

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA  
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE  
ELÉTRICA OPERANDO COMO GERADOR DE POTÊNCIA  
ATIVA E COMPENSADOR DE POTÊNCIA REATIVA**

**FABIO LIMA DE ALBUQUERQUE**

**TESE DE DOUTORADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**FEVEREIRO  
2012**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA  
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE  
ELÉTRICA OPERANDO COMO GERADOR DE POTÊNCIA  
ATIVA E COMPENSADOR DE POTÊNCIA REATIVA**

Tese apresentada à Universidade Federal de Uberlândia, por **Fabio Lima de Albuquerque**, como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de Doutor em Ciências.

Banca examinadora:

Geraldo Caixeta Guimarães, Ph.D. (UFU) – Orientador

Adélio José de Moraes, Dr. (UFU) – Co-Orientador

Sebastião Camargo Guimarães Júnior, Dr. (UFU)

Mauro Moura Severino, Dr. (UNB)

Elder Geraldo Domingues, Dr. (IFG)

Uberlândia, 24 de fevereiro de 2012

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)  
Sistema de Bibliotecas da UFU, MG - Brasil

---

A345s    Albuquerque, Fabio Lima de, 1974-  
2012       Sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica operando  
             como gerador de potência ativa e compensador de potência reativa /  
             Fabio Lima de Albuquerque . - 2012.

174 f. : il.

Orientador: Geraldo Caixeta Guimarães.

Tese (doutorado) – Universidade Federal de Uberlândia, Programa  
de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Inclui bibliografia.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Inversores elétricos - Teses. 3.  
Geração de energia fotovoltaica - Teses. I. Guimarães, Geraldo  
Caixeta, 1954- II. Universidade Federal de Uberlândia. Programa de  
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

---

CDU: 621.3

# **SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA OPERANDO COMO GERADOR DE POTÊNCIA ATIVA E COMPENSADOR DE POTÊNCIA REATIVA**

Tese apresentada por Fabio Lima de Albuquerque à Universidade Federal de Uberlândia como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Ciências.

---

Orientador: Prof. Ph.D. Geraldo Caixeta Guimarães

Dedico este trabalho aos meus pais, Edson (*in memoriam*) e Teresa, a meus irmãos Éder, Elson e Cibele, a minha filha Isabela e à minha esposa Évora pela compreensão e carinho, fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho.

“A economia mundial baseia-se em recursos energéticos não renováveis, como o carvão, o petróleo, o gás e o urânio, cuja utilização tem consequências catastróficas para o homem e para o ambiente. A solução para enfrentar a acelerada extinção dos recursos do planeta é substituir as energias não-renováveis por outras que não se esgotem, como a solar e a eólica. Assim, o caminho das energias renováveis e o abandono das energias atômica e fóssil representam uma absoluta necessidade social. Esta é verdadeiramente a questão central de todo século XXI”

*Hermann Scheer*

# ***Agradecimentos***

Agradeço a Deus, por estar aqui desenvolvendo este trabalho.

Agradeço à minha esposa Évora, a qual me incentivou a concluir o doutorado.

Agradeço à minha mãe, meu pai (*in memorian*) e meus irmãos por todo apoio que tive em todos os passos de minha vida.

Agradeço aos professores e amigos Geraldo Caixeta Guimarães e Adélio José de Moraes pela paciência e orientação de meu trabalho.

Agradeço ao amigo Sérgio Batista da Silva, por ter gentilmente auxiliado e compartilhado informações valiosas para o desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço a todos os amigos e companheiros de trabalho da Coordenação de Indústria do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Tocantins de Palmas pelo auxílio em minhas aulas nos momentos de ausência.

Agradeço a todos os amigos da Universidade Federal de Uberlândia pelo companheirismo em todos estes anos de doutorado.

Agradeço à Companhia Energética do Estado do Tocantins (Celtins), em especial aos engenheiros Alexandre Lanzaolini, Márcio Ioshio, Renato Cucato e Paulo Márcio, por ter gentilmente fornecido dados de medição e plantas do alimentador utilizado no estudo de caso.

Agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – CAPES – e à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia, por terem apoiado financeiramente a pesquisa por meio de bolsa de estudos.

## **Resumo**

### **SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA OPERANDO COMO GERADOR DE POTÊNCIA ATIVA E COMPENSADOR DE POTÊNCIA REATIVA**

O principal agente norteador deste trabalho foi o desenvolvimento, por meio de simulações computacionais, do comando de um inversor controlado por tensão (VSI) em substituição ao inversor controlado por corrente (CSI) comumente utilizado em sistemas fotovoltaicos (FV), usando o PWM padrão (*pulse width modulation*). Este controle tem como objetivo ajustar o ângulo de potência de acordo com a energia fornecida pelo sistema FV para fornecer mais ou menos potência ativa para a rede elétrica e também alterar a magnitude do vetor de tensão nos terminais do inversor, fazendo com que este forneça/absorva potência reativa da rede, de acordo com a necessidade desta.

Posteriormente, com o objetivo de verificar a aplicação prática da técnica utilizada neste trabalho, é examinada, por meio de simulações computacionais e medições realizadas em campo, a influência da geração FV na curva de carga de uma área residencial, de um órgão público e de uma área comercial na cidade de Palmas-TO. Foram avaliadas as características da curva de carga em relação às potências ativa, reativa e aparente, e ao fator de potência do ponto de acesso a rede de distribuição, sob vários percentuais de penetração dos sistemas FVs. Outro aspecto analisado para essas mesmas áreas, consiste na inserção de sistemas fotovoltaicos com compensação de potência reativa pelo inversor, o qual fornece potência ativa e compensa potência reativa da rede de distribuição. Para a área residencial, foi considerado também o emprego de aquecedores solares em substituição ao chuveiro elétrico, visando à redução da potência ativa consumida durante o período do horário de ponta.

É demonstrado que o controle desenvolvido apresentou um desempenho satisfatório, desde que a potência ativa fornecida pelo sistema FV para a rede aumenta com o aumento da irradiância. Quanto a potência reativa, esta é aumentada pelo inversor à medida que a potência ativa é diminuída devido à redução de irradiância.

**Palavras-chave:** Compensação de Potência Reativa, Geração de Potência Ativa, Geração Distribuída, Sistema Solar Fotovoltaico.



## ***Abstract***

### **PHOTOVOLTAIC SOLAR SYSTEM CONNECTED TO THE MAIN GRID OPERATING AS ACTIVE POWER GENERATOR AND REACTIVE POWER COMPENSATOR**

The principal agent guiding this work was the development by computer simulations of the control of a voltage sourced inverter (VSI) to replace the current sourced inverter (CSI) commonly employed in photovoltaic (PV) systems, using the standard PWM (pulse width modulation). This control aims to adjust the power angle according to the energy provided by the PV system and therefore to increase/decrease the active power supplied to the grid. It also changes the magnitude of the voltage vector at the inverter terminals to meet the need of supplying /absorbing reactive power.

Later, in order to verify the practical application of the technique used in this work, it is examined through computer simulations and field measurements, the influence of PV generation in the load curve of a residential area, a public organization and a commercial area in Palmas city, state of Tocantins. It was evaluated the characteristics of the load curve in relation to active, reactive and apparent power, and power factor, at point of access to the distribution grid, under various percentages of PV system penetrations. Another aspect analyzed, for these same areas, is the inclusion of photovoltaic systems with reactive power compensation through inverter control, which provides active power and compensates reactive power for the distribution grid. With respect to the residential area, it was also considered the use of solar water heaters to replace electric showers in order to reduce the active power consumed during the peak hours.

It is shown that the developed control presented a satisfactory performance since the active power supplied by the PV system to the grid increases with irradiation rise. With regards to reactive power, it is increased by inverter action as soon as active power is reduced due to irradiation decline.

**Keywords:** Reactive Power Compensation, Active Power Generation, Distributed Generation, Photovoltaic Solar System.

# Lista de Figuras

Figura 1.1: Consumo mundial de energia-----	2
Figura 1.2: Consumo mundial de energia elétrica-----	2
Figura 2.1: Órbita da Terra em torno do Sol, com seu eixo N-S inclinado de um ângulo de $23,5^{\circ}$ -----	24
Figura 2.2: Ângulos horários compreendidos dentro do intervalo de um dia (movimento leste – oeste)-----	26
Figura 2.3: Distribuição espectral da radiação solar-----	27
Figura 2.4: Radiação solar na atmosfera (componentes)-----	29
Figura 2.5: Trajetória dos raios do Sol na atmosfera e definição do coeficiente de “Massa de Ar” (AM)-----	30
Figura 2.6: Capacidade de aproveitamento da irradiância solar para sistemas fixos na horizontal e com rastreador de Sol de um eixo, tanto acima da atmosfera quanto ao solo-----	31
Figura 2.7: Piranômetro-----	33
Figura 2.8: Pireliômetro-----	34
Figura 2.9: Heliógrafo -----	34
Figura 2.10: Actinógrafo -----	35
Figura 2.11: Característica I-V de iluminação-----	37
Figura 2.12: Gráfico da Potência X tensão-----	38
Figura 2.13: Dependência da característica corrente x tensão com a temperatura-----	40
Figura 2.14: Dependência da característica potência x tensão com a temperatura-----	41
Figura 2.15: Características I-V de células fotovoltaicas ideais com diferentes níveis de iluminação-----	43
Figura 2.16: Potência x tensão para uma célula fotovoltaica para quatro níveis de iluminação-----	43
Figura 2.17: Circuitos equivalentes de uma célula solar-----	44
Figura 2.18: Efeitos das resistências série e paralelo sobre a característica de iluminação da célula solar-----	45
Figura 2.19: Célula, módulo e conjunto fotovoltaico-----	46
Figura 2.20: Sistema fotovoltaico típico-----	48
Figura 2.21: Configuração do SFCR em localidades sem incentivos( <i>net metering</i> )-----	52
Figura 2.22: Configuração de SFCR em localidades com incentivo ( <i>feed-in tariff</i> )-----	52
Figura 3.1: Máquina síncrona conectada à rede elétrica-----	58
Figura 3.2: Inversor monofásico conectado à rede elétrica-----	58
Figura 3.3: Diagrama fasorial do inversor produzindo na saída uma tensão $V_i$ com mesma magnitude da tensão $V_s$ do Sistema CA (sem intercâmbio de potência reativa)-----	59

Figura 3.4: Diagrama fasorial do inversor fornecendo potência reativa-----	60
Figura 3.5: Diagrama fasorial do inversor absorvendo potência reativa-----	61
Figura 3.6: Diagrama fasorial do inversor absorvendo e fornecendo potência ativa-----	62
Figura 3.7: Diagrama fasorial de operação do inversor fornecendo potência ativa e absorvendo ou fornecendo potência reativa-----	63
Figura 3.8: Diagrama fasorial de operação do inversor absorvendo potência ativa e absorvendo ou fornecendo potência reativa-----	64
Figura 3.9: Diagrama de geração/absorção de potências ativa e reativa do inversor-----	65
Figura 3.10: Modos de operação do inversor-----	65
Figura 3.11: Modulação por largura de pulso (PWM)-----	67
Figura 3.12: Forma de onda triangular e senoidal -----	68
Figura 3.13: Diagrama de blocos da Unidade de Distribuição de Pulsos do inversor -----	69
Figura 3.14: Modo de chaveamento do inversor -----	70
Figura 3.15: Diagrama da Unidade de Potência -----	71
Figura 3.16: Tensão de saída do inversor -----	72
Figura 3.17: Sistema de potência e de controle do sistema FV conectado à rede elétrica----	74
Figura 3.18: Fluxograma do controle de potências: (a) Potência ativa, (b) Potência reativa-----	75
Figura 3.19: Curva P-V com ponto de máxima potência -----	76
Figura 3.20: Fluxograma do algoritmo do controle utilizado no método da variação da condutância -----	77
Figura 3.21: Conversos CC-CC boost conectado ao sistema FV -----	78
Figura 3.22: Diagrama do circuito de controle de chaveamento do conversor CC-CC -----	79
Figura 4.1: Modelagem da placa FV e sensores utilizados na simulação-----	83
Figura 4.2: Unidade de potência e inversor-----	84
Figura 4.3: Diagramas do controle do rastreador de potência máxima (MPPT)-----	85
Figura 4.4: Diagrama da unidade de controle-----	86
Figura 4.5: Potências ativa, reativa e aparente supridas pelo inversor com 0% de geração do sistema FV e tensão da rede abaixo da tensão de referência (220V)-----	91
Figura 4.6: Potências ativa, reativa e aparente supridas pelo inversor com 25% de geração do sistema FV e tensão da rede abaixo da tensão de referência (220V)-----	92
Figura 4.7: Potências ativa, reativa e aparente supridas pelo inversor com 50% de geração do sistema FV e tensão da rede abaixo da tensão de referência (220V)-----	92
Figura 4.8: Potências ativa, reativa e aparente supridas pelo inversor com 50% de geração do sistema FV e tensão da rede abaixo da tensão de referência (220V)-----	93

Figura 4.9: Potências ativa, reativa e aparente supridas pelo inversor com 100% de geração do sistema PV e tensão da rede abaixo da tensão de referência (220V)-----	93
Figura 4.10: Potências ativa, reativa e aparente supridas pelo inversor com 0% de geração do sistema FV e tensão da rede acima da tensão de referência (220V)-----	94
Figura 4.11: Potências ativa, reativa e aparente supridas pelo inversor com 25% de geração do sistema FV e tensão da rede acima da tensão de referência (220V)-----	94
Figura 4.12: Potências ativa, reativa e aparente supridas pelo inversor com 50% de geração do sistema FV e tensão da rede acima da tensão de referência (220V)-----	95
Figura 4.13: Potências ativa, reativa e aparente supridas pelo inversor com 75% de geração do sistema FV e tensão da rede acima da tensão de referência (220V)-----	95
Figura 4.14: Potências ativa, reativa e aparente supridas pelo inversor com 100% de geração do sistema FV e tensão da rede acima da tensão de referência (220V)-----	96
Figura 5.1: Índice de insolação na cidade de Palmas – TO para os dias 14, 15 e 16 de março de 2008-----	102
Figura 5.2: Índice de insolação na cidade de Palmas – TO para os dias 1, 2 e 3 de julho de 2008-----	103
Figura 5.3: Insolação diária para o mês de março na cidade de Palmas – TO-----	104
Figura 5.4: Insolação diária para o mês de julho na cidade de Palmas – TO-----	104
Figura 5.5: Insolação mensal para o ano de 2008 na cidade de Palmas – TO-----	105
Figura 5.6: Foto adquirida pelo Google Earth da área residencial alimentada pelo transformador analisado-----	110
Figura 5.7: Foto adquirida pelo Google Earth da Quadra 1106 Sul da cidade de Palmas – TO área residencial alimentada pelo transformador analisado-----	111
Figura 5.8: Mapa elétrico da área residencial alimentada pelo transformador analisado-----	112
Figura 5.9: Transformador de distribuição alimentando a área residencial analisada-----	113
Figura 5.10: Alimentador no qual está conectado o transformador analisado-----	114
Figura 5.11: Mapa elétrico da quadra 1106 Sul onde se localiza o transformador analisado-----	115
Figura 5.12: Potência ativa, reativa e aparente consumida, no dia 15 de agosto de 2009, sem aquecedor solar e sem geração fotovoltaica-----	117

Figura 5.13: Fator de potência do transformador alimentando a área residencial, no dia 15 de agosto de 2009, sem aquecedor solar e sem geração fotovoltaica-----	118
Figura 5.14: Potência ativa, reativa e aparente consumida, no dia 15 de agosto de 2009, sem geração fotovoltaica e com o uso de aquecedor solar-----	119
Figura 5.15: Fator de potência do transformador alimentando a área residencial, no dia 15 de agosto de 2009, sem geração fotovoltaica e com o uso de aquecedor solar-----	120
Figura 5.16: Potência ativa, reativa, aparente consumida e potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico, no dia 15 de agosto de 2009, com 13,2% de penetração da geração fotovoltaica e sem o uso de aquecedor solar-----	122
Figura 5.17: Potência ativa, reativa, aparente consumida e potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico, no dia 15 de agosto de 2009, com 24,2% de penetração da geração fotovoltaica e sem o uso de aquecedor solar-----	122
Figura 5.18: Fator de potência do transformador, no dia 15 de agosto de 2009, com 13,2% de penetração da geração fotovoltaica e sem o uso de aquecedor solar-----	123
Figura 5.19: Fator de potência do transformador, no dia 15 de agosto de 2009, com 24,2% de penetração da geração fotovoltaica e sem o uso de aquecedor solar-----	124
Figura 5.20: Potência ativa, reativa, aparente consumida e potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico, no dia 15 de agosto de 2009, com 13,2% de penetração da geração fotovoltaica e com o uso de aquecedor solar-----	125
Figura 5.21: Potência ativa, reativa, aparente consumida e potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico, no dia 15 de agosto de 2009, com 24,2% de penetração da geração fotovoltaica e com o uso de aquecedor solar-----	126
Figura 5.22: Fator de potência do transformador, no dia 15 de agosto de 2009, com 13,2% de penetração da geração fotovoltaica e com o uso de aquecedor solar-----	127
Figura 5.23: Fator de potência do transformador, no dia 15 de agosto de 2009, com 24,2% de penetração da geração fotovoltaica e com o uso de aquecedor solar-----	127

Figura 5.24: Potência ativa, reativa, aparente consumida e potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico, no dia 15 de agosto de 2009, com 13,2% de penetração da geração fotovoltaica compensando potência reativa e sem o uso de aquecedor solar-----	129
Figura 5.25: Potência ativa, reativa, aparente consumida e potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico, no dia 15 de agosto de 2009, com 24,2% de penetração da geração fotovoltaica compensando potência reativa e sem o uso de aquecedor solar-----	129
Figura 5.26: Fator de potência do transformador, no dia 15 de agosto de 2009, com 13,2% de penetração da geração fotovoltaica compensando potência reativa e sem o uso de aquecedor solar-----	130
Figura 5.27: Fator de potência do transformador, no dia 15 de agosto de 2009, com 24,2% de penetração da geração fotovoltaica compensando potência reativa e sem o uso de aquecedor solar-----	130
Figura 5.28: Potência ativa, reativa, aparente consumida e potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico, no dia 15 de agosto de 2009, com 13,2% de penetração da geração fotovoltaica compensando potência reativa e com o uso de aquecedor solar-----	131
Figura 5.29: Potência ativa, reativa, aparente consumida e potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico, no dia 15 de agosto de 2009, com 24,2% de penetração da geração fotovoltaica compensando potência reativa e com o uso de aquecedor solar-----	132
Figura 5.30: Fator de potência do transformador, no dia 15 de agosto de 2009, com 13,2% de penetração da geração fotovoltaica compensando potência reativa e com o uso de aquecedor solar-----	132
Figura 5.31: Fator de potência do transformador, no dia 15 de agosto de 2009, com 24,2% de penetração da geração fotovoltaica compensando potência reativa e com o uso de aquecedor solar-----	133
Figura 5.32: Área da praça dos Girassóis. Fonte: Google Earth, 2011-----	136
Figura 5.33: Área disponível para fixação dos painéis FV-----	137
Figura 5.34: Demanda horária da SEAGRO-TO para os dias de 6 a 10 do mês de maio de 2011-----	138
Figura 5.35: Foto adquirida pelo Google Earth da Quadra 104 Norte da cidade de Palmas – TO. Área comercial onde se localiza o prédio da concessionária de energia local (Celtins). Fonte: Google Earth, 2011-----	139
Figura 5.36: Prédio da concessionária de energia local (Celtins)-----	140
Figura 5.37: Demanda horária da concessionária de energia local (Celtins) para os dias de 6 a 10 do mês de maio de 2011-----	141
Figura 5.38: Gráfico das potências ativa, reativa e aparente do prédio público -----	144
Figura 5.39: Gráfico do fator de potência do prédio público -----	145

Figura 5.40: Gráfico das potências ativa, reativa e aparente do prédio público com o uso do sistema fotovoltaico com 10% de penetração -----	146
Figura 5.41: Gráfico das potências ativa, reativa e aparente do prédio público com o uso do sistema fotovoltaico com 15% de penetração -----	146
Figura 5.42: Gráfico do fator de potência do prédio público com o uso do sistema fotovoltaico com 10% de penetração -----	147
Figura 5.43: Gráfico do fator de potência do prédio público com o uso do sistema fotovoltaico com 15% de penetração -----	147
Figura 5.44: Gráfico das potências ativa, reativa e aparente do prédio público com o uso do sistema fotovoltaico com 10% de penetração e com compensação de potência reativa-----	148
Figura 5.45: Gráfico das potências ativa, reativa e aparente do prédio público com o uso do sistema fotovoltaico com 15% de penetração e com compensação de potência reativa -----	149
Figura 5.46: Gráfico do fator de potência do prédio público com o uso do sistema fotovoltaico com 10% de penetração e compensação de potência reativa -----	150
Figura 5.47: Gráfico do fator de potência do prédio público com o uso do sistema fotovoltaico com 15% de penetração e compensação de potência reativa -----	150

# ***Lista de Tabelas***

Tabela 1.1: Consumo mundial de energia primária/2010-----	01
Tabela 1.2: Potência total elétrica no Brasil-----	03
Tabela 1.3: Usinas em construção no Brasil-----	04
Tabela 1.4: Usinas elétricas que não iniciaram sua construção-----	04
Tabela 1.5: Tipos de fontes de geração de energia elétrica no Brasil-----	05
Tabela 1.6: Cenário do esgotamento dos combustíveis fósseis-----	07
Tabela 2.1: Capacidade de reflexão dos raios solares de algumas superfícies, que contribuem para a captação de energia dos painéis fotovoltaicos-----	32
Tabela 2.2: Níveis de tensão considerados para conexão de centrais geradoras-----	55
Tabela 3.1: Operação do inversor-----	73
Tabela 3.2: Princípio de funcionamento da lógica do controle -----	79
Tabela 4.1: Características elétricas da placa solar utilizada na simulação -----	82
Tabela 4.2: Parâmetros da placa FV, do conversor Boost e do capacitor $C_{CC}$ -----	84
Tabela 4.3: Parâmetros do circuito de potência-----	85
Tabela 4.4: Parâmetros das referências -----	87
Tabela 4.5: Variação de P e Q conforme disponibilidade do inversor-----	89
Tabela 4.6: Variação de P e Q conforme variação da potência gerada pelo sistema FV-----	90
Tabela 5.1: Dados de medições realizados pelas estações meteorológicas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), na cidade de Palmas – TO (01/07/2008)-----	101
Tabela 5.2: Dados de medições realizados pelas estações meteorológicas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), na cidade de Palmas – TO após alterações (01/07/2008)-----	101
Tabela 5.3: Características do alimentador no qual está conectado o transformador analisado -----	113
Tabela 5.4: Comparação dos casos analisados para área residencial -----	133
Tabela 5.5: Comparação dos casos analisados para o prédio público-----	151



## ***Lista de abreviaturas, siglas e símbolos***

AM	Massa de Ar (Air Mass)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
$a_s$	Ângulo Azimutal do Sol (ângulo entre a projeção do raio solar no plano horizontal e a direção Norte-Sul)
a-Si	Silício Amorfo Hidrogenado
$a_w$	Ângulo Azimutal da Superfície (ângulo entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul)
°C	Graus Celsius
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
$C_{cc}$	Capacitor no lado CC
CC-CC	Conversão Corrente Contínua para Corrente Contínua
CdTe	Telureto de Cádmio
Cepel	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
$C_f$	Capacitor do Filtro no Lado CA
cm	Centímetro
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
CSI	Inversor Controlado por Corrente
c-Si	Silício Cristalino
CuInSe <sub>2</sub>	Dissulfeto de Cobre e Índio
$d_n$	Dia Juliano
$E_{G0}$	Largura da Banda Proibida
$E_v$	Carga do Elétron = $1,6 \times 10^{-19}$ Coulomb
$f$	Frequência do sistema (Hertz)
FF	Fator de Forma
$f_1$	Frequência da onda fundamental
$f_s$	Frequência de Chaveamento do Inversor
FV	Fotovoltaico
G	Irradiância em Watts/m <sup>2</sup>
G <sub>ALB</sub>	Irradiância Refletida pelo Albedo
GD	Geração Distribuída

$G_{DIF}$	Irradiância Difusa
$G_{DIR}$	Irradiância Direta
$G_{DSF}$	Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos
$G_0$	Irradiância Solar Extraterrestre
$G_{sc}$	Constante Solar
$G_{TOT}$	Irradiância Solar Total Incidente Sobre uma Superfície Inclinada
GW	Giga Watt
$h$	Constante de Planck
$I$	Corrente da Carga
$I_D$	Corrente de Obscuridade
$I_L$	Corrente Produzida Devido à Geração de Portadores pela Iluminação
$I_M$	Corrente de Potência Máxima
$I_0$	Corrente Inversa de Saturação
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
$I_p$	Componente Ativa da Corrente
$I_{FV}$	Corrente do Sistema Fotovoltaico
$I'_{FV}$	Corrente de Referência do Sistema Fotovoltaico
$I_q$	Componente Reativa da Corrente
$I_{SC}$	Corrente de Curto-Circuito
Js	Joule vezes segundo
$k$	Constante de Boltzman ( $1,38 \times 10^{-23}$ J/K)
K	Kelvin
kHz	Quilo Hertz
$\text{kJ/m}^2$	Quilo Joule por Metro Quadrado
km	Quilômetro
km/s	Quilômetro por Segundo
kVA	Quilovolt-ampère
kvar	Quilovolt-ampère Reativo
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
$L_C$	Indutância do Indutor de Acoplamento no lado CA
$L_f$	Indutor do Filtro do lado CA
$\ln$	Logaritmo neperiano

$m_0$	Fator de Idealidade do Diodo
$m^2$	Metro Quadrado
$m_a$	Índice de Modulação
mA	Mili Ampere
MME	Ministério de Minas e Energia
MPPT	Rastreamento da Tensão de Máxima Potência
MW	Megawatt
NOCT	Temperatura Nominal de Operação da Célula
P	Potência Ativa
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PI	Controlador Proporcional Integral
PIB	Produto Interno Bruto
$P_m$	Potência Máxima
$P_{Máx,0}$	Potência máxima do módulo sob condições padronizadas
PUC	Pontifícia Universidade Católica
$P_{FV}$	Potência do Sistema Fotovoltaico
PWM	Modulação de largura de pulso ( <i>pulse-width modulation</i> )
$q$	Ângulo de Incidência dos Raios Solares
Q	Potência Reativa
$R_p$	Resistência Paralela
$R_s$	Resistência Série
S	Potência Aparente
SFCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica
T	Temperatura da Célula em Kelvin (K)
$T_a$	Temperatura ambiente em graus Celsius
$T_c$	Temperatura da célula em graus Celsius
TO	Tocantins
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
Unifacs	Universidade Salvador
USP	Universidade de São Paulo
UTC	Tempo Universal Coordenado (em inglês: <i>Universal Time Coordinated</i> )
VA	Volt Ampère
var	Volt Ampère Reativo

$V_{ca}$	Tensão em Corrente Alternada
$V_{cc}$	Tensão em Corrente Contínua
$V'_{cc}$	Tensão de Referência no lado CC
$V_i$	Tensão nos terminais do inversor
$V_l$	sinus de controle senoidal (moduladora ou senoide de controle)
$V_M$	Tensão de Potência Máxima
$V_{OC}$	Tensão de Circuito Aberto
$V_{PPM}$	Tensão de máxima potência do sistema FV
$V_s$	Tensão da rede elétrica
VSI	Inversor Controlado por Tensão
$V_{tri}$	Onda Triangular de Alta Frequência (portadora)
W	Watt
$W/m^2$	Watt por Metro Quadrado
$Wh/m^2$	Watt-hora por Metro Quadrado
WMO	<i>World Meteorological Organization</i>
$\alpha$	Altura Solar (ângulo compreendido entre o raio solar e a projeção do mesmo sobre um plano horizontal)
$\beta$	Inclinação (ângulo entre o plano da superfície em questão e a horizontal)
$\delta$	Diferença de fase entre as tensões $V_i$ e $V_s$ (graus)
$\delta$	Ângulo da Declinação Solar
$\theta_z$	Ângulo Zenital (ângulo formado entre os raios solares e a vertical)
$\mu m$	Micrômetro
$\mu_{Pmáx}$	Coeficiente de variação da potência do módulo com a temperatura ( $W/^{\circ}C$ )
$\gamma$	Ângulo de incidência (ângulo formado entre os raios do Sol e a normal à superfície de captação)
$\omega$	Ângulo Horário do Sol ou Hora Angular (deslocamento angular leste-oeste do Sol devido ao movimento de rotação da Terra)

# Sumário

<b>1 – Introdução geral</b>	<b>01</b>
<b>1.1 – Aspectos gerais sobre a geração de energia</b>	<b>01</b>
1.1.1 – Panorama mundial	01
1.1.2 – Panorama nacional	03
<b>1.2 – Problemas, riscos e incertezas relacionados ao atendimento de energia</b>	<b>06</b>
1.2.1 – Aumento do consumo mundial de energia primária e elétrica	06
1.2.2 – O esgotamento dos combustíveis fósseis e nucleares	07
1.2.3 – O efeito estufa e a chuva ácida	08
<b>1.3 – Perspectivas para o uso de energias renováveis</b>	<b>09</b>
<b>1.4 – Justificativas da tese</b>	<b>18</b>
<b>1.5 – Objetivos do trabalho</b>	<b>19</b>
<b>1.6 – Estrutura da tese</b>	<b>21</b>
<b>2 – Aspectos gerais de sistemas fotovoltaicos</b>	<b>23</b>
<b>2.1 – Considerações iniciais</b>	<b>23</b>
<b>2.2 – Trajetória solar</b>	<b>23</b>
<b>2.3 – A radiação solar</b>	<b>26</b>
<b>2.4 – Radiação solar no nível do solo</b>	<b>28</b>
<b>2.5 – Fator de claridade do céu (KT)</b>	<b>31</b>
<b>2.6 – Solarimetria e Instrumentos de Medição</b>	<b>33</b>
<b>2.7 – Tecnologias disponíveis de células fotovoltaicas</b>	<b>35</b>
<b>2.8 – Característica corrente X tensão e desempenho da célula fotovoltaica</b>	<b>36</b>
<b>2.9 – Parâmetros que influenciam o comportamento básico das células fotovoltaicas</b>	<b>39</b>
2.9.1 – Influência da temperatura	39
2.9.2 – Influência da intensidade da radiação solar	42
<b>2.10 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica</b>	<b>43</b>
<b>2.11 – O módulo fotovoltaico</b>	<b>46</b>

<b>2.12 – Sistemas fotovoltaicos isolados da rede elétrica</b>	47
<b>2.13 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR)</b>	49
<b>2.14 – Considerações finais</b>	55

### **3 – Modelagem do inversor e do controle proposto**-----57

<b>3.1 – Considerações iniciais</b>	57
<b>3.2 – Modelos gráficos da geração/consumo</b>	
<b>de potência ativa e reativa realizada pelo inversor</b>	57
3.2.1 – Compensação de potência reativa	59
3.2.2 – Fornecimento e consumo de potência ativa	61
3.2.3 – Geração/consumo de potência ativa e	
compensação de potência reativa	63
<b>3.3 – Inversor</b>	66
3.3.1 – Topologia e técnicas de chaveamento	
do inversor PWM utilizado	66
3.3.2 – Unidade de distribuição de pulsos do inversor	69
3.3.3 – Unidade de potência do inversor	70
3.3.4 – Controle do inversor	72
3.3.5 – Princípio de funcionamento do MPPT utilizado	76
3.3.6 – Circuito da unidade de controle do	
conversor CC-CC utilizado	77
<b>3.4 – Considerações Finais</b>	80

### **4 – Análise do sistema solar fotovoltaico**

<b>conectado à rede elétrica</b>	81
<b>4.1 – Considerações iniciais</b>	81
<b>4.2 – Estudos computacionais do controle proposto</b>	
<b>para o sistema solar fotovoltaico</b>	81
4.2.1 – Característica do sistema utilizado	82
4.2.2 – Diagrama do sistema utilizado na simulação	83
4.2.3 – Resultados de simulação	90
<b>4.3 – Considerações Finais</b>	97

<b>5 – Análise de área residencial, prédio público e prédio comercial com sistemas fotovoltaicos</b>	<b>99</b>
5.1 – Considerações iniciais	99
5.2 – Medições de irradiância para a cidade de Palmas – TO	100
5.3 – Análise da área residencial	106
5.3.1 – Características do sistema utilizado	106
5.3.1.1 – Características do sistema solar fotovoltaico utilizado	107
5.3.1.2 – Características da rede elétrica	109
5.3.2 – Casos analisados	115
5.3.3 – Comparações dos casos	133
5.4 – Análise do setor público e do prédio comercial	135
5.4.1 – Características do órgão público	135
5.4.2 – Características do prédio comercial	139
5.4.2 – Característica do Sistema FV utilizado no órgão público	142
5.4.3 – Casos analisados do órgão público	143
5.4.5 – Comparações dos casos	151
5.5 – Considerações finais	152
<b>6 – Conclusões Finais</b>	<b>154</b>
<b>Referências</b>	<b>159</b>
<b>Anexos</b>	<b>170</b>

# Capítulo I

## Introdução Geral

### 1.1 – Aspectos Gerais Sobre a Geração de Energia

#### 1.1.1 – Panorama mundial

A população do planeta Terra, nos dias atuais (ano de 2011), é de aproximadamente seis bilhões e novecentos milhões de habitantes e, para o ano de 2050, será de aproximadamente nove bilhões e trezentos milhões de habitantes [1]. Para que estas pessoas tenham um padrão de vida que atenda ao mínimo necessário de qualidade, elas requerem uma determinada quantidade de energia para se sustentarem. Exatamente qual será esta quantia e quais os tipos de fontes devem ser explorados são problemas que não estão completamente resolvidos.

A Tabela 1.1 e o gráfico da Figura 1.1 mostram a proporção da utilização das fontes primárias de energia referente ao ano de 2010 segundo a BP Statistical Review of World Energy June 2011 [2].

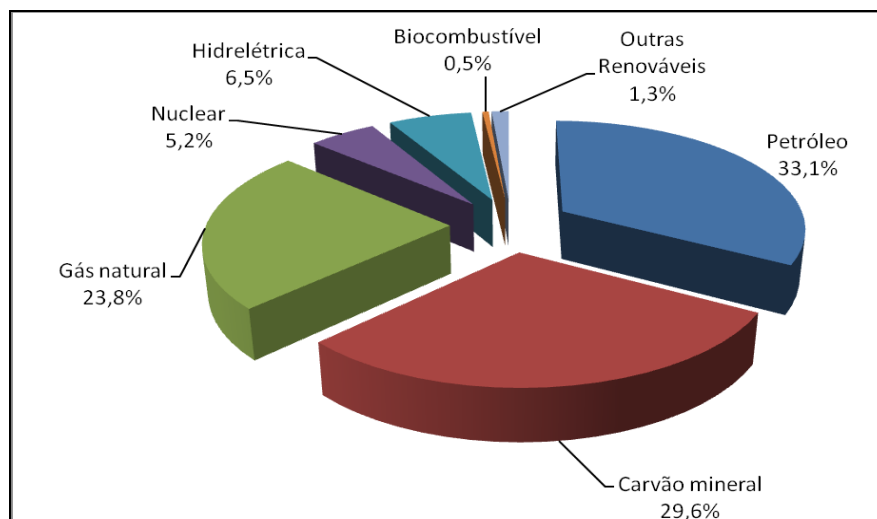
Tabela 1.1: Consumo mundial de energia primária/2010

Fonte primária	Quantidade (milhões de toneladas de equivalente de petróleo)	Quantidade (%)
Petróleo	3.968,8	33,1
Carvão mineral	3.555,8	29,6
Gás natural	2.858,1	23,8
Nuclear	626,2	5,2
Hidrelétrica	775,6	6,5
Biocombustíveis*	59,3	0,5
Outras Renováveis**	158,6	1,3
Total	12.002,4	100

\* Biocombustíveis: Etanol e biodiesel.

\*\* Outras Renováveis: Geotérmica, solar, eólica, biomassa e lixo.



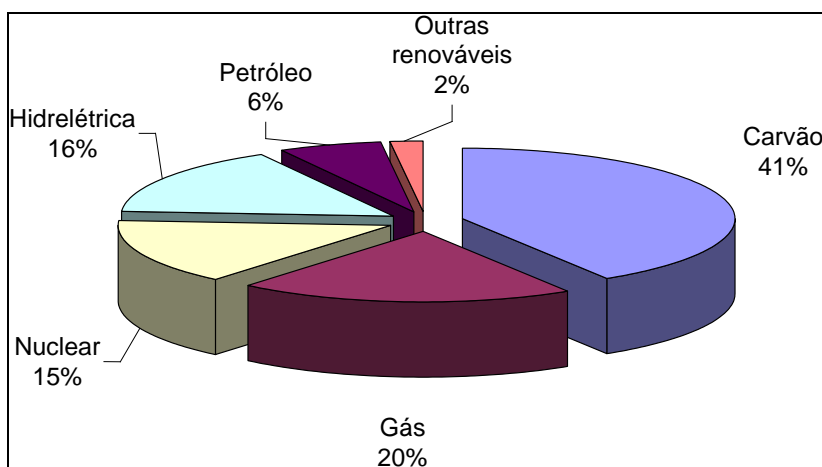


\* Outras Renováveis: Geotérmica, solar, eólica, biomassa e lixo.

Figura 1.1: Consumo mundial de energia

Destas ilustrações, observa-se que, em escala mundial, a energia consumida pelo homem provém 91,7% de combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás natural) e de fonte nuclear (urânio), cuja utilização intensiva levará ao esgotamento de suas reservas e imporá uma ameaça real ao meio ambiente, que se manifesta, principalmente, com o aquecimento global da Terra, a chuva ácida e a contaminação dos resíduos radioativos.

Dessa energia primária consumida, 30% se destinam à geração de eletricidade, da qual 41% provêm do carvão, 16% de hidrelétricas, 15% de usinas nucleares, 20% do gás natural, 7% do petróleo e apenas 2% de solar, eólica, geotérmica e combustíveis renováveis, como mostra o gráfico da Figura 1.2 [3].



\* Outras Renováveis: Geotérmica, solar, eólica, combustíveis renováveis e lixo.

Figura 1.2: Geração mundial de energia elétrica

Novamente se observa que, para o uso de fonte primária de energia para a geração de eletricidade, predominam os combustíveis não-renováveis, os quais são responsáveis por cerca de 82% do valor total utilizado.

### 1.1.2 – Panorama nacional

Com relação à capacidade de geração de energia elétrica do Brasil, para o mês de setembro do ano de 2011, constata-se um total de **2.498** empreendimentos em operação, totalizando **115,77** GW de potência, como mostra a Tabela 1.2 [4].

Tabela 1.2: Potência total elétrica no Brasil

Empreendimentos em Operação				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
Central Geradora Hidrelétrica (CGH)	360	208.049	205.228	0,18
Central Geradora Undielétrica (CGU)	0	0	0	0,00
Central Geradora Eolielétrica (EOL)	59	1.179.138	1145.742	0,99
Pequena Central Hidrelétrica (PCH)	409	3.780.416	3.725.950	3,22
Central Geradora Solar Fotovoltaica (SOL)	6	5.087	1.087	0,00
Usina Hidrelétrica de Energia (UHE)	180	78.718.073	78.006.029	67,38
Usina Termelétrica de Energia (UTE)	1.482	32.279.708	30.682.931	26,50
Usina Termonuclear (UTN)	2	2.007.000	2.007.000	1,73
<b>Total</b>	<b>2.498</b>	<b>118.177.471</b>	<b>115.773.967</b>	<b>100,00</b>

(Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2011)

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>

Os valores de porcentagem são referentes à potência fiscalizada. A potência outorgada é igual à considerada no ato de outorga. A potência fiscalizada é igual à considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora.

Está prevista também, para os próximos anos, uma adição de **50,93** GW na capacidade de geração do país, proveniente dos 151 empreendimentos atualmente em construção e mais 505 outorgadas, como mostrados nas Tabelas 1.3 e 1.4 [4].

Tabela 1.3: Usinas em construção no Brasil

Empreendimentos em Construção			
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
CGH	1	848	0,00
CGU	0	0	0,00
EOL	37	1.008.190	3,66
PCH	53	668.198	2,42
SOL	0	0	0,00
UHE	12	19.585.600	71,07
UTE	47	4.944.585	17,94
UTN	1	1.350.000	4,90
<b>Total</b>	<b>151</b>	<b>27.557.421</b>	<b>100,00</b>

(Fonte: ANEEL, 2011)

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>

Tabela 1.4: Usinas elétricas que não iniciaram sua construção

Empreendimentos Outorgados entre 1998 e 2010			
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
CGH	64	43.436	0,19
CGU	1	50	0,00
EOL	124	3.969.808	16,99
PCH	145	2.015.174	8,62
SOL	0	0	0,00
UHE	13	5.818.642	24,90
UTE	162	12.318.052	49,31
UTN	0	0	0,00
<b>Total</b>	<b>505</b>	<b>23.370.842</b>	<b>100,00</b>

(Fonte: ANEEL, 2011)

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>

Ao se analisarem as Tabelas 1.3 e 1.4, constata-se que, para as futuras centrais elétricas em construção ou outorgadas, prevalecem as hidrelétricas e termelétricas perante as outras fontes, como a eólica e solar.

Em relação à matriz energética brasileira, para a geração de energia elétrica, a Tabela 1.5 [4] apresenta os tipos de fontes primárias renováveis e não renováveis utilizadas.

Tabela 1.5: Tipos de fontes de geração de energia elétrica no Brasil

Empreendimentos em Operação							
Tipo		Capacidade Instalada		%	Total		%
		N.º de Usinas	(kW)		N.º de Usinas	(kW)	
Hidro		949	81.937.207	70,77	949	81.937.207	70,77
Gás	Natural	101	11.421.153	9,87	139	13.210.336	11,41
	Processo	38	1.789.183	1,54			
Petróleo	Óleo Diesel	878	3.870.105	3,36	910	7.002.312	6,06
	Óleo Residual	32	3.132.207	2,70			
Biomassa	Bagaço de Cana	338	6.792.735	5,87	417	8.514.190	7,36
	Licor Negro	14	1.245.198	1,08			
	Madeira	43	385.327	0,33			
	Biogás	15	70.822	0,06			
	Casca de Arroz	7	20.108	0,02			
Nuclear	Urânio	2	2.007.000	1,73	2	2.007.000	1,73
Carvão Mineral	Carvão Mineral	10	1.944.054	1,68	10	1.944.054	1,68
Eólica	Vento	59	1.145.742	0,99	59	1.145.742	0,99
Solar	Sol	6	1.087	0,00	6	1.086	0,00
<b>Total</b>		<b>2.498</b>	<b>115.773.967</b>	<b>100</b>	<b>2.498</b>	<b>115.773.967</b>	<b>100,00</b>

(Fonte: ANEEL, 2011)

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>

Assim, a Tabela 1.5 mostra que 79,12% da potência instalada é oriunda de fontes renováveis (hidrelétrica, biomassa, eólica e solar) e 20,88% de fontes não renováveis (gás, petróleo, carvão mineral e nuclear).

Observa-se que o Brasil ainda está bastante confortável em relação ao uso de energia renovável em sua matriz elétrica. Porém, a grande maioria das usinas é hidrelétrica (70,77%), deixando boa parte do parque gerador de eletricidade dependente das chuvas. Outro problema está na expansão da potência instalada brasileira, pois a potência hidrelétrica disponível para ser explorada se concentra em grande parte na região amazônica, local onde os impactos ambientais e sociais podem inviabilizar sua construção.

Em relação à contribuição para o efeito estufa, as hidrelétricas não são tão limpas como se imagina, pois, com a formação dos lagos, ocorre a liberação do gás carbônico e metano para a atmosfera devido à fermentação dos materiais orgânicos submersos [5]. Há casos, como na hidrelétrica de Balbina, localizada

em Manaus, que a contribuição para o efeito estufa chega a ser cinco vezes a de uma usina a carvão de mesma potência [5].

### **1.2 – Problemas, riscos e incertezas relacionados ao atendimento de energia**

A permanência do sistema de consumo de energia nas condições atuais durante um período de tempo de uma ou duas gerações é, simplesmente, insustentável devido ao esgotamento das reservas de combustíveis fósseis e nucleares, o aumento do aquecimento global, o aparecimento das chuvas ácidas e o risco de contaminação do lixo radioativo, pois, como citado anteriormente, 85% da energia primária consumida atualmente no mundo é proveniente desses combustíveis.

Assim, são apresentados neste item os problemas que podem ser gerados devido aos riscos do aumento do consumo de energia, tanto na questão do esgotamento dos combustíveis fósseis e nucleares como na produção de gases poluentes na atmosfera e o acúmulo do lixo radioativo.

#### **1.2.1 – Aumento do consumo mundial de energia primária e elétrica**

Os países desenvolvidos apresentam um elevado nível de consumo de energia elétrica, enquanto que, atualmente (2010), dois bilhões de pessoas dos países em desenvolvimento, dos quais a maioria é localizada nos trópicos, permanecem vivendo com muito pouco ou sem nenhum fornecimento de energia elétrica [6]. Observa-se que, além de os países terem a responsabilidade social de levar eletricidade a estas pessoas desfavorecidas, a população mundial está aumentando, juntamente com o aumento do consumo *per capita* de energia. Assim, associando esses fatores, observa-se que, para atender a todas estas necessidades, a produção de energia primária terá de aumentar de forma exponencial, chegando em 2050 ao dobro de seu valor em 2010 [7, 8].

De acordo com um estudo da Weto (World Energy Technology Outlook), prevê-se que o consumo anual total de energia primária no mundo aumente de 12 bilhões de toneladas equivalentes de petróleo/ano no ano de 2010 para 22 bilhões de toneladas equivalentes de petróleo/ano no ano de 2050 [7, 8]. As previsões indicam que a dimensão da economia mundial será quatro vezes superior à atual, a qual está em aproximadamente 54,60 trilhões de dólares [9], mas o consumo mundial de energia primária aumentará apenas duas vezes devido às melhorias da eficiência energética. Esse aumento considerável da eficiência energética ocorrerá, em parte, devido a alterações tecnológicas ou estruturais introduzidas de forma autônoma na economia; em parte, devido a políticas de eficiência energética; e também, devido aos efeitos do forte aumento dos preços da energia. Porém, o aumento do consumo de eletricidade irá acompanhar o ritmo do crescimento econômico e, em 2050, a produção total de eletricidade será quatro vezes superior à atual (2010) [7].

### 1.2.2 – O esgotamento dos combustíveis fósseis e nucleares

O sistema energético atual está fortemente dependente dos combustíveis fósseis e nucleares. O ritmo de consumo é tal que o esgotamento das reservas existentes é uma realidade para as próximas décadas. Na Tabela 1.6 é apresentada as reservas provadas (aquelas que são aproveitáveis economicamente) dos combustíveis fósseis e nucleares existentes no mundo, conjuntamente com os anos de duração destas, mantendo-se o consumo atual e não se considerando a descoberta de novas reservas economicamente viáveis para o ano de 2010 [2, 10].

Tabela 1.6: Cenário do esgotamento dos combustíveis fósseis

Combustível	Reservas	Consumo	Duração
Petróleo	1,383 trilhões de barris	30,0 bilhões de barris/ano	46,2 anos
Gás Natural	187,1 trilhões de m <sup>3</sup>	3.193 bilhões de m <sup>3</sup> /ano	58,6 anos
Carvão	861 trilhões de ton.	7.296 bilhões de ton./ano	118 anos
Urânio	5,47 milhões de ton.	53,66 mil ton./ano	102 anos

A interpretação dos dados da Tabela 1.6 não deve ser feita em sentido literal, sendo que, com a descoberta de novas reservas, com a entrada em cena de fontes de energia não-tradicionais e, com o aumento do consumo dos combustíveis fósseis, pode-se aumentar ou diminuir o tempo de duração dessas reservas. Apesar disso, é certo que:

- a possibilidade de esgotamento do petróleo e do gás natural será uma realidade estrutural no prazo de uma a duas gerações;
- as reservas de carvão são menos limitadas, porém, este combustível é altamente poluente, de tal forma que sua utilização, além de contribuir com o efeito estufa, está diretamente ligada à chuva ácida;
- as reservas de urânio também são menos limitadas, mas o risco de contaminação, por causa de acidentes nas usinas nucleares e do acúmulo do lixo radioativo, é um problema cuja solução ainda não foi encontrada.

### **1.2.3 – O efeito estufa e a chuva ácida**

A atmosfera está constituída em mais de 99,9% por gases cuja proporção (78% nitrogênio, 21% oxigênio e 1% de argônio) tem-se mantido constante desde muito antes da aparição do homem sobre a Terra [11]. Também existem outros gases que, apesar de suas pequenas proporções, possuem um papel importante nos processos essenciais à vida.

Um desses processos é o chamado de efeito estufa, ou capacidade atmosférica de reter calor. Isso ocorre devido ao comportamento desses gases, que, por serem relativamente transparentes à radiação solar e opacos à radiação infravermelha emitida pela Terra, aprisionam o calor entre a superfície desta e a atmosfera. Entre esses gases, o dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) possui um papel importante.

A queima de combustível fóssil em geral e do carvão de forma particular se traduz, inevitavelmente, em emissões de  $\text{CO}_2$  para a atmosfera. Devido a esse efeito e, em menor escala, ao desmatamento e às queimadas, a concentração de  $\text{CO}_2$  vem aumentando na proporção de 280 partes por milhão no começo do século XX, até 340 em 1980 e mais de 360 nos dias atuais (2010). E se continuar

o atual consumo de combustíveis fósseis, teme-se que ela duplique em meados do século XXI [11].

Com o aumento para o dobro da concentração atual de CO<sub>2</sub> na atmosfera, a temperatura média da Terra poderá subir entre 3 °C e 5 °C. Tal aquecimento pode acarretar conseqüências desastrosas para a humanidade. Entre elas, pode-se citar a elevação do nível dos oceanos relacionado com o descongelamento de parte das calotas polares, o aumento das secas e a perda de muitos ecossistemas que não conseguem se adaptar a uma mudança climática tão rápida.

Outro problema também da queima de combustíveis fósseis, principalmente o carvão, é a liberação de uma importante quantidade de óxidos de enxofre e de nitrogênio que reagem com o radical OH atmosférico, originando a formação de ácidos (nítrico e sulfúrico) que se incorporam às nuvens e neves e se precipitam na terra aumentando a acidificação da água em geral. Essa acidificação danifica a vegetação, aumenta a contaminação da terra e da água e provoca a corrosão de estruturas metálicas e dos veículos. Também, esses ácidos, uma vez incorporados à água subterrânea, são quase impossíveis de serem eliminados.

Atualmente existem tecnologias denominadas “combustão limpa”, as quais só amenizam o problema da chuva ácida, permanecendo a emissão do CO<sub>2</sub>.

### **1.3 – Perspectivas para o uso de energias renováveis**

De acordo com o que foi apresentado a respeito dos aspectos gerais sobre a geração de energia e problemas, riscos e incertezas relacionados ao fornecimento desta no cenário mundial e nacional, observa-se uma extrema necessidade de investimentos em fontes renováveis de energia, para cenários de médio e longo prazo.

O aproveitamento desse tipo de energia, obtida pela transformação direta de recursos naturais como a força do vento, a energia hidráulica, a biomassa e a energia solar, tem sido uma importante opção na atual conjuntura mundial. Na Europa, prevê-se que cerca de 15% do consumo total de energia poderá ser



atendido a partir da energia renovável, para o ano de 2020 [12]. Então, com a crescente demanda global por energia e a importância do impacto das políticas energéticas sobre a sociedade e o meio ambiente, cria-se a necessidade de se optarem por fontes que possam abastecer a demanda de forma eficiente e sem agredir o meio ambiente, formando a base para um desenvolvimento sustentável.

Com base nesse tipo de geração, recentemente tem se dado ênfase a uma nova opção, denominada geração distribuída (GD), a qual é uma nova abordagem usada na indústria elétrica, sendo geralmente composta de pequenas unidades e com fornecimento não centralizado, normalmente localizada próxima dos consumidores. Esse tipo de geração oferece para as concessionárias elétricas um meio de aumentar a disponibilidade de energia localmente, eliminando o inconveniente do transporte desta para os centros consumidores. Ela permite também manter os níveis de tensão em patamares considerados satisfatórios em alimentadores, quando há restrições de fornecimento de energia devido a períodos de ponta de carga, podendo ainda adiar investimentos de expansão no sistema de geração, transmissão e distribuição [13-15].

De acordo com a referência [16] as GDs são caracterizadas como usinas de pequeno porte (painéis solares, turbinas eólicas, geradores a biodiesel, células a combustível etc.) ou que são pequenas o suficiente para serem conectadas ao sistema de distribuição em vez de ao sistema de transmissão e tem base no uso de fontes renováveis de energia ou de tecnologias para a geração combinada de calor e energia, as quais normalmente tem o propósito de prover apenas energia elétrica ativa, não sendo obrigada a fornecer energia reativa. Porém, esses aspectos variam muito entre países, entre regiões de um mesmo país, podendo ser despachada com as mesmas regras de uma geração centralizada. Assim, em alguns países, para a geração ser caracterizada como GD a potência não deve exceder 10 MW, enquanto que em outros devem ser menores que 30 MW ou até mesmo de 300 MW, desde que atenda a outros aspectos.

As GDs podem ser de uso integrado ou isolado de recursos modulares de pequeno porte por concessionárias de energia elétrica, consumidores e terceiros com aplicações que beneficiam tanto o sistema elétrico como os consumidores. Uma situação característica relevante da realidade brasileira que precisa ser contemplada pela definição de localização da GD é a relativa às comunidades

isoladas existentes em vários locais do país, especialmente na região amazônica [16].

Normalmente uma geração é classificada como GD se for propriedade de um produtor independente de energia (PIE) ou de um consumidor, podendo incorporar proprietários autoprodutores e cogeneradores.

Em relação ao nível de penetração, verifica-se que, a depender da definição da área de influência, esse varia, devendo ser reconhecida a importância de se considerar, além da potência, a área de influência da GD.

Então, uma das principais motivações para o aumento no interesse dos investidores em geração de energia de forma descentralizada é a possibilidade de serem operadas por produtores independentes e terem condições de serem conectadas diretamente a sistemas de distribuição. Além disso, algumas causas de natureza técnica como a saturação existente nos sistemas de transmissão, restrições geográficas, problemas de estabilidade de tensão, aumento contínuo de carga com conseqüente necessidade de investimento para sustentar a potência demandada, são incentivos para pesquisas e investimentos neste tipo de geração. Assim, pequenas fontes de GD podem ser previstas para operar em paralelo com o sistema de distribuição principal, mas sem a responsabilidade de participar no controle do sistema, o qual é coordenado pela concessionária. Contudo, alguns geradores têm potencial para controle de tensão, como os geradores síncronos e as fontes de corrente contínua (CC) associadas com o inversor, enquanto outros tipos, como geradores de indução, não possuem este tipo de controle.

No cenário descrito, a geração distribuída aparece como uma das soluções mais rápidas, confiáveis e econômicas para o atendimento das necessidades energéticas (em quantidade e qualidade) de curto prazo.

Assim, nos próximos anos, a geração descentralizada poderá se tornar uma das alternativas mais práticas, seguras e confiáveis, não apenas para reduzir o custo de energia, mas também para assegurar que esta não falte com qualidade.

O principal propósito da geração distribuída é fornecer apenas energia ativa para a rede elétrica, não necessitando prover energia reativa e não

necessitando de atender às regras de operação do sistema central como programação e despacho do fornecimento de energia.

A localização da geração distribuída é definida como conectada diretamente na rede de distribuição ou no lado do consumidor [17, 18]. Considera-se ainda o caso em que a geração distribuída pode ser conectada diretamente na rede de transmissão, que é quando esta estiver diretamente ligada a alguma indústria. A idéia central da geração distribuída, contudo, é colocar a geração perto da carga.

As características técnicas relacionadas à geração distribuída podem variar significativamente com seu valor nominal. Então, torna-se apropriado introduzir categorias. São sugeridas as seguintes distinções [18]:

- Micro Geração Distribuída – até 10 kW;
- Pequena Geração Distribuída – 10 kW até 500 kW;
- Média Geração Distribuída – 500 kW até 5 MW;
- Grande Geração Distribuída – 5 MW até 100 MW.

Para o caso do Brasil, a GD é uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou no lado do consumidor conectado a algum ponto do sistema elétrico ou está conectada diretamente à rede de transmissão, desde que ela não possa ser considerada pertencente à geração centralizada. São consideradas também aquelas que suprem cargas elétricas de uma instalação eletricamente isolada [16]. Esta é registrada através do Decreto n.º 5.163/2004 [19], onde diz que se considera GD aqueles conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição com as seguintes condições:

- Hidrelétricas com capacidade inferior a 30 MW;
- Termelétrica, inclusive co-geração, com eficiência energética superior a setenta e cinco por cento;
- Para os casos de empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética das termelétricas.

Outro aspecto importante em relação a esses tipos de fontes é que, por possuírem características modulares, podem começar a operar no momento em que são instaladas, independentes das condições de outros módulos. Assim, em caso de um módulo falhar, este não afetará os outros. Como cada módulo é pequeno em relação a uma grande unidade centralizada, o efeito da falha de um módulo não comprometerá a potência total disponível no sistema.

Ainda deve-se considerar a possibilidade da produção de energia elétrica e calor simultaneamente (co-geração). Essa combinação tem a vantagem de aumentar a eficiência da geração se este calor for aproveitado.

Normalmente, esse tipo de fornecimento praticamente não exerce efeito no sistema, porém, dependendo da porcentagem da geração distribuída que é inserida, este pode sofrer um impacto significativo, representado principalmente pela influência na qualidade do suprimento e em itens como perfil de tensão do alimentador [20], fluxos de potência e níveis de curto-circuito [21]. Na maioria das vezes, a influência da geração distribuída, devido ao seu pequeno porte, é local ou regional. Alguns desses impactos possuem características positivas como: suporte de tensão com o fornecimento de energia reativa local, melhoria da qualidade de suprimento, redução das perdas, redução do nível de carregamento das redes e transformadores, melhoria do fator de potência, liberação da capacidade de atendimento, possibilidade de ilhamento para atendimento de carga local, melhoria na curva de carga, redução nos custos de expansão da rede e a prorrogação de novos investimentos na construção de grandes usinas [22].

Além disso, caso a produção de pequenos blocos de energia seja por fontes renováveis, tais como pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), geração termelétrica utilizando biomassa, geradores eólicos e células fotovoltaicas, o resultado será um pequeno impacto ambiental.

Assim, há várias razões para o uso de sistemas fotovoltaicos (FVs) como GD: potencial energético significativo, baixa emissão de poluentes, diminuição dos preços dos componentes dos sistemas fotovoltaicos nos dias atuais, alta confiabilidade e características multifuncionais dos componentes como elementos de construção [23, 24].

Tendo em vista esse tipo de geração, ele tem se mostrado promissor em relação à sua aplicabilidade em um futuro próximo. Porém, a energia elétrica

produzida por esses sistemas ainda é mais cara que outras fontes de energia renováveis, como a eólica, PCHs e biomassa. Isso é consequência dos custos de investimento de capital, que ainda são altos para esta tecnologia, bem como da baixa densidade da sua fonte energética. Mas, para esse caso, as reduções de custo e o crescimento do mercado têm sido significativos. Tendo como exemplo a geração FV, nos últimos 20 anos esta atingiu um estágio comercial com o progresso na produção das placas fotovoltaicas e seus componentes, tendo no momento tecnologia corrente na produção de eletricidade tanto em áreas isoladas quanto para a injeção de energia à rede elétrica.

A evolução seguida pela tecnologia fotovoltaica e os ritmos de diminuição de preços e incrementos de eficiências prevêem um aumento cada vez maior das instalações correspondentes aos sistemas conectados à rede. No entanto, os esforços de numerosos governos estão focados em agilizar ainda mais os passos para a transformação definitiva do mercado.

Com base em dados internacionais, o principal campo de aplicação do sistema FV hoje tem sido a conexão à rede elétrica, especialmente em regiões desenvolvidas como Japão, USA e Europa [23]. Destacam-se entre eles a Alemanha, com o programa “100.000 Telhados Solares” e programas para instalações de sistemas FVs em escolas financiados pelo governo e pelas concessionárias de energia locais [23 – 26].

De acordo com dados divulgados pela SolarBuzz LLC, uma empresa de consultoria sobre energia solar, houve um crescimento de instalações de sistemas solares fotovoltaicos no mundo de aproximadamente 5,65 GW somente em 2008. Este valor é 75% maior do que em 2007. Entre os países que mais instalaram estes sistemas em 2008 está a Espanha com 2,46 GW, a Alemanha com 1,86 GW, Estados Unidos com 0,36 GW, Coreia do Sul com 0,28 GW, Itália com 0,24 GW e Japão com 0,23 GW. Assim, no ano de 2008, a potência instalada no mundo era de 13,8 GW [27], passando para 37 GW em 2010 [28].

Essa expansão da instalação de sistemas solares fotovoltaicos em países da Europa se dá devido aos incentivos dos governos em parceria com as concessionárias de energia elétrica. Pode-se citar como um dos exemplos de incentivo a “nova lei de micro-geração” estabelecida em Portugal. Esta lei implica que a eletricidade produzida por micro-geração utilizando sistemas solares

fotovoltaicos deve ser remunerada com um valor seis vezes superior à que se paga em suas contas mensais nos primeiros cinco anos. Para os próximos 10 anos seguintes, o valor de remuneração é fixado anualmente. A lei implica também que o consumidor só terá a tarifa bonificada se existir no local de consumo um sistema de coletores solares térmicos [29].

A Índia também aprovou, de acordo com o seu plano de ação para mudança climática, um plano de US\$ 19 bilhões para fazer do país uma liderança global em energia solar nas próximas três décadas. O ambicioso projeto prevê uma expansão massiva da capacidade solar instalada e objetiva reduzir o preço da eletricidade gerada por energia solar, igualando-o ao custo da energia produzida por combustíveis fósseis até 2030. A capacidade de geração elétrica com energia solar instalada seria elevada de seus atuais 5 MW para 20 GW até 2020, para 100 GW até 2030 e 200 GW até 2050 [30].

Funcionários do governo chinês assinaram no mês de setembro de 2009 um acordo com uma fábrica de painéis solares norte-americana para construir uma usina de energia fotovoltaica de 2.000 MW no deserto da Mongólia. O projeto da First Solar, a ser concluído em 2019, representa a maior planta solar do mundo. Esse é parte de um parque energético renovável de 11.880 MW a ser construído em Ordos, na Mongólia Interior. O parque renovável de Ordos inclui 6.950 MW de energia eólica, 3.900 MW de fotovoltaica, 720 MW de solar térmica e 310 MW de biomassa [31].

No Brasil, o qual é privilegiado pela alta incidência de insolação em seu território e pelas grandes reservas de quartzo para a produção de silício de grau solar, usados na fabricação de painéis solares fotovoltaicos [32], a tendência da aplicação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede ainda não se faz presente de forma significativa. Isso ocorre devido em parte ao custo elevado e por não haver legislação quanto ao uso destes sistemas. Mas já existem iniciativas que sinalizam um aumento da importância desse tipo de sistema. O Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos (GT – GDSF), criado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) em 2008, está estudando requisitos e incentivos para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica para que, em um futuro breve, o Brasil possa ter painéis instalados em telhados de residências e comércio, como já ocorre nos Estados Unidos, Japão e Europa [27].

Este grupo, que terá que elaborar os estudos para propor condições e sugerir critérios para a nova política para a geração fotovoltaica conectada à rede, é coordenado pelo Departamento de Desenvolvimento Energético do MME e também participam dele o Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (Cepel), a Universidade de São Paulo (USP), a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e a Universidade Salvador (Unifacs) [33]. Os mesmos pesquisadores da UFSC mostraram também que, a partir de 2013, algumas regiões do Brasil já poderão ter preços equivalentes da energia solar fotovoltaica quando comparada com o preço da energia fornecida pela rede elétrica convencional [34].

Em paralelo com as normas a serem elaboradas por este grupo de pesquisa, está tramitando no congresso o “**PROJETO DE LEI Nº 630, de 2003**”, o qual tem a finalidade de constituir fundo especial, com a destinação de recursos para o financiamento da pesquisa e produção de energia elétrica e térmica a partir das fontes solar e eólica [35]. Segundo o autor, o ex-deputado Roberto Gouveia, o aproveitamento da energia solar e eólica tem o potencial de aumentar a segurança energética, propiciar o acesso ao fornecimento de eletricidade a propriedades rurais e comunidades isoladas, evitar a emissão de gases do efeito estufa e promover desenvolvimento tecnológico e econômico. Nesse projeto, há também uma proposta que estabelece que as concessionárias do serviço de distribuição de energia elétrica ficarão obrigadas a adquirir a energia elétrica excedente, produzida por consumidores a partir da fonte solar e injetada na rede, até o limite mensal de 2.000 kWh. É previsto também um desconto de 20% nas tarifas de energia elétrica para aqueles consumidores que instalarem sistemas de aquecimento solar.

De acordo com o Substitutivo ao Projeto de Lei No 630, de 2003, a produção de energia elétrica proveniente das fontes eólica, solar, geotérmica, maremotriz e das ondas do mar terá seu valor remunerado, acrescido de cinquenta por cento da tarifa real cobrada dos consumidores. O projeto prevê, ainda, uma compensação financeira para quem instalar painéis fotovoltaicos em suas casas [36].

Outro passo importante para o Brasil aconteceu no Núcleo Tecnológico de Energia Solar da Pontifícia Universidade Católica (PUC) do Rio Grande do Sul (NT-Solar). Este, com tecnologia inovadora e totalmente brasileira, começou a

fabricar placas fotovoltaicas em agosto de 2009. Porém, para produção em escala industrial será necessária ainda a criação de uma indústria. Se criada, há a possibilidade de a produção anual ser entre 10 a 50 MW [37], fazendo com que o Brasil tenha condições de se tornar um dos líderes tanto na produção de equipamentos para geração solar fotovoltaica como na própria geração de energia dessa fonte.

Dentro desse contexto, quando todas essas projeções vierem a ser realidade em relação ao crescimento dos sistemas fotovoltaicos, será necessário ampliar e aprimorar os conhecimentos relacionados ao comportamento deste tipo de geração distribuída quando conectado à rede elétrica. Nesse caso, o principal problema consiste na aleatoriedade da geração primária de energia, pois esta, além de produzir eletricidade apenas no período diurno, sofre alterações de acordo com a época do ano e com as condições climáticas, como a presença de nuvens impedindo a passagem dos raios solares.

Outra condição a ser analisada é que a geração solar fotovoltaica tem sua produção no período das 6 horas da manhã às 18 horas da tarde. Justamente no horário de ponta (18 às 21 horas), onde o consumo de energia elétrica é mais elevado e a participação dos chuveiros elétricos contribui significativamente para a demanda nacional, podendo variar de 20 a 25% da demanda total [38 – 44], não há a possibilidade de geração devido ao fato de não haver luz solar. Assim, o uso de geradores solares fotovoltaicos em residências pode contribuir ainda mais para diminuir o fator de carga<sup>1</sup> do sistema local.

Uma medida para reduzir este problema seria complementar esses sistemas de geração com a instalação de aquecedores solares, evitando o uso de chuveiros elétricos [38 – 44]. Conforme mencionado, esta iniciativa foi tomada em Portugal, pela nova lei de Micro Geração. Esta norma implica que o consumidor só terá a tarifa bonificada com o uso de sistemas fotovoltaicos se existirem no local de consumo um sistema de coletores solares térmicos [29].

Há também o fato de que a maioria dos sistemas FVs conectados à rede elétrica trabalha com fator de potência unitário, devido ao fato de os inversores utilizados serem controlados por corrente (CSI) [45]. Assim, tanto a

---

<sup>1</sup> O Fator de Carga é um índice que permite verificar o uso racional da energia elétrica. É a razão entre a demanda média, durante um determinado intervalo de tempo, e a demanda máxima registrada no mesmo período.



concessionária de energia elétrica como os consumidores, podem ser prejudicados com a oscilação de potência gerada nos alimentadores. Isso é causado devido ao fato destes tipos de sistemas utilizados fornecerem apenas potência ativa, sendo a potência reativa consumida pelas cargas próximas do sistema fornecida pelos capacitores instalados nas redes de distribuição de média tensão, subestações e pela própria geração central.

### **1.4 – Justificativas da tese**

Como foi salientado anteriormente, o uso de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica do sistema de distribuição encontra-se atualmente bastante disseminado nos Estados Unidos, Japão e na Europa e com grandes perspectivas de crescimento no Brasil. Porém, há certas barreiras a serem transpostas para que este tipo de geração possa competir com as gerações convencionais utilizadas atualmente, pois, como mostra a experiência internacional, muitos proprietários de sistemas fotovoltaicos têm tido que enfrentar obstáculos significativos, sendo os principais deles a necessidade da popularização de seu uso e a diminuição do custo de instalação. Também, devido à natureza inerentemente estocástica da radiação solar, e, portanto, a sua imprevisibilidade devido às condições ambientais, os sistemas de geração fotovoltaica funcionam de forma intermitente. Por causa disso e do fato de os inversores utilizados comercialmente nos dias de hoje não compensarem potência reativa, este tipo de aproveitamento energético ainda é tratado com restrições por parte das concessionárias de energia elétrica.

Assim, a utilização de um arranjo para a interface do sistema fotovoltaico com a rede elétrica, com a dupla função de geração de potência ativa e compensação de potência reativa pode auxiliar na manutenção da estabilidade do sistema, como é apresentado nas referências [46 – 49]. Então, o sistema poderá fornecer potência ativa quando há incidência solar e realizar a compensação de potência reativa quando há pouca ou nenhuma insolação, mantendo a geração de potência aparente sempre próxima de seu valor nominal, permitindo a obtenção de um melhor desempenho quando conectado ao alimentador. Essa característica

acaba sendo um diferencial, pois, no horário de ponta (18:00 às 21:00 h), quando ocorre uma circulação elevada de potência reativa pela rede elétrica de baixa tensão, devido principalmente aos consumidores residenciais e comerciais [50 – 54], o sistema fotovoltaico convencional não pode gerar potência ativa por ser noite. Assim, o sistema FV proposto neste trabalho poderá fornecer potência reativa em seu valor nominal, desempenhando o importante papel de compensador, diminuindo a circulação desta pela rede de distribuição, e consequentemente reduzindo as perdas e carregamento desnecessários nos transformadores. Além disso, este sistema poderá também absorver o excesso de potência reativa da rede no período da madrugada, momento em que a rede pode se tornar capacitiva. Portanto, torna-se possível operar o sistema FV na condição de melhor aproveitamento energético independentemente do nível de insolação, fornecendo potência ativa e compensando potência reativa conforme a disponibilidade do sistema fotovoltaico e a necessidade da rede elétrica, melhorando a relação custo-benefício na implementação desse tipo de energia alternativa. Essa nova topologia de sistema se tornaria mais eficiente ainda com o uso de aquecedores solares em substituição ao chuveiro elétrico, no caso de residências, reduzindo assim a potência ativa consumida, principalmente no horário de ponta, o qual é o período onde mais se usa este aparelho eletrodoméstico.

### **1.5 – Objetivos do trabalho**

Esta tese tem como principal objetivo desenvolver e analisar o desempenho de um controle que tem por função realizar o acoplamento de um sistema fotovoltaico à rede de distribuição de baixa tensão usando um inversor para o fornecimento de potência ativa e compensação de potência reativa. Serão também apresentados análises da influência deste tipo de geração em área residencial, prédio público e prédio comercial no comportamento das potências ativa, reativa e aparente e fator de potência na curva de carga do transformador, com a inserção do modelo de controle proposto neste trabalho, operando em

conjunto com o uso de aquecedores solares em substituição ao chuveiro elétrico para as residências.

De forma mais específica, os objetivos deste trabalho são:

- Apresentar a teoria sobre a radiação solar na superfície da Terra e a modelagem matemática de sistemas solares fotovoltaicos e seu comportamento quando submetidos às várias condições de irradiância e temperatura, quando estiver funcionando como gerador de energia elétrica;
- Implementar, por meio de simulação computacional, a técnica de controle do inversor com modulação de largura de pulso (PWM), que fará com que o sistema solar fotovoltaico trabalhe de forma otimizada, fornecendo potências ativa e/ou reativa de acordo com a disponibilidade deste;
- Apresentar os resultados computacionais quanto ao fornecimento de potência ativa e reativa do sistema solar fotovoltaico conectado a uma rede elétrica de distribuição utilizando o controle PWM desenvolvido;
- Analisar a influência deste tipo de geração em área residencial, prédio público e prédio comercial no comportamento das potências ativa, reativa e aparente e fator de potência na curva de carga do transformador de distribuição, com a inserção do modelo de controle proposto neste trabalho, operando em conjunto com o uso de aquecedores solares em substituição ao chuveiro elétrico para as residências;
- Obter as conclusões gerais a respeito do desempenho do sistema fotovoltaico utilizando o novo controle, mostrando suas vantagens quando comparado aos sistemas conectados à rede elétrica utilizados atualmente.

### 1.6 – Estrutura da tese

Para maior facilidade de entendimento do tema desenvolvido, a tese foi estruturada em seis capítulos, como apresentado a seguir:

Capítulo 1: Este é o capítulo em pauta, no qual foi realizada uma breve análise dos tipos de geração de energia utilizados atualmente no mundo e no Brasil, mostrando sua participação, impactos ambientais e importância nesse contexto. São apresentados também conceitos sobre geração distribuída, seus efeitos e impactos para o sistema elétrico atual e como a energia solar fotovoltaica pode se enquadrar neste novo tipo de geração. Finalizando, é descrito a forma em que foi organizada a tese, indicando o objetivo de cada capítulo.

Capítulo 2: Neste capítulo, são apresentadas as características comportamentais do Sol em relação ao planeta Terra, devido aos movimentos de rotação e translação, as condições atmosféricas (massa de ar, poeira, nuvens e chuvas) e a interferência destes fatores no índice de insolação na superfície terrestre. É apresentada também a modelagem do sistema FV, mostrando como ocorre a conversão de energia solar em elétrica, suas características elétricas, seu desempenho e como é feita sua integração com sistemas isolados e conectados com a rede elétrica. Finalizando, são mostrados os tipos de configurações de sistemas FVs conectados à rede elétrica mais utilizados no mundo quanto à sua regulamentação e alguns padrões de qualidade.

Capítulo 3: Nesta etapa, é descrito o princípio de fornecimento e absorção de potências ativa e reativa entre a rede elétrica e um gerador. Apresenta-se também a modelagem do inversor e do controle desenvolvido neste trabalho para realizar a transferência das potências ativa gerada pelo sistema fotovoltaico e da potência

reativa gerada pelo inversor para a rede elétrica. Finalizando, é apresentado o método de rastreamento de potência máxima (MPPT) para aumentar o rendimento do sistema.

Capítulo 4: Este capítulo apresenta as simulações computacionais do sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica com o controle proposto nesta tese, mostrando seu desempenho quando este está fornecendo potência ativa e/ou compensando potência reativa para o sistema.

Capítulo 5: Neste capítulo, realiza-se uma análise da influência deste tipo de geração em área residencial, prédio público e prédio comercial quanto à potência ativa, reativa e aparente e fator de potência no transformador de distribuição. Outro aspecto a ser analisado é a inserção de sistemas FVs com o novo modelo de controle proposto neste trabalho, o qual fornecerá potência ativa e compensará potência reativa da rede de distribuição. Foi inserido também no estudo o impacto do uso de aquecedores solares, em substituição ao chuveiro elétrico, na redução da potência ativa fornecida pelo transformador de distribuição local no horário de ponta para áreas residenciais.

Capítulo 6: Finalmente, são apresentadas as conclusões gerais a respeito dos resultados obtidos e sugeridas as propostas das complementações a serem efetuadas em trabalhos futuros.

# **Capítulo II**

## **Aspectos Gerais de Sistemas Fotovoltaicos**

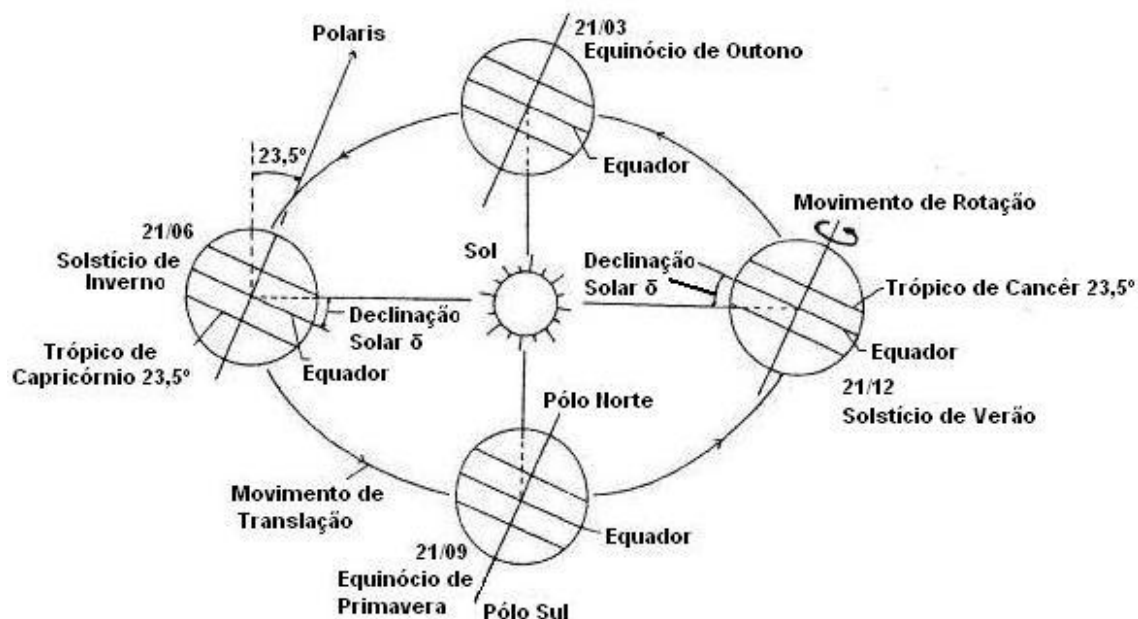
### **2.1 – Considerações iniciais**

Para uma boa compreensão sobre os princípios de funcionamento dos sistemas fotovoltaicos, neste capítulo será apresentada a teoria sobre a radiação solar, mostrando como se comporta a trajetória solar durante o ano, as características aleatórias da incidência solar na superfície da Terra e alguns instrumentos de medida da radiação usados mais freqüentemente.

Será apresentada também a teoria sobre a modelagem do sistema solar fotovoltaico, mostrando as tecnologias disponíveis, o processo de conversão da energia luminosa do sol em eletricidade, suas características elétricas, seu desempenho e como é feita sua integração com sistemas isolados e interligados à rede elétrica.

### **2.2 – Trajetória solar**

O planeta Terra, em seu movimento anual em torno do Sol, descreve uma trajetória elíptica em um plano com um ângulo de inclinação de  $23,5^\circ$  com relação à linha do Equador. Esta inclinação é denominada de Declinação Solar ( $\delta$ ), e é responsável pela variação da elevação do Sol no horizonte em relação à mesma hora, ao longo dos dias, dando origem às estações do ano, como é mostrado na Figura 2.1 [55].



(Fonte: [55])

Figura 2.1: Órbita da Terra em torno do Sol, com seu eixo N-S inclinado de um ângulo de 23,5°

Considerando o Norte como positivo, o ângulo da Declinação Solar ( $\delta$ ), varia de acordo com o dia do ano, compreendendo os seguintes limites [56]:

$$- 23,5^\circ \leq \delta \leq 23,5^\circ$$

Um método de cálculo aproximado usado para determinar a declinação, em graus, é apresentado pela Equação 2.1 [56].

$$\delta = 23,5 \text{sen}(360((284+d_n)/365)) \quad (2.1)$$

Em que,  $d_n$  corresponde ao dia que se deseja saber a declinação, variando de 1 a 365, considerando o número 1 o dia primeiro de janeiro e 365 o dia 31 de dezembro.

Para o hemisfério sul, o ângulo da declinação solar é zero nos equinócios de outono (20/21 de março) e primavera (22/23 de setembro). Nestes dias, o dia e a noite possuem períodos iguais em todas as localidades do planeta Terra. Para o solstício de inverno (21/22 de junho) a declinação solar é igual a +23,5°, onde, para este período do ano o dia é mais curto e a noite é mais longa. Para o

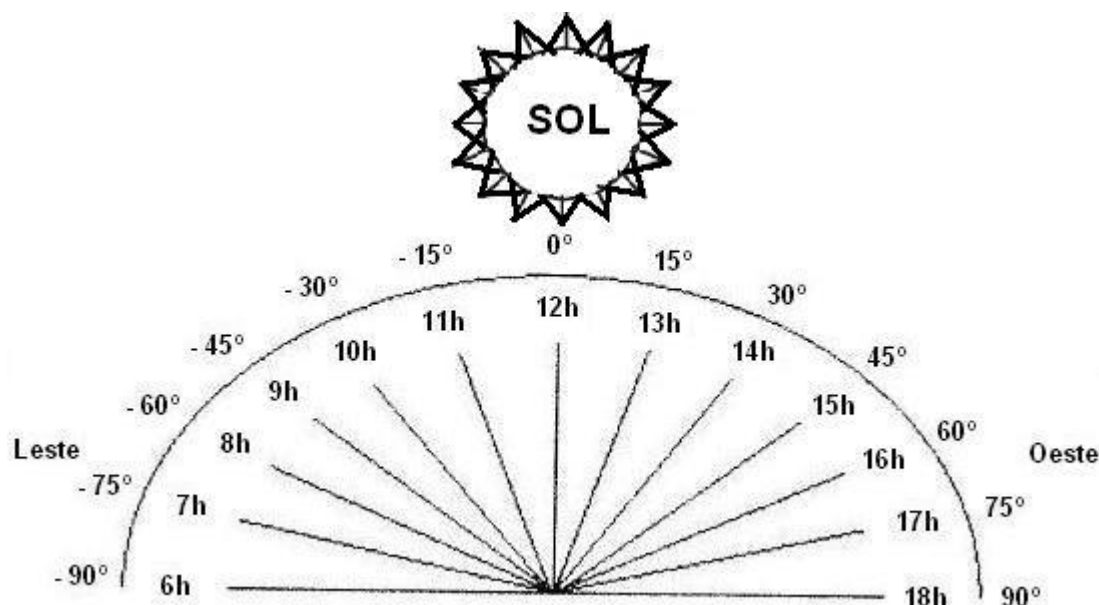
solstício de verão (21/22 de dezembro) a declinação é igual  $-23,5^\circ$  e o dia possui um período mais longo e a noite um período mais curto. Para o hemisfério norte, as datas dos equinócios e solstícios se invertem, bem como a duração do dia e da noite durante os solstícios.

Assim, da associação da declinação com a latitude de um determinado local obtém-se a trajetória do movimento solar para um determinado dia em uma dada localidade do planeta. Portanto, através destes cálculos, obtém-se que a duração do dia é relacionada com a época do ano e a localização do lugar determinado. Esta característica é importante para a escolha da orientação de painéis fixos de forma a obter uma melhor produção de energia durante o ano.

No hemisfério sul, o sistema de captação solar fixo deve estar orientado para o Norte Geográfico de modo à melhor receber os raios solares durante o ano, e ser colocado inclinado com relação à horizontal de um ângulo próximo ao da latitude do lugar, conseguindo-se captar um máximo de energia solar ao longo do ano. Para um local próximo ao Equador, o melhor posicionamento é o horizontal, sendo necessária ter uma pequena inclinação para escoar a água na superfície do equipamento.

Outro parâmetro importante a ser considerado é o Ângulo Horário do Sol ou Hora Angular ( $\omega$ ), o qual é o deslocamento angular leste-oeste do Sol, a partir do meridiano local, e devido ao movimento de rotação da Terra [56]. Assim, cada hora corresponde a um deslocamento de  $15^\circ$ . Adota-se como convenção valores negativos para o período da manhã, com zero às 12h00min, como é mostrado na Figura 2.2.





(Fonte: [56], modificado)

Figura 2.2: Ângulos horários compreendidos dentro do intervalo de um dia (movimento leste – oeste)

## 2.3 – A radiação solar

A terra recebe anualmente  $1,5 \times 10^{18}$  kWh de energia solar, o que corresponde a 10.000 vezes o consumo mundial de energia neste período para o ano de 2008 [2]. Assim, além de ser responsável pela manutenção da vida, a radiação solar constitui-se numa infinita fonte energética, possuindo um grande potencial de utilização para captação e conversão em outras formas de energia (térmica, mecânica, elétrica, etc.).

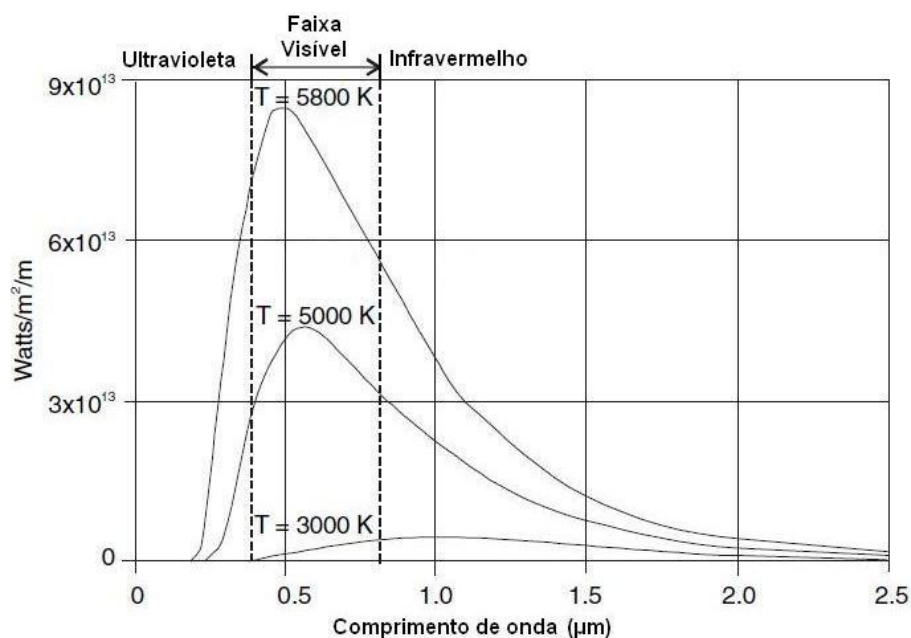
A radiação solar que atinge o topo da atmosfera terrestre provém da região da fotosfera solar, que é uma camada tênue com aproximadamente 300 km de espessura e temperatura superficial da ordem de 5.800 K. Porém, esta radiação possui características de irregularidades, devido à influência das camadas externas do Sol (cromosfera e coroa), com pontos quentes e frios, erupções cromosféricas, etc.

Apesar disto, pode-se definir um valor médio para o nível de radiação solar incidente normalmente sobre uma superfície situada no topo da atmosfera. Valores obtidos da WMO (*World Meteorological Organization*) indicam um valor médio de  $1.367 \text{ W/m}^2$  para a radiação extraterrestre [55].

Ao atravessar a atmosfera terrestre, a composição espectral da radiação varia de acordo com as características da atmosfera local. A maior parte da energia solar está na forma de luz visível ou ultravioleta. A energia solar é qualquer tipo de captação de energia luminosa e, em certo sentido, da energia térmica proveniente do Sol.

A radiação solar é a radiação eletromagnética que se propaga com velocidade de 300.000 km/s, com características ondulatórias e corpusculares. Os comprimentos de onda da radiação solar vai da faixa espectral de 0,1  $\mu\text{m}$  a 5  $\mu\text{m}$ , possuindo máxima densidade espectral em 0,5  $\mu\text{m}$  (luz verde). A quantidade de radiação que atinge a superfície terrestre é bastante variável, sendo influenciada principalmente pelo posicionamento do Sol em relação ao local determinado na superfície da Terra e por condições meteorológicas.

Pela teoria ondulatória são definidas, para os diversos meios materiais, as propriedades na faixa solar de absorção e reflexão e, na faixa de 0,75  $\mu\text{m}$  a 100  $\mu\text{m}$  (infravermelho), as propriedades de absorção, reflexão e emissão (Figura 2.3). A energia solar incidente no meio material pode ser refletida, transmitida e absorvida.



(Fonte: [56], modificado)

Figura 2.3: Distribuição espectral da radiação solar

O fluxo médio resultante de energia em uma dada superfície perpendicular à radiação direta do Sol fora da atmosfera terrestre é determinado como constante solar, sendo seu valor de  $G_{sc}=1.367$  (W/m<sup>2</sup>).

A irradiância solar extraterrestre,  $G_0$ , que atinge a Terra, é variável ao longo do ano devido à mudança na distância da Terra em relação ao Sol. Seu valor aproximado é obtido pela Equação 2.2 [56].

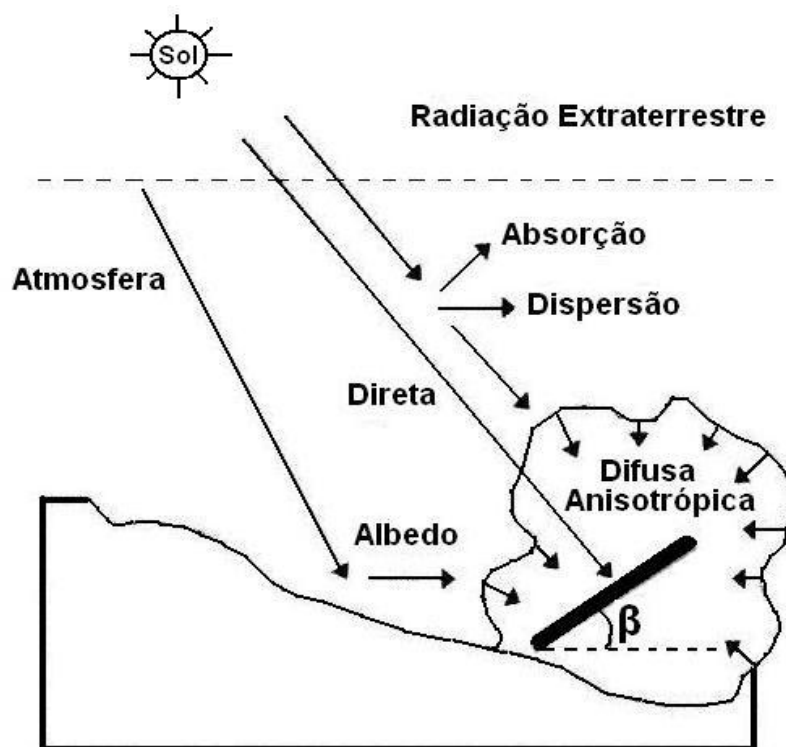
$$G_0=G_{sc}(1+0,033\cos(360d_n/365)) \quad (2.2)$$

Os dados de radiação solar, quando disponíveis, são frequentemente encontrados sob a forma de radiação global em uma superfície horizontal no local, por exemplo, na forma de radiação diária global para um dia típico em qualquer mês do ano. Já que os painéis fotovoltaicos são usualmente posicionados com certo ângulo do plano horizontal, a energia disponível no plano dos painéis deve ser calculada a partir desses dados.

Para cálculo da radiação solar média mensal, faz-se necessário o cálculo da média para cada dia do mês e, a partir daí, o cálculo da média mensal.

### 2.4 – Radiação solar no nível do solo

Quando a radiação solar incide na atmosfera terrestre, conforme mostrado na Figura 2.4, parte dessa energia incidente é perdida por dispersão ou absorção nas moléculas de ar, nuvens e partículas em suspensão. A radiação que não é refletida, espalhada ou absorvida e incide diretamente na superfície terrestre é chamada de radiação direta. A radiação que é dispersa e que chega à superfície da Terra é denominada radiação difusa. A parcela da radiação que atinge a superfície da Terra e é refletida pelo solo é denominada de albedo. A somatória destas três componentes é chamada de radiação global [56].



(Fonte: [56])

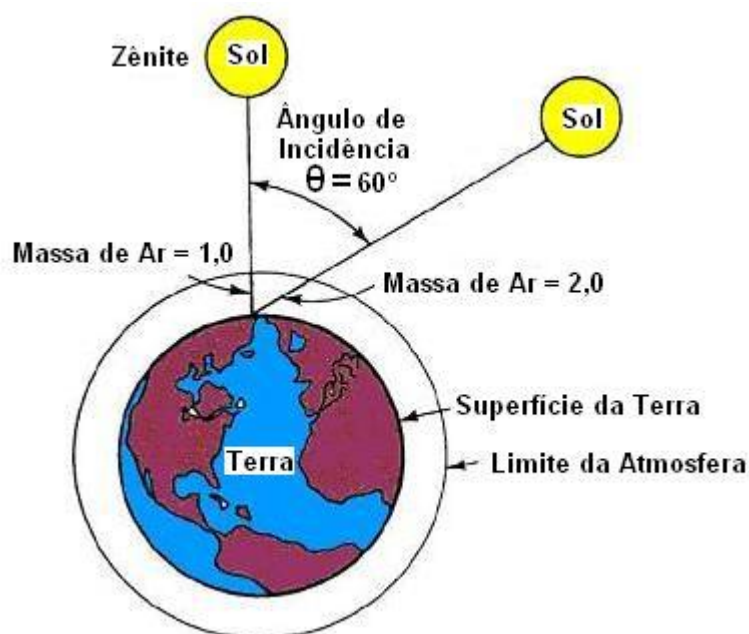
Figura 2.4: Radiação solar na atmosfera (componentes)

A quantidade de radiação que chega à superfície terrestre é significativamente variável. Além das variações regulares, diárias e anuais, devidas ao movimento aparente do Sol, variações irregulares e aleatórias e de difícil previsão são causadas pela composição geral da atmosfera bem como por condições meteorológicas locais (nuvens, poeira, fumaça). Para contornar este problema, utilizam-se modelos teóricos estatísticos que estimam a interferência da atmosfera na irradiação disponível, a partir de longas séries históricas de medidas.

Um conceito que caracteriza o efeito de uma atmosfera translúcida sob a luz do Sol é o de massa de ar (AM), como é mostrado na Figura 2.5. Esta unidade é igual ao comprimento relativo que a radiação direta percorre através da atmosfera. Em um dia de verão sem nuvens, ao nível do mar, a radiação solar ao meio dia corresponde a uma massa de ar igual a 1 (AM1). Em outros horários, a massa de ar é aproximadamente igual a  $1/\cos(\theta_z)$ , sendo  $\theta_z$  o ângulo formado entre o raio direto e a normal formada com a superfície terrestre. Estas alterações são proporcionais à espessura da camada atmosférica. Assim, tanto no início da manhã quanto ao final da tarde a intensidade dos raios solares é menor do que

aquela emitida pelo Sol ao meio-dia, apesar de que, para um mesmo dia, os raios solares são enviados pelo Sol com a mesma intensidade durante todo o tempo. Isto ocorre devido à massa de ar pela qual os raios do Sol atravessam até atingir a superfície terrestre [56].

A Figura 2.5 demonstra também que, pela manhã, a camada de atmosfera que os raios solares atravessam é muito mais espessa do que durante o meio-dia, causando uma atenuação mais intensa, devido à absorção e ao espalhamento.

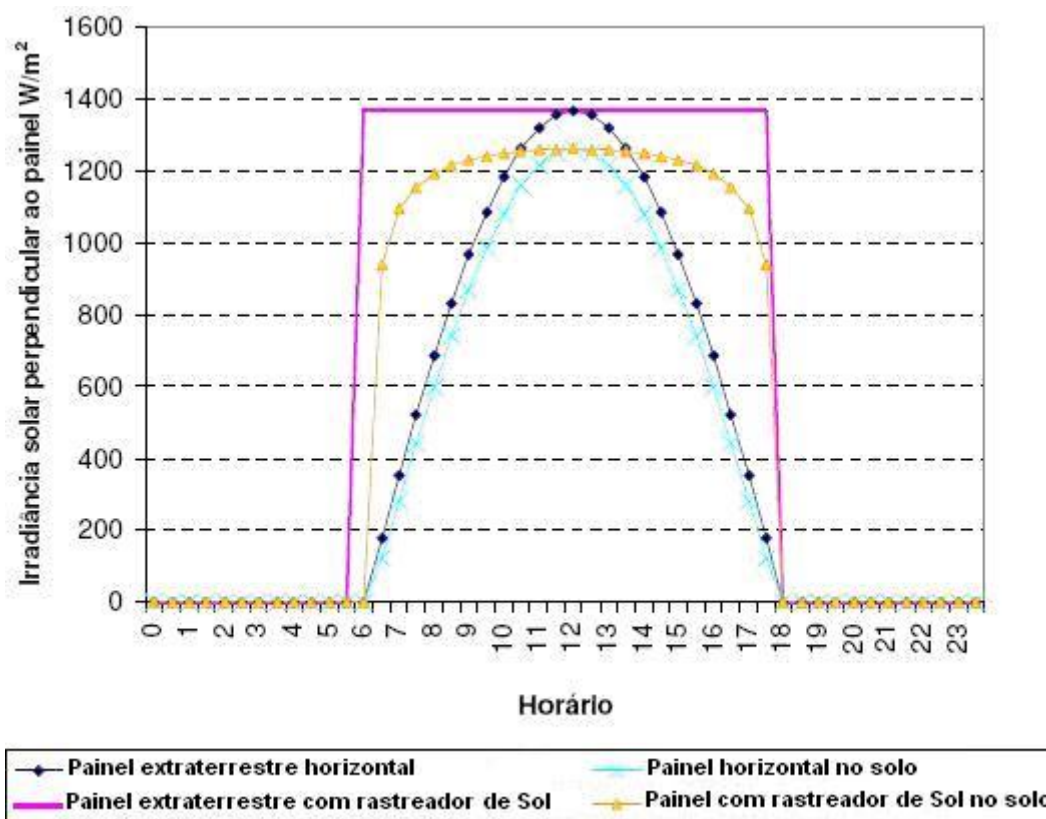


(Fonte: [57])

Figura 2.5: Trajetória dos raios do Sol na atmosfera e definição do coeficiente de “Massa de Ar” (AM)

O efeito da atmosfera no espectro solar é mostrado na Figura 2.6. O espectro extraterrestre, denominado por AM0, é importante para aplicações das células solares em satélites. AM1,5 é o espectro solar típico na superfície terrestre em um dia claro que, em conjunto com a irradiância total de  $1 \text{ kW/m}^2$ , é usada para a calibração das placas solares fotovoltaicas.

A Figura 2.6 apresenta os valores de irradiância para o período de um dia, com dados extraterrestres e com um determinado fator de atenuação devido à massa de ar da atmosfera.



(Fonte: [57])

Figura 2.6: Capacidade de aproveitamento da irradiância solar para sistemas fixos na horizontal e com rastreador de Sol de um eixo, tanto acima da atmosfera quanto ao solo

Se forem considerados, nesse índice de atenuação, as influências da quantidade de vapor de água precipitável na atmosfera e da quantidade de poeira no ar, pode-se reduzir ainda mais a quantidade de energia que chega ao solo.

## 2.5 – Fator de claridade do céu (KT)

Como foi dito no item 2.4, um dos fatores que dificulta o aproveitamento da energia que o Sol disponibiliza fora da atmosfera, reduzindo-o até a chegada ao solo, além da massa de ar, é a quantidade de nuvens no céu, as quais impedem que os raios solares diretos atinjam os painéis solares. Como no período de um dia a distância da Terra em relação ao Sol e a declinação solar são praticamente constantes e a quantidade de massa de ar praticamente não se altera, esta diferença de energia que atinge a superfície é devido à nebulosidade [57].

O fator de claridade é determinado comparando o cálculo da irradiância em uma superfície horizontal no topo da atmosfera com a medição na superfície do solo.

Este fator, que corresponde à relação entre a irradiação fora da atmosfera dividida pela irradiação medida no solo, ambas em uma superfície horizontal, é utilizado para identificar as componentes direta e difusa da irradiância.

Através da determinação das componentes direta e difusa da radiação, a partir da medição da irradiância global, é obtida a potência incidente sobre superfícies inclinadas, conforme equação 2.3 [57].

$$G_{TOT} = G_{DIR} \cos(q) + G_{DIF} + G_{ALB} \quad (2.3)$$

Em que:

$G_{TOT}$  = irradiância solar total incidente sobre uma superfície inclinada;

$G_{DIR}$  = irradiância direta;

$G_{DIF}$  = irradiância difusa;

$G_{ALB}$  = irradiância refletida pelo albedo;

$q$  = ângulo de incidência dos raios solares, conforme já mencionado anteriormente.

O reflexo do albedo depende do material que está ao redor do painel, e de sua capacidade de reflexão. Estes valores de reflexão são mostrados na Tabela 2.1, o qual é o coeficiente de albedo para algumas superfícies.

Tabela 2.1: Capacidade de reflexão dos raios solares de algumas superfícies, que contribuem para a captação de energia dos painéis fotovoltaicos.

(Fonte: [57])

Material	Albedo (%)
Água	5
Asfalto	9
Gramma	24
Neve	60
Cobre	74
Aço	80
Alumínio	85

### 2.6 – Solarimetria e Instrumentos de Medição

A medição da irradiância solar total, a qual é a resultante da componente direta com a difusa incidentes em uma superfície é importante para o estudo da influência do clima para a geração de energia elétrica utilizando sistemas FVs. Com um histórico dessas medições, é analisada a viabilidade da instalação de sistemas solares térmicos e fotovoltaicos em um determinado local, garantindo o máximo aproveitamento da energia solar ao longo do ano. As medições-padrão são: radiação global e difusa no plano horizontal e radiação direta normal.

A seguir são apresentados alguns instrumentos de medida da radiação, o uso mais freqüente e a classe associada ao seu desempenho [55].

**Piranômetro (Figura 2.7)** – São utilizados para medir a radiação global. Este equipamento possui uma termopilha que mede a diferença de temperatura entre duas superfícies, sendo uma pintada de preto e outra pintada de branco igualmente iluminada. A expansão das superfícies provoca uma diferença de potencial que, ao ser medida, mostra o valor instantâneo da energia solar. Existe outro modelo de piranômetro que utiliza uma célula fotovoltaica de silício monocristalino para coletar as medidas solarimétricas. Estes são mais utilizados, devido serem mais baratos que os equipamentos tradicionais. Porém, este aparelho apresenta limitações quanto à sua sensibilidade. Entre os modelos de piranômetros há os de primeira classe (2% de precisão) e também de segunda classe (5% de precisão).



(Fonte: <http://pt.wikipedia.org/wiki/Piran%C3%B4metro>)  
Figura 2.7: Piranômetro



**Pireliômetro (Figura 2.8)** – São utilizados para medição da radiação direta. Este possui uma pequena abertura para visualizar o disco solar e a região vizinha denominada circunsolar. O instrumento acompanha o deslocamento do Sol o qual é constantemente ajustado para focalizar melhor a região do sensor. Atualmente os pireliômetros são autocalibráveis, possuindo uma precisão de 5%.



(Fonte: [http://www.meteo.pt/pt/galeria/fotografia/equip\\_meteo\\_class.html?action=thumbnail&thumbpage=2](http://www.meteo.pt/pt/galeria/fotografia/equip_meteo_class.html?action=thumbnail&thumbpage=2))

Figura 2.8: Pireliômetro

**Heliógrafo (Figura 2.9)** – Este equipamento registra apenas a duração do brilho solar. A irradiância solar é focalizada em uma esfera de cristal sobre uma fita que, pela ação da irradiância solar, ela se queima se tornando enegrecida. Assim, desse modo é medido o número de horas de insolação.



(Fonte: <http://pt.wikipedia.org/wiki/Ficheiro:Heliografo.jpg>)  
Figura 2.9: Heliógrafo

**Actinógrafo (Figura 2.10)** – Este equipamento é utilizado para medir a radiação global, semelhante ao piranômetro, porém com uma precisão menor. Ele é composto de sensores com expansão de um par bimetálico. Esses são conectados a um marcador que registram o valor instantâneo da radiação solar, quando ocorrem suas expansões. Sua precisão varia de 15 % a 20%.



(Fonte: [http://www.meteochile.cl/instrumentos/inst\\_museo.html](http://www.meteochile.cl/instrumentos/inst_museo.html))

Figura 2.10: Actinógrafo

### 2.7 – Tecnologias disponíveis de células fotovoltaicas

Entre os diversos semicondutores utilizados para a produção de células solares fotovoltaicas, destaca-se, em primeiro lugar, o silício cristalino c-Si, sendo o mais utilizado atualmente. O silício amorfo hidrogenado a-Si é o segundo mais utilizado e há também uns poucos preferidos como telureto de cádmio CdTe e os compostos relacionados ao dissulfeto de cobre e índio CuInSe<sub>2</sub> ou CIS. Neste último grupo, aparecem alguns elementos que são altamente tóxicos (Cd, Se, Te), ou também raros (Te, Se, In, Cd), fazendo com que isso se torne um obstáculo ao uso mais intensivo destas tecnologias. O silício, por outro lado, é um dos elementos mais abundantes no planeta Terra e não é considerado tóxico quando comparado aos outros elementos citados anteriormente [58].

Dentre as tecnologias fotovoltaicas mais tradicionais o c-Si é a única que utiliza lâminas cristalinas relativamente espessas (300  $\mu\text{m}$  a 400  $\mu\text{m}$ ), representando uma maior limitação em relação à redução de custos de produção. As outras são baseadas em películas finas (filmes finos, com espessura da ordem de 1  $\mu\text{m}$ ) de material semiconductor, possuindo aí um grande potencial de redução de custos. A tecnologia dos filmes finos para aplicações fotovoltaicas está se destacando atualmente por apresentar baixos custos de produção decorrentes da pequena quantidade de matéria prima envolvida, das pequenas quantidades de energia consumida em sua produção, do elevado grau de automação dos processos de produção e seu baixo custo de capital [58]. Em relação à conversão fotovoltaica, a tecnologia do c-Si possui a maior eficiência para a geração de energia elétrica, apresentando ao redor de 15% para painéis disponíveis no mercado. As tecnologias de filmes finos, sendo inerentemente menos eficientes e também por estarem ainda no início de seu desenvolvimento, têm, no momento, um rendimento ao redor de 6% para painéis comerciais.

### **2.8 – Característica corrente X tensão e desempenho da célula fotovoltaica**

A corrente  $I_{FV}$  entregue a uma carga por uma célula fotovoltaica iluminada é o resultado líquido dos componentes internos de corrente que se opõem como mostra a Equação 2.4 [11].

$$I_{FV} = I_L - I_D(V) \quad (2.4)$$

Onde:

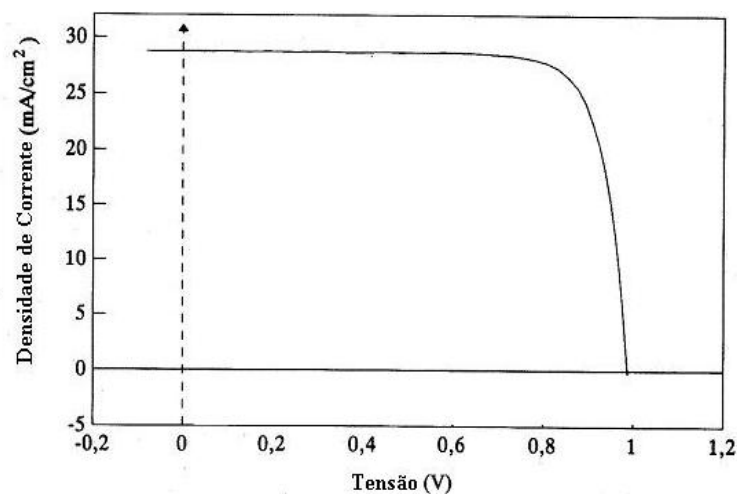
- $I_L$  corrente produzida devido à geração de portadores pela iluminação;
- $I_D$  é a corrente de obscuridade, gerada devido à recombinação de portadores que produzem a tensão necessária para poder entregar energia à carga.

De acordo com a Equação 2.4, a corrente elétrica fornecida por uma célula solar a uma carga vem da diferença entre a fotocorrente  $I_L$  e a corrente de recombinação  $I_D$ , devido à polarização produzida pela tensão gerada. Considerando, para simplificar, que a corrente da carga pode ser expressa mediante o modelo de uma única equação exponencial, esta pode ser representada pela equação 2.5 [11].

$$I_{FV} = I_L - I_0 \left[ \exp \frac{eV}{m_0 k T} - 1 \right] \quad (2.5)$$

Onde  $I_L$  é a componente de corrente da célula devido aos fótons,  $I_0$  é a corrente inversa de saturação,  $eV$  é a carga do elétron =  $1,6 \times 10^{-19}$  Coulomb,  $k$  é a constante de Boltzman ( $1,38 \times 10^{-23}$  J/K),  $m_0$  é o fator de idealidade do diodo ( $m = 1$  diodo ideal) e  $T$  é a temperatura da célula em kelvin (K).

A característica Densidade de corrente x Tensão ( $I \times V$ ) representada por esta equação tem a forma padrão mostrada na figura 2.11.



(Fonte: [11])

Figura 2.11: Característica  $I \times V$  de iluminação

Como se pode observar na Figura 2.11, o maior valor da corrente de geração se obtém para condições de curto-circuito, onde a diferença de potencial  $V$  entre os terminais da célula é nula.

Se o dispositivo é mantido em circuito aberto ( $I_{FV} = 0$ ), este se auto-polarizará com uma determinada tensão. Trata-se da tensão de circuito aberto  $V_{OC}$  e seu valor é tal que a fotocorrente comporta-se apenas como a corrente de polarização, isto é,  $I_L = I_0(V_{OC})$ , em condições de circuito aberto, e levando em conta a Equação 2.5, obtêm-se a Equação 2.6[11].

$$V_{OC} = m_0 \frac{kT}{e} \ln \left[ \frac{I_L}{I_0} + 1 \right] \quad (2.6)$$

A definição dos parâmetros de operação anteriores permite escrever a característica da célula, como está apresentada na Equação 2.7 [11].

$$I_{FV} = I_{SC} \left[ 1 - \exp \left( - \frac{e(V_{OC} - V)}{m_0 kT} \right) \right] \quad (2.7)$$

Como já dito anteriormente, a região da curva característica compreendida entre  $I_{SC}$  e  $V_{OC}$  corresponde ao funcionamento da célula como gerador. Se a energia é fornecida a uma carga, como é mostrado na Figura 2.11, a potência fornecida é dada pelo produto  $P = VI$ , e existirá um ponto de funcionamento ( $I_M$ ,  $V_M$ ) em que a potência será máxima, o qual é denominado ponto de potência máxima, como mostra a Figura 2.12.

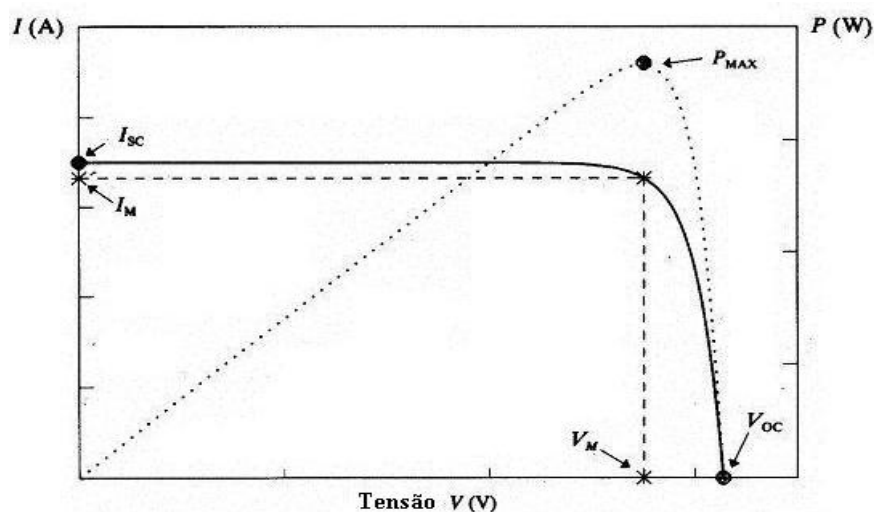


Figura 2.12: Gráfico da Potência X tensão

(Fonte: [11])

## 2.9 – Parâmetros que influenciam o comportamento básico das células fotovoltaicas

A temperatura e a intensidade de radiação solar são os fatores mais importantes quando se considera a utilização das células solares para a geração de eletricidade. Assim, este item tem por objetivo apresentar a influência destes fatores na avaliação do desempenho de uma célula fotovoltaica.

### 2.9.1 – Influência da temperatura

Em relação aos efeitos da temperatura sobre uma célula FV, a fórmula característica é apresentada pela Equação 2.8 [11].

$$I_{FV} = I_L - I_0(T) \left[ \exp \frac{e(V + IR_s)}{kT} - 1 \right] \quad (2.8)$$

A fotocorrente  $I_L$  aumenta ligeiramente com a temperatura, devido, em parte, ao aumento dos comprimentos de difusão dos minoritários e, em parte, ao estreitamento da banda proibida, que desloca o início de absorção até fótons de menor energia. Porém, a variação da fotocorrente é pequena, e, em primeira aproximação,  $I_L$  pode ser considerada independente da temperatura [11].

A variação das características da célula FV com a temperatura  $T$  se manifesta de forma exponencial e de forma implícita por meio de  $I_0(T)$ . A dependência com a temperatura da corrente inversa de saturação pode ser determinada pela Equação 2.9 [11].

$$I_0 = KT^3 \exp \left( - \frac{E_{G0}}{kT} \right) \quad (2.9)$$

Sendo  $K$  e  $E_{G0}$  (largura da banda proibida a 0 K) duas constantes aproximadamente independentes da temperatura e levando-se em conta as

Equações 2.8 e 2.9, chega-se a equação 2.10, que fornece a tensão de circuito aberto [11].

$$V_{oc}(T) = \frac{E_{G0}}{e} - \frac{kT}{e} \ln \frac{KT^3}{I_L} \quad (2.10)$$

Esta Equação mostra uma diminuição de  $V_{oc}$  com o aumento da temperatura. Esta variação se situa em um valor de aproximadamente 2,3 mV/°C para células de silício a temperatura ambiente.

Como consequência da diminuição de  $V_{oc}$  em função do aumento da temperatura, o ligeiro aumento de  $I_L$  não produz efeito e o rendimento da célula diminui. A diminuição é da ordem de 0,04% a 0,06% por cada grau centígrado de temperatura que aumenta para as células de silício.

Assim, o desempenho de uma célula FV é apresentado na Figura 2.13, onde se verifica um pequeno aumento na corrente e uma considerável diminuição na tensão de circuito aberto quando da ocorrência da elevação de temperatura.

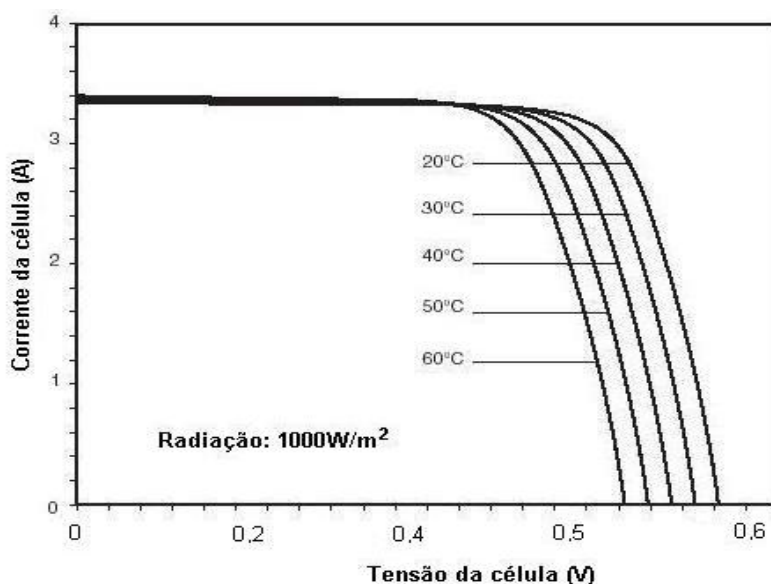
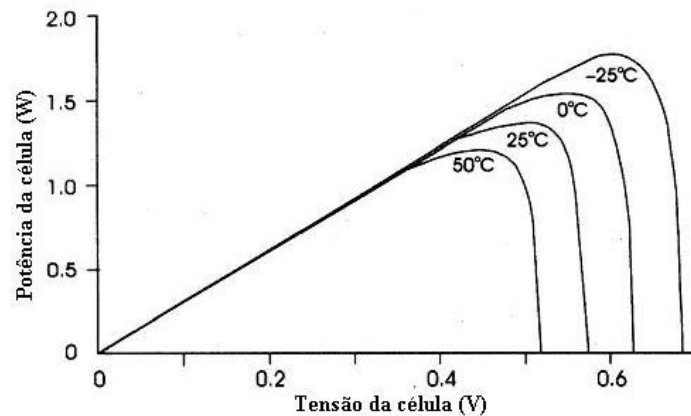


Figura 2.13: Dependência da característica corrente x tensão com a temperatura

Observa-se também pela Figura 2.14 que, com o aumento da temperatura, a potência máxima da célula sofre um decréscimo considerável.



(Fonte: [59])

Figura 2.14: Dependência da característica potência x tensão com a temperatura

É importante salientar que quando a célula FV é iluminada, geralmente são convertidos menos que 20% da radiação solar em energia elétrica [59]. A outra parte é convertida em calor, resultando no aquecimento da célula FV. Como resultado, é esperado esta operar em uma temperatura acima da ambiente.

Esta temperatura da célula FV é calculada através da Temperatura Nominal de Operação da Célula (NOCT). O NOCT é a temperatura que a célula irá alcançar quando são operadas em circuito aberto e em temperatura ambiente de 20 °C, AM 1,5, condições de radiação com 0,8 kW/m<sup>2</sup> e com uma velocidade do vento menor que 1 m/s. Para variações na temperatura ambiente e na radiação, a temperatura da célula (°C) pode ser estimada com boa precisão com a aproximação linear, como mostra a Equação 2.11 [59].

$$T_c = T_a + \left( \frac{NOCT - 20}{0,8} \right) G \quad (2.11)$$

onde:

- $T_c$  = Temperatura da célula em graus Celsius;
- $T_a$  = Temperatura ambiente em graus Celsius;
- $G$  = Irradiância em Watts/m<sup>2</sup>.

Da Equação 2.11, verifica-se que, por exemplo, se um módulo de 36 células tem um NOCT de 40 °C com  $V_{oc} = 21$  V, quando  $G = 0,8$  kW/m<sup>2</sup>, então a



temperatura da célula irá aumentar para 55 °C quando a temperatura ambiente aumentar para 30°C e G aumentar para 1 kW/m<sup>2</sup>. Este aumento de 15 °C na temperatura da célula resultará em uma diminuição para 19,76 V na tensão de circuito aberto.

### 2.9.2 – Influência da intensidade da radiação solar

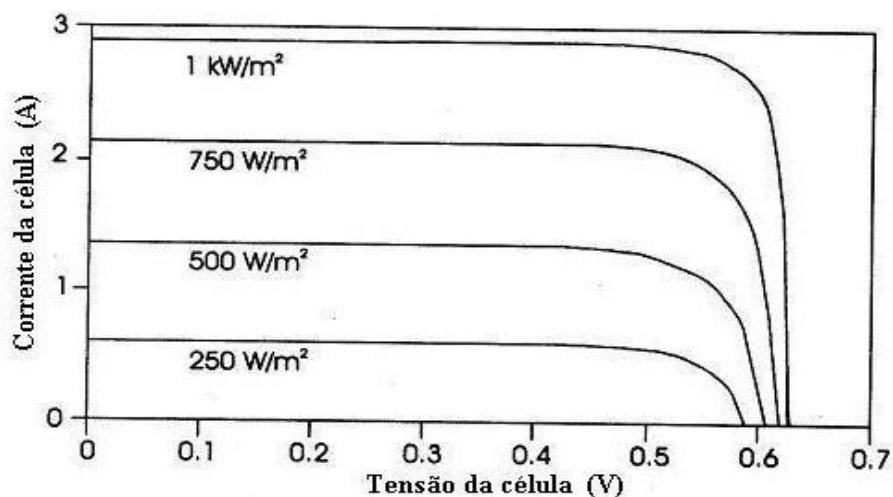
Dentro de uma ampla margem de funcionamento, a fotocorrente das células solares é diretamente proporcional à intensidade da radiação incidente. Esta proporcionalidade permite concluir que, se a fotocorrente, ao nível de iluminação definida como unidade (normalmente 1 Sol AM1 = 100 mW/cm<sup>2</sup>) é  $I_{L1}$ , a fotocorrente a um nível de iluminação X (fator de concentração: X sóis) é X vezes superior, como mostrado na Equação 2.12 [11].

$$I_L = XI_{L1} \quad (2.12)$$

E se  $V_{0C1}$  é a tensão de circuito aberto a 1 Sol, a tensão a X sóis se obtêm aplicando a equação 2.10, que resulta na Equação 2.13, supondo-se que  $m$  e  $I_0$  se alteram sensivelmente ao aumentar o nível de iluminação [11].

$$V_{0C} = V_{0C1} + m_0 \frac{kT}{e} \ln X \quad (2.13)$$

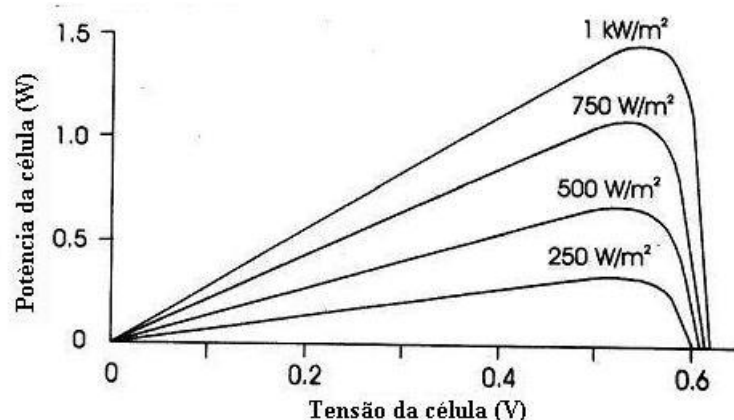
Assim, como mostra a Figura 2.15, com o aumento do índice de iluminação, a corrente aumenta linearmente e a tensão de circuito aberto logaritmicamente.



(Fonte: [59], modificado)

Figura 2.15: Características I-V de células fotovoltaicas ideais com diferentes níveis de iluminação

Observa-se também, através da Figura 2.16, que a potência fornecida pelo módulo fotovoltaico aumenta linearmente com o aumento do índice de iluminação.



(Fonte: [59], modificado)

Figura 2.16: Potência x tensão para uma célula fotovoltaica para quatro níveis de iluminação

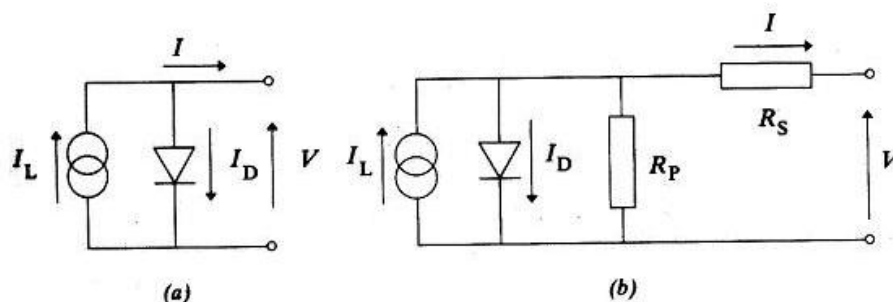
## 2.10 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica

A Equação 2.5, apresentada anteriormente, descreve analiticamente o comportamento de uma célula solar. No entanto, parece ser mais conveniente descrever este mesmo comportamento como elementos de circuitos elétricos. Esta alternativa é muito útil quando se trata de estudar o comportamento de

muitas células interconectadas em série e paralelo, como ocorre em um módulo fotovoltaico.

O circuito da Figura 2.17(a), constituído por um diodo de união  $p-n$  ideal com corrente de saturação  $I_0$  e fator de idealidade  $m$  e por um gerador de corrente de valor  $I_L$ , tem o mesmo comportamento elétrico que o da célula solar descrita na Equação 2.5. Este é, portanto, o circuito equivalente do dispositivo intrínseco.

Todavia, em uma célula solar real existem outros efeitos, não considerados na Equação 2.5, que afetam o comportamento externo da mesma. Destes efeitos pode-se considerar pelo menos dois: o da resistência série e o das fugas de corrente proporcionais à tensão, que pode ser caracterizado por uma resistência paralela. Ambos os efeitos tem um caráter distribuído no dispositivo e nem sempre podem ser representados por um parâmetro de resistência de valor constante. Porém, de um ponto de vista prático e funcional, a representação de ambos os efeitos por resistências concentradas, como mostra o circuito equivalente da Figura 2.17(b), é uma solução aceitável e extremamente útil [11].



(Fonte: [11])

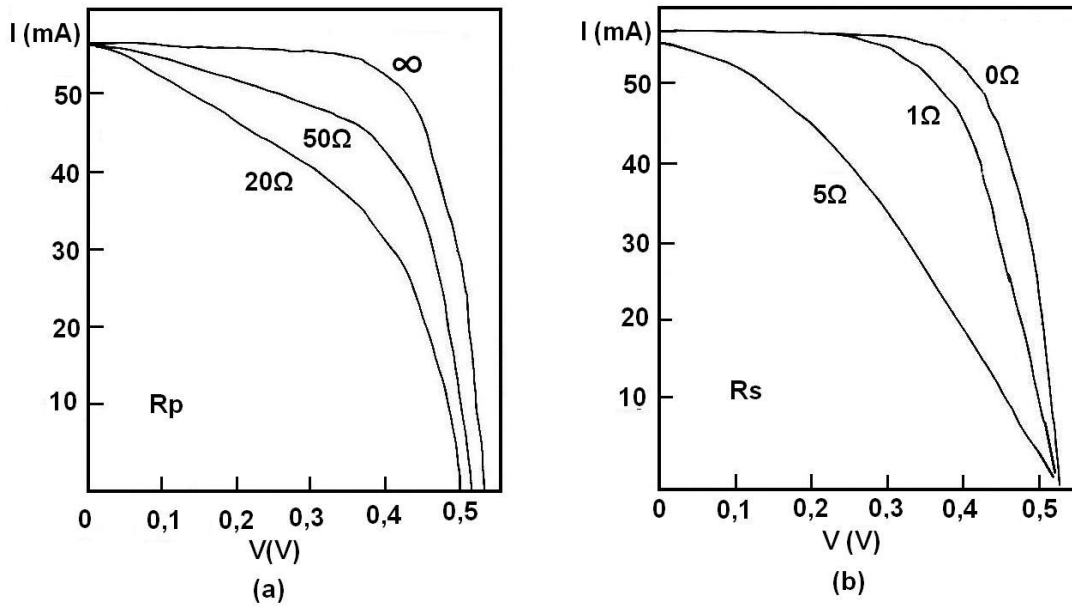
Figura 2.17: Circuitos equivalentes de uma célula solar

A resistência em paralelo ( $R_P$ ) tem maior influência na região de baixas tensões, onde a corrente que circula pelo diodo do circuito equivalente é muito pequena. A origem desta resistência deve-se às fugas de corrente pela superfície da borda da célula. Porém, a resistência série ( $R_S$ ) deve sua origem à resistência dos contatos metálicos com o semicondutor, a qual é disposta pelas próprias capas semicondutoras e a resistência dos metais que constituem a grade da célula. Assim, levando-se em conta  $R_P$  e  $R_S$ , obtêm-se a Equação 2.14, a qual

pode ser obtida pela análise dos nós do circuito equivalente da Figura 2.17(b) [11].

$$I_{FV} = I_L - I_0 \left[ \exp \frac{e(V + IR_s)}{m_0 k T} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (2.14)$$

Os efeitos de  $R_p$  e  $R_s$  sobre o comportamento externo da célula estão ilustrados na Figura 2.18. Analisando esta figura pode-se afirmar que a influência da resistência em paralelo  $R_p$  (Figura 2.18(a)), quando suficientemente pequena, é de reduzir a tensão de circuito aberto e o fator de forma, sem afetar a corrente de curto circuito. Já, uma alta resistência série  $R_s$  (Figura 2.18(b)) reduz o fator de forma e a corrente de curto circuito, sem afetar a tensão de circuito aberto [11].

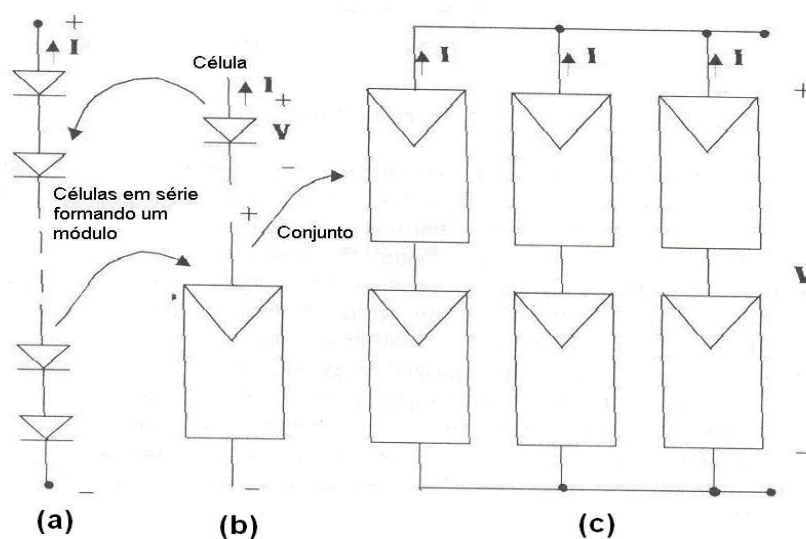


(Fonte: [11])

Figura 2.18: Efeitos das resistências série e paralelo sobre a característica de iluminação da célula solar

## 2.11 – O módulo fotovoltaico

Para se obter uma tensão de saída adequada, as células fotovoltaicas são conectadas em série para formar o módulo fotovoltaico. Como sistemas fotovoltaicos são comumente operados com valores múltiplos de 12 V, os módulos são normalmente projetados para uma condição de operação ótima neste valor. A meta é conectar um número suficiente de células em série para manter a tensão de potência máxima ( $V_M$ ) com uma confortável variação de tensão do sistema para as condições médias de insolação. Se isso for feito, a potência de saída do módulo pode ser mantida bem próxima do máximo. Isto significa que, abaixo das condições de insolação total,  $V_M$  deve estar aproximadamente entre 16 e 18 V. Como  $V_M$  é normalmente cerca de 80% da tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ), sugere-se projetar o módulo com um  $V_{OC}$  de aproximadamente 20 V. Como as células de silício monocristalino possuem tensão de circuito aberto variando de 0,5 a 0,6 V, os módulos devem consistir de 33 a 36 células conectadas em série [59]. A Figura 2.19 mostra como as células são configuradas no módulo e como estes são conectados para se formar um sistema. Os módulos podem ter pequena potência de saída, desde poucos watts, dependendo da necessidade de aplicação, até mais de 300 W. Em geral, Sistemas FVs típicos variam de dezenas de watts de potência até a quilowatts. Porém sistemas com megawatts de potência já existem.



(Fonte: [59], modificado)

Figura 2.19: (a) Célula, (b) módulo e (c) conjunto fotovoltaico

Se altas tensões ou correntes necessitam ser disponíveis, os módulos devem ser conectados em série resultando em altas tensões, e em conexões paralelas resultando em altas correntes. Quando os módulos são conectados em série, deve-se ter a produção máxima de potência ocorrendo para a mesma corrente em todos eles. Quando os módulos são conectados em paralelo, deve-se ter a produção máxima de potência ocorrendo para a mesma tensão em todos eles. Assim, quando montados e conectados os módulos, o instalador deve ter estas informações das características elétricas de cada módulo.

### **2.12 – Sistemas fotovoltaicos isolados da rede elétrica**

Apesar dos avanços tecnológicos na geração e distribuição de energia elétrica, cerca de 1/3 da população mundial não possui acesso à energia elétrica [6]. No Brasil, ainda um grande número de famílias vive distante dos centros urbanos, sem as menores condições de infra-estrutura. A região Norte do país destaca-se nas dificuldades de acesso à energia devido às características locais, como sua grande extensão territorial, complexa logística de transporte, baixa densidade demográfica, além do baixo poder aquisitivo da população local. O suprimento de eletricidade para tais comunidades, devido aos fatores acima mencionados, implica em custo elevado de geração de energia. Somente na Amazônia Legal, mais de dois milhões de pessoas não tem acesso à energia elétrica [60]. Assim, tanto no Brasil como no mundo atual, há uma necessidade de saldar um débito social e solucionar muitos dos problemas de um grande contingente de desfavorecidos, que vivem, de alguma forma, isolados e sem acesso a energia elétrica.

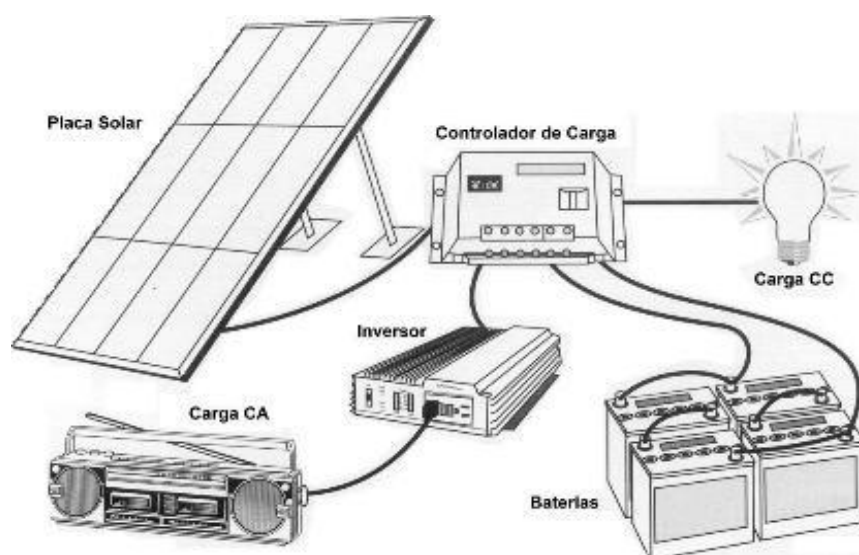
Portanto, a energia solar é a solução mais viável para levar a eletricidade a estes locais, onde a rede convencional não chegou ou é fornecida de maneira precária. Ela é cada vez mais utilizada, principalmente no meio rural, para iluminação, telecomunicações, bombeamento de água e eletrificação em geral.

Postos de saúde remotos também se beneficiam com a energia solar. Com a utilização de painéis solares é possível abastecer refrigeradores para a conservação de vacinas, prover iluminação e comunicação.

Graças à sua modularidade, portabilidade e simplicidade de instalação, a energia solar pode ainda ser aplicada a diversas outras áreas de atividade:

- Repetidoras remotas de rádio e TV;
- Telefonia Celular convencional ou por satélite (Iridium ou Globalstar);
- Camping, motor-homes e barcos de passeio;
- Dessalinização de água;
- Iluminação pública;
- Sinalização marítima;
- Abastecimento de campos avançados militares e científicos.

Um sistema fotovoltaico isolado da rede elétrica com seus componentes é apresentado na Figura 2.20.



(Fonte: Heliodinâmica: [www.heliodinamica.com.br](http://www.heliodinamica.com.br))

Figura 2.20: Sistema fotovoltaico típico

Em que:

- Placa solar: transforma a luz solar em eletricidade;
- Controlador de carga: evita sobrecarga ou descarga excessiva da bateria;
- Banco de baterias: armazena a energia gerada pelas placas para ser utilizada em momentos em que o consumo é maior que a geração;
- Inversor: transforma a tensão de 12 Vcc em 110 ou 220 Vca.

Nem todos os sistemas irão conter estes mesmos elementos. Em alguns casos, como no bombeamento d'água, apenas placas ligadas diretamente à bomba são suficientes. Desta forma, o sistema irá funcionar apenas durante o dia, enquanto as placas estiverem gerando energia.

Dependendo da demanda, várias placas podem ser ligadas em paralelo. Sistemas grandes usando séries de baterias podem virtualmente suprir quaisquer necessidades energéticas de sistemas isolados.

### **2.13 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR)**

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede podem fornecer de dezenas de watts a megawatts de potência, e, independentemente do tamanho, eles são similares.

Esses tipos de sistemas atuam como usinas geradoras de energia elétrica em paralelo com as grandes centrais geradoras. Podem ser do tipo central fotovoltaica, possuindo megawatts de potência instalada, ou sistemas tipicamente residenciais ou comerciais, possuindo de dezenas de watts a alguns quilowatts de potência.

No primeiro tipo, a planta fotovoltaica está normalmente situada em áreas relativamente afastadas dos centros urbanos, como ocorre com usinas geradoras de eletricidade convencionais, pois devido ao fato desta possuir grande potência, são exigidas superfícies relativamente grandes para sua fixação, requerendo assim áreas de baixo custo para que a instalação seja economicamente viável. Áreas desertas podem ser utilizadas neste tipo de instalação.

Os sistemas integrados a prédios urbanos, por outro lado, são incorporados à fachada ou ao telhado do prédio, de modo que virtualmente não ocupam espaço, sendo o único pré-requisito uma orientação solar favorável.

A geração fotovoltaica pode, nesse caso, apresentar vantagens à concessionária elétrica local no sentido de aliviar picos de consumo na rede, aumentando assim a vida útil do sistema de transmissão e distribuição e adiando os grandes investimentos e longos prazos de instalação envolvidos na construção de centrais elétrica convencionais.



Outra característica de sistemas fotovoltaicos interligados à rede que pode ser atraente à concessionária elétrica é a sua modularidade e curtos prazos de instalação. Do ponto de vista do planejamento de expansão, a energia solar fotovoltaica pode ser vista como um *just-in-time* de adição de capacidade geradora, isto é, em termos financeiros, existe o atrativo de o capital investido começar a gerar energia quase que imediatamente e a inexistência de capacidade geradora ociosa, dada à característica modular dos sistemas fotovoltaicos.

Em centros urbanos, há uma boa combinação entre o consumo de áreas comerciais e prédios públicos e geração, devido ao uso intensivo de aparelhos de ar-condicionado, o qual faz coincidir alta temperatura com a maior oferta solar e, portanto com máximos na geração fotovoltaica [61, 62].

Porém, para que este sistema possa fornecer energia para a rede de distribuição, é necessária a introdução de um inversor, o qual irá transformar a energia produzida inicialmente sob tensão e corrente contínuas para alternada, podendo ser diretamente inserida na rede de distribuição ou utilizada em qualquer um dos equipamentos elétricos instalados na edificação. Esta energia gerada, quando inserida na rede elétrica, deve atender a algumas condições de segurança e qualidade, de acordo com as normas técnicas vigentes. Estas exigências buscam dois objetivos:

- Não alterar as condições de segurança nem a qualidade de energia fornecida aos consumidores;
- Não criar condições perigosas de trabalho para as pessoas que fazem a manutenção da rede de distribuição.

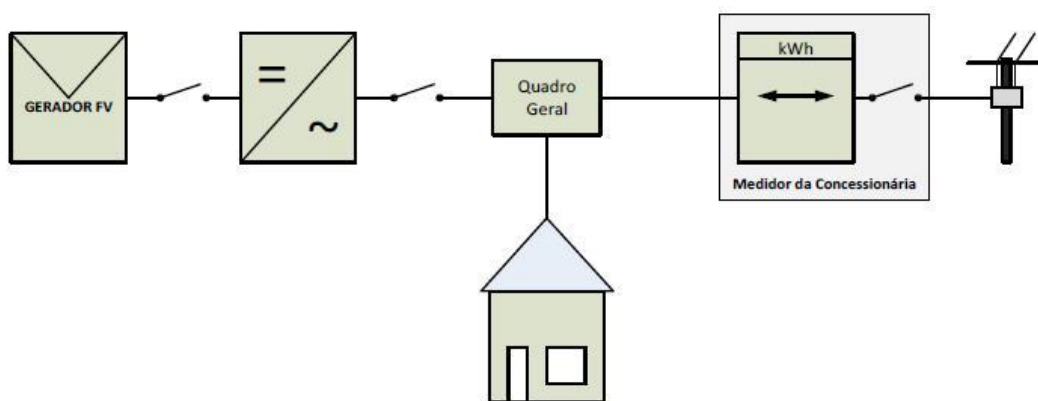
O primeiro objetivo perseguido pode ser obtido adotando-se os seguintes procedimentos:

- No inversor, usar mecanismos de desconexão automática da rede quando alguma das fases do inversor sair das seguintes margens de operação:
  - Tensão entre 0,85 e 1,1 vezes o valor nominal;
  - Frequência entre 59 e 61 Hz.
- Isolar galvanicamente as partes CA e CC da instalação;
- Utilizar inversor trifásico para potências superiores a 5 kVA.

Com relação ao segundo objetivo, isto é, evitar que o inversor funcione em ilha, para garantir a segurança da equipe de manutenção da concessionária, deve-se adotar somente inversores sincronizados pela rede que se desconectem automaticamente quando a energia é desligada. Isso porque as companhias encarregadas pela distribuição de energia elétrica exigem que, ao desconectar uma linha da rede, os possíveis sistemas de geração fotovoltaica presentes nessa linha não tenham tensão.

Em relação à medição e ao faturamento de sistemas fotovoltaicos residenciais interligados à rede elétrica, podem-se utilizar dois tipos de acordo com a legislação local adotada por determinados países.

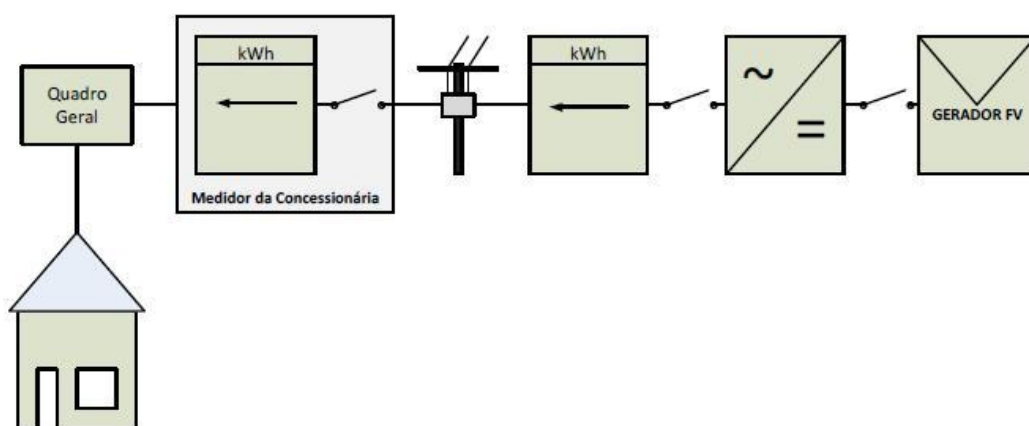
Para localidades onde não há nenhum tipo de incentivo, o SFCR pode ser conectado diretamente ao quadro geral de distribuição da edificação. Neste tipo de conexão, é importante que o medidor da concessionária seja bidirecional, pois a principal vantagem desta configuração está na redução da energia consumida da rede convencional, seja quando a geração fotovoltaica faz o medidor girar mais lentamente ou quando ela supera a potência demandada, fazendo o medidor regredir na contagem. Assim, o cliente consome eletricidade de ambas as fontes e o excedente da geração fotovoltaica é injetado na rede. Esta configuração, chamada de *net metering*, é utilizada na Espanha e nos Estados Unidos [58, 63]. A Figura 2.21 mostra essa configuração.



(Fonte: [63])

Figura 2.21: Configuração do SFCR em localidades sem incentivos (*net metering*)

Se houver políticas de incentivo à implantação de SFCR, onde os usuários são premiados pelo kWh gerado, a configuração do sistema pode ser realizada conforme a Figura 2.22. Nota-se que o ponto de conexão fica localizado no mesmo ponto de entrega da concessionária, portando toda a energia gerada é entregue à rede elétrica de distribuição e o consumo da unidade consumidora fica inalterado. O incentivo é dado em função da energia contabilizada pelo medidor do sistema fotovoltaico. Esta configuração, chamada de *feed-in tariff*, é utilizada na Alemanha e em Portugal [29, 63].



(Fonte: [63])

Figura 2.22: Configuração de SFCR em localidades com incentivo (*feed-in tariff*)

Do ponto de vista operacional, a utilização dos SFCRs no Brasil está regulamentada pela Resolução ANEEL Nº 112 de 1999, que estabelece a obtenção de registro ou autorização para a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia [64].

Porém, devido à falta de uma regulamentação específica para SFCR no Brasil, pode-se conectar um sistema fotovoltaico à rede por meio das configurações apresentadas, mas apenas sem incentivos econômicos a quem instalar o sistema.

Assim, para o país, as maiores barreiras existentes para a inserção da geração distribuída são estas faltas de incentivos de regulamentação específica que trate do pagamento pela energia gerada através dos SFCRs e a falta de

experiência dos planejadores e concessionárias de energia em lidar com essa nova questão.

No cenário internacional, existem algumas normas que estabelecem padrões de qualidade e segurança quanto à instalação e uso de sistemas FVs conectados à rede elétrica. A seguir são citadas as mais utilizadas [65].

- **IEEE Standard 929, “IEEE Recommended Practice For Utility Interface Of Photovoltaic (PV) Systems”,; 2000:** Nesta norma há orientações em relação aos equipamentos e funções necessárias para garantir um funcionamento compatível de sistemas FVs que estão conectados em paralelo com a concessionária de energia elétrica, incluindo segurança de pessoas, proteção do equipamento, qualidade de energia e operação do sistema de energia da concessionária. Também possui dados sobre ilhamento dos sistemas fotovoltaicos quando a rede da concessionária não está energizada, em casos de falhas ou manutenção técnica, e as técnicas para evitar o ilhamento de sistemas FVs distribuídos. Juntamente com esta norma, há o procedimento de ensaio (documento UL 1741 elaborado pelo *Underwriters Laboratories*), para verificar se um inversor utilizado em sistemas FVs conectados à rede elétrica atende as recomendações descritas na mesma. O procedimento de teste de segurança tem por objetivo testar o inversor para uma resposta adequada, conforme detalhado na norma, com relação ao desligamento da rede elétrica, verificando se o inversor não funcionará como um “gerador-ilha” independente, ou quando esta está operando fora dos limites estabelecidos, tais como sobre e sub-tensão, distorção harmônica maior que o limite da norma, etc;
- **IEC 61000-3-2, Electromagnetic compatibility. Limits for harmonic current emissions (equipment input current  $\leq 16\text{A}$  per phase), Dezembro 2001:** Esta norma é utilizada para os equipamentos elétricos e eletrônicos que tenham uma corrente de entrada de até 16 A por fase, conectado a uma rede pública de baixa tensão alternada, de 50 ou 60 Hz, com tensão fase-neutro entre 220 e 240 V. Assim, é aplicada aos

inversores que fazem a conexão do sistema FV com a rede elétrica, os quais podem gerar correntes harmônicas;

- **IEC 62116 Test Procedures of Islanding Prevention Measures for Utility Interconnected Photovoltaic Inverters:** Esta norma refere-se a procedimentos de teste das medidas de prevenção de ilhamento para inversores fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Ela descreve um guia para testar o desempenho de prevenção automático de ilhamento de inversores em conjunto com sistemas FVs monofásicos ou trifásicos conectados à rede elétrica. É estabelecido que o SFCR deve cessar o fornecimento de energia à rede elétrica em até 2 segundos após a ocorrência do ilhamento;
- **IEEE 1547, Interconnection StandardsIEEE Std 1547 (2003) IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources With the Electric Power System:** Esta norma refere-se a fornecer um padrão uniforme para a interligação de recursos distribuídos com sistemas de energia elétrica, proporcionando requisitos relevantes para o desempenho, operação, análise, considerações de segurança e manutenção da interligação;
- **IEEE Standard 519, IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems, 1992:** Nesta norma são estabelecidos os limites impostos com relação à qualidade de energia, mais especificamente sobre as harmônicas, aos sistemas de geração distribuída.

Em relação às regulamentações a nível nacional, a geração FV por ser um tipo de GD deve-se enquadrar ao **Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)** [66]. Esta regulamentação tem por objetivo estabelecer as condições de acesso quanto à conexão e uso do sistema de distribuição, definindo os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão, aplicando-se tanto aos novos usuários como aos existentes. Uma das funções é

estabelecer os níveis de tensão para a conexão da geração distribuída de acordo com os intervalos de potência instalada e as condições técnicas em relação aos parâmetros de proteção, medição, fator de potência, etc. para esta conexão, como mostra a Tabela 2.2.

Tabela 2.2: Níveis de tensão considerados para conexão de centrais geradoras

Potência Instalada	Nível de Tensão de Conexão
< 10 kW	Baixa Tensão (monofásico)
10 a 75 kW	Baixa Tensão (trifásico)
76 a 150 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão
151 a 500 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão
501 kW a 10 MW	Média Tensão / Alta Tensão
11 a 30 MW	Média Tensão / Alta Tensão
> 30 MW	Alta Tensão

### 2.14 – Considerações finais

Neste capítulo, fez-se um levantamento teórico sobre o comportamento do planeta Terra durante o seu período de rotação e translação ao redor do Sol. Por meio desses dados, constatou-se a variação da irradiância em relação aos dias do ano e às horas do dia, devido à inclinação da Terra em relação ao Sol e de seu movimento diário.

Foram mostrados também os medidores utilizados para coletar dados de irradiância em determinado local e as características destes quanto à medição da radiação global e difusa no plano horizontal e radiação direta normal.

Posteriormente, foram apresentadas as tecnologias disponíveis para a fabricação dos módulos fotovoltaicos. Mostrou-se que o silício ainda é a matéria prima dominante, sendo o silício cristalino c-Si o mais utilizado atualmente e o silício amorfo hidrogenado a-Si, o segundo. Porém, pelo fato de o c-Si fazer uso de lâminas cristalinas relativamente espessas, isto representa uma maior limitação em termos de redução de custos de produção.

Já para o silício amorfo hidrogenado, sua tecnologia está baseada em películas delgadas (filmes finos) de material ativo semicondutor. É neste aspecto que reside o grande potencial de redução de custos que esta tecnologia detêm, decorrentes das quantidades diminutas de material envolvido, das pequenas

quantidades de energia envolvidas em sua produção, do elevado grau de automação dos processos de produção e seu baixo custo de capital. Em termos de eficiência de conversão fotovoltaica, foi mostrado que, a tecnologia do c-Si é, entre as tecnologias utilizadas em aplicações terrestres para gerar potência elétrica, a que apresenta a maior eficiência, ao redor de 15% para painéis disponíveis no mercado. As tecnologias de filmes finos, sendo inerentemente menos eficientes e também por estarem ainda no início de seu desenvolvimento, têm no momento um rendimento ao redor de 6% para painéis comerciais.

Em relação ao processo de conversão da energia luminosa em eletricidade, foi apresentado o princípio de funcionamento das células solares, suas características elétricas, as equações que mostram seu desempenho de acordo com as condições ambientes de irradiância e temperatura e a representação do módulo gerador de energia.

Finalizando o capítulo, é mostrado o princípio de operação de sistemas solares fotovoltaicos isolados e conectados à rede elétrica, suas características, condições de operação e possíveis regulamentações para que estes funcionem de acordo com a viabilidade técnica e econômica e alguns parâmetros de qualidade utilizados onde há estas instalações.

# **Capítulo III**

## **Modelagem do inversor e do controle proposto**

### **3.1 – Considerações iniciais**

Neste capítulo, são apresentados inicialmente os modelos gráficos e as equações de geração/consumo de potência ativa e reativa realizada pelo inversor. É realizada também uma analogia deste equipamento a um gerador síncrono em condições de fornecimento de energia, com destaque para seu princípio de funcionamento.

Posteriormente, é desenvolvida uma modelagem do controle PWM do inversor VSI acoplado a um sistema fotovoltaico, tendo como principal objetivo efetuar o ajuste do ângulo de potência de acordo com a quantidade de energia fornecida pelo sistema fotovoltaico, a qual sofre alteração com a variação da irradiância solar.

O sistema proposto tem também por objetivo alterar a magnitude do vetor de tensão nos terminais do inversor, fazendo com que este forneça/absorva potência reativa da rede, de acordo com a necessidade desta e com a disponibilidade de geração. Dessa forma, quando há pouca ou nenhuma geração de energia pelo sistema FV (céu nublado ou período noturno), pode-ser aproveitar a ociosidade do inversor.

### **3.2 – Modelos gráficos da geração/consumo de potência ativa e reativa realizada pelo inversor**

Quando se fala em geração e consumo de energia elétrica, a análise do inversor pode ser desenvolvida de forma similar ao estudo de uma máquina síncrona conectada a um barramento, como mostra a Figura 3.1. Porém, o



inversor apresenta um comportamento dinâmico mais rápido devido à ausência da inércia do rotor. Por outro lado, a necessidade de impor ao inversor um comportamento semelhante ao da máquina síncrona, torna o controle deste dependente da realimentação do sinal de tensão da rede elétrica. Na figura 3.2, é mostrado um inversor monofásico conectado à rede.

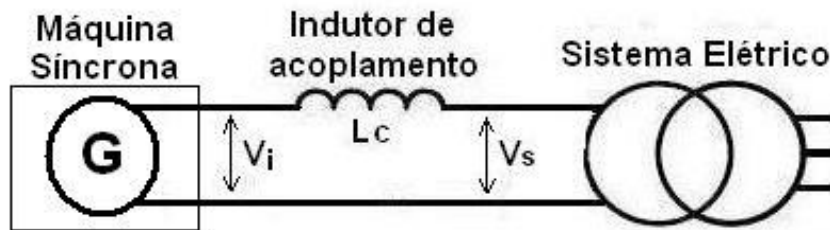


Figura 3.1: Máquina síncrona conectada à rede elétrica

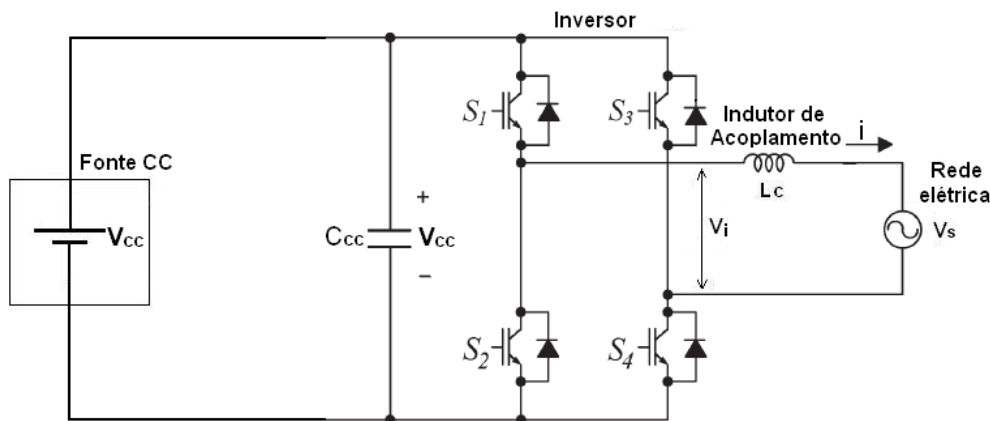


Figura 3.2: Inversor monofásico conectado à rede elétrica

Diferentemente das máquinas síncronas, os inversores de potência não possuem um vínculo natural entre potência ativa e ângulo de defasagem entre as tensões do gerador e da rede elétrica, nem entre a amplitude da tensão de saída e a demanda de potência reativa. Assim, para a conexão de um inversor a uma barra infinita, é necessário que estes vínculos sejam criados pelo sistema de controle, a fim de manter uma operação estável.

As potências ativa e reativa no ponto de conexão com a rede elétrica podem ser calculadas pelas equações (3.1) e (3.2) [67].

$$P = ((V_i * V_s) / 2\pi f L_c) \sin(\sigma) \quad (3.1)$$

$$Q = (V_i^2)/2\pi f L_C - ((V_i * V_s)/2\pi f L_C) * \cos(\sigma) \quad (3.2)$$

Em que:

$V_i$  = Tensão nos terminais do inversor (V);

$V_s$  = Tensão da rede elétrica (V);

$L_C$  = Indutância do indutor de acoplamento (H);

$\sigma$  = Diferença de fase entre as tensões  $V_i$  e  $V_s$  (graus);

$f$  = Frequência do sistema (Hertz).

### 3.2.1 – Compensação de potência reativa

Para ocorrer transferência de energia reativa entre o inversor e a rede elétrica tem-se a necessidade de haver uma diferença de amplitude das tensões destes. Assim, se esta diferença for nula, com a tensão de saída do inversor ( $V_i$ ) igual à tensão do sistema CA ( $V_s$ ), então a troca de potência reativa é nula. O diagrama fasorial da Figura 3.3 representa esta situação, onde a tensão de saída está representada com a mesma magnitude e em fase com a tensão gerada pelo inversor. Nesta condição, não há circulação de corrente [68].

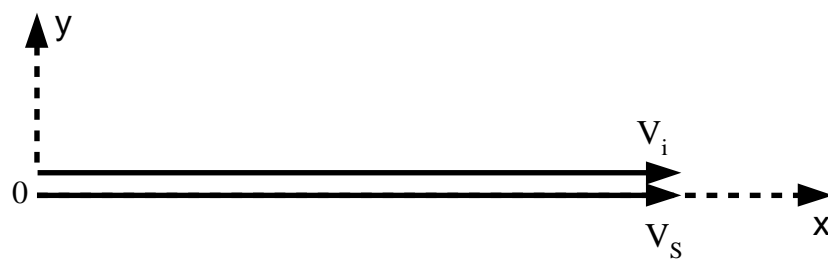


Figura 3.3: Diagrama fasorial do inversor produzindo na saída uma tensão  $V_i$  com mesma magnitude da tensão  $V_s$  do Sistema CA (sem intercâmbio de potência reativa)

Caso a tensão de saída do inversor ( $V_i$ ) seja maior em módulo que a tensão do sistema CA ( $V_s$ ), porém em fase, este fornece apenas potência reativa ao sistema CA (modo capacitivo), como pode ser verificada no diagrama fasorial da Figura 3.4.

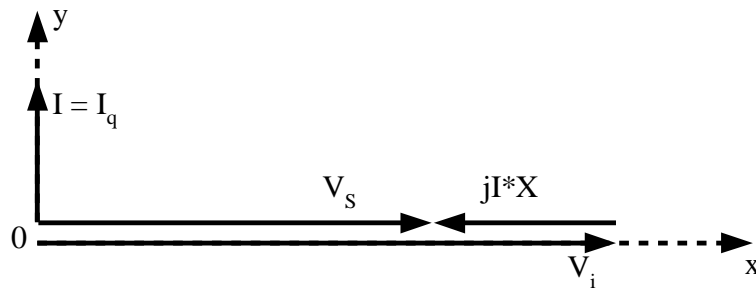


Figura 3.4: Diagrama fasorial do inversor fornecendo potência reativa

A componente ativa da corrente  $I$ , denominada  $I_p$ , mostrada na Figura 3.4, é nula. Assim, a partir da Equação (3.3), pode-se dizer que a potência ativa que circula entre o inversor e o sistema CA, também é nula.

$$P = |V_i| * I_p \quad (3.3)$$

Em que:

$P$  – fluxo de potência ativa entre o inversor e o sistema CA;

$|V_i|$  – módulo do vetor da tensão nos terminais do inversor.

O fluxo de potência reativa  $Q$  entre o sistema CA e o inversor é obtido através da Equação (3.4).

$$Q = |V_i| * I_q \quad (3.4)$$

Esta equação mostra que, se  $I_q$  é positiva, pois está adiantada de  $V_s$  em  $90^\circ$ , o inversor fornece potência reativa, pois  $Q$  também é positiva.

Caso a tensão de saída do inversor ( $V_i$ ) seja menor que a tensão do sistema CA ( $V_s$ ), ainda em fase, o inversor absorve reativos do sistema CA (modo indutivo), como pode ser verificado através do diagrama fasorial da Figura 3.5. Neste caso, a corrente que circula pelo inversor está  $90^\circ$  em atraso com relação à queda de tensão sobre a reatância indutiva de acoplamento. Verifica-se, no entanto, que essa corrente que circula pelo inversor está  $90^\circ$  atrasada da tensão do sistema CA (ainda  $I = I_q$ , pois  $I_p = 0$ ), caracterizando a operação do Inversor absorvendo potência reativa.

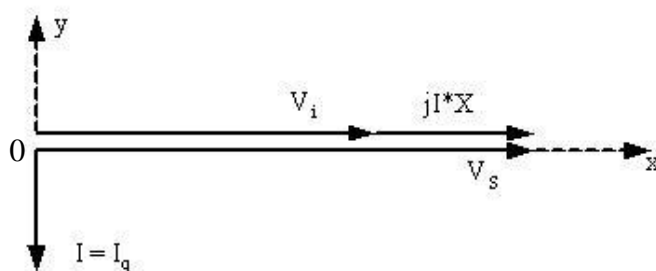


Figura 3.5: Diagrama fasorial do inversor absorvendo potência reativa

Para esta situação a Equação (3.4) mostra que, se  $I_q$  é negativa, o inversor absorve potência reativa, pois está atrasada em  $90^\circ$  da tensão  $V_s$  da rede elétrica.

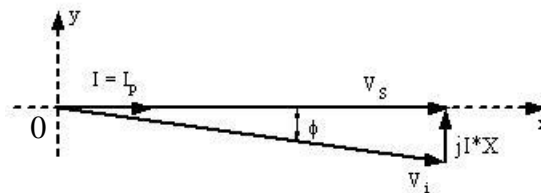
Diante do exposto, constata-se que, para ângulo de defasagem igual a  $90^\circ$ , a potência reativa fornecida ou absorvida pelo inversor depende apenas da magnitude da tensão  $V_i$  em relação à  $V_s$ .

### 3.2.2 – Fornecimento e consumo de potência ativa

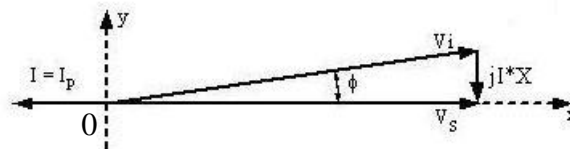
No caso de o inversor possuir um equipamento de armazenamento ou geração de energia (bateria, célula combustível ou sistema fotovoltaico) do lado CC, ele consegue realizar trocas de potência ativa com o sistema. Esta troca de potência ativa entre o inversor e o sistema pode ser controlada pelo defasamento entre a tensão de saída do inversor ( $V_i$ ) e da tensão do sistema ( $V_s$ ). Deste modo, no caso em que é desejável absorver potência ativa do sistema, a tensão na saída do inversor ( $V_i$ ) é produzida atrasada e com o mesmo módulo de magnitude da tensão do sistema ( $V_s$ ), definindo o sentido do fluxo de potência ativa como sendo do inversor para o capacitor  $C_{cc}$ , que se localiza no barramento de corrente contínua. Além disso, o inversor pode também fornecer potência ativa ao sistema, desde que a tensão de saída do inversor seja produzida adiantada e com mesma magnitude da tensão do sistema. Esta operação é possível desde que haja um adequado dimensionamento do dispositivo gerador ou armazenador de energia do lado CC.

Assim, quando a tensão nos terminais do inversor  $V_i$  se encontra atrasada/adiantada de  $V_s$  (em ângulos inferiores a  $90^\circ$ ) e com a mesma

magnitude da tensão do sistema CA no ponto de acoplamento,  $V_S$ , tem-se absorção/geração de potência ativa, respectivamente. Pelo diagrama fasorial da Figura 3.6(a), nota-se que a tensão  $V_i$  está atrasada da tensão  $V_S$  de um ângulo relativamente pequeno. Nestas condições, a queda de tensão na reatância de dispersão, que é provocada pela corrente  $I$ , está praticamente em quadratura com a tensão  $V_S$  do sistema CA, caracterizando assim a absorção de potência ativa. De forma análoga, quando a tensão  $V_i$  é produzida adiantada da tensão  $V_S$ , a corrente que circula no inversor está em oposição à tensão do sistema, caracterizando assim o fornecimento de potência ativa, como mostra a Figura 3.6(b) [68].



(a) Absorvendo potência ativa



(b) Fornecendo potência ativa

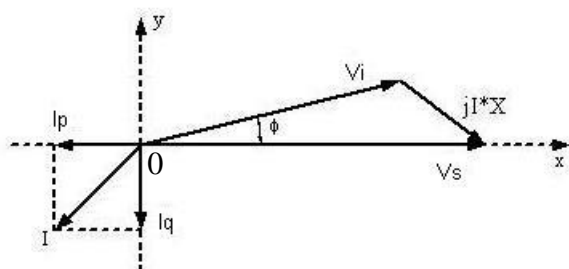
Figura 3.6: Diagrama fasorial do inversor absorvendo e fornecendo potência ativa

Na figura:

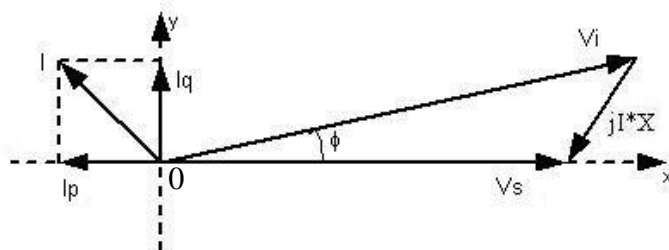
$\phi$  – ângulo entre a tensão do sistema ( $V_S$ ) no ponto de acoplamento comum do inversor e a tensão nos terminais do inversor ( $V_i$ ).

### 3.2.3 – Geração/consumo de potência ativa e compensação de potência reativa

Quando a tensão nos terminais do inversor  $V_i$  se encontra adiantada de  $V_s$  (em ângulos inferiores a  $90^\circ$ ) e com magnitude diferente da tensão do sistema CA ( $V_s$ ) no ponto de acoplamento, a componente ativa da corrente,  $I_p$ , é negativa, como mostra a Figura 3.7, verificando-se que a potência ativa é absorvida do barramento CC e fornecida ao sistema CA [68].



(a) Inversor fornecendo potência ativa e absorvendo potência reativa



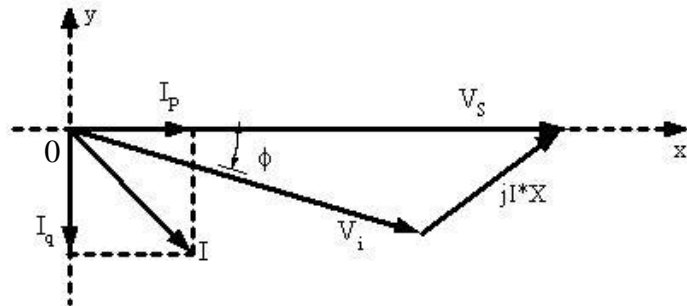
(b) Inversor fornecendo potência ativa e fornecendo potência reativa

Figura 3.7: Diagrama fasorial de operação do inversor fornecendo potência ativa e absorvendo ou fornecendo potência reativa

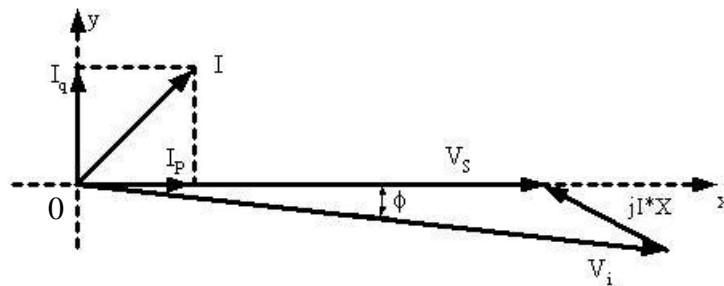
Novamente, se  $|V_i| < |V_s|$ , então  $I_q$  está atrasada de  $V_s$  de  $90^\circ$ , como mostra a Figura 3.7(a), e a potência reativa é absorvida do sistema CA. Por outro lado, se  $|V_i| > |V_s|$ ,  $I_q$  encontra-se avançada de  $90^\circ$  com relação à  $V_s$  e, portanto, a potência reativa é fornecida ao sistema, como mostra a figura 3.7(b).

Finalmente, quando a tensão  $V_i$  se encontra atrasada de  $V_s$ , a componente  $I_p$  é positiva, como ilustra a Figura 3.8, verificando-se que a potência ativa é absorvida pelo inversor para manter a tensão CC no capacitor em um patamar constante. Com relação ao fluxo de potência reativa, as mesmas análises e

conclusões efetuadas nas subseções anteriores aplicam-se a este caso e podem ser constatadas nas Figuras 3.8(a) e 3.8(b).



(a) Inversor absorvendo potência ativa e absorvendo potência reativa



(b) Inversor absorvendo potência ativa e fornecendo potência reativa

Figura 3.8: Diagrama fasorial de operação do inversor absorvendo potência ativa e absorvendo ou fornecendo potência reativa

Todas as funções descritas anteriormente, absorção e/ou geração de potências reativa e ativa, podem ser controladas independentemente. Portanto, qualquer combinação de potência ativa, geração/absorção, com potência reativa, geração/absorção, é possível, como pode ser visualizado melhor na Figura 3.9. Sendo assim, a potência ativa que o inversor troca em seus terminais com o sistema CA é suprida para, ou absorvida de seus terminais CC pelo dispositivo de geração ou armazenamento de energia. No caso da potência reativa, esta troca é proveniente das características internas do inversor, em função das operações de comutações das chaves.

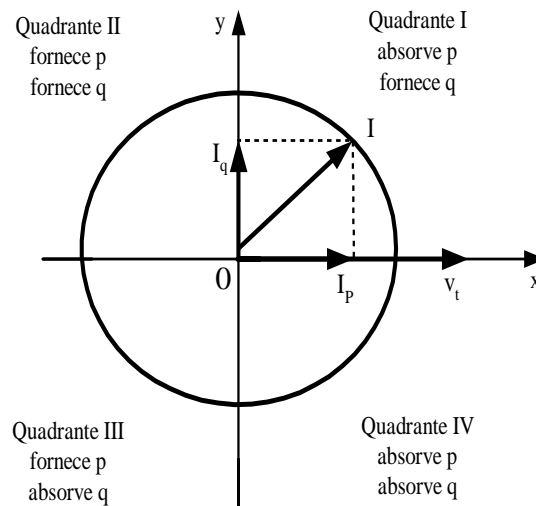


Figura 3.9: Diagrama de geração/absorção de potências ativa e reativa do inversor

A potência ativa do inversor é determinada pelo valor da potência fornecida pelo sistema FV e pelo rendimento do inversor. Para um determinado valor de potência ativa, a potência reativa fornecida ou absorvida pelo inversor é limitada pela potência aparente nominal, como mostra a Figura 3.10 [45].

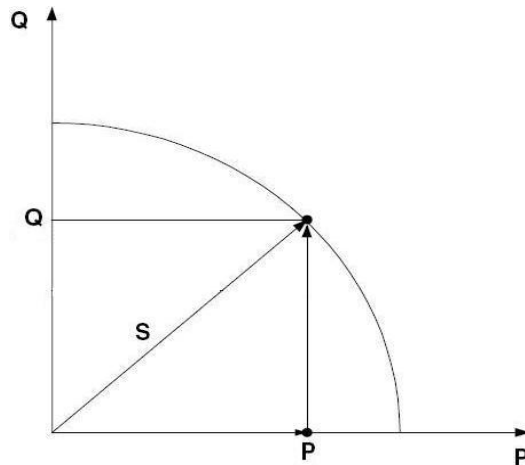


Figura 3.10: Modos de operação do inversor

Normalmente, o tamanho do inversor é determinado pela máxima potência ativa fornecida pelo sistema FV.

A capacidade de troca de potência ativa bidirecional do inversor, isto é, a habilidade de absorver energia da rede CA e entregar para o dispositivo de geração ou armazenamento de energia (sistema fotovoltaico ou bateria) e inverter este processo para devolver potência para o barramento CA, faz dele um bom



suporte para o sistema elétrico, podendo ser usado para melhorar a sua eficiência global. Também, caso seja usado em combinação com o controle rápido de potência reativa, esta ferramenta torna-se bastante atraente para a melhoria da estabilidade transitória e dinâmica de um sistema elétrico de potência.

### 3.3 – Inversor

#### 3.3.1 – Topologia e técnicas de chaveamento do inversor PWM utilizado

Os inversores CC-CA são usados onde o objetivo é produzir uma saída CA senoidal, a qual a magnitude e frequência ambas podem ser controladas. A tensão nos terminais é desejável ser senoidal e ajustada em magnitude e frequência. Isto é realizado pelo modo de chaveamento CC-CA do inversor, o qual recebe uma tensão CC na entrada e produz a tensão de saída CA desejada. Eles podem ser classificados conforme o tipo de alimentação CC existente na sua entrada, isto é [69]:

- VSI (“*Voltage Source Inverter*”) – inversor por fonte de tensão;
- CSI (“*Current Source Inverter*”) – inversor por fonte de corrente.

O inversor VSI utiliza um filtro capacitivo no elo CC, enquanto o tipo CSI utiliza um indutor. Nas aplicações para sistemas FVs com controle de potência reativa, utiliza-se o inversor VSI.

O arranjo do inversor compreende as seguintes unidades básicas:

#### a) Elo CC

Trata-se de um filtro capacitivo, com o objetivo de manter a tensão CC constante e com ondulação reduzida.

#### b) Inversor

Consiste de uma ponte inversora controlada. De acordo com a frequência de chaveamento dos elementos semicondutores, a tensão CA pode ser variada em amplitude e frequência.

## c) Lógica de disparo

Esta unidade é responsável pelo instante de abertura e fechamento das chaves semicondutoras do inversor. A técnica PWM é a mais utilizada nos inversores VSI. A definição do instante de operação de cada chave é realizada pela comparação de um sinal senoidal com uma onda triangular, conforme mostra a Figura 3.11(a). Então, conforme mostra a Figura 3.11(b), quando a moduladora  $v_l$  (referência senoidal) é maior que a portadora  $v_{tri}$  (triangular), a saída do comparador causa a entrada em condução da chave semicondutora correspondente, e quando  $v_l$  é menor que  $v_{tri}$  a chave semicondutora é bloqueada.

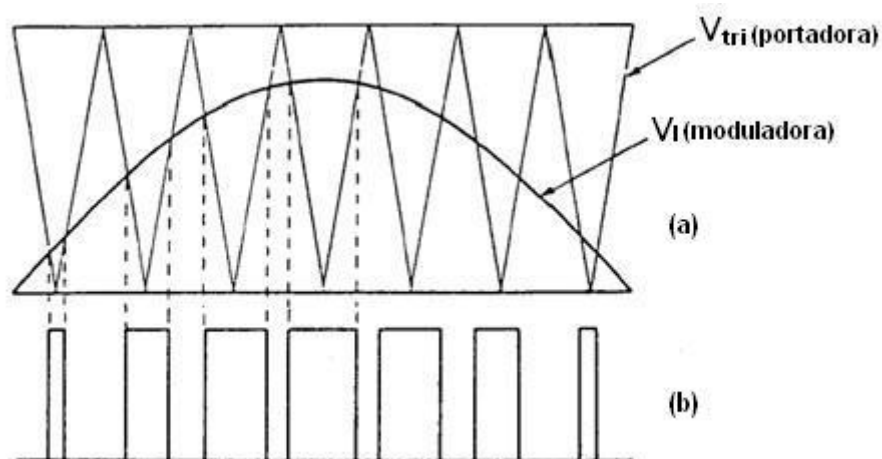


Figura 3.11: Modulação por largura de pulso (PWM)

Para este caso, a tensão CC de entrada é essencialmente constante em magnitude. Então, o inversor deve controlar a magnitude e a frequência da tensão CA de saída. Isto é obtido pela modulação da largura de pulso do chaveamento do inversor.

Assim, para produzir uma forma de onda de tensão de saída senoidal, um sinal de controle senoidal  $V_l$  com uma frequência desejada é comparada com uma forma de onda triangular  $V_{tri}$ , como mostrado na figura 3.12(a). A frequência da forma de onda triangular estabelece a frequência de chaveamento do inversor e é geralmente mantido constante com amplitude  $V_{tri}$ .

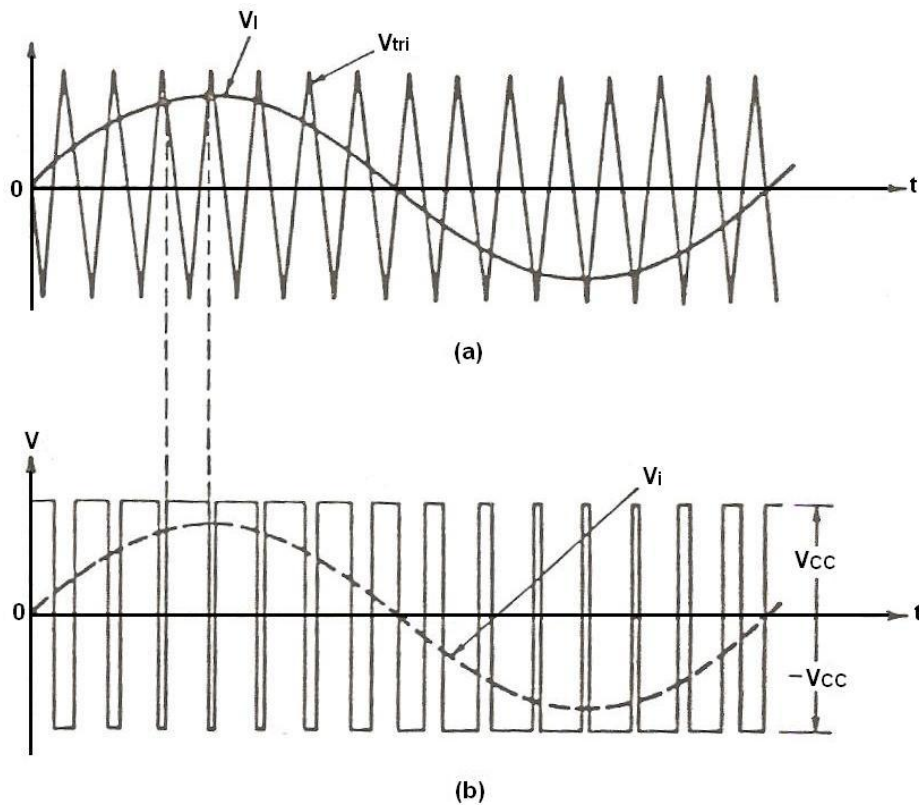


Figura 3.12: Forma de onda triangular e senoidal

A forma de onda triangular  $V_{tri}$  (portadora) da figura 3.12(a) tem uma frequência de chaveamento  $f_s$ , a qual é chamada de onda portadora. O sinal de controle  $V_i$  (moduladora ou senóide de controle) é usado para modular a razão de chaveamento e tem uma frequência  $f_1$ , a qual é a frequência fundamental desejada da tensão de saída do inversor ( $f_1$  é também chamada de frequência moduladora). O índice de modulação  $m_a$ , mostrado na Equação (3.5), equivale à relação entre as amplitudes da senóide de controle e da onda triangular.

$$m_a = V_i / V_{tri} \quad (3.5)$$

Em que:

- $V_i$  é o pico do sinal da senóide de controle;
- $V_{tri}$  é o pico do sinal da onda triangular.

A razão da frequência de modulação  $m_f$  é definido pela equação (3.6).

$$m_f = \frac{f_s}{f_1} \quad (3.6)$$

### 3.3.2 – Unidade de distribuição de pulsos do inversor

O diagrama de blocos da unidade que produz os pulsos necessários ao disparo das chaves do inversor a partir dos sinais enviados pela unidade de controle é mostrado na Figura 3.13.

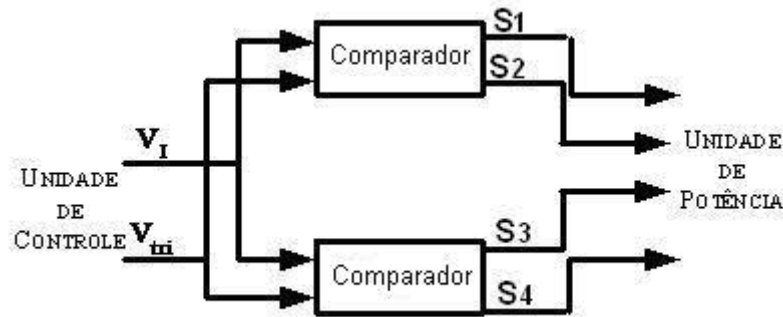


Figura 3.13: Diagrama de blocos da Unidade de Distribuição de Pulsos do inversor

O resultado dessa operação é enviado para as chaves do inversor, o qual, a partir desse sinal de entrada, define a amplitude e frequência da onda senoidal a ser gerada no barramento ao qual o inversor está conectado. Já a constante  $V_{tri}$  produz, na sua saída, a referida onda portadora cuja amplitude e frequência são também definidas pelo usuário.

Um dos inversores VSI mais utilizados é o *full-bridge*, o qual é mostrado na Figura 3.14. Neste inversor, as chaves nas diagonais ( $S_1$ ,  $S_4$ ) e ( $S_2$ ,  $S_3$ ), nos dois ramos são chaveadas em par respectivamente. Com este tipo de chaveamento PWM, a forma de onda de tensão de saída é determinada comparando  $V_I$  e  $V_{tri}$ , como foi mostrado na Figura 3.12. Quando  $S_1$  está fechado e  $V_A$  é igual a  $+V_{CC}$ ,  $S_4$  também está fechado e  $V_B = -V_{CC}$ .

Assim, a tensão  $V_i$  é definida de acordo com as equações (3.7) e (3.8).

$$v_B(t) = -v_A(t) \quad (3.7)$$

$$v_i(t) = v_A(t) - v_B(t) = 2v_A(t) \quad (3.8)$$

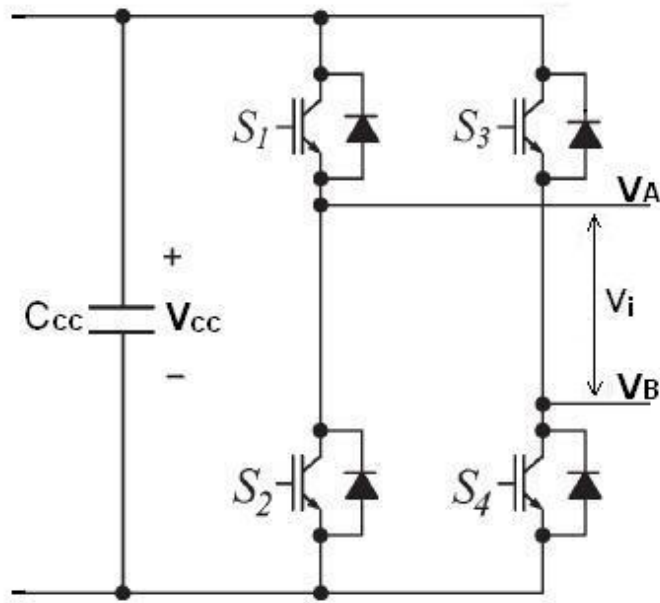


Figura 3.14: Modo de chaveamento do inversor

O pico da componente fundamental da tensão de saída  $V_i$  é mostrado na equação (3.9).

$$V_i = m_a * V_{CC} = (V_l / V_{tri}) * V_{CC} \quad (3.9)$$

### 3.3.3 – Unidade de potência do inversor

A unidade de potência do inversor, mostrada na Figura 3.15 é composta pelo reator de acoplamento ( $L_r$  e  $R_r$ ) entre o inversor e o sistema CA, filtro, chaves componentes do inversor, capacitor utilizado nos terminais CC e por elementos passivos adicionais (resistores, indutores) representando algum cabeamento.

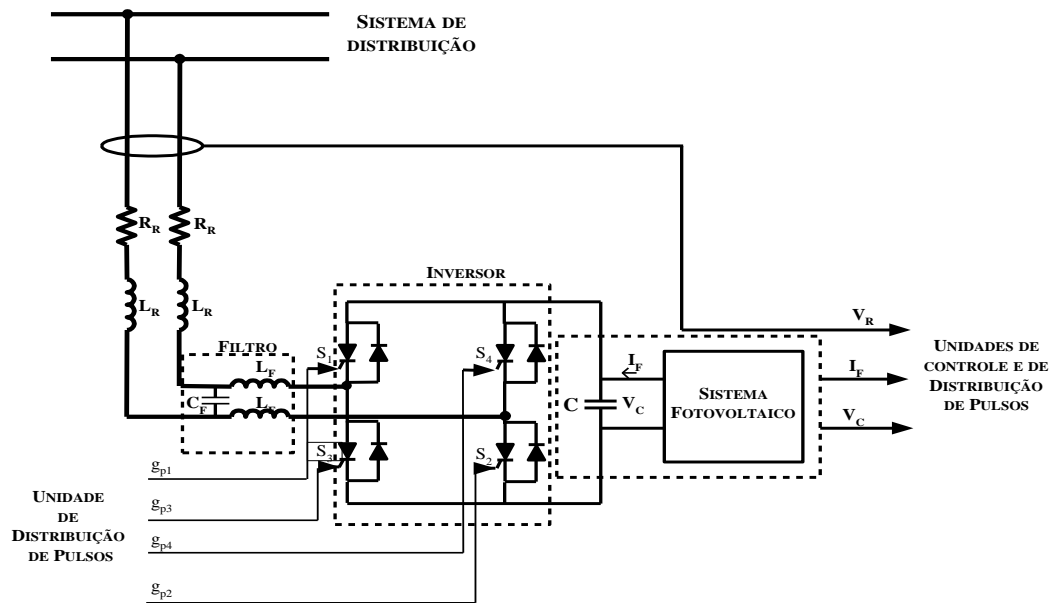


Figura 3.15: Diagrama da Unidade de Potência

Reconhece-se que a tensão de saída do inversor não será uma onda senoidal perfeita e conterá componentes harmônicas múltiplas da frequência  $f_1$ . Assim, verifica-se na Figura 3.15, a presença de um filtro amortecido de 2ª ordem, que se justifica devido ao tipo de inversor utilizado, ou seja, VSI com chaveamento do tipo PWM. Neste caso, é possível afirmar que, devido ao seu funcionamento, tal equipamento injeta correntes harmônicas no sistema cujas ordens envolvidas obedecem a Equação (3.10).

$$n = m_f k \pm m \quad (3.10)$$

Onde:

$n$  – ordem harmônica;

$m_f$  – relação entre as frequências de chaveamento e fundamental do sistema;

$k$  – um número inteiro e positivo (1, 2, 3...);

$m$  – um número inteiro e positivo (quando  $k$  for par, então,  $m$  é ímpar e vice-versa).

O número de chaveamentos por meio ciclo de frequência fundamental é definido pela relação entre as frequências das ondas senoidais e triangular. Quando esta relação é elevada, o inversor fornece uma tensão de saída com

elevada qualidade, pois as componentes harmônicas são de ordem elevada, podendo ser facilmente filtradas pela reatância do indutor do filtro.

As componentes harmônicas da tensão de saída do inversor aparecem em bandas laterais dos múltiplos inteiros da frequência de chaveamento. Assim, para um inversor que esteja operando em 1.980 Hz, as componentes que aparecem são as bandas laterais a 1.980 Hz, 3.690 Hz, 5.940 Hz e assim por diante, conforme mostra a Figura 3.16 [69].

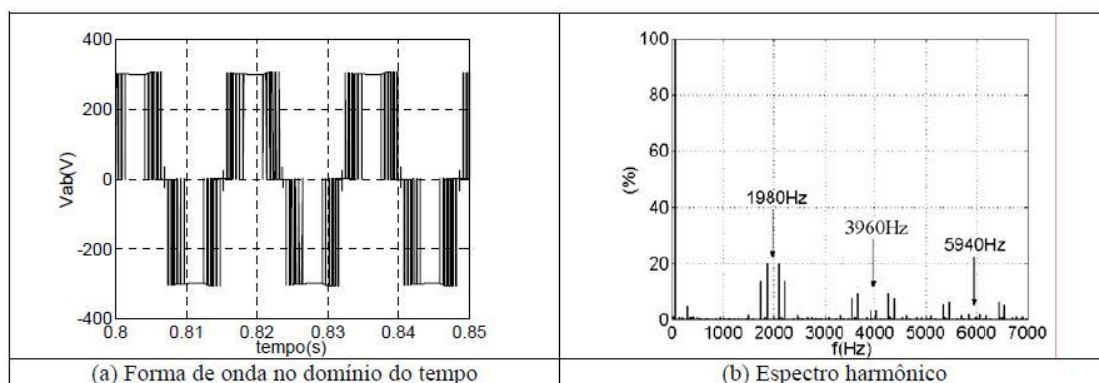


Figura 3.16: Tensão de saída do inversor

As harmônicas na forma de onda da saída do inversor aparecem centradas nos múltiplos de  $m_f$ . Devido à relativa facilidade de filtrar harmônicas de alta ordem, é aconselhável usar uma frequência de chaveamento tão alta quanto possível, limitando-se às perdas devido ao chaveamento nos inversores que aumentam proporcionalmente com a frequência de chaveamento  $f_s$ . Portanto, na maioria das aplicações, a frequência de chaveamento deve estar entre 6 kHz e 20 kHz, fazendo com que o surgimento de harmônicos ocorra a partir de ordens mais elevadas.

### 3.3.4 – Controle do inversor

A idéia básica do controle é usar o PWM padrão aplicado a um barramento com tensão constante CC conforme explicado nos itens 3.3.1, 3.3.2 e 3.3.3, tendo como principal objetivo ajustar o ângulo de potência de acordo com a energia fornecida pelo sistema FV. Isto é feito ajustando o valor da tensão  $V_{CC}$  do

capacitor do barramento CC, ao qual o sistema FV está conectado, em um valor fixo. Desse modo, este fornece mais ou menos potência ativa para a rede elétrica de acordo com a variação da energia gerada, a qual sofre alteração com a variação da irradiância. Para a proposta desta tese, este sistema tem também por objetivo alterar a magnitude do vetor de tensão nos terminais do inversor, fazendo com que este forneça/absorva potência reativa da rede, de acordo com a necessidade desta.

Assim, quando há pouca ou nenhuma geração de energia pelo sistema FV, no caso de o tempo estar nublado ou de ser noite, aproveita-se a ociosidade do inversor. Esta meta pode ser alcançada alterando-se os fluxos das potências ativa e reativa entre o inversor e a rede elétrica, através das componentes ativa  $I_p$  e reativa  $I_q$  do vetor de corrente  $I$ , respectivamente, como são mostradas nas Figuras 3.7 e 3.8.

Com relação às Equações (3.1) e (3.2), e de acordo com as análises efetuadas, têm-se as situações da Tab. 3.1.

Tabela 3.1: Operação do inversor

Situação	INVERSOR
$P > 0$	fornecendo potência ativa
$P < 0$	absorvendo potência ativa
$Q > 0$	fornecendo potência reativa
$Q < 0$	absorvendo potência reativa

Diante do exposto, como é mostrado nas Figuras 3.7 e 3.8, constata-se que, para se controlar os fluxos das potências ativa e reativa no inversor, deve-se atuar nas componentes  $I_p$  e  $I_q$  da corrente, respectivamente. Tais componentes podem ser alteradas, operando-se apropriadamente o inversor, de modo que, nos seus terminais, seja entregue uma tensão  $V_i$ , para que  $I_p$  e  $I_q$  se estabeleçam em valores adequados à compensação desejada.

O sistema completo composto pelo sistema FV, conversor CC/CC boost, capacitor no lado CC ( $C_{cc}$ ), inversor de ponte completa com controle PWM de frequência de chaveamento  $f_s$ , filtro ( $L_f$  e  $C_f$ ), indutor de acoplamento no lado CA ( $L_c$ ), sensores de tensão e de corrente e controle são mostrados na Figura 3.17. As variáveis medidas no circuito do inversor são: tensão CC do capacitor ( $V_{cc}$ ), tensão da rede elétrica ( $V_s$ ) e a corrente do sistema fotovoltaico ( $I_{FV}$ ).



O circuito do conversor CC/CC BOOST é usado para realizar o rastreamento da tensão de máxima potência (MPPT) de saída do conjunto FV. O método para o MPPT utilizado é citado na referência [70] e explicado no item 3.3.5.

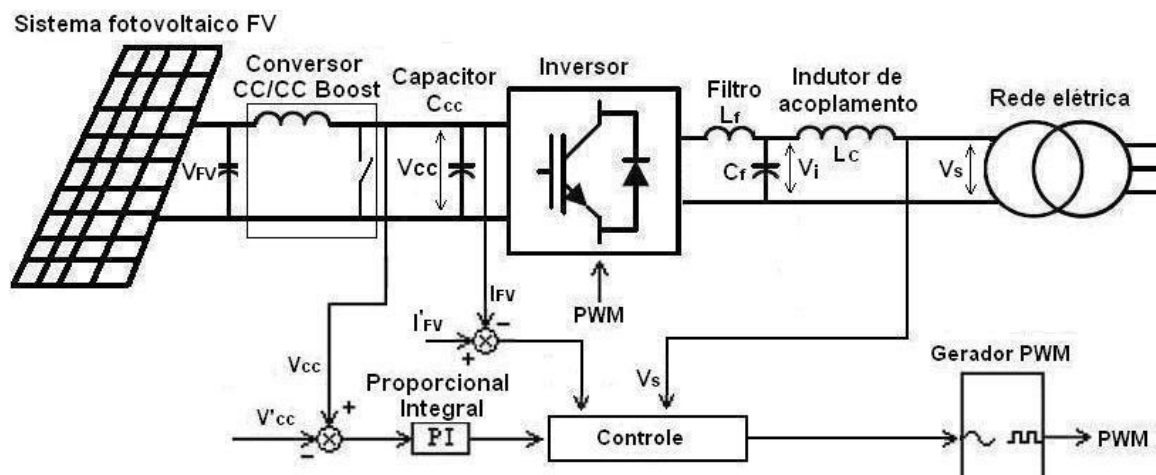


Figura 3.17: Sistema de potência e de controle do sistema FV conectado à rede elétrica

O erro medido entre a diferença da tensão  $V_{cc}$  medida no lado CC e a tensão de referência  $V'_{cc}$  é obtido. Um controlador proporcional integral (PI) é usado para regular este erro, obtendo assim, um sinal. Este sinal é usado pelo controle para ajustar o fornecimento de potência ativa pelo inversor. O sinal de tensão de referência CC deve ser negativo e o sinal da tensão medida positivo. Quando o valor medido CC é maior que o valor de referência CC, o erro é positivo e o inversor produz potência ativa. Quanto maior o erro, maior a potência ativa de saída. Quando o valor medido CC é menor que o valor de referência, o controle faz o inversor diminuir ou interromper o fornecimento de potência ativa.

O controle deve também ajustar a amplitude da tensão de saída do inversor, de modo que esta eleve ou reduza em relação à amplitude da tensão de referência, devido à diminuição de  $I_{FV}$ , que está diretamente ligada à queda da irradiância. O erro entre a referência  $I'_{FV}$  e o valor medido  $I_{FV}$  é obtido. Este erro é usado para controlar a potência reativa de saída do inversor. Coloca-se a referência  $I'_{FV}$  com valor positivo e o valor medido  $I_{FV}$  como negativo. Quando o inversor está suprindo potência ativa nominal, o valor medido  $I_{FV}$  é igual ao valor

de referência  $I'_{FV}$ . Neste caso, o valor do erro é zero, e o inversor não fornece ou absorve potência reativa. Quando o valor medido de  $I_{FV}$  é menor que  $I'_{FV}$ , o erro é diferente de zero, e o inversor fornece potência reativa quando a tensão da rede elétrica  $V_S$  é menor que a tensão nominal efetiva de referência (220 V), ou absorve quando é maior que 220 V. Quanto maior o erro, maior é o fornecimento ou absorção de potência reativa através do inversor. Assim, de acordo com a necessidade da rede elétrica, o fornecimento ou absorção de potência reativa pelo inversor irá aumentar na medida em que o fornecimento de potência ativa diminuir ou for interrompido, limitada pela potência aparente nominal do inversor, fazendo com que este equipamento não permaneça ocioso.

Os diagramas de controle de fluxo de fornecimento de potência ativa e fornecimento ou absorção de potência reativa são mostrados nos fluxogramas das Figuras 3.18(a) e 3.18(b).

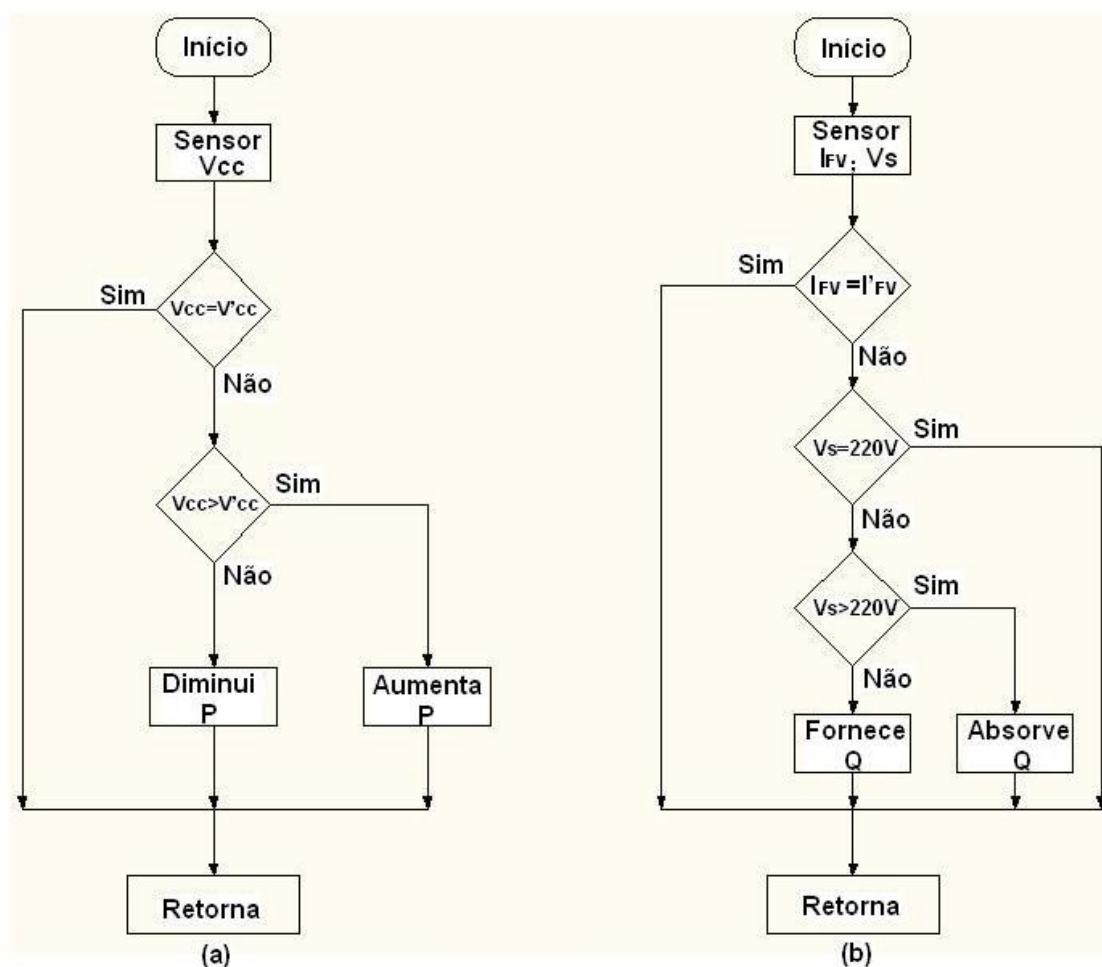
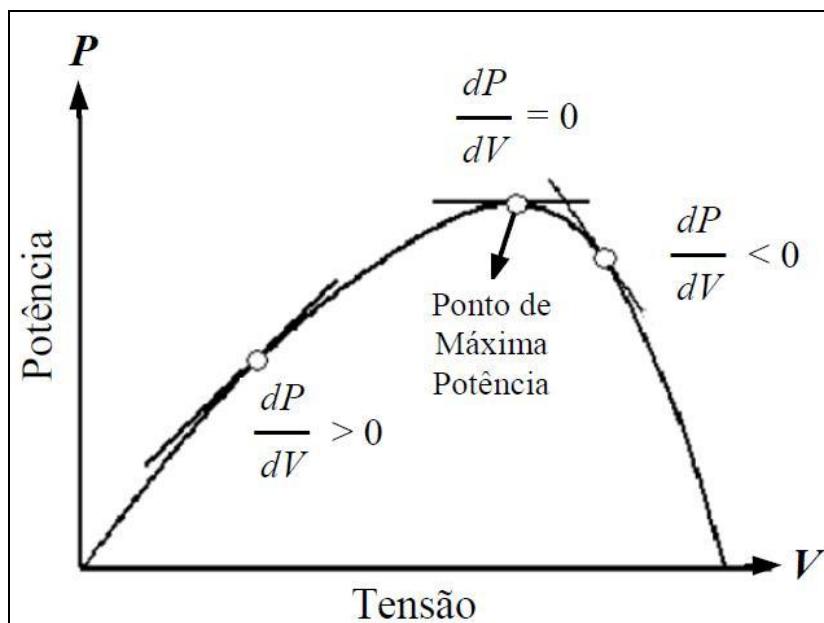


Figura 3.18: Fluxograma do controle de potências: (a) Potência ativa, (b) Potência reativa

### 3.3.5 – Princípio de funcionamento do MPPT utilizado

O princípio de funcionamento do MPPT utilizado baseia-se no método da variação da condutância. Este método consiste na variação do ponto de atuação do sistema em torno do ponto da tensão de máxima potência do sistema FV ( $V_{PPM}$ ), sendo observado pelas derivadas instantâneas de potência e tensão. Assim, para  $dP/dV > 0$  o sistema passa a atuar em um ponto no qual  $V$  é maior que o anterior e para  $dP/dV < 0$  o sistema atua em um ponto com  $V$  menor que o anterior. Então, este método atua na verificação do declive da curva de potência em função da tensão, de forma a encontrar o ponto de potência máxima, no qual o declive é zero, como mostra a Figura 3.19 [71].



(Fonte: [69])

Figura 3.19: Curva P-V com ponto de máxima potência

O fluxograma do método de controle utilizado é mostrado na Figura 3.20.

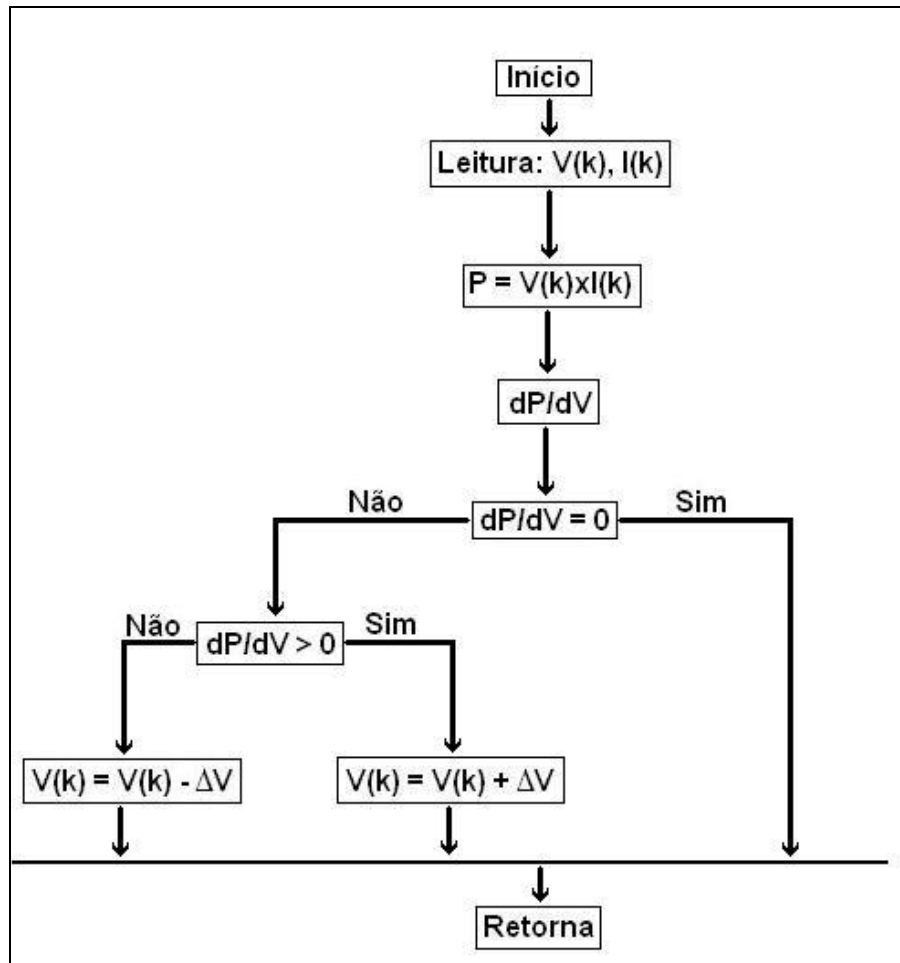


Figura 3.20: Fluxograma do algoritmo do controle utilizado no método da variação da condutância

### 3.3.6 – Circuito da unidade de controle do conversor CC-CC utilizado

Como mencionado anteriormente no item 3.3.4, o conversor utilizado para realizar a variação da tensão  $V_{FV}$ , buscando o ponto de geração de potência máxima é o boost, utilizando o chaveamento PWM. Neste conversor, a tensão  $V_{FV}$  no capacitor do lado do sistema FV é variável, mantendo constante a tensão  $V_{CC}$  do capacitor do lado do inversor, como mostra a figura 3.21.

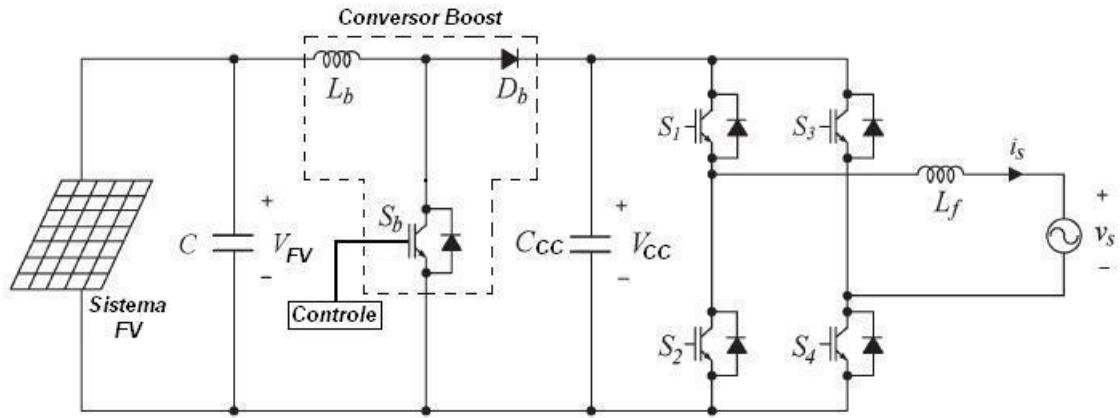


Figura 3.21: Conversos CC-CC boost conectado ao sistema FV

A tensão  $V_{FV}$  é regulada pelo boost conforme a equação 3.11 [72].

$$V_{FV} = V_{CC} * (T_{OFF}/(T_{OFF}+T_{ON})) = V_{CC} * (T_{OFF}/T) \quad (3.11)$$

Onde:

- $T = T_{OFF}+T_{ON}$  = Período total do ciclo de chaveamento;
- $T_{ON}$  = Período do ciclo em que a chave está conduzindo (fechada);
- $T_{OFF}$  = Período do ciclo em que a chave está isolada (aberta).

Observa-se pela equação 3.11 que a tensão  $V_{FV}$  aumenta com o aumento do período do ciclo em que a chave está aberta e diminui com o aumento do período em que a chave está fechada.

Quando o sistema FV está operando em um ponto inferior ao de máxima potência, em que  $V_{FV} < V_{PPM}$  ou  $dP/dV > 0$ , o controle deverá atuar de forma a aumentar o período do ciclo em que a chave do conversor está aberta, proporcionando o aumento da tensão de saída do painel FV. Para o caso em que  $V_{FV} > V_{PPM}$  ou  $dP/dV < 0$ , o período do ciclo em que a chave do conversor está aberta deve diminuir, aumentando o período em que a chave do conversor deve estar fechada, visando a diminuição no valor da tensão do painel FV.

Assim, a tensão  $V_{FV}$  do sistema FV é mantida no valor de geração de máxima potência através da variação do chaveamento PWM do conversor boost.

Na Figura 3.22 é mostrado o diagrama do circuito de controle de chaveamento do conversor CC-CC. O princípio de funcionamento deste controle é baseado nas referências [71] e [73].

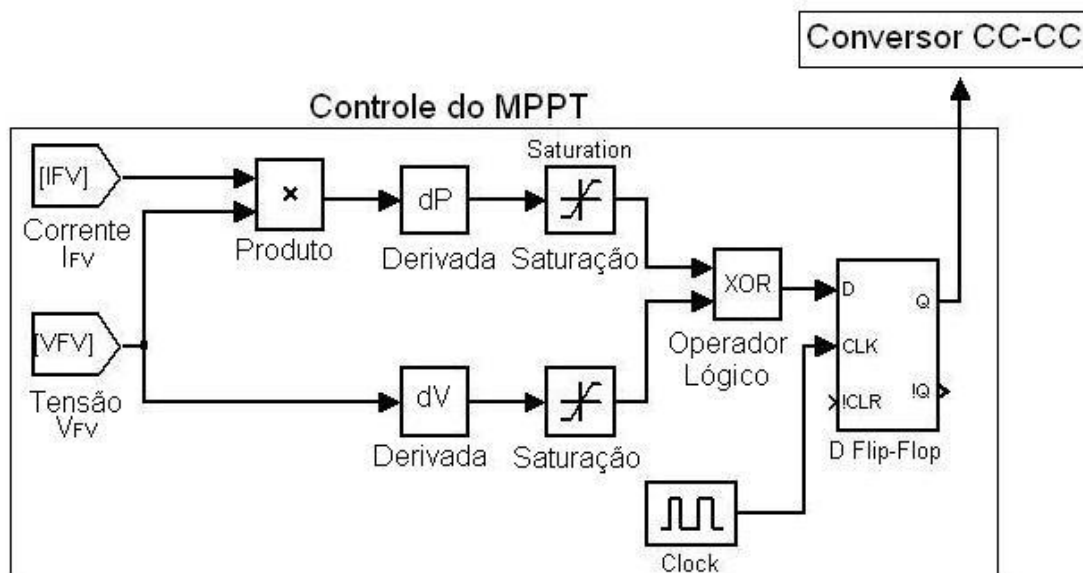


Figura 3.22: Diagrama do circuito de controle de chaveamento do conversor CC-CC

É observado pelo diagrama da Figura 3.22 que o controle do chaveamento do conversor CC-CC boost é realizado através de sensores de tensão e corrente do sistema FV, que ao multiplicá-los e passarem pelo derivador obterão os valores das derivadas da tensão e potência ( $dV$ ,  $dP$ ). Esses valores de derivadas podem ser negativos ou positivos, de acordo com a posição do gráfico da potência do sistema FV, como é mostrado na figura 3.19.

Nos blocos de saturação, os valores positivos são limitados em 1 e os valores negativos em 0. Assim, quando o operador lógico receber os sinais das derivadas da tensão e da potência este fornecerá o sinal 0 ou 1 para o flip-flop de acordo com a combinação mostrada na Tabela 3.2.

Tabela 3.2: Princípio de funcionamento da lógica do controle

Situação	dP	dV	Saída do bloco de saturação		Saída do operador lógico	Chave	$T_{OFF}$	$V_{FV}$
			dP	dV				
$V < V_{MPP}$ ( $dP/dV > 0$ )	$> 0$	$> 0$	1	1	0	Aberta	Aumenta	Aumenta
	$< 0$	$< 0$	0	0	0	Aberta	Aumenta	Aumenta
$V > V_{MPP}$ ( $dP/dV < 0$ )	$< 0$	$> 0$	0	1	1	Fechada	Diminui	Diminui
	$> 0$	$< 0$	1	0	1	Fechada	Diminui	Diminui

De acordo com a Tabela 3.2, observa-se que com esta lógica de chaveamento através do operador lógico, controlando o Flip-Flop, faz-se a variação do  $T_{OFF}$ , buscando sempre o valor de tensão para o ponto de fornecimento de potência máxima (MPPT) em determinada condição de irradiância e temperatura.

### 3.4 – Considerações Finais

Foram apresentados neste capítulo os modelos gráficos e equações da geração e consumo de potência ativa e reativa realizada pelo inversor. Efetuou-se ainda uma analogia deste equipamento com os modos de operação de um gerador síncrono. Foi informado que, com a modelagem do controle PWM do inversor VSI acoplado a um sistema fotovoltaico é possível ajustar o ângulo de potência de acordo com a energia fornecida pelo gerador solar, fazendo com que este forneça mais ou menos potência ativa para a rede elétrica de acordo com a variação da irradiância.

Também, através da operação do controle proposto neste trabalho, pôde-se alterar a magnitude do vetor de tensão nos terminais do inversor, fazendo com que este forneça/absorva potência reativa da rede, de acordo com a necessidade desta e com a disponibilidade de geração.

Para finalizar, foi apresentado o princípio de funcionamento do rastreador de potência máxima do sistema FV, o qual ajusta a tensão para que este sistema trabalhe sempre em condições de fornecimento de potência máxima para as condições ambientais.

# **Capítulo IV**

## **Análise do sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica**

### **4.1 – Considerações iniciais**

Nos capítulos II e III, foram apresentados os modelos elétricos do sistema solar fotovoltaico, do inversor e do controle desenvolvido nesta tese para a transferência das potências ativa e reativa do gerador para a rede elétrica. As versões já existentes do inversor utilizado tinham por função fornecer apenas potência ativa de fontes CC para a rede elétrica em caso da falta de energia, como suplemento em horário de pico ou como meio de aproveitar fontes alternativas de energia. Para este caso, em que se usa a irradiância solar como fonte de energia elétrica, foram realizadas algumas modificações no controle para que este sistema trabalhe de forma estável e com bom aproveitamento da energia gerada pelas placas solares. Assim, dentro deste contexto, este capítulo tem por objetivo apresentar a modelagem da simulação do sistema solar mais inversor conectado à rede elétrica com o controle proposto e as análises dos resultados obtidos a partir destas simulações computacionais, com destaque para o caso em que este está fornecendo potência ativa e compensando potência reativa.

### **4.2 – Estudos computacionais do controle proposto para o sistema solar fotovoltaico**

Os estudos das simulações computacionais, com as novas implementações do controle, têm como objetivo analisar as potências ativa, reativa e aparente fornecidas sob diversas condições de operação do gerador.



Estas condições de geração estão diretamente ligadas à irradiância solar no instante em que se faz a análise.

### 4.2.1 – Característica do sistema utilizado

Adicionalmente, para o desenvolvimento deste trabalho, a tensão CC de referência no capacitor Ccc do inversor é ajustada em 400 Vcc na simulação enquanto que a tensão eficaz nominal de referência da rede é de 220 Vca. As características nominais do sistema FV são: quinze placas solares conectadas em série, de potência e tensão individuais de 205 W e 26,6 V, totalizando 3.075 W, 400 Vcc, para a condição de máxima potência, tendo 1.000 W/m<sup>2</sup> de nível de insolação e a 25 °C de temperatura. Este sistema é conectado ao secundário de uma rede de distribuição.

As placas solares utilizadas são KD 205GX-LP de silício policristalino, de fabricação da empresa Kyocera, e suas características elétricas são mostradas na Tabela 4.1 [74]. A escolha desta placa foi devido ser a tecnologia mais utilizada atualmente.

Tabela 4.1: Características elétricas da placa solar utilizada na simulação

<b>Desempenho elétrico nas condições padrões de irradiância de 1.000 W/m<sup>2</sup>, AM1,5 e temperatura da célula de 25 °C (STC)</b>	
Potência Máxima: P <sub>máx</sub> (W)	205 W (+5%/-5%)
Tensão de Potência Máxima: V <sub>mpp</sub> (V)	26,6 V
Corrente de Potência Máxima: I <sub>mpp</sub> (A)	7,71 A
Tensão de Circuito Aberto: V <sub>OC</sub> (V)	33,2 V
Corrente de Curto Circuito: I <sub>CC</sub> (A)	8,36 A
Tensão Máxima (V)	600 V
Coeficiente de Temperatura de V <sub>OC</sub>	- 1,20x10 <sup>-1</sup> V/°C
Coeficiente de Temperatura de I <sub>CC</sub>	5,02x10 <sup>-3</sup> A/°C
<b>Desempenho elétrico a 800 W/m<sup>2</sup>, NOCT 49 °C, AM1,5</b>	
Potência Máxima: P <sub>máx</sub> (W)	145 W
Tensão de Potência Máxima: V <sub>mpp</sub> (V)	23,5 V
Corrente de Potência Máxima: I <sub>mpp</sub> (A)	6,17 A
Tensão de Circuito Aberto: V <sub>OC</sub> (V)	29,9 V
Corrente de Curto Circuito: I <sub>CC</sub> (A)	6,82 A

Fonte: <http://www.kyocerasolar.com.br>

### 4.2.2 – Diagrama do sistema utilizado na simulação

O software MATLAB [75] foi utilizado para a realização das simulações computacionais, com o aplicativo específico denominado “Toolbox”, exibindo assim os gráficos de potências ativa, reativa e aparente transmitidas do gerador fotovoltaico para a rede elétrica.

O inversor modelado é usado para suprir potência ativa de uma fonte CC para a rede elétrica. Para esta aplicação, o inversor é associado com módulos solares fotovoltaicos que atuam como fonte CC.

Como a tensão de referência da rede elétrica possui valor nominal de 220 V, destaca-se que ela necessita de absorver potência reativa do inversor na situação de tensão abaixo deste valor. No entanto, quando este parâmetro estiver acima de 220 V, o sistema estará com excesso de reativo, necessitando que este excedente seja absorvido pelo inversor. Assim, o controle proposto irá ajustar o inversor para que este atue de forma eficiente no fornecimento e absorção de energia reativa em cada um dos casos mencionados.

A Figura 4.1 apresenta o diagrama da placa FV conectada ao inversor, implementada no Toolbox do MATLAB.

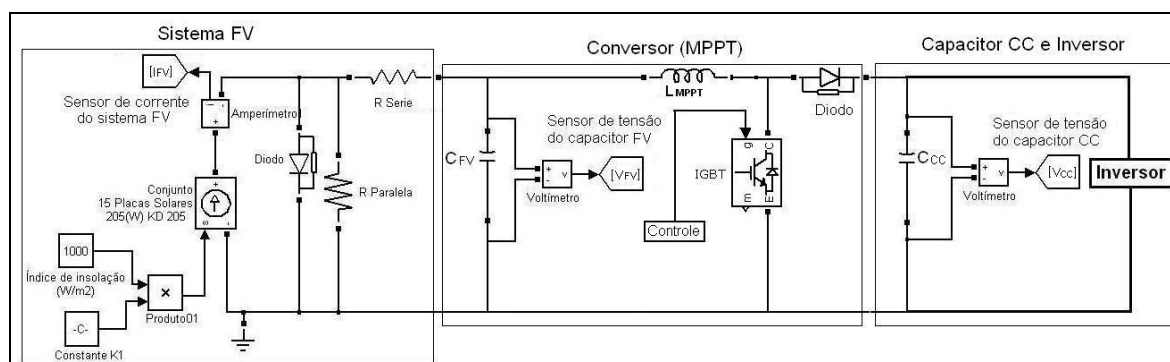


Figura 4.1: Modelagem da placa FV e sensores utilizados na simulação

O circuito elétrico da placa FV foi elaborado de acordo com os conceitos teóricos definidos no item 2.10 do capítulo II deste trabalho. O índice de insolação nominal é definido, no qual o valor nominal de  $1.000 \text{ W/m}^2$  corresponde à geração da corrente nominal da placa ( $I_L = 7,71 \text{ A}$ ). Assim, estipulou-se a constante  $K_1$  no

valor de 0,00771 para gerar a corrente  $I_L$ , fornecida pela fonte de corrente do circuito, de acordo com o índice de insolação estabelecido. Esta corrente é a produzida devido à geração de portadores pela iluminação, conforme mostrado nas Equações 2.4 e 2.5 do item 2.8 do capítulo II. A corrente  $I_{FV}$  fornecida para o inversor depende da corrente  $I_L$  e das características das resistências série e paralelo, de acordo com a Equação 2.14 do item 2.10 do capítulo II.

Junto com a modelagem elétrica da placa FV, estão também inseridos os sensores de corrente  $I_{FV}$  dos módulos FVs, de tensão  $V_{CC}$  do capacitor CC e o de tensão  $V_{S\text{ RMS}}$  da rede elétrica, os quais têm por função fornecer estes dados para o controle realizar os ajustes necessários para o fornecimento de potência ativa e fornecimento e absorção de potência reativa.

Os parâmetros do circuito da placa FV, do conversor Boost e dos capacitores  $C_{FV}$  e  $C_{CC}$ , utilizados nas simulações são mostrados na tabela 4.2.

Tabela 4.2: Parâmetros da placa FV, do conversor Boost e do capacitor  $C_{CC}$

$R_{Série}$	$R_{Paralela}$	$C_{CC}$	$C_{FV}$	$L_{MPPT}$	$V_{CC}$	$V_{FV}$	$P_{FV}$	K1
( $\Omega$ )	( $\Omega$ )	( $\mu F$ )	( $\mu F$ )	(mH)	(V)	(V)	(W)	
3,2	1.000	500	500	1,00	400	400	3.075	0,00771

Na Figura 4.2 é apresentado o diagrama da unidade de potência, juntamente com o inversor, indutor de acoplamento, capacitor e indutor do filtro, sensores de tensão e o sinal fornecido pelo controle para acionar o inversor PWM.

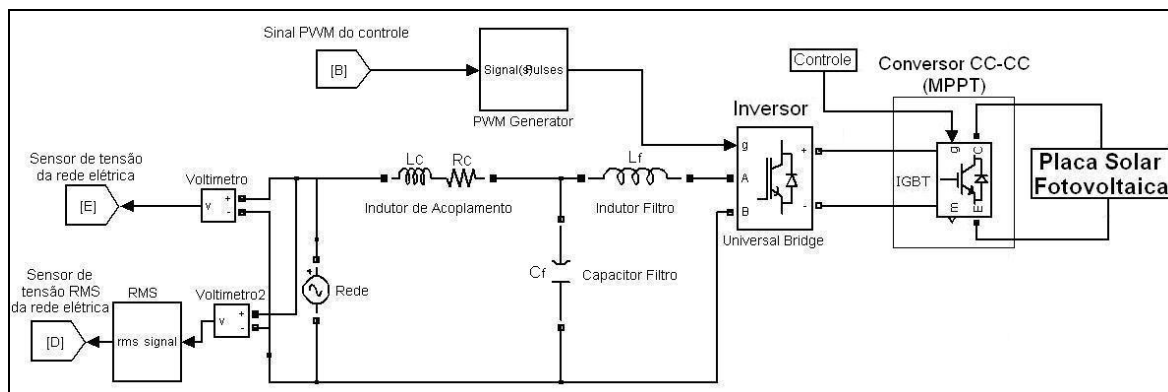


Figura 4.2: Unidade de potência e inversor

Os parâmetros do circuito de potência utilizados nas simulações computacionais são mostrados na Tabela 4.3. Estes parâmetros, os quais foram apresentados no capítulo III, seções 3.3.3 e 3.3.4 são: tensão da rede ( $V_s$ ), frequência de chaveamento ( $f_s$ ), indutância e capacitância do filtro no lado CA ( $L_f$  e  $C_f$ ) e indutor de acoplamento no lado CA ( $R_C$  e  $L_C$ ).

Tabela 4.3: Parâmetros do circuito de potência

$V_s$ (V)	$f_s$ (kHz)	F (Hz)	$L_f$ (mH)	$C_f$ ( $\mu$ F)	$R_C$ ( $\Omega$ )	$L_C$ (mH)
220	18,00	60	0,8	60	0,2	5

A frequência de chaveamento PWM foi estabelecida neste valor, para que o surgimento de harmônicos ocorra a partir de ordens mais elevadas, facilitando a escolha de um sistema de filtragem adequado, como foi explicado no item 3.3.3 do capítulo III.

Na Figura 4.3 é apresentado o diagrama do controle do rastreador de potência máxima (MPPT). Como explicado anteriormente nos itens 3.3.5 e 3.3.6 do capítulo III deste trabalho, a função do rastreador de potência máxima (MPPT) é manter a tensão  $V_{FV}$  no valor de máximo fornecimento de potência do sistema FV, para determinado índice de irradiância e temperatura.

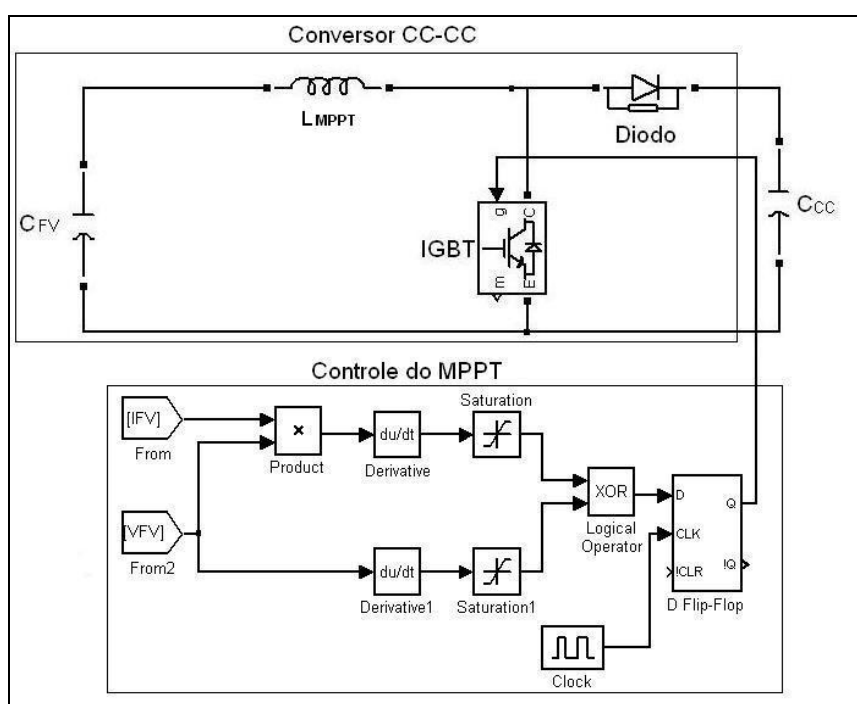


Figura 4.3: Diagramas do controle do rastreador de potência máxima (MPPT)

No diagrama de controle do MPPT da Figura 4.3 são definidas as variáveis que realizarão as variações da tensão  $V_{FV}$  de acordo com a necessidade de encontrar o ponto de potência máxima.

Para as simulações realizadas neste capítulo, manteve-se a tensão  $V_{FV}$  igual à  $V_{CC}$ , permanecendo o IGBT constantemente aberto, conforme a equação 3.11 ( $T_{OFF} = T$ ). Foi adotado este critério devido ao fato de o desenvolvimento do controle do MPPT não ser o foco desta tese, ficando como proposta para trabalhos a serem desenvolvidos no futuro. Assim, para valores de temperatura dos módulos FVs, foi considerado o padrão de 25 °C, mesmo com a alteração da irradiância, permanecendo a tensão  $V_{FV}$  igual a  $V_{CC}$  no valor de 400 V.

Na Figura 4.4 é mostrado o diagrama do controle proposto neste trabalho, que inclui os componentes que realizarão todas as operações necessárias de ajustes para que o sistema FV, junto com o inversor, forneça adequadamente as potências ativa e reativa, de acordo com sua disponibilidade e necessidade da rede elétrica.

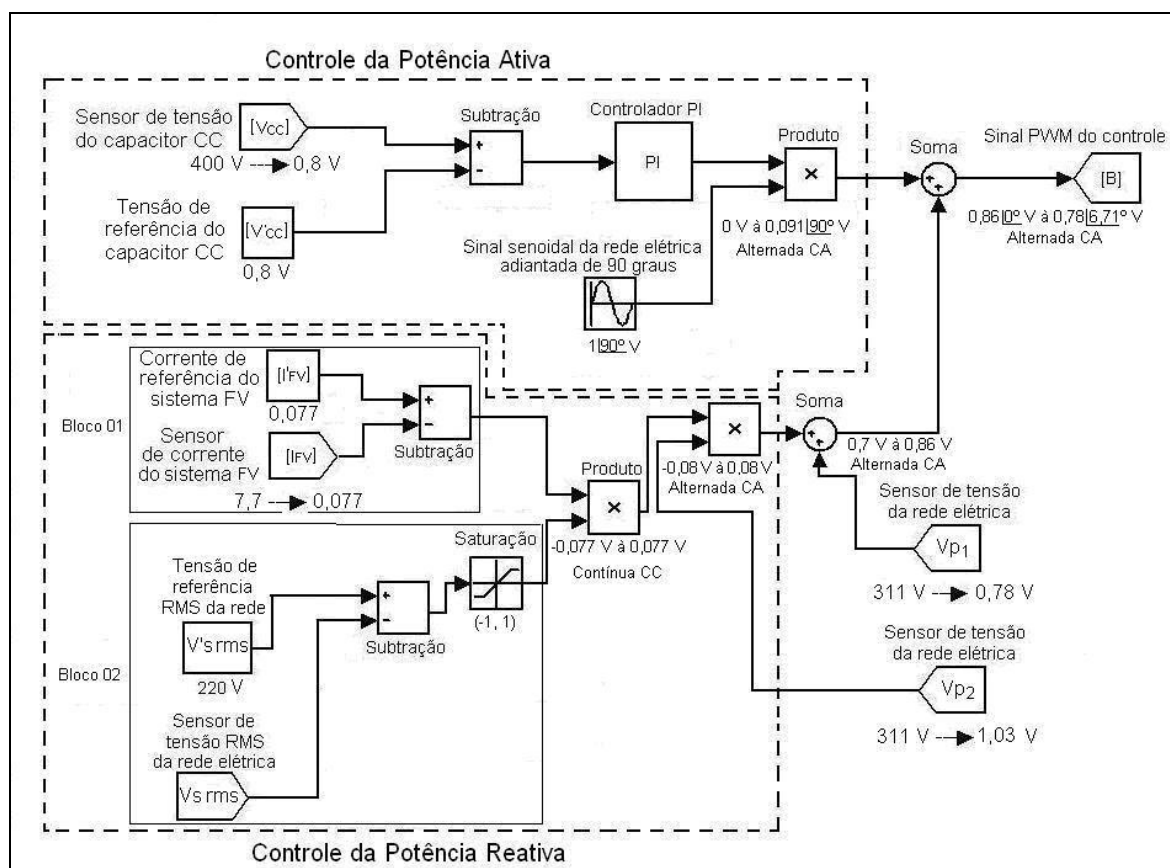


Figura 4.4: Diagrama da unidade de controle

Pelo diagrama de blocos da Figura 4.4, observa-se que o controle se divide em duas partes. Uma para o controle do fornecimento da potência ativa, de acordo com a potência gerada pelos módulos FVs, e a outra para o controle da compensação da potência reativa, de acordo com a disponibilidade do inversor. Os valores dos parâmetros de referência são mostrados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4: Parâmetros das referências

$V'_{CC}$ (V)	$I'_{FV}$ (A)	$V'_{RMS}$ (V)
0,8	0,077	220

### a – Controle da potência reativa

O controle na geração da potência reativa é baseado na disponibilidade do inversor, limitada em sua potência nominal, a qual é inversamente proporcional à corrente  $I_{FV}$  produzida pelos módulos FVs. Então, quando o sistema FV está fornecendo potência em condição nominal, o inversor transfere toda essa potência ativa para a rede elétrica, não tendo condição de compensar potência reativa devido estar utilizando toda sua capacidade.

Assim, o controle de fornecimento e absorção da potência reativa do inversor com a rede elétrica é dividida em dois blocos: (1) produção da potência reativa conforme disponibilidade do inversor e; (2) ajuste da tensão  $V_i$  do inversor para fornecer ou absorver potência reativa conforme a necessidade da rede elétrica.

- (1) Produção da potência reativa conforme disponibilidade do inversor: Para realizar esta operação, a corrente  $I_{FV}$ , a qual varia de zero ao valor nominal do sistema FV (7,71 A), é reduzida na escala de 1 para 100 para o valor que varia de 0 a 0,077 A, através do sensor de corrente. Posteriormente este valor é subtraído da corrente de referência  $I'_{FV}$ , que possui o valor fixo de 0,077 A (Tabela 4.4). Esse valor da subtração varia de zero até 0,077. Assim, quando  $I_{FV}$  for nominal, o resultado dessa subtração é zero e o inversor está fornecendo potência ativa em

seu valor nominal e potência reativa nula, e quando  $I_{FV}$  é zero o resultado da subtração é 0,077 com o inversor fornecendo potência ativa nula e potência reativa em seu valor nominal;

- (2) Ajuste da tensão  $V_i$  do inversor para fornecer ou absorver potência reativa conforme a necessidade da rede elétrica: O controle desse bloco define se o inversor vai atuar como capacitor (fornecendo potência reativa) ou como indutor (absorvendo potência reativa). Assim, por meio dos blocos de subtração e saturação é gerado um sinal unitário positivo quando a tensão eficaz da rede elétrica ( $V_{S\ RMS}$ ) for menor que a tensão de referência ( $V'_{S\ RMS} = 220\ V$ ), fazendo com que o inversor forneça potência reativa. Quando  $V_{S\ RMS}$  for maior que  $V'_{S\ RMS}$  o sinal unitário é negativo e o inversor absorve potência reativa.

Como este controle usa técnica de chaveamento PWM e as tensões  $V_{CC}$  do capacitor do lado CC e da rede elétrica são de 400  $V_{CC}$  e 311 V de pico, o índice de modulação, conforme a equação 3.9 mostrada no capítulo III, é de  $m_a = 0,78$ . Assim, para a onda triangular  $V_{tri}$  (portadora) do controle PWM adotada com o valor de 1 V, de acordo com a equação 3.5 também mostrada no capítulo III, o sinal de controle  $V_i$  (moduladora ou senóide de controle) é definida com o valor de 0,78 V.

A potência nominal do inversor foi definida no valor de  $S = 3.000\ VA$ . Então, quando a geração FV for nula, este inversor pode compensar potência reativa no valor de  $Q = 3.000\ var$ .

Com a equação 3.2 do capítulo III e com os parâmetros da tabela 4.3, de acordo com a tensão  $V_{RMS}$  da rede elétrica, para a absorção ou produção de  $Q = 3.000\ var$ , quando o sistema FV não estiver gerando potência ativa, a tensão  $V_i$  de pico de saída do inversor deve ser de 280 V (198  $V_{RMS}$ ) ou 344 V (243  $V_{RMS}$ ). Assim, o novo sinal de controle  $V_i$  deve ser de 0,7 V ou 0,86 V.

Para obter este sinal senoidal, multiplica-se o sinal senoidal da rede elétrica reduzida de 311 V de pico para 1,03 V através do sensor de tensão  $V_{P2}$ , pelo valor da subtração da referência  $I'_{FV}$  por  $I_{FV}$ , o qual para esta situação é de -0,077 ou 0,077. O valor do novo sinal senoidal originado pela multiplicação será - 0,08 V

ou 0,08 V. Posteriormente, este novo sinal senoidal é somado a outro sinal senoidal da rede elétrica reduzida de 311 V de pico para 0,78 V através do sensor de tensão  $V_{P1}$ , originando o novo sinal de controle  $V_i$ , que será de 0,7 V ( $V_i = 198 V_{RMS}$ ) para  $Q = -3.000$  var ou 0,86 V ( $V_i = 243 V_{RMS}$ ) para  $Q = 3.000$  var.

A Tabela 4.5 mostra a variação da potência reativa conforme a disponibilidade do inversor.

Tabela 4.5: Variação das potências ativa e reativa conforme disponibilidade do inversor

$I_{FV}$ (A)	Sensor de corrente $I_{FV}$	Subtração	$V_i$ (V)	$V_{S\ RMS}$ (V)	$V_{i\ pico}$ (V)	$V_{i\ RMS}$ (V)	P (W)	Q (var)
7,71	0,07	0	0,78	< 220	311	220	3.000	0
0	0	0,07	0,86	< 220	344	243	0	3.000
7,71	0,07	0	0,78	> 220	311	220	3.000	0
0	0	0,07	0,70	> 220	280	198	0	- 3.000

Observa-se que a Tabela 4.5 mostra os valores de potências ativa e reativa nos valores nominais onde,  $P = 3.000$  W e  $Q = 0$  var e  $P = 0$  W e  $Q = 3.000$  var. Porém, há uma variação de zero ao valor nominal destas potências, com uma complementando a outra, sempre utilizando a disponibilidade total do inversor.

### **b – Controle da potência ativa**

O controle da potência ativa é baseado na variação da tensão  $V_{CC}$  do capacitor do barramento CC do inversor. Quando o inversor está em equilíbrio no fornecimento de potência ativa, isto é, a potência que está sendo gerada pelos módulos FVs é a mesma entregue para a rede elétrica, a tensão  $V_{CC}$  (400 V) medida pelo sensor de tensão do capacitor CC e reduzida na proporção de 1 para 500 (0,8 V) mantém o mesmo valor da referência  $V'_{CC}$  (0,8 V).

Quando há alteração na irradiância e na potência gerada pelo sistema FV, esta variação causa um desequilíbrio entre a energia gerada e a entregue para a rede elétrica, fazendo com que  $V_{CC}$  mude de valor, gerando um erro que, ao passar pelo PI produzirá um sinal crescente ou decrescente devido sua integração. Este sinal é multiplicado por um sinal senoidal unitário adiantado de 90°, o qual quando somado com o sinal de tensão senoidal fornecido pelo bloco de controle de potência reativa, fará com que esta se adiante até atingir o ângulo da potência gerada e, conseqüentemente, definindo a nova potência ativa.



Este novo sinal senoidal é o da onda de tensão moduladora que será entregue para o inversor PWM.

Esta onda de tensão moduladora gerada possui um ângulo de defasagem em relação à tensão da rede, proporcional ao sinal gerado no PI, o qual é proporcional ao aumento da irradiância e ao aumento da potência ativa. Ela possui também o valor de sua amplitude maior ou menor que a da rede elétrica, de acordo com os valores de tensão da rede e corrente dos módulos FVs medidos, fazendo com que o inversor forneça ou consuma potência reativa.

A tabela 4.6 mostra a variação da potência ativa conforme a variação da potência gerada pelo sistema FV.

Tabela 4.6: Variação de P e Q conforme variação da potência gerada pelo sistema FV

$I_{FV}$ (A)	Sinal gerado pelo PI	Sinal senoidal gerado (V)	$V_I$ (V)	$V_{iRMS}$ (V)	P (W)	Q (var)
0	0	0	$0,86 \angle 0^\circ$	$243 \angle 0^\circ$	0	3.000
7,71	0,091	$0,091 \angle 90^\circ$	$0,7853 \angle 6,71^\circ$	$221,5 \angle 6,71^\circ$	3.000	0

### 4.2.3 – Resultados de simulação

As simulações computacionais que serão apresentadas têm como principal objetivo analisar o perfil do fornecimento das potências ativa, reativa e aparente, sobre várias condições de geração.

Os resultados obtidos são mostrados nas Figuras de 4.5 a 4.14, que ilustram os perfis de potência ativa, reativa e aparente para as quatro condições de operação (0%, 25%, 50%, 75% e 100% de irradiância solar), onde 100% equivale à  $1.000 \text{ W/m}^2$  de irradiância. Estes gráficos são divididos em duas situações: da Figura 4.5 à Figura 4.9, a tensão da rede situa-se em um valor abaixo do valor nominal de referência (220 V), fazendo com que o inversor forneça potência reativa; e da Figura 4.10 à 4.14 a tensão da rede está em um valor acima do nominal, obrigando o inversor a absorver potência reativa da rede. Destaca-se ainda que estas condições de operação do inversor deve estar dentro do limite da potência nominal do equipamento.

A potência aparente é definida como S (VA), a potência ativa como P (W) e potência reativa como Q (var).

Observa-se pelas Figuras 4.5 à 4.14 o pico da potência aparente próximo de 12 kVA no período transitório, no momento em que a potência ativa está próxima de 4 kW e potência reativa próximo de 2 kvar. Esta discrepância de valores se dá devido ao bloco de simulação da ferramenta simulink de potência aparente não ser compatível, no período transitório, com o bloco de cálculo das potências ativa e reativa. Já para a situação de regime permanente os valores de S, P e Q são compatíveis.

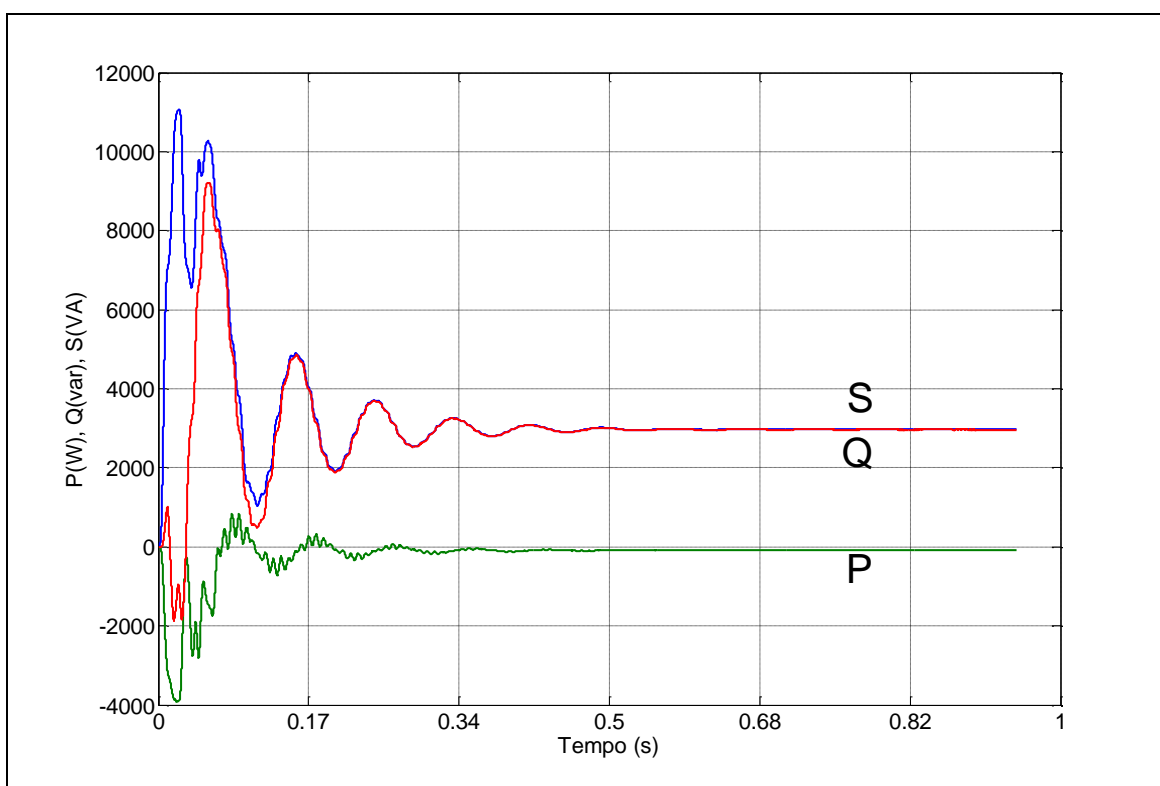


Figura 4.5: Fluxos de potências ativa, reativa e aparente do inversor com 0% de geração do sistema FV e tensão da rede abaixo da tensão de referência (220 V)

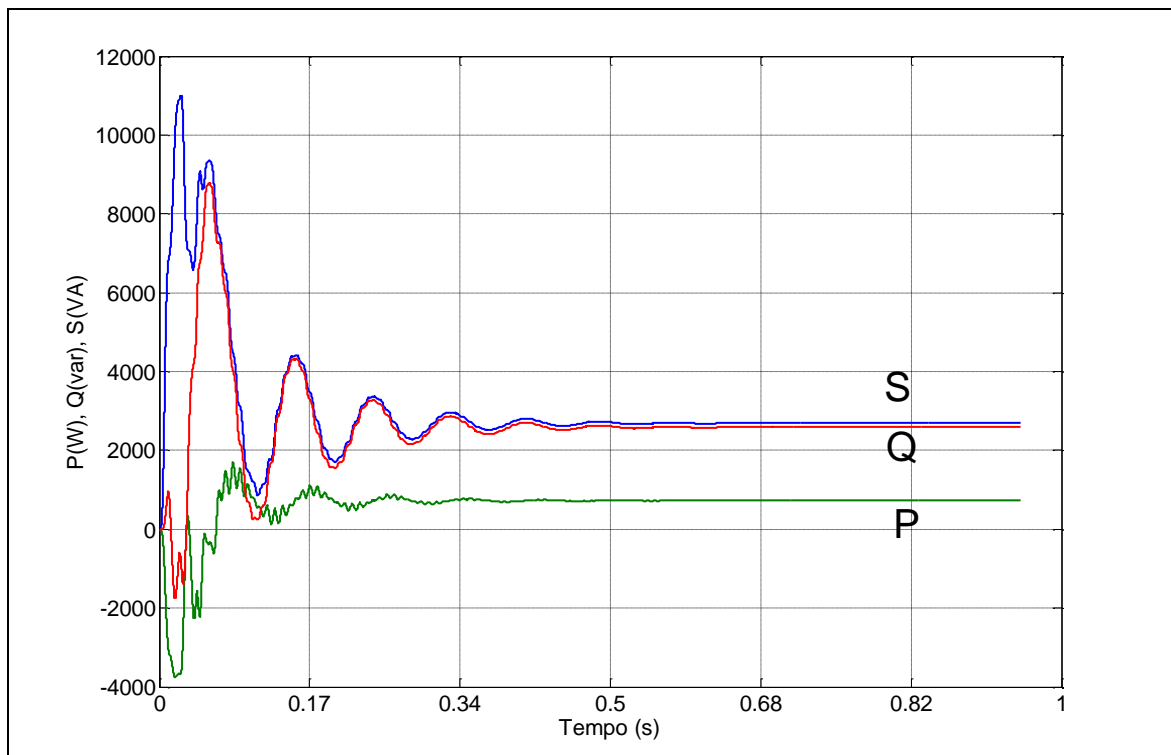


Figura 4.6: Fluxos de potências ativa, reativa e aparente do inversor com 25% de geração do sistema FV e tensão da rede abaixo da tensão de referência (220 V)

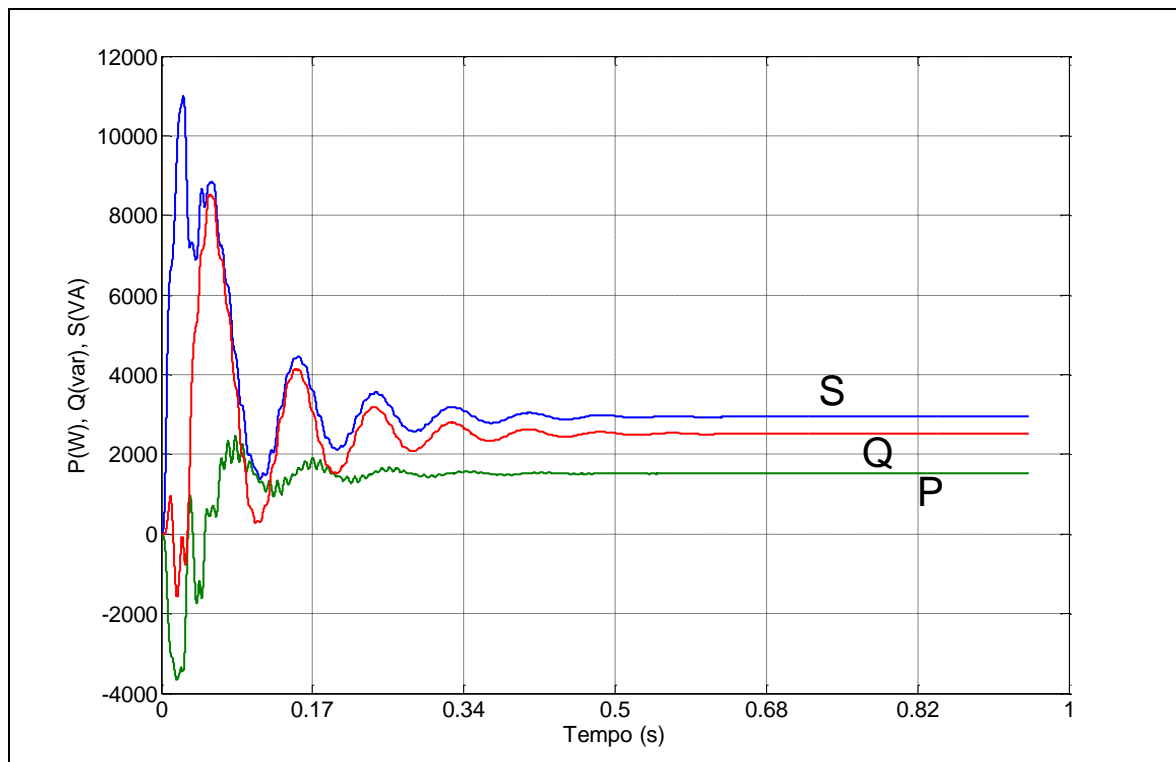


Figura 4.7: Fluxos de potências ativa, reativa e aparente do inversor com 50% de geração do sistema FV e tensão da rede abaixo da tensão de referência (220 V)

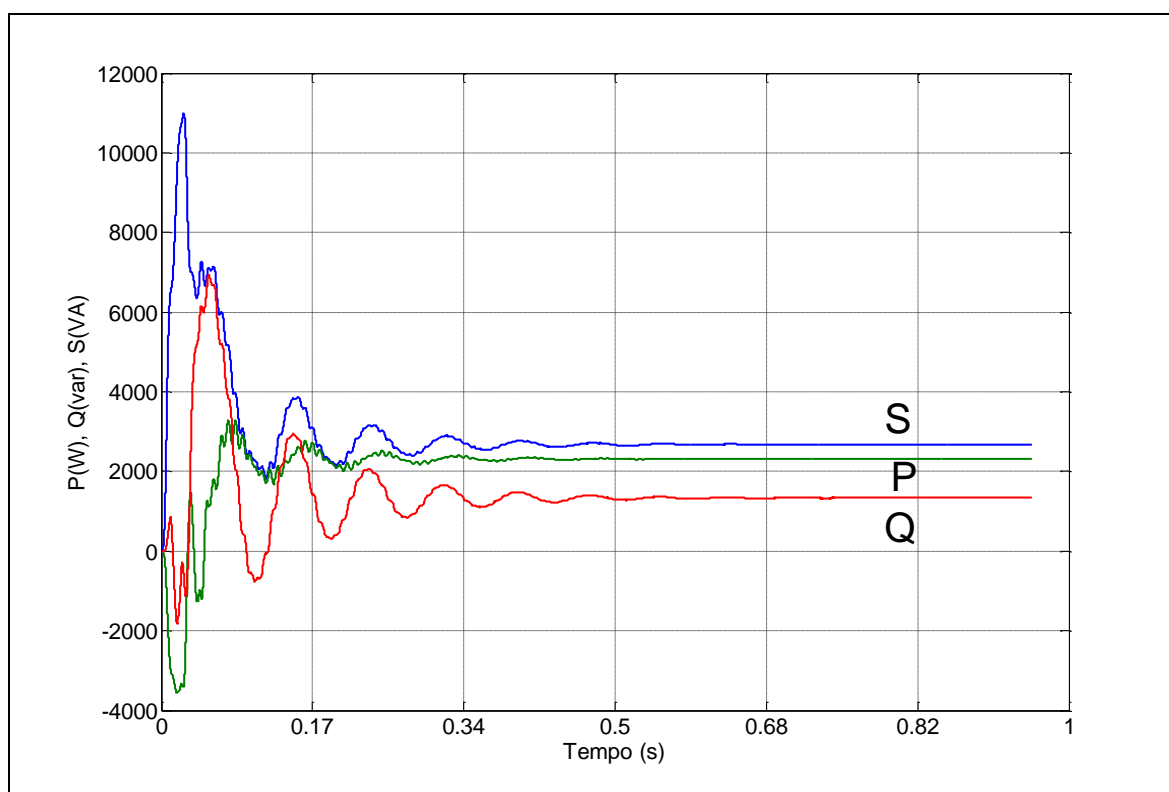


Figura 4.8: Fluxos de potências ativa, reativa e aparente do inversor com 75% de geração do sistema FV e tensão da rede abaixo da tensão de referência (220 V)

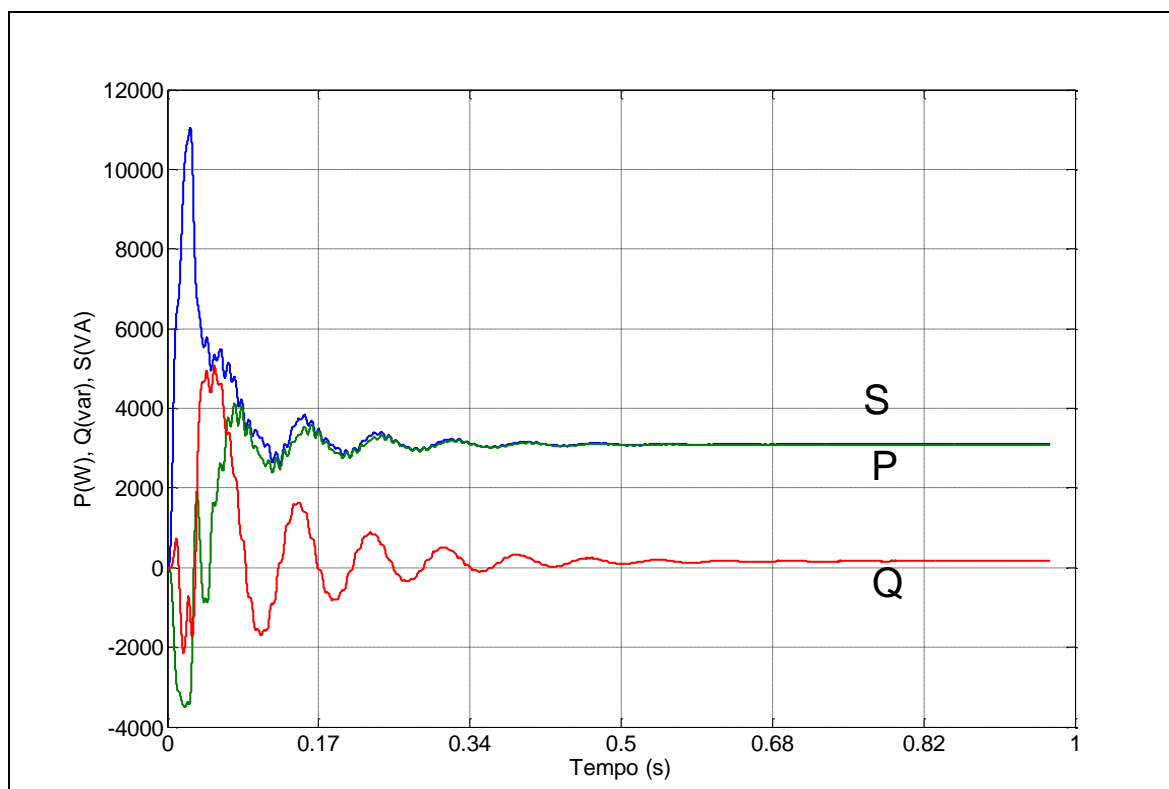


Figura 4.9: Fluxos de potências ativa, reativa e aparente do inversor com 100% de geração do sistema FV e tensão da rede abaixo da tensão de referência (220 V)

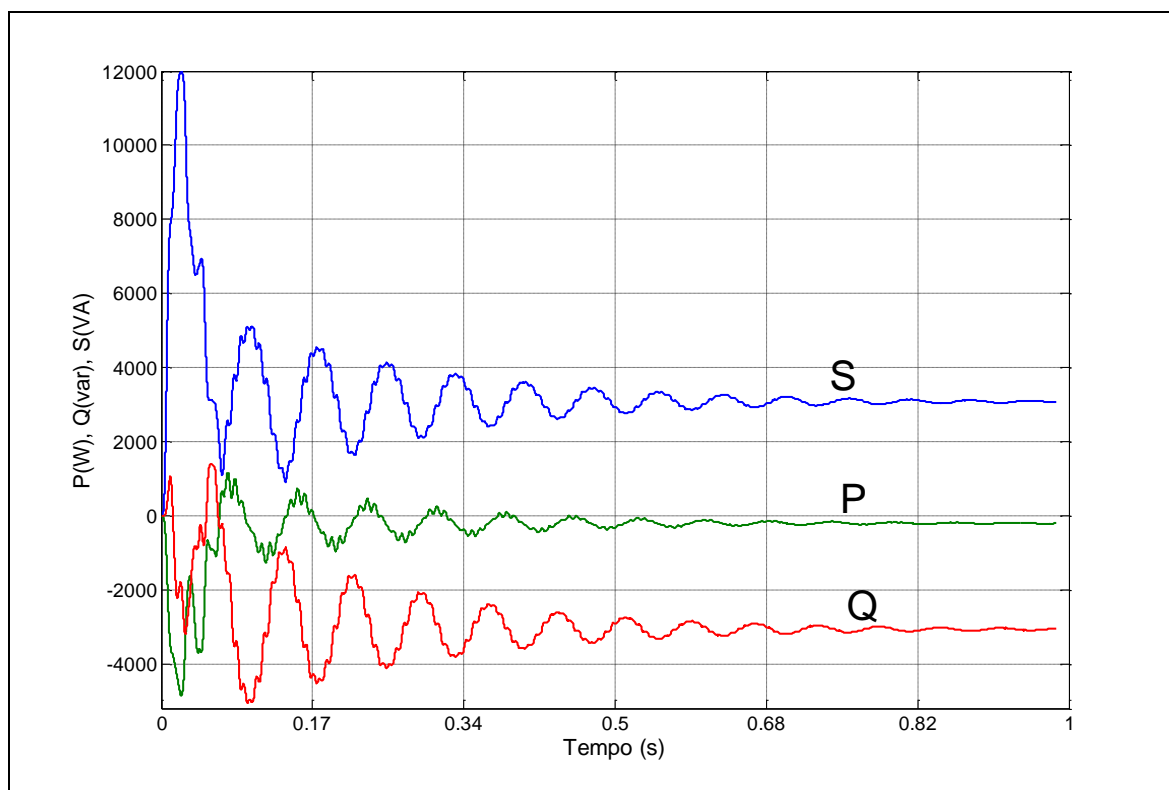


Figura 4.10: Fluxos de potências ativa, reativa e aparente do inversor com 0% de geração do sistema FV e tensão da rede acima da tensão de referência (220 V)

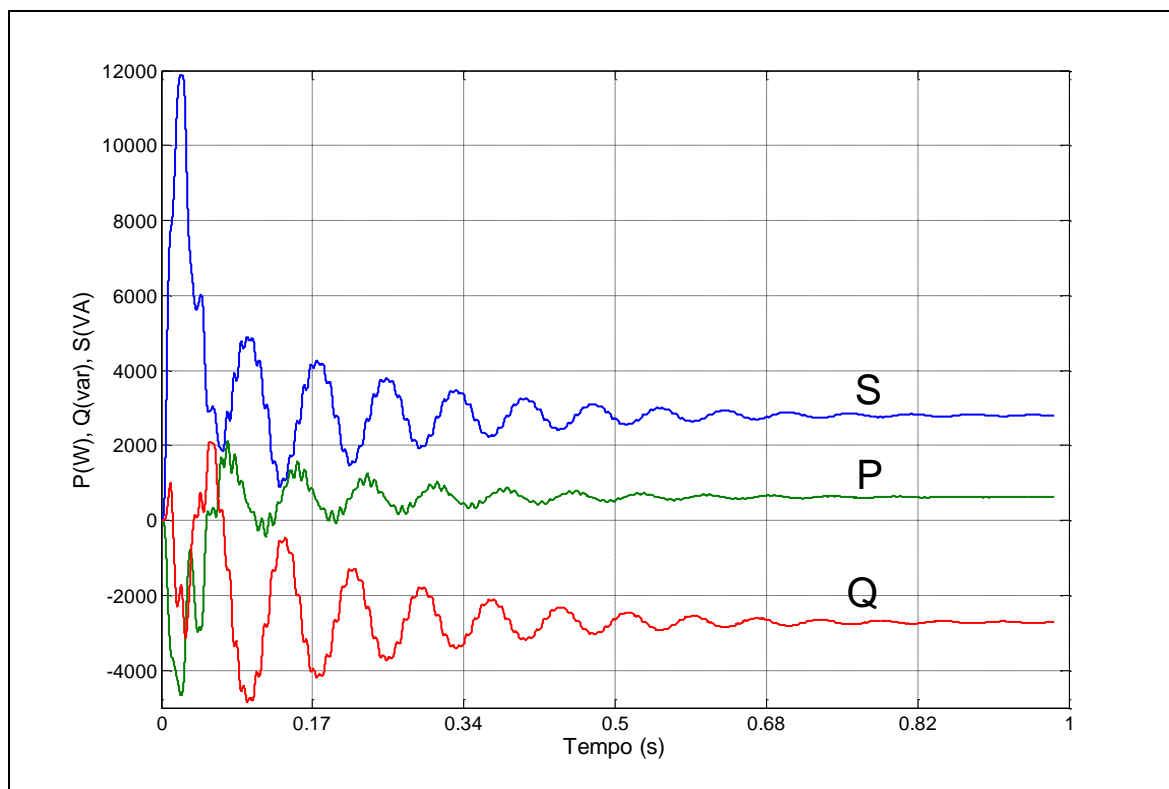


Figura 4.11: Fluxos de potências ativa, reativa e aparente do inversor com 25% de geração do sistema FV e tensão da rede acima da tensão de referência (220 V)

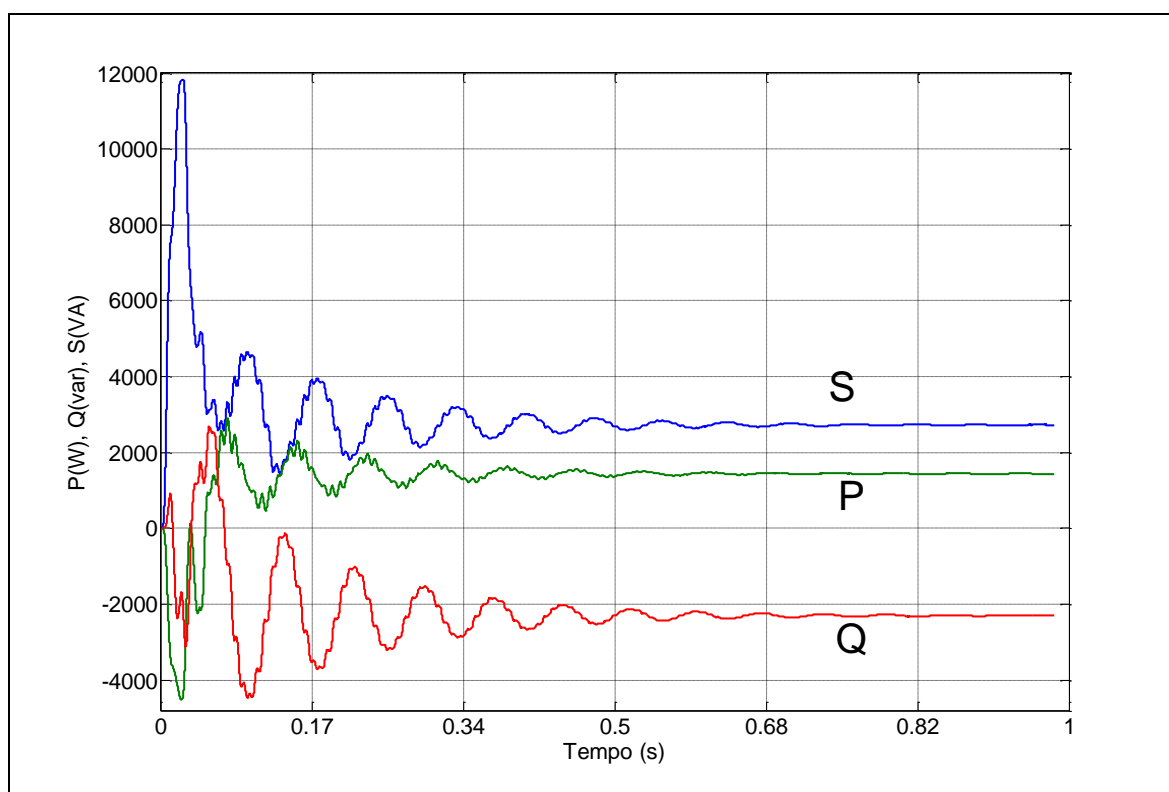


Figura 4.12: Fluxos de potências ativa, reativa e aparente do inversor com 50% de geração do sistema FV e tensão da rede acima da tensão de referência (220 V)

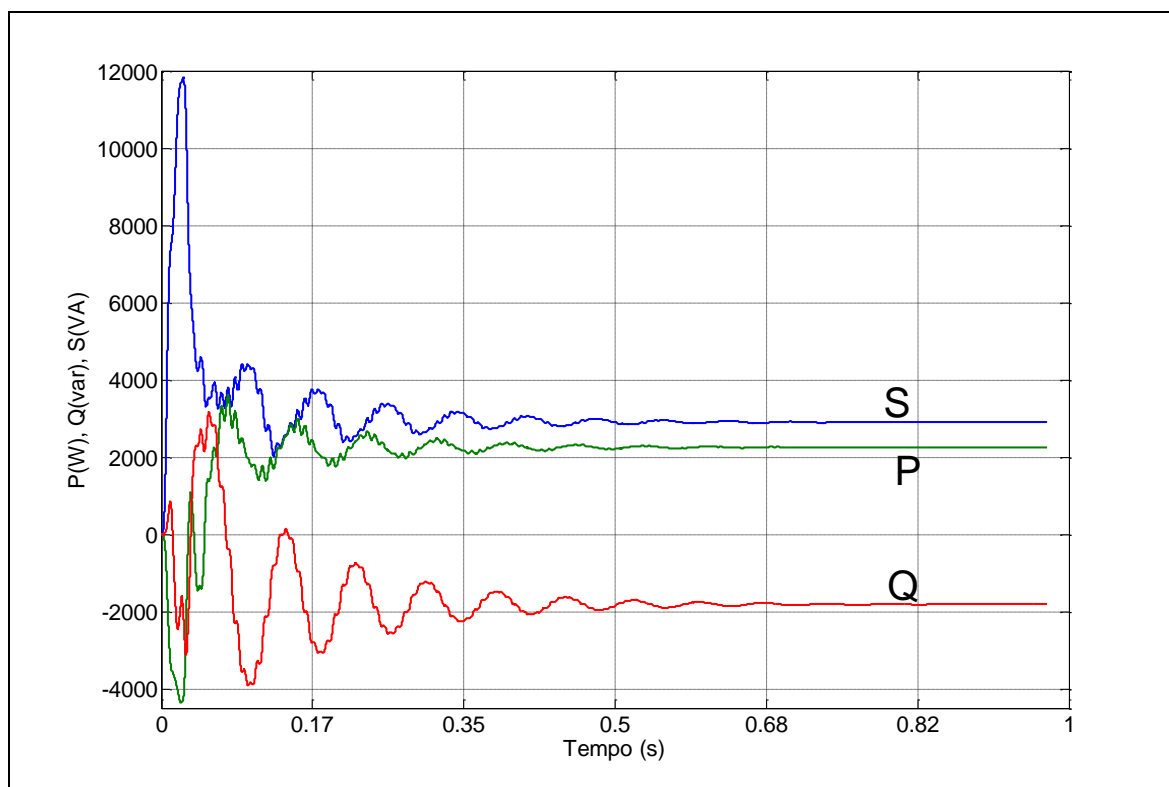


Figura 4.13: Fluxos de potências ativa, reativa e aparente do inversor com 75% de geração do sistema FV e tensão da rede acima da tensão de referência (220 V)

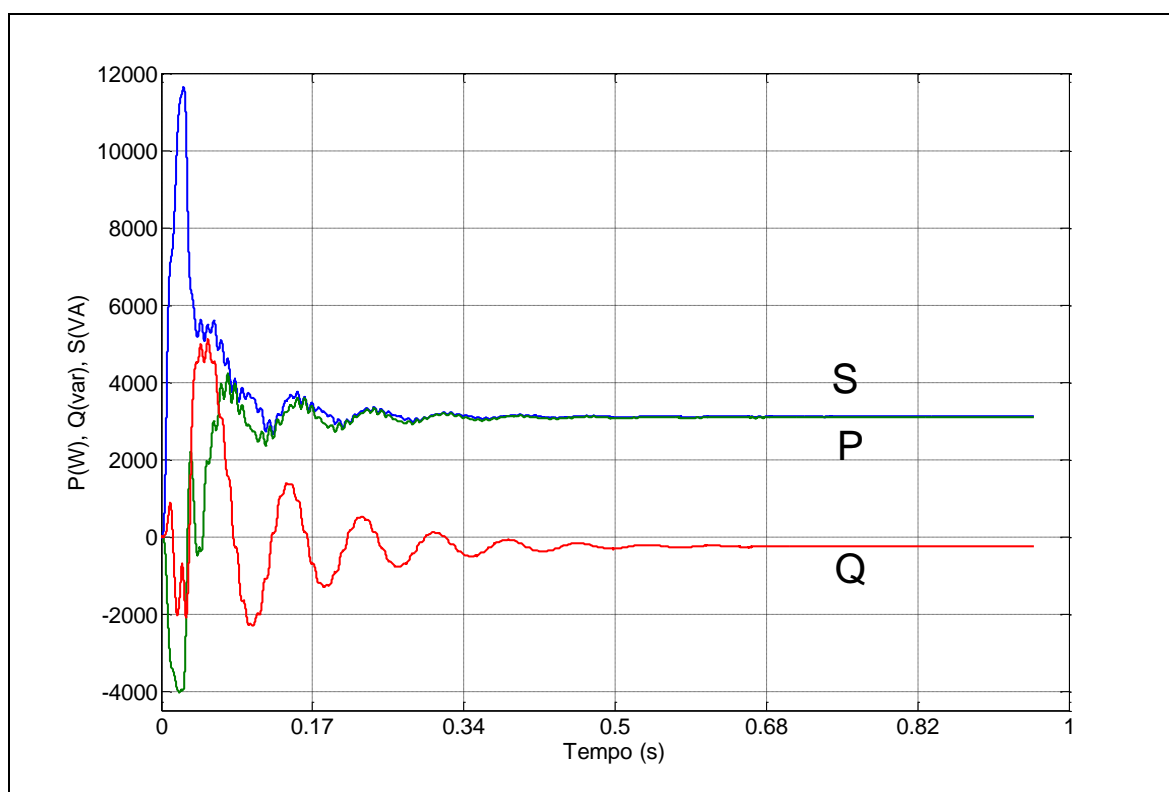


Figura 4.14: Fluxos de potências ativa, reativa e aparente do inversor com 100% de geração do sistema FV e tensão da rede acima da tensão de referência (220 V)

Conforme observado, as Figuras de 4.5 à 4.9 ilustram os resultados referentes às potências ativa, reativa e aparente supridas do inversor para a rede, levando em consideração os quatro níveis de insolação: Caso 1 - para uma irradiância de 0% (Figura 4.5); Caso 2 - para 25% (Figura 4.6); Caso 3 – para 50% (Figura 4.7); Caso 4 – para 75% (Figura 4.8); e Caso 5 - para 100% (Figura 4.9).

Verifica-se das Figuras de 4.5 a 4.9 que a potência ativa fornecida pelo sistema fotovoltaico para a rede aumentou com o aumento da irradiância e, apresentou um bom desempenho com relação à resposta do controle, pois, se estabilizou após algumas oscilações transitórias.

Quanto à potência reativa, o controle respondeu adequadamente, pois este fez o inversor aumentar o fornecimento de potência reativa na medida em que a potência ativa diminuía devido à redução da irradiância e vice versa. Isto fez com que o sistema não permanecesse ocioso, tendo a vantagem de, nos momentos de pouca geração de potência ativa, fornecer potência reativa.

Com a variação da potência fornecida pelo sistema FV no lado CC, pode ser verificado que a geração da potência ativa prevalece em períodos quando a irradiância está alta. Por outro lado, a geração de potência reativa prevalece quando a irradiância é baixa ou à noite.

Quanto à potência aparente, esta permaneceu com valores próximos da potência nominal do inversor, mesmo com a redução da irradiância para zero, o que ocorre durante a noite. Isto implicou uma vantagem considerável deste novo modelo de controle de sistemas FVs conectados à rede, utilizando inversores VSI em vez dos CSI usados atualmente.

As Figuras 4.10 a 4.14 mostram as potências ativa, reativa e aparente supridas na situação em que a rede elétrica necessita que seja absorvida dela a potência reativa excedente ( $V > 220 \text{ V}$ ), para as mesmas quatro condições de irradiância: Caso 1 - para uma irradiância de 0% (Figura 4.10); Caso 2 - para 25% (Figura 4.11); Caso 3 – para 50% (figura 4.12); Caso 4 – para 75% (Figura 4.13); e Caso 5 - para 100% (Figura 4.14). Porém, para esta situação, os gráficos apresentaram a potência reativa negativa, significando que o inversor a estava absorvendo. Isto demonstra que o controle também respondeu adequadamente às necessidades da rede em relação a este aspecto.

### 4.3 – Considerações Finais

Como foi explicado no capítulo III deste trabalho, a função do controle proposto era de ajustar o ângulo de fase e amplitude da tensão de saída do inversor, a fim de controlar o fornecimento de potência ativa e compensação de potência reativa.

Os resultados das simulações mostraram que o controle desenvolvido para ajustar o ângulo de potência e a amplitude da tensão e, conseqüentemente, controlar as potências ativa e reativa fornecidas ou absorvidas da rede, apresentou um desempenho satisfatório para o sistema fotovoltaico analisado.



De acordo com os gráficos de potências ativa, reativa e aparente analisados, constatou-se a funcionalidade deste sistema, pois após as oscilações iniciais as potências convergiram para os valores desejados.

Com este desempenho, a rede elétrica onde está conectado o sistema FV irá operar com melhor fator de potência, diminuindo as perdas e o carregamento nos transformadores. Desta forma, obtêm-se uma melhor razão custo/benefício na implementação desta nova forma de geração distribuída.

# **Capítulo V**

## **Análise de área residencial, prédio público e prédio comercial com sistemas fotovoltaicos**

### **5.1 – Considerações iniciais**

Uma das principais características da utilização de sistemas solares fotovoltaicos é que esta se dá de forma distribuída, junto às residências, comércios, indústrias ou órgãos públicos. Assim, desta forma a energia gerada é fornecida para as cargas locais, sem a necessidade do uso das linhas de transmissão e distribuição, evitando as perdas elétricas e carregamento dos cabos e transformadores.

Inicialmente este capítulo mostra os efeitos da atmosfera e das condições climáticas (incidência de nuvens, fumaça e poeira) na irradiância na superfície do planeta por meio de dados de medições obtidos pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) [76] para a cidade de Palmas - TO.

Posteriormente é realizada uma análise da influência deste tipo de geração em área residencial, em um órgão público e em um estabelecimento comercial, com relação ao comportamento das potências ativa, reativa e aparente e fator de potência na curva de carga do transformador de distribuição, considerando diferentes índices de penetração da geração FV.

Outro aspecto a ser analisado é a inserção de sistemas fotovoltaicos com o novo modelo de controle proposto neste trabalho, o qual fornecerá potência ativa e compensará potência reativa da rede de distribuição.

Foi inserido também no estudo o impacto do uso de aquecedores solares em substituição ao chuveiro elétrico, na redução da potência ativa fornecida pelo transformador de distribuição local no horário de ponta, para as áreas residenciais.

## **5.2 – Medições de irradiância para a cidade de Palmas – TO**

Neste item são apresentados alguns dados de medições dos piranômetros situados em posição horizontal em períodos distintos. Estas medições foram realizadas pelas estações meteorológicas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) [76], na cidade de Palmas, capital do estado do Tocantins (TO). A Tabela 5.1 mostra como estão disponíveis os dados extraídos das medições e disponíveis na página virtual do INMET [76]. Estes valores obtidos são para o dia 1 de julho de 2008. Observa-se que as horas estão em relação ao fuso horário de acordo com o Meridiano de Greenwich, Observatório Real, nos arredores de Londres, Reino Unido. Então, para estudo no Brasil, adotando-se o horário de Brasília, atrasa-se em quatro horas o valor dos períodos medidos. É mostrado também que os valores de irradiação solar são dados em  $\text{kJ/m}^2$ . Assim, como os cálculos de produção de energia por sistemas solares são realizados em  $\text{Wh/m}^2$  faz-se a conversão, multiplicando pela constante de valor 0,2778. Depois de realizadas estas alterações, é gerada a Tabela 5.2.

Por meio destes dados observam-se as variações da irradiância e temperatura, de acordo com a época do ano devido à inclinação da Terra em relação ao Sol e devido à interferência de nuvens.

## Capítulo V – ANÁLISE DE ÁREA RESIDENCIAL, PREDIO PÚBLICO E PRÉDIO COMERCIAL COM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Tabela 5.1: Dados de medições realizados pelas estações meteorológicas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), na cidade de Palmas – TO (1/7/2008).

Data	Hora (UTC)	Temperatura (°C)	Radiação (kJ/m²)
1/7/2008	0	23	0
1/7/2008	1	23,2	0
1/7/2008	2	22,4	0
1/7/2008	3	22,8	0
1/7/2008	4	25	0
1/7/2008	5	24,3	0
1/7/2008	6	23,6	0
1/7/2008	7	23,7	0
1/7/2008	8	21,6	0
1/7/2008	9	23,1	0
1/7/2008	10	22,7	11,42
1/7/2008	11	25,3	90,93
1/7/2008	12	27,9	283,3
1/7/2008	13	29,9	1747
1/7/2008	14	30,6	2493
1/7/2008	15	32,8	2798
1/7/2008	16	32	2837
1/7/2008	17	32,5	2737
1/7/2008	18	33,1	2346
1/7/2008	19	32,1	1743
1/7/2008	20	31,7	719
1/7/2008	21	29,4	155,5
1/7/2008	22	26,7	0
1/7/2008	23	25	0

Tabela 5.2: Dados de medições realizados pelas estações meteorológicas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), na cidade de Palmas – TO (1/7/2008), após alterações.

Data	Hora (Brasília)	Temperatura (°C)	Radiação (kJ/m²)	Radiação (W/m²)
1/7/2008	20	23		0
1/7/2008	21	23,2		0
1/7/2008	22	22,4		0
1/7/2008	23	22,8		0
1/7/2008	0	25		0
1/7/2008	1	24,3		0
1/7/2008	2	23,6		0
1/7/2008	3	23,7		0
1/7/2008	4	21,6		0
1/7/2008	5	23,1		0
1/7/2008	6	22,7	11,42	3,172476
1/7/2008	7	25,3	90,93	25,26035
1/7/2008	8	27,9	283,3	78,70074
1/7/2008	9	29,9	1747	485,3166
1/7/2008	10	30,6	2493	692,5554
1/7/2008	11	32,8	2798	777,2844
1/7/2008	12	32	2837	788,1186
1/7/2008	13	32,5	2737	760,3386
1/7/2008	14	33,1	2346	651,7188
1/7/2008	15	32,1	1743	484,2054
1/7/2008	16	31,7	719	199,7382
1/7/2008	17	29,4	155,5	43,1979
1/7/2008	18	26,7		0
1/7/2008	19	25		0

Para exemplificar, com os dados de irradiância obtidos, como os apresentados na Tabela 5.2, são gerados gráficos, como mostrado nas Figuras 5.1 e 5.2, que apresentam as irradiâncias globais medidas em  $\text{Wh/m}^2$ . Estes gráficos são para um período de três dias consecutivos na cidade de Palmas – TO, em épocas distintas do ano.

Os dados de medição apresentados foram obtidos durante um período em que prevaleceu uma grande incidência de nuvens no céu (chuvoso) e em outro intervalo no qual este está totalmente limpo (estiagem). A intenção de apresentar estes dados para estes períodos distintos, foi a de mostrar a interferência das condições meteorológicas e da inclinação da Terra de acordo com o período do ano, para a irradiância no nível do solo.

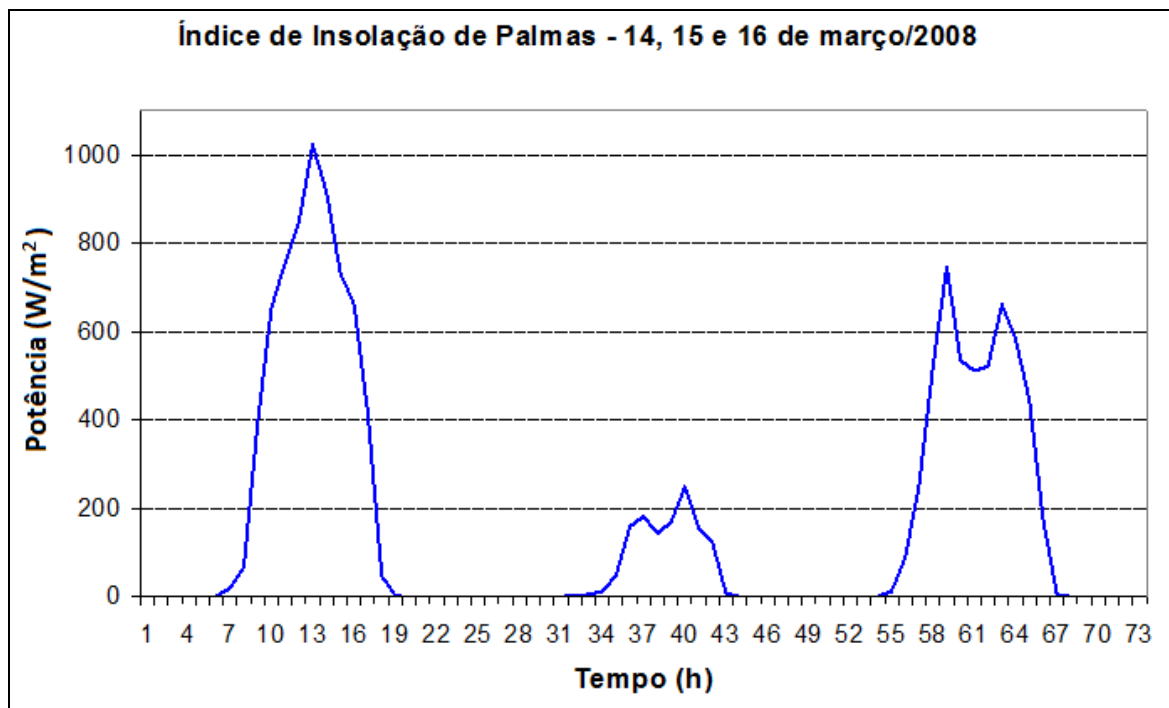


Figura 5.1 – Índice de insolação na cidade de Palmas – TO para os dias 14, 15 e 16 de março de 2008

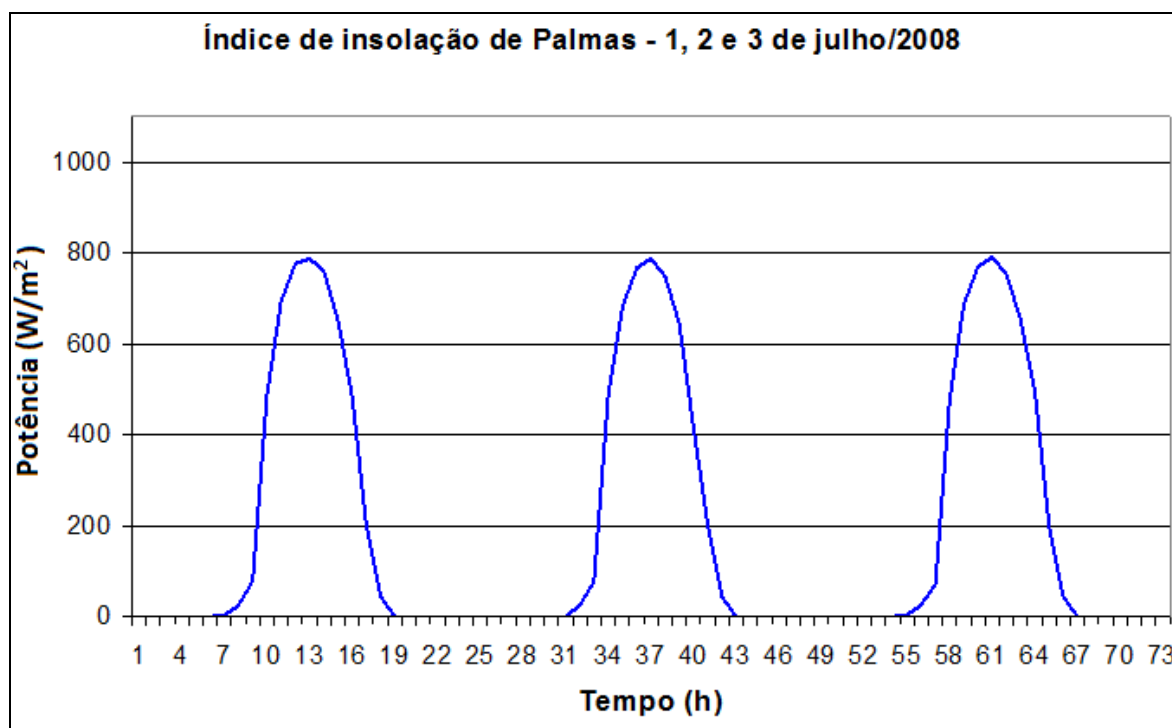


Figura 5.2 – Índice de insolação na cidade de Palmas – TO para os dias 1, 2 e 3 de julho de 2008

Como é observado na figura 5.1, os três dias consecutivos do mês de março sofreram grandes variações no índice de insolação, já que neste período do ano houve interferência da nebulosidade, a qual impede que os raios solares diretos atinjam a superfície terrestre.

Por outro lado, como é observado na figura 5.2, os três dias consecutivos do mês de julho praticamente não sofreram alterações no índice de radiação solar, pois neste período não houve nebulosidade nesta região e, para o intervalo de um dia, a distância Terra-Sol e a declinação solar são praticamente constantes.

Percebe-se também que, devido às diferentes inclinações anuais, o valor de pico para o mês de março, para um momento sem nuvens, é maior que aquele do mês de julho, devido ao fato que durante o primeiro intervalo de medição a Terra está em uma posição mais favorável em relação aos raios solares para esta latitude (período próximo ao solstício de verão).

As Figuras 5.3 e 5.4 mostram a energia total diária incidida em um plano horizontal em  $Wh/m^2$ , para os meses de março e julho do ano de 2008, para a cidade de Palmas – TO.

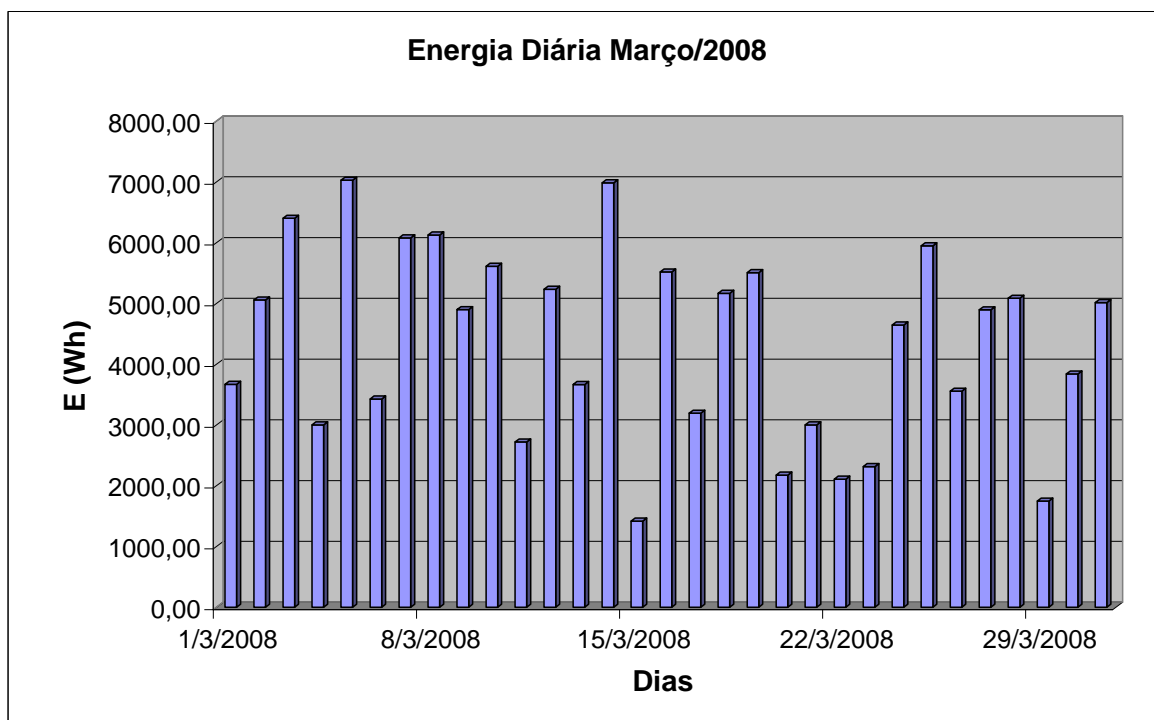


Figura 5.3: Insolação diária para o mês de março na cidade de Palmas - TO

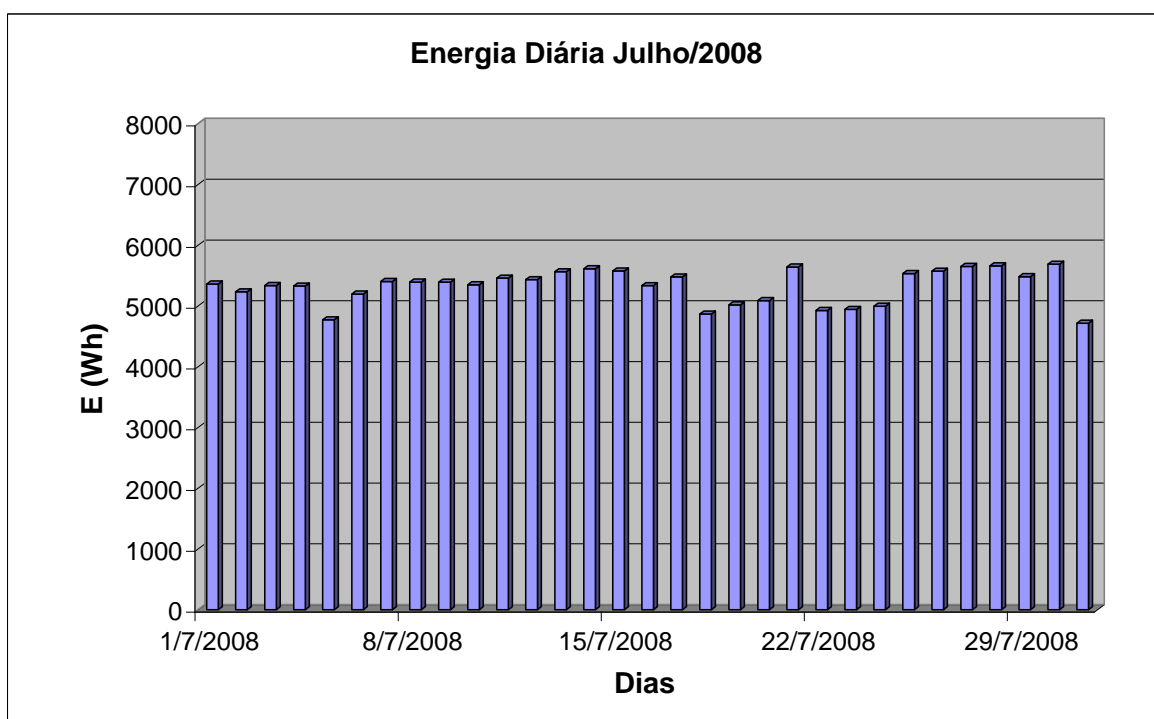


Figura 5.4: Insolação diária para o mês de julho na cidade de Palmas - TO

Observa-se na Figura 5.3 que, devido à variação de nebulosidade, ocorreram dias em que a incidência de energia solar foi bastante elevada (dias 5 e 14), e dias com pouca incidência (dias 15 e 29). Porém esta variabilidade não ocorreu para o mês de julho, como é mostrado na Figura 5.4, já que neste período não houve a presença de nuvens para esta região.

A Figura 5.5 mostra a energia mensal incidida em uma superfície horizontal de 1 m<sup>2</sup> para o ano de 2008, na cidade de Palmas – TO.

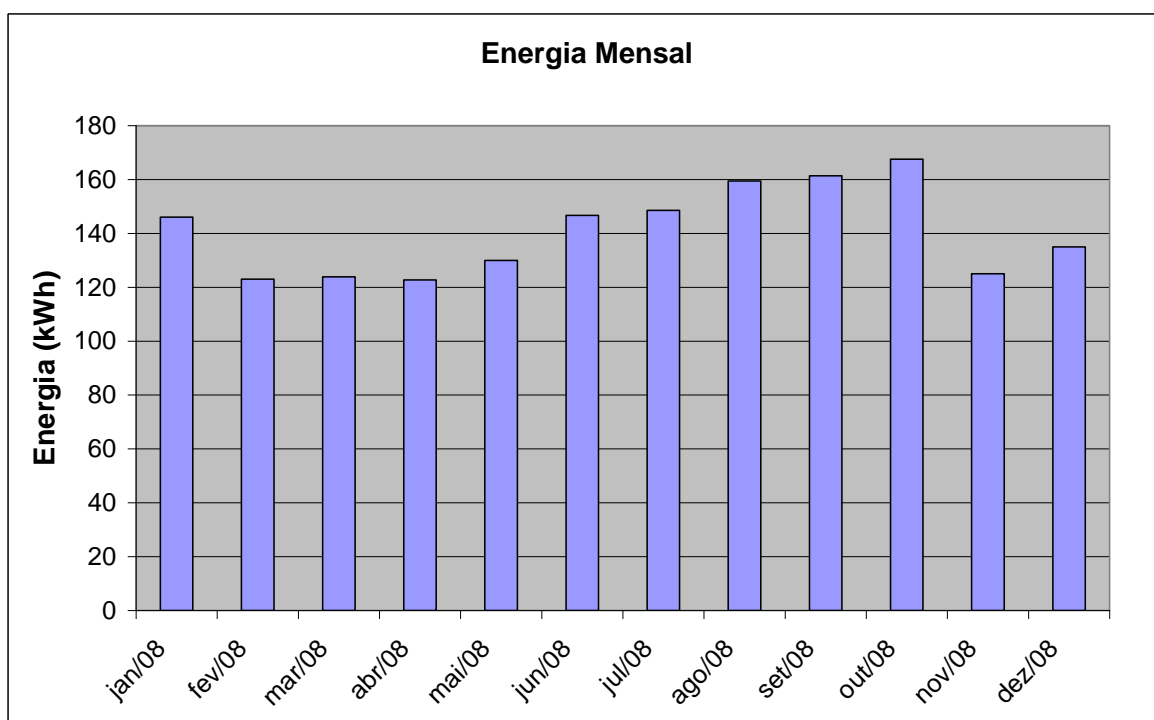


Figura 5.5: Insolação mensal para o ano de 2008 na cidade de Palmas - TO

Por meio desses valores de medição é que se estima a quantidade de energia elétrica produzida por determinado sistema fotovoltaico em uma determinada região.

Outro fator importante para estes cálculos é a medição da temperatura ambiente da região, pois este fator interfere no rendimento do sistema.



## **5.3 – Análise da área residencial**

### **5.3.1 – Características do sistema utilizado**

Para a simulação foi necessária a utilização de alguns conceitos teóricos, conforme apresentados nos capítulos II e III, referentes ao desempenho e produção de energia dos módulos solares fotovoltaicos e das condições de temperatura e índice de irradiância diária da região onde será utilizado o sistema.

Foi necessária também a aquisição de dados de medição de potência ativa, reativa e aparente e fator de potência de uma área residencial, objetivando obter dados do comportamento de carga diária e observar as mudanças obtidas com a inserção dos sistemas fotovoltaicos neste meio.

Neste estudo, o sistema solar fotovoltaico funcionará em condição otimizada de fornecimento de energia. Para esta condição usa-se um rastreador de máxima potência (MPPT – Maximum Power Point Tracking), que já está inserido no inversor. O MPPT é um conversor eletrônico de potência CC-CC, integrado entre o módulo fotovoltaico e sua carga, a fim de obter uma operação ideal. O uso de um algoritmo inteligente assegura a operação do módulo fotovoltaico no ponto de máxima potência, para todos os valores de temperatura, radiação e carga.

Para analisar sua operação, foi usado um modelo baseado nas seguintes hipóteses:

- Todas as células do arranjo FV são idênticas e operam com a mesma radiação e temperatura;
- Não existem perdas no arranjo com o sistema FV;
- O arranjo FV opera sempre no ponto de potência máxima para todas as condições ambientais de radiação e temperatura;
- Se as condições ambientais de radiação e temperatura variarem, o modelo se adapta automaticamente para seu ponto de potência máxima;
- A temperatura das células solares depende exclusivamente da radiação e temperatura ambiente.

### 5.3.1.1 – Características do sistema solar fotovoltaico utilizado

Como mostrado no item 2.9.1 do Capítulo II, as células fotovoltaicas possuem uma Temperatura Nominal de Operação da Célula (NOCT). O NOCT é a temperatura que a célula irá alcançar quando operada em circuito aberto e em temperatura ambiente de 20 °C, AM 1,5, condições de radiação com 0,8 kW/m<sup>2</sup> e com uma velocidade do vento menor que 1 m/s. Assim, para variações na temperatura ambiente e na radiação, a temperatura da célula (°C) pode ser estimada pela Equação 2.11 do capítulo II.

Com essas hipóteses, a potência de saída da usina fotovoltaica é obtida por meio da Equação 5.1.

$$P_{\text{Máx}} = N * (G_a/1000) * [P_{\text{Máx},0} + \mu_{P_{\text{Máx}}}(T_a + (G_a * (\text{NOCT} - 20)/800) - 25)] \quad (5.1)$$

Em que:

- N = Número de módulos do arranjo PV;
- $G_a$  = Radiância (W/m<sup>2</sup>);
- $P_{\text{Máx},0}$  = Potência máxima do módulo sob condições padronizadas;
- $\mu_{P_{\text{Máx}}}$  = Coeficiente de variação da potência do módulo com a temperatura (W/°C);
- $T_a$  = Temperatura ambiente (°C).

Para realizar a simulação foi utilizado o módulo fotovoltaico de silício amorfo PVL – 124 fabricado pela Uni-Solar [77]. As características deste módulo são apresentadas a seguir.

**Especificações elétricas sob condições de índice de irradiação solar de 1000 W/m<sup>2</sup>, AM 1,5 e temperatura da célula de 25 °C:**

- Potência máxima ( $P_{\text{máx}}$ ) = 124 (W);
- Tensão em potência máxima ( $V_{\text{Pm}}$ ) = 30 (V);
- Corrente em potência máxima ( $I_{\text{Pm}}$ ) = 4,1 (A);

- Tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) = 42 (V);
- Corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) = 5,1 (A).

**Coeficientes de variação dos parâmetros de acordo com a variação da temperatura sob condições de índice de irradiação solar de 1000 W/m<sup>2</sup>, AM 1,5:**

- Coeficiente de temperatura para variação da corrente de curto circuito:  
 $\mu_{Isc} = 5,1 \text{ (mA/}^{\circ}\text{C)}$ ;
- Coeficiente de temperatura para variação da corrente de potência máxima:  
 $\mu_{Ipm} = 4,1 \text{ (mA/}^{\circ}\text{C)}$ ;
- Coeficiente de temperatura para variação de tensão de circuito aberto:  
 $\mu_{Voc} = -160 \text{ (mV/}^{\circ}\text{C)}$ ;
- Coeficiente de temperatura para variação da tensão de potência máxima:  
 $\mu_{VPm} = -93 \text{ (mV/}^{\circ}\text{C)}$ ;
- Coeficiente de temperatura para variação da potência máxima:  
 $\mu_{Pm\acute{a}x} = -260 \text{ (mW/}^{\circ}\text{C)}$ .

**NOCT sob condições de índice de irradiação solar de 800 W/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente de 20 °C, velocidade do vento de 1 (m/s) e AM 1,5:**

- NOCT = 46<sup>0</sup>C;
- Potência máxima ( $P_{m\acute{a}x}$ ) = 96 (W);
- Tensão em potência máxima ( $V_{Pm}$ ) = 28 (V);
- Corrente em potência máxima ( $I_{Pm}$ ) = 3,42 (A);
- Tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) = 38,4 (V);
- Corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) = 4,1 (A).

Cada sistema solar fotovoltaico simulado, o qual é fixo no telhado da residência, é constituído de vinte módulos, sendo dois conjuntos de dez módulos conectados em série, formando uma potência máxima de 2.480 W sob condições de índice de irradiação solar de 1.000 W/m<sup>2</sup>, AM 1,5 e temperatura da célula de 25 °C. Cada módulo solar possui uma superfície de 1,5 m<sup>2</sup>, totalizando uma área

ocupada pelo sistema em cada telhado de 30 m<sup>2</sup>. Este valor de potência foi sugerido para sistemas distribuídos em larga escala de acordo com o estudo realizado pelo Grupo de Trabalho de Geração Distribuída em Sistemas Fotovoltaicos [33]. Estes compreendem projetos e instalações de sistemas FVs domiciliares conectados à rede elétrica, cada um com potência de até 2,5 kW, no mesmo alimentador em áreas urbanas. Foram simuladas duas situações de penetração do sistema FV na área residencial. Primeiro foram utilizados seis sistemas distribuídos em seis casas de uma área residencial, totalizando uma potência máxima dos sistemas FVs de 14.880 W, a qual representa 13,2% da potência nominal do transformador e posteriormente foram utilizados onze sistemas FVs distribuídos em onze casas desta mesma área, totalizando uma potência máxima de 27.280 W, a qual representa 24,2% da potência nominal do transformador de distribuição.

Os valores da potência instantânea gerada pelos sistemas FVs são mostrados nos gráficos com um intervalo de uma hora, levando em consideração a temperatura e o índice de irradiação solar neste momento.

Os dados de temperatura e o índice de irradiação solar foram coletados através do site do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) [76] para a cidade de Palmas-TO.

Como critérios de simulação, para conectar estes sistemas à rede de distribuição da concessionária, foram utilizados inversores comerciais controlado pela corrente (CSI) com fator de potência unitário e inversores controlados pela tensão (VSI) com fator de potência variável, com o controle proposto neste trabalho. Considerou-se para ambos os inversores um rendimento de 92% [78].

#### **5.3.1.2 – Características da rede elétrica**

Esses sistemas fotovoltaicos foram inseridos na área residencial citada com 100 residências, como mostra a foto adquirida pelo Google Earth (Figura 5.6) [79]. Estas possuem lotes residenciais regulares com área de aproximadamente 360 m<sup>2</sup> cada um. As casas possuem uma área construída média de 150 m<sup>2</sup>. Como a área do sistema fotovoltaico é de 30 m<sup>2</sup> este ocupa apenas 20% do

telhado. Foi considerado que os painéis FVs estão situados em posição horizontal conforme os dados de medições de irradiância realizadas pelas estações meteorológicas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) [76], como mostrado no item 5.2.

Esta região faz parte da quadra 1106 Sul, que se localiza na cidade de Palmas, capital do estado do Tocantins, como mostra a foto da Figura 5.7 [79].



Figura 5.6: Foto adquirida pelo Google Earth da área residencial alimentada pelo transformador analisado





Figura 5.7: Foto adquirida pelo Google Earth da Quadra 1106 Sul da cidade de Palmas – TO área residencial alimentada pelo transformador analisado

Essas residências são alimentadas por um transformador de distribuição trifásico delta-estrela com potência de 112,5 kVA, 13.800V/380-220V como mostra o mapa elétrico cedido pela concessionária de energia local (Figura 5.8) e o diagrama unifilar (Figura 5.9).

Na Figura 5.8, a linha tracejada representa a rede de distribuição primária de 13.800 V que alimenta o transformador, e as linhas contínuas, a rede de distribuição secundária de 380/220 V que alimenta as residências em forma de anel.

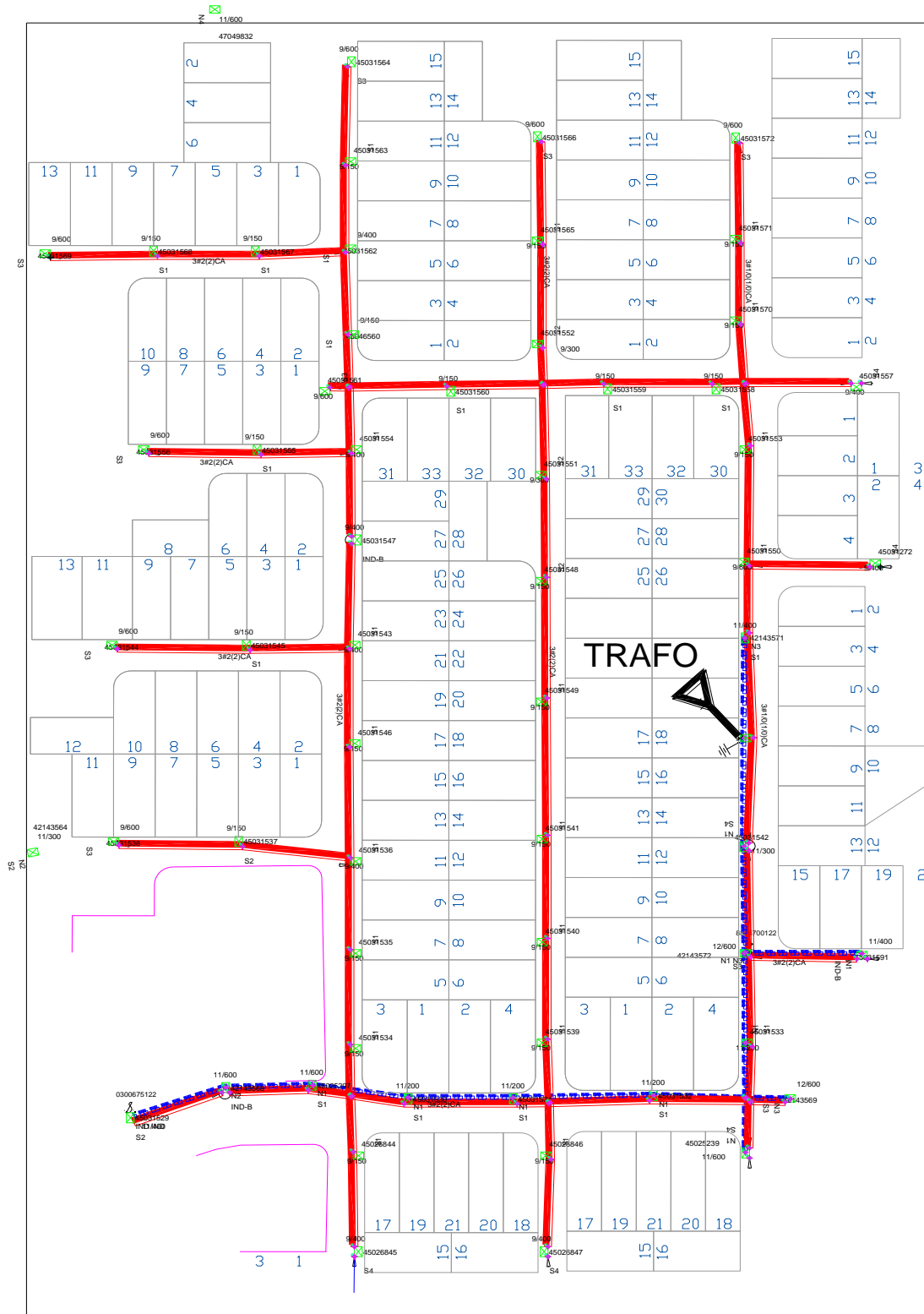


Figura 5.8: Mapa elétrico da área residencial alimentada pelo transformador analisado

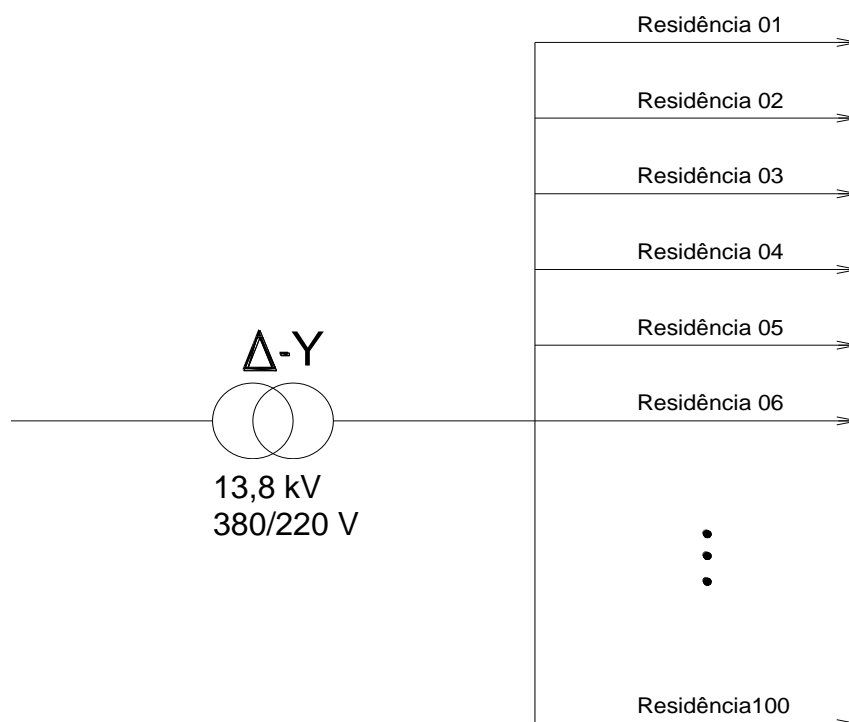


Figura 5.9: Transformador de distribuição alimentando a área residencial analisada

Os dados de medição, os quais estão apresentados em anexo, foram fornecidos pela concessionária de energia elétrica local (Celtins). O medidor utilizado para a aquisição dos dados foi o Saga 1.000, utilizado pela concessionária para os clientes de tarifas verde e azul. Este transformador faz parte de um conjunto de transformadores conectados ao alimentador da quadra 1106 Sul, o qual é interligado à subestação local Palmas II. O diagrama unifilar e mapa elétrico da quadra local cedido pela concessionária são apresentados pelas Figuras 5.10 e 5.11.

As características do alimentador são apresentadas na Tabela 5.3.

Tabela 5.3: Características do alimentador no qual está conectado o transformador analisado

Corrente de curto-circuito fase-terra ( $I_{CCFT}$ )	1.218 A
Corrente de curto-circuito fase-fase ( $I_{CCFF}$ )	1.840 A
Corrente de curto-circuito trifásico ( $I_{CC3\Phi}$ )	2.125 A
Potência de curto circuito ( $P_{CC3\Phi}$ )	50,14 MVA



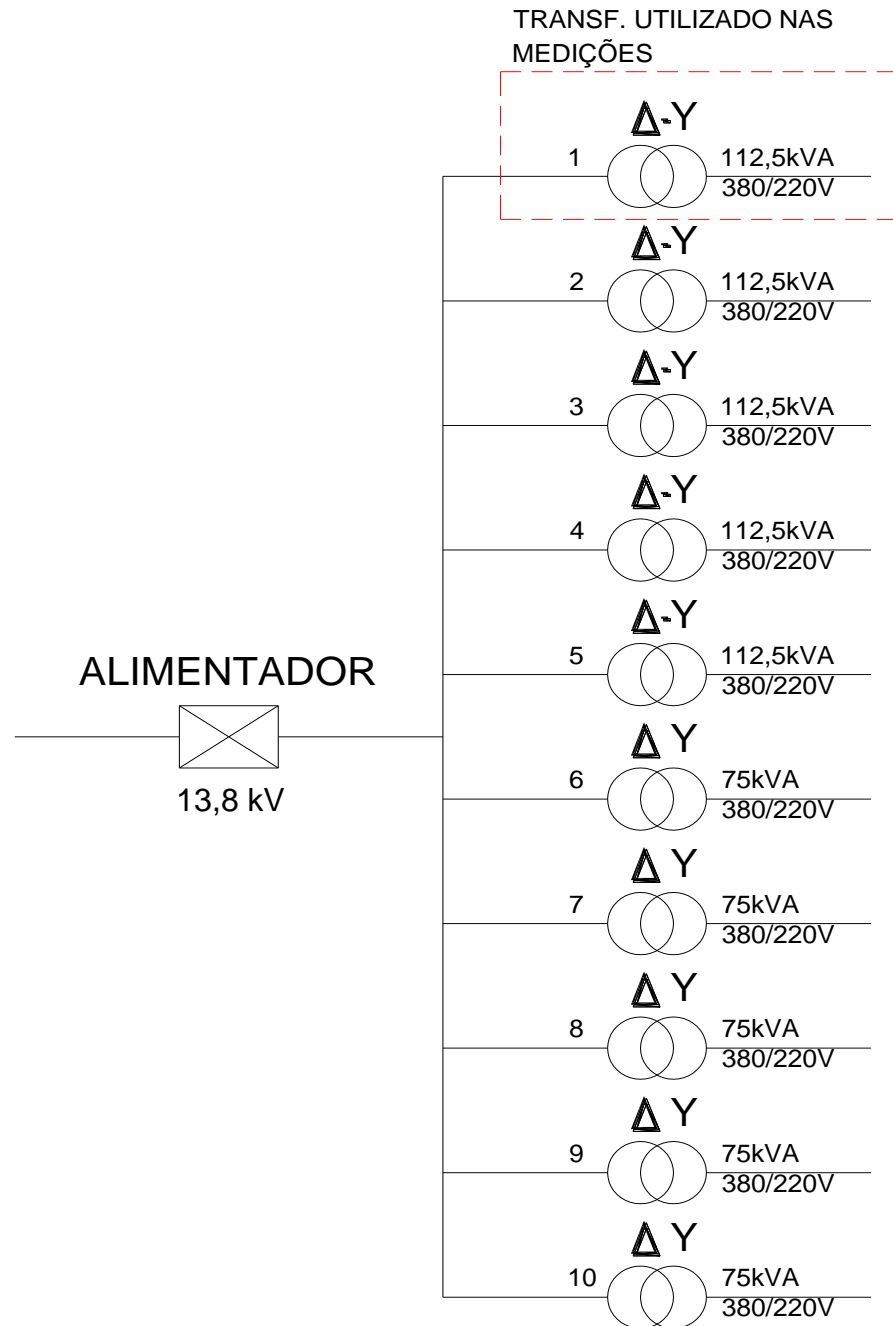


Figura 5.10: Alimentador no qual está conectado o transformador analisado

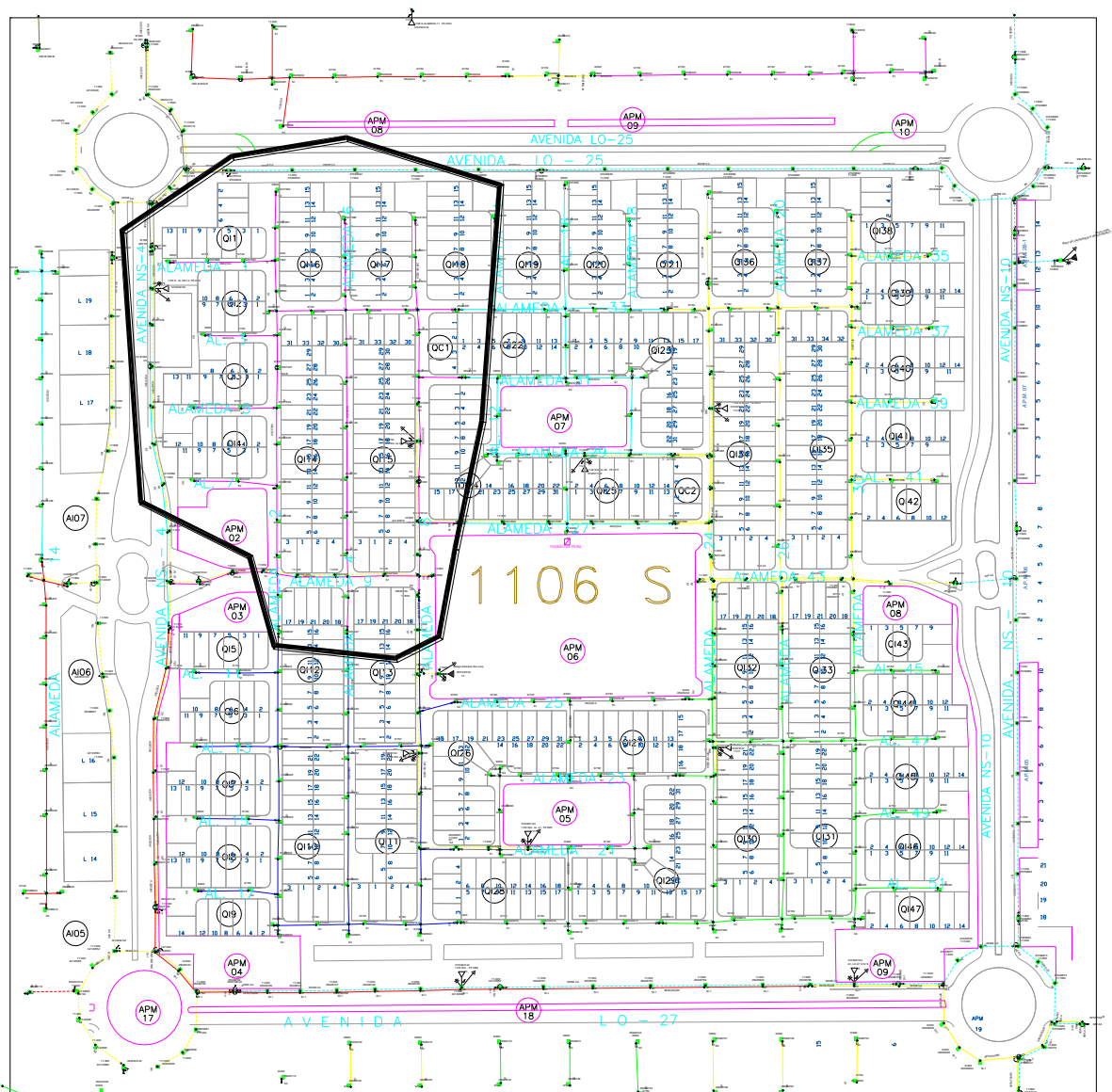


Figura 5.11: Mapa elétrico da quadra 1106 Sul onde se localiza o transformador analisado

### 5.3.2 – Casos analisados

As análises das simulações foram divididas em seis situações distintas. Para cada caso, foram analisados os comportamentos das potências ativa, reativa e aparente e fator de potência.

Os dados de medição de temperatura e de insolação de Palmas e os dados de medição das potências do transformador utilizados nas simulações foram do dia 15 do mês de agosto de 2009.

- caso 01: rede de distribuição de baixa tensão em uma área residencial sem geração fotovoltaica distribuída nas residências e sem o uso de aquecedor solar;
- caso 02: rede de distribuição de baixa tensão em uma área residencial sem geração fotovoltaica distribuída nas residências e com o uso de aquecedor solar;
- caso 03: rede de distribuição de baixa tensão em uma área residencial com índice de penetração da geração fotovoltaica distribuída nas residências de 13,2% e 24,2%, gerando apenas potência ativa e sem o uso de aquecedor solar;
- caso 04: rede de distribuição de baixa tensão em uma área residencial com índice de penetração da geração fotovoltaica distribuída nas residências de 13,2% e 24,2%, gerando apenas potência ativa e com o uso de aquecedor solar;
- caso 05: rede de distribuição de baixa tensão em uma área residencial com índice de penetração da geração fotovoltaica distribuída nas residências de 13,2% e 24,2%, gerando potência ativa e compensando potência reativa, sem o uso de aquecedor solar;
- caso 06: rede de distribuição de baixa tensão em uma área residencial com índice de penetração da geração fotovoltaica distribuída nas residências de 13,2% e 24,2%, gerando potência ativa e compensando potência reativa, com o uso de aquecedor solar.

Para estas situações de simulações, são apresentadas as medições nos terminais de baixa tensão do transformador, alimentando as residências no período de um dia. As variáveis medidas foram potências ativa, reativa e aparente e também fator de potência. A potência ativa está representada pela letra **P**, a reativa pela letra **Q**, a aparente pela letra **S** e as potências ativa e reativa fornecidas pelo sistema FV por **P<sub>FV</sub>** e **Q<sub>FV</sub>**.

**a – Caso 01: rede de distribuição de baixa tensão em uma área residencial sem aquecedor solar e sem geração fotovoltaica distribuída nas residências**

Para este caso são apresentados os gráficos das medições realizadas nos terminais do transformador, sem a inserção do sistema fotovoltaico e do aquecedor solar.

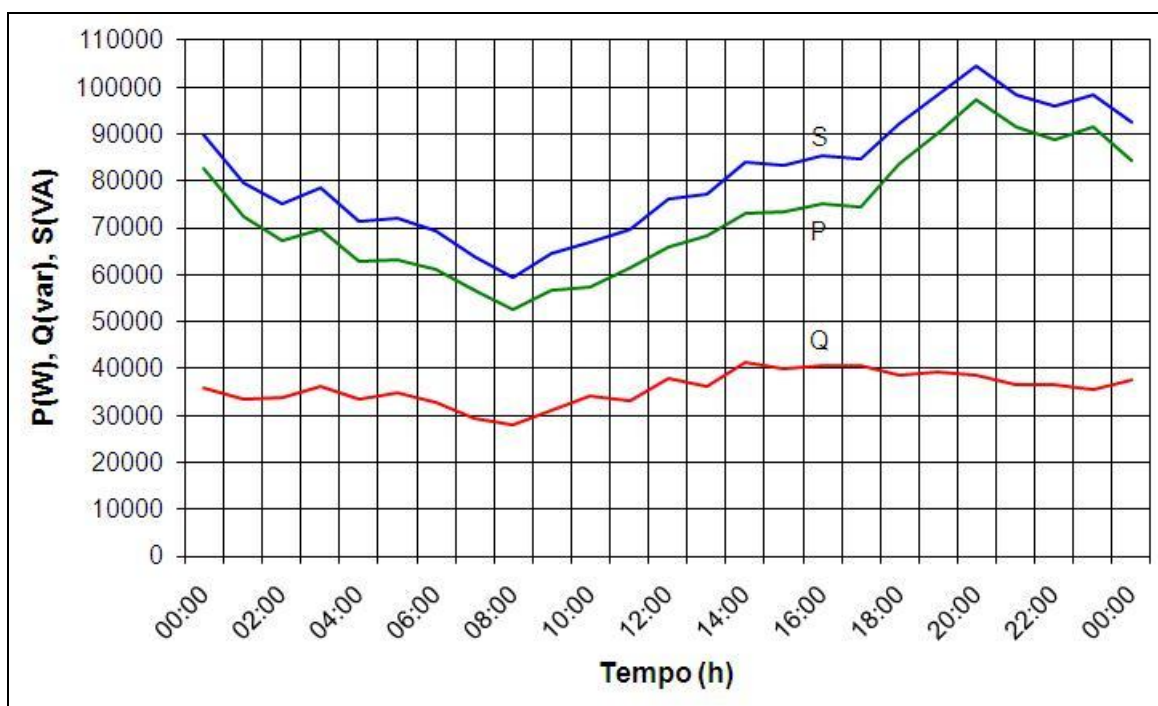


Figura 5.12: Potências ativa, reativa e aparente consumidas, no dia 15 de agosto de 2009, sem aquecedor solar e sem geração FV

Como pode ser observado na Figura 5.12, por ser uma carga tipicamente residencial, a demanda atinge o valor máximo de 97,27 kW próximo das 20 horas, a qual é caracterizada como horário de ponta. A potência aparente atinge também, próximo das vinte horas o valor de 104,65 kVA devido ao consumo de potência reativa. Após este horário, este valor tende a diminuir para próximo de 70 kVA até às 6 horas da manhã. Durante a madrugada, prevalece o uso do ar-condicionado, devido ao fato de Palmas ser uma cidade com temperatura elevada nesta época do ano. No período da 6 às 18 horas, o valor da potência ativa inicia com o valor de 60 kW e tem uma discreta elevação para próximo de 80 kW até

iniciar novamente o horário de ponta. Verifica-se que por volta de 9:00 horas, atinge-se a menor demanda, com aproximadamente 55 kW.

Quanto à potência reativa, esta oscilou entre 30 kvar e 40 kvar mantendo seu maior valor no período da tarde e no horário de ponta. O fator de potência (FP), como mostra a Figura 5.13, oscilou entre 0,85 e 0,92, mantendo características indutivas. O FP atingiu valores mais baixo durante o período diurno, caracterizando o uso de cargas com um maior consumo de potência reativa.

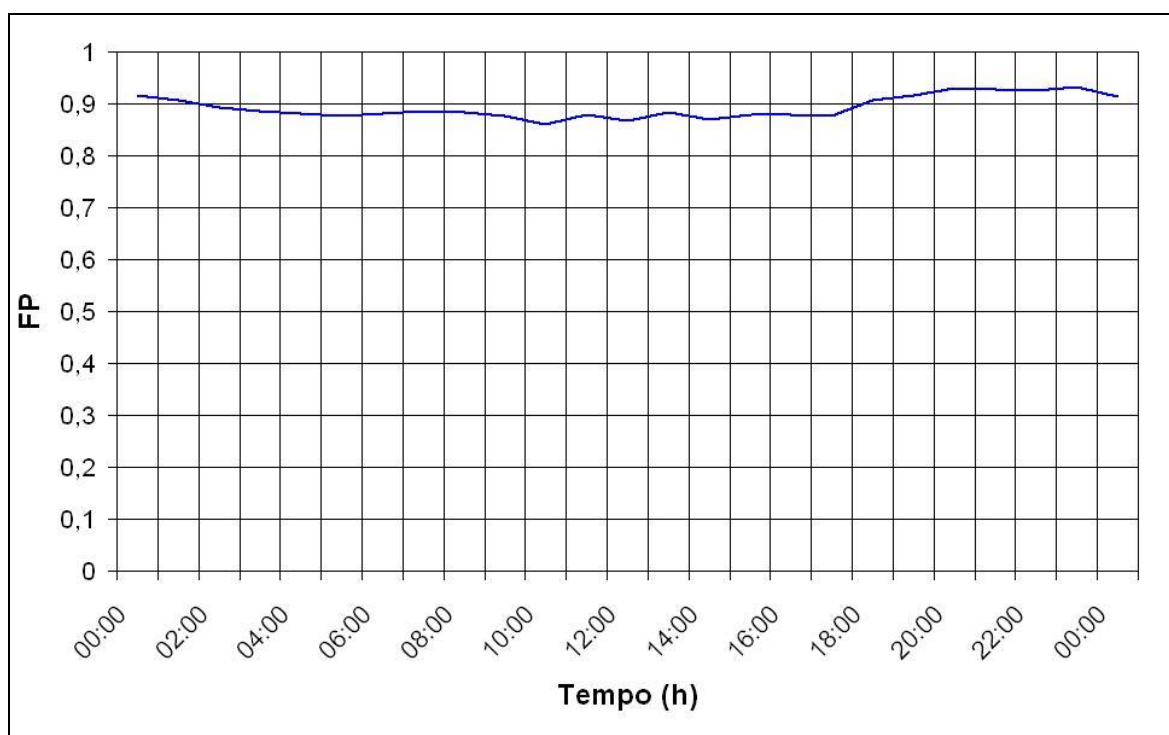


Figura 5.13: Fator de potência do transformador alimentando a área residencial, no dia 15 de agosto de 2009, sem aquecedor solar e sem geração FV

**b – Caso 02: rede de distribuição de baixa tensão em uma área residencial sem geração fotovoltaica distribuída nas residências e com o uso de aquecedor solar.**

Com o uso do aquecedor solar, o consumo e a demanda de energia elétrica são reduzidos, principalmente no horário de ponta, em cerca de 25%, conforme mostram as referências [38 – 44], com a retirada do chuveiro elétrico.

Esse novo equipamento fornece energia térmica para aquecer a água para banho nos chuveiros.

A grande vantagem do aquecedor solar é que, ao abrir mão do chuveiro elétrico, diminui-se a energia consumida, a potência média instalada e a demanda máxima, melhorando assim, o fator de carga das unidades consumidoras. A utilização desse equipamento resulta em ganhos tanto para o consumidor ao reduzir os gastos mensais com o consumo de energia elétrica, como também para todo o sistema elétrico, pois a presença deste equipamento provoca uma redução no fator de carga, levando a uma pequena participação no faturamento das concessionárias, mas elevado investimento associado ao atendimento da demanda máxima.

Ao observar a Figura 5.14, com o uso do aquecedor solar em substituição ao chuveiro elétrico, a demanda máxima de 97,27 kW no horário de ponta (Figura 5.12) passou a ser de 91,58 kW, no período fora do horário de ponta (23 horas).

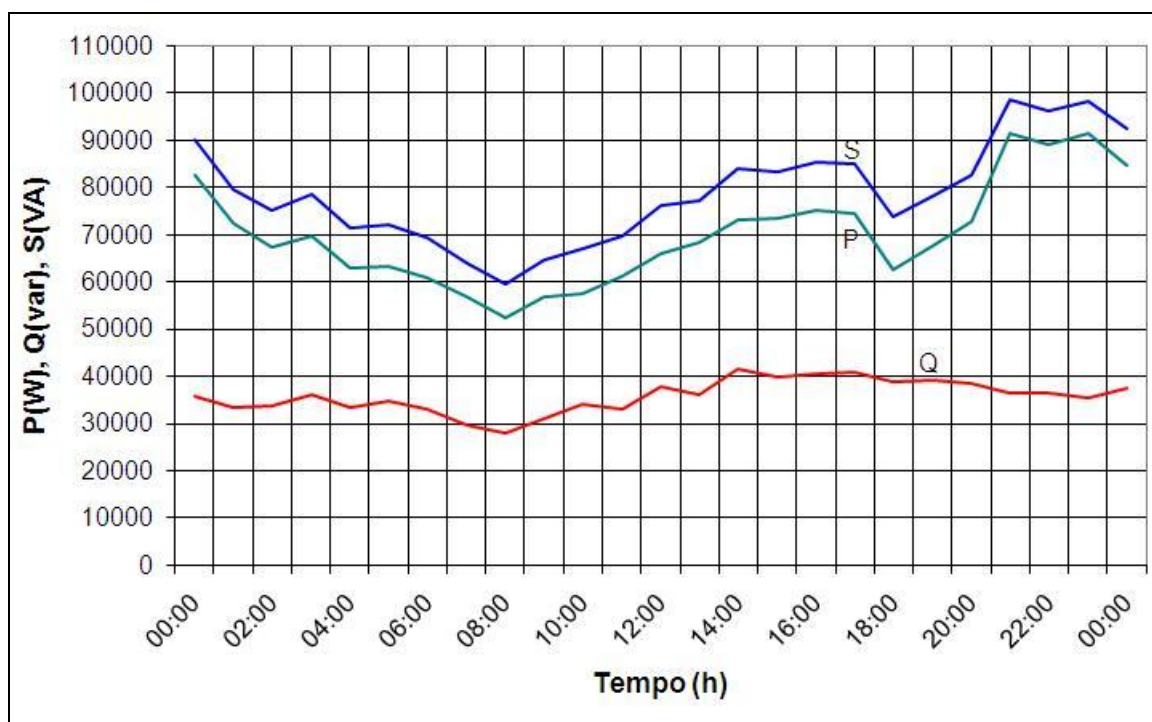


Figura 5.14: Potências ativa, reativa e aparente consumidas, no dia 15 de agosto de 2009, sem geração FV e com o uso de aquecedor solar

A potência aparente máxima sofreu as mesmas alterações, passando de 104,65 kVA no horário de ponta (Figura 5.12) para 98,25 kVA, no período fora do

horário de ponta (23 horas). Para o período do horário de ponta, a demanda máxima reduziu em 25%, passando para 72,95 kW e a potência aparente máxima reduziu em 21,14%, passando para 82,53 kVA. O alto consumo no horário de ponta reduziu-se devido à ausência do uso do chuveiro elétrico, o qual contribui significativamente para a elevação da demanda neste horário. Após este horário este valor permaneceu semelhante ao caso 01, pois, no período da madrugada e durante o dia usa-se pouco este equipamento.

Quanto à potência reativa, esta oscilou entre 30 kvar e 40 kvar semelhante ao caso 01. O fator de potência, como mostra a Figura 5.15, oscilou entre 0,85 e 0,91, mantendo características indutivas. Em relação ao horário de ponta, o fator de potência reduziu-se devido à retirada do chuveiro elétrico, o qual é uma carga de potência relativamente elevada e fator de potência unitário.

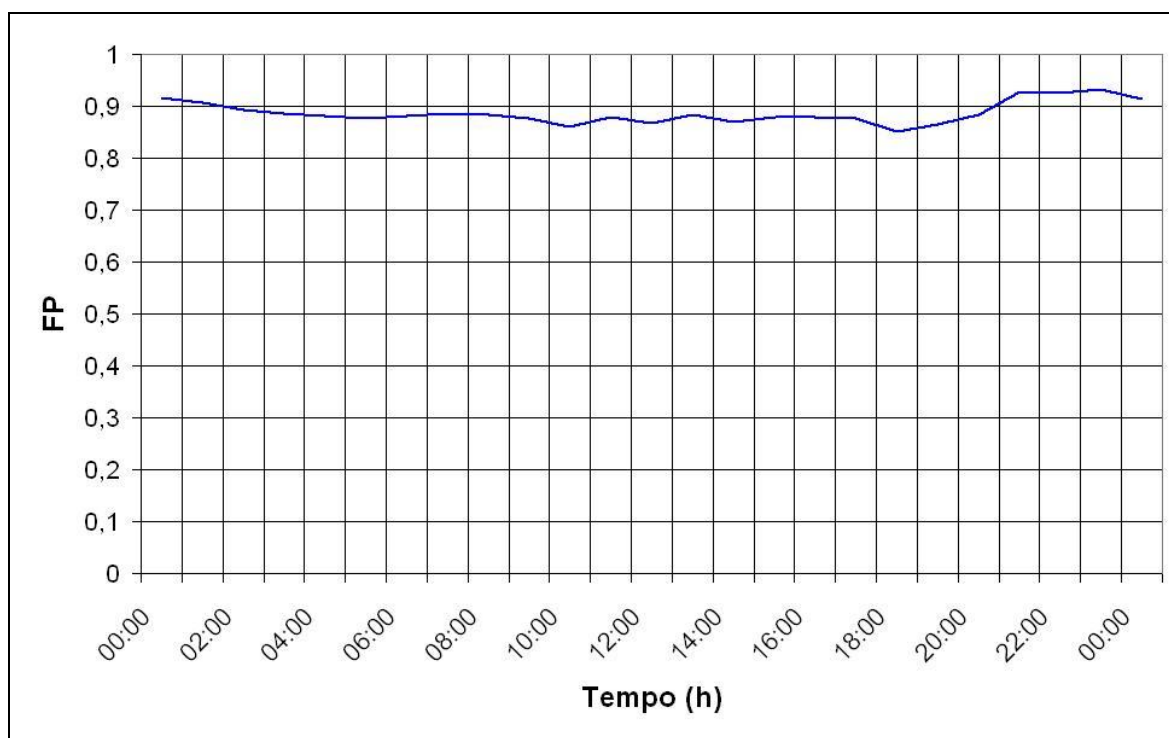


Figura 5.15: Fator de potência do transformador alimentando a área residencial, no dia 15 de agosto de 2009, sem geração FV e com o uso de aquecedor solar

**c – Caso 03: rede de distribuição de baixa tensão em uma área residencial com índice de penetração da geração fotovoltaica distribuída nas residências de 13,2% e 24,2%, gerando apenas potência ativa e sem o uso de aquecedor solar.**

Para o caso de sistemas FVs distribuídos nas residências, observou-se pelos gráficos das Figuras 5.16 e 5.17 uma queda no fornecimento de potência ativa pela concessionária no período das seis horas da manhã às dezoito horas da tarde, quando comparado com o caso 01 (Figura 5.12). Neste período, esta queda de fornecimento aconteceu por ser o momento em que o sistema FV está operando, com sua produção máxima ao meio dia, o qual aconteceu devido estar sob condições meteorológicas de céu limpo. Em períodos nublados a produção de energia elétrica é totalmente aleatória, dependendo do índice de nebulosidade momentânea. O fornecimento de energia elétrica pelos sistemas FVs ocorreu justamente no período de menor demanda na área residencial. Desta forma, para o índice de penetração de 13,2% (Figura 5.16), a demanda mínima no transformador ocorreu próximo às onze horas, no valor de 47 kW e o valor da demanda máxima, no horário de ponta, no valor de 97,27 kW. A potência aparente, próximo das vinte horas, permaneceu com o valor de 104,65 kVA devido ao consumo de potência reativa. Para o índice de penetração de 24,2% (figura 5.17) a demanda mínima no transformador ocorreu também próximo às onze horas, porém no valor de 39 kW devido à maior porcentagem de geração FV. Assim, para ambos os casos, observa-se que ocorreu um decréscimo no fator de carga, sendo mais acentuado para a maior porcentagem de geração, deixando o sistema com características não desejáveis para as concessionárias de energia.

Quanto à potência reativa, esta oscilou entre 30 kvar e 40 kvar para as duas situações, semelhante ao caso 01.



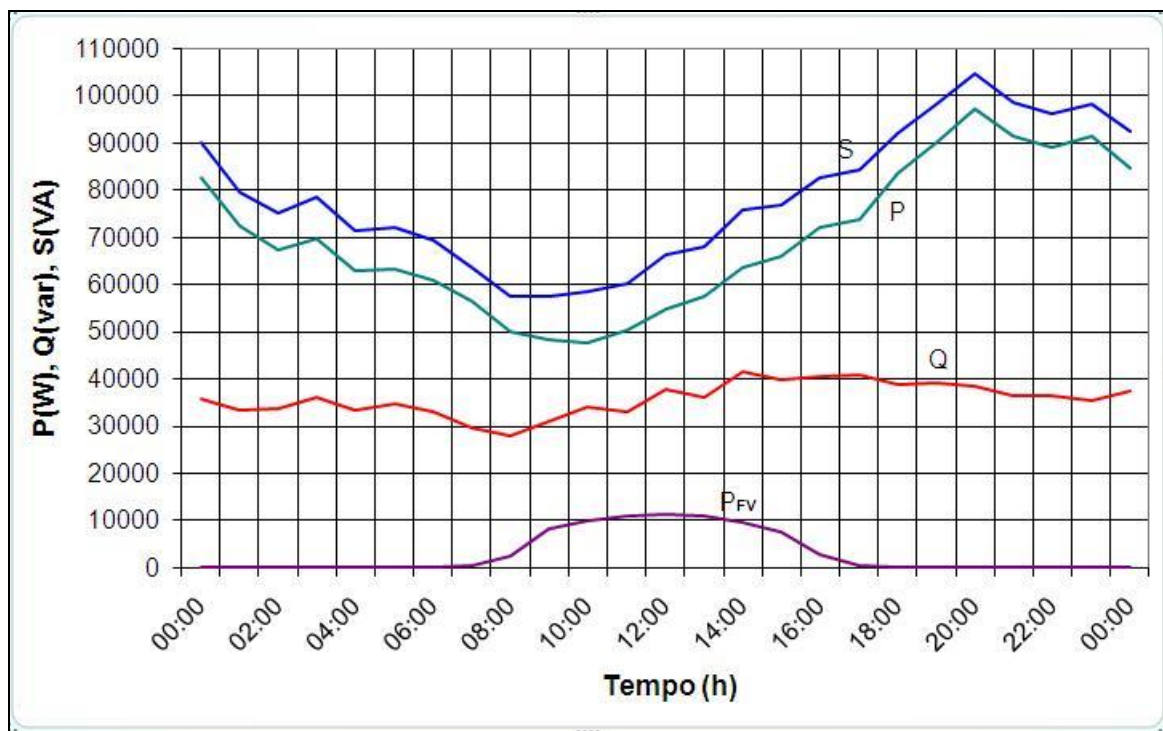


Figura 5.16: Potências ativa, reativa, aparente consumida e potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico, no dia 15 de agosto de 2009, com índice de penetração de 13,2% da geração FV e sem o uso de aquecedor solar

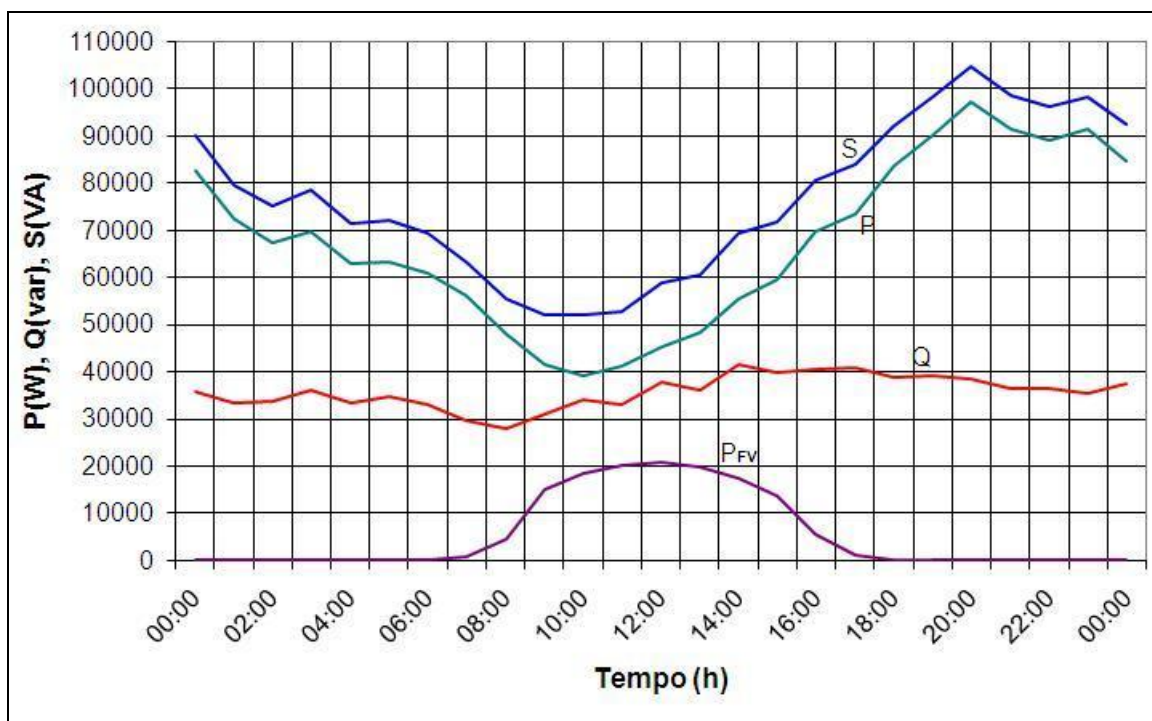


Figura 5.17: Potências ativa, reativa, aparente consumida e potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico, no dia 15 de agosto de 2009, com índice de penetração de 24,2% da geração FV e sem o uso de aquecedor solar

O fator de potência oscilou entre 0,82 e 0,93 para o índice de penetração de 13,2% (Figura 5.18) e entre 0,75 e 0,93 para o índice de penetração de 24,2% (Figura 5.19), mantendo características indutivas. O FP manteve-se em um valor muito baixo no período de geração de energia elétrica por parte dos sistemas FV, por causa deste gerar apenas potência ativa para a rede, permanecendo a potência reativa consumida pelas cargas sendo fornecida pela própria concessionária.

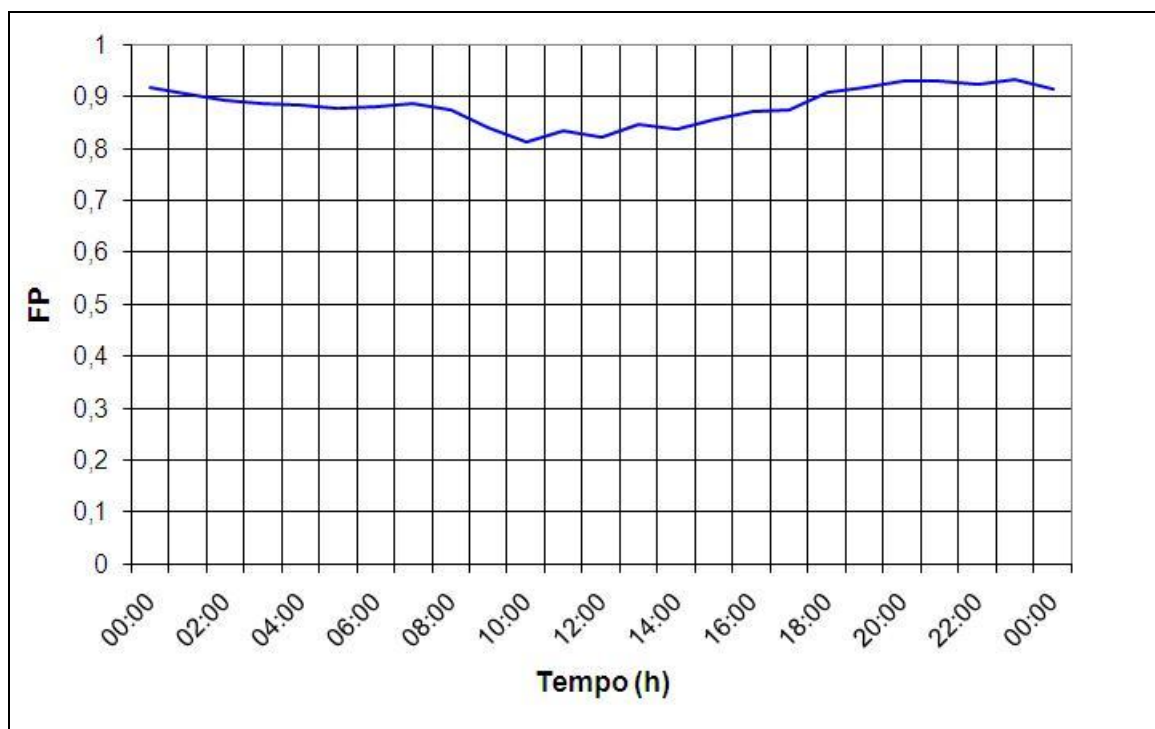


Figura 5.18: Fator de potência do transformador, no dia 15 de agosto de 2009, com índice de penetração de 13,2% da geração FV e sem o uso de aquecedor solar

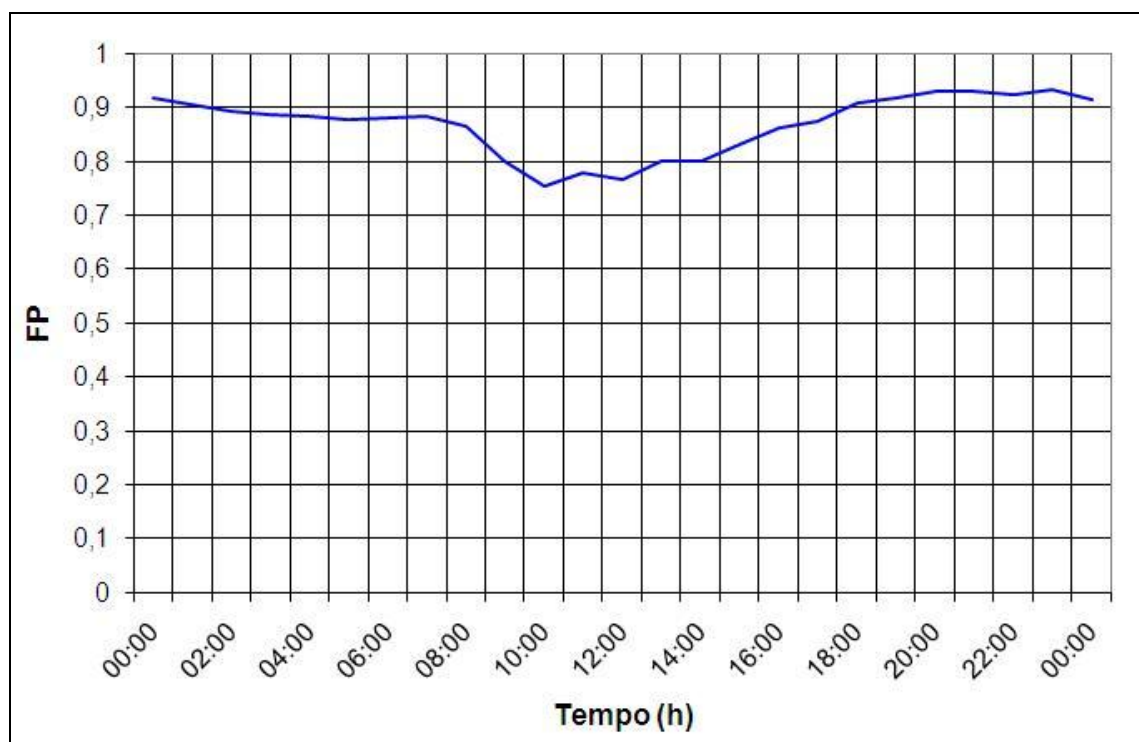


Figura 5.19: Fator de potência do transformador, no dia 15 de agosto de 2009, com índice de penetração de 24,2% da geração FV e sem o uso de aquecedor solar

**d – Caso 04: rede de distribuição de baixa tensão em uma área residencial com índice de penetração da geração fotovoltaica distribuída nas residências de 13,2% e 24,2%, gerando apenas potência ativa e com o uso de aquecedor solar.**

No caso da combinação do aquecedor solar com o gerador fotovoltaico, houve uma redução na demanda tanto no horário de ponta, devido ao aquecedor solar, como no período diurno, devido ao sistema fotovoltaico. Este foi um dos melhores arranjos, trabalhando com o aquecimento solar e geração fotovoltaica. A redução do fator de carga proporcionada com o sistema fotovoltaico é amenizada com o aquecedor solar. Desta forma, este conjunto faz com que o sistema fotovoltaico não se torne tão pernicioso para a rede elétrica, melhorando seu perfil de carga.

Observa-se pelas Figuras 5.20 e 5.21 que houve uma redução significativa tanto na demanda no horário de ponta como na energia consumida pelas residências alimentadas pelo transformador. Verifica-se que esta situação é

semelhante ao caso três, porém, com redução também da demanda no horário de ponta.

Quanto à potência reativa, esta manteve-se nos mesmos valores dos casos anteriores, entre 30 kvar e 40 kvar. Este fato ocorreu devido ao fato de o sistema FV gerar apenas potência ativa e de o aquecedor substituir o chuveiro elétrico, que possui carga com fator de potência unitário.

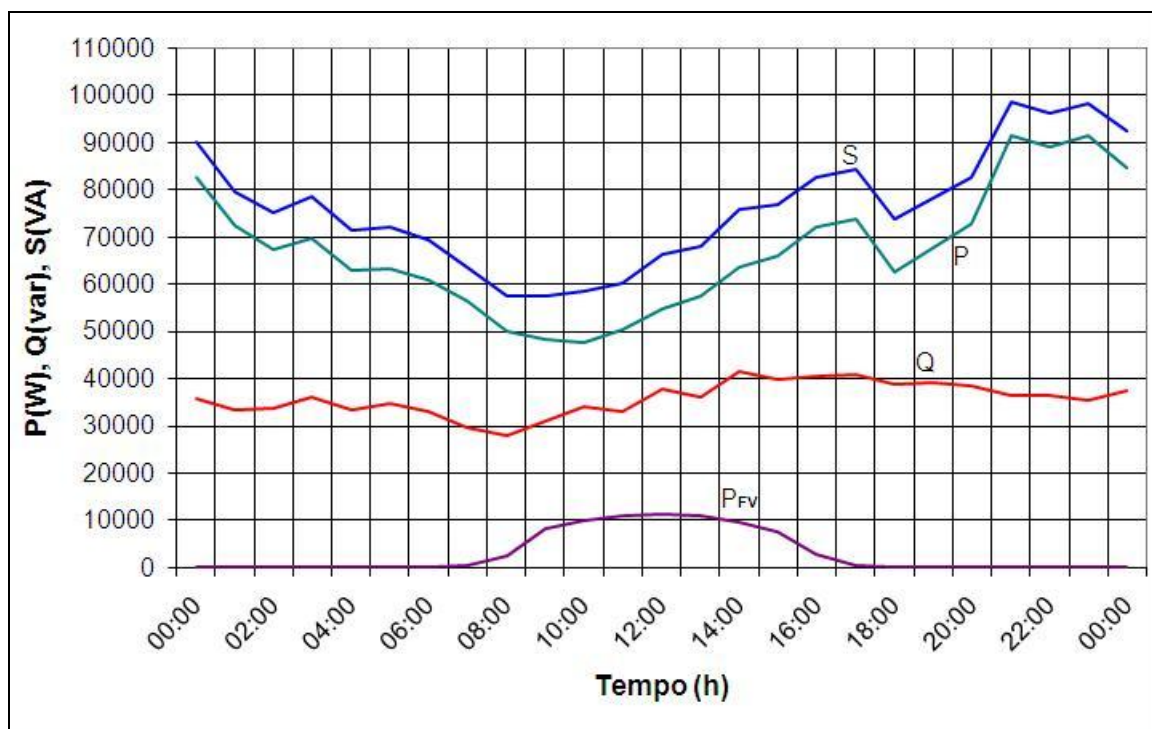


Figura 5.20: Potências ativa, reativa, aparente consumida e potência ativa gerada pelo sistema FV, no dia 15 de agosto de 2009, com índice de penetração da geração FV de 13,2% e com o uso de aquecedor solar

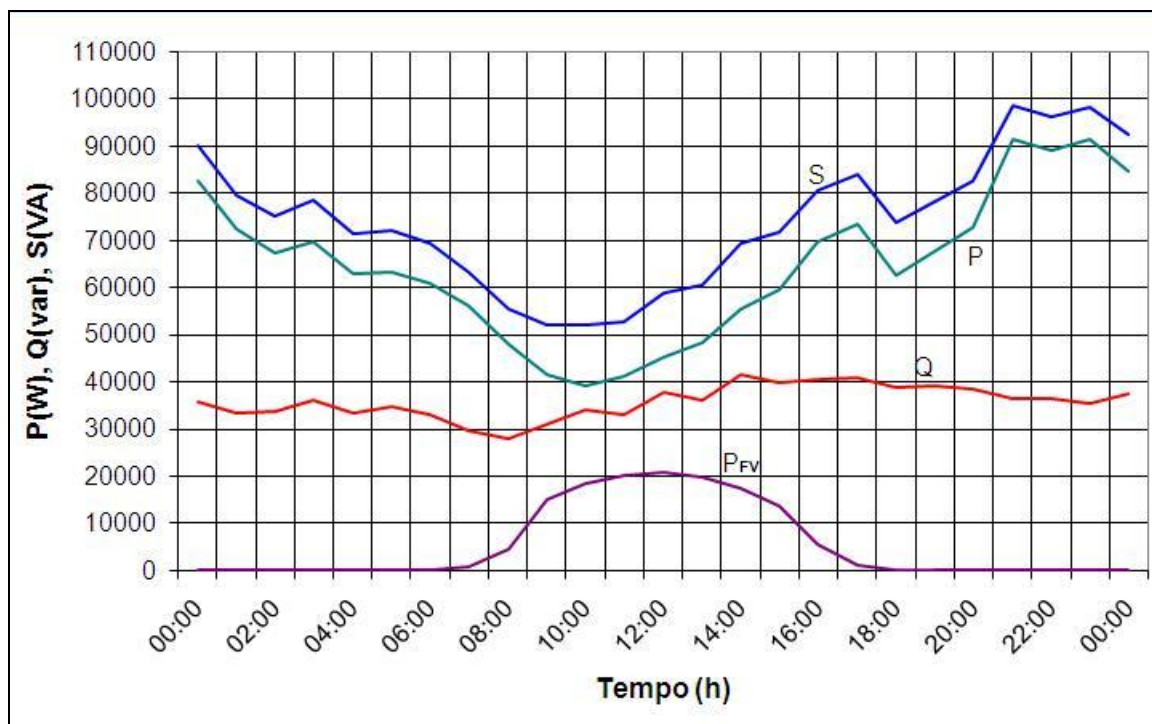


Figura 5.21: Potência ativa, reativa, aparente consumida e potência ativa gerada pelo sistema FV, no dia 15 de agosto de 2009, com índice de penetração da geração FV de 24,2% e com o uso de aquecedor solar

O fator de potência, como mostram as Figuras 5.22 e 5.23, oscilou entre 0,81 e 0,93 para o índice de penetração da geração FV de 13,2% e entre 0,93 e 0,75 para o índice de penetração da geração FV de 24,2%. De forma semelhante ao apresentado no caso 03, este manteve-se em um valor muito baixo no período de geração de energia elétrica por parte dos sistemas FVs.

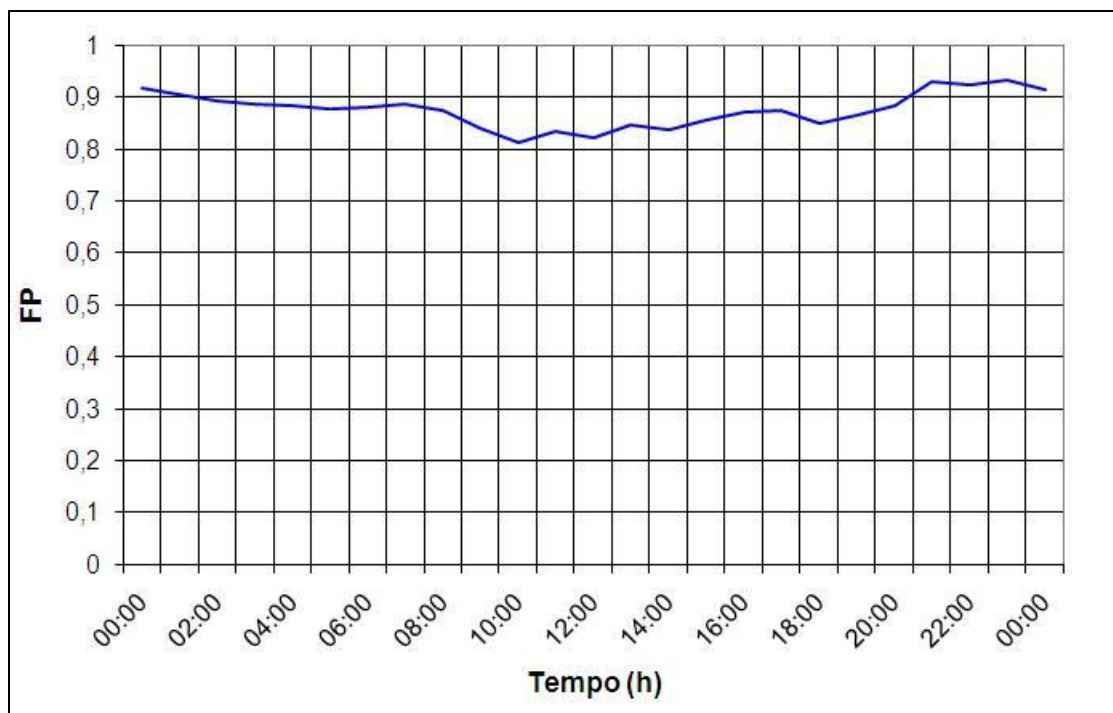


Figura 5.22: Fator de potência do transformador, no dia 15 de agosto de 2009, com índice de penetração da geração FV de 13,2% e com o uso de aquecedor solar

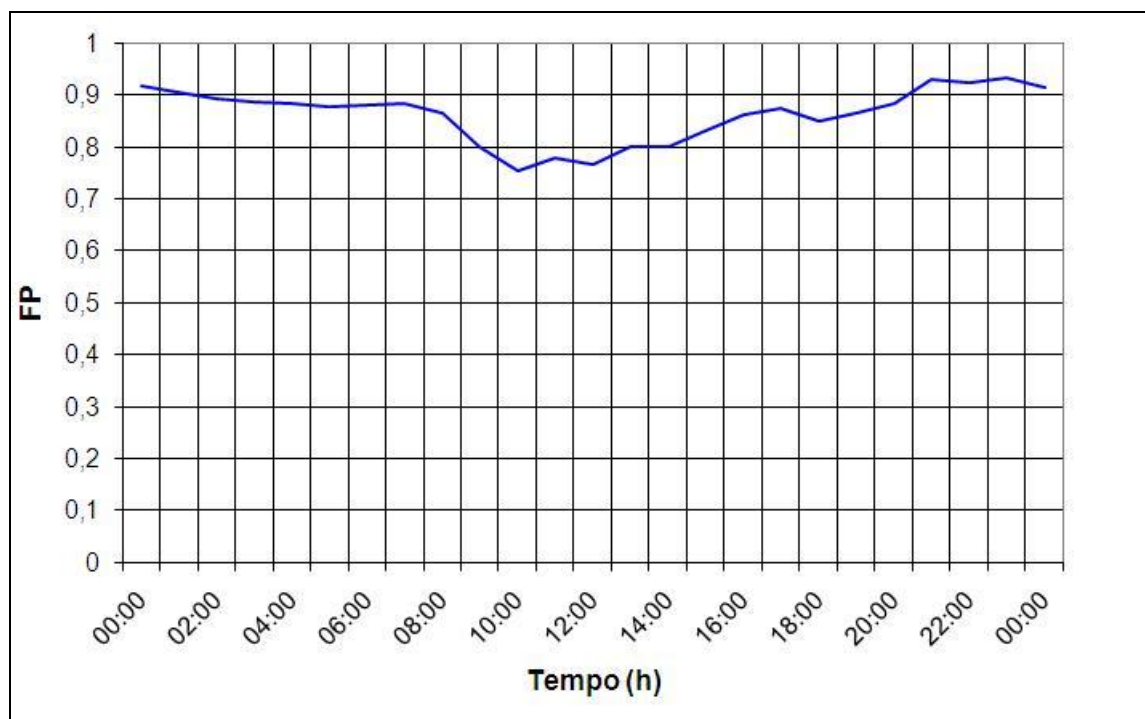


Figura 5.23: Fator de potência do transformador, no dia 15 de agosto de 2009, com índice de penetração da geração FV de 24,2% e com o uso de aquecedor solar



**e – Caso 05: rede de distribuição de baixa tensão em uma área residencial com índice de penetração da geração fotovoltaica distribuída nas residências de 13,2% e 24,2%, gerando potência ativa e compensando potência reativa, sem o uso de aquecedor solar**

Observa-se, pelos gráficos das Figuras 5.24 e 5.25, a redução tanto da potência ativa devido à geração FV como da potência reativa devido à compensação realizada pelos inversores. As potências geradas pelos sistemas FVs neste caso apresentam as mesmas características do caso 03. Desta forma, para o índice de penetração de 13,2% (Figura 5.24), a demanda mínima no transformador ocorreu próximo às onze horas, no valor de 47 kW e o valor da demanda máxima, no horário de ponta, no valor de 97,27 kW. Para o índice de penetração de 24,2% (figura 5.25) a demanda mínima no transformador ocorreu também próximo às onze horas, porém no valor de 39 kW devido à maior penetração da geração FV. A potência aparente, próxima das vinte horas, reduziu seu valor de 104,65 kVA para 100 kVA para 13,2% de penetração FV e para 97,93 kVA para 24,3% de penetração FV. Este fato ocorreu devido à compensação da potência reativa realizada pelo inversor dos sistemas FVs com o novo controle de compensação de potência reativa desenvolvido neste trabalho.

A redução do consumo de potência reativa no horário de ponta foi bastante significativa, passando de 40 kvar das simulações sem compensação para 24,43 kvar para 13,2% de penetração FV e para 12,03 kvar para 24,2% de penetração FV. Esta compensação de potência reativa foi realizada conforme a disponibilidade dos inversores.

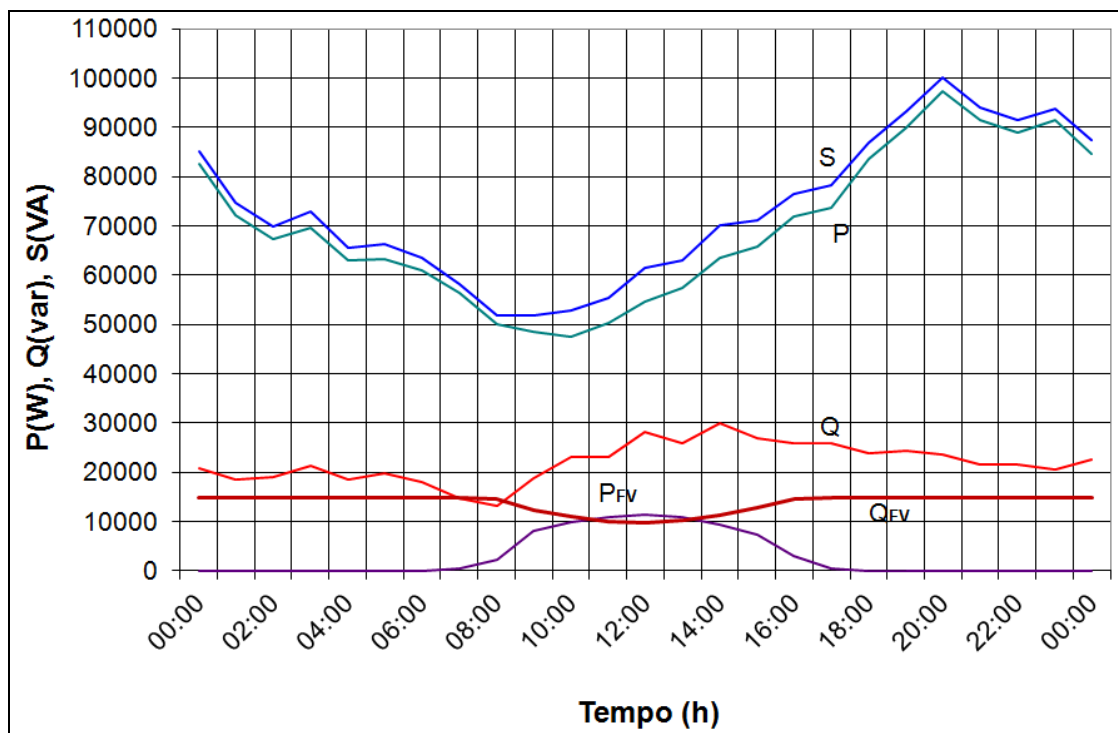


Figura 5.24: Potências ativa, reativa, aparente consumida e potência ativa gerada pelo sistema FV o, no dia 15 de agosto de 2009, com índice de penetração da geração FV de 13,2% compensando potência reativa e sem o uso de aquecedor solar

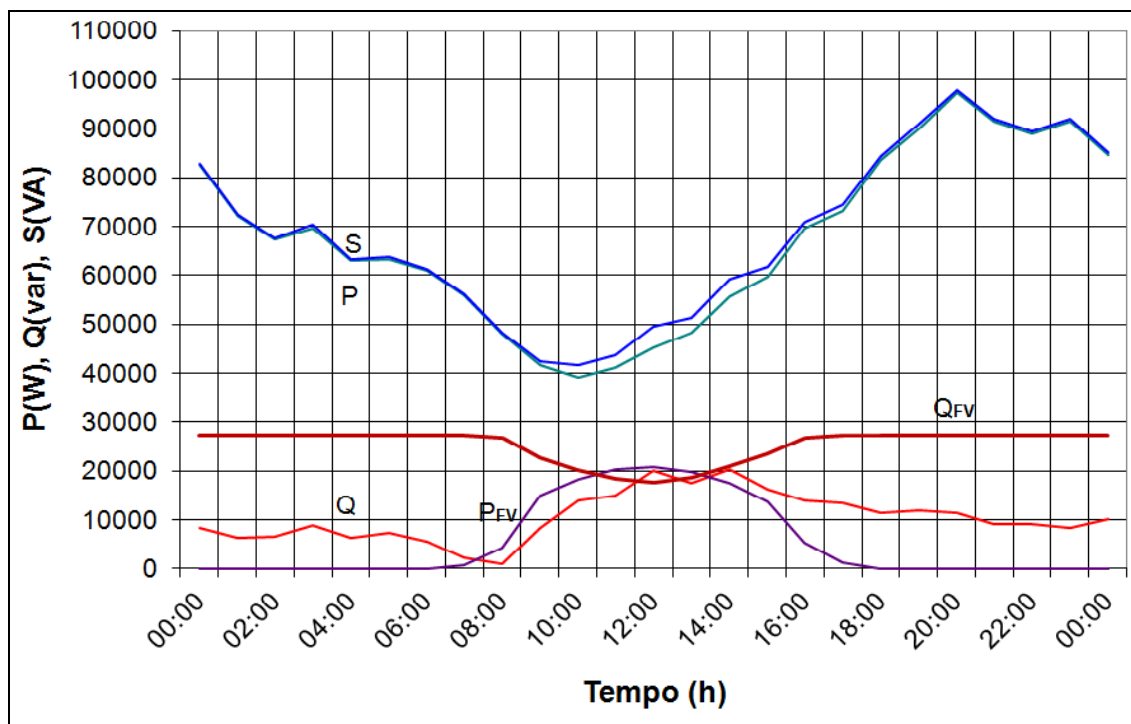


Figura 5.25: Potência ativa, reativa, aparente consumida e potência ativa gerada pelo sistema FV, no dia 15 de agosto de 2009, com índice de penetração da geração FV de 24,2% compensando potência reativa e sem o uso de aquecedor solar



O fator de potência, como mostram as Figuras 5.26 e 5.27, manteve-se oscilando entre 0,9 e 0,97 para o índice de penetração de 13,2% do sistema FV, permanecendo praticamente unitário para o índice de penetração de 24,3%.

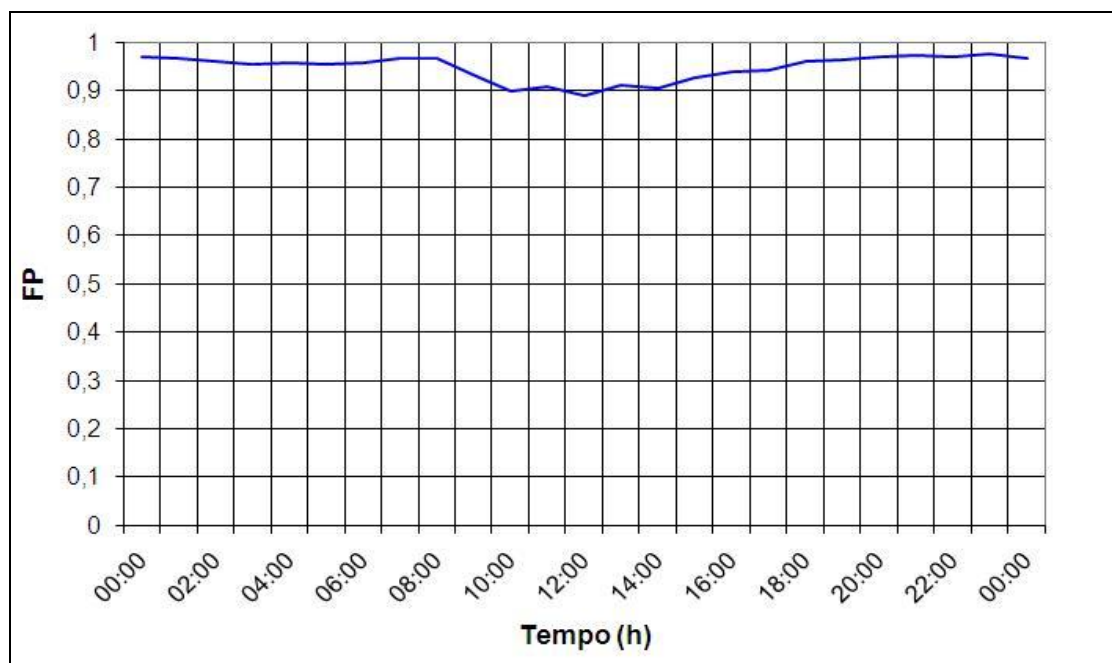


Figura 5.26: Fator de potência do transformador, no dia 15 de agosto de 2009, com índice de penetração da geração FV de 13,2% compensando potência reativa e sem o uso de aquecedor solar

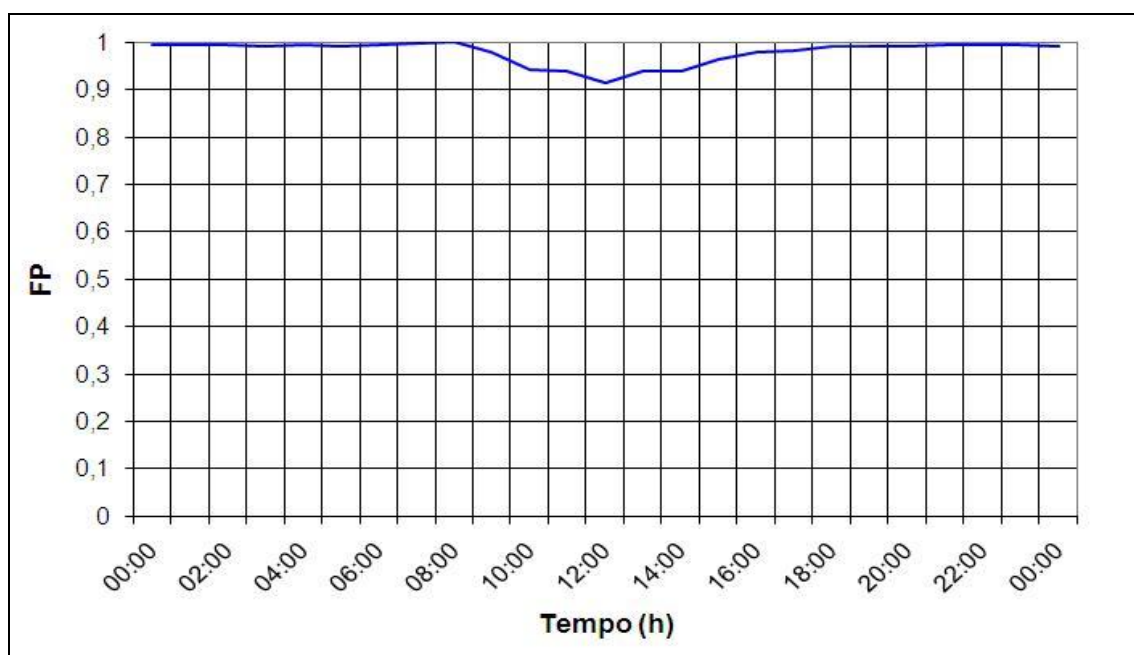


Figura 5.27: Fator de potência do transformador, no dia 15 de agosto de 2009, com índice de penetração da geração FV de 24,2% compensando potência reativa e sem o uso de aquecedor solar

**f – caso 06: rede de distribuição de baixa tensão em uma área residencial com índice de penetração da geração fotovoltaica distribuída nas residências de 13,2% e 24,2%, gerando potência ativa e compensando potência reativa, com o uso de aquecedor solar**

Este último caso é a situação mais otimizada para o uso da energia solar para aquecimento e geração de eletricidade de forma distribuída. É feita uma combinação do modelo proposto neste trabalho de um inversor que gera potência ativa e compensa potência reativa, com o aquecedor solar em substituição ao chuveiro elétrico.

O comportamento da curva de carga foi semelhante ao do caso 05 em relação à compensação da potência reativa e ao caso 04 em relação à redução da potência ativa no horário de ponta. Assim, ocorreu tanto a redução da potência ativa tanto no horário de ponta como no fora de ponta, como também a redução da potência reativa consumida pelas cargas (Figuras 5.28 e 5.29).

Para o horário de ponta a potência ativa máxima diminuiu de 97,27 kW (caso 01) para 72,95 kW para ambos os níveis de penetração e a potência aparente máxima de 104,65 kVA para 76,71 kVA para 13,2% de penetração FV e para 73,83 kVA para 24,2% de penetração FV.

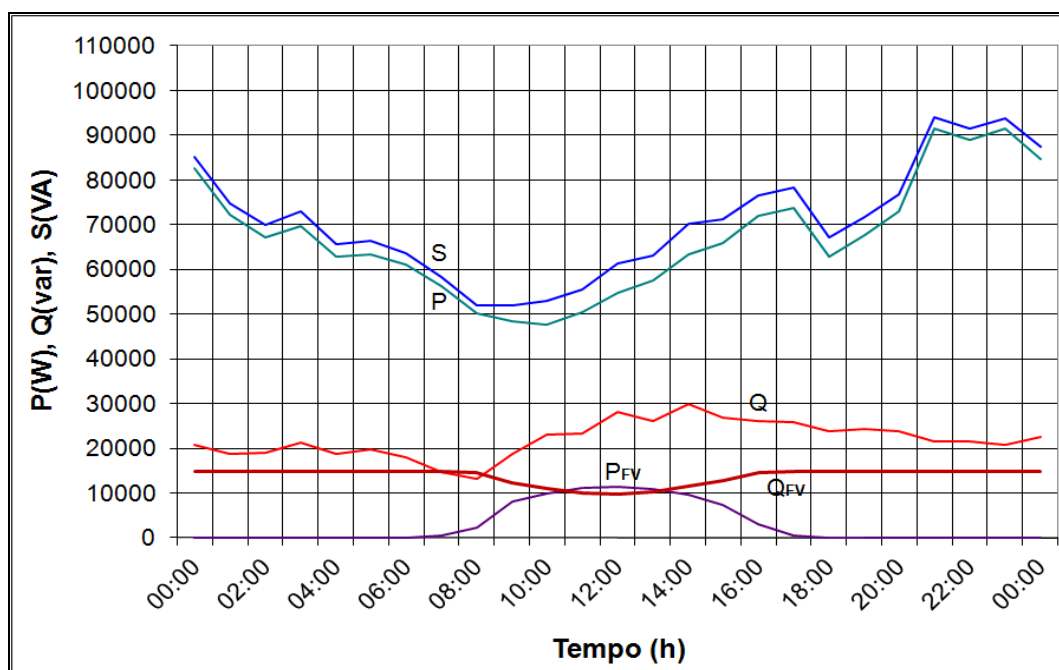


Figura 5.28: Potência ativa, reativa, aparente consumida e potência ativa gerada pelo sistema FV, no dia 15 de agosto de 2009, com índice de penetração da geração FV de 13,2% compensando potência reativa e com o uso de aquecedor solar

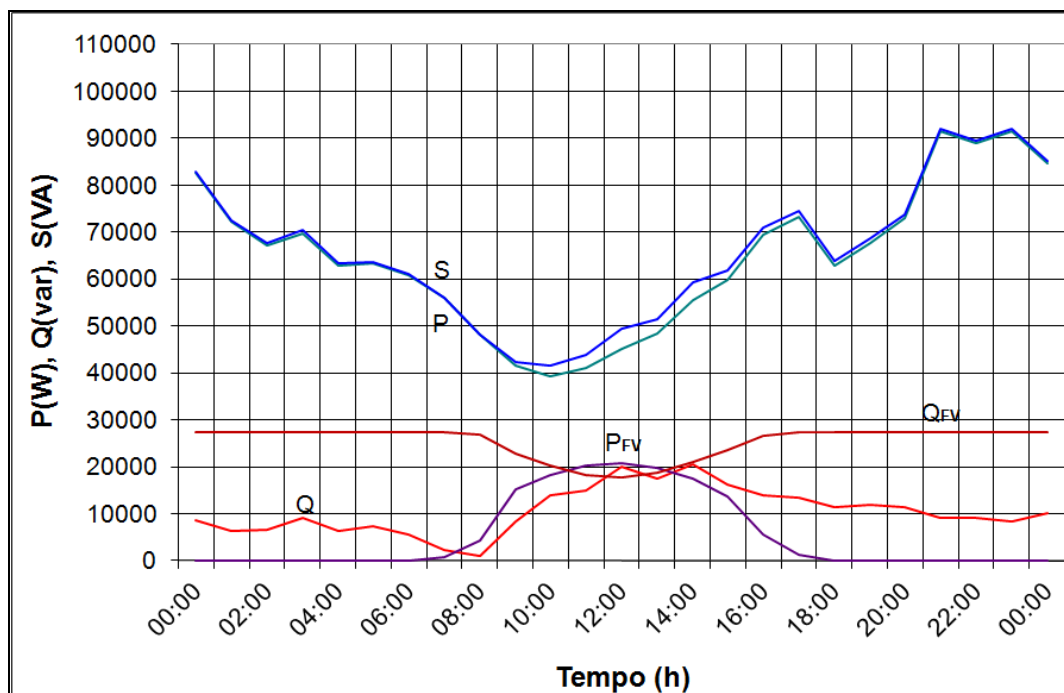


Figura 5.29: Potência ativa, reativa, aparente consumida e potência ativa gerada pelo sistema FV, no dia 15 de agosto de 2009, com índice de penetração da geração FV de 24,2% compensando potência reativa e com o uso de aquecedor solar

Em relação ao fator de potência (Figuras 5.30 e 5.31), este manteve as mesmas características do caso 05, oscilando entre 0,9 e 0,97 para o índice de penetração de 13,2% do sistema FV, permanecendo praticamente unitário para o índice de penetração de 24,2%.

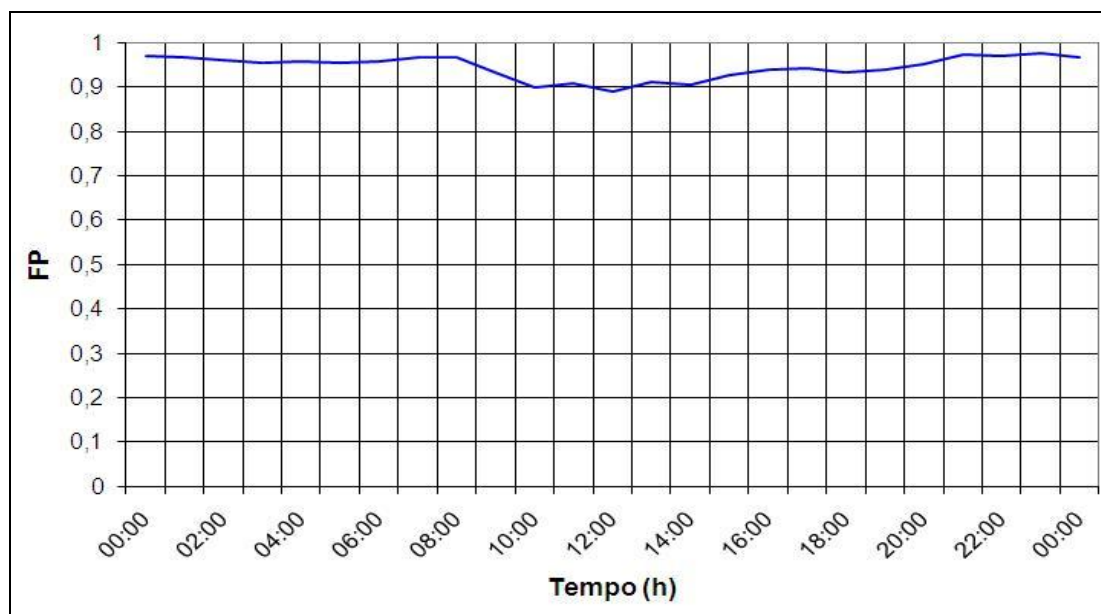


Figura 5.30: Fator de potência do transformador, no dia 15 de agosto de 2009, com índice de penetração da geração FV de 13,2% compensando potência reativa e com o uso de aquecedor solar

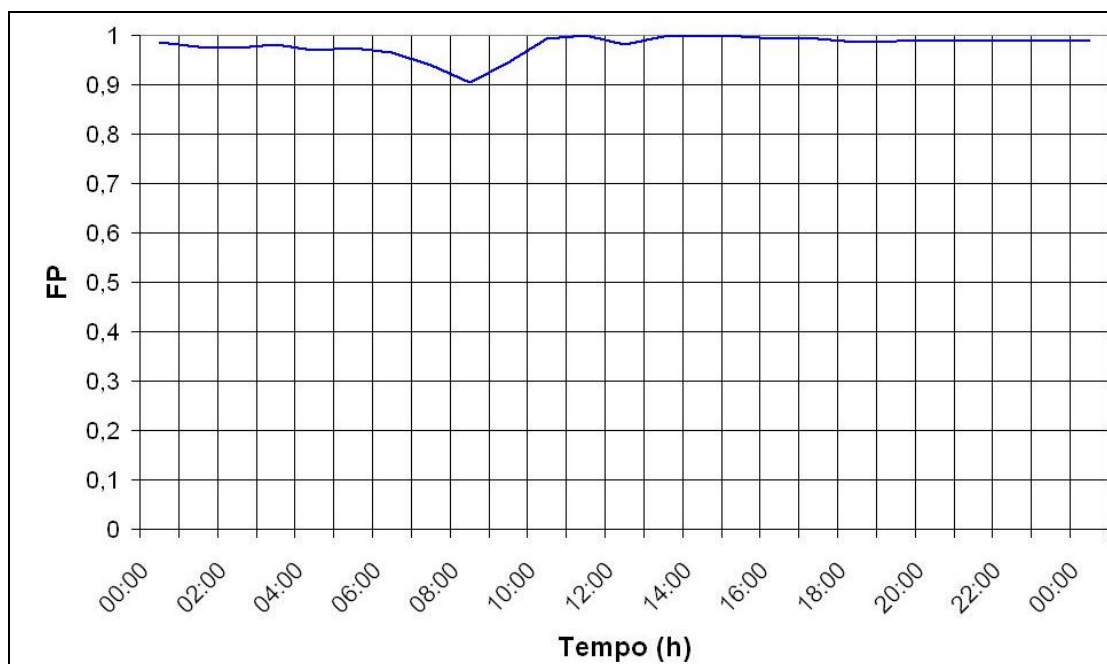


Figura 5.31: Fator de potência do transformador, no dia 15 de agosto de 2009, com índice de penetração da geração FV de 24,2% compensando potência reativa e com o uso de aquecedor solar

### 5.3.3 – Comparações dos casos

A título de comparação, na Tabela 5.4 é apresentada um resumo dos casos analisados anteriormente. O Caso 01 é o caso base ao qual os outros irão se comparar. Tendo como referência este primeiro caso, que corresponde à medição do transformador alimentando a área residencial, sem acréscimo de nenhuma fonte geradora de energia, são obtidas as análises da melhoria para o sistema elétrico e para os consumidores com a implementação de cada proposta.

Tabela 5.4: Comparação dos casos analisados para área residencial

	P <sub>Ponta</sub> (kW)	(%)	Q <sub>Ponta</sub> (kVAr)	(%)	S <sub>Ponta</sub> (kVA)	(%)	E <sub>cons./dia</sub> (kWh)	(%) Total	(%) Reduzida
Caso 01	97,27	100	40,00	100,00	104,65	100,00	1.821,53	100,00	0
Caso 02	72,95	75	40,00	100,00	82,53	78,86	1.753,78	96,28	3,72
Caso 03 (13,2%)	97,27	100	40,00	100,00	104,65	100,00	1.746,70	95,89	4,11
Caso 03 (24,2%)	97,27	100	40,00	100,00	104,65	100,00	1.684,34	92,47	7,53
Caso 04 (13,2%)	72,95	75	40,00	100,00	82,53	78,86	1.678,94	92,17	7,83
Caso 04 (24,2%)	72,95	75	40,00	100,00	82,53	78,86	1.616,58	88,75	11,25
Caso 05 (13,2%)	97,27	100	24,43	61,10	100,12	95,67	1.746,70	95,89	4,11
Caso 05 (24,2%)	97,27	100	12,03	30,01	97,93	93,58	1.684,34	92,47	7,53
Caso 06 (13,2%)	72,95	75	24,43	61,10	76,71	73,30	1.678,94	92,17	7,83
Caso 06 (24,2%)	72,95	75	12,03	30,01	73,83	70,55	1.616,58	88,75	11,25

Assim, observando os dados apresentados na tabela 5.4, obtêm-se as seguintes conclusões:

- Para o caso 02 (residências utilizando apenas o aquecedor solar) observa-se uma redução de aproximadamente 25% na potência ativa consumida no horário de ponta, reduzindo também a potência aparente em 21,14%. Em relação à energia consumida durante o período, ocorreu uma redução de 3,72%;
- Para o caso 03 (residências utilizando apenas a geração fotovoltaica) não houve redução no consumo de potência ativa e aparente durante o horário de ponta devido o sistema não gerar energia durante este período. Para a energia consumida, com a geração FV durante o dia, houve uma redução neste consumo de 4,11% para o índice de penetração FV de 13,2% e de 7,53% para o índice de penetração FV de 24,2%;
- Para o caso 04 (residência utilizando geração fotovoltaica e com o uso de aquecedor solar) obteve-se melhoria em relação à redução do consumo de potência ativa e aparente no horário de ponta nos valores de 25% e 21,14% para os dois níveis de penetração FV. Em relação à redução da energia consumida, esta foi de 7,83% para 13,2% de penetração FV e de 11,25% para 24,2% de penetração FV;
- Para o caso 05 (residência utilizando apenas geração fotovoltaica, gerando potência ativa e compensando potência reativa) o resultado em relação à redução do consumo de energia durante o dia foi semelhante ao caso 03, obtendo uma redução de 4,11% para o índice de penetração FV de 13,2% e de 7,53% para o índice de penetração FV de 24,2%. Ocorreu também, para o horário de ponta, a redução do consumo de potência reativa de 38,9% para 13,2% de penetração FV e de 70% para 24,2% de penetração FV. Em relação à potência aparente no horário de ponta, esta teve uma redução de 4,33% para 13,2% de penetração FV e

de 6,42% para 24,2% de penetração FV devido à compensação de reativos estabelecido pelo controle proposto;

- Para o caso 06 (residência utilizando geração fotovoltaica, gerando potência ativa e compensando potência reativa, com o uso de aquecedor solar) obtiveram-se melhorias tanto na redução das potências ativa e aparente no horário de ponta, como na redução da energia consumida durante o período medido. Em relação potência ativa a redução no horário de ponta foi de 25% para ambos os níveis de penetração FV. Para a potência aparente a redução no horário de ponta foi de 26,7% para 13,2% de penetração FV e de 29,45% para 24,2% de penetração FV. A energia consumida reduziu em 7,83% para 13,2% de penetração FV e de 11,25% para 24,2% de penetração FV. Nota-se que, para este caso, com a combinação do aquecedor com o sistema fotovoltaico gerando potência ativa e compensando potência reativa tanto a redução da potência aparente no horário de ponta, como a redução do consumo de energia foi o mais significativo de todos os casos. Desta forma, esta proposta é a mais aconselhada para implantação tanto para a concessionária de energia como para o consumidor.

## **5.4 – Análise do setor público e do prédio comercial**

### **5.4.1 – Características do órgão público**

Para este item foi escolhido o prédio da Secretaria da Agricultura, Pecuária e Abastecimento do Estado do Tocantins (SEAGRO), localizada na Praça dos Girassóis na cidade de Palmas – TO, como mostra a Figura 5.32 [79]. Este órgão abriga a Diretoria de Energias Limpas, a qual está realizando um estudo para implementar a construção de um SFCR em sua estrutura.





Figura 5.32: Área da praça dos Girassóis. Fonte: Google Earth, 2011

A Figura 5.33 mostra as áreas em destaque de cor laranja, definidas para possíveis instalação dos módulos fotovoltaicos, as quais incluem parte do telhado e o estacionamento exclusivo da secretaria. A área total disponível nos telhados foi de 800 m<sup>2</sup>, enquanto a área disponível nos estacionamentos foi de 640 m<sup>2</sup>.

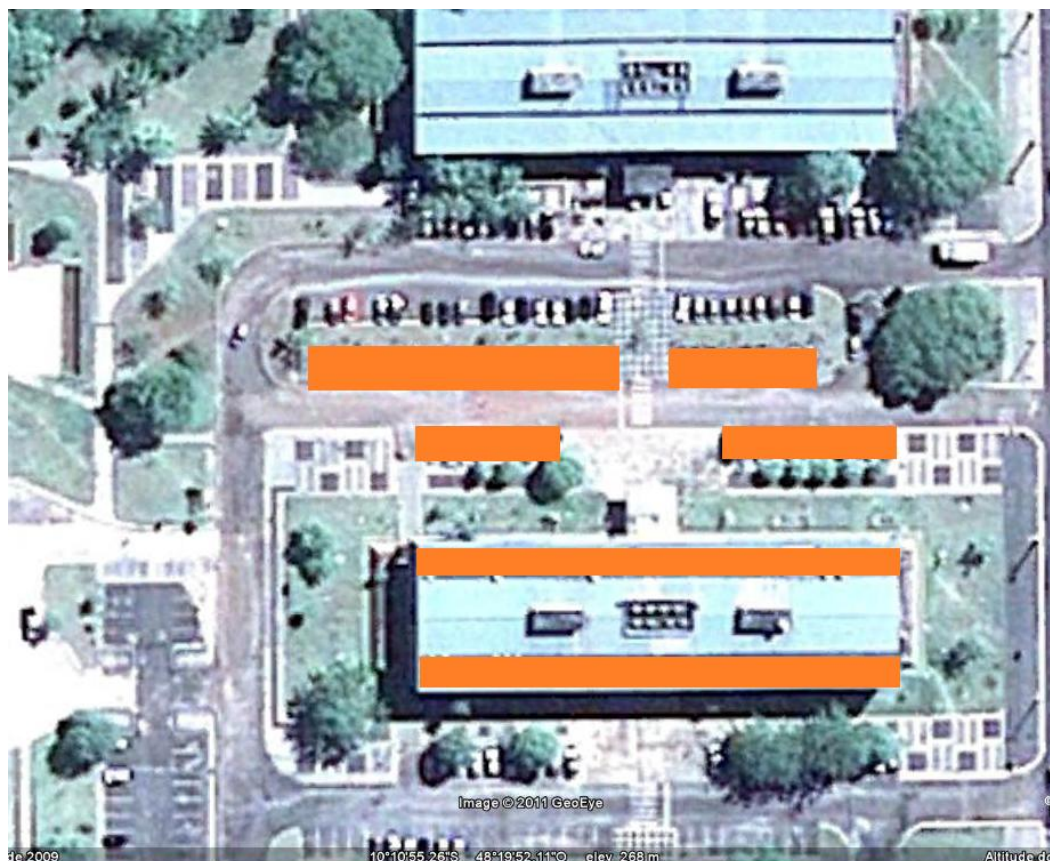


Figura 5.33: Área disponível para fixação dos painéis FV

Em relação à demanda contratada, os consumidores comerciais geralmente possuem um contrato de fornecimento de energia com a concessionária local. Como esse consumidor é alimentado por uma tensão de 13,8 kV, ele pertence o grupo A4 (nível de tensão de 2,3 a 25 kV) [80]. Nesse contrato, é estipulado um valor de demanda contratada, definida pelo usuário com base na sua demanda máxima esperada. O usuário pode optar por uma das modalidades do sistema horo-sazonal (tarifa verde ou azul) ou pela tarifa convencional. Para o ano de 2011 a SEAGRO-TO definiu o contrato com a concessionária local o modelo convencional com demanda contratada de 200 kW. Caso algum registro de utilização de demanda seja superior a 10% do valor contratado, o usuário deverá pagar o excesso calculado pela tarifa de ultrapassagem.

Para este tipo de fornecimento, este consumidor deverá ter subestação própria. O transformador utilizado é o delta estrela aterrado, 13,8 kV/ 380-220 V com potência aparente de 300 kVA.



Os dados de demanda horária e de consumo de energia da secretaria, os quais estão apresentados no anexo, foram fornecidos pela concessionária local de energia elétrica (Celtins). Esses dados foram registrados pelo equipamento SAGA1000 Landis+Gyr. Na Figura 5.34 são apresentados os dados registrados relativos ao consumo de energia durante o intervalo dos dias 6 a 10 do mês de maio de 2011 nesta secretaria.

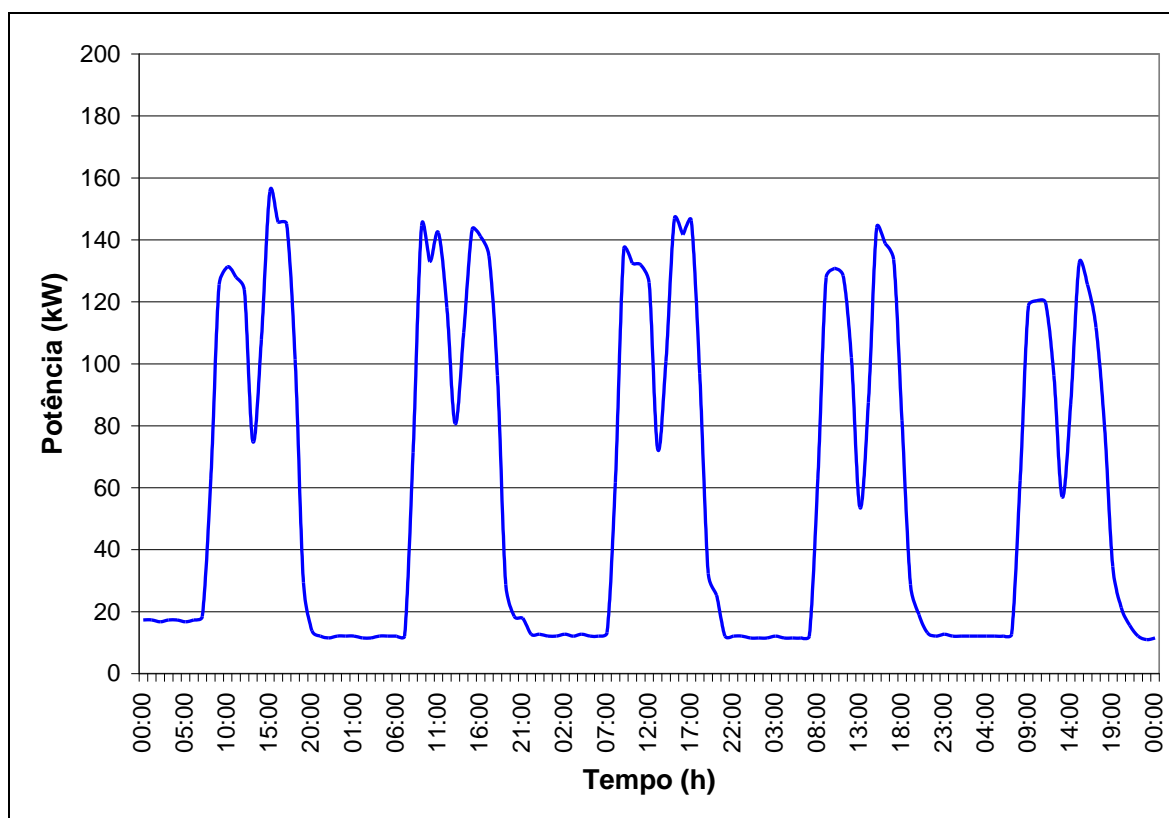


Figura 5.34: Demanda horária da SEAGRO-TO para os dias de 6 a 10 do mês de maio de 2011

Para os fins de semana e feriados, o consumo de energia é mínimo, sendo registrado apenas um valor praticamente fixo de aparelhos que permanecem constantemente em operação, como ocorre nos períodos da noite e madrugada dos dias úteis. Observa-se também a redução característica do consumo de energia no período entre as 12:00 h e 14:00 h no horário comercial. Analisando os gráficos, pode-se afirmar que a integração da geração solar fotovoltaica poderá contribuir fortemente com a redução do consumo de energia e de demanda da edificação, pela coincidência temporal entre a geração e o consumo.

#### 5.4.2 – Características do prédio comercial

Para este item foi escolhido o prédio da Companhia Energética do Estado do Tocantins (Celtins), localizada na Quadra 104 Norte na cidade de Palmas – TO, como mostra a Figura 5.35 [79].



Figura 5.35: Foto adquirida pelo Google Earth da Quadra 104 Norte da cidade de Palmas – TO. Área comercial onde se localiza o prédio da concessionária de energia local (Celtins). Fonte: Google Earth, 2011

A Figura 5.36 mostra as áreas em destaque circundadas de cor azul e vermelha, definidas para possíveis instalações dos módulos fotovoltaicos, as quais incluem o telhado e o estacionamento exclusivo da Celtins.



Figura 5.36: Prédio da concessionária de energia local (Celtins)

Esse consumidor é alimentado por uma tensão de 13,8 kV, e pertence também ao grupo A4 (nível de tensão de 2,3 a 25 kV) [80]. O transformador utilizado é o delta estrela aterrado, 13,8 kV/ 380-220 V com potência aparente de 225 kVA.

Os dados de demanda horária e de consumo de energia foram fornecidos pela concessionária local de energia elétrica (Celtins). Esses dados foram registrados pelo equipamento SAGA1000 Landis+Gyr. Na Figura 5.37 são apresentados os dados registrados relativos ao consumo de energia durante o intervalo dos dias 6 a 10 do mês de maio de 2011 neste estabelecimento.



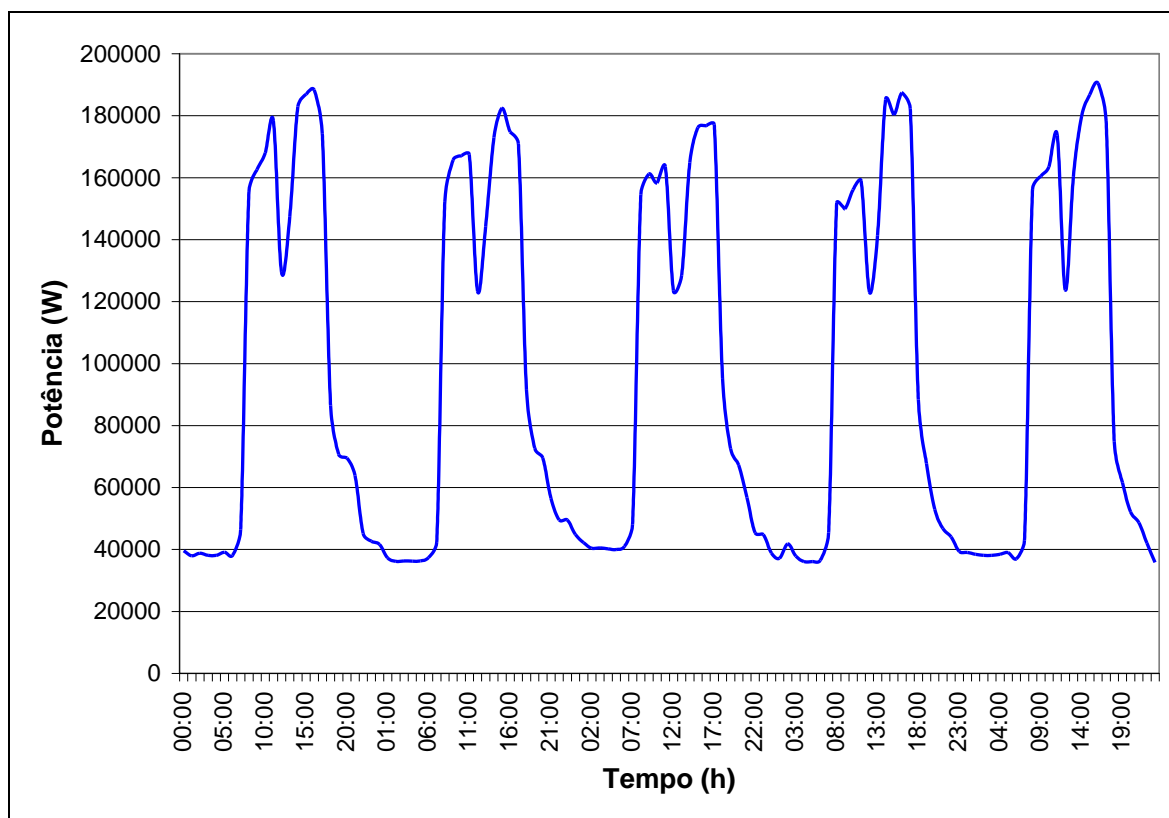


Figura 5.37: Demanda horária da concessionária de energia local (Celtins) para os dias de 6 a 10 do mês de maio de 2011

Pode-se observar que a característica da curva de carga deste estabelecimento comercial é semelhante ao do órgão público, prevalecendo para o período da noite e madrugada um consumo de energia mínimo, sendo registrado apenas um valor praticamente fixo, correspondente aos aparelhos que permanecem constantemente em operação e, com aumento do consumo no período comercial. Verifica-se também a semelhança na redução da característica do consumo de energia no período entre as 12:00 e 14:00 horas do dia.

Assim, para a análise do impacto da inserção de sistemas FVs neste prédio comercial em relação às potências ativa, reativa e aparente e ao fator de potência, cabem as mesmas observações a serem realizadas no órgão público devido a estas similaridades. Desta forma, não se justifica realizar novamente as mesmas simulações para este prédio, uma vez que são análogas para o prédio público.

#### 5.4.3 – Característica do Sistema FV utilizado no órgão público

O modelo de painel FV escolhido para atender as necessidades do projeto foi o mesmo adotado para a área residencial (painel flexível PVL-124). Assim como para o painel, todos os conceitos teóricos e dados dos equipamentos utilizados neste item são semelhantes ao apresentado no item 5.3.1.1. Para estimar a potência de saída do sistema FV foi adotada a equação 5.1, também do item 5.3.1.1.

Para a instalação das placas FVs, foi utilizado o estacionamento da Secretaria da Agricultura, devido as suas características e a opção de modelar sua cobertura. Como mencionado anteriormente, este estacionamento possui uma área de 640 m<sup>2</sup>.

Foram simuladas duas situações de índice de penetração do sistema FV no estacionamento do prédio. Primeiro foram utilizados 162 módulos para o índice de penetração de 10% da potência contratado pelo prédio, formando uma potência máxima do sistema FV de 20.000 W sob condições de índice de irradiação solar de 1.000 W/m<sup>2</sup>, AM 1,5 e temperatura da célula de 25 °C e, posteriormente, para a segunda situação, foram utilizados 242 módulos para o índice de penetração de 15%, formando uma potência máxima do sistema FV de 30.000 W, sob esses mesmos índices. O sistema FV simulado, o qual deve ser fixo como cobertura do estacionamento, ocupa a área de 243 m<sup>2</sup> para o primeiro caso e 363 m<sup>2</sup> para o segundo caso. Estes valores de potências foram sugeridos para sistemas distribuídos de grande porte de acordo com o estudo realizado pelo Grupo de Trabalho de Geração Distribuída em Sistemas Fotovoltaicos, no qual compreende projeto e instalação de sistemas FVs conectados à rede elétrica de médio porte, com potência nominal de até 50 kWp, em prédios comerciais, universidades, estacionamentos, etc. [33].

Os valores da potência instantânea gerada pelos sistemas FVs são mostrados com um intervalo de uma hora, levando em consideração a temperatura e o índice de irradiação solar neste momento.

Os dados de temperatura e o índice de irradiação solar também foram coletados através do site do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) [76] para a cidade de Palmas-TO.

Como critérios de simulação, para conectar estes sistemas à rede de distribuição da concessionária, foram utilizados inversores comerciais controlado pela corrente (CSI) com fator de potência unitário e inversores controlados pela tensão (VSI) com fator de potência variável, com o controle proposto neste trabalho. Ambos os inversores possuem rendimento de 92% [78].

#### 5.4.4 – Casos analisados do órgão público

As análises das simulações foram divididas em três situações distintas. Para cada caso foram analisadas as potências ativa, reativa e aparente e fator de potência.

Os dados de medição de temperatura e de insolação de Palmas e os dados de medição das potências do transformador utilizados nas simulações foram do dia 26 do mês de maio de 2011.

- caso 01: curva de carga diária do órgão público sem a instalação do sistema FV;
- caso 02: curva de carga diária do órgão público com a instalação do sistema FV com índices de penetração de 10% e 15% em relação à demanda contratada e sem compensação de potência reativa;
- caso 03: curva de carga diária do órgão público com a instalação do sistema FV com índices de penetração de 10% e 15% em relação à demanda contratada e com compensação de potência reativa.

Para estas situações, são apresentadas as medições nos terminais de alta tensão do transformador, alimentando o órgão público no período de um dia. As variáveis medidas foram potências ativa, reativa e aparente e também fator de potência. A potência ativa está representada pela letra **P**, a reativa pela letra **Q**, a aparente pela letra **S** e as potências ativa e reativa fornecidas pelo sistema FV por **P<sub>FV</sub>** e **Q<sub>FV</sub>**.

**a – Caso 01: curva de carga diária do órgão público sem a instalação do sistema FV**

Este primeiro caso é tido como referência para as análises dos demais os quais possuem a inserção dos sistemas FVs sem e com compensação de potência reativa pelo inversor.

Para esta situação, foi apresentado o comportamento da curva de carga do órgão público, adquiridos por meio de medições nos terminais do transformador, mostrando as características de consumo das potências ativa, reativa e aparente e fator de potência.

Observa-se na Figura 5.38 o consumo acentuado das potências ativa e reativa no prédio no horário de funcionamento comercial (8 às 18 horas) com dois picos distintos de consumo (10 e 16 horas) e com uma considerável queda no intervalo de almoço (12 às 14 horas).

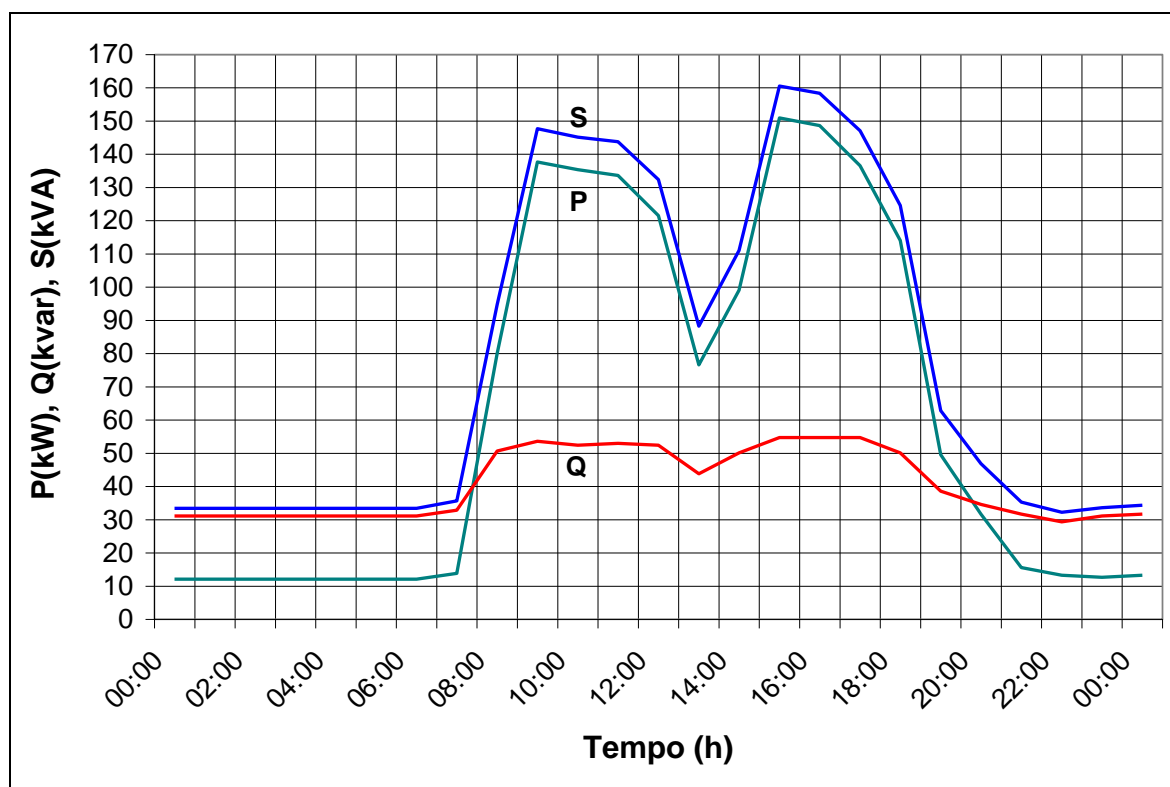


Figura 5.38: Gráfico das potências ativa, reativa e aparente do prédio público

Em relação ao fator de potência (Figura 5.39), este variou entre 0,84 e 0,94 no horário comercial (8 às 18 horas) e posteriormente diminuiu consideravelmente para próximo de 0,4 durante a noite e período da madrugada.

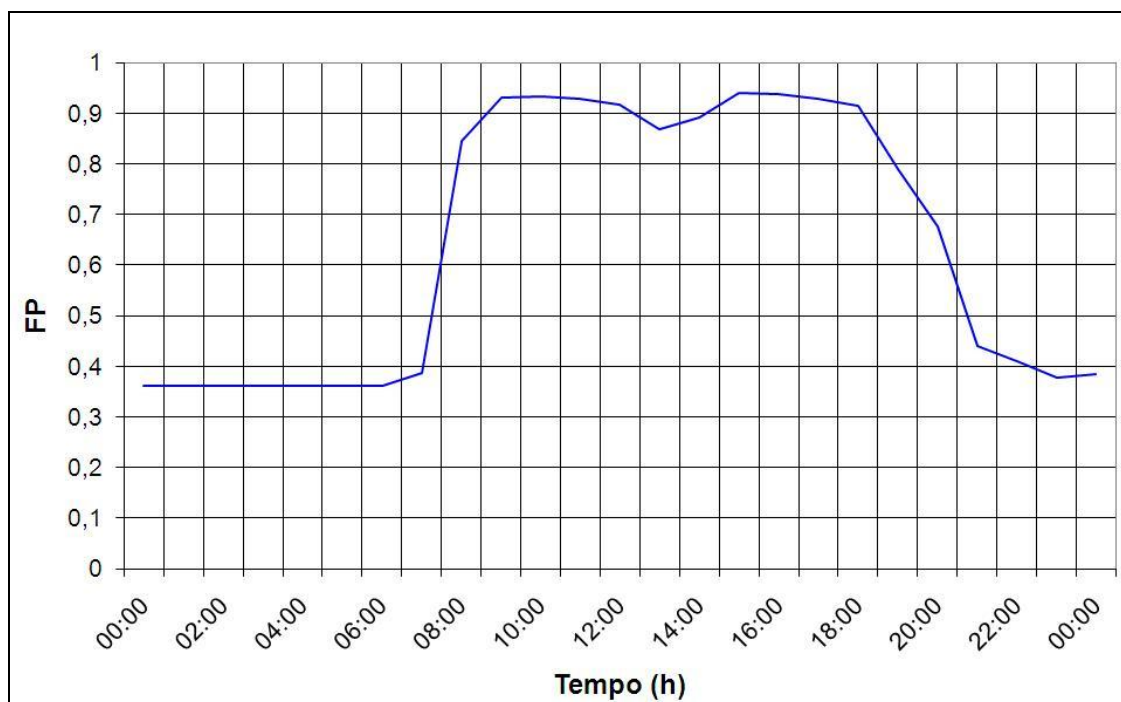


Figura 5.39: Gráfico do fator de potência do prédio público

**b – caso 02: curva de carga diária do órgão público com a instalação do sistema FV com índice de penetração de 10% e 15% em relação à demanda contratada e sem compensação de potência reativa**

Para estas situações, observa-se pelos gráficos das Figuras 5.40 e 5.41 em relação à Figura 5.38, a diminuição da potência ativa no horário comercial devido ao funcionamento do sistema FV. Esta redução é mais acentuada no período das 10 às 14 horas, onde a irradiação solar acontece com mais intensidade, não coincidindo exatamente com os horários de pico de consumo do prédio que acontece antes das 10 e após as 15 horas. Assim, ocorre uma redução no consumo de energia, porém com apenas uma pequena redução na demanda de potência ativa e aparente.

Tanto para a demanda instantânea de potência como para o consumo de energia, essas reduções foram mais intensas para 15% de índice de penetração.



Em relação à potência reativa, esta permaneceu igual ao primeiro caso, devido ao fato desse sistema não possuir correção de fator de potência.

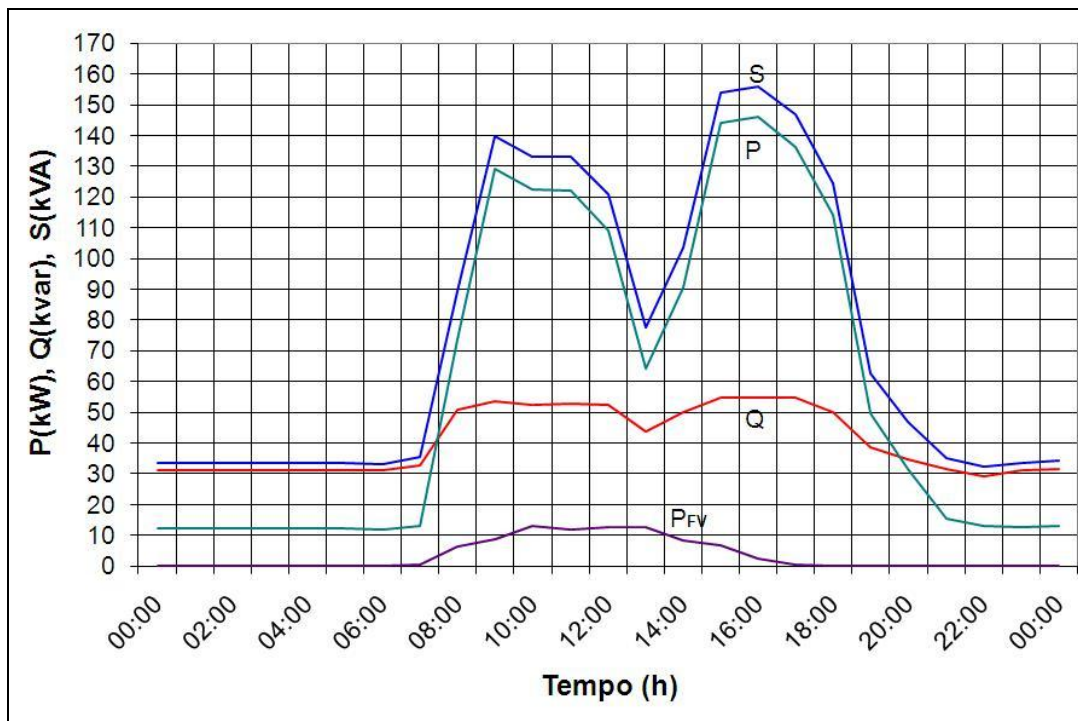


Figura 5.40: Gráfico das potências ativa, reativa e aparente do prédio público com o uso do sistema fotovoltaico com 10% de índice de penetração

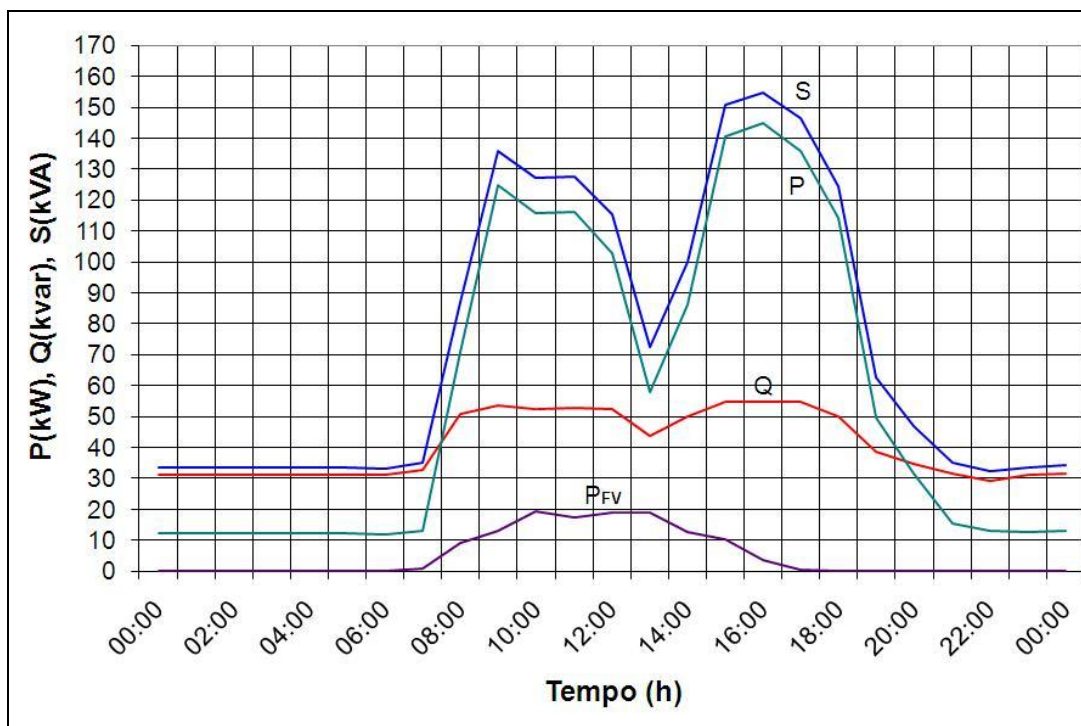


Figura 5.41: Gráfico das potências ativa, reativa e aparente do prédio público com o uso do sistema fotovoltaico com 15% de índice de penetração

Em relação ao fator de potência (Figuras 5.42 e 5.43), ocorreu uma pequena diminuição em seu valor no horário de geração FV, pelo fato desse sistema gerar apenas potência ativa, sendo mais significativo para o índice de penetração de 15%.

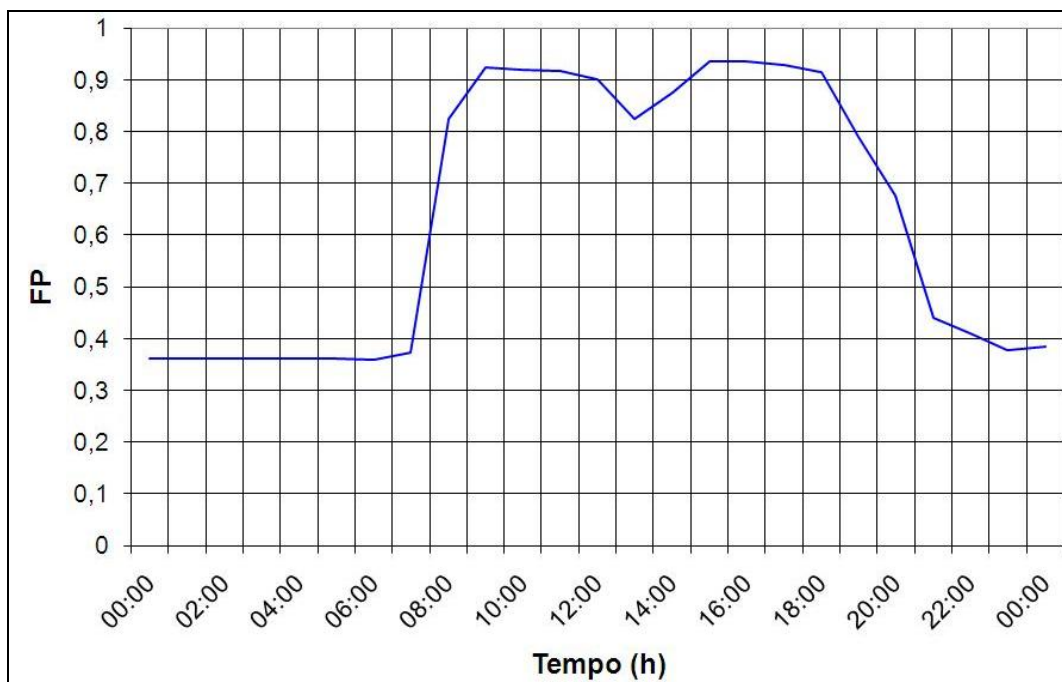


Figura 5.42: Gráfico do fator de potência do prédio público com o uso do sistema fotovoltaico com 10% de índice de penetração

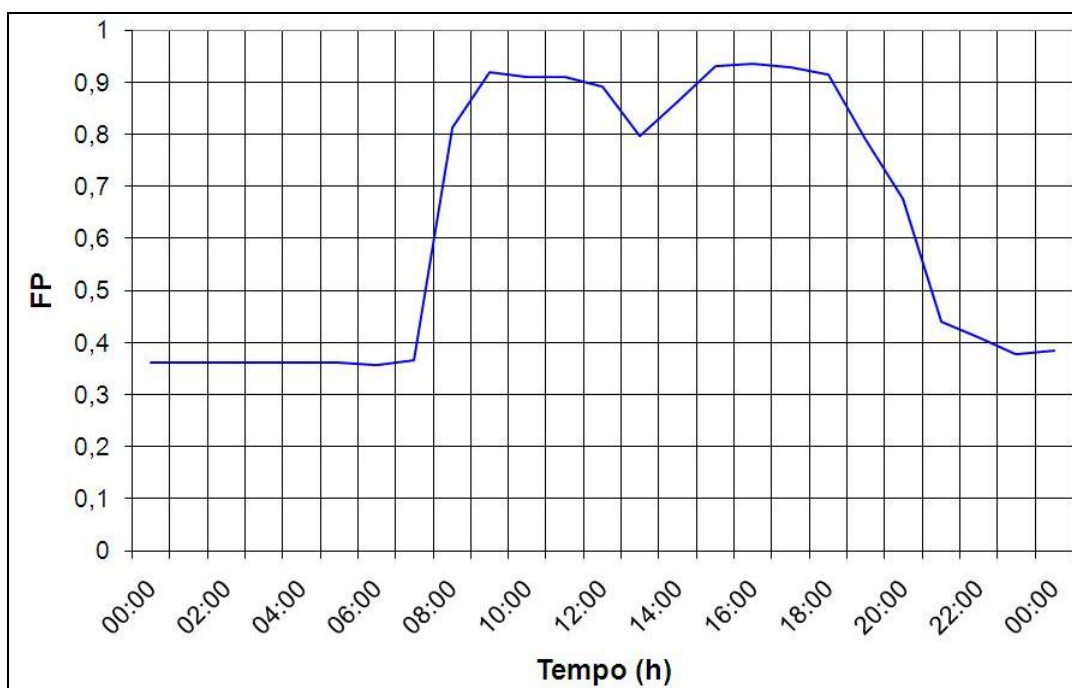


Figura 5.43: Gráfico do fator de potência do prédio público com o uso do sistema fotovoltaico com 15% de índice de penetração

**c – caso 03: curva de carga diária do órgão público com a instalação do sistema FV com índices de penetração de 10% e 15% em relação à demanda contratada e com compensação de potência reativa**

Para estas situações, observa-se pelos gráficos das Figuras 5.44 e 5.45 em relação à Figura 5.38, a diminuição da potência ativa com comportamento semelhante à do caso 02. Em particular, a redução da potência aparente no horário comercial ocorreu não só devido ao funcionamento do sistema FV, mas também da compensação de potência reativa realizada pelo inversor. No período noturno e da madrugada permaneceu a compensação da potência reativa, com o inversor utilizando toda sua potência nominal para esta função.

Tanto para as demandas de potências ativa e reativa, como para o consumo de energia, esses foram mais intensos para o índice de penetração de 15%. Para esse último caso, verifica-se também uma maior aproximação entre as curvas das potências ativa e aparente.

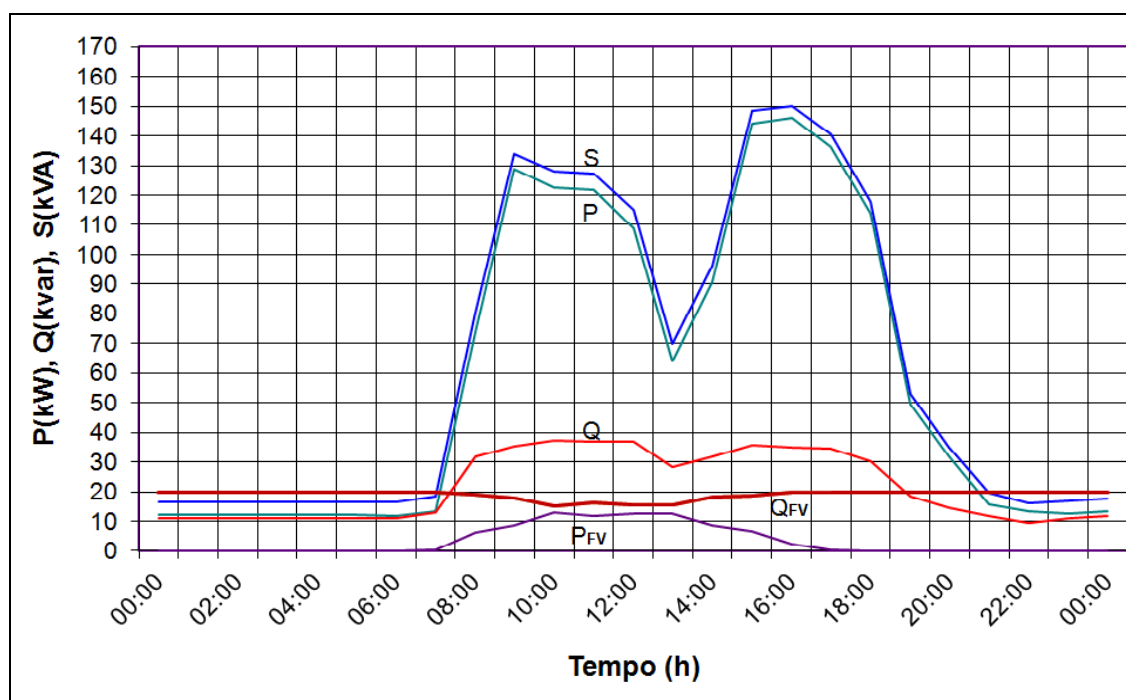


Figura 5.44: Gráfico das potências ativa, reativa e aparente do prédio público com o uso do sistema fotovoltaico com índice de penetração de 10% e com compensação de potência reativa

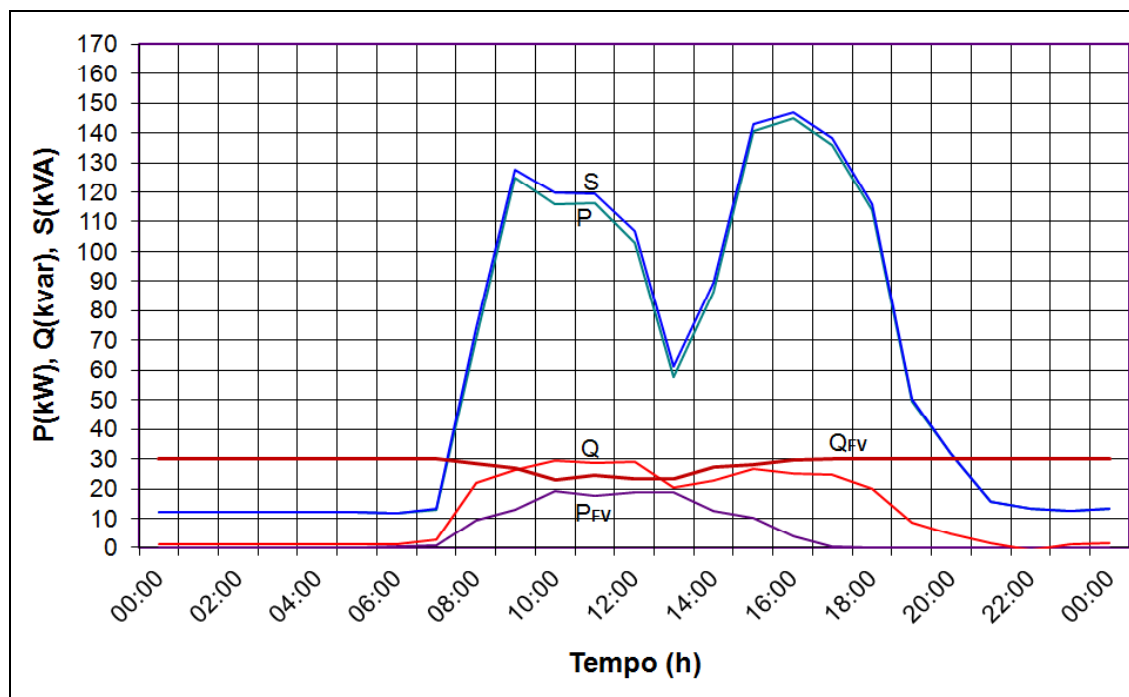


Figura 5.45: Gráfico das potências ativa, reativa e aparente do prédio público com o uso do sistema fotovoltaico com índice de penetração de 15% e com compensação de potência reativa

O fator de potência, como mostram as Figuras 5.46 e 5.47, alterou-se de forma significativa com a inserção do sistema FV com compensação de potência reativa, oscilando entre 0,72 e 0,97 para o índice de penetração de 10% do sistema FV, permanecendo praticamente unitário e com alguns momentos com seu valor próximo de 0,96 para o índice de penetração de 15% do sistema FV.

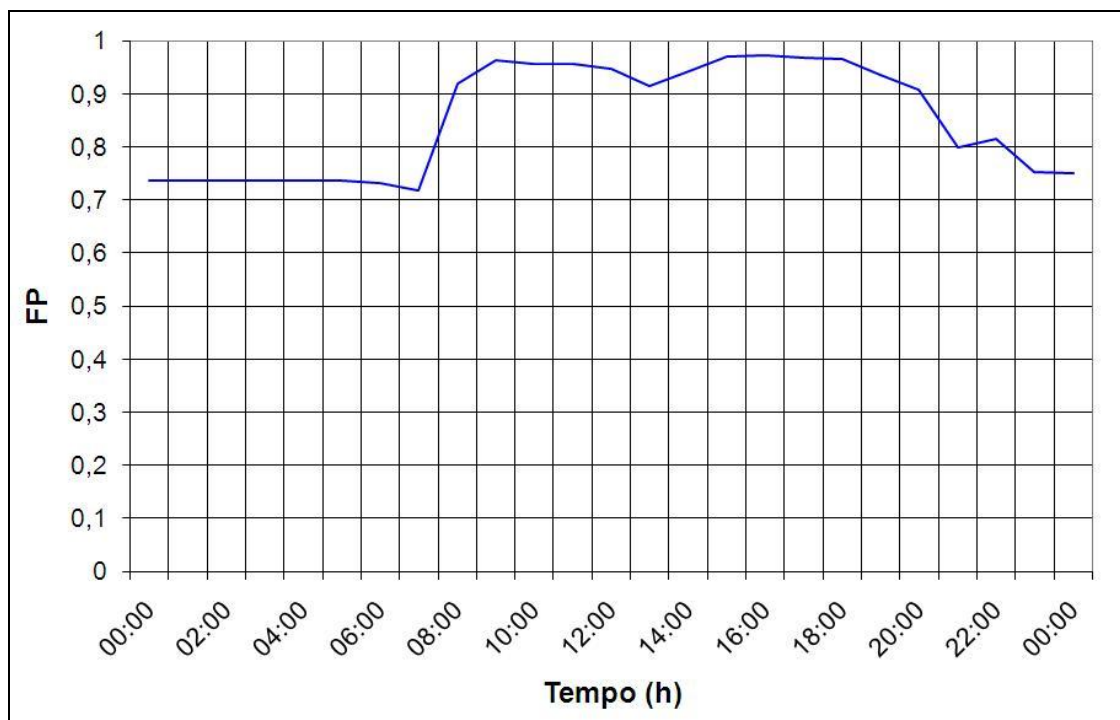


Figura 5.46: Gráfico do fator de potência do prédio público com o uso do sistema fotovoltaico com 10% de índice de penetração e compensação de potência reativa

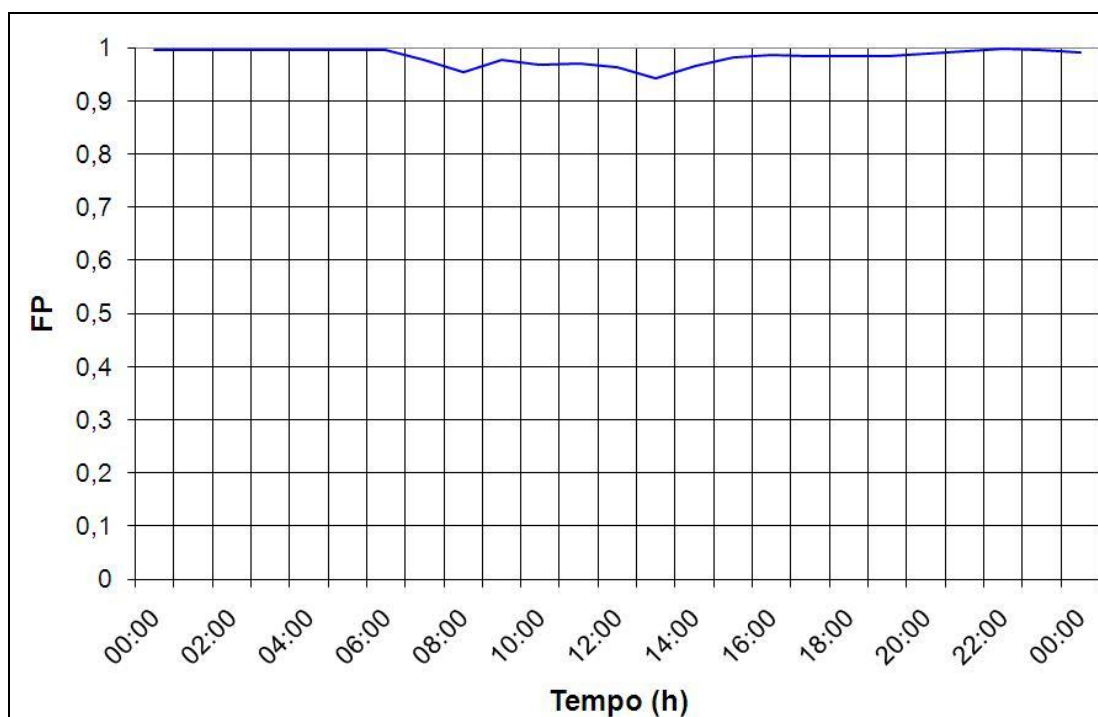


Figura 5.47: Gráfico do fator de potência do prédio público com o uso do sistema fotovoltaico com 15% de índice de penetração e compensação de potência reativa

#### 5.4.5 – Comparações dos casos

A título de comparação, na Tabela 5.5 é apresentada um resumo dos casos analisados anteriormente. O Caso 01 é o caso padrão para critério de comparação. Tendo como referência este primeiro caso, o qual é a medição do transformador alimentando o prédio público, sem acréscimo do sistema FV para gerar energia, são obtidas as análises da melhoria para o sistema elétrico e para este consumidor com a implementação de cada proposta.

Tabela 5.5: Comparação dos casos analisados para o prédio público

	P <sub>Máx</sub> (kW)	(%)	Q <sub>Máx</sub> (kVAr)	(%)	S <sub>Máx</sub> (kVA)	(%)	E <sub>cons./dia</sub> (kWh)	(%) Total	(%) Reduzida
Caso 01	151	100	55	100	160,5	100	1.568,5	100	0,00
Caso 02 (10%)	146	96,7	55	100	156	97,2	1.484,8	94,66	5,34
Caso 02 (15%)	145	96,0	55	100	155	96,6	1.443,5	92,0	8,00
Caso 03 (10%)	146	96,7	37,2	67,6	150	93,5	1.484,8	94,66	5,34
Caso 03 (15%)	145	96,0	29,5	53,6	147	91,6	1.443,5	92,0	8,00

Assim, observando os dados apresentados na tabela 5.5, obtêm-se as seguintes conclusões:

- Para o caso 02 (prédio público utilizando a geração FV sem compensação de potência reativa) ocorreu uma redução na potência ativa máxima de 3,3% e na potência aparente máxima de 2,8% para o índice de penetração de 10% e de 4% na potência ativa máxima e 3,4% para a potência aparente máxima para o índice de penetração de 15%. Para a energia consumida, com a geração FV durante o dia, houve uma redução neste consumo de 5,34% para o índice de penetração FV de 10% e de 8% para o índice de penetração FV de 15%;
- Para o caso 03 (prédio público utilizando geração FV, gerando potência ativa e compensando potência reativa) o resultado em relação à redução do consumo de energia durante o dia foi semelhante ao caso 02, obtendo uma redução de 5,34% para o índice de penetração FV de 10% e de 8% para o índice de penetração FV de 15%. Ocorreu também, a redução do consumo de potência reativa máxima de 32,4% para 10% de penetração FV e de 46,4% para 15% de penetração FV. Em relação à potência

aparente máxima, esta teve uma redução de 6,5% para 10% de penetração FV e de 8,4% para 15% de penetração FV devido à compensação de reativos estabelecido pelo controle proposto. Desta forma, esta proposta é a mais favorável para implantação tanto para a concessionária de energia como para o consumidor, devido à redução da potência máxima e também a diminuição da demanda utilizada. Observa-se que esta diminuição da demanda não deve ser considerada para realizar a contratação de demanda com a concessionária, pois, devido à intermitência e aleatoriedade da geração solar, esta pode variar de acordo com as condições climáticas.

## 5.5 – Considerações finais

Neste capítulo, foram realizadas simulações de um sistema elétrico real com a implementação de sistemas fotovoltaicos na forma de geração distribuída. Esta GD abrangeu tanto a área residencial como um prédio público e um comercial. Para a área residencial, foi realizada uma análise com o uso de aquecedores solares também.

Foram utilizados os sistemas FVs convencionais disponíveis atualmente, o qual gera apenas potência ativa, e o proposto na tese com a dupla função de gerar potência ativa e compensar potência reativa.

Para a área residencial, sistemas FVs convencionais tornaram a curva de carga do transformador em uma situação indesejável para a concessionária, pois a geração FV prevaleceu no período das 9 h às 3 h da tarde durante o dia, horário em que o consumo é relativamente baixo. Como não houve geração no horário de ponta, o fator de carga reduziu-se. Outro problema a ser observado foi que este sistema gerou apenas potência ativa, permanecendo a potência reativa sendo compensada pelos capacitores da rede de distribuição e da própria subestação.

Com o sistema FV proposto compensando potência reativa, a curva de carga sofreu uma melhora com a redução do consumo de potência reativa da rede. Essa melhora foi mais significativa com a utilização de aquecedores solar,

pois com seu uso ocorreu uma redução da potência ativa consumida no horário de ponta.

Para o prédio público e o comercial, a geração FV contribuiu para a redução do consumo e, em menor parcela, para a diminuição da demanda. A curva de carga de consumo e geração não coincidiram perfeitamente, principalmente no período da tarde, onde a geração FV diminuiu consideravelmente e o consumo permanece elevado.

Com a utilização do sistema convencional, ocorreu diminuição no fator de potência pelo fato de este estar gerando apenas potência reativa. Já para o sistema proposto compensando potência reativa, ocorreu uma diminuição mais significativa na potência aparente, aumentando o fator de potência e levando à diminuição do carregamento nos transformadores.



# Capítulo VI

## Conclusões Finais

Para finalizar o trabalho da tese de doutorado, pretende-se inicialmente destacar os enfoques principais de cada capítulo, com vista à conclusão desta pesquisa e às propostas para trabalhos futuros.

**Capítulo I** – Neste capítulo, foi realizada uma análise sobre o panorama mundial e nacional das fontes de energia primária e elétrica, retratando a porcentagem utilizada de cada, os problemas e riscos de poluição e esgotamento devido ao consumo atual e projeções futuras. Mostrou-se que, com o crescimento do consumo mundial de energia, têm-se a necessidade de investir em energia renovável para amenizar os problemas ambientais e de escassez dos combustíveis. Foram também apresentadas as perspectivas da utilização da energia solar em forma de geração distribuída no mundo e no Brasil. Como foi mostrado, esse tipo de fonte energética obteve um elevado crescimento, principalmente nos países europeus, Estados Unidos, Japão, China e Índia. Para o Brasil, esta tecnologia ainda está dando os primeiros passos, à espera da regulamentação da geração distribuída de pequeno porte pela Aneel. Finalizando, foi descrita a forma em que foi organizada a tese, indicando o objetivo de cada capítulo.

**Capítulo II** – Neste capítulo, foi realizado um estudo teórico do movimento do planeta Terra em relação ao Sol, considerando tanto o período de rotação (dia) como período de translação (ano). Assim, foi constatado que tanto com a variação da inclinação do Sol em relação ao dia como o ano, ocorre a mudança do ângulo dos raios solares em relação ao plano horizontal, causando alteração na produção de energia solar por meio dos módulos FVs. Outro fator também que causa a variação na irradiância são as mudanças das condições atmosféricas (nuvens, fumaça, poeira, etc.). Foi mostrado também, por meio das tecnologias de

fabricação dos módulos FVs que o silício o cristalino e o amorfo são os mais utilizados porque estas tecnologias estão bastante amadurecidas. Em relação ao processo de transformação da energia solar em elétrica, foi mostrado o princípio de funcionamento dos módulos FVs e seu desempenho quanto à irradiância e temperatura. Finalizando, foram apresentados os sistemas FVs isolados e conectados à rede e as normas internacionais que estabelecem padrões de qualidade e segurança quanto à sua instalação e funcionamento.

**Capítulo III** – Neste capítulo, foram apresentados os gráficos e equações de geração e consumo de potências ativa e reativa de uma máquina síncrona, as quais podem ser realizadas também pelo inversor utilizando o controle PWM. Foi mostrada a topologia e técnica de chaveamento do inversor PWM utilizado, a unidade de distribuição de pulsos e de potência, o rastreador de potência máxima e o controle deste inversor. Com o novo modelo proposto de controle, foi mostrado que com o ajuste do ângulo de potência e amplitude da tensão de saída do inversor é possível controlar a potência ativa fornecida pelo sistema FV e a potência reativa gerada ou consumida pelo inversor, conforme sua disponibilidade.

**Capítulo IV** – Neste capítulo, foram apresentados os resultados das simulações do sistema FV conectado à rede elétrica utilizando o controle proposto na tese. Estes resultados mostraram que o controle desenvolvido para ajustar o ângulo de potência e a amplitude da tensão e, conseqüentemente, controlar as potências ativa e reativa fornecidas ou absorvidas da rede, apresentou um desempenho satisfatório para o sistema fotovoltaico analisado. Desses resultados, verifica-se também que, por meio do controle do fornecimento ou absorção da potência reativa para a rede, esta operou com um melhor fator de potência, evitando-se conseqüentemente carregamento excessivo nos transformadores de distribuição. O uso do arranjo proposto para a interface do sistema fotovoltaico com a rede permitiu obter uma melhor razão custo-benefício na implementação deste tipo de geração de energia alternativa, pois tornou possível operar o sistema fotovoltaico em diversas condições, para diversos valores da irradiância, suprimindo ambas as potências ativa e reativa de acordo com a disponibilidade da radiação solar e

necessidade da rede elétrica. Assim, esta capacidade de fornecimento de potência ativa do inversor, isto é, a habilidade de absorver energia do dispositivo de geração ou armazenamento de energia (sistema fotovoltaico, célula a combustível ou bateria) e entregar para a rede, faz dele um bom suporte para o sistema elétrico, podendo ser usado para melhorar a sua eficiência global.

**Capítulo V** – Os resultados das simulações de um sistema elétrico real considerando a implementação de sistemas FVs na forma de geração distribuída, em uma área residencial e também em um prédio público foram apresentados neste capítulo. Foram realizadas algumas combinações deste sistema com aquecedores solares e compensação de potência reativa por meio da modelagem proposta neste trabalho. Pelos resultados, foi constatado que, tanto em áreas residenciais como em prédios públicos e comerciais, se for utilizada apenas a geração solar FV com os inversores utilizados atualmente, os quais não realizam compensação de potência reativa, este sistema torna-se não vantajoso para a rede de distribuição de energia elétrica, pois, a energia reativa consumida pelas cargas continua sendo gerada pelos capacitores instalados na parte primária da rede elétrica de distribuição ou nas subestações. Outro problema constatado devido à utilização de sistemas FVs conectados à rede elétrica de baixa tensão, em áreas com cargas de características residenciais, é que o pico de geração não coincide com o pico de consumo, fazendo com que este não contribua com a redução do consumo máximo de potência, diminuindo também o fator de carga. Para o caso da utilização em prédio público ou comercial, os quais possuem características próprias de consumo de energia diária, ocorreu certa similaridade do consumo com a geração, porém não devendo ser consideradas para contratação de demanda devido às variações climáticas características. Assim, para que estes sistemas FVs se tornem mais vantajoso para a concessionária de energia quando utilizado em áreas residenciais ou prédios públicos e comerciais, o arranjo mais próximo do ideal é o do sistema gerando potência ativa e compensando potência reativa, com o uso simultâneo do aquecedor solar, em particular para as residências. Dessa forma, este sistema fará com que o usuário tenha uma redução significativa no consumo de energia elétrica, fazendo com que a potência aparente máxima também diminua por meio da compensação da

energia reativa. Isso implica a redução da circulação de corrente na rede elétrica, reduzindo as perdas e o carregamento nos transformadores.

Finalizando as conclusões, destacam-se as contribuições que os resultados do trabalho desenvolvido podem trazer aos sistemas elétricos. Dentre eles está no desenvolvimento do controle, utilizando técnica PWM em inversores VSI para a geração de potência ativa por meio de sistemas FVs e compensação de potência reativa, acarretando a redução das perdas técnicas e carregamento nos transformadores e cabos. Dentre os resultados das simulações, estas atenderam as expectativas, com valores de potência ativa gerada e reativa compensada, ambas pelo sistema FV mais inversor VSI com o controle proposto, os quais convergiram para os valores desejados.

Para a análise desta nova proposta de sistema FV em áreas residenciais, esta fez com que a energia reativa que circulava pela rede elétrica, principalmente no horário de pico, fosse compensada. Foi observado que este sistema obteve um melhor desempenho com a aplicação em conjunto com aquecedores solar, o qual reduziu significativamente o consumo da potência ativa no horário de ponta.

Nos prédios públicos e comerciais ficou observado que com o uso dos sistemas FVs, a curva de carga sofre um decréscimo mais acentuado no período próximo de meio dia, devido em partes ser o horário de máxima geração FV coincidindo com redução do consumo com a parada dos funcionários para o almoço. Com a compensação de potência reativa, ocorreu uma redução mais acentuada na potência aparente com melhora no fator de potência.

Assim, fica a proposta de que, com a elaboração da normativa regulamentando o uso de sistemas FVs em áreas residenciais, prédios públicos e comerciais e expansão desses sistemas devido a este fator, que se estabeleçam parâmetros para compensação da potência reativa e incentivos para o uso do aquecedor solar nas residências a fim de otimizar o uso da energia elétrica produzida por sistemas FVs.

### **Propostas para trabalhos futuros:**

Para trabalhos futuros, propõe-se a realização de análises do sistema abordando uma situação real de funcionamento. Entre elas podem-se citar:

- Estudo de problemas relacionados à qualidade de energia elétrica, envolvendo inversores que podem causar distúrbios à rede elétrica de distribuição (harmônicos, desvios na frequência, flicker, ilhamento, etc.) e problemas de má qualidade (*voltage sag*, *swell*, flutuação de tensão, transitórios, etc.);
- Desenvolvimento de técnicas que minimizam os problemas de QEE em sistemas FVs conectados à rede de distribuição, como a utilização de filtros ativos que funcionem como compensador de harmônicos e de potência reativa quando o sol não está disponível. Utilização de conversores CC/CC para compensação de *flicker* e afundamentos de tensão e sobre-tensões;
- Investigação e desenvolvimento de técnicas de rastreamento de máxima potência mais refinadas para o controle CC/CC;
- Análise da redução das perdas técnicas em cabos e transformadores nas redes de distribuição devido à inserção de sistemas FVs na forma de geração distribuída;
- Análise das condições de viabilidade técnica e econômica na inserção de sistemas FVs em áreas residenciais, prédios públicos e comerciais;
- Verificação dos impactos para as concessionárias de energia com a criação de normativas para a introdução de sistemas FVs nas redes de distribuição de baixa tensão;
- Desenvolvimento de estudos em relação à geração de créditos de carbono com o uso de sistemas FVs;
- Montagem de um protótipo experimental do equipamento simulado, por meio de projeto de P&D.

## REFERÊNCIAS

- [1] *World Population Prospects - The 2010 Revision*. Disponível em: <http://esa.un.org/UNPP/>. Acesso em: 03/09/2011.
- [2] *BP's Statistical Review of World Energy June 2011*. Disponível em: <http://www.bp.com/statisticalreview>. Acesso em: 08/10/2011.
- [3] World Coal Institute. Disponível em: <http://www.worldcoal.org/coal/uses-of-coal/coal-electricity>. Acesso em: 10/08/2011.
- [4] ANEEL, BIG - Banco de Informações de Geração. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>. Acesso em: 26/09/2011.
- [5] Cardoso, Rafael Balbino; Nogueira, Luiz Augusto Horta. “*Estudo de Emissões de Gases de Efeito Estufa de Reservatórios Brasileiros*”. PCH Notícias, Ano 11, revista nº 41, abril/maio/junho – 2009.
- [6] Hoffmann, W. “*PV solar electricity industry: Market growth and perspective*”. Solar Energy Materials & Solar Cells 90, 3285–3311, 2006.
- [7] International Energy Outlook 2010, July 2010. U.S. Energy Information Administration. Office of Integrated Analysis and Forecasting U.S. Department of Energy. Washington, DC 20585. Disponível em: [www.eia.gov/oiaf/ieo/index.html](http://www.eia.gov/oiaf/ieo/index.html). Acesso em: 12/09/2011.
- [8] World Energy Technology Outlook – 2050. Disponível em: [ec.europa.eu/research/energy/pdf/weto-h2\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/weto-h2_en.pdf). Acesso em: 26/09/2010.

- [9] The International Monetary Fund (IMF) - Fundo Monetário Internacional (FMI) - PIB. Disponível em: <http://www.imf.org/external/index.htm>. Acesso em 05/03/2012.
- [10] World Nuclear Association: World Uranium Mining. Disponível em: <http://www.world-nuclear.org/info/inf23.html>. Acesso em: 05/03/2012.
- [11] Lorenzo, E. Electricidad Solar: Ingenieria de Los Sistemas Fotovoltaicos, Espanha, Artes Gráficas Gala, S.L. 1994.
- [12] Cresesb “A Estratégia do Reino Unido Para Energias Renováveis: 15% da energia gerada será proveniente de fontes renováveis até 2020” julho 2010. Disponível em: [www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/informe14.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/informe14.pdf). Acesso em: 12/09/2010.
- [13] Thomas E. Hoff, Howard J. Wenger, Brian K. Farmer; “*Distributed Generation: An alternative to electric utility investments in system capacity*” Energy Policy, Vol. 24, nº 2, pp. 137-147, 1996.
- [14] Thomas Ackermann, Goran Andersson, Lennart Soder; “*Distributed generation: a definition*”. Electric Power Systems Research 57, pp. 195-204, 2001.
- [15] Salmam K. Salmam, Ibrahim M. Rida; “*Investigating the Impact of Embedded Generation on Relay Settings of Utilities Electrical Feeders*”. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 16, No. 2, April 2001, pp. 246-251.
- [16] Severino, Mauro M. (2008). “*Avaliação Técnica-Econômica de um Sistema Híbrido de Geração Distribuída para Atendimento a Comunidades Isoladas da Amazônia*.” Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD – 027/08, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 335p.

- [17] Silva Lora, E. E.; Haddad, J; *“Geração Distribuída: aspectos tecnológicos, ambientais e institucionais”*. Editora Interciência Ltda; Rio de Janeiro, 2006, 240p.
- [18] Trigoso, Frederico Morante; Quaglia, Renato Brito; Moraes, Albemerc Moura; Oliveira, Sérgio Henrique Ferreira; *“Panorama da Geração Distribuída no Brasil Utilizando a Tecnologia Solar Fotovoltaica”*. II Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferência Regional Latino-Americana da ISES. Florianópolis, 18 a 21 de novembro de 2008.
- [19] BRASIL. Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004. *“Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.”* Disponível em: [WWW.presidencia.gov.br/legislacao](http://WWW.presidencia.gov.br/legislacao). Acesso em: 24/06/2011.
- [20] T. Niknam, A.M. Ranjbar, and A.R. Shirani, *“Impact of distributed generation on volt/var control in distribution networks,” in Proc. 2003 IEEE Power Tech Conference*. vol. 3 pp 1-7 Bolonia, Italy.
- [21] P. Chiradeja, *“Benefit of Distribution Generation: A Line Loss Reduction Analysis,” IEEE/PES T&D Conference and Exhibition: Asia and Pacific, DaLian, XingHai, 2005*, pp 1-5.
- [22] Hoff T., Shugar D. S., *“The Value of Grid-Support Photovoltaics in Reducing Distribution System Losses”*, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 10, No. 3, September 1995, pp 569-576.
- [23] Erge, T., Hoffmann, V. V., Kiefer K.; *“The German Experience With Grid-Connected PV Systems” Solar Energy*, vol. 70, nº 6 pp 479-487, 2001.
- [24] Cocian Luís F. E., Santos João C. V.; *“Sistemas Fotovoltaicos: Uma alternativa para a geração de energia elétrica” Revista Lumière*, julho de 2000.



- [25] Decker B., Jahn U.; *“Performance of 170 Grid Connected PV Plants in Northern Germany – Analysis of Yields and Optimization Potentials”*. Solar Energy, Vol. 59 pp. 127-133, 1997.
- [26] Conti, S.; Raiti, S.; Tina. G.; Vagliasindi, U.; *“Integration of Multiple PV Units in Urban Power Distribution Systems”* Solar Energy 75 (2003) 87-94.
- [27] Cresesb informe 13, *“Um breve panorama das energias solar fotovoltaica e eólica no Brasil e no mundo”*. Dezembro 2008. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/informe13.pdf>. Acesso em: 12/09/2009.
- [28] European Photovoltaic Industry Association (EPIA), *“2010, Market Outlook”* Disponível em: [http://www.epia.org/uploads/media/Market\\_Outlook\\_2010.pdf](http://www.epia.org/uploads/media/Market_Outlook_2010.pdf). Acesso em: 23/09/2011.
- [29] FF Solar: Sistemas de Energias Alternativas Portugal, Lda. Disponível em: <http://www.microgeracao.info/index.php/forum?func=view&id=13&catid=3#13>. Acesso em: 12/04/2009.
- [30] Clipping Energia Global - Ano I - No.21. *“Índia aprova plano de US\$ 19 bi por liderança em energia solar”*. Disponível em: <http://www.energiaglobal.com.br/clipping/ano01/num21/#Noticia>. Acesso em: 15/08/2010.
- [31] Clipping Eletrônico - Departamento de Comunicação Social - PUC-Campinas. 09/09/2009. *“China fará maior usina solar do mundo no deserto mongol”* Disponível em: <http://www.puccamp.br/servicos/detalhe.asp?id=46782>. Acesso em: 10/12/2009.
- [32] Inovacao Tecnologica. *“O que é necessário para que o Brasil brilhe na energia solar?”* Disponível em: <http://www.inovacaotecnologica.com.br/noticias/noticia.php?artigo=o->

- necessario-brasil-brilhe-energia-solar&id=010175090701. Acesso em: 12/08/2009.
- [33] Ministério de Minas e Energia – MME. “Relatório do Grupo de Trabalho em Sistemas Fotovoltaicos – GT-GDSF/ Ministério de Minas e Energia”. Brasília – Brasil, 2009. 222 p.
- [34] Inovação Tecnológica. “Energia solar no Brasil pode ser vantajosa a partir de 2013”. Disponível em: <http://www.inovacaotecnologica.com.br/noticias/noticia.php?artigo=energia-solar-no-brasil-pode-ser-vantajosa-a-partir-de-2013&id=010115081002>. Acesso em: 12/01/2010.
- [35] PROJETO DE LEI No 630, **de 2003**. “Comissão Especial Destinada a Proferir Parecer ao Projeto de Lei Nº 630, de 2003, do Senhor Roberto Gouveia, que "Altera o ART. 1º da Lei Nº 8.001, de 13 de Março de 1990, Constitui Fundo Especial Para Financiar Pesquisas e Fomentar a Produção de Energia Elétrica e Térmica a Partir da Energia Solar e da Energia Eólica, e dá Outras Providências" (**PL 0630/03 – FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA**)
- [36] Clipping Energia Global - Ano I - No.29. “*Câmara vota projeto que incentiva uso de fontes renováveis*” Disponível em: <http://www.energiaglobal.com.br/clipping/ano01/num29/#Noticia>. Acesso em: 12/10/2010.
- [37] Clipping Energia Global – Ano I – No 25. “*País produz placas que transformam energia solar em elétrica*”. Disponível em: <http://www.energiaglobal.com.br/clipping/ano01/num25/#Noticia>. Acesso em: 12/10/2010.
- [38] Napolini, Helena Flávia; Militão, Hebert Sancho Garcez; Cordini, Jucilei; Rüther Ricardo. “*Avaliação do Potencial da Agregação da Energia Solar Térmica Para Fins de Aquecimento de Água Para o Banho Humano em*

- Núcleos Habitacionais de Baixa Renda*” II Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferência Regional Latino-Americana da ISES - Florianópolis, 18 a 21 de novembro de 2008.
- [39] Ferreira, Regis de Castro; Almeida, Rogério de Araújo; Lobato, Engler José Vidigal; Medeiros, Antônio Marcos de Melo; Oliveira, Luis Fernando Coutinho. *“Redução do Uso de Energia Elétrica Pela Substituição de Chuveiros Elétricos por Aquecedores Solares no Estado de Goiás*”. II Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferência Regional Latino-Americana da ISES - Florianópolis, 18 a 21 de novembro de 2008.
- [40] Freitas, F. D.; Reckziegle, G. C. *“Benefits of the Use of Solar Heating System into a Residential Locality”*. VIII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning. Brasília (DF) – Brazil, May, 19<sup>th</sup> to 23<sup>rd</sup> 2002.
- [41] Colle, S.; Abreu, S. L.; Salazar, J. L. C.; Reguse, W. *“Impacto da Energia Solar Sobre o Pico de Demanda da Energia de Chuveiros Elétricos de Famílias de Baixa renda no Brasil*”. XII Congreso Ibérico y VII Congreso Ibero Americano de Energia solar. Vigo, Espanha, 14-18 Septiembre 2004.
- [42] Pinheiro, Paulo Cesar da Costa. *“Uso do Chuveiro Elétrico para Aquecimento de Água Residencial”*. I Congresso Brasileiro de Energia Solar. Fortaleza, 8<sup>a</sup> 11 de abril de 2007.
- [43] Dias, Lucilene Silva ; Guimarães Júnior, S. C.; Camacho, José Roberto; Salerno, Carlos Henrique. *“Estudo Comparativo entre as Alternativas de Aquecimento de Água Residencial Utilizando Aquecedor Solar e Chuveiro Elétrico.”* VII INDUSCON - VII Conferência Internacional de Aplicações Industriais, 2006, Recife, 2006.
- [44] Dias, Lucilene Silva; Guimarães Júnior, S. C.; Camacho, José Roberto. *“Utilização do Aquecedor Solar e Chuveiro Elétrico no Aquecimento de Água*

- Residencial: Um Estudo Comparativo Visando a Substituição Energética.* VI CEEL - Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica, 2008, Uberlândia. Anais do VI CEEL, 2008. v. 1.
- [45] Begovic, M.; Pregeli, A.; Rohatgi, A.; Novosel D. "Impact of Renewable Distributed Generation on Power Systems." Proceedings of the 34<sup>th</sup> Hawaii International Conference on System Sciences, – 2001 pp. 1-10.
- [46] Hassaine L., E. Olias, J. Quintero, M. Haddadi; *"Digital Power Factor Control and Reactive Power Regulation for Grid-Connected Photovoltaic Inverter"* Renewable Energy, 34, pp. 315-321, 2009.
- [47] Huajun Yu, Junmin Pan, An Xiang *"A multi-function grid-connected PV system with reactive power compensation for the grid"* Solar Energy, vol. 79 pp. 101–106, 2005.
- [48] Mekhilef S., N.A. Rahim; *"Implementation of Grid-Connected Photovoltaic System with Power Factor Control and Islanding Detection"* 35th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference, Aachen, Germany, pp. 1409-1412, 2004.
- [49] Wu, T. F.; Chang, C. H.; Chen, Y. K.; *"A multi-Function Photovoltaic Power Supply System with Grid-Connection and Power Factor Correction Features."* IEEE 2000, pp. 1185-1190.
- [50] Ribeiro, A. C. V. *"Proposta de Uma Compensação Reativa e Harmônica em Residências"*. Dissertação de Mestrado – FEELT – UFU. Junho, 1999.
- [51] Soares, E. L. *"Uma Investigação dos Consumidores Residenciais Sob o Enfoque da Qualidade de Energia Elétrica"*. Dissertação de Mestrado – FEELT – UFU. Março, 1999.

- [52] Filho, J. B. S.; Silva, E. P. *“Harmônicos e Capacitores em Prédios Comerciais: Análise de um Caso Real”*. Eletricidade Moderna, pág 48-59, Fevereiro, 1998.
- [53] Nonato, J. C.; Severino, M. M. *“Faturamento de Energia Reativa em Condomínios Residenciais”*. Eletricidade Moderna, pág. 60-68, Fevereiro, 1998.
- [54] Figueiras, A. R.; Neto, T. N. C.; Filho, I. E. L.; Almeida, J. N. *“Parceria Entre Empresa e Universidade Para Consultoria aos Consumidores”*. Eletricidade Moderna, pág. 70 – 75, fevereiro, 1998.
- [55] CRESESB *“Energia Solar – Princípios e Aplicações”* Disponível em: [http://www.cresesb.cepel.br/potencial\\_solar.htm](http://www.cresesb.cepel.br/potencial_solar.htm). Acesso em: 15/09/2009.
- [56] Pinho, J.T., Barbosa, C.F.O., Pereira, E.J.S., Souza, H.M.S., Blasques, L.C.M., Galhardo, M.A.B., Macêdo, W.N. *“Sistemas Híbridos Soluções Energéticas para a Amazônia”*. Brasília, Ministério de Minas e Energia, 2008.
- [57] Shayani, R. A. *“Medição do rendimento global de um sistema fotovoltaico isolado utilizando módulos de 32 células”*. 205 f. Dissertação, Engenharia Elétrica, Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, 2006.
- [58] Ricardo Rüther; *“Panorama Atual da Utilização da Energia Solar Fotovoltaica e o Trabalho do LABSOLAR nesta Área. Fontes Não Convencionais de Energia: As Tecnologias Solar, Eólica e de Biomassa.”* Florianópolis: CNI / SEBRAE, 1998, v. 1, p. 9-26.
- [59] Messenger Roger, Ventre Jerry; *“Photovoltaic Systems Engineering”* CRC Press. Boca Raton, USA: CRC, 1999.

- [60] MME – Ministério de Minas e Energia. *“Projeto Estratégias de Atendimento por Energia Elétrica a Comunidades Rurais no Âmbito do Programa Luz Para Todos”*, Bra/lica/08/012, Fev/2009.
- [61] Carolina S. Jardim, Ricardo Ruther, Isabel T. Salamoni, Trajano de Souza Viana, Samuel Hilario Rebechi, Paulo José Knob. *“The strategic siting and the roofing area requirements of building-integrated photovoltaic solar energy generators in urban areas in Brazil”* Energy and Buildings 40 (2008) 365–370.
- [62] Priscila Braun; Clarissa Debiazi Zomer; Ricardo Rüther. *“Análise da Contribuição Energética Associada à Integração de Sistemas Fotovoltaicos em Edificações Comerciais”*. III Congresso Brasileiro de Energia Solar - Belém, 21 a 24 de setembro de 2010.
- [63] Aimé Fleury de Carvalho Pinto Neto; Marcelo Pinho Almeida; André Ricardo Mocelin; Roberto Zilles. *“Kit de Demonstração da Conexão e Operação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede”*. III Congresso Brasileiro de Energia Solar - Belém, 21 a 24 de setembro de 2010.
- [64] ANEEL. (1999). Resolução Normativa N.112 de 18 de maio de 1999.
- [65] Ricardo Augusto Pufal; Arno Krenzinger. *“Estudo Normativo da Qualidade de Energia de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica”*. III Congresso Brasileiro de Energia Solar - Belém, 21 a 24 de setembro de 2010.
- [66] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. *“Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição”*. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo3\\_Revisao\\_3\\_Retificacao\\_1.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo3_Revisao_3_Retificacao_1.pdf). Acesso em: 12/03/2012.

- [67] William, D. Stevenson Jr., *“Elements of Power System Analysis”*. McGraw-Hill College, fourth edition, march 1982, pp. 220-222.
- [68] Monticelli, A., Garcia A., *“Introdução a Sistemas de Energia Elétrica”*. Editora da Unicamp, Campinas – SP, 2003, pp. 161 – 163.
- [69] Rivera, S. M. S. *“Modelagem e Análise de Condicionadores de Ar dos Tipos Convencional e Inteligente e Influência no Comportamento Dinâmico de Sistemas Elétricos”*. Tese, Engenharia Elétrica, Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia MG. 2007.
- [70] Hua, C., Shen, C., *“Study of maximum power tracking techniques and control of DC/DC converters for photovoltaic power system.”* In: Power Electronics Specialists Conference, 1998. PESC 98 Record. 29th Annual IEEE, vol. 1, pp. 86–93.
- [71] Trindade, M., Martins, J. S., Afonso J. L., *“Sistema para Optimização da Extracção de Energia de Painéis Solares Fotovoltaicos”*. ENER’05 – Conferência Sobre Energias Renováveis e Ambiente em Portugal, Figueira da Foz, Portugal. 5-7 de Maio de 2005, ISBN: 972-8822-02-02, pp. 1.165-1.170.
- [72] Ahmed, A., *“Eletrônica de Potência”* Tradução: Bazán Tecnologia e Linguística; Revisão Técnica: João Antonio Martino. São Paulo – SP. Prentice Hall, 2000.
- [73] Carrijo, D. R., Ferreira, R. S., Guimarães, S. C. JR., Camacho, J. R., *“Uma Proposta de Técnica de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência de um Painel Fotovoltaico”*. XVIII Congresso Brasileiro de Automática. 12-16 de setembro de 2010, Bonito-MS.

- [74] Kyocera. KD205GX-LP, High Efficiency Multycristal Photovoltaic Module. Disponível em: <http://www.kyocerasolar.com.br/site/arquivos/produtos/70.pdf>. Acesso em: 12/10/2009.
- [75] MATLAB. Uso acadêmico. Activation type: Network Concurrent User. BR 7382.
- [76] INMET - Instituto Nacional de Meteorologia Brasileiro, Disponível em: <http://www.inmet.gov.br>. Acesso em: 10/08/2009.
- [77] UNI-SOLAR, Solar Laminate PVL-series: Model PVL-124, disponível em: <http://www.uni-solar.com/uploadedFiles/PVL-124-EN.pdf>, acesso em: 15/07/2009.
- [78] SMA, Data Sheet: Sunny Boy 2500HF-US, Disponível em: <http://files.sma.de/dl/9524/SUNNYBOYHFUS-DUS111224W.pdf>. Acesso em: 11/07/2011.
- [79] Google Earth. Disponível em: <http://www.google.com/earth>. Acesso em: 15/10/2010.
- [80] Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). Tarifas de fornecimento de energia elétrica/Agência Nacional de Energia Elétrica. - Brasília: ANEEL, 2005. 30 p.: il. - (Cadernos Temáticos ANEEL; 4).



*Anexo*

## Dados de medição do transformador da área residencial para o dia 15/08/2009

Landis+Gyr Equipamentos de Medição - Programa de Análise de  
Demanda - PAD Win 4.00.4

Data: 27/08/2009      Leitora: 000012      Modelo: 1681

Hora: 09:03:34      Equipamento: 01001227      Versão: 7129

Relatório da memória de massa

Reg.	Data	Hora	W	varIND	varCAP	FPot.
194	15/08	00:00	82511,99	35784	0	92 L
206	15/08	01:00	72287,99	33552	0	91 L
218	15/08	02:00	67247,99	33840	0	89 L
230	15/08	03:00	69768	36288	0	89 L
242	15/08	04:00	62928	33552	0	88 L
254	15/08	05:00	63288	34704	0	88 L
266	15/08	06:00	61056	32904	0	88 L
278	15/08	07:00	56736	29520	0	89 L
290	15/08	08:00	52560	27864	0	88 L
302	15/08	09:00	56664	31176	0	88 L
314	15/08	10:00	57528	34128	0	86 L
326	15/08	11:00	61416	33192	0	88 L
338	15/08	12:00	65951,99	37800	0	87 L
350	15/08	13:00	68256	36216	0	88 L
362	15/08	14:00	73007,99	41400	0	87 L
374	15/08	15:00	73368	39816	0	88 L
386	15/08	16:00	75023,99	40608	0	88 L
398	15/08	17:00	74448	40752	0	88 L
410	15/08	18:00	83663,99	38736	0	91 L
422	15/08	19:00	90072	39312	0	92 L
434	15/08	20:00	97271,99	38592	0	93 L
446	15/08	21:00	91439,99	36432	0	93 L
458	15/08	22:00	88920	36432	0	93 L
470	15/08	23:00	91584	35568	0	93 L
482	16/08	00:00	84528	37440	0	91 L

## Dados de medição do transformador do órgão público para o dia 26/05/2011

Landis+Gyr Equipamentos de Medição - Programa de Análise de  
Demanda - PAD Win 4.00

Data: 27/06/2011      Leitora: 000007      Modelo: 1317

Hora: 10:35:22      Equipamento: 00123338      Versão: 1123

Relatório da memória de  
massa

Reg.	Data	Hora	kW	kvar	FPot.
1579	26/05	00:00	12,1	31,1	36 L
1591	26/05	01:00	12,1	31,1	100
1603	26/05	02:00	12,1	31,1	100
1615	26/05	03:00	12,1	31,1	100
1627	26/05	04:00	12,1	31,1	100
1639	26/05	05:00	12,1	31,1	100
1651	26/05	06:00	12,1	31,1	100
1663	26/05	07:00	13,82	32,83	39 L
1675	26/05	08:00	80,06	50,69	84 L
1687	26/05	09:00	137,66	53,57	93 L
1699	26/05	10:00	135,36	52,42	93 L
1711	26/05	11:00	133,63	52,99	93 L
1723	26/05	12:00	121,54	52,42	92 L
1735	26/05	13:00	76,61	43,78	87 L
1747	26/05	14:00	99,07	50,11	89 L
1759	26/05	15:00	150,91	54,72	94 L
1771	26/05	16:00	148,61	54,72	94 L
1783	26/05	17:00	136,51	54,72	93 L
1795	26/05	18:00	114,05	50,11	92 L
1807	26/05	19:00	49,54	38,59	79 L
1819	26/05	20:00	31,68	34,56	68 L
1831	26/05	21:00	15,55	31,68	44 L
1843	26/05	22:00	13,25	29,38	41 L
1855	26/05	23:00	12,67	31,1	38 L
1864	26/05	00:00	13,25	31,68	39 L

# Artigos publicados

A seguir são mostrados alguns artigos publicados em revistas e apresentados em congressos referentes a esta tese.

## Artigos publicados em revistas:

- *“Photovoltaic solar system connected to the electric power grid operating as active power generator and reactive power compensator”*. Solar Energy 84 (2010), pp 1310–1317.
- *“Desenvolvimento de um Controle de Tensão de Sistemas Fotovoltaicos Conectados com a Concessionária de Energia Elétrica Para Operar com Potência Máxima”*. Revista Ciência & Engenharia da Universidade Federal de Uberlândia, ano 13, Número 2, pp 23-28, 2004.

## Artigos apresentados em congressos:

- *“Análise da Curva de Carga em uma Área Residencial com Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede e Utilização de Aquecedor Solar”*. CLAGTEE 2011 - The 9<sup>th</sup> Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission – Mar de Plata – Argentina, November 6th-9th, 2011.
- *“Integração de Sistema solar Fotovoltaico Conectado a Rede de Elétrica em Prédios Públicos: Estudo de Caso no Município de Palmas - TO”*. IX CEEL - Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica – Uberlândia, 03 a 07 de Outubro de 2011.

- *“Análise de Sistema Solar Fotovoltaico Operando como Gerador de Potência Ativa e Compensador de Potência Reativa de uma Rede Elétrica”*. III Congresso Brasileiro de Energia Solar - Belém, 21 a 24 de setembro de 2010.
- *“Controlling Photovoltaic System Active and Reactive Powers Supplied to Low-Voltage Distribution Grid”*. VI Conferência Internacional de Aplicações Industriais” Outubro, 2004, Joinville - SC, Brazil.