

# Metodologia para análise da estabilidade angular em sistemas de distribuição com geração distribuída

Ederson Pereira Madruga e Daniel Pinheiro Bernardon

Universidade Federal de Santa Maria, Av. Roraima nº 1000, Cidade Universitária, Bairro Camobi, CEP: 97105-900 Santa Maria/RS.

Rodrigo Padilha Vieira e Douglas Karnikowski

Universidade Federal de Santa Maria, Av. Roraima nº 1000, Cidade Universitária, Bairro Camobi, CEP: 97105-900 Santa Maria/RS.

**Resumo** — O Brasil passa por um momento de mudanças na geração de energia. As fontes renováveis estão ampliando sua participação no mercado e a conexão em redes de distribuição será inevitável. Os sistemas de distribuição, até então radiais, passivos, com baixa potência de curto-circuito e com predominância de fluxo de potência unidirecional, tem sua topologia drasticamente alterada para um sistema com múltiplas gerações, distribuídas e de operação incertas. Neste sentido este trabalho busca avaliar a estabilidade angular dos sistemas de distribuição neste novo contexto, com geração multimáquinas e elevada penetração de geração distribuída. Uma metodologia de análise para redes de distribuição é proposta, sendo testada em um sistema com geração hídrica síncrona e uma geração eólica assíncrona.

**Palavras-chaves** — Estabilidade Angular, Geração distribuída, Sistemas de Distribuição.

## I. INTRODUÇÃO

A diversificação da matriz energética Brasileira vem ao encontro de uma tendência mundial de ampliar a participação de fontes renováveis na produção de energia elétrica. Embora o Brasil possua uma participação de 45,3% de sua produção proveniente de fontes como recursos hídricos, biomassa e etanol [1], além das energias eólica e solar, políticas públicas incentivam o net metering, ou seja, a “troca” de energia entre consumidoras e distribuidoras.

Outra característica relevante neste cenário é a peculiaridade dos sistemas de distribuição, com cargas desequilibradas, proveniente de ligações monofásicas, bifásicas e trifásicas e com crescente parcela não linear.

Neste contexto, há um vasto campo para pesquisa sobre os impactos desta expansão de GD, uma vez que os sistemas de distribuição não foram projetados para esta nova realidade. A elevada penetração de geração distribuída traz dúvidas sobre o comportamento das redes frente a variações de carga, grandes distúrbios e variação nos níveis de geração em curtos intervalos de tempo. Além disto, os conceitos de avaliação de estabilidade de sistemas, bem como a maioria dos softwares de simulação utilizados, estão pautados em uma realidade diferente do vivido pela distribuição, onde o desequilíbrio de

cargas, o grande número de ramais e a baixa potência de curto-circuito são preponderantes.

Assim, este trabalho traz uma avaliação incipiente do tema, iniciando estudos que buscarão dirimir algumas dúvidas a cerca do impacto da Geração Distribuída na estabilidade transitória dos sistemas de distribuição. Uma metodologia global para avaliação da estabilidade angular de redes de distribuição com Geração Distribuída.

## II. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

O aproveitamento de pequenos potenciais hídricos, bem como a expansão da geração distribuída a nível doméstico, nos remete a questionamentos quanto ao impacto operacional, bem como a influencia na qualidade da energia elétrica, neste novo perfil de operação dos sistemas de distribuição. As redes de distribuição atuais possuem limitados elementos de controle, basicamente AVR (Automatic Voltage Regulators) nas subestações, bancos de capacitores e reguladores automáticos de tensão ao longo dos alimentadores para controlar tensão e religadores automáticos e chaves fusíveis para proteção. Estas condições, aliadas a variações abruptas de geração das fontes eólicas e voltaicas, traz o questionamento de como se comportará a dinâmica e, conseqüentemente, que qualidade teremos nos sistemas de distribuição com esta diversidade de fontes. A proteção dos sistemas de distribuição também é um fator relevante na análise, uma vez que em redes de maior tensão, temos um sistema de proteção mais sofisticado e em menor quantidade. Em sistemas de distribuição, geralmente temos alguns religadores automáticos nas subestações e em pontos relevantes e inúmeras chaves fusíveis protegendo derivações e cargas específicas. Estas chaves fusíveis se caracterizam pelo princípio térmico para interrupção de correntes de curto-circuito, o que diminui a precisão nos tempos de atuação e, portanto, devem ser consideradas nas análises. Outro ponto relevante são os métodos atuais de análise, consagrados para sistemas de transmissão, mas questionáveis para esta nova condição. Utilizando-se o simulador Simulight [11], este trabalho traz a avaliação de uma geração distribuída conectada em um sistema de distribuição fraco, mostrando à dinâmica e os reflexos na qualidade do fornecimento.

---

E.P.Madruga, [epmadruga@gmail.com](mailto:epmadruga@gmail.com); D.P.Bernardon, [dpbernardon@ufsm.br](mailto:dpbernardon@ufsm.br); R.P.Vieira, [rodrigovieira@ieee.org](mailto:rodrigovieira@ieee.org); D. Karnikowski, [douglas.ege@gmail.com](mailto:douglas.ege@gmail.com).

### III. MODELOS DOS GERADORES E CONTROLES

Neste trabalho foram utilizados os seguintes modelos de máquinas e reguladores:

#### A. Gerador Síncrono – PCH

A PCH gera através de geradores síncronos, possui potência nominal de 1MVA e despacha 0,4MW. Por se tratar de uma pequena geração, tipicamente operam em potência constante e neste caso, com fator de potência unitário. As máquinas síncronas podem ser representadas por três modelos:

- Modelo clássico, constituído por uma fonte de tensão constante atrás da reatância transitória de eixo direto;
  - Modelo para geradores de polos salientes;
  - Modelo para geradores com rotor liso.
- O modelo utilizado para máquina foi o MD03 [4].

#### B. Regulador de Tensão

A função básica de um sistema de excitação é prover corrente contínua para o enrolamento de campo da máquina síncrona. Além disso, o sistema de excitação desempenha funções de controle e proteção essenciais para o desempenho satisfatório de um sistema de potência, através do controle da tensão aplicada ao enrolamento de campo e, portanto, da própria corrente de campo. As funções de controle incluem o controle da tensão terminal e da geração de potência reativa, além de funções próprias para o aumento da estabilidade do sistema [9].

O regulador de tensão utilizado foi o tipo DC1 do IEEE [3], conforme Fig. 1.

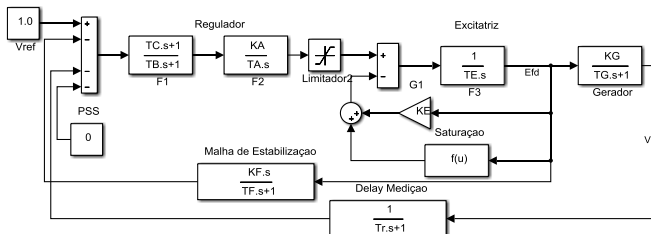


Fig. 1 - DC1 IEEE.

#### C. Regulador de Velocidade

A regulação primária tem como objetivo manter os desvios de frequência em valores mínimos sem perda da estabilidade [2]. Para isso, os reguladores de velocidade são os sistemas de controle utilizados nesta tarefa. A regulação automática de velocidade atua no sentido de elevar ou reduzir a potência da unidade geradora, quando a frequência se afasta da frequência nominal (60 Hz no caso brasileiro). O regulador de Velocidade utilizado foi o HYG0V2 do IEEE [5][6], conforme ilustra o diagrama de blocos da Fig. 2.

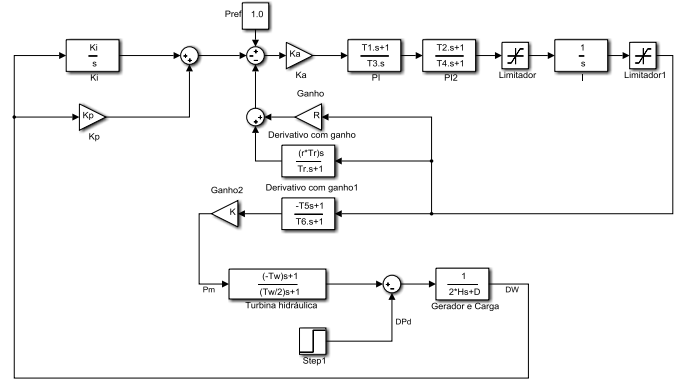


Fig. 2 - Regulador de Velocidade – HYG0V2.

#### D. Gerador Eólico

O gerador eólico escolhido foi o Gerador de Indução Gaiola de Esquilo, diretamente conectado GIDC, por ter sido o mais utilizado no princípio da expansão da geração eólica e por apresentar características que podem afetar a qualidade do fornecimento. A Fig. 3 ilustra um esquemático simplificado da conexão de um GIDC a um sistema elétrico.

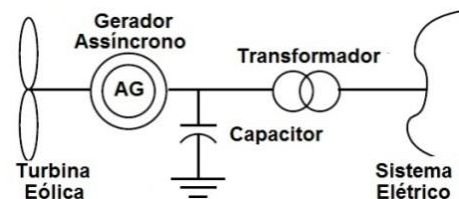


Fig. 3 - Gerador de indução, tipo gaiola de esquilo (GIDC).

A máquina de indução pode se comportar tanto como motor quanto como gerador, e esta alternância entre comportamentos se dá através da velocidade de giro do rotor em comparação com a velocidade síncrona da máquina. Quando o rotor gira em uma velocidade menor que a velocidade síncrona, a máquina funciona como um motor e, quando mais rápido, a máquina comporta-se como gerador. A máquina de indução conectada à rede e acionada por uma velocidade superior à síncrona, gera uma tensão que tem a mesma amplitude e frequência da rede à qual está conectada. O gerador de indução é conectado às turbinas eólicas por intermédio de caixas de engrenagens (com a função de aumentar a velocidade angular do eixo na máquina de indução por estas funcionarem em elevadas velocidades com reduzido número de polos) [7].

### IV. METODOLOGIA PROPOSTA

Como forma de avaliar os reflexos da Geração Distribuída nos Sistemas de Distribuição, propõem-se a sequência ilustrada na Fig. 4, para analisar a Estabilidade Dinâmica de circuitos genéricos.



Fig. 4 - Fluxograma da Metodologia.

As redes de distribuição são em geral extensas, com muitas derivações e cargas distribuídas. Para a utilização de sistemas de simulação no domínio do tempo, faz-se necessário a redução do sistema real para um circuito reduzido que represente fidedignamente a dinâmica da rede original. Desta forma, no primeiro passo do processo é construído este modelo, sendo validado através do confronto dos valores em regime permanente de corrente, tensão, potências e curto-circuito da rede real e do modelo simplificado.

As alocações das gerações distribuídas são feitas de acordo com a perspectiva do planejador, seja por consulta ou por análise de situação existente. Os controles utilizados em cada geração distribuída devem ser modelados e ter seus parâmetros ajustados, seja por valores reais ou típicos. As contingências devem ser pequenas alterações na carga, de modo a avaliar a dinâmica para pequenos sinais, como grandes contingências (curtos-circuitos), de modo a avaliar a estabilidade transitória. No caso de sistemas de distribuição, propõem-se contingências pequenas, como a desconexão de um ramal e grandes eventos como um curto-circuito trifásico franco no tronco do alimentador. As análises avaliam as condições de sincronismo das máquinas síncronas, o efeito torcional nos eixos dos geradores, a frequência das barras do sistema e os níveis de tensão.

O critério adotado para os esforços Torcionais no Simulight é baseado na diferença de potência ativa gerada imediatamente antes e após o chaveamento ( $\Delta P$ ) que é dada por:

$$\Delta P = Pe_{(0-)} - Pe_{(0+)} \leq 0,5 \quad (1)$$

onde:

$Pe_{((0-))}$  e é a potência ativa gerada imediatamente antes do chaveamento.  $Pe_{((0+))}$  e é a potência ativa gerada imediatamente após o chaveamento; 0,5 pu é calculado com base na potência nominal aparente do gerador.

Esse critério foi proposto por um Working Group do IEEE [8] de forma empírica para salvaguardar o eixo dos sistemas gerador-turbina, devido a chaveamentos na rede elétrica [9].

Para analisar os resultados das simulações, deseja-se que os valores contidos na Tabela I sejam atendidos [10].

TABELA I. TAMANHO E ESTILO DO TEXTO.

Variável	Valor aceitável	Descrição
$\alpha$	$\leq$ Ângulo Crítico	Ângulo do rotor da máquina em regime permanente
$\Delta P$	$\leq 0,5$	Esforço Torcional
$V_{rp}$	$0,93 \leq V_{rp} \leq 1,05$	Tensão em regime permanente
$F_{rp}$	$59,9\text{Hz} \leq V_{rp} \leq 60,1\text{Hz}$	Frequência em regime permanente
$F_t$	$59,5\text{Hz} \leq V_{rp} \leq 60,1\text{Hz}$ em no máximo 30s	Frequência em regime transitório

## V. RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Como estudo de caso, foi escolhido um alimentador real, com 22 km de tronco e uma demanda de 1,859MW. Este circuito foi reduzido a um sistema de 12 barras conforme ilustra Fig. 5.

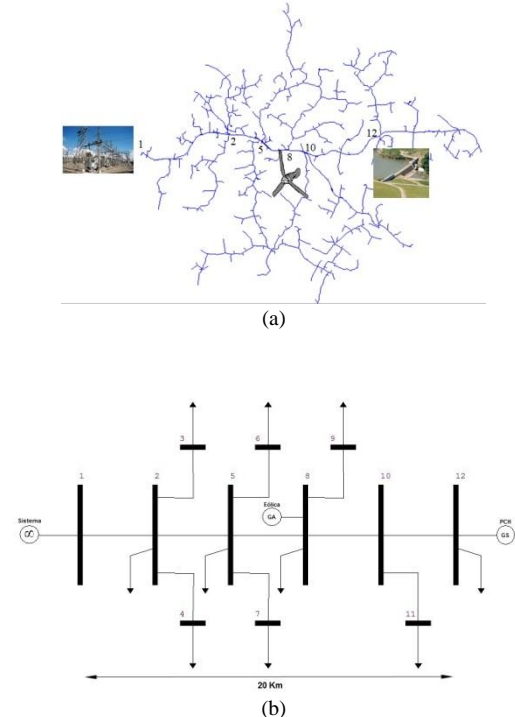


Fig. 5 - (a) Rede real. (b) Rede Representativa no simulight.

O circuito representativo foi criado preservando-se os nós mais significativos, ou seja, aqueles com maior extensão e carga acumulada. As cargas dos ramos e do tronco foram concentradas e as perdas distribuídas.

O fluxo de potência da barra de referência para o circuito original, sem GD, é  $S=1,859+j0,215$  MVA, com a inserção das GDs, o fluxo na rede original passa para  $S=1,327+j0,448$  MVA. O objetivo é avaliar o reflexo da conexão de diversos tipos de GD, simultaneamente, em uma rede de distribuição real, de forma a se perceber a mudança de topologia e da qualidade da energia da rede acessada. Assim, a geração eólica está localizada a aproximadamente 50% do tronco e a hídrica no ponto mais distante, com objetivo de simular um caso que ilustre os reflexos da penetração em uma rede de distribuição relativamente fraca.

A geração hídrica, uma PCH, foi conectada na barra mais distante, injetando  $0,4+j0$  MVA. Já na barra intermediária, foi simulado a inserção de uma geração eólica, tipo diretamente conectada, gerando  $0,12-j0,27$  MVA. Temos assim um total de  $0,52-j0,27$  MVA em geração distribuída, o que corresponde a uma penetração de 30,66%.

A análise do sistema foi feita com base em três simulações: Apenas desconectando uma derivação (ramal), retirando uma carga do sistema e avaliando a estabilidade para pequenos sinais. Um curto-circuito em uma derivação, com atuação da proteção, eliminando o defeito e, por fim, um curto-circuito no tronco, com religamento automático da subestação.

O sistema de distribuição em análise possui duas GDs conectadas, uma eólica, tipo GIDC, e outra hídrica, com gerador síncrono. Do ponto de vista da rede de distribuição será aferido o impacto na qualidade da energia, ocasionado pelas variações de potência destas GDs, frente a distúrbios ocorridos no sistema. As gerações conectadas serão avaliadas quanto à disponibilidade e condições operativas.

Para os dois primeiros eventos deseja-se que a PCH permaneça em sincronismo e que a Eólica não consuma reativos excessivamente. Espera-se também que os níveis de tensão não superem os limites adequados; Para o terceiro evento as regulamentações vigentes das concessionárias determinam a desconexão da geração durante o intervalo de religamento, e será analisado o reflexo desta ação nos níveis de tensão do sistema. As simulações foram desenvolvidas utilizando-se o software Simulight da COPPE-UFRJ [9].

### A. Desconexão de Carga

Como primeiro evento temos a simples desconexão de uma carga, localizada na Barra 3. Esta barra foi escolhida por possuir a maior carga concentrada em um ramal do sistema. Podemos ver na Fig. 6 e na Fig. 7, respectivamente, o ângulo delta e a frequência da PCH, evidenciado a permanência do sincronismo após o evento.

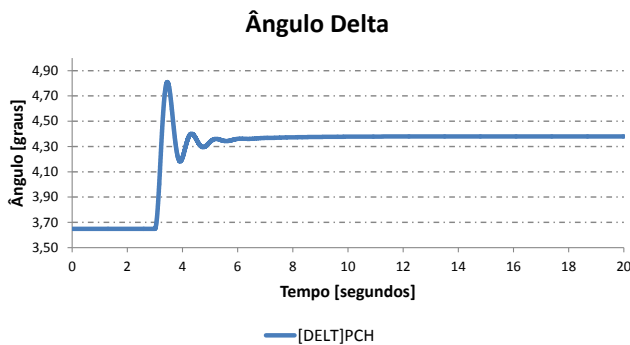


Fig. 6 – Ângulo do Rotor - PCH.

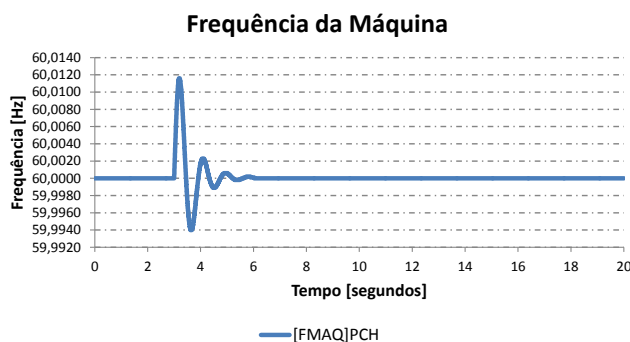


Fig. 7 – Frequência do Gerador.

A Fig. 8 mostra o consumo de reativos do Gerador Eólico. Percebe-se um incremento transitório no consumo de reativo da ordem de 7%, e a rápida estabilização em mais 4% do valor original.

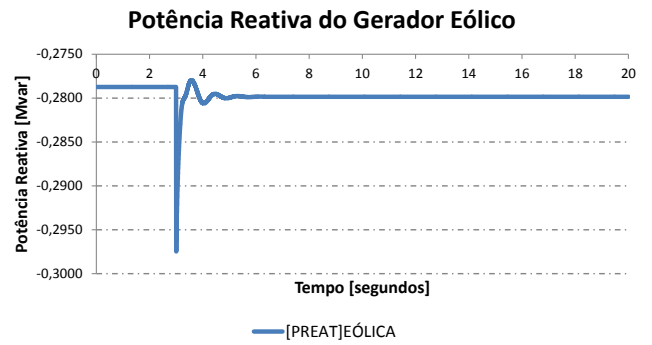


Fig. 8 – Potência Reativa – Gerador Eólico.

Vimos nas Fig. 9 e Fig. 10 que as tensões têm uma elevação transitória e permanente, e um efeito torcional no eixo da PCH dentro dos limites esperados.

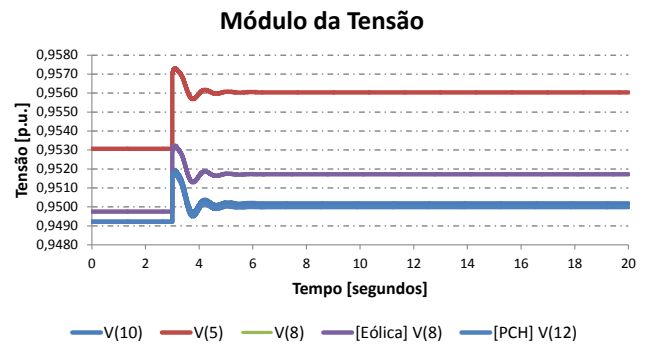


Fig. 9 – Tensões nas Barras.

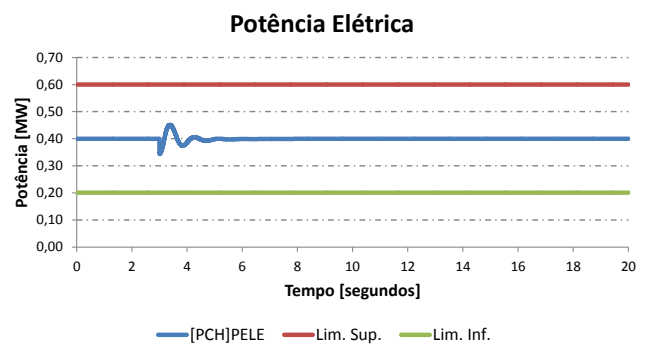


Fig. 10 – Efeito Torcional.

### B. Curto-circuito em ramal, com atuação da proteção

Para avaliar o desempenho da PCH frente a um curto-circuito em uma derivação, onde deseja-se que o gerador permaneça sincronizado após a eliminação do defeito, ou seja, deve suportar as oscilações de potências durante o tempo de atuação do elo fusível, foi simulado um evento no ramal 11, com atuação de dois elos fusíveis típicos de distribuição, 15K e 25K. Os tempos de operação para o evento são respectivamente 130ms e 250ms. Para o elo de 15K, tempo de atuação 130ms, vimos na Fig. 11 e na Fig. 12, que conforme desejado, a PCH mantém o sincronismo e a frequência oscila, violando o limite transitório que é de 60,1Hz.

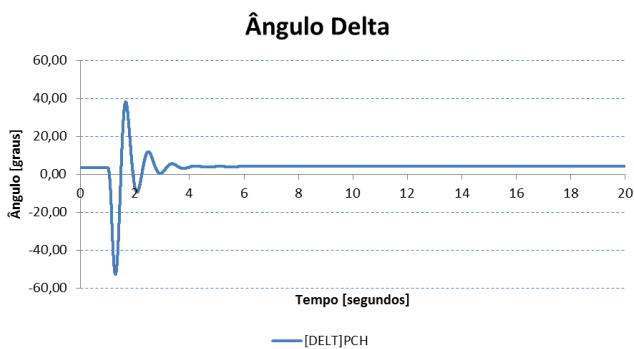


Fig. 11 – Ângulo do Rotor - PCH.

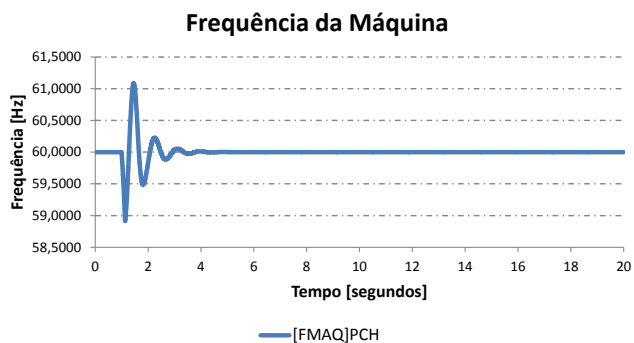


Fig. 12 – Frequência do Gerador.

No entanto, temos um afundamento de tensão significativo, chegando a 0,2 p.u. na barra 10, verificado na Fig. 13. Na barra da PCH, o módulo da tensão chega a 0,21 p.u., o que deverá sensibilizar os relés de subtensão. Vemos ainda na Fig. 14 que há um grande efeito torcional no eixo do gerador da PCH, o que reduz a vida útil da máquina.

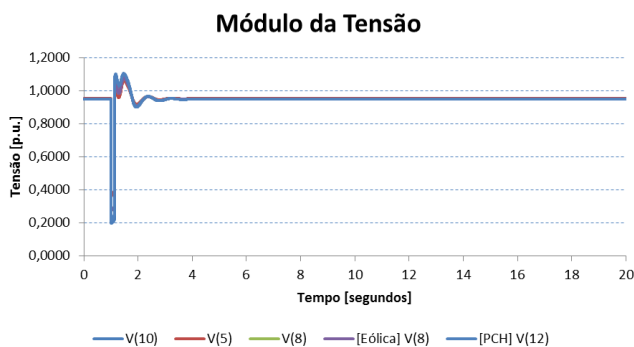


Fig. 13 - Tensões nas Barras.

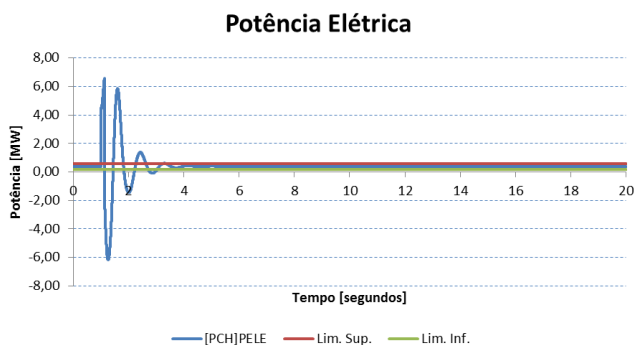


Fig. 14 - Efeito Torcional.

A potência reativa absorvida pelo gerador de indução, pode ser observado na Fig. 15, notando-se um aumento transitório da ordem de 4 vezes, o que contribui significativamente para o afundamento de tensão do sistema.

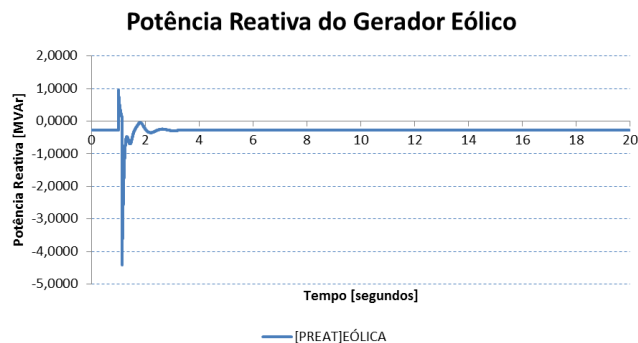


Fig. 15 - Potência Reativa – Gerador Eólico.

Para o elo de 25K, tempo de atuação 250ms, vimos na Fig. 16 e na Fig. 17, que a PCH não mantém o sincronismo e será desconectada do sistema.

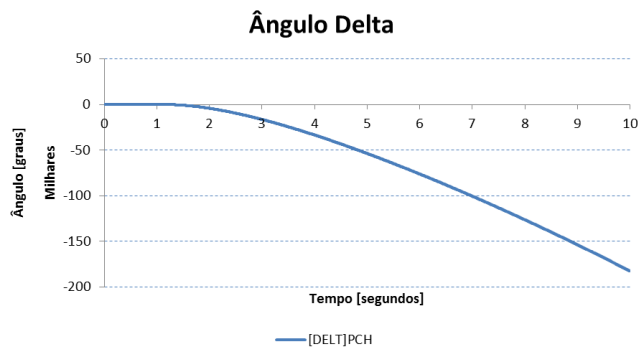


Fig. 16 - Ângulo do Rotor – PCH.

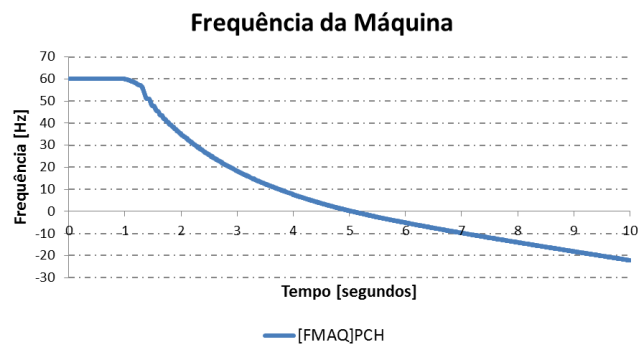


Fig. 17 – Frequência do Gerador.

Para este evento a absorção de reativos do gerador eólico não difere do verificado para tempo de atuação da simulação anterior, com elo de 15K.

A resposta verificada para este tipo de defeito e respectivo tempo de atuação não é desejada, pois eventos passíveis de isolamento não devem afetar a operação das Gerações Distribuídas. Nota-se que é imprescindível a avaliação do impacto de eventos periféricos ao tronco.

### C. Curto-circuito no tronco, com religamento automático da subestação

Este evento avalia uma situação típica de Sistemas de Distribuição, em que durante o religamento automático da subestação, as GDs são removidas. É aplicado um curto-circuito trifásico franco na Barra 5, com atuação da proteção da subestação em 500ms. Percebe-se severa variação de tensão e grande excursão da frequência, ilustrados respectivamente na Fig. 18 e na Fig. 19.

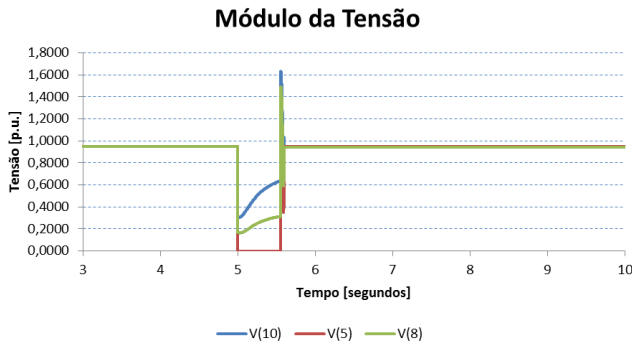


Fig. 18 - Tensões nas Barras.

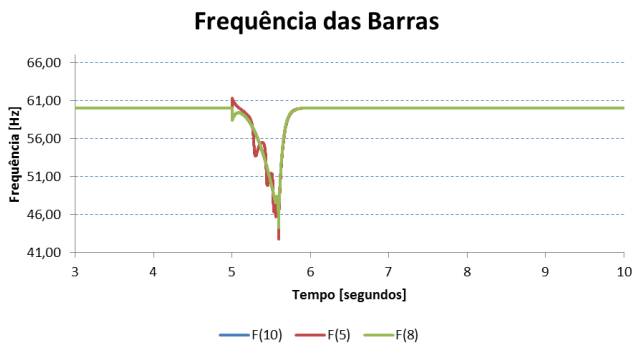


Fig. 19 – Frequência do Gerador.

Com a desconexão das gerações há uma grande perda de geração o que, para este nível de penetração de GD e para estas condições de controle, certamente resultará em desconexão de todo sistema, pois na prática as proteções não permitirão tamanha violação de tensão e frequência.

Como o religamento automático em redes de distribuição, principalmente atendendo regiões rurais, é imprescindível para a qualidade do fornecimento, fica evidente a necessidade de uma avaliação mais profunda para cada caso, pois em sistemas onde a GD é significativa, esta estratégia de desconectar as gerações durante a temporização da atuação da proteção, é temerária para a estabilidade e a qualidade do fornecimento do sistema em análise.

## VI. CONCLUSÕES

Este trabalho busca evidenciar a necessidade de avaliação criteriosa na conexão de geração distribuída nos Sistemas de Distribuição. Por sua característica inerente de  $R \gg X$ , principalmente em alimentadores rurais, mesmo em sistemas com Índice de Penetração baixo, a estabilidade fica comprometida e reflexos na qualidade da energia poderão ser acentuados. A metodologia proposta indica a necessidade de representar os extensos sistemas de distribuição através de redes representativas de menor dimensão, representando ramais significativos em carga e impedância. A aplicação da metodologia em um sistema real ratificou a imperativa

necessidade de avaliar-se os eventos críticos, ou seja, no tronco do alimentador, mas também eventos periféricos, observando-se os tempos de atuação dos elos fusíveis de proteção. Com o acréscimo de Geração Distribuída os sistemas de Distribuição deverão receber investimentos de maneira a aumentar suas potências de curto-circuito, incrementar a proteção dos alimentadores e avaliar a possibilidade de operar com ilhamento e religamento monopolar. Fica evidente a necessidade das Gerações Distribuídas contribuírem com suporte de reativos, de modo a otimizar os níveis de tensão, principalmente nos períodos de contingência. Por fim, os estudos de proteção devem contemplar a tentativa de manter as Gerações Distribuídas mesmo com o religamento automático da distribuição, de modo a garantir a estabilidade e a qualidade do fornecimento de energia elétrica em sistemas multimáquinas.

## VII. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio técnico e financeiro do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado do Rio Grande do Sul (FAPERGS), a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), ao Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE-UFRJ) e a Cooperativa Regional de Energia Taquari Jacui (CERTAJA ENERGIA).

## VIII. REFERÊNCIAS

- [1] EPE – Empresa de Pesquisa Energética, <http://www.brasil.gov.br/cop/panorama/o-que-o-brasil-esta-fazendo/matriz-energetica/print>, Acesso em 25/10/2012.
- [2] IEEE/CIGRE - Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. "Definition and Classification of Power System Stability," IEEE Trans. Power Systems, Vol. 19, No. 2, 2004, pp. 1387-1401.
- [3] KUNDUR, P. – Power System Stability and Control. Editora McGraw-Hill, New York, 1994.
- [4] ARRILLAGA, J., SMITH B. – AC-DC Power System Analysis, Editora IEE, Londres, 1998.
- [5] IEEE PAS-92, no.6, Nov 1973, pp 1904-1915
- [6] Hidro Turbine (linear) - IEEE TPS vol.7, no.1, Feb 1992, pp 167-179
- [7] VIEIRA, J. P. A.; "Otimização de Controles Utilizando Algoritmos Genéticos Para Melhoria da Capacidade de sobrevivência a Afundamentos de Tensão de Aerogeradores de indução Duplamente Excitados", Tese de Doutorado, Universidade Federal do Pará, Dezembro 2009
- [8] IEEE Working Group Report, "IEEE Screening Guide for Planned Steady-State Switching Operations to Minimize Harmful Effects on Steam Turbine-Generators," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 4, July/August 1980, pp. 1519-1521.
- [9] SIMULIGHT, Manual do Usuário. Versão do programa 3.00. disponível em <http://www.coep.ufrj.br/~tarang/Simulight>. Acesso em 10/12/2013.
- [10] ANEEL, Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), Módulo 8, fev/2012, pp 29 e 31.
- [11] TARANTO, G. N.; MARINHO, J. M. T.; FALCÃO, D. M.; ASSIS, T. M. L.; ESCALANTE, S. L.; RODRIGUEZ, J. I. R.; PONTES, C. E. V., "Simulador de Redes de Distribuição Ativas com Modelagem Monofásica/Trifásica", XII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica - SEPOPE, Rio de Janeiro, 2012.