

Programa de Pós-Graduação em Energia – PPGE/USP

**INSERÇÃO EM GRANDE ESCALA DE GERAÇÃO SOLAR
FOTOVOLTAICA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

Marcelo Pinho Almeida

Qualificação de Doutorado apresentada ao
Programa de Pós-Graduação em Energia
do Instituto de Energia e Ambiente da
Universidade de São Paulo.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Zilles

São Paulo, Novembro de 2013

SUMÁRIO

SUMÁRIO.....	1
1. RESUMO.....	2
2. INTRODUÇÃO.....	2
3. JUSTIFICATIVA E APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA.....	5
4. OBJETIVOS.....	6
5. HIPÓTESE.....	7
6. MATERIAIS E MÉTODOS.....	7
7. ESTRUTURA DO TRABALHO.....	8
8. CRONOGRAMA.....	10
9. INTERCÂMBIO NA UNIVERSIDADE POLITÉCNICA DE MADRID.....	10
10. REFERÊNCIAS.....	11
11. BIBLIOGRAFIA BÁSICA.....	11
12. RESUMO DO PROGRESSO DO TRABALHO.....	12

1. RESUMO

O trabalho consiste em estudar e avaliar os impactos técnicos da inserção em grande escala da geração solar fotovoltaica conectada à rede em sistemas elétricos de potência, considerando fatores como demanda, estabilidade e controlabilidade, e as medidas que podem ser adotadas para permitir uma inserção de forma bastante acentuada.

O trabalho será baseado nas informações disponíveis na literatura, em simulações computacionais e no estudo de um caso real em escala reduzida (sistema equivalente de 900 kWp na Ilha de Fernando de Noronha).

Apesar de dar destaque à área técnica, o trabalho também considera, quando adequado, fatores de ordens econômica e regulamentar. Além disso, as análises e métodos desenvolvidos poderão ser aplicados em sistemas elétricos de grande porte e para outras formas de geração a partir de fontes intermitentes (como a eólica), observando as devidas diferenças e características próprias de cada caso.

2. INTRODUÇÃO

Um conjunto de fatores tem colaborado para a consolidação da geração solar fotovoltaica conectada à rede no Brasil nos últimos anos. Dentre eles pode-se destacar a redução do preço dos módulos fotovoltaicos no mercado internacional (mesmo que momentaneamente devido à conjectura econômica); a divulgação, ainda que em maior intensidade nos meios acadêmico e empresarial, por meio de seminários, congressos, workshops, etc.; a mobilização do governo no sentido de criar um marco regulatório no setor, tendo como exemplos a Resolução Normativa nº 482/2012 (alterada pela Resolução Normativa nº 517/2012) e o P&D Estratégico nº 013/2011 – “Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira”; a produção e atualização de normas técnicas nacionais específicas para sistemas fotovoltaicos¹; e o interesse dos setores industrial e comercial em nacionalizar a produção de equipamentos e serviços de instalação.

Além disso, o Brasil possui índices de irradiação elevados em todo o território nacional, inclusive superiores aos de países líderes no setor fotovoltaico, como Alemanha, Espanha, Itália, China, Estados Unidos e Japão, como mostra a Figura 1. Mesmo assim, a potência instalada acumulada de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil (Figura 2) ainda é muito pequena, principalmente se comparada à mundial (Figura 3). Contudo, observa-se um crescimento bastante acentuado na potência instalada nacional a partir do ano de 2011, ocasionado pela entrada em operação de centrais fotovoltaicas de 1 MWp. Pode-se afirmar que este comportamento tende a se manter e a aumentar, não só pelos valores elevados de recurso solar, como também pelas oportunidades que começam a surgir no país (como, por exemplo, a possibilidade de participação em leilões de energia).

¹ Podem-se destacar as normas ABNT NBR IEC 62116 – Procedimentos de ensaio anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (publicada em março de 2012), ABNT NBR 16149 – Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição (publicada em março de 2013) e ABNT NBR 16150 – Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição - Procedimentos de ensaio de conformidade (publicada em março 2013). Existem, também, os projetos de norma de requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho de sistemas fotovoltaicos e de instalações elétricas de sistemas fotovoltaicos, ambos em discussão nas Comissões de Estudo 82 e 64 do COBEI – Comitê Brasileiro de Eletricidade, Eletrônica, Iluminação e Telecomunicações, respectivamente.

Yearly sum of Global Horizontal Irradiation (GHI)

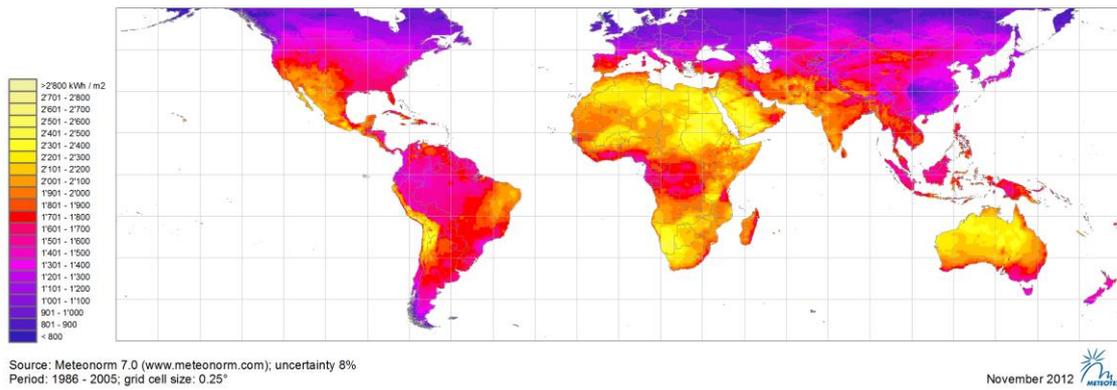


Figura 1 – Mapa da irradiação global anual (Adaptado de METEONORM, 2013).

Capacidade instalada acumulada mundial

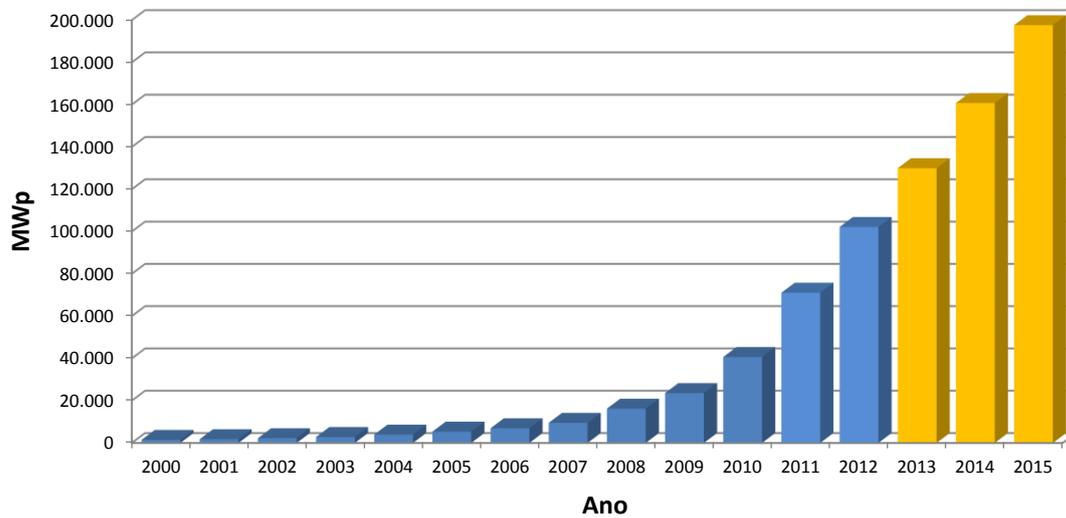


Figura 2 – Capacidade instalada acumulada mundial (em MWp) de sistemas fotovoltaicos entre os anos 2000 e 2012 e previsão até 2015 (Adaptado de EPIA, 2013).

Capacidade instalada acumulada de sistemas conectados à rede no Brasil

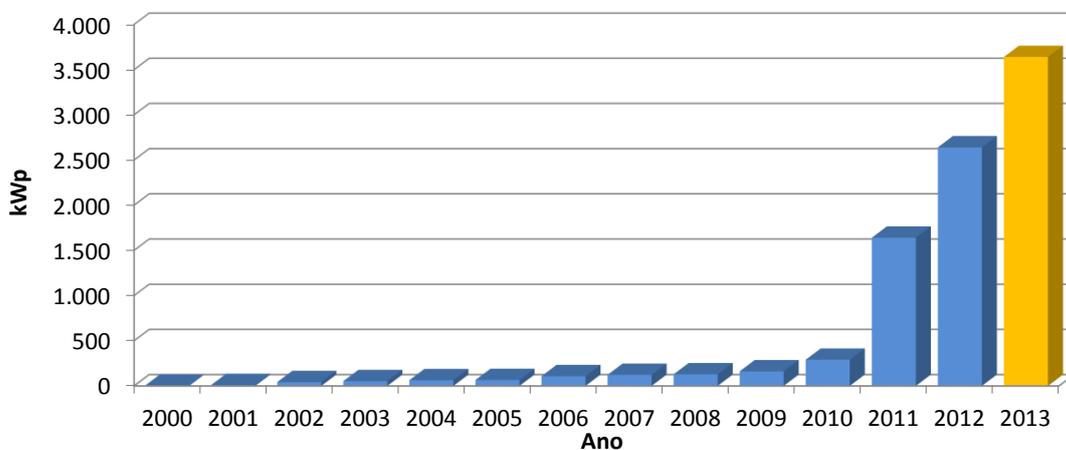


Figura 3 – Capacidade instalada acumulada (em kWp) de sistemas conectados à rede no Brasil entre os anos 2000 e 2012 e previsão para 2013.

Considerando a capacidade instalada mundial em 2012, o Brasil teve uma participação inferior a 0,02%, sendo a maior parte constituída por sistemas isolados. Ao contrário do Brasil, os países com elevada capacidade de geração fotovoltaica possuem predominantemente sistemas conectados à rede na forma de grandes centrais ou pequenas e médias unidades de geração distribuída. A Figura 4 mostra a divisão da capacidade instalada mundial, destacando alguns dos países que mais investiram no setor.

Divisão da capacidade instalada acumulada mundial (2012)

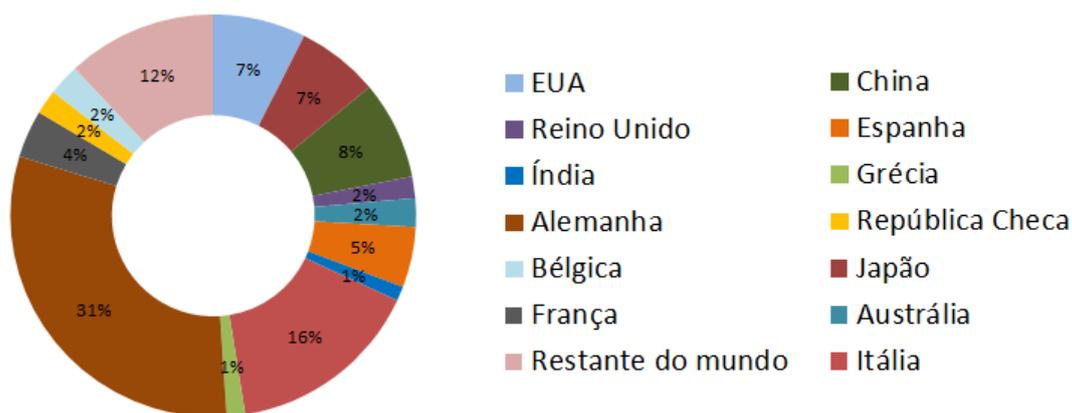


Figura 4 – Divisão da capacidade instalada mundial em 2012 (Adaptado de EPIA, 2013).

Em alguns países europeus a geração fotovoltaica está ganhando papel de destaque, não apenas pela participação na geração total de energia elétrica, como também pelo suprimento da demanda nas horas centrais do dia. A Figura 5 mostra a contribuição da geração fotovoltaica em sete países no ano de 2012, com destaque para a Alemanha, onde a contribuição máxima à demanda chegou a 45%, e para a Itália, onde a contribuição ao consumo superou os 6%.

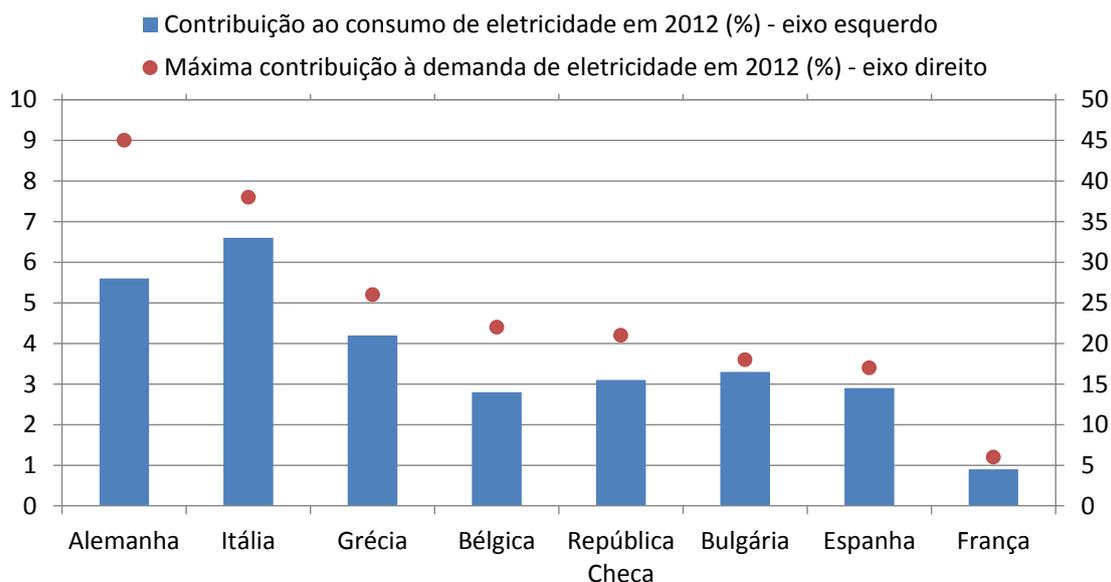


Figura 5 – Contribuição da geração solar fotovoltaica na demanda e no consumo de alguns países europeus no ano de 2012 (Adaptado de EPIA, 2013).

3. JUSTIFICATIVA E APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA

As necessidades mundiais de eletricidade são supridas tradicionalmente por centrais hidrelétricas ou termelétricas (a gás, óleo, carvão ou nuclear) que operam com geradores síncronos. Esse sistema de geração convencional foi projetado e construído para reagir às variações de demanda, de forma a manter a estabilidade e o equilíbrio carga/geração da rede elétrica como um todo.

A curva de carga de um sistema elétrico normalmente é bem conhecida, dadas a grande disponibilidade de séries históricas e a previsibilidade do comportamento conjunto dos usuários. Assim sendo, o operador tem a possibilidade de preparar o sistema elétrico antecipadamente para as variações de carga, despachando de forma adequada as reservas primária e secundária para acomodar as flutuações da demanda, vistas como rampas de potência no tempo (rampas dP/dt). Esse controle é fundamental para manter a tensão e a frequência em níveis aceitáveis, preservar a estabilidade transitória e garantir o casamento carga/geração.

Com a inserção de sistemas fotovoltaicos na matriz elétrica, a variabilidade passa a fazer parte também da geração, pois a fonte solar é intermitente no tempo, contudo as flutuações da geração fotovoltaica são vistas como variação de carga para o sistema de geração convencional, que agora também precisa absorver as rampas dP/dt da geração fotovoltaica. Para que isso seja possível, é necessária disponibilidade de reserva primária para as rampas negativas, meios de reduzir a geração fotovoltaica nos casos em que não seja mais possível reduzir a convencional e que a inclinação da rampa dP/dt esteja dentro de limites aceitáveis.

Como a previsibilidade da geração fotovoltaica apresenta maior incerteza do que a da demanda, a inserção em pequena escala deste tipo de geração, ou seja, uma baixa penetração em termos de potência instantânea, não provoca problemas apreciáveis de ordem sistêmica (podem ocorrer problemas locais, como, por exemplo, em alimentadores do sistema de distribuição), mas, quanto maior for o nível de penetração, maior é o risco à estabilidade e à confiabilidade do sistema elétrico como um todo.

Devido ao crescimento contínuo da penetração da geração fotovoltaica observado em diversos países, os problemas que surgem deste cenário já foram levantados e estudos para mitigá-los estão em andamento. Em 2011, o MIT *Energy Initiative* realizou o simpósio *Managing Large-Scale Penetration of Intermittent Renewables*, onde especialistas na área apresentaram os desafios e os problemas com os quais o setor elétrico irá se deparar (MIT Energy Initiative, 2011). Na Europa, pode-se destacar o projeto PV CROPS, formado por centros de pesquisa e empresas de diferentes países, financiado pela Comissão Europeia e que tem como objetivos melhorar o desempenho, a confiabilidade e o tempo de vida de sistemas fotovoltaicos, reduzir seus custos e aprimorar sua integração com a rede elétrica, permitindo um nível elevado de penetração.

Nesse contexto, uma das maiores preocupações diz respeito às flutuações do recurso solar, que resultam em flutuações de geração. As flutuações mais graves acontecem devido à passagem de nuvens (por isso são mais frequentes em dias parcialmente nublados), e podem

apresentar uma magnitude superior a 100%. No entanto, existe um desacoplamento entre a magnitude das flutuações do recurso solar e a das de potência c.a. gerada, de forma que o sistema fotovoltaico funciona como um filtro passa-baixa. Além disso, o que realmente importa para o sistema elétrico é a flutuação em relação à demanda do sistema no momento em que ela ocorre, de maneira que flutuações preocupantes são pouco frequentes.

Os impactos das flutuações, e até mesmo as próprias flutuações, podem ser reduzidos (ou até mesmo eliminados) de diferentes formas:

- Redução da densidade superficial de potência das centrais fotovoltaicas;
- Otimização da distribuição espacial das plantas de geração;
- Acumulação de energia (banco de baterias, por exemplo);
- Previsão das flutuações de geração, de forma que seja possível preparar o sistema elétrico para os momentos de maior “perigo”;
- Otimização dos ajustes dos valores de desligamento (sobre/subfrequência, sobre/subtensão e tempo de desligamento) e controle do tipo *fault ride through*.

Uma maneira que tem se destacado para viabilizar tecnicamente a inserção em grande escala da geração fotovoltaica é a incorporação de bancos de bateria aos sistemas fotovoltaicos ou ao próprio sistema elétrico, o que, além de permitir solucionar os problemas de estabilidade e reserva primária, também pode ser utilizado para achatamento de curva de carga, redução do consumo de combustíveis fósseis e água de reservatórios, gestão ativa de demanda e geração, dentre outras funções.

O Brasil está seguindo a tendência mundial do uso de fontes renováveis intermitentes, e não apenas a solar, como também a eólica. No futuro, os problemas relacionados ao uso destas fontes também será observado no país, logo o sistema elétrico e seus operadores devem estar preparados para esse momento, sendo necessárias iniciativas nacionais neste sentido. Devido à reduzida escala e quantidade de sistemas fotovoltaicos interligados à rede em operação, não é possível mensurar de forma direta o impacto ao sistema elétrico. Contudo, utilizando simulações computacionais, observando sistemas em menor escala e estudando dados de experiências de outros países, é possível fazer previsões para o sistema elétrico nacional.

4. OBJETIVOS

Os objetivos do trabalho são:

1. Estudar o comportamento e as características das flutuações da geração solar fotovoltaica e avaliar o seu impacto real em sistemas elétricos de potência.

2. Definir parâmetros práticos que possam ser utilizados no projeto e na distribuição espacial de sistemas fotovoltaicos, de forma a reduzir (ou até mesmo eliminar) os problemas causados pelas flutuações da geração.

3. Desenvolver uma metodologia prática para calcular a potência e a capacidade de baterias associadas a sistemas fotovoltaicos, visando o controle de rampas dP/dt e a garantia de reserva primária.

4. Definir uma estratégia de controle para a integração de geração solar fotovoltaica no sistema elétrico da Ilha de Fernando de Noronha, considerando um nível de penetração elevado.

5. Refletir os estudos, as análises e as experiências obtidas para o Sistema Interligado Nacional (SIN).

5. HIPÓTESE

A taxa de variação da geração solar fotovoltaica (rampas dP/dt) vista por um sistema elétrico de potência não é tão alarmante quanto a insuficiência de reserva primária para suprir a demanda em caso de redução acentuada da geração fotovoltaica nos momentos de grande penetração desta fonte.

6. MATERIAIS E MÉTODOS

O trabalho está inserido no contexto da chamada de P&D nº 13/2011 da ANEEL, dentro do projeto intitulado “Desenvolvimento de competências e avaliação de arranjos técnicos e comerciais em geração distribuída com sistemas fotovoltaicos conectados à rede” (Projeto ANEEL CTEEP/CESP PD-0068-0029/2011). Dentre os diversos objetivos deste projeto, encontra-se o estudo dos impactos da geração a partir de fontes intermitentes (especificamente a solar fotovoltaica) devidos às flutuações de geração, onde se encaixa o tema central desta tese.

O trabalho também está inserido no contexto dos projetos “Desenvolvimento de competências em geração distribuída com sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de baixa tensão” (Projeto FINEP, Convenio 01.12.0153.0), “Desenvolvimento de competências em geração distribuída com sistemas fotovoltaicos conectados à rede” do Programa Ciência sem Fronteiras (Processo: 402919/2012-2) e “Instalação de gerador solar fotovoltaico na aeronáutica conectado à rede elétrica do sistema isolado de Fernando de Noronha” (Projeto Piloto de Eficiência Energética do Ciclo 2012/2013 da CELPE).

Parte dos estudos será realizada no Grupo de Sistemas Fotovoltaicos do Instituto de Energia Solar ligado à Escola Técnica Superior de Engenheiros de Telecomunicação da Universidade Politécnica de Madrid, dentro do contexto do Programa Ciência sem Fronteiras, pelo período de um ano, caracterizando o trabalho como Doutorado Sanduíche.

A execução do trabalho terá como base as seguintes atividades:

1. Revisão bibliográfica do estado da arte dos estudos de flutuações da geração fotovoltaica e de inserção de baterias em sistemas fotovoltaicos.

2. Análise dos impactos das flutuações da geração fotovoltaica em sistemas elétricos de potência, considerando uma análise de sensibilidade em relação a alguns parâmetros do sistema elétrico.

3. Construção de um modelo probabilístico de demanda e geração fotovoltaica para a Ilha de Fernando de Noronha. O resultado será utilizado para compor um cenário de aproveitamento máximo da geração fotovoltaica em regime permanente sem a necessidade de acumulação de energia (necessária quando a geração é maior que o consumo).

4. Desenvolvimento de metodologia de dimensionamento de baterias para sistemas de geração solar fotovoltaica, tendo como objetivo reduzir rampas dP/dt e aumentar a reserva primária. Adicionalmente, também será considerada a redução do consumo de outras fontes primárias, como combustíveis fósseis e água de reservatórios.

5. Análise do caso de Fernando de Noronha, onde haverá uma penetração significativa de geração solar fotovoltaica (nesta atividade estão incluídas viagens à ilha para visitar e conhecer os sistemas fotovoltaicos e o sistema elétrico).

6. Extrapolação dos estudos, das análises e das experiências obtidos para o SIN, com o objetivo de generalizar a tese, construída com base em um estudo de caso de um sistema elétrico relativamente pequeno, para um sistema elétrico de maior porte.

7. Publicação de artigos em periódicos internacionais com reconhecimento na área. Estão previstos quatro artigos, cujos temas referem-se às atividades 2, 4, 5 e 6 descritas acima.

7. ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho será dividido em capítulos, cada qual abordando um assunto como descrito a seguir:

Capítulo 1 – Introdução

Este capítulo apresentará um breve panorama do setor fotovoltaico no mundo, com ênfase no índice de penetração cada vez maior em alguns países. Apresentará, também, a justificativa do trabalho, a hipótese do trabalho e os objetivos a serem alcançados.

Capítulo 2 – Estado da arte

Este capítulo trará o estado da arte de temas como flutuações do recurso solar e da geração fotovoltaica, inserção de baterias para controle de rampas dP/dt em sistemas fotovoltaicos e problemas relacionados com a inserção em grande escala de geração com fontes intermitentes em sistemas elétricos de potência. Além disso, aqui serão definidos os principais conceitos utilizados no decorrer do trabalho.

Capítulo 3 – Flutuações da geração fotovoltaica

Este capítulo abordará os aspectos relevantes das flutuações da geração fotovoltaica, de forma a permitir um entendimento mais concreto dos seus reais efeitos no sistema elétrico. Também analisará algumas medidas que podem contribuir para amenizar (ou até mesmo eliminar) os efeitos das flutuações da geração fotovoltaica,

Capítulo 4 – Análise em regime permanente da inserção em grande escala da geração solar fotovoltaica

Este capítulo abordará quanta geração fotovoltaica pode ser incorporada a um sistema elétrico desconsiderando medidas como acumulação, gestão da geração, gestão da carga,

aumento da flexibilidade² do sistema e capacidade de transmissão, além de características relacionadas à estabilidade, rampas (dP/dt), tempo de acionamento de geradores e reserva primária. A análise será direcionada para o estudo de caso da Ilha de Fernando de Noronha.

Capítulo 5 – Acumulação de energia

Este capítulo abordará os usos possíveis de um sistema de acumulação de energia em um sistema elétrico com geração fotovoltaica. Além disso, abordará, de forma sucinta, os tipos de acumulação possíveis, com ênfase nos bancos de bateria.

Capítulo 6 – Metodologia de dimensionamento de baterias para sistemas de geração solar fotovoltaica

Este capítulo apresentará a metodologia de dimensionamento de bancos de baterias, considerando redução de rampas dP/dt e aumento da reserva primária. Adicionalmente, também será considerada a redução do consumo de outras fontes primárias, como combustíveis fósseis e água de reservatório. Em todos os casos, o objetivo será carregar a bateria somente com a energia gerada pelo sistema fotovoltaico.

Capítulo 7 – Estudo de caso: Fernando de Noronha

Este capítulo mostrará um estudo de caso com um sistema elétrico real onde há uma inserção em grande escala de geração solar fotovoltaica. O caso, apesar de abordar um sistema elétrico insular de pequeno porte, contribuirá para a consolidação dos conceitos e métodos abordados até então. Será proposta uma estratégia de controle para integrar com segurança as centrais de geração fotovoltaica ao sistema elétrico da ilha (o nível de penetração da geração fotovoltaica pode ultrapassar os 60% em alguns momentos).

Capítulo 8 – Análise geral da inserção em grande escala da geração solar fotovoltaica no sistema elétrico brasileiro

Este capítulo irá recuperar os resultados obtidos até então, buscando entender com maior nível de detalhamento os efeitos de uma inserção em grande escala da geração fotovoltaica no SIN.

Capítulo 9 – Conclusões

Este capítulo irá resumir os resultados obtidos no trabalho, bem como propor os trabalhos futuros.

² A flexibilidade de um sistema elétrico refere-se à capacidade de reduzir a geração convencional até determinado limite. Em sistemas elétricos como o brasileiro, que possui uma matriz predominantemente hidrelétrica, a flexibilidade do sistema é bastante grande. Mais do que uma questão técnica, a flexibilidade está relacionada a fatores econômicos. Reduzir a zero a geração convencional pode significar desligar centrais que precisam de um fator de capacidade próximo de um para encontrar viabilidade. Além disso, geradores podem operar com carga reduzida, aumentando o consumo de combustível. Também existe o problema da reserva primária, que pode ser comprometida por uma flexibilidade muito alta.

8. CRONOGRAMA

O trabalho seguirá o cronograma abaixo:

		2012											
		J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
A ₁													
A ₂													
		2013											
		J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
A ₁													
A ₂													
A ₃													
		2014											
		J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
A ₁													
A ₄													
A ₅													
		2015											
		J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
A ₁													
A ₄													
A ₅													
		2016											
		J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
A ₆													
A ₇													

A1 – Revisão bibliográfica

A2 – Obtenção dos créditos

A3 – Qualificação

A4 – Intercâmbio na Universidade Politécnica de Madrid

A5 – Simulações e estudos

A6 – Redação da tese

A7 – Defesa

9. INTERCÂMBIO NA UNIVERSIDADE POLITÉCNICA DE MADRID

O Grupo de Sistemas Fotovoltaicos do Instituto de Energia Solar, ligado à Escola Técnica Superior de Engenheiros de Telecomunicação da Universidade Politécnica de Madrid, possui vasta experiência em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Desde 2005, o Grupo já participou do desenho, ensaio e controle de qualidade de centrais fotovoltaicas, totalizando mais de 250 MW de experiência. Além disso, mais recentemente o Grupo tem se dedicado ao estudo das flutuações do recurso solar e da geração fotovoltaica e da incorporação de sistemas de acumulação de energia (baterias) a centrais fotovoltaicas, no contexto do projeto europeu PV CROPS. Dessa forma, os conhecimentos acumulados por esse Grupo irão contribuir significativamente ao desenvolvimento deste trabalho.

10. REFERÊNCIAS

METEONORM. Disponível em <http://meteonorm.com/download/maps>. Acesso em 01 de novembro de 2013.

EPIA. Global Market Outlook for Photovoltaics 2013-2017, Bruxelas: 2013. 60 p.

Managing Large-Scale Penetration of Intermittent Renewables. 2011. Massachusetts. Anais... Massachusetts: MIT Energy Initiative, 2011. 240 p.

11. BIBLIOGRAFIA BÁSICA

Denholm, P., Margolis R. M., *Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in traditional electric power systems*. **Energy Policy**, Vol. 35, pp. 2852–2861, 2007.

Denholm, P., Margolis R. M., *Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in electric power systems utilizing energy storage and other enabling technologies*. **Energy Policy**, Vol. 35, pp. 4424–4433, 2007.

Marcos, J., Marroyo, L., Lorenzo, E., Alvira, D. and Izco, E., *Power output fluctuations in large scale PV plants: One year observations with one second resolution and a derived analytic model*. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, Vol. 19, n. 2, pp. 218-227, 2011.

Marcos, J., Marroyo, L., Lorenzo, E., Alvira, D. and Izco, E., *From irradiance to output power fluctuations: the PV plant as a low pass filter*. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, Vol. 19, n. 5, pp. 505-510, 2011.

Marcos, J., Marroyo, L., Lorenzo, E., Alvira, D. and Izco, E., *PV power fluctuations smoothing by geographical dispersion*. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, Publicação online em Wiley Online Library (wileyonlinelibrary.com).

Jewell, W. T., Unruh, T. D., *Limits on cloud-induced fluctuation in photovoltaic generation*. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, Vol. 5, n. 1, pp. 8-14, 1990.

Shah, R., Mithulananthan, N., Arthit- Sode-Yome, Lee, K. Y., *Impact of Large-Scale PV Penetration on Power System Oscillatory Stability*. In **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, Minneapolis, EUA, Julho 25-29, 2010, pp. 1-7.

Kawasakia, N., Oozekia, T., Otania, K., Kurokawa, K., *An evaluation method of the fluctuation characteristics of photovoltaic systems by using frequency analysis*. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, Vol. 90, pp. 3356–3363, 2006.

Yun Tiam Tan, Kirschen, D.S., *Impact on the Power System of a Large Penetration of Photovoltaic Generation*. In **IEEE Power Engineering Society General Meeting**, Tampa, EUA, Junho 24-28, 2007, pp. 1-8.

Lorenzo, E., Marcos, J., Marroyo, L., *Retratos de la conexión fotovoltaica a la red (XVII) - El fotovoltaico y la calidad del servicio eléctrico: el asunto de las fluctuaciones de potencia*. Disponível em http://www.ingenieros.es/files/proyectos/Fluctuaciones_pot_Fotovoltaica.pdf, 2010.

Viet N. H., Yokoyama, A., *Impact of fault ride-through characteristics of high-penetration photovoltaic generation on transient stability*. In **IEEE International Conference on Power System Technology**, Hangzhou, China, Outubro 24-28, 2010, pp. 1-7.

Lorenz, E., Hurka, J., Heinemann, D., Beyer H. G., *Irradiance Forecasting for the Power Prediction of Grid-Connected Photovoltaic Systems*. **IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing**, Vol. 2, n. 1, pp. 2-10, 2009.

Shah R., Mithulanathan, N., Bansal, R. C., *Oscillatory stability analysis with high penetrations of large-scale photovoltaic generation*. **Energy Conversion and Management**, Vol. 65, pp. 420–429, 2013.

Shayani R. A., Oliveira M. A. G., *Photovoltaic generation penetration limits in radial distribution systems*. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 26, n. 3, pp. 1625-1631, 2011.

Datta M., Senjyu T., Yona A., Funabashi T., Chul-Hwan Kim, *Photovoltaic output power fluctuations smoothing methods for single and multiple PV generators*. **Current Applied Physics**, Vol. 10, pp. S265–S270, 2010.

Bayem H., Capely L., Dufourd F., Petit M., *Probabilistic study of the maximum penetration rate of renewable energy in an island network*. In **IEEE Bucharest Power Tech Conference**, Bucareste, Romênia, Junho-28 Julho-2, 2009, pp. 1-5.

Woyte A., Thong V. V., Belmans N., Nijs J., *Voltage fluctuations on distribution level introduced by photovoltaic systems*. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, Vol. 21, n. 1, pp. 202-209, 2006.

Thong V.V., Driesen J., Belmans R., *Transmission system operation concerns with high penetration level of distributed generation*. In **42nd International Universities Power Engineering Conference**, Brighton, Reino Unido, Setembro 4-6, 2007, pp. 867-871.

EPIA. *Connecting the Sun: Solar Photovoltaics on the Road to Large-Scale Grid Integration*, Bruxelas: 2012. 120 p.

Kundur, P., *Power Systems Stability and Control*. Estados Unidos: McGraw-Hill, 1994. 1176 p.

12. RESUMO DO PROGRESSO DO TRABALHO

A seguir serão feitas algumas considerações sobre os estudos já realizados.

O sistema elétrico da Ilha de Fernando de Noronha

Alimentada atualmente por uma central constituída por 5 grupos geradores diesel, a Ilha de Fernando de Noronha apresentou um consumo de 13 GWh em 2011, cujo custo, considerando somente o combustível, foi de aproximadamente 1.000 R\$/MWh, 7 vezes superior ao custo total de geração no continente e 2 vezes superior ao preço de venda ao consumidor final. Isso motivou a instalação da primeira central fotovoltaica de aproximadamente 400 kWp, cuja entrada em operação está prevista para a primeira metade de 2014.

A instalação de outra central de 500 kWp está em fase de estudo, e a construção deverá ser contratada também no início de 2014. Essas duas centrais estão distantes entre si cerca de 1 km, o que, a princípio, permite considerar que suas flutuações de irradiância (e consequentemente de geração) são correlacionadas, ou seja, as centrais podem ser vistas

como um sistema equivalente de 900 kWp ocupando uma área maior. A Figura 6 mostra a localização das centrais na Ilha de Fernando de Noronha.

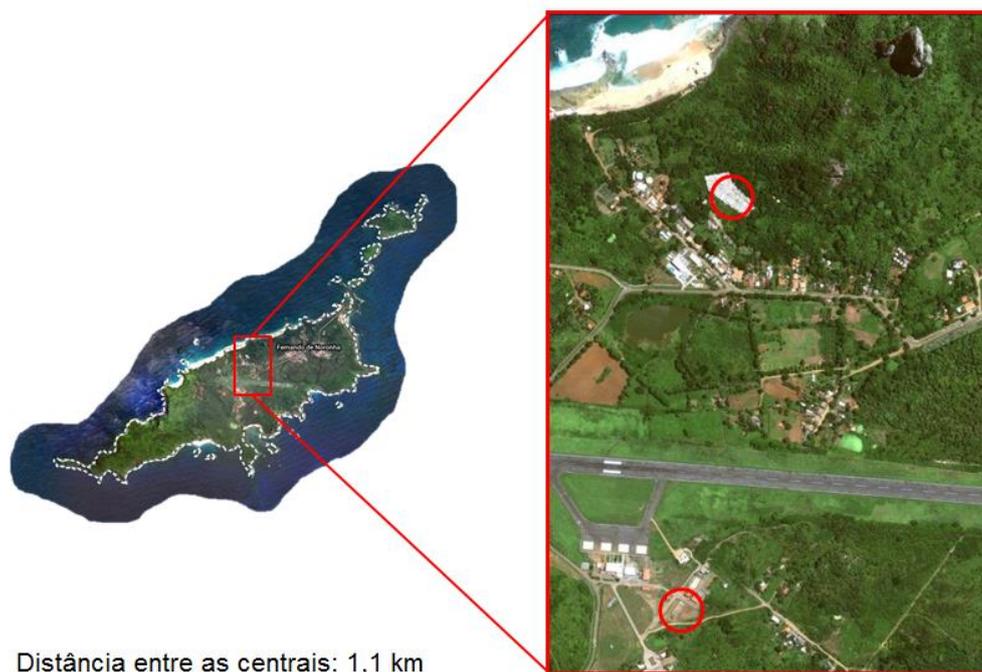


Figura 6 – Localização das centrais de 400 kWp (círculo inferior) e de 500 kWp (círculo superior) na Ilha de Fernando de Noronha.

Com a inserção apenas da central de 400 kWp, o controle do sistema elétrico da ilha não é problemático, uma vez que é possível manter em funcionamento pelo menos dois grupos geradores, o suficiente para acomodar as diferenças entre a demanda e a geração nos momentos em que ocorrerem flutuações. O aumento do nível de penetração, com mais 500 kWp, implica em manter em operação apenas um grupo gerador, o que, apesar de ser econômica e ambientalmente atrativo, ocasionará problemas para o controle do sistema elétrico decorrentes da variabilidade do recurso solar.

A UTE Tubarão utiliza como combustível o Biodiesel B5 e abriga quatro grupos geradores (motor a pistão) Cummins, despachando em paralelo, e uma outra máquina Cummins como reserva fria:

- Gerador G1: 1.607 kVA (1.286 kW) / 380 V;
- Gerador G2: 1.125 kVA (900 kW) / 380 V;
- Gerador G3: 1.125 kVA (900 kW) / 380 V;
- Gerador G4: 1.607 kVA (1.286 kW) / 380 V;
- Gerador G5: 750,0 kVA (600 kW) / 380 V (reserva)

Relatórios anteriores sobre a operação da UTE sugerem que o controle de frequência é do tipo isócrono, com ajuste manual. Esse tipo de controle não é o mais adequado para o sistema elétrico, especialmente após a inserção das centrais fotovoltaicas. A Figura 7 mostra o diagrama unifilar da UTE Tubarão e os três alimentadores em MT – média tensão (13,8 kV) que constituem o sistema de distribuição da ilha, apresentado na Figura 8.

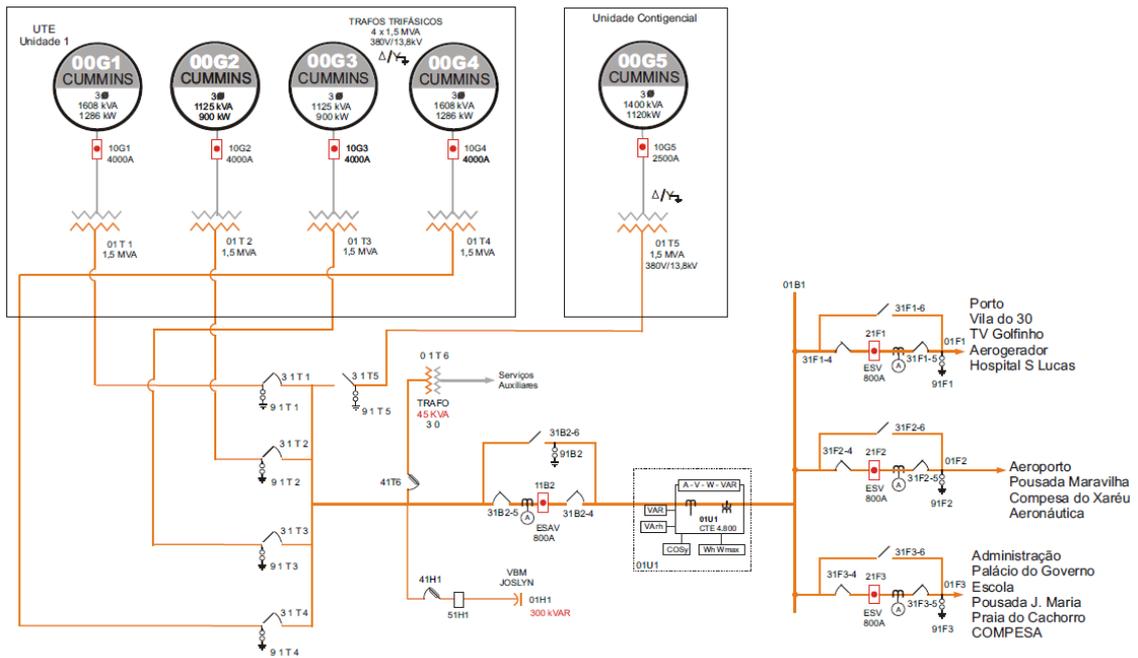


Figura 7 – Diagrama unifilar da UTE Tubarão e os três alimentadores em MT da ilha.

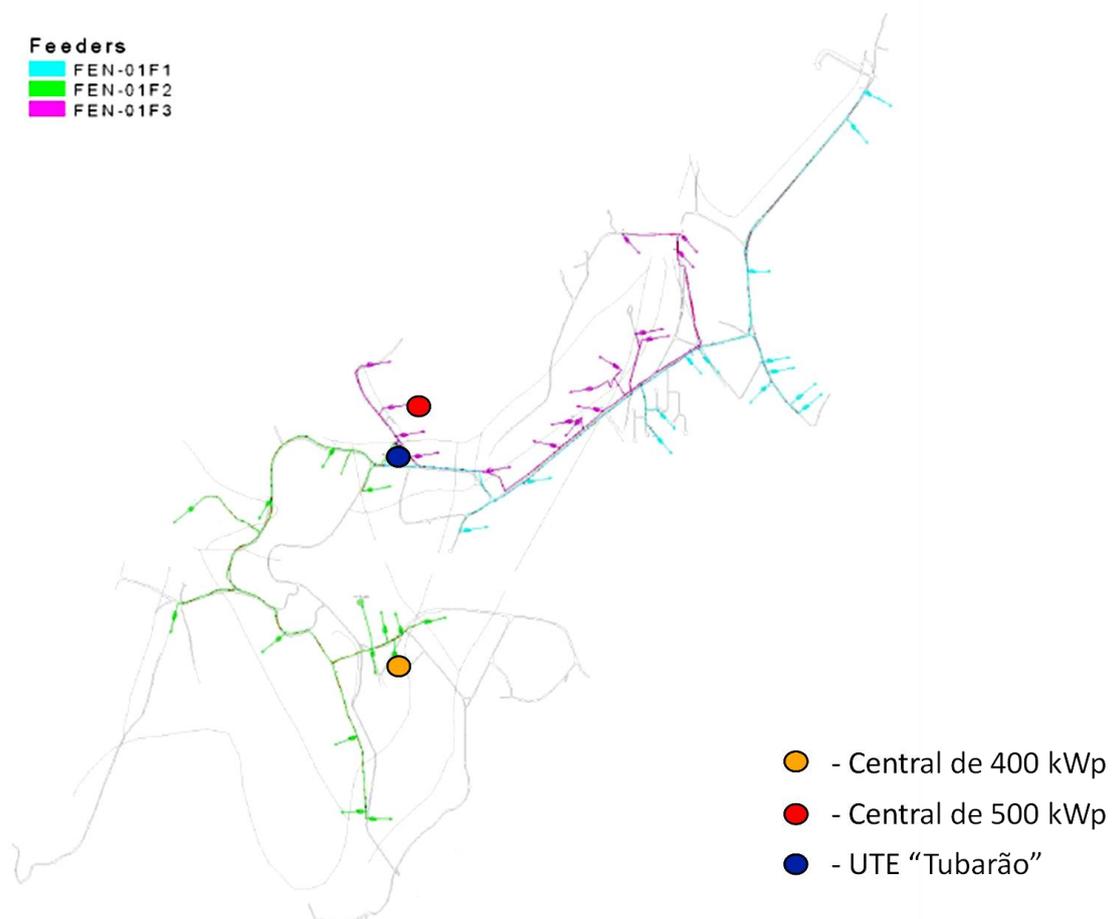


Figura 8 – Rede de distribuição em MT e localização das centrais fotovoltaicas e da UTE Tubarão.

Algumas características da rede de distribuição em MT são apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Características da rede de distribuição em MT da Ilha de Fernando de Noronha.

Alimentador	FEN-01	FEN-02	FEN-03
Quantidade de Postes de MT	148	125	120
Comprimento de MT [km]	5,29	4,94	4,08
Quantidade de Postes de BT	115	55	132
Comprimento de BT [km]	8,14	4,78	6,74
Pontos de IP	254	191	187
Quantidade de Transformadores (CELPE)	11	11	12
Potência Transformada (CELPE) [kVA]	1.072,5	540	1.080
Quantidade de Transformadores (Particulares)	3	3	3
Potência Transformada (Particulares) [kVA]	590	495	562,5

Até o momento, os dados disponíveis da ilha incluem as curvas de carga com a demanda média horária dos anos de 2010 a 2103 (fornecidos pela CELPE), a irradiação horária para os anos de 2002 a 2013 (CPTEC/INPE) e a temperatura ambiente média em períodos de três horas dos anos de 2002 a 2013 (CPTEC/INPE). Além disso, há também um relatório de estudo realizado pela Universidade Federal de Pernambuco, que reporta, dentre outras coisas, algumas medições de tensão, potência e frequência dos grupos geradores da UTE Tubarão. Apesar de úteis, esses dados não são suficientes para um estudo mais detalhado sobre flutuações. Dessa forma, está prevista a instalação de um sistema de monitoramento dos grupos geradores (tensão, potência e frequência), do barramento principal em MT da UTE (tensão e frequência), da irradiação e da temperatura ambiente, com intervalo máximo entre medições de 1 segundo. A Figura 9 mostra os pontos onde as medições serão realizadas na UTE Tubarão.

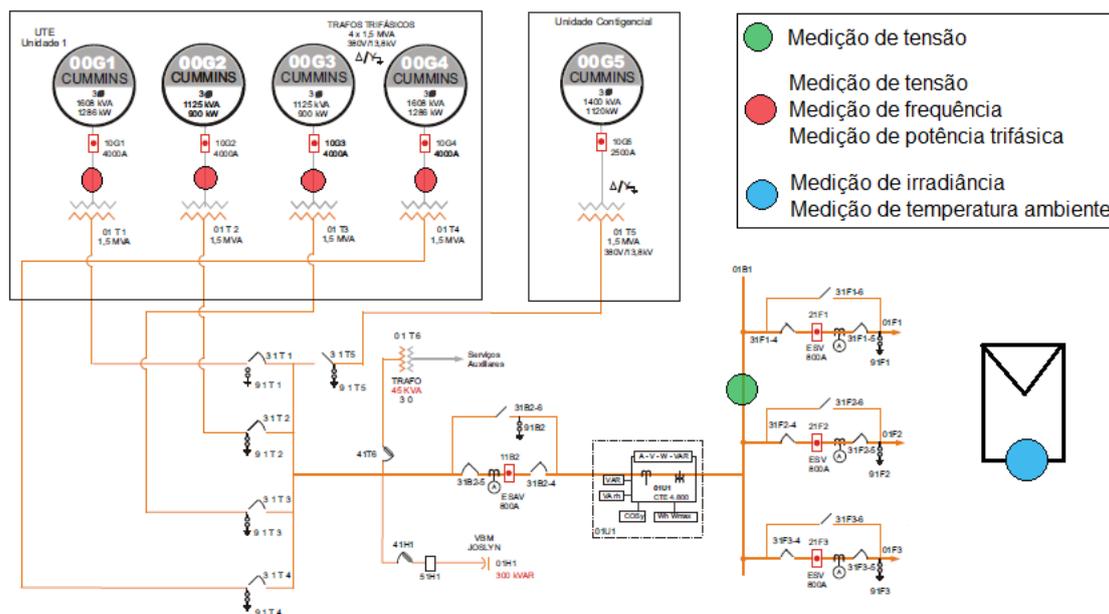


Figura 9 – Medições previstas na Ilha de Fernando de Noronha.

Análise do balanço entre demanda e geração fotovoltaica na Ilha de Fernando de Noronha

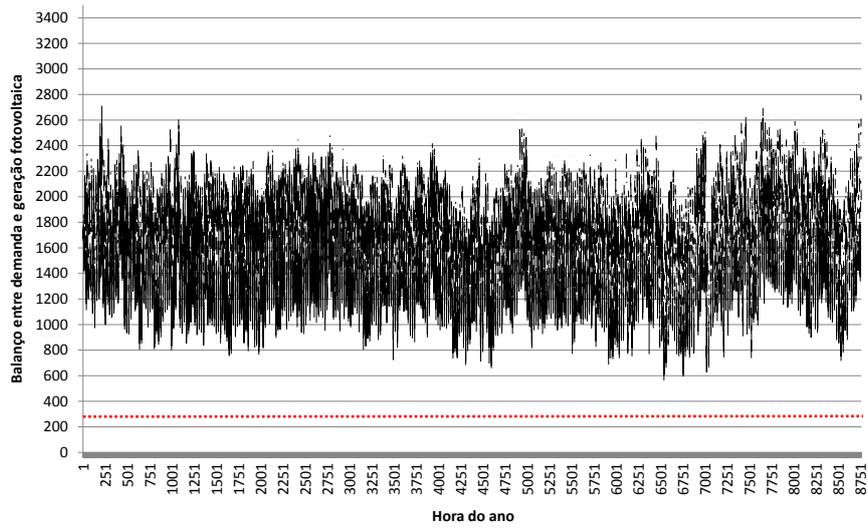
Uma primeira análise do impacto da inserção em grande escala de geração fotovoltaica em sistemas elétricos deve considerar o cenário mais simples, ou seja, os efeitos em regime permanente desconsiderando medidas como acumulação, gestão ativa da geração e da carga, aumento intencional da flexibilidade do sistema e alteração da capacidade de transmissão, além de características transitórias ou de rápida atuação relacionadas à estabilidade, rampas (dP/dt), tempo de acionamento de geradores e reserva primária.

Esse diagnóstico inicial deve avaliar o balanço (diferença) entre demanda e geração fotovoltaica, sendo possível determinar, a partir de um determinado nível de penetração³, a quantidade de energia que pode ser utilizada imediatamente e quanto será perdido (geração maior que a demanda) ou gerado em excesso (geração limitada pela flexibilidade do sistema), sendo que, nestes últimos dois casos, é necessário utilizar meios de acumulação de energia para evitar perdas ou reduzir a geração. Em seguida, deve-se estudar os efeitos na tensão e na corrente de curto-circuito em regime permanente de pontos estratégicos do sistema elétrico através de um fluxo de carga, permitindo avaliar quais os pontos frágeis em termos de inserção de sistemas fotovoltaicos.

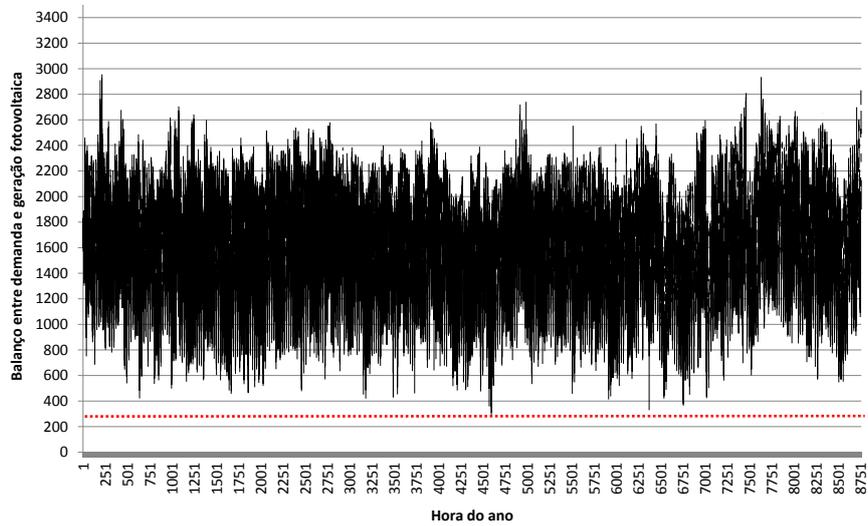
O estudo do balanço entre demanda e geração fotovoltaica envolve o conhecimento da curva de carga e da curva de geração, com uma resolução mínima horária. Diante de um conjunto de séries históricas anuais, uma boa opção de estudo é aquela que considera os valores como variáveis aleatórias, de forma que para cada intervalo de tempo não exista um número específico fruto de uma média, uma aproximação ou uma escolha baseada em outro critério, mas sim uma variável aleatória que permita estabelecer uma faixa de valores possíveis para uma probabilidade pré-estabelecida.

A Figura 10 apresenta o balanço entre demanda e geração fotovoltaica, com base horária, para a Ilha de Fernando de Noronha (em outras palavras, mostra a parcela da demanda que deverá ser suprida pela geração convencional). A geração fotovoltaica foi estimada com base nos dados de irradiância e temperatura ambiente obtidos de uma estação meteorológica do CPTEC/INPE e na potência instalada equivalente de 900 kWp. O balanço foi calculado para três probabilidades: 50%, 90% e 99% (Figuras 10.a, 10.b e 10.c, respectivamente). As linhas verticais pretas correspondem às faixas possíveis para cada hora do ano (dentro da respectiva probabilidade) e as linhas vermelhas pontilhadas indicam o nível máximo de flexibilidade da geração convencional da ilha.

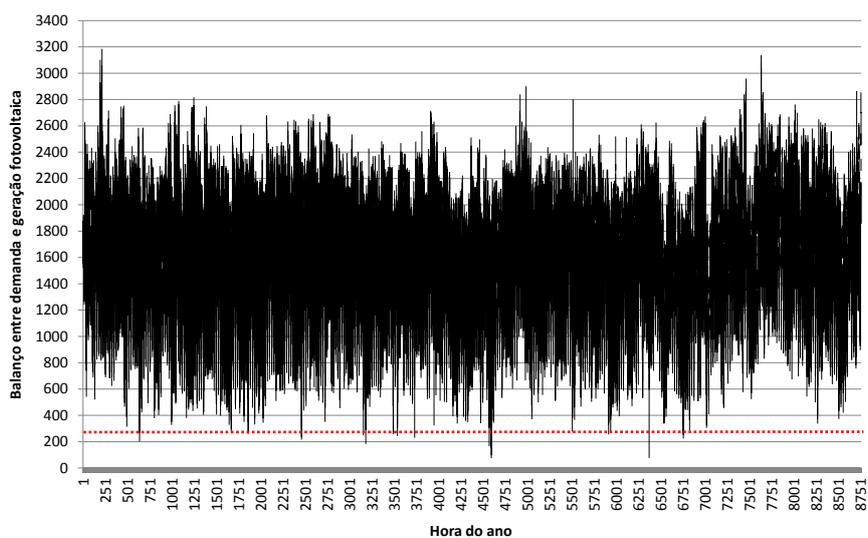
³ O nível de penetração pode ser medido de diversas formas: em termos de potência instalada fotovoltaica sobre potência instalada de geração convencional, energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos sobre energia consumida ou potência gerada pelos sistemas fotovoltaicos sobre demanda máxima, média ou instantânea. A escolha da forma do cálculo está relacionada com o tipo e os objetivos do estudo realizado.



(a)



(b)



(c)

Figura 10 – Balanço entre demanda e geração fotovoltaica (em kW) para probabilidade de (a) 50%, (b) 90% e (c) 99%. As linhas vermelhas indicam o nível máximo de flexibilidade.

O valor da flexibilidade do sistema de geração convencional indicado na Figura 10 foi obtido considerando que no mínimo um grupo gerador de 900 kW permaneça sempre ligado com carregamento de 30%, o que corresponde a 80% da sua eficiência máxima (ver Figura 11). Para as probabilidades de 50% e 90% não houve balanço inferior ao limite de flexibilidade. No entanto, para a probabilidade de 99% houve algumas horas em que o balanço foi inferior ao limite, mas nunca inferior à zero (geração maior que a demanda). Como essas horas representam menos de 0,25% das horas do ano e individualmente possuem uma probabilidade muito baixa de ocorrer (menor que 2%), pode-se considerar que, em termos de balanço carga/geração em regime permanente, toda a geração do sistema equivalente de 900 kWp poderá ser autoconsumida pelo sistema elétrico da ilha.

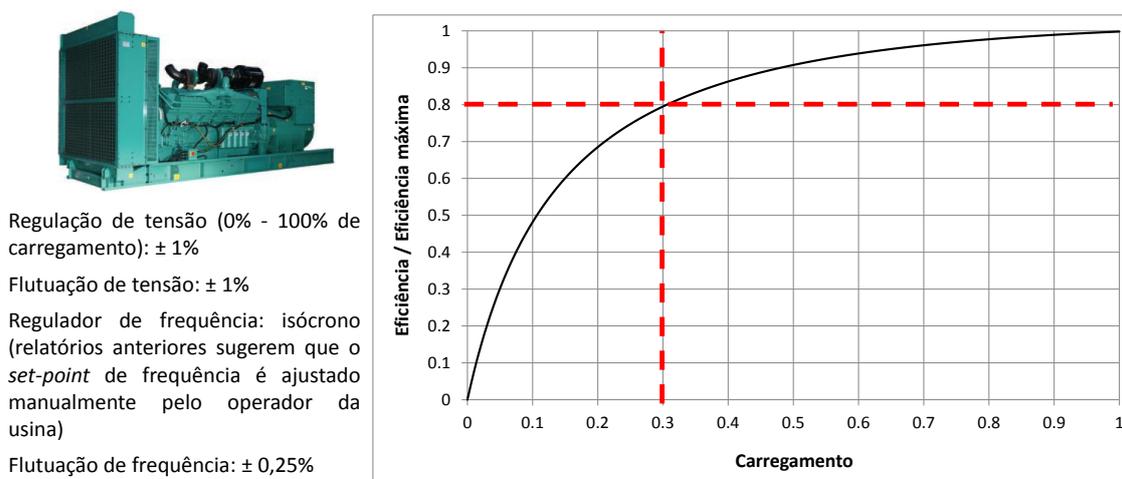


Figura 11 – Algumas características dos grupos geradores da Ilha de Fernando de Noronha.

Dimensionamento de banco de baterias

O uso de banco de baterias associado a sistemas fotovoltaicos, instalado nos próprios sistemas ou na rede elétrica a qual eles estão conectados, permite uma série de aplicações, tanto pelo ponto de vista da geração, como pelo da demanda. Dessa forma, é importante conhecer qual a aplicação desejada, algumas vezes até mesmo indispensável, para a bateria a fim de proceder a um dimensionamento correto. Podem-se destacar três funções distintas, porém complementares, que um banco de baterias pode assumir quando associado a um sistema fotovoltaico, considerando o ponto de vista da geração:

- Controle de rampas dP/dt : Devido a sua intermitência característica, a geração fotovoltaica apresenta rampas dP/dt positivas ou negativas. Os geradores convencionais de um sistema elétrico de potência devem ser capazes de acomodar essas rampas no pior caso possível, ou seja, quando uma variação positiva da demanda coincide com uma negativa da geração fotovoltaica e vice-versa. No entanto, haverá momentos em que os geradores convencionais não serão capazes de acompanhar essas rampas, e, nesses casos, é possível utilizar baterias para reduzir a inclinação da rampa dP/dt vista pelos geradores convencionais e evitar problemas de estabilidade dinâmica das máquinas.

- Reserva primária: Mesmo em situações onde as rampas dP/dt não causariam problema de estabilidade, a geração convencional pode ter sido reduzida a tal ponto que não haverá tempo para as máquinas suprirem um rápido aumento de demanda (devido ou não à diminuição da geração intermitente). Nesse caso, as baterias atuam como reserva primária do sistema elétrico.
- Gestão ativa da geração fotovoltaica: Parte da energia gerada pode ser armazenada com diversas finalidades, como aplainar a curva de carga vista pelos geradores convencionais, armazenar energia excedente (quando a geração fotovoltaica superar os limites de flexibilidade do sistema elétrico) para uso posterior, ou reduzir o consumo de combustível fóssil ou água de reservatório.

O tamanho do banco de baterias tende a crescer conforme mais aplicações lhe são atribuídas. Em um sistema elétrico com geração fotovoltaica sem excedente e com disponibilidade de reserva primária, apenas o controle de rampas faz-se necessário nos casos de níveis elevados de penetração. Este cenário pode representar, por exemplo, um sistema elétrico de grandes proporções. Já em sistemas elétricos de pequeno porte, como os insulares, é provável que a reserva primária seja insuficiente ou mantê-la seja técnica e economicamente inviável quando houver penetração elevada, logo as baterias atuam também como reserva primária.

O dimensionamento de um banco de baterias tem como objetivo determinar a sua potência nominal, a sua capacidade nominal, a sua capacidade de trabalho (corresponde a um valor abaixo da capacidade nominal que permite que a bateria seja carregada ou descarregada sem nunca atingir carga zero ou um valor acima da capacidade nominal) e os ajustes dos parâmetros de controle do inversor/retificador que a conecta à rede.

Como a aplicação imediata da metodologia de dimensionamento será a um sistema fotovoltaico insular, inicialmente as funções atribuídas ao banco de baterias são as de controle de rampas dP/dt da geração fotovoltaica e de reserva primária. Posteriormente será incorporada a função de controle ativo da geração.

Quatro pontos principais serão considerados:

1) A bateria, após instalada, deverá ser carregada somente com energia proveniente do sistema fotovoltaico. Dessa forma, toda a geração fotovoltaica será entregue ao sistema elétrico (exceto as perdas decorrentes da eficiência de carga e descarga das baterias e dos inversores/retificadores).

2) A prioridade do banco de baterias é amortecer as rampas dP/dt da geração fotovoltaica com inclinação superior a um limite pré-estabelecido. É importante observar que a capacidade dos geradores convencionais de acompanhar rampas dP/dt não pode ser disponibilizada totalmente às flutuações da geração fotovoltaica, pois podem ocorrer variações de demanda simultaneamente.

3) Após compensar uma rampa dP/dt , o banco de baterias deverá conduzir gradualmente sua potência a zero, entregando aos poucos a demanda às gerações fotovoltaica e convencional. Quando esta última não dispuser de reserva suficiente para assumir a

demanda que lhe cabe, a bateria deverá continuar suprindo as cargas até que a geração convencional possa assumi-las (duração da partida e sincronização de grupos geradores, por exemplo).

4) Finalmente, o banco de baterias deverá retomar sua carga de trabalho, a qual será utilizada como *setpoint* de carregamento, ou seja, quando o estado de carga for diferente deste valor, o controle do banco irá busca-lo carregando ou descarregando as baterias.

A metodologia está sendo desenvolvida no ambiente Simulink do MATLAB, e depois será repassada a um programa de simulação que permita observar o comportamento dinâmico do controle do banco de baterias inserido no sistema elétrico da Ilha de Fernando de Noronha. Dessa forma, será possível fazer os ajustes dos parâmetros de controle em condições mais próximas da realidade.

A Figura 12 mostra os resultados de uma simulação onde há uma variação de 100% da potência fotovoltaica (P_{fv}) em um intervalo de 10 segundos (de 100 W a 0 W, o que corresponde a uma rampa de 10 W/s). Neste exemplo, o limite para a inclinação da rampa é de 5 W/s, como se observa pela da taxa de variação da potência do gerador convencional (dP_g/dt). Para compensar a diferença, a bateria amortizou a rampa da geração fotovoltaica, como se observa na curva da potência conjunta fotovoltaica e bateria (P_{fv+b}). No momento em que houve a redução de 100% da geração fotovoltaica, a potência máxima do gerador convencional era de 50 W e a demanda era de 100 W, logo a potência da bateria (P_b) foi mantida constante em 50 W até a capacidade da geração convencional ser ampliada (aos 15 segundos).

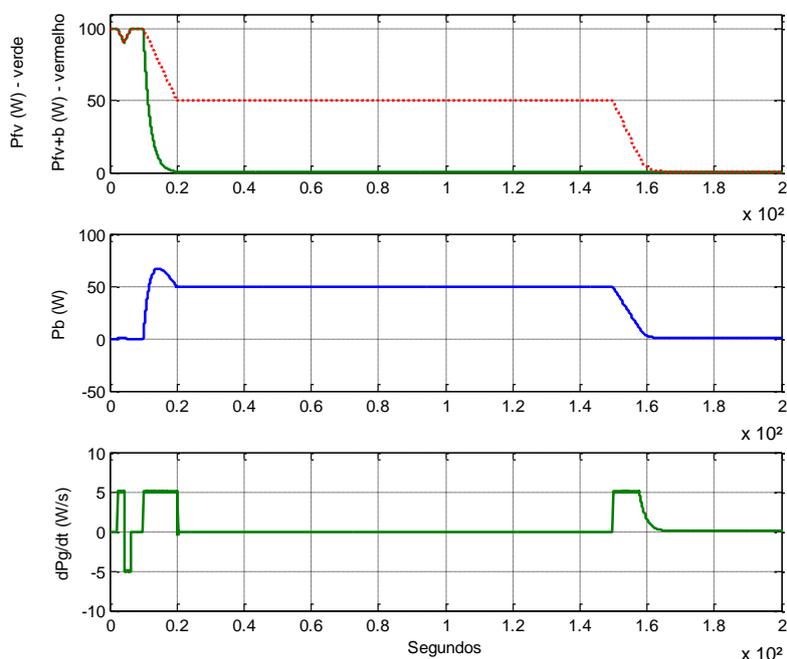


Figura 12 – Exemplo de aplicação da metodologia de dimensionamento de baterias.

A Figura 13 mostra o perfil do carregamento do banco de baterias (E_b) em outra simulação, onde o carregamento inicial era de 60.000 Ws e, após diversas cargas e descargas

para amortecer rampas e operar por cerca de 500 segundos como reserva primária, retorna para esse mesmo valor.

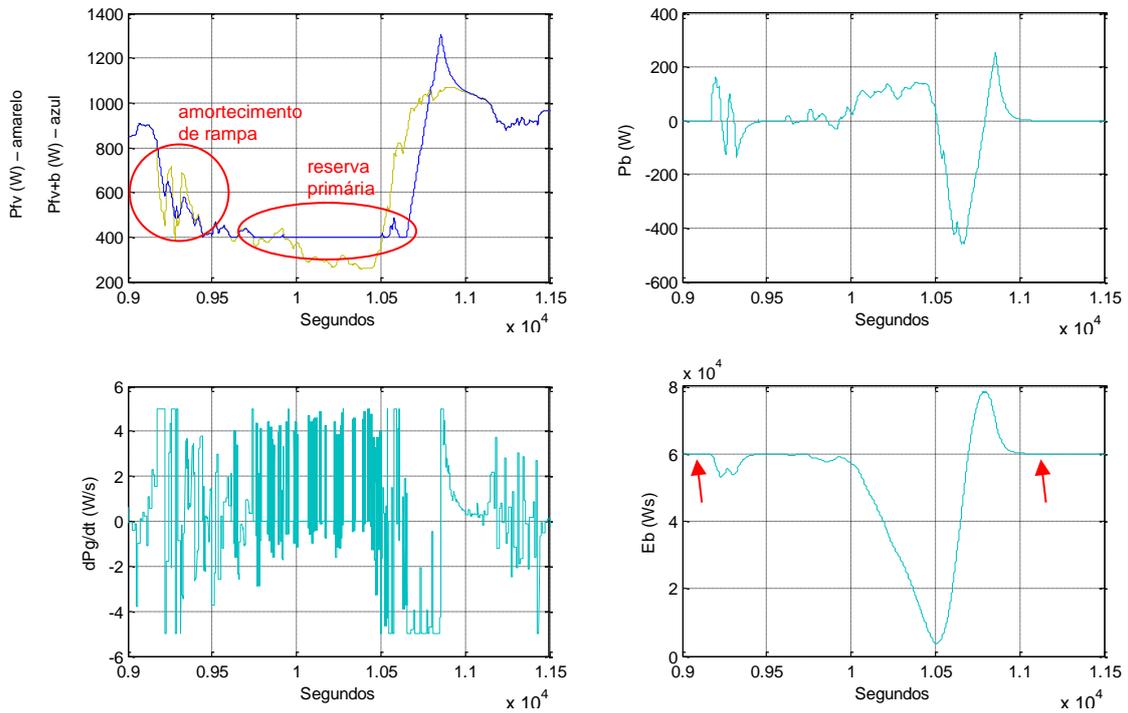


Figura 13 – Algumas características dos grupos geradores da Ilha de Fernando de Noronha.

Algumas simulações prévias foram feitas com dados reais da Ilha de Fernando de Noronha, considerando 60 kW/s para a rampa máxima de geração fotovoltaica amortecida pelos geradores convencionais, valor obtido da análise da partida de um dos grupos geradores da UTE Tubarão (Figura 14).

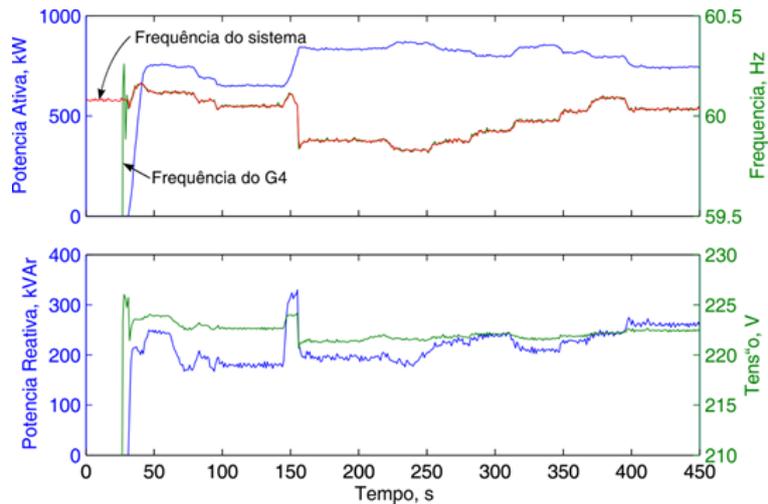


Figura 14 – Acionamento do gerador G4, quando é possível observar a rampa desenvolvida pelo grupo gerador. O degrau de tensão indica o momento em que o grupo inicia, mas ainda desconectado do sistema. A sincronização com a rede ocorre em menos de 4 s. A potência ativa aumenta com uma velocidade de rampa de aproximadamente 60 kW/s, enquanto que a potência reativa aumenta mais rápido, com uma velocidade de rampa de cerca de 70 kVar/s.

A Figura 15 apresenta os dados de entrada (séries temporais) utilizados na simulação (potência fotovoltaica – Pfv, demanda – Pd e potência máxima da geração convencional – Pg-max), bem como os resultados obtidos para a potência do grupo gerador (Pg) e a potência da bateria (Pb). A potência máxima da geração convencional de 1.200 kW corresponde a um grupo gerador e, a de 1.800 kW, a dois grupos de 900 kW cada.

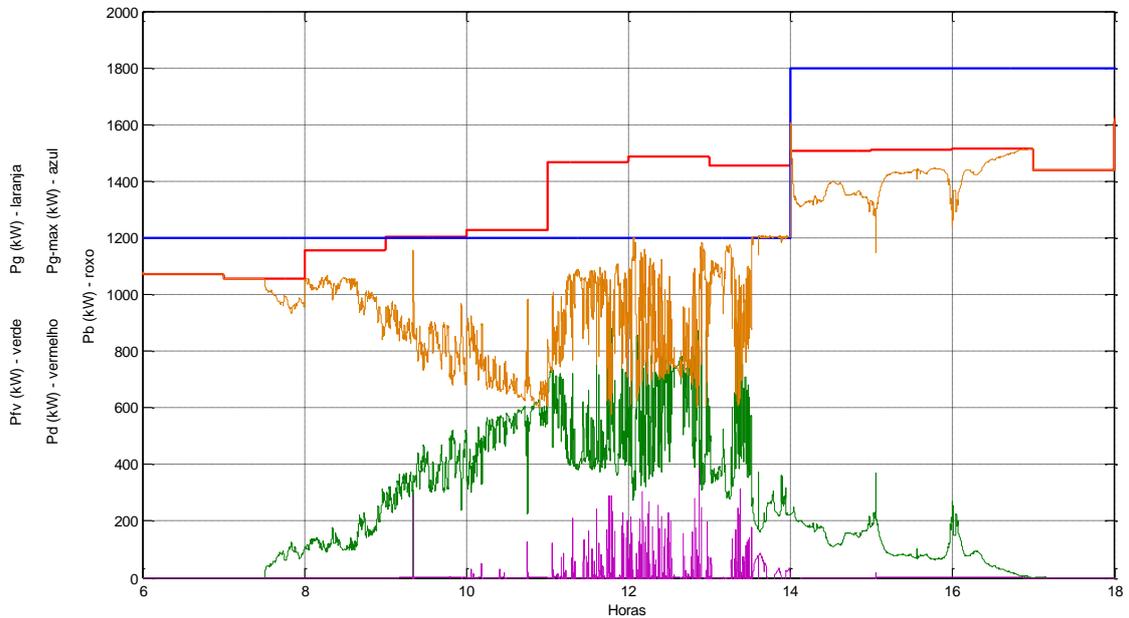


Figura 15 – Séries temporais de entrada para a simulação (potência fotovoltaica – Pfv, demanda – Pd e potência máxima da geração convencional – Pg-max) e resultados obtidos (potência do grupo gerador – Pg e potência da bateria – Pb).

As Figuras 16 e 17 mostram detalhes da simulação, para duas janelas de tempo.

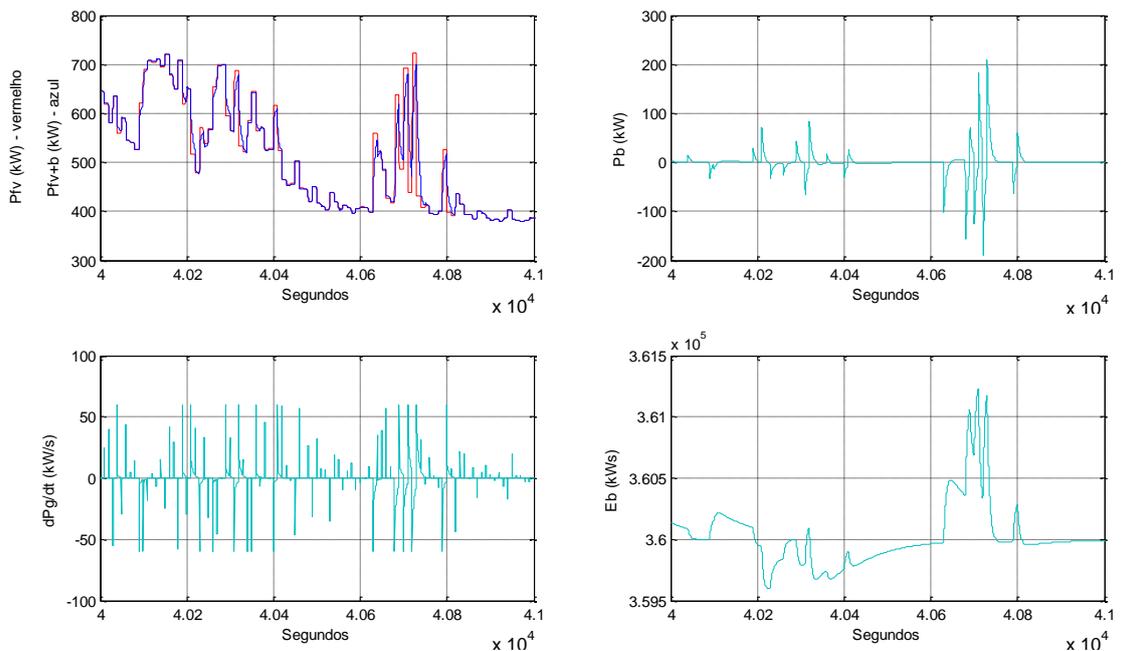


Figura 16 – Simulação com dados reais de Fernando de Noronha – janela 1.

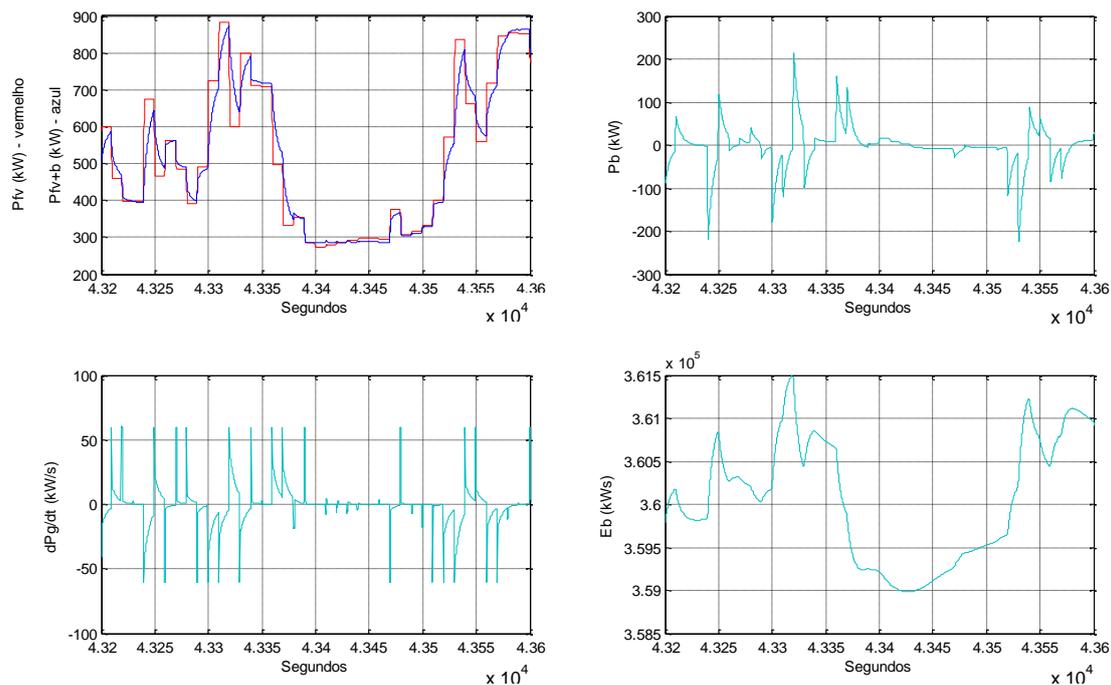


Figura 17 – Simulação com dados reais de Fernando de Noronha – janela 2.

Nos dois casos observa-se que a rampa máxima de 60 kW/s foi respeitada. Na Figura 16 é possível perceber que o controle do banco de baterias retoma o estado de carga de trabalho (100 kWh) e reduz à zero a potência nos momentos em que as flutuações da geração fotovoltaica são completamente absorvidas pelo gerador convencional. Além disso, em ambas as Figuras 16 e 17 percebe-se que, para uma inserção de 900 kW_p, a potência máxima da bateria não ultrapassa os 300 kW, e a sua capacidade não variou mais que $\pm 0,5\%$ em relação à capacidade de trabalho.