



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GPT - 25
16 a 21 Outubro de 2005
Curitiba - Paraná

**GRUPO II
GRUPO DE ESTUDO DE PRODUÇÃO TÉRMICA E FONTES NÃO CONVENCIONAIS - GPT**

ESTUDO DE FLÍCKER EM USINAS EÓLICAS À VELOCIDADE VARIÁVEL

Eduardo Luiz R. Pinheiro *

Selênio Rocha Silva

Rodrigo Gaiba de Oliveira

UFMG

UFMG

UFMG

RESUMO

A crescente participação da energia eólica na matriz energética de diversos países em todos o mundo traz foco para a premente necessidade de estudos relativos à qualidade da energia elétrica gerada, sobretudo, quando da inserção de centrais eólicas de elevada potência em pontos da rede elétrica de distribuição considerados fracos. Dentre os diversos problemas de qualidade da energia elétrica advindos de tal inserção, o problema da flutuação de tensão e por conseqüência a ocorrência do fenômeno denominado "Flicker" tem merecido especial atenção, sobretudo por caracterizar-se o principal ponto restritivo à instalação de novas unidades em diversos países, uma vez respeitadas as normas vigentes.

PALAVRAS-CHAVE

Usinas Eólicas, Modelagem, Simulações, Flicker.

1.0 - INTRODUÇÃO

Os problemas de qualidade da energia elétrica entregue ao consumidor final se fazem hoje o principal fator restritivo à instalação de novas centrais eólicas ao sistema elétrico. O grande desenvolvimento tecnológico verificado nas últimas décadas, sobretudo no ramo da eletrônica de potência, vem apresentando algumas soluções para mitigação de tais problemas. Nesse sentido, observa-se atualmente uma considerável preponderância das usinas eólicas de funcionamento à velocidade variável sobre as usinas eólicas de funcionamento à velocidade constante, até então dominantes em todo o mundo.

Entretanto, ainda que novas tecnologias e topologias sejam utilizadas e tenham conseguido de forma efetiva reduzir a intensidade ou até mesmo a ocorrência de certos distúrbios, estas não poderão de forma definitiva dar fim aos mesmos, uma vez que tais problemas têm por causa fatores inerentes ao processo de geração.

Neste contexto, o problema de qualidade de energia elétrica denominado flutuação de tensão mostra-se a principal preocupação para instalação de novas centrais eólicas à rede elétrica de distribuição, sobretudo em pontos do sistema de baixa potência de curto-circuito.

Dessa forma, o estudo deste fenômeno em usinas eólicas de funcionamento à velocidade variável, quer no domínio do tempo, quer no domínio da frequência mostra-se hoje de fundamental relevância. O presente trabalho tem por objetivo a comparação de duas topologias de usinas eólicas frente ao referido fenômeno, utilizando-se como metodologia simulações dinâmicas no domínio do tempo.

2.0 - O FENÔMENO “FLICKER”

O fenômeno “flicker” é definido como a sensibilidade de um observador à flutuação de fluxo luminoso de uma lâmpada incandescente em função da frequência de pulsação deste. 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 (8). A figura 5 apresenta as curvas que demonstram tal dependência, juntamente aos resultados obtidos.

2.1 Flicker em Usinas Eólicas

A ocorrência de “flicker” devido à conexão de centrais eólicas à rede tem por causa diversos fatores inerentes ao processo de geração. Em operação contínua, os principais efeitos superpostos ao conjugado médio são (1): sombreamento de torre, gradiente de vento, controle de “Yaw”, controle de passo “ Stall e Pitch”, variação natural do vento incidente.

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, conforme ilustrado na figura 1.

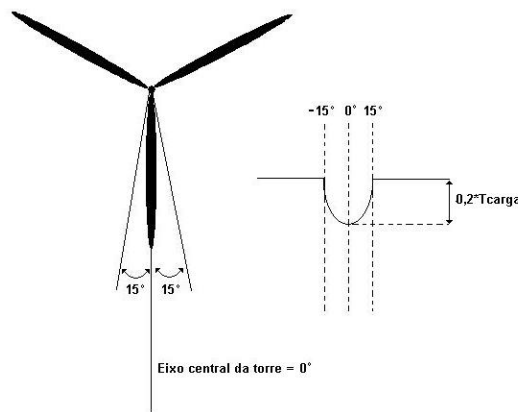


FIGURA 1- Sombreamento de torre

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 φ_i da pá.

A causa denominada “gradiente de vento” refere-se à variação da componente horizontal de vento com a altitude dentro da área varrida pelo rotor. Como resultado, as pás experimentam uma elevação do vento equivalente recebido na parte mais alta de sua trajetória e uma redução na 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 “yaw” tem por objetivo direcionar a turbina de forma a alinhá-la com a direção de vento instantâneo. Devido à variação constante da direção do vento, da inércia das nesclees 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.

As ações de controle denominadas “stall e pitch” são 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:

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

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, apenas os dois primeiros termos da equação 4 foram considerados, ou seja, considerou-se apenas a oscilação de conjugado produzida pelo efeito de sombreamento de pás pela torre sobre o valor médio.

2.2 - Índices flicker em operação contínua e em operações de chaveamento em usinas a velocidade constante

A emissão de “flicker” por uma turbina eólica de deve estar de acordo com os limites de emissão especificados (2, 3) pelas seguintes equações :

$$\begin{aligned} P_{st} &\leq E_{Pst} \\ P_{lt} &\leq E_{Plt} \end{aligned} \quad (6)$$

onde P_{st} e P_{lt} são respectivamente os índices de emissão de curto e longo período da turbina instalada E_{Pst} e E_{Plt} são os limites para os referidos índices. Estes limites dependem da potência de curto circuito do ponto de instalação.

Ainda, a variação de tensão relativa devido à instalação da turbina deve ser limitada de acordo com:

$$d \leq \frac{\Delta U_{dyn}}{U_n} \quad (7)$$

onde d é a variação relativa de tensão.

Pode-se encontrar em (4) os métodos para determinação destes limites, bem como a máxima variação de tensão permitidas para instalações em média e alta tensão.

Em operação contínua, para o caso de várias turbinas conectadas ao PCC (“point of common coupling”), o índice de emissão de flicker pode ser estimado por:

$$P_{st\Sigma} = P_{lt\Sigma} = \frac{1}{S_k} \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{wt}} (c_i(\psi_k, v_a), S_{n,i})^2} \quad (8)$$

onde $c_i(\psi_k, v_a)$ é o coeficiente de flicker de cada turbina, $S_{n,i}$ é a potência aparente de cada turbina, S_k é a potência aparente do PCC e N_{wt} é o número de turbinas conectadas ao PCC.

Para a operação de chaveamento da usina eólica, o índice de “flicker” para o caso de mais turbina conectadas ao PCC pode ser estimado conforme:

$$P_{st\Sigma} = \frac{18}{S_k} \left(\sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{10,i} \cdot (k_{f,i}(\psi_k) \cdot S_{n,i})^{3.2} \right)^{0.31} \quad (9)$$

$$P_{st\Sigma} = \frac{8}{S_k} \left(\sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{120,i} \cdot (k_{f,i}(\psi_k) \cdot S_{n,i})^{3.2} \right)^{0.31}$$

onde $N_{10,i}$ e $N_{120,i}$ são o número de operações de chaveamento de cada turbina dentro de um período de 10 minutos e 2 horas, respectivamente. $K_{f,i}(\psi_k)$ é o fator de passo de flicker para cada turbina.

A variação de tensão relativa devido à operação de chaveamento de uma única turbina pode ser estimada por:

$$d = 100 \cdot k_u(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad (10)$$

Para o caso de várias turbinas conectadas ao PCC, não é necessário que o somatório da variação relativa de tensão seja feita, uma vez que é incomum que estas tenham chaveamento ao mesmo tempo.

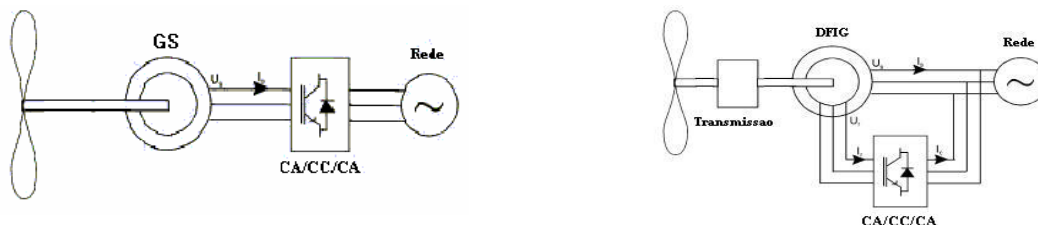
2.3 Mitigação de “Flicker” em Usinas Eólica

Uma vez identificadas as causas do fenômeno de “flicker” em usinas eólicas, faz-se relevante apontar fatores que apresentem influência direta sobre a severidade do fenômeno. Uma vez que o fenômeno de “flicker” apresenta causas inerentes ao processo e que, via de regra, são de difícil mitigação, outros fatores devem ser apontados, de forma a contribuir de forma efetiva para a redução do problema. Dentre as várias soluções apresentadas na literatura sobre o tema, algumas merecem destaque:

- Conexão da central eólica em pontos do sistema elétrico que possuam elevada relação entre a potência nominal da usina e a potência de curto-circuito do ponto ao qual esta será instalada. Entretanto, a localização de uma usina eólica é determinada, sobretudo, pela ocorrência de valores médios de vento locais desejáveis, não ocorrendo estes, via de regra, em pontos do sistema elétrico de elevada potência de curto-circuito.
- Instalação e 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.
- Utilização dos conversores estáticos da presente nas usinas como compensadores estáticos de Reativo para o sistema elétrico.

3.0 - USINAS EÓLICAS A VELOCIDADE VARIÁVEL

As usinas eólicas de operação a velocidade variável caracterizam-se, sobretudo, pela utilização de conversores de frequência conectando o gerador à rede elétrica. Diversas topologias desse tipo de usina encontram-se em estudos por todo o mundo. Entretanto, dentre estas, duas topologias merecem destaque: uma que utiliza geradores de indução duplamente excitados e outra que utiliza geradores síncronos a ímãs permanentes (5, 6, 8).



Conexão na rede via barramento CC de gerador síncrono a ímãs permanentes

Conexão na rede via barramento CC de gerador de indução duplamente excitado

FIGURA 2 – Principais topologias de usinas eólicas a velocidade variável

A instalação de usinas que utilizam geradores síncronos a ímãs permanentes encontrou boa receptividade no mercado, sobretudo, devido ao grande avanço verificado nos últimos anos na produção de materiais magnéticos de alta coercividade, de menor volume e de preço mais acessível. Dessa forma, geradores de menor tamanho e com grande quantidade de pólos magnéticos puderam ser projetados. Neste tocante, esta tecnologia encontra sua grande vantagem. Em razão da possibilidade de projeto de máquinas com grande capacidade de pólos magnéticos, as mesmas podem operar em velocidade nominal compatível à velocidade de giro das turbinas, dispensando assim a necessidade de utilização de caixa de transmissão mecânica acoplando o eixo do gerador ao eixo da turbina. A eliminação da necessidade de caixa de transmissão mecânica representa grande vantagem do ponto de vista operativo, uma vez que esta, dado ao grande esforço à qual é constantemente submetida, representa uma das principais razões de paradas para manutenção, incorrendo em perda de produtividade e custos.

As usinas que utilizam geradores síncronos a ímãs permanentes são conectadas à rede elétrica por meio de um conversor CA/CC/CA e, via de regra, possuem controle ativo do ângulo de suas pás, denominado controle por "pitch" (passo). Este tipo de usina vem ganhando grande força no mercado mundial e é apontada como a tecnologia de maior promessa para o futuro.

Atualmente, a solução mais empregada para operação a velocidade variável, adaptando-se à velocidade variável do vento, consiste no uso de um gerador assíncrono de dupla alimentação (Doubly-Fed Induction Generator - DFIG), a partir de uma máquina de indução com rotor bobinado, com alimentação através de anéis deslizantes, para trabalhar em um modo de variação contínua, apesar de parcial, de velocidade.

Existem diversas formas de se promover o controle da velocidade do gerador de indução com rotor bobinado. A forma mais simples, porém menos eficiente, consiste em se variar externamente à resistência do rotor da máquina, dissipando assim a potência de deslize nestas resistências. Uma segunda alternativa propõe a recuperação da potência de deslize. Nesta configuração, as resistências do circuito de rotor são substituídas por dois conversores em cascata, com o conversor conectado do lado da rede elétrica, operando como inversor nas frequência e tensão da rede.

Quando acionado por uma turbina eólica, o gerador de indução duplamente excitado deve se comportar da seguinte forma:

- Região subsíncrona: quando a velocidade do gerador encontra-se abaixo da velocidade síncrona definida pela rede e pelo número de pólos da máquina. Nesta região, que convencionalmente caracterizaria a operação como motor de uma máquina de rotor em gaiola, a operação como gerador é possível a partir do fornecimento controlado de potência ativa ao circuito rotórico;
- Região supersíncrona: quando a velocidade do gerador encontra-se acima da velocidade síncrona. Nesta região, que convencionalmente caracterizaria a operação como gerador de uma máquina de rotor em gaiola, o controle de potência ativa é implementado pelo consumo controlado de potência ativa do rotor.

Para controlar a velocidade, o conjugado e as potências ativa e reativa, tanto no modo subsíncrono quanto no supersíncrono, é usada uma cascata estática, constituída de dois conversores PWM trifásicos com operação nos quatro quadrantes, ou seja, completamente controlados. O conversor conectado nos terminais dos anéis deslizantes é denominado de conversor do lado do rotor (Rotor Side Converter - RSC) e o outro de conversor do lado da rede (Grid Side Converter - GSD). O fluxo de potência entre o circuito de rotor e a fonte de alimentação pode ser controlado pela operação dos dois conversores.

O fluxo de potência pode fluir tanto do rotor do gerador de indução para a rede elétrica, como da rede para o rotor. Para a transferência de potência elétrica do circuito de rotor para a fonte de alimentação, faz-se necessário que os conversores operem respectivamente nos modos de retificação e inversão. Quando os conversores são invertidos em suas funções, o fluxo de potência também muda de direção.

A grande vantagem da utilização de geradores de indução duplamente excitados encontra-se na reduzida potência do conversor necessária para promover os controles de potência e de otimização energética. Estes conversores conectam o circuito de rotor à rede elétrica e têm potência de cerca de 30% da potência da turbina.

4.0 - MODELAGEM

O ponto principal quando do desenvolvimento do modelo de um equipamento qualquer se encontra na definição clara de seus objetivos e requisitos, isto é, saber-se claramente o que é realmente importante representar em função dos resultados necessários. Os processos envolvendo a conversão de energia eólica, bem como suas respectivas malhas de controle, compreendem um sistema de elevada complexidade. Embora seja possível representar todas as suas funções em detalhe, isto não é geralmente necessário, face ao objeto de análise em suas diversas etapas.

No que concerne aos estudos de estabilidade transitória, o objetivo é calcular a resposta do sistema para um conjunto definido 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 do sincronismo, do adequado amortecimento das oscilações de potência e da capacidade de recuperação de tensão após a eliminação da falta. A modelagem deve ser capaz de identificar oscilações típicas de sistemas de potência, que se

encontram numa faixa entre 0,2 e 2 Hz, como também de demonstrar a habilidade da usina eólica no controle da tensão em seu ponto de conexão com a rede elétrica, durante o período de interesse.

Os modelos desenvolvidos para estudos de estabilidade podem ser válidos em período de tempo maior, desde que estejam devidamente representados os controles que atuam neste período de tempo, permitindo-se estudar o impacto de flutuações da potência gerada nos níveis de flicker.

4.1 Modelos dinâmicos

O modelo de vento proposto visa a representação do efeito espacial do vento local de forma tal que vários tipos de vento possam ser simulados. O modelo proposto visa contemplar a modelagem de quatro tipos de ocorrência de vento, sendo estes: vento constante, rajada de vento, vento em rampa e ruído aleatório de vento.

Dentre os diversos modelos propostos na literatura para simulação da turbina, o modelo que simula o rendimento da turbina em função da sua relação de velocidade e do ângulo de passo mostra-se hoje o mais utilizado em todo o mundo para a realização de estudos similares. Para tal modelo, o rendimento da turbina é dado por:

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-\frac{12.5}{\lambda_i}} \quad (11)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (12)$$

$$\lambda = \frac{w.R}{V} \quad (13)$$

Para a modelagem dos geradores utilizou-se a teoria de vetores espaciais ou, Teoria de Park generalizada (10), usual em estudos de estabilidade de tensão. Os modelos dinâmicos para máquinas elétricas de corrente alternada foram desenvolvidos a partir de uma série de considerações simplificadoras, que permitem, com elevada precisão, a representação do comportamento transitório das diversas grandezas envolvidas para uma gama variada de aplicações ou de casos de interesse. Para ambas as máquinas foi utilizado convenção motora.

Os controles desenvolvidos incluem controle de potência ativa por realimentação de velocidade e com referência de corrente reativa nula no conversor conectado à rede (5, 6). Não foi implementado neste estudo o controle de potência reativa do DFIG, fazendo com que este consuma potência reativa naturalmente, em função da potência ativa gerada.

5.0 - SIMULAÇÃO E RESULTADOS

Para o estudo em questão foi utilizado um sistema elétrico passível de instalação de uma usina de 192MW, conforme ilustrado na figura 3.

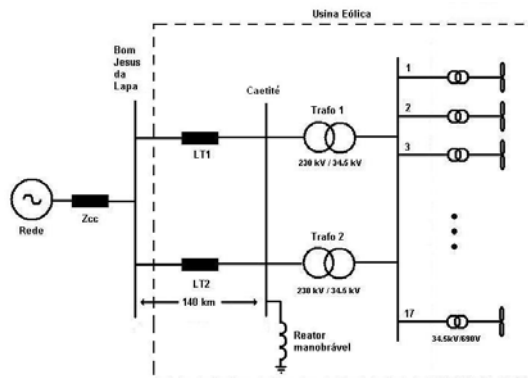


FIGURA 3 – Diagrama do sistema elétrico

Por questões de limitação dos programas de simulação utilizados a usina foi simulada em um bloco único de 192MW, onde para tanto se fez um equivalente dinâmico a partir de uma turbina de 2MW. A saber, dois programas distintos foram utilizados para realização das devidas simulações: o ATPDraw e o Matlab/Simulink.

Os fenômenos causadores de "flicker" em usinas eólicas são, via e regra, de complexa modelagem para estudos dinâmicos. Destes, o fenômeno de sombreamento de pás pela torre faz-se o de mais simples implementação, sendo ainda a causa que incorre em uma maior oscilação periódica da potência. Dessa forma, para o presente estudo, tal causa foi escolhida para modelagem. A modelagem do sombreamento de pás pela torre foi realizado em conformidade com o que se encontra apresentado na figura 1, ou seja, pico de perda de conjugado da turbina

de 20% quando do alinhamento exato da pá com a torre de sustentação. A figura 5 apresenta os resultados obtidos para ambos os tipos de geradores.

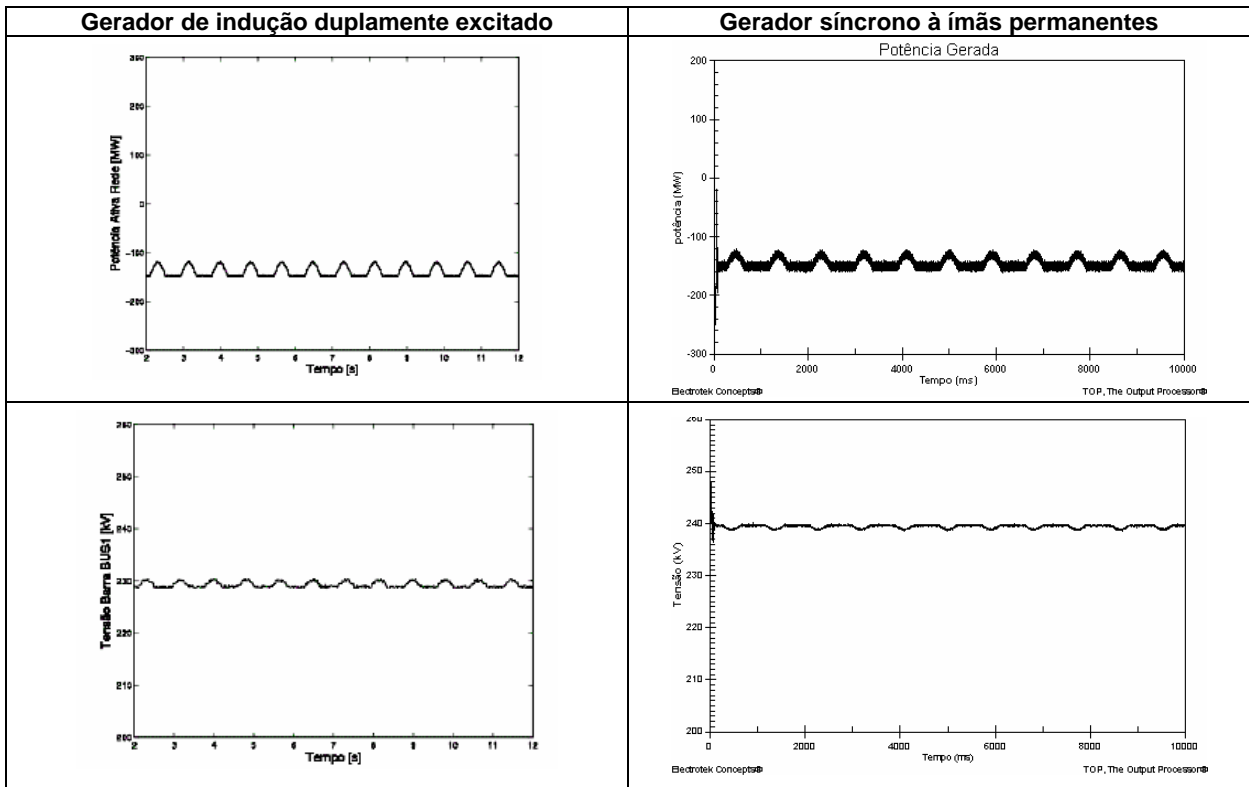


FIGURA 4 – Curvas de potência gerada e tensão na barra de 230kV

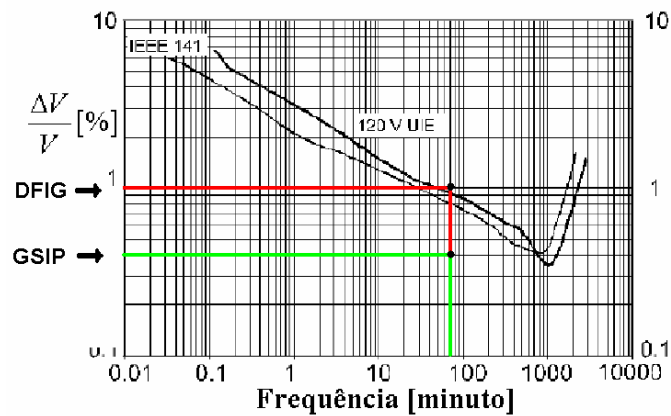


FIGURA 5 – Curvas de Flicker

A figura 4 mostra, para a simulação de flutuação de conjugado de mesma amplitude em ambas as topologias o comportamento das curvas de potência ativa e das tensões no PCC, para o estudo em questão, um barramento de 230 kV.

Observa-se pelos resultados obtidos 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 variação relativa de tensão no PCC de aproximadamente 4%, resultado este que, conforme apresentado na figura 6 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 UE).

6.0 - CONCLUSÕES

O presente trabalho teve por objetivo proceder uma avaliação comparativa de duas topologias de usinas eólicas a velocidade variável quanto à emissão de “flicker”. Os estudos foram realizados através de simulações no domínio do tempo, quando, para tanto, a modelagem de todos os componentes da usina foi realizada.

Adotou-se como primeira metodologia para a simulação da flutuação de conjugado a flutuação causada pelo sombreamento de pás pela torre, uma vez que, a mesma configura-se de fácil implementação, face ao efeito e amplitude desejados.

Em uma primeira análise dos resultados obtidos, confere-se à topologia que utiliza gerador síncrono a ímãs permanentes uma maior robusta ao fenômeno de “flicker” que a topologia que utiliza gerador de indução duplamente excitado. Entretanto, há que se ressaltar que os resultados apresentados dão-se para uma específica estratégia de controle idêntica para ambas as topologias. Esta estratégia privilegia a topologia que utiliza gerador síncrono uma vez que nesta não há consumo de reativo do sistema, ao passo que na máquina de indução o há. Dessa forma, confere-se a flutuação de tensão no PCC para o caso da máquina síncrona apenas a flutuação causa pela flutuação da potência ativa. Já na outra topologia o consumo de reativo contribui, além da potência ativa, para a maior flutuação de tensão observada no PCC. Sendo assim, estudos que contemplem novas estratégias de controle merecem ainda lugar.

A demais, os resultados mostram-se bastante conservativos no tocante de que, a simulação de uma turbina equivalente impõe um fator de coincidência de oscilação de 100%, o que configura uma situação bastante pessimista.

Os resultados obtidos mostram-se, porém, relevantes como um primeiro indicativo para comparação das duas topologias de usinas eólicas.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) CIGRE TF38.01.10 “Modeling New Forms of Generation and Storage, November 2000
- (2) IEC 61400-21, “Wind turbine generators systems - Part 21: Measurements and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines”, IEC, Dec/2001.
- (3) IEC/TR2 80 868-0, “Flickermeter—Part 0. Evaluation of flicker severity,”, 1991.
- (4) IEC 61 000-3-7, “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.
- (5) 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.
- (6) 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.
- (7) Rosas, P. “Dynamic Influences of Wind Power on The Power System”, PhD Thesis, Technical University of Denmark, 2003.
- (8) Akhmatov, V. “Analysis of dynamic behaviour of electric power systems with large amount of wind power”, PhD Thesis, Technical University of Denmark, 2003.
- (9) C. Vilar, H. Amaris, J. Usaola. “Propagations of Flicker in Electrical Power Networks Due to Wind Energy Conversions Systems”. IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 17, No 2, June 2002
- (10) Kovacs. P. K., (1984). “Transient Phenomena in Electrical Machines”, Elsevier Science Publishers B. V., Amsterdam, Holanda, 1984.