

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

EDMAR ARANTES MOREIRA

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DE DIFERENTES MODELAGENS DA
MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NOS ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DE
SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA DE BAIXA TENSÃO**

BELO HORIZONTE

2018

EDMAR ARANTES MOREIRA

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DE DIFERENTES MODELAGENS DA
MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NOS ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DE
SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA DE BAIXA TENSÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica

Área Concentração: Engenharia de Potência

Linha de Pesquisa: Sistemas de Energia Elétrica

Orientadora: Maria Helena Murta Vale

Coorientador: Luís Guilherme Monteiro de Oliveira

BELO HORIZONTE

2018

M838a

Moreira, Edmar Arantes.

Análise dos impactos de diferentes modelagens da microgeração fotovoltaica nos estudos de planejamento de sistemas de energia elétrica de baixa tensão [recurso eletrônico] / Edmar Arantes Moreira. - 2018.

1 recurso online (xvii,174 f. : il., color.) : pdf.

Orientadora: Maria Helena Murta Vale.

Coorientador: Luís Guilherme Monteiro de Oliveira.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Anexos: f.171-174.

Bibliografia: f.161-170.

Exigências do sistema: Adobe Acrobat Reader.

1. Engenharia Elétrica - Teses. 2. Geração de energia fotovoltaica – Teses. 3. Redes elétricas - Análise – Teses. I. Vale, Maria Helena Murta. II. Oliveira, Luís Guilherme Monteiro de. II. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. III. Título.

CDU: 621.3(043)

**"Análise dos Impactos de Diferentes Modelagens da
Microgeração Fotovoltaica nos Estudos de Planejamento de
Sistemas de Energia Elétrica de Baixa Tensão"**

Edmar Arantes Moreira

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 30 de julho de 2018.

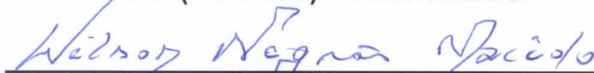
Por:



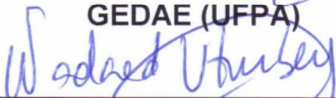
Prof^a. Dr^a. Maria Helena Murta Vale
DEE (UFMG) - Orientadora



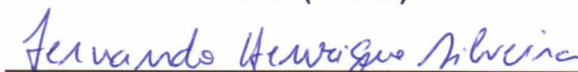
Prof. Dr. Luís Guilherme Monteiro Oliveira
DEE (PUC-MG) - Coorientador



Prof. Dr. Wilson Negrão Macêdo
GEDAE (UFPA)



Prof^a. Dr^a. Wadaed Uturbey da Costa
DEE (UFMG)



Prof. Dr. Fernando Henrique Silveira
DEE (UFMG)

**"Análise dos Impactos de Diferentes Modelagens da
Microgeração Fotovoltaica nos Estudos de Planejamento de
Sistemas de Energia Elétrica de Baixa Tensão"**

Edmar Arantes Moreira

O convidado especial abaixo indicado é favorável à aprovação da
Dissertação de Mestrado.

Aprovada em 30 de julho de 2018.

Por:



**Eng. Me. Márcio Eli Moreira de Souza
PO/MG (CEMIG)**

Dedico esta dissertação aos meus pais, Elani e Edmar, e às minhas irmãs Paula e Ingrid.

A vocês toda minha gratidão.

“Então Samuel pegou uma pedra e a ergueu entre Mispá e Sem; e deu-lhe o nome de Ebenézer, dizendo: "Até aqui o Senhor nos ajudou" (1 Samuel 7.12)

AGRADECIMENTOS

Agradeço em primeiro lugar a Deus por sua infindável graça e amor e por me capacitar permitir finalizar este trabalho.

Aos meus pais e irmãs, pelo amor incondicional e por sempre me incentivarem e acreditarem na minha capacidade.

Expresso minha profunda admiração à minha orientadora, professora Maria Helena Murta Vale. Por ser exemplo de dedicação, competência e profissionalismo. Também agradeço por sua empatia, carinho, compreensão, confiança e ensinamentos, que vão além deste trabalho.

Ao meu coorientador, professor Luís Guilherme Monteiro de Oliveira, por sua amizade, confiança, compreensão e por me indicar o “caminho do Sol”.

Aos professores do LRC, pelos conhecimentos ministrados, contribuindo com minha formação e pelo apoio fora classe de aula.

Às minhas tias, Lúcia, Sônia e Helenice, por serem mães e cuidarem de mim neste tempo, mesma a distância, e ao meu primo Alberito Rodrigo me incentivar e ajudar em minha vida acadêmica.

À Alexandra por toda torcida e carinho ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

À família Caminhas, pelo carinho e ajuda, tornando a distância de casa menos difícil.

Aos meus amigos de LRC, por terem compartilhado desta jornada comigo de forma tão generosa, diminuindo o peso dos desafios e dificuldades. Em especial ao Fábio, Alex, seu Carlos, Letícia, Ósis, Bárbara e Débora.

Ao Márcio Eli Moreira Souza, pelo fornecimento dos dados da rede elétrica utilizada nas simulações de forma tão solícita.

A todos os meus amigos, que ajudaram a concluir este ciclo.

A CAPES/PROCAD e ao PPGEE, órgãos financiadores.

MOREIRA, E. A. Estudo dos Impactos de Diferentes Modelagens da Microgeração Fotovoltaica em Sistemas de Energia Elétrica de Baixa Tensão. 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.

RESUMO

Nos últimos anos, diversos países têm investido e criado iniciativas para diversificar suas matrizes energéticas a fim de reduzir o uso de fontes não renováveis de energia. Contudo, é necessário garantir que a inserção de energias renováveis, como a geração fotovoltaica distribuída, não comprometa o funcionamento da rede elétrica. Para isto, este tipo de instalação deve ser considerado nos estudos de planejamento de sistemas elétricos da forma mais pertinente possível. Neste contexto, o presente trabalho avalia o impacto da modelagem da microgeração fotovoltaica distribuída nos estudos de fluxo de potência de redes elétricas em baixa tensão e como esta geração distribuída pode influenciar os estudos de planejamento de sistemas elétricos. Portanto, foram realizadas simulações de quatro cenários, que assumem considerações distintas na modelagem da microgeração fotovoltaica distribuída, utilizando as ferramentas computacionais PowerFactory e o PVSyst. A análise mostra que grandezas, tais como o carregamento nos ramos, as perdas elétricas e as tensões, variam de acordo com os cenários estudados. Os resultados evidenciam a relevância na escolha dos dados relativos ao recurso solar e à dicotomia carga/geração nos resultados do fluxo de potência. Uma vez que estas variações podem influenciar a decisão por parte do planejador, os resultados da análise foram compilados, gerando um procedimento simples e útil com o objetivo de auxiliar as equipes na elaboração dos estudos de planejamento. Dentre as diversas contribuições desta dissertação, destaca-se o procedimento proposto, devido ao seu caráter inovador. Evidencia-se a importância da modelagem da geração fotovoltaica distribuída nos estudos de fluxo de potência e, conseqüentemente, na aplicação dos seus resultados nas análises de rede elétrica.

Palavras-chave: Microgeração Fotovoltaica Distribuída. Planejamento de Sistemas Elétricos. Análise de Redes Elétricas.

MOREIRA, E. A. Study of Different Impacts on Photovoltaic Microgeneration Modelling of Low-Voltage Electric Power Systems. 2018. Master's Thesis (Master's in electrical engineering) – School of Engineering, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.

ABSTRACT

In recent years, many countries have invested and implemented initiatives to diversify their power plants to reduce the use of non-renewable energy sources. However, it is necessary to ensure that the insertion of renewable energies, such as distributed photovoltaic generation, does not compromise the operation of the electricity network. Thus, the way that the electrical systems' planning studies consider this type of installation should be pertinent. In this context, the present thesis evaluates the impact of distributed photovoltaic microgeneration' modelling on the studies of power flow regarding low voltage electrical networks and on the planning studies of electrical systems. Therefore, simulations of four scenarios, which assume different considerations in the modelling of distributed photovoltaic microgeneration, were carried out using computational tools as PowerFactory and PVSyst. The analysis shows that electrical quantities, such as the line charging, the electrical losses and the voltages vary for each studied scenario. The results show the relevance choosing the solar resource data and the load/generation dichotomy in the power flow results. Since these variations can influence planner decisions, the results of the analysis were compiled to generate a simple and useful procedure to assist in the preparation of the planning studies. Among the contributions of this dissertation, this proposed procedure excels due to its innovative character. Therefore, the importance of the modelling of distributed photovoltaic generation is evident in the studies of power flow and, consequently, in the power system analyses.

Keywords: Distributed Photovoltaic Microgeneration. Electrical Systems Planning. Electrical Network Analysis.

LISTAS DE FIGURAS

Figura 2-1 - Capacidade global de geração fotovoltaica instalada e adições anuais	30
Figura 2-2 – Irradiação Solar Global em média diária anual/ Somatório	30
Figura 2-3 - Irradiação solar, média diária anual para os países (a) Brasil, (b) Japão, (c) China e (d) Alemanha	31
Figura 2-4 - Países com maior capacidade de geração fotovoltaica instalada	32
Figura 2-5 - Capacidade de geração fotovoltaica, até 2016, e as adições realizadas em 2017 das dez nações que mais possuem geração fotovoltaica	34
Figura 2-6 - Média ponderada global dos custos de instalação total, dos fatores de capacidade e dos custos nivelados de energia	39
Figura 2-7 - Preço médio ponderado global dos custos de instalação fotovoltaica dos componentes de um SFCR	39
Figura 2-8 - Preços do MWh, nos leilões da EPE para aquisição de Energia Nova, por fonte a) ano de 2008 e b) ano de 2018.....	40
Figura 2-9 – Composição da potência fotovoltaica total instalada, em termos de geração centralizada e distribuída, no intervalo de 2011 a 2017.....	40
Figura 2-10 - Capacidade de micro e minigeração fotovoltaica distribuída instalada até 2017 e previsões até 2024.....	41
Figura 2-11 - Aspectos do planejamento de sistemas elétricos.....	44
Figura 2-12 - Curva de carga para o período de um dia útil do mês de maio de 2018.....	47
Figura 2-13 – Modelos centralizado e descentralizado de SEP	50
Figura 2-14 - Transição no suprimento de energia.....	50
Figura 3-1 - Fluxo de energia de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.....	56
Figura 3-2 - Componentes da radiação solar.....	60
Figura 3-3 - Exemplificação do ângulo azimutal e do ângulo de elevação do sol	61
Figura 3-4 - Cálculo do ângulo azimute e de elevação solar.....	62
Figura 3-5 - Exemplificação do sombreamento no horizonte específico a uma região.....	62
Figura 3-6 - Eficiência laboratorial das células fotovoltaicas e suas tecnologias	67
Figura 3-7 - Eficiência dos módulos comercializados no mercado fotovoltaico percentual de produção anual, por tecnologia.....	67
Figura 3-8 - Curvas característica $I \times V$ de uma célula fotovoltaica de silício sob diferentes níveis de iluminação.....	69
Figura 3-9 - Encapsulamento de um módulo fotovoltaico.....	72
Figura 3-10 - <i>String</i> com célula fotovoltaica sombreada (a) sem o diodo <i>by-pass</i> e (b) com o diodo <i>by-pass</i>	73
Figura 3-11 - Funcionalidades de um inversor.....	74
Figura 3-12 - Módulo fotovoltaico conectado à carga com destaque para função MPPT do inversor.....	74
Figura 3-13 - Configuração de cabo de rede de distribuição	77
Figura 3-14 - Modelo π -equivalente de elementos de rede elétrica	78
Figura 3-15 - Circuito equivalente completo do transformador	79
Figura 3-16 - Distribuição normal padronizada	84
Figura 4-1 - Diagrama unifilar de uma rede (a) visão unitária e (b) visão global da rede.....	98
Figura 4-2 - Segmento da rede BT selecionada para estudo	100
Figura 4-3 - Perfil de carregamento do transformador	102

Figura 4-4 - Perfil horário de demanda dos consumidores C1-C4 e C6-C11	103
Figura 4-5 - Perfil horário de demanda do consumidor C5.....	103
Figura 4-6 - Perfil de demanda baseado na Hipótese 1.....	105
Figura 4-7 - Perfil de demanda baseado na Hipótese 2.....	105
Figura 4-8 - Exemplo de perfil de céu limpo e nublado de irradiância.....	109
Figura 4-9 - Perfil de irradiância p/ um dia de verão e p/ um dia de inverno em Sete Lagoas	109
Figura 4-10 - Diagrama unifilar do segmento de rede estudada	111
Figura 4-11 - Irradiância solar global em média mensal diária, Sete Lagoas-MG com $\beta=0$.	113
Figura 4-12 - Linha do horizonte.....	117
Figura 4-13 - Projeto tridimensional das casas dos consumidores, instalados no segmento de rede analisado, para averiguação de sombreamento próximo.	119
Figura 4-14 - Diagrama unifilar do segmento de rede modificado para interação <i>PVSystem</i> com <i>PowerFactory</i>	120
Figura 5-1 - (a) Carregamento, (b) perdas elétricas e (c) módulo da tensão (fase b) considerando o fator de potência de 0,92 indutivo, ao longo de um dia de operação.....	125
Figura 5-2 - (a) Carregamento, (b) perdas elétricas e (c) módulo da tensão (fase b) considerando o fator de potência de 0,875 indutivo ao longo de um dia de operação.....	126
Figura 5-3 - (a) Carregamento, (b) perdas elétricas e (c) módulo da tensão (fase b) considerando o fator de potência de 0,83 indutivo ao longo de um dia de operação.....	127
Figura 5-4 - (a) Geração fotovoltaica para os três dados de recurso solar utilizado e (b) demanda de potência ativa da carga, com e sem geração fotovoltaica para o consumidor C4 conectado na Barra 14.....	130
Figura 5-5 - Carregamento para o perfil de carga 1 com: (a) GFV1, (b) GFV2 e (c) GFV3.	131
Figura 5-6 - Perdas elétricas para o perfil de carga 1 com: (a) GFV1, (b) GFV2 e (c) GFV3...	133
Figura 5-7 - (a) Geração fotovoltaica considerando os limites superior e inferior das incertezas fotovoltaicas e (b) demanda de potência ativa da carga, com e sem geração fotovoltaica....	136
Figura 5-8 - Carregamento para o perfil de carga 1 com: (a) GFV4, (b) GFV5, (c) GFV6 e (d) GFV7.....	137
Figura 5-9 - Perdas elétricas para o perfil de carga 1 com: (a) GFV4, (b) GFV5, (c) GFV6 e (d) GFV7.....	138
Figura 5-10 - Módulo da tensão (fase b) para o perfil de carga 1 com: (a) GFV4, (b) GFV5, (c) GFV6 e (d) GFV7	140
Figura 5-11 - Demanda de potência ativa da carga, com e sem geração fotovoltaica.....	142
Figura 5-12 - Carregamento para o perfil de carga 2 com: (a) GFV1 e (b) GFV7.....	142
Figura 5-13 - Perdas elétricas para o perfil de carga 2 com: (a) GFV1 e (b) GFV7	143
Figura 5-14 - Módulo da tensão (fase b) p/ o perfil de carga 2 com: (a) GFV1 e (b) GFV7.	144
Figura 5-15 - Carregamento para o perfil de carga 3 com: (a) GFV1 e (b) GFV7.....	145
Figura 5-16 - Perdas elétricas para o perfil de carga 3 com: (a) GFV1 e (b) GFV7	146
Figura 5-17 - Módulo da tensão (fase b) p/ o perfil de carga 3 com: (a) GFV1 e (b) GFV7.	147
Figura 5-18 - (a) Carregamento, (b) perdas elétricas e (c) módulo da tensão (fase b) para o Cenário 2	149
Figura 5-19 - (a) Carregamento, (b) perdas elétricas e (c) módulo da tensão (fase b) para o Cenário 3	151
Figura 5-20 - (a) Carregamento, (b) perdas elétricas e (c) módulo da tensão (fase b) para o Cenário 4	152
Figura 6-1: Síntese da Etapa de Levantamento de Dados.....	158
Figura 6-2: Síntese da Etapa de Inserção das Incertezas Fotovoltaicas.....	160

Figura 6-3: Síntese da Etapa referente à Dicotomia Carga/Geração	160
<u>Figura AI.1 - Duck Curve para rede sob operação da ISO Califórnia.....</u>	<u>174</u>
<u>Figura AII.1 - Datasheet do módulo fotovoltaico Yingli 245P-29b.....</u>	<u>176</u>
<u>Figura AIII.1 - Datasheet do inversor SUNNYBOY 1100LV.....</u>	<u>177</u>

LISTAS DE TABELAS

Tabela 2.1 – Desvio entre geração prevista e verificada para usinas fotovoltaicas do SIN.....	51
Tabela 3.1 - Bancos de dados solariméricos considerados no estudo.....	64
Tabela 3.2 - Faixas estimadas de influência na potência gerada por um SFCR, em nível AC, para algumas perdas	95
Tabela 4.1 - Dados dos cabos - sequências positivas e zero	100
Tabela 4.2 - Tipo de cabo e comprimento das linhas	100
Tabela 4.3 - Dados do transformador nº 4611	101
Tabela 4.4 - Dados dos consumidores do segmento estudado	102
Tabela 4.5 - Dados arquitetônicos das residências que receberiam os SFCR, necessários à simulação fotovoltaica	106
Tabela 4.6 - Valores mensais e anuais da média e desvio padrão para as bases de dados analisadas na Figura 4-11	114
Tabela 4.7 - Valores de incertezas fotovoltaicas adotados.....	116
Tabela 4.8: Síntese dos cenários elaborados	122

LISTAS DE SÍMBOLOS

m	Metros
J	Joules
W	Watts
G_{sc}	Constante solar
α	Altitude solar
γ	Ângulo azimutal de superfície
θ	Ângulo de incidência de radiação direta
ν	Frequência de propagação
c	Velocidade da luz no vácuo
λ	Comprimento de onda
G_{POA}	Irradiância no plano do módulo fotovoltaico
T_{amb}	Temperatura ambiente
T_m	Temperatura do módulo
S_w	Velocidade do vento
V_{CC}	Tensão do lado de Corrente Contínua (CC)
I_{CC}	Corrente do lado de Corrente Contínua (CC)
P_{CC}	Potência do lado de Corrente Contínua (CC)
V_{CA}	Tensão do lado de Corrente Alternada (CA)
I_{CA}	Corrente do lado de Corrente Alternada (CA)
P_{CA}	Potência do lado de Corrente Alternada (CA)
I_d	Corrente do diodo
I_0	Corrente de saturação reversa do diodo operando no escuro a uma temperatura específica
q	Carga do elétron
V_d	Tensão aplicada nos terminais do diodo
α	Fator de idealidade do diodo
k	Constante de Boltzmann
T_c	Temperatura equivalente de operação da célula fotovoltaica
FF	Fator de preenchimento, do inglês <i>Fill Factor</i>
I_{sc}	Corrente de curto-circuito
I_{mp}	Corrente no ponto de máxima potência

V_{oc}	Tensão de circuito aberto
V_{mp}	Tensão no ponto de máxima potência
P_{mp}	Máxima potência gerada
η	Eficiência de conversão
P_I	Potência de entrada
R_s	Resistência série
R_p	Resistência paralela
I_{01}	Corrente de saturação reversa no escuro do diodo operando a uma temperatura T do primeiro diodo
I_{02}	Corrente de saturação reversa no escuro do diodo operando a uma temperatura T do segundo diodo
α_1	Fator de idealidade do primeiro diodo
α_2	Fator de idealidade do segundo diodo
Z_L	Impedância longitudinal
Z_{int}	Impedância interna, descreve a resistência oriunda do efeito pelicular e a indutância originada do efeito de proximidade
Z_{ext}	Impedância externa
Z_{solo}	Impedância originada do efeito de retorno do solo
Y_T	Admitância transversal
G	Condutância, considerada somente para frequências muito baixas
ω	Frequência angular
C	Capacitância
\bar{Y}_{km}	Admitância série entre duas barras, neste caso k e m
\bar{Y}_K	Admitância <i>shunt</i> na barra k
\bar{Y}_m	Admitância <i>shunt</i> na barra m
Z_π	Impedância do circuito π -Equivalente
\bar{Y}_π	Admitância do circuito π -Equivalente
R_T	Resistência dos enrolamentos primário e secundário do transformador
X_T	Reatância dos enrolamentos primário e secundário do transformador
V_1	Módulo de tensão no lado primário
V_2	Módulo de tensão no lado secundário
Z_E	Resistência do circuito de excitação do transformador
X_E	Reatância do circuito de excitação do transformador

P :	Potência ativa consumida pela carga
Q :	Potência consumida demanda pela carga
V :	Tensão de operação da carga
V_0 :	Tensão de Referência
P_0 :	Potência ativa relativa à tensão de referência
Q_0 :	Potência reativa relativa à tensão de referência
α_P :	Fator de sensibilidade da potência ativa
α_Q :	Fator de sensibilidade da potência reativa
a_P :	Coefficiente de carga ativa modelada como potência constante
a_Q :	Coefficiente de carga ativa modelada como potência constante
b_P :	Coefficiente de carga reativa modelada como corrente constante
b_Q :	Coefficiente de carga reativa modelada como corrente constante
c_P :	Coefficiente de carga reativa modelada como impedância constante
c_Q :	Coefficiente de carga reativa modelada como impedância constante
$u(x_i)$:	Incerteza padrão
x_i :	Estimativa de uma grandeza que compõe f
K_T	Índice de Claridade Diário

LISTA DE SIGLAS

AM	<i>Air Mass</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
EIA	<i>U.S. Information Administration</i>
FV	Fotovoltaico
EPA	<i>United States Environmental Protection Agency</i>
FiT	<i>Feed-in Tariff,</i>
GD	Geração Distribuída
GFD	Geração Fotovoltaica Distribuída
GFF	Geração Fotovoltaica Flutuante
HSP	Horas de Sol Pleno
IEA PVPS	<i>International Energy Agency Photovoltaic Power System Programme</i>
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IR	Infravermelho
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
MFD	Microgeração Fotovoltaica Distribuída
MT	Média Tensão
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>

NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PID	Degradação Induzida pelo Potencial, do inglês <i>Potential Induced Degradation</i>
PNUMA	Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente
PR	Rendimento Global do Sistema, do inglês <i>Performance Ratio</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica nos Sistema Elétrico Nacional
SE	Subestações
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
STC	Condições de Teste Padrão, do inglês <i>Standard Test Conditions</i>
SWERA	<i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i>
UCG	Unidade Consumidora Geradora
UFV	Usina Fotovoltaica
UNEP	<i>United Nations Environment Programme</i>
UV	Ultravioleta
VIS	Visível
WRC	<i>World Radiation Center</i>

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO	23
1.1 Considerações Iniciais	23
1.2 Motivação e Objetivo do Trabalho.....	25
1.3 Contribuições do Trabalho.....	26
CAPÍTULO 2 O CONTEXTO DA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA	28
2.1 Considerações Iniciais	28
2.2 Contextualização Mundial do Uso da Tecnologia Fotovoltaica – Motivação e Legislação	29
2.3 Aspectos de Planejamento e Visão Global e Unitária	42
2.3.1 Considerações sobre as Atividades de Planejamento	42
2.3.2 Caracterização da Visão Global da Rede Elétrica e da Visão Unitária da MFD 44	
2.4 Redes de Distribuição e Caracterização das Cargas.....	46
2.5 Inserção de Sistemas Fotovoltaicos – Discussões Gerais.....	48
2.5.1 Modelo Estrutural do SEP.....	49
2.5.2 Previsibilidade da Geração Fotovoltaica	51
2.5.3 Dinâmica do Comportamento das UCG	52
2.5.4 Fluxo Reverso e Perdas na Rede	52
2.6 Considerações Finais	53
CAPÍTULO 3 ASPECTOS FUNDAMENTAIS DA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	55
3.1 Considerações Iniciais	55
3.2 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica.....	56
3.2.1 Recurso Solar	57
3.2.2 Módulo Fotovoltaico	64
3.2.3 Inversor	73
3.2.4 Rede Elétrica	76
3.3 Incertezas em SFCR	82
3.3.1 Discussão sobre Incerteza de Medição versus Incertezas Fotovoltaicas ..	82
3.3.2 Incertezas no Recurso Solar	88
3.3.3 Incertezas nos Modelos de Transposição.....	89
3.3.4 Incertezas na Radiação Solar Refletida do Solo	90
3.3.5 Incerteza Envolvida na Classificação dos Módulos Fotovoltaicos	90

3.3.6	Incerteza Decorrente da Degradação dos Módulos Fotovoltaicos	91
3.3.7	Incerteza Relacionada à Disponibilidade dos Sistemas Fotovoltaicos	92
3.3.8	Incerteza Relacionada à Sujidade	93
3.3.9	Incertezas Relacionadas ao Sombreamento, à Inclinação e à Orientação	93
3.3.10	Incertezas Relacionadas às Perdas após a Saída do Inversor	94
3.3.11	Outras Perdas Envolvidas nos Sistemas Fotovoltaicos e na Modelagem das Incertezas em Ferramentas Computacionais	95
3.4	Considerações Finais	96
CAPÍTULO 4 REDE COM INSERÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS – DEFINIÇÃO DOS CASOS ESTUDADOS E DO AMBIENTE DE SIMULAÇÃO		97
4.1	Considerações Iniciais	97
4.2	Visões do Sistema	98
4.3	Dados das Simulações	99
4.3.1	Dados da Rede Elétrica	99
4.3.2	Dados de Carga	101
4.3.3	Informações Arquitetônicas das Residências	106
4.3.4	Dados de Relevo da Cidade de Sete Lagoas	106
4.4	Aplicações da Visão Global e da Visão Unitária	107
4.4.1	Procedimentos da Visão Global	107
4.4.2	Procedimentos da Visão Unitária	111
4.5	Apresentação dos Cenários Estudados	118
4.5.1	Cenário I	118
4.5.2	Cenário III	121
4.5.3	Cenário IV	121
4.6	Considerações Finais	122
CAPÍTULO 5 ANÁLISE DOS IMPACTOS DAS MODELAGENS FOTOVOLTAICAS NOS ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA		123
5.1	Considerações Iniciais	123
5.2	Resultados das Simulações	123
5.2.1	Análise do Fator de Potência da Carga	124
5.2.2	Análise dos Cenários	128
5.2.3	Caso exemplo de síntese de resultados	153
5.3	Considerações Finais	156

CAPÍTULO 6 PROPOSTA DE PROCEDIMENTO PARA O ESTUDO DE PLANEJAMENTO CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE MFD NAS REDES DE BAIXA TENSÃO	157
6.1 Considerações Iniciais	157
6.2 1ª Etapa: Levantamento de Dados.....	157
6.3 2ª Etapa: Incertezas Fotovoltaicas.....	159
6.4 3ª Etapa: Dicotomia Carga e Geração	160
6.5 Considerações Finais	161
CAPÍTULO 7 CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS ...	162
REFERÊNCIAS	164
ANEXO I - <i>DUCK CURVE</i>.....	174
ANEXO II - PARÂMETROS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO <i>YINGLI 245P-29b</i>.....	176
ANEXO III - PARÂMETROS DO INVERSOR <i>SUNNYBOY 1100LV</i>.....	177

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Várias são as atividades desenvolvidas no setor elétrico brasileiro, para garantir o suprimento de energia elétrica aos consumidores, atendendo às diversas restrições impostas aos Sistemas Elétricos de Potência (SEP). Tais atividades incluem etapas de estudos e de atuação em tempo real no sistema elétrico, onde as análises implementadas estão intimamente relacionadas às características específicas do sistema sob análise.

Como os SEP estão sempre evoluindo, os procedimentos envolvidos nas análises precisam ser continuamente aprimorados e atualizados, no sentido de se garantir uma operação contínua e segura. No contexto desta dissertação, a pesquisa aborda os impactos da crescente inserção da Geração Distribuída (GD) no sistema elétrico brasileiro, mais especificamente da Microgeração Fotovoltaica Distribuída (MFD) em redes de baixa tensão (BT), em especial nos estudos realizados nas etapas de Planejamento.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) define como geração distribuída instalações de geradores de pequeno porte, que utilizam fontes renováveis ou combustíveis fósseis na produção de energia elétrica, próximos às cargas. A ANEEL caracteriza a micro e minigeração distribuída como (ANEELa, 2016, p.9):

... a micro e a minigeração distribuída consistem na produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Para efeitos de diferenciação, a microgeração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 quilowatts (kW), enquanto a minigeração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 megawatt (MW), para a fonte hídrica, ou 5 MW para as demais fontes.

Diversas questões impulsionam o interesse pela utilização de fontes renováveis de energia. Os impactos ambientais, oriundos da geração de energia elétrica que faz uso de combustíveis fósseis, fizeram com que as nações iniciassem a tentativa de descarbonizar suas matrizes energéticas. Como a demanda por energia elétrica é crescente e o uso de fontes não renováveis tem sido mais restrito, em prol da preservação ambiental, torna-se necessário

desenvolver e otimizar processos e tecnologias que utilizem fontes limpas e renováveis para a produção de energia elétrica.

A estrutura observada no Sistema Interligado Nacional (SIN) reflete o modelo de geração centralizada resultante de uma matriz energética com predominância de geração hídrica e de consumidores afastados dos centros geradores. Contudo, o aumento progressivo da inserção da GD, proveniente de fontes renováveis na matriz energética, tende a alterar este modelo, até então conhecido e dominado pelas equipes que atuam no setor elétrico.

No contexto desta dissertação, há de se diferenciar a geração fotovoltaica inserida nas redes de BT, as MFD, objeto da pesquisa, e as inseridas nas redes de média tensão (MT). A geração fotovoltaica é classificada como centralizada/concentrada quando conectada à rede MT. Este tipo de instalação é denominado de usina fotovoltaica, sendo considerada como fonte de geração despachável do sistema elétrico. No caso das MFD, um novo desafio se apresenta, pois, as unidades que eram até então somente consumidoras passam a ser também unidades geradoras, denominadas Unidades Consumidoras e Geradoras (UCG), como utilizado em SOUZA (2014).

Esta dissertação faz uma revisão da geração fotovoltaica no Brasil e no mundo. Mostra que, em países que já possuem elevada inserção de geração fotovoltaica distribuída, como Alemanha, Estados Unidos, Japão, Espanha e Itália, por exemplo, já apresentam metodologias de mitigação de diversos problemas técnicos (IEA PVPSb, 2017). O conhecimento da experiência de outros países é muito importante, porém as especificidades do sistema elétrico nacional exigem a elaboração de procedimentos próprios.

Prevê-se que a geração distribuída irá afetar toda a dinâmica do SIN. Nesta dissertação, questões são discutidas neste sentido, mostrando que o sistema brasileiro deverá efetuar mudanças para que esteja preparado a este novo cenário.

No sentido de avaliar o impacto da inserção da MFD nas redes de BT, surge uma questão relevante: investigar a influência da Modelagem da Geração Fotovoltaica. Visto que diferentes modelagens resultam diferentes estados da rede e, conseqüentemente, podem alterar as decisões de planejamento, torna-se necessário verificar de que forma os parâmetros da geração fotovoltaica influenciam as análises. Tal modelagem demanda, além do conhecimento de engenharia de SEP, conceitos ligados à engenharia fotovoltaica. Sendo assim, é necessário que essas duas áreas do conhecimento sejam associadas de forma conveniente, denotando o caráter multidisciplinar da pesquisa.

No que concerne à estimação da geração fotovoltaica, há de se considerar as incertezas fotovoltaicas. A dissertação inclui uma importante análise sobre a diferença entre este tipo de incerteza e as incertezas de medição.

Os estudos desenvolvidos no mestrado foram realizados por meio de simulações de Programas de Fluxo de Potência. Visando integrar as especificidades de cada área (engenharia de SEP e engenharia fotovoltaica), foi proposta a realização da análise por meio da associação de duas perspectivas, ou visões do sistema: Visão Unitária da MFD e Visão Global da Rede Elétrica.

Observa-se que este trabalho constitui continuidade de pesquisas inseridas no tema de GD anteriormente realizadas por outros dois membros do grupo do LRC/UFGM¹: SOUZA (2014) e ROQUETTE (2016).

1.2 MOTIVAÇÃO E OBJETIVO DO TRABALHO

Até o momento desta dissertação, não se encontrava disponível ao domínio público um procedimento contendo instruções de como a MFD deve ser modelada nos estudos de planejamento. Como fora introduzido, diferentes modelagens resultam na obtenção de estados distintos da rede elétrica. Portanto, identificar aspectos relevantes da engenharia fotovoltaica para estudos de planejamento de SEP, de forma a se obterem resultados satisfatórios, que representem a rede analisada, são necessários para garantir a operação do SEP. Esta carência constitui a motivação inicial para o desenvolvimento deste trabalho

Ferramentas computacionais de fluxo de potência, consolidadas no setor elétrico, já contemplam modelos de diferentes tipos de GD, porém cabe ao planejador realizar a entrada de dados e analisar a importância e o efeito de cada um deles. Modelagens realizadas de forma muito simplificada, ou sem o conhecimento mínimo necessário, podem fazer com que os planos fiquem super ou subdimensionados.

Visando contribuir para as análises desenvolvidas nas etapas de planejamento, o objetivo principal dessa dissertação pode ser assim caracterizado: *avaliar os impactos de diferentes modelagens da MFD nos estudos de Fluxo de Potência aplicados a redes de baixa tensão*.

¹ LRC – *Lightning Research Center* – Núcleo de Desenvolvimento Científico e Tecnológico em Descargas Atmosféricas (Convênio Universidade Federal de Minas Gerais/ Companhia Energética de Minas Gerais)

Os estudos são realizados por meio de simulações efetuadas em quatro cenários, com considerações diferentes para a modelagem da MFD em cada um deles. Após a identificação dos parâmetros relevantes da modelagem, um procedimento simples e prático é proposto, de modo a apresentar as considerações mínimas que devem ser atendidas, ao se executarem os estudos de planejamento.

O texto, da forma como foi estruturado, apresenta os conceitos básicos relacionados aos temas da pesquisa. A decisão por incluí-los foi motivada pelos desafios que se apresentaram durante o desenvolvimento do mestrado. Tal abordagem teve como objetivo tornar o texto uma referência para aqueles que se iniciam no tema, oferecendo uma base de conhecimento inicial e indicando referências que possibilitem maior aprofundamento.

1.3 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

As contribuições deste trabalho podem ser sintetizadas como sendo:

- i. Associação de conceitos do campo da engenharia fotovoltaica nos estudos de planejamentos de sistemas de energia. Destaca-se a discussão sobre o conceito de incerteza no campo da engenharia fotovoltaica e como este poderia ser utilizado na modelagem da MFD incorporada aos estudos de fluxo de potência;
- ii. Elaboração de cenários que evidenciassem o impacto das diferentes modelagens da MFD. Análise de como os resultados de cada cenário poderiam influenciar as decisões do planejador de SEP;
- iii. Proposta de um conjunto de ações às equipes de planejamento, para auxiliar a modelagem da MFD a ser desempenhada de forma minimamente satisfatória. Este guia não gera custos adicionais e é de fácil compreensão.

Estas contribuições foram consolidadas por meio da publicação de dois artigos paralelamente à elaboração desta dissertação. A primeira publicação aborda, principalmente, a avaliação da estabilidade de tensão em redes de baixa tensão que possuem inserção de MFD (ROQUETTE *et al.*, 2017). A segunda apresenta estudos preliminares relativos à inserção da MFD nos estudos de planejamento de sistemas elétricos de potência (Moreira, Vale, & Monteiro, 2018).

Para que os objetivos deste trabalho fossem alcançados, o texto desta dissertação de mestrado está estruturado em sete capítulos, incluindo este introdutório onde a relevância, a

motivação, as contribuições e os objetivos da pesquisa são apresentados. Os capítulos subsequentes estão organizados da seguinte maneira:

- Capítulo 2: contextualiza-se o a utilização da energia fotovoltaica em termos de análise histórica, de mercado e regulamentária. Também são revistos conceitos básicos de planejamento de sistemas elétricos e de distribuição de energia;
- Capítulo 3: os principais conceitos e equacionamentos dos aspectos de engenharia fotovoltaica são abordados, assim como discute-se o conceito de incerteza e suas implicações para a MFD;
- Capítulo 4: a rede elétrica analisada no trabalho é apresentada e são definidos os cenários estudados, bem como o ambiente de simulação utilizado;
- Capítulo 5: apresenta os resultados obtidos das simulações executadas e a análise deles;
- Capítulo 6: descreve o procedimento de modelagem da MFD. Tal procedimento fora originado das análises realizadas por meio das simulações dos cenários, é de simples implementação e visa auxiliar o planejador nas análises da rede;
- Capítulo 7: apresenta as conclusões de todo o exposto na dissertação, assim como as propostas de continuidade a serem consideradas em trabalhos futuros.

Finalizando o texto, são apresentadas as Referências Bibliográficas utilizadas, seguidas de três anexos, os quais abordam a chamada *Duck Curve* e os dados do módulo e do inversor utilizados.

CAPÍTULO 2

O CONTEXTO DA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O presente capítulo apresenta o estado da arte da inserção da geração distribuída fotovoltaica por meio de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) expondo a motivação do uso desta tecnologia, os dados do mercado de SFCR, a legislação vigente e os aspectos técnicos referentes ao Planejamento de Sistemas Elétricos de Energia e às Redes de Distribuição.

Em um primeiro momento, o capítulo apresenta uma discussão crítica, de nível técnico, do panorama da tecnologia em si. Para alcançar tal objetivo, dados provenientes do mercado de energia são utilizados. Estes dados sugerem que as projeções de crescente penetração da MFD tendem a se consolidar no horizonte futuro, evidenciando ser necessário que os impactos deste processo sejam percebidos e mitigados, para garantir a boa operação dos sistemas elétricos.

Os principais pontos da legislação brasileira, que regulamentam as instalações de SFCR, são destacados, visando mostrar suas implicações, uma vez que as regras têm impacto direto na aderência da tecnologia fotovoltaica por parte da população. Dados relativos ao potencial, valor de mercado e aos impactos ambientais são expostos para permitir que se faça uma análise crítica acerca desta tecnologia.

Os aspectos de planejamento de sistemas elétricos são revisados, uma vez que este trabalho tem por objetivo analisar os possíveis impactos da modelagem da GFD nas decisões resultantes das etapas de planejamento. Os conceitos relativos à Visão Global da Rede Elétrica e à Visão Unitária da MFD são introduzidos.

Conceitos técnicos referentes às redes de distribuição de energia são revisados, pois os cenários utilizados nas simulações computacionais são ambientados em uma rede de distribuição BT.

O capítulo aborda importantes discussões relacionadas às mudanças nos SEP previstas com a crescente inserção de geração distribuída, tais como alterações no modelo estrutural e na dinâmica da carga. O objetivo é, por meio de uma perspectiva global, enxergar a abrangência

do impacto da inserção da geração fotovoltaica nas redes existentes e identificar a contribuição desta dissertação dentro deste complexo cenário.

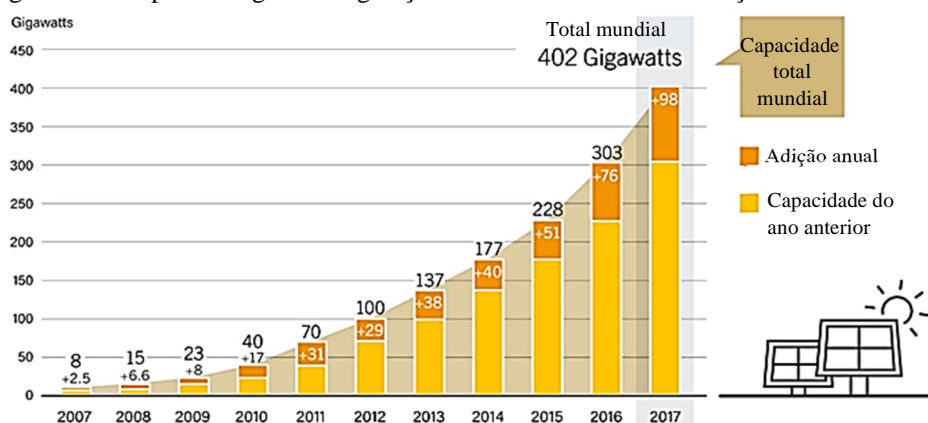
2.2 CONTEXTUALIZAÇÃO MUNDIAL DO USO DA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA – MOTIVAÇÃO E LEGISLAÇÃO

O sol emite potência equivalente a 380×10^{21} kW diários, sendo que a energia equivalente, para o período de um ano, é de $3,2 \times 10^{27}$ kWh. Deste total de energia, somente uma pequena fração chega à superfície terrestre, sendo equivalente a aproximadamente $1,7 \times 10^{14}$ kW. Considerando que a população mundial atual gira em torno de 7,6 bilhões de habitantes (ONU, 2018) isto significaria 2200 kW de potência, proveniente do sol por pessoa. Contudo, a demanda média individual de potência é de 2,3 kW (SMETS *et al.*, 2015). Este potencial motiva o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica, que possibilita converter a radiação solar diretamente em energia elétrica. De maneira indireta, essa energia já é aproveitada pelo ser humano desde a antiguidade, por meio da biomassa e em outras tecnologias de geração/conversão de energia, como por exemplo, usinas térmicas, eólicas e maremotrizes (SMETS *et al.*, 2015).

A Figura 2-1 apresenta os valores do aumento da potência instalada fotovoltaica global, juntamente às adições anuais da capacidade de geração, ambas em Gigawatts (GW), para o intervalo de 2007 a 2017. No ano de 2017, a tecnologia de geração fotovoltaica se estabeleceu como a tecnologia energética que apresentou os maiores índices de crescimento de instalações adicionais. Neste mesmo ano, a adição anual à capacidade total instalada bateu o recorde até então registrado, agregando 98 GW à capacidade global total. Deste montante, 80% pertencem aos países China, Estados Unidos, Índia e Japão, sendo somente a China responsável por aproximadamente 54,2 % do total.

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), no ano de 2016, a geração fotovoltaica representou 0,01% (24 MW) da geração de energia elétrica brasileira. Dos 72,4 MW de potência instalada proveniente da microgeração e minigeração distribuída, os SFCR foram responsáveis por 56,9 MW (aproximadamente 78,6% do total) (EPEa, 2017). Até outubro de 2017, apenas 0,02% das unidades consumidoras de energia possuíam sistemas de micro e minigeração fotovoltaica (ABSOLAR, 2017). Em termos mundiais, a geração fotovoltaica de energia, concentrada e distribuída, fornece 2% do total produzido (IEA, 2017).

Figura 2-1 - Capacidade global de geração fotovoltaica instalada e adições anuais

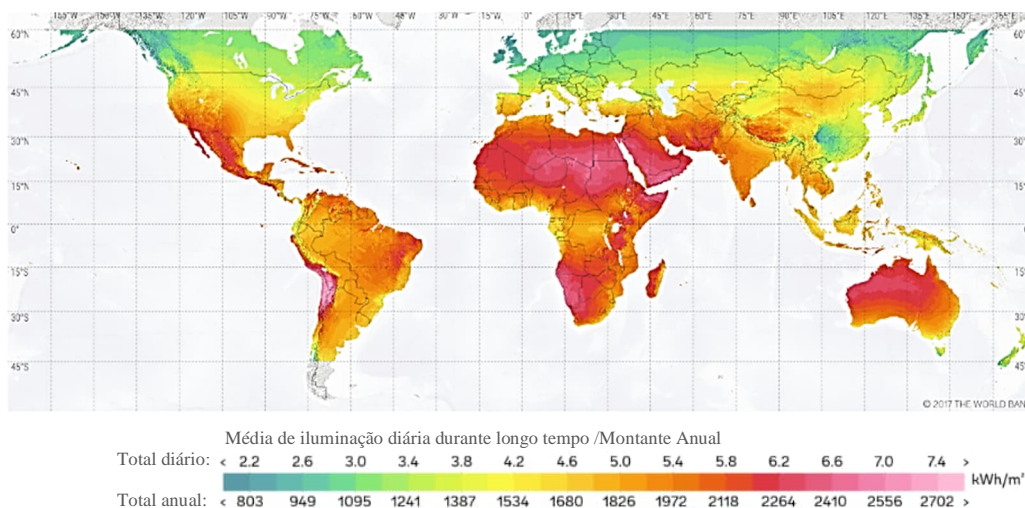


Fonte: IEA PVPSa (2017).

Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR, 2017), o mercado fotovoltaico brasileiro está quinze anos atrasado, em relação a mercados internacionais que têm investido nesta tecnologia. Fato este que se opõe ao potencial que o país dispõe para desenvolvimento desta tecnologia. O Brasil, localizado em sua maior parte na região intertropical, tem potencial solarimétrico favorável à geração fotovoltaica em todas as estações do ano (Colle & Pereira, 1998). Segundo PEREIRA *et al.*, (2017), a radiação solar média anual que incide no Brasil é de 4500 Wh/m^2 a 6300 Wh/m^2 . A Alemanha, que possui sua matriz energética com grande participação de GFD, tem menor potencial solar que o Brasil. Para fomentar esta comparação, é conveniente informar que a localidade que apresenta melhor potencial solarimétrico da Alemanha recebe, aproximadamente, 40% menos radiação solar que a localidade que detém o menor índice no Brasil.

A Figura 2-2 exibe a média diária da energia incidente, em uma superfície horizontal, no período de um ano. O Brasil figura entre os países com alta incidência de radiação solar.

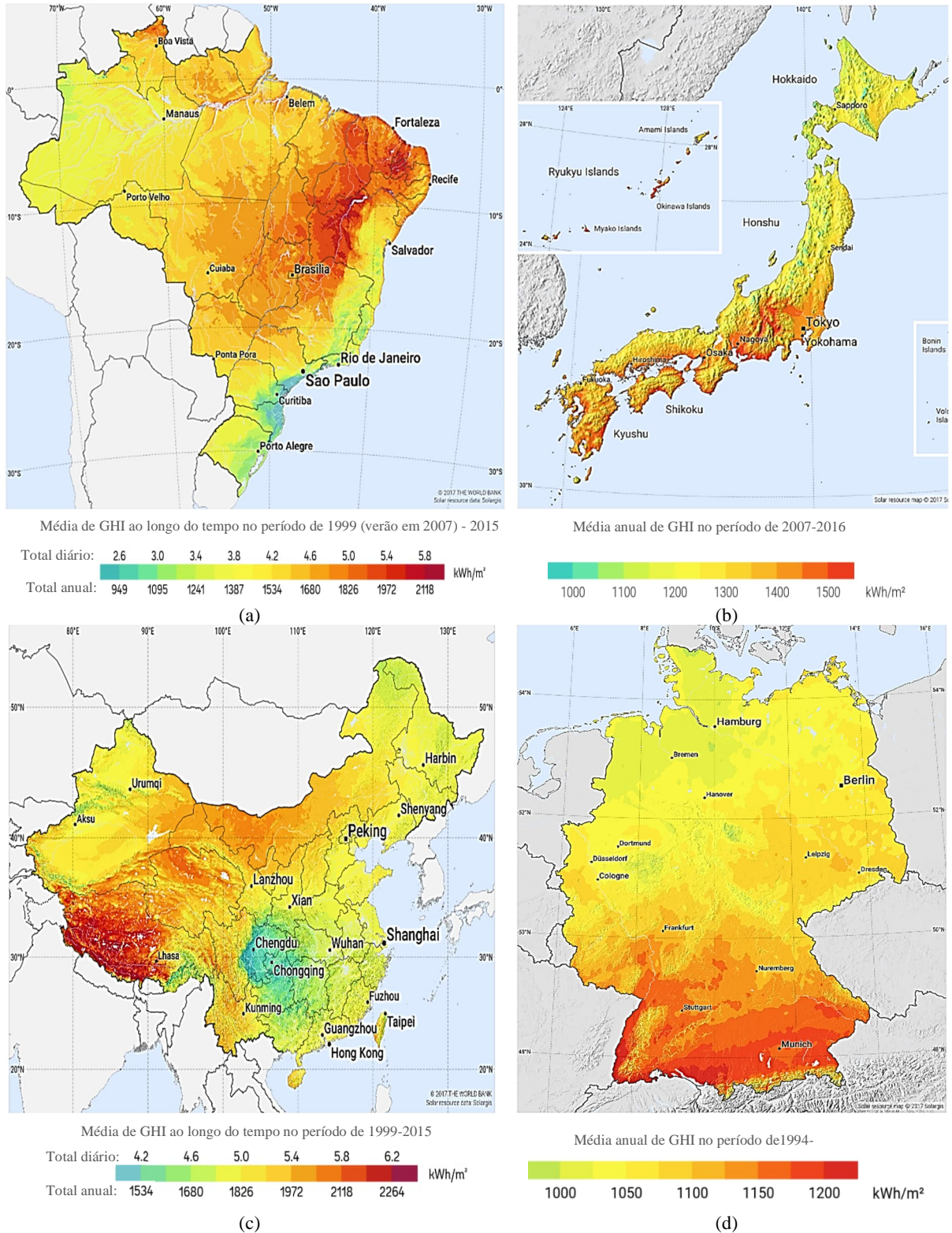
Figura 2-2 – Irradiação Solar Global em média diária anual/ Somatório



Fonte: Adaptado de SOLARGIS (2018).

A Figura 2-3 apresenta, de forma individualizada, a mesma informação para o Brasil, Japão, China e Alemanha. Estes três últimos países se destacam, na atualidade, entre os países com maior capacidade de geração de energia fotovoltaica instalada de GFD.

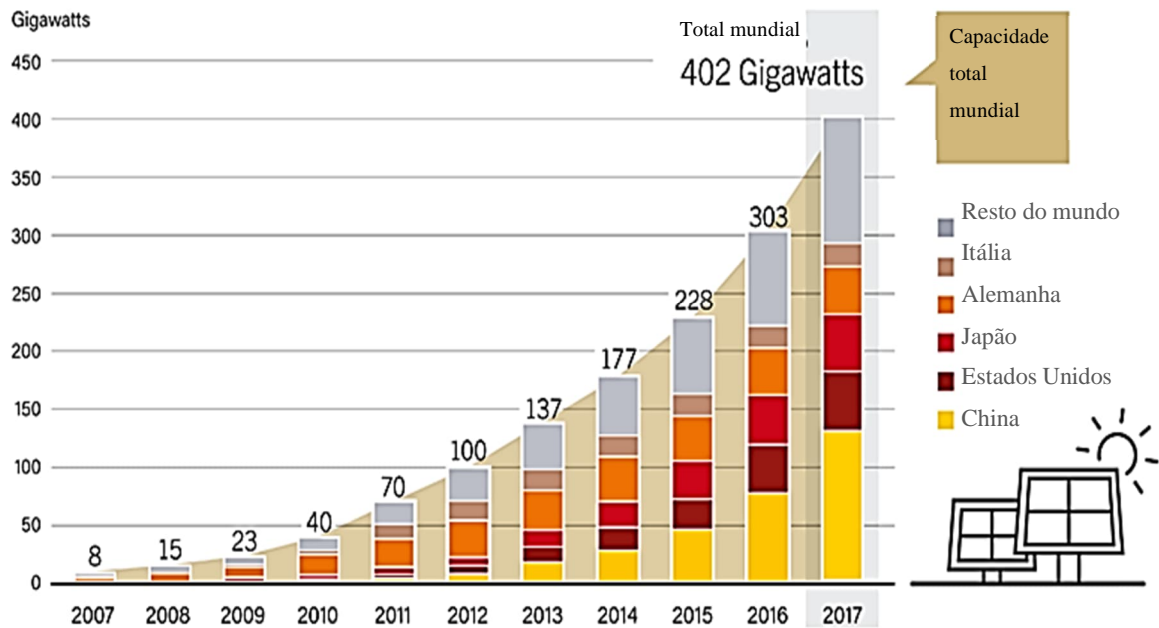
Figura 2-3 - Irradiação solar, média diária anual para os países (a) Brasil, (b) Japão, (c) China e (d) Alemanha



Fonte: Adaptado de SOLARGIS (2018).

Em contraste com a disponibilidade do recurso solar, a Figura 2-4 mostra que países como Alemanha e Japão, por exemplo, fazem maior aproveitamento de seu potencial de geração de energia fotovoltaica que o Brasil. Este dado reflete as políticas públicas destes países referentes à matriz energética.

Figura 2-4 - Países com maior capacidade de geração fotovoltaica instalada



Fonte: Adaptado de REN21 (2018).

Tanto na Alemanha quanto no Japão, houve uma monção para tentar diminuir a dependência da geração elétrica via usinas nucleares, devido ao acidente nuclear ocorrido na usina de Fukushima I, no Japão, no ano de 2011 (Feldhoff, 2014). De acordo com FRAUNHOFER ISEa (2018), a Alemanha possui 43,79 GW da totalidade da sua demanda de energia elétrica (204,12 GW) atendida pela geração fotovoltaica (aproximadamente 21,45% do total). A nação alemã sempre figura em discussões como exemplo a ser seguido quando se trata da possibilidade em se ampliar o uso deste tipo de geração. O país teve de reestruturar a forma pela qual operava seu sistema elétrico, inserindo medidas de controle de operação que atendessem às especificidades da GFD, garantindo a boa operabilidade do mesmo (KEMA, 2011).

A carga do sistema alemão se encontra próxima à geração, o que faz com que os procedimentos de controle eletromecânico sejam mais simples do que os demandados pelo sistema brasileiro. Sua interconexão com países como França, que possui matriz energética

majoritariamente nuclear, favorece que seu sistema não seja tão susceptível à intermitência da geração fotovoltaica, uma vez que a importação de energia está disponível (EIA, 2017).

Outro dado importante que pode ser extraído da Figura 2-4 é o fato da capacidade total instalada de geração fotovoltaica do Japão ter ultrapassado a da Alemanha. No ano de 2017, ela foi responsável por 5,7% da geração de energia elétrica japonesa, 4,8% em 2016 e 2,7% em 2015, ou seja, em um curto espaço de tempo ela dobrou sua capacidade. Devido ao seu limitado território, projetos de usinas flutuantes se apresentam como alternativa ao país (REN21, 2018).

No ano de 2018, foi iniciada a operação da maior Usina Fotovoltaica (UFV) Flutuante do Japão, em termos de geração elétrica, com capacidade de 13,7 MW na região de Chiba. Este tipo de projeto tende a se tornar mais popular no Japão uma vez que o uso prioritário da terra é para produção de alimentos. Pode-se citar, como benefícios desta estrutura, a maior produção de energia por unidade de área, além de se reduzir a evaporação dos reservatórios de água que acomodam este tipo de planta fotovoltaica (Meshabi & Minamino, 2018). Este último benefício citado reforça a ideia de que as fontes de energia são complementares e não concorrentes.

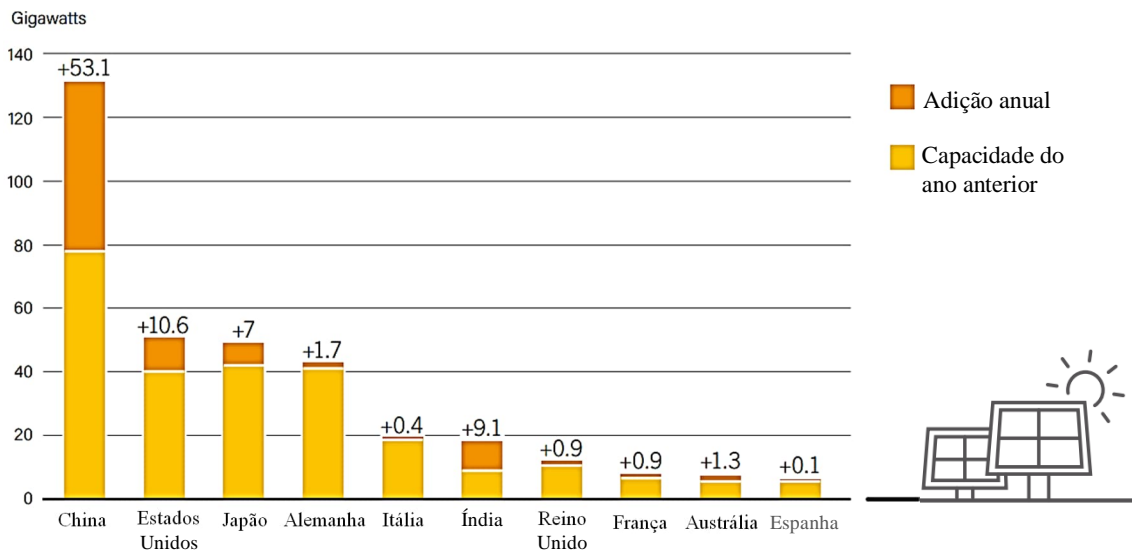
No ano de 2017, o Brasil iniciou a operação de sua primeira planta de UFV Flutuante em Cristalina (GO), construída na Usina Hidrelétrica de Santa Marta. Existe a previsão de construção de mais dois projetos para o ano de 2018: o projeto da UFV Flutuante na cidade de Sobradinho, no estado da Bahia, e o projeto da usina hidroelétrica de Balbina, localizada no estado do Amazonas. Este último é considerado o primeiro projeto piloto em lagos de usinas hidroelétricas com aproveitamento de geração de energia fotovoltaica (Kenning, 2017).

Um mercado fotovoltaico que impressiona devido aos altos índices de expansão no uso da geração fotovoltaica é o mercado chinês. A China apresenta elevado desenvolvimento econômico ocasionado por sua crescente ampliação da cadeia industrial. Para que tal desenvolvimento seja possível, é necessário que o sistema elétrico seja capaz de atender ao aumento da carga. O carvão representa sua maior fonte de geração de eletricidade, sendo que em 2015 configurou 72% da geração do país (EIA, 2017). Contudo, devido ao movimento de descarbonização nos processos de geração energética, o país assinou o Protocolo de Paris em 2016. Este protocolo estipula que o aumento médio da temperatura global não ultrapasse 2 °C, objetivando o teto de 1,5 °C (REN21, 2018). Na tentativa de colaborar com este protocolo, a China firmou o compromisso de tentar diminuir, em aproximadamente 50%, seu uso de carvão até 2040. Para isto, objetiva aumentar sua produção de energia por meio do uso de fonte nuclear e de tecnologias renováveis (EIA, 2017).

No cenário de tentativa de migração de perfil energético, a China, somente no ano de 2017, adicionou, aproximadamente, 53,1 GW de geração fotovoltaica à sua matriz energética.

Este valor supera o da instalação fotovoltaica mundial do ano de 2015 (aproximadamente 51 GW), fazendo com que a geração fotovoltaica fosse, pela primeira vez, a fonte que recebeu maior investimento de ampliação em 2017 (IEA PVPSa, 2017). Os valores de capacidade de geração fotovoltaica, até 2016, e as adições realizadas em 2017, para as dez nações que mais apresentam este tipo de geração, são apresentados na Figura 2-5.

Figura 2-5 - Capacidade de geração fotovoltaica, até 2016, e as adições realizadas em 2017 das dez nações que mais possuem geração fotovoltaica



Fonte: Adaptado de REN21 (2018).

Apresentado o cenário internacional, é pertinente localizar o desenvolvimento da geração fotovoltaica no Brasil. O incentivo desta tecnologia tem relação direta com políticas públicas, basta avaliar a forma pela qual ocorreu o aumento da GFD nos países que compõem o gráfico da Figura 2-5. Todos eles criaram formas de incentivo em favor deste processo. De forma sucinta, suas políticas de incentivo e dados relacionados ao desenvolvimento da inserção da geração fotovoltaica, distribuída e centralizada, são apresentados a seguir:

- **Alemanha:** O país adota um sistema de tarifa prêmio (do inglês *Feed-in Tariff*, FiT), que é regulamentado pela Lei das Fontes de Energia Renováveis (do alemão, *Eneruerbare Energien-Gesetz*, EEG). Tal lei determina que as concessionárias de distribuição comprem todo o montante de energia produzido via fontes renováveis a preços pré-estabelecidos. A concessionária remunera a energia gerada, por fontes renováveis, com um valor superior àquele que o consumidor paga pela energia consumida. Este benefício é garantido por um período proporcional à vida econômica do empreendimento, sendo

no máximo de 20 anos. A Alemanha adota esta medida, pois entende que o investidor precisa garantir o retorno financeiro do empreendimento.

A constante queda no preço do MWh fotovoltaico torna os empreendimentos futuros mais baratos. Logo, este incentivo atrai investimentos no presente. Estima-se que este incentivo impulse a instalação na faixa de 2,4 – 2,6 GW, podendo ser inferior a esta faixa (caso observado entre 2013 e 2015). Atingindo 52 GW de capacidade de geração fotovoltaica instalada, a FiT será cessada. As regras de aplicação da FiT vigentes podem ser conferidas em (FRAUNHOFER ISEa, 2018)

- China: Os dados apresentados sobre o desenvolvimento do uso da tecnologia fotovoltaica no país impressionam. Para garantir que esta tecnologia continue se desenvolvendo, a China adota o FiT tendo como meta que, até 2020, 150 GW em SFCR estejam instalados (IEA PVPSb, 2017). Além de incentivar de forma substancial o financiamento da instalação de sistemas, o país investe significativamente em pesquisa e desenvolvimento e em programas sociais, para que famílias de baixa renda tenham geração fotovoltaica, reduzindo assim o gasto com energia elétrica (IEA PVPSb, 2017). Além disso, há políticas de alto investimento em pesquisas para o desenvolvimento de tecnologias fotovoltaicas mais eficientes.

Ressalta-se que a China e Taiwan foram responsáveis por 66% da produção de módulos fotovoltaicos no ano de 2016 (Mints, 2017). Com o intuito de diversificar sua geração de forma a não comprometer a operação do sistema elétrico, o país também investe em pesquisas relativas ao controle e supervisão de redes de distribuição e operação de microrredes de distribuição (IEA PVPSb, 2017).

- Estados Unidos: Segundo os dados da Administração da Informação da Energia dos Estados Unidos (do inglês, *U.S. Information Administration*, EIA) aproximadamente 62% da eletricidade estadunidense provém de combustíveis fósseis (EIA, 2017). A Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos (do inglês, *United States Environmental Protection Agency*, EPA) determinou que todos os estados devam diminuir a emissão de carbono em 30% (tomando como referência o nível observado em 2005) no intervalo de 2020 a 2030.

A EPA criou o Programa de Incentivo à Energia Limpa (do inglês *Clean Energy Incentive Program*, CEIP) para auxiliar na redução das emissões de carbono dos estados. De acordo com os dados da Agência Internacional de Energia Programa de

Sistema de Potência Fotovoltaicos (do inglês, *International Energy Agency Photovoltaic Power System Programme*, IEA PVPS), os Estados Unidos possuem iniciativas, em favor da geração de energia via fontes renováveis, em nível nacional, estadual (os estados possuem autonomia para estabelecerem seus próprios programas de incentivo) e municipal (IEA PVPSb, 2017). A discussão dessas políticas se distanciaria do escopo deste trabalho. Para informações sobre o assunto sugere-se a referência IEA PVPSb (2017).

É importante informar que trinta e oito estados estadunidenses estão utilizando o Sistema de Compensação de Energia (do inglês *net-metering*). Este programa de incentivo estabelece ao consumidor, que opta por gerar energia utilizando fontes renováveis, instale um medidor bidirecional, para que as energias consumida e gerada sejam computadas ao final de cada mês. No caso em que a geração for maior que o consumo, o consumidor terá um crédito, em valores de energia, a serem utilizados nos meses subsequentes (varia de acordo com cada estado); sendo o consumo maior, se paga a diferença à concessionária. O estado da Califórnia, maior gerador de energia fotovoltaica distribuída, já iniciou a migração para um novo mecanismo de incentivo (IEA PVPSa, 2017).

- **Japão:** O país adota o sistema FiT como principal mecanismo de compensação. No FiT japonês as tarifas são fixadas em função da potência instalada. A tarifa paga pela concessionária para o excedente de geração é fixada por vinte anos, para sistemas acima de 10 kW, e dez anos para sistemas abaixo de 10 kW. O financiamento do FiT é dividido para todos os consumidores da concessionária, excluindo-se em alguns casos as indústrias de alto consumo. Vale ressaltar que, para os sistemas abaixo de 10 kW, a energia produzida utilizada não participa da compensação, porém não é contabilizada no sistema de tributação da transmissão e distribuição. Este é o principal programa de incentivo japonês. Todavia, existem outras opções para os consumidores que não se enquadram nos requisitos para utilizá-los, conforme apresentado na referência (IEA PVPSb, 2017).
- **Brasil:** O programa de incentivo implementado no Brasil atualmente é o *net-metering* (compensação). Tal programa começou a vigorar por meio da Resolução Normativa (REN) ANEEL nº 482/2012, atualizada pela REN nº 687/2015 (ANEEL, 2012; ANEEL, 2015). Além de definir o sistema de compensação, esta resolução determina quais os

procedimentos de acesso à rede das instalações de micro e minigeração distribuída devem ser atendidos.

O conjunto de regras e requisitos técnicos que normatizam e padronizam a distribuição de energia elétrica, aos quais as concessionárias e consumidores dos sistemas de distribuição devem cumprir, denominado de Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica nos Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), também foi revisado na REN nº 684/2015, inserindo as instalações de SFCR (ANEELa, 2016). No Brasil, compete ao instalador fazer a análise de viabilidade econômica do projeto e do financiamento a ser utilizado. A REN ANEEL nº 482/2012 estabelece que os créditos gerados (geração superando o consumo) tenham até 60 meses de validade; o usuário nestes casos paga a taxa de disponibilidade da rede (ANEEL, 2012). Estes créditos podem ser utilizados para abatimento de consumo elétrico não só no imóvel da instalação do SFCR, como também em outros imóveis (restrito ao mesmo CPF/CNPJ e área de concessão), previamente cadastrados que o investidor possua (denominado autoconsumo remoto)

Outras formas de realizar instalações de geração distribuída são a Geração Compartilhada e o Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras (ANEELa, 2016). Em termos de tributação, o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), graças ao Convênio ICMS nº16/2015 (CONFAZ, 2015), incide somente sob a diferença de energia gerada e consumida, nos estados que a aderiram². O Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (CONFINS), por meio da Lei nº 13.169/2015, ocorrem apenas sob a diferença positiva entre a energia gerada, pelo SFCR, e a consumida, tendo validade em todo o território nacional. Em relação à Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão (TUST), o governo ofereceu desconto de 80% nestas tarifas para empreendimentos fotovoltaicos, de até 30 MW, para projetos instalados até dezembro de 2017. Posteriormente a esta data, o desconto é de 50% (ANEELa, 2016).

Analisando criticamente o programa de compensação brasileiro, pode-se estabelecer que a rede elétrica se comporta como uma bateria para o usuário que tenha algum tipo de

² Até a data desta dissertação vinte e três estados, além do Distrito Federal, haviam aderido ao Convênio ICMS 16/2015, faltando apenas Espírito Santo, Paraná, Santa Catarina e Amazonas (ABSOLAR, 2017), onde o ICMS incide sobre todo o consumo.

autoprodução de energia instalada em sua propriedade (por exemplo, um gerador fotovoltaico). A concessionária não é remunerada por este serviço de armazenamento e acaba por vender menos energia elétrica aos usuários que produzem sua própria energia. A conjuntura atual pode vir a impactar a receita das concessionárias. Todavia, também existem benefícios que possibilitam mitigar esses impactos. As concessionárias são beneficiadas pelo alívio de carga do sistema e possíveis postergações de obras de reforço da rede elétrica. Vários debates vêm ocorrendo no setor elétrico sobre qual seria a melhor maneira de se taxar o usuário e se este realmente deve ser taxado, também se têm discutido os meios de incentivo à micro e minigeração fotovoltaica, de forma a otimizar o ganho para todos na escala da produção de energia (ABSOLAR, 2017).

Outra observação que pode ser feita acerca do *net-metering* é que ele pode ser interpretado como Robin Wood às avessas, pois os consumidores que possuem capital para instalar MFD se utilizam de incentivos governamentais para realizar este tipo de instalação. Ou seja, a parcela da população que não possui capital para investir nesta tecnologia financia, por meio dos impostos, o capital para implementação de novos projetos de GFD.

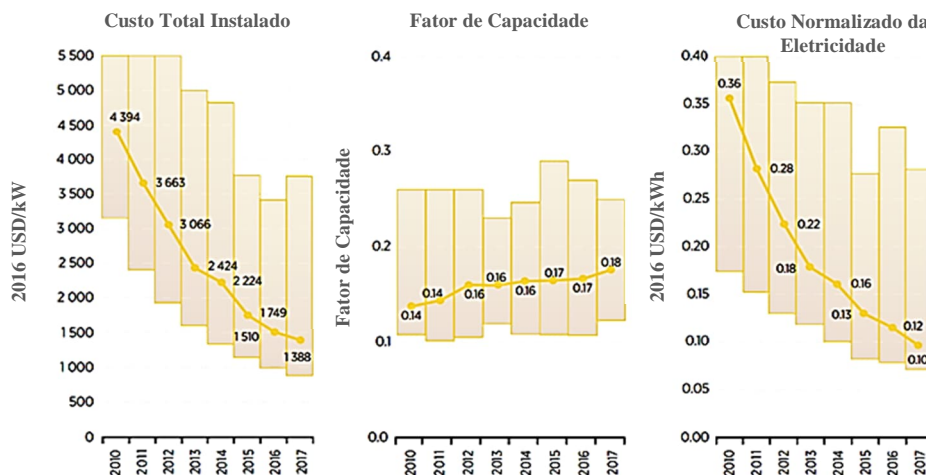
Como discutido, diferentes políticas públicas são utilizadas para incentivar o aumento da produção de energia por meio dos SFCR. Alguns países foram visionários em termos de investimento em tecnologia fotovoltaica, realizando investimentos mesmo quando o valor do *MWh* não era tão atrativo. Contudo, o custo da produção de energia elétrica fotovoltaica vem apresentando declive constante nos últimos anos, à medida que esta tecnologia se desenvolve. Esta informação pode ser inferida da análise dos dados contidos na Figura 2-6, referentes à média ponderada global dos custos de instalação fotovoltaica total, fator de capacidade³ e custo nivelado de energia⁴. Somam-se a estes, as informações apresentadas na Figura 2-7, na qual se apresenta a média ponderada global dos custos de instalação fotovoltaica dos componentes de um SFCR.

O perfil da conversão fotovoltaica é dito disruptivo, ou seja, a evolução desta tecnologia é rápida. Segundo a Agência de Energia Renovável Internacional (do inglês *International Renewable Energy Agency*, IRENA) os SFCR já possuem condições de competir, em termos de preço, com tecnologias consolidadas no setor elétrico, como a geração hidráulica e térmica (IRENA, 2018).

³ Fator de capacidade: quantifica a energia efetivamente produzida por um gerador (ou usina) em um determinado intervalo de tempo.

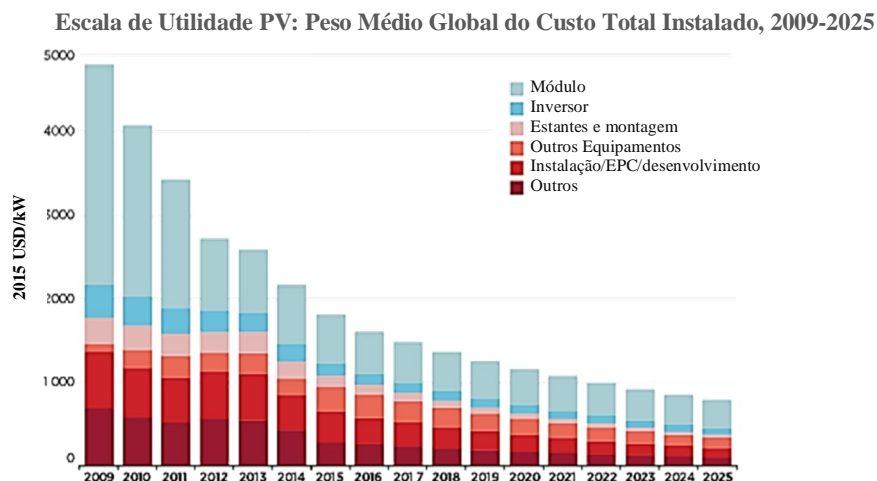
⁴ Custo nivelado da energia: do inglês *Levelized Cost of Electricity* (LCOE), relaciona todas as despesas de instalação e operação, associadas a um projeto de geração de eletricidade, com o montante de energia gerada por uma instalação enquanto ela operar (vida útil).

Figura 2-6 - Média ponderada global dos custos de instalação total, dos fatores de capacidade e dos custos nivelados de energia



Fonte: Adaptado de IRENA (2018).

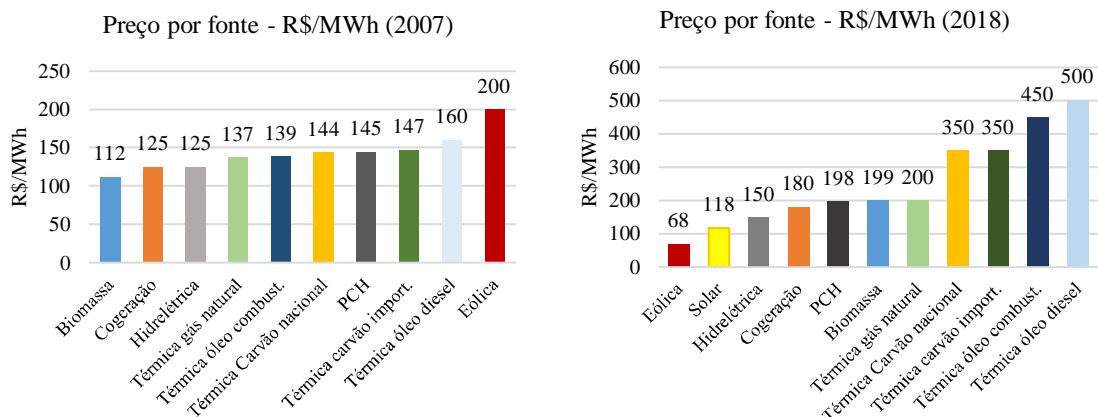
Figura 2-7 - Preço médio ponderado global dos custos de instalação fotovoltaica dos componentes de um SFCR



Fonte: Adaptado de IRENA (2016).

A queda no preço da geração fotovoltaica também pode ser observada, no cenário nacional, analisando-se os dados históricos dos preços do *MWh*, nos leilões da EPE para aquisição de Energia Nova, por fonte, conforme ilustrado na Figura 2-8 (os dados para construção deste gráfico foram obtidos dos bancos de dados da EPE (2018)). Em 2008, a geração de energia por meio de SFCR não se destacou entre as fontes para investimento. Porém, para o ano de 2018, confirmando a informação do IRENA (2018), compete, em termos de valor, com fontes tradicionais, como por exemplo, hidroelétricas e térmicas a gás natural.

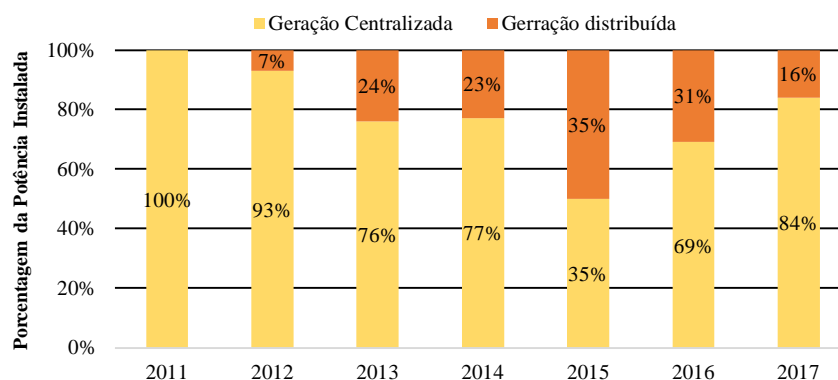
Figura 2-8 - Preços do MWh, nos leilões da EPE para aquisição de Energia Nova, por fonte a) ano de 2008 e b) ano de 2018



Fonte: Autoria própria.

No Brasil, mesmo que em menor proporção, e como visto em outros países, é esperado que a geração centralizada e a micro e minigeração fotovoltaica distribuída aumentem. A atual composição da participação da geração centralizada e distribuída é apresentada na Figura 2-9.

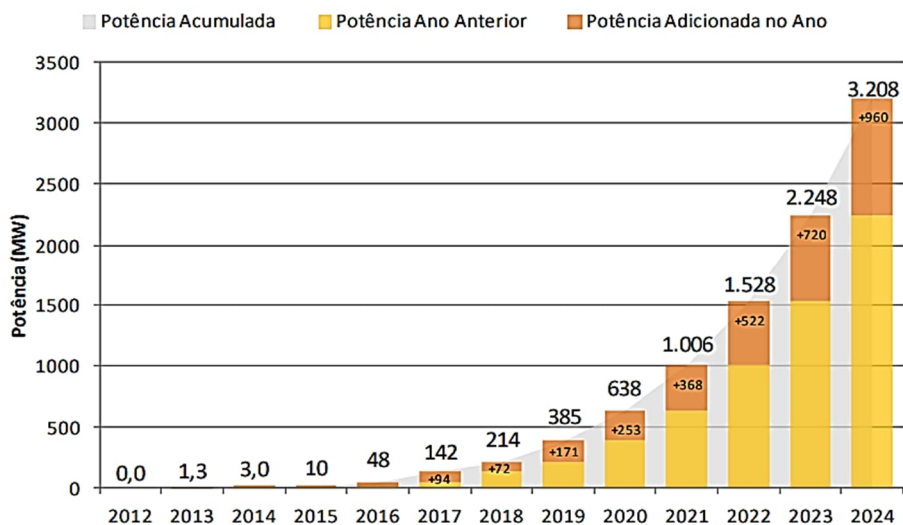
Figura 2-9 – Composição da potência fotovoltaica total instalada, em termos de geração centralizada e distribuída, no intervalo de 2011 a 2017



Fonte: Adaptado de SCOLARI e URBANTEZ JR. (2018).

No início de 2017, a ANEEL previa que a projeção, em MW, da capacidade instalada de sistemas de micro e minigeração fotovoltaica distribuída, apoiada pela REN nº 482, seria de 102 MW. No fim de 2017, o valor registrado foi de 142 MW. Em nota, no ano de 2015, a ANEEL projetava que o valor para o ano de 2017 seria de 151 MW (ANEELa, 2017; ANEELb, 2017). Do exposto, se pode constatar que a imprevisibilidade do mercado futuro é presente no cenário nacional. Contudo, o nível de instalação de micro e minigeração tende a ser, no ano de 2024, aproximadamente 2159,15% maior que a do ano de 2017. Os dados até 2017 e as projeções de instalações deste tipo de geração podem ser verificados no gráfico da Figura 2-10.

Figura 2-10 - Capacidade de micro e minigeração fotovoltaica distribuída instalada até 2017 e previsões até 2024



Fonte: SCOLARI e URBANTEZ JR. (2018).

Existem diversos aspectos a serem considerados ao se observar o desenvolvimento da GFD, tanto no Brasil quanto no mundo. O avanço desta tecnologia vai ao encontro de uma política energética que tem como premissa o menor impacto ambiental. Entretanto, vale observar que a geração de eletricidade contribui com um quarto das emissões de gases de efeito estufa (EPA, 2017), ou seja, mesmo que toda a geração de eletricidade utilizasse fontes renováveis, ainda haveria grandes níveis de emissão destes gases na atmosfera. Destaca-se que isso não faz com que a descarbonização da matriz energética seja menos importante. No entanto, é necessário desmitificar que a transição completa para uma matriz elétrica baseada somente em fontes renováveis resolva o problema do efeito estufa em sua totalidade.

Mesmo a tecnologia fotovoltaica sendo dita limpa, não se pode ignorar o fato de que a produção dos módulos e inversores gera impactos ao meio ambiente. Seu processo de produção consome eletricidade, utiliza água potável, faz uso de metais pesados, podendo ser estes citados como exemplos. Enfatiza-se, também, que, como se trata de uma tecnologia disruptiva, os processos e procedimentos estão em constante evolução. O trabalho de VELLINI, GAMBINI e PRATELLA (2017) mostra como a reciclagem pode reduzir os impactos ambientais na manufatura de módulos fotovoltaicos de silício e cádmio. Esta referência apresenta uma revisão bastante ampla acerca das implicações de cada etapa do ciclo do módulo como um todo, da produção ao desuso. A preocupação com o descarte de módulos fotovoltaicos e sua reciclagem já pode ser observada em ações isoladas da União Europeia e Estados Unidos (caso do estado da Califórnia, que já possui regulamentação) (McNeill, 2016). A formulação de legislação para

regulamentação da reciclagem de módulos é complexa, uma vez que os módulos são constituídos por uma grande gama de materiais (vidro, alumínio, materiais sintéticos, metais diversos etc.).

Como no Brasil o uso de geração fotovoltaica, centralizada ou distribuída, é mais recente, muitos impactos ambientais poderiam ser evitados se políticas para tal fim fossem criadas antecipadamente. No entanto, esta discussão parece estar em um horizonte longínquo. Do exposto, resta afirmar que estes dados não desqualificam a tecnologia fotovoltaica, mas contribuem para a criação de medidas para contornar os limitantes do amplo uso desta tecnologia. Não existe processo sem perdas ou danos, mas é possível minimizá-los quando estes são conhecidos e estudados.

A partir da revisão sucinta e objetiva do mercado nacional e internacional acerca da tecnologia fotovoltaica, pode-se afirmar que a GFD tende a contribuir cada vez mais para a geração de eletricidade no cenário mundial. Tal fato implica que as equipes de planejamento do setor elétrico devem estar atentas às mudanças que este cenário poderá infligir na operação dos sistemas elétricos no futuro. O próximo item define os aspectos de planejamento e discorre como estes poderão vir a ser impactados com a inserção de GFD.

2.3 ASPECTOS DE PLANEJAMENTO E VISÃO GLOBAL E UNITÁRIA

2.3.1 Considerações sobre as Atividades de Planejamento

Para que o sistema elétrico funcione adequadamente, várias atividades são executadas. Dentre elas, destacam-se as atividades de Expansão e de Operação, tanto no contexto energético quanto no contexto elétrico. Tais atividades são complementares sendo intimamente integradas, porém possuem seus objetivos específicos bem definidos. De forma simplificada, a meta da Expansão é investigar a necessidade de serem agregados novos recursos ao sistema e a da Operação é gerenciar os recursos já existentes.

Considerando o trilema da energia, composto pela garantia da Segurança Energética, Equidade Energética e Sustentabilidade Ambiental (WEC, 2017), e as premissas do modelo institucional brasileiro do setor elétrico, Segurança de suprimento, Modicidade Tarifária e Inserção Social (Camargo, 2005), tem-se a base do planejamento energético e elétrico

De acordo com VALE (2015), os objetivos que os planejamentos energéticos e elétricos devem atender, nas atividades de Expansão e Operação, compreendem etapas de Planejamento e de Execução.

Desta forma, para a Expansão são identificadas as seguintes etapas:

- Planejamento da Expansão: fase de elaboração de estudos e escolha da alternativa de expansão mais adequada;
- Execução do Plano de Expansão: fase de elaboração dos projetos e execução das obras planejadas.

Para a Operação são identificadas as seguintes etapas:

- Planejamento da Operação: diz respeito à fase de elaboração das programações e instruções a serem seguidas na operação;
- Execução do Plano de Operação: relativa à supervisão e controle do sistema em tempo real.

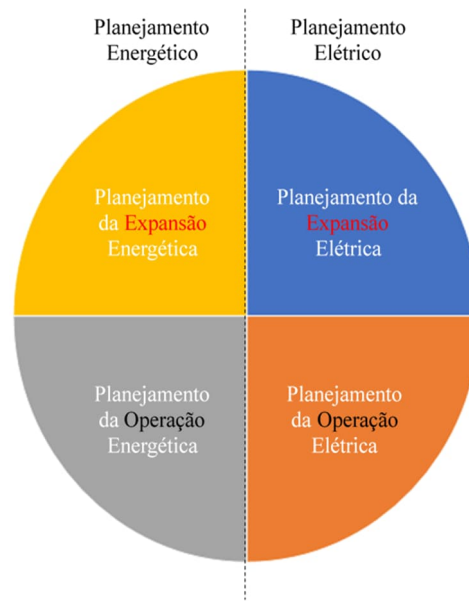
O Planejamento da Expansão Energética é responsável pelo estudo de integração de novas fontes (hidroelétricas, termoeletricas, fotovoltaicas etc.) à matriz energética, para que a geração seja capaz de atender à demanda do sistema. Já o Planejamento da Expansão Elétrica identifica a insuficiência da rede, frente a diferentes cenários operativos; o resultado dos estudos analisa a necessidade de novos recursos para reforço da rede (linhas, transformadores, equipamentos de controle etc.).

No âmbito do Planejamento da Operação Energética, ao nível do SIN, a meta é definir a geração de cada usina despachada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O Planejamento da Operação Elétrica visa elaborar instruções operativas a serem aplicadas na operação do sistema em tempo real.

A Figura 2-11 ilustra como o planejamento de sistemas de energia elétrica pode ser dividido. Mesmo cada atividade do planejamento possuindo suas próprias atribuições, elas são inter-relacionadas tendo influência umas nas outras.

As análises de planejamento são definidas de acordo com diferentes horizontes temporais, podendo ser classificadas em horizontes de longo, médio e curto prazo. Os estudos elaborados nas atividades de planejamento possuem horizontes temporais específicos, definidos de acordo com a etapa, podendo ser atribuída uma escala de anos ou horas. Quanto mais longo o horizonte temporal do estudo mais incertezas devem ser modeladas nas decisões de planejamento. A previsão da demanda da carga, do fator de potência da carga, bem como questões como atrasos de obras (em estudos de maior prazo) são exemplos de parâmetros que agregam incertezas aos estudos de planejamento de sistemas elétricos.

Figura 2-11 - Aspectos do planejamento de sistemas elétricos



Fonte: VALE (2015)

O estudo dos impactos da modelagem da MFD se relaciona com as etapas de Planejamento Energético e Elétrico. Neste trabalho, as análises abordam os estudos direcionados ao Planejamento Elétrico. As principais etapas deste planejamento são identificadas tradicionalmente pelos seguintes passos: Previsão de Carga; Diagnóstico do Sistema Elétrico; Análise Técnica de Alternativas; Análise Econômica de Alternativas; Decisão Final – Escolha da Alternativa mais adequada a ser implementada (VALE, 2015)

2.3.2 Caracterização da Visão Global da Rede Elétrica e da Visão Unitária da MFD

Os estudos de planejamento são norteados por procedimentos bem consolidados, pautados em ferramentas específicas de uso comum no setor elétrico. Entretanto, a inserção da MFD no sistema elétrico faz com que o planejador se depare com novos questionamentos.

Os programas para Cálculo de Fluxo de Potência são considerados como uma das principais ferramentas de análise de redes elétricas, pois permitem ao analista conhecer o estado em regime permanente do SEP (módulos e ângulos de tensão de todas as barras do sistema). Os *softwares* capazes de executar o Fluxo de Potência utilizam o estado da rede para determinar diversas grandezas de interesse, como por exemplo: fluxos de potência ativa e reativa nos ramos da rede; correntes que circulam nos circuitos; quedas de tensão nos elementos da rede; perdas nos ramos; etc. O Fluxo de Potência possibilita uma Visão Global da Rede Elétrica.

A modelagem dos elementos da rede, implementada em programas de fluxo de potência, depende da aplicação de seus resultados. Modelagens dedicadas a análises de redes de transmissão em alta tensão diferem daquelas adotadas em estudos de redes de distribuição de baixa tensão. No caso de simulações de redes BT, é necessário que a ferramenta computacional modele cargas monofásicas, bifásicas e trifásicas, considere o desbalanceamento entre as fases do sistema, bem como o uso de cabos com característica R/X (resistência/indutância) elevada.

Ao se inserir a MFD, é necessário que os programas utilizem modelos que representem satisfatoriamente este tipo de geração. Mesmo que o planejador saiba as especificações técnicas de acesso de um consumidor, que pretende instalar algum tipo de GD à rede, uma vez que a instalação deve estar de acordo com a regulamentação, ele poderá se deparar com cenários para os quais não possui domínio de todas as variáveis envolvidas nos estudos. Este é um dos principais dilemas do planejamento.

Sendo assim, apesar das funcionalidades já disponibilizadas pelos programas de fluxo, o desconhecimento pleno de sua utilização, potencialidades e limitações pode levar a resultados que impactam sobremaneira as alternativas geradas pelos planos. Na Expansão, estudos subdimensionados não permitiriam prever os recursos necessários e estudos superdimensionados levariam a projetos desnecessários. Na Operação, o subdimensionamento dos resultados poderia gerar instruções operativas que não garantiriam a segurança do sistema e o superdimensionamento levaria à imposição de limites conservadores, restringindo o melhor uso dos recursos da rede.

Do exposto, percebe-se a importância de se conhecer a influência dos dados relacionados às UCG nos resultados do fluxo. Isto sugere a realização de uma análise de sensibilidade, relacionando o impacto da variação dos dados das UCG no valor da potência gerada pelo sistema fotovoltaico.

Para dar suporte a esta análise, há programas específicos que modelam a geração fotovoltaica, de forma bastante detalhada. Dentre as funcionalidades disponibilizadas por eles, podem ser citadas: síntese do recurso solar horário disponível no local da instalação da UCG utilizando bancos de dados de irradiação global e temperatura ambiente definidos pelo usuário; impacto de sombreamento na geração; detalhamento dos parâmetros de entrada do sistema fotovoltaico; consideração de incertezas inerentes ao sistema (variação do recurso solar, sujidade etc.). Observa-se que estas ferramentas computacionais fornecem uma Visão Unitária da MFD.

Os conceitos introduzidos anteriormente relativos à Visão Global da Rede Elétrica e à Visão Unitária da MFD são extremamente importantes no contexto desta dissertação. A integração destas duas perspectivas, da forma como proposta neste trabalho, permite agregar as especificidades dos sistemas fotovoltaicos aos estudos da rede elétrica, visando ao maior conhecimento sobre o comportamento do SEP frente à inserção deste tipo de GD.

2.4 REDES DE DISTRIBUIÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DAS CARGAS

Ter o entendimento das particularidades do sistema de distribuição é imprescindível para se avaliar o impacto da inserção de MFD, pois as unidades que eram até então somente consumidoras passam a ser também unidades geradoras, as UCG. Este fato configura um novo comportamento do sistema elétrico e precisa ser investigado, para que ele esteja preparado para operar nesta nova condição.

As redes de distribuição são compostas basicamente pelos seguintes elementos:

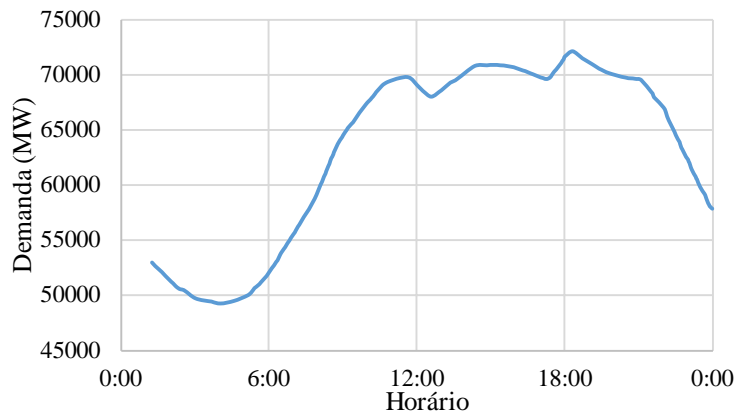
- Linhas de distribuição que operam com níveis de tensão inferiores a 230 *kV*, sendo valores típicos 69, 138 ou 161 *kV* (ANEELb, 2016);
- Linhas de distribuição que operam em níveis de média tensão, sendo valores típicos de 13,8, 21 ou 34 *kV* (ANEELb, 2016);
- Linhas de distribuição que operam em níveis de baixa tensão, sendo valores típicos de 110 a 440 *V*, o que varia de acordo com a região do Brasil, sendo as mais observadas de 220 *V* ou 127 *V* (ANEELb, 2016);
- Subestações (SE) de distribuição que realizam a interface do sistema de transmissão com o sistema de distribuição (Souza M. M., 2014);
- Dispositivos de operação. Como exemplos destes dispositivos podem ser citados: seccionadores, reguladores de tensão, religadores, capacitores, isoladores, para-raios, postes, cruzetas, entre outros (Souza M. M., 2014).

As redes de distribuição atendem a diversos tipos de unidades consumidoras. Consumidores que demandem alto nível de potência como supermercados, hospitais e indústrias de médio porte são conectados diretamente em níveis de média tensão, sendo que é de responsabilidade destes consumidores transformar o nível de tensão do ponto de conexão para o nível de utilização. Já os consumidores residenciais e comércios locais, por exemplo, são ligados em níveis de 220 *V* ou 127 *V*, derivados de transformadores da concessionária que opera a rede de distribuição.

O PRODIST (ANEELb, 2016) define como classes de consumidores: residencial, industrial, comercial, rural, poder público, iluminação pública, serviço público e consumo próprio (consumo das empresas de distribuição). Estas classes possuem subdivisões que podem ser conferidas em ANEELb (2016). De especial interesse para os estudos de planejamento, são as previsões da carga para o horizonte de análise. Cada classe consumidora possui uma curva típica de consumo, ou simplesmente curva de carga, que representa o perfil esperado de cada uma.

A curva de carga pode representar a demanda por potência em diferentes intervalos de tempo. A Figura 2-12 apresenta um exemplo de curva de previsão de carga, referente ao período de um dia útil do mês de maio de 2018. Esta curva é obtida da superposição dos consumos individuais de todas as classes consumidoras para este dia. Vale ressaltar que o perfil de consumo pode variar com as estações do ano e para dias não úteis. Quanto maior sua discretização, mais representativa ela se torna, porém, a complexidade para sua construção aumenta.

Figura 2-12 - Curva de carga para o período de um dia útil do mês de maio de 2018



Fonte: Adaptado de ONSa (2018).

Atualmente, no âmbito do SIN, o ONS recebe dados com a previsão de carga diária dos agentes decomposta para o intervalo de trinta minutos (ONS, 2016). Os agentes utilizam modelos numéricos de previsão de carga e dados de medições para construir as curvas de carga enviadas ao ONS, que certifica a qualidade das mesmas (ONS, 2016).

Para horizontes de curtíssimo prazo (um dia à frente) ou curto prazo (semana/mês) a incerteza da previsão de carga é bem reduzida, considerando a característica atual dos consumidores. Para previsões de maior prazo, como a do planejamento da expansão elétrica do SIN (horizonte de cinco/dez anos), porém, a incerteza torna-se maior. Neste caso, a previsão de carga utiliza dados da previsão de mercado futuro, a qual constitui uma fonte de incerteza. Por exemplo, o Plano da Operação Energética, referente ao período de 2018-2022, publicou em sua

primeira revisão quadrimestral que a carga cresceu 0,7% a menos que o previsto (ONS, CCEE e EPE, 2018). Este valor representa grande impacto nas análises de planejamento. Observa-se, assim, que previsões de carga para horizontes futuros mais longos têm a incerteza de previsibilidade de carga maior.

No contexto das redes de baixa tensão, tem-se que as curvas de carga dos consumidores residenciais no Brasil mostram-se bem semelhantes nas diversas regiões, mesmo o país tendo proporções continentais, diferentes climas e perfis de uso diferentes (Souza M. M., 2014). O perfil de consumo residencial se relaciona diretamente pela composição dos dispositivos eletroeletrônicos presentes nas residências.

Dados da (EPEa, 2017; EPEb, 2017) mostram que os consumidores residenciais representaram 28,8% de todo o consumo de energia elétrica. Neste índice foram considerados os consumidores cativos (aqueles que não são permitidos a comprar energia de outra distribuidora fora de sua região) e os consumidores livres (aqueles que podem comprar energia de qualquer distribuidora). Isto representa um aumento de 2,5% se comparado ao mesmo índice para o ano de 2012 (EPE, 2012).

A EPEa (2017) estima que, para o período de 2016-2026, o número de domicílios crescerá aproximadamente 17%, o que irá contribuir para o aumento da carga residencial ou para o aumento da GD por parte destas residências.

Uma das questões discutidas nesta dissertação diz respeito à significativa alteração da característica das curvas de carga, em decorrência da maior presença dos SFCR, conforme tratado no item seguinte.

2.5 INSERÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS – DISCUSSÕES GERAIS

Várias são as discussões acerca das mudanças pelas quais o sistema elétrico nacional deverá passar, com a crescente inserção de geração distribuída. Tais mudanças incluem a alteração, inclusive, do seu modelo estrutural, possivelmente transitando do modelo centralizado para o descentralizado. Outras questões relevantes dizem respeito à previsibilidade da geração fotovoltaica, à dinâmica do comportamento da carga, introduzida pelas UCG e às considerações sobre fluxo reverso e perdas nas redes de BT.

2.5.1 Modelo Estrutural do SEP

O perfil de geração centralizada em larga escala, por meio de usinas de grande porte, entregue ao sistema de transmissão, levando energia aos centros consumidores por meio da sua conexão com o sistema de distribuição, tende a se transformar, diante das novas fontes com características próprias, inseridas em diferentes e diversos pontos da rede.

Este novo cenário impacta o SEP sob as mais diversas perspectivas, incluindo a hierarquia operativa do sistema, as ações de supervisão, controle e proteção, e até as análises realizadas em todas as atividades, compreendendo as de planejamento, como tratado de forma específica nesta dissertação.

A Figura 2-13, extraída do relatório WEC/OLIVER WYMAN (2017), mostra a hierarquia tradicional, modelo *One-to-Many* (um para muitos) e a transição para um modelo no qual o sistema elétrico passa a contar, cada vez mais, com gerações distribuídas, constituindo o modelo *Many-to-Many* (muitos para muitos). Neste último, os prossumidores aparecem como centros consumidores com a presença de sistemas fotovoltaicos, de veículos elétricos, de minirredes geradoras, de expressivo número de indústrias com geração própria, e de cidades que utilizem cogeração de energia para atender a demanda de eletricidade e aquecimento.

O modelo *Many-to-Many* altera a relação hierárquica da transmissão com a distribuição. A rede de distribuição passa a necessitar de maiores interconexões com a transmissão, podendo impactar o equilíbrio do SEP. Este modelo já começa a ser observado, ainda que em pequena escala, pelo setor elétrico brasileiro.

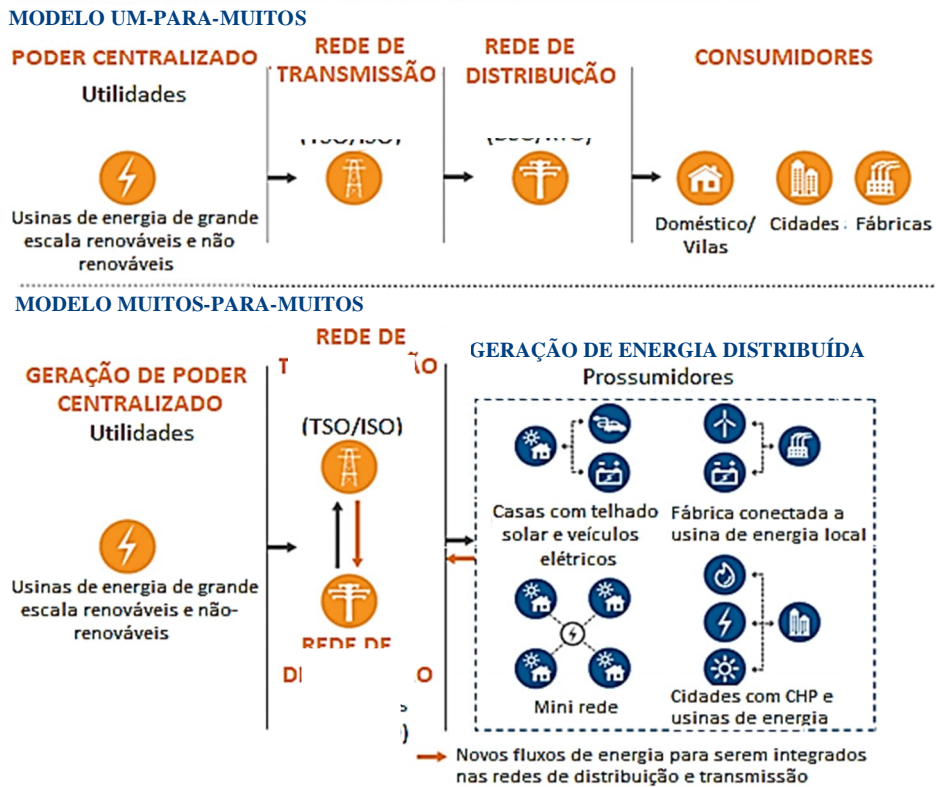
No relatório citado, ainda é sugerido um modelo híbrido, Figura 2-14, como transição entre os dois modelos *One-to-Many* e *Many-to-Many*.

Desta discussão, se pode inferir que o setor elétrico terá muito desafios a serem vencidos para garantir a operação adequada do SEP. Alguns exemplos de outros países podem ser citados nesta direção:

- A China e o México enfrentaram problemas relacionados à operação de redes elétricas com alta penetração de GFD, como por exemplo a violação dos limites de tensão. Devido à complexidade de reestruturação da operação e gerenciamento da rede elétrica, a China tem incentivado o desenvolvimento das microrredes de redes de distribuição (IEA PVPSb, 2017).
- Ações de supervisão e controle, para mitigar os impactos da alta inserção de GFD na rede elétrica de baixa tensão, já constituem procedimentos de rede da Alemanha (FRAUNHOFER ISEa, 2018). Estes procedimentos podem ser adotados nas etapas

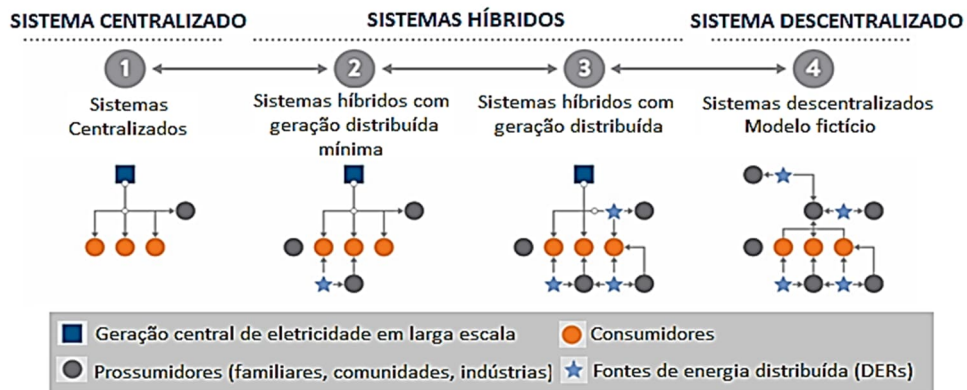
de planejamento da expansão ou operação elétrica, e visam mitigar, por exemplo, possíveis sobrecargas na rede e violação dos limites de tensão. No sistema de distribuição alemão é possível que o operador da rede regule, remotamente, em pontos específicos de monitoramento, a injeção de potência reativa.

Figura 2-13 – Modelos centralizado e descentralizado de SEP



Fonte: Adaptado de WEC/OLIVER WYMAN (2017).

Figura 2-14 - Transição no suprimento de energia



Fonte: Adaptado de WEC/OLIVER WYMAN (2017).

2.5.2 Previsibilidade da Geração Fotovoltaica

Conforme enfatizado nesta dissertação, para que os efeitos da inserção da geração fotovoltaica possam ser analisados nos estudos de planejamento, esta geração deve ser modelada de forma pertinente. Caso a previsão da potência injetada pela geração fotovoltaica se desvie daquele observado na operação em tempo real, os diagnósticos da rede elétrica podem vir a ser comprometidos, colocando em risco o suprimento do sistema. Como resultado de diagnósticos inconsistentes, a carga pode vir a não ser suprida, violação dos níveis de tensão permitidos pode ocorrer, o limite térmico das linhas pode ficar sub ou superdimensionado, reforços da rede são realizados antes da real necessidade ou podem vir a não ser implementados.

Os dados apresentados na referência ONSb (2018), mais especificamente no item 6.3, exemplificam a imprevisibilidade na estimação da geração fotovoltaica. Estes dados são apresentados na Tabela 2.1 e são referentes à produção de energia média mensal (em MW) para usinas fotovoltaicas conectadas ao SIN. Neste tipo de projeto a concessionária realiza estudo de viabilidade e avalia os impactos que esta geração causa na rede. Esta informação se torna interessante, inclusive, para mostrar que grandes desvios entre os valores programados e verificados podem ocorrer, trazendo significativo impacto nos estudos de planejamento. Deve-se observar, contudo, que nem sempre o maior desvio percentual corresponde ao maior impacto, devendo ser observada também a diferença em valores absolutos.

Tabela 2.1 – Desvio entre geração prevista e verificada para usinas fotovoltaicas do SIN

Estado	Usina	Geração Média Mensal		
		Programado (<i>MWmed</i>)	Verificado (<i>MWmed</i>)	Desvio (%)
BA	Conj. Bom Jesus	16,6	16,9	1,4%
BA	Conj. Ituverava	23,4	41,6	77,4%
BA	Conj. Lapa	17,9	18,3	1,9%
PE	Conj. Tacarutu	-	2,0	-
PI	Conj. Nova Olinda	51,1	52,4	2,6%
RN	UFV Assú V	-	6,5	-
RN	Conj. Floresta	2,4	8,4	252,8%
MG	Conj. Pirapora	27,1	71,6	164,8%
NE	TOTAL	111,4	137,5	23,4%
SE	TOTAL	27,1	71,6	164,8%
SIN	TOTAL	138,5	209,1	51,0%

Fonte: Adaptado de ONSb (2018).

Da análise da Tabela 2.1 percebem-se variações, entre valores programados e verificados de geração média mensal de potência, da ordem de 252,2%. Este tipo de variação pode comprometer estudos de planejamento

2.5.3 Dinâmica do Comportamento das UCG

Uma das questões que merece atenção se relaciona à significativa alteração da característica das curvas de carga das redes de BT com a maior presença das MFD. O impacto deverá ser sentido principalmente em decorrência da dinâmica imposta por este tipo de geração. Cada UCG possui um comportamento individual que, em conjunto com outras, tende a alterar a circulação de potência, ativa e reativa, dentro do próprio circuito de distribuição e entre os sistemas de distribuição e transmissão.

Esta dicotomia carga/geração implica alteração dos procedimentos de expansão e de operação tradicionalmente elaborados. Chamam a atenção, não apenas os novos patamares da carga, mas também as mudanças significativas nas rampas de variação de consumo. A presença de rampas é intrínseca ao comportamento da rede. A questão reside no desconhecimento da nova condição imposta pela dinâmica das UCG. Como as rampas exigem respostas rápidas da rede elétrica, é importante a sua previsão, para que ações de controle adequadas sejam planejadas e executadas. Muito se fala sobre a resposta em termos energéticos, porém há de se pensar também na dificuldade de se controlarem as expressivas alterações nas grandezas elétricas, decorrentes das rampas de carga.

Em 2013, o Operador Independente do Sistema (do inglês, *Independent System Operator*, ISO), nos Estados Unidos, publicou uma curva que identifica os efeitos da alta penetração de GFD no sistema elétrico da Califórnia. Esta curva, denominada *Duck Curve*, desde então, se tornou uma referência mundial neste tema (ISSO CALIFORNIA, 2016). Uma descrição detalhada da *Duck Curve* é apresentada no Anexo I, onde se discute a dicotomia carga/geração.

Vale ressaltar que é por meio das etapas de planejamento que se garantem os recursos da rede elétrica e os dispositivos de controle necessários (estudos de expansão), e onde se preparam as instruções operativas a serem seguidas em tempo real (estudos de operação). A elaboração de análises consistentes é vital para preparar o sistema a atuar em conformidade com a dinâmica da carga.

2.5.4 Fluxo Reverso e Perdas na Rede

Duas afirmações, comumente utilizadas em discussões acerca da inserção de geração distribuída em redes de distribuição, merecem comentário. A primeira diz respeito à reversibilidade do fluxo de potência nos ramos de um sistema elétrico estar relacionada

unicamente à inserção de GD no mesmo. A segunda se relaciona com a afirmação que a inserção de GD em uma rede elétrica sempre diminui as perdas elétricas. É natural que os fluxos de potência se estabeleçam de forma diferente com a inserção da GD, uma vez as UCG, ao se comportam como fontes, fornecem fluxo de potência reverso àquele da condição de consumidora. O fluxo de potência reverso, porém, não é um fenômeno observado exclusivamente nas redes elétricas com presença de GD. Durante períodos de baixo carregamento, por exemplo, no horário da noite, onde a carga é considerada leve, há excesso de reativos na rede. Este excesso tende a fluir no sentido contrário ao do horário de carga pesada. O paradigma a ser estabelecido neste contexto está na variabilidade proveniente de fontes intermitentes, na qual se enquadra a energia fotovoltaica. Vale ressaltar que a direção do fluxo tem importância significativa nos aspectos de proteção (Luiz, 2012).

Em relação às perdas elétricas, a inserção de GD na rede pode sim vir a minimizá-las, porém há cenários nos quais elas podem aumentá-las (Mendes, 2014). Isto pode ser observado no caso hipotético de uma instalação de GD injetando o máximo de potência ativa instantânea possível em um horário de carga leve. Neste caso, pode ocorrer que o fluxo reverso seja maior que o fluxo de potência demandado para atender à carga do sistema sem a GD. Dependendo da escala deste fluxo reverso, os ramos de passagem do sistema ao qual a carga está inserida podem observar perdas ôhmicas. Logo, para se realizarem afirmações em relação ao nível de perdas elétricas nos ramos da rede, análises específicas devem ser conduzidas.

2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A contextualização da geração fotovoltaica distribuída apresentada neste capítulo abrange a análise sobre a motivação em nela se investir e sobre o grau de seu desenvolvimento no Brasil e no mundo. Para isto, se fez uso de dados de órgãos reputados que têm suas atividades no ramo de energia elétrica renovável, incluindo informações sobre a legislação dos países que possuem mais geração fotovoltaica, mostrando a relação direta de políticas públicas e o incentivo no aumento da potência instalada deste tipo de geração. Verifica-se que este conhecimento ainda não está disseminado no ambiente de planejamento tradicional.

Diversas questões são discutidas no capítulo. A transição do modelo do setor elétrico levanta diversos questionamentos como, por exemplo, se a legislação atual atende a esta transição e até que ponto as técnicas de planejamento e operação estão aptas a trabalhar com a nova dinâmica do sistema.

Já se observa que o aumento da GD no sistema elétrico tende a modificar as técnicas de supervisão e controle tradicionalmente adotadas, alterando o modelo de operação de SEP. Entende-se que os procedimentos de planejamento devam ser adaptados para que o planejador possa estudar o efeito da inserção da geração fotovoltaica de forma consistente. Do exposto no capítulo, fica claro que o setor elétrico como um todo terá muitos desafios a serem vencidos de forma a garantir a operação dos SEP.

Até o momento, entende-se que o sistema de distribuição brasileiro ainda não esteja preparado para uma maciça inserção da MFD. Vários esforços têm sido feitos nesta direção. Experiências de outros países devem ser observadas, mas cada sistema elétrico possui suas especificidades, requerendo análises individualizadas.

Considerando os principais aspectos do planejamento, é lançado o questionamento sobre a maneira pela qual a modelagem da geração fotovoltaica, em especial daquela que é foco deste trabalho, a MFD, irá influenciar os resultados dos estudos, ou seja, os planos elaborados.

A presente dissertação pretende contribuir para a evolução do tema nesta área. Atenção especial é dada à modelagem da MDF nos estudos de fluxo de potência. Acredita-se ser necessário conhecer e entender os principais conceitos ligados aos SFGR, para que se possa adquirir uma base teórica consistente acerca das diferentes modelagens e, conseqüentemente, do impacto da aplicação de cada uma delas.

Neste sentido, o Capítulo 3 apresenta uma revisão dos conceitos ligados aos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, do recurso solar, do processo de geração fotovoltaica, do papel dos inversores e aspectos da rede. O próximo capítulo aborda, também, uma análise sobre o conceito de incertezas no contexto de projetistas de sistemas fotovoltaicos, bem como o sentido estatístico associado.

CAPÍTULO 3

ASPECTOS FUNDAMENTAIS DA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O presente capítulo tem como objetivo descrever alguns dos principais aspectos da microgeração fotovoltaica conectada à rede elétrica, visando subsidiar os desenvolvimentos apresentados nesta dissertação. Conceitos inerentes à tecnologia fotovoltaica e às redes elétricas são revisados.

A seleção dos temas aqui tratados e a abordagem dada aos mesmos foram feitas no sentido de possibilitar a integração de conhecimentos básicos sobre sistemas fotovoltaicos àqueles relativos às redes elétricas. A motivação para organizar este texto originou-se da necessidade de serem estudados e compreendidos conceitos que foram se mostrando essenciais para os estudos realizados. Pouco valem ferramentas computacionais que disponibilizam inúmeras possibilidades de análises, se o seu usuário não souber com clareza decidir sobre os dados de entrada, conhecer os modelos implementados no programa e fazer a leitura precisa dos relatórios de saída.

Outra motivação para investir no conteúdo deste capítulo é tornar o texto da dissertação uma referência inicial àqueles que se interessem em estudar a inserção da geração fotovoltaica em sistemas conectados à rede elétrica. Os conceitos apresentados no presente capítulo são discutidos de forma objetiva. Sendo assim, recomenda-se ao leitor, que desejar se aprofundar em alguns dos tópicos, o acesso às referências bibliográficas indicadas na presente dissertação. Ao longo deste capítulo também é sugerida a leitura de algumas referências, para entendimento de tópicos específicos, tais como o funcionamento da célula fotovoltaica e o dimensionamento de SFCR.

Considera-se como uma das contribuições mais significativas deste trabalho a contraposição entre o conceito de incerteza, adotado em referências que visam prever a geração energética de um SFCR, e o conceito de incerteza de medição, amplamente utilizado em trabalhos da área de metrologia (na dissertação, a análise é limitada ao escopo de sistemas elétricos de energia).

Nesta direção, destaca-se a dicotomia entre o que se considera incerteza de medição e o que seria o desconhecimento do valor de parâmetros que impactam a estimação da energia proveniente dos sistemas fotovoltaicos. São apresentadas algumas definições e destacam-se as principais diferenças entre os conceitos, esclarecendo pontos essenciais ao entendimento de tal dicotomia. A discussão é realizada com o intuito de evitar possíveis confusões de interpretação entre ambos.

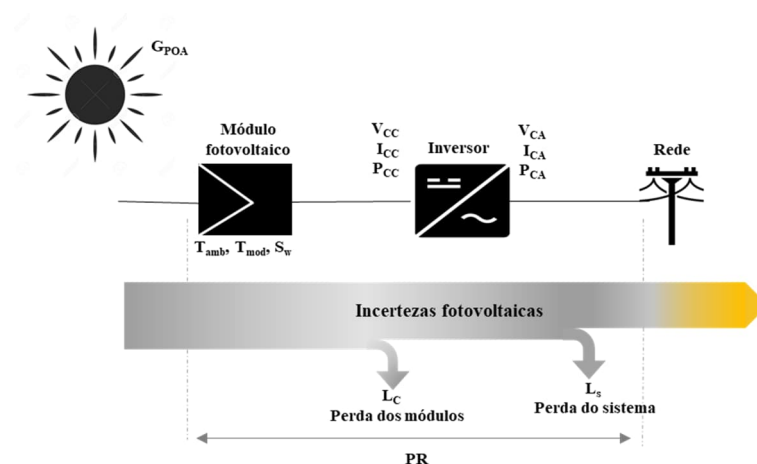
As fontes de incertezas adotadas, pertinentes ao escopo deste trabalho, são elencadas e discutidas. O recurso solar destaca-se como uma das principais fontes de incerteza à estimação da potência gerada em sistemas fotovoltaicos. Devido à relevância deste tópico no desenvolvimento desta dissertação, ele recebe atenção especial neste capítulo.

3.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA

Este item aborda as variáveis e os estágios fundamentais de operação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, sendo eles: o recurso solar; o módulo fotovoltaico (FV); o inversor; a conexão com a rede elétrica de baixa tensão. Tais etapas estão esquematizadas na Figura 3-1, onde se observa o fluxo de energia para este tipo de sistema.

Além dos conceitos necessários ao entendimento do SFCCR, também é discutido o efeito causado ao se variarem alguns parâmetros de operação do módulo FV e a distinção entre microgeração fotovoltaica e geração fotovoltaica centralizada.

Figura 3-1 - Fluxo de energia de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica



Fonte: Adaptado de RICHTER *et al.* (2015).

Onde:

G_{POA} : Irradiância no plano do módulo FV

T_{amb} : Temperatura ambiente

T_{mod} : Temperatura do módulo

S_w : Velocidade do vento

V_{CC} : Tensão do lado de Corrente Contínua (CC)

I_{CC} : Corrente do lado de Corrente Contínua (CC)

P_{CC} : Potência do lado de Corrente Contínua (CC)

V_{CA} : Tensão do lado de Corrente Alternada (CA)

I_{CA} : Corrente do lado de Corrente Alternada (CA)

P_{CA} : Potência do lado de Corrente Alternada (CA)

PR: *Performance Ratio*

3.2.1 Recurso Solar

O dimensionamento adequado de sistemas que utilizam o recurso solar como parâmetro de entrada decorre da qualidade dos dados relativos a este recurso. Ao se analisarem os SFCR especificamente, o recurso solar é um dos principais parâmetros na estimação da energia que poderá vir a ser produzida por um módulo, ou conjunto de módulos, em uma determinada localidade. A presente discussão tem como objetivo explicar o conceito sobre radiação solar sob a ótica da tecnologia fotovoltaica.

A radiação solar é definida como sendo um conjunto de feixes de energia oriunda do sol que são constituídos por fótons (partícula fundamental que representa radiação eletromagnética, E_{ph} , ou um quantum de luz), ou simplesmente, radiação eletromagnética emitida pelo sol (DUFFIE & BECKMAN, 2013). Tratar tal radiação como sendo uma onda pode facilitar a compreensão de suas propriedades. A Equação 3.1 descreve a relação fundamental da propagação de uma onda eletromagnética no vácuo (SMETS *et al.*, 2015).

$$v = \frac{c}{\lambda} \quad 3.1$$

Onde:

v : Frequência de propagação da onda luminosa

c : Velocidade da luz no vácuo

λ : Comprimento de onda

A energia contida em um fóton é descrita pela Equação 3.2.

$$E_{ph} = h\nu \quad 3.2$$

Onde:

h : Constante de Planck ($62607004 \times 10^{-34} \text{m}^2 \text{kg/s}$)

De acordo com a Equação 3.2, a energia contida em um fóton se relaciona diretamente com o comprimento de onda da radiação. Logo, quanto mais faixas de frequência um corpo é capaz de absorver, mais energia luminosa estará disponível ao mesmo (SMETS *et al.*, 2015). Ao se considerarem as células fotovoltaicas, estas são sintetizadas de forma a absorver, da melhor forma possível, as faixas do espectro eletromagnético relativas à radiação solar, a qual é composta pela faixa ultravioleta (UV), visível (VIS) e a infravermelha (IR).

Antes de se discutir mais a fundo o recurso solar, é pertinente definir os parâmetros de medidas utilizadas para quantizá-lo, sendo as mais importantes:

- Irradiância solar (G), em W/m^2 : taxa de potência (W) incidente, em um dado plano, por unidade de superfície. A análise deste parâmetro pode ser realizada quanto à sua variação horária, relativa à posição do sol, diária, relativa às condições do tempo (céu limpo, nublado ou chuvoso) ou ainda mensal relacionada à variação da posição da Terra com relação ao sol. Ainda se pode definir para este parâmetro o conceito de Horas de Sol Pleno (HSP), que faz uso da relação linear entre a produção de energia e a irradiação horária, uma vez que esta grandeza representa o número de horas em que a irradiância deve permanecer igual a $1000 W/m^2$. (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2003; ZILLES *et al.*, 2012; (PINHO & GALDINO, 2014))
- Irradiação solar, (J/m^2 ou Wh/m^2): energia (Wh) incidente, em um dado plano por unidade de superfície. É calculada integrando-se a irradiância solar para um período específico, sendo mais comum hora ou dia. O símbolo H representa a irradiação solar no espaço de tempo de um dia (24 horas), enquanto I a representa para o espaço de tempo de uma hora (DUFFIE & BECKMAN, 2013).

Para padronização das discussões deste trabalho, define-se que o termo recurso solar ou radiação solar, quando mencionado, faz menção ao conceito de irradiância. Também é pertinente definir que a irradiância média diz respeito ao recurso solar proporcional a uma faixa de tempo.

Existe diferença entre a radiação solar extraterrestre e aquela disponível na superfície terrestre. O valor de radiação extraterrestre é denominado por DUFFIE e BECKMAN (2013)

como constante solar (G_{sc}). Esta grandeza é proporcional à radiação solar, relativa a uma unidade de tempo, incidente em uma unidade de área ortogonal à direção de propagação da radiação no ponto médio da trajetória terra-sol fora da atmosfera terrestre. Esta grandeza passou por ajustes aos longos dos últimos anos. O valor considerado neste trabalho é o adotado pelo Centro de Radiação Mundial (do inglês *World Radiation Center*, WRC) sendo de $1367 W/m^2$, com incerteza da ordem de 1% (DUFFIE & BECKMAN, 2013), valor que foi publicado no trabalho de Duncan *et al.* (1981). A radiação extraterrestre ao atravessar a atmosfera terrestre sofre perdas pelo efeito de espalhamento ou absorção.

Segundo SMETS *et al.* (2015), o parâmetro mais importante na determinação da irradiância solar, considerando-se condições de céu limpo, é a distância que a luz solar viaja na atmosfera. Tal distância é mínima na faixa da linha do Equador, uma vez que nesta faixa o sol encontra-se no ângulo zenital. O raio traçado por um feixe de luz solar para sua distância mínima é definido como Massa de Ar Ótica (do inglês, *Optical Air Mass*, AM). A irradiância espectral extraterrestre é denominada de AM 0 (do inglês, *Air Mass*), a do sol na posição zenital AM1 e a que possui aproximadamente $1000 W/m^2$ é denominada de AM 1,5.

O valor de radiação solar disponível em um ponto específico da Terra depende de diversos fatores, sendo eles: localização geográfica; hora do dia; estação do ano, relevo e temperatura locais (U.S. SOLAR ENERGY TECHNOLOGIES OFFICE, 2018). Estima-se que, de toda a radiação incidente na superfície terrestre, 27% são relativos às perdas resultantes da decomposição da componente global da radiação em componente difusa, direta e albedo, resultando em uma irradiância média, disponível para aplicação em um dia ensolarado sem nuvens é de $1.000 W/m^2$ (PINHO & GALDINO, 2014).

A radiação solar pode ser classificada por meio de terminologias específicas que definem o tipo de radiação e aparecem como subscritos nos símbolos de irradiância e irradiação solar. Suas definições são apresentadas em concordância com o trabalho de Duffie e Beckman (2013), sendo:

- Radiação extraterrestre (subscrito *o*): radiação solar antes de ultrapassar a atmosfera terrestre.
- Radiação direta (subscrito *b*): radiação solar que atinge a superfície terrestre sem sofrer fenômeno de espalhamento ocasionado pela atmosfera, nuvens, poeira, clorofluorcarbonetos etc.

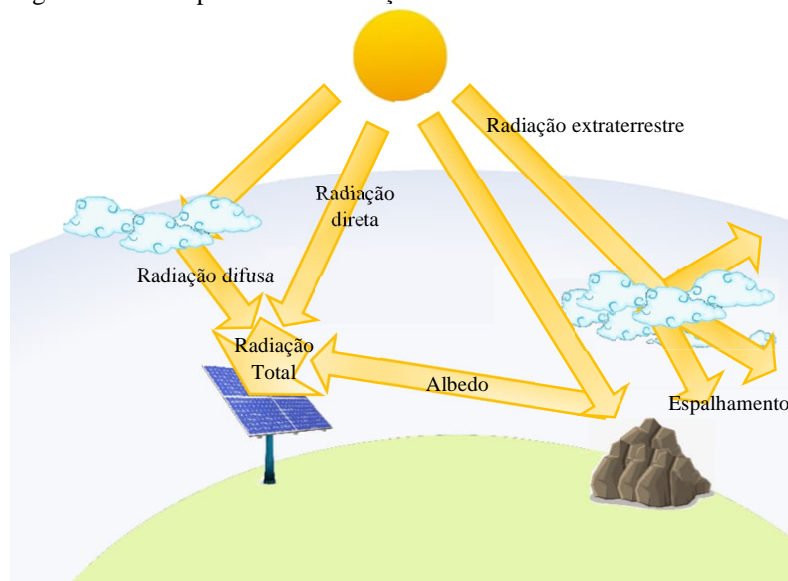
- Radiação difusa (subscrito d): radiação solar que tem seu caminho desviado pelo efeito de espalhamento ocorrido ao ultrapassar a atmosfera terrestre ou uma nuvem (com ou sem poluição).
- Radiação solar total (Radiação Global): superposição da radiação direta e difusa incidente em um plano. A Equação 3.3 apresenta a superposição.

$$G_{Global} = G_{Difusa} + G_{Direta} \quad 3.3$$

- Albedo (subscrito a): radiação resultante da reflexão de um feixe de radiação solar em um local que possui reflectância do solo (ρ_g) característica. O albedo está inserido na G_D .

A Figura 3-2 ilustra as componentes de radiação solar e sintetiza os efeitos da atmosfera, solo e poluição sobre ela.

Figura 3-2 - Componentes da radiação solar



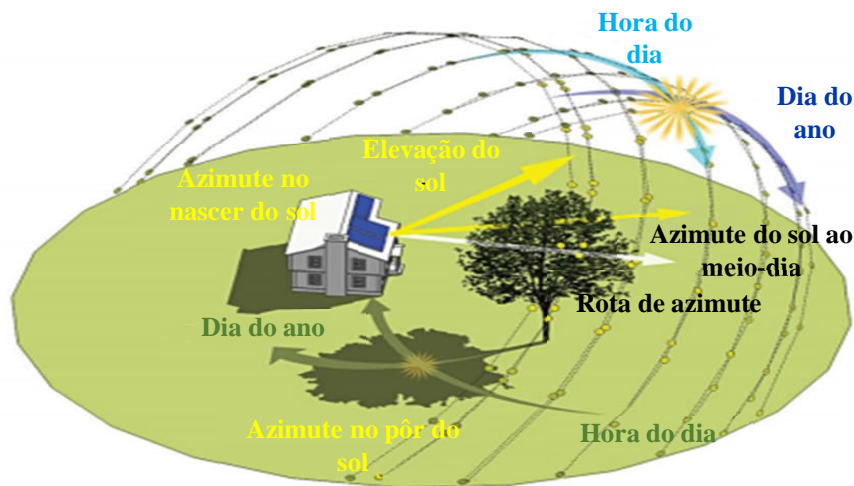
Fonte: Autoria própria.

Outros dois conceitos indispensáveis à compreensão deste item são o de radiação no plano inclinado e o de radiação no plano horizontal. O primeiro faz referência ao recurso solar disponível na superfície do módulo FV que sofreu deslocamento angular mecânico para maior aproveitamento da radiação luminosa incidente, representado pelo subscrito T (do inglês “*Tilt*”). Já o segundo, define o caso no qual se considera a superfície do módulo FV sem inclinação, representado pelo subscrito n (DUFFIE & BECKMAN, 2013).

Nas equações que regem a radiação solar é comum observar o ângulo do azimute e o ângulo de elevação solar. Dentre as várias convenções para definir o ângulo azimutal de

superfície, a apresentada neste trabalho é aquela que mais se aplica ao estudo da tecnologia fotovoltaica: ângulo compreendido entre uma linha sul e a sombra moldada por uma haste vertical na Terra referente a este ângulo (DUFFIE & BECKMAN, 2013). De acordo com instruções do Laboratório Nacional de Energias Renováveis dos Estados Unidos (do inglês *National Renewable Energy Laboratory*, NREL), define-se o ângulo azimutal como sendo o norte geográfico (0°), e em sentido horário tem-se o leste em 90° , o sul em 180° e o oeste em 270° . O ângulo de elevação solar é definido como o ângulo que os raios solares fazem com sua projeção no plano horizontal do observador (PINHO & GALDINO, 2014). A Figura 3-3 exemplifica o ângulo azimutal e a elevação solar.

Figura 3-3 - Exemplificação do ângulo azimutal e do ângulo de elevação do sol



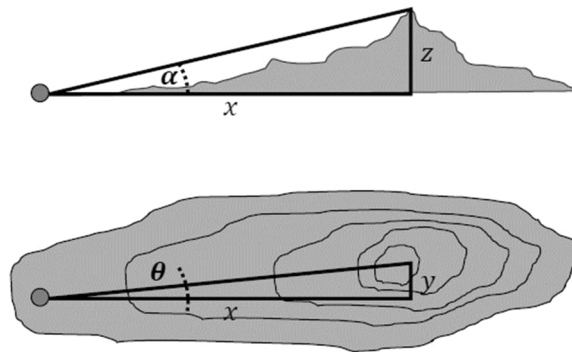
Fonte: Adaptado de SolarSis (2016).

O efeito do sombreamento afeta o recurso solar disponível em uma localidade e é possível classificá-lo de duas maneiras:

Sombreamento no horizonte: Ocasionado pelo relevo geográfico. A curva de sombreamento causada pelo relevo, em um raio de distância do ponto de interesse, pode ser estimada utilizando-se um programa de geoprocessamento. O procedimento constitui no levantamento dos parâmetros de elevação do relevo em todo o círculo centrado no ponto de interesse a um raio de distância escolhido pelo analista. Com estes dados constrói-se um gráfico horário (24 horas) do ângulo azimute versus o ângulo de elevação do sol onde se projeta a curva de sombreamento (constituída pelos ângulos sombreados pelo horizonte). Tal gráfico é denominado de Linha de Horizonte *Suneye*.

Define-se como ponto de interesse o local da futura instalação do SFCR e, utilizando trigonometria básica, calculam-se a altitude solar e o azimute do sol para estes pontos. Este cálculo é exemplificado na Figura 3-4, onde os ângulos α e γ representam a altitude solar e o azimute, respectivamente.

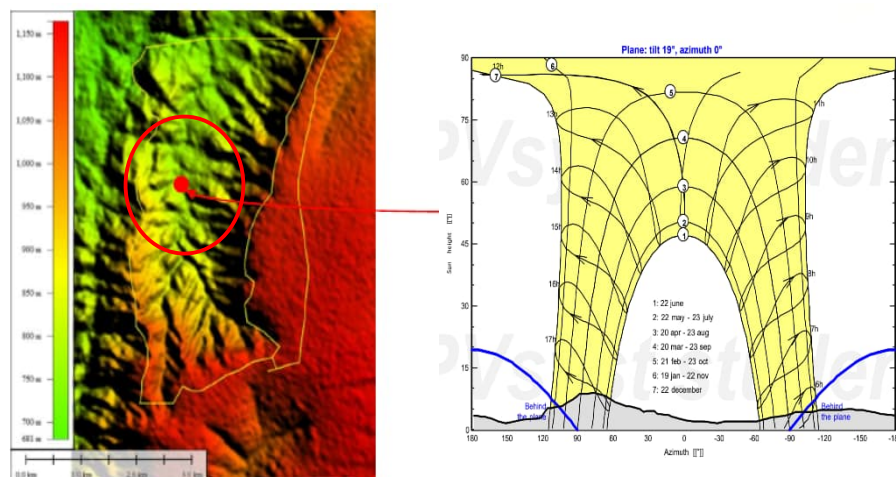
Figura 3-4 - Cálculo do ângulo azimute e de elevação solar



Fonte: HORTA (2016).

Para ilustração do efeito do sombreamento no horizonte, considera-se o ponto geográfico destacado na Figura 3-5. Ao se calcularem os azimutes e os ângulos de elevação do sol para o círculo destacado, cria-se o gráfico Linha de Horizonte *Suneye*, onde pode-se observar o perfil de radiação bloqueado pelo sombreamento do relevo.

Figura 3-5 - Exemplificação do sombreamento no horizonte específico a uma região



Fonte: Autoria própria.

Sombreamento próximo: Ocasionado por objetos nas proximidades da instalação do módulo FV. São exemplos comuns de objetos que ocasionam sombreamento próximo: edificações vizinhas, árvores, módulos fotovoltaicos instalados na proximidade, postes elétricos

etc. Antes de se realizar a instalação de um sistema fotovoltaico todas as possíveis fontes de sombreamento próximo são consideradas por meio da construção de um cenário tridimensional (3D) onde se verificará a sombra dos objetos sobre os módulos fotovoltaicos. A instalação, quando possível, é realizada de forma a evitar estas regiões de sombra.

Este tipo de sombreamento oferece grande desafio de modelagem devido à sua grande imprevisibilidade. Por exemplo, não há muitos meios de se prever se um investimento imobiliário será construído, posteriormente, à instalação de um sistema fotovoltaico, ou se uma árvore crescerá de forma a sombrear este sistema. Atualmente, não há legislação que proteja o usuário residencial deste tipo de imprevisto.

Trabalhos que visam aprimorar os modelos matemáticos de estimação do recurso solar, para obtenção de dados cada vez mais precisos, vêm sendo conduzidos, assim como avanços tecnológicos da instrumentação direcionada à obtenção deste tipo de dado (GUEYNARD, 2005, 2018).

O recurso solar é utilizado na especificação de diferentes tecnologias de células fotovoltaicas, sendo também o parâmetro que possibilita uma estimativa mais fidedigna da geração de energia fotovoltaica, em uma determinada localidade. A integração da previsão do recurso solar nas análises de planejamento tem sido objeto de estudo em países que possuem alto grau de penetração de SFCR, tal como descrito em (KLEISSL, 2013).

As informações referentes ao recurso solar são organizadas em bancos de dados. Estes bancos de dados podem ser construídos utilizando-se diferentes metodologias, sendo exemplos destas (PEREIRA *et al.*, 2017):

- Modelos numéricos de previsão climática;
- Medições de superfície realizadas por equipamentos específicos para estimação do recurso solar;
- Interpolações de dados provenientes de imagens de satélites;
- Valores de modelos físicos puros e imagem de satélites.

Vale ressaltar que a maioria dos bancos de dados oferece informações da radiação solar global disponível na superfície horizontal do módulo FV. Porém, são raros os casos em que a instalação não possui inclinação. Sendo assim, há a necessidade de transpor os dados disponíveis no plano horizontal para o plano inclinado. Ainda há casos em que se possui uma ou duas das componentes (global, difusa e direta) de radiação solar, necessitando estimar a(s)

faltante(s). A estimação dos parâmetros citados é executada utilizando-se modelos matemáticos (ERBS, KLEIN e DUFFI, 1982; WANG *et al.*, 2018; SOUZA e ESCOBEDO, 2013).

Alguns bancos de dados são de domínio público e outros de domínio comerciais. Os considerados neste trabalho referem-se à irradiância média anual e são listados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Bancos de dados solariméricos considerados no estudo

Bancos de dados solariméricos
Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE);
Programa de Ciências Aplicadas da Agência Nacional Administração da Aeronáutica e do Espaço (em inglês, <i>National Aeronautics and Space Administration – NASA</i>);
Radiasol2
Atlas da Companhia de Energética de Minas Gerais (CEMIG)
MeteoNorm 7.1

Fonte: Autoria própria.

Como exemplos de bancos de dados comerciais, podem ser citados: MeteoNorm, SolarGis, HelioClim-1, SolarGis, 3Tier, entre outros. Como indicado na Tabela 3.1, o presente trabalho considera somente uma única base de dados privada, a MeteoNorm 7.1.

Conforme já introduzido, devido à moção mundial que fomenta a descarbonização das matrizes energéticas, incentivos para expansão do uso da energia fotovoltaica e eólica têm sido criados. Um exemplo destes incentivos é a concepção de um banco de dados mundial, relativo à informação do recurso solar e eólico para todo o globo. Este banco de dados foi concebido no ano de 2001 por meio do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA, do inglês, *United Nations Environment Programme*, UNEP), sendo nomeado Avaliação dos Recursos de Energia Solar e Eólica (do inglês, *Solar and Wind Energy Resource Assessment*, SWERA). Tal iniciativa tem por objetivo unificar as informações mundiais de tais dados e disponibilizá-las de forma gratuita.

Após a apresentação objetiva e resumida de relevantes aspectos acerca do recurso solar, o próximo item aborda a tecnologia fotovoltaica, responsável por converter tal recurso em energia elétrica.

3.2.2 Módulo Fotovoltaico

Os módulos fotovoltaicos são compostos por um conjunto de células fotovoltaicas (conectadas em série ou em paralelo), as quais têm seu funcionamento regido pelo efeito

fotovoltaico. Este efeito se baseia na conversão da energia contida na radiação eletromagnética, proveniente da radiação luminosa incidente, em energia elétrica. Tal fenômeno físico foi constatado por Edmond Becquerel, pela primeira vez, em 1839 (SMETS *et al.*, 2015).

O efeito fotovoltaico é a base da conversão direta da luz solar em eletricidade e é observado nos materiais da classe de semicondutores, os quais têm propriedades de condução elétrica intermediária (classificados entre materiais isolantes e condutores). A célula fotovoltaica tem funcionamento similar ao de um diodo. O que difere estas tecnologias é o fato de que ao invés de se aplicar uma tensão de polarização direta, por meio de uma fonte de tensão externa, as células fotovoltaicas geram a tensão terminal V_{dc} por meio do efeito fotovoltaico, o qual é intrínseco a materiais empregados em sua fabricação. Estes materiais são escolhidos de acordo com sua absorção do espectro solar, custo de fabricação e impactos ambientais (SMETS *et al.*, 2015).

A primeira geração de células fotovoltaicas é correspondente à tecnologia baseada-no silício. Em termos de produção industrial, vale ressaltar que a purificação do silício demanda alta quantidade de energia elétrica. Nos últimos anos, observa-se a queda no preço de módulos que utilizam este material. Um dos fatores responsáveis por esta queda é a otimização deste processo industrial, pois, o consumo de energia elétrica do processo de purificação do silício vem diminuindo (IEA, 2014). Uma grande vantagem da primeira geração de células fotovoltaicas é a de que o silício é um material encontrado em abundância na natureza e de que a indústria do silício é muito consolidada, uma vez que setores, tais como os de computação e de telecomunicações, por exemplo, já fazem grande uso deste material.

O potencial da geração fotovoltaica, como alternativa à geração de eletricidade, faz com que pesquisas de desenvolvimento tecnológico dos dispositivos aplicados à conversão fotovoltaica estejam em frequente evolução. A criação de novos materiais e a diversificação das topologias constitutivas das células fotovoltaicas resulta em outras duas gerações desta tecnologia, a segunda e a terceira geração. Gerações estas que são classificadas de forma simplificada e geral a seguir e são baseadas nas definições de SMETS (2015):

- Segunda geração – filmes finos: construídas por meio da interação entre óxidos condutores transparentes, materiais semicondutores, eletrodos metálicos e um substrato ou substrato. As células de filmes finos apresentam menor espessura que as de *waffles* de silício e geralmente são maleáveis (flexíveis), permitindo que esta tecnologia seja incorporada às telhas ou janelas de uma construção. Seu processo de fabricação tende a usar menos material, se comparado ao processo das células de

primeira geração. Existem diferentes grupos de células de filmes finos, sendo aqui citados, o grupo de silício amorfo, que não faz uso de material raro ou tóxico, e o grupo de cádmio e telureto. Atenta-se para os fatos de que o telureto é um dos elementos mais raros da natureza e o cádmio elementar é tóxico.

- Terceira geração – tecnologias emergentes: esta geração agrupa novos processos de fabricação, assim como novos materiais aplicados à tecnologia fotovoltaica. Exemplos da terceira geração de células são: filmes finos com junção-múltipla⁵, células de filmes fino de perovskita⁶ e células solares de polímeros orgânicos. As células fotovoltaicas orgânicas utilizam materiais como carbono em sua fabricação, material este que é barato e abundante. Porém, os materiais utilizados na produção do encapsulamento e contatos metálicos, que têm por objetivo proteger das intemperes do ambiente, como a umidade, são materiais raros (platina, por exemplo). Contudo, esta tecnologia vem sendo desenvolvida por pouco mais de uma década de pesquisa e apresenta grande potencial⁷. No que diz respeito à limitação das células de perovskita, cita-se a sua não estabilidade de eficiência de conversão. As células de filme fino de junção-múltipla apresentam, sob condições de ensaio padrão (do inglês, *Standard Test Conditions*) e concentração do recurso solar, eficiência de aproximadamente 46% (NREL, 2018). Entretanto, a comercialização desta célula ainda não é factível devido ao seu elevado custo, sendo utilizada especificamente em aplicações espaciais.

A Figura 3-6 ilustra o crescente desenvolvimento tecnológico das células fotovoltaicas, em termos de eficiência verificada em laboratório. Nesta figura é possível constatar que, com o passar do tempo, a eficiência laboratorial das células fotovoltaicas vem aumentando assim como a diversificação de novas tecnologias. Muitas das tecnologias apresentadas na Figura 3-6 ainda se limitam ao ambiente de pesquisa. O desafio na evolução desta tecnologia é criar células que convertam a maior parte do espectro solar na faixa de 380 – 3000 *nm* do espectro eletromagnético (faixa correspondente às regiões ultravioleta, visível e infravermelho do espectro), evitando a utilização de materiais raros e tóxicos ao meio ambiente.

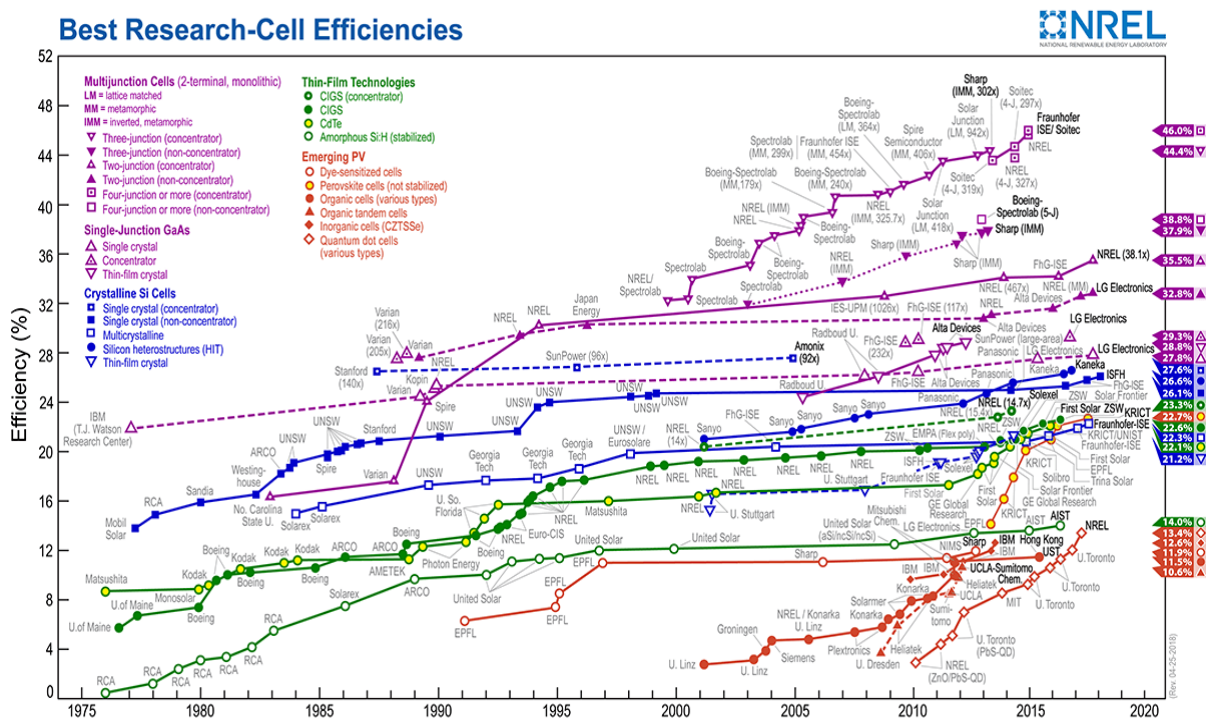
⁵ Junção-múltipla: intercalação de camadas de materiais semicondutores, popularmente chamada de sanduíche de materiais semicondutores.

⁶ Perovskita: grupo de compostos químicos de estrutura cristalina similar à apresentada pelo minério titanato de cálcio (Petrovic, Vijila, & Seeram, 2015).

⁷ A cidade de Belo Horizonte possui uma empresa que é referência na produção de células fotovoltaicas de terceira geração, a CSEM Brasil.

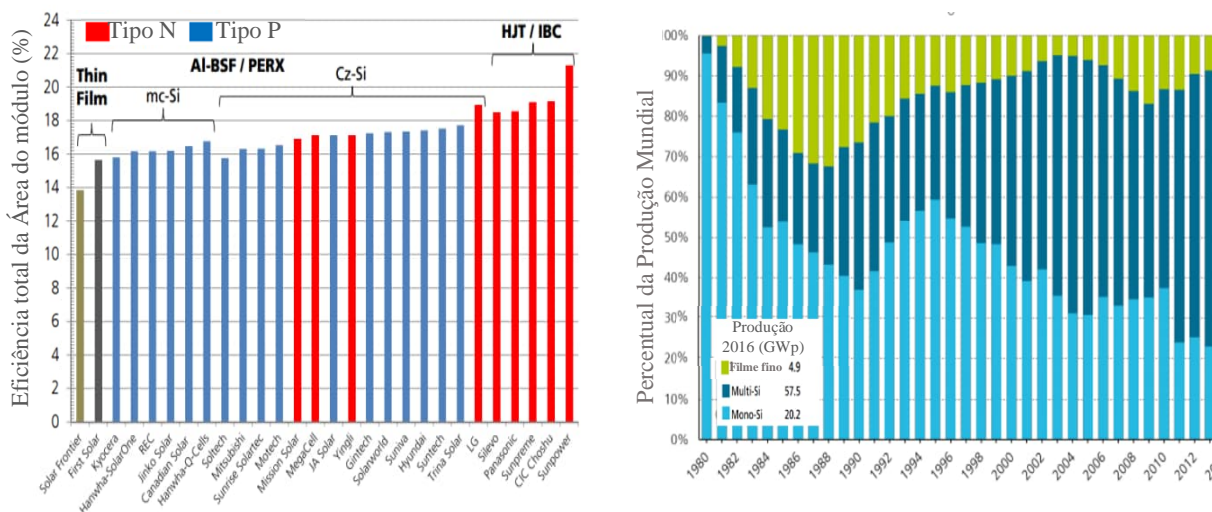
Vale ressaltar que a presente dissertação se limita à aplicação das células fotovoltaicas de silício à modelagem da geração fotovoltaica nas redes elétricas. Isto se explica pelo fato de os módulos de silício comercializados apresentarem boas eficiências de conversão, além de serem os mais manufaturados no mundo, até o ano de 2016, de acordo com os dados da Figura 3-7.

Figura 3-6 - Eficiência laboratorial das células fotovoltaicas e suas tecnologias



Fonte: NREL (2018).

Figura 3-7 - Eficiência dos módulos comercializados no mercado fotovoltaico percentual de produção anual, por tecnologia.



Fonte: FRAUNHOFER ISEb (2018).

Encerrada a discussão sobre as diferentes tecnologias aplicadas à geração fotovoltaica e este mercado, apresentam-se equações ligadas ao fenômeno físico. Inicia-se pela corrente do diodo (I_d) é dada pela Equação 3.4 (ZILLES *et al.*, 2012).

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{V_d}{\alpha V_T}} - 1 \right) \quad 3.4$$

Onde:

I_d : Corrente do diodo

I_0 : Corrente de saturação reversa no escuro do diodo operando a uma temperatura T

V_d : Tensão aplicada nos terminais do diodo

α : Fator de idealidade do diodo

V_T : Tensão térmica

A tensão térmica é definida de acordo com a Equação 3.5 (RAUSCHENBACH, 1980).

$$V_T = \frac{kT_c}{q} \quad 3.5$$

Onde:

k : Constante de Boltzmann

T_c : Temperatura equivalente de operação da célula fotovoltaica

q : Carga do elétron

Ao se aplicar a Equação 3.4, para descrever um conjunto de células fotovoltaicas, a equação é escrita na forma apresentada pela Equação 3.6, onde N_s é inserido no denominador do termo exponencial, sendo utilizado para calcular I_d de um conjunto de células fotovoltaicas ligadas em série (RAUSCHENBACH, 1980).

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{V_d}{\alpha N_s V_T}} - 1 \right) \quad 3.6$$

Ao se iluminar a célula fotovoltaica aumenta-se a corrente fotogerada fazendo com que a curva $I \times V$ se desloque, esse fenômeno é ilustrado na Figura 3.8.

A Equação 3.7 descreve como I_L pode ser obtida (KING, BOYSEN, & KRATOCHVIL, 2004).

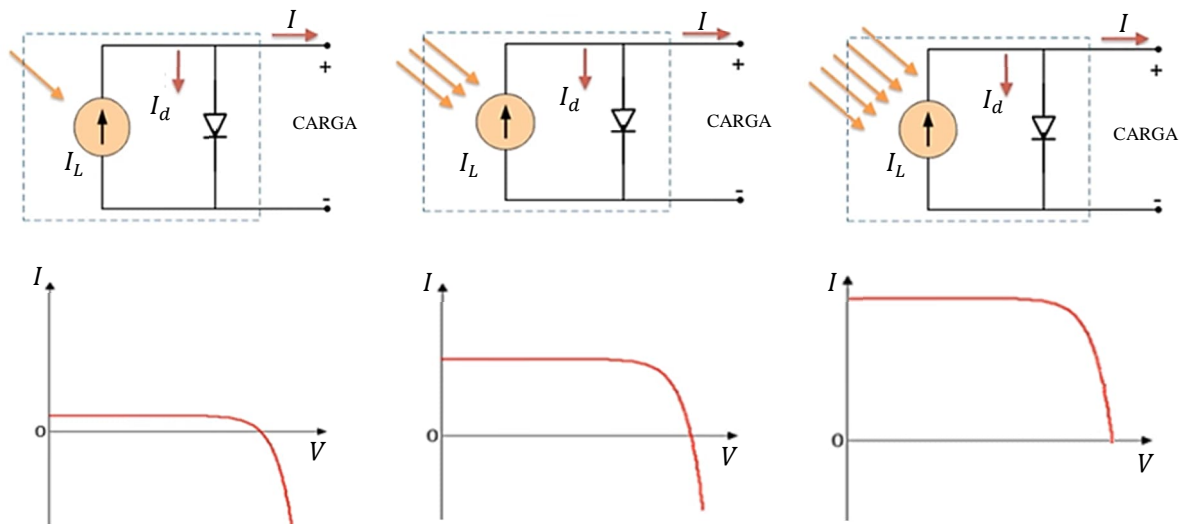
$$I_L = \left[I_{Lref} + K_i (T - T_{STC}) \right] \frac{G}{G_R} \quad 3.7$$

Onde:

- I_{Lref} : Corrente fotogerada em STC
- T : Temperatura da célula (em Kelvin)
- T_{STC} : Temperatura de referência ($25 + 273 = 298 K$)
- G : Irradiância solar (W/m^2)
- G_r : Irradiância solar de referência (usualmente $1000 W/m^2$)
- K_i : Coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito

Foi convencionado o deslocamento do quarto quadrante da curva I-V da célula fotovoltaica em 180° no sentido horário, fazendo com que as ordenadas do eixo vertical (valores de corrente) fossem espelhadas no eixo da tensão. A Figura 3-8 exemplifica o efeito de diferentes níveis de radiação solar em uma célula fotovoltaica, ou seja, diferentes valores de irradiância.

Figura 3-8 - Curvas característica IxV de uma célula fotovoltaica de silício sob diferentes níveis de iluminação



Fonte: Adaptado de (ZILLES *et al.*, 2012).

O circuito equivalente ilustrado na Figura 3-8(a), composto de uma fonte de corrente ideal, representando a corrente fotogerada, em paralelo com um diodo, representa uma célula fotovoltaica ideal. Sendo que a corrente disponibilizada à carga é dada pela Equação 3.8.

$$I = I_L - I_d \tag{3.8}$$

Ao se utilizar o circuito na Figura 3-8(a) é importante ressaltar que o valor de α é inserido de forma a representar a perda da corrente fotogerada, por exemplo, quando ele não é

unitário existe um caminho em paralelo à fonte de corrente que faz com que haja perda. Para este caso, é aplicado o Modelo de Um Diodo. Também é possível fazer a representação do circuito equivalente da célula fotovoltaica por meio do Modelo de Dois Diodos, onde mais de um diodo é utilizado em paralelo com o representado na Figura 3-8(a), o primeiro teria $\alpha = 1$ e o segundo $\alpha > 1$ (SMETS *et al.*, 2015).

Dois pontos merecem atenção especial na curva $I \times V$ de uma célula fotovoltaica. Tais pontos se referem a onde ocorre a intercessão do eixo V e do eixo I. O primeiro diz respeito ao ponto de tensão de circuito aberto (V_{oc} , do inglês *open circuit voltage*), que representa a tensão que uma célula fotovoltaica exibiria se desconectada de um circuito externo. Analisando a Equação 3.4, na condição de circuito aberto ($I = 0$), observa-se uma autopolarização de forma que a diferença de potencial entre os terminais do diodo faça com que a corrente de polarização equilibre a corrente fotogerada, sendo que V_{oc} pode ser calculada pela Equação 3.9.

O segundo ponto de interesse diz respeito ao valor da corrente de curto-circuito (I_{sc} , do inglês *short circuit current*) que representa o valor de corrente caso a célula fosse curto-circuitada (GOETZBERGER e HOFFMAN, 2005; ZILLES *et al.*, 2012).

$$V_{oc} = \frac{\alpha kT}{q} \ln \left(1 + \frac{I_L}{I_0} \right) \quad 3.9$$

De acordo com LUQUE e HEGEDUS (2003), o nível de corrente foto gerada é proporcional ao recurso solar disponível e em menor escala à temperatura da célula fotovoltaica. Antes de se analisarem os efeitos destas grandezas na curva característica $I \times V$ de um módulo FV, é essencial definir o conceito de máxima transferência de potência de uma célula fotovoltaica.

Ao se analisar a curva $I \times V$ e a curva de potência ($P \times V$), referentes a uma célula fotovoltaica genérica, e obtidas sob mesmas condições de irradiância, temperatura de célula e massa de ar, obtém-se a máxima potência de geração possível para uma célula. Isto ocorre em razão de que nos pontos $(0, V_{oc})$ e $(I_{sc}, 0)$ a potência instantânea gerada é nula, sendo esse retângulo útil no cálculo da eficiência máxima de uma célula fotovoltaica. A máxima potência gerada por uma célula fotovoltaica é representada pelo ponto (P_{mp}) .

Considerando a potência em função da tensão, nota-se que P_{mp} ocorre quando o valor da tensão é máximo (V_{mp}), dado que neste ponto a potência gerada é maximizada. Esta potência também pode ser descrita como resultado do produto da máxima corrente (I_{mp}) e de V_{mp} . Vale ressaltar que as condições $V_{oc} > V_{mp}$ e $I_{sc} > I_{mp}$ nunca são violadas (ZILLES *et al.*, 2012; LORENZO, *et al.*, 1994)).

Após a discussão sobre os parâmetros V_{oc} e I_{sc} é conveniente apresentar a Equação 3.10 que permite determinar a corrente de saturação reversa no escuro do diodo operando a uma temperatura T (I_0), presente na Equação 3.4 (DE SOTO, KLEIN, & BECKMAN, 2006).

$$I_0 = I_{sc,STC} \left\{ \left[\exp\left(\frac{-V_{oc,STC}}{a}\right) \right] \left(\frac{T_c}{T_{STC}}\right) \right\} \left\{ \exp\left[\left(\frac{q\varepsilon_G}{\alpha k}\right) \left(\frac{1}{T_{STC}} - \frac{1}{T_c}\right)\right] \right\} \quad 3.10$$

Onde:

$I_{sc,STC}$: Corrente de curto-circuito em STC

$V_{oc,STC}$: Tensão de circuito aberto em STC

a : Fator de idealidade modificado

ε_G Energia de *bandgap* do semicondutor aplicada na construção da célula

O termo a é definido pela Equação 3.11. Os termos $V_{oc,STC}$ e T_{STC} são fornecidos pelo fabricante, α e ε_G dependem do semicondutor utilizado na fabricação da célula e para os módulos de silício cristalino, são referentes ao silício.

$$a = N_s \alpha V_T \quad 3.11$$

A proporção entre o retângulo formado pelo produto de I_{sc} e V_{oc} e o formado pelo produto de I_{mp} e V_{mp} é nomeado de fator de preenchimento (do inglês *fill factor*, FF). Tal fator tem a função de indicar a qualidade de uma célula fotovoltaica. Quanto maior este fator, maior a fração da potência de referência teórica (produto de I_{sc} e V_{oc}) pode ser gerada. A eficiência de conversão de uma célula fotovoltaica é apresentada na Equação 3.12 (SMETS *et al.*, 2015).

$$FF = \frac{I_{mp} V_{mp}}{I_{sc} V_{oc}} = \frac{P_{mp}}{I_{sc} V_{oc}} \quad 3.12$$

De acordo com SMETS *et al.* (2015), utilizando-se o fator de preenchimento, é possível determinar a eficiência de conversão (η) de uma célula fotovoltaica por meio da Equação 3.13.

$$\eta = \frac{I_{sc} V_{oc} FF}{P_i} \quad 3.13$$

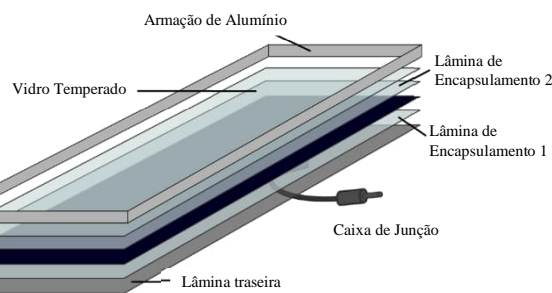
Onde:

P_i : Potência de entrada

Os parâmetros de uma célula fotovoltaica variam de acordo com irradiação e temperatura. Para aprofundamento do funcionamento acerca da tecnologia fotovoltaica e dimensionamento dos geradores fotovoltaicos sugere-se a referência ZILLES *et al.* (2012).

A tensão e corrente de saída do módulo são proporcionais à configuração da interconexão das células fotovoltaicas. A ligação série das células é denominada *string*. Nesta ligação a tensão de cada célula individual é somada e a corrente é constante. As células conectadas em paralelo apresentam mesma tensão e a corrente de cada célula é somada. Logo, os parâmetros I_{sc} e V_{oc} do módulo são proporcionais a estes parâmetros individuais das células (SMETS *et al.*, 2015). As células fotovoltaicas do módulo são encapsuladas, a parte frontal ainda conta com uma proteção de vidro temperado que é fixado por uma moldura de alumínio. Na parte traseira, se encontra a caixa de junção, que fornece a corrente de saída e uma folha de proteção. A estrutura mencionada é ilustrada na Figura 3-9.

Figura 3-9 - Encapsulamento de um módulo fotovoltaico



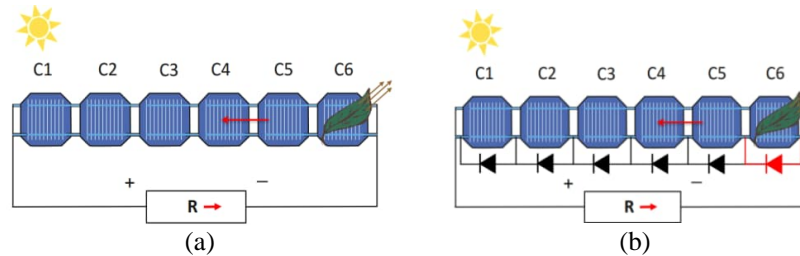
Fonte: Adaptado de SWAAIJ (2017).

Quando ocorre o sombreamento de uma célula ou de um conjunto de células de um módulo fotovoltaico, forma-se o que se denomina de ponto ou pontos quentes. Estes pontos impactam negativamente a curva $I \times V$ do módulo fotovoltaico de forma integral ou parcial, o que depende da maneira pela qual ocorreu o sombreamento nas interconexões das células. Para se evitar este efeito, faz-se uso dos diodos de *by-pass*, os quais podem ser aplicados na interconexão entre células de uma *string* ou na conexão das *strings* (ISABELLA, 2017).

O sombreamento faz com que as células sombreadas gerem uma corrente de polarização reversa, e o diodo de *by-pass* bloqueia o fluxo desta corrente, conduzindo corrente de polarização direta. Este procedimento pode ser entendido como o diodo de *by-pass* operando no lugar das células ou células sombreadas, diminuindo assim o impacto na curva $I \times V$ do módulo ou seu funcionamento. Outro componente importante ao funcionamento de um módulo fotovoltaico é o diodo de bloqueio que evita que a corrente de um circuito externo flua para o

módulo (ISABELLA (2017)). A Figura 3-10 apresenta uma duas situações, a de uma célula que compõem uma *string* operando sobre sombreamento para os casos com e sem a presença do diodo *by-pass*.

Figura 3-10 - *String* com célula fotovoltaica sombreada (a) sem o diodo *by-pass* e (b) com o diodo *by-pass*



Fonte: ISABELLA (2017).

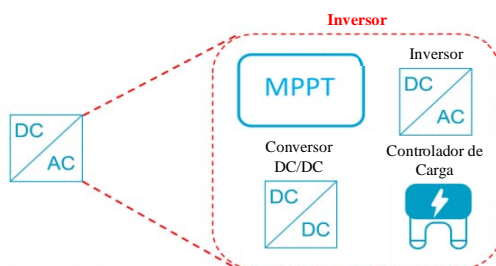
Em instalações fotovoltaicas se faz uso dos ditos arranjos de módulos fotovoltaicos. Toda a lógica apresentada para a interconexão das células fotovoltaicas pode ser estendida à interconexão dos módulos.

3.2.3 Inversor

A corrente de saída da configuração dos módulos fotovoltaicos é o sinal de entrada do inversor. Este sinal é gerado em nível contínuo, o que implica que, para que se possa injetá-lo na rede elétrica, é necessário retificá-lo para nível alternado e garantir que ele entre na rede elétrica em sincronia com ela (VASUDEVAN, 2018).

Os inversores, também denominados conversores estáticos, são aplicados em diferentes áreas, indo de aplicações industriais de controle de motores de grandes maquinários até a garantia de estabilidade e proteção de computadores frente a possíveis perturbações na rede elétrica, na qual este dispositivo se encontra conectado (VASUDEVAN, 2018). A tecnologia dos inversores é bem dominada em termos industriais. No que diz respeito às aplicações dos inversores à eletrônica de potência, estes dispositivos apresentam altas eficiências de conversão, de até 98,5% (IRENA, 2016). Ressalta-se que esse item visa apresentar de forma resumida as funções de um inversor solar, funções estas que podem ser observadas na Figura 3-11.

Figura 3-11 - Funcionalidades de um inversor



Fonte: Adaptado de VASUDEVAN (2018)

Outra função indispensável aos inversores é a função de busca do ponto de máxima potência (do inglês *Maximum Power Point Tracking*, MPPT). Esta funcionalidade possibilita que a instalação fotovoltaica sempre opere no ponto de máxima tensão V_{mp} , ou o mais próximo possível deste ponto. Ao se garantir que a tensão do sistema esteja neste nível, garante-se que o sistema fotovoltaico forneça a máxima corrente (I_{mp}). O MPPT garante que o SFCR opere em sua máxima potência sob condições de variação de irradiância ou sombreamento do sistema, ou parte dele. O nível de máxima potência será relativo ao V_{mp} e ao I_{mp} para uma determinada condição de operação. Por exemplo, um módulo operando sob irradiância de $200 W/m^2$ e irradiância de $400 W/m^2$ terá diferente I_{mp} para diferentes níveis de irradiância, porém o MPPT garante que a operação ocorra neste valor máximo. Pode-se estabelecer que o sistema de MPPT desacopla a tensão da carga (V_L) da tensão do sistema fotovoltaico (V_{PV}). Considerando a Figura 3-12, para um SFCR operar de forma ótima é desejado que V_{PV} seja igual a V_{mp} , e que, ao se garantir esta condição, V_L não seja afetado. Não fosse o MPPT o ponto de operação de um SFCR seria definido pela carga.

Figura 3-12 - Módulo fotovoltaico conectado à carga com destaque para função MPPT do inversor



Fonte: Adaptado de VASUDEVAN (2018).

A operação de um sistema de MPPT pode ser explicada, em vias gerais, da forma que se segue. Primeiro se define o parâmetro de entrada do algoritmo de MPPT. Este parâmetro pode ser proveniente do módulo fotovoltaico, da carga ou ainda de alguma grandeza externa ao sistema, como o recurso solar ou temperatura ambiente. O importante é que a lógica

implementada no MPPT seja capaz de utilizar este parâmetro de entrada para estimar um valor que seja o mais próximo possível do valor de V_{mp} . O grau de proximidade entre estes valores depende do algoritmo do MPPT aplicado. O nível de tensão estimado pelo algoritmo do MPPT é atribuído a V_{PV} , por meio do uso de eletrônica de potência, permitindo que o sistema sempre opere no ponto de máxima potência.

As técnicas de MPPT são divididas em técnicas diretas e técnicas indiretas. As técnicas diretas obtêm o V_{mp} da análise de um ou mais parâmetros da curva $I \times V$ do SFRCR, podendo ser citado o Método de Perturbar e Observar e o Método da Condutância Incremental. As técnicas indiretas possuem algoritmo muito mais simples, definindo a V_{mp} via parâmetros constitutivos do módulo, por exemplo, definir V_{mp} como sendo um percentual fixo de V_{oc} (geralmente este percentual varia de 70% a 80%). Estas técnicas são limitadas, pois funcionam satisfatoriamente para o funcionamento do SFRCR em STC, negligenciando a variação da irradiância incidente no módulo ou efeito da temperatura. A descrição detalhada destes métodos pode ser encontrada em (WEBSTER *et al.*, 2016). Estes dispositivos podem ser classificados de acordo com a potência da instalação fotovoltaica. As três topologias básicas, aplicadas ao uso de inversores, são apresentadas a seguir:

- **Microinversores:** nesta topologia, cada módulo fotovoltaico de um arranjo possui seu próprio inversor, a potência individual de cada módulo varia de 50 W a 300 W. A eficiência deste inversor pode chegar a 95%. Nesta topologia ocorrem duas etapas de conversão, o estágio DC/DC que eleva a tensão de saída dos módulos para o nível de operação, da rede na qual eles estão conectados, e o estágio de inversão responsável por injetar, de forma sincronizada, o sinal de saída do inversor na rede elétrica a qual o sistema fotovoltaico está conectado (SADATI, KRAUTER, & BENDFLED, 2015).
- **Inversores *string*:** cada *string* do arranjo fotovoltaico é conectada a um inversor. Na área de engenharia fotovoltaica este termo também faz referência aos inversores de pequeno porte, entre 1 kW a 15 kW. Este tipo de inversor apresenta eficiência de até 98% e cada *string* possui seu próprio MPPT. As *strings* apresentam alta tensão DC o que faz com que as perdas elétricas nos cabos aumentem (Rashid, 2001).
- **Inversores centrais:** todo o arranjo fotovoltaico de uma instalação é conectado a este tipo de inversor. As *strings* são projetadas para terem alto valor de tensão. São aplicados em instalações cuja potência varia de 15 kW a 1 MW, apresentando eficiência de até 98,5% de conversão. Nesta topologia, grandes perdas elétricas podem ser observadas,

se comparadas às outras topologias, uma vez que uma grande corrente circula nos cabos de conexão do arranjo fotovoltaico ao inversor. Todas as *strings* possuem o mesmo MPPT e o sistema não é limitado quanto à expansão (RASHID, 2001).

3.2.4 Rede Elétrica

O vetor de estado de uma rede elétrica, operando em regime permanente, é definido pelos módulos e ângulos de tensões dos barramentos que a compõem. Outros parâmetros da rede como corrente, potência ativa e reativa e perdas elétricas podem ser obtidos com base neste vetor de estado.

Conforme já comentado, uma das ferramentas mais tradicionais para se determinar o estado da rede é o programa denominado Fluxo de Potência. Esta ferramenta fornece as grandezas elétricas do estado para uma condição operativa específica, onde assume-se que as variáveis e parâmetros do sistema permanecem inalterados. Uma referência interessante que aborda o tema Fluxo de Potência é o livro MONTICELLI (1983).

De forma simplificada, o cálculo realizado pelo programa pode ser entendido como se o estado da rede fosse analisado para um instante de sua operação. A simulação realizada pode se relacionar a um estado operativo futuro (estudos de planejamento), atual (análise de segurança em tempo real) e passado (Pós-Operação). Como exemplo, nos casos em que se deseja analisar a evolução do estado durante a operação horária de um sistema, para o período de um dia, com base tempo horária, vinte e quatro fluxos distintos seriam calculados.

Conforme introduzido no Capítulo 2, o programa de fluxo é utilizado de forma intensa nas atividades de planejamento do SEP. Nesta dissertação, as análises são fundamentadas na execução de simulações de fluxo, visando subsidiar, principalmente, as fases de diagnóstico e de propostas de alternativas.

Os programas de fluxo de potência utilizam modelos dos elementos que compõem os SEP, de acordo com o tipo de rede a ser analisada e o estudo de interesse. Este tema é fortemente documentado na literatura técnica especializada, sendo referências no tema LAKERVI e HOLMES (2003), MONTICELLI (1983) e GRAINGER e STEVENSON JR. (1994).

A rede elétrica aplicada nos estudos propostos neste trabalho é classificada como rede de distribuição. Este tipo de rede pode apresentar desbalanceamento entre suas fases. Este fato impede que sua análise seja realizada utilizando-se somente uma de suas fases, forma pela qual se realizam os estudos de redes equilibradas trifásicas de transmissão operando em regime permanente. Outra distinção entre estas redes é a relação da reatância indutiva com a resistência

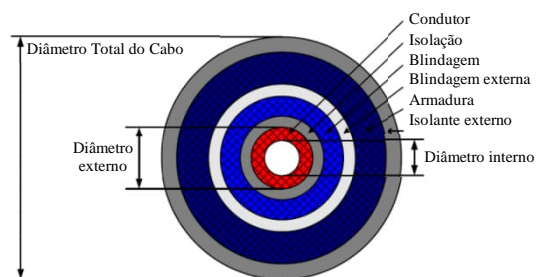
série dos cabos. Nas redes de transmissão, a reatância é bem mais elevada que a resistência. Na distribuição em BT, o valor da resistência pode ser várias vezes superior ao da reatância.

A representação Multifase de um sistema elétrico possibilita que as fases de um dado elemento sejam desacopladas uma das outras. Esta metodologia permite uma modelagem mais robusta, pois torna possível considerar diferentes tipos de desbalanceamento para cada fase que compõe a rede elétrica. Esta metodologia se aplica, por exemplo, a linhas de transmissão não-transpostas ou redes de distribuição que tendem a apresentar desbalanço entre as cargas. Como resultado deste processo, tem-se os módulos e ângulos de tensão para todas as fases dos elementos. Uma revisão do método Multifase pode ser encontrada em TIWARI e SINGH (1982) e PERALTA, LEÓN e MASHSEREDJIAN (2008). Neste item, são apresentados os modelos dos elementos aplicados à construção da matriz de admitância, de interesse ao escopo desta dissertação.

3.2.4.1 Modelo de Linha e Modelo de Transformador

As redes de distribuição podem utilizar diferentes tipos de cabos. O parâmetro transversal e longitudinal de um cabo depende diretamente da sua configuração estrutural e do tipo de aplicação (aérea ou subterrânea). Na Figura 3.30 é apresentada a configuração, para uma fase, de um cabo para aplicações em redes de distribuição de energia elétrica. Em redes de distribuição convencionais aéreas é comum utilizarem-se cabos de alumínio nu, onde só há a presença de condutores internos.

Figura 3-13 - Configuração de cabo de rede de distribuição



Fonte: (DIGSILENT GmbH, 2017).

As características construtivas dos cabos são utilizadas para se obterem os parâmetros longitudinais e transversais de cada fase do condutor, conforme Equações 3.14 e 3.15.

$$Z_L = Z_{int} + Z_{ext} + Z_{solo} \quad 3.14$$

Onde:

- Z_L : Impedância longitudinal
- Z_{int} : Impedância interna, descreve a resistência oriunda do efeito pelicular e a indutância originada do efeito de proximidade
- Z_{ext} : Impedância externa
- Z_{solo} : Impedância originada do efeito de retorno do solo

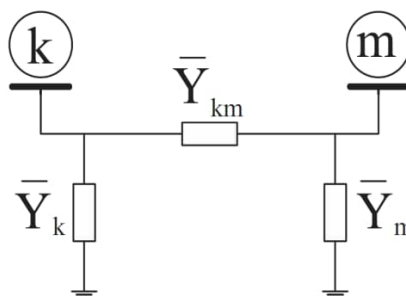
$$Y_T = G + j\omega C \quad 3.15$$

Onde:

- Y_T : Admitância transversal
- G : Condutância, considerada somente para frequências muito baixas
- ω : Frequência angular
- C : Capacitância

Estes parâmetros são a base para construção do Modelo π -Equivalentes. Tal modelo, ilustrado na Figura 3.31, é utilizado na representação dos ramos (linhas, transformadores com ou sem comutação de *tap* e elementos *shunt* capacitivo ou indutivo) do sistema elétrico no programa fluxo de potência.

Figura 3-14 - Modelo π -equivalente de elementos de rede elétrica



Fonte: Autoria própria.

Onde:

- \bar{Y}_{km} : Admitância série entre duas barras, neste caso k e m
- \bar{Y}_k : Admitância *shunt* na barra k
- \bar{Y}_m : Admitância *shunt* na barra m

A partir dos parâmetros dos cabos (Equações 3.14 e 3.15) é possível construir as matrizes de impedância longitudinal (\bar{Z}) e admitância transversal (\bar{Y}). Multiplicando-se estas matrizes pelo comprimento do ramo (l) determinam-se a impedância nominal ($\bar{Z}_n = \bar{Z}l$) e a admitância nominal ($\frac{\bar{Y}_n}{2} = \bar{Y}\frac{l}{2}$). Destes parâmetros se extraem os elementos que compõem o Modelo π -Equivalente. A formulação desta modelagem é tradicionalmente apresentada na literatura técnica LAKERVI e HOLMES (2003) e MONTICELLI (1983) As Equações 3.16 e 3.17 definem \bar{Y}_{km} , \bar{Y}_k e \bar{Y}_m .

$$\bar{Y}_{km} = \frac{1}{Z_\pi} = \frac{R_\pi}{R_\pi^2 + X_\pi^2} + j \left(\frac{-X_\pi}{R_\pi^2 + X_\pi^2} \right) \quad 3.16$$

$$\bar{Y}_k = \bar{Y}_m = \frac{Y_\pi}{2} \quad 3.17$$

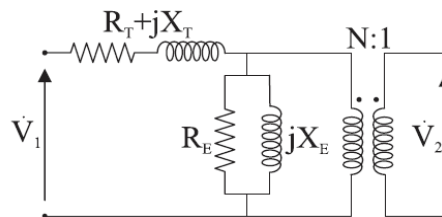
Onde:

Z_π : Impedância do circuito π -Equivalente

\bar{Y}_π : Admitância do circuito π -Equivalente

Um circuito equivalente típico do transformador de potência é ilustrado na Figura 3-15.

Figura 3-15 - Circuito equivalente completo do transformador



Fonte: PEREIRA (2015).

Onde:

R_T : Resistência dos enrolamentos primário e secundário do transformador

X_T : Reatância dos enrolamentos primário e secundário do transformador

V_1 : Módulo de tensão no lado primário

V_2 : Módulo de tensão no lado secundário

Z_E : Resistência do circuito de excitação do transformador

X_E : Reatância do circuito de excitação do transformador

As Equações 3.18 a 3.21 são utilizadas para transpor os parâmetros do circuito equivalente do transformador, Figura 3-15, para o Modelo π -Equivalente. Define-se que a relação de transformação dos enrolamentos do transformador é $N = \frac{V_1}{V_2}$; a impedância total dos enrolamentos do primário e secundário é igual a $Z_T = R_T + jX_T$; e a impedância do circuito de excitação é igual a $Z_E = \frac{R_E + jX_E}{R_E + jX_E}$. Os valores da impedância do circuito de excitação costumam ser elevados, o que permite que este parâmetro seja desconsiderado na obtenção dos parâmetros do Modelo π -Equivalente (PEREIRA C. S., 2015).

$$\bar{Y}_T = (\bar{Z}_T)^{-1} \quad 3.18$$

$$\bar{Y}_{km} = N \bar{Y}_T \quad 3.19$$

$$\bar{Y}_k = N(N-1)\bar{Y}_T \quad 3.20$$

$$\bar{Y}_m = (1-N)\bar{Y}_T \quad 3.21$$

3.2.4.2 Tipos de Barras

Os programas de fluxo utilizam a definição de quatro tipos de barra. A classificação das barras está diretamente relacionada às grandezas especificadas para cada uma delas: potência ativa injetada, potência reativa injetada, módulo e ângulo da tensão. São três os tipos de barra:

Barra de referência: A barra de referência, ou *slack*, possui o módulo e o ângulo da tensão conhecidos. Ela tem a função de ser a referência angular para as demais barras do sistema e para fechar o equacionamento no sentido de fazer o balanço das perdas na rede. Também é denominada barra $V\theta$.

Barra PV: A potência ativa e o módulo de tensão são especificados neste tipo de barra. Ela é utilizada para representar barras de tensão controlada, ou seja, barras de geração e barras onde existam equipamentos do tipo condensadores síncronos ou estáticos.

Barra PQ: Neste tipo de barra especificam-se as potências ativa e reativa consumidas pela carga. As barras de carga e as barras de passagem são consideradas do tipo PQ.

De forma geral, os programas de fluxo de potência, permitem selecionar o tipo de carga a ser simulado. Para cada tipo, há um modelo correspondente. A definição do modelo

para a carga é um desafio para a análise de redes elétricas, uma vez que a forma pela qual ela é modelada impacta diretamente os resultados do fluxo de potência.

Os programas de fluxo adotam modelos de carga que se baseiam na determinação da potência efetivamente consumida pela mesma, a partir da variação ocorrida na potência nominal, causada pelo afastamento dos valores nominais das grandezas módulo da tensão (V) e frequência (f). O modelo, assim, pode ser definido como uma expressão matemática, conforme as Equações 3.31 e 3.32 (GRAINGER & STEVENSON JR., 1994).

$$P = g(V, f) \quad 3.22$$

$$Q = h(V, f) \quad 3.23$$

Avaliando-se a carga de forma estática (caso de análise de SEP em regime permanente) é possível desconsiderar a dependência das Equações 3.31 e 3.32 com a frequência. Como exemplo de modelos de carga estáticos podem ser citados os modelos exponencial e polinomial ZIP.

As Equações 3.33 e 3.34 regem o modelo exponencial.

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{\alpha_P} \quad 3.24$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{\alpha_Q} \quad 3.25$$

Onde:

- P : Potência ativa consumida pela carga
- Q : Potência consumida demanda pela carga
- V : Tensão de operação da carga
- V_0 : Tensão de Referência
- P_0 : Potência ativa relativa à tensão de referência
- Q_0 : Potência reativa relativa à tensão de referência
- α_P : Fator de sensibilidade da potência ativa
- α_Q : Fator de sensibilidade da potência reativa

O modelo exponencial apresenta três casos especiais indicando predominância de um perfil de variação de tensão.

- $\alpha_P = \alpha_Q = 2$: carga com impedância constante;
- $\alpha_P = \alpha_Q = 1$: carga com corrente constante;
- $\alpha_P = \alpha_Q = 0$: carga com potência constante.

As cargas podem ser compostas por fatores de sensibilidade α_P e α_Q diversos. Por exemplo, a lâmpada fluorescente compacta apresenta faixas de $\alpha_P = 0,95 - 1,03$ e $\alpha_Q = 0,31 - 0,46$ (AMARAL, 2004).

Quando o modelo considera os casos especiais indicados acima, para os valores de α (2, 1 ou 0), identificam-se três componentes representando parcelas de carga do tipo impedância constante (Z), corrente constante (I) e potência constante (P) formando um polinômio. Este modelo é conhecido como modelo polinomial ZIP e é representado pelas Equações 3.35 e 3.36. Neste modelo, tem-se que $a_P + b_P + c_P = 1$ e $a_Q + b_Q + c_Q = 1$.

$$P = P_0 \left(a_P + b_P \frac{V}{V_0} + c_P \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \right) \quad 3.26$$

$$Q = Q_0 \left(a_Q + b_Q \frac{V}{V_0} + c_Q \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \right) \quad 3.27$$

Onde:

- a_P : Coeficiente de carga ativa modelada como potência constante
- a_Q : Coeficiente de carga reativa modelada como potência constante
- b_P : Coeficiente de carga ativa modelada como corrente constante
- b_Q : Coeficiente de carga reativa modelada como corrente constante
- c_P : Coeficiente de carga ativa modelada como impedância constante
- c_Q : Coeficiente de carga reativa modelada como impedância constante

Definir a exata composição dos coeficientes para um consumidor não é trivial. Este processo exige estudo de todos os componentes que contribuem para a carga total e medições de tensão e de corrente. Normalmente, na rede de distribuição, se utiliza uma composição média destes coeficientes. Nos estudos de previsão de carga, para diferentes horizontes de tempo, aplicam-se coeficientes históricos dos tipos de consumidores em modelos estocásticos.

3.3 INCERTEZAS EM SFCR

3.3.1 Discussão sobre Incerteza de Medição versus Incertezas Fotovoltaicas

O termo incerteza é amplo e pode assumir diferentes significados dependendo do campo da ciência. Todavia, este termo traz implícita a ideia de dúvida. Antes de prosseguir a

discussão acerca do termo incerteza, é pertinente apresentar a definição de dois conceitos fundamentais à estatística, o conceito da média e o do desvio padrão. A média caracteriza o valor mais provável de ocorrência de uma variável de um sistema, enquanto o desvio padrão caracteriza a dispersão (*scattering*) dos dados das médias indicando o nível de concordância entre os dados.

Uma área que faz amplo uso do conceito de incerteza é a área de metrologia, onde a incerteza aparece denominada como incerteza de medição (JAMES *et al.*, 2017). O “resultado de medição nada mais é do que meramente uma estimativa do valor verdadeiro do mensurando, a incerteza torna-se necessária para expressar o grau de dúvida associado ao resultado da medição”, (REDE METROLÓGICA RS, 2013, p.3).

O Guia para Expressar Incerteza de Medição (do inglês, *Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement*, GUM) estabelece que o termo incerteza padrão pode ser utilizado para se referir à incerteza de medição quando esta é descrita utilizando-se o desvio padrão e a média dos dados de medição. Neste contexto, é possível concluir que no que diz respeito à medição de uma variável de um sistema qualquer, quanto menor seu desvio padrão maior a confiabilidade atribuída ao processo de medição (JCGM GUM, 2008).

O erro de uma medição é caracterizado por um valor de incerteza. De acordo com a incerteza de medição, define-se uma faixa na qual espera-se que o valor da grandeza analisada esteja contido. Estabelecer o valor exato do erro é infactível, sendo possível apenas estabelecer o intervalo de valores que o erro de uma medição pode vir a assumir, este intervalo tem relação direta com o desvio padrão (JCGM GUM, 2008). Ao se considerarem as medições de uma grandeza qualquer como, por exemplo, a tensão de operação de um barramento do sistema elétrico, verifica-se um erro aleatório característico. Este tipo de erro de medição é denominado como erro do tipo ruído. Tal erro representa a desordem intrínseca a todo processo de medição. Ele é caracterizado por uma variável aleatória, podendo ser normalmente distribuído, distribuição esta regida pela Equação 3.28.

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2\right], \text{ se } x \in (-\infty, \infty) \quad 3.28$$

Onde:

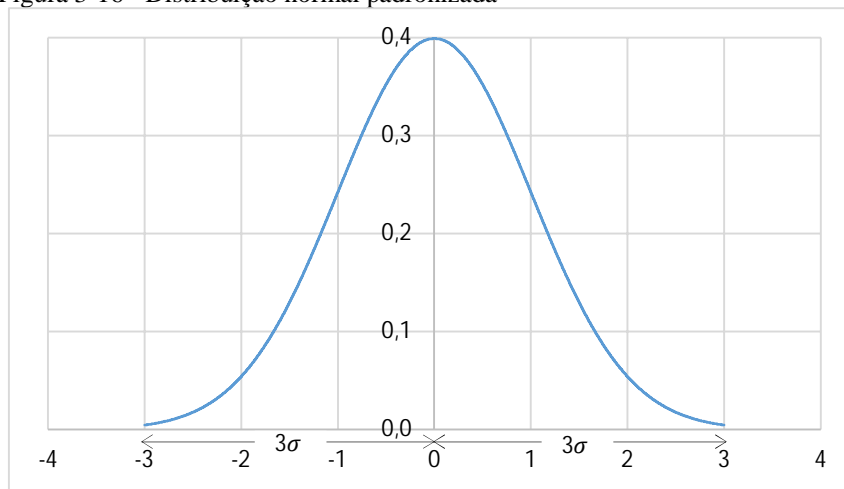
μ : Média dos dados

σ : Desvio padrão da média

É comum que a curva de distribuição normal de um erro do tipo ruído seja apresentada de forma normalizada, ou seja, com a média centrada em zero e o desvio padrão unitário. Neste tipo de distribuição também é comum se adotar um intervalo de confiança de 99%, por meio da adoção do intervalo de $[\mu - 3\sigma, \mu + 3\sigma]$. Esta curva é apresentada na Figura 3-16.

Considerando redes elétricas de transmissão, como exemplo de sistema que se quer medir, para se obter a magnitude do erro tipo ruído é necessário identificar todas as fontes de incerteza da medição inerentes ao processo. Para isto, pode-se construir o Diagrama de Ishikawa, diagrama que permite analisar todos as especificidades associadas a um processo de medição, como por exemplo a calibração do equipamento, incerteza dos equipamentos, equações de mensurando, entre outras (ILIE & CIOCOIU, 2010).

Figura 3-16 - Distribuição normal padronizada



Fonte: Autoria própria.

Como resultado desta etapa espera-se obter um mensurando que disponha do maior número possível de fontes de incertezas do processo, o que possibilita se estimar a grandeza medida de forma pertinente. SILVA (2015) detalha as fontes de incerteza associadas às medições de parâmetros de interesse de um sistema de transmissão, como tensão e corrente. As fontes de incerteza de cada parâmetro contribuem para o erro do tipo ruído. No caso em que as incertezas dos parâmetros relativos à estimação de um mensurando sejam estatisticamente independentes uma das outras, é possível que estas incertezas sejam combinadas via regra de combinação de incerteza (Equação 3.29). Esta regra é constituída da derivação parcial do mensurando em relação a cada uma das grandezas que compõem o mensurando (JCGM GUM, 2008).

$$u_c^2(y) = \sum_{i=1}^N \left(\frac{\partial f}{\partial x_i} \right)^2 u^2(x_i) \tag{3.29}$$

Onde:

- $u_c(y)$: Incerteza padrão combinada
- y : Estimativa de um mensurando Y qualquer
- f : Função que relaciona as grandezas que compõem um mensurando Y qualquer
- $u(x_i)$: Incerteza padrão
- x_i : Estimativa de uma grandeza que compõe f

Pode-se obter $u_c(y)$ retirando a raiz quadrada da variância combinada $u_c^2(y)$. O termo $\frac{\partial f}{\partial x_i}$, presente na Equação 3.29, é denominado fator de sensibilidade. Tal fator tem como objetivo descrever a variação que ocorre em y quando x_i varia, permitindo que todos os componentes da incerteza sejam expressos em uma mesma unidade de medida, no caso aquela relativa ao mensurando. No entanto, existem casos em que a Equação 3.29 pode ser simplificada, de forma a reduzir a complexidade do cálculo da incerteza combinada. Quando o mensurando é obtido de forma indireta⁸ pode-se utilizar relações mais simples. Tais simplificações dependem da forma pela qual as grandezas que compõem o mensurando se relacionam matematicamente. Por exemplo, para estimar a potência para uma fase (P) de uma linha de transmissão por meio das medições de tensão (V) e corrente (I), poderia-se determinar a incerteza combinada da potência estimada (mensurando em questão) utilizando-se a relação apresentada na Equação 3.30.

$$u_{c_p} = P_{estimada} \left[\sqrt{\left(\frac{u_V}{V_{rms}}\right)^2 + \left(\frac{u_I}{I_{rms}}\right)^2 + \left(\frac{u_{FatorPotência}}{FatorPotência}\right)^2} \right] \quad 3.30$$

$$P = V_{rms} I_{rms} FP \quad 3.31$$

Tal relação só pode ser aplicada no caso em que as incertezas da grandeza tensão são independentes das relativas à grandeza corrente. Outra restrição para se utilizar a simplificação apresentada em 3.30 é que as grandezas que compõem o mensurando sejam multiplicadas, caso observado na estimação da potência. As incertezas relacionadas à tensão e à corrente (u_V e u_I) podem ser obtidas como descrito anteriormente, por exemplo, contabilizando o erro de calibração dos equipamentos utilizados nas medições destas grandezas, o desvio padrão das

⁸ Estimação indireta: ocorre quando se estima uma grandeza de interesse por meio da estimação das grandezas que a compõem.

medições dos instrumentos de medição, para citar alguns. Existem regras específicas de simplificação da expressão da incerteza combinada para quando as grandezas que compõem o mensurando são somadas ou elevadas a uma determinada potência. As metodologias de aplicação de tais regras de simplificação podem ser verificadas em detalhes em JCGM GUM (2008). É fundamental ter conhecimento do mensurando e da forma pelas qual as grandezas deste mensurando se relacionam para que as regras de simplificação na obtenção da incerteza combinada sejam aplicadas. Caso estas simplificações ocorram de forma desatenciosa o mensurando pode ficar comprometido.

Até este ponto discutiu-se o conceito relativo à incerteza padrão sob a ótica estatística, utilizando o erro do tipo ruído como referência. Contudo, como já foi discutido, o conceito semântico do termo incerteza é muito vasto, sendo aplicado para descrever tudo aquilo em que há desconhecimento da informação (que incita dúvida). Sendo assim, ao se deparar com este termo, em qualquer área do conhecimento, é necessário identificar em que sentido ele se aplica.

Em relação às incertezas fotovoltaicas, a literatura técnica especializada utiliza modelagem matemática similar àquela aplicada à incerteza padrão para tratá-las. Entretanto, mesmo o tratamento matemático sendo similar, o conceito atribuído à incerteza do tipo padrão e o atribuído às incertezas fotovoltaicas são de coincidentes.

Em THEVENARD e PELLAND (2013) e em RICHTER *et al.* (2015), considerados trabalhos referências no tópico de incertezas fotovoltaicas, a modelagem estatística da incerteza padrão é utilizada para modelar as incertezas fotovoltaicas. Todavia, como foi exposto anteriormente, o conceito relacionado às incertezas fotovoltaicas diverge da definição matemática do erro de medição. Enquanto o erro de medição se refere à qualidade de uma medição específica, a incerteza fotovoltaica busca caracterizar a influência de diferentes parâmetros no valor da potência de saída do gerador fotovoltaico. São exemplos destes parâmetros a variação no recurso solar, variação da potência do módulo fotovoltaico em relação ao seu valor nominal, sujidade e outros.

O trabalho de KIMBER (2007) pode ser utilizado para esclarecer tal discussão, uma vez que o autor examina o efeito da sujidade⁹ na geração de energia fotovoltaica, por meio de modelagem matemática referente ao erro do tipo padrão. A metodologia do trabalho consistiu na medição da energia produzida por três SFCR operando em uma mesma localidade, pelo mesmo período, e sob as mesmas condições de temperatura, velocidade do vento e radiação solar. Durante o experimento, foram realizadas intervenções de limpeza dos módulos. Um

⁹ Sujidade nos módulos fotovoltaicos: camada de sujeira que reduz o recurso solar na superfície do módulo fotovoltaico, geralmente ocasionado pela poeira ou excremento animal.

módulo seria limpo duas vezes, um outro módulo seria limpo uma única vez e o módulo restante não seria limpo. Após um ano de coleta de dados, o total de energia gerada pelo SFCR que foi limpo duas vezes foi tomado como sendo o de referência. A diferença percentual da energia produzida, pelos outros dois SFCR, foi adotada como a perda estimada percentual ocasionada pela sujidade, 3,3% para o que recebeu uma limpeza e 5,1% para o que não foi limpo no período do estudo. Tal valor pode vir a ser adotado como a incerteza relacionada à sujidade nos SFCR no processo de estimação da energia produzida por estes sistemas.

Do exposto, a diferença entre incerteza padrão e incerteza fotovoltaica fica evidenciada. Vale a ressalva de que a incerteza fotovoltaica pode vir a englobar a incerteza padrão, uma vez que nos estudos são utilizados instrumentos de medição para estimar grandezas de interesse, como, por exemplo, a energia injetada na rede por um SFCR. Os instrumentos para medir esta grandeza possuem intrinsecamente associados a eles o erro do tipo ruído. Uma outra forma de se analisarem as incertezas fotovoltaicas é considerá-las como sendo fatores de redução que multiplicam o valor de potência produzida por um gerador fotovoltaico, tentando fazer com que a estimação seja a mais próxima possível da realidade.

THEVENARD e PELLAND (2013) e RICHTER *et al.* (2015) utilizam a regra de combinação de incerteza para quando as grandezas de um mensurando são multiplicadas, para combinarem diferentes tipos de incertezas, como por exemplo, variação no recurso solar, sujidade, perda ôhmica, entre outras. No entanto, os autores destes trabalhos não deixam claro qual o mensurando considerado para que seja avaliado se a regra simplificada de combinação de incerteza foi aplicada de forma pertinente. Apesar deste fato, o presente trabalho faz uso da regra da combinação da incerteza fotovoltaica como apresentado em THEVENARD e PELLAND (2013) e RICHTER *et al.* (2015).

A modelagem que considera as incertezas fotovoltaicas procura trazer uma maior exatidão à estimativa da geração de energia por SFCR. Uma modelagem mais consistente da MFD permite ao planejador estimar o impacto resultante da sua conexão à rede elétrica de forma mais apropriada.

As incertezas fotovoltaicas consideradas neste trabalho são apresentadas nos próximos itens de forma objetiva. O trabalho de OLIVEIRA (2017) realiza um debate substancial sobre o tema sendo indicado para os leitores que almejam aprofundar sobre esta temática.

3.3.2 Incertezas no Recurso Solar

O recurso solar pode ser estimado por meio de medições diretas via instrumentos de medição (piranômetros e pireliômetros, por exemplo), de valores interpolados de medição direta e imagens de satélite e de valores estimados por modelos físicos que utilizam informações de imagens oriundas de satélites. O parâmetro solar pode variar de acordo com condições temporais, estações do ano, níveis de pluviosidade, posição da Terra em relação ao sol, entre outros fatores (DUFFIE & BECKMAN, 2013). A variação dos dados solarimétricos pode ser percebida tanto da comparação de diferentes bases de dados (para uma mesma localidade e base temporal) quanto para os dados de um mesmo conjunto de dados ao longo dos anos (variação interanual).

OLIVEIRA (2017) apresenta uma análise dos valores da incerteza solar, para diferentes fontes de dados, baseada no trabalho de THEVENARD e PELLAND (2013), o qual avaliou bancos de dados solarimétricos distintos, disponíveis no Canadá.

- Medições diretas, em 40 cidades canadenses, concentradas em um banco de dados alimentado por mais de 40 anos de medições do recurso solar em base horária: Para o período de um mês a incerteza encontrada nos dados foi de 3%. Diferentes valores relativos à variabilidade interanual do recurso solar foram reportados para localidades europeias pelo Instituto de Meio Ambiente da Comissão Europeia (2006) e SÛRI *et al.* (2007), sendo respectivamente de 5% e uma faixa de 3% a 7% (os bancos analisados são similares nos trabalhos citados).
- Dados de 40 anos de recurso solar obtidos via modelo físico terrestre para 235 localidades: 5% de incertezas para período temporal de um mês.
- Dados com interpolação de valores (sendo valores médios) para uma resolução espacial de 6 km por 9 km, a 45° Norte, para períodos anuais e mensais: para o período de um mês 3% a 9% de incertezas, e 3% para período de um ano.
- Informações extraídas de imagens de satélites: incertezas na faixa de 2% a 6% para radiação solar global no plano horizontal, considerando período de um ano.

As incertezas do processo de interpolação de imagens de satélites são provenientes da modelagem da latitude da localidade e do parâmetro de albedo, tendo ainda contribuições da resolução espacial adotada e dos dispositivos de medição instalados nos satélites.

Considerando a determinação do desvio padrão de um conjunto de dados, quanto mais dados, menor a influência de cada dado individual na estimativa do desvio padrão do conjunto. Logo, realizar a análise da variabilidade do recurso solar para um grande intervalo de anos parece, em um primeiro momento, uma alternativa pertinente. No entanto, ao se considerar um grande intervalo temporal de dados, efeitos que ocorreram em uma década (ou mais décadas) do intervalo podem não ter influência nos dados relativos a décadas mais recentes do intervalo considerado. Tal fato pode comprometer o valor de incerteza relativa à variabilidade do recurso solar.

Ainda na discussão sobre esta incerteza, SŰRI *et al.* (2007) reportam valores de variabilidade anual do recurso solar (proveniente de imagens de satélite) de 4% a 6%, onde regiões predominantemente áridas apresentaram menor variabilidade interanual do recurso solar, se comparado àquelas verificadas para regiões costeiras e montanhosas (de até 10%). O estudo foi realizado na Europa Central e Bacia do Mediterrâneo. No mesmo trabalho os autores verificam que a variabilidade do recurso solar, considerando uma base temporal mensal, foi maior que a anual. A variação calculada para o mês de junho foi a menor (12%) e a de dezembro a maior (20%, sendo que para algumas regiões o valor observado chegou a 35%). Para o Canadá, de acordo com THEVENARD e PELLAND (2013), a incerteza ligada à variabilidade interanual do recurso solar é de 4%. HINKELMAN *et al.* (2009) sugere que a incerteza atribuída ao recurso solar devido a ciclos decenais e outras tendências de longo prazo pode ser negligenciada. THEVENARD e PELLAND (2013) também sugerem que a influência das erupções vulcânicas no recurso solar pode ser ignorada.

Os bancos de dados apresentados no Capítulo 2 possuem especificidades no que diz respeito à forma pela qual estes são obtidos. Considerando como exemplo os dados solarimétricos, apresentados na segunda edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA *et al.*, 2017) os dados disponibilizados são de domínio público, sendo obtidos por meio de um modelo físico o qual utiliza dados climatológicos no seu equacionamento, associado a informações provenientes de imagens do satélite e informação do albedo da localidade que se pretende estimar o recurso solar.

3.3.3 Incertezas nos Modelos de Transposição

É comum que os bancos de dados disponibilizem a informação acerca do recurso solar referenciado ao plano horizontal. No entanto, estes dados são transpostos de acordo com a inclinação do local da instalação fotovoltaica por meio de modelos numéricos. Do dado da

radiação solar global extrai-se a informação da radiação direta e difusa para o plano inclinado, por meio de modelos horários e sub-horários.

Na literatura técnica especializada, não há definição de qual o melhor modelo numérico, ou combinação de modelos numéricos a se utilizar, uma vez que cada modelo irá exibir comportamento específico ao conjunto de configuração (localidade, albedo, elevação etc.) da instalação (NOTTON, POGGI e CRISTOFARI, 2006).

A transposição de radiação solar no plano horizontal para o plano inclinado pode adicionar incertezas entre 4 e 6%, quando comparada a métodos que utilizam valores horários. Foi observada por THEVENARD e HADDAD (2006) uma incerteza de 4%, em valores médios, para os meses do período de estudo de radiação global no plano inclinado, devido à inclinação e à orientação dos módulos de uma instalação fotovoltaica.

3.3.4 Incertezas na Radiação Solar Refletida do Solo

O valor que o parâmetro albedo assume na estimação de energia gerada por um SFCR é dependente da localidade e do tipo de cobertura do solo. Este parâmetro é utilizado no modelo de transposição, podendo assumir valores de 0,1 (para superfícies escuras) a valores maiores que 0,7 (para superfícies claras, por exemplo, neve) (THEVENARD & HADDAD, 2006).

3.3.5 Incerteza Envolvida na Classificação dos Módulos Fotovoltaicos

Os valores nominais de potência de operação de um módulo fotovoltaico são definidos em acordo com as regras da STC. Contudo, não são exceção os casos nos quais a potência de operação de um gerador fotovoltaico é menor que o valor nominal fornecido nas especificações do módulo pelos fabricantes.

São vários os autores que apontam diferenças entre o valor nominal e o de operação de módulos fotovoltaicos. Em DRIF *et al.* (2007) são apontadas tais diferenças, para dois sistemas fotovoltaicos de $70 kW_p$, na faixa de 9% a 11%. JAHN e NASSE (2004) reportaram diferenças de -5% a -26%, na classificação dos módulos fotovoltaicos para instalações com geradores fotovoltaicos com rendimento global do sistema¹⁰ (do inglês, *Performance Ratio*,

¹⁰ *Performance Ratio*: figura de mérito que considera todas as perdas de um sistema fotovoltaico, independentemente da sua localização, indicando a relação entre o rendimento real e o rendimento esperado de uma instalação fotovoltaica. Quanto mais próximo o PR é de 100%, considera-se mais eficiente a instalação (ZILLES *et al.*, 2012).

PR) menor que 60%, sendo está uma das principais razões para o baixo PR apresentado. Em sistemas nos quais os PR estavam satisfatórios a variação no *Module ratings* foi abaixo de 5%.

Nos últimos anos a certificação dos módulos fotovoltaicos vem se tornando mais rígida, visto ser o problema relativo à variação do valor nominal de potência dos módulos uma preocupação de toda a comunidade fotovoltaica. O padrão UL 1703 (Padrão para Módulos Fotovoltaicos e Painéis em Placas ou Planos) define um valor máximo de desvio, sendo comum observar alguns fornecedores fornecendo faixa de desvio de 0% a 5%. No Brasil, o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), verifica a eficiência dos módulos fotovoltaicos (de modelos importados e os produzidos no Brasil), classificando-os em faixas de eficiência. Contudo, isso ainda não garante que todos os módulos, produzidos em um mesmo lote, não apresentem desvio do valor de potência nominal.

3.3.6 Incerteza Decorrente da Degradação dos Módulos Fotovoltaicos

Um módulo é considerado degradado, de acordo com MOORE E POST (2008), quando sua potência de operação atinge 80% da sua potência nominal depois de algum tempo de operação. A degradação é resultado do desgaste da operação de um sistema ao longo do tempo. Um componente ou sistema degradado perde sua capacidade de operar em limites aceitáveis (NDIAYE *et al.*, 2013).

Como causas do efeito de degradação podem ser citadas temperatura, umidade, irradiação solar e outros. De acordo com NDIAYE *et al.* (2013), as principais causas da degradação são:

- i. A corrosão, originada pelo acúmulo de umidade no interior do módulo, que modifica as propriedades físico-químicas das conexões metálicas das células, alterando a resistência série e paralelo das mesmas;
- ii. O descolamento entre o encapsulamento das células fotovoltaicas com o polímero ou com o vidro que torna o módulo mais susceptível à umidade e à reflexão da radiação solar;
- iii. A descoloração (do inglês, *Yellowing*) altera a cor das células para amarela, ou marrom, alterando as propriedades fotônicas do módulo, fazendo com que ele seja capaz de absorver menor espectro da radiação solar, o que resulta na redução de I_{sh} e altera a curva $I \times V$;

- iv. As quebras e rupturas nos módulos os tornam susceptíveis a efeitos do meio como a umidade, colaborando para que um dos processos citados anteriormente ocorra;
- v. O efeito de Degradação Induzida pelo Potencial (do inglês, *Potencial Induced Degradation*, PID). Este efeito é ocasionado pela corrente de fuga de elétrons das ligações séries dos módulos fotovoltaicos pelo caminho de aterramento, quando o isolamento da estrutura e as camadas ativas estão comprometidas, o que resulta em uma corrente de ruptura (ou corrente elétrica induzida) capaz de degradar características elétricas do silício cristalino presente nas células fotovoltaicas.

Os efeitos da degradação, em um módulo fotovoltaico, são medidos por meio da comparação da potência de operação no final de sua vida útil com aquela apresentada no início. No trabalho de JORDAN e KURTZ (2012), para aproximadamente 2000 módulos fotovoltaicos operando em plantas fotovoltaicas, de diferentes tecnologias, fabricados 40 anos antes da data do estudo, foram estimadas as taxas de degradação. Os resultados obtidos mostraram um valor de mediana de 0,5%/ano e média de 0,7%/ano para a tecnologia de silício cristalino e valor de mediana 1,0%/ano e média de 1,5%/ano para as tecnologias de filme finos.

3.3.7 Incerteza Relacionada à Disponibilidade dos Sistemas Fotovoltaicos

Este parâmetro de incerteza fornece a estimativa da disponibilidade de um SFCR na base temporal de um ano, ou seja, qual a taxa de operação desconsiderando as interrupções. MOORE e POST (2008) relatam que, para uma planta fotovoltaica sob análise por cinco anos, os módulos apresentaram disponibilidade de 99,4%, mesmo o sistema tendo tido 150 operações de manutenção não premeditadas, devido a desconexões CA ocasionadas por descargas atmosféricas, falha no sistema de aquisição de dados, entre outras causas. No trabalho de JAHN e NASSE (2004) o qual avaliou 116 SFCR, instalados na Itália, Suíça e Alemanha, reportou-se a disponibilidade dos sistemas fotovoltaicos de 95%. Ainda neste trabalho, realizou-se uma análise das instalações mais recentes e 90% destes sistemas obtiveram disponibilidade maior que 95%, onde 555 desses apresentaram disponibilidade de 99%.

Em termos da análise dos componentes responsáveis pelas causas de indisponibilidade do sistema, JAHN e NASSE (2004) reportam, em um estudo de 10 anos, onde falhas foram observadas, em média, a cada quatro anos e meio, que 63% destas falhas ocorreram no inversor, 15% nos módulos e 23% em outros componentes. Tal fato faz com que o inversor seja considerado um dos componentes mais susceptíveis a falhas em uma instalação de um SFCR.

Instalações fotovoltaicas em média tensão são monitoradas o que torna possível evitar ou reduzir falhas nos sistemas. Já em instalações de MFD, por não existir sistema de monitoramento, os inversores estão mais propensos a falhas técnicas podendo ficar indisponíveis por um período maior sem que tal fato seja percebido.

3.3.8 Incerteza Relacionada à Sujidade

A sujidade, como foi citado anteriormente, é ocasionada pelo acúmulo de poeira ou sujeiras diversas, oriundas de excremento animal, pólen e crescimento de líquens que pode ocorrer nas molduras dos módulos fotovoltaicos. O impacto deste parâmetro na produção de energia de um módulo fotovoltaico é diretamente dependente de aspectos da localidade da instalação (proximidade a centros urbanos, perfil pluviométrico etc.).

Como já foi discutido, KIMBER (2007) mostrou que a sujidade diminuiu em 5,1%, para um módulo sem limpeza programada por um ano. Em REZENDE e ZILLES (2018) é apresentada a influência da sujidade de aproximadamente 0,6% ao mês, em uma região de alta concentração de material particulado devido a poluição.

Os excrementos de pássaros, diferentemente da poeira, não são limpos pela ação das chuvas, ocasionando uma incerteza de até 2% (IEA PVPS, 2002).

3.3.9 Incertezas Relacionadas ao Sombreamento, à Inclinação e à Orientação

O efeito de sombreamento é um dos parâmetros com perfil de elevada característica aleatória, sendo de complexa modelagem. A incerteza causada pelo parâmetro de sombreamento em uma usina fotovoltaica é proveniente do espaçamento insuficiente entre os módulos de uma fileira, que pode ser contornado com o maior espaçamento, caso seja possível, ou manipulação da inclinação dos módulos de forma a se evitar o sombreamento.

Em termos de instalações residenciais, o sombreamento pode ser evitado na etapa do projeto da instalação do SFCR, onde pode ser verificado se casas ou prédios vizinhos, árvores, redes elétricas entre outros, irão gerar sombra nos módulos. Além disso, deve-se tomar o mesmo cuidado das usinas para que um módulo não gere sombra em outro módulo da instalação. Caso não haja espaço suficiente para a instalação, é necessário que seja feita a escolha, por parte do consumidor que deseja realizar a instalação do SFCR, se serão instalados menos módulos ou se ele aceita a perda gerada pelo sombreamento.

Contudo, não se pode garantir que um empreendimento não existente na época da instalação não irá surgir ou uma árvore crescer a ponto de sombrear a instalação. Nos casos em que ocorre sombreamento, o efeito deste fenômeno pode ser calculado via *softwares* destinados a projetos fotovoltaicos, pois o sombreamento pode ocorrer de forma arbitrária em módulos inteiros ou em partes dos módulos, dependendo da forma pela qual as células que compõem um módulo estão associadas ou pela forma como os módulos estão associados.

O sombreamento de uma célula fotovoltaica, em um módulo, faz com que a célula sombreada se torne uma carga para as células não sombreadas, podendo fazer a corrente do conjunto tender a zero. A célula sombreada em um conjunto de células ligadas em série cria um ponto quente (do inglês, *hot spot*) capaz de queimar a célula fotovoltaica, impedindo o fluxo de corrente do conjunto.

A orientação angular ótima dos módulos fotovoltaicos com eixo fixo é definida de acordo com a latitude do local da instalação, de forma a contrapor o efeito causado por ela no recurso solar, ou seja, possui sinal de magnitude oposto ao da latitude geográfica. O rendimento de um SFCR sofre influência da razão entre a radiação direta e difusa e do albedo característico da localidade (RÜTHER, KLEISS, & BÜCHER, 1996). Caso uma instalação não tenha a orientação angular ótima, a geração de energia pelo SFCR não fica tão comprometida. Este fato é constatado no trabalho de RÜTHER, KLEISS e BÜCHER (1996), onde foram realizadas simulações variando-se o ângulo de orientação do módulo, e ainda foi possível obter 95% da radiação solar máxima. Este resultado sugere que pequenas variações na orientação do módulo podem ser negligenciadas.

3.3.10 Incertezas Relacionadas às Perdas após a Saída do Inversor

O sinal elétrico de saída do inversor sofre duas perdas antes de ser injetado na rede elétrica: as perdas por cabeamento e as perdas do transformador. As perdas nos cabos ocorrem principalmente em função do efeito térmico nos condutores. São observadas perdas de 2% a 3,5% nos casos nos quais a tensão apresentou uma queda de 5%, e perdas de 0,5% a 0,75%, nos casos em que a tensão não variou mais de 1% devido às perdas nos condutores. O transformador apresenta perdas ocasionadas pela magnetização de seu núcleo e perdas ôhmicas devido aos enrolamentos.

As perdas de um transformador são fornecidas pelo fabricante nas especificações técnicas dele. Entretanto, para uma mesma classe de transformador verificam-se níveis de perdas divergentes. Por exemplo, para um transformador de potência nominal de 1MVA de

núcleo produzido de metal amorfo, perdas de 0,85% a 1% são observadas. Caso o material do transformador seja uma liga de aço-silício, a faixa de perda passa a ser de 1,5% a 2%. As perdas nos núcleos de transformadores, utilizados em redes de distribuição, chegam a apresentar incertezas na faixa de -6% a 10%, enquanto, para o carregamento, as incertezas nas perdas estão na faixa de -2% a 1,5%. Já as perdas ôhmicas estão na ordem de 1% a 7% (OLIVEIRA, 2017).

3.3.11 Outras Perdas Envolvidas nos Sistemas Fotovoltaicos e na Modelagem das Incertezas em Ferramentas Computacionais

A estimação precisa da energia gerada por um sistema fotovoltaico é uma tarefa complexa. Além das incertezas discutidas anteriormente KING, BOYSEN e KRATOCHVIL (2002) ainda apontam outros parâmetros que colaboram para as perdas da energia, em nível CA, em sistemas fotovoltaicos. Tais parâmetros e a faixa de influência são apresentados na Tabela 3.2

Tabela 3.2 - Faixas estimadas de influência na potência gerada por um SFCR, em nível AC, para algumas perdas

Perdas	Faixa estimada de influência
Térmica	2% a 10%
Reflexo de objetos em frente aos módulos	0% a 5%
Espectrais	1% a 3%
Perda por desacoplamento	-5% a 0%

Fonte: Adaptado de KING, BOYSEN e KRATOCHVIL (2002).

THEVENARD e PELLAND (2013) classificam estas perdas como modestas, uma vez que existem *softwares* específicos para estimá-las de forma satisfatória, apresentando um valor de incerteza que as abrange (referido como “outras perdas”) de 3% a 5%. O modelo matemático de um SFCR é considerado como fonte de incerteza, e definir se a modelagem é correta ou se a fonte de incerteza provém dos parâmetros de entrada não é uma tarefa trivial dado que estes parâmetros podem variar para cada caso. Estas duas incertezas são modeladas como uma ao se estimar a energia via modelos matemáticos e o resultado obtido computacionalmente é comparado com os parâmetros fornecido pelo fabricante, apresentando incerteza de 3% a 5%. (KING *et al.*, 2007; SMA, 2011).

Em relação aos modelos matemáticos, para estimação dos parâmetros de uma célula fotovoltaica, OLIVEIRA (2017) apresenta testes de campo que objetivam validá-los. Os resultados destes testes apontam que o modelo de LORENZO *et al.* (1994) apresenta os maiores

valores de erro médio quadrático, enquanto que para módulos de silício policristalino os modelos de DE SOTO, KLEIN e BECKMAN (2006) e MERMOUD e LEJEUNE (2010) apresentam erros quadráticos médios semelhantes, porém o erro absoluto médio do modelo de DE SOTO, KLEIN e BECKMAN (2006) foi o menor, o classificando como modelo mais apropriado a ser utilizado para estimações de parâmetros de módulos de silício. Já o modelo de MERMOUD e LEJEUNE (2010) se mostrou mais indicado para estimativa de parâmetros de módulos fotovoltaicos de CdTe e CIS. OLIVEIRA (2017) ainda compara os modelos matemáticos aplicados aos inversores realizando testes de bancada. Os resultados destes testes indicaram variação máxima de 0,3% ao se variar o modelo de inversor utilizado na inversão do sinal gerado pelo módulo. RICHTER *et al.*, (2015), em seus estudos acerca da incerteza relacionada a modelagem do sistema fotovoltaico, aponta que os resultados, provenientes dos modelos matemáticos de temperatura (aplicado à estimação de V_{oc} , por exemplo) apresentam variação de 1,45%. Do exposto, nota-se que o erros, presentes na modelagem do sistema, não representam grandes fontes de incerteza, quando comparados às incertezas relativas ao recurso solar e à variação do efeito da sujidade.

3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A revisão apresentada neste capítulo evidencia o caráter multidisciplinar da pesquisa, envolvendo conhecimentos sobre sistemas fotovoltaicos e sistemas elétricos. Percebe-se, também, o desafio em se associarem os parâmetros destas duas áreas.

Nos estudos de planejamento, procura-se, sempre, atuar de forma a identificar a condição que mais se aproxima daquela que poderá ocorrer em tempo real. Neste contexto, decidir sobre quais parâmetros dos SFCR devem ser considerados nas simulações de fluxo de potência não é uma tarefa trivial. Torna-se importante compreender a influência das escolhas nos resultados dos estudos.

Nos próximos capítulos, esta influência é abordada por meio de análises implementadas em uma rede de distribuição real. No Capítulo 4, a rede estudada é descrita, identificando a forma como as visões unitária e global são implementadas. A MFD é modelada de forma distinta, caracterizando cenários bem definidos, preparando o ambiente de simulação utilizado nas análises apresentadas no Capítulo 5.

CAPÍTULO 4

REDE COM INSERÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS – DEFINIÇÃO DOS CASOS ESTUDADOS E DO AMBIENTE DE SIMULAÇÃO

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Os estudos desenvolvidos no mestrado sobre o impacto da inserção de MFD em redes de BT levaram à investigação de várias questões. Dentre elas, destacam-se:

- Nas simulações utilizando o programa para Fluxo de Potência, como deveria ser modelada a UCG, uma vez que tais unidades, até então puramente consumidoras, passam a ser também geradoras?
- Como selecionar os dados de entrada para as simulações, diante dos inúmeros parâmetros envolvidos, incluindo conceitos de geração fotovoltaica e de redes elétricas?
- Qual a maneira de integrar tais perspectivas, UCG e rede?

Sem perder as especificidades de cada área, as discussões conduziram à proposta de se considerarem as duas perspectivas de forma integrada. Nesta direção, conforme detalhado neste capítulo, foram introduzidas as denominadas Visão Unitária da MFD e Visão Global da Rede Elétrica.

As análises foram desenvolvidas utilizando uma rede de distribuição. Os dados usados nas simulações computacionais são apresentados, assim como a forma pela qual foram obtidos. As ferramentas computacionais utilizadas na aplicação da visão unitária e da visão global são descritas. Para fortalecer a discussão da análise de dados o conceito de entropia da informação é abordado.

Após ponderadas as questões acima, o capítulo identifica os cenários selecionados para medir o impacto de diferentes modelagens da geração fotovoltaica nas análises.

4.2 VISÕES DO SISTEMA

A visão unitária torna possível analisar detalhadamente cada componente da rede, no caso a UCG, ao passo que a visão global analisa o comportamento da interação entre todos os elementos que a compõem. O nível de detalhamento utilizado na visão unitária terá impacto na visão global. A Figura 4-1 ilustra a concepção destas visões aplicadas a uma rede elétrica.

Figura 4-1 - Diagrama unifilar de uma rede (a) visão unitária e (b) visão global da rede



Fonte: MOREIRA, VALE e MONTEIRO (2018).

A visão global permite a análise da rede sob a ótica do programa fluxo de potência e a visão unitária da MFD é conhecida a partir da utilização de programa específico para modelagem de sistemas fotovoltaicos. A geração de cada sistema fotovoltaico, somada à demanda de carga do consumidor, informa sobre a potência associada a cada UCG. Tal potência é utilizada como dado de entrada para o fluxo de potência. Desta forma, consegue-se integrar os parâmetros da UCG, incluindo a MFD, aos da rede.

O fluxo de potência, conforme introduzido anteriormente, é uma ferramenta que calcula o estado da rede (módulos e ângulos das tensões nos barramentos), e as grandezas dele derivadas (fluxos de potência, perdas etc.). Definir o nível de informação a ser utilizado na modelagem da geração fotovoltaica, ao nível de visão unitária, irá impactar os vetores de estado da rede calculados pelo fluxo de potência.

Para evidenciar este impacto, neste capítulo são definidos os cenários selecionados, considerando diferentes modelagens da geração fotovoltaica no estudo de fluxo de uma rede elétrica de baixa tensão.

4.3 DADOS DAS SIMULAÇÕES

Os dados aqui apresentados referem-se aos dados da rede elétrica, dados de carga, informações arquitetônicas das residências e dados de relevo do local da rede.

4.3.1 Dados da Rede Elétrica

A rede elétrica na qual as simulações são ambientadas fez parte do projeto nacional “120 Telhados Solares”, que fora coordenado pela Universidade de São Paulo (USP) e objetivava implementar 120 telhados solares em seis estados brasileiros, via recursos da agência Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP). Apesar deste projeto não ter tido continuidade e implementação prática, seus dados constituem uma referência para análises de redes elétricas reais. Adicionalmente, sua escolha se deve ao interesse em dar prosseguimento à pesquisa apresentada em SOUZA (2014).

As simulações desenvolvidas nesta dissertação são referentes a um segmento da rede elétrica que acomoda as 20 residências que receberiam os sistemas fotovoltaicos. O segmento de rede mencionado é apresentado na Figura 4-2. Este segmento foi selecionado por ser alimentado pelo transformador nº 4611, que acomodaria o maior número de sistemas fotovoltaicos.

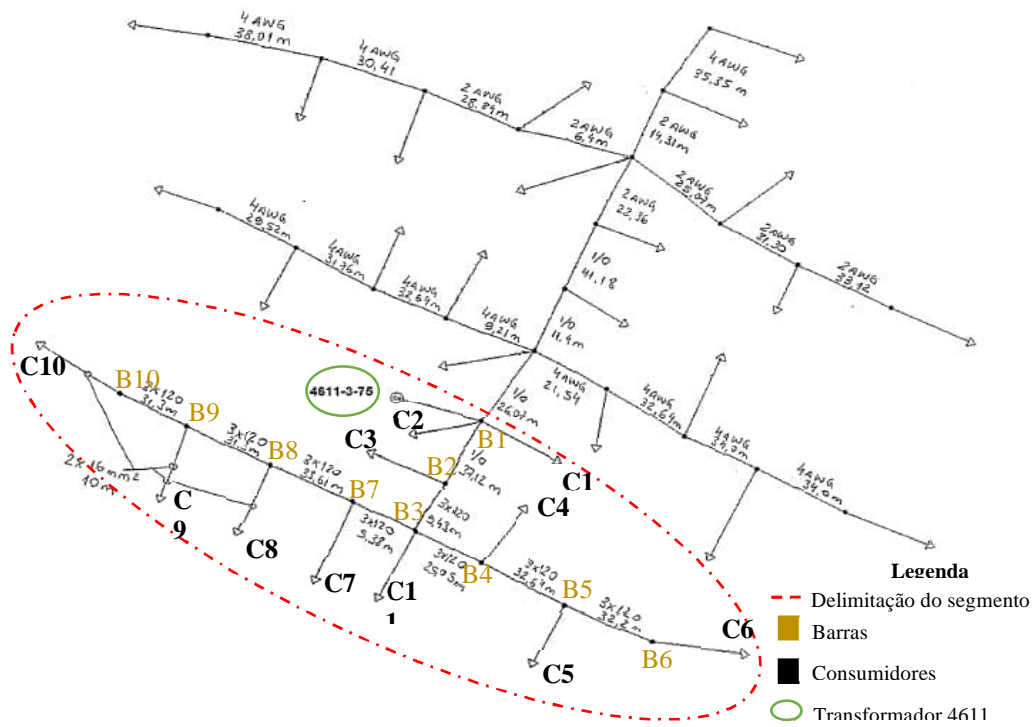
O transformador possui potência nominal de 75 kVA e tensão nominal de 13,8kV/220 (Souza M. M., 2014). O segmento escolhido é composto por 11 consumidores, dos quais um receberia o sistema fotovoltaico do referido projeto. Para que as simulações tivessem mais possibilidades de estudo, outros seis sistemas fotovoltaicos foram transpostos de outras áreas da rede para o segmento selecionado. A simulação dos sistemas fotovoltaicos demanda dados arquitetônicos das residências que recebem a instalação. Sendo assim, estes seis sistemas incorporados à rede foram simulados utilizando dados arquitetônicos das residências nos quais eles seriam de fato instalados. As UCG receberiam cinco módulos fotovoltaicos do tipo *Yingli* 245P (potência nominal de pico de 245 Wp), totalizando 1,225 kWp¹¹ por instalação, conectados à rede por meio do inversor *SunnyBoy* 1100 LV. Observa-se que todos os SFCR são idênticos.

A Tabela 4.1 apresenta os parâmetros de sequência dos condutores utilizados nos ramos da rede. A relação das linhas, com a indicação dos tipos de cabos e comprimentos, é

¹¹ A potência nominal dos módulos foi utilizada nas simulações, mesmo considerando seu valor abaixo daqueles adotados nos projetos de SFCR mais atuais.

apresentada na Tabela 4.2. Os ramos que conectam as barras B1 e B1-B2 são denominados nesta tabela como alimentadores.

Figura 4-2 - Segmento da rede BT selecionada para estudo



Fonte: Adaptada de BRANT (2014).

Tabela 4.1 - Dados dos cabos - sequências positivas e zero

Condutor	R_1 (Ω /km)	X_1 (Ω /km)	R_0 (Ω /km)	X_0 (Ω /km)	Corrente Nominal (A)
ISL1/0CABT	0,6719	0,1278	0,9003	0,2172	201
2x16+16BT	2,449	0,1707	3,2810	0,2903	95
3x120+70BT	0,3414	0,1539	0,4574	0,2617	201

Fonte: Adaptado de BRANT (2014).

Tabela 4.2 - Tipo de cabo e comprimento das linhas

Trecho	Condutor	Comprimento (m)
B1-B2	ISL1/0CABT	37,12
B2-B3	3x120+70BT	9,43
B3-B4	3x120+70BT	25,05
B3-B7	3x120+70BT	5,38
B4-B5	3x120+70BT	32,64
B5-B6	3x120+70BT	32,20
B7-B8	3x120+70BT	33,61

B8-B9	3x120+70BT	31,30
B9-B10	3x120+70BT	31,30
Alimentadores 2 Φ	2x16+16BT	10,00
Alimentadores 3 Φ	3x120+70BT	10,00

Fonte: Adaptado de BRANT (2014).

Os parâmetros referentes ao transformador são apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Dados do transformador nº 4611

Fases	Trifásico
Potência Nominal	75 kVA
Frequência	60 Hz
Tensão Lado de alta	13,68 kV
Tensão Lado de baixa	220 V
Impedância de sequência positiva – Tensão se curto-circuito	3%
Impedância de sequência zero – Tensão se curto-circuito	3%
Ligação	Estrela aterrado
Deslocamento angular	0x30°
Reatância de dispersão de sequência positiva (lado de alta)	0,5 p.u.
Resistência de perdas no núcleo de sequência positiva (lado de alta)	0,5 p.u.
Reatância de dispersão de sequência positiva (lado de baixa)	0,5 p.u.
Resistência de perdas no núcleo de sequência positiva (lado de baixa)	0,5 p.u.
Impedância de dispersão de sequência zero (lado de alta)	0,9 p.u.
Impedância de dispersão de sequência zero (lado de baixa)	0,1 p.u.

Fonte: Autoria própria.

4.3.2 Dados de Carga

As cargas do segmento delimitado da rede possuem fator de potência próximo a 0,92 indutivo e demandam 3,07 kVA de potência. A potência total demandada pelas cargas do segmento de rede delimitado a Figura 4-2 é de 28,7 kVA (Souza M. M., 2014). As informações dos consumidores, inseridos no segmento de rede estudado, são apresentadas na Tabela 4.4. O Quadro de Distribuição de Cargas (referente às barras de carga do sistema) faz uso da nomenclatura B11 a B21.

Conforme discutido anteriormente, a previsão da carga futura, bem como do seu comportamento, é o passo inicial para os procedimentos de planejamento. O perfil de carga do sistema analisado neste trabalho foi obtido por meio da extrapolação linear do perfil de

carregamento do transformador. Este perfil é proveniente de medição realizada pela CEMIG D, em um dia útil. O perfil de carregamento do transformador é apresentado na Figura 4-3.

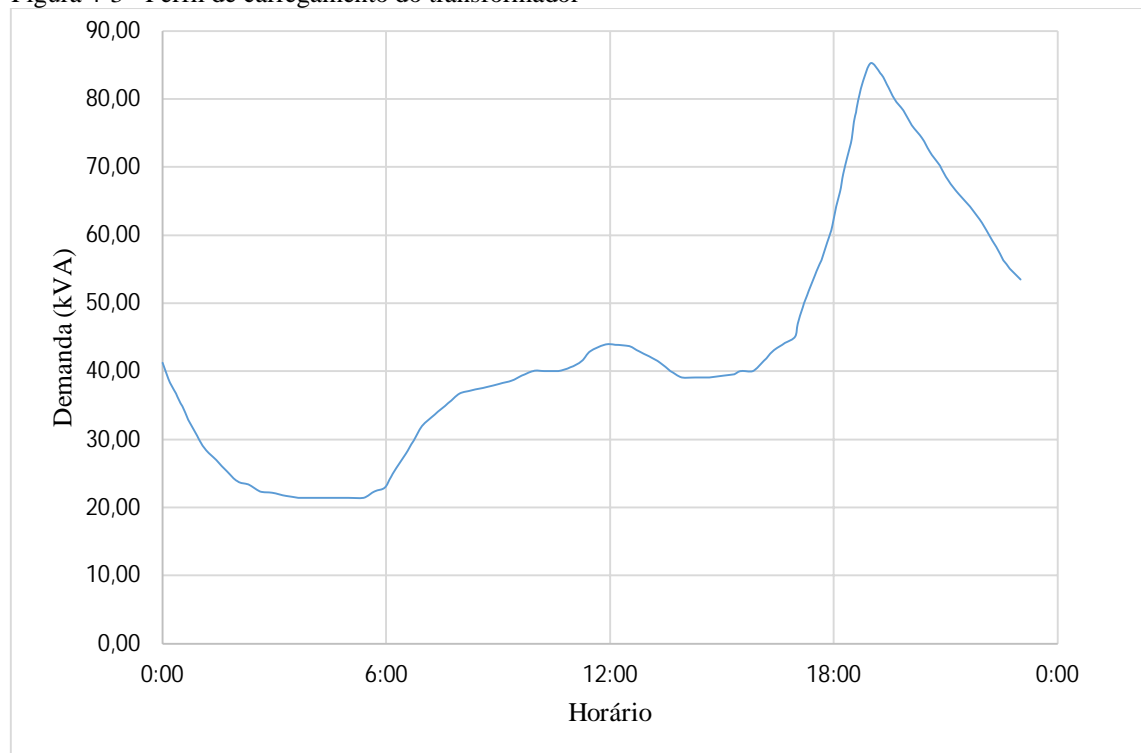
Tabela 4.4 - Dados dos consumidores do segmento estudado

Consumidor	Fases	SFCR	Demanda (kVA)	Barra
C1	2Φ (ab)	X	2,17	B11
C2	2Φ (ac)		0,42	B12
C3	2Φ (bc)	X	0,90	B13
C4	3Φ	X	1,32	B14
C5	3Φ		21,10	B15
C6	3Φ	X	1,56	B16
C7	2Φ (ac)	X	1,23	B17
C8	2Φ (ab)		1,22	B18
C9	3Φ		1,27	B19
C10	2Φ (bc)	X	0,70	B20
C11	3Φ	X	1,92	B21

Fonte: Adaptado de BRANT (2014).

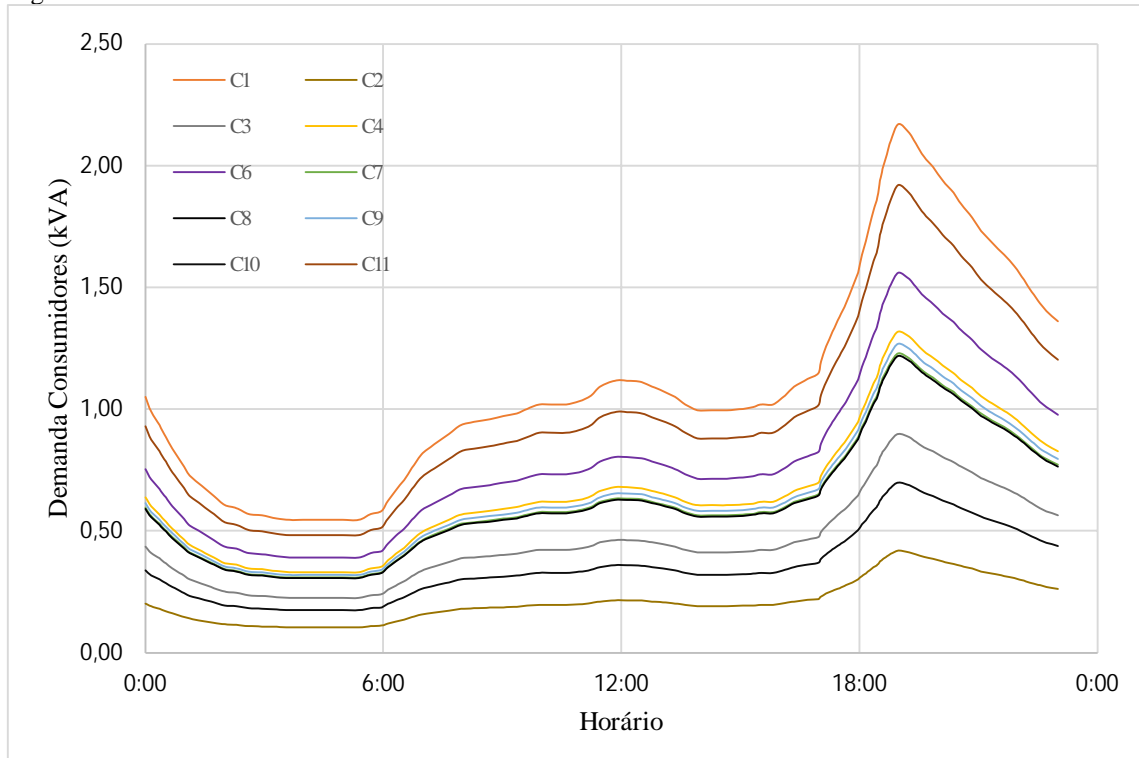
O resultado da extrapolação linear do perfil do transformador em perfis individuais de demanda é apresentado por meio da Figura 4-4 e da Figura 4-5.

Figura 4-3 - Perfil de carregamento do transformador



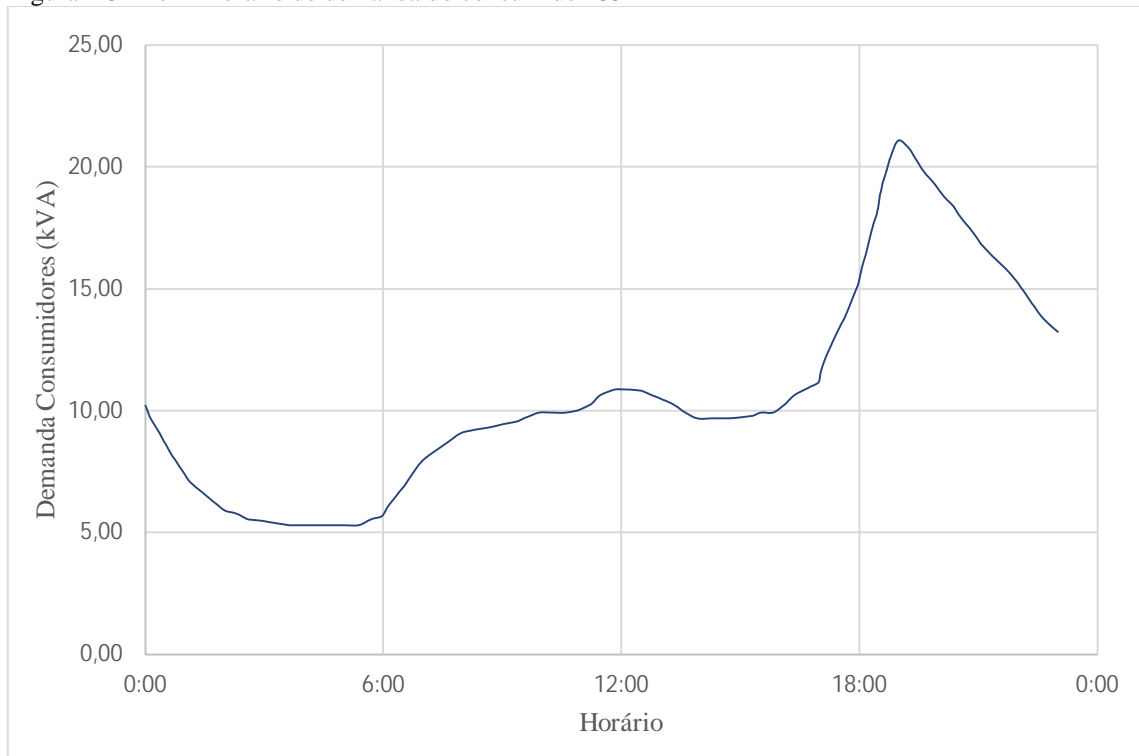
Fonte: Autoria própria.

Figura 4-4 - Perfil horário de demanda dos consumidores C1-C4 e C6-C11



Fonte: Autoria própria.

Figura 4-5 - Perfil horário de demanda do consumidor C5



Fonte: Autoria própria.

Por questão de diferença de escala, o perfil de demanda obtido para o consumidor C5 é exibido separadamente, uma vez que este possui uma demanda muito superior à dos outros consumidores.

Para que o impacto da MFD pudesse ser analisado de forma mais completa, outros dois perfis de cargas foram propostos, baseado nos perfis de carga apresentados. Isto foi feito para que a dicotomia carga/geração das UCG pudesse ser analisada melhor. Estes dois comportamentos se basearam em duas hipóteses.

A primeira (Hipótese 1) é a de que ocorra uma elevada demanda por parte da carga, centrada no horário das 15hrs00min. A justificativa para este cenário é o aumento de consumidores que utilizam o aparelho de ar-condicionado, por exemplo. A segunda hipótese (Hipótese 2) representa uma condição extrema da dicotomia carga/geração, onde a geração excede a carga de forma intensa, para muitos consumidores. Esta hipótese, sob o ponto de vista de planejamento, se torna interessante, uma vez que, tradicionalmente, não se pensara na disponibilidade do recurso solar como fator concentrador de injeção de potência na rede.

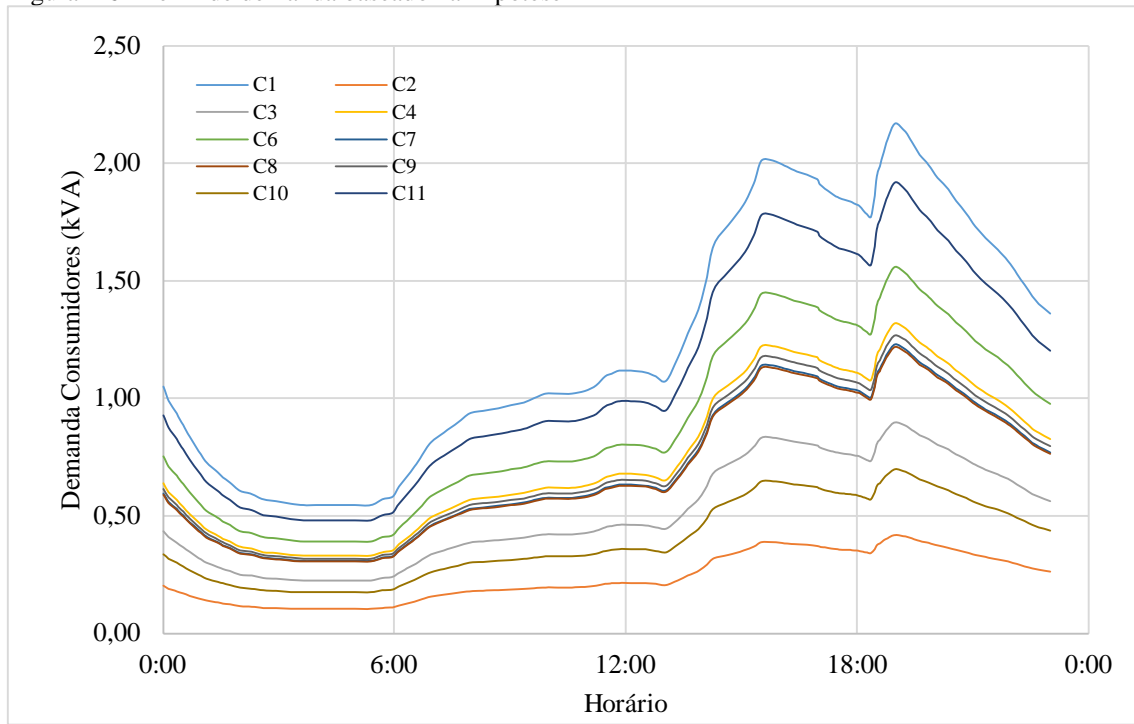
Os perfis utilizados para a Hipótese 1 e a Hipótese 2 foram obtidos utilizando regras de regressão não-linear aplicados aos perfis de carga provenientes da extrapolação do perfil de demanda do transformador. Os perfis de carga, resultantes das hipóteses propostas são apresentados nas Figura 4-6 e Figura 4-7. O perfil do consumidor C5 foi omitido para preservação da qualidade da informação dos outros consumidores, dada a diferença na escala. Observa-se que este apresenta a mesma tendência de consumo observada nos demais consumidores.

O Capítulo 3 discutiu as incertezas fotovoltaicas, contudo a modelagem de SEP possui incertezas próprias, como por exemplo, o valor do fator de potência da carga a ser considerado nas análises. Em CONDEGA (2013) é apresentada uma análise da influência do fator de potência no cálculo da potência de carregamento máximo de barras de sistemas elétricos de transmissão. O fator de potência da carga foi variado com o intuito de avaliar a sensibilidade dos vetores de estado obtidos, via fluxo de potência, a este parâmetro.

Procedimento similar foi realizado no presente de trabalho, objetivando evidenciar como o desconhecimento do fator de potência das cargas influencia o resultado do fluxo de potência. Para isto, outros dois fatores de potência de carga, além do que foi fornecido (0,92 indutivo), foram aplicados às cargas da rede. A escolha de um destes fatores foi resultante da análise do fator de potência para consumidores residenciais apresentada no trabalho de RIOS *et al.*, (2014). O valor indicado pelo estudo dos autores foi de aproximadamente 0,83. O terceiro fator de potência utilizado foi de 0,875 (valor médio dos outros dois fatores de potência). O

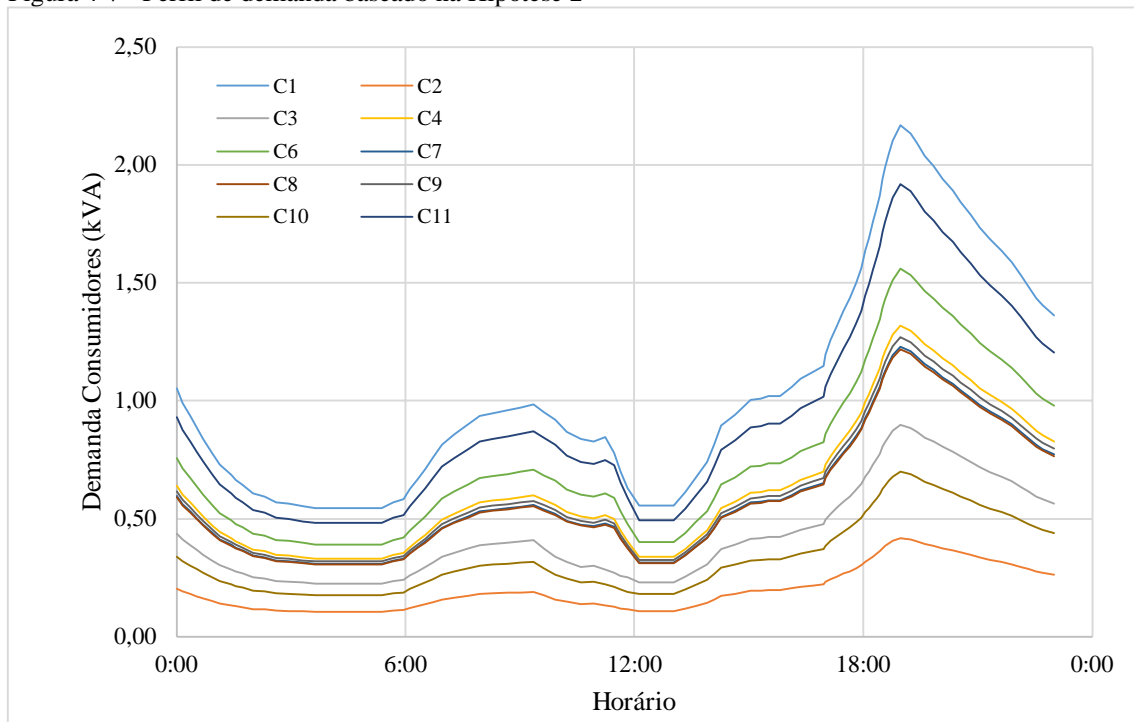
objetivo deste estudo não é determinar o fator de potência de um consumidor residencial, mas sim avaliar o impacto de diferentes valores nos estudos de fluxo de potência.

Figura 4-6 - Perfil de demanda baseado na Hipótese 1



Fonte: Autoria própria.

Figura 4-7 - Perfil de demanda baseado na Hipótese 2



Fonte: Autoria própria.

4.3.3 Informações Arquitetônicas das Residências

Os dados arquitetônicos, necessários à elaboração do modelo tridimensional das residências, foram obtidos de forma remota (*off-site*).

O programa *Google Earth*¹² foi utilizado para aquisição do valor da altura e das áreas das residências e, também, para inspeção de objetos próximos a elas, que poderiam vir a sombrear as instalações fotovoltaicas. Para averiguar se os sistemas fotovoltaicos poderiam ser instalados com orientação ótima, a angulação dos telhados onde os sistemas fotovoltaicos seriam instalados foi obtida por meio da ferramenta computacional *Bright Harvest Tool*¹³. Os valores aproximados dos dados obtidos nesta etapa são apresentados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 - Dados arquitetônicos das residências que receberiam os SFCR, necessários à simulação fotovoltaica

Consumidor	Inclinação do telhado	Área (m ²)	Pé direito (m)
C1	18°	80,00	6,00
C3	14°	150,00	6,00
C4	0°	72,00	6,00
C6	18°	155,00	4,00
C7	17°	144,00	5,00
C10	0°	180,00	6,50
C11	16°	200,00	6,50

Fonte: Autoria própria.

4.3.4 Dados de Relevo da Cidade de Sete Lagoas

Para cálculo do sombreamento no horizonte foi necessário obter-se o perfil de relevo na região de instalação dos SFCR. Observa-se que as residências são próximas umas às outras, e o perfil de relevo foi definido para um raio de 50 km da região de um ponto médio da região na qual as casas estão localizadas. Para se calcular o perfil de sombreamento devem-se determinar os parâmetros de altitude solar e azimute para toda a área na qual se deseja estudar os efeitos de sombreamento devido ao horizonte. Estes parâmetros foram estimados via aplicação de trigonometria aos dados de relevo (conforme indicado no item 3.2.1). Os dados de relevo foram obtidos com o auxílio de uma ferramenta de informação geográfica, o *Global*

¹² *Google Earth Pro*: aplicativo que permite mapeamento interativo e oferece ferramentas de cálculo de distância e áreas. A versão profissional, para *desktop*, oferecia uso livre (até a data da dissertação) (Google, 2018).

¹³ *Bright Harvest Tool*: ferramenta de uso livre (até a data de acesso), para medição da inclinação de telhados de forma remota (Bright Harvest, 2018).

Mapper versão 19 (BLUE MARBLE GEOGRAPHICS, 2018). Desta ferramenta obtêm-se as coordenadas geográficas (x, y e z), utilizadas para definir a posição horária do sol na região sob análise. Os dados de coordenadas geográficas da região estudada não são apresentados neste documento devido ao elevado número de pontos que compõem o arquivo de dados.

4.4 APLICAÇÕES DA VISÃO GLOBAL E DA VISÃO UNITÁRIA

A análise no contexto da visão global foi executada com o auxílio da ferramenta computacional *PowerFactory* e a visão unitária, dedicada à geração fotovoltaica, foi realizada por meio do programa *PVsyst*. As justificativas para o uso destes programas, assim como as considerações feitas nas simulações propostas em cada um deles, são aqui apresentadas.

4.4.1 Procedimentos da Visão Global

O programa *PowerFactory 2018*, produzido pela empresa alemã *DIgSILENT* (acrônimo de *DIGital SIMulation of Electrical NeTworks*), é mundialmente utilizado na análise de sistemas de transmissão, industriais, de distribuição e de energias renováveis, fazendo uso do estado da arte na modelagem dos elementos que compõem os sistemas citados (*DIgSILENT GmbH*, 2018). A *DIgSILENT* fornece licença gratuita e temporária para estudantes de pós-graduação (*Thesis License PF4T*) (*DIgSILENT GmbH*, 2018).

A formulação de fluxo de potência implementada no *PowerFactory* é a Multifase. Esta formulação permite a solução de sistemas elétricos desbalanceados, caso das redes de distribuição que apresentam desequilíbrios entre as fases. O método numérico aplicado à resolução das equações não-lineares de fluxo de potência é o *Newton-Raphson*.

A opção por utilizar um *software* comercial nas análises de fluxo de potência, ao invés de codificá-las, se deu com o propósito de aproximar os estudos apresentados neste documento àqueles realizados pelo planejador de sistemas elétricos. Normalmente, as equipes de planejamento dispõem de ferramenta computacional similar ao *PowerFactory*, para efetuar as simulações. Vale ressaltar que o *PowerFactory* possibilita que o usuário, com conhecimentos mais avançados, interaja com os elementos do sistema via *scripts*, os quais utilizam linguagem de programação própria do aplicativo, a *DIgSILENT Programming Language (DPL)*.

Os dados dos cabos, apresentados anteriormente, foram utilizados como entrada para modelar os ramos elétricos presentes na rede. O modelo de carga para sistemas de baixa tensão, do *PowerFactory*, assume como valor padrão, para os índices do modelo polinomial de carga

$a_p = a_q = 0, b_p = b_q = 1$ e $c_p = c_q = 0$, fazendo com que a Equação 4.1 e Equação 4.2 correspondam ao modelo de carga de corrente constante. As Equações 4.1 e 4.2 descrevem como a potência ativa e reativa são definidas neste modelo de carga.

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right) \quad 4.1$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right) \quad 4.2$$

Modelar a carga como corrente constante indica que a tensão de referência e de operação se relacionam de forma linear. Isto possibilita que variações no perfil de tensão da carga sejam refletidas linearmente nos parâmetros de potência ativa e reativa.

O modelo de carga de baixa tensão do *PowerFactory* também permite ao usuário inserir o perfil de consumo (demanda). Nas simulações propostas, a base de tempo na qual a demanda da carga varia é de 15 minutos. Assumindo que a carga não varie muito, neste intervalo, o fluxo de potência poder ser resolvido utilizando-se o método da Solução Quasi-Dinâmica¹⁴.

Os perfis de carga e fatores de potência, utilizados na modelagem de carga, são aqueles apresentados na item 4.3.2. A rede externa ao segmento da rede estudado é modelada no *PowerFactory* pelo elemento *External Grid*, uma barra de referência (*slack*) é atribuída a este elemento e, no diagrama unifilar criado, esta barra é denominada como *Bref*.

O *Powerfactory* disponibiliza duas possibilidades, pré-definidas, para modelar os sistemas fotovoltaicos, sendo elas a *Active Power Input* (Entrada de Potência Ativa) e a *Solar Calculation* (Cálculo Solar).

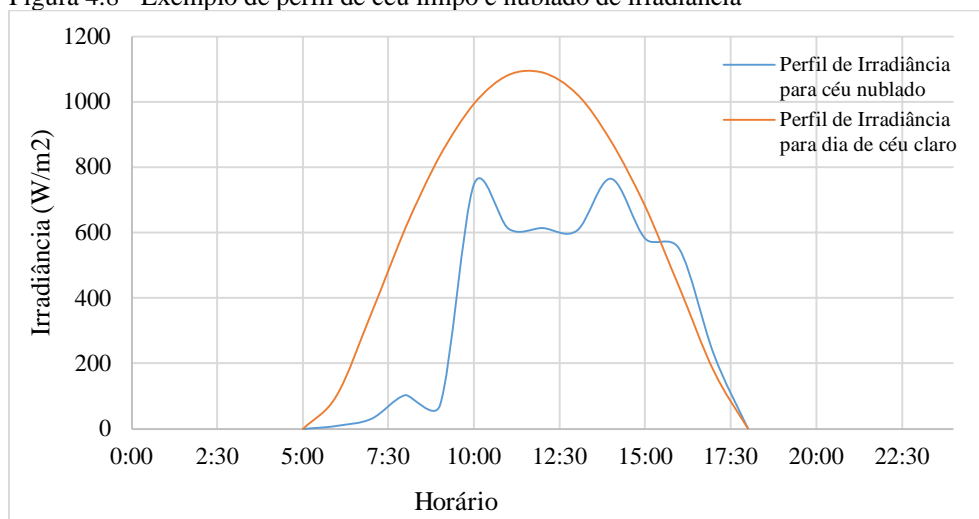
A *Active Power Input* considera o valor de potência injetada pelo SFCR constante no período de simulação. Já o *Solar Calculation* calcula a geração do SFCR para cada passo de carga estabelecido na simulação, via modelos matemáticos. Nesta modelagem o usuário deve inserir informações como o valor médio máximo de irradiação (global, difuso ou direto, dependendo da modelagem adotada), temperatura ambiente, tempo universal coordenado, eficiência dos inversores, ângulo de orientação dos módulos, montagem do sistema, número de módulos fotovoltaicos, parâmetros dos módulos, entre outros. Estes dados, juntamente às coordenadas geográficas da UCG, são aplicados ao modelo matemático, escolhido pelo usuário,

¹⁴ Solução Quase-Dinâmica: sucessivos fluxos de potência são calculados, considerando-se que a carga não apresenta alto grau de variação para a base de tempo adotada para o intervalo no qual assume-se que não ocorra tal variação.

dentre as opções disponíveis, para estimação do recurso solar. Posteriormente, estes valores são aplicados na determinação da potência injetada pelos SFCR.

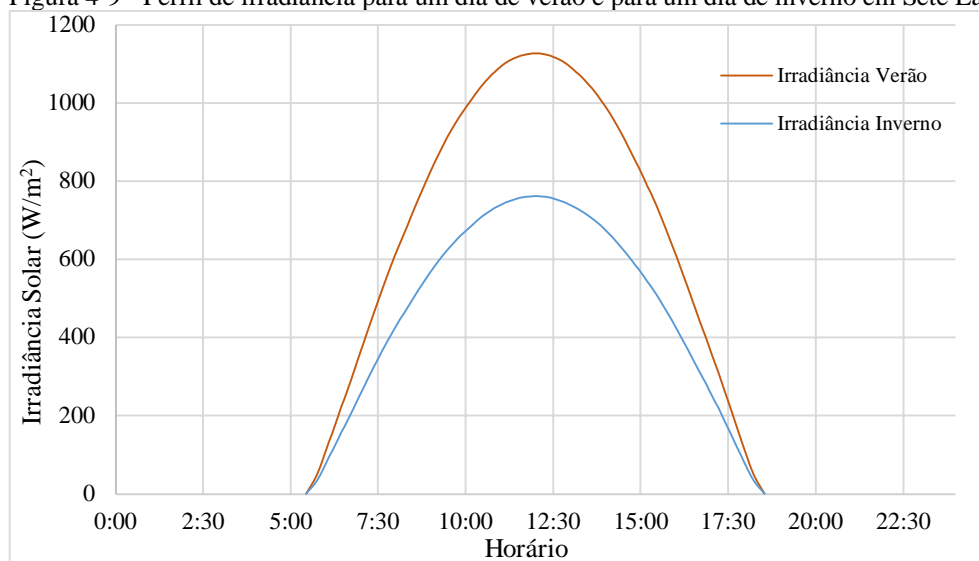
Em relação ao perfil de irradiância horária, a condição de tempo adotada, em todas as simulações, é referente ao perfil de céu claro. Um exemplo de perfil de irradiância para condição de céu claro e um para condição de céu nublado é exibido na Figura 4.8. Em termos de período do ano optou-se pelo perfil de irradiância referente à estação do verão, pelo fato da irradiância neste período apresentar maior magnitude, implicando maior potência injetada pelos SFCR. A Figura 4-9 exhibe a diferença do perfil de irradiância, para céu claro, em um dia de verão (janeiro) e um dia de inverno (julho), para a cidade de Sete Lagoas.

Figura 4.8 - Exemplo de perfil de céu limpo e nublado de irradiância



Fonte: Autoria própria.

Figura 4-9 - Perfil de irradiância para um dia de verão e para um dia de inverno em Sete Lagoas



Fonte: Autoria própria.

A potência gerada por um sistema fotovoltaico é diretamente proporcional ao perfil de irradiância. Nos casos de céu nublado, a dinâmica de injeção de potência na rede será diferente da dinâmica da injeção de potência ativa por um SFCR operando sob condição de céu limpo. As curvas de irradiância para um dia nublado podem ser bem mais variáveis do que a apresentada na Figura 4.8. Por exemplo, em dias chuvosos, o perfil de irradiância pode vir a ser representado por uma reta de valor de irradiância aproximadamente constante e de baixa magnitude.

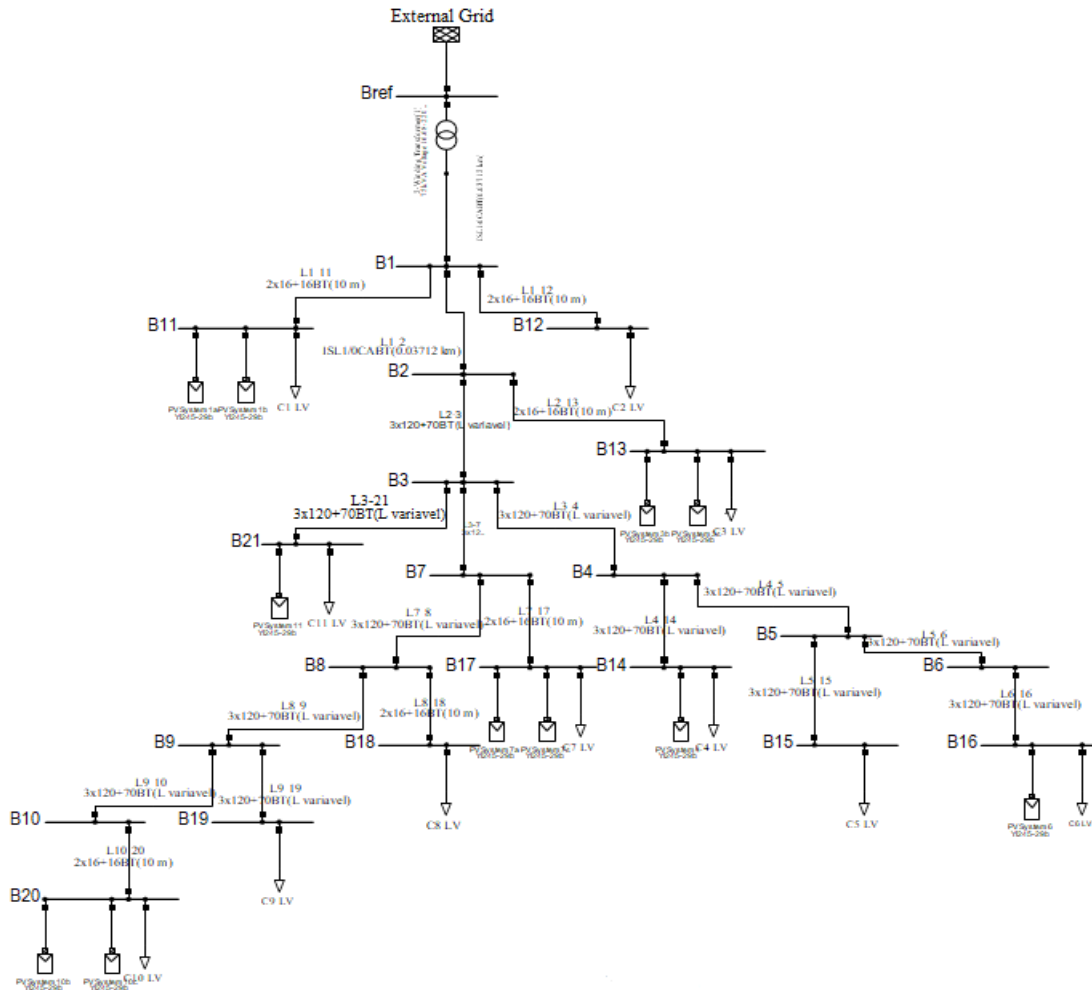
Um aspecto a ser observado, nas análises de planejamento, é o impacto do sombreamento em uma área com alta penetração de MFD. A referência PINHO (2017) aborda a influência do sombreamento na geração de uma usina fotovoltaica, mostrando que a variação não é instantânea, mas sim amortecida. Mesmo sendo amortecida, quando se considera um sistema de maior porte, tal variação não pode ser desprezada, tanto no sentido do valor da energia gerada, quando no de previsibilidade, para garantir que a rede esteja preparada para atender à dinâmica característica do sombreamento.

Existe a possibilidade de que o sistema não consiga atender a esta demanda instantânea abrupta de potência, podendo vir a sofrer alguma contingência. O sistema elétrico interpreta a perda da potência gerada, via GD, como aumento repentino da carga. A perda de geração de potência ativa, oriunda das GD, dependendo da escala, representa um grande desafio à operação de sistemas elétricos a ser superado, caso cenários com alta inserção de GD venham a se consolidar.

Os modelos de linha, transformador e carga que o *PowerFactory* emprega são similares àqueles apresentados no Capítulo 3, porém adaptados ao modelo Multifase de fluxo. Ao invés dos modelos considerarem três fases (A, B, C), eles consideram seis fases, pois os desbalanceamentos respectivos a cada fase, caso existam, são modelados de forma desacoplada.

Da aplicação dos dados do segmento da rede elétrica aos modelos do *PowerFactory* obtém-se o diagrama unifilar apresentado na Figura 4-10.

Figura 4-10 - Diagrama unifilar do segmento de rede estudada



Fonte: Autoria própria.

4.4.2 Procedimentos da Visão Unitária

OLIVEIRA (2017) compara os resultados da estimacão de produo de energia acumulada, para um SFCR específico, no período de oito meses, provenientes de seis ferramentas computacionais consolidadas na área de projetos fotovoltaicos. A metodologia de comparao contrastou os resultados provenientes da simulao computacional com valores medidos. A ferramenta computacional que apresentou resultado de simulao mais próximo ao valor medido foi o *PVSystem*. Este resultado fez com que esta ferramenta fosse a utilizada na execuo das simulaes, segundo a visão unitria¹⁵.

Esta ferramenta permite que sistemas fotovoltaicos sejam simulados com alto grau de detalhamento. Além de projetos de SFCR, também permite simular projetos de sistemas

¹⁵ A versão prmio do *PVSystem* 6.7.0. foi utilizada na modalidade estudante.

fotovoltaicos isolados ou conectados em redes CC e para bombeamento de água (PVSyst , 2018).

O *PVSyst* foi desenvolvido na Universidade de Genebra (Suíça), sendo uma das ferramentas computacionais mais difundidas no setor fotovoltaico. O programa disponibiliza a opção de se utilizarem dados solarimétricos da base de dados do *Meteonorm 7.0* ou da NASA-SSE (obtidos no período de 1983-2005), ou que estes dados sejam importados de outras bases de dados de recurso solar. Ele também oferece um amplo banco de dados de componentes de sistemas (módulos, inversores, entre outros), além de permitir ao usuário cadastrar novos componentes.

Também podem ser citadas como funcionalidades do *PVSyst* a definição da orientação e inclinação do SFCR, a inserção de incertezas fotovoltaicas, a possibilidade de construção de cenas tridimensionais para análise de sombreamento próximo, a consideração de efeitos de sombreamento ocasionado pelo relevo, análise financeira etc. (PVSYST, 2018).

Nota-se a diferença no grau de detalhamento da modelagem fotovoltaica disponível no *PowerFactory* com a disponível no *PVSyst*. As especificidades de um sistema fotovoltaico podem vir a ser consideradas no *PowerFactory* via programação delas (via DPL), o que exige alto grau de conhecimento, tanto da linguagem de programação, quanto de modelos matemáticos de recurso solar, módulos fotovoltaicos, inversores etc. O *PVSyst* permite que especificidades de uma instalação de SFCR sejam modeladas de forma facilitada por meio de interface amigável.

Os dados utilizados nas simulações do *PVsyst*, adotados nos procedimentos da visão unitária são apresentados no item a seguir.

4.4.2.1 Dados de Recurso Solar

A estimação da potência gerada por um SFCR em um dia, tendo como referência uma escala horária, demanda como dado de entrada o perfil de irradiância horária (a Figura 4.8 apresenta dois exemplos deste perfil). O *PVsyst* sintetiza este perfil, para todos os dias de um ano genérico, aplicando o conceito de Matrizes de Transição de Markov. Esta metodologia foi formulada por AGUIAR, COLLARES-PEREIRA e CONDE (1988)¹⁶ e torna possível estimar

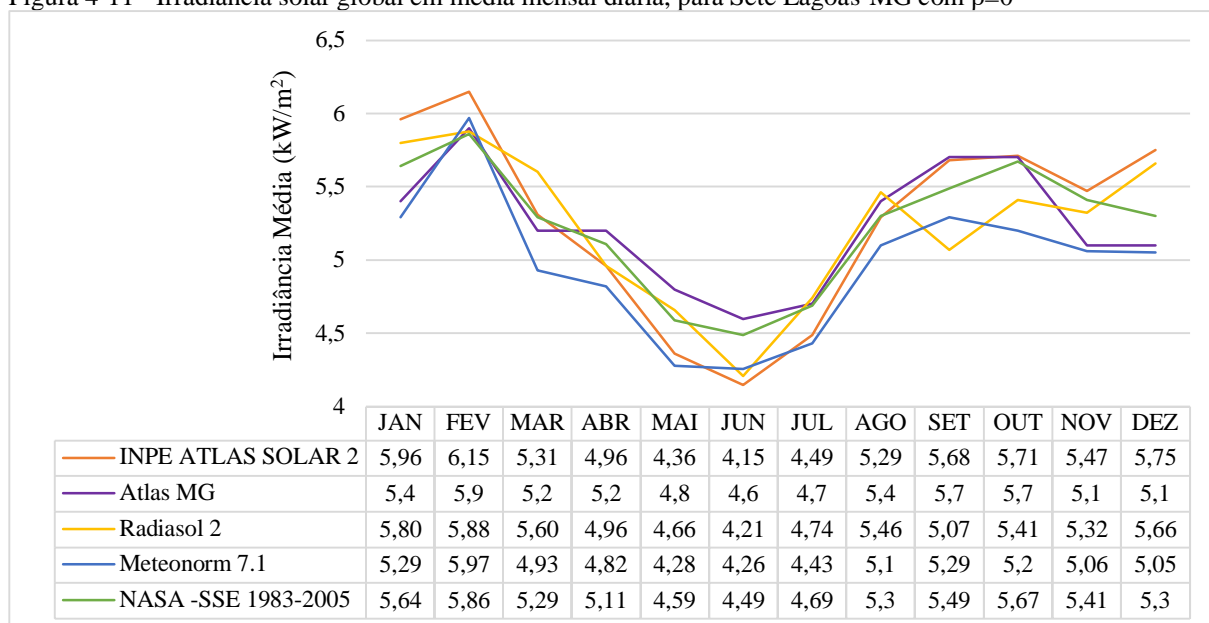
¹⁶ Este modelo foi significativamente melhorado pela equipe do *Meteonorm* (Mermoud, Página de FAQ do *PVSyst*, 2012).

sequências de radiação solar diária, para qualquer localidade, tendo como entrada dados de radiação solar global mensal ou número de horas de insolação, em média mensal.

Do perfil diário, o *PVSystem* deriva o perfil horário utilizando o algoritmo de AGUIAR e COLLARES-PEREIRA (1992). A síntese dos dados de radiação solar horária ainda demanda dados relativos à média mensal da temperatura ambiente (PVSYST, 2018). Os dados relativos à média mensal de temperatura, para a cidade de Sete Lagoas, foram retirados do banco de dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET).

Uma vez que o recurso solar global médio mensal é um dos parâmetros de entrada da síntese do perfil de radiação horária, utilizado para estimar a geração de potência produzida por um SFCR, ao longo de um dia, este é investigado mais profundamente. Considerando os valores da irradiância solar global, em média mensal diária, para $\beta = 0$, provenientes de diferentes bancos de dados¹⁷ para a cidade de Sete Lagoas, é possível perceber divergência de informação, como indicado na Figura 4-11.

Figura 4-11 - Irradiância solar global em média mensal diária, para Sete Lagoas-MG com $\beta=0$



Fonte: Autoria própria

Ao se analisar a Figura 4-11 surge a dúvida de qual banco de dados apresenta a melhor estimativa do recurso solar. O cálculo da potência produzida pelos SFCR irá variar com a base

¹⁷ As bases de dados apresentadas na Figura 4-11 foram escolhidas com base na data de publicação dos dados, popularidade da fonte de dados e o acesso. INPE, ATLAS-MG e RADIASOL 2 são disponíveis ao domínio público, enquanto O METEONORM e NASA- SSE estão disponíveis no *PVSystem*.

de dados escolhida, e ao se utilizarem estes valores nas análises de redes elétricas diferentes vetores de estado poderão ser obtidos.

Nesta dissertação, o conceito de entropia da teoria da informação é aplicado na análise da variação da informação, característica às bases de dados de recurso solar. Esse conceito estabelece que, quanto maior a incerteza de uma fonte de dados, maior a sua entropia (medida de incerteza de uma variável aleatória), sendo tal conceito a base para a Teoria da Informação (COVER e THOMAS, 2006).

Aplicando este conceito à análise dos dados do recurso solar, observa-se que, ao se considerarem diferentes bancos de dados, a entropia ligada à informação do recurso solar parece aumentar, pois não se pode definir qual base possui maior ou menor incerteza, ao menos em um primeiro momento. LORENZO (2003) define, de forma implícita, que não é possível fazer com que a entropia da informação acerca dos dados solares seja zero. O autor ainda sugere considerar o maior número de dados solarimétricos, disponíveis para a localidade, na tentativa de diminuir a incerteza característica de cada base de dados. Em sua análise é indicada a diferença entre o desvio padrão de cada base de dados para cada mês e o uso do desvio padrão médio de um conjunto de dados para um ano completo. Esta análise foi estendida aos bancos de dados analisados e os resultados obtidos são apresentados na Tabela 4.6. Ao se analisarem os dados apresentados nesta tabela, percebe-se que o desvio padrão anual, para o conjunto de um banco de dados, é menor que o apresentado em cada mês para o conjunto.

Tabela 4.6 - Valores mensais e anuais da média e desvio padrão para as bases de dados analisadas na Figura 4-11

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	Valores Anuais
Média Mensal	5.62	5.95	5.27	5.01	4.54	4.34	4.61	5.31	5.45	5.54	5.27	5.37	5.19
Desvio Padrão Mensal	0.28	0.12	0.24	0.15	0.21	0.19	0.14	0.14	0.27	0.23	0.18	0.32	0.06

Fonte: Autoria própria.

Uma prática comum, baseada nas ponderações apresentadas em LORENZO (2003), é a de se utilizar a média dos valores de irradiância, de cada mês, das diferentes bases de dados, disponíveis para a localidade, com o intuito de que a incerteza apresentada por um conjunto de banco de dados, ao longo de um ano, seja reduzida. Contudo, tal prática pode aumentar a entropia da informação, aumentando a incerteza média.

Considerando o cenário hipotético onde um dos bancos dos dados, dentre um conjunto de banco de dados, apresenta valores de irradiância com incerteza quase nula. Ao se utilizar a média dos bancos de dados, como dado de entrada do recurso solar, neste cenário hipotético, existe a possibilidade de que o valor de incerteza do conjunto seja maior do que o banco de

dados que possuía incerteza próxima de zero. Ou seja, um procedimento que tinha por objetivo diminuir a entropia da informação, acaba por aumentá-la.

Com esta problemática em mente, uma metodologia alternativa de análise é proposta neste trabalho. Além de se considerar, como dado de entrada do recurso solar, a média dos bancos de dados, também sugere-se adotar análises que utilizam as bases de dados nos valores limites. No caso em questão, utilizando-se os dados do Radiasol 2 e do Atlas MG. Realizando este procedimento, o planejador passa a ter uma noção da faixa de geração estimada a partir das informações provenientes das bases de dados. Esta faixa indica a variabilidade no dado de entrada relativo ao recurso solar.

4.4.2.2 Ângulo de orientação e inclinação

O ângulo de inclinação de todos os painéis foi adotado como sendo $19,48^\circ$ para que o efeito da latitude local fosse compensado. Já o azimute foi considerado como sendo zero, ou seja, módulos orientados para o norte geográfico.

4.4.2.3 Sistema Fotovoltaico

Os dados dos parâmetros do fabricante do módulo fotovoltaico *Yingli 245-P* e do inversor *Sunny Boy 1100 LV* foram adotados. Foi informado que os cinco módulos seriam ligados em série. O *PVSyst* valida os dados de entrada e permite o prosseguimento da simulação. As informações técnicas referentes aos módulos e inversores podem ser verificadas no ANEXO II e no ANEXO III, respectivamente.

4.4.2.4 Detalhamentos das Incertezas Fotovoltaicas

Os valores de incerteza considerados estão indicados na Tabela 4.7. A faixa para o valor de albedo é de 0 a 0,2. Como o erro quadrático médio, relativo à modelagem matemática dos módulos, apresentado em OLIVEIRA (2017), para módulos de silício policristalino (utilizados na simulação deste trabalho), são menores que 0,06% (utilizando-se o modelo de DE SOTO, KLEIN e BECKMAN (2006) ou de MERMOUD e LEJEUNE (2010) para modelar o módulo fotovoltaico, caso das simulações do presente trabalho), as incertezas relativas à modelagem do módulo foram negligenciadas.

Tabela 4.7 - Valores de incertezas fotovoltaicas adotados

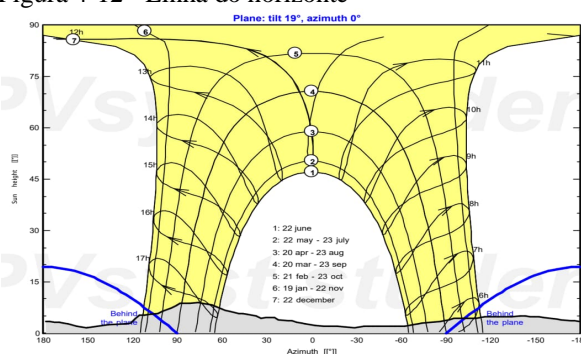
	Parâmetro	Valor	Fonte
Incertezas no recurso solar	Irradiação no plano dos módulos	0,00% a 1,00%	<i>PVsyst</i> (2018); GUEYNARD (2015).
	Quantificação da irradiação	0,00% a 5,00%	<i>PVsyst</i> (2018); GUEYNARD (2015), THEVENARD (2015)
	Modelo de transposição	4,00% a 6,00%	<i>PVsyst</i> (2018); GUEYNARD (2015), THEVENARD (2015)
Incertezas na modelagem do sistema	Valor nominal de potência dos módulos	0,00% a 5,00%	<i>PVsyst</i> (2018); THEVENARD, ISO (2014)
	Modelo de temperatura	0,00% a 1,45%	<i>PVsyst</i> (2018); THEVENARD (2014)
	Modelagem do módulo	Negligenciada	<i>PVsyst</i> (2018);
	Modelagem do inversor	0,00% a 0,30%	<i>PVsyst</i> (2018);
Outros parâmetros relacionados ao campo	Sujidade	2,00% a 7,6%	<i>PVsyst</i> (2018); THEVENARD (2014), ISSO (2015), ZILLES (2018)
	Perdas ôhmicas (CC e CA)	0,50% a 0,75%	<i>PVsyst</i> (2018); THEVENARD (2014), ISO (2015),
	<i>Mismatch</i>	0,00% a 1,00%	<i>PVsyst</i> (2018); THEVENARD (2014), ISO (2015)
	Degradação	0,50% a 0,70%	<i>PVsyst</i> (2018); THEVENARD (2014), ISO (2015), SoYU (2014)
	Disponibilidade	0,00% a 1,00%	<i>PVsyst</i> (2018); THEVENARD (2014), ISO (2015), SoYU (2014)
	Reflexão	0,00% a 1,00%	<i>PVsyst</i> (2018); THEVENARD (2014), ISO (2015), SoYU (2014)

Fonte: Autoria própria.

4.4.2.5 Sombreamento no Horizonte

Com os dados de altura solar e azimute para o relevo de Sete Lagoas foi construído o gráfico da linha do horizonte *SunEye*, gerado no *PVsyst*. Este gráfico permite conhecer os horários nos quais ocorre sombreamento dos módulos ocasionado pelo relevo. A Figura 4-12 exhibe a linha do horizonte *SunEye* para a região de Sete Lagoas onde seriam instalados os módulos fotovoltaicos. Uma das informações que pode vir a ser retirada deste gráfico é a de que, para o período de 22 de maio a 23 de julho, os módulos estariam sombreados no horário das 17hrs00min (a linha cinza representa o sombreamento devido ao relevo).

Figura 4-12 - Linha do horizonte



Fonte: *PVSyst*.

4.4.2.6 Sombreamento Próximo

Os estudos realizados sobre sombreamento próximo levaram ao questionamento sobre a dimensão do seu impacto na potência gerada pelo SFCR. Visando investigar esta influência, foram levantadas todas as especificidades das residências dos consumidores com SFCR, modelando os objetos fontes de sombreamento próximo.

Com os dados arquitetônicos das casas (Tabela 4.5) foi possível construir os modelos tridimensionais diretamente no *PVSyst* para avaliação do sombreamento próximo. Foram considerados como possíveis fontes de sombreamento das instalações os objetos mais altos que os telhados. Simplificações nos modelos das casas foram realizadas, pois o objetivo era verificar se o sombreamento ocorreria, e não em replicar detalhes de projeto arquitetônico irrelevantes ao estudo do efeito de sombreamento próximo. Informações como ângulo dos telhados, nos quais os SFCR seriam instalados, alturas das casas, distância entre as casas foram consideradas na construção dos modelos tridimensionais.

Diversas simulações foram realizadas alterando-se a posição dos módulos fotovoltaicos. Tais simulações reforçaram que a qualidade do projeto, com relação ao posicionamento dos módulos, tem influência direta na geração dos SFCR. Para o caso estudado, houve situações nas quais o sombreamento próximo chegaria a inviabilizar a geração fotovoltaica para uma faixa horária. A Figura 4.13 ilustra as residências dos sete consumidores estudados, indicando a localização dos SFCR na condição de sombreamento próximo sendo nula.

Sob a perspectiva de projeto do sistema fotovoltaico, espera-se que este seja realizado de forma a evitar perdas desnecessárias decorrentes de sombreamento próximo. O ideal é que estudos como aquele descrito anteriormente sejam realizados.

Sob a perspectiva das atividades de planejamento, a estimação do efeito relativo a este parâmetro pode apresentar elevado grau de complexidade, pois seria inviável analisar cada instalação individualmente. Uma sugestão seria considerá-lo por meio da utilização de um fator de ponderação, o qual poderia ser determinado com base nas características próprias dos conjuntos de instalações.

4.5 APRESENTAÇÃO DOS CENÁRIOS ESTUDADOS

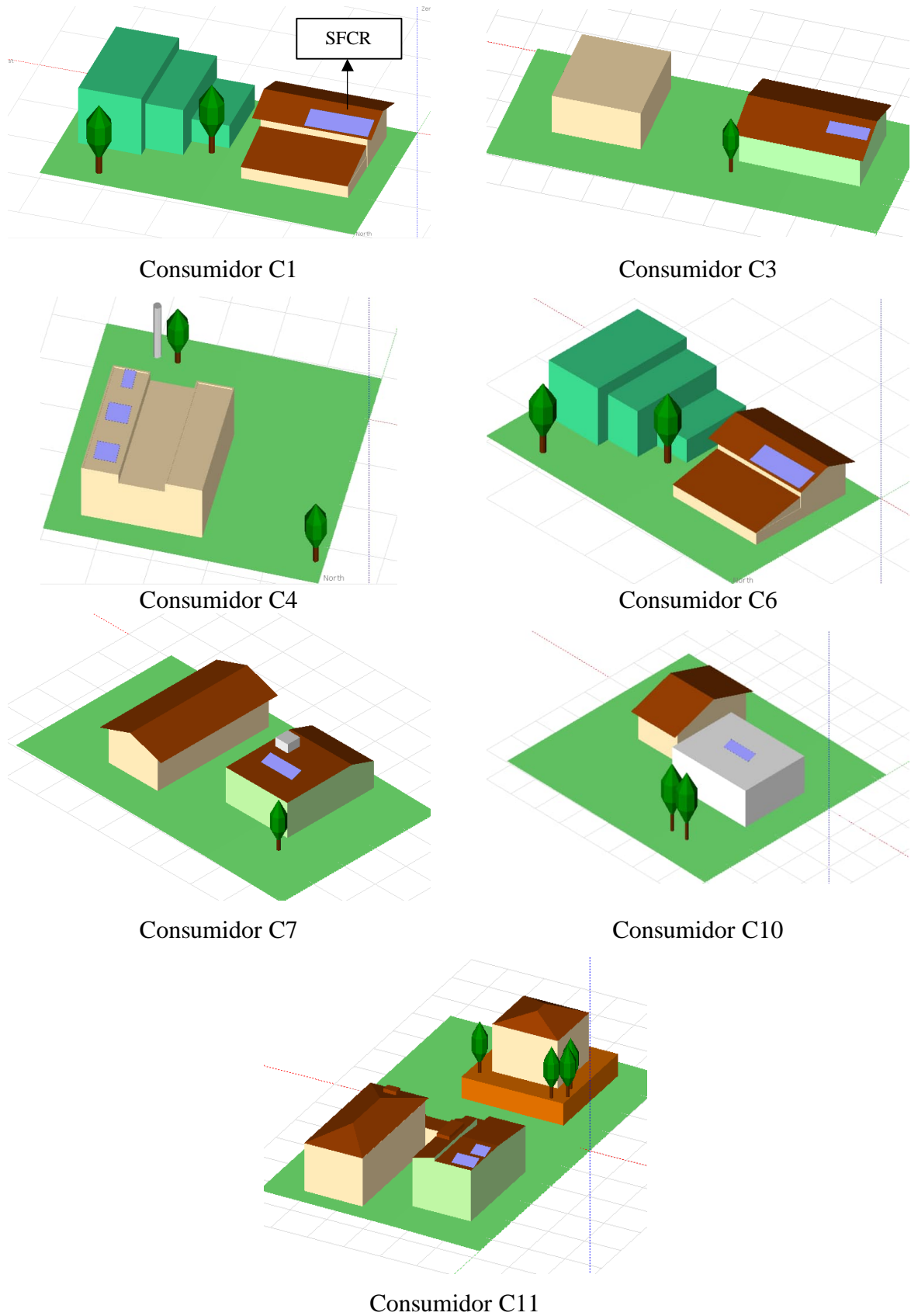
Para evidenciar os efeitos da escolha das diferentes modelagens nos resultados do fluxo de potência, mais especificamente nos valores das perdas, da tensão nas barras e do carregamento nos ramos da rede, são utilizados os quatro cenários aqui descritos.

4.5.1 Cenário I

Especificidades da geração fotovoltaica são levadas em conta nos estudos de fluxo de potência neste cenário. Para isto, o perfil de potência horária, gerada pelo SFCR, obtida no *PVSyst*, foi inserida no *PowerFactory*.

As simulações no *PVSyst* foram realizadas com várias permutações. As configurações dessas simulações poderiam, ou não, considerar as incertezas fotovoltaicas, efeito de sombreamento próximo e efeito de sombreamento distante.

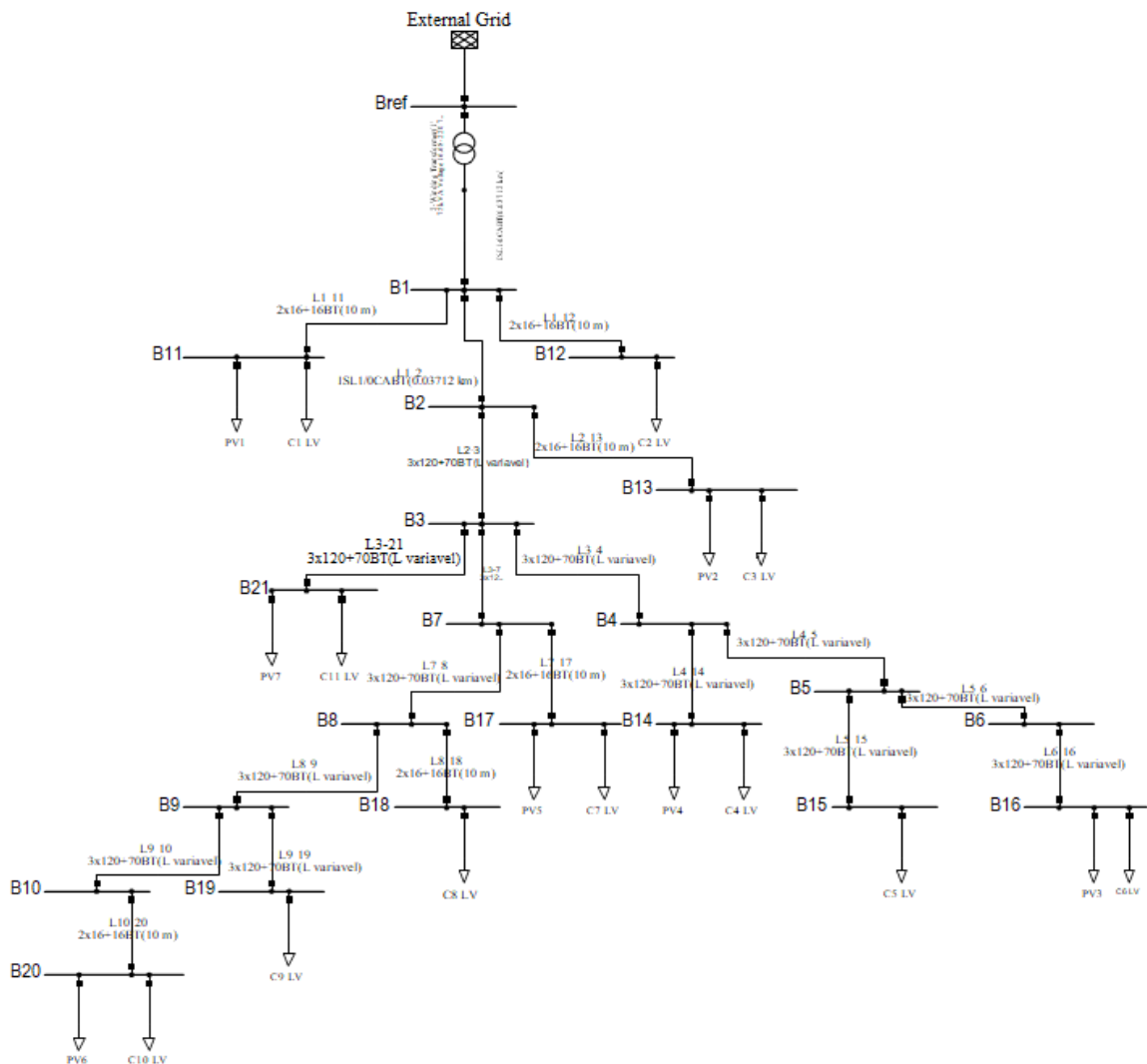
Figura 4-13 - Projeto tridimensional das casas dos consumidores, instalados no segmento de rede analisado, para averiguação de sombreamento próximo.



Fonte: PVSyst.

Os perfis de geração dos sistemas fotovoltaicos foram inseridos no *PowerFactory* utilizando-se o conceito de carga com consumo de potência negativa, entendido nos estudos de fluxo como geração de potência. O perfil de consumo de potência negativa, aplicada como carga no diagrama unifilar do sistema, foi referente ao perfil gerado pelo sistema fotovoltaico, resultante das simulações do *PVSystem*. O diagrama unifilar obtido para esta configuração é o apresentado na Figura 4-14.

Figura 4-14 - Diagrama unifilar do segmento de rede modificado para interação *PVSystem* com *PowerFactory*



Fonte: Autoria própria.

4.5.1.1 Cenário II

Neste cenário, a configuração *Active Power Input*, do *PowerFactory*, foi utilizada. Esta configuração considera constantes o fator de potência e a potência injetada pelo SFCR, durante

toda a simulação. Este cenário é considerado menos realista, uma vez que o nível de potência ativa, injetada na rede pelo sistema fotovoltaico, na prática varia ao longo do dia. O valor nominal ($1,2 kW_p$), das instalações fotovoltaicas é adotado como sendo constante. Esta condição poderia classificar o presente cenário como ideal em termos de geração, pois observar um sistema fotovoltaico gerando seu valor de potência nominal é algo que ocorre em casos específicos, em horários que apresentam alto valor de irradiância.

4.5.2 Cenário III

O método *Solar Calculation*, disponível no *PowerFactory*, é explorado neste cenário. Como descrito no item 4.4.1, este método permite ao usuário selecionar o modelo matemático, dentre uma gama de modelos, a ser utilizado na estimação da irradiância no plano horizontal do módulo. Nas simulações adotou-se o modelo de Irradiância Global denominado Índice de Claridade Diário (K_T). Para que não ocorra perfil de céu nublado deve-se definir $K_T > 0,65$) (SOUZA, *et al.*, 2011). Para a estimação dos dados da Irradiância Difusa utilizou-se o modelo de LOUCHE *et al.* (1991), por ele ser aquele pré-definido para esta grandeza. A resposta de um modelo da estimação do recurso solar está relacionada com o meio, o que torna difícil estabelecer o melhor.

No método *Solar Calculation*, o recurso solar é calculado para os horários que se possuem demanda de carga. Como as demandas de carga são definidas para cada 15 minutos, o modelo calcula a irradiância para cada 15 minutos. Este dado é utilizado, pelo modelo matemático respectivo ao módulo fotovoltaico, para se calcular a potência ativa injetada referente a este recurso solar.

4.5.3 Cenário IV

O Cenário IV difere do Cenário III pela alteração dos valores *default* no método *Solar Calculation* (eficiência do inversor, ângulo de orientação, albedo, entre outros), os quais foram alterados para especificações do caso estudado. O uso de parâmetros menos genéricos, definidos a partir de informações do meio, tende a diminuir a entropia da informação.

4.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os cenários definidos neste capítulo foram selecionados de forma a evidenciar o impacto das diferentes modelagens da geração fotovoltaica nos estudos de fluxo de potência. Neste sentido, os quatro cenários representam diferentes modelagens da visão unitária, buscando mostrar sua influência no resultado da visão global. A Tabela 4.8 sintetiza os cenários propostos.

Tabela 4.8: Síntese dos cenários elaborados

Cenários	Programas utilizados	Considerações
Cenário I	<i>PVsys</i> e <i>PowerFactory</i>	A potência gerada pelos SFCR dos consumidores do segmento de rede analisado foi obtida no <i>PVsys</i> considerando-se diferentes bancos de dados de recurso solar, sombreamento distante e incertezas fotovoltaicas.
Cenário II	<i>PowerFactory</i>	Uso do modo de simulação <i>Active Power Input</i> , do <i>PowerFactory</i> . O fator de potência e a potência injetada pelo SFCR são mantidos constantes.
Cenário III	<i>PowerFactory</i>	Uso do modo de simulação de SFCR <i>Solar Calculation</i> . Adoção do modelo de Irradiância Global Índice de Claridade Diário e do modelo para cálculo da Irradiância Difusa de LOUCHE <i>et al.</i> (1991).
Cenário IV	<i>PowerFactory</i>	Assim como o Cenário III utiliza-se o modelo de Claridade Diário e do modelo para cálculo da Irradiância Difusa de LOUCHE <i>et al.</i> (1991). No entanto, as grandezas <i>default</i> são alteradas de modo a atender às especificações do estudo.

Fonte: Autoria própria

O conhecimento sobre este impacto na visão global é muito importante, pois traz consequências nas decisões sistêmicas de planejamento. Este fato fica constatado no próximo capítulo, que apresenta os resultados das simulações, comparando valores de grandezas elétricas dos diferentes cenários. Tais resultados alertam para a necessidade das equipes de planejamento se aprofundarem na engenharia fotovoltaica.

CAPÍTULO 5

ANÁLISE DOS IMPACTOS DAS MODELAGENS FOTOVOLTAICAS NOS ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA

5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O presente capítulo tem por objetivo indicar a forma pela qual as diferentes modelagens da geração fotovoltaica distribuída podem impactar os resultados de fluxo de potência, tendo forte relação com os estudos de planejamento.

As análises se referem à rede de BT e aos cenários descritos no Capítulo 4, considerando quatro perfis de carga. São apresentados os impactos decorrentes da consideração de distintos valores para o fator de potência da carga e da escolha de diferentes parâmetros da geração fotovoltaica.

O capítulo mostra o comportamento do carregamento nos ramos da rede, das perdas elétricas e do módulo da tensão nas barras do sistema, enfatizando a influência da modelagem da visão unitária da MFD nos resultados do fluxo de potência.

5.2 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

São diversas as grandezas que podem ser obtidas a partir das simulações do programa fluxo de potência. Para mostrar a sensibilidade dos resultados à variação das diferentes modelagens das UCG, foram eleitos o módulo da tensão, as perdas elétricas e o carregamento dos ramos.

Os módulos das tensões compõem diretamente o vetor de estado da rede. O carregamento é calculado pelo *PowerFactory* em relação ao limite físico térmico de máxima corrente que pode circular pelo ramo. O carregamento relativo a um ramo, considerado nas simulações, é o maior valor de potência que circula pelo mesmo, ou seja, o valor que não considera as perdas. As perdas elétricas em um ramo da rede são calculadas pela diferença dos valores das potências relativas às barras emissora e receptora deste.

Os resultados relativos aos carregamentos e perdas são apresentados para os ramos L1-ref (entre B1 e B_{ref}), L1-2 (entre B1 e B2), L2-3 (entre B2 e B3), L3-4 (entre B3 e B4), L4-5

(entre B4 e B5). Esta escolha se baseou nos elementos que apresentaram resultados mais significativos.

5.2.1 Análise do Fator de Potência da Carga

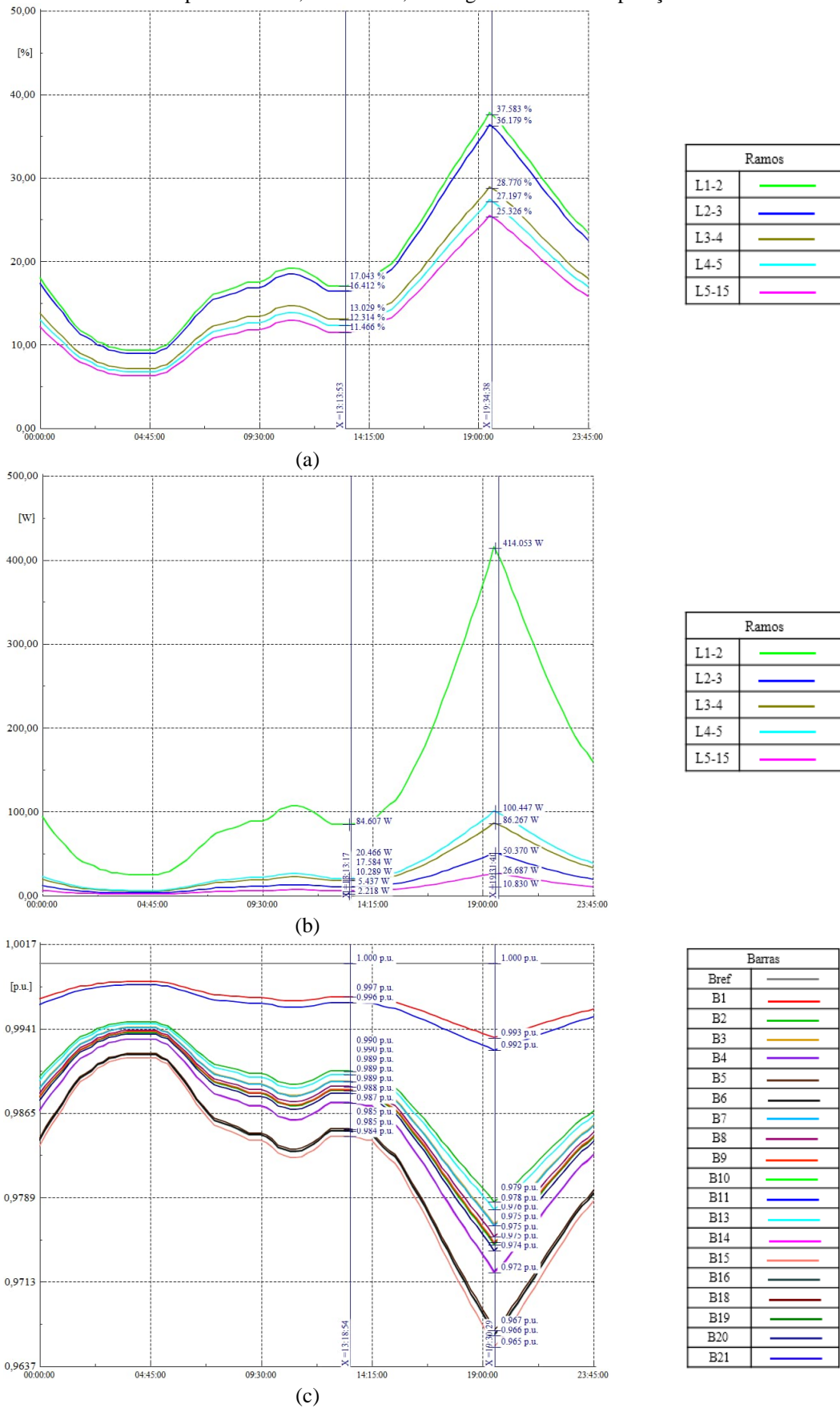
A comparação do impacto decorrente da incerteza do fator de potência foi verificada considerando o perfil de carga obtido da extrapolação linear do transformador. A geração fotovoltaica foi desabilitada para esta simulação, uma vez que o objetivo seria avaliar os impactos decorrentes da incerteza do fator de potência da carga.

A tensão é apresentada para a fase mais crítica (valores mais próximos dos limites operacionais 0,95 p.u. ou 1,05 p.u.). Comparando os resultados das Figuras 5.1 a 5.3, observa-se que, quanto maior o fator de potência, menor é o nível de carregamento e menores são as perdas apresentadas, para o caso analisado.

À medida que o fator de potência da carga decresce, a potência reativa que ela necessita é maior, resultando em maior fluxo de potência reativa na linha, fato que colabora para maior carregamento e perdas elétricas. Este caso reitera a relevância da dicotomia carga/geração das UCG, sendo necessário que, tanto o perfil carga quanto o perfil de geração, sejam bem modelados.

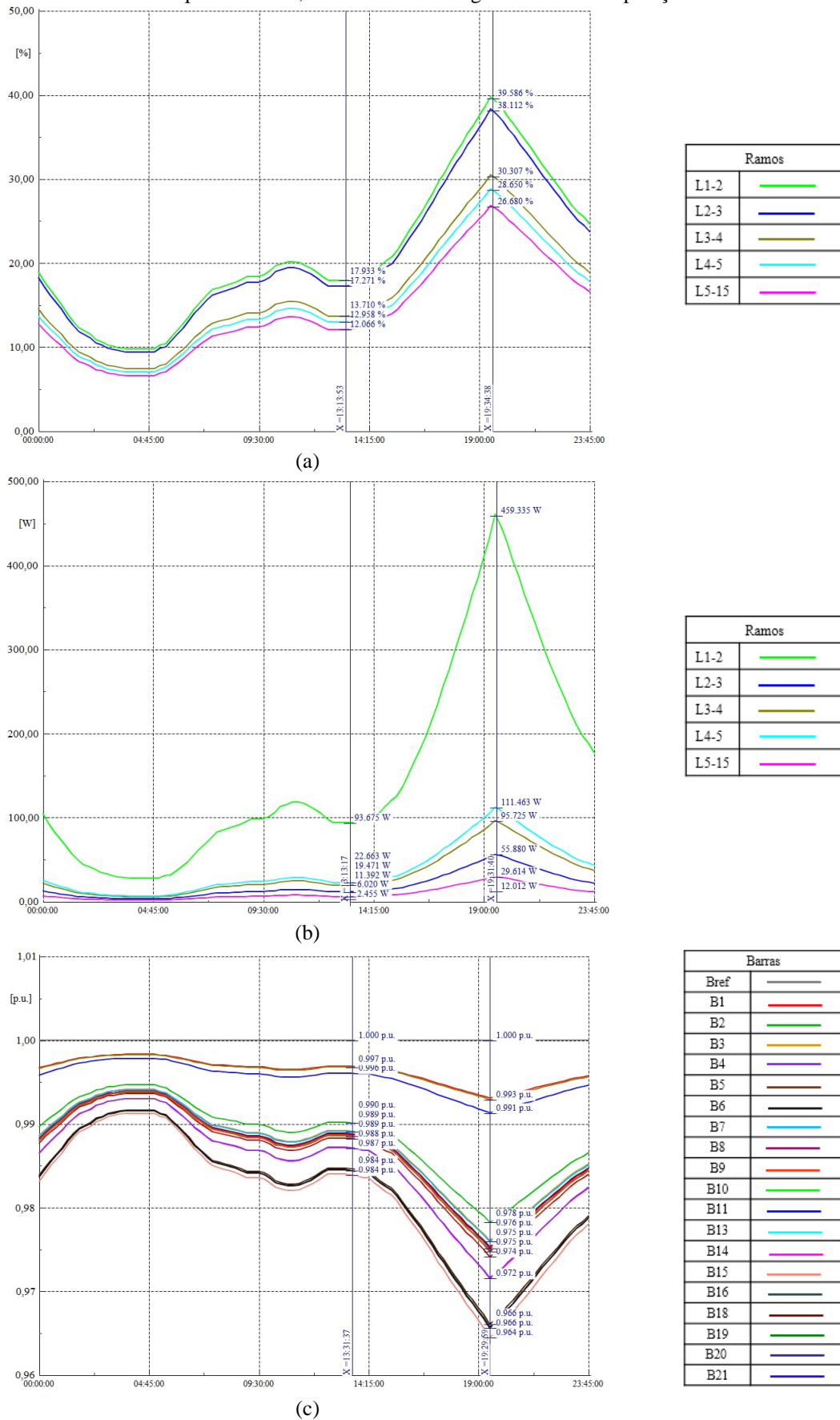
A rede estudada possui dimensão reduzida. Mesmo assim, já foi possível perceber variação no nível de tensão. No horário de demanda de pico, o módulo da tensão, considerando a barra 15 (B15) é de 0,967 p.u., no caso em que o fator de potência foi 0,92 indutivo, e de 0,963 p.u., para fator de potência 0,83 indutivo. Cargas com fator de potência mais indutivo demandam mais potência reativa reduzindo, assim, os níveis de tensão dos barramentos. Somado ao fato de que no horário de ponta as cargas naturalmente demandam mais potência aparente e, indiretamente, potência reativa, é esperado que estas sejam atendidas em níveis ainda menores de tensão.

Figura 5-1 - (a) Carregamento, (b) perdas elétricas e (c) módulo da tensão (fase b) considerando o fator de potência de 0,92 indutivo, ao longo de um dia de operação



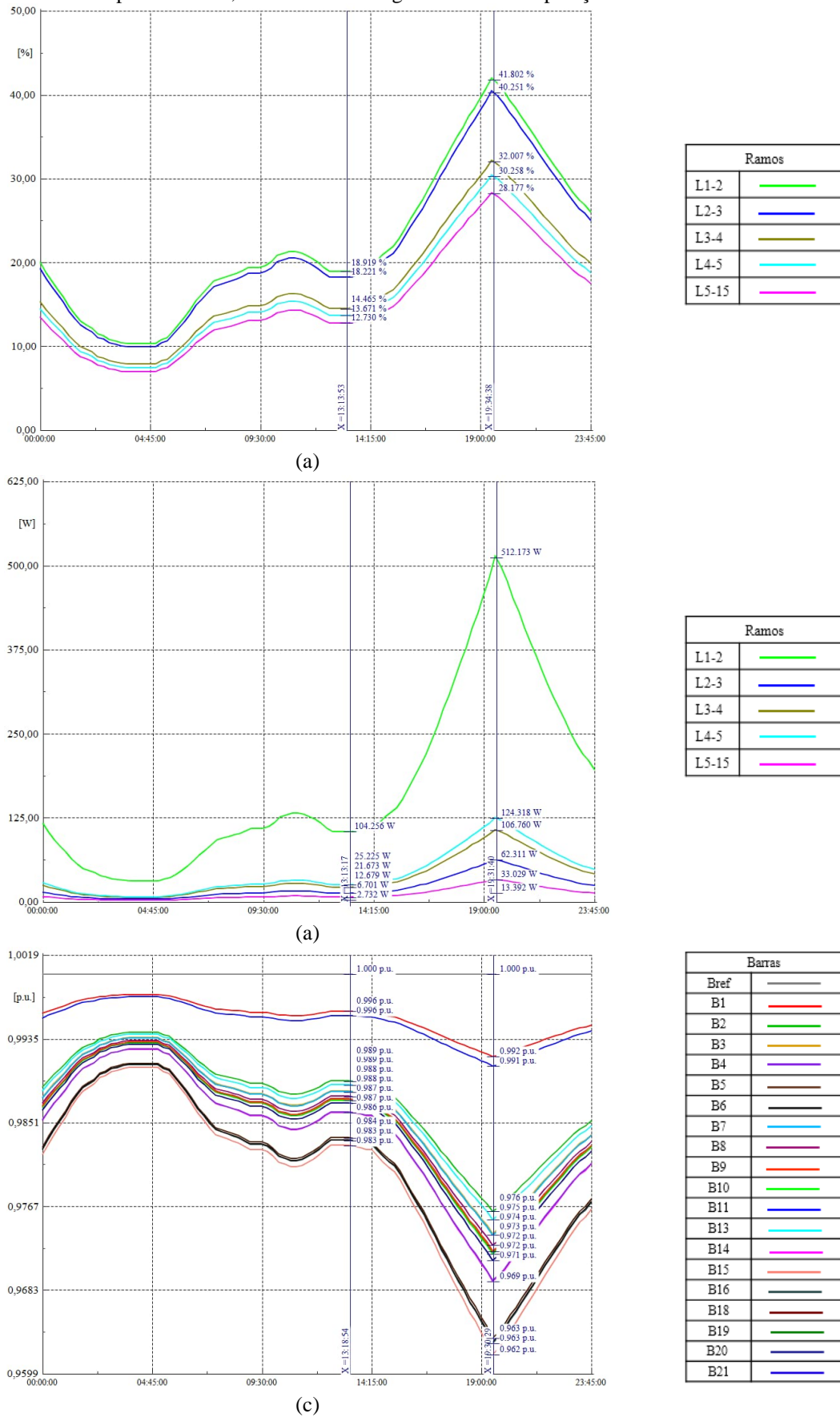
Fonte: PowerFactory 2018.

Figura 5-2 - (a) Carregamento, (b) perdas elétricas e (c) módulo da tensão (fase b) considerando o fator de potência de 0,875 indutivo ao longo de um dia de operação



Fonte: PowerFactory 2018.

Figura 5-3 - (a) Carregamento, (b) perdas elétricas e (c) módulo da tensão (fase b) considerando o fator de potência de 0,83 indutivo ao longo de um dia de operação



Fonte: PowerFactory 2018.

5.2.2 Análise dos Cenários

As justificativas para a variação dos parâmetros escolhidos para quantificar o impacto das diferentes modelagens fotovoltaicas nos estudos de fluxo são aqui discutidas de forma global (apenas uma vez), evitando repetições. Vale ressaltar que estas justificativas são específicas aos resultados obtidos nos casos estudados, não se aplicando a qualquer rede, de forma genérica.

- Variações nos módulos de tensões: Os limites operativos dos módulos de tensão podem vir a ser comprometidos em redes com alta penetração de geração fotovoltaica, geralmente nos casos em que a potência injetada, pelos sistemas fotovoltaicos, excede consideravelmente a demanda de potência das cargas (excesso de geração). Nos cenários estudados, não há ocorrência do excesso de geração, fazendo com que os módulos de tensão não violem os limites operativos. O perfil de tensão pode ser favorecido dependendo do perfil de consumo do UCG. Para a demanda de carga da Hipótese 1, a geração colabora com horário de alta demanda, diminuindo a potência demandada da rede externa, o que favorece o perfil de tensão. Para a carga da Hipótese 2, ocorre um pico de geração em um horário de baixa demanda, configurando o pior caso para a tensão, uma vez que o nível de potência ativa pode vir a elevar a tensão de modo a violar o limite máximo. A análise da tensão depende diretamente da dicotomia carga/geração. Nos cenários, nos quais a geração fotovoltaica é superestimada pela modelagem adotada para a geração fotovoltaica, pode-se identificar, de forma inapropriada, alguma violação do limite de tensão operativa. Por outro lado, nos casos em que a modelagem leva a um valor subestimado de potência ativa, a violação dos limites de tensão pode não ficar evidenciada. Ambas as situações comprometem a elaboração das tarefas de planejamento.
- Variação nos níveis de carregamentos: Nos cenários onde a geração fotovoltaica é superestimada, o carregamento dos ramos, resultante do fluxo de potência, é menor ao observado em redes nas quais a geração fotovoltaica é subestimada. Isto porque, quanto mais a carga é suprida localmente, menos potência ela demanda do sistema externo, resultando no fluxo de correntes inferiores àquelas observadas nos casos em que a rede deve suprir a carga integralmente.

- Variação nas perdas elétricas: A justificativa para variação no parâmetro de perdas elétricas resultante das diferentes modelagens da geração fotovoltaica é bem similar a apresentada para o carregamento. Nos casos em que a geração é superestimada as perdas observadas são menores, se comparadas com os casos em que ela é subestimada pelo fato do fluxo de potência nos ramos ser menor, uma vez que maior parcela da carga é atendida localmente. Ao se reduzir o fluxo de potência na rede se reduz a influência das perdas ôhmicas

A análise dos cenários foi realizada considerando os três valores de fator de potência indicados no item anterior. Para apresentação dos resultados das simulações, foi selecionado o valor 0,92 indutivo para o fator de potência da carga. Tal escolha deve-se ao fato deste corresponder ao valor médio verificado em medições da rede.

Nos gráficos de módulo de tensão, somente apresentam-se aqueles relativos à fase b, uma vez que ela se mostrou como a mais sensível, na grande maioria das análises.

Para facilitar a identificação dos casos simulados, define-se:

- Perfil de carga 1: perfil de carga obtido diretamente da extrapolação linear da curva de demanda do transformador nº4611;
- Perfil de carga 2: perfil de carga obtido da Hipótese 2;
- Perfil de carga 3: perfil de carga obtido da Hipótese 1;
- GFV: perfil de potência injetada na rede pelo sistema fotovoltaico.

5.2.2.1 Cenário 1

O SFCR foi simulado com o auxílio do *PVSyst*, sob diferentes condições. O primeiro caso avaliado diz respeito à metodologia de análise de bases de dados proposta na dissertação, comumente utilizada por projetistas de sistemas fotovoltaicos (média das bases de dados). O perfil diário de injeção de potência foi simulado, sem que as incertezas fotovoltaicas fossem consideradas, assim como efeitos de sombreamento. Neste primeiro caso, o objetivo é avaliar estritamente a influência dos bancos de dados. Para o estudo de fluxo de potência, o perfil de carga 1 foi fixado.

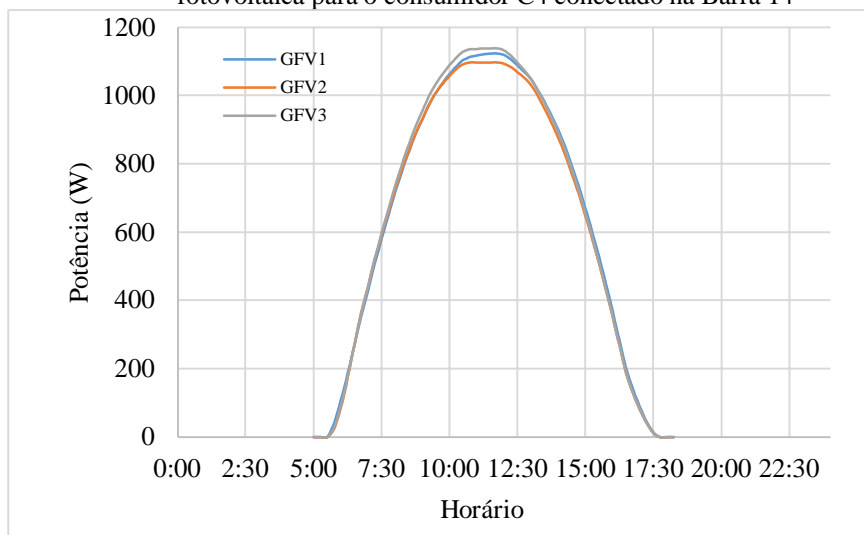
A Figura 5-4(a) exhibe os perfis de potência injetada GFV1, GFV2 e GFV3, referentes à geração de potência ativa pelos SFCR, considerando o banco de dados do limite superior, limite inferior e a média dos dados das bases de dados.

Observa-se desta figura que os valores de pico da geração fotovoltaica variam, de acordo com o dado de entrada do recurso solar utilizado. À primeira vista pode parecer que esta diferença é insignificante, porém este perfil é exibido por todos os SFCR, contidos no segmento de rede estudado, uma vez que eles são idênticos. O consumidor C4, que possui demanda moderada, teve as potências GFV1, GFV2 e GFV3 deduzidas de sua demanda de potência ativa.

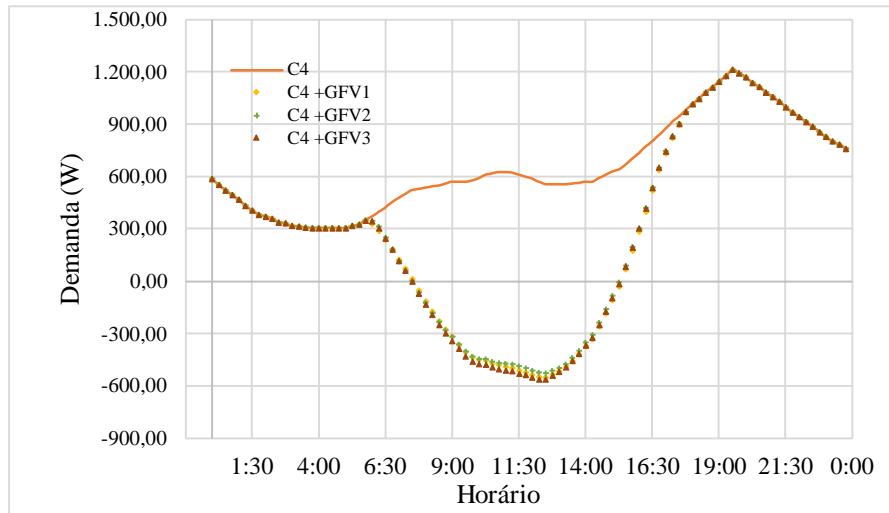
Este procedimento exhibe a dicotomia carga/geração, representando a forma pela qual a rede interpreta esta relação, sendo ilustrada na Figura 5-4(b). Tal perfil indica como a dinâmica da rede pode vir a ser alterada. Para o consumidor C4, considerando os casos com e sem a presença de GFD, observa-se que os picos de geração ocorrem quase em pontos opostos. Este fato leva à ocorrência de duas rampas, a de descida, que representa o período em que a GFV começa a superar o consumo da carga, e a rampa de subida, que representa o período em que a geração começa a cessar coincidindo com o horário de ponta da carga.

O sistema elétrico deve estar preparado para atender não apenas os patamares de demanda, como também conseguir acompanhar a dinâmica mostrada pelas curvas, tanto nos aspectos energéticos (balanço carga/geração), como nas questões elétricas (controle de tensão, por exemplo).

Figura 5-4 - (a) Geração fotovoltaica para os três dados de recurso solar utilizado e (b) demanda de potência ativa da carga, com e sem geração fotovoltaica para o consumidor C4 conectado na Barra 14



(a)

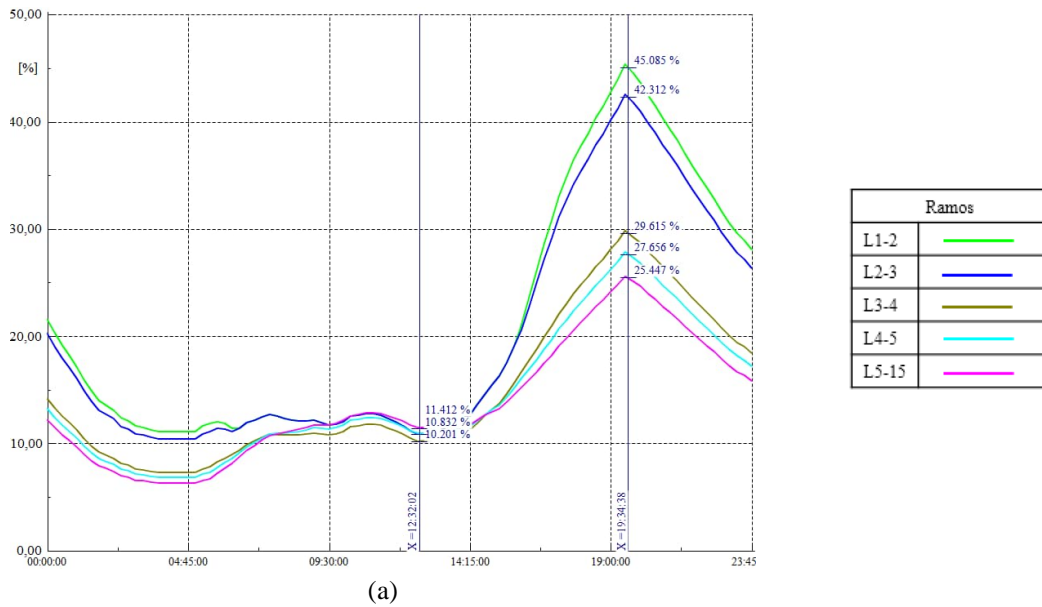


(b)

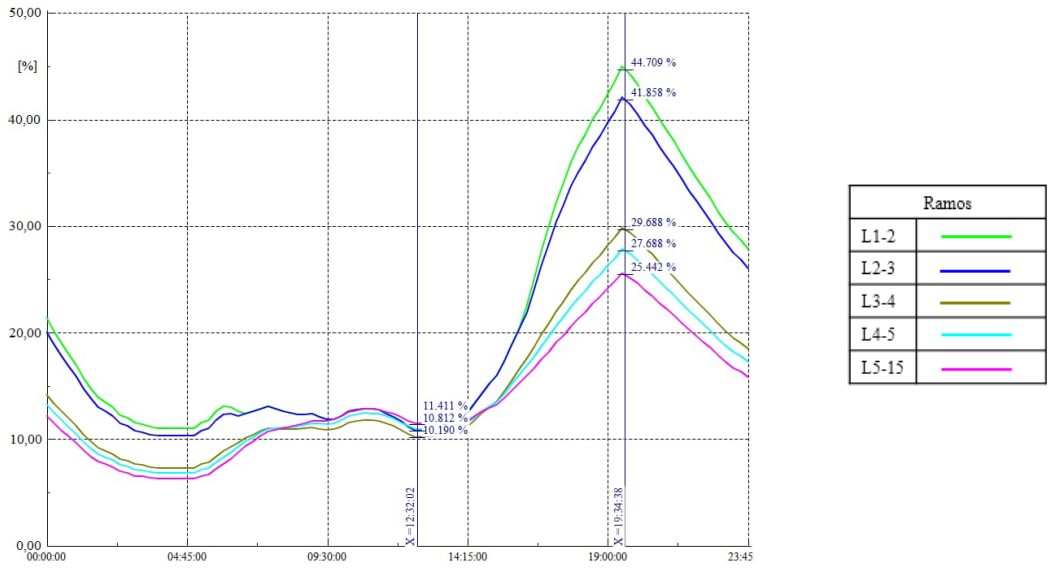
Fonte: Autoria própria.

Os resultados do fluxo de potência com relação ao carregamento dos ramos, considerando as GFV1, GFV2 e GFV3 são exibidos na Figura 5-5.

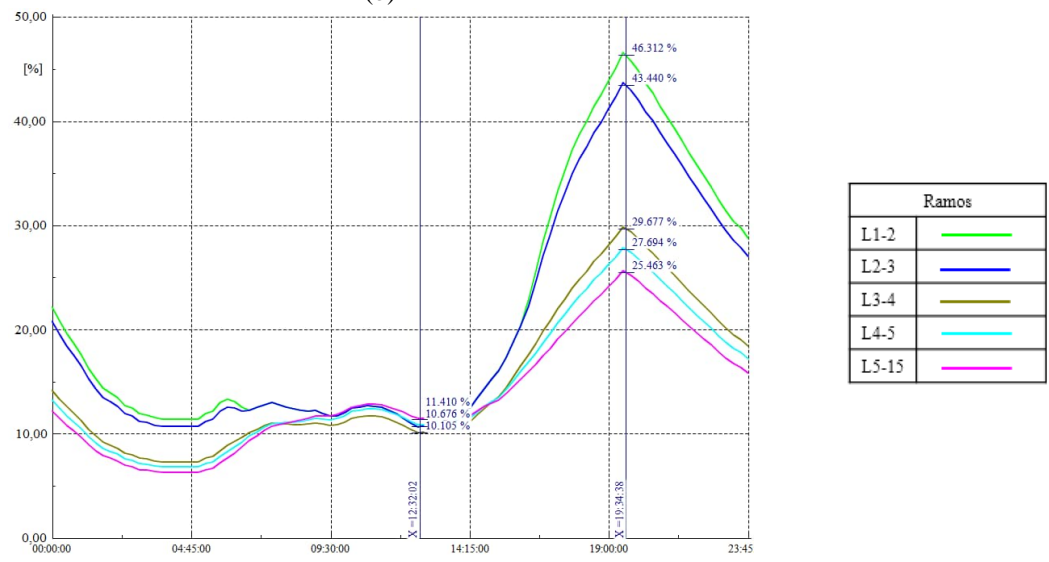
Figura 5-5 - Carregamento para o perfil de carga 1 com: (a) GFV1, (b) GFV2 e (c) GFV3



(a)



(b)

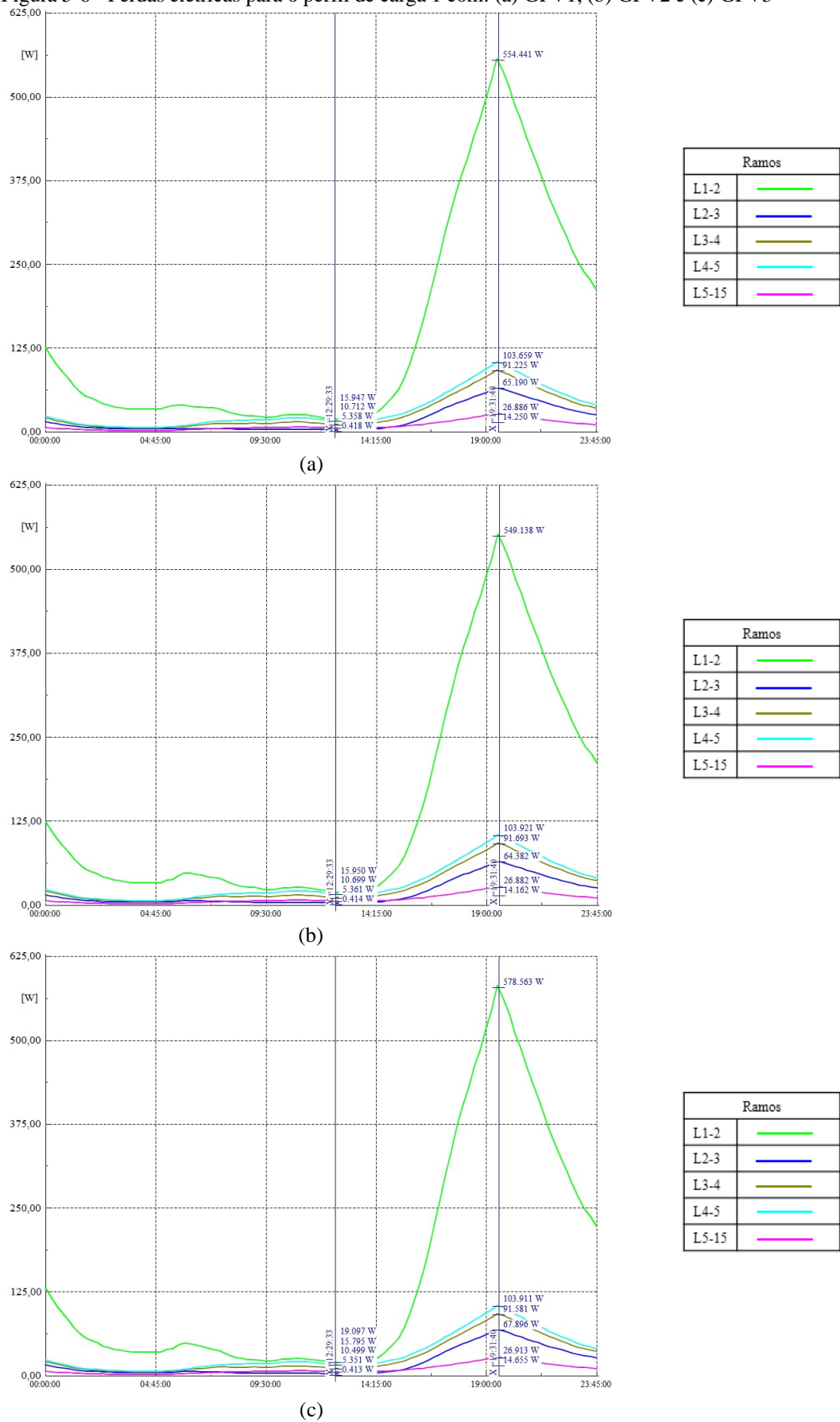


(c)

Fonte: PowerFactory 2018.

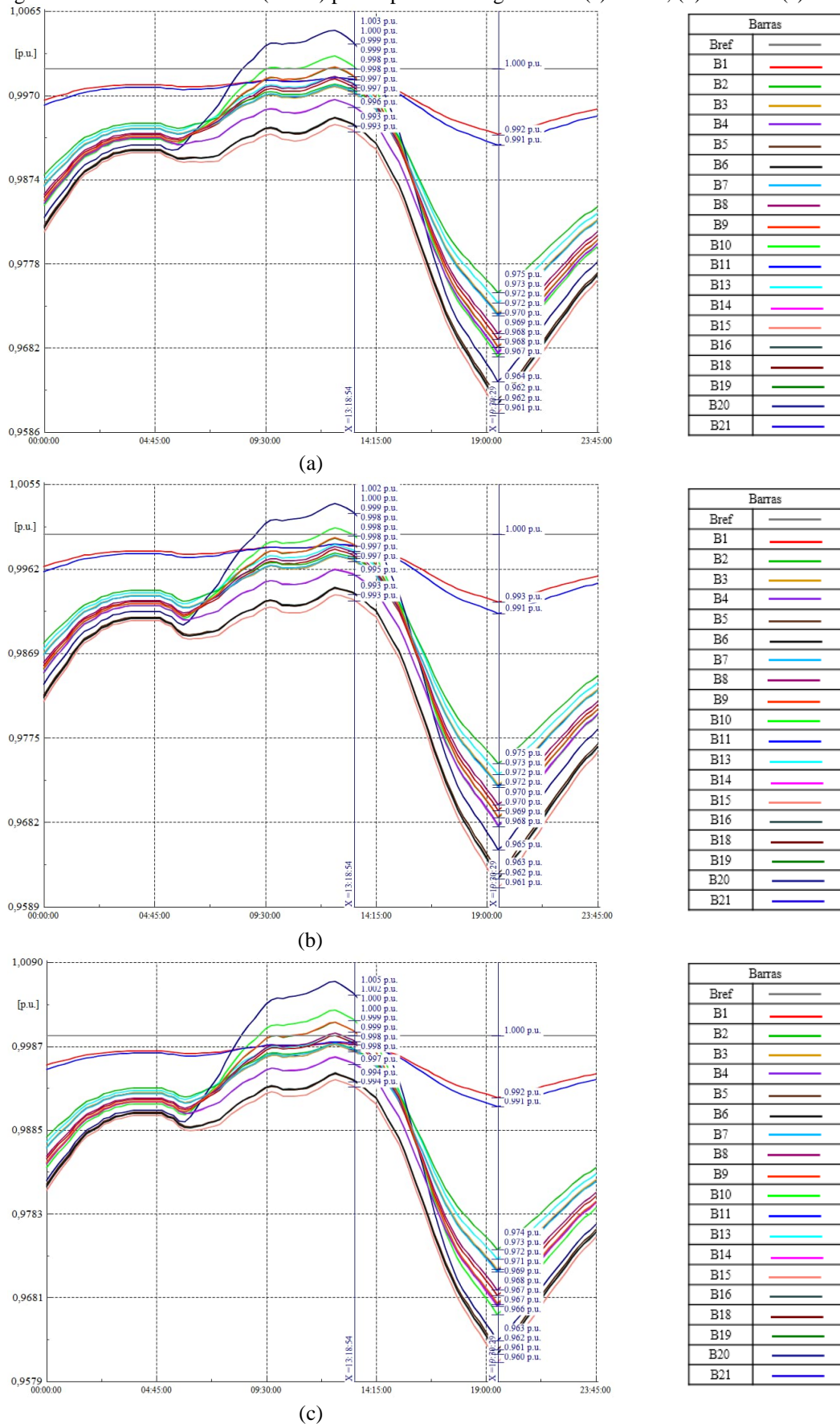
Os resultados com relação às perdas elétricas, considerando as GFV1, GFV2 e GFV3 são exibidos na Figura 5-6. E os resultados com relação ao módulo da tensão nas barras da rede, considerando as GFV1, GFV2 e GFV3 são exibidos na Figura 5.7.

Figura 5-6 - Perdas elétricas para o perfil de carga 1 com: (a) GFV1, (b) GFV2 e (c) GFV3



Fonte: PowerFactory 2018.

Figura 5.7 - Módulo da tensão (fase b) para o perfil de carga 1 com: (a) GFV1, (b) GFV2 e (c) GFV3



Fonte: PowerFactory (2018).

O parâmetro de perdas elétricas mais divergente é o verificado na Figura 5-6(c), apresentando variação de aproximadamente 5,1% entre os casos GFV3 e GFV2. A geração dos SFCR foi a maior, fazendo com que a rampa de subida fosse mais acentuada, o que implica perdas elétricas maiores.

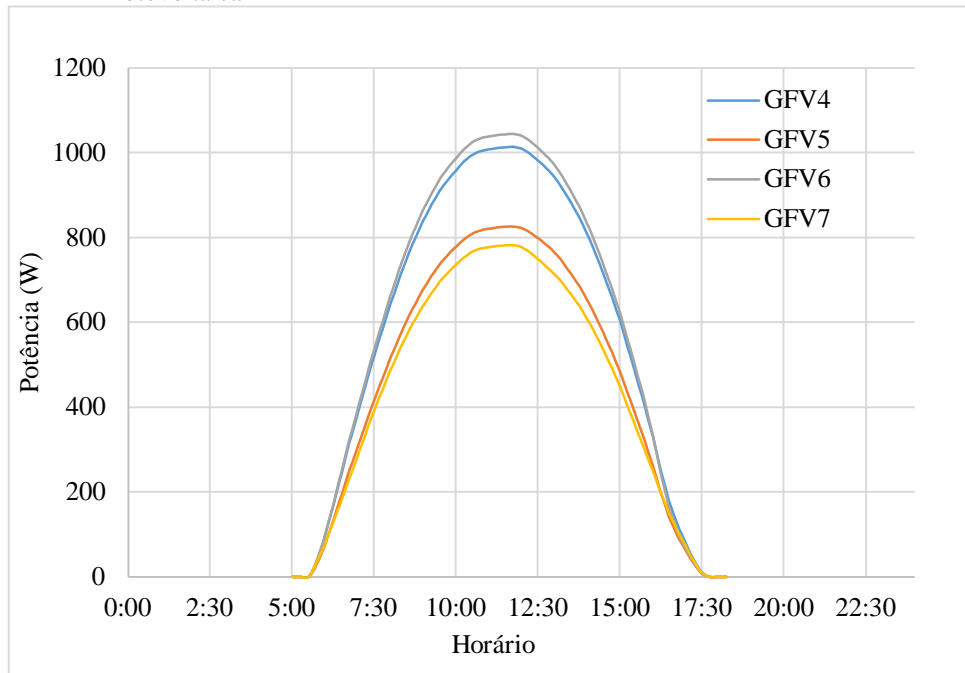
É importante ressaltar que, para a inserção de MFD vir a resultar na violação dos níveis operacionais de tensão, ela precisa ser maior que a demanda. Mesmo isto não ocorrendo neste caso, percebe-se que o perfil de tensão, para o período de excesso de geração, apresenta um salto significativo. Maior o excesso de geração mais a chance deste salto de comportamento vir a violar o limite operativo superior de tensão. Mesmo a rede sendo de pequena dimensão, e um único parâmetro ter sido variado, já foi possível perceber a forma pela qual a modelagem de SFCR pode impactar o fluxo de potência. Os próximos casos, simulados para o Cenário 1, vão ao encontro desta afirmação.

Como os resultados de potência gerada, pelos SFCR, utilizando os dados solarimétricos do INPE (limite superior), foram próximos aos obtidos ao se utilizarem os dados de recurso solar provenientes das médias dos bancos e acreditando-se que a entropia de informação nesta base de dados é menor, ele foi fixado como parâmetro de entrada para o recurso solar nos próximos casos.

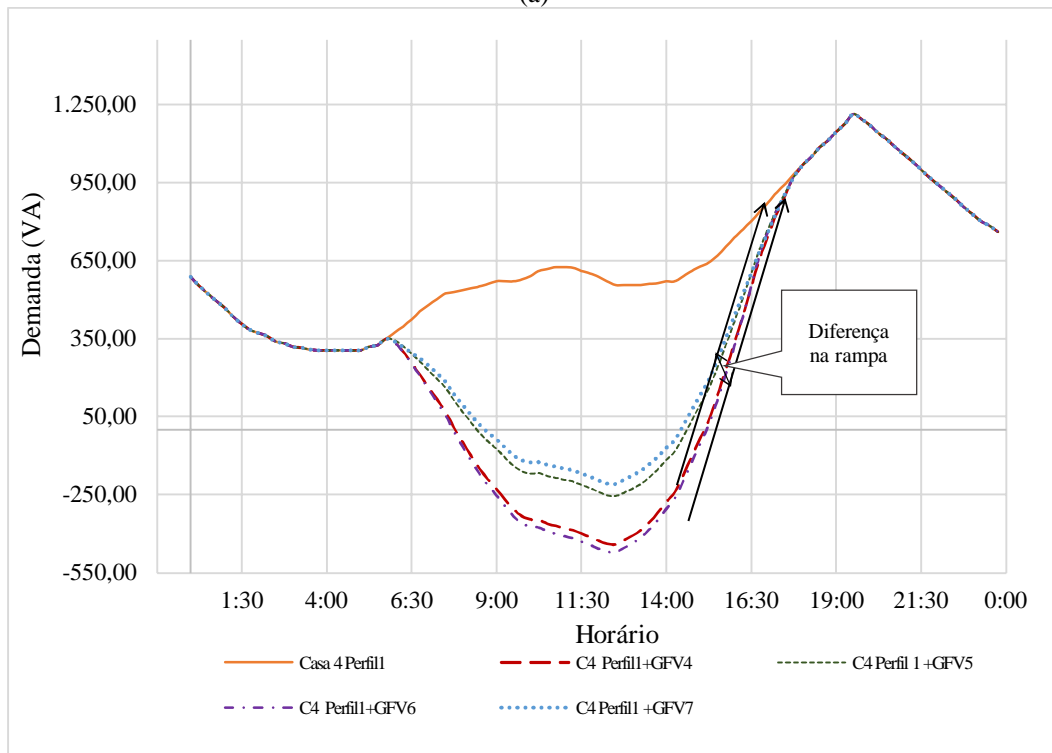
Os perfis de geração GFV4 e GFV5 foram estimados considerando os limites inferior e superior, respectivamente, dos parâmetros de incertezas fotovoltaicas apresentadas na Tabela 4.7. O sombreamento no horizonte aplicado a GFV4 e GFV5 resulta nos perfis GFV6 e GFV7. Estes perfis de geração fotovoltaica são apresentados na Figura 5-7(a). A dicotomia carga/geração, para os casos nos quais estas gerações foram consideradas, é apresentada na Figura 5-7(b), onde mais uma vez o consumidor C4 foi tomado como exemplo. Uma vez que a variação, entre os perfis de geração fotovoltaica, é mais destacada, é possível ressaltar a diferença entre as rampas de subida obtidas para as diferentes relações de carga/geração das UCG. Dependendo da modelagem fotovoltaica adotada pelas equipes de planejamento, o perfil dinâmico observado poderá variar, podendo levar a alternativas de controle atrasadas ou adiantadas.

O impacto destes perfis de geração fotovoltaica no cálculo do fluxo quanto ao carregamento, às perdas elétricas e ao módulo de tensão é apresentado nas Figura 5-8 a Figura 5-10. A diferença máxima de carregamento foi de aproximadamente 6,5%, enquanto para as perdas elétricas este valor foi cerca de 11%. Ambas as diferenças percentuais ocorreram entre os casos relativos a GFV6 e GFV7.

Figura 5-7 - (a) Geração fotovoltaica considerando os limites superior e inferior das incertezas fotovoltaicas e (b) demanda de potência ativa da carga, com e sem geração fotovoltaica



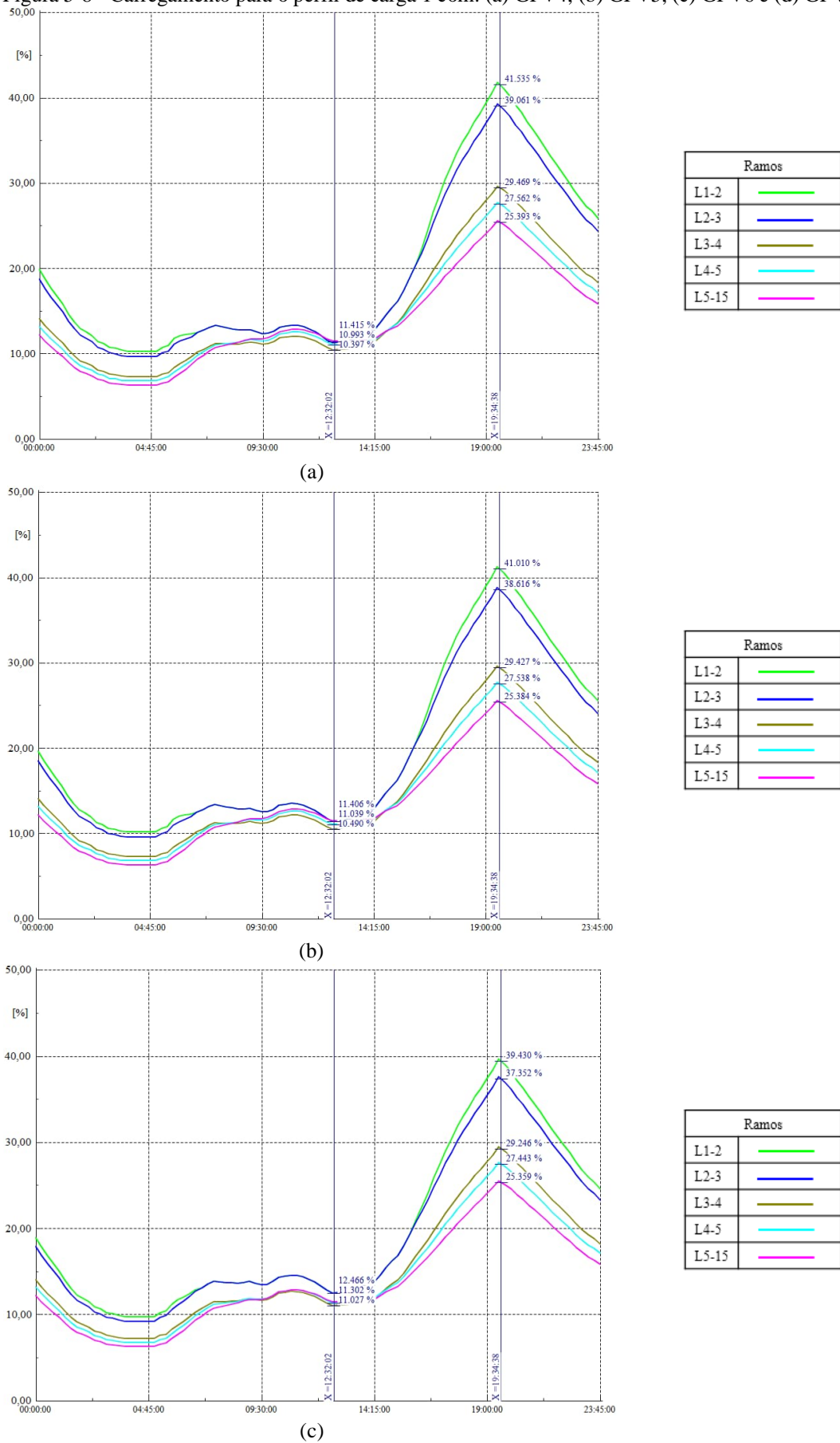
(a)

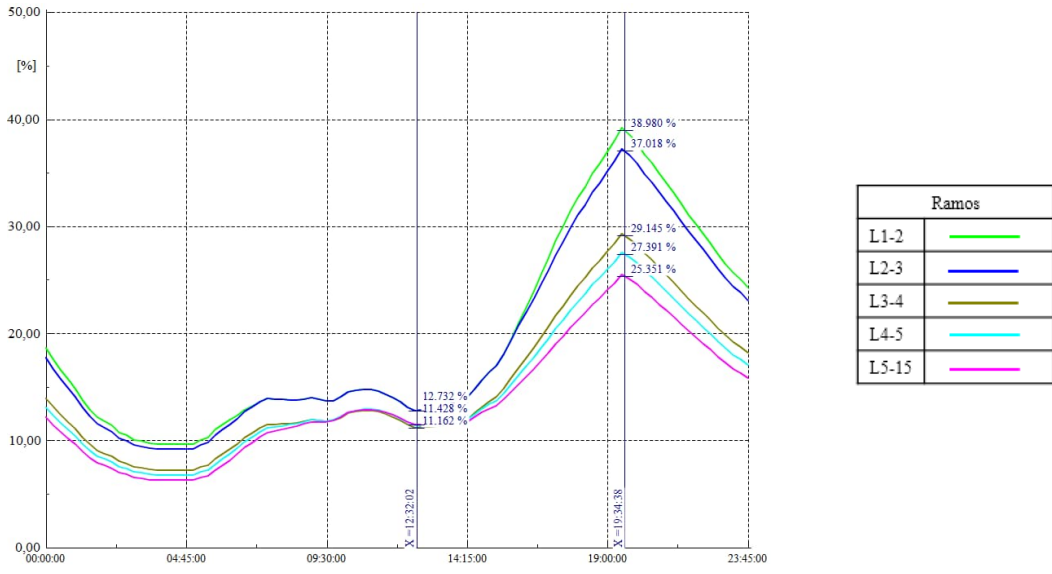


(b)

Fonte: Autoria própria.

Figura 5-8 - Carregamento para o perfil de carga 1 com: (a) GFV4, (b) GFV5, (c) GFV6 e (d) GFV7

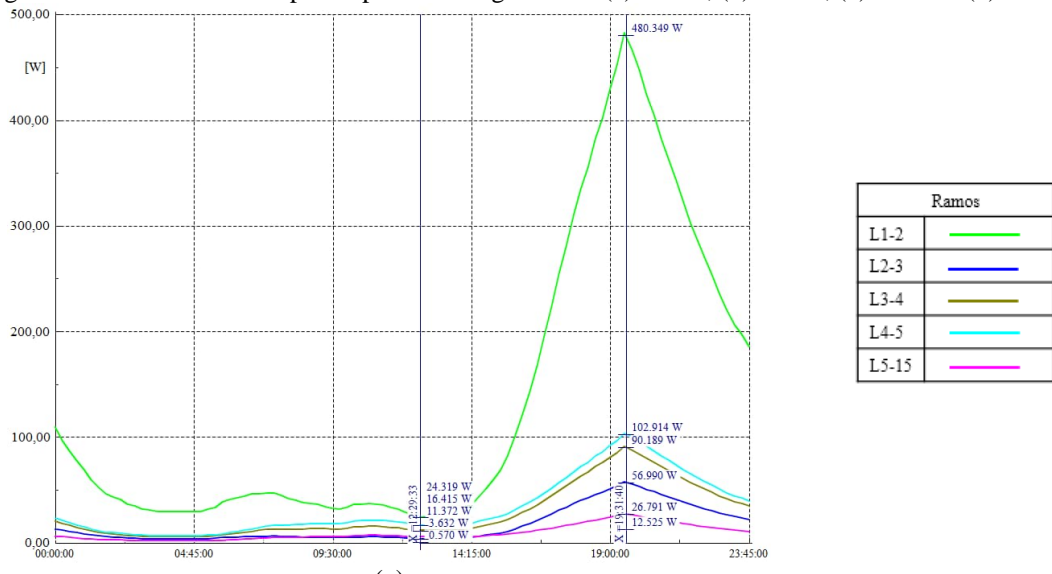




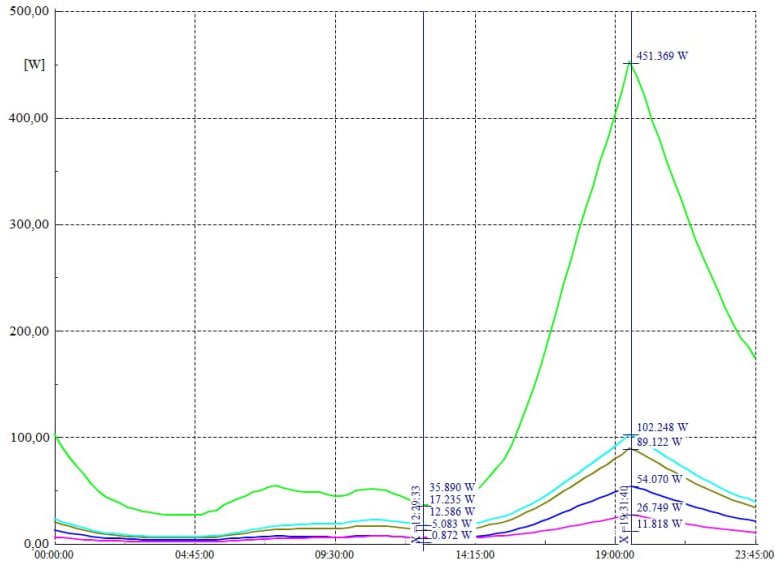
(d)

Fonte: PowerFactory 2018.

Figura 5-9 - Perdas elétricas para o perfil de carga 1 com: (a) GFV4, (b) GFV5, (c) GFV6 e (d) GFV7

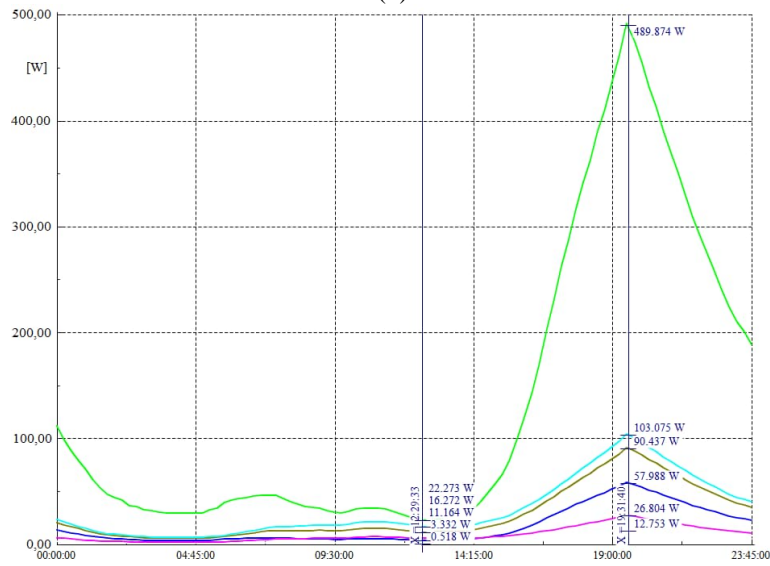


(a)



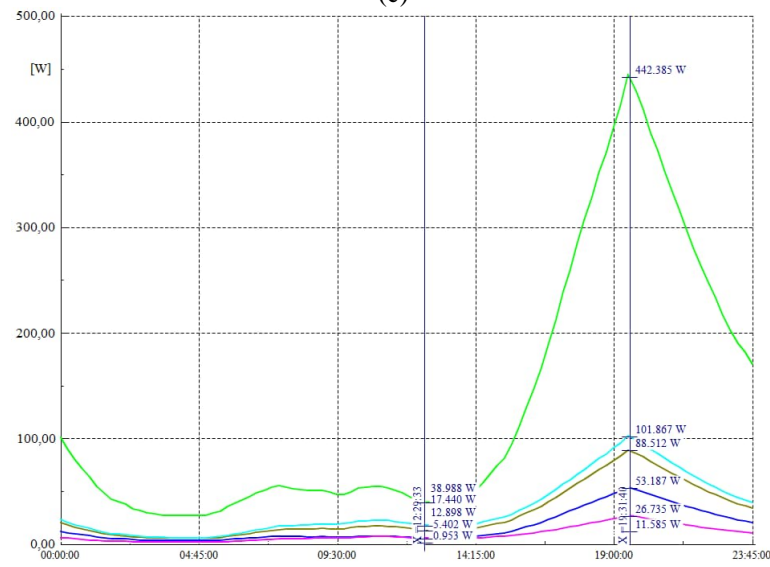
(b)

Ramos	
L1-2	—
L2-3	—
L3-4	—
L4-5	—
L5-15	—



(c)

Ramos	
L1-2	—
L2-3	—
L3-4	—
L4-5	—
L5-15	—

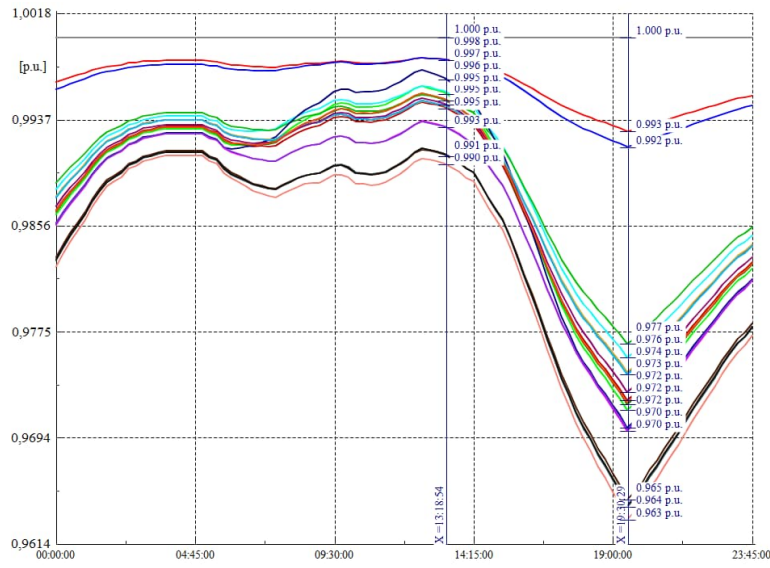


(d)

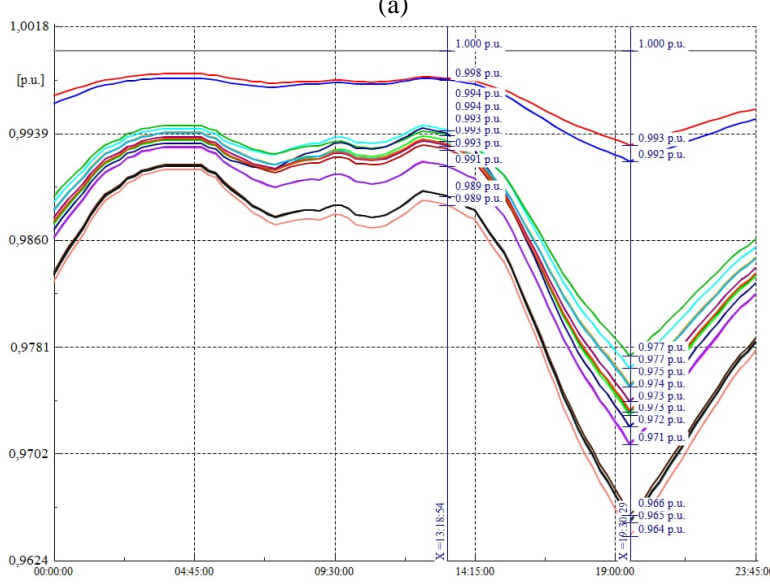
Ramos	
L1-2	—
L2-3	—
L3-4	—
L4-5	—
L5-15	—

Fonte: PowerFactory 2018.

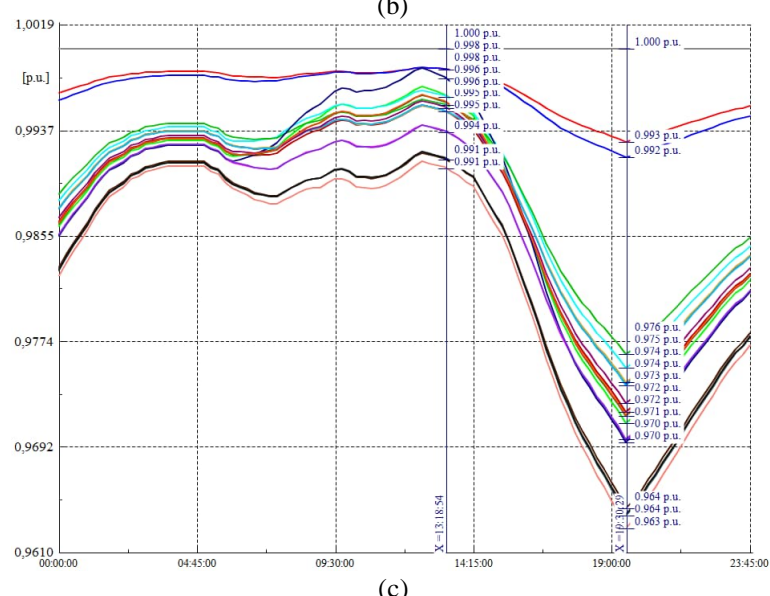
Figura 5-10 - Módulo da tensão (fase b) para o perfil de carga 1 com: (a) GFV4, (b) GFV5, (c) GFV6 e (d) GFV7



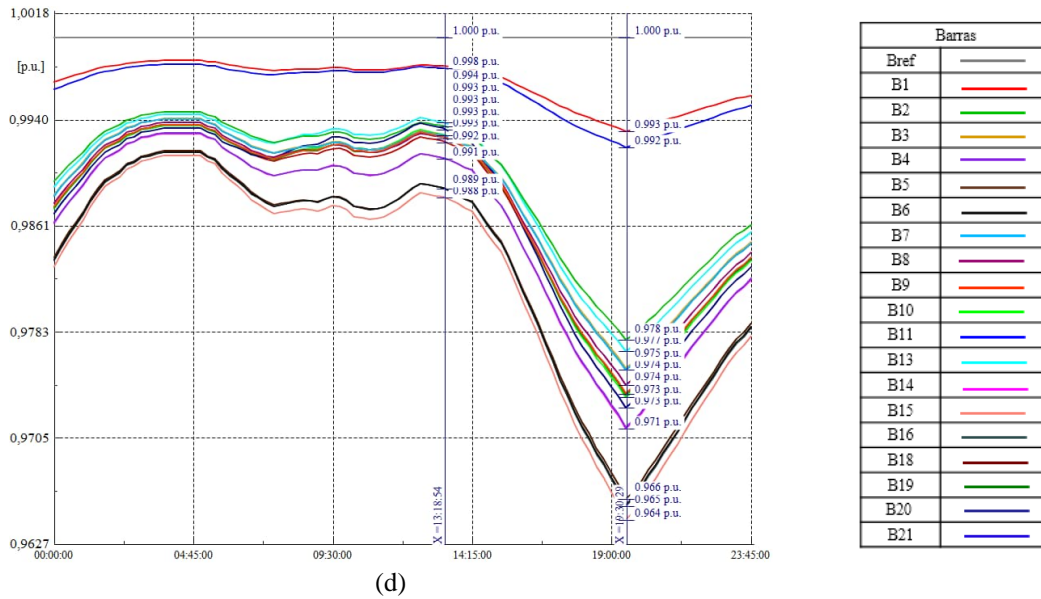
Barras	
Bref	—
B1	—
B2	—
B3	—
B4	—
B5	—
B6	—
B7	—
B8	—
B9	—
B10	—
B11	—
B13	—
B14	—
B15	—
B16	—
B18	—
B19	—
B20	—
B21	—



Barras	
Bref	—
B1	—
B2	—
B3	—
B4	—
B5	—
B6	—
B7	—
B8	—
B9	—
B10	—
B11	—
B13	—
B14	—
B15	—
B16	—
B18	—
B19	—
B20	—
B21	—



Barras	
Bref	—
B1	—
B2	—
B3	—
B4	—
B5	—
B6	—
B7	—
B8	—
B9	—
B10	—
B11	—
B13	—
B14	—
B15	—
B16	—
B18	—
B19	—
B20	—
B21	—

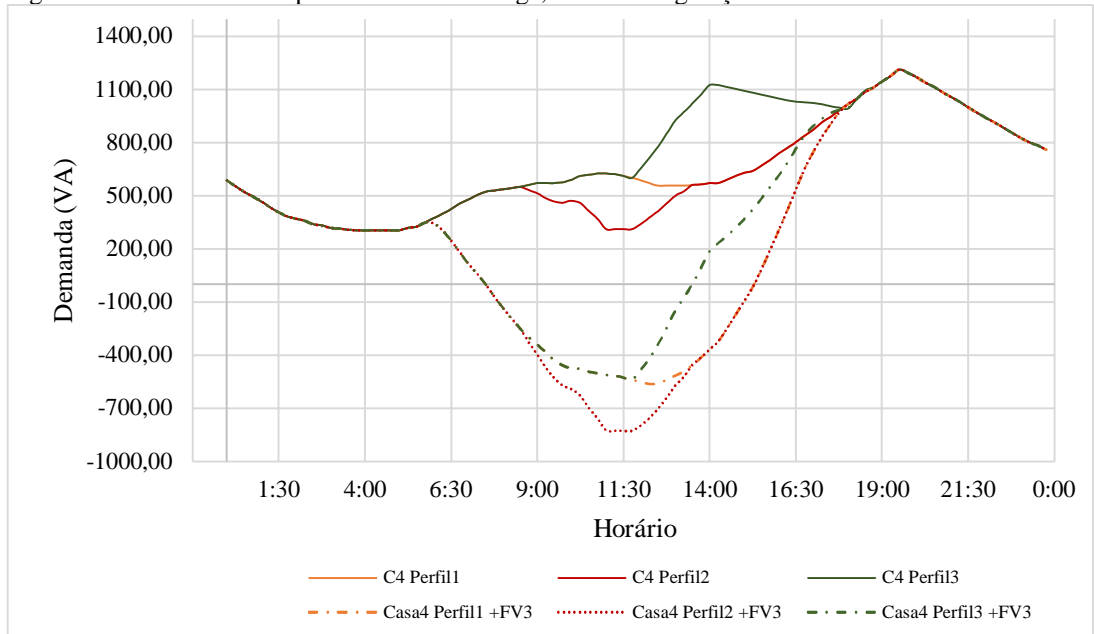


Fonte: *PowerFactory* 2018.

As simulações considerando os efeitos de sombreamento próximo não apresentaram diferença deste último caso analisado. Isto porque em todas as residências havia maneiras de se instalarem os módulos fotovoltaicos de forma que eles não fossem sombreados em nenhum momento do dia. Este fato reitera a afirmação de que é um problema complexo modelar a incerteza de sombreamento próximo, tão diretamente relacionada com o projeto da instalação fotovoltaica.

O último caso de análise do Cenário 1 é aquele em que se aplica a GFV1 (segunda maior geração de energia fotovoltaica observada) e a GFV7 (menor geração) aos outros dois modelos de carga propostos. A dicotomia carga/geração, resultante da dedução de GFV1 de C4, para o perfil 1, perfil 2 e perfil 3 de carga é observado na Figura 5-11. Pode-se concluir que, se o cenário Hipotético 2 vier a se consolidar, as rampas de subidas serão bem acentuadas. Em relação ao perfil de carga da Hipótese 1, em que ocorre demanda similar à demanda de ponta no meio da tarde, observa-se uma rampa menos acentuada.

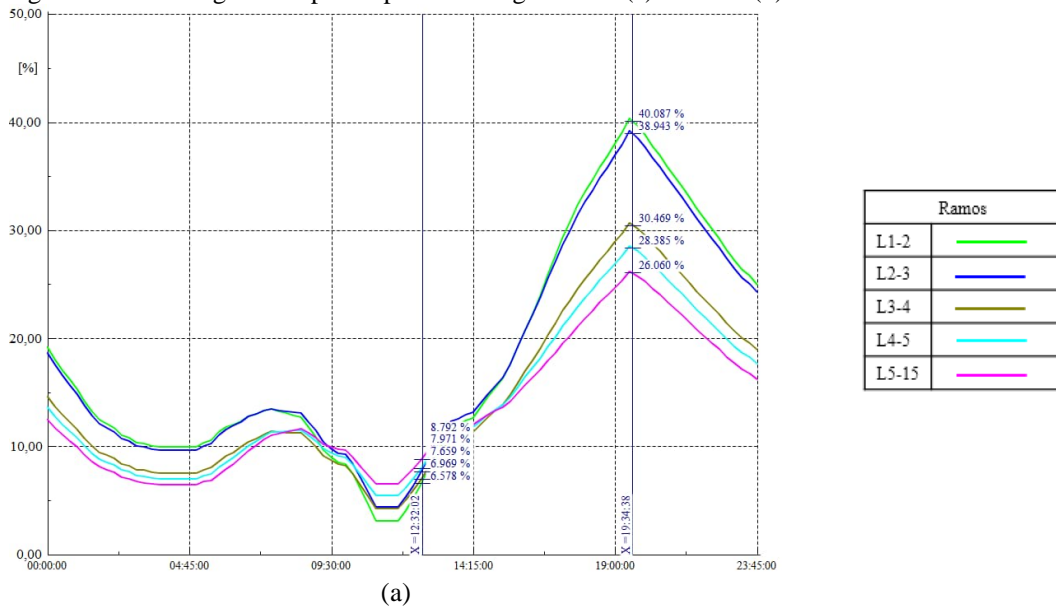
Figura 5-11 - Demanda de potência ativa da carga, com e sem geração fotovoltaica

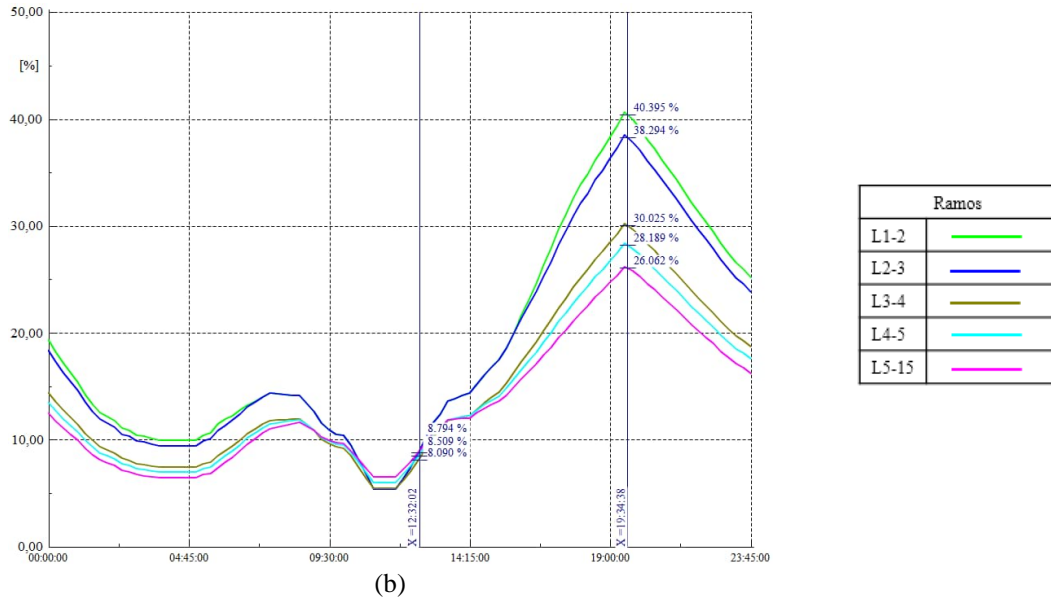


Fonte: Autoria própria.

Os resultados de fluxo de potência para o perfil de carga 2 com GFV1 e GFV7 são apresentados nas Figura 5-12 a Figura 5-14.

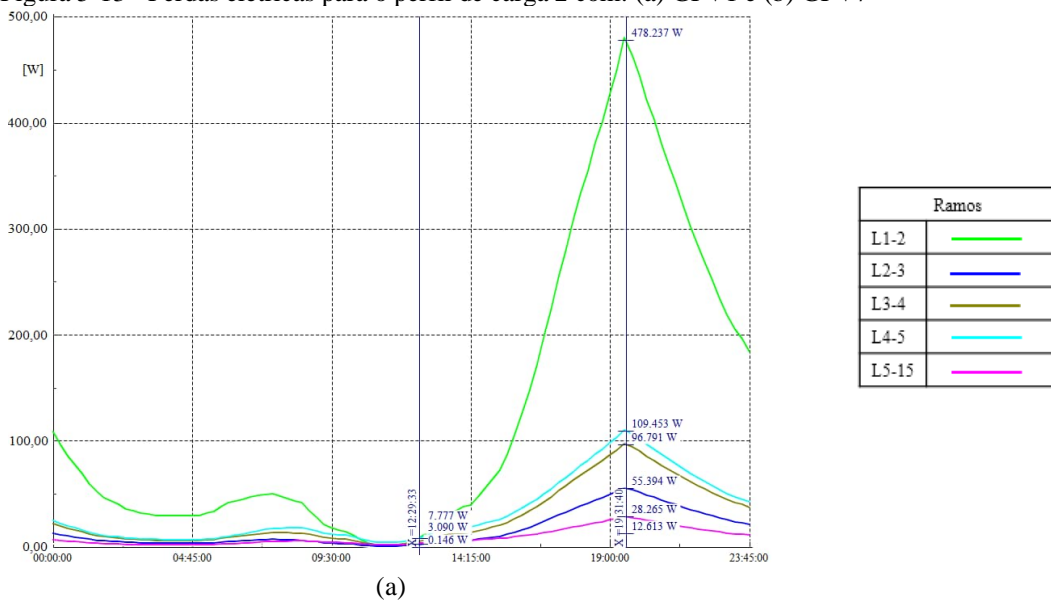
Figura 5-12 - Carregamento para o perfil de carga 2 com: (a) GFV1 e (b) GFV7

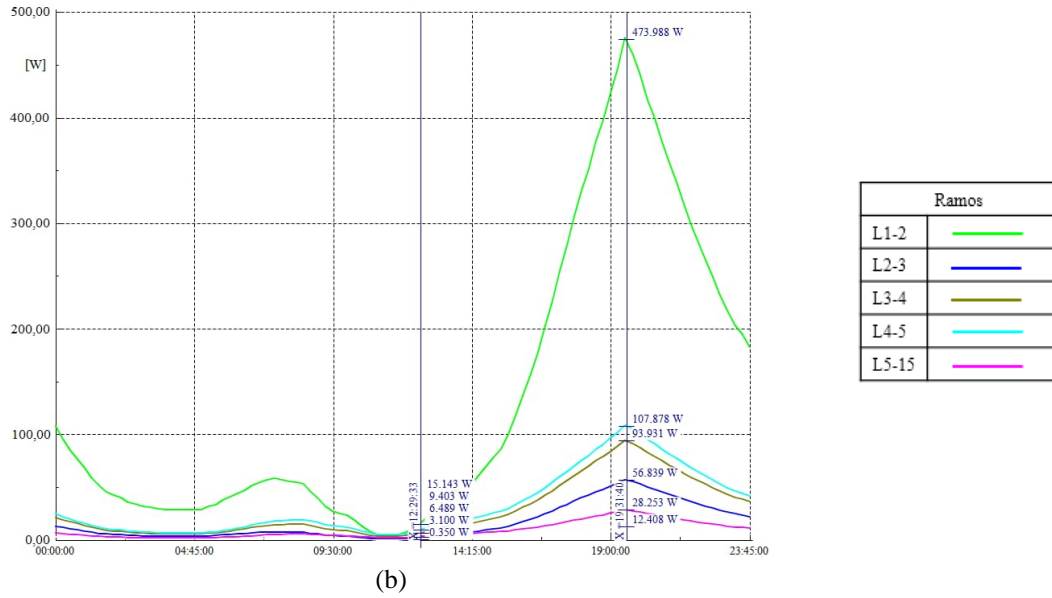




Fonte: PowerFactory 2018.

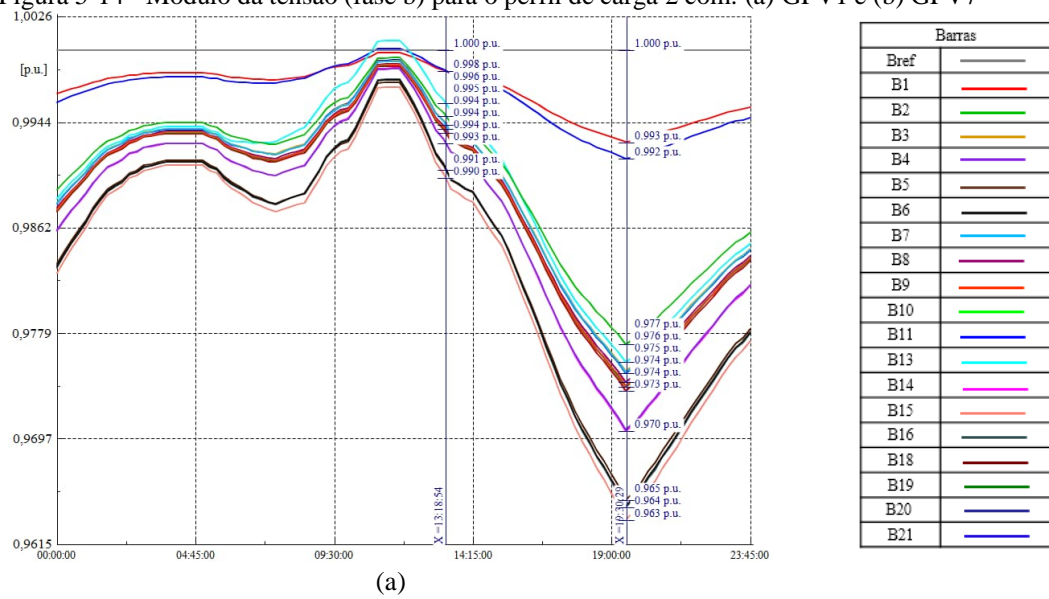
Figura 5-13 - Perdas elétricas para o perfil de carga 2 com: (a) GFV1 e (b) GFV7

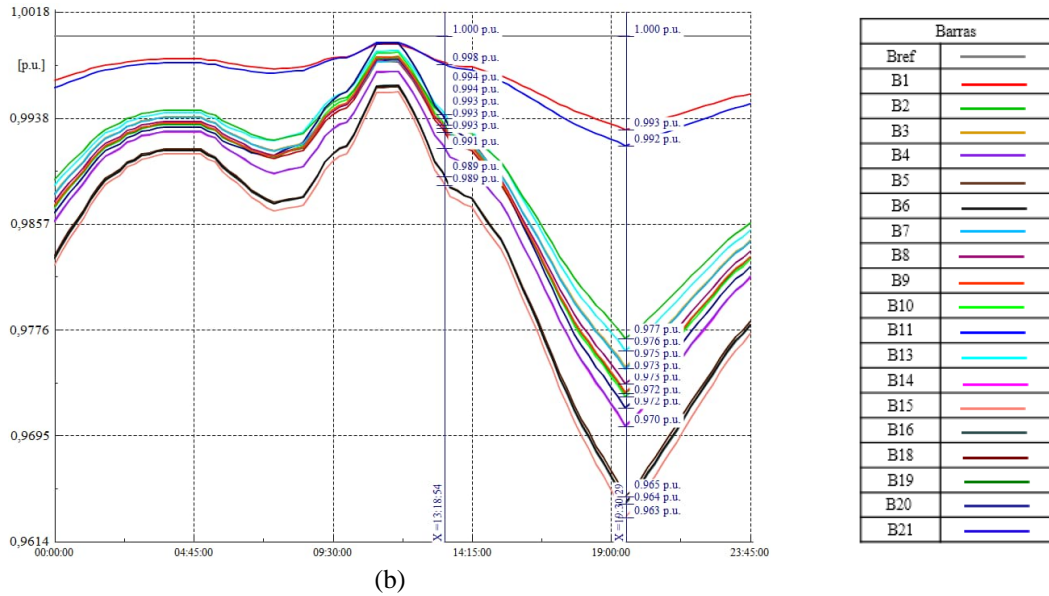




Fonte: PowerFactory 2018.

Figura 5-14 - Módulo da tensão (fase b) para o perfil de carga 2 com: (a) GFV1 e (b) GFV7

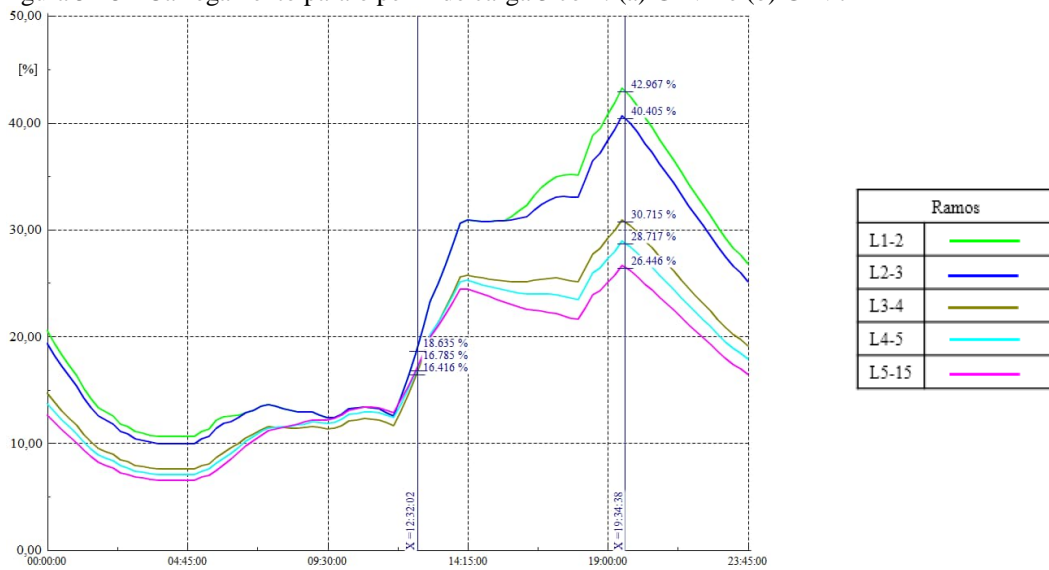


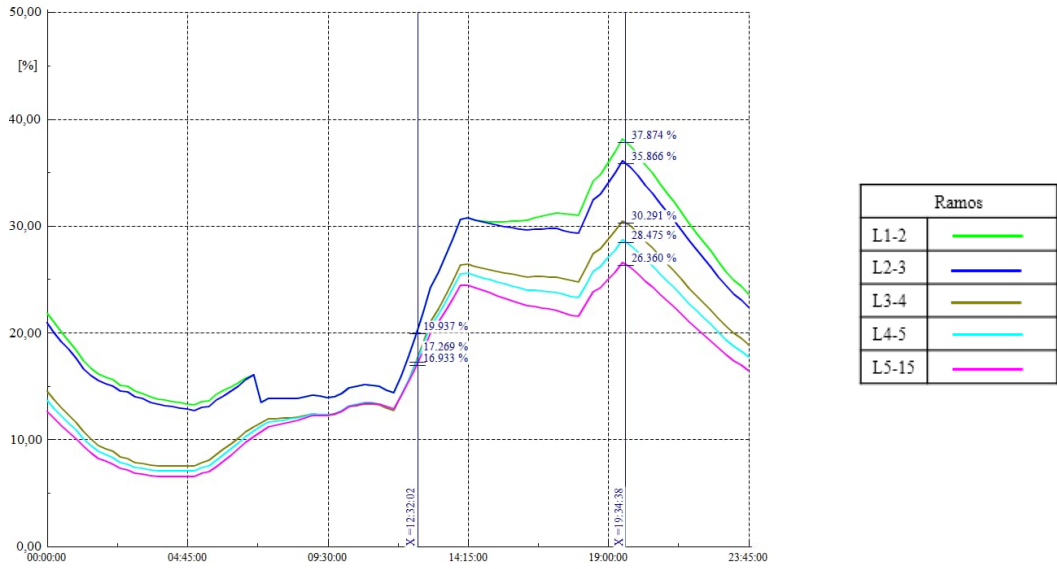


Fonte: PowerFactory 2018.

De forma análoga, são apresentados os resultados de fluxo de potência para o perfil de carga 3 com GFV1 e GFV7 nas Figura 5-15 e Figura 5-17.

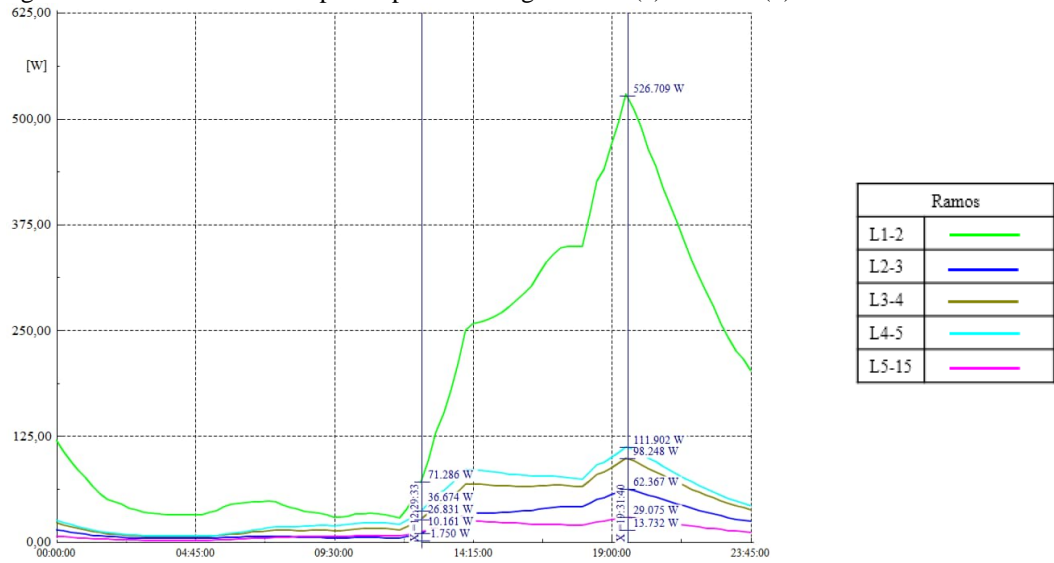
Figura 5-15 - Carregamento para o perfil de carga 3 com: (a) GFV1 e (b) GFV7

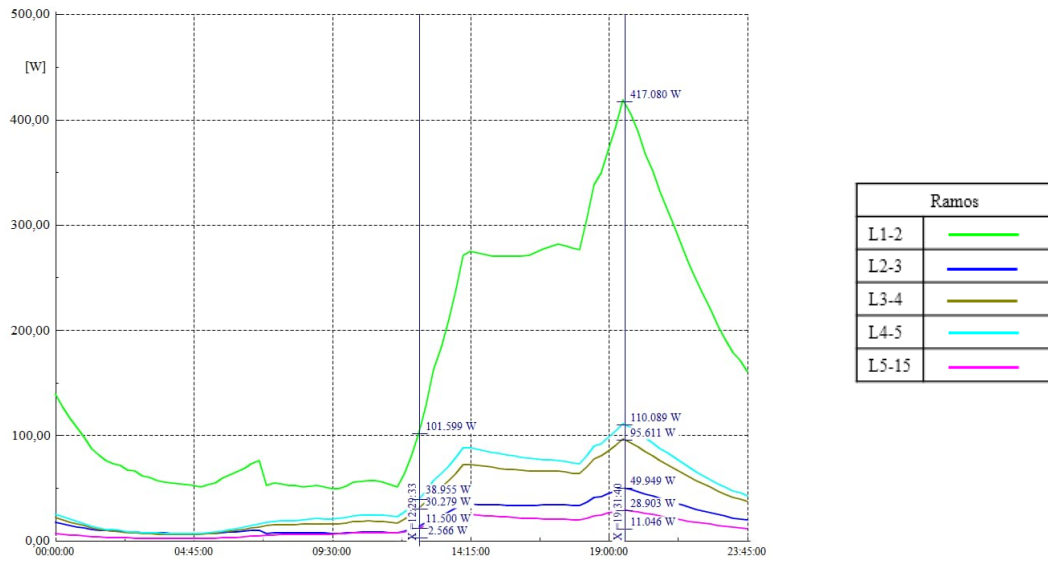




Fonte: PowerFactory 2018.

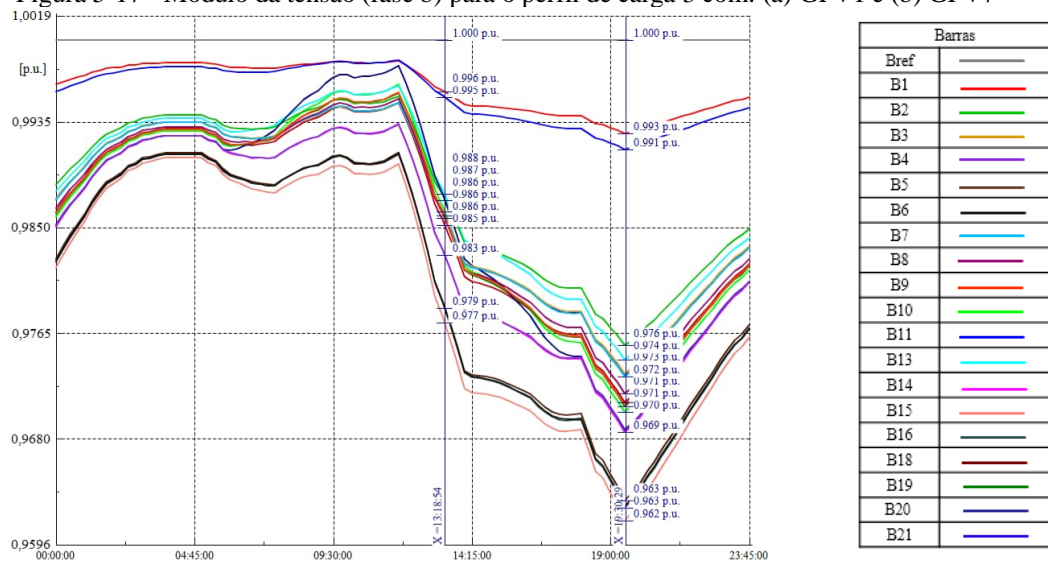
Figura 5-16 - Perdas elétricas para o perfil de carga 3 com: (a) GFV1 e (b) GFV7

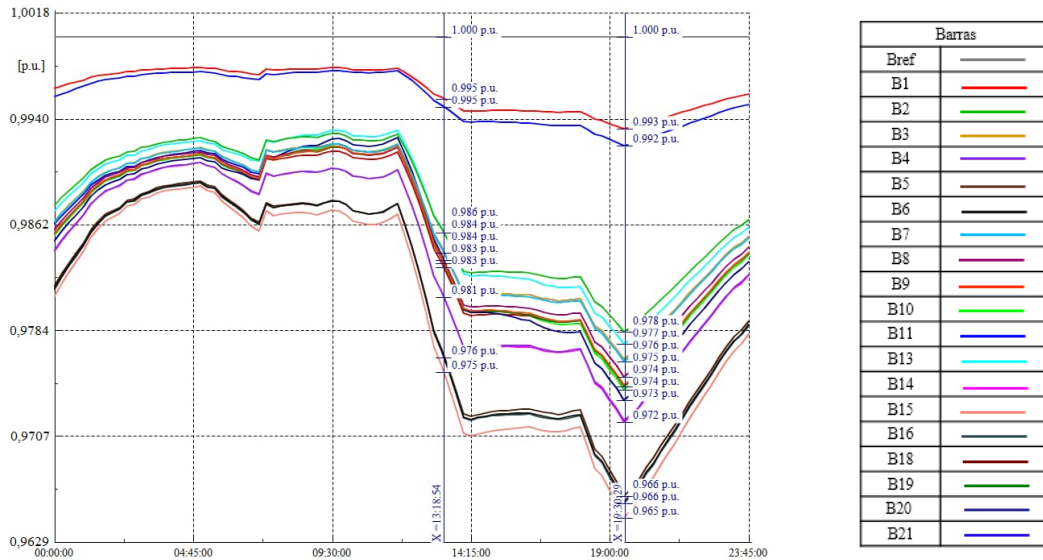




Fonte: PowerFactory 2018.

Figura 5-17 - Módulo da tensão (fase b) para o perfil de carga 3 com: (a) GFV1 e (b) GFV7





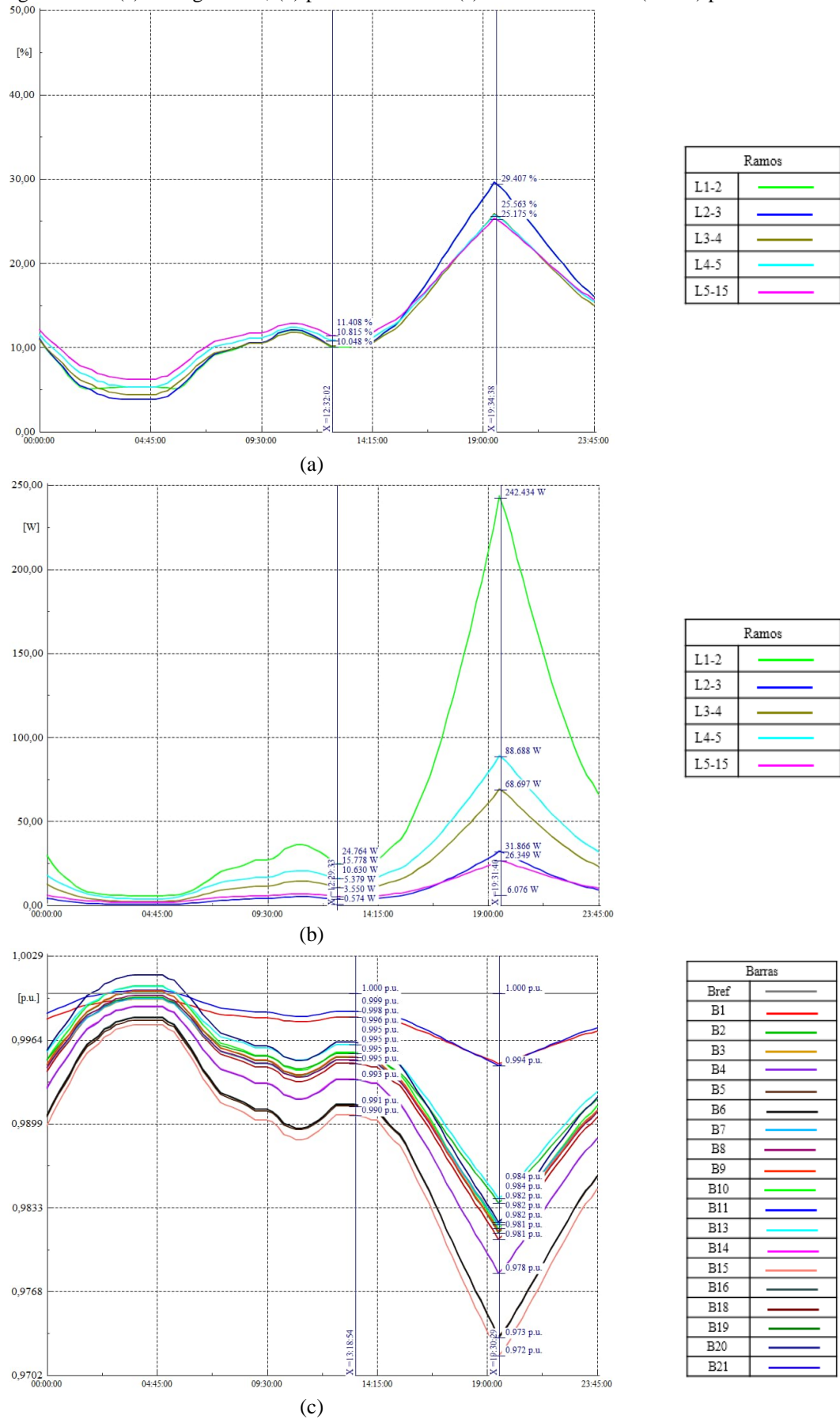
Fonte: PowerFactory 2018.

5.2.2.2 Cenário 2

Este é o cenário no qual se observaram menores valores de perdas e carregamento dentre todos os cenários simulados, pois considera que o valor nominal de potência ativa do sistema fotovoltaico é inserido durante toda a simulação. A Figura 5-18 exibe o resultado para o carregamento, as perdas elétricas e o módulo de tensão para este cenário.

A configuração aplicada é indicada somente em horário próximo ao meio dia, quando, na maior parte dos casos, verifica-se o pico de irradiância. No entanto, mesmo para este horário é provável que ocorra superestimação da potência gerada. Analisando o módulo de tensão, Figura 5-18(c), observa-se que para o período da manhã, onde há pouca demanda, este varia consideravelmente, implicando uma dinâmica mais rápida no comportamento da tensão, uma vez que quando a demanda da carga aumenta a tensão diminui rapidamente. A modelagem deste cenário é a mais simples.

Figura 5-18 - (a) Carregamento, (b) perdas elétricas e (c) módulo da tensão (fase b) para o Cenário 2



Fonte: PowerFactory 2018.

5.2.2.3 Cenário 3 e Cenário 4

A modelagem utilizada nestes cenários faz uso dos métodos mais robustos disponibilizado pelo *PowerFactory*. Neste método o recurso solar é calculado via modelos de equações consolidados na literatura técnica especializada.

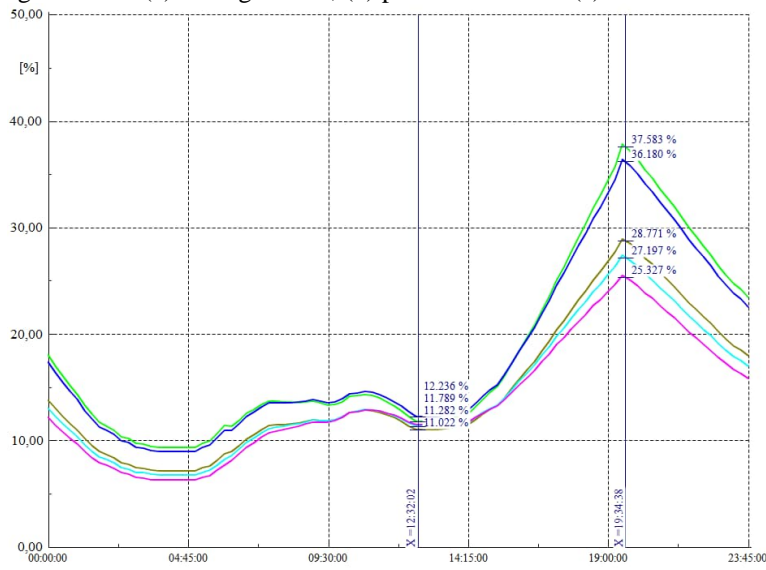
Esta configuração do cenário 3 tenta simular o caso no qual o usuário sabe que existe a possibilidade de se modelar a geração fotovoltaica de forma mais detalhada, porém não tem conhecimento suficiente para alterar os parâmetros predefinidos.

Os resultados do fluxo são registrados na Figura 5-19. Os valores aqui apresentados se aproximam do caso no qual se utilizou o perfil de carga 1 e a GFV7. Este modelo do cenário 1 considerou todas as incertezas em seu limite superior máximo e ainda o efeito de sombreamento do horizonte, o que sugere que o método de cálculo implementado no *Solar Calculation* se mostra conservador.

A diferença entre os cenários 3 e 4 é que, no cenário 4 os valores padrão foram alterados para tentar considerar as especificidades da rede sob análise. O valor de eficiência do inversor foi extraído do *PVSyst*, sendo de 0,921, ao invés do valor padrão 0,95. Como o valor pré-definido de orientação do módulo encontrava-se igual a 30°, este foi ajustado para 19° (para orientar o módulo para o norte geográfico). O albedo de 0,31 foi reajustado para 0,20 (valor considerado no modelo físico do INPE). O fator de céu limpo (K) foi alterado de 0,651 para 0,55 (valor este que fora estimado pelo *PVSyst*, utilizando dados climatológicos relativos à localidade da rede elétrica sob estudo). Foi tomado o cuidado de verificar se o perfil de irradiação obtido ao se alterar o fator K era relativo ao de céu limpo, suposição de todas as simulações de geração fotovoltaica neste trabalho.

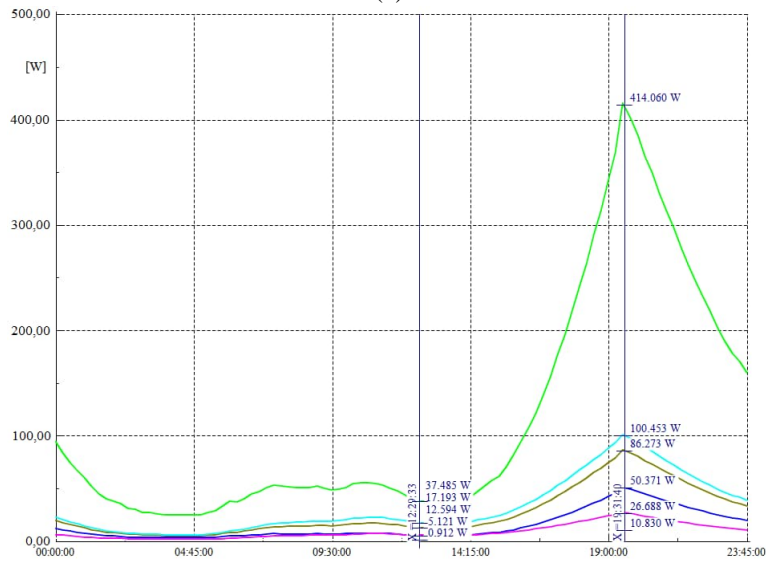
Os resultados provenientes do fluxo de potência para este caso são exibidos na Figura 5-20. Comparando o valor do carregamento e das perdas, observa-se para o horário próximo às 12hrs00min a diferença máxima percentual de aproximadamente 2% para o carregamento e de 5% para as perdas elétricas.

Figura 5-19 - (a) Carregamento, (b) perdas elétricas e (c) módulo da tensão (fase b) para o Cenário 3



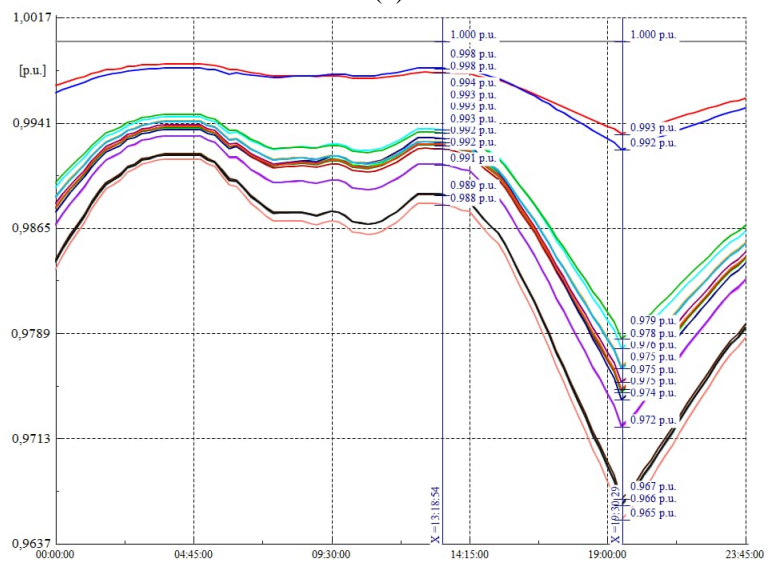
Ramos	
L1-2	
L2-3	
L3-4	
L4-5	
L5-15	

(a)



Ramos	
L1-2	
L2-3	
L3-4	
L4-5	
L5-15	

(b)

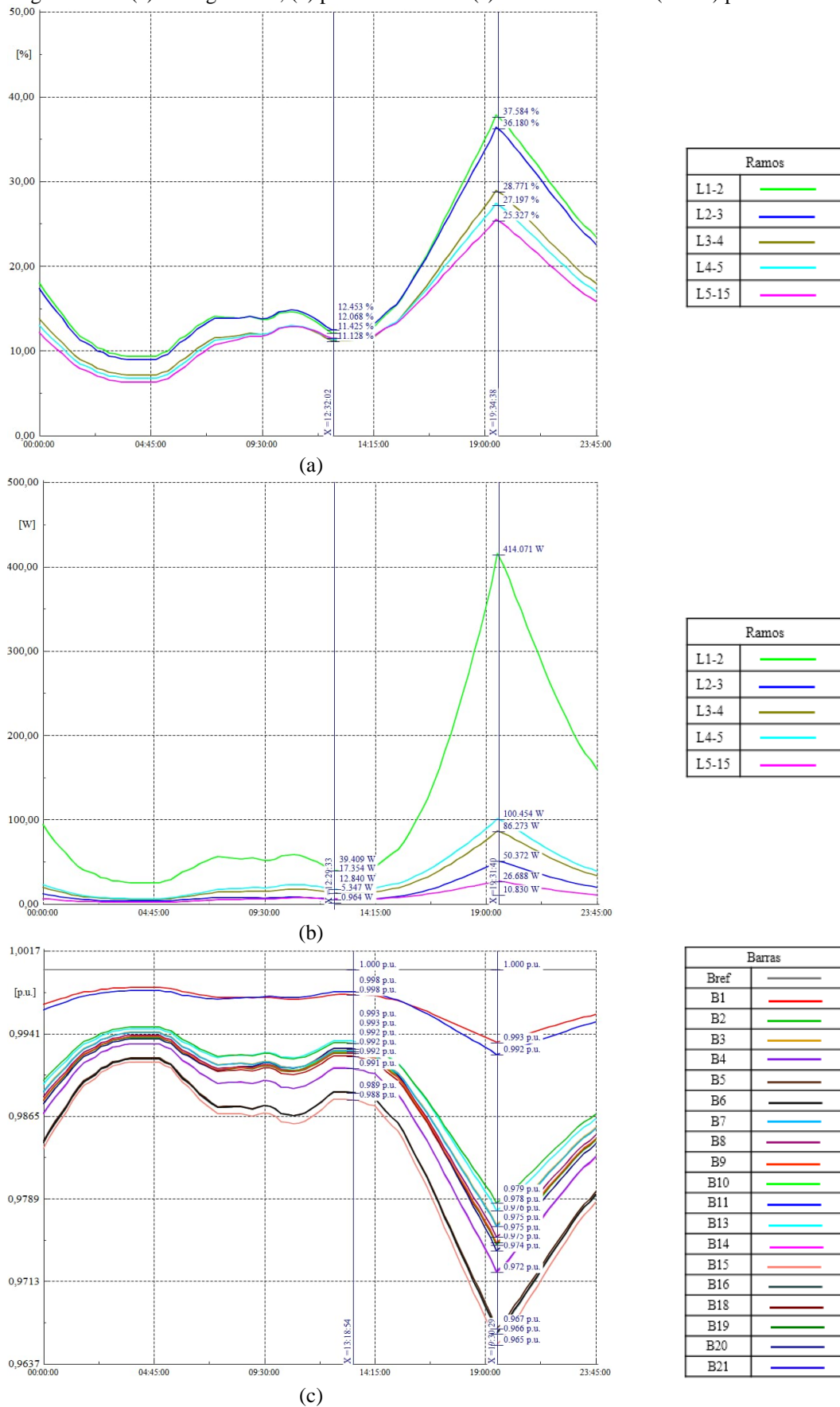


Barras	
Bref	
B1	
B2	
B3	
B4	
B5	
B6	
B7	
B8	
B9	
B10	
B11	
B13	
B14	
B15	
B16	
B18	
B19	
B20	
B21	

(c)

Fonte: PowerFactory 2018.

Figura 5-20 - (a) Carregamento, (b) perdas elétricas e (c) módulo da tensão (fase b) para o Cenário 4



Fonte: PowerFactory 2018.

5.2.3 Caso exemplo de síntese de resultados

Após a análise detalhada dos inúmeros estudos realizados na dissertação, neste item é apresentado um conjunto de resultados relativos a duas condições específicas de carga (pico de geração e pico de carga). Este exemplo possibilita uma visão sistêmica do impacto das diferentes modelagens do SFCR na determinação da potência por ele injetada e, conseqüentemente, nas grandezas tensão, carregamento e perdas elétricas.

Os valores de potência ativa injetada se referem ao consumidor C4. Na impossibilidade de se apresentar todos os resultados de tensão para as barras do sistema, assim como os carregamentos e perdas para todos os ramos, foi selecionada, de forma arbitrária, a tensão referente à fase B da barra B11, e o carregamento e as perdas ao ramo L1-2.

A Tabela 5.1 apresenta a síntese para todos os cenários (definidos na Tabela 4.8) e derivações, considerando o perfil de carga 1.

Tabela 5.1 – Síntese dos cenários abordados (Tabela 4.8) e derivações considerando a tensão referente à fase B da barra B11, e o carregamento e as perdas ao ramo L1-2.

Cenário I (Perfil de carga 1)						
Modelagem SFCR	Descrição	Potência Injetada	Tensão (p.u.)	Perdas (W)	Carregamento (%)	
GFV1	Uso do banco de dados de recurso solar com os maiores valores de média	Potência Ativa (W) Pico de Geração	1153	1,005	10,712	10,832
		Potência Ativa (W) Pico de Carga	0	0,964	103,659	27,656
GFV2	Uso do banco de dados de recurso solar referente à média dos dados dos bancos utilizados no trabalho	Potência Ativa (W) Pico de Geração	1145	1,004	10,699	10,812
		Potência Ativa (W) Pico de Carga	0	0,965	103,921	27,688
GFV3	Uso do banco de dados de recurso solar com os menores valores de média	Potência Ativa (W) Pico de Geração	1133	1,003	15,795	10,676
		Potência Ativa (W) Pico de Carga	0	0,965	103,911	27,694
GFV4	GFV1 Com a aplicação dos limites inferiores das	Potência Ativa (W) Pico de Geração	1056	0,997	16,415	10,993

	incertezas fotovoltaicas	Potência Ativa (W)	0	0,970	102,914	27,562
GFV5	GFV1 Com a aplicação dos limites superiores das incertezas fotovoltaicas	Pico de Carga Potência Ativa (W)	1001	0,994	17,235	11,039
		Pico de Geração Potência Ativa (W)	0	0,972	102,248	27,538
GFV6	GFV4 com a consideração do sombreamento no horizonte	Pico de Carga Potência Ativa (W)	818	0,998	16,272	11,302
		Pico de Geração Potência Ativa (W)	0	0,970	103,075	27,443
GFV7	GFV5 com a consideração do sombreamento no horizonte	Pico de Carga Potência Ativa (W)	769	0,993	17,440	11,428
		Pico de Geração Potência Ativa (W)	0	0,973	101,867	27,391
Cenário II (Perfil de carga 1)						
Nominal	--	Potência Ativa (W)	1200	0,995	15,778	10,815
		Pico de Geração Potência Ativa (W)	0	0,982	88,668	25,563
Cenário III (Perfil de carga 1)						
<i>Solar Calculation</i>	--	Potência Ativa (W)	894	0,992	17,193	11,022
		Pico de Geração Potência Ativa (W)	0	0,974	100,453	27,197
Cenário IV (Perfil de carga 1)						
<i>Solar Calculation Adaptado</i>	--	Potência Ativa (W)	842	0,991	17,354	11,425
		Pico de Geração Potência Ativa (W)	0	0,974	100,454	27,197

A Tabela 5.2 e a Tabela 5.3 resumem os resultados para o Cenário 1, respectivamente para o perfil de carga 2 e para perfil de carga 3. A barra e o ramo selecionados para a apresentação dos dados são os mesmos daqueles adotados na Tabela 1.

Tabela 5.2 – Síntese dos resultados cenários para o Cenário 2 considerando o perfil de carga 2, considerando a tensão referente à fase B da barra B11, e o carregamento e as perdas ao ramo L1-2.

Cenário I (Perfil de carga 2)						
Modelagem SFCR	Descrição	Potência Injetada	Tensão (V)	Perdas (W)	Carregamento (%)	
GFV1	Uso do banco de dados de recurso solar com os maiores valores de média	Potência Ativa (W)	1153	0,999	3,090	7,971
		Pico de Geração				
GFV7	GFV5 com a consideração do sombreamento no horizonte	Potência Ativa (W)	0	0,973	109,453	28,385
		Pico de Carga				
		Potência Ativa (W)	769	0,999	9,403	8,509
		Pico de Geração				
		Potência Ativa (W)	0	0,973	107,878	28,189
		Pico de Carga				

Tabela 5.3 – Síntese dos resultados cenários para o Cenário 2 considerando o perfil de carga 3, considerando a tensão referente à fase B da barra B11, e o carregamento e as perdas ao ramo L1-2.

Cenário I (Perfil de carga 3)						
Modelagem SFCR	Descrição	Potência Injetada	Tensão (V)	Perdas (W)	Carregamento (%)	
GFV1	Uso do banco de dados de recurso solar com os maiores valores de média	Potência Ativa (W)	1153	0,997	36,674	16,785
		Pico de Geração				
GFV7	GFV5 com a consideração do sombreamento no horizonte	Potência Ativa (W)	0	0,969	111,902	28,717
		Pico de Carga				
		Potência Ativa (W)	769	0,993	38,955	17,269
		Pico de Geração				
		Potência Ativa (W)	0	0,973	110,089	28,475
		Pico de Carga				

Ao se analisar a síntese de resultados apresentados nas Tabelas 5.1, 5.2 e 5.3 evidencia-se, uma vez mais, a importância da modelagem do SFCR nos estudos de planejamento. Observa-se que os resultados apresentados não têm como objetivo definir qual a melhor modelagem de um SFCR. Tal decisão envolve passos adicionais que permitam afirmar sobre aquela mais adequada. Uma proposta nesta direção seria submetê-las a estudos comparativos nos quais se contrapõem os resultados simulados àqueles obtidos por meio de medições.

5.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A comparação entre os resultados obtidos, em cada um dos cenários estudados, evidenciou o impacto da escolha da modelagem da MFD na obtenção do estado da rede. Fatores como recurso solar, valores das incertezas da geração fotovoltaica e a dicotomia carga/geração mostraram-se relevantes e impactaram os resultados das grandezas avaliadas nas simulações

Diferenças significativas foram detectadas. Entre o Cenário 1 e o Cenário 2, por exemplo, para o horário de meio dia, observa-se diferença da ordem de 14% para valores de carregamento.

A preocupação com o formato da *Duck Curve* se justifica, uma vez que alterações expressivas no comportamento do sistema elétrico ocorrem em função da dicotomia carga/geração. As rampas pronunciadas, decorrentes da dinâmica imposta pela geração fotovoltaica, requerem maior agilidade de resposta do SEP, nos aspectos energéticos (capacidade de manter o equilíbrio entre carga e geração) e elétricos (manutenção das grandezas elétricas dentro das faixas operativas).

Nota-se que, embora a rede elétrica utilizada seja pequena e possua baixa potência injetada pelos SFCR, foi possível perceber a variação da potência injetada, conforme modelagem selecionada, e o impacto nas grandezas elétricas escolhidas para o escopo deste trabalho.

Do exposto, percebe-se a importância da elaboração criteriosa dos estudos de planejamento. Neste sentido, o próximo capítulo propõe uma sugestão de procedimento de apoio aos planejadores para auxiliar a simulação de cenários de redes de BT, em especial aquelas com alta penetração de MFD.

CAPÍTULO 6

PROPOSTA DE PROCEDIMENTO PARA O ESTUDO DE PLANEJAMENTO CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE MFD NAS REDES DE BAIXA TENSÃO

6.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo apresenta um guia de apoio às equipes de planejamento, por meio de um procedimento básico aplicado nos estudos realizados com base na solução de programas de fluxo de potência, nos quais é necessária a modelagem de sistemas fotovoltaicos.

A proposta indica instruções de suporte ao uso dos programas de fluxo, orientando o usuário a uma modelagem consistente dos sistemas fotovoltaicos. Julga-se que, com um entendimento maior sobre as equações e modelos que descrevem o funcionamento de um sistema fotovoltaico, é possível que o planejador crie seu próprio modelo e o utilize nos programas de fluxo.

O procedimento se divide em três etapas: Levantamento de Dados; Incertezas Fotovoltaicas; Dicotomia Carga e Geração.

6.2 1ª ETAPA: LEVANTAMENTO DE DADOS

Os tipos de dados a serem levantados dependem diretamente da metodologia aplicada à modelagem do SFCR. Contudo, existem dados referentes à instalação fotovoltaica que são essenciais, tais como: latitude e longitude do local da instalação e temperatura média mensal.

Duas possibilidades de obtenção destes dados se apresentam para ferramentas computacionais que possibilitam modelar os SFCR utilizando perfis de irradiância e para ferramentas que disponibilizam modelos numéricos.

Programas com possibilidade de inserir perfis de irradiância:

- Definir o perfil do céu (claro ou nublado) e estação do ano a ser estudada.
- Havendo perfis de irradiância horária disponíveis, oriundos de medição, estes devem ser utilizados.

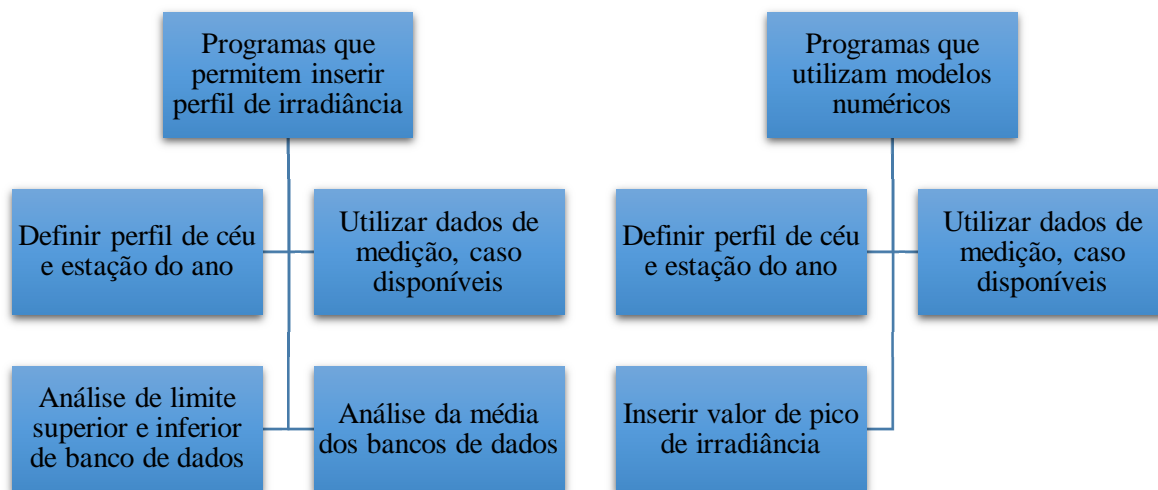
- Caso o perfil de irradiação horária seja sintetizado por meio de dados de irradiação média mensal, devem ser indicadas as bases de dados disponíveis. Nas situações em que há mais de uma base de dados disponível, adotar a metodologia apresentada no CAPÍTULO 4 que estabelece a estimação da energia oriunda de um SFCR tendo como parâmetro de entrada a base de dados com limite superior, com limite inferior e com as médias dos bancos de dados. Os dois estudos podem ser realizados de forma complementar.

Programas com disponibilidade de modelos numéricos:

- Escolher o modelo para a análise de perfil que se deseja utilizar.
- Identificar valores de pico da irradiação, geralmente para a componente global, para estações de inverno, verão, céu limpo e nublado.
- Inserir este valor para que o perfil horário estimado utilizando-se modelo numérico seja ponderado por informação proveniente da localidade

A Figura 6-1 ilustra os fluxogramas destas duas possibilidades.

Figura 6-1: Síntese da Etapa de Levantamento de Dados



Fonte: Autoria própria.

Vale comentar que, conforme indicado em INSERIR FONTE, para estudos de planejamento com horizonte superior a um ano, não se recomenda utilizar dados com intervalos maiores que 10 anos para se definir a variabilidade interanual. Isto se deve ao fato das condições climáticas apresentarem alta variabilidade.

6.3 2ª ETAPA: INCERTEZAS FOTOVOLTAICAS

Propõe-se analisar as incertezas fotovoltaicas de duas formas distintas. Em termos de valores, sugere-se utilizar os apresentados na Tabela 4.7. É indicado conferir a literatura para averiguar se estudos relativos às incertezas fotovoltaicas para a região de análise ou próxima a ela foram conduzidos, atualizando assim os valores da referida tabela. Os dois casos base corresponderiam a utilizar os valores das incertezas nos limites superior e inferior.

A utilização das incertezas pode ocorrer de diferentes maneiras. São elas:

Forma direta: O programa oferece campos próprios para inserir os valores de incerteza de forma direta.

Forma indireta: Utilizar este procedimento quando os programas oferecem número limitado de campos para inserção dos valores de incerteza. Nestes casos, sugere-se combinar as incertezas, utilizando a regra de combinação, e inserir o valor obtido no campo disponível. Este procedimento é indicado nos casos em que o fator de redução é aplicado como valor de incerteza fotovoltaica. Nesta situação, é certo que este valor irá multiplicar a potência gerada por um módulo fotovoltaico.

Forma forçada: Em ferramentas computacionais, nas quais não há campos de entrada para inserção de parâmetros de incerteza fotovoltaica, é possível inseri-las de duas formas. A primeira utilizando-se linguagem de programação, caso se tenha o domínio deste tipo de abordagem. Outra sugestão é a criação de um bloco de ganho que multiplica a saída de cada SFCCR do diagrama unifilar da rede sob análise. O ganho a ser aplicado no bloco é determinado pela Equação 6.1.

$$G = 1 - (IF_c) \quad 6.1$$

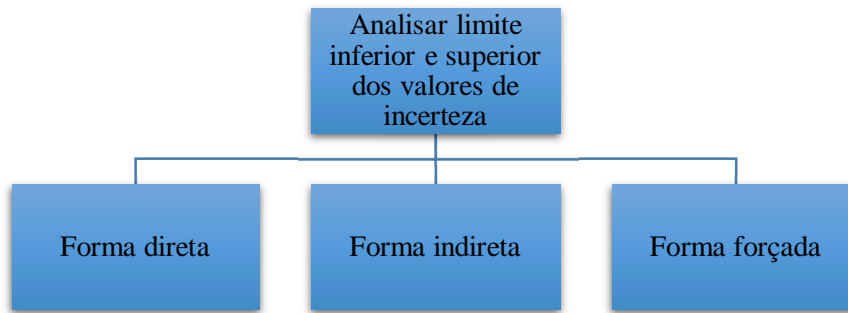
Onde:

G : Tensão de referência

IF_c : Incerteza fotovoltaica combinada

A Figura 6-2 apresenta o fluxograma desta etapa.

Figura 6-2: Síntese da Etapa de Inserção das Incertezas Fotovoltaicas



Fonte: Autoria própria.

6.4 3ª ETAPA: DICOTOMIA CARGA E GERAÇÃO

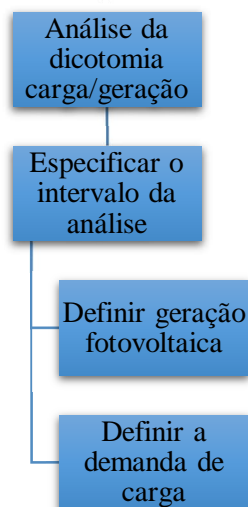
Para que os estudos da dicotomia carga/geração sejam realizados de forma apropriada, nas análises de fluxo de potência, a informação de potência demandada por uma carga deve conter o horário ou faixa de horário de ocorrência.

Por exemplo, ao se definir o valor de potência na condição de carga leve, média e pesada este deve ter especificado o horário de ocorrência, para ser avaliado se a geração fotovoltaica contribui ou prejudica com a condição de carga sob a qual o sistema elétrico opera, uma vez que a geração é referente à irradiância disponível em determinado horário.

A demanda atribuída às cargas pode ser definida com dados oriundos de medição ou modelos numéricos de previsão. O importante é garantir que os horários de demanda e geração estejam sincronizados.

A Figura 6-3 apresenta o fluxograma desta etapa.

Figura 6-3: Síntese da Etapa referente à Dicotomia Carga/Geração



Fonte: Autoria própria.

6.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Muito se discute sobre encontrar um número que indique a percentagem da penetração de MFD que comprometeria a rede elétrica. Calcular este percentual é um grande desafio devido às muitas variáveis envolvidas nesses estudos. Este variaria, inclusive, com a forma pela qual se escolhe modelar o SFCR. Contudo, questiona-se se tal definição seria, de fato, a meta a ser alcançada, no contexto de redes com inserção GFD. Uma análise de sensibilidade que permita investigar as variações que diferentes níveis de penetração causam na rede elétrica seria, talvez, o caminho mais realista.

Nesta direção, no que diz respeito aos estudos de planejamento, sugere-se às equipes que se conscientizem sobre a importância de uma análise de sensibilidade consistente que permita identificar uma faixa de variação da potência injetada pelas diferentes modelagens de um SFCR. As decisões poderiam ser tomadas observando-se, por exemplo, o efeito dos limites superior, mediano e inferior desta faixa. Tais estudos indicariam, também, como modelagens mais simplórias do SFCR não permitem análises aprofundadas sobre o impacto da variação da potência nas fases, decorrentes do desbalanceamento natural dos sistemas de distribuição BT.

Como apoio à tomada de decisão de planejamento, o procedimento apresentado neste capítulo, apesar de simples, visa facilitar a utilização dos programas de fluxo de potência pelos usuários que analisam as redes elétricas. Conforme pode-se verificar, a utilização do simulador depende de conhecimentos mínimos acerca dos conceitos relativos à geração fotovoltaica.

Adicionalmente, um maior entendimento sobre as diversas modelagens permite uma visão global mais apropriada do sistema. Esse entendimento torna-se uma ferramenta poderosa frente à possível falta de dados de medições, principalmente, nos sistemas de distribuição.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

Neste sentido, os desenvolvimentos realizados nesta dissertação deixam claro que a forma pela qual se modela a geração fotovoltaica impacta substancialmente os valores das grandezas elétricas calculadas para a rede.

O SEP deve estar preparado para cumprir seu objetivo de suprir a demanda atendendo às diversas restrições a ele impostas. As atividades de planejamento visam garantir esta condição.

O conhecimento sobre a previsão do comportamento da carga constitui o passo inicial para a elaboração dos planos. A inserção da MFD nas redes de BT impõe que o perfil de geração das UCG passe também a ser previsto. Esta nova característica leva à necessidade de atualização dos procedimentos tradicionalmente adotados no setor elétrico brasileiro.

Esta atualização requer conhecimentos multidisciplinares envolvendo especificidades da engenharia fotovoltaica e da engenharia de sistemas elétricos de potência. A integração dessas duas áreas foi viabilizada neste trabalho por meio da definição das visões global e unitária. Como resultado da pesquisa, foi proposto um procedimento visando auxiliar as análises neste novo contexto.

Acredita-se que o objetivo principal desta dissertação tenha sido alcançado, uma vez que ficou evidenciado o impacto das diferentes modelagens da MFD nas análises realizadas utilizando-se a ferramenta fluxo de potência.

Além desta contribuição, pretende-se que o texto do trabalho possa servir como um documento de apoio àqueles que se iniciam no tema, uma vez que o material contempla de forma organizada os conceitos necessários para os estudos na área.

Como proposta para trabalhos futuros, sugere-se que a metodologia de análise de sensibilidade deixe de ser executada manualmente e passe a ser automática, a partir da criação de um *software* de apoio. Desta forma, as simulações ficariam facilitadas, possibilitando a realização de um maior espectro de análises.

Outra sugestão é que os valores de incertezas sejam periodicamente revisados e atualizados. Alguns valores de incerteza da geração fotovoltaica se referem a valores obtidos em trabalhos de grupos internacionais. É comum que estas pesquisas não considerem em suas metodologias fenômenos observados em países intertropicais como o Brasil. Por exemplo, a

incerteza relativa à sujidade observada em pesquisas de grupos europeus é de 2% a 3%, enquanto no Brasil, dependendo da região e época do ano este valor pode chegar a 8%. À medida que grupos de pesquisa nacionais publiquem estudos sobre estas incertezas, é mais indicado que estes valores sejam atualizados, pois espera-se que eles levem em conta a especificidades relacionadas às variáveis climáticas brasileiras.

Como continuidade deste trabalho, citam-se duas pesquisas já iniciadas pela equipe do LRC, relacionadas aos temas Políticas Públicas Direcionadas à Geração Fotovoltaica e Equivalentes de Redes de BT com inserção de MFD. Observa-se que os resultados desta dissertação, publicados parcialmente em MOREIRA, VALE e MONTEIRO (2018) estão sendo utilizados como base para o desenvolvimento destas pesquisas.

REFERÊNCIAS

- Solargis. (2018). *Solar resource map*. Acesso em 02 de 05 de 2018, disponível em <https://solargis.com>
- ABSOLAR. (2017). *Energia Solar Fotovoltaica: Panorama, Oportunidades e Desafios*. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica , Brasília.
- ABSOLAR. (2017). *Energia Solar Fotovoltaica: Panorama, Oportunidades e Desafios*. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica , Brasília.
- Aguiar, R. J., Collares-Pereira, M., & Conde, J. P. (1988). Simple Procedure for the Generation of Sequences of Daily Radiation Values Using Markov Transition Matrices. *Solar Energy*, 40(3), 269-279.
- Aguiar, R., & Collares-Pereira, M. (1992). TAG: A Time-dependent, Autoregressive, Gaussian Model for Generating Synthetic Hourly Radiation. *Solar Energy*, 49(3), 167-174.
- Amaral, M. B. (2004). *Modelagem Estática de Carga por Meio de Medição Direta: Proposição de uma Metodologia Sistematizada, seus Impactos e Benefícios*. Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora.
- ANEEL. (2012). *resolução Normativa n° 482*. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília
- ANEEL. (2015). *Resolução Normativa n° 687*. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília.
- ANEEL. (2016). *Cadernos Temáticos ANEEL - Micro e Minigeração Distribuída - Sistema de Compensação de Energia Elétrica* . Agência Nacional de Energia Elétrica , Brasília.
- ANEEL. (2016). *Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica*. Agencia Nacional de Energia Elétrica , Brasília.
- ANEEL. (2016). *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 1: Introdução*. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília.
- ANEEL. (2017). *Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024*. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília .
- ANELL. (2017). *Outorgas e Registros de Geração: Unidades Consumidoras*. Acesso em 18 de 02 de 2018, disponível em Site da Agência Nacional de Energia Elétrica: < <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/gd.asp>
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. (2003). *NBR 15220: Desempenho térmico de edificações*. Rio de Janeiro.
-

- Blue Marble Geographics. (2018). *Global Mapper 19 Overview*. Acesso em 02 de 06 de 2018, disponível em Site da Blue Marble Geographics:
<http://www.bluemarblegeo.com/products/global-mapper.php>
- Boylestad, R. L., & Nashelsky, L. (2013). *Dispositivos Eletrônicos e Teoria de Circuitos* (11^a ed.). São Paulo: Pearson Education do Brasil.
- Brant, H. P. (2014). *Inserção de Geração Distribuída Proveniente de Telhados Solares nas Redes de Baixa Tensão*. Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.
- Bright Harvest. (2018). *Sobre a empresa: Bright Harvest, Inc*. Acesso em 15 de 10 de 2017, disponível em <https://www.brightharvestsolar.com/>
- California ISO. (2016). *What the duck curve tells us about managing a green grid*. California Independent System Operator , Folsom .
- Callister Jr, W. D. (2002). *Ciência e Engenharia de Materiais - Uma Introdução* (5^a ed.). (S. M. Soares , Trad.) Rio de Janeiro: LTC.
- Camargo, L. B. (2005). *O Setor Elétrico Brasileiro e sua Normatização Contemporânea*. Universidade Católica de Santos - Centro de Ciências Jurídicas e Sociais Aplicadas, Santos.
- Colle, S., & Pereira, E. B. (1998). *Atlas de irradiação solar do Brasil - versão para irradiação global derivada de satélite e validade na superfície*. Instituto Nacional de Meteorologia, Brasília.
- Condega, S. Y. (2013). *Metodologia para Determinação da Margem de Estabilidade de Tensão sob a Perspectiva da Expansão e da Operação de Sistemas de Potência*. Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.
- CONFAZ. (2015). *Convênio ICMS 16*. Congresso Nacional, o Conselho Nacional de Política Fazendária, Brasília .
- Costa, A. G., & Utrubey, W. (2017). *Voltage Regulation Strategies for Distributed PV Generation*. In: *2017 IEEE Manchester PowerTech*. IEEE Manchester PowerTech, Manchester.
- Cover, T. M., & Thomas, J. A. (2006). *Elements of Information Theory* (2^a ed.). Wiley.
- De Soto, W., Klein, S. A., & Beckman, W. A. (2006). Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array Performance. *Solar Energy*, 80, 78-88.
- Departamento de Energia do Estados Unidos. (2013). *Solar Radiation Basics*. Estados Unidos da América. Acesso em 2018, disponível em <https://www.energy.gov/eere/solar/articles/solar-radiation-basics>
- DIgSILENT GmbH. (2017). *Technical Reference Documentation Cable Systems* . DigSILENT GmbH, Gomaringen.
- DIgSILENT GmbH. (2018). *DIgSILENT PowerFactory*. Acesso em 03 de 06 de 2018, disponível em Site da DIgSILENT GmbH:
<https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>
-

- DigSILENT GmbH. (2018). *Technical Reference Documentation Photovoltaic System Template Photovoltaic System 0,4kV 0,5 MVA*. DigSILENT GmbH, Gomaringen.
- Drif, M., Aguilera, J., Almonacid, G., Gomez, P., De la Casa, J., & Aguilar, J. D. (2007). Univer Project. A Grid Connected Photovoltaic System of 20 kWp at Jaén University. Overview and Performance Analysis. *Energy Materials, Sol C91*, 670-683.
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering* (4^a ed.). Hoboken: John Wiley & Sons.
- Duncan, C. H., Willson, R. C., Kendall, J. M., HARRISON, R. G., & Hickey, J. R. (Outubro de 1981). LATEST ROCKET MEASUREMENTS OF THE. *Solar Energy*, 28, 385-387.
- EIA. (2017). *International Energy Outlook 2017*. U.S. Energy Information Administration, Washington.
- EPA. (2017). *Global Greenhouse Gas Emissions Data*. Acesso em 20 de 01 de 2018, disponível em Site da Environmental Protection Agency: <https://www.epa.gov/ghgemissions/global-greenhouse-gas-emissions-data>.
- EPE. (2012). *Anuário Estatístico de Energia Elétrica - ano base 2012*. Empresa de Pesquisa Energética, Brasília.
- EPE. (2017). *Anuário Estatístico de Energia Elétrica - ano base 2016*. Empresa de Pesquisa Energética, Brasília.
- EPE. (2017). *Projeção da demanda de energia elétrica*. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro.
- EPE. (2018). *Leilões de energia*. Acesso em 06 de 02 de 2018, disponível em Empresa de Pesquisa Energética: <http://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes>
- Feldhoff, T. (Outubro de 2014). Post-Fukushima energy paths: Japan and Germany compared. *Bulletin of the Atomic Scientists*, 70, 87-96.
- Fraunhofer Institute for Solar Energy ISE. (2018). Acesso em 03 de Abril de 2018, disponível em Fraunhofer ISE: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/rd-infrastructure/accredited-labs/callab/callab-pv-modules/stc-messungen.html>
- Fraunhofer ISE. (2018). *Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems*. Acesso em 03 de 06 de 2018, disponível em https://www.energy-charts.de/power_inst.htm
- Fraunhofer ISE. (2018). *Photovoltaics Report*. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE, Freiburg.
- Fraunhofer ISE. (2018). *Recent Facts about Photovoltaics in Germany*. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Gesellschaft.
- Goetzberger, A., & Hoffman, V. U. (2005). *Photovoltaic Solar Energy Generation* (1^a ed.). Berlin: Springer.
- Google. (2018). *Google Earth*. Acesso em 16 de 06 de 2018, disponível em <https://www.google.com/intl/pt-BR/earth/desktop/>
-

- Grainger, J. J., & Stevenson Jr., W. D. (1994). *Power System Analysis* (1ª Edição ed.). Singapura: McGraw-Hill .
- Granados, J. L. (2018). *Modelagem de Carga em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. Universidade Federal de Minas Gerais - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belo Horizonte.
- Haurwitz, B. (1945). Insolation in Relation to Cloudiness and Cloud Density. *Journal of Metereology*, 2, 154-166.
- Hinkelman, L. M., Stackhouse Jr., P. W., Wielicki, B. A., Zhang, T., & Wilson, S. R. (Agosto de 2009). Surface Insolation Trends from Satellite and Ground Measurements: Comparisons and Challenges. *Journal of Geophysical Research*, 114, D00D20 1-18.
- Horta, L. B. (2016). *Minicurso PVSystem*. PUC Minas, Belo Horizonte.
- IEA. (2017). *Renewables 2017: Analysis and Forecasts to 2022*. Internatioan Energy Agency.
- IEA PVPS. (2002). *Task 7: Reliability study of Grid Connected PV Systems Field Experience and Recommended Design pratice*. International Energy Agency.
- IEA PVPS. (2017). *Photovoltaic Power Systems Programme - Anual report 2017*. International Energy Agency.
- IEA PVPS. (2017). *Trends in Photovoltaic Applications*. International Energy Agency.
- Ilie, G., & Ciocoiu, C. N. (Março de 2010). Application of Fishbone Diagram to Determine the Risk of an Event with Multiple Causes. *Management Research And Practice*, 2(1), 1-20.
- INMET. (2018). *Instituto Nacional de Meteorologia* . Acesso em 14 de 05 de 2017, disponível em Site do INMET:
<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=clima/normaisClimatologicas>
- INMETRO . (2018). *Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia*. Acesso em 21 de 06 de 2018, disponível em Site do INMETRO:
http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/tabela_fotovoltaico_modulo.pdf
- Institute for Environment and Sustainability EC/JRC. (2006). *Scientific Technical Reference System on Renewable Energy and Energy End-Use Efficiency – Status Report 2006. Chapter 7: Solar Resource Data and Tools for an Assessment of Photovoltaic Systems*. Institute for Environment and Sustainability EC/JRC.
- IRENA. (2016). *International Renewable Energy Agency*. Acesso em 02 de 06 de 2018, disponível em Dramatic Price Drops For Solar & Wind Electricity Set To Continue:
<http://www.irena.org/newsroom/articles/2016/Jun/Dramatic-Price-Drops-For-Solar--Wind-Electricity-Set-To-Continue>
- IRENA. (2018). *Renewable Power Generation Costs 2017*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- Isabella, O. (2017). *From Cell to Array*. Delft University, Delft.
-

- Jahn, U., & Nasse, W. (2004). Operational Performance of Grid-Connected PV Systems on Buildings in Germany. *Progress in Photovoltaics: Research and Application*, 12, 441-448.
- James, G., Witten, D., Hastie, T., & Tibshirani, R. (2017). *An Introduction to Statistical Learning* (8^a ed.). Londres: Springer.
- JCGM GUM. (2008). *Evaluation of Measurement Data - Guide to the expression of uncertainty in measurement*. Joint Committee for Guides in Metrology.
- Jordan, D. C., & Kurtz, R. S. (2012). *Photovoltaic Degradation Rates - An Analytical Review*. National Renewable Energy Laboratory of U.S. Department of Energy.
- KEMA. (2011). *European Renewable Distributed Generation Infrastructure Study - Lessons Learned from Electricity Markets in Germany and Spain*. Consultant Report. Preparado para a Comissão de Energia da California, Oakland.
- Kenning, T. (2017). Acesso em 03 de 05 de 2018, disponível em PVTECH: <https://www.pv-tech.org/news/brazils-first-floating-solar-plant-completed-by-ciel-terre>
- Kimber, A. (2007). *The Effect of Soiling on Photovoltaic Systems Located in Arid Climates: In 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference 2007*. SunPower Corporation, Berkeley.
- King, D. L., Boyesen, W. E., & Kratochvil, J. A. (2002). *Analysis of Factors Influencing the Annual Energy Production of Photovoltaic Systems: In Anais da 29th IEEE PVSC*. IEEE, Nova Orleans.
- King, D. L., Boyesen, W. E., & Kratochvil, J. A. (2004). *Photovoltaic Array Performance Model*. US Department of Commerce, National Technical Information Service, Springfield.
- King, D. L., Gonzalez, S., Galbraith, G. M., & Boyson, W. E. (2007). *Performance Model for Grid Connected Photovoltaics Inverters*. Sandia National Laboratory, Albuquerque.
- Kleissl, J. (2013). *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*. Amsterdam e outras: Academic Press - Elsevier.
- LABSOL. (2017). *Site do grupo Laboratório de Energia Solar da UFRGS para download do Radiasol 2*. Acesso em 23 de 11 de 2017, disponível em Site LABSOL UFRGS: <http://www.solar.ufrgs.br/#radiasol>
- Lakervi, E., & Holmes, E. J. (2003). *Electricity Distribution Network Design* (2^a Edição ed.). IET.
- Lorenzo, E. (2003). *Energy Collected and Derived by PV Modules (Capítulo 20): In Handbook of Photovoltaic Science and Engineering* (ISBN: 0-471-49196-9 ed.). (A. Luque, & S. Hegedus, Eds.) John Wiley & Sons.
- Lorenzo, E., Araújo, G. L., Cuevas, A., Egido, M., Minano, J., & Zilles, R. (1994). *Eletricidad Solar - Ingenieria de Los Sistemas Fotovoltaicos* (1^a ed.). (P. S.A., Ed.) Sevilla: Universidade Politécnica de Madrid - Instituto de Energía Solar.
-

- Louche, A., Notton, G., Poggi, P., & Simonnot, G. (1991). Correlations for Direct Normal and Global Horizontal Irradiation on French Mediterranean Site. *Solar Energy*, 46(4), 261-266.
- Luiz, C. M. (2012). *Avaliação dos Impactos da Geração Distribuída para Proteção do Sistema Elétrico*. Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.
- Luque, A., & Hegedus, S. (2003). *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering* (1^a ed.). Nova York: John Wiley & Sons.
- McNeill, R. (2016). *Solar PV Module Recycling — Why It's Important*. Acesso em 03 de 05 de 2018, disponível em Site da Renewable Energy World: <https://www.renewableenergyworld.com/articles/2016/06/solar-pv-module-recycling-why-it-s-important.html>
- Mendes, P. R. (2014). *Impactos da Geração Distribuída em Redes de Distribuição*. Curso de Especialização em Engenharia de Sistemas Elétricos de Potência vinculado a Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.
- Mermoud, A. (2012). *Página de FAQ do PVSystem*. Acesso em 02 de 05 de 2018, disponível em Site da PVsystem SA: <http://forum.pvsyst.com/viewtopic.php?t=15>
- Mermoud, A., & Lejeune, T. (2010). *Performance Assessment of a Simulation Model for PV Modules of Any Available Technology: In Anais da 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference*. European PV Solar Energy Conference and Exhibition, Valência.
- Meshabi, M., & Minamino, S. (2018). Acesso em 06 de 05 de 2018, disponível em Solar Asset Management: <https://solarassetmanagement.asia/news/top-70-floating-solar-pv-plants>
- Mints, P. (2017). *Photovoltaic Manufacturer Capacity, Shipments, Price & Revenues 2016/2017*. SPV Market.
- Monticelli, A. J. (1983). *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica* (1^a Edição ed.). São Paulo: Edgar Blucher LTDA.
- Moore, L., & Post, H. (2008). Five Years of Operating Experience at Large, Utility-scale Photovoltaic Generating Plant. *Prog Photovoltaic Res, Appl* 16, 249-259.
- Moreira, E. M., Vale, M. M., & Monteiro, L. O. (2018). A Modelagem da Geração Fotovoltaica Distribuída e seus Impactos na Perspectiva do Planejamento de Sistemas Elétricos. In: *Congresso Brasileiro de Energia Solar, VII, 2018, Gramado, Anais...*(Associação Brasileira de Energia Solar).
- Ndiaye, A., Charki, A., Kobi, A., Kébé, C., Ndiaye, P., & Sambou, P. (2013). Degradations of Silicon Photovoltaic modules: A Literature Review. *Solar Energy*, 96, 140-151.
- Notton, G., Poggi, P., & Cristofari, C. (2006). Predicting Hourly Solar Irradiations on Inclined Surfaces based on the Horizontal measurements: Performances of the association of
-

- Well-known mathematical Models. *Energy Conversion and Management*, 47, 1816-1829.
- Oliveira, L. M. (2017). *AVALIAÇÃO DE FATORES QUE INFLUENCIAM NA ESTIMATIVA DA GERAÇÃO E OPERAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA*. Universidade Federal de Minas Gerais - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Belo Horizonte.
- ONS. (2016). *Submódulo 5.4 - Consolidação da previsão de carga para a programação diária da operação eletroenergética e para a programação de intervenções em instalações da Rede de Operação*. Operador Nacional do Sistema Elétrico, Brasília.
- ONS. (2018). Acesso em 19 de 05 de 2018, disponível em Site do Operador Nacional do Sistema Elétrico: http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx
- ONS. (Janeiro/2018). *Boletim Mensal de Geração Solar Fotovoltaica*. Operador Nacional do Sistema Elétrico.
- ONS, CCEE e EPE. (2018). *Previsões de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2018 – 2022*. Operador Nacional do Sistema Elétrico; Câmara de Comercialização de Energia Elétrica; Empresa de Pesquisa Energética.
- ONU. (2018). *Página de consulta de dados sobre a população mundial*. Acesso em 02 de 05 de 2018, disponível em Site da Organização das Nações Unidas: <https://esa.un.org/unpd/wpp/DataQuery/>
- Pelland, S., Remund, J., Kleissl, J., Oozeki, T., & De Brabandere, K. (2013). *Photovoltaic and Solar Forecasting: State of the Art*. International Energy Agency.
- Peralta, J. A., León, F., & Mashseredjian, J. (2008). Unbalanced Multiphase Load-Flow Using a Positive-Sequence Load-Flow Program. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 23(2^a), 469-476.
- Pereira, C. S. (2015). *Redes Elétricas No Domínio da Frequência - Técnicas de Análise, Modelos de Componentes e Técnicas Computacionais* (1^a Edição ed.). São Paulo: ARTLIBER.
- Pereira, E. B., Martins, F. R., Gonçalves, A. R., Costa, R. S., de Lima, F. L., Rütther, R., . . . de Souza, J. G. (2017). *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. INPE, São José dos Campos.
- Petrović, M., Vijila, C., & Seeram, R. (Dezembro de 2015). Perovskites: Solar cells & Engineering Applications - Materials and Device Developments. *Solar Energy*, 122, 678-699.
- Phang, J. C., Chan, D. S., & Philips, J. R. (1984). Accurate Analytical Method for the Extraction of Solar Cell Model Parameters. *Electronics Letters*, 20(10), 406-408.
- Pinho, J. T., & Galdino, M. A. (2014). *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. CEPTEL - CRESESB, Rio de Janeiro.
-

- PVSyst . (2018). *PVSyst SA 2012*. Acesso em 05 de 06 de 2018, disponível em Site da PVSyst SA 2012: <http://www.pvsyst.com/en/software/functionalities>
- Rashid, M. H. (2001). *Power Electronics Handbook* (1ª Edição ed., Vol. I). (M. H. Rashid, Ed.) Academic Press.
- Rauschenbach, H. S. (1980). *Solar Cell Array Design Handbook - The Principles and Technology of Photovoltaic Energy Conversion* (1ª ed.). Nova Iorque: Van Nostrand Reinhold Company.
- Rede Metrológica RS. (2013). *RM -68 - Incerteza de Medição: Guia Prático do Avaliador de Laboratórios*. Rede Metrológica do rio Grande do Sul.
- Reis, R. J., & Tiba , C. (2016). *Atlas Solarimétrico de Minas Gerais - Volume II*. Companhia Energética de Minas Gerais, Governo de Minas Gerais, ANEEL, Belo Horizonte.
- REN21. (2018). *Renewables 2018 Global Status Report*. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. Paris: REN21 Secretariat. Acesso em 18 de 05 de 2018, disponível em <http://www.ren21.net>
- Reno, M. J., Hansen, C. W., & Stein, J. S. (2012). *Global Horizontal Irradiance Clear Sky Models - Implementation and Analysis*. Sandia National Laboratories, Albuquerque.
- Rezende, V. G., & Zilles, R. (2018). *Análise das Perdas de Produtividade em Geradores Fotovoltaicos por Efeito de Sujidade: In VII Congresso Brasileiro de Energia Solar*. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado.
- Richter, M., Brabandere, K., Kalisch, J., & Lorenz , E. (2015). *Best Practice Guide On Uncertainty in PV Modelling*. University of Oldenburg, Oldenburg.
- Rios, F. R., Curi, G. S., Chaves, F. S., & Silva, A. V. (Maio de 2014). O Fator de Potência em Unidades Consumidoras Residenciais. *Exacta*, 7(1), 01-11.
- Roquette, R. S. (2016). *Aplicação de Equivalentes de Redes na Avaliação da Estabilidade de Tensão de Sistemas de Baixa Tensão - Estudo de Caso Real com Inserção de geração Distribuída*. Universidade Federal de Minas Gerais - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belo Horizonte .
- Roquette, R. S., Vale , M. M., Souza, M. M., Moreira, E. A., Silva, F. D., & Andrade, P. R. (2017). Avaliação da Estabilidade de Tensão de Redes Elétricas de Baixa Tensão: Estudo de Caso Real com Inserção de Geração Distribuída. In: *ERIAC – Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ, XVII, 2017, Ciudad Del Leste. Anais...*(Cigré).
- Rüther, R., Kleiss, G., & Bücher, K. (1996). *The Seasonal Performance of Thin Film Solar Modules in Façade and Roof - Mounted Photovoltaic Systems*. In: *European Solar Energy Conference*. European Solar Energy Conference, Freiburg.
- Sadati, A. M., Krauter, S., & Bendfled, J. (2015). *Comparison of micro inverters based on practical analysis*. In *015 5th International Youth Conference on Energy (IYCE)*. IEEE, Pisa.
- Schuler, C. (2013). *Eletrônica I* (7ª ed.). Porto Alegre: AMGH.
-

- Scolari, B. S., & Urbantez Jr., J. (2018). *Panorama dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica Amparados pela Ren N°482/2012 da Aneel no Brasil: In VII Congresso Brasileiro de Energia Solar*. Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado.
- Silva, F. S. (2015). *Influência das Incertezas de Medição no Cálculo de Equivalentes de Redes Aplicados nos Estudos de Estabilidade de Tensão*. Universidade Federal de Minas Gerais - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Belo Horizonte.
- SMA. (2011). *Product Guide*. SMA Solar Technology AG, Niestetal.
- Smets, A. H., Jäger, K., Isabella, O., Swaaij, R. A., & Zeman, M. (2015). *Solar Energy The Physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*. Cambridge: UIT.
- Souza, A. P., Carvalho, D. F., Silva, L. D., Almeida, F. T., & Rocha, S. H. (Março de 2011). Estimativas da Evapotranspiração de Referência. *Pesquisas Agropecuárias Brasileira - Scielo*, 46(3), 219-228.
- Souza, M. E., Vale, M. H., Chagas, E. H., Costa, S. C., & Zilles, R. (2014). *Projeto 120 Telhados – Inserção de Micro-geração Distribuída nas Redes de Baixa Tensão: Implantação de Telhados Solares em Sete Lagoas*. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, Recife.
- Souza, M. M. (2014). *Inserção de Microgeração Distribuída nas Redes de Baixa Tensão: Implantação de Telhados Solares - Estudo de Caso Real*. Universidade Federal de Minas Gerais - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Belo Horizonte.
- Süri, M., Huld, T., Dunlop, E., Albuison, M., Lefèvre, M., & Wald, L. (2007). *Uncertainties in Photovoltaic Electricity Yield Prediction from Fluctuation of Solar Radiation: In Anais do 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (PVSEC)*. Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Milão.
- Swaaij, R. (2017). *From cell to module*. Delt University, Delft.
- Teodorescu, R., Liserre, M., & Rodríguez, P. (2011). *Grid Converters for Photovoltaics and Wind Power Systems* (1ª ed., Vol. I). Chichester: Willey.
- Thevenard, D. G., & Pelland, S. (2012). The uncertainty. *IEEE*, pp. 201-210.
- Thevenard, D., & Haddad, K. (2006). Ground reflectivity in the Context of Building energy Simulation. *Energy Buildings*, 38, 972-980.
- Thevenard, D., & Pelland, S. (2013). Estimating the Uncertainty in Long-Term Photovoltaic Yield Predictions. *Solar energy*, 91, 432-445.
- Tiba, C. (2000). *Atlas Solarimétrico do Brasil - banco de dados terrestre*. (1ª ed.). Recife: editora universitária da UFPE.
- Tiwari, S. N., & Singh, L. P. (1982). Six-Phase (Multiphase) Power Transmission Systems: A Generalized. *Electric Power Systems Research*, 5(1ª), 285-297.
- TRENBERTH, K. E., FASULLO, J. T., & KIEHL, J. (março de 2009). Earth's Global Energy Budget. *American Meteorological Society*, pp. 311-323.
-

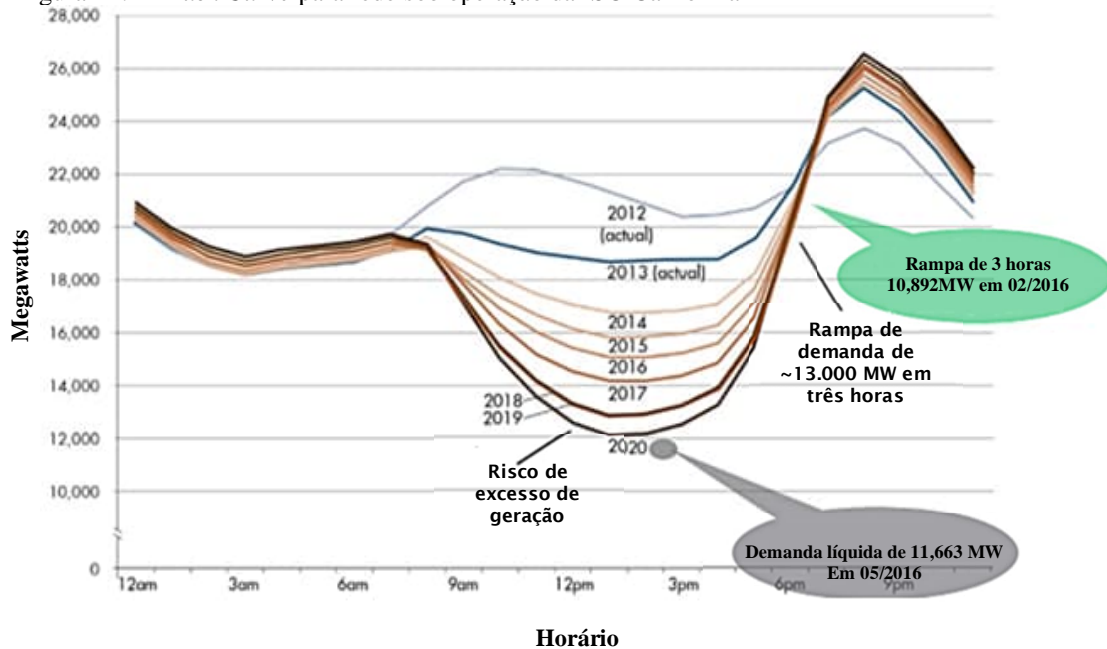
- U.S. Solar Energy Technologies Office. (2018). *Solar Radiation Basics*. Acesso em 13 de 02 de 2018, disponível em Energy.gov: <https://www.energy.gov/eere/solar/articles/solar-radiation-basics>
- UL. (2016). *UL 1703: Flat-Plate Photovoltaic Models and Pannels*. UL.
- Vasudevan, R. (2018). *Introduction to MPPT*. Delft University, Delft.
- Vellini, M., Gambini, M., & Pratella, V. (17 de Julho de 2017). Environmental impacts of PV technology throughout the life cycle:Importance of the end-of-life management for Si-panels and CdTe-panels. *Elsevier Energy*, pp. 1099-1011.
- Webster, J. G., Balato, M., Costanzo, L., & Vitelli, M. (2016). *Maximum Power Point Tracking Techniques In Wiley Encyclopedia of Electrical and Electronics Engineering* (1ª ed., Vol. 1). (J. G. Webster, Ed.) Wiley.
- WEC. (2017). *World Energy Trilemma*. World Energy Council, Londres.
- WEC/Oliver Wyman. (2017). *World Energy Trilemma*. World Energy Council / Oliver Wyman Global Consultancy.
- Zilles, R., Macêdo, W. N., Galhardo, M. A., & Oliveira, S. H. (2012). *Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica* (1ª ed.). São Paulo: Oficina de Textos.
-

ANEXO I

DUCK CURVE

Neste anexo são apresentados os conceitos básicos relativos à chamada *Duck Curve*¹⁸, ilustrada na Figura . AI.1 Esta curva visa auxiliar o planejador a perceber mudanças na dinâmica do comportamento da rede elétrica que possua alta penetração de SFCR. (ISSO CALIFORNIA, 2016).

Figura AI.1 - *Duck Curve* para rede sob operação da ISO Califórnia



Fonte: Adaptado de CALIFORNIA ISO (2016).

A demanda líquida de carga (diferença entre a demanda de carga prevista e a produção de energia elétrica esperada) é mostrada para cenários passados, atuais e futuros. O efeito resultante da dicotomia carga/geração em redes com grande penetração de geração fotovoltaica é evidenciado por meio desta curva.

No período no qual há grande geração de energia fotovoltaica, as cargas demandam menos energia por parte do sistema. À medida que entardece, a geração fotovoltaica diminui. Este é justamente o período em que ocorre o pico de demanda (ao menos no caso analisado pela empresa do estado na Califórnia), o que resulta em uma rampa de demanda da carga abrupta,

¹⁸ Curva criada em 2013 pelo Operador do Sistema Independente do estado da Califórnia, Estados Unidos, onde há grande penetração da geração fotovoltaica distribuída.

impondo uma dinâmica de variação pesada, que pode comprometer o funcionamento dos equipamentos de controle. Este problema é similar ao ocorrido por sombreamentos em áreas com grande penetração de SFCR, onde a carga pode variar abruptamente.

Na curva da Figura AI.1, é possível observar, além da rampa gerada no horário que a geração fotovoltaica começa a cessar, o risco de excesso de geração. Em sistemas elétricos onde a energia demandada é proveniente de fontes térmicas, o problema do excesso de geração pode comprometer a operabilidade econômica destas plantas que só é viável quando estas ficam ativas por um período longo. Ter de desligar este tipo de geração, para garantir a operabilidade do sistema com alta inserção de geração fotovoltaica, poderia comprometer toda a cadeia econômica dos agentes de energia. No Brasil, existe a vantagem de a matriz ser majoritariamente hidráulica, onde não há a necessidade das turbinas terem de ficar operando sem parada para justificar o custo, contudo haveria menor receita, visto que os consumidores comprariam menos energia.

No caso de ocorrência do excesso de geração, proveniente da MFD, a solução mais eficaz, do ponto de vista do agente da rede elétrica, seria desligar a geração fotovoltaica. Isto traria desperdício de energia e prejuízo aos proprietários dos SFCR. Ainda existe o fato de que o desligamento do excesso de geração só é possível em redes onde as distribuidoras tenham equipamento para este tipo de controle.

Uma solução que vem sendo discutida é a utilização de baterias que poderia armazenar o excesso, evitando desperdício de energia, e colaborando com a diminuição do perfil de rampa. Para isto, a energia armazenada seria injetada no sistema à medida que a demanda fosse aumentando e a geração fotovoltaica diminuindo. O problema desta medida seria ambiental e até mesmo produtivo. As baterias necessitam de metais específicos à produção e, depois que o ciclo de carga/descarga é deteriorado, estas são inutilizadas. Uma das preocupações diz respeito à forma pela qual esta disposição ocorreria.

São muitas as dúvidas acerca do futuro da geração distribuída e das políticas de operação, econômicas e sociais. Conforme indicado no Capítulo 2, o modelo de sistema elétrico deverá ser alterando, demandando novas metodologias de planejamento e de controle.

Por exemplo, para se obter a *Duck Curve* para um sistema é necessário que a modelagem dos SFCR seja satisfatória, pois por exemplo, no caso de se modelar a geração fotovoltaica para mais, cenários de excesso de geração serão percebidos antes do que de fato ocorreriam, e o contrário faria com que eles fossem percebidos tarde demais.

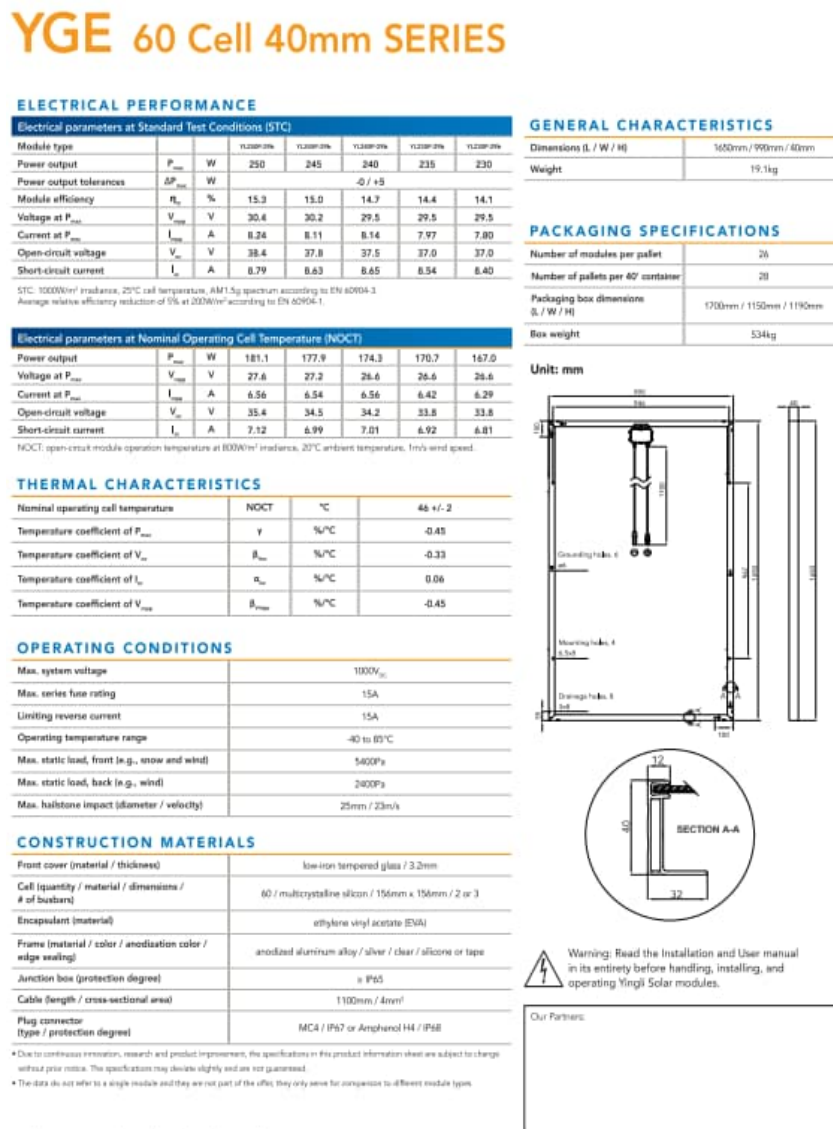
Logo, definir a modelagem fotovoltaica, de forma a se garantir o planejamento adequado deve ser uma prioridade do setor elétrico, enfatizando a relevância dessa dissertação.

ANEXO II

PARÂMETROS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO *YINGLI 245P-29b*

Os parâmetros relativos ao módulo fotovoltaico *Yingli 245P-29b* são apresentados na Figura AII.1.

Figura AII.1 - *Datasheet* do módulo fotovoltaico *Yingli 245P-29b*



Yingli Green Energy Holding Co. Ltd.

Fonte: *YINGLI SOLAR*, (2018).

ANEXO III

PARÂMETROS DO INVERSOR *SUNNYBOY* 1100LV

Os parâmetros do inversor *SUNNYBOY* 1100LV, que compõe os sistemas fotovoltaicos simulados, são apresentados na Figura AIII.1.

Figura AIII.1 - *Datasheet* do inversor *SUNNYBOY* 1100LV

	SB 1100	SB 1700
Input (DC)		
Max. DC input power	1210 W	1850 W
Max. DC voltage	400 V	400 V
PV voltage range, MPPT	139 V - 320 V	139 V - 320 V
Max. input current	10 A	12,6 A
Number of MPPT trackers	1	1
Max. number of strings (parallel)	2	2
Output (AC)		
Nominal AC output power	1000 W	1550 W
Max. AC output power	1100 W	1700 W
Max. output current	5,6 A	8,6 A
Nominal AC voltage / range	220 V - 240 V / 180 V - 260 V	220 V - 240 V / 180 V - 260 V
AC grid frequency (self-adjusting) / range	50 Hz / 60 Hz / $\pm 4,5$ Hz	50 Hz / 60 Hz / $\pm 4,5$ Hz
Power factor (cos ϕ)	1	1
AC connection	single-phase	single-phase
Efficiency		
Max. efficiency	93,0 %	93,5 %
Euro ETA	91,6 %	91,8 %
Protective equipment		
DC reverse polarity protection	●	●
DC load-disconnecting switch ESS	●	●
AC short-circuit tolerance	●	●
Ground fault monitoring	●	●
Grid monitoring (SMA grid guard)	●	●
Galvanically isolated	●	●
General data		
Dimensions (W / H / D) in mm	434 / 295 / 214	434 / 295 / 214
Weight	22 kg	25 kg
Operating temperature range	-25 °C to +60 °C	-25 °C to +60 °C
Operating consumption: Operating (standby) / night	< 4 W / 0,1 W	< 5 W / 0,1 W
Topology	low frequency transformer convection	low frequency transformer convection
Cooling concept	convection	convection
Mounting location: indoor / outdoor (IP65)	● / ●	● / ●
Features		
DC connection: MC3 / MC4 / Tyco	● / ○ / ○	● / ○ / ○
AC connection: plug connector	●	●
LCD display	●	●
Cover color: red	●	●
Interfaces: RS485 / radio	○ / ○	○ / ○
Warranty: 5 years / 10 years	● / ○	● / ○
Certificates and approvals	www.SMA.de	www.SMA.de
● Standard equipment ○ Optional	Data at nominal conditions - Version: September 2008	

Fonte: SMA (2011).