

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
DEPARTAMENTO DE ENERGIA NUCLEAR**

**COMISSÃO NACIONAL DE ENERGIA NUCLEAR
CENTRO REGIONAL DE CIÊNCIAS NUCLEARES DO NORDESTE**

Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares

**ANÁLISE DO DESEMPENHO OPERACIONAL DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS DE DIFERENTES TECNOLOGIAS EM CLIMA
TROPICAL - *ESTUDO DE CASO: SISTEMA FOTOVOLTAICO
COMERCIAL CONECTADO À REDE.***

IGOR CAVALCANTE TORRES

Orientador: Prof. Dr. Chigueru Tiba

Coorientadora: Profa. Dra. Elielza Moura

Recife, PE

Fevereiro, 2016

IGOR CAVALCANTE TORRES

ANÁLISE DO DESEMPENHO OPERACIONAL DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE DIFERENTES TECNOLOGIAS EM CLIMA TROPICAL - *ESTUDO DE CASO: SISTEMA FOTOVOLTAICO COMERCIAL CONECTADO À REDE.*

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares para obtenção do título de Mestre. Área de Concentração: Fontes Renováveis de Energias- Energia Solar.

Orientador: Prof. Dr. Chigueru Tiba

Coorientadora: Profa. Dra. Elielza Moura

Recife, PE

Fevereiro, 2016

T693a Torres, Igor Cavalcante.

Análise do desempenho operacional de sistemas fotovoltaicos de diferentes tecnologias em clima tropical – estudo de caso: sistema fotovoltaico comercial conectado à rede. / Igor Cavalcante Torres. - Recife: O Autor, 2016.

113 f. : il., tabs.

Orientador: Prof. Dr. Chigueru Tiba.

Coorientadora: Profa. Dra. Elielza Moura de Souza Barbosa.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares, 2016.

Inclui referências bibliográficas.

1. Energia solar fotovoltaica. 2. Inversor. 3. Índice de mérito. 4. SPMP 5. Desempenho operacional. I. Tiba, Chigueru, orientador. II. Barbosa, Elielza Moura de Souza, coorientadora. III. Título.

UFPE
CDD 621.47 (21. ed.) BDEN/2016-06

Análise do Desempenho Operacional de Sistemas Fotovoltaicos de Diferentes Tecnologias em Clima Tropical – Estudo de caso: Sistema Fotovoltaico Comercial Conectado à Rede.

Igor Cavalcante Torres

APROVADA EM: 04/02/2016

ORIENTADOR: Prof. Dr. Chigueru Tiba

COMISSÃO EXAMINADORA:

Prof. Dra. Olga de Castro Vilela – UFPE/DEN

Prof. Dr. Fernando Roberto de Andrade Lima – CRCN-NE

Prof. Dr. Alcides Codeceira Neto – UPE/CHESF

Visto e permitida a impressão

Coordenador(a) do PROTEN/DEN/UFPE

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus pelo dom da vida e por todas as oportunidades a mim dadas, iluminando-me nas trajetórias de lutas.

Ao meu Orientador, Professor Chigueru Tiba e à Professora Elielza Moura, pelo apoio, acolhimento e paciência nos difíceis momentos de aprendizado.

À Professora Olga Vilela, por confiar a mim atividades extracurriculares durante o período de mestrado, e passar de forma consistente todo seu conhecimento, colaborando também para os resultados.

Ao amigo Eduardo Vilaça, por ter me direcionado para essa área, além de contribuir positivamente para o meu desenvolvimento profissional durante o período que trabalhamos juntos.

Especialmente, agradeço ao meu Pai por sempre acreditar nos meus sonhos, ajudando a concretizá-los e por ser meu porto seguro durante toda a minha jornada. À minha Mãe (*in memoriam*), por ter me educado no início da minha vida. À minha noiva Thais, por ser bastante paciente, companheira e sempre me motivando nos momentos de dificuldades.

De uma forma geral, a todos os integrantes do grupo Fontes Alternativa de Energias do Departamento de Energia Nuclear da UFPE, que colaboraram para que o trabalho fosse se tornasse real.

RESUMO

Este trabalho descreve a operação e desempenho de um sistema fotovoltaico ligado à rede, alocado em um escritório comercial na cidade de Maceió, Alagoas. O gerador é composto por três subsistemas independentes, totalizando potência total de 1,6 kWp e conectada à rede elétrica local. Os subsistemas são compostos por tecnologias comerciais: Si-p e Si-m, permitindo a avaliação do desempenho operacional dessas tecnologias na condição de clima tropical marítimo. Para realizar a análise, o sistema foi particionado em três subsistemas distintos, onde inicialmente os subsistemas I e II operavam com um fator de dimensionamento de 1,42 e o subsistema III com um fator de 0,98. Cada arranjo dos geradores do subsistema I e II opera com quatro módulos de 140 Wp totalizando uma potência total de 560 Wp, sendo as células de silício policristalino e monocristalino, respectivamente. O subsistema III possui quatro módulos de 130 Wp, de silício policristalino totalizando 520 Wp. Para as tecnologias comerciais estudadas nos subsistemas I, II e III, sob as mesmas variabilidades climatológicas (irradiância, temperatura ambiente e velocidade do vento), condições padrão de instalação elétrica, FDI e inversores idênticos (800 W) os subsistemas I e II obtiveram os mesmo níveis de eficiência de conversão fotovoltaica máxima (13%), produtividade mensal média (145 kWh/kWp), coeficientes de desempenho bem próximos (78%). A eficiência de conversão, CC-CA, para os inversores que estavam com FDI igual a 1,42, (subsistemas I e II) mostrou-se uma boa eficiência em toda a faixa de operação, entre 89 – 94%. Em contrapartida, o inversor que estava operando com um FDI igual a 0,87 (subsistema III), provou-se menos eficiente, tendo uma eficiência em torno de 81%. O desempenho operacional do seguidor do ponto de máxima potência mostrou-se ineficiente, porque o arranjo fotovoltaico estava trabalhando com tensão fixa em quase todo o tempo de operação.

Palavras-Chaves: Energia solar fotovoltaica, inversor, índice de mérito, SPMP, desempenho operacional.

ABSTRACT

This paper describes the operation and performance of a photovoltaic system connected to the network allocated on a commercial office in the city of Maceió, Alagoas. The generator consists of three independent subsystems, adding up of 1.6 kWp output installed and connected to the local power grid. The subsystems consist of commercial technologies: p-Si and m-Si, allowing the evaluation of the operating performance of these technologies in the maritime tropical climate condition. To perform the analysis the system has been partitioned into three distinct subsystems which initially subsystems I and II operated with a scale factor of 1.42 and subsystem III with a factor of 0.98. Each arrangement subsystems I and II operates four modules of 140 Wp adding up a total output of 560 Wp, using cells polycrystalline and monocrystalline silicon, respectively. The subsystem III has four modules of 130 Wp polycrystalline silicon with a total of 520 Wp. For commercial technologies studied the subsystems I, II and III under the same climate variability (irradiance ambient temperature, wind speed) electrical standard conditions, FDI and inverters (800 W), subsystems I and II obtained the same level of maximum photovoltaic efficiency conversion (13%), average monthly productivity (145 kWh / kWp), coefficient of performance (78%). The conversion efficiency, DC-AC, for inversors with FDI 1.42 (subsystems I and II) had a good efficiency across the operating rate, between 89-94%. However, the inverter were operating with a FDI equal 0.87 (subsystem III), was less efficient, having an efficiency around 81%. The operating performance at the point of maximum power proved to be inefficient, because the PV system array was working with fixed voltage for almost all operating time.

Key-Words: Solar energy, inverter, index of merit, photovoltaic, MPPT, smart grid.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1- Potência instalada acumulada de sistemas fotovoltaicos no mundo.....	18
Figura 2 - Produção mundial anual de células fotovoltaicas.	22
Figura 3 - Distribuição das tecnologias utilizadas na produção de células fotovoltaicas.....	24
Figura 4 - Caracterização dos materiais, com relação à energia de gap.	25
Figura 5 - Diodo polarizado inversamente.	27
Figura 6 - Diodo polarizado diretamente.....	27
Figura 7 - Curva característica de um diodo.....	28
Figura 8 - Curva característica de duas células fotovoltaicas distintas sobre as mesmas condições STC, identificação dos parâmetros elétricos.	29
Figura 9 - Modelo elétrico de uma célula ideal.	29
Figura 10 - Modelo elétrico de uma célula real.....	31
Figura 11 – Diagrama esquemático sistema fotovoltaico isolado.	33
Figura 12 – Diagrama esquemático sistema fotovoltaico conectado a rede elétrica.	34
Figura 13 - Tipos de inversores.	36
Figura 14 - Circuito inversor com transformador.....	38
Figura 15 - Circuito inversor sem transformador.	38
Figura 16 - Topologia inversor central.	39
Figura 17 - Topologia inversor string.....	40
Figura 18 - Topologia micro inversor.....	41
Figura 19 - Comparação entre as eficiências do seguidor de máxima potência para dois inversores.....	44
Figura 20 - Curvas de eficiência do seguidor de máxima potência e da tensão CC, medida e calculada.	45
Figura 21 - Efeito limitante de potência no inversor.	46
Figura 22 - Relação entre Y_f e FDI.	53
Figura 23 - Relação entre eficiência e temperatura de módulos FV de diferentes tecnologias (Si-p, CdTe, Si-m, Si-a/Si- μ c, Si-a).	54
Figura 24 - Diagrama elétrico e de instrumentação do sistema FV.....	56
Figura 25 - Sistema fotovoltaico comercial FV.....	56
Figura 26 - Sensor LICOR.....	59
Figura 27 - Sensor HMP45C.	60

Figura 28 - Sensor de Tensão e Resistor Shunt.	60
Figura 29 - Transdutor de potência ativa - YOKOGAWA.	61
Figura 30 - Datalogger CR1000 e Multiplexador AM16/32B.	62
Figura 31 - Tela do supervisor.....	63
Figura 32 - Energia CA mensal produzida pelos subsistemas fotovoltaicos.....	68
Figura 33 - Energia CA total produzida pelos gerador fotovoltaico.	69
Figura 34 - Índices de méritos calculados para os subsistemas I e II.	70
Figura 35 - Índices de mérito calculados para o subsistema III.	71
Figura 36 - Eficiência das tecnologias fotovoltaicas.	72
Figura 37 - Coeficiente de temperatura para V_{oc} e I_{cc} experimentais.	74
Figura 38 - Potência CC calculada e experimental em função da condição de Céu Claro e Céu Nublado.	77
Figura 39 - Variação da potência CC modelada e experimental entregue ao inversor ao longo ao dia (Céu Claro e Céu Nublado).....	79
Figura 40 – Produção de energia em corrente contínua.	82
Figura 41 – Comportamento da radiação solar (Céu Claro e Céu Nublado).....	83
Figura 42 – Comportamento da eficiência do algoritmo seguidor de máxima potência em função do carregamento (Céu claro e céu nublado).	84
Figura 43 – Caracterização diária da tensão de operação do gerador FV (Céu claro e Céu nublado), focalizando a janela de operação do MPPT.	86
Figura 44 – Comportamento da eficiência do algoritmo seguidor de máxima potência em função do carregamento, evidenciando a variação da tensão CC ao longo do dia. (Condição de intermitência).....	88
Figura 45– Comparativo das eficiências de conversão CC-CA.	91
Figura 46 – Comparativo entre eficiência modelada e experimental com seus correspondentes erros relativos referentes aos valores de eficiências.....	94
Figura 47 – Representação das perdas nos inversores em função do carregamento.	95
Figura 48 - Representação das perdas no inversor ($FDI < 1$) e ($FDI > 1$).....	96
Figura 49 – Consumo e geração diário de energia elétrica do escritório.	98
Figura 50 – Consumo, geração e irradiação diárias acumuladas ao longo da semana.	99
Figura 51 – Comportamento complementar diário global do consumo e geração de energia elétrica.	100
Figura 52 – Perfil dinâmico do fluxo de energia elétrica entre o consumo e a geração, em diferentes turnos diários para um dia útil.	101

Figura 53 – Perfil dinâmico do fluxo de energia elétrica entre o consumo e a geração em um dia não útil.	103
---	-----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Eficiência de células fotovoltaicas.	23
Tabela 2 - Parâmetros característicos dos inversores.	49
Tabela 3 - Coeficientes de variação de temperatura.	75
Tabela 4 - Coeficientes característicos de perdas no inversor.	92

LISTA DE ABREVIACÕES

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.

CA - Corrente alternada.

CC - Corrente contínua.

CdTe - Telureto de Cádmio.

CELPE - Companhia Energética de Pernambuco.

CIGS - Disseleneto de cobre, índio e gálio.

COELBA - Companhia Energética da Bahia.

COSERN - Companhia Energética do Rio Grande do Norte.

FDI - Fator de dimensionamento do inversor.

FF - Fator de forma.

FV - Fotovoltaico.

IEC - International Electrotechnical Commission.

IGBT - Insulated Gate Bipolar Transistor.

MPPT - Maximum power point tracking.

PR- Performance Ratio.

PRODEEM - Programa de desenvolvimento da energia nos estados e municípios.

PRODIST - Procedimento de distribuição.

PWM - Pulse width module.

Si-a - Silício amorfo.

Si-m - Silício monocristalino.

Si-p - Silício policristalino.

SFCR - Sistema fotovoltaico conectado à rede.

SPMP - Seguidor do ponto de máxima potência.

STC - Standard Condition Test.

TC - Transformador de corrente.

TP - Transformador de potencial.

TR – Transformador ou Trafo.

UFPE - Universidade Federal de Pernambuco.

USF - Usina Solar Fotovoltaica.

LISTA DE SÍMBOLOS

- A - Área do gerador fotovoltaico (m^2).
- c - Velocidade da luz no vácuo (m/s).
- e - Carga elementar do elétron (C).
- Eca - Energia entregue ao consumidor (kWh).
- E_f - Energia do Fóton (eV).
- E_g - Energia de bandgap (eV).
- H_β - Irradiância no plano do Coletor (W/m^2).
- H_{STC} - Irradiância nas condições padrão de teste (W/m^2).
- I_β - irradiação no plano inclinado (W/m^2).
- I₀ - Corrente de saturação reversa do diodo (A).
- I_{CC} - Corrente de curto circuito (A).
- I_{mp} - Corrente no ponto de máxima potência (A).
- k - Constante de Boltzmann ($1,381 \times 10^{-23}$).
- k₀, k₁ e k₂ - constante de perdas do inversor.
- m - Fator de idealidade do diodo.
- P_{ca} - Potência de saída entregue à rede elétrica (W).
- P_{cc} - Potência de saída de um módulo fotovoltaico (W).
- P_{mp} - Potência máxima de um módulo FV (W).
- P_{fV} - Potência de saída do Sistema FV (W).
- P_{fV}⁰ - Potência Nominal do Sistema FV (Wp).
- P_{inv}⁰ - Potência Nominal do inversor (W).
- p_{fV} - Potencia normalizada proveniente do gerador fotovoltaico.
- p_p - Potência de perdas no inversor normalizada.
- p_s - Potência de saída do inversor normalizada.
- T_c - Temperatura de operação da célula fotovoltaica (°C).
- T_C - Temperatura de operação da célula (°C).
- T_{STC} - Temperatura nas condições padrão (25°C) .
- V - Tensão aplicada aos terminais do diodo (V).
- V_{mp} - Tensão no ponto de máxima potência (V).
- V_{oc} - Tensão de circuito aberto (V).
- V_{cc} - Tensão em corrente contínua (V).

Y_f - Índice de produtividade (kWh/kWp).

Y_R – Índice de Referência (kWh/kWp).

LISTA DE LETRAS GREGAS

λ - Comprimento de onda (μm).

α - Coeficiente de variação de corrente com a temperatura ($\%/^{\circ}\text{C}$).

β - Coeficiente de variação de tensão com a temperatura ($\%/^{\circ}\text{C}$).

ϕ - Ângulo de azimute.

γ_{mp} - Coeficiente de variação de temperatura ($\%/^{\circ}\text{C}$).

η - Eficiência global (%).

η_{fv} - Eficiência de conversão fotovoltaica (%).

η_{inv} - Eficiência de conversão CC / CA do inversor (%).

$\eta_{inv0,1}$ - Eficiência do inversor com 10% do carregamento (%).

$\eta_{inv0,5}$ - Eficiência do inversor com 50% do carregamento (%).

η_{inv1} - Eficiência do inversor com 100% do carregamento (%).

η_{SPMP} - Eficiência do seguidor de máxima potência (%).

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	17
1.1 Objetivo	20
1.1.1 Objetivos específicos.	20
REVISÃO DA LITERATURA.	21
2.1 Tecnologias de Células Fotovoltaicas.	21
2.1.1 Células fotovoltaicas.	21
2.1.1.1 Características elétricas de células e módulos fotovoltaicos.	25
2.1.1.2 Curva I-V de uma célula fotovoltaica.	26
2.1.2 Modelo elétrico de uma célula fotovoltaica.	29
2.2 Sistemas de Conversão Fotovoltaica.....	32
2.2.1 Sistemas fotovoltaicos isolados.	32
2.2.2 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – SFCR.....	33
2.3 Componentes de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.....	34
2.3.1 Gerador fotovoltaico.....	34
2.3.2 Inversores de tensão CC/CA.	35
2.3.2.1 Características e tipos de inversores.	36
2.3.2.2 Inversor com transformador.	37
2.3.2.3 Inversor sem transformador.....	38
2.3.2.4 Topologias básicas de inversores.	39
2.3.2.4.1 Inversor central.....	39
2.3.2.4.2 Inversor string.....	39
2.3.2.4.3 Micro inversores.....	40
2.4 Seguidor de máxima potência.	41
2.4.1 Ponto de máxima potência.....	42
2.4.2 Modos de seguimento de máxima potência.....	46
2.5 Fatores de Desempenho de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.	47
2.5.1 Desempenho global de um SFCR.....	47
2.5.1.1 Energia produzida por um sistema fotovoltaico.....	47
2.5.1.2 Cálculo da potência na saída de um inversor.	47
2.5.1.3 Fator de dimensionamento do inversor.	52
2.5.2 Comparação do desempenho de sistemas fotovoltaicos.....	53
METODOLOGIA.....	55

3.1 Considerações Iniciais.....	55
3.2 Descrição.	55
3.2.1 Subsistemas Experimentais.	57
3.2.1.1 Configuração dos subsistemas.....	58
3.3 Instrumentação.....	59
3.3.1 Medição da radiação solar no plano do gerador.	59
3.3.2 Medição da temperatura ambiente e umidade relativa do ar.	59
3.3.3 Medição das grandezas elétricas.	60
3.4 Aquisição de Dados e Supervisão do Sistema.	61
3.5 Determinação do Índice de Mérito.	64
3.6 Determinação dos parâmetros característicos dos inversores.	64
3.7 Análise do balanço energético.	65
3.8 Comparação entre os resultados.	66
RESULTADOS E DISCUSSÕES	67
4.1 Resultados da produção de energia elétrica dos subsistemas.	67
4.2 Determinação das figuras de mérito.....	69
4.3 Análise dos geradores fotovoltaicos.	72
4.3.1 Eficiência dos geradores.....	72
4.3.2 Influência da temperatura nos módulos FV.....	73
4.4 Análises dos inversores.	78
4.4.1 Eficiência do seguidor de máxima potência (SPMP).	78
4.4.2 Eficiência energética do inversor.	89
4.5 Balanço de energia.	97
4.5.1 Perfil Energético.....	97
CONCLUSÕES.....	105
5.1 Considerações Finais.....	105
5.2 Perspectivas Futuras.	107
REFERÊNCIAS	108

INTRODUÇÃO

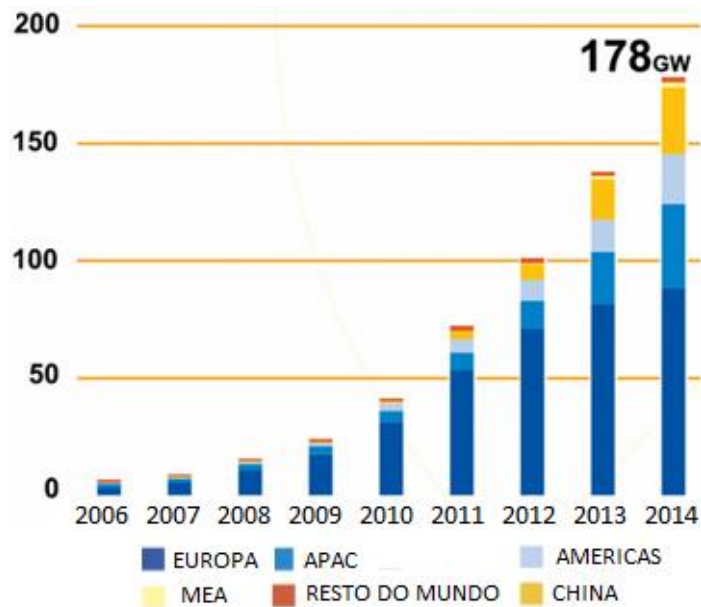
O aumento do consumo energético e a necessidade de mitigação do aquecimento global estão cada vez mais afetando diretamente a matriz de geração de energia elétrica mundial, implicando na exploração de novas fontes para a produção de energia. A preocupação mundial referente à crescente demanda energética, juntamente com progresso constante de novas tecnologias emergentes utilizadas para geração de energia elétrica, estão abrindo novas oportunidades para a utilização das energias renováveis.

A energia solar é abundante e renovável, comparada a qualquer outra forma de energia. O potencial solar que incide na terra é da ordem de 1.8×10^{11} MW, valor muitas vezes superior à atual taxa de consumo mundial (PARIDA et. al. 2011), estimado em cerca de 9 trilhões de tep (IEA, 2013).

A geração da energia elétrica mediante o uso da tecnologia solar ou eólica está sendo cada vez mais impulsionada no Brasil. No exterior, essa é uma realidade, como por exemplo, nos EUA e em países europeus tais como a Alemanha, Itália e Espanha, assim como também para os países asiáticos, Japão e China. Inicialmente o uso dessa tecnologia sustentou-se no segmento de empresas do setor de rádio comunicação, de sistemas autônomos situados em locais remotos, e na energização de satélites artificiais. Em meados da década de 70, renovou-se o interesse junto às aplicações fotovoltaicas residenciais e comerciais, porém havia uma grande barreira referente ao custo proibitivo da produção desses dispositivos. No final da década 90, após uma longa curva de aprendizado, a produção de células fotovoltaicas já ultrapassava cerca de 150 MWp, com a tecnologia predominante da utilização do Silício como matéria prima.

No final de 2009, a capacidade acumulada de fotovoltaico já tinha atingido cerca de 23 GWp, um ano mais tarde, todo o potencial quase que dobrou para 40 GWp; atualmente, o maior índice de produção de módulos fotovoltaicos se encontra na China, no entanto 75% da produção mundial acumulada encontra-se no território europeu (EPIA, 2014). A Fig. 1, mostra a evolução anual de potência acumulada instalada no mundo, que em 2014 alcançou cerca de 178 GWp, e é importante frisar que toda essa capacidade instalada é capaz de produzir um montante de energia elétrica em torno de 160 TWh por ano, o suficiente para abastecer 45 milhões de residências no continente europeu (EPIA, 2014).

Figura 1- Potência instalada acumulada de sistemas fotovoltaicos no mundo.



Fonte: Modificado de EPIA, 2014.

É indiscutível o potencial referente ao recurso solar no Brasil, destacando-se, especialmente para a região nordeste, as aplicações em sistemas fotovoltaicos e aplicações térmicas. Quando se refere ao consumo de água quente, em edifícios residenciais ou comerciais, utilizam-se simplesmente os coletores solares com alguns subsistemas tais como tanque de armazenamento e sistema de controle. Quanto às grandes aplicações, no caso de centrais heliotérmicas, onde a temperatura do fluido necessita ser elevada, é importante o uso de concentradores, geralmente espelhos parabólicos ou de Fresnel para a produção de vapor, que por sua vez aciona uma turbina acoplada a um gerador elétrico.

A produção direta da eletricidade através da energia solar é feita utilizando o efeito fotovoltaico relatado de forma pioneira por Edmond Becquerel, em 1839. A ocorrência desse efeito acontece apenas em determinados materiais, em particular os semicondutores, pois são materiais mais sensíveis à energia dos fótons contidos na luz solar. As tecnologias empregadas para a geração fotovoltaica vêm sendo cada vez mais disseminadas no Brasil e no mundo, incentivando cada vez mais os pesquisadores a desenvolver novas células, que sejam mais eficientes, aliadas a menores custos (CRESESB, 2010).

No Brasil, o Programa de Desenvolvimento Energético para Estados e Municípios – PRODEEM é considerado um marco histórico (pelo pioneirismo) na difusão da energia solar fotovoltaica no país, resultando numa potência acumulada em torno de 5,2 MWp de fotovoltaicos em sistemas autônomos e de bombeamento de água (BARBOSA et al. 2012).

Segundo Barbosa et. al. (2014), “o Brasil está crescendo como um dos mercados da América do Sul mais promissores para a geração de energia solar fotovoltaica. O aumento do mercado é função de um conjunto de fatores técnicos, econômicos e políticos que vão desde a disponibilidade do recurso, maturidade do mercado fotovoltaico, taxas da tarifa de eletricidade a eficácia das políticas instituídas. No Brasil, tanto o recurso solar como a tarifa de energia são atrativos e a combinação desses com os outros fatores, já mencionados, poderá resultar favorável à implantação de grandes centrais solares a curto e médio prazo”.

Particularmente, a região Nordeste, tem-se destacado tanto pelo pioneirismo na implantação da primeira central fotovoltaica de 1 MWp no Ceará, como também pelas instalações de usinas subsequentes tais como: no Estado de Pernambuco que além dos 4 MWp provenientes de P&D, (Neoenergia com 1 MWp e Chesf com 3 MWp), o mercado já aponta para a instalação de cerca de 122 MW nos próximos dois anos, com um custo médio de 228,63 R\$/MWh e 4 a 5 R\$/KWp instalado (JC-Leilão PE Sustentável, 2013). As primeiras centrais fotovoltaicas, referentes à Chamada Pública ANELL 13/2011, intitulada de: “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira” (ANELL, 2011) proporcionaram conhecimentos sobre procedimentos de instalação de plantas fotovoltaicas, particularmente o conhecimento de toda composição físico-financeiro para estabelecer a geração fotovoltaica no Brasil (BARBOSA et. al, 2014).

A Usina Solar Fotovoltaica São Lourenço da Mata, também conhecida como Usina Solar Arena-PE. (USF Arena PE), é um dos produtos do P&D do Grupo Neoenergia (Coelba, Celpe e Cosern), relativo à Chamada 13 ANEEL/2011. Com capacidade de 1 MWp e geração prevista de 1.500 MWh/ano de eletricidade, foi um investimento conjunto dos Grupos Neoenergia e Odebrecht e importou em R\$ 10 milhões. O empreendimento teve como objetivo fornecer energia ao estádio Arena Pernambuco implicando, consequentemente, na inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira, formação de recursos humanos, desenvolvimento de estudos e de equipamentos relativos a todo o sistema fotovoltaico com o envolvimento de universidades e centros de estudo. A USF Arena PE é composta por dois campos: o campo com 0,95 MWp, composto por 3652 módulos de Silício mono cristalino (Si-m; 265Wp), cuja energia produzida destina-se comercialmente à Arena PE, e o campo tecnológico, com 50 kWp, composto por diferentes tecnologias fotovoltaicas, que visa à pesquisa e formação de recursos humanos.

O rendimento na geração de energia elétrica por sistemas fotovoltaicos depende da eficiência de sua célula. Por sua vez, a sua eficiência depende da temperatura de operação, que é função das condições climatológicas, principalmente da radiação solar, da temperatura

ambiente e da velocidade do vento. De uma maneira geral, a eficiência decai com o aumento da temperatura de operação, por exemplo, cerca de 0,05%/°C para a tecnologia Silício cristalino. Portanto, é extremamente importante o conhecimento do desempenho dos dispositivos fotovoltaicos em função das condições climáticas reais de uma determinada região. Especialmente para regiões que apresentam altos níveis de radiação solar e de temperatura ambiente, como o Nordeste do Brasil.

Nesse sentido, o trabalho aqui proposto tem como objeto de estudo um sistema distribuído comercial de 1,6 kWp, formado por 3 subsistemas independentes com duas tecnologias fotovoltaicas distintas: Silício policristalino e monocristalino, ambas importadas, e ocupando uma área total de cerca de 12 m².

1.1 Objetivo

Analisar o desempenho operacional de sistemas fotovoltaicos comerciais de distintas tecnologias.

1.1.1 Objetivos específicos.

- Estudar o comportamento operacional de cada tecnologia fotovoltaica nas condições climatológicas da região Nordeste.
- Estabelecer parâmetros funcionais para cada tecnologia, em função das variáveis inerentes às condições de operação.
- Avaliar qual tecnologia apresenta a melhor relação custo/benefício.

REVISÃO DA LITERATURA.

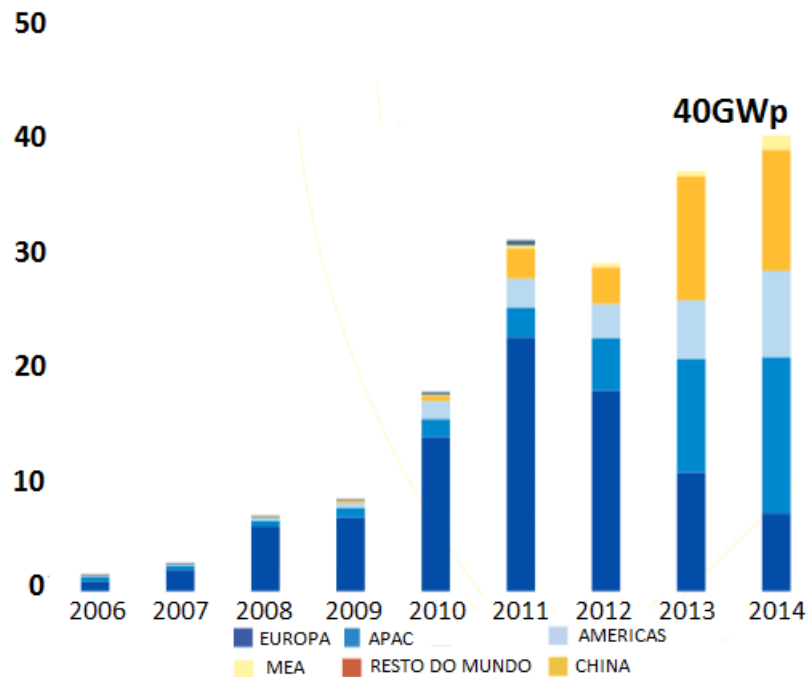
2.1 Tecnologias de Células Fotovoltaicas.

2.1.1 Células fotovoltaicas.

Uma importante forma para converter diretamente a radiação solar em eletricidade é através do efeito fotovoltaico. Esse efeito é conhecido e investigado desde 1839, quando descoberto pelas pesquisas realizadas por Becquerel. Posteriormente, em 1877 o fenômeno foi verificado em um material sólido com características semicondutoras, o Selênio, por Adams e Day na Inglaterra e, finalmente, no fim na década de 70 do século XIX, foi possível produzir a primeira célula solar de Silício, ainda com baixa eficiência (FRAIDENRAICH, 1995).

O Silício é o material mais abundante em forma sedimentar e, na indústria, tem sido explorado principalmente no setor eletrônico. Na tecnologia fotovoltaica o Silício se apresenta nas formas monocristalino (Si-m), policristalino (Si-p) e amorfo (Si-a). Além desse material, várias alternativas estão sendo desenvolvidas para geração fotovoltaica, como por exemplo, a célula confeccionada com Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio (CIGS), Telureto de Cádmio (CdTe), células orgânicas e células de multijunção utilizadas em sistemas de alta concentração (CRESESB, 2010). Atualmente, as tecnologias fotovoltaicas estão em processo acelerado de desenvolvimento industrial. A Fig. 2, a seguir, apresenta a produção mundial anual de células fotovoltaicas, até o ano de 2014, que atingiu aproximadamente pouco mais de 40 GWp (EPIA, 2014).

Figura 2 - Produção mundial anual de células fotovoltaicas.



Fonte: Modificado de EPIA, 2014.

No século XX, em meados da década de 40, houve uma grande contribuição de cientistas, como Lange e Schottky, para o melhor entendimento do efeito fotovoltaico no Silício cristalino. Pearson e Chapin (1954) construíram uma nova célula, com uma eficiência em torno de 6%, seis vezes maior que as convencionais, baseada em Germânio. Também nesse século foi desenvolvido um processo revolucionário de purificação do Silício em monocristais, conhecido como processo Czochralski (1956), o qual é utilizado até os tempos atuais (RAUSCHEMBACH, 1980).

O início da década de 60 foi um grande marco na utilização das células fotovoltaicas baseada em Silício, devido à sua aplicação na tecnologia aeroespacial. O estímulo provocado por esse fato impulsionou a introdução de várias técnicas inovadoras de fabricação, e com isso a eficiência das células atingiu um valor em média de 12%. No fim dessa mesma década foi anunciado o projeto de uma nova célula, chamada “célula violeta”, com 16% de rendimento, chamada dessa forma porque esse aumento de eficiência era obtida devido uma melhor resposta na região azul do espectro, menor resistência interna e coleta mais eficiente da radiação solar (FRAIDENRAICH, 1995).

A rápida evolução tecnológica das células fotovoltaicas pode ser mensurada pelo seguinte fato: no final da década de 1970, o watt-pico (potência nas condições STC¹) era

¹ STC: Condições Padrão de Teste de dispositivos fotovoltaicos.

vendido em torno de US\$ 150,00; no início do novo milênio atingiu-se uma larga escala de produção e, com isso, em 2013 o preço do módulo para venda em grandes quantidades encontrava-se em torno de 0,65 US\$/Wp nos Estados Unidos e 3 R\$/Wp no Brasil (CRESESB, 2014).

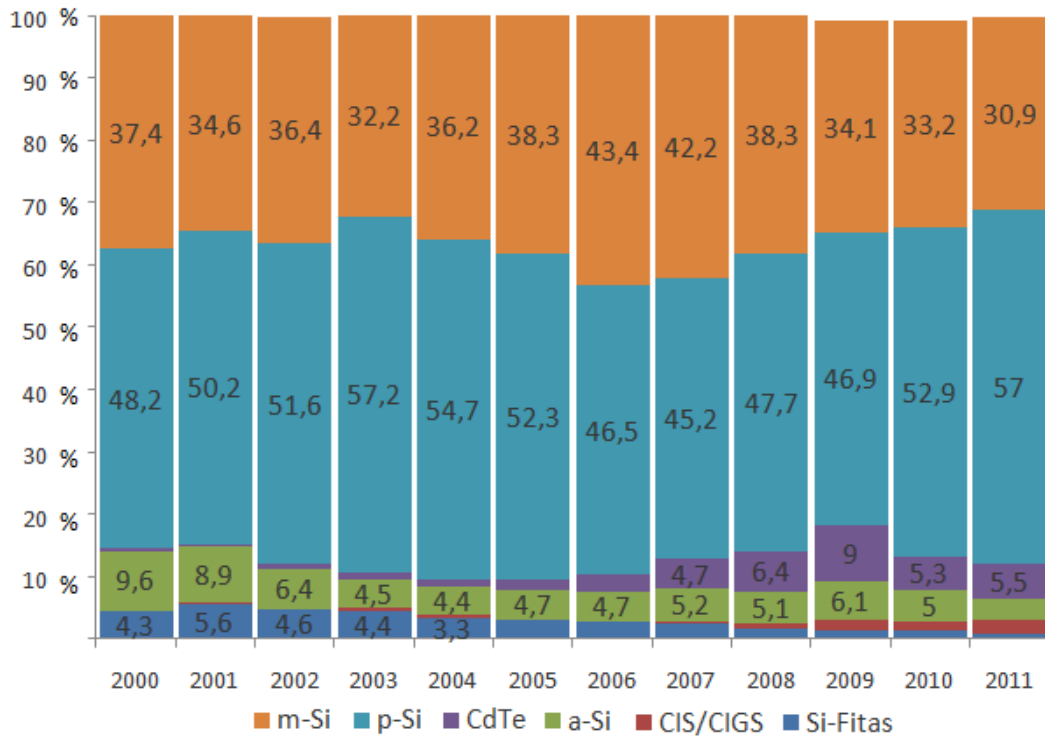
No momento, a tecnologia mais difundida e usada está baseada em *wafers* de Silício, e a eficiência de dispositivos comerciais apresenta-se em torno de 16%. Outro tipo de tecnologia baseada em filme fino apresenta um processo de baixo custo, em contrapartida uma eficiência mais baixa. A mais nova geração está aliada à nanotecnologia e às células de multijunção; com isso será possível aumentar drasticamente a eficiência dos dispositivos (CHAAR et. al., 2011).

Em função da crise energética em meados do ano 2000, deu-se um grande avanço no desenvolvimento das tecnologias fotovoltaicas para aplicações terrestres e pela primeira vez essa aplicação superou o uso em aplicações espaciais. Atualmente são usados diversos tipos de materiais semicondutores e alguns compostos desenvolvidos em laboratórios formados por combinações de diversos elementos a fim de se obter um melhor rendimento. A multijunção, por exemplo, utiliza: Arseneto de Gálio, Disseleneto de Cobre, Gálio e Índio, Germânio e outros compostos. Diversos tipos de células FV estão em constante desenvolvimento, como por exemplo, a célula orgânica, a qual apresenta uma série de vantagens com relação ao seu processo de fabricação, evidenciando ainda a vantagem de poder ser reciclada, mas em contrapartida ainda o seu desempenho é muito baixo, em torno de 7% (GREEN et al., 2013). Existe uma nova forma de se produzir células FV baseadas na nanotecnologia, porém ainda em processo de desenvolvimento. Na Tabela 1 constam as diversas tecnologias comercialmente desenvolvidas com as suas respectivas eficiências de laboratório. A Fig. 3 mostra a produção em função das tecnologias comercialmente mais utilizadas, observando-se a predominância da tecnologia do Silício.

Tabela 1 - Eficiência de células fotovoltaicas.

TECNOLOGIAS	EFICIÊNCIA DE LABORATÓRIO
SILÍCIO MONOCRISTALINO	22,7
SILÍCIO POLICRISTALINO	16,2
SILÍCIO AMORFO	10,4
CIGS	10,3

Fonte: Adaptado de Green et al. 2013.

Figura 3 - Distribuição das tecnologias utilizadas na produção de células fotovoltaicas.

Fonte: HERING, 2011.

A energia proveniente do sol que é interceptada pelo nosso planeta é propagada através do espaço na forma de radiação eletromagnética. A radiação eletromagnética é caracterizada por frequências e comprimento de ondas diferentes (VILLALVA, 2012). O Sol emite um grande fluxo energético contendo vários pacotes de energia, diretamente associados à sua frequência. Quanto maior a frequência, menor o comprimento da onda e maior será a energia fornecida. A energia de um fóton é dada conforme a equação abaixo:

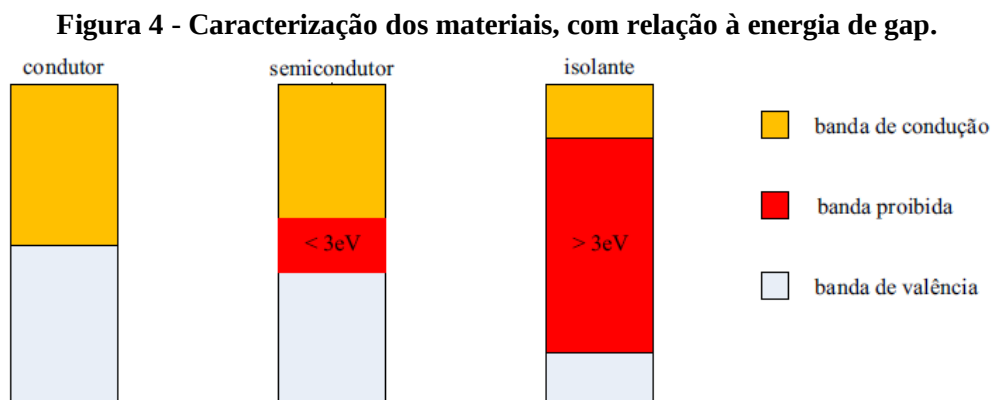
$$E_f = h \times \frac{c}{\lambda} \quad (1)$$

Sendo:

 E_f – Energia do Fóton. h – Constante de Planck, ($h = 6,63 \times 10^{-34}$ J.s); c – Velocidade da luz no vácuo, ($c = 2,999 \times 10^8$ m/s); λ - Comprimento de onda, em metros.

Para que o efeito fotovoltaico ocorra, é necessário que haja uma rede cristalina no material ou material semiconductor criado por processos de deposição que utiliza gás de estado sólido. Sabe-se que qualquer material é identificado por um conjunto de átomos em seu interior, a característica fundamental dessa propriedade é a presença de dois níveis de energia onde em um, os elétrons estão ligados e no outro os elétrons estão livres, ou seja, essa característica é a que classifica o material como condutor, semiconductor e isolante. A camada ou banda que separa a região preenchida de elétrons da região com ausência de elétrons é denominada de banda proibida (*bandgap*), representada pela abreviação (E_g).

Para determinados materiais o valor do *bandgap* pode atingir diversos níveis de energia, dependendo do material considerado. Para o Silício, essa grandeza é da ordem de 1,1 eV (eletrón-Volt), para outros materiais semicondutores, os limiares maiores para que os elétrons possam fluir da banda de valência para a banda de condução. Um semiconductor operando a uma temperatura de zero absoluto (0 K), se comporta como um isolante. A figura abaixo ilustra os níveis de energia de gap, relacionados a cada tipo de material:



Fonte: Modificado de CRESESB, 2014.

2.1.1.1 Características elétricas de células e módulos fotovoltaicos.

Em uma célula fotovoltaica exposta à luz, surgirá em seus terminais positivo e negativo uma tensão elétrica (V_{oc}) conhecida como, tensão de circuito aberto, pois para essa situação não há carga conectada ao circuito. Mantendo o arranjo sobre essas mesmas condições de operação, porém fechando o circuito entre seus terminais positivo e negativo, tem-se como consequência um fluxo máximo de elétrons em um único sentido, denominando-se então, corrente de curto circuito da célula (I_{cc}); para essa condição também não existe carga conectada ao circuito, e a

tensão nos terminais do dispositivo tende a zero. É importante salientar que, em ambos os casos de V_{oc} e I_{cc} , não há dissipação de potência.

Para que se possam observar os parâmetros essenciais de operação de uma célula ou módulo fotovoltaico, tensão (V), corrente (A) e potência (W), deve-se inserir uma carga no circuito. O que vai caracterizar um módulo fotovoltaico é a sua potência nominal, dada em (W_p), relacionado a uma irradiância de 1000 W/m^2 , temperatura ambiente de 25°C sob uma massa de ar de 1,5, o ponto ótimo de uma célula fotovoltaica é dado pelo produto dos valores de corrente e tensão no ponto de máxima potência, obtendo-se assim a potência elétrica (P_{max}). Esses pontos comumente são chamados de máxima tensão e máxima corrente (V_{max} ; I_{max}).

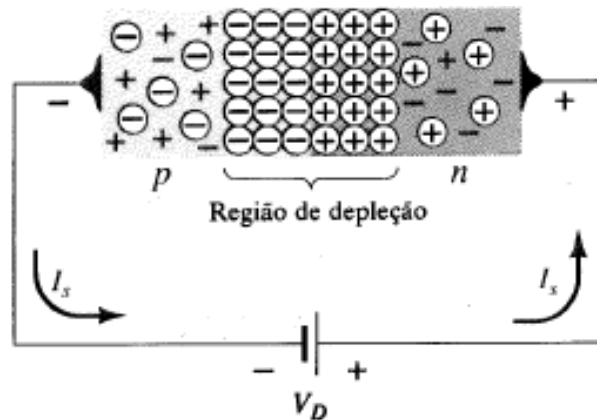
Todos esses parâmetros são fornecidos pelo fabricante, contidos na folha de dados do módulo (*datasheet*) onde os valores nominais apresentados são obtidos nas condições padrão de teste (STC). Define-se STC a condição na qual a irradiância solar é de 1000 W.m^{-2} , temperatura da célula em 25°C e uma massa de ar de 1,5 (CAAR; PRYOR, 2003)

2.1.1.2 Curva I-V de uma célula fotovoltaica.

O modelo representativo de uma junção P-N pode ser exibido por meio de uma analogia a um componente eletrônico, conhecido como diodo. É importante destacar que o diodo pode ser analisado quanto à sua polarização, em duas formas, polarização direta ou inversa, isso influenciando diretamente na sua capacidade de conduzir corrente elétrica ou de bloquear, em consequência dos níveis de tensão aplicados.

Quando o terminal positivo da bateria é ligado ao material N, e o negativo é ligado ao material P, conforme a Fig. 5, os elétrons do material N são atraídos pelo terminal positivo da bateria, ao contrário, os elétrons do material P, são repelidos pelo pólo negativo. Com isso, a região de depleção aumenta, consequentemente aumentando o nível do potencial. Em termos práticos, nessa configuração o diodo não conduz corrente, devido a estar polarizado inversamente.

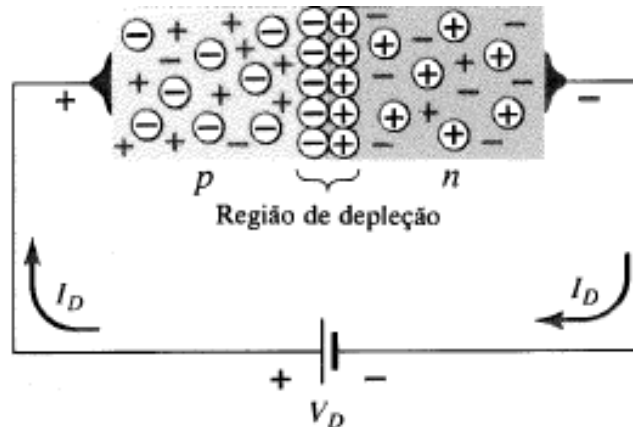
Figura 5 - Diodo polarizado inversamente.



Fonte: BOYLESTAD; NASHELSKI, 2008

Na polarização direta os elétrons do terminal negativo da fonte repelem os elétrons do material tipo N, “empurrando” para o lado do material tipo P, diminuindo a região de depleção, surgindo então uma corrente elétrica direta, proveniente dos portadores majoritários. A Fig. 6 abaixo representa o circuito de um diodo polarizado diretamente.

Figura 6 - Diodo polarizado diretamente.

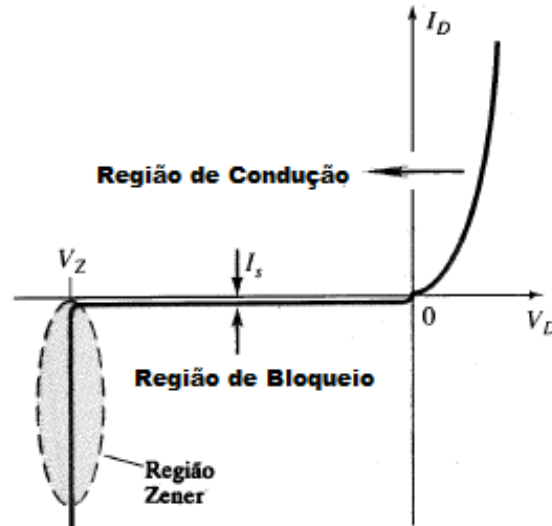


Fonte: BOYLESTAD; NASHELSKI, 2002

Os dispositivos semicondutores com junção P-N, apresentam uma curva de operação, delimitada pela região de bloqueio e região de condução. No quadrante de condução (1º Quadrante) a corrente cresce lentamente, até superar o limite de tensão da barreira de potencial, geralmente em torno de 0,7 volts para o Silício; a partir daí ela cresce exponencialmente de forma progressiva, com valores elevados de corrente a um baixo nível de tensão. Quando se inverte a polaridade da fonte, podemos observar que o diodo apresentará uma pequena corrente de saturação, onde na prática considera-se que não há condução de corrente até um determinado nível de tensão (3º quadrante), porém há um ponto de ruptura, onde haverá a danificação do

dispositivo, tornando-o condutivo. Na Fig. 7 é mostrada uma curva representativa dos pontos de operação do diodo semiconductor.

Figura 7 - Curva característica de um diodo.

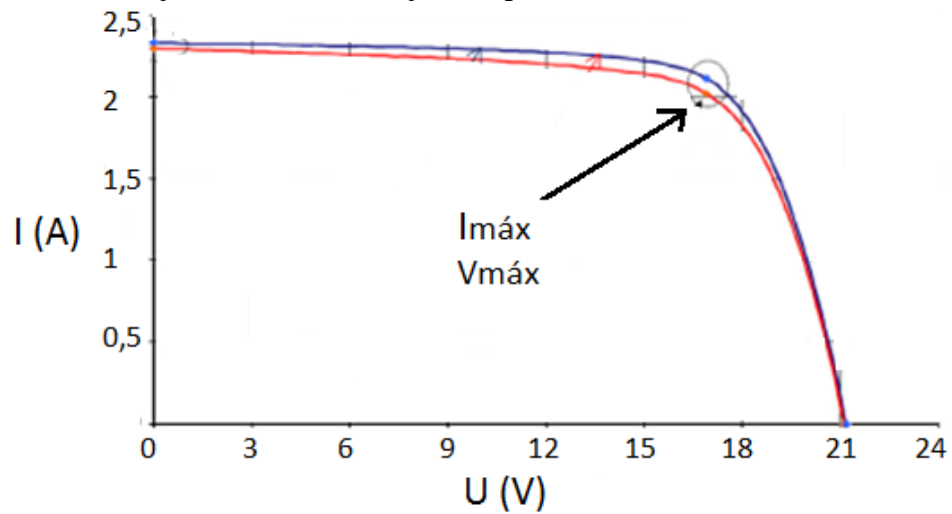


Fonte: Adaptado de BOYLESTAD; NASHELSKI, 2002.

A curva I-V de uma célula fotovoltaica é determinada pela relação entre a tensão e corrente de saída, e graficamente por uma sobreposição da curva da corrente fotogerada com a curva do diodo. Se uma célula for exposta em períodos noturnos, ela terá a mesma função de um diodo não polarizado, podendo fluir pequenas correntes caso a célula esteja conectada a um dispositivo que forneça tensão, por exemplo, uma bateria. Ao contrário da situação inicial, se a célula fotovoltaica for exposta à luz, a curva é deslocada para o quadrante de geração (4º quadrante), a corrente assume valores negativos no eixo vertical, indicando que o dispositivo agora se tornou uma fonte de corrente (GOETZBERGER; HEBLING; SCHOCK, 2003).

O deslocamento da curva é proporcional à intensidade de radiação. A Fig. 8 mostra a representação de uma célula nas condições de iluminação; convencionou-se rebater o gráfico em torno do eixo da tensão, alocando-o para o quadrante de geração formalizando a curva característica da célula; tal artifício reflete nas grandezas elétricas operacionais de uma célula fotovoltaica em termos de tensão, corrente e potência elétrica.

Figura 8 - Curva característica de duas células fotovoltaicas distintas sobre as mesmas condições STC, identificação dos parâmetros elétricos.

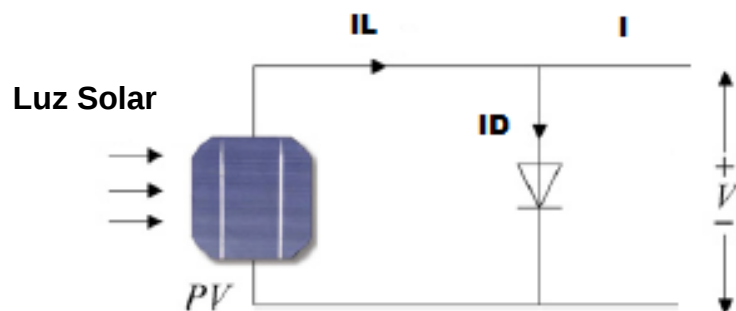


Fonte: Modificado (NDIAYE, 2013).

2.1.2 Modelo elétrico de uma célula fotovoltaica.

Uma célula fotovoltaica se comporta como uma fonte de corrente variável, em que a corrente elétrica fotogerada varia em função do nível de radiação incidente; um circuito elétrico equivalente com alguns componentes pode representar uma célula ideal, desconsiderando alguns parâmetros de operação. A Fig. 9 demonstra o circuito de uma célula fotovoltaica ideal.

Figura 9 - Modelo elétrico de uma célula ideal.



Fonte: Adaptado de MERAL; DINÇER, 2011.

Utilizando uma simples técnica de análise de circuitos, a Lei de Kirchhoff, aplicada ao circuito anterior a seguinte equação é encontrada.

$$I = I_L - I_D \quad (2)$$

Onde:

I_L é a corrente fotogerada (A);

I_D é a corrente diodo (A);

A equação que determina a corrente em função da tensão, no diodo é:

$$I_D = I_0 \left[\exp\left(\frac{eV}{mkT_c}\right) - 1 \right] \quad (3)$$

Onde:

I_0 é a corrente de saturação reversa do diodo (A);

V é a tensão aplicada aos terminais do diodo (V);

e é a carga elementar do elétron ($1,602 \times 10^{-19}$ C);

m é o fator de idealidade do diodo (entre 1 e 2);

k é a constante de Boltzmann ($1,381 \times 10^{-23}$ J/K);

T_c é a temperatura de operação da célula fotovoltaica.

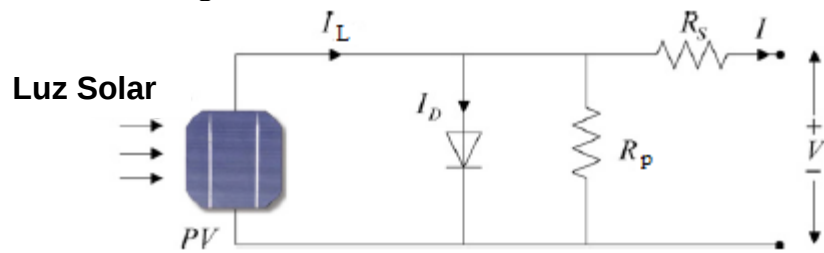
Substituindo a equação 2 em 3, encontra-se a corrente fotogerada da célula fotovoltaica, mantendo as mesmas constantes.

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{eV}{mkT_c}\right) - 1 \right] \quad (4)$$

Em uma fotocélula real, diversos parâmetros influem nas características de operação do dispositivo; esses fatores estão relacionados às perdas e são representados pela resistência série e paralelo, R_s e R_p , respectivamente. A resistência série corresponde à deposição do material metálico interposta na camada e da resistividade dos contatos metálicos no lado posterior da célula, desprezando o condutor que interliga o circuito. A resistência paralela é consequência das imperfeições na região da junção, onde surgem pequenas correntes durante a formação da

zona de depleção, oriunda do campo elétrico; além de ser uma corrente de magnitude pequena, pode interferir fortemente na curva característica de um módulo FV. Idealmente, a resistência série tende a zero; em contrapartida, a resistência paralela tende a infinito. Em células reais esses valores interferem na curva característica, podendo limitar os parâmetros essenciais de operação, em termos de potência. O circuito de uma célula real pode ser representado pelo esquema mostrado na Fig. 10, agora com a inserção dos parâmetros de resistências relatados.

Figura 10 - Modelo elétrico de uma célula real.



Fonte: Adaptado de MERAL; DINÇER, 2011.

Aplicando novamente a lei de Kirchhoff, resulta:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IxR_s}{\frac{mkTc}{e}}\right) - 1 \right] - \frac{V + IxR_s}{R_p} \quad (5)$$

Onde:

I_L é a corrente fotogerada (A);

I_0 é a corrente de saturação reversa do diodo (A);

R_p é a resistência paralelo do módulo ou célula (Ω);

R_s é a resistência série do módulo ou célula (Ω);

Como já dito anteriormente, os parâmetros utilizados para caracterização de uma célula fotovoltaica são: corrente de curto circuito (I_{cc}), tensão de circuito aberto (V_{oc}), tensão de máxima potência (V_{mp}), corrente de máxima potência (I_{mp}), potência máxima da célula (P_{mp}) resultante do produto direto de V_{mp} e I_{mp} e o fator de forma da curva característica (FF), cuja expressão é dada por :

$$FF = \frac{V_{mp} \times I_{mp}}{V_{oc} \times I_{cc}} \quad (6)$$

O fator de forma quantifica o quanto uma curva característica se aproxima de uma condição ótima de funcionamento, referindo-se a uma célula fotovoltaica.

2.2 Sistemas de Conversão Fotovoltaica.

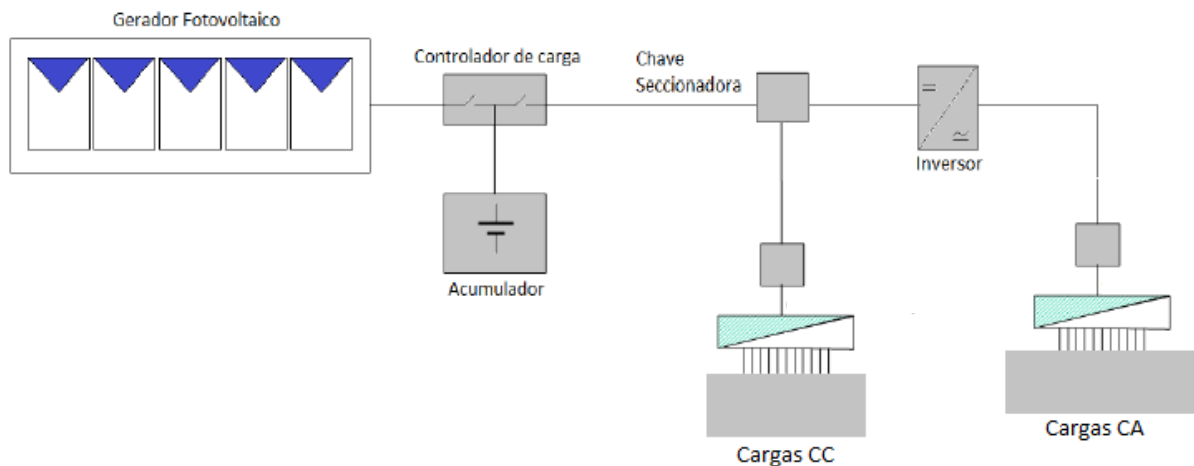
2.2.1 Sistemas fotovoltaicos isolados.

Atualmente, a principal forma de se gerar e transmitir potência elétrica no Brasil é a utilização de grandes usinas hidroelétricas e longas linhas de transmissão. Em função do crescimento populacional, as empresas geradoras de energia necessitam aumentar a sua capacidade de geração e investir em novas linhas que possam transmiti-las de locais remotos. Como consequência começa a surgir uma diversidade de problemas técnicos e ambientais, relacionados impreterivelmente às perdas elétricas por transmissão a longas distâncias. A aplicação das tecnologias fotovoltaicas está sendo cada vez mais cogitada como meio de complementação aos métodos convencionais de geração e transmissão de energia elétrica porque além da sua natureza distribuída, tem menor impacto ambiental.

Um sistema FV é denominado autônomo, quando ele é capaz de suprir uma determinada necessidade elétrica, com eficácia, independente de alguma rede elétrica de distribuição. Esse tipo de sistema foi favorecido pela resolução da ANEEL N° 83/2004, que preconizou o seu uso nos programas de eletrificação rural do país, entre os diversos tipos de configurações, usando fontes intermitentes para geração de eletricidade. Recentemente a ANEEL publicou uma nova resolução, 493/2012, estabelecendo novos procedimentos e as condições de fornecimento por meio de Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (ANEEL, 2012).

A composição do arranjo é fundamentada em um gerador fotovoltaico, inversores de tensão cc/ca, baterias ou acumuladores e controlador de cargas. Em geral, um sistema fotovoltaico isolado pode suprir demanda de cargas de natureza cc e ca, podendo ser visto no diagrama da, Fig. 11.

Figura 11 – Diagrama esquemático sistema fotovoltaico isolado.



Fonte: Modificado (CRESESB, 2014).

2.2.2 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – SFCR.

Os primeiros projetos fotovoltaicos terrestres foram os sistemas isolados; em alguns casos eram utilizados em micro redes, para distribuição local de uma pequena quantidade de energia, com a finalidade de atender pequenos consumidores, em particular, da zona rural. Ao final da década de 90, os sistemas conectados à rede elétrica, começam a serem utilizados entre as aplicações fotovoltaicas (EPIA, 2010).

Os sistemas FV conectados à rede apresentam uma série de vantagens sobre os sistemas autônomos, destacando-se principalmente pela dispensa de utilização de baterias, elemento que encarece o projeto além de questões ambientais, com relação ao descarte. Essa configuração permite, por exemplo, suprir toda a demanda de uma edificação, utilizando apenas módulos e inversores, e através da troca da eletricidade com a rede. (ZILLES, 2012).

Assim sendo, as residências assumem um novo perfil, passando de consumidoras também para unidades geradoras. No Brasil, a regulamentação desse tipo de sistema se dá com base na Resolução Normativa ANEEL 482/2012. Essa norma estabelece condições gerais para micro e minigeração distribuídas em paralelo com sistemas de distribuição de energia elétrica local. A Fig. 12 a seguir representa uma topologia básica de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFCR); a bateria nesse caso é substituída pela rede elétrica.

Figura 12 – Diagrama esquemático sistema fotovoltaico conectado a rede elétrica.



Fonte: (MERAL, 2011).

2.3 Componentes de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.

Como foi visto anteriormente, existe uma classificação para os sistemas fotovoltaicos com relação à sua topologia de instalação; de uma forma geral os sistemas fotovoltaicos são formados por associação predefinida de módulos e inversores.

2.3.1 Gerador fotovoltaico.

Um gerador ou arranjo FV propriamente dito é composto por uma associação de módulos série/paralelo que por sua vez são constituídos por uma associação de células, geralmente em série, e tem por finalidade entregar a um barramento uma única saída de potência elétrica (RAMPINELLI, 2010).

Considerando uma associação de módulos FV série, um fluxo de corrente elétrica semelhante irá fluir por todos os módulos que estão conectados; já para uma associação série, ocorrerá um acréscimo da corrente elétrica a uma tensão constante; tal comportamento é obtido sob as mesmas condições de radiação solar e temperatura. A maioria dos sistemas fotovoltaicos, principalmente os SFCR, tem o arranjo associado em série, pois dessa forma o nível da corrente transmitida é bem inferior, considerando um fluxo de potência constante, assim, aliviando as perdas por efeito joule e reduzindo o custo monetário por sobredimensionamento de cabos.

Em algumas circunstâncias é necessário ter um arranjo na configuração paralelo, por limitações impostas ao projeto; muitas vezes isso acontece quando se tem um inversor que opera com tensões menores e correntes maiores em sua entrada CC. Atualmente existem

inversores no mercado que apresentam essa característica operacional, aliado a um baixo custo, torna-se interessante em algumas situações a utilização deste equipamento.

Em se tratando de uma situação não ideal, qualquer sistema que realize trabalho irá apresentar perdas; os sistemas fotovoltaicos sempre apresentam perdas por associação, por exemplo, quando se realiza uma medição da potência elétrica de todo arranjo; a mesma apresenta uma potência inferior quando comparada com a soma das medidas da potência de cada módulo individualmente. As perdas por diferença de características elétricas entre os módulos e perdas por sombreamento total e/ou parcial do módulo, são fatores com alta frequência de ocorrência nesse tipo de sistema (RAMPINELLI, 2010).

2.3.2 Inversores de tensão CC/CA.

Um inversor utilizado em sistemas fotovoltaicos converte instantaneamente a potência vinda do arranjo fotovoltaico em corrente contínua (CC) para potência em corrente alternada (CA). Esses equipamentos se beneficiaram pelo grande avanço da eletrônica de potência, na medida em que utilizando chaves estáticas, como tiristores ou transistores, operando em frequência muito alta e configurando a forma de onda senoidal, atingem elevados níveis de eficiência de conversão. Adicionalmente, também pelo uso de um algoritmo moderno capaz de obter o ponto de máxima potência de um módulo fotovoltaico (SPMP). Ressaltam-se também dispositivos de proteção internos ao inversor, como o anti-ilhamento, que vem a garantir a desconexão do sistema com a rede elétrica à qual esteja interligado, garantindo a qualidade da rede e segurança de pessoal (ALMEIDA, 2012).

Um fator negativo dos inversores é o nível de injeção de harmônicos, cujo processo de filtragem é necessário e requer o uso de capacitores e indutores. A qualidade de energia pode ser obtida a partir de um balanceamento eficiente da rede, em função da localidade no qual o sistema vai ser instalado, e da sua adequação à potência máxima que vai interferir na topologia do circuito, monofásico ou trifásico. Recomenda-se que se conecte no máximo 4,5 kW em uma mesma fase (ALMEIDA, 2012), e caso supere esse valor, deve utilizar vários inversores monofásicos distribuídos simetricamente entre as três fases, a fim de garantir que a rede elétrica opere na condição de um sistema equilibrado. De uma forma geral, em um sistema elétrico de baixa tensão, quando um consumo residencial ultrapassa 15 kW, é necessário a alteração para um padrão trifásico.

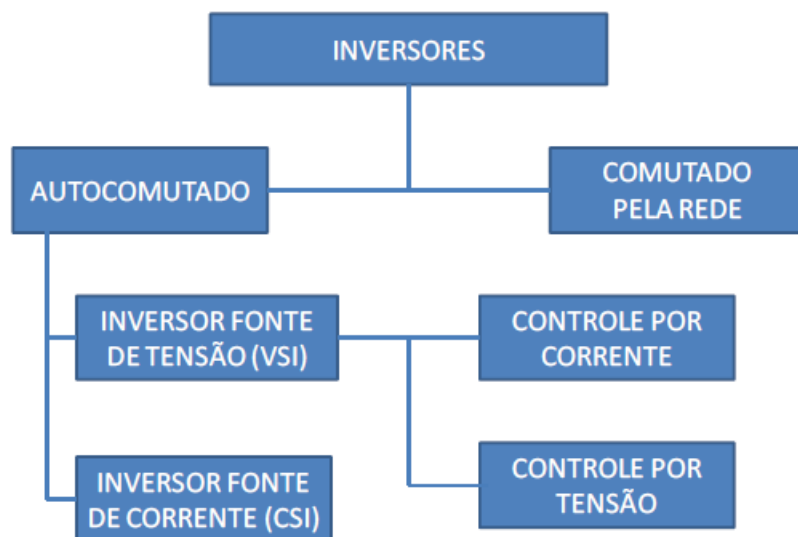
2.3.2.1 Características e tipos de inversores.

Ao se analisar o modo de operação dos inversores de tensão com conexão a uma rede elétrica, esses equipamentos podem ser divididos em dois grandes grupos: comutados pela rede ou comutação forçada (autocomutado).

Inicialmente, ao se utilizar os inversores CC/CA, os mesmos eram compostos por tiristores; tal dispositivo é considerado semicondutor e formado por três terminais, sendo um dispositivo de alta confiabilidade; esse tipo de inversor provê baixa qualidade de tensão e corrente elétrica, introduzindo diversas componentes harmônicas consequentes do seu modo de operação e por isso requer técnicas de filtragem que, na maioria dos casos, onera a aplicação. Os inversores que utilizam essa técnica são comumente conhecidos como *inversores comutados pela rede*, e devido ao surgimento de novos dispositivos de chaveamento, a utilização desses inversores ficou restrita a sistemas que operam com potências superior a 10 kW (PRIEB, César W. M., 2011).

Em contrapartida, com a necessidade de manutenção da qualidade de energia elétrica, os inversores aderiram ao uso de novos dispositivos semicondutores que dependiam exclusivamente da potência e tensão de utilização, os IGBT's ou MOSFET's. O controle do chaveamento nesses dispositivos depende exclusivamente da condução ou corte imposta ao terminal de controle, permitindo modular a largura de pulso, admitindo uma melhor forma ao sinal senoidal da tensão e corrente; essa técnica é conhecida como PWM. A Fig. 13 aponta um fluxograma básico caracterizando esses inversores.

Figura 13 - Tipos de inversores.



Fonte: (PRIEB, César W. M., 2011).

Conforme a Fig. 13, pode-se perceber que a comutação dos inversores autocomutado pode ser através de uma fonte de tensão ou uma fonte de corrente; já os inversores comutados pela rede, uma vez definido o estado de condução, eles permanecerão nessa condição constantemente, independente do sinal aplicado ao terminal de controle.

De forma resumida, os inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica devem possuir basicamente as seguintes características:

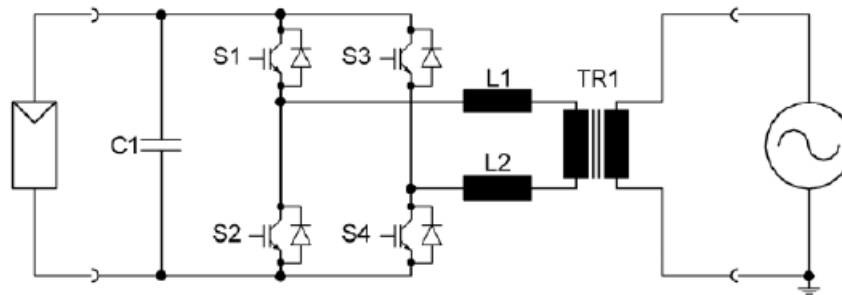
- ✓ Algoritmo seguidor de máxima potência (SPMP);
- ✓ Operar em ampla faixa de tensão CC;
- ✓ Baixa injeção de componente de corrente contínua;
- ✓ Baixa injeção de harmônicos de tensão e corrente;
- ✓ Alta Confiabilidade;
- ✓ Oferecer proteção tanto para o sistema elétrico quanto para as pessoas;

2.3.2.2 Inversor com transformador.

Inicialmente, apenas inversores com potência acima de 1 kW eram fabricados com o uso de transformador (MACEDO, 2006). Atualmente, existem várias arquiteturas utilizadas em circuitos inversores; a Figura 14 apresenta um circuito inversor com transformador de baixa frequência, cuja configuração é bastante típica, pois garante a isolamento galvânica e inibe a injeção de componente contínua na rede. A inversão é feita por quatro IGBT's e através dos indutores; essa tensão é conduzida à entrada do Trafo TR1.

O uso do transformador interno ao inversor contribui para aumento do peso, volume e custo do equipamento, além de que as perdas no componente vai acarretar a redução da eficiência de conversão.

Figura 14 - Circuito inversor com transformador.



Fonte: Modificado (PRIEB, 2014).

De maneira esquemática, a Fig. 14, tem em seu primeiro estágio os dispositivos de chaveamento (S1, S2, S3 e S4), responsáveis por modular a tensão proveniente do módulo FV para o padrão da rede local, ou seja, deixar no formato senoidal (CA). Os indutores L1 e L2 alimenta a entrada primária do transformador TR1, assim a potência é totalmente entregue a rede elétrica.

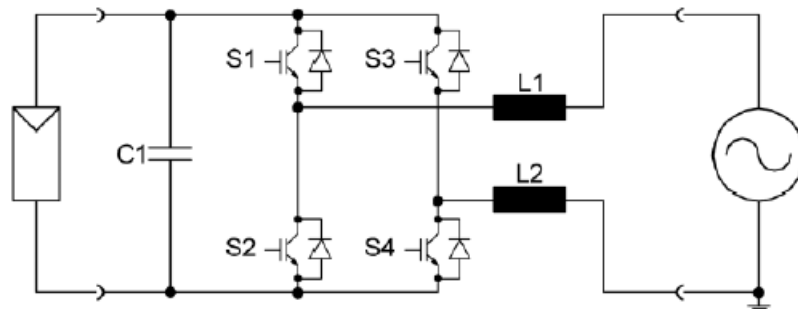
.

2.3.2.3 Inversor sem transformador.

Diferentemente do circuito inversor com transformador, os inversores CC/CA que não utilizam o transformador internamente estão cada vez mais ganhando espaço no mercado, propiciando maior eficiência durante o estágio de conversão (PRIEB, César W. M., 2014).

Consequentemente, com a retirada do transformador do circuito, a rede elétrica fica interconectada diretamente com os dispositivos de chaveamento, diminuindo o isolamento elétrico entre o lado de corrente contínua (CC) e o lado de corrente alternada (CA). A Figura 15 apresenta um circuito inversor sem transformador.

Figura 15 - Circuito inversor sem transformador.



Fonte: Modificado (PRIEB, 2014).

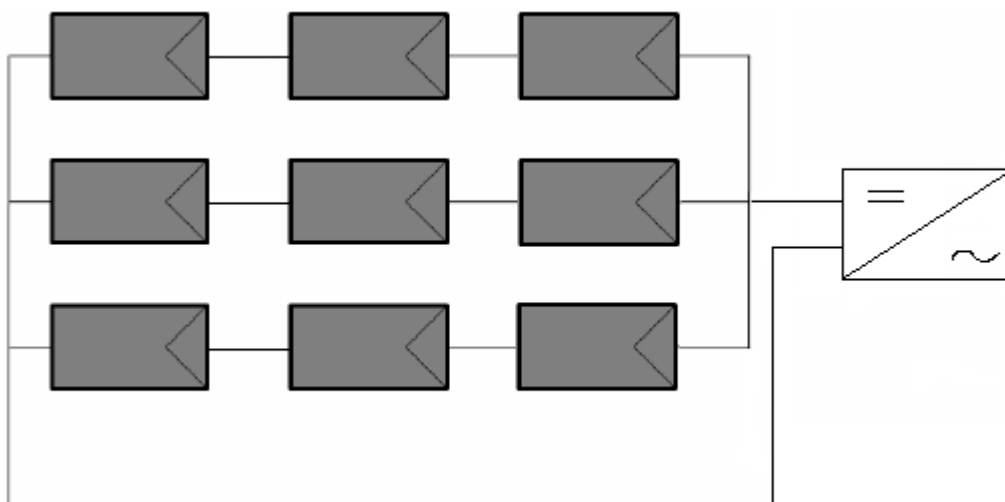
2.3.2.4 Topologias básicas de inversores.

Atualmente, os sistemas fotovoltaicos operam com elevados níveis de potência, e como os inversores são os equipamentos responsáveis por todo o despacho dessa energia, surgiram diversas topologias que oferecem condições eficientes de operação.

2.3.2.4.1 Inversor central.

Esse modo é sempre empregado quando se deseja uma conversão centralizada em um único inversor, quando se tem uma potência entre 20 a 400 kWp de potência instalada de painéis fotovoltaicos. A configuração citada, embora apresente uma excelente relação custo/benefício, oferece uma confiabilidade operacional muito baixa, visto que se o inversor vir a ter algum problema, poderá prejudicar toda a funcionalidade da usina. A Figura 16 ilustra o circuito de ligação do arranjo fotovoltaico ao inversor central; observa-se que as séries FV são associadas em paralelo, configurando uma associação mista, caso o inversor não apresente mais de um conversor CC/CC com rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT), se o sistema for sombreado ocasionará em elevadas perdas de potência.

Figura 16 - Topologia inversor central.



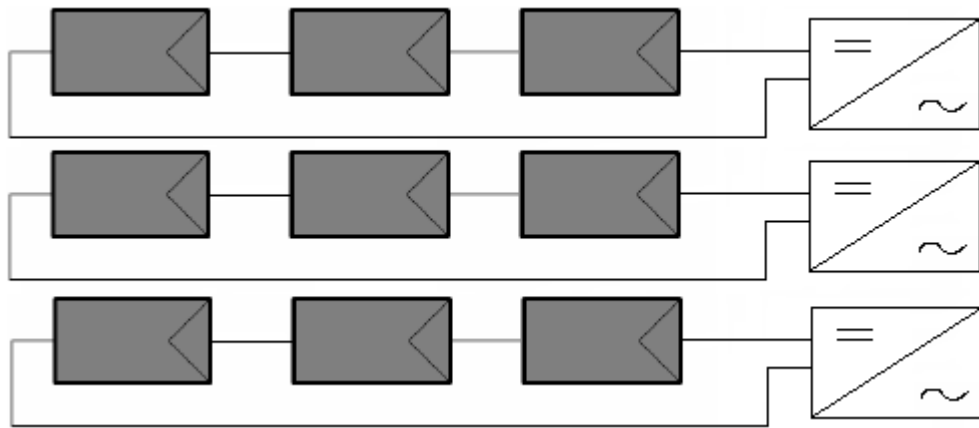
2.3.2.4.2 Inversor string.

A modalidade *inversor string* dispensa a associação em paralelo, evitando as perdas por condução de corrente e sombreamento; uma vantagem desse tipo de sistema é a possibilidade

de utilizar várias séries fotovoltaicas em orientações distintas. Em contrapartida, a desvantagem é o alto custo devido à grande quantidade de equipamentos utilizados, principalmente dos inversores.

Cada série FV fica conectada ao seu respectivo inversor, que intrinsecamente possui seu seguidor de máxima potência. A Fig. 17 representa a topologia desse tipo de arranjo fotovoltaico.

Figura 17 - Topologia inversor string.

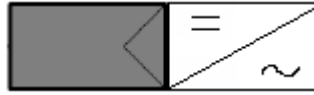


Comercialmente, há inversores que possuem mais de uma entrada para conexão de séries FV, projetados com mais de um conversor CC/CC; essa configuração se dá quando não se tem uma simetria na posição geométrica dos painéis ou para evitar perdas em função de sujeiras e sombreamento parcial; para isso emprega-se um inversor capaz de suportar em sua entrada CC esse desequilíbrio de cargas; a essa topologia se dá o nome de *inversor multi-string*, atualmente, os inversores mais comuns possuem 2 seguidores de máxima potência.

2.3.2.4.3 Micro inversores.

Atualmente os micros inversores vêm ocupando espaço no mercado dentre as tecnologias fotovoltaicas existentes, se caracterizando principalmente por ser um dispositivo “plug and play”, apresentando alta eficiência, confiabilidade e maior vida útil. Inicialmente, nos anos 90, esses dispositivos eram empregados em aplicações de baixíssima potência, pois a eficiência era muito baixa. A Figura 18 apresenta a topologia utilizando o micro inversor.

Figura 18 - Topologia micro inversor.



2.4 Seguidor de máxima potência.

Considerando um arranjo fotovoltaico em perfeitas condições, submetido a uma irradiância uniforme (livre de sombreamentos), a curva que representa a máxima potência desse gerador apresenta um único ponto, sendo obtida pelo produto entre a tensão e a corrente elétrica referente a esse ponto. Como dito inicialmente, o fluxo de potência proveniente do gerador fotovoltaico é consequente da variação da irradiância e da temperatura do módulo, sendo mais crítica à variação da irradiância, que rapidamente pode interferir na geometria da curva de potência do gerador FV. De tal forma, é fundamental que haja um mecanismo capaz de detectar continuamente as variações da curva característica e atue de forma direta no circuito eletrônico do inversor, de modo a confirmar a polarização da tensão do arranjo fotovoltaico no ponto de máxima potência (PRIEB, 2011).

Um circuito de um SPMP é composto de um conversor CC-CC, que na maioria das vezes é configurado da seguinte forma: boost (elevador), Buck (abaixador) ou ambas. A inserção de um conversor CC-CC no circuito inversor reduz a eficiência de conversão do equipamento, porém o valor é muito baixo, tornando-se irrelevante.

As estratégias de seguidores de ponto de máxima potência são enquadradas em duas categorias: métodos diretos e métodos indiretos (SALAS et. al., 2006).

No projeto de inversores, o objetivo principal é a eficiência na conversão CC-CA. Para atingirmos um alto rendimento de eficiência na conversão é preciso considerar alguns aspectos como o algoritmo seguidor do ponto de máxima potência (SPMP), inerente ao inversor, e outros aspectos externos tais como o gerador fotovoltaico (curva corrente-tensão) e as condições climáticas de irradiância e temperatura (MACEDO, 2006). Visualiza-se através da equação abaixo, a formulação para calcular a eficiência do algoritmo:

$$\eta_{SPMP} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{fv} dt}{\int_{t_1}^{t_2} P_{mp} dt} \quad (7)$$

Onde:

η_{SPMP} é a eficiência do seguidor do ponto de máxima potência (%);

P_{fv} é a potência do fotovoltaico obtida como o SPMP real (W);

P_{mp} é a potência máxima ideal com SPMP ideal (W).

Para que a eficiência do seguidor de máxima potência seja efetivamente determinada, utiliza-se o conjunto de dados monitorados em razão da potência no ponto de máxima, atribuindo uma condição de máxima eficiência do algoritmo seguidor de máxima potência; isso significa afirmar que o gerador fotovoltaico está operando no ponto de máxima potência a todo instante. No próximo tópico será abordado precisamente sobre a potência no ponto de máxima (P_{mp}) e seu modelo.

2.4.1 Ponto de máxima potência.

É de suma importância a funcionalidade de um algoritmo para o seguimento da máxima potência de um módulo ou gerador fotovoltaico, visto que a sua potência produzida depende de uma série de variáveis, como a radiação solar incidente no plano do módulo ou gerador FV, bem como a temperatura de operação do conjunto. Consideram-se como fatores prejudiciais para o desempenho de um gerador fiações elétricas inadequadas, sombreamento e o aterramento deficientes dos módulos.

Levando em conta todas essas variáveis, a potência na entrada de um inversor CC/CA vai depender do ponto de operação da curva tensão – corrente (V-I). Para que se tenha uma maior expectativa na geração da energia, é imprescindível que os módulos fotovoltaicos operem no ponto de máxima potência de sua curva característica (P_{mp}) ao longo de todo o dia.

Dessa forma, os inversores empregados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica se beneficiam de um algoritmo estruturado para realizar o seguimento do ponto de máxima potência do gerador FV, maximizando o fluxo de potência. Atualmente o algoritmo para realizar o seguimento da máxima potência, é um requisito básico para todos os inversores fotovoltaicos (MACEDO, 2006).

De posse de dados da radiação solar no plano do gerador (I_b), da temperatura de operação dos módulos (T_c) e do coeficiente de variação de potência do módulo (γ), é possível calcular a potência do gerador fotovoltaico, caso ele esteja sempre operando no ponto de máxima potência, ou seja, seria uma condição ideal sob a qual os módulos FV entregariam toda

a potência CC na entrada do inversor. A equação (8) representa matematicamente o modelo utilizado para calcular a potência máxima (P_{mp}) proveniente dos módulos (MARTÍN, 1998; GERGAUD et. al., 2002).

$$P_{mp} = P_{FV}^0 * \frac{H_{\beta}}{H_{STC}} * [1 - \gamma_{mp} * (T_c - T_{STC})] \quad (8)$$

Onde:

P_{mp} é a potência instantânea máxima ideal do gerador FV (W);

P_{FV}^0 é a potência nominal do gerador fotovoltaico (W);

H_{β} é irradiância no plano do coletor (W/m²);

H_{STC} é a irradiância nas condições padrão de testes (W/m²);

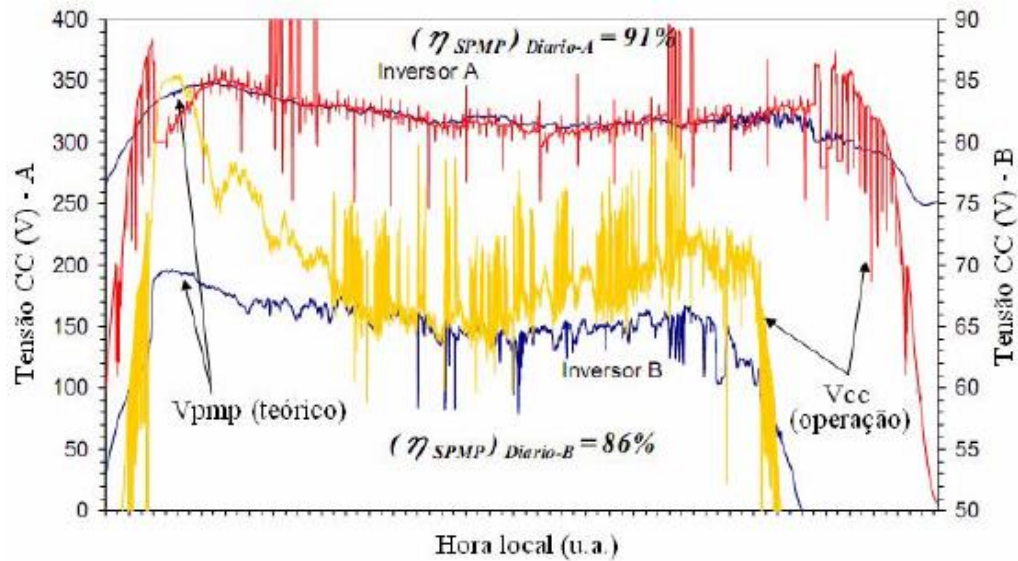
γ_{mp} é o coeficiente de variação de potência em função da temperatura;

T_c é a temperatura de operação da célula (°C);

T_{STC} é a temperatura de operação da células nas condições padrão de testes (25°C).

Para um dia de céu claro, os valores da temperatura de operação das células fotovoltaicas averiguadas em campo atingem níveis em torno de 50 a 55°C de temperatura de operação, muito superiores às condições STC. Os valores de variação de potência do módulo (P_{mp}) são fornecidos pelos fabricantes, no *datasheet* do material. Alonso-Abella e Chenlo (2005) avaliaram dois inversores, monitorando a real tensão de operação e comparando com a tensão no ponto de máxima potência (V_{mp}) caso o seguidor de máxima potência (SPMP) estivesse operando com máxima eficiência por todo o tempo, com isso determinou-se a eficiência do algoritmo seguidor de máxima potência (η_{SPMP}), ao longo de um dia, fixando os valores de tensão teóricos e experimentais. No estudo é possível ver a diferença entre a η_{SPMP} entre os dois inversores, observando-se a amplitude da tensão, Fig. 19.

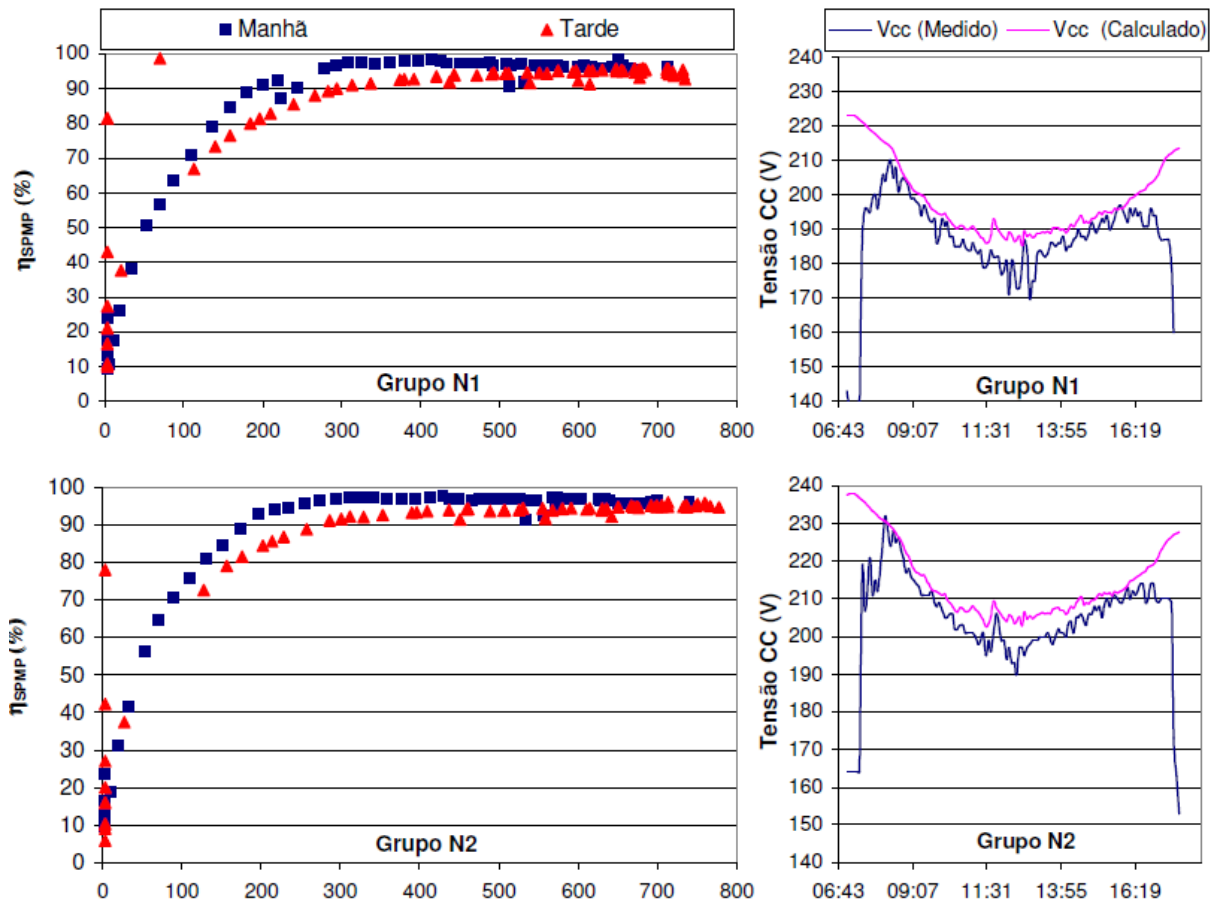
Figura 19 - Comparação entre as eficiências do seguidor de máxima potência para dois inversores.



Fonte: (Alonso-Abella e Chenlo, 2005).

Macedo (2006) analisou diversos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica no laboratório de energia na USP, objetivando comparar a eficiência do SPMP, utilizando os dados medidos e teóricos, e configurando os sistemas fotovoltaicos em diversas formas, evidenciando principalmente o tamanho do gerador FV e do inversor. A Fig. 20, a seguir, à esquerda, demonstra graficamente a curva da eficiência do seguidor de máxima potência (η_{SPMP}), e à direita, visualiza-se a tensão de operação experimental e calculada.

Figura 20 - Curvas de eficiência do seguidor de máxima potência e da tensão CC, medida e calculada.



Fonte: Modificado (Macedo, 2006).

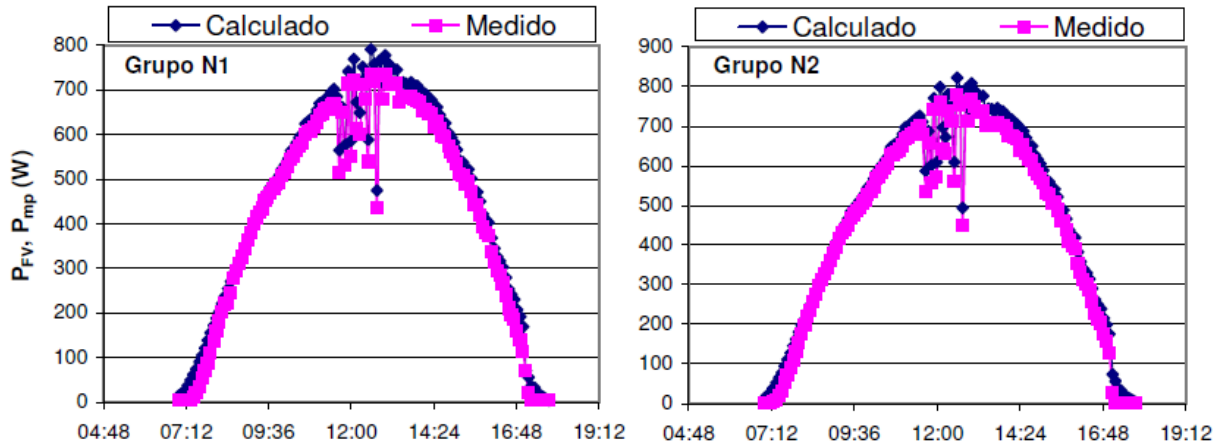
Nos gráficos acima, observa-se que há uma maior eficiência do algoritmo seguidor de máxima potência durante o período da manhã, onde o inversor se encontrava inicialmente mais frio do que o período da tarde. Esse comportamento também se dá pela configuração elétrica do inversor em função da amplitude da tensão e corrente operacional. Visualiza-se nos gráficos da Fig. 20, que na faixa de baixo carregamento, o inversor opera com baixa eficiência do algoritmo seguidor de máxima potência. No pleno carregamento, o algoritmo opera com eficiência semelhante em ambos os períodos do dia.

Os sistemas analisados foram rigorosamente dimensionados, respeitados os níveis de tensão de circuito aberto (V_{oc}), assim como a respectiva tensão no ponto de máxima de potência (P_{mp}); resalta-se também que o sistema se encontrava operando dentro da faixa do seguidor de máxima potência, compreendido por quase todo o período de operação.

Macedo (2006) avaliou a potência real calculada ao longo de um dia para diferentes grupos geradores, dessa forma permitindo determinar as etapas relacionadas ao efeito de corte

do inversor, ou seja, onde ocorria a limitação de potência por parte do inversor. A Fig. 21 ilustra a potência sendo limitada pelo inversor para dois grupos geradores distintos.

Figura 21 - Efeito limitante de potência no inversor.



Fonte: Modificado (Macedo, 2006).

De acordo com a Fig. 21, identifica-se que para elevadas faixas de irradiância, região em torno do vértice da parábola, que o inversor é sobrecarregado, fazendo com que a proteção do dispositivo limite rapidamente essa potência, protegendo o inversor de maiores danos. Para os grupos N1 e N2, foram utilizados $FDI=1$. Avaliar a eficiência do seguidor de máxima potência é tão importante quanto determinar a eficiência de conversão CC/CA.

2.4.2 Modos de seguimento de máxima potência.

O método de medição direta utiliza a medição dos parâmetros elétricos sem a necessidade das reais características de um determinado módulo fotovoltaico. Dessa forma, o melhor ponto de operação independe das condições de operação do gerador fotovoltaico. Sendo assim, esse método torna-se mais eficiente, permitindo uma melhor aproximação do rendimento máximo do módulo FV (BARRETO, R. L., 2014). São considerados modos diretos: perturbação e observação, condutância incremental, realimentação de tensão e realimentação de corrente.

A utilização do método indireto tem por necessidade utilizar dados de conhecimento prévio das condições ambientais e dos módulos fotovoltaicos que serão utilizados, a fim de estimar a máxima potência de um arranjo FV. Os métodos indiretos são raramente utilizados,

pois são vulneráveis às condições adversas de operação tais como sombreamentos parciais, acúmulo de sujeiras e degradação do módulo.

Os modos de seguimento do ponto de máxima potência continuam cada vez mais objetos de pesquisa e vários métodos inovadores estão sendo constantemente propostos.

2.5 Fatores de Desempenho de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.

2.5.1 Desempenho global de um SFCR.

O desempenho global de um sistema fotovoltaico, é dado pelo *performance ratio* (PR). Para que se compreenda determinado parâmetro, serão abordados nos próximos itens, todos os cálculos referentes aos geradores FV, inversores e figuras de mérito.

2.5.1.1 Energia produzida por um sistema fotovoltaico.

A energia produzida por um sistema FV pode ser determinada integrando-se a potência gerada num determinado intervalo de tempo Δt , como mostra a equação (9).

$$E = \int_{t_1}^{t_2} P_{ca} dt \quad (9)$$

Sendo:

E é a energia injetada na rede (kWh);

P_{ca} é a potência instantânea injetada na rede (kW);

t_1 e t_2 é o intervalo de tempo limites de integração (h).

2.5.1.2 Cálculo da potência na saída de um inversor.

A potência efetiva entregue por um inversor está diretamente relacionada com sua eficiência, que é a razão entre a potência em corrente alternada (P_{ca}) e a potência em corrente contínua (P_{cc}). Schimidt et. al. (1992) mostraram que a eficiência de conversão é dependente do autoconsumo e do carregamento do inversor, como descrita na equação abaixo.

$$\eta_{inv} = \frac{P_{ca}}{P_{cc}} = \frac{P_S}{(P_S + P_P)} = \frac{p_s}{p_s + k_0 + (k_1 \times p_s) + (k_2 \times p_s^2)} \quad (10)$$

Onde,

P_s é a potência na saída do inversor (W);

P_p é a potência de perdas do inversor (W);

p_s é a potência de saída normalizada com a potência nominal do inversor.

k_0, k_1 e k_2 são as constantes de perdas.

Um cálculo mais preciso pode ser obtido levando em consideração os parâmetros de operação real do inversor, referentes às constantes adimensionais k_0 , k_1 e k_2 , que estão relacionadas, respectivamente com o autoconsumo do inversor e do seu carregamento. Os valores de k_1 representam as perdas que correspondem à variação linear da potência de saída, e k_2 representa as perdas que variam com o quadrado da potência; k_0 representa as perdas de autoconsumo do inversor. Os parâmetros físicos fixados na equação 10 podem ser encontrados pelas seguintes expressões (MARTIN., 1998):

$$k_0 = \left(\frac{1}{9} x \frac{1}{\eta_{inv1}} \right) - \left(\frac{1}{4} x \frac{1}{\eta_{inv0,5}} \right) + \left(\frac{5}{36} x \frac{1}{\eta_{inv0,1}} \right) \quad (11)$$

$$k_1 = \left(-\frac{4}{3} x \frac{1}{\eta_{inv1}} \right) + \left(\frac{33}{12} x \frac{1}{\eta_{inv0,5}} \right) - \left(\frac{5}{12} x \frac{1}{\eta_{inv0,1}} \right) - 1 \quad (12)$$

$$k_2 = \left(\frac{20}{9} x \frac{1}{\eta_{inv1}} \right) - \left(\frac{5}{2} x \frac{1}{\eta_{inv0,5}} \right) + \left(\frac{5}{36} x \frac{1}{\eta_{inv0,1}} \right) \quad (13)$$

Os valores de η_{inv1} , $\eta_{inv0,5}$ e $\eta_{inv0,1}$, correspondem aos valores de eficiência instantânea relacionados com a operação do inversor, associadas com as respectivas parcelas da potência nominal, 100, 50 e 10%. Para fins práticos, esses valores podem ser obtidos através da curva de eficiência do equipamento. Os parâmetros de perdas citados assumem valores típicos para níveis médios de eficiência de inversores. Assim, equipamentos com eficiência de 85%, possuem valores para $k_0=2\%$, $k_1=2,5\%$ e $k_2=8\%$. Esses valores podem ser reduzidos drasticamente para inversores com eficiência acima de 92%. Macedo (2006) determinou os respectivos coeficientes para os grupos geradores fotovoltaicos, conforme pode ser vistos pela tabela 2 abaixo:

Tabela 2 - Parâmetros característicos dos inversores.

Grupo	k_0 [%]	k_1 [%]	k_2 [%]
N1	0,81	4,23	4,00
N2	0,79	4,11	5,00
N3	0,95	2,32	7,00
N4	0,98	2,23	7,00
N5	0,97	2,35	7,00
N6	0,81	3,29	6,00
N7	0,82	3,97	5,00
N8	0,86	3,72	6,00

Fonte: Adaptado de Macedo, 2006.

Os valores dos parâmetros característicos podem ser influenciados por diversos fatores, tais como: condições de operação, tamanho característico dos geradores, relação FDI e a tensão de operação do gerador fotovoltaico (MACEDO, 2006).

Durante o processo de conversão da potência CC para CA, existem perdas ocasionadas pelas comutações dos transistores, quedas de tensão nos diodos, autoalimentação dos circuitos internos, entre outras. As perdas podem ser equacionadas com o auxílio da expressão abaixo.

$$P_p = P_{fv} - P_s \quad (14)$$

Onde:

P_p = Potência de perdas (kW);

P_{fv} = Potência proveniente do gerador fotovoltaico (kW);

P_s = Potência de saída do inversor (kW).

Normalizando-se a potência de perdas com a potência nominal do inversor P_{inv}^0 , tem-se:

$$p_p = p_{fv} - p_s = [k_0 + (k_1 x p_s) + (k_2 x p_s^2)] \quad (15)$$

De posse dos parâmetros característicos que refletem as perdas no dispositivo e da potência de saída CA, efetuam-se as devidas alterações algébricas e substituições na equação 15, assim obtendo-se a equação para calcular os parâmetros de saída.

$$p_{fv} = p_s + [k_0 + (k_1 x p_s) + (k_2 x p_s^2)] \quad (16)$$

Sendo:

p_{fv} = Potencia proveniente do gerador fotovoltaico (KW);

p_s = Potência de saída do inversor (KW);

k_0, k_1 e k_2 = constante de perdas.

Considerando as equações descritas anteriormente, calcula-se a potência de saída do gerador fotovoltaico P_{fv} em função da radiação incidente no plano do gerador e da temperatura de operação, e, a potência convertida P_s na saída do inversor é calculada mediante as seguintes equações (MACEDO, 2006).

$$P_s = P_{inv}^{max} \rightarrow P_s \geq P_{inv}^{max} \quad (17)$$

$$P_s = 0 \rightarrow P_{fv} \geq k_0 P_{inv}^0 \quad (18)$$

$$P_s = p_s P_{inv}^0 \rightarrow k_0 P_{inv}^0 < P_s < P_{inv}^{max} \quad (19)$$

2.5.1.3 Rendimento global de um SFVCR.

Uma forma de se avaliar um sistema fotovoltaico, evidenciando seu desempenho, é através dos índices de mérito. Esses índices são bastante utilizados pelo programa de avaliação energética da comunidade Econômica Europeia (DIAS, 2006), podendo serem utilizados para comparar a operação de distintos sistemas FV, de diferentes capacidades e localização (BENEDITO, 2008). Os índices de mérito são normalizados pela IEC 61724.

Um conceito necessário para representar a produção de energia elétrica de um sistema fotovoltaico é o índice de produtividade (Y_f). Conceitua-se como índice de produtividade a relação entre a energia CA entregue a uma carga num determinado intervalo de tempo e a potência nominal do sistema fotovoltaico (Wp). A equação 20 relaciona as respectivas grandezas.

$$Y_f = \frac{\int_{t1}^{t2} P_{ca} dt}{P_{fv}} \quad (20)$$

Onde:

Y_f é o índice de produtividade (kWh/kWp);

P_{ca} é a potência instantânea na saída do inversor (W);

P_{fv} é a potência nominal do sistema FV (kWp).

Pode-se calcular também a eficiência global do sistema, ou de cada etapa onde há o processamento da energia, por exemplo, gerador, inversor e o sistema global. A equação (21) descreve a eficiência global do sistema.

$$\eta = \frac{E_{ca}}{H_{\beta}} = \frac{\int_{t1}^{t2} P_{ca} dt}{A \times \int_{t1}^{t2} I_{\beta}} \quad (21)$$

Sendo:

η é a eficiência global (%);

E_{ca} é a energia entregue ao consumidor (kWh);

H_{β} é a irradiação no plano inclinado do gerador fotovoltaico (kWh/m²);

P_{ca} é a potência instantânea na saída do inversor (W);

A é a área do gerador fotovoltaico (m²);

I_{β} é a irradiância instantânea no plano do coletor fotovoltaico (W/m²).

O desempenho global do sistema (PR) é determinado pela relação entre o índice de produtividade (Y_f), e o índice de referência (Y_r), dada pela equação abaixo.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (22)$$

O índice de referência representa a quantidade de horas de brilho sol, definida em horas por dia (h/d) (VERA, 2011); a radiação solar nas condições padrão de teste permanece (H_{STC}) 1 kW/m². Segue abaixo a expressão.

$$Y_r = \frac{\int_{t1}^{t2} I_{\beta}}{H_{STC}} \quad (23)$$

Onde:

Y_r é o índice de referência (h/d);

I_β é a irradiância instantânea no plano do coletor fotovoltaico (W/m^2);

H_{STC} é a irradiação nas condições padrão de testes (1000 W/m^2).

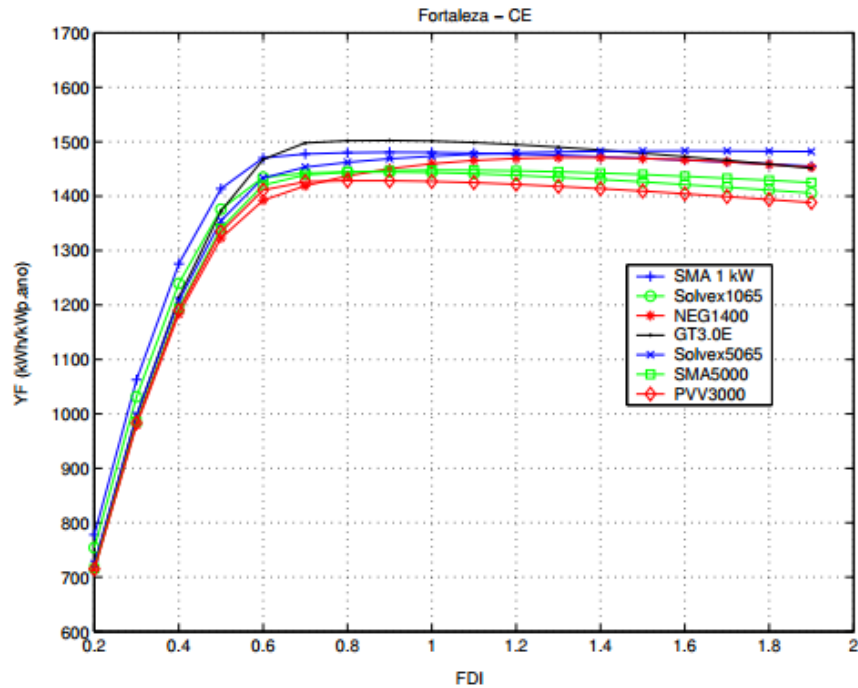
2.5.1.3 Fator de dimensionamento do inversor.

De forma geral, em condição operacional real, um gerador fotovoltaico nunca entrega sua potência nominal a um inversor, devido às variações climáticas de operação diferir das condições STC. As condições não-STC são evidenciadas pela não constância da radiação solar e pela influência da temperatura dos módulos fotovoltaicos.

A necessidade de um ajuste ideal entre o gerador fotovoltaico e o inversor torna-se importante para um melhor desempenho global do sistema, fazendo com que o mesmo não se torne sobrecarregado ou subcarregado. O subdimensionamento foi identificado por Macedo (2006) no início dos anos 90, como uma possibilidade da redução dos custos de geração de energia. O fator de dimensionamento do inversor (FDI) é a razão entre a potência nominal do inversor e a potência nominal do gerador fotovoltaico; matematicamente têm-se:

$$FDI = \frac{P_{inv}^0}{P_{fv}^0} \quad (24)$$

Um FDI de 0,7 indica que a potência do inversor correspondente a 70% da capacidade do arranjo fotovoltaico, conforme mostrado por Macêdo (2006), que realizou um estudo para identificar qual seria o melhor FDI para as regiões brasileiras. Observou-se que as diferenças em termos de índices de produtividade anual (Y_f), para FDI acima de 0,55 em um mesmo inversor, é pequena, sendo inferior a 50 kWh/kWp.ano . Para diferentes modelos de inversor essa diferença de FDI aumenta em torno de 100 kWh/kWp.ano . Para garantir a eficiência de todo o sistema de geração de energia elétrica, torna-se mais crítico a escolha do inversor que o ajuste do FDI. A Fig. 22 apresenta a relação entre o índice de produtividade e o fator de dimensionamento do inversor (FDI).

Figura 22 - Relação entre Y_f e FDI.

Conforme demonstrado na Figura 22, diferentes inversores apresentam índices de produtividade variados para um mesmo FDI, certificando que a escolha do inversor pode proporcionar um maior ganho em geração de energia elétrica.

2.5.2 Comparação do desempenho de sistemas fotovoltaicos.

Atualmente, vários trabalhos direcionados para a comparação de diferentes tecnologias fotovoltaicas estão sendo realizados. Todos os módulos FV, independente da sua composição, apresentam um padrão de operação e eficiência nas condições STC, podendo ser comparados entre si. No entanto, sistemas em condições reais de operação com diferentes valores de potência só podem ser comparados através do Coeficiente Global de Desempenho (PR). Normalmente o valor de PR vem atrelado ao valor do Índice de produtividade do Sistema (Y_f) e/ou a Energia Específica (kWh/m^2 ; kWh/KWp). As influências das condições meteorológicas locais tais como, a umidade relativa do ar, a pluviometria e a velocidade vento, no desempenho do sistema, têm sido sistematicamente observadas mediante o efeito “final” da temperatura de operação do dispositivo fotovoltaico.

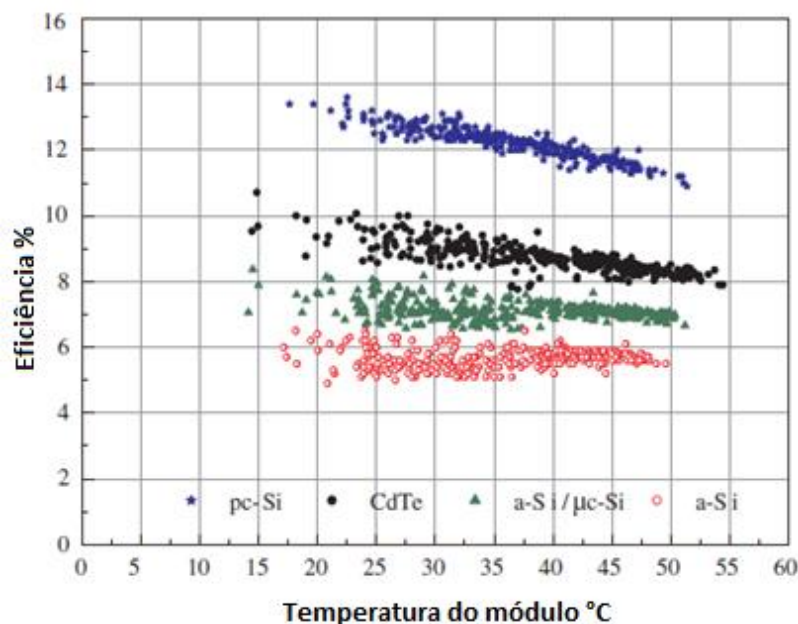
Apresenta-se a seguir uma breve revisão sobre esse tema, que deverá ser necessariamente aprofundado, já que trata-se do objetivo do presente trabalho.

Caar et. al. (2003) relataram, no seu trabalho sobre o desempenho de 5 tipos de dispositivos fotovoltaicos (Silício mono, policristalino e amorfo, tripla junção de Si-a, CIS), mostrando a vantagem do filme fino sobre o cristalino para as condições locais no norte da Austrália com temperaturas variando entre 16°C a 28°C. O estudo também apresenta alguns resultados de outros autores. Como por exemplo, dois geradores fotovoltaicos instalados na Austrália e compostos por módulos de Silício amorfo e policristalino. O arranjo de Silício amorfo produziu 20% de energia a mais que o arranjo de Silício policristalino para um clima com altas temperaturas ambiente e alta umidade relativa do ar (CAAR et. al., apud MIEKE, 1998; 2003).

Cañete et. al. (2014) realizaram um estudo semelhante, utilizando as tecnologias de filme fino com a de Silício cristalino, apenas um módulo de cada tecnologia. Mais especificamente, foram estudados: Telureto de Cádmio, Silício amorfo e Silício policristalino. Pode-se observar, pela Fig. 23, a eficiência de cada tecnologia em função da temperatura do módulo e, verifica-se que o Silício amorfo apresenta uma estabilidade maior com o incremento da temperatura de operação. No entanto, a tecnologia do Silício cristalino (Si-p) apresenta valores diários de eficiência muito superiores que os apresentados pela tecnologia de filme fino.

De forma semelhante, o que se propõe nesse trabalho é analisar o comportamento dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, enfatizando o Silício policristalino e o monocristalino (Si-p e Si-m) nas condições de Clima Tropical Úmido.

Figura 23 - Relação entre eficiência e temperatura de módulos FV de diferentes tecnologias (Si-p, CdTe, Si-m, Si-a/Si- μ c, Si-a).



Fonte: (CAÑETE C. et. al. 2014).

METODOLOGIA.

3.1 Considerações Iniciais.

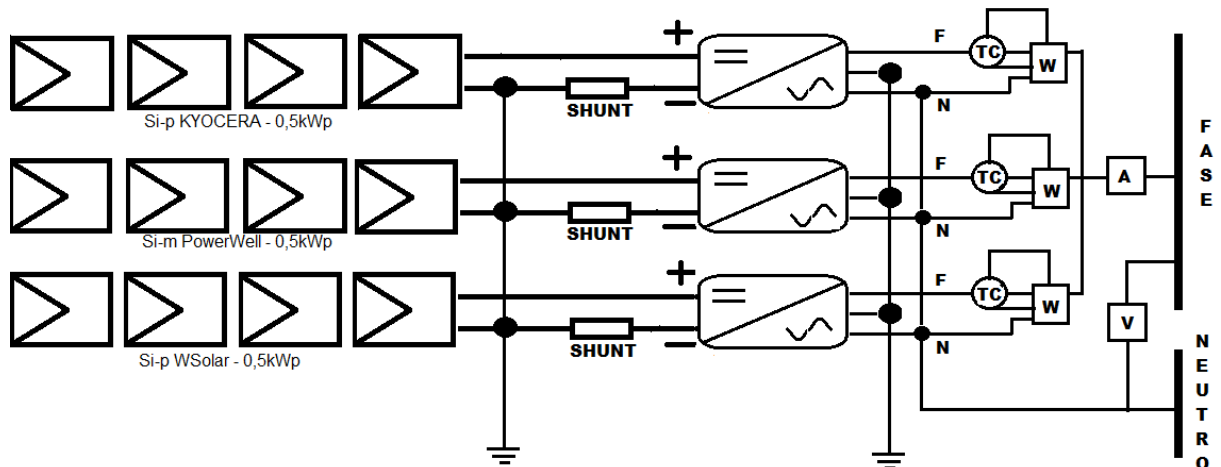
Este capítulo descreve a metodologia desenvolvida para analisar as informações operacionais do sistema fotovoltaico comercial conectado à rede elétrica de 1,64 kWp, detalhando os três subsistemas que o compõe. O sistema FV está localizado em um escritório comercial na cidade de Maceió, Alagoas, situada na latitude de -9° e longitude de -35° . Cada tópico desse capítulo será descrito formalmente e ilustrado com imagens do sistema, para facilitar a compreensão e conclusões.

3.2 Descrição.

Nos capítulos anteriores, foi visto todo o conceito básico e fundamental sobre tecnologia de células fotovoltaicas, considerando os parâmetros básicos para avaliação em longo prazo de um sistema fotovoltaico. A proposta aqui apresentada baseia-se num trabalho fortemente experimental, tendo como base três sistemas tecnológicos, onde cada sistema é composto por quatro módulos fotovoltaicos, perfazendo 12 módulos no total, configurando uma micro usina fotovoltaica comercial, com 1,64 kWp. Os módulos FV estão instalados com uma inclinação $\beta = 14^\circ$ e com azimute de $\phi = 23^\circ$ voltado ao oeste.

Tratando-se de um estabelecimento comercial, criou-se o interesse de projetar um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica para fornecer a energia elétrica ao prédio, visto que o escritório só funcionava em horário comercial, períodos onde há maior incidência solar. Os painéis fotovoltaicos foram adquiridos em função da disponibilidade das tecnologias existentes no mercado. Na Fig. 24 é possível visualizar o diagrama esquemático dos arranjos com seus respectivos inversores; esse diagrama serve para entendimento do sistema de geração.

Figura 24 - Diagrama elétrico e de instrumentação do sistema FV.



O diagrama elétrico representado na figura acima, apresenta os três subsistemas de geração fotovoltaica, cada um conectado ao seu próprio inversor de forma independente, totalizado 1,6kWp nominais. De acordo com a Fig. 24, observa-se o posicionamento dos sensores de tensão contínua (V_{oc} e V_{mp}), corrente contínua (I_{mp}), temperatura de operação dos módulos FV ($^{\circ}C$) e potência de saída, mensurada a partir de um transdutor de potência ativa, conectado ao transformador de corrente (TC), ambos os dispositivos são responsáveis por coletar e enviar ao datalogger as variáveis envolvidas no processo. O sistema pode ser visualizado, como em campo, na fotografia mostrada na Fig. 25.

Figura 25 - Sistema fotovoltaico comercial FV.



3.2.1 Subsistemas Experimentais.

O sistema é distribuído entre duas tecnologias comerciais de módulos fotovoltaicos e os micro inversores utilizados possuem 0,8 kW de potência, cada. Apresenta-se a seguir um breve memorial descritivo de cada sistema:

I Subsistema: Silício Policristalino - O primeiro sistema é composto por módulos da KYOCERA, montadora internacional de módulos, de referência, KD-140SX-UFBS, de Silício policristalino (Si-p) e com potência nominal de 140 Wp cada. A primeira *String* é montada com 4 módulos, associados em paralelo, totalizando 0,56 kWp de potência nominal; a corrente de máxima potência atinge 31 amperes com uma tensão de máxima potência de 17 volts. Para fazer a associação dos módulos, utilizou-se um barramento de alumínio com capacidade para 100 amperes, e a interligação barramento/inversor foi dimensionada com cabo isolado rígido de secção transversal 10 mm². Toda essa potência é convertida e injetada na rede através de um micro inversor cc/ca, de marca SolarGrid. De acordo com o *datasheet* do fabricante, cada módulo apresenta um coeficiente negativo de potência de -0,46%/°C; os coeficientes de tensão de circuito aberto (V_{oc}) e corrente de curto circuito (I_{cc}) são respectivamente, -0,36%/°C e 0,06%/°C.

II Subsistema: Silício Monocristalino - O segundo sistema é composto por módulos da PowerWell, montadora internacional de módulos, de referência, BWSM140M36, de Silício monocristalino (Si-p) e com potência nominal de 140 Wp cada. A primeira *String* é montada com 4 módulos, associados em paralelo, totalizando 0,56 kWp de potência nominal; a corrente de máxima potência atinge 31 amperes com uma tensão de máxima potência de 17 volts. Para fazer a associação dos módulos, utilizou-se um barramento de alumínio com capacidade para 100 amperes, e a interligação barramento/inversor foi dimensionada com cabo isolado rígido de secção transversal 10 mm². Toda essa potência é convertida e injetada na rede através de um micro inversor cc/ca, de marca SolarGrid. De acordo com o manual do fabricante, cada módulo apresenta um coeficiente negativo de potência de -0,5%/°C; seguido dos respectivos coeficientes de tensão de circuito aberto (V_{oc}) e corrente de curto circuito (I_{cc}), -0,34%/°C e 0,05%/°C.

III Subsistema: Silício Policristalino - O terceiro sistema é composto por módulos da WSolar, montadora internacional de módulos, de referência, WSolar PREMIUM, de Silício policristalino (Si-p) e com potência nominal de 130 Wp cada. A primeira *String* é montada com 4 módulos, associados em paralelo, totalizando 0,52 kWp de potência nominal; a corrente de máxima potência atinge 30 amperes com uma tensão de máxima potência de 16 volts. Para fazer a associação dos módulos, utilizou-se um barramento de alumínio com capacidade para 100 amperes, e a interligação barramento/inversor foi dimensionada com cabo isolado rígido de secção transversal 10 mm². Toda essa potência é convertida e injetada na rede através de um micro inversor cc/ca, de marca SolarGrid. Segundo o manual, cada módulo apresenta um coeficiente negativo de potência de -0,45%/°C; seguido dos respectivos coeficientes de tensão (V_{oc}) e corrente (I_{cc}), -0,33%/°C e 0,064%/°C.

É importante salientar que a topologia empregada para conectar os módulos fotovoltaicos dos subsistemas não é considerada trivial, ou seja, associando os painéis em paralelo surgirá um maior nível de corrente no barramento de corrente contínua, implicando em cuidados especiais para dimensionar os condutores e dispositivos de proteção.

Com o aumento da corrente, poderá haver uma maior dissipação de energia por efeito joule, nos condutores e nos inversores. Devido às limitações na entrada dos inversores, houve restrições técnicas que levaram a esse tipo de configuração; em contrapartida, a distância entre os geradores e os inversores é de 2 metros, diminuindo as perdas no cabeamento.

3.2.1.1 Configuração dos subsistemas.

O presente estudo foi motivado em função de se querer conhecer bem as questões práticas de funcionamento da tecnologia fotovoltaica, e identificar e sanar no processo os vários empecilhos até que o sistema operasse de forma adequada..

Em particular, o gerador fotovoltaico de 520 Wp do subsistema III, encontrava-se conectado a um inversor com potência nominal de 450 W, perfazendo uma relação FDI de 0,86. Tratando-se de um equipamento com baixa confiabilidade, diversos problemas relacionados a aquecimentos excessivos e diminuição na produção de energia, foram frequentes. Numa segunda oportunidade, o referido inversor foi substituído por outro de 800 W, semelhante aos subsistemas I e II, alterando o para um FDI de aproximadamente 1,45, tal cenário favoreceu o estudo comparativo na medida em que as configurações eram similares.

3.3 Instrumentação.

As grandezas importantes a serem avaliadas são tensão e corrente elétrica provenientes dos módulos FV (CC), potência injetada na rede (CA), temperatura dos módulos FV, e as grandezas climatológicas. Para assegurar a confiabilidade da medição de todos os parâmetros, foram utilizados os devidos sensores previamente testados e calibrados.

3.3.1 Medição da radiação solar no plano do gerador.

A inclinação que otimiza a radiação solar global foi obtida através de metodologias simplificadas, contidas nas literaturas (BARBOSA, 2011; VILLALVA, 2012; VERA, 2011). A medição da radiação solar global no plano do gerador fotovoltaico foi feita através de um sensor de radiação LICOR, instalado no mesmo plano inclinado dos painéis fotovoltaicos. Esse dispositivo é capaz de medir a radiação global, apresentando um erro máximo de 5%, considerando rigorosamente o processo de calibração. Recomenda-se que a calibração desse tipo de instrumento seja realizada num intervalo de seis meses. A Fig. 26 ilustra o respectivo sensor.

Figura 26 - Sensor LICOR.



3.3.2 Medição da temperatura ambiente e umidade relativa do ar.

A temperatura ambiente e a umidade foram monitoradas através do sensor HMP45C da Campbell Scientific, devidamente instalado na sombra, com uma haste de fixação e próximo ao sistema fotovoltaico. A Fig. 27 mostra o modelo utilizado.

Figura 27 - Sensor HMP45C.

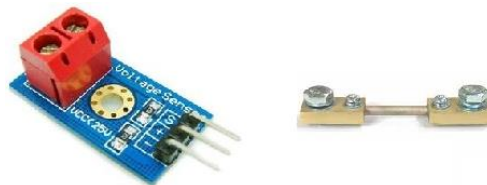


3.3.3 Medição das grandezas elétricas.

As medições dos parâmetros elétricos referentes à corrente contínua, proveniente dos módulos fotovoltaicos, foram feitas utilizando resistores *shunt* e transdutores de tensão, ambos responsáveis por mensurar analogicamente as informações de corrente e tensão contínuas, respectivamente.

Os três resistores *shunts* utilizados apresentam relação de 50 mV/50A, devidamente calibrados através de uma fonte de corrente contínua. Os três sensores de tensão, foram fabricados mediante o uso de divisores resistivos, obedecendo aos níveis máximos permissíveis, como exemplo, os transdutores de tensão utilizados apresentam uma relação de 25/5 volts, compatibilizando-os com a entrada do datalogger. Para certificar a medição, utilizou-se um instrumento padrão medidor de tensão DC com datalogger, com certificado de calibração; a partir desse aparato monitorou-se a tensão no sensor juntamente com o instrumento padrão, estabelecendo a constante de calibração, 0,00502 para cada milivolt. A Figura 28 apresenta os respectivos dispositivos.

Figura 28 - Sensor de Tensão e Resistor Shunt.

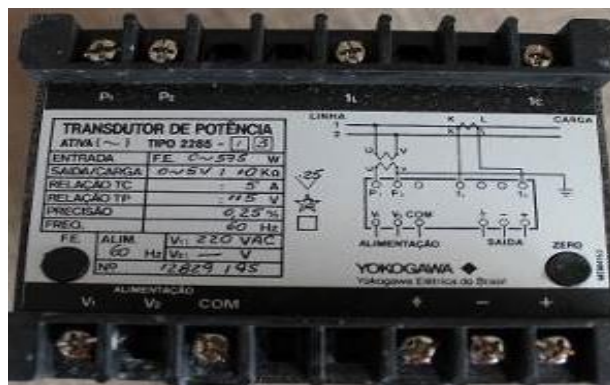


Para uma análise completa do desempenho do SFCR, torna-se importante avaliar as grandezas medidas após a conversão realizada pelo inversor, ou seja, a potência ativa entregue por cada sistema, na forma de corrente alternada. O transdutor de potência ativa recebe a tensão e a corrente elétrica proveniente do inversor de tensão e seu circuito interno de

condicionamento, e realiza as operações necessárias, enviando assim um sinal proporcional na saída que será tratado por um programa de computador específico.

Em consequência dos níveis operacionais das grandezas elétricas, foi possível realizar a medição da potência ativa de forma direta, excluindo o uso de transformador de potencial (TP) e/ou transformador de corrente (TC). A grande vantagem nesse tipo de medição é a diminuição do erro, porém, há um aumento no risco de danos ao transdutor caso ocorra surtos de tensão e/ou corrente. A medição de toda a potência ativa injetada na rede elétrica foi possível graças à utilização de transdutores, fabricados pela YOKOGAWA. A Fig. 29 abaixo mostra o equipamento.

Figura 29 - Transdutor de potência ativa - YOKOGAWA.



3.4 Aquisição de Dados e Supervisão do Sistema.

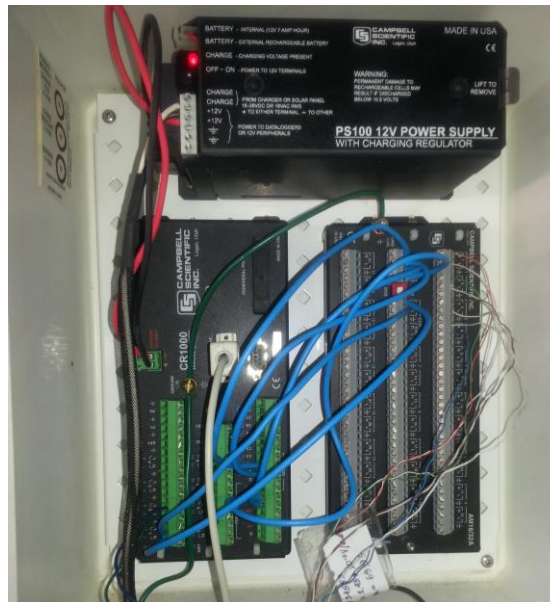
O sistema de aquisição de dados é composto fisicamente por um conjunto de sensores, já citados acima, encarregados de medir e enviar os valores medidos para um datalogger CR1000, Campbell Scientific. O equipamento foi projetado com bastante robustez para suportar a maioria das condições de operação adversas e, com alguns acessórios adicionais foi possível deixá-lo mais versátil e otimizado, como por exemplo, acessá-lo remotamente e aumentar o número de entradas.

Devido ao alto número de variáveis envolvidas no processo, o datalogger tornou-se limitado, implicando na necessidade de instalação de um equipamento adicional conhecido como multiplexador, modelo AM16/32B de mesmo fabricante. O multiplexador tem a função de selecionar e fazer varreduras das informações em sua entrada através de um único canal. Em resumo, pode-se afirmar que o multiplexador combina um conjunto de sinais elétricos em apenas um único sinal; em consequência disso, ampliando diretamente a quantidade de entradas a serem lidas através do CR1000.

O equipamento possui um pacote de software para gerenciamento do hardware, conhecido como LoggerNet, permitindo ao usuário a programação, comunicação e recuperação dos dados salvos na memória interna do dispositivo. Esse gerenciador é de fundamental importância para acessar o programa que irá interpretar as variáveis reais do processo, para armazenamento dos dados em sua memória interna, como também na parametrização de comunicação em tempo real do supervisor.

A Figura 30 mostra o datalogger CR1000 instalado com o multiplexador, ambos in loco. É possível observar na imagem a configuração física entre os equipamentos, pré-requisito fundamental para que o CR1000 conecte-se com o multiplexador AM16/32B, além da configuração via software.

Figura 30 - Datalogger CR1000 e Multiplexador AM16/32B.

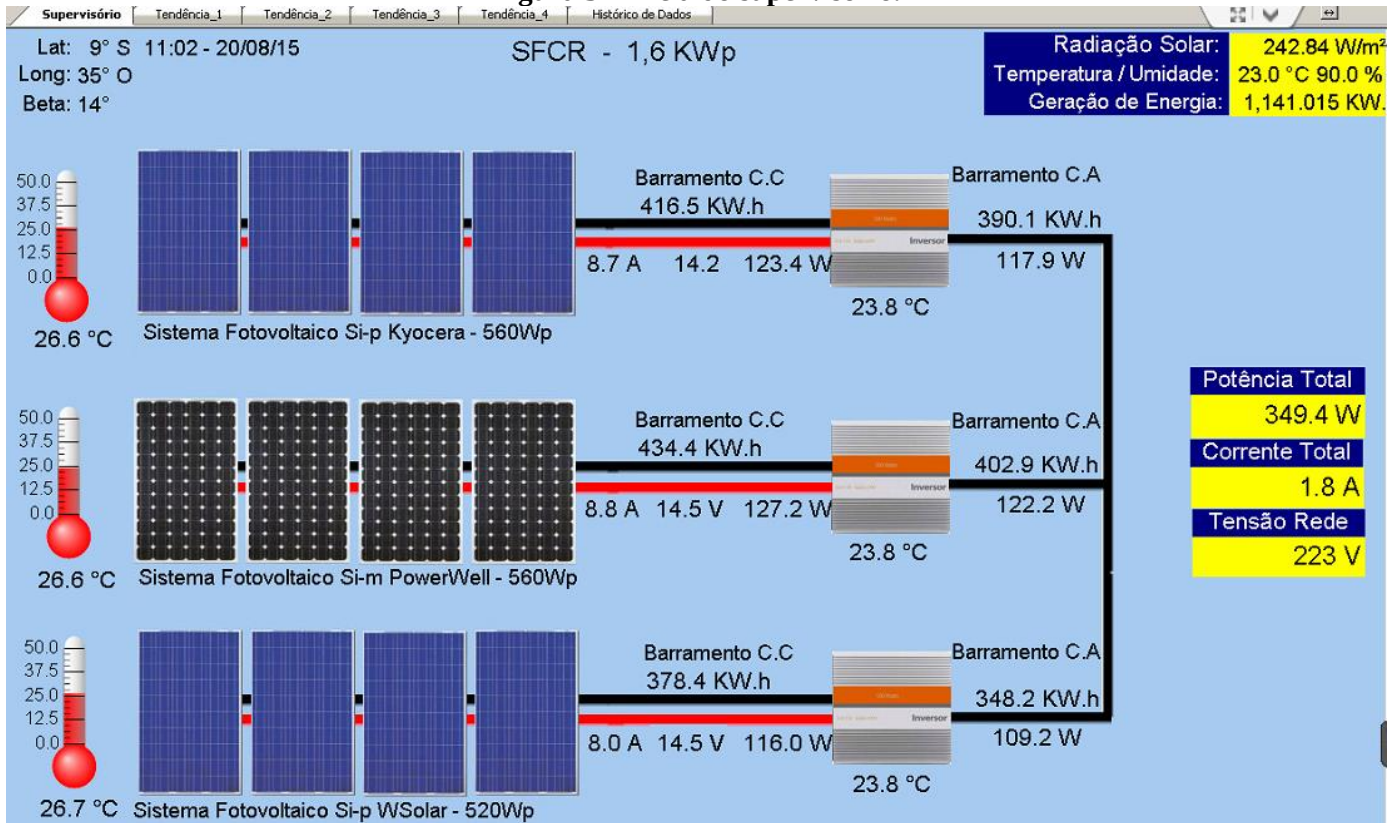


Especificamente, foi elaborado um programa com o objetivo de ler e decodificar os dados provenientes dos sensores em tempo real, basicamente a cada cinco segundos. A cada 12 leituras o controlador faz uma média para um minuto, e armazena numa tabela predefinida na rotina de programação, podendo ser resgatada em intervalos de tempo selecionados pelo usuário para futuras interpretações dos dados.

Alguns artifícios adicionais foram configurados para que se permitisse uma visão global do funcionamento do sistema, como por exemplo, um monitor junto ao quadro elétrico de distribuição geral. Nesse monitor, de uso intuitivo, fácil e prático, pode ser visto todo o funcionamento do sistema fotovoltaico em tempo real, o que permite acompanhar a operação

do sistema. A Figura 31 mostra a tela principal do supervisório; as figuras utilizadas no supervisório são meramente ilustrativas e não condiz com o real equipamento que está instalado no local. A aplicação contém outras visualizações que podem ser navegadas através do menu principal.

Figura 31 - Tela do supervisório.



Mantendo toda a funcionalidade do sistema fotovoltaico de acordo com o previsto, as atividades previstas no monitoramento das grandezas e parâmetros envolvidos na avaliação técnica dos sistemas podem ser relacionadas como seguem:

- 1) Acompanhar diariamente a operação do sistema, a fim de verificar o correto funcionamento e sanar qualquer problema técnico que ocasione em perdas de dados.
- 2) Coletar as informações registradas no sistema de aquisição, verificando a congruência dos dados, armazenar as informações numa planilha devidamente organizada, para que possam ser realizadas as interpretações cabíveis.
- 3) Manter a calibração dos instrumentos, realizando a mesma em períodos predeterminados, exclusivamente para o sensor de radiação solar LICOR. Os sensores

responsáveis pela medição das grandezas elétricas serão verificados com um instrumento padrão através do bloco de aferição.

3.5 Determinação do Índice de Mérito.

Certificadas as funcionalidades do sistema fotovoltaico e da instrumentação, foram realizados os procedimentos listados abaixo:

- 1) Elaboração de planilhas para tratamento dos dados, avaliando as grandezas de interesse.
- 2) Análises e comparações preliminares entre os três sistemas fotovoltaicos, evidenciando os parâmetros de interesse, tais como, influência da temperatura na eficiência do módulo FV, avaliando o seu impacto na produção de energia e também a influência da radiação na temperatura de operação dos módulos.
- 3) Cálculos de índices de mérito, citados em capítulos anteriores, calculando os índices de produtividade (Y_f), índices de referências (Y_r) e o rendimento global do sistema (PR).

3.6 Determinação dos parâmetros característicos dos inversores.

Os procedimentos utilizados para determinar a operação dos inversores para SFCR em condições adversas de carregamento, avaliando um equipamento sobredimensionado e subdimensionado, com relação à potência nominal do gerador fotovoltaico, foram:

- 1) Coleta de informações operacionais, a fim de obter a curva de eficiência de conversão em função da potência de saída real; com isso foi estabelecida a faixa de carregamento do inversor, sendo possível coletar informações de eficiência em determinados níveis de carregamento.
- 2) O valor de potência CA extraído e tratado, conjuntamente com os dados calculados através do modelo polinomial, permitiu analisar o seguidor de máxima potência (MPPT) e comparar com os resultados encontrados na literatura.

- 3) Com os dados obtidos, e de posse dos parâmetros característicos dos inversores, foi possível fazer uma comparação gráfica entre a curva levantada experimentalmente e a curva modelada, especificando o erro entre as mesmas.
- 4) De posse das informações, foi possível analisar a operação dos arranjos fotovoltaicos no momento em que os mesmos entregavam a potência CC ao inversor. Criou-se um gráfico a fim de demonstrar o comportamento da tensão na entrada do inversor, possibilitando identificar em que faixa do dia o seguidor de máxima potência do inversor trabalhava com mais eficiência.
- 5) Foram extraídos experimentalmente os coeficientes de variação de tensão e corrente em função da temperatura ($\%/^{\circ}\text{C}$); considerando uma faixa de irradiância constante, observando-se a variação de temperatura de operação do módulo fotovoltaico. Sendo assim, podendo ser determinado o decremento e incremento com relação ao aumento de temperatura, das respectivas grandezas citadas.
- 6) Finalmente, foi feita uma análise da dinâmica do fluxo energético no edifício comercial, para um curto intervalo de tempo, e traçar um perfil de demanda, evidenciando a importação e exportação da energia elétrica.

3.7 Análise do balanço energético.

Em um sistema fotovoltaico é importante quantificar a economia de energia elétrica, visto que a demanda é existente ao longo de todo o dia e a geração de energia elétrica através do gerador FV é limitada às horas de sol. Em se tratando de um estabelecimento comercial, o funcionamento pleno das cargas coincide exatamente durante o funcionamento ótimo do gerador FV, além do que, o escritório funciona em horário comercial, compreendendo os dias de segunda à sexta, das 8:00 às 12:00 e 14:00 às 18:00, totalizando 8 horas de funcionamento. A partir dessas informações foi possível construir um perfil de consumo e geração de energia elétrica, identificando os momentos de compra e venda de energia.

3.8 Comparação entre os resultados.

Nesta etapa, foi realizado um estudo comparativo entre os resultados obtidos em condições reais de operação, desde o início da implantação dos sistemas, abordando as diversas características operacionais para cada subsistema fotovoltaico, evidenciando aspectos fundamentais dos inversores, tecnologias fotovoltaicas e de todo o sistema.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

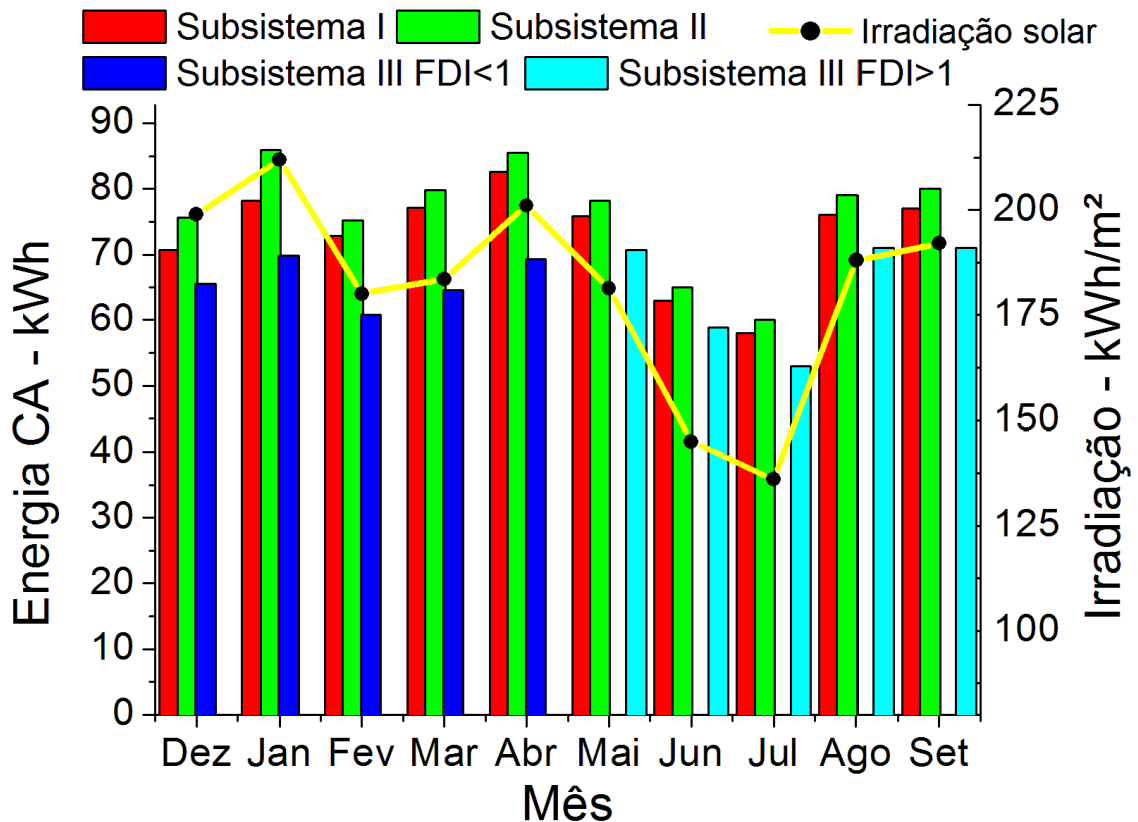
Neste capítulo serão mostrados os resultados das análises dos dados experimentais do sistema FV descrito no capítulo anterior. Serão mostradas as produções de energia de cada subsistema, o cálculo dos índices de mérito, a eficiência dos inversores em função da temperatura e a avaliação da eficiência do seguidor de máxima potência, enfatizando o carregamento do inversor.

4.1 Resultados da produção de energia elétrica dos subsistemas.

A maior finalidade de um sistema fotovoltaico é a produção de eletricidade, e quando se analisa um SFCR, a primeira questão que surge é: qual é a quantidade de energia que o sistema produz? Os resultados que se seguem são produtos de valores médios diários, resultantes da integração de valores adquiridos em escala de minuto.

O período de medição compreende os meses de dezembro 2014 a setembro 2015. A Figura 32 apresenta os valores mensais de energia elétrica produzida por cada sistema, correspondendo à energia efetiva entregue no ponto de conexão com a rede elétrica local.

Figura 32 - Energia CA mensal produzida pelos subsistemas fotovoltaicos.

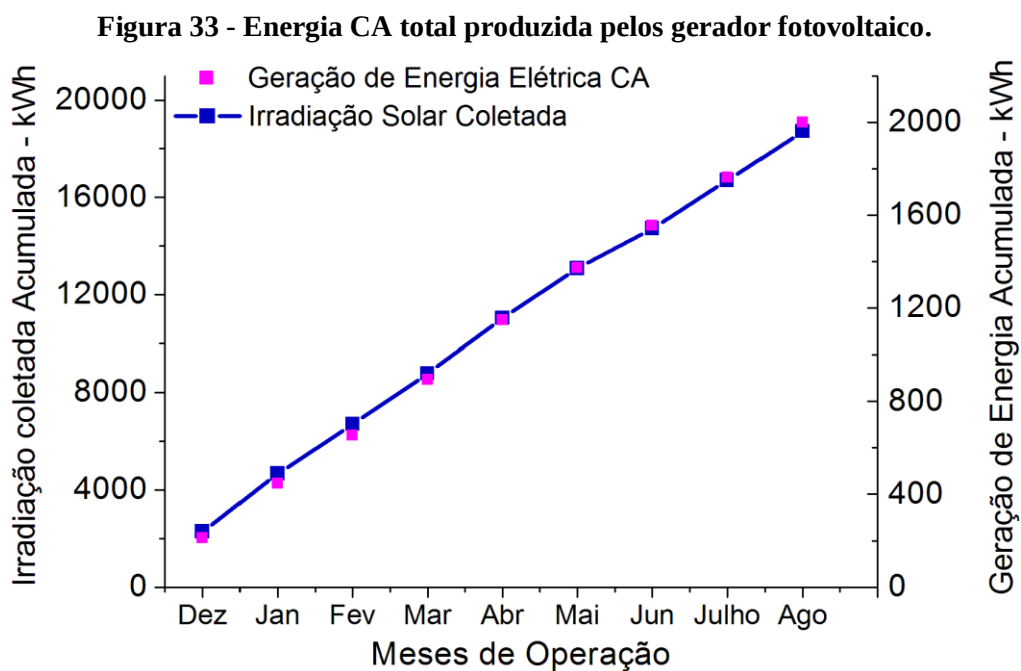


O subsistema II (Si-m) apresenta-se como maior contribuinte na geração de energia elétrica, quando comparado ao subsistema I (Si-p) e ao subsistema III (Si-p), injetando na rede da concessionária 78,6 kWh em média. Levando em consideração a mesma potência nominal de operação, o subsistema I forneceu 6% a menos de energia (74 kWh) que o subsistema II. Reportando-se ao subsistema III, por está dimensionado com uma potência de pico relativamente inferior aos demais arranjos fotovoltaicos, esse sistema foi inserido no estudo a fim de quantificar a produção de energia elétrica em duas configurações de FDI.

A Figura 32 deixa bem claro que o subsistema III, despacha uma menor quantidade de energia elétrica entre os meses de dezembro a abril pelo fato da irradiância mensal ser alta nesse período. Após efetuar a permuta do inversor, alterando a relação FDI igual a 1,42, o subsistema III consegue obter um ligeiro incremento em sua produção energética, entre maio e setembro, aproximando-se mais dos outros dois subsistemas. Como pode ser visto pelo gráfico da figura 32, mesmo com uma menor irradiação solar mensal, o gerador FV consegue entregar mais energia elétrica à rede, quando refletido para os meses onde foram ocorridos os diversos problemas técnicos de projeto.

Nesse período, o subsistema III produz em média 11% menos de energia que os demais grupos geradores. Vale lembrar que o gerador do subsistema III apresenta uma potência de pico de 520 Wp e os demais arranjos totalizam 560 Wp.

Complementando o gráfico da Figura 32, uma melhor visualização de toda a energia produzida pelo sistema fotovoltaico global bem como toda irradiação incidente coletada, é mais bem representadas pela Figura 33, onde se tem as curvas de geração de energia acumulada ao longo dos nove meses de operação do sistema e da irradiação solar coletada no plano de todo o gerador FV.



4.2 Determinação das figuras de mérito.

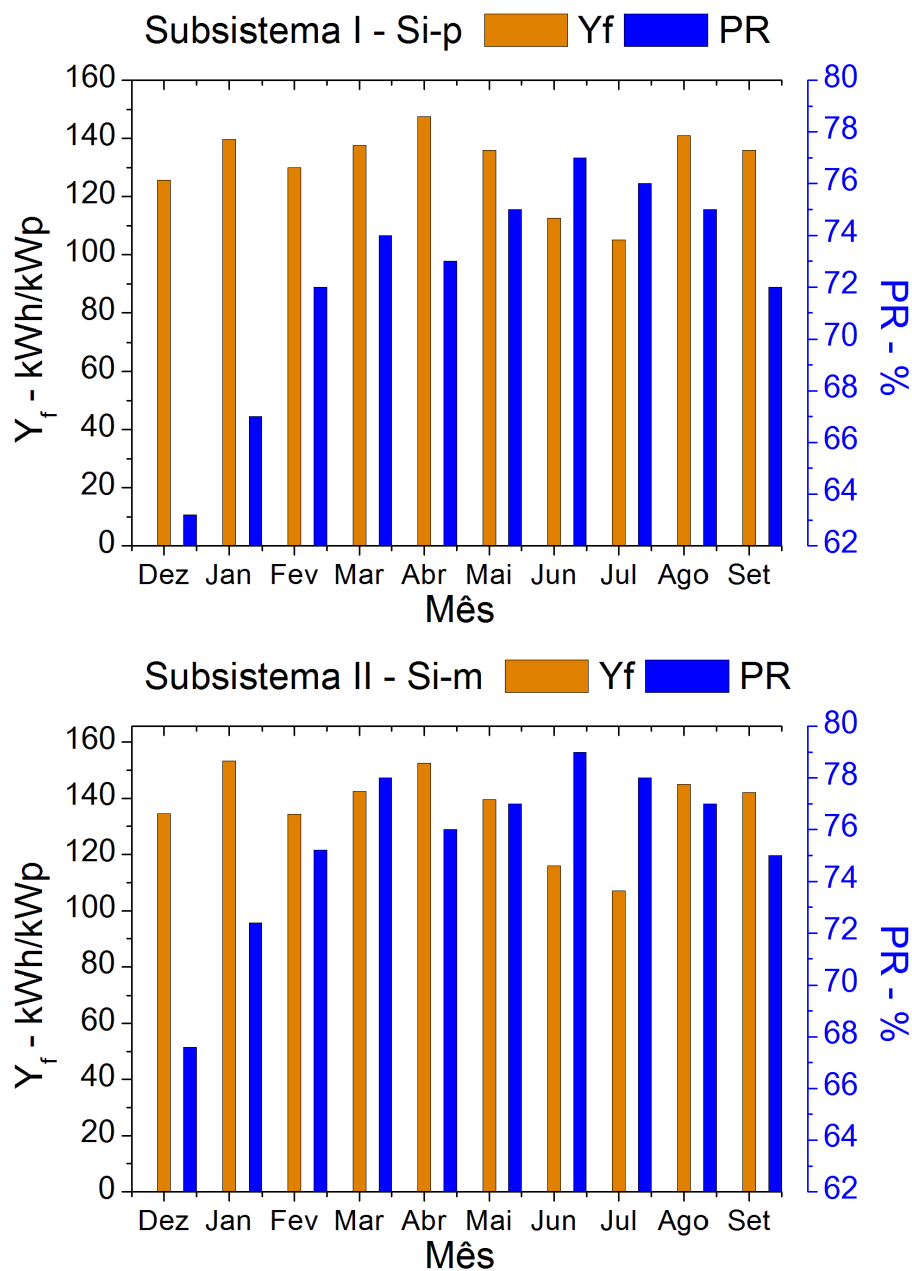
Utilizando os conceitos explicitados anteriormente no capítulo 2 sobre os índices de produtividade (Y_f), e o performance ratio (PR), os três subsistemas foram analisados com os dados experimentais medidos. A Fig. 34, exprime os valores do índice de produtividade e performance ratio, bem como a evolução desses parâmetros ao longo do ano.

É notável a baixa quantidade de energia produzida pelos três subsistemas nos meses de dezembro a fevereiro, mesmo quando a produção deveria ser elevada. Embora o nível da irradiação solar seja alto nos referidos meses, o decréscimo na produção de energia elétrica pode ser parcialmente explicado por inconsistências técnicas na operação dos geradores especialmente para esse sistema, relaciona-se essa diminuição da energia à seção transversal

inadequada do fio para a corrente de projeto; em fevereiro, o cabeamento foi substituído por um específico de 10 mm², além de serem instalados barramentos de cobre apropriados para associação dos módulos e conectores específicos.

A substituição dos condutores provocou uma visível melhoria dos índices de mérito. Entre os meses de janeiro a setembro, observa-se uma evolução do PR em cerca de 8% para o subsistema I e 5% para o subsistema II.

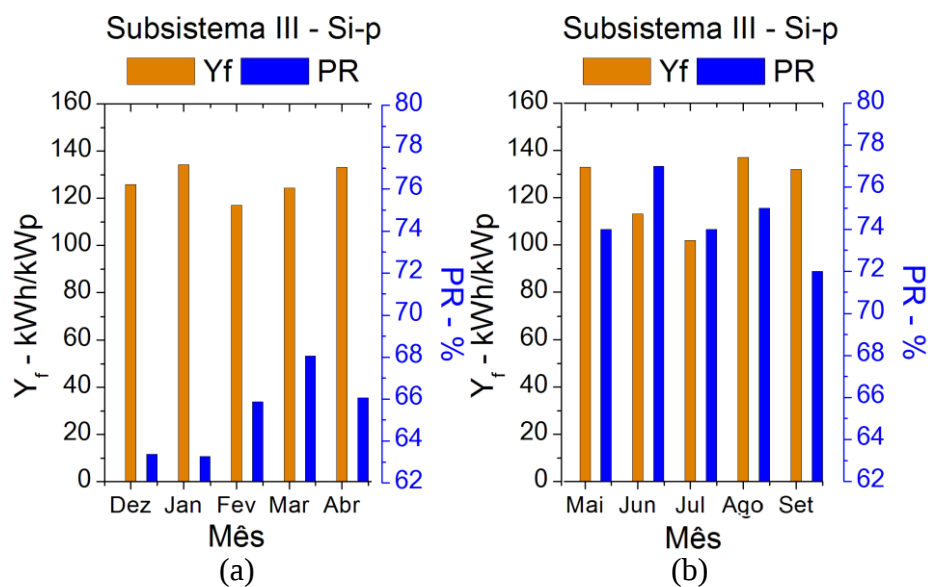
Figura 34 - Índices de méritos calculados para os subsistemas I e II.



É importante salientar que não só o mau dimensionamento dos condutores, mas o sombreamento, sujeira na superfície frontal do módulo, aumento da temperatura de operação dos módulos FV, dos inversores, a ineficiência do seguidor de máxima potência e a própria configuração do arranjo fotovoltaico, podem influenciar em uma redução nos índices de produtividade e no desempenho de todo o sistema (RAMPINELLI, G., 2010). Inicialmente, para os meses de dezembro e janeiro, percebe-se um índice de produtividade para os subsistemas I e II (Fig. 34) abaixo do esperado quando refletido para os níveis de irradiância nos respectivos meses, Fig. 32.

A evolução do PR para o subsistema III é confirmado quando ocorre a mudança do inversor, para outro semelhante ao dos subsistemas I e II. A Figura 35.a apresenta os valores de índice de produtividade e de PR inerentes ao subsistema III, quando o mesmo estava operando com um FDI = 0,87.

Figura 35 - Índices de mérito calculados para o subsistema III.



De acordo com a Figura 35.a, o baixo valor de PR não está tão somente associado ao FDI, mas também a qualidade do inversor. O fato do equipamento estar subdimensionado implica em elevadas potências em sua entrada CC em algumas faixas de irradiância; em consequência, a eficiência de conversão é reduzida, minimizando a energia CA entregue à rede elétrica.

Feita a substituição do inversor por um equipamento de potência superior, ou seja, variando a relação FDI para 1,42, como pode ser visto pela Figura 35.b, o subsistema III consegue elevar sua produtividade e PR. Evidenciando os meses de fevereiro e maio, que

obtiveram praticamente o mesmo índice de irradiância média mensal, o índice de produtividade teve um aumento de 13%, já o PR evoluiu em 10%, também comparado aos referidos meses.

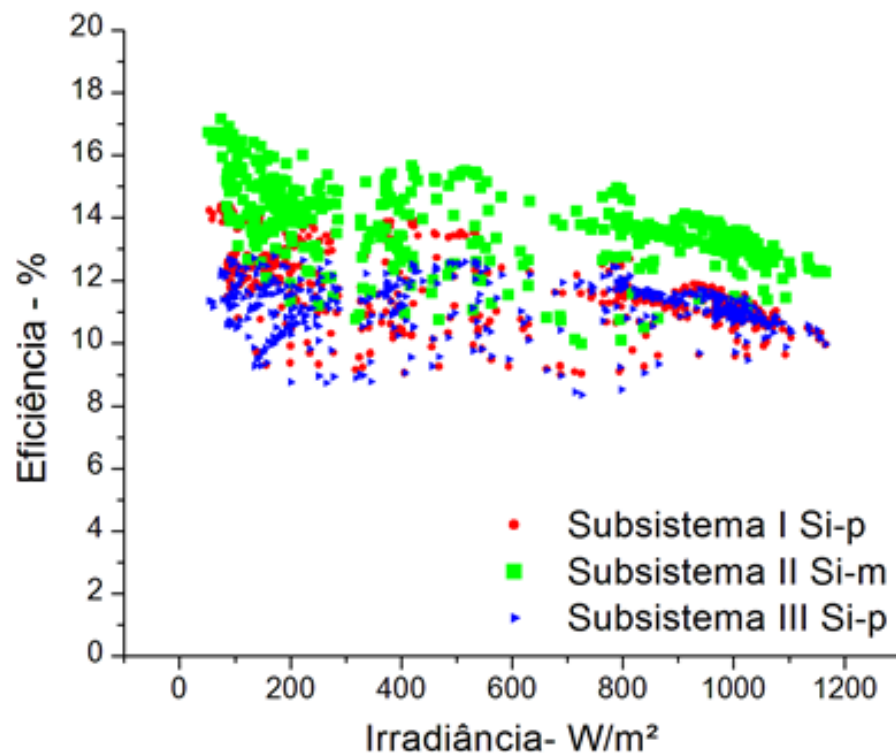
A dificuldade de se estabelecer uma condição ideal de operação para os subsistemas foi o fato de que os módulos estavam associados em paralelo, implicando em um aumento de corrente proporcional ao número de módulos, que por sua vez provocou o aquecimento excessivo dos condutores, salientando-se que tal configuração foi uma imposição do projeto, ou das características do inversor disponível.

4.3 Análise dos geradores fotovoltaicos.

4.3.1 Eficiência dos geradores.

A eficiência dos geradores fotovoltaicos de cada subsistema é mostrada na Figura 36. Para as duas tecnologias em estudo, Si-p e Si-m, ambas apresentaram valores mais baixos de eficiência de conversão fotovoltaica para faixas elevadas de irradiação. Como já era esperado, o subsistema que estava configurado com a tecnologia de silício monocristalino apresentou uma eficiência média de 15%, o silício policristalino teve uma eficiência média de 12%.

Figura 36 - Eficiência das tecnologias fotovoltaicas.



Ambos os geradores que estavam com módulos de Silício policristalino obtiveram a mesma eficiência média diária, porém é notável que em menores índices de irradiância, os módulos do subsistema I apresentam maior eficiência que os módulos do subsistema III, isso está associado com a qualidade de fabricação dos módulos, visto que, os módulos adquiridos para compor o subsistema III, têm o custo inferior de 65%, comparado aos módulos do subsistema I, a justificativa para um preço relativamente baixo, pode estar associada ao seu processo de fabricação, bem como os componentes utilizados para confeccionar os módulos serem de baixa qualidade.

Em geral, para uma faixa de irradiância maior, ambos os módulos têm eficiência praticamente semelhantes. A análise das eficiências foram feitas com a mesma configuração de FDI ($FDI = 1,42$), com dados diários do mês de maio.

4.3.2 Influência da temperatura nos módulos FV.

A eficiência de um módulo fotovoltaico decresce com o aumento da temperatura, isso devido ao mínimo incremento da corrente de curto circuito (I_{cc}) e ao decréscimo significativo da tensão de circuito aberto (V_{oc}). Para a grande maioria dos módulos fotovoltaicos, o coeficiente de variação de potência (P_{mp}) é negativo. Conforme foi visto anteriormente, a potência nominal de um gerador fotovoltaico dificilmente ou quase nunca é atingida, devido às variações naturais da irradiância e temperatura.

Adicionalmente podem ocorrer falhas em algum dos componentes do sistema, e por consequência esses fatores também são convergentes para a diminuição da potência. Neste item foi analisada e comparada a eficiência dos geradores fotovoltaicos, medidas experimentalmente com os valores calculados com o uso das informações fornecidas pelo fabricante. Os valores de catálogo são os coeficientes de variação de potência γ_{mp} em função da temperatura de operação. Para realizar essa análise, foi escolhido o mês de janeiro, que tipicamente representa um mês de alta irradiância.

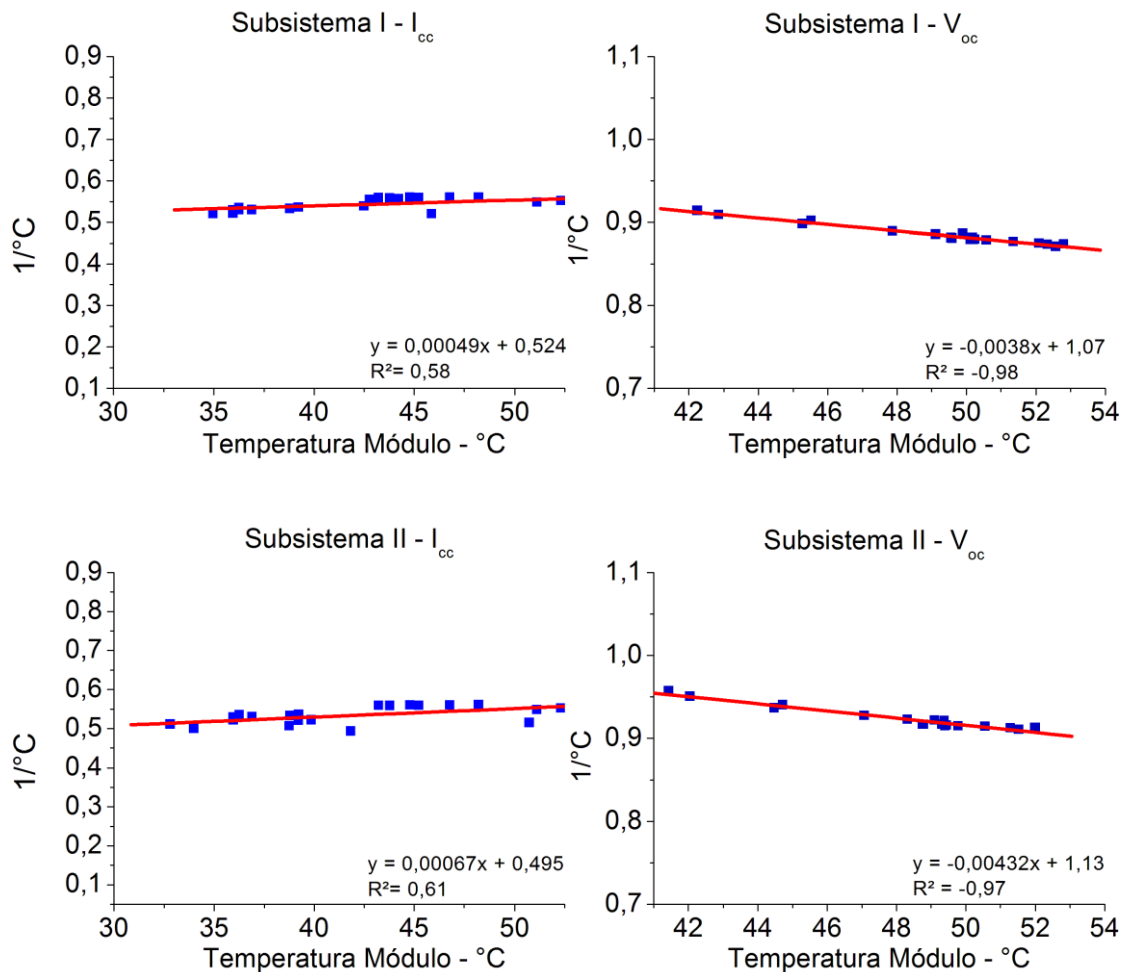
Foram consideradas a taxa de variação de potência (γ), da corrente de curto circuito (α) e da tensão de circuito aberto (β), tanto os disponibilizados no catálogo pelos fabricantes dos módulos, como os levantados experimentalmente.

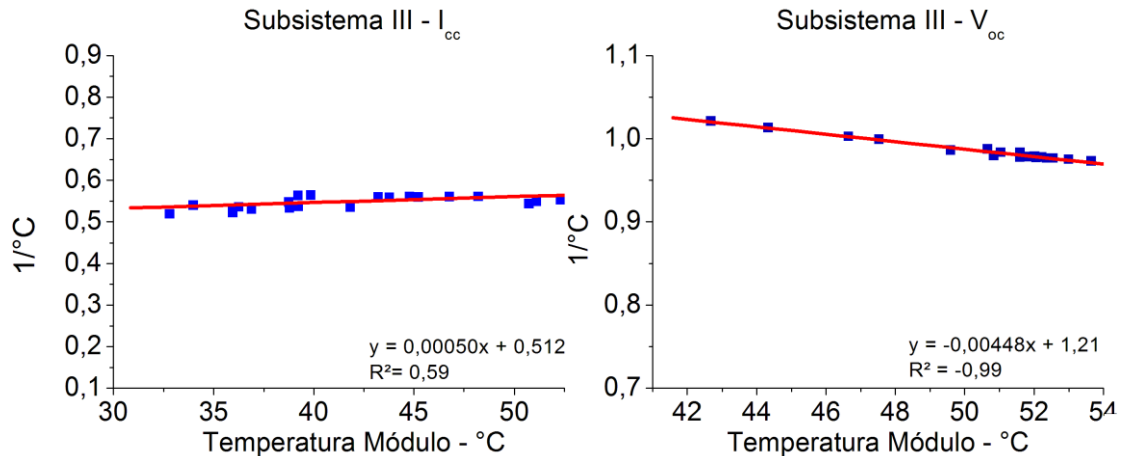
Existe circunstância onde não se dispõe do valor do coeficiente de potência de catálogo. Nesse caso, pode-se estimar ou modelar esses valores a partir da equação (25), em função dos valores experimentais.

$$\gamma_{mp} = \frac{dP_{mp}}{dT} \times \frac{1}{P_{mp}} = \left(\frac{dV_{mp}}{dT} \times \frac{1}{V_{mp}} + \frac{dI_{mp}}{dT} \times \frac{1}{I_{mp}} \right) \quad (25)$$

Os respectivos coeficientes de tensão no ponto de máxima e corrente no ponto de máxima, utilizados na equação 25 são obtidos em experimentos. Da mesma forma, também é possível obter os valores dos coeficientes de temperatura para a tensão de circuito aberto (β) e corrente de curto circuito (α). Utilizando o gráfico da Fig. 37, é possível extrair os coeficientes de temperatura observando o incremento ou decremento com a variação da temperatura, das grandezas de corrente de curto circuito e tensão de circuito aberto, respectivamente.

Figura 37 - Coeficiente de temperatura para Voc e Icc experimentais.





Em referência à Fig. 37 acima, a tabela 2 sintetiza os respectivos valores dos coeficientes de variação de temperatura obtidos experimentalmente e os obtidos via catálogo.

Tabela 3 - Coeficientes de variação de temperatura.

Módulo	KD-140SX-UFBS – 140W Subsistema I	BWSM140M36 – 140W Subsistema II	WSOLAR PREMIUM – 130W Subsistema III
$\alpha(\%/^\circ\text{C})$ Experimental	0,05	0,06	0,05
$\alpha(\%/^\circ\text{C})$ Fornecido	0,06	0,05	0,06
$\beta(\%/^\circ\text{C})$ Experimental	-0,38	-0,43	-0,44
$\beta(\%/^\circ\text{C})$ Fornecido	-0,36	-0,34	-0,33

Para o estudo realizado, verificou-se que os valores experimentais tendem a se aproximar dos dados fornecidos pelo fabricante, tendo uma variação considerada normal quando comparadas a outras referências. Observa-se que os módulos do subsistema I (KD-140SX-UFBS), praticamente não apresentaram variação em seus coeficientes de variação de corrente e de tensão em relação ao fornecido pelo fabricante, os parâmetros experimentais referentes a esse subsistema, apresentaram desvios pequenos quando comparados aos valores fornecidos pelo fabricante.

Os módulos do subsistema II (BWSM140M36) e do subsistema III (WSOLAR PREMIUM) também obtiveram coeficientes de variação de temperatura próximos aos dados fornecidos em catálogos; os módulos do gerador FV do subsistema II apresentou uma dispersão no coeficiente de variação de tensão (β), chegando a 20% do valor fornecido pelo catálogo. Da

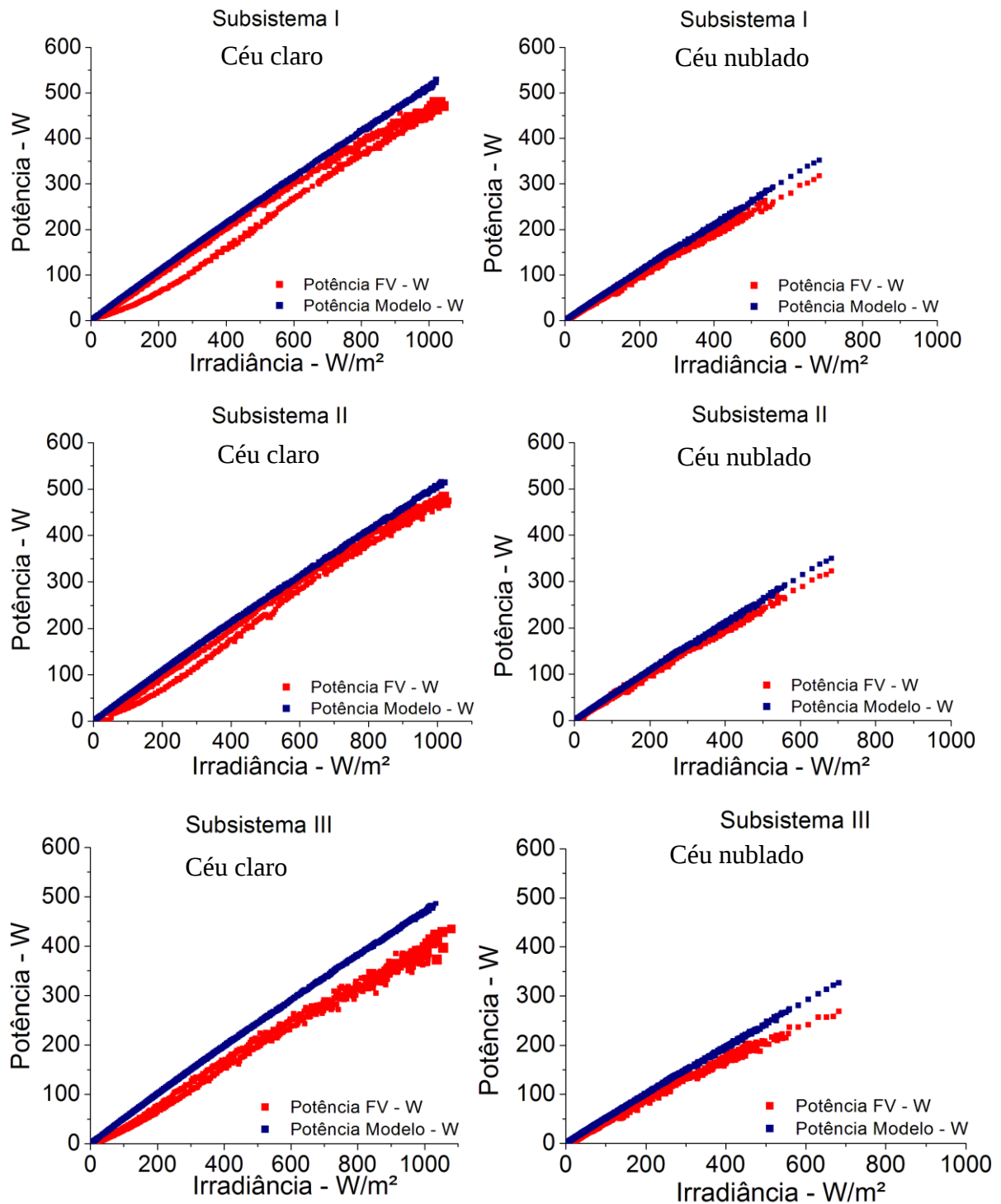
mesma forma, os módulos pertencentes ao terceiro subsistema apresentaram uma variação de 25% para o mesmo coeficiente.

Em um trabalho fortemente experimental, deseja-se que os dados tenham o máximo de convergência com os valores de catálogo fornecidos, porém uma série de fatores pode contribuir para que haja variação nesses parâmetros. Além disso, há que considerar que os dados do catálogo são valores experimentais médios e não valores individuais. Para módulos de silício cristalino, os valores de γ_{mp} estão compreendidos numa faixa entre -0,5 e -0,6 %/°C (ALMEIDA, M. P., 2012). Diante dessas informações, comparou-se a real potência proveniente dos módulos fotovoltaicos pela potência máxima teórica, utilizando o modelo polinomial citado no capítulo 2, caso os geradores operassem no ponto de máxima potência constantemente.

Buhler (2007), encontrou diferenças de 13% para valores de β entre mesmas células FV, sob condição de iluminação natural.

Os gráficos da Figura 38 demonstram o comparativo para um dia de céu claro e um dia de céu nublado:

Figura 38 - Potência CC calculada e experimental em função da condição de Céu Claro e Céu Nublado.



O dia típico de céu claro apresenta uma simetria e distribuição uniforme da radiação solar ao longo do dia, além de bons níveis de irradiância. Os gráficos da Fig. 38 à esquerda representam a potência experimental do gerador fotovoltaico e a potência calculada através do modelo que leva em conta a irradiância no plano do gerador e a temperatura de operação da

célula fotovoltaica, simultaneamente para um dia de céu claro. Os gráficos à direita pertencentes à mesma figura têm a mesma finalidade, porém avalia o comportamento de ambas as grandezas para um dia com baixo nível de irradiação solar e baixa temperatura de operação da célula e do inversor. Pode-se observar que, se o gerador entregasse a todo tempo a máxima potência, mesmo assim ainda não chegaria a potência fornecida pelo *datasheet* do fabricante dos módulos do subsistema I e II (560 W); no caso do subsistema III o valor encontrado também não atingiu o dado nominal dos módulos, 520 W.

Observa-se o comportamento linear da potência com relação à radiação por toda a curva modelada, embora a realidade (curva experimental) mostre um comportamento não linear, resultante do comportamento operacional do seguidor de máxima potência do inversor.

4.4 Análises dos inversores.

4.4.1 Eficiência do seguidor de máxima potência (SPMP).

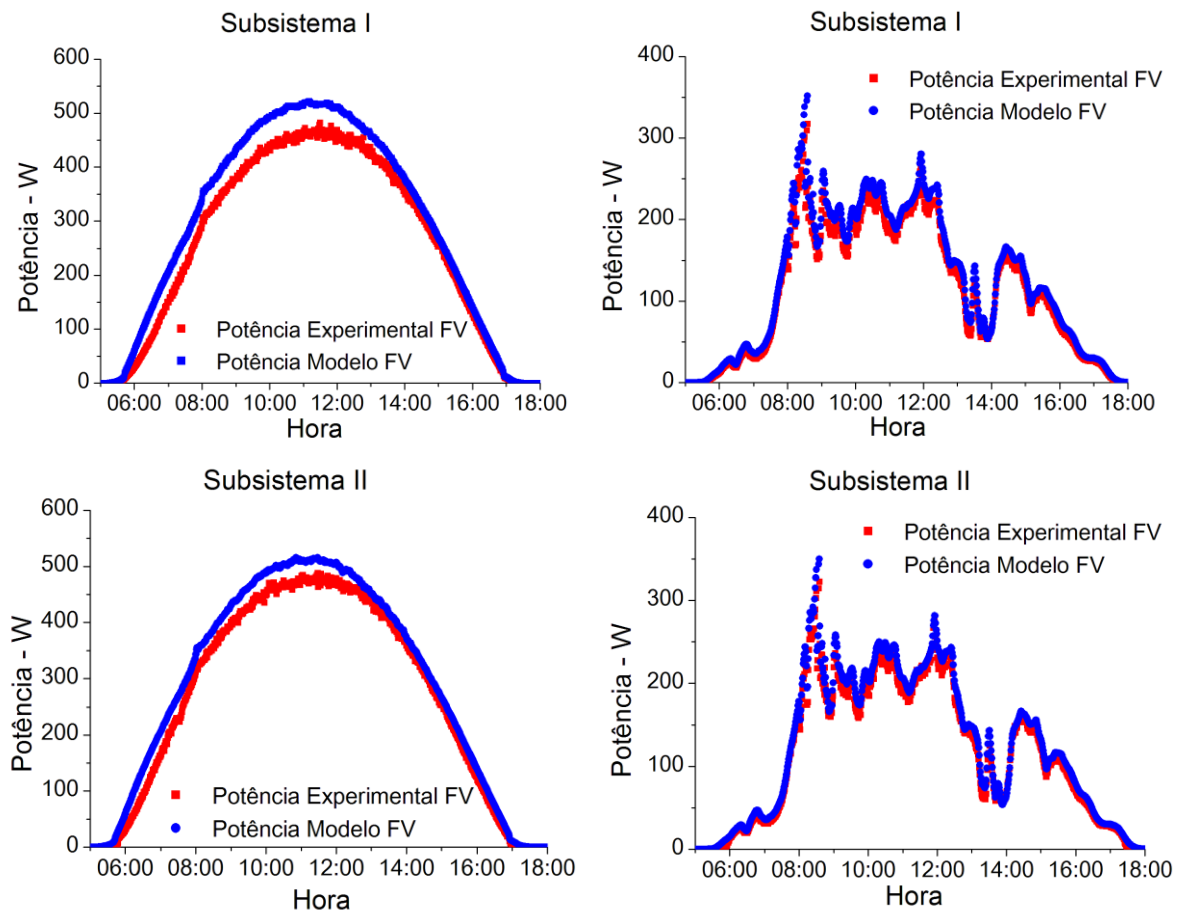
Uma vez que todos esses aspectos interferem diretamente na eficiência do inversor, como o carregamento, temperatura de operação e as condições operacionais específicas, utilizam-se como referência também a eficiência do algoritmo seguidor de máxima potência, η_{SPMP} , como índice de desempenho, uma vez que esse artifício pode interferir de maneira indireta no carregamento do equipamento e interferir em sua eficiência de conversão, considerando que tal efeito leva ao excesso em perdas no processo de conversão e limitação da potência do gerador fotovoltaico. Na Fig. 39 pode-se ver o perfil horário da máxima potência ao longo do dia de cada subsistema e o seu afastamento da potência ideal calculada.

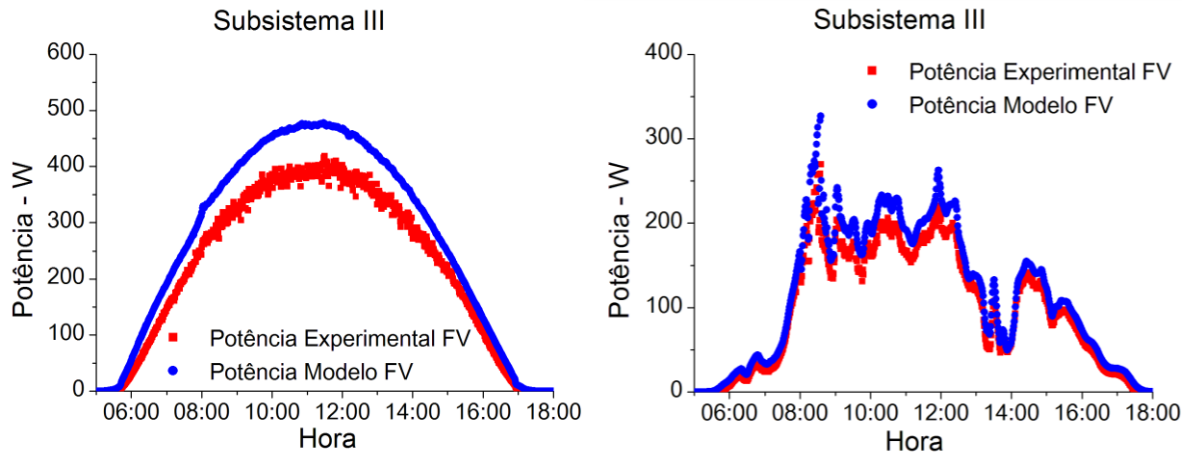
Em particular, esse afastamento aumenta no subsistema III, pois o arranjo FV opera com um FDI próximo a 0,86, denotando o subdimensionamento deste inversor no sistema. Já os subsistemas I e II operam com um FDI de 1,42, uma vez que o tamanho do inversor sendo maior que o gerador fotovoltaico permite aos mesmos trabalharem num estado de maior conforto e, portanto reduzindo as perdas por aquecimento.

Pode-se observar também, através dos gráficos da Figura 39, que nas parábolas vermelhas, o valor da máxima potência gerada experimentalmente referentes aos subsistemas I e II atinge praticamente a potência nominal do arranjo fotovoltaico, para dias com alta irradiação, tendendo a acompanhar a parábola azul, que seria o máximo valor de potência que o gerador fotovoltaico poderia produzir.

Confirmando tal fato, o subsistema III apresenta um afastamento considerável do seu valor ótimo de geração; calculando o valor máximo da potência real gerada (parábola vermelha), encontra-se a máxima potência real produzida pelo gerador FV, como cerca de 400 W; a redução da potência nesse sistema pode ser explicada pelo fato do aquecimento do dispositivo. Nas próximas linhas será demonstrado que o algoritmo seguidor de máxima potência estava operando de forma irregular, dificultando ainda mais o desempenho dos geradores.

Figura 39 - Variação da potência CC modelada e experimental entregue ao inversor ao longo ao dia (Céu Claro e Céu Nublado).





Ainda assim, os gráficos da Fig. 39, ilustram os subsistemas FV trabalhando numa condição de irradiação inferior, dessa forma, sabe-se que o sistema não atingirá a potência nominal de pico, com isso o inversor trabalhará numa condição de sobredimensionamento, acarretando numa diminuição da temperatura de operação do mesmo. Visualiza-se que a região delimitada pela curva vermelha, potência experimental, praticamente sobrepõe a curva azul, potência modelada.

De acordo com os gráficos da Figura 39, os três subsistemas apresentam um comportamento semelhante, quando analisados em função da radiação no plano inclinado, evidenciando um dia de céu claro (gráficos à esquerda) e um dia nublado (gráficos à direita). Para um dia com altos níveis de irradiância (céu claro), verifica-se que a curva de potência experimental está sob a curva da potência modelo para os subsistemas I, II e III; nota-se que o afastamento entre as parábolas para ambos os geradores está relacionado ao fato de que os geradores fotovoltaicos não conseguem operar dentro da faixa de máxima potência do inversor, ocasionando o decréscimo da energia fotogerada. O gráfico representando o subsistema III comprova o fato descrito anteriormente, mostrando que o gerador FV opera por quase toda tempo fora da faixa do seguidor de máxima potência (SPMP), consequente com o possível aquecimento no bloco de conversão CC/CA, devido ao $FD1 < 1$.

Refazendo a análise para um dia com baixos níveis de irradiância (céu nublado), a potência experimental tende a convergir com a potência modelada, porém, como a intensidade da irradiância solar é inferior quando comparada a um dia de céu claro, não será possível ocorrer excesso de potência na entrada primária do inversor. A partir disso, o inversor não irá trabalhar em temperatura elevada, influenciando diretamente na eficiência de conversão.

Será mostrado mais adiante o impacto da tensão de operação dos geradores fotovoltaicos na eficiência do algoritmo seguidor de máxima potência, enfatizando o efeito da irradiância solar. É conhecido que a própria temperatura de operação do inversor e seus aspectos

construtivos favorecem para o aumento das perdas. É importante ressaltar que a potência real de um projeto (P_{fv}) pode ser calculada através do modelo, considerando o efeito do algoritmo seguidor de máxima potência, e que para esse estudo a potência real experimental foi adquirida através de uma instrumentação específica aliada ao sistema de aquisição de dados (SCADA).

Em termos de projetos, para se determinar a potência real efetiva na entrada CC do inversor em condições de projeto, pode-se utilizar a equação 26:

$$P_{fv} = P_{fv}^0 \left(\frac{H_{\beta}}{H_{STC}} \right) [1 - \gamma_{mp}(T_C - T_{STC})] \eta_{SPMP} \quad (26)$$

Onde:

P_{fv}^0 é a potência nominal do sistema FV (Wp);

H_{β} é a irradiância no plano do coletor (W/m²);

H_{STC} é a irradiância nas condições padrão (1000 W/m²).

γ_{mp} é o coeficiente de variação de temperatura (%/°C);

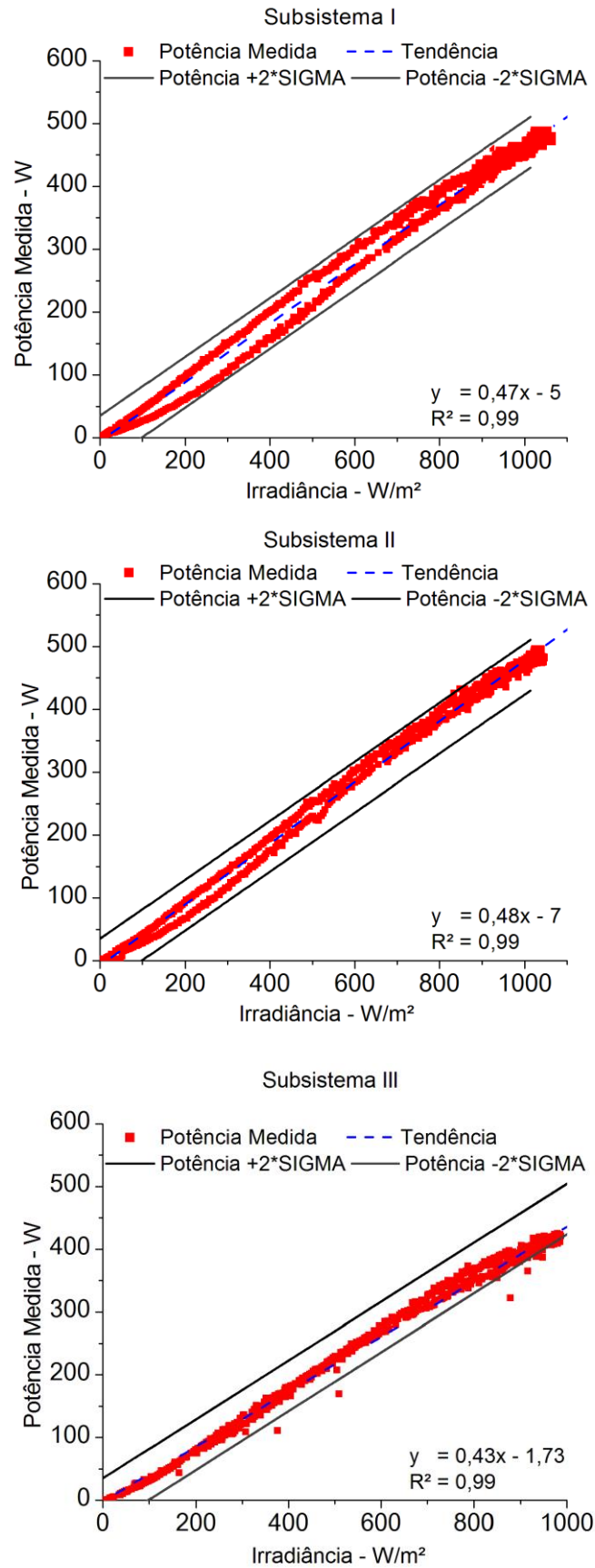
T_C é a temperatura de operação da célula (°C);

T_{STC} é a temperatura nas condições padrão (25°C);

η_{SPMP} é a eficiência do seguidor de máxima potência (%).

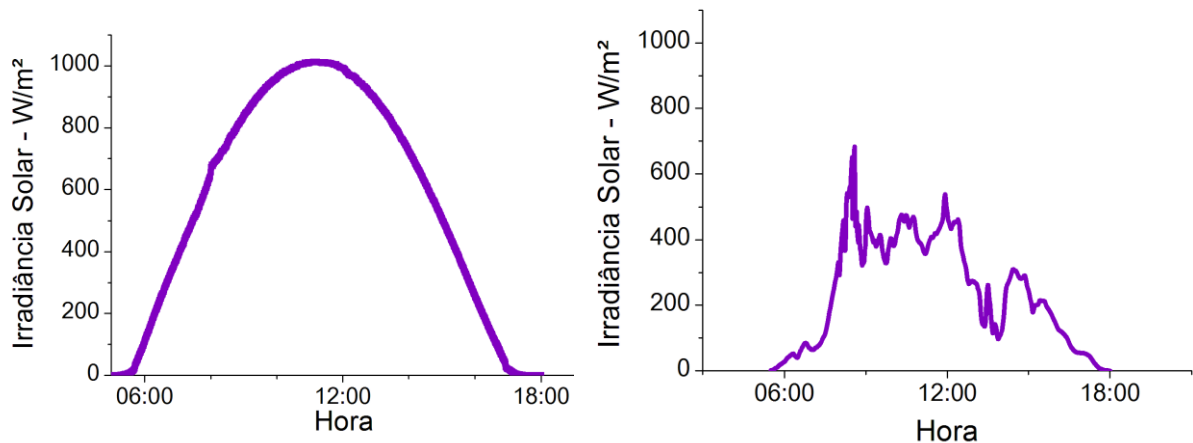
É previsível que o sistema que opera com um FDI > 1, provavelmente deveria atingir a máxima potência constantemente, e que nas duas primeiras figuras da Fig. 39, as curvas da potência experimental (vermelha) estariam sobrepondo-se as curvas da potência modelo (azul), e isso comprovaria que o sistema estaria operando no ponto ótimo, ou na máxima potência. Na maioria das vezes, esse comportamento pode ser confundido com a limitação de potência, recurso do inversor para evitar um possível dano quando a potência do gerador fotovoltaico ultrapassa a potência nominal.

Na Fig. 40, também foi introduzido uma linha de tendência com duas vezes o desvio padrão (2σ), confirmando que os dados coletados estão dentro de um intervalo de confiança de 95%. O coeficiente de regressão para ambos os conjuntos de valores apresentou-se próximo de 99%.

Figura 40 – Produção de energia em corrente contínua.

O estudo da eficiência do algoritmo seguidor de máxima potência (η_{SPMP}) partiu da escolha de duas situações bastante típicas, onde se tem a simetria e assimetria do comportamento da radiação solar ao longo do dia. Os gráficos da Fig 41 são as condições típicas da radiação solar, céu claro e céu nublado:

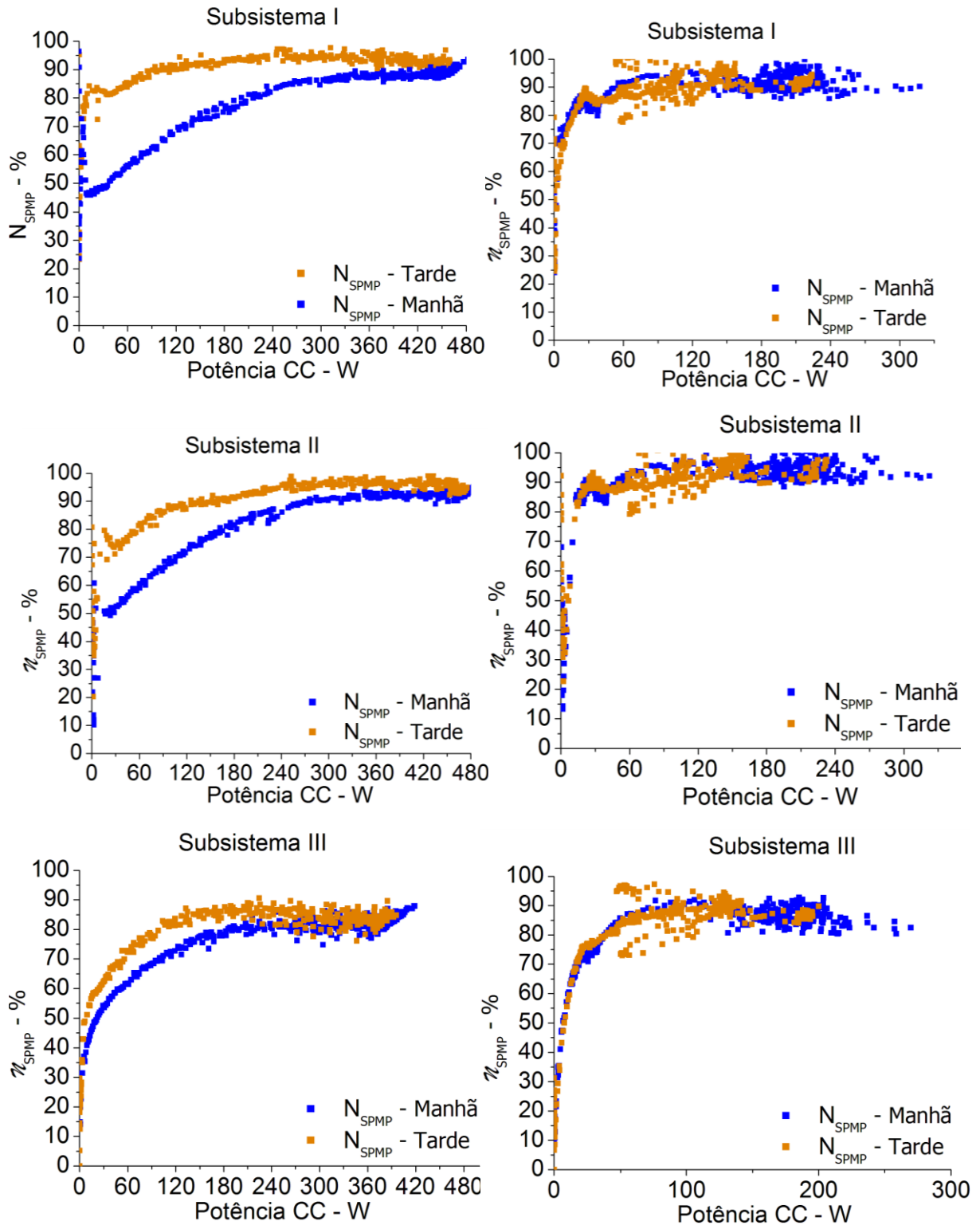
Figura 41 – Comportamento da radiação solar (Céu Claro e Céu Nublado).



Os gráficos exibidos acima exprimem quantitativamente o conteúdo energético disponível na localidade em estudo, nesses dias. Visualizando o gráfico à esquerda, tem-se um dia típico de céu claro totalizando 7,34 kWh/m², referente ao dia 30 de abril do ano de 2015; em contrapartida, o gráfico da direita exprime um dia assimétrico com baixos níveis de irradiância solar, onde o mesmo totaliza 2,98 kWh/m², para o dia 25 de junho. Como a potência na entrada do inversor depende da radiação solar, deve-se levar em conta também a variabilidade do funcionamento do seguidor de máxima potência, dispositivo responsável por manter a máxima potência do arranjo fotovoltaico que maximiza a energia proveniente do gerador fotovoltaico, e entrega todo o fluxo de potência elétrica em corrente contínua na ponte inversora.

Deste modo, avaliou-se a eficiência do algoritmo, que por sua vez está atrelada a determinadas condições de temperatura de operação do inversor e da configuração do gerador fotovoltaico, em termos de tensão e corrente (MACEDO, 2006). Os gráficos da Figura 42 mostram a eficiência do algoritmo seguidor de máxima potência (η_{SPMP}), respectivamente para as duas condições de irradiância discutidas anteriormente:

Figura 42 – Comportamento da eficiência do algoritmo seguidor de máxima potência em função do carregamento (Céu claro e céu nublado).



Visualiza-se, a partir dos gráficos, que os inversores de cada subsistema apresentaram praticamente o mesmo comportamento quando analisados simultaneamente para as condições de céu claro e nublado. Percebe-se que para dias de céu claro, o algoritmo seguidor de máxima potência opera com mais eficiência pelo turno da tarde, compreendendo uma parcela da eficiência em torno de 80% quando em baixo carregamento, e uma grande parte entre 85% a 95%, quando está operando acima de 50% do carregamento.

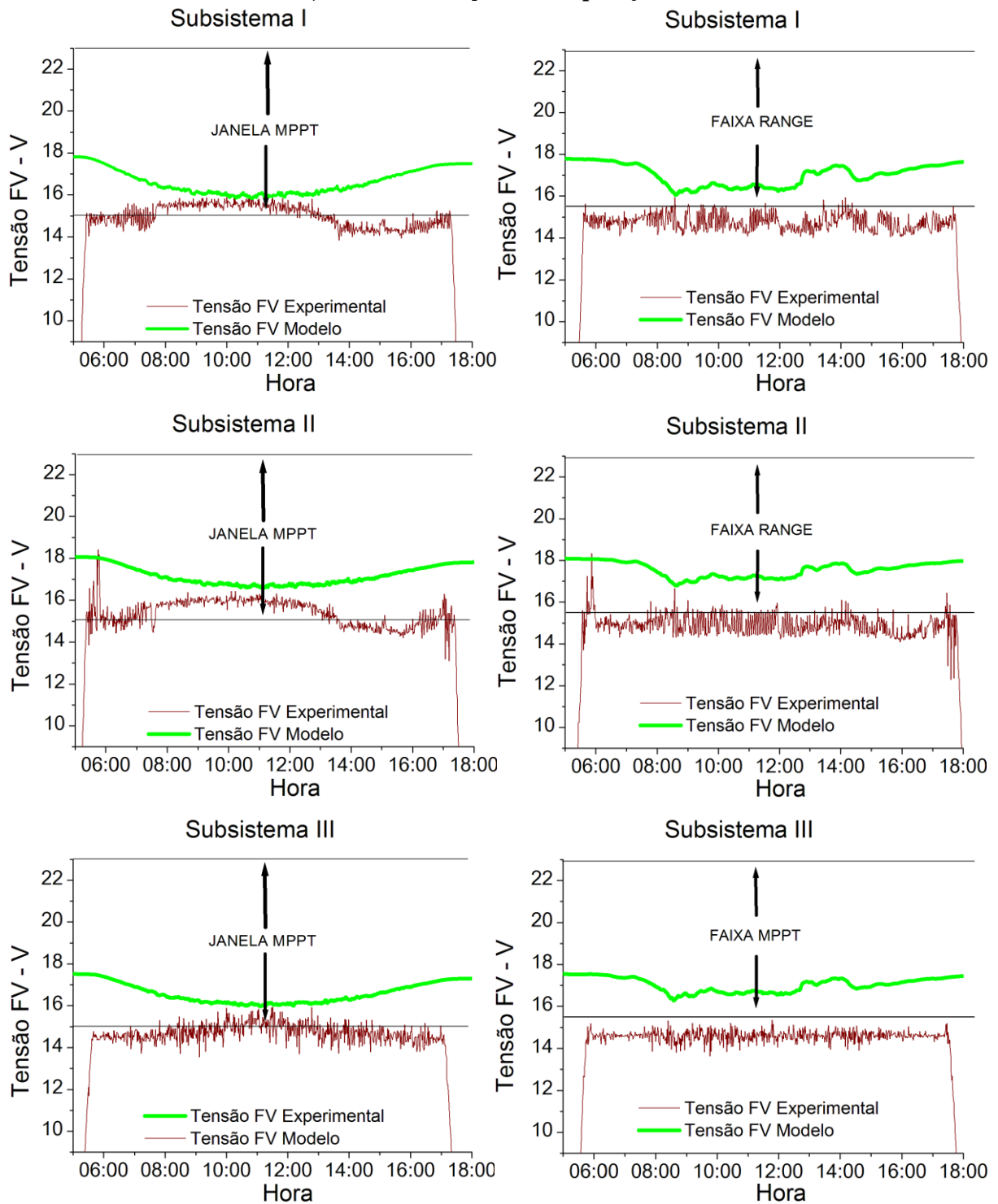
Durante o período da manhã a eficiência do algoritmo SPMP se apresentou inferior ao turno da tarde, onde prevalecem os maiores níveis de eficiência do seguidor de máxima potência. Tal efeito está atribuído ao fato do gerador fotovoltaico estar trabalhando com tensão fixa por quase todo o tempo, ou seja, fora da faixa do seguidor de máxima potência (MPPT), conforme comprovado pelos gráficos da Fig. 43. Nota-se também que, o motivo de se ter uma maior eficiência pela tarde, pode estar relacionado ao fato do arranjo está voltado para o oeste.

Os arranjos fotovoltaicos estão associados em paralelo, mantendo elevados níveis de corrente elétrica na entrada do inversor, tal formato acarreta no sobreaquecimento do inversor por efeito joule, interferindo nas características operacionais do equipamento. A própria sensibilidade do equipamento pode ser um ponto que altere a estabilidade do algoritmo seguidor de máxima potência (MACEDO, 2006).

. Particularmente, na região onde foi instalado o gerador fotovoltaico, há uma maior incidência de vento no período da tarde; tal efeito pode refletir na maior eficiência do seguidor de máxima potência devido a uma refrigeração constante do equipamento. Andrade e Tiba (2016) realizaram um estudo sobre a assimetria da velocidade do vento na cidade de Maceió, e verificaram e que durante o intervalo entre 14:00 às 16:00 ocorriam as maiores velocidades de vento, atingindo aproximadamente 3,5 m/s, quando durante o período matinal, entre 08:00 às 10:00, encontrou-se valores próximos à 2 m/s.

A Figura 43 apresenta o comportamento da tensão CC na entrada do inversor ao longo do dia para os três subsistemas, em um dia de céu claro e céu nublado; a imagem a seguir constata a operação da tensão dos geradores fotovoltaicos fora da faixa de operação do seguidor de máxima potência, ao longo do dia.

Figura 43 – Caracterização diária da tensão de operação do gerador FV (Céu claro e Céu nublado), focalizando a janela de operação do MPPT.



No terceiro subsistema, percebeu-se que a tensão do gerador fotovoltaico estava totalmente fora da faixa do MPPT, conforme o gráfico do subsistema III acima. Para um dia de céu nublado a distribuição da tensão ao longo do dia não consegue atingir o limite mínimo da janela do seguidor de máxima potência, comportamento este explicado pelo fato da tensão do

módulo FV no ponto de máxima potência (V_{mp}) ser baixa, divergindo das exigências mínimas e operacionais do inversor. Nota-se que, ao comparar a tensão experimental e a tensão modelada, para dias com menores níveis de irradiância e temperatura, é possível ter uma menor amplitude de tensão do gerador FV. Em contrapartida, para dias com irradiância solar mais elevada, percebe-se o aumento da tensão do gerador; isso implica que essa grandeza é mais susceptível às variações da irradiância solar do que às variações de temperatura, mesmo sendo uma grandeza que contribui negativamente, ocasionando o decaimento da tensão.

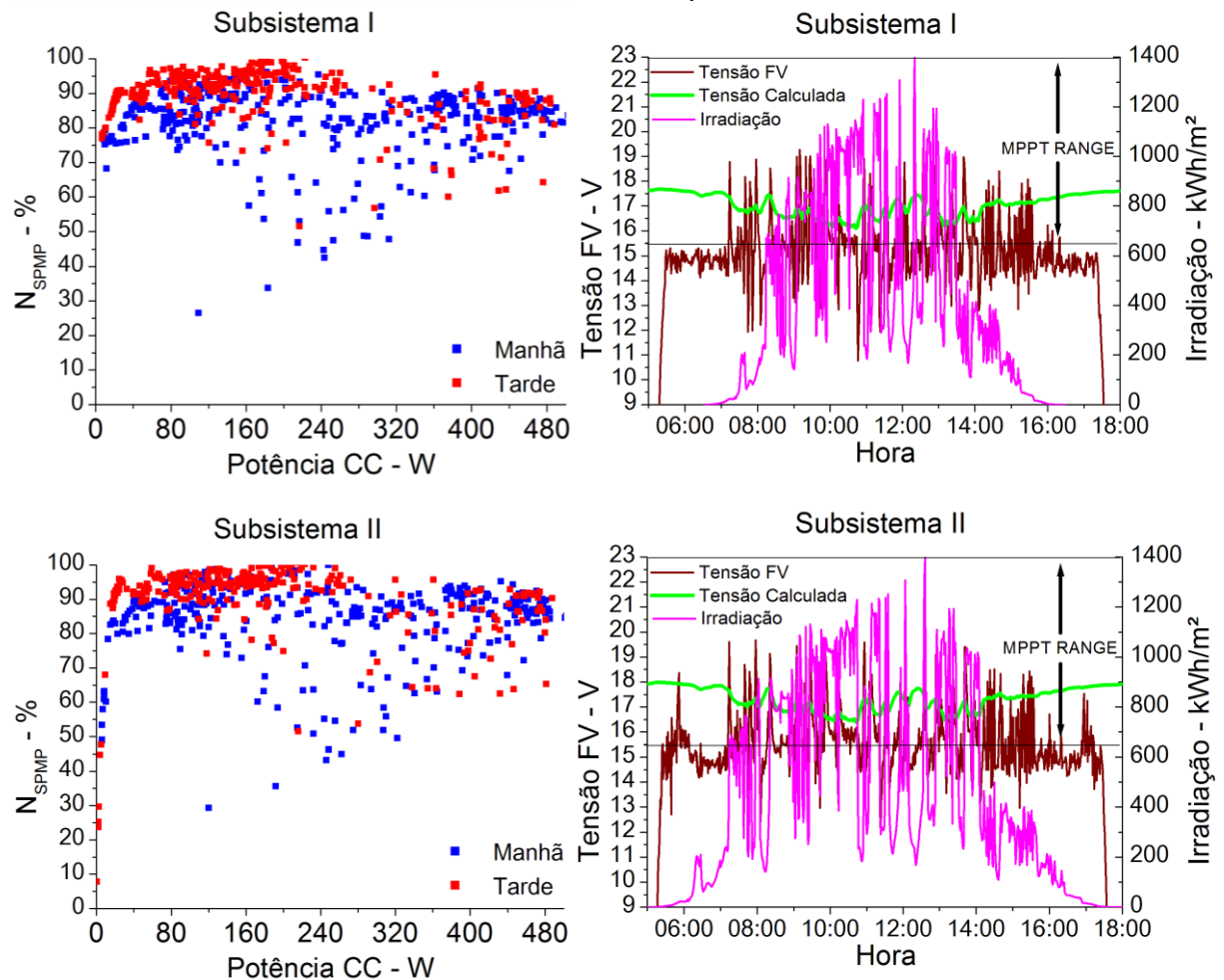
Referindo-se ainda ao subsistema III, pelo motivo de estar operando com um FDI menor que 1, em determinados momentos o gerador fotovoltaico entrega mais potência na entrada do inversor, ocasionando o aquecimento do equipamento e consequentemente diminuindo o rendimento do ponto seguidor de máxima potência (η_{SPMP}); verifica-se que a eficiência do algoritmo não ultrapassa 90% para dias de céu claro. Praticamente a ineficiência do seguidor de máxima potência (SPMP) está atribuída às condições operacionais de cada sistema, e ao fato do gerador fotovoltaico estar operando em tensão fixa.

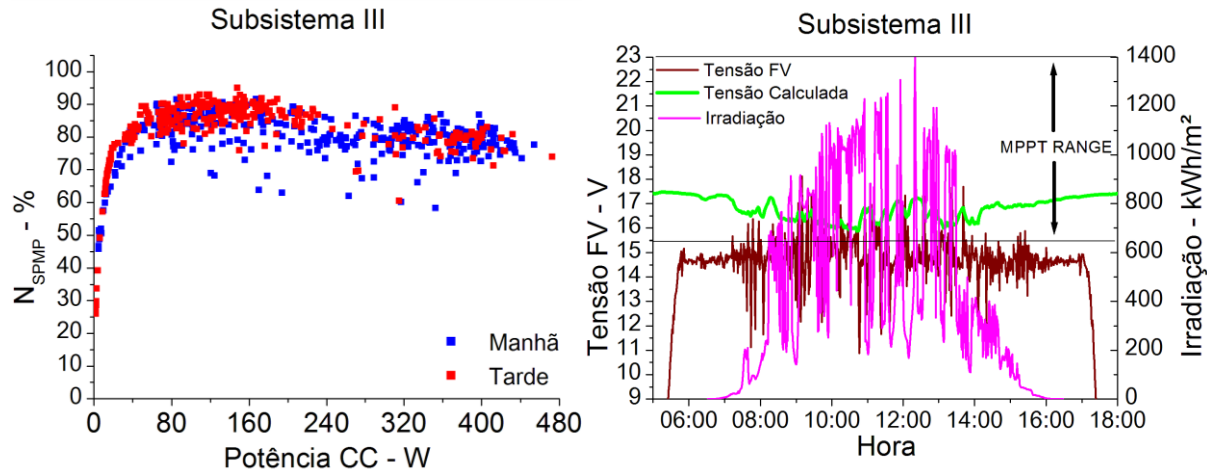
Em dias onde ocorre uma distribuição não uniforme da irradiância solar, percebe-se um novo comportamento do ponto seguidor de máxima potência; observa-se que independente do período diário, a η_{SPMP} é praticamente a mesma para todo carregamento do inversor, porém, é normal encontrar baixos índices de eficiência. Relativamente, é comum encontrar maiores valores de eficiência do seguidor de máxima potência durante o período da manhã, pois o inversor admite baixas temperaturas e, o início do ciclo de trabalho, quando comparado ao período da tarde, ainda que, os valores encontrados de η_{SPMP} em ambos os períodos para uma faixa de carregamento superior a 10% da potência do inversor, sejam de 98%.

No trabalho realizado por Macedo (2006), foram encontrados valores de η_{SPMP} durante o período da manhã, divergindo dos resultados encontrados nesse trabalho; a análise foi feita para condições de irradiância típicas, céu claro e céu nublado, com os módulos fotovoltaicos conectados em série, fornecendo uma tensão dentro da faixa do MPPT do inversor utilizado. Haeberlin et. al. (2004), abordaram o tema da eficiência de diversos inversores, com diferentes tensões na entrada CC do inversor; aumentando-se a tensão CC na entrada do inversor, ocorreu um ligeiro incremento na eficiência do SPMP; esse comportamento pode ser utilizado como critério de comparação ao experimento em questão, pelo fato que a tensão varia de acordo com o nível de irradiância e temperatura de operação da célula. Sales et. al. (2009), apresentaram uma análise da η_{SPMP} para diferentes inversores utilizados em SFCR, analisando variadas topologias associadas aos circuitos internos destes equipamentos.

A partir de um dia com grande variabilidade da irradiação solar, avaliou-se os mesmos parâmetros demonstrados nos gráficos anteriores, Fig. 42 e 43, acerca da eficiência do seguimento de máxima potência. O comportamento demonstrado a seguir enfatiza o aumento da tensão dos geradores FV na entrada do inversor. A Fig. 44 apresenta o desempenho do algoritmo seguidor de máxima potência, sendo afetado pela intermitência do fenômeno citado; os gráficos representados à direita esboçam o comportamento da tensão proveniente dos módulos FV; pode-se visualizar o comportamento da irradiação solar para este mesmo dia.

Figura 44 – Comportamento da eficiência do algoritmo seguidor de máxima potência em função do carregamento, evidenciando a variação da tensão CC ao longo do dia. (Condição de intermitência).





É possível visualizar que, para a determinada condição, a tensão no ponto de máxima potência se eleva bastante e ajusta-se bem na janela do MPPT do inversor; tal comportamento associa-se aos picos de radiação incidente no plano gerador. Diferentemente das condições analisadas anteriormente, é notório o aumento da eficiência do seguidor de máxima potência em função do novo ajuste da tensão dos geradores fotovoltaicos.

Enfatizando o subsistema III, a eficiência do MPPT é inferior a 90%, visto que o mesmo opera com o FDI menor que um, causando rapidamente o carregamento e aquecimento do inversor, e levando à diminuição da eficiência do SPMP e da própria eficiência de conversão CC-CA.

Reportando-se aos gráficos da Fig. 42 e 43, comparou-se a tensão experimental com a tensão calculada para ambos os geradores fotovoltaicos, interpretando-se a tensão calculada através da curva verde, sendo localizada dentro da faixa do MPPT por quase todo o dia. Como já se conhece, condições específicas como temperatura de operação das células FV, sombreamento parciais dos módulos FV, orientação e posicionamento dos módulos e a configuração do gerador em termos de tensão e corrente, interferem diretamente na amplitude da tensão de máxima potência dos geradores fotovoltaicos.

4.4.2 Eficiência energética do inversor.

Neste tópico foi feita uma abordagem sobre o conceito de eficiência energética, ou eficiência de conversão, focado para caracterização de inversores em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. A etapa estudada anteriormente sobre a eficiência do algoritmo de seguimento de máxima potência implica indiretamente no estágio de conversão, pois o algoritmo operando sempre em sua eficiência ótima ocorrerá à maximização da energia CC na

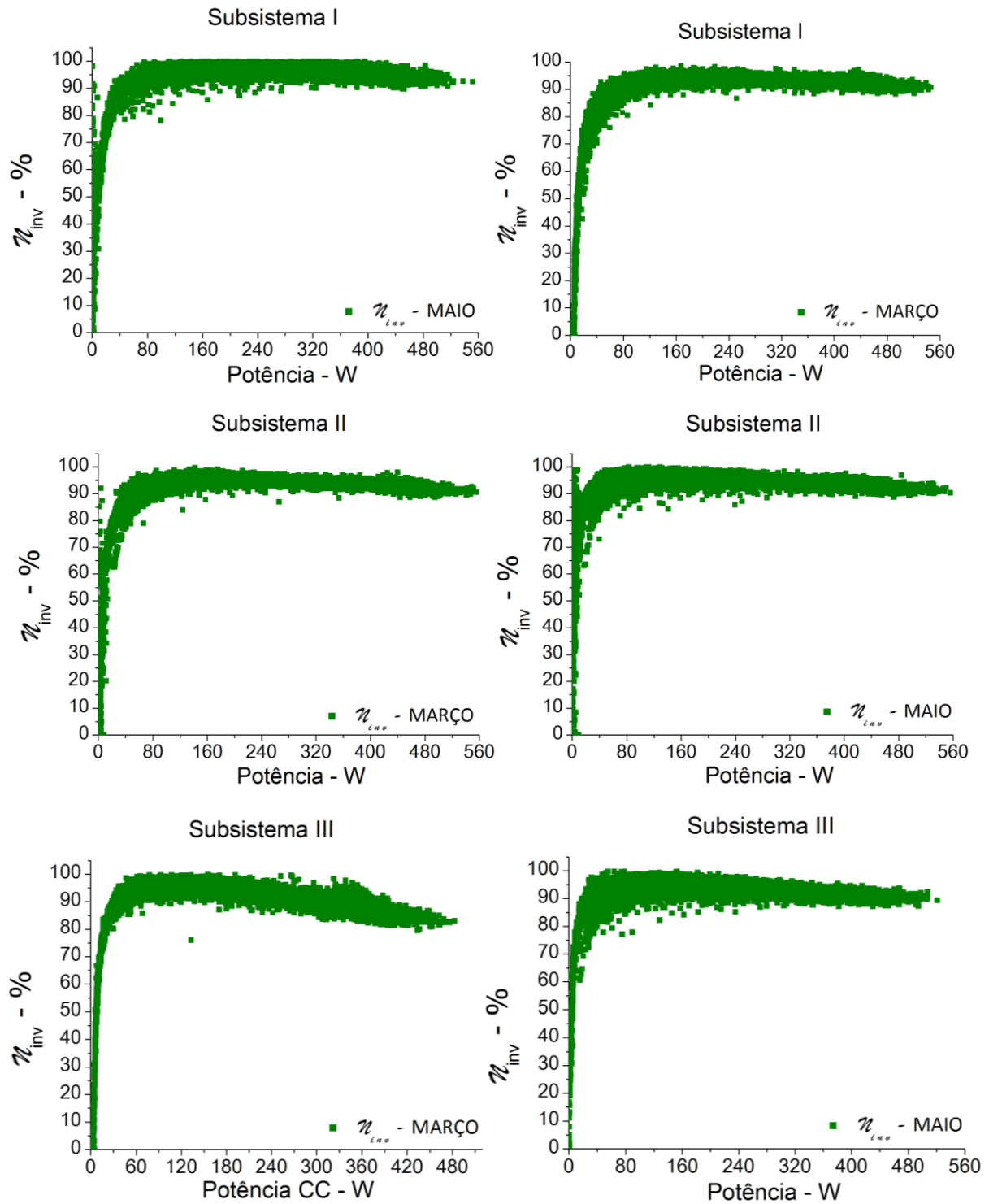
entrada do bloco de conversão CC-CA do inversor e, conseqüentemente aumentado o carregamento do equipamento. Após a análise da eficiência do algoritmo SPMP, ocorre o estágio de inversão, onde a energia CC demandada dos módulos FV será efetivamente entregue à rede elétrica local na forma de corrente alternada (CA), respeitando todos os requisitos técnicos e operacionais exigidos.

Considerando que o inversor é um sistema não conservativo, foram identificados os parâmetros das perdas inerentes ao seu funcionamento e realizada a modelagem baseadas nas equações citadas no capítulo 2, e com os dados experimentais extraídos em campo. A partir dessa modelagem foi realizado um estudo de eficiência de conversão de energia, a fim de verificar o quanto o inversor produzia em sua saída, em corrente alternada, em função da energia proveniente dos arranjos fotovoltaicos.

Os subsistemas I e II obtiveram praticamente os mesmos níveis de eficiência instantânea dado pelo carregamento do inversor para os meses de março e maio. O fato de o SPMP estar operando abaixo da eficiência pretendida, acarreta em menor potência na etapa de inversão, e assim atribui-se também a boa eficiência de conversão ao fator de dimensionamento do inversor (FDI), que está atuando acima de uma unidade ($FDI > 1$). Cabe ressaltar que, é comum encontrar baixas eficiências quando o carregamento é inferior a 10% da potência nominal do equipamento.

Os gráficos representados na Fig. 45 mostram as eficiências de conversão CC-CA, elaborados com todos os dados experimentais referentes aos meses de março e maio de 2015 para os três subsistemas, objetivando mostrar o perfil de eficiência com o tempo de operação dos inversores.

Figura 45– Comparativo das eficiências de conversão CC-CA.



Focando nos gráficos do subsistema III, Fig. 45, especialmente para o mês de março, o inversor mantém bons níveis de eficiência para um carregamento entre 10 – 70% (60 W – 350 W) da potência nominal; acima dessa faixa ocorre um declínio na curva, fator atribuído não somente ao $FDI < 1$, mas também à baixa qualidade operacional do equipamento, pois o mesmo não estaria suportando o pleno carregamento em sua entrada, ocasionando rapidamente o aquecimento e aumento das perdas. Adicionalmente, em determinados perfis de elevados níveis de irradiância solar surgirá uma potência elevada na saída do gerador fotovoltaico, sendo canalizado diretamente na entrada CC do inversor, acarretando em sobrecarga no dispositivo e aquecimento; esse fenômeno é conhecido como limitação da potência do inversor.

Em função do comentário acima, o inversor do subsistema III foi substituído por outro semelhante ao do subsistema I e II, com o intuito de verificar se haveria aumento da eficiência de conversão em função do aumento do FDI. Reportando-se novamente aos gráficos da Fig. 45, pode-se comparar ambos os gráficos do subsistema III, e confirmar que a eficiência de conversão foi otimizada em maio, quando comparada em relação ao mês de março.

Analisando os dados experimentais, foi possível identificar as faixas de eficiência de conversão, e através do modelo representado na equação 14, determinaram-se os coeficientes que associam as perdas durante o momento de funcionamento do inversor. Na Tabela 3, podem ser vistos os três parâmetros característicos, k_0 , k_1 e k_2 , correspondendo respectivamente às perdas por autoconsumo, perdas lineares por corrente devido à queda de tensão nos dispositivos internos e perdas por carregamento:

Tabela 4 - Coeficientes característicos de perdas no inversor.

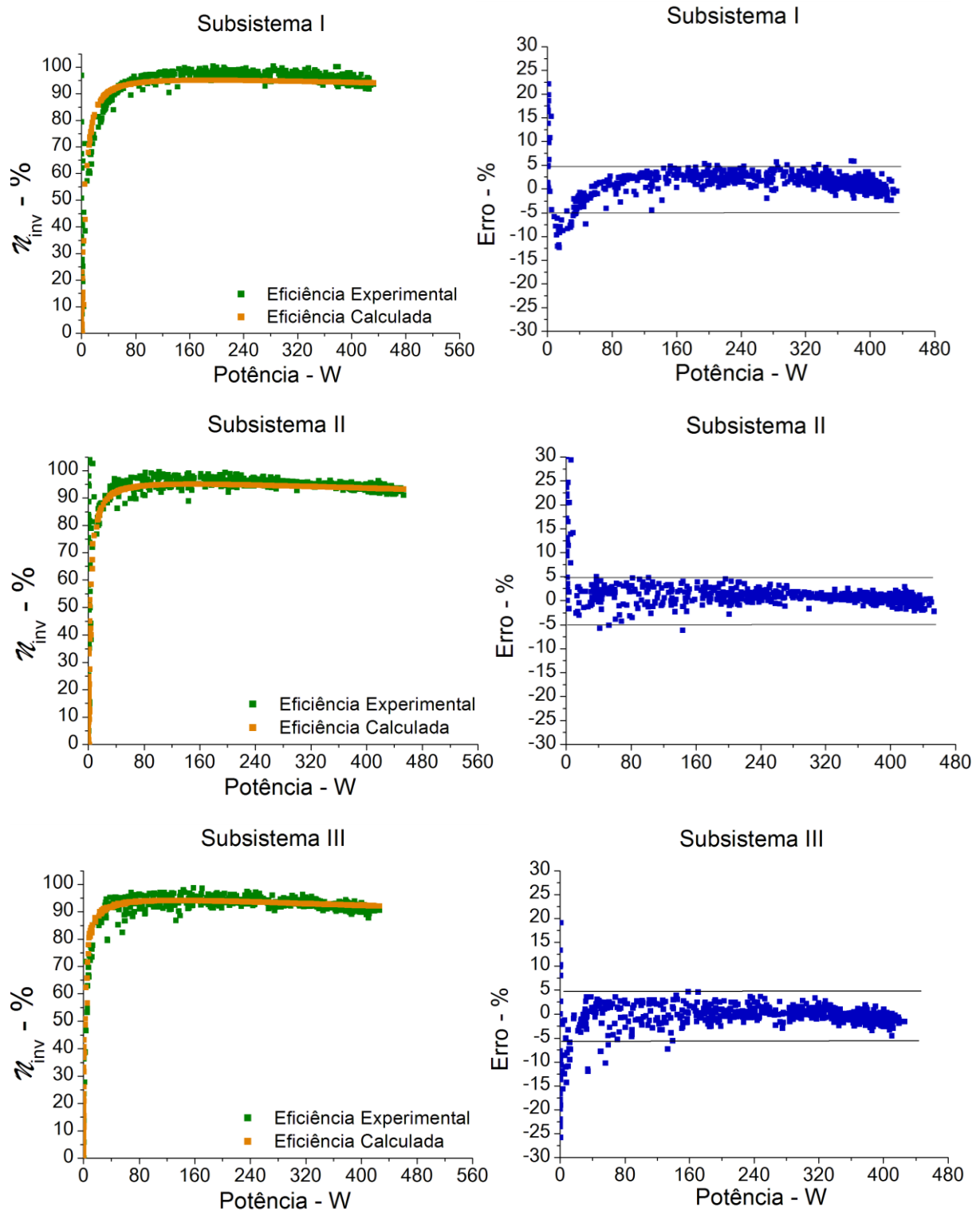
Sistema	k_0	k_1	k_2	η_{inv}
Subsistema I – Si-p	0,35%	2,1%	7,1%	94%
Subsistema II – Si-m	0,28%	2,1%	8,0%	94%
Subsistema III – Si-p	0,30%	2,4%	8,1%	93%

Observa-se que os parâmetros dos inversores dos subsistemas I e II, apesar de possuírem a mesma potência nominal, mesmo FDI e inversores idênticos, resultaram em pequenas variações em seus parâmetros. Os parâmetros característicos dos inversores podem apresentar variações, mesmo quando se compara inversores de mesmo fabricante e potência. Os inversores utilizados no estudo são de baixo porte, e sensíveis à variação de temperatura, além disso, apresentam sérios problemas com o excesso de potência em sua entrada, acarretando em perdas por limitação de potência e ineficiência do algoritmo SPMP em determinadas horas do dia, devido ao aquecimento não previsto, e isso minimiza o fluxo de potência CC, reduzindo a eficiência.

A limitação de potência é um artifício que os fabricantes de inversores utilizam para munir seus equipamentos contra o alto valor de potência (kWp) referente ao arranjo fotovoltaico. Em determinadas regiões é natural encontrar sistemas com inversores sobredimensionado em relação ao arranjo FV, pois frequentemente o equipamento é sobrecarregado em função da irradiância solar local, acarretando o aumento da temperatura de operação e provocando redução da vida útil.

De posse dos parâmetros característicos, foram calculadas as eficiências de cada micro inversor, e comparados com os resultados medidos experimentalmente e feita a modelagem polinomial. A Fig. 46 demonstra uma comparação entre os resultados modelados e experimentais.

Figura 46 – Comparativo entre eficiência modelada e experimental com seus correspondentes erros relativos referentes aos valores de eficiências.

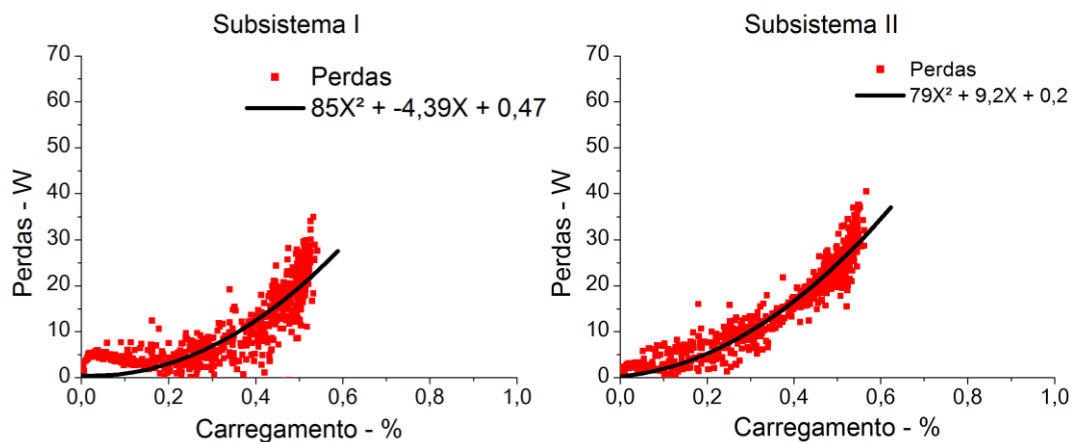


Nota-se pelos gráficos acima, que os valores calculados através dos parâmetros característicos se ajustam regularmente aos valores obtidos em campo para ambos os inversores. Pode-se, nesse caso, utilizar as equações para fazer uma projeção da potência de saída e da eficiência de conversão dos equipamentos em estudo, de certa forma validando-se o ajuste do modelo. Ainda observando os gráficos da Fig. 46, tem-se que o erro máximo entre as medidas está compreendido no valor máximo de 5%; em ampla faixa de potência, é comum encontrar erros elevados para carregamento inferior a 10% da potência nominal do inversor.

Em alguns casos, os parâmetros de perdas já citados anteriormente podem ser determinados através de ensaios feitos em bancada apropriada com uma fonte de tensão CC controlável, aplicando os níveis de tensão admitidos na entrada do inversor e com isso, é possível extrair também os parâmetros característicos do equipamento em função da tensão de operação (MACEDO, 2006). Especificamente, foi utilizada uma metodologia mais simples, onde os valores da potência fornecida pelos arranjos fotovoltaicos e os de potência de saída foram coletados experimentalmente com intervalos de 1 minuto pelo sistema de aquisição de dados.

Com a determinação da eficiência dos inversores e dos parâmetros característicos, determinou-se também a potência perdida durante o processo de conversão CC-CA. A Figura 47 ilustra graficamente o comportamento das perdas intrinsecamente aos inversores dos subsistemas I e II. Esse gráfico também pode ser obtido diretamente com o uso da equação 15, inserindo-se os parâmetros característicos k_0 , k_1 e k_2 , e as respectivas potências de saída normalizadas.

Figura 47 – Representação das perdas nos inversores em função do carregamento.

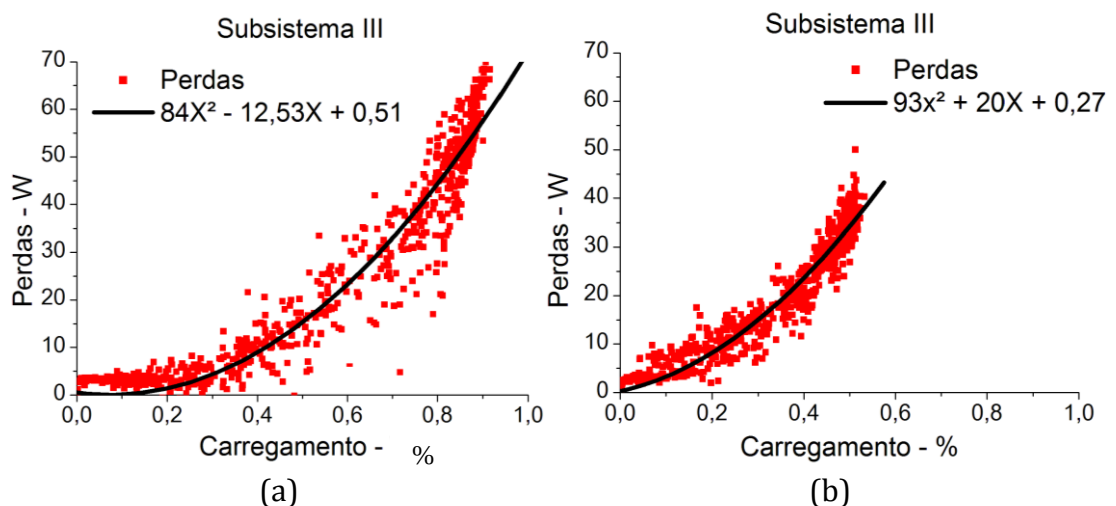


Observa-se que, a potência referida às perdas é representada através de um modelo polinomial de grau dois, e que prevalece uma semelhança no comportamento desse parâmetro entre os três gráficos anteriormente demonstrados. Para os inversores dos subsistemas I e II, as perdas estão compreendidas para uma faixa de carregamento do inversor entre 40 – 60%, atingindo um valor máximo de potência de perdas entre 45-50 W; normalizando esse valor com a potência nominal do inversor, as perdas de conversão então correspondem aproximadamente a 5%.

Ainda assim, o fato de ambos os subsistemas I e II estarem submetidos às mesmas condições técnicas e operacionais, diferindo apenas da tecnologia fotovoltaica empregada para a confecção do módulo, para valores de carregamento semelhantes, há uma pequena variação nas perdas; esse efeito está atribuído à sensibilidade do inversor, mesmo ambos sendo de mesmo fabricante.

Analisando o terceiro subsistema (III), visualizando a Figura 48.a, atribui-se uma perda superior quando comparada relativamente aos subsistemas I e II, compreendida numa faixa de carregamento entre 60 – 80% da potência nominal do inversor; o valor expressado das perdas para o subsistema III, leva em consideração a qualidade do equipamento, mesmo estando configurado com o $FDI < 1$, acarretando em excesso de potência quando o gerador estiver submetido à alta irradiância.

Figura 48 - Representação das perdas no inversor ($FDI < 1$) e ($FDI > 1$).



Como pode ser muito bem determinado pela Figura 48, com a substituição de um novo inversor, as perdas foram reduzidas; percebe-se pela Figura 48.a, que as perdas correspondiam próximas de 17% da potência nominal do inversor; refletindo para a nova situação, Figura 48.b,

as perdas foram reduzidas em 5% da potência nominal do inversor. De certa forma, após a substituição do inversor, nota-se que o mesmo nunca chega à potência nominal, atingindo no máximo 60% da potência do inversor.

Esses resultados demonstram que, para a localidade que o sistema se encontra, tanto a relação FDI quanto a própria qualidade do inversor interferem diretamente nas perdas, quando relacionadas ao tamanho do gerador e observa-se também, que a tensão de operação é um fator que colabora para o aumento das perdas.

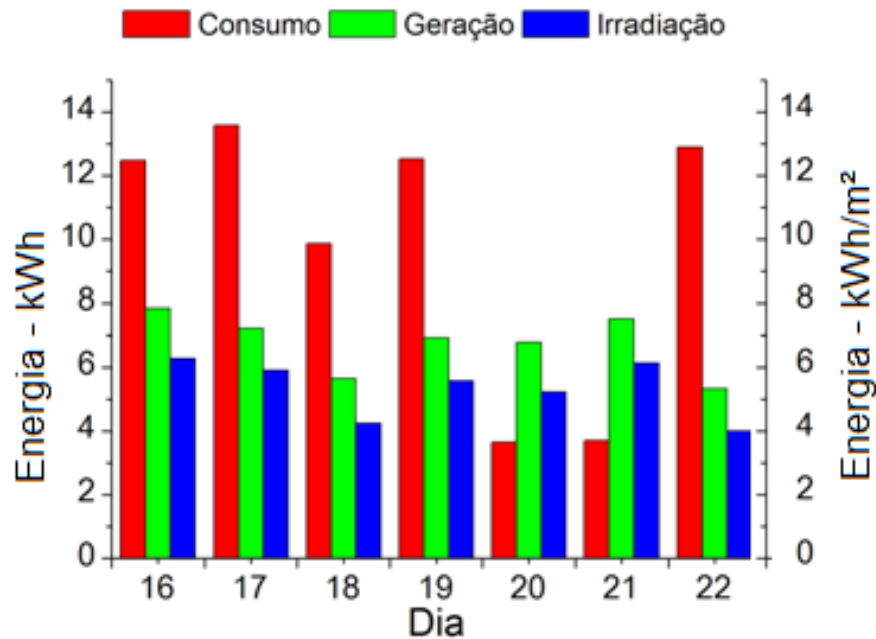
4.5 Balanço de energia.

Nesse tópico foi tratado acerca da dinâmica do fluxo energético na instalação elétrica da edificação, objetivando identificar os momentos em que o escritório está exportando energia para a rede elétrica da concessionária ou consumindo. Em se tratando de um escritório que funciona em horário comercial, realizaram-se as medições da demanda durante os cinco dias úteis e no final de semana, a fim de estabelecer um perfil do comportamento do fluxo energético do horário comercial e em períodos onde o escritório está fechado, e se portando como fornecedor de energia.

4.5.1 Perfil Energético.

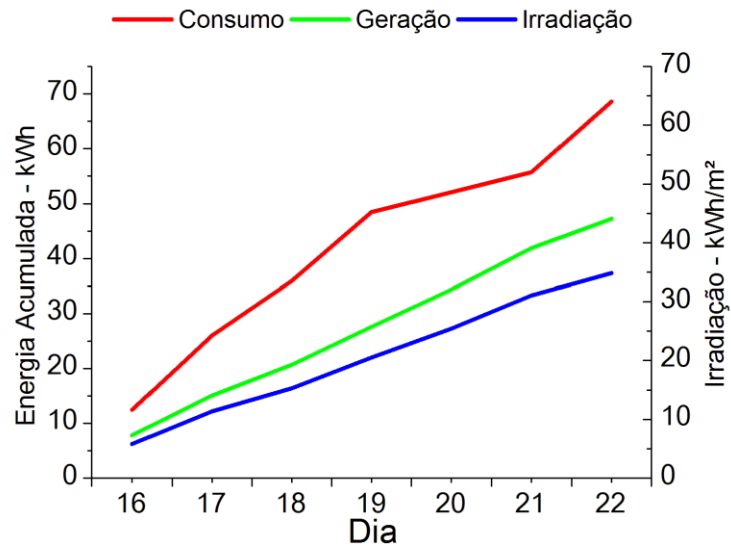
Em qualquer instalação elétrica é pouco provável a utilização simultânea de todos os equipamentos, pontos de luz entre outros dispositivos. Referindo-se a um estabelecimento comercial de pequeno porte, fez-se o controle do consumo de energia, visto que tais elementos sempre são ligados e desligados nos horários pré-determinados, com o auxílio de um pequeno analisador de energia elétrica, que mensurou o consumo de energia durante uma semana com registros em escala de minuto. Os resultados podem ser visualizados pela Fig. 49, que apresenta o consumo diário de energia do recinto, e registrando os valores energéticos máximos para cada dia analisado.

Figura 49 – Consumo e geração diária de energia elétrica do escritório.



De acordo com gráfico da Fig. 49, os dados que compreendem a faixa entre os dias 16 e 19 representam exclusivamente os dias úteis da semana, de terça a sexta feira respectivamente, finalizando com o dia 22. O conjunto de dados dos dias 20 e 21 amostram os dados de sábado e domingo, período no qual o escritório não funciona e possui uma demanda inferior comparada aos dias úteis. Percebe-se que o consumo médio de energia elétrica para os dias úteis é aproximadamente 12,2 kWh, e no final de semana esse valor é consideravelmente reduzido estabilizando-se em torno de 3,6 kWh, cerca de 70% a menos do consumo em condição de máxima demanda em dias úteis. Sendo a geração de energia elétrica fotovoltaica diretamente associada ao nível de irradiação diária, a Fig. 50, representa os parâmetros energéticos acumulados, citados no gráfico durante o período avaliado.

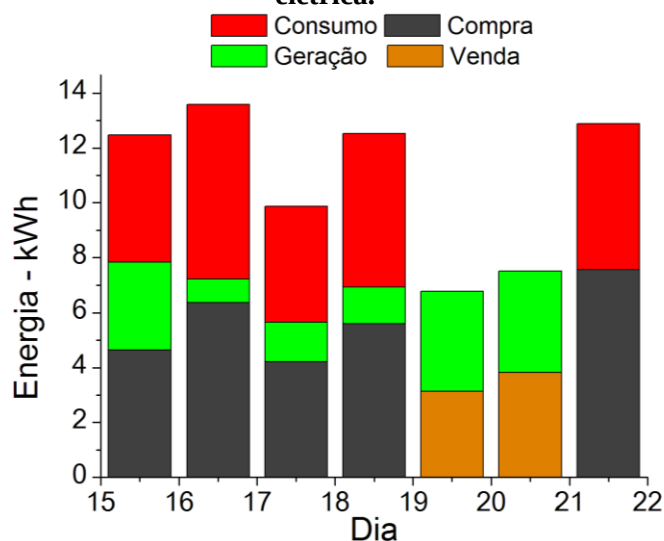
Figura 50 – Consumo, geração e irradiação diárias acumuladas ao longo da semana.



O consumo apresenta uma ascendência na faixa dos dias úteis; nos dias não úteis, a curva tende a um comportamento constante, diminuindo sua inclinação no intervalo entre os dias 20 e 21. Verifica-se que a amplitude da geração acumulada de eletricidade é consequente da irradiação solar totalizada. Comparando as duas curvas no gráfico acima, visualiza-se que a distribuição das curvas se assemelha, divergindo apenas o quantitativo energético para cada grandeza.

Finalizando essa análise, demonstra-se o comportamento do fluxo energético, detectando os dias em que o escritório se tornou autossuficiente, ou seja, produziu mais eletricidade do que consumiu. É importante lembrar que, a instalação elétrica drena energia da rede elétrica à qual está conectada, porém nessa situação a geração de energia elétrica é tão superior que a mesma alimenta os circuitos da edificação e ainda utiliza como elemento de armazenagem a própria rede local, ou até mesmo injetando todo o excedente de energia para a concessionária. A discussão acima é representada pela Fig. 51 a seguir, onde se indica a compra e venda de energia.

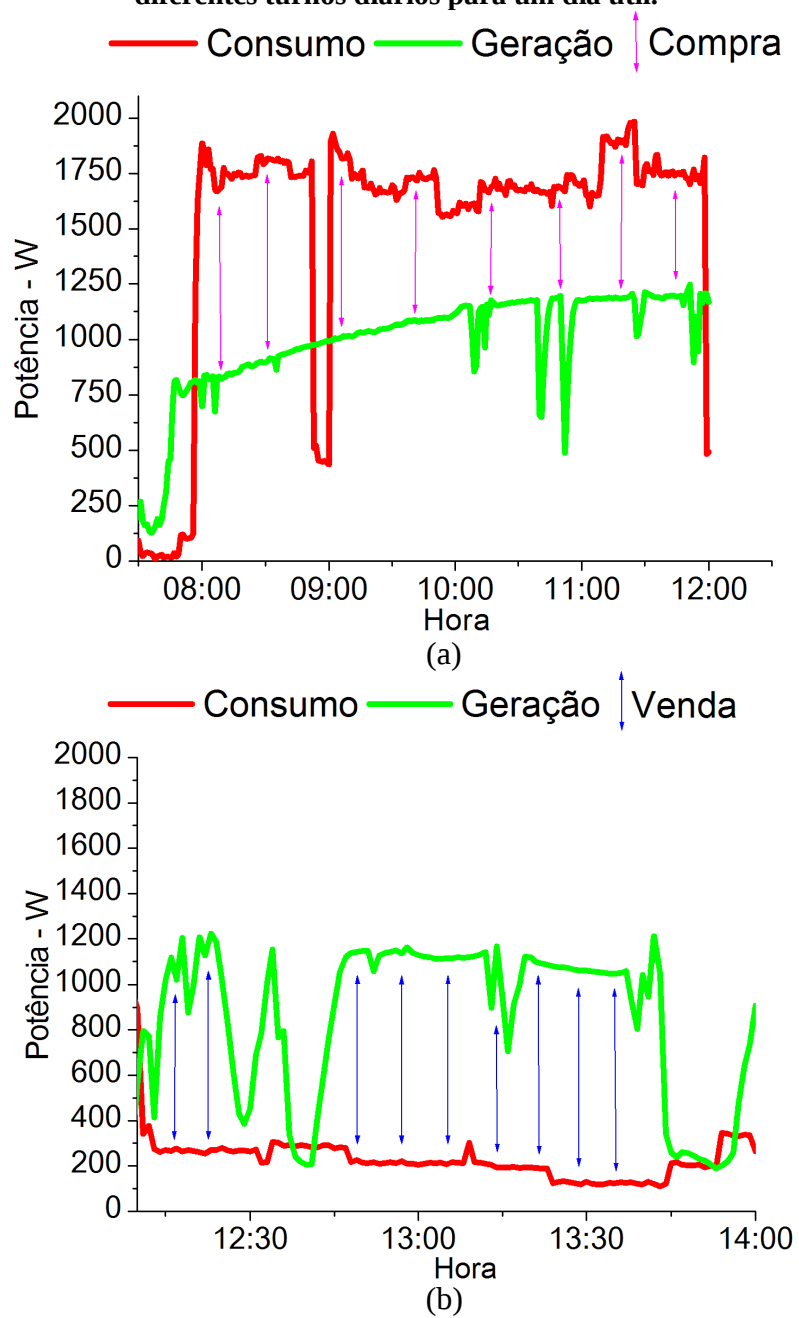
Figura 51 – Comportamento complementar diário global do consumo e geração de energia elétrica.

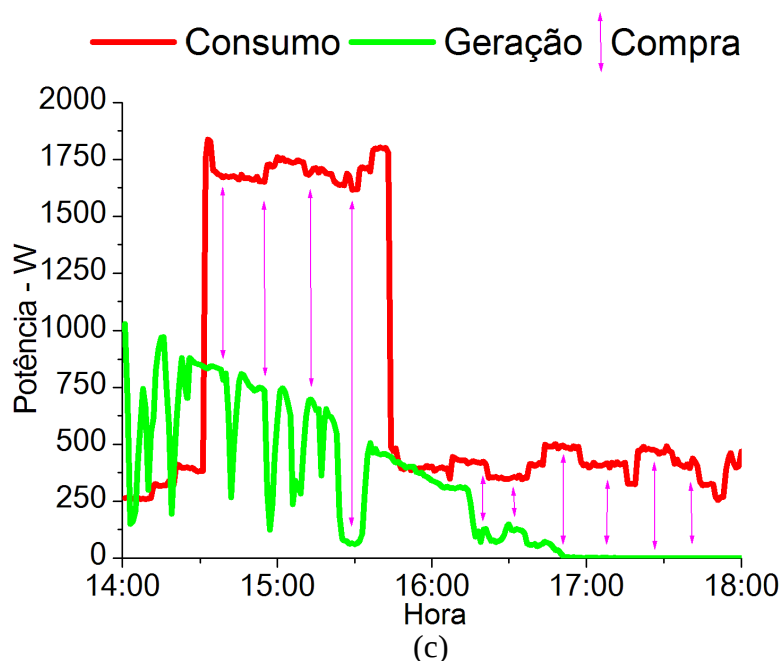


Ao realizar-se a soma entre os valores de geração e compra de energia elétrica, barras verde e cinza, respectivamente, obtém-se o consumo efetivo indicando que, relativamente para os dias de consumo elevado e geração inferior, é necessário complementar o suprimento energético comprando energia da concessionária; tal comportamento é evidente para os dias úteis. Em contrapartida, nos dias em que a demanda é reduzida e tem-se a geração relativamente superior ao consumo, tal ação escoa fisicamente o excedente energético para a rede elétrica, denominando-se como venda de energia (barra laranja).

Finalizando-se o estudo da dinâmica do fluxo de energia, criaram-se diferentes perfis para o comportamento e controle da produção de eletricidade no local, com o objetivo de esclarecer mais precisamente os momentos do dia em que de fato o local se porta como um distribuidor de energia, exportando toda ou parte dela para a concessionária. Pode-se ver a partir do gráfico a seguir que, foram criados os gráficos para diferentes intervalos de tempo referente ao período em que o estabelecimento comercial funciona, compreendendo-se os três turnos diários, Fig. 52.a, Fig 52.b e Fig. 52.c, explicitando com maior precisão a ocorrência da compra e venda de energia.

Figura 52 – Perfil dinâmico do fluxo de energia elétrica entre o consumo e a geração, em diferentes turnos diários para um dia útil.



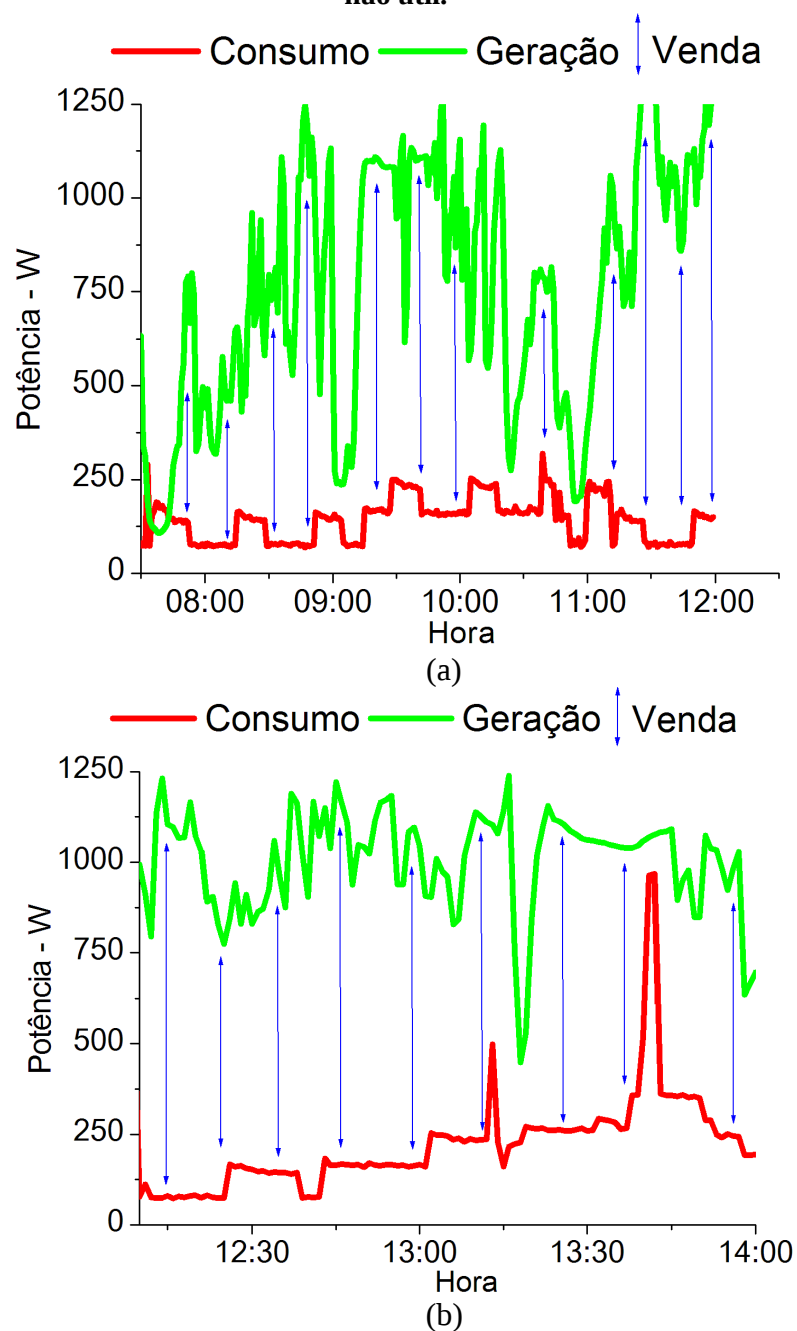


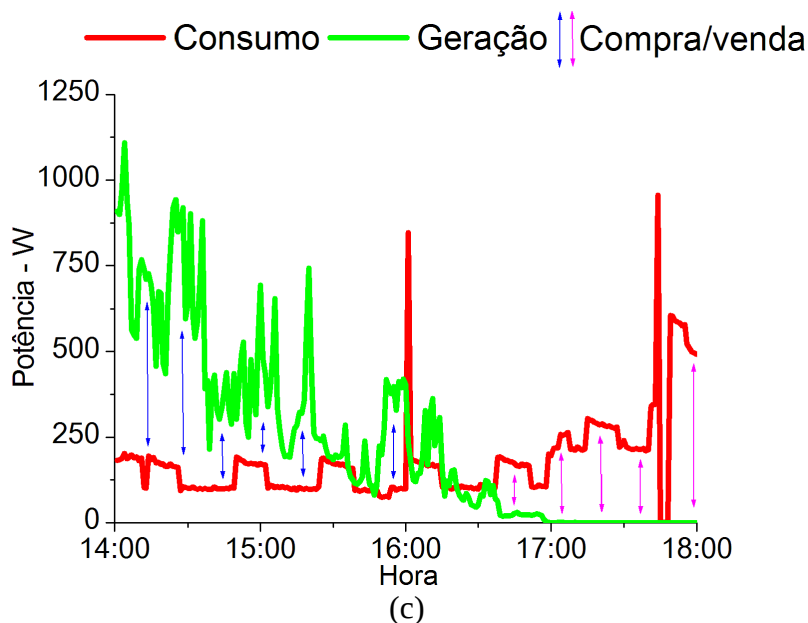
Observa-se que os gráficos acima representam os momentos que o estabelecimento está basicamente comprando energia da concessionária e/ou vendendo. Realizando a diferença nas curvas de consumo e geração nas Fig. 52.a e 52.c, tem-se o quantitativo necessário para suprir a demanda da potência da instalação elétrica, reportando-se para o início desse tópico; esse gráfico foi confeccionado para o dia 16, com uma irradiação diária próxima de 6 kWh. Para este caso específico foram necessários 38% a mais de energia para complementar a geração e suprir o respectivo consumo; em termos energéticos necessitou-se comprar 4,64 kWh que somados a 7,83 kWh da geração FV, satisfazem o consumo do dia, 12,47 kWh; o sistema fotovoltaico contribui em cerca de 62%. Instantaneamente, percebe-se que a compra e/ou a venda de energia é decorrente da demanda e da irradiância incidente no local; de certa forma, quando o consumo ultrapassa a geração de energia, pode-se considerar de uma forma global que é indispensável haver um complemento; indica-se então, que ocorreu a compra de energia elétrica diária.

Nesse contexto, o gráfico da Fig. 52.b, representa que no referido período há uma redução da demanda, pois se compreende o horário de almoço (12:00 – 14:00) e parcialmente a maioria das cargas são desligadas; coincidentemente, nesse mesmo intervalo de tempo sucedem os maiores picos de irradiância solar, causando um intenso fornecimento de energia elétrica por parte do gerador FV. Com essas informações, a diferença entre a geração FV e o consumo, propiciará para o escoamento do fluxo energético remanescente para a rede local, denotando-se tal comportamento como a venda energia. Neste período de descanso, o consumo de energia é totalizado em 0,5 kWh, sendo facilmente suprido pelo gerador fotovoltaico, que

para o mesmo espaço de tempo fornece 1,7 kWh. Exatamente 70% da energia produzida nesse momento está sendo injetada na rede elétrica local. Comprovando o comportamento, elaboraram-se os mesmos gráficos anteriores Fig. 53.a, 53.b e 53.c, exibindo os resultados para um horário não comercial, com demanda e consumo de energia mínima.

Figura 53 – Perfil dinâmico do fluxo de energia elétrica entre o consumo e a geração em um dia não útil.





De acordo com os gráficos da Fig. 53, praticamente toda a energia disponível do gerador FV está sendo injetada na rede elétrica local, onde o valor absoluto da diferença entre o consumo e a geração para cada instante irá demonstrar a energia que está sendo entregue à rede, ou seja, o conteúdo que está sendo vendido ou exportado. Retratando-se ao gráfico do comportamento complementar diário das energias, Fig. 51, globalmente tem-se que para o dia em evidência houve um excedente gerado de aproximadamente 50%, de um total de 7,51 kWh gerados do sistema fotovoltaico, 3,82 kWh foram fornecidos a concessionária.

Com a imensa quantidade de informações, torna-se inconveniente demonstrar a análise do comportamento dinâmico da energia elétrica para todos os dias, até mesmo pela limitação do equipamento que foi utilizado para realizar as medições, sendo o mesmo de pequeno porte, e suportando apenas poucos dias de medição.

Tão quanto à análise que fora realizada, é de suma importância verificar a qualidade do conteúdo energético que está sendo disponibilizado pelo gerador FV, verificando as componentes harmônicas, o índice de distorção total de harmônicos de corrente e tensão, injeção de componente de corrente contínua, fator de potência entre outros parâmetros. Uma análise completa demanda certa quantidade a mais de tempo e recursos, porém favorece a identificar as possíveis adversidades que em determinadas condições de operação os sistemas fotovoltaicos possam vir a interferir no funcionamento ideal de um sistema elétrico de geração, transmissão e distribuição de energia convencional.

CONCLUSÕES.

5.1 Considerações Finais.

O estudo realizado nos três sistemas fotovoltaicos instalados em um escritório comercial, totalizando 1,63 kWp, apresentou os resultados focados no comportamento das tecnologias empregadas em sistemas fotovoltaicos comerciais e também na análise técnica e operacional dos inversores.

As seguintes conclusões podem ser enumeradas:

- Para as tecnologias comerciais estudadas nos subsistemas I, II e III, sob as mesmas variabilidades climatológicas, irradiância e temperatura ambiente, e condições padrão de instalação elétrica, FDI e inversores idênticos (800 W), os subsistemas I e II obtiveram os mesmo níveis de eficiência de conversão fotovoltaica máxima (13%), produtividade mensal média (145kWh/kWp), coeficiente de desempenho bem próximos (77%) e despacharam a mesma energia elétrica à rede local, cerca de 78 – 85 kWh/mês. Os resultados encontrados e citados nesse parágrafo são consistentes com outros publicados.
- O Subsistema III submetido às mesmas condições sazonais dos anteriores tem tecnologia similar ao subsistema I (Si-p), porém de fabricante diferente. Esse gerador estava inicialmente conectado a um inversor de menor potência nominal (450 W), assumindo 115% da potência nominal do inversor ($FDI = 0,87$). Sua produtividade mensal média foi de 118 kWh/kWp, PR médio de 67% e a contribuição média mensal da geração de eletricidade foi aproximadamente 69 kWh.
Para o subsistema III (Si-p), inicialmente para os meses de dezembro a abril, o mesmo comportou-se com baixa eficiência operacional, efeito atribuído ao FDI ($FDI < 1$) e também à baixa qualidade do equipamento. No início de maio o inversor do respectivo sistema foi substituído por outro de maior potência, configurando um FDI idêntico aos subsistemas I e II ($FDI = 1,43$).
- O gerador fotovoltaico como um todo, atingiu um PR mensal satisfatório (74%), salientando que o terceiro subsistema tem um coeficiente de desempenho que pondera significativamente para baixo nessa média.

- Concluiu-se que a faixa compreendida entre $0,87 \leq FDI \leq 1,42$, apresenta-se como uma boa relação custo/benefício e que o impacto na energia entregue produzida e no desempenho do sistema é mínimo. Como foi verificado no estudo de caso, a qualidade do inversor influenciou de maneira significativa na produção de energia final.
- Analisando a eficiência de conversão, CC-CA, para os inversores que estavam com FDI igual 1,42, encontrou-se uma boa eficiência distribuída uniformemente em toda a curva, entre 89 – 94%. Em contrapartida, o inversor que estava operando com um FDI igual 0,87, provou-se menos eficiente para a faixa de carregamento superior a 80% da potência nominal do inversor, tendo uma eficiência em torno de 81%. O gerador fotovoltaico pertencente ao subsistema III reflete o efeito limitante de potência, decorrente do aumento excessivo da temperatura de operação. É comum encontrar valores muito baixos de eficiência quando os inversores estão operando em baixo carregamento, aproximadamente 10% abaixo da potência nominal do inversor.
- Constatou-se também que o desempenho operacional do ponto de seguimento de máxima potência estava com baixa eficiência, porque o arranjo fotovoltaico estava trabalhando com tensão fixa em quase todo o tempo de operação.
- Foi possível analisar graficamente que o algoritmo dos inversores do gerador fotovoltaico I e II era mais eficiente durante o período da tarde quando comparado com o turno da manhã; o terceiro inversor apresentou uma distribuição mais regular da eficiência do seguidor de máxima potência durante todo o instante de operação, mesmo assim os maiores picos de eficiência foram encontrados no período da tarde. O comportamento está associado a um maior deslocamento de massa de ar durante o período da tarde e também ao posicionamento do gerador fotovoltaico, fazendo com que o mesmo seja submetido a um maior índice de irradiância no período da tarde.
- Para um carregamento superior a 10% da potência nominal do inversor, a η_{SPMP} dos subsistemas I e II operaram numa faixa de eficiência entre 70 – 90%, o inversor do subsistema III, apesar de funcionar com maior regularidade, a eficiência do algoritmo se compreendeu entre 50 – 90%.

- Os módulos FV empregados no desenvolvimento da pesquisa apresentaram coeficientes de variação de temperatura experimentais bastantes consistentes quando comparados com os dados fornecidos pelos fabricantes. Para os módulos de silício cristalino os valores de decaimento de potência, estão numa faixa entre $-0,5\%/^{\circ}\text{C}$ a $0,6\%/^{\circ}\text{C}$. Os coeficientes de temperatura para tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito ficaram relativamente próximos dos valores informados na folha de dados dos módulos e, quando comparados com outros fabricantes em diferentes literaturas, os dados são convergentes.

5.2 Perspectivas Futuras.

Mediante os resultados obtidos nesse estudo, criou-se o interesse de realizar novos estudos, e desenvolvimento de ideias para o campo de sistemas fotovoltaicos conectados à rede:

- ✓ Analisar a qualidade de energia, abordando as potências reativa (kVAr) e ativa (kW), em função da variação da irradiância.
- ✓ Analisar a qualidade de energia, evidenciando componentes de frequências harmônicas de tensão e corrente, em função da variação da irradiância no plano do gerador e do carregamento do inversor.
- ✓ Comparar o desempenho de SFCR, variando a configuração do gerador com relação a níveis de tensão e corrente.
- ✓ Desenvolvimento de um dispositivo de medição local e remota da energia elétrica, para ter uma gestão e controle da qualidade da distribuição da eletricidade integrado a smart grid.

REFERÊNCIAS

ABNT. **Informação e documentação** – Citações em documentos – Apresentação. ABNT NBR 10520. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2002a, 7 p.

ABNT. **Informação e documentação** – Referências – Elaboração. ABNT NBR 6023. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2002b, 27 p.

ABNT. **Informação e documentação** – Trabalhos Acadêmicos – Apresentação. ABNT NBR 14724. 3 ed. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2011, 11 p.

ALMEIDA, M. P. **Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. Dissertação de mestrado. 2012. 165 folhas. Programa de pós-graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo – SP, 2012.

ALONSO-ABELLA, M. A.; CHENLO, F. **Estimación de la Energía Generada por um sistema fotovoltaico conectado a red**. Laboratórios de Sistemas Fotovoltaicos, CIEMAT, Madrid 2005.

ANDRADE, R. C.; TIBA, C. **Extreme global solar irradiance due to cloud enhancement in northeastern Brazil**. **ELSEVIER**. v. 86, pp. 1433-1441. September 2015.

ANEEL. Chamada 13/2011, Projeto estratégico: “Arranjos Técnicos e comerciais para a inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira”. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília – DF, Brasil, 2011.

ANEEL. Resolução Normativa No. 482 de 2012: Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília – DF, Brasil, 2012.

ANEEL. Resolução Normativa No. 493 de 2012: Estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento por meio de microssistemas isolado de geração e distribuição de energia elétrica – MIGDI ou sistema individual de geração de energia elétrica com fonte intermitente – SIGFI. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília – DF, Brasil, 2012.

ANEEL. BIG – Banco de Informações de Geração. 2013. Disponível em:<<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/AgenteGeracao/agentegeracao.cfm>>. Acesso em: 17 abr. 2013.

BARRETO, R. L. **Contribuições ao método de rastreamento de máxima potência para sistemas fotovoltaicos**. 2014. 85 Folhas. Dissertação de mestrado – Programa de pós-graduação em engenharia elétrica e da computação da Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Rio Grande do Norte – Natal. 2014.

BARBOSA, E. M., VILELA, O. C.; FRAINDENRAICH, N.; TIBA, C. **Panorama de Desenvolvimento Tecnológico e Mercado de Módulos Fotovoltaicos**. ASADES. Rosario, v. 16, n. 4, pp. 71-80. Outubro 2012.

BENEDITO, R. **Caracterização da Geração distribuída de eletricidade por meio de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, no Brasil, sob os Aspectos Técnico, Econômico e Regulatório**. Dissertação de mestrado. Programa de pós-graduação em Energia. Universidade de São Paulo. São Paulo 2009.

BOYLESTAD, R; NASHELSKI, L., **Eletronic Devices and Circuit Theory**. New Jersey Columbus. Ed. Prentice Hall, 8th ed., 2002.

CAAR, A. J.; PRYOR, T. L. A comparison of the performance of different PV module types in temperature climates. **SOLAR ENERGY**. Perth, v. 76, n. 1, p. 285-294, July 2003.

CAAMAÑO-MARTIN, E. **Edificios fotovoltaicos conectados a la red eléctrica**. 1998. 200 folhas. Doctoral Thesis – Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación, Universidad Politécnica de Madrid. Spain, 1998.

CAÑETE C.; CARRETERO, J.; SIDRACH-DE-CARDONA,, M. Energy Performance of different photovoltaic module technologies under outdoor conditions. **SOLAR ENERGY**. Málaga, v. 65, p. 295-302, January 2014.

CHAAR, L. E.; LAMONT, L. A.; ZEIN, N. E. **Review of Technologies Photovoltaic**. **ELSEVIER**. Abu Dhabi, v. 15, n. 3, p. 2165-2175., January 2011.

CRESESB. Tutorial de energia eólica: princípios e tecnologias. Disponível em: <[Http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/tutorial/tutorial_eolica.htm](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/tutorial/tutorial_eolica.htm)>. 2010.

CRESESB. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Grupo de trabalho de energia solar - GTES, CEPEL. Rio de Janeiro, Março 2014.

DIAS, J. **Instalação fotovoltaica conectada à rede. Estudo experimental para a otimização do fator de dimensionamento**. Tese de Doutorado - Programa de pós-graduação em engenharia mecânica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre - RS, 2006.

EPIA. Market Report 2009. European Photovoltaic Industry Association. 2010.

EPIA. Market Report 2013. European Photovoltaic Industry Association. 2014.

EPIA. Market Report 2014. European Photovoltaic Industry Association. 2015.

FRAIDENRAICH, N. **Energia Solar: fundamentos e tecnologias de conversão heliotermoeleétrica e fotovoltaica**. Recife - PE. Ed Universitária da UFPE, 1995.

GREEN, M. A., EMERY, K., HISHIKAWA, Y., WARTA, W., DUNLOP. **Solar Cell efficiency tables. Progress in Photovoltaics: Research and Applications**. Sydney, v. 21, n. 5, August 2013.

GOETZBERGER, A.; HEBLING, C.; SCHOCK, H.-W. **Photovoltaic materials, history, status and outlook**. **ELSEVIER**. Freiburg, v. 40, p. 1-46, August 2003.

HAEBERLIN, H. A new approach for semi-automated measurement of pv inverters, especially MPP tracking efficiency. **19^a European Photovoltaic Solar Energy Conference**. Paris, France, 2004.

HERING, G. **Cell Production Survey 2010. Photon Internacional**. v.3, pp. 186-218, March 2011.

IEC 61724. Photovoltaic system performance monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and analysis. International Electrotechnical Commission. Geneva, Switzerland, 1998.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Key World Energy Statistics**. Paris - France. 2013.

MACÊDO, W. N. **Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor aplicado à Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. 2006. 148 folhas. Tese de Doutorado – Programa de pós graduação em energia da Universidade de São Paulo. São Paulo - SP, 2006.

MERAL, M. E.; DINÇER, F. **A review of the factors affecting operation and efficiency of photovoltaic based electricity generation systems. ELSEVIER**. Van, v. 15, n.5, pp. 2176-2184, January 2011.

NDIAYE, A.; CHARKI, A.; KOBI, A.; KÉBÉ, M. F. C.; NDIAYE, P.; SAMBOU, V. Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review. **SOLAR ENERGY**. Dakar-Fann, v. 96, pp. 140-151. August 2013.

PARIDA, B.; INIYAN, S.; GOIC., R. **A review of solar photovoltaic technologies. ELSEVIER**. Angers, v. 15, pp. 1625-1636. January 2011.

PEREIRA, S.; O. L.; GONÇALVES, F. F. Dimensionamento de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica: Estudo de caso no sistema Tubarão -SC. **Revista Brasileira de Energia**. Santa Catarina, v. 14, n. 1, pp. 25-45, 1^o Semestre 2008.

PRIEB, CESAR W. M. **Determinação da eficiência seguimento de máxima potência de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição.** 2011. 141 folhas. Tese de doutorado - Programa de pós graduação em engenharia mecânica da escola de engenharia da Universidade Federal do Rio Grande doo Sul. Rio Grande do Sul - Porto Alegre. 2011.

PROTEN. Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares. Universidade Federal de Pernambuco, 2013. Disponível em: <<http://www.proten.ufpe.br/>>. Acesso em: 16 jan. 2013.

RAUSCHEMBACH, H. S. **Solar Cell Array Design Handbook.** Nova York, EUA. 1980.

RAMPINELLI, G. A. **Estudo de características elétricas e térmicas de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.** 2010. 285 folhas. Tese de Doutorado – Programa de pós-graduação em engenharia mecânica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre - RS, 2010.

RAMPINELLI, G. A.; KRENZIGER A.; PRIEB, CESAR W. M. Análise da eficiência do seguidor do ponto de máxima potência de inversores de sistemas fotovoltaicos. **Revista Ciências Exatas e Naturais.** v. 16, n. 2, pp. 247-268, Julho 2014.

SALAS, V.; OLÍAS, E.; BARRADO, A.; LÁZARO, A. **Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems.** **Solar Energy Materials and Solar Cells.** Madrid, v. 90, n. 11, pp. 1555-1578, January 2006.

SCHMIDT, H., JANTSCH, M.; SCHMID, J. **Results of the concerted action on power conditioning and control.** European 11th Photovoltaic Solar Energy Conference. Montreaux, pp. 1589-1593, October 1992.

VERA, L. H.; KRENZIGER, A. **Análise de desempenho de sistemas fotovoltaicos Autônomos através de índices de mérito.** **ASADES.** Santiago Del Estero, v. 15, pp. 113-121. Outubro 2011.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e aplicações**. 1^a ed. São Paulo: Editora Érica, 2012.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, v. 1, 2012.