



**XXII SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GAT/23
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO – IV

GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA – GAT

COMPORTAMENTO DINÂMICO E EM REGIME PERMANENTE DE CONJUNTOS MOTORES GERADORES DE PEQUENO E MÉDIO PORTE EM SISTEMAS ELÉTRICOS – ANÁLISE DE CASOS REAIS

**Ricardo Marcelo Teixeira(*)
ELETROBRAS ELETRONORTE**

**Filipe Rodrigues Lopes
ELETROBRAS ELETRONORTE**

**João Paulo Fernandes Lima
ELETROBRAS ELETRONORTE**

**Lucas Guimarães Lins Brandão
ELETROBRAS ELETRONORTE**

**Mônica Braga Teixeira
ELETROBRAS ELETRONORTE**

**Nilo Sérgio Soares Ribeiro
ELETROBRAS ELETRONORTE**

RESUMO

O objetivo deste informe técnico é mostrar o comportamento dinâmico e em regime permanente dos conjuntos motores geradores de algumas gerações emergenciais e Produtores Independentes de Energia (PIE), por meio de verificações, registros de ocorrências e testes realizados nestes PIE e gerações emergenciais.

Serão abordados casos práticos observados ou registrados nos sistemas que estiveram e estão sob a responsabilidade da Eletrobras Eletronorte.

PALAVRAS-CHAVE

Comportamento Dinâmico, Resposta Dinâmica, Geração Térmica Emergencial, Produtores Independentes de Energia.

1.0 - INTRODUÇÃO

Atualmente, o Sistema Interligado Nacional (SIN) possui diversos tipos de fontes geradoras de energia elétrica, nas quais se destacam as usinas hidrelétricas, eólicas e termelétricas. Dentre os geradores termelétricos existem, por exemplo, turbinas e motores, que podem usar como combustível o óleo diesel ou gás natural.

Os agentes pertencentes ao SIN devem atender aos padrões preconizados nos Procedimentos de Rede, descritos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Nos Procedimentos de Rede estão descritas as características das diversas usinas geradoras e, em alguns casos, são definidos especificamente alguns parâmetros. Conforme o procedimento 3.6, por exemplo, o sistema de geração deve ter, além de outras características, controle automático da tensão terminal e sistema de regulação primária de frequência. Da mesma forma, o ONS define o sistema de proteção associado às unidades geradoras, de forma que as mesmas não sofram desligamento durante uma perturbação e ajudem na recomposição do sistema, isso sem causar qualquer tipo de dano às unidades geradoras.

Em sistemas elétricos isolados, como é caso do sistema Manaus e do estado do Amapá, existe a necessidade de contratação de geração emergencial de energia ou de Produtores Independentes de Energia (PIE). Pela praticidade de instalação, as gerações emergenciais e os PIEs utilizam geradores de pequeno e médio porte, com conjuntos motores geradores fornecendo potência na faixa de 1 a 20 MW. No sistema elétrico de Manaus vários desses motores já estão sendo convertidos para receberem como combustível o gás natural.

Por se tratarem de agentes independentes, que produzem e vendem energia elétrica, alguns requisitos de suporte à rede, normalmente atendidos quando da instalação das unidades geradoras da Eletrobras Eletronorte, tiveram que ser negociados visando a se contornar problemas decorrentes das características de operação, proteção e

(*) SCN Quadra 06 Conjunto A Shopping ID Bloco C sala 1107C – CEP 70716-901 Brasília, DF Estado, – Brasil
Tel: (+55 61) 3429-5155 – Fax: (+55 61) 3429-5155 – Email: Ricardo.Teixeira@eletronorte.gov.br

controle adotadas pelos PIE e atender às necessidades sistêmicas (1). Sua concepção é baseada apenas em fornecer energia elétrica e, em muitos casos, não se preocupam em regular corretamente a tensão, a frequência ou com a qualidade da energia fornecida.

Com a interligação desses sistemas isolados ao sistema interligado nacional, vários desses PIE serão integrados ao SIN e o comportamento dinâmico dos conjuntos motores geradores desses vão interferir no comportamento dinâmico do sistema, sendo, esta interferência, mais acentuada durante ocorrências que levem ao ilhamento destes sistemas elétricos.

O objetivo deste informe técnico é mostrar o comportamento dinâmico e em regime dos conjuntos motores geradores de algumas gerações emergenciais e PIE, através de verificações, registros de ocorrências e testes realizados nesses produtores independentes.

Serão abordados casos práticos observados ou registrados nos sistemas elétricos que estiveram e estão sob a responsabilidade da Eletrobras Eletronorte.

2.0 - REGISTROS EM CAMPO

2.1. Resposta de uma Geração Emergencial com Controle Conjunto a uma Perturbação no Sistema Amapá

Em testes realizados, em 2012, em um grupo de geração emergencial do sistema elétrico do Amapá, com o controle conjunto (ou load share) habilitado, verificamos que os reguladores de tensão e de velocidade dos geradores foram “bypassados” por um controle externo e estes geradores não mais participavam da regulação primária do sistema elétrico. Verificamos, também, que os conjuntos motores geradores dessa geração emergencial, no primeiro instante, além de não participarem da regulação primária, após a rejeição de uma unidade Wartsila com 13,5 MW, correspondendo a 9,1% da geração total do sistema elétrico, diminuíram drasticamente a posição dos seus atuadores e, conseqüentemente, diminuindo também de forma drástica suas potências mecânicas, degradando ainda mais o equilíbrio carga-geração do sistema, como apresentado na Figura 1.

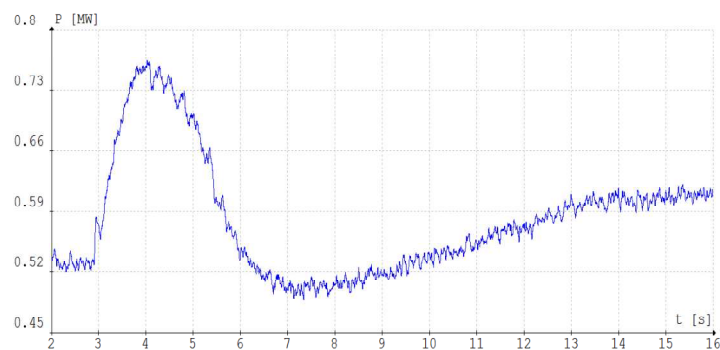


FIGURA 1 – (a) Potência Ativa - Resposta da UG37

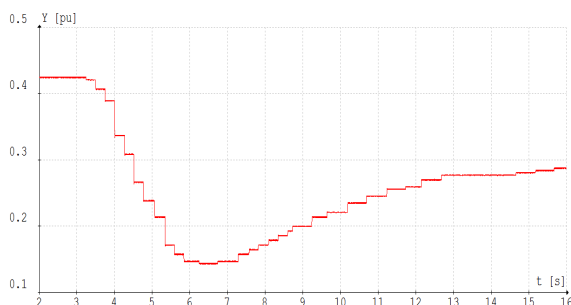


FIGURA 1 – (b) Posição do Atuador - Resposta da UG37

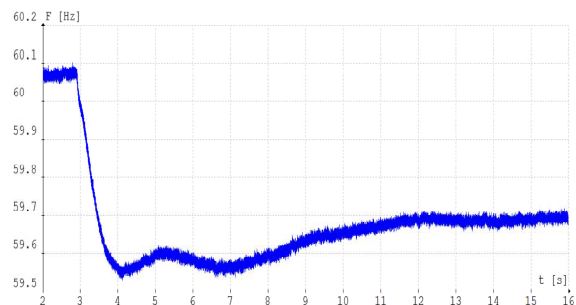


FIGURA 1 – (c) Frequência do Sistema

A recuperação das posições dos atuadores dessas máquinas só começa após alguns segundos depois do início da perturbação, como pode ser observado na Figura 2.

Vale ressaltar que no sistema elétrico de Manaus existem algumas plantas de gerações emergenciais semelhantes a esta do sistema elétrico do Amapá e, provavelmente, com o mesmo comportamento dinâmico.

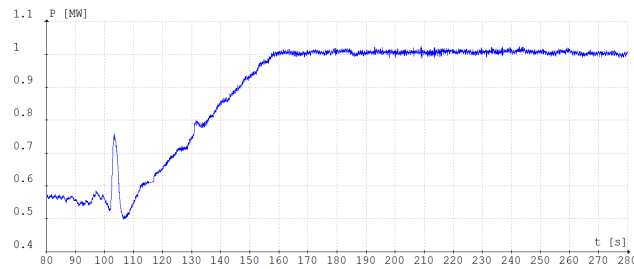


FIGURA 2 – (a) Potência Ativa - Resposta da UG37

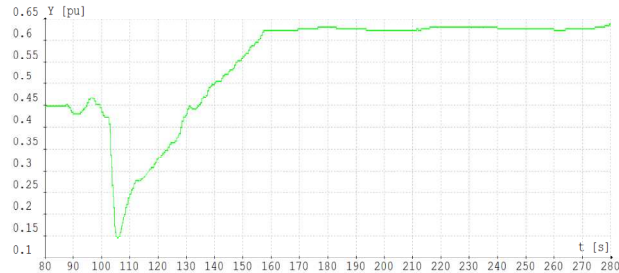


FIGURA 2 – (b) Posição do Atuador - Resposta da UG37

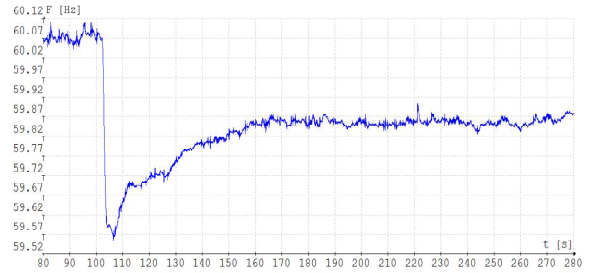


FIGURA 2 – (c) Frequência do Sistema

2.2. Desligamento Intempestivo Durante o Levantamento da Curva de Capabilidade

Nos testes pré-operacionais, durante o levantamento das curvas de capacidade dos geradores de vários PIE e gerações emergenciais dos sistemas elétricos de Manaus e do Amapá, ocorreram vários desligamentos intempestivos (trips). Esses desligamentos foram devidos aos ajustes “fechados” das proteções de perda de excitação (relé 40) ou das proteções de sobrecarga destes geradores. A Figura 3 mostra a curva de capacidade e os registros do desligamento intempestivo de um gerador de 9,321 MVA de um PIE de Manaus. Isto ocorreu devido ao ajuste “fechado” da proteção de perda de excitação. O relé 40 atuou em -0,23 pu quando deveria atuar em -0,56 pu.

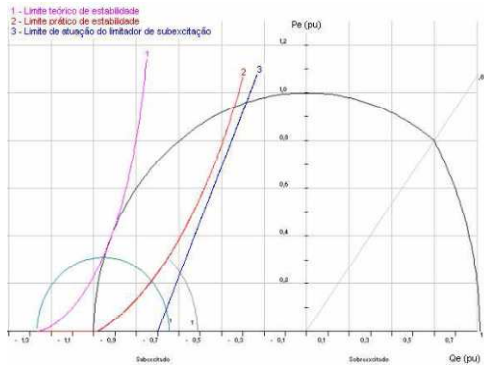


FIGURA 3 – (a) Capacidade 1 pu → 9,321 MVA

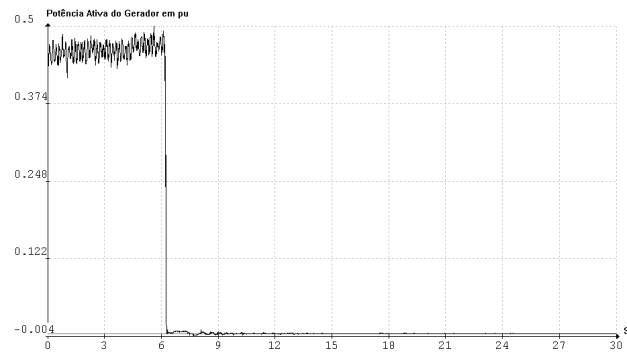


FIGURA 3 – (b) Potência Ativa 1 pu → 8 MW

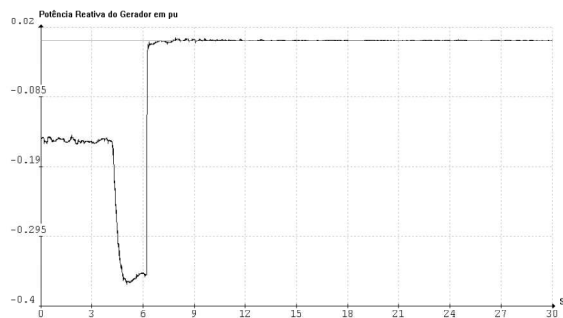


FIGURA 3 – (c) Potência Reativa 1 pu → 6 Mvar

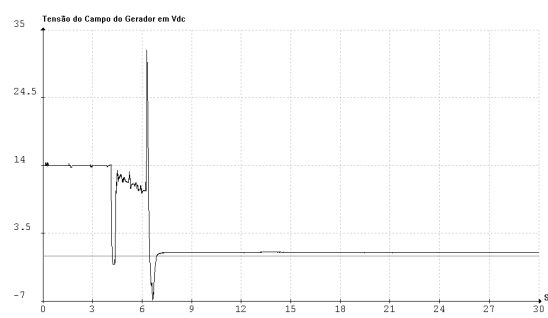


FIGURA 3 – (d) Tensão de Campo

2.3. Resposta de um Conjunto Motor Gerador à Rejeição de uma Parcela da Geração Total do Sistema Amapá

Em testes realizados, em 2005, em um grupo de geração emergencial do sistema elétrico do Amapá, verificou-se, após a rejeição de uma unidade Wartsila com 10 MW, correspondendo a 13% da geração total do sistema, que a potência ativa fornecida pelos conjuntos motores geradores desta geração emergencial estava limitada em 1,55 MW, por máquina, como mostrado na Figura 4, ao invés dos 2,0 MW como especificado na documentação técnica entregue à Eletrobras Eletronorte.

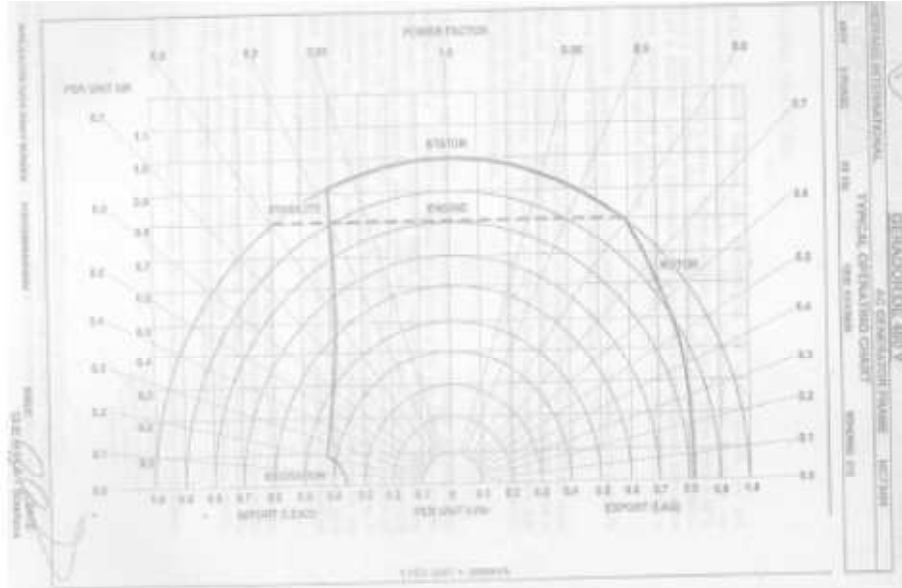


FIGURA 4 – (a) Curva de Capacidade 1 pu → 2,5 MVA

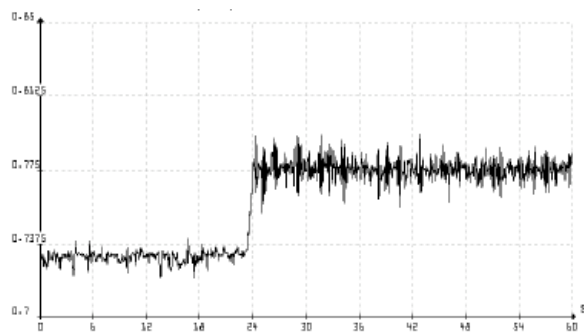


FIGURA 4 – (b) Potência Ativa 1 pu → 2 MW

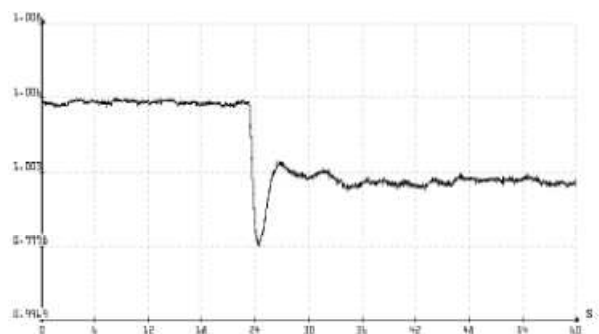


FIGURA 4 – (c) Frequência do Sistema

2.4. Medição em Regime Permanente da Qualidade da Energia Fornecida

Devido à topologia de construção desses motores, com ligações em “V”, na maioria V12, eles inserem “ruídos” na potência fornecida com frequências subsíncronas iguais à metade de suas rotações nominais, com pode ser observado na Tabela 1. Em medições em regime permanente, foram observados e registrados “ruídos”, relativos a estas frequências subsíncronas, na ordem de até 15,4% da potência elétrica fornecida, como mostrado nas Figuras 5 e 6.

TABELA 1 – Relação entre a Rotação Nominal dos Motores e a Frequência do “Ruído” Inserido

NÚMERO DE PÓLOS DO GERADOR	ROTAÇÃO NOMINAL		FREQUÊNCIA DO RUÍDO (Hz)
	(rpm)	(rps)	
14	514	8,57	4,28
10	720	12	6
6	1200	20	10
4	1800	30	15

Na Figura 5, 1 pu equivale a 20 MW e o “ruído” na potência ativa corresponde a 15,4%, pico a pico, do valor médio desta potência e, neste caso, a frequência do “ruído” é 4,28 Hz. Na Figura 6, 1 pu equivale a 1,25 MW e o “ruído” na potência ativa corresponde a 2,2%, pico a pico, do valor médio desta potência e, neste caso, a frequência do “ruído” é 15,0 Hz.

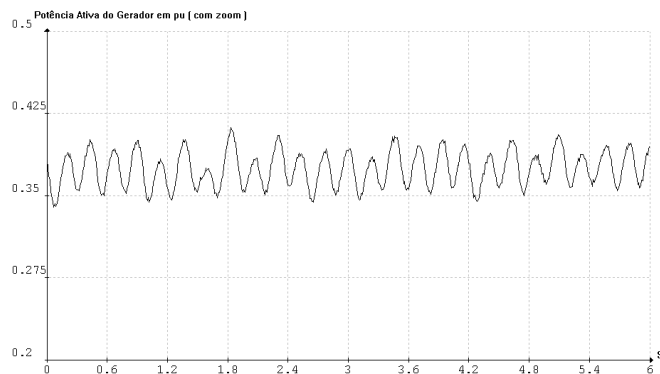


FIGURA 5 – Potência Ativa (7,5 MW) na Saída de uma Máquina de um PIE de Manaus



FIGURA 6 – Potência Ativa (1,13 MW) na Saída da UG37 de uma Geração Emergencial do Amapá

3.0 - VERIFICAÇÕES EM CAMPO

3.1. Ajustes Fechados dos Parâmetros e Modos de Controle dos Geradores

Na maior parte dos testes pré-operacionais que coordenamos, ou participamos, para acompanhar a entrada em operação de PIE e gerações emergenciais nos sistemas elétricos de Manaus e do Amapá, inicialmente, os modos de controle dos reguladores de tensão estavam “setados” em fator de potência ($\cos\phi = 1$) e os modos de controle de velocidade em potência constante, diferente do que preconizava os editais de licitação e o submódulo 3.6 dos procedimentos de rede do ONS. Após muita negociação, conseguimos alterar estes modos de controle para controle automático de tensão e controle automático de frequência.

Depois da entrada em operação de alguns destes PIE e gerações emergenciais, pudemos constatar, após análise de ocorrências e verificações em campo, que estes agentes retornaram os modos de controle dos reguladores dos geradores para os modos “setados” inicialmente, isto é, o controle de tensão em fator de potência e o controle de velocidade em potência constante, não mais participando da regulação de tensão nem da regulação primária da frequência do sistema elétrico em questão.

Após a entrada em operação, verificamos, também, que em algumas plantas a potência elétrica fornecida pelos geradores foram limitadas em valores bem abaixo do especificado, próximo ao valor que estavam despachando. Devido a esta limitação, embora os reguladores de velocidade destas máquinas estivessem “setados” em controle automático de frequência, durante as ocorrências que levavam à perda de geração no sistema elétrico, elas não participavam da regulação primária da frequência do sistema.

Em algumas plantas encontramos a banda morta dos reguladores de velocidade ajustada na faixa de 56 Hz a 64Hz, com comutação automática para mudar para controle de frequência, caso a frequência do sistema afundasse abaixo 59,5Hz. Nestes casos, a efetivação do controle de frequência variava de 700 ms a 4 s, dependendo da planta. Em boa parte das plantas as bandas mortas dos reguladores de velocidade estavam ajustada entre 59,5 Hz e 60,5 Hz e, com muita negociação, elas foram reajustadas na faixa de 59,95 Hz a 60,05 Hz.

3.2. Ajustes Fechados das Proteções dos Geradores e Controles Conjuntos

Nas plantas com o controle conjunto habilitado existe um outro nível de proteção, além das proteções dos geradores. Ao analisarmos algumas ocorrências que levaram à saída intempestiva de uma geração emergencial no sistema elétrico do Amapá, verificamos que os ajustes da maioria das funções de proteção do controle conjunto

estavam mais fechados que os ajustes das proteções dos geradores, pelo menos no que diz respeito às temporizações, que são bem menores, como pode ser observado na tabela 2.

Tabela 2 – Relação entre os Ajustes das Proteções do Controle Conjunto (DEIF) e dos Geradores (EMCP 3.3)

DEIF			
Description	Valores	Time	Trip/ Alarm
Over Voltage	111% (532 V)	2	Trip
Under Voltage	90% (432 V)	2	Trip
Under Frequency	95% (57 Hz)	3	Trip
Over Frequency	105% (63 Hz)	5	Trip
Potencia Activa Inversa	5% (80KW)	2	Trip
Potencia Reactiva Inductiva	100% (1200KVAR)	1	Alarm
Potencia Reactiva Capacitiva	70% (840KVAR)	0,1	Trip
EMCP 3.3 (Parâmetros de Alarme e Trip do Gerador)			
Description	Valores	Time	Trip/ Alarm
Generator Overcurrent	105%(2528Amps)	1	Alarm
Generator Overcurrent	109%(2624Amps)	0,1	Trip
Over Frequency	103% (62 Hz)	5	Alarm
Over Frequency	105% (63 Hz)	10	Trip
Under Frequency	95% (57 Hz)	5	Alarm
Under Frequency	95% (57 Hz)	8	Trip
Over Voltage	111% (532V)	4	Alarm
Over Voltage	111% (532 V)	8	Trip
Under Voltage	92% (441,6 V)	5	Alarm
Under Voltage	85% (408 V)	0,1	Trip
Potencia Reactiva Capacitiva	60% (720KVAR)	5	Alarm
Potencia Reactiva Capacitiva	75% (900KVAR)	0,1	Trip

4.0 - CONCLUSÃO

Desligamentos intempestivos devidos a parâmetros dos reguladores e proteções dos geradores com ajustes “fechados”, a não participação da regulação primária da frequência do sistema e o afundamento da potência mecânica dos conjuntos motores geradores durante uma perturbação no sistema elétrico podem levar a um desempenho insatisfatório do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), através da atuação de maior número de estágios deste ERAC (1), (2), ou ao blecaute do sistema quando a perturbação levar ao ilhamento deste sistema elétrico, ou ao afundamento drástico das tensões e o consequente colapso da tensão do sistema (3).

Os “ruídos” inseridos na potência elétrica fornecida pelos conjuntos motores geradores, relacionados às suas rotações nominais, não podem ser eliminados, pois são inerentes à topologia destes motores, mas podem ser drasticamente mitigados pela inserção de filtros corta-faixa (notch) de segunda ordem, ou ordem superior, nos reguladores de velocidade destes equipamentos.

No intuito de evitar o mau desempenho destes equipamentos, principalmente frente a perturbações no SIN que levem ao ilhamento dos sistemas elétricos de Manaus e do Amapá, faz-se necessário, antes da interligação destes sistemas isolados ao SIN, uma verificação completa nos ajustes de proteção, limitadores, modos de controle e parâmetros dos reguladores de tensão e de velocidade e dos controles conjuntos dos conjuntos motores geradores que serão despachados pelos PIEs e gerações emergenciais nestes sistemas elétricos.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) Brito, N. H. M. N. et al. “Experiência da Eletronorte na Operação de Sistemas Elétricos com a Presença de Produtores Independentes de Energia”, anais do VIII SEPOPE, 2002.

(2) Teixeira, R. M., Camargo, I. M. T. “Análise e Aperfeiçoamento do Esquema de Controle de Emergência do Tipo Esquema Regional de Alívio de Carga”, anais do XI ERIAC, 2005.

(3) Teixeira, R. M. et al. “Análise de Colapso de Tensão Decorrente de Perturbação em Sistema Real – Análise Comparativa Medição Versus Simulação”, anais do XXI SNTPEE, 2011.

(4) REIVAX. Registros de Ensaios em Geradores nos Sistemas da Eletrobras Eletronorte, 2004 a 2012.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Ricardo Marcelo Teixeira



Nascido em Goiânia em 1958, graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade de Brasília em 1980, em 2003 recebeu o grau de Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade de Brasília. Atua na área de estudos elétricos da operação de sistema da Eletrobrás Eletronorte.

Filipe Rodrigues Lopes



Nasceu no Rio de Janeiro, Brasil, em 1983. Graduiu-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora em 2006. Trabalha desde 2007 na Eletrobras Eletronorte como Engenheiro de Operação desenvolvendo estudos elétricos nas áreas de Fluxo de Potência, Transitórios Eletromagnéticos e Transitórios Eletromecânicos.

João Paulo Fernandes Lima



Nascido em Goiânia em 1980, graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Goiás em 2003, em 2006 recebeu o grau de Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Goiás. Atua na área de estudos elétricos da operação de sistema da Eletrobrás Eletronorte.

Lucas Guimarães Lins Brandão



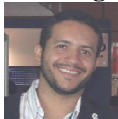
Nascido em Brasília em 1983, graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade de Brasília em 2006, em 2009 recebeu o grau de Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade de Brasília. Atua na área de engenharia de supervisão, regulação e proteção de geradores da Eletrobrás Eletronorte.

Mônica Braga Teixeira



Nascida em Minas Gerais em 1962. Graduada e pós-graduada em Engenharia Elétrica pela Escola Federal de Itajubá, em 1986. Atua na área de estudos elétricos da operação de sistema da Eletrobrás Eletronorte.

Nilo Sérgio Soares Ribeiro



Nascido em Brasília, DF em 28 de Novembro de 1978. É engenheiro eletricitista formado pela Universidade Federal de Mato Grosso (2004) e mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia e atualmente é engenheiro da Eletrobrás Eletronorte. Atua na área de estudos elétricos com ênfase em transitórios eletromagnéticos e qualidade da energia.