



MODELOS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA NOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Ricardo de Oliveira

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Carmen Lucia Tancredo Borges

Rio de Janeiro

Março de 2019

MODELOS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA
NOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Ricardo de Oliveira

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

Prof^a. Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

Prof. Walmir de Freitas Filho, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2019

Oliveira, Ricardo de

Modelos de Geração Fotovoltaica e Avaliação da Influência nos Índices de Confiabilidade de Sistemas de Distribuição/ Ricardo de Oliveira. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2019.

XV, 160 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Carmen Lucia Tancredo Borges

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2019.

Referências Bibliográficas: p. 139-143.

1. Geração Fotovoltaica. 2. Avaliação da Confiabilidade. 3. Sistemas de Distribuição. I. Borges, Carmen Lucia Tancredo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

*Dedico este trabalho à minha
esposa Cláudia e aos meus
pais, Hélio e Cremilda,
que abdicaram de
preciosos momentos e que
muito me apoiaram e
incentivaram a realizá-lo.*

Agradecimentos

A Deus sou grato pelos dons e pelas pessoas que foram colocadas ao meu redor. Agradeço também por me dar a saúde e perseverança necessárias para a realização deste trabalho.

Aos meus pais, Hélio e Cremilda, agradeço pelo amor incondicional demonstrado, principalmente, pela aposta nesse sucesso. À minha esposa Cláudia, pela compreensão, paciência e ânimo.

À ELETROBRAS, pelo apoio e liberação do período de trabalho para que eu pudesse me dedicar à etapa de cumprimento dos créditos bem como à etapa final de pesquisa e elaboração dessa dissertação.

À Professora Carmen Lucia Tancredo Borges, obrigado pela oportunidade de trabalharmos juntos, pela orientação dada em todas as etapas deste trabalho, pelo incentivo e por estar sempre pronto a ajudar com sugestões e ideias e pela total compreensão acerca das dificuldades inerentes aos alunos que acumulam trabalho e estudo.

Ao colega Jader pelo apoio e troca de informações sobre o tema relacionado à Geração de Energia Elétrica por fonte solar fotovoltaica.

Ao CEPEL, na pessoa dos Engenheiros Leonardo dos Santos Vieira e Márcia da Rocha Ramos, por fornecerem dados de irradiância e temperatura ambiente, os quais foram fundamentais na etapa inicial de desenvolvimento desse trabalho.

À UFRJ e ao corpo de professores e funcionários da COPPE pela aplicação no cumprimento de sua missão de fornecer à sociedade brasileira ensino público e pesquisa de excelência nas diferentes áreas da Engenharia.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

MODELOS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA NOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Ricardo de Oliveira

Março/2019

Orientador: Carmen Lucia Tancredo Borges

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho apresenta os modelos de geração fotovoltaica (FV) utilizados para estimar a potência de saída das usinas de geração e injetada na rede. A modelagem do sistema de geração contempla os modelos para arranjo, inversores e para a planta, sendo esse último associado ao efeito de suavização espacial. No que se refere arranjo FV, o enfoque é a análise do desempenho em potência máxima de saída dos modelos que adotam expressões semi-empíricas, baseados em equações explícitas e informações geralmente disponíveis nos catálogos dos módulos. A partir de séries temporais de medição da irradiância e da temperatura ambiente local, modelos que aliam maior exatidão e simplicidade foram utilizados para gerar séries de potência em escalas de minutos e em escala horária, com o objetivo de avaliar o impacto da variabilidade do recurso solar e da conexão de usinas fotovoltaicas de geração distribuída e concentrada nos índices de confiabilidade de sistemas de distribuição. São apresentados e discutidos os resultados da conexão de usinas fotovoltaicas no sistema IEEE RBTS Barra 2 e de um sistema de distribuição brasileiro real com presença de geração FV, com a abordagem do efeito de utilização dos modelos de geração selecionados, da resolução temporal das séries e da suavização das flutuações da potência gerada.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

PHOTOVOLTAIC POWER GENERATION MODELS AND INFLUENCE
ASSESSMENT ON DISTRIBUTION SYSTEMS RELIABILITY INDICES

Ricardo de Oliveira

March/2019

Advisor: Carmen Lucia Tancredo Borges

Department: Electrical Engineering

This work presents models of photovoltaic (PV) generation used to predict the power output of the grid connected PV systems. The modeling of the generation system takes into account the PV arrays models, inverters and a plant model, which has been associated to spatial smoothing. Regarding the PV array models, the focus is the performance evaluation based on the maximum power point, in which are adopted semi-empirical expressions, based on both explicit equations and information frequently available in the PV module datasheet and provided by manufacturers. From time series of ground measured irradiance and the local ambient temperature, methods that combine accuracy and simplicity were used to generate power output time series in minutely and hourly resolution, in order to evaluate the impact of variability of the solar photovoltaic resource and the connection of PV power plants (distributed generation and utility-scale) in the reliability indices of distribution systems. Case studies on the IEEE RBTS Bus 2 system and a real distribution system are presented and discussed, for a single power plant at different locations, taking into consideration the effect of using the selected PV generation models, the temporal resolution of the time series and the smoothing of the power output fluctuations.

Sumário

1. Introdução	1
1.1 Motivação e objetivos do trabalho	6
1.2 Revisão Bibliográfica	9
1.3 Estrutura da Dissertação	12
2. Conceitos do Recurso Solar e da Geração Fotovoltaica e Aplicação no Estudo da Confiabilidade do Sistema	14
2.1 Radiação Solar.....	14
2.2 Componentes da Radiação Solar	15
2.3 Massa de Ar.....	17
2.4 Levantamento dos Dados de Superfície de Irradiância	19
2.5 Geração fotovoltaica.....	23
2.5.1 Informações de Catálogo dos Módulos	25
2.5.2 Curva Característica I-V e Aspectos de Desempenho dos Módulos.....	26
2.6 Metodologia para Aplicação da Geração Fotovoltaica em Estudos de Confiabilidade de Sistema de Distribuição	29
2.6.1 Aspectos Práticos e Regulatórios do Brasil	32
2.7 Considerações finais.....	33
3. Modelos de Geração Fotovoltaica	34
3.1 Modelos para módulos e arranjos fotovoltaicos	35
3.1.1 Modelo PESRC	36
3.1.2 Modelo Park	38
3.1.3 Modelo Osterwald.....	39
3.1.4 Modelo AMPP	42
3.1.5 Modelo Ideal	47
3.1.6 Modelo PEM/OpenDSS.....	51
3.2 Modelos para inversores.....	54
3.3 Modelos para usina fotovoltaica.....	59
3.4 Fatores de Degradação	65
3.5 Premissas Adotadas na Metodologia de Simulação	66
4. Análise dos Modelos de Geração Fotovoltaica.....	68
4.1 Sistema Fotovoltaico Adotado	69
4.2 Dados de Medição	70
4.3 Índices de Avaliação do Desempenho.....	71
4.4 Resultados e Análise	73
4.5 Influência da Escala Temporal	82

4.6 Considerações Finais.....	86
5. Estudo de Casos e Resultados.....	88
5.1 Sistema RBTS-Barra2.....	89
5.1.1 Usina FV conectada na barra 61 e desconsiderado efeito da suavização espacial	93
5.1.1.1 Resultados gerais dos índices de confiabilidade	95
5.1.1.2 UFV 1 MWp	98
5.1.1.3 UFV 1,5 MWp	99
5.1.1.4 UFV 2,5 MWp	101
5.1.1.5 UFV 5 MWp	102
5.1.2 Análise e conclusões parciais.....	103
5.1.3 Usina FV conectada na barra 56 e desconsiderado efeito da suavização espacial	105
5.1.3.1 Resultados gerais dos índices de confiabilidade	105
5.1.3.2 UFV 1,5 MWp	108
5.1.3.3 UFV 2,5 MWp	109
5.1.3.4 UFV 5 MWp	110
5.1.4 Análise e conclusões parciais.....	112
5.1.5 Usina FV conectada na barra 61 – Análise do efeito da suavização espacial	112
5.2 Sistema Real – Ilha de Fernando de Noronha	115
5.2.1 Premissas e dados adotados nas simulações	116
5.2.1.1 Usinas de geração.....	116
5.2.1.2 Rede de distribuição	118
5.2.1.3 Cargas e transformadores	119
5.2.1.4 Informações de confiabilidade	121
5.2.2 Resultados e conclusões parciais	122
5.2.2.1 Resultados gerais dos índices de confiabilidade	123
5.2.2.2 Resultados da agregação temporal	127
5.3 Considerações Finais.....	133
6. Conclusões e Trabalhos Futuros	135
6.1 Conclusões	135
6.2 Trabalhos futuros.....	137
Referências Bibliográficas	139
Apêndice A	144
A.1 Introdução	144
A.2 SMC Sequencial	145
A.3 Índices de Confiabilidade de Sistemas de Distribuição.....	151
Apêndice B	153
Apêndice C	156

C.1 UFV Noronha I	156
C.2 UFV Noronha II	157
C.3 Dados nominais dos transformadores e respectivas cargas.....	158
C.4 Imagens das usinas de geração.....	159

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Evolução anual do acréscimo e da capacidade instalada acumulada da geração FV	1
Figura 1.2 – Acréscimo e capacidade instalada dos 10 maiores países em geração FV	2
Figura 1.3 – Ranking dos 20 maiores do mercado fotovoltaico em termos de adição de capacidade.....	3
Figura 1.4 – Faixa de potência dos geradores classificados como micro e minigeração distribuída.....	6
Figura 1.5 – Variabilidade do recurso solar para diferentes escalas temporais.....	9
Figura 2.1 – Componentes da radiação solar	15
Figura 2.2 – Posição do Sol em termos dos ângulos zenital e azimutal.....	18
Figura 2.3 – Mapa de localização das estações meteorológicas do INMET	20
Figura 2.4 – Mapa de localização das estações do projeto rede SONDA	21
Figura 2.5 – Característica modular de uma sistema fotovoltaico	23
Figura 2.6 – Topologia típica de uma minigeração solar distribuída.....	24
Figura 2.7 – Curva característica I-V nas condições STC.....	27
Figura 2.8 – Curvas I-V e P-V para diversos níveis de irradiância e $T_{cel}=25^{\circ}\text{C}$	27
Figura 2.9 – Curvas I-V e P-V para diversos valores da temperatura da célula e $G_{TOT} = 1.000 \text{ W/m}^2$	28
Figura 2.10 – Efeito da temperatura na curva I-V.....	28
Figura 2.11 – Escopo geral da modelagem da geração FV para avaliação da confiabilidade.....	32
Figura 3.1 – Modelo adotado para usina fotovoltaica	35
Figura 3.2 – Potência máxima de saída obtida a partir do modelo PESRC	37
Figura 3.3 – Potência máxima de saída obtida a partir do modelo Park	39
Figura 3.4 – Potência máxima de saída obtida a partir dos modelos PESRC, Park e Osterwald	41
Figura 3.5 – Modelo de variação da temperatura da célula.....	42
Figura 3.6 – Potência máxima de saída obtida a partir dos quatro modelos descritos	46
Figura 3.7 – Circuitos equivalentes de uma célula FV: Modelos (a) de 5 parâmetros e (b) ideal	47
Figura 3.8 – Potência máxima de saída obtida a partir dos quatro modelos descritos	51
Figura 3.9 – Modelo de arranjo FV do <i>PVSystem Element Model</i>	52
Figura 3.10 – Curva típica do fator de redução da potência com a temperatura	53
Figura 3.11 – Gráficos comparativo das potência de saída dos modelos PEM/OpenDSS (a) e Osterwald (b).....	54
Figura 3.12 – Curva de eficiência típica de um inversor de 25kVA	55
Figura 3.13 – Curva de eficiência do inversor STP 25000TL conforme modelagem descrita por DOBOS, 2014	57
Figura 3.14 – Simulação das curvas de eficiência do inversor modelo STP 25000TL.....	58
Figura 3.15 – Ilustração do efeito da suavização espacial das flutuações de potência.....	60
Figura 3.16 – Influência da área da planta na suavização das flutuações da irradiância.....	62
Figura 3.17 – Exemplo da suavização espacial de uma planta de 30 MWp	64
Figura 3.18 – Influência da área da planta na suavização das flutuações da irradiância.....	64
Figura 3.19 – Suavização das flutuações da irradiância de usina FV de menor porte	65
Figura 3.20 – Metodologia para geração da série de potência gerada.....	67
Figura 4.1 – Sistema Petrolina/ENERQ.....	69
Figura 4.2 – Medições de irradiância do Sistema Petrolina/ENERQ.....	71
Figura 4.3 – Medições dos dados de temperatura e velocidade do vento do Sistema Petrolina/ENERQ	71
Figura 4.4 – Medições de irradiância do Sistema Petrolina/ENERQ para quatro classificações típicas de tempo.....	74
Figura 4.5 – Simulação da potência de saída máxima estimada pelos modelos de geração para um dia típico de céu claro	77
Figura 4.6 – Simulação da potência máxima de saída estimada por três modelos de geração para	

um dia típico de tempo nublado	78
Figura 4.7 – Destaque para o período de baixa irradiância de um dia típico de tempo nublado.	78
Figura 4.8 – Gráficos de dispersão da potência de saída estimada versus medida – Céu claro – (a) Modelo Osterwald e (b) Modelo AMPP	79
Figura 4.9 – Gráficos de dispersão da potência de saída estimada versus medida – Céu claro – (a) Modelo Park e (b) Modelo CE Ideal.....	79
Figura 4.10 – Gráficos de dispersão da potência de saída estimada versus medida – Tempo variável – (a) Modelo Osterwald e (b) Modelo AMPP	80
Figura 4.11 – Gráficos de dispersão da potência de Saida estimada versus medida – Tempo variável – (a) Modelo Park e (b) Modelo CE Ideal	80
Figura 4.12 – Perfis de irradiância simuladas (10 minutos e 1 hora) e medida (5 minutos) para condições de tempo variável	82
Figura 4.13 – Perfis de irradiância simuladas (10 minutos e 1 hora) e medida (5 minutos) para condições de tempo parcialmente nublado.....	83
Figura 4.14 – Perfis de irradiância simuladas (10 minutos e 1 hora) e medida (5 minutos) para condições de céu claro.....	83
Figura 4.15 – Resposta não linear da potência em função da irradiância	86
Figura 4.16 – Layout do modelo de simulação do sistema fotovoltaico	87
Figura 5.1 – Sistema de distribuição urbano RBTS-Barra2.....	89
Figura 5.2 – Alimentador nº3 do sistema RBTS-Barra2.....	91
Figura 5.3 – Caso hipotético com falha no trecho nº16	94
Figura 5.4 – Análise da agregação temporal das séries.....	95
Figura 5.5 – Gráfico da variação do tempo médio de reparo anual (U) – Barras de carga fictícias	96
Figura 5.6 – Gráfico da variação do tempo médio de reparo anual (U) – Barras de carga (LP). 96	96
Figura 5.7 – Gráfico da variação da taxa média de falha (λ) – Barras de carga fictícias	96
Figura 5.8 – Gráfico da variação da taxa média de falha (λ) – Barras de carga (LP)	97
Figura 5.9 – Gráfico da variação da potência não suprida (EPNS) – Barras de carga fictícias ..	97
Figura 5.10 – Gráfico da variação da potência não suprida (EPNS) – Barras de carga (LP).....	97
Figura 5.11 – Gráfico da variação do tempo médio de reparo anual (U) – Barras de carga fictícias	106
Figura 5.12 – Gráfico da variação do tempo médio de reparo anual (U) – Barras de carga (LP)	106
Figura 5.13 – Gráfico da variação da taxa média de falha (λ) – Barras de carga fictícias	106
Figura 5.14 – Gráfico da variação da taxa média de falha (λ) – Barras de carga (LP)	107
Figura 5.15 – Gráfico da variação da potência não suprida (EPNS) – Barras de carga fictícias	107
Figura 5.16 – Gráfico da variação da potência não suprida (EPNS) – Barras de carga (LP)....	107
Figura 5.17 – Mapa geográfico da ilha de Fernando de Noronha	115
Figura 5.18 – Mapa eletrogeográfico da rede de MT da ilha de Fernando de Noronha	116
Figura 5.19 – Diagrama unifilar simplificado da UTE Tubarão	117
Figura 5.20 – Diagrama unifilar da rede de média tensão de Fernando de Noronha	118
Figura 5.21 – Curvas de carga típica de Fernando de Noronha	120
Figura 5.22 – Tempo médio de reparo anual – Comparação entre o sistema sem geração FV e atual.....	124
Figura 5.23 – Expectativa de potência não suprida – Comparação entre o sistema sem geração FV e atual	125
Figura 5.24 – Taxa média de falha – Comparação entre o sistema sem geração FV e atual	125
Figura 5.25 – Sequencia de transições de corte de carga no alimentador FEN-01	126
Figura 5.26 – Sequencia de cortes de carga no alimentador FEN-01	127
Figura 5.27 – Tempo médio de reparo anual por ponto de carga.....	128
Figura 5.28 – Expectativa de potência não suprida por ponto de carga	129
Figura 5.29 – Taxa média de falha por ponto de carga	129
Figura 5.30 – Taxa média de falha por ponto de carga – UTE Tubarão 100% confiável	132
Figura A.1 – Representação de um sistema elétrico hipotético no NH3.....	145

Figura A.2 – Etapas do estudo de confiabilidade	146
Figura A.3 – Amostragem da duração dos estados dos componentes.....	149
Figura C.1 – Imagens da UTE Tubarão e Fernando de Noronha.....	159
Figura C.2 – Visão geral da UFV Noronha I	160
Figura C.3 – Visão geral da UFV Noronha II	160

Lista de Tabelas

Tabela 1.1 – Ranking dos 10 maiores países em capacidade adicionada em 2017	2
Tabela 2.1 – Especificações técnicas do módulo modelo JKM305P	26
Tabela 3.1 – Especificações técnicas do inversor modelo Sunny Tripower 25000TL.....	55
Tabela 3.2 – Dados das usinas FV e parâmetros do filtro passa-baixa	63
Tabela 3.3 – Irradiação solar diária no plano da instalação	65
Tabela 3.4 – Classificação do modelo baseado em dados de medição em solo	67
Tabela 4.1 – Especificações técnicas do módulo modelo LG255S1C-G2.....	69
Tabela 4.2 – Especificações técnicas do inversor modelo Sunny Boy 2000HF-30	70
Tabela 4.3 – Irradiação solar diária no plano da instalação	74
Tabela 4.4 – Desempenho dos modelos com relação ao percentual de variação da energia gerada e à métrica MBE.....	75
Tabela 4.5 – Desempenho dos modelos com relação às métricas estatísticas RMSE e R^2	75
Tabela 4.6 – Influência de Δt na distribuição de frequência das flutuações.....	84
Tabela 4.7 – Percentual de variação da energia estimada a partir dos perfis com escala de 10 minutos em relação à energia real medida	85
Tabela 4.8 – Percentual de variação da energia estimada a partir dos perfis com escala de 1 hora em relação à energia real medida	85
Tabela 5.1 – Dados dos pontos de carga	90
Tabela 5.2 – Taxas de falha e de reparo dos componentes do alimentador nº3	91
Tabela 5.3 – Dados de confiabilidade para usinas FV	92
Tabela 5.4 – Efeito da agregação temporal na produção de energia da UFV de 1 MWp	93
Tabela 5.5 – Efeito da agregação temporal na produção de energia da UFV de 5 MWp	93
Tabela 5.6 – Efeito da conexão da geração solar na barra 61 – UFV 1 MWp	98
Tabela 5.7 – Efeito da agregação temporal no tempo médio de reparo anual – UFV 1 MWp ...	99
Tabela 5.8 – Efeito da agregação temporal na taxa média de falha – UFV 1 MWp.....	99
Tabela 5.9 – Efeito da conexão da geração solar na barra 61 – UFV 1,5 MWp	100
Tabela 5.10 – Efeito da agregação temporal no tempo médio de reparo anual – UFV 1,5 MWp	100
Tabela 5.11 – Efeito da agregação temporal na taxa média de falha – UFV 1,5 MWp.....	100
Tabela 5.12 – Efeito da conexão da geração solar na barra 61 – UFV 2,5 MWp.....	101
Tabela 5.13 – Efeito da agregação temporal no tempo médio de reparo anual – UFV 2,5 MWp	101
Tabela 5.14 – Efeito da agregação temporal na taxa média de falha – UFV 2,5 MWp.....	102
Tabela 5.15 – Efeito da conexão da geração solar na barra 61 – UFV 5 MWp	102
Tabela 5.16 – Efeito da agregação temporal no tempo médio de reparo anual – UFV 5 MWp	103
Tabela 5.17 – Efeito da agregação temporal na taxa média de falha – UFV 5 MWp.....	103
Tabela 5.18 – Efeito da conexão da geração solar na barra 56 – UFV 1,5 MWp	108
Tabela 5.19 – Efeito da agregação temporal no tempo médio de reparo anual – UFV 1,5 MWp	108
Tabela 5.20 – Efeito da agregação temporal na taxa média de falha – UFV 1,5 MWp.....	109
Tabela 5.21 – Efeito da conexão da geração solar na barra 56 – UFV 2,5 MWp.....	109
Tabela 5.22 – Efeito da agregação temporal no tempo médio de reparo anual – UFV 2,5 MWp	110
Tabela 5.23 – Efeito da agregação temporal na taxa média de falha – UFV 2,5 MWp.....	110
Tabela 5.24 – Efeito da conexão da geração solar na barra 56 – UFV 5 MWp	111
Tabela 5.25 – Efeito da agregação temporal no tempo médio de reparo anual – UFV 5 MWp	111
Tabela 5.26 – Efeito da agregação temporal na taxa média de falha – UFV 5 MWp.....	111
Tabela 5.27 – Dados das usinas FV e parâmetros do filtro passa-baixa	113
Tabela 5.28 – Efeito da suavização espacial na produção de energia.....	113
Tabela 5.29 – Efeito da suavização espacial no tempo médio de reparo anual – UFV 5 MWp	114
Tabela 5.30 – Efeito da suavização espacial na taxa média de falha – UFV 5 MWp.....	114
Tabela 5.31 – Unidades geradoras da UTE Tubarão.....	117

Tabela 5.32 – Resistência e reatância indutiva dos cabos da rede de MT.....	119
Tabela 5.33 – Impedância equivalente dos transformadores de distribuição.....	121
Tabela 5.34 – Cargas consideradas de atendimento prioritário.....	121
Tabela 5.35 – Dados de confiabilidade para os componentes da rede	122
Tabela 5.36 – Dados de confiabilidade para usinas de geração	122
Tabela 5.37 – Efeito da agregação temporal na produção de energia da UFV Noronha I.....	123
Tabela 5.38 – Efeito da agregação temporal na produção de energia da UFV Noronha II.....	123
Tabela 5.39 – Efeito da agregação temporal nos índices do sistema	128
Tabela 5.40 – Efeito da agregação temporal no tempo médio de reparo anual.....	129
Tabela 5.41 – Efeito da agregação temporal na expectativa de potência não suprida	130
Tabela 5.42 – Efeito da agregação temporal na taxa média de falha	130
Tabela 5.43 – Efeito da agregação temporal nos índices do sistema – Condição real	132
Tabela 5.44 – Efeito da agregação temporal nos índices do sistema – UTE Tubarão 100% confiável.....	132
Tabela B.1 – Taxas de falha e de reparo dos componentes do sistema RBTS-Barra2 e comprimento dos alimentadores.....	153
Tabela B.2 – Dados de confiabilidade para os componentes	154
Tabela B.3 – Especificações técnicas do módulo modelo Virtus II JC250M	155
Tabela B.4 – Especificações técnicas do inversor modelo Sunny Tripower 25000TL.....	155
Tabela C.1 – Especificações técnicas do módulo modelo YL245P-29b.....	156
Tabela C.2 – Especificações técnicas do inversor modelo Power-One TRIO-27.6-TL-OUTD- S2X-400	157
Tabela C.3 – Especificações técnicas do módulo modelo YL300P-35b.....	157
Tabela C.4 – Características nominais dos transformadores e das cargas por ponto de carga (LP)	158

Capítulo 1

Introdução

A geração de energia elétrica baseada em fonte solar é uma realidade em muitos países desenvolvidos e em desenvolvimento. No âmbito global, a expansão do mercado se deve em grande parte à crescente competitividade da energia solar fotovoltaica (FV) associada à redução de custos da tecnologia, combinada à crescente demanda por eletricidade nos países em desenvolvimento e à conscientização do potencial da tecnologia para mitigar os crescentes níveis de emissão de poluentes e fornecer acesso à energia, por exemplo, em sistemas isolados (também chamados de sistemas *off grid*).

Dados da Renewables 2018 Global Status Report (REN21, 2018) indicam que a geração FV foi a líder em adição de capacidade instalada entre todas as tecnologias de geração de energia, respondendo, em 2017, por quase 55% do total entre as fontes renováveis. Outras fontes, por exemplo, eólica e hidráulica, tiveram contribuição de 29% e 11%, respectivamente, de toda nova capacidade de geração renovável. Grande parte dessa elevada expansão deve-se ao forte crescimento do mercado da China, sendo instalados 53 GW em 2017. A figura 1.1 apresenta o crescimento da geração FV nos últimos 11 anos, em termos da capacidade instalada global.

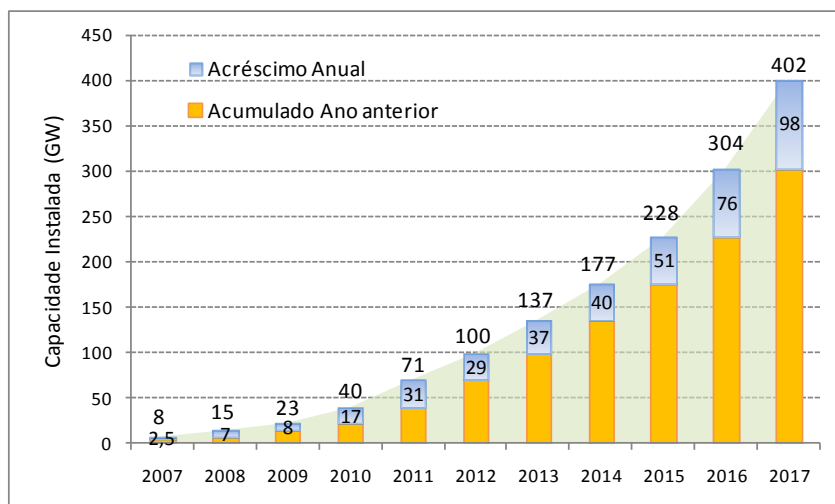


Figura 1.1 – Evolução anual do acréscimo e da capacidade instalada acumulada da geração FV
Fonte: dados de REN21 (2018)

Além do forte crescimento Chinês, no ano de 2017 foram registradas a retração no mercado de geração FV nos Estados Unidos (10,6 GW instalados), embora tenha ultrapassado o Japão e Alemanha em capacidade instalada total, expansão na Índia (9,1 GW instalados) e também retração no Japão (7,0 GW instalados). A figura 1.2 mostra os países pertencentes ao ranking dos 10 maiores em capacidade instalada, conforme dados obtidos de IEA (2018). Os países Itália e Espanha tiveram expansão abaixo de 0,5 GW em 2017 e a tendência é que os mesmos saiam do seletivo grupo nos próximos anos.

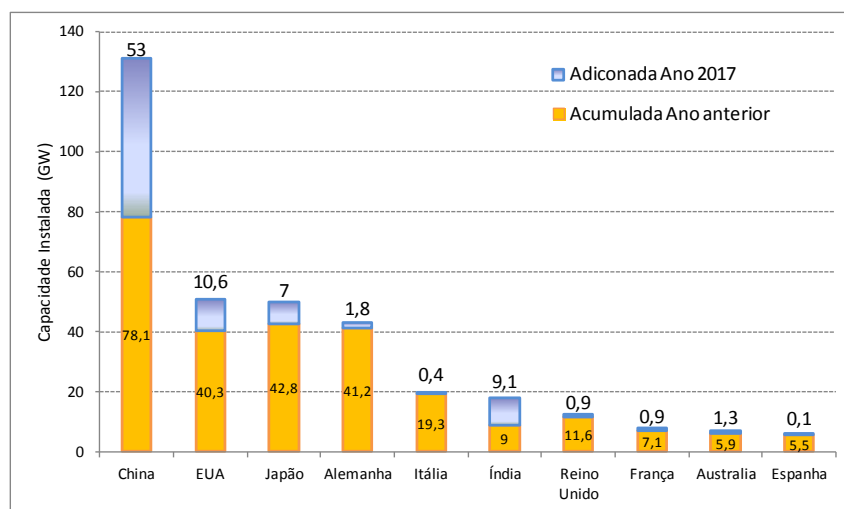


Figura 1.2 – Acréscimo e capacidade instalada dos 10 maiores países em geração FV
Fonte: dados de IEA (2018)

Além dos países elencados no ranking dos 10 maiores em capacidade instalada FV acumulada, merecem destaque em 2017 os países Turquia, Coréia e Brasil, pois se encontram atualmente no ranking dos 10 maiores em acréscimo anual em geração FV. O Brasil, por exemplo, é o primeiro ano em que é listado no grupo, substituindo o Chile na 10ª posição. O ranking dos países com maior capacidade adicionada em 2017 é mostrado na tabela 1.1.

Tabela 1.1 – Ranking dos 10 maiores países em capacidade adicionada em 2017

Posição	10 maiores países em capacidade adicionada em 2017		
1º		China	53,0 GW
2º		Estados Unidos	10,6 GW
3º		Índia	9,1 GW
4º		Japão	7,0 GW
5º		Turquia	2,6 GW
6º		Alemanha	1,8 GW
7º		Austrália	1,3 GW
8º		Coreia do Sul	1,2 GW
9º		Reino Unido	0,9 GW
10º		Brasil	0,9 GW

Fonte: dados de IEA (2018)

Entre as projeções de crescimento da fonte solar, instituições de relevância mundial, como a Solar Power Europe (SPE, 2018), indica que o cenário verificado em 2017 deve permanecer nos próximos 5 anos, ou seja, regiões da Ásia-Pacífico que absorveram dois terços do total das instalações em 2017, devem manter a participação na faixa de 50 a 60%, com destaque para China e Índia. Em outras regiões, são projetados crescimentos com elevadas taxas médias anuais, por exemplo, o México (60% a.a), Egito (171% a.a), Brasil (49% a.a) e Arábia Saudita (227% a.a). Em valores absolutos, a figura 1.3 apresenta as projeções de expansão do parque gerador dos 20 maiores mercados, no período de 2018-2022, considerando o cenário base ou realista.

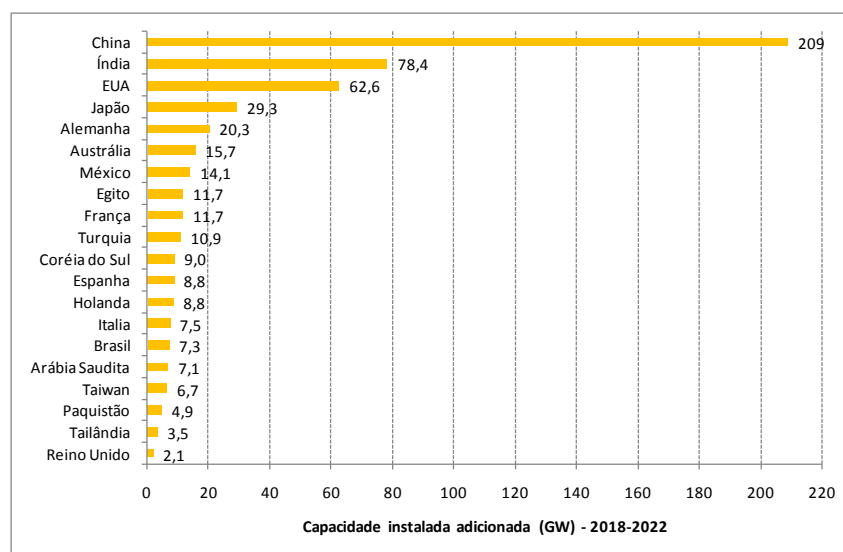


Figura 1.3 – Ranking dos 20 maiores do mercado fotovoltaico em termos de adição de capacidade
Fonte: dados de SPE (2018)

A participação da geração solar ainda é inexpressiva no Brasil uma vez que a fonte tem participação da ordem de 0,8% da matriz de energia elétrica do país, segundo dados do Banco de Informações de Geração – BIG da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2018a). No entanto, o mercado fotovoltaico brasileiro está se tornando cada vez mais dinâmico. A geração de energia elétrica somou 832 GWh em 2017 contra apenas 85 GWh no ano anterior. A capacidade instalada da fonte solar (considerando apenas geração centralizada - *Utility-scale*) saltou de 24 MW para 935 MW em 2017 (EPE, 2018a).

No Brasil, a geração baseada em fonte solar possui dois segmentos: geração FV distribuída e geração FV centralizada. O conceito de geração distribuída (GD) não está completamente definido, pois vários autores, institutos de pesquisa e órgãos reguladores interpretam-na de maneiras distintas. A definição oficial é dada pelo Decreto 5.163, emitido Presidência da República em 30 de julho de 2004, que em seu art. 14º estabelece a GD como “a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários

ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei no 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador”. A definição técnica e mais abrangente é dada pela ANEEL (2018b) em seu glossário. De acordo com órgão regulador, a geração distribuída é definida como centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas - ou não - pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Terminologia usada para um conjunto de tecnologias de geração elétrica eficiente e de porte reduzido, de equipamentos de controle e de armazenamento de eletricidade que aproximam a geração elétrica do consumidor.

De forma geral, a GD é definida na literatura como a geração de energia elétrica próxima dos centros de carga, conectada à rede no nível de tensão de distribuição. Já o segundo segmento, a geração centralizada, possui a característica da geração convencional, distante dos centros de carga, sendo necessárias linhas de transmissão para transporte da energia e conexão ao sistema.

A geração distribuída de pequeno e médio porte estão classificadas de acordo com a Resolução Normativa (REN) ANEEL nº482/2012 e suas alterações (REN nº687/2015 e REN nº786/2017), e são decompostas em microgeração (central geradora com potência instalada menor ou igual a 75 kW) e em minigeração (central geradora com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW, que utilize cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica). Os geradores distribuídos classificados como micro e minigeração acessam o sistema utilizando-se as instalações das unidades consumidoras, ligadas à rede de distribuição, sem comercialização de energia.

O principal vetor da expansão da fonte solar no Brasil tem sido a geração centralizada, a qual é dependente dos resultados dos leilões de energia. De fato, foi o que ocorreu em 2017: várias usinas de energia solar FV foram contratadas pelo governo federal por meio de leilões de energia elétrica durante os anos de 2014 e 2015, as quais foram concluídas e entraram em operação naquele ano. O Leilão de Energia de Reserva (LER), nº08/2014, realizado em 2014 para suprimento de 2017 contratou 890 MW de 31 usinas. Em 2015, em leilão específico para a fonte solar (nº08/2015), foram contratados 833,8 MW de 30 usinas. Também em 2015, o leilão nº09/2015 contratou 929,3 MW de 33 usinas. Os últimos dois leilões do tipo A-4 (04/2017) e (01/2018) resultaram com a contratação de 572 MW de 20 usinas e 806,4 MW de 29 usinas, respectivamente. O menor preço médio da geração por fonte solar FV, entre todos os leilões, ocorreu em 2018, finalizado no valor de R\$118,04/MWh (ANEEL, 2018c).

O Leilão de Energia Nova A-4 (04/2017) foi um marco para o mercado fotovoltaico brasileiro, pois os projetos de energia solar fotovoltaica foram contratados pela primeira vez a um preço em torno de R\$150/MWh, abaixo do valor de usinas hidrelétricas, de biomassa e de combustível

fóssil. Isso trouxe a energia solar fotovoltaica para um novo nível de competitividade em comparação com outras fontes de eletricidade no Brasil. A competitividade da geração solar FV foi reforçada no leilão seguinte, realizado em abril de 2018, quando a tecnologia atingiu um preço de venda médio recorde (SPE, 2018).

O marco inicial para o desenvolvimento da micro e minigeração distribuída no Brasil foi a regulamentação emitida pela ANEEL em 2012 com base na REN ANEEL nº482. Foi permitido aos sistemas de micro e minigeração de energia elétrica acesso à rede de distribuição, incluindo a permissão para gerar energia e promover intercâmbio com a concessionária de distribuição por meio do sistema de compensação de energia elétrica (conhecido pelo termo em inglês *net metering*), possibilitando a geração de créditos para consumo futuro.

O crescimento da GD solar fotovoltaica está condicionado à viabilidade econômica e ao retorno do investimento do projeto de instalação e por isso, fatores como a redução do custo dos equipamentos e incentivos são fundamentais para alavancar a expansão da fonte. Após a regulamentação da micro e minigeração distribuída e do sistema *net metering* em 2012, esperava-se que a REN ANEEL nº482/2012 fosse estimular a GD solar FV, o que de fato não se verificou em função da inexistência de incentivos adicionais e efetivos.

Como consequência, a ANEEL, por meio da REN ANEEL nº687/2015, realizou o aperfeiçoamento do sistema de compensação de energia, incluindo regulamentação para modalidades de micro e minigeração distribuída de geração compartilhada (formação de consórcio ou cooperativas), empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras (condomínios, por exemplo) e autoconsumo remoto. Após essa nova regulamentação verificou-se de forma mais expressiva a expansão da GD solar FV. No entanto, é importante destacar que outros dois fatores também contribuíram alavancar essa expansão, a saber, a progressiva redução dos custos de instalação dos equipamentos e os constantes aumentos das tarifas de energia elétrica dos consumidores.

Em setembro de 2018 a capacidade instalada das usinas FV centralizada totalizava 1.322,2 MW, enquanto que as usinas FV classificadas como geração distribuída somavam 363,1 MW (21,5%) em 37.825 unidades instaladas. Dados de maio de 2017 da ANEEL (2017b) indicam que Minas Gerais, São Paulo, Rio Grande do Sul, Paraná e Rio de Janeiro são os Estados com maior número de conexões de micro e minigeradores distribuídos. Em termos de faixa de potência, 72% dos geradores possuem potência menor ou igual a 5 kW, confirmando o potencial da instalação dos sistemas de pequeno porte nos telhados dos consumidores (*rooftops*) e 2,1% possui potência acima de 50 kW (minigeração). A figura 1.4 apresenta o levantamento realizado pela ANEEL.

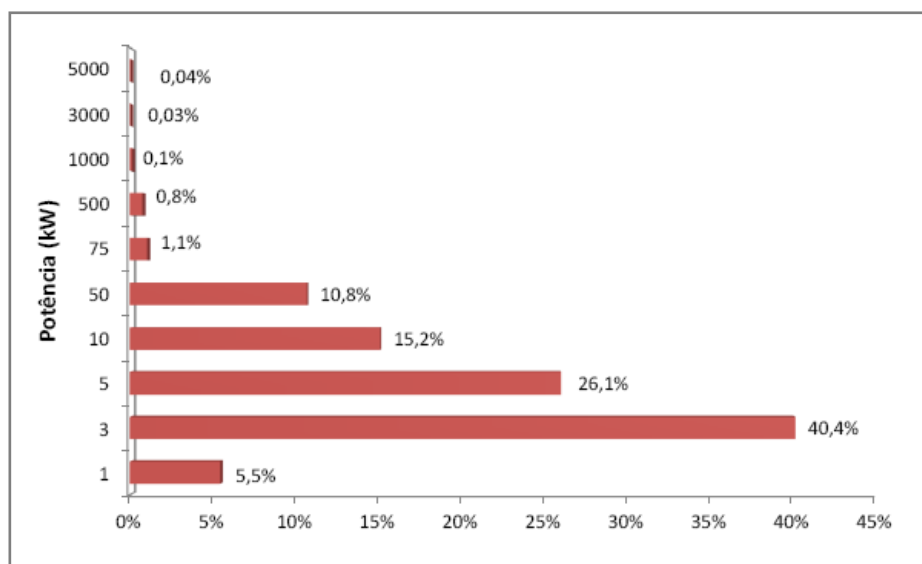


Figura 1.4 – Faixa de potência dos geradores classificados como micro e minigeração distribuída
Fonte: (ANEEL, 2017b)

1.1 Motivação e objetivos do trabalho

Tradicionalmente, o sistema elétrico brasileiro foi sempre suprido por usinas centralizadas por fontes convencionais (hidroelétricas e termelétricas) e pela utilização de extensa rede de transmissão para o transporte da energia aos centros de carga. Em função da previsibilidade da carga, as áreas de operação e planejamento do sistema elétrico trabalhavam com maior segurança para operar e projetar o sistema de forma a garantir a estabilidade, equilíbrio carga-geração e o atendimento à carga no período de curto à longo prazo.

No entanto, nos últimos anos o sistema brasileiro tem passado por transformação devido à entrada em operação de fontes intermitentes (eólica e solar). No nível da distribuição os tradicionais consumidores têm passado a gerar energia em sistema de compensação, os chamados “prosumidores”, produtor e consumidor, no âmbito da microgeração distribuída. A perspectiva é de elevado crescimento desse segmento, como também da minigeração (até 5 MW) devido à permissão para formação de consórcios, cooperativas e condomínios. Merece destaque também as usinas FV centralizadas (aquelas não classificadas como GD) que, de forma geral, são conectadas nas subestações das empresas distribuidoras ou na rede básica do SIN.

Desta forma, a alteração na forma de gerar energia e a característica de intermitência das novas fontes se apresentam como potenciais elementos que podem impactar a forma de operar e planejar os sistemas de distribuição. A rede elétrica de distribuição é afetada de diversas formas pela geração fotovoltaica, sendo que a relevância destes impactos varia conforme o grau de penetração. Dados de ANEEL (2018d) acerca da geração FV distribuída apontam, considerando a potência instalada, que aproximadamente 80% das instalações são por fonte solar, seguida por centrais geradoras hidráulicas (11% da potência total). Em quantidade de instalações, a fonte

solar possui absoluta hegemonia, possuindo 99,4% das 37.825 unidades.

A partir do aumento expressivo da geração solar nos últimos 3 anos e o indicativo, pelos principais órgãos de planejamento, de aumento da participação dessa fonte na matriz de geração de energia elétrica, é crescente o interesse e a relevância pela avaliação do impacto das instalações de GD por fonte solar fotovoltaica no sistema elétrico de distribuição.

Em função do cenário atual e da perspectiva de crescente participação no mercado brasileiro, a geração fotovoltaica tem desempenhado importante papel como fonte complementar, mas pode vir a ser usada como fonte principal em casos de contingência no sistema de distribuição ou em redes de subtransmissão, ficando o sistema habilitado a operar de forma ilhada.

A geração solar fotovoltaica também surge como potencial fonte para o suprimento dos Sistemas Isolados Brasileiros, localizados em sua maior parte na região norte do país. Tais sistemas são predominantemente térmicos, baseados na geração por meio de grupos geradores diesel. O elevado custo de operação e manutenção desses sistemas (incluindo o custo do produto e o transporte) aliado ao potencial do recurso solar na região e à crescente redução dos custos de instalação dos sistemas fotovoltaicos são os principais fatores que podem favorecer a expansão da geração dessa fonte. Atualmente, comunidades ribeirinhas e remotas são atendidas por sistemas FV de pequeno porte, mas cidades, como Oiapoque no estado do Amapá, constitui-se um sistema isolado suprido por um sistema híbrido diesel-fotovoltaico com capacidades instaladas de 12,83 MW e 4,3 MW, respectivamente. Da forma similar, o sistema isolado de Fernando de Noronha em Pernambuco, que também se caracteriza como um sistema insular, é atendido por uma termelétrica a diesel com capacidade de 7,35 MVA/5,88 MW e encontram-se conectadas à rede de distribuição local duas usinas FV de minigeração distribuída com capacidades de 402,78 kWp e 550,8 kWp.

O impacto na operação do sistema de distribuição tem sido amplamente objeto de estudo pelos profissionais do setor, principalmente no que se refere à alteração do perfil de tensão, reversão do fluxo de potência, aumento de perdas elétricas e a influência nos sistemas de proteção. Em função do aumento da participação da geração fotovoltaica, cada vez mais se caracterizando como um recurso extra para o sistema elétrico, outro tema de destaque e com constante aumento da relevância tem sido a avaliação da confiabilidade das redes distribuição. Nos estudos de planejamento da expansão da geração, quando se projeta uma nova planta a ser incorporada à rede, ela aumenta ou mesmo mantém a confiabilidade do sistema, pois diminui a probabilidade de que falte capacidade de geração para atender toda a demanda em um dado momento.

Nos estudos de confiabilidade da distribuição, a inclusão da geração fotovoltaica requer informações suficientes e em resolução temporal (intervalo de amostragem) que indiquem o comportamento do recurso solar e, principalmente, a característica natural de intermitência e a

sazonalidade.

Daí vem a principal motivação desta dissertação, que é abordar o tema da geração fotovoltaica conectada no sistema de distribuição que se encontra em plena expansão no país, com enfoque na confiabilidade da distribuição. Neste contexto, o principal objetivo é avaliar modelos de geração que tenham a propriedade de capturar as principais características do recurso solar, incluindo a amplitude em potência e a variabilidade natural da fonte primária ao longo do tempo, sendo de fundamental importância avaliar a resolução (intervalo de amostragem) da série temporal de potência ativa gerada a partir de cada modelo de geração FV e, em sequência, avaliar o efeito da resolução temporal das séries de potência nos índices de confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia, tais como, a Frequência Individual de Corte (FIC) e a Duração Individual de Corte (DIC), também chamados de taxa média de falha e tempo médio de reparo anual, respectivamente.

Visando atingir essa finalidade, três etapas ou objetivos secundários devem ser cumpridos, a saber:

- a) Determinar as condições meteorológicas mais relevantes para entrada no modelo de geração fotovoltaica;
- b) Avaliar os modelos geração fotovoltaica, observando a simplicidade, aplicação específica e exatidão de cada um, e selecionar aqueles que possam estimar a potência de saída do arranjo fotovoltaico com características necessárias ao estudo da confiabilidade da distribuição.
- c) Avaliar o modelo para planta de geração, associado ao cálculo da irradiância efetiva em função da existência do efeito da suavização espacial.

Retornando ao objetivo principal, a variabilidade de curto prazo da geração solar FV vem se constituindo em uma grande preocupação por parte dos operadores e planejadores dos sistemas elétricos acessados. Alinhado a esse tema, buscou-se avaliar a resolução temporal das séries que caracterizam o recurso solar, neste caso, com destaque para a variável ambiental chamada irradiância. Como exemplo, a figura 1.5 ilustra um dia de elevada variabilidade do recurso solar na cidade do Rio de Janeiro, destacando o comportamento de acordo com a escala temporal.

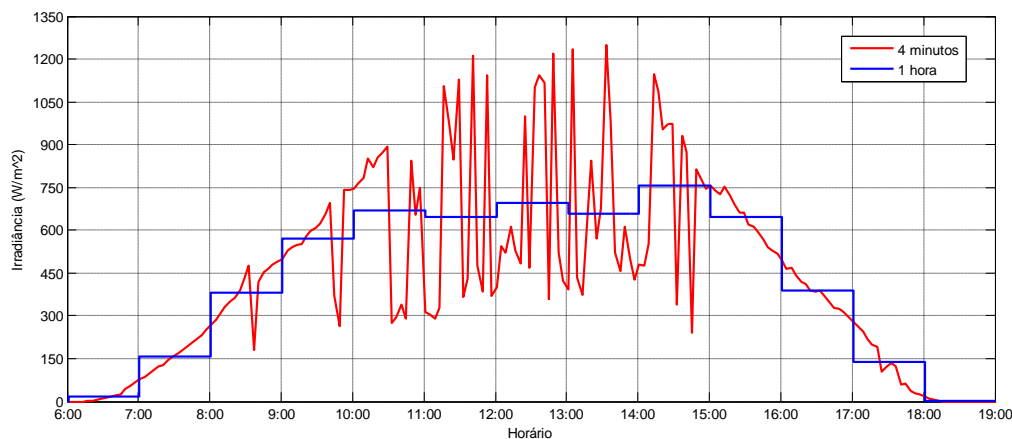


Figura 1.5 – Variabilidade do recurso solar para diferentes escalas temporais

Alinhado ao principal objetivo desse trabalho, a geração de séries temporais de potência dos geradores fotovoltaicos, em diferentes discretizações, visa atender ao modelo de geração utilizado na Simulação de Monte Carlo Sequencial, que constitui uma das principais metodologias para a simulação cronológica para avaliação da confiabilidade de sistemas elétricos.

1.2 Revisão Bibliográfica

A pesquisa bibliográfica se concentrou, inicialmente, na identificação e avaliação dos modelos de geração fotovoltaica que possuem o objetivo de estimar a potência útil de saída. De forma geral, as variáveis de maior influência no processo de geração de energia elétrica são a irradiância solar e a temperatura do ar ambiente. Essas variáveis somadas às informações dos fabricantes de módulos (dados de catálogo) compõem os dados de entrada do modelo da célula e do módulo fotovoltaico, o qual possui como saída a potência elétrica referenciada às condições solar-meteorológicas do local de instalação. No entanto, na prática, tanto na aplicação em usinas centralizadas como em geração distribuída de pequeno porte (*rooftop*, por exemplo), são utilizados conjuntos de módulos e diversos equipamentos auxiliares associados à conversão de energia e conexão elétrica à rede. Desta forma, a pesquisa também contemplou a modelagem básica da geração fotovoltaica considerando a eficiência global do sistema de geração.

Os fenômenos físicos relacionados à produção da corrente elétrica já se encontram bem conhecidos e dominados. A partir do desenvolvimento e fabricação dos módulos, têm sido pesquisado o desenvolvimento de modelos analíticos para representar individualmente as células e seu conjunto, os módulos. Dentre os modelos, se destaca aqueles que buscam determinar a curva característica I-V dos módulos e, através dela, obter a potência que está sendo produzida em qualquer ponto de operação de interesse. Esse modelo é conhecido como modelos de cinco parâmetros ou a um diodo, mas a formulação matemática com base em um

circuito equivalente e a solução tem sido abordada de diferentes formas, como em LUQUE e HEGEDUS (2011), DUFFIE e BECKMAN (2013), VILLALVA *et al.* (2009) e DE SOTO *et al.* (2006).

Como alternativa aos modelos baseados no circuito equivalente, foram propostos modelagens semi-empíricas para determinar o ponto de operação de interesse, isto é, o ponto de potência máxima. Esses modelos têm por objetivo fornecer equações explícitas e de cálculo bem mais simplificado, evitando os cálculos numéricos característicos dos modelos baseados no circuito equivalente. Os principais modelos são os propostos por OSTERWALD (1986) e ARAUJO *et al.* (1982), os quais buscam representar o efeito das principais variáveis que interferem no desempenho dos módulos, como a irradiância e a temperatura ambiente da célula. Por outro lado, modelos que propõem uma estimativa mais aproximada da potência, como os abordados nos trabalhos de KROPOSKI *et al.* (1994) e LIANG e LIAO (2007), desprezam o efeito da temperatura da célula.

Tendo em vista a proposição de vários modelos para os módulos, vários trabalhos abordaram a avaliação do desempenho em termos da estimativa da potência de saída dos módulos, em comparação com medições reais relacionadas à operação dos sistemas fotovoltaicos e medições das condições solar-meteorológicas do *site*.

Neste contexto, o trabalho realizado por FUENTES *et al.* (2007) se destaca como um dos principais na aviação do desempenho de modelos algébricos, dentre eles os modelos AMPP (Ponto de máxima potência aproximado), Osterwald, PESRC (Potência e energia nas condições de referência padrão) e outros dois contendo variações do modelo AMPP (Fator de forma constante e variável). A potência de saída estimada pelos modelos é comparada com medições de campo considerando tanto as informações fornecidas pelos fabricantes quanto dados validados por laboratório independente acreditado. As análises realizadas pelos autores indicaram que os métodos chamados de AMPP, fator de forma constante e Osterwald obtiveram bons desempenhos na estimativa da potência máxima dos módulos monocristalino e policristalino. Concluíram que, os métodos fator de forma constante e Osterwald combinam melhor precisão e simplicidade, e, por isso, são recomendados para aplicação em climas mediterrâneos. A maior complexidade do método AMPP não seria benéfica em termos de melhoria na exatidão.

Em KROPOSKI *et al.* (1994), o desempenho do modelo PESRC é também analisado. Os autores destacam que o modelo é considerado o mais simples e de resultado aproximado, pois variações da temperatura da célula não são consideradas. A análise realizada indicou que nos locais de elevada temperatura, bem acima de 25°C, obtém-se significativa discrepância na potência gerada, sendo obtidos resultados superestimados por meio desse modelo,

principalmente nos módulos com elevado coeficiente de temperatura. Quando o módulo opera sob temperatura próxima da de referência, o modelo PESRC pode ser considerado um bom indicador da potência gerada.

Outros trabalhos que abordam a análise de desempenho de modelos para módulos foram os realizados por ALMONACID *et al.* (2010) e SANCHEZ-GARCIA *et al.* (2015). Ambos comparam modelos baseados em redes neurais com modelo clássicos da literatura, tais como, Osterwald, AMPP e modelo a um diodo. Dentre os métodos clássicos analisados, os resultados obtidos indicam que o modelo AMPP obteve melhor desempenho para os dias analisados e o sistema FV considerado, especificamente relacionado com os dados técnicos dos módulos e a condição climática local.

No campo da análise global do desempenho de sistemas FV, o recente trabalho elaborado por ROBETS *et al.* (2017) compreende a análise desassociada de modelos de decomposição da irradiância global horizontal e transposição para o plano inclinado, modelos para módulos e arranjos FV e modelos para inversores CC-CA. Por fim apresentam a análise do conjunto de modelos, incluindo as perdas típicas de sistemas FV (*derating factors*). Além da análise comparativa entre os modelos de cinco parâmetros (circuito a um diodo) e modelos baseados em equações explícitas (ponto de máxima potência), os autores destacam o elevado custo computacional dos primeiros, pois o algoritmo de solução iterativa para determinar a potência máxima deve ser executado a cada passo de simulação. Logo, considerando uma série anual com discretização horária, a simulação requer 8760 soluções. Ressaltaram ainda que o custo computacional pode se constituir num fator decisivo para a escolha do modelo mais apropriado a ser implementado.

Com relação ao efeito de suavização espacial (*spatial smoothing*) das usinas FV, destaca-se o trabalho realizado por MARCOS *et al.* (2011). Com base na análise espectral da irradiância e na potência de saída de sete usinas localizadas na Espanha, com dados em resolução temporal de 1 segundo, propuseram o uso de um filtro passa-baixa de primeira ordem cuja frequência de corte é inversamente proporcional à área da usina.

No âmbito da confiabilidade envolvendo módulos fotovoltaicos, é importante destacar o modelo que será designado neste trabalho por Park. Inicialmente, foi proposto por MARWALI *et al.* (1998) utilizando-se o conceito e a curva de eficiência do módulo em função da irradiância. Posteriormente, os trabalhos de LIANG e LIAO (2007) e PARK *et al.* (2009) o ajustaram para fornecer a potência de saída do módulo FV. O ponto comum entre os modelos propostos por esses autores é a conversão direta da irradiância na potência de saída CA do sistema fotovoltaico, sendo desprezada a influência da temperatura da célula.

O modelo definido em PARK *et al.* (2009) foi adotado no mesmo trabalho para avaliar a

confiabilidade de um sistema teste de pequeno porte com geração FV. A metodologia proposta consiste em utilizar dados históricos de irradiância para construir funções típicas de densidade de probabilidade (*pdf*) do recurso solar. Utilizando-se ainda a curva de duração da carga e as taxas de saída forçada das usinas de geração, são avaliados os índices básicos de confiabilidade, como o Valor Esperado de Corte de Carga (LOLE), o Valor Esperado de Energia não Suprida (EENS ou LOEE) e o Índice de Confiabilidade de Energia (EIR). O cálculo dos índices utilizou o método analítico de acordo com quantidade de estados definida para representar a geração FV.

Visando uma análise mais completa, os métodos probabilísticos evoluíram com objetivo de determinar os índices de frequência e duração. Trabalhos mais recentes, como o realizado por AL-MUHAINI e HEYDT (2013), adotaram esse método para a análise da adequação do sistema em conjunto com a metodologia de análise de sistemas de distribuição baseada no modelo de Markov. Neste trabalho, os autores empregaram o histórico de medições de potência de um sistema FV na Flórida-EUA para determinar curvas de geração médias em base horária. O trabalho também abordou fontes convencionais de geração distribuída e foi utilizado o sistema RBTS-Barra4 como teste.

Utilizando a Simulação de Monte Carlo (SMC), BILLINTON e KARKI (2001) apresentaram um trabalho acerca da inserção da geração eólica e fotovoltaica em pequenos sistemas isolados. Para a modelagem da potência fornecida pelos sistemas FV, os autores utilizaram séries sintéticas da irradiação global em base horária e o modelo PESRC como primeiro indicativo da potência gerada. É adotada a SMC sequencial, em que a cronologia dos eventos é considerada e representada por meio de séries anuais da carga, da geração das fontes renováveis e da série sintética que representa os estados das unidades do sistema de geração.

1.3 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está organizada em seis capítulos e três apêndices. No capítulo 1 foram apresentados o estado da arte da geração fotovoltaica no mundo e no Brasil e as perspectivas para a geração FV no país. Outrossim, foram reportadas a motivação e os objetivos deste trabalho e, por fim, a revisão bibliográfica acerca do tema da dissertação.

O capítulo 2 apresenta os principais conceitos e fundamentos do recurso solar e da geração fotovoltaica. São descritos principais equipamentos existentes numa instalação, além das principais fontes de dados de medições do recurso solar de domínio público e disponíveis para consulta e aplicação. A descrição dessas fontes de informação é considerada como contribuição desse trabalho, pois as mesmas se encontram dispersas e resultou de profunda pesquisa e interação com profissionais da área. O capítulo 3 descreve a modelagem matemática dos principais modelos para módulos e arranjo fotovoltaicos, inversores, fatores de degradação e suavização espacial com enfoque na estimativa da potência máxima líquida, disponível para

injeção na rede de distribuição. A metodologia descrita fundamenta-se no cálculo da máxima potência do sistema FV sob condições solar-meteorológicas reais.

No capítulo 4 são apresentados os resultados da análise de desempenho dos modelos destacados no capítulo anterior. As análises são consubstanciadas em medições de campo de sistemas fotovoltaicos em operação e informações específicas dos módulos e inversores fornecidas pelos respectivos fabricantes. Os resultados das análises serviram como indicativo dos modelos de melhor performance e aqueles a serem adotados para a geração de séries temporais de potência ativa.

O capítulo 5 detalha os sistemas elétricos de distribuição analisados, sendo o primeiro um sistema teste padrão do IEEE e o segundo um sistema real de médio porte. Os principais resultados das simulações realizadas através do programa de análise da confiabilidade de sistemas elétricos (RelSim) são descritos e comentados.

O capítulo 6 apresenta as conclusões e recomendações para futuros trabalhos.

Capítulo 2

Conceitos do Recurso Solar e da Geração Fotovoltaica e Aplicação no Estudo da Confiabilidade do Sistema

No início deste capítulo serão apresentados de forma sucinta os fundamentos básicos do recurso solar que são de interesse e que embasaram o desenvolvimento do presente trabalho. O enfoque será as componentes da irradiância e no tratamento delas com relação aos dados de medição geralmente disponíveis e com relação à instalação típica dos módulos fotovoltaicos, que, na prática possuem uma inclinação em relação à superfície.

A segunda parte deste capítulo contempla os conceitos da geração fotovoltaica, descrevendo os principais equipamentos existentes numa instalação, detalhamento das informações fornecidas pelos fabricantes e apresentação da característica elétrica dos módulos fotovoltaicos.

Por fim, são enumeradas as informações necessárias e descrita a metodologia para simulação da confiabilidade de sistemas de distribuição com presença de sistemas fotovoltaico, fazendo-se uma conexão com os conceitos inicialmente descritos.

2.1 Radiação Solar

A radiação solar é definida como a radiação eletromagnética emitida pelo Sol. Em função do movimento de translação da Terra em relação ao sol, cada região da superfície da Terra recebe uma quantidade de energia que varia a cada dia durante o ano.

O termo radiação é usado de forma genérica. A nomenclatura técnica adotada na área é irradiação solar ou irradiância solar, que devem ser empregados de acordo com o conceito de potência e energia. A irradiância é medida da densidade de potência da luz solar, dada em Watts por unidade de área (W/m^2). Já a irradiação solar é a medida da densidade de energia, dada por Watt-hora por unidade de área (Wh/m^2). Desta forma, a irradiação diária é calculada pela integral da irradiância no tempo, ou mesmo, a área da curva de irradiância no intervalo de tempo considerado.

Para uma determinada localização na Terra, onde, por exemplo, se planeja instalar um sistema fotovoltaico, é apropriado identificar a posição do Sol por meio dos ângulos formados com

relação aos eixos vertical e horizontal no local da instalação. Considerando a trajetória do sol ao longo do dia, além da orientação e da inclinação em relação à superfície horizontal dos sistemas fotovoltaicas, é necessário aplicar o conhecimento da geometria solar, a qual é necessária para determinar o posicionamento do Sol em relação à superfície inclinada dos módulos FV.

Determinados conceitos da geometria solar são de interesse para o cálculo da Massa de Ar, parâmetro que caracteriza o efeito da atmosfera na radiação solar. A geometria solar aplicada encontra-se detalhada no item 2.3.

2.2 Componentes da Radiação Solar

O entendimento das componentes da radiação solar é necessária para a aplicação dos dados de medição de campo das estações solarimétricas, como será detalhado mais adiante.

Ao passar pela atmosfera terrestre da Terra, a radiação extraterrestre é modificada pela interação com diversos elementos existentes, como nuvens, gases em geral, vapor d'água e particulados, sendo decomposta em três componentes principais. Os feixes de luz que atingem diretamente a superfície sem sofrer alteração em sua direção (reflexões ou dispersões) são denominados radiação direta. A radiação difusa é composta pelos feixes de luz que se dispersaram na atmosfera e atingiram a superfície. A terceira componente é a radiação de albedo, em que os feixes de luz atingem a superfície e são refletidos pelo solo. A soma dos três tipos de radiações incidentes em uma superfície receptora inclinada é denominada radiação total. A figura 2.1 apresenta as componentes da radiação total.

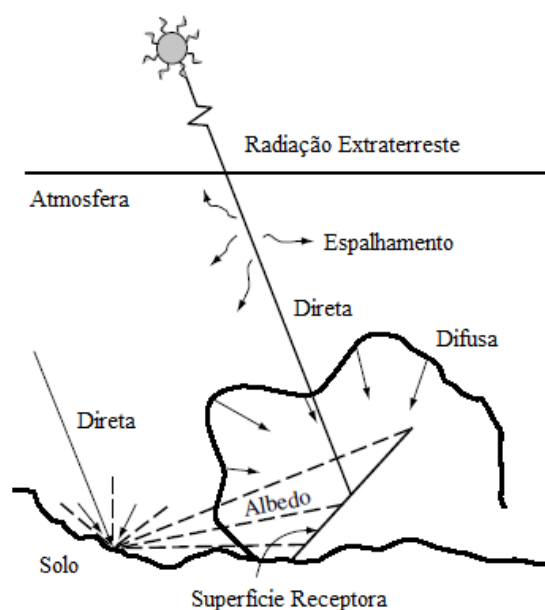


Figura 2.1 – Componentes da radiação solar
Fonte: adaptado de LUQUE e HEGEDUS (2003)

Quando a superfície receptora se encontra na posição horizontal, a radiação é chamada global horizontal. Neste caso, a radiação de albedo é desconsiderada, pois a mesma é nula em superfícies horizontais. Daqui em diante, a notação G será adotada para representar a irradiância. Desta forma, a irradiância global em superfícies horizontais é dada pela equação (2.1):

$$G_{HOR} = G_{DIR} + G_{DIF} \quad (2.1)$$

onde G_{DIR} é a irradiância direta horizontal e G_{DIF} é a irradiância difusa.

Para superfícies inclinadas, a soma das componentes é designada como irradiância total, sendo dada por:

$$G_{TOT} = G_{DIRN} + G_{DIF} + G_{ALB} \quad (2.2)$$

onde G_{DIRN} é a irradiância direta normal, G_{DIF} é a irradiância difusa e G_{ALB} é a irradiância de albedo.

Os dados de medições das estações solarimétricas são, em grande maioria, referentes ao plano horizontal e contemplam a irradiância global e difusa. O piranômetro é o instrumento utilizado para medir a irradiância global horizontal e também poder ser utilizados para medir a irradiância difusa, caso seja equipado por um anel ou esfera de sobreamento. Um segundo instrumento, o pireliômetro, é utilizado para medir a irradiância direta com incidência normal a superfície. Para tanto, ele deverá estar acoplado a um dispositivo de rastreamento solar. As medições dos instrumentos são disponibilizadas de acordo com a seguinte nomenclatura técnica:

- GHI (do inglês, *Global Horizontal Irradiance*): Irradiância global no plano horizontal;
- DHI (do inglês, *Diffuse Horizontal Irradiance*): Irradiância difusa no plano horizontal;
- DNI (do inglês, *Direct Normal Irradiance*): Irradiância direta normal a superfície.

O entendimento das componentes da radiação e dos conceitos da geometria solar é, de forma geral, necessário para aplicações práticas, quando é pertinente o cálculo da irradiância que efetivamente incide em uma superfície inclinada.

A partir das medições de GHI e DHI, é necessário adotar uma metodologia de cálculo para determinar DNI. É comum também que estejam disponíveis apenas as medições de GHI, se fazendo necessária a utilização de modelos para a decomposição para as componentes difusa (DHI) e direta (DNI). Posteriormente, é realizada a transposição dessas componentes para o plano inclinado, que também inclui o cálculo da irradiância de albedo. Existem na literatura diversas metodologias, incluindo modelos semi-empíricos propostos para aumentar a exatidão

dos cálculos. Aplicações práticas que demandam a análise técnica e econômica de plantas de geração FV requerem com exatidão a previsão da geração com base em períodos de medições de um ano ou mais e, por isso, a metodologia de transposição é empregada. De fato, ferramentas computacionais como o SAM¹ e PVSyst², utilizam uma metodologia específica para a análise detalhada do desempenho técnico e econômico de projetos de geração fotovoltaica.

Como será detalhado nos próximos itens e capítulos, o presente trabalho é baseado na utilização de dados na superfície terrestre obtidos por meio das estações solarimétricas, sendo aplicadas as medições de G_{HOR} (GHI), como também da irradiância no plano inclinado, G_{TOT} . Para o objetivo geral do trabalho as medições de G_{HOR} , quando empregadas, não foram decompostas e transpostas para o plano da instalação. Como referências das metodologias de transposição destacam-se os trabalhos de LUQUE e HEGEDUS (2011) e DUFFIE e BECKMAN (2013). Como alternativa, sugere-se a utilização da Toolbox PV_LIB³, desenvolvida em ambiente Matlab pelo *Sandia National Laboratories*.

2.3 Massa de Ar

A massa de ar é um importante conceito que caracteriza o efeito da atmosfera na radiação solar e está associada à espessura da camada de ar que um feixe de luz deve atravessar na atmosfera até atingir a superfície. Na maioria das aplicações em Engenharia, o coeficiente de massa de ar é calculado pela equação 2.3 e é designada na literatura especializada como a sigla AM, do inglês *Air Mass*. (LUQUE e HEGEDUS, 2011).

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (2.3)$$

onde θ_z é o ângulo zenital, formado entre os raios do Sol e a vertical local (Zênite).

Ao nível do mar e com o ângulo zenital igual a zero, a massa de ar é igual a 1,0 (AM1). AM2 corresponde ao ângulo $\theta_z=60^\circ$. Quando θ_z estiver entre 0° e 70° e ao nível do mar, a equação 2.3 poderá ser utilizada sem prejuízos para a exatidão dos cálculos (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

Para o cálculo desse ângulo será apresentado a seguir alguns conceitos de interesse acerca da geometria solar. A figura 2.2 apresenta os ângulos principais associados à posição do Sol, que além do ângulo zenital, são indicados o ângulo azimutal do Sol (γ_s), formado pela projeção dos

¹ SAM-System Advisor Model: Ferramenta computacional desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), EUA. Realiza a simulação da performance operacional e econômica de projetos de fontes alternativas. Disponível em: <<http://sam.nrel.gov>>. Acesso em janeiro de 2018.

² PVSyst: Software de projeto e análise de sistemas FV que permite aos usuários total gerenciamento, fornece análise de compatibilidade entre os módulos e inversores, desempenho operacional e das perdas dos sistema projetado. Disponível em: <<http://www.pvsyst.com>>. Acesso em março de 2018.

³ PV_LIB: Toolbox que disponibiliza um pacote de funções para a simulação da performance de sistemas fotovoltaicos. Disponível em: <https://pvpmc.sandia.gov/applications/pv_lib-toolbox/>. Acesso em julho de 2018.

raios solares no plano horizontal em relação à direção Norte-Sul, e o ângulo da altura solar (α), formado entre os raios de Sol e a projeção dos mesmos sobre o plano horizontal.

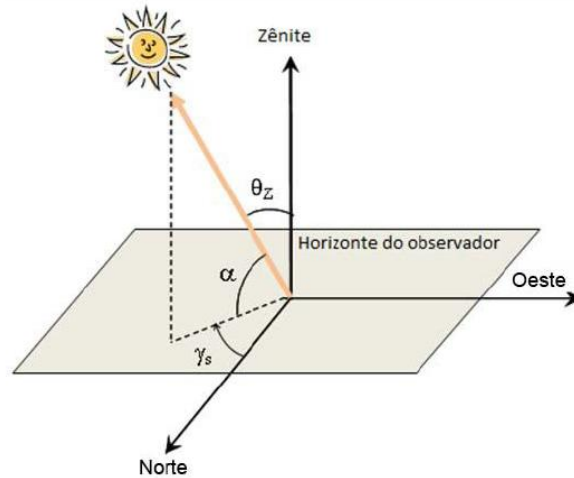


Figura 2.2 – Posição do Sol em termos dos ângulos zenital e azimutal
Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

Em um determinado momento, as coordenadas solares (θ_z e γ_s) em relação a uma latitude (ϕ) (positiva para o hemisfério norte e negativa para o hemisfério sul) são dadas por:

$$\cos \theta_z = \sin \alpha = \sin \phi \cdot \sin \delta + \cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega \quad (2.4)$$

e

$$\cos \gamma_s = \frac{\sin \alpha \cdot \sin \phi - \sin \delta}{\cos \alpha \cdot \cos \phi} \cdot [\text{sinal } \omega] \quad (2.5)$$

onde:

- 1) a altura solar é o complemento do ângulo zenital ($\alpha=90-\theta_z$);
- 2) ω é chamado de ângulo horário solar, que pode ser calculado de forma simplificada pela equação:

$$\omega = 15 \cdot (\text{hora}) - 180^\circ \quad (2.6)$$

- 3) [sinal ω] é igual a +1, para uma localidade no hemisfério norte e -1 para locais no hemisfério sul;
- 4) δ é o ângulo de declinação do sol.

Existem diferentes equações para o cálculo do ângulo δ e dos demais ângulos que complementam a geometria solar. Sugere-se os trabalhos de LUQUE e HEGEDUS (2011) e DUFFIE e BECKMAN (2013) para maior detalhamento do procedimento de cálculo.

2.4 Levantamento dos Dados de Superfície de Irradiância

A intermitência do recurso solar tem origem no comportamento aleatório das nuvens, uma a vez que o tipo, tamanho e movimento (velocidade) ditam a variabilidade natural do recurso.

Diversos trabalhos na literatura comprovam que séries em escala diária e horária podem mascarar em grande parte a variabilidade da fonte solar em comparação com séries com resolução da ordem de minuto(s). No capítulo 3 e 4 será discutido em detalhes que a irradiância é a principal variável nos modelos de geração fotovoltaica, o que reflete diretamente na potência de saída dos módulos ou do arranjo FV, sendo assim, pertinente, adotar no presente trabalho séries temporais de alta resolução que permita introduzir as características de variabilidade às modelagens e análises.

O levantamento de dados de irradiância foi focado em medições de superfície com alta resolução, considerada neste trabalho como aquelas com intervalo de registro de 5 minutos ou menos. No entanto, grande parte dos dados nacionais no nível de resolução requerido não se encontram disponíveis de forma pública. Dados de alta resolução são de domínio privado e estão relacionados a projetos de usinas FV para participação de leilões de energia, laboratórios para pesquisas em universidades e projetos de P&D em geral.

Para contornar essa situação e a carência de dados nos locais de interesse, diversos trabalhos foram desenvolvidos com o intuito de gerar tais dados sinteticamente para as escalas temporais de interesse, sobretudo as de alta resolução em nível de minuto. Esses trabalhos abordam modelos de estimativa da irradiância, baseados em dados terrestres obtidas das medições de estações solarimétricas e meteorológicas, bem como modelos de satélite que utilizam medições e imagens.

A seguir são apresentados os principais trabalhos desenvolvidos no Brasil e fonte de dados disponíveis para consulta e utilização. A pesquisa realizada foi focada na resolução dos dados disponibilizados.

- 1) Entre os trabalhos mais atualizados do Brasil, PEREIRA *et al.* (2017) realizaram um dos melhores levantamentos já realizados com relação ao recurso solar brasileiro e publicaram a 2ª Edição Atlas Brasileiro de Energia Solar. Foi produzido a partir de um total de 17 anos de imagens de satélite e com informações de mais de 72.000 pontos em todo o território brasileiro. O trabalho foi baseado no modelo BRASIL-SR, o qual estima a radiação solar incidente na superfície a partir de imagens de satélite. Apresenta dados de variabilidade das médias sazonais dos totais diários de irradiação global horizontal ao longo dos anos de 2005 a 2015 para cada uma das cinco regiões brasileiras.

A base de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição⁴ fornece informações de irradiação global horizontal (GHI), irradiação direta normal (DNI), irradiação no plano inclinado da latitude e irradiação difusa (DHI) com resolução espacial de $0,1^\circ \times 0,1^\circ$ (aproximadamente 10×10 km). No entanto, os dados estão restritos a médias anuais e mensais da irradiação diária, em $\text{Wh}/\text{m}^2.\text{dia}$. Outrossim, fornece mapas das irradiações nas mencionadas médias, cobrindo todo o território brasileiro.

- 2) Rede de estações meteorológicas automáticas do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia). Cada estação meteorológica de superfície é composta por vários sensores dos parâmetros meteorológicos (pressão atmosférica, temperatura do ar ambiente e umidade relativa do ar, precipitação, radiação solar, direção e velocidade do vento, etc).

Os parâmetros são medidos de minuto a minuto e integralizados e armazenados a cada hora. Entre os dados de interesse, é disponibilizada a irradiação global horizontal (GHI), porém em escala temporal horária. A figura 2.3 apresenta a localização geográfica das estações de propriedade do INMET⁵.

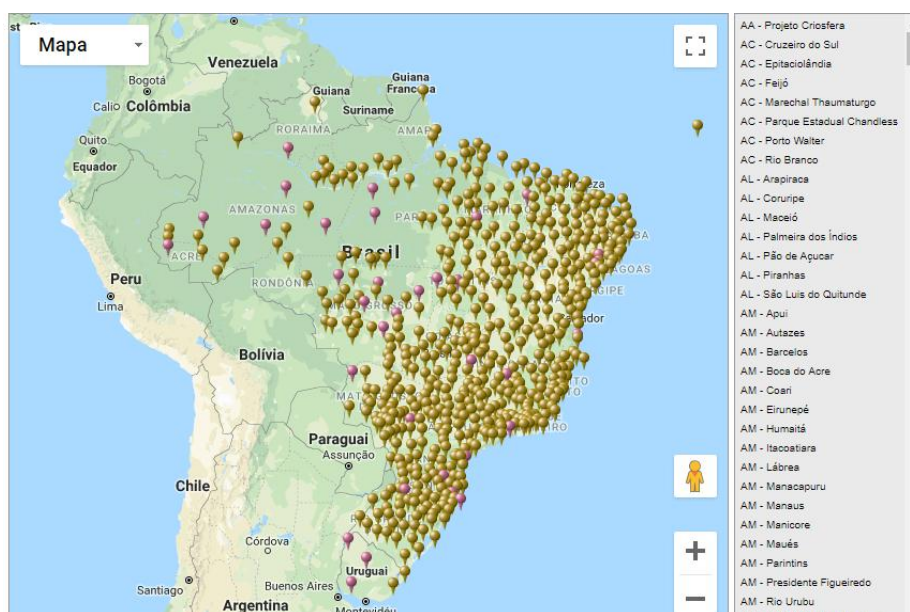


Figura 2.3 – Mapa de localização das estações meteorológicas do INMET
Fonte: (INMET, 2018)

- 3) Rede de estações meteorológicas do projeto rede SONDA, coordenado pelo INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais). O projeto é composto por 14 estações próprias e 6 estações em parceria, com o objetivo de melhorar a base de dados em

⁴ A base de dados pode ser acessada no site do Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN), pertencente ao Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html#>. Acesso em julho de 2018.

⁵ Os dados de medição de irradiação podem ser obtidos no site do instituto. Endereço: <<http://www.inmet.gov.br>>. Acesso em novembro de 2017.

superfície e sobretudo validar os dados obtidos por modelos de satélite.

Os parâmetros radiométricos são integralizados a cada 60 segundos e armazenado o valor médio a cada minuto. Entre os dados de interesse, é disponibilizada a irradiação global horizontal, a irradiação direta normal e a irradiação difusa. É possível obter dados dentro do período de 2004 a 2015, porém deve-se avaliar com cautela os resultados das etapas de validação dos dados, conforme orientação site da rede SONDA. A figura 2.4 apresenta a localização geográfica das estações pertencentes ao projeto rede SONDA⁶.

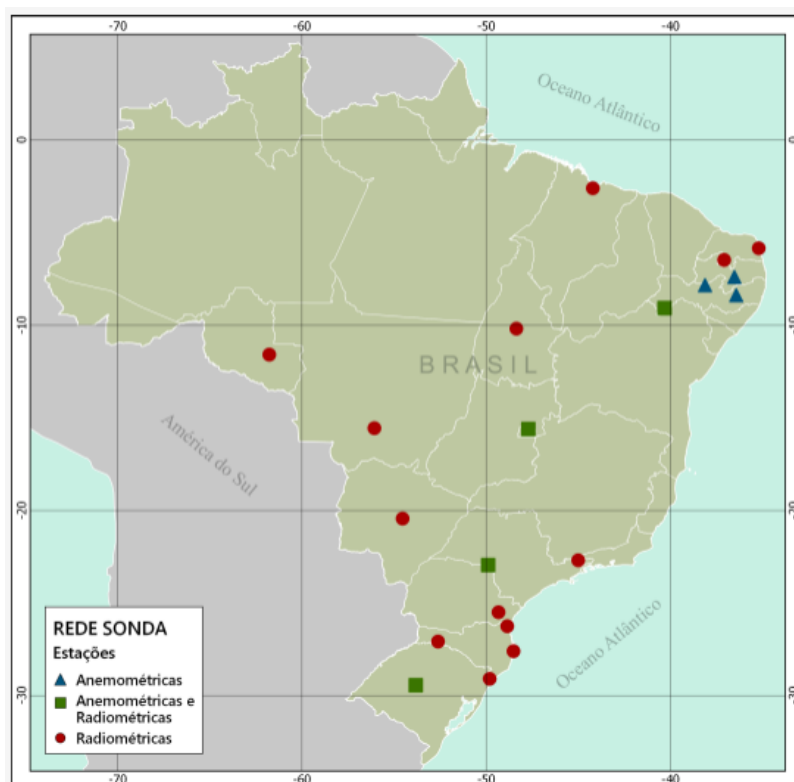


Figura 2.4 – Mapa de localização das estações do projeto rede SONDA
Fonte: (INPE, 2018)

- 4) Ferramenta computacional SunData⁷, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (CEPEL). O programa destina-se ao cálculo da irradiação solar diária média mensal em qualquer ponto do território nacional e constitui-se em uma tentativa do CRESESB de oferecer uma ferramenta de apoio ao dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

O programa SunData utiliza a base de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição e fornece os dados de irradiação solar no plano horizontal e irradiação total no

⁶ Os dados de medição de irradiação podem ser obtidos no site do instituto. Endereço: <<http://sonda.ccst.inpe.br/>>. Acesso em abril de 2018.

⁷ O programa pode ser acessado diretamente pelo site do CRESESB. Endereço: <<http://www.cresesb.cepel.br/>>. Acesso em abril de 2018.

plano inclinado com ângulo igual a latitude do local, ambas referentes às médias anuais e mensais da irradiação diária, em kWh/m².dia.

- 5) Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos pertencente ao Centro de Estudos em Regulação e Qualidade de Energia (ENERQ⁸) da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP).

Os dados disponíveis contemplam a irradiância total no plano inclinado da instalação, compreendendo medições durante 10 dias nas estações de inverno e verão, nos meses de junho 2014 e dezembro de 2013, respectivamente. O intervalo de registro dos dados é de 5 minutos.

- 6) Sistema fotovoltaico pertencente ao grupo de pesquisa GECAD⁹, do Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP/IPP), Portugal.

Os dados disponíveis contemplam a irradiância total no plano inclinado da instalação, compreendendo medições no período de 12 meses em 2013. O intervalo de registro dos dados é de 5 minutos.

- 7) Dados do *Measurement and Instrumentation Data Center*¹⁰ (MIDC), pertencente ao *National Renewable Energy Laboratory* (NREL).

Os dados referem-se ao território dos Estados Unidos da América e contemplam informações de irradiância e diversos outros dados meteorológicas de mais de 30 estações. São disponibilizadas as irrâdiâncias GHI, DNI e DHI em escala de minuto e horária, além de dados meteorológicos como temperatura do ar (bulbo seco), umidade relativa, entre outros.

Nos capítulos 5 e 6 será abordado que os dados obtidos da Rede SODA (item 3) serviram de base para geração de uma série temporal de 1 ano com resolução de 1 minuto. Além desta fonte, também foram utilizados dados de medição de propriedade do CEPTEL, associados ao projeto de um Sistema Fotovoltaico Isolado (SFI) localizado na Ilha do Fundão, no Rio de Janeiro. Esses dados também compreendem o período de 1 ano e possuem resolução de 4 minutos.

Os dados dos sistemas ENERQ e GECAP (itens 5 e 6, respectivamente) também contemplam informações de grandezas elétricas, potência CC e CA e temperaturas ambiente e do módulo fotovoltaico, entre outras. Essas informações foram de fundamental importância para o presente trabalho e a aplicação delas será abordada com maiores detalhes no capítulo 4.

⁸ Os dados de medições se encontram disponíveis no site do *Power & Energy Society* – PES/IEEE, no endereço: <<http://sites.ieee.org/pes-iss/data-sets/>>. Acesso em junho de 2018.

⁹ Os dados de medições se encontram disponíveis no site do *Power & Energy Society* – PES/IEEE, no endereço: <<http://sites.ieee.org/pes-iss/data-sets/>>. Acesso em junho de 2018.

¹⁰ Os dados das estações radiométricas e meteorológicas se encontram disponíveis no site do *Measurement and Instrumentation Data Center* – MIDC/NREL, no endereço: <<https://midcdmz.nrel.gov/>>. Acesso em setembro de 2018.

2.5 Geração fotovoltaica

A geração fotovoltaica é baseada no princípio físico denominado efeito fotovoltaico. O dispositivo elementar neste tipo de geração é a célula, que foi desenvolvida com a propriedade de produzir energia elétrica a partir da conversão direta da energia luminosa (fótons).

Basicamente, a célula fotovoltaica é constituída por uma junção p-n de material semiconductor (predominantemente o silício). A incidência de energia luminosa nessa estrutura provoca o aparecimento de cargas elétricas (corrente) e de uma diferença de potencial (tensão), isto é, a célula é responsável pela conversão da irradiação solar em eletricidade na forma de corrente contínua. As células mais utilizadas nas instalações FV são as de silício cristalino (c-Si), dos tipos monocristalino (m-Si), policristalino (p-Si) e amorfo (a-Si). Atualmente o mercado FV é dominado pelos módulos de c-Si, com participação acima de 90%. Dentre os três principais tipos, os módulos p-Si são os mais utilizados e possuem uma eficiência na faixa de 16 a 18% (PINHO e GALDINO, 2014).

A unidade básica de um sistema FV é o módulo, o qual é construído de forma encapsulada e com células conectadas em série. Os módulos fabricados atualmente possuem um total de 60 células conectadas em série, mas também são encontrados módulos com 36, 54 e 72 células.

A geração solar FV é uma tecnologia modular conforme ilustrado na figura 2.5. Um conjunto de células ligadas em série constitui um módulo. Os módulos, por sua vez, são conectados eletricamente em série formando as chamadas *strings*, e é a quantidade de módulos que eleva a tensão do sistema e portanto determina a tensão de operação do arranjo fotovoltaico, em corrente contínua (CC). O conjunto de uma ou mais *strings* conectadas em paralelo forma o arranjo fotovoltaico, sendo esta associação é que aumenta a corrente e defini a corrente CC de saída do arranjo FV.

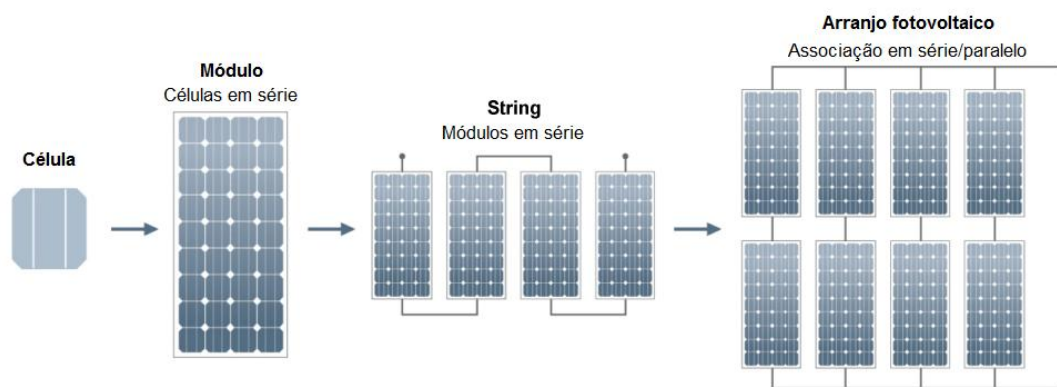


Figura 2.5 – Característica modular de uma sistema fotovoltaico

Fonte: adaptado de YOURHOME (2018)

A potência instalada do sistema fotovoltaico é dada pela soma das potências nominais

individuais dos módulos. Desta forma, o produto entre a quantidade de módulos em série, quantidade de módulos em paralelo e potência individual resulta na capacidade instalada do arranjo. A potência dos módulos e conseqüentemente a potência instalada do arranjo são reportadas em Watt-pico (Wp), usualmente especificadas em CC.

Outro equipamento essencial que compõem os sistemas fotovoltaicos é o inversor e sua função principal é conectar o arranjo FV à rede elétrica em corrente alternada (CA). O inversor é um dispositivo baseado em eletrônica de potência capaz de realizar a conversão de CC (módulos FV e baterias, por exemplo) para CA. Além da função de conexão à rede, associada à sincronização em frequência e tensão especificadas da rede, os inversores servem como proteção ao sistema e também realizam uma função de controle dos módulos com o objetivo de se obter uma operação no ponto de potência máxima nas mais diversas condições de irradiância solar incidente e variáveis ambientais, como a temperatura ambiente.

A figura 2.6 apresenta a topologia típica dos sistemas fotovoltaicos classificados como minigeração distribuída, com potência instalada da ordem de 1,0 MWp. Os sistemas de microgeração possuem, em geral, a mesma topologia com a utilização do próprio transformador da unidade consumidora. Já nas usinas centralizadas, dependendo da potência e do projeto, são adicionados um ramal interno em 13,8 kV, uma subestação com transformadores elevadores para tensões no nível de 34,5 e 69 kV e uma linha de subtransmissão para conexão ao sistema elétrico.

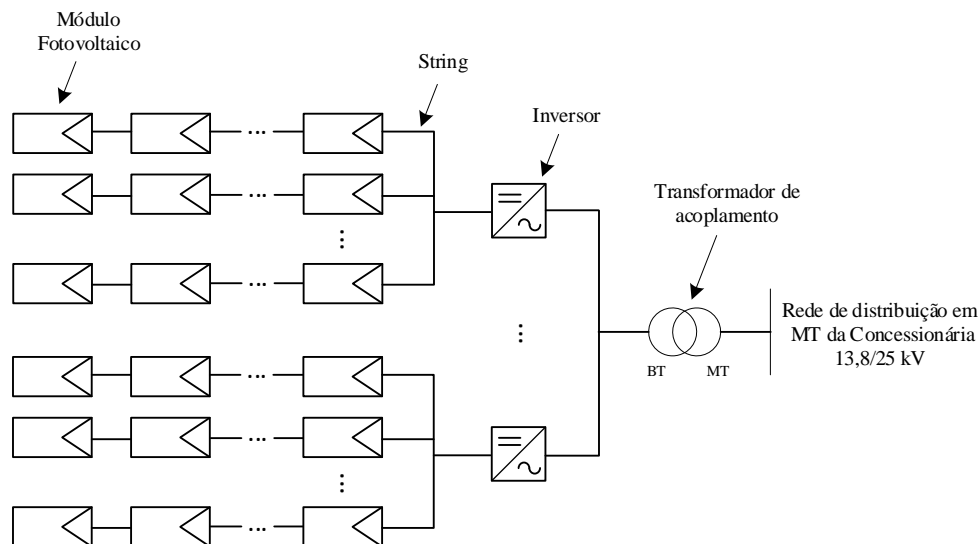


Figura 2.6 – Topologia típica de uma minigeração solar distribuída

Como exemplo, a primeira usina fotovoltaica centralizada instalada no Brasil (UFV Tauá), localizada no interior do Ceará, possui 9 inversores, cada um com 26 strings de 20 módulos em série, perfazendo um total de 4.680 módulos com potência de 215 Wp, o que resulta na capacidade instalada de aproximadamente 1,0 MWp (BEIGELMAN, 2013).

Após essa introdução da geração FV é importante analisar como é feita a declaração de potências e outros dados existentes nos catálogos dos fabricantes de módulos e inversores e sob quais condições essas informações são garantidas.

2.5.1 Informações de Catálogo dos Módulos

Uma vez que as características elétricas, potência de saída e eficiência variam com a irradiância incidente e com a temperatura da célula, foram estabelecidas condições padronizadas para ensaio e especificação técnica dos módulos de forma que se tenha o mínimo de informações acerca do produto e uma base técnica de comparação entre modelos de diversos fabricantes.

As informações de catálogo são padronizadas de acordo com condições-padrão de testes (do inglês, *STC-Standard Test Conditions*), definidas como: irradiância efetiva total de 1.000 W/m², massa de ar AM 1,5 (espectro padrão) e temperatura da célula de 25 °C. As informações dos fabricantes de mais fácil acesso são disponibilizadas no site oficial da empresa por meio de folhetos de dados (*datasheets*).

Nestas condições a potência de saída dos módulos é especificada em W_p e corrente contínua e também corresponde ao ponto de máxima potência (P_{mp}). Desta forma, o fabricante garante que o módulo é capaz de fornecer essa potência sob as condições STC e ainda com uma tolerância de $\pm 3\%$. Associada a essa potência, os fabricantes também informam o par corrente e tensão de máxima potência, I_{mp} e V_{mp} , respectivamente. Outra informação relevante nos catálogos é a eficiência reportada pelos fabricantes. De acordo com PINHO e GALDINO (2014), a eficiência dos módulos de c-Si se encontra na faixa de 15 a 17% e pode-se considerar um valor médio de 16%, em geral. Assim, considerando uma instalação solar de pequeno porte (*rooftop*) de 50 m², a potência máxima disponível será de 8 kW ($0,16 \cdot 1.000 \text{ W/m}^2 \cdot 50 \text{ m}^2$) para uma irradiância efetiva de 1.000 W/m².

Outra condição de testes reportada nos catálogos é a temperatura nominal de operação da célula (do inglês, *NOCT-Nominal Operation Cell Temperature*), na qual o módulo é submetido à uma irradiância efetiva total de 800 W/m², massa de ar AM 1,5 (espectro padrão), velocidade do vento de 1,0 m/s e temperatura ambiente de 20 °C.

Dois outros parâmetros fornecidos pelos fabricantes são de fundamental importância para a análise de modelos e do desempenho de módulos PV, são eles a tensão de circuito aberto (V_{oc}) e a corrente de curto-circuito (I_{sc}). Esses parâmetros são medidos a partir de ensaios com os terminais do módulo em aberto e curto-circuitado, respectivamente, e a aplicação deles será abordada no capítulo 3.

Outras informações relevantes geralmente disponíveis nos *datasheets* estão relacionadas à influência da temperatura da célula no desempenho dos módulos. Os dados reportados se

referem a coeficientes de degradação (*deration*) da potência de saída máxima, da tensão V_{oc} e da corrente I_{sc} e são informados em termos percentuais (%/°C).

De forma a ilustrar os dados fornecidos pelos fabricantes, a tabela 2.1 apresenta a especificação técnica de um módulo de potência máxima ($P_{mp}=302$ Wp), modelo JKM305P, 72 células do tipo policristalino (p-Si) e de fabricação Jinko.

Tabela 2.1 – Especificações técnicas do módulo modelo JKM305P

Parâmetro	Condições STC	Condições NOCT
Potência máxima de saída (P_{mp})	305 Wp	225 Wp
Eficiência máxima	15,72%	
Tensão de máxima potência (V_{mp})	36,8 V	34,0 V
Corrente de máxima potência (I_{mp})	8,3 A	6,62 A
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	45,6 V	42,4 V
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	8,91 A	7,21 A
Coeficiente de temperatura de P_{mp} (γ)	-0,41 %/ °C	
Coeficiente de temperatura de V_{oc} (β)	-0,31 %/ °C	
Coeficiente de temperatura de I_{sc} (α)	+0,06 %/ °C	
Temperatura nominal de operação da célula (NOCT)	45 ± 2°C	

Fonte: (JINKO, 2018)

2.5.2 Curva Característica I-V e Aspectos de Desempenho dos Módulos

A característica elétrica de um módulo fotovoltaico é representada em termos da curva corrente versus tensão (chamada de curva I-V). Graficamente, a curva I-V representa inúmeros pontos de operação, sendo que o funcionamento do módulo em cada ponto específico será definido pelas condições de carga. Tomando como base a curva característica determinada nas condições STC, se destacam três pontos principais (também chamados por alguns autores por *Three key operating points*), todos geralmente disponíveis nos catálogos dos fabricantes. A figura 2.7 ilustra a curva característica do módulo abordado na tabela 2.1.

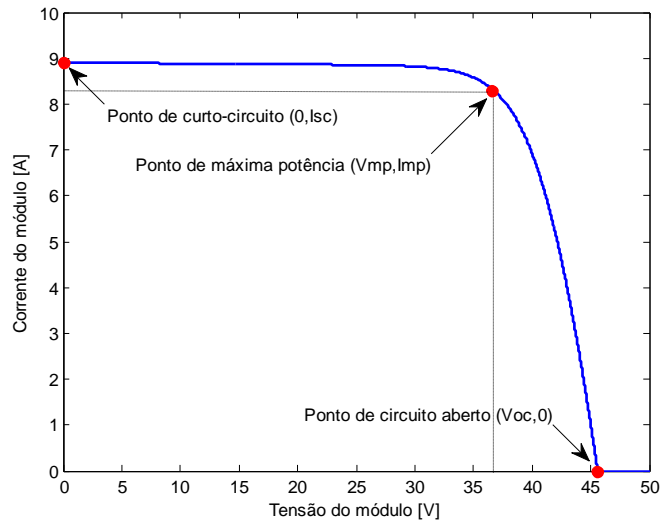


Figura 2.7 – Curva característica I-V nas condições STC

O ponto de potência máxima de saída é o único ponto de operação, para os valores de irradiância e temperatura da célula (STC), em que os valores de corrente e tensão resultam em uma potência máxima. O valor dessa potência é calculado pela multiplicação entre V_{mp} e I_{mp} . Na figura 2.7, o ponto de máxima potência está localizado no “joelho” da curva I-V e os demais pontos principais de operação são $(V_{oc}, 0)$ e $(0, I_{sc})$.

No entanto, é importante destacar que na maior parte do tempo, principalmente em países tropicais, como o Brasil, os módulos FV não operam nas condições STC, e sim em condições bastante variáveis de irradiância e temperatura ambiente, as quais são, de acordo com LUQUE e HEGEDUS (2011), as principais variáveis ou efeitos que interferem na operação dos módulos.

As figuras 2.8 e 2.9 apresentam as curvas características I-V e de potência versus tensão (P-V) em função da irradiância incidente e da temperatura de operação da célula (T_{cel}) para o módulo de 305 Wp especificado no item 2.4.1.

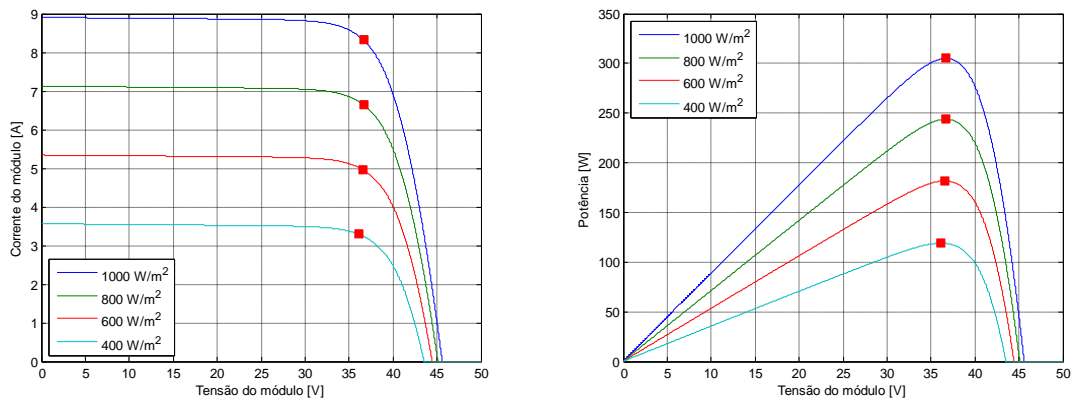


Figura 2.8 – Curvas I-V e P-V para diversos níveis de irradiância e $T_{cel}=25^{\circ}\text{C}$

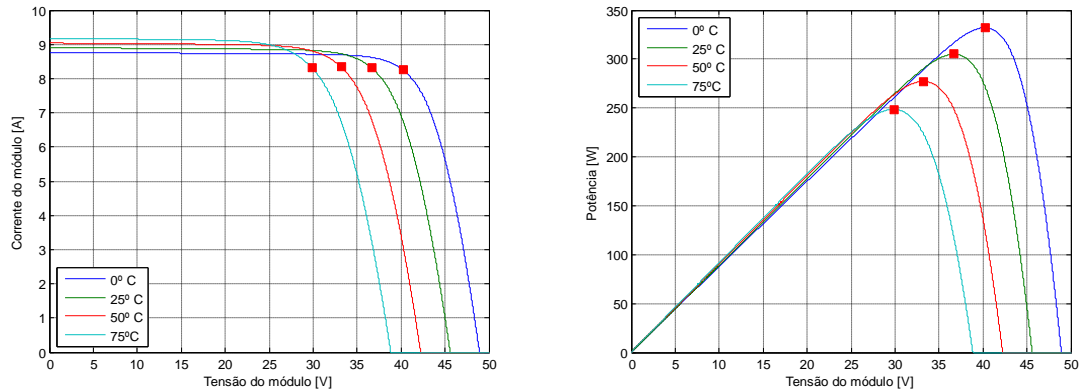


Figura 2.9 – Curvas I-V e P-V para diversos valores da temperatura da célula e $G_{TOT} = 1.000 \text{ W/m}^2$

É possível notar a partir das figuras 2.8 e 2.9 que a potência máxima de saída reduz com a diminuição da irradiância e o aumento da temperatura da célula. A irradiância tem efeito direto na corrente elétrica do módulo, na medida em que quanto maior for a irradiância, maior será a corrente drenada do sistema fotovoltaico. A corrente de curto-circuito apresenta aproximadamente uma variação linear com o valor de irradiância incidente e é bem menos sensível à variação de temperatura. A tensão de circuito aberto apresenta uma variação logarítmica com a irradiação e diminui proporcionalmente com o aumento da temperatura.

A figura 2.10 dá ênfase ao efeito da temperatura da célula na curva característica I-V, considerando a irradiância no valor fixo de 1.000 W/m^2 e inclui os coeficientes de temperatura de V_{oc} e I_{sc} . Ao compararmos as curvas I-V com temperaturas da célula de 25°C (condições STC) e 50°C , pode ser observado que a corrente I_{sc} aumenta levemente enquanto que a tensão V_{oc} diminui de forma mais significativa.

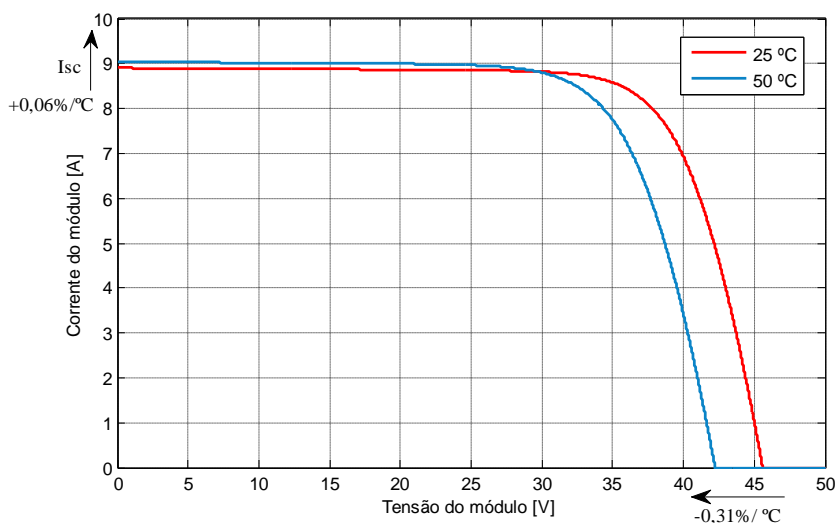


Figura 2.10 – Efeito da temperatura na curva I-V

A temperatura da célula depende do nível de irradiância, da temperatura do ar ambiente e de outros parâmetros de menor relevância, como a velocidade do vento. Essa influência será detalhada e analisada no Capítulo 3 por meio de modelos que representam a operação dos módulos FV. Conforme pode-se verificar nos gráficos da figura 2.9, o aumento da temperatura da célula tem um efeito de degradação ou redução da potência, quantitativamente, declarado pelos fabricantes por meio do coeficiente de temperatura de P_{mp} .

Cabe destacar que a velocidade do vento incidente sobre o módulo produz a redução da temperatura da célula devido ao fenômeno de transferência de calor por convecção. Qualitativamente, a redução da temperatura da célula produz o aumento da potência de saída. No capítulo 3 será abordado que esse efeito não será considerado nos modelos.

Uma vez que as condições de irradiância e meteorológicas estão em constante variação foi desenvolvido um dispositivo de controle com o objetivo de rastrear o ponto de máxima potência (do inglês, MPPT-*Maximum Power Point Tracking*) indicado nos gráficos das figuras 2.8 e 2.9 e, conseqüentemente, maximizar o desempenho dos módulos FV.

Em instalações práticas duas condições devem ainda ser atendidas visando otimizar o desempenho. Acerca da orientação, a face dos módulos FV deve ser direcionada para o Norte em instalações no hemisfério Sul, e reciprocamente, voltada para o Sul quando instalados no hemisfério Norte. Outra boa prática é adotar o ângulo de inclinação do módulo igual à latitude do local de instalação. No entanto, em locais com baixa latitude (próximo da linha do equador), é recomendável adotar uma inclinação mínima de 10° , para favorecer a autolimpeza através da chuva (PINHO e GALDINO, 2014).

2.6 Metodologia para Aplicação da Geração Fotovoltaica em Estudos de Confiabilidade do Sistema de Distribuição

A confiabilidade de sistemas de potência é de forma geral determinada com relação ao aspecto de adequação do sistema e engloba condições estáticas. Esse tipo de análise está relacionado com a existência de recursos suficientes dentro do sistema para o suprimento à carga demandada e os requisitos operacionais do sistema. A primeira refere-se à avaliação do balanço entre carga e geração (requisito e recurso) e a segunda está associada à disponibilidade operacional dos equipamentos (linhas, geradores, transformadores, dentre outros).

Um exemplo de estudo estático do sistema é a análise de fluxo de potência, em que a violação dos limites operativos de tensão nodais e fluxos nas linhas de transmissão são monitorados. Embora contemple aspectos de adequação, o estudo de fluxo de potência tem por objetivo determinar as tensões nodais e a distribuição dos fluxos de potência para condições específicas

de carga (leve, média ou pesada), de configuração de rede e de despacho de geração.

Já a análise de confiabilidade do sistema considera o risco de falhas dos componentes do sistema e se baseia no cálculo de índices quantitativos para avaliação do desempenho. Entre os tipos de avaliação, o presente trabalho tem o enfoque de previsão do desempenho do sistema em horizontes temporais (neste trabalho de médio prazo, isto é, 1 ano), estudo também chamado de avaliação preditiva.

A determinação dos índices de confiabilidade é realizada por meio de simulações seguindo modelos probabilísticos, a aleatoriedade dos eventos de falha e suas probabilidades de ocorrência. A técnica de simulação adotada no presente trabalho foi a Simulação de Monte Carlo (SMC) Sequencial, que se encontra detalhada no Apêndice A. Em resumo, essa técnica estima os índices através da simulação do comportamento estocástico do sistema. O processo de simulação é dito cronológico por considerar um modelo de carga com base em séries históricas da carga, como as típicas curvas de carga com discretização horária, ou seja, valores horários de demanda. O modelo normalmente adotado é a curva de carga horária, a qual composta por uma série de 8760 medidas.

Além da curva de carga, são necessários os dados da rede de distribuição, incluindo as informações de confiabilidade dos componentes, como: tempo médio para falhar (*MTTF-Mean Time To Failure*) e o tempo médio de reparo (*MTTR-Mean Time To Repair*). A partir dessas informações e da aplicação dos modelos estocásticos para os componentes, a SMC Sequencial requer a montagem da série sintética das unidades geradoras e de cada um dos demais componentes, sendo que os estados operativos são amostrados sequencialmente no tempo.

O próximo passo é de fundamental importância para a avaliação da confiabilidade em sistemas com presença de geração por fonte intermitente. As séries sintéticas contendo os estados operativos das unidades geradoras devem ser combinadas com a capacidade de geração disponível. Para geração convencional, com fontes “firmes” ou constantes, tais como termelétricas com suprimento garantido de combustível ou hidrelétricas com capacidade de armazenamento de água, as séries de capacidades de geração podem ter uma discretização horária ou mesmo maior.

No entanto, para fontes intermitentes, ou seja, aquelas em que o recurso primário possui variações e interrupções, como a velocidade do vento e a radiação solar, é necessária a utilização de séries com alta resolução, da ordem de poucos minutos. Para estudos de confiabilidade da distribuição e a depender do porte do sistema e da penetração da geração fotovoltaica, as flutuações naturais do recurso solar são de grande interesse para indicar as variações da potência injetada na rede e frequência desses eventos.

Por fim, concluída a montagem das séries com as transições de estado dos componentes, é

realizada a combinação de todas as transições, incluindo a carga, a fim de se obter a série agregada a nível de sistema.

Conforme introduzido no capítulo 1, o presente trabalho objetiva utilizar séries de medições do recurso solar (irradiância) em três diferentes resoluções ou intervalos de discretização, de forma que a variabilidade do recurso seja capturada para posterior avaliação do impacto nos índices de confiabilidade. Da mesma forma que para a geração por fonte “firme”, é necessário o indicativo ou a estimativa da potência disponível para cada ponto da série temporal de irradiância. Para tanto são descritos no capítulo 3 os principais modelos adotados para conversão da energia solar em energia elétrica, além do efeito de variáveis ambientais, como a temperatura ambiente, na eficiência desse processo de conversão. Os modelos para os módulos fotovoltaicos, o agrupamento de módulos (arranjo) e inversores compõem o modelo de geração fotovoltaica.

As informações e conjunto de dados aqui descritos são as principais elementos de entrada para a simulação de redes de distribuição de média tensão e cálculo dos índices de confiabilidade e consistem nas informações requeridas pela ferramenta computacional RelSim adotada no presente trabalho. A figura 2.11 apresenta o escopo geral da modelagem e as informações requeridas para inclusão da geração fotovoltaica no estudo de confiabilidade do sistema.

As séries temporais de irradiância são baseadas no histórico de medições de superfície (estações solarimétricas), assim como as séries de temperatura ambiente. As medições de irradiância adotadas neste trabalho referem-se ao plano inclinado como também a medições no plano horizontal (GHI).

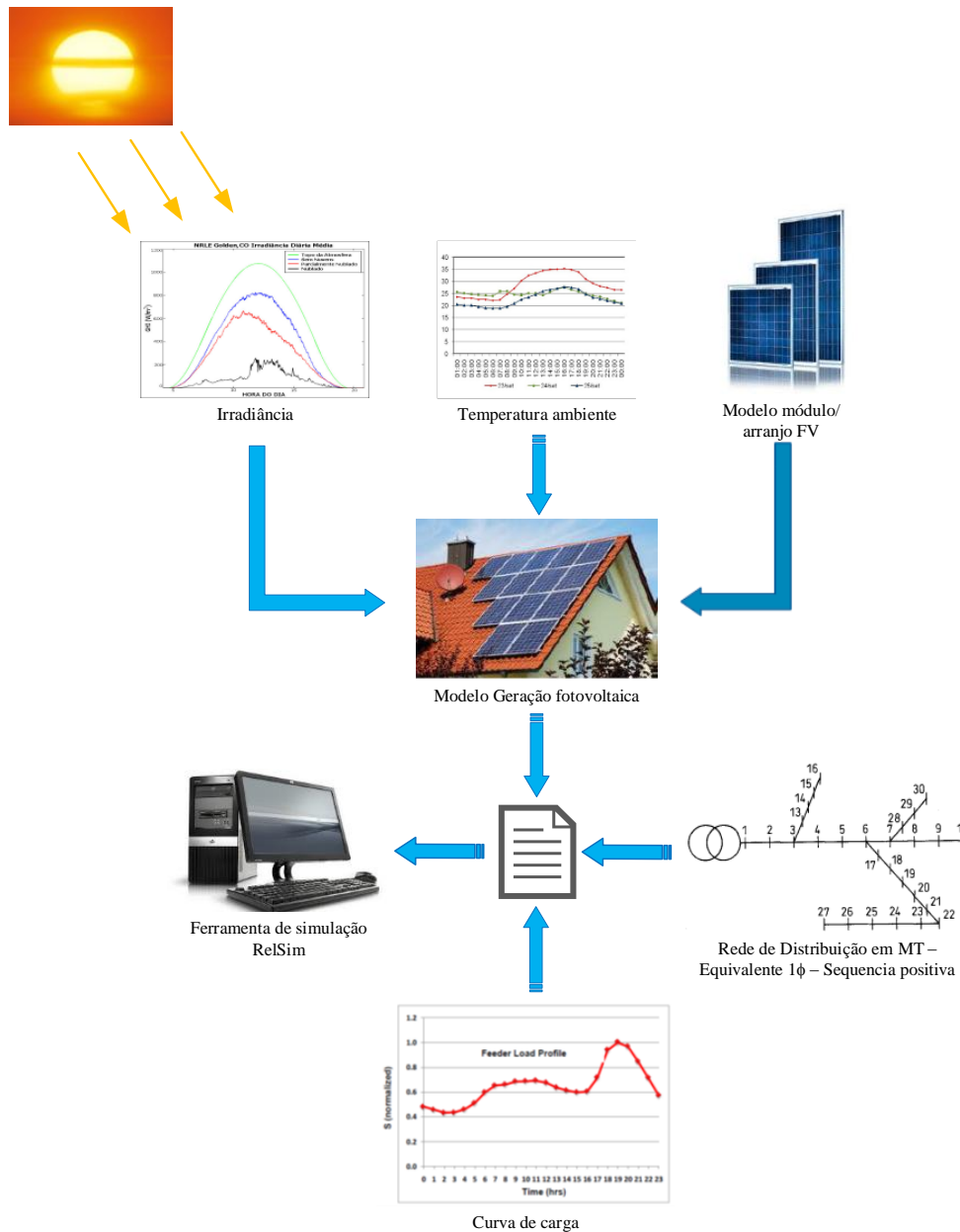


Figura 2.11 – Escopo geral da modelagem da geração FV para avaliação da confiabilidade

2.6.1 Aspectos Práticos e Regulatórios do Brasil

Conforme detalhado na seção anterior, a SMC Sequencial requer a montagem da série sintética de cada um dos componentes da rede de distribuição em média tensão, como os alimentadores primários e transformadores abaixadores. Os estados operativos (operacional e falhado) são amostrados sequencialmente no tempo, sendo que o estado operativo “falha” é representado na metodologia de análise da confiabilidade como a isolamento das extremidades do equipamento por meio de dispositivos automáticos de proteção. No entanto, a grande maioria das redes de distribuição em média tensão do Brasil não possui esse nível de automatização, o que impossibilita, na prática, a isolamento automática do trecho falhado. Porém, em estudos de

confiabilidade, é comum adotar-se essa prática a fim de avaliar o impacto dos estados de falha em cada ponto de carga.

Um potencial benefício da geração fotovoltaica distribuída para a confiabilidade do sistema é que as centrais de geração podem vir a ser usadas como fonte principal em casos de contingência de parte da rede de distribuição. Desta forma, uma parte da rede pode operar isoladamente da alimentação ou sistema principal, com possibilidade de atendimento da carga pela central de geração distribuída (GD). Essa porção da rede suprida pela central de GD é chamada de microrrede e o modo de operação é denominado como operação em ilha ou ilhado. No entanto, a formação de microrredes de forma não intencional ainda não é permitida no Brasil. Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) estabelecem que as centrais geradoras de micro e minigeração distribuída devem possuir equipamento de proteção anti-ilhamento. É permitida apenas a operação em ilha da unidade consumidora, desde que desconectada fisicamente da rede de distribuição (ANEEL, 2016).

Porém, levando em consideração o estado da arte da literatura e do nível de automação de redes de distribuição em outros países, é assumido nesse trabalho que os sistemas de distribuição são automatizados para a isolação dos equipamentos em falha e a mudança automática do modo de controle da GD em paralelo com a rede para a condição ilhada. Em complemento, é considerada a existência de dispositivos de chaveamento automático associados ao corte de carga dentro da microrrede formada, com o objetivo de garantir o equilíbrio estático entre a carga e geração. O desenvolvimento das Redes Elétricas Inteligentes e a automação da rede podem viabilizar a operação das microrredes, aumentando os benefícios da GD e melhoria dos índices de confiabilidade.

2.7 Considerações finais

Neste capítulo foram abordados os principais conceitos que irão embasar a apresentação e análise dos modelos de geração fotovoltaica. O efeito dos parâmetros, irradiância e temperatura da célula, na produção de energia do módulo FV foi introduzido, uma vez que os desempenhos dos modelos frente à esses parâmetros serão desenvolvidos e comparados no capítulos seguintes.

Ademais, foram apresentadas as principais fontes de dados de estações meteorológicas e solarimétricas, no que se refere à irradiância global horizontal (GHI) e à irradiância total no plano inclinado.

Capítulo 3

Modelos de Geração Fotovoltaica

Esse capítulo tem por objetivo descrever os principais modelos de geração fotovoltaica, incluindo modelos para módulos, inversores e para usinas de forma global. Neste contexto a pesquisa teve como premissa identificar os principais modelos adotados nos estudos aplicados à área de Sistemas Elétricos de Potência e análise sistêmica do impacto da geração solar.

É comum na literatura serem utilizados os termos variação ou flutuação da irradiância. Daqui em diante neste trabalho será adotado o termo “flutuação” quando se fizer referência à irradiância e o termo “variação” será utilizado para caracterizar a alteração da geração e da carga/demanda.

Para avaliar o impacto da geração solar é necessária a utilização de modelos de geração que tenham a propriedade de capturar as principais características do recurso solar em diferentes escalas de tempo. Em longo e médio prazo, se enquadram as flutuações de caráter determinístico e são previsíveis, como aquelas devido ao movimento da Terra ao redor do Sol e da própria rotação da Terra, e em função da movimentação lenta de nuvens. Já as oscilações de curto prazo possuem característica estocástica e ocorrem devido ao deslocamento rápido de nuvens pequenas e irregulares. Tais oscilações são comumente referenciadas como a característica de variabilidade ou intermitência natural do recurso solar, sendo de interesse identificar a magnitude, duração, frequência e a intensidade da rampa.

Os modelos de geração fotovoltaica aqui descritos consideram o funcionamento dos equipamentos mais relevantes dentro de processo conversão de energia, principalmente o conjunto módulos fotovoltaicos e inversor CC-CA. Os parâmetros de entrada dos modelos foram introduzidos no capítulo 2 e serão aqui retomados. Após a descrição dos modelos para módulos FV e inversores encontra-se detalhado o modelo para usina, que, na verdade, se refere à influência da área geográfica da instalação ou do porte da usina na suavização das flutuações da irradiância. O modelo para usina será destacado devido à importância de se considerar a extensão espacial das plantas, pois a suavização ocorre quando uma parte da usina é coberta por nuvens e outras partes estão sob céu claro ou sem cobertura por sombras.

A figura 3.1 ilustra escopo geral da modelagem que será apresentada. As variáveis ambientais

de entrada do modelo de usina geração são a irradiância (watt/m^2) e a temperatura ambiente (graus centígrados ou Kelvin, conforme o modelo), pois são as de maior influência ou de efeitos de primeira ordem no processo de geração (ZHOU *et al.*, 2007; LUQUE e HEGEDUS, 2011; SALOUX *et al.*, 2011; VILLALVA *et al.*, 2009). Um perfil ou série de irradiância é utilizado com entrada no modelo de usina, mais especificamente o modelo de suavização espacial. Nessa etapa, o objetivo é obter a irradiância efetiva ou equivalente que represente a irradiância média para a usina. Em sequência tem-se as etapas de conversão de energia nos módulos e inversores CC-CA. O parâmetro de saída é a potência disponível em corrente alternada, que após elevação do nível de tensão é injetada na rede elétrica.

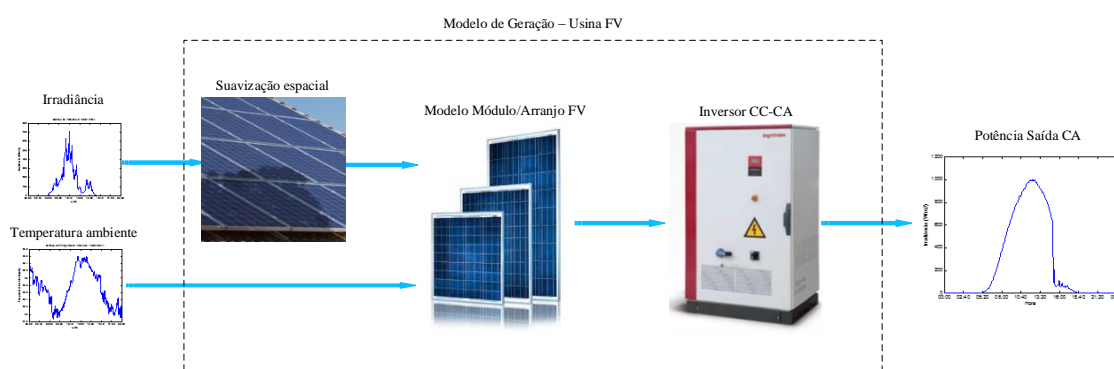


Figura 3.1 – Modelo adotado para usina fotovoltaica

Como o objetivo do trabalho é avaliar a integração da geração fotovoltaica na rede elétrica com enfoque na confiabilidade, serão discutidas no final do capítulo as premissas e a metodologia para simular com precisão a variabilidade da geração.

3.1 Modelos para módulos e arranjos fotovoltaicos

Os modelos para módulos fotovoltaicos foram desenvolvidos para representar o funcionamento elétrico em quaisquer condições operacionais, principalmente a irradiância incidente e a temperatura da célula, e avaliar o seu desempenho. Existem dois tipos principais de modelos matemáticos na literatura, os modelos baseados no circuito elétrico detalhado e aqueles que consideram simplificações na modelagem detalhada e utilizam expressões semi-empíricas.

O primeiro grupo de modelos adota o circuito elétrico equivalente, também chamado de modelo baseado no circuito equivalente a um diodo ou modelo de 5 parâmetros (VILLALVA *et al.*, 2009, DE SOTO *et al.*, 2006), e é geralmente utilizado quando o interesse é a obtenção dos diversos pontos de operação da curva característica do equipamento (curva I-V), por exemplo, em estudos na área de eletrônica de potência dos inversores e de algoritmos de controle e de ajuste ou rastreamento do ponto de operação de máxima potência de saída do sistema fotovoltaico (MPPT). Embora forneçam informações completas acerca do funcionamento e

tenham maior exatidão, é necessária a solução simultânea de equações por meio de processo iterativo numérico.

Por outro lado, os modelos que adotam expressões semi-empíricas são métodos diretos de solução de equações explícitas. Possuem a vantagem da maior simplicidade, uma vez que adotam a premissa de se obter os “três pontos-chaves” de operação descritos no item 2.5.2, ou mesmo somente o ponto de potência máxima. Por isso, possuem a vantagem de rapidez na solução, porém ao custo de menor exatidão.

Os modelos de geração fotovoltaica se baseiam nas informações de catálogo (*datasheet*), fornecidas pelos fabricantes dos módulos. Uma desvantagem adicional relacionada aos modelos do primeiro grupo é que alguns deles requerem informações não disponíveis nos *datasheet*, sendo necessárias medidas adicionais de laboratório ou campo, motivo pelo qual restringe a aplicação dos mesmos (BATZELIS, 2017).

O presente trabalho adotou o segundo grupo de modelos por serem os mais utilizados para prever a potência útil e a geração fotovoltaica, bem como por possuírem uma exatidão aceitável que justifique a modelagem mais simples para aplicação em estudos de análise sistêmica da inserção da GD fotovoltaica nos sistemas de distribuição. Optou-se também neste trabalho incluir um modelo intermediário ao grupo de modelos baseados no circuito equivalente de 5 parâmetros e ao segundo grupo de equações semi-empíricas. Tal modelo é baseado no circuito equivalente a um diodo e é chamado de Ideal por desprezar as resistências série e shunt. Partindo destas aproximações é possível obter a potência máxima de saída do sistema FV por meio de equações explícitas, evitando-se os métodos iterativos e numéricos inerentes ao primeiro grupo de modelos.

Os modelos consideram que o inversor é capaz de identificar o ponto de operação de máxima potência e rastreá-lo a cada mudança das condições ambientais e meteorológicas.

Nos itens a seguir serão detalhadas as formulações matemáticas e apresentadas as características mais relevantes dos modelos existentes na literatura. É assumido que as células são idênticas entre si e que não existe desvio (*mismatch*) de potência entre os módulos de mesmo modelo.

3.1.1 Modelo PESRC

O modelo *Power and Energy at Standard Reporting Conditions*, designado por PESRC, foi inicialmente abordado no trabalho realizado por KROPOSKI *et al.* (1994) e pode ser considerado como o de maior simplicidade e fornece a estimativa mais grosseira da potência de um módulo FV. Considera que a potência do módulo é uma função que varia linearmente com a razão da irradiância incidente pela irradiância de referência nas condições STC. A equação 3.1 apresenta a função linear do formato $f(x) = ax$. (FUENTES *et al.*, 2007).

$$P_{mod} = f(G_i) = \frac{P_{STC}}{G_{STC}} \cdot G_i \Leftrightarrow P_{mod} = \frac{G_i}{G_{STC}} \cdot P_{STC} \quad (3.1)$$

onde:

- G_i é a irradiância incidente no módulo;
- G_{STC} é a irradiância incidente nas condições STC, 1.000 W/m²;
- P_{STC} é a potência máxima do módulo nas condições STC, em Watts;
- P_{mod} é potência de saída do módulo, em Watts.

Para um arranjo FV com N_{ms} módulos em série e N_{mp} estruturas em *strings* (quantidade de *strings* em paralelo), o número total de módulos será $N_m = N_{ms} \cdot N_{mp}$. Logo, a potência do arranjo é dada por:

$$P_{arranjo} = N_m \cdot P_{STC} \cdot \frac{G_i}{G_{STC}} \quad (3.2)$$

A equação 3.2 fornece então a estimativa da potência máxima do arranjo para uma condição específica de irradiância e um instante de tempo particular. Verifica-se que a variação da temperatura da célula não é considerada no modelo em qualquer condição de operação, sendo o efeito de perda de rendimento (*deration*) desprezado. Considerando um arranjo de 4 módulos com potência individual de 250 Wp (STC), a resposta linear do modelo PESRC para uma ampla faixa de variação da irradiância é indicada conforme o gráfico da figura 3.2.

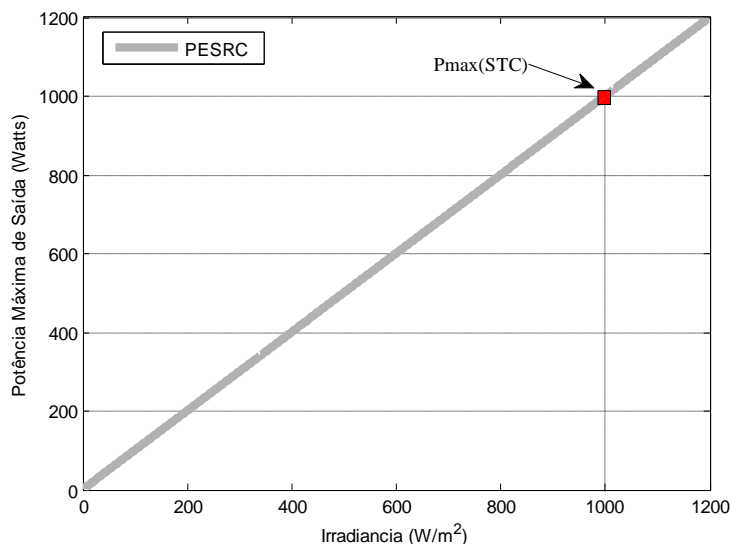


Figura 3.2 – Potência máxima de saída obtida a partir do modelo PESRC

De acordo com KROPOSKI *et al.*, 1994 e FUENTES *et al.*, 2007 o modelo fornece um estimativa não acurada da potência de saída, sobretudo em módulos com elevado coeficiente de

variação da potência com a temperatura, e quando os mesmos operam com alta temperatura da célula, frequentemente associada às condições de elevada irradiância. O modelo PESRC fornece um bom indicativo de potência somente em condições de operação próximas das condições de referência STC.

3.1.2 Modelo Park

O modelo, aqui neste trabalho designado por Park, foi inicialmente proposto por MARWALI *et al.* (1998) utilizando-se o conceito e a curva de eficiência do módulo em função da irradiância. Posteriormente, os trabalhos de LIANG e LIAO (2007) e PARK *et al.* (2009) o ajustaram para fornecer a potência de saída do módulo FV utilizando-se uma função definida por partes, chamada de “Função de conversão da radiação solar para energia”.

O modelo proposto pelos autores considera a conversão direta da irradiância na potência de saída CA do sistema fotovoltaico. Uma vez que não adota a curva de eficiência ou mesmo um valor típico para a eficiência máxima do inversor CC-CA, o modelo proposto faz uma aproximação, pois considera como unitária a eficiência. Desta forma, o modelo Park será adotado como modelo de arranjo FV.

A função utilizada por PARK *et al.* (2009) é definida por partes conforme mostrado na equação 3.3.

$$P_{\text{arranjo}} = \begin{cases} N_m \cdot P_{STC} \cdot \left(\frac{G_i^2}{G_{STC} \cdot R_c} \right) & \text{se } 0 \leq G_i \leq R_c \\ N_m \cdot P_{STC} \cdot \frac{G_i}{G_{STC}} & \text{se } R_c < G_i \leq G_{STC} \\ N_m \cdot P_{STC} & \text{se } G_i > G_{STC} \end{cases} \quad (3.3)$$

onde:

- P_{arranjo} é potência de saída do arranjo fotovoltaico, em Watts;
- G_i é a irradiância incidente no módulo;
- G_{STC} é a irradiância incidente nas condições STC, 1.000 W/m²;
- P_{STC} é a potência máxima do módulo nas condições STC, em Watts;
- N_m é número total de módulos do arranjo;
- $N_m \cdot P_{STC}$ é a potência de saída nominal do arranjo nas condições STC, em Watts;
- R_c é um determinado ponto de irradiância e tem um valor típico de 150 W/m².

O modelo Park possui duas alterações com relação ao modelo PESRC. A primeira se refere à faixa a qual a irradiância é menor que 150 W/m^2 . Um ajuste é realizado inserindo-se um termo G_i/R_c no modelo linear de forma a incorporar a redução quadrática da potência de saída para irradiâncias menores do que o valor mencionado. Esse ajuste foi proposto por especialistas da área devido à menor eficiência dos módulos para baixos níveis de irradiância e se baseiam em dados de medição de campo (DOBOS, 2013). A segunda contempla a faixa na qual a irradiância incidente é maior que 1.000 W/m^2 , valor de especificação da potência máxima nas condições STC. Nesta faixa, o modelo Park limita a geração de potência CC, não permitindo a operação com potências acima de P_{STC} .

Supondo um arranjo de 4 módulos com potência individual de 250 Wp (STC), a resposta do modelo Park para uma ampla faixa de variação da irradiância é indicada conforme o gráfico da figura 3.3.

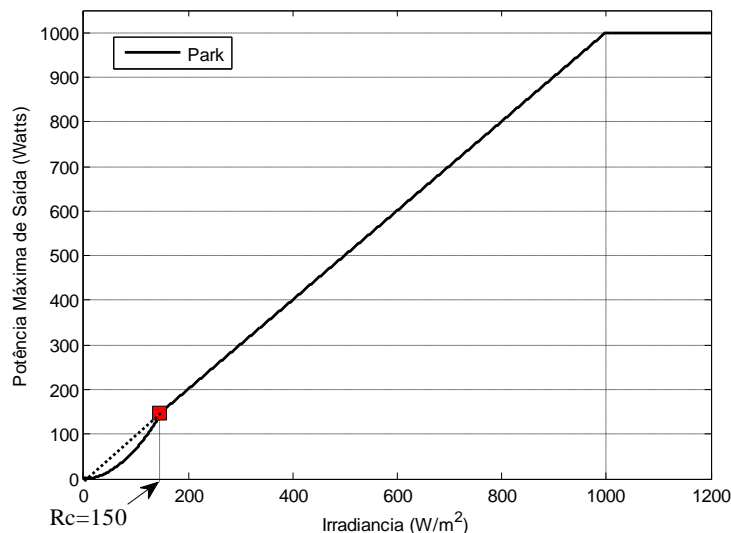


Figura 3.3 – Potência máxima de saída obtida a partir do modelo Park

De forma idêntica ao PESRC, o modelo de Park também despreza o efeito da temperatura das células na potência máxima de saída dos módulos.

3.1.3 Modelo Osterwald

O modelo foi inicialmente descrito por OSTERWALD (1986), razão pela qual alguns trabalhos lhe referenciam como “Método de Osterwald”. É considerado como modelo clássico da literatura, combina simplicidade e exatidão e é um dos mais utilizados em estimativas da potência fornecida pelos módulos fotovoltaicos (ALMONACID *et al.*, 2010). Ademais, possui a característica principal de considerar o efeito da irradiância e da temperatura da célula na eficiência/potência de saída dos módulos.

O efeito de degradação da potência máxima em função do aumento da temperatura representado no modelo pelo coeficiente de variação da potência máxima com a temperatura, γ , que tipicamente possui um valor negativo que varia na faixa de -0,5% a -0,3%/°C, variando de acordo com material e fabricante dos módulos. O valor médio de γ usualmente adotado é de -0,35%/°C, no entanto, é recomendada a utilização do coeficiente reportado pelo fabricante nos *datasheets* (FUENTES *et al.*, 2007; ALMONACID *et al.*, 2010; SANCHEZ-GARCIA *et al.*, 2015).

A equação 3.4 apresenta o cálculo da estimativa da potência de saída do arranjo fotovoltaico.

$$P_{arranjo} = N_m \cdot P_{STC} \frac{G_i}{G_{STC}} \cdot [1 + \gamma \cdot (T_c^{amb} - T_c^{STC})] \quad (3.4)$$

onde:

- $P_{arranjo}$ é potência máxima de saída do arranjo fotovoltaico, em Watts;
- G_i é a irradiância incidente no módulo, em W/m²;
- G_{STC} é a irradiância incidente nas condições STC, 1.000 W/m²;
- P_{STC} é a potência máxima do módulo nas condições STC, em Watts;
- N_m é número total de módulos do arranjo;
- γ é o coeficiente de variação da potência máxima com a temperatura, em %/°C;
- T_c^{STC} é a temperatura da célula nas condições STC, igual a 25 °C;
- T_c^{amb} é a temperatura da célula na condição ambiente local, em °C.

Outro parâmetro que afeta a produção de energia elétrica de um módulo FV é a temperatura de operação da célula fotovoltaica (T_c). Conforme pode ser verificado na equação 3.4, quando T_c é maior que a temperatura de referência (25 °C), tem-se uma variação de temperatura (ΔT) positiva e como γ tem sinal negativo é obtido um fator menor do que um, o qual representa a degradação da potência de saída. De acordo com LUQUE e HEGEDUS (2011), a temperatura T_c pode ser estimada a partir da temperatura do ar ambiente e da irradiância total incidente por meio da equação 3.5.

$$T_c^{amb} = T_{ar}^{amb} + G_i \cdot \frac{T_c^{NOCT} - T_{ar}^{NOCT}}{G_{NOCT}} \quad (3.5)$$

onde:

- T_c^{amb} é a temperatura da célula ajustada à condição ambiente local e de irradiância incidente;

- T_{ar}^{amb} é a temperatura do ar local obtida de dados de estações meteorológicas, em °C;
- G_i é a irradiância incidente no módulo, em W/m²;
- T_c^{NOCT} é a temperatura da célula para operação na condição NOCT. Essa informação é obtida nos *datasheets* dos fabricantes, em °C;
- G_{NOCT} é a irradiância adotada como referência para a condição NOCT, igual 800 W/m²;
- T_{ar}^{NOCT} é a temperatura do ar ambiente adotada como referência para a condição NOCT, igual a 20 °C.

Cabe destacar que a equação 3.5 não contempla a influência do vento no cálculo da temperatura da célula. Desta forma, para locais com elevada incidência de ventos na altura da instalação dos módulos, a temperatura da célula pode ser menor que a calculada pela equação 3.5, o que resulta numa geração subestimada em comparação com um modelo mais realístico.

Supondo um arranjo de 4 módulos com potência individual de 250 Wp (STC) e a temperatura do ar ambiente (valor fixo) em 35°C, a resposta do modelo Osterwald para uma ampla faixa de variação da irradiância é indicada conforme o gráfico da figura 3.4. Foram mantidas as curvas da potência de saída obtidas por meio dos modelos PESRC e Park para visualização do efeito da temperatura da célula nas modelagens.

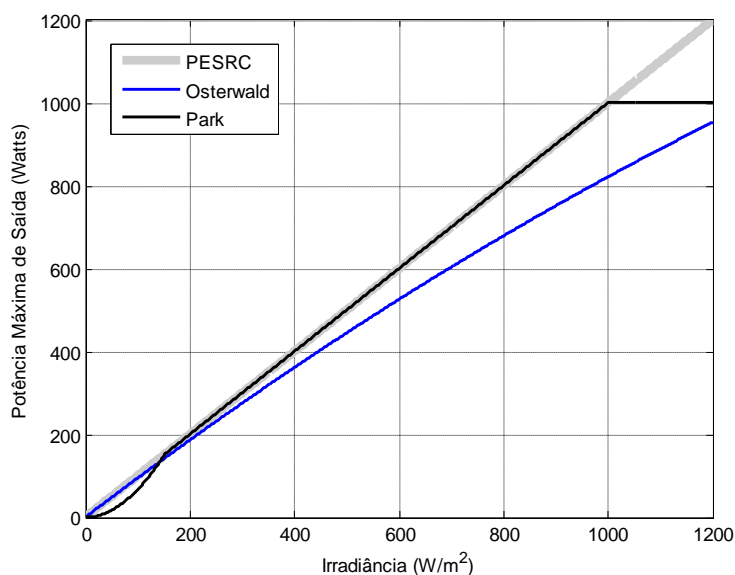


Figura 3.4 – Potência máxima de saída obtida a partir dos modelos PESRC, Park e Osterwald

Com o objetivo de ilustrar o modelo da temperatura da célula nas condições ambiente, aproximado pela equação 3.5, a figura 3.5 apresenta o comportamento desse parâmetro do modelo Osterwald, para uma faixa de irradiância de 0 à 1.200 W/m² e temperatura do ar em 35°C.

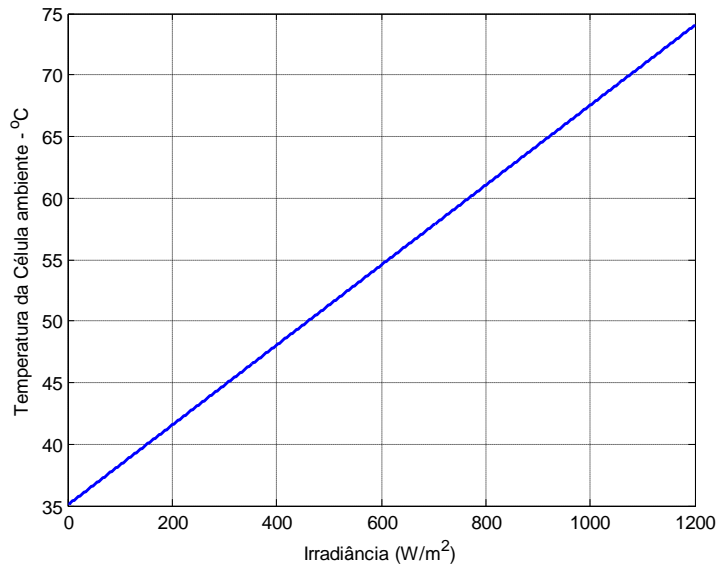


Figura 3.5 – Modelo de variação da temperatura da célula

3.1.4 Modelo AMPP

O modelo Ponto de Máxima Potência Aproximado, do inglês, *Approximate Maximum Power Point* (AMPP) foi designado por FUENTES *et al.* (2007). O método algébrico de cálculo encontra-se também minuciosamente descrito nos trabalhos realizados por ALMONACID *et al.* (2010) e SANCHEZ-GARCIA *et al.* (2015), e contempla o cálculo de parâmetros (como por exemplo, a resistência série padrão e o potencial térmico) e constantes empíricas que não serão detalhadas nesta dissertação. A formulação algébrica não é tão simples quanto ao modelo de Osterwald, mas ainda, pode-se considerá-la de relativa simplicidade ao compará-la com os modelos baseados no circuito equivalente e de cinco parâmetros.

O modelo AMPP consiste na aproximação da corrente da célula e da tensão terminal no ponto de máxima potência a partir dos dados da corrente de curto-circuito (I_{sc}) e da tensão de circuito aberto (V_{oc}) e das condições ambientais locais (irradiância e temperatura ambiente). O modelo consiste na execução sequencial de oito etapas de cálculos, realizadas, essencialmente, ao nível de uma célula FV e, por fim, computados para um agrupamento de módulos ou arranjo.

A seguir é apresentada a metodologia de cálculo conforme descrito nos trabalhos de LUQUE e HEGEDUS (2011), FUENTES *et al.* (2007), ALMONACID *et al.* (2010) e SANCHEZ-GARCIA *et al.* (2015).

Etapa 01: Corrente de curto-circuito da célula

É assumido que a corrente de curto-circuito da célula depende exclusivamente e varia linearmente com a irradiância. Para uma condição ambiente específica, o ajuste pela irradiância

incidente é realizado conforme equação 3.6.

$$I_{SC} = \frac{G_i}{G_{STC}} \cdot I_{SC}^{STC} \quad (3.6)$$

onde:

- I_{SC} é a corrente de curto-circuito da célula, ajustada para a condição ambiente local;
- G_i é a irradiância incidente na célula, em W/m^2 ;
- G_{STC} é a irradiância incidente nas condições STC, $1.000 W/m^2$;
- I_{SC}^{STC} é a corrente de curto-circuito da célula nas condições STC. Essa informação é obtida nos *datasheets* dos fabricantes, em Ampéres.

Etapa 02: Tensão de circuito aberto da célula

A tensão de circuito aberto da célula é assumida como exclusivamente dependente da temperatura da célula. Conforme equação 3.7, a tensão para uma condição ambiente particular reduz linearmente com o aumento da temperatura da célula, a qual deve ser calculada previamente conforme a equação 3.5.

$$V_{OC} = V_{OC}^{STC} + \beta \cdot (T_c^{amb} - T_c^{STC}) \quad (3.7)$$

onde:

- V_{OC} é tensão de circuito aberto da célula ajustada;
- V_{OC}^{STC} é tensão de circuito aberto da célula nas condições STC. Essa informação é obtida nos *datasheets* dos fabricantes, referente ao módulo, e esse valor deve ser dividido pela quantidade de células conectadas em série;
- β é o coeficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura, em $V/^\circ C$.
- T_c^{amb} é a temperatura da célula ajustada à condição ambiente local e de irradiância incidente;
- T_c^{STC} é a temperatura da célula nas condições STC, igual a $25^\circ C$.

O coeficiente β é negativo e possui um valor típico de $-0,0023 V/^\circ C$ para células de silício cristalino. No entanto, recomenda-se que seja adotado o coeficiente do módulo conforme reportado pelos fabricantes nos *datasheets*.

Etapa 03: Potencial térmico da célula

O potencial térmico da célula é calculado por meio da equação 3.8. É utilizado o conceito do fator de idealidade do diodo (m). No modelo ideal, $m=1$. Para aplicações práticas é adotado o modelo real ($m>1$). De acordo com HUAN-LIANG *et al.* (2008), o fator é dependente da tecnologia dos módulos fotovoltaicos. Para células do tipo silício monocristalino (m-Si), pode ser adotado $m=1,2$ e para policristalino (p-Si), $m=1,3$.

$$V_t^{STC} = \frac{mkT_c^{STC}}{e} \quad (3.8)$$

onde:

- V_t^{STC} é o potencial térmico da célula nas condições STC, em Volts;
- m é o fator de idealidade do diodo;
- k representa a constante de Boltzmann ($k=1,38 \times 10^{-23} \text{ J}\cdot\text{K}^{-1}$);
- T_c^{STC} é a temperatura da célula nas condições STC, em Kelvin;
- e representa a carga elétrica do elétron ($e=1,602 \times 10^{-19} \text{ C}$).

É importante observar que a temperatura da célula deve ser calculada em Kelvin, ou seja, $T_c^{STC}=25+273,15=298,15 \text{ K}$.

Em sequencia, o potencial térmico deve ser ajustado para as condições ambiente, baseada na relação entre as temperaturas da célula, ambas em temperatura absoluta, conforme equação 3.9.

$$V_t^{amb} = V_t^{STC} \cdot \frac{T_c^{amb} + 273,15}{T_c^{STC}} \quad (3.9)$$

onde:

- T_c^{STC} é a temperatura da célula nas condições STC, em Kelvin;
- T_c^{amb} é a temperatura da célula ajustada à condição ambiente local e de irradiância incidente, em °C.

Etapa 04: Tensão de circuito aberto normalizada

A tensão de circuito aberto normalizada é dada por:

$$v_{OC} = \frac{V_{OC}}{V_t^{amb}} \quad (3.10)$$

Etapa 05: Fatores de forma

O fator de forma para a condição de operação ambiente é calculado por meio da equação empírica 3.11. O fator de forma nas condições STC é calculado por sua própria definição, apresentada na equação 3.12.

$$FF_0 = \frac{v_{OC} - \ln(v_{OC} + 0,72)}{v_{OC} + 1} \quad (3.11)$$

$$FF_{STC} = \frac{P_{STC}}{V_{OC}^{STC} \cdot I_{SC}^{STC}} \quad (3.12)$$

Etapa 06: Resistência série da célula normalizada

A resistência série normalizada é calculada pela seguinte equação:

$$r_s = 1 - \frac{FF_{STC}}{FF_0} \quad (3.13)$$

Etapa 07: Tensão e corrente da célula no ponto de máxima potência

A tensão e corrente da célula no ponto de máxima potência são calculadas por meio das equações 3.14 e 3.15, respectivamente.

$$V_{mp} = V_{OC} \cdot \left[1 - \frac{b}{v_{OC}} \cdot \ln a - r_s \cdot (1 - a^{-b}) \right] \quad (3.14)$$

$$I_{mp} = I_{SC} \cdot (1 - a^{-b}) \quad (3.15)$$

onde:

- V_{OC} é tensão de circuito aberto da célula, ajustada para a condição ambiente local;
- I_{SC} é a corrente de curto-circuito da célula, ajustada para a condição ambiente local;
- v_{OC} é a tensão de circuito aberto normalizada;
- $a = v_{OC} + 1 - 2 \cdot v_{OC} \cdot r_s$;
- $b = \frac{a}{(1+a)}$.

Etapa 08: Potência máxima do arranjo fotovoltaico

Utilizando-se os valores de V_{mp} e I_{mp} por célula da etapa 07, a potência máxima do arranjo fotovoltaico é calculada pela equação 3.16.

$$P_{mp} = N_{cel} \cdot N_{ms} \cdot V_{mp} \cdot N_{mp} \cdot I_{mp} \quad (3.16)$$

onde:

- P_{mp} é a potência máxima do arranjo, ajustada para a condição ambiente local;
- N_{cel} é o número de células em série em um módulo;
- N_{ms} é o numero de módulos em série no arranjo;
- N_{mp} é o número de módulos em paralelo no arranjo, ou, número de *strings*.

Aplicando o procedimento de cálculo descrito em um arranjo de 4 módulos com potência individual de 250 Wp (STC) e a temperatura do ar ambiente (valor fixo) em 35°C, a resposta do modelo AMPP para uma ampla faixa de variação da irradiância é indicada conforme o gráfico da figura 3.6. Foram mantidas as curvas da potência de saída obtidas por meio dos modelos PESRC, Park e Osterwald para visualização do efeito da temperatura da célula nas modelagens.

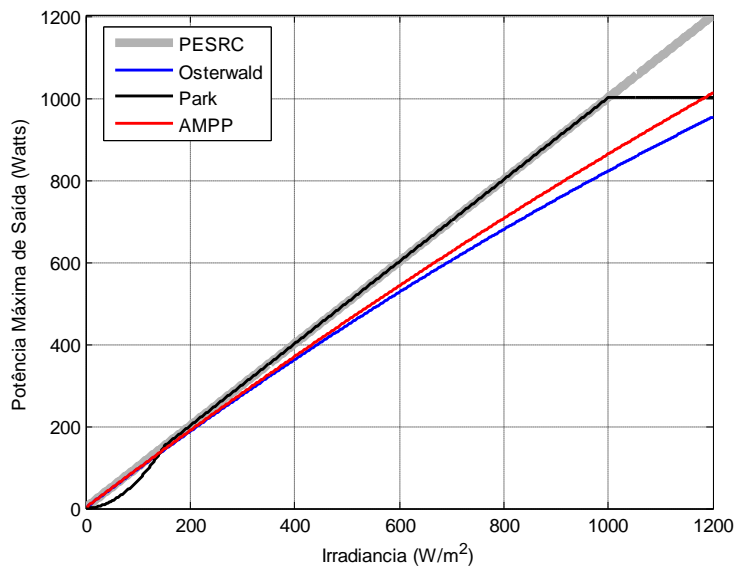


Figura 3.6 – Potência máxima de saída obtida a partir dos quatro modelos descritos

As curvas de potência dos modelos que consideram o efeito de redução da potência em função da temperatura das células consideraram características específicas informadas pelo fabricante. O coeficiente de temperatura adotado para P_{mp} foi $\gamma = -0,42\%/^{\circ}\text{C}$ e o coeficiente de temperatura para V_{OC} foi $\beta = -0,32\%/^{\circ}\text{C}$. Esses coeficientes influenciam diretamente na estimativa de potência dos modelos. Para esse arranjo em particular, o modelo Osterwald fornece uma estimativa da potência de saída menor do que aquela indicada pelo modelo AMPP.

3.1.5 Modelo Ideal

O modelo clássico de uma célula fotovoltaica é representado por um circuito equivalente composto por um diodo e baseado a cinco parâmetros, como mostrado na figura 3.7a. Ele consiste de uma fonte de corrente I_{ph} (fotocorrente), da corrente do diodo I_s (corrente do diodo Shockley), do fator de idealidade do diodo m , de uma resistência série R_s e de uma resistência em paralelo R_p .

A resistência série representa as perdas ôhmicas do material semiconductor, nos contatos metálicos e no contato do metal com o semiconductor e a resistência em paralelo representa as perdas que surgem das correntes de fuga da junção p-n, oriundas de impurezas e defeitos na estrutura cristalina. Em aplicações reais o valor de R_s é muito baixa, bem como o valor de R_p é muito elevado, fazendo com que esses parâmetros sejam desprezados (VILLALVA *et al.*, 2009). Com base nessas simplificações, tem-se o modelo Ideal conforme apresentado na figura 3.7b.

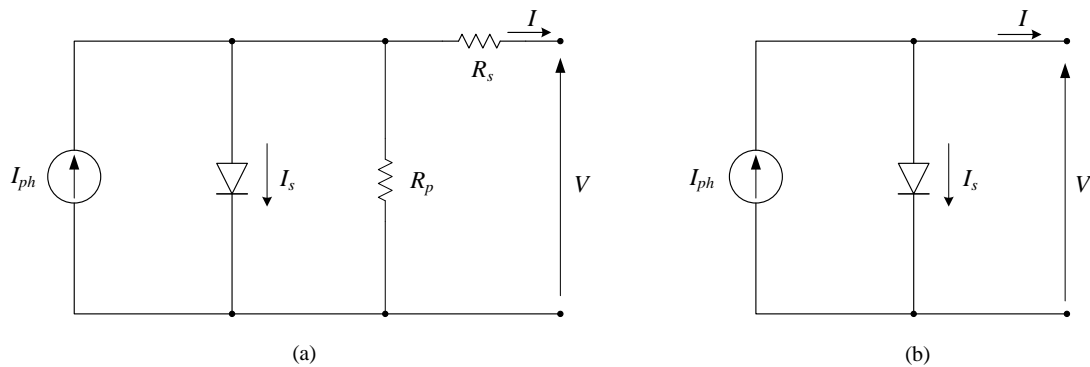


Figura 3.7 – Circuitos equivalentes de uma célula FV: Modelos (a) de 5 parâmetros e (b) ideal

O circuito equivalente da figura 3.7a representa uma única célula. Na prática um conjunto de N_{cel} células conectadas em série forma um módulo. Aplicando a lei dos nós de Kirchoff, a equação que descreve a característica I-V de um módulo é da por:

$$I = I_{ph} - I_s - \frac{V + R_s I}{R_p} = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V + R_s I)}{m N_{cel} k T} \right) \right] - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (3.17)$$

onde:

- I_{ph} é a fotocorrente gerada;
- I_0 é a corrente de saturação reversa do diodo;
- m é o fator de idealidade do diodo;
- k representa a constante de Boltzmann ($k=1,3806503 \times 10^{-23} \text{ J}\cdot\text{K}^{-1}$);

- e representa a carga elétrica do elétron ($e=1,60217646 \times 10^{-19}$ C);
- T é a temperatura da célula.

A equação 3.2 resulta na característica I-V de um módulo. No entanto, esta não é uma equação que se possa resolver algebricamente, uma vez que a corrente I não se encontra explícita. Além disso, a modelagem matemática deve contemplar a irradiância e a temperatura da célula ambiente como parâmetros de entrada. Em resumo, devem ser incluídas no processo de solução as equações I_{ph} e I_0 , o que dá origem a um conjunto de equações implícitas e não-lineares e requer a aplicação de trabalhoso processo iterativo numérico (VILLALVA *et al.*, 2009). Outro fator que dificulta a aplicação do modelo é que as resistências internas não são fornecidas nos catálogos dos fabricantes dos módulos, o que confere a mais duas incógnitas na equação 3.2.

Como alternativa ao modelo de 5 parâmetros, foi proposto por SALOUX *et al.* (2011) uma modelagem com equações explícitas com base no circuito equivalente ideal e desconsiderando o efeito das resistências internas. As expressões desenvolvidas pelos autores permitem o cálculo da tensão e da corrente de um módulo no ponto de interesse do presente trabalho, isto é, o ponto de máxima potência, além fornecer a potência máxima de saída para qualquer condição externa de irradiância e temperatura do ar ambiente. Adicionalmente, as expressões propostas utilizam os dados comumente fornecidos pelos fabricantes, o que favorece a aplicação do modelo Ideal. A seguir é apresentada a metodologia de cálculo.

Etapa 01: Fator de idealidade do diodo

O fator de idealidade afeta a curvatura da curva característica I-V e conseqüentemente tem impacto na determinação do ponto de máxima potência. De acordo com VILLALVA *et al.* (2009), o uso de um fator de idealidade variável pode melhorar a exatidão do modelo. No entanto, um valor fixo é geralmente adotado (VILLALVA *et al.*, 2009; DE SOTO *et al.*, 2006).

Em geral, o fator de idealidade se encontra na faixa de $1 \leq m \leq 1,5$ e é determinado com base nos valores de corrente e tensão reportados nas condições de referência STC (três pontos principais de operação), conforme equação 3.18.

$$m = \frac{q(V_{mp}^{STC} - V_{OC}^{STC})}{N_{cel}kT_c^{STC}} \cdot \frac{1}{\ln\left(1 - \frac{I_{mp}^{STC}}{I_{SC}^{STC}}\right)} \quad (3.18)$$

onde:

- V_{mp}^{STC} é tensão do módulo no ponto de máxima potência nas condições STC, em Volts;
- V_{OC}^{STC} é tensão de circuito aberto do módulo nas condições STC, em Volts;

- I_{mp}^{STC} é a corrente do módulo no ponto de máxima potência e nas condições STC, em Ampéres.
- I_{SC}^{STC} é a corrente de curto-circuito do módulo nas condições STC, em Ampéres.
- T_c^{STC} é a temperatura da célula nas condições STC, em Kelvin;
- N_{cel} é o número de células em série em um módulo;

Etapa 02: Corrente de saturação do diodo

A corrente de saturação é expressa como função da temperatura da célula ambiente e do efeito da temperatura na tensão de circuito aberto e na corrente de curto circuito. Para tanto são adotados o coeficiente de variação da tensão (β) e o coeficiente de variação da corrente (α), como indicado na equação 3.19.

$$I_0 = \frac{I_{SC}^{STC} + \alpha(T_c^{amb} - T_c^{STC})}{\exp\left[\frac{q(V_{OC}^{STC} + \beta(T_c^{amb} - T_c^{STC}))}{mN_{cel}kT_c^{amb}}\right] - 1} \quad (3.19)$$

onde:

- β é o coeficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura, em V/ °C;
- α é o coeficiente de variação da corrente de curto circuito com a temperatura, em A/ °C;
- T_c^{amb} é a temperatura da célula ajustada à condição ambiente local e de irradiância incidente, em Kelvin;
- T_c^{STC} é a temperatura da célula nas condições STC, igual a 25 °C.

É importante observar que a temperatura da célula deve ser calculada em Kelvin, ou seja, $T_c^{STC}=25+273,15=298,15$ K.

Etapa 03: Fotocorrente gerada

A corrente fotogerada é calculada como função da irradiância e da temperatura da célula ambiente, como mostrado na equação 3.20.

$$I_{ph} = \frac{G_i}{G_{STC}} \left[I_{SC}^{STC} + \alpha(T_c^{amb} - T_c^{STC}) \right] \quad (3.20)$$

onde:

- G_i é a irradiância incidente na célula, em W/m²;
- G_{STC} é a irradiância incidente nas condições STC, 1.000 W/m²;

Etapa 04: Tensão e Corrente no ponto de máxima potência

De acordo com o modelo proposto por SALOUX et al. (2011) a tensão e a corrente máximas de saída do módulo FV são dadas por:

$$V_{mp} = \frac{mN_{cel}kT_c^{amb}}{q} \cdot \ln\left(\frac{mN_{cel}kT_c^{amb}}{qI_0} \cdot \frac{I_{SC}}{V_{OC}}\right) \quad (3.21)$$

$$I_{mp} = I_{ph} + I_0 - \frac{mN_{cel}kT_c^{amb}}{q} \cdot \left(\frac{I_{SC}}{V_{OC}}\right) \quad (3.22)$$

onde V_{OC} e I_{SC} são calculados em função das variáveis ambientais externas e são dadas por:

$$V_{OC} = \frac{mN_{cel}kT_c^{amb}}{q} \cdot \ln\left(1 + \frac{I_{SC}}{I_0}\right) \quad (3.23)$$

$$I_{SC} = I_{ph} \quad (3.24)$$

Etapa 05: Potência máxima do arranjo fotovoltaico

Utilizando-se os valores de V_{mp} e I_{mp} por módulo da etapa 04, a potência máxima do arranjo fotovoltaico é calculada pela equação 3.25.

$$P_{mp} = N_{ms} \cdot V_{mp} \cdot N_{mp} \cdot I_{mp} \quad (3.25)$$

onde:

- P_{mp} é a potência máxima do arranjo, ajustada para a condição ambiente local;
- N_{ms} é o número de módulos em série no arranjo;
- N_{mp} é o número de módulos em paralelo no arranjo, ou, número de *strings*.

Assim como nos quatro modelos anteriormente descritos, a metodologia de cálculo do modelo Ideal foi aplicada a um arranjo hipotético composto de 4 módulos com potência individual de 250 Wp (STC) e a temperatura do ar ambiente (valor fixo) em 35°C. A resposta do modelo para uma ampla faixa de variação da irradiância é indicada conforme o gráfico da figura 3.8. Foram mantidas as curvas da potência de saída obtidas por meio dos modelos PESRC, Park, Osterwald e AMPP para visualização do efeito da temperatura da célula nas modelagens.

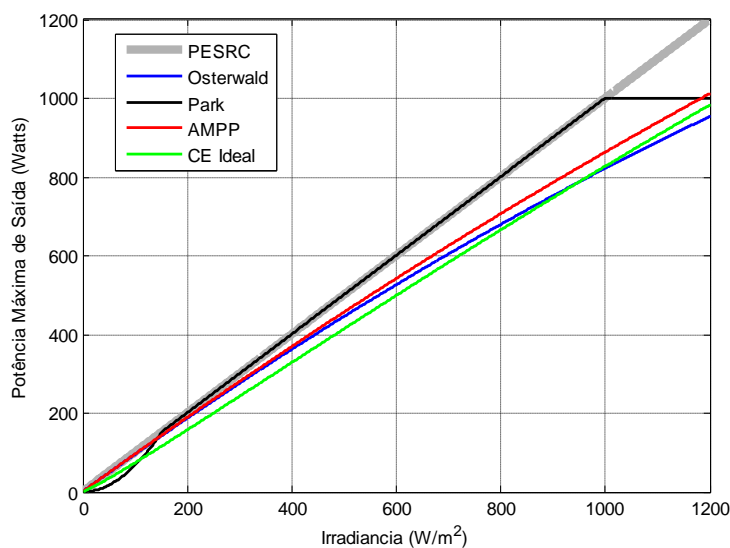


Figura 3.8 – Potência máxima de saída obtida a partir dos quatro modelos descritos

O coeficiente de temperatura adotado para P_{mp} foi $\gamma = -0,42\%/^{\circ}\text{C}$ e o coeficiente de temperatura para V_{OC} foi $\beta = -0,32\%/^{\circ}\text{C}$. Além de β , o modelo Ideal requer o coeficiente de temperatura para I_{SC} , sendo utilizado o valor de $\alpha = 0,05\%/^{\circ}\text{C}$. Todos os coeficientes influenciam diretamente na estimativa de potência dos modelos. Para esse arranjo em particular, o modelo Ideal fornece uma estimativa da potência de saída menor do que aquelas indicadas pelos demais modelos até aproximadamente a irradiância de 900 W/m^2 . A partir desse valor, o modelo Osterwald apresentou a maior degradação de potência em função do aumento da temperatura do módulo.

3.1.6 Modelo PEM/OpenDSS

O OpenDSS¹¹ disponibiliza um modelo para simular um sistema fotovoltaico, denominado *PVSystem Element Model* (PEM), e partir de dados de irradiação, temperatura e parâmetros do módulo e do inversor, pode-se simular a energia gerada para um determinado período de tempo previamente definido. A modelagem completa do sistema fotovoltaico reúne o gerador e o conversor CC-CA, mas neste capítulo o enfoque será a apresentação do modelo do gerador, isto é, o módulo ou arranjo FV.

Assim como nos modelos adotados na literatura, o *PVSystem Element Model* assume que o inversor é capaz de rastrear o ponto de máxima potência (MPPT) do módulo de forma rápida dentro do tempo de passo da simulação, por meio da inserção da curva característica de potência versus temperatura do módulo.

¹¹OpenDSS-Open Distribution System Simulator: Ferramenta computacional desenvolvida pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI), EUA. É um software de utilização livre e que tem sido amplamente utilizado para o estudo de sistemas de potência, sobretudo no segmento de distribuição de energia. Disponível em: < <https://sourceforge.net/projects/electricdss/>>. Acesso em março de 2018.

A figura 3.9 apresenta fragmento do esquemático do modelo PEM, com destaque às variáveis e parâmetros de entrada. A potência ativa de saída ($P_{arranjo}$) é função da irradiância, da temperatura do módulo ambiente (T_{mod}), e da potência máxima (P_{mp}) obtida para a condição de operação de temperatura dos módulos (T_{mod}), conforme curva característica do efeito da temperatura. O parâmetro de entrada indicado como $P_{mp}@1kW/m^2$ refere-se à potência máxima de saída do arranjo nas condições STC. Observa-se que é necessário informar os dados da curva de temperatura (T_{mod}) e de irradiância incidente (G_i), que devem estar baseadas em um modo temporal (anual, diária, horária, etc).

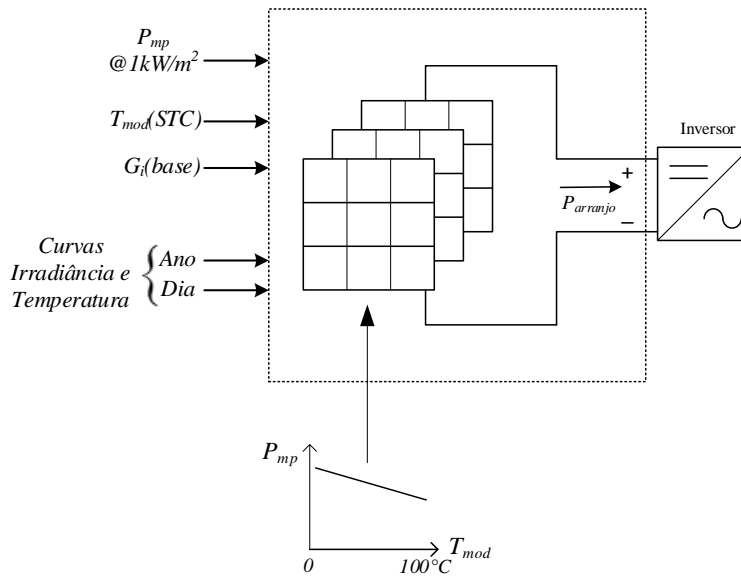


Figura 3.9 – Modelo de arranjo FV do PVSystem Element Model
Fonte: Adaptado de DUGAN (2011)

De acordo com DUGAN (2011) e RADATZ (2015), a potência máxima de saída do arranjo fotovoltaico é estimada pela seguinte equação:

$$P_{arranjo} = P_{mp}^{STC} \cdot G_i(pu) \cdot G_i(base) \cdot fator(T_{mod}) \quad (3.26)$$

onde:

- $P_{arranjo}$ é a potência máxima de saída do arranjo, ajustada para a condição ambiente local;
- P_{mp}^{STC} é a potência máxima do arranjo fotovoltaico nas condições STC;
- $G_i(pu)$ é a irradiância incidente normalizada em relação a um valor base;
- $G_i(base)$ é a irradiância incidente base, geralmente o valor máximo da série temporal, em kW/m^2 ;
- $fator(T_{mod})$ é fator de correção do P_{mp}^{STC} em função da temperatura do módulo.

A variável $fator(T_{mod})$ é obtida da curva característica do efeito da temperatura na potência máxima de saída ($P_{mp}^{STC} \times T_{mod}$), a qual é definida pelo usuário com base no coeficiente de variação da potência máxima com a temperatura (γ). Supondo um coeficiente igual ao valor típico dos módulos ($\gamma=-0,4\%/^{\circ}\text{C}$), tem-se a curva mostrada na figura 3.8. Cabe esclarecer que a curva considera uma irradiância de 1.000 W/m^2 e que o fator de correção é um valor por unidade de P_{mp}^{STC} . Segundo própria definição das condições STC, o fator de correção para $T_{mod} = 25^{\circ}\text{C}$ é igual a um, o que é verificado graficamente na figura 3.8, isto é, não há redução da potência máxima do arranjo.

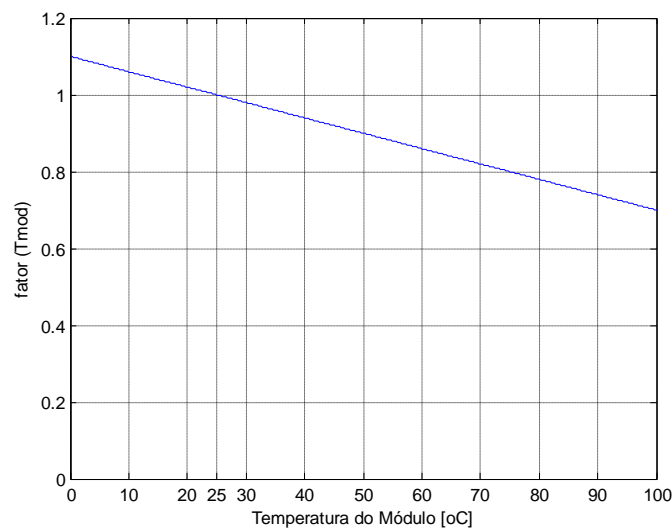


Figura 3.10 – Curva típica do fator de redução da potência com a temperatura

Como exemplo, vamos considerar um ponto de operação com a temperatura do módulo de 60°C . De acordo com a curva da figura 3.8, o fator de redução da potencia é de 0.86. Supondo um arranjo com potência máxima STC de 2.000 Watts , irradiância incidente de 600 W/m^2 , irradiância base de 1.200 W/m^2 , tem-se $G_i(\text{pu})=0.5$. Aplicando a equação 3.27, a potência de saída do arranjo FV será:

$$P_{\text{arranjo}} = 2.000 \cdot 0,5 \cdot 1,2 \cdot 0,86 = 1.032 \text{ Watts} \quad (3.27)$$

Com o objetivo de comparar o modelo PEM como o modelo Osterwald e considerando os mesmos dados do arranjo fotovoltaico hipotético analisado anteriormente, é apresentada a seguir a aplicação da equação 3.4 descrita no item 3.1.3.

$$P_{\text{arranjo}} = 2.000 \cdot \frac{600}{1.000} \cdot [1 - 0,004 \cdot (60 - 25)] = 1.200 \cdot 0,86 = 1.032 \text{ Watts} \quad (3.28)$$

Desta forma, é importante destacar que modelo PEM do OpenDSS e Osterwald obtiveram os mesmos resultados e, portanto, podem ser considerados modelos equivalentes. Com o objetivo

de validar e comparar ambos os modelos foi elaborado um script simplificado de um sistema FV para aplicação no Software OpenDSS e comparado com a programação do modelo Osterwald em ambiente MATLAB®. Os resultados obtidos nas simulações estão apresentados nos gráficos da figura 3.11, considerando, por exemplo, a série de medição de um dia completo do Sistema FV do ENERQ, referente ao dia 08/12/2013, com intervalo de medição de 5 minutos, $P_{mp}^{STC} = 2,55 \text{ kWp}$ e $G_t(base) = 1365 \text{ W/m}^2$. Pode-se verificar que os dois modelos indicam potências de saída do arranjo idênticas e, portanto, possuem o mesmo comportamento de resposta.

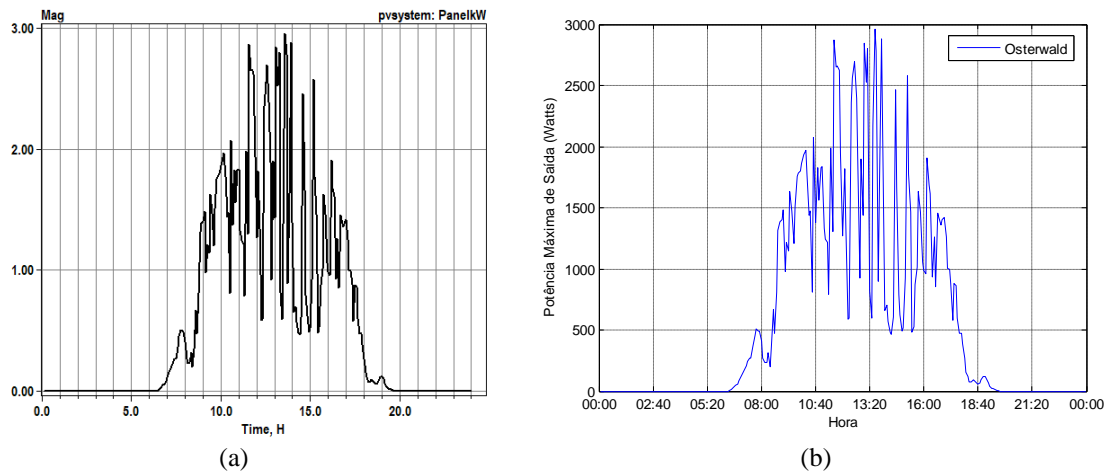


Figura 3.11 – Gráficos comparativo das potência de saída dos modelos PEM/OpenDSS (a) e Osterwald (b)

3.2 Modelos para inversores

Os inversores possuem a função de conectar o arranjo fotovoltaico à rede, realizando a conversão da energia em CC para CA. Conforme detalhado no item 2.5 do capítulo 2, os inversores também são responsáveis por regular a tensão no lado CC de modo a obter uma operação nos pontos de máxima potência conforme ocorre a variação das condições de irradiância e temperatura. Esta funcionalidade é conhecida como MPPT e está geralmente integrada ao inversor.

A eficiência máxima dos inversores modernos atinge patamares superiores a 95%. Os inversores com potência compatível com sistemas de geração distribuída possuem eficiência na faixa de 96-98%, enquanto que aqueles utilizados em geradores de maior porte (usinas centralizadas) alcançam uma eficiência máxima acima de 98%. A figura 3.12 apresenta as curvas de eficiência de um inversor comercial de potência nominal igual a 25 kVA, onde se verifica sua dependência para a tensão de entrada CC e potência de saída.

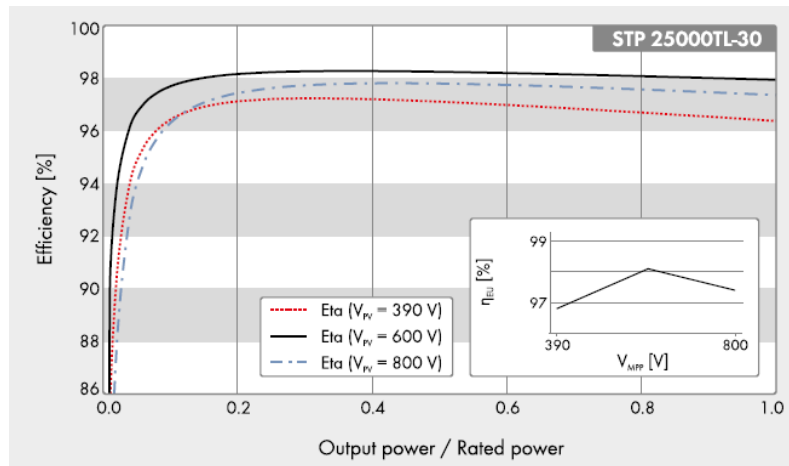


Figura 3.12 – Curva de eficiência típica de um inversor de 25kVA
Fonte: SMA (2018a)

Dentre diversas informações técnicas reportadas nos datasheets dos fabricantes, a tabela 3.1 enumera as principais especificações que são de interesse na modelagem dos inversores e na etapa de seleção dos mesmos para aplicações reais.

Tabela 3.1 – Especificações técnicas do inversor modelo Sunny Tripower 25000TL

Dados	Especificação
Máxima Tensão CC de Entrada	1.000 V
Faixa de Tensão MPPT	390-800 V
Tensão de Entrada Nominal	600 V
Potência CC Máxima de Entrada	25.550 W
Corrente CC Máxima por MPPT	33 A
Tensão Mínima	150 V
Tensão de Acionamento	188 V
Eficiência Máxima	98,3 %
Tipo de Conexão CA	Trifásica
Potência Ativa Nominal	25.000 W
Potência Aparente Máxima	25.000 VA
Tensão Nominal CA	220/380 V

Fonte: SMA (2018)

Como a presente dissertação é baseada em estudos em regime permanente, é assumido que o inversor é capaz de rastrear o ponto de máxima potência (MPPT) dos módulos de forma rápida dentro do tempo de passo da simulação. Desta forma, não será abordado o funcionamento dos inversores e seus controles e a modelagem terá como parâmetro a eficiência da conversão CC para CA. A equação que complementa a modelagem de um sistema fotovoltaico é então dada por:

$$P_{saída}^{CA} = \eta_{inv} \cdot P_{arranjo} \quad (3.29)$$

onde:

- $P_{saída}^{CA}$ é a potência máxima de saída do arranjo, em corrente alternada;
- η_{inv} é a eficiência do inversor para uma condição de operação específica;
- $P_{arranjo}$ é a potência máxima de saída do arranjo, ajustada para a condição ambiente local.

A eficiência dos inversores pode ser modelada de diferentes formas. Nos trabalhos desenvolvidos por LIANG e LIAO (2007) e PARK *et al.* (2009), a eficiência é simplesmente desprezada, isto é, o equipamento é considerado ideal (em perdas internas) e $\eta_{inv}=1$. Outros trabalhos, como VARGAS e GARCÍA, 2014, adotaram um valor fixo para a eficiência, que é o mesmo que assumir uma característica linear em sua ampla faixa de operação. Comparando com as curvas de eficiência mostradas na figura 3.12, esses modelos não consideram a faixa de menor eficiência dos inversores (por exemplo, um carregamento menor do que 20%), o que leva a geração da potência de saída CA com indicativo de valores superestimados.

O presente trabalho considerou a curva de rendimento correspondente à tensão nominal de entrada (para o inversor STP 25000TL da figura 3.12, 600 Volts), com a qual é obtido o maior desempenho do inversor em ampla faixa de operação. Para determinar a curva de desempenho sob cargas parciais, foram utilizadas medições e posteriormente o ajuste da curva de eficiência que representa o comportamento mais próximo da média. Com base em uma curva de desempenho médio, foi proposto um modelo para ajustar a curva dos inversores com base em dados fornecidos pelos fabricantes. Entre os principais modelos para inversores, cabe destacar aquele adotado na ferramenta PVWatts¹² pertencente ao NREL, o qual foi descrito por DOBOS, 2014.

A eficiência é modelada pelas seguintes equações:

$$\eta_{inv} = \frac{\eta_{nom}}{\eta_{ref}} \cdot \left(-0,0162 \cdot \zeta - \frac{0,0059}{\zeta} + 0,9858 \right) \quad (3.30)$$

$$\zeta = \frac{P_{dc}}{P_{dc0}} \quad (3.31)$$

$$P_{dc0} = \frac{P_{ac0}}{\eta_{nom}} \quad (3.32)$$

onde:

- η_{inv} é a eficiência do inversor para a condição de carga de interesse;

¹² PVWatts: Ferramenta computacional desenvolvida pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), EUA. Realiza a simulação online do desempenho operacional e produção de energia de sistemas fotovoltaicos. Disponível em: < <https://pvwatts.nrel.gov/> >. Acesso em setembro de 2018.

- η_{nom} é a eficiência do inversor para a condição de operação com carga plena (potência nominal);
- η_{ref} é a eficiência de referência do inversor, valor típico de 0,9637;
- ζ é relação da potência de entrada no inversor pela potência máxima de entrada, isto é, o percentual de carga ou fator de carregamento da entrada em corrente contínua;
- P_{dc0} e P_{ac0} são as potências máximas de entrada e saída do inversor, respectivamente.

Em complemento à modelagem a potência CA de saída do inversor é calculada por:

$$P_{ac} = \begin{cases} \eta_{inv} \cdot P_{dc} & \text{se } 0 < P_{dc} < P_{dc0} \\ P_{ac0} & \text{se } P_{dc} > P_{dc0} \\ 0 & \text{se } P_{dc} = 0 \end{cases} \quad (3.33)$$

Conforme apresentado na equação 3.33, é importante destacar que a potência AC de saída do inversor é limitada (ou cortada, do inglês *clipped*) à capacidade nominal do inversor quando a potência de entrada é superior à máxima potência CC. A figura 3.13 apresenta o resultado da simulação do modelo de inversor detalhado nas equações 3.30 a 3.32, com base nas especificações do inversor STP 25000TL apresentadas na tabela 3.1.

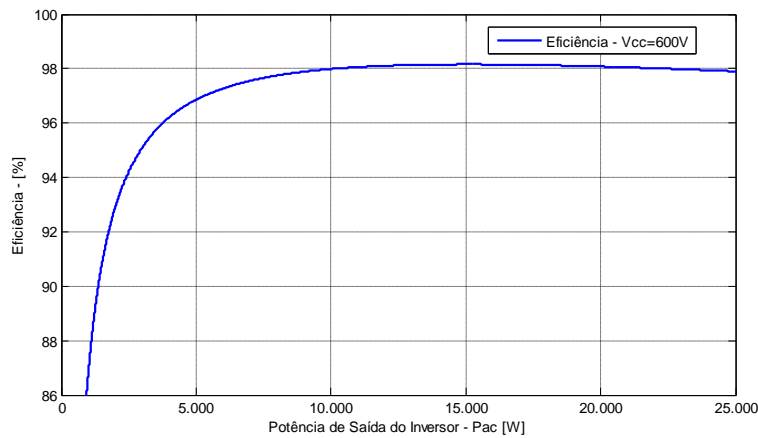


Figura 3.13 – Curva de eficiência do inversor STP 25000TL conforme modelagem descrita por DOBOS, 2014

Um segundo modelo que merece destaque é o descrito por NOTTON *et al.*, 2010. Da mesma forma do que o utilizado na ferramenta PVWatts, o modelo é capaz de representar a eficiência do inversor em toda a faixa operacional, também possui formulação simples, o que facilita a sua integração em ferramentas de simulação. A eficiência é modelada pelas seguintes equações:

$$\eta_{inv} = \frac{p - p_0 - kp^2}{p} \quad (3.34)$$

$$p_0 = \frac{1}{99} \left(\frac{10}{\eta_{10}} - \frac{1}{\eta_{100}} - 9 \right) \quad (3.35)$$

$$k = \left(\frac{1}{\eta_{100}} \right) - p_0 - 1 \quad (3.36)$$

$$p = \frac{P_{dc}}{P_{dc0}} \quad (3.37)$$

onde:

- η_{inv} é a eficiência do inversor para a condição de carga de interesse;
- η_{100} é a eficiência do inversor para a condição de operação com carga plena (potência nominal);
- η_{10} é a eficiência de referência para a condição de operação com 10% da carga nominal;
- k e p_0 são parâmetros característicos de cada inversor, usados para o ajuste da curva de eficiência;
- P_{dc0} e P_{ac0} são as potências máximas de entrada e saída do inversor, respectivamente;
- p é relação da potência de entrada no inversor pela potência máxima de entrada, isto é, o percentual de carga ou fator de carregamento da entrada em corrente contínua.

Os dois modelos foram avaliados por meio de simulação e utilizando-se dados dos inversores fornecidos pelo fabricante (tabela 3.1). A figura 3.14 apresenta as curvas de eficiência ajustadas para cada uma das metodologias apontadas. Pode-se verificar que o modelo descrito em NOTTON *et al.*, 2010 obteve melhor resultado em comparação com dados de eficiência reportados pelo fabricante. Desta forma, no presente trabalho selecionou-se esse modelo para implementação, pois o mesmo produz resultados com melhor exatidão.

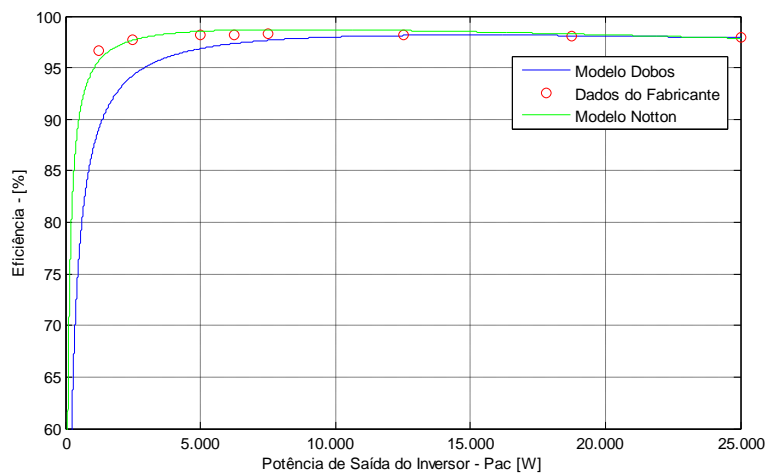


Figura 3.14 – Simulação das curvas de eficiência do inversor modelo STP 25000TL

Modelagens mais elaboradas contemplam a variação da eficiência com a potência de saída e a tensão CC de entrada no inversor, como apresentado na figura 3.12, onde as curvas de rendimento estão associadas a um nível de tensão de entrada. Modelos foram propostos e ajustados com base em dados de catálogo dos fabricantes, medições de campo e testes em laboratório (KING *et al.*, 2007; DRIESSE *et al.*, 2008).

3.3 Modelos para usina fotovoltaica

Neste capítulo foram detalhados os principais modelos para o arranjo fotovoltaico e inversores, sendo esses equipamentos considerados como os elementos fundamentais de conversão de energia das usinas FV. Na verdade, este item não abordará o conjunto arranjo-inversor, pois a proposta é discutir a influência da área geográfica da instalação ou do porte da usina na suavização das oscilações da irradiância.

O recurso solar é normalmente medido por meio de dispositivos de área bastante reduzida, dentre eles os piranômetros, pireliômetros, células calibradas, módulos fotovoltaicos de referência e foto-sensores, sendo que a área pode variar de poucos centímetros quadrados até a faixa de 1 a 2 m², ou seja, os dados disponíveis de irradiância se referem a áreas ínfimas ou mesmo “pontos” da superfície no entorno ou no interior do sistema FV. Como consequência, tais dispositivos capturam as flutuações da irradiância produzidas por sombras provenientes do movimento das nuvens, no entanto, as flutuações são específicas apenas do ponto de instalação.

Ocorre que as usinas fotovoltaicas possuem área de instalação dos módulos muito maior do que a do dispositivo de medição e devido ao sombreamento gradual provocado pelo movimento das nuvens, a curva da potência gerada pelo arranjo não possui o mesmo comportamento da curva de irradiância. Em outras palavras, tendo em vista que os módulos estão espacialmente distribuídos em grandes áreas, não sofrem necessariamente a mesma variação da incidência solar no mesmo instante, isto é, a irradiância incidente não é uniforme por causa do movimento das nuvens, o que provoca um efeito de suavização ou amortecimento da flutuação da potência gerada em comparação com a irradiância medida.

Com o objetivo de ilustrar a suavização da flutuação da potência dos sistemas fotovoltaicos, a figura 3.15 apresenta as séries de medições da potência e de irradiância da usina Milagro, localizada no interior da Espanha e com potência de pico de 9,5 MWp, para um intervalo de 12 minutos e ambas as séries com intervalo de amostragem de 1 segundo. Pode-se verificar no gráfico o comportamento da potência injetada na rede e da irradiância durante eventos de sobreamento por nuvem. A variabilidade da potência injetada é bem menos acentuada, ou melhor, é amortecida em comparação com a irradiância obtida por medição terrestre, como efeito da área de 52 ha ou 520.000 m² (MARCOS *et al.*, 2011).

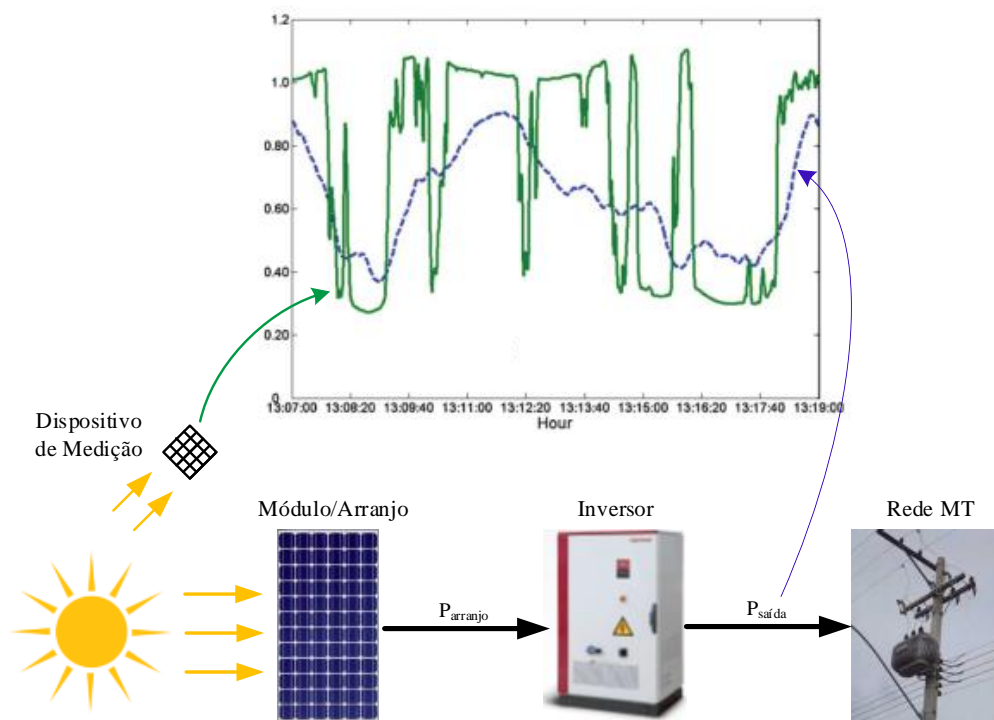


Figura 3.15 – Ilustração do efeito da suavização espacial das flutuações de potência
 Fonte: Adaptado de MARCOS *et al.* (2011) e ALMEIDA *et al.* (2017)

Existem na literatura quatro principais abordagens que buscam caracterizar e modelar o efeito de suavização espacial dos sistemas FV, do inglês *Spatial Smoothing*, destacando-se os trabalhos realizados por MARCOS *et al.* (2011), onde os autores propuseram um modelo baseado em um filtro passa-baixa, LONGUETTO *et al.* (1989) desenvolveram a aplicação de um filtro do tipo média móvel, LAVE *et al.* (2013a) complementaram o trabalho de MARCOS *et al.* e adaptaram o modelo para aplicação em filtros digitais. O quarto trabalho, elaborado por LAVE *et al.* (2013b), baseou-se na utilização da transformada *Wavelet* para modelar a suavização espacial.

Dentre os quatro trabalhos listados, o modelo baseado no filtro passa-baixa tem sido aplicado nos estudos de suavização espacial, inclusive sendo adotado como referência em pesquisas de laboratórios especializados de destaque nos Estados Unidos, como o NREL - *National Renewable Energy Laboratory* (HUMMON *et al.*, 2014). Por essa relevância, dentre outras na literatura, o modelo proposto por MARCOS *et al.* será adotado neste trabalho.

A pesquisa de MARCOS *et al.* foi realizada com base no histórico de 1 ano de medições de irradiância no plano da instalação e da potência de saída em 6 usinas, o que permitiu a montagem de séries de alta resolução temporal, com intervalo de amostragem de 1 segundo. Os autores compararam as medições de irradiância de um ponto da planta com a potência total de saída e descobriram que a usina FV funciona como um filtro passa-baixa de primeira ordem, cuja frequência de corte é inversamente proporcional a raiz quadrada da área da planta.

O modelo proposto é análogo ao circuito elétrico RC série que possuem constante de tempo $\tau=RC$ e funciona como filtro passa-baixa. A função de transferência e a frequência de corte f_c são dadas pelas seguintes equações:

$$H(s) = \frac{1}{\tau \cdot s + 1} \quad (3.38)$$

$$f_c = \frac{1}{2\pi \cdot \tau} \quad (3.39)$$

A análise espectral dos sinais de irradiância e da potência de saída indicou uma correlação entre a frequência de corte e a área S de cada uma das plantas FV analisadas. Em altas frequências, essa relação foi ajustada pela equação 3.40, a qual mostra que o efeito de suavização é inversamente proporcional à raiz quadrada da área da usina.

$$f_c = a \cdot S^b \quad (3.40)$$

onde:

- $a = 0,0204$ Hz/hectares(ha);
- $b = -0,499$

Igualando as equações 3.39 e 3.40 chega-se ao valor da constante de tempo do filtro passa-baixa, conforme indicado na equação 3.41.

$$\tau = \frac{\sqrt{S}}{2\pi \cdot 0,02} \quad (3.41)$$

Como conclusão, MARCOS *et al.* propuseram que, para uma dada série temporal de irradiância $G_i(t)$, a potência de saída da usina pode ser obtida usando a função de transferência definida na equação 3.42. De acordo o modelo proposto, verifica-se que quanto maior for a área da planta, menor será a frequência de corte e, como resultado, maior será o efeito de suavização.

$$H(s) = \frac{L\{P_{saída}(t)\}}{L\{G_i(t)\}} = \frac{K}{\tau s + 1} = \frac{K}{\left(\frac{\sqrt{S}}{2\pi \cdot 0,02}\right) s + 1} \quad (3.42)$$

onde:

- K é dado pela razão entre a potência nominal da usina e a irradiância nas condições de referência ($G_{SRC} = 1.000$ W/m²);
- S é a área da planta em hectares (ha);
- s e L são a variável e o operador de Laplace, respectivamente.

Desconsiderando o fator K que faz a conversão linear da irradiância total incidente em potência (adota-se $K=1$), é de importância prática utilizar uma função de transferência que fornece a série temporal da irradiância amortecida ou suavizada $G_s(t)$, do inglês *smoothed irradiance*, conforme indicada na equação 3.43. Logo, a aplicação direta dessa função é realizar a filtragem da serie temporal de $G_i(t)$ adotada como entrada e, posteriormente, utilizar a série de irradiância amortecida como sinal ou variável de entrada no modelo para módulos e arranjos FV.

$$H(s) = \frac{L\{G_s(t)\}}{L\{G_i(t)\}} = \frac{1}{\pi s + 1} = \frac{1}{\left(\frac{\sqrt{S}}{2\pi \cdot 0,02}\right) s + 1} \quad (3.43)$$

A figura 3.16 apresenta uma análise quantitativa da influência da área da usina na suavização das flutuações da irradiância incidente, sendo aplicado um intervalo de tempo $\Delta t=100$ segundos na simulação. Considerando uma densidade média de 0,35 MW/ha (JARVELA e VALKEALAHTI, 2017), as usinas FV com áreas indicadas com S_1 , S_2 e S_3 possuem potência de pico da ordem de 0,55 kW, 3,5 MW e 9 MW, respectivamente. O gráfico indica que após o dispositivo de medição ser totalmente coberto por uma nuvem (em $t=0$), ocorre a situação hipotética da flutuação de 90% na medição da irradiância incidente (por exemplo, apenas com a contribuição das irradiações difusa e de albedo). No instante $t=30$ segundos, por exemplo, em função do movimento das nuvens, grande parte da usina S_1 estaria coberta, o que não se verificou com a usina S_3 , em decorrência do efeito da suavização espacial de aproximadamente 50% da flutuação inicial.

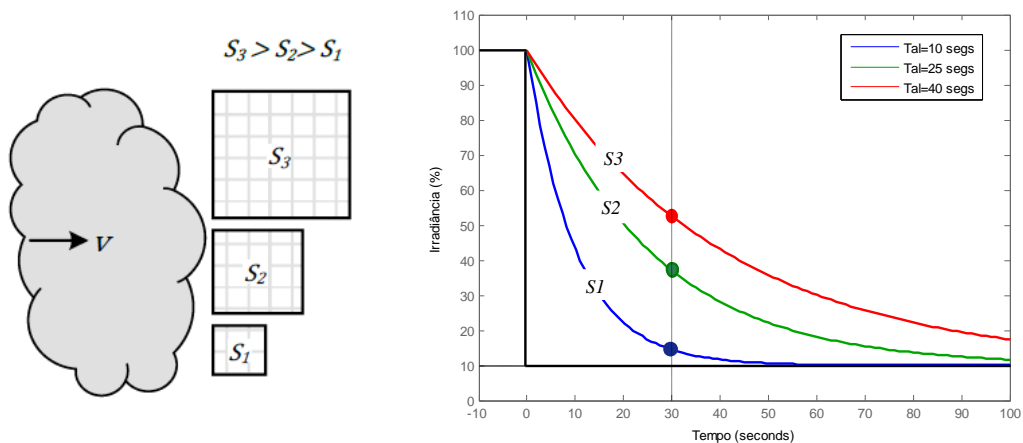


Figura 3.16 – Influência da área da planta na suavização das flutuações da irradiância
 Fonte: Adaptado de MARCOS *et al.* (2014) e ALMEIDA *et al.* (2017)

Para o desenvolvimento deste trabalho foi realizada a pesquisa dos dados de medições terrestres disponíveis e de domínio público e constatou-se que tanto as variáveis meteorológicas quanto as

radiométricas, possuem, em geral, intervalo de integralização entre 1 e 5 minutos, com base na média das amostras (medições) em escala de 1 segundo ou em uma frequência maior. Desta forma, o procedimento de cálculo da média no período de 1 ou 5 minutos tem o efeito de equalizar, matematicamente, as flutuações da irradiância em torno de um valor médio. No trabalho realizado por INÁCIO (2015), foi ressaltado que o procedimento de integralização de um sinal com período de amostragem de 1 segundo, visando o cálculo da média em um intervalo de tempo 1 minuto, causa um efeito de filtragem do sinal original similar ao do filtro passa-baixa e equivalente ao filtro do tipo média móvel.

Com o objetivo de ilustrar o efeito do porte e da área do sistema FV na suavização das flutuações da potência de saída, foram realizadas simulações do modelo de usina baseado no filtro passa-baixa, considerando plantas com potência instalada na faixa de 0,5 a 30 MWp. Em complemento, as simulações permitem analisar a influência da escala temporal dos dados de medição de irradiância na intensidade da suavização da série de irradiância efetiva da usina. Os dados considerados para as usinas e os parâmetros do filtro passa-baixa estão apresentados na tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Dados das usinas FV e parâmetros do filtro passa-baixa

Capacidade Instalada da Usina [MWp]	Área¹³ (S) [ha]	Frequência de corte do filtro (f_c) [Hz]	Tempo de corte [min,seg]
0,5	1,25	0,01825	0m55s
3,0	7,5	0,00745	2m14s
10,0	25,0	0,00408	4m05s
30,0	75,0	0,00236	7m05s

A tabela 3.2 contempla os dados de capacidade instalada das usinas simuladas e suas respectivas áreas. A frequência de corte foi calculada conforme a equação 3.40 e é menor quanto maior a área geográfica da planta.

A suavização espacial é mais acentuada quanto maior for a área geográfica ou a capacidade de instalada da usina FV. O filtro passa-baixa possui a característica de atenuar o sinal de entrada (irradiância) a partir da frequência de corte, sendo que quanto maior a frequência do sinal em relação ao valor de corte maior a suavização. A frequência de corte é também interpretada como o tempo de corte, abaixo do qual a variabilidade é reduzida, ou seja, o tempo de corte é o limite para que ocorra a suavização das flutuações.

A figura 3.17 apresenta um exemplo da suavização da série temporal da irradiância medida para uma usina FV de 30 MW. É importante observar que a série de irradiância possui um intervalo

¹³ Considerando a densidade média de 0,4 MW/ha conforme trabalho desenvolvido por LAVE *et al.* (2013a) e HUMMON *et al.* (2014).

de medição de 1 minuto (dados da rede SONDA para a cidade de Natal-RN), a qual já possui um perfil de filtragem próprio com característica similar à série produzida pelo filtro passa-baixa ou filtro do tipo média móvel. Em função do porte da usina, se verifica uma considerável suavização uma vez que o intervalo de medição (valor padrão de 1 minuto) se encontra abaixo do tempo de corte.

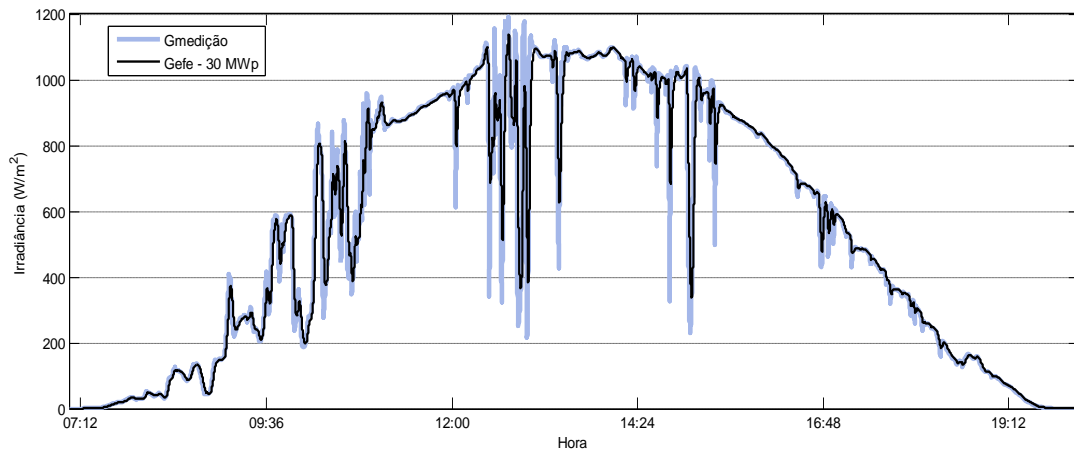


Figura 3.17 – Exemplo da suavização espacial de uma planta de 30 MWp

Na figura 3.18 está destacado o efeito de suavização no intervalo de tempo de aproximadamente 12:25 a 13:10 da figura 3.17, que visualmente pode ser identificado como o intervalo com as flutuações com maiores frequência. Também foi incluída na simulação o sinal da irradiação efetiva para uma usina de 10 MWp. Pode-se verificar que, em função do porte menor, a flutuações são menos amortecidas.

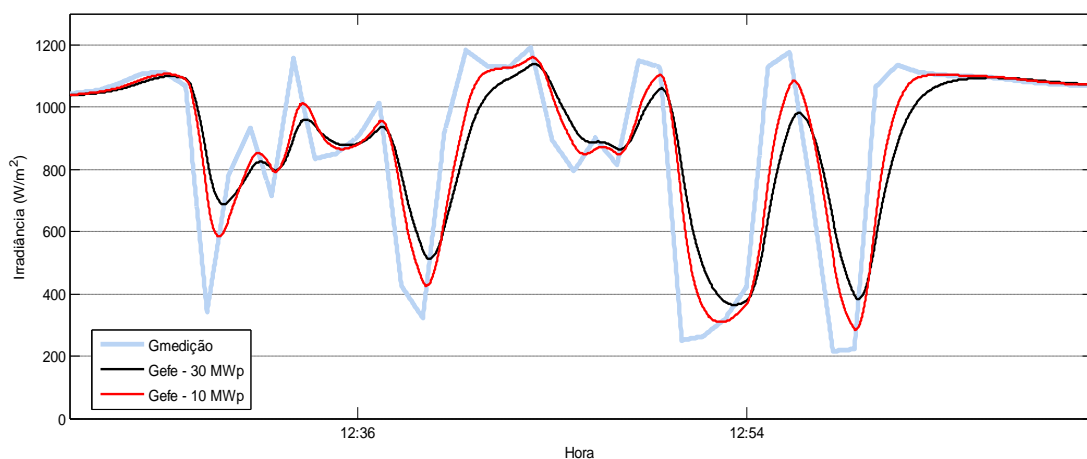


Figura 3.18 – Influência da área da planta na suavização das flutuações da irradiação

Com a redução da área da planta a frequência de corte é maior e o tempo limite para que ocorra a suavização diminui, como mostrado nos dados da tabela 3.2. Para o caso de uma usina com potência de 3 MWp o tempo de corte é pouco superior ao intervalo de amostragem da série, e por isso, é esperado um efeito reduzido da suavização. Já uma usina de 0,5 MWp possui um

tempo de corte menor do que o intervalo de amostragem. Desta forma, o efeito de suavização é muito reduzido. A figura 3.19 mostra a simulação da irradiância efetiva para as usinas de menor porte, de 3 MWp e 0,5 MWp. Pode-se verificar que a curva referente à usina de 0,5 MWp (cor vermelha) possui os mesmos níveis de flutuação da irradiância medida, não sendo relevante a suavização espacial para o porte dessa usina, ou, de forma geral, para usinas com potência menor ou igual a 0,5 MWp.

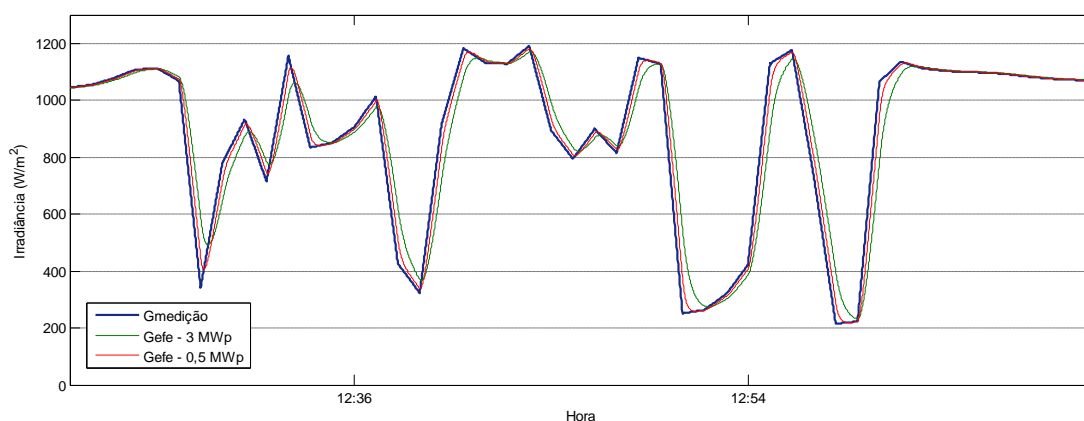


Figura 3.19 – Suavização das flutuações da irradiância de usina FV de menor porte

3.4 Fatores de Degradação

A metodologia até o momento descrita considerou as principais perdas inerentes ao processo de conversão da irradiação em energia elétrica com destaque para a temperatura da célula e a perdas na conversão CC-CA. Essas perdas estão consideradas nos modelos para arranjos fotovoltaicos e para inversores, respectivamente. No entanto, outros tipos de perdas são usualmente adotados e representados por um fator multiplicativo adicional (f_{pv}), chamado de fator de redução ou degradação (*derating factor*). Entre os principais tipos de perdas, a tabela 3.3 apresenta os fatores adotados neste trabalho e os valores típicos reportados na literatura (ALMONACID *et al.*, 2011; DOBOS, 2014; ROBERTS *et al.*, 2017):

Tabela 3.3 – Irradiação solar diária no plano da instalação

Fator de Degradação	Valores típicos			Valores adotados
	Ref. 01	Ref. 02	Ref. 03	
Tolerância em relação à potência especificada (Potencia nominal de placa)	2%	1%	5%	1%
Perdas ôhmicas CC	0,5%	2%	2%	0,5%
Sujeira	0,5%	2%	2%	0,5%
Conexões e diodo	--	0,5%	0,5%	0,5%

Nota: Ref. 01: ALMONACID *et al.*, 2011;
 Ref. 02: DOBOS, 2014;
 Ref. 03: ROBERTS *et al.*, 2017.

Computando os fatores de degradação da tabela 3.3 chega-se ao valor total de $f_{pv}=0.9752$. Esse fator está relacionado ao desempenho dos modelos de arranjo FV e por isso, para efeito de comparação entre os modelos de geração fotovoltaica, deve aplicado à potência de saída CC do arranjo FV. É importante destacar que a tolerância em relação à potência nominal especificada (1%) não deve ser aplicada ao modelo baseado no circuito equivalente ideal, pois a metodologia contempla o cálculo da corrente e da tensão no ponto de máxima potência com base nos parâmetros do módulo e nas condições ambientais, e em sequência, computada a potência máxima fornecida. Diferentemente dos modelos semi-empíricos, a modelo Ideal não se baseia na potência máxima nas condições STC. Desta forma, fator de degradação corresponde a 0,9851.

Na literatura também é reportado outros fatores como o *Mismatch* (produção não uniforme entre os módulos por não possuem exatamente as mesmas características elétricas), a eficiência do controle do MPPT, perdas CA nos cabos e transformadores, perdas espectrais, envelhecimento e sombreamento (*shading*). Optou-se por não adotar esses fatores de degradação pela falta de informações do projeto e da instalação (comprimento da cablagem em CA, possíveis sombreamentos por vegetações e construções), o que poderia melhor indicar a adoção de cada um dos fatores e o seu valor típico médio.

3.5 Premissas Adotadas na Metodologia de Simulação

Com o objetivo de avaliar a integração da geração fotovoltaica na rede elétrica com enfoque na confiabilidade, o modelo de geração deve possuir exatidão suficiente na simulação da produção de energia e da variabilidade. Alguns estudos com enfoque no balanço de energia e fluxo de carga nas redes requerem estimativas precisas da produção de energia. Outros estudos com enfoque no controle de tensão da rede de distribuição exigem uma representação acurada da variabilidade da potência de saída CA do sistema fotovoltaico (LAVE *et al*, 2013). Na verdade, o que é determinante é a escala de tempo requerida ao estudo. O primeiro pode ser realizado em base horária, sendo fundamental uma estimativa acurada da produção de energia. Já o segundo, é fundamental a análise na escala temporal de segundos a minutos, o que requer uma representação acurada da variabilidade.

Nos estudos de confiabilidade da rede com enfoque no impacto da geração solar, a avaliação dos índices LOLP (Probabilidade de Perda de Carga) e LOLF (Frequência de Perda de Carga) requer uma representação acurada da variabilidade. Com relação à produção de energia, a estimativa da potência ativa de saída fornecida pelo modelo de geração é também relevante, no entanto não demanda a modelagem das perdas inerentes ao processo de geração ou modelos de módulos mais exatos, por ser de interesse a análise para o pior caso, ou seja, os modelos geração

não requerem a adoção de modelo de módulos mais exatos como aqueles baseados no circuito equivalente real e métodos iterativos, bem como a representação das diversas perdas no processo de geração, pois essas premissas subestimam a produção de energia.

Para modelar a variabilidade é necessário adotar o modelo para usina conforme descrito no item 3.3, pois há a necessidade de se considerar a suavização espacial. Foi detalhado o método de simulação da irradiância efetiva com base no filtro passa baixa, uma vez que este será o adotado neste trabalho. A definição do tipo de entrada de dados e a resolução temporal baseou-se na classificação de modelos para a obtenção da irradiância efetiva, conforme estudo realizado por LAVE *et al.* (2013). Essa classificação encontra-se na tabela 3.4.

Tabela 3.4 – Classificação do modelo baseado em dados de medição em solo

Dado solarimétrico de entrada	Resolução temporal	Método de simulação da irradiância efetiva da usina
Medições de solo (terrestre) da irradiância	De 1 segundo a ~ 5 minutos	Filtro do tipo média móvel
		Filtro passa baixa
		Modelo wavelet

Fonte: LAVE *et al.* (2013)

O presente trabalho foi desenvolvido com base em séries de medições terrestres, principalmente os dados obtidos no plano da instalação, como nos trabalho realizado por MARCOS *et al.* (2011) e JARVELA e VALKEALAHTI (2017), mas também sendo adotadas diretamente as medições no plano horizontal (GHI). Os dados de medição adotados foram selecionados da pesquisa realizada, conforme apresentado no capítulo 2. De acordo com a fonte de dados, foi determinada a resolução temporal de 1, 4 ou 5 minutos, portanto compatível com a classificação proposta por LAVE *et al.*

A figura 3.20 apresenta a metodologia completa adotada para a geração das séries temporais da potência de saída CA dos sistemas fotovoltaicos. Cada uma das etapas da metodologia foi discutida no capítulo 3.

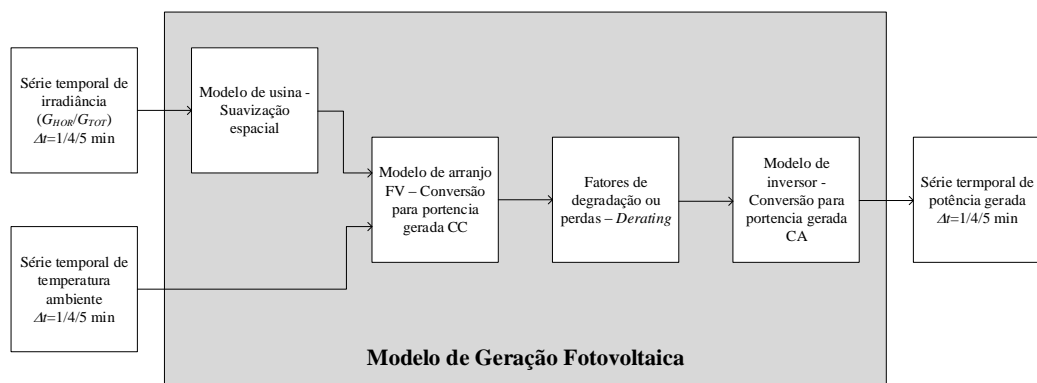


Figura 3.20 – Metodologia para geração da série de potência gerada

Capítulo 4

Análise dos Modelos de Geração Fotovoltaica

No capítulo 3 foram detalhados os principais modelos empregados em estudos de avaliação do impacto da geração solar no sistema elétrico de distribuição, com destaque para as características e metodologia de cálculo de cada um dos modelos selecionados.

Nesta etapa do trabalho o objetivo é avaliar o desempenho dos modelos de geração FV no que se refere à capacidade de indicar a potência de saída injetada na rede elétrica, tendo como parâmetro de comparação medições de potência CA de sistemas fotovoltaicos reais, sincronizadas com medições de irradiância total (G_{TOT}) e temperatura do ar ambiente (bulbo seco).

A análise contemplou cinco dos modelos descritos no capítulo 3, sendo três com influência da irradiância e temperatura do módulo - aqui designados Osterwald, AMPP (*Approximate Maximum Power Point*) e CE Ideal (Circuito Elétrico Equivalente Ideal) e outros dois que desprezam o efeito da temperatura do módulo, aqui designados Park e PESRC (*Power and Energy at Standard Reporting Conditions*).

Conforme apontado nos capítulos 2 e 3, os modelos consideram a premissa de que o inversor CC-CA possui dispositivo de rastreamento do ponto de máxima potência e que o ajuste para esse ponto de operação é suficientemente rápido dentro do intervalo de amostragem da série temporal.

Neste capítulo serão detalhadas as características e especificações básicas do sistema fotovoltaico considerado nas simulações, os dados de medição terrestre utilizados, bem como as métricas estatísticas que balizaram o estudo comparativo entre os modelos, sendo a potência de saída CA adotada como grandeza ou parâmetro de referência. A análise comparativa entre o desempenho dos modelos tem como intuito selecionar aqueles com exatidão suficiente para gerar as séries temporais da potência gerada, sendo esta uma das informações de entrada para a análise cronológica via Simulação de Monte Carlo Sequencial e o cálculo dos índices de confiabilidade na distribuição, no que se refere à geração solar.

Por fim, são apresentados os resultados de simulações da potencia de saída, considerando diferentes condições de tempo e séries de medições das variáveis ambientais com escala

temporal de dez minutos e uma hora. Os resultados obtidos e a análise gráfica do perfil do recurso solar (irradiância) permitiram avaliar o impacto do aumento da resolução temporal na variabilidade e na estimativa da energia gerada pelo sistema fotovoltaico.

4.1 Sistema Fotovoltaico Adotado

Para as análises de desempenho dos modelos de geração fotovoltaica foi utilizado um sistema real de geração fotovoltaica, chamado de Sistema Petrolina, de propriedade do Centro de Estudos em Regulação e Qualidade de Energia-ENERQ, da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. A figura 4.1 apresenta um foto da instalação do sistema Petrolina.



Figura 4.1 – Sistema Petrolina/ENERQ
Fonte: SMA (2018b)

O sistema Petrolina encontra-se instalado em São Paulo-SP e é composto por 10 módulos monocristalinos de potência de 255 Wp, modelo LG255S1C-G2 de fabricação LG. O sistema possui 10 módulos em série, formando uma única String conectada a um inversor, o que resulta em uma capacidade instalada de 2,55 kWp. As especificações técnicas dos módulos e do inversor estão listadas nas tabelas 4.1 e 4.2 respectivamente.

Tabela 4.1 – Especificações técnicas do módulo modelo LG255S1C-G2

Parâmetro	Condições STC	Condições NOCT
Potência máxima de saída (P_{mp})	255 Wp	187,03 Wp
Eficiência máxima	15,8%	
Quantidade de células em série	60	
Tensão de máxima potência (V_{mp})	30,0 V	27,26 V
Corrente de máxima potência (I_{mp})	8,5 A	6,86 A
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	37,2 V	34,46 V
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	8,85 A	7,14 A
Coefficiente de temperatura de P_{mp} (γ)	-0,42 %/ °C	
Coefficiente de temperatura de V_{oc} (β)	-0,306%/ °C	
Coefficiente de temperatura de I_{sc} (α)	+0,042 %/ °C	
Temperatura nominal de operação da célula (NOCT)	46 ± 2°C	

Fonte: LG (2018)

Tabela 4.2 – Especificações técnicas do inversor modelo Sunny Boy 2000HF-30

Dados	Especificação
Máxima Tensão CC de Entrada	700 V
Faixa de Tensão MPPT	175-560 V
Tensão Nominal de Entrada	530 V
Potência CC Máxima de Entrada	2.100 W
Corrente CC Máxima por MPPT	12 A
Tensão Mínima	175 V
Tensão de Acionamento	220 V
Eficiência Máxima	96,3 %
Tipo de Conexão CA	Trifásica
Potência Ativa Nominal	2.000 W
Potência Aparente Máxima	2.000 VA
Tensão Nominal CA	220/230/240 V

Fonte: SMA (2018c)

4.2 Dados de Medição

Os dados de medição¹⁴ do Sistema Petrolina/ENERQ contemplam 9 dias completos de verão, de 1º à 9 de dezembro de 2013 e também 9 dias de inverno, de 1º à 9 de junho de 2014. Os principais dados disponíveis são:

- Irradiância;
- Potência CA injetada na rede;
- Potência CC de entrada no inversor;
- Temperatura do ar ambiente;
- Temperatura do módulo;
- Velocidade do vento;
- Tensão e corrente CC na entrada do inversor;
- Tensão e corrente CA injetada na rede.

Os parâmetros elétricos do sistema são obtidos a partir da verificação da entrada CC e saída CA do inversor. O sensor Sunny Sensorbox instalado diretamente nos módulos obtém as medidas da irradiância solar no plano inclinado e da temperatura do módulo. Outros sensores adicionais foram empregados para medição da temperatura ambiente e a velocidade do vento. As figuras 4.2 e 4.3 ilustram as medições obtidas do Portal de monitoramento de sistemas fotovoltaicos do fabricante SMA, referentes ao sistema Petrolina/ENERQ. O gráfico da figura 4.2 contempla oito dias de medições da irradiância. Em sequência é mostrado os gráficos das variáveis ambientais monitoradas, relativas ao dia de 1º/12/2013.

¹⁴ Os dados de medições se encontram disponíveis no site do *Power & Energy Society* – PES/IEEE, no endereço: <<http://sites.ieee.org/pes-iss/data-sets/>>. Acesso em junho de 2018.

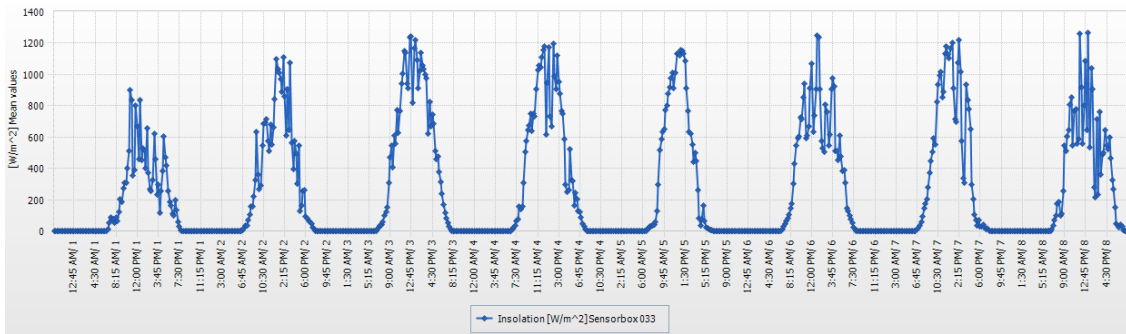


Figura 4.2 – Medições de irradiância do Sistema Petrolina/ENERQ
Fonte: SMA (2018b)

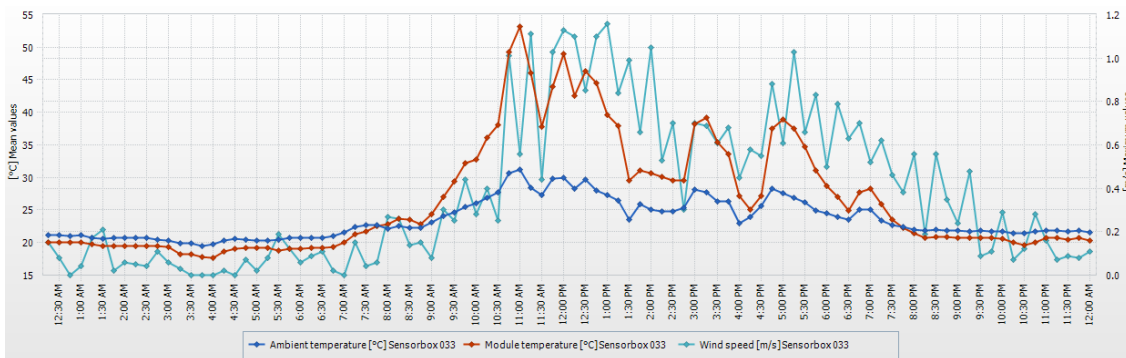


Figura 4.3 – Medições dos dados de temperatura e velocidade do vento do Sistema Petrolina/ENERQ
Fonte: SMA (2018b)

Dentre os 18 dias com dados de medição disponíveis, 4 dias típicos com características de tempo distintas foram selecionados para compor a análise de desempenho entre os modelos. O item 4.4 traz detalhes e dados de cada um dos dias selecionados. Adicionalmente, no próximo item serão detalhadas as métricas estatísticas usualmente aplicadas para avaliar os resultados de simulação baseados em modelos e habilidade dos mesmos em reproduzir os dados de medições de campo.

4.3 Índices de Avaliação do Desempenho

A avaliação do desempenho dos modelos de simulação tem sido abordada na literatura em termos da estimativa de potência gerada pelos sistemas fotovoltaicos fornecida pelos modelos de simulação em comparação com dados de medição. Os trabalhos elaborados por ZHOU *et al.* (2007), MA *et al.* (2014), FUENTES *et al.* (2007) e ROBERTS *et al.* (2017) abordam de forma geral a capacidade dos modelos de seguirem os perfis da potência de saída em dias típicos de verão e inverno e condições de céu claro e de tempo nublado.

No presente trabalho a análise focou na potência máxima de saída e na energia gerada pelo sistema PV, considerando simulações diárias. Para avaliar o quanto aderente um modelo de

simulação captura a variação e segue os dados de medição de campo, e buscando-se medir o desempenho em potência de saída dos modelos de simulação em diferentes condições de tempo e de operação, são comumente usadas métricas estatísticas como o coeficiente de determinação (R^2), a raiz do erro médio quadrático ($RMSE$) e o viés do erro médio (MBE), além da variação percentual da estimativa da energia gerada em relação à medição (MA *et al.*, 2014; FUENTES *et al.*, 2007).

O coeficiente de determinação R^2 é utilizado como ferramenta estatística para avaliar o desempenho de modelos e indica o quanto aderente ele segue a variação dos dados de medição de campo. O maior valor de R^2 significa uma correlação mais forte entre os dados simulados e medidos, o que também significa um melhor desempenho do modelo analisado. O coeficiente R^2 é expresso por:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - f_i)^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2} \quad (4.1)$$

onde y_i é a potência medida ou observada no instante i , f_i está associado à potência indicada ou calculada pelo modelo e \bar{y} é a média aritmética da potência medida em todo período do dia, isto é:

$$\bar{y} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_i \quad (4.2)$$

Considerando que os dados diários do sistema Petrolina/ENERQ contemplam medições com intervalos de 5 minutos, a série de dados de medições contempla 288 medidas ou amostras.

O $RMSE$, do inglês *root mean square error*, fornece uma comparação termo a termo do desvio entre os valores simulados e medidos. Quanto menor o valor, melhor a exatidão alcançada pelo modelo. O coeficiente $RMSE$ na forma relativa percentual é designado como $RMSEp$, sendo calculado pela equação 4.3 (FUENTES *et al.*, 2007; ROBERTS *et al.*, 2017):

$$RMSEp = 100 \cdot \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (f_i - y_i)^2}{n}} \bigg/ \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_i \quad (4.3)$$

Outra métrica utilizada é o MBE , do inglês *mean bias error*, o qual fornece o desvio médio dos valores estimados em relação aos medidos de potência. Em estudos de modelagens, provê informações acerca da exatidão do modelo durante o período de tempo especificado ou a performance de logo prazo. O valor de MBE negativo fornece a quantidade média de subestimação dos resultados simulados, enquanto que um valor de MBE positivo significa que o

modelo tende a superestimar a potência gerada. O *MBE* na forma relativa percentual é designado como *MBEp* e é determinado pela equação 4.4 (FUENTES *et al.*, 2007; ROBERTS *et al.*, 2017):

$$MBEp = 100 \cdot \frac{\sum_{i=1}^n (f_i - y_i)}{n} \bigg/ \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_i \quad (4.4)$$

O *RMSEp* e o *MBEp* tem sido adotados para o cálculo dos erros das estimativas de potência máxima, como um percentual do valor médio entre as medições de potência. A quarta métrica adotada foi a variação percentual da energia gerada, definida pela equação 4.5.

$$\Delta E(\%) = \left(\frac{E_{ind} - E_{med}}{E_{med}} \right) \cdot 100 \quad (4.5)$$

onde E_{ind} é a energia indicada pela simulação dos modelos e E_{med} é a energia medida, ambas calculadas a partir da série da potência de saída do sistema fotovoltaico. Uma vez que os valores diários das séries de medições da irradiância, da temperatura do módulo e da potência de saída possuem intervalos de 5 minutos, a energia acumulada em base diária é calculada pela seguinte expressão:

$$E_{ind,med} = \int_{dia} P(t) dt \approx \sum_{j=1}^N P_j \cdot \Delta t \quad (4.6)$$

onde E_{ind} e E_{med} são energias em kWh, P_j são os valores de potência estimados pelos modelos ou da potência medida, a cada intervalo de 5 minutos, $N=288$ (quantidade de valores/amostras por dia em intervalos de 5 minutos) e $\Delta t=5/60=1/12h$.

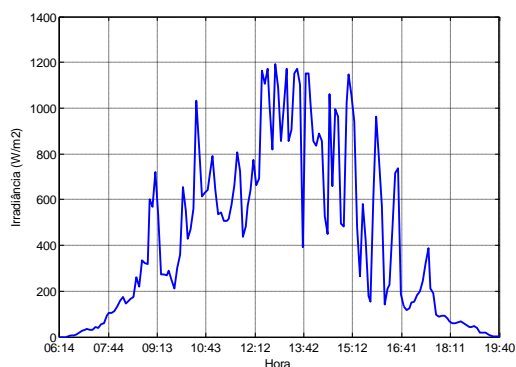
4.4 Resultados e Análise

A comparação entre as potências estimadas pelos modelos e a potência medida considerou quatro dias típicos com condições de tempo distintas, isto é, dia ensolarado (céu claro), variável (diversas nuvens), parcialmente nublado e nublado. Os dias selecionados possuem diferentes níveis de irradiação e as séries de medições contemplam 24 horas completas, com dados integralizados e armazenados com periodicidade de 5 minutos. A tabela 4.3 apresenta a irradiação solar diária incidente durante os quatro dias selecionados e as respectivas classificações do tempo. Os dados de irradiância média contemplam apenas o período diurno, das 6 às 19h30min, em geral.

Tabela 4.3 – Irradiação solar diária no plano da instalação

Data	Estação do Ano	Tempo	Irradiação (Wh/m ² .dia)	Irradiância (W/m ²)		Temp. Ambiente (°C)		Temp. Módulo (°C)	
				Máx.	Méd.	Máx.	Méd.	Máx.	Méd.
02/12/2013	Verão	Variável	5847,8	1193	441	36,9	26,4	61,1	30,8
05/12/2013	Verão	Parc. Nublado	5962,9	1211	500	38,9	25,8	61,1	28,7
01/06/2014	Inverno	Nublado	1560,8	523	144	25,3	19,1	31,9	18,6
03/06/2014	Inverno	Céu Claro	3552,1	621	320	27,7	15,1	42,6	15,5

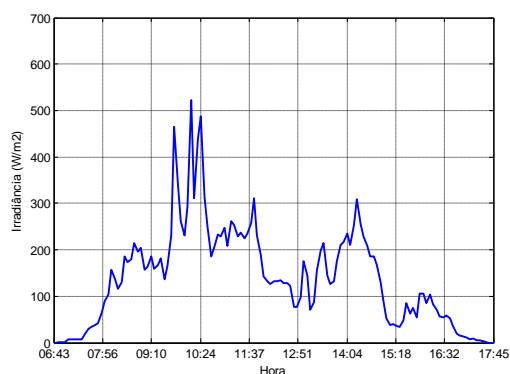
As quatro condições de tempo estão representadas nos gráficos da figura 4.4 a partir dos perfis de irradiância de cada um dos dias seleccionados. Os dados de irradiância referem-se ao plano de instalação dos módulos.



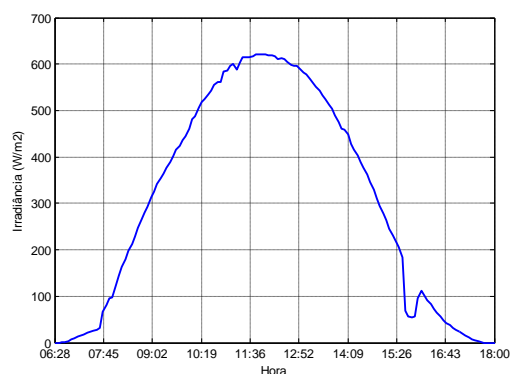
(4.4a) - Variável



(4.4b) - Parcialmente nublado



(4.4c) - Nublado



(4.4d) - Céu claro

Figura 4.4 – Medições de irradiância do Sistema Petrolina/ENERQ para quatro classificações típicas de tempo

Para cada um dos dias seleccionados foi realizada a comparação entre as estimativas da potência de saída fornecidas pelos modelos PESRC, Park, Osterwald, AMPP e Ideal em relação à

potência real medida. Para tanto foram utilizadas as métricas estatísticas descritas no item 4.3. Os parâmetros de entrada para as simulações foram a irradiância solar e a temperatura nos módulos, cujos valores são integralizados a cada 5 minutos. Os modelos e as equações das métricas foram implementadas computacionalmente em ambiente Matlab®.

As métricas foram calculadas para valores não nulos da potência CA de saída do inversor, desprezando os níveis muito baixos de irradiância insuficientes para gerar a tensão mínima de acionamento do inversor. Essa característica do sistema foi constatada nos dados de medição do Sistema Petrolina/ENERQ, o que altera a cada dia o número total de medidas.

Os resultados obtidos por meio das simulações estão apresentados nas tabelas 4.4 e 4.5. Os resultados comparam o desempenho da série de potência CA obtida por meio dos cinco modelos de módulos FV (somados ao modelo para inversor e ao fator de degradação) em comparação com a série de potência CA medida na saída do inversor. Como descrito no capítulo 3, item 3.4, o fator de degradação adotado foi de 0,9752.

Tabela 4.4 – Desempenho dos modelos com relação ao percentual de variação da energia gerada e à métrica MBE

Estação Ano	Tempo	Energia Gerada (Wh/dia)	Variação da Energia Gerada (%)					MBE (%)				
			Modelos para módulos					Modelos para módulos				
			PESRC	Park	Osterw.	AMPP	CE Ideal	PESRC	Park	Osterw.	AMPP	CE Ideal
Verão	Variável	10.750,7	19,1	17,1	12,8	14,4	10,1	19,1	17,1	12,8	14,4	10,1
	Parc. Nublado	11.011,5	13,9	12,1	9,2	10,5	7,9	13,9	12,1	9,1	10,5	7,9
Inverno	Nublado	3.239,4	11,4	2,3	11,5	10,9	-0,2	11,3	2,3	11,5	10,9	-0,2
	Céu claro	8.067,0	4,6	2,4	0,0	0,9	-4,2	4,5	2,4	-0,1	0,8	-4,2

Tabela 4.5 – Desempenho dos modelos com relação às métricas estatísticas RMSE e R²

Estação Ano	Tempo	Energia Gerada (Wh/dia)	RMSE (%)					R ²				
			Modelos para módulos					Modelos para módulos				
			PESRC	Park	Osterw.	AMPP	CE Ideal	PESRC	Park	Osterw.	AMPP	CE Ideal
Verão	Variável	10.750,7	27,2	27,4	18,8	20,9	18,4	0,8621	0,8601	0,9344	0,9184	0,9368
	Parc. Nublado	11.011,5	21,2	21,4	15,4	16,9	15,2	0,9200	0,9183	0,9580	0,9492	0,9590
Inverno	Nublado	3.239,4	14,0	17,2	13,5	13,1	5,4	0,9533	0,9292	0,9561	0,9593	0,9930
	Céu claro	8.067,0	13,1	14,5	10,3	10,6	11,4	0,9507	0,9396	0,9698	0,9679	0,9626

Dentre os resultados de maior destaque e conforme esperado, os modelos que desconsideram o efeito da temperatura do módulo superestimam, em valores percentuais maiores, a geração de energia, como pode ser verificado na tabela 4.4. O modelo Park obteve o menor percentual de variação no dia de menor irradiação incidente. Porém, esse resultado não se deve ao melhor desempenho do modelo na faixa de baixa irradiação (0-150 W/m²), em que o modelo possui a

propriedade de reduzir a potência estimada para irradiâncias menores que 150 W/m^2 . Na verdade, o modelo subestima a geração nessa faixa e conseqüentemente compensa o período em que a geração estimada é maior que a medida. Dos modelos semi-empíricos, os melhores desempenhos em termos da energia gerada foram dos modelos Park e Osterwald. O modelo CE Ideal obteve os menores percentuais de variação, com exceção do dia com o tempo de céu claro, em que obteve o pior desempenho.

Quanto ao erro percentual médio (MBEp), os valores estão compatíveis com os valores associados ao percentual de variação da energia gerada, uma vez que a diferença entre a potência estimada e a medida, dividida pela média da potência medida nada mais é que a variação da energia estimada em relação à energia gerada, que é a referência. O modelo Osterwald obteve, em geral, melhor exatidão em relação ao modelo AMPP. Ademais ambos superestimam a potência gerada. Da mesma forma, o modelo Park obteve o melhor desempenho do dia de baixa irradiação em função da propriedade de reduzir a potência gerada para irradiância abaixo de 150 W/m^2 . Essa constatação confirma a desvantagem da métrica MBE de que uma medida individual subestimada reduz ou pode até anular outra medida sobreestimada. Comparado com o modelo PESRC, o modelo Park alcançou melhor exatidão.

Os resultados da métrica RMSEp, indicados na tabela 4.5, fornecem uma comparação termo a termo do desvio entre os valores simulados e medidos, isto é, indicam a exatidão das séries que contém as estimativas dos modelos. Quanto menor o valor da RMSEp, melhor o desempenho do modelo. O modelo Park obteve um desempenho inferior ao PESRC nos dias de menor irradiação e inverno. Nos dias de verão, o desempenho foi ligeiramente inferior. Para todas as condições de tempo, a influência dos períodos de baixa irradiação prejudicou a exatidão do modelo Park. Quanto aos modelos semi-empíricos que consideram a temperatura, o modelo Osterwald obteve, em geral, melhor exatidão comparado ao o modelo AMPP. Entre os cinco modelos, o CE Ideal obteve menor RMSEp, exceto para a condição de tempo de céu claro, em que o modelo Osterwald foi o destaque.

Quanto ao coeficiente R^2 (tabela 4.5), os modelos PESRC e Osterwald obtiveram melhor desempenho entre os modelos semi-empíricos e possuem correlação mais forte com os valores medidos. Desta forma, as estimativas fornecidas por esses modelos são as mais aderentes e aquelas que seguem com maior exatidão a variabilidade dos dados de medição de campo. Novamente, o modelo CE Ideal foi o destaque em desempenho, com exceção do dia de céu claro.

Na figura 4.5 é apresentado o resultado da simulação para o dia de céu claro. Os valores de irradiância e potência gerada foram normalizados em relação à irradiância e à potência máxima

CC do sistema FV nas condições STC, respectivamente. Verifica-se que no entorno do horário de sol pleno (12hs) os modelos que desprezam o efeito da temperatura (Park e PESRC) possuem maior erro em comparação com a potência real medida. Tanto após o amanhecer quanto antes do entardecer, pode-se verificar a característica do modelo Park de subestimar a potência gerada. Os modelos, de forma geral, fornecem boa estimativa bem como seguiram a trajetória da curva da potência de saída. Neste dia específico, ocorreram erros nas estimativas de potência no início e final do dia, possivelmente devido ao sombreamento parcial do arranjo e do sensor de irradiância, respectivamente.

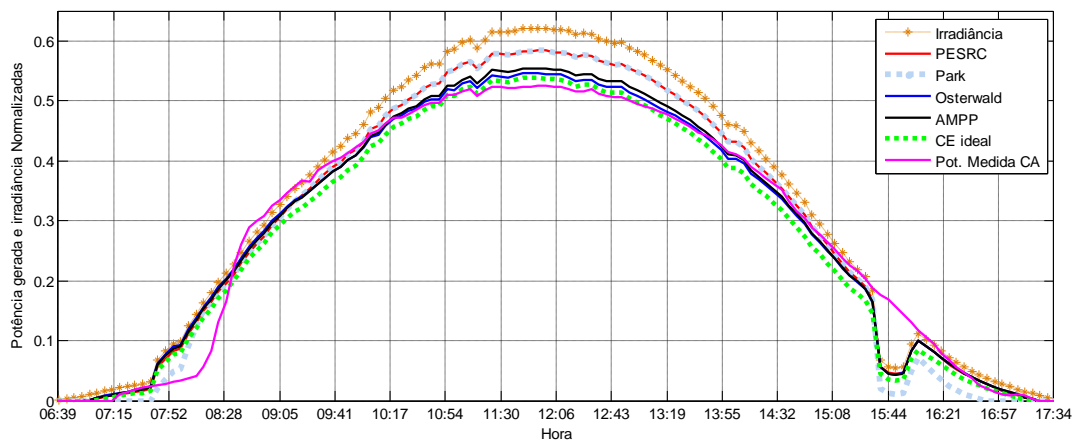


Figura 4.5 – Simulação da potência de saída máxima estimada pelos modelos de geração para um dia típico de céu claro

O resulta da simulação do dia com tempo nublado é mostrado na figura 4.6. Os modelos seguem de forma satisfatória as flutuações da irradiância bem como fornecem uma estimativa aderente com a potência real medida. Verifica-se nas curvas de potência que os modelos que desprezam a temperatura possuem um desempenho próximo daqueles que a consideram, o que também foi indicado nos resultados da tabela 4.5. Na verdade, a redução de potência por efeito da temperatura foi reduzida devido à temperatura média dos módulos terem sido baixas (18,6°C) e a máxima chegou a 31,9°C. Ademais, o desempenho do modelo Park foi inferior aos demais devido ao fator de redução da potência de saída CC para irradiância abaixo 150 W/m², ou 0,150 em valores normalizados. Essa característica é melhor visualizada na figura 4.7.

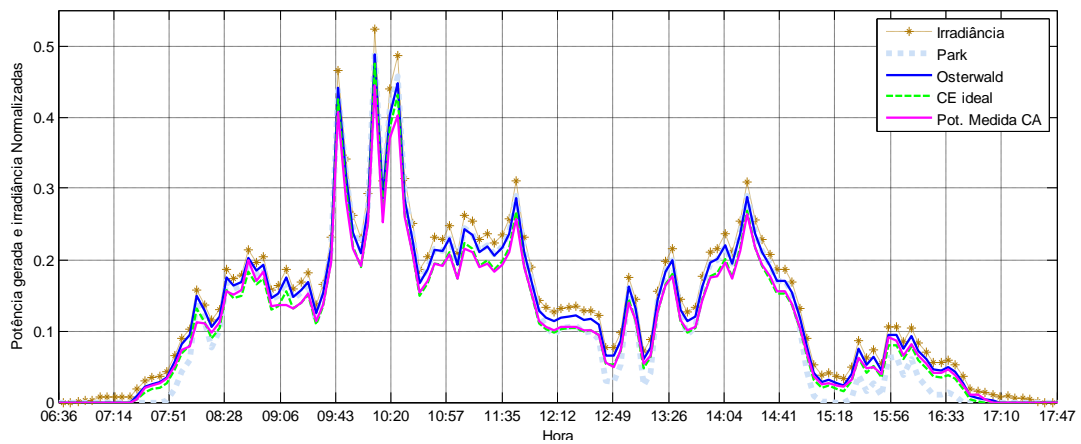


Figura 4.6 – Simulação da potência máxima de saída estimada por três modelos de geração para um dia típico de tempo nublado

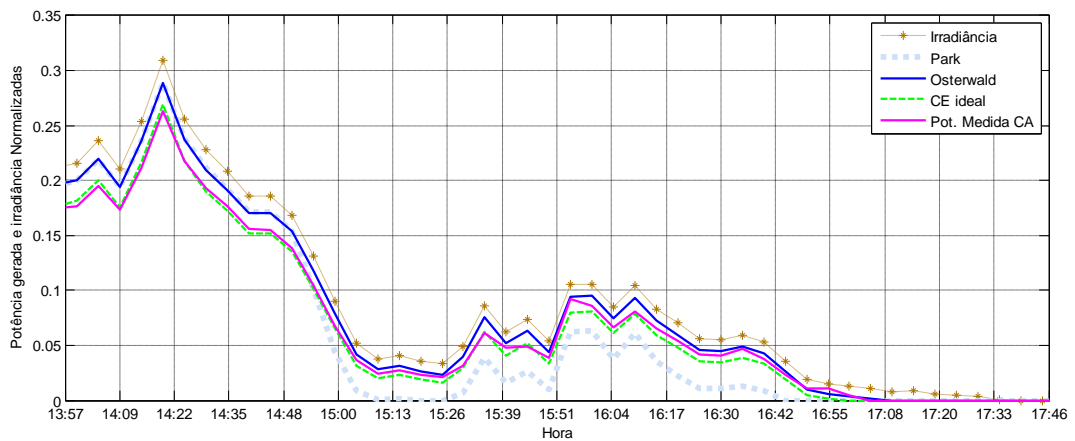
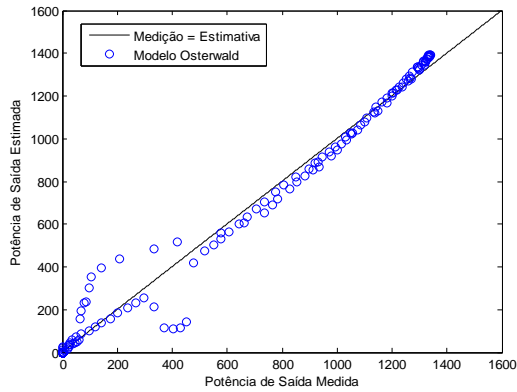


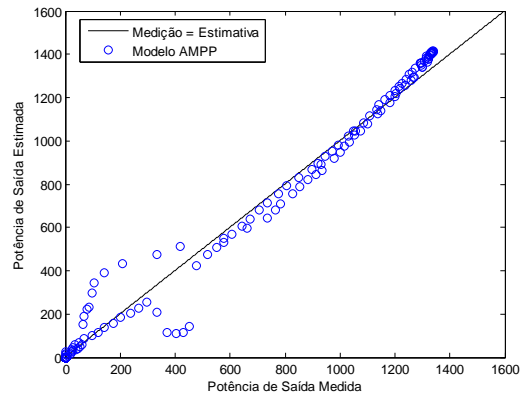
Figura 4.7 – Destaque para o período de baixa irradiância de um dia típico de tempo nublado

Uma análise complementar do desempenho dos modelos de simulação da potência máxima do sistema fotovoltaico foi realizada com base em gráficos de dispersão da potência prevista ou estimada versus potência medida para cada intervalo de tempo (5 minutos no caso da série em análise). Uma linha diagonal de cor preta e inclinação igual a um, ou seja, uma função tal que $y = f(x) = x$, é usualmente inserida no gráfico para representar os pontos de igualdade entre os valores medidos e estimados. Pontos acima dessa linha indicam que o modelo sob análise superestima a potência e os pontos abaixo da linha indicam que o modelo subestima a potência de saída CA.

As figuras 4.8 e 4.9 apresentam os gráficos de dispersão dos modelos Osterwald e AMPP, em sequência, os modelos Park e CE Ideal, todos para o dia de céu claro.

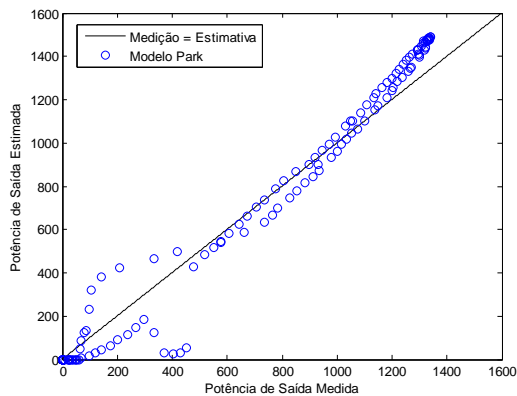


(a)

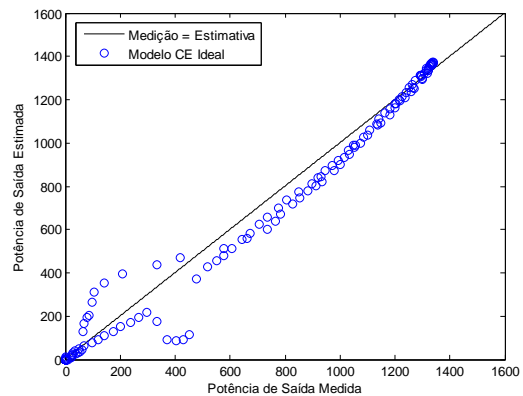


(b)

Figura 4.8 – Gráficos de dispersão da potência de saída estimada versus medida – Céu claro – (a) Modelo Osterwald e (b) Modelo AMPP



(a)



(b)

Figura 4.9 – Gráficos de dispersão da potência de saída estimada versus medida – Céu claro – (a) Modelo Park e (b) Modelo CE Ideal

Nos gráficos apresentados nas figuras 4.8 e 4.9 verifica-se claramente a influência do sombreamento indicado nas curvas de potência da figura 4.5. O gráfico do modelo PESRC não foi apresentado por ser exatamente igual ao gráfico do modelo Park (4.9-a), com exceção dos pontos com potência medida menor que aproximadamente 380 Watts, faixa em que o modelo Park subestima a estimativa da potência gerada.

Da mesma forma, as figuras 4.10 e 4.11 apresentam os gráficos de dispersão dos modelos Osterwald e AMPP, bem como dos modelos Park e CE Ideal, para a condição de tempo variável. Comparando a dispersão entre os pontos em relação à linha de igualdade das potências, pode-se afirmar que as estimativas correspondem melhor os valores medidos no dia de céu claro.

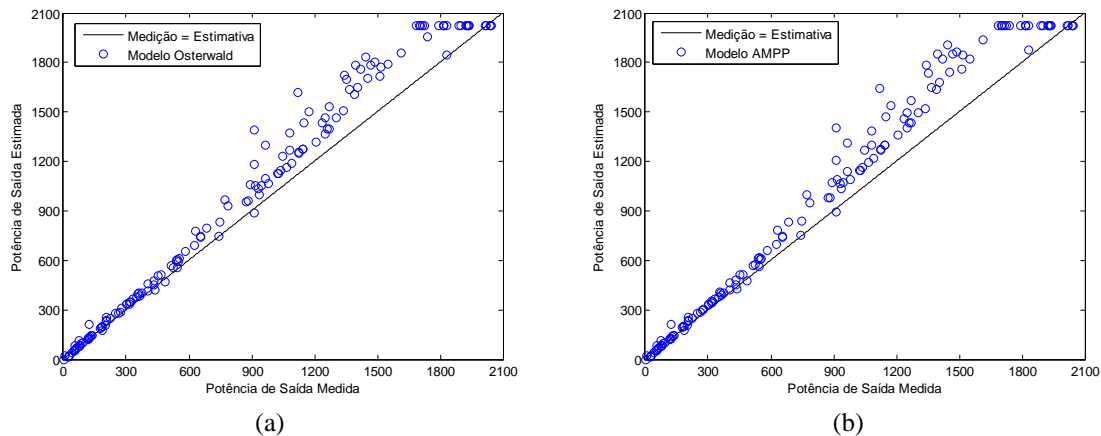


Figura 4.10 – Gráficos de dispersão da potência de saída estimada versus medida – Tempo variável – (a) Modelo Osterwald e (b) Modelo AMPP

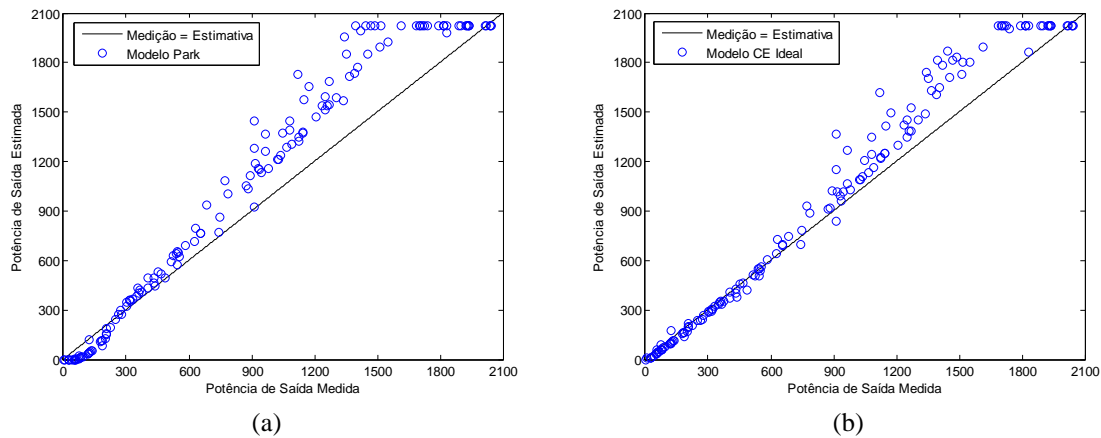


Figura 4.11 – Gráficos de dispersão da potência de Saida estimada versus medida – Tempo variável – (a) Modelo Park e (b) Modelo CE Ideal

Os gráficos das figuras 4.10 e 4.11 mostram que o desempenho dos modelos é inferior ao obtido nos dias de céu claro, bem como indicam que os modelos superestimam a potência gerada nesta condição de tempo e no verão. Mais especificamente neste dia de verão, ocorreram períodos de tempo em que a irradiância foi elevada e, portanto, ocorreu a limitação em função da potência de saída CC ter ultrapassado a potência máxima de entrada do inversor (2.100 W). Desta forma, os gráficos indicam os pontos em que ocorreu essa limitação, em um valor pouco abaixo do limite devido à perda interna do inversor.

Conforme apresentado nos gráficos a correlação entre as potências estimadas e medidas é mais forte nos dias de céu claro. O coeficiente de determinação R^2 para a condição de céu claro ficou na faixa de 0,94 a 0,97, enquanto que para a condição nublada analisada ficou entre 0,86 e 0,94. O maior erro na medição da temperatura do módulo sob condições nubladas do que sob condições de sol pode ser uma das razões para o pior desempenho verificado. Alguns trabalhos consultados na literatura reportam que, sob condições nubladas, devido à mudança rápida da

irradiância causada pelas nuvens que passam sobre o sol, a temperatura do módulo fotovoltaico muda rapidamente e os sensores de temperatura, devido à inércia térmica do dispositivo, não capturam a medida antes do instante de registro ou gravação, provocado pelo delay entre a medição da temperatura e à temperatura ambiente do módulo. Outra fonte de incerteza nas medições da temperatura é o efeito convectivo do vento, que na prática, influi no processo transiente de transferência de calor (ZHOU *et al.*, 2007).

Chamou atenção também o desvio proporcionado pelo modelo Park para baixas irradiâncias ($<150 \text{ W/m}^2$), pois os demais modelos obtiveram respostas muito próximas da linha de comportamento linear, como apresentado nas figuras 4.10 e 4.11. Os resultados indicam que projetos mais recentes, que incorporam módulos mais modernos e eficientes em comparação com os módulos produzidos no início desse século, não possuem atualmente essa característica de redução da potência de saída. O software PVWatts do Laboratório NREL, após 2014, alterou a modelagem dos módulos em que se empregava na versão anterior redução semelhante à adotada por PARK *et al.* (2009). DOBOS (2014) também esclarece que comparações realizadas pelo NREL com dados operacionais de diversos sistemas fotovoltaicos, foi constatado que o comportamento equivalente à correção quadrática da irradiância, usada para reduzir a potência de saída não se verifica em sistemas modernos e, portanto, a correção foi removida do algoritmo do software PVWatts.

Foram definidos como os de melhor desempenho, os modelos Osterwald e PESRC, considerando o efeito da temperatura do módulo e desprezando-a, respectivamente. De forma geral, o modelo Osterwald obteve melhor desempenho que o AMPP e também foi selecionado por ser o modelo utilizado em softwares como o PVWatts®, principalmente por ser idêntico ao modelo de arranjo FV adotado no software OpenDSS®, voltado para estudos do impacto da GD solar em sistemas de distribuição. O modelo PESRC também foi selecionado com objetivo de avaliar o efeito de se desprezar a temperatura do módulo. Comparado com o Park, o modelo PESRC obteve melhor desempenho com relação às métricas RMSEp e R^2 , além de ser mais adequada sua aplicação para baixos valores de irradiância, em função da resposta linear do modelo, o que constitui em uma vantagem em relação ao modelo Park, que possui a resposta inadequada para baixa irradiação solar.

Portanto, foram selecionados os modelos com melhor desempenho, um que considere o efeito da temperatura do módulo (Ostewald) e outro que despreze esse efeito (PESRC). Embora o modelo CE Ideal tenha alcançado o melhor desempenho geral, o mesmo possui a propriedade de subestimar a potência gerada nos dias de baixa irradiação, como apresentado na tabela 4.4. Esse comportamento também foi destacado em SALOUX *et al.* (2009), sobretudo em níveis de irradiância abaixo de 200 W/m^2 . Por esse motivo, o modelo não foi selecionado.

4.5 Influência da Escala Temporal

A influência da escala temporal foi ilustrada de forma simplificada no capítulo 1, onde foi destacado, por meio de uma simples verificação, o comportamento da irradiância em dias típicos de elevada variabilidade, e ficou claro e evidente que o efeito de amortecimento das flutuações da irradiância aumenta à medida que é ampliada a escala temporal da série, ou mesmo, o período de integralização e registro da grandeza medida.

A partir da análise de diversos intervalos de dados pertencentes às séries de medição fornecidas pelo CEPEL e às séries de medição de irradiância e potência do ENERQ foi possível identificar as características de variabilidade do recurso solar conforme determinadas condições de tempo. Considerando a escala original dos dados do Sistema Petrolina/ENERQ (5 minutos), foram definidas outras duas escalas para se avaliar a agregação temporal. A primeira definida foi de 10 minutos com o objetivo de avaliar ou mesmo mensurar o efeito para um intervalo pouco maior. A segunda foi a escala de 1 hora por ter sido, inicialmente, a primeira escala adotada nos estudos de integração da geração FV com o sistema elétrico, como também para compatibilizar com a curva de carga em base horária geralmente disponíveis nas concessionárias de distribuição.

Desta forma, a partir dos dados de medição de solo (irradiância) do Sistema Petrolina/ENERQ, os quais são registradas na escala de cinco minutos, foram gerados perfis diários com escala de dez minutos e uma hora para três diferentes condições de tempo (variável, parcialmente nublado e céu claro). As figuras 4.12, 4.13 e 4.14 apresentam os perfis gerados de irradiância em comparação com os perfis medidos.

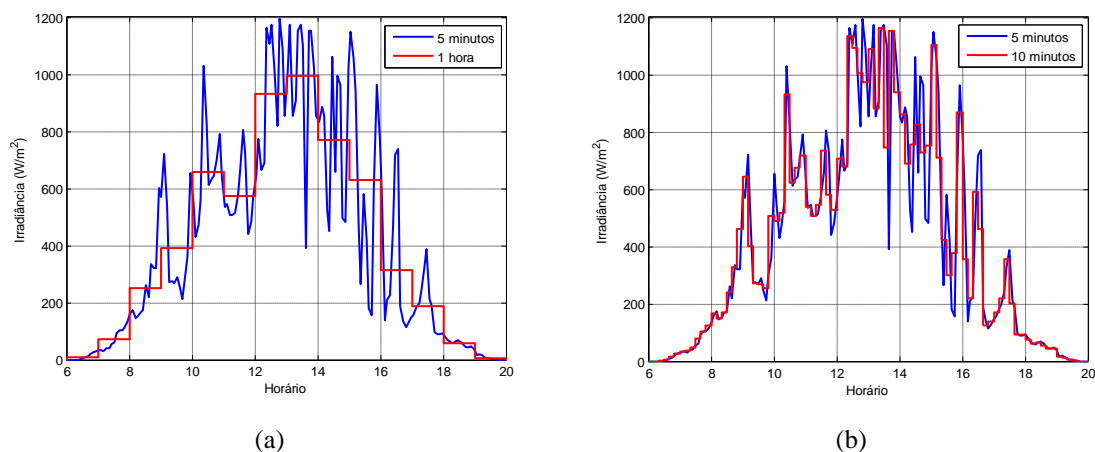
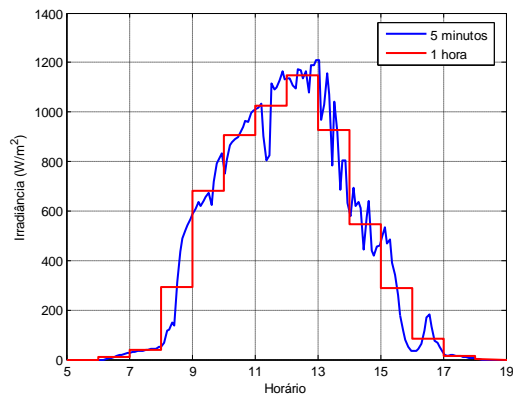
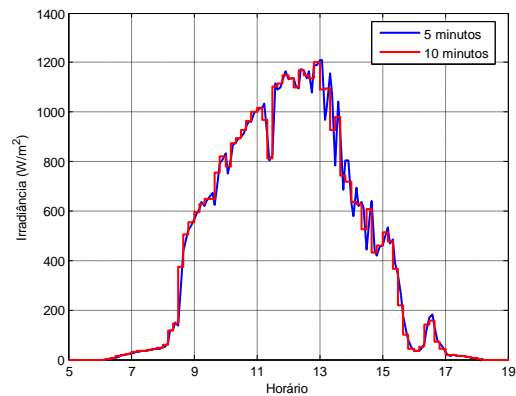


Figura 4.12 – Perfis de irradiância simuladas (10 minutos e 1 hora) e medida (5 minutos) para condições de tempo variável

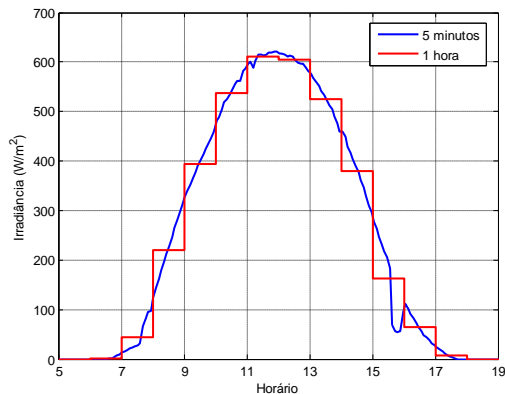


(a)

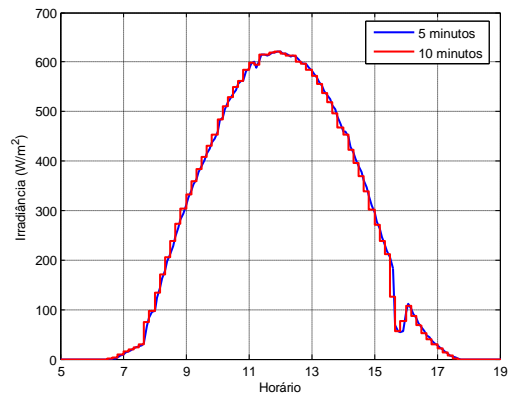


(b)

Figura 4.13 – Perfis de irradiância simuladas (10 minutos e 1 hora) e medida (5 minutos) para condições de tempo parcialmente nublado



(a)



(b)

Figura 4.14 – Perfis de irradiância simuladas (10 minutos e 1 hora) e medida (5 minutos) para condições de céu claro

Foi destacado no item anterior que as simulações da potência de saída na escala temporal de cinco minutos seguem de forma satisfatória o perfil de potência medida e reproduzem a característica real das flutuações da potência do sistema fotovoltaico.

No entanto, a análise do recurso solar (irradiância) em diferentes escala temporais mostra que há perda de informações quanto à variabilidade. Conforme apresentado nas figuras 4.12, 4.13 e 4.14, as flutuações nos dias de tempo variável e parcialmente nublado são reduzidas em magnitude e frequência quando se utiliza perfis com escala horária e a variabilidade é, portanto, reduzida de forma significativa. Isso ocorre porque os perfis de irradiância com resolução horária indicam apenas o valor médio dentro do intervalo de uma hora e, portanto, despreza as flutuações dentro do intervalo.

O impacto da escala temporal de uma hora na variabilidade é maior, sobretudo, nos dias de tempo variável. Nos dia de céu claro, a influência é bem reduzida, como pode ser visualizado na

figura 4.14. Com relação aos perfis com escala de dez minutos, pode-se verificar nas figuras 4.12 e 4.13 que as flutuações são bem menos atenuadas em comparação com os perfis de uma hora. A tabela 4.6 apresenta diversos intervalos em que as distribuições de frequência das flutuações da irradiância (ΔG) são agrupadas para cada uma das escalas temporais (Δt) e para a condição de pior caso, isto é, a condição de tempo variável. A magnitude das flutuações foi calculada em relação ao valor de referência da irradiância (1.000 W/m^2).

Tabela 4.6 – Influência de Δt na distribuição de frequência das flutuações

ΔG (%)	Medição ($\Delta t=5 \text{ min.}$)	Média ($\Delta t=10 \text{ min.}$)	Média ($\Delta t=1 \text{ hora}$)
$0\% \leq \Delta G < 10\%$	66,5 %	60,5 %	40,1 %
$10\% \leq \Delta G < 20\%$	13,9 %	18,5 %	33,3 %
$20\% \leq \Delta G < 30\%$	8,2 %	7,4 %	13,3 %
$30\% \leq \Delta G < 40\%$	3,8 %	6,2 %	13,3 %
$40\% \leq \Delta G < 50\%$	4,4 %	6,2 %	--
$50\% \leq \Delta G < 60\%$	1,3 %	1,2 %	--
$60\% \leq \Delta G < 70\%$	0,6 %	--	--
$70\% \leq \Delta G < 80\%$	1,3 %	--	--
$\geq 80\%$	--	--	--

Conforme anteriormente visualizado figura 4.12 (a), a tabela 4.6 indica que a magnitude das flutuações da irradiância na escala de uma hora é inferior a 40%. Contudo, na escala original da medição (5 min.), 7,6% das flutuações estão na faixa de 40 a 80%.

Com o objetivo de mensurar a influência da ampliação da escala temporal dos perfis diários de irradiância e temperatura ambiente, foi realizada a simulação do sistema fotovoltaico Petrolina/ENERQ com os perfis produzidos a partir das medições registradas na escala de cinco minutos.

As estimativas de energia gerada foram calculadas com base no modelo de geração fotovoltaica apresentado no capítulo 3, com exceção do modelo da planta FV (suavização espacial), pois esse efeito pode ser desprezado para plantas de pequeno porte, como as de microgeração distribuída, em que se enquadra o sistema Petrolina/ENERQ. Os modelos de módulo adotados foram os selecionados no item anterior (PESRC, Osterwald), além do modelo CE Ideal. As tabelas 4.7 e 4.8 apresentam os resultados das simulações com destaque para o percentual de variação da estimativa da energia gerada em relação à energia medida no período de 24 horas, discriminado conforme a condição de tempo e o modelo para módulo.

Tabela 4.7 – Percentual de variação da energia estimada a partir dos perfis com escala de 10 minutos em relação à energia real medida

Data	Tempo	Energia Gerada (Wh/dia)	Modelos para módulos					
			PESRC		Osterwald		CE Ideal	
			Energia Estimada (Wh/dia)	Var. (%)	Energia Estimada (Wh/dia)	Var. (%)	Energia Estimada (Wh/dia)	Var. (%)
02/12/2013	Variável	10.750,7	13.037,5	21,3	12.280,1	14,2	12.003,2	11,7
05/12/2013	Parc. Nublado	11.011,5	12.557,7	14,0	12.061,7	9,5	11.915,0	8,2
03/06/2014	Céu claro	8.067,0	8.437,7	4,6	8.067,1	0,0	7.726,6	-4,2

Tabela 4.8 – Percentual de variação da energia estimada a partir dos perfis com escala de 1 hora em relação à energia real medida

Data	Tempo	Energia Gerada (Wh/dia)	Modelos para módulos					
			PESRC		Osterwald		CE Ideal	
			Energia Estimada (Wh/dia)	Var. (%)	Energia Estimada (Wh/dia)	Var. (%)	Energia Estimada (Wh/dia)	Var. (%)
02/12/2013	Variável	10.750,7	13.345,1	24,1	12.628,2	17,5	12.347,4	14,9
05/12/2013	Parc. Nublado	11.011,5	12.683,1	15,2	12.223,0	11,0	12.098,7	9,9
03/06/2014	Céu claro	8.067,0	8.432,9	4,5	8.069,2	0,0	7.722,7	-4,3

Os resultados das tabelas 4.7 e 4.8 indicam que os modelos superestimam a energia gerada a medida que a escala temporal é aumentada. Esse comportamento foi observado nos dias com tempo variável e parcialmente nublado. No dia de céu claro, os resultados foram próximos e as variações da energia gerada foram irrelevantes. Desta forma, a energia estimada pelos modelos na escala de dez minutos é bem mais próxima da energia medida, e demonstra que quanto menor a escala temporal mais satisfatória são as estimativas e maior a exatidão dos cálculos.

A análise anterior está compatível com os resultados e a avaliação realizada por HANSEN *et al.* (2012). Nos dias com elevados níveis de irradiância e consequentemente elevada temperatura dos módulos, sobretudo no entorno do período de maior irradiação (meio-dia) e devido o comportamento não-linear do modelo de geração fotovoltaica (figura 4.15), simulações da potência máxima com base em perfis de média horária das variáveis ambientais resultam em valores maiores de potência do que aqueles computados a partir da média dos valores de potência estimados com dados ambientais na escala de poucos minutos. Como demonstrado por HANSEN, foi verificado por meio das simulações a validade da equação 4.7, ou seja, quando a potência é calculada a partir da media das variáveis ambientais, obtém-se valores para a potência que são geralmente maiores que a média da potência calculada na mesma hora a partir de dados ambientais medidos em intervalos de tempo mais curtos.

$$P = f(G)$$

$$P\left(\frac{G_1 + G_2 + \dots + G_n}{n}\right) \geq \frac{1}{n}(P(G_1) + P(G_2) + \dots + P(G_n)) \quad (4.7)$$

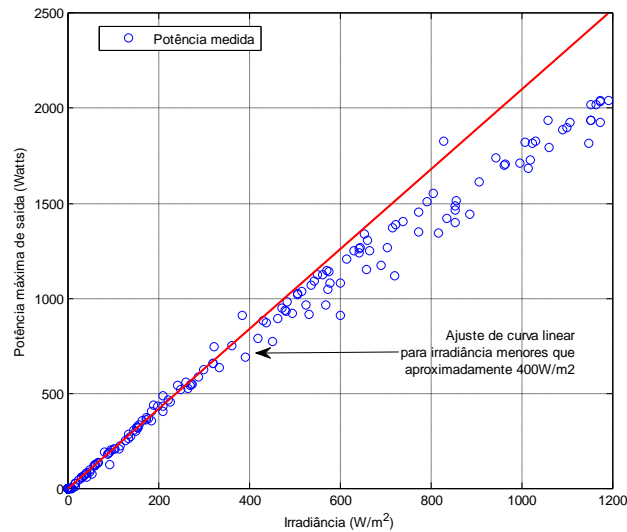


Figura 4.15 – Resposta não linear da potência em função da irradiância

Portanto, o cálculo da potência média a partir de dados médios das variáveis ambientais resulta em estimativas superestimadas da potência gerada pelo sistema fotovoltaico.

4.6 Considerações Finais

A avaliação dos erros absolutos entre os valores de potência simulados e os valores medidos também tem sido objeto de várias pesquisas. No entanto o presente trabalho não abordará quantitativamente a origem dos erros, pois a análise extrapola os objetivos do trabalho, bem como uma avaliação acurada depende de dados de específicos do sistema Petrolina/ENERQ que não se encontram disponíveis, como as informações relativas às incertezas dos medidores de potência/energia CA e dos sensores de medição da irradiância e temperatura.

Entre outras fontes de erros, destacam-se os possíveis sombreamentos oriundos de vegetações próximas ou mesmo os de horizonte na cidade de São Paulo (elevações e edifícios), os quais dependem de informações dos entorno da instalação, como também, o erro pela operação não ideal do controle de rastreamento do ponto de potência máxima. A título de exemplo, ROBERTS *et al.* (2017) adotaram no trabalho de avaliação de modelos de geração fotovoltaica a eficiência de 99% para o controle do MPPT, valor também considerado típico em outros trabalhos na área.

Os modelos para arranjo fotovoltaico selecionados foram o PESRC e o Osterwald. Esses modelos em conjunto com os modelos para inversores e para usina, bem como o fator de degradação adotado compõem o modelo de geração fotovoltaica, conforme detalhado no capítulo 3. A figura 4.16 apresenta o layout do processo de modelagem utilizado para a geração de séries temporais de potência ativa. O layout está de acordo com a estrutura de modelagem

apresentada inicialmente na figura 3.20.

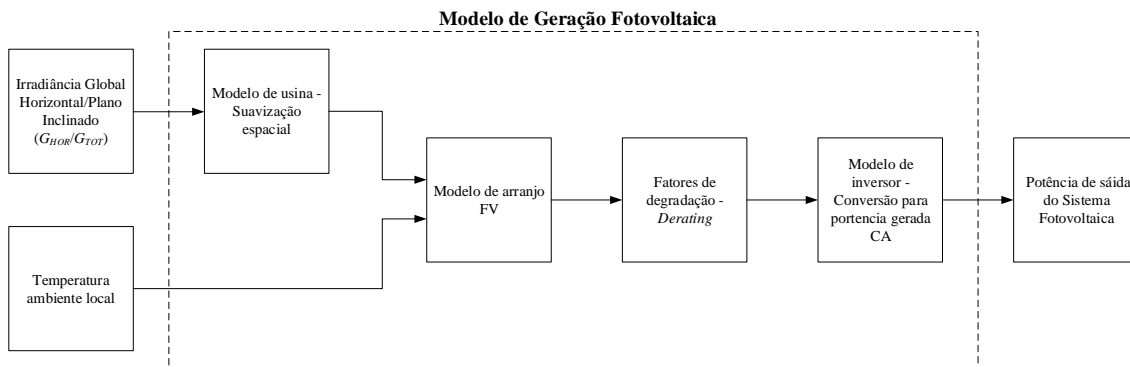


Figura 4.16 – Layout do modelo de simulação do sistema fotovoltaico

Alimentando o modelo com informações quanto à configuração do arranjo FV, dados dos módulos e inversores, estimativa da área da planta e séries temporais de medições da irradiância e da temperatura ambiente obtêm-se a série da potência gerada pela usina.

A partir de séries de medições cronológicas das variáveis ambientais, a metodologia de simulação é capaz de mensurar o recurso solar e estimar a potência ativa de saída de qualquer porte de usina fotovoltaica. No próximo capítulo será abordado com maiores detalhes que a série temporal de potência ativa é a principal informação acerca da operação de usinas fotovoltaicas conectadas no sistema de distribuição e para simulação cronológica de Monte Carlo aplicada à análise de confiabilidade de sistemas elétricos.

Capítulo 5

Estudo de Casos e Resultados

Com base nas séries de medições da irradiância total e da temperatura do ar ambiente foram geradas séries temporais da potência ativa gerada de acordo com a capacidade instalada da usina FV, definida neste trabalho como potência máxima do arranjo em W_p . Os dados ambientais foram coletados em estações solarimétricas e meteorológicas de propriedade do Centro de Pesquisas em Energia Elétrica, localizado na Ilha do Fundão, Rio de Janeiro, e contempla o período de medição de um ano (dados de 2014), com escala temporal de quatro minutos. Adicionalmente, foram utilizadas medições de irradiância global horizontal (GHI) e temperatura ambiente da estação de Natal-RN, pertencente à rede SONDA do INPE.

Para o caso das medições fornecidas pelo CEPTEL, as séries de irradiância e temperatura ambiente com resolução de quatro minutos serviram de referência para gerar as séries temporais com resoluções de dez minutos e uma hora, sendo essas seis séries utilizadas no estudo proposto, com enfoque na avaliação da influência do aumento da resolução temporal na geração de energia anual e nos índices de confiabilidade de sistemas de distribuição com usinas FV conectadas. Da mesma forma, foram reproduzidas séries com intervalos quatro, dez e sessenta minutos (1 hora) a partir das medições disponibilizadas pelo INPE, com resolução original de 1 minuto.

O primeiro sistema de distribuição estudado é o sistema teste IEEE RBTS-Barra2, conforme descrito por ALLAN *et al.* (1991) e que representa um sistema urbano típico. Neste sistema foi selecionado o alimentador nº3 para simulações de usinas FV de diferentes capacidades conectadas de forma concentrada nas barras do ramal principal. O segundo sistema a ser estudado é o sistema real de distribuição existente na ilha de Fernando de Noronha, formado por três alimentadores e três usinas de geração, sendo duas por fonte solar fotovoltaica.

Neste capítulo serão apresentados em detalhes as diversas configurações do sistema RBTS-Barra2 com geração solar, descrição do sistema de distribuição de Fernando de Noronha e os resultados das simulações utilizando a ferramenta computacional RelSim desenvolvida nos trabalhos realizados por DIAS e BORGES (2010) e DIAS (2014). A metodologia de simulação implementada no RelSim é baseada na Simulação de Monte Carlo (SMC) Sequencial que encontra-se detalhada no Apêndice A. Os conceitos básicos da confiabilidade da distribuição e a

formulação para o cálculo dos índices de avaliação também estão apresentados de forma sintética no Apêndice A.

Cabe destacar que o presente trabalho concentra-se na análise estática do sistema, que segue a tradicional abordagem do ponto de vista da adequação. Desta forma, a avaliação da confiabilidade não considera os aspectos de segurança do sistema, relacionados à dinâmica do sistema de potência. Um exemplo real desse tipo de abordagem são as análises da dinâmica de ilhamento nos sistemas de distribuição com presença de geração distribuída, conforme descrito nos trabalhos realizados por ROCHA (2014) e ROCHA *et al.* (2017).

5.1 Sistema RBTS-Barra2

O sistema RBTS-Barra2, mostrado na figura 5.1, é composto por quatro alimentadores radiais e possui uma carga máxima total de 20 MW. O sistema é operado de forma radial embora exista o recurso de manobra (chave normalmente aberta) que permite a operação em anel com o alimentador radial adjacente. O alimentador nº3 foi selecionado no presente trabalho para avaliar o impacto da inserção da geração fotovoltaica, como ilustrado na figura 5.2.

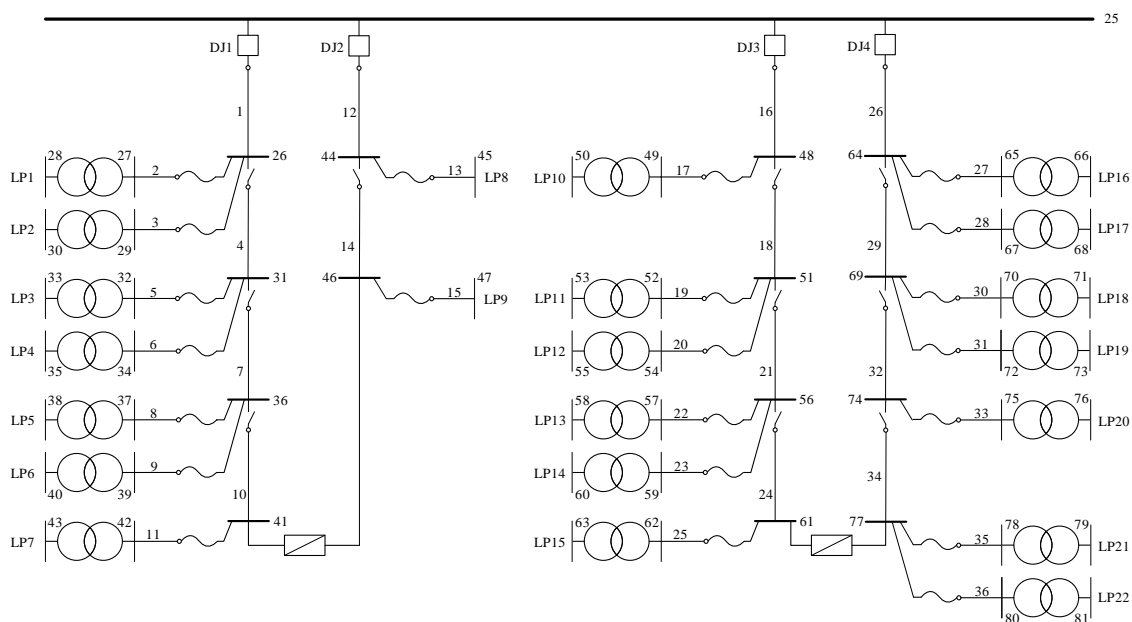


Figura 5.1 – Sistema de distribuição urbano RBTS-Barra2

O alimentador nº3 possui uma carga máxima de 5,046 MW distribuída em seis pontos de carga (*Load Points*-LP) conectados aos respectivos alimentadores laterais por meio de um transformadores abaixadores de 11/0,415 kV. A carga individualizada dos pontos de carga está discriminada na tabela 5.1. As demais informações dos pontos carga e da rede de distribuição estão mostradas no Apêndice B.

Tabela 5.1 – Dados dos pontos de carga

Barra de Carga	Ponto de carga (LP)	Tipo de Consumidor	Carga Máxima (MW)
50	10	Residencial	0,8668
53	11	Residencial	0,8668
55	12	Residencial	0,7291
58	13	Governo/Instituição privada	0,9167
60	14	Governo/Instituição privada	0,9167
63	15	Comercial	0,7500

A seguir são enumeradas algumas características do sistema RBTS-Barra2 conforme ALLAN *et al.* (1991) bem como premissas adotadas nas simulações:

- A subestação supridora (barra nº25) possui capacidade de suprir toda carga do sistema;
- Não serão consideradas falhas na subestação e de equipamentos de manobra (disjuntor, chave comum e chave fusível), isto é, são considerados 100% confiáveis;
- São consideradas apenas falha na rede de distribuição (ramal principal e ramais laterais) e nos transformadores abaixadores. Os dados de confiabilidade desses equipamentos encontram-se no Apêndice B;
- As cargas são consideradas em seu valor máximo, conforme tabela 5.1. Isso implica em considerar a curva de carga cronológica em um patamar flat para cada ponto de carga, de acordo com o valor máximo definido;
- A curva de carga flat associada ao valor de demanda máxima de cada ponto de carga permite a avaliação da confiabilidade para a pior condição de carga;
- O critério de parada das simulações é dado pelo coeficiente de variação $\alpha \leq 2,5\%$.

Na SMC Sequencial a amostragem dos estados dos equipamentos da rede é realizada sequencialmente no tempo. A combinação da série dos estados da rede com a série temporal da carga e da potência ativa fornecida pela usina fotovoltaica resulta na série sintética agregada do sistema, de acordo com resolução temporal previamente especificada. A simulação do estado de falha de qualquer trecho da rede e dos transformadores está associada a defeitos no equipamento e é representado pela retirada do equipamento do sistema. Desta forma, a modelagem implica na alteração das chaves seccionadoras que compõem o sistema de proteção do alimentador nº3, sendo considerada a inclusão de um segundo dispositivo na extremidade oposta de cada chave e que todas elas sejam automáticas. Essa consideração torna compatível a SMC com a isolação dos trechos do alimentador falhados e permite a operação ilhada da usina FV com a parte da rede não afetada pelo defeito. A figura 5.2 apresenta a configuração e exemplifica o caso de falha do ramo nº 21 (51-56) do alimentador principal, permanecendo parte do sistema suprido pela subestação da concessionária e a outra pela usina FV a partir do ilhamento.

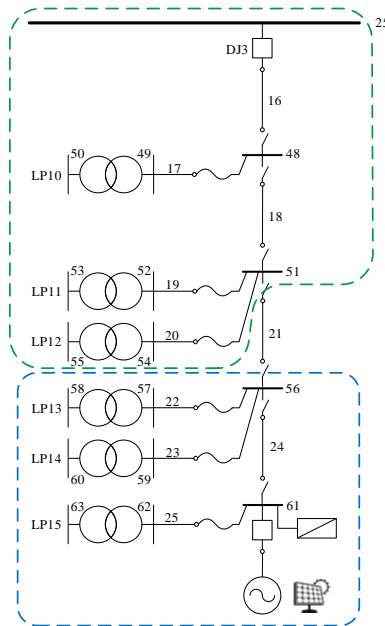


Figura 5.2 – Alimentador nº3 do sistema RBTS-Barra2

A partir dos dados de confiabilidade apresentados no Apêndice B, foram obtidos os valores das taxas de falha (λ) e de reparo (μ) de cada transformador e trecho dos alimentadores. As taxas do alimentador nº3, o qual será o enfoque das análises, estão apresentadas na tabela 5.2. As taxas dos componentes dos demais alimentadores existentes no sistema também estão discriminados no Apêndice B.

Tabela 5.2 – Taxas de falha e de reparo dos componentes do alimentador nº3

Trecho	Componente	Taxa de falha (λ) Ocorrências/h	Taxa de reparo (μ) Ocorrências/h
25-48	Ramal principal	0,000005565068493	0,200
48-49	Ramal lateral	0,000200000000000	0,200
49-50	Transformador	0,000001712328767	0,005
48-51	Ramal principal	0,000005936073059	0,200
51-52	Ramal lateral	0,000200000000000	0,200
52-53	Transformador	0,000001712328767	0,005
51-54	Ramal lateral	0,000300000000000	0,200
54-55	Transformador	0,000001712328767	0,005
51-56	Ramal principal	0,000004452054795	0,200
56-57	Ramal lateral	0,000200000000000	0,200
57-58	Transformador	0,000001712328767	0,005
56-59	Ramal lateral	0,000300000000000	0,200
59-60	Transformador	0,000001712328767	0,005
56-61	Ramal principal	0,000005565068493	0,200
61-62	Ramal lateral	0,000200000000000	0,200
62-63	Transformador	0,000001712328767	0,005

Na tabela 5.2 estão indicadas as taxas adotadas nas simulações. As taxas de falhas dos ramais laterais foram alteradas em relação ao sistema original com o intuito de realçar os índices de confiabilidade dos pontos de carga. Ademais, foram inseridas cargas fictícias de 25 kW em cada uma das barras do alimentador principal (48, 51, 56 e 61) com o objetivo de monitorar os

índices no decorrer das análises propostas, as quais serão detalhadas a seguir.

As simulações foram realizadas considerando diferentes configurações da geração solar FV no alimentador nº3 do sistema RBTS-Barra2. A capacidade da usina fotovoltaica, em MWp, foi determinada em função de percentuais da carga máxima do alimentador, isto é, 20% (1 MWp), 30% (1,5 MWp), 50% (2,5 MWp) e 100% (5 MWp). Primeiramente, a usina foi conectada de forma concentrada no ponto extremo do ramal principal (barra 61) e logo após, conectada num ponto intermediário (barra 56). Ademais, as simulações contemplaram o efeito de suavização espacial, que, conforme analisado no capítulo 3, irá depender da área da usina e da resolução temporal das medições da irradiância. As séries de potência da geração FV foram geradas conforme modelagem apresentada no capítulo 3 e os modelos para módulos selecionados no capítulo 4 (PESRC e Osterwald). Os dados reais dos módulos e inversores adotados nas simulações estão listados no Apêndice B, conforme fornecido pelos respectivos fabricantes. Para as usinas FV foram adotados os valores da taxa de falha e de taxa de reparo reportados nos trabalhos de ZOU *et al.* (2014) e BILLINTON e KARKI (2001), conforme tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Dados de confiabilidade para usinas FV

Tipo de Usina	Tempo médio até falhar - MTTF (horas)	Tempo médio de reparo - MTTR (horas)	Taxa de falha (λ) Ocorrências/hora	Taxa de reparo (μ) Ocorrências/hora
Solar FV	4.380	90	$2,2283105 \times 10^{-4}$	0,0111

Os resultados das simulações estão apresentados na sequência de acordo com a especificação de cada caso analisado, indicada a barra de conexão da usina FV e a potência instalada. Os resultados também estão divididos entre simulações incluindo ou não o modelo da planta FV, associado ao efeito da suavização espacial.

Uma característica importante do sistema RBTS-Barra2 é que a conexão de uma ou mais usinas FV nas barras do alimentador principal exerce influência sobre a disponibilidade de suprimento nos pontos de carga pertencentes aos ramais laterais apenas quando ocorrem falhas em qualquer trecho do ramal principal.

Outra informação requerida no algoritmo de solução do problema de análise da confiabilidade (Apêndice A) e na etapa de análise da adequação do sistema é o valor associado ao custo de interrupção (corte de carga). Para o sistema RBTS-Barra2 não foi considerado atendimento prioritário à determinada carga ou mesmo um agrupamento dessas, o que é representado matematicamente por um mesmo valor de custo de corte para todos os pontos de carga. É importante destacar que a análise da adequação supracitada é realizada pelo algoritmo de Fluxo de Potência Ótimo (FPO), cuja função objetivo é a minimização do custo de corte de carga. Essa função é adotada para resolver situações de emergência nas quais o desligamento ou corte de parte da carga é uma medida corretiva para aliviar sobrecargas e restabelecer limites operativos

como as tensões nas barras.

Nas próximas seções desse trabalho serão abordados casos em que o sistema fica habilitado a operar de forma ilhada, sendo de grande importância a etapa de análise da adequação, quando são requeridas as informações da potência gerada pela usina FV e a carga da microrrede formada, dentre outras. Nestes casos, o FPO irá indicar o menor valor ou a fração de carga a ser cortada considerando os limites físicos dos componentes e os operativos do sistema.

5.1.1 Usina FV conectada na barra 61 e desconsiderado efeito da suavização espacial

Inicialmente as simulações foram realizadas considerando as usinas FV conectadas na barra 61 e séries de potência da usina em três diferentes resoluções temporais, a original (gerada a partir dos modelos de geração FV e de medições de irradiância total e temperatura ambiente, discretizadas em intervalos de 4 minutos) e outras duas baseadas na média integralizada das variáveis ambientais em intervalos de 10 minutos e 1 hora. Nas tabelas 5.4 e 5.5 é apresentado o efeito de agregação temporal das variáveis ambientais na geração de energia ativa anual, para os modelos de módulo PESRC e Osterwald e duas capacidades específicas de usina, 1 MWp e 5 MWp. A variação percentual toma como referência a série de maior resolução temporal, ou seja, a série composta por medições reais. O fator de capacidade informado refere-se ao valor médio anual e foi calculado tomando como referência a potência do arranjo CC das plantas (EPE, 2018b).

Tabela 5.4 – Efeito da agregação temporal na produção de energia da UFV de 1 MWp

Modelo de Módulo	Resolução temporal (4 min.)		Resolução temporal (10 min.)			Resolução temporal (1 hora)		
	Fator de Capacidade (%)	Energia estimada (MWh/ano)	Fator de Capacidade (%)	Energia estimada (MWh/ano)	Variação percentual (%)	Fator de Capacidade (%)	Energia estimada (MWh/ano)	Variação percentual (%)
PESRC	18,26	1599,79	18,27	1600,47	0,04	18,27	1600,58	0,05
Osterwald	16,74	1462,33	16,71	1463,70	0,09	16,69	1466,50	0,29

Tabela 5.5 – Efeito da agregação temporal na produção de energia da UFV de 5 MWp

Modelo de Módulo	Resolução temporal (4 min.)		Resolução temporal (10 min.)			Resolução temporal (1 hora)		
	Fator de Capacidade (%)	Energia estimada (MWh/ano)	Fator de Capacidade (%)	Energia estimada (MWh/ano)	Variação percentual (%)	Fator de Capacidade (%)	Energia estimada (MWh/ano)	Variação percentual (%)
PESRC	18,26	7998,95	18,27	8002,32	0,04	18,27	8002,92	0,05
Osterwald	16,69	7311,63	16,71	7318,52	0,09	16,74	7332,50	0,29

Os resultados das tabelas 5.4 e 5.5 mostram que a agregação temporal superestima a energia gerada pelo sistema FV no período de um ano, tomada como referência a série de maior

resolução. Os percentuais de variação da energia estimada pelo modelo Osterwald são maiores que o indicado pelo PESRC devido à influência da não-linearidade produzida pelo efeito da temperatura. Pode-se considerar que o efeito da agregação na estimativa da energia gerada não é relevante, mesmo no caso das séries com resolução de 1 hora.

Vale destacar que os percentuais de variação e os fatores de capacidade indicados nas tabelas 5.4 e 5.5 são iguais na comparação entre as séries de mesma resolução e os valores não dependem da capacidade da usina FV, pois a série anual do recurso solar, para as 3 resoluções temporais, é um dado de entrada constante na modelagem, as usinas são de característica modular, bem como por ter sido adotado o mesmo Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI=1,022), que correspondente à razão entre a potencia CA e a potência CC.

Antes de apresentar os resultados dos índices de confiabilidade e adentrar na análise do efeito da agregação temporal sobre os índices de confiabilidade, será ilustrado um caso hipotético de ilhamento com o objetivo de destacar as particularidades da geração intermitente das usinas FV e seu impacto na operação da microrrede formada em parte do alimentador nº3. Por simplicidade, será considerado apenas uma carga constante de 6 MW conectada no ponto de carga LP10, um usina FV de 10 MWp e o trecho nº16 falhado, conforme figura 5.3.

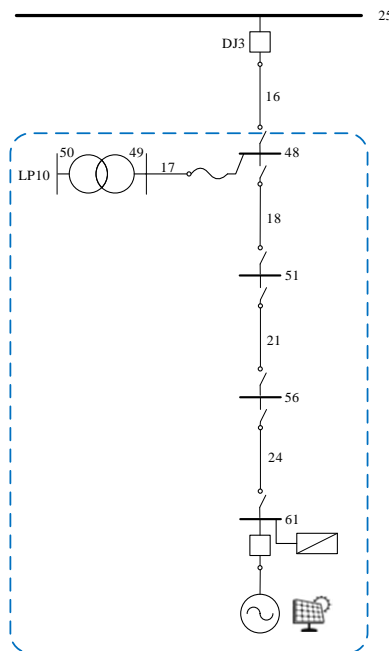


Figura 5.3 – Caso hipotético com falha no trecho nº16

A figura 5.4 indica a geração intermitente da usina FV no período de 2 horas e em bases temporais de 10 minutos e 1 hora. Pode-se verificar que quando se aumenta a resolução temporal, tem-se a redução da variabilidade da geração FV, isto é, a magnitude das flutuações (picos e vales) e a frequência são reduzidas. Séries com escala de 1 hora produzem efeito de suavização de forma que as flutuações de potência dentro do intervalo não são representadas.

Neste exemplo simplificado, verifica-se que a série de potência em escala horária da usina FV atende a carga no período de duas horas, o que resulta em valores nulos tanto em duração de interrupções quanto em frequência. Já com a série com escala de 10 minutos, observa-se 4 eventos com corte de carga no ponto de carga LP10, todos com duração de 10 minutos e com parte da demanda não suprida. Na avaliação dos índices de confiabilidade de frequência e duração essa análise é realizada sequencialmente ao longo de um ano. No caso ilustrado, o impacto da agregação temporal é no sentido de subestimar os índices de taxa média de falha e tempo médio de reparo anual para o ponto de carga LP10.

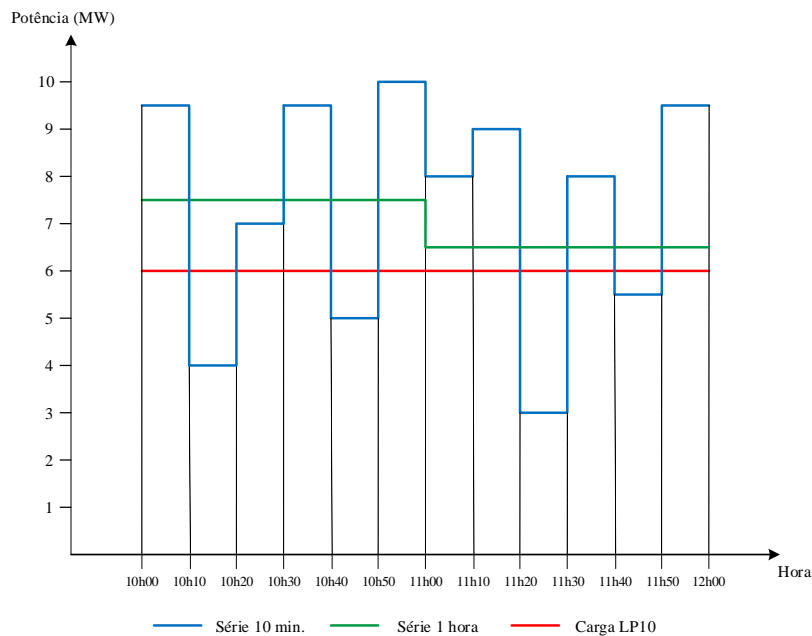


Figura 5.4 – Análise da agregação temporal das séries

5.1.1.1 Resultados gerais dos índices de confiabilidade

Os resultados por índice de confiabilidade foram consolidados de forma gráfica, permitindo melhor visualização e comparação entre os diversos casos simulados, com conexão ou não da geração FV e conforme o modelo para módulos, Osterwald ou PESRC. As figuras 5.5 e 5.6 mostram os resultados para o índice de duração de interrupção individual (U). As figuras 5.7 e 5.7 mostram os resultados para o índice de frequência de interrupção individual (λ). Por fim, as figuras 5.8 e 5.9 apresentam os resultados para a potência não suprida esperada (EPNS).

As séries de potência das usinas FV adotadas nas simulações consideraram a resolução de 1 hora, com o objetivo de comparar os resultados com a simulação do sistema sem a presença das usinas FV. Essa premissa visou compatibilizá-las com a série temporal da curva de carga, que é geralmente padronizada e disponibilizada pelas concessionárias de distribuição com discretização de 1 hora.

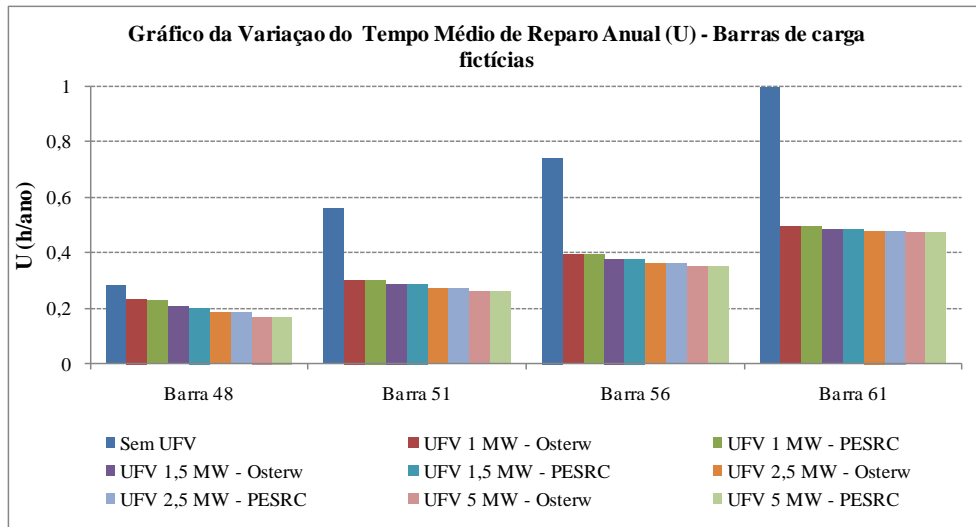


Figura 5.5 – Gráfico da variação do tempo médio de reparo anual (U) – Barras de carga fictícias

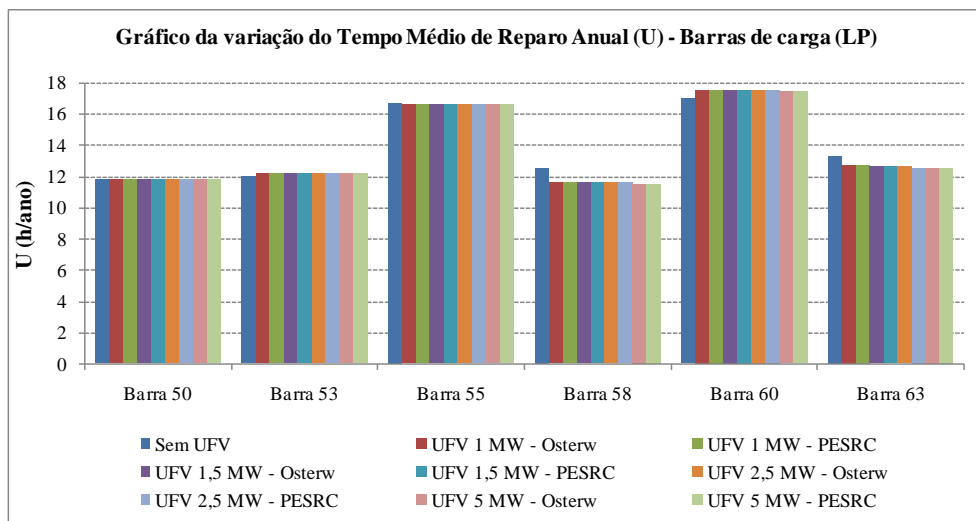


Figura 5.6 – Gráfico da variação do tempo médio de reparo anual (U) – Barras de carga (LP)

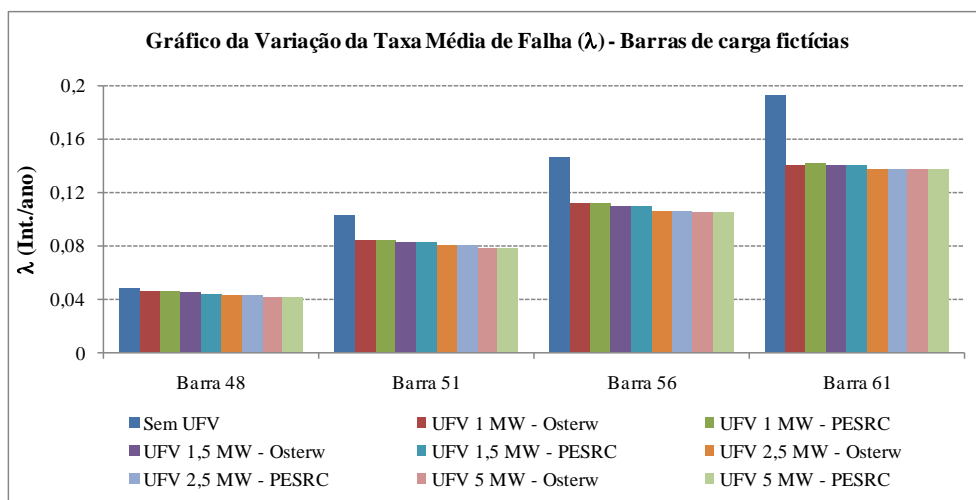


Figura 5.7 – Gráfico da variação da taxa média de falha (λ) – Barras de carga fictícias

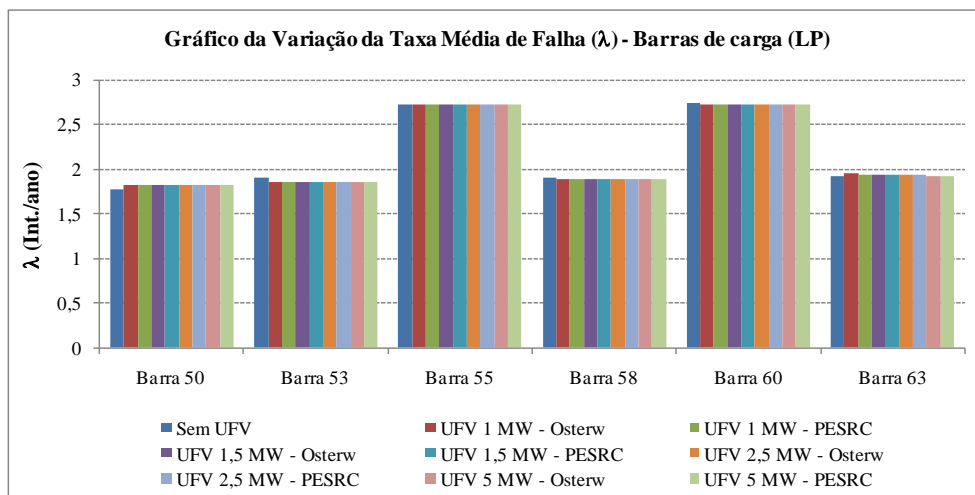


Figura 5.8 – Gráfico da variação da taxa média de falha (λ) – Barras de carga (LP)

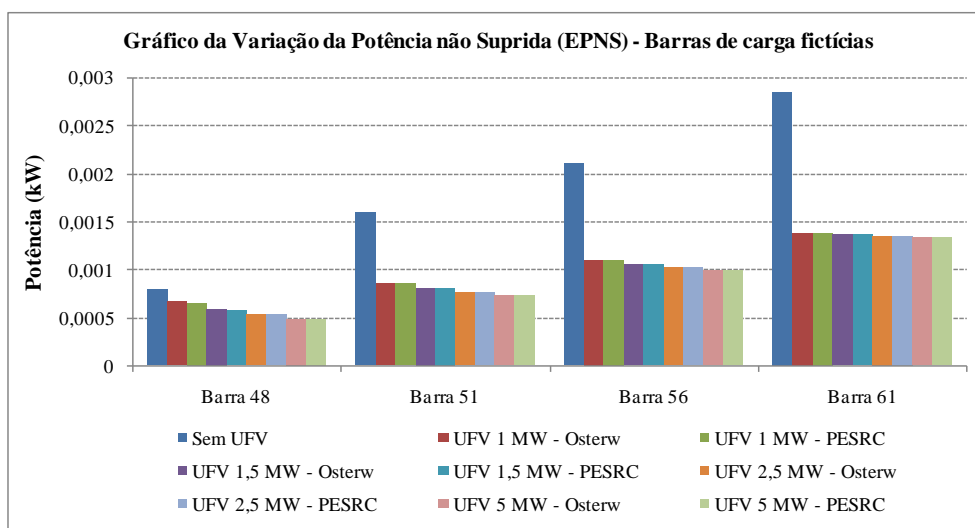


Figura 5.9 – Gráfico da variação da potência não suprida (EPNS) – Barras de carga fictícias

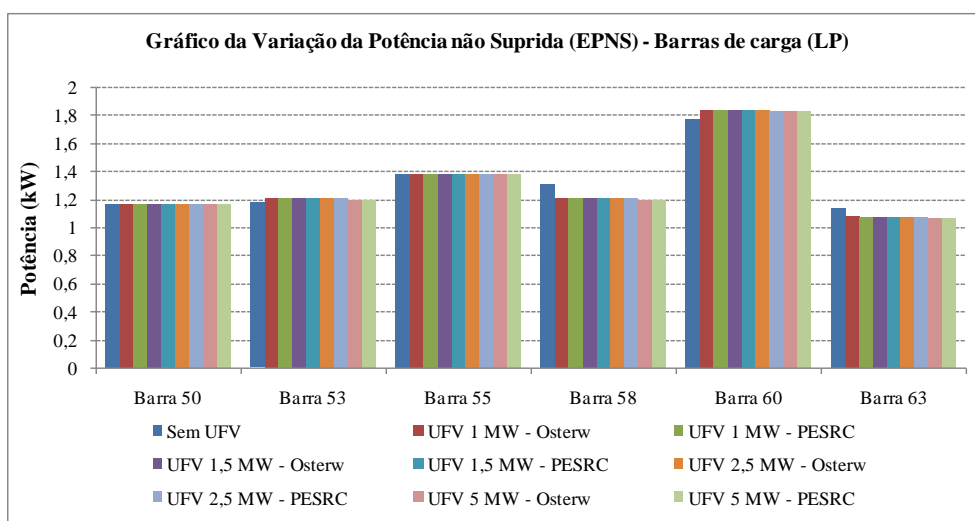


Figura 5.10 – Gráfico da variação da potência não suprida (EPNS) – Barras de carga (LP)

Na sequência são apresentados os resultados para cada um dos níveis de penetração da geração solar no alimentador nº3 do sistema RBTS-Barra2, com enfoque nas variações percentuais dos índices de frequência e duração das interrupções e no efeito da agregação temporal das séries de potência gerada.

O índice EPNS por ser diretamente proporcional à duração da indisponibilidade obteve um comportamento muito próximo do índice U, como mostrado nas figuras 5.5, 5.6, 5.9 e 5.10. Desta forma, as avaliações acerca do efeito da agregação concentraram-se nos índices de duração e frequência.

5.1.1.2 UFV 1 MWp

A seguir são apresentados os resultados considerando uma usina de 1 MWp e 1 MVA (potência nominal dos inversores). Primeiramente, a tabela 5.6 apresenta o comparativo do tempo médio de reparo anual e da taxa média de falha anual entre o caso base (sem geração FV) e o sistema operando com geração FV (modelo Osterwald), com destaque para as barras que obtiveram maior variação percentual dos índices.

Tabela 5.6 – Efeito da conexão da geração solar na barra 61 – UFV 1 MWp

Barra de Carga	Tempo Médio de Reparo Anual - U (h/ano)			Taxa Média de Falha - λ (ocorrências/ano)		
	Caso base	UFV 1 MWp (Barra 61)	Variação (%)	Caso base	UFV 1 MWp (Barra 61)	Variação (%)
Barra 48	0,2803	0,2342	-16,46	0,0482	0,0461	-4,44
Barra 51	0,5591	0,3022	-45,94	0,1027	0,0835	-18,64
Barra 56	0,7435	0,3939	-47,03	0,1458	0,1110	-23,86
Barra 61	1,0018	0,4944	-50,64	0,1931	0,1400	-27,52
Barra 63 (LP15)	13,3290	12,7916	-4,03	1,9257	1,9542	1,48
Barra 58 (LP13)	12,5316	11,6057	-7,39	1,9147	1,8968	-0,94
Barra 60 (LP14)	16,9948	17,5968	3,54	2,7481	2,7347	-0,49

Na sequência é apresentado o efeito da agregação temporal das séries de potência gerada da usina FV nos índices de confiabilidade. A tabela 5.7 mostra os resultados com maior variação percentual do tempo médio de reparo anual (U), tomado como referência aqueles calculados adotando-se a série de maior resolução, além dos índices estimados para três diferentes resoluções temporais (4 minutos, 10 minutos e 1 hora), incluindo os resultados conforme os modelos selecionados para os módulos fotovoltaicos. Os resultados acerca da taxa média de falha são mostrados na tabela 5.8.

Tabela 5.7 – Efeito da agregação temporal no tempo médio de reparo anual – UFV 1 MWp

Barra de Carga	Tempo Médio de Reparo Anual - U (h/ano)									
	Série de potência Interv. 4min		Série de potência Interv. 10min		Série de potência Interv. 1hora		Variação percentual 10m/4m (%)		Variação percentual 1h/4m (%)	
	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC
Barra 48	0,2338	0,2248	0,2342	0,2255	0,2342	0,2270	0,15	0,29	0,15	0,98
Barra 51	0,3081	0,3078	0,3075	0,3073	0,3022	0,3012	-0,18	-0,19	-1,90	-2,17
Barra 56	0,3991	0,3989	0,3983	0,3980	0,3939	0,3934	-0,20	-0,22	-1,31	-1,37
Barra 61	0,5049	0,5046	0,5040	0,5039	0,4944	0,4941	-0,18	-0,13	-2,07	-2,08
Barra 63 (LP15)	12,7884	12,7541	12,7891	12,7560	12,7916	12,7569	0,01	0,01	0,03	0,02

Tabela 5.8 – Efeito da agregação temporal na taxa média de falha – UFV 1 MWp

Barra de Carga	Taxa Média de Falha - λ (ocorrências/ano)									
	Série de potência Interv. 4min		Série de potência Interv. 10min		Série de potência Interv. 1hora		Variação percentual 10m/4m (%)		Variação percentual 1h/4m (%)	
	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC
Barra 48	0,0461	0,0461	0,0461	0,0461	0,0461	0,0461	0	0	0	0
Barra 51	0,0853	0,0853	0,0850	0,0846	0,0835	0,0835	-0,42	-0,84	-2,10	-2,10
Barra 56	0,1117	0,1114	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	-0,64	-0,32	-0,64	-0,32
Barra 61	0,1425	0,1428	0,1417	0,1421	0,1400	0,1410	-0,51	-0,50	-1,76	-1,26
Barra 63 (LP15)	1,9614	1,9654	1,9571	1,9564	1,9542	1,9521	-0,22	-0,45	-0,37	-0,68

5.1.1.3 UFV 1,5 MWp

Neste item é considerado o aumento da penetração da geração fotovoltaica para 30%, que corresponde à conexão de uma UFV de 1,5 MWp na barra 61 do alimentador nº3. Como no caso anterior, o efeito da geração distribuída ainda permanece limitado às cargas conectadas no alimentador principal e aos três pontos de carga mais próximos da usina FV. A tabela 5.9 apresenta o comparativo do tempo médio de reparo anual e da taxa média de falha entre o caso base (sem geração FV) e o sistema operando com geração FV, com destaque para as barras que obtiveram maior variação percentual dos índices.

Tabela 5.9 – Efeito da conexão da geração solar na barra 61 – UFV 1,5 MWp

Barra de Carga	Tempo Médio de Reparo Anual - U (h/ano)			Taxa Média de Falha - λ (ocorrências/ano)		
	Caso base	UFV 1,5 MWp (Barra 61)	Variação (%)	Caso base	UFV 1,5 MWp (Barra 61)	Variação (%)
Barra 48	0,2803	0,2065	-26,35	0,0482	0,0446	-7,39
Barra 51	0,5591	0,2886	-48,39	0,1027	0,0825	-19,68
Barra 56	0,7435	0,3771	-49,27	0,1458	0,1089	-25,33
Barra 61	1,0018	0,4858	-51,50	0,1931	0,1400	-27,52
Barra 63 (LP15)	13,3290	12,6858	-4,83	1,9257	1,9493	1,22
Barra 58 (LP13)	12,5316	11,6058	-7,39	1,9147	1,8968	-0,94
Barra 60 (LP14)	16,9948	17,5970	3,54	2,7481	2,7347	-0,49

Igualmente à análise feita no item anterior, as tabelas 5.10 e 5.11 mostram o efeito da agregação temporal das séries de potência gerada da usina FV nos índices de confiabilidade.

Tabela 5.10 – Efeito da agregação temporal no tempo médio de reparo anual – UFV 1,5 MWp

Barra de Carga	Tempo Médio de Reparo Anual - U (h/ano)									
	Série de potência Interv. 4min		Série de potência Interv. 10min		Série de potência Interv. 1hora		Variação percentual 10m/4m (%)		Variação percentual 1h/4m (%)	
	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC
Barra 48	0,2056	0,2021	0,2064	0,2021	0,2065	0,2030	0,35	-0,01	0,39	0,46
Barra 51	0,2919	0,2917	0,2916	0,2912	0,2886	0,2882	-0,13	-0,18	-1,16	-1,21
Barra 56	0,3837	0,3833	0,3828	0,3828	0,3771	0,3768	-0,24	-0,13	-1,71	-1,69
Barra 61	0,4956	0,4954	0,4951	0,4948	0,4858	0,4860	-0,10	-0,12	-1,96	-1,89
Barra 63 (LP15)	12,6817	12,6692	12,6824	12,6700	12,6858	12,6717	0,01	0,01	0,03	0,02

Tabela 5.11 – Efeito da agregação temporal na taxa média de falha – UFV 1,5 MWp

Barra de Carga	Taxa Média de Falha - λ (ocorrências/ano)									
	Série de potência Interv. 4min		Série de potência Interv. 10min		Série de potência Interv. 1hora		Variação percentual 10m/4m (%)		Variação percentual 1h/4m (%)	
	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC
Barra 48	0,0446	0,0446	0,0446	0,0443	0,0446	0,0439	0	-0,81	0	-1,61
Barra 51	0,0835	0,0832	0,0825	0,0825	0,0825	0,0825	-1,28	-0,85	-1,28	-0,85
Barra 56	0,1093	0,1089	0,1089	0,1089	0,1089	0,1089	-0,33	0	-0,34	0
Barra 61	0,1403	0,1403	0,1407	0,1407	0,1400	0,1400	0,25	0,25	-0,26	-0,26
Barra 63 (LP15)	1,9711	1,9686	1,9546	1,9518	1,9493	1,9457	-0,83	-0,85	-1,11	-1,16

5.1.1.4 UFV 2,5 MWp

É considerado agora o aumento da penetração da geração fotovoltaica para 50%, que corresponde à conexão de uma UFV de 2,5 MWp na barra 61 do alimentador nº3. Assim como nas avaliações anteriores, o efeito da geração FV ainda permanece limitado às cargas conectadas no alimentador principal e aos três pontos de carga mais próximos da usina FV. A tabela 5.12 apresenta o comparativo do tempo médio de reparo anual e da taxa média de falha anual entre o caso base (sem geração FV) e o sistema operando com geração FV, com destaque para as barras que obtiveram maior variação percentual dos índices.

Tabela 5.12 – Efeito da conexão da geração solar na barra 61 – UFV 2,5 MWp

Barra de Carga	Tempo Médio de Reparo Anual - U (h/ano)			Taxa Média de Falha - λ (ocorrências/ano)		
	Caso base	UFV 2,5 MWp (Barra 61)	Variação (%)	Caso base	UFV 2,5 MWp (Barra 61)	Variação (%)
Barra 48	0,2803	0,1874	-33,16	0,0482	0,0432	-10,40
Barra 51	0,5591	0,2716	-51,42	0,1027	0,0803	-21,80
Barra 56	0,7435	0,3621	-51,30	0,1458	0,1060	-27,32
Barra 61	1,0018	0,4778	-52,30	0,1931	0,1370	-29,02
Barra 63 (LP15)	13,3290	12,6101	-5,39	1,9257	1,9400	0,74
Barra 58 (LP13)	12,5316	11,6021	-7,42	1,9147	1,8968	-0,94
Barra 60 (LP14)	16,9948	17,5909	3,51	2,7481	2,7340	-0,51

Igualmente à análise feita nos itens anteriores, as tabelas 5.13 e 5.14 mostram o efeito da agregação temporal das séries de potência gerada da usina FV nos índices de confiabilidade.

Tabela 5.13 – Efeito da agregação temporal no tempo médio de reparo anual – UFV 2,5 MWp

Barra de Carga	Tempo Médio de Reparo Anual - U (h/ano)									
	Série de potência Interv. 4min		Série de potência Interv. 10min		Série de potência Interv. 1hora		Variação percentual 10m/4m (%)		Variação percentual 1h/4m (%)	
	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC
Barra 48	0,1878	0,1862	0,1867	0,1855	0,1874	0,1857	-0,59	-0,36	-0,23	-0,25
Barra 51	0,2769	0,2769	0,2764	0,2763	0,2716	0,2720	-0,16	-0,22	-1,90	-1,79
Barra 56	0,3701	0,3700	0,3698	0,3696	0,3621	0,3621	-0,08	-0,12	-2,17	-2,15
Barra 61	0,4872	0,4873	0,4872	0,4871	0,4778	0,4778	0	-0,04	-1,93	-1,94
Barra 63 (LP15)	12,6119	12,6065	12,6101	12,6051	12,6101	12,6029	-0,01	-0,01	-0,01	-0,03

Tabela 5.14 – Efeito da agregação temporal na taxa média de falha – UFV 2,5 MWp

Barra de Carga	Taxa Média de Falha - λ (ocorrências/ano)									
	Série de potência Interv. 4min		Série de potência Interv. 10min		Série de potência Interv. 1hora		Variação percentual 10m/4m (%)		Variação percentual 1h/4m (%)	
	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC
Barra 48	0,0435	0,0435	0,0435	0,0435	0,0432	0,0432	0	0	-0,83	-0,83
Barra 51	0,0803	0,0796	0,0799	0,0799	0,0803	0,0803	-0,45	0,44	0	0,89
Barra 56	0,1064	0,1064	0,1060	0,1060	0,1060	0,1060	-0,34	-0,34	-0,34	-0,33
Barra 61	0,1378	0,1381	0,1381	0,1381	0,1370	0,1370	0,25	-0,01	-0,52	-0,78
Barra 63 (LP15)	1,9632	1,9647	1,9497	1,9486	1,9400	1,9393	-0,69	-0,82	-1,19	-1,29

5.1.1.5 UFV 5 MWp

Neste item as simulações consideram a conexão de uma UFV de 5 MWp na barra 61 do alimentador nº3, o que corresponde à penetração de aproximadamente 100%. Como apresentado na tabela 5.15 o efeito da geração FV ainda permanece limitado às cargas conectadas no alimentador principal e aos três pontos de carga mais próximos da usina FV, com destaque para as barras que obtiveram maior variação percentual dos índices.

Tabela 5.15 – Efeito da conexão da geração solar na barra 61 – UFV 5 MWp

Barra de Carga	Tempo Médio de Reparo Anual - U (h/ano)			Taxa Média de Falha - λ (ocorrências/ano)		
	Caso base	UFV 5 MWp (Barra 61)	Variação (%)	Caso base	UFV 5 MWp (Barra 61)	Variação (%)
Barra 48	0,2803	0,1692	-39,64	0,0482	0,0417	-13,38
Barra 51	0,5591	0,2598	-53,54	0,1027	0,0785	-23,57
Barra 56	0,7435	0,3503	-52,88	0,1458	0,1045	-28,32
Barra 61	1,0018	0,4716	-52,92	0,1931	0,1374	-28,86
Barra 63 (LP15)	13,3290	12,5346	-5,96	1,9257	1,9357	0,52
Barra 58 (LP13)	12,5316	11,5146	-8,11	1,9147	1,8943	-1,06
Barra 60 (LP14)	16,9948	17,5046	3,00	2,7481	2,7320	-0,59

As tabelas 5.16 e 5.17 mostram o efeito da agregação temporal das séries de potência gerada da usina FV nos índices de confiabilidade.

Tabela 5.16 – Efeito da agregação temporal no tempo médio de reparo anual – UFV 5 MWp

Barra de Carga	Tempo Médio de Reparo Anual - U (h/ano)									
	Série de potência Interv. 4min		Série de potência Interv. 10min		Série de potência Interv. 1hora		Variação percentual 10m/4m (%)		Variação percentual 1h/4m (%)	
	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC
Barra 48	0,1710	0,1706	0,1707	0,1701	0,1692	0,1681	-0,19	-0,24	-1,06	-1,41
Barra 51	0,2646	0,2645	0,2643	0,2642	0,2598	0,2590	-0,11	-0,14	-1,85	-2,08
Barra 56	0,3586	0,3585	0,3577	0,3578	0,3503	0,3500	-0,24	-0,19	-2,30	-2,38
Barra 61	0,4813	0,4812	0,4807	0,4808	0,4716	0,4716	-0,13	-0,08	-2,02	-2,00
Barra 63 (LP15)	12,5431	12,5414	12,5419	12,5400	12,5346	12,5343	-0,01	-0,01	-0,07	-0,06

Tabela 5.17 – Efeito da agregação temporal na taxa média de falha – UFV 5 MWp

Barra de Carga	Taxa Média de Falha - λ (ocorrências/ano)									
	Série de potência Interv. 4min		Série de potência Interv. 10min		Série de potência Interv. 1hora		Variação percentual 10m/4m (%)		Variação percentual 1h/4m (%)	
	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC
Barra 48	0,0428	0,0428	0,0428	0,0428	0,0417	0,0417	0	0	-2,50	-2,50
Barra 51	0,0778	0,0778	0,0774	0,0774	0,0785	0,0785	-0,45	-0,45	0,91	0,91
Barra 56	0,1052	0,1052	0,1056	0,1056	0,1045	0,1045	0,34	0,34	-0,67	-0,67
Barra 61	0,1384	0,1384	0,1381	0,1381	0,1374	0,1374	-0,25	-0,26	-0,77	-0,77
Barra 63 (LP15)	1,9547	1,9547	1,9443	1,9433	1,9357	1,9360	-0,53	-0,59	-0,97	-0,95

5.1.2 Análise e conclusões parciais

Com relação aos resultados das simulações do caso base e dos casos com diferentes níveis de penetração da geração solar fotovoltaica, mostrados nas tabelas 5.6, 5.9, 5.12 e 5.15 e figuras 5.5 a 5.10 pode-se destacar que:

- Tempo médio de reparo anual (U)

O efeito da inserção de uma fonte intermitente no final do alimentador principal (barra 61) é semelhante a um recurso, porém, sem a garantia de um suprimento firme, pois a potência gerada é limitada pela disponibilidade da fonte solar. Em função do baixo valor das cargas fictícias (25 kW), ocorre a redução de U, sendo essa redução mais significativa quanto mais próxima da geração FV.

As cargas conectadas nas barras 58 e 63 também sofrem a melhora do índice U, porém em valores bem menores devido à soma dos valores das cargas (0,9167 e 0,75 MW, respectivamente), que chegam até ser maiores que a capacidade da usina solar, além de ocorrer a variação natural do recurso solar ao longo do ano. Com o aumento da penetração

da geração solar ocorre a melhora sucessiva do índice U.

Os resultados indicam que a contribuição da geração FV para a confiabilidade do suprimento às barras de carga laterais e próximas da subestação de suprimento não é relevante, pois as taxas de falhas dos trechos do alimentador são bastante baixas e a própria intermitência da geração FV também contribui. Considerando a simulação sequencial com discretização horária, a perda do circuito 25-48, por exemplo, correspondeu a 94 amostras com corte parcial de carga e apenas 1 amostra com suprimento total das barras 53 e 55 a partir da usina FV, de um total de 486 amostras com registro de perda do circuito.

- Taxa média de falha (λ)

As taxas médias de falha das barras fictícias possuem um comportamento semelhante. Nas barras mais próximas da geração FV, os resultados mostram que a frequência das interrupções pode aumentar devido à disponibilidade de geração da usina FV, associada à característica de intermitência da fonte solar e ao modo de operação ilhada.

Especificamente, estados contínuos com corte no caso base (sem geração FV), passam a ser intercalados por estados de sucesso, resultando no aumento do número de interrupções. Esse comportamento foi observado na barra mais próxima da usina FV e foi constante nas simulações realizadas.

De forma geral, à medida que se aumenta a capacidade instalada da UFV, reduz-se o índice λ . As maiores reduções permaneceram nas barras do alimentador principal. Nos pontos de carga dos ramais laterais, a redução não foi significativa.

Com relação aos resultados das simulações considerando as diferentes resoluções temporais das séries de potência gerada das usinas FV, mostrados nas tabelas 5.7, 5.8, 5.10, 5.11, 5.13, 5.14, 5.16 e 5.17 pode-se destacar que:

- Como era de se esperar, a duração das interrupções (U) reduz na medida em que o intervalo das séries de potência é aumentado, pois a agregação temporal produz o efeito de superestimar a potência e energia gerada pelas usinas FV.
- As cargas que experimentam o maior benefício da geração FV conectada na barra 61 são aquelas presentes nas barras do alimentador principal e foram aquelas com maior variação percentual para U, sendo mais significativo quanto mais próximo da barra de conexão da UFV. Entre as demais barras, a barra 63 (mais próxima da UFV) obteve os maiores percentuais, embora não significativos, enquanto as demais obtiveram percentuais de variação próximos de zero.
- A agregação temporal apontou variações mais significativas para a série com intervalo de 1 hora, pois verificou-se que o tempo médio de reparo pode ser subestimado em

percentuais que chegam a -2,3%, em relação ao valor obtido com séries com discretização de 4 minutos.

- Da mesma forma que o índice U, a variação da frequência das interrupções foram mais significativas nas barras do alimentador principal e, entre os pontos de carga existentes nos alimentadores laterais, na barra mais próxima da usina FV (barra 63),
- Pode-se verificar que, de forma geral, a agregação temporal resulta em subestimar a frequência das interrupções e a variação percentual é mais expressiva quanto menor a resolução da série adotada. Os resultados indicam que ao se adotar séries com resolução de 1 hora, a redução de λ pode ultrapassar 2%.
- Comparando os resultados entre os modelos adotados para a geração da série de potência da UFV, a variação da frequência das interrupções tende a alcançar o mesmo valor quanto maior o nível de penetração. Dadas as diferenças apontadas entre os modelos PESRC e Osterwald nas seções 4.4 e 4.5, poder-se-ia esperar que o efeito da temperatura mantivesse o impacto nesse índice.
- Para níveis de penetração acima de 50%, pode-se constatar que o comportamento dos índices foi indiferente com relação ao tipo de modelagem dos módulos.

A agregação temporal resultou em reduções de U e λ da ordem de 2,3 e 2%, respectivamente, quando adotada a série com resolução de 1 hora. Essas reduções podem ser consideradas não significativas se levarmos em conta a grande redução do tempo de simulação que ocorre em relação às simulações com discretização de 4 minutos.

5.1.3 Usina FV conectada na barra 56 e desconsiderado efeito da suavização espacial

Neste item as análises contemplaram a conexão da usina fotovoltaica na barra 56, portanto numa barra intermediária do alimentador principal. As simulações foram realizadas para três níveis de penetração da geração FV no alimentador nº3, a saber: 30% (1,5 MWp), 50% (2,5 MWp) e 100% (5 MWp).

5.1.3.1 Resultados gerais dos índices de confiabilidade

Os resultados por índice de confiabilidade foram consolidados de forma gráfica, permitindo melhor visualização e comparação entre os diversos casos simulados, com conexão ou não da geração FV e conforme o modelo para módulos, Osterwald ou PESRC. As figuras 5.11 e 5.12 mostram os resultados para o índice de duração de interrupção individual (U). As figuras 5.13 e 5.14 mostram os resultados para o índice de frequência de interrupção individual (λ). Por fim, as

figuras 5.15 e 5.16 apresentam os resultados para a potência não suprida esperada (EPNS).

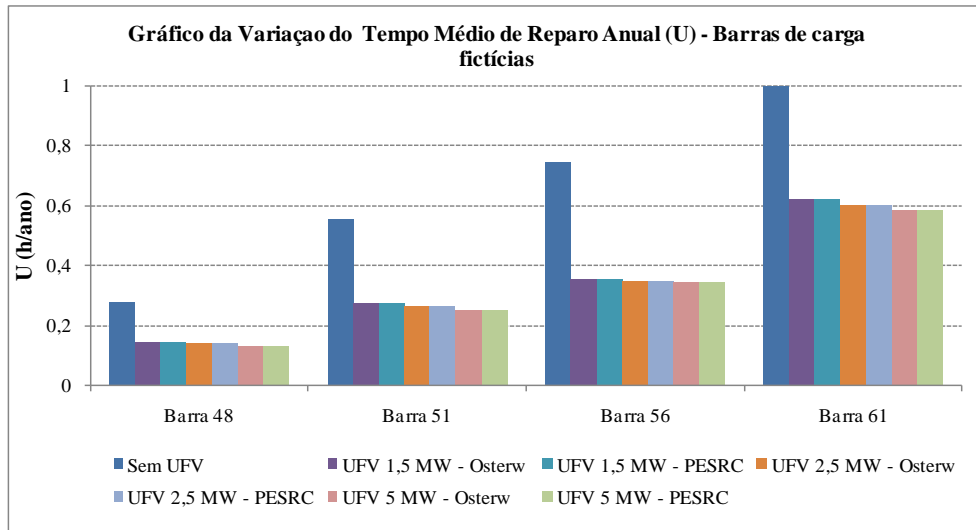


Figura 5.11 – Gráfico da variação do tempo médio de reparo anual (U) – Barras de carga fictícias

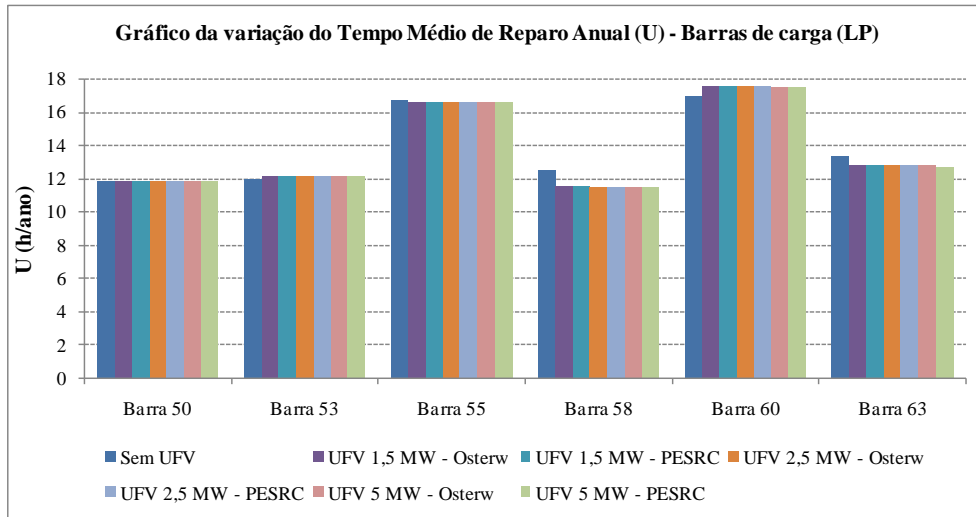


Figura 5.12 – Gráfico da variação do tempo médio de reparo anual (U) – Barras de carga (LP)

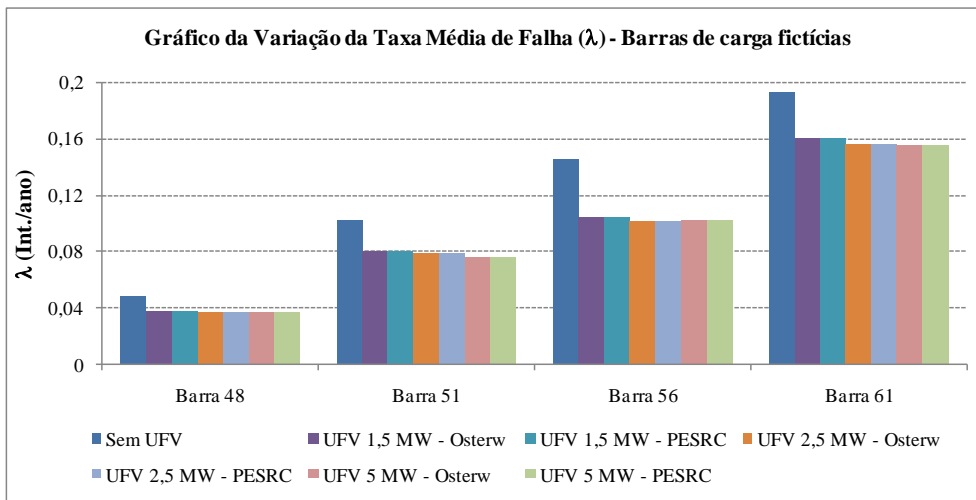


Figura 5.13 – Gráfico da variação da taxa média de falha (λ) – Barras de carga fictícias

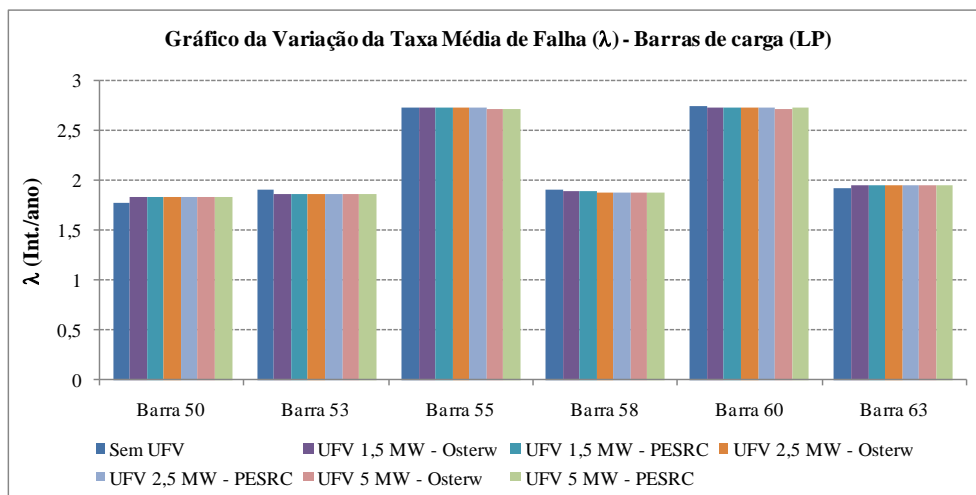


Figura 5.14 – Gráfico da variação da taxa média de falha (λ) – Barras de carga (LP)

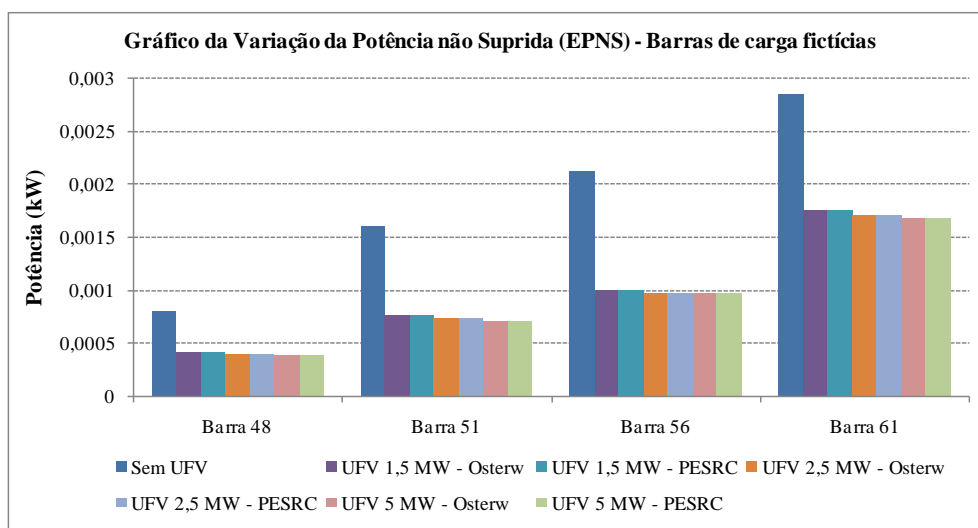


Figura 5.15 – Gráfico da variação da potência não suprida (EPNS) – Barras de carga fictícias

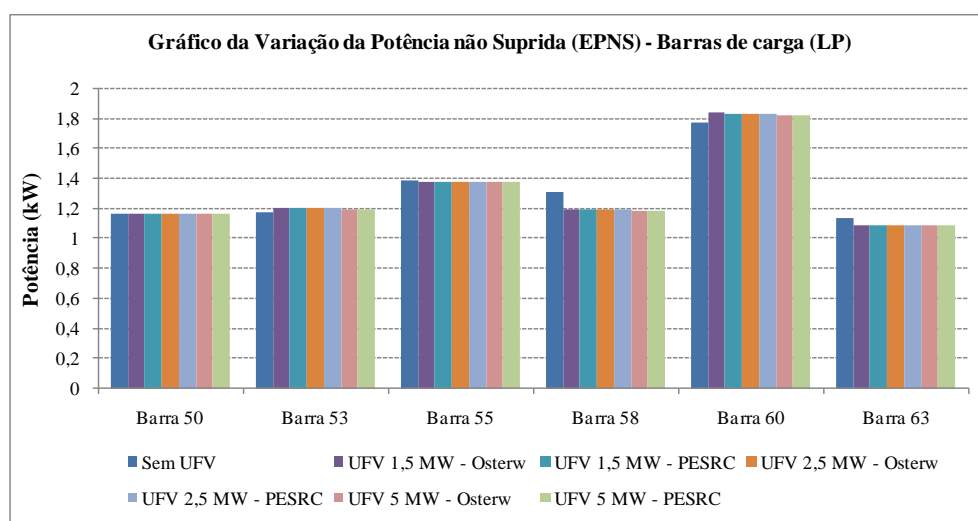


Figura 5.16 – Gráfico da variação da potência não suprida (EPNS) – Barras de carga (LP)

Na sequência são apresentados os resultados para cada um dos níveis de penetração da geração solar no alimentador nº3 do sistema RBTS-Barra2, com enfoque nas variações percentuais dos índices de frequência e duração das interrupções e no efeito da agregação temporal das séries de potência gerada.

As avaliações acerca do efeito da agregação concentraram-se nos índices de duração e frequência.

5.1.3.2 UFV 1,5 MWp

Assim como descrito no item 5.1.2, o efeito da geração distribuída é mais expressivo nas cargas conectadas no alimentador principal. Entre as cargas dos ramais laterais, também ocorreram variações dos índices de duração e frequência de interrupções de dois pontos de carga a montante da usina, porém bem menos significativos do que nas barras do alimentador principal. A tabela 5.18 apresenta o comparativo do tempo médio de reparo anual e da taxa média de falha entre o caso base (sem geração FV) e o sistema operando com geração FV (modelo Osterwald).

Tabela 5.18 – Efeito da conexão da geração solar na barra 56 – UFV 1,5 MWp

Barra de Carga	Tempo Médio de Reparo Anual - U (h/ano)			Taxa Média de Falha - λ (ocorrências/ano)		
	Caso base	UFV 1,5 MWp (Barra 56)	Variação (%)	Caso base	UFV 1,5 MWp (Barra 56)	Variação (%)
Barra 48	0,2803	0,1480	-47,21	0,0482	0,0375	-22,20
Barra 51	0,5591	0,2739	-51,01	0,1027	0,0803	-21,77
Barra 56	0,7435	0,3539	-52,40	0,1458	0,1043	-28,51
Barra 61	1,0018	0,6204	-38,07	0,1931	0,1599	-17,16
Barra 58 (LP13)	12,5315	11,5605	-7,75	1,9147	1,8933	-1,12
Barra 63 (LP15)	13,3290	12,7947	-4,01	1,9257	1,9536	1,45

As tabelas 5.19 e 5.20 mostram o efeito da agregação temporal das séries de potência gerada da usina FV nos índices de confiabilidade, com destaque aos mais relevantes.

Tabela 5.19 – Efeito da agregação temporal no tempo médio de reparo anual – UFV 1,5 MWp

Barra de Carga	Tempo Médio de Reparo Anual - U (h/ano)									
	Série de potência Interv. 4min		Série de potência Interv. 10min		Série de potência Interv. 1hora		Variação percentual 10m/4m (%)		Variação percentual 1h/4m (%)	
	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC
Barra 48	0,1510	0,1507	0,1505	0,1505	0,1480	0,1480	-0,29	-0,19	-1,98	-1,84
Barra 51	0,2779	0,2776	0,2772	0,2773	0,2739	0,2735	-0,24	-0,12	-1,44	-1,48
Barra 56	0,3618	0,3617	0,3614	0,3611	0,3539	0,3540	-0,13	-0,16	-2,19	-2,11
Barra 61	0,6264	0,6260	0,6257	0,6253	0,6204	0,6200	-0,10	-0,11	-0,95	-0,95
Barra 58 (LP13)	11,5560	11,5372	11,5575	11,5378	11,5605	11,5425	0,01	0,01	0,04	0,05

Tabela 5.20 – Efeito da agregação temporal na taxa média de falha – UFV 1,5 MWp

Barra de Carga	Taxa Média de Falha - λ (ocorrências/ano)									
	Série de potência Interv. 4min		Série de potência Interv. 10min		Série de potência Interv. 1hora		Variação percentual 10m/4m (%)		Variação percentual 1h/4m (%)	
	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC
Barra 48	0,0393	0,0389	0,0389	0,0389	0,0375	0,0375	-0,92	0	-4,53	-3,68
Barra 51	0,0803	0,0800	0,0800	0,0800	0,0803	0,0803	-0,45	0	0	0,44
Barra 56	0,1039	0,1039	0,1043	0,1043	0,1043	0,1042	0,35	0,35	0,35	0,34
Barra 61	0,1614	0,1610	0,1603	0,1603	0,1599	0,1599	-0,66	-0,44	-0,89	-0,67
Barra 58 (LP13)	1,8936	1,8922	1,8929	1,8918	1,8933	1,8924	-0,04	-0,02	-0,02	0,01

5.1.3.3 UFV 2,5 MWp

Neste item é considerado o aumento da penetração da geração fotovoltaica para 50%, que corresponde à conexão de uma UFV de 2,5 MWp na barra 56 do alimentador nº3. Como no caso anterior, o efeito da geração FV ainda permanece limitado às cargas conectadas no alimentador principal e à dois pontos de carga a montante da usina FV. A tabela 5.21 apresenta o comparativo do tempo médio de reparo anual e da taxa média de falha entre o caso base (sem geração FV) e o sistema operando com geração FV.

Tabela 5.21 – Efeito da conexão da geração solar na barra 56 – UFV 2,5 MWp

Barra de Carga	Tempo Médio de Reparo Anual - U (h/ano)			Taxa Média de Falha - λ (ocorrências/ano)		
	Caso base	UFV 2,5 MWp (Barra 56)	Variação (%)	Caso base	UFV 2,5 MWp (Barra 56)	Variação (%)
Barra 48	0,2803	0,1402	-49,98	0,0482	0,0371	-22,97
Barra 51	0,5591	0,2622	-53,11	0,1027	0,0789	-23,17
Barra 56	0,7435	0,3476	-53,25	0,1458	0,1014	-30,49
Barra 61	1,0018	0,6002	-40,09	0,1931	0,1564	-19,02
Barra 58 (LP13)	12,5315	11,4852	-8,35	1,9147	1,8865	-1,47
Barra 63 (LP15)	13,3290	12,7934	-4,02	1,9257	1,9540	1,47

As tabelas 5.22 e 5.23 mostram o efeito da agregação temporal das séries de potência gerada da usina FV nos índices de confiabilidade, com destaque aos mais relevantes.

Tabela 5.22 – Efeito da agregação temporal no tempo médio de reparo anual – UFV 2,5 MWp

Barra de Carga	Tempo Médio de Reparo Anual - U (h/ano)									
	Série de potência Interv. 4min		Série de potência Interv. 10min		Série de potência Interv. 1hora		Variação percentual 10m/4m (%)		Variação percentual 1h/4m (%)	
	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC
Barra 48	0,1419	0,1418	0,1417	0,1417	0,1402	0,1402	-0,11	-0,04	-1,16	-1,08
Barra 51	0,2675	0,2675	0,2673	0,2670	0,2622	0,2622	-0,08	-0,16	-2,00	-1,98
Barra 56	0,3550	0,3551	0,3551	0,3550	0,3476	0,3476	0,02	-0,03	-2,10	-2,10
Barra 61	0,6083	0,6083	0,6078	0,6077	0,6002	0,6006	-0,09	-0,10	-1,33	-1,26
Barra 58 (LP13)	11,4904	11,4849	11,4893	11,4837	11,4852	11,4819	-0,01	-0,01	-0,05	-0,03

Tabela 5.23 – Efeito da agregação temporal na taxa média de falha – UFV 2,5 MWp

Barra de Carga	Taxa Média de Falha - λ (ocorrências/ano)									
	Série de potência Interv. 4min		Série de potência Interv. 10min		Série de potência Interv. 1hora		Variação percentual 10m/4m (%)		Variação percentual 1h/4m (%)	
	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC
Barra 48	0,0375	0,0375	0,0371	0,0371	0,0371	0,0371	-0,96	-0,96	-0,99	-0,96
Barra 51	0,0778	0,0778	0,0782	0,0782	0,0789	0,0789	0,45	0,46	1,36	1,37
Barra 56	0,1025	0,1028	0,1025	0,1025	0,1014	0,1014	0	-0,35	-1,06	-1,39
Barra 61	0,1578	0,1571	0,1567	0,1567	0,1564	0,1564	-0,68	-0,23	-0,92	-0,46
Barra 58 (LP13)	1,8886	1,8886	1,8886	1,8882	1,8865	1,8868	0	-0,02	-0,11	-0,10

5.1.3.4 UFV 5 MWp

Neste item as simulações consideram a conexão de uma UFV de 5 MWp na barra 56 do alimentador nº3, o que corresponde à penetração de aproximadamente 100%. Como no caso anterior, o efeito da geração FV permanece limitado às cargas conectadas no alimentador principal e à dois pontos de carga a montante da usina FV. A tabela 5.24 apresenta o comparativo do tempo médio de reparo anual e da taxa média de falha entre o caso base (sem geração FV) e o sistema operando com geração FV.

Tabela 5.24 – Efeito da conexão da geração solar na barra 56 – UFV 5 MWp

Barra de Carga	Tempo Médio de Reparo Anual - U (h/ano)			Taxa Média de Falha - λ (ocorrências/ano)		
	Caso base	UFV 5 MWp (Barra 56)	Variação (%)	Caso base	UFV 5 MWp (Barra 56)	Variação (%)
Barra 48	0,2803	0,1328	-52,63	0,0482	0,0368	-23,70
Barra 51	0,5591	0,2511	-55,09	0,1027	0,0760	-25,95
Barra 56	0,7435	0,3424	-53,94	0,1458	0,1017	-30,24
Barra 61	1,0018	0,5869	-41,42	0,1931	0,1553	-19,58
Barra 58 (LP13)	12,5315	11,4287	-8,80	1,9147	1,8851	-1,55
Barra 63 (LP15)	13,3290	12,7622	-4,25	1,9257	1,9562	1,58

As tabelas 5.25 e 5.26 mostram o efeito da agregação temporal das séries de potência gerada da usina FV nos índices de confiabilidade, com destaque aos mais relevantes.

Tabela 5.25 – Efeito da agregação temporal no tempo médio de reparo anual – UFV 5 MWp

Barra de Carga	Tempo Médio de Reparo Anual - U (h/ano)									
	Série de potência Interv. 4min		Série de potência Interv. 10min		Série de potência Interv. 1hora		Variação percentual 10m/4m (%)		Variação percentual 1h/4m (%)	
	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC
Barra 48	0,1352	0,1352	0,1349	0,1348	0,1328	0,1328	-0,27	-0,29	-1,81	-1,78
Barra 51	0,2585	0,2584	0,2578	0,2579	0,2511	0,2511	-0,27	-0,21	-2,86	-2,84
Barra 56	0,3501	0,3500	0,3496	0,3497	0,3424	0,3425	-0,15	-0,09	-2,20	-2,16
Barra 61	0,5928	0,5926	0,5923	0,5921	0,5869	0,5859	-0,08	-0,09	-1,00	-1,15
Barra 58 (LP13)	11,4345	11,4327	11,4335	11,4317	11,4287	11,4286	-0,01	-0,01	-0,05	-0,04

Tabela 5.26 – Efeito da agregação temporal na taxa média de falha – UFV 5 MWp

Barra de Carga	Taxa Média de Falha - λ (ocorrências/ano)									
	Série de potência Interv. 4min		Série de potência Interv. 10min		Série de potência Interv. 1hora		Variação percentual 10m/4m (%)		Variação percentual 1h/4m (%)	
	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC
Barra 48	0,0361	0,0361	0,0361	0,0361	0,0368	0,0368	0	0	1,97	1,97
Barra 51	0,0764	0,0764	0,0768	0,0768	0,0760	0,0760	0,47	0,47	-0,48	-0,47
Barra 56	0,1028	0,1028	0,1028	0,1028	0,1017	0,1018	0	0	-1,06	-1,04
Barra 61	0,1549	0,1549	0,1546	0,1546	0,1553	0,1553	-0,23	-0,23	0,22	0,23
Barra 58 (LP13)	1,8872	1,8872	1,8872	1,8872	1,8851	1,8857	0	0	-0,11	-0,08

5.1.4 Análise e conclusões parciais

Com relação aos resultados das simulações do caso base e dos casos com diferentes níveis de penetração da geração solar fotovoltaica, mostrados nas tabelas 5.18, 5.21 e 5.24 e figuras 5.11 a 5.16, pode-se destacar que:

- Conforme esperado e assim como nos resultados obtidos para a geração FV conectada na barra nº 61 (seção 5.1.1), os resultados indicam um maior benefício da geração FV na barra de carga do próprio ponto de conexão (barra nº 56). Igualmente à análise anterior, o índice U reduz em direção às cargas fictícias (25 kW) do ramal principal a montante e, no caso em análise, também à jusante desse ponto. Esse mesmo comportamento foi constatado para o índice λ .
- Entre as cargas dos ramais laterais, o benefício se concentra na região a jusante da barra de conexão, pois a maior probabilidade de ilhamento com a geração FV ocorre com a perda de qualquer um dos trechos do alimentador a montante.

Ao adotarmos a agregação temporal, as variações percentuais dos índices de confiabilidade não sofreram alterações relevantes após a conexão da geração FV na barra nº 56.

5.1.5 Usina FV conectada na barra 61 – Análise do efeito da suavização espacial

No item 5.1.1, as simulações realizadas consideraram quatro diferentes configurações da geração solar FV no alimentador nº3, 1 MWp, 1,5 MWp, 2,5 MWp e 5 MWp. A penetração foi limitada a 5 MW devido à carga máxima especificada para o sistema RBTS-Barra2.

Como discutido no capítulo 3, a capacidade do sistema FV e sua respectiva área são determinantes para mensurar o nível de suavização que é observado na potência de saída. Outrossim, a escala temporal da série de irradiância é de fundamental interesse, pois a montagem das séries geralmente consideram a integralização das medições dentro do intervalo especificado.

Nas análises do sistema RBTS-Barra2 foi considerada como entrada séries de potência de três diferentes resoluções produzidas com base nos modelos de geração fotovoltaica, e como entrada desses modelos, as séries de irradiância e temperatura do ar ambiente. Na tabela 5.27 são apresentados os parâmetros do modelo de suavização espacial para os sistemas FV adotados nas análises do sistema RBTS-Barra2. O tempo de corte é de fundamental interesse para comparação com as resoluções adotadas no estudo (4min., 10 min. e 1 hora).

Tabela 5.27 – Dados das usinas FV e parâmetros do filtro passa-baixa

Capacidade Instalada da Usina [MWp]	Área¹⁵ (S) [ha]	Frequência de corte do filtro (f_c) [Hz]	Tempo de corte [min,seg]
1,0	4,5	0,00965	1m44s
1,5	6,7	0,00788	2m07s
2,5	11,2	0,00610	2m44s
5,0	22,4	0,00432	3m52s

A suavização espacial é mais acentuada quanto maior for a área geográfica ou a capacidade de instalada da usina FV. Conforme mostrado na tabela 5.27, o tempo de corte é maior quanto maior a área geográfica da planta, sendo este o tempo limite para que ocorra de forma significativa a suavização das flutuações. Desta forma, considerando a série de irradiância de maior resolução adotada (dados reais com intervalo de medição de 4 minutos fornecidos pelo CEPEL), verifica-se que o intervalo de registro da série de irradiância é pouco maior que o tempo de corte para a usina fotovoltaico de 5 MWp. Com base nos tempo de corte calculados, o efeito de suavização não é relevante para as usinas menores que 2,5 MWp. O tempo de corte para a usina de 5 MWp menor que 4 minutos é também um indicativo de que o efeito de suavização espacial não seja significativo para alterar a variabilidade da irradiância. Com objetivo de avaliar o impacto da suavização na série de potência gerada e posteriormente nos índices de confiabilidade, foi selecionada a usina de 5 MWp, isto é, aquela mais propensa ao efeito da suavização.

No que se refere à energia gerada, a tabela 5.28 apresenta as estimativas para o período de um ano de operação, para ambos os casos de desprezar ou não o efeito da suavização. Os resultados sinalizam que o efeito da suavização é irrelevante. As diferenças apuradas entre os modelos PESRC e Osterwald seguem as análises já realizadas, ou seja, a característica do modelo PESRC de superestimar a potência gerada.

Tabela 5.28 – Efeito da suavização espacial na produção de energia

Modelo para Módulo	Desprezado efeito de suavização		Considerado efeito de suavização	
	Fator de Capacidade (%)	Energia estimada (MWh/ano)	Fator de Capacidade (%)	Energia estimada (MWh/ano)
PESRC	18,26	7.998,95	18,27	8.000,60
Osterwald	16,69	7.311,63	16,70	7.314,05

¹⁵ Considerando a densidade média de 0,2237 MWp/ha, UFV de Castejón de 2,64 MWp, conforme trabalho desenvolvido por MARCOS *et al.* (2011).

As tabelas 5.29 e 5.30 apresentam os resultados para o tempo médio de reparo e para a taxa média de falha. Os resultados contemplam as barras que sofreram maior influência da usina fotovoltaica conectada na barra 61. Conforme esperado, os índices U e λ não sofreram variações significativas ao se adotar o modelo de suavização espacial da planta, confirmando que para usinas FV com capacidade de até 5 MW, a suavização das séries de potência gerada pode ser desprezada ao utilizarmos séries com discretização igual ou acima de 4 minutos.

Tabela 5.29 – Efeito da suavização espacial no tempo médio de reparo anual – UFV 5 MWp

Barra de Carga	Tempo Médio de Reparo Anual - U (h/ano)					
	Série de potência Interv. 4min Sem suavização		Série de potência Interv. 4min Com suavização		Variação percentual (%)	
	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC
Barra 48	0,1710	0,1706	0,1710	0,1705	-0,02	-0,02
Barra 51	0,2646	0,2645	0,2646	0,2646	-0,03	0,04
Barra 56	0,3586	0,3585	0,3584	0,3585	-0,04	-0,01
Barra 61	0,4813	0,4812	0,4814	0,4814	0,02	0,03
Barra 58 (LP13)	11,5135	11,5057	11,5134	11,5059	0	0
Barra 60 (LP14)	17,5023	17,4937	17,5021	17,4939	0	0
Barra 63 (LP15)	12,5431	12,5414	12,5427	12,5407	0	0

Tabela 5.30 – Efeito da suavização espacial na taxa média de falha – UFV 5 MWp

Barra de Carga	Taxa Média de Falha - λ (ocorrências/ano)					
	Série de potência Interv. 4min Sem suavização		Série de potência Interv. 4min Com suavização		Variação percentual (%)	
	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC
Barra 48	0,0428	0,0428	0,0428	0,0428	0	0
Barra 51	0,0778	0,0778	0,0774	0,0778	-0,45	0
Barra 56	0,1052	0,1052	0,1052	0,1052	0	0
Barra 61	0,1384	0,1384	0,1381	0,1384	-0,25	0
Barra 58 (LP13)	1,9090	1,9105	1,9069	1,9069	-0,11	-0,19
Barra 60 (LP14)	2,7481	2,7485	2,7442	2,7463	-0,14	-0,08
Barra 63 (LP15)	1,9547	1,9547	1,9515	1,9515	-0,16	-0,16

5.2 Sistema Real – Ilha de Fernando de Noronha

Fernando de Noronha é a maior ilha de todo o conjunto insular pertencente ao Arquipélago de Fernando de Noronha. O sistema elétrico local se caracteriza como um sistema isolado, com suprimento híbrido diesel-solar fotovoltaico. A geração de energia elétrica é realizada pela usina termelétrica Tubarão de propriedade da Companhia Energética do Pernambuco (CELPE) e é composta por 05 grupos geradores diesel, que totalizam uma capacidade instalada nominal de 7.787 kVA/6.228 kW. O suprimento é complementado por duas usinas solar fotovoltaica (UFV Noronha I e Noronha II), com potências instaladas de 402,8 kWp (390 kWca) e 550,8 kWp (540 kWca), respectivamente. A figura 5.17 apresenta o mapa geográfico da ilha com detalhe contendo a localização das plantas de geração de energia.



Figura 5.17 – Mapa geográfico da ilha de Fernando de Noronha

O segundo sistema de distribuição contemplado no presente trabalho é o sistema real de Fernando de Noronha, o qual é composto por três alimentadores em média tensão (MT), 13,8 kV, 117 ramos, 118 barras e 44 pontos de carga. A figura 5.18 ilustra a localização e distribuição da rede primária em parte da extensão territorial da ilha. O ramal principal dos alimentadores FEN-01 e FEN-03 seguem, em grande parte, a extensão da rodovia BR-363.

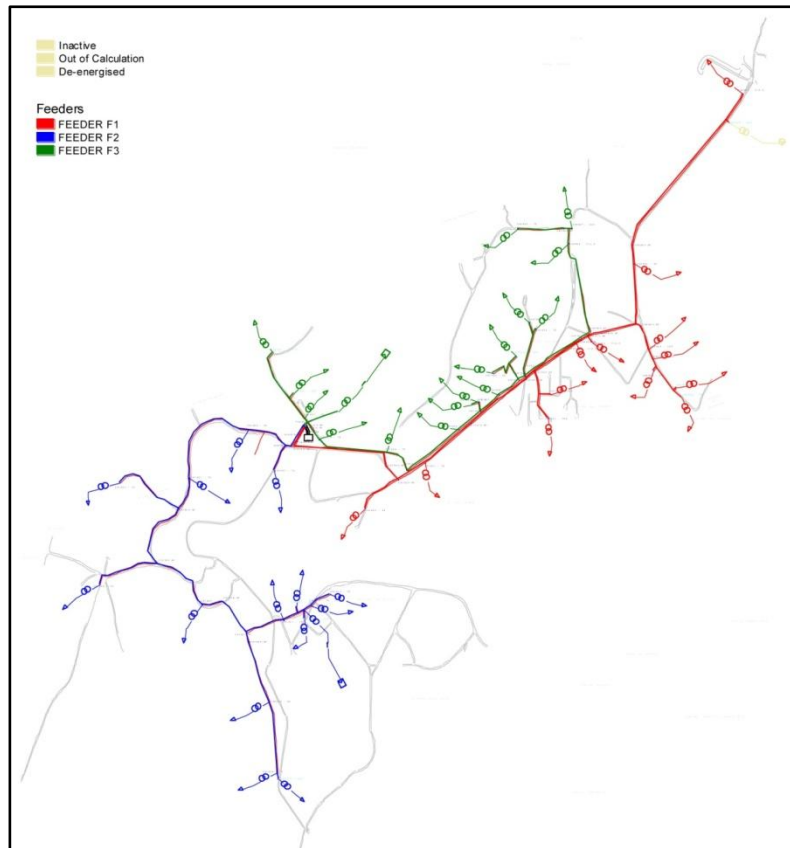


Figura 5.18 – Mapa eletrogeográfico da rede de MT da ilha de Fernando de Noronha
Fonte: (ALMEIDA, 2017)

5.2.1 Premissas e dados adotados nas simulações

A seguir estão detalhados os dados e configurações dos sistemas de geração (diesel e solar fotovoltaico), as principais informações da rede de média tensão e de confiabilidade dos componentes e dados da carga considerados.

5.2.1.1 Usinas de geração

O suprimento de energia elétrica da ilha de Fernando de Noronha é realizado pela usina termelétrica Tubarão e pelas usinas fotovoltaicas Noronha I e Noronha II, ambas em regime de geração distribuída. De acordo com ELETROBRAS/GTON (2016), a UTE Tubarão é composta por 5 grupos geradores diesel, totalizando 7,8 MVA/6,2 MW de capacidade instalada. A configuração da usina e os dados individuais por unidade geradora são apresentados em detalhes na tabela 5.31.

As unidades geradoras possuem limitação para despacho em regime contínuo de operação, estabelecido em 1.000 kW. Por conveniência operativa, a coordenação da usina definiu essa potência máxima disponível com o objetivo evitar o desgaste dos motores, bem como garantir reserva girante para o sistema. A UG-05 é a unidade reserva da planta (reserva fria), sendo

acionada em caso de contingência das demais unidades, como a avaria grave no motor ou alternador. Para o presente estudo de confiabilidade, as simulações consideram a disponibilidade de 4 UG de 1.000 kW. Neste caso, a UG-05 foi considerada como redução para manutenções programadas ao longo do ano, de forma que sejam considerados o cronograma de manutenções preventivas periódicas e manutenção de grande porte (revisão geral) dos motores.

Tabela 5.31 – Unidades geradoras da UTE Tubarão

Unidade geradora	Fabricante		Modelo		Gerador		Potência	
					Potência (kVA)	Rotação (rpm)	Unidade Geradora (kW)	
	Motor	Gerador	Motor	Gerador	Nominal	Nominal	Nominal	Disponível
UG-01	Cummins	Cummins	KTA50-G9	C1500D6	1608	1800	1286	1000
UG-02	Cummins	Cummins	KTA50-G9	C1500D6	1608	1800	1286	1000
UG-03	Cummins	Cummins	KTA50-G9	C1500D6	1608	1800	1286	1000
UG-04	Cummins	Cummins	KTA50-G9	DFLE	1562,5	1800	1250	1000
UG-05	Cummins	Cummins	KTA50-G3	C1250D6	1400	1800	1120	1000
Total	-	-	-	-	7.787	-	6.228	5.000

O diagrama unifilar simplificado da UTE Tubarão é mostrado na figura 5.19. As unidades geradoras são conectadas ao barramento de 13,8 kV (barra de sincronismo) por meio de transformadores elevadores individuais de 380V/13,8 kV. A partir do barramento de saída da subestação saem três alimentadores primários.

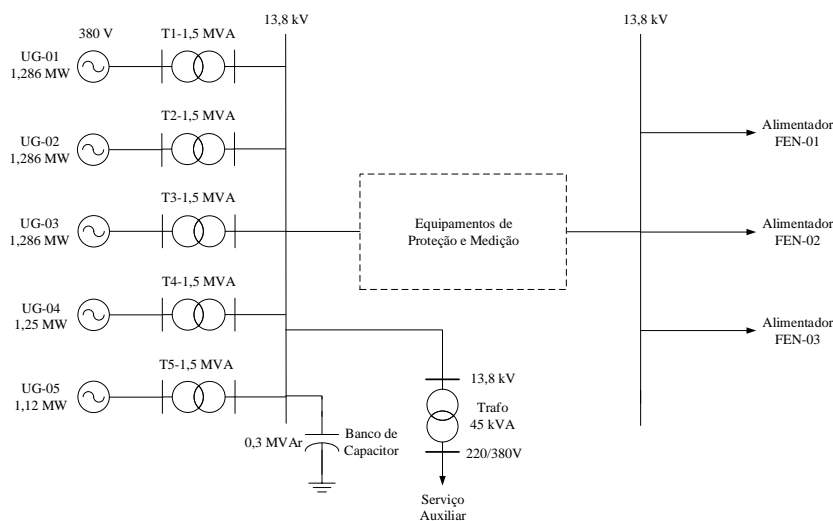


Figura 5.19 – Diagrama unifilar simplificado da UTE Tubarão

O suprimento é complementado por duas usinas solar fotovoltaica (UFV Noronha I e Noronha II), com potências instaladas de 402,8 kWp (390 kWca) e 550,8 kWp (540 kWca), respectivamente, as quais são enquadradas com geração distribuída conforme Resolução REN n°687/2015 da ANEEL.

A usina solar fotovoltaica Noronha I se encontra conectada no alimentador FEN-02 e possui 1.644 módulos de fabricação Yingli, modelo YL245P-29b policristalino, de 245 Wp cada, totalizando 402,78 kWp. A conversão para corrente alternada é realizada por 13 inversores

Power-One TRIO-27.6-TL-OUTD-S2X-400, de 30 kW cada (ALMEIDA, 2017).

A segunda usina solar fotovoltaica, Noronha II, se encontra geograficamente mais próxima da UTE Tubarão, ligada ao alimentador FEN-03. A usina é composta por 1.836 módulos de fabricação Yingli, modelo YL300P-35b policristalino, de 300 Wp cada, totalizando 550,8 kWp. A conversão para corrente alternada é realizada por 18 inversores Power-One TRIO-27.6-TL-OUTD-S2X-400, de 30 kW cada (ALMEIDA, 2017). O Apêndice C descreve com mais detalhes a especificação técnica dos módulos e inversores, a qual contém parte dos dados requeridos para a estimativa da potência de saída das usinas, conforme metodologia descrita no Capítulo 3.

5.2.1.2 Rede de distribuição

A rede de distribuição primária de Fernando de Noronha é mostrada em detalhes no diagrama unifilar da figura 5.20. O barramento principal da subestação da UTE Tubarão é em 13,8 kV, de onde partem 3 alimentadores radiais. A UFV Noronha I se encontra conectada próximo do final do alimentador FEN-02, enquanto a UFV Noronha II está conectada no início do alimentador FEN-03. Para suporte de reativos, a subestação da UTE Tubarão possui um banco de capacitor trifásico de 300 kVAr.

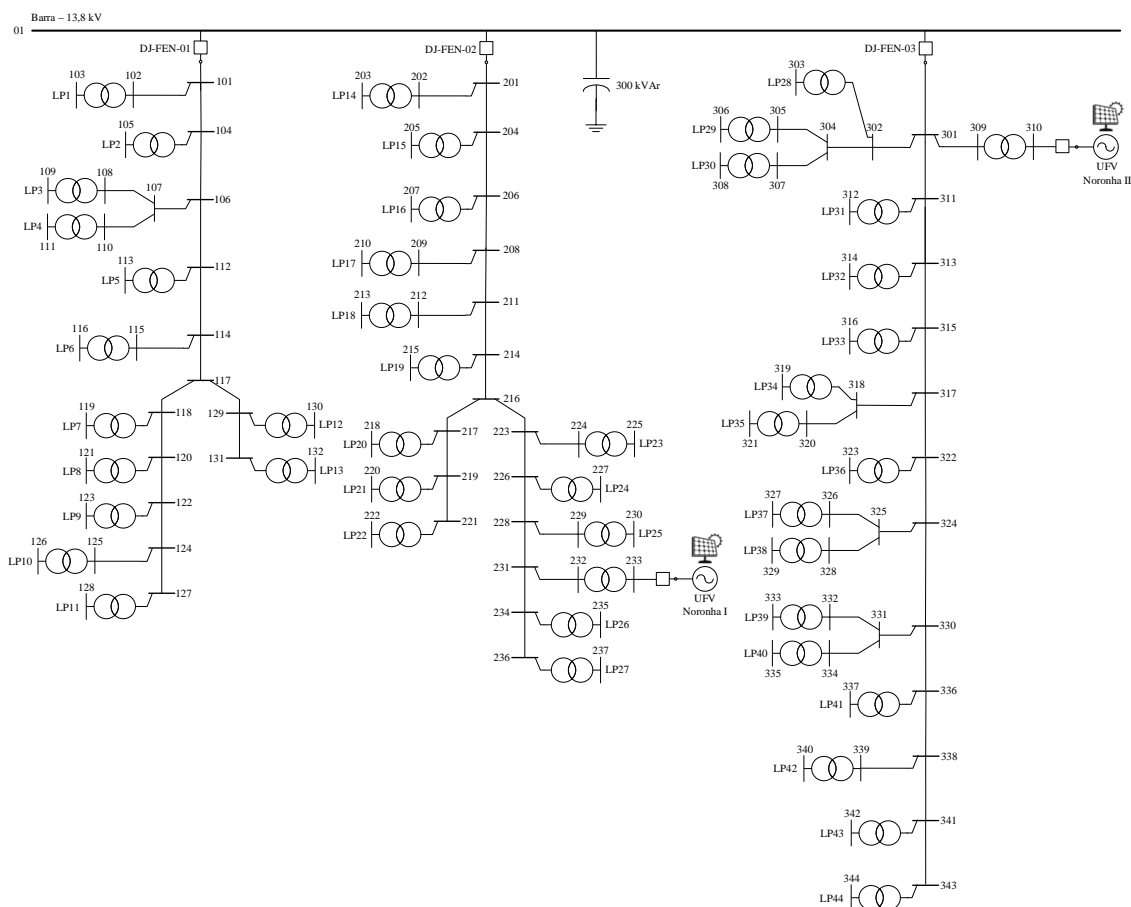


Figura 5.20 – Diagrama unifilar da rede de média tensão de Fernando de Noronha

É importante destacar que as barras que representam o final dos alimentadores FEN-01, FEN-02 e FEN-03 são as barras 131, 221 e 343, respectivamente.

Adotou-se o modelo de rede de distribuição clássico, de linha curta e equivalente de sequência positiva. A estrutura de rede considerada foi o arranjo padronizado Normal N1, com distância entre cabos de 600, 1200 e 1800 mm. Os alimentadores primários (13,8 kV) são formados por cabos de cobre nu e alumínio XLPE. Os parâmetros dos cabos considerados são aqueles descritos na tabela 5.32. Os dados de rede foram obtidos do trabalho realizado por ALMEIDA (2017), informações complementares da CELPE e de ajustes/conferência por meio do aplicativo GoogleEarth Pro®. Os parâmetros e dados da rede não puderam ser disponibilizados por serem confidenciais da empresa detentora dos ativos (CELPE) e do autor.

Tabela 5.32 – Resistência e reatância indutiva dos cabos da rede de MT

Cabo (mm²)	Material	Resistência 55 °C – R1 (ohms/km)	Reatância X1 (ohms/km)
16	Cobre nu	1,371	0,476
25	Cobre nu	0,931	0,461
35	Alumínio XLPE	1,020	0,451

A rede de distribuição possui 44 pontos de carga trifásica supridas por transformadores abaixadores de 13,8 kV/380-220V, com potências nominais de 15 kVA, 30 kVA, 45 kVA, 75 kVA, 112,5 kVA, 225 kVA e 300 kVA.

5.2.1.3 Cargas e transformadores

De acordo com ELETROBRAS/GTON/CTO (2016), a demanda máxima de Fernando de Noronha ocorre nos meses de pico da atividade turística, nos meses de dezembro, janeiro e fevereiro, alcançando o valor de 3 MW. A curva de carga da localidade para esse período é apresentada na figura 5.21, considerando dois perfis típicos, um para dias úteis e outro para fim de semana. Nessa figura, os dados em base horária estão normalizados em relação à demanda máxima apurada.

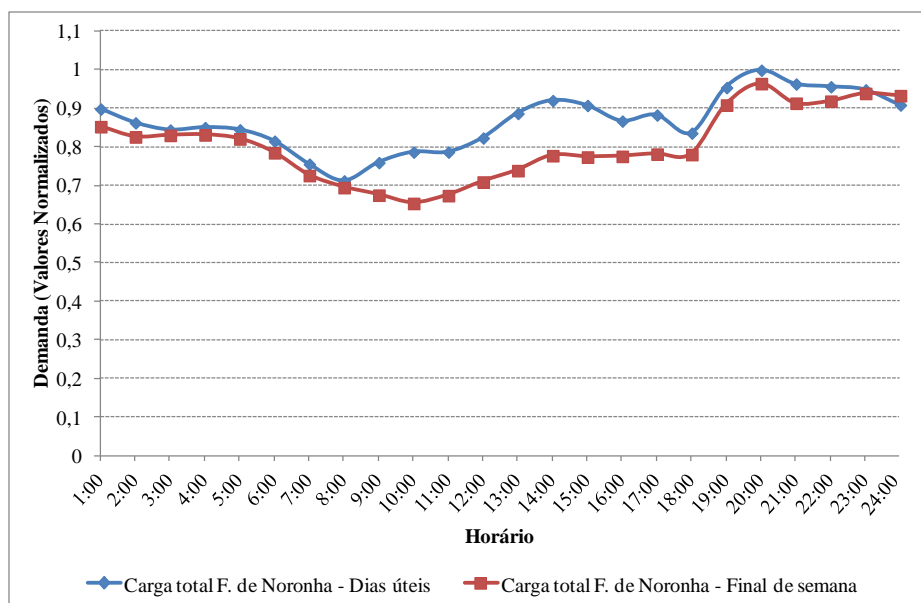


Figura 5.21 – Curvas de carga típica de Fernando de Noronha

A carga total de Fernando de Noronha está distribuída em 44 pontos de carga a partir de transformadores de distribuição de 13,8 kV/380V. A capacidade nominal total de transformação é de 4.005 kVA. As cargas nominais dos alimentadores FEN-01, FEN-02 e FEN-03 são 1.222,5, 1.065 e 1.717,5 kVA, respectivamente.

Para a realização dos estudos propostos, foi considerada a demanda máxima de 3.000 kW ou 3.261 kVA considerando um fator de potência de 0,92. A carga específica de cada ponto de carga foi distribuída de forma ponderada, considerando a potência nominal do transformador e a demanda máxima de 3.261 kVA. As informações mais relevantes acerca dos pontos de carga estão detalhas no Apêndice C, incluindo a identificação, potência nominal dos transformadores e as cargas ativa e reativa individualizadas.

Vale ressaltar que o modelo de carga é aquele adotado no estudo convencional de fluxo de potência, cujas cargas são do tipo PQ, potência ativa e reativa constante e fator de potência igual a 0,92.

Com relação ao modelo dos transformadores trifásicos de distribuição, foi adotado o modelo clássico do transformador de dois enrolamentos com impedância longitudinal (série) e de sequência positiva. As impedâncias equivalentes consideradas estão apresentadas na tabela 5.33 e se encontram na base do próprio equipamento.

Tabela 5.33 – Impedância equivalente dos transformadores de distribuição

Transformador 3ϕ	Resistência - R1 (%)	Reatância - X1 (%)
500	2,53	4,31
440	0,61	3,45
300	0,9	3,38
225	1,2	3,29
150	1,27	3,26
112,5	1,38	3,22
75	1,52	3,15
45	1,73	3,04
30	1,9	2,94
15	0	3,5

Fonte: (ALMEIDA, 2017, com alterações)

Os transformadores com potência nominal de 500 kVA e 440 kVA são, na verdade, os transformadores de acoplamento das usinas Noronha II e Noronha I, respectivamente.

Outra informação requerida no algoritmo de solução do problema de análise da confiabilidade (Apêndice A) e na etapa de análise da adequação do sistema é o valor associado ao custo de interrupção (corte de carga). Neste trabalho foram adotados os valores de ROCHA (2014), considerando as cargas com atendimento prioritário indicadas na tabela 5.34.

Tabela 5.34 – Cargas consideradas de atendimento prioritário

Barra	Ponto de Carga (LP)	Alimentador	Carga prioritária
113	LP5	FEN-01	Hospital São Lucas
128	LP11		Aeronáutica (Cindacta)
225	LP23	FEN-02	Aeroporto
230	LP25		Aeronáutica
235	LP26		Aeronáutica
306	LP29	FEN-03	Companhia de Água (COMPESA)
337	LP41		Palácio do Governo
342	LP43		Setor Administrativo

5.2.1.4 Informações de confiabilidade

Os dados de confiabilidade adotados estão mostrados na tabela 5.35. Para a rede de distribuição e transformadores abaixadores, as informações referem-se a valores típicos de redes reais, conforme adotado em GUIMARÃES (2006). O tempo médio de reparo ou tempo de substituição desses equipamentos é 2,4 horas. A taxa de falha das linhas aéreas reportada na tabela 5.35 é dada em ocorrências/ano.km. Com relação ao barramento e disjuntores 13,8 kV, as informações são do sistema teste RBTS-Barra2.

Tabela 5.35 – Dados de confiabilidade para os componentes da rede

Componente	Taxa de falha - λ (ocorr/ano) / (ocorr/ano.km)	Tempo de reparo /substituição - r (horas)
Linha de Distribuição de 13,8 kV	2	2,4
Transformador 13,8k/380- 220 V	0,3	2,4
Barra 13,8 kV	0,001	2
Disjuntores 13,8 kV	0,006	4

Para os grupos geradores diesel pertencentes à UTE Tubarão e as usinas FV foram adotados os valores da taxa de falha e de taxa de reparo reportados nos trabalhos de ZOU *et al.* (2014) e BILLINTON e KARKI (2001), conforme tabela 5.36.

Tabela 5.36 – Dados de confiabilidade para usinas de geração

Tipo de Usina	Tempo médio até falhar - MTF (horas)	Tempo médio de reparo - MTTR (horas)	Taxa de falha (λ) Ocorrências/hora	Taxa de reparo (μ) Ocorrências/hora
Solar FV	4.380	90	$2,283105 \times 10^{-4}$	0,0111
GG diesel	950	50	$1,052632 \times 10^{-3}$	0,0200

As informações da tabela 5.36 correspondem à taxa de saída forçada (FOR) de 5% para cada grupo gerador (GG) diesel e 4% para a usina solar fotovoltaica.

Os demais componentes do sistema, tais como os transformadores trifásicos a seco de 380 V/13,8 kV, chaves seccionadoras e demais chaves (faca e fusível) foram considerados 100% confiáveis.

5.2.2 Resultados e conclusões parciais

Para o estudo proposto foram utilizadas medições de irradiância global horizontal (GHI) e temperatura ambiente das estações radiométricas pertencente à rede SONDA do INPE e localizada na cidade de Natal-RN. Essa cidade foi a selecionada por ser a mais próxima geograficamente e com dados de alta resolução disponíveis e por ter latitude similar à da ilha de Fernando de Noronha. Os dados disponibilizados pela rede SONDA/INPE compreendem o período de medição de um ano (dados de 2015), com discretização de um minuto.

As séries de irradiância e temperatura ambiente com resolução de um minuto serviram de referência para gerar as séries temporais com resoluções de quatro e dez minutos e uma hora, com base na média integralizada de cada período. A partir dessas informações foram geradas as séries temporais da potência ativa gerada de acordo com a capacidade instalada de cada uma das

usinas fotovoltaicas, definida como potência máxima do arranjo em W_p .

Nas tabelas 5.37 e 5.38 é apresentado o efeito de agregação temporal das variáveis ambientais na geração de energia ativa anual, para os modelos de módulo PESRC e Osterwald e considerando as informações nominais das usinas de Noronha I e Noronha II. A variação percentual toma como referência a série de maior resolução temporal. O fator de capacidade informado refere-se ao valor médio anual e foi calculado tomando como referência a potência do arranjo CC das usinas (EPE, 2018b).

Tabela 5.37 – Efeito da agregação temporal na produção de energia da UFV Noronha I

Modelo de Módulo	Resolução temporal (4 min.)		Resolução temporal (10 min.)			Resolução temporal (1 hora)		
	Fator de Capacidade (%)	Energia estimada (MWh/ano)	Fator de Capacidade (%)	Energia estimada (MWh/ano)	Variação percentual (%)	Fator de Capacidade (%)	Energia estimada (MWh/ano)	Variação percentual (%)
PESRC	23,83	840,88	23,91	843,74	0,34	24,03	847,81	0,83
Osterwald	21,55	760,45	21,58	761,47	0,14	21,64	763,36	0,38

Tabela 5.38 – Efeito da agregação temporal na produção de energia da UFV Noronha II

Modelo de Módulo	Resolução temporal (4 min.)		Resolução temporal (10 min.)			Resolução temporal (1 hora)		
	Fator de Capacidade (%)	Energia estimada (MWh/ano)	Fator de Capacidade (%)	Energia estimada (MWh/ano)	Variação percentual (%)	Fator de Capacidade (%)	Energia estimada (MWh/ano)	Variação percentual (%)
PESRC	23,90	1153,12	23,97	1156,74	0,32	24,08	1161,81	0,75
Osterwald	21,56	1040,05	21,58	1041,41	0,13	21,64	1043,96	0,38

Da mesma forma que na análise do sistema RBTS-Barra2, os resultados indicam que a agregação temporal superestima a energia gerada pelo sistema FV, porém em valores não significativos ($< 1\%$), mesmo no caso das séries com resolução de 1 hora.

5.2.2.1 Resultados gerais dos índices de confiabilidade

Conforme apresentado no item 5.2.1.1, a Ilha de Fernando de Noronha constitui em um sistema isolado, com suprimento principal a partir de uma usina termelétrica a óleo diesel e complemento da geração por meio de duas usinas fotovoltaicas.

Como premissa para as simulações de análise de confiabilidade do sistema foi considerado como prioritário o atendimento às cargas indicadas na tabela 5.34. No entanto, é importante destacar uma característica particular da operação dos sistemas eletricamente isolados adotada como premissa adicional nas simulações. Foi considerado que no caso de contingência dupla ou qualquer outra mais severa (falha intempestiva de dois ou mais grupos geradores) na usina

termelétrica Tubarão, o alimentador FEN-01, o qual não possui UFV conectada, deverá ser prioritariamente desligado ou, no melhor caso, parcialmente, porém sendo respeitada a prioridade de atendimento às duas cargas deste alimentador, como apontado na tabela 5.34. Essa premissa foi adotada por necessidade de se evitar o fluxo reverso da geração solar pelo barramento de 13,8 kV da subestação Tubarão e o suprimento do alimentador FEN-01, para eventos de falhas nos primeiros trechos do alimentador FEN-03 a jusante da barra 301.

As simulações do sistema elétrico de Fernando de Noronha indicaram resultados mais realísticos, pois o estudo não se limitou apenas a falhas na rede, sendo consideradas também as falhas das unidades geradoras e de equipamentos da subestação. Os benefícios da presença das usinas fotovoltaicas puderam ser mensurados comparando-se o sistema operando sem geração FV e o sistema real. Os índices a nível de sistema sinalizam uma melhora global da confiabilidade. O índice de probabilidade de perda de carga (LOLP) melhorou de 2,5% para 2,22%. A expectativa de potência não suprida (EPNS) foi reduzida de 11,4 kW para 8,7 kW. Entretanto, obteve-se o aumento da frequência da perda de carga (LOLF), passando de 45,6 para 49,8 ocorrências por ano. Os índices por ponto de carga, tempo médio de reparo anual, EPNS e taxa média de falha, são mostrados nas figuras 5.22, 5.23 e 5.24 respectivamente, sendo destacada a variação dos índices entre a condição do sistema atual com geração FV e a condição sem conexão das usinas.

Para as simulações do sistema de F. de Noronha, as séries de geração FV das UFV Noronha I e Noronha II consideraram o modelo Osterwald. A resolução adotada para essas séries foi de 1 hora com o objetivo de comparar os resultados com a simulação do sistema sem a presença das usinas FV, tendo em vista que a série temporal da curva de carga em ambos os casos possui discretização de 1 hora.

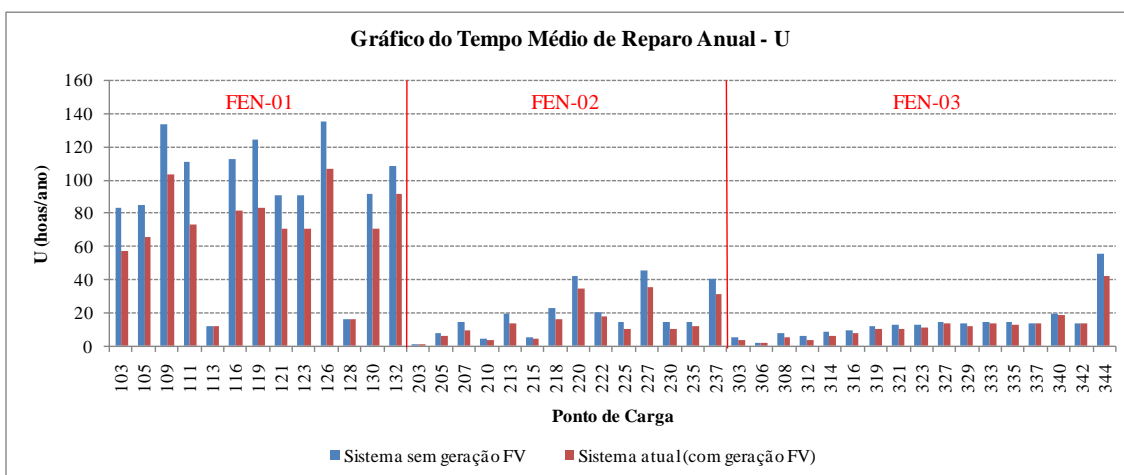


Figura 5.22 – Tempo médio de reparo anual – Comparação entre o sistema sem geração FV e atual

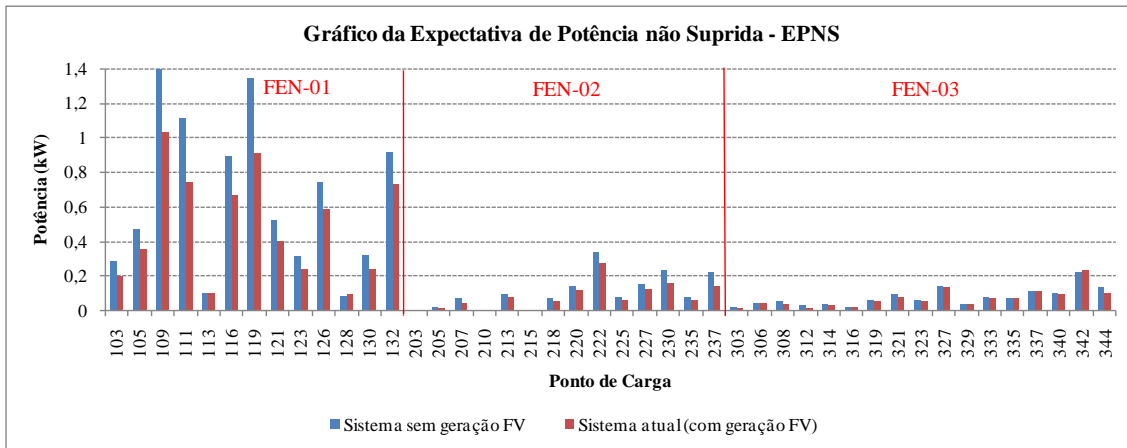


Figura 5.23 – Expectativa de potência não suprida – Comparação entre o sistema sem geração FV e atual

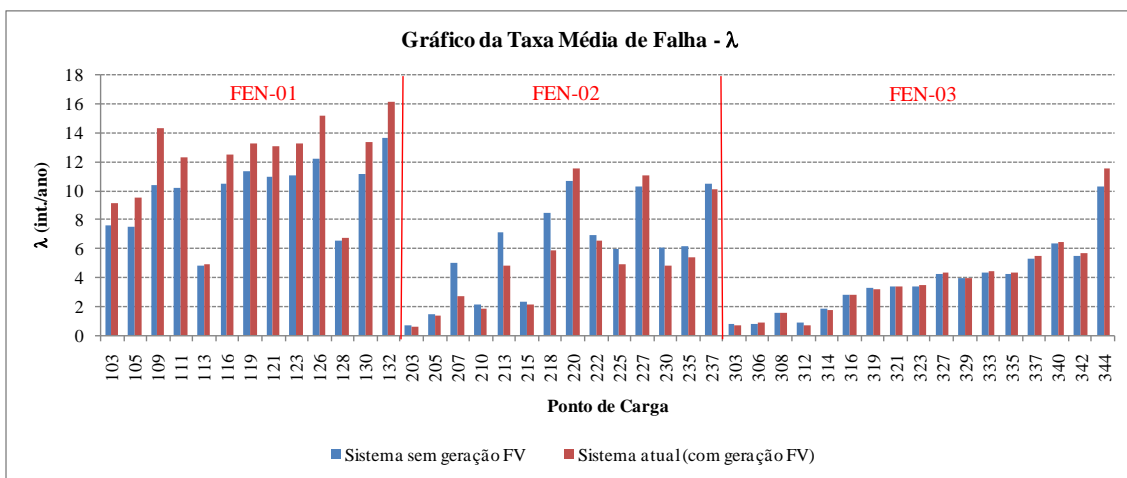


Figura 5.24 – Taxa média de falha – Comparação entre o sistema sem geração FV e atual

Os gráficos das figuras 5.22 e 5.23 mostram o benefício da presença da geração solar fotovoltaica para os três alimentadores. O alimentador FEN-01 possui os maiores índices U e EPNS por ser o alimentador com prioridade para corte de carga em caso de contingências na UTE Tubarão. No entanto, os pontos de carga com atendimento prioritário obtiveram índices compatíveis com as cargas prioritárias dos demais alimentadores.

É importante observar que o benefício das usinas fotovoltaicas não estão limitados apenas aos alimentadores aonde encontram-se conectadas (FEN-02 e FEN-03). Em função do suprimento adicional de energia à esses alimentadores, a carga líquida vista pela UTE Tubarão é menor e em caso de contingências na UTE Tubarão (perda de dois ou mais grupos geradores), cargas que eram prioritariamente desligadas na condição sem geração FV passam a ser suprida pela UTE, de acordo com a política de corte adotada.

Para a condição atual do sistema, observou-se um valor um pouco maior para os índices U e EPNS das barras prioritárias dos alimentadores FEN-01 e FEN-03. Isso se deve ao índice EPNS

não ter atingido o coeficiente de variação especificado (critério de parada), o que levou a simulação de 10 anos a mais para o sistema sem geração FV em relação ao sistema real. Como os índices são calculados com base na média entre N anos simulados, pequenas diferenças foram obtidas.

Quando à frequência das interrupções, a figura 5.24 mostra a influência da variabilidade da potência fornecida pelas usinas fotovoltaicas. O efeito é reduzido no alimentador FEN-03 devido a UFV Noronha II estar próxima da barra principal da subestação Tubarão. Já no alimentador FEN-01 ocorreu o aumento da taxa média de falha em função do balanço carga x geração, o qual depende da potência líquida disponível na UTE Tubarão e da curva de carga variável.

A figura 5.25 ilustra o caso de perda de duas unidades da UTE Tubarão na configuração real e exemplifica a causa do aumento da frequência das interrupções no alimentador FEN-01. Nesse caso são considerados a curva de carga de um dia útil e o somatório da geração das usinas fotovoltaicas para um dia típico com muitas nuvens e tempo variável, pertencente às séries de potência geradas de ambas as usinas. Em função das flutuações das potências geradas pelas UFV, a carga vista pela UTE Tubarão (barra Swing) possui característica variável durante o período diurno. No caso de perda de duas unidades geradoras, é possível notar diversas transições entre cortes no alimentador FEN-01 e suprimento total do sistema.

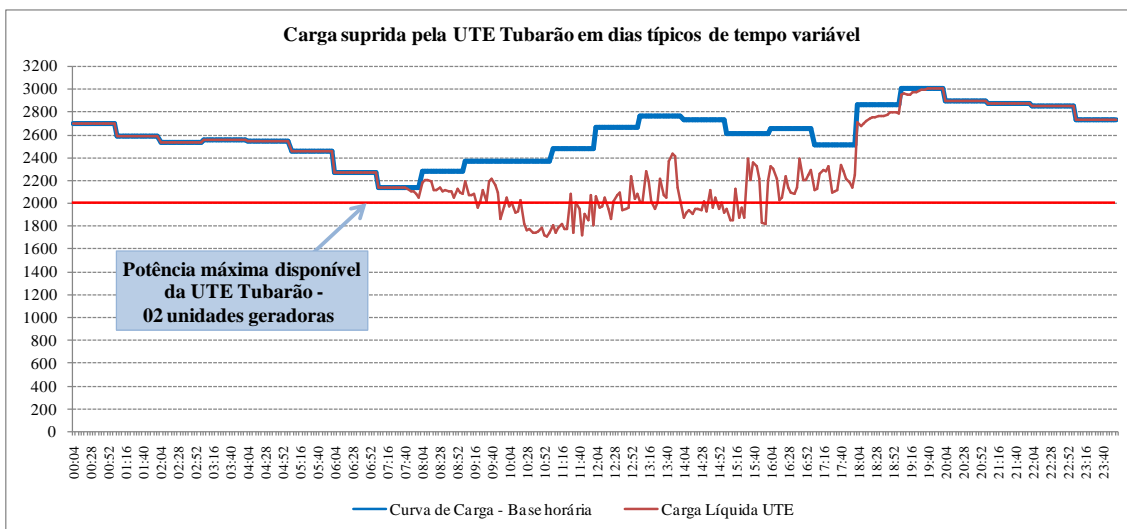


Figura 5.25 – Sequencia de transições de corte de carga no alimentador FEN-01

Em função da política de corte de carga, as barras prioritárias não sofreram um aumento significativo na taxa média de falha. A figura 5.26 apresenta amostras de transições entre contes de carga e atendimento, todas geradas na etapa de análise da adequação e de cálculo do fluxo de potência ótimo da ferramenta RelSim, sendo destacado os pontos de carga 105, 109, 111 e 119.

```

-----
AMOSTRA: 1/2860
SAIDA DE GERADORES:
BARRA. NOME USINA.. UNID.FALHAS. CAPACID.DISP
1 USINA-01 2/4 4 MW
BARRA. CORTE.CARGA.
103 0.0273656 MW
105 0.0459855 MW
109 0.0747913 MW
116 0.071081 MW
119 0.0950567 MW
121 0.0475283 MW
123 0.0285074 MW
126 0.0475283 MW
130 0.028466 MW
132 0.0712127 MW
-----
AMOSTRA: 1/2861
SAIDA DE GERADORES:
BARRA. NOME USINA.. UNID.FALHAS. CAPACID.DISP
1 USINA-01 2/4 4 MW
BARRA. CORTE.CARGA.
109 0.0917409 MW
111 0.0917409 MW
116 0.0688057 MW
119 0.0917409 MW
126 0.0458704 MW
132 0.0503842 MW
-----
AMOSTRA: 1/2862
SAIDA DE GERADORES:
BARRA. NOME USINA.. UNID.FALHAS. CAPACID.DISP
1 USINA-01 2/4 4 MW
BARRA. CORTE.CARGA.
105 0.0344751 MW
116 0.0554977 MW
121 0.0372735 MW
123 0.0222421 MW
126 0.0425209 MW
130 0.0221692 MW
132 0.0559999 MW
-----
AMOSTRA: 1/2863
SAIDA DE GERADORES:
BARRA. NOME USINA.. UNID.FALHAS. CAPACID.DISP
1 USINA-01 2/4 4 MW
BARRA. CORTE.CARGA.
109 0.0801749 MW
111 0.013405 MW
126 0.0400875 MW
-----
AMOSTRA: 1/2864
SAIDA DE GERADORES:
BARRA. NOME USINA.. UNID.FALHAS. CAPACID.DISP
1 USINA-01 2/4 4 MW
BARRA. CORTE.CARGA.
109 0.0855027 MW
111 0.0855027 MW
119 0.0167773 MW
126 0.0427513 MW
-----
AMOSTRA: 1/2865
SAIDA DE GERADORES:
BARRA. NOME USINA.. UNID.FALHAS. CAPACID.DISP
1 USINA-01 2/4 4 MW
BARRA. CORTE.CARGA.
109 0.08856 MW
111 0.0463029 MW
126 0.04428 MW
-----
AMOSTRA: 1/2866
SAIDA DE GERADORES:
BARRA. NOME USINA.. UNID.FALHAS. CAPACID.DISP
1 USINA-01 2/4 4 MW
*** CORTE DE CARGA: 0.033533 MW
BARRA. CORTE.CARGA.
109 0.0293431 MW
-----

```

Figura 5.26 – Sequencia de cortes de carga no alimentador FEN-01

5.2.2.2 Resultados da agregação temporal

Neste item serão apresentados os índices de confiabilidade de acordo com a agregação temporal adotada nas simulações. As resoluções das séries de potência gerada foram 4 e 10 minutos e 1 hora. Os primeiros resultados são os índices LOLP, EPNS e LOLF para todo conjunto do sistema elétrico e estão apresentados na tabela 5.39.

Tabela 5.39 – Efeito da agregação temporal nos índices do sistema

Barra de Carga	Índices do Sistema					
	Série de potência Interv. 4min		Série de potência Interv. 10min		Série de potência Interv. 1hora	
	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC
LOLP	2,21 %	2,16 %	2,22 %	2,14 %	2,22 %	2,15 %
EPNS	8,7 kW	8,6 kW	8,7 kW	8,6 kW	8,7 kW	8,6 kW
LOLF	88,6 int./ano	83,7 int./ano	64,1 int./ano	61,3 int./ano	49,8 int./ano	49,4 int./ano

De acordo com a tabela 5.39 pode-se constatar que a agregação temporal não produz alterações significativas nos índices LOLP e EPNS, mesmo ao considerarmos a utilização de séries de potência das UFV com discretização horária. No entanto, a agregação produz considerável impacto no índice de frequência das interrupções (LOLF), uma vez que o índice pode ser subestimado em torno de 43,8%. Na comparação entre os modelos Osterwald e PESRC, ocorre somente diferença significativa para a LOLF e entre os índices calculados com a série de maior resolução.

Desta forma, é importante ressaltar que os resultados da tabela 5.39 indicam que a utilização de séries de menor resolução subestima a frequência das interrupções, bem como produz o efeito de aproximar esse índice, independentemente do modelo para módulos, ou seja, aos utilizar séries com resolução de 1 hora, o efeito da temperatura passa a ser irrelevante.

As figuras 5.27, 5.28 e 5.29 apontam os resultados dos índices individuais dos três alimentadores, tempo médio de reparo anual (U), EPNS e taxa média de falha (λ), respectivamente. As figuras indicam os resultados para as resoluções 4 minutos e 1 hora e para os dois tipos de modelos para módulos, Osterwald e PESRC.

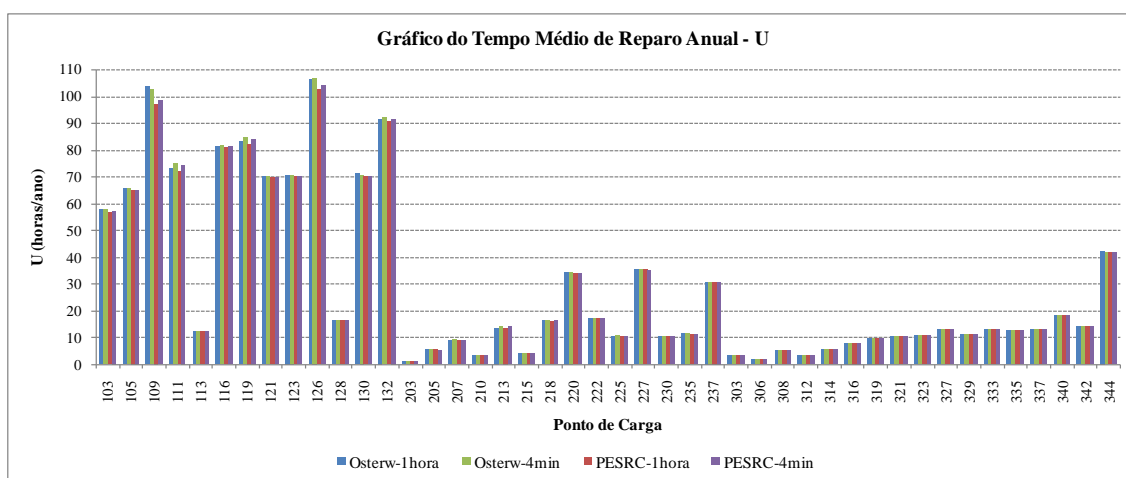


Figura 5.27 – Tempo médio de reparo anual por ponto de carga

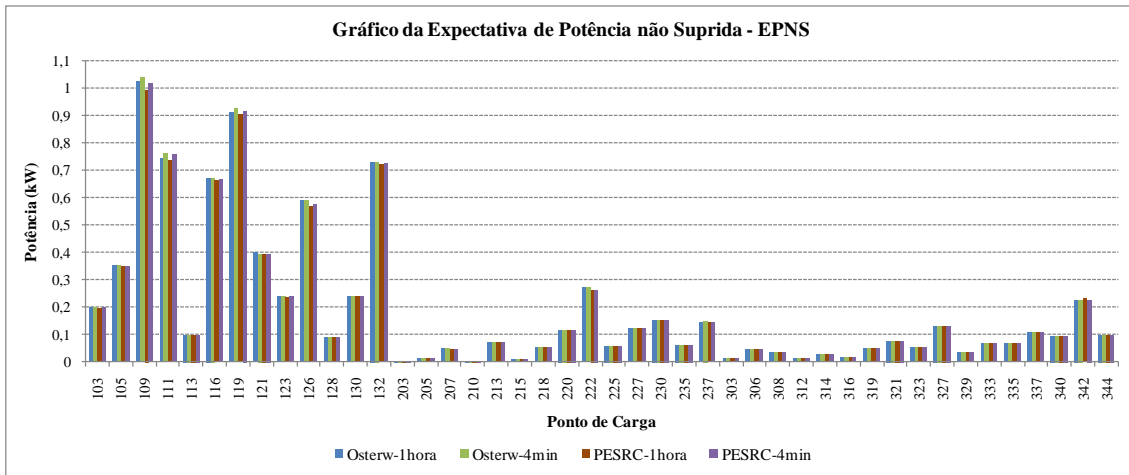


Figura 5.28 – Expectativa de potência não suprida por ponto de carga

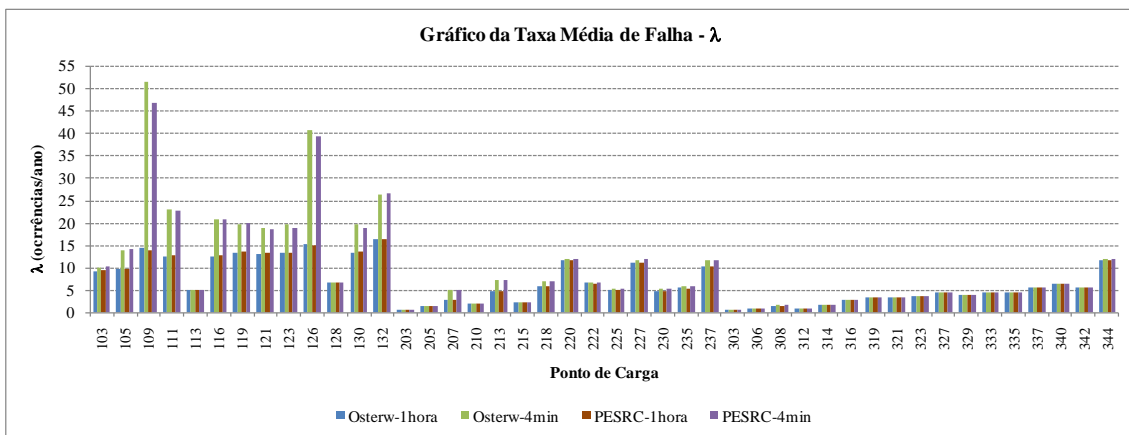


Figura 5.29 – Taxa média de falha por ponto de carga

Os resultados de maior destaque estão apresentados nas tabelas 5.40, 5.41 e 5.42.

Tabela 5.40 – Efeito da agregação temporal no tempo médio de reparo anual

Barra de Carga	Tempo Médio de Reparo Anual - U (h/ano)									
	Série de potência Interv. 4min		Série de potência Interv. 10min		Série de potência Interv. 1hora		Variação percentual 10m/4m (%)		Variação percentual 1h/4m (%)	
	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC
LP4 Barra111	74,8337	74,3499	74,2583	73,0581	72,9952	72,2521	-0,77	-1,74	-2,46	-2,82
LP7 Barra119	84,4809	83,9356	84,1950	82,5927	83,0548	82,1461	-0,34	-1,60	-1,69	-2,13
LP13 Barra132	92,1380	91,5645	91,7963	90,1661	91,4966	90,5837	-0,37	-1,53	-0,70	-1,07
LP16 Barra207	9,3708	9,1727	9,3779	9,2337	8,9956	8,9056	0,08	0,66	-4,00	-2,91
LP18 Barra213	14,1710	13,9605	14,1520	13,9730	13,6913	13,6152	-0,13	0,09	-3,39	-2,47
LP23 Barra225	10,5672	10,3868	10,5254	10,3564	10,4371	10,2190	-0,40	-0,29	-1,23	-1,62
LP29 Barra306	2,0464	2,0509	2,0522	2,0019	2,0537	1,9665	0,28	-2,39	0,36	-4,12

Tabela 5.41 – Efeito da agregação temporal na expectativa de potência não suprida

Barra de Carga	Expectativa de Potência não Suprida - EPNS (kW)									
	Série de potência Interv. 4min		Série de potência Interv. 10min		Série de potência Interv. 1hora		Variação percentual 10m/4m (%)		Variação percentual 1h/4m (%)	
	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC
LP3 Barra109	1,0384	1,0159	1,0354	0,9991	1,0271	0,9917	-0,28	-1,65	-1,08	-2,38
LP4 Barra111	0,7600	0,7559	0,7543	0,7423	0,7428	0,7361	-0,74	-1,80	-2,26	-2,62
LP27 Barra237	0,1461	0,1447	0,1458	0,1439	0,1439	0,1421	-0,21	-0,56	-1,50	-1,80

Tabela 5.42 – Efeito da agregação temporal na taxa média de falha

Barra de Carga	Taxa Média de Falha - λ (ocorrências/ano)									
	Série de potência Interv. 4min		Série de potência Interv. 10min		Série de potência Interv. 1hora		Variação percentual 10m/4m (%)		Variação percentual 1h/4m (%)	
	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC
LP3 Barra109	51,3307	46,7001	27,9630	25,1867	14,3131	13,9547	-45,52	-46,07	-72,12	-70,12
LP4 Barra111	22,9531	22,7977	15,4652	15,7509	12,3349	12,6314	-32,62	-30,91	-46,26	-44,59
LP7 Barra119	19,5539	19,9133	15,6529	15,8021	13,3024	13,5533	-19,95	-20,65	-31,97	-31,94
LP10 Barra126	40,5574	39,3211	24,1003	22,7618	15,1939	15,0513	-40,58	-42,11	-62,54	-61,72
LP13 Barra132	26,3236	26,4728	19,9524	19,6117	16,1758	16,4379	-24,20	-25,92	-38,55	-37,91
LP16 Barra207	4,8561	4,8411	4,5017	4,4835	2,7146	2,7062	-7,30	-7,39	-44,10	-44,10
LP18 Barra213	7,2050	7,1841	6,8337	6,8205	4,8120	4,8028	-5,15	-5,06	-33,21	-33,15

A tabela 5.40 apresenta a seleção dos pontos de carga com a maior variação percentual de U, comparados os resultados obtidos entre as séries com resoluções de 4 minutos e de 1 hora. As maiores variações foram obtidas nos alimentadores FEN-01 e FEN-02 e nas barras com maior carga. No alimentador FEN-03 apenas a barra de maior carga e mais próxima da UFV Noronha II obteve variação percentual mais relevante (redução acima de 1%) no índice U.

De forma geral as maiores variações concentraram nos dois alimentadores mais beneficiados com a presença da geração FV, FEN-01 e FEN-02. O alimentador FEN-03, por ter a UFV Noronha II conectada próximo da subestação de suprimento, possui menor benefício da geração adicional e, conseqüentemente, a maior parte das cargas não obtiveram influência da agregação temporal.

As barras com menor valor absoluto para as durações das interrupções alcançaram os maiores percentuais de variação, com índices subestimados em pouco mais de 4%. Na comparação entre

os modelos para módulos, a maior diferença obtida refere-se à indicação de uma estimativa a menor para o modelo PESRC acima de 4% enquanto o modelo Osterwald ficou próximo de estável.

Com relação ao índice EPNS, as variações mais significativas estão mostradas na tabela 5.41. Após simulação da agregação temporal (resultados na figura 5.28), as principais variações no alimentador FEN-01 ocorreram nas barras mais próximas da barra de suprimento. No alimentador FEN-02, as variações concentraram nas barras próximas da UFV Noronha I. Já no FEN-03, as maiores variações ocorreram nas cargas do alimentador lateral aonde também de encontra conectado o ramal da UFV Noronha II. Porém, cabe destacar que em todas essas barras a variação percentual foi abaixo de 1,5%.

A taxa média de falha foi o índice mais impactado pela agregação temporal uma vez que os índices podem ser subestimados em percentuais acima de 70%, como indicado na tabela 5.42. As maiores variações percentuais foram nas barras com maiores cargas nos alimentadores FEN-01 e FEN-02. Em função da UFV Noronha II estar conectada no início do alimentador FEN-03, o efeito da agregação temporal ficou limitado às cargas localizadas no ramal lateral adjacente a essa usina FV. Porém, o impacto foi limitado a subestimativas da ordem de 2%, motivadas pela baixa probabilidade de operação ilhada do alimentador após a falha de apenas um único trecho do ramal principal ou falha no barramento de 13,8 kV da subestação Tubarão.

Dentre os índices individuais, a frequência das interrupções é altamente impactada pela agregação temporal, o que justifica obrigatoriamente a utilização de séries de maior resolução, como as séries com discretização de 4 minutos adotadas para a análise do sistema real da Ilha.

Comparando os resultados obtidos entre os sistemas RBTS-Barra2 (alimentador nº3) e de Fernando de Noronha, a agregação temporal no primeiro resultou em variações não significativas dos índices, indicando como satisfatória a utilização de séries com discretização de 1 hora. Já no sistema real de F. de Noronha, verificou-se subestimativas bastante significativas da frequência das interrupções ao adotarmos séries de baixa resolução (1 hora). Essa diferença constatada pode ser justificada pelo fato da influência da geração fotovoltaica para a confiabilidade do sistema RBTS-Barra2 estar limitada à formação de ilhamento já que não ocorrem falhas no suprimento desse sistema. Por outro lado, no sistema real de F. de Noronha, a influência da geração FV é bem mais acentuada visto que são admitidas falhas no suprimento (grupos geradores da UTE Tubarão), condição que ressalta a contribuição do paralelismo da geração FV, além dos eventos de ilhamento.

De forma a corroborar essa conclusão, foram realizadas simulações do sistema de F. de Noronha considerando a inexistência de falhas na UTE Tubarão, ou seja, considerou-se a premissa de um suprimento 100% confiável. Os primeiros resultados contemplam os índices do sistema, com

destaque para a agregação temporal de 4 minutos para 1 hora, como mostrado nas tabelas 5.43 e 5.44.

Tabela 5.43 – Efeito da agregação temporal nos índices do sistema – Condição real

Barra de Carga	Índices do Sistema			
	Série de potência Interv. 4min		Série de potência Interv. 1hora	
	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC
LOLP	2,21 %	2,16 %	2,22 %	2,15 %
EPNS	8,7 kW	8,6 kW	8,7 kW	8,6 kW
LOLF	88,6 int./ano	83,7 int./ano	49,8 int./ano	49,4 int./ano

Tabela 5.44 – Efeito da agregação temporal nos índices do sistema – UTE Tubarão 100% confiável

Barra de Carga	Índices do Sistema			
	Série de potência Interv. 4min		Série de potência Interv. 1hora	
	Osterw.	PESRC	Osterw.	PESRC
LOLP	1,09 %	1,09 %	1,09 %	1,09 %
EPNS	3 kW	3 kW	3 kW	3 kW
LOLF	40,4 int./ano	40,3 int./ano	39,8 int./ano	39,8 int./ano

Comparando os resultados da frequência das interrupções (LOLF) das tabelas 5.43 e 5.44, verifica-se que as subestimativas não são significativas ao considerarmos o sistema com a UTE Tubarão 100% confiável, tornando essa avaliação compatível com os resultados do sistema RBTS-Barra2.

Destacando agora a taxa média de falha dos pontos de carga do sistema de F. de Noronha, a figura 5.30 apresenta os resultados da agregação temporal considerando a inexistência de falhas na geração da UTE Tubarão.

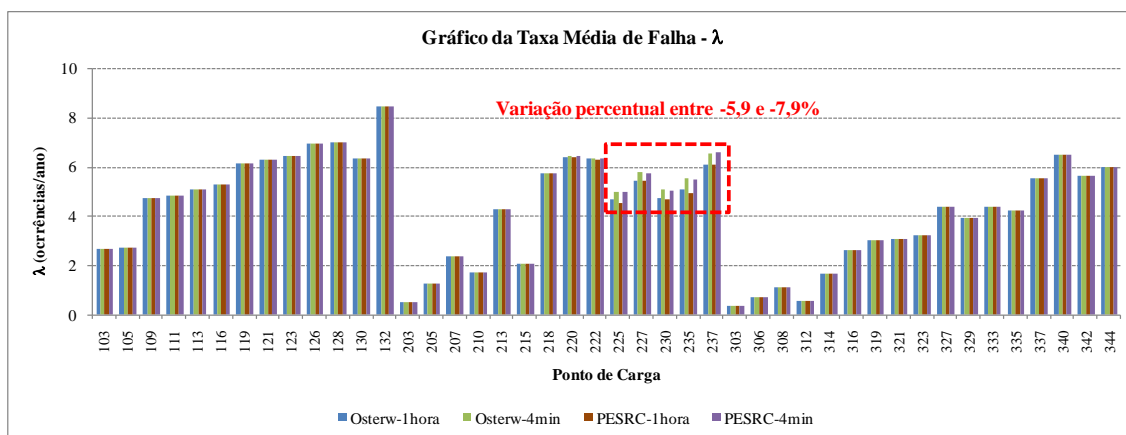


Figura 5.30 – Taxa média de falha por ponto de carga – UTE Tubarão 100% confiável

Os resultados da figura 5.30 indicaram que as variações percentuais mais significativas da taxa média de falha ficaram na faixa de -5,9 a -7,9% ao adotarmos a agregação temporal das séries de potência gerada de 4 minutos para 1 hora, portanto, muito menores que as subestimativas para λ de até -72% quando consideradas as taxas de falhas das unidades geradoras da UTE Tubarão. Complementado os resultados da figura 5.30, as taxas médias de falha não são alteradas nos pontos de carga dos alimentadores FEN-01 e FEN-03 devido a ausência de geração FV no primeiro alimentador e pela localização da UFV Noronha 02 no trecho inicial do alimentador FEN-03. Já no segundo alimentador (FEN-02), o efeito da agregação temporal é verificado nas barras que sofrem influência e estão fisicamente mais próximas do ponto de conexão da UFV Noronha 01.

5.3 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentados os resultados de dois sistemas de distribuição. O primeiro é um sistema teste padrão da literatura (IEEE RBTS-Barra2) destinado à análise da confiabilidade de sistemas de distribuição. Esse sistema tem característica estritamente acadêmica por considerar o suprimento e os equipamentos da subestação de distribuição 100% confiáveis, o que resulta em índices de desempenho muito elevados e requer excessivo número de simulações do algoritmo da SMC sequencial, acima de 1.800 anos para o coeficiente de variação adotado. Por outro lado, a análise do sistema permitiu obter os índices de confiabilidade individuais e a influência da agregação temporal das séries de potência exclusivamente em função do desempenho ou da probabilidade de falha dos ramais de distribuição.

Em complemento, foi realizada a avaliação de um segundo sistema, baseado em configurações reais da rede e dos sistemas de geração da Ilha de Fernando de Noronha, o que permitiu confirmar a influência da geração fotovoltaica e identificar a necessidade da utilização de séries temporais de irradiância com discretização de até 4 minutos, de forma que seja capturada a intermitência natural do recurso solar e que seja evitado subestimativas dos dois principais índices individuais de confiabilidade, a duração das interrupções e, principalmente, a frequência.

É importante também destacar que o sistema RBTS-Barra2 possui característica acadêmica pelo fato de se considerar o suprimento 100% confiável, ao contrário dos sistemas reais, onde o sistema de sub-transmissão que alimenta a subestação de distribuição, transformadores abaixadores, barramentos e demais dispositivos possuem taxas de falha e tempo de reparo ou substituição. Em decorrência disso, as simulações se concentraram nos benefícios da operação de forma ilhada, confirmando o benefício do ilhamento aos índices de confiabilidade no caso de operação do sistema no modo ilha e intencional.

Já as simulações do sistema de distribuição de Fernando de Noronha indicaram resultados mais realísticos, pois o estudo não se limitou apenas a falhas na rede, sendo consideradas também as falhas das unidades geradoras e de equipamentos da subestação. No que concerne à operação do sistema, o caso analisado também considera a situação real de paralelismo e suprimento de geração dos geradores distribuídos no caso de falha de um ou mais grupos geradores diesel, além dos benefícios da operação ilhada no caso falhas no tronco principal dos alimentadores FEN-02 e FEN-03.

A análise da influência da suavização espacial indicou a inexistência de impacto nos índices de confiabilidade, o que está diretamente associada à relativa baixa capacidade instalada da usina fotovoltaica (5 MWp) e à limitação do grau de penetração determinado pela carga total do alimentador nº3. No sistema elétrico de Fernando de Noronha, o modelo de suavização não foi avaliado em função da baixa capacidade das usinas existentes, abaixo de 550,8 kWp.

Capítulo 6

Conclusões e Trabalhos futuros

6.1 Conclusões

Este trabalho abordou a avaliação de índices de confiabilidade de sistemas de distribuição com a presença de usinas fotovoltaicas, com destaque para diversos modelos adotados como indicativo da geração de energia ou estimar a potência gerada. A partir de medições reais do recurso solar, foi avaliada a influência das séries de potência gerada nos índices selecionados, considerando como premissa séries com três diferentes discretizações ou resoluções (4 e 10 minutos e 1 hora), a possibilidade de operação ilhada e o isolamento automático das falhas nos alimentadores e transformadores.

Dentre as conclusões mais relevantes, cabe destacar que:

- 1) O presente trabalho explorou diferentes modelos para indicar a potência ativa fornecida pelos sistemas fotovoltaicos e representar a intermitência da geração a partir de séries temporais de irradiância e temperatura do ar ambiente. A utilização de dados de medições reais possibilita a simulação sequencial de diversas condições de tempos e níveis de irradiação e, conseqüentemente, múltiplos estados ou níveis de geração, os quais representam as condições reais da variabilidade do recurso solar.
- 2) A utilização de séries com discretização de 4 minutos demandou demasiado custo computacional. No entanto, conforme detalhado no capítulo 5, a adoção de séries de alta resolução é tecnicamente justificada pela necessidade de se representar a variabilidade do recurso solar e evitar estimativas a menor de índices de confiabilidade quando adotadas séries que representam poucos estados, como as com discretização horária, em que não se tem evidência ou são desprezadas as flutuações na escala de minutos.
- 3) Com base nos resultados obtidos verifica-se a importância de se ter uma modelagem consistente e acurada que represente a potência fornecida pelos sistemas fotovoltaicos e que o modelo seja capaz de capturar a intermitência e variabilidade, características peculiares do recurso solar. A representação dessas características da geração fotovoltaica por meio de séries da potência gerada na escala de minutos permite uma

simulação mais próxima da realidade, mostrando que a geração FV é capaz de melhorar os índices de confiabilidade, embora esse benefício seja limitado, uma vez que a geração de energia é em função da disponibilidade da irradiação.

- 4) A suavização espacial é relevante para estudos que envolvem o impacto das flutuações da potência ativa de saída no sistema elétrico. No entanto o impacto depende do intervalo de discretização da serie de irradiância e da área geográfica da usina. Para usinas FV até 5 MWp e série com resolução de 4 minutos, o efeito de suavização pode ser desprezado em termos de geração de energia e no cálculo dos índices de duração e frequência de interrupções. Como demonstrado no capítulo 3, a suavização das flutuações são relevantes, por exemplo, para usinas acima de 30 MWp e séries com intervalo de medição de 1 minuto ou menor.
- 5) De acordo com os resultados obtidos verifica-se que o emprego de séries de potência com baixa resolução (discretização horária) subestima a frequência das interrupções, uma vez que a intermitência do recurso solar é totalmente desprezada durante esse intervalo de tempo. As simulações do sistema elétrico de distribuição de Fernando de Noronha indicaram que os índices individuais e do sistema podem ser subestimados em percentuais significativos, e no caso dos índices por ponto de carga, em percentuais acima de 70%.
- 6) Nas barras de carga fictícias inseridas no ramal principal do alimentador nº3 do sistema RBTS-Barra2 constatou-se que a duração das interrupções é subestimada ao considerar agregação temporal para intervalos de 1 hora, sendo essa redução maior a medida que a penetração da geração fotovoltaica é aumentada.
- 7) De forma geral, pode-se constatar que o comportamento dos índices de frequência e duração individuais e EPNS, para cada um dos níveis de penetração da geração FV no sistema RBTS-Barra2, foi indiferente com relação ao tipo de modelagem dos módulos, não sendo relevante incorporar o efeito da temperatura de operação das células para a avaliação da confiabilidade.
- 8) No que se refere ao sistema da Ilha de Fernando de Noronha, o comparativo entre os índices de confiabilidade obtidos em função do modelo para módulos adotado indicou que o índice LOLF para o sistema foi o único a ser subestimado de forma mais significativa pelo modelo PESRC, em comparação com modelo Osterwald que considera a degradação da potência pelo efeito da temperatura. Adicionalmente, foi constatado que os índices individuais U, EPNS e λ de pontos de carga específicos do alimentador FEN-01 sofreram influência do tipo de modelo adotado.

- 9) Considerando os resultados dos dois sistemas analisados, conclui-se que o modelo Osterwald deve ser empregado para estimativas da potência gerada por sistemas fotovoltaicos e aplicado nos estudos de impacto da geração FV na confiabilidade de sistemas de distribuição, pois além de considerar o efeito de redução da potência gerada pela temperatura, o pequeno esforço computacional adicional na modelagem não justifica o emprego do modelo mais simplificado (PESRC).

Como conclusão geral do trabalho, o sistema teste RBTS-Barra2 considera a premissa de que o suprimento é totalmente confiável, não existindo falhas. Adicionalmente a rede também possui taxas de falhas muito baixas típicas de alimentadores curtos e com poucos ramais. Associada a essas características, foi identificado que as barras de cargas possuem elevados índices de confiabilidade. Uma vez que a contribuição da geração FV se limita às falhas que provocam ilhamento, e sendo essas de frequência muito baixa, a análise da agregação temporal resultou como indiferente a utilização de séries com discretização de 4 minutos ou 1 hora. Em função do elevado custo computacional da avaliação da confiabilidade com séries de alta resolução (4 minutos) e da inexistência de significativas diferenças entre os resultados que justifique a sua aplicação, entende-se como válida e vantajosa a utilização de séries de 1 hora para sistema de pequeno porte e suprimento 100% confiável.

Por outro lado, as simulações do sistema real de Fernando de Noronha consideraram as falhas das unidades geradoras e de equipamentos da subestação, bem como as taxas de falhas e características de sistemas reais de distribuição de médio porte, fornecendo resultados mais realísticos. Em função da ocorrência de falhas na geração e no barramento da subestação, tem-se uma maior contribuição da geração FV aos índices de confiabilidade, além dos benefícios da operação ilhada comentados. Essa maior contribuição da geração FV e, conseqüentemente, o maior efeito da intermitência, contribuíram para um maior impacto no índice de frequência das interrupções. Desta forma, a agregação temporal passou a ser mais relevante, resultando na obtenção de índices de frequência de até 70% a menor ao adotarmos as séries horárias. Como conclusão, a utilização de séries de 4 minutos se justifica para sistemas reais que considerem as falhas do suprimento e dos equipamentos das subestações de distribuição.

6.2 Trabalhos futuros

Como descrito neste trabalho, as séries temporais de irradiância e temperatura ambiente se basearam em medições reais em intervalos de 1 e 4 minutos. Como a discretização das séries são menores que as discretizações usualmente adotadas nas simulações, seria importante avaliar diferentes intervalos de agrupamento, utilizando técnicas de clusterização como o algoritmo K-means, a fim de identificar aquele que produza índices com nível de precisão e esforço

computacional aceitáveis.

Como continuidade do trabalho realizado, sugere-se estudos de sistemas híbridos, considerando a geração fotovoltaica em conjunto com outras tecnologias de geração distribuída, como Pequenas Centrais Hidrelétricas, geração eólica e grupos geradores diesel, com o objetivo de avaliar a interação entre essas fontes com enfoque no impacto nos índices de confiabilidade.

Outra sugestão para continuidade do trabalho desenvolvido é realizar a avaliação conjunta da operação dos sistemas fotovoltaicos e de sistemas de armazenamento de energia e mensurar os benefícios com absorção dos picos na produção de sistemas FV (associados aos elevados níveis da irradiância) para carregamento de sistemas de armazenamento e utilizar essa energia no período noturno da ponta de carga, como também nas flutuações provocadas pelo movimento das nuvens. Essa proposta também pode ser estendida no sentido de se avaliar o impacto nos índices de duração e frequência das interrupções e como alternativa para a suavização das flutuações de potência dos sistemas FV.

Um trabalho de continuidade relevante é a aplicação de técnicas de processamento paralelo para reduzir o esforço computacional das análises com alta resolução. Conforme detalhado nessa dissertação, a SMC sequencial com passo de simulação de 4 minutos e o elevado esforço pode ser um impeditivo para a aplicação em estudos de planejamento das redes de distribuição.

Outra proposta relevante é estender a análise das taxas de falha das usinas de geração fotovoltaica adotadas no presente trabalho, de forma que as mesmas não estejam limitadas às avarias nos dispositivos internos ao sistema FV, ou seja, sugere-se avaliações estáticas e dinâmicas acerca dos distúrbios que possam ocorrer na rede de distribuição e eventuais variações na tensão e frequência de operação no ponto de conexão da geração distribuída FV, acarretando a saída de operação dos inversores dos sistemas FV e perda da geração. Essa proposta poder vir a ser de grande importância com o aumento do grau de penetração da geração FV distribuída no futuro, pois distúrbios sistêmicos podem provocar falhas em um conjunto de sistemas FV e a perda de grande quantidade de geração de acordo com a penetração.

Referências Bibliográficas

ABB[ABB Solar Inverters], *Datasheet do Inversor modelo TRIO-27.6-TL-OUTD-400*. Disponível em: <<https://www.abb.com/solarinverters>>. 2017. Acesso em novembro de 2018.

ALLAN, R., BILLINTON, R., SJARIF, I., *et al.*, “A reliability test system for educational purposes – Basic distribution system data and results”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v.6, n. 2, pp. 813-820, 1991.

ALMEIDA, M. P., *Implicações Técnicas da Inserção em Grande Escala da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica*. Tese D.Sc., Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, Brasil, 2017.

ALMONACID, F., RUS, C., PÉRES-HIGUERAS, P., *et al.*, “Calculations of the energy provided by a PV generator. Comparative study: Conventional methods vs. artificial neural networks”, *Elsevier Energy Journal*, v. 36, issue 1, pp. 375-384, 2010.

AL-MUHAINI, M., HEYDT, G. T., “Evaluating Future Power Distribution System Reliability Including Distributed Generation”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v.28, n. 4, pp. 2264-2272, 2013.

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica], *Resolução Normativa – REN n°482/2012*, Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2012.

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica], *Resolução Normativa – REN n°687/2015*, Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2015.

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica], *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição*, Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2016.

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica], *Resolução Normativa – REN n°786/2017*, Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2017a.

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica], *Nota Técnica n°56/2017-SRD/ANEEL*, Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2017b.

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica], *Banco de Informações de Geração – BIG*, Brasília, 2018a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em 06/set/2018.

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica], Glossário, Brasília, 2018b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/glossario>>. Acesso em 08/nov/2018.

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica], *Resultados dos Leilões de Geração 2005 a 2017*, Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2018c. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em 04/set/2018.

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica], *Micro e Minigeração Distribuídas*, Brasília, 2018d. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em 07/set/2018.

BATZELIS, E. I., “Simple PV performance equations theoretically well-founded on the single-diode model”. *IEEE Journal of Photovoltaics*, v. 7, n. 5, pp. 1400-1409, 2017.

BEIGELMAN, B. B., *A Energia Solar Fotovoltaica e a Aplicação na Usina Solar de Tauá*. Trabalho de Conclusão de Curso, Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2013.

BILLINTON, R., KARKI, R., “Capacity expansion of small isolated power system using PV and wind energy”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v.16, n. 4, pp. 892-897, 2001.

BORGES, C. L. T., *Confiabilidade de Sistemas de Potência*. Apostila, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2005.

DE SOTO, W., KLEIN, S. A., BEKMAN, W. A., “Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance”, *Solar Energy*, v. 80, n. 1, pp. 78-88, 2006.

DIAS, J. A. S., BORGES, C. L. T., “Object oriented model for composite reliability evaluation including time varying load and wind generation.” In: *IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, Cingapura, Jun. 2010.

DIAS, J. A. S., *Modelo para Representação de Séries Temporais Correlacionadas com Aplicação na Avaliação da Confiabilidade por Simulação Monte Carlo Não-Sequencial*. Tese D.Sc., Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia-COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2014.

DOBOS, A. P., *PVWatts Version 1 Technical Reference*., National Renewable Energy Laboratory, 2013. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60272.pdf>>. Acesso em julho de 2018.

DOBOS, A. P., *PVWatts Version 5 Manual*., National Renewable Energy Laboratory, 2014. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/62641.pdf>>. Acesso em agosto de 2018.

DRIESSE, A., JAIN, P., HARRISON, S., “Beyond the curves: Modeling the electrical efficiency of photovoltaic inverters”. In: *Conference record of IEEE Photovoltaic Specialists Conference-PVSC*, Jun. 2008.

DUFFIE, J. A., BECKMAN, W. A., *Solar Engineering of Thermal Processes*. 4 ed. Hoboken, John Wiley & Sons, 2013.

DUGAN, R. C., “*OpenDSS PVSystem Element Model*”. Electric Power Research Institute-EPRI, Versão 1, Fev. 2011.

ELETROBRAS/GTON, *Relatório de Acompanhamento do Parque Térmico e Testes de Consumo Específico das Unidades Geradoras das Usinas dos Sistemas Isolados*, Eletrobras, Grupo Técnico Operacional da Região Norte, 2016.

EPE [Empresa de Planejamento Energético], *Relatório de Síntese do Balanço Energético Nacional – BEM 2018, ano base 2017*, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, 2018a.

EPE [Empresa de Planejamento Energético], *Projetos Fotovoltaicos nos Peilões de Energia – Características dos Empreendimentos participantes nos leilões de 2013 a 2018*, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, 2018b.

FUENTES, M., NOFUENTES, G., AGUILERA, J., *et al.* “Application and validation of algebraic methods to predict the behavior of crystalline silicon PV modules in Mediterranean climates”, *Solar Energy*, v. 81, pp. 1396-1408, 2007.

GUIMARÃES, A. C. R., *Confiabilidade de Sistemas de Distribuição: Calibração de Dados e Mecanismos para Avaliação de Desempenho*. Dissertação M.Sc., Programa de Pós-Graduação Engenharia Elétrica, Instituto de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá-UNIFEL, Itajubá, MG, Brasil, 2006.

HANSEN, C. W., STEIN, J. S., RILEY, D., *Effect of time scale on analysis of PV system performance*. Report No. SAND2012-1099, Sandia National Laboratories, Albuquerque, Novo México, 2012.

HUAN-LIANG, T., CI-SIANG, T., YI-JIE, S., “Development of generalized photovoltaic model using MATLAB/SIMULINK”. In: *Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science-WCECS*, São Francisco, pp. 1-6, Out. 2008.

HUMMON, M., COCHRAN, J., WEEKLEY, A., et al., Variability of photovoltaic power in the state of Gujarat using high resolution solar data. NREL Report No. TP-7A40-60991, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, 2014.

IEA [International Energy Agency], *Snapshot of Global PV Markets (1992-2017)*. IEA PVPS, Becquerel Institute, Bruxelas, Bélgica, 2018.

INÁCIO, C. O., *Geração de Séries Sintéticas de Irradiância e Caracterização do Recurso Solar Brasileiro para a Geração Fotovoltaica*. Dissertação M.Sc., Programa de Engenharia Elétrica, Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia-COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2015.

INMET [Instituto Nacional de Meteorologia], *Mapas das Estações Meteorológicas de Superfície Automática*. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br>>. Acesso em agosto de 2018.

INPE [Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais], *SONDA - Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais*. Disponível em: <<http://sonda.ccst.inpe.br>>. Acesso em agosto de 2018.

JARVELA, M., VALKEALAHTI, S., “Ideal operation of a photovoltaic power plant equipped with an energy storage system on electricity market”, *Applied Sciences*, v. 7, pp. 1-13, 2017.

JINKO [Jinko Solar], *Datasheet do Módulo modelo JKM305P*. Disponível em: <<https://www.jinkosolar.com>>. Acesso em fevereiro de 2018.

KING, D., GONZALES, S., GALBRAITH, G. M., et al., *Performance model for grid-connected photovoltaic inverters*. Report No. SAND2007-5036, Sandia National Laboratories, Albuquerque, Novo México, 2007.

KROPOSKI, B., EMERY, K., MYERS, D., MRIG, L., “A comparison of photovoltaic module performance evaluation methodologies for energy ratings”. In: *Proceedings of the 1st World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion-WCPEC*, Hawaii, pp. 858-862, Dez. 1994.

LAVE, M., ELLIS, A., STEIN, S., *Simulating solar power plant variability: A review of current methods*. Report No. SAND2013-4757, Sandia National Laboratories, Albuquerque, Novo México, 2013a.

LAVE, M., KLEISSL, J., STEIN, J. S., “A Wavelet-based Variability Model (WVM) for solar PV power plants”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 4, n. 2, pp. 501-509, 2013b.

LG [LG Solar], *Datasheet do Módulo modelo LG25S1C-G2*. Disponível em: <<https://www.lgsolarusa.com>>. Acesso em julho de 2018.

- LIANG, R., LIAO, J., “A fuzzy-optimization approach for generation scheduling with wind and solar energy systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 22, n. 4, pp. 1665-1674, 2007.
- LONGUETTO, A., ELISEI, G., GIRAUD, C., “Effect of correlations in time and spatial extent on performance of very large solar conversion systems”, *Solar Energy*, v. 43, n. 2, pp. 77-84, 1989.
- LUQUE, A., HEGEDUS, S., *Handbook of PV Science and Engineering*. 1 ed. Chichester, John Wiley & Sons, 2003.
- MA, T., YANG, H., LU, L., “Solar photovoltaic system modeling and performance prediction”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 36, pp. 304-315, 2014.
- MARCOS, J., MARROYO, L., LORENZO, E., *et al.*, “From irradiance to output power fluctuations: the PV plant as a low pass filter”, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 19, n. 5, pp. 505-510, 2011.
- MARCOS, J., STORKËL, O., MARROYO, L., GARCIA, M., *et al.*, “Storage requirements for PV power-ramp control”, *Solar Energy*, v. 99, pp. 28-35, 2014.
- MARWALI, M. K. C., MA, H., SHAHIDEHPOUR, S. M., *et al.*, “Short term generation scheduling in photovoltaic-utility grid with battery storage”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 13, n. 3, pp. 1057-1062, 1998.
- NOTTON, G., LAZAROV, V., STOYANOV, L., “Optimal sizing of a grid-connected PV system for various PV module technologies and inclinations, inverter efficiency characteristics and locations”, *Renewable Energy*, v. 35, pp. 541-554, 2010.
- OSTERWALD, C. R. “Translation of device performance measurements to reference conditions”. *Solar Cells*, v. 18, Issues 3-4, pp. 269-279, 1986.
- PARK, J., LIANG, W., CHOI, J., *et al.* “A probabilistic reliability evaluation of a power system including Solar/Photovoltaic cell generator”. In: *IEEE Power & Energy Society General Meeting-PES '09.*, pp. 1-6, Calgary, Jul. 2009.
- PEREIRA, E. B., MARTINS, F. R., GONÇALVES, A. R., *et al.* Atlas Brasileiro de Energia Solar. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). 2 ed. São José dos Campos, 2017.
- PINHO, J. T., GALDINO, M. A., *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES, CEPTEL – DTE – CRESESB, Edição Revisada e Atualizada, Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/>>. Acesso em agosto de 2018.
- RADATZ, G. A., *Modelos Avançados de Análise de Redes Elétricas Inteligentes Utilizando o Software OpenDSS*. Trabalho de Conclusão de Curso, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, Brasil, 2015.
- RENESOLA [ReneSola Jiangsu Ltd], *Datasheet do Módulo modelo Virtus II – JC250M*. Disponível em: <<https://www.renesola.com>>. 2018. Acesso em outubro de 2018.
- REN21 [Renewable Energy Policy Network for the 21st Century], *Renewables 2018 Global Status Report*. REN21 Secretariat, Paris, França, 2018.
- ROBERTS, J. J., ZEVALLOS, A. A. M., CASSULA, A. M., “Assessment of photovoltaic performance models for system simulation”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 72, pp. 1104-1123, 2017.

ROCHA, L. F., *Avaliação Probabilística da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição Incluindo Aspectos da Dinâmica do Ilhamento*. Tese D.Sc., Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia-COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2014.

ROCHA, L. F., BORGES, C. L. T., TARANTO, G. N., “Reliability evaluation of active distribution networks including islanding dynamics”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 32, Issue 2, pp. 1545-1552, 2017.

SALOUX, E., TEYSSEDOU, A., SORIN, M., “Explicit model of photovoltaic panels to determine voltages and currents at the maximum power point”, *Solar Energy*, v. 85, n. 5, pp. 713-722, 2011.

SÁNCHEZ-GARCÍA, J. L., ESPINOSA-JUÁREZ, E., TAPIA-JUÁREZ, R., “Photovoltaic panel characterization by using artificial neural networks and comparison with classical models”. In: *IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing-ROPEC*, Ixtapa, pp. 1-6, Nov. 2015.

SMA[SMA Solar Technology], *Datasheet do Inversor modelo Sunny Tripower 25000TL*. Disponível em: <<https://www.SMA-Solar.com>>. Acesso em março de 2018. 2018a.

SMA [Sunny Portal], Disponível em: <<https://www.sunnyportal.com/Templates/PublicPages/PlantList.aspx>>. Acesso em outubro de 2018. 2018b.

SMA[SMA Solar Technology], *Datasheet do Inversor modelo Sunny Boy 2000HF-30*. Disponível em: <<https://www.SMA-Solar.com>>. Acesso em abril de 2018. 2018c.

SPE [Solar Power Europe], *Global Market Outlook for Solar Power 2018-2022*. Bruxelas, Bélgica, 2018.

VARGAS, M. A., GARCÍA, N., “Power flow solution of power networks with photovoltaic generation and a battery energy storage system”. In: *IEEE PES General Meeting, Conference & Exposition.*, pp. 1-5, National Harbor, Jul. 2014.

VILLALVA, M. G., GAZOLI, J. R., FILHO, E. R., “Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 24, n. 5, pp. 1198-1208, 2009.

YINGLI [YINGLI Solar], *Datasheet do Módulo modelo YL245P-29b*. Disponível em: <<https://www.yinglisolar.com>>. 2015. Acesso em dezembro de 2018.

YINGLI [YINGLI Solar], *Datasheet do Módulo modelo YL300P-35b*. Disponível em: <<https://www.yinglisolar.com>>. 2014. Acesso em dezembro de 2018.

YOURHOME, *Energy - Photovoltaic Systems*. Disponível em: <<http://www.yourhome.gov.au/energy/photovoltaic-systems>>. Acesso em agosto de 2018.

ZHOU, W., YANG, H., FANG, Z., “A novel model for photovoltaic array performance prediction”, *Applied Energy*, v. 84, pp. 1187-1198, 2007.

ZOU, K., AGALGAONKAR, A. P., MUTTAQI, K. M., *et al.*, “An analytical approach for reliability evaluation of distribution systems containing dispatchable and nondispatchable renewable DG units”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, v.5, n. 6, pp. 2657-2665, 2014.

Apêndice A

Simulação de Monte Carlo Sequencial aplicada à Análise da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição

Esse apêndice tem o objetivo de apresentar um resumo da teoria da avaliação da confiabilidade considerando a simulação cronológica. As características estocástica e de imprevisibilidade do recurso solar no curto prazo justifica o tratamento probabilístico nas avaliações do desempenho dos sistemas de distribuição. Uma das vantagens dos critérios probabilísticos sobre os determinísticos é a captura da natureza aleatória de operação do sistema, das disponibilidades energéticas e das ocorrências de falhas dos equipamentos.

A.1 Introdução

Os estudos de confiabilidade buscam avaliar o efeito de possíveis falhas no atendimento à carga. No contexto da confiabilidade da distribuição, o risco de não atendimento à carga vai depender de falhas aleatórias do suprimento da concessionária de distribuição e dos componentes que integram a rede. A partir da integração e expansão das fontes de geração intermitente, como a solar fotovoltaica e eólica, é necessário incorporar ao modelo de análise a possibilidade de que ocorra falha bem como a variabilidade inerente a essas fontes renováveis.

A análise da confiabilidade da distribuição se enquadra no nível hierárquico 3 (NH3), como mostrado na figura A.1. Conceitualmente, o nível NH3 abrange a avaliação dos sistemas de geração, transmissão e distribuição, e, recentemente, deve incorporar o impacto da GD nas redes onde ela se fizer presente. Entretanto, a representação completa ilustrada na figura A.1 é evitada em sistemas reais, em virtude do maior porte do sistema e da elevada dimensão do problema, sendo a confiabilidade da distribuição tratada separadamente dos sistemas de geração e transmissão.

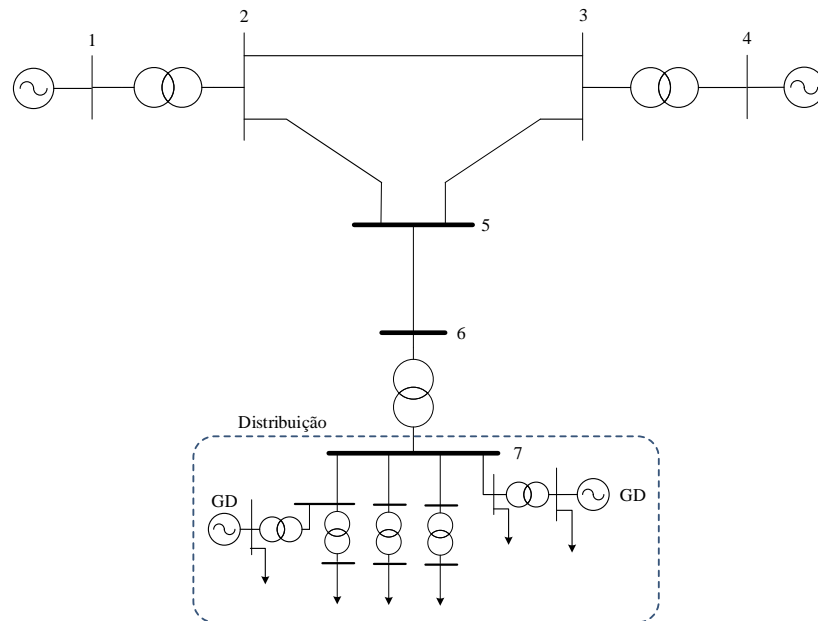


Figura A.1 – Representação de um sistema elétrico hipotético no NH3

As falhas dos equipamentos e do sistema de geração conectado na rede podem ser representadas por séries temporais em que a sequência dos estados operativo ou falho seguem uma ordem cronológica. Nestes estudos é utilizada a técnica da simulação SMC Sequencial.

A.2 SMC Sequencial

A SMC sequencial se caracteriza como uma simulação cronológica no tempo. O intervalo de tempo de discretização da simulação deve ser pré-definida, pois esta informação definirá o avanço no passo de simulação. O modelo do estudo de confiabilidade via SMC sequencial abrange as etapas apresentadas no diagrama da figura A.2.

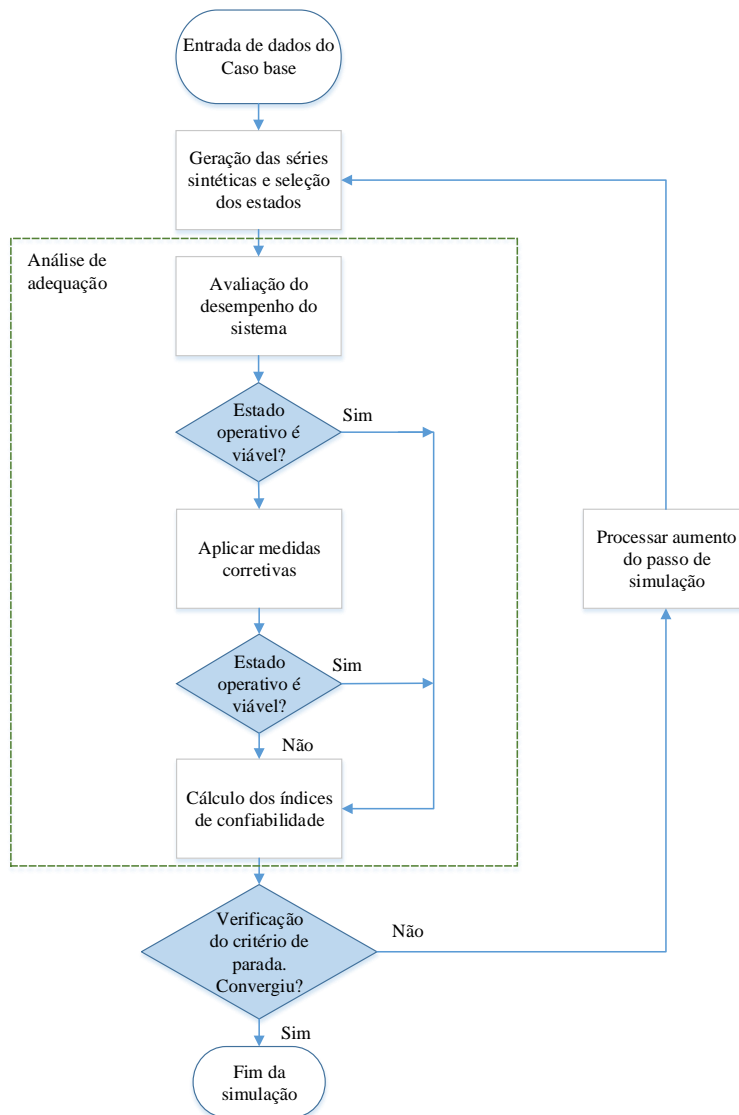


Figura A.2 – Etapas do estudo de confiabilidade

A.2.1 Algoritmo Conceitual da SMC Sequencial

O algoritmo conceitual da SMC Sequencial para a avaliação da confiabilidade é dividido em 5 etapas principais (BORGES, 2005) .

- 1) **Amostragem da Duração dos Estados dos Componentes:** Gere uma série sintética anual de estados do sistema y_k , ou seja, amostre sequencialmente no tempo os estados do sistema pela aplicação dos modelos estocásticos dos equipamentos, do modelo cronológico da carga e do modelo de geração da fonte intermitente;
- 2) **Análise de Adequação:** Analise a equação dos estados x da série y_k gerada por meio do cálculo do valor de uma função de avaliação $F(x)$, a qual quantifica o efeito de violações nos limites operativos para cada estado. O efeito de ações corretivas pode ser incluído nesta avaliação. Acumule os resultados relativos ao ano k ;

- 3) **Cálculo dos Índices de Confiabilidade:** Calcule os índices de confiabilidade anuais relativos ao ano k pela avaliação da função $G(y_k)$ sobre os valores acumulados em (2);
- 4) **Análise de Convergência:** Atualize a estimativa de $\bar{E}(G)$, ou seja, atualize o valor esperado dos índices de confiabilidade do processo baseado no resultado obtido no passo (3);
- 5) **Processo do Passo de Simulação:** Se a precisão das estimativas for aceitável, o processo é considerado convergido. Caso contrário, retorne ao passo (1).

Cada uma das etapas é detalhada nos itens em sequência (BORGES, 2005).

A.2.2 Amostragem da Duração dos Estados dos Componentes

A seleção dos estados deve ser realizada para todo sistema, abrangendo linhas de transmissão, distribuição, transformadores e demais equipamentos, incluindo o estado de geração usinas convencionais (geração firme) e fontes intermitentes, e da carga naquele instante. Por exemplo, além de saber se a unidade geradora está no modo operativo ou falho, é necessário saber também o quanto de potência aquela unidade tem disponível para gerar naquele momento. Para os equipamentos, a seleção dos estados segue um procedimento específico, como detalhado a seguir.

A série sintética anual do passo (1) do algoritmo apresentado no item A.1.1 é gerada pela combinação dos processos de transição de estados dos componentes do sistema e a variação cronológica da geração intermitente e do modelo de carga na mesma base temporal. O processo de transição de estados dos componentes é obtido pela amostragem sequencial da distribuição de probabilidade da duração dos estados, que, em geral, é uma distribuição exponencial. Essa abordagem é chamada amostragem da duração dos estados dos componentes.

O processo de transição cronológica dos estados do sistema é obtido pela combinação dos processos de transição dos estados dos componentes. Considerando um processo estocástico com distribuição de probabilidade exponencial com parâmetro λ para a duração dos estados, a função de probabilidade acumulada é dada pela equação A.1.

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (\text{A.1})$$

A duração do estado i pode ser amostrada aplicando-se o método da transformação inversa que resulta em:

$$t_i = -\frac{1}{\lambda} \cdot \ln U \quad (\text{A.2})$$

onde U é a variável aleatória distribuída uniformemente no intervalo $[0,1]$, λ_i é a taxa de transição do estado i e t_i é a duração do estado i .

Desta forma, o processo de amostragem consiste em sortear um número aleatório U , utilizando o algoritmo de geração de números pseudo-aleatórios, e aplicá-lo na equação A.2 para obter uma amostra da duração de estados.

Considerando um modelo a dois estados (operação e reparo), o processo consiste em amostrar alternadamente os dois estados, de forma a obter o tempo de operação (t_0) e o tempo de reparo (t_1), conforme mostrado nas equações A.3 e A.4.

$$t_0 = -\frac{1}{\lambda} \cdot \ln U \quad (\text{A.3})$$

$$t_1 = -\frac{1}{\mu} \cdot \ln U \quad (\text{A.4})$$

onde λ é a taxa de falha e μ é a taxa de reparo.

Para múltiplos estágios a modelagem pode ser estendida através da equação A.5.

$$t_i = -\frac{1}{\sum_{s \in S} \lambda_{is}} \cdot \ln U \quad (\text{A.5})$$

onde S é o conjunto de estados para os quais o estado i pode transitar e λ_{is} é a taxa de transição do estado i para o estado s .

O processo deve ser repetido para todos os componentes do sistema, sendo assim possível obter uma sequência de operação de cada componente durante um período de tempo pré-especificado. A partir da combinação realizada constrói-se uma sequência de operação do sistema todo, como exemplificado na figura A.3. A transição do estado é representada se pelo menos um dos elementos do sistema muda de estado.

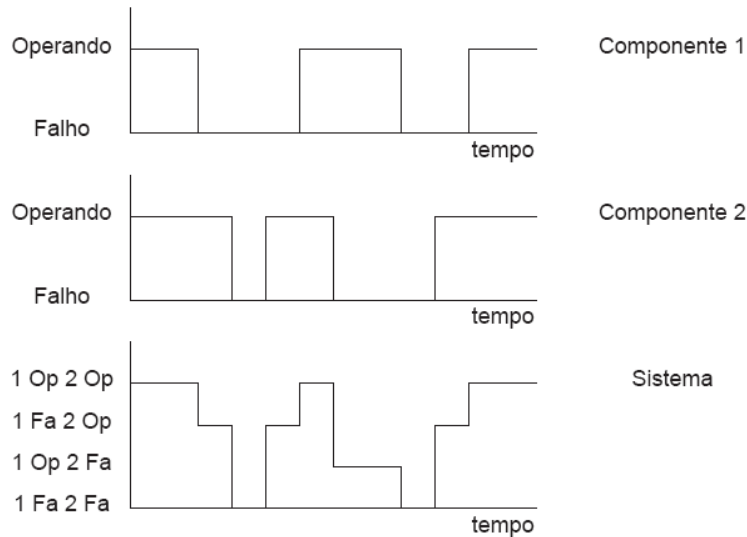


Figura A.3 – Amostragem da duração dos estados dos componentes
 Fonte: (BORGES, 2005)

O modelo cronológico de variação da carga e da geração do sistema pode ser combinado com o processo de transição de estados dos componentes a fim de formar uma realização agregada no nível de sistema. O modelo da carga e geração pode ser representado para diferentes discretizações (minuto, hora, semana ou mês) e níveis de representação (sistema, área ou barra), flexibilidade essa que se constitui em uma das grandes vantagens da SMC sequencial. Na obtenção da série sintética agregada no nível de sistema, o instante de tempo em que ocorre uma transição de estados t_i é obtido pela equação A.6.

$$t_i = \min(t_c, t_l, t_g) \quad (\text{A.6})$$

onde t_c é o instante da transição do estado atual devido à transição dos componentes, t_l é o instante da transição do estado atual devido à transição das curvas de carga e t_g é o instante da transição do estado atual devido à transição das curvas de geração.

A.2.3 Análise de Adequação

A análise de adequação em estudos de confiabilidade é realizada primeiramente com a simulação de fluxo de potência com o objetivo de avaliar se existe ou não violação dos limites operativos do sistema (avaliação de desempenho). Caso isso ocorra, existe uma segunda etapa da análise de adequação, chamada de aplicação de medidas corretivas, onde é realizada uma simulação de fluxo de potência ótimo para que sejam adotadas medidas corretivas, com o intuito de que todo o sistema opere dentro dos limites operativos. Dentre as medidas analisadas está o corte de carga, o qual deve ser minimizado dentro do problema de otimização.

A.2.4 Cálculo dos Índices de Confiabilidade

Nesta etapa, os resultados obtidos na análise de adequação dos estados são utilizados para estimar os índices de confiabilidade como apresentado na equação A.7.

$$\bar{E}(G) = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N G(y_k) \quad (\text{A.7})$$

onde $\bar{E}(G)$ fornece uma estimativa dos índices de confiabilidade calculados sobre todas as séries sintéticas simuladas, N é o número de séries sintéticas anuais simuladas, y_k é a série sintética anual composta pelos estados amostrados sequencialmente dentro do ano k , e G é uma função teste para o cálculo dos índices de confiabilidade anuais.

As funções $G(y_k)$ para os principais índices de confiabilidade são apresentadas a seguir.

- 1) LOLE (Número esperado de horas de déficit de potência, do inglês, *Loss of Load Expectation*);

$$G(y_k) = \text{Somatório da duração de todos estados de falha dentro do ano } k \quad (\text{A.8})$$

- 2) LOLP (Probabilidade de perda de carga, do inglês, *Loss of Load Probability*);

$$G(y_k) = \text{Somatório da duração de todos estados de falha dentro do ano } k / 8760 \quad (\text{A.9})$$

- 3) EENS (Valor esperado de energia não suprida, do inglês, *Expected Energy Not Supplied*);

$$G(y_k) = \text{Somatório da energia não suprida em todos estados de falha dentro do ano } k \quad (\text{A.11})$$

- 4) EENS (Valor esperado de potência não suprida, ou valor esperado de corte de carga, do inglês, *Expected Power Not Supplied*);

$$G(y_k) = \text{Somatório da energia não suprida em todos estados de falha dentro do ano } k / 8760 \quad (\text{A.12})$$

- 5) LOLF (Frequência de carga, do inglês, *Loss of Load Frequency*);

$$G(y_k) = \text{Número de subsequências de falha dentro do ano } k \quad (\text{A.13})$$

Cabe destacar que uma subsequência de falha é definida como uma sequência de estados de falha, correspondente a um corte de carga de duração igual a soma das durações de todos os estados de falha da subsequência.

- 6) LOLD (Duração média de perda de carga, do inglês, *Loss of Load Duration*);

$$G(y_k) = \frac{8760 * \text{LOLP}}{\text{LOLF}} \quad (\text{A.14})$$

A.2.5 Análise da Convergência

Nesta última etapa as incertezas das estimativas dos índices são analisadas segundo o critério que decide pela finalização do processo de simulação. A convergência do processo se dará a partir da tolerância admitida para cada um dos índices calculados.

Inicialmente, é necessária a avaliação de dispersão em torno dos valores calculados já que os valores dos estados, e conseqüentemente das estimativas são aleatórios. Assim, é calculada a variância em torno da estimativa:

$$V(\bar{E}(G)) = \frac{V(G)}{N} \quad (\text{A.15})$$

onde V é a variância da função teste G . Por fim, a incerteza em torno das estimativas dos índices é calculada pelo Coeficiente de Variação α definido pela equação A.16.

$$\alpha = \frac{\sqrt{V(\bar{E}(G))}}{\bar{E}(G)} \quad (\text{A.16})$$

O coeficiente α é usualmente utilizado como critério de convergência da simulação de Monte Carlo. De forma geral, é adotado como critério de parada $\alpha=5\%$ para todos os índices de confiabilidade calculados.

A.2.6 Processamento do Passo de Simulação

Esta etapa contempla apenas o cálculo do avanço da simulação. Caso o critério de convergência não tenha sido satisfeito, a simulação prossegue executando-se um avanço no passo de simulação.

A.3 Índices de Confiabilidade de Sistemas de Distribuição

Os três índices básicos de sistemas de sistemas de distribuição são índices associados aos pontos de carga, sendo, portanto, índices individuais. Considerando o ponto de carga L e os parâmetros dos componentes i , os índices são definidos da seguinte forma:

- 1) Taxa Média de Falha - λ_L , em ocorrências/ano;

$$\lambda_L = \sum_i \lambda_i \quad (\text{A.17})$$

onde λ_i é a taxa de falha do componente i .

- 2) Tempo Médio de Reparo Anual - U_L , em horas/ano;

$$U_L = \sum_i \lambda_i r_i = \sum_i U_i \quad (\text{A.18})$$

onde r_i é o tempo médio de reparo do componente i .

3) Tempo Médio de Reparo - r_L , em horas;

$$r_L = \frac{U_L}{\lambda_L} = \frac{\sum_i \lambda_i r_i}{\sum_i \lambda_i} \quad (\text{A.19})$$

No Brasil, os índices individuais de ponto de carga λ_L e U_L são chamados de Frequência de Interrupção do Consumidor (FIC) e a Duração de Interrupção do Consumidor (DIC), respectivamente.

A partir da SMS Sequencial os índices de frequência de interrupção (λ_L) e tempo médio de reparo anual (U_L) podem ser obtidos por meio das equações A.20 e A.21.

$$\lambda_L = LOLF_L \quad (\text{A.20})$$

$$U_L = 8760 \cdot LOLP_L \quad (\text{A.21})$$

Apêndice B

Dados do Sistema RBTS-Barra2

O sistema de distribuição IEEE RBTS-Barra2 foi proposto por ALLAN *et al.* (1991) com o objetivo de fornecer uma referência ou um padrão de sistema de distribuição para testes de metodologias e programas computacionais, e como consequência, permitir a comparação entre os estudos com base nessa configuração padronizada. O sistema teste proposto possui as principais características das redes de distribuição reais, com disposição radial e a existência de componentes típicos. Os principais dados do sistema são apresentados nas tabelas B.1 e B2. Maiores detalhes e dados complementares podem ser obtidos da referência supracitada.

Tabela B.1 – Taxas de falha e de reparo dos componentes do sistema RBTS-Barra2 e comprimento dos alimentadores

Trecho	Componente	Comprimento (km)	Taxa de falha - λ (Ocorrências/h)	Taxa de reparo - μ (Ocorrências/h)
25-26	Alimentador principal	0,75	0,000005565068493	0,200
26-27	Alimentador lateral	0,60	0,000004452054795	0,200
27-28	Transformador	--	0,000001712328767	0,005
26-29	Alimentador lateral	0,80	0,000005936073059	0,200
29-30	Transformador	--	0,000001712328767	0,005
26-31	Alimentador principal	0,75	0,000005565068493	0,200
31-32	Alimentador lateral	0,80	0,000005936073059	0,200
32-33	Transformador	--	0,000001712328767	0,005
31-34	Alimentador lateral	0,60	0,000004452054795	0,200
34-35	Transformador	--	0,000001712328767	0,005
31-36	Alimentador principal	0,75	0,000005565068493	0,200
36-37	Alimentador lateral	0,80	0,000005936073059	0,200
37-38	Transformador	--	0,000001712328767	0,005
36-39	Alimentador lateral	0,75	0,000005565068493	0,200
39-40	Transformador	--	0,000001712328767	0,005
36-41	Alimentador principal	0,60	0,000004452054795	0,200
41-42	Alimentador lateral	0,80	0,000005936073059	0,200
42-43	Transformador	--	0,000001712328767	0,005
25-44	Alimentador principal	0,75	0,000005565068493	0,200
44-45	Alimentador lateral	0,80	0,000005936073059	0,200
44-46	Alimentador principal	0,60	0,000004452054795	0,200
46-47	Alimentador lateral	0,80	0,000005936073059	0,200
25-48	Alimentador principal	0,75	0,000005565068493	0,200
48-49	Alimentador lateral	0,60	0,000004452054795	0,200
49-50	Transformador	--	0,000001712328767	0,005
48-51	Alimentador principal	0,80	0,000005936073059	0,200
51-52	Alimentador lateral	0,75	0,000005565068493	0,200

Trecho	Componente	Comprimento (km)	Taxa de falha - λ (Ocorrências/h)	Taxa de reparo - μ (Ocorrências/h)
52-53	Transformador	--	0,000001712328767	0,005
51-54	Alimentador lateral	0,80	0,000005936073059	0,200
54-55	Transformador	--	0,000001712328767	0,005
51-56	Alimentador principal	0,60	0,000004452054795	0,200
56-57	Alimentador lateral	0,75	0,000005565068493	0,200
57-58	Transformador	--	0,000001712328767	0,005
56-59	Alimentador lateral	0,80	0,000005936073059	0,200
59-60	Transformador	--	0,000001712328767	0,005
56-61	Alimentador principal	0,75	0,000005565068493	0,200
61-62	Alimentador lateral	0,60	0,000004452054795	0,200
62-63	Transformador	--	0,000001712328767	0,005
25-64	Alimentador principal	0,80	0,000005936073059	0,200
64-65	Alimentador lateral	0,75	0,000005565068493	0,200
65-66	Transformador	--	0,000001712328767	0,005
64-67	Alimentador lateral	0,60	0,000004452054795	0,200
67-68	Transformador	--	0,000001712328767	0,005
64-69	Alimentador principal	0,75	0,000005565068493	0,200
69-70	Alimentador lateral	0,60	0,000004452054795	0,200
70-71	Transformador	--	0,000001712328767	0,005
69-72	Alimentador lateral	0,80	0,000005936073059	0,200
72-73	Transformador	--	0,000001712328767	0,005
69-74	Alimentador principal	0,75	0,000005565068493	0,200
74-75	Alimentador lateral	0,80	0,000005936073059	0,200
75-76	Transformador	--	0,000001712328767	0,005
74-77	Alimentador principal	0,60	0,000004452054795	0,200
77-78	Alimentador lateral	0,75	0,000005565068493	0,200
78-79	Transformador	--	0,000001712328767	0,005
77-80	Alimentador lateral	0,80	0,000005936073059	0,200
80-81	Transformador	--	0,000001712328767	0,005

Tabela B.2 – Dados de confiabilidade para os componentes

Componente	Taxa de falha - λ (falhas/ano) / (falhas/ano.km)	Tempo médio de restauração / substituição - r (horas)
Linha de Distribuição de 11 kV	0,0650	5
Transformador 11/0,415 kV	0,0150	200

As informações de catálogo dos módulos e inversores utilizados nas simulações do sistema teste RBTS-Barra2 estão mostradas nas tabelas B.3 e B4.

Tabela B.3 – Especificações técnicas do módulo modelo Virtus II JC250M

Parâmetro	Condições STC	Condições NOCT
Potência máxima de saída (P_{mp})	250 W _p	185 W _p
Eficiência máxima	15,37%	
Quantidade de células em série	60	
Tensão de máxima potência (V_{mp})	30,0 V	28,2 V
Corrente de máxima potência (I_{mp})	8,45 A	6,57 A
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	37,5 V	35,0 V
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	9,04 A	7,12 A
Coeficiente de temperatura de P_{mp} (γ)	-0,40 %/ °C	
Coeficiente de temperatura de V_{oc} (β)	-0,30%/ °C	
Coeficiente de temperatura de I_{sc} (α)	+0,04 %/ °C	
Temperatura nominal de operação da célula (NOCT)	45 ± 2°C	

Fonte: RENESOLA (2018)

Tabela B.4 – Especificações técnicas do inversor modelo Sunny Tripower 25000TL

Dados	Especificação
Máxima Tensão CC de Entrada	1.000 V
Faixa de Tensão MPPT	390-800 V
Tensão de Entrada Nominal	600 V
Potência CC Máxima de Entrada	25.550 W
Corrente CC Máxima por MPPT	33 A
Tensão Mínima	150 V
Tensão de Acionamento	188 V
Eficiência Máxima	98,3 %
Tipo de Conexão CA	Trifásica
Potência Ativa Nominal	25.000 W
Potência Aparente Máxima	25.000 VA
Tensão Nominal CA	220/380 V

Fonte: SMA (2018)

Apêndice C

Informações do Sistema Isolado de Fernando de Noronha

Esse apêndice apresenta com maior detalhamento as informações que embasaram as simulações de fluxo de potência e análise da confiabilidade do sistema de distribuição em média tensão da ilha de Fernando de Noronha. São também apresentadas as informações gerais das usinas fotovoltaicas Noronha I e Noronha II, especificações e dados dos fabricantes dos módulos e inversores instalados nessas usinas.

C.1 UFV Noronha I

A usina solar fotovoltaica Noronha I se encontra conectada no alimentador FEN-02 e possui 1.644 módulos de fabricação Yingli, modelo YL245P-29b policristalino, de 245 Wp cada, totalizando 402,78 kWp. A conversão para corrente alternada é realizada por 13 inversores Power-One TRIO-27.6-TL-OUTD-S2X-400 (ALMEIDA, 2017). As tabelas C.1 e C.2 apresentam as especificações técnicas dos módulos e inversores.

Tabela C.1 – Especificações técnicas do módulo modelo YL245P-29b

Parâmetro	Condições STC	Condições NOCT
Potência máxima de saída (P_{mp})	245 Wp	178,7 Wp
Eficiência máxima	15,1%	
Quantidade de células em série	60	
Tensão de máxima potência (V_{mp})	29,6 V	27,0 V
Corrente de máxima potência (I_{mp})	8,28 A	6,62 A
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	37,5 V	34,6 V
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	8,83 A	7,14 A
Coefficiente de temperatura de P_{mp} (γ)	-0,42 %/ °C	
Coefficiente de temperatura de V_{oc} (β)	-0,32%/ °C	
Coefficiente de temperatura de I_{sc} (α)	+0,05 %/ °C	
Temperatura nominal de operação da célula (NOCT)	46 ± 2°C	

Fonte: YINGLI (2015)

Tabela C.2 – Especificações técnicas do inversor modelo Power-One TRIO-27.6-TL-OUTD-S2X-400

Dados	Especificação
Máxima Tensão CC de Entrada	1.000 V
Tensão de Entrada Nominal	620 V
Potência CC Máxima de Entrada	28.600 W
Corrente CC Máxima por MPPT	32 A
Tensão Mínima	430 V
Tensão de Acionamento	500 V
Eficiência Máxima	98,2 %
Tipo de Conexão CA	Trifásica
Potência Ativa Nominal	27.600 W
Potência Aparente Máxima	30.670 VA
Tensão Nominal CA	400 V

Fonte: ABB (2017)

C.2 UFV Noronha II

A segunda usina solar fotovoltaica, Noronha II, se encontra geograficamente mais próxima da UTE Tubarão, ligada ao alimentador FEN-03. A usina é composta por 1.836 módulos de fabricação Yingli, modelo YL300P-35b policristalino, de 300 Wp cada, totalizando 550,8 kWp. A conversão para corrente alternada é realizada por 18 inversores Power-One TRIO-27.6-TL-OUTD-S2X-400, de 30 kW cada (ALMEIDA, 2017). A tabela C.3 apresenta as especificações técnicas dos módulos. Os inversores são do mesmo modelo utilizado na UFV Noronha I, conforme tabela C.2.

Tabela C.3 – Especificações técnicas do módulo modelo YL300P-35b

Parâmetro	Condições STC	Condições NOCT
Potência máxima de saída (P_{mp})	300 Wp	218,8 Wp
Eficiência máxima	15,5%	
Quantidade de células em série	72	
Tensão de máxima potência (V_{mp})	35,8 V	32,7 V
Corrente de máxima potência (I_{mp})	8,37 A	6,70 A
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	45,2 V	41,7 V
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	8,86 A	7,16 A
Coefficiente de temperatura de P_{mp} (γ)	-0,42 %/ °C	
Coefficiente de temperatura de V_{oc} (β)	-0,32%/ °C	
Coefficiente de temperatura de I_{sc} (α)	+0,05 %/ °C	
Temperatura nominal de operação da célula (NOCT)	46 ± 2°C	

Fonte: YINGLI (2014)

C.3 Dados nominais dos transformadores e respectivas cargas

A rede de distribuição de média tensão (13,8 kV) de Fernando de Noronha é composta por e alimentadores primários. O sistema possui um total de 44 pontos de carga com transformares de distribuição de 13,8 kV/380-220V que suprem a 45 alimentadores de baixa tensão (BT). Os transformadores existentes compreendem a faixa de potência de 15 a 300 kVA. As características nominais dos transformadores e as respectivas cargas máximas adotadas nos estudos estão discriminadas na tabela C.4. Os dados de identificação e potência nominal foram retirados do trabalho realizado por ALMEIDA (2017) e foram parcialmente atualizados.

Tabela C.4 – Características nominais dos transformadores e das cargas por ponto de carga (LP)

Ponto de Carga (LP)	Alimentador MT	ID - Transformador	Potência nominal (kVA)	Demanda máxima (kVA)	Demanda máxima (kW)	Demanda máxima (kVAr)
LP-01	FEN-01	C01025-45	45	36,6	33,7	14,4
LP-02		C01021-75	75	61,1	56,2	23,9
LP-03		C01031-150	150	122,1	112,4	47,9
LP-04		C01030-150	150	122,1	112,4	47,9
LP-05		C01018-112.5	112,5	91,6	84,3	35,9
LP-06		C00982-112.5	112,5	91,6	84,3	35,9
LP-07		C00994-150	150	122,1	112,4	47,9
LP-08		C00995-75	75	61,1	56,2	23,9
LP-09		C00996-45	45	36,6	33,7	14,4
LP-10		C00997-75	75	61,1	56,2	23,9
LP-11		C00998-75	75	61,1	56,2	23,9
LP-12		C00992-45	45	36,6	33,7	14,4
LP-13		C00981-112.5	112,5	91,6	84,3	35,9
LP-14	FEN-02	E04251-15	15	12,2	11,2	4,8
LP-15		C01000-30	30	24,4	22,5	9,6
LP-16		C01001-75	75	61,1	56,2	23,9
LP-17		C01003-15	15	12,2	11,2	4,8
LP-18		C01004-75	75	61,1	56,2	23,9
LP-19		C01005-15	15	12,2	11,2	4,8
LP-20		F40525-45	45	36,6	33,7	14,4
LP-21		C01009-75	75	61,1	56,2	23,9
LP-22		C01010-225	225	183,2	168,5	71,8
LP-23		C01011-75	75	61,1	56,2	23,9
LP-24		C01017-45	45	36,6	33,7	14,4
LP-25		C22290-225	225	183,2	168,5	71,8
LP-26	C01012-75	75	61,1	56,2	23,9	
LP-27	C01013-75	75	61,1	56,2	23,9	
LP-28	FEN-03	C01027-75	75	91,6	84,3	35,9
LP-29		C27271-300	300	183,2	168,5	71,8
LP-30		C28187-112.5	112,5	61,1	56,2	23,9
LP-31		C01026-75	75	24,4	22,5	9,6
LP-32		C01029-75	75	61,1	56,2	23,9
LP-33		C01020-30	30	61,1	56,2	23,9
LP-34		C01037-75	75	61,1	56,2	23,9
LP-35	C01038-112.5	112,5	61,1	56,2	23,9	

Ponto de Carga (LP)	Alimentador MT	ID - Transformador	Potência nominal (kVA)	Demanda máxima (kVA)	Demanda máxima (kW)	Demanda máxima (kVAr)
LP-36		C01036-75	75	61,1	56,2	23,9
LP-37		K14220-150	150	61,1	56,2	23,9
LP-38		C57794-45	45	91,6	84,3	35,9
LP-39		C47931-75	75	244,3	224,7	95,7
LP-40		C01035-75	75	91,6	84,3	35,9
LP-41		C00986-112.5	112,5	61,1	56,2	23,9
LP-42		C00989-75	75	36,6	33,7	14,4
LP-43		C00987-225	225	122,1	112,4	47,9
LP-44		Não identificado	30	24,4	22,5	9,6
Total	--	--	4.005	3.260,9	3.000	1.278

C.4 Imagens das usinas de geração

As usinas de geração de energia elétrica instaladas na ilha de Fernando de Noronha, denominadas Tubarão, Noronha I e Noronha II são mostradas nas figuras C.1, C.2 e C.3.



Figura C.1 – Imagens da UTE Tubarão e Fernando de Noronha
Fonte: (EPE¹⁶, 2018)

¹⁶ EPE: Apresentação – Sistemas Isolados e atendimento de energia elétrica à Roraima, DEE/SEG/Empresa de Pesquisa Energética, Gustavo Ponte, Setembro de 2018.



Figura C.2 – Visão geral da UFV Noronha I
Fonte: (REVER ENERGIA¹⁷, 2018)



Figura C.3 – Visão geral da UFV Noronha II
Fonte: (AULAS DE ENERGIA¹⁸, 2018)

¹⁷ Disponível em: <<https://reverenergia.com.br/>>. Acesso em dezembro de 2018.

¹⁸ Disponível em: <<http://aulasdeenergianeo.com.br/>>. Acesso em dezembro de 2018.