

Clóvis Bôsko Mendonça Oliveira

Desenvolvimento de Modelos no
Programa DigSILENT PowerFactoryTM
para o Estudo de Estabilidade Transitória
em Sistemas Elétricos de Potência com
Aerogerador

DCA-UFRN
Fevereiro - 2006

Universidade Federal do Rio Grande do Norte
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Clóvis Bôsko Mendonça Oliveira

Dissertação de Mestrado

Dissertação para obtenção do grau de
Mestre pelo Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica da Universidade
Federal do Rio Grande do Norte

Orientador: Prof. Dr.-Ing Manoel Firmino de Medeiros Jr.
Aluno: Clóvis Bôsko Mendonça Oliveira

DCA-UFRN
Fevereiro - 2006

Desenvolvimento de Modelos no Programa DigSILENT
PowerFactoryTM para o Estudo de Estabilidade
Transitória em Sistemas Elétricos de Potência com
Aerogerador

Clóvis Bôsko Mendonça Oliveira

Dissertação de Mestrado

Esta Dissertação foi aprovada para obtenção do
título de Mestre em Engenharia Elétrica pelo
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
da Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Banca Examinadora:

Prof. Manoel Firmino de Medeiros Jr., Dr.-Ing (UFRN)

Prof. Ubiratan Holanda Bezerra, D.Sc. (UFPA)

Prof. José Tavares de Oliveira, D.Sc. (UFRN)

DCA-UFRN
Fevereiro - 2006

Agradecimentos

- Agradeço a Deus por ter caminhado comigo por todos os momentos de minha vida.
- Ao meu orientador Prof. Dr.-Ing. Manoel Firmino pelas valiosas instruções na condução deste trabalho.
- Ao Prof. D. Sc. José Tavares pelo apoio e imprescindível colaboração na elaboração deste trabalho.
- À minha mulher, Lysandra, pelo incentivo e paciência principalmente nas horas mais difíceis.
- À minha filha Beatriz, que apesar de ainda não compreender, me incentivou a superar as dificuldades.
- Aos meus pais, Antônio Oliveira e Maria da Conceição, irmãos, familiares e amigos que me incentivaram e me acompanharam durante esta importante fase de minha vida.
- À CAPES que deu a viabilidade financeira para o desenvolvimento dessa dissertação.
- À Universidade Federal do Rio Grande do Norte pela viabilidade técnica necessária para o desenvolvimento deste trabalho.
- Aos novos amigos potiguares que me acolheram na cidade do sol, onde o ar é mais puro.

Resumo

Este trabalho apresenta uma descrição do desenvolvimento de modelos no programa DigSILENT PowerFactoryTM voltados ao estudo de estabilidade transitória em sistemas de potência com aerogerador. O objetivo é disponibilizar meios para se utilizar um programa de simulação dinâmica em sistemas de potência, amplamente divulgado, e utilizá-lo como uma ferramenta que auxilie na avaliação dos resultados de programas usados para este fim. Após a fase de descrição da montagem dos modelos inicia-se o processo de simulação e análise dos resultados. É durante esta fase que são comparados os resultados do DigSILENT PowerFactoryTM com os resultados obtidos com o ATP, programa escolhido para avaliação, também com reconhecimento internacional. São apresentadas as principais ferramentas e diretrizes do uso do programa PowerFactoryTM, direcionando tais elementos à solução do problema formulado. Para simulação, utiliza-se uma rede real, na qual será introduzido um parque eólico. Dois tipos de tecnologias de geração eólica foram implementadas: aerogerador de indução duplamente excitado com conversor de frequência, conectando o rotor ao estator e à rede, e aerogerador síncrono com conversor de frequência, interligando o gerador à rede. Além de apresentar os conceitos básicos de simulação dinâmica, descrevem-se as estratégias de controle implementadas e os modelos de turbinas e conversores. A estabilidade do aerogerador interligado à rede é avaliada em diversas condições operacionais, resultante de variados tipos de perturbações.

Abstract

This work presents a description of models development at DigSILENT PowerFactoryTM program for the transient stability study in power systems with wind turbine. The main goal is to make available means to use a dynamic simulation program in power systems, widely published, and utilize it as a tool that helps in programs results evaluations used for this intent. The process of simulations and analyses results starts after the models setting description phase. The results obtained by the DigSILENT PowerFactoryTM and ATP, program chosen to the validation also international recognized, are compared during this phase. The main tools and guide lines of PowerFactoryTM program use are presented here, directing these elements to the solution of the approached problem. For the simulation it is used a real system which it will be connected a wind farm. Two different technologies of wind turbines were implemented: doubly-fed induction generator with frequency converter, connecting the rotor to the stator and to the grid, and synchronous wind generator with frequency converter, interconnecting the generator to the grid. Besides presenting the basic conceptions of dynamic simulation, it is described the implemented control strategies and models of turbine and converters. The stability of the wind turbine interconnected to grid is analyzed in many operational conditions, resultant of diverse kinds of disturbances.

Sumário

1	Introdução	1
2	Conceitos básicos da simulação dinâmica	6
2.1	Simulação dinâmica	7
2.1.1	Simulação com modelagem estática da rede	7
2.1.2	Simulação com modelagem dinâmica da rede	9
2.1.3	Solução combinada das equações algébricas e diferenciais	12
3	Descrição dos programas e dos modelos	14
3.1	O programa PowerFactory TM	14
3.2	Aspectos do uso do PowerFactory TM	15
3.2.1	Manuais	15
3.2.2	Interface Gráfica	16
3.2.3	Gerenciador de dados	17
3.2.4	Simulação	18
3.3	Formulação de modelos no PowerFactory TM	21
3.3.1	Construção da biblioteca	21
3.3.2	Definição de parâmetros e ajustes	22
3.3.3	Modelos construídos e aproveitados	25
3.4	O programa ATP	39
3.4.1	Modelos utilizados	40
4	Simulação e resultados	42
4.1	Simulação	42
4.1.1	Rede com aerogerador de indução duplamente excitado	43
4.1.2	Rede com aerogerador síncrono	43

4.2	Resultados	46
4.2.1	Simulação da rede com aerogerador de indução duplamente ex- citado	46
4.2.2	Simulação da rede com aerogerador síncrono	65
5	Conclusões	73
5.1	Conclusões	73
5.2	Sugestões para trabalhos futuros	74
A	Dados da rede de Açú e dos aerogeradores	75
B	Dados dos controladores	80
	Referências Bibliográficas	83

Lista de Tabelas

1.1	Centrais eólicas em operação no Brasil - potência instalada em kW . . .	2
3.1	Tabela do coeficiente alpha: i e $j \rightarrow$ índices que indicam linha e coluna da matriz, respectivamente	34
A.1	Dados das barras da rede de Açú de $69kV$	76
A.2	Dados das linhas e transformadores de seqüência positiva e negativa da rede de Açú de $69kV$	77
A.3	Dados do gerador de indução duplamente excitado e da turbina	77
A.4	Dados das linhas e transformadores de seqüência zero da rede de Açú de $69kV$	78
A.5	Dados do gerador síncrono e da turbina	78
B.1	Dados dos controladores de tensão terminal do estator e de ω_R	81
B.2	Dados dos blocos do controle de passo	81
B.3	Dados dos controladores da tensão no estator do gerador síncrono por meio do campo do rotor.	81
B.4	Dados dos parâmetros dos controladores das potências ativa e reativa inseridas pelo conversor PWM, do aerogerador síncrono, na rede.	81

Lista de Figuras

2.1	Rede com m barras geradoras e k barras de cargas.	8
2.2	Diagrama de bloco do algoritmo utilizado para simulação dinâmica de sistemas de potência.	10
2.3	Diagrama de bloco do algoritmo utilizado para simulação dinâmica de sistemas com modelagem dinâmica da rede.	11
3.1	Tela com interface para construção de redes: a - Tela para construção da rede; b - Caixa de ferramenta com elementos que podem ser usados para compor a rede.	17
3.2	Tela com interface para modelos de controladores e turbinas: a - Tela para conexão dos blocos de controle; b - Caixa de ferramenta com elementos que podem ser usados para conexão dos blocos de controle. . .	18
3.3	Tela com interface para construção de gráficos.	19
3.4	Gerenciador de dados.	19
3.5	Gráfico de tensão versus tempo na simulação RMS (vermelho) e EMT (azul).	21
3.6	Bloco que contém o modelo da turbina: V_W - velocidade do vento; ω_r - velocidade do rotor; β - ângulo de passo; P_m - potência mecânica; R_a - raio da área varida pelas pás; ρ - densidade do ar.	22
3.7	Interface do programa PowerFactory TM do bloco que contém o modelo da turbina.	23
3.8	Bloco combinação para conexão dos seguintes blocos: modelo da turbina, controlador do ângulo de passo, bloco para cálculo de ω_r , vento e gerador.	23

3.9	Interface gráfica do bloco de combinação para conexão dos seguintes blocos: modelo da turbina, controlador do ângulo de passo, bloco para cálculo de ω_r e gerador; a - turbina; b - Cálculo de ω_r ; c - vento; d - controlador do ângulo de passo; e - gerador.	24
3.10	Bloco comum para determinação dos parâmetros do modelo da turbina.	24
3.11	Interface na PowerFactory TM do bloco comum para determinação dos parâmetros do modelo da turbina.	25
3.12	Diagrama do esquema conexão das classes.	26
3.13	Esquema do aerogerador de indução duplamente excitado com conversores [12].	27
3.14	Esquema do aerogerador síncrono com conversores [21].	29
3.15	Gráfico de $C_P \times \lambda$	33
3.16	Esquema de controle do ângulo de passo.	34
3.17	Diagrama vetorial do gerador de indução duplamente excitado [15]: i_r - corrente no rotor; i_{dr} - corrente no rotor no eixo direto; i_{qr} - corrente no rotor no eixo em quadratura.	36
3.18	Diagrama unifilar do esquema de controle de tensão terminal do estator e de ω_R	36
3.19	Diagrama do esquema de controle da tensão no link DC.	38
3.20	Diagrama do esquema de controle da tensão no estator do gerador síncrono.	38
3.21	Diagrama de circuito do conversor dc/dc [25].	39
3.22	Diagrama do esquema de controle da tensão no link DC, utilizando o conversor dc/dc.	39
4.1	Diagrama unifilar da rede de Açu com aerogerador de indução duplamente excitado (circuito azul) conectado na barra de Estreito (barra verde).	44
4.2	Diagrama unifilar da rede de Açu com aerogerador síncrono (circuito azul) conectado na barra de Estreito (barra verde).	45
4.3	Tensões em Açu, Estreito e Macau para um curto-circuito trifásico de 100 ms em Açu obtidas por simulação no PowerFactory TM	46
4.4	Tensões em Açu, Estreito e Macau para um curto-circuito trifásico de 100 ms em Açu obtidas por simulação no ATP	47

4.5	Potência ativa e reativa entregue à rede pelo aerogerador para um curto-circuito trifásico de 100 ms em Açú obtidas por simulação no PowerFactory TM .	48
4.6	Potência ativa e reativa entregue à rede pelo aerogerador para um curto-circuito trifásico de 100 ms em Açú obtidas por simulação no ATP. . . .	48
4.7	Velocidade do rotor (azul) e ângulo de passo (vermelho) do aerogerador para um curto-circuito trifásico de 100 ms em Açú obtidas por simulação no PowerFactory TM	49
4.8	Velocidade do rotor e ângulo de passo do aerogerador para um curto-circuito trifásico de 100 ms em Açú obtidas por simulação no ATP. . . .	50
4.9	Tensões em Açú, Estreito e Macau para um curto-circuito fase-terra de 100 ms em Estreito obtidas por simulação no PowerFactory TM	51
4.10	Tensões em Açú, Estreito e Macau para um curto-circuito fase-terra de 100 ms em Estreito obtidas por simulação no ATP.	52
4.11	Potências ativa e reativa entregue à rede pelo aerogerador para um curto-circuito fase-terra de 100 ms em Estreito obtidas por simulação no PowerFactory TM .	52
4.12	Potências ativa e reativa entregue à rede pelo aerogerador para um curto-circuito fase-terra de 100 ms em Estreito obtidas por simulação no ATP.	53
4.13	Velocidade do rotor e ângulo de passo do aerogerador para um curto-circuito fase-terra de 100 ms em Estreito obtidas por simulação no PowerFactory TM .	54
4.14	Velocidade do rotor e ângulo de passo do aerogerador para um curto-circuito fase-terra de 100 ms em Estreito obtidas por simulação no ATP.	54
4.15	Tensões em Açú, Estreito e Macau para o desligamento do parque obtidas por simulação no PowerFactory TM	55
4.16	Tensões em Açú, Estreito e Macau para o desligamento do parque obtidas por simulação no ATP.	56
4.17	Potência ativa e reativa entregue à rede pelo aerogerador para o desligamento do parque obtidas por simulação no PowerFactory.	57
4.18	Potência ativa e reativa entregue à rede pelo aerogerador para o desligamento do parque obtidas por simulação no ATP.	57
4.19	Tensões em Açú, Estreito e Macau para a perda de carga em Estreito obtidas por simulação no PowerFactory TM	58
4.20	Tensões em Açú, Estreito e Macau para a perda de carga em Estreito obtidas por simulação no ATP.	58

4.21	Potência ativa e reativa entregue à rede pelo aerogerador para perda de carga em Estreito obtidas por simulação no PowerFactory TM	59
4.22	Potência ativa e reativa entregue à rede pelo aerogerador para perda de carga em Estreito obtidas por simulação no ATP.	59
4.23	Velocidade do rotor e ângulo de passo do aerogerador para perda de carga em Estreito obtidas por simulação no PowerFactory TM	60
4.24	Velocidade do rotor e ângulo de passo do aerogerador para perda de carga em Estreito obtidas por simulação no ATP.	60
4.25	Tensões em Açú, Estreito e Macau para variação na velocidade do vento de 8m/s a 12m/s obtidas por simulação no PowerFactory TM	61
4.26	Tensões em Açú, Estreito e Macau para variação na velocidade do vento de 8m/s a 12m/s obtidas por simulação no ATP.	62
4.27	Potência ativa e reativa entregue à rede pelo aerogerador para variação na velocidade do vento de 8m/s a 12m/s obtidas por simulação no PowerFactory TM	63
4.28	Potência ativa e reativa entregue à rede pelo aerogerador para variação na velocidade do vento de 8m/s a 12m/s obtidas por simulação no ATP.	63
4.29	Velocidade do rotor e ângulo de passo do aerogerador para variação na velocidade do vento de 8m/s a 12m/s obtidas por simulação no PowerFactory TM	64
4.30	Velocidade do rotor e ângulo de passo do aerogerador para variação na velocidade do vento de 8m/s a 12m/s obtidas por simulação no ATP.	64
4.31	Tensões em Açú, Estreito e Macau para um curto-circuito trifásico de 100 ms em Macau obtidas por simulação no PowerFactory TM	65
4.32	Potência ativa e reativa entregue à rede pelo aerogerador para um curto-circuito trifásico de 100 ms em Açú obtidas por simulação no PowerFactory TM	66
4.33	Velocidade do rotor (rosa) e ângulo de passo (marrom) do aerogerador para um curto-circuito trifásico de 100 ms em Açú obtidas por simulação no PowerFactory TM	66
4.34	Tensões em Açú, Estreito e Macau para um curto-circuito fase-terra de 100 ms em Estreito obtidas por simulação no PowerFactory TM	67
4.35	Potências ativa e reativa entregue à rede pelo aerogerador para um curto-circuito fase-terra de 100 ms em Estreito obtidas por simulação no PowerFactory TM	68
4.36	Velocidade do rotor e ângulo de passo do aerogerador para um curto-circuito fase-terra de 100 ms em Estreito obtidas por simulação no PowerFactory TM	68

4.37	Tensões em Açú, Estreito e Macau para a perda de carga em Macau obtidas por simulação no PowerFactory TM	69
4.38	Potência ativa e reativa entregue à rede pelo aerogerador para perda de carga em Macau obtidas por simulação no PowerFactory TM	69
4.39	Velocidade do rotor e ângulo de passo do aerogerador para perda de carga em Macau obtidas por simulação no PowerFactory TM	70
4.40	Tensões em Açú, Estreito e Macau para variação na velocidade do vento de 10m/s a 7m/s no PowerFactory TM	71
4.41	Potência ativa entregue à rede pelo aerogerador para variação na velocidade do vento de 10m/s a 7m/s obtidas por simulação no PowerFactory TM	72
4.42	Velocidade do rotor e ângulo de passo do aerogerador para variação na velocidade do vento de 10m/s a 7m/s obtidas por simulação no PowerFactory TM	72
A.1	Diagrama unifilar da rede de Açú com aerogerador de indução duplamente excitado.	75
A.2	Diagrama unifilar da rede de Açú com aerogerador síncrono (circuito azul) conectado na barra de Estreito (barra verde).	79
B.1	Diagrama unifilar do esquema de controle de tensão terminal do estator e de ω_R	80
B.2	Esquema de controle do ângulo de passo.	82
B.3	Diagrama do esquema de controle da tensão no estator do gerador síncrono.	82
B.4	Diagrama do esquema de controle das potências ativa e reativa inseridas pelo conversor PWM, do aerogerador síncrono, na rede: i_{acd} - corrente no lado ac do conversor no eixo direto; i_{acq} - corrente no lado ac do conversor no eixo em quadratura; V_{acd} - tensão no terminal ac do conversor no eixo direto; V_{acq} - tensão no terminal ac do conversor no eixo em quadratura.	82

Capítulo 1

Introdução

Ao longo dos séculos, a energia eólica foi aproveitada, através de cataventos e moinhos, para realização de trabalhos mecânicos. Acredita-se que os egípcios em torno do ano 2800 ac já utilizavam este tipo de tecnologia para diversas aplicações. Contudo, apenas na idade média, com o melhoramento técnico na fabricação de lâminas aerodinâmicas e de caixas de engrenagem, ocorreu uma intensificação no aproveitamento da energia eólica. Estima-se que em 1750 a Holanda tinha instalado em seu território entre 6000 e 8000 moinhos de vento.

Com a revolução industrial, no final do século XIX, o avanço no desenvolvimento e utilização de moinhos sofreu redução brusca, pois muitas de suas aplicações passaram a ser realizadas por máquinas a vapor. No início do século XX a energia eólica passou a ser usada de maneira modesta na geração de energia elétrica em comunidades rurais isoladas. Somente em 1941 foi instalada nos Estados Unidos a primeira turbina de grande porte, com potência nominal de 1MW.

Apesar desse avanço, os custos da utilização de turbinas eólicas eram altos, quando comparados a outras formas convencionais de geração de energia. Por isso, somente na década de 1970, com a crise mundial do petróleo, ocorreram esforços considerados representativos na retomada de investimentos e pesquisas na área. Isto possibilitou aumentar significativamente a capacidade de geração de energia utilizando aerogeradores. Em 1976, foi instalada na Dinamarca, a primeira turbina eólica comercial ligada à rede elétrica pública [18]. Hoje, a Alemanha, a Holanda, os Estados Unidos, a Dinamarca e a Espanha são os países que se destacam no cenário internacional na implementação deste tipo de tecnologia, somando mais de 11.000 MW de potência instalada com aumento anual de mais de 3.000 MW [2].

Tabela 1.1: Centrais eólicas em operação no Brasil - potência instalada em KW [2]

[Central eólica]	[Município]	[Estado]	[Potência instalada KW]
Fernando de Noronha 1	Fernando de Noronha	PE	75
Fernando de Noronha 2	Fernando de Noronha	PE	225
Morro do Camelinho	Gouveia	MG	1000
Palmas	Palmas	PR	2500
Taíba	São Gonçalo do Amarante	CE	5000
Prainha	Aquiraz	CE	10000

Além do fator econômico, outro elemento que contribuiu para avanços no desenvolvimento da geração eólica foi a gradativa conscientização por parte da sociedade frente aos impactos socioambientais causados por fontes convencionais de energia. Como consequência prática, governos passaram a incentivar investimentos nas fontes renováveis de energia e dentre estas, a utilização da energia eólica destacou-se como uma das formas mais viáveis e eficientes para geração de energia elétrica.

No Brasil, o aproveitamento eólico foi iniciado por estudos anemométricos pelo Instituto de Atividades Espaciais em 1976 e 1977 [17]. Apesar de certa imprecisão nos dados, estes estudos já indicavam bom potencial eólico, principalmente no litoral do Nordeste e no Arquipélago de Fernando de Noronha. Na década de 1980, pequenos aerogeradores foram desenvolvidos e testados no Centro de Lançamento de Foguetes na Barreira do Inferno, no Rio Grande do Norte. Em janeiro de 2002 o país já possuía uma capacidade total instalada de 18,8 MW, como mostra a soma das potências instaladas da Tabela 1.1, e registros de 38 empreendimentos eólicos autorizados pela ANEEL.

Com a crise no abastecimento de energia em 2001, o governo iniciou várias medidas para aumentar a confiabilidade e segurança no abastecimento. Uma delas foi a criação do PROEÓLICA, Programa Emergencial de Energia Eólica. Esse programa tinha por finalidade incentivar investimentos na área da geração eólica por meio de benefícios como: garantir compra de energia gerada por um prazo mínimo de 15 anos e garantir preços determinados pela ANEEL.

Em março de 2005 foi assinado o decreto que regulamenta o PROINFA, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. Esse programa estabelece a contratação de 3.300 MW de energia no Sistema Interligado Nacional em esquema de

geração distribuída, produzidos por fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, sendo 1.100 *MW* de cada fonte [18]. Ao contrário do PROEÓLICA, o PROINFA contempla linhas de créditos de até 70% do investimento.

Esses programas representam fortes indicações para boas perspectivas no mercado de geração eólica para os próximos anos que por sua vez abre portas para frentes de pesquisas nesta área.

Os avanços da geração eólica deve-se a diversos fatores. Dentre eles pode-se citar: avanço no estudo da aerodinâmica das pás tornando a turbina mais eficiente, resistente e segura; evolução tecnológica e redução de custos de equipamentos de eletrônica de potência permitindo maior controle da geração, significando mais qualidade da energia gerada; avanço na tecnologia de engenharia de materiais possibilitando a utilização de materiais mais adequados a este tipo de aplicação. Contudo, mesmo com todos esses desenvolvimentos, os aerogeradores não podem abastecer grandes consumidores isoladamente, pois sua fonte primária de energia não é controlada. Assim um sistema deste tipo teria pouca confiabilidade, inviabilizando sua aplicação. Por isso, se faz necessária a utilização da cogeração, isto é, aerogeradores compartilhando a geração com sistemas nos quais predominam fontes convencionais de energia.

Para que a interligação entre parques eólicos e sistemas convencionais de energia possa ser feita com segurança para o sistema, é necessário realizar estudos prévios do comportamento dinâmico da rede, com essa interligação, frente a perturbações. A análise desse fenômeno se dá em geral, através da implementação computacional de métodos matemáticos e numéricos para solução das equações algébricas e diferenciais que modelam o sistema.

Os resultados obtidos, pela simulação computacional citada acima, podem ser utilizados tanto na determinação da margem de estabilidade transitória, isto é, no cálculo do estado de operação em que um sistema em equilíbrio passa para um ponto de instabilidade, quanto nos estudos dos impactos dos aerogeradores na qualidade da energia, que têm se tornado relevantes na investigação de sistemas de cogeração com aerogeradores. Esses estudos são usados para indicar as condições técnicas necessárias para a instalação ou não de parques eólicos em determinado local. Assim, torna-se óbvio a necessidade de ferramentas confiáveis para esta avaliação e para isto os resultados de tais ferramentas precisam ser confiáveis.

O presente trabalho visa contribuir para o uso do programa DigSILENT PowerFactoryTM para que este possa auxiliar na avaliação dos resultados de programas computacionais

na simulação de sistemas de potência com aerogerador de diferentes tipos de tecnologia em esquemas de velocidade variável para análise de estabilidade transitória.

Para isto é feita uma descrição do desenvolvimento de modelos no PowerFactoryTM e após essa fase, inicia-se o processo de simulação e análise dos resultados. Posteriormente são comparados os resultados do PowerFactoryTM com os resultados obtidos com o ATP, programa escolhido para avaliação, também com reconhecimento internacional.

Para que a comparação seja válida é necessário que os modelos dos controladores, bem como as estratégias de controle dos programas sejam iguais. Desta maneira, o domínio do desenvolvimento de controladores no DigSilent PowerFactoryTM torna-se importante e por isso é destaque nesse trabalho.

Os objetivos específicos do presente trabalho estão enumerados abaixo.

1. Analisar os possíveis modelos de geradores de indução duplamente excitado e síncrono quanto às suas características quando interligados à rede;
2. Estudar os modelos dos conversores interligados aos geradores;
3. Contruir modelos, a partir de blocos disponíveis no programa PowerFactoryTM, para possibilitar as análises de estabilidade transitória de um sistema de potência.
4. Implementar no PowerFactoryTM o controle de passo e o controle dos conversores de acordo com as estratégias de controle desejadas, além de implementar o modelo da turbina;
5. Simular um parque eólico em uma rede real, introduzindo perturbações, analisando os impactos gerados;
6. Documentar os resultados obtidos.

Além do capítulo introdutório o presente trabalho foi estruturado em outras 5 partes.

O capítulo 2 apresenta os conceitos básicos de simulação dinâmica em sistemas de potência, contextualizando a importância da modelagem da rede na análise de estabilidade transitória. Como o objetivo geral deste trabalho é estabelecer uma referência para comparação de resultados de programas, se faz necessário introduzir os aspectos básicos relevantes que os caracterizam. Assim, é descrita a modelagem estática e dinâmica da rede, observando as diferenças contidas nos dois modelos, caracterizando suas

estruturas e seus algoritmos. Por último, acrescentam-se os passos necessários para solução combinada das equações algébricas e diferenciais, destacando-se uma breve definição dos métodos numéricos, explícitos e implícitos, mais utilizados para solução das equações diferenciais de um sistema de energia.

O capítulo 3 inicia com a apresentação do programa PowerFactoryTM. Logo em seguida, descrevem-se os aspectos do seu uso, destacando, por ordem, os manuais disponíveis pelo programa, as características de sua interface gráfica, os principais destaques do gerenciador de dados e os aspectos relevantes das ferramentas de simulação. Além disso, uma descrição da formulação e implementação dos modelos de controladores e turbinas, mostrando o aproveitamento dos modelos de elementos de rede já existentes no programa. Por último, há uma breve apresentação do simulador digital de sinais ATPTM mostrando os modelos dos elementos de rede e o método numérico para solução das equações diferenciais do sistema utilizados pelo programa.

O capítulo 4 apresenta e descreve os resultados obtidos a partir de simulações dinâmicas de uma rede real, interligada a um parque eólico, utilizando os programas PowerFactoryTM e ATP. Desses resultados, são feitas avaliações da simulação, sob o ponto de vista do comportamento dinâmico e da estabilidade transitória do sistema.

No capítulo 5 são apresentadas as conclusões relativas ao uso de programas de simulação dinâmica de sistemas de potência com aerogerador para estudo de estabilidade transitória baseado nos resultados obtidos, além de relacionar as possibilidades de futuras pesquisas na área.

Dados da rede, dados de turbina, além de ganhos e constantes de tempo de controladores simulados são apresentados em anexo.

Capítulo 2

Conceitos básicos da simulação dinâmica

Os sistemas de potência, de uma maneira geral, estão sujeitos a diversas perturbações, como curto-circuito, perda de carga, perda de fase, descargas atmosféricas, etc. Essas perturbações podem ocasionar desequilíbrio, entre os torques, mecânico e elétrico em geradores, que tendem a ser compensados devido à variação da energia cinética do rotor. Dependendo das mudanças na configuração do sistema, o rotor tende a acelerar ou a desacelerar. Essa característica pode levar a situações operacionais indesejadas, tais como a perda da estabilidade.

Basicamente, se um sistema é estável para determinada perturbação, os geradores são capazes de estabelecer novo ponto de operação, após a mudança na configuração do sistema, em que a rede possa novamente entrar em equilíbrio. É importante destacar que a estabilidade está intimamente relacionada com o comportamento dinâmico dos geradores, portanto alguns dos principais parâmetros utilizados para a análise da margem de estabilidade transitória estão relacionados com estas unidades.

Uma das formas utilizadas para verificar o comportamento de geradores conectados à rede é através do uso de programas que permitem fazer simulação dinâmica do sistema. Neste capítulo são tratados os aspectos básicos relevantes que caracterizam tais programas.

2.1 Simulação dinâmica

Um dos meios mais utilizados para análise de um sistema de potência é a simulação digital computacional da rede, introduzindo as perturbações pretendidas para análise. Para isso, é necessário definir os modelos matemáticos que descrevem o comportamento dinâmico dos elementos que compõem a rede, como máquinas, cargas, transformadores, linhas de transmissão e distribuição, turbinas, conversores, controladores e outros.

Em geral, a definição do grau de precisão que os modelos terão, em qualquer tipo de sistema (mecânico, elétrico, etc), depende do tipo de simulação pretendida. Em geral, quanto mais precisos os modelos, mais os resultados aproximar-se-ão do caso real, contudo maiores serão os esforços computacionais. Assim, o melhor modelo é aquele que atende aos objetivos da simulação e, ao mesmo tempo, tem o menor custo computacional possível. No caso da rede elétrica, há basicamente, dois tipos de modelos utilizados na simulação dinâmica: modelo estático e o modelo dinâmico da rede.

2.1.1 Simulação com modelagem estática da rede

Com o objetivo de simplificar o modelo dinâmico e assim reduzir custo computacional são feitas algumas considerações quanto ao modelo da rede. As principais são:

- Considera-se constante a frequência elétrica do sistema;
- Despreza-se qualquer transitório no estator dos geradores, sendo, portanto, modelados por um equivalente de Thévenin. Assim, são considerados nos geradores apenas os efeitos eletromecânicos;
- As cargas são modeladas como admitâncias constantes. Esta modelagem é aceitável para estudo de estabilidade, contudo, dependendo do tipo de falta ocorrida, introduz erros, pois, com essa modelagem, o consumo das cargas dependerá apenas do módulo da tensão, quando na realidade, depende também da frequência;

Dessa forma, a rede, como mostra a Figura 2.1, pode ser modelada por meio de um sistema matricial do tipo $[I] = [Y][V]$ em componentes de Park, com m barras geradoras e k barras de cargas ($n = m + k$), como mostrado no sistema da equações 2.1 [24].

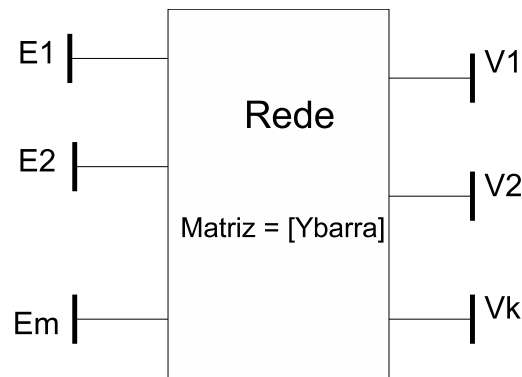


Figura 2.1: Rede com m barras geradoras e k barras de cargas.

$$\begin{bmatrix} i_{q1} - j\dot{i}_{d1} \\ \dots \\ i_{q(m)} - j\dot{i}_{d(m)} \\ - \\ i_{q(m+1)} - j\dot{i}_{d(m+1)} \\ \dots \\ i_{qn} - j\dot{i}_{dn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{1,1} & \dots & Y_{1,m} & Y_{1,m+1} & \dots & Y_{1,n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{m,1} & \dots & Y_{m,m} & Y_{m,m+1} & \dots & Y_{m,n} \\ - & - & - & - & - & - \\ Y_{m+1,1} & \dots & Y_{m+1,m} & Y_{m+1,m+1} & \dots & Y_{m+1,n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{n,1} & \dots & Y_{n,m} & Y_{n,m+1} & \dots & Y_{n,n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_{q1} - jE_{d1} \\ \dots \\ E_{q(m)} - jE_{d(m)} \\ - \\ V_{q(m+1)} - jV_{d(m+1)} \\ \dots \\ V_{qn} - jV_{dn} \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

No qual:

- $Y_{ij} \rightarrow$ admitâncias entre as barras i e j tomadas com sinal contrário;
- $Y_{ii} \rightarrow$ somatório das admitâncias na barra i ;
- $E_{qi} - jE_{di} \rightarrow$ tensão atrás da reatância dos geradores;
- $V_{qi} - jV_{di} \rightarrow$ tensão nas barras de carga.

Os recentes trabalhos na área de geração eólica tem demonstrado ([12], [23], [15]) que essas simplificações não comprometem os resultados da simulação em estudos de estabilidade transitória.

Estrutura de simulação

A simulação digital é efetuada seguindo as seguintes etapas:

1. Cálculo das condições iniciais - Antes da aplicação da perturbação é necessário determinar o estado do sistema, isto é, como se encontrava a rede antes da perturbação. Na simulação do comportamento dinâmico de um sistema de potência os geradores são conectados à rede através de um circuito equivalente com uma tensão interna atrás de uma reatância. Feito isso, o primeiro passo para determinar as condições iniciais é calcular o fluxo de carga que fornece valores de tensão e potência para cada barramento. Com esses dados calculam-se as condições iniciais das variáveis de estado dos modelos dos geradores que compõem a rede.
2. Combinação das soluções das equações algébricas e diferenciais - Após o cálculo das condições iniciais, começa o processo de iterativo da simulação dinâmica com a combinação das equações algébricas e diferenciais dos modelos dos geradores, reguladores de tensão e velocidade, sistemas de excitação, turbina e rede. É durante este processo que se deve introduzir a perturbação desejada para simulação. As perturbações podem ser classificadas em dois tipos como visto em [15]:
 - Distúrbios causados por mudanças na rede elétrica - nesta categoria enquadram-se curto-circuito, falta de fase, perda de carga e qualquer fenômeno que altera a topologia da rede;
 - Perturbação causadas pelos geradores - é caracterizado por esta situação qualquer alteração nas condições de operação dos geradores visto pela rede. Destacam-se as conexões e desconexões dos geradores na rede, alteração na tensão de excitação e mudanças no torque mecânico.

Algoritmo de simulação

A Figura 2.2 descreve em um diagrama de bloco o algoritmo necessário para simulação dinâmica de uma rede elétrica.

2.1.2 Simulação com modelagem dinâmica da rede

As simplificações descritas anteriormente podem gerar erros nos resultados e, portanto, levar o usuário a conclusões errôneas, dependendo do tipo de análise pretendida. Assim, para analisar o comportamento dinâmico com dados mais precisos são necessários modelos mais completos. As principais características do modelo dinâmico de rede são:

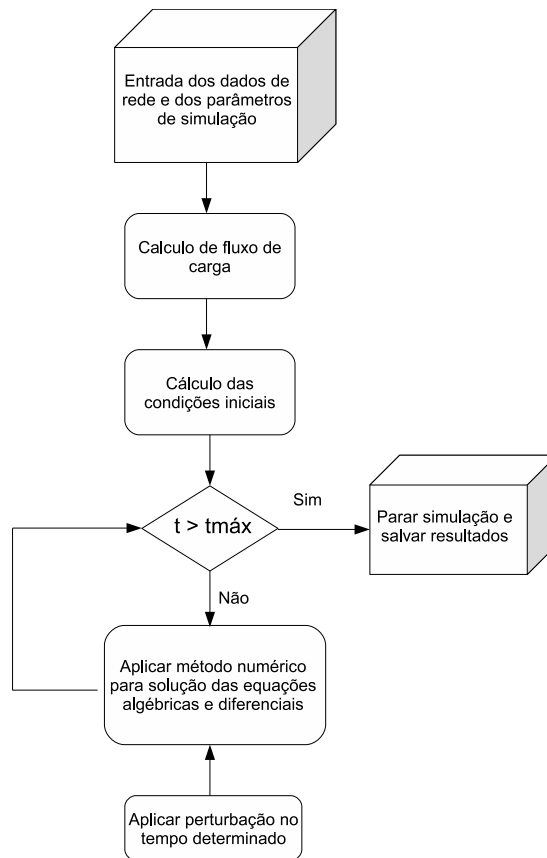


Figura 2.2: Diagrama de bloco do algoritmo utilizado para simulação dinâmica de sistemas de potência.

- Uma perturbação pode provocar transitórios na frequência elétrica do sistema. Tais efeitos normalmente são reduzidos, mas não eliminados, quando o gerador responsável pelo balanço de potência do sistema tem momento de inércia alto;
- Consideram-se os transitórios no estator dos geradores, isto é, são consideradas as variações no fluxo magnético do estator;
- As cargas podem ser modeladas como admitâncias constantes como no caso anterior, contudo também pode ser usado modelos dinâmicos de motor, visto que a maior parte das cargas em um sistema real é composto por máquinas.

Diferentemente da simulação com modelagem estática da rede, não se utiliza a matriz admitância para representação da rede. A rede é modelada por meio de equações diferenciais.

Estrutura de simulação

A estrutura da simulação dinâmica segue praticamente os mesmos passos da estrutura da Seção 2.1.1, contudo não há sistema de equações algébricas para solucionar.

Algoritmo de simulação

A Figura 2.3 descreve em um diagrama de bloco o algoritmo necessário para simulação dinâmica com modelagem dinâmica da rede. Observe que a única diferença diz respeito a ausência de equações algébricas.

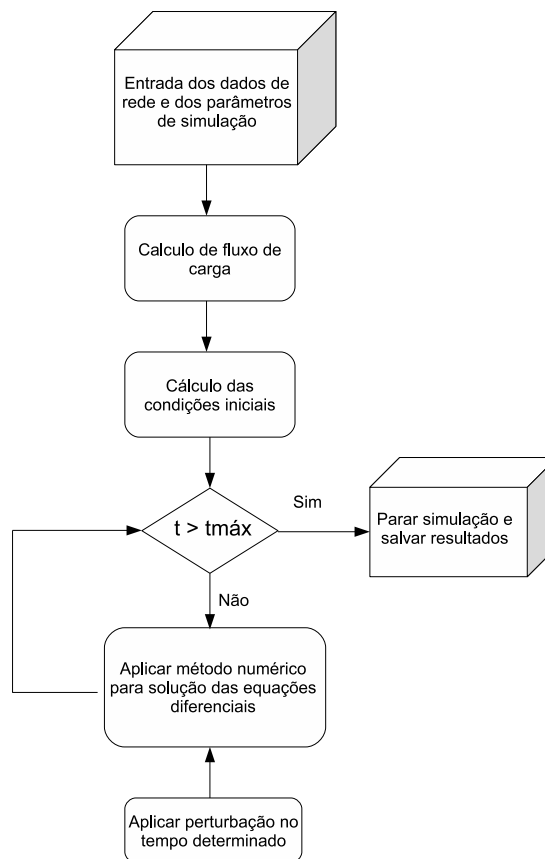


Figura 2.3: Diagrama de bloco do algoritmo utilizado para simulação dinâmica de sistemas com modelagem dinâmica da rede.

Uma observação importante é que alguns programas que utilizam esse tipo de modelagem, como o ATP, não calculam fluxo de carga, sendo portanto necessário que a inicialização seja feita pelo usuário.

2.1.3 Solução combinada das equações algébricas e diferenciais

A simulação dinâmica de um sistema de potência, com representação estática da rede, é efetuada por meio da combinação entre as soluções das equações algébricas com as soluções das equações diferenciais. Dependendo da forma em que são calculadas as variáveis de estado, durante o processo iterativo, após a solução das equações diferenciais, o método de integração numérica pode ser classificado com explícito ou implícito.

- Método explícito de integração → quando a variável de estado do passo de integração a ser calculado depende apenas dos valores calculados no passo anterior [24].

Dentre os métodos que se enquadram nessa filosofia destaca-se o método de Runge-Kutta, pois demonstram estabilidade numérica satisfatória para o caso em que a dinâmica do rotor da rede é desprezada [15], isto é, quando se utiliza o modelo estático da rede.

- Método implícito de integração → quando a variável de estado do passo de integração a ser calculado depende dela própria, além da iteração da resolução anterior [24].

Este método é indicado quando as equações diferenciais tiverem constantes de tempo muito diferentes [15]. Um dos algoritmos mais simples neste método é o da regra trapezoidal. Outros de destaque são as fórmulas de diferenciação inversa e o método de Runge-Kutta implícito [15].

O método implícito apresenta melhor convergência em relação ao método explícito, porém em uma descontinuidade frente a uma perturbação significativa no sistema, há problemas de oscilação numérica tornando necessário medidas para solucionar este problema. Uma das soluções é comutar temporariamente o método implícito usado para um explícito, mostrada em [24]. Outra solução consiste em alterar fisicamente a rede por meio de modificações físicas no circuito que não comprometam o comportamento do sistema [15].

Independentemente do método utilizado para resolver as equações diferenciais, a cada início do processo iterativo, na simulação dinâmica de sistemas de potência, são calculadas as variáveis de estado, como tensões transitórias ou subtransitórias, dos geradores. Após este período resolve-se o sistema de equações algébricas, após a atualização

das variáveis de estado calculadas, obtendo os valores das correntes nos geradores. Dependendo da modelagem das cargas o cálculo dessas correntes deverá ser feito através de um método de cálculo de fluxo de carga. Com os dados das correntes, calcula-se o torque eletromagnético para ser utilizado nas equação de balanço e assim o processo iterativo é realimentado.

É importante notar que se incluem no processo descrito acima as malhas de controle envolvidas no sistema bem como os distúrbios introduzidos na simulação.

Capítulo 3

Descrição dos programas e dos modelos

Este capítulo tem por objetivo descrever o uso do PowerFactoryTM e do simulador digital de transitórios ATP, no que diz respeito às análises pretendidas. Além disso, é feita uma descrição da formulação e implementação dos modelos de controladores e turbinas mostrando o aproveitamento dos modelos de elementos de rede já existentes nos programas.

3.1 O programa PowerFactoryTM

O programa PowerFactoryTM foi desenvolvido pela empresa DigSILENT GmbH - Digital SimuLation and Electrical NeTwork, cuja sede localiza-se na cidade de Gomaringen na Alemanha. Esta companhia é especializada no desenvolvimento de programas para análise da integração da geração, transmissão e distribuição de energia em sistemas de potência [6].

O PowerFactoryTM é uma ferramenta matemática implementada em ambiente computacional com interface gráfica que permite a montagem de sistemas de potência e esquemas de controle utilizando diagramas unifilares. A precisão e validação dos resultados foram obtidos com grande número de implementações feitas por concessionárias de energia em estudos de planejamento, operação e manutenção de sistemas reais. Dentre as ferramentas disponibilizadas pelo programa destacam-se os cálculos de fluxo de carga, curto-circuito, harmônicas, transitórios eletromecânicos e eletromagnéticos, proteção de sobrecorrente e de distância e estudo de confiabilidade.

3.2 Aspectos do uso do PowerFactoryTM

Esta seção trata dos principais componentes do PowerFactoryTM e suas características, relacionando modelos de componentes e de simulação. É importante destacar que este trabalho não pretende descrever minuciosamente todas as funções e modelos do PowerFactoryTM, contudo para bom entendimento da implementação da proposta é importante o conhecimento dos aspectos relevantes da construção do modelo da rede e dos controladores no programa. Um desses aspectos é o uso de manuais disponíveis para uso do programa, é tratado na próxima seção.

3.2.1 Manuais

Dentre as principais fontes de pesquisa do PowerFactoryTM que contribuem para o aprendizado do programa destacam-se três manuais.

1. Getting Started - Manual para Iniciantes - Descreve os princípios e diretrizes do programa, além de iniciar os passos necessários para construção de projetos de redes com suas respectivas estratégias de controle.
2. Users Manual - Manual do Usuário - Apresenta instruções para o aprendizado da interface do programa com mais profundidade e riqueza de detalhes que o Manual para Iniciantes. Descreve as ferramentas disponíveis para o usuário interagir com o programa.
3. Technical Reference - Manual Técnico - Disponibiliza os modelos dos componentes, como linhas de transmissão e cargas, utilizados para construção da rede, bem como as técnicas escolhidas para realização de cálculo de fluxo de carga, curto-circuito e harmônicos.

Todos os três manuais citados auxiliaram no desenvolvimento da proposta do presente trabalho, contudo algumas ressalvas devem ser consideradas, relativas a esta documentação, como por exemplo:

- Alguns passos importantes, que serão mais a frente mencionados, necessários para a construção de um projeto de rede, principalmente na implementação dos controladores, não foram descritos nos manuais. Tais passos tiveram que ser descobertos por meio de análise de exemplos contidos no programa;

- Alguns elementos do circuito, como o conversor dc/dc, não são citados no Manual Técnico;
- O método numérico utilizado para solução das equações algébricas e diferenciais não é informado, contudo sabe-se que o método permite passo de integração variável.

A falta de informações adequadas podem gerar dúvidas e conseqüentemente levar o usuário a erros. Por isso, em fase de aprendizado é importante a simulação de modelos já implementados, por meio de exemplos contidos no programa para que o usuário possa adquirir experiência necessária para construção dos seus próprios modelos.

3.2.2 Interface Gráfica

O PowerFactoryTM é um programa comercial utilizado para estudo dinâmico de redes de potência que permite a simulação e construção de modelos de controladores usando diagramas unifilares [6]. Além disso, a interface gráfica do programa permite acesso direto, no diagrama unifilar, aos parâmetros dos elementos relacionados à rede e aos controladores, como máquinas, cargas e linhas de transmissão. Há três tipos de telas de construção para diferentes aplicações:

- Grid - Rede - interface com ferramentas que permitem a construção de redes de sistemas de potência, como mostra a Figura 3.1;
- Block Diagram - Diagrama de blocos - Tela para implementação dos modelos dos controladores e turbina, como mostra a Figura 3.2;

Diferentemente da tela para construção das redes, onde a caixa de ferramentas permite o acesso a todos os elementos que irão compor a rede, nesta não há ferramentas disponíveis para montagem dos blocos de controle. Essa questão é objeto de análise na seção 3.2.3.

- Virtual Instrument Painel - Construção de Gráficos - Tela para construção de gráficos, como mostra a Figura 3.3.

Uma característica de destaque do PowerFactoryTM é a geração de gráficos em tempo real de simulação. Isso permite fazer análises parciais sem a necessidade de aguardar o fim da simulação, no caso, em que esta é demorada. Além disso, o

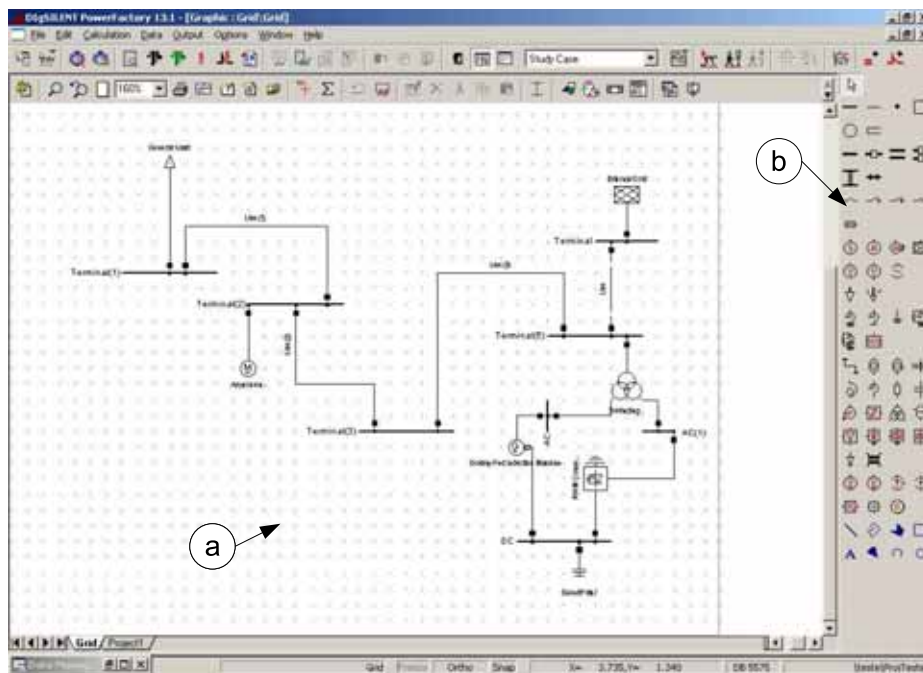


Figura 3.1: Tela com interface para construção de redes: **a** - Tela para construção da rede; **b** - Caixa de ferramenta com elementos que podem ser usados para compor a rede.

programa torna possível o aumento do tempo total de simulação, mesmo após o tempo previsto.

3.2.3 Gerenciador de dados

Todas as construções feitas na interface gráfica são automaticamente identificadas, relacionadas e armazenadas em um banco de dados. Esse banco permite a construção de blocos de controle e gerencia a interligação destes blocos com elementos de rede, como por exemplo conversores e seus controles. Essa característica torna essencial o domínio e conseqüente uso deste dispositivo pelo usuário, haja vista que não é possível a construção de blocos de controle diretamente no diagrama unifilar.

A Figura 3.4 mostra a tela do gerenciador de dados. Na coluna da esquerda estão os projetos de diferentes sistemas de potência e na coluna da direita os elementos de rede e de controle de um projeto.

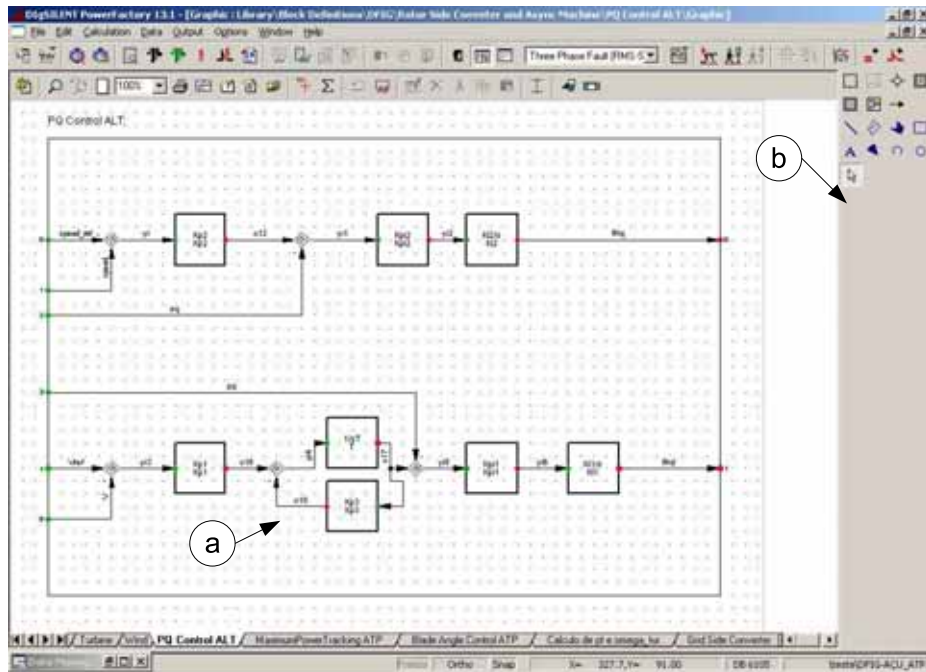


Figura 3.2: Tela com interface para modelos de controladores e turbinas: **a** - Tela para conexão dos blocos de controle; **b** - Caixa de ferramenta com elementos que podem ser usados para conexão dos blocos de controle.

3.2.4 Simulação

Após a montagem da rede e dos controladores, o usuário tem disponível pelo PowerFactoryTM três tipos de simulação:

1. Fluxo de carga - cálculo da rede em regime permanente utilizando o método linear (fluxo de carga cc) ou método de Newton Rapson, possibilitando a simulação de sistemas balanceados ou desbalanceados [7];
2. Cálculo das condições iniciais - possibilita o cálculo das condições iniciais, mesmo sem iniciar a análise dinâmica [7]. Os modelos já existentes no PowerFactoryTM possuem inicialização automática de suas variáveis, cujos valores são obtidos baseado no cálculo do fluxo de carga. Contudo todos os blocos dos modelos montados pelo usuário devem conter valores iniciais das variáveis de entrada e saída ou equações que permitem o cálculo das mesmas automaticamente;
3. Cálculo de estabilidade transitória - cálculo do comportamento dinâmico do sis-

tema. Antes do início do processo de simulação dinâmica, automaticamente calcula-se o fluxo de carga e as condições iniciais. Esse procedimento é padrão em programas utilizados para estudo de estabilidade transitória.

O PowerFactoryTM permite simulação dinâmica de duas formas:

- EMT¹ - Cálculo dinâmico utilizando valores instantâneos. Durante a simulação, todos os elementos de rede são modelados usando equações diferenciais [21], portanto, em geral, os resultados dos transitórios eletromagnéticos dessa simulação são mais precisos e o custo computacional é alto, quando comparado com a simulação RMS;
- RMS - Cálculo dinâmico utilizando valores eficazes. Nesse caso, a rede é modelada usando equações algébricas, isto é, usando o modelo de regime permanente [8]. Esta representação visa à redução de esforços computacionais e é indicada para análise de transitórios mecânicos, pois não há diferenças nos resultados dos parâmetros mecânicos obtidos pela simulação usando valores eficazes ou valores instantâneos.

São exemplos da diferença dos resultados dos dois tipos de simulações os gráficos da Figura 3.5. Estes gráficos descrevem o comportamento da tensão em uma barra do sistema, quando ocorre um curto-circuito em uma outra barra. Observe que há poucas diferenças entre os resultados e que tais diferenças não comprometem a análise de estabilidade transitória frente a perturbações. Por isso, a simulação RMS é aceita para este tipo de estudo.

A possibilidade de alteração da simulação, em relação à ordem do modelo dos geradores e quanto ao modelo da rede é uma característica importante do programa, pois possibilita o PowerFactoryTM simular tanto o modelo de regime permanente para modelar elementos de rede, quanto o modelo que trata os elementos de rede através de equações diferenciais.

Outra observação importante é que todas as variáveis pretendidas para construção de gráficos devem ser determinadas antes da simulação, isso se deve ao grande número de variáveis disponíveis por cada elemento do circuito, que tornaria a simulação extremamente lenta, caso todas elas estivessem disponíveis automaticamente para geração de gráficos.

¹Electromagnetic Transients

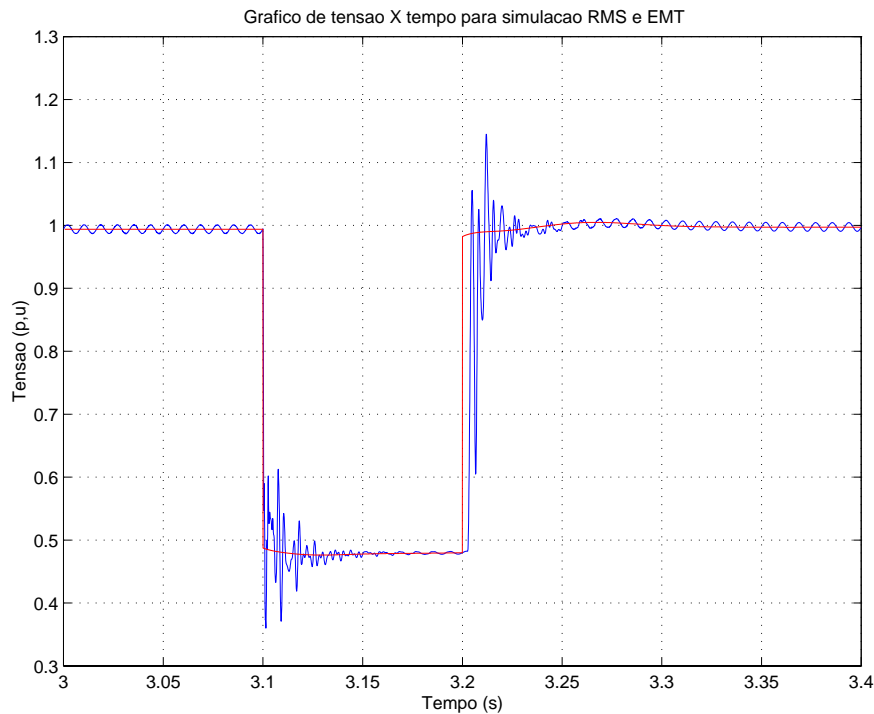


Figura 3.5: Gráfico de tensão versus tempo na simulação RMS (vermelho) e EMT (azul).

3.3 Formulação de modelos no PowerFactoryTM

A correta simulação de sistemas de potência exige formulação adequada dos modelos de elementos que compõem a rede. Boa parte dos elementos de rede possuem modelos prontos para o uso no PowerFactoryTM. Estes modelos padrões foram aproveitados, incorporando a estes novos elementos, como o modelo da turbina e dos controladores.

3.3.1 Construção da biblioteca

O primeiro passo para a implementação de controladores e turbinas é a montagem da biblioteca do projeto, que irá conter todos os modelos de elementos construídos pelo usuário. O elemento padrão que constitui a biblioteca chama-se bloco. Os blocos são classes que possuem entradas, saídas, parâmetros, variáveis de estado e variáveis internas. Através dos blocos é possível a construção de controladores e modelos de alguns elementos da rede. O PowerFactoryTM é um programa totalmente orientado a objeto e por isso baseia-se na construção dessas classes.

A biblioteca padrão do PowerFactoryTM possui blocos que podem ser reaproveitados, bem como também nos exemplos demonstrativos já implementados. Contudo, quase sempre, principalmente para os controladores, não existem blocos exatamente iguais ao desejado. Por isso, é de extrema importância o aprendizado do procedimento adequado à construção desses blocos.

O procedimento deve seguir os seguintes passos:

1. Construção dos diretórios na biblioteca, onde os blocos serão armazenados;
2. Montagem do bloco que será responsável pela coordenação e conexão das classes dos modelos;
3. Construção dos blocos dos modelos, definindo as variáveis e os parâmetros além das funções da classe, não esquecendo de inicializar as variáveis de entrada e saída. A Figura 3.6 mostra o bloco da turbina com suas variáveis de entrada, sua variável de saída e seus parâmetros constantes utilizados para compor pelo bloco;

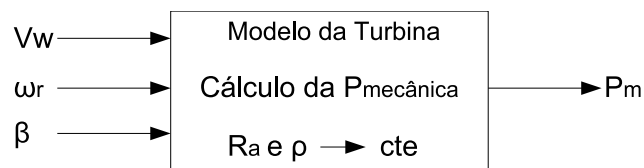


Figura 3.6: Bloco que contém o modelo da turbina: V_W - velocidade do vento; ω_r - velocidade do rotor; β - ângulo de passo; P_m - potência mecânica; R_a - raio da área varida pelas pás; ρ - densidade do ar.

4. Conectar os blocos dos modelos utilizando a interface gráfica.

A Figura 3.7 mostra a interface do bloco do modelo da turbina no programa PowerFactoryTM.

3.3.2 Definição de parâmetros e ajustes

Para definir os valores dos parâmetros dos blocos dos modelos é necessária a montagem de uma classe específica para isto. Esta classe chama-se bloco de combinação - *composite model*. Além de permitir a definição dos valores dos parâmetros, permite a interligação dos blocos e classes construídos na biblioteca. Um dos casos implementados no presente trabalho é mostrado na Figura 3.8 e a interface gráfica no PowerFactoryTM desses bloco se mostra na Figura 3.9.

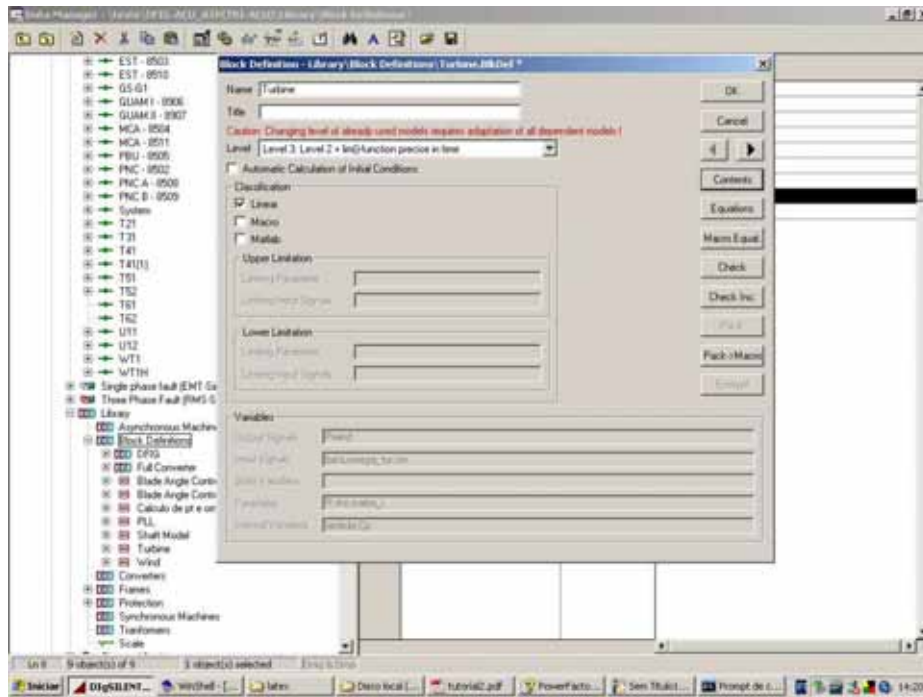


Figura 3.7: Interface do programa PowerFactoryTM do bloco que contém o modelo da turbina.

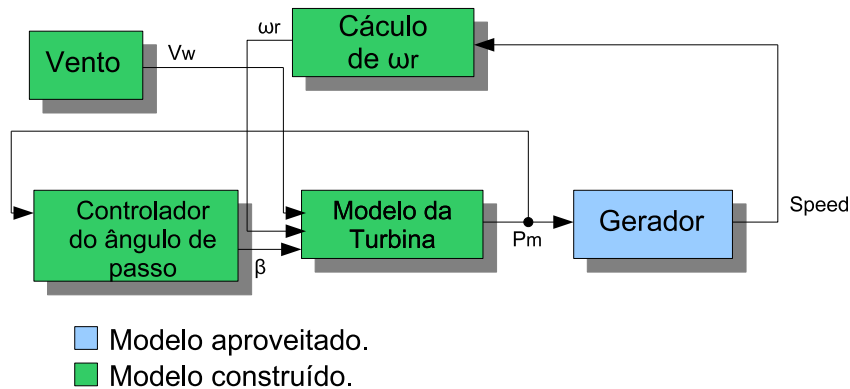


Figura 3.8: Bloco combinação para conexão dos seguintes blocos: modelo da turbina, controlador do ângulo de passo, bloco para cálculo de ω_r , vento e gerador.

A utilização desta classe deve seguir os seguintes passos:

1. Construção dos blocos de combinação;
2. Montagem das classes, chamada de bloco comum - *common model*, relacionando

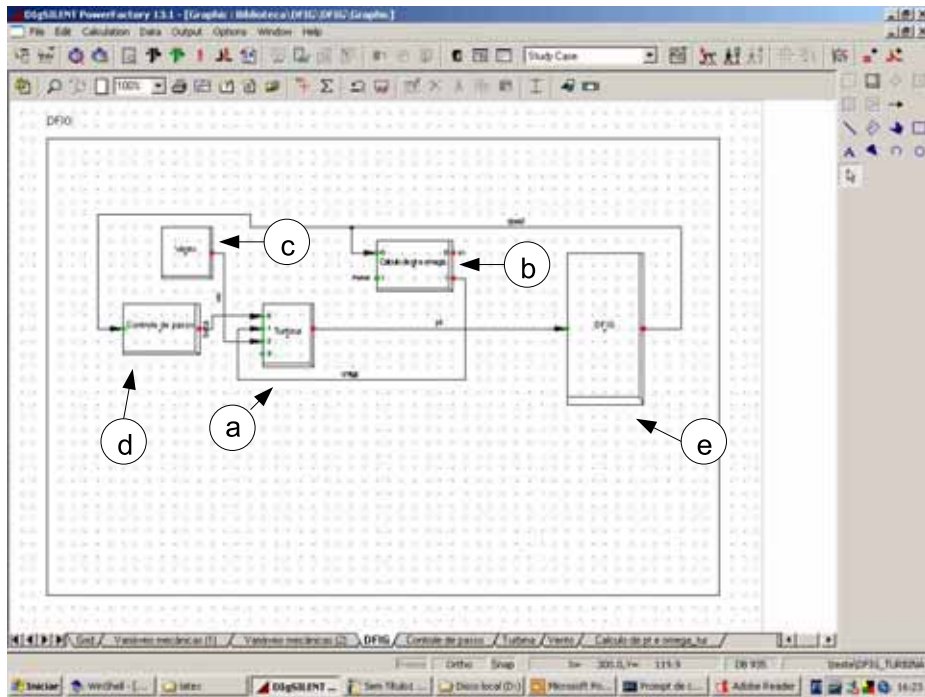


Figura 3.9: Interface gráfica do bloco de combinação para conexão dos seguintes blocos: modelo da turbina, controlador do ângulo de passo, bloco para cálculo de ω_r e gerador; **a** - turbina; **b** - Cálculo de ω_r ; **c** - vento; **d** - controlador do ângulo de passo; **e** - gerador.

os blocos em que serão determinados os parâmetros, como mostra a Figura 3.10 para o caso da turbina eólica. A Figura 3.11 mostra a interface, no PowerFactoryTM, do bloco comum referente ao modelo da turbina, no qual, são determinados o raio da área varrida pelas pás e a densidade do ar;

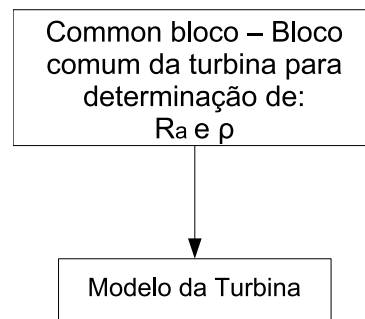


Figura 3.10: Bloco comum para determinação dos parâmetros do modelo da turbina.

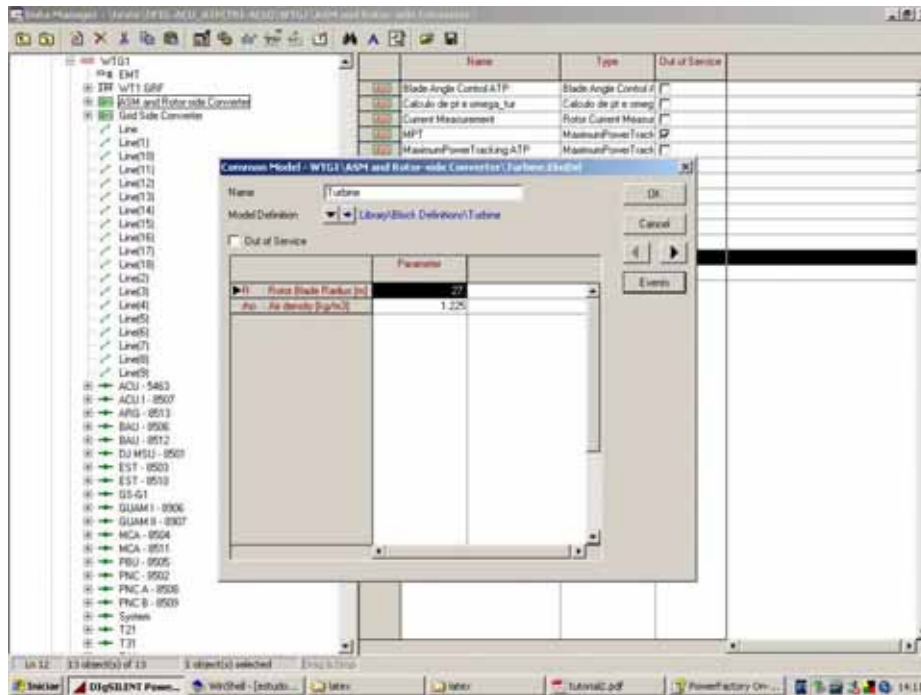


Figura 3.11: Interface na PowerFactoryTM do bloco comum para determinação dos parâmetros do modelo da turbina.

3. Atualizar os blocos de combinação selecionando cada ítem encontrado com cada bloco comum;

A Figura 3.12 mostra o digrama de conexão dos diferentes tipos de blocos mencionados. A base da estrutura é a biblioteca e logo acima estão os blocos comuns que serão gerenciados pelo bloco de combinação.

A determinação dos valores dos parâmetros só poderá ser feita após a montagem de todo o esquema da Figura 3.12. Contudo, um dos desafios na implementação de estratégias de controle é determinar parâmetros apropriados para cada tipo de aplicação. Assim, escolhas de ganhos e constantes de tempo dos controladores sem critérios adequados podem não só gerar aumento do pico máximo do sinal e do tempo transitório e subtransitório, como também tornar o sistema instável.

3.3.3 Modelos construídos e aproveitados

O presente trabalho trata da utilização dos modelos do programa adaptando-os às simulações pretendidas por meio de construção de classes. Esta seção faz a descrição dos

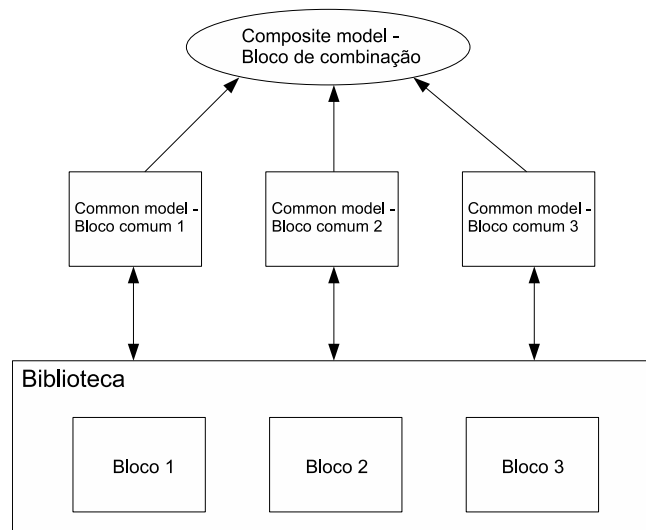


Figura 3.12: Diagrama do esquema conexão das classes.

esquemas montados.

Para boa compreensão desses esquemas é necessário uma breve descrição dos esquemas de conexão entre os elementos que constituem os aerogeradores. Estes esquemas de aerogeradores podem ser de velocidade fixa ou variável.

1. O esquema de velocidade fixa considera a velocidade de rotação do rotor interligada à frequência da rede elétrica;
2. O esquema de velocidade variável considera a velocidade de rotação do rotor desacoplada da frequência da rede elétrica.

Ambos possuem vantagens e desvantagens. Contudo, há uma tendência mundial de utilização do esquema de velocidade variável, pois tem demonstrado ser o esquema mais eficiente e viável na geração de energia de parques eólicos com aerogeradores de grande porte. Por isso, o presente trabalho tratará de simulações aplicando dois tipos de tecnologias em esquema de velocidade variável.

O gerador de indução duplamente excitado foi uma das alternativas implementadas e seu esquema pode ser visto na Figura 3.13.

Esse sistema é provido de conversor ac/ac, constituído de dois conversores PWM interligados por uma conexão DC, que interliga o rotor ao estator e permite que o aerogerador seja de velocidade variável, pois os conversores têm acesso à tensão do rotor

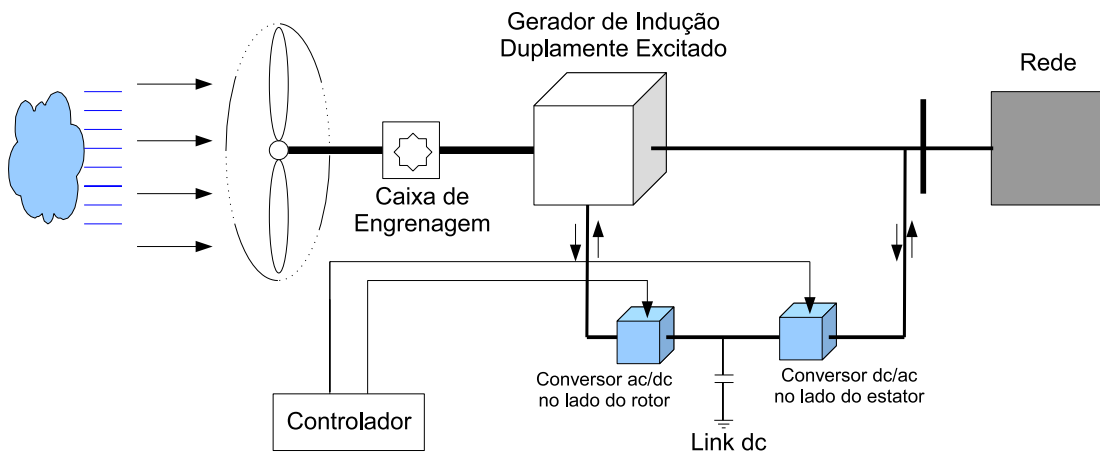


Figura 3.13: Esquema do aerogerador de indução duplamente excitado com conversores [12].

e portanto à frequência do campo do rotor. Além disto, os conversores são implementados na filosofia conhecida como Scherbius Estático, que possibilita fluxo bidirecional de potência. Estas características têm como consequência adaptabilidade do sistema frente a mudanças na velocidade do rotor.

O PowerFactoryTM possui dois modelos de gerador de indução duplamente excitado. Caso a simulação seja EMT, descrita na seção 3.2.4, o modelo do gerador irá representar transitórios tanto no rotor quanto no estator da máquina [22]. Como pode se observar nas Equações 3.1, 3.2, 3.3 e 3.4, foi aplicada a transformação de park nas equações, projetando as variáveis nos eixos direto e em quadratura, sendo que a referência utilizada foi a frequência angular do campo do estator.

$$V_{ds} = -R_s \cdot i_{ds} - \omega_s \cdot \lambda_{qs} + \frac{d\lambda_{ds}}{dt} \quad (3.1)$$

$$V_{qs} = -R_s \cdot i_{qs} + \omega_s \cdot \lambda_{ds} + \frac{d\lambda_{qs}}{dt} \quad (3.2)$$

Onde:

- V_{ds} → tensão no terminal do estator no eixo direto;
- V_{qs} → tensão no terminal do estator no eixo em quadratura;
- i_{ds} e i_{qs} → tensão no terminal do estator no eixo direto e em quadratura;

- λ_{ds} e λ_{qs} → fluxo no estator no eixo direto e em quadratura;
- ω_s → velocidade angular do campo do estator.

$$V_{dr} = R_r \cdot i_{dr} - s \cdot \omega_s \cdot \lambda_{qr} + \frac{d\lambda_{dr}}{dt} \quad (3.3)$$

$$V_{qr} = R_r \cdot i_{qr} + s \cdot \omega_s \cdot \lambda_{dr} + \frac{d\lambda_{qr}}{dt} \quad (3.4)$$

Sendo:

- V_{dr} → tensão no terminal do rotor no eixo direto.
- V_{qr} → tensão no terminal do rotor no eixo em quadratura.
- i_{dr} e i_{qr} → tensão no terminal do rotor no eixo direto e em quadratura.
- λ_{dr} e λ_{qr} → fluxo no rotor no eixo direto e em quadratura.
- s → escorregamento = $\omega_r - \omega_s$.

Contudo, se a simulação for RMS, mostrada na seção 3.2.4, então o modelo irá prever transitórios apenas no fluxo do rotor, isto é, $\frac{d\lambda_{dr}}{dt}$ e $\frac{d\lambda_{qr}}{dt}$ são diferentes de zero. Com isso, os termos diferenciais das Equações 3.1 e 3.2, $\frac{d\lambda_{ds}}{dt}$ e $\frac{d\lambda_{qs}}{dt}$ tornam-se nulos [22]. Esta representação é aceita para estudo de estabilidade transitória e permite simplificação na modelagem da rede.

$$V_{ds} = -R_s \cdot i_{ds} - \omega_s \cdot \lambda_{qs} \quad (3.5)$$

$$V_{qs} = -R_s \cdot i_{qs} + \omega_s \cdot \lambda_{ds} \quad (3.6)$$

$$V_{dr} = R_r \cdot i_{dr} - s \cdot \omega_s \cdot \lambda_{qr} + \frac{d\lambda_{dr}}{dt} \quad (3.7)$$

$$V_{qr} = R_r \cdot i_{qr} + s \cdot \omega_s \cdot \lambda_{dr} + \frac{d\lambda_{qr}}{dt} \quad (3.8)$$

Para os dois casos o modelo mecânico do gerador é descrito pela Equação 3.9.

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{J} \cdot (T_m - T_e) \quad (3.9)$$

Outro modelo simulado foi o do aerogerador síncrono, como visto na Figura 3.14. Diferentemente do aerogerador de indução duplamente excitado, o gerador não é conectado diretamente na rede, pois o controle da frequência angular do campo do estator feito pela excitação do rotor é limitado. Nesse sistema, o fluxo de potência é unidirecional e os parâmetros, como potência ativa, potência reativa ou tensão introduzidos na rede, são determinados pelo conversor no lado da rede, dependendo do sinal de controle do bloco controlador.

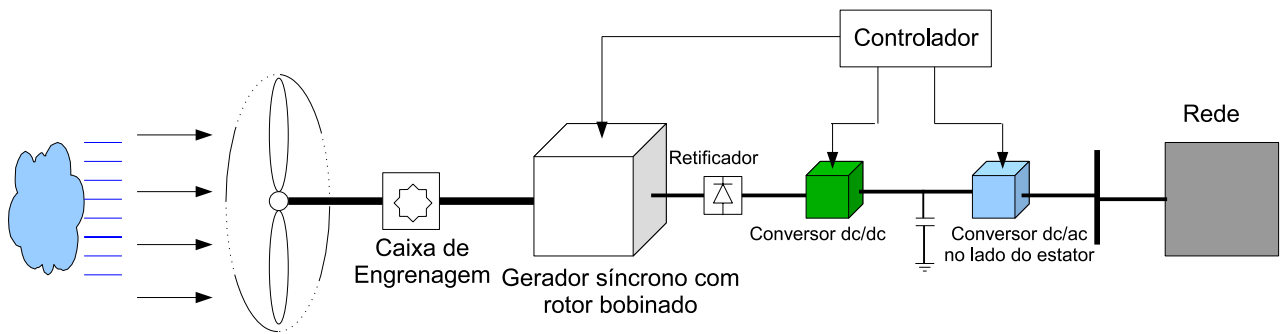


Figura 3.14: Esquema do aerogerador síncrono com conversores [21].

No PowerFactoryTM, assim como no gerador de indução duplamente excitado, o modelo do gerador síncrono adotado dependerá do tipo de simulação pretendida. Na simulação EMT é adotado o modelo de 7ª ordem. Esse modelo, visto em [24], representa corretamente possíveis transitórios no estator e rotor da máquina e é descrito pelas Equações 3.10, 3.11, 3.12, e 3.14.

$$V_{ds} = R_s \cdot i_{ds} - \omega_r \cdot \lambda_{qs} + \frac{d\lambda_{ds}}{dt} \quad (3.10)$$

$$V_{qs} = R_s \cdot i_{qs} + \omega_r \cdot \lambda_{ds} + \frac{d\lambda_{qs}}{dt} \quad (3.11)$$

$$V_f = R_f \cdot i_f + \frac{d\lambda_f}{dt} \quad (3.12)$$

$$0 = R_{kd} \cdot i_{kd} + \frac{d\lambda_{kd}}{dt} \quad (3.13)$$

$$0 = R_{kq} \cdot i_{kq} + \frac{d\lambda_{kq}}{dt} \quad (3.14)$$

No qual:

- $V_f \rightarrow$ tensão no terminal do rotor.
- i_f e $\lambda_f \rightarrow$ corrente e fluxo do rotor.
- i_{kd} e $i_{kq} \rightarrow$ corrente do amortecedor no eixo direto e em quadratura.
- λ_{kd} e $\lambda_{kq} \rightarrow$ fluxo do amortecedor no eixo direto e em quadratura.

Para a simulação RMS o modelo adotado é o de 5ª ordem [21]. Nesse modelo, os transitórios no estator são desprezados, razão pela qual as derivadas $\frac{d\lambda_{ds}}{dt}$ e $\frac{d\lambda_{qs}}{dt}$ são iguais a zero na Equação 3.16.

$$V_{ds} = R_s \cdot i_{ds} - \omega_r \cdot \lambda_{qs} + 0 \quad (3.15)$$

$$V_{qs} = R_s \cdot i_{qs} + \omega_r \cdot \lambda_{ds} + 0 \quad (3.16)$$

Tanto na simulação EMT quanto RMS o modelo mecânico do gerador síncrono é dado pelas Equações 3.17 e 3.18.

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{J} \cdot (T_m - T_e - T_{amort}) \quad (3.17)$$

$$\frac{d\theta_p}{dt} = \omega_r - \omega_s \quad (3.18)$$

Onde:

- $T_m = \frac{P_m}{\omega_r} \rightarrow$ torque mecânico.
- $T_e = \frac{3}{2}p(\lambda_{ds} \cdot i_{qs} - \lambda_{qs} \cdot i_{ds}) \rightarrow$ torque eletromagnético.
- $T_{amort} = D(\omega_r) \rightarrow$ torque de amortecimento.
- $p \rightarrow$ número de par de pólos.

Os sistemas das Figuras 3.13 e 3.14 possuem modelos no PowerFactoryTM que foram aproveitados, como máquinas, conversores e elementos de rede, contudo alguns tiveram que ser construídos. Foram eles:

- Turbina com modelo de massa global;

- Controlador para implementação do controle de passo;
- Bloco para cálculo de velocidade de referência, visando a extração máxima de potência no gerador de indução duplamente excitado;
- Controlador do conversor PWM do lado do rotor para controle de velocidade do rotor e tensão no estator do gerador de indução duplamente excitado;
- Controlador do conversor PWM do lado do estator para controle da tensão no link DC;
- Controlador da tensão de excitação do rotor do gerador síncrono para controle da tensão nos terminais do estator;
- Controlador do conversor dc/dc para controle da tensão no link DC.

Turbina com modelo de massa global

A turbina é o elemento do aerogerador responsável por transferir potência do vento para o gerador. De uma maneira geral, possui momento de inércia diferente do gerador. Como consequência, os eixos do gerador e da turbina, interligados pela caixa de engrenagem, poderão ter mais liberdade em seus movimentos criando uma torção mecânica entre os eixos. Dependendo do tipo de falta e de sua localização, o modelo de turbina influenciará no desempenho da máquina, levando a conclusões erradas quanto ao ponto de instabilidade do sistema [16]. Contudo, para fins de simplificação, no presente trabalho foi construído o modelo de massa global, que trata o conjunto "turbina+gerador" como uma única massa, isto é, a velocidade angular da turbina é igual à velocidade angular do rotor do gerador, $\omega_{tur} = \omega_{ger}$, ou caso seja usado transformador de velocidade - *caixa de engrenagem* -, $\omega_{tur} = \frac{\omega_{ger}}{Rt}$, cujo Rt é a razão de transformação da velocidade.

A energia cinética do vento é dada pela equação 3.19 [9].

$$E_C = \frac{m}{2} \cdot V_W^2 \quad (3.19)$$

Onde,

- $E_C \rightarrow$ energia cinética em J.
- $V_W \rightarrow$ velocidade do vento em m/s.

- $m \rightarrow$ massa do ar em kg.

A potência do vento é igual à variação da energia cinética em relação ao vento de acordo com a equação 3.20.

$$P = \frac{\partial E_C}{\partial t} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\partial m}{\partial t} \cdot V_W^2 \quad (3.20)$$

De acordo com a Lei de Bertz ([11]), um aerogerador pode converter no máximo 59% da energia cinética do vento em energia mecânica, portanto, apenas uma fração da potência do vento é extraída pela turbina. Assim, a potência absorvida pela turbina é proporcional à potência do vento vezes um rendimento dado por:

$$C_P = \frac{P_W}{P} \quad (3.21)$$

- $C_P \rightarrow$ rendimento da turbina conhecido como coeficiente de potência.
- $P_W \rightarrow$ potência eólica absorvida pela turbina em W.

Como, $\frac{\partial m}{\partial t} = \rho \cdot \pi \cdot (R^2) \cdot V_W$, a potência extraída do vento pela turbina é:

$$P_W = \frac{\rho}{2} \cdot \pi \cdot (R^2) \cdot C_P \cdot (V_W^3) \quad (3.22)$$

No qual:

- $\rho \rightarrow$ densidade do ar em $\text{kg} \cdot \text{m}^3$;
- $R \rightarrow$ raio da área varrida pelas pás em m;

Controlador para implementação do controle de passo

O valor do coeficiente de potência depende de λ dado pela equação 3.23. Contudo, caso a velocidade do vento ultrapasse o valor nominal, em geral a turbina é provida de mecanismo aerodinâmico projetado para reduzir C_P e assim diminuir a potência eólica extraída pela turbina. No presente trabalho, tanto para aerogerador de indução como o síncrono, foi simulado o controle de passo. Este dispositivo controla a variação da mudança longitudinal do ângulo das pás provocando alterações no ângulo de ataque do vento, reduzindo as forças de sustentação responsáveis pelo movimento do eixo da turbina [15].

$$\lambda = \frac{\omega_R}{V_W} \cdot R \quad (3.23)$$

Onde:

- $\lambda \rightarrow$ razão de velocidades;
- $\omega_R \rightarrow$ velocidade angular do rotor.

A Figura 3.15 mostra o gráfico do coeficiente de potência versus razão de velocidade λ com ângulo de passo θ variando de 0° (gráfico azul) até 20° (gráfico vermelho). Como se pode observar, na medida que o ângulo de passo aumenta, o valor máximo do coeficiente de potência reduz. Assim o valor de C_P passa a depender de λ e do ângulo de passo.

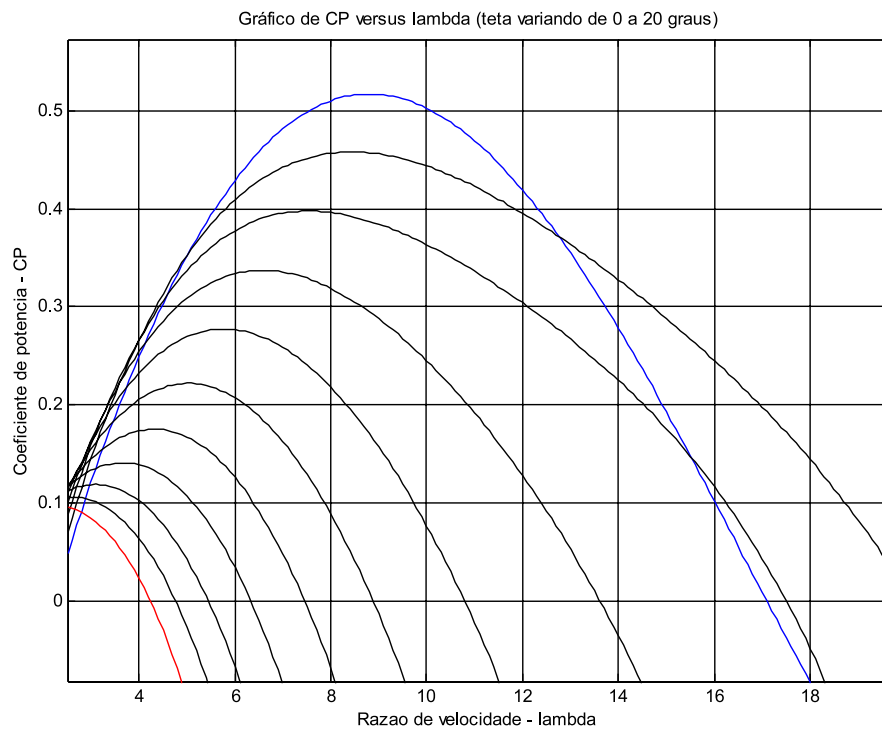


Figura 3.15: Gráfico de C_P X λ .

Para o cálculo de C_P utilizou-se a seguinte representação matemática [20]:

Tabela 3.1: Tabela do coeficiente alpha: i e $j \rightarrow$ índices que indicam linha e coluna, respectivamente

$\alpha_{i,j}$	[0]	[1]	[2]	[3]	[4]
[0]	-4.1909e-001	2.1808e-001	-1.2406e-002	-1.3365e-004	1.1524e-005
[1]	-6.7606e-002	6.0405e-002	-1.3934e-002	1.0683e-003	-2.3895e-005
[2]	1.5727e-002	-1.0996e-002	2.1495e-003	-1.4855e-004	2.7937e-006
[3]	-8.6018e-004	5.7051e-004	-1.0479e-004	5.9924e-006	-8.9194e-008
[4]	1.4787e-005	-9.4839e-006	1.6167e-006	-7.1535e-008	4.9686e-010

$$C_P(\theta, \lambda) = \sum_{i=0}^4 \cdot \sum_{j=0}^4 \cdot \alpha_{i,j} \cdot \theta^i \cdot \lambda^j \quad (3.24)$$

Sendo:

- $\theta \rightarrow$ ângulo de passo.

E α é dado pela tabela 3.1. Esta técnica apresenta boa aproximação para $2 \leq \lambda \leq 13$.

Para determinação do ângulo de passo foi implementado o esquema de controle do diagrama da Figura 3.16.

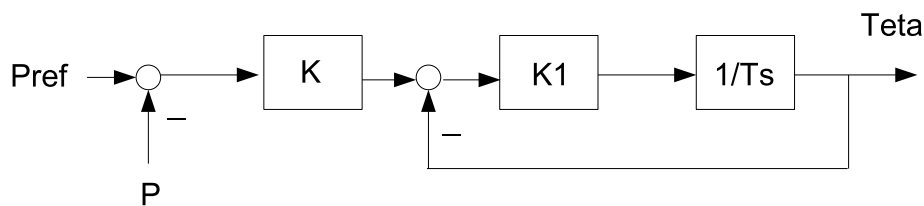


Figura 3.16: Esquema de controle do ângulo de passo.

Observe que nesse caso a potência da turbina foi utilizada como sinal de referência, contudo também encontram-se na literatura trabalhos utilizando velocidade angular do rotor como sinal de referência, como visto em [22].

Bloco para cálculo de velocidade de referência visando extração máxima de potência no gerador de indução duplamente excitado

A extração de potência pela turbina é máxima se C_P é máximo, isto é, se o rendimento da turbina é máximo. Para ângulo de passo constante, o valor de C_P depende de λ que por sua vez é proporcional à velocidade do rotor. Portanto é possível tornar C_P máximo variando a velocidade do rotor. O valor da velocidade de referência para otimização da turbina é encontrada pela equação 3.25 [20]. É importante observar que esta equação é válida para o caso em que simula-se uma turbina fabricada pela GE.

$$\omega_{ref} = -0,67 \cdot P_W + 1,42 \cdot P_W + 0,51 \quad (3.25)$$

O valor calculado de ω_{ref} , em pu, é um sinal de entrada para o diagrama de bloco descrito na Figura 3.18.

Controlador do conversor PWM do lado do rotor para controle de velocidade do rotor e tensão no estator do gerador de indução duplamente excitado

Os conversores no PowerFactoryTM são constituídos de chaves controladas por sinais usando a técnica de modulação por largura de pulso - PWM. As chaves são ideais operadas com alta frequência de chaveamento. Com isso as perdas nos conversores podem ser desprezadas e como consequência a potência ativa que entra ou sai de cada um é igual à potência no link DC, como se mostra na equação a seguir.

$$P_{DC} = P_{AC} = V_{dc} \cdot I_{dc} = \sqrt{3} \cdot Re(V_{ac} I_{ac}^*) \quad (3.26)$$

Os conversores são controlados usando técnica de controle vetorial. O objetivo do controle vetorial é desacoplar o controle de dois parâmetros. Em um gerador assíncrono a fase da tensão atrás da reatância transitória V' está adiantada em relação a tensão terminal V do estator, em θ graus, e 90° em relação ao fluxo magnético do rotor φ_r , de acordo com [15], como mostra o diagrama da Figura 3.17. Considerando ainda que φ_r é proporcional a i_r , então variações de i_r provocam mudanças principalmente no torque eletromagnético. Como i_r é muito mais sensível a variações de i_{qr} , então é possível controlar o torque eletromagnético ou velocidade do rotor apenas variando i_{qr} . Por outro lado, mudanças em i_{dr} provocam alterações na tensão ou potência reativa do gerador [15].

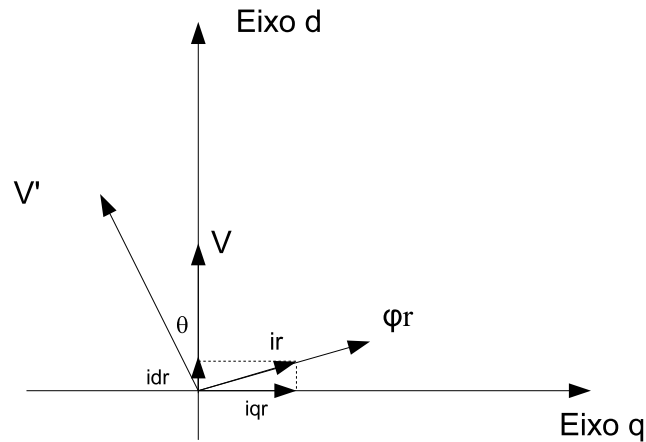


Figura 3.17: Diagrama vetorial do gerador de indução duplamente excitado [15]: i_r - corrente no rotor; i_{dr} - corrente no rotor no eixo direto; i_{qr} - corrente no rotor no eixo em quadratura.

Os conversores são simulados como fonte de tensão dependente da corrente. Por isso, se faz necessária a realimentação de corrente observada nos esquemas de controle da Figura 3.18, mostrado em [12], construído no PowerFactoryTM.

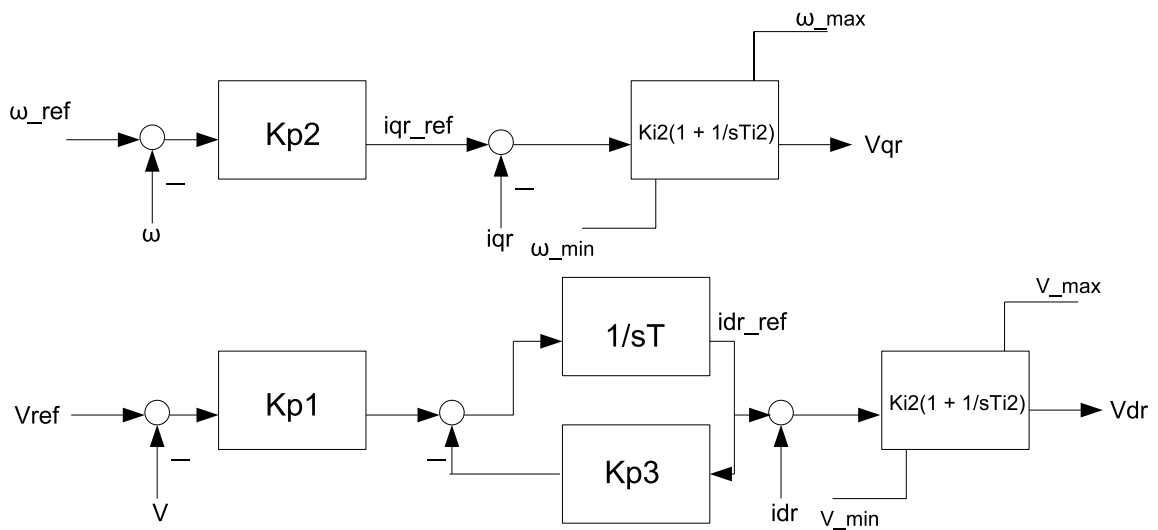


Figura 3.18: Diagrama unifilar do esquema de controle de tensão terminal do estator e de ω_R .

Onde:

- ω_{ref} e ω \rightarrow velocidade angular de referência do rotor e velocidade do rotor, respectivamente, em pu.
- V_{ref} e V \rightarrow tensão de referência nos terminais do estator e tensão nos terminais do estator, respectivamente, em V.

Controlador do conversor PWM do lado do estator para controle da tensão no link DC no aerogerador de indução duplamente excitado

O valor da tensão no link DC é dinâmico e é sensível à tensão aplicada nos terminais do rotor pelo conversor PWM no lado do rotor, portanto é necessário que variações nesta tensão sejam corrigidas. Essas correções são feitas pelo conversor PWM do lado do estator, que também é modelado como uma fonte de tensão dependente de corrente. A tensão no link DC pode ser calculada pelas equações 3.27 e 3.28, como mostram [8] e [22].

$$V_{dc} = \frac{2\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot \frac{V_{ds}}{P_{md}} \quad (3.27)$$

$$V_{dc} = \frac{2\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot \frac{V_{qs}}{P_{mq}} \quad (3.28)$$

Onde:

- V_{ds} \rightarrow tensão no terminal do estator no eixo direto;
- V_{qs} \rightarrow tensão no terminal do estator no eixo em quadratura;
- P_{md} \rightarrow fator de modulação no eixo direto - variável de entrada do conversor;
- P_{mq} \rightarrow fator de modulação no eixo em quadratura - variável de entrada do conversor;

As equações 3.27 e 3.28 mostram que para controle da tensão no link DC podem ser utilizadas tanto a tensão no eixo direto quanto no eixo em quadratura, isto é, V_{dc} é proporcional a V_{ds} e também a V_{qs} . Como as tensões são dependentes das correntes nos eixos direto e em quadratura, então a corrente é utilizada na realimentação, como mostra o diagrama da Figura 3.19, como mostra a referência [22]. Observe que, no presente trabalho, foi escolhida a tensão no eixo direto para implementar o controle.

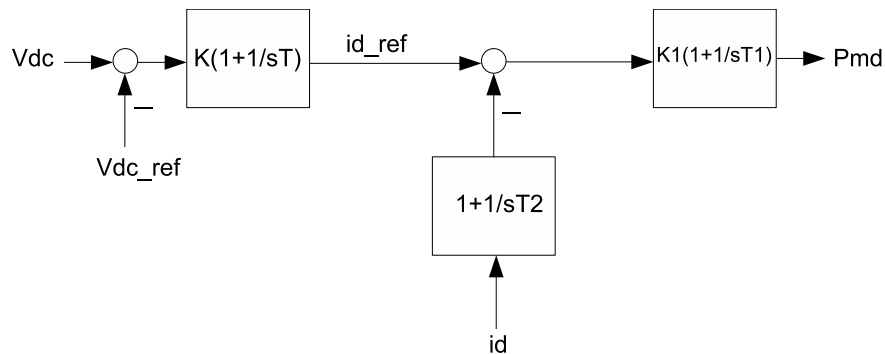


Figura 3.19: Diagrama do esquema de controle da tensão no link DC.

Controlador da tensão de excitação do rotor do gerador síncrono para controle da tensão nos terminais do estator

A tensão induzida no estator do aerogerador síncrono é diretamente proporcional à velocidade do rotor e à tensão de excitação do rotor, portanto pode ser controlada a partir desses dois parâmetros. Contudo a velocidade do rotor será controlada indiretamente para extração máxima de potência, restando a tensão de excitação do rotor para controle da tensão do estator.

Para tanto, implementou-se o esquema do diagrama da Figura 3.20, mostrado em [21].

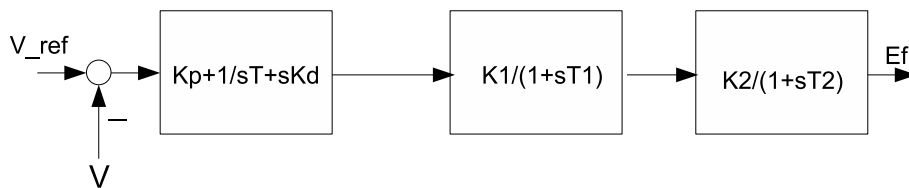


Figura 3.20: Diagrama do esquema de controle da tensão no estator do gerador síncrono.

Controlador do conversor dc/dc para controle da tensão no link DC

Como o conversor dc/ac (ver Figura 3.14) não controla a tensão no link DC, faz-se necessário outro dispositivo para a tarefa. Tal dispositivo é o conversor dc/dc, booster modelado como fonte de tensão dependente de corrente, cuja função é de alterar a tensão média dc no nó antes do conversor dc/ac para um valor de referência determinado.

O diagrama de circuito do booster é descrito na Figura 3.21, conforme se apresenta em [25].

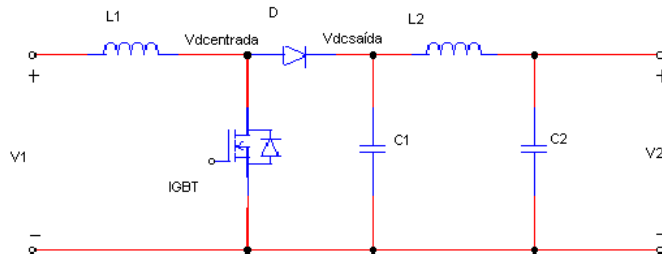


Figura 3.21: Diagrama de circuito do conversor dc/dc [25].

Seu bloco de controle possui três entradas: corrente antes do booster, tensão depois do booster e a tensão de referência. Sua saída é o fator α , dado que representa a razão entre a tensão de saída e a tensão de entrada, como mostra a equação 3.29.

$$\alpha = \frac{V_{dcSAIDA}}{V_{dcENTRADA}} \quad (3.29)$$

Seu esquema de controle é descrito no diagrama da Figura 3.22, como mostra a referência [21].

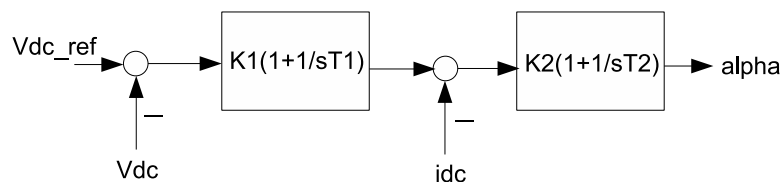


Figura 3.22: Diagrama do esquema de controle da tensão no link DC, utilizando o conversor dc/dc.

3.4 O programa ATP

Para o presente trabalho optou-se em avaliar os resultados obtidos a partir da implementação e posterior simulação de uma rede real com aerogerador no ATP.

O ATP - Alternative Transients Program - é um programa usado para simulação digital de fenômenos transitórios eletromagnéticos em sistemas de energia elétrica [14].

A partir de 1996-1997 foi incorporado o ATPDraw. Esse programa incorporou interface gráfica ao ATP, permitindo o usuário construir, em diagramas unifilares, circuitos elétricos selecionando seus componentes em uma lista pré-definida, além de gerar o arquivo de dados do ATP. Também permite criar e editar modelos de elementos que serão utilizados, como controladores. Após a fase de construção do sistema a ser simulado, o programa ATP permite o cálculo do comportamento de variáveis de sistemas elétricos de potência antes, durante e após a ocorrência de perturbações, possibilitando o estudo de estabilidade transitória, como mostra a referência [3].

3.4.1 Modelos utilizados

A modelagem dos elementos utilizados pelo ATP baseia-se no fato de que todo e qualquer sistema elétrico pode ser representado por fontes, chaves, indutâncias, resistências e capacitâncias. Assim, há à disposição do usuário um variado conjunto de modelos que podem ser utilizados para representação e simulação de sistemas para estudo, tanto no domínio do tempo quanto no domínio da frequência. Dentre os modelos de elementos que o ATP disponibiliza incluem-se modelos de máquinas, transformadores, chaves, cabos e linhas de transmissão, componentes de eletrônica de potência e outros.

Para representar o gerador de indução duplamente excitado optou-se em utilizar o modelo de máquina universal do programa, contudo tais modelos podem ser construídos conforme se apresenta em [4], [10] e em [13]. A esses modelos foram incorporados a turbina e os conversores com seus controles. As estratégias de controle implementadas foram: controle de tensão nos terminais do estator no GIDE², otimização da geração visando à máxima extração de potência, utilizando a velocidade angular do rotor como sinal de referência e regulação da posição do ângulo longitudinal das pás, visando à manutenção da potência extraída pela turbina em seu valor nominal. Todos esses elementos, bem como o modelo de turbina foram implementados utilizando a ferramenta TACS³. Os detalhes de todos estes controladores são mostrados na Seção 3.3.3.

Uma característica importante do ATP diz respeito ao fato dos elementos de rede serem modelados usando equações diferenciais. O método usado para soluções das equações diferenciais no ATP é o método trapezoidal [19] de integração. É importante notar que o PowerFactoryTM não usa este método, o que pode causar algumas diferenças

²Gerador de Indução Duplamente Excitado

³Transient Analysis of Control Systems

nos resultados. O método utilizado pelo PowerFactory não foi identificado, contudo sabe-se que o método permite passo de integração variável.

Capítulo 4

Simulação e resultados

Este capítulo tem por objetivo apresentar e descrever os resultados obtidos a partir de simulações dinâmicas de uma rede real, interligada a um parque eólico, utilizando os programas PowerFactoryTM e ATP. São simulados dois tipos de tecnologias diferentes no parque eólico: aerogerador de indução duplamente excitado e aerogerador síncrono. Dos resultados, são feitas avaliações da simulação, sob o ponto de vista do comportamento dinâmico e da estabilidade transitória do sistema, comparando os resultados dos programas, observando suas semelhanças e diferenças.

Os modelos dos controladores e da turbina, utilizados nas simulações, foram descritos na Seção 3.3.3.

4.1 Simulação

Para simulação optou-se em implementar a rede de Açu de $69kV$, com potência de curto-circuito de $598MVA$ no ponto de conexão do parque. O ponto escolhido para a conexão entre o parque eólico, de $13,2MW$ de potência nominal, e a rede, foi a barra de Estreito de $69kV$.

A tipo de simulação escolhida para a análise dinâmica da rede, no PowerFactory, foi a RMS, no qual é utilizado o modelo estático da rede, com o objetivo de reduzir o custo computacional da simulação.

4.1.1 Rede com aerogerador de indução duplamente excitado

Para fazer a conexão entre a rede e o parque, optou-se em utilizar um transformador de três enrolamentos. A Figura 4.1 mostra o diagrama unifilar da rede de Açu com o aerogerador na barra de Estreito.

As simulações feitas com o sistema da Figura 4.1 seguem a seguinte seqüência de contingências implementadas:

1. Curto-circuito trifásico de 100ms na barra de Açu.
2. Curto-circuito fase-terra de 100ms na barra de Estreito.
3. Desligamento do parque.
4. Perda de carga na barra de Estreito.
5. Variação de um degrau na velocidade do vento.

- De 8m/s para 12m/s.

4.1.2 Rede com aerogerador síncrono

A Figura 4.2 mostra o diagrama unifilar da rede de Açu com o aerogerador síncrono, sem controle do conversor dc/dc, na barra de Estreito.

As simulações feitas com o sistema da Figura 4.2 seguem a seguinte seqüência de contingências:

1. Curto-circuito trifásico de 100ms na barra de Macau (barra vermelha).
2. Curto-circuito fase-terra de 100ms na barra de Estreito.
3. Perda de carga na barra de Macau.
4. Variação de um degrau na velocidade do vento.

- De 10m/s para 7m/s.

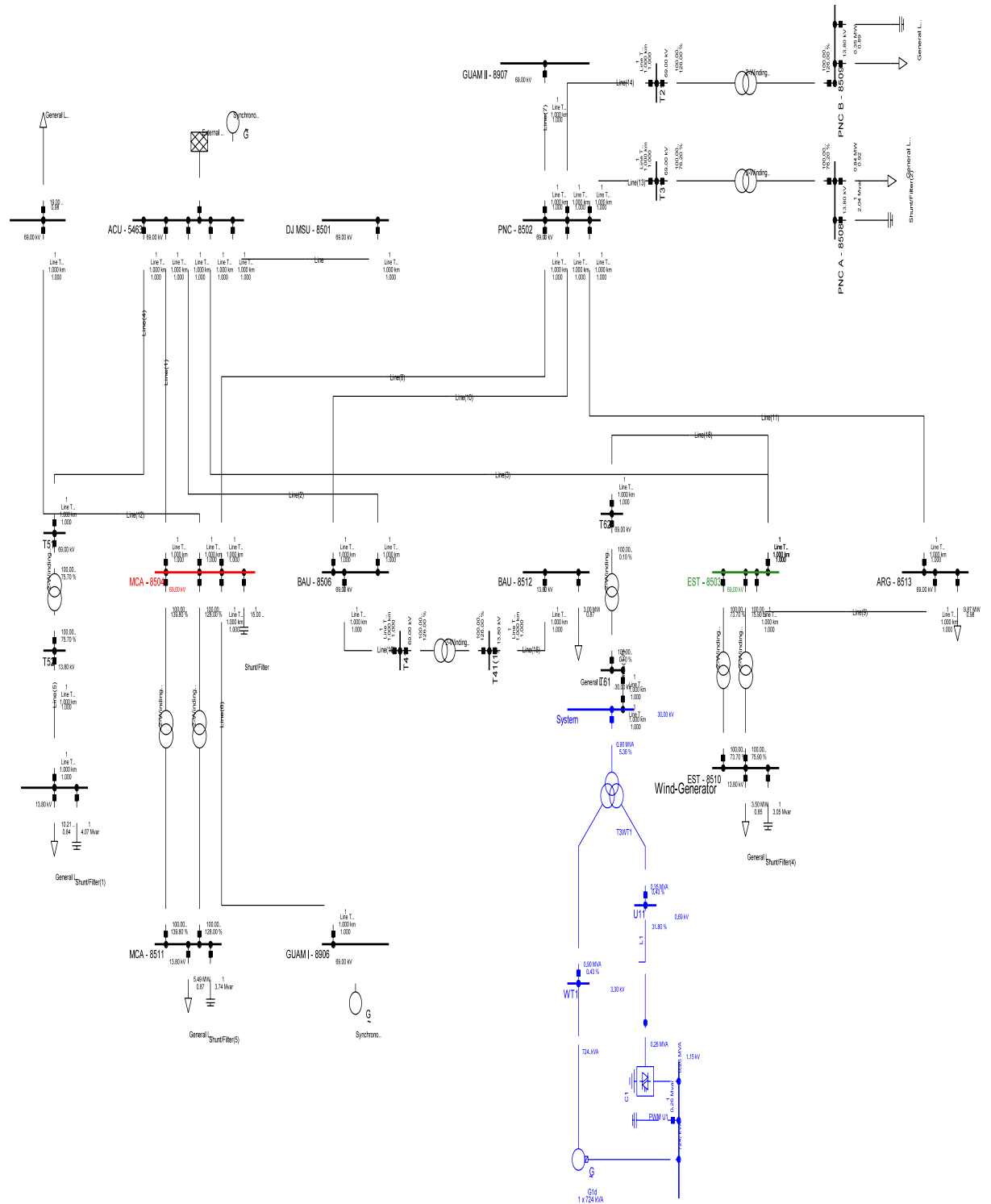


Figura 4.1: Diagrama unifilar da rede de Açú com aerogerador de indução duplamente excitado (circuito azul) conectado na barra de Estreito (barra verde).

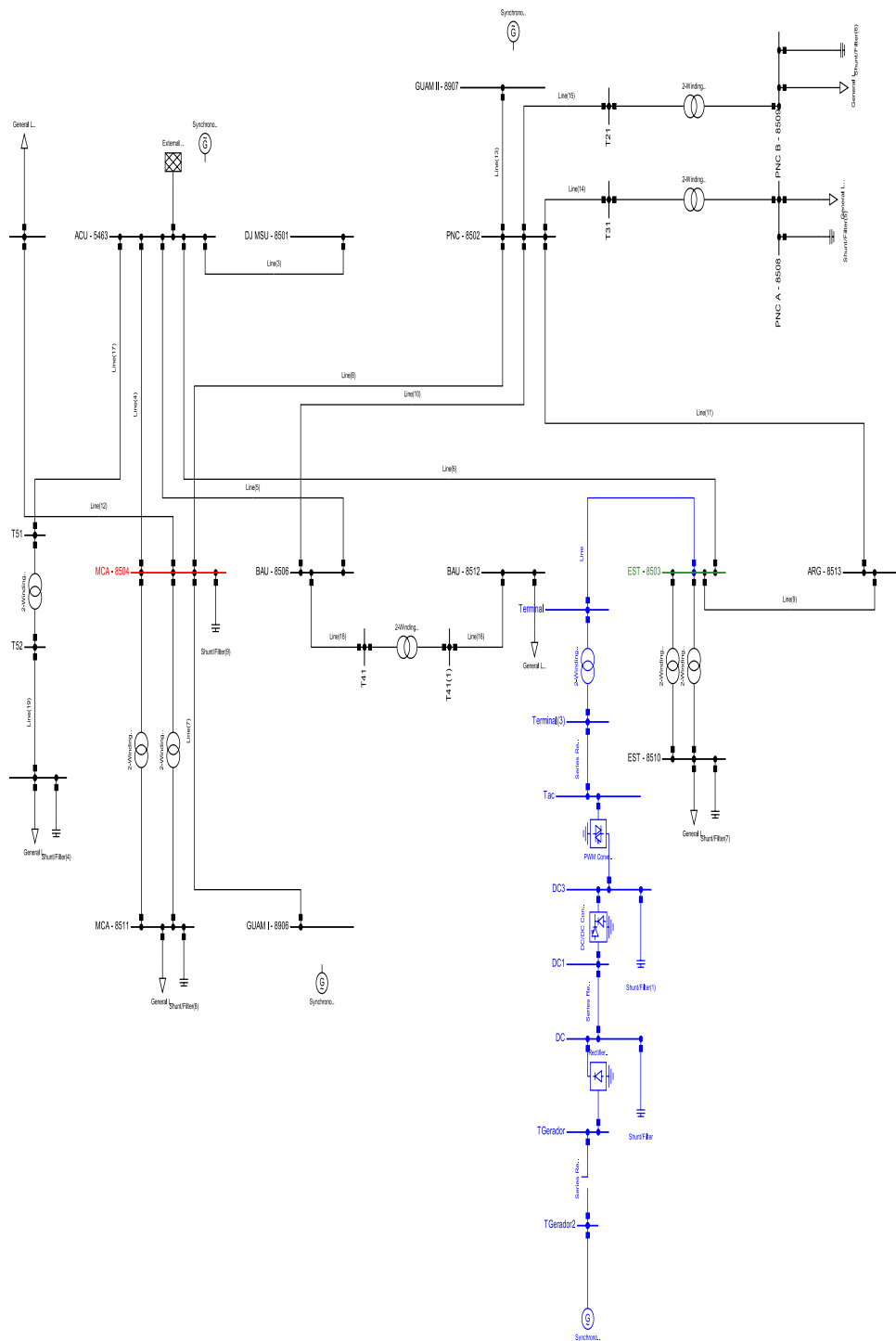


Figura 4.2: Diagrama unifilar da rede de Açú com aerogerador síncrono (circuito azul) conectado na barra de Estreito (barra verde).

4.2 Resultados

4.2.1 Simulação da rede com aerogerador de indução duplamente excitado

Curto-circuito trifásico na barra de Açú

Nesta seção são apresentados os gráficos de tensão, potência ativa e reativa, velocidade do rotor e ângulo de passo, quando a rede sofre um curto-circuito trifásico. A necessidade de simular o comportamento da rede, quando submetida a este tipo de falta, deve-se ao fato desta se configurar em uma das maiores contingências que uma rede pode sofrer, podendo até levar o sistema à instabilidade. O tempo do curto é de 100 ms e a barra de Açú foi escolhida como o ponto do curto, pois neste ponto localiza-se o alimentador, tornando-o importante sob o aspecto da estabilidade transitória do sistema.

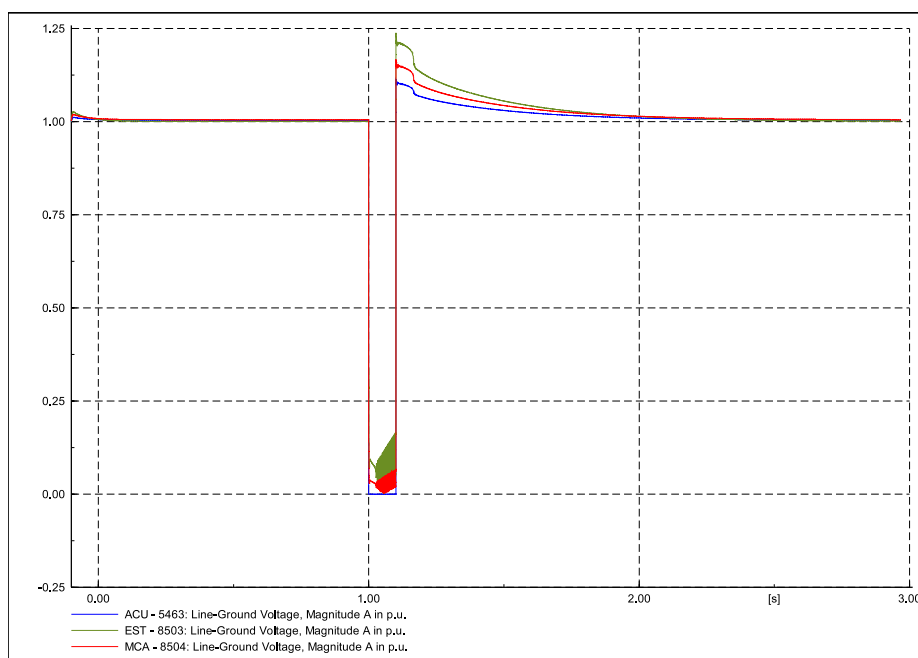


Figura 4.3: Tensões em Açú, Estreito e Macau para um curto-circuito trifásico de 100 ms em Açú obtidas por simulação no PowerFactoryTM

Pode-se observar, nas Figuras 4.3 e 4.4, o comportamento das tensões, em pu, nas barras de Açú, Macau e Estreito, antes, durante e após a falta, nos programas PowerFactoryTM e ATP, respectivamente. Os resultados nos dois programas mostram

o grande comprometimento do nível das tensões nas barras citadas durante a aplicação da falta. Outra observação que pode se fazer, é a rápida recuperação destas tensões, após a eliminação do curto, com rápido amortecimento no período pós-falta, demonstrando que a rede tem boa estabilidade de tensão sob este tipo de perturbação. Nota-se que durante o curto, a tensão na barra de Estreito aumenta, indicando ação do controle de tensão nos terminais do estator feito pelo conversor PWM no lado do rotor, enquanto que nas outras barras há uma variação bem menor. Apesar de algumas diferenças numéricas, observa-se que o comportamento dinâmico das tensões nos dois programas são similares.

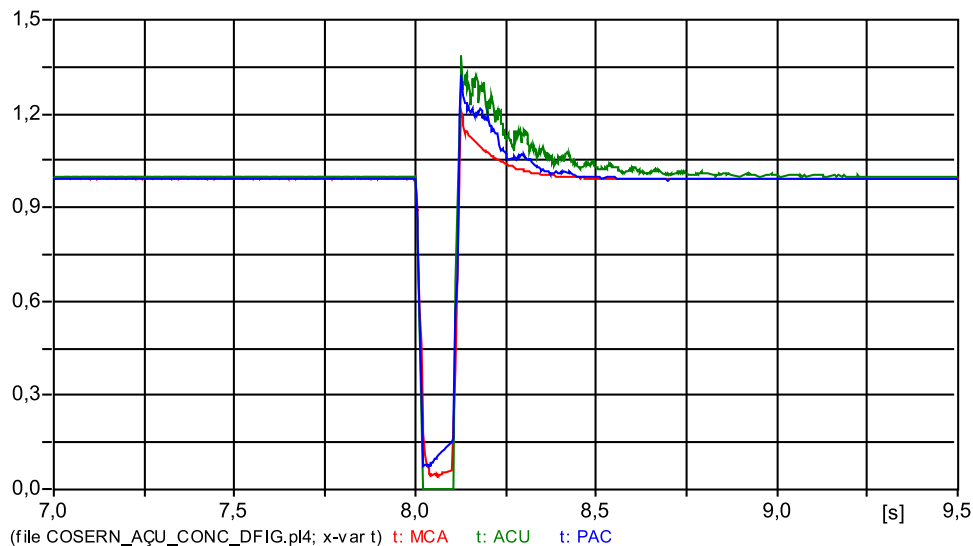


Figura 4.4: Tensões em Açú, Estreito e Macau para um curto-circuito trifásico de 100 ms em Açú obtidas por simulação no ATP

Outros parâmetros observados, nessa condição de operação, foram as potências ativa e reativa entregue à rede pelo parque eólico, mostradas nas Figuras 4.5 e 4.6. Durante o curto, a potência ativa primeiramente cai, pois o parque deixa de alimentar as cargas e passa a alimentar o curto. Por outro lado, o parque eólico deixa de consumir potência reativa e passa a fornecer, pois o banco de capacitores, localizado no link dc do conversor ac/ac do parque, passa a fornecer potência para o curto, como observado em [15]. Após a eliminação do curto, deixando a rede na mesma configuração que se encontrava antes da perturbação, há um período transitório de aproximadamente 1s.

Com relação aos programas, esses resultados mostram que, sob o ponto de vista

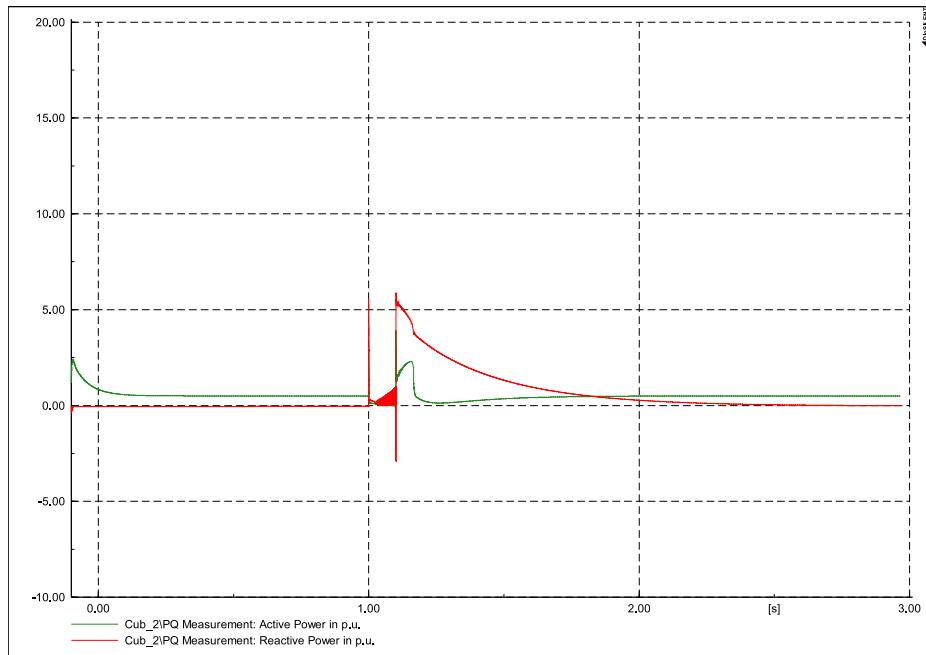


Figura 4.5: Potência ativa e reativa entregue à rede pelo aerogerador para um curto-circuito trifásico de 100 ms em Açú obtidas por simulação no PowerFactoryTM.

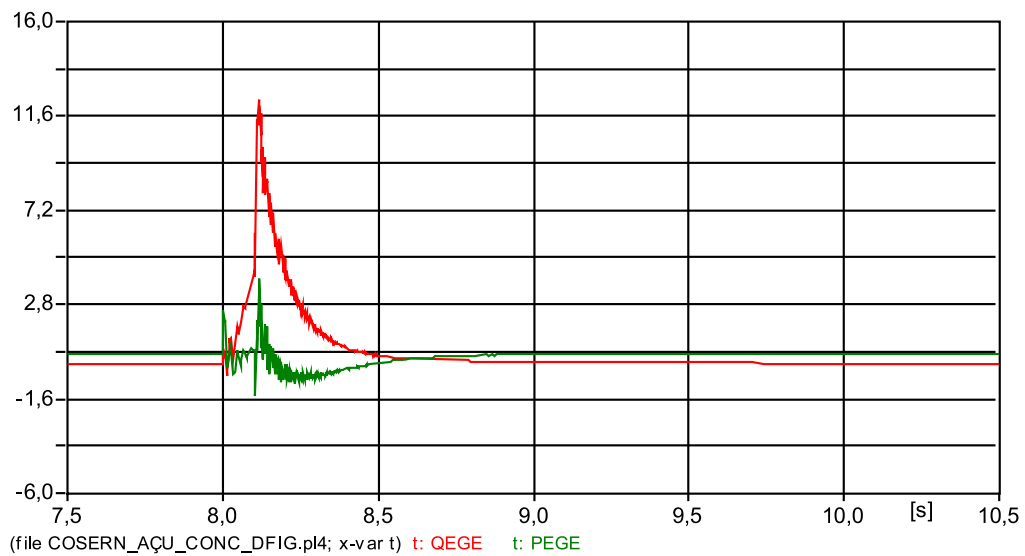


Figura 4.6: Potência ativa e reativa entregue à rede pelo aerogerador para um curto-circuito trifásico de 100 ms em Açú obtidas por simulação no ATP.

da potência ativa e reativa entregue pelo aerogerador à rede durante um curto-circuito trifásico, as tendências de aumento e redução durante e após a eliminação da falta são semelhantes, contudo há diferenças consideráveis quanto ao grau dessas variações. Durante toda a simulação, notam-se variações mais acentuadas nos resultados do ATP em comparação com o PowerFactoryTM. O uso de diferentes métodos numéricos de integração para solução das equações diferenciais pode ser uma das causas para essas diferenças.

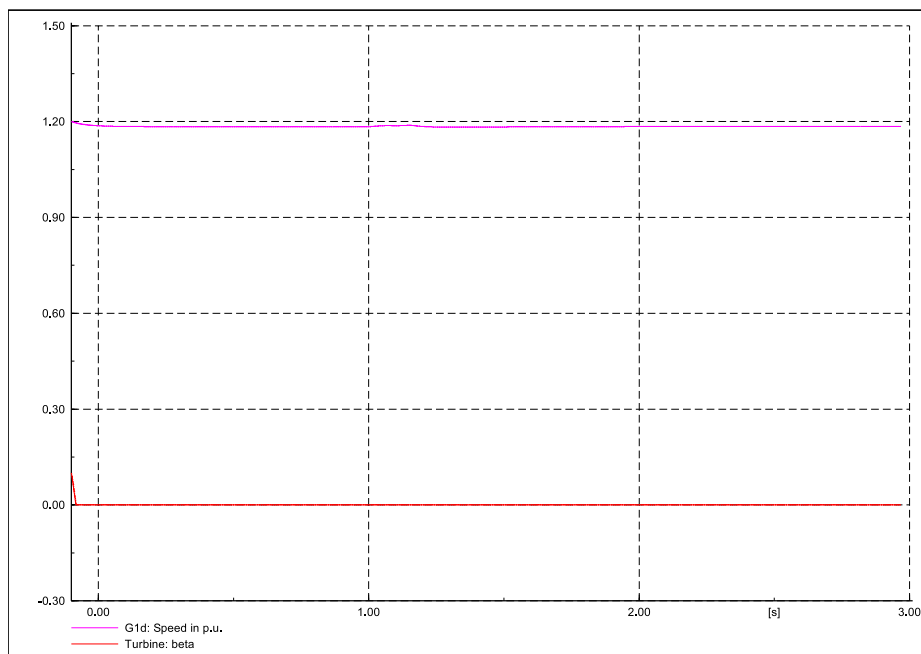


Figura 4.7: Velocidade do rotor (azul) e ângulo de passo (vermelho) do aerogerador para um curto-circuito trifásico de 100 ms em Açú obtidas por simulação no PowerFactoryTM.

Além de parâmetros elétricos, é importante, sob o ponto de vista da estabilidade transitória, observar o comportamento de parâmetros mecânicos. As Figuras 4.7 e 4.8 mostram o comportamento da velocidade do rotor e do ângulo de passo. Pode-se observar que o impacto do curto nesses parâmetros foi bastante reduzido. Em parte, isso se deve ao controle da velocidade do rotor feito pelo conversor ac/dc no lado do rotor, descrito na Seção 3.3.3. Além disso, o tempo do curto é pequeno, reduzindo possíveis transientes mecânicos, pois a constante $H(s)$ do equivalente dinâmico adotada foi de $6s$, conduzindo o rotor às respostas consideravelmente lentas frente a este tipo de falta.

Nota-se que não há variação do ângulo de passo. Isto se deve a baixa velocidade de vento simulada, de 8 m/s , pois não é o suficiente para a potência mecânica ficar acima de 1 p.u, não acionando, portanto, esse controle. Observa-se que os transitórios mecânicos representados nos resultados dos dois programas são bastante semelhantes.

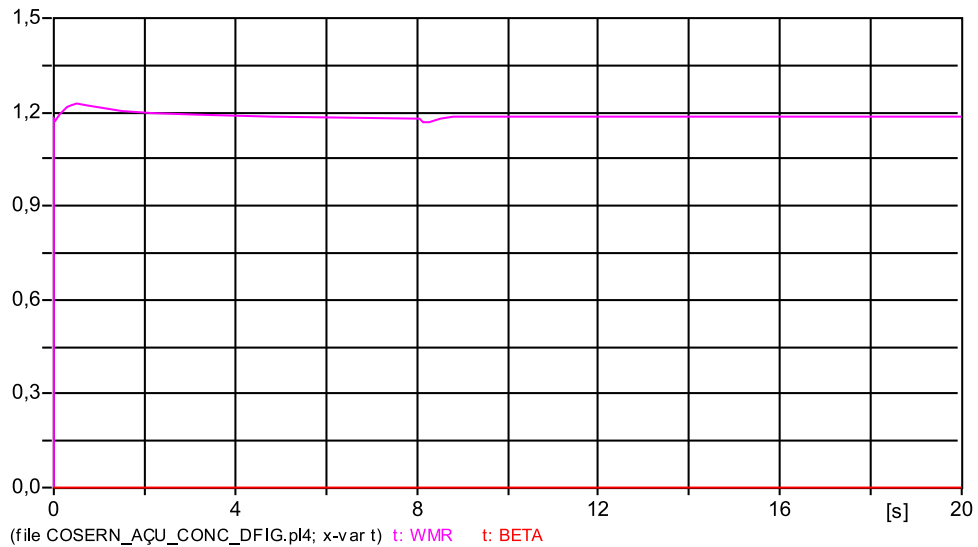


Figura 4.8: Velocidade do rotor e ângulo de passo do aerogerador para um curto-circuito trifásico de 100 ms em Açu obtidas por simulação no ATP.

Curto-circuito fase-terra na barra de Estreito

O comportamento do sistema também é analisado aplicando um curto-circuito fase-terra de 100 ms, no instante igual a 8 s, próximo do parque eólico. Para observação são apresentados os gráficos das mesmas variáveis descritas no caso anterior.

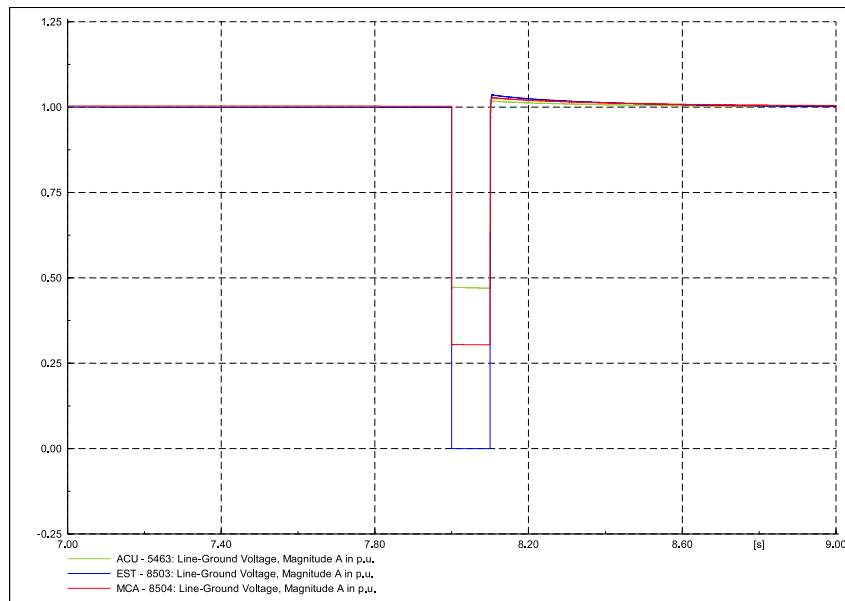


Figura 4.9: Tensões em Açú, Estreito e Macau para um curto-circuito fase-terra de 100 ms em Estreito obtidas por simulação no PowerFactoryTM.

Assim como na simulação do curto-circuito trifásico, as tensões reduzem durante o curto, contudo nas barras de Açú e Macau essas reduções são menores - $V_{AU} \approx 0.3pu$ e $V_{MACAU} \approx 0.48pu$. Os resultados dos programas são semelhantes e nos dois casos, como mostra as Figuras 4.9 e 4.10, após a eliminação do curto, os níveis das tensões são reestabelecidos, indicando estabilidade de tensão sob essas condições de operação.

Conforme mostram as Figuras 4.11 e 4.12, durante o curto fase-terra as variações de potência ativa e reativa entregue pelo parque à rede são similares àquelas ocorridas na simulação do curto trifásico. Contudo, o grau das mudanças em tais elementos é consideravelmente menor no presente caso. Observa-se que, novamente, os transitórios têm variações mais elevadas no ATP do que no PowerFactoryTM, contudo nota-se que nos dois programas as potências têm aumento gradativo durante a falta e redução gradativa após a falta, indicando mesmas tendências nas variações.

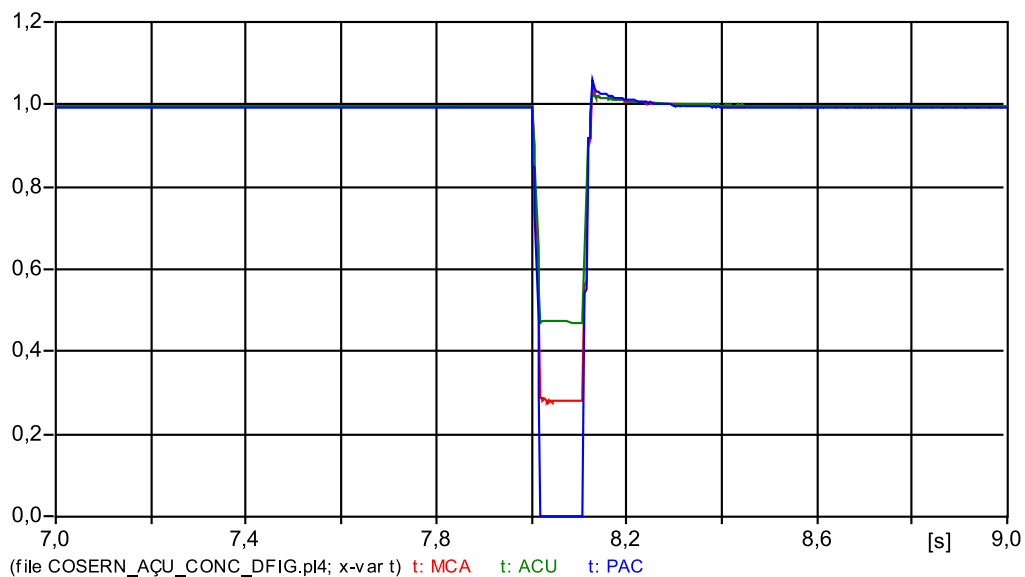


Figura 4.10: Tensões em Açú, Estreito e Macau para um curto-circuito fase-terra de 100 ms em Estreito obtidas por simulação no ATP.

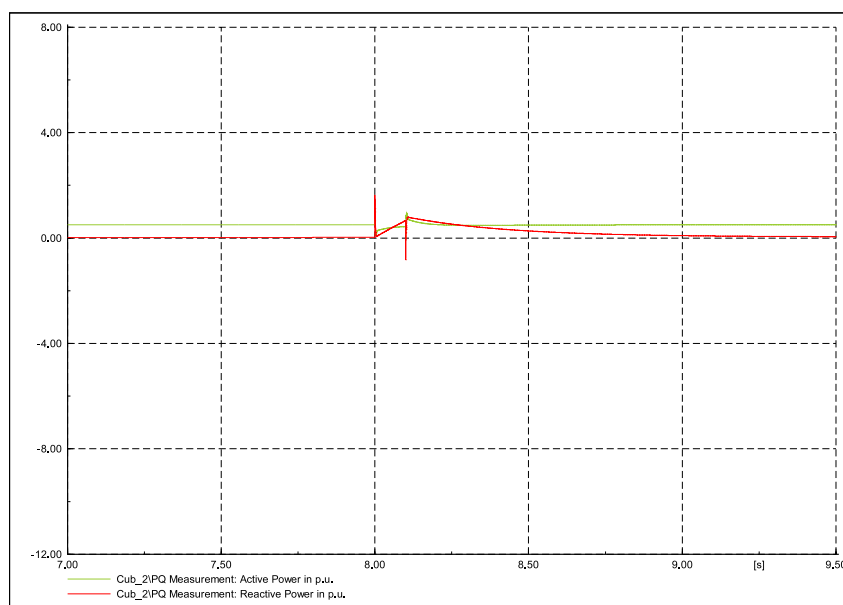


Figura 4.11: Potências ativa e reativa entregue à rede pelo aerogerador para um curto-circuito fase-terra de 100 ms em Estreito obtidas por simulação no PowerFactoryTM.

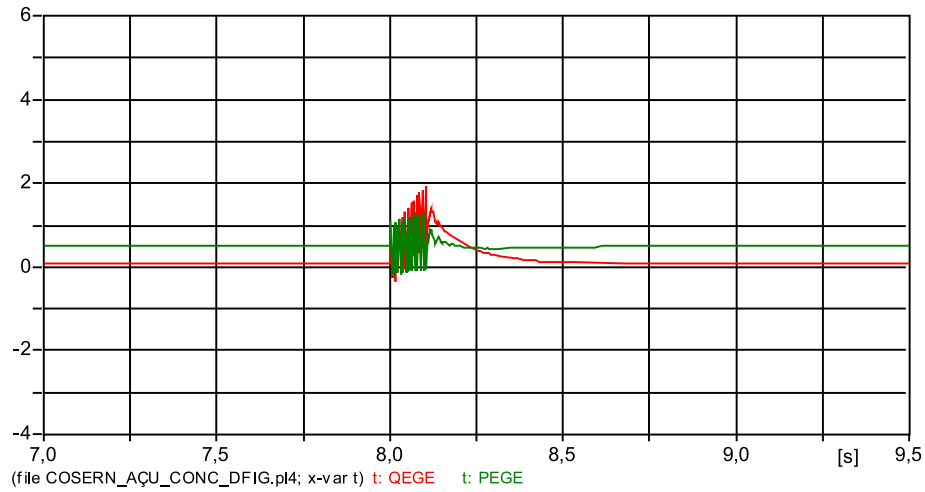


Figura 4.12: Potências ativa e reativa entregue à rede pelo aerogerador para um curto-circuito fase-terra de 100 ms em Estreito obtidas por simulação no ATP.

Tanto a velocidade do rotor, quanto o ângulo de passo são pouco afetados pelos curtos, como mostram as Figuras 4.13 e 4.14. As poucas variações na velocidade do rotor não levaram o sistema à instabilidade e mostraram que a rede simulada tem boa margem de estabilidade transitória, operando sob estas condições. Observa-se também que os resultados nos dois programas são muito semelhantes, configurando em um resultado satisfatório em relação ao comportamento de transtórios mecânicos.

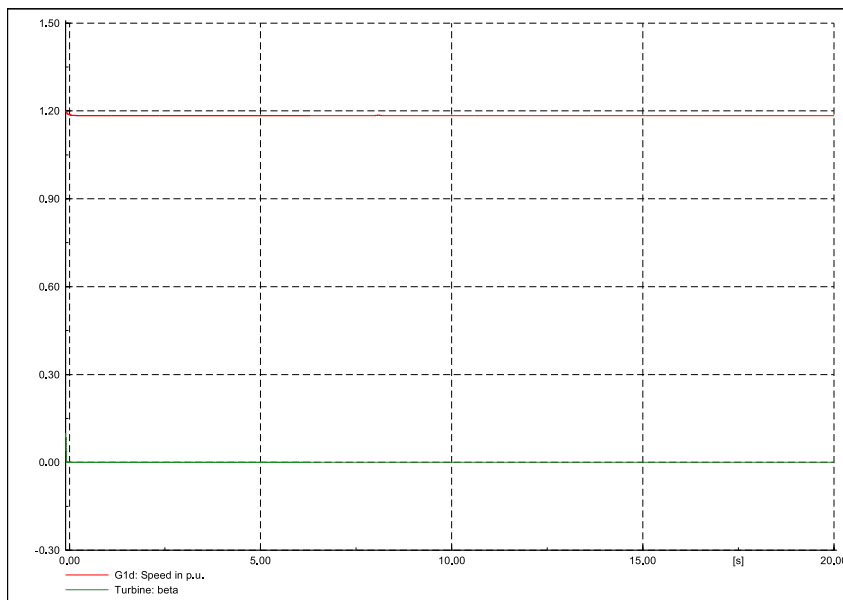


Figura 4.13: Velocidade do rotor e ângulo de passo do aerogerador para um curto-circuito fase-terra de 100 ms em Estreito obtidas por simulação no PowerFactoryTM.

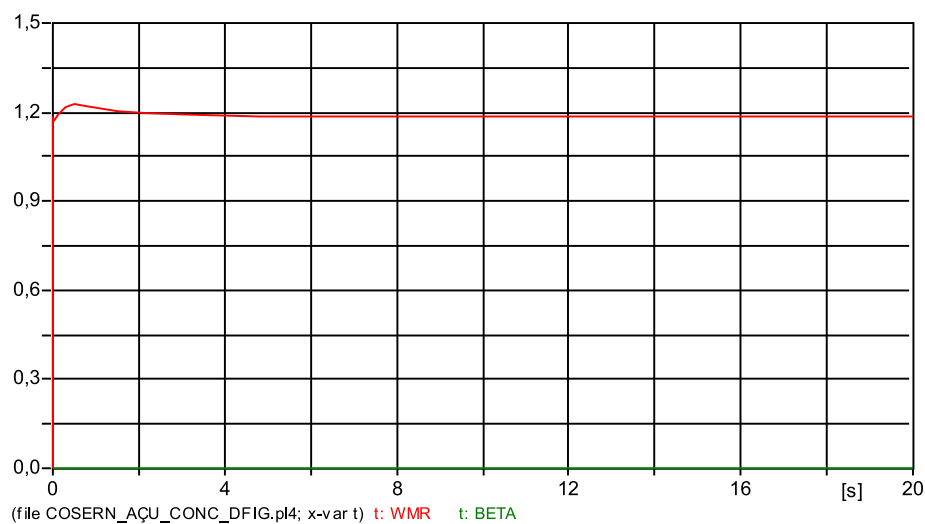


Figura 4.14: Velocidade do rotor e ângulo de passo do aerogerador para um curto-circuito fase-terra de 100 ms em Estreito obtidas por simulação no ATP.

Desligamento do parque

Algumas situações, como por exemplo, aumento ou redução na velocidade do vento e curto-circuitos, podem levar o parque eólico e a rede à situações críticas que exigem do sistema ações capazes de eliminar a perturbação ou amenizar danos que tais contingências podem causar ao sistema. Dentre estas ações, o desligamento do parque é uma das opções passíveis de ocorrência. Por isso, torna-se necessário determinar qual o impacto que tal medida provocaria na rede.

As Figuras 4.15 e 4.16 mostram que o desligamento do parque provocaria pequenas variações de tensões nas barras de Açú, Estreito e Macau. Portanto, mostram que o sistema possui boa margem de estabilidade de tensão para esse tipo de perturbação.

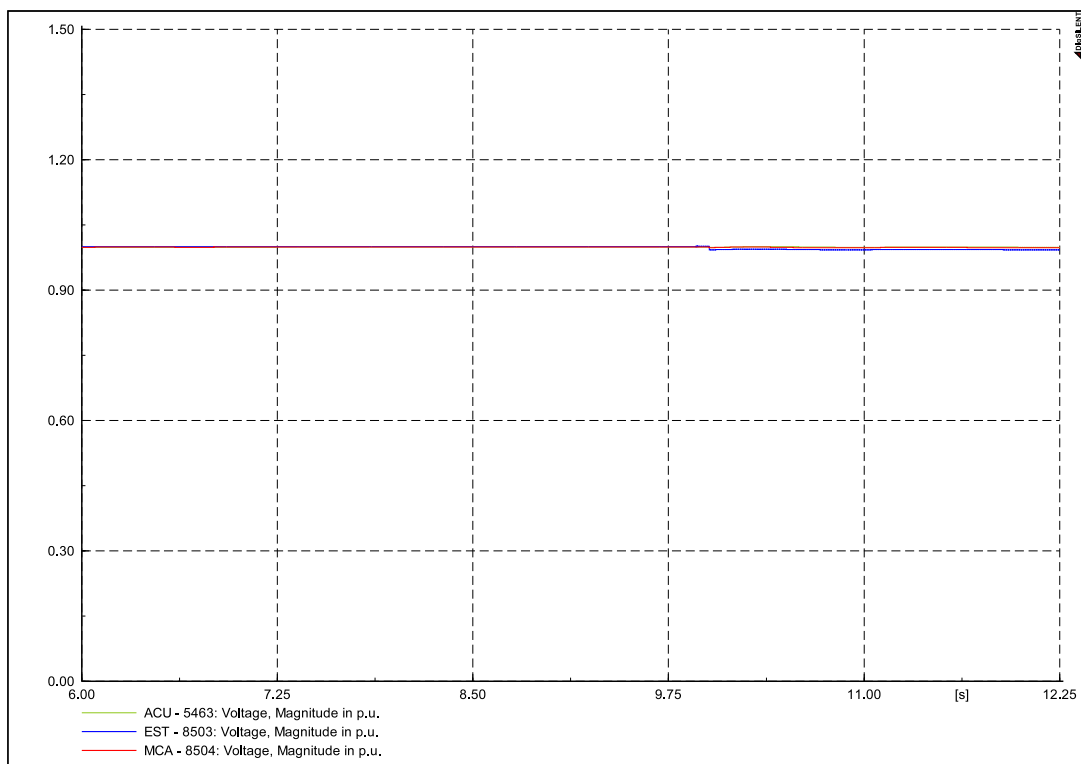


Figura 4.15: Tensões em Açú, Estreito e Macau para o desligamento do parque obtidas por simulação no PowerFactoryTM.

Os gráficos das Figuras 4.17 e 4.18, de potência ativa e reativa entregue pelo aerogerador à rede, mostram resultados coerentes, pois, após o desligamento do parque, as potências tornam-se nulas.

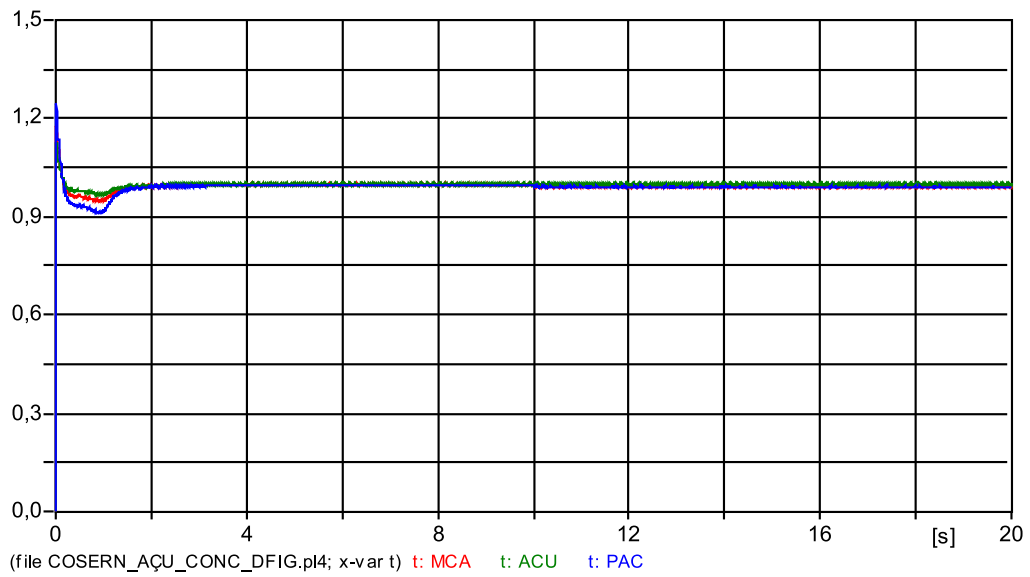


Figura 4.16: Tensões em Açú, Estreito e Macau para o desligamento do parque obtidas por simulação no ATP.

Tanto nos gráficos das tensões quanto nos gráficos das potências, nota-se similaridade em vários aspectos dos resultados dos dois programas.

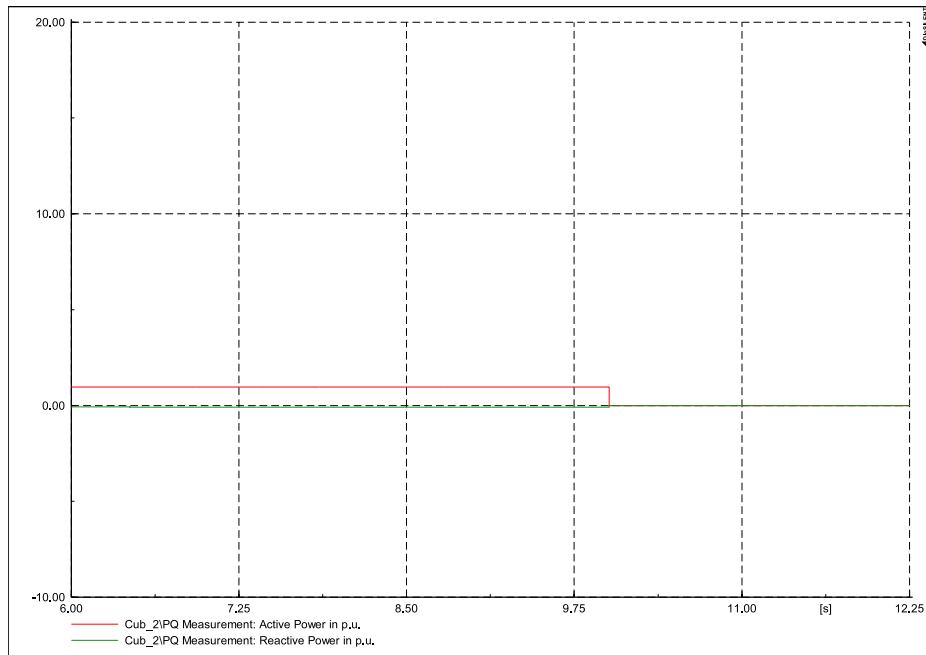


Figura 4.17: Potência ativa e reativa entregue à rede pelo aerogerador para o desligamento do parque obtidas por simulação no PowerFactory.

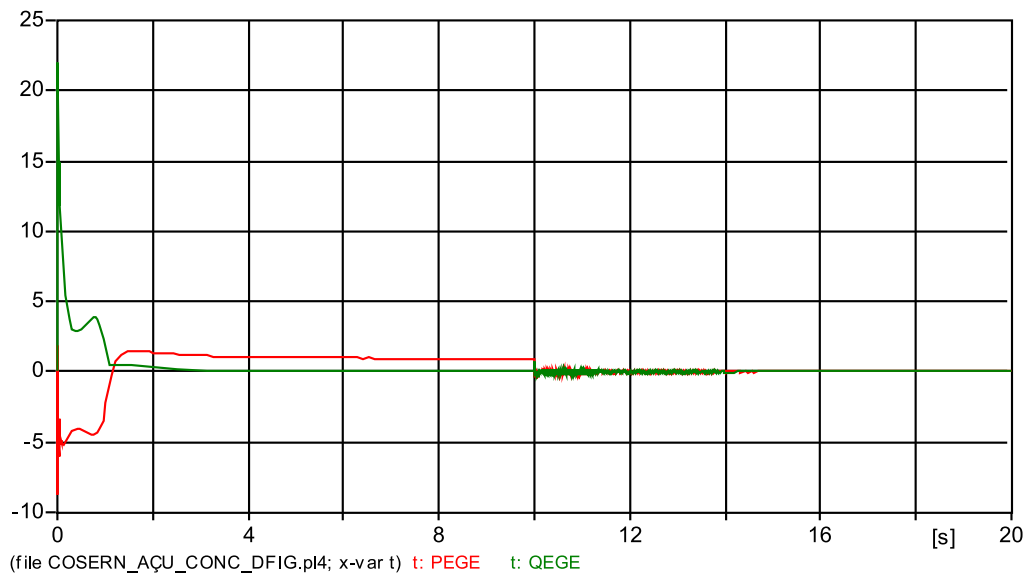


Figura 4.18: Potência ativa e reativa entregue à rede pelo aerogerador para o desligamento do parque obtidas por simulação no ATP.

Perda de carga na barra de Estreito

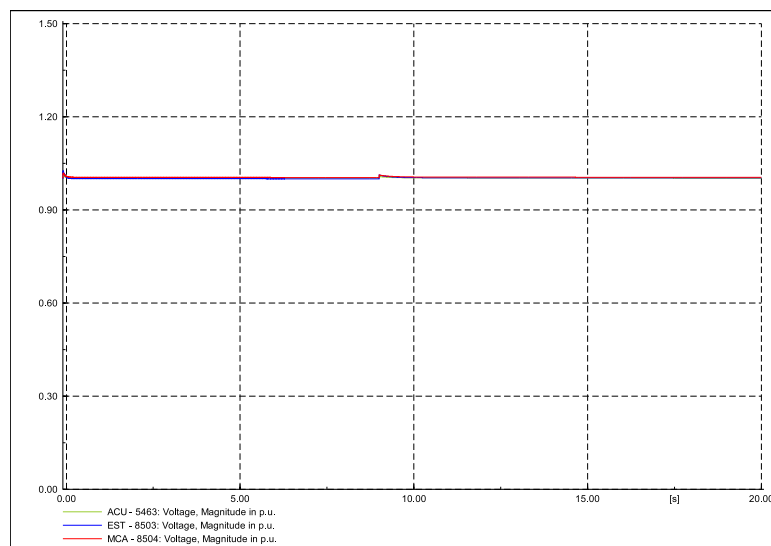


Figura 4.19: Tensões em Açú, Estreito e Macau para a perda de carga em Estreito obtidas por simulação no PowerFactoryTM.

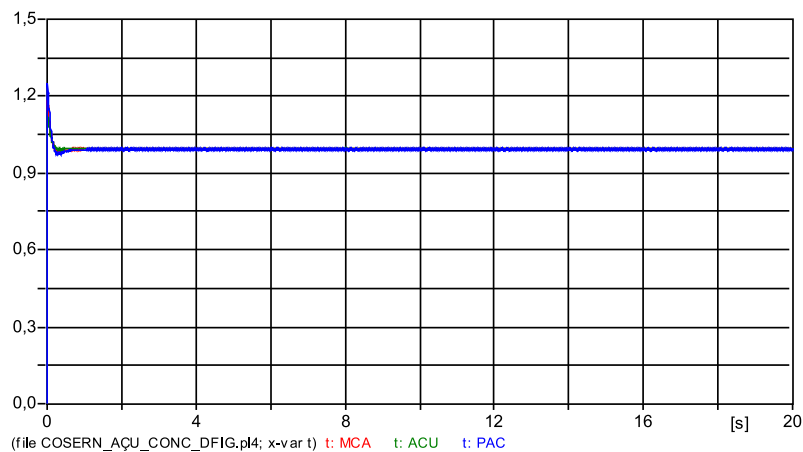


Figura 4.20: Tensões em Açú, Estreito e Macau para a perda de carga em Estreito obtidas por simulação no ATP.

Neste trabalho foi simulada perda total da carga da barra de Estreito - $13,8kV$. Os gráficos, das Figuras 4.19 e 4.20, mostram que as tensões observadas nos dois programas variam muito pouco com este fenômeno. O mesmo acontece com as potência

ativas e reativas nos gráficos das Figuras 4.21 e 4.22. Com a velocidade do rotor e o ângulo de passo, nas Figuras 4.23 e 4.24, não nota-se variações. Pode-se observar que os resultados nos dois programas são semelhantes.

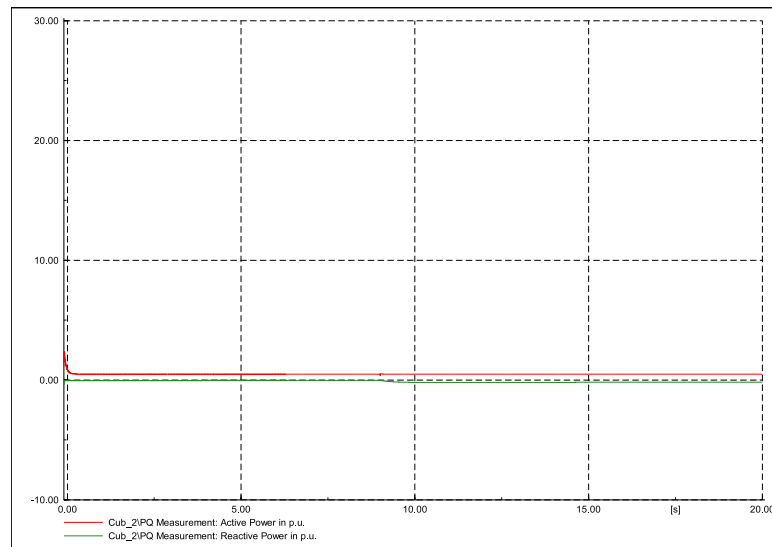


Figura 4.21: Potência ativa e reativa entregue à rede pelo aerogerador para perda de carga em Estreito obtidas por simulação no PowerFactoryTM.

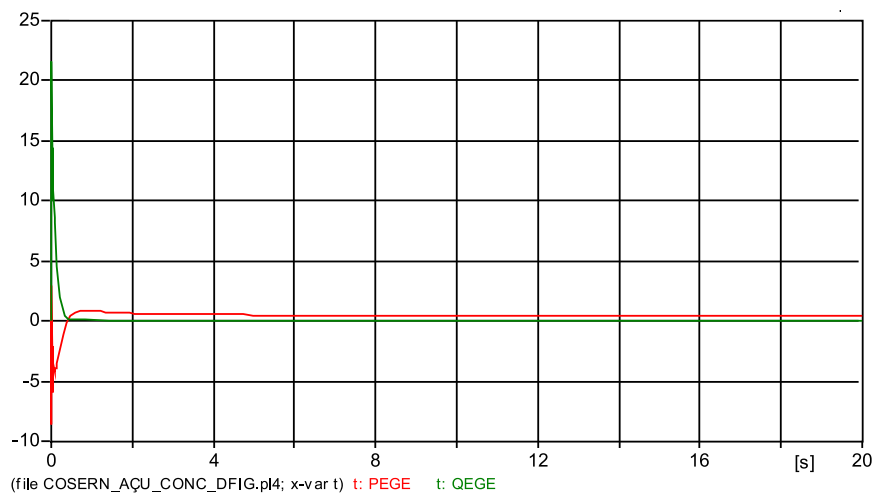


Figura 4.22: Potência ativa e reativa entregue à rede pelo aerogerador para perda de carga em Estreito obtidas por simulação no ATP.

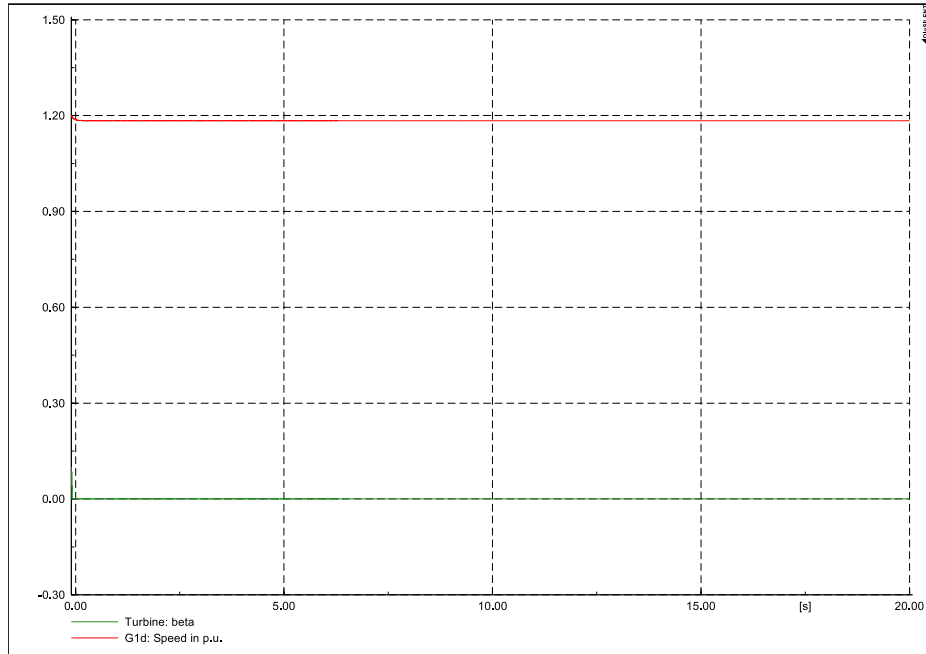


Figura 4.23: Velocidade do rotor e ângulo de passo do aerogerador para perda de carga em Estreito obtidas por simulação no PowerFactoryTM.

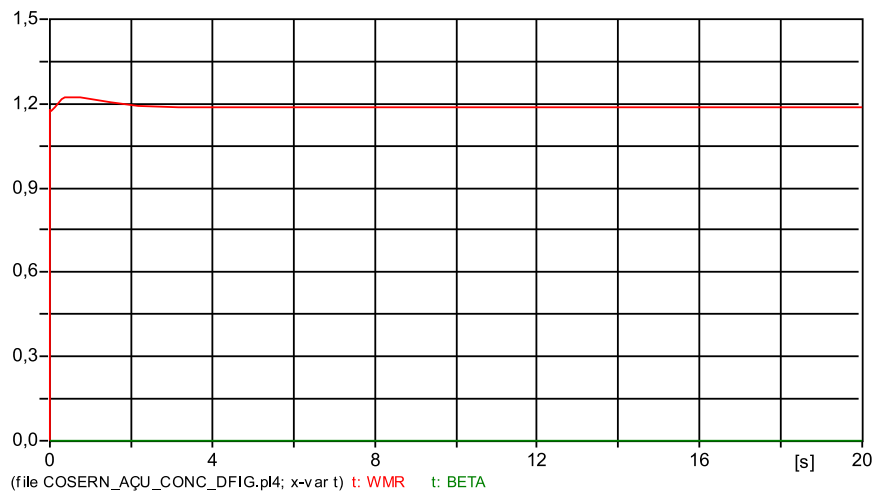


Figura 4.24: Velocidade do rotor e ângulo de passo do aerogerador para perda de carga em Estreito obtidas por simulação no ATP.

Variação na velocidade do vento

A importância da simulação de variações na velocidade do vento, deve-se ao fato de que estas podem gerar grandes transitórios na velocidade do rotor do aerogerador que, por sua vez, podem causar perda de sincronismo no sistema. Nesta simulação optou-se em gerar uma variação de um degrau na velocidade do vento, de 8 para 12m/s.

Nos gráficos das Figuras 4.25 e 4.26, observa-se que há variações significativas nas tensões. No ATP, essas mudanças são mais acentuadas, contudo nota-se claramente que as tendências nas variações são semelhantes nos dois programas.

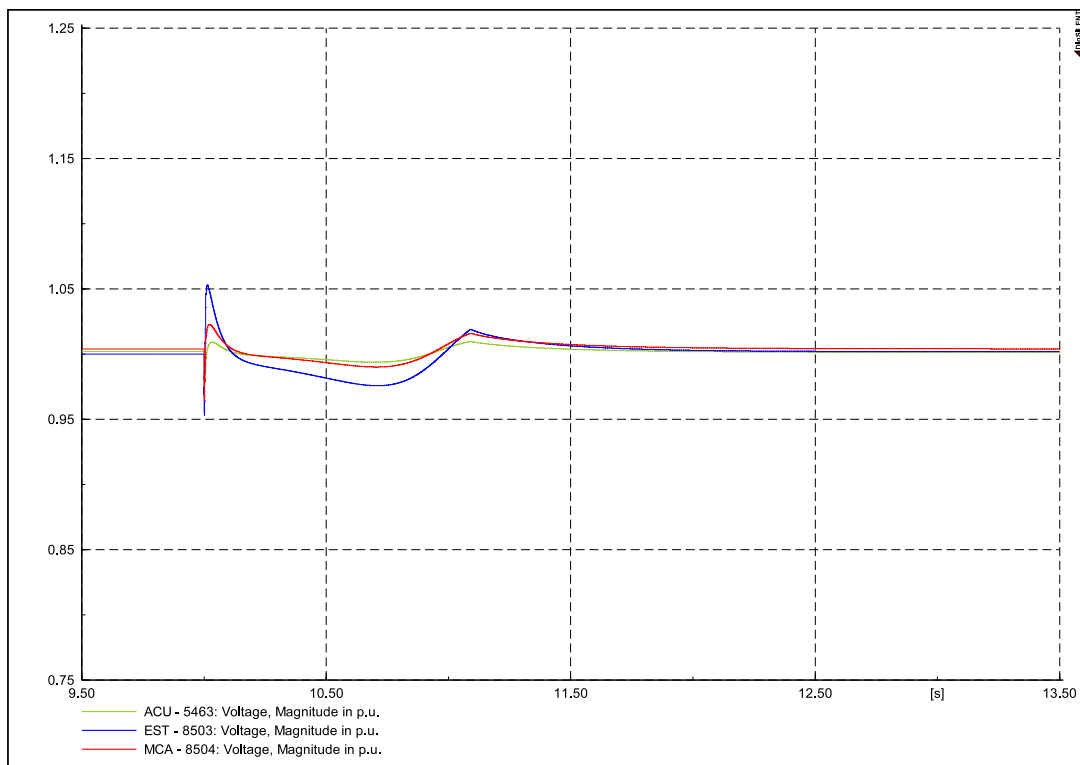


Figura 4.25: Tensões em Açú, Estreito e Macau para variação na velocidade do vento de 8m/s a 12m/s obtidas por simulação no PowerFactoryTM.

Nos gráficos das Figuras 4.27 e 4.28, observa-se que o comportamento das potências ativas e reativas entregue pelo parque eólico à rede e dos parâmetros mecânicos, assim como no caso do curto-circuito trifásico na barra de Açú, têm mesmas tendências nas variações ao longo da simulação, nos dois programas. Há de se considerar que, diferente dos casos anteriores, há um acionamento do controle de passo, auxiliando na

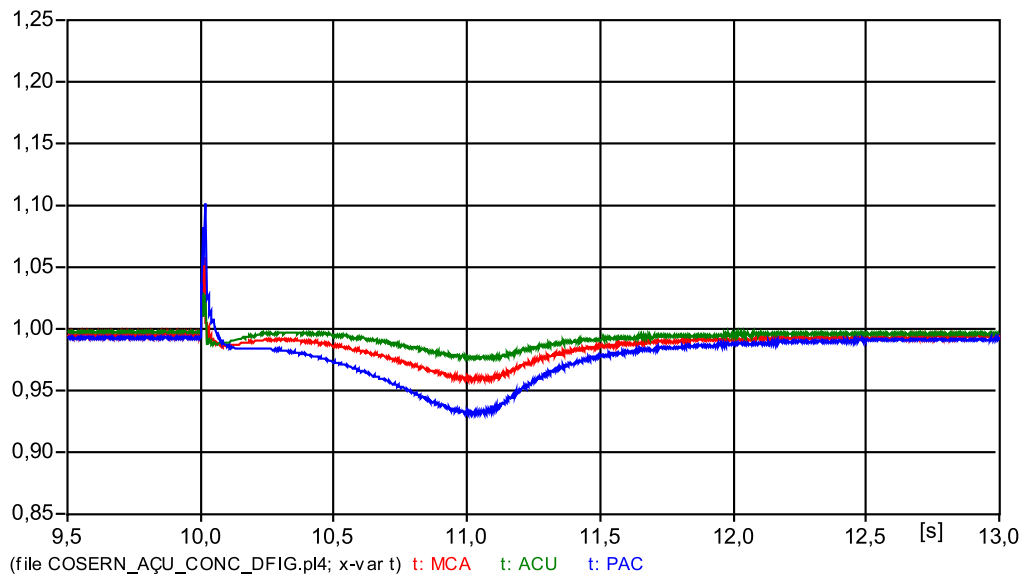


Figura 4.26: Tensões em Açú, Estreito e Macau para variação na velocidade do vento de 8m/s a 12m/s obtidas por simulação no ATP.

manutenção da estabilidade angular do sistema. Nota-se também que, no ATP, as variações das potências são mais acentuadas e, novamente, há uma semelhança muito grande dos resultados da velocidade do rotor e do ângulo de passo nos programas.

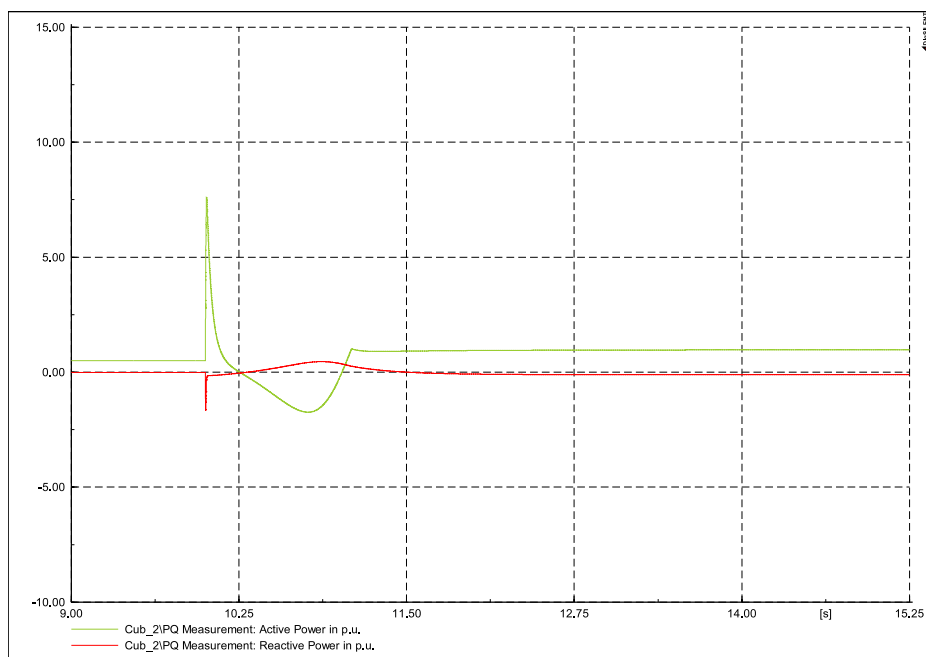


Figura 4.27: Potência ativa e reativa entregue à rede pelo aerogerador para variação na velocidade do vento de 8m/s a 12m/s obtidas por simulação no PowerFactoryTM.

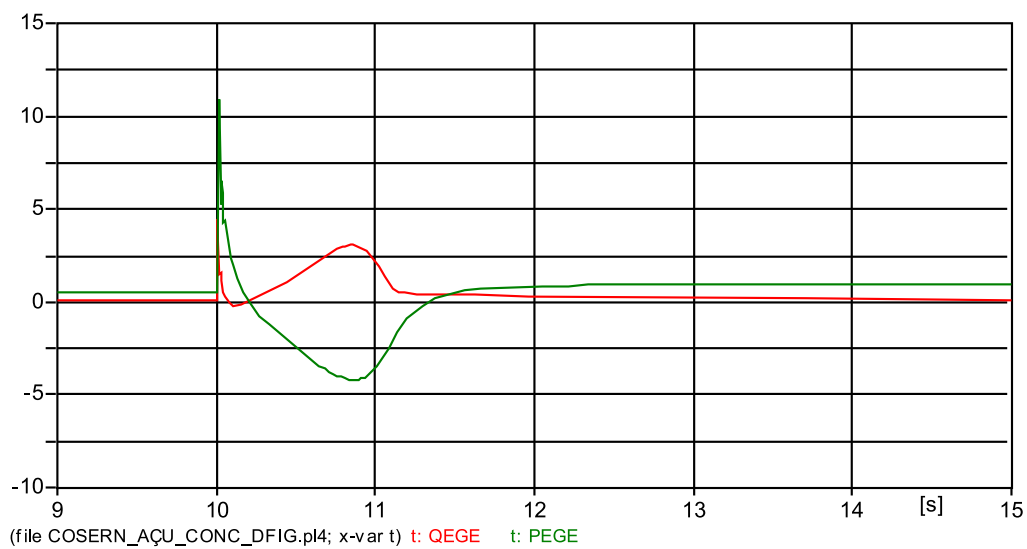


Figura 4.28: Potência ativa e reativa entregue à rede pelo aerogerador para variação na velocidade do vento de 8m/s a 12m/s obtidas por simulação no ATP.

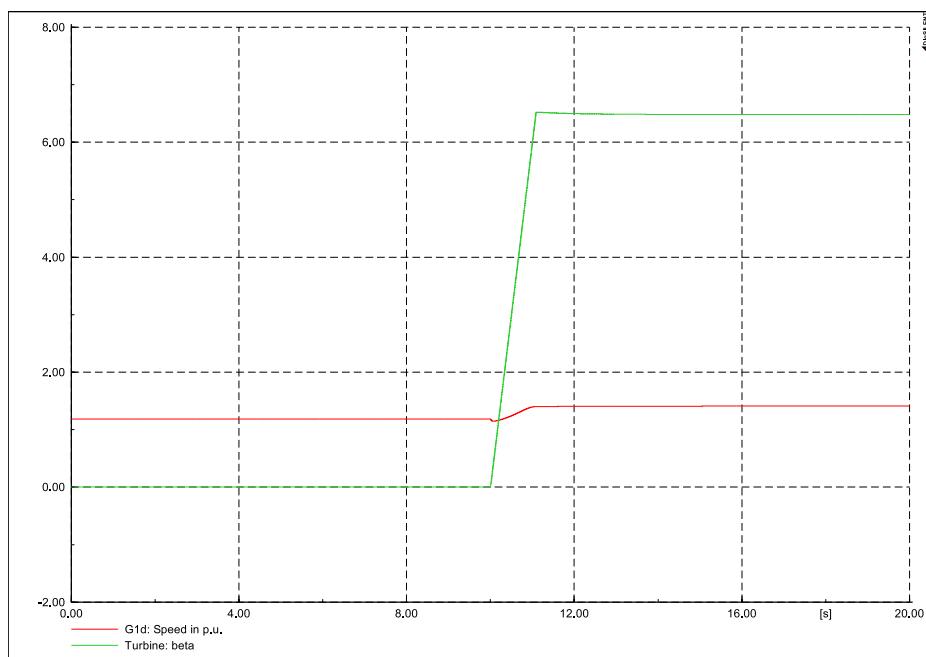


Figura 4.29: Velocidade do rotor e ângulo de passo do aerogerador para variação na velocidade do vento de 8m/s a 12m/s obtidas por simulação no PowerFactoryTM.

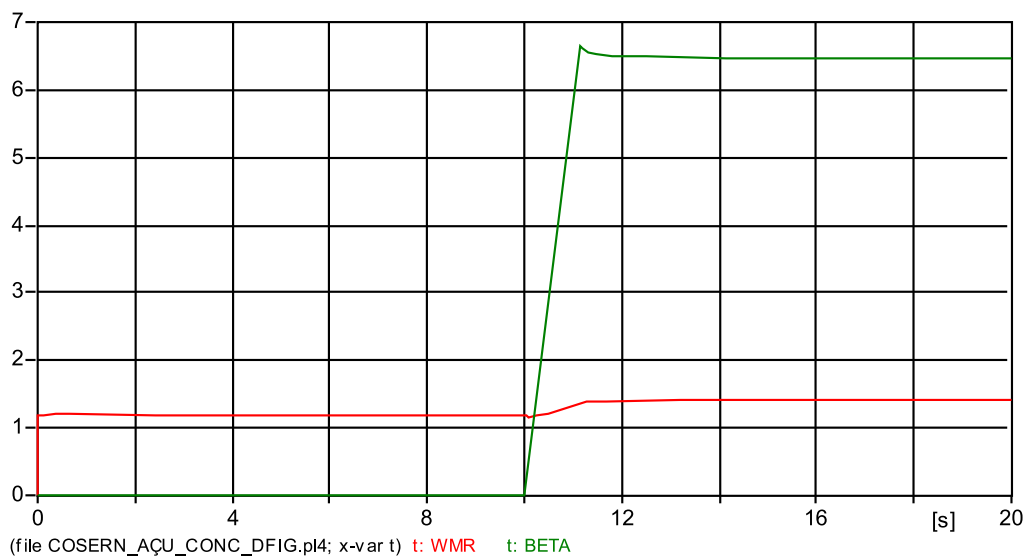


Figura 4.30: Velocidade do rotor e ângulo de passo do aerogerador para variação na velocidade do vento de 8m/s a 12m/s obtidas por simulação no ATP.

4.2.2 Simulação da rede com aerogerador síncrono

Curto-circuito trifásico na barra de Macau

Nesta seção são simulados os efeitos das tensões nas barras de Açú, Estreito e Macau para um curto-circuito trifásico de 100 ms na barra de Macau. Os gráficos da Figura 4.31 mostram que durante o curto há uma queda acentuada nas tensões, contudo após a falta, as tensões retomam os valores anteriores à perturbação, com tempo transitório bastante reduzido, mostrando a facilidade do sistema em conduzir-se a um estado de equilíbrio sob esse tipo de falta na barra de Macau.

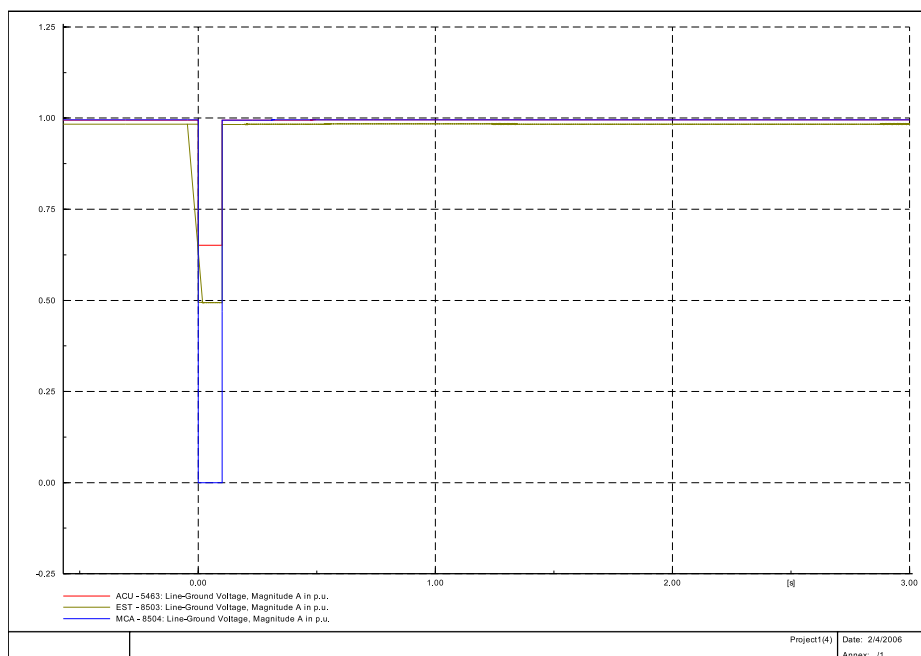


Figura 4.31: Tensões em Açú, Estreito e Macau para um curto-circuito trifásico de 100 ms em Macau obtidas por simulação no PowerFactoryTM

A estabilidade desta rede sob estas condições também é mostrada nas Figuras 4.32 e 4.33. A potência ativa entregue pelo aerogerador à rede sofre redução durante o curto, pois parte desta potência deixa de alimentar as cargas. Depois do curto rapidamente a potência volta a seu estado inicial, mostrando bom funcionamento do sistema de controle. O mesmo ocorre com a potência reativa, restabelecendo o ponto inicial determinado pelo controlador. Observa-se que, tanto a velocidade do rotor como o ângulo de passo, praticamente não variam com o sistema sob esta falta.

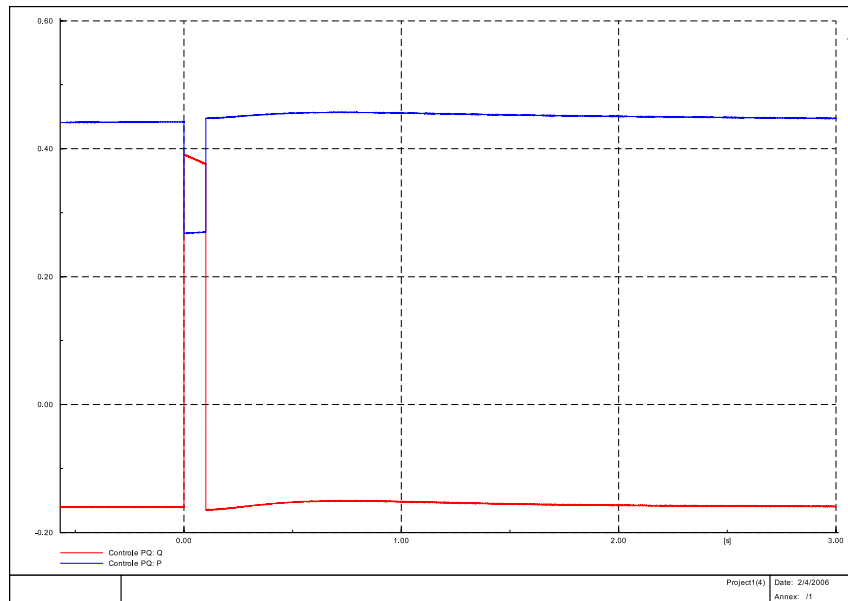


Figura 4.32: Potência ativa e reativa entregue à rede pelo aerogerador para um curto-circuito trifásico de 100 ms em Açu obtidas por simulação no PowerFactoryTM.

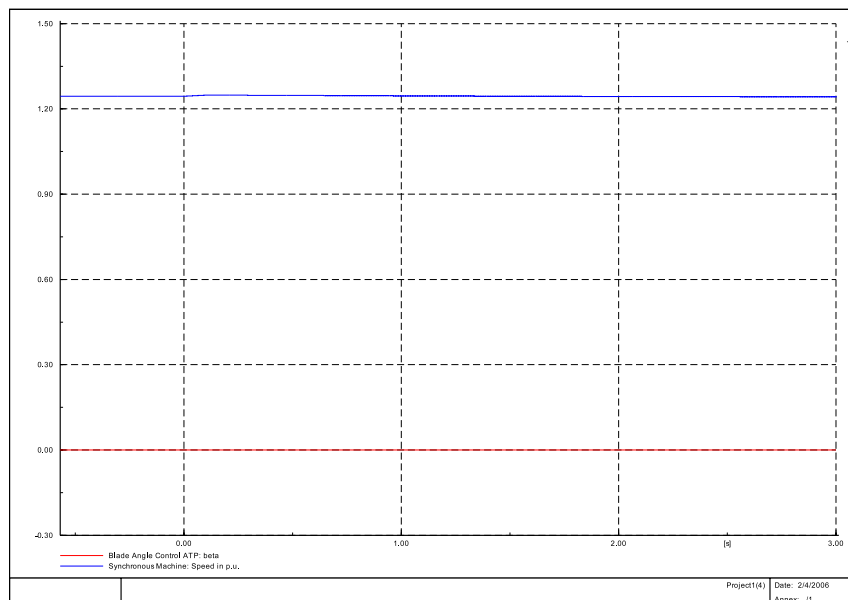


Figura 4.33: Velocidade do rotor (rosa) e ângulo de passo (marrom) do aerogerador para um curto-circuito trifásico de 100 ms em Açu obtidas por simulação no PowerFactoryTM.

Curto-circuito fase-terra na barra de Estreito

Os resultados das Figuras 4.34, 4.35 e 4.36 mostram que o comportamento da rede sob essa perturbação é muito semelhante ao caso anterior. As tensões, potências e parâmetros mecânicos reestabelece os valores anterior ao curto, mostrando estabilidade do sistema. Observa-se uma variação menor das potências durante o curto, caracterizando uma severidade menor dessa falta junto a rede.

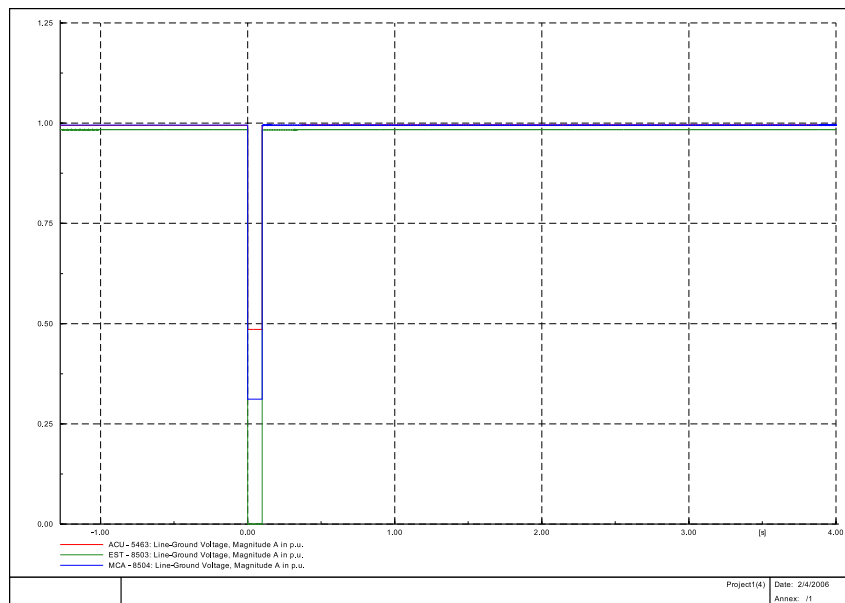


Figura 4.34: Tensões em Açú, Estreito e Macau para um curto-circuito fase-terra de 100 ms em Estreito obtidas por simulação no PowerFactoryTM.

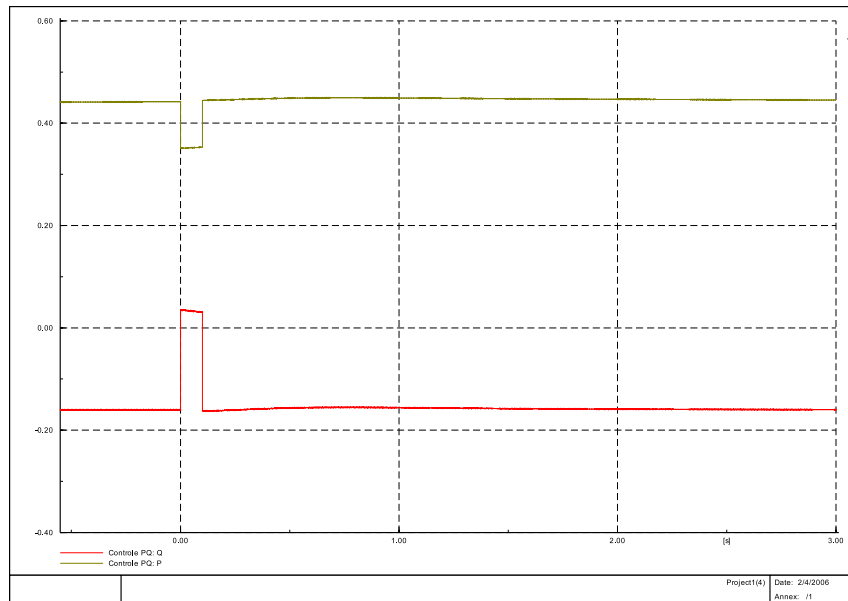


Figura 4.35: Potências ativa e reativa entregue à rede pelo aerogerador para um curto-circuito fase-terra de 100 ms em Estreito obtidas por simulação no PowerFactoryTM.

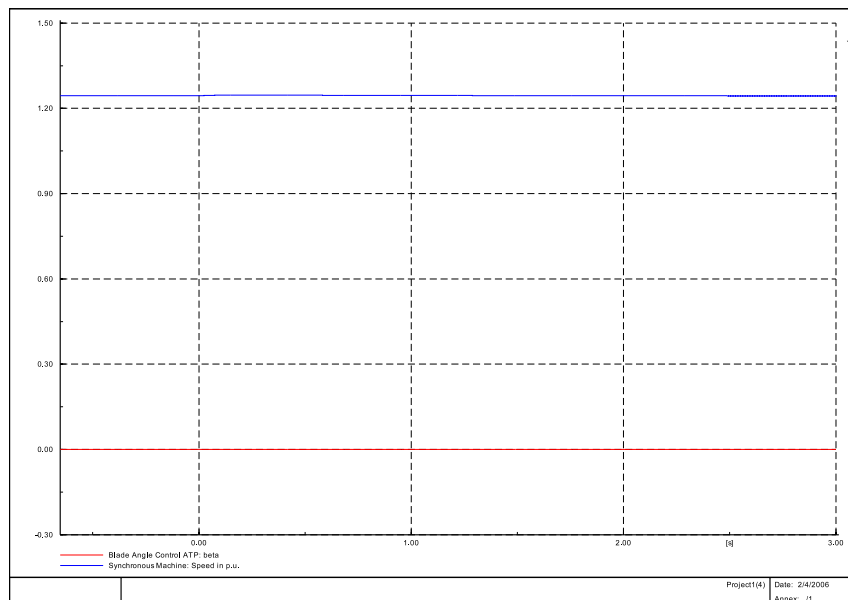


Figura 4.36: Velocidade do rotor e ângulo de passo do aerogerador para um curto-circuito fase-terra de 100 ms em Estreito obtidas por simulação no PowerFactoryTM.

Perda de carga na barra de Macau

Outro fenômeno simulado foi a perda da carga na barra de Macau. Os resultados das Figura 4.37, 4.38 e 4.39 mostram que o impacto dessa perturbação é pequeno, refletindo boa margem de estabilidade para este tipo de perturbação.

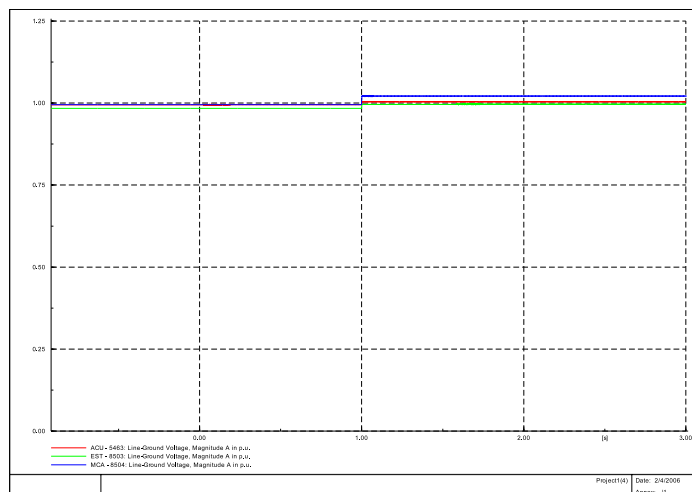


Figura 4.37: Tensões em Açú, Estreito e Macau para a perda de carga em Macau obtidas por simulação no PowerFactoryTM.

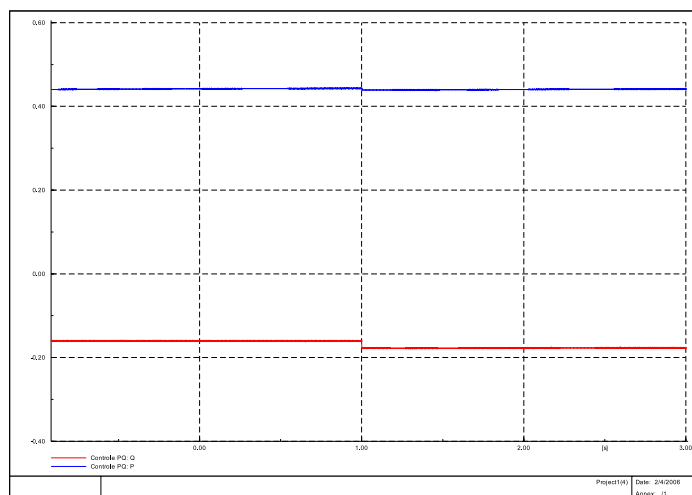


Figura 4.38: Potência ativa e reativa entregue à rede pelo aerogerador para perda de carga em Macau obtidas por simulação no PowerFactoryTM.

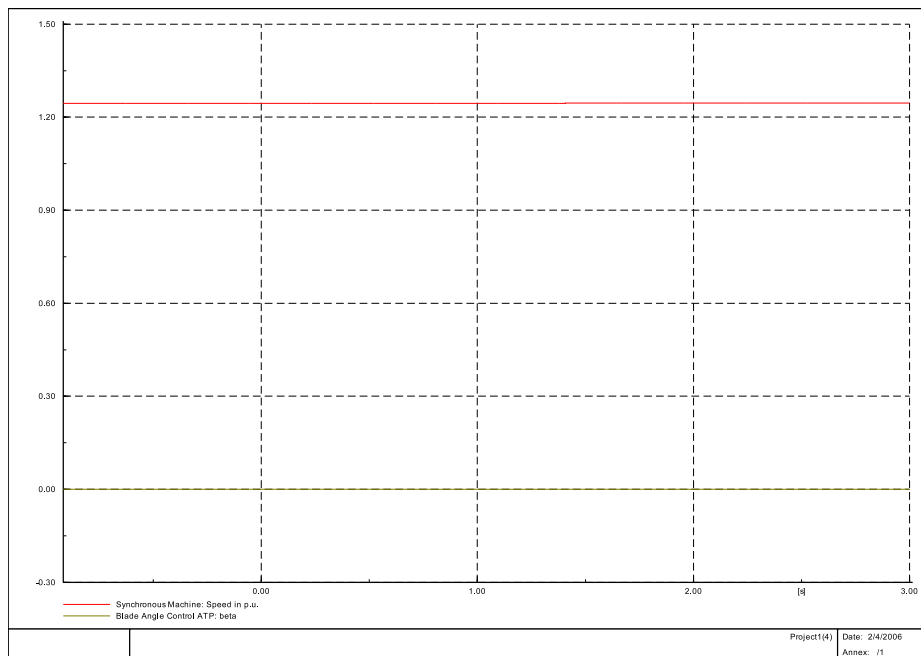


Figura 4.39: Velocidade do rotor e ângulo de passo do aerogerador para perda de carga em Macau obtidas por simulação no PowerFactoryTM.

Varição na velocidade do vento

Os resultados das Figuras 4.40, 4.41 e 4.42 mostram os resultados da simulação de queda na velocidade do vento de um degrau, de 10 para 7m/s. Apesar das variações na potência ativa entregue à rede pelo aerogerador síncrono e na velocidade, observa-se que as tensões sofrem pouca variação. Após o período, o sistema reestabelece outro ponto de equilíbrio.

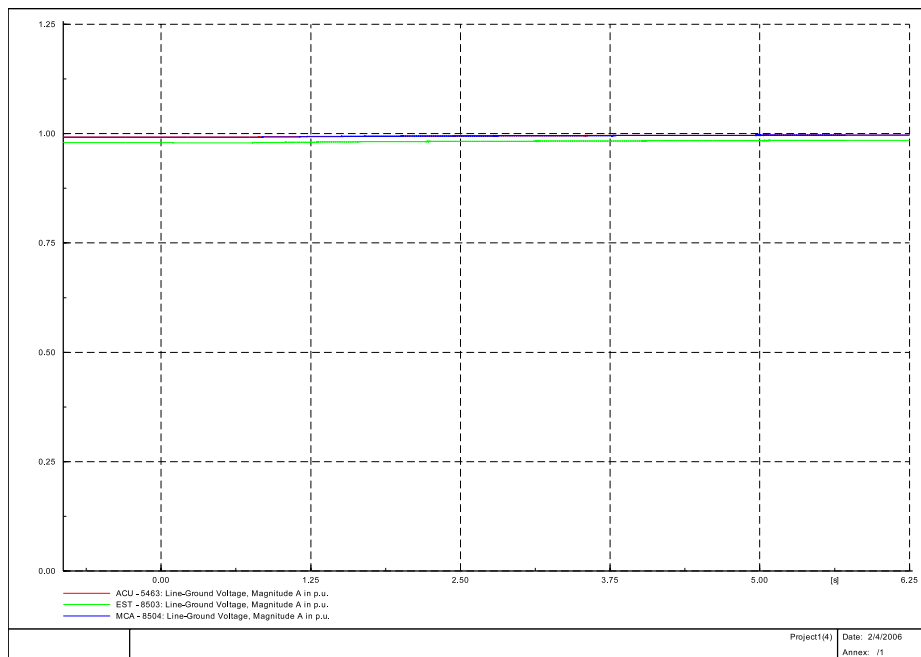


Figura 4.40: Tensões em Açú, Estreito e Macau para variação na velocidade do vento de 10m/s a 7m/s no PowerFactoryTM.

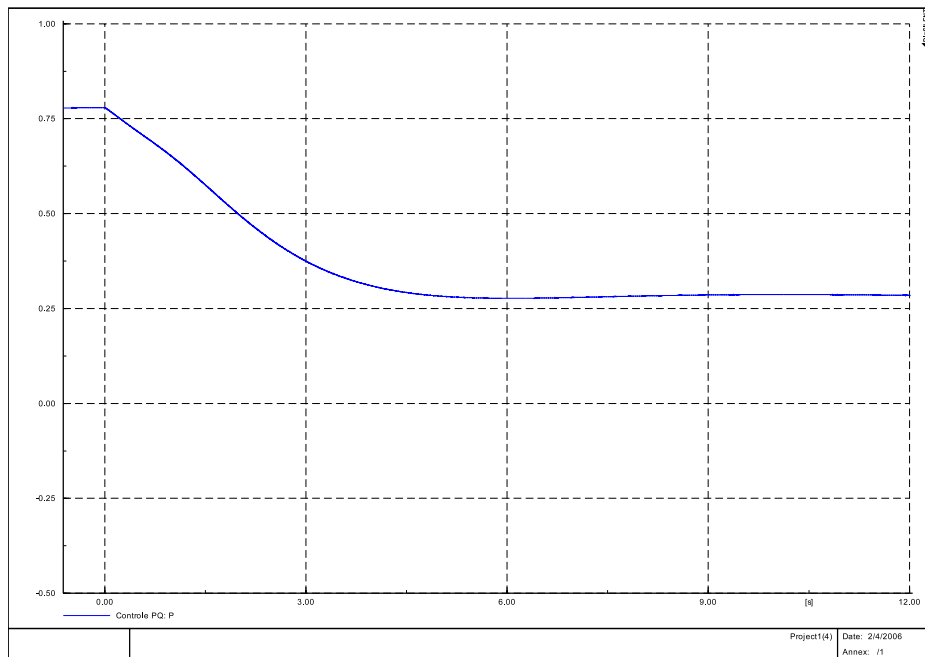


Figura 4.41: Potência ativa entregue à rede pelo aerogerador para variação na velocidade do vento de 10m/s a 7m/s obtidas por simulação no PowerFactoryTM.

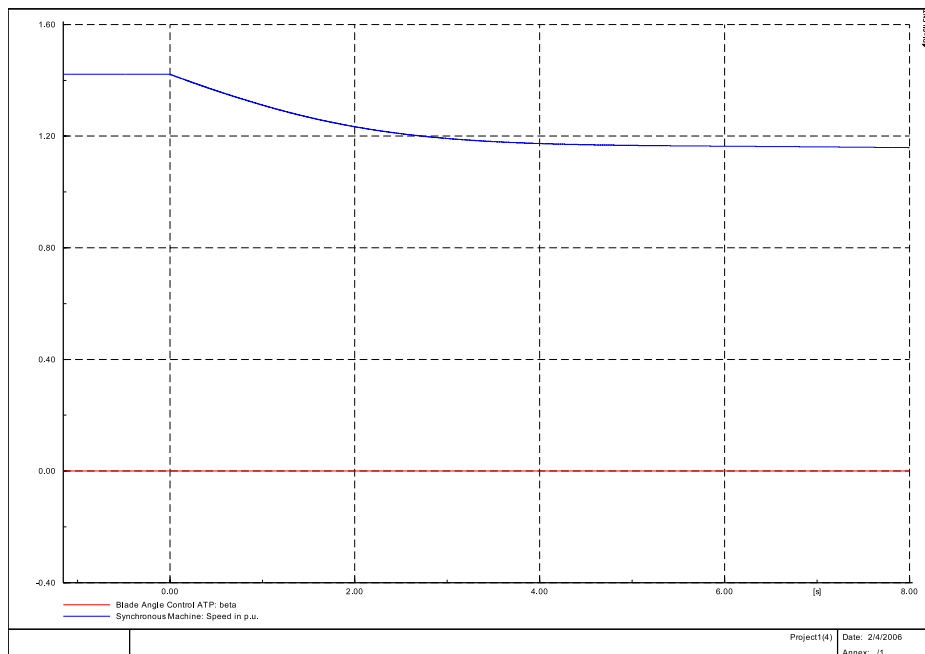


Figura 4.42: Velocidade do rotor e ângulo de passo do aerogerador para variação na velocidade do vento de 10m/s a 7m/s obtidas por simulação no PowerFactoryTM.

Capítulo 5

Conclusões

5.1 Conclusões

No presente trabalho foi apresentada inicialmente uma descrição dos conceitos básicos relacionados à simulação dinâmica. Logo após, é descrito o programa PowerFactoryTM e o ATP, apresentando os aspectos do uso e da formulação de modelos. Em seguida, apresentou-se os resultados obtidos pelas simulações.

Em relação ao aprendizado do desenvolvimento e do aproveitamento de modelos no PowerFactoryTM, certas dificuldades encontradas podem levar o usuário a construir modelos ineficientes e com mal funcionamento levando-o à análises errôneas. Dentre estas dificuldades, pode-se citar: dificuldade na determinação dos passos necessários à construção dos blocos dos controladores; modelos de elementos disponibilizados pelo programa, como geradores, não permitem acesso total às variáveis internas que compõem o modelo; documentação encontra-se incompleta e limitada sob dois aspectos: aprendizado do programa e descrição dos modelos que compõem a biblioteca padrão do programa. Pode-se citar como exemplo a falta da descrição do modelo do conversor dc/dc e do método numérico utilizado para solução das equações diferenciais.

É importante considerar na análise do PowerFactoryTM, que o programa possui grande adaptabilidade, permitindo o uso e construção de controladores de conversores e de elementos, como diferentes tipos de turbina. Outro fator importante, é a interface gráfica do PowerFactoryTM, que permite a construção da rede por meio de diagramas unifilares, facilitando o aprendizado da montagem do sistema.

Os resultados obtidos pelas simulações mostraram que a rede de Açú possui boa

margem de estabilidade para regime de carga pesada, pois em nenhuma das contingências simuladas o sistema entrou em estado de desequilíbrio, reestabelecendo o ponto de operação anterior à falta após breve período de amortecimento do transitório. Portanto, os estudos apresentados demonstram viabilidade técnica, sob o ponto de vista da estabilidade transitória, para a interligação do parque eólico de 13,2MW com a rede de Açu na barra de Estreito, tanto no uso da tecnologia do gerador de indução duplamente excitado, quanto do gerador síncrono, no esquema de velocidade variável.

As similaridades dos resultados obtidos pelos programas indicam uma avaliação positiva sob o aspecto da validade dos resultados no uso do aerogerador de indução duplamente excitado para compor o parque eólico. As diferenças encontradas, principalmente na injeção de potência ativa e reativa pelo aerogerador na rede, ainda estão sob investigação, contudo há indícios que sejam devido aos diferentes métodos de integração para solução das equações diferenciais utilizados por cada programa, pois os gráficos nos dois programas têm mesmas tendências, contudo possuem grau de variações diferentes. Sob o aspecto da estabilidade transitória, estas diferenças não comprometeram os resultados.

5.2 Sugestões para trabalhos futuros

- Simulação dinâmica de um sistema real com aerogerador síncrono a ímã permanente, interligado à rede por conversores PWM.
- Estudo de harmônicos gerados pelos conversores ou por eventos, como desequilíbrio de carga.
- Estudo e implementação de diferentes esquemas de proteção.
- Estudo de viabilidade técnica para utilização de geradores com diferentes tipos de turbinas, como por exemplo turbinas de usinas hidroelétricas, termoelétricas, etc.

Apêndice A

Dados da rede de Açú e dos aerogeradores

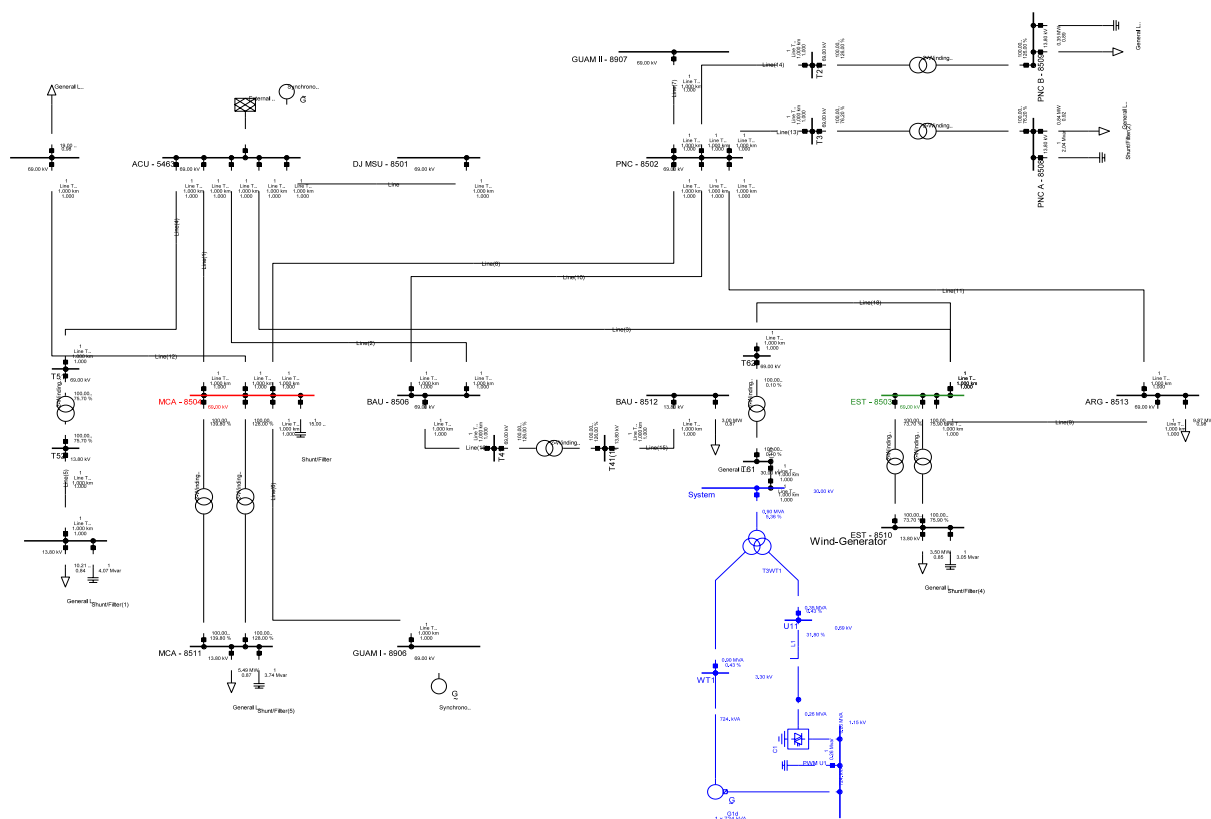


Figura A.1: Diagrama unifilar da rede de Açú com aerogerador de indução duplamente excitado.

Tabela A.1: Dados de barra da rede de Açu de 69kV.

NUM	NOME DA BARRA	TENSÃO NOMINAL	TIPO	TENSÃO		CARGA		SHUNT MVAR
				MOD	ANG	MW	MVAR	
5463	AÇU	69	2	1.0	0.0	-	-	-
8906	GUAM 1	69	1	1.0	0.0	-16.	-	-
8907	GUAM 2	69	1	1.0	0.0	-19.	-	-
8501	DJ MSU	69	0	1.0	0.0	-	-	-
8502	PNC	69	0	1.0	0.0	-	-	-
8503	EST	69	0	1.0	0.0	-	-	-
8504	MCA	69	0	1.0	0.0	-	-	15.
8505	PBU	69	0	1.0	0.0	19.	3.86	-
8513	ARG	69	0	1.0	0.0	9.87	2.	-
8506	BAU	69	0	1.0	0.0	-	-	-
8507	AÇU 1	13	0	1.0	0.0	10.21	6.5	4.07
8508	PCA A	13	0	1.0	0.0	0.84	0.36	2.04
8509	PCA B	13	0	1.0	0.0	0.35	0.18	2.04
8510	EST	13	0	1.0	0.0	3.5	2.17	3.05
8511	MCA	13	0	1.0	0.0	5.49	3.11	3.74
8512	BAU	13	0	1.0	0.0	3.	1.7	-

Tabela A.2: Dados das linhas e transformadores de seqüência positiva e negativa da rede de Açú de 69kV.

BARRA P/	BARRA	[SEQ. POSIT. NEGAT.]			POTENC. NOMINAL
		RESIST(%)	REAT(%)	SUSCEP(%)	
8906	8504	13.17	31.96	0.557	60.
8907	8502	18.76	45.52	0.764	60.
5463	8501	49.10	73.46	1.057	38.
5463	8504	13.80	60.56	1.136	93.3
5463	8506	23.18	34.14	0.487	38.
8506	8502	12.44	18.32	0.261	38.
5463	8503	10.74	26.05	0.455	51.9
8503	8513	4.63	13.66	0.238	51.9.
8513	8502	5.63	13.66	0.238	51.9
8502	8504	17.00	25.03	0.357	38.
8504	8505	10.28	26.94	0.416	48.5
5463	8507	-	75.7	-	10.
8502	8508	-	76.2	-	10.
8502	8509	-	126.	-	5.
8504	8511	-	139.8	-	5.
8504	8511	-	128.	-	5.
8503	8510	-	73.7	-	10.
8503	8510	-	75.9	-	10.
8506	8512	-	126.	-	5.

Tabela A.3: Dados do gerador e da turbina

$[R_s(\text{ohm})]$	0.0048	$[R_r(\text{ohm})]$	0.0042	$[R_t(\text{caixa engren.})]$	1/69
$[L_s(\text{H})]$	$6.879 \cdot 10^{-5}$	$[L_m(\text{H})]$	$5.3 \cdot 10^{-3}$	$[R(\text{área var. pás em } m)]$	27
$[L_r(\text{H})]$	$1.1624 \cdot 10^{-4}$	$[H(\text{s}) = \text{cte}]$	6.	-	-

Tabela A.4: Dados das linhas e transformadores de seqüência zero da rede de Açú de 69kV.

BARRA P/	BARRA	[SEQ. ZERO]			POTENC. NOMINAL
		RESIST(%)	REAT(%)	SUSCEP(%)	
8906	8504	25.5	118.74	0.315	60.
8907	8502	25.59	133.13	0.353	60.
5463	8501	74.49	244.91	0.606	38.
5463	8504	37.88	230.17	0.631	93.3
5463	8506	34.38	113.04	0.28	38.
8506	8502	18.45	60.66	0.15	38.
5463	8503	20.79	96.79	0.257	51.9
8503	8513	8.96	41.74	0.111	51.9.
8513	8502	10.89	50.73	0.134	51.9
8502	8504	25.21	82.89	0.205	38.
8504	8505	19.99	95.32	0.241	48.5
5463	8507	-	75.7	-	10.
8502	8508	-	76.2	-	10.
8502	8509	-	126.	-	5.
8504	8511	-	139.8	-	5.
8504	8511	-	128.	-	5.
8503	8510	-	73.7	-	10.
8503	8510	-	75.9	-	10.
8506	8512	-	126.	-	5.

Tabela A.5: Dados do gerador síncrono e da turbina

$[X'_d(\text{pu})]$	0.3	$[T''_d(\text{pu})]$	0.05	$[Rt(\text{caixa engren.})]$	1/69
$[X''_d(\text{pu})]$	0.2	$[T''_q(\text{pu})]$	0.05	$[R(\text{área var. pás em } m)]$	27
$[X''_q(\text{pu})]$	0.2	$[T'_d(\text{pu})]$	8.5	$[X_d]$	2.
$[X_q(\text{pu})]$	2.	$[H(\text{s}) = \text{cte}]$	4.	-	-

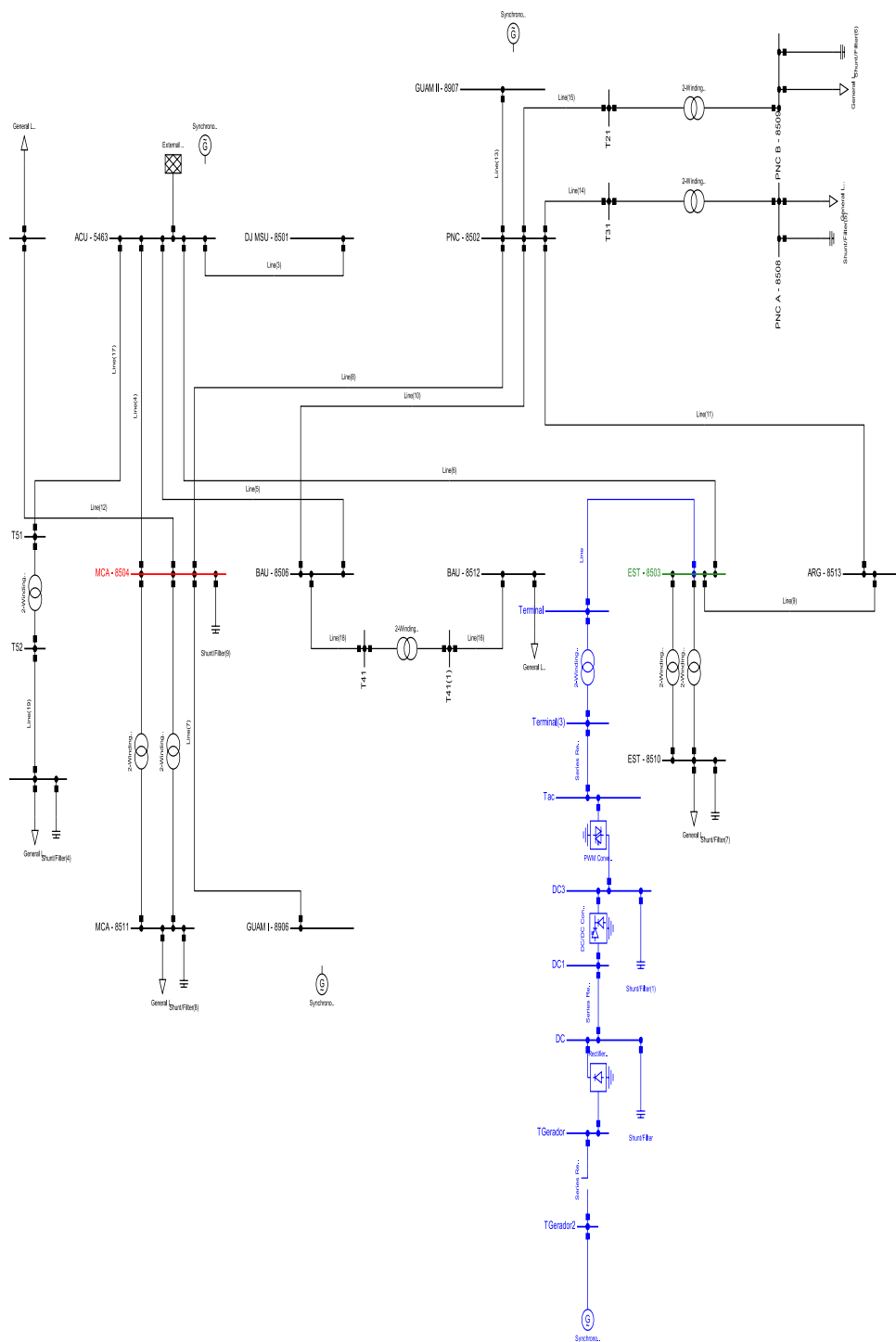


Figura A.2: Diagrama unifilar da rede de Açú com aerogerador síncrono (circuito azul) conectado na barra de Estreito (barra verde).

Apêndice B

Dados dos controladores

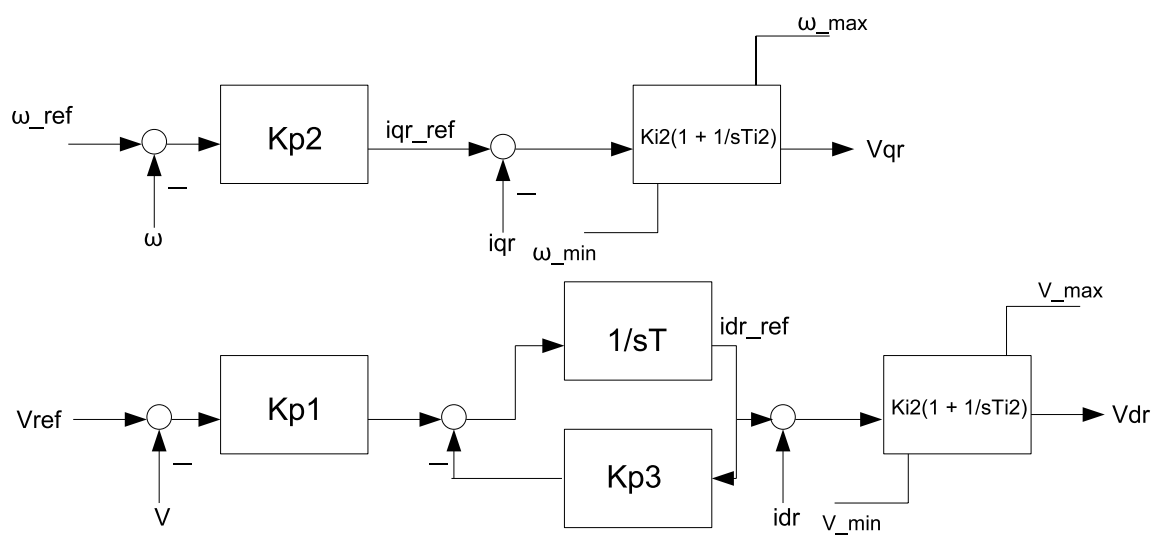


Figura B.1: Diagrama unifilar do esquema de controle de tensão terminal do estator e de ω_R .

Tabela B.1: Dados dos controladores de tensão terminal do estator e de ω_R

$[K_{p1}]$	50.	$[K_{i2}]$	0.5
$[K_{p2}]$	75.	$[T_{i1}]$	1.
$[K_{p3}]$	1.	$[T_{i2}]$	1.
$[K_{i1}]$	0.5	$[T]$	1.

Tabela B.2: Dados dos blocos do controle de passo

$[K]$	$[K_1]$	$[T]$
1000	0.4	1.

Tabela B.3: Dados dos controladores da tensão no estator do gerador síncrono por meio do campo do rotor.

$[K_p]$	10.	$[T_1]$	0.0001
$[K_d]$	1.	$[K_2]$	8.
$[T]$	0.01	$[T_2]$	0.25
$[K_1]$	0.28	-	-

Tabela B.4: Dados dos parâmetros dos controladores das potências ativa e reativa inseridas pelo conversor PWM, do aerogerador síncrono, na rede.

$[K_1]$	500.	$[K_3]$	200.
$[T_1]$	1.	$[T_3]$	1.
$[K_2]$	0.7	$[K_4]$	0.5
$[T_2]$	1.	$[T_4]$	1.

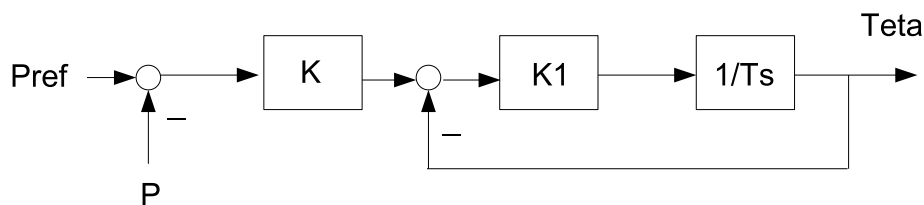


Figura B.2: Esquema de controle do ângulo de passo.

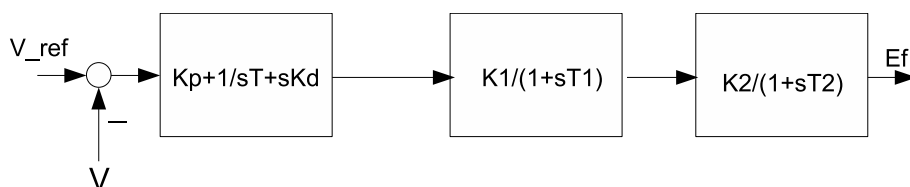


Figura B.3: Diagrama do esquema de controle da tensão no estator do gerador síncrono.

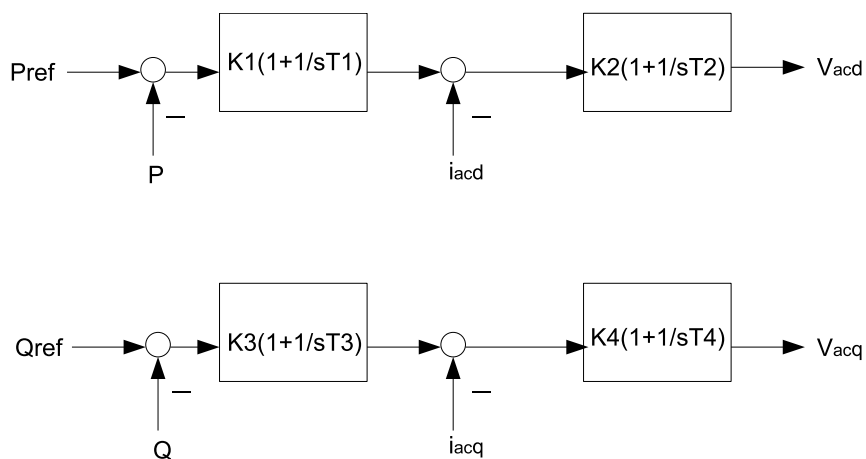


Figura B.4: Diagrama do esquema de controle das potências ativa e reativa inseridas pelo conversor PWM, do aerogerador síncrono, na rede: i_{acd} - corrente no lado ac do conversor no eixo direto; i_{acq} - corrente no lado ac do conversor no eixo em quadratura; V_{acd} - tensão no terminal ac do conversor no eixo direto; V_{acq} - tensão no terminal ac do conversor no eixo em quadratura.

Referências Bibliográficas

- [1] Andreia Santos Santoso, José Borges, Antonio Carvalho, Marcus Nunes Surya, "A New Framework for Evaluating PQ Event Identification Techniques Based on ATP Simulations", VI SBQEE, agosto, 2005.
- [2] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*, Brasília, 2002.
- [3] Antonio J. B. Carvalho, W. Charone Junior, Marcus V. A. Nunes, José M. Machado, Ghendy C. Junior, Jucileno S. Silva, Jurandyr N. Garcez, Sanmy C. Almeida, "Análise do Comportamento das Variações de Tensão de Curta Duração (VTCDs) Utilizando Comparação Entre os Programas ATP e ANAFAS", VI SBQEE, Pará, agosto, 2005.
- [4] Antonio S. Neto, Francisco A. S. Neves, Pedro A. C. Rosas, Eduardo L. R. Piniheiro, Selênio R. Silva, "Variable Speed Wind Turbine Modeling Using ATP-Draw", VI Induscon, Joinville, 2004.
- [5] C. Cunha, "Métodos Numéricos para as Engenharias e Ciências Aplicadas", Campinas, Ed. da Unicamp, 1993.
- [6] DigSILENT GmbH, "DigSILENT PowerFactory V13 - Getting Started", DigSILENT GmbH, 2003.
- [7] DigSILENT GmbH, "DigSILENT PowerFactory V13 - Users Manual", DigSILENT GmbH, 2003.
- [8] DigSILENT GmbH, "DigSILENT PowerFactory V13 - Technical Manual", DigSILENT GmbH, 2003.

- [9] DigSILENT GmbH, "Dynamic Modelling of Doubly-Fed Induction Machine Wind-Generators", August, 2003.
- [10] Eduardo L. R. Pinheiro, Selênio R. Silva, Rodrigo G. Oliveira, Francisco de A. Neves, Antônio S. Neto, José A. S. Brito, Juan J. J. P. Franco, "Dynamic Analysis of PM Variable Speed Wind Power Using ATP", VI Induscon, Joinville, 2004.
- [11] Energias Renováveis, <http://www.energiasrenovaveis.com/html/energias>.
- [12] Janaka B. Ekanayake, Lee Holdsworth, XueGuang Wu, Nicholas Jenkins, "Dynamic Modeling of Doubly Fed Induction Generator Wind Turbines", IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 18, N°2, MAY, 2003.
- [13] José Tavares de Oliveira, Selênio Rocha Silva, Ricardo Ferreira Pinheiro, Marcus Vinicius Alves Nunes, Manoel Firmino de Medeiros Jr., Francisco Luna Tavares, Ubiratan Holanda Bezerra, "Modelling Wind Turbines Based on Doubly Fed Induction Generators for Transient Stability Studies Using ATP", VI Induscon, Joinville, 2004.
- [14] László Prikler and Hans Kr. Hoidalen, "ATPDraw for Windows 3.1x/95/NT version 1.0 - User's Manual", Noruega, 1998.
- [15] Marcus Vinicius A. Nunes, "Avaliação do Comportamento de Aerogeradores de Velocidade Fixa e Variável Integrados em Redes Elétricas Fracas", Tese de Doutorado, UFSC, 2003.
- [16] Marcus Vinicius A. N., Hans H. Zürn, Ubiratan H. Bezerra, "Inclusão do Modelo de Duas Massas na Análise da Estabilidade Dinâmica de Sistemas Eólicos", XIV CBA, Setembro, 2002.
- [17] MME - Ministério de Minas e Energia, *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*, Brasília, 2001.
- [18] MME - Ministério de Minas e Energia, <http://www.mme.gov.br>.
- [19] Mustafa Kizilcay, "Power System Transients and Their Computation", Alemanha.
- [20] Nicholas W. Miller, William W. Price, Juan J. Sanchez-Gasca, "Dynamic Modeling of GE 1.5 and 3.6 Wind Turbine-Generators", GE Power Systems Energy Consulting, 2002.

-
- [21] Pöller M.A., Achilles S., "Direct Drive Synchronous Machine Models for Stability Assessment of Wind Farms", DigSILENT GmbH, <http://www.digsilent.de/Consulting/Publications/>.
- [22] Pöller M.A., "Doubly-Fed Induction Machine Models for Stability Assessment of Wind Farms", IEEE Bologna PowerTech Conference, Italy, 2003.
- [23] Prabha Kundur, "Power System Stability and Control", Ed. MacDrawHill, 1994.
- [24] Rogério Nicolau dos Santos, "Modelagem e Análise do Regime Permanente e da Estabilidade do Sistema Elétrico de um Campo Terrestre de Produção de Petróleo com Turbogenerador a Gás Local Interligado", Tese de Mestrado, UFRN, 2001.
- [25] S. Jiao, D. Patterson, S. Camilleri, "Boost Converter Design for 20kW Wind Generator", International Journal of Renewable Energy, Vol.2, No.1, April 2000.