



VI SBQEE

21 a 24 de agosto de 2005
Belém – Pará – Brasil



Código: BEL 11 7578
Tópico: Modelagem e Simulações

MODELOS E PROCEDIMENTOS DE ANÁLISE DE FLUTUAÇÕES DE TENSÃO EM USINAS EÓLICAS INTEGRADAS À REDE ELÉTRICA

EDUARDO L. R. PINHEIRO
UFMG

SELÊNIO R. SILVA
UFMG

EDUARDO N. CARDOSO
UFMG

JOSÉ A. S. BRITO
COELBA

JUAN J. J. P. FRANCO
COELBA

KLEBER FREIRE
COELBA

RESUMO

Neste trabalho são apresentados e discutidos os modelos matemáticos e a metodologia de análise de flutuação de tensão produzidos por usinas eólicas conectadas à rede elétrica. Os modelos matemáticos preservando as dinâmicas dominantes para a faixa de frequência de interesse deste distúrbio (< 25 Hz) são discutidas e em parte coincidem com os modelos utilizados para estudos dinâmicos. São abordadas as análises no domínio do tempo e da frequência para avaliação das flutuações de tensão e um estudo de casos é apresentado.

PALAVRAS-CHAVE

Usinas eólicas, “flicker”, modelos, estabilidade da energia.

1.0 INTRODUÇÃO

1.1 Estudo de “flicker” em usinas eólicas

O advento tecnológico aliado a um forte apelo ambiental contribuiu para que, nas últimas décadas, a produção de energia elétrica através de aerogeradores assumisse uma participação relevante na matriz energética de diversos países. Se em um primeiro momento tal crescimento mostra-se promissor no âmbito da geração, em um segundo momento, pode representar um problema de âmbito operacional, uma vez que a integração dessas usinas à rede elétrica podem incorrer em problemas de qualidade de energia, os quais podem incidir

diretamente sobre o padrão de energia fornecida ao consumidor.

Dentre os problemas de qualidade de energia que podem advir desta conexão, a flutuação de potência em baixa frequência, produzindo “flicker”, constitui-se um foco de atenção, uma vez que hoje, constitui-se em um dos principais inviabilizadores de instalação de novas centrais eólica.

Diante do exposto, diversos estudos têm sido realizados no sentido de quantificar e qualificar as causas e, sobretudo os efeitos de tal distúrbio sobre o sistema elétrico. Até então, estes estudos, baseados, sobretudo, na norma internacional IEC 61400-21 [1], contemplavam amplamente as usinas de operação a velocidade constante, por estarem estas, devido a seu caráter construtivo, mais susceptíveis a ocorrência deste distúrbio. Entretanto, o crescimento verificado na instalação de usinas de operação a velocidade variável trouxe foco para as mesmas, requerendo de forma imediata estudos que contribuam para os procedimentos de análise de “flicker” neste tipo de usina. Instalação de centrais eólicas com tecnologias que operem à velocidade variável, uma vez que estas, devido a suas características construtivas e operacionais são mais robustas à ocorrência do fenômeno. As turbinas eólicas a velocidade variável apresentam normalmente dois elos de armazenamento energético que funcionam como filtros às flutuações de potência: as massas girantes e os capacitores dos barramentos c.c. dos conversores estáticos.

Segundo a referida norma [1], a caracterização do fenômeno “flicker” pode se dar tanto por

medições temporais quanto por estudos no domínio da frequência. Para estudos no domínio do tempo, os principais índices de caracterização do fenômeno (P_{st} e P_{lt}) requerem longos tempos de medições, não inferiores a 10min. Tal procedimento incorre em um elevado esforço computacional, muitas vezes inviabilizando os estudos. À esta dificuldade apresenta-se como alternativa a modelagem reduzida do sistema como um todo, priorizando apenas as dinâmicas que se encontrem dentro da faixa de frequência de interesse de estudo. O objetivo do estudo de estabilidade transitória é calcular a resposta do sistema para um definido conjunto de distúrbios, que tipicamente consistem de faltas trifásicas e monofásicas eliminadas pela abertura de linhas de transmissão. A resposta dos geradores é verificada através da manutenção dos sincronismos, do adequado amortecimento de oscilações de potência e da capacidade de recuperação de tensão após a abertura da falta. A modelagem da dinâmica de usinas eólicas deve representar todos os efeitos pertinentes ao período de tempo de interesse, tipicamente alguns segundos após uma falta. As oscilações típicas de sistemas de potência encontram numa faixa entre 0,2 e 2 Hz. A modelagem deve representar também a habilidade da usina eólica em controlar a tensão em seu ponto de conexão durante este período de interesse. Modelos desenvolvidos para estudos de estabilidade podem ser válidos em período de tempo maior, desde que agreguem os controles e dinâmicas que atuam neste período de tempo, permitindo se estudar o impacto de flutuações da potência gerada nos níveis de “flicker”.

A realização de estudos no domínio da frequência [5] mostra-se hoje uma eficiente ferramenta para estudo de “flicker”. A existência de curvas como a IEEE 141 ou a 120V UIE ($P_{st} = 1$) conferem aos estudos no domínio da frequência uma desejável facilidade na caracterização e análise do fenômeno. Seguindo as abordagens apresentadas, o presente trabalho apresenta o estudo de usinas eólicas de operação a velocidade variável com geradores de indução duplamente excitados no domínio da frequência, quando serão privilegiadas apenas as dinâmicas mecânicas do gerador.

Como complemento, o presente trabalho tem por objetivo proceder uma análise comparativa da ocorrência de “flicker” em duas topologias distintas de usinas eólicas: usinas que utilizam geradores de indução duplamente excitados (tecnologia mais utilizada hoje em todo o mundo) [4] e usinas que utilizam geradores síncronos a ímãs permanentes (tecnologia que apresenta um

futuro promissor no mercado mundial) [3], quando serão apresentados resultados de simulação do domínio do tempo em operação contínua avaliando-se uma das causas principais de ocorrência de flicker, o sombreamento de pás pela torre de sustentação.

2.0 DESENVOLVIMENTO

2.1 O fenômeno “flicker”

“Flicker” é definido como a sensibilidade de um observador à flutuação de fluxo luminoso de uma lâmpada incandescente em consequência de flutuações de tensão. Tal fenômeno causa desconforto mental e irritação ao observador. O nível admissível de “flicker” é dependente da amplitude da flutuação de tensão e da frequência, e pode ser quantificado pela característica de limiar de sensibilidade ou de irritabilidade expressa em função destes parâmetros ou de indicadores de curta duração (P_{st}) ou de longa duração (P_{lt}), que além destes parâmetros agrega o efeito de tempo de exposição [2].

2.2 “Flicker” em usinas eólicas

A operação de centrais eólicas em redes elétricas provoca a ocorrência de “flicker” devido a diversos fatores inerentes ao processo de geração. Em operação contínua, os principais efeitos superpostos ao conjugado médio são (1): sombreamento das pás pela torre, gradiente de vento, controle de direção do rotor (“yaw control”), controle de passo (“pitch control”) ou pelas turbulências naturais do vento incidente na turbina eólica.

O sombreamento de pás refere-se à perda de fluxo de vento quando da passagem das pás da turbina frente à torre de sustentação. Estudos comprovam que tal ocorrência infere em uma perda de fluxo de vento de $\pm 1\text{m/s}$, o que equivale a uma perda de potência de aproximadamente 20% da potência nominal. Dessa forma, em cada turbina da usina observa-se uma flutuação de potência com frequência igual à frequência de giro da turbina multiplicado pelo número de pás da mesma.

A oscilação de conjugado em cada pá (i) pode ser dada por:

$$\Delta T_{ts}(i) = 2 \frac{T_m}{N_b} W_{ts}(\varphi_i) \quad (1)$$

onde, N_b é o número de pás e W_{ts} um coeficiente dependente do ângulo de posicionamento φ_i da pá durante seu giro.

A causa denominada “gradiente de vento” refere-se à variação da componente horizontal de vento com a altitude dentro da área varrida pelo rotor. As pás experimentam uma elevação da velocidade do vento equivalente recebido na parte mais alta de sua trajetória em relação àquela quando percorre a parte mais baixa, provocando também uma oscilação no conjugado da turbina. O gradiente de vento é amplamente simulado pela seguinte equação:

$$\frac{\bar{V}(z)}{\bar{V}(h)} = \left(\frac{z}{h}\right)^\alpha \quad (2)$$

onde $\bar{V}(h)$ é a velocidade média de vento na referência de altura h e α é o expoente dependente de rugosidade do terreno e da faixa de altura considerada.

O efeito de oscilação provocado pelo gradiente de vento pode ser expresso por:

$$\Delta T_s(i) = 2 \frac{T_m}{N_b} W_s(\varphi_i) \quad (3)$$

onde o fator W_s é dependente da altura, do raio da pá e de sua posição.

Duas outras causas de ocorrência de “flicker” estão associadas a ações de controle impostas à turbina. A ação de controle denominada “controle de direção” tem por objetivo direcionar a turbina de forma a alinhar seu eixo de rotação com a direção de vento instantâneo. Devido à variação constante da direção do vento, da inércia das nasceles e da resistência do ar, observa-se que tal orientação não é rápida. Assim, durante o período reorientação, as pás da turbina ficam submetidas a ventos diferentes, provocando uma oscilação do conjugado produzido.

A ação do controle de passo produz atuações mecânicas sobre as pás de turbina que têm por objetivo promover uma regulação da potência gerada para valores de vento acima do nominal. Tais ações, devido à constante de tempo de atuação e à variação do vento em torno da velocidade nominal, provocam uma oscilação no conjugado, ocasionando “flicker”. Turbinas com controle “pitch” apresentam maior severidade no fenômeno que turbinas com controle “stall”. As variações naturais de vento e o peso das pás são fatores que também contribuem para oscilação do conjugado da turbina.

As principais causas para ocorrência de “flicker” acima citadas estão relacionadas à operação contínua das turbinas eólicas. Além destas, também são causadores de “flicker” a operação de conexão e desconexão das unidades geradoras ou grupos destas, da rede elétrica ou mesmo, nas usinas de operação a

velocidade constante, a conexão e desconexão dos bancos de capacitores.

Assim, o conjugado produzido por cada pá da turbina pode ser dado por:

$$T(i) = \frac{T_m}{N_b} + \Delta T_{Is}(i) + \Delta T_s(i) \quad (4)$$

onde o conjugado médio da turbina pode é dado por:

$$T_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 V^2 \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \quad (5)$$

onde R é o raio da turbina, V a velocidade média de vento, $C_p(\lambda, \beta)$ o coeficiente de potência (rendimento) da turbina em relação à relação de velocidade λ e do ângulo de passo β .

Para o presente trabalho considerou-se apenas a oscilação de conjugado produzida pelo efeito de sombreamento de pás pela torre sobre o valor médio.

2.4 Modelos DFIG

Considerando que o DFIG é alimentado em tensão pelo estator e em corrente pelo rotor, a discussão sobre modelos reduzidos impõe uma rica variedade de alternativas.

A questão da representação ideal do conversor de rotor agrega uma simplificação do processo de cálculo já que não são considerados/representados os chaveamentos de conversor e seu comando PWM. Neste sentido, o conversor é representado por um ganho unitário que sintetiza as próprias tensões ou correntes de referências geradas pelos controladores.

2.4.1 Modelos DFIG 5ª ordem e 1ª ordem

A partir do modelo de 5ª ordem da máquina de indução em rotor bobinado, escrita em vetores espaciais em referencial síncrono (qualquer) e expresso por: (convenção motora)

$$\bar{v}_s^e = r_s \bar{i}_s^e + \frac{d}{dt} \bar{\lambda}_s^e + j w_e \bar{\lambda}_s^e \quad (6)$$

$$\bar{\lambda}_s^e = L_{ss} \bar{i}_s^e + M \bar{i}_r^e$$

$$\bar{v}_r^e = r_r \bar{i}_r^e + \frac{d}{dt} \bar{\lambda}_r^e + j(w_e - w_r) \bar{\lambda}_r^e \quad (7)$$

$$\bar{\lambda}_r^e = L_{rr} \bar{i}_r^e + M \bar{i}_s^e$$

onde w_e é a velocidade síncrona.

Considerando que, no caso do DFIG, tem-se:

- O estator alimentado por tensão da rede;

• O rotor alimentado por conversor controlado em corrente.

É aceitável, para modelo reduzido, desprezar as dinâmicas eletromagnéticas associadas aos termos $\frac{d}{dt}\vec{\lambda}_s$ e $\frac{d}{dt}\vec{\lambda}_r$. Considerando que as entradas são:

- Tensão de estator: $\vec{v}_s = \vec{V}_s = V_{sd} + jV_{sq}$ (tensão na rede)
- Corrente de rotor: $\vec{i}_r = \vec{I}_r^*$ (saída das malhas de controle de velocidade)

Pode-se calcular as variáveis de interesse (\vec{i}_s e \vec{v}_r) as quais, escritas em componentes cartesianos dos vetores espaciais são dadas por:

$$i_{sd}^e = \frac{V_{sd}r_s + w_e L_{ss} V_{sq} - w_e^2 L_{ss} M_{rd}^* + w_e M_{rq}^* r_s}{r_s + w_e L_{ss}}$$

$$i_{sq}^e = \frac{V_{sq}r_s - w_e L_{ss} V_{sd} - w_e^2 L_{ss} M_{rq}^* - w_e M_{rd}^* r_s}{r_s + w_e L_{ss}} \quad (8)$$

$$v_{rd} = r_r I_{rd}^* - (w_e - w_r) L_{rr} I_{rq}^* - (w_e - w_r) M_{sq}^e$$

$$v_{rq} = r_r I_{rq}^* + (w_e - w_r) L_{rr} I_{rd}^* + (w_e - w_r) M_{sd}^e \quad (9)$$

A determinação da tensão de rotor permitirá o cálculo da potência ativa fornecida ou consumida pelo conversor de rotor, e assim desenvolver a expressão para a dinâmica do elo CC. O modelo se completa pela representação da dinâmica mecânica, neste caso representada pela equação abaixo para o caso de se considerar eixo rígido (modelo de uma massa):

$$J \frac{2}{P} \frac{dw_r}{dt} = T_e - \frac{T_t}{K_t} \quad (10)$$

onde:

$$T_t = \frac{1}{2} \rho A R V^2 \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \quad (11)$$

$$T_e = \frac{3}{2} \frac{P}{2} M \left[i_{sq}^e I_{rd}^* - i_{sd}^e I_{rq}^* \right] \quad (12)$$

$$J = J_g + \frac{J_t}{2} \frac{1}{K_t} \quad (13)$$

K_t = relação de transmissão de velocidades
 P = número de pólos do gerador

A- Modelo do Sistema de Controle do Conversor do Lado do Rotor (RSC):

As malhas de controle do RSC têm como função:

- Garantir a operação com máxima eficiência da turbina eólica, controlando a velocidade da turbina ou a potência ativa total drenada pelo gerador;
- Regular o fluxo de reativos do estator com a rede de forma a compensar deficiências da rede ou operar a fator de potência constante.

As saídas das malhas de controle de potência ativa ou de potência reativa do conversor do lado do rotor deve ser orientadas em função do fluxo de estator (ou aproximadamente da tensão de estator, com as devidas adaptações). Este referencial garante desacoplamento do controle de conjugado e de potência reativa do estator do DFIG utilizando-se as correntes de eixo em quadratura e de eixo direto do rotor, respectivamente.

A corrente de eixo em quadratura de rotor, em referencial orientado pelo vetor fluxo de estator, pode ser expressa, em função do conjugado e do fluxo de estator, por:

$$I_{rq}^{*s} = - \frac{T_e^*}{\frac{3}{2} \frac{P}{2} \frac{M}{L_{ss}} \lambda_s} \quad (14)$$

onde T_e^* é a referência de conjugado eletromagnético a ser definido pela malha de velocidade.

A corrente de eixo direto do rotor, em referencial orientado pelo vetor fluxo de estator, pode ser expressa, em função da potência reativa de estator, por:

$$I_{rd}^{*s} = \frac{Q_s^* - \frac{3}{2} \frac{P}{2} w_e \frac{1}{L_{ss}} \lambda_s^2}{\frac{3}{2} \frac{P}{2} w_e \frac{M}{L_{ss}} \lambda_s} \quad (15)$$

Para realizar o controle é necessária a estimação do fluxo de estator e de sua posição angular. As equações para esta estimação são obtidas de uma representação do modelo, por exemplo:

$$\vec{v}_s^e = r_s \vec{i}_s^e + j w_e \vec{\lambda}_s^e$$

$$\vec{\lambda}_s^e = \frac{\vec{v}_s^e - r_s \vec{i}_s^e}{j w_e} \quad (16)$$

As correntes de rotor obtidas das malhas de controle devem ser adaptadas ao referencial no qual são escritas as equações algébricas de estator, antes de sua utilização nas expressões do modelo da máquina. Isto pode ser feito por

$$\bar{I}_r^* = \bar{I}_r^* s e^{j(\theta_s - \omega_e t)} \quad (17)$$

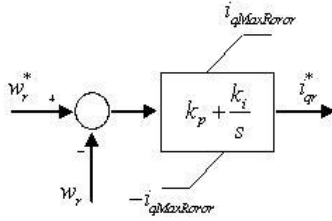


Figura 1. Controle de Velocidade da Turbina

B- Representação Ideal do Conversor Estático do DFIG

O Conversor CA-CC-CA, que conecta o circuito de rotor do DFIG à rede elétrica, contém uma dinâmica predominante, representada pelo carregamento de energia no capacitor do elo CC. Esta dinâmica é lenta (na banda de frequência dos estudos de estabilidade dinâmica) e susceptível aos distúrbios de fonte primária de energia e de rede elétrica, podendo representar uma condição operacional específica quando a usina é sujeita a afundamentos de tensão. A equação dinâmica associada ao barramento de corrente contínua do conversor é

$$C \frac{dV_{dc}}{dt} = i_{dcRotor} - i_{dcRede} \quad (18)$$

As componentes em corrente contínua expressas anteriormente representam:

$i_{dcRotor}$ a corrente que chega ao capacitor CC como reflexo da injeção de potência ativa pelo circuito de rotor ao conversor;

i_{dcRede} a corrente que sai do capacitor CC como reflexo da injeção de potência ativa pelo conversor na rede.

C- Modelo do Sistema de Controle do Conversor do Lado da Rede(GSC):

As correntes de eixo direto e em quadratura de referência das malhas de controle do conversor do lado da rede são orientadas na direção do vetor tensão da rede, garantindo assim desacoplamento no controle dos fluxos de potência ativa e reativa.

Se a tensão da rede no conversor do lado da rede é considerada:

$$\bar{v} = V_e + j0 \quad (19)$$

então as potências ativa e reativa injetadas na rede podem ser escritas por

$$\begin{aligned} P_{Rede} &= \frac{3}{2} V_e I_d^* \\ Q_{Rede} &= -\frac{3}{2} V_e I_q^* \end{aligned} \quad (20)$$

As malhas de controle do GSC têm como função:

- Garantir o nível de tensão constante no barramento CC do conversor, controlando o fluxo de potência ativa gerado/demandado pelo circuito de rotor, em função de sua operação supersíncrona/subsíncrona;
- Regular o fluxo de reativos do GSC com a rede de forma a compensar deficiências da rede ou operar a fator de potência constante.

Um diagrama de blocos simplificado do controle é apresentado na Figura 2.

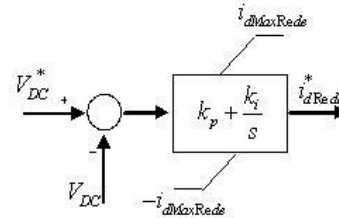


Figura 2. Controle da Tensão do Barramento CC

2.5 Estudos no domínio da frequência:

Para implementação deste método, foi utilizado o modelo de 1ª. ordem pois este já agrega as dinâmicas significativas para análise:

- dinâmicas torsionais dos eixos, que normalmente oscilam em frequências em torno de 2 Hz;
- dinâmicas de carregamento e descarregamento dos capacitores dos barramentos de corrente contínua dos conversores fontes de tensão e seus controles;
- dinâmicas das malhas de controle mais lentas como o controle de potência ou de velocidade, responsáveis pela operação em máxima eficiência da turbina.

A metodologia consiste no desenvolvimento das relações que associam o conjugado mecânico da turbina e a amplitude da tensão no ponto de acoplamento da usina. Estas relações se baseiam em expressões algébricas não-lineares e equações diferenciais não-lineares do modelo da usina e de seus controles, que devem ser linearizadas e expressas na forma:

$$\begin{aligned} \dot{[x]} &= [A][x] + [B][U] \\ [\Delta V_{PCC}] &= [C][x] \end{aligned}$$

onde

$$[x] = \begin{bmatrix} \Delta\omega_r \\ \dots \\ \Delta V_{dc} \end{bmatrix} \text{ é o vetor de estados do sistema;}$$

$$[U] = \begin{bmatrix} \Delta T_m \\ \Delta V_{dc}^* \\ \Delta\omega_r^* \end{bmatrix} \text{ é o vetor de entradas;}$$

ΔV_{PCC} é a amplitude de flutuação de tensão no ponto de acoplamento comum da usina no sistema elétrico. Das expressões apresentadas e através do uso da Transformada de Laplace, pode-se representar a relação entre $\Delta V_{PCC}(s)$ e $\Delta T_m(s)$, que permitirá calcular as amplitudes de flutuações de tensão para cada relação amplitude de flutuação do conjugado mecânico e frequência de oscilação.

2.6 Estudos no domínio do tempo:

O estudos de usinas eólicas no domínio do tempo foram realizados de forma a se comparar a severidade de "flicker" no sistema elétrico causada por duas distintas topologias de usinas eólicas de operação a velocidade variável, sendo as mesmas avaliadas para uma mesma intensidade do distúrbio causador, o sombreamento de pás pela torre de sustentação. A simulação realizada no domínio do tempo mostra-se viável para tempos menores de simulação, uma vez que, não é simulado, durante o intervalo de simulação, qualquer outro distúrbio, ou seja, a causa pura de distúrbio é o sombreamento o qual é contínuo e de frequência conhecida. Para o estudo em questão foi utilizado um sistema elétrico passível de instalação de uma usina de 192MW, sendo a relação de curto circuito de aproximadamente 8%.

3.0 RESULTADOS

Os resultados obtidos mostram que, ainda que a flutuação da potência gerada seja de mesma amplitude e frequência em ambas as topologias, a topologia com gerador síncrono a ímãs permanentes apresenta uma menor variação relativa de tensão no PCC do que com a topologia DFIG, de aproximadamente 0.4%. Este resultado, conforme apresentado na figura 3 mostra-se satisfatório quanto ao fenômeno de "flicker", uma vez que configura um ponto satisfatoriamente abaixo dos limites de ambas as curvas de $P_{st} = 1$ (IEEE 141 e UIE).

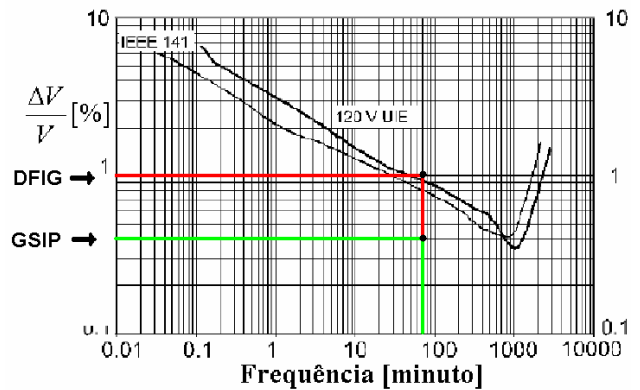


Figura 3. Curvas de Flicker

4.0 CONCLUSÕES

O presente trabalho apresenta os resultados de simulação no domínio do tempo para duas topologias de usinas. Estes resultados apontam para uma maior robustez de usinas GSIP à ocorrência de "flicker" que as usinas DFIG sendo que, estudos em desenvolvimento apresentarão resultados para diferentes topologias de sistemas de controle. Apresenta-se ainda a metodologia em utilização para estudos no domínio da frequência, cujos resultados, em desenvolvimento, serão futuramente apresentados.

5.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] IEC 61400-21, "Wind turbine generators systems - Part 21: Measurements and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines", IEC, Dec/2001.
- [2] IEC 61000-3-7, "Electromagnetic Compatibility (EMC). Part 3: Limits—Section 7 Assessment of emission limits for fluctuating loads in MV and HV power systems," Bureau Central Commission Electrotech. Int., Geneva, Switzerland, 1996.
- [3] Pinheiro, E. L. R. "Análise do Comportamento Dinâmico de Usinas Eólicas a Velocidade Variável Utilizando ATPDraw", Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Minas Gerais, Junho/2004, Belo Horizonte.
- [4] Oliveira, R. G. "Controle e Integração a Rede Elétrica de um Sistema Eólico com Gerador de Indução Duplamente Excitado", Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Minas Gerais, Junho/2004, Belo Horizonte.
- [5] C. Vilar, H. Amaris, J. Usaola. "A Frequency Domain Approach to Wind Turbines for Flicker Analysis". IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 18, No 2, June 2003