



**XXIII SNPTTE  
SEMÍNÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GPT/24  
18 a 21 de Outubro de 2015  
Foz do Iguaçu - PR

**GRUPO – II**

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

**ESTUDOS DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA PARA O SISTEMA ELÉTRICO QUE ATENDE A ILHA DE FERNANDO DE NORONHA CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE FONTES EÓLICAS E FOTOVOLTAICAS**

**Patricia L. Cavalcante(\*)  
CPqD**

**Glauco N. Taranto  
COPPE/UFRJ**

**Djalma M. Falcão  
COPPE/UFRJ**

**Tatiana M. L. Assis  
COPPE/UFRJ**

**Roberto C. Carvalho  
COPPE/UFRJ**

**Sergio L. Escalante  
COPPE/UFRJ**

**Luana L. Martins  
CPqD**

**Marcos R. R. Malveira  
CPqD**

**Marcelo A. X. de Lima  
CELPE**

**José Mário de Souza Melo  
CELPE**

**José Aderaldo Lopes  
CELPE**

**RESUMO**

Os sistemas de potência possuem particularidades e limitações, sendo necessárias análises para obter seu comportamento em regime normal de operação ou frente a perturbações. Este trabalho apresenta os resultados obtidos, em regime permanente e dinâmico, para o sistema elétrico de Fernando de Noronha no projeto de P&D CELPE/ANEEL de Redes Elétricas Inteligentes, e tem como premissa verificar a possibilidade do uso de automatismos na rede. O objetivo principal é identificar se a rede mantém-se estável, no caso de falhas e manobras automáticas para seu restabelecimento (*self-healing*), considerando a presença de fontes de geração eólica e fotovoltaica.

**PALAVRAS-CHAVE**

Geração eólica, geração fotovoltaica, estabilidade transitória, *self-healing*, sistema isolado.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

A expansão do setor elétrico brasileiro resultou em uma grande variedade de topologias de rede, com características próprias que estão atreladas ao perfil de consumo e sua localização. O comportamento dessas redes frente a ocorrências tem se tornado uma questão bastante estudada pelas concessionárias do país, devido à preocupação com a qualidade da energia e dos serviços prestados.

A estabilidade de um Sistema de Energia Elétrica (SEE) pode ser avaliada pela capacidade do sistema de se manter em equilíbrio em condições normais e de perturbação. Os estudos de estabilidade transitória analisam o comportamento do sistema frente a grandes alterações do sistema ou da geração, bem como na ocorrência de curtos-circuitos nas linhas [1]. Segundo a definição do IEEE [2], um sistema de potência é dito estável do ponto de vista de estabilidade transitória para uma certa condição de operação e para uma dada grande perturbação se, após a ocorrência da perturbação, o sistema é capaz de alcançar uma nova condição de operação, respeitando os limites operativos aceitáveis.

O conhecimento do comportamento do sistema diante de perturbações, causadas por fenômenos diversos, ajuda a definir ações que mantenham a estabilidade e a compreender a consequência de tais ocorrências para os equipamentos distribuídos ao longo da rede. Dentro do mesmo contexto, a influência da inserção de fontes de geração distribuída (GD) na estabilidade das redes de distribuição precisa ser melhor estudada, para que sejam adaptados procedimentos como religamento, reconfiguração e os ajustes nos programas associados [3].

Os estudos de estabilidade das redes elétricas apresentam resultados importantes para diversos setores dentro das concessionárias de energia. Na área de operação, esses resultados são utilizados a fim de estabelecer ajustes nos diversos controladores do sistema. No planejamento da expansão, é importante a consideração de restrições na estabilidade para as diversas configurações de geração, carga e topologia da rede, contempladas para a expansão do sistema. Em se tratando da implantação de novas tecnologias, como reconfiguração automática (*self-healing*), é importante estimar o comportamento das variáveis da rede para que não ocorra perda na qualidade da distribuição.

Dentro desse contexto, a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE) desenvolve atualmente, no âmbito do programa de P&D da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Projeto de Redes Elétricas Inteligentes (REI) na ilha de Fernando de Noronha (FN), atendida com grupos geradores a diesel, além de possuir projetos para a implantação de GD de fontes fotovoltaicas e eólicas. Dentre as diversas tecnologias que estão sendo implantadas neste projeto, a ferramenta que envolve a reconfiguração automática possui grande expectativa de retorno. No entanto, para a implantação de uma tecnologia como essa, diante da perspectiva de conexão de GD, é necessário conhecer o comportamento da rede frente a chaveamentos automáticos e alterações na topologia da rede.

O sistema que atende a ilha é um sistema isolado e possui um histórico de instabilidade nos geradores na ocorrência do religamento automático do montante total da carga e, portanto, os religamentos automáticos estão bloqueados. Este trabalho irá apresentar alguns estudos realizados para avaliação do impacto, em regime permanente e estabilidade transitória (eletromecânica), da inserção de fontes renováveis de geração distribuída do tipo eólica e fotovoltaica no sistema elétrico da ilha de FN. Os estudos avaliaram o comportamento do sistema frente a curtos-circuitos e perda de geração distribuída, para determinar a possibilidade de religamentos e reconfiguração automática, além de estimar o grau de penetração de fontes renováveis permitido na ilha de FN, tendo como base o impacto na estabilidade transitória do sistema.

O objetivo principal foi verificar se a rede permanecia estável, para diversas configurações do sistema (carga leve, média e pesada, quantidade de geradores a diesel em operação, geração distribuída, operação radial ou em anel), no caso de falhas e consequentes manobras automáticas. Diante das particularidades do sistema e para a operação segura da rede na presença de novas tecnologias a serem implantadas, os estudos realizados apontaram como o sistema responde frente a situações diversas e como isso afeta sua estabilidade, determinando para cada tipo de topologia da rede os possíveis automatismos permitidos.

## 2.0 - DESENVOLVIMENTO

A rede de distribuição de energia tem passado por uma crescente transformação, especialmente no que diz respeito ao fluxo de energia que, devido às fontes de geração distribuída, passa a ser bidirecional. Com a conexão dessas fontes de geração na rede elétrica e implantação de novas metodologias para permitir a recomposição automática do sistema, além de outras tecnologias, se torna extremamente necessário a realização de estudos para maior entendimento e detalhamento do comportamento da rede.

Diante deste cenário, foram realizadas simulações computacionais com foco na análise estática e dinâmica da rede elétrica de Fernando de Noronha, atendida pela CELPE, incorporando a presença de geração distribuída. As simulações consideraram diferentes configurações dos geradores a diesel, três patamares de carga (pesada, média e leve) e a instalação de duas usinas de geração solar fotovoltaica e uma usina eólica.

A ferramenta utilizada para a simulação dos casos estudados foi o software Simulight [4], desenvolvido pela COPPE/UFRJ, por oferecer as características necessárias à execução do trabalho. Esse simulador foca na realização de estudos de fluxo de potência e estabilidade transitória em redes de distribuição com geração distribuída nas modelagens monofásica e/ou trifásica.

### 2.1 Características da rede elétrica de FN

O sistema de FN consiste em uma usina termelétrica a óleo biodiesel, denominada de UTE Tubarão, uma subestação denominada FEN e as redes de distribuição dispostas pelo distrito. A usina é composta por cinco geradores, sendo dois de 1,125MVA (G2 e G3), dois de 1,608MVA (G1 e G4) e um gerador para operação de contingência de 1,4MVA (G5). A subestação FEN possui três alimentadores operando radialmente, FEN-01F1, FEN-01F2 e FEN-01F3, que atendem aproximadamente dois mil e seiscentos habitantes. A Figura 1 apresenta um diagrama simplificado do sistema de Fernando de Noronha.

Nos estudos foram consideradas uma usina eólica composta de quatro unidades de 250 kW instaladas no final do alimentador FEN-01F1, uma usina de geração solar fotovoltaica de 550 kWp e outra de 400 kWp, instaladas nos alimentadores FEN-01F3 e FEN-01F2, respectivamente.

As cargas leve, média e pesada da ilha são de aproximadamente 1,3 MW, 1,8 MW e 2,5 MW, respectivamente. Desta forma, percebe-se que o nível de penetração de geração renovável pode chegar a 100% nos patamares de carga leve e média. Trabalhos publicados na literatura técnica (5)-(8) relatam que a penetração máxima de fontes

não convencionais de energia é em torno de 30 a 40%. Mesmo em situações favoráveis de irradiação solar e de vento que poderiam proporcionar um aumento do percentual das fontes não convencionais, o operador do sistema limita essa geração para manter o percentual máximo admitido.

Sendo assim, nos estudos apresentados neste artigo adotou-se a premissa de que pelo menos um gerador síncrono está sempre conectado ao sistema, independentemente do montante de geração provido pelas fontes renováveis.

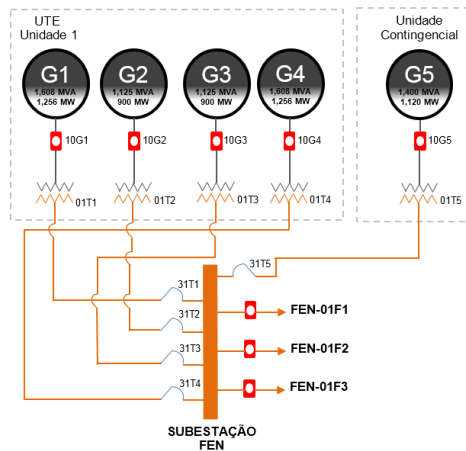


FIGURA 1 – Diagrama simplificado da rede elétrica de Fernando de Noronha

## 2.1 Estudos realizados

As simulações apresentadas neste artigo consistem de estudos de fluxo de potência e estabilidade transitória, que visam direcionar a CELPE para futuras conexões de fontes de geração distribuída na rede de FN. São apresentadas simulações com o sistema operando com diferentes combinações dos geradores a biodiesel, de patamar de carga e GD, conforme cenários descritos na Tabela 1.

TABELA 1 – Lista de cenários estudados

Cenário	Característica				
	Carga	Fotovoltaica 1	Fotovoltaica 2	Eólica	UTE Tubarão
A	Pesada	Não	Não	Não	G1, G2 e G3
B	Média	400 kWp	Não	Não	G2 e G3
C	Média	Não	550 kWp	Não	G2 e G3
D	Média	400 kWp	550 kWp	Não	G2 e G3
E	Pesada	Não	Não	250 kW	G1 e G4
F	Pesada	Não	Não	500 kW	G1 e G4
G	Pesada	Não	Não	750 kW	G1 e G2
H	Pesada	Não	Não	1000 kW	G1 e G2
I	Média	400 kWp	Não	1000 kW	G2
J	Média	Não	550 kWp	1000 kW	G2
K	Média	400 kWp	550 kWp	865 kW	G2

### 2.2.1. Estudos de fluxo de potência

Os estudos de fluxo de potência foram realizados com a finalidade de analisar se as variáveis da rede encontravam-se dentro dos limites operacionais do sistema elétrico. A Figura 2 apresenta os resultados de fluxo de potência para os casos analisados. Em todas as simulações realizadas não foram detectadas quedas de tensão acentuadas, ou seja, o controle de tensão é adequado.

Nesses estudos também foram avaliados o carregamento e o fator de potência de operação dos geradores a diesel. A Tabela 2 apresenta as potências ativa e aparente injetadas por cada gerador da UTE Tubarão nos casos estudados.

No Cenário A não há conexão de geração solar nem eólica, e não houve sobrecarga nos geradores e o fator de potência é de 0,78 com as máquinas sobre-excitadas. Nos Cenários B, C, D, E, F e H não houve sobrecarga nos geradores a diesel, entretanto deve ser ressaltado para o Cenário D o baixo carregamento dos geradores a diesel, uma vez que há 950 kW injetados pelas unidades fotovoltaicas.

No Cenário G observa-se uma sobrecarga de 5,2% em relação à capacidade nominal (kVA) do Gerador G2, embora não tenha havido nenhuma violação do carregamento ativo (kW). Também observa-se o valor de fator de potência de 0,64 (capacitivo). No Cenário I, observa-se uma sobrecarga de 7% do Gerador G2, que opera com fator de potência 0,35 (capacitivo). Essa sobrecarga ocorre devido ao fornecimento de toda a energia reativa ser realizado pelo Gerador G2, uma vez que as fontes alternativas fornecem apenas potência ativa. No Cenário J, observa-se uma sobrecarga de 2,7% do Gerador G2, que opera com fator de potência 0,24 (capacitivo). O Cenário K teve a geração eólica reduzida de forma a impedir a motorização da unidade a diesel despachada. Com isso, o Gerador G2 opera com fator de potência praticamente nulo, ou seja, funcionando como um compensador síncrono. Tal condição pode inviabilizar esse cenário operativo. Assim, recomenda-se que não seja utilizada essa configuração.

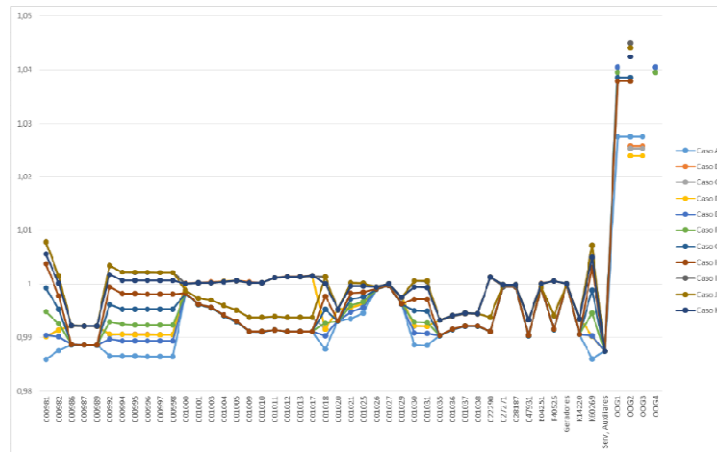


FIGURA 2 – Tensões nos nós da rede de FN

TABELA 2 – Carregamento dos geradores a diesel

Cenário		A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
G1	MW	1,0876	-	-	-	1,1789	1,0519	1,0889	0,9421	-	-	-
	MVA	1,226	-	-	-	1,4861	1,3801	1,3906	1,275	-	-	-
G2	MW	0,760	0,7105	0,6345	<b>0,4331</b>	-	-	<b>0,7630</b>	0,660	<b>0,4229</b>	<b>0,273</b>	<b>0,0042</b>
	MVA	0,9718	0,9088	0,8483	<b>0,7035</b>	-	-	<b>1,1837</b>	1,1122	<b>1,2028</b>	<b>1,155</b>	<b>1,1175</b>
G3	MW	0,760	0,710	0,6355	<b>0,4335</b>	-	-	-	-	-	-	-
	MVA	0,9718	0,9085	0,8489	<b>0,7037</b>	-	-	-	-	-	-	-
G4	MW	-	-	-	-	1,180	1,052	-	-	-	-	-
	MVA	-	-	-	-	1,4869	1,3801	-	-	-	-	-

### 2.2.1. Estudos de estabilidade transitória

Os estudos de estabilidade transitória apresentados neste artigo englobam análises de perda das unidades de geração distribuída (solar e eólica), religamento automático após curto-circuito na rede e reconfiguração automática. A seguir são apresentados os resultados obtidos. As simulações foram realizadas a partir dos pontos de operação calculados na Seção 2.2.1.

#### a) Perda de GD

Nesses estudos foi considerada a perda da maior GD presente no caso estudado. Nos Cenários B, C, D, E, F, G, H e K a variação da tensão é pouco significativa demonstrando que não há dificuldades no controle de tensão, e as velocidades angulares dos geradores a diesel indicam o comportamento estável do sistema. A Figura 3 apresenta o resultado das tensões e da velocidade angular para o Cenário H. Cabe ressaltar que nos estudos de regime permanente, o Cenário K provoca a operação do gerador a diesel com fator de potência próximo de zero, o que poderá inviabilizar sua aplicação prática.

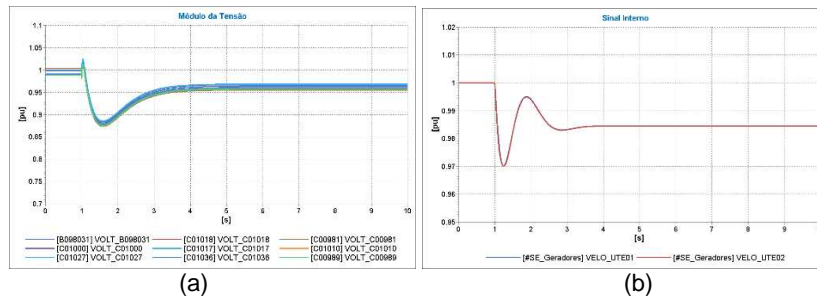


FIGURA 3 – Cenário H (a) Tensões na rede para a perda da GD (b) Frequência dos geradores para a perda da GD

A queda na frequência observada na Figura 3 (b) é esperada, uma vez que os geradores a diesel têm sua potência gerada aumentada para suprir a perda da GD. Os erros de regime permanente na frequência são eliminados pela regulação secundária dos reguladores de velocidade, ou pela ação manual dos operadores, que usualmente não são modeladas em estudos de estabilidade transitória.

Nos Cenários I e J é possível observar a degradação do perfil de tensão no ponto de equilíbrio pós-distúrbio, ou seja, pode ser necessário algum recurso de controle de tensão para corrigir os valores pós-falta. A Figura 4 apresenta o resultado das tensões e velocidade angular para o Cenário I.

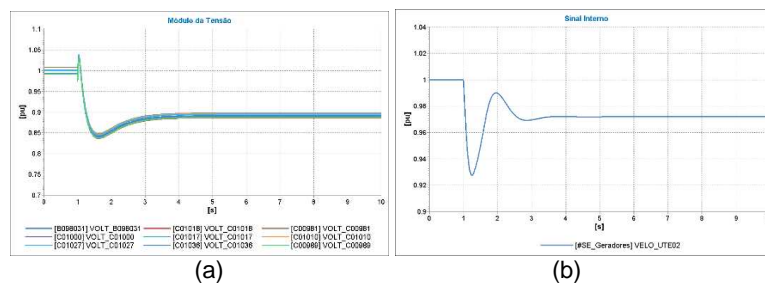


FIGURA 4 – Cenário I (a) Tensões na rede para a perda da GD (b) Frequência dos geradores para a perda da GD

Com a perda da GD a potência dos geradores a diesel aumenta. Nos Cenários F, G, H, I, J e K a potência gerada pelos geradores não alcança o valor total da geração perdida (eólica). Isso ocorre porque o perfil de tensão do sistema, em regime permanente, é menor do que o perfil pré-distúrbio. Como o modelo de carga utilizado na simulação é do tipo impedância constante, o mais comumente adotado, há uma diminuição do consumo de potência ativa nas cargas. A Figura 5 apresenta o resultado para o Cenário H.

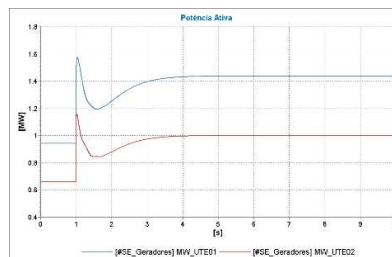


FIGURA 5 - Potência ativa gerada para a perda de GD: caso H

Finalmente, em relação ao esforço torcional, apenas para os Cenário I, J e K ocorre violação do critério adotado, proposto em [9]. Tal violação se dá em função da grande variação na potência gerada pelas unidades a diesel no momento da perda da GD. A Figura 6 apresenta o resultado para os Cenários H e I. As retas vermelhas representam os limites aceitáveis, em relação à potência inicial, para que não haja perda de vida útil significativa dos geradores.

#### b) Religamento automático após curto-circuito

O estudo de religamento automático teve como objetivo avaliar a capacidade dos geradores de se manterem em sincronismo após um ciclo completo de tentativas de religamento quando da ocorrência de curtos-circuitos da rede. Para a realização das simulações, foi considerada curto-circuito no alimentador FEN-01F1 com duas aberturas e um religamento com intervalo de 5s, ou seja, o curto-circuito é aplicado em  $t = 1,0s$ . Após 100ms ( $t = 1,1s$ ), o sistema de proteção atua e o disjuntor do alimentador sob defeito é aberto. Em seguida, após 5s ( $t = 6,1s$ ), o mesmo disjuntor é fechado na tentativa de religar o alimentador. Como o defeito é permanente, após 500ms ( $t = 6,6s$ ), o sistema de proteção atua desligando definitivamente o circuito.

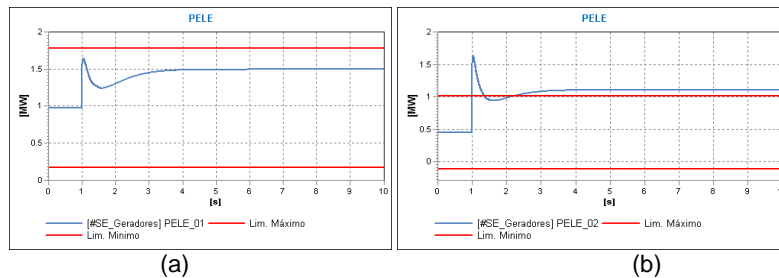


FIGURA 6 - Avaliação do esforço torcional para perda da GD (a) Cenário H (b) Cenário I

Nos Cenários A, B, C, D, E, F, G e H, o sistema é estável para o religamento automático. Entretanto, foram verificadas sobretensões temporárias nos Alimentadores FEN-01F2 e FEN-01F3 sempre que o disjuntor do Alimentador FEN-01F1 é aberto. Cabe ressaltar que, para os casos com GD, no momento do defeito, a tensão no ponto de conexão da GD's sofre um grande afundamento, acarretando no desligamento das mesmas. A Figura 7 apresenta as tensões na rede e a velocidade angular dos geradores a diesel para o Cenário H. A frequência se estabiliza em um valor ligeiramente inferior ao original, indicando que o montante de geração eólica desligado é próximo do valor da carga perdida.

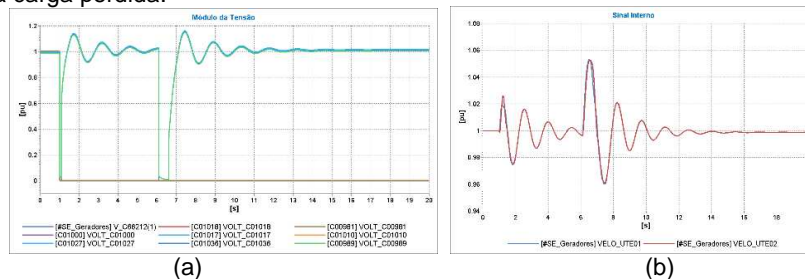


FIGURA 7 – Cenário H (a) Tensões na rede para o religamento após curto-circuito (b) Frequência dos geradores para o religamento após curto-circuito

Nos Cenários I, J e K, embora o comportamento das tensões aparentam uma condição estável, ao analisar a velocidade angular do Gerador G2, é possível verificar que a unidade a diesel não consegue recuperar o sincronismo, conforme apresentado na Figura 8 para o Cenário I.

O comportamento instável do sistema é reforçado pela observação da potência acelerante do Gerador G2, conforme Figura 8 (b). A máquina não consegue responder satisfatoriamente à perda das unidades de GD após o curto-circuito.

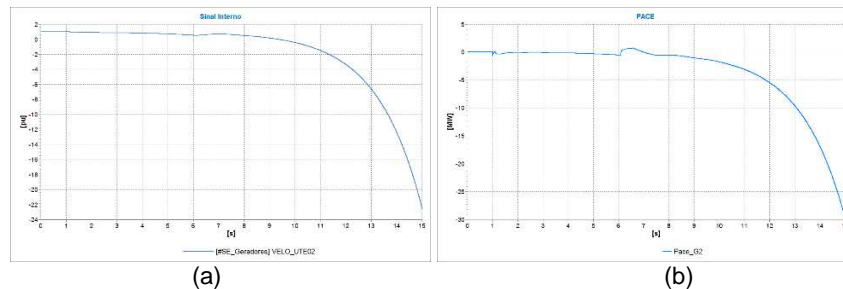


FIGURA 8 – Cenário I (a) Frequência dos geradores para o religamento após curto-circuito (b) Potência acelerante para o religamento após curto-circuito

### c) Reconfiguração automática (self-healing)

Esse estudo foi realizado considerando um curto-circuito no Alimentador FEN-01F1 em um ponto (B098060) a montante da chave K14217, que permite o fechamento do anel entre os Alimentadores FEN-01F1 e FEN-01F3, conforme ilustra a Figura 9. O curto-circuito indicado provoca a abertura da chave C66212 localizada no início do Alimentador FEN-01F1, após 100ms. Neste momento, o Alimentador FEN-01F1 fica totalmente desenergizado e suas cargas são desligadas. Um sistema que permita a identificação da localização do defeito pode então comandar a abertura da chave C00983, após 400ms. Assim, o trecho da rede sob defeito, ou seja, entre as chaves C66212 e C00983, fica isolado. Neste momento, a chave K14217 pode ser fechada, permitindo a alimentação de parte da carga do Alimentador FEN-01F1 através do Alimentador FEN-01F3. Na Figura 9, é apresentada um esquemático da rede após a reconfiguração, o que mostra que a carga a jusante do ponto B098113 será atendida pelo Alimentador FEN-01F3.

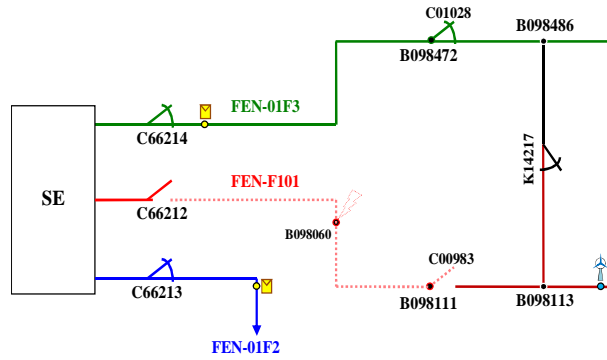


FIGURA 9 – Sistema após a reconfiguração automática

Para uma análise mais conservadora, foi considerado que nas simulações que envolviam curtos-circuitos, houvesse a desconexão da GD devido ao afundamento de tensão, que nos casos analisados foram abaixo de 0,1 pu. De acordo com uma recente norma ABNT [10], os resultados mais conservadores aqui apresentados poderiam ser um pouco relaxados, pois em algumas situações simuladas, em que ocorreu o desligamento de GD, a mesma poderia continuar em operação.

Após a reconfiguração, parte do sistema fica desenergizada. Nos Cenários A, B, C, D, E, F, G e H apesar das sobretensões transitórias, não há problemas no controle de tensão e a velocidade angular dos geradores a diesel se estabiliza. Embora a carga total tenha diminuído com a reconfiguração, há perda também das GD's devido ao afundamento severo da tensão, resultando na queda da frequência. A Figura 10 apresenta o resultado para o Cenário H.

Nos Cenários B, C, D, F, G e H, com a reconfiguração e a perda das GD's, a potência dos geradores a diesel aumenta indicando que o valor injetado na rede pelas GD's é maior que a carga desligada. Com isso, os geradores a diesel devem suprir essa demanda extra. No Cenário E, a potência dos geradores a diesel é reduzida, indicando que o desligamento da GD não compensa o corte de carga, ou seja, a geração da usina eólica era menor do que a carga desenergizada do alimentador FEN-01F1. Na Figura 11 são apresentados os resultados para os Cenários H e E.

Nos Cenários I, J e K as GD's também são desconectadas devido ao severo afundamento de tensão e as tensões se estabilizam em torno de 0,9 pu. Entretanto, ao verificar a velocidade angular do Gerador G2, observa-se que não o mesmo não consegue se estabilizar. Além disso, ao avaliar a potência acelerante do gerador observa-se que o sistema de regulação de velocidade não consegue impedir a desaceleração da máquina. A Figura 12 apresenta o resultado para o Cenário I.

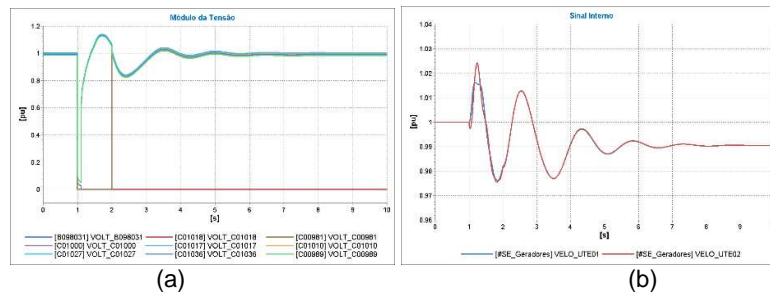


FIGURA 10 – Cenário H (a) Tensões na rede para reconfiguração após curto-circuito (b) Frequência dos geradores para reconfiguração após curto-circuito

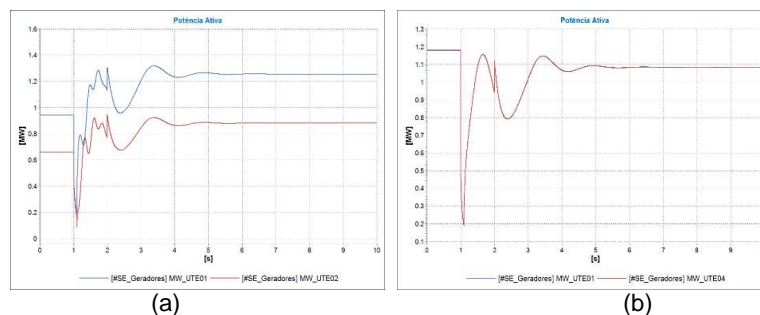


FIGURA 11 – Potência ativa gerada para a reconfiguração após curto-circuito (a) Cenário H (b) Cenário E

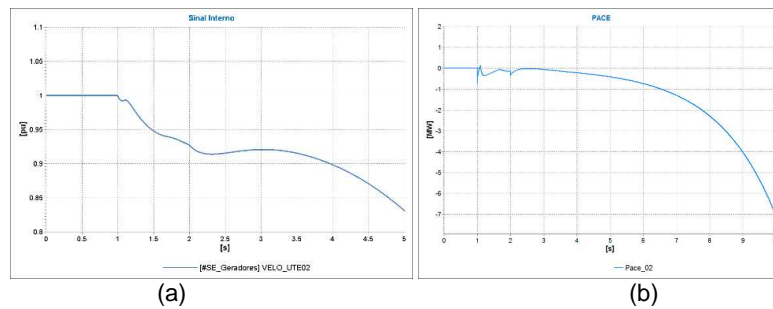


FIGURA 12 – Cenário I (a) Frequência do gerador para reconfiguração após curto-circuito (b) Potência acelerante para a reconfiguração após curto-circuito

### 3.0 - CONCLUSÃO

Neste artigo foram apresentados estudos de fluxo de potência e estabilidade transitória para o sistema de Fernando de Noronha, de forma a identificar os possíveis problemas e soluções a serem realizados quando da implantação de redes elétricas inteligentes (*smart grids*). Com base nos resultados obtidos pelas simulações envolvendo diferentes configurações do sistema, foram estabelecidas algumas premissas para a operação na ilha:

- Não há possibilidade de operação com menos de 2 geradores a biodiesel, pois os geradores síncronos são responsáveis pelo controle da tensão e da frequência;
- Além de haver pelo menos 2 geradores síncronos em operação, os mesmos devem ter uma reserva girante (folga) de forma a responder pela perda da GD em operação;
- O despacho dos geradores a biodiesel deve ser limitado a um percentual mínimo, que garanta as suas condições adequadas de manutenção e os níveis de eficiência estabelecidos. A CELPE deve obter junto aos fabricantes dos equipamentos os limites adequados.

Os estudos de fluxo de potência mostraram que não ocorrem grandes quedas de tensão no sistema. Entretanto, para prevenir sobrecarga nos equipamentos é aconselhável a utilização de pelo menos 3 geradores a biodiesel para o patamar de carga pesada e 2 geradores para carga média e leve.

Os estudos com GD permitiram calcular que a capacidade máxima de potência injetada pelas GD's em FN não pode ser superior 1.335,60 kW, o que corresponde a 52% da demanda, no patamar de carga pesada. Dessa forma, analisando os cenários simulados e considerando um certo grau de incerteza em alguns modelos que foram utilizados, concluiu-se que a operação, dentro dos padrões de geração estabelecidos pelos estudos poderia ser realizada com religamento e com reconfiguração de rede.

### 4.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) P. Kundur, "Power System Stability and Control", EPRI Power System Engineering Series, McGraw-Hill Inc., 1994.
- (2) IEEE Task Force on Terms & Definitions, "Proposed Terms & Definitions for Power System Stability", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 7, Julho de 1982, págs. 1894-1898
- (3) Ministério de Minas e Energia. Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes. "Relatório Smart Grid", 2010.
- (4) Simulight, "Simulador para Redes Elétricas com Geração Distribuída", Manual do Usuário, versão acadêmica disponível em <http://www.coep.ufrj.br/~tarang/Simulight>, 2013.
- (5) A. Gigantidou, "Renewable Energy Sources in Crete", IX IREP Symposium, Rethymnon, Greece, August 2013.
- (6) N. Sakellariadis, J. Mantzaris, G. Tsourakis, C. Vournas & I. Vitellas, "Operation and Security Assessment of the Power System of Crete with Integration of Pumped Storage and Concentrated Solar Thermal Plants", IX IREP Symposium, Rethymnon, Greece, August 2013.
- (7) G. Delille, B. François & G. Malarange, "Dynamic Frequency Control Support by Energy Storage to Reduce the Impact of Wind and Solar Generation on Isolated Power System's Inertia", IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 3, No. 4, pp. 931-939, October 2012.
- (8) M. Schuerger, H. Johal, L. Roose, M. Matsuura & R. Piwko, "Catching Some Rays – Variable Generation Integration on the Island of Oahu", IEEE Power & Energy Magazine, Vol. 11, No. 6, pp. 33-44, November/December 2013.
- (9) IEEE Working Group Report, "IEEE screening guide for planned steady-state switching operations to minimize harmful effects on steam turbine-generators," IEEE Trans. Power App. Syst., vol. PAS-99, no. 4, pp. 1519–1521, Jul./Aug. 1980.



(10) ABNT, "Sistemas fotovoltaicos (FV) – Característica da interface de conexão com a rede de distribuição", NBR 16149:2013.

## 5.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



**Patricia Lopes Cavalcante.** Nascida em Brasília-DF, em 1986. Possui graduação em Engenharia de Computação pela Pontifícia Universidade Católica de Goiás (2008) e Mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (2010). Atualmente é Coordenadora de Projetos no CPqD e possui interesse nas áreas de automação de sistemas elétricos e integração de geração distribuída à rede elétrica.

**Glauco Nery Taranto.** Nascido em Pirai-RJ, em 1965. Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (1988), mestrado em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (1991), doutorado em Engenharia Elétrica pelo Rensselaer Polytechnic Institute, EUA (1994) e pós-doutorado pelo Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano, Milão (2006). Professor Titular do Programa de Engenharia Elétrica da COPPE/UFRJ, Sênior Member do IEEE e membro da CIGRÉ.

**Djalma Mosqueira Falcão** é Engenheiro Eletricista formado pela Universidade Federal do Paraná, 1971, Mestre em Ciências pela COPPE/Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1973, e Ph.D. pela Universidade de Manchester, Reino Unido, 1981. Desde 1974 é professor do Programa de Engenharia Elétrica da COPPE/UFRJ, onde atualmente tem o cargo de Professor Titular. De 1991 a 1993, ele esteve em licença sabática na Universidade da Califórnia, em Berkeley. O professor Falcão é Fellow do IEEE.

**Tatiana Mariano Lessa Assis.** Nascida no Rio de Janeiro-RJ, em 1975. Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal Fluminense (1998), Mestrado (2000) e Doutorado (2007) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). De janeiro a março de 2009 atuou como pesquisadora visitante no Rensselaer Polytechnic Institute (EUA). Entre 2006 e 2011 foi professora da Universidade Federal Fluminense. Atualmente é professora da UFRJ e realiza pós-doutorado no Imperial College London. Tem experiência na área de planejamento da operação de sistemas interligados, aplicações computacionais em sistemas de potência, dinâmica e controle de sistemas de potência, qualidade de energia e eletrônica de potência. Atua como voluntária do IEEE desde 2010 e atualmente é vice-presidente da Seção Rio de Janeiro e Sênior Member do IEEE.

**Roberto Cunha de Carvalho.** Nascido em Volta Redonda-RJ, em 1965. Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal Fluminense (1988) e Mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2009). Trabalhou por sete anos na antiga CERJ (concessionária de energia elétrica no Estado do Rio de Janeiro) e desde o ano 2000 tem trabalhado como consultor na área de estudos de sistemas elétricos industriais e de concessionárias de energia elétrica. Está atualmente fazendo o curso de Doutorado em Engenharia Elétrica na COPPE/UFRJ, com foco em controle coordenado de tensão em redes de distribuição de energia elétrica com alto grau de penetração de geradores distribuídos conectados via inversores de frequência.

**Sergio Escalante.** Nascido em Miraflores, Arequipa – Peru, em 1974. Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Nacional de Engenharia (UNI – 2001), Lima-Peru, tem Mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Maranhão (UFMA – 2005) e Doutorado pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ – 2011). De Junho 2011 a Julho de 2013 atuou como consultor III, exercendo a função de Engenheiro – Pesquisador, na empresa Choice Technologies SA, na época do mestrado e doutorado.

**Luana Laquanette Martins.** Nascida em Maringá-PR, em 1987. Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho (2010). Atualmente é Engenheira no CPqD, atuando no desenvolvimento de projetos de pesquisa e desenvolvimento voltados para o setor elétrico, com ênfase em implantação de redes inteligentes. Suas áreas de interesse são sistemas de potência, gestão de ativos e automação.

**Marcos Roberto Rodrigues Malveira.** Nascido em São Paulo-SP, em 1988. Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (2010). Atualmente é Engenheiro no CPqD e possui interesse nas áreas de automação de sistemas elétricos e gestão de ativos.

**Marcelo Artur Xavier de Lima.** Nascido em Floresta-PE, em 1977. Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade de Pernambuco - UPE (2002), pós-graduação em Gestão da Produção pela Universidade Federal de Pernambuco (2007) e Mestrado em Engenharia da Produção pela Universidade Federal de Pernambuco (2014). Atualmente é Engenheiro da Companhia Energética de Pernambuco - CELPE. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Transmissão e Distribuição da Energia Elétrica, atuando principalmente nos seguintes temas: Padronização de Subestações, Linhas e Redes de Distribuição, desenvolvimento de produtos, geração distribuída, medição de energia elétrica e Smart Grid.

**José Mario de Souza Melo.** Nascido em Serra Talhada-PE, em 1963. Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade de Pernambuco-UPE (1988) e Pós-graduação em Gestão Empresarial pelo Centro de

Desenvolvimento Pessoal e Empresarial (2014). Atualmente é Gestor da área de Manutenção de automação da Celpe e vem atuando em projetos de auto recomposição automática em equipamentos da Distribuição da Celpe.

**José Aderaldo Lopes.** Nascido em Itaporanga-PB, em 1956. Possui graduação em Engenharia Elétrica pela UFPE (1978) e com Pós-Graduação em Processamento da Energia – área de Sistemas de Potência pela UFPB (1980) e em Redes Elétricas Inteligentes pela UPE (2014). Trabalha na CELPE desde 1985, tendo assumido cargos de gestão nas áreas de Estudos Elétricos, Planejamento da Distribuição, Desenvolvimento Tecnológico, Especificação, Padronização e Normalização e Redução de Perdas, atualmente é gestor da Unidade de Engenharia Básica da Transmissão da CELPE/NEOENERGIA e gerente do projeto de P&D CELPE/ANEEL para implantação de Redes Elétricas Inteligentes na Ilha de Fernando de Noronha. Professor do Instituto Federal de Educação, Ciências e Tecnologia de Estado de Pernambuco – IFPE desde 1993.