## UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA

MARCELO PINHO ALMEIDA

IMPLICAÇÕES TÉCNICAS DA INSERÇÃO EM GRANDE ESCALA DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NA MATRIZ ELÉTRICA

SÃO PAULO MAIO DE 2017

#### MARCELO PINHO ALMEIDA

# IMPLICAÇÕES TÉCNICAS DA INSERÇÃO EM GRANDE ESCALA DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NA MATRIZ ELÉTRICA

Tese apresentada ao programa de pósgraduação em energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Doutor em Ciências.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Zilles Coorientador: Prof. Dr. Oscar Perpiñán

Versão Corrigida

SÃO PAULO MAIO DE 2017 AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

## FICHA CATALOGRÁFICA

Almeida, Marcelo Pinho

Implicações técnicas da inserção em grande escala da geração solar fotovoltaica na matriz elétrica / Marcelo Pinho Almeida; orientador Roberto Zilles. São Paulo, 2017.

195 p.: il.; 30cm.

Tese (Doutorado em Ciências) — Programa de Pós-Graduação em Energia — Instituto de Energia e Ambiente da universidade de São Paulo, 2017.

1.Geração fotovoltaica 2.Sistema elétrico 3.Alta participação de geração intermitente 4.Previsão da geração fotovoltaica I.Título.

### **AGRADECIMENTOS**

A Deus, pela força que me proporciona em todos os momentos da minha vida.

À minha esposa, Gabriela, pelo apoio e pelo carinho.

Aos meus pais, Jorge e Fatima, que, mesmo longe, sempre me incentivaram a lutar pelos meus objetivos.

Ao meu orientador, Prof. Roberto Zilles, pelo conhecimento compartilhado e pelos conselhos que se estendem além da tese.

Ao meu coorientador, Prof. Oscar Perpiñán, por todo o apoio e toda a orientação dedicada nos estudos de previsão e nas atividades de programação em R.

Aos meus amigos do IEE, em especial aos companheiros de laboratório, pelo clima harmonioso de trabalho e, claro, pelos momentos de descontração.

Aos meus amigos do Grupo de Sistemas Fotovoltaicos do IES-UPM, em particular Eduardo Lorenzo e Luis Narvarte, pela recepção calorosa no Grupo e por todo o conhecimento que compartilharam comigo.

À Universidade de São Paulo e ao Instituto de Energia e Ambiente, pelo excelente ambiente de estudo que me foi proporcionado.

À Universidade Politécnica de Madrid, pela recepção e pelo apoio durante o intercâmbio.

À CAPES, pelo apoio financeiro com as bolsas de Doutorado.

Ao CNPq, pelo apoio financeiro ao intercâmbio em Madrid através do programa Ciência sem Fronteiras.

### **RESUMO**

ALMEIDA, Marcelo Pinho. Implicações técnicas da inserção em grande escala da geração solar fotovoltaica na matriz elétrica. 2017. 191 p. Tese (Doutorado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.

O Brasil experimentou, nos últimos anos, uma crescente inserção de fontes intermitentes de energia em sua matriz elétrica, em especial a eólica e a solar fotovoltaica. A geração fotovoltaica, que hoje representa menos de 1% da potência instalada no Sistema Interligado Nacional, seguramente alcançará um grau significativo de participação na geração de energia elétrica na próxima década. Isso alimentará muitas discussões sobre os problemas, bem como suas respectivas soluções, associados à integração em grande escala da geração fotovoltaica no sistema elétrico, em especial devido à intermitência natural do recurso primário. Essas discussões são importantes, inevitáveis, e, considerando o tempo necessário para que ocorram mudanças de paradigmas em um setor tão complexo como o elétrico, também são urgentes, devendo ser iniciadas o quanto antes para que o setor elétrico não seja surpreendido por um movimento com o qual não estará maduro o suficiente para lidar. Este trabalho aborda, sob um ponto de vista técnico, os efeitos da inserção em grande escala da geração fotovoltaica no sistema elétrico, buscando, por um lado, averiguar a real dimensão do problema, e, por outro, mostrar que há meios e tecnologias disponíveis atualmente para contornar os possíveis impactos negativos. O trabalho ainda contribui diretamente para a inserção da geração fotovoltaica com a proposição de uma ferramenta de previsão da potência injetada na rede. Em termos práticos, a inserção em grande escala da geração fotovoltaica é avaliada em um estudo de caso no sistema elétrico isolado de Fernando de Noronha, onde os efeitos de uma participação elevada já podem ser percebidos. Restrições de ordem técnica não foram verificadas no estudo de caso, porém observou-se a necessidade da atualizar a regulamentação vigente.

Palavras-chave: Geração fotovoltaica. Sistema elétrico. Alta participação de geração intermitente. Previsão da geração fotovoltaica.

### **ABSTRACT**

ALMEIDA, Marcelo Pinho. **Technical implications of large scale integration of solar photovoltaic generation into the power system**. 2017. 191 p. Doctoral Thesis – Graduate Program on Energy, University of São Paulo, São Paulo, 2017.

During recent years, Brazil has been experienced an increasing integration of intermittent sources of energy into its power system, especially wind and solar photovoltaic. Photovoltaic generation, which now accounts for less than 1% of installed capacity in the National Interconnected System, will certainly reach a significant participation on the electrical energy generation in the next decade. This will raise many discussions about the problems, as well as their respective solutions, of large-scale integration of photovoltaic generation into the power system, especially due to the natural intermittence of the primary resource. These discussions are important, inevitable and, considering the amount of time required for paradigm shifts to occur in a sector as complex as the electrical, also urgent, so they should be started as soon as possible so that the electrical sector won't be taken by surprise by a movement it won't be mature enough to deal with. This work deals, from a technical point of view, with the effects of large-scale integration of photovoltaic generation into the power system, seeking, on the one hand, to examine the real dimension of the problem, and, on the other hand, to show that there are means and technologies currently available to overcome the possible negative impacts. In addition, this work also contributes directly to the integration of the photovoltaic generation proposing a photovoltaic power forecast tool. In practical terms, the large-scale integration of photovoltaic generation is evaluated in a case study in the isolated power system of Fernando de Noronha, where the effects of a high penetration can already be perceived. Technical constraints were not verified in the case study, but the need for regulation updates was observed.

Keywords: Photovoltaic generation. Power system. High penetration of intermittent generation. Photovoltaic power forecast.

## LISTA DE FIGURAS

Figura I.1 – Valores de irradiação global anual (METEONORM, 2015)	32
Figura I.2 – Divisão da potência instalada mundial de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no final de 2016 (INTERNATIONAL RENEWABLE	
ENERGY AGENCY, 2017).	32
Figura I.3 – Potência instalada acumulada (em MW) de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil até o final de maio de 2017 (ANEEL, 2017a,	
2017b).	33
Figura I.4 – Participação da geração solar fotovoltaica no consumo anual de energia elétrica de 18 países europeus no ano de 2015 (SOLARPOWER	
EUROPE, 2016)	35
Figura 1.1 – Diagrama de bloco genérico de um gerador.	39
Figura 1.2 – Diagrama de bloco genérico de um gerador convencional	40
Figura 1.3 – Alocação da reserva primária nos geradores convencionais	43
Figura 1.4 – Alocação da reserva secundária nos geradores convencionais	43
Figura 1.5 – Alocação da reserva terciária em geradores convencionais	44
Figura 1.6 – Exemplo do uso das reservas operativas. As linhas azuis representam as curvas de estatismo dos geradores, os pontos pretos são os pontos de	
operação de cada gerador e as áreas amarelas e verdes correspondem às reservas primária e secundária, respectivamente	45
Figura 1.7 – Modelo de um gerador convencional	47
Figura 1.8 – Diagramas elétrico e fasorial de um gerador convencional	48
Figura 1.9 – Impacto da penetração da geração fotovoltaica na regulação de frequência	54

Figura 1.10 – Curvas de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas definidas pelo ONS para geradores convencionais (curva verde) e geradores	
eólicos (curva marrom).	55
Figura 2.1 – Rampa (verde) de uma flutuação de potência (vermelho) em uma janela de tempo de duração $\Delta t$ .	61
Figura 2.2 – Amortecimento das flutuações de potência injetada na rede provocado pela característica de filtro passa-baixa de um sistema fotovoltaico	62
Figura 2.3 – Influência da área do gerador fotovoltaico no amortecimento das flutuações.	63
Figura 2.4 – Influência da área do gerador fotovoltaico na rampa da flutuação	64
Figura 2.5 – Comportamento das flutuações de potência injetada na rede de um grupo de <i>M</i> sistemas fotovoltaicos em função de <i>FD</i>	66
Figura 2.6 – Municípios brasileiros onde estão localizadas as usinas fotovoltaicas vencedoras dos leilões de Energia de Reserva de 2014 e 2015	69
Figura 2.7 – Exemplo de limitação de rampas de flutuações da geração fotovoltaica utilizando sistema de armazenamento	72
Figura 2.8 – Limitação de rampas através da redução da potência nominal	76
Figura 2.9 – Geração fotovoltaica (a) sem e (b) com reserva primária. O limite máximo de geração é variável, e depende das condições ambientais em cada	
momento.	76
Figura 2.10 – Exemplo da participação da geração fotovoltaica na regulação primária.	78
Figura 2.11 – Indisponibilidade de flexibilidade em função da participação energética da geração intermitente em diferentes sistemas elétricos. Adaptado de (IEA, 2014).	80
Figura 3.1 – Maturidade das técnicas de previsão probabilística e determinística para demanda, geração eólica e geração fotovoltaica (HONG et al., 2016)	84

Figura 3.2 – Distribuição das técnicas de previsão utilizadas nos 86 trabalhos analisados em (ANTONANZAS et al., 2016).	86
Figura 3.3 – Previsões de irradiância global horizontal para vários locais próximos ao redor da usina fotovoltaica U1 para o ano de 2009, e comparação com medições reais em solo (linha escura).	92
Figura 3.4 – Previsões de irradiância global horizontal produzidas por várias rodadas consecutivas para o local da usina fotovoltaica U1 para o ano de 2009, e comparação com medições reais em solo (linha escura).	92
Figura 3.5 – Erros entre irradiância global horizontal medida e prevista. O painel superior mostra as medições de irradiância e as previsões e, o inferior, os erros entre estas medidas e as respectivas previsões.	94
Figura 3.6 – Exemplo de simulação com $N=30$ dias e método de seleção $KS$ . A faixa cinza corresponde ao intervalo de confiança de 80% entre os quantis $Q_{0,1}$ e $Q_{0,9}$ .	96
Figura 3.7 – Mediana dos <i>SS</i> diários para cada cenário, considerando as possíveis combinações de classes de <i>KTd</i> , <i>N</i> e método de seleção. Os cenários estão ordenados de acordo com o seu <i>SS</i> . Os resultados para o cenário 12 não são apresentados, pois seu desempenho é muito inferior aos demais ( <i>SS</i> entre -0,07 e -2,04).	104
Figura 3.8 – Diagramas de alvo, comparando os cenários 1 e 9, com $N=30$ dias e selecionando método $KS$ . Cada diagrama compreende os resultados diários para uma classe de $KTd$ diferente	108
Figura 4.1 – Localização das usinas fotovoltaicas na ilha de Fernando de Noronha.  Os círculos vermelhos no quadro em destaque são as usinas fotovoltaicas e, o laranja, é a usina termelétrica Tubarão.	116
Figura 4.2 – Exemplo da evolução do carregamento de dois grupos geradores  Diesel operando simultaneamente com diferentes níveis de participação nominal para o dia 01 de janeiro.	117

Figura 4.3 – Máximos e mínimos diários da demanda estimada para 2016	119
Figura 4.4 – Diagrama unifilar da rede de distribuição em MT da ilha de Fernando de Noronha inserida no aplicativo de simulação <i>PowerFactory</i> ®	122
Figura 4.5 – Simulação da evolução da geração dos grupos geradores Diesel e limites de carregamento desejáveis.	130
Figura 4.6 – Variação do (a) consumo absoluto de Diesel e do (b) consumo específico com a participação nominal e o limite mínimo de geração permitido aos grupos geradores Diesel.	134
Figura 4.7 – Variação (a) do consumo específico e (b) das perdas devido à limitação da geração fotovoltaica em função da participação nominal para os limites mínimos de geração de 60% e 30%. A linha vermelha mostra o valor de participação nominal máximo atual.	135
Figura A.1 – Apoio visual para as definições do Apêndice A, onde $EP$ é a energia primária e $EE$ é a energia elétrica.	153
Figura B.1 – Visão aérea da usina termelétrica Tubarão.	157
Figura B.2 – Diagrama unifilar da usina termelétrica Tubarão	158
Figura B.3 – Visão geral da Usina Fotovoltaica Noronha I	162
Figura B.4 – Estação solarimétrica e eletrocentro da Usina Fotovoltaica Noronha I	163
Figura B.5 – Ponto de conexão à rede da usina, contendo o medidor de faturamento (círculo amarelo) e um DSV (círculo vermelho).	163
Figura B.6 – Visão aérea da área onde a usina foi instalada, onde polígono vermelho – geradores fotovoltaicos; círculo azul – ponto de conexão à rede;	
quadrado verde – estação solarimétrica; e retângulo amarelo – eletrocentro	164
Figura B.7 – Visão geral da Usina Fotovoltaica Noronha II.	165

Figura B.8 – Estação solarimétrica e casa de força da Usina Fotovoltaica Noronha	
II	165
Figura B.9 - Ponto de conexão à rede da usina, contendo os transformadores	
BT/MT (círculos verdes), o medidor de faturamento (círculo amarelo) e um	
DSV (círculo vermelho)	166
Figura B.10 - Visão aérea da área onde a usina foi instalada, onde polígono	
vermelho - geradores fotovoltaicos; círculo azul - ponto de conexão à rede;	
círculo verde – estação solarimétrica; e círculo amarelo – casa de força	166
Figura C.1 – Diagrama de blocos do controlador de velocidade gov_DEGOV	167
Figura C.2 – Diagrama de blocos do controlador de tensão avr_IEET1	168
Figura E.1 – Tensão e frequência no barramento principal da usina termelétrica	
Tubarão e potência ativa dos grupos geradores Diesel e usinas fotovoltaicas	
durante perda súbita destas últimas.	183
Figura E.2 – Tensão e frequência no barramento principal da usina termelétrica	
Tubarão e potência ativa dos grupos geradores Diesel e usinas fotovoltaicas	
durante perda súbita do alimentador FEN-01 considerando a presença de	
geração fotovoltaica	184
Figura E.3 – Tensão e frequência no barramento principal da usina termelétrica	
Tubarão e potência ativa dos grupos geradores Diesel e usinas fotovoltaicas	
durante perda súbita do alimentador FEN-01 considerando ausência de geração	
fotovoltaica.	185
Figura E.4 – Tensão e frequência no barramento principal da usina termelétrica	
Tubarão e potência ativa dos grupos geradores Diesel e usinas fotovoltaicas	
durante perda súbita do alimentador FEN-02 considerando a presença de	
geração fotovoltaica.	186
Figura E.5 – Tensão e frequência no barramento principal da usina termelétrica	
Tubarão e potência ativa dos grupos geradores Diesel e usinas fotovoltaicas	

durante perda súbita do alimentador FEN-02 considerando ausência de geração fotovoltaica.	187
Figura E.6 – Tensão e frequência no barramento principal da usina termelétrica	
Tubarão e potência ativa dos grupos geradores Diesel e usinas fotovoltaicas	
durante perda súbita do alimentador FEN-03 considerando a presença de geração fotovoltaica.	188
Figura E.7 – Tensão e frequência no barramento principal da usina termelétrica	
Tubarão e potência ativa dos grupos geradores Diesel e usinas fotovoltaicas	
durante perda súbita do alimentador FEN-03 considerando ausência de geração	
fotovoltaica	189
Figura E.8 – Tensão e frequência no barramento principal da usina termelétrica	
Tubarão e potência ativa dos grupo geradores Diesel e usinas fotovoltaicas	
durante curto-circuito trifásico no início do alimentador FEN-01 considerando	
a presença de geração fotovoltaica	190
Figura E.9 – Tensão e frequência no barramento principal da usina termelétrica	
Tubarão e potência ativa dos grupos geradores Diesel e usinas fotovoltaicas	
durante curto-circuito trifásico no início do alimentador FEN-01 considerando	
ausência de geração fotovoltaica.	191
Figure F 10 Tanção a fraguência na harramento principal de usina termolátrica	
Figura E.10 – Tensão e frequência no barramento principal da usina termelétrica	
Tubarão e potência ativa dos grupos geradores Diesel e usinas fotovoltaicas	
durante curto-circuito trifásico no início do alimentador FEN-02 considerando a presença de geração fotovoltaica	192
a presença de geração rotovoltarea	172
Figura E.11 – Tensão e frequência no barramento principal da usina termelétrica	
Tubarão e potência ativa dos grupos geradores Diesel e usinas fotovoltaicas	
durante curto-circuito trifásico no início do alimentador FEN-02 considerando	
ausência de geração fotovoltaica.	193
Figura E.12 – Tensão e frequência no barramento principal da usina termelétrica	
Tubarão e potência ativa dos grupos geradores Diesel e usinas fotovoltaicas	
durante curto-circuito trifásico no início do alimentador FEN-03 considerando	
a presença de geração fotovoltaica	194
L	

Figura E.13 – Tensão e frequência no barramento principal da usina termelétrica	
Tubarão e potência ativa dos grupos geradores Diesel e usinas fotovoltaicas	
durante curto-circuito trifásico no início do alimentador FEN-03 considerando	
ausência de geração fotovoltaica.	195

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Sequência de eventos pós-perda do equilíbrio $PE = PM$	41
Tabela 1.2 – Descrição dos efeitos observados após variações positivas ou negativas de <i>PE</i> .	48
Tabela 1.3 – Limites de frequência definidos pelo ONS para os geradores termelétricos do SIN.	52
Tabela 2.1 – Valores de <i>c</i> para a Equação 2.3	64
Tabela 2.2 – Valores de <i>a</i>	67
Tabela 3.1 – Características das usinas fotovoltaicas	90
Tabela 3.2 – Variáveis WRF utilizadas como dados de entrada para a ferramenta de previsão.	91
Tabela 3.3 – Um total de 17 cenários foi definido para analisar o desempenho da ferramenta de previsão. Eles diferem nas variáveis WRF e nos índices utilizados como entrada.	99
Tabela 3.4 – Parâmetros de desempenho estatísticos utilizados para validar a ferramenta proposta e as modificações feitas para facilitar a comparação entre diferentes simulações.	103
Tabela 3.5 – Quantis $QS_{0,25}$ , $QS_{0,50}$ e $QS_{0,75}$ dos parâmetros de desempenho estatístico para cada classe de $KTd$ , com $N=30$ dias, método de seleção $KS$ e cenário 1	106
Tabela 3.6 – Quantis $QS_{0,25}$ , $QS_{0,50}$ e $QS_{0,75}$ dos parâmetros de desempenho estatístico para cada classe de $KTd$ , com $N=30$ dias, método de seleção $KS$ e cenário 9.	106

Tabela $3.7$ – Erros de previsão de energia ponderados para a usina fotovoltaica U1 em função da classe de $KTd$ , com $N=30$ dias, método de seleção $KS$ e cenários $1$ e $9$	110
Tabela $3.8$ – Erros de previsão de energia ponderados para a usina fotovoltaica U5 em função da classe de $KTd$ , com $N=30$ dias, método de seleção $KS$ e cenários $1$ e $9$ .	
Tabela 4.1 – Valores de demanda máxima e mínima e de geração fotovoltaica máxima.	122
Tabela $4.2$ – Perfil de tensão em regime permanente sob demanda mínima (onde $A$ = alimentador e $D$ = $n^{\circ}$ de grupos ger. Diesel em operação)	124
Tabela 4.3 – Carregamentos mínimo e máximo, consumo de Diesel e consumo específico dos grupos geradores Diesel sem a integração da geração fotovoltaica.	130
Tabela 4.4 – Resumo das simulações com diferentes níveis de participação fotovoltaica e estratégias de gestão.	132
Tabela B.1 – Resumo das principais características dos controladores de velocidade e de tensão dos grupos geradores Diesel	158
Tabela B.2 – Características nominais dos transformadores trifásicos 13,8/0,38 kV da rede de distribuição.	159
Tabela B.3 – Características das cargas equivalentes por transformador	160
Tabela C.1 – Parâmetros do controlador de velocidade	168
Tabela C.2 – Parâmetros do controlador de tensão	169
Tabela C.3.a – Impedâncias equivalentes e coeficientes de inércia dos grupos geradores Diesel.	169
Tabela C.4 – Impedâncias equivalentes dos transformadores.	170
Tabela C.5 – Impedâncias equivalentes das linhas de transmissão	170

Tabela D.1 – Tensão nos alimentadores da rede de distribuição considerando a	
demanda máxima, três grupos geradores em operação (G1, G2, G3) e ausência	
de geração fotovoltaica.	173
Tabela D.2 – Tensão nos alimentadores da rede de distribuição considerando a	
demanda máxima, dois grupos geradores em operação (G1 e G3) e ausência de	
geração fotovoltaica	173
Tabela D.3 – Tensão nos alimentadores da rede de distribuição considerando a	
demanda máxima, três grupos geradores em operação (G1, G2 e G3) e	15.4
presença de geração fotovoltaica.	1/4
Tabela D.4 – Tensão nos alimentadores da rede de distribuição considerando a	
demanda máxima, dois grupos geradores em operação (G1 e G3) e presença de	15.4
geração fotovoltaica	174
Tabela D.5 – Tensão nos alimentadores da rede de distribuição considerando a	
demanda mínima, três grupos geradores em operação (G1, G2 e G3) e ausência	
de geração fotovoltaica.	175
Tabela D.6 – Tensão nos alimentadores da rede de distribuição considerando a	
demanda mínima, dois grupos geradores em operação (G1 e G3) e ausência de	
geração fotovoltaica	175
Tabela D.7 – Tensão nos alimentadores da rede de distribuição considerando a	
demanda mínima, três grupos geradores em operação (G1, G2 e G3) e presença	
de geração fotovoltaica	176
Tabela D.8 – Tensão nos alimentadores da rede de distribuição considerando a	
demanda mínima, dois grupos geradores em operação (G1 e G3) e presença de	
geração fotovoltaica	176
Tabela D.9 – Perfil de tensão em regime permanente sob demanda máxima (onde	
A alimentador e D grupos geradores Diesel em operação)	177
Tabela D.10 – Perfil de tensão em regime permanente sob demanda mínima (onde	
A alimentador e D grupos geradores Diesel em operação)	179

Tabela D.11 – Correntes de curto-circuito eficaz e de pico e potência de curto-	
circuito eficaz considerando três grupos geradores em operação (G1, G2 e G3)	
e ausência de geração fotovoltaica.	181
Tabela D.12 - Correntes de curto-circuito eficaz e de pico e potência de curto-	
circuito eficaz considerando dois grupos geradores em operação (G1 e G3) e	
ausência de geração fotovoltaica	181
Tabela D.13 – Correntes de curto-circuito eficaz e de pico e potência de curto-	
circuito eficaz considerando três grupos geradores em operação (G1, G2 e G3)	
e presença de geração fotovoltaica.	182
Tabela D.14 – Correntes de curto-circuito eficaz e de pico e potência de curto-	
circuito eficaz considerando dois grupos geradores em operação (G1 e G3) e	
presença de geração fotovoltaica	182

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

CONFAZ Conselho Nacional de Política Fazendária

CCC Conta de Consumo de Combustíveis

CAG Controle Automático de Geração

ERCOT Electric Reliability Council of Texas

EPE Empresa de Pesquisa Energética

EPIA European Photovoltaic Industry Association

FRT Fault Ride Through

GPS Global Positioning System

IES Instituto de Energia Solar

INMETRO Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

INPE Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

IEA International Energy Agency

MIT Massachusetts Institute of Technology

NWE North West Europe

NWP Numerical Weather Prediction

ONS Operador Nacional do Sistema

PVCROPS PhotoVoltaic Cost r€duction, Reliability, Operational performance,

Prediction and Simulation

QRF Quantile Regression Forests

RF Random Forests

SIN Sistema Interligado Nacional

UPM Universidade Politécnica de Madrid

WRF Weather Research and Forecast

## LISTA DE SÍMBOLOS

AlS Altura solar

AzS Ângulo azimutal do Sol

 $\delta$  Ângulo de carga

 $\varphi$  Ângulo de fase

S Área do gerador fotovoltaico (em hectares)

*c*<sub>0</sub> Célula central (corresponde ao local de interesse)

 $c_i$  Células vizinhas à  $c_0$ 

cfl Cobertura de nuvens em nível baixo

*cfh* Cobertura de nuvens em nível elevado

*cfm* Cobertura de nuvens em nível médio

cft Cobertura de nuvens nos níveis médio e baixo

cvEAM Coeficiente de variação de EAM

cvEM Coeficiente de variação de EM

 $L_v$  Comprimento total de um grupo de sistemas fotovoltaicos no sentido de

movimento das nuvens

 $K_D$  Constante de amortecimento da carga

H Constante de inércia

 $\tau$  Constante de tempo

 $I_G$  Corrente fornecida pelo gerador

 $b_{\%}$  Corresponde a um percentual de  $P_{FV}$ , de maneira que  $\Delta P_{FV} = b_{\%} P_{FV}$ 

 $a_{\%}$  Corresponde a um percentual de D, de maneira que  $\Delta D = a_{\%}D$ 

Demanda

 $S_d$  Demanda da ilha (potência aparente)

*D<sub>eq</sub>* Demanda equivalente

 $\Delta\omega$  Desvio de velocidade angular entre os eixos girantes ( $\omega - \omega_S$ )

sdr Desvio padrão do conjunto de previsões em diferentes rodadas

dir Direção do vento a 10 m a.s.l.

 $\Delta t$  Duração de uma janela de tempo

 $d_i$  Elementos do vetor **D** 

 $o_i$  Elementos do vetor  $\boldsymbol{O}$ 

 $p_i$  Elementos do vetor P

 $E_{Consumo}$  Energia consumida

 $E_{Diesel}$  Energia fornecida pelos grupos geradores Diesel

 $E_{interna}$  Energia interna

EAM Erro absoluto médio

Em Erro médio

R Estatismo

FD Fator de dispersão

swflx Fluxo descendente de radiação de ondas curtas

f Frequência elétrica

 $KT_d$  Índice de claridade diário

kt Índice de claridade horário

TPI Índice de posição topográfica (topographic position index)

TRI Índice de robustez do terreno (terrain robustness index)

Bo0 Irradiância extraterrestre no plano horizontal

L Maior lado da superfície ocupada por um gerador fotovoltaico

l Menor lado da superfície ocupada por um gerador fotovoltaico

DA Método de seleção Dias Anteriores

KS Método de seleção Distância de Kolmogorov-Smirnov

KT Método de seleção Índice de Claridade

mod Módulo da velocidade de vento a 10 m a.s.l.

J Momento de inércia

Número de dias que compõem a série temporal de treinamento

 $Q1_{Num}$  Número de eventos em que o valor observado é inferior a  $Q_{0,1}$  no período

considerado

$Q91_{Num}$	Número de eventos em que o valor observado é superior a $Q_{0,9}$ no período considerado
n	Número de horas em que ou as observações ou as previsões são estritamente positivas
p	Número de polos do gerador síncrono
M	Número de sistemas fotovoltaicos em um grupo
$Q1Q9_{Sum}$	Parâmetros que corresponde à razão entre a área do intervalo de confiança normalizada pela área das observações
$P_L$	Parcela da demanda equivalente que não depende da frequência
$\vartheta_E$	Participação energética
$\vartheta_I$	Participação instantânea
$\vartheta_N$	Participação nominal
$ heta_{\mathcal{S}}$	Posição angular do eixo de referência
heta	Posição angular do eixo do rotor
$P_E$	Potência elétrica
$P_C$	Potência entregue pela geração convencional
$\mathcal{S}_g$	Potência fornecida pelos grupos geradores Diesel (potência aparente)
$P_{FV}$	Potência injetada na rede pela geração fotovoltaica
$P_{M}$	Potência mecânica
mslp	Pressão atmosférica média no nível do mar
$Q_{0,1}$	Quantil 0,1 da previsão
$QS_{0,25}$	Quantil 0,25 de todos os valores calculados para um parâmetro de desempenho estatístico
$Q_{0,5}$	Quantil 0,5 (mediana) da previsão
$QS_{0,50}$	Quantil 0,5 (mediana) de todos os valores calculados para um parâmetro de desempenho estatístico
$QS_{0,75}$	Quantil 0,75 de todos os valores calculados para um parâmetro de desempenho estatístico
$Q_{0,9}$	Quantil 0,9 da previsão

Raiz quadrada do erro quadrático médio

REQM

 $X_G$  Reatância equivalente do gerador

ROU Rugosidade (roughness)

SS Skill Score

temp Temperatura a 2 m a.s.l.

 $E_G$  Tensão interna do gerador

 $V_G$  Tensão terminal do gerador

rh Umidade relativa do ar a 2 m a.s.l.

 $a_{\%(MAX)}$  Valor máximo de  $a_{\%}$  suportado pelo sistema elétrico quando não há geração

fotovoltaica

ΔD Variação da demanda

 $\Delta D_{eq}$  Variação da demanda equivalente

 $\Delta P_C$  Variação da potência entregue pela geração convencional

 $\Delta P_{FV}$  Variação da potência injetada na rede pela geração fotovoltaica

 $\sigma_{\mathbf{p}}^2$  Variância do erro

c Variável empírica que depende de  $\Delta t$ 

a Variável empírica que depende de  $\Delta t$ 

 $\omega$  Velocidade angular (do eixo do rotor)

 $\omega_S$  Velocidade angular do eixo de referência

v Velocidade de deslocamento da nuvem no sentido de l

v Velocidade de vento – componente latitudinal a 10 m a.s.l.

*u* Velocidade de vento – componente longitudinal a 10 m a.s.l.

**D** Vetor das diferenças entre previsões e observações, ou vetor dos erros

**O** Vetor das observações

**P** Vetor das previsões

visibility Visibilidade no ar

*nEAM* EAM normalizado pelo intervalo diário das observações

*nEM* EM normalizado pelo intervalo diário das observações

nREQM REQM normalizado pelo intervalo diário das observações

# **SUMÁRIO**

INTRO	DDU	ÇÃO	31
Justi	ificati	va e apresentação do problema	33
Tese	e		35
Obje	etivos	5	35
Mat	eriais	e métodos	36
Estr	utura	do trabalho	37
1. P	OR Ç	QUE O AUMENTO DA PARTICIPAÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTA	AICA
NO SI	STEN	MA ELÉTRICO MOTIVA PREOCUPAÇÃO?	39
1.1.	Re	servas de potência operativa	42
1.2.	Est	tabilidade	46
1.3.	Lir	nites operacionais de frequência e tensão	51
1.4.	Lir	nites operacionais de potência	56
2. O	S E	VENTUAIS IMPACTOS NEGATIVOS PROVOCADOS PELA GERA	ÇÃO
FOTO	VOL	TAICA PODEM SER MITIGADOS OU ATÉ MESMO SUPRIMIDOS?	59
2.1.	Flu	ıtuações da geração fotovoltaica	60
2.2.	Me	edidas de mitigação passivas	61
2.3.	Me	edidas de mitigação ativas	69
2.	3.1.	Armazenamento de energia	70
2.	3.2.	Funções de controle incorporadas ao inversor fotovoltaico	75
2.4.	Pre	evisão da geração fotovoltaica	79
2.5.	Fle	exibilização do sistema elétrico	79
3. C	OMC	O A PREVISÃO DA POTÊNCIA INJETADA NA REDE PODE BENEFICIA	AR A
INTEC	GRAÇ	ÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA AO SISTEMA ELÉTRICO?	83
3.1.	Pre	evisão da geração fotovoltaica	84
3.2.	Ap	licações da previsão da geração fotovoltaica	87
3.3.	Fei	rramenta de previsão da geração fotovoltaica	88

3.3.1. Metodologia	89
3.3.2. Implementação computacional	96
3.3.3. Procedimento de validação	96
3.3.4. Resultados da validação	103
3.3.5. Considerações finais sobre a ferramenta de previsão	110
4. QUAIS AS CONSEQUÊNCIAS DA INSERÇÃO EM GRANDE ESCALA	A DA
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM SISTEMA ELÉTRICO CONVENCIONA	L DE
PEQUENO PORTE?	113
4.1. Descrição do caso estudado	113
4.2. Descrição do sistema elétrico da Ilha de Fernando de Noronha	115
4.3. Método do estudo	118
4.4. Análise de fluxo de potência e das correntes de curto-circuito	121
4.5. Análise de eventos dinâmicos	127
4.6. Análise energética da integração das usinas Noronha I e Noronha II	129
4.7. Considerações finais sobre o estudo de caso	136
CONCLUSÃO	139
Pesquisas futuras	141
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	143
PUBLICAÇÕES REALIZADAS DURANTE O DOUTORADO	151
APÊNDICE A – Termos e definições	153
APÊNDICE B — Detalhes do sistema elétrico isolado de Fernando de Noronha	157
B.1. Usina termelétrica Tubarão	157
B.2. Rede de distribuição	158
B.3. Usina fotovoltaica Noronha I	
B.4. Usina fotovoltaica Noronha II	164
APÊNDICE C – Parâmetros dos elementos do sistema elétrico de Fernando de No	
utilizados nas simulações no aplicativo <i>PowerFactory</i> ®	
C.1. Grupo gerador Diesel	167

C.2. Transformador	0
C.3. Linha de transmissão	0
C.4. Usina fotovoltaica	0
C.5. Carga	1
APÊNDICE D — Resultados detalhados das simulações de fluxo de potência e de corrente de curto-circuito 173	S
D.1. Tensão em regime permanente com demanda máxima	3
D.2. Tensão em regime permanente com demanda mínima	4
D.3. Perfis de tensão em regime permanente	6
D.4. Correntes de curto-circuito	0
APÊNDICE E — Resultados detalhados das simulações de eventos dinâmicos	3
E.1. Perda súbita das usinas fotovoltaicas	3
E.2. Perda súbita do alimentador FEN-01	4
E.3. Perda súbita do alimentador FEN-02	5
E.4. Perda súbita do alimentador FEN-03	7
E.5. Curto-circuito trifásico no início do alimentador FEN-01	9
E.6. Curto-circuito trifásico no início do alimentador FEN-02	1
E.7. Curto-circuito trifásico no início do alimentador FEN-03	3

## INTRODUÇÃO

Um conjunto de fatores colaborou para a inserção da geração solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira ao longo dos últimos anos, em especial a partir de 2012. Dentre os fatores destacam-se a divulgação da tecnologia, ainda que em maior intensidade nos meios acadêmico e empresarial; a redução do preço dos módulos fotovoltaicos no mercado nacional; os marcos regulatórios para a geração distribuída, tendo como maiores exemplos as Resoluções Normativas nº 482/2012, nº 517/2012 e nº 687/2015 da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e o Convênio ICMS 16/2015 do Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ; a chamada de P&D Estratégico ANEEL nº 013/2011 ("Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira"); a elaboração e atualização de normas técnicas nacionais dedicadas aos sistemas fotovoltaicos; a inclusão dos inversores de conexão à rede no escopo do Programa Brasileiro de Etiquetagem por meio das Portarias nº 357/2014 e nº 017/2016 do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia – INMETRO; os leilões nacionais de Energia de Reserva realizados em outubro de 2014, agosto de 2015 e novembro de 2015 pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE; e o interesse econômico dos setores industrial e comercial em nacionalizar a fabricação de equipamentos e os serviços de projeto e instalação de sistemas fotovoltaicos de pequeno, médio e grande portes.

É importante destacar que o panorama atual do setor fotovoltaico brasileiro possui uma base sólida que foi construída durante décadas pelas experiências adquiridas com os sistemas fotovoltaicos isolados dos programas de eletrificação rural e de universalização do acesso à energia elétrica e pelos incansáveis esforços da academia e dos centros de pesquisa, que perduram até hoje.

A confiança no sucesso da tecnologia fotovoltaica para a geração de energia elétrica no Brasil também está relacionada com os altos índices de irradiação solar em quase todo o território nacional, inclusive superiores aos de países líderes no setor fotovoltaico mundial, como China, Japão, Alemanha e Estados Unidos, como mostra a Figura I.1.

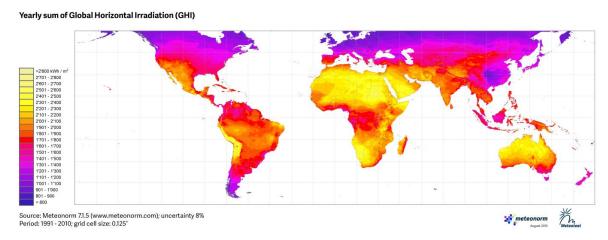


Figura I.1 – Valores de irradiação global anual (METEONORM, 2015).

O valor absoluto da potência instalada de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil ainda é pequeno se comparado ao total mundial, que é de aproximadamente 290 GWp (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2017). A título de comparação, a Figura I.2 mostra a divisão da potência instalada mundial no final de 2016, sendo China, Japão e Alemanha responsáveis por mais de 50% do valor total.

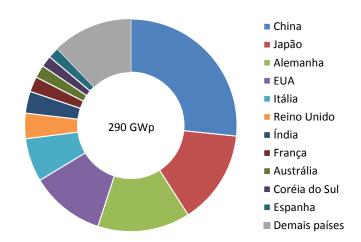


Figura I.2 – Divisão da potência instalada mundial de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no final de 2016 (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2017).

Hoje, a potência instalada de sistemas fotovoltaicos conectados à rede corresponde a aproximadamente 0,08% do parque gerador do Sistema Interligado Nacional – SIN (ANEEL, 2017a, 2017b), e, no ano de 2015, a geração fotovoltaica respondeu por 0,01% do consumo de energia elétrica do país (EPE, 2016). A Figura I.3 mostra a evolução da potência instalada acumulada no país, considerando apenas os sistemas fotovoltaicos conectados à rede com registro na ANEEL. Segundo a EPE, em 2024 a potência instalada de sistemas fotovoltaicos

conectados à rede será de aproximadamente 7 GW, correspondendo a 3,3% da matriz elétrica nacional (EPE, 2015). Este cenário futuro não é difícil de imaginar, tendo em vista o atual ritmo do crescimento da geração distribuída e os valores contratados nos leilões de Energia de Reserva realizados em 2014 e 2015, que, juntos, já somam quase 40% da potência prevista para o ano de 2024.

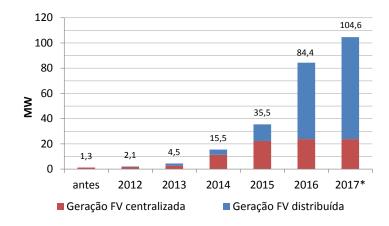


Figura I.3 – Potência instalada acumulada (em MW) de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil até o final de maio de 2017 (ANEEL, 2017a, 2017b).

#### Justificativa e apresentação do problema

Tradicionalmente, o suprimento de eletricidade é baseado em sistemas elétricos com geração centralizada, em usinas hidrelétricas ou termelétricas (a gás, óleo, carvão, fissão nuclear, etc.) de médio e grande portes que utilizam geradores síncronos, e longas redes de transmissão e distribuição que levam a energia dessas usinas aos diversos pontos de consumo. Nessa topologia, os sistemas de geração convencionais são projetados para reagir às variações da demanda e manter a estabilidade do conjunto e o equilíbrio entre demanda e geração.

A curva de carga de um sistema elétrico normalmente é bem conhecida, dadas a grande disponibilidade de séries históricas e a relativa previsibilidade do comportamento conjunto dos usuários. Dessa forma, pode-se preparar o sistema elétrico antecipadamente para as necessidades da demanda, adequando o despacho dos geradores, as reservas operativas, o uso das linhas de transmissão, a compensação de reativos e o fluxo entre áreas de controle, mantendo a tensão, a frequência e as perdas em níveis aceitáveis técnica e economicamente.

Com a inclusão dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede na matriz elétrica, a variabilidade também passa a fazer parte do sistema de geração devido à intermitência característica do recurso solar. As variações da geração fotovoltaica, contudo, são percebidas

como variações na demanda equivalente do sistema de geração convencional, que agora precisa reagir às variações tanto da demanda como da geração fotovoltaica, que possuem maior incerteza associada.

Devido ao crescimento da participação da geração fotovoltaica na matriz elétrica observado em diversos países, os desafios que surgem desta integração estão sendo estudados e debatidos por diversos atores do setor, como operadores dos sistemas elétricos, pesquisadores, fabricantes, prestadores de serviços e órgãos governamentais. Em 2011, o Energy Initiative do Massachusetts Institute of Technology — MIT realizou o simpósio Managing Large-Scale Penetration of Intermittent Renewables, onde especialistas da área apresentaram os desafios com os quais o setor elétrico irá se deparar (MIT, 2011). Em 2012, a European Photovoltaic Industry Association — EPIA publicou um estudo com base nas recomendações de diversos operadores de sistemas de transmissão e distribuição sobre as ações que deveriam ser implementadas para permitir o aumento da participação da geração fotovoltaica (EPIA, 2012).

Ações semelhantes têm sido observadas em todo o mundo, em particular na Europa, onde a participação da geração fotovoltaica é relativamente maior e mais abrangente, podendo-se citar, por exemplo, o projeto de cooperação europeu *PhotoVoltaic Cost r€duction, Reliability, Operational performance, Prediction and Simulation* − PVCROPS, que tem como objetivos melhorar o desempenho, a confiabilidade e o tempo de vida útil de sistemas fotovoltaicos, reduzir seus custos e aprimorar a integração com a rede elétrica, permitindo um grau elevado de participação da geração fotovoltaica no sistema elétrico europeu (PVCROPS, 2013). A Figura I.4 mostra a participação da geração fotovoltaica no consumo anual de 18 países europeus no ano de 2015, com destaque para a Itália, Grécia e Alemanha, onde a contribuição superou os 7%.

Atualmente o Brasil ainda se encontra longe de observar na prática os desafios trazidos pela inserção em grande escala da geração fotovoltaica na matriz elétrica, porém, como mencionado anteriormente, estima-se que até 2024 a potência instalada de sistemas fotovoltaicos conectados à rede supere os 3% da capacidade de geração nacional, indicando que, em poucos anos, o panorama será bem diferente do atual. A mudança de paradigmas em um setor tão grande e complexo como o elétrico é lenta e progressiva, de maneira que, a exemplo de países com maior participação da geração fotovoltaica, o Brasil deve se preparar com antecedência para adquirir maturidade suficiente para enfrentar os desafios futuros e garantir a segurança e a confiabilidade do seu sistema elétrico.

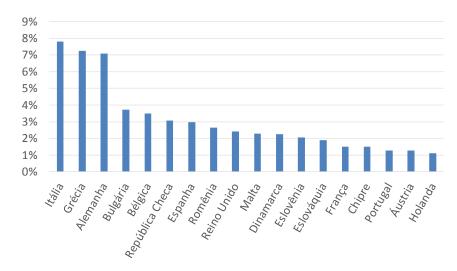


Figura I.4 – Participação da geração solar fotovoltaica no consumo anual de energia elétrica de 18 países europeus no ano de 2015 (SOLARPOWER EUROPE, 2016).

Este trabalho insere-se nesse contexto na medida em que contribui para a construção do conhecimento necessário para permitir que o Brasil amplie a participação da geração fotovoltaica na sua matriz elétrica, analisando as implicações técnicas da conexão em grande escala de sistemas fotovoltaicos ao sistema elétrico.

#### **Tese**

Existem muitas dúvidas associadas à integração da geração fotovoltaica aos sistemas elétricos convencionais, fazendo com que os responsáveis pela operação e manutenção destes sistemas assumam uma postura conservadora e de resguardo, muitas vezes prejudiciais à disseminação da tecnologia. Nesse sentido, este trabalho defende a tese de que a inserção em grande escala da geração fotovoltaica na matriz elétrica não apenas é possível, como também não compromete, de uma forma absoluta, a segurança do fornecimento, a confiabilidade e a estabilidade do sistema elétrico, pois os impactos de ordem técnica reais são menos agressivos do que normalmente se veicula e medidas de mitigação passivas e ativas podem reduzir os riscos de falhas aos níveis já observados no sistema elétrico convencional.

#### **Objetivos**

O objetivo principal deste trabalho é evidenciar a viabilidade técnica da integração em grande escala de sistemas fotovoltaicos conectados à rede ao sistema elétrico convencional, dando suporte à tese proposta. Adicionalmente, alguns objetivos secundários foram estabelecidos:

- Estudar as características das variações da geração fotovoltaica e avaliar os efeitos reais no sistema elétrico;
- Estudar as medidas de mitigação dos impactos negativos da geração fotovoltaica no sistema elétrico;
- Destacar a importância da previsão da geração fotovoltaica para a sua integração ao sistema elétrico; e
- Analisar um exemplo prático de integração em grande escala da geração fotovoltaica a um sistema elétrico.

#### Materiais e métodos

Este trabalho foi executado com base nas seguintes atividades:

- 1) Revisão bibliográfica;
- 2) Estudo das variações da geração fotovoltaica e dos seus impactos em sistemas elétricos;
- 3) Discussão dos temas associados ao trabalho com especialistas;
- 4) Desenvolvimento de ferramenta de previsão da geração fotovoltaica;
- 5) Estudo de caso em escala reduzida.

O trabalho está inserido no contexto da Chamada de P&D Estratégico ANEEL nº 13, de 2011, através 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), bem como no contexto dos projetos "Desenvolvimento de competências em geração distribuída com sistemas fotovoltaicos conectados à rede" do Programa Ciência sem Fronteiras (Processo: 402919/2012-2), "Instalação de usina solar fotovoltaica de 500 kWp conectada à rede elétrica do sistema isolado de Fernando de Noronha" (Projeto de Eficiência Energética do Ciclo 2013/2014 da CELPE) e "PhotoVoltaic Cost r€duction, Reliability, Operational Performance, Prediction and Simulation − PVCROPS" (Projeto de Cooperação Europeu Número 308468).

Os estudos de previsão relacionados à atividade 4 foram realizados no Grupo de Sistemas Fotovoltaicos do Instituto de Energia Solar – IES da Universidade Politécnica de Madrid – UPM, com apoio financeiro do Programa Ciência sem Fronteiras (Processo: 402919/2012-2), pelo período de um ano, caracterizando o trabalho como um Doutorado Sanduíche.

Por fim, é importante destacar alguns pontos referentes à abrangência das análises e dos resultados apresentados:

- Apesar de o foco ser a geração fotovoltaica, os princípios básicos dos impactos na rede e das medidas de mitigação destes impactos podem ser aplicados à integração de outros sistemas de geração com fontes intermitentes, como o eólico, respeitando as características próprias de cada um;
- O trabalho analisa os impactos ao sistema elétrico como um todo, e não os impactos locais, como aqueles observados nas redes de distribuição ou em pontos específicos da rede;
- Consideram-se apenas sistemas fotovoltaicos conectados à rede, ou seja, a geração fotovoltaica depende da existência da geração convencional para operar corretamente, não sendo capaz de suprir a demanda do sistema elétrico de forma independente; e
- As análises têm como base o sistema elétrico brasileiro, porém os conceitos e
  os resultados podem ser aplicados a sistemas elétricos de outros países,
  respeitando suas respectivas particularidades.

#### Estrutura do trabalho

O trabalho está dividido em quatro capítulos, além da introdução e da conclusão. Cada capítulo aborda e discute um assunto específico, respondendo questionamentos comuns na área:

- Por que o aumento da participação da geração fotovoltaica no sistema elétrico motiva preocupação?
- 2) Os eventuais impactos negativos provocados pela geração fotovoltaica podem ser mitigados ou até mesmo suprimidos?
- 3) Como a previsão da potência injetada na rede pode beneficiar a integração da geração fotovoltaica ao sistema elétrico?
- 4) Quais as consequências da inserção em grande escala da geração fotovoltaica em um sistema elétrico convencional de pequeno porte?

# 1. POR QUE O AUMENTO DA PARTICIPAÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO SISTEMA ELÉTRICO MOTIVA PREOCUPAÇÃO?

A integração da geração fotovoltaica ao sistema elétrico, em particular quando em grande escala, traz desafios com os quais os diversos agentes responsáveis pelo planejamento e pela operação do sistema ainda não estão familiarizados. O primeiro passo para que essa integração seja bem-sucedida é entender como as características próprias da geração fotovoltaica se relacionam com a dinâmica do funcionamento de um sistema elétrico<sup>1</sup>. O Apêndice A define alguns termos que serão utilizados com frequência, sendo recomendada a sua leitura previamente aos capítulos deste trabalho.

O controle de um sistema elétrico é realizado prioritariamente na geração, tem o apoio dos serviços ancilares, e atuações diretas na demanda são empregadas como último recurso. Quando esse controle não desempenha bem o seu papel, observam-se condições de operação de frequência e de tensão potencialmente perigosas e, em casos mais extremos, capazes de provocar o completo colapso do sistema elétrico.

Os geradores são os componentes centrais das estratégias de controle, pois são os responsáveis não apenas pelo atendimento de toda a demanda de potência ativa, como também pela regulação da frequência do sistema elétrico e da tensão no ponto de fornecimento. A Figura 1.1 mostra um diagrama de bloco genérico de um gerador, onde a diferença entre a potência de entrada e a potência de saída provoca a alteração da sua energia interna ( $E_{interna}$ ).

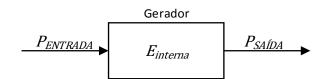


Figura 1.1 – Diagrama de bloco genérico de um gerador.

sistemas fotovoltaicos, não são considerados, pois o foco são os impactos em nível de sistema elétrico.

1

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> O estudo dos sistemas elétricos é um tema bastante amplo, existindo vasta literatura sobre o assunto, de modo que este capítulo não descreve o funcionamento de um sistema elétrico à exaustão. Além disso, os impactos locais, como aqueles observados nas redes de distribuição ou em barramentos específicos onde há a conexão de

Em geradores convencionais,  $E_{interna}$  corresponde predominantemente à energia cinética das massas girantes (rotor), e está diretamente relacionada ao momento de inércia (J) e à velocidade angular ( $\omega$ ) dessas massas. Sistemas fotovoltaicos, por outro lado, não possuem massas girantes (são conversores estáticos), de modo que a quantidade de energia que pode ser armazenada internamente depende da capacitância e da indutância internas, e normalmente é desprezível.

No estudo de sistemas elétricos também é comum fazer referência à frequência elétrica (f), que pode ser obtida através da Equação 1.1, onde p é o número de polos de um gerador síncrono. Como a relação entre essas grandezas é uma constante, em discussões qualitativas as grandezas  $\omega$  e f podem ser utilizadas de forma intercambiável.

$$f = \frac{p}{4\pi}\omega \tag{1.1}$$

Voltando ao diagrama da Figura 1.1, um gerador convencional pode ser visto como uma caixa preta cuja entrada é a potência mecânica ( $P_M$ ) e a saída é a potência elétrica ( $P_E$ ), como mostra a Figura 1.2.

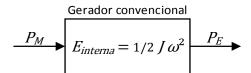


Figura 1.2 – Diagrama de bloco genérico de um gerador convencional.

Quando  $P_M$  e  $P_E$  são iguais,  $E_{interna}$  se mantém constante. Quando  $P_E < P_M$ ,  $E_{interna}$  aumenta para acomodar a diferença entre a entrada e a saída e ocorre a aceleração do rotor do gerador  $(d\omega/dt>0)$ . Já na situação oposta, quando  $P_E>P_M$ ,  $E_{interna}$  reduz para suprir a diferença entre entrada e saída, havendo desaceleração do rotor  $(d\omega/dt<0)$ . Normalmente é  $P_E$  que primeiro sofre variação, iniciando uma série de eventos em diferentes escalas de tempo, como mostra a Tabela 1.1.

Os eventos transitórios ocorrem independentemente de qualquer intervenção humana, e dependem somente das características físicas do sistema elétrico, enquanto que os controles de regulação são configurados para manter a estabilidade e a operação segura e economicamente viável. É importante destacar que a ordem de eventos da Tabela 1.1 é apenas didática, e alguns eventos podem acontecer simultaneamente. É o caso, por exemplo, da regulação primária, que inicia antes mesmo da acomodação das oscilações naturais de

frequência e tensão, sendo, por isso, corresponsável pela manutenção da estabilidade do sistema elétrico, ajustando  $P_M$  dinamicamente e oferecendo capacidade de geração adicional para acomodar variações positivas da demanda equivalente.

Tabela 1.1 – Sequência de eventos pós-perda do equilíbrio  $P_E = P_M$ .

Escala de Escal				
tempo	Evento	Descrição		
10 <sup>-3</sup> s	Transitório eletromagnético	As variações na demanda do sistema elétrico não são refletidas diretamente em $P_E$ , pois os transitórios eletromagnéticos locais causados pelas impedâncias do sistema elétrico podem acomodar parte dessas variações.		
10 <sup>-1</sup> s	Transitório eletromecânico	Observa-se a aceleração ou a desaceleração dos geradores convencionais, bem como variações na frequência e na tensão terminal. Considerando a conservação da estabilidade, frequência e tensão exibirão um comportamento oscilatório amortecido e o novo ponto de equilíbrio $P_E = P_M$ apresentará valores de frequência e tensão diferentes dos iniciais.		
$10^0 \mathrm{s}$	Regulação primária	A regulação primaria modifica ativamente o valor de $P_M$ para reestabelecer a frequência nominal (controle isócrono) ou conduzir a frequência para um valor pré-determinado (controle com queda de velocidade). Este último caso é o mais comum em sistemas elétricos, pois permite dividir as variações de demanda mais facilmente entre os diversos geradores convencionais em operação. No Brasil, a regulação primária deve ser provida por todos os geradores presentes no SIN. Além da regulação primária de frequência, nessa escala de tempo também atua a regulação automática de tensão, ajustando os fluxos de potência reativa e colaborando no controle da frequência.		
$10^2$ s	Regulação secundária	A regulação primária com controle com queda de velocidade provoca um desvio intencional na frequência em relação ao seu valor nominal e, quando o sistema elétrico é formado por diferentes áreas de controle, os intercâmbios de potência entre essas áreas também podem ser afetados. Utiliza-se, então, um segundo nível de controle, chamado de regulação secundária, que possibilita que a frequência volte para o valor nominal e os intercâmbios de potência entre áreas assumam valores adequados. No Brasil, a regulação secundária deve ser provida por todos os geradores convencionais presentes no SIN que façam parte do Controle Automático de Geração – CAG.		
$10^4 \mathrm{s}$	Otimização do despacho	A regulação secundária não necessariamente conduz o sistema elétrico para o ponto de operação ótimo, tanto economicamente como em termos de segurança do fornecimento. Uma terceira regulação pode ser necessária para reorganizar o despacho dos geradores convencionais, garantindo uma solução mais econômica e segura.		

A seguir serão abordados os principais aspectos em que as características da geração fotovoltaica podem interferir de alguma forma no funcionamento do sistema elétrico. A demanda será considerada constante, logo as variações na demanda equivalente serão devidas unicamente às variações da geração fotovoltaica. Em situações reais, no entanto, as variações da demanda equivalente correspondem à soma das variações da geração fotovoltaica e das variações da demanda, que podem se somar (aumento dos impactos ao sistema elétrico) ou se subtrair (redução dos impactos ao sistema elétrico).

Adicionalmente, este capítulo considera que os sistemas fotovoltaicos não dispõem de funções que permitam controlar a potência fornecida à rede, seja ela ativa ou reativa, e operam sempre com geração maximizada e fator de potência unitário. Apesar de estas funcionalidades serem bastante comuns e até mesmo exigidas por normas de muitos países, elas podem reduzir ou eliminar os impactos negativos da geração fotovoltaica, o que será objeto de discussão do Capítulo 2.

# 1.1. Reservas de potência operativa

As reservas de potência operativa, necessárias para que as regulações funcionem corretamente, são divididas em primária, secundária, terciária e complementar. A reserva primária é utilizada na regulação primária e corresponde a pelo menos 1% da responsabilidade de geração de uma área de controle². Esta reserva deve ser distribuída entre todos os geradores com regulador de velocidade desbloqueado e que não estejam com geração maximizada (os sistemas fotovoltaicos normalmente são enquadrados neste último caso), entre o limite máximo de geração e a geração atual, como mostra a Figura 1.3. O limite mínimo de geração indicado na figura corresponde à potência mínima que os geradores convencionais precisam fornecer quando em operação devido a restrições técnicas e/ou econômicas.

A reserva secundária é utilizada na regulação secundária e corresponde a pelo menos 2,5% da responsabilidade de geração mais 1,5% da demanda equivalente total de uma área de controle para elevação da geração e a pelo menos 2,5% da responsabilidade de geração de uma área de controle para redução da geração. Essa reserva deve ser girante e distribuída por todas as unidades geradoras que participam do CAG, entre o limite máximo de geração e a

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> A responsabilidade de geração de uma área de controle corresponde à demanda equivalente total da área mais o intercâmbio líquido com outras áreas.

geração atual, no caso de elevação da geração, ou entre a geração atual e o limite mínimo de geração, no caso de redução da geração, como mostra a Figura 1.4.

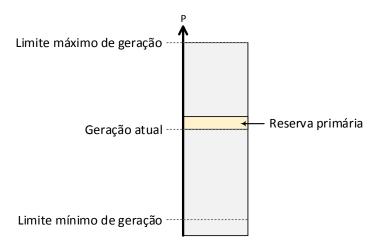


Figura 1.3 – Alocação da reserva primária nos geradores convencionais.

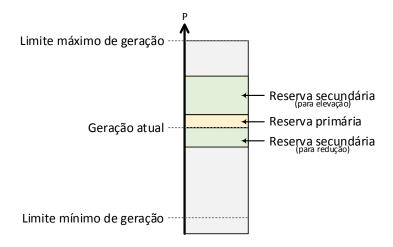


Figura 1.4 – Alocação da reserva secundária nos geradores convencionais.

A reserva terciária complementa a reserva de potência operativa do sistema para elevação de geração (reservas primária e secundária para elevação) e corresponde à diferença entre a reserva total probabilística recomendada para o sistema elétrico e a soma das parcelas de reserva primária e secundária para elevação de todas as áreas de controle (ao menos 5% da demanda equivalente total do sistema elétrico). Deve ser girante e dividida entre as áreas de controle proporcionalmente as suas responsabilidades de geração e à capacidade efetiva do maior gerador convencional de cada área, e alocada preferencialmente em unidades sob a gestão do CAG, entre o limite máximo de geração e a geração atual, como mostra a Figura 1.5. Pode ser alocada em unidades não controladas pelo CAG quando houver restrições operativas.

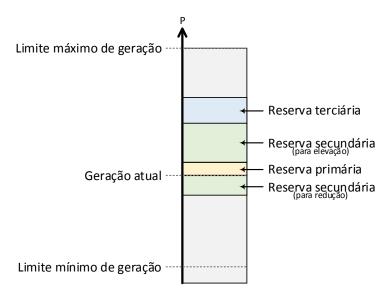


Figura 1.5 – Alocação da reserva terciária em geradores convencionais.

Finalmente, a reserva complementar, ou de prontidão, é aquela que recompõe a reserva de potência operativa do sistema quando esta se esgotar em caso de indisponibilidades ou redeclarações por parte de agentes geradores, bem como por desvios no valor da demanda equivalente em relação ao previsto.

O uso das reservas operativas pode ser mais bem compreendido com a Figura 1.6. Na situação inicial (Figura 1.6a), há três geradores, um fotovoltaico e os demais convencionais, fornecendo as potências  $G_{FV}$ ,  $G_1$  e  $G_2$ , respectivamente, para o sistema elétrico.

Na Figura 1.6 também são representadas as curvas de estatismo<sup>3</sup> e os limites das reservas primária e secundária dos geradores convencionais, sendo que apenas um deles participa da regulação secundária. É importante destacar que, a princípio, um sistema fotovoltaico não possui reservas de potência operativas e seu estatismo é infinito (a potência injetada na rede se mantém constante independentemente das variações de frequência do sistema elétrico). Dessa forma, os geradores convencionais devem ser capazes de acomodar todas as variações da demanda equivalente.

Na Figura 1.6b ocorre uma redução em  $G_{FV}$  (por exemplo, devido à passagem de nuvens), forçando os geradores convencionais a assumir a diferença através do aumento de  $G_1$  e  $G_2$ , e provocando a redução da frequência do sistema elétrico de acordo com as curvas de

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> Geradores que operam com regulação primária com controle de queda de velocidade possuem uma característica chamada estatismo (R), que define a relação entre as variações de potência elétrica e as de frequência. O estatismo é definido como a variação percentual da frequência quando ocorre uma variação de 100% na potência elétrica, ou seja, é a inclinação da curva de operação frequência vs potência. No Brasil, o valor padrão adotado para o estatismo é R = 5%.

estatismo. Em seguida, como mostra a Figura 1.6c, o gerador convencional que participa da regulação secundária assume toda a variação da demanda equivalente, restaurando a frequência nominal. A geração fotovoltaica normalmente não participa das regulações primária e secundária, deixando toda a responsabilidade para os geradores convencionais, independentemente se foi ou não "responsável" pela variação de frequência.

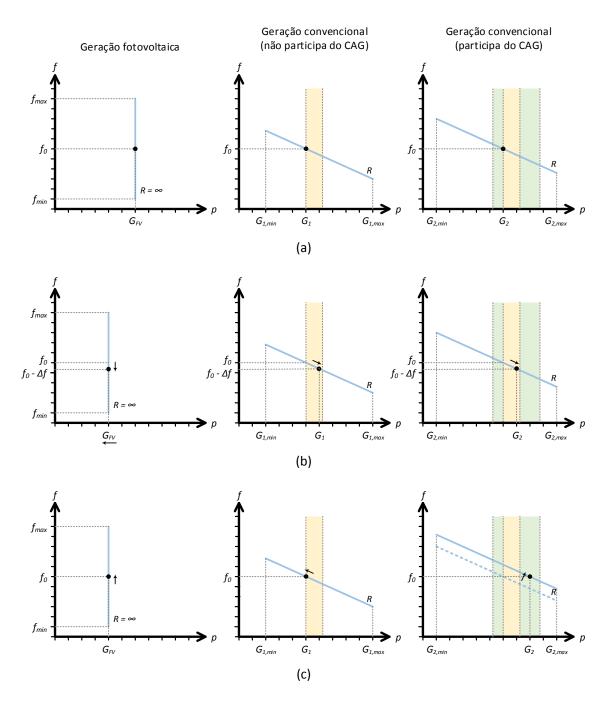


Figura 1.6 – Exemplo do uso das reservas operativas. As linhas azuis representam as curvas de estatismo dos geradores, os pontos pretos são os pontos de operação de cada gerador e as áreas amarelas e verdes correspondem às reservas primária e secundária, respectivamente.

Quanto menos geradores convencionais forem necessários para suprir uma mesma demanda, ou seja, quanto maior for a participação da geração fotovoltaica, maior a quantidade de reserva operativa que cada gerador convencional em operação deve disponibilizar, chegando eventualmente a uma situação em que esses geradores não terão capacidade para acomodar toda a reserva de potência operativa que o sistema elétrico necessita, tornando-se imperativa a adequação do sistema elétrico.

Análises de requisitos para as reservas operativas em sistemas elétricos com elevada participação de geração intermitente, não restrita à fotovoltaica, são feitas por ELA, MILLIGAN e KIRBY (2011), com foco nos Estados Unidos, e por MILLIGAN et al. (2010), para diferentes países.

#### 1.2. Estabilidade

A estabilidade de sistemas elétricos pode ser definida como uma propriedade que permite manter um estado de equilíbrio em condições normais de operação e recuperar esse estado após o sistema ser submetido a uma perturbação. Tradicionalmente, o problema da estabilidade é o de manter o sincronismo entre todos os geradores convencionais conectados ao sistema elétrico. No entanto, a instabilidade pode se manifestar de diferentes maneiras, mesmo sem a perda do sincronismo, como, por exemplo, em um afundamento de tensão irreversível em barramentos conectados à geração por linhas longas ou de alta impedância. Neste caso, há um problema de estabilidade da tensão (KUNDUR, 1994).

Os geradores convencionais possuem papel central na manutenção da estabilidade do sistema elétrico, pois a perda de sincronismo ou a desregulação da frequência e/ou da tensão de um único gerador pode iniciar um desligamento sequencial dos demais, incluindo os fotovoltaicos, culminando no colapso do sistema. Dessa forma, alguns conceitos básicos do funcionamento dos geradores convencionais, relacionados ao estudo da estabilidade, devem ser compreendidos.

Em um gerador convencional há dois campos magnéticos girantes, um relacionado ao rotor e o outro ao estator, que se acoplam para transferir a energia do primeiro (na forma de energia mecânica) para o segundo (na forma de energia elétrica). A Figura 1.7 mostra o modelo de um gerador convencional, onde é possível observar os eixos de referência do rotor e do estator, que giram com velocidades angulares  $\omega$  e  $\omega_S$ , respectivamente. Em relação a um eixo de referência comum estacionário, os dois eixos girantes possuem posição angular  $\theta$  e  $\theta_S$ , respectivamente, e, entre si, formam um ângulo  $\delta$ , chamado de ângulo de carga. Em

regime permanente, os campos giram com a mesma velocidade ( $\omega = \omega_S$ ), chamada de velocidade síncrona, e  $\delta$  é constante. Diante de perturbações, o rotor acelera ou desacelera ( $d\omega/dt \neq 0$ ), provocando variações em  $\delta$ .

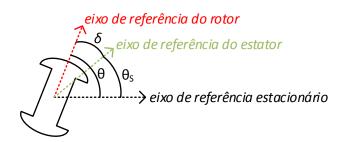


Figura 1.7 – Modelo de um gerador convencional.

A Equação 1.2 descreve, de forma simplificada, o comportamento eletromecânico de um gerador convencional, onde H é a constante de inércia,  $P_M$  é a potência mecânica aplicada ao rotor do gerador, sob o controle das regulações primária e secundária,  $P_E$  é a potência elétrica  $P_L$  é a parcela da demanda equivalente que não depende da frequência,  $\Delta \omega$  é o desvio de velocidade angular entre os eixos girantes ( $\omega - \omega_S$ ) e  $K_D$  é a constante de amortecimento da carga que, junto com  $\Delta \omega$ , corresponde à parcela da demanda equivalente que depende da frequência.

$$2H \frac{d\omega}{dt} = P_M - P_E = P_M - [P_L + \Delta\omega K_D]$$
 1.2

A Equação 1.2 pode ser reescrita em termos de  $\delta$ , como mostra a Equação 1.3, considerando que  $\theta = \theta_S + \delta$ ,  $\omega = d\theta/dt$  e  $\theta_S = \omega_S t$ .

$$2H\frac{d^2\delta}{dt^2} = P_M - P_L - \frac{d\delta}{dt} K_D$$
 1.3

Uma análise da Equação 1.3 permite observar que o comportamento de  $\delta$  depende diretamente do desvio entre  $P_M$  e  $P_L$ , que, por sua vez, está relacionado com as "velocidades" (dP/dt) e com as "magnitudes"  $(P-P_0)$  das variações de  $P_M$  e  $P_L$ . Quando  $P_M < P_L$ ,  $\delta$  diminui  $(d\omega/dt < 0)$ , e, quando  $P_M > P_L$ ,  $\delta$  aumenta  $(d\omega/dt > 0)$ .

Outro aspecto do gerador convencional a ser considerado é o seu comportamento elétrico. A Figura 1.8 mostra o diagrama elétrico simplificado de um gerador convencional, bem como o diagrama fasorial do circuito, onde  $E_G$  é a tensão interna do gerador, sob o controle do regulador de tensão,  $V_G$  é a tensão terminal do gerador,  $X_G$  é a reatância equivalente do gerador,  $I_G$  é a corrente fornecida pelo gerador,  $\varphi$  é o ângulo de fase e  $\delta$  é o ângulo de carga.

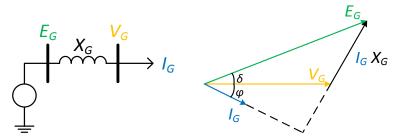


Figura 1.8 – Diagramas elétrico e fasorial de um gerador convencional.

A potência elétrica ativa fornecida pelo gerador convencional pode ser descrita, de forma simplificada, pela Equação 1.4.

$$P_E = \frac{E_G V_G}{X_G} \operatorname{sen}(\delta)$$
 1.4

É fácil perceber que a curva de  $P_E(\delta)$  é uma senóide com o máximo em  $\delta=90^\circ$ . A parte da curva entre  $0^\circ$  e  $90^\circ$  é dita estável, enquanto que a parte entre  $90^\circ$  e  $180^\circ$  é considerada instável. A Tabela 1.2 detalha os efeitos observados após variações positivas ou negativas de  $P_E$ .

Tabela 1.2 – Descrição dos efeitos observados após variações positivas ou negativas de  $P_E$ .

	ora 1.2 Deservado dos ereitos observados apos variações positivas ou negarivas de 1 E.				
$\Delta P_E$	Operação com $0^{\circ} < \delta \le 90^{\circ}$	Operação com 90° <δ < 180°			
Positivo	O rotor desacelera e os efeitos opostos sobre $\delta$ devidos ao aumento de $P_E$ observados nas Equações 1.3 e 1.4 provocam uma resposta transitória oscilatória de $\omega_S$ . Há estabilidade se essas oscilações forem amortecidas até um novo ponto de equilíbrio.	O rotor desacelera e os efeitos combinados sobre $\delta$ devidos ao aumento de $P_E$ observados nas Equações 1.3 e 1.4 provocam uma reposta transitória onde $\omega_S$ diminui indefinidamente. O sistema é, nesse caso, instável.			
Negativo	O rotor acelera e os efeitos opostos sobre $\delta$ devidos à diminuição de $P_E$ observados nas Equações 1.3 e 1.4 provocam uma resposta transitória oscilatória de $\omega_S$ . Há estabilidade se essas oscilações forem amortecidas até um novo ponto de equilíbrio.	O rotor acelera e os efeitos combinados sobre $\delta$ devidos à diminuição de $P_E$ observados nas Equações 1.3 e 1.4 provocam uma reposta transitória onde $\omega_S$ aumenta indefinidamente. O sistema é, nesse caso, instável.			

Devido à variação na frequência durante o transitório eletromecânico, a regulação primária atua sobre  $P_M$  para que o deslocamento do ponto de equilíbrio atenda a um mecanismo de controle pré-determinado (controle com queda de velocidade ou isócrono), tornando-a parte importante das estratégias de manutenção da estabilidade do sistema elétrico

após uma perturbação<sup>4</sup>. Convém observar que, ao seguir uma curva de estatismo, a frequência pode extrapolar os limites operacionais adequados diante de perturbações significativas.

Considerando que as variações na demanda equivalente são mais rápidas que a resposta da regulação primária dos geradores convencionais  $(dP_E/dt > dP_M/dt)$ , essas são um elemento fundamental na análise da estabilidade do sistema elétrico. Contudo, convém lembrar que a estabilidade não depende somente da variação da demanda equivalente, como também das características do próprio sistema elétrico.

Os estudos de estabilidade são didaticamente divididos em estacionários, ou de pequenas perturbações, e transitórios. No primeiro caso, é analisado o comportamento do sistema após a ocorrência de pequenas perturbações em  $P_E$  ou  $P_M$ . O sistema elétrico é dito estável se, após essas perturbações, atingir um novo ponto de equilíbrio, nesse caso normalmente próximo do inicial. Considerando a Equação 1.4, percebe-se que, para pequenas perturbações, a análise pode ser simplificada com métodos de linearização em torno do ponto de operação inicial.

Já os estudos de estabilidade transitória analisam o comportamento do sistema elétrico após a ocorrência de grandes perturbações, caracterizadas por curto-circuitos de linhas, perda de geradores, perda de grandes blocos de carga, etc. O sistema elétrico será considerado estável se mantiver o sincronismo entre geradores e atingir um novo ponto de equilíbrio, bem como se mantiver os valores de frequência e tensão em uma faixa limitada.

Um sistema elétrico é continuamente submetido a pequenas perturbações que normalmente não resultam em situações de instabilidade, embora possam provocar desvios de frequência e/ou tensão consecutivos e cumulativos que conduziriam o sistema elétrico a um ponto de equilíbrio indesejável.

A inserção da geração fotovoltaica levanta, então, algumas questões importantes: As pequenas perturbações da demanda equivalente mantêm as mesmas características, como constância, "velocidade" (dP/dt) e "magnitude"  $(P-P_0)$ , com a adição da geração fotovoltaica? As variações da geração fotovoltaica podem ser consideradas grandes perturbações para o sistema elétrico? A geração fotovoltaica aumenta o risco de ocorrência de grandes perturbações?

\_

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> A partir da Equação 1.4 é possível observar que a regulação de  $E_G$  também pode colaborar com o controle da frequência, pois o ajuste do termo  $E_GV_G/X_G$  permite alterar  $P_E$  sem modificar  $\delta$ . No entanto, a relação entre  $E_G$  e  $P_E$  é bastante limitada, de maneira que a regulação de  $E_G$  nos geradores convencionais é utilizada, primariamente, no controle da tensão terminal e da potência reativa.

Em um sistema elétrico com geração fotovoltaica, a geração convencional é igual à demanda equivalente, e, por consequência, as variações da geração convencional são iguais às variações da demanda equivalente. A Equação 1.5 mostra a relação entre as variações da potência entregue pela geração convencional ( $\Delta P_C$ ), da demanda equivalente ( $\Delta D_{eq}$ ), da demanda ( $\Delta D$ ) e da potência injetada na rede pela geração fotovoltaica ( $\Delta P_{FV}$ ).

$$\Delta P_C = \Delta D_{eq} = \Delta D - \Delta P_{FV}$$
 1.5

Considerando que  $\Delta D$  corresponde a um percentual  $a_{\%}$  da demanda ( $\Delta D = a_{\%}D$ ) e que  $\Delta P_{FV}$  corresponde a um percentual  $b_{\%}$  da potência injetada na rede pela geração fotovoltaica ( $\Delta P_{FV} = b_{\%}P_{FV}$ ), pode-se rescrever a Equação 1.5 como apresentado na Equação 1.6.

$$\Delta P_C = a_{00}D - b_{00}P_{FV}$$
 1.6

A geração fotovoltaica pode ainda ser escrita em termos de D utilizando a participação instantânea  $(\vartheta_I)$ , como mostra a Equação 1.7.

$$\Delta P_C = (a_{\%} - b_{\%} \vartheta_I) D \tag{1.7}$$

Considerando que não há variação da demanda ( $a_{\%} = 0$ ) e que  $|b_{\%}\vartheta_I| = |a_{\%(MAX)}|$ , onde  $a_{\%(MAX)}$  corresponde ao valor máximo suportado pelo sistema elétrico quando não há geração fotovoltaica, é possível extrair algumas conclusões:

- Como esperado, quanto menor  $\vartheta_I$ , mais irrelevante se torna a variação da geração fotovoltaica ( $b_{\%}$ ). Por exemplo, em um sistema elétrico cuja variação máxima absorvível seja  $a_{\%(MAX)}=5\%$ , em um determinado intervalo de tempo, com  $\vartheta_I=10\%$  é possível acomodar uma variação da geração fotovoltaica de 50%. Já com  $\vartheta_I=50\%$ , a variação acomodável seria de apenas 10%.
- Mesmo com  $b_{\%}=100\%$  (o que é estatisticamente improvável), se  $\vartheta_I \leq a_{\%(MAX)}$  o impacto da geração fotovoltaica será igual ou menor que o da variação máxima da demanda suportada.

Como em situações reais  $a_{\%}$  não é nulo, a geração fotovoltaica pode alterar as características das pequenas perturbações, mais acentuadamente em sistemas elétricos com  $\theta_{I}$  elevados. Isso demanda estudos de medidas de mitigação das variações da geração fotovoltaica e/ou reforços dos serviços ancilares, dependendo das características do sistema elétrico como um todo.

Sob o ponto de vista das grandes perturbações, as variações da geração fotovoltaica dificilmente serão caracterizadas como eventos desse tipo, pois para isso seriam necessários, simultaneamente,  $\vartheta_I$  muito elevado e variações extremas que são estatisticamente improváveis de ocorrer, principalmente em sistemas elétricos de grande porte, pois a dispersão dos sistemas fotovoltaicos amorteceria naturalmente as variações da geração fotovoltaica (ver Capítulo 2). Dessa forma, as grandes perturbações continuariam sendo provocadas, majoritariamente, por falhas sérias no sistema elétrico, inclusive nos próprios sistemas fotovoltaicos.

Como as condições de estabilidade dependem da "velocidade" e da "magnitude" de  $\Delta P_C$ , quanto menos geradores convencionais estiverem disponíveis para lidar com uma mesma perturbação, maiores serão os impactos na frequência e na tensão destes geradores. Isso significa que, para níveis elevados de  $\vartheta_I$ , cuidados adicionais devem ser considerados. O Capítulo 2 abordará estas situações com mais detalhes.

Devido às diferenças entre os mecanismos de controle e os tempos de resposta dinâmicos dos diversos geradores em operação em um sistema elétrico, pode haver dificuldades em manter o sincronismo entre eles após perturbações, principalmente se pertencerem a áreas de controle distintas, as quais podem, inclusive, apresentar diferentes frequências síncronas. A falta de sincronismo provoca oscilações de baixa frequência nos sinais de tensão e frequência, que podem crescer em amplitude e, eventualmente, provocar o desligamento de geradores importantes.

SHAH et al. (2010) mostraram que a geração fotovoltaica, em especial quando localizada eletricamente próxima aos geradores convencionais e distribuída por todo o sistema elétrico, ajuda no amortecimento das oscilações de tensão e frequência. No entanto, essa mesma característica pode ser prejudicial quando há concentração de geração fotovoltaica em uma área de controle (SHAH; MITHULANANTHAN; BANSAL, 2013). Nesse caso, um maior amortecimento localizado pode contribuir para a perda de sincronismo entre os geradores de áreas de controle diferentes.

#### 1.3. Limites operacionais de frequência e tensão

Para que o sistema elétrico opere de forma segura, confiável e eficiente, é necessário que os parâmetros elétricos estejam dentro de limites aceitáveis. Os principais parâmetros elétricos são a frequência e a tensão, sendo o primeiro aquele que apresenta maior

dependência do sistema de geração<sup>5</sup>. A Tabela 1.3 mostra os limites de frequência definidos pelo Operador Nacional do Sistema – ONS para os geradores termelétricos conectados ao SIN.

Tabela 1.3 – Limites de frequência definidos pelo ONS para os geradores termelétricos do SIN.

Frequência (Hz)	Ação
<i>f</i> > 63	Atuação do relé de sobrefrequência instantâneo
f > 61,5	Operação por até 10 segundos
$61,5 \ge f \ge 58,5$	Operação normal
<i>f</i> < 58,5	Operação por até 10 segundos
<i>f</i> < 57,5	Operação por até 5 segundos
<i>f</i> < 57	Atuação do relé de subfrequência instantâneo

Observa-se que a faixa normal de operação se encontra entre 58,5 Hz e 61,5 Hz, porém a operação por tempo limitado fora dessa faixa é permitida para evitar o desligamento dos geradores em condições de sub e sobrefrequência controláveis, sendo 57 Hz e 63 Hz os limites absolutos mínimo e máximo, respectivamente. É interessante destacar que, entre 59,5 Hz e 60,5 Hz, não há atuação do CAG, ou seja, o sistema elétrico pode operar por tempo indefinido dentro desta faixa de frequências.

A geração hidrelétrica possui limites mais flexíveis, visando minimizar o desligamento dos geradores por sub e sobrefrequência quando o sistema elétrico puder se recuperar sem o desligamento destes. Para a geração eólica, os limites são praticamente os mesmos dos da Tabela 1.3, porém o limite mínimo inferior é 56,5 Hz.

Mesmo sem perder a estabilidade e dispondo de reserva primária suficiente, em casos extremos o sistema elétrico pode evoluir para um ponto de equilíbrio com frequência fora da faixa de operação normal devido ao estatismo dos geradores convencionais. Como a regulação secundária é mais lenta que a primária e seu tempo de atuação é bastante superior à temporização dos relés de sobre e subfrequência, variações muito acentuadas e rápidas da demanda equivalente são indesejáveis.

No Brasil, o SIN opera, via de regra, com estatismo de 5%. Considerando o limite de operação normal de ±1,5 Hz em relação à frequência nominal e que o sistema elétrico opera inicialmente em 60 Hz, é necessária uma variação superior a ±50% na demanda equivalente

-

<sup>&</sup>lt;sup>5</sup> Parâmetros relacionados com a qualidade de energia, como distorção harmônica e cintilação, também são importantes, porém dependem muito mais das características das cargas e dos geradores convencionais.

para que os geradores comecem a se desligar. Considerando um tempo de atuação típico da regulação secundária de 10 minutos, a "velocidade" média de variação da demanda equivalente absorvível pelo sistema é de ±5%/min (em relação ao valor inicial). Essa "velocidade" corresponde ao efeito combinado das variações das cargas e da potência total de todos os sistemas fotovoltaicos, de maneira que as variações de potência de sistemas fotovoltaicos individuais, que usualmente são normalizadas em relação à potência nominal, podem ser superiores a esse limite, pois para o sistema elétrico como um todo o que importa é o efeito combinado. É importante destacar que as variações da geração fotovoltaica provocam efeitos locais importantes, em especial na tensão do ponto de conexão à rede.

Uma variação superior a ±50% na demanda equivalente é bastante improvável de ocorrer em sistemas elétricos de grande porte, como o SIN, mesmo diante de uma participação elevada da geração fotovoltaica. Em sistemas elétricos pequenos, como os insulares, valores de variação da demanda equivalente dessa ordem podem ocorrer, por exemplo, durante períodos de céu parcialmente nublados e quando há participação elevada da geração fotovoltaica.

Os sistemas fotovoltaicos não apenas podem provocar desvios na frequência causados pelas próprias variações, como também podem aumentar o impacto das variações da demanda na frequência, mesmo em momentos com variações desprezíveis ou nulas da geração fotovoltaica. A Figura 1.9 exemplifica essa situação.

Na Figura 1.9a há dois geradores convencionais iguais operando inicialmente com potência igual a G (pontos pretos vazados), e, após uma variação da demanda, com potência igual a  $G_1$  (pontos pretos cheios), provocando uma variação de frequência igual a  $\Delta f_1$ . Já na Figura 1.9b, inicialmente a demanda de 2G é suprida em partes iguais pela geração fotovoltaica e convencional ( $\theta_I = 50\%$ ), porém após uma mesma variação da demanda somente a potência da geração convencional foi modificada, assumindo o valor  $G_2$ . Como  $G_2 = 2G_1$ , a variação de frequência, nesse último caso, é superior à anterior ( $\Delta f_2 = 2\Delta f_1$ ).

A variação de frequência em regime permanente está associada com o estatismo do sistema elétrico, de maneira que a variação percentual da potência fornecida pelos geradores convencionais é um parâmetro importante. A Equação 1.8 mostra o cálculo dessa variação.

$$\Delta P_{C\%} = \frac{\Delta P_C}{P_C} = \frac{\Delta D - \Delta P_{FV}}{D - P_{FV}} = \frac{\Delta D - \Delta P_{FV}}{D(1 - \theta_I)}$$
1.8

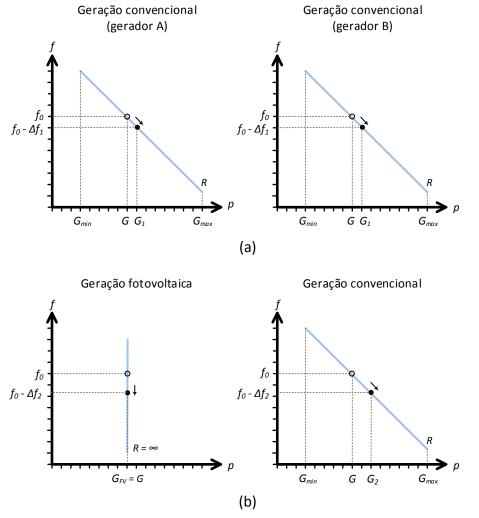


Figura 1.9 – Impacto da penetração da geração fotovoltaica na regulação de frequência.

Analisando a Equação 1.8, quando  $\Delta P_{FV}=0$  o valor de  $\Delta P_{C\%}$  depende de  $\Delta D$  e de  $\vartheta_I$ . Quando não há geração fotovoltaica ( $\vartheta_I=0$ ),  $\Delta P_{C\%}=\Delta D/D$ . Com geração fotovoltaica ( $\vartheta_I\geq 0$ ), tem-se que  $\Delta P_{C\%}=\Delta D/D(1-\vartheta_I)$ , fazendo com que, nesse último caso,  $\Delta P_{C\%}>\Delta D/D$ . No exemplo da Figura 1.9, onde  $\vartheta_I=50\%$ , a variação de  $\Delta P_{C\%}$  é o dobro daquela observada em um sistema elétrico sem geração fotovoltaica.

Em relação aos limites de tensão, o ONS determina que as gerações termelétrica e hidrelétrica operem entre 0,90 e 1,05 p.u. sem atuação dos relés de sub e sobretensão, respectivamente, e, a geração eólica, entre 0,90 e 1,10 p.u. Além disso, a geração convencional deve ser capaz de operar com fator de potência mínimo de 0,90 ou 0,95 quando sobrexcitado ou subexcitado, respectivamente. Já a geração eólica deve ser capaz de operar com fator de potência de 0,95, seja em condições de sobre ou subexcitação.

O caso da tensão possui uma diferença significativa em relação ao da frequência. A relação de tensão nos diferentes barramentos do sistema elétrico, seja em módulo ou em fase,

depende fortemente da configuração da rede, incluindo diversos fatores além da tensão terminal dos geradores (que é a tensão efetivamente regulada por eles), como a impedância das linhas, a distribuição das cargas, a configuração e a distribuição dos compensadores de reativos, etc.

Isso significa que pequenas excursões de tensão, normalmente provocadas pela variação de demanda ou geração, não constituem um risco global para o sistema elétrico se este for bem dimensionado. No entanto, eventos de grande porte, como perda súbita de geradores, de blocos de carga ou de linhas de transmissão, podem provocar grandes excursões de tensão, além dos limites mencionados anteriormente, em barramentos específicos da rede, podendo iniciar um desligamento em cascata de geradores e/ou cargas e provocar perda de controlabilidade do sistema elétrico.

Da mesma forma que na regulação de frequência, na regulação de tensão a geração fotovoltaica não colabora durante eventos provocados pela variação da demanda ou por faltas em geradores convencionais, bem como ela mesma pode provocar tais eventos, deixando novamente a geração convencional com total responsabilidade de assumir a regulação.

O desligamento imediato de geradores, inclusive sistemas fotovoltaicos, durante eventos de subtensão, como curtos-circuitos ou afundamentos, é um dos principais problemas a nível sistêmico que envolve a regulação de tensão, porém pode ser evitado programando-se os geradores para operar segundo uma curva de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas, como aquelas apresentadas na Figura 1.10, dando algum tempo para o sistema se reestabelecer. Os geradores devem continuar operando se a tensão nos seus terminais permanecer acima da curva correspondente.

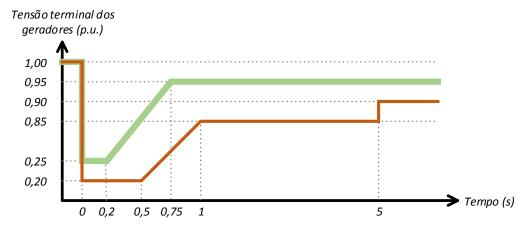


Figura 1.10 – Curvas de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas definidas pelo ONS para geradores convencionais (curva verde) e geradores eólicos (curva marrom).

A desconexão de usinas fotovoltaicas em condições de sobretensão, sejam elas causadas por falhas no sistema, como perda de grandes blocos de carga, chaveamentos ou elevação súbita da própria geração fotovoltaica, é um risco sistêmico menor do que durante condições de subtensão, pois provavelmente há excedente de geração no sistema elétrico. No entanto, a redução da geração fotovoltaica também deve ser controlada, e reforços de rede podem ser necessários.

# 1.4. Limites operacionais de potência

Podem-se destacar três limitações no que diz respeito à potência de operação dos geradores convencionais. A primeira é o limite máximo de geração, que corresponde ao valor de potência entregue à rede que o gerador convencional não pode ultrapassar por razões relacionadas a sua própria segurança, principalmente devido à elevação da corrente do estator que pode provocar a queima dos enrolamentos. O limite máximo de geração está relacionado à sobrecarga (valor usualmente acima da potência nominal), e pode também ser uma função de variáveis como o tempo e a temperatura do gerador. Caso a demanda equivalente aumente e a geração convencional atinja o seu limite máximo de geração, a geração fotovoltaica não poderá suprir a diferença, pois é limitada pelo recurso solar. Nesse caso há falta de reserva operativa para atender a demanda.

Outra limitação é o limite mínimo de geração permitido ao gerador convencional. Mesmo sem causar problemas de estabilidade e existindo reservas operativas suficientes, um sistema elétrico não pode operar somente com geração fotovoltaica. Os geradores convencionais precisam operar com alguma carga (ativa e reativa) para funcionar corretamente, e alguns simplesmente não podem reduzir a geração abaixo de certo patamar por razões econômicas. Dessa forma, existe um valor máximo de  $\theta_I$  que não pode ser ultrapassado, e que depende das características do sistema elétrico. Isso pode levar à restrição da instalação de usinas fotovoltaicas, à restrição de geração das existentes ou à utilização de sistemas de armazenamento (ver Capítulo 2).

A terceira limitação é a faixa de operação ótima, que corresponde ao intervalo do carregamento do gerador convencional que se deseja trabalhar para otimizar alguma variável. Por exemplo, no Brasil as distribuidoras de energia que atendem locais isolados com geração Diesel recebem um subsídio do Estado para custear o combustível. No entanto, esse subsídio está condicionado ao consumo específico da geração, de maneira que a operação dos grupos geradores Diesel prioriza o funcionamento nos intervalos de carregamento em que eles são

mais eficientes. Como será apresentado no Capítulo 4, a limitação relacionada à faixa de operação ótima dos geradores convencionais pode impactar na participação máxima permitida à geração fotovoltaica.

# 2. OS EVENTUAIS IMPACTOS NEGATIVOS PROVOCADOS PELA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA PODEM SER MITIGADOS OU ATÉ MESMO SUPRIMIDOS?

O conhecimento técnico disponível atualmente fornece bases sólidas para a integração segura da geração fotovoltaica ao sistema elétrico, mesmo considerando níveis elevados de participação. No entanto, há ainda um caminho longo a percorrer para que esse conhecimento seja aplicado na prática, e de forma tão madura quanto o é o conhecimento sobre a geração convencional.

Diante de um quadro que demanda bastante empenho, tempo e recursos humanos e financeiros voltados à pesquisa, à adaptação e ao melhoramento da infraestrutura e à alteração de regulamentação do setor elétrico, surge o que talvez seja o principal entrave para a integração da geração fotovoltaica: a inércia dos diversos atores do setor elétrico diante de um panorama de mudanças significativas de paradigmas. Felizmente, esse tipo de obstáculo, apesar das dificuldades, sempre é superado quando as mudanças são necessárias e acertadas.

A geração fotovoltaica, assim como a geração intermitente em geral, possui potencial de impactar negativamente no sistema elétrico convencional, sendo este potencial extremamente dependente do grau de participação da geração fotovoltaica e das características do sistema elétrico. No entanto, há maneiras de promover uma integração segura e que garanta confiabilidade à operação do sistema elétrico, de forma que as barreiras não são intrínsecas ao tipo de geração e muito menos intransponíveis, mas simplesmente uma questão de adaptação da geração fotovoltaica ou do próprio sistema elétrico.

Em linhas gerais, podem-se dividir as medidas de mitigação dos impactos da geração fotovoltaica em passivas e ativas. As passivas não dependem da inclusão de funções ou sistemas especializados, como, por exemplo, os sistemas de armazenamento, e se baseiam na redução das variações da geração fotovoltaica em função da área do gerador fotovoltaico e, principalmente, da distribuição geográfica dos sistemas fotovoltaicos. No entanto, em alguns momentos podem ocorrer eventos não absorvíveis, parcial ou totalmente, pelo sistema elétrico, provenientes de questões relacionadas à estabilidade, à falta de reserva de potência operativa, em especial para atender às variações positivas da demanda equivalente, ou às limitações impostas aos parâmetros elétricos. Fazem-se necessárias, então, medidas de

mitigação ativas, seja nos sistemas fotovoltaicos, seja no próprio sistema elétrico. É importante destacar que estas medidas possibilitam à geração fotovoltaica colaborar com o controle do sistema elétrico, mesmo naquelas situações em que as perturbações são provocadas por variações na demanda ou por falhas alheias à geração fotovoltaica.

# 2.1. Flutuações da geração fotovoltaica

Às variações da irradiância, ou da geração fotovoltaica, dá-se comumente o nome de flutuações. A partir deste ponto do trabalho o termo 'flutuação' será utilizado para fazer referência a estas variações, enquanto que o termo 'variação' continuará a ser utilizado para as variáveis ligadas à geração convencional e à demanda.

O estudo das flutuações é um tema bastante antigo. Há mais de duas décadas e meia pesquisadores já se preocupavam com a caracterização e a quantificação das flutuações (os estudos de JEWELL e UNRUH (1990), por exemplo), fazendo com que hoje exista uma grande quantidade de trabalhos científicos disponíveis, como os que serão referenciados no decorrer deste capítulo.

As flutuações da irradiância são intrínsecas à natureza do recurso, e é possível observá-las em diferentes escalas de tempo. Flutuações de longo prazo devidas ao movimento relativo entre a Terra e o Sol prolongam-se por intervalos de tempo extensos, com várias horas de duração. As flutuações de médio prazo ocorrem em intervalos de tempo com duração de poucas horas a vários minutos, e são provocadas principalmente pelo deslocamento de nuvens que se movem com baixa velocidade e que cobrem grandes áreas no solo. Já as flutuações de curto prazo são observadas em intervalos reduzidos de tempo, inclusive na escala dos milissegundos, e normalmente ocorrem devido ao movimento rápido de nuvens pequenas ou irregulares.

Além da duração, ou escala de tempo, a magnitude e a rampa são duas características importantes das flutuações, ilustradas na Figura 2.1. Apesar de haver diversas maneiras para calcular a magnitude de uma flutuação, a mais utilizada é a diferença entre os valores final e inicial de potência, ou irradiância, em uma janela de tempo móvel<sup>6</sup>. Já a rampa corresponde à razão entre a magnitude e a duração da janela de tempo considerada.

\_

<sup>&</sup>lt;sup>6</sup> Uma janela de tempo móvel é um intervalo de tempo  $\Delta t$  sobre uma série temporal, de maneira que a primeira janela engloba o intervalo  $[t, t + \Delta t]$ , a segunda engloba o intervalo  $[t + 1, t + 1 + \Delta t]$ , a terceira engloba o intervalo  $[t + 2, t + 2 + \Delta t]$ , e assim sucessivamente até a k-ésima janela que, por sua vez, engloba o intervalo  $[t + (k - 1), t + (k - 1) + \Delta t]$ .

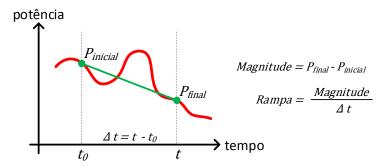


Figura 2.1 – Rampa (verde) de uma flutuação de potência (vermelho) em uma janela de tempo de duração  $\Delta t$ .

Os eventos internos à janela de tempo, dessa forma, não são considerados, importando apenas os estados inicial e final da potência ou irradiância. No estudo das flutuações a duração da janela de tempo normalmente é inferior a uma hora, de maneira que, independentemente do método escolhido para calcular a magnitude, os resultados obtidos serão suficientemente próximos para que a opção descrita anteriormente seja utilizada por praticidade de cálculo e facilidade ao comparar resultados (MARCOS, 2011). É interessante destacar que a janela de tempo não tem, necessariamente, relação com a duração da flutuação. Flutuações de longa duração, por exemplo, podem ocupar várias janelas de tempo.

Sistemas elétricos de pequeno porte, como os insulares, são especialmente sensíveis às flutuações de curto prazo com rampas íngremes, as quais só podem ser compensadas pela reserva primária imediatamente disponível. Nesses casos, e quando a participação da geração fotovoltaica é alta, manter reserva primária elevada é economicamente inviável, o que pode levar os operadores desses sistemas elétricos a impor limitações sobre as rampas de sistemas fotovoltaicos, provendo ao sistema elétrico tempo suficiente para reagir às flutuações. Um exemplo de limitação de rampas pode ser visto nos sistemas fotovoltaicos conectados ao sistema elétrico de Porto Rico, os quais são obrigados a manter rampas inferiores a 10%/min<sup>7</sup> (GEVORGIAN; BOOTH, 2013).

# 2.2. Medidas de mitigação passivas

O recurso solar normalmente é medido com dispositivos de área bastante reduzida<sup>8</sup>, de maneira que os dados disponíveis se referem a "pontos" da superfície terrestre. Devido à

<sup>&</sup>lt;sup>7</sup> O valor de 10%/min refere-se à potência nominal dos sistemas fotovoltaicos. É comum normalizar a irradiância com o seu valor nas condições padrão de ensaio (1.000 W/m²) e, a potência, com o valor nominal do sistema fotovoltaico.

<sup>&</sup>lt;sup>8</sup> Piranômetros, pireliômetros, células fotovoltaicas calibradas e módulos fotovoltaicos de referência são os dispositivos utilizados para medir o recurso solar, logo a área de medição normalmente é muito inferior a 2 m².

diferença entre as áreas do dispositivo de medição do recurso solar e do gerador fotovoltaico, observa-se um descasamento entre as flutuações de irradiância e as de potência injetada na rede.

A Figura 2.2 exemplifica essa diferença, mostrando o efeito de amortecimento observado nos sistemas fotovoltaicos, o qual se deve, basicamente, à velocidade finita de movimentação e/ou de formação das nuvens, provocando sombreamento gradual e não uniforme em uma superfície no solo. Nesse sentido, MARCOS et al. (2011a) caracterizam o comportamento de um sistema fotovoltaico como um filtro passa-baixa, cuja área do gerador fotovoltaico determina a frequência de corte do filtro. Quanto maior for essa área, mais destacado é o efeito do amortecimento (menor frequência de corte).

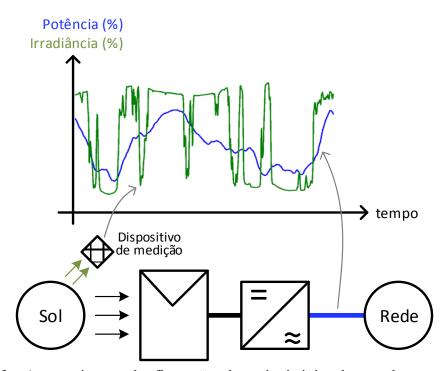


Figura 2.2 – Amortecimento das flutuações de potência injetada na rede provocado pela característica de filtro passa-baixa de um sistema fotovoltaico.

A Figura 2.3 ilustra o comportamento da potência injetada na rede e da irradiância durante um evento de sombreamento por nuvem. Na figura há um gerador fotovoltaico de lados l e L que está sendo coberto por uma nuvem que se desloca no sentido de l com velocidade v. Considerando um dispositivo de medição da irradiância no lado do gerador fotovoltaico que é encoberto primeiro pela nuvem, a irradiância apresentará um perfil como aquele descrito pela linha verde, reduzindo até um valor mínimo que, no pior caso, corresponde unicamente à parcela difusa da radiação solar disponível.

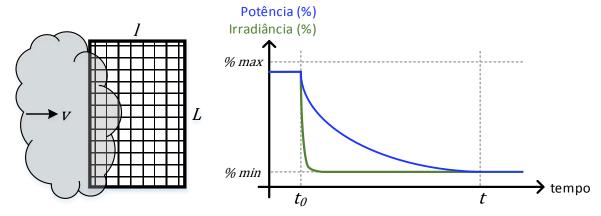


Figura 2.3 – Influência da área do gerador fotovoltaico no amortecimento das flutuações.

Como a área do gerador fotovoltaico é muito superior à do dispositivo de medição de irradiância, a potência injetada na rede decresce de forma mais suave, como mostra a curva azul na Figura 2.3. A Equação 2.1 descreve o comportamento da potência injetada na rede.

$$P_{FV\%} = \left(P_{FV\%}^{max} - P_{FV\%}^{min}\right)e^{-\frac{t}{\tau}} + P_{FV\%}^{min}$$
 2.1

onde  $P_{FV\%}$  é a potência injetada na rede pelo sistema fotovoltaico,  $P_{FV\%}^{max}$  e  $P_{FV\%}^{min}$  são os valores máximo e mínimo do perfil da curva de potência, respectivamente, e  $\tau$  é a constante de tempo, dada por  $\tau = l/v - 0.5$  (MARCOS et al., 2014b). O subíndice % indica que a potência foi normalizada pela potência nominal do sistema fotovoltaico.

A partir da Equação 2.1 é possível calcular a magnitude da flutuação de potência injetada na rede ( $\Delta P_{FV\%}$ ) com a Equação 2.2.

$$\Delta P_{FV\%} = P_{FV\%}(t=0) - P_{FV\%}(t) = \left(P_{FV\%}^{max} - P_{FV\%}^{min}\right) \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}\right)$$
 2.2

Se os valores  $P_{FV\%}^{max}$  e  $P_{FV\%}^{min}$  forem os limites extremos superior e inferior, respectivamente, esperados para as flutuações mais acentuadas, então  $P_{FV\%}^{max} - P_{FV\%}^{min} = \Delta P_{FV\%}^{max}$ .

Em uma situação ideal, em que t é grande o suficiente para que o gerador fotovoltaico seja encoberto completamente por nuvens independentemente de sua área, a maior contribuição do efeito de amortecimento é em relação à rampa da flutuação, como ilustra a Figura 2.4 para três geradores fotovoltaicos de áreas  $S_1$ ,  $S_2$  e  $S_3$ .

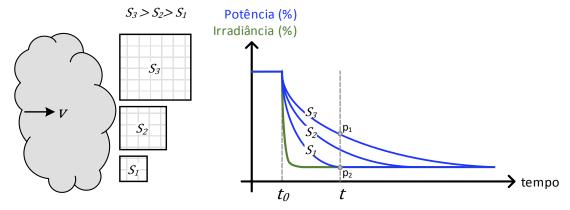


Figura 2.4 – Influência da área do gerador fotovoltaico na rampa da flutuação.

Considerando uma flutuação de curto prazo, sua magnitude, em termos relativos à potência nominal, será tão menor quanto maior for a área do sistema fotovoltaico. Contudo, o valor absoluto da flutuação não seguirá, necessariamente, esse comportamento. Por exemplo, um sistema fotovoltaico de 100 kWp pode apresentar uma flutuação de 90% em um dado intervalo de tempo, enquanto que uma usina de 1 MWp pode apresentar flutuação de apenas 45% neste mesmo intervalo (ver pontos  $p_1$  e  $p_2$  na Figura 2.4, onde  $p_2$  representa o sistema fotovoltaico de 100 kWp e,  $p_1$ , o de 1 MWp). No entanto, em termos absolutos a magnitude e a rampa da usina de 1 MWp são cinco vezes maiores que as da usina de 100 kWp

A flutuação máxima esperada para um sistema fotovoltaico em uma janela de tempo  $\Delta t~(\Delta P_{FV\%}^{\Delta t})$  pode ser quantificada com a Equação 2.3, adaptada de (MARCOS et al., 2011b), onde  $\Delta t~\acute{\rm e}$  a duração da janela de tempo da flutuação,  $S~\acute{\rm e}$  a área do gerador fotovoltaico (em hectares) e  $c~\acute{\rm e}$  uma variável que depende de  $\Delta t$ , de acordo com a Tabela 2.1. A influência da área na redução da flutuação máxima  $\acute{\rm e}$  cada vez menor conforme janelas de tempo de maior duração são utilizadas, pois o valor final aproxima-se de  $P_{FV\%}^{min}$ , que  $\acute{\rm e}$  o mesmo para todos os casos.

$$\Delta P_{FV\%}^{\Delta t} = \Delta P_{FV\%} S^{-c} = \Delta P_{FV\%}^{max} \left( 1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau}} \right) S^{-c}$$
 2.3

Tabela 2.1 – Valores de *c* para a Equação 2.3.

1 1 3
С
0,49
0,29
0,11
0,05
0,02

Por exemplo, as usinas fotovoltaicas que serão construídas no Brasil em função dos leilões de Energia de Reserva de 2014 e 2015 ocupam cerca de 3 ha por MW instalado. Considerando usinas quadradas de 30 MW,  $\Delta P_{FV\%}^{max} = 90\%$ , v = 25 m/s, o que é um valor bastante alto para a velocidade das nuvens, ou seja, representa um caso extremo, e uma janela de tempo de 1 s, a flutuação máxima seria de aproximadamente  $\Delta P_{FV\%}^1 = 0.26\%$ . Já para uma janela de tempo de 600 s, a flutuação máxima seria cerca de  $\Delta P_{FV\%}^{600} = 82\%$ .

Um caso de amortecimento de especial interesse é quando a área do gerador fotovoltaico é alterada, mas a potência nominal é mantida fixa. Neste caso, a densidade superficial de potência é modificada, fazendo com que os valores absolutos de magnitude e de rampa das flutuações também o sejam, pois a base de normalização (potência nominal) será a mesma. Dessa forma, controlar a densidade superficial de potência instalada dos sistemas fotovoltaicos pode ser uma maneira de reduzir a inclinação das rampas da geração fotovoltaica. No entanto, a densidade superficial de potência adequada para que o amortecimento seja significativo para flutuações de curta e média duração, em especial em sistemas fotovoltaicos de grande porte, poderia comprometer a viabilidade econômica dos empreendimentos fotovoltaicos.

Por outro lado, a dispersão geográfica de sistemas fotovoltaicos, que, em última análise, pode ser entendida como uma maneira de reduzir a densidade superficial da potência, é uma importante medida de mitigação das flutuações da geração fotovoltaica. As flutuações da potência injetada na rede por um grupo de M sistemas fotovoltaicos,  $\Delta P_{FV\%(M)}^{\Delta t}$ , dependem da distância de separação entre os sistemas e da janela de tempo considerada.

HOFF e PEREZ (2010) quantificam o amortecimento devido à dispersão geográfica em função de uma variável chamada de fator de dispersão (*FD*), dada pela Equação 2.4.

$$FD = \frac{L_v}{v \,\Delta t} \tag{2.4}$$

onde  $L_v$  é o comprimento do grupo de usinas fotovoltaicas no sentido do movimento das nuvens. Dessa forma, FD indica o número de janelas de tempo necessárias para que um conjunto de M sistemas fotovoltaicos com características semelhantes, igualmente espaçados e alinhados no sentido de deslocamento das nuvens seja sombreado. A Figura 2.5 mostra um resumo do comportamento de  $\Delta P_{FV\%(M)}^{\Delta t}/\Delta P_{FV\%}^{\Delta t}$  em função de FD.

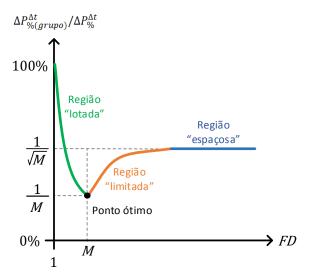


Figura 2.5 – Comportamento das flutuações de potência injetada na rede de um grupo de *M* sistemas fotovoltaicos em função de *FD*.

No estudo de HOFF e PEREZ (2010), cada região da curva na Figura 2.5 foi classificada segundo a concentração de sistemas fotovoltaicos. Uma região de interesse é a chamada região "espaçosa", onde os sistemas estão suficientemente dispersos para que as flutuações em cada sistema apresentem baixa ou nenhuma correlação. O valor exato da distância de separação depende de fatores como a velocidade das nuvens e a duração da janela de tempo.

Apesar de bem estruturado e de fornecer uma boa estimativa do efeito de amortecimento, o estudo de HOFF e PEREZ (2010) torna-se limitado no momento em que os fatores tempo e distância são considerados conjuntamente em uma única variável, não sendo possível, dessa forma, avaliar os efeitos individuais de cada um desses fatores.

A correlação entre as flutuações de potência de sistemas fotovoltaicos dispersos não depende somente da distância entre eles. De forma geral, para intervalos de tempo pequenos a correlação entre flutuações é grande para sistemas próximos e cai rapidamente com o aumento da distância. Na medida em que o intervalo de tempo aumenta, valores elevados de correlação passam a ser observados entre sistemas mais distantes entre si, pois os efeitos das flutuações de médio e longo prazo, como o próprio perfil diário, passam a ser predominantes. Esse comportamento foi observado por PERPIÑÁN, MARCOS e LORENZO (2013), que analisaram, através de transformadas *wavelet*, a relação entre a correlação das flutuações de potência em um grupo de 70 inversores de uma usina fotovoltaica de 45,6 MWp em função da distância, da escala de tempo e do tipo de dia (poucas flutuações, muitas flutuações ou presença moderada de flutuações).

ELSINGA e VAN SARK (2014), em um estudo realizado em área urbana com 25 sistemas fotovoltaicos residenciais espalhados em uma área de aproximadamente 100 km², observaram que, para janelas de tempo de 1 min, 5 min e 15 min, o efeito de amortização é praticamente constante a partir de distâncias de 0,34 km, 2,6 km e 5 km, respectivamente. Isso reforça a tese de que a distância em que existe correlação significativa entre flutuações de sistemas fotovoltaicos dispersos é tão maior quanto maior for a escala de tempo da flutuação.

Comportamento semelhante foi observado por MARCOS et al. (2012), que propuseram a Equação 2.5, onde M é o número de usinas fotovoltaicas no grupo e a é uma variável que depende de  $\Delta t$ , de acordo com a Tabela 2.2.

$$\Delta P_{FV\%(M)}^{\Delta t} = \Delta P_{FV\%}^{\Delta t} M^{-a}$$
 2.5

Tabela $2.2$ – Valores de $a$ .			
$\Delta t$ (s)	a		
1	0,77		
5	0,75		
20	0,71		
60	0,63		
600	0,46		

Considerando valores entre 10 e 15 minutos para a janela de tempo e que os sistemas fotovoltaicos estão suficientemente distanciados para que a correlação entre as flutuações de curta duração devidas à passagem de nuvens seja desprezível, há unanimidade na literatura em relacionar  $\Delta P_{FV\%(M)}^{\Delta t}$  e  $\Delta P_{FV\%}^{\Delta t}$  de acordo com a Equação 2.6 (HOFF; PEREZ, 2010; IEA-PVPS-T14-1.3, 2015; KATO; INOUE; SUZUOKI, 2011; LAVE; KLEISSL; ARIAS-CASTRO, 2012; MARCOS et al., 2012; MILLS; WISER, 2010).

$$\Delta P_{FV\%(M)}^{\Delta t} = \frac{\Delta P_{FV\%}^{\Delta t}}{\sqrt{M}}$$
 2.6

Em termos de potência absoluta, a Equação 2.6 pode ser reescrita como:

$$\Delta P_{FV(M)}^{\Delta t} = \Delta P_{FV}^{\Delta t} \sqrt{M}$$
 2.7

A título de exemplo, considerando que as 110 usinas fotovoltaicas vencedoras dos leilões de Energia de Reserva possuem potências nominais semelhantes, em torno dos 30 MW, e que a flutuação máxima por usina em uma janela de 600 s seja  $\Delta P_{FV\%}^{600} = 82\%$  (ou  $\Delta P_{FV}^{600} = 24,6$  MW), a flutuação de todo o grupo será de apenas  $\Delta P_{FV\%(110)}^{600} = 7,8\%$  (ou

 $\Delta P_{FV(110)}^{600} = 258$  MW). Se não houvesse o fenômeno do amortecimento, a flutuação poderia ultrapassar os 2,7 GW.

A partir das Equações 2.6 e 2.7 é possível perceber que as flutuações de grupos de sistemas fotovoltaicos, em termos absolutos, são bastante reduzidas pelo efeito do amortecimento devido à dispersão geográfica. Dessa forma, otimizar a distribuição espacial dos sistemas fotovoltaicos talvez seja a ação mais eficiente para reduzir os impactos da geração fotovoltaica no sistema elétrico de forma passiva, ou seja, sem a adição de sistemas e funções específicas. No Brasil, a maioria dos sistemas fotovoltaicos instalados são voltados à geração distribuída, a qual naturalmente favorece a dispersão em grandes áreas.

As flutuações de potência de longo prazo, devidas aos ciclos de dia e noite, podem causar problemas para as redes de transmissão e distribuição em locais onde os pontos de geração e demanda estão fisicamente distantes, saturando linhas e transformadores e até mesmo invalidando estratégias de proteção do sistema elétrico que dependam do sentido do fluxo de potência.

Na Alemanha, por exemplo, onde há mais de 40 GW de sistemas fotovoltaicos localizados, principalmente, no sul do país, onde há maior índice de radiação solar (ver Figura I.1), de forma que, durante as horas de luz, parte da energia gerada deve ser transportada do Sul para o Norte, e esta necessidade faz com que nas horas centrais do dia as linhas de transmissão operem muito perto de seu limite. Para solucionar este problema, o governo alemão começou a incentivar a instalação de baterias em sistemas fotovoltaicos domésticos, que armazenam a energia durante o dia para ser consumida durante a noite no mesmo local onde foi gerada, evitando, assim, o transporte.

Nesse sentido, medidas de descentralização podem vir a ser necessárias no país, em especial na Região Nordeste, onde se concentra a maior parte (≈60%) das usinas listadas nos leilões de Energia de Reserva, como mostra a Figura 2.6<sup>9</sup>. Se a tendência de instalar usinas fotovoltaicas de grande porte na Região Nordeste permanecer, as redes de transmissão que interligam o subsistema nordestino aos demais subsistemas que compõem o SIN deverão ser adaptadas a uma nova realidade.

\_

<sup>&</sup>lt;sup>9</sup> A concentração de usinas fotovoltaicas na Região Nordeste atualmente se deve ao elevado potencial existente nessa região.

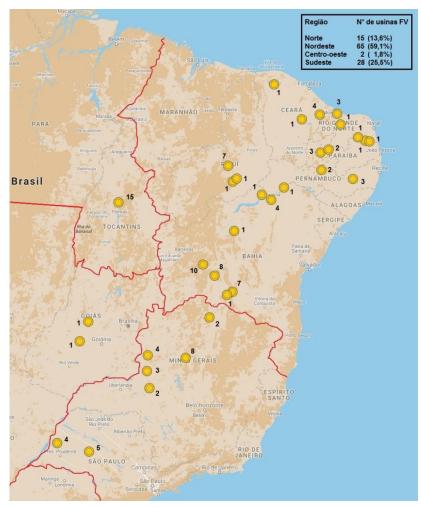


Figura 2.6 – Municípios brasileiros onde estão localizadas as usinas fotovoltaicas vencedoras dos leilões de Energia de Reserva de 2014 e 2015.

#### 2.3. Medidas de mitigação ativas

No Capítulo 1 considerou-se que a geração fotovoltaica é sempre maximizada, e não dispõe de elementos capazes de prover serviços ancilares, controle da geração ou armazenamento de energia. Essas considerações foram feitas com o objetivo de explorar melhor os efeitos das flutuações no sistema elétrico; porém medidas de mitigação ativas já são adotadas na prática, e em vários países há inclusive normas e regulamentações determinando requisitos e funções específicas.

Na literatura há muitos trabalhos que abordam o tema da mitigação dos efeitos negativos da geração intermitente com medidas ativas. SHIVASHANKAR et al. (2016) fizeram uma análise dos impactos das variações da geração fotovoltaica e analisaram meios de mitiga-los. CABRERA-TOBAR et al. (2016) estudaram de forma interligada os requisitos técnicos de diversos países para a integração da geração intermitente ao sistema elétrico e as medidas que devem ser tomadas para mitigar os possíveis efeitos negativos. ACHILLES,

SCHRAMM e BEBIC (2008) desenvolveram um estudo dos efeitos da geração intermitente com base em simulações computacionais e elaboraram recomendações técnicas para amortizar os efeitos no sistema elétrico. IEA-PVPS-T14-2 (2014) apresenta os requisitos técnicos de diferentes países para que a integração da geração intermitente não provoque prejuízos à rede elétrica de distribuição, sendo que as análises dos requisitos, em linhas gerais, podem ser refletidas para o sistema elétrico como um todo. SHAH et al. (2015) investigaram os impactos da geração intermitente ao sistema elétrico e enumeraram medidas que permitam uma integração segura.

É importante destacar que a simples existência de diversas medidas de mitigação não garante, por si só, que elas serão, ou poderão ser, implementadas. Outros fatores de igual importância, mas de difícil manejo, devem ser considerados. Entre eles estão a revisão dos procedimentos normalizados de operação dos sistemas elétricos e da regulamentação do setor elétrico, os mecanismos de remuneração econômica dos serviços ancilares e das perdas decorrentes da adaptação da geração fotovoltaica às necessidades do sistema elétrico e a adequação tecnológica dos equipamentos disponíveis no mercado (CABRERA-TOBAR et al., 2016; PEREZ et al., 2016).

# 2.3.1. Armazenamento de energia

O emprego de sistemas de armazenamento associados à geração intermitente tem se destacado como uma solução adequada para os inconvenientes provocados pela variabilidade deste tipo de geração, e muitos dos trabalhos disponíveis na literatura utilizam a geração fotovoltaica, sozinha ou em conjunto com outras fontes, como caso base dos estudos (DIVYA; ØSTERGAARD, 2009; ERTUGRUL, 2016; EYER; COREY, 2010; GALLO et al., 2016; IBRAHIM; ILINCA; PERRON, 2008; YEKINI SUBERU; WAZIR MUSTAFA; BASHIR, 2014).

Atualmente existem diversas tecnologias de armazenamento de energia, cada uma apresentando vantagens e desvantagens específicas, bem como estados de maturidade diferentes. IBRAHIM, ILINCA e PERRON (2008) fizeram um estudo exaustivo sobre tecnologias de armazenamento de energia e suas aplicações. Dentre as tecnologias mais estudas, destacam-se as baterias eletroquímicas, o hidrogênio associado à célula a combustível, os volantes de inércia, as bobinas supercondutoras, os supercapacitores, o ar comprimido, o bombeamento de água em hidrelétricas reversíveis e o armazenamento térmico na forma de calor.

Dentre essas tecnologias, as baterias eletroquímicas são o foco de grande parte dos estudos e dos esforços de pesquisa e comercialização observados atualmente, em especial quando se trata da integração da geração fotovoltaica.

O uso de sistemas de armazenamento, integrados aos sistemas fotovoltaicos ou instalados em pontos estratégicos do sistema elétrico, torna possível uma série de aplicações que, apesar de independentes, são complementares. Dessa forma, é importante considerar quais são as aplicações desejadas para escolher corretamente o sistema de armazenamento, levando em consideração características como: capacidade, potência, profundidade de descarga máxima, tempo de carga/descarga, eficiência, número máximo de ciclos, autodescarga, tamanho físico, custo e impactos ambientais.

A seguir serão abordadas as principais aplicações de sistemas de armazenamento associados à integração da geração fotovoltaica ao sistema elétrico.

## Limitação de rampas

As flutuações da geração fotovoltaica, a rigor, estão sempre associadas às flutuações do recurso solar. Contudo, do ponto de vista do sistema elétrico as variações de demanda equivalente resultantes das flutuações podem ser controladas com a utilização de sistemas de armazenamento, que demandam ou fornecem potência ativa e/ou reativa de acordo com as necessidades do sistema elétrico. Dessa forma, as variações de potência da geração convencional são mantidas dentro de limites aceitáveis.

Diversos autores estudaram o dimensionamento e o controle de sistemas de armazenamento para prover limitação de rampas. MARCOS et al. (2014a) apresentaram uma metodologia para calcular os requisitos de potência e capacidade para um sistema de armazenamento com baterias considerando o pior caso de flutuação. MARCOS et al. (2014b) propuseram técnicas de controle para sistemas de armazenamento com baterias. DATTA et al. (2010) utilizaram lógica difusa para amortecer flutuações utilizando sistema de armazenamento.

A Figura 2.7 ilustra um exemplo onde as flutuações da geração fotovoltaica provocam desvios de frequência acentuados, ultrapassando até mesmo os valores de sub e sobrefrequência. No entanto, é possível reduzir esses desvios impondo um limite para a inclinação das rampas da geração fotovoltaica, proporcionando, além disso, tempo para que a regulação secundária possa responder às variações de frequência.

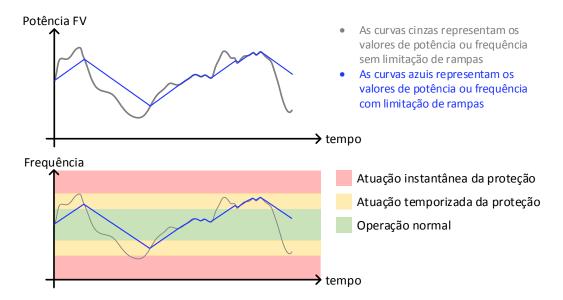


Figura 2.7 – Exemplo de limitação de rampas de flutuações da geração fotovoltaica utilizando sistema de armazenamento.

Devido à necessidade de resposta rápida e de suportabilidade a sucessivos ciclos de carga/descarga, a variedade de tecnologias de armazenamento para limitação de rampas é pequena, e a viabilidade do uso desse tipo de sistema está diretamente relacionada com o rigor da limitação.

Três ações podem colaborar para a redução dos requisitos de capacidade e potência de sistemas de armazenamento para limitação de rampas. A primeira é aplicar o controle de rampas a grupos de sistemas fotovoltaicos, com sistemas de armazenamento centralizados, por exemplo, de maneira a aproveitar o amortecimento devido à dispersão geográfica, a qual reduzirá as solicitações do sistema de armazenamento.

A segunda é limitar apenas as rampas que possuam inclinação superior a um limiar elevado, por exemplo, acima de 80%/min. Como dificilmente as flutuações apresentarão uma rampa com inclinação superior<sup>10</sup>, em especial para grupos de sistemas fotovoltaicos, a potência e a capacidade do sistema de armazenamento serão menores em comparação às necessárias para limitar rampas com inclinações menores. Além disso, o número de ciclos carga/descarga será reduzido, aumentando a vida útil do sistema de armazenamento. O objetivo desta ação é eliminar apenas as flutuações mais extremas, que também são mais improváveis de acontecer. Por fim, a previsão da geração fotovoltaica também pode reduzir os requisitos dos sistemas de armazenamento (MARCOS et al., 2013).

\_

<sup>&</sup>lt;sup>10</sup> Para sistemas fotovoltaicos com potência nominal acima de 1 MWp, rampas acima de 80%/min correspondem a cerca de 1% de todas as flutuações observadas (MARCOS, 2011).

É importante destacar que a metodologia de determinação das características nominais de um sistema de armazenamento adequado para limitar rampas ainda é uma questão em aberto, pois as estatísticas das flutuações ainda são pouco conhecidas e o tamanho ideal do sistema de armazenamento deve considerar, também, as sanções em caso de violação da condição de rampa (MAKIBAR; NARVARTE; LORENZO, 2017).

## Regulação primária

Sistemas fotovoltaicos não possuem, por si só, reservas operacionais, e manter reserva girante em sistemas elétricos com elevada participação da geração fotovoltaica pode ser técnica e economicamente inviável, de maneira que variações na demanda equivalente, sejam devidas às flutuações, ou às variações de carga, podem não ser completamente absorvíveis pelos geradores convencionais. A utilização de sistemas de armazenamento associados à geração fotovoltaica permite que esta participe ativamente da regulação primária, pois incorpora, indiretamente, algum nível de estatismo para a geração fotovoltaica.

É importante que o sistema elétrico seja provido de regulação secundária, de maneira que a participação do sistema de armazenamento seja limitada a um intervalo de tempo condizente com a sua capacidade e seu estado de carga. Dessa forma, não é recomendado que sistemas de armazenamento participem da regulação secundária, pois isso exigiria capacidades extremamente elevadas, o que, na prática, encontraria vários entraves econômicos. Também é interessante prover o controle do sistema de armazenamento com uma zona morta na curva de atuação da regulação primária, priorizando a utilização das reservas operativas da geração convencional.

## Manutenção do limite mínimo de geração

Sistemas elétricos com participação elevada da geração fotovoltaica podem alcançar valores de demanda equivalente bastante pequenos, inclusive inferiores aos limites mínimos da geração convencional. Nesses casos, sistemas de armazenamento podem ser utilizados para absorver parte da geração fotovoltaica, mantendo a demanda equivalente em valores adequados à geração convencional, bem como para evitar que ocorra limitação da geração fotovoltaica. Essa aplicação será exemplificada com mais detalhes no Capítulo 4. A energia armazenada durante os períodos de excesso de geração fotovoltaica pode ser utilizada posteriormente em estratégias relacionada à gestão de energia.

## Suporte de reativos

Com uma crescente participação da geração fotovoltaica, a estabilidade da tensão torna-se mais vulnerável devido à capacidade reduzida da geração convencional em prover suporte de reativos. Além de demandar ou injetar potência ativa, sistemas de armazenamento também podem trabalhar com fator de potência inferior à unidade, colaborando com o suporte de reativos para o sistema.

O controle de reativos pode ser utilizado para solucionar problemas locais, em particular o controle da tensão no ponto de conexão do sistema de armazenamento e/ou do sistema fotovoltaico, ou para prover reativos para o sistema elétrico quando necessário, por exemplo, para corrigir o fator de potência de geradores convencionais, que pode ser bastante reduzido quando a potência ativa está sendo provida majoritariamente pela geração fotovoltaica.

O suporte de reativos com sistema de armazenamento também pode corrigir as flutuações de tensão no ponto de conexão de sistemas fotovoltaicos provocadas pela passagem de nuvens.

## Gestão energética

As aplicações de sistemas de armazenamento descritas anteriormente se baseiam, essencialmente, no controle de potência. No caso da gestão energética, o objetivo consiste em gerenciar a energia gerada, armazenando-a nos momentos que se julgar apropriado e utilizando-a posteriormente. A gestão energética possui diferentes finalidades, como, por exemplo, achatamento da curva de demanda equivalente dos geradores convencionais, redução dos picos de demanda equivalente, postergação de investimentos em redes de transmissão e, principalmente, de distribuição, redução ou eliminação da limitação da geração fotovoltaica em momentos de excesso de geração, etc.

Gerir a energia produzida por grandes grupos de sistemas fotovoltaicos com sistemas de armazenamento centralizados requer capacidade de armazenamento elevada, o que compromete a viabilidade econômica da aplicação. No entanto, a gestão de pequenos sistemas fotovoltaicos, em especial no contexto da geração distribuída, é uma opção bastante interessante. SYED e RAAHEMIFAR (2016) estudaram a gestão eficiente de sistemas de armazenamento utilizando previsão da geração fotovoltaica e demanda. GITIZADEH e FAKHARZADEGAN (2014) propuseram um dimensionamento eficiente baseado na utilização final e nos custos de retorno e O&M.

## 2.3.2. Funções de controle incorporadas ao inversor fotovoltaico

Através do controle da potência ativa e reativa injetada na rede pelos inversores, é possível prover os sistemas fotovoltaicos com diversas funções que colaboram para a integração segura da geração fotovoltaica no sistema elétrico. A seguir serão apresentadas algumas funções que podem ser incorporadas aos inversores fotovoltaicos. É interessante destacar que muitas das aplicações também podem ser implementadas com sistemas de armazenamento, porém cada opção possui as suas características próprias, de maneira que o uso combinado é a melhor opção considerando o sistema elétrico como um todo.

## Limitação de rampas

A limitação de rampas positivas pelo inversor é uma funcionalidade que pode ser implementada facilmente, pois depende apenas do controle do sistema de seguimento do ponto de máxima potência. Limitar as rampas negativas, por outro lado, é algo bem mais complexo e ineficiente, pois, para isso, é necessário que o inversor opere com potência inferior à máxima. Uma opção interessante é combinar essa aplicação com sistema de armazenamento, pois utilizar o inversor para limitar parcialmente as rampas, em especial as positivas, pode reduzir as solicitações de armazenamento de energia (DE LA PARRA et al., 2015, 2016).

Outra possibilidade para limitar rampas consiste em reduzir a potência nominal em operação de sistemas fotovoltaicos. Em dias parcialmente nublados, por exemplo, se, nos momentos de grande flutuação, a potência de um sistema fotovoltaico for limitada a 50% do seu valor nominal, as magnitudes das flutuações serão reduzidas pela metade, como ilustra a Figura 2.8. Nesse caso, torna-se fundamental a previsão da geração fotovoltaica para saber com antecedência os momentos em que a redução de potência será necessária.

Apesar de a restrição de potência nominal em operação exigir mais da geração convencional, esta pode ser despachada previamente de maneira adequada para atender à demanda equivalente e, além de estar sujeita a variações de menor amplitude, o menor grau de participação também reduz os impactos negativos das flutuações. Os efeitos econômicos da limitação da geração fotovoltaica também devem ser levados em consideração em uma análise de custo-benefício.

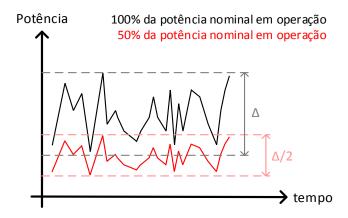


Figura 2.8 – Limitação de rampas através da redução da potência nominal.

## Regulação primária

A geração fotovoltaica, ao invés de ser maximizada, pode ser mantida em um valor inferior ao máximo com o simples ajuste do seguimento do ponto de máxima potência dos inversores fotovoltaicos, permitindo que a potência de saída possa não apenas ser reduzida, mas também aumentada em função das necessidades do sistema elétrico. A Figura 2.9 mostra o princípio envolvido, onde a geração fotovoltaica passa a ser provida de reserva operativa primária.

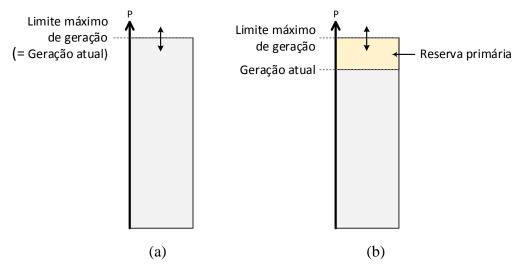


Figura 2.9 – Geração fotovoltaica (a) sem e (b) com reserva primária. O limite máximo de geração é variável, e depende das condições ambientais em cada momento.

Isso permite que a geração fotovoltaica apresente estatismo próprio, ainda que com disponibilidade de potência limitada (ACHILLES; SCHRAMM; BEBIC, 2008). Esta limitação tem duas origens: uma é o valor máximo da geração fotovoltaica, que, ao contrário da geração convencional, está diretamente vinculado a condições ambientais variáveis, e a

outra é até que ponto a geração fotovoltaica pode ser reduzida, pois há impactos diretos nos ganhos econômicos. Esta última condição pode ser contornada com a adoção de regulamentações que remunerem a geração fotovoltaica pelos serviços ancilares.

O exemplo da Figura 1.6 pode ser, dessa forma, revisto como mostra a Figura 2.10, onde a geração fotovoltaica colabora ativamente no controle de frequência. As linhas azuis representam as curvas de estatismo dos geradores, os pontos pretos são os pontos de operação de cada gerador e as áreas amarelas e verdes correspondem às reservas primária e secundária, respectivamente. Nesse caso, a variação de frequência é menor que a apresentada na Figura 1.6, pois a variação de demanda foi distribuída entre mais geradores.

## Manutenção do limite mínimo de geração

A limitação da potência injetada na rede pode ser utilizada para manter o limite mínimo da geração convencional. No entanto, dependendo do caso, as perdas podem ser significativas. Uma maneira de evita-las é coordenando o despacho dos geradores convencionais utilizando a previsão da geração fotovoltaica (MASUTA et al., 2016).

## Suporte de reativos

Sistemas fotovoltaicos podem fornecer suporte de reativos através do ajuste do fator de potência do inversor fotovoltaico, sendo os benefícios para o sistema elétrico basicamente os mesmos da utilização de sistema de armazenamento para a mesma aplicação.

O suporte de reativos no próprio inversor também é importante para evitar o desligamento das unidades de geração desnecessariamente e auxiliar na recuperação da tensão após uma falta. Essa funcionalidade, chamada de suportabilidade a faltas, ou *Fault Ride Through* – FRT no inglês, permite que os sistemas fotovoltaicos permaneçam conectados durante e após uma falta no sistema elétrico, evitando desconexões prematuras que podem levar ao colapso do sistema. A curva de suportabilidade a faltas deve ser apropriada ao sistema elétrico, sendo necessário estudar cada caso (VIET; YOKOYAMA, 2010).

Em contraposição à funcionalidade de suportabilidade a faltas, muitos inversores possuem a função de anti-ilhamento, em particular aqueles de menor porte para geração distribuída. Nesse caso, é importante garantir que as duas funções não sejam conflitantes, priorizando que o inversor permaneça conectado à rede segundo sua curva de suportabilidade a faltas.

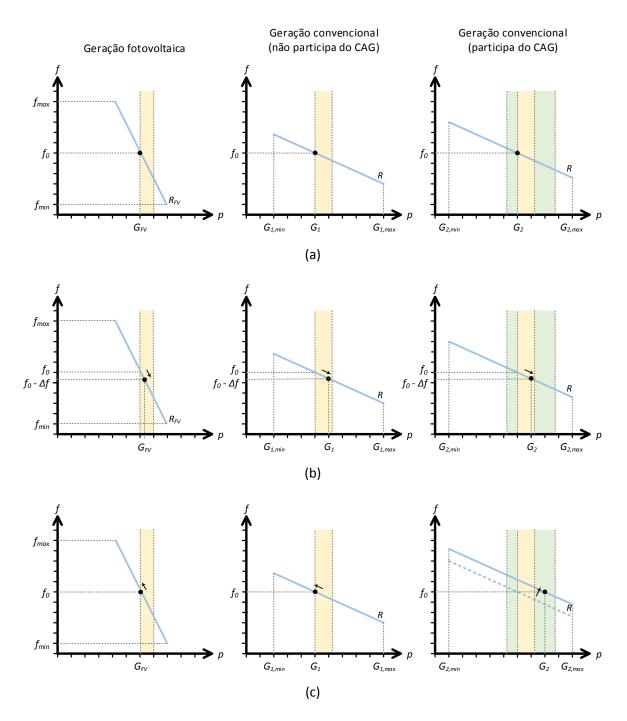


Figura 2.10 – Exemplo da participação da geração fotovoltaica na regulação primária.

## Telecomando

Funções de telecomando podem ser utilizadas para alterar o modo de operação dos inversores fotovoltaicos, permitindo ao operador do sistema escolher as funcionalidades que cada sistema fotovoltaico do sistema elétrico irá executar, bem como os valores operacionais de atuação das funcionalidades, como, por exemplo, o limite de rampa. Com isso o operador

do sistema dispõe de maior flexibilidade sobre a geração fotovoltaica, bem como é capaz de adaptá-la mais facilmente às necessidades de cada momento.

## 2.4. Previsão da geração fotovoltaica

A previsão da geração fotovoltaica pode colaborar significativamente para reduzir os riscos associados a sua integração ao sistema elétrico, como será abordado de forma mais detalhada no Capítulo 3.

## 2.5. Flexibilização do sistema elétrico

A severidade dos impactos da geração fotovoltaica também depende fortemente das características do sistema elétrico, de maneira que a busca por uma matriz elétrica renovável também envolve mudanças e adaptações no próprio sistema elétrico que irá receber a geração intermitente.

É comum dar o nome de flexibilidade à capacidade de um sistema elétrico em absorver determinada quantidade de geração intermitente, como a fotovoltaica. DENHOLM e MARGOLIS (2007a, 2007b) estudaram a relação entre flexibilidade e participação da geração fotovoltaica em sistemas elétricos convencionais e com a adoção de tecnologias que permitem aumentar a flexibilidade, como gestão ativa da demanda e armazenamento de energia. Apesar de estas tecnologias proporcionarem uma melhor integração da geração fotovoltaica, a flexibilidade também depende de adequações na geração convencional, a qual necessita lidar com variações de potência maiores e mais frequentes, bem como possuir limite mínimo de geração e faixa de operação ótima mais flexíveis.

A Figura 2.11 mostra os resultados de um estudo da *International Energy Agency* – IEA, onde a flexibilidade de seis sistemas elétricos de diferentes países foi calculada através de simulações computacionais (IEA, 2014). O grau de flexibilidade<sup>11</sup> foi medido em termos de indisponibilidade, dada em porcentagem de horas por ano, do sistema elétrico em dispor de flexibilidade suficiente para suprir a demanda, havendo, nesse caso, necessidade de limitá-la. Os sistemas elétricos estudados foram:

- Sistema Interligado Nacional SIN (Brasil);
- Electric Reliability Council of Texas ERCOT (Texas Estados Unidos);

<sup>&</sup>lt;sup>11</sup> O grau de flexibilidade corresponde à capacidade do sistema elétrico em absorver a geração intermitente, estando relacionado com a capacidade de rampa dos geradores convencionais, ao limite mínimo de geração e ao tempo de partida destes geradores.

- Península Ibérica (Portugal e Espanha);
- Itália;
- Japão Oriental (Hokkaido, Tohoku e Tokyo);
- North West Europe NWE (Dinamarca, Finlândia, França, Alemanha, Suécia, Noruega, Irlanda e Reino Unido).

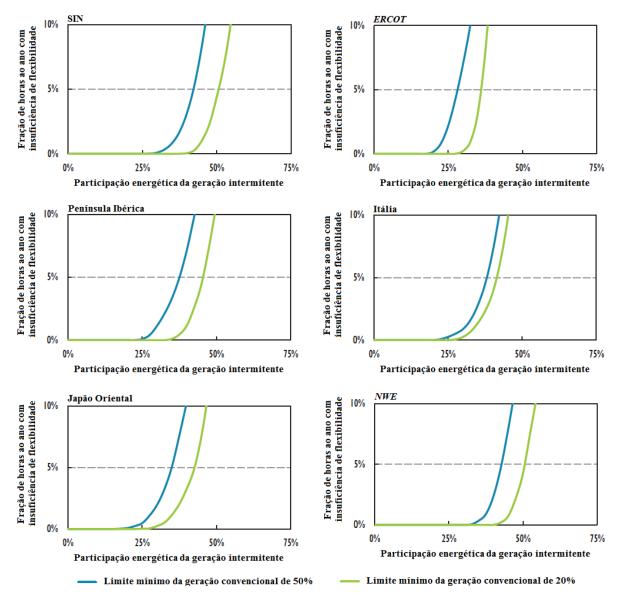


Figura 2.11 – Indisponibilidade de flexibilidade em função da participação energética da geração intermitente em diferentes sistemas elétricos. Adaptado de (IEA, 2014).

Observa-se que, no geral, uma participação energética da geração intermitente de 25% é suportada em todos os casos, com destaque para o Brasil que, devido a sua matriz elétrica baseada em hidrelétricas, possui grande flexibilidade. Considerando que nas horas em

que há indisponibilidade de flexibilidade ocorre limitação da geração intermitente, valores de participação energética mais elevados podem ser obtidos até que essa limitação se torne inviável técnica e, especialmente, economicamente. Contudo, se os sistemas elétricos forem também adaptados para receber a geração intermitente, níveis mais elevados de participação podem ser obtidos sem a necessidade de limitação.

# 3. COMO A PREVISÃO DA POTÊNCIA INJETADA NA REDE PODE BENEFICIAR A INTEGRAÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA AO SISTEMA ELÉTRICO?

Ferramentas de previsão são bastante utilizadas no planejamento da operação de sistemas elétricos, em especial para prever a demanda, a disponibilidade de recurso hídrico e, mais recentemente, dos recursos intermitentes como o vento e a radiação solar, bem como da própria geração que os utilizam como recursos primários. A previsão da geração fotovoltaica permite evitar situações que apresentem algum risco em potencial ao sistema elétrico, bem como reduzir as perdas e os custos oriundos de medidas de mitigação desnecessárias ou mal utilizadas.

Além da previsão de valores absolutos, ou determinísticos, a estimativa das incertezas associadas às previsões é fundamental, por exemplo, para o cálculo das reservas operativas terciária e complementar. Por muito tempo a preocupação com a incerteza associada às previsões de demanda era predominante, porém ela passou a dividir espaço com aquela associada à geração intermitente na medida em que esta passou a ser incorporada cada vez mais à matriz elétrica.

Além da previsão determinística, a previsão probabilística também é bastante utilizada. Por não fornecer um valor único, e sim uma faixa com uma distribuição de probabilidades para a variável de interesse (no caso a demanda ou a geração), este tipo de previsão é de especial interesse para a geração fotovoltaica, pois a natureza estocástica da irradiância faz com que a incerteza associada a uma previsão determinística seja significativa. A Figura 3.1 mostra o estado atual de maturidade das técnicas de previsão probabilística e determinística para a demanda, geração eólica e geração fotovoltaica.

Observa-se que ainda há muito espaço para estudos relacionados às técnicas de previsão, determinísticas e probabilísticas, da geração fotovoltaica. Este trabalho contribui para o preenchimento desta lacuna com a proposição de uma ferramenta de previsão, descrita em detalhes no Item 3.3.

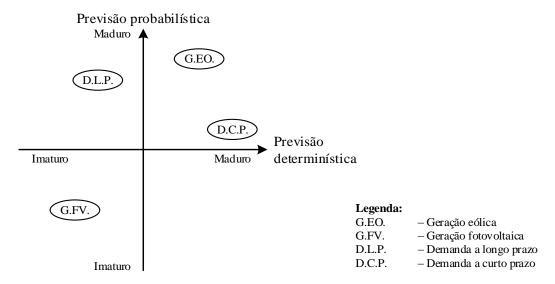


Figura 3.1 – Maturidade das técnicas de previsão probabilística e determinística para demanda, geração eólica e geração fotovoltaica (HONG et al., 2016).

## 3.1. Previsão da geração fotovoltaica

O objetivo principal da previsão da geração fotovoltaica é conhecer a potência fotovoltaica injetada na rede ( $P_{FV}$ ) dentro de um horizonte futuro desejado. Existem várias técnicas para realizar essa previsão, e a escolha da mais adequada depende da aplicação final e das informações disponíveis (IEA-PVPS-T14-1, 2013). As técnicas podem ser divididas em, basicamente, dois grandes grupos de acordo com a abordagem adotada para o modelo de sistema fotovoltaico utilizado para prever  $P_{FV}$  a partir dos dados de entrada.

A abordagem paramétrica concebe o sistema fotovoltaico como uma coleção de equações e parâmetros que descrevem o comportamento de cada elemento que o compõe. Essa abordagem baseia-se em um conjunto de submodelos, a saber:

- Modelos de decomposição, que estimam as componentes direta e difusa da radiação global no plano horizontal;
- Modelos de transposição e de sombreamento, que estimam a irradiância eficaz no plano do gerador fotovoltaico, tendo os valores de irradiância direta e difusa no plano horizontal como entrada;
- Modelos do gerador fotovoltaico, que estimam a potência em c.c. a partir da irradiância eficaz no plano do gerador fotovoltaico e da temperatura ambiente;
- Modelos do inversor, que estimam a potência c.a. tendo como entrada a potência c.c.; e

 Modelos de cabeamento e de demais componentes elétricos da instalação, que estimam as perdas elétricas no caminho entre o gerador fotovoltaico e o inversor e entre o inversor e a rede elétrica.

A abordagem paramétrica requer informações detalhadas sobre as características e o comportamento de cada componente relevante do sistema fotovoltaico. Como essas informações nem sempre estão disponíveis, são necessárias algumas simplificações e suposições, o que reflete no aumento da incerteza do valor de saída.

Consequentemente, a incerteza das previsões que utilizam uma abordagem paramétrica depende do desempenho dos submodelos utilizados e da incerteza das medições e dos parâmetros. No entanto, a principal vantagem dessa abordagem é a possibilidade de calcular a potência injetada na rede antes mesmo da instalação do sistema fotovoltaico, durante as fases de projeto e planejamento, ou nos primeiros meses de operação.

Já a abordagem não paramétrica não pressupõe qualquer conhecimento das características internas e dos elementos que compõem o sistema fotovoltaico. Essa abordagem contorna a necessidade de simplificar pressupostos, de modelos matemáticos e de parâmetros internos precisos com o uso de séries temporais históricas de variáveis meteorológicas e de  $P_{FV}$ , sendo esta última a única entrada utilizada por algumas técnicas de previsão, como, por exemplo, aquelas baseadas em persistência ou determinadas técnicas de regressão. Portanto, a incerteza de uma abordagem não paramétrica depende, essencialmente, da qualidade dos dados de entrada. No entanto, essa característica também expõe a principal desvantagem da abordagem não paramétrica: o sistema fotovoltaico deve estar em operação por tempo suficiente para recolher a quantidade de dados necessária para a técnica de previsão escolhida.

Uma vantagem interessante da abordagem não paramétrica é o potencial para compensar automaticamente erros sistemáticos associados às entradas, pois o modelo aprende a associar os valores incorretos de entrada com o valor correto de saída durante o processo inicial de aprendizagem, de forma que, quando novos dados da mesma fonte são fornecidos com o mesmo tipo de erro durante a fase de previsão, a saída será corrigida.

Técnicas de previsão baseadas em modelos físicos de desempenho do sistema fotovoltaico, onde dados de previsões meteorológicas (como irradiância, velocidade de vento, temperatura, etc.) de entrada são aplicados a modelos matemáticos para obter  $P_{FV}$ , utilizam a abordagem paramétrica.

Por outro lado, as técnicas de previsão que utilizam a abordagem não paramétrica são bastante variadas. Dentre elas há as baseadas na persistência, um conceito simples que requer

pouco esforço computacional, sendo normalmente utilizadas como referência para comparar o desempenho de outras técnicas mais complexas. Na persistência, o valor de  $P_{FV}$  no momento t+1 está altamente correlacionado ao valor em t, de maneira que é bastante comum considerar  $P_{FV}(t+1) = P_{FV}(t)$ . A qualidade dos resultados obtidos com técnicas de persistência é influenciada pelo horizonte de previsão e pelas condições meteorológicas.

Há também as técnicas ditas estatísticas, que "aprendem" com séries históricas passadas e buscam reduzir o erro minimizando a diferença entre os valores de  $P_{FV}$  previstos e medidos durante a fase de treinamento. Entre as técnicas estatísticas podem-se citar os métodos de regressão, como o *Auto-Regressive* (AR) e o *Auto-Regressive Integrated Moving Average* (ARIMA), *Artificial Neural Networks* (ANN), *k-Nearest Neighbors* (k-NN), *Support Vector Machine* (SVM), *Random Forests* (RF), dentre outros.

Finalmente, há as técnicas compostas que utilizam uma combinação de técnicas estatísticas ou até mesmo de técnicas de abordagens diferentes. ANTONANZAS et al. (2016) fizeram uma análise exaustiva das diferentes técnicas de previsão da geração fotovoltaica, e resumiram a distribuição das técnicas empregadas nos 86 trabalhos que foram estudados no gráfico apresentado na Figura 3.2. RAZA, NADARAJAH e EKANAYAKE (2016) também fizeram um estudo extensivo sobre as técnicas de previsão, e concluíram que, devido à complexidade do recurso solar, ferramentas de previsão que utilizam técnicas compostas são capazes de fornecer melhores previsões, pois são mais flexíveis e capazes de simular com mais detalhes as diferentes interações da radiação solar com a atmosfera.

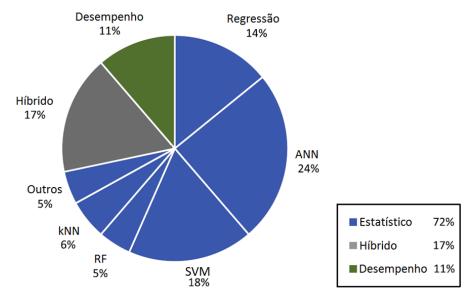


Figura 3.2 – Distribuição das técnicas de previsão utilizadas nos 86 trabalhos analisados em (ANTONANZAS et al., 2016).

O horizonte de previsão deve ser adequado à aplicação desejada, e normalmente é classificado em:

- Intra-horário (ou nowcasting): Inclui previsões com horizontes inferiores a 1 h. Nessa escala de tempo as flutuações são causadas principalmente pelo movimento das nuvens, que é bastante difícil de ser antecipado. As previsões intra-horárias podem utilizar apenas medições anteriores de  $P_{FV}$  (modelos endógenos), ou também dados obtidos de diferentes fontes externas ao sistema fotovoltaico (modelos exógenos), como imagens do céu, imagens de satélites, previsão numérica do tempo, ou *Numerical Weather Prediction* NWP<sup>12</sup>, informações de outros sistemas fotovoltaicos próximos, etc.
- Intra-diário: Inclui previsões com horizontes entre 1 e 6 h. Modelos exógenos que utilizam previsões meteorológicas obtidas a partir de NWP normalmente são preferidos nessa escala de tempo por apresentarem bons resultados.
- Diário: Inclui previsões com horizontes superiores a 6 h, e é importante para o planejamento do despacho da geração convencional e da operação do sistema elétrico em geral. Previsões com mais de 24 h de horizonte também podem ser utilizadas para o planejamento de manutenções programadas. Novamente os modelos exógenos que utilizam previsões meteorológicas obtidas a partir de NWP são os mais utilizados.

ANTONANZAS et al. (2016) avaliaram as técnicas de previsão mais utilizadas para cada horizonte de previsão em um universo de 86 trabalhos existentes na literatura. Para horizontes superiores a 1 h, os modelos exógenos com previsões meteorológicas baseadas em NWP são os mais utilizados. Para horizontes inferiores, modelos endógenos costumam apresentar melhores resultados.

## 3.2. Aplicações da previsão da geração fotovoltaica

As medidas de mitigação ativas apresentadas no Capítulo 2 necessitam de condições de contorno que, por um lado, impõem custos adicionais que provavelmente serão transferidos ao valor final da energia e, por outro, de disponibilidade adequada do recurso solar. Desse modo, manter o sistema elétrico continuamente preparado para lidar com

\_

<sup>&</sup>lt;sup>12</sup> Algoritmos de previsão do tempo baseados em NWP utilizam modelos matemáticos da atmosfera e dos oceanos para prever o tempo com base nas condições atuais.

qualquer situação potencialmente perigosa decorrente de uma participação elevada da geração fotovoltaica torna-se inviável econômica e, por vezes, tecnicamente.

Como na maior parte do tempo a probabilidade dessas situações ocorrerem é muito pequena, conhecer com antecedência o risco associado a cada momento da operação do sistema elétrico possibilita otimizar as medidas de mitigação ou reduzir  $\theta_I$  a um valor que garanta a eficácia das medidas de mitigação existentes. Isso pode ser alcançado com a previsão da geração fotovoltaica, que pode colaborar de inúmeras maneiras:

- No planejamento do despacho dos geradores convencionais;
- No cálculo da reserva operativa;
- No planejamento do intercâmbio entre áreas de controle;
- Na especificação da limitação da geração fotovoltaica;
- Na otimização da operação de sistemas de armazenamento;
- Na redução da capacidade nominal de sistemas de armazenamento;
- No controle das funcionalidades dos inversores;
- No gerenciamento ativo da demanda;
- No planejamento de manutenções programadas;
- Na comercialização de energia.

As aplicações descritas acima dependem fortemente do horizonte de previsão, de modo que um conjunto de previsões de diferentes horizontes faz-se necessário para o planejamento da operação do sistema elétrico.

## 3.3. Ferramenta de previsão da geração fotovoltaica

No contexto das atividades do intercâmbio internacional realizadas na execução deste trabalho e do projeto europeu PVCROPS, uma ferramenta computacional foi desenvolvida para derivar previsões de  $P_{FV}$  um dia à frente, com resolução horária.

A ferramenta desenvolvida utiliza uma abordagem não paramétrica e uma técnica estatística baseada em *Random Forests* – RF (BREIMAN, 2001) chamada de *Quantile Regression Forests* – QRF (MEINSHAUSEN, 2006), colaborando com o estado da arte de várias maneiras. Em primeiro lugar, os resultados são probabilísticos, fornecendo informações estatísticas sobre a incerteza da previsão. Além disso, vários índices de variabilidade derivados a partir das variáveis de entrada foram utilizados, e uma análise sistemática e

exaustiva de sensibilidade foi realizada. Finalmente, o tamanho da série temporal utilizada no processo de aprendizagem, bem como o método de seleção dos dias incluídos nesta série, foi analisado sob o ponto de vista do desempenho dos resultados das previsões.

A escolha da técnica de RF como base para a ferramenta levou em consideração o bom desempenho apresentado por esta técnica em aplicações de previsão da geração fotovoltaica. Por exemplo, em um estudo recente descrito em (ZAMO et al., 2014) oito técnicas estatísticas de previsão de  $P_{FV}$ , com horizonte de um dia e base horária, foram analisadas, e a técnica de RF apresentou os melhores resultados.

## 3.3.1. Metodologia

A metodologia da ferramenta de previsão é resumida nas cinco etapas seguintes:

#### Coleta de dados

Os dados de entrada da ferramenta de previsão contêm séries históricas de  $P_{FV}$  e previsões meteorológicas no mesmo período de  $P_{FV}$  e séries atuais de previsões meteorológicas para o período que se deseja fazer a previsão.

As medições de  $P_{FV}$  utilizadas neste trabalho formam um banco de dados que é resultado de uma grande campanha de medição realizada em cinco usinas fotovoltaicas localizadas no norte da Espanha (latitude 42,2°), com resolução temporal de 5 s, previamente analisada em (MARCOS et al., 2011b).

Os sistemas de monitoramento dessas usinas fotovoltaicas registraram dados operacionais e meteorológicos, incluindo  $P_{FV}$ , irradiância no plano dos geradores fotovoltaicos, temperatura ambiente e velocidade do vento, e as medições foram sincronizadas via  $Global\ Positioning\ System$  – GPS. A gravação dos dados iniciou em 17 de abril de 2008, mas este trabalho utiliza o período compreendido entre 1 de janeiro de 2009 e 29 de dezembro de 2010, pois corresponde ao período com maior consistência dos dados. Além disso, a fim de filtrar o ruído, os dados brutos foram agregados para produzir registros com resolução temporal de 1 min. Finalmente, os dados foram novamente agregados, agora em intervalos médios de 1 hora, pois esta é a resolução temporal disponível para as previsões meteorológicas utilizadas neste trabalho.

A Tabela 3.1 resume as principais características das usinas fotovoltaicas. A potência nominal c.c. instalada varia de 958 kWp a 2,64 MWp, com áreas que variam de 4,1 ha até

11,8 ha, e o fator de dimensionamento do inversor varia de 0,76 a 0,81. Todas essas usinas utilizam seguidores solares de um eixo vertical, com inclinação fixa de 45°.

Tabela 3.1 – Características das usinas fotovoltaicas.

Nome	Potência nominal c.c. (kWp)	Potência nominal c.a. (kW)	Área (ha)
U1	958	775	4,1
U2	990	780	4,2
U3	1.438	1.155	6,4
U4	1.780	1.400	8,7
U5	2.640	2.000	11,8

Em relação às previsões meteorológicas, foram utilizados os resultados de um modelo regional<sup>13</sup> de mesoescala<sup>14</sup> baseado em NWP chamado *Weather Research and Forecast* – WRF (SKAMAROCK et al., 2005).

Meteogalicia, um instituto de meteorologia da *Xunta de Galícia* (Espanha), publica regularmente os resultados de um modelo WRF e os disponibiliza gratuitamente em seu servidor Thredds<sup>15</sup>. O modelo WRF é executado duas vezes por dia, com uma rodada inicializada às 00UTC (previsão para as próximas 96 h) e outra às 12UTC (previsão para as próximas 84 h). A resolução espacial é de 12 km x 12 km, em uma área compreendida entre 21,58°O e 6,36°L e 33,64°N e 49,57°N, e a resolução temporal é horária. Meteogalicia também mantém um arquivo histórico das previsões passadas no mesmo servidor, disponível on-line.

Os resultados do modelo WRF incluem uma ampla coleção de variáveis meteorológicas, tais como radiação solar, temperatura ou cobertura de nuvens. Estas saídas são fornecidas como dados *raster*, isto é, uma matriz (ou camadas de matrizes) de células organizadas em linhas e colunas. Cada arquivo *raster* corresponde a uma determinada variável WRF, e cada célula contém o valor para uma localização geográfica definida por uma grade espacial. Os arquivos *raster* de Meteogalicia compreendem várias camadas, onde cada camada corresponde a um intervalo horário da previsão.

\_

<sup>&</sup>lt;sup>13</sup> O domínio de um modelo baseado em NWP pode ser global, cobrindo toda a Terra, ou regional, que abrange apenas uma parte da Terra. Modelos regionais possuem uma resolução espacial mais detalhada do que os modelos globais, pois os recursos computacionais estão focados em uma área específica. Assim, os modelos regionais são capazes de resolver fenômenos meteorológicos localizados.

<sup>&</sup>lt;sup>14</sup> Mesoescala engloba sistemas meteorológicos com dimensões horizontais desde 5 km até algumas centenas de quilômetros.

<sup>15</sup> http://www.meteogalicia.es/web/modelos/threddsIndex.action.

Para cada variável WRF, tanto o seu valor no local de interesse como um valor interpolado espacialmente são utilizados. O valor interpolado é calculado utilizando uma média ponderada com o inverso da distância entre uma célula central (o local de interesse) e as 24 células adjacentes em uma grade de 5 por 5. O valor de uma determinada variável no local de interesse será denotado com o nome da variável modificada com o sufixo *point*, enquanto que o valor interpolado usará o sufixo *idw*.

A Tabela 3.2 apresenta o nome e a descrição das variáveis WRF utilizadas como dados de entrada para a ferramenta de previsão.

Tabela 3.2 – Variáveis WRF utilizadas como dados de entrada para a ferramenta de previsão.

Nome	Descrição					
swflx	Fluxo descendente de radiação de ondas curtas (irradiância)					
temp	Temperatura a 2 m					
cfh	Cobertura de nuvens em nível elevado					
cfl	Cobertura de nuvens em nível baixo					
cfm	Cobertura de nuvens em nível médio					
cft	Cobertura de nuvens nos níveis médio e baixo					
и	Velocidade de vento – componente longitudinal a 10 m					
$\nu$	Velocidade de vento – componente latitudinal a 10 m					
mod	Módulo da velocidade de vento a 10 m					
dir	Direção do vento a 10 m					
rh	Umidade relativa do ar a 2 m					
mslp	Pressão atmosférica média no nível do mar					
visibility	Visibilidade no ar					

Três variáveis que descrevem a geometria Sol-Terra foram incluídas no conjunto de variáveis de entrada: ângulo azimutal do Sol (AzS), altura solar (AlS), e irradiância extraterrestre no plano horizontal (Bo0). Essas três variáveis são calculadas apenas para o local de interesse.

## Processamento dos dados meteorológicos

A natureza caótica da atmosfera impõe uma incerteza às previsões produzidas por modelos baseados em NWP. A Figura 3.3 mostra previsões de irradiância global horizontal para vários locais próximos ao redor da usina fotovoltaica U1. A Figura 3.4 mostra as previsões de irradiância global horizontal produzidas por várias rodadas consecutivas para o local da usina fotovoltaica U1. Durante dias de céu claro ou completamente nublado, as

previsões de rodadas diferentes e em diferentes localidades próximas são semelhantes e coerentes entre si. No entanto, durante os dias parcialmente nublados, as previsões variam tanto espacialmente (locais diferentes próximos), como temporalmente (rodadas consecutivas).

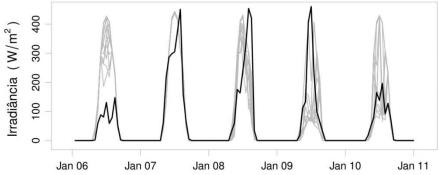


Figura 3.3 – Previsões de irradiância global horizontal para vários locais próximos ao redor da usina fotovoltaica U1 para o ano de 2009, e comparação com medições reais em solo (linha escura).

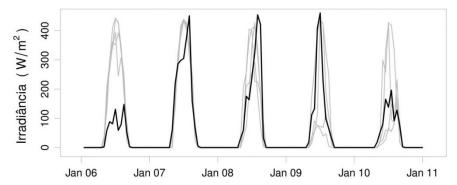


Figura 3.4 – Previsões de irradiância global horizontal produzidas por várias rodadas consecutivas para o local da usina fotovoltaica U1 para o ano de 2009, e comparação com medições reais em solo (linha escura).

A proposta para lidar com essa incerteza inerente consiste em considerar as previsões para locais próximos e em rodadas consecutivas para o local de interesse através de índices de variabilidade espacial e temporal derivadas das variáveis meteorológicas originais. Estes índices são calculados para cada variável WRF.

Para quantificar a variabilidade espacial, três índices foram escolhidos: TRI, TPI e ROU (WILSON et al., 2007). Estes índices referem-se a uma grade de 3 por 3 células, onde 8 células cercam uma célula central. Neste trabalho, cada célula é um quadrado de 12 km x 12 km. Nas Equações 3.1, 3.2 e 3.3, a célula central, que corresponde ao local de interesse, é denotada com  $c_0$ , e as células vizinhas são denotadas com  $c_i$ .

• *TRI*: índice de robustez do terreno (*terrain robustness index*), é definido como a média das diferenças absolutas entre uma célula central e as suas 8 células vizinhas em uma grade de 3 por 3 células:

$$TRI = \frac{1}{8} \sum_{i=1}^{8} |c_i - c_0|$$
 3.1

• *TPI*: índice de posição topográfica (*topographic position index*), é definido como a diferença entre uma célula central e a média das suas 8 células vizinhas em uma grade de 3 por 3 células:

$$TPI = c_0 - \frac{1}{8} \sum_{i=1}^{8} c_i$$
 3.2

• *ROU*: rugosidade (*roughness*), é definido como a maior diferença entre uma célula central e as 8 células vizinhas em uma grade de 3 por 3 células:

$$ROU = \max\{|c_o - c_i|\}$$
3.3

No que diz respeito à variabilidade temporal, aproveitou-se o fato de que qualquer variável WRF, em uma determinada hora, terá 7 (antes da rodada das 12 UTC) ou 8 (após a rodada das 12 UTC) previsões. Por exemplo, considerando a previsão de irradiância para hoje, às 16 UTC, esta hora está incluída nas previsões produzidas nas rodadas 00 UTC e 12 UTC de três dias atrás, de dois dias atrás, de ontem e de hoje (8 previsões no total).

Uma hipótese inicial é a de que as previsões mais próximas da hora em questão seriam mais confiáveis. Para investigar este comportamento, os erros entre irradiância global horizontal medida e prevista para cada rodada das previsões de Meteogalicia foram calculados para um local de interesse. No entanto, pelo menos para o modelo WRF de Meteogalicia, não foi possível encontrar uma relação consistente entre os erros das previsões e a distância temporal entre a previsão e o evento real, como pode ser visto na Figura 3.5, que mostra as previsões de radiação solar e as medições reais durante três dias consecutivos no conjunto de dados no painel superior, e o erro entre as previsões e as medições no painel inferior. Cada linha de previsão e erro corresponde a uma rodada. Por exemplo, D-3 é a previsão (ou o erro) relacionada com a rodada publicada há três dias (em 00 UTC), e assim sucessivamente. É evidente que os erros são mais elevados durante dias nublados, mas não há uma relação consistente entre a rodada e a magnitude do erro.

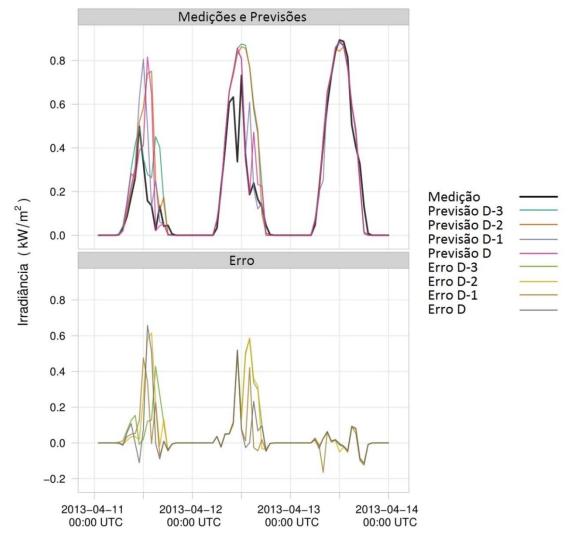


Figura 3.5 – Erros entre irradiância global horizontal medida e prevista. O painel superior mostra as medições de irradiância e as previsões e, o inferior, os erros entre estas medidas e as respectivas previsões.

Assim, considerando que cada rodada para uma determinada hora tem o mesmo nível de confiabilidade, o desvio padrão do conjunto de previsões em diferentes rodadas (sdr) foi utilizado como um índice para quantificar a variabilidade temporal de uma variável WRF.

## Construção da série temporal de treinamento

As séries temporais das variáveis processadas e das medições de  $P_{FV}$  são divididas em duas partes: série de treinamento e série de teste. A série temporal de treinamento compreende valores passados das variáveis meteorológicas e de  $P_{FV}$ , enquanto que a série temporal de teste contém apenas variáveis meteorológicas para o período desejado (o dia seguinte, por exemplo). A série temporal de treinamento é constituída por N dias selecionados

a partir de um banco de dados, de forma que o valor de *N* eventualmente leva a resultados distintos. Três métodos de seleção foram analisados:

• Método de seleção Dias Anteriores – DA

Este método seleciona N dias imediatamente antes do dia para o qual será feita a previsão. Como consequência, o banco de dados deve possuir os N dias que antecedem ao da previsão.

Método de seleção Índice de Claridade – KT

Este método seleciona *N* dias de acordo com a diferença absoluta entre o índice de claridade diário do dia para o qual será feita a previsão e os índices de claridade diários dos dias existentes no banco de dados. Ambos os índices de claridade são calculados com a previsão de irradiância para o dia. Os *N* dias com a menor diferença absoluta entre índices de claridade são escolhidos para compor a série temporal de treinamento. Dessa forma, o banco de dados não precisa ser composto, necessariamente, pelos dias imediatamente anteriores ao que será previsto.

Método de seleção Distância de Kolmogorov-Smirnov – KS

Esse método seleciona *N* dias de acordo com a semelhança entre as funções de distribuição empíricas dos valores de previsão de irradiância horários para o dia a ser previsto e para cada dia existente no banco de dados. Aqui a estatística de *Kolmogorov-Smirnov* é utilizada para calcular a distância entre as distribuições. Os *N* dias com a menor distância de *Kolmogorov-Smirnov* são escolhidos para compor a série temporal de treinamento. Tal como no método de seleção *KT*, a base de dados não precisa ser composta, necessariamente, pelos dias imediatamente anteriores ao que será previsto.

## Treinamento e previsão

A ferramenta de *machine learning* que implementa a técnica de QRF é treinada com a série temporal de treinamento. Em seguida, a série temporal de teste é introduzida na ferramenta de *machine learning* já treinada para produzir previsões da mediana (quantil  $Q_{0,5}$ ) e de um intervalo de confiança de 80% (quantis  $Q_{0,1}$  e  $Q_{0,9}$ ) para  $P_{FV}$ .

## 3.3.2. Implementação computacional

A ferramenta computacional foi construída em ambiente R (R DEVELOPMENT CORE TEAM, 2014), utilizando os seguintes pacotes principais:

- rgdal e raster para a manipulação dos dados raster (BIVAND; KEITT;
   ROWLINGSON, 2013; HIJMANS, 2013);
- zoo, xts e data.table para análise de séries temporais (DOWLE et al., 2014; RYAN; ULRICH, 2013; ZEILEIS; GROTHENDIECK, 2005);
- gstat para interpolação espacial (PEBESMA, 2004);
- meteoForecast para importar previsões meteorológicas (PERPIÑÁN; ALMEIDA, 2015);
- solaR para o cálculo da geometria Terra-Sol (PERPIÑÁN, 2012);
- quantregforest para implementar o QRF (MEINSHAUSEN, 2006).

O código completo da ferramenta está disponível a partir do repositório https://github.com/iesiee/PVF, que, em si, é um pacote em R chamado PVF (ALMEIDA; PERPIÑÁN, 2014). A Figura 3.6 mostra um exemplo de simulação utilizando a metodologia proposta com N=30 dias e método de seleção KS.

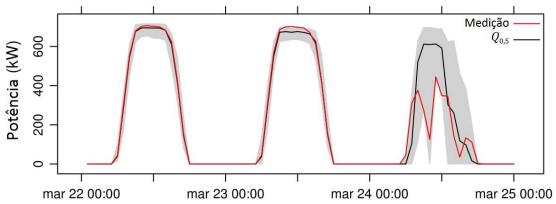


Figura 3.6 – Exemplo de simulação com N=30 dias e método de seleção KS. A faixa cinza corresponde ao intervalo de confiança de 80% entre os quantis  $Q_{0,1}$  e  $Q_{0,9}$ .

## 3.3.3. Procedimento de validação

O desempenho da ferramenta proposta foi avaliado comparando as previsões com medições reais de  $P_{FV}$  das usinas fotovoltaicas enumeradas na Tabela 3.1 através de um procedimento de validação cruzada do tipo *leave-one-out*:

- Um dia é extraído da base de dados para compor a série temporal de teste;
- A série temporal de treinamento é construída com N dias extraídos dos dias remanescentes no banco de dados, de acordo com um método de seleção (DA, KT ou KS), e é utilizada para treinar a ferramenta de QRF.
- Já treinada, a ferramenta de QRF é utilizada para prever  $P_{FV}$  do dia escolhido para teste, retornando os quantis horários  $Q_{0,1}$ ,  $Q_{0,5}$  e  $Q_{0,9}$ .
- Os erros entre as previsões e as medições de  $P_{FV}$  para o dia em analise são caracterizados com um conjunto de parâmetros de desempenho estatísticos.

Este procedimento é repetido para cada dia da base de dados (mais de 600 dias), resultando em uma grande coleção de parâmetros de desempenho estatísticos. Para facilitar a compreensão, os resultados de cada parâmetro foram agregados através dos quantis 0,25, 0,50 e 0,75, doravante denominados  $QS_{0,25}$ ,  $QS_{0,50}$  e  $QS_{0,75}$ , respectivamente. A letra S foi adicionada aos símbolos para distingui-los dos quantis das previsões.

O quadro completo dos pontos fortes e fracos de um modelo complexo só é apreendido quando seu desempenho é avaliado em diferentes condições. A ferramenta proposta foi analisada de forma exaustiva alternando-se as variáveis WRF incluídas nas séries temporais de treinamento e teste.

A abordagem padrão para medir a importância de cada variável em técnicas de RF consiste em realizar permutações aleatórias das variáveis de entrada nos dados de treinamento, porém uma abordagem diferente foi utilizada. As combinações de variáveis de entrada não foram testadas aleatoriamente, mas, em vez disso, 17 cenários foram definidos, onde um cenário é definido como um conjunto de determinadas variáveis convenientemente escolhidas para testar a sua importância relativa no desempenho da ferramenta. Estes cenários foram divididos em quatro grupos:

## Grupo 1

Cenários do grupo 1 incluem todas as variáveis WRF listadas na Tabela 3.2 e todos os índices de variabilidade espaciais e temporal.

#### • Grupo 2

Cenários do grupo 2 não incluem os índices de variabilidade temporal e espaciais, mas mantêm a previsão e o valor interpolado para o local de interesse. Além disso, esses cenários não incluem todo o conjunto de

variáveis WRF listadas na Tabela 3.2, mas todos possuem previsão de irradiância.

## • Grupo 3

Cenários do grupo 3 não incluem os índices de variabilidade temporal e espaciais, mas mantêm a previsão e o valor interpolado para o local de interesse. Além disso, esses cenários não incluem todo o conjunto de variáveis WRF listadas na Tabela 3.2, e nenhum contém previsão de irradiância.

# • Grupo 4

Cenários do grupo 4 foram selecionados a partir do grupo 2 para incluir o índice de claridade horário (kt).

A Tabela 3.3 resume as características de todos os cenários, os quais foram submetidos a 15 procedimentos de validação cruzada alterando o número de dias incluídos na série temporal de treinamento (N = 7, 15, 30, 45 ou 60 dias) e o método de seleção (DA, KT e KS). Consequentemente, foi realizado um total de 255 procedimentos de validação cruzada para cada usina fotovoltaica.

O desempenho de uma ferramenta de previsão é comumente avaliado pela quantificação da discrepância entre as previsões e as observações reais através de diferentes parâmetros de desempenho estatístico, como, por exemplo, o erro médio (EM) e a raiz do erro quadrático médio (REQM). Como cada parâmetro de desempenho estatístico caracteriza um determinado aspecto do desempenho geral da ferramenta, uma avaliação completa combina um conjunto desses parâmetros (GUEYMARD, 2014). O conceito básico de medição do erro consiste em calcular as diferenças,  $\mathbf{D} = \{d_i : i = 1 \dots n\}$ , entre as previsões,  $\mathbf{P} = \{p_i : i = 1 \dots n\}$ , e as observações,  $\mathbf{O} = \{o_i : i = 1 \dots n\}$ , como mostra a Equação 3.4.

$$\mathbf{D} = \mathbf{P} - \mathbf{O} = \{d_i = p_i - o_i : i = 1 \dots n\}$$
 3.4

onde  $d_i$ ,  $p_i$  e  $o_i$  são os elementos dos vetores  $\boldsymbol{D}$ ,  $\boldsymbol{P}$  e  $\boldsymbol{O}$ , respectivamente.

Tabela 3.3 – Um total de 17 cenários foi definido para analisar o desempenho da ferramenta	a
de previsão. Eles diferem pas variáveis WRF e nos índices utilizados como entrada	

Grupo		<b>G1</b>				G2					
Cenário		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Variáveis WRF (point e idw)	swflx	Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х
	temp	Х	Χ	Х	Χ	Х	Χ	Χ	Χ	Х	X
	cft	Х	Χ	Х	X	Х	Χ				
	cfl	Х	Χ	Х	X						
	cfm	Х	Χ	Χ	X						
	cfh	Х	Χ	Χ	X						
	и	Х	Χ	Χ	X	Х	Χ				
	v	Х	Χ	Χ	X	Х	Χ				
	mod	Х	Χ	Χ	X	Х	Χ	Χ	Χ	Χ	Χ
	dir	Х	Χ	Χ	X	Х	Χ	Χ	Χ		
	rh	Х	Χ	Χ	X	Х	Χ	Χ	Χ	Χ	Х
	mslp	Х	Χ	Χ	Χ	Х	Χ	Χ	Χ		
	visibility	Х	Χ	Χ	Χ	Х	Χ	Χ	Χ		
Geometria Terra-Sol	AlS	Х		Х		Х		Χ		Χ	
	AzS	Х		Χ		Х		Χ		Χ	
	Bo0	Х		Χ		Х		Χ		Χ	
Índices de variabilidade	TRI	Х	Χ								
	TPI	Х	X								
	ROU	Х	Х								
	sdr	Х	Х								
Índice de claridade horário	kt										

O *EM*, calculado com a Equação 3.5, e o *REQM*, obtido com a Equação 3.6, são os parâmetros de desempenho estatísticos mais utilizados.

$$EM = \overline{\mathbf{D}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} (f_i - o_i)$$
 3.5

$$REQM = \sqrt{\overline{D^2}} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} (f_i - o_i)^2}$$
 3.6

onde a linha superior indica a média. É importante destacar que os valores negativos e zero das observações não foram considerados. Dessa forma, n é o número de horas em que ou as observações ou os resultados são estritamente positivos.

Tabela 3.3 (continuação) – Um total de 17 cenários foi definido para analisar o desempenho da ferramenta de previsão. Eles diferem nas variáveis WRF e nos índices utilizados como entrada

Grupo		G3	G4					
Cenário		11	12	13	14	15	16	17
Variáveis WRF (point e idw)	swflx						Χ	Х
	temp	Х	Х	Χ	Χ	X	X	Х
	cft	Х	X		Χ			
	cfl	Х	X					
	cfm	Х	X					
	cfh	Х	Х					
	и							
	v							
	mod	Х	X	X	X		Χ	Х
	dir							
	rh	Х	Х	Χ	Χ		Χ	X
	mslp							
	visibility							
Geometria Terra-Sol	AlS	Х		Χ	Χ	X	X	
	AzS	Х		X	X	Χ	Χ	
	Bo0	Х		Χ	Χ	Х	Χ	
Índices de variabilidade	TRI							
	TPI							
	ROU							
	sdr							
Índice de claridade horário	kt						Х	Х

O REQM agrega informações tanto da média quanto da variância do erro  $(\sigma_D^2)$ , conforme descrito nas Equações 3.7 e 3.8. Portanto, o REQM deve ser indicado juntamente com outra medida, como o EM, que permite discernir entre média e variância.

$$\sigma_{\mathbf{D}}^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (d_i - \overline{\mathbf{D}})^2$$
 3.7

$$REQM^2 = \sigma_D^2 + \overline{D^2} = \sigma_D^2 + EM^2$$
 3.8

Deve-se notar que, no *REQM*, cada erro influencia o total em proporção ao seu quadrado, em vez da sua magnitude. Assim, os grandes erros têm um impacto relativamente maior sobre o *REQM* do que os erros menores. Em consequência, o *REQM* pode ser distorcido se o erro é concentrado em um pequeno número de valores extremos (WILLMOTT; MATSUURA, 2005). O erro absoluto médio (*EAM*) dado pela Equação 3.9, é

menos influenciado por valores extremos (*outliers*), embora a influência relativa dependa do número de amostras e da distribuição do erro (CHAI; DRAXLER, 2014).

$$EAM = |\overline{\mathbf{D}}| = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} |d_i| = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} |f_i - o_i|$$
 3.9

Como mencionado anteriormente, o *REQM* é mais amplamente utilizado, embora o *EAM* também seja útil para revelar informações sobre os valores extremos.

Além da mediana da previsão (quantil  $Q_{0,5}$ ), a ferramenta proposta retorna ainda um intervalo de confiança compreendido entre os quantis  $Q_{0,1}$  e  $Q_{0,9}$ . Dessa forma, a precisão deste intervalo de confiança, bem como a sua amplitude, deve ser quantificada a fim de complementar a avaliação do desempenho da ferramenta de previsão. Três parâmetros de desempenho estatísticos são propostos para este fim, um relativo à amplitude do intervalo, e dois à sua precisão, ou seja, a habilidade de conter todas as observações dentro do intervalo de confiança.

Na avaliação da amplitude do intervalo de confiança utilizou-se o parâmetro  $Q1Q9_{Sum}$ , que corresponde à área do intervalo normalizada pela área das observações, como mostra a Equação 3.10. Este parâmetro de desempenho estatístico fornece informação sobre a largura do intervalo, assim como o número de vezes que a área (ou a energia) dentro do intervalo é maior do que a área compreendida sob a curva de potência observada. Dessa forma, quanto maior o valor de  $Q1Q9_{Sum}$ , maior a incerteza relativa ao quantil  $Q_{0,5}$ .

$$Q1Q9_{Sum} = \frac{\sum_{i=1}^{n} (Q_{0,9i} - Q_{0,1i})}{\sum_{i=1}^{n} o_i}$$
3.10

mais uma vez, n é o número de horas em que ou as observações ou os resultados da previsão são estritamente positivos.

A estatística para a precisão do quantil  $Q_{0,I}$  considera apenas os instantes (ou horas, no caso deste trabalho) em que o valor observado é menor do que esse quantil. Em primeiro lugar, estes instantes são identificados utilizando a Equação 3.11, resultando no vetor  $Q1_u$  (os números 0 e 1 foram escolhidos arbitrariamente, mas simplificam o passo seguinte). A soma de todos os elementos de  $Q1_u$  retorna o número de eventos em que o valor observado é inferior a  $Q_{0,I}$  no período considerado, resultando em  $Q1_{Num}$ , como mostra a Equação 3.12.

$$Q1u_i = \begin{cases} 1 & Q_{0,1} i - o_i > 0 \\ 0 & Q_{0,1} i - o_i \le 0 \end{cases} \text{ onde } i = 1, 2, \dots, n$$
 3.11

$$Q1_{Num} = \sum_{i=1}^{n} Q1u_i 3.12$$

Uma abordagem semelhante é utilizada para calcular a estatística para a exatidão do quantil  $Q_{0,9}$ , mas agora considerando os instantes em que as observações são maiores que o quantil, como descrito nas Equações 3.13 e 3.14.

$$Q9u_i = \begin{cases} 1 & o_i - Q_{0,9} i > 0 \\ 0 & o_i - Q_{0,9} i \le 0 \end{cases} \text{ onde } i = 1,2,...,n$$
 3.13

$$Q9_{Num} = \sum_{i=1}^{n} Q9u_i$$
 3.14

Outro parâmetro de desempenho estatístico que é amplamente utilizado na avaliação do desempenho de ferramentas de previsão é o *Skill Score (SS)*, definido como a medida do melhoramento relativo de um método de previsão em relação a uma referência. Usando o *REQM* como a medida de precisão, o *SS* é definido como (MURPHY, 1988):

$$SS = 1 - \frac{REQM_f}{REQM_p}$$
 3.15

onde  $REQM_f$  e  $REQM_p$  são o REQM do método de previsão em análise e o da referência, respectivamente. Um SS > 0 (SS < 0) implica que o método de previsão é melhor (pior) do que a referência. Um SS = 1 indica uma previsão perfeita e, finalmente, um SS = 0 implica que o método de previsão é igual à referência. A referência comumente utilizada é a persistência, a qual prevê que o perfil de potência durante o dia D será o mesmo do dia D = 1 (WILKS, 2011).

INMAN, PEDRO e COIMBRA (2013) oferecem uma revisão abrangente de métodos de previsão da geração fotovoltaica com várias tabelas comparando o SS de vários métodos e horizontes de previsão (entre 15 minutos e 6 dias de antecedência), e relataram valores variando entre 0 e 0,42. No contexto deste trabalho, é relevante a contribuição de BACHER, MADSEN e NIELSEN (2009), que relataram SS de até 0,36 para a previsão de  $P_{FV}$  para horizonte de um dia. Deve-se destacar que este resultado corresponde à potência média de um conjunto de 21 sistemas fotovoltaicos diferentes em uma mesma região, ou seja, as flutuações são amortizadas pelo espalhamento espacial dos sistemas, o que beneficia a previsão.

Para facilitar a comparação entre simulações, EM, REQM e EAM foram normalizados para permanecer em uma faixa mais restrita de valores. Em estudos estatísticos, é comum normalizar estes parâmetros com o intervalo,  $max(\mathbf{0}) - min(\mathbf{0})$ , ou com a média,

 $\overline{\mathbf{0}}$ , das observações. A primeira opção foi escolhida para assegurar que a maior parte dos valores permaneça entre 0 e 1. A Tabela 3.4 resume os parâmetros de desempenho estatísticos utilizados no trabalho.

Tabela 3.4 – Parâmetros de desempenho estatísticos utilizados para validar a ferramenta proposta e as modificações feitas para facilitar a comparação entre diferentes simulações.

	Parâmetro	Modificação
	nEM	EM normalizado em relação ao intervalo diário de observações
0	nREQM	REQM normalizado em relação ao intervalo diário de observações
$Q_{0,5}$	nEAM	EAM normalizado em relação ao intervalo diário de observações
	SS	Sem modificações (calculado a partir do <i>nREQM</i> )
Intervalo	$Q1Q9_{Sum}$	Sem modificação
de confiança	$Q1_{Num}$	Sem modificação
	$Q9_{Num}$	Sem modificação

Os resultados são agrupados de acordo com o índice de claridade diário ( $KT_d$ ) em três classes:  $0 \le KT_d < 0.532$ ,  $0.532 \le KT_d < 0.678$  e  $0.678 \le KT_d \le 1$ . As faixas de  $KT_d$  foram selecionadas de maneira que cada classe compreendesse um terço do número total de dias existentes no banco de dados.

## 3.3.4. Resultados da validação

A validação da ferramenta foi realizada comparando-se as previsões de potência injetada na rede com medições reais das usinas fotovoltaicas, seguindo os procedimentos detalhados no item 3.3.3. As várias combinações possíveis considerando o número de dias incluídos na série temporal de treinamento, os métodos de seleção, os cenários e as usinas fotovoltaicas resultaram em um total de 1.275 validações cruzadas. Por praticidade, os resultados foram detalhados apenas para a usina fotovoltaica U1, pois representam o comportamento das demais usinas fotovoltaicas estudadas.

Conforme detalhado no item 3.3.3, as diferentes variantes das simulações foram analisadas utilizando um método adaptado de validação cruzada do tipo *leave-one-out*, executando-se o cálculo dos parâmetros de desempenho descritos no item 3.3.3 para cada dia existente no banco de dados. A Figura 3.7 mostra a mediana dos SS diários para cada cenário estudado, considerando as possíveis combinações de classes de  $KT_d$ , N e método de seleção. Os cenários estão ordenados de acordo com o seu SS.

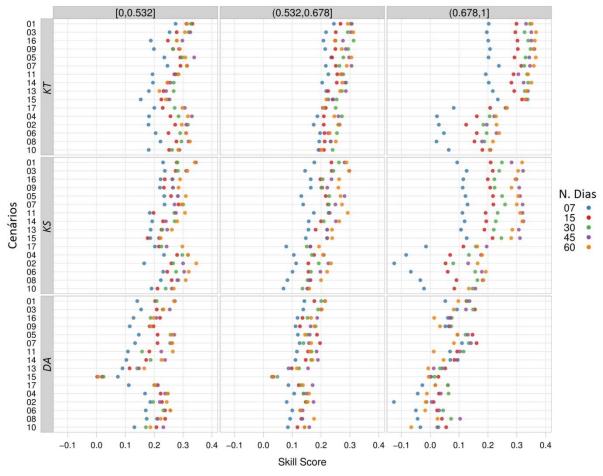


Figura 3.7 – Mediana dos SS diários para cada cenário, considerando as possíveis combinações de classes de  $KT_d$ , N e método de seleção. Os cenários estão ordenados de acordo com o seu SS. Os resultados para o cenário 12 não são apresentados, pois seu desempenho é muito inferior aos demais (SS entre -0,07 e -2,04).

## Alguns comentários são merecidos:

- O método de seleção KS comporta-se de forma consistente como o melhor método de seleção, embora a melhora relativa em relação aos outros dois métodos dependa do cenário, de KT<sub>d</sub> e de N.
- Previsões utilizando 7 dias na série temporal de treinamento são significativamente piores do que aquelas que utilizam séries temporais de treinamento mais longas. Por outro lado, os resultados obtidos com 30, 45, e 60 dias estão frequentemente sobrepostos. Portanto, a utilização de séries temporais de treinamento com 30 dias parece ser adequada.
- Os melhores resultados médios são alcançados com o cenário 1, que inclui todas as variáveis WRF, porém alguns cenários podem apresentar resultados melhores em combinações específicas de  $KT_d$ , método de seleção, e N.

- Os seis melhores resultados, considerando o *SS*, incluem a irradiância prevista (*swflx*) e as variáveis da geometria Terra-Sol. Além disso, as variáveis da geometria Terra-Sol estão incluídas em todos os 10 melhores cenários. A diferença entre o pior cenário que utiliza a geometria Terra-Sol (cenário 15) e o melhor cenário que não a utiliza (cenário 17) é claramente visível nos painéis dos métodos *KS* e *KT* com altos índices de claridade. Dessa forma, deve-se ressaltar a importância das variáveis da geometria Terra-Sol. O cenário 2, que é uma cópia reduzida do cenário 1, porém sem as variáveis da geometria Terra-Sol, apresenta um dos piores resultados. Além disso, o cenário 12, que não utiliza irradiância prevista (*swflx*) nem variáveis da geometria Terra-Sol, apresenta o pior desempenho, com *SS* entre -0,07 e -2,04.
- Desde que irradiância e informações sobre a geometria Terra-Sol estejam incluídas na série temporal de treinamento, é notável que uma grande parte das variáveis WRF não se faz necessária. Considerando o método KS e N ≥ 30 dias, a redução do desempenho, em termos de SS, entre o cenário 1 e outros cenários mais simples é aceitável. Um resultado similar foi obtido por ZAMO et al. (2014). Assim, se o provedor de previsões NWP publica um conjunto reduzido de variáveis WRF, o desempenho das previsões não será comprometido significativamente. O cenário 9 é particularmente interessante, pois com apenas quatro variáveis WRF e informações sobre a geometria Terra-Sol, é capaz de produzir resultados comparáveis aos de outros cenários mais complexos: o cenário 1 tem um SS de 0,325 ± 0,021, enquanto que o cenário 9 tem um SS de 0,306 ± 0,042.
- O uso de índices de variabilidade aumenta o SS, principalmente em dias com
  índice de claridade baixo, embora a melhoria não seja significativa. Isto pode
  ser observado comparando os cenários 1 e 3, que são quase idênticos, exceto
  pelo fato de que o último não inclui os índices de variabilidade.

Como o método de seleção KS retorna os melhores resultados, e N > 30 dias não aumenta significativamente o desempenho das previsões, a partir de agora, e por razões de clareza, apenas os resultados correspondentes ao método KS e a N = 30 dias serão apresentados. Além disso, apenas os resultados para os cenários 1 e 9, como representantes da complexidade e da simplicidade, serão detalhados.

Considerando todas as cinco usinas fotovoltaicas descritas na Tabela 3.1, a faixa de SS para os cenários 1 e 9 são 0,336 a 0,361 e 0,324 a 0,350, respectivamente. Estes resultados se comparam satisfatoriamente bem com os relatados por BACHER, MADSEN e NIELSEN (2009) para um conjunto de métodos de previsão de  $P_{FV}$  para o horizonte de um dia. Este estudo publicou SS de até 0,36 para previsões agregadas correspondentes à potência média de um conjunto de 21 sistemas fotovoltaicos diferentes em uma mesma região. O trabalho atual foca na previsão da potência injetada na rede de usinas fotovoltaicas individuais, o que, a princípio, possui maior incerteza.

Os quantis  $QS_{0,25}$ ,  $QS_{0,50}$  e  $QS_{0,75}$  dos parâmetros de desempenho estatístico de cada classe de  $KT_d$  são apresentados nas Tabelas Tabela 3.5 e Tabela 3.6 para os cenários 1 e 9, respectivamente. Os parâmetros foram calculados para um período de um dia com base em erros horários. O nEM indica o erro médio diário acumulado, enquanto que o nREQM e o nEAM dão informações sobre os erros horários individuais.

Tabela 3.5 – Quantis  $QS_{0,25}$ ,  $QS_{0,50}$  e  $QS_{0,75}$  dos parâmetros de desempenho estatístico para cada classe de  $KT_d$ , com N=30 dias, método de seleção KS e cenário 1.

Estatística	0 ≤ 2	$KT_d < 0$	,532	$0,532 \le KT_d < 0,678$			$0,678 \le KT_d \le 1$			
	$QS_{0,25}$	$QS_{0,50}$	$QS_{0,75}$	$QS_{0,25}$	$QS_{0,50}$	$QS_{0,75}$	$QS_{0,25}$	$QS_{0,50}$	$QS_{0,75}$	
<i>nEM</i> (%)	9,9	-4,0	-18,5	8,1	-0,9	-7,3	3,7	-0,7	-3,3	
nREQM (%)	26,2	31,6	42,9	13,7	20,9	27,7	3,7	7,7	15,5	
nEAM (%)	19,4	24,2	34,6	10,6	16,2	22,0	2,8	5,5	11,1	
$Q1Q9_{Sum}$	1,35	1,99	3,60	0,73	0,99	1,32	0,27	0,36	0,51	
$Q1_{Num}$	0	0	1	0	0	2	0	0	1	
$Q9_{Num}$	0	1	2	0	1	2	0	1	2	

Tabela 3.6 – Quantis  $QS_{0,25}$ ,  $QS_{0,50}$  e  $QS_{0,75}$  dos parâmetros de desempenho estatístico para cada classe de  $KT_d$ , com N=30 dias, método de seleção KS e cenário 9.

Estatística	0 ≤	$KT_d < 0$	,532	0,532	$\leq KT_d <$	0,678	0,67	$,678 \le KT_d \le 1$		
	$QS_{0,25}$	$QS_{0,50}$	$QS_{0,75}$	$QS_{0,25}$	$QS_{0,50}$	$QS_{0,75}$	$QS_{0,25}$	$QS_{0,50}$	$QS_{0,75}$	
nEM (%)	17,8	-1,6	-19,5	9,7	2,0	-6,3	3,7	-0,7	-3,0	
nREQM (%)	27,0	35,6	47,8	14,1	21,0	29,3	3,3	7,6	15,2	
nEAM (%)	19,8	26,5	39,1	10,5	16,1	22,7	2,7	5,4	10,8	
$Q1Q9_{Sum}$	1,24	1,98	3,62	0,70	0,95	1,22	0,22	0,34	0,49	
$Q1_{Num}$	0	0	2	0	0	2	0	0	2	
$Q9_{Num}$	0	1	3	0	1	2	0	1	2	

O nEM mediano ( $QS_{0,50}$ ) é relativamente pequeno para ambos os cenários e todas as classes de  $KT_d$ , com um valor máximo absoluto em torno de 4%. Isto é esperado em uma ferramenta de previsão baseada em RF, que tem a tendência a fornecer resultados com reduzido EM. Erros horários individuais são um pouco maiores, como pode ser observado a partir dos valores mais elevados de nREQM e nEAM. No entanto, as medianas desses dois parâmetros de desempenho para dias claros, que concentram a maior parte da produção de eletricidade (quase 50%), são muito boas. Os resultados para os cenários 1 e 9 são, novamente, muito semelhantes, o que reforça o fato de que, enquanto houver dados de irradiância presentes nas séries temporais, uma coleção de muitas variáveis WRF não é necessária.

A incerteza relacionada com o quantil  $Q_{0,5}$  é relativamente baixa para dias claros e parcialmente nublados. Para dias nublados,  $Q1Q9_{Sum}$  indica um nível mais elevado de incerteza, mas isto está estritamente relacionado com a variabilidade do recurso solar, devida à instabilidade da cobertura de nuvens, e com a pequena quantidade de energia gerada durante dias nublados, que está mais próxima da magnitude da incerteza da geração.

Métodos estatísticos baseados em RF, devido à média realizada no processo, tendem a evitar mínimos e máximos, portanto extrapolações com respeito ao quantil  $Q_{0,9}$  são mais prováveis de acontecer. Como o intervalo de confiança é limitado pelos quantis  $Q_{0,1}$  e  $Q_{0,9}$  e é calculado para um dia (máximo de 24 erros horários), não mais do que 2,4 extrapolações são esperadas abaixo ou acima do intervalo de confiança. As medianas de  $Q1_{Num}$  e  $Q9_{Num}$  são consistentes com o que é esperado. Somente com dias nublados e com o cenário 9  $Q9_{Num}$  apresentou um número de extrapolações maior que 2,4 na faixa entre os quantis  $QS_{0,25}$  e  $QS_{0,75}$ .

Até este momento a análise de validação considerou os resultados agregados utilizando como métricas o *SS* e os quantis dos parâmetros de desempenho estatísticos. Na sequência será apresentada uma visão sobre os resultados "brutos", isto é, as previsões diárias para os cenários 1 e 9.

Com esta abordagem, a comparação dos cenários através de tabelas ou gráficos resumidos torna-se extremamente complexa devido à grande quantidade de valores ligados a cada cenário. Uma abordagem adequada para fazer essa comparação é fundindo os resultados de *nEM* e *nREQM* em uma ferramenta gráfica como o diagrama de alvo (JOLLIFF et al., 2009), derivado da Equação 3.8. Além disso, esta análise diária é restrita aos cenários 1 e 9,

utilizando o método de seleção KS e N=30, pois esta é a combinação que foi utilizada na análise comparativa com valores agregados em quantis.

O diagrama de alvo utiliza um sistema de coordenadas cartesianas, em que o eixo x representa a variância do erro  $(\sigma_D^2)$  e o eixo y representa o nEM. Portanto, a distância entre qualquer ponto do diagrama até a origem é igual ao nREQM. Como a variância do erro é sempre positiva, a área à esquerda do sistema de coordenadas seria sempre vazia com esta configuração. Com alguma informação adicional esta região também pode ser utilizada: a variância do erro pode ser multiplicada pelo sinal da diferença entre os desvios padrão das previsões e das observações,  $\sin al_{\sigma} = \sin al(\sigma_F - \sigma_O)$ .

O diagrama resultante proporciona três informações diferentes: se a previsão sobrestima ou subestima (valores positivos ou negativos de *nEM* no eixo y, respectivamente), se o desvio padrão da previsão é maior ou menor do que o desvio padrão das medições (valores positivos ou negativos no eixo x, respectivamente), e o desempenho da previsão, quantificado pelo *nREQM* representado como a distância até a origem das coordenadas.

A Figura 3.8 mostra os diagramas de alvo correspondentes aos resultados diários para os cenários 1 e 9, onde cada ponto é relacionado a um determinado dia do banco de dados. Cada coluna corresponde a uma classe diferente de  $KT_d$ . Os cenários são exibidos com cores diferentes.

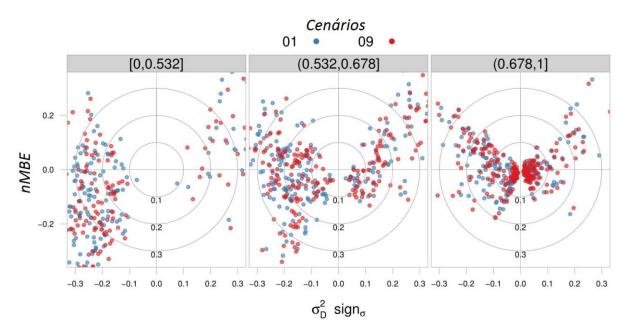


Figura 3.8 – Diagramas de alvo, comparando os cenários 1 e 9, com N=30 dias e selecionando método KS. Cada diagrama compreende os resultados diários para uma classe de  $KT_d$  diferente.

A partir da Figura 3.8 pode-se facilmente observar que as duas nuvens de pontos correspondentes aos cenários 1 e 9 se sobrepõem. Portanto, embora o cenário 9 seja mais simples do que o cenário 1, seus desempenhos são quase os mesmos.

Durante dias nublados, o nEM tende a ser negativo, indicando que as observações são consistentemente mais elevadas do que as previsões. Por outro lado,  $\sin al_{\sigma}$  tende a ser negativo, o que sugere que o desvio padrão da previsão é menor do que o desvio padrão das observações. A maioria dos pontos está localizada entre os círculos com raios 0,1 e 0,3.

Durante os dias claros, os pontos estão mais próximos do centro do diagrama, no interior de um raio de nREQM de 10%. Embora os valores de nEM tendam a zero, eles são ligeiramente positivos quando estão mais afastados do centro (observações menores do que as previsões). Não há uma tendência clara para os valores de  $sinal_{\sigma}$ .

A previsão da geração fotovoltaica também pode ser utilizada na comercialização de energia elétrica. Portanto, faz-se necessária uma análise diferente baseada na natureza dessa aplicação final da ferramenta, tendo em conta os benefícios econômicos e as penalidades estabelecidas nas regulamentações do mercado.

Há uma grande variedade de práticas de mercado e regulamentações, de maneira que uma determinada ferramenta de previsão pode apresentar um desempenho melhor ou pior de acordo com os diferentes impactos dos sucessos e das falhas em cada mercado. Dois cenários importantes serão considerados: por um lado, os mercados que penalizam o erro diário de energia, para o qual o *EM* é mais apropriado; e, por outro lado, os mercados que penalizam o erro horário de energia, para os quais o *EAM* é preferido.

Neste contexto, estas métricas são mais úteis se apresentadas como uma razão de energia. Dessa forma, elas serão normalizadas pela energia diária medida. As Equações 3.16 e 3.17 apresentam as métricas resultantes, chamadas de coeficiente de variação de *EM* (*cvEM*) e de *EAM* (*cvEAM*), respectivamente.

$$cvEM = \frac{EM}{\overline{o}}$$
 3.16

$$cvEAM = \frac{EAM}{\overline{o}}$$
 3.17

O *cvEAM* fornece uma medida da incerteza das previsões para aplicações que requerem previsões horárias durante o período de um dia, enquanto que o *cvEM* fornece uma medida da incerteza da previsão da produção diária de energia. Ambas as métricas foram calculadas para cada dia existente no banco de dados, e a mediana dos resultados foi calculada

para cada classe de  $KT_d$ . Além disso, a mediana foi ponderada com a energia gerada pela usina fotovoltaica na classe de  $KT_d$  correspondente.

As métricas foram calculadas com N=30 dias e método de seleção KS para os cenários 1 e 9, tal como apresentado nas Tabelas Tabela 3.7 e Tabela 3.8 para as usinas fotovoltaicas U1 (menor) e U5 (maior), respectivamente.

Tabela 3.7 – Erros de previsão de energia ponderados para a usina fotovoltaica U1 em função da classe de  $KT_d$ , com N=30 dias, método de seleção KS e cenários 1 e 9.

Estatística	Cenário	$0 \le KT_d < 0.532$	$0,532 \le KT_d < 0,678$	$0,678 \le KT_d \le 1$
cvEM	1	-1,27	-0,47	-0,54
(%)	9	-0,51	1,22	-0,49
cvEAM	1	8,63	9,14	4,13
(%)	9	9,49	8,76	4,22

Tabela 3.8 – Erros de previsão de energia ponderados para a usina fotovoltaica U5 em função da classe de  $KT_d$ , com N=30 dias, método de seleção KS e cenários 1 e 9.

Estatística	Cenário	$0 \le KT_d < 0.532$	$0,532 \le KT_d < 0,678$	$0,678 \le KT_d \le 1$
cvEM	1	-1,16	0,07	-0,72
(%)	9	-0,28	0,58	-0,49
cvEAM	1	9,09	9,32	3,83
(%)	9	9,45	9,33	3,73

Os valores de cvEM são pequenos, o que era esperado devido à ferramenta de  $machine\ learning\ utilizada$ . A energia diária é prevista com um cvEM absoluto inferior a 1,3% para todas as classes de  $KT_d$ . Em termos de predição horária, o cvEAM é inferior a 9,5%. Ambos os resultados parecem ser independentes do tamanho da usina fotovoltaica.

# 3.3.5. Considerações finais sobre a ferramenta de previsão

Os principais pontos relativos à ferramenta de previsão proposta são resumidos na sequência:

- A presença de dados de irradiância, sejam previsões (*swflx*) ou valores calculados (*Bo0*), conduz a melhores resultados
- Aumentar o número de variáveis WRF não melhora, necessariamente, a qualidade das previsões.

- Métodos de seleção baseados em medidas de similaridade (*KT* e *KS*) resultam em um desempenho superior em relação à escolha direta dos dias anteriores (método *DA*). O método *KS* levou aos melhores resultados.
- O acréscimo de desempenho obtido nas previsões com séries temporais de treinamento com mais de 15 dias não é significativo. Um valor de N = 30 dias foi utilizado com bons resultados.
- A habilidade do intervalo de confiança em conter todas as observações, especialmente em relação ao limite mínimo estabelecido pelo quantil  $Q_{0,1}$ , é muito boa.
- A energia total diária é prevista com um cvEM absoluto menor que 1,3% para todas as classes de  $KT_d$ .
- Em termos de previsão horária, o *cvEAM* absoluto é menor que 9,5%.
- Os resultados de SS variam entre 0,33 e 0,36, valores que correspondem ao estado da arte reportado na literatura para a previsão de  $P_{FV}$ .

# 4. QUAIS AS CONSEQUÊNCIAS DA INSERÇÃO EM GRANDE ESCALA DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM SISTEMA ELÉTRICO CONVENCIONAL DE PEQUENO PORTE?

Os capítulos anteriores mostraram que não existem razões técnicas que justifiquem estabelecer limites absolutos para a participação da geração fotovoltaica no sistema elétrico. Isso, porém, não significa que a geração fotovoltaica pode ser inserida sem nenhum tipo de critério, pois o risco não está associado somente a ela, mas também às características do próprio sistema elétrico que a receberá. Restrições ou adequações podem vir a ser necessárias em função do grau de participação da geração fotovoltaica, e essas ações não são necessariamente as mesmas para sistemas elétricos diferentes.

Este capítulo apresenta um estudo de caso real que analisa a integração de 953 kWp de geração fotovoltaica no sistema elétrico de Fernando de Noronha<sup>16</sup>. O caso é de especial interesse porque em sistemas elétricos de pequeno porte, como os insulares, os impactos da geração fotovoltaica podem ser percebidos mais facilmente devido à facilidade em atingir um grau de participação considerável.

# 4.1. Descrição do caso estudado

Sistemas insulares de pequeno porte são casos onde a integração da geração convencional com a fotovoltaica pode trazer benefícios não somente econômicos, mas também ambientais. Neste contexto, o caso da ilha de Fernando de Noronha, onde a geração convencional é realizada com grupos geradores Diesel, se torna um paradigma, de modo que as lições aprendidas podem ser aplicadas a outros sistemas, e até mesmo extrapoladas para sistemas de maior porte.

Há muita experiência acumulada com grupos geradores Diesel e com sistemas fotovoltaicos operando de forma independente, mas o mesmo não é válido quando se trata de sistemas de geração que combinam ambas as tecnologias, pois sistemas deste tipo em funcionamento, com mais de 1 MW, são raros. JOHNSON et al. (2010) analisam a integração de uma usina fotovoltaica de 1,52 MWp (1,2 MW) a um sistema elétrico insular alimentado

-

<sup>&</sup>lt;sup>16</sup> O estudo foi realizado no contexto do Projeto "Instalação de usina solar fotovoltaica de 500 kWp conectada à rede elétrica do sistema isolado de Fernando de Noronha" (Projeto de Eficiência Energética do Ciclo 2013/2014 da CELPE). O resultado do estudo foi documentado no Relatório Técnico IEE/IES-ET-8.

originalmente por grupos geradores Diesel com potência nominal total de 4,7 MW na ilha de Lanai, no Havaí, sendo um dos poucos trabalhos desse tipo disponíveis na literatura. Com uma participação nominal  $(\vartheta_N)$  de aproximadamente 25%, o estudo aponta que a geração fotovoltaica tem efeito bastante limitado na estabilidade do sistema elétrico da ilha, e que possíveis problemas podem ser solucionados apenas com limitação da geração fotovoltaica, quando necessário.

O mercado em potencial para estes sistemas é muito grande, pois há mais de 400 GW de grupos geradores Diesel com capacidade superior a 500 kW em funcionamento no mundo. Desse total, algo entre 50 e 250 GW poderia ser hibridizado com sistemas fotovoltaicos, dos quais 12 GW estão localizados em ilhas (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2015). Por exemplo, só no Brasil há mais de 300 sistemas isolados que operam com grupos geradores Diesel, em especial na Amazônia, totalizando aproximadamente 2,3 GW de potência instalada (ANEEL, 2017a).

Devido às dificuldades de transporte do combustível e às particularidades de operação e manutenção, o custo de geração com grupos geradores Diesel é elevado, de maneira que a integração da geração fotovoltaica é, em muitos casos, rentável. PEERAPONG e LIMMEECHOKCHAI (2017) estudaram a inserção da geração fotovoltaica em ilhas isoladas na Tailândia, onde o atual custo da energia de 1,34 R\$/kWh pode ser reduzido para 1,17 R\$/kWh, acompanhado de uma redução de mais de 300 mil litros de Diesel por ano. Em Fernando de Noronha, o custo da geração Diesel supera os 0,95 R\$/kWh, enquanto que o custo da geração fotovoltaica é inferior a 0,60 R\$/kWh.

A ilha de Fernando de Noronha, onde  $\vartheta_N=36\%$  (em relação à potência de dois grupos geradores Diesel de 1.286 kW nominais) e  $\vartheta_I$  pode ultrapassar os 60%, é um exemplo de sistema elétrico onde poderiam existir dificuldades na integração da geração fotovoltaica. Para garantir a qualidade do fornecimento de eletricidade, a integração de usinas fotovoltaicas deve atender a alguns requisitos técnicos. Em particular, deve preservar a corrente/potência de curto-circuito em toda a rede, garantindo o funcionamento correto das proteções em caso de falta, manter a tensão dentro de um intervalo admissível em toda a rede de distribuição, independentemente do fluxo de potência originado nas usinas fotovoltaicas, conservar a estabilidade da frequência, mesmo diante de grandes perturbações, e garantir que exista sempre reserva operativa suficiente, seja nos grupos geradores Diesel ou em um sistema de armazenamento, para absorver as variações da demanda equivalente.

O estudo desses aspectos técnicos deve ser complementado com o estudo dos aspectos regulatórios, que são igualmente importantes. Em Fernando de Noronha há diferentes atores envolvidos na geração e distribuição de eletricidade: a CELPE, proprietária da rede de distribuição e da usina termelétrica Tubarão; o Comando da Aeronáutica, beneficiário da usina fotovoltaica Noronha II, e o Governo do Estado de Pernambuco, beneficiário da usina fotovoltaica Noronha II. O quadro regulatório também é diversificado: a Lei nº 12.111/2009, marco legal que regulamenta o subsídio à geração de eletricidade em locais isolados; a Resolução Normativa Nº 427/2011, que estabelece os procedimentos relativos à Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, que se reflete no contrato de operação da usina termelétrica em termos que visam minimizar o consumo específico; e a Resolução Normativa Nº 482/2012, que estabelece o sistema de compensação de energia, de maneira que qualquer limitação na geração fotovoltaica é indesejada.

Esse cenário de atores e regulamentações diversos encerra interesses muitas vezes conflitantes e situações por vezes paradoxais. Por exemplo, aumentar  $\theta_I$  reduz a quantidade total de combustível (proporcionando redução de custos e de impacto ambiental), mas pode aumentar o consumo específico dos grupos geradores Diesel (resultando em redução dos subsídios).

# 4.2. Descrição do sistema elétrico da Ilha de Fernando de Noronha

Fernando de Noronha é a maior das 21 ilhas que compõem o Arquipélago de Fernando de Noronha, pertencente ao estado de Pernambuco. A ilha possui 17 km² e uma população de aproximadamente 3.000 pessoas que vivem basicamente do turismo e das atividades de pesquisa e preservação relacionadas ao Parque Nacional Marinho. O consumo anual de energia elétrica é de cerca de 16 GWh, e, o de combustível, é de aproximadamente 4,5 milhões de litros. Até meados de 2014, a ilha foi alimentada exclusivamente pela usina termelétrica Tubarão, onde há cinco grupos geradores Diesel com uma capacidade total de 5,88 MW (ou 7,35 MVA).

O sistema elétrico da ilha de Fernando de Noronha possui ainda uma rede de distribuição composta por três alimentadores em MT (13,8 kV) e diversos alimentadores em BT (220/380 V) com seus respectivos transformadores MT/BT. Associados a esses elementos principais, há dispositivos de medição, proteção e manobra necessários ao funcionamento correto e seguro das usinas e dos alimentadores. O Apêndice B descreve com mais detalhes o sistema elétrico de Fernando de Noronha.

Com o objetivo de reduzir o consumo de Diesel e propiciar uma matriz elétrica mais sustentável para a ilha de Fernando de Noronha, a CELPE, através de projetos ligados ao seu Programa de Eficiência Energética, promoveu a instalação de duas usinas fotovoltaicas Noronha I, de 402,8 kWp (390 kWc.a.), e Noronha II, de 550,8 kWp (540 kWc.a.), que entraram em operação em julho de 2014 e julho de 2015, respectivamente. A Figura 4.1 apresenta a localização espacial das usinas fotovoltaicas e da usina termelétrica na ilha de Fernando de Noronha.



Figura 4.1 – Localização das usinas fotovoltaicas na ilha de Fernando de Noronha. Os círculos vermelhos no quadro em destaque são as usinas fotovoltaicas e, o laranja, é a usina termelétrica Tubarão.

Apesar dos benefícios econômicos e ambientais, o operador da usina termelétrica Tubarão solicitou o desligamento de metade da usina fotovoltaica Noronha II, situação que persiste até o momento e faz com que o consumo total de combustível seja quase 2,5% superior ao que poderia ser. A razão que o levou a esta decisão está diretamente relacionada à estratégia de operação da usina termelétrica ao menos dois grupos geradores Diesel operando durante todo o dia e, quando necessário, um terceiro durante as horas de ponta. Esta estratégia foi estabelecida antes da instalação das usinas fotovoltaicas para que o carregamento dos grupos geradores Diesel fosse mantido entre 60% e 80%, como exemplifica a Figura 4.2, assegurando tanto um consumo específico dentro dos limites estabelecidos por regulação específica, de forma a garantir o recebimento dos subsídios da CCC, como uma reserva operativa suficiente para acomodar as variações da demanda.

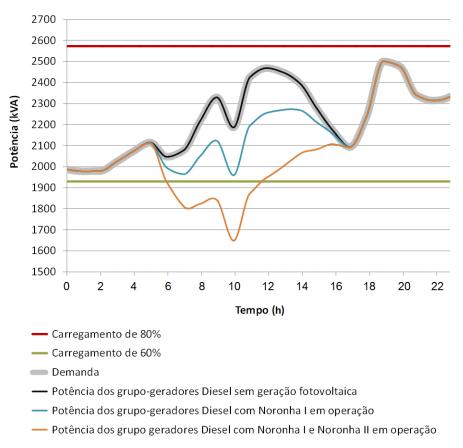


Figura 4.2 – Exemplo da evolução do carregamento de dois grupos geradores Diesel operando simultaneamente com diferentes níveis de participação nominal para o dia 01 de janeiro.

Com a entrada em operação da usina fotovoltaica Noronha I, o carregamento dos grupos geradores Diesel reduziu ligeiramente, mas ainda se manteve na faixa entre 60% e 80%. Já a entrada em operação da usina fotovoltaica Noronha II reduziu ainda mais o carregamento dos grupos geradores Diesel, ao ponto de mantê-lo inferior a 60% por várias horas ao dia.

Como o consumo específico dos grupos geradores Diesel, em L/kWh, cresce na medida em que o seu carregamento diminui<sup>17</sup>, a redução do consumo de combustível é inferior à redução correspondente unicamente à energia que deixou de ser fornecida pelos grupos geradores Diesel após a integração da geração fotovoltaica.

Manter o carregamento dos grupos geradores Diesel acima de 60%, o que era uma premissa razoável quando se trabalha sem geração fotovoltaica, leva ao "desperdício" de cerca de 100.000 litros de Diesel ao ano desde o momento em que houve a limitação de 50% da capacidade de geração da usina fotovoltaica Noronha II. Isto não está relacionado com

\_

<sup>&</sup>lt;sup>17</sup> Por exemplo, o consumo específico pode aumentar de 260 L/kWh para 360 L/kWh quando o carregamento diminui de 80% para 30%.

qualquer aspecto técnico (grupos geradores Diesel podem operar sem problemas com carregamento inferior a 60%), mas com o quadro regulatório vigente, de maneira que a promoção de sistemas de geração Diesel-Fotovoltaico na matriz elétrica brasileira claramente demanda ajustes neste quadro. Além disso, a integração da geração fotovoltaica em Fernando de Noronha traz benefícios ambientais e econômicos, mas o baixo preço a que é vendida a energia elétrica na ilha, devido à isenção do ICMS, incentiva o consumo ineficiente.

### 4.3. Método do estudo

O estudo dos aspectos técnicos da integração da geração fotovoltaica a um sistema elétrico preexistente requer, por um lado, uma análise do comportamento elétrico do sistema em diferentes condições de operação (fluxos de potência, eventos dinâmicos, etc.) e, por outro lado, um estudo do balanço energético, incluindo o consumo de combustíveis. Ambas as análises podem ser feitas considerando somente a geração fotovoltaica, como também uma possível inclusão de um sistema de armazenamento. Alguns pressupostos gerais foram considerados nos estudos:

- As usinas fotovoltaicas operaram com geração maximizada.
- As usinas fotovoltaicas operam fornecendo apenas potência ativa à rede, de acordo com a configuração atual dos inversores fotovoltaicos.

Os dados de entrada necessários para as simulações foram obtidos das folhas de características técnicas dos diferentes equipamentos que operam na ilha (grupos geradores Diesel, módulos fotovoltaicos, inversores, etc.), dos relatórios técnicos fornecidos pela CELPE, dos registros de operação da usina termelétrica (demanda horária) entre 2010 e 2015 e, finalmente, dos registros históricos entre 2002 e 2013 de uma estação meteorológica (irradiação e temperatura ambiente) da Rede SINDA do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE. Também foram realizadas visitas técnicas à ilha de Fernando de Noronha com o objetivo de conhecer melhor o sistema elétrico existente e sua operação. Essas visitas ocorreram entre os dias 14 e 16 de abril de 2015 e 03 e 05 de agosto de 2015.

O perfil de demanda, ou curva de carga, estimado para o ano 2016 foi obtido a partir de séries históricas horárias de demanda medidas entre os anos de 2010 e 2015 fornecidas pela CELPE. Os dados correspondem à demanda total da ilha, pois não há medição individual por carga ou por alimentador.

O seguinte procedimento foi utilizado para estimar a curva de carga para 2016:

- Normalização das curvas de carga dos 6 anos disponíveis na base de dados com os valores de demanda máxima diária, ou seja, cada grupo de 24 valores que correspondem a um mesmo dia foram normalizados com o valor máximo desse grupo. O resultado deste passo são 6 curvas de carga anuais normalizadas;
- Cálculo da curva de carga normalizada para 2016 através da média, hora-ahora, das 6 curvas de carga anuais normalizadas obtidas no passo anterior;
- Extrapolação da demanda máxima diária, dia-a-dia, para 2016 através de regressão linear;
- Desnormalização da curva de carga estimada para 2016, dia-a-dia, com os valores de demanda máxima diária obtidos no passo anterior.

O resultado do procedimento é a demanda estimada para 2016 com resolução horária. A Figura 4.3 mostra os limites máximo e mínimo diários dessa curva.

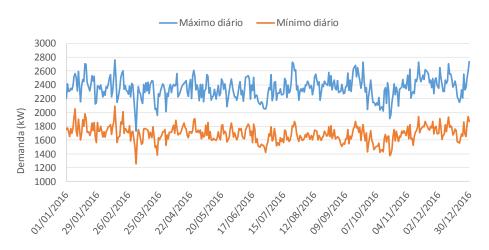


Figura 4.3 – Máximos e mínimos diários da demanda estimada para 2016.

Percebe-se que, ao longo do ano, a demanda permanece predominantemente entre 1.600 kW e 2.500 kW. Considerando um fator de potência de 0,92, a demanda permanece entre 1.700 kVA e 2.700 kVA. Considerando a potência nominal dos grupos geradores Diesel de maior porte (1.608 kVA) e que pelo menos dois desses grupos geradores Diesel permanecem sempre ligados, o carregamento ao longo do ano permanece a maior parte do tempo entre 50% e 80%, aproximadamente.

Finalmente, a curva de demanda foi normalizada em relação à potência ativa nominal total das cargas (3.657 kW) para ser introduzida no aplicativo de simulação, ou seja, os

valores horários de demanda foram transformados em fatores horários de escalonamento para as cargas, como explicado no Item B.2 do Apêndice B.

Os perfis anuais de geração das usinas fotovoltaicas foram calculados a partir dos valores de irradiação e temperatura ambiente obtidos da estação meteorológica do INPE, identificada com o ID 32564. Como a ilha é relativamente pequena (a título ilustrativo, poderia ser circunscrita por uma circunferência de 4,5 km de raio), considerou-se que as medições da estação meteorológica são validas diretamente para qualquer ponto na ilha.

O INPE disponibiliza, para essa estação, valores de irradiação diária e temperatura ambiente média em intervalos de 3 horas (ou seja, 8 valores por dia). Os dados utilizados neste estudo compreendem os anos de 2002 a 2013.

Para calcular a potência injetada na rede pelas usinas fotovoltaicas foi utilizado o programa de simulação de sistemas fotovoltaicos SISIFO<sup>18</sup>. O programa utiliza como dados de entrada a irradiação diária e as temperaturas ambiente mínima e máxima diárias, e retorna uma curva diária de  $P_{FV}$ , que, no caso específico deste estudo, possui resolução horária.

Quanto menor for a geração fotovoltaica, mais a operação dos grupos geradores Diesel se aproxima daquela anterior à instalação das usinas fotovoltaicas. Dessa forma, o cenário de maior impacto na operação dos grupos geradores Diesel corresponde ao de maior geração fotovoltaica. Nesse sentido, foram calculados os perfis anuais de geração fotovoltaica máxima para cada uma das usinas fotovoltaicas, com periodicidade de uma hora.

Neste estudo, considerou-se que a geração fotovoltaica máxima é aquela calculada com o valor de irradiação diária com apenas 5% de probabilidade de ser superado em um determinado dia do ano, em relação à base de dados disponível. Para obter esses valores de irradiação, o seguinte procedimento foi utilizado

• Cálculo da distribuição de *Weibull*<sup>19</sup> de todos os valores de irradiação disponíveis no banco de dados para um mesmo dia do ano. Por exemplo, o dia 01 de janeiro possui 11 valores disponíveis 6,2, 5,6, 6,0, 5,3, 7,4, 6,1, 5,8, 5,6, 5,4, 6,1 e 4,8 kWh/m², o que resulta em um fator de forma de 11,09 e em um fator de escala de 6,12 para a distribuição de *Weibull* do dia 01 de janeiro.

\_

<sup>18</sup> http://www.sisifo.info/

<sup>&</sup>lt;sup>19</sup> A distribuição de *Weibull*, bastante utilizada em estudos do recurso eólico, possui algumas características que a tornam interessante também para a análise estatística do recurso solar. Por exemplo, essa distribuição possui como valor mínimo o zero, assim como os valores de irradiação solar, e o ajuste dos parâmetros de forma e de escala permite estabelecer valores com probabilidade praticamente nula de serem superados, definindo uma espécie de valor máximo, e deslocar o pico da curva de densidade de probabilidade para qualquer posição entre os extremos mínimo e máximo.

 Cálculo dos percentis 0,95 para cada dia do ano, resultando em uma série com 365 valores. Continuando o exemplo do ponto anterior, o percentil 0,95 para a distribuição de *Weibull* do dia 01 de janeiro é 6,8 kWh/m².

Para obter a série anual de temperatura ambiente diária máxima (ou mínima) a ser introduzida no aplicativo SISIFO, foi feita a média aritmética simples dos valores de temperatura ambiente máxima (ou mínima) disponíveis no banco de dados de um mesmo dia do ano, resultando em uma série de 365 valores.

Por fim, as séries de irradiação diária máxima, temperatura ambiente máxima e temperatura ambiente mínima foram introduzidas no aplicativo de simulação SISIFO, juntamente com as características nominais das usinas fotovoltaicas, resultando nas curvas de geração fotovoltaica anuais, com periodicidade horária, para cada uma das usinas fotovoltaicas.

# 4.4. Análise de fluxo de potência e das correntes de curto-circuito

Para rodar os fluxos de potência e obter as correntes de curto-circuito utilizou-se o aplicativo de simulação *PowerFactory*® v.15.2.3, da DIgSILENT®. Foram empregados os modelos nativos do aplicativo para representar os diferentes elementos da rede nas simulações, a saber: grupos geradores Diesel, transformadores, linhas, usinas fotovoltaicas e cargas. Os parâmetros inseridos nos modelos de cada um desses elementos encontram-se detalhados no Apêndice C.

Foram considerados quatro cenários operacionais:

- 3<sup>20</sup> grupos geradores Diesel em operação e ausência de geração fotovoltaica;
- 2<sup>21</sup> grupos geradores Diesel em operação e ausência de geração fotovoltaica;
- 3 grupos geradores Diesel em operação e presença de geração fotovoltaica;
- 2 grupos geradores Diesel em operação e presença de geração fotovoltaica.

Normalmente há apenas dois grupos geradores Diesel em operação durante o dia; contudo foram analisadas, também, as tensões e correntes de curto-circuito para uma situação excepcional com três grupos geradores Diesel operando no período do dia. As simulações que incluem a geração fotovoltaica consideram que as usinas Noronha I e Noronha II operam simultaneamente.

<sup>&</sup>lt;sup>20</sup> Geradores G1, G2 e G3 (ver Apêndice B).

<sup>&</sup>lt;sup>21</sup> Geradores G1 e G3 (ver Apêndice B).

A título ilustrativo, a Figura 4.4 mostra a rede de distribuição em MT da ilha de Fernando de Noronha inserida no aplicativo de simulação.

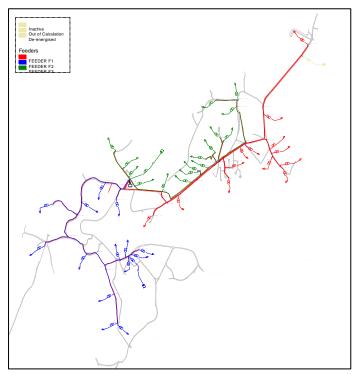


Figura 4.4 – Diagrama unifilar da rede de distribuição em MT da ilha de Fernando de Noronha inserida no aplicativo de simulação *PowerFactory*®.

Como os valores de potência nominal das cargas e das usinas fotovoltaicas dificilmente serão observados na prática e é necessário informar um valor fixo de demanda e outro de geração fotovoltaica para as simulações do aplicativo *PowerFactory*®, foram selecionados alguns valores representativos provenientes das curvas de geração fotovoltaica e de demanda descritas no Item 4.3: a demanda máxima, a demanda mínima e a geração máxima, apresentados na Tabela 4.1. Os valores de demanda foram selecionados somente dos períodos centrais do dia.

Tabela 4.1 – Valores de demanda máxima e mínima e de geração fotovoltaica máxima.

	Valor (kW)	Data
Demanda máxima	2.451	14/02
Demanda mínima	1.376	05/3
Geração fotovoltaica máxima – Noronha I	358	19/03
Geração fotovoltaica máxima – Noronha II	499	19/03

Os resultados obtidos possuem uma característica interessante todos ocorreram no mesmo período do ano (final do verão), ou seja, apesar de não haver coincidência exata de datas, a proximidade entre elas e a característica estocástica tanto da geração fotovoltaica, como da demanda, permite assumir o uso concomitante dos valores no programa de simulação.

É interessante ressaltar que a geração fotovoltaica total (857 kWp) corresponde a  $\theta_I = 35\%$  e a  $\theta_I = 62\%$  para os cenários de demanda máxima e mínima, respectivamente.

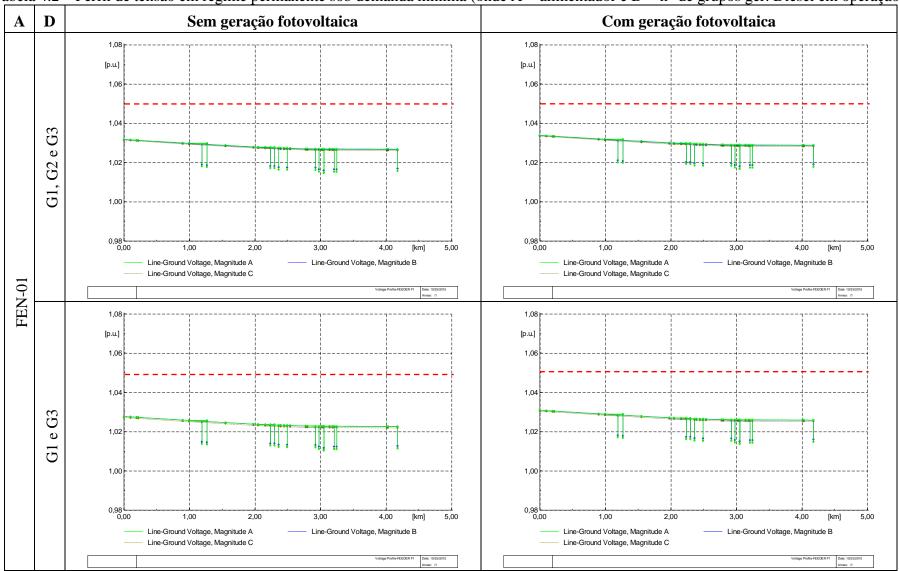
A principal preocupação em relação à tensão em regime permanente na rede de distribuição da ilha de Fernando de Noronha em relação à integração das usinas fotovoltaicas é a possibilidade de elas provocarem a elevação da tensão acima de valores toleráveis. As simulações mostraram que as tensões nos pontos inicial e final dos alimentadores, considerando ou não a geração fotovoltaica, seja com demanda máxima ou mínima, estão dentro dos limites aceitáveis.

Por exemplo, os perfis de tensão apresentados na Tabela 4.2 em um cenário de demanda mínima mostram que a inserção da geração fotovoltaica não altera o perfil geral da tensão (maior no início e progressivamente menor ao longo do alimentador), provocando apenas um maior nivelamento entre as tensões dos diferentes barramentos de um mesmo alimentador, sem extrapolar o limite superior de tensão adequada, segundo o PRODIST, para a tensão nominal de 13,8 kV (linha tracejada vermelha na Tabela 4.2).

É importante destacar que a tensão nominal dos grupos geradores Diesel foi configurada para 1,04 p.u. (valor que garante 1 p.u. no final dos alimentadores em regime de demanda máxima sem geração fotovoltaica), e todas as simulações retornaram valores inferiores a esse, ou seja, as usinas fotovoltaicas, nem mesmo em seu ponto de conexão com a rede em MT, provocam elevação de tensão superior ao ajuste nominal dos grupos geradores Diesel. É interessante mencionar que os pontos destacados com um círculo laranja nas simulações com geração fotovoltaica nos alimentadores FEN-02 e FEN-03 na Tabela 4.2 correspondem aos secundários (BT) dos transformadores que atendem exclusivamente as usinas Noronha I e Noronha II, respectivamente.

Diante do que foi verificado, pode-se afirmar que as usinas fotovoltaicas Noronha I e Noronha II não provocam elevação prejudicial das tensões em regime, não impondo de imediato a troca de cabos e/ou medidas adicionais de controle da tensão, como, por exemplo, o controle de reativos.

Tabela 4.2 – Perfil de tensão em regime permanente sob demanda mínima (onde A = alimentador e  $D = n^{\circ}$  de grupos ger. Diesel em operação).



D Sem geração fotovoltaica Com geração fotovoltaica A [p.u.] e G3 G1, G2 1,00 1,00 Line-Ground Voltage, Magnitude A Line-Ground Voltage, Magnitude B Line-Ground Voltage, Magnitude A Line-Ground Voltage, Magnitude B Line-Ground Voltage, Magnitude C Line-Ground Voltage, Magnitude C FEN-02 0 - Line-Ground Voltage, Magnitude A Line-Ground Voltage, Magnitude B Line-Ground Voltage, Magnitude A Line-Ground Voltage, Magnitude B Line-Ground Voltage, Magnitude C Line-Ground Voltage, Magnitude C

Tabela 4.2 (continuação) – Perfil de tensão em regime permanente sob demanda mínima.

Tabela 4.2 (continuação) – Perfil de tensão em regime permanente sob demanda mínima. D Sem geração fotovoltaica Com geração fotovoltaica A 1,06 e G3 G1, G2 0,98 1,00 Line-Ground Voltage, Magnitude A Line-Ground Voltage, Magnitude B Line-Ground Voltage, Magnitude A Line-Ground Voltage, Magnitude B Line-Ground Voltage, Magnitude C Line-Ground Voltage, Magnitude C FEN-03 0 - Line-Ground Voltage, Magnitude A Line-Ground Voltage, Magnitude B Line-Ground Voltage, Magnitude A Line-Ground Voltage, Magnitude B Line-Ground Voltage, Magnitude C Line-Ground Voltage, Magnitude C

Em relação às correntes de curto-circuito, as usinas fotovoltaicas não contribuem de forma significativa. Em média, elas provocam um aumento de 4,6% quando há três grupos geradores em operação e de 7,6% quando há apenas dois. Observa-se, também, que a contribuição das usinas fotovoltaicas para as correntes de curto-circuito é sempre positiva. Como não há alterações significativas nas correntes de curto-circuito, as proteções atuais podem ser mantidas com as usinas Noronha I e Noronha II em operação.

Para uma análise mais detalhada, o Apêndice D mostra todos os resultados das simulações de fluxo de potência e de correntes de curto-circuito realizadas.

### 4.5. Análise de eventos dinâmicos

Continuando a análise dos impactos das usinas fotovoltaicas Noronha I e Noronha II, agora nos grupos geradores Diesel, foram simulados diversos eventos dinâmicos, utilizando o aplicativo *PowerFactory*®, para comparar cenários sem geração fotovoltaica e com as duas usinas fotovoltaicas em operação. Dessa forma, foi possível comparar o comportamento transitório da frequência e da tensão no barramento principal da usina termelétrica Tubarão antes e depois da instalação das usinas fotovoltaicas e, assim, avaliar a contribuição, positiva ou negativa, destas usinas na estabilidade do sistema.

Os eventos simulados possuem um impacto na estabilidade do sistema elétrico maior do que os eventos que são mais prováveis de serem observados na prática. Este critério tem como base o fato de que, se um sistema elétrico é capaz de suportar um evento crítico, seja um curto-circuito ou perda de cargas ou geração, sem perder a estabilidade, ele também será capaz de suportar eventos mais moderados. As considerações feitas neste sentido foram:

- Inversores fotovoltaicos possuem um controle que faz com que, quando há disponibilidade de recurso solar elevada, a injeção de potência na rede durante uma reconexão aconteça segundo uma rampa de inclinação ajustável. A rampa com maior impacto ao sistema é aquela com inclinação de 90°, ou seja, um degrau de potência. Esta foi a condição utilizada nas simulações para a reconexão das usinas fotovoltaicas.
- Segundo as informações fornecidas pela CELPE, os relés que protegem os alimentadores em caso de curto-circuito (função 21) estão configurados com uma curva de atuação de característica extremamente inversa (segundo a IEC) com índice 0,05. Ainda considerando as informações fornecidas pela CELPE e, também, os valores das correntes de curto-circuito apresentados no

Item 4.4, pode-se afirmar que a atuação da proteção certamente dar-se-á em menos de 1 s. Se o sistema mantiver a estabilidade com a interrupção do curto-circuito após 1 s, certamente manterá a estabilidade com os tempos de atuação reais ajustados nos relés. Dessa forma, o tempo de atuação da proteção após um curto-circuito utilizado nas simulações foi 1 s.

Quanto maior for a variação da demanda equivalente de um grupo gerador
 Diesel, mais acentuados são os impactos causados na tensão e na frequência
 de saída, provocando picos mais marcados e aumentando o tempo de
 recuperação (acomodação das oscilações). Neste sentido, apenas dois grupos
 geradores Diesel (G1 e G3) foram mantidos em operação nas simulações.

Para o cálculo das condições iniciais, foram utilizados os valores de demanda mínima e de geração fotovoltaica presentes na Tabela 4.1. O controle de frequência dos grupos geradores Diesel é do tipo isócrono, sendo a divisão de carga realizada por sistema de controle automatizado fornecido pelo próprio fabricante dos grupos geradores Diesel, como foi verificado nas visitas técnicas.

De maneira geral, observa-se que os grupos geradores Diesel foram capazes de manter a operação estável após todos os eventos simulados. Considerando que esse comportamento era o esperado quando não há geração fotovoltaica, pode-se afirmar que as usinas fotovoltaicas dificilmente colocarão em risco a estabilidade do sistema elétrico durante grandes perturbações, considerando que há grupos geradores Diesel suficientes (disponibilidade de reserva operativa) para atender à demanda nos casos em que há perda total ou parcial da geração fotovoltaica. É importante destacar que, se os grupos geradores Diesel forem o objeto de um defeito crítico, o sistema elétrico da ilha provavelmente entrará em colapso, porém está situação ocorreria com ou sem a inserção da geração fotovoltaica.

Observa-se ainda que, em alguns casos, a existência das usinas fotovoltaicas inclusive reduz os impactos dos eventos dinâmicos simulados. Por exemplo, quando há perda súbita dos alimentadores FEN-02 e FEN-03, onde estão conectadas as usinas Noronha I e Noronha II, respectivamente, as variações de tensão e, principalmente, de frequência são menos acentuadas. Isso ocorre porque a demanda equivalente destes alimentadores é menor quando há geração fotovoltaica, de maneira que quando eles são retirados abruptamente do sistema elétrico o impacto sobre os grupos geradores Diesel é menor. O mesmo acontece nos casos de curto-circuito nesses alimentadores. Já nos casos em que há perda súbita ou curto-

circuito no alimentador FEN-01, o comportamento dos grupos geradores Diesel nas condições com e sem geração fotovoltaica é praticamente o mesmo.

O Apêndice E apresenta todos os resultados das simulações de eventos dinâmicos realizadas.

## 4.6. Análise energética da integração das usinas Noronha I e Noronha II

Para estudar a integração das usinas fotovoltaicas, do ponto de vista energético, utilizou-se um programa desenvolvido em ambiente SIMULINK®/MATLAB® que calcula o balanço energético em um sistema genérico composto por grupos geradores Diesel, sistema de armazenamento de energia, sistemas fotovoltaicos e cargas, tendo como base séries temporais de demanda e de geração fotovoltaica.

O controle implementado no programa é responsável por calcular a contribuição (positiva ou negativa) do sistema de armazenamento de energia e conectar/desconectar grupos geradores Diesel e inversores fotovoltaicos quando necessário, de acordo com a estratégia que está sendo simulada. Além disso, são calculados o consumo específico (em L/kWh) e o consumo total (em L) dos grupos geradores Diesel. Os dados de entrada de demanda e geração fotovoltaica correspondem a janeiro de 2016. Apesar das variações mensais, tanto de demanda como de geração fotovoltaica, as conclusões qualitativas obtidas para o mês de janeiro podem ser estendidas para os demais meses sem prejuízo ao estudo.

Aqui foram considerados apenas três dos cinco grupos geradores Diesel da usina termelétrica Tubarão, sendo dois de 1.608 kVA e um de 1.125 kVA. Na maioria dos casos estudados, foram mantidos dois grupos geradores de 1.608 kVA em operação, e o terceiro entrava apenas nas horas de pico (durante o início da noite). Somente houve períodos com apenas um grupo gerador Diesel em operação durante as simulações que tinham como objetivo estudar o uso de sistemas de armazenamento de energia como reserva operativa.

O comportamento do sistema elétrico sem a presença de geração fotovoltaica foi considerado como caso base desta análise energética, pois indica os níveis de carregamento máximo e mínimo e o valor de consumo específico de referência, sendo possível, dessa forma, avaliar o impacto de um gradual aumento da participação fotovoltaica.

A Figura 4.5 mostra a evolução da potência dos grupos geradores Diesel  $(S_g)$ , que coincide exatamente com a demanda da ilha  $(S_d)$ , para o primeiro dia de janeiro. Observa-se que o carregamento dos grupos geradores Diesel permanece sempre na faixa entre 60% e 80%

(valores desejáveis informados pelo operador da usina termelétrica, visando manter o consumo específico dentro do limite estabelecido por regulação específica – no caso concreto de Fernando de Noronha, 0,286 L/kWh).

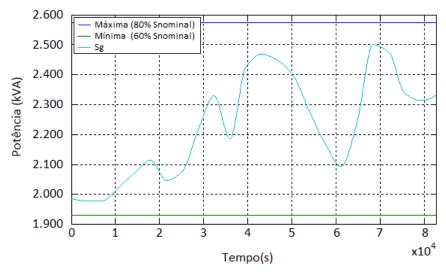


Figura 4.5 – Simulação da evolução da geração dos grupos geradores Diesel e limites de carregamento desejáveis.

A Tabela 4.3 mostra os resultados (médias diárias) para o mês de janeiro, onde  $E_{Consumo}$  é a energia consumida e  $E_{Diesel}$  é a energia fornecida pelos grupos geradores Diesel, que é igual a  $E_{Consumo}$ . O carregamento dos grupos geradores Diesel permanece dentro da faixa desejável.

Tabela 4.3 – Carregamentos mínimo e máximo, consumo de Diesel e consumo específico dos

grupos geradores Diesel sem a integração da geração fotovoltaica.

$E_{Consumo}$	$E_{Diesel}$	Carregamento mínimo	Carregamento máximo	Consumo Diesel	Consumo espec.
(MWh)	(MWh)	(%)	(%)	(kL)	(L/kWh)
48,67	48,67	61,41	77,74	14,01	0,288

A partir do caso base, diversas simulações foram realizadas, com diferentes  $\vartheta_N$ :

- PFV1 Apenas Noronha I em operação, ou  $\vartheta_N = 15,2\%$ . Corresponde à situação até o início de julho de 2015.
- PFV2 Apenas Noronha I e metade de Noronha II, ou  $\vartheta_N = 25,7\%$ . Corresponde à situação atual.

- PFV3 Noronha I e Noronha II, ou  $\vartheta_N = 36,2\%$ . Corresponde ao máximo possível atualmente.
- PFV4 O equivalente a duas vezes Noronha I e Noronha II, ou  $\vartheta_N = 72,3\%$ . Corresponde a uma possível expansão futura, porém pouco provável nas circunstâncias atuais em função da disponibilidade reduzida de espaço para a construção de usinas de maior porte (como Noronha I ou Noronha II) e da ausência de incentivos locais para a adoção do sistema de compensação de energia com geração distribuída.

Além disso, para os níveis de participação da geração fotovoltaica PFV3 e PFV4 foram avaliadas três estratégias de gestão de inversores e grupos geradores Diesel:

- EG1 Desligar quantos inversores forem necessário para que o limite mínimo de geração dos grupos geradores Diesel seja respeitado. Não há uso de sistema de armazenamento e quatro valores de limite mínimo de geração foram avaliados 60% (valor informado como desejável pelo operador da usina Tubarão), 40%, 30% (menor valor recomendado para grupos geradores Diesel) e 5% (valor pouco prático, mas que apresenta interesse teórico porque não resulta em limitação da geração fotovoltaica).
- EG2 Utilizar sistema de armazenamento de energia como reserva operativa para permitir a operação com apenas um grupo gerador Diesel após o limite mínimo de geração de dois grupos geradores Diesel ser atingido. Esse procedimento provoca o descarregamento do sistema de armazenamento, de maneira que, quando o estado de carga mínimo for atingido, voltarão a ser utilizados dois grupos geradores Diesel, mesmo que com um carregamento abaixo do limite mínimo de geração. Não há desligamento de inversores. Um sistema de acumulação de energia de 2,15 MWh foi utilizado, que garante um mínimo de 2 horas de operação contínua com apenas um grupo gerador Diesel em operação no pior caso do mês de janeiro.
- EG3 Utilizar sistema de armazenamento de energia para evitar o desligamento de inversores quando o limite de carregamento mínimo dos grupos geradores Diesel for atingido. Esse procedimento provoca o carregamento do sistema de armazenamento de energia, de maneira que, quando o estado de carga máximo do sistema de armazenamento de energia for atingido, será realizado o desligamento de inversores conforme a

estratégia de gestão EG1. Foram avaliados dois sistemas de acumulação de energia, um de 2,15 MWh e outro menor, de 0,5 MWh.

Os resultados (médias diárias) obtidos nas simulações para o mês de janeiro estão resumidos na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Resumo das simulações com diferentes níveis de participação fotovoltaica e estratégias de gestão.

Grau de	Estrat. de gestão	E <sub>Cons.</sub>	$E_{Diesel}$	$E_{FV}$	Cons. Diesel	Cons. espec.	Só um grupo gerador	Perdas limit. FV
partic.		(MWh)	(MWh)	(MWh)	(kL)	(L/kWh)	( <b>h</b> )	(%)
PVF1	-	48,67	46,77	1,91	13,60	0,291	0	0
PVF2	-	48,67	45,34	3,33	13,31	0,294	0	0
PVF3	-	48,67	43,91	4,76	13,02	0,296	0	0
PVF4	-	48,67	39,15	9,52	11,88	0,303	0	0
PVF3	EG1 (60%)	48,67	46,14	2,53	13,46	0,292	0	46,8
PVF3	EG1 (40%)	48,67	43,91	4,76	13,02	0,296	0	0
PVF3	EG1 (30%)	48,67	43,91	4,76	13,02	0,296	0	0
PVF3	EG1 (5%)	48,67	43,91	4,76	13,02	0,296	0	0
PVF4	EG1 (60%)	48,67	45,65	3,03	13,36	0,293	0	68,2
PVF4	EG1 (40%)	48,67	40,02	8,65	12,15	0,303	0	9,1
PVF4	EG1 (30%)	48,67	39,17	9,51	11,89	0,303	0	0,2
PVF4	EG1 (5%)	48,67	39,15	9,52	11,88	0,303	0	0
PVF3	EG2 (2,15 MWh)	48,67	44,16	4,76	12,65	0,286	3,5	0
PVF4	EG2 (2,15 MWh)	48,67	39,41	9,52	11,46	0,291	8,4	0
PVF3	EG3 (2,15 MWh)	48,67	45,00	3,91	13,18	0,293	0	17,9
PVF4	EG3 (2,15 MWh)	48,67	44,08	4,97	12,96	0,294	0	47,8
PVF3	EG3 (0,5 MWh)	48,67	45,74	3,05	13,37	0,292	0	36,0
PVF4	EG3 (0,5 MWh)	48,67	45,16	3,70	13,23	0,293	0	61,2

Observa-se que, quando nenhuma estratégia de gestão é utilizada, na medida em que  $\vartheta_N$  cresce, o consumo específico aumenta em decorrência dos grupos geradores Diesel operarem com valores de carregamento cada vez menores, apesar do consumo absoluto de Diesel diminuir.

Estratégias de limitação da geração fotovoltaica (EG1) permitem reduzir o consumo específico, porém podem provocar perdas elevadas de geração fotovoltaica. Nas simulações realizadas, apenas a partir de 30% de limite mínimo da geração a limitação é muito pequena ou até mesmo nula, porém, neste caso, não faz mais sentido utilizar esta estratégia.

A estratégia EG2 permite reduzir o consumo específico na medida em que possibilita que apenas um grupo gerador Diesel permaneça em operação, fazendo com que a geração térmica gere com níveis de carregamento mais elevados. No entanto, faz-se necessária a existência de um sistema de armazenamento de energia de grande porte, não só para garantir reserva operativa, como também para absorver as flutuações da geração fotovoltaica. Assumindo diversas funções, o sistema de armazenamento de energia poderá ser composto por dois elementos diferentes: um com alta relação carga/potência, para atender a demanda como reserva operativa, e outro com alta relação potência/carga, para absorver flutuações.

A estratégia EG3 ajuda a reduzir as perdas da geração fotovoltaica devido à limitação; porém é necessário um sistema de armazenamento de energia de grande porte para que o resultado seja apreciável. Além disso, utilizar um sistema de armazenamento de energia de pequeno ou de grande porte não altera significativamente o consumo específico, ou seja, a vantagem do sistema de armazenamento de energia, neste caso, está intimamente relacionada com os beneficiários das usinas fotovoltaicas.

A experiência adquirida com as usinas Noronha I e Noronha II prova que é possível, e certamente desejável, aumentar o grau da penetração fotovoltaica na ilha de Fernando de Noronha. Tecnicamente, isto é tão simples quanto ligar a metade da usina Noronha II que atualmente permanece desligada, medida que foi tomada para manter os grupos geradores Diesel operando acima de 60% de carregamento; porém esta possibilidade enfrenta resistência oriunda dos costumes do passado.

Nesse caso, uma regulação de aplicabilidade nacional, cujo objetivo é promover a redução do consumo de combustível em sistemas elétricos isolados alimentados exclusivamente por grupos geradores Diesel, fez com que os responsáveis pela operação da usina termelétrica Tubarão tomassem essa decisão a favor do critério de manter os grupos geradores Diesel operando com carregamento acima de 60% para conservar o consumo

específico abaixo do limite estabelecido pela regulação. Este problema é de interesse geral e, portanto, foi estudada em detalhes a relação entre  $\vartheta_N$ , o limite mínimo de geração permitido aos grupos geradores Diesel e o consumo de combustível, em termos absoluto e específico.

A Figura 4.6 apresenta os resultados para o mês de janeiro e mostra que as situações  $(\vartheta_N)$  e limite mínimo de geração) que conduzem ao mínimo dos consumos absoluto e específico de Diesel estão longe de corresponder, o que é precisamente o melhor argumento a favor de alterações na regulamentação atual. Estes resultados foram obtidos considerando que dois grupos geradores Diesel de 1.608 kVA estão sempre em operação.

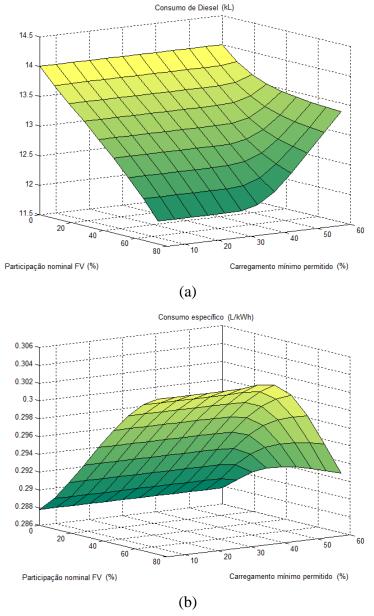


Figura 4.6 – Variação do (a) consumo absoluto de Diesel e do (b) consumo específico com a participação nominal e o limite mínimo de geração permitido aos grupos geradores Diesel.

Para facilitar a análise, a Figura 4.7 apresenta os cortes correspondentes aos limites mínimos de geração de 60% e 30%, que são representativos da operação atual e do limiar a partir do qual o grupo gerador Diesel poderia se tornar instável, respectivamente. A Figura 4.7a mostra que a inserção de sistemas fotovoltaicos sempre atua no sentido de aumentar o consumo específico dos grupos geradores Diesel, enquanto que a Figura 4.7b mostra que, como esperado, a diminuição do limite mínimo de geração é acompanhada por um melhor aproveitamento da geração fotovoltaica.

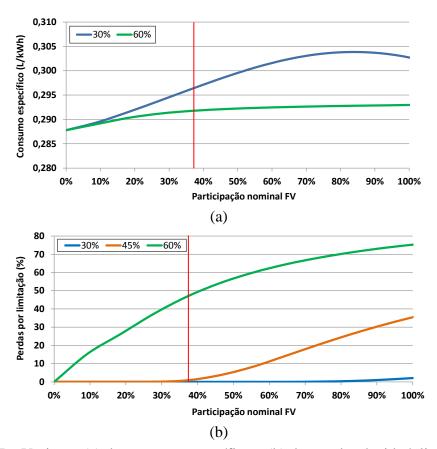


Figura 4.7 – Variação (a) do consumo específico e (b) das perdas devido à limitação da geração fotovoltaica em função da participação nominal para os limites mínimos de geração de 60% e 30%. A linha vermelha mostra o valor de participação nominal máximo atual.

É fácil perceber que, em sistemas elétricos concebidos para operar unicamente com grupos geradores Diesel, a inserção de geração fotovoltaica provoca o aumento do consumo específico. Dessa forma, é necessário que o atual cenário regulatório mude para permitir que os operadores de sistemas isolados, que no passado já utilizavam apenas geração Diesel, permitam, e até mesmo incentivem, a geração fotovoltaica, mas sem sofrer com restrições de benefícios, como aqueles vinculados à CCC.

A Figura 4.7b também mostra que  $\vartheta_N > 5\%$  (com limite mínimo de geração de 60%), ou  $\vartheta_N > 57\%$  (com limite mínimo de geração de 30%), enquanto dois grupos geradores Diesel permanecem em operação, resulta em perdas de energia significativas (>10%). Os meios para evita-las passam pelo uso de sistemas de armazenamento.

Em uma primeira etapa, o sistema de armazenamento é utilizado apenas para armazenar a energia que, de outra maneira, seria desperdiçada, e utilizá-la posteriormente em momento oportuno. O sistema seguiria operando com, no mínimo, dois grupos geradores em operação. Em uma etapa posterior, o sistema de armazenamento é utilizado como reserva operativa, necessária para manter a qualidade dos serviços nos momentos em que apenas um grupo gerador Diesel é mantido em operação (por exemplo, para compensar as flutuações da geração fotovoltaica devido à passagem de nuvens). Isto requer a um sistema de controle para gerenciar a carga e a descarga do sistema de armazenamento e, se necessário, comandar a partida/parada dos inversores e/ou dos grupos geradores Diesel.

# 4.7. Considerações finais sobre o estudo de caso

O estudo de caso mostrou que a integração de 550,8 kWp no sistema elétrico isolado de Fernando de Noronha provoca impactos marginais nas tensões em regime da rede de distribuição e nas correntes de curto-circuito. Além disso, o sistema elétrico da ilha é capaz de manter a estabilidade diante de grandes perturbações envolvendo as usinas fotovoltaicas, existindo, inclusive, situações em que elas contribuem positivamente para a redução dos impactos de falhas na rede.

Observou-se, contudo, que a regulação vigente que dá suporte à geração térmica para sistemas isolados (via CCC) não leva em consideração uma possível inserção da geração fotovoltaica nestes sistemas, o que desestimula a instalação de sistemas fotovoltaicos na medida em que há uma necessidade de manter o consumo específico abaixo de um valor prédeterminado. Dessa forma, são necessários ajustes na regulação vigente, de modo que sistemas elétricos com geração Diesel pré-existente possam aproveitar ao máximo a integração com a geração fotovoltaica.

O estudo de caso também mostrou que, mesmo com  $\vartheta_I$  chegando a mais de 60% em alguns momentos, a geração fotovoltaica não criou a necessidade de introdução de medidas de mitigação, porém a utilização de sistema de armazenamento de energia pode contribuir para o aumento futuro da participação da geração fotovoltaica, bem como para reduzir o consumo específico e absoluto de Diesel.

É importante destacar que mesmo os sistemas com geração Diesel pré-existente podem ser adaptados para dispor de maior flexibilidade para a integração da geração fotovoltaica. Em Fernando de Noronha, por exemplo, a repotencialização dos grupos geradores Diesel permitiria que estes trabalhassem com valores mais elevados de eficiência, de maneira que o consumo específico ficasse abaixo do limite remunerado pela CCC, e que houvesse reserva operativa suficiente em todos os momentos da operação, mesmo com valores elevados de participação da geração fotovoltaica.

A escolha do caminho a ser seguido, seja ele regulatório, de readequação para aumento da flexibilidade ou de implantação de sistemas de armazenamento de energia, tornase, então, dependente de uma análise de viabilidade técnica, econômica e ambiental do problema.

# **CONCLUSÃO**

O mundo observa um movimento irreversível de aumento da participação da geração intermitente nas matrizes elétricas nacionais, tendo a geração fotovoltaica um papel de destaque em diversos países. O Brasil ainda possui uma capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos pequena se comparada a de países líderes no setor, como China, Alemanha Japão e Estados Unidos, porém apresenta um ritmo de crescimento que poderá colocar o país em posição de destaque no cenário mundial ainda na próxima década.

A integração em larga escala da geração fotovoltaica ao sistema elétrico, do ponto de vista técnico, produz consequências que precisam ser corretamente avaliadas para que seja possível tomar decisões acertadas e garantir que essa integração ocorra de forma segura. Este trabalho abordou esse tema sob um ponto de vista sistemático, analisando os impactos que podem ocorrer quando a geração fotovoltaica assumir um papel de destaque na matriz elétrica e as soluções que estão disponíveis atualmente, seja apenas na teoria, ou mesmo na prática, para mitigar os impactos negativos. Essa discussão é de vital importância, em especial em um país onde a geração fotovoltaica está começando a ganhar grandes proporções.

No decorrer do trabalho buscou-se mostrar que a geração fotovoltaica, apesar de possuir riscos associados com a natureza intermitente do recurso solar, pode ser integrada com total segurança ao sistema elétrico, mesmo que, para isso, algumas medidas devam ser tomadas. Como prova do conceito, estudou-se o caso do sistema elétrico isolado de Fernando de Noronha, um local com elevada participação da geração fotovoltaica que, apesar disso, não necessita de nenhuma intervenção para que a potência instalada atualmente possa operar em sua capacidade total. O estudo observou, inclusive, situações de faltas graves em que a geração fotovoltaica pode contribuir positivamente para a estabilidade do sistema elétrico.

Em relação à mitigação, três medidas merecem destaque especial. A primeira é a dispersão geográfica dos sistemas fotovoltaicos, o que favorece naturalmente o amortecimento das flutuações, reduzindo os impactos no sistema elétrico e a necessidade de medidas de mitigação adicionais.

A segunda medida consiste na utilização de sistemas de armazenamento para fornecer uma série de funcionalidades aos sistemas fotovoltaicos ou ao próprio sistema elétrico, possibilitando uma participação elevada da geração fotovoltaica. Apesar de ser um

tema atual e muito estudado, a utilização de sistemas de armazenamento de grande porte pode ser uma opção econômica e ambientalmente inviável, destacando-se, dessa forma, a importância dos pequenos sistemas de armazenamento associados à geração distribuída.

No estudo de caso do sistema elétrico de Fernando de Noronha, a utilização de sistemas de armazenamento foi analisada sob diferentes cenários operacionais, destacando-se a aplicação voltada à regulação primária, onde o sistema de armazenamento funciona como reserva operativa para permitir que um número otimizado de grupos geradores Diesel permaneça em operação, reduzindo o consumo (absoluto e específico) de combustível.

Por fim, a terceira medida de mitigação se baseia em utilizar as funcionalidades do inversor fotovoltaico com vistas a permitir a modulação do fluxo de potência ativa e/ou reativa para a rede. Junto aos sistemas de armazenamento, o gerenciamento das funcionalidades do inversor pode virtualmente eliminar os impactos negativos da geração fotovoltaica, agregando, porém, um custo adicional que pode ser total ou parcialmente compensado com a adoção de regulamentação específica que recompense financeiramente os benefícios que essas medidas de mitigação trazem ao sistema elétrico.

Além das medidas de mitigação, a previsão é uma grande aliada à integração da geração fotovoltaica ao sistema elétrico, pois permite otimizar a operação de sistemas de armazenamento e o controle das funcionalidades incorporadas aos inversores, planejar o despacho da geração convencional com antecedência e preparar o sistema elétrico como um todo para os momentos de maior risco.

A ferramenta de previsão proposta no trabalho possui desempenho apropriado para as aplicações mencionadas, bem como para outras aplicações relacionadas com a comercialização da energia gerada. O estudo que fundamentou teoricamente a ferramenta de predição também colaborou com o estado da arte, através de análises de sensibilidade e investigação das estratégias de treinamento da ferramenta não paramétrica utilizada para modelar o sistema fotovoltaico.

Outro ponto que deve ser destacado é a importância da contrapartida do setor elétrico para receber a geração fotovoltaica. O sistema elétrico também deve ser adaptado à nova realidade, não apenas tecnicamente, em termos de flexibilidade, como também em suas normas e regulamentações. Por exemplo, a regulamentação da CCC, como mostrado no estudo de caso em Fernando de Noronha, precisa ser adaptada para atender às necessidades que surgem da incorporação da geração fotovoltaica em sistemas pré-existentes alimentados por grupos geradores Diesel, pois o consumo específico, nesses casos, aumentará em

decorrência dos menores valores de carregamento observados nos momentos de maior geração fotovoltaica.

Diante do que foi apresentado, resta reforçar que a geração fotovoltaica incorpora mais benefícios que malefícios ao sistema elétrico; porém um novo modelo de geração requer uma nova abordagem, cuja construção, física e conceitual, deve começar o quanto antes para que o país possa usufruir tranquilamente desses benefícios em um futuro próximo.

# Pesquisas futuras

Apesar do número expressivo de trabalhos disponíveis na literatura, ainda existem muitas dúvidas sobre as flutuações da geração fotovoltaica, seus impactos no sistema elétrico e as formas de evita-los. Como sugestões de trabalhos futuros, destacam-se:

- Estudo estatístico das flutuações no território brasileiro e sua relação com as flutuações em outros países;
- Desenvolvimento de ferramenta de previsão de flutuações;
- Estudo de estratégias integradas de mitigação dos impactos da geração fotovoltaica utilizando sistemas de armazenamento e funcionalidades de inversores fotovoltaicos:
- Estudo dos impactos de diferentes configurações de distribuição geográfica de usinas fotovoltaicas no Brasil;
- Dimensionamento de sistemas de armazenamento associados a usinas fotovoltaicas para fornecimento de serviços ancilares voltados ao controle de frequência e tensão;
- Análise das perdas relacionadas à limitação de potência em estratégias de fornecimento de reserva primária por usinas fotovoltaicas;
- Estudos de viabilidade econômica e de cenários regulatórios.

Além disso, a maior parte dos estudos existentes sobre integração da geração fotovoltaica ao sistema elétrico é teórica, de modo que novos trabalhos com conteúdo prático, como aquele apresentado no Capítulo 4, também são importantes para ratificar, ou até mesmo retificar, as conclusões e os resultados teóricos.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACHILLES, S.; SCHRAMM, S.; BEBIC, J. Transmission system performance analysis for high-penetration photovoltaics. 2008

ALMEIDA, M. P.; PERPIÑÁN, O. **PVF: Photovoltaic forecast**, 2014. Disponível em: <a href="http://dx.doi.org/10.5281/zenodo.13348">http://dx.doi.org/10.5281/zenodo.13348</a>>

ANEEL. **Banco de Informações de Geração**. Disponível em: <a href="http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm">http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm</a>>. Acesso em: 24 de maio de 2017. 2017a.

ANEEL. **Registros de Micro e Minigeradores distribuídos efetivados na ANEEL**. Disponível em: <a href="http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\_Fonte.asp">http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\_Fonte.asp</a>>. Acesso em: 24 de maio de 2017. 2017b.

ANTONANZAS, J.; OSORIO, N.; ESCOBAR, R.; URRACA, R.; MARTINEZ-DE-PISON, F. J.; ANTONANZAS-TORRES, F. Review of photovoltaic power forecasting. **Solar Energy**, v. 136, p. 78–111, 2016.

BACHER, P.; MADSEN, H.; NIELSEN, H. A. Online short-term solar power forecasting. **Solar Energy**, v. 83, n. 10, p. 1772–1783, out. 2009.

BIVAND, R.; KEITT, T.; ROWLINGSON, B. **rgdal: Bindings for the Geospatial Data Abstraction Library**, 2013. Disponível em: <a href="http://cran.r-project.org/package=rgdal">http://cran.r-project.org/package=rgdal</a>

BREIMAN, L. Random Forests. Springer Netherlands, 2001. v. 45

CABRERA-TOBAR, A.; BULLICH-MASSAGUÉ, E.; ARAGÜÉS-PEÑALBA, M.; GOMIS-BELLMUNT, O. Review of advanced grid requirements for the integration of large scale photovoltaic power plants in the transmission system. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 62, p. 971–987, 2016.

CHAI, T.; DRAXLER, R. R. Root mean square error (RMSE) or mean absolute error (MAE)? – Arguments against avoiding RMSE in the literature. **Geoscientific Model Development**, v. 7, n. 3, p. 1247–1250, 2014.

DATTA, M.; SENJYU, T.; YONA, A.; FUNABASHI, T.; KIM, C. H. Photovoltaic output power fluctuations smoothing methods for single and multiple PV generators. **Current Applied Physics**, v. 10, n. 2 SUPPL., p. S265–S270, 2010.

DE LA PARRA, I.; MARCOS, J.; GARCÍA, M.; MARROYO, L. Control strategies to use the minimum energy storage requirement for PV power ramp-rate control. **Solar Energy**, v. 111, p. 332–343, jan. 2015.

DE LA PARRA, I.; MARCOS, J.; GARCÍA, M.; MARROYO, L. Improvement of a control strategy for PV power ramp-rate limitation using the inverters: Reduction of the associated energy losses. **Solar Energy**, v. 127, p. 262–268, 2016.

DENHOLM, P.; MARGOLIS, R. M. Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in traditional electric power systems. **Energy Policy**, v. 35, p. 2852–2861, 2007a.

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**, v. 35, n. 9, p. 4424–4433, 2007b.

DIVYA, K. C.; ØSTERGAARD, J. Battery energy storage technology for power systems-An overview. **Electric Power Systems Research**, v. 79, n. 4, p. 511–520, 2009.

DOWLE, M.; SHORT, T.; LIANOGLOU, S.; SRINIVASAN, A. data.table: Extension of data.frame, 2014. Disponível em: <a href="http://cran.r-project.org/package=data.table">http://cran.r-project.org/package=data.table</a>

ELA, E.; MILLIGAN, M.; KIRBY, B. **Operating Reserves and Variable Generation**. 2011 Disponível em: <a href="http://www.researchgate.net/profile/Brendan\_Kirby/publication/255245795\_">http://www.researchgate.net/profile/Brendan\_Kirby/publication/255245795\_</a> Operating\_Reserves\_and\_Variable\_Generation/links/54294fc00cf2e4ce940c9d60.pdf\nhttp://www.nrel.gov/docs/fy11osti/51978.pdf\nhttp://www2.econ.iastate.edu/tesfatsi/OperatingRese rvesVari>.

ELSINGA, B.; VAN SARK, W. Spatial power fluctuation correlations in urban rooftop photovoltaic systems. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 20, n. 1, ago. 2014.

EPE. Plano Decenal de Expanção de Energia 2014. 2015.

EPE. Balanço Energético Nacional 2016. 2016.

EPIA. Connecting the Sun Solar Photovoltaics on the Road to Large-Scale Grid Integration. 2012.

ERTUGRUL, N. **Battery storage technologies, applications and trend in renewable energy**. IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies (ICSET). **Anais**...IEEE, nov. 2016. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/7811821/">http://ieeexplore.ieee.org/document/7811821/</a>. Acesso em: 31 de janeiro de 2017.

EYER, J.; COREY, G. Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market

**Potential Assessment Guide**. 2010. Disponível em: <a href="http://www.sandia.gov/ess/publications/SAND2010-0815.pdf">http://www.sandia.gov/ess/publications/SAND2010-0815.pdf</a>>.

GALLO, A. B.; SIMÕES-MOREIRA, J. R.; COSTA, H. K. M.; SANTOS, M. M.; MOUTINHO DOS SANTOS, E. Energy storage in the energy transition context: A technology review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 65, p. 800–822, 2016.

GEVORGIAN, V.; BOOTH, S. Review of PREPA Technical Requirements for Interconnecting Wind and Solar Generation. 2013.

GITIZADEH, M.; FAKHARZADEGAN, H. Battery capacity determination with respect to optimized energy dispatch schedule in grid-connected photovoltaic (PV) systems. **Energy**, v. 65, p. 665–674, 2014.

GUEYMARD, C. A. A review of validation methodologies and statistical performance indicators for modeled solar radiation data: Towards a better bankability of solar projects. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, n. 39, p. 1024–1034, 2014.

HIJMANS, R. J. raster: Geographic Analysis and Modeling with Raster Data, 2013. Disponível em: <a href="http://cran.r-project.org/package=raster">http://cran.r-project.org/package=raster</a>

HOFF, T. E.; PEREZ, R. Quantifying PV power Output Variability. **Solar Energy**, v. 84, n. 10, p. 1782–1793, 2010.

HONG, T.; PINSON, P.; FAN, S.; ZAREIPOUR, H.; TROCCOLI, A.; HYNDMAN, R. J. Probabilistic energy forecasting: Global Energy Forecasting Competition 2014 and beyond. **International Journal of Forecasting**, v. 32, n. 3, p. 896–913, 2016.

IBRAHIM, H.; ILINCA, A.; PERRON, J. Energy storage systems-Characteristics and comparisons. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 12, n. 5, p. 1221–1250, 2008.

IEA. The Power of Transformation Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems. 2014. Disponível em: <a href="http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/The\_power\_of\_Transformation.pdf">http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/The\_power\_of\_Transformation.pdf</a>.

IEA-PVPS-T14-1. **Photovoltaic and Solar Forecasting: State of the Art**. 2013. Disponível em: <a href="http://iea-pvps.org/index.php?id=278">http://iea-pvps.org/index.php?id=278</a>.

IEA-PVPS-T14-1.3. Characterization of the spatio-temporal variations and ramp rates of solar radiation and PV. 2015.

IEA-PVPS-T14-2. **High Penetration of PV in Local Distribution Grids**. 2014. Disponível em: <a href="http://iea-pvps.org/index.php?id=295">http://iea-pvps.org/index.php?id=295</a>.

INMAN, R. H.; PEDRO, H. T. C.; COIMBRA, C. F. M. Solar forecasting methods for

renewable energy integration. **Progress in Energy and Combustion Science**, v. 39, n. 6, p. 535–576, 2013.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Off-grid Renewable Energy Systems: Status and Methodological Issues**. IRENA, 2015. Disponível em: <a href="https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\_Off-grid\_Renewable\_Systems\_WP\_2015.pdf">https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\_Off-grid\_Renewable\_Systems\_WP\_2015.pdf</a>.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Renewable Capacity Statistics 2017**. IRENA, 2017. Disponível em: <a href="http://www.irena.org/DocumentDownloads/">http://www.irena.org/DocumentDownloads/</a> Publications/IRENA\_RE\_Capacity\_Statistics\_2017.pdf>.

JEWELL, W. T.; UNRUH, T. D. Limits on cloud-induced fluctuation in photovoltaic generation. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 5, n. 1, p. 8–14, 1990.

JOHNSON, R.; JOHNSON, L.; NELSON, L.; LENOX, C.; STEIN, J. **Methods of integrating a high penetration photovoltaic power plant into a micro grid**. 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference. **Anais**...IEEE, 2010. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5615866">http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5615866</a>>

JOLLIFF, J.; KINDLE, J. C.; SHULMAN, I.; PENTA, B.; FRIEDRICHS, M. A. M.; HELBER, R.; ARNONE, R. A. Summary diagrams for coupled hydrodynamic-ecosystem model skill assessment. **Journal of Marine Systems**, v. 76, p. 64–82, 2009.

KATO, T.; INOUE, T.; SUZUOKI, Y. **Estimation of total power output fluctuation of high penetration photovoltaic power generation system**. IEEE Power and Energy Society General Meeting. **Anais**...IEEE, 2011. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6039560">http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6039560</a>>

KUNDUR, P. Power system stability and control. McGraw-Hill, 1994.

LAVE, M.; KLEISSL, J.; ARIAS-CASTRO, E. High-frequency irradiance fluctuations and geographic smoothing. **Solar Energy**, v. 86, n. 8, p. 2190–2199, 2012.

MAKIBAR, A.; NARVARTE, L.; LORENZO, E. On the relation between battery size and PV power ramp rate limitation. **Solar Energy**, v. 142, p. 182–193, 2017.

MARCOS, J. Fluctuaciones de la potencia generada por grandes centrales fotovoltaicas. [s.l.] Universidad Pública de navarra, 2011.

MARCOS, J.; DE LA PARRA, I.; GARCÍA, M.; MARROYO, L. Control Strategies to Smooth Short-Term Power Fluctuations in Large Photovoltaic Plants Using Battery Storage Systems. **Energies**, v. 7, n. 10, p. 6593–6619, 16 out. 2014a.

MARCOS, J.; MARROYO, L.; LORENZO, E.; ALVIRA, D.; IZCO, E. From irradiance to output power fluctuations: the PV plant as a low pass filter. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 19, n. 5, p. 505–510, 2011a.

MARCOS, J.; MARROYO, L.; LORENZO, E.; ALVIRA, D.; 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**, v. 19, n. 2, p. 218–227, 2011b.

MARCOS, J.; MARROYO, L.; LORENZO, E.; GARCÍA, M. Smoothing of PV power fluctuations by geographical dispersion. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 20, n. 2, p. 226–237, 2012.

MARCOS, J.; NARVARTE, L.; BERAZALUCE, I.; GONZÁLEZ, R.; SAMUEL, J. Attenuation of Power Fluctuations in Large PV Power Plants: The Use of Prediction to Optimize the Storage System. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Anais...2013. Disponível em: <a href="http://www.eupvsec-proceedings.com/">http://www.eupvsec-proceedings.com/</a> proceedings?paper=24021>

MARCOS, J.; STORKËL, O.; MARROYO, L.; GARCIA, M.; LORENZO, E. Storage requirements for PV power ramp-rate control. **Solar Energy**, v. 99, n. 0, p. 28–35, 2014b.

MASUTA, T.; GARI DA SILVA, J.; FONSECA; OOTAKE, H.; MURATA, A. Application of battery energy storage system to power system operation for reduction in pv curtailment based on few-hours-ahead PV forecast. IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON). Anais...IEEE, set. 2016. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/7754068/">http://ieeexplore.ieee.org/document/7754068/</a>. Acesso em: 31 de janeiro de 2017.

MEINSHAUSEN, N. Quantile regression forests. **The Journal of Machine Learning Research**, v. 7, p. 983–999, 2006.

METEONORM. **Valores de irradiação global anual na superfície do planeta**. Disponível em: <a href="http://www.meteonorm.com/images/uploads/demo\_uploads/ghi\_v715\_hr.png">http://www.meteonorm.com/images/uploads/demo\_uploads/ghi\_v715\_hr.png</a>. Acesso em 3 de setembro de 2016.

MILLIGAN, M.; DONOHOO, P.; LEW, D.; ELA, E.; KIRBY, B.; HOLTTINEN, H.; LANNOYE, E.; FLYNN, D.; O'MALLEY, M.; MILLER, N.; BØRRE, P.; GØTTIG, A.; RAWN, B.; GIBESCU, M.; GÓMEZ LÁZARO, E.; ROBITAILLE, A.; KAMWA, I. Operating Reserves and Wind Power Integration: An International Comparison. 9th Annual International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems. Anais...Québec: 2010. Disponível em: <a href="http://www.wecc.biz/committees/">http://www.wecc.biz/committees/</a>

StandingCommittees/JGC/VGS/OWG/ActivityO1/Operating Reserves and Wind Power Integration - An International Comparison.pdf>

MILLS, A.; WISER, R. Implications of Wide-Area Geographic Diversity for Short-Term Variability of Solar Power. 2010. Disponível em: <a href="http://eetd.lbl.gov/ea/ems/reports/lbnl-3884e.pdf">http://eetd.lbl.gov/ea/ems/reports/lbnl-3884e.pdf</a>.

MIT. **Managing Large-Scale Penetration of Intermittent Renewables**. 2011. Disponível em: <web.mit.edu/mitei>.

MURPHY, A. H. Skill scores based on the mean square error and their relationships to the correlation coefficient. **Monthly weather review**, v. 116, n. 12, p. 2417–2424, 1988.

PEBESMA, E. J. Multivariable Geostatistics in R: The gstat Package. **Computers and Geosciences**, v. 30, p. 683–691, 2004.

PEERAPONG, P.; LIMMEECHOKCHAI, B. Optimal electricity development by increasing solar resources in diesel-based micro grid of island society in Thailand. **Energy Reports**, v. 3, p. 1–13, 2017.

PEREZ, R.; RÁBAGO, K. R.; TRAHAN, M.; RAWLINGS, L.; NORRIS, B.; HOFF, T.; PUTNAM, M.; PEREZ, M. Achieving very high PV penetration - The need for an effective electricity remuneration framework and a central role for grid operators. **Energy Policy**, v. 96, p. 27–35, 2016.

PERPIÑÁN, O. solaR: Solar Radiation and Photovoltaic Systems with R. **Journal of Statistical Software**, v. 50, n. 9, p. 1–32, 2012.

PERPIÑÁN, O.; ALMEIDA, M. P. **meteoForecast: Forecast acquisition from Meteorological Institutes**, 2015. Disponível em: <a href="http://dx.doi.org/10.5281/zenodo.13882">http://dx.doi.org/10.5281/zenodo.13882</a>

PERPIÑÁN, O.; MARCOS, J.; LORENZO, E. Electrical power fluctuations in a network of DC/AC inverters in a large PV plant: Relationship between correlation, distance and time scale. **Solar Energy**, v. 88, n. 0, p. 227–241, 2013.

PVCROPS. PhotoVoltaic Cost r€duction, Reliability, Operational performance, Prediction and Simulation. Disponível em: <a href="http://www.pvcrops.eu/">http://www.pvcrops.eu/</a>>. Acesso em 3 de setembro de 2016.

R DEVELOPMENT CORE TEAM. R: A Language and Environment for Statistical Computing. 2014. Disponível em: <a href="http://www.r-project.org">http://www.r-project.org</a>.

RAZA, M. Q.; NADARAJAH, M.; EKANAYAKE, C. On recent advances in PV output power forecast. **Solar Energy**, v. 136, p. 125–144, 2016.

RYAN, J. A.; ULRICH, J. M. **xts: eXtensible Time Series**, 2013. Disponível em: <a href="http://cran.r-project.org/package=xts">http://cran.r-project.org/package=xts</a>

SHAH, R.; MITHULANANTHAN, N.; BANSAL, R. C. Oscillatory stability analysis with high penetrations of large-scale photovoltaic generation. **Energy Conversion and Management**, v. 65, p. 420–429, 2013.

SHAH, R.; MITHULANANTHAN, N.; BANSAL, R. C.; RAMACHANDARAMURTHY, V. K. A review of key power system stability challenges for large-scale PV integration. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 41, p. 1423–1436, 2015.

SHAH, R.; MITHULANANTHAN, N.; SODE-YOME, A.; LEE, K. Y. Impact of large-scale PV penetration on power system oscillatory stability. IEEE PES General Meeting. Anais...2010.

SHIVASHANKAR, S.; MEKHILEF, S.; MOKHLIS, H.; KARIMI, M. Mitigating methods of power fluctuation of photovoltaic (PV) sources - A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 59, p. 1170–1184, 2016.

SKAMAROCK, W. C.; KLEMP, J. B.; DUDHIA, J.; GILL, D. O.; BARKER, D. M.; WANG, W.; POWERS, J. G. **A Description of the Advanced Research WRF Version 2**. 2005. Disponível em: <a href="http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/docs/arw\_v2.pdf">http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/docs/arw\_v2.pdf</a>.

SOLARPOWER EUROPE. **Global Market Outlook 2016**. 2016. Disponível em: <a href="http://www.solarpowereurope.org/insights/global-market-outllook/">http://www.solarpowereurope.org/insights/global-market-outllook/</a>>.

SYED, I. M.; RAAHEMIFAR, K. Predictive energy management and control system for PV system connected to power electric grid with periodic load shedding. **Solar Energy**, v. 136, p. 278–287, 2016.

VIET, N. H.; YOKOYAMA, A. Impact of fault ride-through characteristics of highpenetration photovoltaic generation on transient stability. International Conference on Power System Technology: Technological Innovations Making Power Grid Smarter. Anais...2010

WILKS, D. Statistical Methods in the Atmospheric Sciences. [s.l.] Academic Press, 2011.

WILLMOTT, C. J.; MATSUURA, K. Advantages of the mean absolute error (MAE) over the root mean square error (RMSE) in assessing average model performance. **Climate Research**, v. 30, p. 79–82, 2005.

WILSON, M. F. J.; O'CONNELL, B.; BROWN, C.; GUINAN, J. C.; GREHAN, A. J. Multiscale terrain analysis of multibeam bathymetry data for habitat mapping on the

continental slope. Marine Geodesy, v. 30, n. 1–2, p. 3–35, 2007.

YEKINI SUBERU, M.; WAZIR MUSTAFA, M.; BASHIR, N. Energy storage systems for renewable energy power sector integration and mitigation of intermittency. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 35, p. 499–514, 2014.

ZAMO, M.; MESTRE, O.; ARBOGAST, P.; PANNEKOUCKE, O. A benchmark of statistical regression methods for short-term forecasting of photovoltaic electricity production, part I: Deterministic forecast of hourly production. **Solar Energy**, v. 105, p. 792–803, 2014.

ZEILEIS, A.; GROTHENDIECK, G. zoo: S3 Infrastructure for Regular and Irregular Time SeriesJournal of Statistical Software, 2005. Disponível em: <a href="http://www.jstatsoft.org/v14/i06/">http://www.jstatsoft.org/v14/i06/</a>

## PUBLICAÇÕES REALIZADAS DURANTE O DOUTORADO

### Publicações em periódicos internacionais

<u>ALMEIDA, M. P.</u>; PERPIÑÁN, O.; NARVARTE, L. PV power forecast using a nonparametric PV model. **Solar Energy**, v.115, p.354-368, 2015.

<u>ALMEIDA, M. P.</u>; ZILLES, R.; LORENZO, E. Extreme overirradiance events in São Paulo, Brazil. **Solar Energy**, v.110, p.168-173, 2014.

MELO, E. G.; <u>ALMEIDA, M. P.</u>; ZILLES, R.; GRIMONI, J. A. B. Using a shading matrix to estimate the shading factor and the irradiation in a three-dimensional model of a receiving surface in an urban environment. **Solar Energy**, v. 92, p.15-25, 2013.

### Publicações em congressos internacionais

<u>ALMEIDA, M. P.</u>; MUÑOZ, M.; PARRA, I.; PERPIÑÁN, O.; NARVARTE, L. Comparative Study of Nonparametric and Parametric PV Models to Forecast AC Power Output of PV Plants. In: 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2015, Hamburgo. **31st EU PVSEC Conference Proceedings**, p.2230-2234, 2015.

<u>ALMEIDA, M. P.</u>; PERPIÑÁN, O.; NARVARTE, L. Using a Nonparametric PV Model to Forecast AC Power Output of PV Plants. In: 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2015, Hamburgo. **31st EU PVSEC Conference Proceedings**, p.2235-2241, 2015.

DE VASCONCELOS, F. M.; SARAIVA, F. O.; BERNARDES, W. M. S.; MAZZINI, A. P.; <u>ALMEIDA, M. P.</u> Artificial neural network applied to prediction of electricity generated by Grid connected photovoltaic systems. In: IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America), 2013, São Paulo. **Anais do IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America)**, 2013.

### Publicações em congressos nacionais

<u>ALMEIDA, M. P.</u>; ZILLES, R.; RIBEIRO, C.; DEORIO, A. Projeto "Desenvolvimento de competências e avaliação de arranjos técnicos e comerciais em geração distribuída com

sistemas fotovoltaicos conectados à rede". In: VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2016, Belo Horizonte. **Anais do VI Congresso Brasileiro de Energia Solar**, 2016.

RODRIGUEZ, M. A.; <u>ALMEIDA, M. P.</u>; PINTO NETO, A. F. C.; MANITO, A. R. A.; ZILLES, R.; SILVA, J. F. R. Resultados do primeiro ano de operação de sistemas fotovoltaicos com seguimento em dois eixos e módulos com e sem concentração. In: VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2016, Belo Horizonte. **Anais do VI Congresso Brasileiro de Energia Solar**, 2016.

RODRIGUEZ, M. A.; <u>ALMEIDA, M. P.</u>; PINTO NETO, A. F. C.; ZILLES, R.; SILVA, J. F. R. Protótipo de seguidor solar de eixo horizontal para sistemas fotovoltaicos. In: V Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2014, Recife. **Anais do V Congresso Brasileiro de Energia Solar**, 2014.

### Produção tecnológica

<u>ALMEIDA, M. P.</u>; PERPIÑÁN, O. **PVF: Photovoltaic forecast**, 2014. Disponível em <a href="http://dx.doi.org/10.5281/zenodo.13348">http://dx.doi.org/10.5281/zenodo.13348</a>>

PERPIÑÁN, O.; <u>ALMEIDA, M. P.</u> **meteoForecast: Forecast acquisition from Meteorological Institutes**, 2015. Disponível em <a href="http://dx.doi.org/10.5281/zenodo.13882">http://dx.doi.org/10.5281/zenodo.13882</a>

## APÊNDICE A - Termos e definições

Os termos utilizados neste trabalho são, na sua maioria, bastante conhecidos e dispensam definição formal. Somente aqueles que são mais novos ou de grande relevância são definidos diretamente no corpo do texto. No entanto, a fim de tornar a leitura mais objetiva, apresentam-se na sequência algumas definições particularizadas de alguns termos que são utilizados frequentemente. A Figura A.1 fornece apoio visual para essas definições.

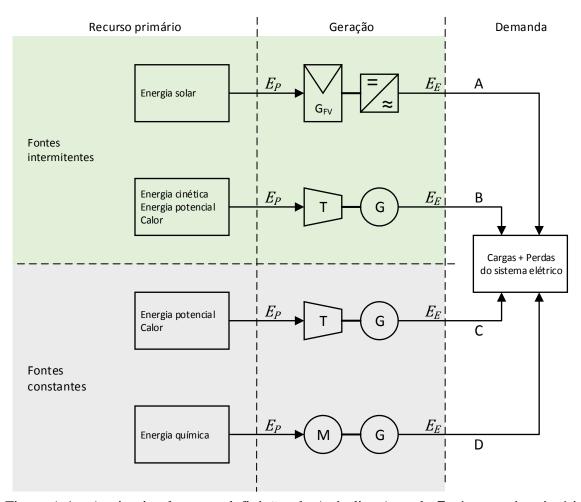


Figura A.1 – Apoio visual para as definições do Apêndice A, onde  $E_P$  é a energia primária e  $E_E$  é a energia elétrica.

a. Geração Conversão da energia primária em energia elétrica, podendo ser hidrelétrica, termelétrica, fotovoltaica, eólica, etc., dependendo da tecnologia de conversão. A geração normalmente compreende um equipamento que converte a energia primária em energia mecânica em um eixo girante (por exemplo, uma turbina ou um motor) e um *gerador elétrico* (ou simplesmente *gerador*) que converte a energia mecânica em energia elétrica. No caso da geração fotovoltaica, o gerador fotovoltaico faz a conversão direta da energia primária em energia elétrica. Como o gerador fotovoltaico, por definição, gera em corrente contínua, utiliza-se uma unidade de condicionamento de potência (inversor fotovoltaico) para conectá-lo à rede.

- b. Sistema de geração fotovoltaico (ou simplesmente sistema fotovoltaico) Conjunto formado pelo gerador fotovoltaico e pelo inversor fotovoltaico, incluindo os elementos de manobra, proteção, suporte e monitoramento necessários para o correto funcionamento do conjunto.
- c. *Energia primária* Energia disponível no recurso primário e que é transformada em energia elétrica no processo de geração.
- d. Recurso primário Elemento cuja energia será utilizada no processo de geração. Pode ser um hidrocarboneto, água em reservatório, água em correnteza, vento, radiação solar, etc. A fonte do recurso primário pode ser constante ou intermitente.
- e. Fontes constantes Fornecem o recurso primário de forma constante, de maneira que a interrupção ocorre somente devido a razões artificiais (econômicas, sociais, logísticas, etc.) ou ao total esgotamento do recurso primário. Por exemplo, a geração termelétrica pode ser mantida constante enquanto houver combustível disponível.
- f. Fontes intermitentes Fornecem o recurso primário com variações e interrupções (intermitência) que dependem de fatores naturais. Por exemplo, a geração eólica varia de acordo com a velocidade do vento, podendo chegar à zero em alguns momentos.
- g. *Geração convencional* Geração que utiliza fontes constantes e máquinas síncronas como geradores. Corresponde à geração tradicional que está em uso há várias décadas e cuja tecnologia já é bastante madura e bem conhecida.
- h. *Demanda* Potência requerida pelas cargas mais as perdas do sistema elétrico, e que normalmente possui uma parcela que dependente da frequência elétrica do sistema elétrico. Corresponde à soma das parcelas A, B, C e D na Figura A.. A integral no tempo da demanda é o *Consumo*.

- i. Demanda equivalente Parcela da demanda suprida pela geração convencional. Corresponde à soma das parcelas C e D na Figura A.. A integral no tempo da demanda equivalente é o Consumo equivalente.
- j. Sistema elétrico de potência (ou simplesmente sistema elétrico) Sistema que transmissão e distribuição da energia engloba geração, Tradicionalmente possui um fluxo de potência predominantemente unidirecional, iniciando na geração (normalmente grandes usinas distantes dos centros de consumo, a chamada geração centralizada), passando pela transmissão e terminando na distribuição, onde está localizada a grande maioria das cargas. Hoje já é comum observar a presença da geração distribuída, onde pequenas e médias usinas são instaladas próximas às cargas, diretamente nas redes de distribuição.
- k. Sistema de armazenamento de energia (ou simplesmente sistema de armazenamento) Sistema composto pelo(s) elemento(s) armazenador(es) de energia e pelos demais componentes necessários para realizar a conexão à rede elétrica, podendo demandar ou fornecer potência e, consequentemente, consumir ou fornecer energia elétrica. Os sistemas de armazenamento podem utilizar diferentes elementos armazenadores, como, por exemplo, baterias eletroquímicas, volantes de inércia, ar comprimido, hidrogênio, potencial hidráulico, etc., e, para os fins deste trabalho, a energia que é armazenada provém sempre da rede elétrica.
- 1. Serviços ancilares Complementam os serviços principais do sistema elétrico que, no Brasil, correspondem à geração, transmissão, distribuição e comercialização de eletricidade. De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 697/2015, os serviços ancilares correspondem às regulações primária e secundária de frequência e suas respectivas reservas de potência operativas, à reserva complementar, ao suporte de reativos<sup>22</sup>, ao autorrestabelecimento das unidades geradoras (black-start)<sup>23</sup> e ao Sistema Especial de Proteção<sup>24</sup>.

<sup>23</sup> É a capacidade que tem uma unidade geradora de sair de uma condição de parada total para uma condição de operação, independentemente de fonte externa para alimentar seus serviços auxiliares.

24 É o sistema que, a partir da detecção de uma condição anormal de operação ou de contingências múltiplas,

<sup>&</sup>lt;sup>22</sup> É o fornecimento ou a absorção de energia reativa, destinada ao controle de tensão da rede elétrica, mantendoa dentro dos limites estabelecidos nos Procedimentos de Rede do ONS.

realiza ações automáticas para preservar a integridade do SIN, dos equipamentos ou das linhas de transmissão. O Sistema Especial de Proteção abrange os Esquemas de Controle de Emergência, os Esquemas de Controle de Segurança e as proteções de caráter sistêmico.

- m. *Participação da geração fotovoltaica* Relação entre potência ou energia relativa à geração fotovoltaica e ao sistema elétrico. Pode ser de três tipos
  - *Participação nominal*  $(\vartheta_N)$  Corresponde à relação entre a potência ativa nominal instalada da geração fotovoltaica (no lado c.a.) e a potência ativa nominal instalada da geração convencional. O valor teórico mínimo de  $\vartheta_N$  é zero e não há limite teórico para o valor máximo.
  - Participação instantânea ( $\theta_I$ ) Corresponde à relação entre a potência ativa injetada na rede pela geração fotovoltaica e a demanda ativa do sistema elétrico. O valor teórico mínimo de  $\theta_I$  é zero e o limite teórico superior é  $\theta_{I(max)} = 1 \frac{LMiGC + LMaSA}{demanda}$ , onde LMiGC é o limite mínimo da geração convencional, e corresponde à potência mínima que os geradores convencionais precisam fornecer quando em operação devido a razões técnicas e/ou econômicas, e LMaSA é o limite máximo do sistema de armazenamento, e corresponde à potência nominal total dos sistemas de armazenamento existentes no sistema elétrico.
  - Participação energética (θ<sub>E</sub>) Corresponde à relação entre a energia elétrica fornecida pela geração fotovoltaica e o consumo do sistema elétrico no mesmo intervalo de tempo. O valor teórico mínimo de θ<sub>E</sub> é zero e, o máximo, é 1. Considera-se, neste caso, que o balanço energético do sistema elétrico, incluindo os possíveis sistemas de armazenamento, é igual à zero ao final do período analisado.

# APÊNDICE B – Detalhes do sistema elétrico isolado de Fernando de Noronha

Na sequência são apresentados os detalhes técnicos do sistema elétrico isolado de Fernando de Noronha.

### **B.1.** Usina termelétrica Tubarão

A usina termelétrica Tubarão possui 5 grupos geradores Diesel trifásicos (totalizando 7,35 MVA, ou 5,88 MW) e um banco de capacitores de 0,3 Mvar, também trifásico. A Figura B.1 mostra uma visão aérea geral da usina e a Figura B.2 apresenta o seu diagrama unifilar. Os grupos geradores Diesel são do fabricante Cummins, com controladores de velocidade e tensão eletrônicos (a Tabela B.1 mostra as suas principais características). As informações básicas sobre a usina termelétrica Tubarão foram obtidas nas folhas de características técnicas dos equipamentos, nos relatórios fornecidos pela CELPE e nas visitas técnicas realizadas localmente.

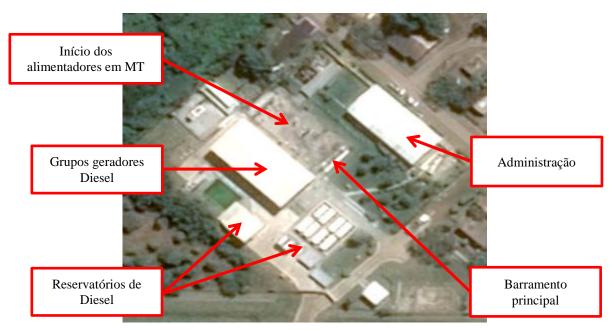


Figura B.1 – Visão aérea da usina termelétrica Tubarão.

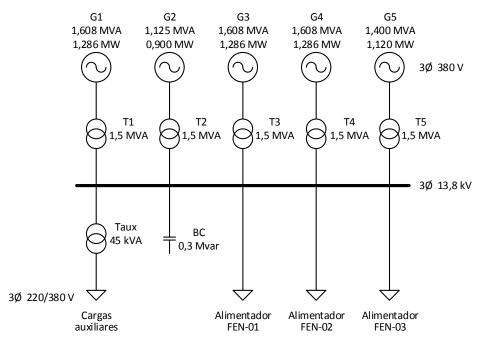


Figura B.2 – Diagrama unifilar da usina termelétrica Tubarão.

Tabela B.1 – Resumo das principais características dos controladores de velocidade e de tensão dos grupos geradores Diesel.

tensuo dos grupos geradores Bresen				
Sistema de controle (regulador de tensão e velocidade)	PowerCommand® 3.3			
Regulação de tensão	$\pm 1\%$			
Variação randômica de tensão	±1%			
Regulação de frequência	Isócrono			
Variação randômica de frequência	$\pm 0,25\%$			

### B.2. Rede de distribuição

A rede de distribuição é formada por 3 alimentadores em MT (13,8 kV) que se estendem por toda a ilha – FEN-01, que atende o Leste e o Sudeste, FEN-02, que atende o Sul e o Oeste, e FEN-03, que atende o Norte da ilha – e 45 alimentadores em BT (220/380 V) com seus respectivos transformadores MT/BT. As características nominais dos 45 transformadores BT/MT de Fernando de Noronha, o número do alimentador em MT a que estão conectados e suas cargas equivalentes são apresentadas nas Tabelas B.2 e B.3, respectivamente.

Tabela B.2 – Características nominais dos transformadores trifásicos 13,8/0,38 kV da rede de distribuição.

	Potência	
ID	aparente nominal	Alimentador MT
	(kVA)	
C00981-112.5	112,5	
C00982-112.5	112,5	
C00992-45	45	
C00994-150	150	
C00995-75	75	
C00996-45	45	
C00997-75	75	FEN-01
C00998-75	75	
C01018-112.5	112,5	
C01021-75	75	
C01025-45	45	
C01030-150	150	
C01031-150	150	
C01000-30	30	
C01001-75	75	
C01003-15	15	
C01004-75	75	
C01005-15	15	
C01009-75	75	
C01010-225	225	
C01011-75	75	
C01012-75	75	FEN-02
C01013-75	75	TEIN-UZ
C01017-45	45	
C22290-225	225	
E04251-15	15	
F40525-45	45	
C01003-15	15	
C01005-15	15	
E04251-15	15	
FV400kWp	440	

Tabela B.2 – Características nominais dos transformadores trifásicos 13,8/0,38 kV da rede de distribuição. (continuação)

-	Potência	
ID	aparente nominal	Alimentador MT
	(kVA)	
C00986-112.5	112,5	
C00987-225	225	
C00989-75	75	
C01020-30	30	
C01026-75	75	
C01027-75	75	
C01029-75	75	
C01035-75	75	
C01036-75	75	FEN-03
C01037-75	75	FEIN-US
C01038-112.5	112,5	
C27271-300	300	
C28187-112.5	112,5	
C47931-75	75	
C57794-45	45	
K14220-150	150	
C57794-45	45	
FV500kWp	500	

Tabela B.3 – Características das cargas equivalentes por transformador.

	- Curacteristreas aas c	argas equivarences po	i transformacor.
ID	Potência ativa nominal (kW)	Potência aparente nominal (kVA)	Alimentador MT
C00981	103,5	112,5	
C00982	103,5	112,5	
C00992	41,4	45	
C00994	138	150	
C00995	69	75	
C00996	41,4	45	
C00997	69	75	FEN-01
C01018	103,5	112,5	
C01021	69	75	
C01025	41,4	45	
C01030	138	150	
C01031	138	150	
C00998	69	75	

Tabela B.3 – Características das cargas equivalentes por transformador. (continuação)

ID	Potência ativa nominal	Potência aparente nominal	Alimentador
	(kW)	(kVA)	
C01000	27,6	30	
C01001	69	75	
C01004	69	75	
C01009	69	75	
C01010	207	225	
C01011	69	75	
C01012	69	75	FEN-02
C01013	69	75	FEN-U2
C01017	41,4	45	
C22290	207	225	
F40525	41,4	45	
C01003	13,8	15	
C01005	13,8	15	
E04251	13,8	15	
C00986	103,5	112,5	
C00987	207	225	
C00989	69	75	
C01020	27,6	30	
C01026	69	75	
C01027	69	75	
C01029	69	75	
C01035	69	75	EEN 02
C01036	69	75	FEN-03
C01037	69	75	
C01038	103,5	112,5	
C27271	276	300	
C28187	103,5	112,5	
C47931	69	75	
K14220	138	150	
C57794	41,4	45	

As análises concentraram-se na área em MT da rede de distribuição da ilha. Dessa forma, o valor nominal da potência aparente atribuído a cada carga equivalente em BT de um transformador é igual à potência nominal do próprio transformador. Para obter o valor nominal da potência ativa equivalente em BT, aplicou-se um fator de potência fixo de 0,92.

O valor nominal total da carga da ilha, nessas condições, é de 3.975 kVA (ou 3.657 kW). Para simular diferentes valores de demanda, ao valor da carga é aplicado um fator de escalonamento  $\geq$ 0, onde 1 corresponde ao próprio valor nominal. Por exemplo, para simular uma demanda de 2.500 kVA, aplica-se um fator de escalonamento de 0,629 (3.975 kVA  $\times$  0,629 = 2.500 kVA) a todas as cargas equivalentes.

### B.3. Usina fotovoltaica Noronha I

A usina fotovoltaica Noronha I possui 1.644 módulos Yingli YL245P-29b policristalinos de 245 Wp (totalizando 402,78 kWp), divididos em 74 séries, sendo 66 de 22 módulos e 8 de 24 módulos, distribuídos em 13 inversores Power-One TRIO-27.6-TL-OUTD-S2X-400, de 30 kW. A usina está em operação oficialmente desde 18 de julho de 2014.

Os módulos estão dispostos em uma estrutura de suporte metálica fixa, com inclinação de 15° e orientação de 30° para o Leste, em relação ao Norte geográfico. As mesas possuem três fileiras de módulos no sentido horizontal, e o número de fileiras verticais varia entre as mesas para se adequar à geometria do perímetro do terreno. No total, o sistema é formado por 48 mesas. A Figura B.3 mostra uma visão geral do gerador da usina Noronha I e, a Figura B.4, a estação solarimétrica e o eletrocentro onde estão instalados os inversores, os quadros elétricos e o SAAD.



Figura B.3 – Visão geral da Usina Fotovoltaica Noronha I.



Figura B.4 – Estação solarimétrica e eletrocentro da Usina Fotovoltaica Noronha I.

O ponto de conexão da usina fotovoltaica Noronha I é em BT e localiza-se no ramal de entrada do Comando da Aeronáutica, ligado ao alimentador em MT FEN-02. A conexão é realizada entre o ponto de consumo e o medidor de faturamento da distribuidora, e, dessa forma, o Comando da Aeronáutica pode se beneficiar do sistema de compensação de energia estabelecido pela RN ANEEL 482/2012. A Figura B.5 mostra uma visão parcial do ponto de conexão da usina com a rede, com o padrão de entrada adaptado segundo norma técnica da CELPE.



Figura B.5 – Ponto de conexão à rede da usina, contendo o medidor de faturamento (círculo amarelo) e um DSV (círculo vermelho).

Para ilustrar a localização dos elementos que compõem a usina, a Figura B.6 mostra uma visão aérea da área onde ela foi instalada.



Figura B.6 – Visão aérea da área onde a usina foi instalada, onde polígono vermelho – geradores fotovoltaicos; círculo azul – ponto de conexão à rede; quadrado verde – estação solarimétrica; e retângulo amarelo – eletrocentro.

#### **B.4.** Usina fotovoltaica Noronha II

A usina fotovoltaica Noronha II possui 1.836 módulos Yingli YL300P-35b policristalinos de 300 Wp (totalizando 550,8 kWp), divididos em 108 séries de 17 módulos cada, distribuídos em 18 inversores Power-One TRIO-27.6-TL-OUTD-S2X-400, de 30 kW. A usina está em operação oficialmente desde 10 de julho de 2015.

Os módulos estão atualmente dispostos em uma estrutura de suporte metálica fixa, com inclinação entre 0 e 5° e orientação de 34° para o Oeste, em relação ao Norte geográfico. As mesas possuem seis fileiras de módulos no sentido vertical, e o número de fileiras horizontais varia entre as mesas para se adequar à geometria do perímetro do terreno. No total, o sistema é formado por 20 mesas. A Figura B.7 mostra uma visão geral do gerador da usina Noronha II e, a Figura B.8, a estação solarimétricas e a casa de força onde estão instalados os inversores, os quadros elétricos e o sistema SAAD.



Figura B.7 – Visão geral da Usina Fotovoltaica Noronha II.



Figura B.8 – Estação solarimétrica e casa de força da Usina Fotovoltaica Noronha II.

O ponto de conexão da usina fotovoltaica Noronha II é em BT e localiza-se no ramal de entrada de uma unidade consumidora do Governo do Estado de Pernambuco, ligado ao alimentador em MT FEN-03. A conexão é realizada entre o ponto de consumo e o medidor de faturamento da distribuidora, e, dessa forma, o Governo do Estado de Pernambuco pode se beneficiar do sistema de compensação de energia estabelecido pela RN ANEEL 482/2012. A Figura B.9 mostra uma visão parcial do ponto de conexão da usina com a rede, com o padrão de entrada adaptado segundo norma técnica da CELPE.



Figura B.9 – Ponto de conexão à rede da usina, contendo os transformadores BT/MT (círculos verdes), o medidor de faturamento (círculo amarelo) e um DSV (círculo vermelho).

Para ilustrar a localização dos elementos que compõem a usina, a Figura B.10 mostra uma visão aérea da área onde ela foi instalada.



Figura B.10 – Visão aérea da área onde a usina foi instalada, onde polígono vermelho – geradores fotovoltaicos; círculo azul – ponto de conexão à rede; círculo verde – estação solarimétrica; e círculo amarelo – casa de força.

# APÊNDICE C — Parâmetros dos elementos do sistema elétrico de Fernando de Noronha utilizados nas simulações no aplicativo *PowerFactory*®

Nas simulações com o aplicativo *PowerFactory*® foram utilizados os modelos nativos do aplicativo para representar os diferentes elementos que compõem o sistema elétrico de Fernando de Noronha. Os parâmetros utilizados para cada um desses elementos são detalhados na sequência.

### C.1. Grupo gerador Diesel

Utilizou-se o modelo nativo de máquina síncrona configurado com as características nominais descritas no Apêndice B. Os controladores de velocidade e tensão utilizados foram o gov\_DEGOV (Figura C.1) e o avr\_IEEET1 (Figura C.2), respectivamente, também nativos do programa de simulação. O compartilhamento de carga é realizado pelo próprio aplicativo de simulação através de uma usina virtual composta pelos 5 geradores. A estratégia utilizada é a de manter o mesmo nível de carregamento (em %) em todos os grupos geradores Diesel.

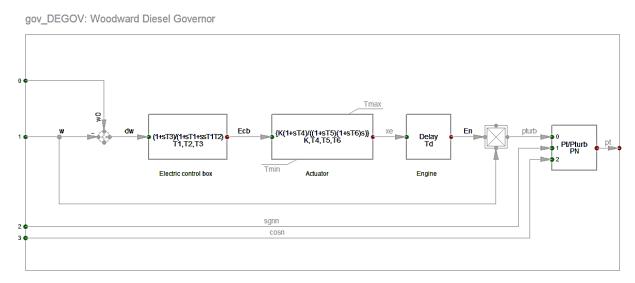


Figura C.1 – Diagrama de blocos do controlador de velocidade gov\_DEGOV.

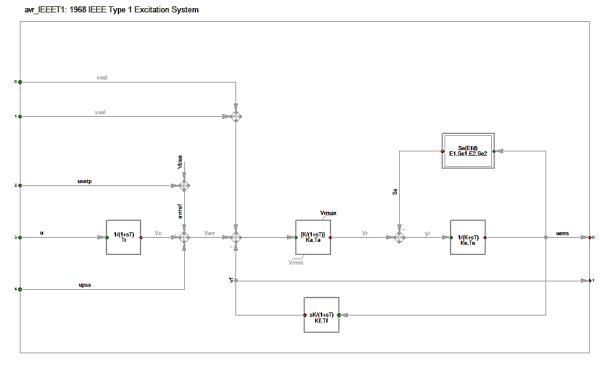


Figura C.2 – Diagrama de blocos do controlador de tensão avr\_IEET1.

Os parâmetros utilizados para ajustar os modelos dos controladores de velocidade e tensão são apresentados nas Tabelas C.1 e C.2, respectivamente.

Tabela C.1 – Parâmetros do controlador de velocidade.

Nome	Valor	Unidade	Descrição
T1	0,0050	S	Electric control box T1
T2	0,0001	S	Electric control box T2
T3	0,0300	S	Electric control box T3
Td	0,0200	S	Engine delay
PN	0	MW	Prime Mover Rated Power (=0 $\rightarrow$ PN=Pgnn)
K	350	pu	Actuator Gain
T4	0,0300	S	Actuator T4
T5	0,0050	S	Actuator T5
T6	0,0150	S	Actuator T6
Tmin	0	pu	Actuator min output
Tmax	1,2000	pu	Actuator max output

Tabela C.2 – Parâmetros do controlador de tensão.

Nome	Valor	Unidade	Descrição	
Tr	0,02	S	Measurement Delay	
Ka	150	pu	Controller Gain	
Ta	0,02	S	Controller Time Constant	
Ke	1	pu	<b>Exciter Constant</b>	
Te	0,1	S	<b>Exciter Time Constant</b>	
Kf	0,001	pu	Stabilization Path Gain	
Tf	0,1	S	Stabilization Path Time Constant	
E1	6	pu	Saturation Factor 1	
Se1	1	pu	Saturation Factor 2	
E2	10	pu	Saturation Factor 3	
Se2	2	pu	Saturation Factor 4	
Vrmin	0	pu	Controller Output Minimum	
Vrmax	6	pu	Controller Output Maximum	

A Tabela C.3 mostra os valores dos coeficientes de inércia e das impedâncias utilizadas para cada grupo gerador Diesel.

Tabela C.3.a – Impedâncias equivalentes e coeficientes de inércia dos grupos geradores Diesel.

-					
Máquina	Xd (pu)	Xq (pu)	X0 (pu)	X2 (pu)	Coef. de inércia (s)
G1, G3 e G4	3,3190	2,1400	0,0285	0,2093	0,360
G2	3,3196	1,9499	0,0285	0,2378	0,288
G5	3,3190	2,1400	0,0285	0,2093	0,288

Tabela C.3.b – Impedâncias transitórias e subtransitórias equivalentes dos grupos geradores Diesel.

Máquina	Xd' (pu)	Xq' (pu)	Xd" (pu)	Xq" (pu)
G1, G3 e G4	0,2633	0,2633	0,1807	0,2378
G2	0,1997	0,1997	0,1522	0,2949
G5	0,1997	0,1997	0,1522	0,2949

### C.2. Transformador

Utilizou-se o modelo nativo de transformador trifásico de dois enrolamentos configurado com as características nominais descritas no Apêndice B. As impedâncias equivalentes são aquelas apresentadas na Tabela C.4.

Tabela C.4 – Impedâncias equivalentes dos transformadores.

Transformador	Perdas no ferro (kW)	Perdas no cobre (kW)	X0 (pu)	R0 (pu)	X1 (pu)	R1 (pu)
3ø 1,5 MVA	2,30	18,700	0,0587	0,0125	0,0587	0,0125
3ø 500 kVA	1,35	12,650	0,0471	0,0169	0,0431	0,0253
3ø 440 kVA	0,90	2,700	0,0329	0,0120	0,0345	0,0061
3ø 300 kVA	0,90	2,700	0,0329	0,0120	0,0338	0,0090
3ø 225 kVA	0,90	2,700	0,0329	0,0120	0,0329	0,0120
3ø 150 kVA	0,64	1,910	0,0326	0,0127	0,0326	0,0127
3ø 112,5 kVA	0,52	1,550	0,0322	0,0138	0,0322	0,0138
3ø 75 kVA	0,39	1,140	0,0315	0,0152	0,0315	0,0152
3ø 45 kVA	0,26	0,780	0,0304	0,0173	0,0304	0,0173
3ø 30 kVA	0,20	0,570	0,0294	0,0190	0,0294	0,0190
1ø 45 kVA	0,26	0,780	0,0304	0,0173	0,0304	0,0173
1ø 15 kVA	0,20	0,225	0,0294	0,0190	0,0000	0,0150

### C.3. Linha de transmissão

Utilizou-se o modelo nativo de linha de transmissão trifásica. As impedâncias utilizadas são apresentadas na Tabela C5.

Tabela C.5 – Impedâncias equivalentes das linhas de transmissão.

R1, R2	X1, X2	R0	X0
$(\Omega/\mathrm{km})$	$(\Omega/\mathrm{km})$	$(\Omega/\mathrm{km})$	$(\Omega/\mathrm{km})$
0,8710	0,1533	1,7270	0,5660

### C.4. Usina fotovoltaica

Utilizou-se o modelo nativo de gerador estático configurado com as características nominais descritas no Apêndice B. O aplicativo de simulação utilizado possui modelo específico para sistema fotovoltaico (módulo + inversor) como opção de gerador estático.

A potência efetivamente entregue à rede pode ser modificada segundo um fator de escalonamento aplicado à potência nominal da usina fotovoltaica (assim como é feito com as

cargas equivalentes), o que possibilita simular diferentes valores de geração durante as simulações.

### C.5. Carga

Utilizaram-se três modelos nativos de carga

- Trifásico em delta (3PH-D)
- Trifásico em estrela (3PH-YN)
- Monofásico (1PH PH-N)

A potência ativa nominal foi ajustada conforme a Tabela B.3 do Apêndice B, com um fator de potência de 0,92. As cargas trifásicas foram consideradas balanceadas. Além disso, a potência demandada pode ser ajustada por um fator de escalonamento aplicado à potência nominal declarada, permitindo variar a demanda durante as simulações.

# APÊNDICE D — Resultados detalhados das simulações de fluxo de potência e de correntes de curto-circuito

A seguir serão apresentados os resultados detalhados das simulações de fluxo de potência e correntes de curto-circuito realizadas no aplicativo *PowerFactory*®.

### D.1. Tensão em regime permanente com demanda máxima

As Tabelas D.1 e D.2 mostram as tensões nos pontos inicial e final dos alimentadores da rede de distribuição de Fernando de Noronha considerando três ou dois grupos geradores Diesel em operação, respectivamente, em um cenário sem geração fotovoltaica.

Tabela D.1 – Tensão nos alimentadores da rede de distribuição considerando a demanda máxima, três grupos geradores em operação (G1, G2, G3) e ausência de geração fotovoltaica.

Alimentador	Local	Tensão fase A	Tensão fase B	Tensão fase C
Annentauor	Locai	(p.u.)	(p.u.)	(p.u.)
	Início	1,02	1,02	1,02
FEN-01	Fim (Porto)	1,01	1,01	1,01
	Fim (Morro do Francês)	1,01	1,01	1,01
	Início	1,02	1,02	1,02
FEN-02	Fim (Sueste)	1,01	1,01	1,01
	Fim (Bombeiros)	1,01	1,01	1,01
	Início	1,02	1,02	1,02
FEN-03	Fim (Conceição)	1,01	1,01	1,01
	Fim (Boldró)	1,02	1,02	1,02

Tabela D.2 – Tensão nos alimentadores da rede de distribuição considerando a demanda máxima, dois grupos geradores em operação (G1 e G3) e ausência de geração fotovoltaica.

Alimentador	Local	Tensão fase A (p.u.)	Tensão fase B (p.u.)	Tensão fase C (p.u.)
FEN-01	Início	1,01	1,01	1,01
	Fim (Porto)	1,00	1,00	1,00
	Fim (Morro do Francês)	1,00	1,00	1,00
FEN-02	Início	1,01	1,01	1,01
	Fim (Sueste)	1,00	1,00	1,00
	Fim (Bombeiros)	1,00	1,00	1,00
FEN-03	Início	1,01	1,01	1,01
	Fim (Conceição)	1,01	1,01	1,00
	Fim (Boldró)	1,01	1,01	1,01

As Tabelas D.3 e D.4 mostram as tensões nos pontos inicial e final dos alimentadores da rede de distribuição de Fernando de Noronha considerando três ou dois grupos geradores Diesel em operação, respectivamente, em um cenário com geração fotovoltaica.

Tabela D.3 – Tensão nos alimentadores da rede de distribuição considerando a demanda máxima, três grupos geradores em operação (G1, G2 e G3) e presença de geração fotovoltaica.

Alimentador	Local	Tensão fase A (p.u.)	Tensão fase B (p.u.)	Tensão fase C (p.u.)
FEN-01	Início	1,02	1,02	1,02
	Fim (Porto)	1,02	1,01	1,01
	Fim (Morro do Francês)	1,02	1,01	1,01
FEN-02	Início	1,02	1,02	1,02
	Fim (Sueste)	1,02	1,02	1,02
	Fim (Bombeiros)	1,02	1,02	1,02
FEN-03	Início	1,02	1,02	1,02
	Fim (Conceição)	1,02	1,02	1,02
	Fim (Boldró)	1,02	1,02	1,02

Tabela D.4 – Tensão nos alimentadores da rede de distribuição considerando a demanda máxima, dois grupos geradores em operação (G1 e G3) e presença de geração fotovoltaica.

Alimentador	Local	Tensão fase A (p.u.)	Tensão fase B (p.u.)	Tensão fase C (p.u.)
	Início	1,02	1,01	1,02
FEN-01	Fim (Porto)	1,01	1,00	1,01
	Fim (Morro do Francês)	1,01	1,00	1,01
FEN-02	Início	1,02	1,01	1,02
	Fim (Sueste)	1,01	1,00	1,02
	Fim (Bombeiros)	1,01	1,01	1,02
FEN-03	Início	1,02	1,01	1,02
	Fim (Conceição)	1,01	1,00	1,02
	Fim (Boldró)	1,02	1,01	1,02

### D.2. Tensão em regime permanente com demanda mínima

As Tabelas D.5 e D.6 mostram as tensões nos pontos inicial e final dos alimentadores da rede de distribuição de Fernando de Noronha considerando três ou dois grupos geradores Diesel em operação, respectivamente, em um cenário sem geração fotovoltaica.

Tabela D.5 – Tensão nos alimentadores da rede de distribuição considerando a demanda mínima, três grupos geradores em operação (G1, G2 e G3) e ausência de geração fotovoltaica.

Alimentador	Local	Tensão fase A (p.u.)	Tensão fase B	Tensão fase C
Annentador	Local		(p.u.)	(p.u.)
	Início	1,03	1,03	1,03
FEN-01	Fim (Porto)	1,03	1,03	1,03
	Fim (Morro do Francês)	1,03	1,03	1,03
	Início	1,03	1,03	1,03
FEN-02	Fim (Sueste)	1,03	1,03	1,03
	Fim (Bombeiros)	1,03	1,03	1,03
FEN-03	Início	1,03	1,03	1,03
	Fim (Conceição)	1,03	1,03	1,03
	Fim (Boldró)	1,03	1,03	1,03

Tabela D.6 – Tensão nos alimentadores da rede de distribuição considerando a demanda mínima, dois grupos geradores em operação (G1 e G3) e ausência de geração fotovoltaica.

Alimentador	Local	Tensão fase A (p.u.)	Tensão fase B (p.u.)	Tensão fase C (p.u.)
	Início	1,03	1,03	1,03
FEN-01	Fim (Porto)	1,02	1,02	1,02
	Fim (Morro do Francês)	1,02	1,02	1,02
	Início	1,03	1,03	1,03
FEN-02	Fim (Sueste)	1,02	1,02	1,02
	Fim (Bombeiros)	1,02	1,02	1,02
FEN-03	Início	1,03	1,03	1,03
	Fim (Conceição)	1,02	1,02	1,02
	Fim (Boldró)	1,03	1,03	1,03

As Tabelas D.7 e D.8 mostram as tensões nos pontos inicial e final dos alimentadores da rede de distribuição de Fernando de Noronha considerando três ou dois grupos geradores Diesel em operação, respectivamente, em um cenário com geração fotovoltaica.

Tabela D.7 – Tensão nos alimentadores da rede de distribuição considerando a demanda mínima, três grupos geradores em operação (G1, G2 e G3) e presença de geração fotovoltaica.

Alimentador	Local	Tensão fase A (p.u.)	Tensão fase B	Tensão fase C
Annientauoi	Local		(p.u.)	(p.u.)
	Início	1,03	1,03	1,03
FEN-01	Fim (Porto)	1,03	1,03	1,03
	Fim (Morro do Francês)	1,03	1,03	1,03
	Início	1,03	1,03	1,03
FEN-02	Fim (Sueste)	1,03	1,03	1,03
	Fim (Bombeiros)	1,03	1,03	1,03
FEN-03	Início	1,03	1,03	1,03
	Fim (Conceição)	1,03	1,03	1,03
	Fim (Boldró)	1,03	1,03	1,03

Tabela D.8 – Tensão nos alimentadores da rede de distribuição considerando a demanda mínima, dois grupos geradores em operação (G1 e G3) e presença de geração fotovoltaica.

Alimentador	Local	Tensão fase A (p.u.)	Tensão fase B (p.u.)	Tensão fase C (p.u.)
	Início	1,03	1,03	1,03
FEN-01	Fim (Porto)	1,03	1,03	1,03
	Fim (Morro do Francês)	1,03	1,03	1,03
FEN-02	Início	1,03	1,03	1,03
	Fim (Sueste)	1,03	1,03	1,03
	Fim (Bombeiros)	1,03	1,03	1,03
FEN-03	Início	1,03	1,03	1,03
	Fim (Conceição)	1,03	1,03	1,03
	Fim (Boldró)	1,03	1,03	1,03

### D.3. Perfis de tensão em regime permanente

As Tabelas D.9 e D.10 apresentam os perfis de tensão em regime permanente nos barramentos dos alimentadores em MT sob demanda máxima e mínima, respectivamente.

Tabela D.9 – Perfil de tensão em regime permanente sob demanda máxima (onde A alimentador e D grupos geradores Diesel em operação).

Sem geração fotovoltaica D A

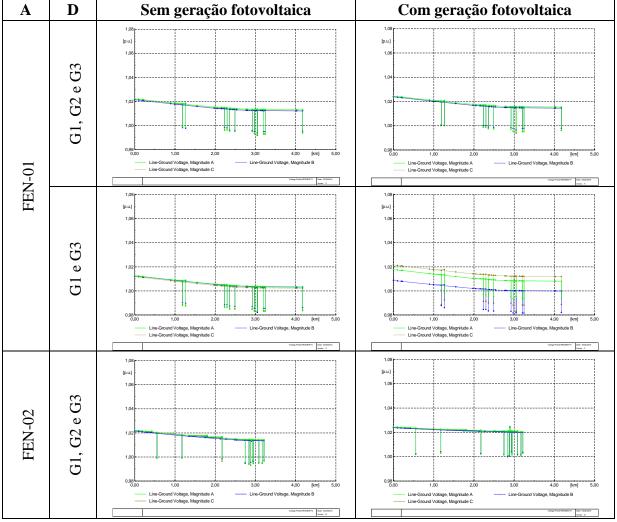


Tabela D.9 – Perfil de tensão em regime permanente sob demanda máxima (onde A alimentador e D grupos geradores Diesel em operação). (continuação)

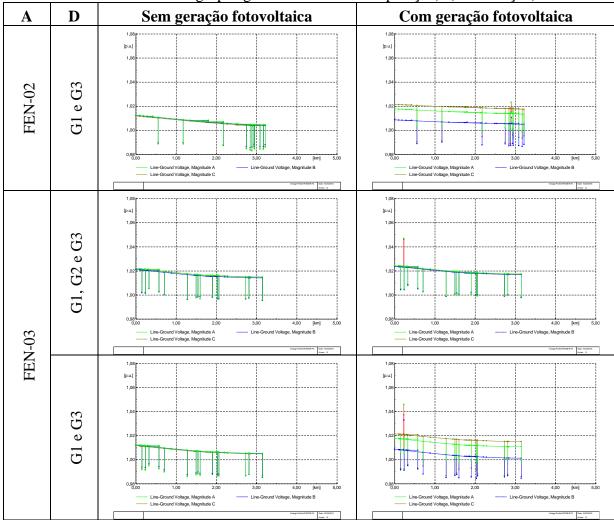
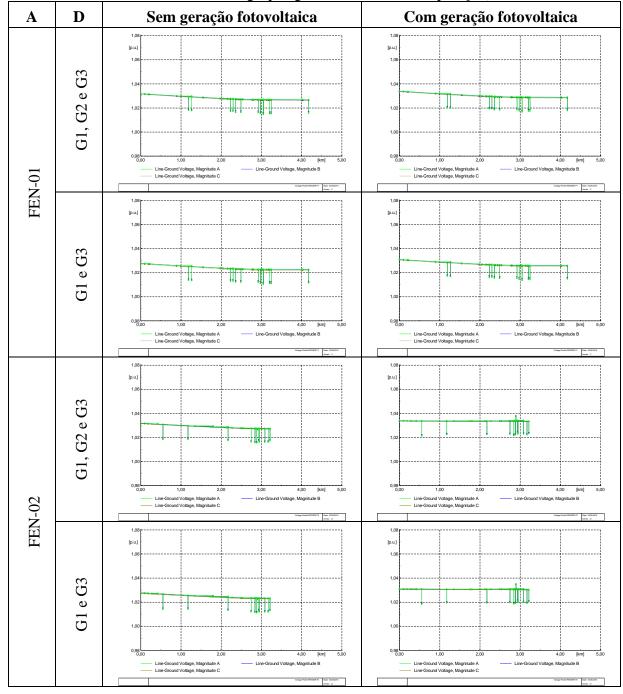


Tabela D.10 – Perfil de tensão em regime permanente sob demanda mínima (onde A

alimentador e D grupos geradores Diesel em operação).



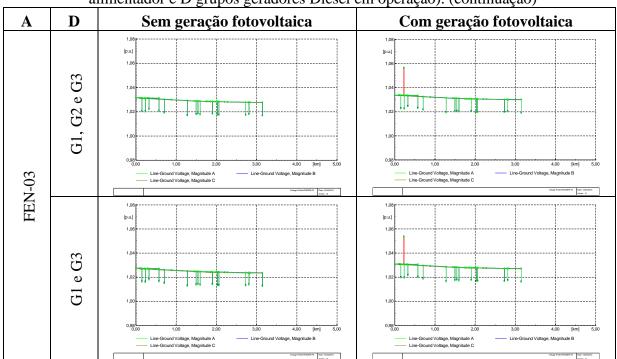


Tabela D.10 – Perfil de tensão em regime permanente sob demanda mínima (onde A alimentador e D grupos geradores Diesel em operação). (continuação)

## D.4. Correntes de curto-circuito

As Tabelas D.11 e D.12 mostram as correntes de curto-circuito nos pontos inicial e final dos alimentadores da rede de distribuição de Fernando de Noronha considerando três ou dois grupos geradores Diesel em operação, respectivamente, em um cenário sem geração fotovoltaica. São apresentadas as correntes de curto-circuito eficaz, que corresponde à corrente em regime transitório sem componente c.c., e de pico, que corresponde ao valor máximo da corrente de curto-circuito.

Tabela D.11 – Correntes de curto-circuito eficaz e de pico e potência de curto-circuito eficaz considerando três grupos geradores em operação (G1, G2 e G3) e ausência de geração fotovoltaica.

Alimen- tador	Local	Corrente de curto- circuito eficaz			Potência de curto- circuito eficaz			Corrente de curto- circuito pico		
		Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
		(kA)	(kA)	(kA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)	(kA)	(kA)	(kA)
FEN-01	Início	0,78	0,78	0,78	6,23	6,23	6,23	1,78	1,78	1,78
	Fim (Porto)	0,69	0,69	0,69	5,48	5,48	5,48	1,23	1,23	1,23
	Fim (Francês)	0,71	0,71	0,71	5,67	5,67	5,67	1,32	1,32	1,32
	Início	0,78	0,78	0,78	6,23	6,23	6,23	1,78	1,78	1,78
FEN-02	Fim (Sueste)	0,71	0,71	0,71	5,68	5,68	5,68	1,33	1,33	1,33
	Fim (Bomb.)	0,72	0,72	0,72	5,70	5,70	5,70	1,34	1,34	1,34
FEN-03	Início	0,78	0,78	0,78	6,23	6,23	6,23	1,78	1,78	1,78
	Fim (Conce.)	0,71	0,71	0,71	5,69	5,69	5,69	1,33	1,33	1,33
	Fim (Boldró)	0,77	0,77	0,77	6,16	6,16	6,16	1,69	1,69	1,69

Tabela D.12 – Correntes de curto-circuito eficaz e de pico e potência de curto-circuito eficaz considerando dois grupos geradores em operação (G1 e G3) e ausência de geração fotovoltaica.

Alimen- tador	Local	Corrente de curto- circuito eficaz			Potência de curto- circuito eficaz			Corrente de curto- circuito pico		
		Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
		(kA)	(kA)	(kA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)	(kA)	(kA)	(kA)
FEN-01	Início	0,50	0,50	0,50	3,97	3,97	3,97	1,14	1,14	1,14
	Fim (Porto)	0,46	0,46	0,46	3,69	3,69	3,69	0,89	0,89	0,89
	Fim (Francês)	0,47	0,47	0,47	3,76	3,76	3,76	0,93	0,93	0,93
	Início	0,50	0,50	0,50	3,97	3,97	3,97	1,14	1,14	1,14
FEN-02	Fim (Sueste)	0,47	0,47	0,47	3,76	3,76	3,76	0,94	0,94	0,94
	Fim (Bomb.)	0,47	0,47	0,47	3,77	3,77	3,77	0,94	0,94	0,94
FEN-03	Início	0,50	0,50	0,50	3,97	3,97	3,97	1,14	1,14	1,14
	Fim (Conce.)	0,47	0,47	0,47	3,77	3,77	3,77	0,94	0,94	0,94
	Fim (Boldró)	0,50	0,50	0,50	3,95	3,95	3,95	1,10	1,10	1,10

As Tabelas D.13 e D.14 mostram as correntes de curto-circuito nos pontos inicial e final dos alimentadores da rede de distribuição de Fernando de Noronha considerando três ou dois grupos geradores Diesel em operação, respectivamente, em um cenário com geração fotovoltaica. Também são apresentadas as correntes de curto-circuito eficaz e de pico.

Tabela D.13 – Correntes de curto-circuito eficaz e de pico e potência de curto-circuito eficaz considerando três grupos geradores em operação (G1, G2 e G3) e presença de geração fotovoltaica.

Alimen- tador	Local	Corrente de curto- circuito eficaz			Potência de curto- circuito eficaz			Corrente de curto- circuito pico		
		Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
		(kA)	(kA)	(kA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)	(kA)	(kA)	(kA)
	Início	0,82	0,82	0,82	6,53	6,53	6,53	1,86	1,86	1,86
FEN-01	Fim (Porto)	0,72	0,72	0,72	5,70	5,70	5,70	1,27	1,27	1,27
	Fim (Francês)	0,74	0,74	0,74	5,91	5,91	5,91	1,37	1,37	1,37
	Início	0,82	0,82	0,82	6,53	6,53	6,53	1,87	1,87	1,87
FEN-02	Fim (Sueste)	0,74	0,74	0,74	5,93	5,93	5,93	1,39	1,39	1,39
	Fim (Bomb.)	0,75	0,75	0,75	5,96	5,96	5,96	1,41	1,41	1,41
	Início	0,82	0,82	0,82	6,53	6,53	6,53	1,87	1,87	1,87
FEN-03	Fim (Conce.)	0,74	0,74	0,74	5,93	5,93	5,93	1,38	1,38	1,38
	Fim (Boldró)	0,81	0,81	0,81	6,45	6,45	6,45	1,77	1,77	1,77

Tabela D.14 – Correntes de curto-circuito eficaz e de pico e potência de curto-circuito eficaz considerando dois grupos geradores em operação (G1 e G3) e presença de geração fotovoltaica.

Alimen- tador	Local	Corrente de curto- circuito eficaz			Potência de curto- circuito eficaz			Corrente de curto- circuito pico		
		Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
		(kA)	(kA)	(kA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)	(kA)	(kA)	(kA)
FEN-01	Início	0,54	0,54	0,54	4,27	4,27	4,27	1,23	1,23	1,23
	Fim (Porto)	0,49	0,49	0,49	3,94	3,94	3,94	0,94	0,94	0,94
	Fim (Francês)	0,50	0,50	0,50	4,02	4,02	4,02	0,99	0,99	0,99
	Início	0,54	0,54	0,54	4,27	4,27	4,27	1,23	1,23	1,23
FEN-02	Fim (Sueste)	0,51	0,51	0,51	4,04	4,04	4,04	1,01	1,01	1,01
	Fim (Bomb.)	0,51	0,51	0,51	4,05	4,05	4,05	1,02	1,02	1,02
FEN-03	Início	0,54	0,54	0,54	4,27	4,27	4,27	1,23	1,23	1,23
	Fim (Conce.)	0,51	0,51	0,51	4,03	4,03	4,03	1,00	1,00	1,00
	Fim (Boldró)	0,53	0,53	0,53	4,24	4,24	4,24	1,19	1,19	1,19

# APÊNDICE E – Resultados detalhados das simulações de eventos dinâmicos

A seguir serão apresentados os resultados detalhados das simulações de eventos dinâmicos realizadas no aplicativo *PowerFactory*®.

#### E.1. Perda súbita das usinas fotovoltaicas

A Figura E.1 apresenta a tensão e a frequência no barramento principal da usina termelétrica Tubarão e a potência ativa dos grupos geradores Diesel e das usinas fotovoltaicas durante perda súbita destas últimas no instante 1 s. Além disso, é apresentada, também, a reconexão das usinas fotovoltaicas no instante 20 s.

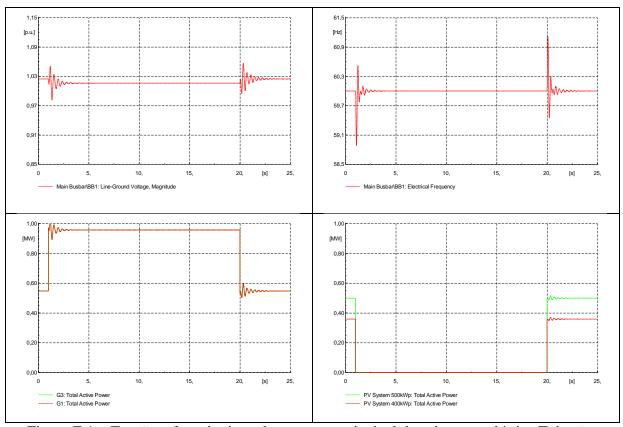


Figura E.1 – Tensão e frequência no barramento principal da usina termelétrica Tubarão e potência ativa dos grupos geradores Diesel e usinas fotovoltaicas durante perda súbita destas últimas.

## E.2. Perda súbita do alimentador FEN-01

As Figuras E.2 e E.3 apresentam a tensão e a frequência no barramento principal da usina termelétrica Tubarão e a potência ativa dos grupos geradores Diesel e das usinas fotovoltaicas durante perda súbita do alimentador FEN-01 com e sem geração fotovoltaica, respectivamente.

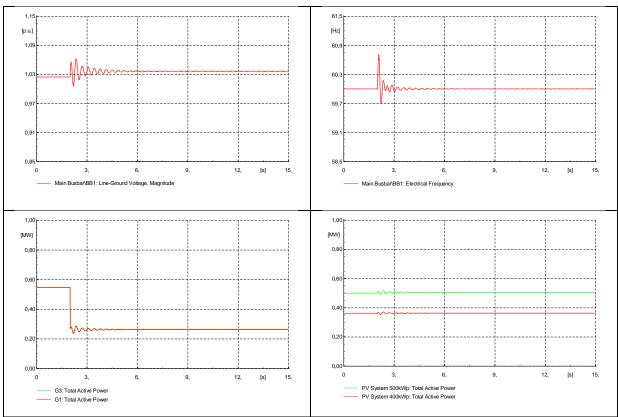


Figura E.2 – Tensão e frequência no barramento principal da usina termelétrica Tubarão e potência ativa dos grupos geradores Diesel e usinas fotovoltaicas durante perda súbita do alimentador FEN-01 considerando a presença de geração fotovoltaica.

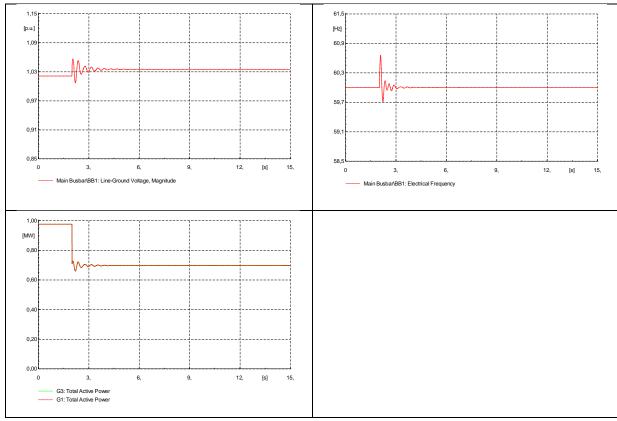


Figura E.3 – Tensão e frequência no barramento principal da usina termelétrica Tubarão e potência ativa dos grupos geradores Diesel e usinas fotovoltaicas durante perda súbita do alimentador FEN-01 considerando ausência de geração fotovoltaica.

## E.3. Perda súbita do alimentador FEN-02

As Figuras E.4 e E.5 apresentam a tensão e a frequência no barramento principal da usina termelétrica Tubarão e a potência ativa dos grupos geradores Diesel e das usinas fotovoltaicas durante perda súbita do alimentador FEN-02 com e sem geração fotovoltaica, respectivamente.

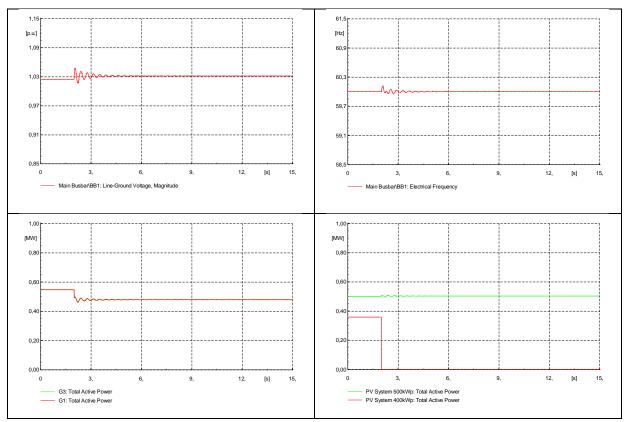


Figura E.4 – Tensão e frequência no barramento principal da usina termelétrica Tubarão e potência ativa dos grupos geradores Diesel e usinas fotovoltaicas durante perda súbita do alimentador FEN-02 considerando a presença de geração fotovoltaica.

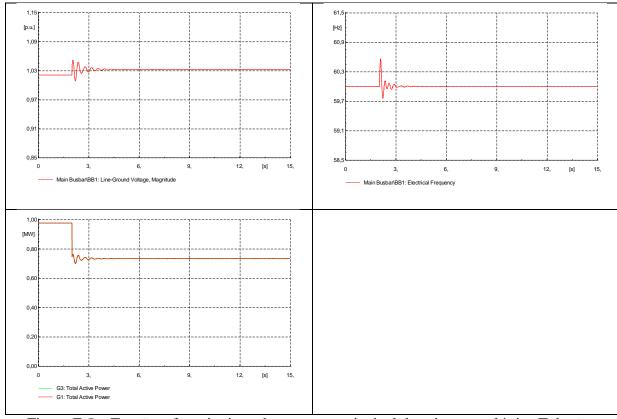


Figura E.5 – Tensão e frequência no barramento principal da usina termelétrica Tubarão e potência ativa dos grupos geradores Diesel e usinas fotovoltaicas durante perda súbita do alimentador FEN-02 considerando ausência de geração fotovoltaica.

# E.4. Perda súbita do alimentador FEN-03

As Figuras E.6 e E.7 apresentam a tensão e a frequência no barramento principal da usina termelétrica Tubarão e a potência ativa dos grupos geradores Diesel e das usinas fotovoltaicas durante perda súbita do alimentador FEN-03 com e sem geração fotovoltaica, respectivamente.

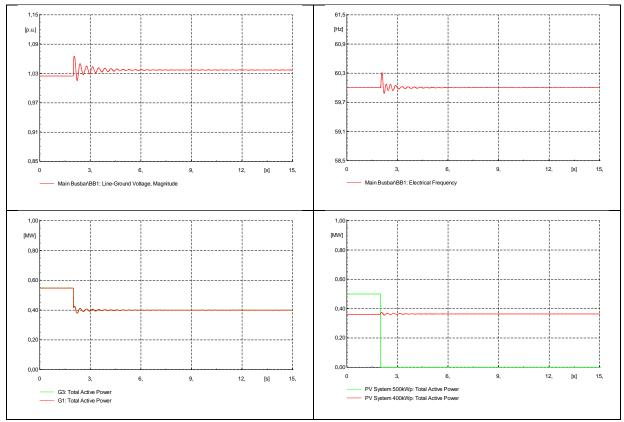


Figura E.6 – Tensão e frequência no barramento principal da usina termelétrica Tubarão e potência ativa dos grupos geradores Diesel e usinas fotovoltaicas durante perda súbita do alimentador FEN-03 considerando a presença de geração fotovoltaica.

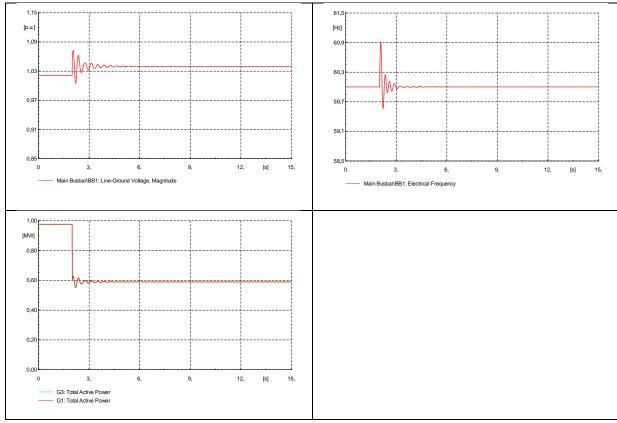


Figura E.7 – Tensão e frequência no barramento principal da usina termelétrica Tubarão e potência ativa dos grupos geradores Diesel e usinas fotovoltaicas durante perda súbita do alimentador FEN-03 considerando ausência de geração fotovoltaica.

## E.5. Curto-circuito trifásico no início do alimentador FEN-01

As Figuras E.8 e E.9 apresentam a tensão e a frequência no barramento principal da usina termelétrica Tubarão e a potência ativa dos grupos geradores Diesel e das usinas fotovoltaicas durante curto-circuito trifásico no início do alimentador FEN-01 com e sem geração fotovoltaica, respectivamente. Após a eliminação do curto (abertura do alimentador FEN-01), as usinas fotovoltaicas foram reconectadas aproximadamente aos 12,5 s no caso que considera a geração fotovoltaica.

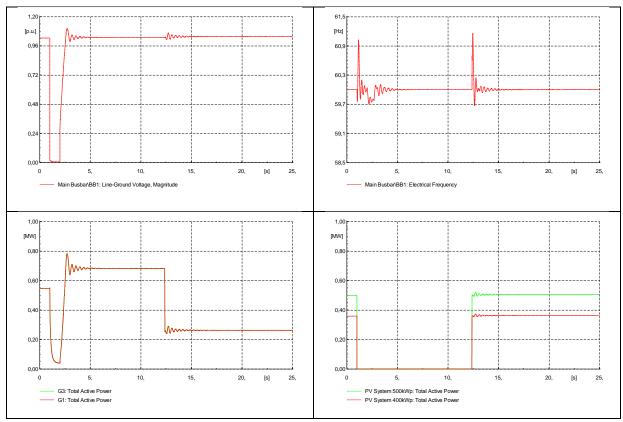


Figura E.8 – Tensão e frequência no barramento principal da usina termelétrica Tubarão e potência ativa dos grupo geradores Diesel e usinas fotovoltaicas durante curto-circuito trifásico no início do alimentador FEN-01 considerando a presença de geração fotovoltaica.

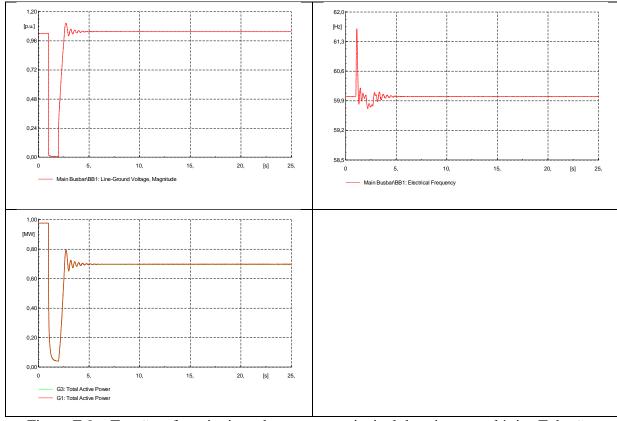


Figura E.9 – Tensão e frequência no barramento principal da usina termelétrica Tubarão e potência ativa dos grupos geradores Diesel e usinas fotovoltaicas durante curto-circuito trifásico no início do alimentador FEN-01 considerando ausência de geração fotovoltaica.

#### E.6. Curto-circuito trifásico no início do alimentador FEN-02

As Figuras E.10 e E.11 apresentam a tensão e a frequência no barramento principal da usina termelétrica Tubarão e a potência ativa dos grupos geradores Diesel e das usinas fotovoltaicas durante curto-circuito trifásico no início do alimentador FEN-02 com e sem geração fotovoltaica, respectivamente. Após a eliminação do curto (abertura do alimentador FEN-02), a usina fotovoltaica Noronha II foi reconectada aproximadamente aos 12,5 s no caso que considera a geração fotovoltaica.

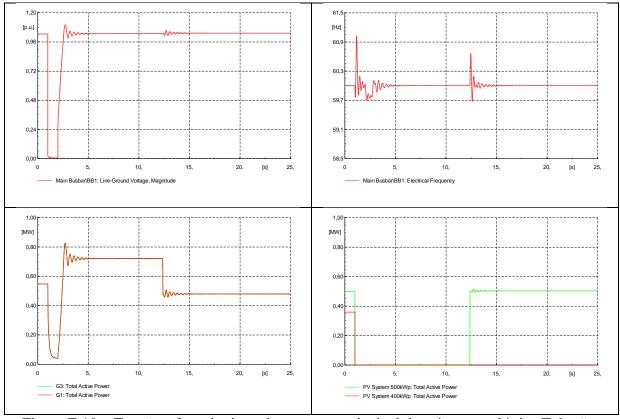


Figura E.10 – Tensão e frequência no barramento principal da usina termelétrica Tubarão e potência ativa dos grupos geradores Diesel e usinas fotovoltaicas durante curto-circuito trifásico no início do alimentador FEN-02 considerando a presença de geração fotovoltaica.

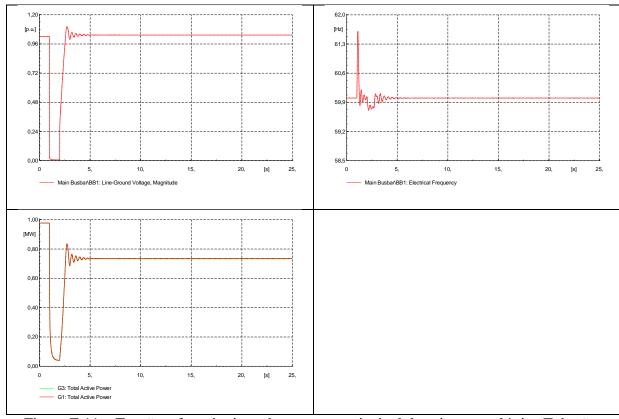


Figura E.11 – Tensão e frequência no barramento principal da usina termelétrica Tubarão e potência ativa dos grupos geradores Diesel e usinas fotovoltaicas durante curto-circuito trifásico no início do alimentador FEN-02 considerando ausência de geração fotovoltaica.

## E.7. Curto-circuito trifásico no início do alimentador FEN-03

As Figuras E.12 e E.13 apresentam a tensão e a frequência no barramento principal da usina termelétrica Tubarão e a potência ativa dos grupos geradores Diesel e das usinas fotovoltaicas durante curto-circuito trifásico no início do alimentador FEN-03 com e sem geração fotovoltaica, respectivamente. Após a eliminação do curto (abertura do alimentador FEN-03), a usina fotovoltaica Noronha I foi reconectada aproximadamente aos 12,5 s no caso que considera a geração fotovoltaica.

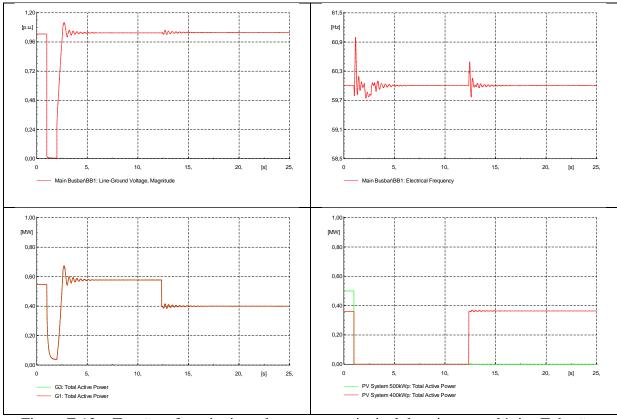


Figura E.12 – Tensão e frequência no barramento principal da usina termelétrica Tubarão e potência ativa dos grupos geradores Diesel e usinas fotovoltaicas durante curto-circuito trifásico no início do alimentador FEN-03 considerando a presença de geração fotovoltaica.

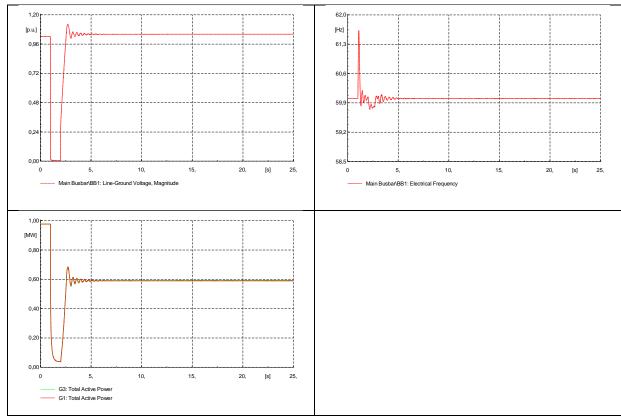


Figura E.13 – Tensão e frequência no barramento principal da usina termelétrica Tubarão e potência ativa dos grupos geradores Diesel e usinas fotovoltaicas durante curto-circuito trifásico no início do alimentador FEN-03 considerando ausência de geração fotovoltaica.