

Análise da Influência de Aerogeradores Baseados Em Máquinas de Indução na Produção e Propagação de Harmônicos e de Transitórios Eletromagnéticos na Rede de Energia Elétrica da COSERN

Francisco Luna Tavares, Ubiratan Holanda Bezerra, Marcus Vinicius Alves Nunes, Selênio Rocha Silva, J. Tavares de Oliveira, Ricardo F. Pinheiro e M. Firmino de Medeiros Jr.

Resumo- Este trabalho apresenta uma análise de harmônicos de tensão e corrente em um sistema de potência, produzidos por um parque eólico composto por aerogeradores de indução duplamente excitados, com rotor conectado ao estator através de um conversor chaveado com modulação PWM. Esse estudo é feito por meio de simulação computacional, usando simulador digital de transitório ATP, internacionalmente conhecido. Para tanto, são utilizados os seguintes modelos implementados no ATP: a) modelos dos conversores de frequência, usando chaves controladas por meio de modulação por largura de pulso, e seus respectivos sistemas de controle; b) modelo do gerador de indução duplamente excitado acoplado à turbina eólica; c) modelo da turbina. O sistema escolhido para simulação é a rede malhada do regional Açú em 69 kV, onde o parque eólico é conectado à barra de Açú. As simulações incluem as seguintes contingências: desequilíbrio de carga e curto-circuito trifásico.

Palavras-chave— Aerogerador, Harmônicos, Sistemas de Potência.

I. INTRODUÇÃO

Na última década verificou-se uma enorme expansão na utilização de parques eólicos conectados a sistemas de energia elétrica. Quando ocorrem perturbações na rede, estes originam uma queda na qualidade da energia. Dentre os parâmetros utilizados para caracterizar a energia elétrica

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulado pela ANEEL e consta dos Anais do V Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (V CITENEL), realizado em Belém/PA, no período de 22 a 24 de junho de 2009.

Os autores agradecem à COSERN pelos suportes técnico e financeiro, bem como pelo apoio técnico e co-participação na sua realização, tendo em vista que este trabalho é parte integrante do programa de P&D da Empresa.

J. Tavares de Oliveira trabalha no Departamento de Engenharia Elétrica da UFRN (e-mail: jtavares@ct.ufrn.br).

R. F. Pinheiro trabalha no Departamento de Engenharia de Computação e Automação da UFRN (e-mail: ricpinh@ufrnet.br).

F. L. Tavares trabalha GOP da COSERN (e-mail: francisco.luna@cosern.com.br).

S. R. Silva trabalha no Departamento de Engenharia Elétrica da UFMG (e-mail: selenios@eee.ufmg.br).

U. H. Bezerra e M. V. A. Nunes trabalham no Departamento de Engenharia Elétrica da UFPA (e-mails: bira@ufpa.br e mvan@ufpa.br)

M. Firmino de Medeiros Jr. Trabalha no Departamento de Engenharia de Computação e Automação da UFRN (e-mail: firmino@dca.ufrn.br)

quanto a sua qualidade destacam-se os harmônicos de tensão e corrente e sua análise se dá em geral, através da implementação computacional de métodos matemáticos e numéricos para resolução das equações algébricas e diferenciais do sistema.

Dentre as ferramentas comumente utilizadas, destaca-se o ATP. Esse simulador utiliza o modelo dinâmico da rede, isto é, a rede é modelada por meio de equações diferenciais, possibilitando que os resultados se aproximem mais de dados reais, quando comparado com programas que usam a modelagem estática da rede. Nesse trabalho são utilizados modelos de aerogerador de indução em esquema de velocidade variável com conversores de frequência fazendo a conexão dos terminais do rotor aos terminais do estator, como se mostra na Figura 1, implementados no ATPDraw usando a ferramenta TACS.

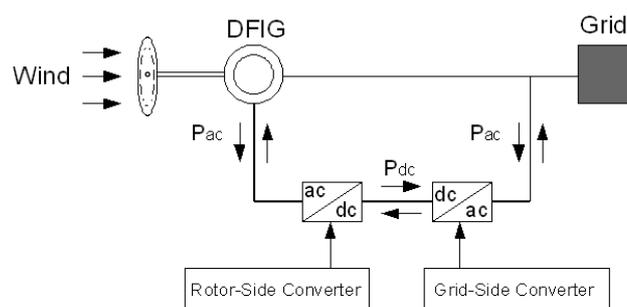


Figura 1 - Aerogerador de indução duplamente excitado, com os conversores de frequência, conectado à rede.

São apresentados ao longo deste trabalho os modelos do gerador, dos conversores e das estratégias de controle implementadas. Além disso, é apresentada uma análise dos harmônicos presentes a partir da simulação de perturbações na rede.

II. MODELAGEM DE GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE EXCITADO

A utilização de aerogeradores de indução duplamente excitados tornou-se uma alternativa viável e extremamente eficiente para geração de energia, uma vez que a fonte primária de energia não é controlada. Essa viabilidade e eficiência devem-se à capacidade dos conversores de controlar a excitação do campo do rotor da máquina. Outra

vantagem da implementação desse tipo de tecnologia é a redução dos custos dos conversores, pois estes têm potência nominal em torno de 30% da potência nominal da máquina.

Dois modelos podem ser utilizados para representação dinâmica da rede. O primeiro desconsidera quaisquer possíveis transitórios ocorridos no campo do estator do gerador. Contudo, caso sejam desejados resultados mais próximos daqueles que seriam obtidos com medições reais, é necessário um modelo mais complexo. Tal modelo prevê transitórios no campo do estator e foi escolhido para representação do gerador. As equações diferenciais do modelo implementado no ATP estão descritas abaixo.

$$V_{ds} = -R_s \cdot i_{ds} - \omega_s \cdot \lambda_{qs} + \frac{d\lambda_{ds}}{dt} \quad (1)$$

$$V_{qs} = -R_s \cdot i_{qs} + \omega_s \cdot \lambda_{ds} + \frac{d\lambda_{qs}}{dt} \quad (2)$$

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{J} \cdot (T_m - T_e) \quad (3)$$

Onde:

V_{ds} e V_{dr} → tensão no terminal do estator e rotor, respectivamente, no eixo direto;

V_{qs} e V_{qr} → tensão no terminal do estator e rotor, respectivamente, no eixo em quadratura;

i_{ds} - i_{qs} e i_{dr} - i_{qr} → corrente no estator e rotor, respectivamente, no eixo direto e em quadratura;

λ_{ds} - λ_{qs} e λ_{dr} - λ_{qr} → fluxo no estator e rotor, respectivamente, no eixo direto e em quadratura;

ω_s → velocidade angular no campo do estator;

s → escorregamento = $\omega_r - \omega_s$.

ω_r → velocidade angular do rotor;

J → momento de inércia.

III. MODELAGEM DA TURBINA

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. Contudo, para fins de simplificação, no presente trabalho foi adotado e 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, $\omega_{ger} = \omega_{tur}$, ou caso seja usado transformador de velocidade – *caixa de engrenagem* -, $\omega_{ger} = \omega_{tur}/R_t$, onde R_t é a razão de transformação da velocidade.

A potência mecânica convertida no rotor de uma turbina eólica é dada pela equação abaixo.

$$P_W = \frac{\rho}{2} \cdot \pi \cdot (R^2) \cdot C_p \cdot (V_W^3) \quad (4)$$

Onde:

ρ → densidade do ar (kg/m³);

R → raio da área varrida pelas pás (m²);

V_W → velocidade do vento (m/s);

C_p → coeficiente de potência.

IV. MODELAGEM DOS CONVERSORES

A biblioteca padrão do ATP além de não possuir modelos adequados de gerador de indução duplamente excitado e turbina eólica, também não possui modelos de conversores. Contudo, há à disposição do usuário a ferramenta TACS - Transient Analysis of Control Systems – que permite a modelagem desses elementos, como visto em (1), (2) e (5). Para a construção dos conversores utilizou-se de chaves ideais comandadas por blocos de controle por meio de

modulação por largura de pulso – PWM – como mostra a Figura 2.

O conversor no lado do estator, mostrado na Figura 1, possui um sistema de controle para evitar grandes variações no barramento CC entre os conversores. Já o conversor no lado do rotor controla a geração da turbina eólica usando como sinal de referência a velocidade angular do rotor, permitindo a máxima extração de potência, isto é, permite otimizar a geração de energia.

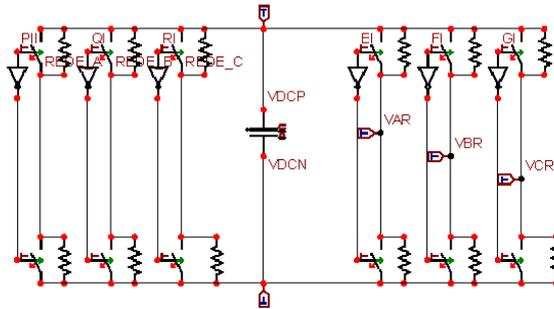


Figura 2 – Conversores de frequência no lado do estator e rotor composto por chaves ideais.

V. CONTROLE DOS CONVERSORES

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 à tensão terminal V do estator, em θ graus, e 90° em relação ao fluxo magnético do rotor ϕ_r , de acordo com (3), como mostra o diagrama da Figura 3.

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.

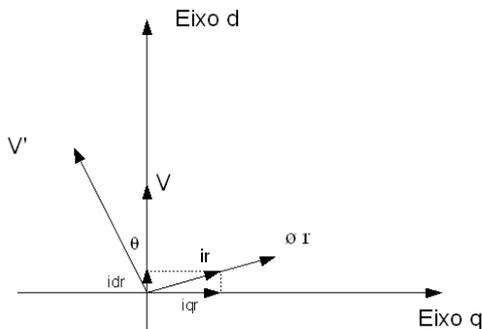


Figura 3 - Diagrama vetorial do gerador de indução duplamente excitado: i_r - corrente no rotor; i_{dr} - corrente no rotor no eixo direto; i_{qr} - corrente no rotor no eixo em quadratura.

A. Conversor no lado do rotor

Para permitir a operação ótima da turbina, deve-se controlar a velocidade angular do rotor de modo a maximizar o coeficiente de potência C_p . Para cada valor de velocidade de vento, determina-se a velocidade angular do rotor para a qual C_p é máximo. Tal velocidade angular deve

ser usada como sinal de referência para controle do fluxo no eixo em quadratura do rotor, como mostra o diagrama de blocos da Figura 4. Além disso, também foi implementado o controle da tensão nos terminais do estator, por meio da variação na tensão aplicada nos terminais do rotor.

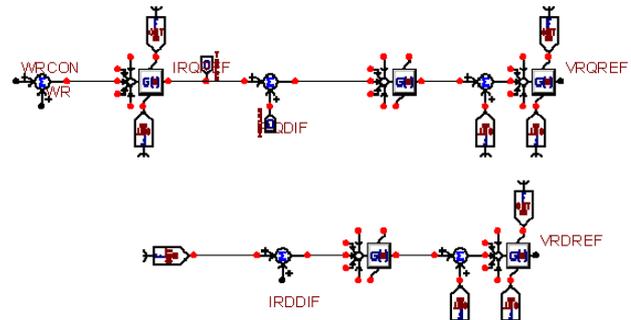


Figura 4 - Diagrama de bloco do esquema do controle da velocidade angular do rotor ω_r e da tensão terminal do estator.

B. Conversor no lado do estator

O valor da tensão no barramento CC 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 comandado pelo controlador, mostrado na Figura 5. É importante notar que, desprezando-se as perdas no conversor, a diferença entre a energia entregue pelo rotor ao conversor e a energia entregue pelo conversor ao estator é armazenada no capacitor do barramento CC. Assim, a potência ativa entregue à rede é mantida igual à potência gerada realizando-se o controle da tensão do barramento CC.

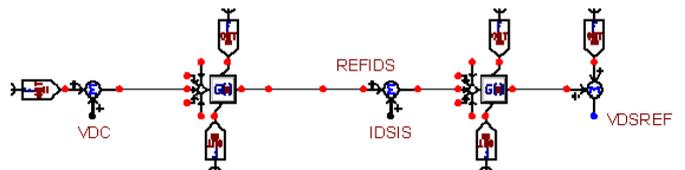


Figura 5 - Diagrama de bloco do esquema do controle da tensão no barramento CC.

VI. SIMULAÇÃO E RESULTADOS

A. Simulação

Para os estudos pretendidos considerou-se a instalação de um parque eólico na rede malhada do regional Açú em 69 kV, como mostra a Figura 6. Tal parque é composto de 15 aerogeradores de potência nominal de 2.4 MW e momento de inércia de 590 kg.m^2 , sendo utilizado um equivalente dinâmico de 36 MW, cujos parâmetros encontram-se relacionados na Tabela I. Para este trabalho optou-se em simular um vento com velocidade constante igual a 10m/s.

Tabela I – Dados do equivalente dinâmico do parque eólico.

Rs (Ω)	2.381e-4
Rr (Ω)	2.381e-4
Ls (H)	1.95755e-4
Lr (H)	1.9592e-4

Lm (H)	1.8944e-4
P	4
Kt	111.5
R (m)	37.5
V_{nom} (m/s)	12

Conforme se descreveu anteriormente, procurou-se avaliar neste trabalho em específico os conteúdos harmônicos de tensão e de corrente no sistema elétrico. Para tanto foram simuladas as seguintes condições operacionais: sistema equilibrado; desequilíbrio de carga com as impedâncias de fase igual a $23,63 + j 5,05 \Omega$, $26,26 + j 5,60 \Omega$ e $28,886 + j 6,17 \Omega$ para as fases a, b e c respectivamente, na barra de Macau; desequilíbrio e abertura da linha Açú-Macau; curto-circuito trifásico de 100 ms na barra de Açú.

B. Resultados de harmônicos

Os Gráficos 1, 2 e 3 das figuras 7, 8 e 9, respectivamente, mostram a taxa de distorção harmônica obtida sob as condições operacionais citadas acima. Os dados escolhidos para estudo foram: tensão na fase A da barra de Açú, tensão na fase A da barra de Macau e fase A da corrente injetada pelo parque eólico à rede.

Em todos os estudos verificou-se uma THD de corrente superior à de tensão injetada, principalmente devido às contribuições dos harmônicos de ordem 3, 12, 13, 14 e 15, o que indica alguma ressonância intrínseca ao sistema elétrico nestas frequências. Apesar de alguns valores individuais de tensão ser superiores a 1%, estes valores ainda se encontram inferiores aos limites definidos nas normas nacionais e internacionais, como mostra a Tabela II.

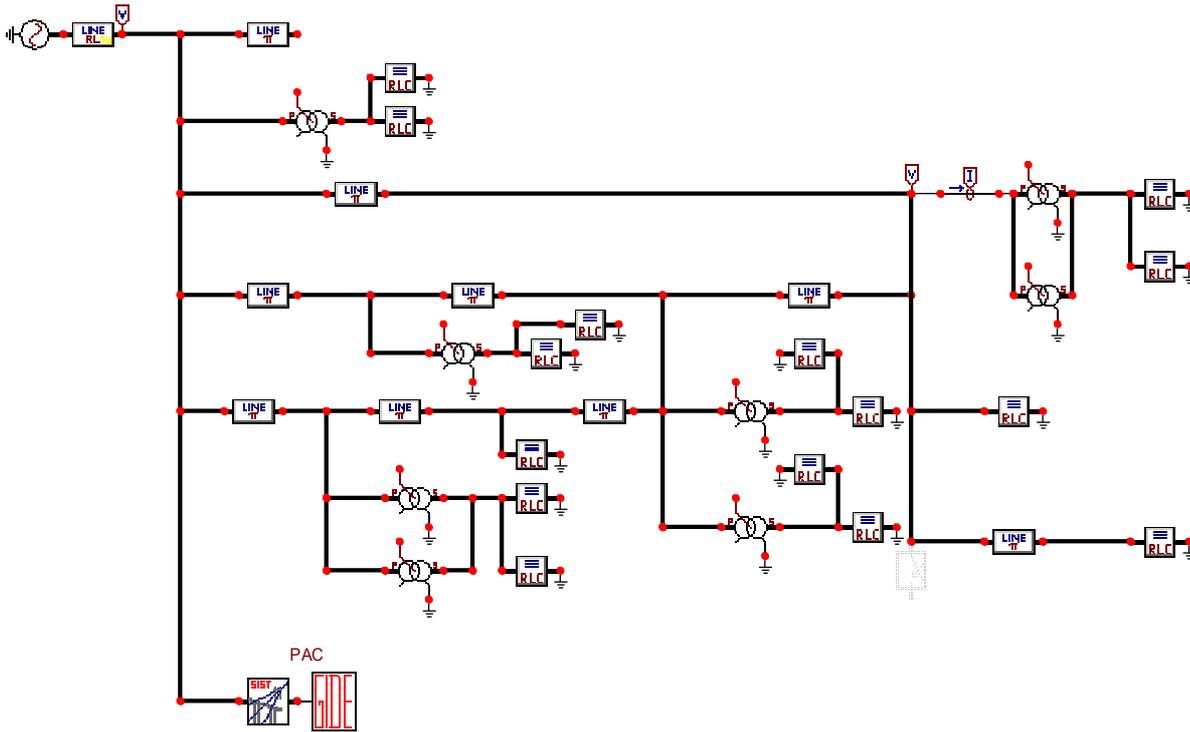


Figura 6 - Rede malhada do regional Açú em 69 kV com parque eólico de 36 MW interligado.

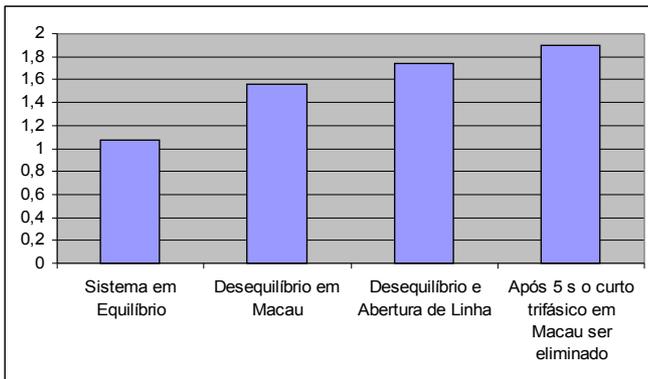


FIGURA 7 - Gráfico 1 – Taxa de distorção harmônica total da tensão (THDT) na fase A da barra de Açú.

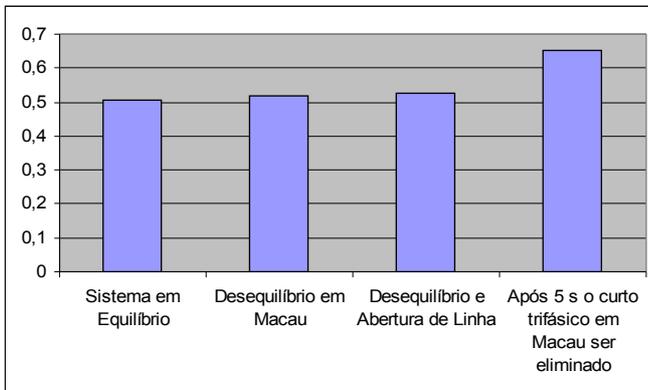


Figura 8 - Gráfico 2 – Taxa de distorção harmônica total da tensão (THDT) na fase A da barra de Macau.

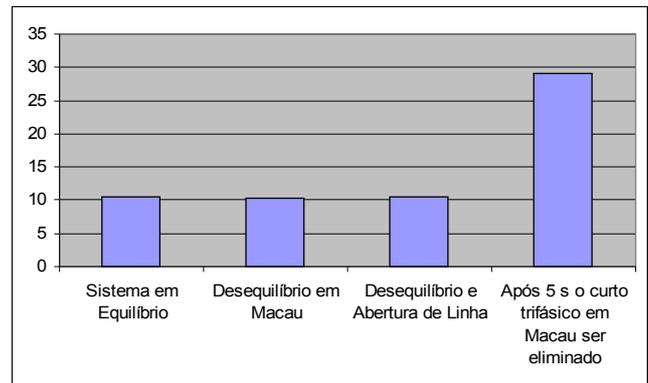


Figura 9 - Gráfico 3 – Taxa de distorção harmônica total na corrente (THDC) da fase A entregue pelo parque à rede.

Tabela II – Requisitos Mínimos para a Conexão à Rede Básica – Distorção Harmônica Total.

Tensão na Barra do PAC	Distorção Individual de Tensão (%)	Distorção Total de Tensão THD (%)
69 kV ou inferior	3.0	5.0
69.001 V até 161 kV	1.5	2.5
161.001 kV ou acima	1.0	1.5

Fonte: Padrão IEEE 519:1992 (Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems)

C. Avaliação de transitórios

A fim de avaliar a resposta transitória da rede, com a presença de aerogeradores, simulou-se a ocorrência de um curto-circuito fase-terra, eliminando-o em um curto intervalo de tempo. O objetivo foi analisar a forma de onda das tensões resultantes, nos primeiros instantes após o defeito,

para identificar possíveis elevações de tensão. Os resultados são apresentados graficamente nas figuras 10, 11, 12, 13 e 14.

VII. CONCLUSÕES

Os resultados obtidos pela realização do presente trabalho mostram que os harmônicos de tensão injetados pelo parque eólico na rede estão dentro das especificações determinadas por organismos nacionais e internacionais. Contudo observa-se um grau consideravelmente maior nos níveis dos harmônicos de corrente injetada pelo parque na rede.

Os resultados mostram diferentes THDT's e THDC's para diferentes modos de operação do sistema. Em geral, essas diferenças foram relativamente pequenas, porém na simulação do curto-circuito trifásico na barra de Macau ocorreu uma grande variação na THDC em relação aos outros estados de operação. Além disso, em todas as simulações, todas as THDC's ficaram acima dos limites recomendados, indicando a necessidade de dispositivos capazes de minimizar tais efeitos, como filtros ativos ou filtros passivos em paralelo com a saída dos geradores.

Do ponto de vista dos transitórios eletromagnéticos, a resposta dos aerogeradores foi perfeitamente compatível com aquelas conhecidas para as máquinas de indução, pois os controles introduzidos possuem tempos de atuação bem maiores que os fenômenos simulados.

Ao final, com base nas simulações e em seus resultados obtidos observa-se que o programa ATPDraw apresenta-se viável para análises de harmônicos sob diversas condições de operação.

VIII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Abdin, E.S.; Xu, W. "Control Design and Dynamic Performance Analysis of a Wind Turbine-Induction Generator Unit", IEEE Trans. On Energy Conversion, Vol. 15, March 2000, p.91-96.
- [2] Chen, Z. and Spooner, E., "Grid power quality with variable speed wind turbines", IEEE Trans. on Energy Conversion Vol.16, No. 2, June/2001.
- [3] S. Achilles and M. Pöller: "Direct Drive Synchronous Machine Models for Stability Assessment of Wind Farms". DigSILENT GmbH, <http://www.digsilent.de/Consulting/Publications/>
- [4] NUNES, Marcus Vinicius A. - *Avaliação do Comportamento de Aerogeradores de Velocidade Fixa e Variável Integrados em Redes Elétricas Fracas* - Tese de Doutorado, UFSC, 2003.
- [5] OLIVEIRA, Clóvis Bôsko Mendonça - *Desenvolvimento de Modelos no Programa DigSILENT PowerFactory™ para o Estudo de Estabilidade Transitória em Sistemas Elétricos de Potência com Aerogerador* - Dissertação de Mestrado, UFRN, 2006.
- [6] Análise de Harmônicos em Sistemas de Potência com Aerogerador de Indução Duplamente Excitado Usando o ATP, XVII SENDI, Belo Horizonte-MG (submetido e aprovado)
- [7] Development of Modules for Transient Stability Studies of Power Systems with Wind Turbines in Different Simulation Platforms, IEEE-PES, Caracas-Venezuela.
- [8] NETO, Antonio S., NEVES, Francisco A. S., OLIVEIRA, Rodrigo G., PINHEIRO, Eduardo L. R., SILVA, Selênio R., BRITO, José A. S., FRANCO, Juan J. J. P. *Dynamic Analysis of PM Variable Speed Wind Power Using ATP* - VI INDUSCON, Joinville/SC, outubro/2004.
- [9] NETO, Antonio S., NEVES, Francisco A. S., ROSA, Pedro A. C., PINHEIRO, Eduardo L. R., SILVA, Selênio R. - *Variable Speed Wind Turbine Modeling Using ATPDraw* - VI INDUSCON, Joinville/SC, outubro/2004.
- [10] OLIVEIRA, José Tavares de, SILVA, Selênio Rocha, PINHEIRO, Ricardo Ferreira, NUNES, Marcus Vinicius Alves,

MEDEIROS JR., Manoel Firmino de, TAVARES, Francisco Luna, BEZERRA, Ubiratan Holanda - *Modelling Wind Turbines Based on Doubly Fed Induction Generators for Transient Stability Studies Using ATP* - VI Induscon, Joinville, 2004.

- [11] IEC 61400-21, "Wind turbine generators systems - Part 21: Measurements and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines", IEC, Dec/2001.
- [12] IEEE Std. 1021-1988, "Recommended Practice for Utility Interconnection of Small Wind Energy Conversion Systems", IEEE, Nov/1987.
- [13] IEEE Std. 1094-1991, "Recommended Practice for Electrical Design and Operations of Windfarm Generating Stations", IEEE, April/1991.

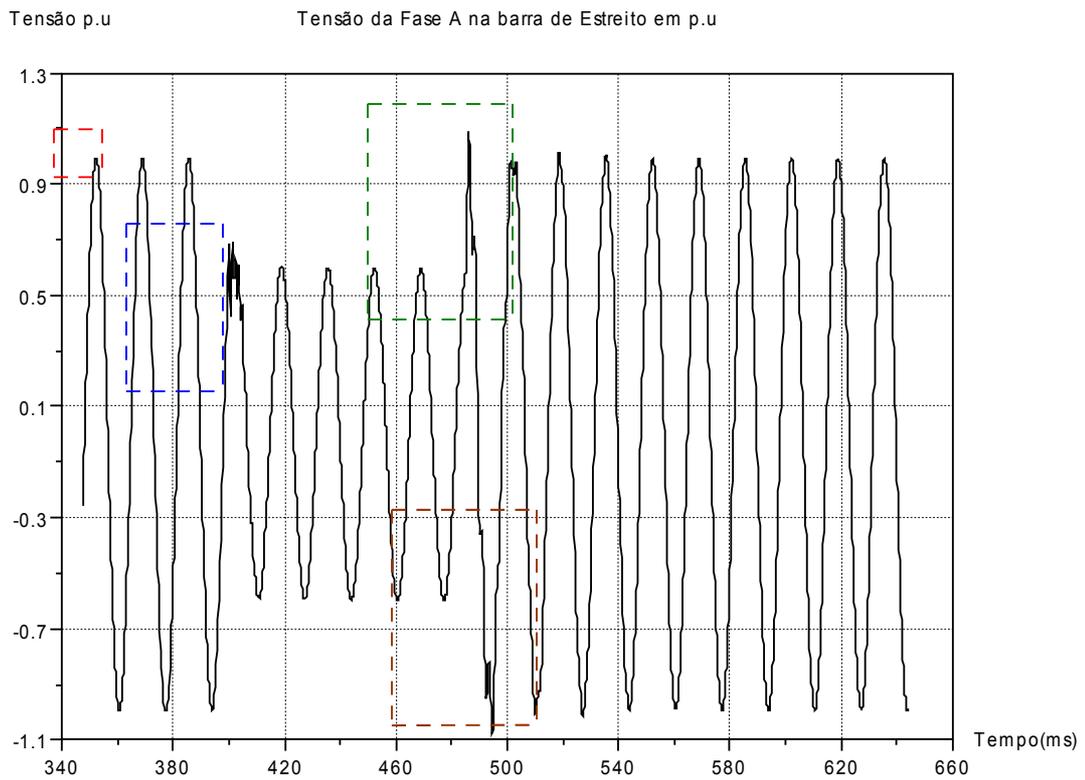


Figura 10: Gráfico da tensão em p.u da fase A na barra de Estreito aplicando curto-circuito monofásico com duração de 0.084ms na barra de Macau com aerogerador em Estreito.

Os retângulos sobre o gráfico têm por objetivo selecionar os trechos mais críticos do sinal, para detalhar as distorções resultantes, através de ampliação do sinal nos trechos marcados.

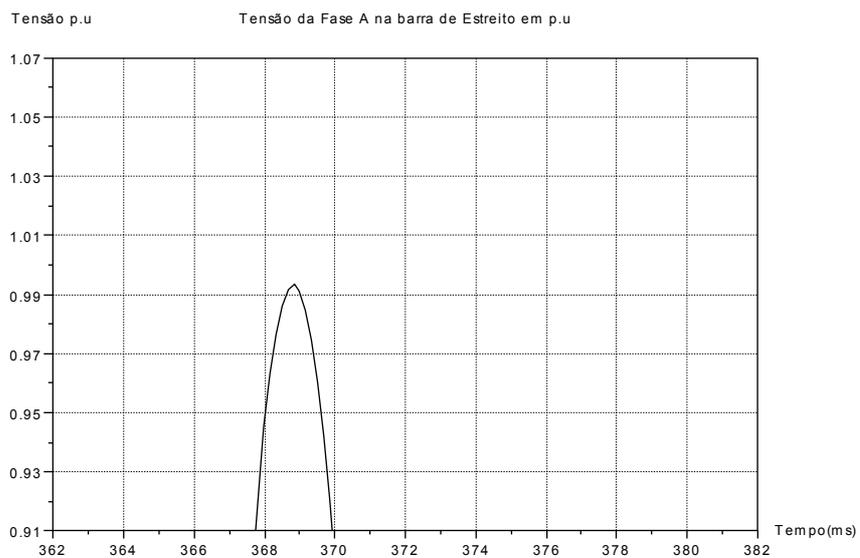


Figura 11: Detalhamento do retângulo vermelho A tensão exata no pico é 0.9934 p.u

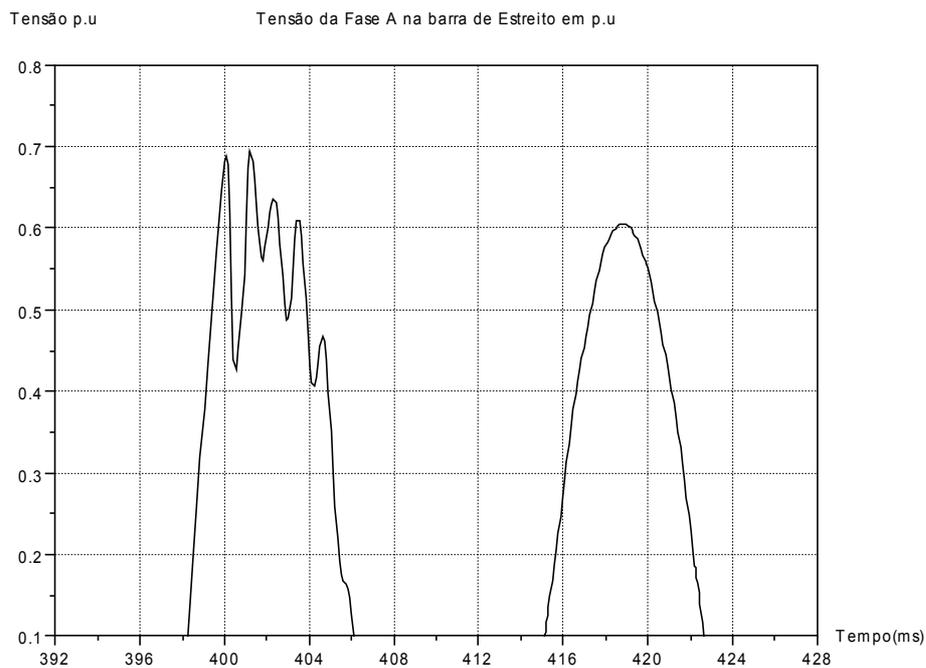


Figura 12: Detalhamento do retângulo de cor azul

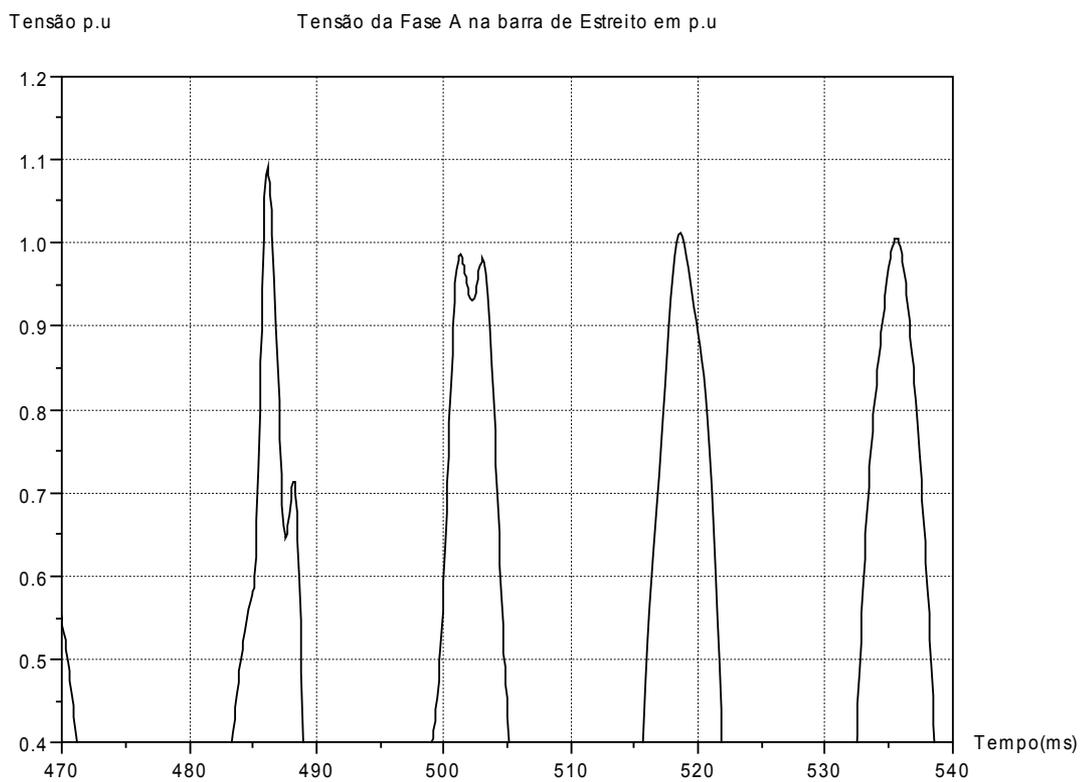


Figura 13: Detalhamento do retângulo de cor verde

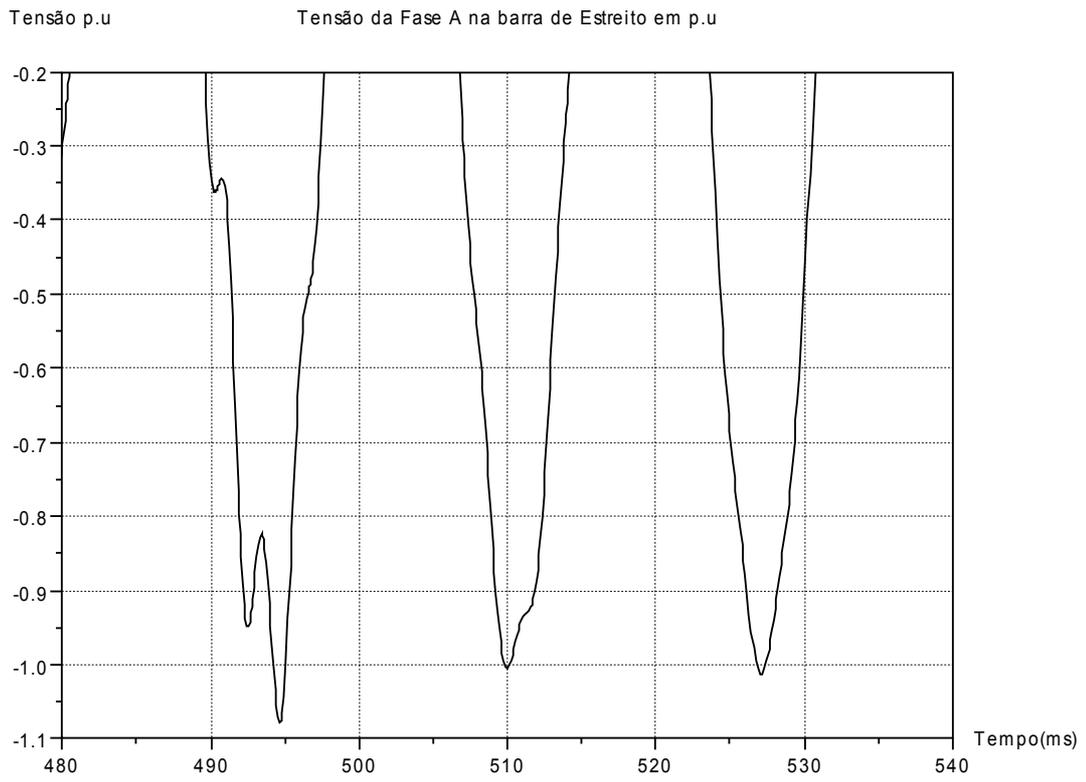


Figura 14: Detalhamento do retângulo de cor marrom