



VI SBQEE

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



Código: BEL 16 7903
Tópico: Qualidade da Energia em Sistemas com Geração Distribuída

IMPACTO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO AFUNDAMENTO DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DEVIDO A FALTAS DESBALANCEADAS

WALMIR
FREITAS*

JOSÉ C. M.
VIEIRA JR.

LUIZ C. P. DA
SILVA

ANDRÉ
MORELATO

CAROLINA M.
AFFONSO

VERA L. A.
AZEVEDO

DSEE/UNICAMP

DEEC/UFGA

AES/ELETROPAULO

RESUMO

Neste trabalho, apresenta-se um estudo computacional sobre os impactos decorrentes da instalação de geradores de corrente alternada, tanto síncronos quanto assíncronos, no afundamento de tensão em redes de distribuição durante faltas desequilibradas. Os resultados de simulação mostram que a presença de geradores de corrente alternada pode influenciar a duração e a magnitude desses afundamentos de tensão em razão da alteração dos níveis de curto-circuito da rede e do comportamento dinâmico da troca de potência reativa entre o gerador e a rede. Os resultados podem ser utilizados por concessionárias e produtores independentes para entender as conseqüências da instalação desses geradores.

PALAVRAS-CHAVE

Afundamento de tensão, geração distribuída, gerador de indução, gerador síncrono.

1.0 INTRODUÇÃO

Recentemente, o interesse por geração distribuída tem aumentado consideravelmente em razão da reestruturação do setor de energia elétrica, da necessidade de aproveitamento de diferentes fontes primárias de energia, de avanços tecnológicos, de incentivos governamentais e da maior conscientização sobre conservação ambiental [1]-[5]. Fatos como a recente crise de energia elétrica no Brasil, em 2001, e os grandes blecautes nos Estados Unidos, Canadá, Inglaterra e Itália em 2003, devem contribuir para o crescimento do número de geradores conectados diretamente em redes

de distribuição de energia elétrica. Atualmente, sobretudo no Brasil, a maioria dos sistemas de geração distribuída emprega máquinas de corrente alternada, tanto síncronas quanto assíncronas. Essas máquinas têm sido utilizadas em usinas termoelétricas, hidroelétricas e eólicas de pequeno e médio porte conectadas diretamente em redes de média tensão.

Não obstante, a preocupação com a qualidade de energia também tem aumentado consideravelmente nos últimos anos em razão da utilização mais intensa de equipamentos industriais bastante susceptíveis a diferentes distúrbios no sistema de fornecimento de energia, como é o caso de sistemas micro-processados e dispositivos baseados em eletrônica de potência. Além disso, atualmente, há normas bastante rígidas que as empresas de distribuição de energia elétrica devem atender. De forma ampla, o termo degradação da qualidade de energia refere-se a qualquer perturbação que pode ocorrer nas correntes, tensões e frequência do sistema elétrico, levando a falhas de operação dos equipamentos dos consumidores e/ou das concessionárias. Entre os diversos distúrbios existentes, o afundamento de tensão (*voltage sag*) é de grande importância devido ao impacto desse tipo de perturbação nos sistemas industriais e na integridade das redes de distribuição. A causa mais freqüente de afundamento de tensão em redes de distribuição de energia elétrica é a ocorrência de faltas desequilibradas temporárias, as quais são relativamente comuns em redes aéreas urbanas.

Tendo esses fatos como base, é imprescindível entender as influências do aumento da

quantidade de geradores distribuídos na qualidade de fornecimento de energia de redes de distribuição. Portanto, o objetivo deste trabalho é investigar os principais impactos decorrentes da instalação de geradores de corrente alternada de médio porte, tanto síncronos quanto assíncronos, no afundamento de tensão em redes de distribuição provocado por faltas desequilibradas. Tal estudo é realizado através de simulações eletromagnéticas utilizando modelos detalhados dos diversos componentes de rede. Diferentes tipos de faltas desbalanceadas são analisados.

2.0 MODELAGEM COMPUTACIONAL

A ferramenta de simulação computacional empregada neste trabalho é um programa de análise de transitórios eletromagnéticos, ou seja, as variáveis da rede foram representadas por valores instantâneos [7]. Por conseguinte, os diversos componentes de rede foram representados por modelos trifásicos.

Alimentadores de distribuição foram modelados como uma impedância série RL , visto serem linhas curtas. Transformadores foram representados utilizando o circuito T , ou seja, as perdas do núcleo foram consideradas. Componentes de potência ativa das cargas foram modeladas como corrente constante e componentes de potência reativa foram consideradas como impedância constante, como recomendado em [8] para análise dinâmica.

2.1 Geradores de indução

Embora a maioria das máquinas de indução em operação como gerador seja empregada em parques eólicos [1], [9], tais máquinas também têm sido utilizadas em usinas termoelétricas e hidroelétricas de pequeno e médio porte [1], [10]-[12]. Assim, com o intuito de obter resultados genéricos, o torque mecânico dos geradores de indução foi considerado constante, *i.e.* a dinâmica do regulador de velocidade e da fonte primária de energia foi desprezada. Adicionalmente, o intervalo de simulação é bastante curto, menos de 1 segundo, por conseguinte o tipo de fonte primária e regulador de velocidade associado tem pouca influência sobre os resultados. O gerador tipo gaiola de esquilo foi representado por um modelo de sexta ordem nos estudos de transitórios eletromagnéticos [13]. Em todos os casos analisados, parte da potência reativa consumida pelo gerador de indução é fornecida por um banco trifásico de capacitores instalado junto ao terminal do gerador, cuja capacidade de compensação adotada é igual a 1/3 da potência

nominal do gerador, como é comum nesses casos [1].

2.2 Geradores síncronos

A forma de geração distribuída mais empregada no Brasil é composta por turbo-geradores. Por conseguinte, neste trabalho, um modelo de oitava ordem (modelo subtransitário) foi adotado para representar a dinâmica do gerador síncrono [13].

Adicionalmente, muitas vezes, a filosofia de controle de geradores síncronos de médio porte conectados em redes de distribuição é diferente daquela adotada no caso de geradores síncronos de grande porte conectados em sistemas transmissão, sobretudo no que diz respeito ao sistema de controle de tensão e frequência.

No caso de sistemas de transmissão, por exemplo, o regulador de velocidade dos geradores de grande porte é ajustado de forma a manter operação com frequência constante. Ao passo que no caso de redes de distribuição, usualmente, os geradores são operados de forma a manter potência ativa constante independentemente da frequência da rede [1]. Assim, neste trabalho, optou-se por considerar o torque mecânico constante. Além disso, como discutido anteriormente, o intervalo de simulação é bastante curto, menos de 1 segundo, por conseguinte o tipo de fonte primária e regulador de velocidade associado tem pouca influência sobre os resultados.

O sistema de excitação de geradores conectados em redes de transmissão é normalmente controlado de forma a manter a tensão terminal constante. Porém, no caso de geradores síncronos conectados em redes de distribuição, atualmente, não há consenso entre diferentes guias e práticas adotadas por concessionárias distintas sobre qual é a melhor filosofia de controle a ser adotada para o sistema de excitação. De forma geral, há duas formas de controle que podem ser empregadas: tensão constante ou fator de potência (potência reativa) constante [1]-[4], [14]. Portanto neste trabalho, ambas as formas de controle são analisadas. Uma descrição detalhada sobre o sistema de excitação de geradores síncronos atuando como um regulador de tensão ou de fator de potência é apresentada em [14]. Assim, somente os conceitos básicos são revistos aqui.

A estrutura geral do sistema de excitação de um gerador síncrono é mostrada na Figura 1, a qual consiste de circuitos de medição e processamento de sinais, um regulador e uma

excitatriz. Um determinado sinal de erro é enviado para o regulador e a tensão de campo E_{fd} da excitatriz é ajustada baseada na saída do regulador. Além disso, o conjunto regulador/excitatriz usualmente é equipado com limitadores de sobre/sub excitação, os quais, de fato, limitam a quantidade de potência reativa injetada ou consumida pelo gerador [13]. A excitatriz pode ser controlada para atuar como um regulador de tensão ou de fator de potência, como discutido a seguir.

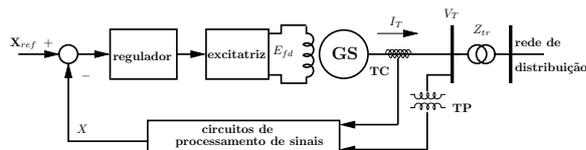


Fig. 1. Diagrama esquemático do sistema de controle de excitação de um gerador síncrono.

Regulador de tensão

Neste caso, o sinal medido X é dado por (1), sendo: \bar{V}_T o fasor da tensão terminal, \bar{I}_T o fasor da corrente terminal, j é o operador complexo $(-1)^{1/2}$ e X_C é a reatância de compensação de corrente reativa. Normalmente, um valor positivo de X_C (*reactive droop compensation*) é empregado para compartilhar a corrente reativa entre diferentes geradores conectados a uma mesma barra. Por outro lado, um valor negativo de X_C (*line drop compensation*) é adotado com o objetivo de controlar a tensão em uma barra remota, usualmente a tensão terminal do lado de alta do transformador. Neste trabalho, para manter a generalidade dos estudos, compensação de corrente reativa foi negligenciada ($X_C = 0$). Nesse caso, a tensão terminal do gerador é diretamente comparada com a tensão de referência. O uso de compensação de corrente reativa não deve ser confundido com o uso de reguladores de fator de potência [14].

$$X = \|\bar{V}_T - j\bar{I}_T X_C\| \quad (1)$$

Regulador de fator de potência

Neste caso, o sinal medido X é o fator de potência. A tensão de campo é automaticamente ajustada para manter o fator de potência constante. Esse tipo de regulador é freqüentemente utilizado no controle de excitação de grandes motores síncronos [14]. No caso de geradores distribuídos, tal estratégia de controle é adotada por produtores independentes para evitar o pagamento de penalidades devido ao consumo de potência reativa ou para maximizar a geração de potência ativa. Neste caso, usualmente,

operação com fator de potência unitário é adotada.

3.0 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

O sistema empregado neste trabalho é mostrado na Fig. 2. Tal sistema é composto por um sistema de subtransmissão de 132 kV, 60 Hz com nível de curto-circuito de 1500 MVA, o qual alimenta uma rede de distribuição de 33 kV através de dois transformadores conectados em Δ/Y_g . Na extremidade desse sistema há um gerador de corrente alternada com capacidade de 30 MW.

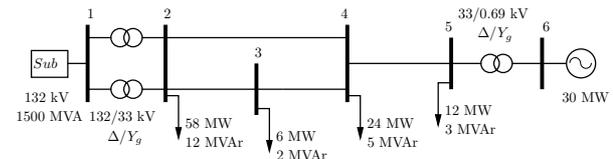


Fig. 2. Diagrama unifilar do sistema teste.

Afundamentos de tensão podem ser avaliados qualitativamente e quantitativamente caracterizando-os por sua magnitude e duração [15]. A magnitude do afundamento de tensão refere-se ao valor mínimo de tensão, ao passo que a duração refere-se ao tempo que a tensão permanece abaixo de um determinado valor [15]. Esses indicadores são exemplificados na Fig. 3. Para calcular a duração do afundamento de tensão, neste trabalho, o valor de 0,85 pu foi adotado. A seguir, dois tipos de falta desequilibrada são analisados.

3.1 Curto-circuito fase-terra

Na Fig. 4(a) e 4(b), apresentam-se as respostas de tensão das barras 4 e 5, respectivamente, para um curto-circuito fase-A-terra com duração de 400 ms aplicado na barra 4 em $t = 200$ ms considerando os casos com e sem geradores. No caso da barra 4, verifica-se que a magnitude do afundamento de tensão (mínimo valor de tensão) é menor na presença dos geradores, *i.e.* a situação de afundamento de tensão devido à falta é agravada. Isso ocorre por causa do aumento do nível de curto-circuito na rede com a instalação do gerador de corrente alternada. Por outro lado, no caso da barra 5, verifica-se que na presença de um gerador síncrono operando com tensão constante, a magnitude do afundamento de tensão é maior. Enquanto que no caso do gerador de indução a magnitude diminui e a duração do afundamento da tensão na barra 5 aumenta. Ao passo que, quando o gerador síncrono operando com fator de potência unitário, praticamente não há diferença com o caso sem gerador em termos de valores absolutos. O gerador de corrente alternada está conectado na

barra 5, assim, o fator que influencia a resposta de tensão nesta barra é predominantemente o comportamento da potência reativa trocada entre o gerador e a rede elétrica.

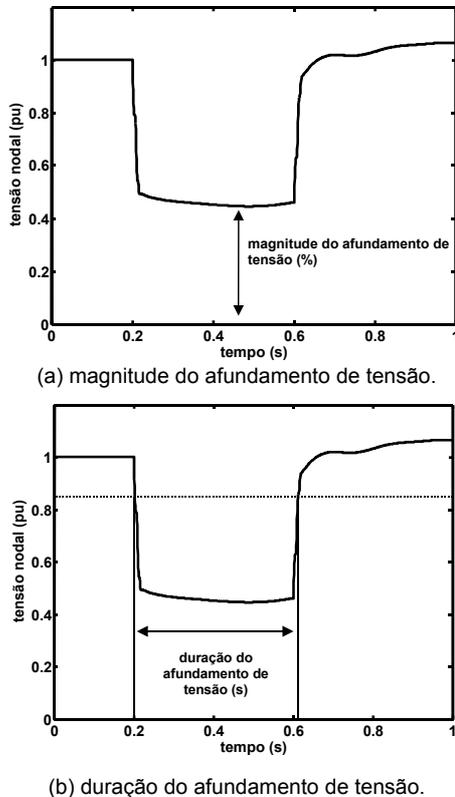


Fig. 3. Definições de duração e magnitude de um afundamento de tensão.

Para melhor entender o impacto de cada tipo de geração nesse quesito, diversas simulações eletromagnéticas foram realizadas considerando diferentes tempos de eliminação da falta descrita anteriormente. Os resultados são resumidos na Tabela I considerando a resposta de tensão da barra 4 (barra onde a falta é aplicada) e da barra 5 (barra onde o gerador de corrente alternada é instalado). A seguir, analisa-se separadamente a resposta de tensão da barra 5 e 4.

No caso da resposta de tensão da barra 5, pode-se confirmar que o uso do gerador síncrono controlado por tensão melhora o desempenho da tensão da barra em relação ao quesito magnitude de afundamento de tensão. No caso do gerador síncrono com controle de fator de potência, em alguns casos há melhora no item magnitude de afundamento de tensão na barra 5, porém quando o tempo de eliminação da falta cresce, a presença do gerador contribui de forma negativa para a resposta de tensão desta barra. Por outro lado, no caso do gerador de indução, independentemente do tempo de duração da

falta, tanto a magnitude quanto a duração do afundamento de tensão são maiores se comparada com o caso sem geradores. Tais diferenças podem ser explicadas pelo comportamento dinâmico da potência reativa trocada entre o gerador e o sistema. Por outro lado, independentemente do tipo de gerador de corrente alternada utilizado, em todos os casos, há uma piora no desempenho dinâmico da resposta de tensão da barra 4 devido à alteração do nível de curto-circuito da rede.

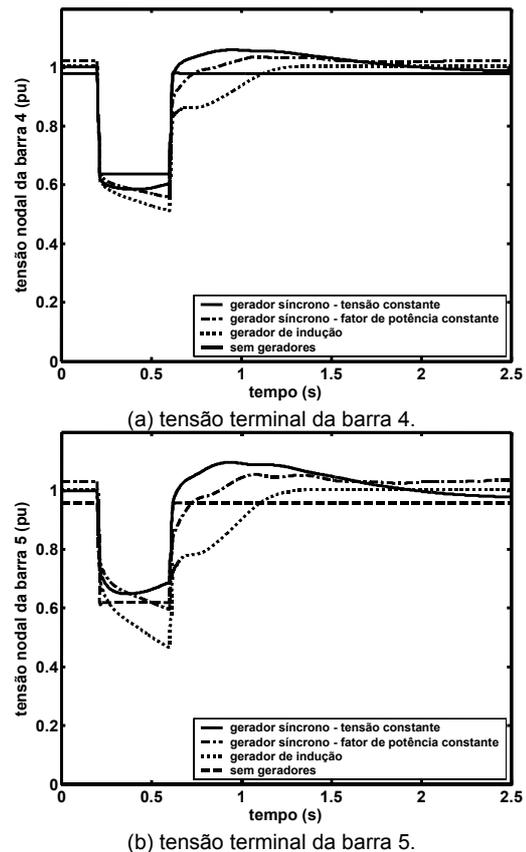


Fig. 4. Resposta da tensão da barra 4 e 5 perante um curto-circuito fase-A-terra na barra 4.

Assim, verifica-se que o uso de um gerador síncrono em uma instalação industrial (autoprodutor) pode melhorar a performance desta barra quanto ao quesito afundamento de tensão durante faltas desequilibradas. Porém, os demais consumidores serão prejudicados pela instalação desse gerador.

3.2 Curto-circuito fase-fase

Na Fig. 5(a) e 5(b), apresentam-se as respostas de tensão das barras 4 e 5, respectivamente, para um curto-circuito fase-fase-terra com duração de 400 ms aplicado na barra 4 em $t = 200$ ms considerando os casos com e sem

geradores. No caso do uso de geradores síncronos, as conclusões são similares as apresentadas na seção anterior. Contudo, no caso da utilização de geradores de indução, verifica-se que o afundamento de tensão é agravado tanto na barra onde o gerador está instalado como nas demais barras do sistema. Ressalta-se também que neste caso, as magnitudes das tensões terminais não retornam para o valor pré-falta enquanto o gerador de indução não for desconectado. Isso ocorre porque, de fato, o gerador torna-se instável devido à falta fase-fase.

TABELA I
AFUNDAMENTO DE TENSÃO DEVIDO A UMA FALTA FASE-TERRA
duração da falta = 200 ms

tipo de geração	barra 5		barra 4	
	magnitude (pu)	duração (ms)	magnitude (pu)	duração (ms)
sem gerador	0,623	207	0,632	206
gerador síncrono – tensão constante	0,640	203	0,585	207
gerador síncrono – fator de potência constante	0,644	204	0,585	207
gerador de indução	0,5445	236	0,550	212

duração da falta = 300 ms

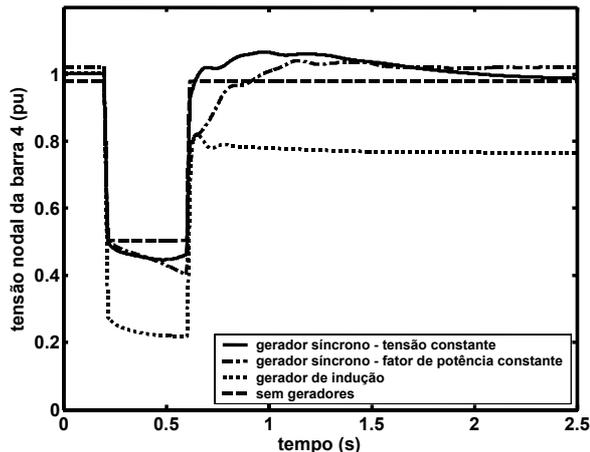
tipo de geração	barra 5		barra 4	
	magnitude (pu)	duração (ms)	magnitude (pu)	duração (ms)
sem gerador	0,612	307	0,632	306
gerador síncrono – tensão constante	0,649	302	0,585	307
gerador síncrono – fator de potência constante	0,620	306	0,570	307
gerador de indução	0,503	434	0,529	315

duração da falta = 400 ms

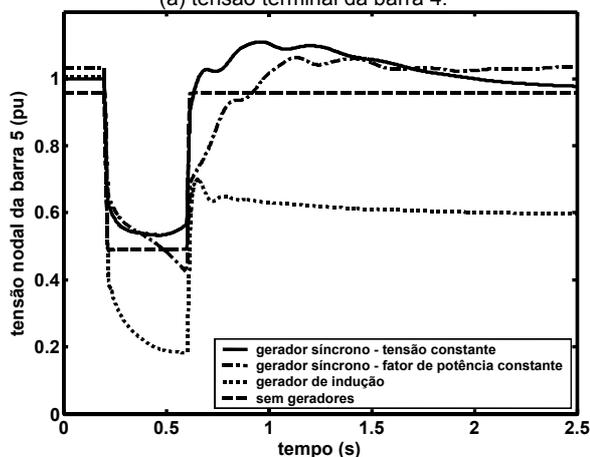
tipo de geração	barra 5		barra 4	
	magnitude (pu)	duração (ms)	magnitude (pu)	duração (ms)
sem gerador	0,612	407	0,632	406
gerador síncrono – tensão constante	0,649	401	0,585	406
gerador síncrono – fator de potência constante	0,596	414	0,558	411
gerador de indução	0,466	705	0,512	442

duração da falta = 500 ms

tipo de geração	barra 5		barra 4	
	magnitude (pu)	duração (ms)	magnitude (pu)	duração (ms)
sem gerador	0,612	507	0,632	506
gerador síncrono – tensão constante	0,649	500	0,585	506
gerador síncrono – fator de potência constante	0,578	525	0,551	512
gerador de indução	0,438	1241	0,501	1011



(a) tensão terminal da barra 4.



(b) tensão terminal da barra 5.

Fig. 5. Resposta da tensão da barra 4 e 5 perante um curto-circuito fase-fase na barra 4.

Na Tabela II, apresentam-se os valores de magnitude e duração do afundamento de tensão considerando diferentes tempos de eliminação da falta. Pode-se verificar que a presença do gerador de indução piora bastante a resposta dinâmica do sistema quanto ao quesito afundamento de tensão. Neste caso, os resultados relacionados com duração do afundamento de tensão representados por “permanente” significam que se o gerador não for desconectado, a tensão terminal não recupera para o seu valor pré-falta.

4.0 CONCLUSÕES

Neste trabalho, apresentou-se uma análise sobre o impacto da inserção de geradores de corrente alternada em redes de distribuição quanto ao quesito afundamento de tensão devido a faltas desequilibradas. Resultados de simulações mostraram que de uma forma geral, o uso de geradores síncronos com tensão constante pode melhorar o desempenho da resposta de tensão da barra em que o gerador é instalado, contudo, os demais consumidores podem ficar expostos a

afundamentos de tensão mais intensos. Por outro lado, o uso de geradores de indução leva a um agravamento do afundamento de tensão na rede durante faltas desequilibradas.

TABELA II
AFUNDAMENTO DE TENSÃO DEVIDO A UMA FALTA FASE-FASE

duração da falta = 200 ms				
barra 5		barra 4		
tipo de geração	magnitude (pu)	duração (ms)	magnitude (pu)	duração (ms)
sem gerador	0,480	208	0,496	208
gerador síncrono – tensão constante	0,537	209	0,453	212
gerador síncrono – fator de potência constante	0,531	209	0,455	212
gerador de indução	0,216	535	0,226	246
duração da falta = 300 ms				
barra 5		barra 4		
tipo de geração	magnitude (pu)	duração (ms)	magnitude (pu)	duração (ms)
sem gerador	0,480	308	0,496	308
gerador síncrono – tensão constante	0,533	309	0,447	312
gerador síncrono – fator de potência constante	0,486	353	0,431	313
gerador de indução	0,188	permanente.	0,220	permanente
duração da falta = 400 ms				
barra 5		barra 4		
tipo de geração	magnitude (pu)	duração (ms)	magnitude (pu)	duração (ms)
sem gerador	0,480	408	0,496	408
gerador síncrono – tensão constante	0,533	407	0,447	409
gerador síncrono – fator de potência constante	0,423	534	0,402	493
gerador de indução	0,182	permanente	0,219	permanente
duração da falta = 500 ms				
barra 5		barra 4		
tipo de geração	magnitude (pu)	duração (ms)	magnitude (pu)	duração (ms)
sem gerador	0,480	508	0,496	508
gerador síncrono – tensão constante	0,533	505	0,447	508
gerador síncrono – fator de potência constante	0,339	1145	0,368	1135
gerador de indução	0,178	permanente	0,218	permanente

5.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kischen and
- [2] G. Strbac, *Embedded Generation*, London: The Institute of Electrical Engineers, 2000.
- [3] Working Group 37.23, “Impact of Increasing Contribution of Dispersed Generation on the Power System”, CIGRÉ, *Relatório Técnico*, 1999.
- [4] Working Group 4, “Dispersed Generation”, CIRED, *Relatório Técnico*, 1999.
- [5] M. T. Tolmasquim (organizador), *Fontes Renováveis de Energia no Brasil*, Editora Interciência, 2003.
- [6] M. H. J. Bollen, *Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions*, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 200.
- [7] J. Arrillaga, N. Watson, *Power Systems Electromagnetic Transients Simulation*, Institution of Electrical Engineers, 2002.
- [8] IEEE Task Force, “Load Representation for Dynamic Performance Analysis,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, no. 1, pp. 472-482, 1993.
- [9] V. Akhmatov, H. Knudsen, A. H. Nielsen, J. K. Pedersen e N. K. Poulsen, “Modelling and transient stability of large wind farms”, *International Journal on Electrical Power and Energy Systems*, vol. 25, no. 1, pp. 123-144, 2003.
- [10] R. Belhomme, M. Plamondon, H. Nakra, D. Desrosiers e C. Gagnon, “Case study on the integration of a non-utility induction generator to the Hydro-Quebec distribution network”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 10, no. 3, July 1995.
- [11] N. P. McQuin, P. N. Williams e S. Williamson, “Transient electrical and mechanical behavior of large induction generator installations”, in: *4th International Conference on Electrical Machines and Drives*, pp. 251-255, Sep. 1989.
- [12] J. R. Parsons, “Cogeneration application of induction generators”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 20, 1984.
- [13] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill Inc, New York, 1994.
- [14] J. D. Hurley, L. N. Bize e C. R. Mummert, “The Adverse Effects of Excitation System Var and Power Factor Controller”, *IEEE Transaction on Energy Conversion*, vol. 14, no. 4, pp. 1636-1641, 1999.
- [15] IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, *IEEE Std 1159-1995*, 1995.