

Universidade Federal de Juiz de Fora  
Faculdade de Engenharia  
Graduação em Engenharia Elétrica - Energia

**Lucas Meirelles Pires Deotti**

**Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica de um Sistema de Microgeração  
Fotovoltaica Residencial com Autoconsumo Remoto**

Juiz de Fora  
2017

**Lucas Meirelles Pires Deotti**

**Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica de um Sistema de Microgeração  
Fotovoltaica Residencial com Autoconsumo Remoto**

Monografia apresentada ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora como parte dos requisitos para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Flavio Vanderson Gomes

Juiz de Fora

2017

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Deotti, Lucas Meirelles Pires.

Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica de um Sistema de Microgeração Fotovoltaica Residencial com Autoconsumo Remoto / Lucas Meirelles Pires Deotti. -- 2017.

190 p. : il.

Orientador: Flavio Vanderson Gomes

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia, 2017.

1. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. 2. Microgeração Distribuída. 3. Autoconsumo Remoto. 4. Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos. 5. Modelagem de Sistemas Fotovoltaicos. I. Gomes, Flavio Vanderson, orient. II. Título.

**Lucas Meirelles Pires Deotti**

**Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica de um Sistema de Microgeração  
Fotovoltaica Residencial com Autoconsumo Remoto**

Monografia apresentada ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora como parte dos requisitos para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovada em:

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Dr. Flavio Vanderson Gomes - Orientador  
Universidade Federal de Juiz de Fora

---

Prof. Dr. André Augusto Ferreira  
Universidade Federal de Juiz de Fora

---

Prof. Dr. João Alberto Passos Filho  
Universidade Federal de Juiz de Fora

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus, por ter dado o sopro inicial e por sempre nos agraciar com toda sua luz.

Aos meus pais, Roseli e Antônio Carlos, por todo amor, força, ensinamentos, e por serem meus exemplos de dignidade. A minha irmã, Juliane, por sempre me socorrer nos momentos difíceis. A Dadá, por sempre ter me dado todo o amor e o carinho de uma mãe. A Tia Ni, por sempre me proporcionar momentos divertidos e felizes. A todos os meus familiares, por me serem o meu refúgio de alegria, carinho e ensinamentos.

A Maria Carmela, por ter me permitido vivenciar o amor e a felicidade ao seu lado.

A todos meus amigos de infância e de colégio, por sempre me proporcionarem momentos felizes e divertidos.

A todos meus amigos de faculdade, por todo amparo, discussões e momentos de alegria.

Ao professor Flavio Vanderson Gomes, por todos ensinamentos, confiança e parceria.

E a todos aqueles que contribuíram de algum modo para execução deste trabalho ou que em algum momento marcaram a minha vida.

*“So watch the days  
Cuz they all turn  
Into the night, and watch the sun  
Cuz it turns into the moon  
And in a world that wont  
Stop turning us around  
At least we know who  
We can turn to”*

- Soldiers of Jah Army

## RESUMO

Desde a promulgação da Resolução Normativa n° 482 de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a sociedade brasileira vive a expectativa de ver a expansão dos sistemas microgeração fotovoltaica, sobretudo, nas residências do país. No entanto, somente após as diversas medidas tomadas no ano de 2015 em prol desta, é que de fato se começou a verificar o seu real desenvolvimento. Nesse contexto, as figuras introduzidas ou devidamente reconhecidas pela Resolução Normativa n° 687 de 2015, apresentaram uma nova rota para o consumidor de baixa tensão se beneficiar das oportunidades oferecidas pela geração distribuída, de modo que no último ano, foi verificado um descolamento considerável entre o número de unidades de microgeração e o número de consumidores cadastrados do sistema de compensação.

Dessa forma, uma vez sinalizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no estudo de Demanda de Energia 2050 (2016), na próxima década os consumidores residenciais com consumo superior a 500 kWh/mês, devem ser a maior parcela a adquirir sistemas de microgeração fotovoltaica; o presente estudo se propõe a investigar qual seria a real atratividade que estes poderiam experimentar, caso almejassem não somente compensar o próprio consumo residencial mas também, o de outras unidades consumidoras de sua titularidade (figura do “autoconsumo remoto”). Nesse sentido, é realizado um estudo de viabilidade técnica e econômica para o caso para uma residência localizada na cidade de Juiz de Fora, Minas Gerais, no qual, o proprietário pretende complementarmente compensar o consumo de duas unidades comerciais associadas a ele. Destaca-se que a escolha por tal caso, deve-se em parte, a representatividade que esta situação pode ter frente aos diferentes setores da sociedade brasileira.

**Palavras-chave:** Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, Microgeração Distribuída, GD com Autoconsumo Remoto, Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos.

## ABSTRACT

Since the enactment of Normative Resolution N°. 482 of 2012, National Agency of Electric Energy (ANEEL), Brazilian society lives the expectation of seeing the expansion of photovoltaic microgeneration systems, above all, in the residences of the country. However, only after the various initiatives taken in the year 2015 in favor of this, is that in fact it began to verify its real development. In this context, figures introduced or duly Recognized by Normative Resolution N°. 687 of 2015, presented a new low-voltage consumer to take advantage of the opportunities offered by the distributed generation, so that in the last year a between the number of microgeneration units and the number of number of registered users of the compensation system.

In this way, once signaled by the Energy Research Company (EPE) in the study of Demand for Energy 2050 (2016), that in the next decade consumers consumption of more than 500 kWh/month should be the largest photovoltaic microgeneration systems, the present study proposes to investigate what the real attractiveness they could aim not only to compensate the residential consumption itself but also, the other consumer units owned by it (“self-consumption remote” figure). In this sense, a technical and economic feasibility study is carried out for the case for a residence located in the city of Juiz de Fora, Minas Gerais General, in which the owner intends to complement consumption of two commercial units associated with it. It is emphasized that the choice this is due in part to the representativeness that this situation may have the different sectors of Brazilian society.

**Keywords:** Grid-Connected Photovoltaic Systems, Microgeneration Distributed, Remote Self-Consumption, Sizing of Photovoltaic Systems.



## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 - Potencial técnico fotovoltaico versus consumo residencial por estado. ...	30
Figura 1.2 - Número de unidades associadas a microgeração até 23 de maio de 2017. .....	33
Figura 1.3 - Classe de consumo dos consumidores integrantes do sistemas de compensação até 23 de maio de 2017.....	35
Figura 1.4 - Modalidades de geração distribuída até 23 de maio de 2017. ....	35
Figura 1.5 - Faixas de potência dos geradores integrantes do sistema de compensação até 23 de maio de 2017. ....	36
Figura 2.1 - Esquema básico de um SFCR residencial.....	40
Figura 2.2 - Espectro da irradiância solar registrado em 13 de julho de 2016, no topo da atmosfera terrestre pelo experimento SORCE, da NASA. ....	42
Figura 2.3 - Composição parametrizada de todos os registros de irradiância total solar verificados desde 1978. As diferentes colorações e os respectivos nomes associados, fazem menção às missões espaciais e aos equipamentos utilizados para a obtenção de tais registros. ....	43
Figura 2.4 - Representação do posição orbital da Terra em relação ao Sol.....	45
Figura 2.5 - Variação diária da irradiância extraterrestre ao longo de um ano.....	45
Figura 2.6 - Variação diária do fotoperíodo para diversas latitudes, ao longo de um ano. .....	47

Figura 2.7 - Representação ilustrativa das componentes associadas a radiação solar incidente sobre um determinado plano. ....	51
Figura 2.8 - Formação das bandas de energia em um material sólido cristalino. ....	56
Figura 2.9 - Excitação do elétron da camada de valência por absorção de fótons. ....	58
Figura 2.10 - Geração e recombinação de um par elétron-lacuna. ....	58
Figura 2.11 - Composição da junção pn de uma célula fotovoltaica de silício. ....	60
Figura 2.12 - Representação da estrutura básica de uma célula fotovoltaica. ....	61
Figura 2.13 - Respostas espectrais de diferentes tecnologias de conversão fotovoltaica e dos espectro solar para uma massa ar padrão igual 1,5. ....	64
Figura 2.14 - Representação de uma célula fotovoltaica como componente elementar de um módulo fotovoltaico e do símbolo utilizado para o referenciar em diagramas elétricos. ....	65
Figura 2.15 - Posicionamento e estrutura interna da caixa de junção de um módulo fotovoltaico. ....	66
Figura 2.16 - Curvas características de um módulo fotovoltaico operando sob as condições-padrão de ensaio (STC). ....	67
Figura 2.17 - Curvas I-V de diferentes arranjos fotovoltaicos. ....	69
Figura 2.18 - Curvas I-V de um módulo fotovoltaico a 25°C, para diferentes condições de irradiância solar incidente. ....	70
Figura 2.19 - Curvas I-V de um módulo fotovoltaico, para uma irradiância de 1000W/m <sup>2</sup> , em diferentes condições de temperatura de operação das suas células. ...	71

Figura 2.20 - Análise termográfica de um módulo fotovoltaico sombreado.....	72
Figura 2.21 - Esquema básico de um circuito inversor de onda completa. ....	75
Figura 2.22 - Estratégia de controle e tensão de saída de um inversor de onda completado dotado de um controle de chaveamento PWM do tipo bipolar.....	76
Figura 2.23 - Símbolos elétricos dos inversores de (a) um estágio (CC-CA) e (b) de dois estágios (CC-CC + CC-CA).....	77
Figura 2.24 - Esquema da topologia de um inversor multistring.....	80
Figura 2.25 - String box CC e CA do fabricante PHB Eletrônica. ....	85
Figura 2.26 - Representação esquemática das figuras de mérito e das perdas típicas consideradas durante a avaliação do desempenho de um SFCR. ....	86
Figura 2.27 - Desempenho energético no mês de março de 1993, de um SFCR com cerca de 3.200 Wp, situado na Suíça.....	91
Figura 2.28 - Desempenho energético em 31 de março de 1993, de um SFCR com cerca de 3.200 Wp, situado na Suíça.....	92
Figura 3.1 - Procedimento e etapas para o acesso do sistema microgeração à rede elétrica.....	109
Figura 4.1 - Exemplo de curva de sensibilidade da produtividade final do sistema em função do FDI.....	116
Figura 4.2 - Principais parâmetros associados aos modelos representativos do sistema. ....	124
Figura 4.3 - Diagrama do fluxo de potência no SFCR de acordo com modelamento apresentado.....	131

Figura 4.4 - Lógica implementada para a qualificação dos dados meteorológicos. ...	133
Figura 5.1 - Fachada da residência estudada (imagem de projeto).....	142
Figura 5.2 - Planta baixa da cobertura da residência (imagem de projeto). ....	143
Figura 5.3 - Dimensões e ângulo de inclinação do telhado voltado para os fundos da residência (imagem de projeto). ....	144
Figura 6.1 - Curva de geração média diária, simulada para o gerador fotovoltaico de um SFCR.....	151
Figura 6.2 - Localização da residência conforme os parâmetros requisitados pelo Meteonorm. ....	151
Figura 6.3 - Definição das características do plano do gerador. ....	152
Figura 6.4 - Configurações avançadas para o cálculo da radiação solar no plano inclinado. ....	153
Figura 6.5 - Figuras de mérito e perdas esperadas para as condições de operação do sistema determinado. ....	161
Figura 6.6 - Perdas percentuais no inversor, calculadas a partir da média dos valores mensais encontrados pelo código computacional desenvolvido durante a simulação da operação do sistema para a série de anos cujos dados meteorológicos foram disponibilizados.....	162

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Relação entre massa de ar e fatores de influência da radiação total incidente. ....	50
Tabela 2.2 - Valores médios de refletância para diferentes superfícies. ....	52
Tabela 2.3 - Níveis de energia de ionização para impurezas utilizadas como dopantes tipos p e n em silício. Destaca-se que $E_v$ é a energia correspondente ao topo da banda de valência e $E_c$ é a energia correspondente ao fundo da banda de condução. ....	59
Tabela 2.4 - Comparação entre as eficiências típicas de diferentes tipos de tecnologia de células fotovoltaicas, obtidas no laboratório e estruturadas em módulos fotovoltaicos comerciais. ....	63
Tabela 3.1 - Classificação as unidades consumidoras. ....	99
Tabela 3.2 - Exemplo de cálculo da alíquota média do PIS e COFINS. ....	103
Tabela 4.1 - Dados de entrada necessários ao dimensionamento do código desenvolvido. ....	136
Tabela 5.1 - Histórico de um ano de consumo de energia da residência estudada....	146
Tabela 5.2 - Histórico de um ano de consumo de energia das unidades comerciais estudadas. ....	147
Tabela 5.3 - Histórico de um ano de consumo de energia das unidades consumidoras. ....	148
Tabela 6.1 - Análise dos horários de maior incidência de falhas medição da radiação solar. ....	150

Tabela 6.2 - Módulos fotovoltaicos disponíveis comercialmente selecionados para o estudo. ....	155
Tabela 6.3 - Inversores disponíveis comercialmente, selecionados para o estudo. ....	155
Tabela 6.4 - Melhores possíveis configurações de sistema - no caso, que apresentam menor custo esperado à energia produzida - que podem ser formadas com os equipamentos selecionados e os seus parâmetros médios anuais. ....	157
Tabela 6.5 - Produção da configuração de sistema determinada, em kWh, para os anos cujos dados meteorológicos foram disponibilizadas e as respectivos valores mínimos, médios e máximos observados.....	159
Tabela 7.1 - Histórico de um ano de consumo de energia das unidades consumidoras. ....	167
Tabela 7.2 - Valor de produção média mensal (MM) e anual (MA) esperada do SFCR. ....	169
Tabela 7.3 - Custo total de aquisição e instalação dos componentes do SFCR projetado ....	170
Tabela 7.4 - Exemplo de um fluxo de caixa simples e parcial, tendo em vista as variáveis de energia (kWh).....	173
Tabela 7.5 - Parâmetros adotados para a realização da análise de investimento do SFCR.....	174
Tabela 7.6 - Fluxo de caixa da análise de investimento realizada. Destaca-se que as linhas preenchidas de verde, ressaltam o período no qual se realiza o <i>payback</i> do investimento; em laranja, o ano de substituição do inversor; e em cinza, os anos cuja energia produzida pelo sistema já não será mais suficiente para compensar todo o consumo da residência. ....	175

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASB	Atlas Solarimétrico Brasileiro
AT	Alta tensão
a-SI	Silício amorfo
BOS	Componentes de equilíbrio do sistema - em inglês, “ <i>balance of system</i> ”
BT	Baixa tensão
CA	Corrente alternada
CAPEX	Investimento inicial do sistema - em inglês, “ <i>capital expenditure</i> ”
CC	Corrente contínua
CdTe	Telurieto de Cádmiio
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais S.A.
CIP	Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública
CIS	Disselenieto de cobre e índio
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
CSI	Inversor fonte de corrente - em inglês, “ <i>Current Source Inverter</i> ”
EMA	Estação meteorológica automática
EMA-JF	Estação Meteorológica Automática de Juiz de Fora
EMC	Compatibilidade eletromagnética - em inglês, “ <i>Electromagnetic Compatibility</i> ”
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FDI	Fator de dimensionamento do inversor
GD	Geração distribuída
HCI	Células fotovoltaicas híbridas
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços

II	Imposto de Importação
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
LCOE	Custo nivelado da energia elétrica produzida - em inglês, “ <i>levelised cost of electricity</i> ”
Matlab	MATrix LABoratory
MPPT	Seguidor do ponto de máxima potência - em inglês, “ <i>Maximum Power Point Tracking</i> ”
m-SI	Silício monocristalino
NREL	National Renewable Energy Laboratory
OPEX	Capital despendido com as ações de operação e manutenção - em inglês, “ <i>operational expenditure</i> ”
PASEP	Programa de Integração Social e do Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PIS	Programa de Integração Social
POA	Radiação solar incidente sobre o plano do gerador fotovoltaico - em inglês, “ <i>plan of array</i> ”
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica
PWM	Modulação por largura de pulso - em inglês, “ <i>Pulse Width Modulation</i> ”
p-SI	Silício policristalino
REN	Resolução Normativa de autoria da Agência Nacional de Energia Elétrica
ROI	Tempo de retorno do investimento - em inglês, “ <i>return on investment</i> ”



SFCR	Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (singular e plural)
SFI	Sistemas fotovoltaicos isolados (singular e plural)
SONDA	Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais
SPDA	Sistema de proteção contra descargas atmosféricas
SRC	Condições de padrão de referência - em inglês, “ <i>Standard Reference Conditions</i> ”
STC	Condições padrão de ensaio - em inglês, “ <i>Standard Test Conditions</i> ”
SWERA	Solar and Wind Energy Resource Assessment
TIR	Taxa interna de retorno
TMA	Taxa mínima de atratividade
TMY	Ano meteorológico típico - em inglês, “ <i>typical meteorological year</i> ”
TNOC	Temperatura nominal de operação da célula
TOA	Topo da atmosfera terrestre - em inglês, “ <i>top of atmosphere</i> ”
TSI	Irradiância solar total - em inglês, “ <i>total solar irradiance</i> ”
UTC	Horário padrão oficial - em inglês, “ <i>Universal Coordinated Time</i> ”
VPL	Valor presente líquido
VSI	Inversor fonte de tensão - em inglês, “ <i>Voltage Source Inverter</i> ”
WRC	Centro Mundial de Radiação - em inglês, “ <i>World Radiation Center</i> ”

## LISTA DE SÍMBOLOS

$A$	Área do gerador fotovoltaico
$AM$	Massa de ar
$c$	Velocidade da luz: $3 \cdot 10^8$ m/s
$C_{Vmp}$	Coefficientes de temperatura de tensão de máxima potência do módulo fotovoltaico
$C_{Voc}$	Coefficientes de temperatura de tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico
$E$	Equação do tempo
$E_F$	Energia do fóton
$E_g$	Energia de gap entre a banda de valência e banda de condução de um átomo ou material
$E_p$	Energia produzida pelo sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica
$FC$	Fator de capacidade
$FC_t$	Fluxo de caixa no período $t$
$G$	Irradiância solar
$G_0$	Irradiância solar extraterrestre
$G_{POA}$	Irradiância incidente sobre o plano gerador fotovoltaico
$G_{ref}$	Irradiância em uma condição de referência, como STC ou TNOC
$G_{STC}$	Irradiância na condição padrão de ensaio
$G_{sc}$	Constante solar: $1361$ W/m <sup>2</sup>
$G_t$	Irradiância incidente sobre um plano
$h$	Constante de Planck: $6,63 \cdot 10^{-34}$ J.s
$h_{local}$	Horário local
$h_s$	Horário solar
$H$	Irradiação solar no período de um dia

$I$	Irradiação solar no período de uma hora
$I_{CC,máx}^{inv}$	Limite máximo de corrente suportada por cada MPPT do inversor
$I_{MP}$	Corrente de máxima potência do gerador fotovoltaico
$I_{SC}$	Corrente de curto circuito do gerador fotovoltaico
$L_C$	Perdas de captura de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica
$L_{CT}$	Perdas de captura térmicas de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica
$L_{CV}$	Perdas de captura variadas de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica
$L_{local}$	Meridiano local
$L_{padrão}$	Meridiano que estabelece o horário padrão oficial
$L_S$	Perdas do sistema de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica
$n$	Número do dia de acordo com o calendário juliano
$P_{FV}$	Potência do gerador fotovoltaico em uma dada condição de operação
$P_{FV}^0$	Potência nominal do gerador fotovoltaico
$P_{Inv}^0$	Potência nominal do inversor
$P_{MP}$	Máxima potência do gerador fotovoltaico
$P_{perdasCC}$	Perdas por limitação da potência de entrada do inversor
$P_{perdas}$	Perdas totais de conversão no inversor
$P_{saida}$	Potência entregue pelo sistema fotovoltaico a rede elétrica local
$PR$	Taxa de desempenho de um sistema fotovoltaico - em inglês, “ <i>Performance Ratio</i> ”
$r$	Taxa de desconto
$t$	Período de tempo de análise
$T_{C,ref}$	Temperatura em uma condição de referência, como STC ou TNOC

$T_A$	Temperatura ambiente
$T_C$	Temperatura de operação da célula fotovoltaica
$T_{STC}$	Temperatura na condição padrão de ensaio
$TE$	Tarifa de energia elétrica (com impostos)
$TE_{ANEEL}$	Tarifa de energia elétrica homologada pela ANEEL
$V_{ca\ ref}$	Tensão alternada de referência
$V_{CC,inv}^{máx}$	Limite superior da faixa de tensão de entrada de um inversor
$V_{CC,inv}^{mín}$	Limite inferior da faixa de tensão de entrada de um inversor
$V_{MP}$	Tensão de máxima potência do gerador fotovoltaico
$V_{OC}$	Tensão de circuito aberto do gerador fotovoltaico
$V_{tri}$	Sinal de tensão triangular
$Y_A$	Produtividade do gerador - em inglês, “ <i>Array Yield</i> ”
$Y_F$	Produtividade final do sistema - em inglês, “ <i>Final Yield</i> ”
$Y_R$	Produtividade de referência - em inglês, “ <i>Reference Yield</i> ”
$Y_T$	Produtividade de referência com a irradiação corrigida da temperatura
$\alpha$	Elevação solar ou de um observador
$\beta$	Inclinação do plano do gerador
$\gamma$	Ângulo azimutal ou azimute de um observador ou do gerador fotovoltaico
$\gamma_{mp}$	Coefficiente de temperatura do ponto potência máxima do módulo fotovoltaico
$\gamma_S$	Ângulo azimutal ou azimute solar
$\delta$	Declinação solar
$\varepsilon$	Excentricidade da órbita terrestre
$\eta_c$	Eficiência de conversão do inversor
$\eta_{ca}$	Eficiência californiana do inversor
$\eta_{eu}$	Eficiência europeia do inversor
$\eta_{MPPT}$	Eficiência do seguidor do ponto de máxima potência

$\theta$	Ângulo entre a radiação solar direta faz e a normal de um plano
$\theta_z$	Ângulo zenital
$\lambda$	Comprimento da onda eletromagnética
$\phi$	Latitude
$\omega$	Ângulo horário

---

---

# SUMÁRIO

---

## Capítulo 1 - Introdução

1.1 Considerações Iniciais .....	26
1.2 Delimitação do Tema .....	28
1.3 Justificativa e Motivação.....	36
1.4 Objetivos do Trabalho.....	38
1.5 Estruturado Trabalho.....	38

## Capítulo 2 - Aspectos Técnicos da Microgeração Fotovoltaica Residencial

2.1 Introdução .....	40
2.2 Recurso Solar .....	41
2.2.1 Oscilações Solares .....	42
2.2.2 Movimentos Terrestres.....	44
2.2.3 Influência da Atmosfera Local .....	47
2.2.4 Componentes da Radiação Solar na Superfície Terrestre .....	50
2.2.5 Fontes de Dados para Estudos de Geração Fotovoltaica .....	53
2.3 Gerador Fotovoltaico.....	55
2.3.1 Princípios da Conversão Fotovoltaica .....	55
2.3.2 Tecnologias de Células Fotovoltaicas .....	62
2.3.3 Composição dos Módulos Fotovoltaicos .....	64
2.3.4 Propriedades Elétricas dos Módulos Fotovoltaicos.....	67
2.3.5 Fatores de Influência.....	69
2.3.6 Efeitos de Sombreamento e do Vento .....	71
2.4 Inversor para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede .....	73
2.4.1 Princípios da Conversão CC/CA .....	74
2.4.2 Inversores Comerciais.....	77
2.4.3 Seguimento do Ponto de Máxima Potência.....	78
2.4.4 Concepção Sistêmica do Inversor .....	79
2.4.5 Propriedades Elétricas .....	80
2.5 Componentes de Equilíbrio do Sistema .....	83

2.6 Figuras de Mérito - Avaliação de Desempenho.....	85
2.7 Conclusões Parciais .....	92

### **Capítulo 3 - Aspectos Regulatórios da Microgeração Fotovoltaica e suas Implicações Econômicas**

3.1 Introdução .....	95
3.2 Sistema de Compensação de Energia Elétrica .....	96
3.2.1 Diretrizes de Faturamento .....	96
3.2.2 Tributação Incidente.....	98
3.3 Tarifa de Energia Elétrica .....	98
3.3.1 Tipos de Consumidores .....	99
3.3.2 Tarifa Homologada pela ANEEL .....	100
3.3.3 Bandeiras Tarifárias.....	101
3.3.4 Tributação Incidente.....	102
3.3.5 Composição Tarifária.....	103
3.4 Considerações de Ordem Econômica .....	103
3.4.1 Figuras de Mérito - Avaliação Financeira .....	104
3.4.2 Empréstimos e Financiamentos.....	107
3.5 Conexão com à Rede Elétrica.....	108
3.6 Conclusões Parciais .....	110

### **Capítulo 4 - Dimensionamento e Modelagem de Sistemas Fotovoltaicos**

4.1 Introdução .....	112
4.2 Dimensionamento do Sistema.....	113
4.2.1 Análise de Compatibilidade Técnica .....	113
4.2.2 Fator de Dimensionamento do Inversor .....	115
4.3 Qualificação dos Dados Meteorológicos .....	117
4.3.1 Movimento Aparente do Sol .....	118
4.3.2 Validação dos Dados.....	121
4.3.3 Tratamento de Falhas.....	123
4.4 Modelos Representativos do Sistema.....	124
4.4.1 Módulo Fotovoltaico .....	125
4.4.2 Inversor .....	126
4.4.3 Considerações sobre Perdas.....	129
4.4.4 Fluxo de Potência no Sistema.....	131
4.4.5 Energia Produzida .....	132

4.5 Códigos Computacionais Desenvolvidos .....	132
4.5.1 Código de Qualificação dos Dados Meteorológicos .....	132
4.5.2 Código de Dimensionamento.....	134
4.6 Conclusões Parciais .....	139

## **Capítulo 5 - Caracterização do Estudo de Caso**

5.1 Introdução .....	141
5.2 Características Construtivas.....	141
5.3 Local Destinado a Instalação do Gerador Fotovoltaico .....	143
5.4 Potencial de Sombreamento .....	145
5.5 Fatura de Energia da Residência.....	146
5.6 Fatura de Energia das Unidades Comercias .....	147
5.7 Conclusões Parciais .....	147

## **Capítulo 6 - Análise de Viabilidade Técnica**

6.1 Introdução .....	149
6.2 Levantamento dos Dados Meteorológicos .....	149
6.3 Diretrizes Estabelecidas para a Realização do Projeto .....	153
6.4 Dimensionamento do Sistema.....	154
6.5 Características de Geração do Sistema.....	159
6.6 Avaliação do Desempenho Esperado do Sistema .....	160
6.7 Conclusões Parciais .....	162

## **Capítulo 7 - Análise de Viabilidade Econômica**

7.1 Introdução .....	164
7.2 Grandezas Relacionadas as Unidades Consumidoras .....	164
7.2.1 Tarifas Homologadas.....	164
7.2.2 Tributos Incidentes .....	165
7.2.3 Taxa de Variação da Tarifa de Energia.....	166
7.2.4 Consumo das Unidades e Divisão de Excedentes .....	167
7.2.5 Taxa de Variação do Consumo .....	168
7.3 Grandezas Relacionadas ao Sistema.....	169
7.3.1 Produção de Energia Elétrica.....	169
7.3.2 Redução da Produção Anual de Energia Elétrica .....	169
7.3.3 Custo de Aquisição e Instalação dos Componentes .....	170



7.3.4 Custo Anual de Operação e Manutenção .....	171
7.4 Considerações sobre o Fluxo de Caixa.....	172
7.5 Análise de Investimento .....	174
7.6 Conclusões Parciais .....	177
<b>Capítulo 8 - Conclusão</b>	
8.1 Sugestões para Trabalhos Futuros.....	182
<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>183</b>
<b>Anexo</b>	<b>188</b>

# INTRODUÇÃO

---

## 1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Em uma sociedade que enfrenta o desafio de ter que dobrar sua produção de energia elétrica até 2030 para atender a sua crescente demanda, e que possui como meta reduzir até 2050 as suas emissões de CO<sub>2</sub> pela metade (SCHNEIDER, 2017), o aproveitamento da energia solar surge não somente como uma alternativa interessante, mas também, como uma alternativa necessária.

Considerada uma fonte de energia limpa e inesgotável em escala de tempo humana, é possível afirmar que a energia solar é uma das mais democráticas dentre todas as fontes, pois, salvo as devidas proporções, ela se encontra disponível para todos sem qualquer custo de obtenção associado. Estima-se que a quantidade de energia solar que incide anualmente na superfície terrestre sob a forma de radiação eletromagnética, isto é, a chamada *radiação solar*, seja aproximadamente 7.900 vezes superior à demanda energética (não somente a elétrica) mundial no mesmo período (MERTENS, 2013). Ainda que por razões naturais e técnicas, o aproveitamento de grande parte dessa energia seja inviável, qualquer razoável fração passível de ser empregada para produção de trabalho, ou mais especificamente, para a geração energia elétrica, já revela um grande potencial de exploração e justifica o devido destaque que deve ser atribuída a tal fonte em meio as novas perspectivas globais.

Nesse contexto, tem-se que atualmente, o aproveitamento da radiação solar para a geração de energia elétrica se dá predominantemente por meio de duas tecnologias de conversão: a *heliotérmica* e a *fotovoltaica*. Em linhas gerais, a primeira tecnologia

constitui uma forma de geração termelétrica, na qual um fluido é aquecido a partir da energia solar para produzir vapor; enquanto a segunda, consiste na conversão direta da radiação solar em energia elétrica, a qual é realizada por meio de dispositivos conhecidos como *células fotovoltaicas*, ou através da respectiva associação destas, isto é, a partir dos *módulos fotovoltaicos*. Em função principalmente dos custos associados aos seus respectivos sistemas, tem-se que dentre essas duas tecnologias, a fotovoltaica é a que vem conquistando a maior parcela do mercado nos últimos anos, chegando a representar em 2016, cerca de 98% da capacidade total instalada das duas tecnologias no mundo (REN21, 2017).

Ao que diz respeito à geração de fotovoltaica de energia elétrica, tem-se que esta pode se dar através de pequenas, médias e grandes centrais, tanto de forma isolada como de forma conectada à rede elétrica de distribuição ou transmissão.

Os *sistemas fotovoltaicos isolados* (SFI), também conhecidos como *sistemas off-grid*, são caracterizados pela sua autonomia. Sistemas deste tipo são abastecidos exclusivamente pela energia produzida pelos geradores fotovoltaicos, não havendo conexões com outras redes e nem a existência de outros tipos de fonte, constituindo, portanto, sistemas verdadeiramente isolados. Além disso, esses sistemas geralmente contam com componentes de armazenamento de energia; pois, em casos como os de residências e outros tipos habitações, o período de maior geração dificilmente coincide com o período em que há o maior consumo, logo, a energia produzida pelos módulos tem de ser armazenada em acumuladores, como baterias, para poder ser utilizada quando se fizer necessário.

Em contrapartida, os *sistemas fotovoltaicos conectados à rede* (SFCR), também conhecidos como *sistemas on-grid*, *grid-tie* ou *grid connected*, são sistemas que operam integrados, injetando a energia produzida pelos geradores diretamente à rede elétrica local, dispensando o uso de sistemas de armazenamento. Genericamente, é possível afirmar que a rede elétrica local atua como uma grande carga absorvendo toda energia gerada por esse sistema. Devido a tal característica, esse tipo de sistema torna-se

dependente não somente da radiação solar, mas também, da rede elétrica local para poder funcionar adequadamente. Além disso, este tipo de sistema se encontra sujeito à regulamentações específicas impostas por órgãos e agentes do setor à sua conexão com a rede.

Uma peculiaridade dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede que merece ser destacada é que eles constituem uma das formas de geração de energia elétrica que possuem a maior identificação com a chamada *geração distribuída* (GD). O fato de utilizarem a energia solar como insumo, uma fonte renovável e que até certo ponto, se encontra disponível em qualquer localidade, faz com que a sua instalação não necessite de ser concentrada em um único determinado local e em grande potência, podendo ser pulverizada em sistemas distribuídos e com menores potências, o que facilita sua implementação e diminui o seu prazo de instalação. Essa característica aliada ao fato desses sistemas não emitirem nenhum tipo de poluente, não gerarem calor, não necessitarem de mão de obra especializada à sua operação e ainda, apresentarem grande modularidade, favorece a sua instalação em áreas urbanas, isto é, próximo as cargas, o que reduz os altos investimentos relacionados às extensas linhas de transmissão e, conseqüentemente, diminui as perdas técnicas e o custo final da energia gerada. Como muitas vezes a geração solar fotovoltaica ocorre em um período onde demanda de energia local é baixa, tem-se que a sua conexão à rede elétrica local torna-se interessante, pois, além de dispensar os custos relacionados aos acumuladores de energia, este ainda promove um reforço no abastecimento e na confiabilidade do sistema elétrico que atende a respectiva região.

## **1.2 DELIMITAÇÃO DO TEMA**

O marco regulatório da geração distribuída no país, se deu através da promulgação da Resolução Normativa nº 482 de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a qual estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração

e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica.

Conforme disposto em seu texto, a micro e a minigeração distribuída consistem na produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada (alta eficiência energética), conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Para efeitos de diferenciação, a *microgeração distribuída* foi caracterizada como sendo pequenas centrais geradoras de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW, enquanto a *minigeração distribuída*, por pequenas centrais geradoras com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW.

Ao que diz respeito ao sistema de compensação de energia, tem-se que este foi estabelecido baseado no sistema de créditos de energia ativa. Quando o saldo da energia produzida com a energia consumida no local de instalação do sistema de geração for positivo, tem-se que esta diferença é revertida em créditos de energia ativa que podem ser utilizados para abater o consumo na fatura de energia do mês presente de outras unidades de consumo, sob mesma titularidade e área de concessão, ou em faturas posteriores, da unidade com sistema de geração ou de outras (sob as referidas condições), num prazo de 36 meses. Desse modo, nesse tipo de sistema de compensação conhecido como *net metering*, o retorno financeiro promovido pela autogeração de energia se dá na formação de economias, isto é, na redução dos gastos financeiros com a energia consumida da rede elétrica local.

No período seguinte à publicação da REN 482/2012 surgiu uma grande expectativa a respeito do crescimento de sistemas fotovoltaicos instalados pelo país, pois, dentre as opções de sistemas de geração passíveis de ser empregados no aproveitamento das fontes autorizadas, os sistemas fotovoltaicos eram o que se apresentavam como mais atrativos, sobretudo a microgeração residencial.

Conforme mostra a Figura 1.1, um estudo realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em 2014, revelava que nas residências de alguns estados do país, seria possível gerar até 4 vezes mais energia por meio de sistemas fotovoltaicos, do que era de fato consumido.

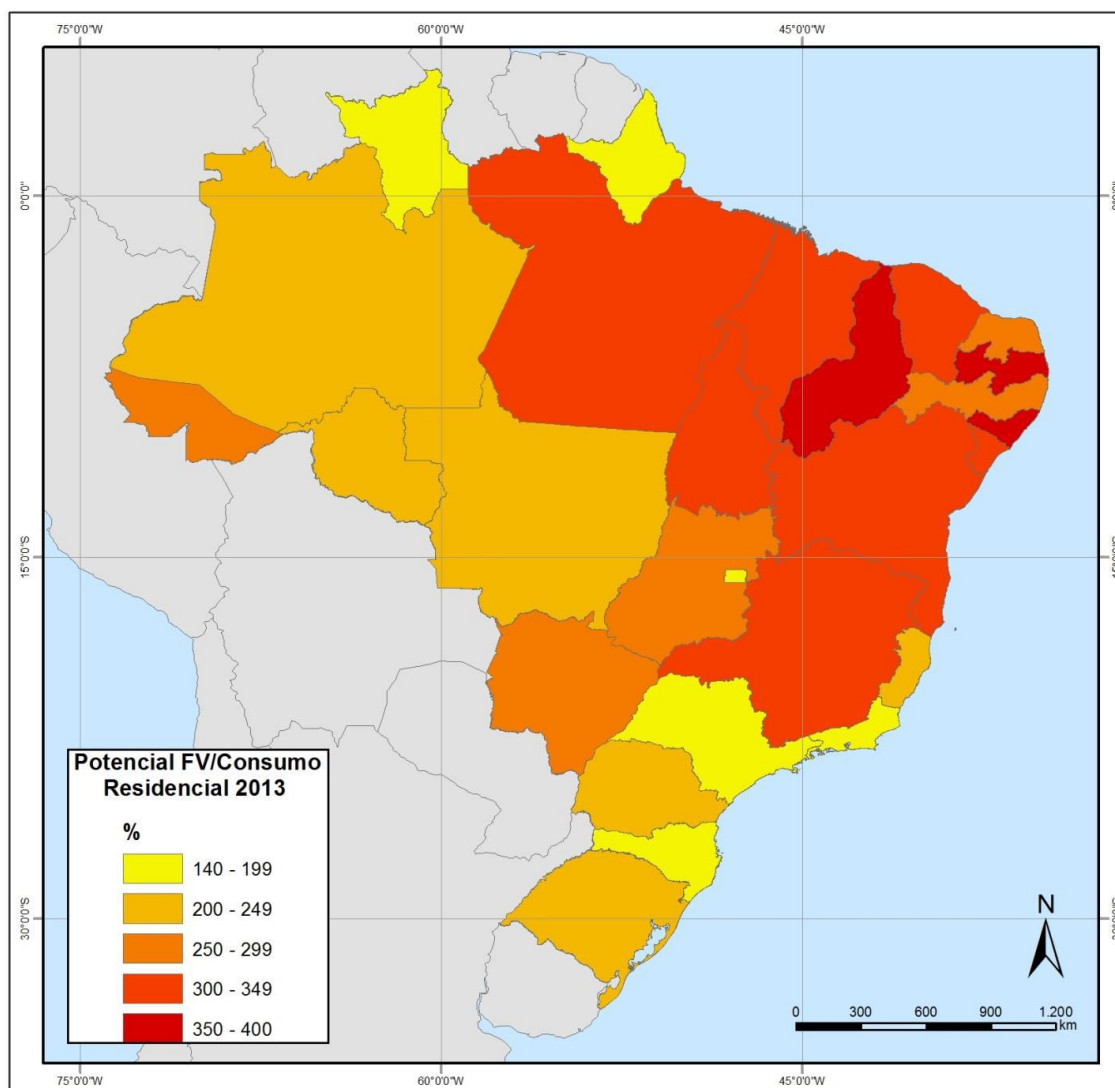


Figura 1.1 - Potencial técnico fotovoltaico versus consumo residencial por estado.

Fonte: EPE (2014).

No entanto, devido a imperfeições das diretrizes firmadas na REN 482/2012, como as relacionadas ao sistema de obtenção e cobrança de créditos de energia ativa, à alta incidência impostos sobre a energia gerada que é injetada na rede elétrica, ao alto custo do investimento inicial, e a falta de incentivos complementares, como alternativas específicas de financiamentos e a promoção de subsídios fiscais, essa

expectativa não se tornou realidade, de modo que até maio de 2015, haviam sido instalados no país somente 590 empreendimentos de geração distribuída, dentre os quais, 554 eram sistemas fotovoltaicos (MATTAR, 2015).

Em função desse baixo impacto gerado pela REN 482/2012 e da grande necessidade de expansão e diversificação da matriz elétrica nacional, verificada principalmente nas circunstâncias de escassez hidrológica verificada entre os anos 2013 e 2015, os diferentes setores do governo começaram a tomar medidas em prol da evolução do setor de geração fotovoltaica e de geração distribuída no país. Dentre elas, destaca-se a:

- I. Liberação da cobrança do imposto estadual (ICMS), sobre a energia injetada na rede pelos sistemas de micro e minigeração, concedida pelo Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), em 22 de abril de 2015, inicialmente para alguns estados - atualmente, somente os estados de Santa Catarina, Paraná e Espírito Santo ainda não aderiram ao convênio;
- II. Promulgação da Resolução N° 29, deferida pela Câmara de Comércio Exterior em 29 de abril de 2015, que reduziu de 14% para 2% a alíquota do Imposto de Importação (II) incidente sobre os módulos fotovoltaicos, até a data limite de 31 de dezembro de 2015;
- III. Promulgação da Resolução N° 64, deferida pela Câmara de Comércio Exterior em 22 de julho de 2015, que reduziu de 14% para 2% a alíquota do Imposto de Importação incidente sobre bens de capital destinados à produção de equipamentos de geração solar fotovoltaica, até a data limite de 31 de dezembro de 2016;
- IV. Promulgação da Lei 13.169, em 06 de outubro de 2015, que reduz a zero a alíquota dos impostos federais (PIS/PASEP e COFINS) incidentes sobre a energia injetada na rede pelos sistemas de micro e minigeração;
- V. Publicação da Resolução Normativa N° 687 da ANEEL, em 24 de novembro de 2015, revisando as diretrizes impostas pela REN 482/2012. Dentre as principais

mudanças trazidas, tem-se: a redefinição da potência limite da microgeração para até 75 kW e o aumento da extensão da minigeração para a faixa de 75 kW até 3MW para fontes hídricas, e até 5 MW para as demais fontes; alterações nas diretrizes de cálculo dos créditos de energia e ampliação da sua validade para 60 meses; e a definição de novas figuras integrantes do setor;

- VI. Lançamento do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), em 15 de dezembro de 2015, para ampliar e aprofundar as ações de estímulo à geração de energia pelos próprios consumidores, com base nas fontes renováveis de energia.

Os efeitos dessas medidas tomadas pelo governo foram então imediatos. As medidas I, II, IV e V impactaram diretamente sobre a viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos, pois, possibilitaram a redução do custo inicial de investimento e o aumento da posterior economia promovida por estes. Já a medida III foi fundamental para criação de indústrias nacionais e implantação de indústrias internacionais no país, o que principalmente nos próximos anos, pode possibilitar uma queda ainda maior custo inicial de investimento em sistemas fotovoltaicos, devido ao aumento da concorrência e a não incidência de impostos, tributos e custos incorridos da importação sobre o preço final de seus principais componentes. No que diz respeito a medida VI, destaca-se que até o presente, iniciativas pouco expressivas foram tomadas no âmbito do programa, em parte, devido a recente crise econômica do país; todavia, pode ser que esta possa vir a ter uma atuação mais determinante nos próximos anos.

Tendo em vista este novo e bem mais atrativo cenário de investimento, os empreendimentos de geração fotovoltaica começaram a se multiplicar rapidamente pelo país, conforme demonstra Figura 1.2. Ao final de 2016, o número de instalações de geração distribuída, caracterizadas predominantemente pelos sistemas fotovoltaicos, era 4,4 vezes superior ao observado no final de 2015.



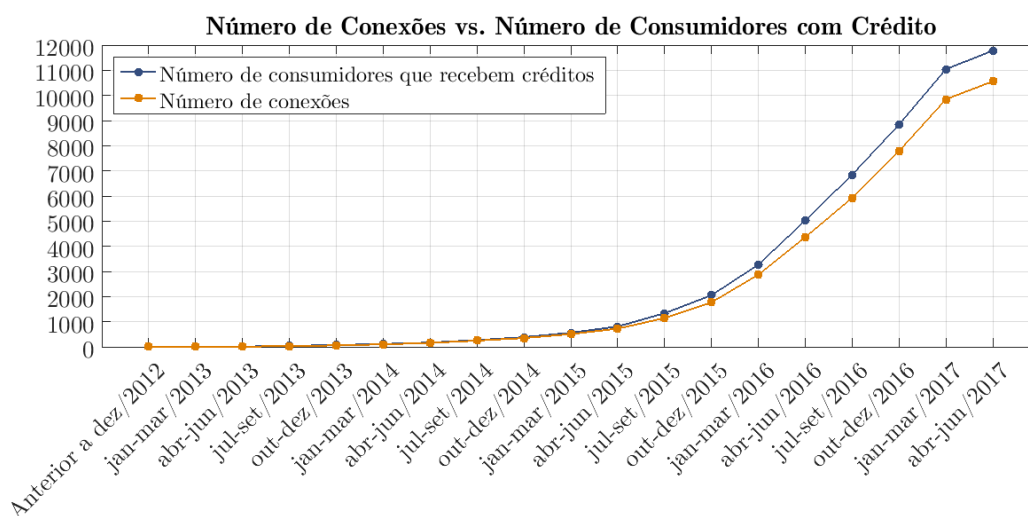


Figura 1.2 - Número de unidades associadas a microgeração até 23 de maio de 2017.

Fonte: elaborado pelo autor a partir dos dados apresentados em ANEEL (2017).

Ainda em relação a Figura 1.2, observa-se uma discrepância existente entre o número de unidades de geração distribuída e o número de unidades consumidoras integrantes do sistema de compensação. Essa situação é uma consequência das figuras definidas pela REN 687/2015, as quais, em linhas gerais, são:

- *Unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída* - trata-se basicamente da unidade onde está instalada a sistema de microgeração ou minigeração;
- *Empreendimento de múltiplas unidades consumidoras* - caracteriza basicamente a situação observada nos condomínios, no qual cada fração com uso individualizado constitui uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituem uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade deste próprio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída;
- *Geração compartilhada* - consiste na reunião de consumidores, dentro de uma mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;

- *Autoconsumo remoto* - caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua sistema microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada. Esta figura já era existente na REN 482/2012, mas que somente no contexto da REN 687/2015 é que foi devidamente classificada.

Além disso, algumas outras análises podem ser realizadas a partir do número total de unidades de geração distribuídas instaladas e de consumidores cadastros até a referida data no país.

De acordo com os dados da ANEEL (2017), dentre as 10.561 unidades de geração distribuídas instaladas até maio de 2017 no país, 10.453 são sistemas de geração fotovoltaicos conectados à rede, isto é, 99% das instalações. Essa proporção reflete bem as considerações feitas inicialmente a respeito da identificação desse tipo de sistema com a geração distribuída.

Conforme demonstra a Figura 1.3, praticamente 80% dos integrantes do sistema de compensação são do tipo residencial e 15% são do tipo comercial, característica esta, que pode ser atribuída ao fato de que estes consumidores são os que sofrem, em termos absolutos, com os maiores valores de tarifa de energia elétrica, o que os motiva a buscar meios - como a geração distribuída - de minimizarem os custos finais de seu consumo.

Ao que diz respeito as modalidades de geração distribuída, tem-se conforme pode ser observado na Figura 1.4, que 9.845 unidades, isto é, cerca de 93% destinam a energia gerada somente para a compensação do próprio consumo. Por outro lado, observa-se que quase 7% dos empreendimentos já destinam a sua energia gerada para a compensação adicional de outras unidades de consumo remotas.

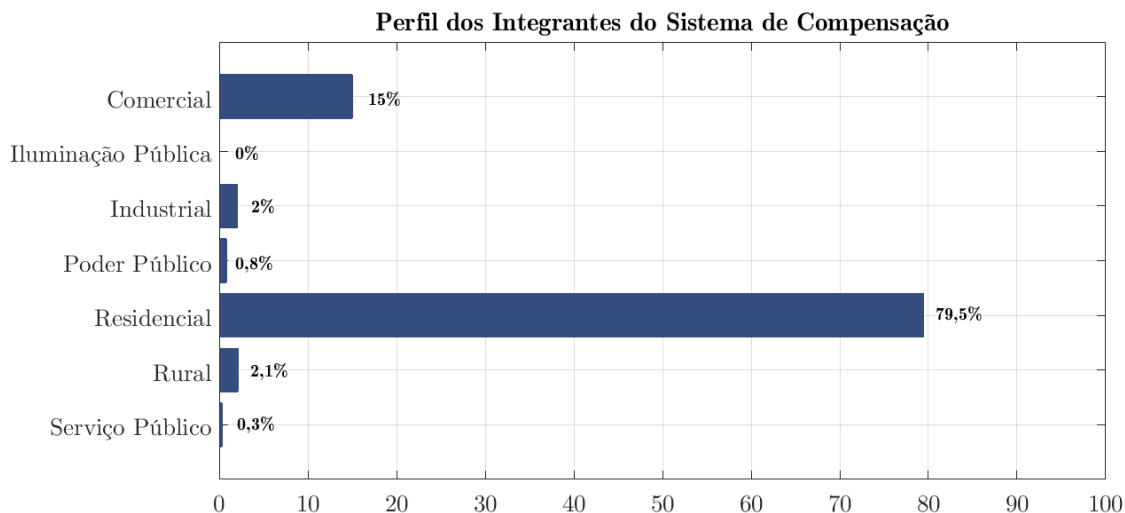


Figura 1.3 - Classe de consumo dos consumidores integrantes dos sistemas de compensação até 23 de maio de 2017.

Fonte: elaborado pelo autor a partir dos dados apresentados em ANEEL (2017).

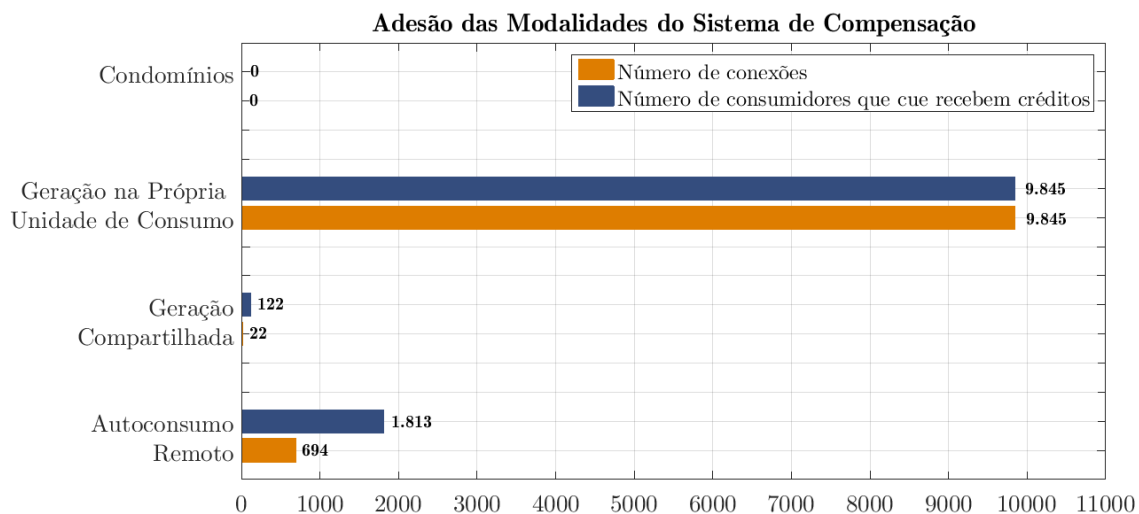


Figura 1.4 - Modalidades de geração distribuída até 23 de maio de 2017.

Fonte: elaborado pelo autor a partir dos dados apresentados em ANEEL (2017).

Finalmente, no que se refere aos tipos de geração de distribuída, tem-se conforme pode ser depreendido na Figura 1.5, que somente cerca de 1% dos sistemas instalados se enquadram como unidades de minigeração. Em uma análise superficial, essa predominância da microgeração pode ser entendida como um reflexo da predominância de consumidores residenciais e comerciais no sistema de compensação, os quais se caracterizam até certo ponto, pelo reduzido consumo de energia; e da predominância

de unidades de geração que destinam-se a atender apenas o próprio consumo, de modo que, sob tais circunstâncias, sistemas com potências não muito elevadas - no caso, inferiores a 75 kW - já se demonstram suficientes para atender as expectativas de compensação dos integrantes deste sistema.

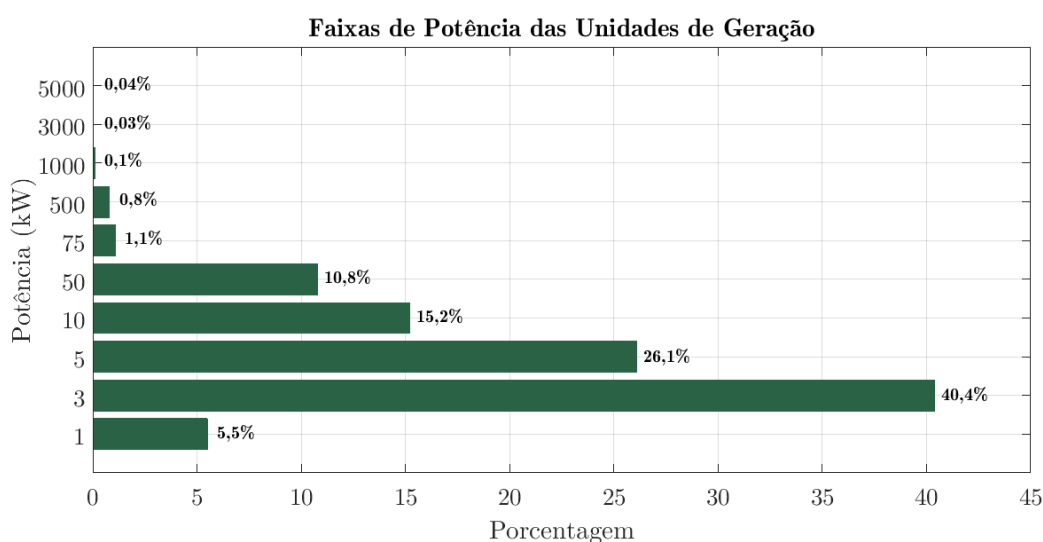


Figura 1.5 - Faixas de potência dos geradores integrantes do sistema de compensação até 23 de maio de 2017.

Fonte: ANEEL (2017).

### 1.3 JUSTIFICATIVA E MOTIVAÇÃO

Conforme disposto, inúmeras residências do país possuem uma grande capacidade de geração fotovoltaica, chegando em certos casos, a ser algumas vezes superior ao seu próprio consumo (vide Figura 1.1). Considerando o sistema de *net metering* estabelecido pela REN 482/2012 e mantido pela REN 687/2015, constata-se, entretanto, que não seria interessante que o titular de uma destas residências investisse em um sistema fotovoltaico superdimensionado com relação à sua demanda, pois, os créditos se acumulariam sucessivamente até o ponto em que perderiam suas validades, resultando em última análise, numa perda financeira, uma vez que estes não promoveriam nenhum tipo de economia.

Contudo, sob outra perspectiva, este superdimensionamento seria interessante no caso deste titular ter uma ou mais unidades de consumo também sob sua respectiva

titularidade, de modo que através destas, ele poderia compensar o excedente gerado em sua residência, aumentando, portanto, a sua margem de economia.

Assim, tomando como base essa segunda situação exposta e tendo em vista o atual cenário nacional da geração fotovoltaica distribuída, torna-se interessante investigar a real viabilidade de se investir em um sistema de microgeração solar residencial (já que esta é a parcela da sociedade mais interessada), que vise não somente compensar o seu próprio consumo, mas também, o de outras unidades consumidoras remotas.

Embora na literatura possa facilmente se encontrar diversos estudos que trazem análises de viabilidade técnica e econômica de sistemas de microgeração fotovoltaica, verifica-se que muitos deles utilizam metodologias de previsão de geração do sistema não muito refinadas, e que a imensa maioria deles se concentram apenas na compensação do próprio consumo da unidade onde se encontra o sistema de geração, não considerando a existência de unidades de consumo remotas. Destaca-se que durante as pesquisas precedentes à realização do presente trabalho, não foram encontrados estudos na literatura técnica nacional que fizessem tal consideração, revelando, portanto, caso estes existam, um desconhecimento de suas existências por parte deste autor.

Ainda que certas premissas adotadas na investigação proposta se assemelhem com as dos trabalhos que consideram somente o consumo próprio local, existem detalhes associados a existência de unidades de consumo remotas que dão características próprias a este estudo, devendo estas serem devidamente trabalhadas e registradas.

A quantidade e a relevância dessas características se tornam ainda maior, quando as unidades de consumo remotas em questão, se tratam de unidades comerciais, as quais estão sujeitas a uma tarifa de energia distinta ao da unidade residencial detentora do sistema de geração e que, portanto, também produzem economias diferentes ao titular.

Esta situação em que se tem um consumidor residencial, o qual almeja instalar um sistema de microgeração fotovoltaica em sua residência, visando também compensar o consumo de unidades remotas cujas faturas de energia se encontram sob sua titularidade, pode ser facilmente reconhecida no cotidiano de certos setores da sociedade, como os de: médicos e dentistas, considerando seus consultórios; lojistas, considerando suas unidades de comércio; advogados, considerando seus escritórios; pequenos empresários, considerando as suas salas. Logo, observa-se que os resultados depreendidos deste trabalho podem ser também de interesse comum a uma considerável parcela sociedade.

#### **1.4 OBJETIVOS DO TRABALHO**

O objetivo geral deste trabalho é analisar por meio dos conceitos técnicos, regulatórios e econômicos aplicáveis, a real viabilidade de instalação um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, para uma residência, considerando duas unidades consumidoras comerciais de autoconsumo remoto.

Dado esse contexto, os seus objetivos específicos são:

- Desenvolver ferramentas computacionais que permitam a realização das análises propostas com um bom compromisso entre a precisão e a simplicidade;
- Elaborar um projeto de sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica para um determinado caso escolhido para o estudo;
- Analisar através de figuras de mérito, o desempenho esperado e as limitações associadas ao investimento nesse tipo de sistema.

#### **1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO**

O presente trabalho está desenvolvido em oito capítulos. Este primeiro, destina-se a apresentar o contexto no qual o mesmo se insere, os objetivos pretendidos por ele e a explanação da estrutura adotada na sua transcrição.

O Capítulo 2, “Aspectos Técnicos da Microgeração Fotovoltaica Residencial”, apresenta uma minuciosa revisão a respeito das características de funcionamento dos componentes de um SFCR, tal como do próprio sistema.

O Capítulo 3, “Aspectos Regulatórios da Microgeração Fotovoltaica e suas Implicações Econômicas”, descreve os principais conceitos trazidos pela REN 687/2015, nos quais um participante do sistema de compensação deve saber. Adicionalmente, certos conteúdos econômicos correlacionados são também abordados.

O Capítulo 4, “Dimensionamento e Modelagem de Sistemas Fotovoltaicos”, apresenta as diretrizes gerais para o dimensionamento de um SFCR de pequeno porte, bem como as representações matemáticas adotadas neste trabalho para descrever o fluxo de potência no sistema.

O Capítulo 5, “Caracterização do Estudo de Caso”, faz uma descrição das principais características da residência e das unidades consumidoras comerciais, as quais permeiam as análises deste trabalho.

O Capítulo 6, “Análise de Viabilidade Técnica”, apresenta os procedimentos realizados para o dimensionamento de um SFCR para a residência estudada, bem como os resultados encontrados para sua expectativa geração.

O Capítulo 7, “Análise de Viabilidade Econômica”, descreve os procedimentos adotados na análise de investimento do SFCR projetado, tendo em vista as particularidades impostas pelo autoconsumo remoto.

E o Capítulo 8, “Conclusão”, faz uma síntese do presente trabalho, elucidando os resultados obtidos, e os novos estudos a serem realizados.

# ASPECTOS TÉCNICOS DA MICROGERAÇÃO FOTVOLTAICA RESIDENCIAL

---

## 2.1 INTRODUÇÃO

Os SFCR empregados em residências normalmente apresentam uma topologia das mais elementares, sendo compostos fundamentalmente pelo gerador fotovoltaico e pelo inversor, e de forma auxiliar, por componentes como: o medidor de energia, as estruturas específicas de fixação dos módulos do gerador, os dispositivos de proteção (tanto de corrente contínua como de corrente alternada) e os cabos e conexões. A Figura 2.1 ilustra a disposição desses componentes no sistema.

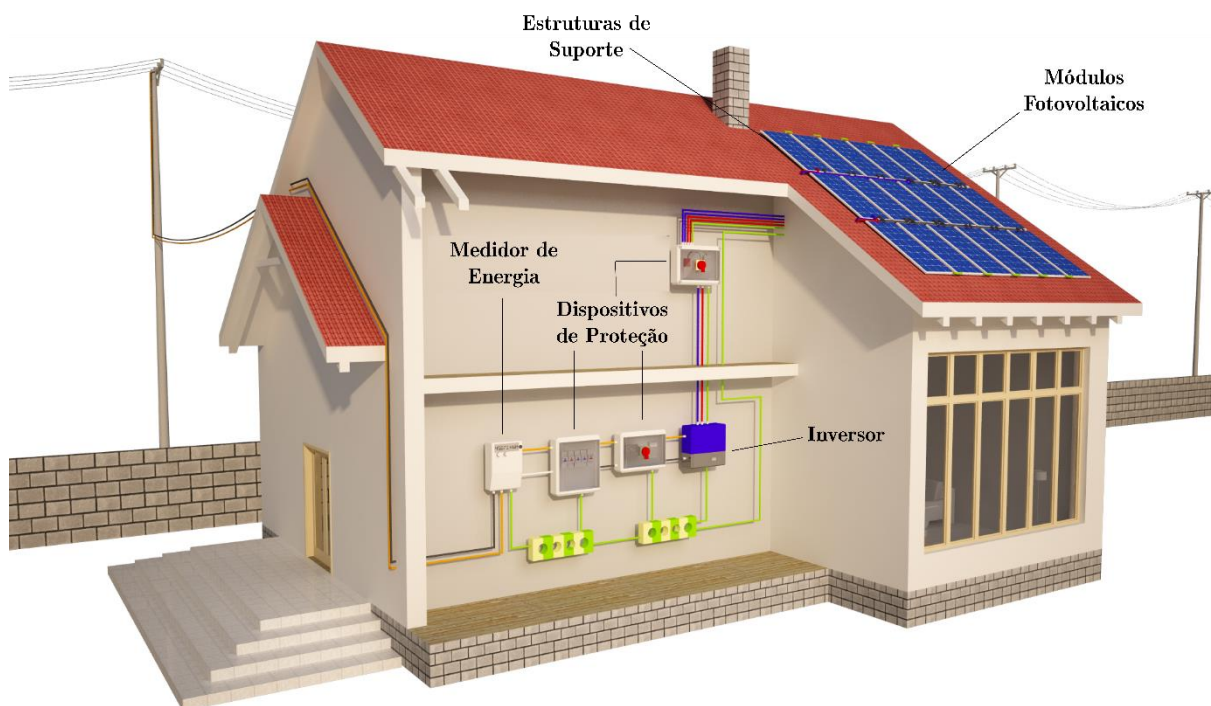


Figura 2.1 - Esquema básico de um SFCR residencial.

Fonte: [www.hinrenblog.wordpress.com](http://www.hinrenblog.wordpress.com) (modificado). Acessado em: 09 de julho de 2017.



Apesar de simples, o projeto deste tipo de sistema requer que o engenheiro responsável detenha um bom conhecimento a respeito do funcionamento de cada um desses componentes, bem como, da operação global do sistema, de modo que ele possa não somente fazer um dimensionamento tecnicamente correto e seguro, mas também otimizado. Diante disso, tem-se que as principais características técnicas associadas aos SFGR de pequeno porte, são apresentadas a seguir.

## 2.2 RECURSO SOLAR

Assim como no caso de qualquer tecnologia de geração renovável de energia elétrica, a compreensão do funcionamento dos sistemas fotovoltaicos começa pelo conhecimento das características espaciais e temporais de seu insumo energético. Antes, porém, de se apresentar tais conhecimentos, é interessante definir alguns parâmetros e terminologias associados ao seu estudo.

O termo *irradiância* é designado para referenciar o fluxo magnético ou, em outras palavras, a potência que incide em uma superfície por unidade de área, sendo dado em watt por metro quadrado ( $\text{W}/\text{m}^2$ ). Em certos casos, esta pode ser referente somente a um determinado comprimento de onda ou a uma faixa destes, sendo o valor integralizado da irradiância observada definida como *irradiância total*. Assim como estabelecido pela NBR 10.899, a irradiância é matematicamente expressa pela letra “ $G$ ”.

Já o termo *irradiação* é empregado para determinar a irradiância total que incide em determinada superfície em certo intervalo de tempo, sendo dada em quilowatt-hora por metro quadrado ( $\text{kWh}/\text{m}^2$ ). Conforme trazido pela referida norma, a irradiação é matematicamente expressa pela letra “ $I$ ” quando o intervalo de tempo associado for de uma hora, e pela letra “ $H$ ”, quando este for de dias.

Vale ressaltar que neste trabalho o termo *radiação solar* é utilizado de maneira genérica para referenciar a energia eletromagnética proveniente do Sol, não sendo feita, portanto, qualquer distinção em relação ao comprimento de onda ou unidade medida.

### 2.2.1 OSCILAÇÕES SOLARES

No que diz respeito ao Sol, acredita-se que a sua energia seja originada em seu interior, onde inúmeras reações termonucleares de ciclo próton-próton ocorrem liberando radiação eletromagnética de alta energia, isto é, em comprimentos de onda dos raios gama e raios X. Essa radiação ao se propagar em direção ao exterior solar, o qual possui uma menor temperatura, sofre diversas interações com os constituintes locais, passando por um processo de *termalização*. Como resultado disso, tem-se que a radiação eletromagnética emitida pelo Sol ao espaço se distribui em praticamente todos os comprimentos de onda, contudo, de maneira não uniforme. Essa característica pode ser verificada por meio da Figura 2.2, a qual demonstra a irradiância de uma faixa de comprimentos de onda - em nanômetro (nm) - emitida pelo Sol em 13 do mês julho de 2016.

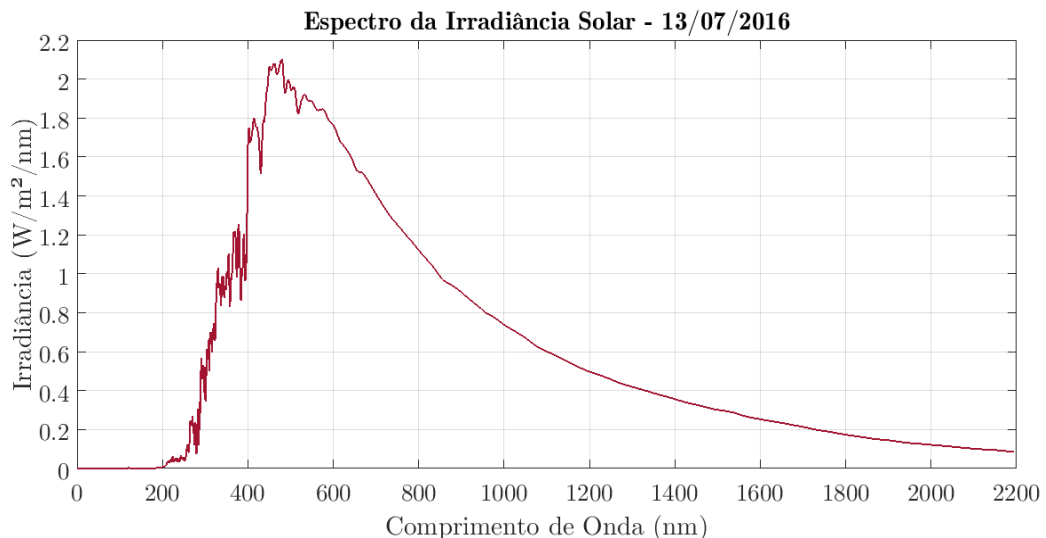


Figura 2.2 - Espectro da irradiância solar registrado em 13 de julho de 2016, no topo da atmosfera terrestre pelo experimento SORCE, da NASA.

Fonte: elaborado pelo autor a partir dos dados obtidos em LISIRD (2017).

Embora a taxa com que as reações termonucleares ocorram no interior solar possa ser considerada constante, tem-se que em suas camadas mais externas são observados diversos fenômenos de origem magnética, como principalmente manchas, fáculas, e fulgurações, as quais provocam consideráveis variações na irradiância de certos comprimentos de onda.

Essas variações, entretanto, resultam em uma oscilação de 0,01% da irradiância solar total (em inglês, “*total solar irradiance*” - TSI) em um intervalo de minutos, e de 0,1% em intervalos de dias, semanas ou anos. Esse último caso pode ser comprovado pelo gráfico da Figura 2.3, o qual demonstra os registros de irradiância solar total a uma distância de 1 unidade astronômica (ua)<sup>1</sup>, realizadas por diversas missões espaciais no decorrer dos últimos quase 40 anos. Nele, é possível verificar uma variação periódica próxima de 0,1% entre os valores máximos e mínimos registrados, sendo estes coincidentes com a oscilação da ocorrência das manchas solares. Uma explicação mais detalhada para este fato pode ser encontrado em KOPP (2016).

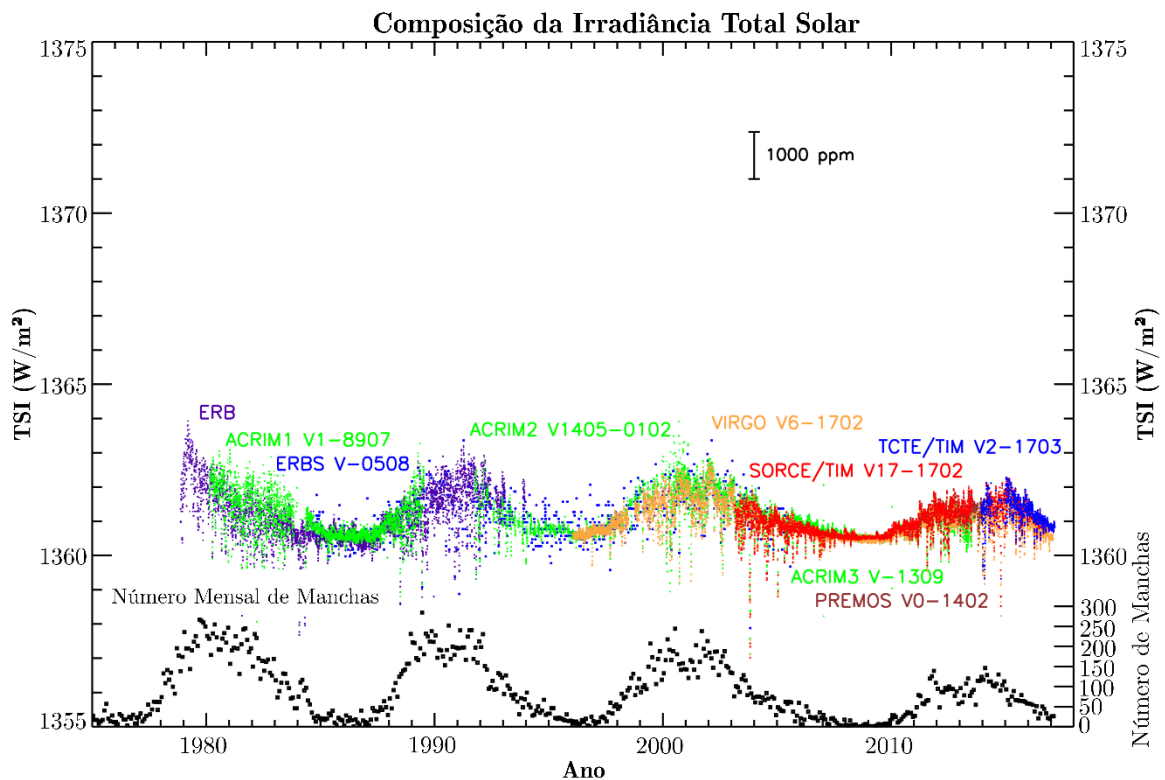


Figura 2.3 - Composição parametrizada de todos os registros de irradiância total solar verificados desde 1978. As diferentes colorações e os respectivos nomes associados, fazem menção às missões espaciais e aos equipamentos utilizados para a obtenção de tais registros.

Fonte: adaptado de KOPP (2017).

<sup>1</sup> As medições realizadas pelas missões espaciais são feitas no topo da atmosfera terrestre, cada qual em uma altitude pré-determinada. Posteriormente, por uma questão de padronização, é que os valores medidos são inferidos para uma distância de 1 ua, a qual, por sua vez, é definida pela distância média entre a Terra e o Sol ( $1,496 \times 10^{11}$  m).

Todavia, em função da ordem de grandeza dessas oscilações e do atual estado da arte por trás dos estudos de cunho energético da radiação solar que incide sobre a Terra, o Sol pode ser considerado uma fonte de energia que emite uma irradiância total próxima de  $1361 \text{ W/m}^2$ . Conforme pode se deferir da Figura 2.3, tal valor corresponde ao valor médio das observações das últimas décadas e, por motivos históricos, tal grandeza recebe o nome de *constante solar* ( $G_{sc}$ ).

Ressalta-se que até uns anos atrás, o Centro Mundial de Radiação (em inglês, “*World Radiation Center*” - WRC) definia a constante solar como sendo igual a  $1367 \text{ W/m}^2$ ; desse modo, as diversas obras da literatura publicadas até então, traziam esse valor como referência. Contudo, uma revisão foi feita na escala de ajuste da composição mostrada na Figura 2.3, revelando que na verdade, a constante solar possuía um valor menor, sendo dada, portanto, por aquele definido no último parágrafo (WRC, 2017).

## 2.2.2 MOVIMENTOS TERRESTRES

No que se refere aos movimentos terrestres, tem-se que os efeitos da *translação* e da *rotação* são aqueles que se demonstram mais incisivos aos estudos energéticos da radiação solar.

Dessa forma, tem-se que a Terra realiza um movimento de translação sobre uma órbita elíptica pouco excêntrica ( $\varepsilon \approx 0,0167$ ) em torno do Sol, em um período de tempo denominado de *ano*. O movimento de translação da Terra determina um plano, por vezes chamado de *plano da eclíptica*.

Embora a excentricidade da órbita terrestre seja pequena, esta faz com a distância entre o Sol e a Terra varie cerca de 3% durante o ano. Conforme ilustrado na Figura 2.4, a posição orbital em que a Terra se encontra a uma distância mínima em relação ao Sol ( $1,471 \times 10^{11} \text{ m}$ ) é chamada de *periélio*, e corresponde à posição no qual o planeta recebe a maior quantidade de radiação solar. Em contrapartida, a posição orbital na qual a distância da Terra em relação ao Sol é máxima ( $1,521 \times 10^{11} \text{ m}$ ), é

denominada de *afélio* e, conseqüentemente, corresponde a posição orbital em que a quantidade de radiação solar recebida pelo planeta é menor.

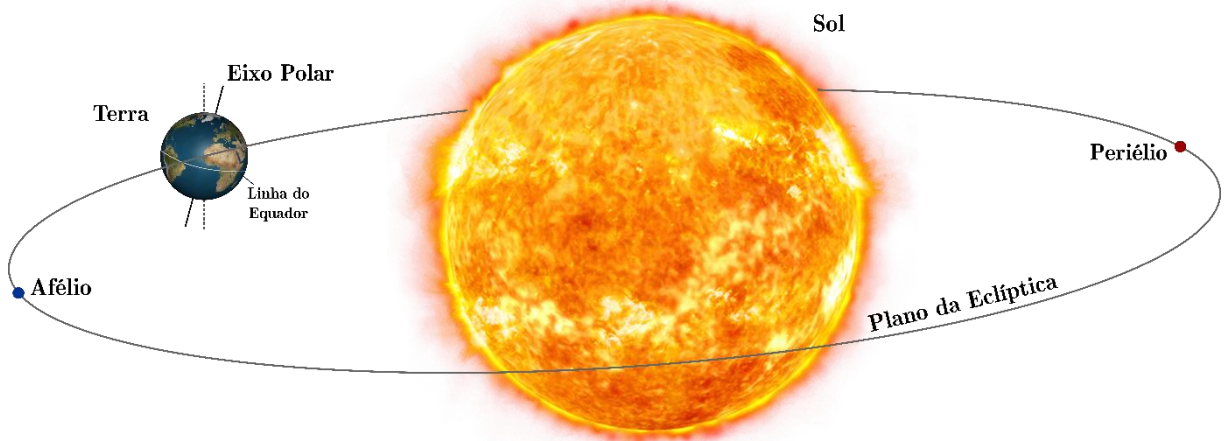


Figura 2.4 - Representação do posição orbital da Terra em relação ao Sol.

Fonte: elaborado pelo autor a partir de imagens obtidas na internet.

Essa variação da radiação solar pode ser melhor observada através da Figura 2.5. Nela, observa-se que os maiores valores de irradiância que incidem sobre a Terra são verificados entre o final de dezembro e início de janeiro, por ser justamente o período em que a Terra se encontra mais próxima do Sol; ao passo que os menores, são verificados entre junho e julho, quando a Terra se encontra mais afastada do Sol.

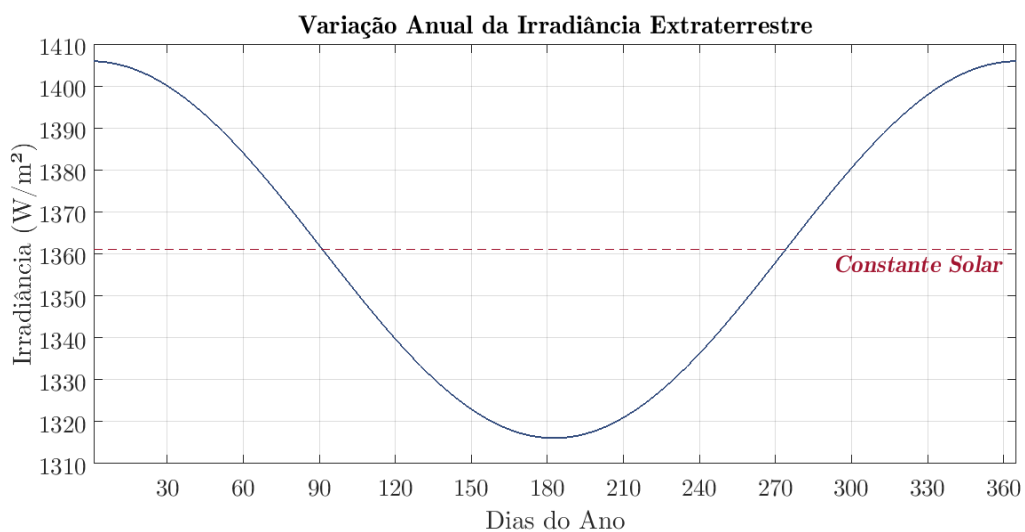


Figura 2.5 - Variação diária da irradiância extraterrestre ao longo de um ano.

Fonte: próprio autor.

Não obstante, ao mesmo tempo em que orbita o Sol, a Terra realiza um movimento de rotação em torno de si mesma, de forma a completar uma volta em um período definido de *dia*. Sob uma perspectiva estritamente diária, a rotação terrestre representa o principal agente causador de variações sobre a irradiância solar que incide sobre um determinado ponto da atmosfera ou, mesmo, da superfície terrestre, pois, se por um lado tal movimento o expõe durante um certo período de horas ao Sol (dia), por outro, ela o coloca no restante do dia em face oposta (noite), cerceando-o do recebimento da radiação solar.

Além disso, tem-se que, conforme mostrado na Figura 2.4, o eixo de rotação da Terra, denominado de *eixo polar*, possui uma inclinação até certo ponto fixa no espaço, formando um ângulo de  $23,45^\circ$  em relação à perpendicular do plano da eclíptica; ou, de maneira análoga, essa angulação pode ser também encarada como sendo da Linha do Equador em relação ao próprio plano da eclíptica.

Tal particularidade faz com que nos dias próximos do solstício de dezembro, o Hemisfério Sul receba maior quantidade de radiação solar que o Hemisfério Norte, sendo observados os dias com maiores períodos de iluminação (fotoperíodo) neste primeiro e as “noites mais longas” nesse segundo. Já nos dias próximos ao solstício de julho, a inclinação do eixo polar faz com que o Hemisfério Sul receba menor quantidade de irradiação solar que o Hemisfério Norte, sendo observados efeitos diretamente opostos. Nos dias próximos do equinócio de março e do equinócio de setembro, ambos os hemisférios recebem a mesma quantidade de radiação solar, apresentando dessa forma, dias e noites com a mesma duração.

Ainda que os solstícios ocorram em épocas do ano próximas do afélio e do periélio, ressalta-se que estes não possuem uma relação propriamente direta. Conforme pode ser depreendido dos parágrafos anteriores, os solstícios se referem a uma defasagem angular de plano, enquanto o afélio e o periélio, a uma distância orbital.

Posto isto, tem-se que as referidas variações do período de iluminação da Terra podem ser observadas através da Figura 2.6. Por meio dela, observa-se ainda que quanto mais afastado da Linha Equador, isto é, quanto maior é o valor absoluto da latitude, maior é a oscilação do fotoperíodo verificada ao longo do ano, em consequência da também maior variação da irradiação solar recebida.

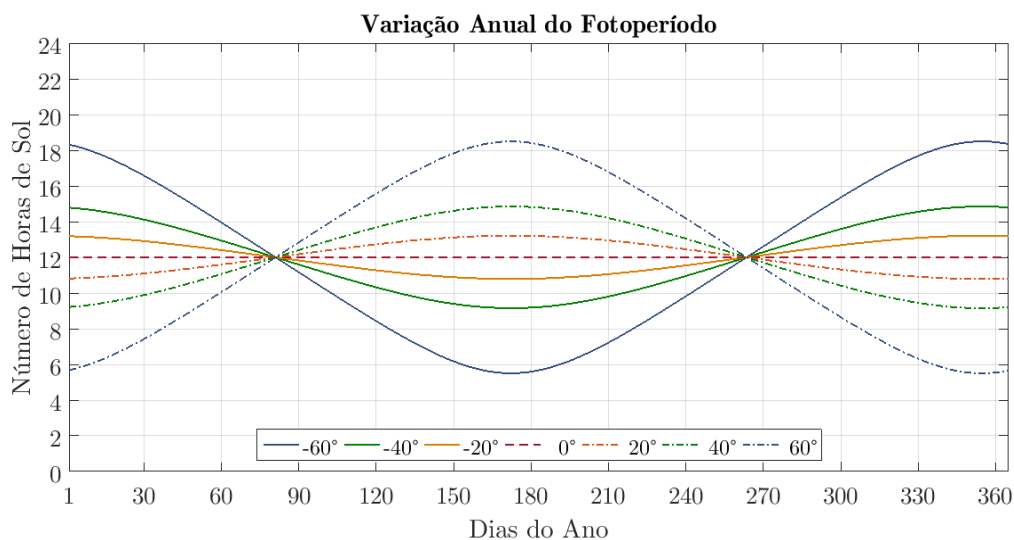


Figura 2.6 - Variação diária do fotoperíodo para diversas latitudes, ao longo de um ano.

Fonte: próprio autor

Destaca-se que a partir dessa relação, é que se estabeleceu as latitudes dos Trópicos de Câncer e de Capricórnio, as quais, em última análise, compreendem a faixa da atmosfera terrestre que recebe em algum momento do ano, a radiação solar de forma perpendicular. Em linhas gerais, é possível afirmar ainda que essa faixa representa aquela onde se possui maior oferta de radiação solar no planeta, sendo, consequentemente, a região mais quente do planeta, isto é, a região Tropical.

### 2.2.3 INFLUÊNCIA DA ATMOSFERA LOCAL

Embora no decorrer dos dias grandes quantidades de radiação solar interceptem a atmosfera terrestre, o que se observa na realidade, é que somente uma fração desta chega a superfície do nosso planeta. Essa situação ocorre, pois, ao entrar na atmosfera a radiação solar interage ativamente com alguns de seus constituintes, sofrendo uma expressiva *atenuação*.

A atmosfera terrestre é composta por um grupo de gases com concentração praticamente constante e um grupo de gases com concentração variável (YAMASOE; CORRÊA, 2016). Cerca de 99% da chamada atmosfera seca é composta por nitrogênio ( $N_2$ ) e oxigênio ( $O_2$ ), sendo o restante composto por gases-traço. Alguns desses gases-traço, como dióxido de carbono ( $CO_2$ ), metano ( $CH_4$ ), óxido nitroso ( $N_2O$ ), ozônio ( $CO_3$ ) e clorofluorcarbonos (CFCs), mesmo estando em pequenas quantidades, desempenham um papel fundamental na atmosfera terrestre, sendo os principais responsáveis pela ocorrência do efeito estufa. A composição gasosa da atmosfera terrestre é completada por uma parcela úmida, a qual é designada de tal forma devido à presença de vapor d'água ( $H_2O$ ), um importante gás do efeito estufa. A concentração de vapor d'água na atmosfera é bastante variável, podendo representar de 3% a 4% do volume parcial, sendo tal condição diretamente associada as características geográficas e temporais locais.

Além desses gases, a atmosfera terrestre também é composta por partículas líquidas e sólidas como aerossóis atmosféricos, gotas d'água e cristais de gelo. Por definição, os aerossóis são partículas sólidas ou líquidas em suspensão em um meio gasoso, logo, sendo tal meio o próprio ar, os aerossóis atmosféricos são caracterizados por grãos de pólen, spray marinho, partículas de poeira, compostos expelidos por erupções vulcânicas e produtos da queima de combustíveis fósseis e biomassa. Vale destacar que por atuarem como núcleo de condensação, os aerossóis desempenham um papel fundamental no processo de formação das nuvens, sendo que estas, por sua vez, são compostas predominantemente por água e gelo, e cobrem cerca de 40% a 60% da superfície terrestre (YAMASOE; CORRÊA, 2016).

Diante disso, observa-se que a atenuação da radiação solar que penetra na atmosfera terrestre ocorre basicamente em função de dois processos: a *absorção* e o *espalhamento*.

No processo de absorção, a energia da radiação solar é parcialmente ou totalmente transferida para o meio no qual ela incide ou atravessa, provocando alguma



alteração física neste. O ozônio ( $O_3$ ) atmosférico absorve uma parcela considerável da radiação ultravioleta solar, enquanto outros de seus constituintes como gás carbônico e vapor d'água, absorvem diferentes parcelas da radiação infravermelha solar. No caso principalmente desses últimos, a alteração física causada pela absorção da radiação está relacionada ao aumento da temperatura atmosférica, ou seja, ao próprio efeito estufa.

No processo de espalhamento, a radiação solar é desviada da sua trajetória original, podendo ser refletida de volta para o plano de sua origem ou transmitida em uma nova orientação. O processo de espalhamento pode ocorrer por vezes acompanhado do processo de absorção e, em determinados casos, pode causar a reflexão ou remissão da radiação num comprimento de onda diferente daquele incidente. O espalhamento é o principal responsável pela coloração azul do céu e esbranquiçado das nuvens e pela ocorrência de fenômenos como o arco-íris, ocorrendo nesses casos de forma particular na região espectral visível.

Vale destacar que quando a radiação solar atinge uma partícula cujo comprimento é muito inferior ao seu comprimento de onda, como ocorre nos casos das moléculas  $N_2$  e  $O_2$ , o espalhamento é denominado *dispersão de Rayleigh*. Já para partículas cujo tamanho é comparável ou superior ao do comprimento de onda da radiação solar, como nos casos dos aerossóis e cristais de gelo, o espalhamento é denominado *dispersão de Mie*.

Tendo em vista a natureza desses processos de atenuação, observa-se que os seus efeitos associados podem ser calculados de maneira prática, a partir de análises geométricas. Nesse sentido, tem-se a partir da Lei do Cosseno ou Lei de Lambert, que a energia incidente sobre uma determinada superfície pode ser idealmente considerada como sendo proporcional ao seu próprio ângulo de incidência ( $\theta$ ).

A partir desse raciocínio, surge então o conceito de massa de ar, ou simplesmente,  $AM$ . Pela definição da NBR 10.899, a massa de ar é a razão entre o caminho ótico percorrido pelos raios solares na atmosfera e o caminho vertical na

direção de zênite ao nível do mar, podendo ser aproximada por (2.1), onde  $\theta_z$  é o *ângulo zenital*, isto é, a distância angular entre os raios solares e a vertical no local de incidência (ABNT, 2006).

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (2.1)$$

A Tabela 2.1 demonstra a relação estimada entre o massa de ar calculada e o fatores de atenuação da radiação solar incidente. Observa-se que quanto maior a massa de ar atravessada, maior são os impactos de tais processos, sobretudo, dos de espelhamento.

Tabela 2.1 - Relação entre massa de ar e fatores de influência da radiação total incidente.

AM	Absorção (%)	Dispersão de Rayleigh (%)	Dispersão de Mie (%)	Redução Total (%)
<b>1,00</b>	8,7	9,4	0 – 25,6	17,3 – 38,4
<b>1,15</b>	9,2	10,5	0,7 – 29,5	19,4 – 42,8
<b>2,00</b>	11,2	16,3	4,1 – 44,9	28,8 – 59,1
<b>5,76</b>	16,2	31,9	15,4 - 74,3	51,8 – 85,5
<b>11,5</b>	19,5	42,5	24,6 - 86,5	65,1 – 93,8

Fonte: adaptado de GREENPRO (2004).

Vale destacar que nos estudos relacionados aos processos de atenuação, as grandezas relacionadas a radiação solar extraterrestre (irradiância e irradiação) são comumente designadas por *AM 0*, pois, uma vez que tal radiação ainda se encontra imediatamente após o topo da atmosfera terrestre (em inglês, “*top of atmosphere*” - TOA), tem-se que nenhuma massa de ar foi atravessada e, portanto, seu valor é nulo.

#### 2.2.4 COMPONENTES DA RADIAÇÃO SOLAR NA SUPERFÍCIE TERRESTRE

Tomando como base a trajetória descrita da radiação solar na atmosfera terrestre, é possível classificar a radiação solar que incide sobre um determinado local da superfície terrestre, tal como mostrado na Figura 2.7, em três componentes:

- *Radiação Direta* - é a parcela advinda do disco solar, que incide diretamente sobre uma superfície, sem sofrer alterações em sua trajetória devido a influências atmosféricas;
- *Radiação Difusa* - é a parcela recebida indiretamente, isto é, procedente de todo céu visível excluindo o disco solar, e originada pela radiação solar espalhada pelo material particulado em suspensão na atmosfera;
- *Radiação Refletida no Albedo* - é a porção de radiação incidente sobre os arredores do local que é refletida para determinado ponto.

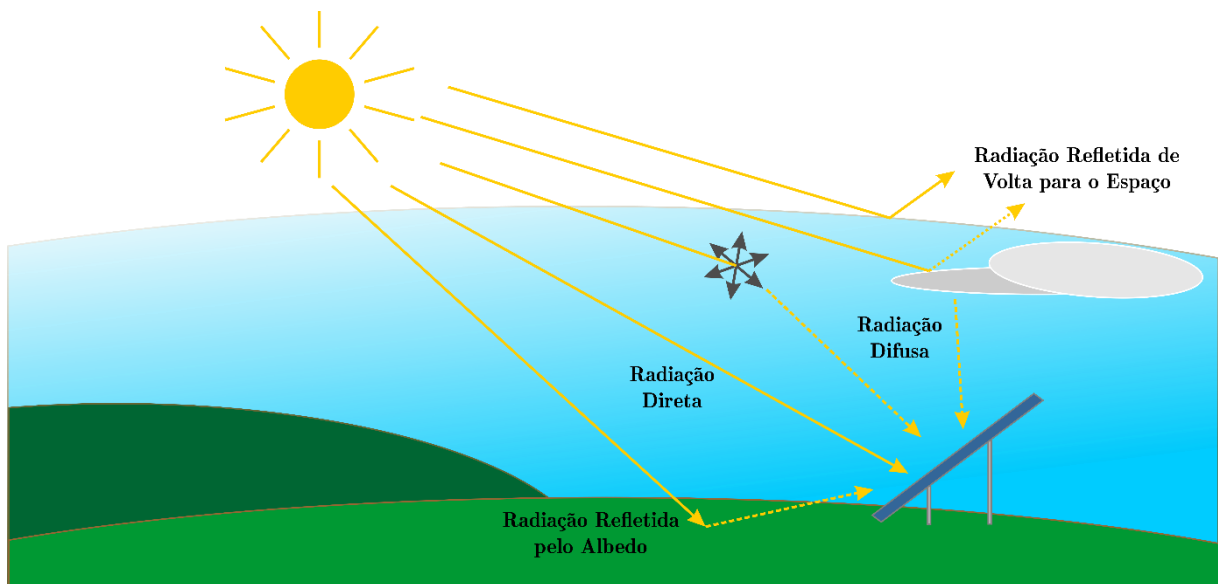


Figura 2.7 - Representação ilustrativa das componentes associadas a radiação solar incidente sobre um determinado plano.

Fonte: próprio autor.

De acordo com a NBR 10.899, o *albedo* ( $\rho$ ) é um índice relativo à fração da irradiância solar, recebida em uma unidade de área, devido à refletância dos arredores e do solo onde está instalado um dispositivo (ABNT, 2006). Assim como pode ser observado na Tabela 2.2, cada tipo de superfície apresenta um valor específico de albedo, de modo que quanto maior é este, maior é a quantidade de radiação refletida. Em geral, no caso de superfície muito heterogênea, assume-se um valor genérico de 0,2 ou 20% para o albedo (GREENPRO, 2004).

Um fato que merece ser destacado é que a radiação direta é a componente mais afetada pela presença de nuvens, pois, estas bloqueiam a sua passagem, levando a absorção ou ao espalhamento de grande parte, senão, da totalidade da sua energia. Baseado nisso, observa-se que os sistemas héliotérmicos por dependerem exclusivamente da radiação direta, possuem a sua geração altamente afetada pela presença de nuvens no céu, enquanto no caso dos sistemas fotovoltaicos, tal prejuízo é consideravelmente menor, pois, por estes explorarem todas as componentes, uma boa parte da sua geração pode ser sustentada, sob tais condições, pela radiação difusa e refletida do albedo.

Tabela 2.2 - Valores médios de refletância para diferentes superfícies.

<b>Superfície</b>	<b>Albedo (%)</b>
Asfalto (Piche)	5 - 10
Culturas	15 - 25
Concreto Seco	17 - 27
Duna de Areia Seca	35 - 45
Duna de Areia Molhada	20 - 30
Matagal	15 - 25
Neve Fresca	75 - 95
Solo Escuro	5 - 15

Fonte: YAMASOE e CORRÊA (2016).

Além disso, a partir na definição das componentes da radiação solar surgem dois novos termos de grande valor para a realização de medições, estudos e pesquisas no campo de energia solar.

O primeiro termo é a *radiação global*, cuja designação é feita para referenciar a soma da radiação direta e difusa que incide na superfície de um determinado local. Esta grandeza também recebe o nome de *radiação no plano horizontal*, pois, em tal situação somente as referidas componentes da radiação solar incidem de fato sobre o plano.

O segundo termo é *radiação total*, cuja designação é realizada para referenciar a soma das três componentes incidentes na superfície de um determinado local. Em certos casos, a radiação total recebe o nome de *radiação no plano inclinado*, sendo esta a radiação total recebida em um plano com a inclinação igual à latitude do local.

### 2.2.5 FONTES DE DADOS PARA ESTUDOS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Existem diversas fontes de dados que disponibilizam dados a respeito da radiação solar para determinados locais mundo, em diferentes bases temporais, como horária, diária ou mensal, por exemplo.

Algumas dessas, como o Atlas Solarimétrico Brasileiro (ASB), o Atlas Brasileiro de Energia Solar, e o projeto SWERA (em inglês, “*Solar and Wind Energy Resource Assessment*”), fornecem informações geograficamente mapeadas - as quais são fruto de medições e interpolações - a respeito da irradiação solar historicamente observada, tendo em vista os registros de suas componentes, da global e do plano inclinado. Embora tais mapas sejam de grande valor à ciência, tem-se que estes se demonstram pouco efetivos aos estudos de geração fotovoltaica, sendo empregadas somente naqueles mais superficiais.

No caso de estudos mais avançados, é interessante utilizar os dados fornecidos por fontes, como o Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), o Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (SONDA) e o *software* Meteonorm.

O INMET conta com inúmeras estações meteorológicas automáticas (EMA) espalhadas pelo território nacional, as quais fazem registros horários de certas grandezas meteorológicas, como irradiação solar global e a temperatura ambiente. Em seu endereço eletrônico<sup>2</sup>, é possível encontrar a localização e as grandezas medidas por essas estações, podendo seus dados serem livremente obtidos por meio de uma solicitação formal, via e-mail, ao instituto.

A rede SONDA, por outro lado, conta 17 estações meteorológicas altamente equipadas, as quais são capazes de fazer registros minuto a minuto da irradiação solar global, por exemplo; sendo tais dados obtidos diretamente através de endereço

---

<sup>2</sup> <http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=estacoes/estacoesAutomaticas>. Acessado em: 09 de julho de 2017.

eletrônico<sup>3</sup>. Todavia, destaca-se que o seu reduzido número de estações, muitas vezes, pode desqualificar o emprego dos seus dados para estudos de geração fotovoltaica em determinados locais do território nacional.

O Meteonorm, por sua vez, é um *software* comercial de reconhecimento mundial e que é inclusive, adotado como fonte de dados por diversos outros *softwares* específicos de estudos de sistemas fotovoltaicos. Sua extensa base de dados fornece valores em praticamente todas as bases temporais, para um ano meteorológico típico (em inglês, “*typical meteorological year*” - TMY), para as diversas grandezas meteorológicas, como principalmente daquelas relacionadas a radiação solar.

Além disso, o *software* ainda oferece a possibilidade de o usuário importar dados nele e manipulá-los, sendo dessa forma, possível fornecer dados de irradiação horária global medidos por estação meteorológica do INMET, e a partir destes, encontrar quais seriam as estimativas de irradiação que seriam observadas numa outra inclinação e orientação, por exemplo. Tal possibilidade é de grande valor aos estudos de geração fotovoltaica, pois, possibilitam estimar a quantidade de irradiação solar que incidiria sobre um determinado período no plano de um gerador fotovoltaico.

Nesse mesmo sentido, um outro *software*, porém, livre, que permite a manipulação de dados de irradiação solar é o RadiaoSol2. Contudo, este somente fornece a opção de importar valores de irradiação solar de médias diárias mensais, sendo que a partir destes ele próprio gera séries sintéticas horárias e fornece os dados calculados para a diferente inclinação e orientação requerida. Além disso, embora este *software* possua uma base de dados de irradiação interna, ele mesmo adverte que seu uso deve ser feito somente se o usuário não possuir dados médio locais mais confiáveis.

---

<sup>3</sup> <http://sonda.ccst.inpe.br/index.html>. Acessado em: 09 de julho de 2017.

## 2.3 GERADOR FOTOVOLTAICO

A NBR 10.899 define *gerador fotovoltaico* como sendo um gerador que utiliza o *efeito fotovoltaico* para converter a luz do Sol em eletricidade (ABNT, 2006).

### 2.3.1 PRINCÍPIOS DA CONVERSÃO FOTOVOLTAICA

O efeito fotovoltaico foi descoberto pelo físico francês Edmond Becquerel em 1839, porém, sua compreensão exata só foi alcançada no início do século XX, com o desenvolvimento da Teoria Quântica.

De acordo com esta, dentro da estrutura atômica de todo e qualquer átomo isolado, existem níveis fixos e discretos de energia associados a cada camada de elétron em órbita. No geral, quanto mais afastada uma camada for do núcleo, maior é o nível energético do elétron que a ocupa. A camada mais externa ocupada por um elétron do átomo recebe o nome de *camada de valência* e é ocupada por elétrons capazes de efetuar ligações químicas.

Como os níveis de energia das camadas eletrônicas são discretos, existe uma série de intervalos (*gaps*) entre os níveis de energia permitidos, nos quais, não se admitem portadores de cargas, isto é, elétrons. Entretanto, à medida que os átomos de um material são aproximados uns dos outros para formar a estrutura de treliça cristalina de um material sólido, ocorre uma interação entre os átomos, que provoca uma alteração dos níveis de energia associados a cada camada, resultando em uma expansão dos níveis de energia fixos e discretos. Esses níveis de energia tornam-se tão numerosos e encontram-se tão próximos uns dos outros, que podem ser considerados praticamente contínuos dentro de certos limites, formando verdadeiras bandas de energia, conforme pode ser observado na Figura 2.8.

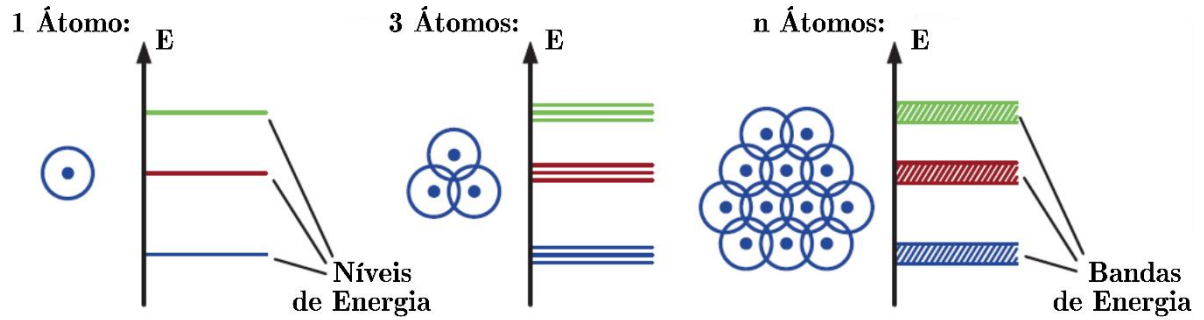


Figura 2.8 - Formação das bandas de energia em um material sólido cristalino.

Fonte: adaptado de MERTENS (2013).

Em determinadas circunstâncias, alguns elétrons da banda de valência podem adquirir energia suficiente ( $E_g$ ) para migrarem para uma banda de maior energia, chamada de *banda de condução*, na qual os elétrons podem se movimentar livremente pelo material e, assim, produzir corrente elétrica. A energia necessária para ocorrência de tal fenômeno é uma função do trabalho que o elétron tem de realizar para superar a força de atração que o núcleo atômico exerce sobre ele.

De modo geral, os materiais isolantes o núcleo atômico exerce uma força tão grande sobre os elétrons ao seu redor, que é necessária que uma grande quantidade de energia seja fornecida para que estes se excitem e passem para a banda de condução. Já nos materiais semicondutores, a força de atração que o núcleo exerce sobre o elétron é menor, de modo que a energia necessária para excitar um elétron até que este passe para a banda de condução é um tanto quanto menor. Nos metais uma situação diferente é observada, pois, a força que o núcleo exerce sobre os elétrons ao seu redor é tão pequena, que mesmo sem fornecer nenhuma quantidade energia, os elétrons migram livremente da banda de valência para a banda de condução, de modo, essas bandas energéticas se sobrepõem.

Em função da existência de bandas de energia, uma característica importante dos materiais semicondutores é o aumento da condutividade com a temperatura. Na temperatura do “zero absoluto” (0 K), os semicondutores intrínsecos possuem sua banda de valência totalmente preenchida, de modo que não há nenhum elétron em sua banda de condução. Porém, com o aumento da temperatura os átomos do material sofrem



excitação térmica e começam a oscilar em torno de suas respectivas posições de estabilidade, fazendo com que algumas ligações sejam naturalmente quebradas, liberando elétrons da banda de valência para a banda de condução. Os elétrons ao migrarem da banda de valência para a banda de condução deixam lacunas para trás, as quais constituem portadores de carga positiva.

A excitação do elétron da banda de valência para banda de condução também pode se dar de outros modos, como através da ionização por impacto, no qual partículas aceleradas, como prótons e nêutrons, ao se chocarem com os elétrons da banda de valência dos átomos de um material, transferem parte da sua energia cinética para estes; ou, mais especificamente como ocorrem nas células fotovoltaicas, através da absorção de fótons.

A Teoria Quântica afirma que qualquer forma de radiação eletromagnética pode ser compreendida como uma partícula, chamada de fóton, a qual carrega certa quantidade ou “pacote” de energia. Essa energia ( $E_F$ ) pode ser determinada pela equação (2.2).

$$E_F = \frac{h \cdot c}{\lambda} \therefore E_F = \frac{1,24}{\lambda} \quad (2.2)$$

Em que:  $h$  é constante de Planck ( $6,63 \cdot 10^{-34}$  J.s),  $c$  é a velocidade da luz ( $3 \cdot 10^8$  m/s),  $\lambda$  é o comprimento da onda eletromagnética em metros (m) e  $E_F$  é dado em elétron-volt ( $1 \text{ eV} = 1,602 \cdot 10^{-19}$  J).

Dessa forma, considerando que a radiação solar seja composta por fótons, um elétron da banda de valência do material semiconductor utilizado na composição da célula fotovoltaica ao absorver um fóton com a energia  $E_g$  necessária, pode se excitar o suficiente para passar para a banda de condução, como ilustrado pela Figura 2.9. Destaca-se que a absorção de fótons com energia superior a  $E_g$  resulta em dissipação da energia em excesso em forma de calor no material, em um fenômeno denominado *termalização*.

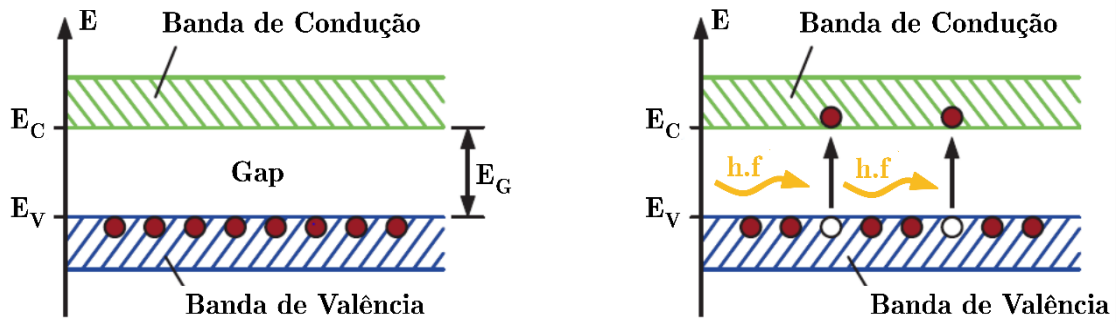


Figura 2.9 - Excitação do elétron da camada de valência por absorção de fótons.

Fonte: adaptado de MERTENS (2013).

Esses fenômenos, nos quais, os elétrons de um material semiconductor adquirem energia suficiente para passarem da banda de valência para a banda de condução, seja por ação do calor ou por ação da luz, recebem o nome de *autocondução*. Apesar desse fenômeno ser o princípio básico que permite a condução de corrente elétrica em um material semiconductor, ela em uma ação individual, não pode ser utilizada para geração de corrente elétrica, pois, como mostrado pela Figura 2.10, esses elétrons ao migrarem para a banda de condução, podem perder rapidamente a energia adquirida reestabelecendo suas ligações iniciais ou preenchendo uma lacuna na banda de valência de um átomo vizinho.

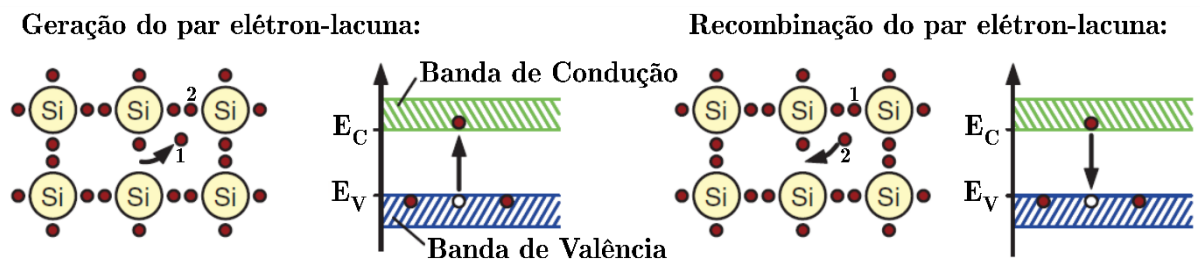


Figura 2.10 - Geração e recombinação de um par elétron-lacuna.

Fonte: adaptado de MERTENS (2013).

Dessa forma, para que um material semiconductor possa atuar na geração de corrente elétrica, acrescenta-se a ele impurezas que causem o seu desequilíbrio eletrônico, isto é, que permitam que maiores concentrações de elétrons na banda de condução ou lacunas na banda de valência possam ser obtidas e, assim, que uma diferença de potencial possa ser estabelecida de modo a criar um fluxo orientado para

os elétrons da banda de condução, evitando as suas respectivas recombinações aleatórias.

A Tabela 2.3 apresenta alguns elementos utilizados como impurezas dopantes do silício, o qual, é o semiconductor mais utilizados para fabricação de células fotovoltaicas. Os elementos classificados como impureza *tipo p*, têm por finalidade aumentar o número de lacunas no material semiconductor ao qual será adicionado. Já os elementos classificados com impureza *tipo n*, têm por finalidade aumentar o número de elétrons na banda de condução, visto que estes possuem elétrons livres.

Tabela 2.3 - Níveis de energia de ionização para impurezas utilizadas como dopantes tipos p e n em silício. Destaca-se que  $E_v$  é a energia correspondente ao topo da banda de valência e  $E_c$  é a energia correspondente ao fundo da banda de condução.

Elemento tipo <i>p</i>	Energia (eV)	Elemento tipo <i>n</i>	Energia (eV)
B	$E_v + 0,045$	Li	$E_c - 0,033$
Al	$E_v + 0,067$	Sb	$E_c - 0,039$
Ga	$E_v + 0,072$	P	$E_c - 0,045$
In	$E_v + 0,160$	As	$E_c - 0,054$
Tl	$E_v + 0,300$	Bi	$E_c - 0,069$

Fonte: PINHO e GALDINO (2014a).

Observa-se na Tabela 2.3 que do ponto de vista energético, tais impurezas têm complementarmente, cada uma ao seu modo, o objetivo principal de diminuir o gap existente entre a banda de valência e a banda de condução, o que facilita a ocorrência da autocondução.

Individualmente o material semiconductor dopado com impurezas tipo p ou com impurezas tipo n não apresenta nenhuma característica em particular que permita a geração de energia. No entanto, combinando ambos os materiais, cria-se toda a base estrutural de uma célula fotovoltaica.

Diante disso, na Figura 2.11 é apresentada a composição fundamental de uma célula fotovoltaica, a qual é composta por uma fina camada de silício tipo n, chamada de *camada n*, sobreposta a uma camada mais espessa de silício tipo p, chamada *camada*

*p*. Tal composição recebe um nome em especial de *junção pn* e nela, ocorre a formação de um campo elétrico, que consolida a conversão fotovoltaica.

A diferença de potencial existente entre as camadas *p* e *n*, faz com que os elétrons em excesso da camada *n*, sejam atraídos pelas lacunas presentes na camada *p*, gerando uma corrente elétrica interna natural, denominada *corrente de difusão*. Entretanto, quando um elétron caminha da camada *n* para camada *p*, deixa para trás um portador de carga positiva na camada *n*, exatamente na junção *pn*. De forma semelhante, quando uma lacuna migra da camada *p* para camada *n*, deixa para trás um portador de carga negativo do lado *p*. Devido ao grande tráfego de elétrons e lacunas na junção, portadores de carga positivos e negativos fixos são deixados nos limites dessa junção e como resultado da lei de Gauss, esses portadores fixos geram um campo elétrico que se origina nos íons positivos e termina nos íons negativos (ZILLES *et al.*, 2012).

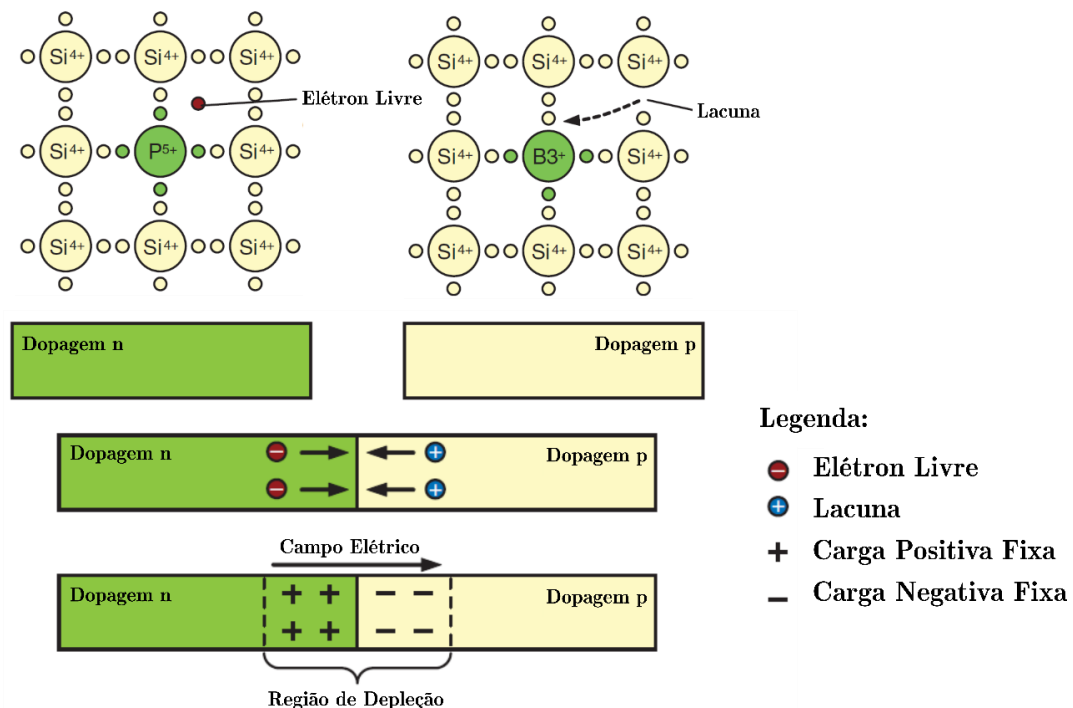


Figura 2.11 - Composição da junção pn de uma célula fotovoltaica de silício.

Fonte: adaptado de MERTENS (2013).

Tendo em vista que o campo elétrico gerado cria uma corrente que se opõe ao movimento original de cargas, é dito que uma barreira de potencial é criada na região de transição entre as camadas, a qual recebe nome de *região de depleção*. Desse modo,

a corrente gerada pelo campo elétrico é compensada pela corrente de difusão e um estado de equilíbrio elétrico é encontrado na célula fotovoltaica.

Ao ser iluminada pelo Sol, este equilíbrio elétrico é quebrado, pois, os fótons presentes na radiação solar ao atingirem os elétrons da banda de valência, transfere-lhes energia, de modo que quando a energia absorvida pelos elétrons é suficientemente grande para libertá-los da ligação química, isto é, da banda de valência, eles passam para a banda de condução, criando pares de portadores de cargas (elétrons e lacunas). Dessa forma, por ação do campo elétrico, os elétrons agora na banda de condução, são atraídos para a camada n, e lacunas para a camada p. Essa movimentação de cargas elétricas provoca um desequilíbrio nas correntes da junção pn e gera o acúmulo de elétrons na camada n e o acúmulo de lacunas na camada p, o que ocasiona uma diferença de potencial entre ambas as camadas. Todo esse processo descrito até o presente momento define o fenômeno denominado de *efeito fotovoltaico*.

Se forem conectados a cada camada da célula fotovoltaica alguns terminais metálicos, conforme ilustrado na Figura 2.12, interligados por um condutor externo, um fluxo de elétrons será observado. Esse fluxo de elétrons ou, em outras palavras, essa corrente elétrica, permanecerá ativa enquanto a célula estiver recebendo radiação solar. A essa corrente é dada o nome de *fotocorrente* ou *corrente fotogerada*.

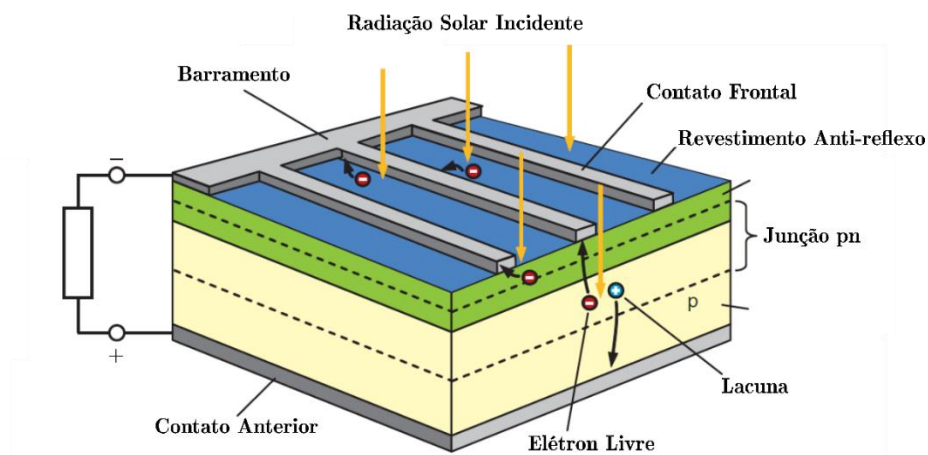


Figura 2.12 - Representação da estrutura básica de uma célula fotovoltaica.

Fonte: adaptado de MERTENS (2013).

### 2.3.2 TECNOLOGIAS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Os materiais semicondutores utilizados na fabricação de células fotovoltaicas são comumente classificados em três gerações, de acordo com o período histórico de seu desenvolvimento.

As células fotovoltaicas de *primeira geração* são representadas pelas células de *silício mono* (m-Si) e *policristalino* (p-Si), que por sua vez, ocupam a grande maioria do mercado mundial. Essas células ainda hoje são as mais expressivas o mercado mundial, dominando cerca de 85% deste. Ao comparar essas duas tecnologias entre si, é possível concluir que, para determinados casos, a menor eficiência das células policristalina é compensada pelo menor custo final de produção, sendo por esse motivo, o tipo de célula de maior representatividade comercial.

As células de *segunda geração* são representadas pelas células de *filme fino*, as quais são formadas a partir da aplicação de finas camadas de material semicondutor sobre um substrato (normalmente, o vidro), adquirindo assim, formatos livres e de possível flexibilidade. Os materiais mais utilizados pela indústria como semicondutores são o *silício amorfo* (a-Si), o *disselenieto de cobre e índio* (CIS) e o *telurieto de cádmio* (CdTe), pois, tais materiais são mais tolerantes à contaminação por átomos estranhos, se comparados com o silício cristalino. Mesmo apresentando menor eficiência que as células cristalinas, a baixa demanda de energia e de material requerida à sua produção, são o grande atrativo para a produção em série dessas células.

As células de *terceira geração* são aquelas ainda em fase de pesquisa e desenvolvimento (P&D). De maneira geral, estas não só utilizam materiais semicondutores diferentes do silício, como também utilizam tecnologias de conversão alternativas. Duas correntes de pesquisa que vêm sendo expressivamente desenvolvidas são as baseadas nos conceitos de *células orgânicas* e de *células híbridas* (HCI) ou de *multijunção*. Apesar de alguma dessas células apresentarem um menor rendimento,

estas apresentam como vantagens uma maior exploração do espectro solar e um potencial de custo de produção reduzido.

A Tabela 2.4 apresenta um panorama geral sobre as respectivas eficiências de conversão da radiação solar em energia elétrica, alcançadas por cada tipo de célula fotovoltaica citada em condições laboratoriais e em soluções comerciais, como módulos fotovoltaicos. Através dela, observa-se que as células de primeira, em função até mesmo de serem uma tecnologia mais amplamente consolidada, são as que apresentam as maiores eficiências quando agrupadas em módulos. Contudo, verifica-se que as células de multijunção também apresentam bons resultados, o que revela um grande potencial de crescimento dessa tecnologia nos próximos anos.

Tabela 2.4 - Comparação entre as eficiências típicas de diferentes tipos de tecnologia de células fotovoltaicas, obtidas no laboratório e estruturadas em módulos fotovoltaicos comerciais.

<b>Tecnologia da Célula</b>	<b>Eficiência em Laboratório (%)</b>	<b>Eficiência em Módulos (%)</b>
<b>Silício Monocristalino</b>	25,0	20,0
<b>Silício Policristalino</b>	20,4	17,0
<b>Silício Amorfo</b>	10,1	7,0
<b>Disselenieto de Cobre e Índio</b>	19,4	15,0
<b>Telurieto de Cádmio</b>	16,7	11,0
<b>Células Sensíveis a Corantes</b>	12,0	5,0
<b>Célula HCl</b>	23,0	19,0

Fonte: adaptado de GREENPRO (2004) e MERTENS (2013).

O motivo pelo qual tais tecnologias apresentam diferenças de eficiência deve-se a *seletividade de absorção do espectro solar*, uma característica intrínseca do material semicondutor empregado em cada tecnologia. Apesar da radiação solar estar distribuída entre vários comprimentos de onda (vide Figura 2.2), apenas os fótons provenientes de certos comprimentos geram uma resposta espectral na célula, isto é, possuem energia suficiente para gerarem um par elétron-lacuna e conseqüentemente, produzir energia.

Essa característica pode ser observada através da Figura 2.13, a qual mostra a resposta espectral das diferentes tecnologias de células fotovoltaicas ao espectro da radiação solar. Nela, observa-se que cada tecnologia responde apenas a uma parte do

espectro eletromagnético e que a não coincidência entre os máximos das respostas espectrais das células e do espectro da radiação solar indicam que, independentemente da sua tecnologia, nem toda a energia solar incidente sobre uma célula fotovoltaica é aproveitada.

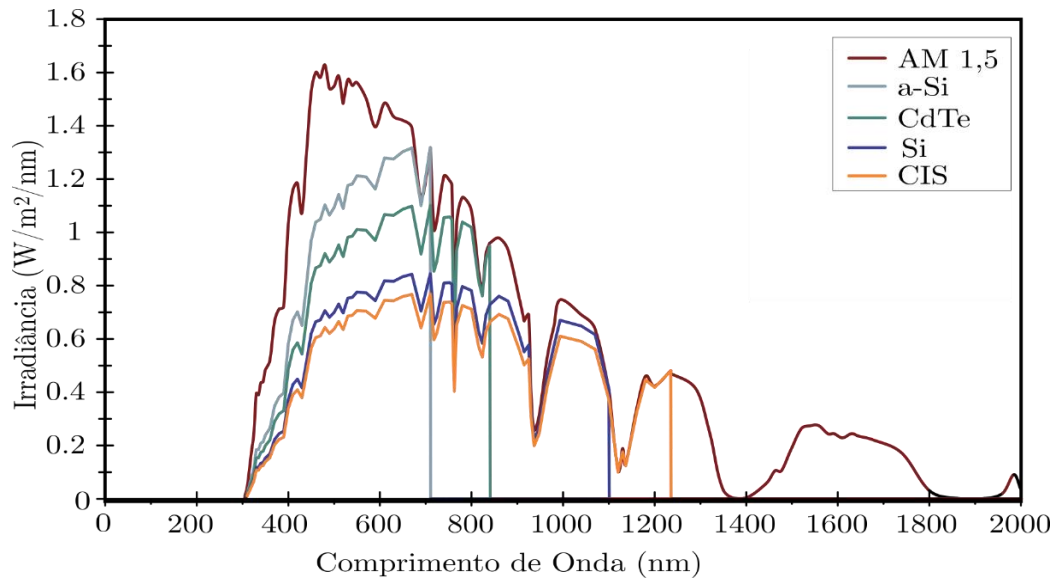


Figura 2.13 - Respostas espectrais de diferentes tecnologias de conversão fotovoltaica e dos espectro solar para uma massa ar padrão igual 1,5.

Fonte: adaptado de HABERLIN e EPPEL (2012).

### 2.3.3 COMPOSIÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Uma única célula fotovoltaica é capaz de produzir uma quantidade de energia muito pequena, variando entre 1 W e 2 W, atingindo um valor de tensão próximo à 0,5 V e valores de corrente entre 2A e 4 A. Para alcançar os valores de corrente e tensão mais elevados, tal como os necessários à alimentação de um circuito elétrico externo, essas células são conectadas umas às outras em série e/ou em paralelo. Essa associação de células fotovoltaicas, quando fixadas sobre uma estrutura, define um *módulo fotovoltaico*<sup>4</sup>. A Figura 2.14 ilustra essa composição.

---

<sup>4</sup> No caso da tecnologia de filme fino, não há conexão entre células, uma vez que o gerador é construído de maneira uniforme, em um único substrato (ZILLES *et al.*, 2012).



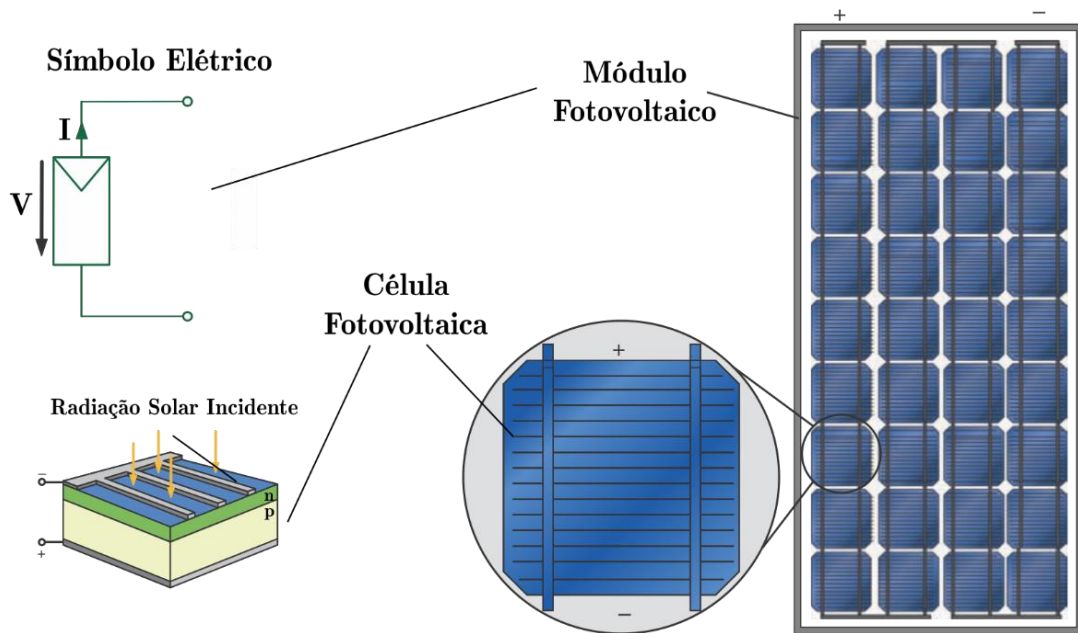


Figura 2.14 - Representação de uma célula fotovoltaica como componente elementar de um módulo fotovoltaico e do símbolo utilizado para o referenciar em diagramas elétricos.

Fonte: adaptado de MERTENS (2013).

Além de compor a associação de células e fornecer a rigidez mecânica necessária ao conjunto, o módulo fotovoltaico possui ainda a função de proteger as células contra intempéries e isolá-las eletricamente de elementos exteriores.

Dessa forma, conforme disposto por TOLMASQUIM (2016), os demais componentes de um módulo fotovoltaico são:

- *Moldura* - parte externa estruturante do módulo, geralmente de alumínio. É através dela que é feita a fixação do módulo a estrutura de suporte;
- *Selante* - composto adesivo usado para unir as camadas internas do módulo com a moldura. Tem por objetivo impedir a entrada de gases e umidade, além de proteger o interior de vibrações e choques mecânicos;
- *Vidro* - camada rígida externa que protege as células e condutores do ambiente, ao mesmo tempo em que permite a entrada de luz para ser convertida em eletricidade. É um vidro especial, com baixo teor de ferro, com uma camada anti-reflexiva, e com superfície texturizada, que evitam a reflexão da luz incidente;

- *Encapsulante* - filme que envolve as células, protegendo-as da umidade e dos materiais externos, além de otimizar a condução elétrica. O encapsulante mais utilizado é o EVA (Etil Vinil Acetato);
- *Backsheet* - parte inferior do módulo que previne a entrada de umidade e protege as células de elementos externos. Além disso, oferece isolamento elétrico adicional. O Tedlar® é o material base mais utilizado para confecção do backsheet.

O último componente dos módulos fotovoltaicos é, conforme destacado na Figura 2.15, a *caixa de junção*. Fixada externamente ao *backsheet*, é por meio dela que se tem acesso aos terminais elétricos do módulo e, portanto, é dela que partem os cabos terminais de seus polos positivo e negativo. Por questões de padronização, as extremidades de conexão desses cabos são concebidas com conectores do tipo MC-3 ou MC-4. Além disso, é na caixa de junção que se encontram os dispositivos de proteção do módulo, como os *díodos de derivação* ou, *díodos by-pass*, os quais serão melhor apresentados no item 2.3.6 deste capítulo.

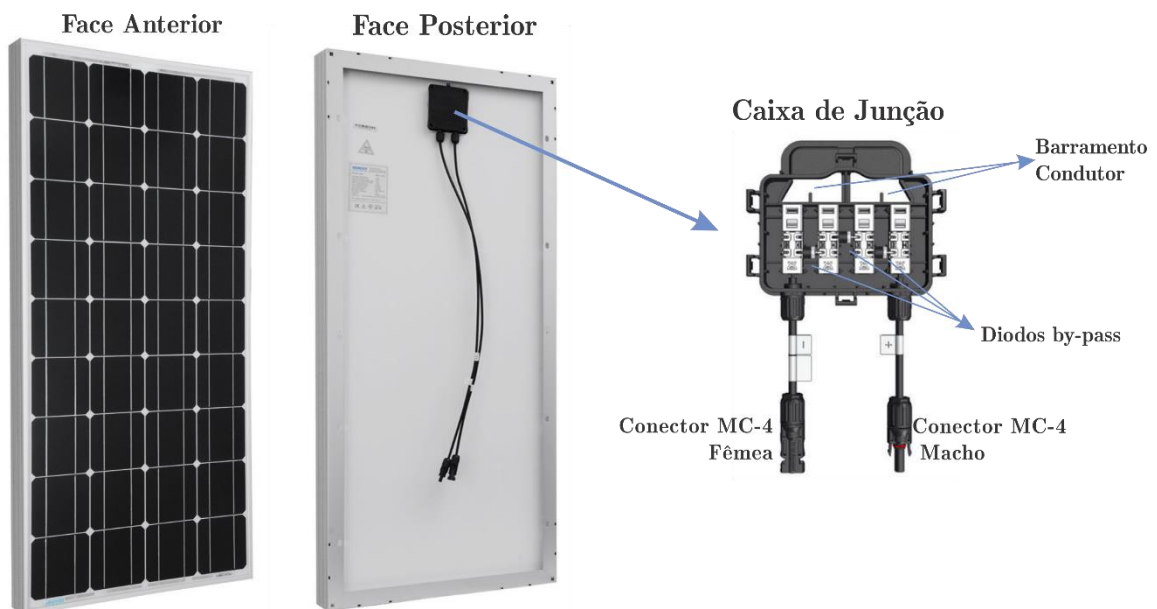


Figura 2.15 - Posicionamento e estrutura interna da caixa de junção de um módulo fotovoltaico.

Fonte: elaborado pelo autor a partir de imagens obtidas na internet.

### 2.3.4 PROPRIEDADES ELÉTRICAS DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Um módulo é geralmente identificado pela sua potência elétrica de pico ( $W_p$ ), mas um conjunto de características compatíveis com a aplicação específica deve ser observado (PINHO; GALDINO, 2014).

A Figura 2.16 apresenta as curvas características de um módulo fotovoltaico. A *curva corrente versus tensão* (I-V) representa os valores de corrente de saída de um módulo fotovoltaico em função da tensão, para as condições-padrão de ensaio, isto é, considerando irradiância solar de  $1.000 \text{ W/m}^2$  sob uma distribuição espectral padrão para  $AM = 1,5$  e temperatura da célula de  $25^\circ\text{C}$ . Vale destacar que essas condições-padrão são normalmente designadas pela sigla STC (em inglês, “*Standard Test Conditions*”) no mercado europeu, e pela sigla SRC (em inglês, “*Standard Reference Conditions*”), no mercado norte-americano.

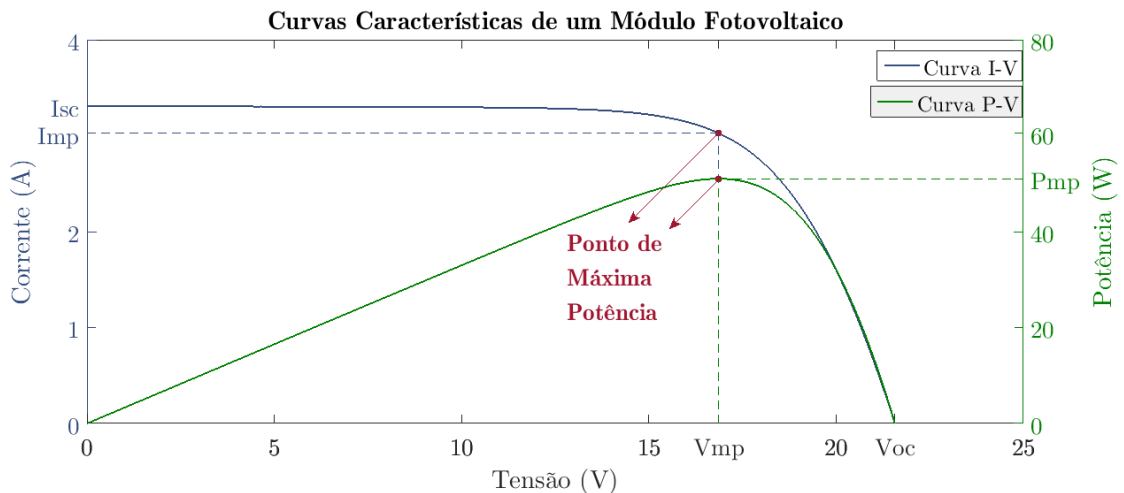


Figura 2.16 - Curvas características de um módulo fotovoltaico operando sob as condições-padrão de ensaio (STC).

Fonte: próprio autor.

A partir da curva I-V, obtêm-se os principais parâmetros que determinam a qualidade e o desempenho de um módulo fotovoltaico, entre eles:

- *Corrente de curto circuito ( $I_{SC}$ )* - é o valor máximo da corrente que pode chegar aos terminais, o que corresponde à máxima corrente gerada pela célula (fotocorrente) no STC;
- *Tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ )* - é o valor máximo que a tensão nos terminais da célula pode alcançar no STC;
- *Ponto de máxima potência ( $P_{MP}$ )* - se localiza no joelho da curva I-V, no ponto onde ocorre a máxima transferência de potência das células do módulo para a carga conectada em seus terminais.

Analisando a Figura 2.16, percebe-se na curva P-V que apesar dos valores de  $V_{OC}$  e  $I_{SC}$  serem significativos, não há transferência de potência quando a célula trabalha nesses pontos, uma vez que, em circuito aberto não há carga conectada e, em curto-circuito, a tensão nos terminais das células é nula.

A máxima transferência de potência, por outro lado, ocorre em função de uma única combinação de tensão e corrente. Conforme mencionado, tal ponto se localiza tipicamente no joelho da curva e possui valores de tensão e corrente, chamados respectivamente de tensão de máxima potência ( $V_{MP}$ ) e corrente de máxima potência ( $I_{MP}$ ). Destaca-se que a máxima transferência de potência observada no STC, é que define a potência nominal do módulo, isto é, sua potência em  $W_p$ .

Um último parâmetro de extrema relevância que pode ser obtido a partir da curva I-V é o *eficiência de conversão* ( $\eta$ ) do módulo fotovoltaico. Também chamado de *eficácia* ou *rendimento*, tal parâmetro é dado pela razão entre a potência entregue pelo módulo ao sistema conectado em seus terminais e a potência da radiação solar que incide sobre ele ( $G_t$ ). Como pode ser observado em (2.3), a potência entregue pelo módulo ao sistema ( $P_{gerada}$ ) é dado por  $P_{MP}$ , enquanto a potência solar incidente ( $P_{incidente}$ ) é produto da irradiância solar ( $G_t$ ) com a área total da célula ou módulo ( $A$ ). Destaca-se que em condições nominais,  $G_t$  é dado pela irradiância definida no STC.

$$\eta = \frac{P_{gerada}}{P_{incidente}} = \frac{P_{MP}}{A \times G_t} \quad (2.3)$$

Além disso, tem-se que assim como é feito com as células fotovoltaicas, os módulos também podem ser interconectados entre si, para a formação de um gerador fotovoltaico de maior corrente, tensão e potência nominal. Através da Figura 2.17, observa-se que os módulos conectados em série alcançam valores maiores de tensão, enquanto os módulos conectados em paralelo, resultam em valores maiores de corrente.

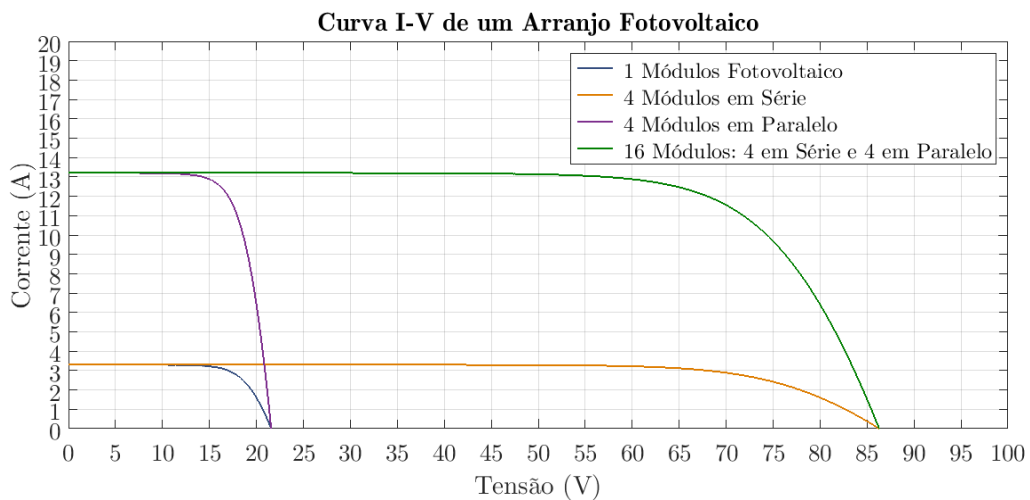


Figura 2.17 - Curvas I-V de diferentes arranjos fotovoltaicos.

Fonte: próprio autor.

Destaca-se que em um SFCR, os módulos são fisicamente conectados em série através de seus cabos, sendo as conexões em paralelo realizadas nas próprias entradas do inversor.

### 2.3.5 FATORES DE INFLUÊNCIA

As características elétricas das células e dos módulos fotovoltaicos podem sofrer alterações por ação de fatores intrínsecos ou extrínsecos a estes.

Dentre os fatores intrínsecos, além da seletividade espectral, é possível destacar diversos outros fatores alheio a composição do módulo que provocam alterações em sua tensão terminal e corrente de saída. Em relação a esse primeiro efeito, tem-se as perdas ôhmicas ocorridas no próprio material semicondutor dopado utilizado para a fabricação

da célula, a resistência de contato entre o silício e os contatos metálicos, da resistência dos contatos metálicos e da resistência dos *bornes*; e no que se refere ao segundo efeito, tem-se as perdas por correntes parasitas na junção *pn* e do interior do material por irregularidades e impurezas.

Externamente, os fatores que mais afetam as características elétricas de uma célula ou um módulo fotovoltaico, são a *irradiância incidente* sobre este e a *temperatura de operação da célula*. Uma vez que a corrente fotogerada depende da quantidade de fótons incidentes que são capazes de contribuir para o efeito fotovoltaico, tem-se que a corrente de curto-circuito de uma célula varia linearmente com o aumento da incidência de radiação solar no plano do gerador. A tensão de circuito aberto também possui certa sensibilidade à radiação solar incidente, porém, este satura em certo nível. A Figura 2.18 apresenta algumas curvas I-V que ilustram esse comportamento.

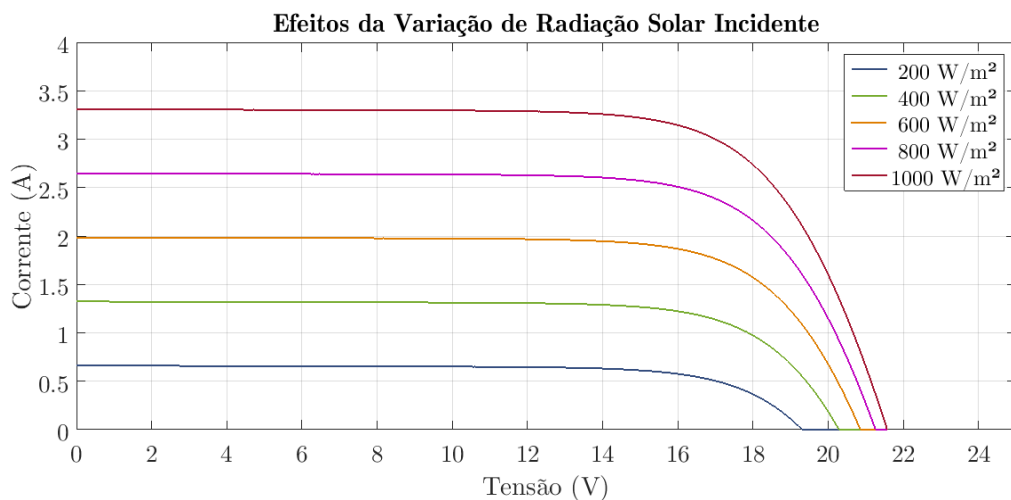


Figura 2.18 - Curvas I-V de um módulo fotovoltaico a 25°C, para diferentes condições de irradiância solar incidente.

Fonte: próprio autor.

Por outro lado, a temperatura de operação da célula afeta os parâmetros de maneira diferente. Conforme mostra a Figura 2.19, observa-se que a corrente de curto-circuito cresce muito pouco com o aumento da temperatura, enquanto que a tensão de circuito aberto decai nitidamente, provocando uma perda de potência.

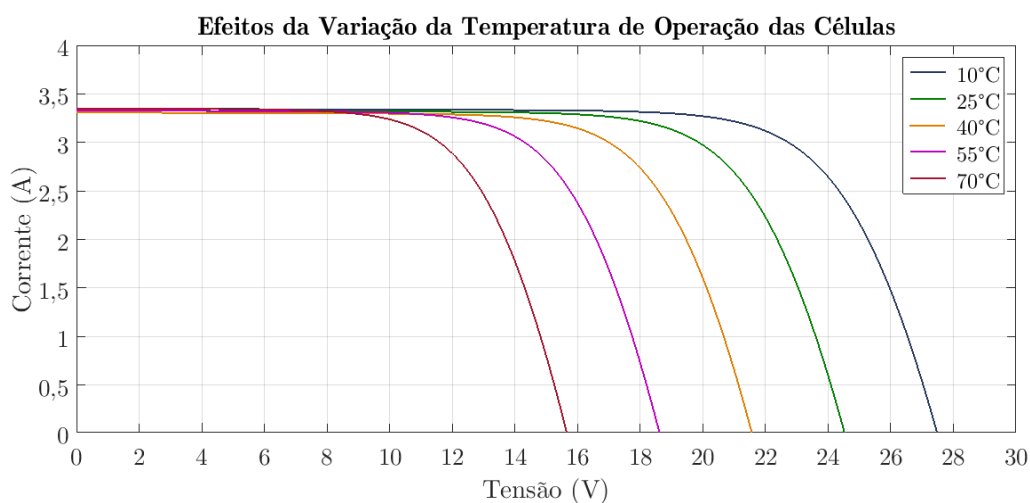


Figura 2.19 - Curvas I-V de um módulo fotovoltaico, para uma irradiância de  $1000\text{W}/\text{m}^2$ , em diferentes condições de temperatura de operação das suas células.

Fonte: próprio autor.

Destaca-se que conforme será comentado no Capítulo 4, a temperatura de operação da célula varia de maneira proporcional à temperatura ambiente. Logo, tem-se que em dias quentes, de céu claro, os efeitos da maior oferta de irradiância solar se contrapõe àqueles da maior temperatura ambiente ou, de operação das células do módulo fotovoltaico.

### 2.3.6 EFEITOS DE SOMBREAMENTO E DO VENTO

Os sombreamentos que se projetam sobre os módulos fotovoltaicos podem ser classificados como:

- *Sombras temporárias* - causadas por elementos tais como folhas de árvores que caem sobre o módulo, neve, excrementos de aves, poeira e partículas de contaminação. Em certos casos, a sua inclinação adequada pode possibilitar que a limpeza destes seja feita pela própria chuva; para tanto, recomenda-se uma inclinação mínima de  $10^\circ$ . Em outros, é necessário que se faça uma limpeza periódica dos módulos ou que se instalem equipamentos limpadores junto ao sistema;
- *Sombras causadas pela localização de instalação* - causada por sombras geradas por edifícios e outros elementos circundantes ao local de instalação do sistema;

- *Sombras causadas pelo edifício* - causada por sombras geradas pelos próprios elementos do edifício, como chaminés e antenas de telecomunicações. Esse tipo de sombreamento produz efeitos muito críticos ao sistema e devem ter uma atenção especial durante a realização do projeto.

Na Figura 2.20 é possível observar os efeitos do sombreamento na célula de um módulo fotovoltaico encoberta por folhas de uma árvore. Através dela, verifica-se que a célula sombreada apresenta uma temperatura bem superior ao das demais células não sombreadas do módulo fotovoltaico.

Tal fato ocorre, pois, a célula sombreada fica inversamente polarizada, criando uma corrente inversa, isto é, uma corrente que flui das outras células do módulo fotovoltaico em sua direção, de modo que ela passa a transformar energia elétrica em calor. Se a corrente inversa for suficientemente elevada, pode-se formar um ponto quente (em inglês, “*hot spot*”), o qual, em condições particulares, pode aquecer ao extremo, danificando irreversivelmente o seu material constituinte.

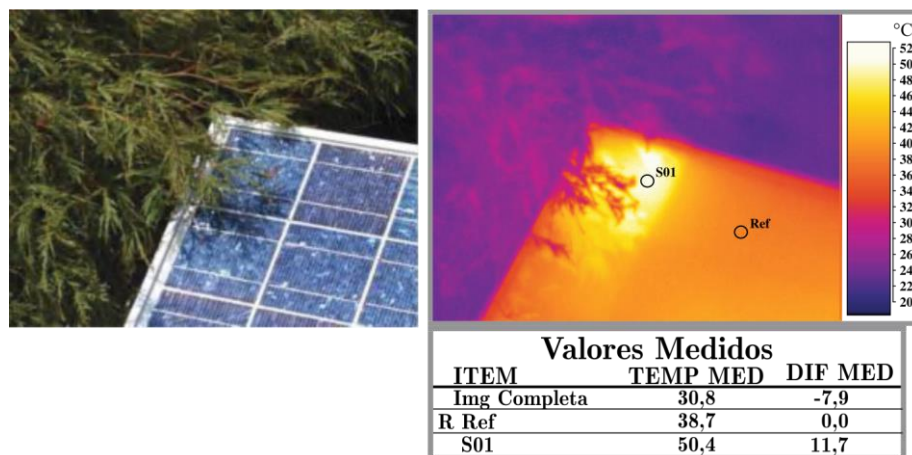


Figura 2.20 - Análise termográfica de um módulo fotovoltaico sombreado.

Fonte: adaptado de HABERLIN e EPEL (2012).

Para evitar os efeitos de sombreamento, é utilizado o *díodo de derivação* ou *díodo by-pass*, que tem como função principal evitar que tensões de sentido contrário apareçam na célula sombreada, garantindo assim, ainda que em menor escala, a continuidade da produção de energia da fileira, e a integridade do módulo sombreado.



Normalmente, os fabricantes de módulos fotovoltaicos já empregam diodos by-pass no circuito elétrico de seus produtos, contudo, nem sempre é utilizado um diodo para cada célula, sendo muitas vezes adotado um diodo a cada 6 ou 18 células, por exemplo.

Ao contrário dos efeitos causados pelo sombreamento, o vento desempenha um papel na grande maioria das vezes benéfico aos módulos fotovoltaicos, pois, este os arrefece, favorecendo os movimentos de convecção natural em torno destes e diminuindo a temperatura de operação de suas respectivas células, melhorando, conseqüentemente, o desempenho dos módulos. Entretanto, o vento gera uma pressão dinâmica sobre os módulos que deve ser considerada durante a análise dos sistemas mecânicos de suporte que envolvem a instalação do gerador fotovoltaico.

## **2.4 INVERSOR PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE**

Também conhecido como conversores CC/CA, os inversores são dispositivos eletrônicos responsáveis por transformar a energia elétrica em corrente contínua (CC) em energia elétrica de corrente alternada (CA). Como atribuição secundária, os inversores utilizados em SFCR desempenham a função de acompanhar, ou rastrear, o ponto de máxima potência (em inglês, “*Maximum Power Point Tracking*” – MPPT), de modo a garantir que em sua entrada esteja disponível a máxima potência que o gerador fotovoltaico pode suprir em determinado momento.

No caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, por ser o equipamento responsável por conectar o gerador fotovoltaico à rede elétrica de distribuição, o inversor ainda é adicionalmente responsável por garantir a conformidade da potência entregue à rede (limites, sincronia, qualidade) e por promover a proteção de todo o sistema contra possíveis eventos provocados por anormalidades na operação da rede elétrica local.

Os inversores são construídos a partir de dispositivos semicondutores de potência, os quais constituem chaves ou interruptores eletrônicos que podem ser comutados entre estados de condução e de bloqueio por meio de um sinal de controle.

O inversor “clássico” faz uso de tiristores como elemento de comutação. Estes dispositivos possuem a desvantagem de não poderem ser comutados por meio de sinais de controle, sendo necessário aguardar a próxima passagem pelo zero da tensão da rede para bloqueá-los. Por esse motivo, esse tipo de inversor é chamado de *inversores de comutação natural* ou *inversores comutados pela rede* (PINHO; GALDINO, 2014). Apesar de robustos e simples, a presença de grandes quantidades de harmônicos em sua tensão e corrente de saída, requer o uso de filtros complexos e caros, os quais implicam em maiores perdas.

Todavia, existem também os *inversores autocomutados*. Estes dispositivos são formados por dispositivos semicondutores controláveis, como: GTOs (em inglês, “*Gate Turn Off thyristor*”), IGBTs (em inglês, “*Insulated Gate Bipolar Transistor*”) e MOSFETs (em inglês, “*Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor*”) de potência. Normalmente, a estratégia de comutação desses inversores é baseada na modulação por largura de pulso (em inglês, “*Pulse Width Modulation*” - PWM), que permite uma rápida transição entre os estados de condução e bloqueio. A frequência de comutação típica deste tipo de aplicação é de dezenas de kHz. A sua corrente de saída apresenta um comportamento senoidal.

Como atualmente os inversores autocomutados representam o modelo padrão de inversores comerciais com potência de até 100 kW (MERTENS, 2013), todo o conteúdo apresentado a seguir será baseado em suas características.

#### **2.4.1 PRINCÍPIOS DA CONVERSÃO CC/CA**

A Figura 2.21 apresenta uma topologia de circuito inversor conhecida como *onda completa* ou *ponte H*, a qual utiliza quatro IGBT's e quatro diodos em antiparalelo,

sendo a função desses últimos fornecer um caminho para a corrente durante o período em que os transístores estiverem reversamente polarizados

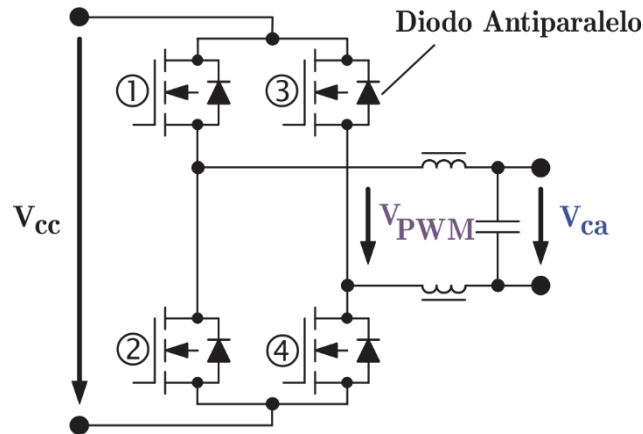


Figura 2.21 - Esquema básico de um circuito inversor de onda completa.

Fonte: adaptado de MERTENS (2013).

Nos inversores modernos a estratégia de controle mais utilizada é a *modulação por largura de pulso*, conhecida também por PWM. Apesar de poder ser implementada de diversas maneiras, todos os esquemas de PWM, baseiam-se no acionamento dos dispositivos de comutação a uma frequência constante (portadora) de dezenas ou centenas de kHz, porém, com um ciclo de trabalho (razão entre o tempo de condução e o período), variando ao longo do semiciclo de modo proporcional ao valor instantâneo de um sinal de referência (moduladora).

Na Figura 2.22 é apresentada uma das possíveis estratégias de controle PWM, a qual denominada de *comutação bipolar*. Nela, observa-se que em (a), o controle do comutação é feito pela comparação de uma tensão de referência ( $V_{ca\ ref}$ ), que é uma senóide na frequência da rede (60 Hz), com um sinal triangular ( $V_{tri}$ ) de frequência muito superior, ambas geradas internamente no inversor. Essas duas formas de onda podem ou não ser sincronizadas.

Quando a tensão de referência tem valor superior à onda triangular, os interruptores 1 e 4 do circuito apresentado na Figura 2.21, são acionados, enquanto que os interruptores 2 e 3 permanecem em bloqueio, fornecendo, assim, uma tensão de  $+V_{CC}$  na carga. Quando a tensão de referência é inferior à da onda triangular, os estados dos

interruptores são invertidos e a carga recebe então uma tensão  $-V_{CC}$ . Dessa forma, após uma filtragem adicional das harmônicas de alta frequência realizada no filtro passa-baixa, a forma de onda da saída é praticamente senoidal, conforme indicado em (b).

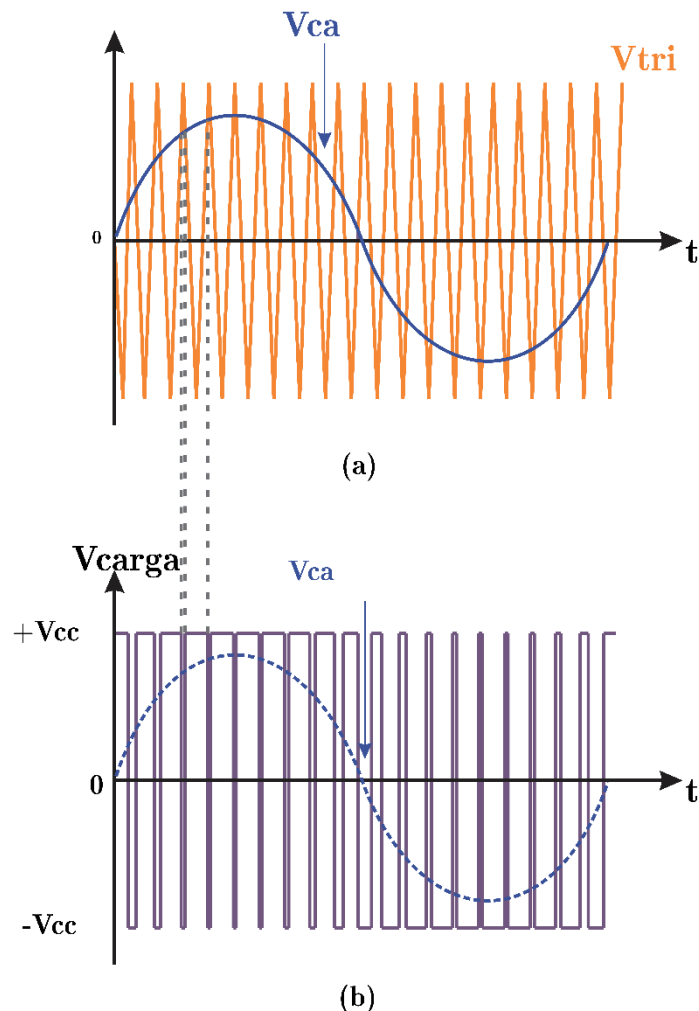


Figura 2.22 - Estratégia de controle e tensão de saída de um inversor de onda completado dotado de um controle de chaveamento PWM do tipo bipolar.

Fonte: próprio autor.

Além de apresentar baixa distorção harmônica, os inversores que utilizam estratégia de comutação PWM apresentam também uma precisa regulação da tensão de saída e uma elevada eficiência de conversão. Contudo, por apresentar elevadas frequências de comutação, questões relacionadas a compatibilidade eletromagnética (em inglês, “*Electromagnetic Compatibility*” - EMC) devem ser consideradas no projeto desses inversores visando suprimir possíveis interferências, o que inclui itens como blindagem, filtragem e aterramento (ver Figura 2.24).

## 2.4.2 INVERSORES COMERCIAIS

Em geral, os inversores autocomutados empregados em sistemas fotovoltaicos que possuem uma potência nominal de até 5 kW são fabricados com saídas de 220 V - isto é, monofásicas ou bifásicas, a depender das características de tensão da rede elétrica local - sendo os de potência superior, fabricados com saídas trifásicas ou com inversores monofásicos em associação trifásica.

Esses inversores podem ser do tipo fonte de corrente (em inglês, “*Current Source Inverter*” - CSI) ou fonte de tensão (em inglês, “*Voltage Source Inverter*” - VSI), sendo essa última a mais empregada em sistemas de conversão fotovoltaica. O seu controle pode ser feito tanto por tensão quanto por corrente, dependendo da grandeza de saída utilizada como referência. Por apresentar boa estabilidade diante de perturbações na rede e um fácil controle do fator de potência, o controle por corrente é adotado na maioria dos fabricantes de inversores para SFCR, como a SMA, Fronius, Kyocera e Kaco (PRIEB, 2011).

Os inversores para conexão com a rede, podem ter um ou dois estágios de conversão, conforme ilustrado na Figura 2.23. Por apresentar menor número de componentes, os inversores de um estágio apresentam como principal característica a robustez e a elevada eficiência. Contudo, caso este inversor não tenha um transformador, a tensão CC de entrada normalmente deve ter um valor relativamente elevado, chegando ao dobro do valor de pico da rede CA.

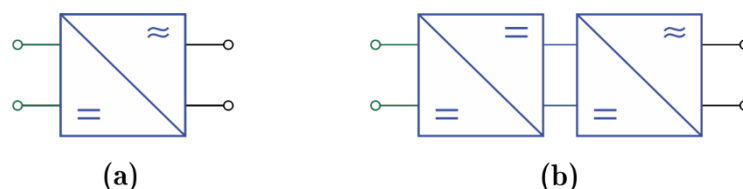


Figura 2.23 - Símbolos elétricos dos inversores de (a) um estágio (CC-CA) e (b) de dois estágios (CC-CC + CC-CA).

Fonte: próprio autor.

Os inversores dois estágios possuem um barramento CC, com um conversor CC/CC, normalmente do tipo elevador, precedendo à seção inversora (ver Figura 2.24). Esse estágio primário promove a ampliação da faixa de aceitação da tensão de entrada, porém, à custa de uma redução da ordem de 2% na da eficiência global do inversor (PRIEB, 2011). Quando esses inversores possuem um transformador de alta frequência, verifica-se a vantagem adicional da isolação galvânica entre os lados de corrente contínua e corrente alternada.

### 2.4.3 SEGUIMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA

Os dispositivos de seguimento do ponto de máxima potência são formados, basicamente, por uma seção de condicionamento de potência e por uma seção de controle.

No caso dos inversores autocomutados de um estágio, a seção de potência do seguidor do ponto de máxima potência é a própria ponte inversora, o que faz com que a conversão seja forçosamente do tipo redutora, o que implica que, na ausência de transformadores, o gerador fotovoltaico tenha uma operação mínima superior até duas vezes valor de pico a pico da tensão CA, como citado anteriormente. Já no caso dos inversores (autocomutados) de dois estágios, a seção de potência consiste no próprio conversor CC/CC.

A seção de controle do seguimento do ponto de máxima potência encarrega-se do ajuste da tensão (ou corrente) terminal do gerador fotovoltaico através dos algoritmos que atuam no controle dos instantes de comutação do circuito inversor ou do conversor CC/CC. As estratégias de seguimento empregadas através desses algoritmos podem ser divididas em duas categorias: *métodos diretos* ou *métodos indiretos*.

Os métodos diretos são aqueles que utilizam medição em tempo real da corrente e da tensão disponíveis na entrada do inversor para encontrar o ponto de máxima

potência do gerador fotovoltaico. Em geral, esses métodos não necessitam de informações prévias sobre as características técnicas do gerador fotovoltaico e são capazes de reagir às variações rápidas de condições de operação dos módulos. São exemplos de métodos diretos o “*perturbe & observe*” e a condutância incremental.

Os métodos indiretos são aqueles que utilizam um sinal de referência, como irradiância, temperatura dos módulos, corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto da célula ou do módulo fotovoltaico, por exemplo, para estimar o ponto de máxima potência. Esta informação é confrontada com uma base de dados ou algum modelo matemático específico com as características previamente determinadas do gerador fotovoltaico específico (PRIEB, 2011). Por serem insensíveis às alterações das características dos módulos, como as provocadas pelos efeitos de sombreamento parciais, envelhecimento e acúmulos de sujeira sobre os módulos, esses métodos são menos utilizados que os métodos diretos.

#### 2.4.4 CONCEPÇÃO SISTÊMICA DO INVERSOR

No que diz respeito ao papel do inversor dentro de um sistema fotovoltaico tem-se que este pode ser classificado basicamente em três tipos: *inversores centrais*, *string* e *microinversores*.

Sem aprofundar no mérito por trás da aplicação de cada uma dessas concepções, tem-se que os inversores de *string* (fileira de módulos em série) são os que mais se destacam na aplicação de SFCR de pequeno porte, principalmente sob a topologia de inversores *multistring*.

Conforme ilustrado na Figura 2.24, os inversores *multistring* se posicionam no sistema de forma centralizada, contudo, eles possuem entradas com seguidores de ponto de máxima potência individuais, o que faz com que estes atuem como se houvesse um inversor separado associado a cada fileira de módulos conectada em sua entrada.

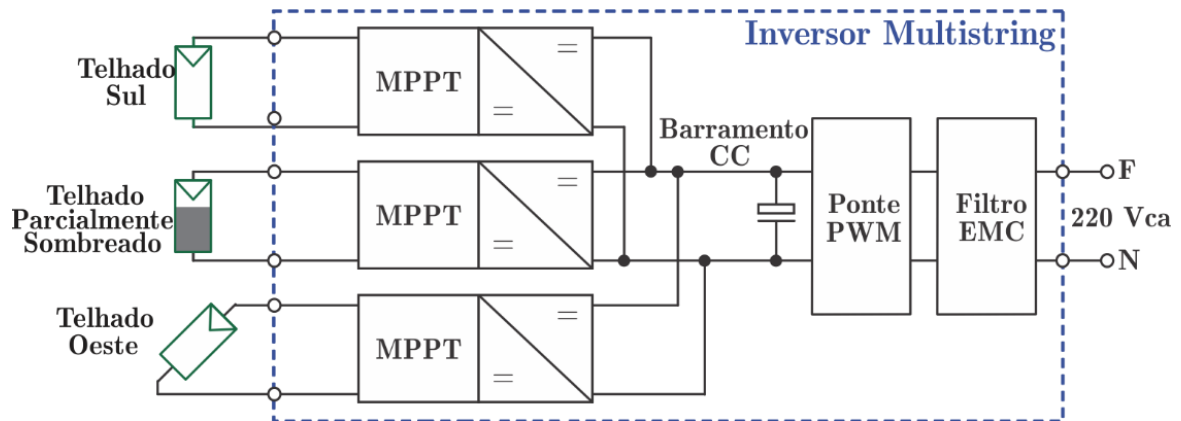


Figura 2.24 - Esquema da topologia de um inversor multistring.

Fonte: adaptado de MERTENS (2013).

Por se tratar de um único equipamento com vários dispositivos de seguimentos de máxima potência, seu custo individual é superior ao de um inversor convencional, composto somente por um seguidor de ponto de máxima potência. No entanto, como estes dispositivos de seguimento compartilham as mesmas estruturas de controle e a mesma estrutura física, o custo individual desse equipamento é inferior ao de dois ou mais inversores convencionais somados, o que faz com a sua utilização em um sistema resulte em um menor custo final.

Além disso, os inversores *multistring* possibilitam a instalação de cada cadeia ou fileiras de módulos do gerador em diferentes orientações e inclinações. Essa liberdade de instalação permite que os módulos fiquem sujeitos a condições ambientais diferentes, o que eventualmente pode possibilitar a maximização de captação de irradiância solar ou favorecer a produção final de energia em casos nos quais ocorrem sombreamento.

#### 2.4.5 PROPRIEDADES ELÉTRICAS

Os parâmetros elétricos do inversor de maior relevância são a sua eficiência de seguimento do ponto de máxima potência e a sua eficiência de conversão de potência CC em potência CA.

A eficiência de seguimento do ponto de máxima potência é um parâmetro de difícil avaliação, pois está associado a fatores internos do inversor, como temperatura



de operação e os próprios algoritmos internos de rastreamento do ponto de máxima potência; e a fatores externos, como irradiância, temperatura ambiente e configuração de tensão e corrente do sistema.

Normalmente, os algoritmos internos de seguimento tendem a maximizar energia transferida para a saída CA. No entanto, estes muitas vezes deslocam o ponto de operação para que o sistema fique protegido contra sobrecargas e temperaturas elevadas, apresentando desse modo, menor eficiência de seguimento. Destaca-se que no caso de sobrecargas, existem inversores que possuem outras dinâmicas de proteção, como a limitação de potência entrada e corte de funcionamento, por exemplo.

A eficiência de seguimento do ponto de máxima potência em um dado momento pode ser encontrada por meio de (2.4), onde,  $P_{FV}$  é a potência CC entregue pelo gerador fotovoltaico ao inversor, e  $P_{MP}$  é a potência CC que seria idealmente entregue na mesma condição, se o inversor estivesse realmente operando no ponto de máxima potência (ZILLES *et al.*, 2012).

$$\eta_{MPPT} = \frac{\text{Potência de entrada}}{\text{Potência máxima efetiva do gerador}} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{FV} dt}{\int_{t_1}^{t_2} P_{MP} dt} \quad (2.4)$$

Pela dificuldade de avaliação desse parâmetro, valores médios são comumente adotados em estudos, de acordo com a faixa de potência de operação em CC. Esses valores são, por exemplo, 98% para potências superiores a 20% da potência nominal de entrada do inversor, e de 80% a 90% para valores menores ou iguais a 20% da potência nominal de entrada do inversor (ZILLES *et al.*, 2012).

A *eficiência de conversão* de um inversor, por sua vez, encontra-se diretamente relacionada a topologia do seu circuito, suas características de controle e de modo geral, à sua tensão de entrada, isto é, à tensão de operação do gerador fotovoltaico. Ou seja, tendo em vista este último argumento, tem-se que a eficiência de conversão de um determinado inversor não é a mesma para todo valor tensão de entrada, pois, é necessária adaptar a tensão de saída à sua tensão de entrada.

O valor dessa eficiência pode ser calculado através de (2.5), onde,  $P_{FV}$  é a potência CC de entrada do inversor, e  $P_{saída}$  é a potência CA na verificada na sua saída. Ressalta-se que a potência de entrada do inversor é a potência CC fornecida pelo gerador fotovoltaico e que foi rastreada pelo seguidor do ponto de máxima potência.

$$\eta_c = \frac{\text{Potência de saída}}{\text{Potência de entrada}} = \frac{P_{saída}}{P_{FV}} \quad (2.5)$$

A partir das eficiências de conversão e do seguimento do ponto de máxima potência é possível determinar a eficiência global do inversor, conforme apresentado em (2.6).

$$\eta_{global} = \eta_c \times \eta_{MPPT} \quad (2.6)$$

Com intuito de viabilizar a comparação da eficiência de diferentes inversores, criou-se a *eficiência europeia*, a qual se trata de uma média ponderada da eficiência do inversor para várias condições de carregamento, de acordo com uma distribuição determinada pelas condições de operação normalmente verificadas na Europa, ou mais especificamente, na Alemanha.

Vale destacar que o carregamento de um inversor é definido pela razão entre a potência que ele entrega à rede em uma dada condição de operação, e a sua potência nominal. Ou seja, se um inversor apresenta um carregamento de 20%, por exemplo, significa que ele está entregando para a rede um quinto da sua potência nominal.

Posto isto, tem-se que a eficiência europeia ( $\eta_{eu}$ ) é determinada por (2.7), na qual,  $\eta_{x\%}$  corresponde à eficiência do inversor para um carregamento de  $x\%$ , enquanto que os coeficientes escalares, denotam as frações de tempo que o inversor é esperado funcionar naquela condição de carregamento.

$$\eta_{eu} = 0,03\eta_{5\%} + 0,06\eta_{10\%} + 0,13\eta_{20\%} + 0,10\eta_{30\%} + 0,48\eta_{50\%} + 0,20\eta_{100\%} \quad (2.7)$$

Nesse mesmo raciocínio, o estado norte-americano da Califórnia criou a eficiência californiana ( $\eta_{ca}$ ), a qual é dada por (2.8).

$$\eta_{ca} = 0,04\eta_{10\%} + 0,05\eta_{20\%} + 0,12\eta_{30\%} + 0,21\eta_{50\%} + 0,53\eta_{75\%} + 0,05\eta_{100\%} \quad (2.8)$$

Embora a eficiência californiana seja comparativamente considerada a mais próxima das condições brasileiras de operação (PINHO; GALDINO, 2014), tem-se que estas dificilmente são fornecidas pelos fabricantes dos inversores encontrados no mercado nacional.

## 2.5 COMPONENTES DE EQUILÍBRIO DO SISTEMA

Os componentes de equilíbrio do sistema (em inglês, “*balance of system*” - BOS) são tudo o que consta no sistema, exceto o conjunto fotovoltaico (BALFOUR, 2016).

Assim, no contexto dos sistemas residenciais, os componentes BOS podem ser iontizados em: estrutura de suporte dos módulos do gerador fotovoltaicos, cabeamentos, sistemas de proteção e medidor de energia.

Ao que diz respeito ao primeiro, tem-se que o gerador fotovoltaico pode ser instalado de forma livre, independente de uma construção, ou de forma integrado a esta, ocupando ou substituindo a sua cobertura ou fachada. No caso de áreas urbanas, a limitação de espaço livre aliada a grande concentração de construções em uma mesma região (sombreamento) e a própria verticalização destas, favorece a instalação do gerador fotovoltaico de forma integrada às construções, sendo os modos de instalação mais adotados os do tipo “*rooftop*”, isto no telhado ou na cobertura destas. Dessa forma, existem estruturas metálicas específicas para a fixação e sustentação dos módulos em diferentes tipos telhas e solos, devendo as particularidades destas, serem consideradas durante a execução de um projeto.

No que diz respeito aos cabeamentos do sistema, tem-se que estes se distinguem em três categorias: os cabos de interconexão dos módulos, o cabo principal CC, e o

cabo de conexão alternada. O primeiro já vem de fábrica com os módulos e, portanto, conta com as características necessárias as instalações elétricas de áreas externas, como por exemplo, a proteção contra radiação ultravioleta. O terceiro, por sua vez, é responsável por conectar o inversor ao quadro geral de distribuição da residência, sendo, portanto, um cabo comum às instalações elétricas.

Já ao que refere ao segundo, tem-se que em SFCR com potência maiores que 6 ou 7 kWp ou cujos módulos estejam distantes do inversor, isto é, a mais de 10 m, por exemplo, é recomendável utilizar a chamada *string box*, a qual consiste num quadro elétrico que abriga dispositivos de proteção e de seccionamento; dessa forma, os terminais das fileiras de módulos são conectados nesses dispositivos e deles então, parte o cabo principal CC, o qual é responsável por escoar toda a potência CC gerada para o inversor. Dependendo do local de instalação da *string box*, tem-se que o cabo principal CC também deve contar com as características necessárias para instalações em áreas externas.

No que se refere aos dispositivos de proteção, tem-se que além dos equipamentos alocados na *string box*, os quais são basicamente: fusíveis, disjuntores de sobrecorrente CC e dispositivos contra surtos (DPS); o SFCR conta com disjuntores CA, o qual deve ser instalado entre o inversor e o quadro de distribuição. Destaca-se que tanto a *string box* quanto o disjuntor CA, devem ser instalados próximos do inversor e da maneira mais acessível possível. Nesse contexto, observa-se que algumas soluções comerciais de *string box*, como a apresentada na Figura 2.25, já incluem os disjuntores CA.

Além desses dispositivos de proteção, tem-se que em função da moldura metálica dos módulos fotovoltaicos e das suas respectivas estruturas de suporte, uma análise criteriosa deve ser realizada a respeito da proteção contra descargas atmosféricas (SPDA), levando-se em consideração as diretrizes estabelecidas pela NBR 5419 de 2015.

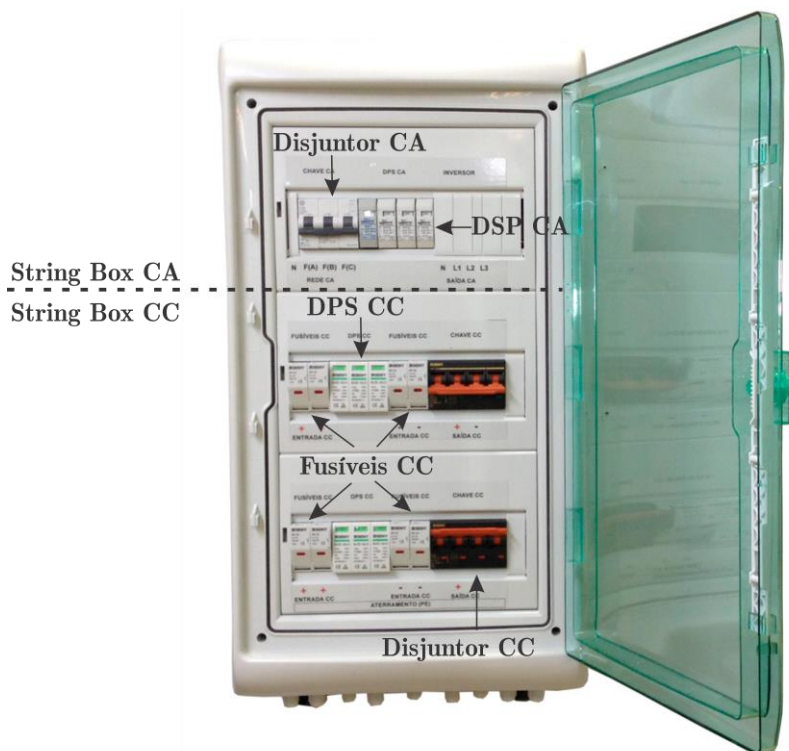


Figura 2.25 - String box CC e CA do fabricante PHB Eletrônica.

Fonte: [www.phb.com.br/Figuras/Produtos/Solar/StringBox/StringBox2\\_tri.jpg](http://www.phb.com.br/Figuras/Produtos/Solar/StringBox/StringBox2_tri.jpg) (modificado).  
Acessado em: 09 de julho de 2017.

Por fim, ao que se refere ao medidor de energia, tem-se conforme estabelecido pela REN 687/2015 que os SFCR podem contar com um medidor direcional ou com dois unidirecionais, sendo um para aferir a energia gerada e outro, o consumo da residência em questão. A referida norma ainda estabelece que caso da microgeração, o medidor de energia deve ser provido pela concessionária local de distribuição (ou permissionária), a qual é responsável pela aquisição, instalação, operação, manutenção e eventual substituição deste, não havendo qualquer tipo de ônus associado ao consumidor acessante da rede, isto é, o detentor do SFCR.

## 2.6 FIGURAS DE MÉRITO - AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO

As *figuras de mérito* são parâmetros normalizados que descrevem o desempenho e a geração de energia elétrica de sistemas fotovoltaicos. Elas permitem analisar o funcionamento desses sistemas com base em seu balanço energético, servindo como importantes ferramentas de comparação da operação de um sistema em diferentes

períodos de tempo ou de sistemas que se diferem em conceito, tamanho e/ou condições meteorológicas a que estão expostos, por exemplo.

Na Figura 2.26 é apresentado um esquema com as figuras de mérito propostas por HAEBERLIN e BEUTLER (1995) para a análise do desempenho de SFCR.

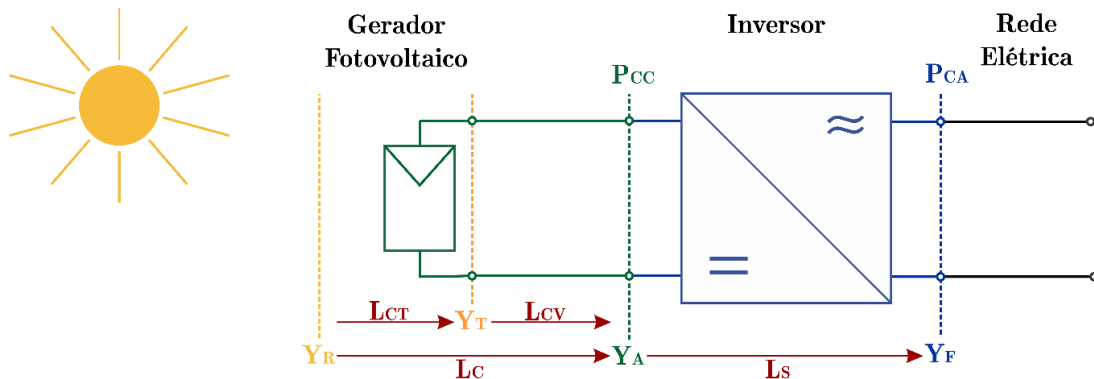


Figura 2.26 - Representação esquemática das figuras de mérito e das perdas típicas consideradas durante a avaliação do desempenho de um SFCR.

Fonte: próprio autor.

O primeiro parâmetro normalizado apresentado é conhecido como *produtividade de referência* (em inglês, “*reference yield*” -  $Y_R$ ), o qual é calculado em kWh/m<sup>2</sup>/W/m<sup>2</sup> ou, simplesmente, em horas, conforme demonstrado por (2.9), onde:  $G_t$  é o valor de irradiância registrado em um dado período de tempo e  $G_{STC}$  a irradiância definida nas condições-padrão de ensaio (1000 W/m<sup>2</sup>).

$$Y_R = \frac{\int_{t_1}^{t_2} G_t \cdot dt}{G_{STC}} \quad (2.9)$$

Tendo isso em vista, observa-se que a produtividade de referência é um indicador de quantas horas o Sol teria que irradiar uma potência igual à irradiância de referência do STC para alcançar a energia total que incidiu sobre o gerador fotovoltaico no período analisado.

O segundo parâmetro normalizado apresentado é a *produtividade do gerador* (em inglês, “*array yield*” -  $Y_A$ ), o qual é calculado em kWh/Wp ou, em horas, assim como mostrado por (2.10), onde:  $P_{FV}$  é a potência CC entregue pelo gerador fotovoltaico ao

inversor em um dado período de tempo, e  $P_{FV}^0$  é a potência CC nominal do gerador fotovoltaico. Observa-se que a produtividade do arranjo é um indicador de quanto tempo o gerador teria que operar fornecendo a sua potência nominal para produzir a mesma quantidade de energia que ele gerou no período de tempo analisado.

$$Y_A = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{FV} dt}{P_{FV}^0} \quad (2.10)$$

O terceiro e último parâmetro normalizado apresentado é a *produtividade final do sistema* (em inglês, “*final yield*” -  $Y_F$ ), o qual pode ser calculado em kWh/Wp ou, também em horas, através de (2.11), onde:  $P'_{saída}$  é a potência CA gerada pelo sistema fotovoltaico em um certo período de tempo, e  $P_{FV}^0$  a sua potência CC nominal, ou mais especificamente, a potência nominal do gerador fotovoltaico. Observa-se, portanto, que essa produtividade pode ser interpretada como a quantidade de tempo que o gerador teria que operar na potência nominal para produzir a mesma quantidade de energia que o sistema fotovoltaico entregou à carga ou à rede elétrica local no período de tempo analisado.

$$Y_F = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P'_{saída} \cdot dt}{P_{FV}^0} \quad (2.11)$$

Similar à produtividade do sistema, uma figura de mérito muito utilizada para a avaliação de sistemas de geração convencionais como usinas hidrelétricas e termelétricas e que pode ter o seu emprego estendido aos estudos de desempenho de sistemas fotovoltaicos é o *fator de capacidade (FC)*.

Essa figura de mérito relaciona a energia gerada em um determinado intervalo de tempo com a energia que poderia ser gerada na potência nominal de saída do gerador no mesmo período, tal como indicado em (2.12). Os SFCR modernos que possuem bom desempenho, normalmente apresentam um fator de capacidade na faixa entre 15% e 20%, entretanto, estudos recentes demonstram que este poderiam atingir valores próximos de 40% para certas localidades da América do Sul (REN21, 2017).

$$FC = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P'_{saída} \cdot dt}{P_{FV}^0 \cdot (t_2 - t_1)} \quad (2.12)$$

Através de (2.11) e (2.12), pode-se notar que a produtividade do sistema se difere do fator de capacidade apenas pelo fator “tempo” no denominador, o que permite concluir que essas figuras de mérito referem-se basicamente à mesma coisa, porém, sob perspectivas diferentes de visualização do desempenho de sistemas. Todavia, ainda que tal afirmação seja válida, alguns autores afirmam que o fator de capacidade não representa efetivamente a qualidade da energia entregue pelo sistema, visto que os sistemas fotovoltaicos não utilizam fontes de energias firmes convencionais (ZILLES *et al.*, 2012).

Feitas essas considerações, tem-se que um sistema fotovoltaico ideal apresentaria  $Y_R = Y_A = Y_F$ . Contudo, nos sistemas reais o que se verifica é que  $Y_R > Y_A > Y_F$ , em função das várias perdas que ocorrem em meio ao trânsito da potência nas diversas partes do sistema.

As chamadas *perdas de captura* (em inglês, “*capture losses*” -  $L_C$ ) representam as perdas envolvidas desde o processo de conversão da radiação solar até a potência ser absorvida pelo inversor, ou seja, as perdas:

- Térmicas relacionadas ao fato do gerador não estar operando na temperatura do STC, isto é, a 25°C;
- Nos cabos que transportam corrente contínua e nos díodos de proteção;
- Devido à baixa irradiância incidente;
- Devido a erros na medição da irradiância, os quais transcorrem de limitações espectrais e de perdas pela reflexão no vidro de equipamentos medição;
- Devido ao sombreamento parcial dos módulos, poluição, neve, irradiância não homogênea e incompatibilidades;
- E devido a falhas no seguimento do ponto de máxima potência e falhas de operação por parte do inversor.



Diante dessas características, tem-se que as perdas por captura podem ser subdivididas em *perdas de captura térmicas* ( $L_{CT}$ ) e *perdas de captura variadas* ( $L_{CV}$ ). A primeira, refere-se as perdas térmicas decorrentes do fato do gerador não estar operando na temperatura do STC, e a segunda, refere-se as demais perdas supracitadas.

Para determinar os valores dessas perdas é necessário calcular um parâmetro auxiliar  $Y_T$  que corresponde à *irradiação corrigida da temperatura*, isto é, o valor de irradiação que teria de incidir sobre o gerador fotovoltaico para que ele, operando com suas células à 25 °C, produzisse a mesma quantidade de energia gerada. Esse parâmetro é dado na mesma unidade de  $Y_R$  e é calculado conforme mostrado em (2.13), onde:  $T_C$  é a temperatura de operação das células,  $T_{STC}$  é a temperatura de operação da célula definida pelo STC, isto é, 25°C, e  $\gamma_{mp}$  é o *coeficiente de temperatura do ponto potência máxima*, um parâmetro fornecido pelos fabricantes dos módulos fotovoltaicos, que sinaliza a taxa de variação desta grandeza em função com relação à temperatura de operação das suas células, em termos percentuais (%/°C) ou unitários (1/°C).

$$Y_T = Y_R \cdot \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{FV(a\ 1000\ \frac{W}{m^2})} \cdot dt}{P_{FV}^0} = Y_R \cdot [1 - |\gamma_{mp}| \cdot (T_C - T_{STC})] \quad (2.13)$$

Feitas tais considerações, tem-se que as perdas por captura, bem como suas subdivisões, podem ser calculadas através de (2.14), (2.15) e (2.16).

$$L_{CT} = Y_R - Y_T \quad (2.14)$$

$$L_{CV} = Y_T - Y_A \quad (2.15)$$

$$L_C = L_{CT} + L_{CV} = Y_R - Y_A \quad (2.16)$$

As chamadas *perdas do sistema* (em inglês, “*system losses*” -  $L_S$ ), representam as perdas envolvidas desde o processo de conversão realizado pelo inversor até a potência final ser entregue à carga, ou seja, as perdas:

- Devido ao inversor estar operando com eficiência menor que 100%;
- Devido ao subdimensionamento do inversor e a conseqüente limitação da sua potência de saída quando uma grande potência de entrada está sendo fornecida;

- E devido às perdas ôhmicas nos cabos que transportam a corrente alternada.

As perdas do sistema podem ser calculadas através de (2.17).

$$L_S = Y_A - Y_F \quad (2.17)$$

Para avaliar o quão próximo da idealidade está um sistema, isto é, o seu rendimento global, uma importante figura de mérito, conhecida como *desempenho global* ou *taxa de desempenho* (em inglês, “*performance ratio*” - *PR*), pode ser utilizada. Essa figura de mérito é dada pela razão entre a quantidade de energia que foi entregue à carga ou rede elétrica local, e a quantidade de energia que poderia ser entregue caso o sistema fosse ideal e recebesse a mesma quantidade de radiação que incidiu sobre o seu plano. Dessa forma, o fator de desempenho do sistema pode ser determinado através de (2.18).

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (2.18)$$

Normalmente, os SFCR apresentam taxas de desempenho com valores típicos entre 75 e 85% (MERTENS, 2013), podendo alcançar valores mais elevados no caso de sistemas projetados já visando uma grande eficiência.

Para ilustrar uma das várias possíveis análises que podem ser realizadas a partir dessas figuras de méritos e cálculo de perdas, é apresentada na Figura 2.27 um gráfico do desempenho energético mensal de um SFCR real, com cerca de 3.200 W<sub>p</sub>, localizado na Suíça. Destaca-se que os valores apresentados sobre as barras são referentes a taxa de desempenho verificada no dia.

Conforme pode ser observar, nos dias 03 e 30 do mês em questão, a produção de energia do SFCR foi nula, e nos dias próximos a estes, isto é, 04, 29 e 31, as perdas de captura foram relativamente expressivas.

Ao se investigar os motivos que causaram tais anomalias na operação do sistema, verificou-se que nos primeiros dias daquele mês havia nevado consideravelmente na

região, o que pode ser corroborado pela baixa produtividade de referência verificada (produtividade final do sistema mais as perdas). Em função dessa situação, foi constatado que no dia 03, os módulos do gerador fotovoltaico do SFCR se encontravam totalmente encobertos pela neve, o que inviabilizou a produção de energia do sistema. Dessa forma, no dia 04, a neve que encobria os módulos foi retirada ainda no período do dia, possibilitando a volta da produção de energia elétrica do sistema e resultando, em contrapartida, na ainda numa elevada perda de captura decorrente do tempo em que os módulos ainda se encontravam sob a neve.

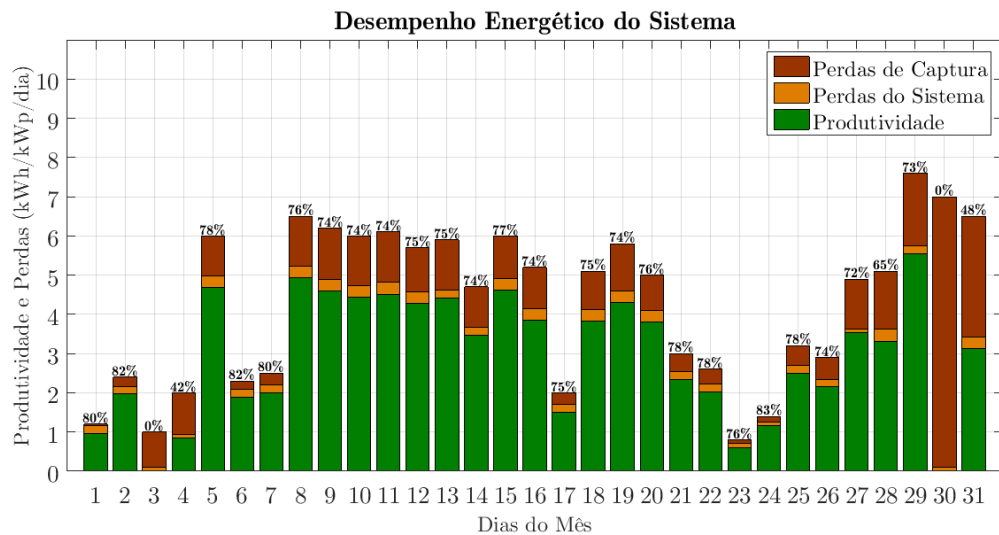


Figura 2.27 - Desempenho energético no mês de março de 1993, de um SFCR com cerca de 3.200 Wp, situado na Suíça.

Fonte: modificado de HABERLIN e EPPEL (2012).

Por outro lado, tem-se que a anomalia observada no dia 30 daquele mês não foi motivada por este mesmo evento, o que pode ser constatado pela elevada produtividade de referência verificada nos últimos dias do mês. Ao se investigar as causas desse evento, constatou-se que o principal responsável foi um mal funcionamento do inversor e do seu seguidor do ponto de máxima potência, o qual provavelmente começou ainda nos dias 28 ou 29 daquele mês e perdurou até o início do dia 31, quando então estes voltaram a operar normalmente.

Essa situação, pode ser ainda constatada através gráfico da Figura 2.28. Nele, observa-se que até por volta das 9h do dia 31, o sistema se encontrava operando de forma indevida. Já a partir das 10h, verifica-se a volta do seu devido funcionamento.

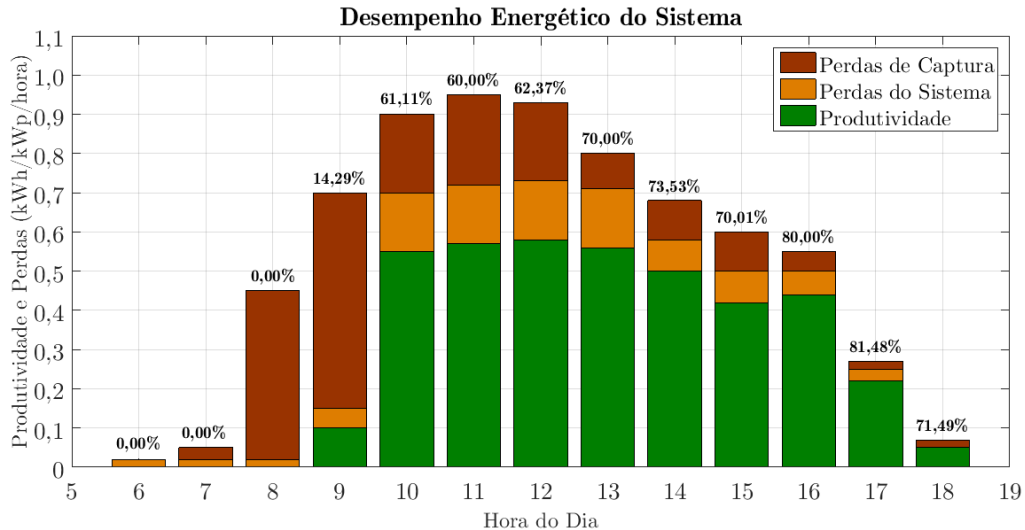


Figura 2.28 - Desempenho energético em 31 de março de 1993, de um SFCR com cerca de 3.200 W<sub>p</sub>, situado na Suíça.

Fonte: modificado de HABERLIN e EPPEL (2012).

Ressalta-se novamente que este é somente um exemplo de análise que pode ser realizada a partir das figuras de mérito e perdas descritas. Todavia, outros exemplos serão comentados na seção 4.2 do Capítulo 4 e na seção 6.6 do Capítulo 6.

## 2.7 CONCLUSÕES PARCIAIS

Neste capítulo foram apresentados os principais aspectos técnicos relacionados aos SFCR residenciais.

Na seção 2.2, diversos conceitos e terminologias associadas ao estudo da radiação solar foram apresentados. Através da descrição realizada a respeito da sua trajetória desde o Sol até a superfície terrestre, verifica-se que a oferta de radiação solar na superfície terrestre é afetada em diferentes escalas, por fenômenos de ordem astronômicas e atmosféricas. Além disso, através das fontes de dados apresentadas,

consta-se que algumas opções como INMET e Meteonorm, se demonstram mais atrativos aos estudos relacionados a geração fotovoltaica.

Na seção 2.3 foram apresentados informações a respeito do gerador fotovoltaico, o qual é fundamentalmente formado pelas células e módulos fotovoltaicos. A partir da descrição de suas características, constata-se que a sua eficiência de conversão possui limitações próprias do material semicondutor utilizado na sua fabricação, sendo naturalmente uns melhores do que outros, e que sua produção é dependente das condições de radiação solar incidente e temperatura ambiente observadas, sendo que estas, se relacionam de maneira antagônica. Além disso, observa-se que o sombreamento dos módulos é indesejável não somente porque limita a oferta de radiação solar, como também, afeta a integridade física do gerador fotovoltaico.

Na seção 2.4 foram apresentadas informações relacionadas ao inversor. A partir delas, verifica-se que tal equipamento possui uma elevada tecnologia associada. Além disso, dentre suas características construtivas, destaca-se o seguidor de máxima potência (MPPT), o qual é de suma importância à absorção da energia provida pelo gerador fotovoltaico; e as do seu circuito inversor, o qual dependendo das características de potência CA produzida, podem requerer o emprego de mais elementos associados onerando o custo do equipamento.

Na seção 2.5 foram apresentadas algumas considerações a respeito dos demais componentes do sistema. Embora não esteja do escopo deste trabalho o estudo detalhado de tais componentes, observa-se que certos detalhes associados a estes não devem passar despercebidos durante um projeto de SFCR, como principalmente aqueles relacionados a proteção do sistema e da residência.

Por fim, na seção 2.6 foram apresentadas as figuras de mérito empregadas na análise do desempenho de SFCR. Diante das considerações realizadas, observa-se que se por um lado a sua eficiência de conversão da radiação solar em energia elétrica é

relativamente pequena, por outro, a sua eficiência sistêmica (*performance ratio*) de entregar essa potência convertida até a rede é consideravelmente elevada.

# ASPECTOS REGULATÓRIOS DA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA E SUAS IMPLICAÇÕES ECONÔMICAS

---

## 3.1 INTRODUÇÃO

Assim como disposto na introdução deste trabalho, pelo fato dos SFCR residenciais terem, na maior parte dos casos, uma potência nominal inferior a 75 kW (ou, no caso, 75 kWp), estes se enquadram como um caso de microgeração distribuída, sendo, portanto, submissa a REN 687/2015 da ANEEL.

As diretrizes do sistema de compensação impostas por esta resolução, atuam como o agente determinante das possíveis economias que um consumidor pode ter ao instalar um sistema deste tipo em sua residência. Dessa forma, uma vez constatada a viabilidade técnica de se realizar tal instalação e estimada as suas perspectivas de geração mensal, ou mesmo anual, torna-se possível realizar uma análise econômica a respeito do seu investimento, cujos resultados podem ser utilizados como subsídio para a tomada decisão.

Tendo isso em vista, o presente capítulo tem por objetivo apresentar os principais conceitos regulatórios aplicáveis aos SFCR residenciais, bem como as leis e portarias emitidas por órgãos governamentais, que se fazem pertinentes à elaboração de um projeto desse tipo de sistema. Complementarmente, este capítulo ainda traz algumas ponderações de caráter financeiro, as quais, se fazem pertinentes ao dado contexto.

## 3.2 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Em linhas gerais, o sistema de compensação pode ser entendido como aquele no qual a energia elétrica ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa.

De acordo com REN 687/2015, podem aderir a este sistema os consumidores responsáveis por unidade consumidora:

- Com microgeração ou minigeração distribuída;
- Integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras;
- Caracterizada como geração compartilhada;
- Caracterizada como autoconsumo remoto.

### 3.2.1 DIRETRIZES DE FATURAMENTO

As diretrizes de faturamento de cada uma dessas figuras participantes do sistema de compensação são definidas pelo artigo 7º da referida resolução.

Dessa forma, no contexto do autoconsumo remoto, no qual se têm somente consumidores de baixa tensão (ver item 3.3.1), as diretrizes desse artigo estabelecem que quando houver excedente de geração, os créditos de energia ativa devem ser utilizados para compensar o consumo na mesma unidade consumidora e no mesmo ciclo de faturamento. O valor a ser faturado dessa unidade é então dado pela diferença positiva entre a energia consumida e a injetada, considerando-se também eventuais créditos acumulados de meses anteriores. No caso dessa diferença ser menor que o *custo de disponibilidade*, o valor a ser cobrado será então conforme o fixado para tal custo.

A Resolução Normativa nº 414, publicada pela ANEEL em 09 de setembro de 2010, com intuito de estabelecer as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, regulamenta em sua seção V, artigo 98º que:



*“O custo de disponibilidade do sistema elétrico, aplicável ao faturamento mensal de consumidor responsável por unidade consumidora do grupo B, é o valor em moeda corrente equivalente a:*  
*I – 30 kWh, se monofásico ou bifásico a 2 (dois) condutores;*  
*II – 50 kWh, se bifásico a 3 (três) condutores; ou*  
*III – 100 kWh, se trifásico.*

*§ 1º O custo de disponibilidade deve ser aplicado sempre que o consumo medido ou estimado for inferior aos referidos neste artigo, não sendo a diferença resultante objeto de futura compensação. [...]”.*

Logo, observa-se que o valor do custo de disponibilidade a ser pago pela unidade consumidora quando sua geração for menor que o seu consumo, pode variar de acordo com valor da tarifa de energia paga pela sua classe de consumo e conforme o seu respectivo tipo de conexão com a rede elétrica local. Ressalta-se que nunca, portanto, o valor faturado será nulo.

Após a compensação na mesma unidade consumidora onde está instalada a microgeração distribuída, se ainda houver excedente, um percentual dos créditos poderá ser utilizado para abater o consumo de outras unidades escolhidas pelo consumidor no mesmo ciclo de faturamento. Nesse caso, compete ao titular da unidade consumidora com microgeração informar à distribuidora o percentual da energia excedente a ser alocada entre as demais unidades consumidoras, as quais serão caracterizadas como autoconsumo remoto.

O valor a ser faturado em cada uma dessas unidades de autoconsumo remoto é então dado pela diferença positiva entre a energia consumida e os créditos alocados no mês para a unidade consumidora. No caso de a energia alocada ser superior a energia consumida, os créditos de energia restantes ficam acumulados na própria unidade de autoconsumo remoto, podendo esta ser utilizada em meses posteriores.

Destaca-se que os créditos de energia possuem uma validade de 60 meses, os quais são contados a partir daquele em que estes foram concebidos.

### 3.2.2 TRIBUTAÇÃO INCIDENTE

Os tributos são pagamentos compulsórios realizados ao poder público que asseguram os recursos para que o governo desenvolva as suas atividades. Conforme já mencionado, até meados de 2015, os tributos federais PIS e COFINS, e o tributo estadual ICMS, incidiam não somente sobre a energia consumida, mas também sobre a energia que era injetada na rede pelo sistema de mini e microgeração.

No entanto, após a promulgação da Lei nº 13.169 de 2015, e do Convênio ICMS 6, do mesmo ano, a incidência desses impostos federais e estaduais foram respectivamente, limitadas a energia faturada, isto é, a recaírem somente sobre a diferença entre a energia gerada e a energia consumida pela unidade integrante do sistema de compensação ou, quando for o caso, sobre o custo de disponibilidade.

Destaca-se que a cobrança de tais tributos ocorre em meio ao valor da tarifa de energia aplicada pela distribuidora no respectivo ciclo de faturamento, sendo tal abordagem, melhor esclarecida na seção a seguir.

### 3.3 TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA

Como é possível se depreender do que foi apresentado até presente momento, a remuneração do investimento em sistemas de mini e microgeração como no caso, do SFCR residencial, é mediado pela *tarifa de energia (TE)*, pois, uma vez que o retorno econômico desse tipo de investimento é dado pela economia com os gastos decorrentes do consumo de energia elétrica, tem-se que a energia gerada pelo SFCR possui o mesmo valor da energia fornecida pela rede elétrica local, sendo portanto, monetizada pela tarifa de energia elétrica vigente.

Dessa forma, tem-se que alguns conhecimentos a respeito da tarifa de energia se fazem pertinentes à análise investimento em SFCR residenciais, sendo estes, portanto, apresentados a seguir.

### 3.3.1 TIPOS DE CONSUMIDORES

A tarifa de energia é o valor pago por cada tipo consumidor à sua respectiva distribuidora por cada unidade de energia elétrica, sendo calculada em R\$/kWh. Como a energia elétrica é um bem essencial, este valor é pago não somente em função da quantidade consumida, mas também, em função da sua devida disponibilidade.

O valor da tarifa de energia a ser pago por cada tipo de consumidor para sua distribuidora é definido a partir de sua demanda energética, e tem por objetivo promover o repasse justo e consciente dos custos incorridos desde a geração da energia elétrica até a sua disponibilização, as quais, foram inicialmente incorporados pela distribuidora.

No Brasil, as unidades consumidoras são classificadas de acordo com o nível tensão em que são atendidos e também, como consequência, de acordo com sua respectiva demanda de energia (ativa). A Tabela 3.1 apresenta as classificações dos tipos de consumidores e as suas respectivas características.

Tabela 3.1 - Classificação as unidades consumidoras.

<b>Grupo A - Consumidor atendido em tensão acima de 2.300 volts (Alta Tensão - AT)</b>	
<b>Subgrupo A1</b>	Nível de tensão de 230 kV ou mais
<b>Subgrupo A2</b>	Nível de tensão de 88 a 138 kV
<b>Subgrupo A3</b>	Nível de tensão de 69 kV
<b>Subgrupo A3A</b>	Nível de tensão de 30 a 44 kV
<b>Subgrupo A4</b>	Nível de tensão de 2,3 a 25 kV
<b>Subgrupo AS</b>	Sistemas subterrâneos, independente da tensão em que é atendida
<b>Grupo B – Consumidor atendido em tensão abaixo de 2.300 volts (Baixa Tensão - BT)</b>	
<b>Subgrupo B1</b>	Residencial e residencial baixa renda
<b>Subgrupo B2</b>	Rural e cooperativa de eletrificação rural
<b>Subgrupo B3</b>	Demais classes
<b>Subgrupo B4</b>	Iluminação pública

Fonte: elaborado pelo próprio autor a partir das diretrizes estabelecidas pela REN 414/2010, da ANEEL.

As unidades consumidoras do grupo A pagam tarifas binômias, isto é, pagam não somente pela energia consumida, mas também pela potência (em kW) demandada.

Dependendo da potência e tensão associada a essas unidades, diferentes modalidades de tarifação podem ser empregadas, sendo estas caracterizadas por particularidades relacionadas aos postos horários, isto é, horário ponta e fora-ponta.

Já as unidades consumidoras do grupo B, por sua vez, pagam uma tarifa monômnia, a qual é referente apenas a energia consumida. Fundamentalmente, as tarifas do grupo B não fazem distinção entre postos horários, contudo, a partir de 2018 a modalidade conhecida como “*tarifa branca*”, a qual traz esta última consideração, passará a valer em todo território nacional, podendo as unidades consumidoras que tiverem interesse, solicitar as suas respectivas distribuidoras a transição para esse tipo de tarifação.

Destaca-se que o valor tarifa branca varia nos dias úteis em três postos horários: ponta, intermediário e fora de ponta. Na ponta e no intermediário, a energia consumida possui um valor proporcionalmente mais elevado, enquanto no fora de ponta, tal valor é reduzido. Em contrapartida, nos feriados nacionais e nos fins de semana, valor tarifa branca é único, sendo considerado como sendo fora de ponta para todos os horários.

### **3.3.2 TARIFA HOMOLOGADA PELA ANEEL**

O valor da tarifa de energia - tanto da demanda quanto do consumo, para cada posto horário - a ser cobrado de cada tipo de consumidor é definido através de resoluções homologadas pela ANEEL. Esses valores são reajustados anualmente considerando, em geral, a variação da inflação, as variações de preço da energia por conta do acionamento de termoelétricas, ganhos de produtividade e a variação da qualidade de fornecimento de cada distribuidora.

A cada 4 ou 5 anos, a ANEEL realiza ainda revisões tarifárias para atualizar os valores das tarifas, levando em consideração os investimentos em infraestrutura, eficiência na gestão dos custos, níveis mínimos de qualidade, aumento de consumo e de consumidores, bem como a variação inflacionária do ano anterior. Isso contribui para

a promoção da modicidade tarifária e induz as distribuidoras a serem eficientes na prestação dos seus serviços. Eventualmente, a ANEEL pode ainda realizar revisões extraordinárias com o objetivo de promover o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Dessa forma, a partir dos valores de tarifa homologados pela ANEEL ( $TE_{ANEEL}$ ), as distribuidoras de energia agregam os tributos e encargos aplicáveis e, quando se faz necessário, agregam também o adicional de bandeira, que deve ser pago pelos consumidores em suas tarifas de energia.

### 3.3.3 BANDEIRAS TARIFÁRIAS

Instituído em 2015 pela ANEEL, a *bandeira tarifária* é um sistema dinâmico de tarifação, que sinaliza as condições de geração do sistema hidrotérmico brasileiro, ou seja, o estado dos reservatórios nacionais. A bandeira é determinada e informada na conta de luz com vigência para o mês posterior ao do recebimento, de forma que o consumidor ao saber antecipadamente a informação sobre o custo adicional que poderá ter ou não em sua fatura seguinte, possa se mobilizar de maneira a economizar energia, favorecendo uma redução do valor desta e reduzindo a demanda de energia requerida do sistema.

Em uma lógica comparável à de um semáforo, definiu-se a existência de três bandeiras tarifárias: a verde, a amarela e a vermelha; sendo posteriormente a última dividida em dois patamares. A sinalização de cada uma destas é descrita a seguir:

- **Bandeira Verde** - indica condições favoráveis de geração. Logo, nenhum adicional é incorrido sobre a tarifa.
- **Bandeira Amarela** - indica condições razoáveis de geração, isto é, um esvaziamento dos reservatórios. Desse modo, a tarifa de energia a ser cobrada do consumidor, sofre um acréscimo de R\$ 0,020/kWh.

- **Bandeira Vermelha** - indica condições desfavoráveis de geração, isto é, a necessidade de acionamento de (mais) termoelétricas e, portanto, um maior custo de geração. No **Patamar 01**, a tarifa de energia a ser cobrada do consumidor sofre um aumento de R\$ 0,030/kWh; e no **Patamar 02**, o mais grave, de R\$ 0,035/kWh.

Destaca-se que tais valores incorrem sobre a tarifa de energia elétrica antes que sejam calculados os tributos aplicáveis, tal como ocorre com a tarifa homologada pela ANEEL.

### 3.3.4 TRIBUTAÇÃO INCIDENTE

Na fatura de energia estão inclusos tributos federais, estaduais e municipais, sendo estes recolhidos pelas distribuidoras e repassados diretamente às autoridades competentes pela sua cobrança. Estes tributos e a forma como são cobrados são descritos a seguir.

Os tributos federais aplicáveis ao setor elétrico são o PIS e o COFINS. Suas alíquotas são de, respectivamente, 1,65% e 7,60%, sendo estas apuradas de forma não-cumulativa.

Dessa forma, a alíquota média desses tributos varia com o volume de créditos apurados mensalmente pelas concessionárias e com o PIS e a COFINS pagos sobre custos e despesas no mesmo período, tais como a energia adquirida para revenda ao consumidor. A Tabela 3.2 apresenta um exemplo de cálculo da alíquota média de PIS e COFINS.

O tributo estadual aplicável ao setor elétrico é o ICMS. O valor de sua alíquota varia de estados para estado, de acordo com suas legislações específicas, e o seu cálculo é feito “por dentro”, fazendo com que este tenha um peso maior do que a sua alíquota nominal.

Tabela 3.2 - Exemplo de cálculo da alíquota média do PIS e COFINS.

<b>Valores das Alíquotas</b>	
PIS	1,65 %
COFINS	7,60 %
<b>Exemplo de cálculo não-cumulativo</b>	
Faturamento bruto	R\$ 10.000,00
PIS	R\$ 165,00
COFINS	R\$ 760,00
1 - PIS/COFINS à débito	R\$ 925,00
Custos e/ou despesas	R\$ 4.000,00
2 - PIS/COFINS à crédito – incidentes sobre os custo e despesas	R\$ 370,00
PIS/COFINS a pagar (1-2)	R\$ 555,00
<b>Alíquota média (ou efetiva)</b>	<b>5,55 %</b>

Fonte: reproduzido de ANEEL (2016c).

E, finalmente, o tributo municipal a ser pago na conta de luz é a Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP), cuja finalidade é a sugerida pelo próprio nome, e no qual, a forma de cobrança e a base de cálculo variam conforme a lei específica aprovada pela respectiva Câmara Legislativa de cada município.

### 3.3.5 COMPOSIÇÃO TARIFÁRIA

Diante do que foi apresentado nesta seção e desconsiderando a cobrança do CIP, cuja forma de cobrança e a base de cálculo podem variar amplamente de um município para o outro, tem-se que a tarifa real de energia elétrica cobrada de um consumidor é composta conforme demonstrado em (3.1), onde  $TE_{ANEEL}$  é a tarifa homologada pela ANEEL.

$$TE = \frac{TE_{ANEEL} + \text{Adicional de Bandeira}}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \quad (3.1)$$

### 3.4 CONSIDERAÇÕES DE ORDEM ECONÔMICA

Conforme destacado pela própria ANEEL (2016b), a iniciativa de instalação de micro ou minigeração distribuída é do consumidor, dessa forma, compete ao próprio analisar a relação de custo/benefício dessa ação.

Nessa projeção, há vários quesitos que devem ser observados, como: tipo da fonte de energia, tecnologia dos equipamentos de geração, porte da unidade consumidora e da central geradora, localização, tarifa à qual a unidade consumidora está submetida, existência de outras unidades consumidoras que possam usufruir dos créditos do sistema de compensação de energia elétrica, condições de pagamento e/ou financiamento do projeto e o possível retorno financeiro.

Tendo em vista que os quesitos de ordem técnica levantados no parágrafo anterior já foram devidamente minuciados no Capítulo 2 ou e nas seções anteriores deste, tem-se que a seguir são apresentadas algumas figuras de mérito financeiras, as quais são tipicamente empregadas em análises de investimento de SFCR; e algumas ponderações a respeito de empréstimos e financiamentos desse tipo de sistema.

### 3.4.1 FIGURAS DE MÉRITO - AVALIAÇÃO FINANCEIRA

A análise de investimento em SFCR pode ser realizada a partir de ferramentas financeiras tradicionais, como:

- Valor presente líquido;
- Taxa interna de retorno;
- Tempo de retorno.

O *valor presente líquido (VPL)*, também conhecido como *valor atual líquido (VAL)*, é dado por (3.2), em que:  $Inv_0$  é o investimento inicial do sistema (em inglês, “*capital expenditure*” - CAPEX), isto é, o custo de aquisição dos componentes e instalação do sistema;  $n$  é o horizonte de análise do investimento, ou seja, a vida útil do sistema;  $t$  é o período em questão, o qual pode ser meses ou anos;  $FC_t$  o fluxo de caixa no período  $t$ , isto é, o saldo entre o lucro ou economia produzida pela energia gerada, e o capital despendido com as ações de operação e manutenção (em inglês, “*operational expenditure*” - OPEX), devidamente corrigidos pela *taxa mínima de atratividade (TMA)*; e  $r$  é a taxa de desconto.



$$VPL = -Inv_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} \quad (3.2)$$

Através do *VPL* é possível determinar quanto os pagamentos futuros de um investimento somados ao seu custo inicial estariam valendo hoje. Se o *VPL* for maior que zero, significa que o investimento não apenas retornará o capital inicial despendido, como também cobrirá a remuneração mínima requerida pelo investidor. Essa remuneração mínima exigida pelo investidor é representada financeiramente através da taxa de desconto de interesse ( $r$ ), sendo conhecida, conforme mencionado anteriormente, por *taxa mínima de atratividade (TMA)* do investimento.

No contexto de um investidor comum, a *TMA* é normalmente ponderada pelas taxas verificadas na poupança em determinado período, contudo, no caso investidores mais criteriosos, taxas mais elevadas costumam ser consideradas, como as verificadas em outros tipos de investimento com maior risco associado.

A *taxa interna de retorno (TIR)* é calculada a partir de (3.3). Essencialmente, a *TIR* representa a eficiência marginal do capital ou, em outras palavras, a taxa necessária para igualar o valor presente de um investimento com os seus respectivos retornos futuros. Se a *TIR* for maior que a *TMA*, é possível considerar o investimento economicamente atrativo.

$$VPL = 0 = Inv_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} \quad (3.3)$$

O *tempo de retorno do investimento* (em inglês, “*return on investment*” - *ROI*), também conhecido como “*payback*”, é determinado através de (3.4). O *ROI* representa o tempo decorrido entre o investimento inicial e o momento, no qual, o lucro líquido acumulado se iguala ao valor desse investimento, ou seja, é o tempo demandado para que o investimento se pague e a partir de então comece a produzir lucros, ou mais especificamente no caso, economias.

$$ROI = t \text{ quando } \sum_{t=1}^n FC_t = Inv_0 \quad (3.4)$$

O *ROI* pode ser calculado levando-se em consideração o fluxo de caixa *simples* e ou *descontado*. O primeiro não leva em conta o dinheiro no tempo e é vantajoso pela sua simplicidade de cálculo, enquanto que o segundo, por ser ponderada pela *TMA*, apresenta um valor mais confiável.

Além dessas ferramentas, há ainda uma outra figura de mérito que pode ser aplicada na avaliação do investimento em SFCR: o custo nivelado (em inglês, “*levelised cost of electricity*” - *LCOE*).

O *LCOE* é um parâmetro que relaciona o valor despendido pelo sistema ao longo de toda a sua vida útil, isto é, o CAPEX e o OPEX - sendo esse último, devidamente corrigido - com a energia gerada por este (*Egerada*). Dessa forma, o *LCOE* pode ser calculado de forma generalista, tal como mostrado em (3.5), sendo dada em R\$/kWh.

$$LCOE = \frac{CAPEX + OPEX}{Egerada} \quad (3.5)$$

O *LCOE* é uma figura de mérito amplamente empregada na comparação de diferentes sistemas de geração. Contudo, no âmbito da microgeração fotovoltaica este pode ser utilizado para comparar o custo da energia gerada com o valor pago pela energia consumida da rede, a qual é dada pela tarifa real de energia, conforme mostrado anteriormente. Uma vez verificado que o custo da energia gerada é inferior ou ao menos se equipara ao valor pago de tarifa de energia elétrica, tem-se uma sólida sinalização positiva a respeito do investimento no SFCR.

No âmbito específico dos SFCR, é possível encontrar algumas formulações alternativas para o cálculo do *LCOE*. Dentre estas, destaca-se a apresentada por ZILLES e OLIVEIRA (1999), a qual é calculada conforme apresentado em (3.6):

$$LCOE = \left[ \frac{r \times (1 + r)^n}{(1 + r)^n - 1} + OM \right] \times \frac{Inv}{8,76 \times FC} \quad (3.6)$$

Onde: *LCOE* é dado em termos de megawatt-hora, isto é, R\$/MWh; *OM* são os custos de operação e manutenção normalizados com valor do investimento inicial, isto é, a razão entre o OPEX e o CAPEX, em termos adimensionais; *Inv* é a razão entre o CAPEX e a potência nominal do sistema, sendo dado em R\$/kWp; e *FC* é o fator de capacidade esperado do sistema.

### 3.4.2 EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

O pagamento a vista de sistemas fotovoltaicos é sempre a melhor opção, pois, este elimina os custos envolvidos com o pagamento de taxas e juros associados ao capital cedido por bancos e/ou financeiras.

No entanto, os SFCR apresentam um elevado custo inicial de investimento (*CAPEX*) e nem sempre um consumidor que deseja instalar um sistema desse tipo em sua residência possui o capital total necessário à compra e instalação dos componentes, sendo nestes casos interessante avaliar a realização de um empréstimo ou financiamento.

No Brasil, diversas instituições de atuação nacional ou regional, já disponibilizam linhas de crédito específicas para o investimento em SFCR. Dessa forma, o consumidor deve fazer um levantamento das opções disponíveis em sua localidade e avaliar quais são os limites de potência de sistema (*Wp*) que são financiáveis, as taxas e justos associadas, as possibilidades de início de pagamento e de parcelamento, e os prazos de quitação e de carência.

Em posse destas, o consumidor deve optar por aquela que se demonstra menos onerosa ou mais vantajosa aos seus interesses. Em certos casos, é interessante considerar uma opção que possibilite o pagamento do valor creditado em parcelas, as quais, sejam

inferiores a economia produzida pela estimativa de geração, ainda que esta seja incerta; pois, desse modo, o consumidor “virtualmente” não sentirá o ônus do financiamento.

### **3.5 CONEXÃO COM A REDE ELÉTRICA**

A seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição) estabelece os procedimentos para acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição.

De acordo com esta, para que uma central geradora seja caracterizada como micro ou minigeração distribuída, são obrigatórias as etapas de solicitação e de parecer de acesso. A solicitação de acesso é o requerimento formulado pelo acessante (consumidor), e que, uma vez entregue à acessada (distribuidora), implica a prioridade de atendimento, de acordo com a ordem cronológica de protocolo (ANEEL, 2016a).

A solicitação de acesso deve conter o Formulário de Solicitação de Acesso para micro e minigeração distribuída, disponível nos anexos da seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, ou nos sites das próprias distribuidoras. Neste formulário, diversas informações acerca da unidade de consumo, do respectivo titular do ponto, e das características dos equipamentos pretendidos à composição do sistema de microgeração, são requisitadas. Vale destacar que os equipamentos a serem adotados no sistema de microgeração devem ser certificados pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO)<sup>1</sup> ou devidamente aprovados pela distribuidora. Dessa forma, caso no Formulário de Solicitação de Acesso seja especificado o uso de algum equipamento que não cumpra tais condições, a solicitação será prontamente negada.

Além disso, ressalta-se que conforme estabelecido no texto da REN 687/2016, desde o dia primeiro deste ano, as distribuidoras possuem obrigatoriamente um

---

<sup>1</sup> No caso dos SFCR, os equipamentos certificados podem ser consultados através do endereço eletrônico: <http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/sistema-fotovoltaico.asp>. Acessado em: 09 de julho de 2017.

endereço eletrônico específico para o envio do Formulário de Solicitação de Acesso e das documentações requeridas.

Feitas tais considerações, tem-se que em resposta à solicitação de acesso, a distribuidora deve emitir o parecer de acesso, que é um documento formal obrigatório apresentado pela acessada, sem ônus para o acessante, através do qual são informados as condições de acesso e os requisitos técnicos que permitam a conexão das instalações do acessante com os respectivos prazos.

No caso de ser necessária alguma obra para atendimento, o parecer de acesso deve também apresentar o orçamento da obra, contendo o memorial de cálculo dos custos orçados, do encargo de responsabilidade da distribuidora e da eventual participação financeira do consumidor.

Conforme estabelecido na seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, o procedimento de acesso é simples e rápido, assim como os requisitos de proteção necessários para garantir a segurança das pessoas e a qualidade da energia injetada na rede (ANEEL, 2016a). Nesse sentido, a Figura 3.1 ilustra as etapas e os prazos do procedimento de acesso que devem ser seguidos pelo consumidor (destacados em azul) e pela distribuidora (destacados em vermelho).

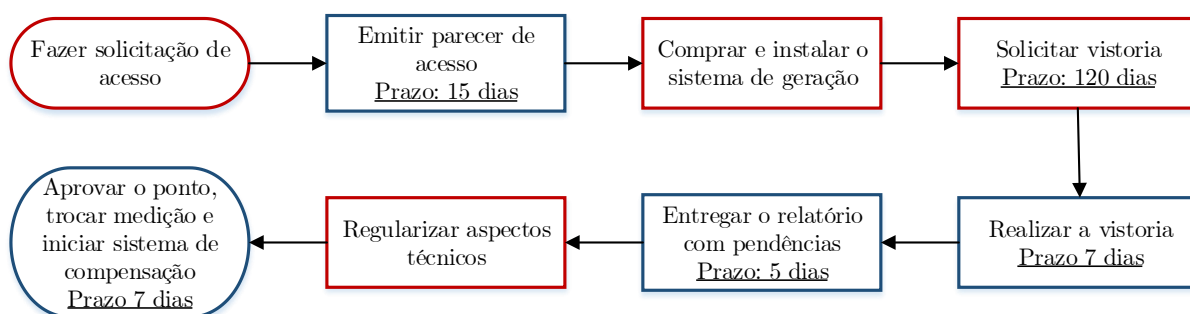


Figura 3.1 - Procedimento e etapas para o acesso do sistema microgeração à rede elétrica.

Fonte: reproduzido de ANEEL (2016b).

Vale destacar, entretanto, que a principal queixa dos consumidores já participantes do sistema de compensação no que diz respeito à aplicação das diretrizes

previstas em norma, é justamente em relação ao cumprimento dos prazos estipulados para realização das ações de responsabilidade das distribuidoras (IDEAL; AHK, 2016).

### **3.6 CONCLUSÕES PARCIAIS**

Neste capítulo foram apresentados os principais conhecimentos que um consumidor que deseja instalar um SFCR em sua residência dever ter a respeito das diretrizes estabelecidas pela REN 687/2015 e das suas respectivas implicações financeiras.

A partir do conteúdo apresentado na seção 3.2, verifica-se que caso este consumidor deseje compensar a fatura em outras unidades consumidoras sob sua titularidade, a energia gerada pelo sistema de microgeração fotovoltaica irá primeiro ser liquidada na fatura da unidade consumidora na qual esta se encontra instalada, e havendo créditos restantes, estes então irão compensar as dessas outras unidades, tendo em vista as frações de benefício preestabelecidas pelo próprio consumidor junto à concessionária. Além disso, observa-se que as faturas de nenhuma dessas unidades serão em algum momento nulas, pois, estas sempre terão que pagar o mínimo estabelecido pelo custo de disponibilidade.

Tendo em vista o conteúdo apresentado na seção 3.3, constata-se que o preço da tarifa de energia elétrica possui certa liquidez, podendo em dados instantes, promover uma economia maior ou menor que a esperada ao consumidor que invista num sistema de microgeração fotovoltaica.

Ao que se refere ao conteúdo apresentado na seção 3.4, observa-se que o investimento em SFCR pode ser ponderado não somente por termos estritamente financeiros, mas também por termos relativos ao valor agregado da sua energia. Além disso, tem-se que análises mais específicas devem ser realizadas em casos, os quais, o consumidor não possua a totalidade do capital demandado à instalação de um SFCR,

podendo algumas estratégias serem adotadas, para que este sinta menos os custos de um eventual empréstimo ou financiamento.

Por fim, diante do conteúdo apresentado na seção 3.5, observa-se que os equipamentos a serem comprados para compor o sistemas devem ser devidamente certificados pelo INMETRO. E, além disso, constata-se que tanto os consumidores quanto as distribuidoras, possuem reponsabilidades no que diz respeito as etapas de procedimento de conexão com a rede.

# DIMENSIONAMENTO E MODELAGEM DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

---

## 4.1 INTRODUÇÃO

O dimensionamento de um SFCR residencial, com inversor de *string* ou *multistring*, é uma tarefa relativamente simples, pois, em linhas gerais, este consiste na verificação do número de módulos que pode ser conectado em série nas suas entradas, sem que os limites de tensão e corrente permitidos nestas, sejam extrapolados. Contudo, tal análise fornece muitas vezes um leque de opções de configuração ao gerador fotovoltaico sendo, nestes casos, necessário estabelecer um critério de apoio a decisão, como por exemplo, qual configuração fornece a: melhor relação de custo/benefício, a maior produção anual, uma produção mensal ou anual mínima, ou mesmo, o sistema mais eficiente.

Nesse sentido, tem-se que independentemente do critério de apoio a decisão adotado, uma etapa que impreterivelmente terá de ser realizada é a previsão de geração, pois, somente a partir desta é que se torna possível parametrizar as possíveis configurações de acordo com o critério estabelecido e, portanto, avaliar qual é a configuração mais adequada aos objetivos pretendidos.

Dessa forma, em uma alternativa aos onerosos *softwares* comerciais de dimensionamento e projeto de SFCR, cuja teoria por trás dos resultados fornecidos é inclusive, muitas vezes, não muito clara; o presente trabalho optou por desenvolver um código computacional que realize tais funções, de maneira simples e sistemática, tendo



como base modelos conceituais já consolidados na literatura, ou adotados por instituições de destaque, ou ainda, pelos softwares comerciais de maior reconhecimento.

Sendo assim, tais modelos são descritos a seguir e ao final do capítulo, a lógica implementada é devidamente apresentada.

## 4.2 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA

Uma vez selecionados os modelos de módulo fotovoltaico e de inversor que se deseja empregar no sistema, torna-se possível realizar o seu dimensionamento a partir dos dados fornecidos em suas fichas técnicas.

### 4.2.1 ANÁLISE DE COMPATIBILIDADE TÉCNICA

O primeiro passo para realização do dimensionamento é calcular o número de módulos em série que o gerador pode conter, levando-se em consideração as tensões de circuito aberto ( $V_{OC}$ ) e de máxima potência ( $V_{mp}$ ) do módulo, e a faixa de operação de tensão de entrada do inversor. Esse cálculo pode ser realizado através das relações demonstradas em (4.1) e (4.2), em que  $V_{CC,mín}^{inv}$  é o limite inferior da faixa de operação de tensão de entrada do inversor e  $V_{CC,máx}^{inv}$  é o limite superior. O número de módulos conectados em série permitidos para a composição do gerador do sistema serão os números que respeitarem ambas as condições apresentadas.

$$V_{CC,mín}^{inv} \leq V_{mp} \cdot n^{\circ} \text{ de módulos em série permitidos} \leq V_{CC,máx}^{inv} \quad (4.1)$$

$$V_{CC,mín}^{inv} \leq V_{OC} \cdot n^{\circ} \text{ de módulos em série permitidos} \leq V_{CC,máx}^{inv} \quad (4.2)$$

Todavia, os valores de  $V_{mp}$  e de  $V_{OC}$  apresentados nas fichas técnicas dos módulos são obtidos nas condições padrão de ensaio (STC). Desse modo, sabendo que em situações reais de operação a temperatura das células que constituem o módulo fotovoltaico se aproximam de temperaturas como 60°C para níveis de irradiância

próximos de  $1000 \text{ W/m}^2$ , ZILLES *et al.*(2016) propõem que os valores de  $V_{mp}$  e de  $V_{OC}$ , sejam corrigidos conforme disposto em (4.3) e em (4.4), onde:  $C_{Vmp}$  e  $C_{Voc}$  são, respectivamente, os coeficientes de temperatura de tensão de máxima potência e de tensão de circuito aberto.

$$V'_{mp} = V_{mp} \cdot [1 - C_{Vmp} \cdot (60 - 25)] \quad (4.3)$$

$$V'_{oc} = V_{oc} \cdot [1 - C_{Voc} \cdot (60 - 25)] \quad (4.4)$$

Vale destacar que os valores desses coeficientes são apresentados na maioria das fichas técnicas dos módulos fotovoltaicos comerciais. Contudo, em certos casos somente o valor  $C_{Voc}$  é divulgado, podendo nessas situações se considerar  $C_{Vmp} = C_{Voc}$ , dado a efetiva proximidade existente entre os seus valores.

Assim, após calculado o número de módulos em série com os parâmetros de tensão corrigidos, deve-se então determinar as possíveis associações em paralelo que esses módulos em série podem fazer, isto é, a quantidade de fileiras ou *strings* que estes podem formar, considerando a corrente de máxima potência do módulo ( $I_{mp}$ ), o número de seguidores do ponto de máxima potência (MPPT's) do inversor, o número de entradas por seguidor e as suas respectivas faixas de corrente suportadas.

Conforme demonstrado por (4.5), esse cálculo é inicialmente realizado variando o número de *strings* que se pode conectar na entrada de cada seguidor do ponto de máxima potência do inversor, respeitando o limite máximo de corrente suportada por cada seguidor do inversor ( $I_{CC,máx}^{inv}$ ).

$$I_{mp} \cdot n^{\circ} \text{ de strings} \leq I_{CC,máx}^{inv} \quad (4.5)$$

Uma vez determinado este número, deve-se verificar se existe de fato tal quantidade de entradas em cada seguidor do ponto de máxima potência do inversor. Logo, assim como indicado por (4.6), o número máximo de *strings* deve ser igual ou

inferior ao número de entradas existentes para cada seguidor do ponto de máxima potência do inversor. Se tal condição não for atendida, isto é, se o número máximo de *strings* calculado em (4.5) for superior, este deve ser limitado ao número de entradas existentes.

$$n^{\circ} \text{ máximo de strings} \leq n^{\circ} \text{ de entrada por MPPT} \quad (4.6)$$

Dessa forma, após avaliar o número máximo de *strings* que se pode conectar em cada seguidor do ponto de máxima potência, tem-se conforme mostrado em (4.7), que basta multiplicar este número pela quantidade de seguidores existentes no inversor, para encontrar o número máximo de *strings* permitidas para a composição do gerador sistema.

$$\begin{aligned} n^{\circ} \text{ máximo de strings} \times n^{\circ} \text{ de seguidores} \\ = n^{\circ} \text{ máximo de strings do gerador} \end{aligned} \quad (4.7)$$

Assim, o número de *strings* permitidos para a composição do gerador do sistema serão os números que respeitarem a condição apresentada em (4.8).

$$n^{\circ} \text{ de strings permitidas} \leq n^{\circ} \text{ máximo de strings do gerador} \quad (4.8)$$

Dessa forma, em posse dos números de módulos em série e de *strings* permitidos para a formação do sistema, é possível obter as possíveis configurações que o seu gerador fotovoltaico pode assumir, combinando-os um a um.

#### 4.2.2 FATOR DE DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR

Um conceito simples que pode ser utilizado como uma importante ferramenta de análise do dimensionamento de SFCR é o fator de dimensionamento do inversor (FDI). Conforme mostrado em (4.9), o *FDI* representa a razão entre a potência nominal do inversor ( $P_{Inv}^0$ ) e a potência nominal ou potência de pico do gerador fotovoltaico ( $P_{FV}^0$ ).

$$FDI = \frac{P_{Inv}^0}{P_{FV}^0} \quad (4.9)$$

Embora individualmente o FDI não seja um parâmetro de grande destaque, tem-se que este quando associado a algum parâmetro do sistema ou a alguma figura de mérito, passa a desempenhar um papel de extrema relevância na avaliação de sistemas. Como exemplo, apresenta-se o gráfico da Figura 4.1, através do qual, é possível verificar que valor de FDI proporciona um sistema mais produtivo ou, em contrapartida, qual seria o impacto na produtividade final do sistema caso o gerador tivesse alguns módulos retirados ou acrescentados.

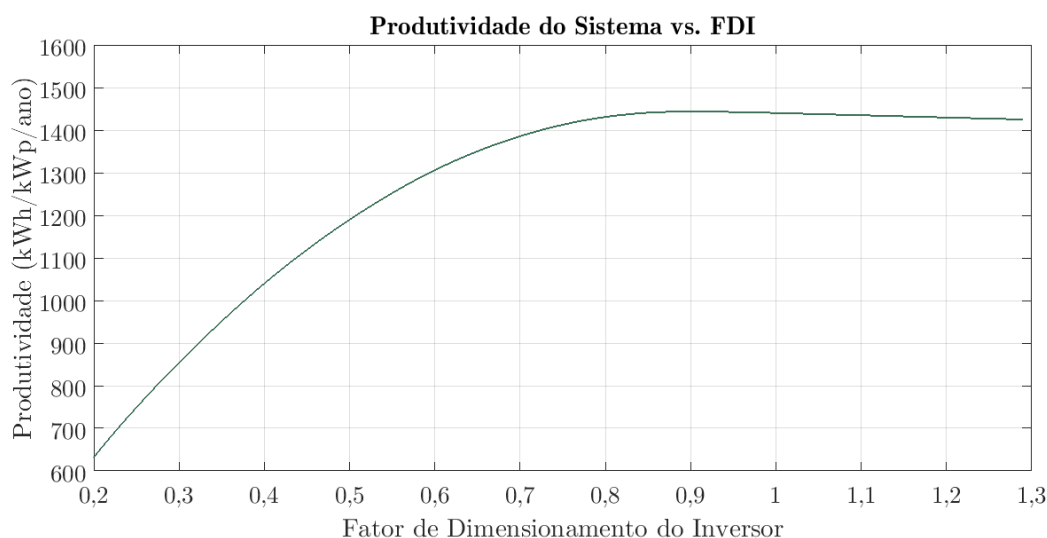


Figura 4.1 - Exemplo de curva de sensibilidade da produtividade final do sistema em função do FDI.

Fonte: Próprio autor.

Estudos como o realizado por MACÊDO (2006), apontam que de maneira geral, SFCR com valores de FDI entre 0,6 e 1,1 apresentam menores perdas percentuais associadas ao inversor e de certa forma, melhores índices de produtividade, sendo, portanto, recomendada a adoção de um valor de FDI dentro dessa faixa para que se obtenha a formação de sistemas mais eficientes.

### 4.3 QUALIFICAÇÃO DOS DADOS METEOROLÓGICOS

Assim como se pode inferir do conteúdo apresentado no Capítulo 2, o primeiro passo que se deve tomar para realização do cálculo de previsão de geração de um SFCR é obter os dados de radiação solar que incidiriam sobre o plano do seu gerador (em inglês, "*plan of array*" - POA) e da temperatura ambiente verificada no local.

Conforme mencionado, esse tipo de análise normalmente é feito a partir de dados historicamente registrados na região ou de anos meteorológicos típicos (TMY). Neste trabalho, serão considerados os dados fornecidos pelo INMET, pois além de serem gratuitos, acredita-se que estes, por se tratarem de dados medidos localmente, podem transmitir uma maior confiabilidade às análises posteriores. Em contrapartida, destaca-se que tal escolha agrega certa complexidade ao estudo, pois, os dados fornecidos pelo INMET geralmente não são previamente validados e, além disso, estes comumente possuem dados faltantes devido a eventuais falhas de medição, sendo, portanto, necessário empregar técnicas que assegurem a qualidade e a plenitude dos dados.

Não obstante, tem-se que no caso da radiação solar, os dados fornecidos pelo INMET são registrados a partir de medições realizadas no plano horizontal; logo, como uma inclinação mínima de  $10^\circ$  é recomendada para instalação dos módulos, tais dados devem necessariamente ser manipulados de modo que se consiga obter estimativas confiáveis a respeito da radiação solar que seria observada no POA para a mesma condição na qual se foi registrada no plano horizontal. No entanto, como os modelos empregados na realização de tais estimativas são especialmente complexos, sendo nesse caso indicado considerar o uso do software *Meteonorm* para tal função, o qual conforme mencionado, é de grande confiabilidade e reconhecimento.

Feitas tais considerações, a seguir cada um dos processos utilizados para a validação e preenchimento dos dados procedentes do INMET são apresentados. Antes, porém, é apresentado o modelo de descrição do movimento aparente do Sol, o qual,

estabelece certos ângulos característicos que são necessários ao emprego do modelo de validação.

### 4.3.1 MOVIMENTO APARENTE DO SOL

Em função da grande distância existente entre o Sol e a Terra, tem-se que o disco solar observado no céu pode ser considerado como sendo um objeto pontual. A partir dessa premissa, verifica-se que a sua posição aparente no céu, observada por um observador situado na superfície da Terra, ou constatada por um gerador fotovoltaico, pode ser descrita a partir da combinação de três sistemas de coordenadas: o geográfico, o equatorial horário e o horizontal local.

#### 4.3.1.1 SISTEMA GEOGRÁFICO

Conforme conhecido, o *sistema geográfico* é utilizado para indicar a localização do observador em um determinado ponto da superfície terrestre, sendo esta dada em função da sua *latitude* (paralelos -  $\phi$ ) e da longitude (meridianos -  $L$ ). A primeira, varia entre  $-90^\circ$  e  $+90^\circ$ , sendo os valores positivos referentes as localidades do hemisfério norte do planeta. A segunda, varia entre  $-180^\circ$  e  $+180^\circ$ , sendo os valores positivos referente ao leste do meridiano de Greenwich, isto é, ao oriente. Os seus respectivos valores para certo local do mundo, podem atualmente ser facilmente encontrados em mapas *online* ou sistemas de GPS (em inglês, “*Global Positioning System*”).

#### 4.3.1.2 SISTEMA EQUATORIAL HORÁRIO

O *sistema equatorial horário*, por sua vez, é comumente utilizado para localizar a posição de astros no céu. Sua primeira coordenada é o *ângulo horário* ( $\omega$ ), o qual diz respeito a posição do astro em relação ao meridiano local. Desse modo, considerando que a Terra gira cerca de  $15^\circ$  a cada uma hora, tem-se que o ângulo horário do Sol, pode ser determinado conforme mostrado em (4.10), onde  $h_s$  é o *horário solar*. Por convenção,  $\omega = 0^\circ$  é referente ao meio dia solar, sendo que os valores negativos (até -

180°) indicam que o Sol está a leste do meridiano (período da manhã) e os valores positivos (até 180°) a oeste do meridiano local (à tarde).

$$\omega = (h_s - 12) \times 15^\circ \quad (4.10)$$

O horário solar, por sua vez, pode ser calculado a partir da interseção desse sistema de coordenadas com o sistema de coordenadas geográficas, em função do horário local ( $h_{local}$ ), ou mais precisamente, do meridiano local ( $L_{local}$ ), tendo em vista a sua diferença em relação ao meridiano cujo qual estabelece o horário padrão oficial ( $L_{padr\tilde{a}o}$ ) ou horário civil - por exemplo, a longitude Juiz de Fora é  $-43.35^\circ$ , contudo o seu horário padrão oficial é definido com referência a  $-45^\circ$ .

Posto isto, o horário solar pode ser calculado tal como apresentado em (4.11), onde: o  $L_{padr\tilde{a}o}$  pode ser encontrado multiplicando  $15^\circ$  pela defasagem do horário UTC (em inglês, “*Universal Coordinated Time*”), e  $E$  representa a *Equação do Tempo*, uma grandeza dada em minutos, que serve como fator de correção à inclinação do eixo polar da Terra com relação ao plano eclíptica e à excentricidade da órbita da Terra ( $\varepsilon$ ).

$$h_s = h_{local} + 4 (L_{padr\tilde{a}o} - L_{local}) + E \quad (4.11)$$

Feitas tais considerações, tem-se que a segunda grandeza do sistema de equatorial horário é a *declinação* ( $\delta$ ). Conforme exposto por IQBAL (1983), a declinação solar pode ser calculada através da formulação proposta por SPENCER (1971), a qual possui um erro inferior  $0,035^\circ$  e é dada por (4.12), sendo B é calculado através de (4.13), para o  $n$ -ésimo dia do ano.

$$\delta = \left(\frac{180}{\pi}\right) [(0,006918 - 0,399912 \cos(B) + 0,070257 \operatorname{sen}(B) - 0,006758 \cos(2B) + 0,000907 \operatorname{sen}(2B) - 0,002697 \cos(3B) + 0,00148 \operatorname{sen}(3B))] \quad (4.12)$$

$$B = (n - 1) \frac{360}{365} \quad (4.13)$$

### 4.3.1.3 SISTEMA HORIZONTAL LOCAL

O *sistema horizontal local*, é um sistema fixo na superfície Terra, de modo que as suas grandezas dependem do lugar e do instante de observação. Desse modo, ele serve tanto para localizar o Sol como um observador.

A primeira grandeza desse sistema é o *azimute* ou *ângulo azimutal*, o qual indica o desvio angular do Sol ( $\gamma_s$ ) ou do observador ( $\gamma$ ) em relação ao norte e, por definição, varia entre  $-180^\circ$  e  $+180^\circ$ , sendo os valores negativos correspondentes ao leste. No caso do observado, o desvio em relação ao norte, isto é, a sua *orientação*, pode ser calculada com auxílio de uma bússola (observando as devidas correções) ou mesmo ferramentas e mapas *online*. Já no caso do Sol, esta pode ser inferida a partir dos outros sistemas de coordenadas apresentado, sendo dada por (4.14), onde  $\theta_z$  é o ângulo zenital.

$$\gamma_s = \text{sinal}(\omega) \left| \cos^{-1} \left( \frac{\cos(\theta_z) \text{sen}(\phi) - \sin(\delta)}{\text{sen}(\theta_z) \cos(\phi)} \right) \right| \quad (4.14)$$

A segunda grandeza desse sistema é o ângulo complementar ao ângulo zenital isto é, a *elevação* ( $\alpha$ ). No caso do observador tem-se que a elevação indica a sua inclinação em relação ao solo, isto é, a partir de uma extrapolação, ela indica a *inclinação* ( $\beta$ ) do plano de um gerador fotovoltaico (POA), podendo portanto, ser medida localmente e variar entre  $0^\circ$  e  $90^\circ$ .

Já em relação ao Sol, tem-se que a elevação indica a sua distância angular em relação a linha do horizonte. Contudo, nesse caso é mais interessante referenciá-lo a partir do próprio ângulo zenital, pois, conforme observado na seção 2.2 deste trabalho, a partir deste é possível inferir de forma mais simples a atenuação que a radiação solar direta sofre ao incidir de forma não perpendicular a um determinado ponto da superfície terrestre. Dessa forma, o ângulo zenital pode ser calculado também a partir dos sistemas de coordenadas apresentados anteriormente, através da relação apresentada em (4.15).

$$\theta_z = 90^\circ - \alpha = \cos^{-1}(\text{sen } \delta \cdot \text{sen } \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \omega) \quad (4.15)$$



Por fim, vale destacar que a partir dessas relações apresentadas, é possível também calcular o ângulo ( $\theta$ ) no qual a radiação solar direta faz com a normal do plano de um gerador fotovoltaico que possua uma orientação e um inclinação arbitrária. A formulação empregada para tanto, é apresentada em (4.16)

$$\begin{aligned} \theta = \cos^{-1} & ( \text{sen}(\delta)\text{sen}(\varphi) \cos(\beta) - \text{sen}(\delta) \cos(\varphi) \text{sen}(\beta) \cos(\gamma) \\ & + \cos(\delta) \cos(\varphi) \cos(\beta) \cos(\omega) \\ & + \cos(\delta) \text{sen}(\varphi) \text{sen}(\beta) \cos(\gamma) \cos(\omega) \\ & + \cos(\delta) \text{sen}(\beta) \text{sen}(\gamma) \text{sen}(\omega) ) \end{aligned} \quad (4.16)$$

Vale observar que se o gerador fotovoltaico estiver no plano horizontal ( $\beta = 0$ ), a formulação apresentada em (4.16) fica tal como a descrita em (4.15).

### 4.3.2 VALIDAÇÃO DOS DADOS

Existem vários fatores que afetam a confiabilidade de dados medidos em campo por equipamentos automáticos, como por exemplo: relâmpagos, acúmulo de sujeira, mau funcionamento ou mesmo acidentes com animais. Dessa forma, se faz necessário realizar uma avaliação criteriosa a respeito de cada medição registrada, visando garantir dessa maneira, a real destreza destas.

Posto isto, tem-se que o modelo de validação de dados considerado neste trabalho é, em parte, o mesmo adotado pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) na validação dos dados da rede SONDA.

Em tal modelo os dados medidos são classificados de acordo com dois critérios: *fisicamente possíveis, dados extremamente raros*. Outros critérios podem ser considerados, como a de comparação de sensores no caso da radiação solar, e a de evolução temporal no caso da temperatura ambiente; entretanto, como estas não são aplicáveis ou são menos expressivas ao contexto deste trabalho, tem-se que suas análises foram desconsideradas.

Ressalta-se que conforme destacado pelo próprio INPE (2017), tais classificações servem apenas como uma sinalização a respeito da qualidade do dado, sendo o tratamento do dado suspeito uma decisão que cabe ao próprio interessado.

#### 4.3.2.1 RADIAÇÃO SOLAR

No caso da radiação horária solar global tem-se que esta pode ser avaliada em termos da sua irradiância, sendo os dados fisicamente possíveis aqueles que possuem: (i) desvio padrão diferente de zero; e (ii) se encontram entre os limites mínimo ( $G_{min}^1$ ) e máximo ( $G_{max}^1$ ) de, respectivamente:

$$G_{min}^1 = -4 \text{ W/m}^2 \quad (4.17)$$

$$G_{max}^1 = 1,5 \times G_0 \times (\cos(\theta_z))^{1,2} + 100 \text{ W/m}^2 \quad (4.18)$$

Onde:  $G_0$  corresponde a *irradiância solar extraterrestre*, isto é a irradiância que é observada no TOA quando a Terra está em uma determinada posição orbital. Assim, conforme descrito por IQBAL (1983), a  $G_0$  pode ser determinada a partir da constante solar por meio da formulação proposta por SPENCER (1971), a qual apresenta um erro associado de  $\pm 0,01\%$  e é dada tal como mostrado em (4.19).

$$G_0 = G_{SC} [1,000110 + 0,034221 \cos(B) + 0,001280 \sin(B) + 0,000719 \cos(2B) + 0,000077 \sin(2B)] \quad (4.19)$$

Por outro lado, tem-se que os dados extremamente raros são aqueles que se encontram entre os limites mínimo ( $G_{min}^2$ ) e máximo ( $G_{max}^2$ ) de, respectivamente:

$$G_{min}^2 = -2 \text{ W/m}^2 \quad (4.20)$$

$$G_{max}^2 = 1,2 \times G_0 \times (\cos(\theta_z))^{1,2} + 50 \text{ W/m}^2 \quad (4.21)$$

#### 4.3.2.2 TEMPERATURA AMBIENTE

No caso dos dados de temperatura ambiente tem-se que os dados classificados como fisicamente possíveis são aqueles que se encontram dentro dos valores mínimo e

máximos já registrados para o referido local, isto é, entre o mínimo e o máximo absoluto local. Tais valores podem ser encontrados nas “Normais Climatológicas Do Brasil 1961-1990”, uma planilha que pode ser baixada ou consultada no endereço eletrônico do INMET.

Em contrapartida, os dados de temperatura ambiente extremamente raros são aqueles variam mais do que 5°C no período de uma hora.

### **4.3.3 TRATAMENTO DE FALHAS**

As falhas de medições ocorrem por diversos fatores, como em situações de manutenção de equipamentos, obras nas estações meteorológicas, e até mesmo pelos motivos citados anteriormente que provocam incertezas nas medições. Tendo isso em vista, é muito difícil se obter dados meteorológicos que não possuem nenhuma falha de medição.

Dessa forma, tem-se que neste trabalho o modelo de preenchimentos de falhas adotado é baseado no que foi empregado pela *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) durante a concepção da segunda e terceira geração dos dados de um ano meteorológico típico (TMY) das diversas localidades do Estados Unidos. De acordo com tal modelo, os intervalos com falhas de medição:

- De até 5 horas consecutivas, são preenchidas através de interpolação linear;
- De 5 horas até 23 horas, são substituídas por dados dos mesmos horários de dias adjacentes;
- Com mais de um dia, são preenchidas por dados de outros anos que se assemelhem ao do ano então analisado.

Conforme destacado por WILCOX (2007), esse método de preenchimento de falhas não tem por objetivo reproduzir fielmente as características climatológicas, mas sim, viabilizar a plenitude da série com dados representativos e realistas. Sendo assim,

tem-se que tal método de preenchimento foi aplicado tanto para os dados de radiação solar quanto os de temperatura ambiente.

#### 4.4 MODELOS REPRESENTATIVOS DO SISTEMA

A previsão de geração de um SFCR pode ser realizada através de modelos que representem o comportamento de cada parte do sistema em diferentes condições de operação. Ao integrar esses diferentes modelos, torna-se então possível descrever o fluxo de potência no sistema, desde a conversão de irradiância solar em potência elétrica, até a conversão da potência CC em potência CA.

Para este trabalho, optou-se por utilizar os modelos representativos que permitissem descrever com uma boa relação de compromisso entre a praticidade e a precisão, a potência de saída do sistema em condições reais de operação, tendo em vista a temperatura ambiente e a radiação solar incidente sobre os módulos do gerador, e levando-se em consideração as perdas envolvidas nas várias etapas do processo de produção de energia.

Os principais parâmetros envolvidos com os modelos adotados são demonstrados no diagrama esquemático da configuração básica de um SFCR apresentado na Figura 4.2. Os significados de cada um desses parâmetros, assim como a integração dos modelos representativos de cada parte do sistema, são devidamente explicados a seguir.

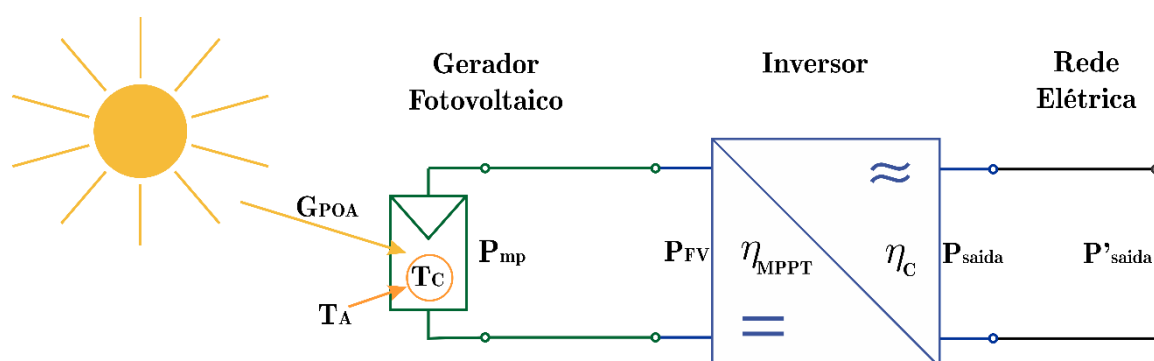


Figura 4.2 - Principais parâmetros associados aos modelos representativos do sistema.

Fonte: próprio autor.

#### 4.4.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO

Conforme apresentado na seção 2.3 do Capítulo 2, a potência produzida por um gerador fotovoltaico depende diretamente da radiação solar incidente sobre os seus módulos e da temperatura de operação de suas células. Outros fatores adicionais podem influenciar no valor desta potência como as perdas associadas à sua fiação e às diferenças intrínsecas existentes entre as células que o constituem e entre os módulos que constituem o gerador.

Embora as informações apresentadas por fabricantes nas fichas técnicas de células e módulos fotovoltaicos sejam obtidas em condições padrões de teste (STC), observa-se conforme mencionado, que frequentemente as suas células fotovoltaicas operam em temperaturas próximas aos 60°C, ou seja, em temperaturas muito superiores aos 25°C adotados pelo padrão. Como demonstrado anteriormente, essa condição afeta diretamente os parâmetros característicos do módulo fotovoltaico, de modo que para encontrar um valor mais preciso de potência entregue pelos módulos fotovoltaicos ao inversor em um sistema, deve-se calcular a potência máxima convertida pelos módulos ( $P_{mp}$ ) levando-se em consideração a temperatura de operação de suas células e a irradiância solar incidente.

Dessa forma, utilizando o modelo polinomial de potência adotado por ZILLES *et al.* (2016), o qual também é empregado pelo *software* PVWatts (DOBOS, 2014), é possível encontrar o valor de  $P_{mp}$  através da relação mostrada em (4.22), onde:  $P_{FV}^0$  é potência nominal do módulo fotovoltaico,  $\gamma_{mp}$  é o coeficiente de temperatura,  $G_{POA}$  é a irradiância incidente sobre o plano do gerador,  $T_C$  é a temperatura de operação das células do módulos fotovoltaico, e os termos com subíndice *ref*, indicam, nesse caso, as condições padrões de ensaio (STC).

$$P_{mp} = P_{FV}^0 \frac{G_{POA}}{G_{ref}} [1 - |\gamma_{mp}| (T_C - T_{C,ref})] \quad (4.22)$$

Na literatura é possível encontrar dezenas de formulações para o cálculo da temperatura de operação da célula, as quais consideram diferentes parâmetros e abordagens. Dentre estas, umas das mais amplamente utilizadas e também mais simples, é a demonstrada por (4.23), a qual relaciona a temperatura de operação da célula com a temperatura ambiente ( $T_A$ ), tendo em vista a irradiância incidente e a sua temperatura nominal de operação da célula ( $TNOC$ ), sendo esta dada em graus Celsius.

$$T_c = T_A + \frac{G_{POA}}{800} (TNOC - 20) \quad (4.23)$$

#### 4.4.2 INVERSOR

Em termos de sistema, a potência CC de entrada de um inversor depende não somente dos fatores que influenciam a produção do gerador, mas também das perdas envolvidas no processo de seguimento do ponto de máxima potência.

Assim, a  $P_{mp}$  calculada através de (4.22) representa um valor teórico ideal para a máxima potência CC que o inversor poderá absorver, de modo que o valor mais próximo da realidade para tal potência pode ser obtido através (4.24), no qual as perdas envolvidas no processo de seguimento do ponto de máxima potência são consideradas no cálculo de modo representativo, através do parâmetro de eficiência do seguimento do ponto de máxima de potência ( $\eta_{MPPT}$ ).

$$P_{FV} = P_{FV}^0 \frac{G_{POA}}{G_{ref}} [1 - |\gamma_{mp}| (T_c - T_{c,ref})] \cdot \eta_{MPPT} \quad (4.24)$$

Dessa forma, uma vez determinado o valor de potência CC que é absorvida pelo inversor ( $P_{FV}$ ), deve-se verificar a quantidade dessa potência CC que é convertida em potência CA, analisando a eficiência de conversão do inversor ( $\eta_c$ ).

Apesar das considerações feitas sobre a eficiência de conversão do inversor na seção 2.4 do Capítulo 2, neste momento torna-se interessante calculá-lo através de um

modelo alternativo deduzido experimentalmente por JANTSCH, SCHMIDT e SCHMID (1992), na qual a eficiência de conversão é depreendida em função da potência de saída do inversor, como mostrado em (4.25).

$$\eta_c = \frac{P_{saída}}{P_{saída} + P_{perdas}} = \frac{p_{saída}}{p_{saída} + k_0 + k_1 p_{saída} + k_2 p_{saída}^2} \quad (4.25)$$

Sendo que,  $p_{saída} = P_{saída}/P_{nac}$ , é a potência de saída ( $P_{saída}$ ) normalizada com a potência nominal do inversor ( $P_{nac}$ ), e  $P_{perdas}$ , é a potência dissipada pelas perdas de funcionamento ao inversor.

Os parâmetros que caracterizam a  $P_{perdas}$ , representam os efeitos físicos envolvidos nas perdas de conversão, sendo:  $k_0$  o fator independente da potência de saída e diretamente relacionado ao autoconsumo do dispositivo, atribuído ao transformador (caso tenha), medidores, indicadores e outros dispositivos de controle e regulação; e  $k_1$  e  $k_2$  os fatores relacionados às perdas por carregamento do inversor, onde o primeiro representa perdas que variam linearmente com a potência de saída, como quedas de tensão em díodos e dispositivos de chaveamento, e o segundo representa aquelas que variam com o quadrado da potência de saída, como, principalmente, as perdas ôhmicas.

Na prática, MARTÍN (1998) afirma que esses parâmetros podem ser definidos para maioria dos inversores através das equações (4.26), (4.27) e (4.28), nas quais,  $\eta_{inv 100}$ ,  $\eta_{inv 50}$  e  $\eta_{inv 10}$ , são os valores de eficiência instantâneas correspondentes à operação do inversor, respectivamente a 100%, 50% e 10% da potência nominal e que podem ser obtidos através da curva de eficiência do inversor apresentada em sua respectiva ficha técnica.

$$k_0 = \frac{1}{9} \times \frac{1}{\eta_{inv 100}} - \frac{1}{4} \times \frac{1}{\eta_{inv 50}} + \frac{5}{36} \times \frac{1}{\eta_{inv 10}} \quad (4.26)$$

$$k_1 = -\frac{4}{3} \times \frac{1}{\eta_{inv 100}} + \frac{33}{12} \times \frac{1}{\eta_{inv 50}} - \frac{5}{12} \times \frac{1}{\eta_{inv 10}} - 1 \quad (4.27)$$

$$k_2 = \frac{20}{9} \times \frac{1}{\eta_{inv\ 100}} - \frac{5}{2} \times \frac{1}{\eta_{inv\ 50}} + \frac{5}{18} \times \frac{1}{\eta_{inv\ 10}} \quad (4.28)$$

Conforme destacado por MARTÍN (1998), durante a definição dos valores desses parâmetros, alguns valores negativos podem ser encontrados, contradizendo o sentido físico do seu efeito representado. Essa característica é inerente ao método experimental, mas não tem qualquer efeito sobre estimações energéticas.

Posto isto, tem-se que a partir desse modelo apresentado para o cálculo da eficiência do inversor, pode-se determinar a potência de saída do inversor, através do simples equacionamento das perdas de potência envolvidas no processo de conversão no inversor e de manipulações algébricas.

As perdas de potência do próprio inversor podem ser representadas por (4.29). Normalizando-as com relação à potência a nominal do inversor ( $P_{inv}^0$ ) obtém-se (4.30). Reorganizando algebricamente (4.30) em função das potências de entrada e saída, obtém-se (4.31), cuja qual permite calcular a potência de saída, quando reescrita na forma demonstrada por (4.32).

$$P_{Perdas} = P_{FV} - P_{saída} \quad (4.29)$$

$$p_{Perdas} = p_{FV} - p_{saída} = k_o + k_1 p_{saída} + k_2 p_{saída}^2 \quad (4.30)$$

$$p_{FV} = \frac{p_{saída}}{\eta_{inv}} = p_{saída} + (k_o + k_1 p_{saída} + k_2 p_{saída}^2) \quad (4.31)$$

$$k_o - p_{FV} + (1 + k_1) p_{saída} + k_2 p_{saída}^2 = 0 \quad (4.32)$$

Dessa forma, uma vez resolvida essa última equação e desfeita a sua normalização, é possível obter uma estimativa confiável da quantidade de potência que é observada na saída do inversor.

Todavia, conforme apresentado por (4.33), (4.34) e (4.35), algumas considerações podem ser realizadas a respeito desse resultado encontrado de modo a torná-lo mais condizente com a condição de operação verificada de fato em SFCR.



$$P_{saída} = P_{Inv}^{máx} \quad \rightarrow \quad \text{se } P_{saída} \geq P_{Inv}^{máx} \quad (4.33)$$

$$P_{saída} = 0 \quad \rightarrow \quad \text{se } P_{FV} \leq k_0 P_{Inv}^0 \quad (4.34)$$

$$P_{saída} = p_{saída} \cdot P_{Inv}^0 \quad \rightarrow \quad \text{se } k_0 P_{Inv}^0 < P_{saída} < P_{Inv}^{máx} \quad (4.35)$$

Como indicado em (4.33), em ocasiões em que não se dispõe da informação a respeito do valor máximo permissível ao funcionamento do inversor em questão, é interessante considerar durante os cálculos a potência máxima limite de saída do inversor ( $P_{Inv}^{máx}$ ) como sendo a sua própria potência nominal.

Como mostrado em (4.34), caso a potência de saída do gerador não seja suficiente para garantir o autoconsumo do inversor, tem-se que esta pode ser considerada nula, pois, em termos simples, tal potência produzida apenas compensou o que foi gasto em sua geração, não representando nenhuma geração efetiva de energia por parte do sistema.

Agora, se uma condição efetiva e segura de produção for observada, isto é, a potência de saída do sistema for suficientemente alta para gerar um saldo positivo na geração de energia, sem ultrapassar a potência limite de saída do inversor, tem-se então uma condição real de geração, tal como mostrado em (4.35).

#### 4.4.3 CONSIDERAÇÕES SOBRE PERDAS

Tendo em vista as considerações feitas na seção anterior, é possível determinar para fins de análise, algumas perdas relacionadas a operação inversor, como as *perdas por limitação* e as *perdas totais*.

Em casos nos quais a potência disponível na entrada do inversor supera a sua potência de entrada máxima nominal, mecanismos internos do inversor começam a limitar a quantidade de potência que será absorvida do total disponível em sua entrada, até que esta fração fique igual ao valor da potência de entrada máxima nominal. Após certo tempo operando nessa condição, a sua temperatura começa a aumentar, e outro processo de limitação de potência de entrada começa a atuar para manter a

temperatura de operação dentro de um valor seguro, que não comprometa a integridade física dos seus componentes. Estas quantidades de potência que deixam de ser absorvidas pelo inversor caracterizam as perdas por limitação.

Posto isto, percebe-se que, representada por (4.33), as perdas por limitação da potência de entrada do inversor podem ser calculadas de forma percentual, através da expressões apresentadas em (4.36).

$$P_{perdas\ c.c.} [\%] = 100 \times \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{perdas\ c.c.} dt}{\int_{t_1}^{t_2} P_{mp} dt} = 100 \times \frac{\int_{t_1}^{t_2} (P_{saída} - P_{Inv}^{máx}) dt}{\int_{t_1}^{t_2} P_{mp} dt} \quad (4.36)$$

Destaca-se que por se tratar de um parâmetro de difícil avaliação, nos modelos representativos descritos e nas considerações realizadas anteriormente, a limitação da potência de entrada devido a sua temperatura de operação não é analisada, sendo esta uma deficiência deste modelamento.

Em contrapartida, ao que diz respeito às perdas totais, como o próprio nome sugere, tem-se que estas correspondem a todas as perdas observadas no inversor, ou seja, a soma das perdas por limitação ( $P_{perdas\ c.c.}$ ) com as perdas decorrentes do processo de seguimento do ponto de máxima potência e com as inerentes ao processo de conversão. Desse modo, tais perdas podem ser calculadas também de forma percentual, através de (4.37).

$$P_{perdas} [\%] = 100 \times \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{perdas} dt}{\int_{t_1}^{t_2} P_{mp} dt} = 100 \times \frac{\int_{t_1}^{t_2} (P_{FV} - P_{saída}) dt}{\int_{t_1}^{t_2} P_{mp} dt} \quad (4.37)$$

Para tornar os resultados ainda mais próximos do real, alguns outros tipos de perdas além das perdas operacionais descritas pelos modelos apresentados podem ser incluídos nos cálculos. Utilizando valores encontrados na literatura, baseado em dados experimentais, estima-se que as perdas pela dispersão dos módulos estejam em torno dos 3%, enquanto que, para outras perdas, como as ocorridas em díodos, cabos, fusíveis,

proteções e contadores, tanto do lado CC quanto do lado CA, valores típicos entre 2% e 3% podem ser considerados (ZILLES et al., 2016).

#### 4.4.4 FLUXO DE POTÊNCIA NO SISTEMA

A partir da integração dos modelos representativos descritos e de todas as considerações realizadas, a interpretação fluxo de potência no SFCR pode ser sintetizada pelo diagrama mostrado na Figura 4.3.

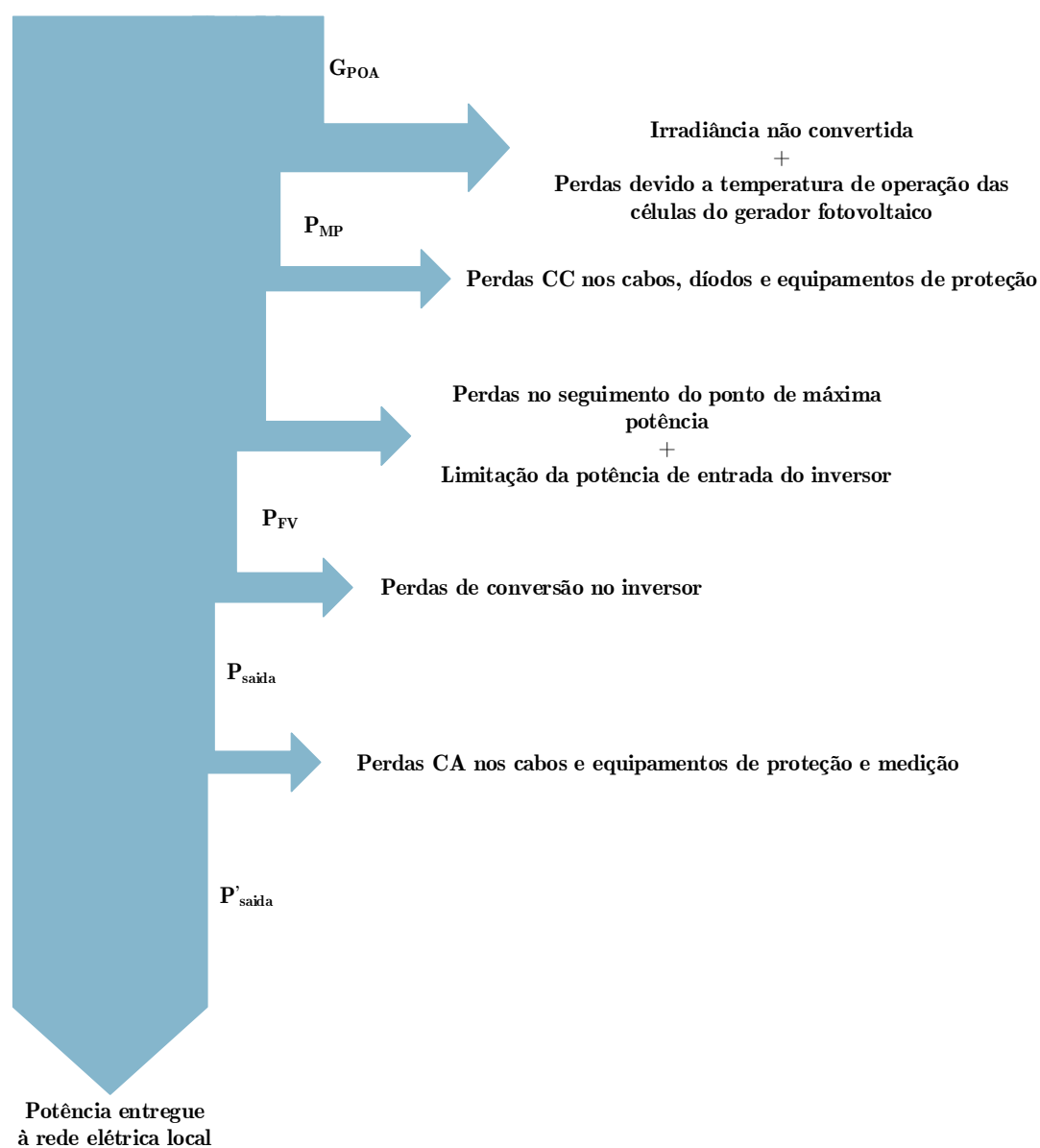


Figura 4.3 - Diagrama do fluxo de potência no SFCR de acordo com modelamento apresentado.

Fonte: Próprio autor.

#### 4.4.5 ENERGIA PRODUZIDA

A partir dos valores instantâneos de potência entregue pelo sistema fotovoltaico à rede elétrica, é possível calcular a energia gerada em um determinado intervalo de tempo. Como no caso as análises são realizadas a partir dos valores horários de irradiância e temperatura ambiente, a energia anual gerada pode ser determinada através de (4.38).

$$E_P = \int_{t_1}^{t_2} P'_{saída} \cdot dt = \sum_{i=1}^{8760} [P'_{saída} (W) \times 1h] \quad (4.38)$$

### 4.5 CÓDIGOS COMPUTACIONAIS DESENVOLVIDOS

A partir de todo o conteúdo apresentado nas seções anteriores deste capítulo tem-se que dois códigos computacionais foram desenvolvidos no ambiente do *software* MATLAB: um para qualificação dos dados meteorológicos, e o outro, para realização do dimensionamento e previsão de geração do SFCR projetado.

#### 4.5.1 CÓDIGO DE QUALIFICAÇÃO DOS DADOS METEOROLÓGICOS

O código de qualificação dos dados meteorológicos tem por objetivo realizar a validação dos dados de radiação solar e de temperatura ambiente, bem como preencher as eventuais falhas de medição, de acordo com os métodos apresentados na seção 4.3.

A lógica implementada para tanto, é apresentada na Figura 4.4. Conforme pode ser observado, em sua entrada podem ser fornecidos por meio de um arquivo do tipo MS Excel (extensão “.xls”), os dados meteorológicos horários de uma série de um ou mais anos, devendo estes serem devidamente sinalizados se são referentes a radiação solar ou a temperatura ambiente.

Dessa forma, uma vez importado os arquivos em sua entrada, o código seleciona os dados de um ano e executa a respectiva análise e classificação dos dados medidos,

transformando aqueles considerados como fisicamente impossíveis em valores inválidos, isto é, como se fossem falhas de medição.

Após realizada tal tarefa, o código realiza uma análise estatística das falhas de medição existentes nos dados originais, isto é, a frequência com que estas ocorrem em cada horário, e o tipo de falha de que estas se tratam (intervalo maior que 3 horas ou maior que um dia, por exemplo). Em seguida o código gera um relatório num arquivo MS Excel, expondo as condições verificadas em tais dados originais.

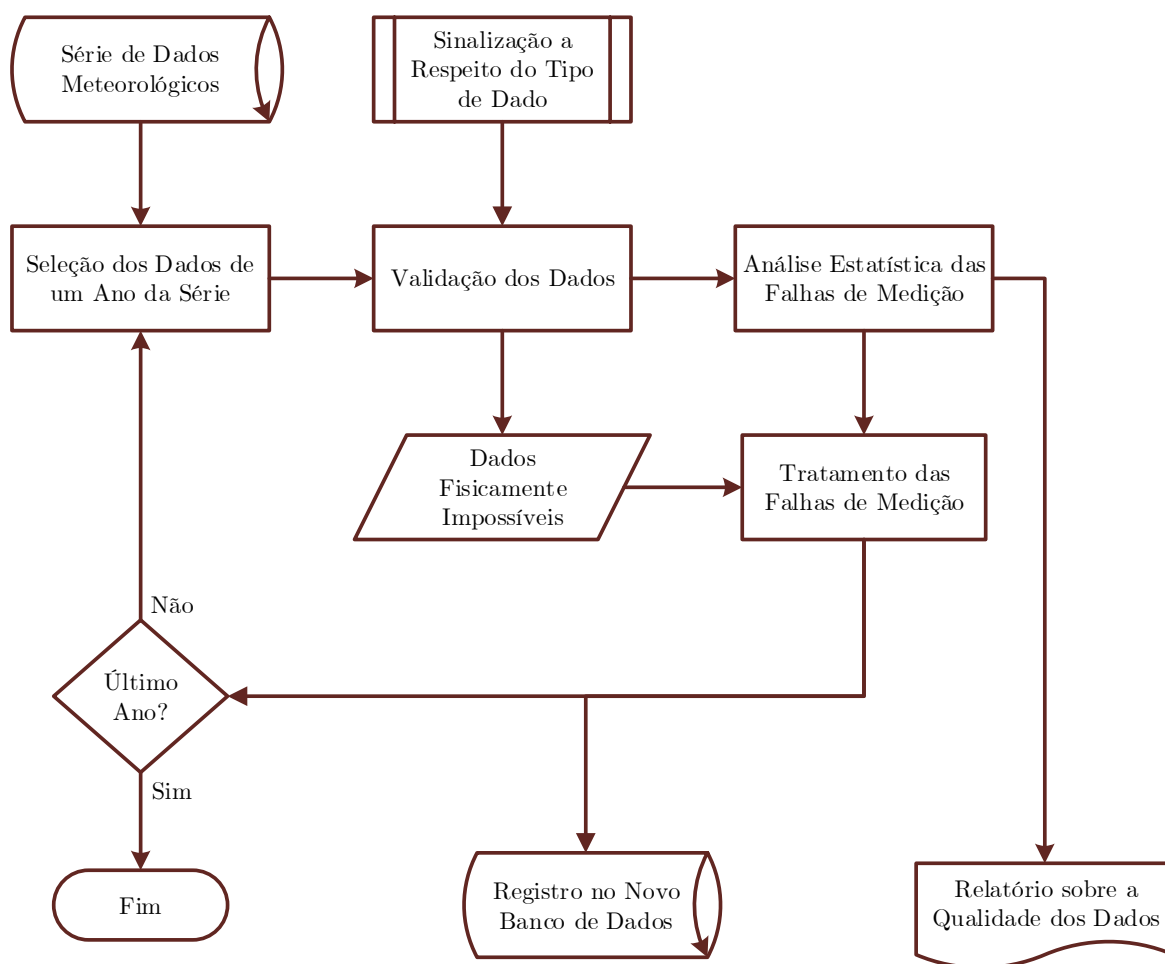


Figura 4.4 - Lógica implementada para a qualificação dos dados meteorológicos.

Fonte: próprio autor.

Feito isso, o código então realiza o devido tratamento das falhas e dos dados considerados fisicamente impossíveis, com base nos critérios estabelecidos. Nesse sentido, destaca-se que a comparação entre as séries anuais é realizada a partir do erro

médio percentual verificado entre seus dados simultaneamente existentes. Além disso, quando disponibilizado somente os dados de um ano, todas as falhas em intervalos maiores que de três horas são substituídas pelos dados existentes do mesmo horário nos dias adjacentes.

Posto isso, tem-se que após realizar o tratamento dos dados, o código gera então um novo arquivo com os dados devidamente preenchidos. Em seguida, ele verifica se há mais anos para serem analisados e quando for o caso, repete todo processo descrito até que não restem mais dados a serem qualificados.

## **4.5.2 CÓDIGO DE DIMENSIONAMENTO**

O código dimensionamento desenvolvido tem como função essencial determinar a partir de dados meteorológicos e dos parâmetros de uma ou mais opções de módulos fotovoltaicos e de inversores, disponibilizados em sua entrada, qual é a configuração de sistema que atende da melhor maneira possível às finalidades requeridas ao projeto de sistema. Tendo isso em vista, apresenta-se seguir os detalhes a respeito da lógica implementada.

### **4.5.2.1 DADOS DE ENTRADA**

Os dados meteorológicos necessários à execução do código referem-se aos dados horários de irradiância solar incidente sobre o plano do gerador e de temperatura ambiente. Destaca-se que diante do que foi apresentado neste capítulo, os dados irradiância são aqueles obtidos junto ao INMET, devidamente validados e tratados pelo primeiro código desenvolvido e então, estimados para as condições do POA, por meio do *software* Meteonorm.

Os dados dos componentes referem-se aos dados técnicos e aos respectivos custos dos modelos de módulos fotovoltaicos e de inversores selecionados como possíveis alternativas de equipamentos a serem utilizados na composição do sistema. A Tabela 4.1 apresenta uma discriminação dos dados técnicos necessários aos cálculos realizados

pelo código. Tais dados podem ser obtidos diretamente da ficha técnica desses equipamentos ou a partir do site de seus respectivos fabricantes. Destaca-se que no caso do inversor, os parâmetros referentes à eficiência do MPPT com 20% e 100% de carregamento devem ser estimados com base nas considerações realizadas na seção 2.4 do Capítulo 2, pois, raramente os fabricantes disponibilizam informações deste tipo.

Os dados do sistema estão relacionados às características próprias do sistema, como as estimativas de perdas CC e CA, à faixa de FDI desejada e a área útil disponível para a instalação dos módulos. Destaca-se que nesse caso, é considerada a área como sendo retangular, logo, esta deve ser fornecida em termos das suas dimensões.

O objetivo do dimensionamento refere-se à principal finalidade que o projeto visa atender. Ou seja, a configuração de sistema a ser apontado pelo código como sendo a mais indicada, pode ser a que assegura:

- I. A maior média anual de geração de energia elétrica;
- II. A melhor eficiência sistêmica, isto é, maior *performance ratio*;
- III. O menor custo de geração de energia possível, isto é, o kWh gerado mais barato.

Feitas essas considerações, destaca-se novamente, que a Tabela 4.1 apresenta uma descrição mais direta dos dados de entrada necessários aos cálculos realizados pelo código.

#### **4.5.2.2 PROCESSOS**

A partir dos dados fornecidos na entrada do código, para um determinado par de módulo-inversor selecionado dentre as opções colocadas em sua entrada, inicialmente, o código realiza uma análise de compatibilidade técnica, na qual, baseado na metodologia apresentada na seção 4.2, são verificadas as possíveis configurações que o gerador fotovoltaico pode ter sem que os parâmetros nominais de entrada do inversor sejam desrespeitados.

Tabela 4.1 - Dados de entrada necessários ao dimensionamento do código desenvolvido.

<b>Dados Meteorológicos</b>	<u>Irradiação solar</u> no plano do gerador de um ou mais anos <u>Temperatura ambiente</u> horária de um mais anos	
<b>Dados dos Componentes</b>	<u>Módulos Fotovoltaicos</u> (uma ou mais opções) Potência Elétrica Máxima Corrente de Máxima Potência Tensão de Máxima Potência Corrente de Curto-Circuito Tensão de Circuito Aberto Temperatura de Operação Nominal da Célula Coeficiente de Temperatura de Tensão de Circuito Aberto Coeficiente de Temperatura da Corrente de Curto-Circuito Coeficiente de Temperatura da Potência Máxima Elétrica Altura Largura Preço	
	<u>Inversores</u> (uma ou mais opções) Potência Nominal de Saída (W) Eficiência a 10% Eficiência a 50% Eficiência a 100% Potência Máxima de Saída Máxima Tensão de Máxima Potência Mínima Tensão de Máxima Potência Tensão Máxima Corrente Nominal Corrente Máxima Eficiência da MPPT com 100% de carregamento Eficiência da MPPT com 20% de carregamento Preço	
	<u>Estimativa de Perdas CC</u> Decorrentes da dispersão dos módulos Decorrente dos diodos, cabos, fusíveis e dispositivos de proteção	
	<u>Estimativas de Perdas CA</u> Decorrente dos condutores, cabos e proteções.	
	<u>FDI</u> Faixa de FDI desejada para o sistema.	
	<u>Área Disponível</u> Área útil destinada para a instalação dos módulos que irão compor o gerador fotovoltaico do sistema.	
	<b>Objetivo do Dimensionamento</b>	<u>Opções:</u> I. Sistema com maior média anual de geração de energia elétrica possível; II. Sistema com melhor fator de desempenho; III. Sistema com menor custo de geração de energia possível, isto é, com kWh gerado mais barato.

Fonte: próprio autor.



Em seguida, uma filtragem desses resultados é realizada em duas etapas: primeiramente, são verificadas quais das possíveis soluções encontradas para a configuração do gerador estabelecem um FDI dentro da faixa requerida e, posteriormente, são verificadas dentre as soluções restantes, quais são aquelas em que os módulos do gerador ocupam uma área igual ou inferior à área destinada para sua respectiva instalação, sendo que, neste caso, as dimensões dos módulos são consideradas 2 cm maiores, tendo em vista o espaço requerido pelos componentes de fixação da estrutura de instalação.

Após essa última filtragem, se verificado que a área do gerador é inferior à área destinada para a instalação, o código calcula, complementarmente, quantos geradores são passíveis de serem instalados em tal área, pois, nos casos em que essa área é relativamente grande ou que o gerador é formado por um número reduzido de módulos, pode ocorrer de dois ou mais sistemas idênticos poderem ser instalados no local.

Assim, uma vez determinada as possíveis soluções para a configuração do gerador e verificado os respectivos números de sistemas passíveis de serem instalados na área disponível, o código, a partir da metodologia apresentada na seção 4.4, estima as respectivas produções anuais de energia elétrica que cada solução alcançaria em cada ano cujos dados meteorológicos foram disponibilizados em sua entrada. Adicionalmente, o código ainda calcula outros parâmetros avaliativos médios anuais, como eficiência de conversão, perdas no inversor e as figuras de mérito.

Feito isso, o código então determina o custo da energia produzida por cada possível solução encontrada, através da lógica descrita em (4.39), (4.40), (4.41) e (4.42).

$$\text{Custo do Sistema} = (n^{\circ} \text{ de módulos} \times \text{custo módulo}) + \text{custo inversor} \quad (4.39)$$

$$\text{Custo Total} = \text{Custo do Sistema} \times n^{\circ} \text{ de sistemas} \quad (4.40)$$

$$\text{Produção Total} = \text{prdução média anual do sistema} \times n^{\circ} \text{ de sistemas} \quad (4.41)$$

$$\text{Custo da Energia} = \frac{\text{Custo Total}}{\text{Produção Total}} \quad (4.42)$$

Como pode se observar, esse cálculo é realizado em uma análise simples, na qual, são considerados apenas os custos relacionados aos principais componentes do sistema. Destaca-se que como os demais custos envolvidos podem ser considerados, de certo modo, fixos ou proporcionais ao custo total dos módulos e do(s) inversor(es), como os custos com cabeamento, com os equipamentos de proteção e das estruturas de fixação dos módulos, tem-se que somente essa abordagem já fornece um bom referencial de qual a opção de sistema proporcionará o menor ou o maior custo de geração, não sendo necessária a utilização de um método mais avançado ou específico para atender as finalidades pretendidas durante essa etapa de dimensionamento do sistema.

Todo esse raciocínio descrito até o presente momento é realizado para cada possível par de módulo-inversor que pode ser formado com as opções de componentes disponibilizados em sua entrada. Dessa forma, em posse das requeridas informações técnicas e econômicas sobre todas as configurações de sistema possíveis de serem formados com cada par de módulo e inversor, o código rastreia qual dessas opções é a que melhor atende o objetivo de dimensionamento definido na sua entrada.

Uma vez determinada esta configuração, ele calcula então, os dados mensais de geração de energia e os parâmetros avaliativos que seriam observados em cada ano cujos dados meteorológicos foram disponibilizados em sua entrada e, complementarmente, ainda calcula os respectivos valores mínimos, médios e máximos.

#### **4.5.2.3 DADOS DA SAÍDA**

Na saída do código, os resultados de sua compilação são apresentados em variadas formas. Visando facilitar a posterior divulgação e análise desses dados, todos os resultados relevantes encontrados durante os processos realizados são exportados para um arquivo MS Excel, ou seja, todas as possíveis configurações de sistemas são registradas, bem como o seus respectivos parâmetros avaliativos e custos da energia gerada.

Além disso, a partir dos valores médios mensais e anuais dos parâmetros avaliativos do sistema definido como sendo a melhor opção aos objetivos do dimensionamento, o código gera uma série de gráficos analíticos, os quais são listados a seguir:

- Eficiência do inversor em função do seu carregamento;
- Eficiência de conversão anual esperada do inversor em função do FDI;
- Perdas percentuais CC anuais esperada na entrada do inversor em função do FDI;
- Perdas percentuais totais anuais esperada no inversor em função do FDI;
- Geração de energia elétrica mensal estimada para a série de anos analisados;
- Geração de energia elétrica máxima, média e mínima mensais, observado na série de anos analisados;
- Figuras de mérito esperadas do sistema no contexto de sua operação mensal e anual.

## **4.6 CONCLUSÕES PARCIAIS**

Neste capítulo foram apresentados diversos modelos matemáticos, os quais, servem de base para realização do dimensionamento de um SFCR e de uma estimativa da sua geração de energia elétrica.

Nesse sentido, a seção 4.2 descreve as análises que devem ser feitas durante a verificação da compatibilidade técnica de um dado modelo de módulo fotovoltaico e inversor, bem como das possíveis configurações de gerador que estes módulos poderiam assumir sem violar as limitações próprias do inversor. Além disso, nela é apresentada o conceito de FDI, o qual, conforme destacado, é um importante parâmetro de análise de dimensionamento ou de expansão e redução do sistema.

Na seção 4.3 são apresentadas formulações representativas que permitem validar e preencher falhas de registros reais de medição, como no caso considerado, daqueles obtidos através do INMET. Nesta seção, ainda é destacada a complexidade de se

estimar a radiação solar incidente no POA, sendo recomendada a utilização do *software* Meteonorm, para tal tarefa.

Na seção 4.4 são descritos os modelos representativos adotados para os principais componentes do sistema. Verifica-se que estes possuem o único objetivo de descrever o fluxo de potência observado SFCR, podendo a partir destas, inferir as perdas existentes neste e, a consequente quantidade de energia entregue à rede de elétrica.

Finalmente, na seção 4.5, são descritos os códigos elaborados com base nos modelos descritos nas seções precedentes. Observa-se que estes foram concebidos de maneira simples e genérica, cabendo ao usuário apenas levantar e fornecer as informações requisitadas, sem qualquer preocupação maior. Além disso, ao que diz respeito ao código de dimensionamento, observa-se que esta constitui uma versátil e abrangente ferramenta de análise, podendo apresentar grande valor à realização de projetos de SFCR.

## CARACTERIZAÇÃO DO ESTUDO DE CASO

---

### 5.1 INTRODUÇÃO

Conforme disposto Capítulo 1, tem-se que no presente trabalho será realizado um estudo de caso acerca da viabilidade técnica e econômica de um SFCR residencial, tendo em vista que o seu proprietário possui o interesse em não somente compensar o consumo desta, mas também, se possível, de outras unidades consumidoras que se encontram sob sua titularidade.

Diante disso, tem-se que, para o caso levantado à realização deste trabalho, tais unidades consumidoras se tratam de duas unidades comerciais ou, mais especificamente, duas lojas.

Tendo isso em vista, a seguir são apresentadas as principais características dessas unidades consumidoras, as quais são de interesse à realização do projeto de um sistema de microgeração fotovoltaica.

### 5.2 CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS

A residência escolhida para realização do presente estudo situa-se em um condomínio residencial próximo a Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), na cidade de Juiz de Fora, Minas Gerais (coordenadas geográficas: -21,766° S, -43,375 O). Sua construção foi concluída no final do ano de 2015, de modo que esta ocupa uma área total de 348 m<sup>2</sup>. A Figura 5.1 apresenta uma ilustração de sua faixa.

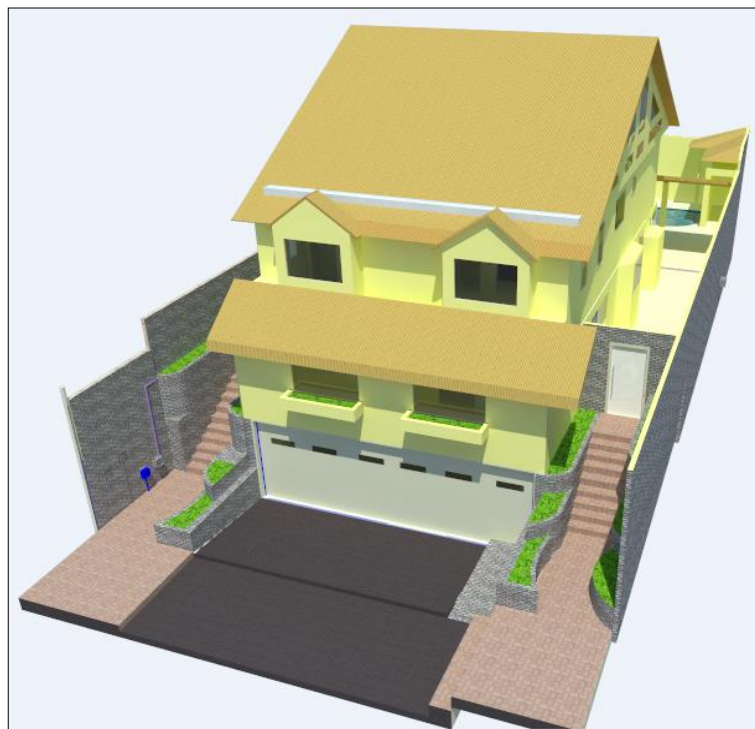


Figura 5.1 - Fachada da residência estudada (imagem de projeto).

Fonte: proprietário da residência.

Durante a realização do seu projeto arquitetônico, já se foi pensado em todas as questões relacionadas à infraestrutura necessária para uma possível futura instalação de um sistema de microgeração fotovoltaica conectada à rede, logo: (i) suas fundações e suas estruturas de sustentação do telhado já foram projetadas e construídas de modo a suportar o peso dos módulos e de suas respectivas estruturas de fixação, sem que qualquer sobrecarga seja provocada; (ii) um pequeno cômodo para a instalação de um ou mais inversores foi construído logo abaixo do telhado, com intuito de promover a minimização das perdas CC nos cabos provenientes dos módulos do gerador fotovoltaico e a adequada ventilação desses equipamentos; e (iii) toda tubulação necessária para conexão dos módulos com o inversor e do inversor com o medidor de energia (na entrada da residência), já foram instalados durante a sua construção, de modo a facilitar a realização dessas ligações e assegurar que a requerida estética da residência seja mantida.

Além disso, tem-se que durante o seu projeto arquitetônico também já se foi pensado nos requisitos de segurança, de modo que a residência conta com SDPA do tipo Faraday, instalado em meio as suas fundações.

### 5.3 LOCAL DESTINADO A INSTALAÇÃO DO GERADOR FOTOVOLTAICO

A Figura 5.2 apresenta uma visão superior da residência. Analisando a sua localização e o seu projeto arquitetônico, é possível constatar que o telhado 4 se apresenta como o local mais indicado à instalação dos módulos fotovoltaicos do gerador do sistema, pois, além de não comprometer a estética da construção, este se encontra voltado predominantemente para o Norte e, portanto, representa a face da cobertura que recebe a maior quantidade de irradiação solar ao longo do ano.

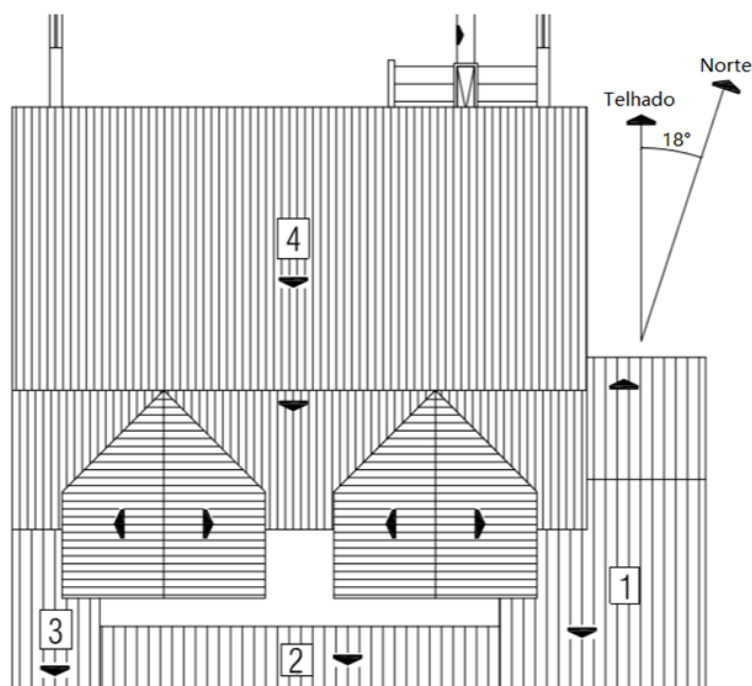


Figura 5.2 - Planta baixa da cobertura da residência (imagem de projeto).

Fonte: proprietário da residência.

Dessa forma, uma vez definido o local de instalação do gerador fotovoltaico do sistema, tem-se que a área máxima disponível para instalação dos seus módulos é limitada a área do telhado 4 que como mostra a Figura 5.3, é de 52 m<sup>2</sup>.

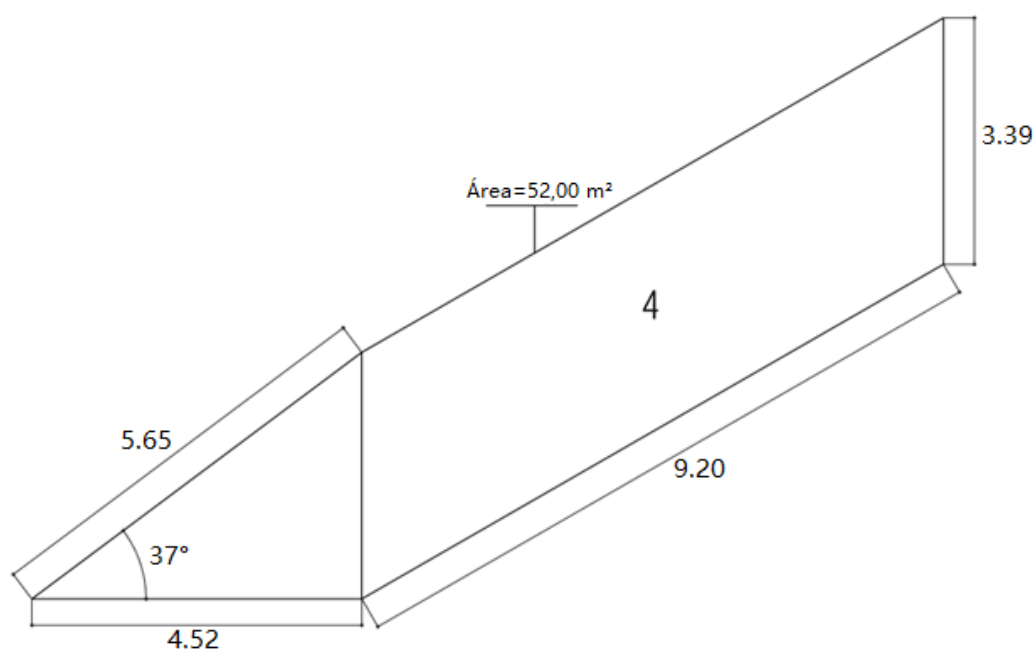


Figura 5.3 - Dimensões e ângulo de inclinação do telhado voltado para os fundos da residência (imagem de projeto).

Fonte: proprietário da residência.

Entretanto, nem toda essa área pode ser utilizada para a instalação dos módulos, pois, além de outros elementos estarem presentes no local, como os captores do para-raios, tem-se que 50 cm de cada borda lateral e da borda inferior fazem parte do beiral do telhado.

Dessa forma, visando à segurança de instalação dos próprios módulos e de suas respectivas estruturas de fixação, e considerando o espaço ocupado pelos outros elementos presentes no telhado, optou-se por limitar a área máxima destinada à instalação dos módulos do gerador fotovoltaico em 40 m<sup>2</sup>, sendo esta, delimitada pelos 8 m centrais de sua extensão horizontal e pelos 5 m de sua extensão longitudinal.

Posto isto, tem-se que ao determinar o local destinado à instalação dos módulos fotovoltaicos, além de determinar a área máxima que poderia ser ocupada por estes, determinou-se também a inclinação e o ângulo de azimute do plano do gerador fotovoltaico. Através da Figura 5.2 e da Figura 5.3, verifica-se que a inclinação do plano do gerador é de  $37^\circ$  em relação ao plano da superfície terrestre e o seu ângulo de azimute é de  $18^\circ$  em relação ao Norte.



## 5.4 POTENCIAL DE SOMBREAMENTO

Em função das características construtivas e da localização de residência, neste estudo, optou-se por avaliar o potencial de sombreamento do local escolhido para a instalação do gerador fotovoltaico, inicialmente através de uma cuidadosa inspeção visual.

Dessa forma, como ao seu redor todas as construções e demais elementos como árvores e antenas, possuem uma altura inferior ao da sua cobertura, constatou-se que independentemente do período do ano, nenhum tipo de sombreamento causado pelos elementos vizinhos pode ocorrer sobre os módulos do gerador.

No que se refere aos outros elementos presentes na própria residência, têm-se que os possíveis sombreamentos causados pelos captosres do para-raios podem ser desprezados, pois, após a instalação da estrutura de suporte dos módulos, acredita-se que somente uma pequena fração das extremidades destes poderiam ficar acima do plano dos módulos, não ocasionando desse modo, nenhum impacto significativo à geração do sistema ou à vida útil de tais equipamentos.

Nesse contexto, destaca-se que uma vez instalado os módulos fotovoltaicos, é necessário realizar uma nova inspeção no telhado de modo a verificar se os captosres do SPDA originalmente projetado ainda se fazem efetivos aos seus propósitos, podendo eventualmente, ser empregado um captor comum ao SPDA do tipo Franklin, para auxiliar na proteção dos módulos e da residência.

Ressalta-se também, que esta análise bem como as demais envolvidas aos sistemas de proteção da residência ou de equilíbrio (BOS) do próprio SFCR, não serão considerados neste estudo, sendo o seu escopo restrito as questões imediatamente relacionadas ao gerador fotovoltaico e ao inversor.

## 5.5 FATURA DE ENERGIA DA RESIDÊNCIA

A partir da fatura de energia elétrica fornecida pelo proprietário da residência (ver ANEXO), observa-se que a residência faz uma conexão trifásica com a rede elétrica local, sendo o seu consumo acumulado no ano de quase 6.500 kWh, e o seu consumo médio, próximo de 540 kWh, conforme demonstrado na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Histórico de um ano de consumo de energia da residência estudada.

<b>Ano</b>	<b>Mês</b>	<b>Consumo Faturado (kWh)</b>
2016	Abril	468
2016	Maio	491
2016	Junho	598
2016	Julho	458
2016	Agosto	487
2016	Setembro	565
2016	Outubro	437
2016	Novembro	772
2016	Dezembro	622
2017	Janeiro	462
2017	Fevereiro	523
2017	Março	608
<b>Consumo anual da cada unidade:</b>		<b>6.491</b>
<b>Consumo médio mensal:</b>		<b>541</b>

Fonte: elaborado pelo autor a partir das informações contidas na fatura de energia da residência.

Assim como disposto pelo proprietário, no período precedente ao do ciclo de faturamento fornecido, algumas obras foram realizadas na residência, resultando num expressivo aumento do consumo de energia em certos meses, como os de novembro e dezembro. Contudo, este também revela que se há pretensão de instalar equipamentos de ar condicionado na residência num curto prazo, podendo esses maiores valores de consumo registrados serem tomados como aqueles que futuramente serão os mais provavelmente observados em sua fatura.

## 5.6 FATURA DE ENERGIA DAS UNIDADES COMERCIAIS

Através das faturas de energia de cada unidade consumidora comercial (ver ANEXO), as quais foram disponibilizadas pelo proprietário da residência, observa-se que estas se localizam próximas umas das outras, sendo ambas atendidas por conexões monofásicas. Conforme pode ser observado na Tabela 5.2, estas se diferenciam somente pelo típico maior consumo mensal de uma das unidades, a qual foi intitulada de “Loja 1”.

Tabela 5.2 - Histórico de um ano de consumo de energia das unidades comerciais estudadas.

Ano	Mês	Consumo Faturado (kWh)	
		Loja 1	Loja 2
2016	Abril	78	57
2016	Mai	238	124
2016	Junho	127	56
2016	Julho	131	44
2016	Agosto	139	44
2016	Setembro	192	67
2016	Outubro	213	86
2016	Novembro	220	93
2016	Dezembro	210	86
2017	Janeiro	286	143
2017	Fevereiro	304	152
2017	Março	276	157
<b>Consumo anual da cada unidade:</b>		<b>2.414</b>	<b>1.109</b>
<b>Consumo médio mensal:</b>		<b>201</b>	<b>92</b>

Fonte: elaborado pelo autor a partir das informações contidas na fatura de energia das unidades comerciais.

## 5.7 CONCLUSÕES PARCIAIS

Tendo em vista o conteúdo apresentado neste capítulo é possível depreender os fatores limitantes ao projeto de um SFCR que vise compensar o consumo da residência e das duas unidades comerciais associadas.

No que se refere aos fatores técnicos, observa-se que com a definição do local a ser instalado os módulos do gerador, foi definido também a sua respectiva inclinação e

orientação, as quais são de 37° e 18°, respectivamente. Além disso, a partir das ponderações realizadas, foi limitada à possível área que este pode ocupar como sendo a de um retângulo de 8 m por 5 m, o que totaliza 40 m<sup>2</sup>.

No que diz respeito aos fatores energéticos, observa-se que para o SFCR a ser instalado, poder compensar o consumo de energia total da unidade residencial e das duas unidades comerciais este deverá ter que gerar cerca de 830 kWh/mês, conforme mostra a Tabela 5.3.

Tabela 5.3 - Histórico de um ano de consumo de energia das unidades consumidoras.

Ano	Mês	Consumo Faturado (kWh)		
		Residência	Loja 1	Loja 2
2016	Abril	468	78	57
2016	Maio	491	238	124
2016	Junho	598	127	56
2016	Julho	458	131	44
2016	Agosto	487	139	44
2016	Setembro	565	192	67
2016	Outubro	437	213	86
2016	Novembro	772	220	93
2016	Dezembro	622	210	86
2017	Janeiro	462	286	143
2017	Fevereiro	523	304	152
2017	Março	608	276	157
<b>Consumo anual da cada unidade:</b>		<b>6.491</b>	<b>2.414</b>	<b>1.109</b>
<b>Consumo anual da de cada classe:</b>		<b>6.491</b>	<b>3.523</b>	
<b>Consumo anual total:</b>			<b>10.014</b>	
<b>Consumo médio mensal de cada unidade:</b>		<b>541</b>	<b>201</b>	<b>92</b>
<b>Consumo médio mensal de cada classe</b>		<b>541</b>	<b>293</b>	
<b>Consumo médio mensal total:</b>			<b>834</b>	

Fonte: elaborado pelo autor a partir das informações contidas na fatura de energia das unidades comerciais.

Por fim, ao que diz respeito aos fatores de ordem econômica, verifica-se que como a residência já foi projetada tendo em vista a futura possibilidade de instalação de um sistema fotovoltaico, quaisquer custos associados a obras extensivas de adaptação dos componentes do SFCR, podem ser desconsiderados durante as análises econômicas.

---

**CAPÍTULO 6**

---

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA**

---

**6.1 INTRODUÇÃO**

Este capítulo tem o objetivo essencial de descrever todos os procedimentos adotados na realização do projeto de um SFCR para a residência estudada, bem como apresentar uma solução de sistema que permita o consumidor, ao menos em parte, compensar o consumo de todas as unidades requeridas. Dessa forma, todas as informações levantadas até o presente momento por este trabalho são consideradas.

**6.2 LEVANTAMENTO DOS DADOS METEOROLÓGICOS**

Para a realização deste estudo, optou-se por utilizar os dados registrados pela Estação Meteorológica Automática de Juiz de Fora<sup>1</sup> (EMA-JF), pois, como esta se encontra a uma distância inferior a 3 km da residência, pode-se assumir com uma boa margem de segurança, que ambas estão expostas às mesmas condições meteorológicas, isto é, as mesmas condições de radiação solar e temperatura ambiente.

Os dados horários registrados nos últimos anos pela estação automática de Juiz de Fora, foram adquiridos junto a central “Fale Conosco” do site do INMET, por contato via e-mail, através do qual, foram requisitados os dados horários de radiação

---

<sup>1</sup> A EMA-JF foi aberta em maio de 2007, no Laboratório de Climatologia e Análise Ambiental (LabCAA) da Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) e é designada pelo código A518 no sistema de indexação do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET).

solar e temperatura ambiente registrados no período de janeiro de 2008 a dezembro de 2016, pela Estação Automática de Juiz de Fora (A518).

Em posse dos dados requeridos ao INMET, estes foram então, submetidos ao código de qualificação desenvolvido, o qual foi devidamente descrito nas seções 4.3 e 4.5 do Capítulo 4. Dessa forma, através dos seus relatórios verificou-se que nenhum dado meteorológico fisicamente impossível havia sido registrado pela EMA-JF. Além disso, verificou-se que dentre os dados dos nove anos levantados, cerca 7,97% se tratavam de falhas de medição no caso da radiação solar, e 1,11% no caso da temperatura ambiente.

Embora o número de falhas de medição da radiação solar seja consideravelmente elevado, observa-se por meio da Tabela 6.1, que a grande maioria dessas falhas foram registradas ou no horário de 6h da manhã ou no horário de 19h da noite, ou seja, em períodos do dia em que a irradiância solar é muito pequena e, naturalmente, não chega na maioria das vezes a promover um saldo positivo de geração de energia elétrica em um SFCR, conforme pode ser contatado pelo gráfico da Figura 6.1.

Tabela 6.1 - Análise dos horários de maior incidência de falhas medição da radiação solar.

<b>Ano</b>	<b>Falhas</b>			
	<b>Total</b>	<b>6h</b>	<b>19h</b>	<b>6h + 19h(%)</b>
2008	53	2	31	62,26
2009	392	139	246	98,21
2010	535	145	242	72,34
2011	575	152	240	68,17
2012	415	143	247	93,98
2013	437	131	257	88,79
2014	417	152	251	96,64
2015	433	148	263	94,92
2016	410	136	273	99,76

Fonte: próprio autor.

Diante disso, é possível concluir que os dados obtidos da EMA-JF se mostram confiáveis aos estudos de previsão de geração de um SFCR.

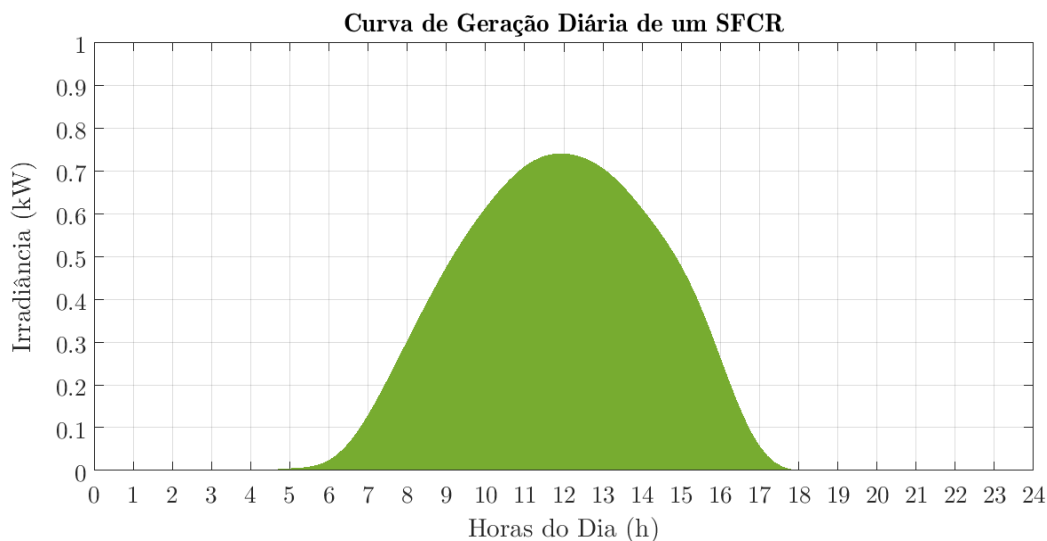


Figura 6.1 - Curva de geração média diária, simulada para o gerador fotovoltaico de um SFCR.

Fonte: elaborado pelo próprio autor, a partir de dados meteorológicos do INMET.

Posto isto, tem-se que após serem devidamente preenchidas as falhas na série de dados meteorológicos obtidos, estes foram prontamente importados no *software* Meteonorm (versão 7.1.2). Assim, utilizando os recursos disponíveis no programa, uma localidade com as mesmas coordenadas e características horárias e solo-climáticas da residência, foi criada em seu diretório, tal como apresenta a Figura 6.2.

Figura 6.2 - Localização da residência conforme os parâmetros requisitados pelo Meteonorm.

Fonte: copiado da interface do programa.

A partir desses dados, tem-se que assim como apresentado na Figura 6.3, o programa foi configurado para calcular a radiação solar incidente sobre o plano do gerador, isto é, do telhado 4 da residência; inserindo a respectiva inclinação e orientação do mesmo, e considerando o albedo igual a 0,2. A forma de cálculo da turbidez atmosférica foi deixada na configuração padrão do programa, isto é, através da interpolação dos dados registrados pelas estações mais próximas.

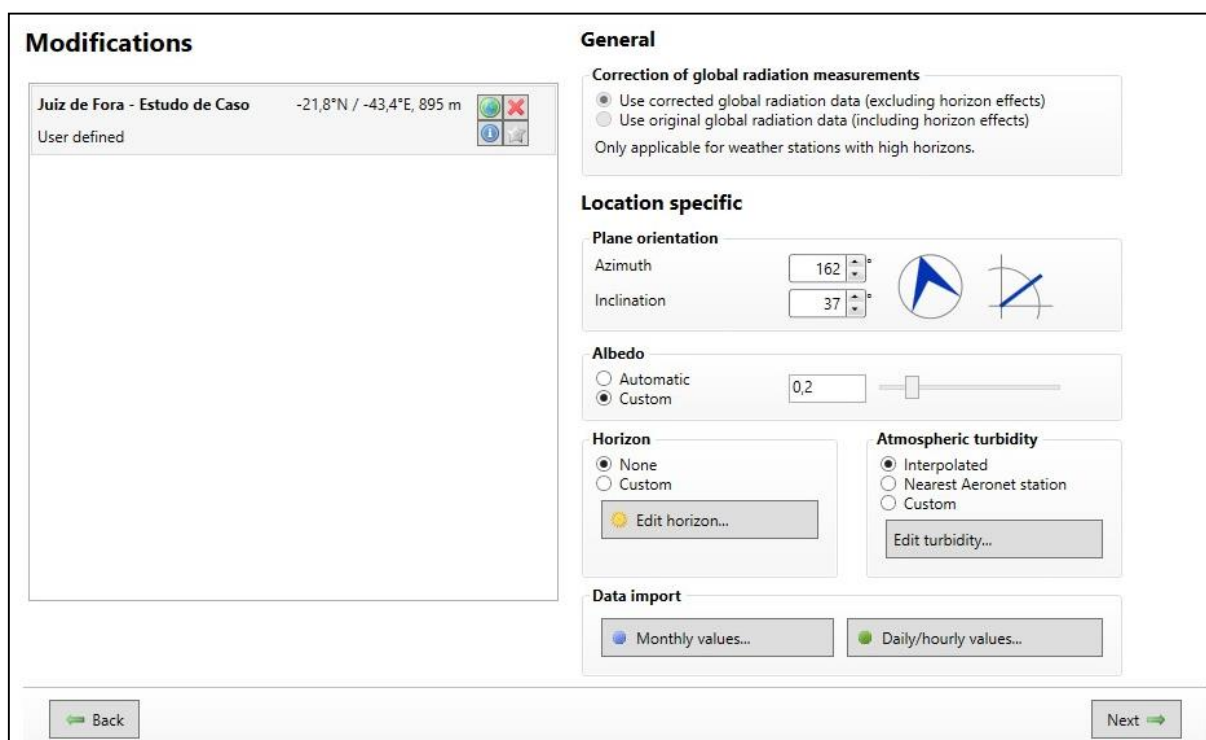


Figura 6.3 - Definição das características do plano do gerador.

Fonte: copiado da interface do programa.

Nota-se pela Figura 6.3, que o sistema de orientação utilizado pelo programa é contrário ao convencional, sendo o valor do ângulo de azimute inserido no programa como 162° ao invés de 18°.

Posto isso, tem-se que para a realização do cálculo da radiação solar incidente no plano do gerador fotovoltaico (POA) do sistema, foram deixadas todas as configurações básicas e avançadas no modo padrão do programa, tal como mostra a Figura 6.4.



**Data**

**Dataset**

Use meteonorm 7 climate data  
 Use imported data

**Period radiation**

1991-2010  
 1981-1990  
 Future

**IPCC Scenario for future periods**

B1  
 A1B  
 A2

2020

**Period temperature**

2000-2009  
 1961-1990  
 Future

← Back   Advanced settings   Reset   Next →

**Radiation model**

Hour (default)  
 Minute (Aguiar & Collares-Pereira)  
 Minute (Skartveit & Olseth)  
 Clear sky radiation  
 10 years  
 Monthly variations

**Diffuse radiation model**

Perez (default)  
 Boland/Ridley/Lauret (BRL)

**Temperature model**

Standard (hour)  
 10 year extreme (hour)  
 Clear sky temperature

**Tilt radiation model**

Perez (default)  
 Hay  
 Gueymard  
 Skartveit & Olseth

**First random seed**

Automatic

**Time system**

Legal (default)  
 Solar

**Temperature - 10 year monthly extreme values**

**Extremas**

Averages (default)  
 Monthly minima  
 Monthly maxima  
 Yearly minima  
 Yearly maxima

**Summer period**

Averages (default)  
 Monthly minima  
 Monthly maxima

**Winter period**

Averages (default)  
 Monthly minima  
 Monthly maxima

Figura 6.4 - Configurações avançadas para o cálculo da radiação solar no plano inclinado.

Fonte: copiado da interface do programa.

Dessa forma, devido às próprias configurações de importação de dados climáticos do programa, os procedimentos descritos para a realização dessa estimativa da radiação solar no plano do gerador, foram realizados para cada ano separadamente, de modo que a partir dos dados qualificados, obteve-se uma boa estimativa da radiação solar incidente sobre o plano do gerador fotovoltaico do sistema, para todas as horas dos anos de 2008 a 2016.

Vale registrar que de acordo com as especificações do Meteonorm, as incertezas associadas aos valores estimados da radiação solar no plano do gerador são da ordem de 5% (METEOTEST, 2017), um valor considerado razoavelmente pequeno.

### 6.3 DIRETRIZES ESTABELECIDAS PARA A REALIZAÇÃO DO PROJETO

Em posse de todas as informações necessárias relacionadas à residência, antes de começar a desenvolver as etapas de dimensionamento e previsão de geração, foi

necessário preestabelecer algumas diretrizes que norteiem a escolha de seus possíveis componentes e definam os objetivos de seus respectivos dimensionamentos.

Dessa forma, com intuito de se obter sistemas eficientes do ponto de vista energético, e economicamente atrativos, determinou-se que:

- O valor de FDI de cada sistema deve estar contido na faixa entre 0,6 e 1,1, pois, de acordo com o conteúdo apresentado na seção 4.2 do Capítulo 4, valores dentro dessa faixa garantem para maioria dos casos, a formação de sistemas mais eficientes.
- A formação de sistema a ser escolhida, isto é, a finalidade do dimensionamento, é obter aquela que gera energia elétrica a um menor custo ou, em outras palavras, a que apresenta melhor relação de custo/benefício.

#### **6.4 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA**

Para a realização do projeto de SFCR para a residência, primeiramente, foi necessário realizar um levantamento das opções de módulos fotovoltaicos e de inversores disponíveis no mercado nacional e que são devidamente certificados pelo INMETRO. Visando uma maior praticidade, tal tarefa foi realizada a partir dos *sites* de empresas que atuam no segmento da comercialização desses componentes.

Por já terem sido adotadas como base de referência de preços em outros estudos, como, por exemplo, no realizado por PEREIRA (2012), optou-se por selecionar como alternativa de componentes, aqueles comercializados pelas empresas *Neosolar*<sup>2</sup> e *Minha Casa Solar*<sup>3</sup>. Dessa forma, dentre as opções de componentes disponíveis para entrega imediata no data de 09 de julho de 2017, tem-se que a Tabela 6.2 e a Tabela 6.3 apresentam, respectivamente, os módulos fotovoltaicos e os inversores que foram selecionados como possíveis alternativas de componentes a serem utilizados no projeto.

---

<sup>2</sup> Endereço eletrônico: [www.neosolar.com.br/loja](http://www.neosolar.com.br/loja). Acessado em: 09 de julho de 2017.

<sup>3</sup> Endereço eletrônico: [www.minhacasasolar.com.br](http://www.minhacasasolar.com.br). Acessado em: 09 de julho de 2017.

No que diz respeito aos módulos, observa-se que a exemplo do mencionado na seção 2.3 do Capítulo 2, a tecnologia de silício cristalino predomina no mercado. Além disso, tem-se que já se começa observar a presença de marcas nacionais atuando nesse seguimento de mercado, como a Globo Brasil; contudo, verifica-se que os custos associados ao seus equipamentos ainda são praticados num valor consideravelmente acima ao do mercado.

Tabela 6.2 - Módulos fotovoltaicos disponíveis comercialmente selecionados para o estudo.

<b>Fabricante</b>	<b>Modelo</b>	<b>Tecnologia</b>	<b>Potência Nominal (W<sub>p</sub>)</b>	<b>Dimensões (m)</b>	<b>Preço à Vista (R\$)</b>
Kyocera Solar	KD250GH-4FB2	Policristalino	250	1,662x0,990	510,57
Globo Brasil	GBR-260P	Policristalino	260	1,640x0,990	798,97
Canadian Solar	CS6P-265P	Policristalino	265	1,638x0,982	546,24
Canadian Solar	CS6K-270P	Policristalino	270	1,650x0,992	557,07
Yingli	YL275D-30b	Monocristalino	275	1,640x0,990	565,44
Sunedison	F330EZD	Monocristalino	330	1,976x0,990	709,59
Talesun Solar	TP672P	Policristalino	330	1,960x0,990	655,65

Fonte: próprio autor.

Já no caso dos inversores, observa-se que embora as lojas virtuais consultadas possuíssem equipamentos fabricado no país, estes não estavam disponíveis para a venda na data consultada e, portanto, não foram considerados neste estudo. Além disso, destaca-se que na referida data, praticamente somente inversores da marca Fronius estavam disponíveis para entrega imediata, sendo este o motivo, portanto, da sua hegemonia na Tabela 6.3.

Tabela 6.3 - Inversores disponíveis comercialmente, selecionados para o estudo.

<b>Fabricante</b>	<b>Modelo</b>	<b>Potência Nominal (W)</b>	<b>Número de MPPTs</b>	<b>Entradas por MPPTs</b>	<b>Preço à Vista (R\$)</b>
Fronius	Primo 3.0-1	3000	2	2	8.054,40
Fronius	Primo 4.0-1	4000	2	2	8.918,40
Fronius	Primo 5.0-1	5000	2	2	9.878,90
Fronius	Primo 6.0-1	6000	2	2	11.414,40
Fronius	Primo 8.2-1	8200	2	2	13.234,40

Fonte: próprio autor.

Dessa forma, selecionadas as alternativas de componentes a serem utilizados no sistema, agora faz-se necessário verificar dentre as possíveis configurações de sistema

que cada par de módulo e inversor pode formar, qual é a que possui melhor relação de custo/benefício, respeitando os limites de FDI fixados e os fatores limitantes do próprio sistema, como a compatibilidade técnica dos componentes e a área disponível para a instalação dos módulos do gerador fotovoltaico.

Sendo assim, para realizar essa tarefa foi utilizado o código computacional desenvolvido neste trabalho, cuja descrição da metodologia empregada foi apresentada nas seções 4.2, 4.4 e 4.5 do Capítulo 4. Em sua entrada foram inseridas as seguintes informações:

- Os dados meteorológicos horários qualificados e, no caso da radiação solar, devidamente estimados para o plano do gerador, referentes aos anos de 2008 a 2016;
- Os requeridos dados técnicos do módulo selecionado e o seu respectivo preço;
- Os requeridos dados técnicos dos inversores selecionados - sendo a eficiência do seguimento do ponto de máxima potência com 20% do seu carregamento nominal estipulada em 85%, e com 100% do carregamento, em 99% - e o seus respectivos preços;
- Uma estimativa de 0,5% de perdas CC decorrentes da dispersão dos módulos
- Uma estimativa de 2,0% de perdas CC em diodos, cabos, fusíveis e dispositivos de proteção;
- Uma estimativa de 2,0% de perdas CA em condutores, cabos e proteções;
- Uma faixa de FDI desejada para o sistema entre 0,6 e 1,1, como ressaltado anteriormente;
- As dimensões da área disponível para a instalação dos módulos que irão compor o gerador fotovoltaico do sistema, ou seja, 8 m de largura e 5 m de comprimento.
- A finalidade do dimensionamento que, conforme destacado, é referente ao custo da energia gerada.

Assim, após executar o código computacional com tais dados, obteve-se que para cada par de módulo e inversor em sua entrada, as possíveis configurações de sistema que apresentam a melhor relação custo/benefício são as apresentadas na Tabela 6.4.

Tabela 6.4 - Melhores possíveis configurações de sistema - no caso, que apresentam menor custo esperado à energia produzida - que podem ser formadas com os equipamentos selecionados e os seus parâmetros médios anuais.

MM	MI	NS	NP	NT	PG	PI	FDI	AOG	QS	ENE	FC	Y <sub>F</sub>	PR	CSIS	CENE
1	1	8	2	16	4.000	3.000	0,75	27,18	1	5531	15,74	1383	83,26	16.223,52	2,93293
1	2	8	2	16	4.000	4.000	1,00	27,18	1	5632	16,03	1408	84,76	17.087,52	3,03426
2	1	9	2	18	4.680	3.000	0,64	30,18	1	6223	15,14	1330	80,08	22.434,06	3,60476
2	2	10	2	20	5.200	4.000	0,77	33,53	1	7314	16,01	1407	84,69	24.895,80	3,40364
2	3	10	2	20	5.200	5.000	0,96	33,53	1	7378	16,15	1419	85,42	25.855,80	3,50431
3	1	9	2	18	4.770	3.000	0,63	29,90	1	6307	15,05	1322	79,62	17.886,72	2,83593
3	2	10	2	20	5.300	4.000	0,75	33,23	1	7445	15,99	1405	84,58	19.843,20	2,66530
3	3	10	2	20	5.300	5.000	0,94	33,23	1	7547	16,21	1424	85,73	20.803,20	2,75638
4	1	8	2	16	4.320	3.000	0,69	27,04	1	5917	15,59	1370	82,47	16.967,52	2,86751
4	2	8	2	16	4.320	4.000	0,93	27,04	1	6188	16,31	1432	86,23	17.831,52	2,88182
5	1	9	2	18	4.950	3.000	0,61	30,18	1	6442	14,82	1301	78,37	18.232,32	2,83016
5	2	10	2	20	5.500	4.000	0,73	33,53	1	7642	15,82	1389	83,66	20.227,20	2,64698
5	3	10	2	20	5.500	5.000	0,91	33,53	1	7799	16,14	1418	85,37	21.187,20	2,71662
5	4	10	2	20	5.500	6.000	1,09	33,53	1	7768	16,08	1412	85,03	22.723,20	2,92513
6	1	15	1	15	4.950	3.000	0,61	30,24	1	6433	14,79	1300	78,26	18.698,25	2,90678
6	2	8	2	16	5.280	4.000	0,76	32,26	1	7374	15,90	1397	84,09	20.271,84	2,74915
6	3	8	2	16	5.280	5.000	0,95	32,26	1	7443	16,05	1410	84,87	21.231,84	2,85250
7	1	15	1	15	4.950	3.000	0,61	30,00	1	6457	14,85	1304	78,55	17.889,15	2,77063
7	2	8	2	16	5.280	4.000	0,76	32,00	1	7429	16,02	1407	84,72	19.408,80	2,61253
7	3	8	2	16	5.280	5.000	0,95	32,00	1	7529	16,23	1426	85,85	20.368,80	2,70521

(continua...)

Tabela 6.4 - *Continuação.*


---

**Legenda**

**MM** - Número do modelo de módulo, de acordo com a Tabela 6.2;  
**MI** - Número do modelo de inversor, de acordo com Tabela 6.3;  
**NS** - Número de módulos conectados em série;  
**NP** - Número de fileiras de módulos conectados em série;  
**NT** - Número total de módulos do gerador fotovoltaico;  
**PG** - Potência nominal do gerador fotovoltaico, em Wp;  
**PI** - Potência nominal do inversor, W;  
**FDI** - Fator de dimensionamento do inversor;  
**AOG** - Área ocupada pelos módulos do gerador fotovoltaico, em m<sup>2</sup>;  
**QS** - Quantidade de sistema idênticos que cabem na área disponível;  
**ENE** - Produção anual esperada, em kWh;  
**FC** - Fator de capacidade esperado do sistema, em %;  
**Y<sub>F</sub>** - Produtividade do sistema esperada, em kWh/kWp;  
**PR** - Taxa de desempenho esperado do sistema, em %;  
**CSIS** - Custo dos módulos e do(s) inversor(es) do sistema, em R\$;  
**CENE** - Custo esperado da energia produzida, em R\$/kWh.

---

Fonte: próprio autor.

Nela, é possível observar que as características das melhores possíveis configurações de sistema que podem ser formadas com cada par de componentes, variam consideravelmente, podendo estas: terem o seu gerador formado por 15, 16 18 ou 20 módulos fotovoltaicos, totalizando potência nominal de 3.000 Wp até 6.000 Wp; ocuparem uma área de 32 m<sup>2</sup> até 34 m<sup>2</sup> ; produzirem uma quantidade de energia anual de 5.500 a 7.800 kWh; terem um fator de capacidade anual entre 14 e 16,5%; apresentarem uma taxa de desempenho anual que varia entre 78 e 87%; e terem um custo aproximado de geração da ordem de R\$ 2,60 a R\$ 3,60 por kWh.

Todavia, conforme indicado pelo código computacional e destacado em verde na Tabela 6.4, dentre todas essas opções de componentes e sistemas, a que apresenta o menor custo de geração e, conseqüentemente, representa aquela a ser adotada no projeto, é a formada por:

- 16 (dezesesseis) unidades do módulo fotovoltaico policristalino de 330 Wp, modelo TP672P, do fabricante Talesun Solar; estando estes configurados em 2 (duas) fileiras com 8 (oito) unidades conectadas em série, e totalizando uma potência nominal do gerador e, conseqüentemente do sistema, de 5280 Wp;
- 1 (uma) unidade do inversor, modelo Primo 4.0-1, do fabricante Fronius.

Por fim, vale registrar que algumas combinações de par de módulo e inversor não foram apresentados na Tabela 6.4, pois, com estes não foi possível encontrar nenhuma configuração de sistema que atendesse a todos os requisitos impostos.

## 6.5 CARACTERÍSTICAS DE GERAÇÃO DO SISTEMA

Dentre os resultados fornecidos pelo código computacional, apresentam-se na Tabela 6.5 os dados calculados de produção de energia elétrica do sistema, com a configuração determinada para o projeto, em cada mês da série de anos cujos dados meteorológicos foram disponibilizados.

Tabela 6.5 - Produção da configuração de sistema determinada, em kWh, para os anos cujos dados meteorológicos foram disponibilizadas e as respectivos valores mínimos, médios e máximos observados.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
<b>2008</b>	542	579	674	583	716	525	827	732	607	555	454	486	7.279
<b>2009</b>	550	619	602	613	574	657	614	614	598	547	624	499	7.112
<b>2010</b>	721	644	652	654	607	649	648	778	650	616	501	595	7.715
<b>2011</b>	608	698	576	636	570	609	683	720	843	547	550	452	7.492
<b>2012</b>	534	691	679	576	576	530	736	662	695	778	497	698	7.650
<b>2013</b>	538	671	576	545	561	478	612	712	643	534	539	554	6.962
<b>2014</b>	785	730	679	633	673	651	552	656	733	746	594	678	8.113
<b>2015</b>	718	613	611	584	486	573	607	640	541	649	508	600	7.129
<b>2016</b>	558	636	587	709	570	570	650	737	666	533	549	645	7.409
<b>MIN</b>	534	579	576	545	486	478	552	614	541	533	454	452	6.962
<b>MED</b>	<b>617</b>	<b>653</b>	<b>626</b>	<b>615</b>	<b>593</b>	<b>583</b>	<b>659</b>	<b>694</b>	<b>664</b>	<b>612</b>	<b>535</b>	<b>579</b>	<b>7.429</b>
<b>MAX</b>	785	730	679	709	716	657	827	778	843	778	624	698	8.113

Fonte: próprio autor.

Através destes, constata-se que caso nenhuma adversidade climática ocorra nos primeiros anos após a sua instalação, é de se esperar que o sistema apresente uma expressiva geração anual de energia elétrica na faixa de 6.900 e 8.200 kWh, conforme pode ser constatado na Tabela 6.5.

Tomando como base de análise os valores médios mensais de produção, observa-se que tal sistema possui uma tendência de maior geração nos meses de fevereiro, agosto e setembro; e, em contrapartida, uma tendência a menor geração nos meses de junho, novembro e dezembro.

Contudo, se analisado os valores mínimos e máximos de produção de energia elétrica, observa-se que a produção mensal de energia do sistema pode possuir uma elevada elasticidade dependendo das condições meteorológicas verificadas. Dentre os casos mais críticos, destaca-se o mês de setembro, no qual a produção estimada para o período de anos cujos dados foram levantados, demonstra uma variação próxima de 36%.

## **6.6 AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO ESPERADO DO SISTEMA**

O desempenho da configuração de sistema determinada pode ser avaliada por meio da Figura 6.5, a qual apresenta os valores esperados para as suas figuras de mérito e perdas. Destaca-se que nela, tais figuras são apresentadas para cada mês em termos diários, e que os valores sobre as barras são aqueles esperados para a taxa de desempenho do sistema.

Ao que diz respeito as perdas por captura térmicas, tem-se que estas refletem bem as condições meteorológicas verificadas no local. Através da sua análise, observa-se que nos meses de fevereiro, agosto e setembro, estas se apresentam mais elevadas. Comparando tais períodos com aqueles destacados na seção anterior como sendo os de maior geração, verifica-se uma certa similaridade, a qual é decorrente da íntima relação



que a temperatura de operação das células do módulo do gerador fotovoltaico, possuem com a oferta de radiação solar.

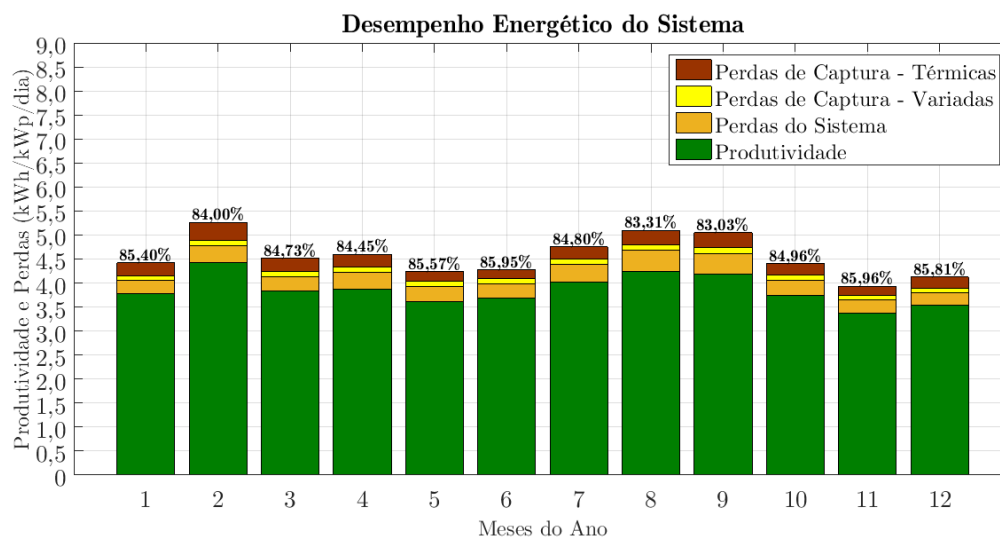


Figura 6.5 - Figuras de mérito e perdas esperadas para as condições de operação do sistema determinado.

Fonte: próprio autor.

Já no que se refere as perdas por captura variadas, tem-se que devido ao fato de certos componentes e fatores de perdas do sistema não terem sido devidamente modelados no código computacional desenvolvido - tal como a dispersão dos módulos do gerador, os cabos e os díodos de proteção - sendo estes somente parametrizados por uma ponderação percentual, tem-se que tais perdas apresentadas na Figura 6.5, possuem até certo ponto um caráter representativo, sendo a sua pequena oscilação, decorrente da relação de proporcionalidade existente entre esta e as demais figuras de mérito.

Ao que diz respeito as perdas do sistema, verifica-se que em linhas gerais, esta é a que apresenta os valores mais significativos, estando estes diretamente relacionados a variação das perdas por limitação e de conversão no inversor do sistema, conforme pode se verificar através do gráfico apresentado na Figura 6.6.

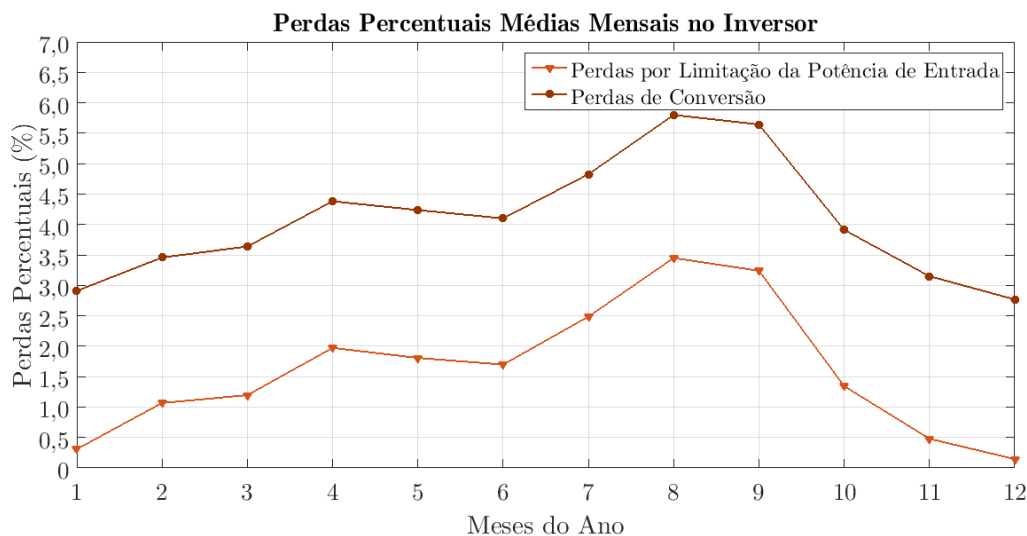


Figura 6.6 - Perdas percentuais no inversor, calculadas a partir da média dos valores mensais encontrados pelo código computacional desenvolvido durante a simulação da operação do sistema para a série de anos cujos dados meteorológicos foram disponibilizados.

Fonte: próprio autor.

Contudo, a pequena amplitude da faixa de variação das perdas no inversor e a relativa estabilidade observada nas perdas do sistema, sugerem um bom ajuste entre a configuração determinada para o gerador fotovoltaico e o inversor do sistema, tendo vista as condições locais.

Já ao que se refere a produtividade, tem-se que através desta é possível constatar os mesmos resultados depreendidos na análise realizada na seção anterior, a respeito das características de produção de energia elétrica do sistema.

Por fim, observa-se através dos valores da taxa de desempenho sistema que o sistema projetado possui uma elevada eficiência, entregando normalmente ao sistema elétrico local, mais de 85% da energia convertida pelos módulos fotovoltaicos do seu gerador.

## 6.7 CONCLUSÕES PARCIAIS

Neste capítulo foram descritos todos os procedimentos adotados na realização do projeto de um SFCR para a residência estudada, tendo em vista todos os conteúdos e ferramentas descritas nos capítulos precedentes.

Os dados meteorológicos necessários a realização do projeto, foram obtidos junto ao INMET, sendo estes referentes aos dados registrados entre os anos de 2008 e 2016 pela Estação Meteorológica Automática de Juiz de Fora, a qual por sua vez, se localiza muito próxima a residência. Conforme constatado, mesmo tendo alguns dos seus dados tratados, tais registros se mostraram bastante confiáveis e adequados para a realização das estimativas de geração do SFCR.

Em seguida, fez-se um levantamento de sete diferentes modelos de módulos fotovoltaicos e inversores disponíveis comercialmente. Dessa forma, em posse das características técnicas destes e dos referidos dados meteorológicos, foi executado o código de dimensionamento desenvolvido, o qual, constatou que a opção de sistema com melhor relação de custo/benefício que poderia ser formada com os equipamentos levantados, era aquela formada por 16 módulos do modelo TP672P, do fabricante Talesun Solar, com potência nominal igual a 330 W<sub>p</sub>, estando estes conectados em duas fileiras com 8 módulos em série cada, e 1 inversor, com potência nominal de 4.000 W, do modelo Primo 4.0-1, do fabricante Fronius.

Determinada a configuração do sistema, foram então, realizadas algumas análises em relação as suas características de geração e ao seu desempenho. A partir da primeira, concluiu-se o sistema possui uma expressiva elasticidade de produção mensal, sendo, porém, possível esperar que nos meses de fevereiro, agosto e setembro esta apresenta valores superiores aos verificados nos demais. Além disso, verificou-se que dependendo das condições meteorológicas verificadas, o sistema pode apresentar expressivos valores de geração anual, chegando a ser da ordem de 8 MWh.

E ao que diz respeito ao seu desempenho, concluiu-se que o sistema projetado possui uma elevada eficiência, podendo ser esperado que este entregue em condições normais de operação, quase 85% da energia convertida pelo seu gerador à rede elétrica local.

# **ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA**

---

## **7.1 INTRODUÇÃO**

Este capítulo tem objetivo de realizar análise financeira do SFCR projetado no Capítulo 6, tendo em vista as características de compensação destacadas no Capítulo 5. Dessa forma, inicialmente são descritos todos os valores adotados para as grandezas requeridas a esta; e, em seguida, são apresentados procedimentos realizados, sendo ao final, os seus resultados devidamente comentados.

## **7.2 GRANDEZAS RELACIONADAS AS UNIDADES CONSUMIDORAS**

As grandezas relacionadas à residência e as unidades consumidoras comerciais que são de interesse ao estudo de viabilidade econômica do sistema projetado são basicamente as grandezas relacionadas ao seu tipo de conexão com a rede, às respectivas características tarifárias e os seus respectivos consumos.

Ressalta-se que, como descrito na seção 5.2 do Capítulo 5, a residência adotada para o estudo de caso já foi projetada e construída com a infraestrutura necessária para uma possível futura instalação de um SFCR, não sendo dessa forma, necessário considerar nenhuma grandeza do tipo física, como custos de complexas adaptações estruturais e estéticas para a instalação do sistema na residência, por exemplo.

### **7.2.1 TARIFAS HOMOLOGADAS**

Para realizar a análise financeira do projeto de SFCR proposto é necessário se ter um valor de referência da tarifa de energia sem impostos que sirva como ponto de

partida para os cálculos do retorno de investimento. Dessa forma, optou-se por adotar como referência os valores de tarifas homologados pela ANEEL válidos no mês de julho de 2017, para os consumidores residenciais (grupo B1) e comerciais (grupo B3) atendidos pela concessionária CEMIG, a qual é a distribuidora responsável pela região onde a residência e as respectivas lojas se encontram situadas.

Dessa forma, em consulta ao próprio *site*<sup>1</sup> da referida distribuidora, constatou-se que o valor da tarifa de energia homologada pela ANEEL, tanto para os consumidores residenciais como para os consumidores comerciais, na bandeira verde, é de R\$ 0,49414/kWh.

Destaca-se que numa postura conservadora, a bandeira verde será adotada como a bandeira padrão das análises, pois, uma vez constatada a viabilidade do investimento para esta, tem-se que o mesmo será observado para qualquer outro cenário associado a esta, apresentando nestes, inclusive, melhores resultados, já que de acordo com exposto ao longo do Capítulo 3, maiores serão as economias produzidas pela energia gerada pelo SFCR.

### **7.2.2 TRIBUTOS INCIDENTES**

Para determinar o valor final da tarifa que é pago pela energia consumida na residência é necessário levantar o valor das alíquotas dos impostos federais, estaduais e municipais que incidem sobre esta.

No que diz respeito aos tributos, tem-se que em função das particularidades do cálculo da alíquota de PIS/PASEP e COFINS descritas na seção 3.3 do Capítulo 3, os seus respectivos valores podem variar amplamente de um mês para o outro. Assim, tendo em vista a imprevisibilidade destes, optou-se por adotar nas análises do presente

---

<sup>1</sup>[https://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Paginas/valores\\_de\\_tarifa\\_e\\_servicos.aspx](https://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Paginas/valores_de_tarifa_e_servicos.aspx). Acessado em: 09 de julho de 2017.

estudo, alíquotas com a aproximadamente metade dos seus respectivos tetos, isto é, de 0,85% para o PIS e 3,8% para o COFINS.

Já no caso do tributo estadual, verifica-se que a alíquota do ICMS para consumidores residenciais no estado de Minas Gerais, com consumo superior a 90 kWh é fixada em 30%, e dos consumidores comerciais em 25%.

Ao que diz a Contribuição para Iluminação Pública (CIP), tem-se que esta não será considerada nas análises deste estudo. Além disso, ressalta-se que os valores definidos para as alíquotas dos tributos federais e estadual, serão consideradas contestantes ao longo de todo o período de estudo.

### **7.2.3 TAXA DE VARIAÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA**

A taxa de variação da tarifa de energia é um parâmetro de complexa avaliação, pois além de depender intrinsecamente das condições climáticas e do desenvolvimento do setor elétrico, observa-se que em situações do passado recente, esta esteve vulnerável à aplicação de políticas públicas, como no contexto da Medida Provisória 579 de 2012, sendo, portanto, a previsão de sua trajetória não muito bem definida.

Posto isto, tem-se que de acordo com NAKABAYASHI (2015), a média geométrica das tarifas de energia sem impostos cobradas dos consumidores residenciais, comerciais e industriais, no período entre 1995 e 2014, evolui em média 7,9% ao ano. Tendo em vista que o período considerado abrange diferentes cenários político-econômicos do país, tal valor se apresenta como um parâmetro razoável de valorização anual da tarifa de energia sem impostos, sendo, desse modo, adotada no presente trabalho como taxa de correção dos valores tanto das tarifas de energia sem impostos residenciais como comerciais.

## 7.2.4 CONSUMO DAS UNIDADES E DIVISÃO DE EXCEDENTES

As características a respeito do consumo mensal das unidades residenciais e comerciais que foram levantadas no Capítulo 5 são rerepresentadas na Tabela 7.1.

Tabela 7.1 - Histórico de um ano de consumo de energia das unidades consumidoras.

Ano	Mês	Consumo Faturado (kWh)		
		Residência	Loja 1	Loja 2
2016	Abril	468	78	57
2016	Maio	491	238	124
2016	Junho	598	127	56
2016	Julho	458	131	44
2016	Agosto	487	139	44
2016	Setembro	565	192	67
2016	Outubro	437	213	86
2016	Novembro	772	220	93
2016	Dezembro	622	210	86
2017	Janeiro	462	286	143
2017	Fevereiro	523	304	152
2017	Março	608	276	157
<b>Consumo anual da cada unidade:</b>		<b>6.491</b>	<b>2.414</b>	<b>1.109</b>
<b>Consumo anual da de cada classe:</b>		<b>6.491</b>	<b>3.523</b>	
<b>Consumo anual total:</b>			<b>10.014</b>	
<b>Consumo médio mensal de cada unidade:</b>		<b>541</b>	<b>201</b>	<b>92</b>
<b>Consumo médio mensal de cada classe</b>		<b>541</b>	<b>293</b>	
<b>Consumo médio mensal total:</b>			<b>834</b>	

Fonte: elaborado pelo autor a partir das informações contidas na fatura de energia das unidades comerciais.

A partir dos valores médios mensais de produção da Tabela 6.5, é possível inferir (vide Tabela 7.2) que o sistema é capaz de gerar cerca de 620 kWh em média por mês, valor este, inferior ao mínimo requerido de 834 kWh para compensar as faturas da residência e das duas unidades consumidoras comerciais. No entanto tal quantia é capaz de compensar o consumo total da residência, restando ainda aproximadamente 80 kWh para abater no consumo das lojas.

Assim, diante do discutido na seção 3.2 do Capítulo 3 a respeito da divisão de energia a ser alocada entre as unidades de autoconsumo remota, estabeleceu-se que

neste estudo, 100% da energia excedente gerada pelo SFCR deverá ser alocada como créditos de energia na Loja 1.

Essa escolha além de facilitar o posterior processo de entendimento e acompanhamento das faturas de energia, apresenta também fundamentos técnicos, pois, caso se escolhesse o contrário, isto é, de todo o excedente compensar a plenitude do consumo da Loja 2, tem-se que parte dos créditos compensaria também o montante correspondente ao seu custo de disponibilidade, o que representaria em última análise, uma perda financeira. Além disso, embora a produção de energia do sistema possa oscilar consideravelmente de um mês para o outro, tem-se que em função do baixo consumo da Loja 2, poderia ocorrer uma situação na qual grandes quantidades de créditos de energia comesçassem a se acumular nesta unidade consumidora, retardando as possíveis economias ou mesmo levando as suas respectivas perdas de validade, passados os 60 meses desde a sua geração

Dessa forma, como essas duas situações levantadas dificilmente ocorreriam com a Loja 1, esta foi escolhida como aquela de destino do excedente produzido pelo sistema a ser instalado na residência.

### **7.2.5 TAXA DE VARIAÇÃO DO CONSUMO**

A variação do consumo de uma unidade residencial ou comercial simples, como uma loja, é um parâmetro de difícil análise, pois, se por um lado há uma tendência cada vez maior dos novos equipamentos se tornarem mais eficientes e, portanto, mais econômicos; tem-se por outro, que cada vez mais os equipamentos existentes vão se tornar mais ineficientes e além disso, que de tempos em tempos surge uma nova tecnologia eletrônica, a qual passa também a contribuir para o aumento do consumo de energia elétrica.



Tendo isso em vista, e considerando as análises apresentadas no Capítulo 5, tem-se que serão considerados os consumos da residência e das unidades comerciais como sendo constantes ao longo do período de análise.

### 7.3 GRANDEZAS RELACIONADAS AO SISTEMA

As grandezas relacionadas ao SFCR projetado que são de interesse ao seu estudo de viabilidade econômica são devidamente descritas a seguir.

#### 7.3.1 PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Conforme constatado no capítulo anterior, a produção mensal do SFCR pode oscilar consideravelmente dependendo das condições meteorológicas verificadas. Dessa forma, no presente estudo se adotará como a produção de referência, aquela dada pelo valor médio das produções médias verificadas na Tabela 6.5 do Capítulo 6.

Sendo assim, tem-se conforme demonstrado na Tabela 7.2, a produção mensal e anual de referência do sistema serão consideradas como tendo os respectivos valores de 619 kWh e 7.429 kWh.

Tabela 7.2 - Valor de produção média mensal (MM) e anual (MA) esperada do SFCR.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	MM	MA
<b>MED</b>	<b>617</b>	<b>653</b>	<b>626</b>	<b>615</b>	<b>593</b>	<b>583</b>	<b>659</b>	<b>694</b>	<b>664</b>	<b>612</b>	<b>535</b>	<b>579</b>	<b>619</b>	<b>7.429</b>

Fonte: próprio autor.

#### 7.3.2 REDUÇÃO DA PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA ELÉTRICA

Formalmente, os fabricantes de módulos fotovoltaicos que atendem os padrões internacionais de teste garantem que ao final de 25 anos os seus produtos terão no mínimo 80% da potência nominal indicada em suas fichas técnicas. Isso equivale a uma redução em média anual de 0,8%.

Contudo, JORDAN e KURTZ (2012) após realizarem um amplo estudo acerca da taxas de degradação dos módulos de diferente tecnologias, constataram que os módulos modernos de silício policristalino apresentam uma queda de produção média anual de 0,59%.

Dessa forma, partindo da premissa de que a queda de produção do sistema é predominantemente dependente da queda de produção dos seus módulos, será adotado neste trabalho uma queda anual de produção de energia de 0,60%.

### 7.3.3 CUSTO DE AQUISIÇÃO E INSTALAÇÃO DOS COMPONENTES

A Tabela 7.3 a apresenta os custos unitários e totais dos componentes do sistema. Os custos unitários do módulo fotovoltaico e do inversor foram obtidos conforme destacado na seção 6.4.

Tabela 7.3 - Custo total de aquisição e instalação dos componentes do SFCR projetado

	<b>Componente</b>	<b>Custo Unitário (R\$)</b>	<b>N° Unidades</b>	<b>Custo Acumulado (R\$)</b>
I	Módulo Fotovoltaico	655,65	16	10.490,40
II	Inversor	8.918,40	1	8.918,40
III	BOS (15% de I+II)			2.911,30
IV	Frete + Instalação (20% de I+II+III)			4.465,00
			<b>Custo Total:</b>	<b>26.785,10</b>

Fonte: Preço unitário dos módulos e do inversor obtidos, respectivamente, em consulta aos sites Minha Casa Solar e Neosolar, no dia 09 de julho de 2017.

Já os custos dos demais componentes do sistema (BOS), como aqueles relacionados aos cabos de conexão, às estruturas de suporte e aos dispositivos de proteção, foram estimados em cerca de 15% do montante total gasto na aquisição dos módulos e do inversor (I + II).

No que se refere ao frete relacionado a aquisição desses componentes e o respectivo custo de instalação do sistema, tem-se que este foi estimado em aproximadamente 20% do montante total gasto na aquisição de todos componentes (I+II+III).

A partir dessas considerações, constata-se que o CAPEX do sistema é de R\$ 26.785,10, sendo seu custo de investimento de aproximadamente R\$ 5.072,94/kWp.

#### **7.3.4 CUSTO ANUAL DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO**

Conforme pode se inferir da garantia fornecida pelos fabricantes dos módulos fotovoltaicos, tais componentes quando expostos a condições normais de operação, possuem uma extensa vida útil. Dessa forma, por questões de praticidade, neste estudo será considerado que os módulos fotovoltaicos possuem uma vida útil de 25 anos.

No caso dos inversores, comumente se encontra literatura informações a respeito da sua menor vida útil, girando esta em torno de 10 a 15 anos. Dessa forma, dado o grau de tecnologia empregado neste equipamento moderno, será adotado no presente estudo que este possui uma vida útil de 15 anos.

Logo, considerando um horizonte de análise de 25, tem-se que a substituição do inversor deve ser considerada. Nesse sentido, verifica-se que a estimativa de valorização e desvalorização dos preços desses tipos de componentes é uma tarefa um tanto quanto complexa, pois, além de envolver questões político-econômicas nacionais, esta ainda se encontra diretamente relacionada aos rumos do mercado internacional, uma vez que a quase a totalidade desses equipamentos ainda hoje é importada.

Dessa forma, dada a incerteza associada aos rumos dos preços dos inversores, adotando uma postura até certo ponto, mais conservadora, optou-se por considerar que no futuro este componente apresentará o mesmo custo observado no presente.

Além da substituição do inversor, durante o funcionamento regular dos sistemas são verificados somente custos relacionados à limpeza dos módulos e a eventuais trocas de cabos de conexão. Estes outros custos de operação e manutenção foram arbitrados como tendo seu valor total próximo a 0,5% do valor total do investimento inicial, isto é, da soma dos custos de aquisição dos componentes e da instalação dos sistemas.

Com estes outros custos de operação e manutenção podem ser interpretados como custos anuais fixos, tem-se que para uma correta análise, o reajuste do seu valor deve ser considerado. Desse modo, baseado na média da inflação acumulada verificada pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo<sup>2</sup> (IPCA) dos últimos cinco anos, optou-se por adotar no presente estudo uma taxa de reajuste do custo de operação e manutenção de 7,5% ao ano.

#### **7.4 CONSIDERAÇÕES SOBRE O FLUXO DE CAIXA**

Em função da longa vida útil dos módulos fotovoltaicos, o fluxo de caixa descontado desenvolvido para análise de investimento no SFCR projetado será realizado em base anual, considerando um horizonte de 25 anos.

A escolha por essa base temporal se justifica, pois, tendo em vista que a geração mensal média do SFCR é inferior ao montante consumido pelas unidades consumidoras residencial e comerciais juntas; e que baseado nesses valores e na divisão de energia excedente estabelecida, em nenhum momento haverá acúmulo de crédito em nenhuma das unidades - conforme demonstra a Tabela 7.4 - tem-se que uma análise em base mais apurada como a mensal, não se demonstra tão vantajosa aos objetivos pretendidos por este estudo.

Além disso, destaca-se que como só se tem dados de consumo de energia das unidades de um período de um ano, não é possível fazer uma análise mais dinâmica, considerando valores de produção e consumo que não sejam os termos médios observados.

Diante dessas considerações tem-se, portanto, que a entrada do fluxo de caixa é dada pelo valor geração médio anual do SFCR, o qual é monetizado em parte pelo

---

<sup>2</sup> Consulta realizada por meio do site: <https://www.portalbrasil.net/ipca.htm>. Acessado em 09 de julho de 2017.

consumo que é compensado na própria residência pela tarifa residencial ajustada (corrigida pela sua valorização), e na parcela restante, pela tarifa comercial ajustada.

Tabela 7.4 - Exemplo de um fluxo de caixa simples e parcial, tendo em vista as variáveis de energia (kWh).

	Mês 1	Mês 2	Mês 2	Mês 4
<b>SFCR</b>				
Energia Gerada	619	619	619	619
<b>Residência</b>				
Energia Consumida	541	541	541	541
Energia Compensada	541	541	541	541
Energia Excedente	78	78	78	78
<b>Loja 1</b>				
Energia Consumida	201	201	201	201
Crédito Alocado (100%)	78	78	78	78
Crédito Utilizado	78	78	78	78
Crédito Acumulado	0	0	0	0

Fonte: próprio autor.

Ao que diz respeito a saída do fluxo de caixa, é considerado no ano 0 (presente) somente o custo inicial de investimento (CAPEX), que engloba todos os custos com a aquisição de componentes e instalação do sistema. Nos demais anos posteriores, somente os custos corrigidos de operação e manutenção e os custos relacionados à substituição do inversor são considerados.

Destaca-se que o custo de disponibilidade não foi considerado durante os cálculos da saída do fluxo de caixa, pois, devido ao fato deste ter que ser sempre pago direta ou indiretamente e independentemente de se gerar ou não energia, tal custo é interpretado como sendo fixo e externo à abrangência do investimento.

No que se refere a taxa mínima de atratividade (TMA), tem-se que baseado nos índices de rendimento da poupança verificados nos últimos 5 anos, o qual foi em média próximo de 7% ao ano, definiu-se esta como sendo de 12%. Este valor quase duas vezes maior se justifica pelo fato do investimento ter associado em meio aos seus interesses, não somente a “figura” de um consumidor residencial, mas também, a “figura” de um

consumidor comercial, o qual muitas vezes possui critérios mais rigorosos relacionados a este tipo de taxa.

Por fim, vale registrar que nos fluxos de caixa desenvolvidos para análise econômica dos projetos, os valores de entrada e de saída apresentados para cada ano, são os valores integralizados de todo o ano. Por exemplo, os valores de entrada e de saída apresentados no ano 3, são a soma de todos os respectivos valores observados ao final do período referente ao terceiro ano de operação do sistema.

## 7.5 ANÁLISE DE INVESTIMENTO

A Tabela 7.5 apresenta uma síntese de todos os parâmetros adotados para a realização da análise de investimento do SFCR projetado. A partir desses dados e das considerações realizadas anteriormente, foi montado um detalhado fluxo caixa, conforme demonstrado na Tabela 7.6.

Tabela 7.5 - Parâmetros adotados para a realização da análise de investimento do SFCR.

<b>Tarifa de Energia Elétrica</b>	Residencial	Comercial
<b>Valor da Tarifa Sem Imposto - ANEEL</b>	R\$ 0,49414/kWh	
<b>Alíquota PIS Incidente sobre a Energia Elétrica - Metade do teto</b>	0,85%	
<b>Alíquota COFINS Incidente sobre a Energia Elétrica - Metade do teto</b>	3,8%	
<b>Alíquota ICMS Incidente sobre a Energia Elétrica - Defino por lei</b>	30%	25%
<b>Ajuste Anual da Tarifa de Energia Elétrica - NAKABAYASHI (2015)</b>	7,9%	
<b>Sistema de Compensação</b>		
<b>Produção de Energia Elétrica Anual do SFCR - Código computacional</b>	7.429 kWh	
<b>Consumo de Energia Elétrica Anual da Residência - Fatura de energia</b>	6.491 kWh	
<b>Redução da Produção de Energia Elétrica Anual - JORDAN e KURTZ (2012)</b>	-0,6%	
<b>Investimento</b>		
<b>CAPEX - Neosolar e Minha Casa Solar em 09 de julho de 2017</b>	R\$ 26.785,10	
<b>Custo de Investimento - utilizado no cálculo do LCOE</b>	R\$ 5.072,94/kWp	
<b>Custo da Substituição do Inversor - Mesmo custo atual</b>	R\$ 8.918,40	
<b>Data de Substituição do Inversor - Valor típico da literatura</b>	15º ano	
<b>Demais Custos de Operação e Manutenção (O&amp;M) - 0,5% do CAPEX</b>	R\$ 150,00	
<b>Reajuste Anual O&amp;M (exceto a substituição do inversor) - IPCA(5 anos)</b>	7,5%	
<b>Taxa Mínima de Atratividade - Poupança(5 anos) + ponderação</b>	12%	

Fonte: Próprio autor.

Tabela 7.6 - Fluxo de caixa da análise de investimento realizada. Destaca-se que as linhas preenchidas de verde, ressaltam o período no qual se realiza o *payback* do investimento; em laranja, o ano de substituição do inversor; e em cinza, os anos cuja energia produzida pelo sistema já não será mais suficiente para compensar todo o consumo da residência.

Ano	Saída (R\$)	Entrada								Fluxo de Caixa (R\$)	Fluxo de Caixa Descontado (R\$)	Total Corrente (R\$)
		Energia Produzida (kWh)	Consumo da Residência (kWh)	Valor da Energia Compensada (R\$/kWh)	Economias Anuais na Residência (R\$)	Crédito Alocado na Loja 1 (kWh)	Valor da Energia Alocada (R\$/kWh)	Economias Anuais na Loja 1 (R\$)	Economias Anuais Total (R\$)			
0	-26.785,10	----	----	----	----	----	----	----	----	-26.785,10	-26.785,10	-26.785,10
1	-150,00	7.429	6.491	0,75614	4.908,13	938	0,70240	658,85	5.566,98	5.416,98	4.836,59	-21.948,51
2	-161,25	7.384	6.491	0,81588	5.295,87	893	0,75789	677,12	5.972,99	6.134,24	4.890,18	-17.058,33
3	-173,34	7.340	6.491	0,88033	5.714,25	849	0,81777	694,38	6.408,63	6.581,97	4.684,92	-12.373,41
4	-186,34	7.296	6.491	0,94988	6.165,67	805	0,88237	710,38	6.876,05	7.062,39	4.488,28	-7.885,13
5	-200,32	7.252	6.491	1,02492	6.652,76	761	0,95208	724,82	7.377,58	7.577,90	4.299,90	-3.585,23
6	-215,34	7.209	6.491	1,10589	7.178,33	718	1,02729	737,38	7.915,70	8.131,05	4.119,44	534,21
7	-231,50	7.166	6.491	1,19325	7.745,42	675	1,10845	747,69	8.493,10	8.724,60	3.946,56	4.480,78
8	-248,86	7.123	6.491	1,28752	8.357,30	632	1,19601	755,33	9.112,64	9.361,49	3.780,95	8.261,73
9	-267,52	7.080	6.491	1,38924	9.017,53	589	1,29050	759,85	9.777,38	10.044,91	3.622,29	11.884,02
10	-287,59	7.037	6.491	1,49899	9.729,91	546	1,39245	760,73	10.490,65	10.778,23	3.470,30	15.354,32
11	-309,15	6.995	6.491	1,61741	10.498,58	504	1,50245	757,39	11.255,97	11.565,12	3.324,70	18.679,02
12	-332,34	6.953	6.491	1,74518	11.327,97	462	1,62114	749,19	12.077,15	12.409,49	3.185,21	21.864,23
13	-357,27	6.911	6.491	1,88305	12.222,87	420	1,74922	735,40	12.958,27	13.315,54	3.051,58	24.915,81
14	-384,06	6.870	6.491	2,03181	13.188,48	379	1,88740	715,22	13.903,71	14.287,77	2.923,56	27.839,37
15	-9.331,27	6.829	6.491	2,19232	14.230,37	338	2,03651	687,78	14.918,16	24.249,42	4.430,28	32.269,64
16	-443,83	6.788	6.491	2,36552	15.354,57	297	2,19739	652,09	16.006,66	16.450,49	2.683,43	34.953,08
17	-477,12	6.747	6.491	2,55239	16.567,58	256	2,37099	607,04	17.174,62	17.651,74	2.570,88	37.523,95
18	-512,90	6.707	6.491	2,75403	17.876,42	216	2,55829	551,43	18.427,85	18.940,75	2.463,05	39.987,00
19	-551,37	6.666	6.491	2,97160	19.288,66	175	2,76040	483,92	19.772,57	20.323,95	2.359,75	42.346,75
20	-592,72	6.626	6.491	3,20636	20.812,46	135	2,97847	403,01	21.215,48	21.808,20	2.260,79	44.607,53
21	-637,18	6.587	6.491	3,45966	22.456,65	96	3,21377	307,08	22.763,73	23.400,90	2.165,98	46.773,51
22	-684,97	6.547	6.491	3,73297	24.230,72	56	3,46766	194,30	24.425,02	25.109,99	2.075,15	48.848,66
23	-736,34	6.508	6.491	4,02788	26.144,95	17	3,74160	62,67	26.207,62	26.943,96	1.988,14	50.836,80
24	-791,56	6.469	6.491	4,34608	28.210,40	0	4,03719	0,00	28.210,40	29.001,96	1.910,71	52.747,51
25	-850,93	6.430	6.491	4,68942	30.439,02	0	4,35613	0,00	30.439,02	31.289,95	1.840,58	54.588,09

Fonte: próprio autor.

Por meio deste, observa-se que a partir das economias geradas em cada ano pela compensação de energia na residência e pela alocação dos créditos excedentes na Loja 1, o investimento no SFCR projetado retorna o dinheiro investido (ROI) em cerca de 5 (cinco) anos e 11 (onze) meses, um prazo relativamente curto, frente a TMA adotada. Além disso, tal prazo é quase o mesmo cujos fabricantes dos componentes garantem a correta operação de seus equipamentos (como é o caso do inversor), o que indica que de certo modo, o sistema se encontra fisicamente segurado até a sua quitação.

No que diz respeito a sua taxa interna de retorno (TIR), verifica-se que esta é da ordem 28,38%, um valor quase duas vezes e meia superior a TMA adotada e que não é facilmente encontrado em outros tipos de investimentos do tipo.

Já ao que se refere aos lucros ou economias acumuladas (VPL) pela energia gerada pelo SFCR projetado ao longo dos 25 anos, constata-se que em valor presente, o seu montante de R\$ 54.588,09 reflete praticamente o dobro do que foi demandado ao seu investimento, fato este, que torna o investimento especialmente atrativo.

E, em relação ao seu custo nivelado (LCOE) - sendo este calculado através da formulação exposta por (3.6), na seção 3.4 do Capítulo 3 - tem-se que este é de R\$ 0,48114/kWh, ou seja, um valor ligeiramente inferior ao da própria tarifa homologada pela ANEEL. Esta superação da paridade tarifária, comprova a viabilidade do investimento e reforça a sua atratividade.

Vale destacar que, conforme demarcado de cinza no fluxo de caixa, um fato que se observa diante das premissas adotadas para realização da análise de investimento, é que possivelmente o sistema já nos últimos anos de sua vida útil (ou, ao menos, do período considerado) não será mais capaz de suprir toda energia consumida pela residência. Contudo, a parcela que deixaria de ser compensada ainda sim, seria inferior ao montante referente ao custo de disponibilidade, o que significa que o proprietário



continuará a ter a fatura de energia elétrica da residência sendo determinada pelo valor associado a este montante.

Diante deste fato, uma outra situação que merece ser considerada é: caso o consumo anual de energia da residência, diferentemente do adotado, comece a crescer no decorrer dos anos, este cenário no qual a produção de energia do sistema se mostra ser insuficiente para compensar o seu consumo total, será antecipado. Dessa forma, se o proprietário desejar que tal condição seja satisfeita (ou que menos a parcela deduzida do montante do custo de disponibilidade seja), ele terá que considerar a possibilidade de investir na ampliação da sua capacidade de geração, seja por meio da instalação de um novo SFCR em uma outra área da sua residência, seja através da substituição do SFCR projetado. Entretanto, considerando que tal situação venha ocorrer após o novo tempo de *payback* do SFCR projetado, tem-se que a medida a ser tomada pode ser subsidiada pelas próprias economias geradas até então pelo sistema, não onerando o proprietário de sobremaneira.

Por fim, vale também ressaltar que em função de certas posturas de análise adotadas, como a relacionada as bandeiras tarifárias, existe uma grande possibilidade de se verificar na prática, resultados ainda mais favoráveis a viabilidade do investimento no SFCR projetado.

## **7.6 CONCLUSÕES PARCIAIS**

Neste capítulo foram apresentadas todas as premissas assumidas na análise de investimento do SFCR projetado no Capítulo 5. A partir destas, foi então montado um fluxo de caixa descontado, considerando um horizonte de análise de 25 anos e uma TMA de 12%. Com base nos resultados constatados a partir deste, foi então empregada as figuras de mérito de análise financeira descritas na seção 3.4 do Capítulo 3 deste trabalho.

Desse modo, verificou-se que o investimento no SFCR projetado apresenta um(a):

- Tempo de *payback* de 5 anos e 11 meses;
- TIR próxima de 28%;
- VPL de R\$ R\$ 54.588,09;
- LCOE de 0,48114/kWh.

Diante das sinalizações favoráveis reveladas por estas figuras, e tendo em vista o cenário bem próximo do real o qual foi adotado, conclui-se que o investimento no SFCR projetado apresenta uma real viabilidade e além disso, ainda se mostra bastante atrativo enquanto investimento.

## CONCLUSÃO

---

O presente trabalho teve por objetivo investigar a real viabilidade técnica e econômica de se instalar um SFCR numa residência, visando compensar não somente o seu próprio consumo, mas também os de outras unidades consumidoras que se encontram sob a mesma titularidade.

Para tanto, no Capítulo 2 uma extensa revisão foi feita acerca dos aspectos técnicos envolvidos com a operação dos SFCR e de seus principais componentes, tendo em vista, sobretudo, as particularidades e características de interesse às aplicações residenciais.

Em seguida, no Capítulo 3, foram descritas as principais diretrizes estabelecidas pela REN 687/2015, a qual, conforme destacado inúmeras vezes neste trabalho, é a norma aplicável aos SFCR residenciais. Em meio a tal descrição, foram introduzidos conceitos e informações, as quais foram julgadas pertinentes ao melhor entendimento ou desenrolar das referidas diretrizes, como, por exemplo aquelas relacionadas as tarifas de energia.

Tendo em vista a necessidade de ser ter uma ferramenta que permitisse dimensionar um SFCR e, principalmente, estimar a sua geração de energia elétrica para uma dada série de condições meteorológicas, decidiu-se então, elaborar um código computacional no ambiente Matlab para execução de tais tarefas. Dessa forma, no Capítulo 4, toda base conceitual considerada e os principais aspectos da lógica implementada foram descritas.

Conforme ainda trazido por tal capítulo, adicionalmente um outro código computacional teve de ser criado para realizar a validação e o tratamento dos dados meteorológicos necessários aos cálculos. A justificativa para tal iniciativa, reside no fato de se ter definido que a base de dados meteorológicas a ser considerada seria aquela proveniente do INMET, a qual, conforme destacado pelo próprio instituto, muitas vezes fornece dados brutos de medições.

Assim, subsidiado pelo embasamento inicialmente oferecido e em posse de todas as ferramentas necessárias, pôde-se então partir para as questões propriamente relacionadas ao estudo de caso deste trabalho.

No Capítulo 5, foram expostas todas as principais questões relacionadas ao caso adotado neste trabalho, sendo este, definido por uma residência com consumo de energia mensal a superior a 500 kWh, cujo proprietário almeja compensar complementarmente a fatura de duas outras unidades comerciais de consumo que se encontram sob sua titularidade.

Dessa forma, no Capítulo 6 foi realizado o dimensionamento de um SFCR para residência em questão, a partir dos seus próprios fatores limitantes, dos dados meteorológicos dos últimos nove anos obtidos junto ao INMET para sua referida região, e das opções de componentes certificadas pelo INMETRO que se encontravam no momento disponíveis comercialmente. Como resultado, obteve-se que nessa residência poderia ser instalado um SFCR formado por 16 módulos fotovoltaico policristalino de 330 W<sub>p</sub>, modelo TP672P, do fabricante Talesun Solar; estando estes configurados em 2 fileiras com 8 unidades conectadas em série, totalizando uma potência nominal de 5280 W<sub>p</sub>; e por 1 inversor de 4000 W, modelo Primo 4.0-1, do fabricante Fronius.

Tendo em vista as análises realizadas, constatou-se que tal sistema possui: uma elevada taxa de desempenho, próxima de 85%, um fator de capacidade de praticamente 16%, e que sua produção anual de energia pode atingir valores em torno de 6.900 e 8.200 kWh. Uma vez que o consumo anual da residência é da ordem de 6.500 kWh,

destaca-se que a relação entre este e a produção anual esperada do sistema, concorda bem com aquelas apresentadas ainda na introdução deste trabalho (Capítulo 1), pela Figura 1.1, uma vez que as características do local destinado a instalação dos módulos fotovoltaicos na residência, principalmente ao que se refere a sua inclinação, destoam significativamente daquelas recomendadas.

Posto isto, tem-se que com base nesses resultados, no Capítulo 7 foi realizada a análise econômica do SFCR projetado. A partir das discussões e justificativas apresentadas, constatou-se que o CAPEX deste sistema seria de R\$ 26.785,10, o que reflete em um custo de R\$ 5.073,00 por kWp instalado. O seu OPEX, em contrapartida, foi considerado como sendo dado pelos seus custos anuais de manutenção corrigidos pelo IPCA, e de substituição do inversor após o seu 15° ano de operação, sendo o custo deste preservado ao longo do tempo. Com base nessas premissas, elaborou-se um detalhado fluxo de caixa, o qual revelou que para uma TMA de 12%, o investimento no SFCR projetado se demonstrava não somente viável, mas também, muito atrativo, pois, mesmo tendo sido adotado uma postura de análise conservadora, foi verificado um tempo de *payback* inferior a 6 anos, um VPL quase duas vezes superior ao capital dependido, uma significativa TIR próxima de 28%, e um expressivo LCOE de R\$ 0,48114 por kWh gerado, valor este até mesmo inferior ao custo de produção da concessionária responsável pela distribuição de energia elétrica no local da residência, o qual pode ser compreendido como sendo expresso pelo valor da tarifa homologada pela ANEEL.

Assim, diante dessa exposição, é possível constatar que este trabalho cumpriu de maneira efetiva os objetivos específicos a que se propôs, obtendo como conclusão principal, a real viabilidade técnica e econômica de um SFCR residencial, no contexto do autoconsumo remoto.

Além disso, pelo fato deste ter baseado as suas análises em dados e modelos sólidos e, na medida do possível, com suas qualidades comprovadas, é possível afirmar

que a sequência de métodos empregados, bem como os resultados obtidos, podem servir como importantes parâmetros de referência à realização de outros trabalhos.

## 8.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Tendo em vista a ampla abordagem adotada nos capítulos iniciais deste trabalho, tem-se que uma série estudos e análises, extras aquelas contempladas neste, podem ser realizadas. Diante disso, destaca-se a seguir alguns temas:

- Comparação das diferentes tecnologias de módulo fotovoltaico em uma mesma configuração de SFCR;
- Modelagem de SFCR concebidos por microinversores;
- Estudos específicos a respeito dos dispositivos e sistemas de proteção de SFCR;
- Análise de viabilidade técnica para casos onde se há condições mais severas de sombreamento;
- Análise de viabilidade econômica da microgeração fotovoltaica, tendo em vista o aporte de empréstimos e financiamentos disponíveis no mercado;
- Análise de viabilidade econômica da microgeração fotovoltaica, tendo em vista um regime permeado pela Tarifa Branca;
- Análise de viabilidade econômica da microgeração fotovoltaica, considerando outras unidades residências de autoconsumo remoto;
- Análise de viabilidade econômica da microgeração fotovoltaica residencial sob a ótica da totalidade de custos incorridos sobre o proprietário (custo de disponibilidade) e não somente sob aqueles próprios do investimento;
- Análise de viabilidade técnica e econômica da geração compartilhada.

---

---

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

ABNT. **NBR 10899 Energia solar fotovoltaica-Terminologia**. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2006.

ANEEL. **Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. Cardernos Temáticos ANEEL, 2016a.

ANEEL. **Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL. Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição, Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2017.

ANEEL. **Por Dentro da Conta de Luz**. Sétima edição, 2016b.

BALFOUR, John. **Introdução ao Projeto de Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: LTC, 2016.

DOBOS. Aron P. **PVWatts Version 5 Manual**, 2014.

EPE. **Demanda de Energia 2050**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2016.

EPE. **Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2014.

GREENPRO, APC. **Energia Fotovoltaica-Manual sobre tecnologias, projecto e instalação**. Europa: Comissão Europeia, 2004.

HABERLIN, Heinrich.; EPPEL, Herbert. **Photovoltaics : system design and practice**. Wiley, 2012.

HAEBERLIN, H; BEUTLER, Ch. **Normalized Representation of Energy and Power for Analysis of Performance and On-line Error Detection in PV-Systems**. 13th EU PV Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion, 1995.

IDEAL. Instituto; AHK. **O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica - Edição 2016**. Disponível em:  
<[https://issuu.com/idealeco\\_logicas/docs/estudofv2016\\_final](https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/estudofv2016_final)>. Acesso em: 9 jul. 2017.

INPE. **Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais**. Disponível em:  
<<http://sonda.ccst.inpe.br/>>. Acesso em: 10 jul. 2017.

IQBAL, Muhammad. **An introduction to solar radiation**. Elsevier, 1983.

JANTSCH, M; SCHMIDT, H; SCHMID, J. **Results of the concerted action on power conditioning and control**. 11th European photovoltaic solar energy, 1992.

JORDAN, Dirk C; KURTZ, Sarah R. **Photovoltaic Degradation Rates - An Analytical Review**, 2012.

KOPP, Greg. **Greg Kopp's TSI Page**. Disponível em:  
<<http://spot.colorado.edu/~koppg/TSI/>>. Acesso em: 1 mar. 2017.

KOPP, Greg. **Magnitudes and Timescales of Total Solar Irradiance Variability**. JSWSC, 2016.



LISIRD. **SORCE Solar Spectral Irradiance - Spectra**. Disponível em: <[http://lasp.colorado.edu/lisird/sorce/sorce\\_ssi/index.html](http://lasp.colorado.edu/lisird/sorce/sorce_ssi/index.html)>. Acesso em: 6 jul. 2017.

MACÊDO, WN. **Análise do fator de dimensionamento do inversor (FDI) aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR)**. Tese de Doutorado - Universidade Federal de São Paulo, 2006.

MARTÍN, ESTEFANÍA CAAMAÑO. **Edificios Fotovoltaicos Conectados a la Red Eléctrica: Caracaterizácion y Análisis**. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación, Universidad Politécnica de Madrid, 1998.

MATTAR, Carlos Alberto Calixto. **REN no 482/2012: cenário atual e propostas da AP 26/2015**. Brasília, 2015.

MERTENS, Konrad. **Photovoltaics : Fundamentals, Technology and Practice**. Wiley, 2013.

METEOTEST. **Meteonorm: Irradiation data for every place on Earth**. Disponível em: <<http://www.meteonorm.com/>>. Acesso em: 5 jul. 2017.

NAKABAYASHI. Renny. **Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Viabilidade Econômica**, 2015.

PEREIRA, Alisson Cruz. **Geração de Energia para Condomínio Utilizando Sistema Fotovoltaico Autônomo - Estudo de Caso em Edifício Residencial com Seis Pavimentos**. Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2012.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL, 2014.

PRIEB, César Wilhelm Massen. **Determinação da Eficiência do Seguimento do Ponto de Máxima Potência de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede de Distribuição**. Tese de Doutorado - Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2011.

REN21. **Renewables 2017 Global Status Report**. Paris: REN21 Secretariat, 2017.

SCHNEIDER. **Fundamentos da Eficiência Energética**. Disponível em: <[http://energy.schneideruniversities.com/student.php?view\\_unit=983](http://energy.schneideruniversities.com/student.php?view_unit=983)>. Acesso em: 30 jun. 2017.

SPENCER, J. W. **Fourier Series Representation of the Position of the Sun**. Search v. 2, n. 5, 1971.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. **Energia Renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2016.

WILCOX. S. **National Solar Radiation Database 1991–2005 Update: User's Manual**, 2007.

WRC. **Solar Constant: Construction of a Composite Total Solar Irradiance (TSI) Time Series from 1978 to present**. World Radiation Center, 2017.

YAMASOE, Marcia Akemi; CORRÊA, Marcelo de Paula. **Processos Radiativos na Atmosfera**. São Paulo: Oficina de Textos, 2016.

ZILLES, R et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. Oficina de Textos, 2012.

ZILLES, R; OLIVEIRA, SHF. **O Preço do Wp e o custo do kWh Fornecido por Sistemas Interligados à Rede Elétrica.** VIII Congresso Brasileiro de Energia, 1999.

---

---

## **ANEXO**

---

A seguir, são apresentadas duas faturas de energia da residência, e uma fatura de cada unidade consumidora comercial. Destaca-se que todas elas foram fornecidas pelo próprio proprietário da residência.

**CEMIG** CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A. CNPJ 06.981.180/0001-16 Inscr. Estadual 062.322136.0087 Av. Barbacena, 1200 - 17º Andar - Ala A1 Santo Agostinho - CEP 30.190-131 Belo Horizonte - MG - Brasil

**Nota Fiscal - Conta de Energia Elétrica**  
Série: U1 NF: 005384004  
Controla: 01.041/R4S0DBB468/0081

Emissão: 21/02/2017 Impressão: 21/02/2017 Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE criado pela Emissão autorizada pelo Regime Especial/PTA Nº 16.00014527.70 - SEF/MG Lei nº 10.438 de abril de 2002

**Nº DO CLIENTE: 7009145446**

Nº da Instalação: 3011382175 Subclasse: RESIDENCIAL Classe: Residencial Trifásico

420 CS SAO PEDRO JUIZ DE FORA - MG CEP: 38036-631

MEIDOR Nº: [REDACTED]

Informações Técnicas				
Tipo de Medição	Leitura Anterior	Leitura Atual	Constante de Medição	Consumo
Energia Elétrica	15477	16000	1	523

VALORES FATURADOS			
Descrição	Quantidade	Preço	Valor (R\$)
Energia Elétrica kWh	523	0.81300888	425,17

ENCARGOS/COBRANÇAS		Valor R\$
Contrib. Custeio Ilum. Pública		32,48
Compensação FIC anual		-2,34
TARIFAS APLICADAS (Sem Impostos)		
Energia Elétrica kWh	0,53122000	

CPF: 855.826.026-87

**RESERVADO AO FISCO**  
D160.39D9.63A7.19F3.4174.0091.8314.C8D6

Base de Cálculo (R\$)	Alíquota	Valor (R\$)	PASEP	COFINS
425,17	30	127,55	R\$ 3,52	R\$ 18,28

Informações de Faturamento		VENCIMENTO	VALOR A PAGAR
Parcela	Valor - R\$	11/04/2017	R\$ 455,29

Indicadores de Qualidade de Fornecimento				
Juiz de Fora 2 Mês: 12/2016	Valor Permissível	Mensal	Trimestral	Anual
Apurado Mensal				
DIC	0,00	4,47	8,95	17,91
FIC	0,00	3,11	8,22	12,45
DMIC	0,00	2,43	---	---
DICRI	0,00	12,22	---	---

Histórico do Consumo			
Mês/Ano	Consumo kWh	Média kWh/dia	Dias de Faturamento
JAN/2017	482	15,33	29
FEV/2017	482	15,40	30
DEZ/2016	622	20,06	31
NOV/2016	772	25,73	30
OUT/2016	437	13,24	33
SET/2016	585	18,22	31
AGO/2016	487	16,79	29
JUL/2016	458	14,77	31
JUN/2016	598	19,29	31
MAI/2016	491	16,33	29
ABR/2016	488	14,18	33
MAR/2016	418	14,32	29
FEV/2016	482	15,40	30

REAVISO DE CONTAS VENCIDAS / DÉBITOS ANTERIORES

**Informações Gerais**  
Tarifa vigente conforme Res Anel nº 2.076, de 24/05/2016.  
Nota fiscal de 12/2016 quitada em 13/02/2017.  
JAN/2017 Band. Verde - FEV/2017 Band. Verde  
Considerar nota fiscal quitada após débito em sua c/c.  
O pagamento desta conta não quita débitos anteriores. Para estes, estão sujeitas penalidades legais vigentes (multas) e/ou atualização financeira (juros) baseadas no vencimento das mesmas.  
Leitura realizada conf. calendário de faturamento.

CÓDIGO DE DÉBITO AUTOMÁTICO	008021090835
Febre, coqueluche, dor de cabeça e outros sintomas. Pode ser dengue, chikungunya ou zika. Beba muita água e vá a uma unidade do SUS.	

UNIDADE DE LEITURA	VENCIMENTO	TOTAL A PAGAR
17073286	11/04/2017	R\$ 455,29

DÉBITO AUTOMÁTICO REFERENTE A: FEV/2017 Nº DA INSTALAÇÃO: [REDACTED]

83600000004-9 55290138001-4 31332176411-7 08021090835-8

**CEMIG** CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A. CNPJ 06.981.180/0001-16 Inscr. Estadual 062.322136.0087 Av. Barbacena, 1200 - 17º Andar - Ala A1 Santo Agostinho - CEP 30.190-131 Belo Horizonte - MG - Brasil

**Nota Fiscal - Conta de Energia Elétrica**  
Série: U1 NF: 005395814  
Controla: 01.041/R4S0DBB468/0082

Emissão: 24/03/2017 Impressão: 24/03/2017 Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE criado pela Emissão autorizada pelo Regime Especial/PTA Nº 16.00014527.70 - SEF/MG Lei nº 10.438 de abril de 2002

**Nº DO CLIENTE: 7009145446**

Nº da Instalação: 3011382175 Subclasse: RESIDENCIAL Classe: Residencial Trifásico

420 CS SAO PEDRO JUIZ DE FORA - MG CEP: 38036-631

MEIDOR Nº: [REDACTED]

Informações Técnicas				
Tipo de Medição	Leitura Anterior	Leitura Atual	Constante de Medição	Consumo
Energia Elétrica	16000	16608	1	608

VALORES FATURADOS			
Descrição	Quantidade	Preço	Valor (R\$)
Energia Elétrica kWh	608	0.86203701	524,09

ENCARGOS/COBRANÇAS		Valor R\$
Contrib. Custeio Ilum. Pública		34,88
TARIFAS APLICADAS (Sem Impostos)		
Energia Elétrica kWh	0,54670387	
ADICIONAL BANDEIRAS (Já incluído no Valor a Pagar)		
Bandeira Amarela		14,83

CPF: 855.826.026-87

**RESERVADO AO FISCO**  
579E.AF69.FE1E.C58C.2BEE.50F6.ABCB.39BC

Base de Cálculo (R\$)	Alíquota	Valor (R\$)	PASEP	COFINS
524,09	30	157,23	R\$ 6,37	R\$ 28,40

Informações de Faturamento		VENCIMENTO	VALOR A PAGAR
Parcela	Valor - R\$	11/05/2017	R\$ 558,77

Indicadores de Qualidade de Fornecimento				
Juiz de Fora 2 Mês: 07/2017	Valor Permissível	Mensal	Trimestral	Anual
Apurado Mensal				
DIC	0,05	4,47	8,95	17,91
FIC	1,30	3,11	8,22	12,45
DMIC	0,05	2,43	---	---
DICRI	0,00	12,22	---	---

Histórico do Consumo			
Mês/Ano	Consumo kWh	Média kWh/dia	Dias de Faturamento
FEV/2017	523	18,87	28
JAN/2017	482	15,33	29
DEZ/2016	622	20,06	31
NOV/2016	772	25,73	30
OUT/2016	437	13,24	33
SET/2016	585	18,22	31
AGO/2016	487	16,79	29
JUL/2016	458	14,77	31
JUN/2016	598	19,29	31
MAI/2016	491	16,33	29
ABR/2016	488	14,18	33
MAR/2016	418	14,32	28

REAVISO DE CONTAS VENCIDAS / DÉBITOS ANTERIORES

**Informações Gerais**  
Tarifa vigente conforme Res Anel nº 2.076, de 24/05/2016.  
Nota fiscal de 01/2017 quitada em 13/03/2017.  
FEV/2017 Band. Verde - MAR/2017 Band. Amari.  
Considerar nota fiscal quitada após débito em sua c/c.  
O pagamento desta conta não quita débitos anteriores. Para estes, estão sujeitas penalidades legais vigentes (multas) e/ou atualização financeira (juros) baseadas no vencimento das mesmas.  
Leitura realizada conf. calendário de faturamento.

CÓDIGO DE DÉBITO AUTOMÁTICO	008021090835
Febre, coqueluche, dor de cabeça e outros sintomas. Pode ser dengue, chikungunya ou zika. Beba muita água e vá a uma unidade do SUS.	

UNIDADE DE LEITURA	VENCIMENTO	TOTAL A PAGAR
17073286	11/05/2017	R\$ 558,77

DÉBITO AUTOMÁTICO REFERENTE A: MAR/2017 Nº DA INSTALAÇÃO: [REDACTED]

83690000005-7 58770138003-8 11424143911-5 08021090835-8

Figura A.1 - Faturas de energia da residência estudada.

Fonte: proprietário da residência.

**CEMIG** CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A. Nota Fiscal - Conta de Energia Elétrica  
 CNPJ: 06.981.180/0001-16 Série: U1 NF: 000377145  
 Inscr. Estadual: 062.322136.0067 Controle:  
 Av. Barbacena, 1200 - 17º Andar - Ala A1 Belo Horizonte - MG - Brasil 01.041/R4S0DB8601/0039  
 Distribuição S.A.

Emissão: 03/04/2017 Impressão: 03/04/2017 Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE criado pela  
 Emissão autorizada pelo Regime Especial/PTA Nº 16.000114527.70 - SEF/MG Lei nº 10.438 de abril de 2002

**Nº DO CLIENTE:** 7009145446  
 Nº da Instalação: 3010354809 Subclasse: Comercial Comum Classe: Comercial Mensal  
 Lj 228

CENTRO JUIZ DE FORA - MG CEP: 36010-320  
 MEDIDOR Nº: 03/03 03/04 03/05 03/04 ABR/2017

Informações Técnicas	Letura Anterior	Letura Atual	Constante de Medição	Consumo
Energia Elétrica	29056	29342	1	286

Tipos de Medição	Letura Anterior	Letura Atual	Constante de Medição	Consumo
Energia Elétrica	29056	29342	1	286

VALORES FATURADOS	Quantidade	Preço	Valor (R\$)
Descrição			
Energia Elétrica kWh	286	0.79600069	227,63

ENCARGOS/COBRANÇAS	Valor R\$
Contrib. Custeio Ilum. Pública	23,28
TARIFAS APLICADAS (Sem Impostos)	0,54621581
Energia Elétrica kWh	ADICIONAL BANDEIRAS (Já incluído no Valor a Pagar)
Bandeira Amarela	0,71

CPF: 855.626.026-87

**RESERVADO AO FISCO**  
 22D2.C87D.3FD9.DF5B.912E.E64D.1C5B.21CA

ICMS	Alíquota	Valor (R\$)	PASEP	COFINS
227,63	25	56,91	R\$ 2,59	R\$ 11,92

Informações de Faturamento	Parcela	Valor - R\$	%
<b>VENCIMENTO</b>	23/04/2017	R\$ 250,91	
<b>VALOR A PAGAR</b>		R\$ 250,91	

Indicadores de Qualidade de Fornecimento	Índice	Valor
Juz de Fora 2 Mês: 02/2017	Apurado Mensal	Valores Permitidos Mensal Trimestral Anual
	DIC	0,00 4,47 6,95 17,91
	FIC	0,00 3,11 6,22 12,45
	DMIC	0,00 2,43 ----
	DICRI	0,00 12,22 ----

REVISÃO DE CONTAS VENCIDAS / DÉBITOS ANTERIORES	Mês/Ano	Consumo kWh	Média kWh/dia	Dias de Faturamento
MAR/2017	276	9,51	29	
FEV/2017	304	10,13	30	
JAN/2017	286	6,93	32	
DEZ/2016	210	7,24	29	
NOV/2016	220	7,33	30	
OUT/2016	213	6,87	31	
SET/2016	182	6,19	31	
AGO/2016	139	4,63	30	
JUL/2016	131	4,22	31	
JUN/2016	127	4,09	31	
MAI/2016	238	7,67	31	
ABR/2016	78	4,10	19	

RECIBO DE QUITAÇÃO DE DÉBITOS Nº 01/2017 A Cemig, em atendimento à Lei nº 12.007, de 29/07/09, declara quitados os débitos do cliente em referência (contrato 5014440187), relativos ao fornecimento de energia elétrica a esta unidade consumidora, referente aos vencimentos de 01/01/2016 a 31/12/2016, excetuando eventuais débitos que sejam posteriormente apurados diante de possível verificação de irregularidades ou de revisão de faturamento, que abrangiam o período em questão.

Conforme Resolução Homologatória ANEEL 2.214/2017, no período de 1º a 30 de abril a Tarifa será reduzida em 0,05634 R\$/kWh para reverter a previsão do Encargo de Energia de Reserva (EER) da Usina Angra III. O efeito na fatura de cada unidade consumidora se dará de acordo com seu ciclo de leitura e faturamento. Mais informações

**CÓDIGO DE DÉBITO AUTOMÁTICO** 008055097102  
 Febre, coceira, dor de cabeça e outros sintomas.  
 Pode ser dengue, chikungunya ou zika.  
 Beba muita água e vá a uma unidade do SUS.

**CEMIG** UNIDADE DE LEITURA: 02074763 VENCIMENTO: 23/04/2017 TOTAL A PAGAR: R\$ 250,91  
 DISTRIBUIÇÃO S.A. 008055097102

REFERENTE A: ABR/2017 Nº DA INSTALAÇÃO: [REDAZIDA]

8365000002-8 50910138000-4 43107784611-8 08055097102-4

**CEMIG** CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A. Nota Fiscal - Conta de Energia Elétrica  
 CNPJ: 06.981.180/0001-16 Série: U1 NF: 000377151  
 Inscr. Estadual: 062.322136.0067 Controle:  
 Av. Barbacena, 1200 - 17º Andar - Ala A1 Belo Horizonte - MG - Brasil 01.041/R4S0DB8601/0046  
 Distribuição S.A.

Emissão: 03/04/2017 Impressão: 03/04/2017 Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE criado pela  
 Emissão autorizada pelo Regime Especial/PTA Nº 16.000114527.70 - SEF/MG Lei nº 10.438 de abril de 2002

**Nº DO CLIENTE:** 7009145446  
 Nº da Instalação: 3010299240 Subclasse: Comercial Comum Classe: Comercial Mensal  
 Lj 230

CENTRO JUIZ DE FORA - MG CEP: 36010-041  
 MEDIDOR Nº: 03/03 03/04 03/05 03/04 ABR/2017

Informações Técnicas	Letura Anterior	Letura Atual	Constante de Medição	Consumo
Energia Elétrica	25145	25286	1	141

Tipos de Medição	Letura Anterior	Letura Atual	Constante de Medição	Consumo
Energia Elétrica	25145	25286	1	141

VALORES FATURADOS	Quantidade	Preço	Valor (R\$)
Descrição			
Energia Elétrica kWh	141	0.79600069	112,21

ENCARGOS/COBRANÇAS	Valor R\$
Contrib. Custeio Ilum. Pública	17,63
TARIFAS APLICADAS (Sem Impostos)	0,54621581
Energia Elétrica kWh	ADICIONAL BANDEIRAS (Já incluído no Valor a Pagar)
Bandeira Amarela	4,28

CPF: 855.626.026-87

**RESERVADO AO FISCO**  
 82A0.E118.OCE4.AA00.EFBE.63E7.7EFD.DB8C

ICMS	Alíquota	Valor (R\$)	PASEP	COFINS
112,21	25	28,05	R\$ 1,27	R\$ 5,88

Informações de Faturamento	Parcela	Valor - R\$	%
<b>VENCIMENTO</b>	23/04/2017	R\$ 129,84	
<b>VALOR A PAGAR</b>		R\$ 129,84	

Indicadores de Qualidade de Fornecimento	Índice	Valor
Juz de Fora 2 Mês: 02/2017	Apurado Mensal	Valores Permitidos Mensal Trimestral Anual
	DIC	0,00 4,47 6,95 17,91
	FIC	0,00 3,11 6,22 12,45
	DMIC	0,00 2,43 ----
	DICRI	0,00 12,22 ----

REVISÃO DE CONTAS VENCIDAS / DÉBITOS ANTERIORES	Mês/Ano	Consumo kWh	Média kWh/dia	Dias de Faturamento
MAR/2017	157	5,41	29	
FEV/2017	152	5,06	30	
JAN/2017	143	4,46	32	
DEZ/2016	86	2,96	29	
NOV/2016	93	3,10	30	
OUT/2016	88	2,77	31	
SET/2016	67	2,18	31	
AGO/2016	44	1,46	30	
JUL/2016	44	1,41	31	
JUN/2016	58	1,80	31	
MAI/2016	124	4,00	31	
ABR/2016	57	3,00	19	

RECIBO DE QUITAÇÃO DE DÉBITOS Nº 01/2017 A Cemig, em atendimento à Lei nº 12.007, de 29/07/09, declara quitados os débitos do cliente em referência (contrato 5014440187), relativos ao fornecimento de energia elétrica a esta unidade consumidora, referente aos vencimentos de 01/01/2016 a 31/12/2016, excetuando eventuais débitos que sejam posteriormente apurados diante de possível verificação de irregularidades ou de revisão de faturamento, que abrangiam o período em questão.

Conforme Resolução Homologatória ANEEL 2.214/2017, no período de 1º a 30 de abril a Tarifa será reduzida em 0,05634 R\$/kWh para reverter a previsão do Encargo de Energia de Reserva (EER) da Usina Angra III. O efeito na fatura de cada unidade consumidora se dará de acordo com seu ciclo de leitura e faturamento. Mais informações

**CÓDIGO DE DÉBITO AUTOMÁTICO** 008055095296  
 Febre, coceira, dor de cabeça e outros sintomas.  
 Pode ser dengue, chikungunya ou zika.  
 Beba muita água e vá a uma unidade do SUS.

**CEMIG** UNIDADE DE LEITURA: 02074763 VENCIMENTO: 23/04/2017 TOTAL A PAGAR: R\$ 129,84  
 DISTRIBUIÇÃO S.A. 008055095296

REFERENTE A: ABR/2017 Nº DA INSTALAÇÃO: [REDAZIDA]

8367000001-8 29840138000-1 08130662611-0 08055095296-6

Figura A.2 - Fatura de energia das unidades consumidoras comerciais. Na esquerda se encontra a da Loja 1, e na direita a da Loja 2.

Fonte: proprietário da residência.