de caixas de engrenagens.

Em função da capacidade de variar a velocidade de rotação as máquinas de velocidade variável são mais eficientes na conversão de potência eólica em potência elétrica. Em comparação com a topologia de velocidade variável equipada com o gerador síncrono, o DFIG tem a vantagem de ter menores perdas nos conversores uma vez que estes possuem apenas uma fração da potência nominal do gerador, ao contrário do gerador síncrono na qual o inversor de frequência deve ter a mesma potência do aerogerador (PEREIRA, 2007).

Em comparação com topologias de velocidade variável os sistemas de velocidade fixa tendem a ser mais baratos e de manutenção mais simples, em razão da ausência dos inversores e de escovas quando utilizando geradores de indução de rotor em gaiola.

Trabalhos relacionados com a modelagem de aerogeradores podem ser encontrados em (JABR; KAR, 2005; EKANAYAKE; JENKINS, 2004; LI; CHEN, 2004), e em (RAMTHARAN; JENKINS; ANAYA-LARA, 2007) é apresentada a modelagem de um aerogerador operando com um gerador elétrico síncrono.

4.3 Modelagem de Parques Eólicos e Análise de Estabilidade.

Na parte de modelagem de sistemas de geração eólica um dos temas que recebe destaque é a modelagem de parques eólicos para simulação de estabilidade. Com base nos dados dos aerogeradores presentes no parque eólico são gerados modelos simplificados que permitam analisar diferentes aspectos da inserção da geração eólica. Em (POLLER; ACHILLES, 2003) é discutido um modelo para parques eólicos equipados com geradores de velocidade fixa e de

velocidade variável. Em (SLOOTWEG et al., 2003) um modelo para simulações dinâmicas de turbinas de velocidade variável é apresentado. Trabalhos utilizando uma modelagem que visa avaliar o desempenho do controle utilizado podem ser encontrados em (LALOR; MULLANE, 2005 TAPIA et al., 2003).

Em (YANG; ZHANG; WU; LI; YANG, 2009) é apresentado um estudo de estabilidade transitória quando os parques eólicos estão conectados à rede elétrica.

Trabalhos comparativos entre as diferentes topologias de geração eólica (KAZACHKOV; FELTES; ZAVADIL, 2003; SØRENSEN et al., 2001; SHEN; LOW; OOI, 2004) têm mostrado a maior robustez de sistemas de geração de velocidade variável em relação aos sistemas de geração de velocidade fixa em relação à estabilidade frente a pequenas e grandes perturbações.

Em (BOONCHIAM; SODE-YOME; MITHULANANTHAN, 2009; ORCHI; HOSSAIN, 2012) mostra-se o comportamento da estabilidade de tensão em parques eólicos, através de dispositivos FACTS, para parques eólicos equipados com geradores de indução com rotor em gaiola de esquilo e geradores de indução DFIG.

Em (YONGNING; YANHUA; WEISHENG, 2006) compara-se as características de estabilidade de tensão transitória de parques eólicos equipados com geradores DFIG e geradores de indução em função da capacidade de controle de tensão.

Em (GHAZI; ALIABADI, 2010) mostra-se um estudo de um comportamento de uma fazenda eólica com aerogeradores de velocidade fixa, usando resistores de frenagem.

4.4 Topologia de Parques Eólicos

Apesar do crescente número de trabalhos dedicados a avaliar a influência na estabilidade de sistemas de potência da inserção em altos percentuais de geração eólica ainda não existe consenso em relação à topologia a ser adotada para a análise.

Em muitos casos são realizados estudos baseados em sistemas reais e que apresentem interesse de implementação de parques eólicos (SERENO; CORREA; SANTOS, 2006; NETO; NEVES; CAVALCANTI, 2006; ANAYA-LARA; JENKINS; STRBAC, 2006; HANSEN et al., 2001). Também são utilizadas topologias testes de sistemas de potência difundidas nos estudos de estabilidade (NUNES et al., 2004; SLOOTWEG; KLING, 2002).

Também é corrente o uso de uma topologia na qual o sistema de potência é substituído pelo seu equivalente de Thévenin (HOLDSWORTH et al., 2003a).

4.5 Esquema Básico dos Equipamentos no Parque Eólico

O esquema básico dos equipamentos envolvidos nesta dissertação do parque eólico utilizando gerador síncrono de velocidade variável é apresentado na Figura 31 e na Figura 32.

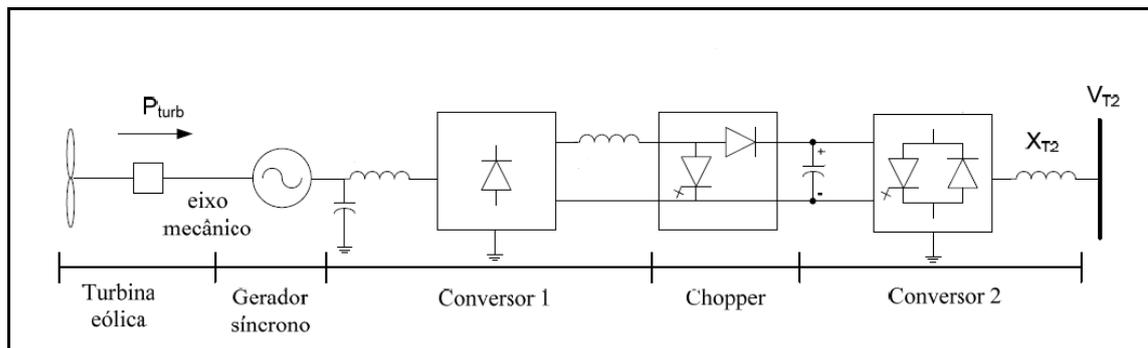


Figura 31 Aproveitamento eólico utilizando gerador síncrono de velocidade variável (CEPEL, 2010b).

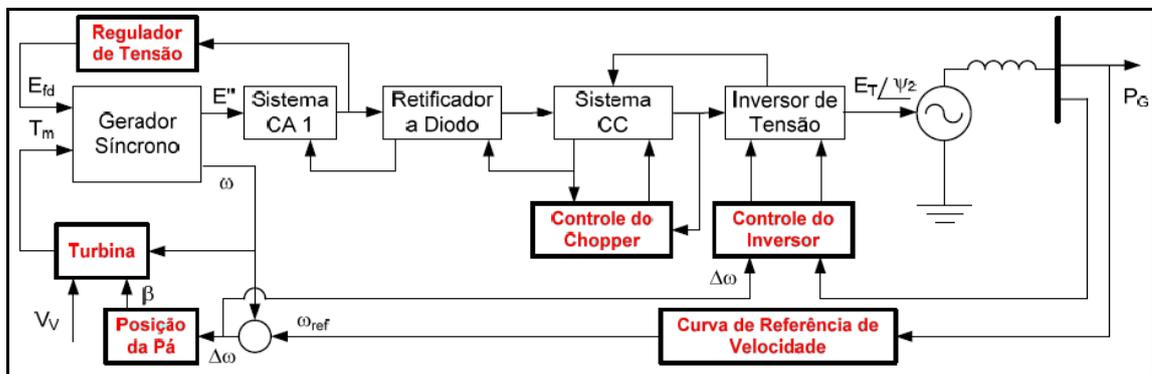


Figura 32 Esquema básico de controle do gerador síncrono de velocidade variável (CEPEL, 2010b).

Onde o conversor visto na Figura 31 é composto por três etapas. A primeira etapa deste conversor é composta por um retificador de onda completa (ponte de diodos) que transforma a corrente alternada de frequência variável em corrente aproximadamente contínua, após passar pelo retificador, esta corrente retificada tem seu valor controlado por um conversor CC-CC tipo chopper, que mantém a corrente contínua em um valor constante desejado e disponibiliza esta

corrente retificada para o Elo CC, ou seja, ele tem como principal função controlar a corrente. Este Elo CC é composto pelo barramento de corrente contínua, indutor de alisamento e capacitores. Ele é o equipamento responsável pela filtragem da tensão e corrente contínua oriundas do retificador. Na última etapa do conversor de frequência é composta pelo inversor. Ele é o responsável pela conexão do elo CC com a rede elétrica. Este equipamento transforma a corrente contínua disponibilizada em corrente alternada, com frequência de 60 Hz. A etapa de potência do inversor é composta por chaves eletrônicas do tipo IGBT do inglês (*Insulated Gate Bipolar Transistor*), operando com modulação tipo PWM do inglês (*Pulse-Width Modulation*), portanto ele tem a capacidade de controlar o nível da sua tensão de entrada a fim de obter a corrente desejada na sua saída. Nesta configuração, o inversor opera como uma fonte de corrente para a rede elétrica, medindo instantaneamente o valor de tensão da rede e calculando o valor de corrente que deve ser injetado pelo conversor para que um determinado valor de potência ativa e reativa seja atingido.

Em (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012) e em (PERDANA, 2008) apresenta-se uma descrição detalhada dos conversores de frequência no mercado atual.

O controle da turbina de potência tipo passo, vista na Figura 32 é um sistema que permite regular a potência mecânica que é extraída dos ventos variando o ângulo de inclinação das pás β , ou seja, as pás giram em torno do seu próprio eixo a fim de aproveitar mais ou menos a energia proveniente dos ventos. Isto é necessário no momento em que o vento atinge velocidades acima das máximas permitidas para a turbina eólica. Como sob ação destes ventos o rotor teria uma velocidade de rotação muito alta, que acarretaria em riscos para o equipamento, este sistema é então acionado, para mudar o ângulo de inclinação das pás em relação ao vento, fazendo com que haja menos contato destas com o vento incidente. Assim o rotor da turbina terá uma velocidade de rotação menor não oferecendo riscos ao equipamento.

De modo de obter o ponto inicial da posição da pá β , a partir dos dados de V_v (velocidade do vento) e ω (velocidade de rotação) como é visto na Figura 32. O procedimento de obtenção do valor inicial, é visto na Figura 33 a partir das curvas $(P \times V)$, $(P \times \omega_{ref})$ e $(C_p \times \lambda)$ (CEPEL, 2010b).

Onde:

C_p : Coeficiente de potência.

λ : relação entre a velocidade de rotação na ponta da pá da turbina e a velocidade do vento.

($P \times V$) Curva característica com controle de passo, onde pode-se verificar a potência gerada em função da velocidade do vento para o aerogerador, Nela também se pode observar que a regulação de potência depois de uma certa velocidade do vento não ultrapassada a nominal.

($P \times \omega_{ref}$) Curva de referencia de velocidade operação (curva de *speed setpoint*), é obtida a través dos dados de potência gerada.

($C_p \times \lambda$) Curva de desempenho da turbina.

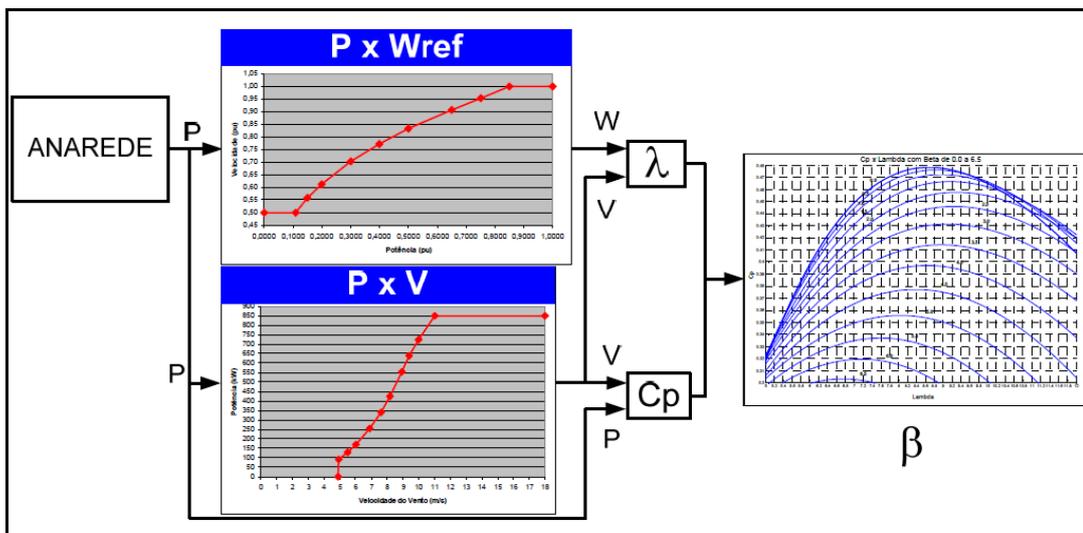


Figura 33 Obtenção do valor inicial da posição da pá (CEPEL, 2010b).

4.6 Considerações Finais

Neste capítulo foi apresentada uma revisão dos principais aspectos da geração eólica para modelagem dessa forma de geração de energia, no âmbito do comportamento de estabilidade, também foi apresentado o tipo de aerogerador que será utilizado nas simulações explicitando suas principais características e princípios de funcionamento.

5 ESTUDO DE CASO

Os estudos de estabilidade, para diferentes perturbações em sistemas elétricos de potência, são normalmente realizados através de simulações computacionais, devido ao uso de modelos mais completos dos componentes de um sistema de potência, implicando um aumento da complexidade da solução do problema e dificultando o desenvolvimento analítico para uma análise de estabilidade transitória (PEREIRA, 2007). Sendo assim, a abordagem utilizada neste trabalho para a análise de estabilidade transitória de geradores síncronos ligados ao sistema de transmissão será a simulação computacional.

Neste capítulo apresenta-se uma descrição do sistema de transmissão e da geração utilizada nas simulações, bem como uma breve descrição dos modelos utilizados e dos casos estudados. Os resultados obtidos e a análise dos mesmos estão apresentados no Capítulo 6.

5.1 ANAREDE/ANATEM

Devido à natureza complexa do conjunto de equações algébricas e diferenciais que regem o comportamento dinâmico dos sistemas de energia elétrica, as ferramentas utilizadas para a simulação dinâmica desses sistemas são em geral desenvolvidas especificamente para este fim.

Existem ferramentas específicas para simulação de transitórios lentos, como o ANATEM e o EUROSTAG, onde fenômenos rápidos não são modelados, permitindo a simulação de sistemas de grande porte com tempos computacionais reduzidos. Ferramentas como o ATP/EMTP/ e o PSCAD/EMTDC são específicas para a observação de transitórios rápidos, mas com limitações na dimensão dos sistemas simulados. Em geral, as ferramentas genéricas apresentam linguagens interpretadas de alto nível e interfaces gráficas que facilitam o

desenvolvimento de aplicações, tais como o MATLAB (SIMULINK), SCILAB (SCICOS), VISSIM e MATHCAD. Apesar dessas ferramentas fornecerem interfaces amigáveis para o usuário, na maioria das vezes elas não permitem a modelagem direta do comportamento dinâmico de sistemas elétricos (ABREU, 2005).

As ferramentas computacionais utilizadas neste trabalho, ANAREDE e ANATEM, foram desenvolvidas pelo Centro de Pesquisas da Eletrobrás (CEPEL/Eletróbrás), pois consideram um modelo de rede equilibrada e circuitos de sequência positiva.

O ANAREDE (Programa de Análise de Redes) apresenta na forma de um diagrama unifilar todas as informações dos resultados da simulação de fluxo de potência, com a possibilidade de identificações dos elementos com sobrecarga, subtensão e sobretensão em regime permanente. Neste programa dois métodos estão disponíveis para a solução das equações da rede elétrica, o Método Desacoplado Rápido, e o Método de Newton³, o qual foi utilizado nesta dissertação.

O ANATEM (Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos) é uma aplicação computacional para estudos de estabilidade transitória de sistemas elétricos de potência. Seu foco é dirigido para a simulação no domínio do tempo e para a análise dinâmica do sistema elétrico de potência, visando à avaliação da estabilidade eletromecânica. Utiliza-se o método de integração trapezoidal implícito⁴ para a solução das equações devido a sua simplicidade de implementação, a sua generalidade e estabilidade numérica. Os métodos implícitos em geral, como é o caso deste método, é numericamente estável, o que evita acumulação de erros de truncamento a cada passo de integração (SGARBI, 2010).

5.2 Modelagem do Sistema

Os modelos utilizados neste trabalho para o sistema de transmissão, máquina síncrona, regulador de tensão e excitatriz da máquina síncrona, regulador de velocidade, turbina da máquina síncrona e parque eólico basearam-se nos dados retirados da base de dados da ONS e do ANATEM (CEPEL, 2010b). Estes modelos são descritos a seguir.

³ Ambos os métodos são apresentados em (Monticelli, 1983)

⁴ O desenvolvimento de integração trapezoidal implícito é apresentado em (CEPEL, 2010b).

5.3 Barra Swing

O ponto de conexão entre o sistema transmissão estudado e a rede de potência infinita foram representados pelo modelo clássico de gerador síncrono, sendo considerado como a referência do sistema nas simulações de fluxo de carga e como um barramento infinito nas simulações dinâmicas.

O modelo clássico de máquina síncrona com fonte de tensão constante em série com a reatância transitória de eixo direto é representado no modelo “MD01” do código de execução “DMDG” (Modelos predefinidos de máquina síncrona) do ANATEM (CEPEL, 2010b). Para que este modelo seja considerado como um barramento infinito é necessário preencher somente o dado de frequência, ou, deixando-o em branco, a frequência considerada será automaticamente igual a 60 Hz. O diagrama de bloco da equação de oscilação eletromecânica pode ser visualizado no manual do programa (CEPEL, 2010b).

5.4 Modelo dos Geradores Síncronos

O modelo de gerador síncrono considerado nas simulações dinâmicas é um modelo de gerador de polos salientes movimentado por turbinas hidráulicas de baixa velocidade.

Dessa forma, utilizou-se o Modelo 02 predefinido de máquina síncrona (opção “MD02” ativada) do software ANATEM, que representa um modelo de máquina de polos salientes com um enrolamento de campo e dois enrolamentos amortecedores, sendo um no eixo direto e outro no eixo em quadratura. Os diagramas de blocos para as equações de eixo direto e eixo em quadratura, o diagrama para a equação de oscilação eletromecânica podem ser visualizadas no manual do programa (CEPEL, 2010b). Os dados dos geradores utilizados serão apresentados na seção 5.10.

5.5 Modelo do Parque Eólico

O tipo de parque eólico considerado é equipado com aerogeradores síncronos de velocidade variável e baseia-se em uma máquina síncrona multipolos, ligada à rede por conversor de frequência. O equipamento é representado no fluxo de potência como uma barra PV. O modelo do equipamento (máquina + conversor) é fornecido através do Código de

Execução DMGE. A representação da turbina eólica é também feita via modelo CDU, que exporta para a máquina o torque mecânico a ser utilizado. A associação do equipamento, o seu modelo e os seus controles são feita através do Código de Execução DGSE. O dado do Aerogerador utilizado é apresentado na seção 5.10.

O modelo utilizado do *software* ANATEM, para o parque eólico prove dos seguintes arquivos:

- Arquivo tipo planilha que é utilizado para o processo de inicialização do aerogerador (GSE.XLS).
- Arquivo dos dados da máquina e de sua execução (GSE.STB).
- Arquivo referente à turbina eólica e seu controle de posição de pá (TURBGSE.CDU).
- Arquivo referente ao controle do inversor de tensão (CONTIGSE.CDU).
- Arquivo referente ao *chopper* (CHOPPER.CDU).

5.6 Modelo do Regulador de Velocidade e Turbina

Os modelos de controle utilizados neste trabalho foram reguladores predefinidos de velocidade e reguladores de tensão. O modelo do regulador de velocidade e turbina é representado no modelo “MD01” do código de execução “DRGT”, do ANATEM (CEPEL, 2010b). O diagrama de blocos é apresentado na Figura 34, e a Tabela 8 apresenta a descrição das variáveis. Os dados dos reguladores de velocidade utilizados neste trabalho serão apresentados na seção 5.10.

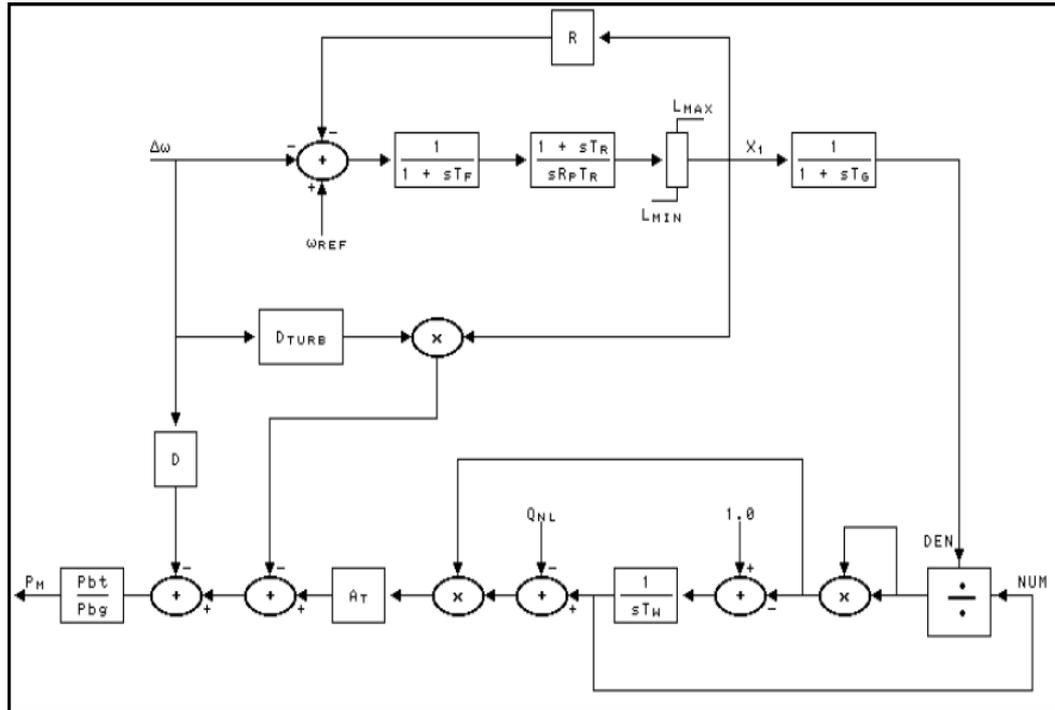


Figura 34 Modelo de Regulador de Velocidade e Turbina da máquina síncrona.

Tabela 8 Descrição das variáveis do regulador de velocidade.

Parâmetro	Descrição
R	Estatismo permanente, em p.u.
Rp	Estatismo transitório, adimensional
At	Ganho da turbina, em p.u./p.u.
Qnl	Vazão sem carga, em p.u.
Tw	Constante de tempo da água, em segundos
Tr	Constante de tempo do regulador, em segundos
Tf	Constante de tempo de filtragem, em segundos
Tg	Constante de tempo do servomotor, em segundos
Lmin	Limite inferior da abertura da comporta, em p.u.
Lmax	Limite superior da abertura da comporta, em p.u.
Dturb	Fator de amortecimento da turbina, em p.u.
D	Fator de amortecimento da carga, em p.u.
Pdg	Potência base do gerador, em MVA
Pbt	Potência base da turbina, em MW
$\Delta\omega$	Desvio da velocidade angular da máquina, em p.u.
X1	Sinal correspondente à abertura da comporta, em p.u.
ω_{ref}	Sinal de referência, em p.u.
Pm	Potência mecânica da máquina, em pu na base da máquina

5.7 Modelo do Regulador de Tensão e Excitatriz

O regulador de tensão e a excitatriz são representados no modelo “MD01” do código de execução “DRGT”, do ANATEM (CEPEL, 2010b). O diagrama de blocos é apresentado na Figura 35, e a Tabela 9 apresenta a descrição das variáveis. Os dados dos reguladores de tensão e excitatriz utilizados neste trabalho serão apresentados na seção 5.10.

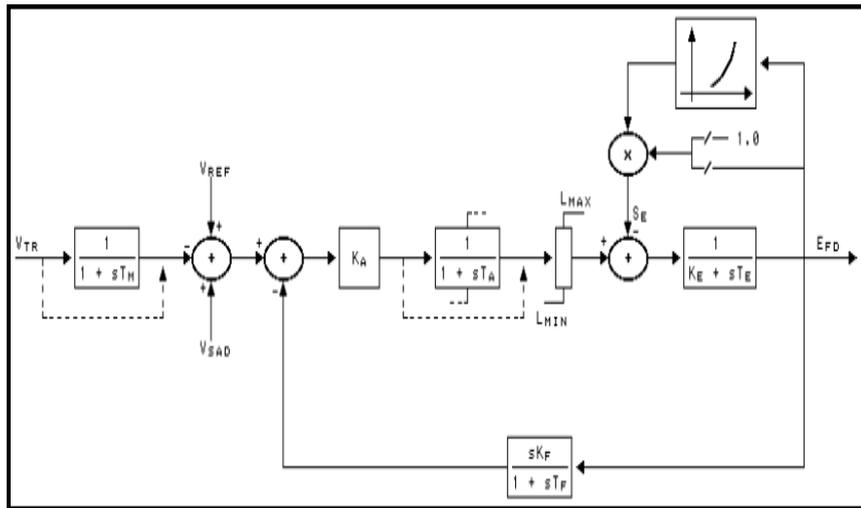


Figura 35 Modelo de Regulador de Tensão e da Excitatriz da máquina síncrona.

Tabela 9 Descrição das variáveis do regulador de tensão

Parâmetro	Descrição
Curva de Saturação	Curva de saturação, definido no código DCST
K _a	Ganho do regulador de tensão, em p.u./p.u.
K _e	Parâmetro da excitatriz, adimensional
K _f	Ganho do circuito de realimentação derivativa, em segundos
T _m	Constante de tempo do transdutor de tensão, em segundos
T _a	Constante de tempo do regulador de tensão, em segundos
T _e	Constante de tempo da excitatriz, em segundos
T _f	C de tempo do circuito de realimentação derivativa, em segundos
L _{min}	Limite inferior da tensão de saída do regulador de tensão, em p.u.
L _{max}	Limite superior da tensão de saída do regulador de tensão, em p.u.
V _{tr}	Sinal de entrada do regulador de tensão, em p.u.
V _{ref}	Sinal de referência, em p.u.
S _e	Saturação da excitatriz, em p.u.
V _{sad}	Sinal estabilizador aplicado no regulador de tensão, em p.u.
E _{fd}	Tensão de campo da máquina, em p.u.

5.8 Descrição da rede de transmissão

Neste trabalho, analisou-se um circuito reduzido, utilizando dados reais do sistema interconectado do estado do Rio Grande do Sul (RS), localizado no sul do Brasil, tendo a rede interligada através de um sistema de transmissão de 230 kV, 500kV, 60 Hz.

O sistema é composto por um total de 41 barras, 3 transformadores e 89 seções de linhas de transmissão. A Figura 36 apresenta o diagrama unifilar deste sistema.

As linhas e transformadores foram representados pelos seus modelos π equivalentes, de acordo com o modelo disponível no ANAREDE (CEPEL, 2010a).

A barra Ita-995 525kV foi considerada como a barra swing do sistema para fechar o balanço de potências.

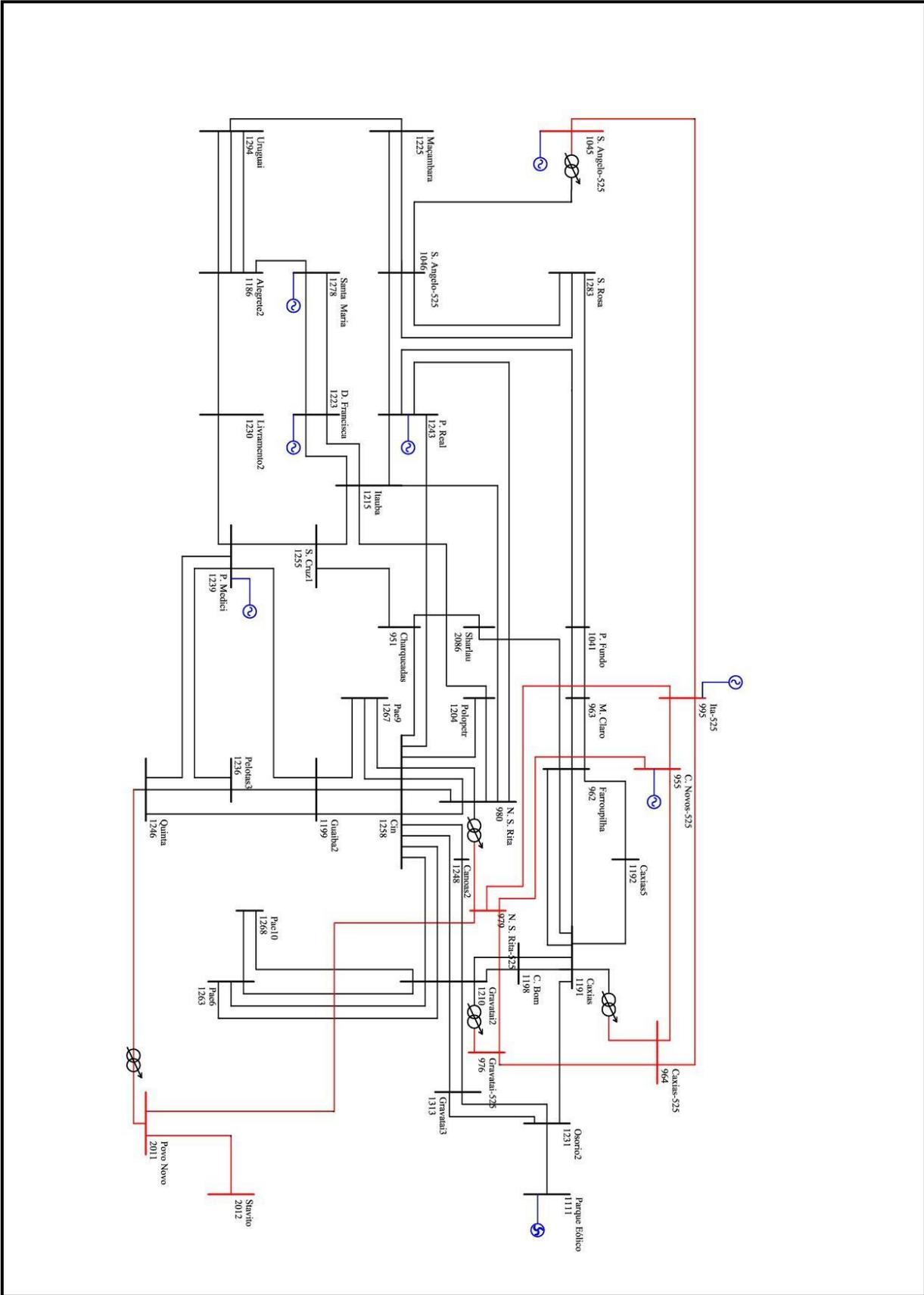


Figura 36 Sistema de transmissão do estudo de caso.

No sistema, sete fontes de geração são conectadas, entre elas usinas hidrelétricas (UHE), usinas termoeletricas (UTE), e usinas eólicas (UEOL). A Tabela 10 apresenta a potência nominal de cada uma delas.

Tabela 10 Fontes de geração utilizadas no estudo de caso.

Tipo	Nome	Potência	Barra N°
UHE	Campos Novos	(1 x 311 MVA)	955
UHE	Santo Ângelo	(1 x 737 MVA)	1045
UTE	Presidente Médici	(2 x 160 MVA)	1239
UHE	Passo Real	(1 x 84 MVA)	1243
UHE	Santa Maria	(6 x 30 MVA)	1278
UHE	Dona Francisca	(2 x 62,5 MVA)	1223
UEOL	Parque Eólico	(1 x 250 MVA)	1111
TOTAL		2007 MVA	

Foi considerada a inserção de 250 MVA de geração eólica no barramento Parque Eólico-1111, sendo que os dados do aerogerador foram retirados do ANATEM (CEPEL, 2010b), e serão apresentados na seção 5.10.

Cada aerogerador do parque considerado no estudo tem uma potência de 875 kW e é equipado com um gerador síncrono de velocidade variável ligado ao sistema de potência com conversores de frequência.

Consideraram-se as potências fornecidas pelas principais usinas hidrelétricas (Tabela 10) do RS. Considerou-se também a inserção de potência de uma futura central hidroelétrica (Garabi) com capacidade instalada de 737 MW, através do barramento Santo Ângelo-1045, e os dados deste gerador foram obtidos de um gerador de similares características da central hidrelétrica Itaipu. As usinas estão equipadas com geradores síncronos de velocidade fixa.

Os dados de todas as máquinas síncronas foram retirados da ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico).

5.9 Fluxo de Carga

O fluxo de carga foi executado no ANAREDE de forma a obter o ponto de operação inicial do sistema, com o motivo de gerar as simulações dinâmicas no ANATEM. A Tabela 11 e a Tabela 12 apresentam os dados das cargas e os dados das linhas respectivamente.

Os dados das linhas foram retirados da ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico).

Tabela 11 Dados das Cargas

Barra	P (MW)	Q (MVar)	Shunt (MVar)
951	30	9	
962	320	19	
963	67	22	
976	600	170	
980	30,54	13,01	
995			150
1041	-126	-26,9	
1045	143	-121	
1046	61	20	
1186	49	-6	
1191	42,78	18,24	
1192	67,16	28,62	
1198	77	25	102,1
1199	97	32	
1204	200	55	
1210	600	170	406,7
1215	-500	98,1	
1225	47	13	
1230	61	27	
1231		333	
1236	61,09	26,03	
1243			100
1246			25,43
1255	90	30	
1258	387	60	
1263	143,8	61,31	
1267	143,8	61,31	
1268	107	45,63	
1278	131	43	
1283	167	40	

1294	-500	16,9	
1313	4		
2086	128,8	54,88	
TOTAL	2729,97	1338,13	634,23

Tabela 12 Dados das linhas

BARRA DE	BARRA PARA	CANTIDADE	RESISTENCIA (p.u)	REATÂNCIA (p.u)	SUSCEPTÂNCIA (p.u)
951	1255	1	1,68	9,14	13,63
951	1258	1	0,78	4,03	7,428
951	2086	1	1,79	6,81	11,3
955	964	1	0,188	2,357	287,24
955	979	1	0,165	2,815	385,63
955	995	1	0,086	1,2	144,6
962	1192	1	0,876	4,6	8,198
963	962	1	0,59	3,04	5,186
963	962	2	0,59	3,04	5,186
963	1041	1	0,04	20,66	35,759
963	1041	2	4,34	22,36	39,136
976	964	1	0,07	0,92	112,17
976	979	1	0,03	0,34	41,861
979	995	1	0,29	3,65	451,62
979	2011	1	0,196	1,96	
980	1199	1	1,3	3,1	0,04
980	1204	1	0,106	0,526	3,766
980	1243	1	2,558	13,991	35,23
980	1258	1	0,397	2,086	4,068
980	1258	2	0,398	2,143	3,925
980	1258	3	0,418	2,268	3,97
995	964	1	0,16	3,03	354,88
995	1045	1	0,2	2,67	288,63
1041	1283	1	4,01	16,11	29,94
1046	1243	1	2,863	14,65	27,09
1111	1231	1	2,064	11,566	21,009
1186	1294	1	2,496	12,05	22,835
1186	1294	2	2,496	12,05	22,835
1186	1294	3	2,505	12,607	23,604
1186	1230	1	2,45	12,24	21,93
1191	962	2	0,34	1,75	3,005
1191	962	3	0,45	2,08	3,725
1191	1231	1	2,064	11,566	21,309
1191	962	1	0,45	2,08	3,725

1192	1191	1	0,385	2,121	4,32
1198	1191	2	1,26	5,9	10,48
1198	1191	1	1,26	5,9	15,62
1199	1246	1	1,6	0,03	0,04
1199	1236	1	3,93	19,7	36,56
1210	1198	2	0,45	2,31	3,97
1210	1263	1	0,56	2,51	5,34
1210	1263	2	0,56	2,51	5,34
1210	1263	3	0,515	2,688	5,295
1210	1198	1	0,45	2,31	3,97
1215	1204	1	3,18	18,56	33,92
1215	1223	1	0,434	2,204	3,97
1215	1223	2	0,434	2,437	3,97
1215	1255	1	2,21	12,08	18,99
1215	980	1	3,531	19,527	35,861
1223	1278	2	1,2	6,136	12,22
1223	1278	1	1,16	6,45	12,22
1225	1046	2	4,125	22,426	39,39
1225	1294	1	1,264	10,269	20,87
1225	1046	1	2,26	18,364	37,326
1236	1246	1	0,84	4,115	7,5
1236	1239	1	1,374	11,614	23,013
1239	1230	1	3,76	19,26	34,69
1239	1246	1	2,92	14,59	26,15
1239	1199	1	5,451	27,26	49,25
1243	1215	1	0,51	2,86	5,23
1243	1041	1	4,69	19,68	36,32
1248	1210	1	0,192	1,14	2,09
1255	1239	1	4,033	21,97	43,22
1258	1204	1	0,41	2,16	4,11
1258	1210	1	0,25	1,12	2,31
1258	1210	2	0,25	1,12	2,31
1258	1210	3	0,25	1,12	2,31
1258	1243	1	6,07	22,19	40,73
1258	1248	1	0,11	0,63	1,442
1258	1267	1	0,28	1,358	2,71
1258	1267	2	0,283	1,358	2,711
1258	1199	1	0,739	3,689	6,63
1267	1199	1	0,827	4,024	6,91
1268	1263	1	0,82	1,116	2,557
1268	1210	1	0,53	3,3	6,71
1278	1186	1	3,11	17,29	31,67
1283	1046	2	0,804	4,383	8,433

1283	1046	1	0,9	4,91	8,553
1313	1210	2	0,256	1,298	1,815
1313	1231	1	2,633	12,856	25,582
1313	1231	2	1,235	6,23	12,922
1313	1210	1	0,259	1,284	1,867
2011	2012	1	0,143	1,43	
2086	962	1	1,65	6,3	11,5
2222	1230	1	2,45	12,24	21,93

Os dados dos transformadores apresentam-se na Tabela 13:

Tabela 13 Dados dos transformadores

BARRA DE	BARRA PARA	RESISTENCIA (p.u)	REATÂNCIA (p.u)	TAP	TAP MIN	TAP MAX	STEP
964	1191	0,008	0,415	1,017	0,9	1,1	33
976	1210	0,01	0,406	1,018	0,945	1,155	32
979	980	0,002	0,417	1,029	0,9	1,1	32
1046	1045	0,01	0,625	0,997	0,9	1,1	32
2011	1246	0,488	4,88	0,9	0,6	1,4	19

5.10 Dados Dinâmicos

Os dados dos geradores síncronos foram retirados da base de dados do ONS, e são apresentados da Tabela 14 a Tabela 20.

Tabela 14 Dados da geração C. Novos - 995

UHE C. NOVOS - 995			
Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
Xd	95 Ω	T'd	8.8 Ω
Xq	64 Ω	T''d	0.09 Ω
X'd	30 Ω	T''q	0.13 Ω
X''d	20 Ω	H	3.63
Xl	17 Ω	MVA	311

Tabela 15 Dados da geração Santo Ângelo - 1045

UHE ITAIPU- 1045			
Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
Xd	94,9 Ω	T'd	8,5 Ω
Xq	67,8 Ω	T''d	0,09 Ω
X'd	31,7 Ω	T''q	0,19 Ω
X''d	25,2 Ω	H	5,389
Xl	12,0 Ω	MVA	737

Tabela 16 Dados da geração Presidente Médici - 1039

UTE PRESIDENTE MEDICI- 1039			
Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
Xd	151,3 Ω	T'd	6,34 Ω
Xq	151,3 Ω	T''d	0,0324 Ω
X'd	20,38 Ω	T''q	0,109 Ω
X''d	15,71 Ω	H	3,306
Xl	--	MVA	160

Tabela 17 Dados da geração Passo Real - 1243

UHE PASSO REAL - 1243			
Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
Xd	119,7 Ω	T'd	7,32 Ω
Xq	89,22 Ω	T''d	0,0310 Ω
X'd	34,79 Ω	T''q	0,051
X''d	30,28 Ω	H	2,688
Xl	11,3 Ω	MVA	84

Tabela 18 Dados da geração Dona Francisca - 1223

UHE DONA FRANCISCA - 1223			
Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
Xd	92,7 Ω	T'd	4,88 Ω

Xq	61,8 Ω	T''d	0,027 Ω
X'd	24,1 Ω	T''q	0,130 Ω
X''d	16,6 Ω	H	3,383 Ω
Xl	10,2 Ω	MVA	70
	Ra	0,54 Ω	

Tabela 19 Dados da geração Santa Maria - 1278

UHE JACUI - 1278			
Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
Xd	145,9 Ω	T'd	6,10 Ω
Xq	96,56 Ω	T''d	0,105 Ω
X'd	48,62 Ω	T''q	0,18 Ω
X''d	30,67 Ω	H	6,44
Xl	10,63 Ω	MVA	30

Tabela 20 Dados da geração no barramento Parque Eólico - 1111

UEOL- PARQUE EÓLICO- 1111			
Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
Ld	113,8 Ω	C	S
Lq	68,1 Ω	Pbcc	1,0
L'q	35 Ω	Vbcc	1,8
L''d	28,8 Ω	Rs	0,02 Ω
Ll	15,8 Ω	Ls	5 Ω
T'd	5,6 Ω	Cvsi	5 Ω
T''d	0,08 Ω	Xtr1	10 Ω
T''q	0,15 Ω	Tap1	1
Ra	0,0	Vtr1	1
H	3,5	Str1	1
D	0,0	Xtr2	10
MVA	0,850	Tap2	1
Freq	20	Vtr2	0,690
Bf	0,0	Str2	1

5.10.1 Dados do Modelo do Regulador de Tensão e Excitatriz

Tabela 21 Dados do Regulador de Tensão

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
-----------	-------	-----------	-------

Ka	300	Te	6,00
Ke	3,00	Tf	3,00
Kf	0,30	Lmn	-1,1
Tm	0	Lmx	8,05
Ta	0		

5.10.2 Dados do Modelo do Regulador de Velocidade e Turbina

Tabela 22 Dados do Regulador de Velocidade

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
R	0,05	Tg	0,5
Rp	0,38	Lmn	0
At	1,2	Lmx	0,984
Qn1	0,15	Dtb	0,5
Tw	1,5	D	1
Tr	7,0	Pbg	1
Tf	0,05	Pbt	1

Tabela 23 Curvas de Saturação

Nome Usina	Y1	Y2	Y2
UHE Itaipu	0,06	5,84	0,8
UHE C, Novos	0,057	5,21	0,8
UHE Jacui	0,0084	6,084	0,8
UTE P, Medici	0,020	7,167	0,8
UHE Passo Real	0,0104	10,344	0,8
UHE D, Franci,	0,01984	6,871	0,8

5.11 Conjunto de Testes

O estudo de caso deste trabalho foi realizado através de exaustivas simulações dinâmicas no ANATEM. As simulações foram inicialmente realizadas utilizando o *software* ANAREDE, gerando os casos de fluxo de potência e os pontos iniciais de operação do sistema.

Os dados apresentados na Tabela 11 representam o carregamento nominal do sistema.

Serão analisados os impactos da geração eólica e das usinas convencionais no desempenho dinâmico do sistema elétrico, usando os programas ANAREDE e ANATEM, através da análise do parque eólico, e das usinas descritas na Tabela 10.

Uma vez obtidos os pontos iniciais de operação gerados no ANAREDE, as simulações dinâmicas foram então realizadas no ANATEM. Estas simulações foram divididas nos seguintes grupos:

Grupo 1: Variação dos parâmetros do parque eólico

- Variação de inserção do parque mantendo constante a geração síncrona.
- Perda do parque eólico.
- Turbulência do vento.

Grupo 2: Variação de potência dos geradores síncronos

- Potência nominal.
- 75 % potência nominal com e sem o parque eólico.
- 120% da potência nominal com e sem parque eólico.

Grupo 3: Variação do carregamento do sistema, potência nominal dos geradores síncronos

- Carga leve (Caso 1).
- Carga média (Caso 2).
- Carga pesada (Caso 3).

Para os grupos de testes do grupo 2 e 3 foi obtido, através de exaustivas simulações, o tempo crítico de eliminação da falta para defeitos em barras do sistema. Foi considerada a simples extinção do defeito, ou seja, sem isolamento da barra em falta. O tempo crítico de eliminação é o máximo tempo em que o isolamento ou a extinção do defeito deve ocorrer, de forma que o sistema permaneça estável. A partir das simulações, foi possível analisar os impactos das diferentes perturbações na estabilidade transitória do sistema do estudo, os quais serão descritos no próximo capítulo.

5.12 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentados os modelos dos componentes do sistema de transmissão utilizados nas simulações de fluxo de potência e dinâmicas, que foram realizadas utilizando os *softwares* ANAREDE e ANATEM. Ainda, foram descritos os conjuntos de testes que guiaram as simulações e cujos resultados serão apresentados e analisados no próximo capítulo.

6 ANÁLISE DE RESULTADOS

Este capítulo apresenta os resultados dos estudos realizados empregando as simulações dinâmicas considerando o sistema de transmissão apresentado no Capítulo 5. A partir das simulações inicialmente realizadas utilizando o *software* ANAREDE, gerando os casos de fluxo de potência e os pontos iniciais de operação do sistema, as simulações foram feitas no ANATEM.

A simulação da máquina síncrona no problema de estabilidade transitória é realizada no tempo. A evolução do ângulo durante um defeito será determinada através das condições do SEP, que irá responder à contingência de acordo com o modelo dinâmico da máquina. Os resultados são apresentados a seguir.

6.1 Desempenho em Regime Permanente

Nesta seção, analisou-se o comportamento da inicialização do sistema com o objetivo de testar o processo de integração numérica, neste caso, o método de integração numérica implícita, e verificou-se o desempenho dos controladores implementados. Tal simulação foi realizada num período de 30 segundos sem perturbação externa. As Figura 37 a Figura 39 ilustram a simulação descrita.

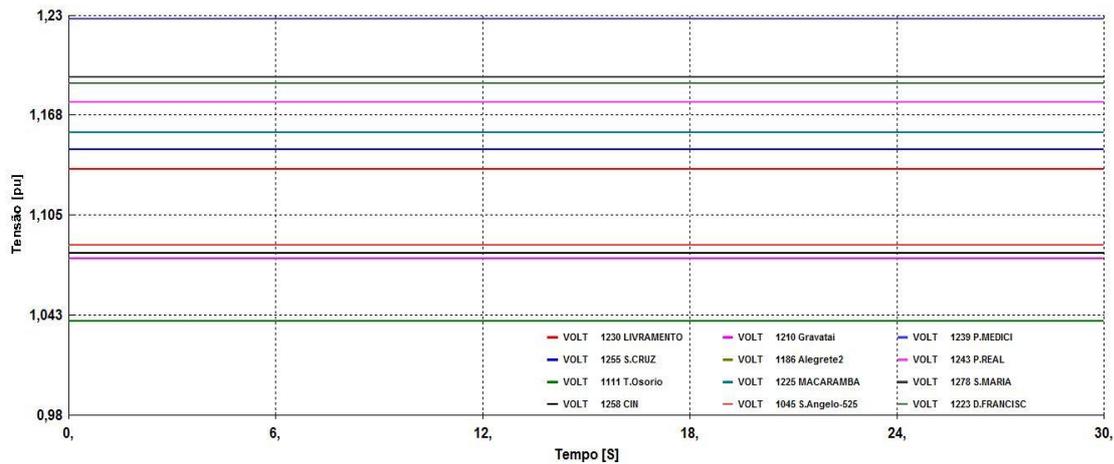


Figura 37 Tensões nas barras do sistema de estudo, na inicialização do sistema.

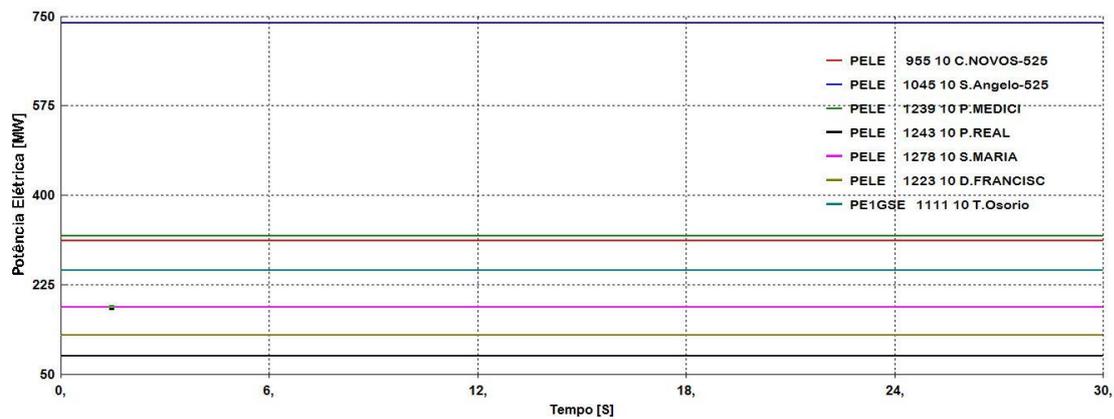


Figura 38 Potências ativas dos geradores, na inicialização do sistema.

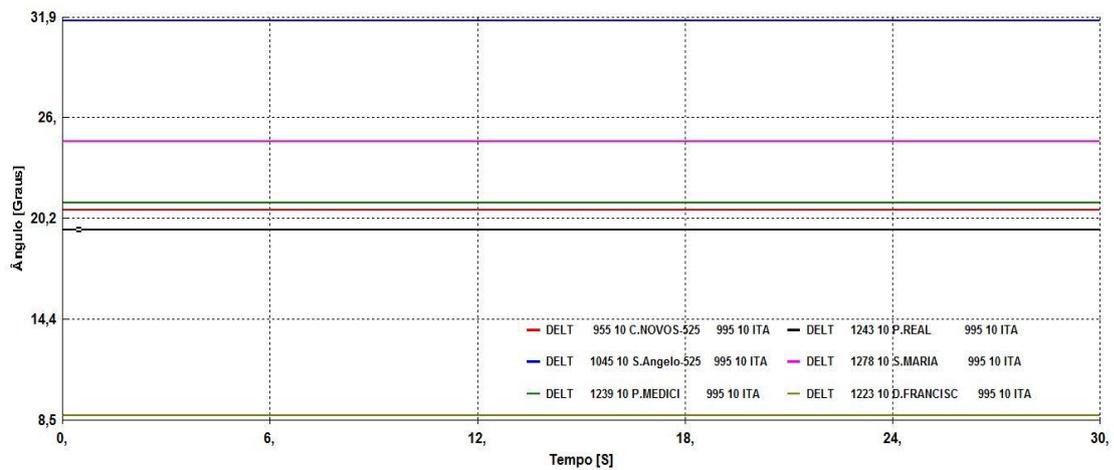


Figura 39 Ângulos dos geradores do sistema de estudo, na inicialização do sistema.

A partir das Figuras 37-39, verifica-se que as variáveis controladas são mantidas constantes em regime permanente, validando os modelos dinâmicos utilizados e a simulação sem perturbações no *software* ANATEM.

6.2 Variação da inserção de geração eólica mantendo constante a geração síncrona.

As simulações descritas nesta seção foram realizadas aumentando-se a potência de inserção do parque eólico. Obtiveram-se os pontos iniciais de operação do fluxo de potência do sistema no ANAREDE, variando a potência na faixa de 100 MW até 300 MW, em intervalos de 50 MW. Utilizando os diferentes casos de fluxo de potência gerados no ANAREDE foram aplicadas faltas trifásicas em diversas barras, com diferentes tempos de duração.

Nesta mesma simulação, além de variar a potência do parque eólico, se realizou um evento no qual ele era desligado, com o objetivo de verificar o desempenho dinâmico da rede elétrica sem essa fonte de geração. Na Tabela 24, se observam os eventos encontrados.

Tabela 24 Eventos e tempos da simulação

Tempo (S)	Ação
0 - 3,0	Início: regime permanente
3 - 3,10	Curto - circuito trifásico na barra-1258
3,10 - 10,0	Regime pós - falta
10,0	Remoção do parque eólico
10,0 - 30,0	Final: sistema regime permanente

Como pode ser observado na Tabela 24, no tempo de 3,0 segundos é aplicada a falta trifásica temporária na barra CIN-1258 com uma duração de 100 milissegundos. Posteriormente, no tempo de 10 segundos de simulação, o parque eólico é removido, sendo então monitorado o sistema durante 20 segundos na condição pós falta. Na Figura 40, podemos observar o resultado da simulação, na qual foi verificada que em todos os casos, mesmo após a eliminação da falta trifásica, a estabilidade do sistema é mantida. Isto ocorre

devido ao fato dos geradores eólicos estarem conectados à rede de 60 Hz através de conversores de frequência ca-cc-ca.

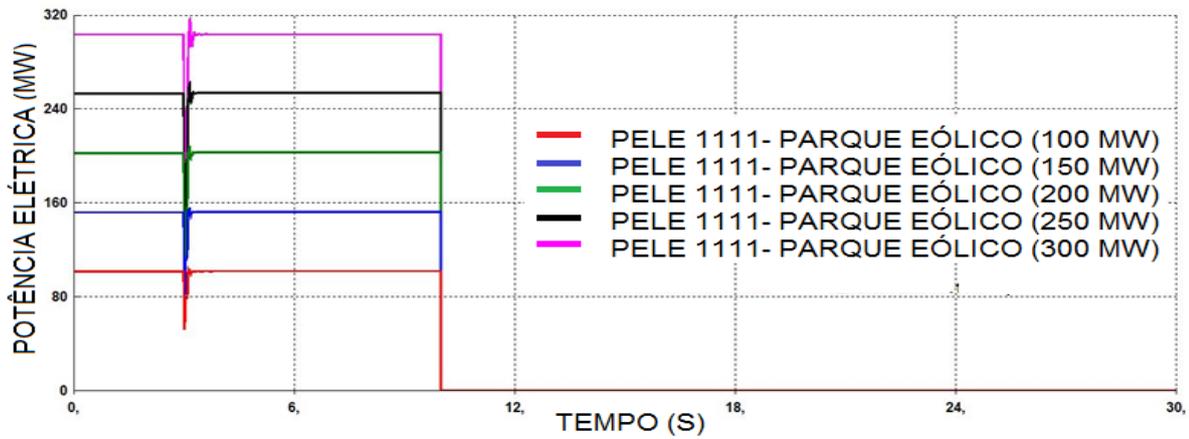


Figura 40 Comportamento dinâmico da potência elétrica injetada na barra Parque.Eólico-1111, para os eventos descritos na Tabela 24.

A Figura 41 representa a resposta dos ângulos dos geradores síncronos do sistema em estudo, na qual os parâmetros da simulação foram apresentados na Tabela 24. Logo após a remoção do parque eólico, o sistema permanece estável em todos os casos.

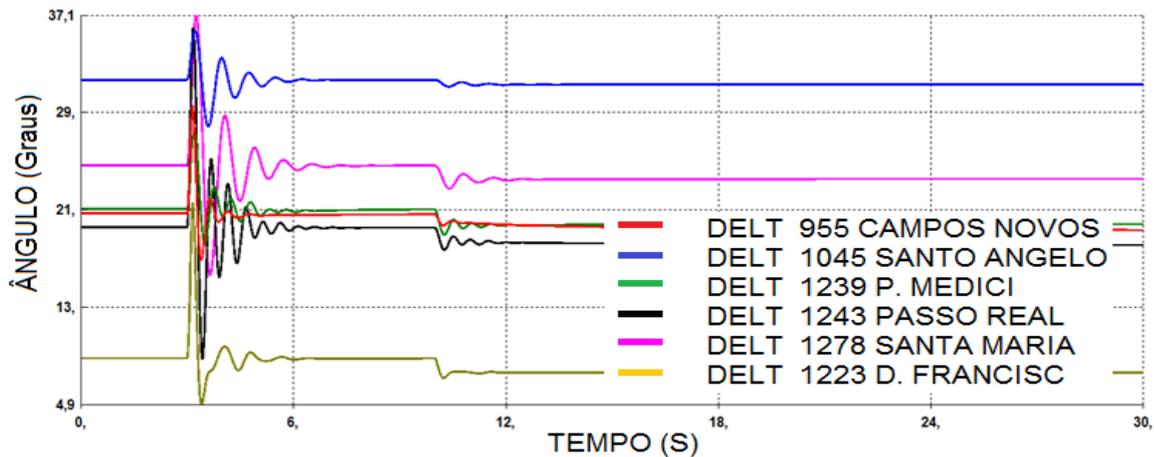


Figura 41 Resposta dinâmica do ângulo do rotor dos diferentes geradores síncronos do sistema, para os eventos descritos na Tabela 24.

Na Figura 42, observa-se o comportamento da tensão que apresentam as barras Livramento-1230 e a barra Parque.Eólico-1111, frente aos eventos descritos na Tabela 24, para uma potência de inserção do parque eólico de 250 MW.

Na barra Parque.Eólico-1111 temos uma interrupção transitória de 0,06 p.u. durante o curto circuito trifásico ocorrido na barra CIN-1258, e, no momento da remoção do parque eólico, teve-se um afundamento tensão de 0,95 p.u. Também, na mesma figura, foi apresentado o comportamento da tensão no barramento Livramento-1230, no qual se teve um afundamento de tensão de 0,58 p.u. durante o curto circuito trifásico, e um afundamento de 0,998 p.u. durante a remoção do parque eólico na barra Parque.Eólico-1111.

Os afundamentos de tensão durante o curto circuito foram maiores nas barras do sistema mais próximas ao curto circuito, o qual é o esperado devido à influência das impedâncias das linhas de transmissão.

As maiores quedas de tensão foram encontradas no evento de curto circuito trifásico quando é comparado à remoção do parque eólico, como é esperado, devido à severidade do tipo de evento. Resultados similares foram encontrados com as restantes potências de inserção do parque eólico.

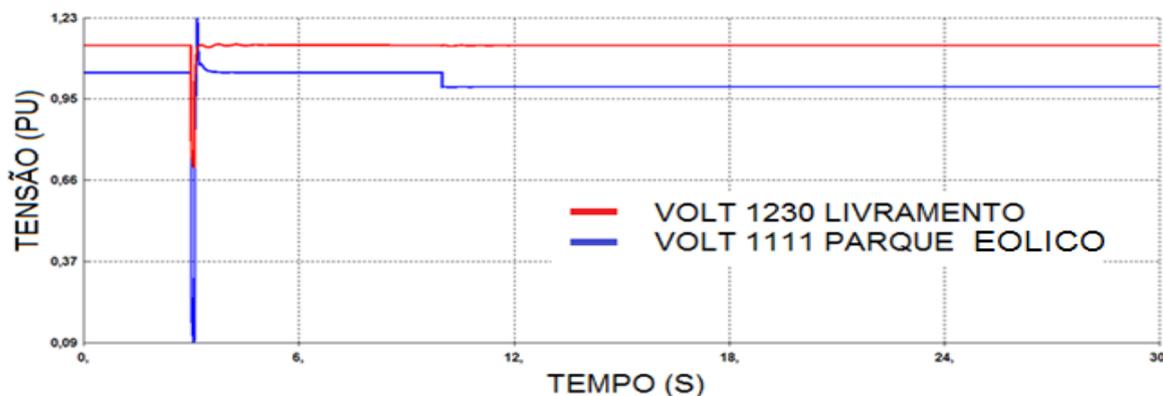


Figura 42 Comportamento dinâmico da tensão na barra parque.eólico-1111 e na barra livramento-1230, com uma potência de inserção de 250 MW do parque eólico.

A partir das Figuras 40 – 42 verifica-se que as variáveis controladas logo após a eliminação do curto circuito e a desconexão do parque eólico atingem o regime permanente após uma série de oscilações, portanto o sistema apresenta estabilidade transitória. Espera-se que quaisquer oscilações sejam amortecidas para um valor aceitável dentro de 6 seg. (IEEE-STD 399/1997).

6.3 Turbulência do vento

Com o objetivo de avaliar o impacto da variação do vento na estabilidade transitória do sistema em estudo foram realizadas simulações considerando os eventos descritos na Tabela 25.

Tabela 25 Eventos e tempos da simulação

Simulação (S)	Ação
0 - 1,0	Início: regime permanente
1,0 - 15,0	Aplicação da turbulência no parque eólico.
15,0	Remoção da turbulência no parque eólico.
15,0 - 30,0	Final: regime permanente.

A variação do vento inclui: componente de rampa, turbulência e rajada (ACKERMANN, 2005), observado na Figura 43 Estas variações afetam o ponto de funcionamento do gerador eólico, e, conseqüentemente, a potência fornecida pelo parque ao sistema, fluxo de potência, ângulos dos geradores e tensão das barras. A Figura 44 descreve o comportamento da potência injetada no sistema de estudo pelo parque eólico através da barra 1111 Parque-Eólico, quando o mesmo é submetido a uma velocidade do vento que varia considerando uma média de 9,8 m/s.

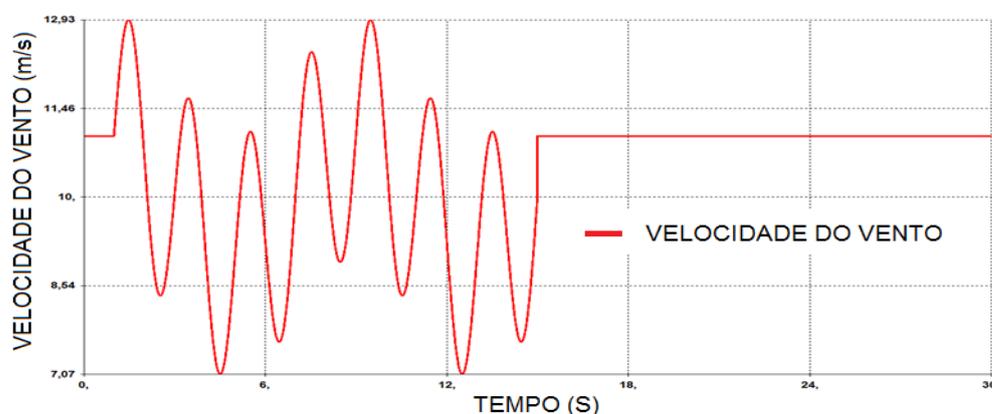


Figura 43 Velocidade do vento aplicado no parque eólico.

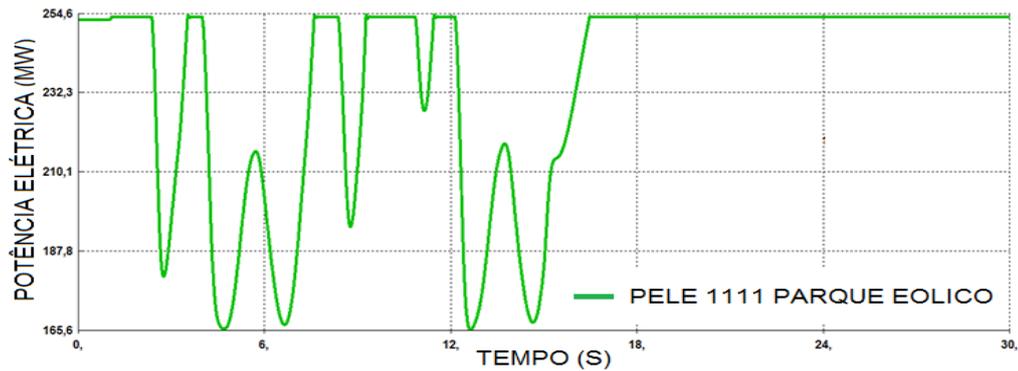


Figura 44 Potência elétrica gerada no parque eólico na barra Parque.Eólico-1111, quando é aplicado o evento descrito na Tabela 25.

A Figura 45 apresenta a resposta dinâmica do ângulo do rotor dos diferentes geradores síncronos do sistema.

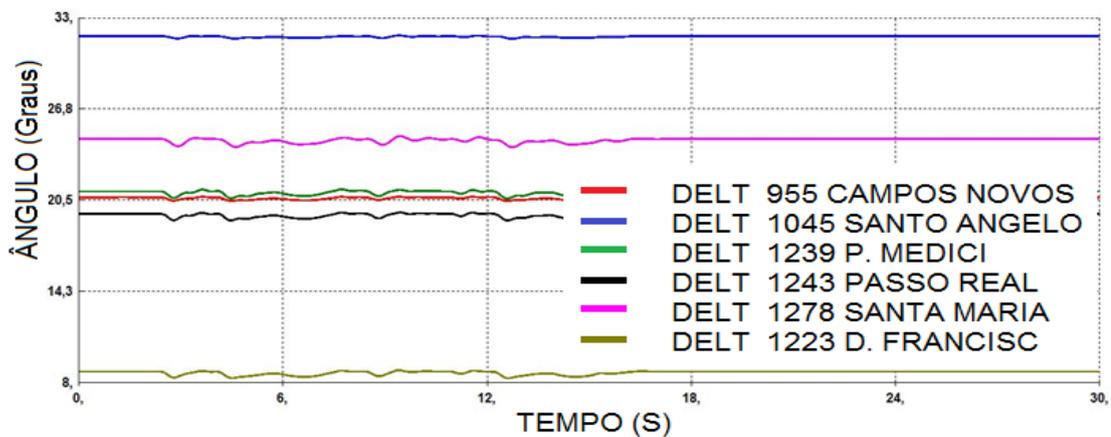


Figura 45 Resposta dinâmica do ângulo do rotor dos diferentes geradores síncronos do sistema, para o evento descrito na Tabela 25.

A Figura 46 apresenta o comportamento dinâmico da tensão de campo do gerador síncrono do parque causado pelo evento descrito na Tabela 25. Além disso, é possível observar como foi a atuação do controle de excitação para manter a tensão no barramento do parque eólico.

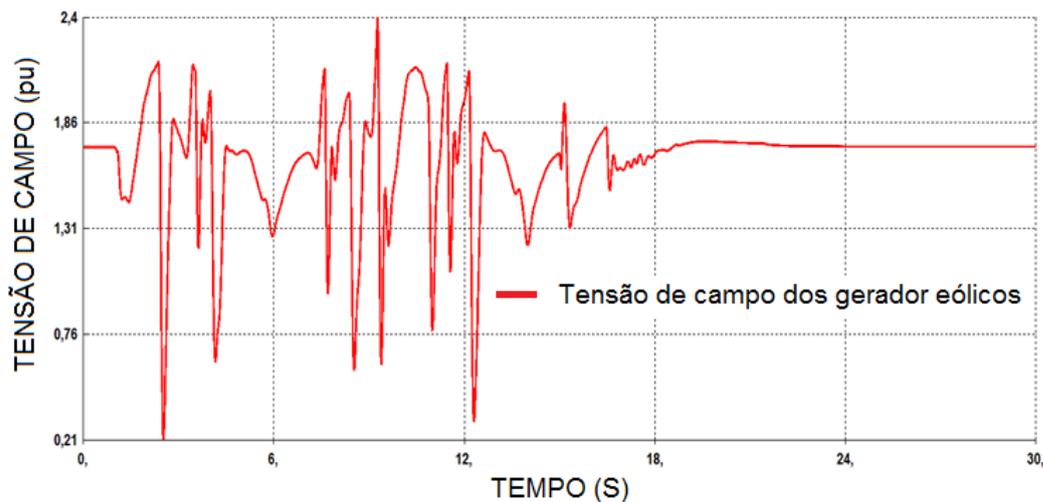


Figura 46 Comportamento dinâmico da tensão de campo do gerador síncrono do parque, para o evento descrito na Tabela 25

A Figura 47 mostra a resposta dinâmica de tensão do parque eólico na barra 1111 Parque-Eólico. A tensão oscila em torno do valor pré-distúrbio apresentando uma variação muito pequena, próxima a 0.002 p.u. durante o evento descrito na Tabela 25. As demais barras do sistema apresentaram variações de tensão insignificantes durante o distúrbio do vento.

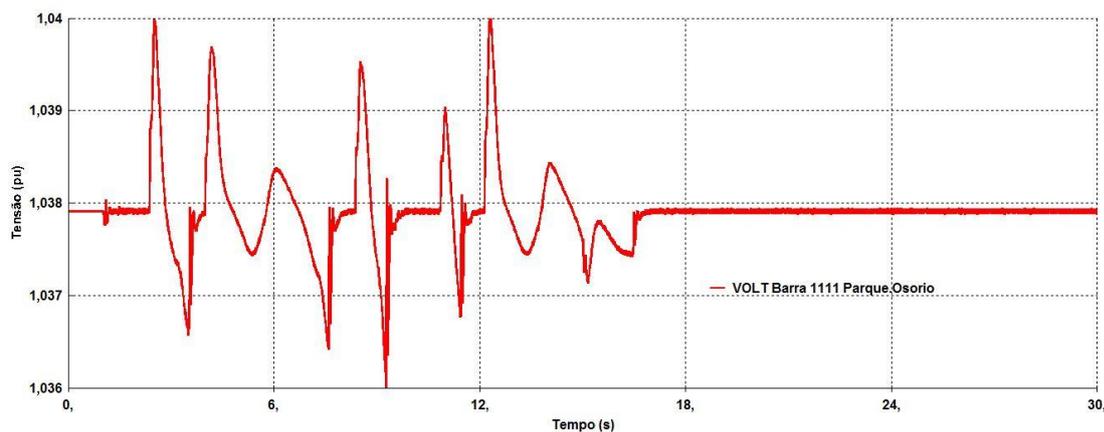


Figura 47 Comportamento dinâmico da tensão na barra Parque.Eólico-1111 para o evento descrito na Tabela 25

Os resultados das simulações mostraram que é possível manter o controle estável dos aerogeradores do parque eólico durante o distúrbio simulado, mantendo a estabilidade do parque eólico e dos geradores síncronos do sistema estudado.

6.4 Variação de potência dos geradores síncronos

Com o objetivo de avaliar o impacto do nível de geração na estabilidade transitória do sistema em estudo foram realizadas simulações considerando diferentes potências de inserção dos geradores convencionais.

Fizeram-se variações da inserção de potência dos geradores síncronos no sistema em valores de 75 %, 100%, e 120 % da potência nominal (Tabela 26).

Através do *software* ANAREDE foram gerados os casos de fluxo de potência e os pontos iniciais de operação do sistema, os quais estão descritos na Tabela 26.

Foram aplicadas faltas trifásicas em diversas barras e os tempos críticos de eliminação de falta foram obtidos para cada uma das perturbações utilizando-se os casos de fluxo de potência Caso 1 ao Caso 3.

A obtenção dos tempos críticos foi realizada mediante a simulação no *software* ANATEM.

Tabela 26 Potência em MVA dos geradores síncronos – Casos no ANAREDE.

Ponto Inicial (ANAREDE)	75% da Potência Nominal	Potência Nominal	120% da Potência Nominal
Barra	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Campos Novos (955)	233.25	311	373.2
Santo Ângelo (1045)	552.7	737	884.4
P. Médici (1239)	240	320	384
Passo Real (1243)	63	84	100.8
Santa Maria (1278)	135	180	216
D. Francisca (1223)	93.73	125	150

Os resultados dos tempos críticos de eliminação da falta, em ms, comparando os cenários de geração mencionados, na Tabela 26, são apresentados nas Tabela 27.

Tabela 27 Resultados de tempo crítico de eliminação de falta (em ms). Caso 1 ao Caso 3

Barra em falta	75% da Potência Nominal (Caso 1)	Potência Nominal (Caso 2)	120 % da Potência Nominal (Caso 3)
Santo Ângelo (1046)	480	340	280
Santo Ângelo525 (1045)	330	250	210
C. Novos (955)	620	500	210
P. Médici (1239)	580	230	190
Passo Real (1243)	510	210	180
Santa Maria (1278)	760	280	230
D. Francisca (1223)	480	290	240

Através dos resultados apresentados na Tabela 29, observou-se as diferenças no tempo crítico de eliminação das faltas, ou seja, o aumento de potência de inserção dos geradores síncronos, trouxe mudanças nos tempos críticos de eliminação de falta. Isto pode explicar-se de modo que conforme aumenta a inserção de potência no sistema de estudo, muda o ponto de operação do sistema em equilíbrio e portanto a capacidade de transmissão, levando ao sistema próximo a uma instabilidade angular nos casos de maior inserção de potência.

Na Figura 48, é possível ver o comportamento do ângulo do rotor da máquina ligada no barramento SantaMaria-1278. Nele é aplicado um curto circuito trifásico na mesma barra, para dois tempos diferentes de eliminação da falta, quando as máquinas síncronas convencionais trabalham em 120 % da sua potência nominal.

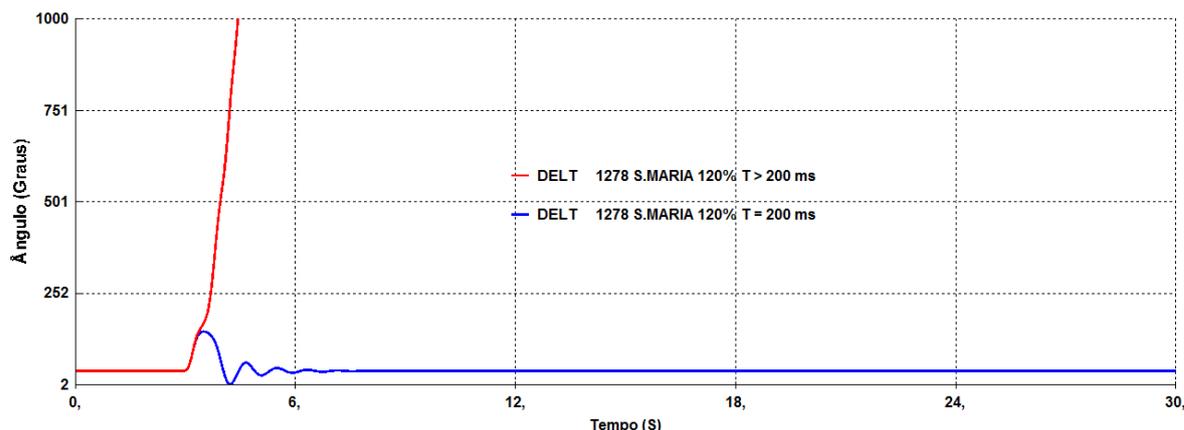


Figura 48 Ângulo do rotor do gerador Santo Ângelo para falta na barra 1278.

Como mostra a Figura 48, a potência positiva de aceleração muda instantaneamente para uma potência negativa de desaceleração, que é dependente da velocidade angular. O efeito imediato da inversão do conjugado é uma redução de velocidade. A curva de cor vermelha da Figura 48 indica como a velocidade angular aumenta, como consequência da não ocorrência de despejo da falha para um tempo menor ao crítico, neste caso $T_c=200$ ms. Se este não ocorrer muito tarde, neste caso um tempo crítico igual a 200 ms, a velocidade de fuga do rotor é parada e então invertida. Esse caso é mostrado na curva de cor azul, o rotor atinge o regime permanente após uma série de oscilações e o sistema apresenta estabilidade transitória.

A Figura 49 e a Figura 50 apresentam a resposta dinâmica do ângulo e a frequência do gerador conectado na barra Santa María-1278 para os casos 1, 2 e 3 da Tabela 26. Para um tempo de eliminação de falta maior ao tempo crítico, produzindo-se instabilidade do gerador conectado na barra de Santa María-1278, quando é aplicado uma falta na barra DonaFrancisca-1223.

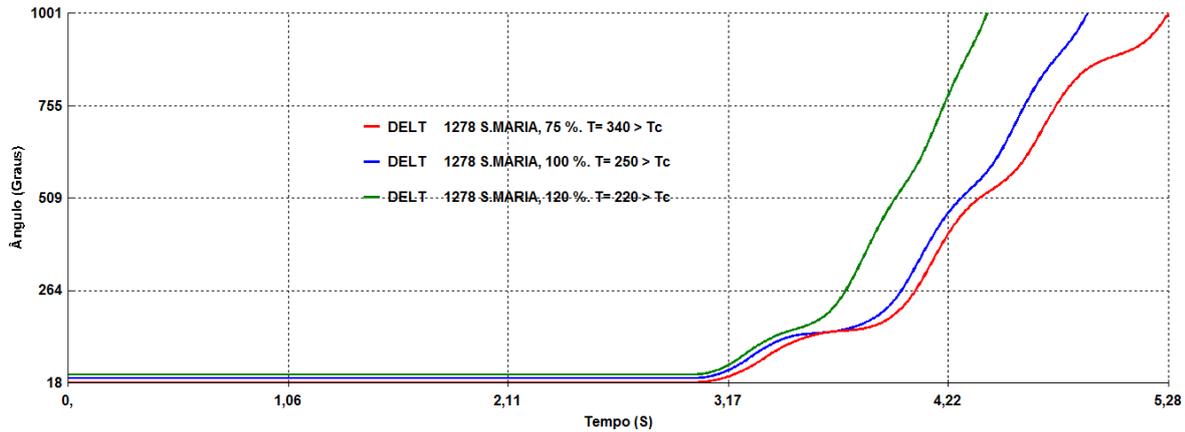


Figura 49 Resposta dinâmica do ângulo do gerador na barra 1278 para os casos 1, 2, 3 da Tabela 26 com tempos de eliminação de falta maiores ao tempo crítico $T > T_c$.

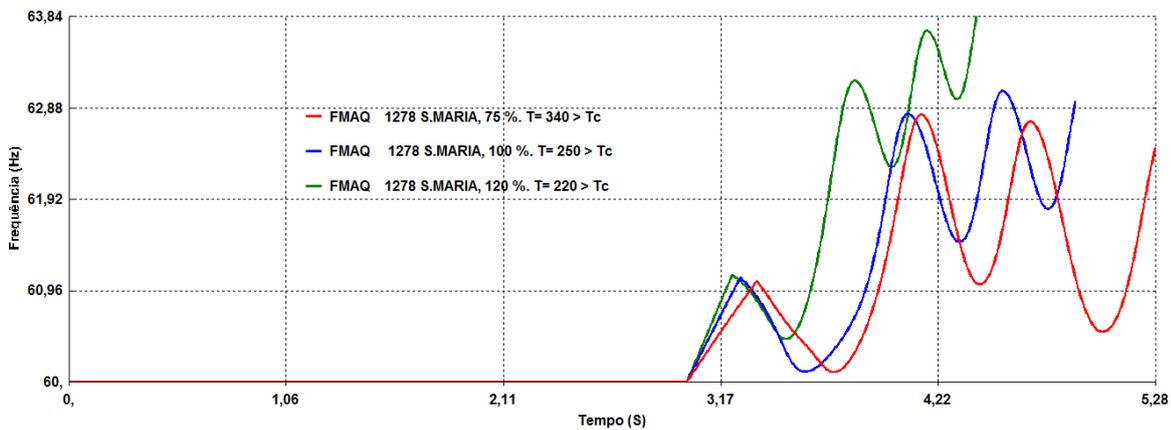


Figura 50 Frequências dos geradores na barra 1278 para os casos 1, 2, 3 da Tabela 26, com tempos de eliminação de falta maiores ao tempo crítico $T > T_c$.

Em relação à Figura 49 e Figura 50, a saída do gerador do barramento de SantaMaría-1278 ocorre antes do que a do gerador de DonaFrancisca-1223, como consequência da relação da constante de inércia delas e sua proximidade. As oscilações do rotor do gerador de Dona Francisca são mais acentuadas devido à sua menor inércia, na Figura 51 podemos ver o descrito, resultados similares podem encontrar-se em (Elgerd, 1977).

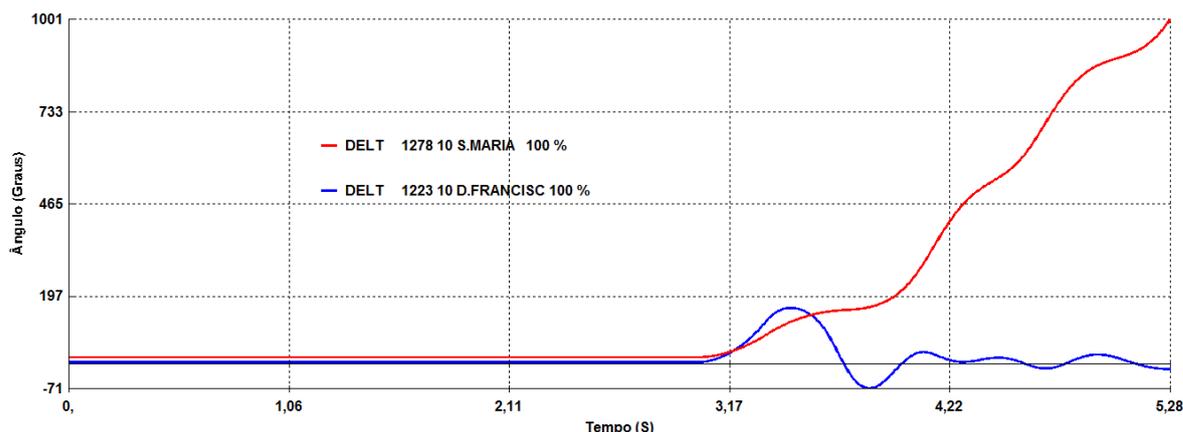


Figura 51 Resposta dinâmica dos geradores de Santa Maria e de Dona Francisca, para uma falta na barra 1223.

Assim, pode-se concluir que, sob o ponto de vista de estabilidade transitória, que os casos mais críticos ocorrem quando o nível de geração das usinas é mais elevado, o que pode ser explicado pelo maior ângulo pré-falta, observado na Figura 49.

6.5 Variação de Inserção de Geração Eólica assumida pelos Geradores Síncronos

Com o objetivo de avaliar o impacto de inserção de energia eólica na estabilidade transitória do sistema foram realizadas simulações para o nível nominal de potências dos geradores convencionais com e sem inserção de 250 MW proveniente de uma fonte eólica, equipada com geradores Tipo 4.

Para o caso de simulação com inserção de energia eólica, foram considerados que cada um dos geradores síncronos assume uma porcentagem da geração eólica em função da sua potência. Na Tabela 29 observa-se a porcentagem assumida pelos geradores do sistema com a finalidade de se comparar os tempos críticos destas variações com e sem a inserção da energia eólica.

Através do *software* ANAREDE foram gerados os casos de fluxo de potência e os pontos iniciais de operação do sistema, os quais estão descritos na Tabela 28.

Foram aplicadas faltas trifásicas em diversas barras e os tempos críticos de eliminação de falta foram obtidos para cada uma das perturbações utilizando-se os casos de fluxo de potência Caso 1 ao Caso 2 da Tabela 28.

A obtenção dos tempos críticos foi realizada mediante a simulação no *software* ANATEM, os quais são apresentados na Tabela 29.

Tabela 28 Potência em MVA dos geradores síncronos, com e sem geração eólica.

Ponto Inicial (ANAREDE)	Sem Geração Eólica	Com Geração Eólica
Barra	Caso 1	Caso 2
Campos Novos (955)	311	266,75
Santo Ângelo (1045)	737	632,15
P. Médici (1239)	320	274,48
Passo Real (1243)	84	72,05
Santa Maria (1278)	180	154,4
D. Francisca (1223)	125	107,23

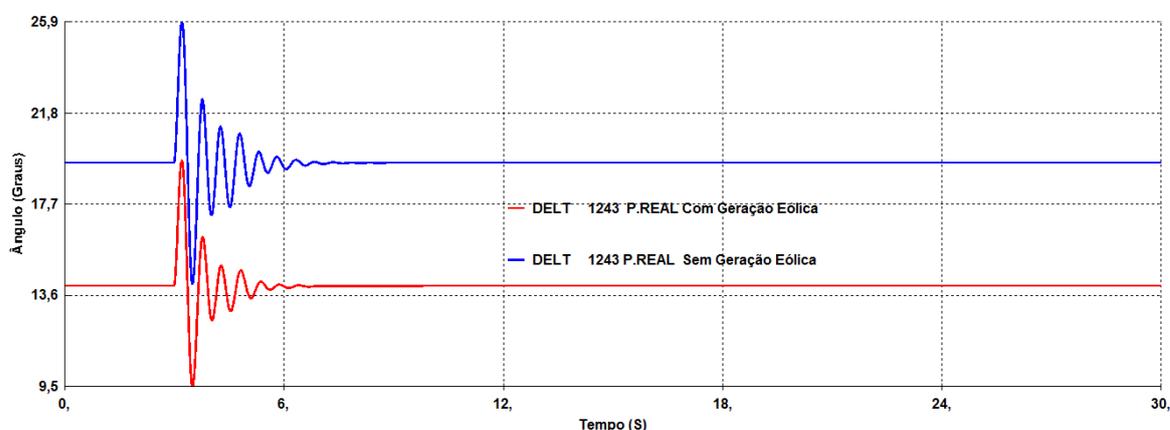
Tabela 29 Percentagens de geração eólica assumida pelos geradores síncronos

Gerador	%
Campos Novos (955)	17,7
Santo Ângelo (1045)	41,94
P. Médici (1239)	18,21
Passo Real (1243)	4,78
Santa Maria (1278)	10,24
D. Francisca (1223)	7,11

Tabela 30 Tempos Críticos com e sem geração eólica

Barra em falta	Sem Parque Eólico (Caso 1)	Com Parque Eólico (Caso 2)
Santo Ângelo (1046)	340	410
Santo Ângelo525 (1045)	250	290
C. Novos (955)	500	570
P. Médici (1239)	230	250
Passo Real (1243)	210	240
Santa Maria (1278)	280	380
D. Francisca (1223)	290	350

Na Figura 52 observa-se o resposta transitória do gerador ligado no barramento PassoReal-1243, quando é aplicado um curto circuito trifásico de 100 ms no barramento PresideteMédici-1239. A curva de cor azul representa o Caso 1 sem geração eólica e a curva de cor vermelha o Caso 2 com geração eólica.

**Figura 52** Resposta dinâmica do ângulo do rotor do gerador Passo Real-1243.

Assim, pode-se concluir que, sob o ponto de vista de estabilidade transitória, que os casos mais críticos ocorrem quando o nível de geração de energia eólica diminui, segundo os resultados obtidos dos tempos críticos da Tabela 30. Isto também pode ser explicado pelo maior ângulo pré-falta quando não se têm geração eólica observado na Figura 52.

6.6 Variação do Carregamento do Sistema

O carregamento do sistema foi modificado com o objetivo de avaliar o desempenho dos geradores do sistema em estudo, em cada cenário. Para isso, foram elaborados três cenários com diferentes carregamentos, carga leve, média e pesada. Falta trifásicas foram aplicadas em diversas barras do sistema para cada cenário de carregamento. Os tempos críticos encontrados são apresentados na Tabela 31.

Através do *software* ANAREDE, foram gerados os casos de fluxo de potência e os pontos iniciais de operação do sistema, sendo o carregamento leve igual a 80% do carregamento médio e o carregamento pesado a 120% do carregamento médio.

Foram aplicadas faltas trifásicas em diversas barras e os tempos críticos de eliminação de falta foram obtidos para cada uma das perturbações utilizando-se os casos de fluxo de potência.

A obtenção dos tempos críticos foi realizada mediante simulação no *software* ANATEM. Os resultados dos tempos críticos se encontram na Tabela 31.

Tabela 31 Tempo crítico de eliminação da falta (em ms) para diferentes cenários de carregamento.

Barra em falta	CASO 1 Leve	CASO 2 Médio	CASO 3 Pesado
Santo Ângelo (1046)	450	340	280
Santo Ângelo (1045)	310	250	210
C. Novos (955)	590	280	220
P. Médici (1239)	550	230	200
Passo Real (1243)	240	210	190
Santa Maria (1278)	310	280	240
D. Francisca (1223)	330	290	250

Conforme a Tabela 31 pode-se observar uma tendência de redução no tempo crítico de eliminação da falta para cenários de carregamentos maiores. Com carregamento mais alto, o fluxo de potência nas linhas aumenta o que leva o sistema a operar mais próximo do limite de

estabilidade estática (STEVENSON, 1994). Dessa forma, uma falta em um sistema com um perfil de carga mais elevada tende a ser uma perturbação mais severa.

A Figura 53 apresenta a resposta dinâmica do ângulo do rotor do gerador SantoÂngelo525-1045 para uma falta na barra Dona Francisca-1223, com duração de 200 ms, tempo crítico para o cenário de carregamento mais elevado.

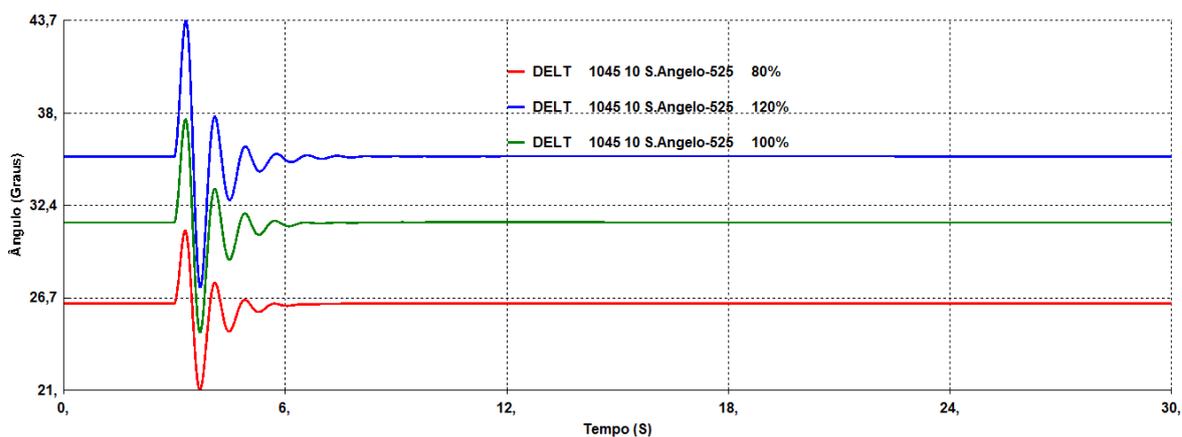


Figura 53 Resposta dinâmica do rotor, cenários de carregamentos diferentes.

A partir da Figura 53 pode-se observar que a excursão máxima do ângulo ocorre para o cenário de maior carregamento do sistema (120% do carregamento médio), cenário com o menor tempo crítico para a perturbação aplicada, justificando assim a conclusão observada.

7 Conclusões

Esta dissertação de mestrado investigou o impacto da inserção de potência de fontes renováveis convencionais como são as de usinas hidrelétricas, térmicas e alternativas como as usinas eólicas, na estabilidade transitória do sistema elétrico de potência. Como parâmetro principal de análise utilizou-se o tempo crítico de eliminação de falta, obtido através de simulações dinâmicas aplicando faltas trifásicas em diversas barras do sistema. Diversos cenários foram simulados, considerando diferentes fatores na geração eólica, como variação do vento e perda do parque eólico. Também foram considerados diferentes níveis de carregamento do sistema de potência e diversos níveis de geração.

Para simular a influência do vento no parque eólico, as variações na velocidade do vento foram convertidas em flutuações no torque mecânico e transmitidas à rede elétrica. As variações na potência elétrica causaram flutuações na tensão, mas isto não trouxe instabilidade no parque eólico nem nas outras máquinas convencionais.

Os impactos dos aerogeradores sobre o desempenho do sistema não são significativos, não devendo influenciar o desempenho da rede básica, sendo o ponto de conexão adequado em função dos estudos de estabilidade transitória do sistema para os cenários analisados.

A flexibilidade do programa ANATEM permitiu a utilização de vários modelos pré-definidos facilitando a modelagem do sistema. Para os outros distúrbios que foram simulados na execução deste trabalho, os resultados apresentaram coerência com o esperado.

Ressalta-se a importância do entendimento da operação deste tipo de fontes de geração, para que estas conexões não influenciem de maneira negativa o sistema elétrico. Esta dissertação contribui com uma apresentação do comportamento dinâmico de geradores síncronos convencionais e dos geradores síncronos ligados à rede através de conversores de frequência frente à perturbações severas, avaliando os impactos dos modos de controle de

excitação do *software* ANTEM na estabilidade transitória de geradores síncronos e do modelo do parque eólico utilizado.

7.1 Trabalhos Futuros

Sugerem-se como trabalhos futuros:

- Avaliar a estabilidade do sistema considerando mais de um parque eólico conectado com diferentes níveis de inserção de potência;
- Realizar uma análise detalhada sobre os controladores dos conversores ca-cc-ca utilizados na conexão dos geradores eólicos;
- Comparar diferentes tipos de geradores eólicos, e sua influência no sistema de potência;
- Considerar um sistema com a variação dos taps do transformador, bancos de capacitores temporizados e reguladores de tensão, avaliando também aspectos de variação de tensão;
- Analisar a saída de linhas e inserção de potência através de centrais de respaldo.

REFERÊNCIAS

ABREU, L. V. L. **Análise do Desempenho Dinâmico de Geradores Síncronos Conectados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica**. 2005. 133p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2005.

ACKERMANN, T. **Wind Power in Power Systems**. Stockholm: Jhon Wiley & Sons, 2005. (Royal Institute of Technology)

ANAYA-LARA, O.; JENKINS, N.; STRBAC, G. A Power System Stabilizer for DFIG-Based Wind Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.21, n.2, p.763–772, 2006.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL) **Usinas do tipo eólico em operação**. Brasília, DF, 2012.

BLAABJERG, F; LISERRE, M; MA, K. Power electronics Converters for Wind Turbine Systems. **IEEE Transactions on Industry Applicatios**, New York, v.48, n.2, p.708-719, 2011.

BOUKHEZZAR, B.; SIGUERDIDJANE, H. Nonlinear Control of Variable Speed Wind Turbines without wind speed measurement. In: CONFERENCE ON DECISION AND CONTROL AND 2005 EUROPEAN CONTROL CONFERENCE, 44., 2005, Seville. **Proceedings...** New York: IEEE, 2005. p.3456–3461.

BRETAS G. N.; ALBERTO L. F. C. **Estabilidade Transitória em sistemas Eletroenergéticos**. São Carlos: EESC-USP, 2000.

DA COSTA, V. F. **Análise de Estabilidade Transitória em Sistemas de Energia Elétrica**. 1981. 121p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1981.

EKANAYAKE, J.; JENKINS, N. Comparison of the response of doubly fed and fixed-speed induction generator wind turbines to changes in network frequency. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, New York, v.19, n.4, p.800-802, 2004.

ELGERD, O. I. **Introdução à teoria de sistemas de energia elétrica**. São Paulo: McGraw-Hill, 1977.

FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY JR, C.; UMANS, S. D. **Máquinas Elétricas**. 6. ed. Porto Alegre: Bookman, 2006.

GROSS, C.A. **Power System Analysis**. 2. ed. New York: John Wiley & Sons, 1986.

HANSEN, A. et al. Wind farm modelling for power quality. In: ANNUAL CONFERENCE OF THE IEEE INDUSTRIAL ELECTRONICS SOCIETY, 27., 2001, Denver. **Proceedings...** Piscataway, N.J.: IEEE, 2001. p.1959-1964.

HEIER, S. **Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems**. New York: John Wiley and Sons, 1998.

HOLDSWORTH, L.; JENKINS, N.; STRBAC, G. Electrical stability of large, offshore wind farms. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON AC-DC POWER TRANSMISSION, 7., 2001, London. **Proceedings...** London: IEEE, 2001. p.156–161.

HOLDSWORTH, L. et al. Comparison of fixed speed and doubly-fed induction wind turbines during power system disturbances. **IEEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution**, Stevenage, UK, v.150, n.3, p.343–352, 2003.

IEEE COMMITTEE REPORT. Common Format for the Exchange of Solved Load Flow Data. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, v.PAS-92, n.6, p. 1916-1925, 1973.

IEEE REPORT. Excitation system models for power system stability studies. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, v.PAS-100, n. 2, p. 494–509, 1981.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). **IEEE Std 421.5-1992, 1992**: IEEE recommended practice for excitation system models for power system stability studies. New York, 1992.

IEEE TASK FORCE ON TERMS & DEFINITIONS. Proposed Terms & Definitions for Power System Stability. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, v.PAS-101, n.7, p. 1894-1898, 1982.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). **IEEE Std 399/1997**: Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis. New York, 1997.

KAZACHKOV, Y.; FELTES, J.; ZAVADIL, R. Modeling wind farms for power system stability studies. **IEEE Power Engineering Society General Meeting 2003**, Toronto, Canada, v.3, p.1533, 2003.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. 1st. ed. New York: McGraw-Hill Professional, 1994.

LÓPEZ A. C.; SÁNCHEZ RON J. M. **Cincuenta años de electricidad. Memorias de un ingeniero eléctrico, John Ambrose Fleming**. Barcelona: Critica, 2007.

LLOYD, B. **Electrical Transmission and Distribution Reference Book**. Pottsburgh: Taylor & Francis Group, 1964.

MACHOWSKI, J.; BIALEK, J. W.; BUMBY, J. R. **Power System Dynamics: stability and control**. Chichester: John Wiley & Sons, 2008.

MULJADI, E. GEVORGIAN, V. Short-Circuit Modeling of a Wind Power Plant. **IEEE Power & Energy Society General Meeting**, San Diego, CA, p.1-9, 2011.

NETO, A. S.; NEVES, F.; CAVALCANTI, M. C. Comparação dos Impactos da Inserção de Turbinas Eólicas a Velocidade Variável e a Velocidade Constante em um Sistema Elétrico Real. In: SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA, 10., 2006, Florianópolis. **Anais...** Florianópolis: Electrosul, 2006. p. 1-12.

NUNES, M. et al. Influence of the variable-speed wind generators in transient stability margin of the conventional generators integrated in electrical grids. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, Denver, CO, v.19, n.4, p.692–701, 2004.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Procedimentos de rede-módulo 26:** modalidade de operação de usinas. 2009. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>>. Acesso em: 14 Novembro 2013.

PERDANA, A. **Dynamic Models of Wind Turbines**. 2008. 195 p. Tese (Doctor em electric power engineering). Chalmers University of Technology, Göteborg, 2008.

PEREIRA, D. O. F. **Análise da Estabilidade de Sistemas de Geração Eólica com Aero geradores de Indução com Rotor de Gaiola**. 2007. 98p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007.

PERROTTA G.; PRADO J. **Impactos da inserção de geração eólica localizada no nordeste brasileiro**. 2013. Disponível em: <http://www.zpublisher.com.br/bwp_2013/dia_05/giacomo_perrota.pdf>. Acesso em: 3 Junho 2014.

POLLER, M.; ACHILLES, S. Aggregated Wind Park Models for Analyzing Power System Dynamics. In: INTERNATIONAL WORKSHOP ON LARGE-SCALE INTEGRATION OF WIND POWER AND TRANSMISSION NETWORKS FOR OFFSHORE WIND FARMS, 4., 2003, Billund. **Proceeding...** Denmark: DIgSILENT, 2003. p.1-10.

RESENER, M. **Avaliação do Impacto dos Controladores de Excitação na Estabilidade Transitória de Geradores Síncronos conectados em Sistemas de Distribuição**. 2011. 111p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2011.

SALIM, R. H. **Uma Nova Abordagem para a Análise da Estabilidade a Pequenas Perturbações em Sistemas de Distribuição de Energia**. 2011. 202p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, São Carlos, 2011.

SERENO, M. G.; CORREA, W. B. M. Y.; SANTOS, M. B. dos. Análise do Impacto de Penetração Eólica em Sistemas de Sub- Transmissão no Planejamento de Expansão - Uma Aplicação Prática nos Estudos de Penetração Eólica no Estado do Rio de Janeiro. In: SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA, 10, 2006, Florianópolis. **Anais...** Florianópolis: Electrosul, 2006. p. 1-15.

SIEGERT, C.; LUIS, A. **Alta Tensión y Sistemas De Transmisión**. [S.l]: Limusa-Wiley, 1988.

EG, J. et al. General Model for Representing Variable Speed Wind Turbines in Power System dynamics Simulations. **IEEE Transactions on Power System**, New York, v.18, n. 1, p.144-151, 2003.

SLOOTWEG, J.; KLING, W. Impacts of distributed generation on power system transient stability. **IEEE Power Engineering Society Summer Meeting**, New York, v.2, p. 862-867, 2002.

SOBREVILA, M. A. **Maquinas Eléctricas**. Buenos Aires: Editorial Alsina, 1963.

SØRENSEN, P. et al. **Simulation of interaction between wind farm and power system**. Roskilde: Risø National Laboratory, 2001.

STEVENSON JR., W. D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. São Paulo: Mcgraw Hill, 1986.

TAPIA, A. et al. Modeling and control of a wind turbine driven doubly fed induction generator. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, British Columbia, Canada, v.18, n.2, p.194–204, 2003.

TARNOWSKI, G. C. **Metodologia de Regulação da Potência Ativa para Operação de Sistemas de Geração Eólica com Aerogeradores de Velocidade Variável**. 2006. 123p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2006.

YONGNING C. et al. Voltage Stability Analysis of Wind Farm Integration into Transmission Network 2006. Power System Technology 2006. In: POWER SYSTEM TECHNOLOGY INTERNATIONAL CONFERENCE ON, 2006, Chongqing. **Proceeding...** China: PowerCon, 2006. p.1-7.

ZANETTA JR, L. C. **Fundamentos de Sistemas Eléctricos de Potência**. 1 ed. São Paulo: Ed. Física, 2006.