

UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS  
UNIDADE ACADÊMICA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

**MONITORAMENTO E ANÁLISE DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO  
CONECTADO À REDE COM USO DE MICROINVERSOR**

GABRIELA SCHENKEL

Dissertação de Mestrado

**São Leopoldo, Fevereiro de 2015.**

**MONITORAMENTO E ANÁLISE DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO  
CONECTADO À REDE COM USO DE MICROINVERSOR**

Gabriela Schenkel

Trabalho submetido ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da UNISINOS como pré-requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica

Orientador: Prof. Dr. João Batista Dias

Banca examinadora:

Prof. Dr. Wilson Negrão Macêdo

Prof. Dr. Mario Henrique Macagnan

Prof. Dra. Rejane De César Oliveski

S324m Schenkel, Gabriela.

Monitoramento e análise de um sistema fotovoltaico conectado à rede com uso de microinversor / Gabriela Schenkel. – 2015.

87 f. : il. ; 30 cm.

Dissertação (mestrado) – Universidade do Vale do Rio dos Sinos, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, 2015.

"Orientador: Prof. Dr. João Batista Dias."

1. Sistemas de energia fotovoltaica. 3. Geração de energia fotovoltaica. 3. Energia solar. I. Título.

CDU 621

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)  
(Bibliotecário: Flávio Nunes – CRB 10/1298)

## **AGRADECIMENTOS**

Ao professor João Batista Dias pela orientação na realização deste trabalho e pelo exemplo profissional como docente.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pela bolsa de estudos.

Ao Programa de Pós Graduação e Engenharia Mecânica da Unisinos pelo suporte e estrutura acadêmica.

Aos amigos e colegas do PPG em Engenharia Mecânica da Unisinos.

## RESUMO

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede tem como finalidade a conversão da energia solar em energia elétrica. No Brasil, recentemente foi dado o primeiro passo efetivo com a publicação pela ANEEL da Resolução Normativa nº 482. Esta resolução, publicada em 17 de abril de 2012, possibilita à um consumidor doméstico e comercial possuir um sistema de microgeração de energia (hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada) conectado à rede elétrica e fazer compensação de energia.

Neste trabalho foi instalado em caráter experimental, no Laboratório de Energias Renováveis da Unisinos, um sistema fotovoltaico conectado à rede com uso de um modelo de microinversor, e buscou-se por meio desta instalação e do monitoramento, analisar o comportamento elétrico e energético do sistema. O sistema é composto por um módulo monocristalino LG255S1C de 255 W<sub>p</sub> conectado a um microinversor ENPHASE M215 de 215 W. O período de monitoramento foi de 1º de agosto até 20 de dezembro de 2014. Uma central de aquisição de dados *Agilent* HP 34970A foi empregada para coletar dados de irradiância no plano do gerador fotovoltaico, corrente e tensão na entrada e saída do microinversor, temperatura de uma célula FV no centro do módulo fotovoltaico e temperatura no dissipador do microinversor. Também foi utilizado como medidor o analisador de energia *Fluke* 43B, que coleta os dados de potência ativa, potência reativa e potência aparente injetada na rede elétrica pelo sistema. Índices de qualidade de energia como a distorção harmônica total de corrente e fator de deslocamento também foram medidos. A eficiência média diária máxima, considerando a incerteza, medida no microinversor empregado foi de 95,18 % e é semelhante aos valores de eficiência média diária dos microinversores de primeira e segunda geração. O sistema fotovoltaico monitorado com o uso do microinversor atingiu o valor máximo de desempenho global de 0,93. A produção de energia máxima diária em corrente alternada foi de 1,49 kWh. Estima-se, levando em consideração este valor, que a produção mensal pode ser de até 44,7 kWh. Isto significa uma redução de 58 % no consumo de energia em uma residência, levando em consideração o custo de disponibilidade e o sistema instalado em uma residência com consumo médio mensal da região nordeste que é de 120 kWh.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica; Conexão à rede; Microinversor.

## ABSTRACT

Photovoltaic grid-connected systems aims the conversion of solar energy into electrical energy. In Brazil, was recently given the first effective step with the publication by ANEEL Normative Resolution No. 482. This resolution published on 17<sup>th</sup> April, 2012, enables domestic and commercial consumers have an energy microgeneration system (hydro, solar, wind, biomass or qualified cogeneration) connected to mains power and make compensation.

In this work was mounted on an experimental character, in the Renewable Energy Laboratory of Unisinos, a photovoltaic grid-connected system that uses a microinverter model, and through this installation and monitoring, analyse the electrical and energetical behavior of the system. The system consists of a 255 W<sub>p</sub> LG255S1C monocrystalline module, connected to a 215 W ENPHASE M215 microinverter. The monitoring period was 1<sup>st</sup> August to 20<sup>th</sup> December, 2014. A central acquisition of *Agilent* HP 34970A data was used to collect data irradiance in the plane of the PV array, current and voltage at the input and output of microinverter, temperature of a PV cell in the center of the PV module and the microinverter sink. It was also used as a measuring the energy analyzer Fluke 43B, which collects the data of active power, reactive power and apparent power injected into the grid by the system. Power quality indices as the total harmonic current distortion and displacement factor were also measured. The maximum daily average efficiency, considering the uncertainty, measured on the employed microinverter was 95.18 % and is similar than the daily average efficiency values of microinverters of first and second generation. The photovoltaic system monitored using the microinverter peaked overall performance of 0.93. The production maximum daily energy into alternating current was 1.49 kWh. It is estimated taking into account the value that the monthly production can achieved 44.7 kWh. This means a reduction of 58 % in the consumption of a residence considering the availability cost and that the system is installed in a residence with the northeast consumption whose the average monthly consumption is 120.00 kWh.

Palavras-chave: Photovoltaic solar energy; Grid-connected; Microinverter.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Circuito equivalente da célula fotovoltaica. ....	19
Figura 2.2 - Diferentes tipos de células fotovoltaicas de silício. ....	20
Figura 2.3 - Materiais utilizados na construção de um módulo fotovoltaico. ....	22
Figura 2.4 - Curva característica I-V e P-V para o módulo LG255S1C de 255 W <sub>p</sub> utilizado neste trabalho. ....	22
Figura 2.5 - Eficiências de módulos de diferentes tecnologias com área $\geq 0,8 \text{ m}^2$ . ....	23
Figura 2.6 - Inversor fotovoltaico vista externa (a) e interna (b). ....	24
Figura 2.7 - Sistema FV topologia tipo inversor central. ....	25
Figura 2.8 - Sistema FV topologia tipo inversor <i>string</i> . ....	26
Figura 2.9 - Sistema FV topologia tipo inversor <i>multistring</i> . ....	27
Figura 2.10 - Sistema FV topologia tipo inversor módulo c.a. ou microinversor. ....	28
Figura 2.11 - Vista interna do microinversor SUNMASTER 130S. ....	29
Figura 2.12 - Vista interna (a) e externa (b) do microinversor OK4E-100. ....	30
Figura 2.13 - $\eta_{inv}$ SUNMASTER 130S e OK4E-100 teste em laboratório. ....	30
Figura 2.14 - Média horária da $\eta_{inv}$ OK4E-100, testes realizados Deserto de Negev. ....	31
Figura 2.15 - Emissão de correntes harmônicas dos microinversores SUNMASTER 130S E OK4E-100 nas suas potências nominais. ....	32
Figura 2.16 - Vista interna (a) e externa(b) protótipo PV2GO. ....	33
Figura 2.17 - $\eta_{inv}$ versus $P_{CC}$ de 2 protótipos PV2GO. ....	33
Figura 2.18 - Emissão de correntes harmônicas microinversor PV2GO no espectro harmônico da 2 <sup>a</sup> a 20 <sup>a</sup> ordem. ....	34
Figura 2.19 - Evolução dos componentes eletrônicos de 1995 a 2012. ....	36
Figura 2.20 - Exemplo de alguns modelos de microinversores comercializados atualmente. .	37
Figura 2.21 - Representação de sistema fotovoltaico conectado à rede. ....	38
Figura 2.22 - Exemplo hipotético de compensação de energia segundo RN482/2012. ....	40
Figura 2.23 - Exemplos hipotéticos de consumo de diferentes perfis. ....	41
Figura 3.1 - Foto da bancada de monitoramento. ....	48
Figura 3.2 - Esquema do monitoramento das grandezas e propriedades medidas para estudo do sistema fotovoltaico com uso de microinversor. ....	49
Figura 3.3 - Sistema de microgeração FV instalado: vista traseira (a) e vista frontal (b). ....	50
Figura 3.4 - Microinversor fotovoltaico ENPHASE M215. ....	51
Figura 3.5 - Componentes do quadro elétrico do sistema FV montado. ....	52

Figura 3.6 - Piranômetro utilizado no sistema instalado no mesmo plano do módulo FV. ....	53
Figura 3.7 - Localização dos sensores Pt100 no sistema instalado. ....	54
Figura 3.8 - Esquema do teste de conexão efetuado em bancada.....	55
Figura 3.9 - Esquema do teste de $DHT_i\%$ realizado em bancada.....	55
Figura 3.10 - Classificação dos dias conforme perfil de irradiância. ....	56
Figura 3.11 – Efeito borda de nuvem. ....	57
Figura 4.1 - $DHT_i\%$ versus carregamento do microinversor.....	60
Figura 4.2 - Emissão de correntes harmônicas do microinversor no espectro harmônico da 2 <sup>a</sup> a 21 <sup>a</sup> ordem.....	61
Figura 4.3 - Emissão de correntes harmônicas do microinversor no espectro harmônico da 22 <sup>a</sup> a 41 <sup>a</sup> ordem.....	62
Figura 4.4 - $P_{CA}$ , $Q$ , $S$ e $Fd$ no microinversor ENPHASE M215. ....	63
Figura 4.5 - $P_{CA}$ do microinversor ENPHASE M215 versus $G$ . ....	64
Figura 4.6 - Curva de eficiência microinversor ENPHASE M215. ....	65
Figura 4.7 - Eficiência média mensal microinversor ENPHASE M215 no período monitorado. ....	66
Figura 4.8 - Produção mensal de energia medidos entre os meses de agosto e dezembro de 2014 no sistema instalado.....	67
Figura 4.9 - Média diária mensal de $Y_R$ , $Y_A$ , $Y_F$ e média mensal de $P_R$ .....	68
Figura 4.10 - $Y_A$ versus $Y_R$ com valores diários entre agosto e dezembro de 2014. ....	69
Figura 4.11 - $Y_F$ versus $Y_R$ com valores diários entre agosto e dezembro de 2014. ....	70
Figura 4.12 - $P_R$ versus $T_{mód}$ , em dezembro de 2014, amostras com $G > 600 \text{ W/m}^2$ . ....	71
Figura 4.13 – Perdas de captura ( $L_S$ ) e de sistema ( $L_S$ ) médias mensais entre agosto e dezembro de 2014.....	72
Figura 5.1 – Aplicação do sistema instalado em uma residência com consumo médio da região nordeste.....	74
Figura A.1- Esquema elétrico do sistema montado.....	85

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Eficiência das melhores células fotovoltaicas fabricadas em laboratório até 2012. .....	21
Tabela 2.2 – Eficiência de módulos FV medidos na condição padrão até 2012. ....	23
Tabela 2.3 - Comparação do <i>TMEF</i> de diferentes topologias de inversor fotovoltaico.....	34
Tabela 2.4 - Evolução da tecnologia dos microinversores de 1996 a 2012.....	36
Tabela 2.5 - Evolução dos valores médios e variação do $P_R$ em instalações ao longo das décadas.....	44
Tabela 3.1 - Especificações técnicas do módulo LG255S1C para as condições de irradiância $1000 \text{ W/m}^2$ , temperatura de célula $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e massa de ar AM 1,5G. ....	50
Tabela 3.2 - Especificações técnicas do microinversor ENPHASE M215. ....	51
Tabela 3.3 – Incertezas máximas combinada das medições.....	59
Tabela 4.1 – Eficiência média diária no microinversor nos 142 dias monitorados.....	66
Tabela 4.2 – Produtividade média do sistema ( $Y_F$ ).....	68
Tabela 4.3 - Variação de $T_{inv}$ durante período de monitoramento. ....	73
Tabela A.1 - Lista de materiais para montagem e monitoramento do sistema FV montado....	85
Tabela B.1 - Exatidão do <i>Agilent 34970A</i> .....	86
Tabela B.2 - Exatidão do <i>Fluke 43B</i> . ....	86
Tabela B.3 - Exatidão do multímetro MD6110 ICEL. ....	86

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

Si	Silício
a-Si	Silício amorfo
a-SiGe	Silício germânio amorfo
a-Si MJ	Silício amorfo MultiJunção
mc- Si	Silício Monocristalino
nc-Si	Silício Nanocristalino
AM	Massa de Ar ( <i>Air Mass</i> )
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
c.a.	Corrente Alternada
CEC	Comunidade Econômica Européia
c.c.	Corrente Contínua
CdTe	Telureto de cádmio
CIS	Disseleneto de cobre e índio
CIGS	Disseleneto de cobre, índio e gálio
CN1:1 ...CN1:13	Conector 1 posição 1 a 13
CSV	Valores Separados por Vírgula ( <i>Comma Separated Values</i> )
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
ECN	Centro de pesquisa de Energia da Holanda ( <i>Energy research Centre of the Netherlands</i> )
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EVA	Etileno Acetato de Vinila ( <i>Ethylene Vinyl Acetate</i> )
FIT	Tarifa na Alimentação ( <i>Feed In Tariff</i> )
FV	Fotovoltaico
GaAs	Arseneto de Gálio
GEDAE	Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas
IEA	Agência Internacional de Energia ( <i>International Energy Agency</i> )
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional ( <i>International Electrotechnical Commission</i> )
IEEE	Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos ( <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> )
InGaAs	Arseneto Índio Gálio
InGaP	Fosfeto de Índio Gálio

INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
InP	Fosfeto de Índio
L	Limite de erro
MME	Ministério de Minas e Energia
PPGEM	Programa de Pós Graduação Engenharia Mecânica
PRODIST Nacional	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PTC	Produção Taxa Crédito ( <i>Production Tax Credit</i> )
RTD	Termorresistência ( <i>Resistance Temperature Detector</i> )
SPMP	Seguidor do Ponto de Máxima Potência
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
TIR	Taxa Interna de Retorno

## LISTA DE SÍMBOLOS

### Nomenclatura

$DHT_i\%$  - Distorção harmônica total de corrente

$E_{CA}$  - Energia elétrica ativa em corrente alternada [kWh]

$E_{CC}$  - Energia elétrica em corrente contínua [kWh]

$Fd$  - Fator de deslocamento [-]

$FDI$  - Fator de dimensionamento do inversor [-]

$FF$  - Fator de forma [-]

$FP$  - Fator de potência [-]

$G$  - Irradiância incidente no plano do gerador [ $\text{kW}/\text{m}^2$ ]

$G_0$  - Irradiância na condição padrão [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]

$H$  - Irradiação solar média diária no plano do gerador fotovoltaico [ $\text{kWh}/\text{m}^2\text{d}$ ]

$I_0$  - Corrente de polarização do diodo modelo [A]

$I_{CA}$  - Corrente alternada de saída do inversor [A]

$I_{CC}$  - Corrente na entrada do inversor [A]

$I_{cel}$  - Corrente da célula [A]

$I_L$  - Corrente gerada pela célula [A]

$I_{PMP}$  - Corrente no Ponto de Máxima Potência [A]

$I_{sc}$  - Corrente de curto-circuito [A]

$k$  - Constante de Boltzmann, equivale a  $1,3806503 \times 10^{-23}$  J/K

$L_C$  - Perdas de captura [ $\text{kWh}/\text{kW}_p\text{d}$ ]

$L_S$  - Perdas de sistema [ $\text{kWh}/\text{kW}_p\text{d}$ ]

$P_0$  - Potência nominal instalada do gerador na condição padrão [ $\text{W}_p$ ]

$P_{CA}$  - Potência elétrica alternada ativa na saída do inversor [W]

$P_{CC}$  - Potência elétrica contínua na entrada do inversor [W]

$P_{PMP}$  - Potência no Ponto de Máxima Potência [W]

$P_R$  - Desempenho global do sistema [-]

$q$  - Carga elementar do elétron  $1,602 \times 10^{-19}$  C

$Q$  - Potência Reativa [VAr]

$R_s$  - Resistência série da célula [ $\Omega$ ]

$R_{sh}$  - Resistência paralela da célula [ $\Omega$ ]

$t$  - Tempo [s]

$TMEF$  – Tempo Médio Entre Falhas [h]

$T$  - Temperatura [°C]

$T_{cel}$  - Temperatura de célula [°C]

$T_{mód}$  – Temperatura de costa de uma célula no centro do módulo FV [°C]

$T_{inv}$  – Temperatura no dissipador do inversor [°C]

$V_{cel}$  - Tensão de saída da célula [V]

$V_{CA}$  - Tensão alternada na saída do inversor [V]

$V_{CC}$  - Tensão contínua na entrada do inversor [V]

$V_{OC}$  - Tensão de circuito aberto [V]

$V_{PMP}$  – Tensão no Ponto de Máxima Potência [V]

$w_r$  – Incerteza resultante

$Y_A$  – Produtividade média do gerador fotovoltaico [kWh/kW<sub>p</sub>d]

$Y_F$  - Produtividade média do sistema fotovoltaico [kWh/kW<sub>p</sub>d]

$Y_R$  - Produtividade média de referência [kWh/kW<sub>p</sub>d]

Gregos

$\beta$  - Inclinação do módulo [°]

$\gamma$  - Ângulo azimutal [°]

$\Gamma$  - Período de operação do sistema (dia) [d]

$\eta_{inv}$  - Eficiência do inversor [-]

$\lambda_{Gi}$  – Taxa de falha genérica do componente [h]

$\lambda_{SS}$  – Taxa global de falha [h]

$\lambda_{SSi}$  – Taxa de falha estacionária do componente [h]

$\Pi_E$  – Fator único ambiental

$\Pi_{Qi}$  – Fator de qualidade do componente

$\Pi_{Si}$  – Fator de stress do componente

$\Pi_{Ti}$  – Fator de temperatura do componente

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>15</b>
1.2 OBJETIVO GERAL.....	16
1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	16
1.4 JUSTIFICATIVA .....	16
1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO .....	17
<b>2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....</b>	<b>19</b>
2.1 CÉLULA FOTOVOLTAICA .....	19
2.2 MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	21
2.3 INVERSOR FOTOVOLTAICO PARA CONEXÃO À REDE.....	24
2.4 INVERSOR CENTRAL.....	25
2.5 INVERSOR <i>STRING</i> .....	26
2.6 INVERSOR <i>MULTISTRING</i> .....	27
2.7 INVERSOR MÓDULO C.A. OU MICROINVERSOR .....	28
2.8 A NOVA GERAÇÃO DE MICROINVERSORES .....	34
2.9 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE .....	38
2.10 COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	38
2.11 MONITORAMENTO DO SISTEMA FV .....	41
<b>3 MATERIAIS E MÉTODOS .....</b>	<b>48</b>
3.1 CARACTERIZAÇÃO DOS COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO INSTALADO .....	48
3.2 MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	50
3.3 MICROINVERSOR FOTOVOLTAICO .....	51
3.4 QUADRO ELÉTRICO.....	52
3.5 PIRANÔMETRO .....	52
3.6 SENSOR DE TEMPERATURA Pt100.....	53
3.7 TRANSFORMADOR .....	54
3.8 ENSAIO PARA TRAÇAR A CURVA DE EFICIÊNCIA DO MICROINVERSOR EM BANCADA .....	54
3.9 METODOLOGIA PARA O TESTE DE DISTORÇÃO HARMÔNICA TOTAL DE CORRENTE EM BANCADA .....	55
3.10 METODOLOGIA PARA O TESTE DO COMPORTAMENTO DO SISTEMA FV EM CAMPO.....	56

3.11 METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DAS INCERTEZAS DAS MEDIDAS	57
<b>4 RESULTADOS</b>	<b>60</b>
4.1 DISTORÇÃO HARMÔNICA TOTAL DE CORRENTE NO MICROINVERSOR ENPHASE M215	60
4.2 FATOR DE DESLOCAMENTO ( $F_d$ ) NO MICROINVERSOR ENPHASE M215	62
4.3 POTÊNCIA ELÉTRICA ALTERNADA ATIVA NA SAÍDA DO INVERSOR ( $P_{CA}$ ) NO MICROINVERSOR ENPHASE M215	64
4.4 CURVA DE EFICIÊNCIA DO MICRONVERSOR ENPHASE M215	65
4.5 PRODUÇÃO DE ENERGIA NO SISTEMA FV INSTALADO	67
4.6 PRODUTIVIDADES E DESEMPENHO GLOBAL DO SISTEMA	67
4.7 PRODUTIVIDADE DO ARRANJO FV ( $Y_A$ ) VERSUS PRODUTIVIDADE DE REFERÊNCIA ( $Y_R$ )	69
4.8 PRODUTIVIDADE DO SISTEMA ( $Y_F$ ) VERSUS PRODUTIVIDADE DE REFERÊNCIA ( $Y_R$ )	70
4.9 INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA DO MÓDULO ( $T_{MÓD}$ ) NO DESEMPENHO GLOBAL DO SISTEMA ( $P_R$ )	71
4.10 PERDAS NO SISTEMA FOTOVOLTAICO	72
4.11 VARIAÇÃO DE TEMPERATURA NO DISSIPADOR DO MICROINVERSOR ( $T_{inv}$ )	73
<b>5 EXEMPLO DE APLICAÇÃO DO SISTEMA MONTADO</b>	<b>74</b>
<b>6 CONSIDERAÇÕES FINAIS</b>	<b>76</b>
<b>7 SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS</b>	<b>78</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>79</b>
<b>APÊNDICE A – LISTA DE MATERIAIS E ESQUEMA ELÉTRICO DO SISTEMA</b>	<b>85</b>
<b>APÊNDICE B – EXATIDÃO DOS EQUIPAMENTOS</b>	<b>86</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Na história dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede houve dois momentos decisivos para a expansão do número de sistemas instalados. O primeiro momento foi em meados da década de 90, quando os governos do Japão e da Alemanha, proporcionaram fortes incentivos à implantação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em escala residencial. O Japão pioneiro, seguido após por muitos estados dos Estados Unidos, proporcionam desconto provenientes do governo ou da distribuidora entre 10 a 50 % na compra do sistema fotovoltaico. A tarifação da energia elétrica é por meio do *net-metering*<sup>1</sup>. Já no segundo momento, em meados de 2000, a Alemanha ao invés de conceder descontos na compra do sistema fotovoltaico preferiu conceder empréstimos generosos aos consumidores para aquisição dos sistemas. Quanto a tarifação, utilizou a *feed-in-tariff*<sup>2</sup> (FIT) ou *production tax credit* (PTC), também implementada na Espanha, Holanda, Coreia do Sul, Canadá e recentemente no Japão (LUQUE e HEGEDUS, 2011).

Apesar de sistemas fotovoltaicos conectados à rede já serem realidade desde 1995 para países como Japão e Estados Unidos e desde 2000 para países como Alemanha, no Brasil, recentemente, foi dado o primeiro passo efetivo com a publicação pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) da Resolução Normativa n° 482. Esta resolução publicada em 17 de abril de 2012, possibilita à um consumidor doméstico e ou comercial possuir um sistema de microgeração de energia (hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada) conectado à rede elétrica e fazer compensação de energia. Em outras palavras, o consumidor poderá gerar energia e injetar na rede elétrica para abater o consumo de energia da unidade. Em caso de saldo positivo, ou seja, se a geração for maior que o consumo, os créditos poderão ser abatidos em outro posto tarifário ou abatidos na fatura do mês subsequente. Os créditos gerados são válidos por 36 meses.

Além da resolução n° 482/2012, entre as principais políticas governamentais e marcos regulatórios para a consolidação da inserção da energia solar fotovoltaica na matriz energética brasileira destacam-se: a chamada n° 13/2011 da ANEEL denominada Projeto Estratégico: Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira, o programa brasileiro de etiquetagem de módulos fotovoltaicos e inversores do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) e a

---

<sup>1</sup> Termo em inglês correspondente a compensação de energia elétrica onde o consumidor paga a diferença líquida entre a energia consumida e a energia injetada na rede elétrica.

<sup>2</sup> A energia injetada na rede é comprada pela concessionária podendo a produção exceder o consumo da unidade consumidora.

Portaria nº 226/2013 do Ministério de Minas e Energia (MME) que estabelece as regras para o leilão de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração (Leilão A-3) (RAMPINELLI *et al.* 2013).

Os microinversores são uma alternativa para consumidores com consumo de energia médio mensal inferior à 120 kWh, média da região nordeste segundo EPE (2014), desde que o custo e a qualidade sejam atrativos.

Por meio das ações governamentais e marcos regulatórios citados anteriormente e a possibilidade da aplicação de microinversores certamente o número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil tende a crescer.

## 1.2 OBJETIVO GERAL

Este trabalho tem como objetivo geral avaliar o comportamento elétrico e energético de um sistema fotovoltaico conectado à rede com o uso de microinversor por meio da instalação e monitoramento deste sistema em condições reais de funcionamento.

## 1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Verificar a produção de energia mensal em corrente alternada do sistema fotovoltaico e a eficiência do microinversor sob diferentes perfis de irradiância;

Verificar as produtividades de referência, do gerador e do sistema e o desempenho global do sistema sob diferentes perfis de irradiância;

Verificar a qualidade da energia em corrente alternada produzida pelo sistema fotovoltaico por meio da distorção harmônica total de corrente e pelo fator de deslocamento.

## 1.4 JUSTIFICATIVA

A ideia de cada módulo fotovoltaico ser ligado a um inversor individual não é nova. No início da década de 90 foram concebidos e lançados ao mercado os inversores com módulo integrado ou módulo c.a., também denominados como microinversores por alguns pesquisadores. Porém, este tipo de inversor estava longe de ser considerado prático para aplicações residenciais, eram economicamente inviáveis e apresentavam falhas técnicas a serem solucionadas. Estes fatores resultaram no desaparecimento destes equipamentos do mercado em meados de 2000 (OLDENKAMP, 2013). Em 2008 foram lançados ao mercado

uma nova geração de microinversores confiáveis tecnicamente e economicamente viáveis (NOTTE, 2011). Embora o conceito de microinversores não seja novo, os últimos desenvolvimentos neste campo o classificam como um novo conceito (SHER e ADOOWEESH, 2012).

O microinversor atual possui as vantagens de ser leve, ocupa um pequeno espaço, de fácil manuseio, gera menos ruído e calor e é instalado no próprio módulo fotovoltaico, reduzindo drasticamente o tempo e custo de instalação (BROWDER, 2011).

A topologia de uma rede onde cada módulo tem seu próprio microinversor é mais confiável do que a que utiliza um inversor central com vários módulos ligados a sua entrada, pois em caso de falha de um microinversor os outros continuarão produzindo energia (HAEBERLIN, 2001).

Outro aspecto positivo é o maior aproveitamento da energia do módulo fotovoltaico, pois o ponto de máxima potência é alcançado diretamente pelo microinversor, chegando a elevar a produção de energia em 5 a 25 % (BROWDER, 2011).

Outra vantagem do microinversor é permitir que residências com consumo inferior a 120 kWh mensal, aproximadamente 17 milhões consumidores residenciais (EPE, 2014), possam injetar menos energia na rede não excedendo o próprio consumo sempre observando o custo de disponibilidade. Os inversores de maior potência necessitam de um arranjo fotovoltaico composto de vários módulos para satisfazer as condições de operação e este inversor de maior porte acaba injetando mais energia do que a necessária para suprir o consumo da residência. O consumidor, neste caso, sempre terá saldo positivo e não conseguirá creditar toda a energia que injeta na rede.

## 1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

O Capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica com o objetivo principal de descrever a teoria básica que rege o funcionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede, bem como o funcionamento dos componentes básicos que compõe estes sistemas. Este capítulo também apresenta equações utilizadas para analisar a performance do sistema instalado e trabalhos realizados pelo mundo nesta área, revelando tendências sobre o assunto. Por se tratar de um trabalho de caráter experimental, o Capítulo 3 caracteriza os materiais utilizados para montagem e instalação do sistema de microgeração e os instrumentos utilizados para efetuar a coleta de dados para análise da performance. Este capítulo também descreve os

métodos utilizados em testes de bancada com o microinversor, intervalo de aquisição de dados, período de monitoramento e as incertezas envolvidas nas medições.

O Capítulo 4 apresenta os resultados obtidos do monitoramento do sistema fotovoltaico e o Capítulo 5 mostra um exemplo de aplicação do sistema com uso do microinversor em uma residência com consumo médio mensal nacional.

No Capítulo 6 estão descritas as considerações finais sobre o trabalho realizado e no Capítulo 7 encontram-se as sugestões para trabalhos que poderão ser desenvolvidos a partir do presente estudo.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo é destinado à explanação dos conceitos que envolvem o trabalho, analisando os estudos desenvolvidos até o momento relacionados a este tema.

### 2.1 CÉLULA FOTOVOLTAICA

O efeito fotovoltaico é um fenômeno físico no qual uma célula fotovoltaica converte radiação solar em eletricidade. As células fotovoltaicas são constituídas de material semicondutor sensível à radiação solar que ao absorver fótons<sup>3</sup> com energia igual ou superior a energia de *gap*<sup>4</sup> do material semicondutor produzem corrente elétrica. Para calcular a corrente de saída de uma célula, usa-se a Eq. (2.1), que é a equação característica da célula fotovoltaica, conforme Wenham *et al.* (2007).

$$I_{cel} = I_L - I_0 \left( e^{\frac{q(V_{cel} + I_{cel}R_s)}{kT_{cel}}} - 1 \right) - \left( \frac{V_{cel} + I_{cel}R_s}{R_{sh}} \right) \quad (2.1)$$

onde  $I_{cel}$  é a corrente de saída da célula,  $I_L$  é a corrente fotogerada pela célula,  $I_0$  é a corrente de polarização do diodo modelo,  $q$  é a carga elementar do elétron,  $V_{cel}$  é a tensão de saída da célula,  $R_s$  é a resistência em série da célula,  $k$  é a constante de Boltzmann,  $T_{cel}$  é a temperatura da célula e  $R_{sh}$  é a resistência paralela da célula.

A Fig. (2.1) apresenta o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica utilizada para

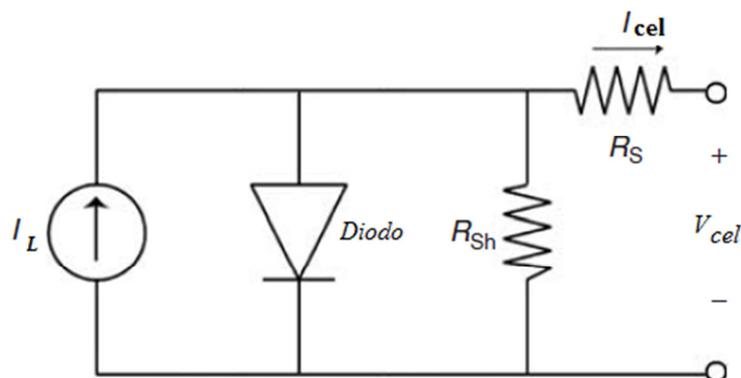


Figura 2.1 - Circuito equivalente da célula fotovoltaica.  
Fonte: adaptado LUQUE e HEGEDUS (2011).

<sup>3</sup> Partícula elementar da luz. Um fóton surge quando ocorre a transição de um elétron de um átomo entre dois estados de energias diferentes, o elétron ao passar de uma camada mais interna para uma mais externa ao receber energia, e se retornar para o estado inicial, emite a energia correspondente a essa diferença.

<sup>4</sup> Energia de *gap* é a energia necessária para transportar um elétron da banda de valência para a banda de condução.

descrever o comportamento elétrico, conforme a Eq. (2.1).

O circuito equivalente de uma célula fotovoltaica apresenta um diodo pois o valor de tensão gerado quando a célula é exposta a radiação solar é de aproximadamente 0,6 V, enquanto a corrente da célula é representada por uma fonte de corrente.

Para aplicações práticas necessita-se de potências maiores, isso é possível através da associação em série de células fotovoltaicas que elevam o valor de tensão. A célula é a unidade básica dos módulos fotovoltaicos, que serão descritos no tópico 2.2. Como exemplo tem-se o módulo de silício monocristalino utilizado no sistema instalado, que possui 60 células associadas em série gerando 37,2 V em circuito aberto, valor este que varia com a temperatura e com a radiação solar.

Alguns autores denominam as células de silício cristalino como sendo de primeira geração e as de filmes finos de segunda geração. Tecnologias em desenvolvimento como células orgânicas e de corantes são consideradas como células fotovoltaicas de terceira geração.

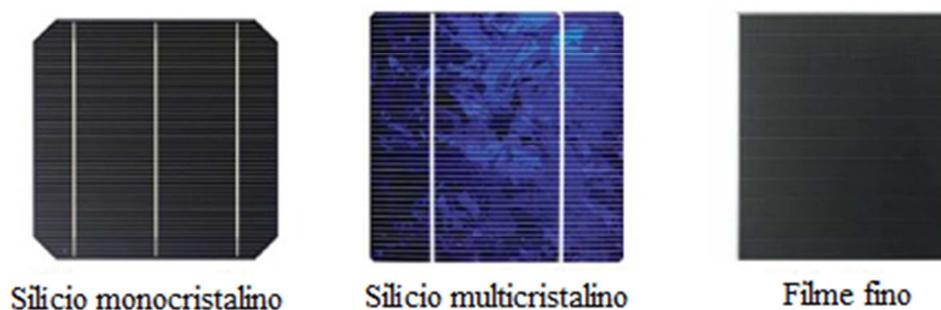


Figura 2.2 - Diferentes tipos de células fotovoltaicas de silício.

Fonte: adaptado de SISTEMAS ... (2013).

A Fig. (2.2) mostra três tipos de células fotovoltaicas. Desde 1993 a revista *Progress in Photovoltaics; Research and Applications* publica os resultados das maiores eficiências medidas de células e módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologias. O critério mais importante para inclusão dos resultados nas tabelas é que eles sejam provenientes de medições independentes realizadas em centros de testes reconhecidos. Ao proporcionar orientações para inclusão dos resultados nas tabelas, não há somente uma padronização dos testes e da apresentação dos resultados como encoraja os pesquisadores a buscar a confirmação dos resultados independentemente (GREEN *et al.*, 2013).

A Tabela 2.1 mostra as eficiências de células fotovoltaicas obtidas em testes realizados em laboratórios até 2012 com diferentes materiais e tecnologias.

Tabela 2.1 - Eficiência das melhores células fotovoltaicas fabricadas em laboratório até 2012.

<b>Tecnologia</b>		<b>Eficiência [%]</b>
Silício	Monocristalino	25,0 ± 0,5
	Multicristalino	20,4 ± 0,5
	Filmes finos transferidos	20,1 ± 0,4
Compostos de elementos dos grupos 13-15	GaAs (filme fino)	28,8 ± 0,9
	GaAs (multicristalino)	18,4 ± 0,5
	InP (monocristalino)	22,1 ± 0,7
Calcogênios compostos 12-16	CIGS (filme fino)	19,6 ± 0,6
	CdTe (filme fino)	18,3 ± 0,5
Silício amorfo/nanocristalino	Amorfo (a-Si) (filme fino)	10,1 ± 0,3
	Nanocristalino (nc-Si)	10,1 ± 0,2
Células fotoquímicas sensibilizadas por corantes		11,9 ± 0,4
Células orgânicas (filme fino)		10,7 ± 0,3
Multijunção	InGaP/GaAs/InGaAs	37,7 ± 1,2
	a-Si/nc-Si/nc-Si (filme fino)	13,4 ± 0,4

Fonte: adaptado de GREEN *et al.*, (2013).

Como visto na Tab. (2.1) a célula de silício monocristalino apresenta eficiência superior à célula de silício multicristalino, pois em sua fabricação utiliza apenas um tipo de cristal enquanto que o multicristalino utiliza vários tipos de cristais.

Em 2011, a fabricação de células de silício cristalino correspondeu a 87,9 % do mercado mundial enquanto aproximadamente 12 % da produção mundial de células fotovoltaicas são de filmes finos (PINHO e GALDINO, 2014).

## 2.2 MÓDULO FOTOVOLTAICO

Segundo a norma NBR10899 que trata das terminologias da conversão fotovoltaica, o módulo fotovoltaico é uma unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas com objetivo de gerar energia elétrica. Arranjo fotovoltaico é definido como o conjunto de módulos fotovoltaicos ou subarranjos fotovoltaicos integrados mecânica e eletricamente em uma estrutura de suporte.

A Fig. (2.3) mostra os materiais utilizados para encapsulamento das células fotovoltaicas na construção de um módulo fotovoltaico.

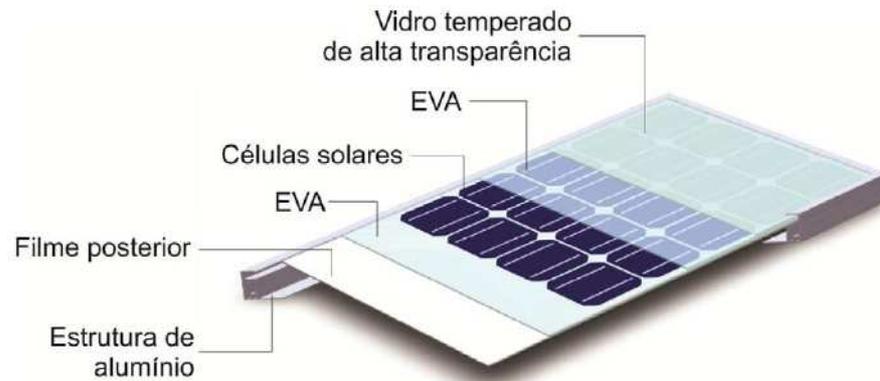


Figura 2.3 - Materiais utilizados na construção de um módulo fotovoltaico.  
Fonte: PINHO e GALDINO (2014).

A Fig. (2.4) mostra os principais parâmetros elétricos de um módulo fotovoltaico para especificação, sendo eles a tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ), a corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ), a tensão no ponto de máxima potência ( $V_{PMP}$ ), a corrente no ponto de máxima potência ( $I_{PMP}$ ) e a potência no ponto de máxima potência ( $P_{PMP}$ ). No caso da Fig. (2.4) os parâmetros são do módulo utilizado neste trabalho.

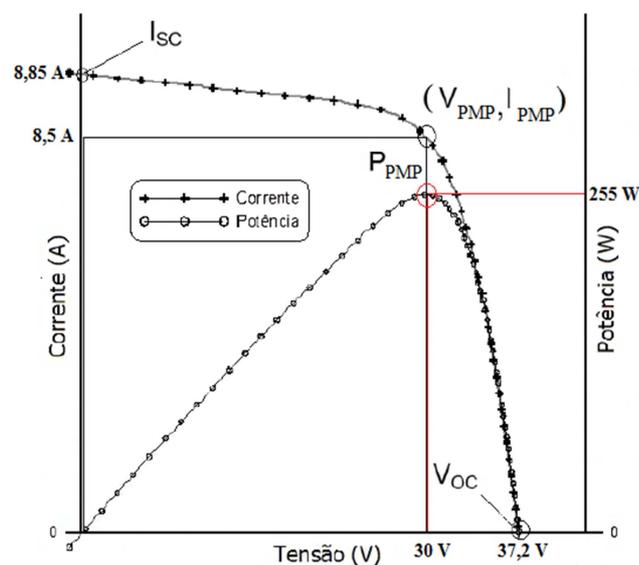


Figura 2.4 - Curva característica I-V e P-V para o módulo LG255S1C de 255  $W_p$  utilizado neste trabalho.

Estes parâmetros são importantes para o dimensionamento de sistemas e o cálculo de produtividade energética.

O manual do fabricante apresenta estes parâmetros testados numa condição padrão com irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$ , temperatura de célula  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  e massa de ar AM 1,5G.

A Tab. (2.2) mostra as eficiências dos módulos FV, definidas através de testes realizados nos maiores centros pesquisa do mundo.

Tabela 2.2 – Eficiência de módulos FV medidos na condição padrão até 2012.

Classificação	Eficiência [%]	Área [cm <sup>2</sup> ]	V <sub>OC</sub> [V]	I <sub>SC</sub> [A]	FF <sup>5</sup> [%]
Si (cristalino)	22,9 ± 0,6	778 (	5,6	3,97	80,3
Si (cristalino largo)	21,4 ± 0,6	15780	68,6	6,29	78,4
Si (multicristalino)	18,5 ± 0,4	14661	38,9	9,14	76,2
Si (filme fino policristalino)	8,2 ± 0,2	661	25,0	0,32	68,0
GaAs (filme fino)	24,1 ± 1,0	858,5	10,8	2,25	84,2
CIGS	15,7 ± 0,5	9703	28,2	7,25	72,5
CIGS (livre de Cd)	13,5 ± 0,7	3459	31,2	2,18	68,9
CdTe	15,3 ± 0,5	6750,9	64,9	2,18	72,9
a-Si/a-SiGe/nc-Si	10,5 ± 0,4	14316	224,3	0,99	67,9

Fonte: adaptado de GREEN *et al.*, (2013).

Ao comparar os valores das eficiências das Tab. (2.1) e (2.2), nota-se que os valores das eficiências das células são superiores aos valores de eficiências dos módulos isso se deve a montagem de várias células em uma superfície como é o caso do módulo faz com que haja maior aquecimento provocando queda no valor das eficiências em função da temperatura.

Na Fig. (2.5) é possível observar a evolução das eficiências das diferentes tecnologias

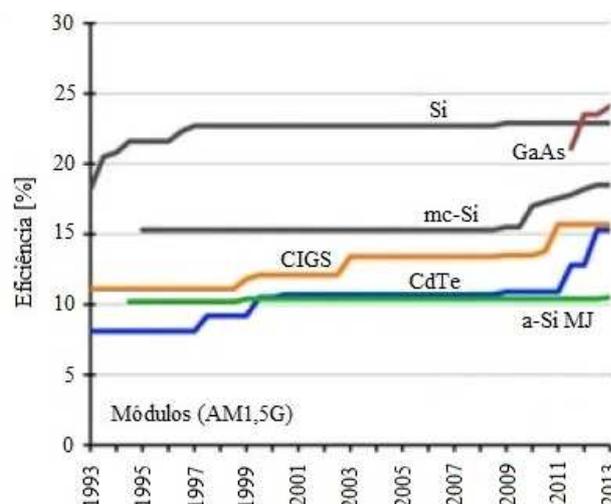


Figura 2.5 - Eficiências de módulos de diferentes tecnologias com área  $\geq 0,8 \text{ m}^2$ .

Fonte: adaptado de GREEN *et al.* (2013).

<sup>5</sup> Fator de forma é a razão entre a área da curva característica *I-V* e a área  $I_{SC} \times V_{OC}$  do módulo FV, portanto é a grandeza que expressa a qualidade das células de um módulo, quanto mais a curva *I-V* característica do módulo se aproxima da forma de um retângulo melhor a qualidade das células.

de módulos fotovoltaicos. Percebe-se por meio da Fig. (2.5) que, com o passar dos anos, as eficiências mudaram expressivamente. Entre 2009 e 2011, houve uma relativa melhora em algumas tecnologias citadas.

### 2.3 INVERSOR FOTOVOLTAICO PARA CONEXÃO À REDE

Um inversor fotovoltaico de conexão à rede é um conversor estático<sup>6</sup> de potência que converte a corrente contínua do gerador fotovoltaico em corrente alternada apropriada para utilização pela rede elétrica.

Estes equipamentos eletrônicos possuem internamente circuitos responsáveis pelo seguimento do ponto de máxima potência (SPMP) do gerador fotovoltaico, circuitos de segurança para desconexão do inversor em caso de avarias, circuito anti-ilhamento<sup>7</sup>, circuitos de sincronismo para conexão com a rede elétrica, circuitos de filtro para controle da emissão de correntes harmônicas entre outras funções.

A Fig. (2.6) mostra a vista externa (a) de um inversor fotovoltaico e a vista interna (b) com circuitos eletrônicos responsáveis por desempenhar as funções anteriormente descritas. O sistema fotovoltaico instalado empregou um microinversor, que possui as mesmas funcionalidades de um inversor fotovoltaico de maior potência.



Figura 2.6 - Inversor fotovoltaico vista externa (a) e interna (b).  
Fonte: adaptado de ZHANG *et al.* (2013).

<sup>6</sup> Circuitos eletrônicos que utilizam semicondutores para controle do fluxo de potência da fonte para a carga.

<sup>7</sup> Circuito que impede que o microinversor injete energia na rede ao verificar falta de energia na rede elétrica por uma avaria ou por desligamento pela concessionária.

Entre 1988 e 1990 a eficiência dos inversores com potências entre 1,5 e 3,0 kW era de 85,5 a 90,0 %, em 2001 esses valores estavam entre 92,5 a 94,5 % (HAEBERLIN, 2001).

Segundo Pinho e Galdino (2014), as eficiências dos inversores de conexão à rede atuais podem atingir valores máximos de 98 % para circuitos sem transformador e de 94 % para circuitos com transformadores.

Vale (2012) e Fernandes (2013) relatam as diversas classificações dos inversores fotovoltaicos de conexão à rede do ponto de vista do projeto eletrônico. São relatados os tipos de circuitos de conversão c.c./c.c. e c.c./c.a., os tipos de algoritmo empregados para seguimento do ponto de máxima potência do módulo, os tipos quanto ao emprego ou não de transformador entre outras características.

Para este trabalho convém tratar da classificação dos inversores fotovoltaicos quanto a topologia. Os inversores fotovoltaicos de conexão à rede podem ser do tipo inversor central, *string*<sup>8</sup>, *multistring*<sup>9</sup> e módulo c.a. ou microinversor.

## 2.4 INVERSOR CENTRAL

O inversor central, ilustrado na Fig. (2.7), é utilizado em plantas fotovoltaicas onde o arranjo fotovoltaico, constituído de módulos ligados em série e módulos ligados em paralelo, é conectado à entrada de um único inversor.

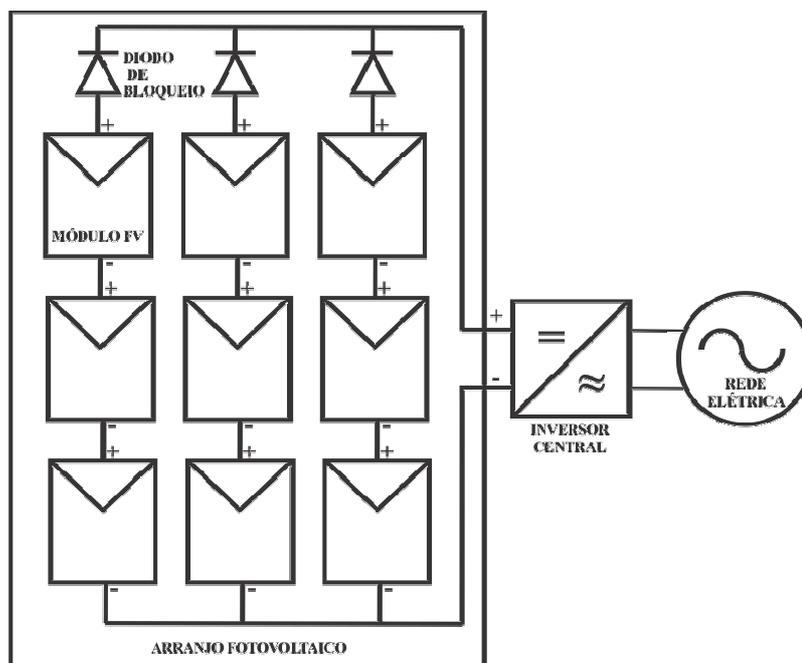


Figura 2.7 - Sistema FV topologia tipo inversor central.

<sup>8</sup> Termo em inglês que significa série.

<sup>9</sup> Termo em inglês que significa multisérie.

A confiabilidade desta topologia está limitada pelo inversor que, em caso de falha, desconecta todo o sistema fotovoltaico. Nesta topologia há severas limitações como a diminuição da eficiência energética do arranjo, pois não é possível o SPMP de cada módulo individualmente, portanto o SPMP não é ótimo, principalmente no caso das séries estarem com potências máximas diferentes (isto ocorre quando uma das séries está sombreada, por exemplo). Há perdas nos diodos de bloqueio das séries e no caso de adaptação de módulos com características diferentes há perdas por *mismatch*. Outras limitações são a inflexibilidade quanto a configuração do gerador fotovoltaico e a presença de altas tensões c.c. nos cabos entre os módulos e o inversor (HASSAINE *et al.*, 2013).

Como vantagem apresenta um custo inferior em relação à outras topologias devido a quantidade de equipamentos utilizados, número de inversores, que é menor.

Os inversores centrais com potência superior a 1 kW foram os primeiros a serem manufaturados (HAEBERLIN, 2001).

## 2.5 INVERSOR *STRING*

A topologia que utiliza inversores do tipo *string*, ilustrado na Fig. (2.8), é caracterizada por cada série de módulos estar conectada à um inversor.

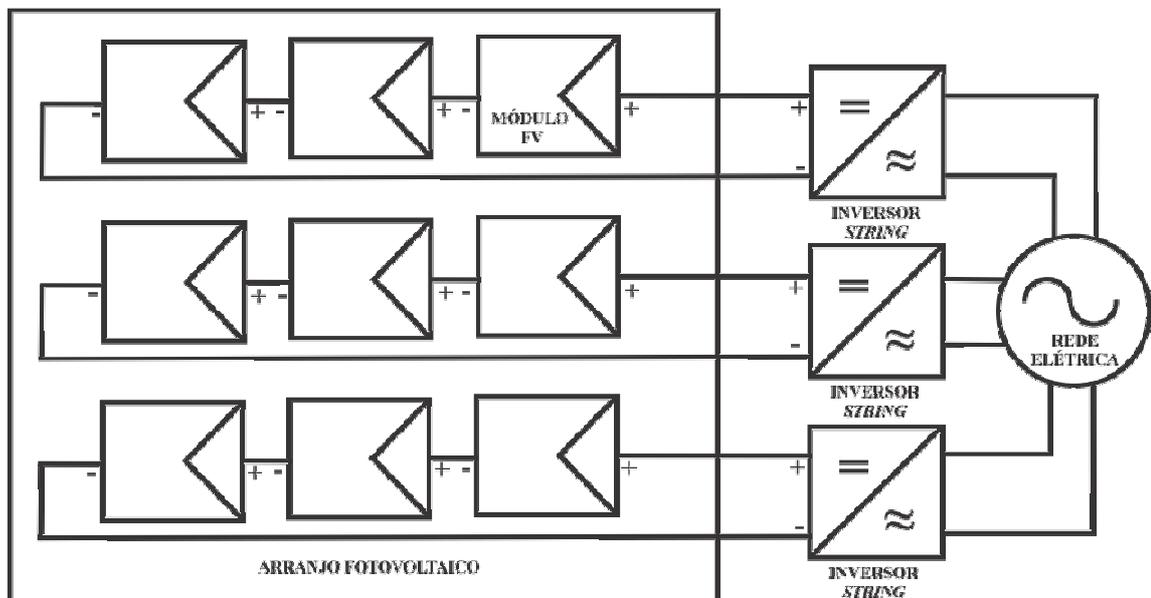


Figura 2.8 - Sistema FV topologia tipo inversor *string*.

Como vantagem não apresenta perdas nos diodos de bloqueio (não são empregados nesta topologia). Há um aumento da eficiência energética do gerador fotovoltaico devido a

cada série ter seu ponto de máxima potência atingido pelo seu respectivo inversor, diminuindo as perdas por sombreamento e *mismatch* (HASSAINE *et al.*, 2013).

Possui maior flexibilidade quanto ao gerador fotovoltaico pois as séries podem ter diferentes comprimentos e orientações o que é vantajoso para a arquitetura pois pode ser facilmente integrado às construções (LUQUE e HEGEDUS, 2011). O sistema apresenta maior confiabilidade, pois em caso de falha de um inversor os outros continuarão produzindo energia. O custo desta topologia é superior à que utiliza inversor central, pois utiliza maior quantidade de inversores.

## 2.6 INVERSOR *MULTISTRING*

A topologia que utiliza inversor *multistring*, Fig. (2.9), caracteriza-se pela utilização de um conversor c.c./c.c. para cada série, responsáveis pelo seguimento do ponto de máxima potência da série, ligados à um único conversor c.c./c.a.. O desenvolvimento de um inversor fotovoltaico baseado no conceito de um inversor *multistring* leva à uma significativa redução de custo em relação a topologia inversor *string* e, somado a este fato, há a melhora do desempenho operacional do sistema devido ao aumento da energia obtida do gerador FV (MEINHARDT *et al.*, 2000).

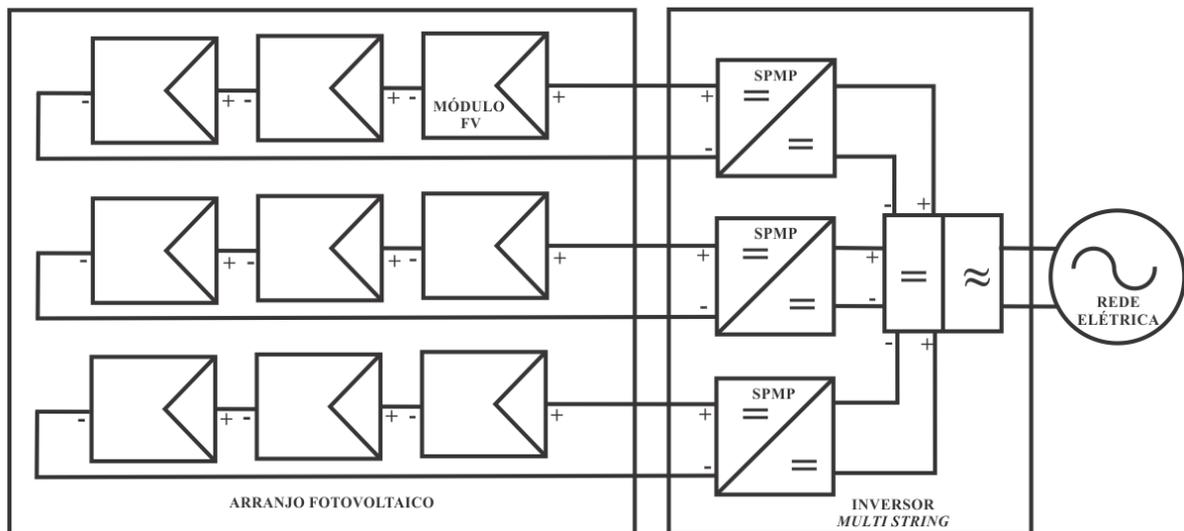


Figura 2.9 - Sistema FV topologia tipo inversor *multistring*.

## 2.7 INVERSOR MÓDULO C.A. OU MICROINVERSOR

A topologia que utiliza inversor com módulo integrado ou módulo c.a. (microinversor), ilustrado na Fig. (2.10), é caracterizado pelo inversor ser integrado a cada módulo fotovoltaico.

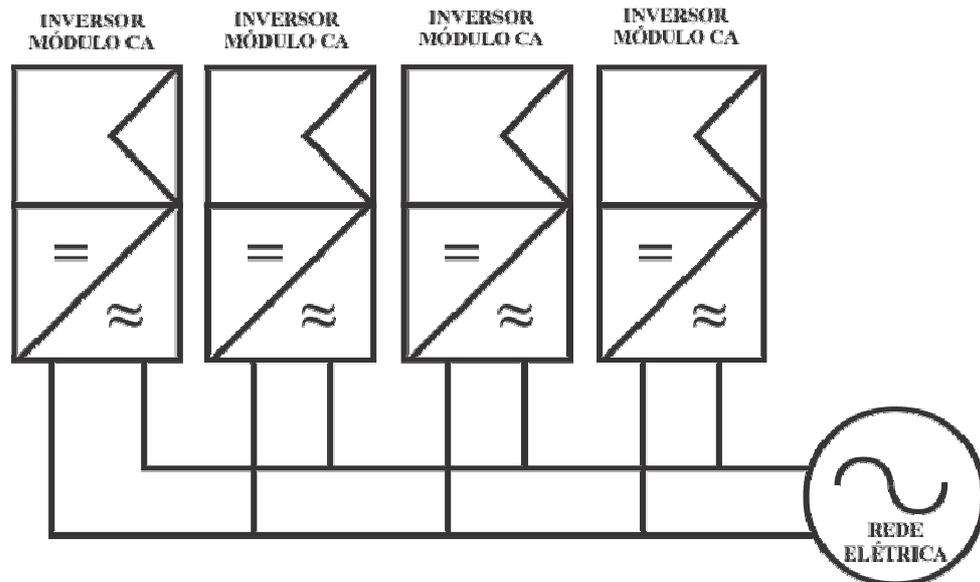


Figura 2.10 - Sistema FV topologia tipo inversor módulo c.a. ou microinversor.

A maioria dos microinversores são concebidos para operar com potências entre 100 a 250 W e eficiência superior à 90 % (SHER e ADOOWEESH, 2012).

Inversores de topologia central são de potências geralmente acima de 1<sup>o</sup>kW, obrigando o consumidor a comprar um arranjo fotovoltaico com maior número de módulos, portanto investindo um valor de capital maior para a compra do sistema. Com a utilização de microinversores há a possibilidade de expandir o sistema conforme o capital disponível para a compra dos equipamentos, não necessitando o consumidor a dispendir alto valor de capital inicialmente.

Há um aumento da segurança com a eliminação dos barramentos c.c. com elevados níveis de tensão, evitando riscos de arcos elétricos e fogo. Evitam-se perdas por SPMP centralizado, pois cada módulo tem seu ponto de máxima potência atingido diretamente pelo SPMP do seu respectivo inversor (ANDERSEN e ALSVTEN, 1995).

Oldenkamp e Jong (1998) afirmaram que o microinversor é a melhor opção para integração de sistema FV em construções. Outra vantagem é que esta topologia transformou o SFCR em um dispositivo *plug and play*<sup>10</sup>.

Como os microinversores são instalados no próprio módulo fotovoltaico, eles operam sob fortes variações de temperatura, devido a exposição ao meio ambiente, diminuindo a vida útil de alguns componentes. Inversores de menores potências possuem eficiência inferior aos de maior potência o que atenua o aumento do desempenho global do sistema ( $P_R$ ) causado pela eliminação das perdas por sombreamento (ISLAM *et al.* 2006).

Na década de 80, o conceito de módulos c.a. ou microinversores foi promovido pelo Professor Werner Kleinkauf através de suas pesquisas (OLDENKAMP, 2013). Com avanço da tecnologia em 1993, a Mastervolt lançou o primeiro microinversor de conexão à rede de 130 W, sob nome de SUNMASTER 130S (NOTTE, 2011), como mostra a Fig. (2.11).



Figura 2.11 - Vista interna do microinversor SUNMASTER 130S.  
Fonte: SUNMASTER ... (2011).

Em 1997, após várias revisões e melhorias, o microinversor OK4E-100 de 100 W foi lançado ao mercado e distribuído pela NKF (NOTTE, 2011). A Fig. (2.12) mostra vistas deste microinversor.

<sup>10</sup> Expressão em inglês que significa conecte e use, indica que há facilidade na ligação e no uso de um equipamento, podendo o usuário sem maiores conhecimentos técnicos operá-lo.

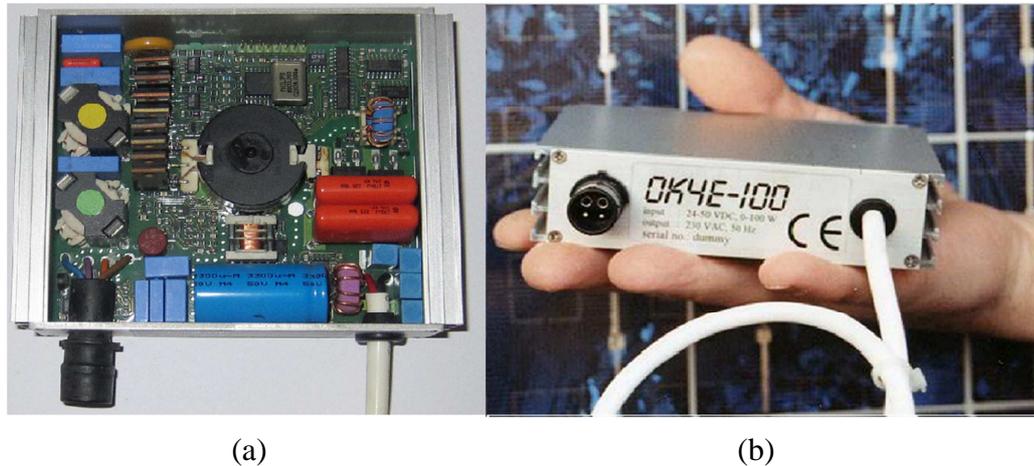


Figura 2.12 - Vista interna (a) e externa (b) do microinversor OK4E-100.  
Fonte: adaptado de OLDENKAMP, (2013) e NOTTE, (2011).

Verhoeve *et al.* (1997) efetuaram testes conforme as normas vigentes da época nos microinversores SUNMASTER 130S e OK4E-100. Nos testes realizados, no centro de pesquisa ECN na Holanda, foram determinados a eficiência de conversão do microinversor, conforme Fig. (2.13), e a emissão de correntes harmônicas, conforme Fig. (2.15).

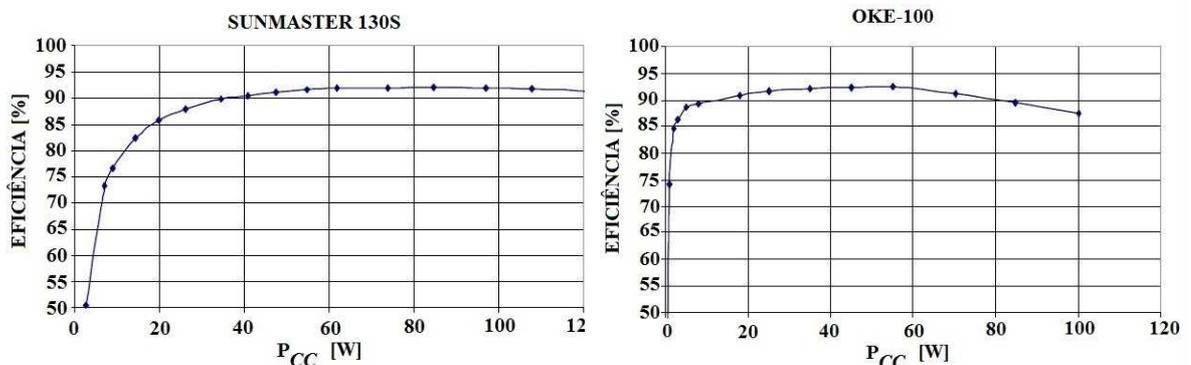


Figura 2.13 -  $\eta_{inv}$  SUNMASTER 130S e OK4E-100 teste em laboratório.  
Fonte: adaptado VERHOEVE *et al.*, (1997).

O microinversor SUNMASTER 130S atingiu sua maior eficiência, 92 %, na potência de 80 W, enquanto o microinversor OK4E-100 atingiu sua máxima potência, 93 %, na potência de 40 W (VERHOEVE *et al.*, 1997).

Faiman *et al.* (2002), realizaram análise da eficiência do microinversor OK4E-100 conectado à um arranjo fotovoltaico composto por dois módulos de 40 W<sub>p</sub>, no Deserto de Negev, em Israel. A Fig. (2.14) mostra os valores da eficiência alcançada pelo microinversor.

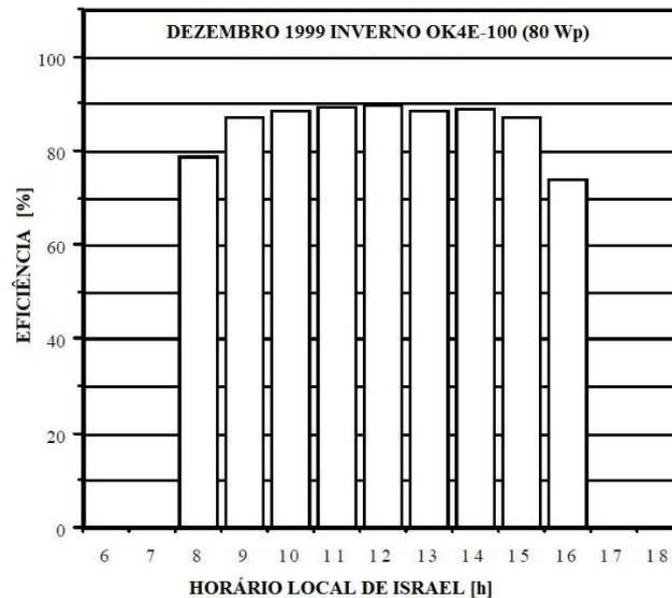


Figura 2.14 - Média horária da  $\eta_{inv}$  OK4E-100, testes realizados Deserto de Negev.  
Fonte: adaptado FAIMAN *et al.*, (2002).

A temperatura e a irradiância média mensal registrada ao meio dia no mês de dezembro de 1999 foram, respectivamente, 17,3 °C e 843 W/m<sup>2</sup>. No período do verão a temperatura e a irradiância média mensal registrada ao meio dia no mês de agosto de 1999, foram respectivamente, 31,4 °C e 996 W/m<sup>2</sup>. No período do verão o microinversor apresentou eficiência inferior, atingindo o valor máximo de 85 %. Este valor de eficiência é inferior ao valor apresentado por Verhoeve *et al.* (1997), onde os testes foram realizados em laboratório.

No que se refere à qualidade de energia Verhoeve *et al.* (1997), mediram as emissões de correntes harmônicas dos microinversores SUNMASTER 130S e OK4E-100. Nota-se na Fig. (2.15), que ambos não excederam os limites expressos na norma EN60555<sup>11</sup> comprovando o compromisso dos fabricantes com a qualidade de energia já nas primeiras versões destes equipamentos.

<sup>11</sup> Norma Européia que, entre outras especificações, delimita o limite de corrente harmônica que um equipamento conectado à rede pode injetar na rede elétrica.

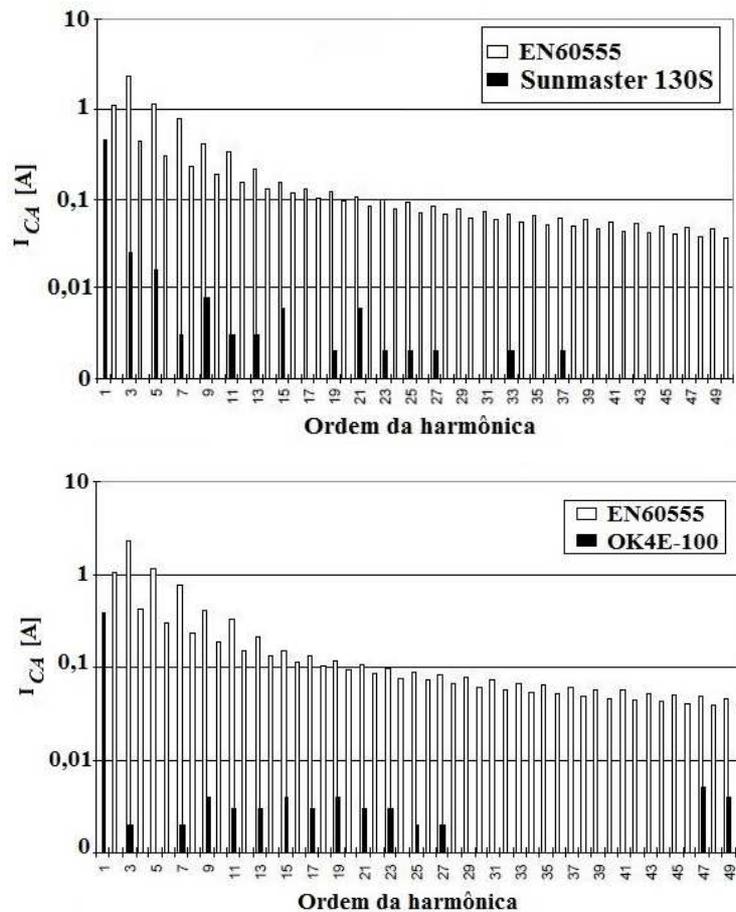


Figura 2.15 - Emissão de correntes harmônicas dos microinversores SUNMASTER 130S E OK4E-100 nas suas potências nominais.

Fonte: adaptado VERHOEVE *et al.*, (1997).

Entre os dois modelos de microinversores percebe-se que o SUNMASTER 130S injeta maiores valores de correntes harmônicas na 3ª, 5ª, 7ª e 9ª ordem do que o microinversor OK4E-100, justificável pois o microinversor SUNMASTER 130S possui potência de saída superior ao OK4E-100.

Buscando o aprimoramento do projeto de microinversores, pois estes equipamentos apresentavam falhas técnicas e eram economicamente inviáveis, Islam *et al.* (2006) desenvolveram um novo protótipo de microinversor sob nome de PV2GO de 150 W. Este novo protótipo considerado como a 2ª geração de microinversores é mostrado na Fig. (2.16).



Figura 2.16 – Vista interna (a) e externa(b) protótipo PV2GO.  
Fonte: adaptado ISLAM *et al.*, (2006).

A Fig. (2.17) mostra a eficiência medida de dois equipamentos que foram instalados no campo de testes da Universidade Católica de Leuven, na Bélgica. A eficiência é em função de  $P_{CC}$  baseado na aquisição de valores médios de 5 minutos durante o dia 28 de fevereiro de 2003.

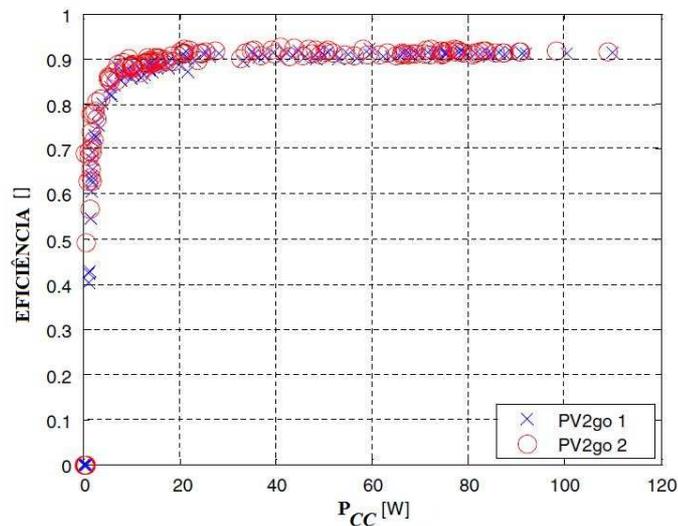


Figura 2.17 -  $\eta_{inv}$  versus  $P_{CC}$  de 2 protótipos PV2GO.  
Fonte: adaptado ISLAM *et al.*, (2006).

Nota-se que os dois microinversores apresentaram eficiências superiores à 90 %, ao atingirem 20 W.

Quanto à qualidade de energia, Islam *et al.* (2006) mediram a emissão de correntes harmônicas pelo microinversor PV2GO. A Fig. (2.18) mostra que a emissão de correntes

harmônicas na potência nominal está dentro do limite estabelecido pela IEEE 929:2000<sup>12</sup>, indicadas pelas barras em verde. No entanto, a emissão de corrente harmônica a 10 % de  $P_{CA}$ , indicada pelas barras na cor lilás, ultrapassa o limite.

Na Fig. (2.18) a emissão de correntes harmônicas está normalizada em relação a corrente fundamental, onde  $I_{CA} (10 \%) = 0,070 \text{ A}$ ,  $I_{CA} (30 \%) = 0,178 \text{ A}$  e  $I_{CA} (100 \%) = 0,435 \text{ A}$ .

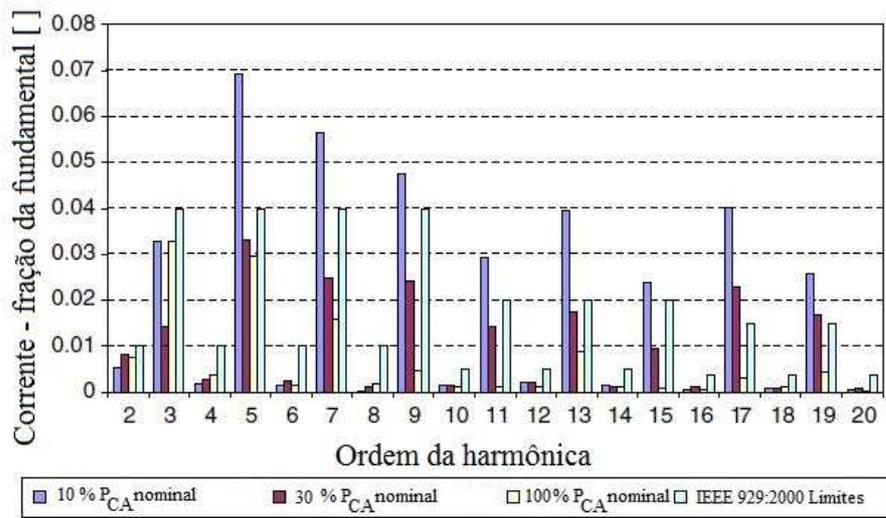


Figura 2.18 - Emissão de correntes harmônicas microinversor PV2GO no espectro harmônico da 2<sup>a</sup> a 20<sup>a</sup> ordem.  
Fonte: adaptado ISLAM *et al.* (2006).

## 2.8 A NOVA GERAÇÃO DE MICROINVERSORES

Os microinversores atuais apresentam maior confiabilidade e um tempo médio entre falhas (*TMEF*) elevado, como mostra a Tab. 2.2.

Tabela 2.3 - Comparação do *TMEF* de diferentes topologias de inversor fotovoltaico.

Dispositivo	<i>TMEF</i>
Inversor central ou <i>string</i>	10 – 15 anos
Microinversor atual	>300 anos

Fonte: adaptado de ENPHASE ENERGY, (2009).

É importante não confundir o conceito de *TMEF* com a vida útil do equipamento. Há vários métodos para o cálculo do *TMEF*, o mais comumente utilizado é o método que se

<sup>12</sup> Norma internacional que regulamenta as práticas recomendáveis para acesso à rede de sistemas fotovoltaicos.

baseia na taxa de falha de cada componente, no número de componentes e no desgaste nos componentes provocados pelas condições ambientais.

Conforme Kagan (2004), para cada componente no equipamento a taxa de falha estacionária é dada pela Eq. (2.2).

$$\lambda_{SSi} = \lambda_{Gi} \Pi_{Qi} \Pi_{Si} \Pi_{Ti} \quad (2.2)$$

onde  $\lambda_{SSi}$  é a taxa de falha estacionária do componente,  $\lambda_{Gi}$  é a taxa de falha genérica do componente,  $\Pi_{Qi}$  é o fator de qualidade do componente,  $\Pi_{Si}$  é o fator de stress do componente,  $\Pi_{Ti}$  é o fator de temperatura do componente sob condições normais de operação.

É possível estimar a taxa global de falha de um equipamento, somando a taxa de falha de cada componente e aplicando um fator único ambiental, como mostra a Eq. (2.3), conforme Kagan (2004).

$$\lambda_{SS} = \Pi_E \sum \lambda_{SSi} \quad (2.3)$$

onde a soma é a partir de  $i = 1$  até o número total de dispositivos na unidade,  $\lambda_{SS}$  é a taxa global de falha e  $\Pi_E$  é o fator único ambiental.

Conforme Kagan (2004), o *TMEF* é o inverso da taxa global de falha, dada pela Eq. (2.4).

$$TMEF = \frac{1}{\lambda_{SS}} \quad (2.4)$$

*TMEF* é uma indicação da probabilidade estatística de que uma unidade irá falhar sob específica condição operacional e ambiental durante o período definido pela *TMEF*. Ele mede o índice de falhas aleatórias excluindo falhas sistemáticas, por exemplo, devido a erros de projeto ou defeitos de fabricação (produtos no início da vida útil) e excluindo o desgaste do uso (fim de vida um produto). Quando o sistema é composto por vários componentes, cada uma das falhas dos componentes é somada, assumindo que a falha de um componente causa a falha do sistema.

Entre os fatores que elevaram o valor do *TMEF* na fabricação dos microinversores estão o avanço no desenvolvimento de novos materiais possibilitando a construção de componentes eletrônicos menores e mais eficientes como mostra Fig. (2.19).

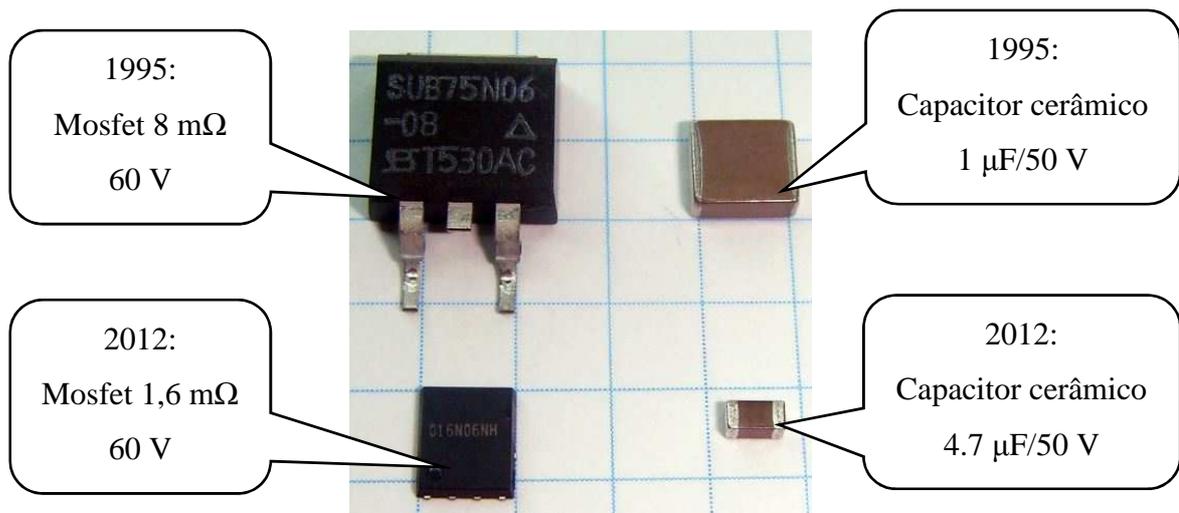


Figura 2.19 - Evolução dos componentes eletrônicos de 1995 a 2012.  
Fonte: adaptado de OLDENKAMP, (2013).

E o fato do microinversor converter baixos valores de energia diminui o desgaste dos componentes eletrônicos e possibilita a integração de vários semicondutores em um encapsulamento, diminuindo drasticamente o número de componentes, como mostra a Tab. (2.3).

Tabela 2.4 - Evolução da tecnologia dos microinversores de 1996 a 2012.

Modelo equipamento	OK4E-100	SB240
Ano	1996	2012
Potência c.a.	90 W	240 W
Eficiência Europeia	90 %	96 %
Nº Componentes	300	170
Microcontrolador	8 bits 8 MHz 4 kB	16 bits 16 MHz 16 kB
Baixa velocidade Mosfet	8 mΩ 60 V	1.6 mΩ 60 V
Alta velocidade Mosfet	1 Ω 400 V	0.15 Ω 600 V
<i>TMEF</i>	20 anos	500 anos

Fonte: adaptado de OLDENKAMP, (2013).

Conforme Islam *et al.* (2006), na construção do protótipo PV2GO, segunda geração de microinversores, chegou-se à um valor de *TMEF* de 25 anos.

Outro aspecto relevante é a baixa dissipação térmica devido a conversão de valores mais baixos de energia. O enclausuramento destes equipamentos atingiu a classificação NEMA 6 garantindo que o equipamento é hermeticamente fechado impedindo a entrada de ar, água, poeira e possíveis insetos. Um dos testes realizados para atingir a classificação NEMA 6

é submergir o equipamento abaixo de um metro de água e fazê-lo operar por 24 horas (ENPHASE ENERGY, 2009). Com a conversão de baixos valores de energia também foi possível substituir os capacitores eletrolíticos, um dos componentes com maior índice de falhas, pois são muito suscetíveis à variações de temperatura. Os capacitores eletrolíticos ao longo do tempo reduzem sua eficiência e por esta razão foi substituído por capacitores de filme. A temperatura de trabalho de um capacitor eletrolítico é em média de 65 °C enquanto um capacitor de filme trabalha a 85 °C (CANADIAN SOLAR, 2013).

Apesar do fabricante ENPHASE afirmar que o *TMEF* do microinversor atual é superior à 300 anos, Tab (2.2), e Oldenkamp (2013) afirmar que o *TMEF* do microinversor SB 240 é de 500 anos, Tab. (3.3), ainda existem dúvidas no meio acadêmico e nos profissionais da área que estes valores sejam de fato aceitos como possíveis.

A vida útil de um microinversor atual é superior a 20 anos (ENPHASE ENERGY, 2009).

A Fig. (2.20) mostra quatro modelos de microinversores comercializados atualmente. O número 1 mostra o microinversor do fabricante SMA modelo SB 240. O número 2 é o microinversor do fabricante ENPHASE modelo M215. O número 3 mostra o inversor do fabricante CANADIAN SOLAR modelo CS6P-250M e o número 4 mostra o microinversor do fabricante SUZHOU UNIVERSAL-POWER CO. LTD., modelo UNIV-M248.



Figura 2.20 - Exemplo de alguns modelos de microinversores comercializados atualmente.

## 2.9 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

Um sistema fotovoltaico conectado à rede é constituído basicamente dos seguintes componentes: gerador fotovoltaico, inversor, unidade consumidora (carga) e rede elétrica. A Fig. (2.21) mostra o esquema básico de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

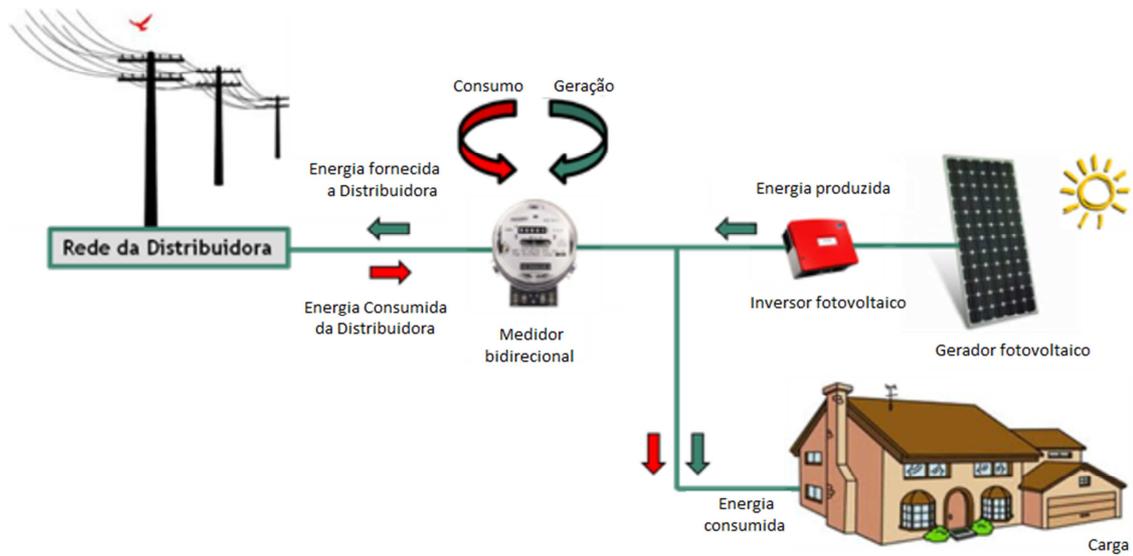


Figura 2.21 - Representação de sistema fotovoltaico conectado à rede.  
Fonte: adaptado TECNOLOGIA ... (S.I.).

A potência elétrica produzida pelo gerador fotovoltaico em corrente contínua é entregue ao inversor fotovoltaico, que faz sua conversão para potência em corrente alternada. Essa potência pode ser entregue à rede elétrica residencial e/ou rede da concessionária. O medidor bidirecional é necessário para medir a energia que flui da rede elétrica para a carga assim como a energia que flui do inversor fotovoltaico para a rede elétrica para compensação de energia.

## 2.10 COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A resolução nº 482 de 17 de abril de 2012, estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. Esta resolução sofreu algumas alterações por meio da resolução normativa nº 517 de 11 de dezembro de 2012, no que se refere à compensação de energia. Segundo a resolução nº 517 cabe a distribuidora os custos de eventuais ampliações ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da

conexão de microgeração ou minigeração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica. A energia injetada na rede pela unidade consumidora pode ser posteriormente compensada em outra unidade consumidora de mesma titularidade (CPF ou CNPJ), gerenciadas pela mesma concessionária.

Os artigos 6º e 7º tratam mais especificamente como funciona a fatura de energia elétrica no sistema de compensação (ANEEL, 2012).

- Art 6º §1º Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora, será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 36 (trinta e seis) meses.
- Art 7º No faturamento de unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica deverão ser observados os seguintes procedimentos:
  - I - deverá ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B [...].
  - II - o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado é a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto tarifário, quando for o caso, devendo a distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo medido em meses subsequentes.

O valor mínimo cobrado de qualquer consumidor mesmo que ele não consuma ou injete energia alguma na rede elétrica é conhecido como custo de disponibilidade ou popularmente chamado de taxa mínima. O artigo 98 da resolução 414/2010 define que:

- Art. 98. O custo de disponibilidade do sistema elétrico, aplicável ao faturamento mensal de consumidor responsável por unidade consumidora do grupo B, é o valor em moeda corrente equivalente a:
  - I - 30 kWh, se monofásico ou bifásico a 2 (dois) condutores;
  - II - 50 kWh, se bifásico a 3 (três) condutores; ou
  - III - 100 kWh, se trifásico.

Ao analisar a Fig. (2.22) nota-se que no mês de março houve geração de crédito, porém o consumidor obteve prejuízo, pois a energia injetada correspondente ao valor do custo de disponibilidade não é contabilizada como crédito, uma vez que é paga pelo consumidor sendo portanto, perdida. No mês de abril uma pequena parcela do crédito gerado no mês anterior foi abatida do consumo, devido novamente ao custo de disponibilidade, gerando novamente um prejuízo ao consumidor. Portanto com base nestas considerações conclui-se que a RN482/2012 estimula a instalação de sistemas com capacidade de geração inferior ao consumo da unidade consumidora, com intuito de não produzir créditos.

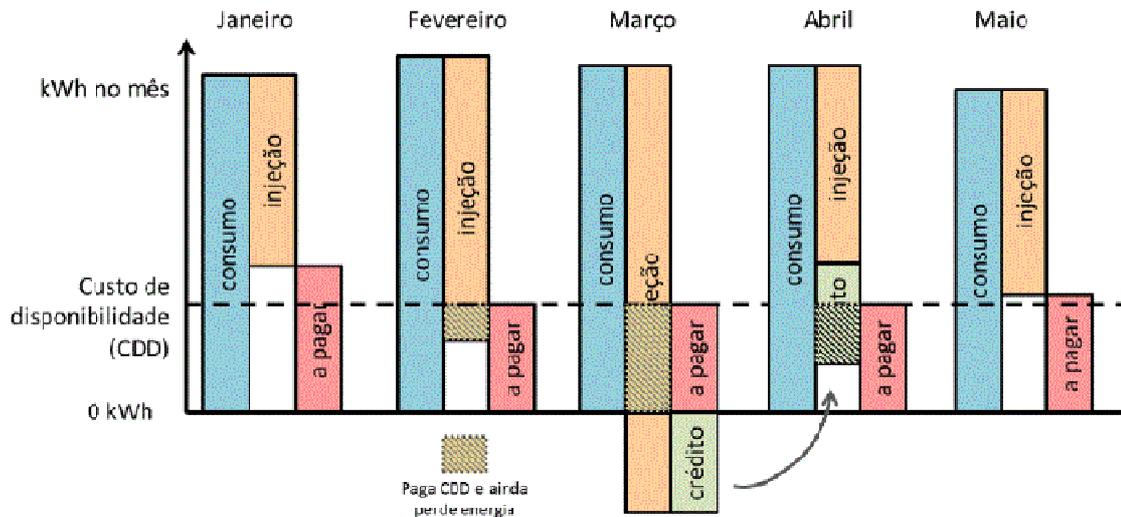


Figura 2.22 – Exemplo hipotético de compensação de energia segundo RN482/2012.

Fonte: RAUSCHMAYER e GALDINO (2014).

Segundo Rauschmayer e Galdino (2014), a resolução RN482/2012 pode levar os consumidores à um descontentamento com a microgeração devido ao difícil aproveitamento dos créditos.

Em 5 de abril de 2013 o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) aprovou o Convênio ICMS 6, que estabelece que o ICMS na fatura de energia elétrica tem como base de cálculo toda energia utilizada pela unidade consumidora proveniente da distribuidora sem considerar qualquer compensação de energia produzida pelo microgerador. Resumindo o ICMS incide sobre toda energia consumida no mês (ANEEL, 2014).

Através da lei nº 20.824 de 31 de julho de 2013 o estado de Minas Gerais foi pioneiro em estabelecer a base de cálculo do ICMS sobre a fatura da energia elétrica. Segundo a lei o ICMS terá como base de cálculo a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada na rede, pelo prazo de cinco anos (ANEEL, 2014).

É importante salientar que nem toda energia que o sistema fotovoltaico gera é injetada na rede elétrica, há casos onde ocorre a fração de consumo direto pela unidade consumidora, então a energia gerada ao invés de ser injetada na rede é consumida pela unidade consumidora. A energia consumida do sistema FV pela unidade consumidora não é registrada pelo medidor bidirecional, porém há mesmo assim redução no valor da conta de energia, pois não há consumo de energia da rede. Há casos onde o consumo diminui a ponto de mudar de faixa de cobrança de ICMS, como exemplo tem-se uma casa que consome acima de 300 kWh/mês, cujo ICMS aplicado é de 29 %, ao consumir menos que 300 kWh/mês a

alíquota diminui para 18 %, valores aplicados pela concessionária *Light* do Rio de Janeiro em Outubro de 2013. Quem mais se beneficia com a fração de consumo direto é o comércio devido seu perfil de consumo como mostra a Fig. (2.23).

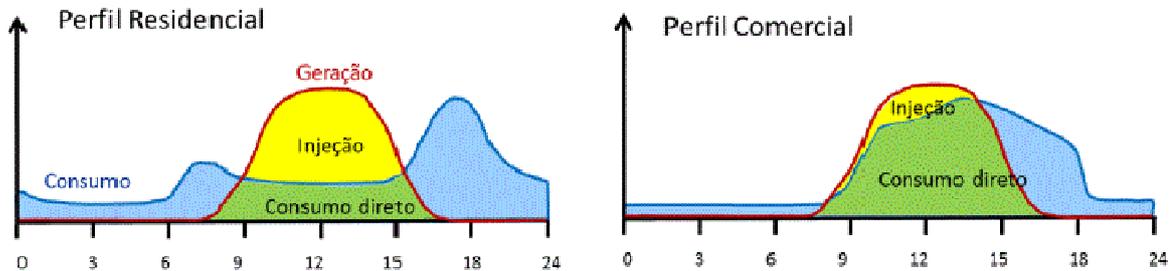


Figura 2.23 – Exemplos hipotéticos de consumo de diferentes perfis.

Fonte: RAUSCHMAYER e GALDINO (2014).

No perfil comercial, Fig. (2.23), a maior parcela de consumo é durante o dia onde ocorre a produção de energia pelo sistema FV que é consumido pela unidade ao invés de injetar na rede elétrica.

## 2.11 MONITORAMENTO DO SISTEMA FV

A indústria e a pesquisa através da análise do monitoramento de sistemas FV melhoraram o funcionamento, a confiabilidade, o rendimento energético e econômico das plantas fotovoltaicas ao longo dos anos, conforme Woyte *et al.* (2013).

Muitos trabalhos foram desenvolvidos sobre o monitoramento de sistemas fotovoltaicos desde o desenvolvimento de softwares de monitoramento como nos trabalhos de Forero *et al.* (2006), Chouder *et al.* (2012), Trillo-Montero *et al.* (2014) até a avaliação dos desempenhos através do monitoramento visto nos trabalhos de Decker e Jahn (1997), Pietruszko e Gradzki (2002), Ayompe *et al.* (2010), Spertino e Corona (2013), Padmavathi e Daniel (2013) e Micheli *et al.* (2014).

O monitoramento de um sistema fotovoltaico através de equações e condições padrões possibilita avaliar se o sistema é energeticamente eficaz. A norma IEC 61724:2012 trata do monitoramento de sistemas fotovoltaicos e regulamenta as equações e as condições padrões como as incertezas dos equipamentos de medição, o intervalo de aquisição, o armazenamento das amostras entre outros aspectos.

Para o monitoramento do sistema deste trabalho foram utilizadas as equações descritas nos próximos parágrafos.

A irradiação solar média no plano do gerador fotovoltaico  $H(\gamma, \beta)$ , representa o potencial energético disponível para conversão, por unidade de área, conforme a Eq. (2.5).

$$H(\gamma, \beta) = \frac{1}{T} \int G(t) dt \quad (2.5)$$

onde  $\gamma$  é o ângulo azimutal,  $\beta$  a inclinação do gerador fotovoltaico em relação ao plano horizontal,  $T$  representa o período de operação,  $G$  a irradiância e  $t$  o intervalo de tempo de integração.

A energia em corrente contínua  $E_{CC}$ , dada pela Eq. (2.6), é obtida da integração, no tempo, da potência em corrente contínua.

$$E_{CC} = \int P_{CC}(t) dt \quad (2.6)$$

onde  $P_{CC}$  é a potência em corrente contínua do gerador fotovoltaico,  $I_{CC}$  é a corrente contínua do gerador fotovoltaico e  $V_{CC}$  é a tensão contínua na saída do gerador fotovoltaico.

A energia em corrente alternada  $E_{CA}$ , dada pela Eq. (2.7), é obtida da integração no tempo da potência em corrente alternada na saída do inversor.

$$E_{CA} = \int P_{CA}(t) dt \quad (2.7)$$

onde  $P_{CA}$  é a potência em corrente alternada na saída do inversor fotovoltaico,  $I_{CA}$  é a corrente alternada na saída do inversor e  $V_{CA}$  é a tensão alternada na saída do inversor.

Um indicador importante no monitoramento de um sistema FV é a eficiência média diária do inversor,  $\eta_{inv\ méd}$ , que indica o rendimento da conversão da energia elétrica c.c. em energia elétrica c.a. pelo inversor, conforme Eq. (2.8).

$$\eta_{inv\ méd} = \frac{\int P_{CA} dt}{\int P_{CC} dt} \quad (2.8)$$

Em se tratando de geração de energia, as produtividades são indicadores de extrema importância. No caso de sistemas fotovoltaicos há três produtividades comumente avaliadas: a

produtividade média de referência,  $Y_R$ , a produtividade média do gerador fotovoltaico  $Y_A$  e a produtividade média do sistema fotovoltaico  $Y_F$ .

A produtividade de referência  $Y_R$ , dada pela Eq. (2.9), é a razão entre a irradiação no plano do gerador fotovoltaico e a irradiância,  $G_0$ , cujo valor é de  $1000 \text{ W/m}^2$ .

$$Y_R = \frac{H(\gamma, \beta)}{G_0} \quad (2.9)$$

A produtividade média do gerador fotovoltaico  $Y_A$ , é a razão entre a energia produzida pelo gerador fotovoltaico e a potência nominal instalada do gerador fotovoltaico, conforme a Eq. (2.10).

$$Y_A = \frac{1}{P_0} \left[ \frac{1}{T} \int P_{CC}(t) dt \right] \quad (2.10)$$

onde  $P_0$  é potência nominal instalada do gerador na condição padrão, no caso do sistema instalado  $255 \text{ W}_p$ .

A produtividade média do sistema fotovoltaico  $Y_F$ , dada pela Eq. (2.11), é a razão entre a energia entregue à rede e a potência nominal instalada do gerador fotovoltaico.

$$Y_F = \frac{1}{P_0} \left[ \frac{1}{T} \int P_{CA}(t) dt \right] \quad (2.11)$$

O índice de maior importância para a verificação do comportamento global de um sistema fotovoltaico é o desempenho global do sistema ( $P_R$ ). As causas mais relevantes para redução do  $P_R$  são: a temperatura e a sujeira no módulo FV, a *mismatch* entre os módulos do arranjo FV, perda nos condutores que interligam o gerador ao inversor e perdas na conversão c.c./c.a. (WOYTE *et al.* 2013).

O desempenho global do sistema ( $P_R$ ) é a razão entre produtividade do sistema  $Y_F$  e a produtividade de referência  $Y_R$ , conforme Eq. (2.12). Este índice permite avaliar o desempenho do sistema independentemente da configuração e tamanho permitindo comparar a produção de diferentes sistemas fotovoltaicos em diferentes localizações (TRILLO-MONTERO *et al.*, 2014).

$$P_R = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (2.12)$$

A Tab. (2.4) mostra valores de  $P_R$  obtidos através do monitoramento de sistema fotovoltaicos em diferentes países do mundo.

Tabela 2.5 - Evolução dos valores médios e variação do  $P_R$  em instalações ao longo das décadas.

<b>Autores</b>	<b>Sistema instalado</b>	<b>Localização</b>	<b>Variação <math>P_R</math></b>	<b><math>P_R</math> médio</b>
Jahn <i>et al.</i> (2000)	1990	Pelo mundo	0,25 - 0,90	0,66
Jahn <i>et al.</i> (2004)	1990	Pelo mundo	0,50 - 0,85	0,65 - 0,70
Jahn e Nasse (2004)	1990	Alemanha	0,38 - 0,88	0,67
Leloux <i>et al.</i> (2012)	2000	França	0,52 - 0,96	0,76
Leloux <i>et al.</i> (2012)	2000	Bélgica	0,52 - 0,93	0,78
Huang <i>et al.</i> (2011)	2000	Taiwan	<0,30 - >0,90	0,74
Reich <i>et al.</i> (2011)	2000	Alemanha	0,70 - 0,90	0,84

Fonte: adaptado de Woyte *et al.* (2013).

Entre as razões para o aumento do valor do desempenho global do sistema ( $P_R$ ) estão a diminuição de defeitos nos barramentos c.c., o aumento da confiabilidade, o desenvolvimento de melhores seguidores de máxima potência, a diminuição no tempo de reparo dos sistemas e aumento do tempo médio entre falhas ( $TMEF$ ) dos equipamentos.

As perdas são diferenciadas em perdas de captura  $L_C$ , dada pela Eq. (2.13), e perdas do sistema  $L_S$ , conforme Eq. (2.14). As perdas por captura são causadas no módulo FV pela atenuação da radiação através de sujeira e sombreamento no módulo, dependência da temperatura, *mismatch*, resistências parasitas e seguidor de máxima potência ineficaz, conforme Woyte *et al.* (2013).

$$L_C = Y_R - Y_A \quad (2.13)$$

As perdas do sistema  $L_S$  são causadas por perdas térmicas nos condutores elétricos, inversor, perdas de conversão e limitação de potência do transformador (WOYTE *et al.* 2013). Perdas de sistemas também são causadas por subdimensionamento do inversor.

$$L_S = Y_A - Y_F \quad (2.14)$$

No que diz respeito à qualidade de energia foram monitorados dois índices no sistema instalado, a distorção harmônica total de corrente e o fator de deslocamento.

Denomina-se distorção harmônica a deformação da forma de onda senoidal fornecida pela rede elétrica como resultado da soma do sinal fundamental e de sinais com frequências múltiplas inteiras da frequência fundamental. A Série de Fourier possibilita escrever matematicamente funções periódicas como um somatório de funções senoidais com frequência múltipla da frequência fundamental mais uma constante. A Série de Fourier estabelece uma relação entre o sinal representado no domínio do tempo com sua representação no domínio da frequência (OLIVEIRA e QUITO, 2006).

Para uma visualização mais simplificada e mensurável das distorções harmônicas utiliza-se a representação destes sinais no espectro de frequências, ou seja, no domínio frequência. O sinal é decomposto em suas componentes harmônicas na forma de um gráfico de barras onde cada barra representa uma harmônica com sua respectiva frequência, módulo e ângulo (MORENO, 2001).

A Eq. (2.15) mostra uma das formas de se quantificar as harmônicas existentes em uma instalação.

$$DHT_i \% = \left( \sqrt{\frac{i_2 + i_3 + i_4 + i_5 + \dots + i_n}{i_1}} \right) 100 \quad (2.15)$$

onde  $i_1$  representa o valor máximo de corrente eficaz na frequência fundamental e  $i_n$  representa os mesmos valores em função da harmônica indicada pela ordem.

Combater a emissão de correntes harmônicas nas instalações é necessário, pois elas causam sobrecarga das redes de distribuição pelo aumento da corrente eficaz, sobrecarga dos condutores de neutro em razão da soma das harmônicas de terceira ordem geradas pelas cargas monofásicas, sobrecarga, vibrações e envelhecimento dos alternadores, transformadores, motores, ruídos nos transformadores, sobrecarga e envelhecimento dos capacitores de compensação de energia reativa, deformação da tensão de alimentação podem perturbar receptores sensíveis e perturbação das redes de comunicação ou das linhas telefônicas.

A eficiência da utilização da energia elétrica é definida como a razão entre a potência ativa e a potência aparente denominado de fator de potência. A potência ativa é a potência que efetivamente produz trabalho, e a potência aparente é a soma vetorial das potências ativa e reativa. A potência reativa é a potência que é utilizada para criar e manter os campos

eletromagnéticos das cargas indutivas. Portanto, além de não produzir trabalho a potência reativa circula entre a carga e a fonte de alimentação, ocupando um espaço no sistema elétrico que poderia ser utilizado para um maior fornecimento de energia ativa. Um alto valor de fator de potência indica alta eficiência enquanto que um baixo valor indica baixa eficiência (WEG, 2009).

Quando há distorções harmônicas na rede elétrica, a definição da potência reativa e do fator de potência não necessariamente são as mesmas daquelas válidas para sistemas puramente senoidais em 60 Hz.

O PRODIST define o fator de potência pela Eq. (2.16), para casos em que a tensão e a corrente possuam distorções harmônicas.

$$FP = \frac{P_{CA}}{\sqrt{P_{CA}^2 + Q^2}} \quad (2.16)$$

onde  $P_{CA}$  é a potência ativa considerando as componentes harmônicas e  $Q$  é a potência reativa considerando as componentes harmônicas.

Define-se fator de deslocamento o fator de potência obtido considerando-se apenas a tensão e a corrente nas frequências nominais da rede elétrica, conforme Eq. (2.17).

$$Fd = \frac{P_{CA1}}{\sqrt{P_{CA1}^2 + Q_1^2}} = \cos(\varphi_1) \quad (2.17)$$

onde  $P_{CA1}$  é a potência elétrica alternada ativa na saída do inversor na fundamental,  $Q_1$  é a potência reativa na fundamental e  $\varphi_1$  é o ângulo de defasagem entre a corrente fundamental e a tensão fundamental.

As concessionárias utilizam o fator de deslocamento para tarifar o excesso de potência reativa de uma unidade consumidora. A Resolução Normativa N° 569, de 23 de julho de 2013 estabelece a exclusão do grupo B desta cobrança, ou seja, consumidores residenciais e rurais conectados à rede de baixa tensão não pagam por excesso de potência reativa. Embora consumidores residenciais não sejam cobrados atualmente pelo excesso de potência reativa, é uma decisão que a qualquer momento pode ser revertida visando a melhora na qualidade de energia na rede elétrica do país.

A legislação citada fixa um valor mínimo de referência ( $Fd = 0,92$  indutivo ou capacitivo). Assim sempre FP da unidade consumidora (medido de hora em hora ou calculado

para o período de faturamento) for superior a 0,92 o consumidor paga tanto pela energia ativa quanto pela demanda da energia reativa excedente.

### 3 MATERIAIS E MÉTODOS

Este Capítulo é destinado à apresentação dos materiais utilizados para montagem e instalação do sistema de microgeração e os instrumentos utilizados para efetuar a coleta de dados para análise do desempenho. Este Capítulo também descreve os métodos utilizados em testes de bancada com o microinversor, intervalo de aquisição de dados, período de monitoramento e as incertezas envolvidas nas medições.

#### 3.1 CARACTERIZAÇÃO DOS COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO INSTALADO

A Fig. (3.1) mostra a bancada de monitoramento instalada no Laboratório de Energias Renováveis da Unisinos.

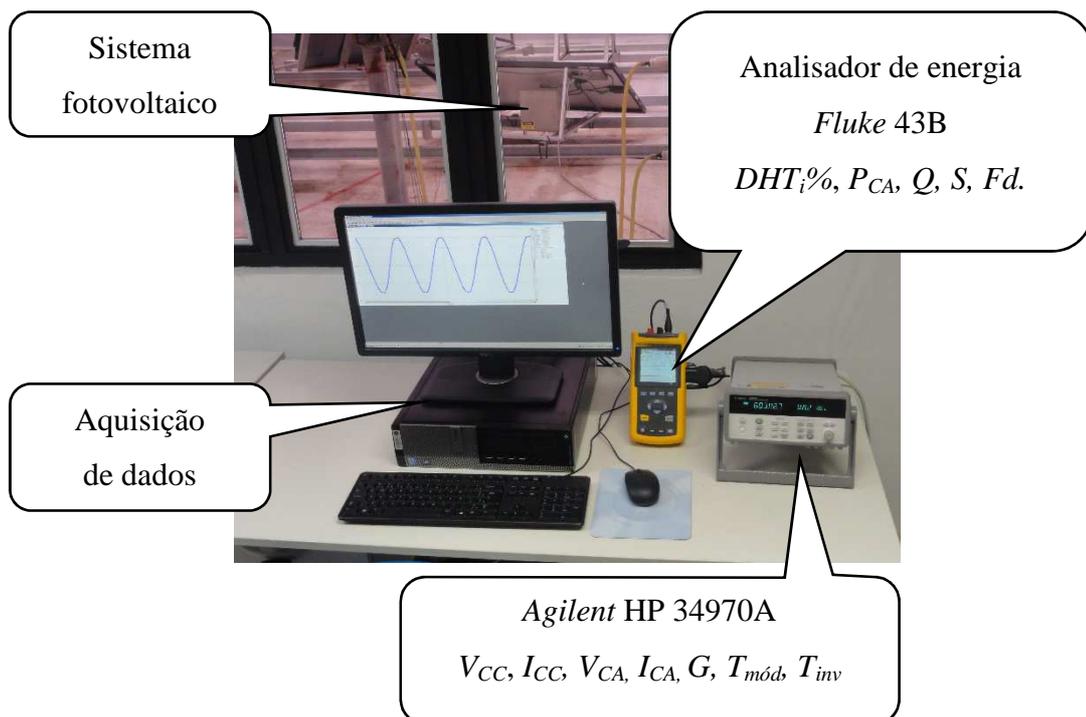


Figura 3.1 - Foto da bancada de monitoramento.

A unidade de aquisição de dados utilizada foi o *Agilent HP 34970A* cuja comunicação com computador é através do protocolo *RS232*. Para monitoramento do sistema utilizou-se sete canais para medir as grandezas e propriedades físicas, descritas nos balões, na Fig. (3.1). O software *Agilent Benchlink Data Logger 3* opera simultaneamente com a unidade de

aquisição *Agilent HP 34970A*, fazendo *upload* dos dados medidos e atualizando uma planilha *Excel* em formato *CSV*.

O analisador de energia monofásico utilizado foi o *Fluke 43B*, cuja comunicação com computador é através da porta *USB*. O analisador foi utilizado para a medição em bancada das emissões de corrente harmônica do microinversor e para monitoramento da potência elétrica alternada ativa na saída do inversor injetada na rede pelo sistema em condições reais de operação. O analisador necessita para medição da corrente um alicate amperímetro e o modelo utilizado foi o *Fluke i200s* na escala de 20 A.

O software que opera com o analisador de energia é o *Fluke View*, que atualiza os dados medidos em uma planilha *Excel* em formato *CSV*.

Na Fig. (3.2) delimitadas pelas circunferências tracejadas estão descritas as grandezas e propriedades físicas medidas pelos equipamentos e os pontos onde foram efetuadas as leituras.

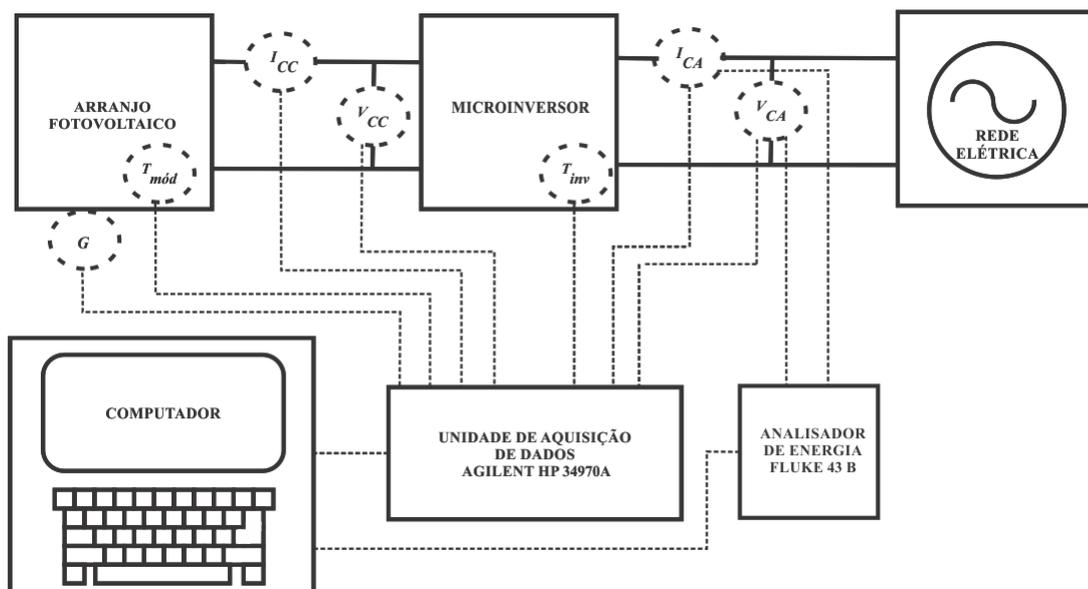


Figura 3.2 - Esquema do monitoramento das grandezas e propriedades medidas para estudo do sistema fotovoltaico com uso de microinversor.

Após a descrição sobre o sistema de monitoramento faz-se necessário o detalhamento das características dos componentes do sistema fotovoltaico e dos sensores utilizados para medições. A Fig. (3.3) mostra a vista traseira (a) e a vista frontal do módulo fotovoltaico (b). Em (a) são mostrados o microinversor e o quadro elétrico, onde estão localizados os *shunts* para medição das correntes contínua (módulo) e alternada (microinversor), disjuntor bipolar e

protetores de surto. Em (b) são ilustrados o módulo FV e o piranômetro para medir a irradiância solar global.

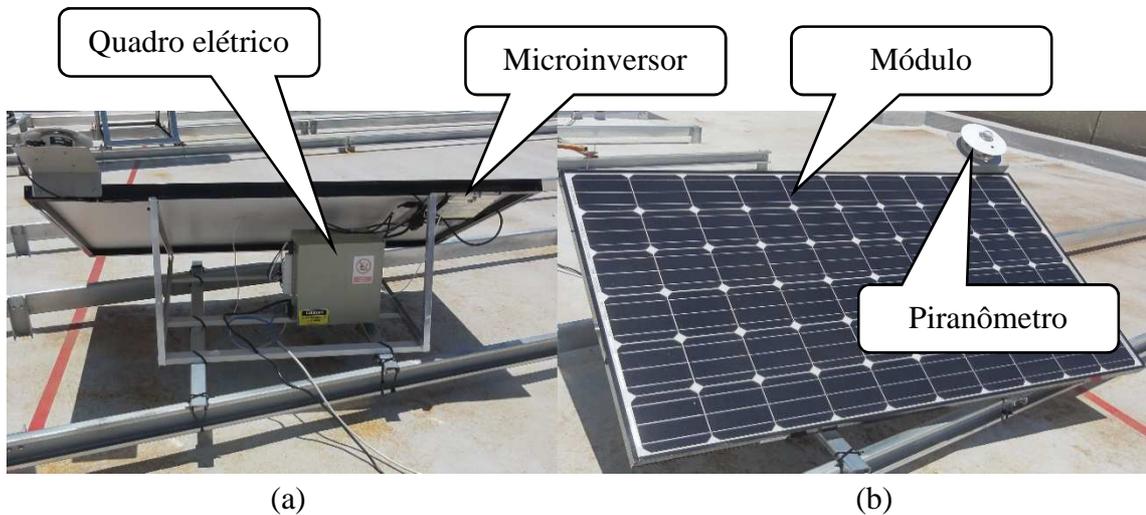


Figura 3.3 - Sistema de microgeração FV instalado: vista traseira (a) e vista frontal (b).

### 3.2 MÓDULO FOTOVOLTAICO

O módulo FV visto na Fig. (3.3), foi instalado no solo, na direção Norte, ângulo azimutal  $\gamma = 180^\circ$  e inclinação  $\beta = 30^\circ$  com o plano horizontal. Portanto, o arranjo fotovoltaico do sistema instalado é composto apenas por um módulo fotovoltaico, caracterizando a topologia módulo c.a. ou módulo com microinversor.

A Tabela (3.1) mostra as especificações técnicas do módulo fotovoltaico empregado na montagem do sistema.

Tabela 3.1 - Especificações técnicas do módulo LG255S1C para as condições de irradiância  $1000 \text{ W/m}^2$ , temperatura de célula  $25^\circ\text{C}$  e massa de ar AM 1,5G.

<b>Propriedades elétricas</b>	
Potência máxima	255 $\text{W}_p$
Tensão no ponto de máxima potência	30 V
Corrente no ponto de máxima potência	8,5 A
Tensão de circuito aberto	37,2 V
Corrente de curto-circuito	8,85 A
Eficiência do módulo	15,8 %

Fonte: ENPHASE ENERGY, (2013).

### 3.3 MICROINVERSOR FOTOVOLTAICO

A Tabela (3.2) mostra as especificações técnicas do microinversor utilizado.

Tabela 3.2 - Especificações técnicas do microinversor ENPHASE M215.

<b>Entrada c.c. (saída gerador fotovoltaico)</b>	
Faixa de tensão do SPMP	22-36 V
Tensão máxima de entrada	45 V
Corrente máxima de entrada	10,5 A
Corrente de curto-circuito	15 A
Potência elétrica máxima de entrada	270 W
<b>Saída c.a. (rede elétrica)</b>	
Tensão nominal de saída/faixa de tensão	240/211-264 V
Corrente nominal de saída	0,9 A
Potência elétrica nominal	215 W
Frequência nominal da rede/faixa de frequência	60,0/59,3-60,5 Hz
Fator de potência	>0,95
<b>Eficiência</b>	
Eficiência ponderada CEC	96 %
Eficiência de pico	96,3 %
Consumo noturno	46 mW

Fonte: ENPHASE ENERGY, (2013).

A Fig. (3.4) mostra o microinversor utilizado no sistema instalado. Ele foi fixado na estrutura metálica do módulo fotovoltaico, como visto na Fig. (3.3).



Figura 3.4 - Microinversor fotovoltaico ENPHASE M215.

Fonte: ENPHASE ENERGY, (2013).

### 3.4 QUADRO ELÉTRICO

Na montagem do quadro elétrico do sistema instalado, Fig. (3.5), há dois tipos de componentes de proteção, o disjuntor bipolar de 2 A, cuja função é desconectar o sistema fotovoltaico quando detectar variação brusca da corrente injetada na rede e os protetores de surto de  $280 V_{CA}$ , instalados em ambas as fases para o terra, que limitam sobretensões transientes e desviam as altas correntes provenientes de descargas atmosféricas.

Para medição de corrente com o *Agilent* foram utilizados resistores *shunt* que possuem uma relação direta e proporcional entre a corrente circulante e a queda de tensão obtida no mesmo. Os *shunts* para medir a corrente do módulo fotovoltaico e da carga são de 60 mV em 10 A e o *shunt* da corrente injetada na rede é de 60 mV em 1 A, ambos possuindo incerteza de  $\pm 0,5 \%$ .

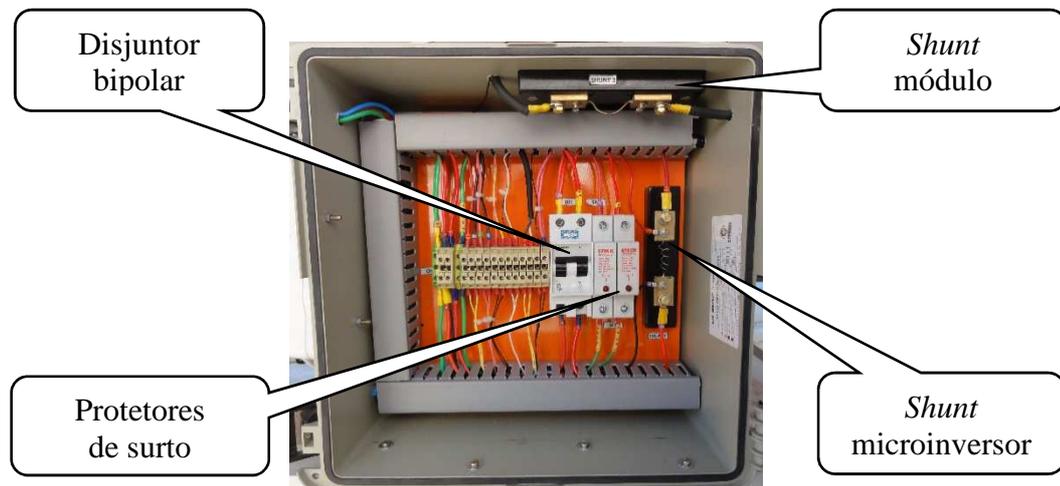


Figura 3.5 - Componentes do quadro elétrico do sistema FV montado.

### 3.5 PIRANÔMETRO

A irradiância é medida através de um piranômetro Eppley modelo PSP, Fig. (3.6). O piranômetro é um sensor térmico que possui como resultado uma tensão contínua em seus terminais oriunda da conversão da radiação solar absorvida. À  $1000 \text{ W/m}^2$  o piranômetro fornece 9 mV e o tempo de resposta de um piranômetro em média é de 1 a 8 s.

As publicações de Müller *et al.* (2007) e Zehner *et al.* (2009) indicam que o valor médio anual do  $P_R$  podem, em média, ser de 2 a 4 % menores quando a irradiância é medida com piranômetro em relação às plantas que foram medidos com sensores de silício cristalino. Enquanto piranômetros medem a irradiância numa faixa de onda entre 280 a 2880 nm, o sensor de silício cristalino mede de 400 a 1150 nm. Optou-se pela utilização de um

piranômetro, pois eles são amplamente utilizados em medições meteorológicas e todos os bancos de dados existentes são validados sobre estes instrumentos com raras exceções (WOYTE *et al.* 2013).

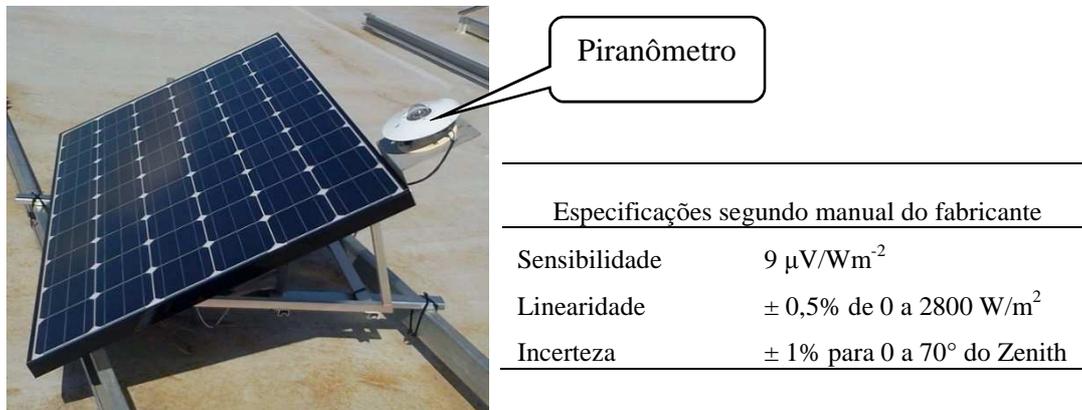


Figura 3.6 - Piranômetro utilizado no sistema instalado no mesmo plano do módulo FV.

### 3.6 SENSOR DE TEMPERATURA Pt100

O sensor de temperatura Pt100 é um *RTD (Resistance Temperature Detector)*. Os Pt100 são sensores baseados no princípio da mudança de resistência dos metais puros com a variação de temperatura. Os sensores de Platina (Pt) são os mais utilizados graças à sua precisão, estabilidade e faixa de operação.

O popular sensor de temperatura Pt100 é um RTD de Platina, cuja resistência nominal a 0 °C é de 100  $\Omega$ . O sistema possui monitoramento da temperatura do módulo fotovoltaico e do microinversor através de dois sensores Pt100 à quatro fios, com incerteza de  $\pm 0,21$  °C.

Optou-se pela medição a quatro fios, pois ela é mais precisa uma vez que, o instrumento através da ligação, consegue estabelecer qual o valor resistivo dos cabos entre o sensor e o instrumento de medição possibilitando a compensação da medida.

A Fig. (3.7) mostra a localização dos sensores no sistema, o sensor do módulo FV foi fixado na parte traseira mais precisamente no filme isolante indicado pelo balão da esquerda. No presente trabalho foi medida apenas a temperatura de uma célula no centro do módulo. Inúmeros trabalhos na área mostram que as células fotovoltaicas não são idênticas e que pequenas diferenças na temperatura podem ser observadas, pois a transferência de calor não é igual em toda área do módulo. Contudo, uma avaliação satisfatória pode ser realizada com medidas de temperatura em uma célula central do módulo sem prejuízo aos resultados almejados neste trabalho.

O sensor de temperatura do microinversor, Fig. (3.7), foi fixado no centro do dissipador de alumínio do inversor como indica o balão da direita.

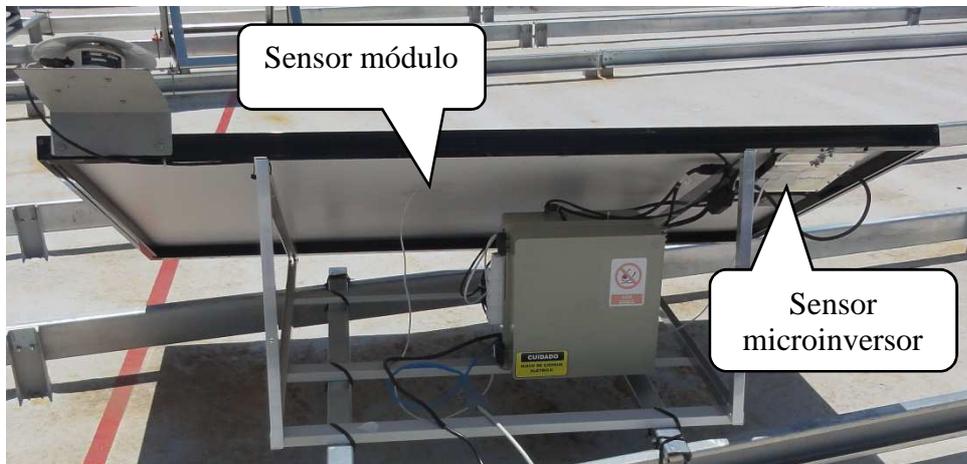


Figura 3.7 - Localização dos sensores Pt100 no sistema instalado.

### 3.7 TRANSFORMADOR

O microinversor utilizado é importado e por esta razão opera em rede alternada com tensão entre fases de 220 V e tensão entre fase e neutro de 110 V.

O Laboratório de Energias Renováveis da Unisinos possui rede elétrica com tensão entre fases de 380 V e tensão entre fase e neutro de 220 V.

Como solução empregou-se um transformador com bobina primária de 220 V e duas bobinas secundárias de 110 V, com ponto em comum de neutro. Observou-se operação normal do sistema nesta configuração. O transformador não é considerado como parte do sistema, pois a aplicação deste microinversor será em redes com tensão entre fases de 220 V e tensão entre fase e neutro de 110 V. Portanto, todas as análises e cálculos não consideram o transformador. A ligação do transformador no sistema está mostrada na Fig. (A.1) no apêndice A.

### 3.8 ENSAIO PARA TRAÇAR A CURVA DE EFICIÊNCIA DO MICROINVERSOR EM BANCADA

A Fig. (3.8) mostra, delimitadas pelas circunferências tracejadas, as grandezas físicas medidas para traçar a curva de eficiência do microinversor ENPHASE M215, neste teste foi utilizado multímetros da marca ICEL modelo MD6110.

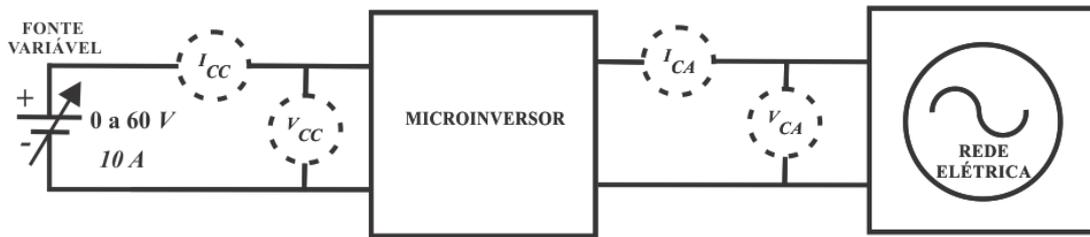


Figura 3.8 - Esquema do teste de conexão efetuado em bancada.

A Fig. (3.8) mostra uma fonte de tensão contínua variável de 60 V/10 A substituindo o módulo fotovoltaico, tornando possível a variação da potência na entrada do microinversor e com isso operando com o carregamento<sup>13</sup> desejado. Variou-se os carregamentos de 0 a 100 % e foi registrado a relação entre a potência em corrente contínua na entrada do inversor ( $P_{CC}$ ) e a potência em corrente alternada na saída do inversor ( $P_{CA}$ ).

### 3.9 METODOLOGIA PARA O TESTE DE DISTORÇÃO HARMÔNICA TOTAL DE CORRENTE EM BANCADA

A metodologia de medir a emissão de correntes harmônicas para determinados valores de carregamento, (10 % ... 100 %) do microinversor foi observada em Ortega *et al.* 2012 e empregada neste trabalho, conforme esquema de ligação mostrado na Fig. (3.9).

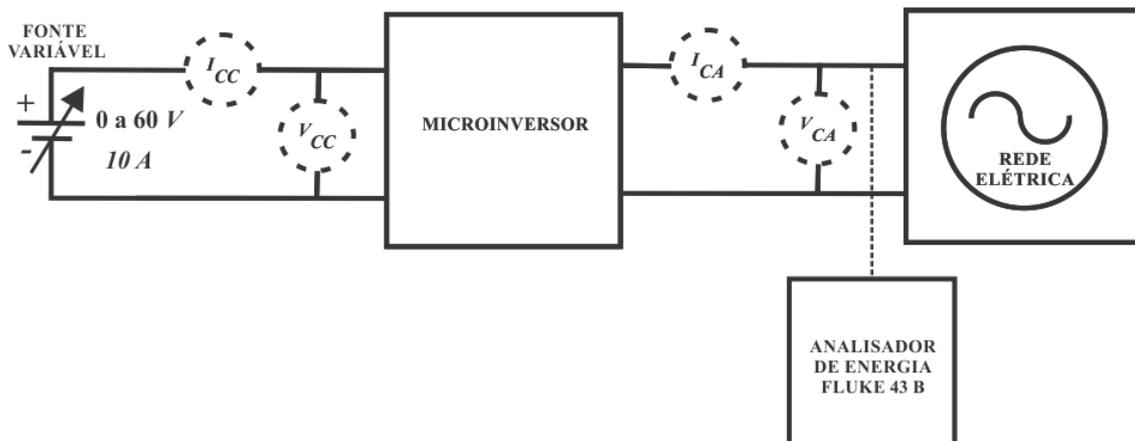


Figura 3.9 - Esquema do teste de  $DHT_i\%$  realizado em bancada.

No caso das medições de harmônicos para cada carregamento foram feitas vinte aquisições com intervalo entre as aquisições de 3 s.

<sup>13</sup> Valor percentual da razão entre a potência na saída do inversor e a potência nominal do inversor.

### 3.10 METODOLOGIA PARA O TESTE DO COMPORTAMENTO DO SISTEMA FV EM CAMPO

Os resultados apresentados neste trabalho são provenientes do monitoramento do sistema instalado no período de 1º de agosto de 2014 até 20 de dezembro de 2014. Neste período, cinquenta e quatro dias foram na estação de inverno e oitenta e oito dias na primavera, totalizando cento e quarenta e dois dias monitorados com a aquisição de um milhão, quatrocentos e trinta mil e trezentos e sessenta medidas.

O intervalo de amostragem deve ser menor ou igual a um minuto para parâmetros que variam diretamente com a irradiância, conforme a IEC 61724:1998. Portanto foi adotado o intervalo de aquisição de um minuto para todos os parâmetros medidos, ou seja, a cada minuto era coletado uma medida de todas as grandezas físicas medidas no sistema.

Para análise dos resultados há a necessidade de classificar os dias quanto ao perfil de irradiância para compreensão de alguns resultados. A Fig. (3.10) mostra o perfil de irradiância de três dias típicos sendo eles: dia de céu claro, dia parcialmente encoberto e dia encoberto. Estes perfis são provenientes de medições em campo do sistema instalado.

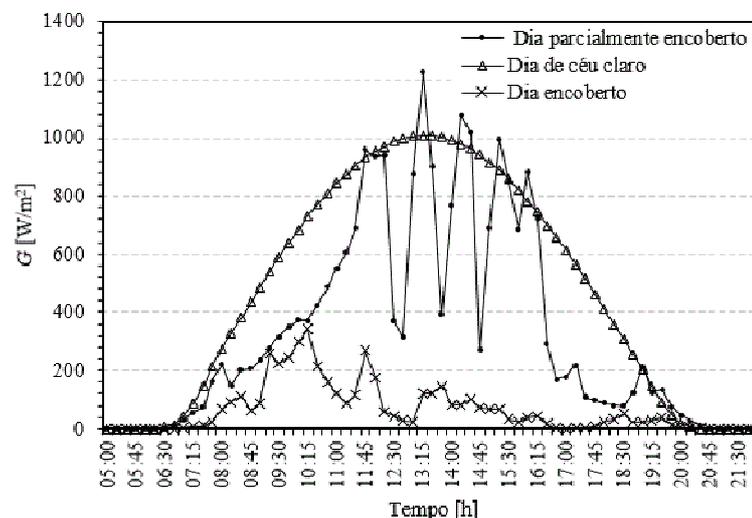


Figura 3.10 - Classificação dos dias conforme perfil de irradiância.

O dia encoberto é caracterizado pela alta concentração de nuvens e por baixos valores de irradiância, como mostra a Fig. (3.10), e o valor máximo de irradiância no dia medido foi de 345 W/m<sup>2</sup>.

O dia parcialmente encoberto é caracterizado por variações bruscas nos valores de irradiância, em consequência do Sol por momentos ser encoberto por nuvens. E o dia de céu claro caracteriza-se pela ausência de nuvens.

Nota-se na Fig. (3.10) que a forma de onda de um dia de céu claro assemelha-se com uma parábola com concavidade para baixo. Já os dias parcialmente encobertos variam bruscamente seus valores de irradiância. O valor máximo de irradiância no dia parcialmente encoberto foi de  $1225 \text{ W/m}^2$  enquanto que o valor máximo do dia de céu claro foi de  $1009 \text{ W/m}^2$ .

Dias parcialmente encobertos podem apresentar valores de irradiância superiores aos de um dia de céu claro como os vistos na Fig. (3.10), devido ao efeito de borda de nuvem. A Fig. (3.11) mostra que uma nuvem pode refletir radiação solar para um ponto que teria uma visão clara ao Sol sem sua presença. A radiação refletida pela nuvem acaba sendo somada a radiação direta (SUEHRCKE e McCORMICK, 1988).

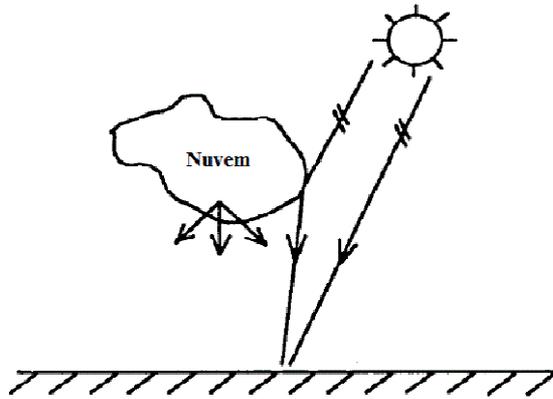


Figura 3.11 – Efeito borda de nuvem.  
Adaptado SUEHRCKE e McCORMICK, (1988).

### 3.11 METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DAS INCERTEZAS DAS MEDIDAS

As incertezas envolvidas no monitoramento do sistema fotovoltaico são incertezas do tipo B, ou seja, incertezas que não são provenientes de métodos estatísticos, informado geralmente na forma de desvio padrão. A fonte de informação sobre estas incertezas são especificações de instrumentos de medição, manuais técnicos, certificados, etc. Em pesquisas experimentais onde se utilizam instrumentos de medição, a incerteza em uma medida geralmente é expressa pelo limite de erro (L) cujo valor expressa o maior valor admissível para o erro (VUOLO, 1996).

O limite de erro da unidade de aquisição de dados *Agilent* HP 34970A é composto da soma dos percentuais dos erros de leitura e dos erros de fundo de escala. A soma destes

percentuais inclui erros de medição, erros provenientes de chaveamentos internos do multiplexador e erros de conversão dos transdutores (AGILENT, 2012).

A metodologia utilizada para determinar a incerteza referente a medida de grandezas cuja composição final é a soma ou a multiplicação de duas medidas, é a incerteza combinada proveniente da teoria de propagação de erros. De uma forma mais genérica, segundo Kline e Mc Clintock (1953), a incerteza combinada da medição é determinada pela Eq. (3.1).

Seja  $R = f(x_1, \dots, x_n)$

$$w_r = \left[ \left( \frac{\partial R}{\partial x_1} w_1 \right)^2 + \dots + \left( \frac{\partial R}{\partial x_n} w_n \right)^2 \right]^{1/2} \quad (3.1)$$

onde  $x_1, \dots, x_n$  são variáveis independentes da função  $R$  e  $w_1, \dots, w_n$  a incerteza das variáveis independentes.

Aplicando a Eq. (3.1) e simplificando tem-se a Eq. (3.2), que mostra a incerteza combinada da soma de duas medidas, aplicadas no cálculo da potência reativa ( $Q$ ), potência aparente ( $S$ ), fator de deslocamento ( $Fd$ ), potência elétrica alternada ativa na saída do inversor ( $P_{CA}$ ), potência elétrica contínua na entrada do inversor ( $P_{CC}$ ), energia elétrica em corrente alternada ( $E_{CA}$ ), energia elétrica em corrente contínua ( $E_{CC}$ ), distorção harmônica total de corrente ( $DHT_i\%$ ), produtividade média de referência ( $Y_R$ ), produtividade média do gerador fotovoltaico ( $Y_A$ ), produtividade média do sistema fotovoltaico ( $Y_F$ ), perdas de captura ( $L_C$ ) e perdas de sistema ( $L_S$ ).

$$(A \pm w_1) \pm (B \pm w_2) = w_r = (w_1^2 + w_2^2)^{1/2} \quad (3.2)$$

onde  $A$  é a grandeza medida  $A$ ,  $w_1$  é a incerteza da medida  $A$ ,  $B$  é a grandeza medida  $B$ ,  $w_2$  é a incerteza da medida  $B$  e  $w_r$  é a incerteza combinada resultante.

Como exemplo cita-se a incerteza combinada da medição de  $I_{CC}$  do módulo, onde a composição da incerteza final é a soma da incerteza do *shunt* mais a incerteza de leitura da unidade *Agilent*.

A Eq. (3.3) permite calcular a incerteza combinada quando a composição final é a multiplicação de duas medidas, aplicada no cálculo da potência elétrica alternada ativa na saída do inversor ( $P_{CA}$ ), potência elétrica contínua na entrada do inversor ( $P_{CC}$ ), energia elétrica em corrente alternada ( $E_{CA}$ ), energia elétrica em corrente contínua ( $E_{CC}$ ),

produtividade média de referência ( $Y_R$ ), produtividade média do gerador fotovoltaico ( $Y_A$ ), produtividade média do sistema fotovoltaico ( $Y_F$ ),

$$(A \pm w_a)(B \pm w_b) = w_r = [B(w_a)^2 + A(w_b)^2]^{1/2} \quad (3.3)$$

Já a Eq. (3.4) calcula a incerteza combinada da divisão entre duas medidas, aplicada ao cálculo de  $\eta_{inv}$  e  $P_R$ .

$$(A \pm w_a)/(B \pm w_b) = w_r = \frac{A}{B} \left[ \left( \frac{w_a}{A} \right)^2 + \left( \frac{w_b}{B} \right)^2 \right]^{1/2} \quad (3.4)$$

A Tab. (3.3) mostra os resultados finais das incertezas nas respectivas medições. Em algumas medições foi necessário utilizar tanto a Eq. (3.2) como a Eq. (3.3) para calcular a incerteza final. No apêndice B estão as tabelas com as informações das incertezas dos instrumentos de medição segundo os fabricantes.

Tabela 3.3 – Incertezas máximas combinada das medições.

Grandeza física	$w_r$
$P_{CA}$ Agilent	$\pm 8,40 \%$
$P_{CA}$ Fluke	$\pm 4,60\%$
$Q$	$\pm 4,60\%$
$S$	$\pm 4,60\%$
$Fd$	$\pm 4,60\%$
$P_{CC}$	$\pm 0,50 \%$
$DHTi\%$	$\pm 3,60 \%$
$G$	$\pm 1,00 \%$
$T_{inv}$	$\pm 0,21 \text{ }^\circ\text{C}$
$T_{mód}$	$\pm 0,21 \text{ }^\circ\text{C}$
$Y_A$	$\pm 0,50 \%$
$Y_R$	$\pm 1,00 \%$
$Y_F$	$\pm 8,40 \%$
$P_R$	$\pm 1,80 \%$
$\eta_{inv}$	$\pm 7,04 \%$
$E_{CA}$	$\pm 8,40 \%$
$E_{CC}$	$\pm 0,50 \%$

## 4 RESULTADOS

Este capítulo apresenta inicialmente os resultados referentes à qualidade de energia, analisando os gráficos de taxa de distorção harmônica total de corrente ( $DHT_i\%$ ), fator de deslocamento ( $Fd$ ), potência aparente ( $S$ ) e potência reativa ( $Q$ ) do microinversor ENPHASE M215. Em seguida são mostrados os resultados referentes à produção de energia ( $E_{CA}$ ), eficiência do microinversor ( $\eta_{inv}$ ) e as produtividades médias de: referência ( $Y_R$ ), do gerador fotovoltaico ( $Y_A$ ) e do sistema fotovoltaico ( $Y_F$ ) em condições reais.

### 4.1 DISTORÇÃO HARMÔNICA TOTAL DE CORRENTE NO MICROINVERSOR ENPHASE M215

A Fig. (4.1) mostra o resultado do ensaio realizado em bancada, descrito no subcapítulo 3.2.1. Nota-se na Fig. (4.1) que a medida que o microinversor se aproxima de 50 % do carregamento, a tendência é a distorção harmônica total de corrente ( $DHT_i\%$ ) atender os limites estabelecidos pela norma IEEE 929:2000, que é de 5 % na potência nominal do equipamento.

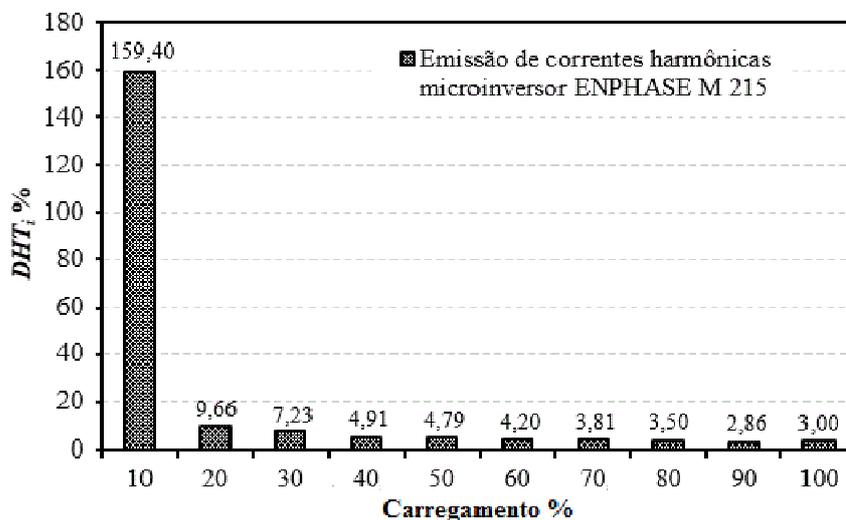


Figura 4.1 -  $DHT_i\%$  versus carregamento do microinversor.

Nota-se na Fig. (4.1) que para carregamentos inferiores a 20 % a emissão de correntes harmônicas é extremamente elevada chegando a 159,40 %. Lembrando que para dias de perfil de céu claro estas emissões ocorreriam apenas no início da manhã e no final da tarde. Para dias de perfil de dia parcialmente encoberto e encoberto poderiam ocorrer ao longo de todo o

dia. Uma forma de minimizar as emissões de correntes harmônicas seria mudando o fator de dimensionamento do inversor ( $FDI$ ), para um valor inferior ao atual que é de 0,84. Assim o inversor operaria sobrecarregado trabalhando com carregamentos superiores a 30 % evitando a emissão de correntes harmônicas. É importante salientar que o sobredimensionamento do inversor, em alguns momentos, pode resultar em aumento das perdas de sistema ( $L_S$ ).

As Fig. (4.2) e (4.3) mostram os resultados obtidos da medição da distorção harmônica total de corrente ( $DHT_i\%$ ) em condições reais no dia 19/11/2014, com carregamento do microinversor de 30 % e 100 %. A distorção harmônica total de corrente ( $DHT_i\%$ ) a 30 % do carregamento foi de 7,20 % e a distorção harmônica total de corrente ( $DHT_i\%$ ) a 100 % do carregamento foi de 3,10 %. Nota-se que os resultados obtidos são muito próximos dos resultados obtidos do ensaio em bancada, mostrado na Fig. (4.1).

A Fig. (4.2) mostra a emissão de corrente harmônica decomposta até a 21ª ordem e a Fig. (4.3) mostra a emissão de corrente harmônica decomposta da 22ª até 41ª ordem. Na Fig. (4.2) percebe-se que até a 21ª ordem o limite da norma por ordem da harmônica não foi ultrapassado nos dois carregamentos testados.

Nas Fig. (4.2) e (4.3) os valores de corrente são normalizados em relação à corrente fundamental, onde  $I_{CA}$  (30 %) = 0,27 A e  $I_{CA}$  (100 %) = 0,9 A.

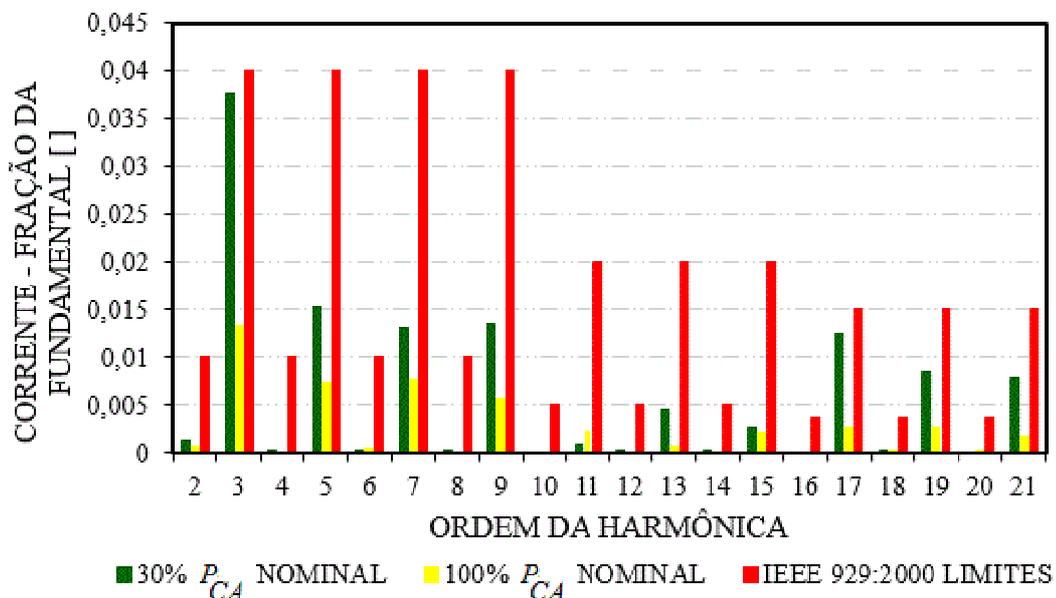


Figura 4.2 - Emissão de correntes harmônicas do microinversor no espectro harmônico da 2ª a 21ª ordem.

Na Fig. (4.3) nota-se que, nas ordens 25<sup>a</sup>, 27<sup>a</sup>, 33<sup>a</sup>, 35<sup>a</sup>, 37<sup>a</sup>, 39<sup>a</sup> e 41<sup>a</sup>, a emissão de correntes harmônicas ultrapassaram o limite das ordens tanto em 30 % como em 100 % do carregamento, e nas ordens 31<sup>a</sup>, 36<sup>a</sup> e 38<sup>a</sup> ultrapassaram o limite no carregamento de 30 %.

No carregamento de 100 %, nas ordens citadas anteriormente, houve emissão de corrente além do limite da norma em ordens elevadas. Estas emissões ocorreram a partir da 24<sup>a</sup> ordem, não elevando significativamente a distorção harmônica total de corrente ( $DHT_i\%$ ), pois os maiores níveis de energia se encontram nas menores ordens da Série de Fourier, o que justifica o fato da distorção harmônica total de corrente ( $DHT_i\%$ ) em 100 % do carregamento do inversor não ter ultrapassado o limite estabelecido pela norma, mesmo excedendo o limite de emissão em algumas ordens.

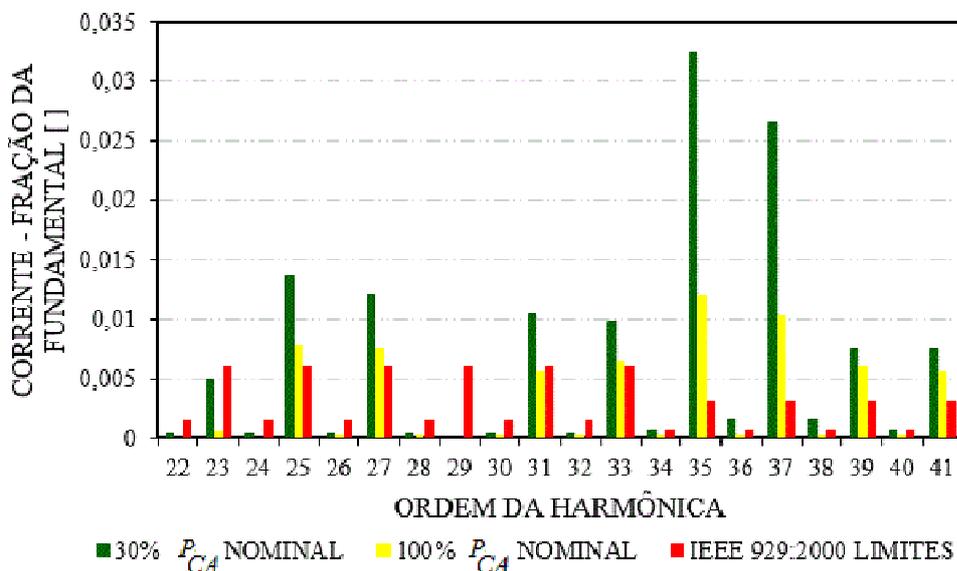


Figura 4.3 - Emissão de correntes harmônicas do microinversor no espectro harmônico da 22<sup>a</sup> a 41<sup>a</sup> ordem.

#### 4.2 FATOR DE DESLOCAMENTO ( $Fd$ ) NO MICROINVERSOR ENPHASE M215

A Fig. (4.4) mostra no período das 5 às 20 h, o perfil obtido em um dia de céu claro da potência elétrica alternada ativa na saída do inversor ( $P_{CA}$ ), potência reativa ( $Q$ ) e do fator de deslocamento ( $Fd$ ). Nesta figura, quando  $P_{CA}$  se aproxima de 27 % do carregamento, o que corresponde a 60 W, o valor do fator de deslocamento ( $Fd$ ) atinge o valor 1,0. A IEEE 929:2000 estabelece que o valor do fator de deslocamento ( $Fd$ ) deve ser superior a 0,85 a partir de 10 % do carregamento do inversor, no caso do microinversor empregado neste trabalho seria 21,5 W. Já o módulo 8 do PRODIST define que o valor do fator de

deslocamento ( $Fd$ ) deve ser entre 0,92 e 1,0. Portanto, o microinversor atende o módulo 8 do PRODIST a partir de aproximadamente 27 % do carregamento.

A Fig. (4.4) mostra também que, mesmo com o fator de deslocamento ( $Fd$ ) igual a 1,0, há valores de potência reativa ( $Q$ ) e isto se deve ao fato de que o analisador de energia utilizado realizou a medida considerando as contribuições das distorções harmônicas. Porém, a cobrança por excesso de potência reativa de uma instalação é realizada levando em consideração as componentes de tensão e corrente apenas na frequência nominal da rede elétrica, ou seja, não leva em consideração a potência reativa causadas por distorções harmônicas.

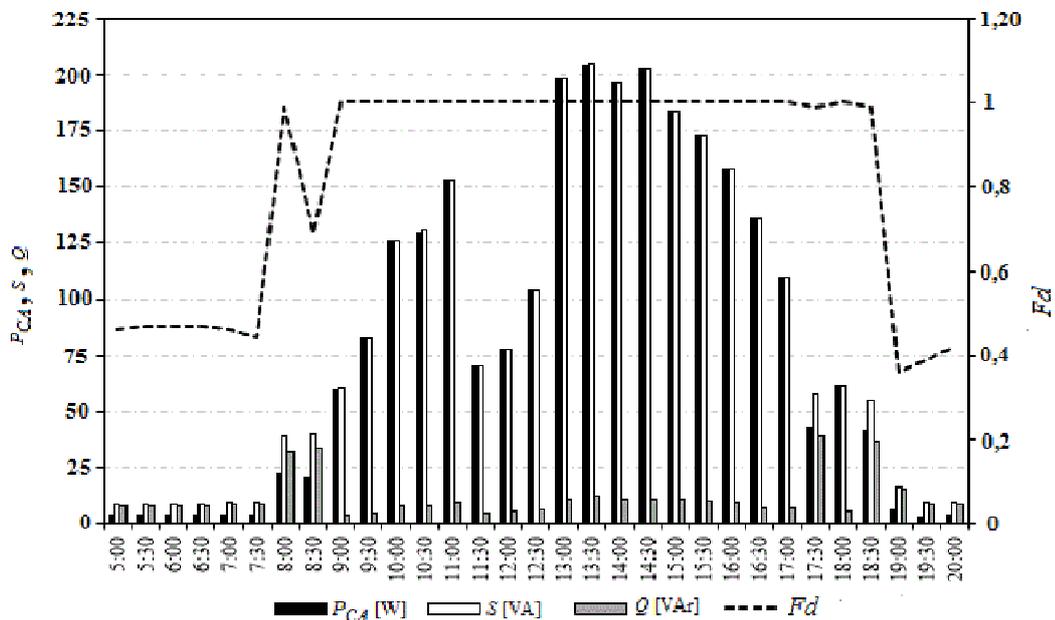


Figura 4.4 -  $P_{CA}$ ,  $Q$ ,  $S$  e  $Fd$  no microinversor ENPHASE M215.

Nota-se que os maiores valores de potência reativa ( $Q$ ), 48 VAr, são observados no momento que o sistema atinge o carregamento mínimo para começar a injetar energia na rede elétrica.

Pinto e Zilles (2013) demonstram preocupação com as redes fotovoltaicas distribuídas quanto à cobrança do excesso de potência reativa ( $Q$ ) injetada na rede elétrica. No caso da rede produzir apenas potência elétrica alternada ativa na saída do inversor, fator de deslocamento ( $Fd$ ) igual a 1,0, ela altera a relação existente na unidade consumidora entre a potência aparente ( $S$ ) e a potência elétrica alternada ativa na saída do inversor ( $P_{CA}$ ). Enquanto o consumo de potência reativa ( $Q$ ) pela unidade consumidora continua o mesmo, a injeção de potência elétrica alternada ativa na saída do inversor ( $P_{CA}$ ) diminui o valor do fator de

deslocamento ( $Fd$ ), levando o medidor bidirecional a interpretar como excesso de potência reativa ( $Q$ ). Este fato pode diminuir a atratividade econômica de sistemas fotovoltaicos.

#### 4.3 POTÊNCIA ELÉTRICA ALTERNADA ATIVA NA SAÍDA DO INVERSOR ( $P_{CA}$ ) NO MICROINVERSOR ENPHASE M215

A Fig. (4.5) mostra a relação da potência elétrica alternada ativa na saída do inversor ( $P_{CA}$ ) com a irradiância incidente no plano do gerador fotovoltaico ( $G$ ), para dias com perfil de dia de céu claro. Os dados analisados neste caso foram oito dias no mês de agosto de 2014.

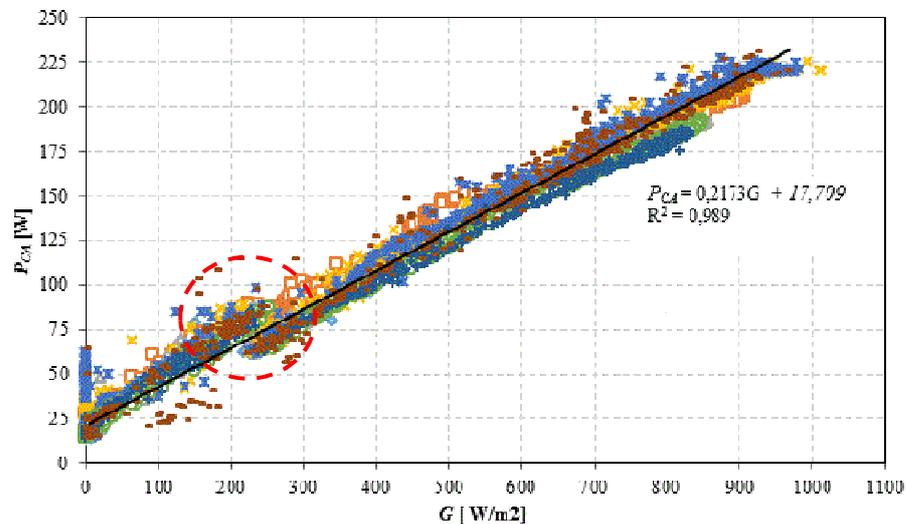


Figura 4.5 -  $P_{CA}$  do microinversor ENPHASE M215 versus  $G$ .

Pode-se observar, através do coeficiente angular da reta na Fig. (4.5), que a taxa de variação da potência elétrica alternada ativa na saída do inversor ( $P_{CA}$ ) em relação à irradiância incidente no plano do gerador fotovoltaico ( $G$ ) é de 0,2173. Portanto, para cada  $1 \text{ W/m}^2$  incidente no plano do gerador fotovoltaico há uma variação de 0,2173 W na potência elétrica alternada ativa na saída do inversor ( $P_{CA}$ ).

Os dados medidos da potência elétrica alternada ativa na saída do inversor ( $P_{CA}$ ) delimitados pelo círculo mostram uma descontinuidade na faixa de irradiância incidente no plano do gerador fotovoltaico ( $G$ ), entre 200 e  $250 \text{ W/m}^2$ . Essa descontinuidade é gerada pela injeção de energia do microinversor à rede, que ocasiona uma pequena queda no valor de  $P_{CA}$ , pois neste momento o microinversor passa a não apenas consumir energia da rede elétrica. Portanto, o microinversor para valores de irradiância incidente no plano do gerador fotovoltaico ( $G$ ) inferiores a  $200 \text{ W/m}^2$ , não injeta energia elétrica ativa em corrente alternada

( $E_{CA}$ ) na rede. Este comportamento foi confirmado nos dias encobertos com a irradiância incidente no plano do gerador fotovoltaico ( $G$ ) abaixo de  $200 \text{ W/m}^2$  onde não houve injeção de energia na rede, mas sim consumo de energia pelo microinversor.

Enquanto o microinversor não atinge o carregamento mínimo de 20 %, para injeção de energia elétrica ativa em corrente alternada ( $E_{CA}$ ), ele consome energia, e por esta razão se observa na Fig. (4.5) que para valores de irradiância incidente no plano do gerador fotovoltaico ( $G$ ) próximos a  $0 \text{ W/m}^2$ , há um valor de energia elétrica ativa em corrente alternada ( $E_{CA}$ ) de aproximadamente de 17 W.

#### 4.4 CURVA DE EFICIÊNCIA DO MICRONVENSOR ENPHASE M215

Durante o período de monitoramento, entre os meses de agosto e dezembro de 2014, o valor da eficiência média diária máxima do microinversor ENPHASE M215 foi de 95,18 %, medida no dia 06/08/2014 no período do inverno onde a temperatura é mais baixa. Este dia foi utilizado para traçar a curva de eficiência do microinversor como mostra a Fig. (4.6) e permite a avaliação do desempenho do microinversor.

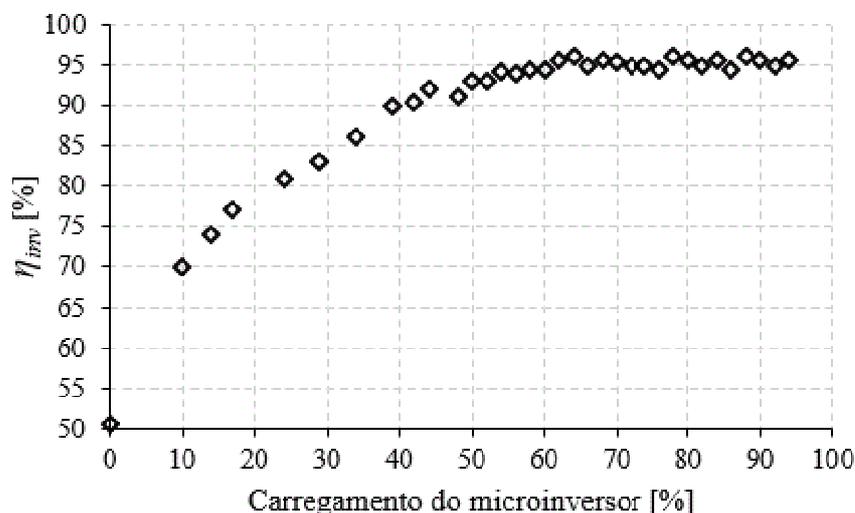


Figura 4.6 - Curva de eficiência microinversor ENPHASE M215.

Ao observar a Fig. (4.6) nota-se que a partir de 40 % do carregamento do microinversor a eficiência é superior a 90 % e tende a ser mais constante.

Os dias com eficiências médias diárias superiores a 90 % operaram a maior parte do tempo acima dos 40 % do carregamento. Para os dias em que o inversor operou a maior parte do tempo abaixo de 40 % do carregamento, a eficiência média diária foi inferior a 90 %.

Na Tab. (4.1) em 47,92 % do período monitorado, 68 dias, a eficiência média diária foi superior a 70 %. Já 12,67 % do período monitorado, 18 dias, a eficiência média diária foi inferior a 10 %, estes são dias de perfis encobertos, que em breves momentos injetaram energia na rede, porém com carregamentos inferiores a 30 %.

Tabela 4.1 – Eficiência média diária no microinversor nos 142 dias monitorados

Intervalo de eficiência	Número de dias	Percentual do período de monitoramento
0-10 %	18	12,67 %
11-20 %	2	1,40 %
21-30 %	3	2,11 %
31-40 %	6	4,22 %
41-50%	13	9,15 %
51-60%	15	10,56 %
61-70%	17	11,97 %
71-80%	18	12,67 %
81-90%	24	16,95 %
91-100%	26	18,30 %

A Fig. (4.7) mostra as eficiências médias mensais medidas no período de monitoramento. Os maiores valores foram medidos nos meses de agosto e novembro, respectivamente 76,75 e 78,31 %.

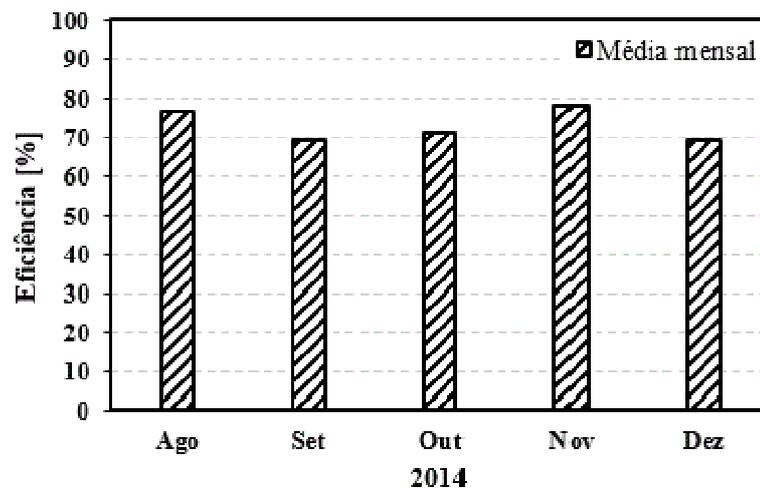


Figura 4.7 - Eficiência média mensal microinversor ENPHASE M215 no período monitorado.

#### 4.5 PRODUÇÃO DE ENERGIA NO SISTEMA FV INSTALADO

A Fig. (4.8) mostra que a maior produção de energia em corrente alternada ( $E_{CA}$ ) no período monitorado foi no mês de novembro, 27,40 kWh e a menor produção foi no mês de dezembro 15,57 kWh. É importante ressaltar que no mês de dezembro o monitoramento foi efetuado em apenas vinte dias.

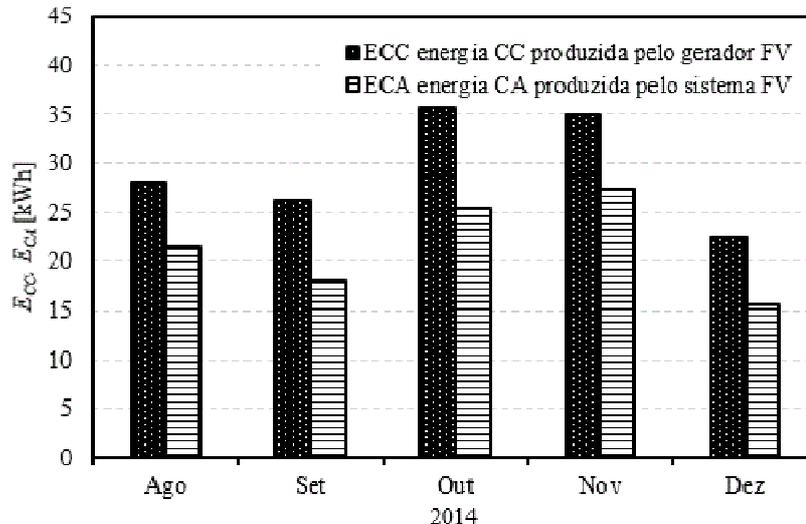


Figura 4.8 - Produção mensal de energia medidos entre os meses de agosto e dezembro de 2014 no sistema instalado.

A energia ativa em corrente alternada total produzida durante o período foi de 108,08 kWh e a média mensal foi de 21,62 kWh.

#### 4.6 PRODUTIVIDADES E DESEMPENHO GLOBAL DO SISTEMA

A Fig. (4.9) mostra os valores diários da produtividade média de referência ( $Y_R$ ), a produtividade média do gerador FV ( $Y_A$ ) e a produtividade média do sistema FV ( $Y_F$ ). O desempenho global do sistema ( $P_R$ ) é apresentado em médias mensais. Nota-se que os maiores valores de  $P_R$  foram nos meses de agosto e novembro, respectivamente 0,73 e 0,76.

Os valores das produtividades aumentaram a partir do mês de setembro com a entrada da primavera, pois é uma estação mais ensolarada aumentando o potencial solar.

A produtividade de referência ( $Y_R$ ) e a produtividade do gerador fotovoltaico ( $Y_A$ ) totais durante o período monitorado foram respectivamente, 21,86 kWh/kW<sub>p</sub> e 21,01 kWh/kW<sub>p</sub>.

O mês de setembro obteve os menores valores de produtividades diárias de referência ( $Y_R$ ) e do gerador fotovoltaico ( $Y_A$ ), sendo respectivamente 3,46 kWh/kW<sub>p</sub> e 3,43 kWh/kW<sub>p</sub>. No mês de novembro foram medidos os maiores valores de produtividades de referência ( $Y_R$ ) e do gerador fotovoltaico ( $Y_A$ ) sendo respectivamente, 4,88 kWh/kW<sub>p</sub> e 4,57 kWh/kW<sub>p</sub>.

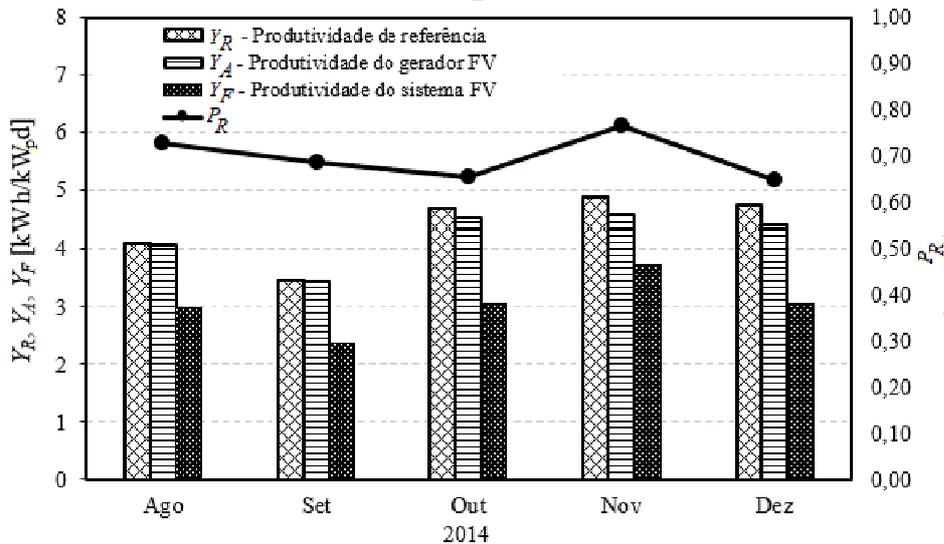


Figura 4.9 - Média diária mensal de  $Y_R$ ,  $Y_A$ ,  $Y_F$  e média mensal de  $P_R$ .

No presente trabalho, os valores de  $P_R$  médio entre agosto e dezembro é de 0,70 e as médias mensais de  $P_R$  variaram de 0,65 a 0,76. Durante o período monitorado o  $P_R$  diário calculado se manteve na faixa entre 0,16 e 0,93. Notou-se que os maiores valores de  $P_R$  foram obtidos nos dias de perfil de dia de céu claro com uma produção de energia acima dos 1,33 kWh.

Tomando como base a menor e a maior produtividade média diária do sistema ( $Y_F$ ), respectivamente 2,37 e 3,73 kWh/kW<sub>p</sub>, pode-se fazer uma previsão mensal e anual como mostra a Tab. (4.2).

Tabela 4.2 – Produtividade média do sistema ( $Y_F$ )

Produtividade média do sistema ( $Y_F$ )		
Diária	Mensal	Anual
2,37 kWh/kW <sub>p</sub>	71,1 kWh/kW <sub>p</sub>	853,2 kWh/kW <sub>p</sub>
3,73 kWh/kW <sub>p</sub>	111,9 kWh/kW <sub>p</sub>	1342,8 kWh/kW <sub>p</sub>

#### 4.7 PRODUTIVIDADE DO ARRANJO FV ( $Y_A$ ) VERSUS PRODUTIVIDADE DE REFERÊNCIA ( $Y_R$ )

A Fig. (4.10) mostra a relação da produtividade média do gerador FV ( $Y_A$ ) em função da produtividade média de referência ( $Y_R$ ). Nesta figura é ilustrado o comportamento do sistema desde a radiação solar que chega ao plano do módulo fotovoltaico até sua conversão em energia elétrica contínua na entrada do microinversor. O coeficiente angular da linha de tendência traçada entre o período de agosto e dezembro de 2014 foi de aproximadamente 0,92. Portanto, uma produtividade média diária de referência ( $Y_R$ ) de 1 kWh/kW<sub>p</sub>, incidente no plano do gerador fotovoltaico, gera uma produtividade média diária no gerador FV ( $Y_A$ ) de 0,92 kWh/kW<sub>p</sub>.

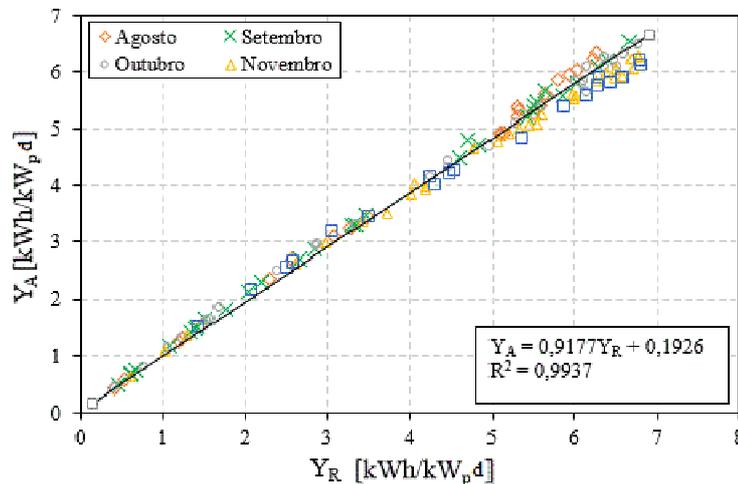


Figura 4.10 -  $Y_A$  versus  $Y_R$  com valores diários entre agosto e dezembro de 2014.

Para a verificação do comportamento mensal da relação da produtividade média do gerador FV ( $Y_A$ ) versus a produtividade média de referência ( $Y_R$ ), basta traçar uma linha de tendência para cada mês. Os valores dos coeficientes angulares obtidos para os meses de agosto a dezembro são respectivamente 0,97, 0,95, 0,92, 0,88 e 0,83. A medida que a temperatura do módulo se eleva há um declínio no valor da eficiência do módulo e consequentemente no valor da produtividade média do gerador FV ( $Y_A$ ). Este declínio se reflete no coeficiente angular da linha de tendência, ou seja, na inclinação de reta. As temperaturas médias na parte de trás de uma célula no centro do módulo FV ( $T_{mód}$ ), nos meses de agosto a dezembro, foram respectivamente 30,64 °C, 31,43 °C, 37,70 °C, 40,85 °C e 39,55 °C. Isto evidencia que o aumento da temperatura no módulo FV é um dos parâmetros

que contribuem para o declínio no coeficiente angular e consequentemente o declínio da produtividade média do gerador FV ( $Y_A$ ).

#### 4.8 PRODUTIVIDADE DO SISTEMA ( $Y_F$ ) VERSUS PRODUTIVIDADE DE REFERÊNCIA ( $Y_R$ )

A Fig. (4.11) mostra a relação entre a produtividade média do sistema ( $Y_F$ ) e a produtividade média de referência ( $Y_R$ ). Nesta figura é ilustrado o comportamento do sistema desde a radiação solar que chega ao plano do módulo fotovoltaico até sua conversão em energia elétrica alternada injetada na rede. A aplicação do método de regressão linear sobre os dados medidos pode variar em termos de intervalo de tempo conforme o que se deseja avaliar.

Para verificação do comportamento mensal basta traçar uma linha de tendência para cada mês. A mudança na inclinação da reta indica mudança no comportamento entre os meses.

Os valores dos coeficientes angulares obtidos para os meses de agosto a dezembro foram respectivamente 1,02, 1,02, 0,99, 0,96 e 0,96. Nota-se declínio no valor do coeficiente angular entre os meses.

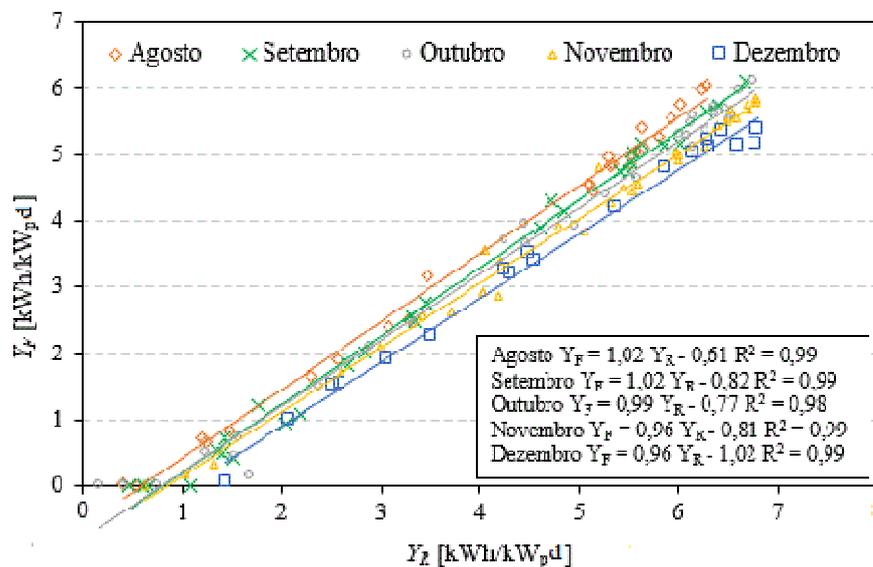


Figura 4.11 -  $Y_F$  versus  $Y_R$  com valores diários entre agosto e dezembro de 2014.

Portanto, tendo como exemplo o mês de novembro, a produtividade média diária  $Y_R$  de 1,00 kWh/kW<sub>p</sub>, incidente no plano do gerador fotovoltaico, gera uma produtividade média diária  $Y_F$  de 0,96 kWh/kW<sub>p</sub> na saída do microinversor.

#### 4.9 INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA DO MÓDULO $T_{Mód}$ NO DESEMPENHO GLOBAL DO SISTEMA $P_R$

O desempenho global do sistema instantâneo Fig. (4.12) pode ser considerado como uma função linear da temperatura do módulo. A temperatura do módulo é o parâmetro mais significativo a influenciar o desempenho global do sistema ( $P_R$ ) (MAU e JAHN, 2006).

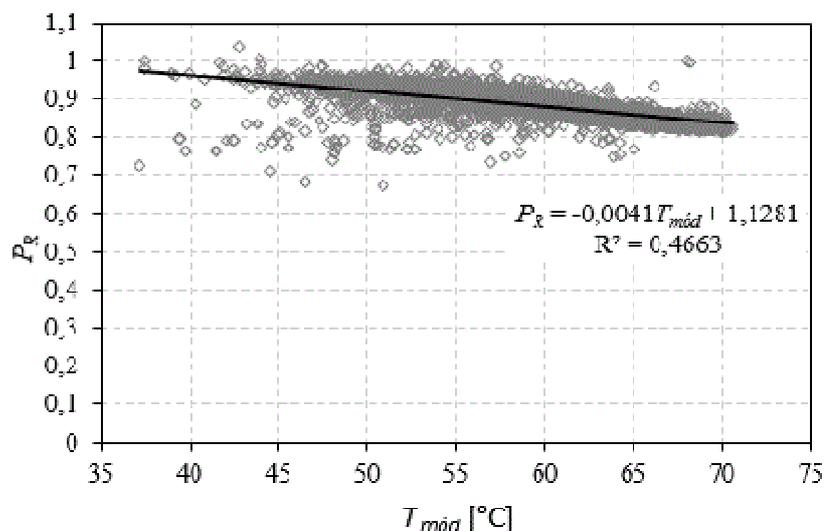


Figura 4.12 -  $P_R$  versus  $T_{mód}$ , em dezembro de 2014, amostras com  $G > 600 \text{ W/m}^2$ .

No presente trabalho foi medida apenas a temperatura de uma célula no centro do módulo. Inúmeros trabalhos na área já mostram que as células fotovoltaicas não são idênticas e que pequenas diferenças na temperatura já podem ser observadas. Contudo, uma avaliação satisfatória pode ser realizada com medidas de temperatura em uma célula central do módulo sem prejuízo aos resultados.

Ao observar a Fig. (4.12) nota-se que à medida que a temperatura se eleva o desempenho global do sistema ( $P_R$ ) diminui. A inclinação pode ser interpretada como o coeficiente de temperatura da potência de saída do arranjo fotovoltaico, neste caso do módulo fotovoltaico (WOYTE *et al.* 2013). A inclinação da reta é  $-0,0041$ , o que equivale a  $-0,41 \%$ , que é o coeficiente térmico do módulo fotovoltaico no ponto de máxima potência ( $P_{PMP}$ ), e segundo o manual do fabricante, é de  $-0,469 \%/K$ . Importante salientar que o valor do coeficiente térmico do módulo do manual do fabricante é determinado a  $1000 \text{ W/m}^2$ , enquanto que o medido neste trabalho foi para valores maiores que  $600 \text{ W/m}^2$ . O efeito da

temperatura no desempenho global do sistema ( $P_R$ ) mostra a importância em otimizar a disposição dos módulos FV especialmente em sistemas integrados à edificação, almejando uma refrigeração eficiente, (JAHN *et al.* 2004). Conforme Maturi (2013) as temperaturas nos módulos podem atingir até 80 °C.

#### 4.10 PERDAS NO SISTEMA FOTOVOLTAICO

A Fig. (4.13) mostra a média mensal das perdas de captura ( $L_C$ ) e das perdas de sistema ( $L_S$ ). Analisando a figura, verifica-se que as perdas de captura ( $L_C$ ) são inferiores as perdas de sistema ( $L_S$ ).

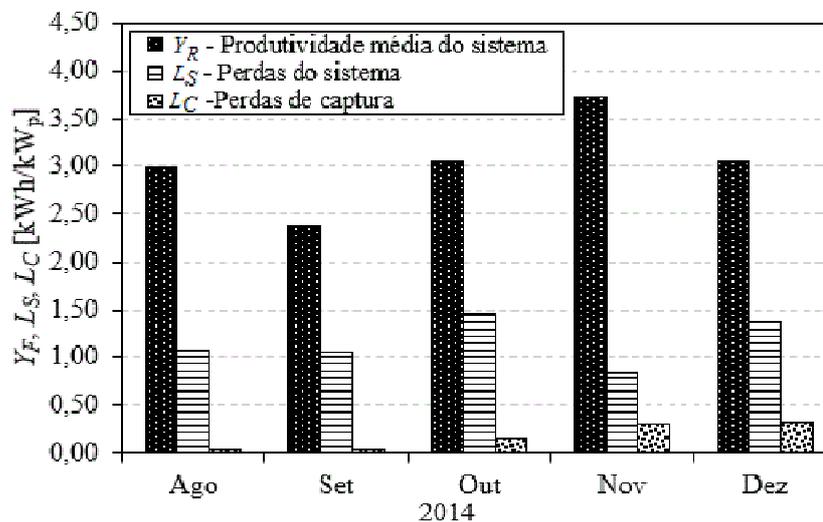


Figura 4.13 – Perdas de captura ( $L_C$ ) e de sistema ( $L_S$ ) médias mensais entre agosto e dezembro de 2014.

Nota-se na Fig. (4.13) que em novembro obteve-se o maior valor de produtividade média do sistema ( $Y_F$ ), 3,73 kWh/kW<sub>p</sub>, pois apresentou o menor valor de perda de sistema ( $L_S$ ), 0,84 kWh/kW<sub>p</sub>. Nos meses de agosto e setembro os valores de perda de captura ( $L_C$ ) são baixos, respectivamente 0,03 e 0,04 kWh/kW<sub>p</sub>, pois nestes meses a temperatura da parte de trás de uma célula no centro do módulo FV ( $T_{mód}$ ) foi menor em comparação aos outros meses. As médias mensais medidas entre 6 h e 18 h foram respectivamente 30,64 e 31,43 °C. Nos outros meses os valores foram superiores à 37 °C, evidenciando a influência da temperatura na perda de captura ( $L_C$ ) em um sistema FV.

#### 4.11 VARIACÃO DE TEMPERATURA NO DISSIPADOR DO MICROINVERSOR ( $T_{inv}$ )

No presente trabalho foi medida a temperatura no dissipador do microinversor ( $T_{inv}$ ) com o propósito de verificar sob que condições de temperatura o microinversor opera e se haveriam falhas na produção de energia em função de altos valores medidos. A temperatura é um fator importante a ser considerado para o cálculo do tempo médio entre falhas ( $TMEF$ ) de um equipamento. O microinversor pode operar com temperaturas internas entre - 40 e 85 °C (ENPHASE, 2013). Durante o período de monitoramento os valores das temperaturas máximas e mínimas do microinversor estão escritos na Tab. (4.3). As temperaturas medidas estavam dentro do intervalo de temperatura especificada pelo fabricante motivo pelo qual o microinversor operou normalmente durante o período de monitoramento.

Tabela 4.3 - Variação de  $T_{inv}$  durante período de monitoramento.

Mês	$T_{inv}$	
	Mínima	Máxima
Agosto	4,29 ± 0,21 °C	53,88 ± 0,21 °C
Setembro	12,04 ± 0,21 °C	55,56 ± 0,21 °C
Outubro	15,14 ± 0,21 °C	62,55 ± 0,21 °C
Novembro	15,10 ± 0,21 °C	61,62 ± 0,21 °C
Dezembro	17,81 ± 0,21 °C	61,46 ± 0,21 °C

## 5 EXEMPLO DE APLICAÇÃO DO SISTEMA MONTADO

O consumo médio em aproximadamente 47 milhões de residências no Brasil que em dezembro de 2013 era de 163 kWh/mês, passou em dezembro de 2014 a 167 kWh/mês, um crescimento próximo a 2,5 %. Apenas a região Nordeste (17 milhões de consumidores residenciais) é inferior a esta média com um consumo inferior a 120 kWh/mês (EPE, 2015).

Após o monitoramento do comportamento elétrico e energético do sistema FV instalado faz-se necessário aplicá-lo a uma residência. A Fig. (5.1) mostra um exemplo hipotético da produção de energia de três sistemas iguais ao monitorado, instalados em uma residência com consumo de 120 kWh/mês.

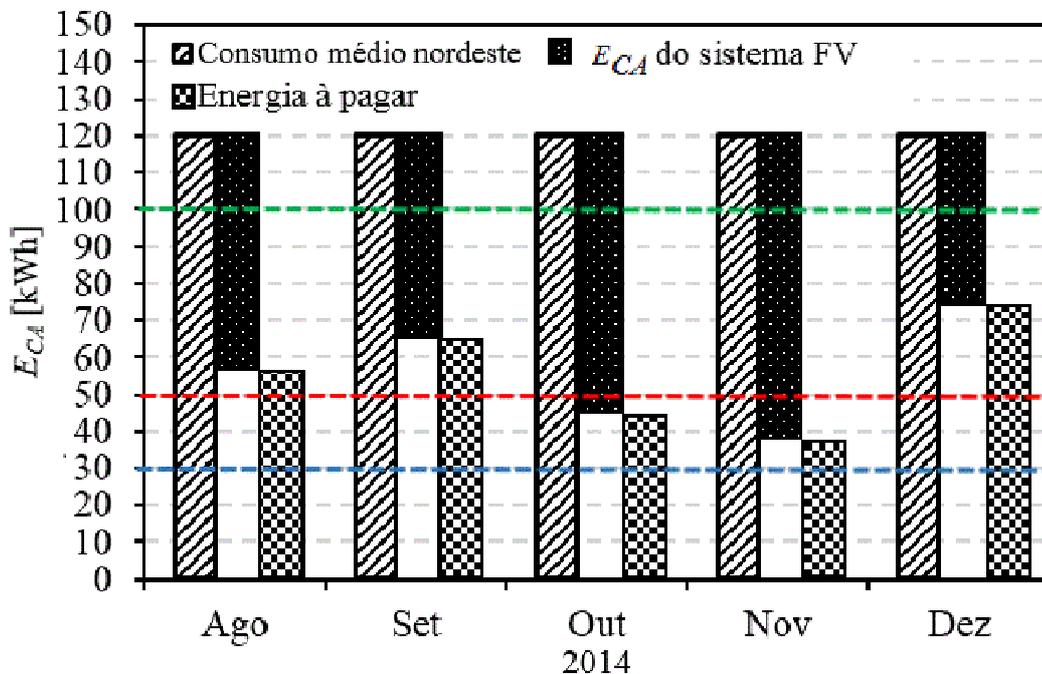


Figura 5.1 – Aplicação do sistema instalado em uma residência com consumo médio da região nordeste.

As produções de energia mensais entre os meses de agosto a dezembro de 2014 foram respectivamente, 21,55 kWh, 18,15 kWh, 25,40 kWh, 27,40 kWh e 15,57 kWh. Nota-se na Fig. (5.1) que as linhas tracejadas nas cores azul e verde indicam as faixas de mudança no valor da tarifa em função do consumo. E a faixa tracejada em vermelho indica o consumo referente ao custo de disponibilidade.

Segundo Resolução nº 414/2010 Art. 98, o custo de disponibilidade é o valor em moeda corrente que deve ser aplicado à fatura mensal de energia elétrica, desde que o

consumo medido seja inferior aos seguintes valores, 30 kWh se monofásico ou bifásico a dois condutores, 50 kWh se bifásico a três condutores ou 100 kWh se trifásico.

O sistema está instalado na área de cobertura da concessionária AES SUL, onde para baixa renda com consumo mensal de até 30 kWh a tarifa é de R\$ 0,18515, para um consumo mensal de 31 a 100 kWh o valor é de R\$ 0,31741 e para consumo de 101 a 220 kWh o valor da tarifa é de R\$ 0,47611 (tarifas sem ICMS e referentes ao mês de junho de 2015). O sistema instalado é bifásico a três condutores, portanto segundo a Resolução nº 414/2010 Art. 98, o custo de disponibilidade é referente a um consumo mensal de 50 kWh. Portanto, o valor das produções de energia do sistema foi multiplicado por três e estão ao lado da coluna do consumo da região nordeste. Nota-se que nos meses de outubro e novembro o consumidor pagaria o custo de disponibilidade, ou seja, tarifa referente à faixa dos 31 kWh a 100 kWh multiplicado por 50 kWh mais impostos. Portanto na tarifa haveria uma diferença de aproximadamente R\$ 0,29 entre a tarifa aplicada ao consumo de 120 kWh e a aplicada a 50 kWh. A energia injetada a mais não geraria crédito, nos demais meses pagariam o mesmo valor de tarifa, porém multiplicados pelo consumo que seria superior aos 50 kWh.

Importante salientar que apenas um sistema pode chegar à uma produção mensal de 45 kWh, portanto faz-se necessário um dimensionamento correto do número de sistemas. No caso da Fig. (5.1) foram utilizados três sistemas para melhor exemplificar como seria a conta de energia.

Outro fator importante a se citar é que a tarifa citada é livre de impostos, portanto ainda deverão ser acrescidos o valor do ICMS que no caso da concessionária AESUL para residencial é de 25 % mais outros impostos como municipais e etc.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho teve como objetivo geral avaliar o comportamento elétrico e energético de um sistema fotovoltaico conectado à rede com o uso de microinversor por meio da instalação e monitoramento deste sistema em condições reais de funcionamento.

A produção de energia ativa em corrente alternada total produzida durante o período monitorado foi de 108,08 kWh e a média mensal foi de 21,62 kWh. O mês de maior produção foi novembro com 27,40 kWh e o de menor produção foi dezembro com 15,57 kWh. Segundo a configuração do sistema, a produção de energia pode chegar a 45 kWh/mês, o que representa aproximadamente uma média diária de 1,5 kWh. Portanto, a produção de energia apresentou valores adequados ao que a configuração permitia e ao perfil de irradiância no período monitorado.

Ao verificar a eficiência do microinversor sob diferentes perfis de irradiância, um dos objetivos específicos do trabalho, concluiu-se que o valor da eficiência média diária máxima do microinversor ENPHASE M215 medida neste trabalho, que foi de 95,18 %, foi semelhante aos valores medidos dos microinversores de primeira geração SUNMASTER 130S e OK4E-100, respectivamente 92 e 93 %, conforme Verhoeve *et al.* (1997). O valor da eficiência medida neste trabalho também se assemelha com a medida por Islam *et al.* (2006) para a segunda geração de microinversor o PV2GO, que obteve o valor de 92,20 %. A eficiência do microinversor ENPHASE M215 também foi avaliada em um dia de temperatura ambiente mais severa, e mediu-se uma eficiência média diária de 84,79 % à temperatura ambiente de 35,80 °C. Comparando este valor com o valor medido por Faiman *et al.* (2002) para o microinversor OK4E-100, no Deserto de Negev, onde a eficiência média diária foi de 85 %, para uma temperatura ambiente de 33,40 °C, percebeu-se que novamente os valores são muito semelhantes. A incerteza associada à medida da eficiência neste trabalho é de 7,04 %. Com base nos resultados pode-se afirmar que o sistema FV instalado com uso de microinversor é energeticamente eficaz desde que opere com carregamentos superiores a 40 % do valor da potência nominal do microinversor.

Ao analisar o comportamento entre a produtividade do arranjo fotovoltaico ( $Y_A$ ) e a produtividade do sistema ( $Y_F$ ), ambos versus a produtividade de referência ( $Y_R$ ), notou-se que o sistema operou normalmente não apresentando avaria em nenhum de seus equipamentos. O valor do desempenho global mensal do sistema no período monitorado variou de 0,65 a 0,76 muito próximo aos valores medidos por Islam *et al.* (2006), que monitoraram dois sistemas utilizando microinversor PV2GO de 150 W, no período de agosto de 2002 até fevereiro de

2003, instalados na Holanda, com módulos orientados na direção Sul, ângulo azimutal  $\gamma = 174^\circ$  e inclinação  $\beta = 30^\circ$  com o plano horizontal. Eles obtiveram valores de  $P_R$  entre 0,70 e 0,80 durante o período monitorado.

Os índices de qualidade de energia medidos, distorção harmônica total de corrente ( $DHTi\%$ ) e o fator de deslocamento ( $Fd$ ), indicam que o microinversor avaliado neste trabalho pode ser instalado na rede elétrica brasileira, pois respeita as normas vigentes de qualidade de energia descritas no Módulo 8 do PRODIST. Os resultados de emissão de correntes harmônicas obtidos por Verhoeve *et al.* (1997) para primeira geração de microinversores e Islam *et al.* (2006) para a segunda geração atenderam as normas vigentes na época.

É muito importante ressaltar que há microinversores sendo comercializados no mercado que não atendem as normas de segurança e qualidade de energia para conexão com a rede. Isto ressalta a importância do programa brasileiro de etiquetagem de módulos fotovoltaicos e inversores do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), pois garante a qualidade e se os equipamentos respeitam as legislações vigentes quanto à conexão à rede elétrica. No Brasil há laboratórios certificados pelo INMETRO sendo um deles o laboratório do grupo de estudos e desenvolvimentos de alternativas energéticas (GEDAE), localizado na Universidade Federal do Pará.

## 7 SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS

Faz-se necessário após o monitoramento do comportamento elétrico e energético do sistema FV instalado, avaliar se o sistema é economicamente viável para aplicação em residências com consumo igual ou inferior à 120 kWh/mês. Embora conforme Rauschmayer e Galdino (2014), no Brasil é muito difícil calcular o retorno financeiro de um sistema FV, incluindo parâmetros como *payback* e TIR, entre algumas das dificuldades estão a tarifação de energia que pode variar o percentual de PIS e COFINS mensalmente, a imprevisibilidade das bandeiras tarifárias a serem aplicadas, o desconhecimento da fração de consumo interno para consumidores de pequenos porte e o valor da energia gerada devido a regulamentação complexa.

Outra análise a ser feita dentro do viés econômico é se o custo do  $W_p$  instalado é compensado pela elevação de 5 a 25 % na produção de energia com a utilização do microinversor, devido ao ponto de máxima potência ser alcançado diretamente, conforme Browder (2011).

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Caderno temático**. Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica. Brasília, mar. 2014. Disponível: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/caderno-tematico-microeminigeracao.pdf>> Acesso em: 19 jul. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução nº 414, de 09 de setembro de 2010**. Condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada. Disponível: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414comp.pdf>>. Acesso em: 01 jun. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução nº 482, de 17 de abril de 2012**. Condições gerais de acesso, compensação de energia. Disponível: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 13 mai. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução nº 517, de 11 de dezembro de 2012**. Altera resolução nº 482. Disponível: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>>. Acesso em: 15 mai. 2014.

AGILENT TECHNOLOGIES. **Agilent 34970A/34972A Data Acquisition/ Switch Unit**. User's Guide. 3 ed. Malaysia, 2012.

ANDERSEN, M.; ALVSTEN, B. **200W low cost module integrated utility interface for modular photovoltaic energy systems**. IEEE 1995;1:572-7.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT) **NBR10899 Conversão fotovoltaica de energia solar**. Disponível em: <<http://pt.scribd.com/doc/30914192/NBR-10899-TB-328-Convertao-Fotovoltaica-de-Energia-Solar>>. Acesso em 17 de jun. 2014.

AYOMPE, L.M.; DUFFY, A.; MCCORMACK, S. J.; CONLON, M. **Measured performance of a 1,72 kW rooftop grid connected photovoltaic system in Ireland**. Energy Conversion and Management, Ireland, 2010.

BROWDER, J. H. **Solar panel with inverter**. US Pat. 2011/0036386 A1, 17 fev. 2011. 4p.

CANADIAN SOLAR. **New Intelligrated Power Residential AC**. San Ramon, 2013. Disponível em <<http://www.civicsolar.com/sites/default/files/documents/csresidentailac-system-brochure-92457.pdf>> Acesso em 2 nov. 2014.

CHOUDEUR, A. ; SILVESTRE, S. ; TAGHEZOUIT, B. ; KARATEPE, E. **Monitoring, modelling and simulation of PV systems using LabVIEW**. Solar Energy, Algeria, 2012.

DECKER, B.; JAHN, U. **Performance of 170 grids connected PV plants in northern Germany – analysis of yields and optimization potentials**. Solar Energy, Vol 59, nº 4, pp 127-133, 1997.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Resenha mensal do mercado de energia elétrica**, n° 88, Rio de Janeiro, 2014. Disponível em:

<<http://www.epe.gov.br/ResenhaMensal/Resenha%20Mensal%20do%20Mercado%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%20-%20Novembro%202014.pdf>> Acesso em 30 jan. 2015.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Resenha mensal do mercado de energia elétrica**, n° 88, Rio de Janeiro, 2015. Disponível em:

<<http://www.epe.gov.br/ResenhaMensal/Resenha%20Mensal%20do%20Mercado%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%20-%20Dezembro%202014.pdf>> Acesso em 02 fev. 2015.

ENPHASE ENERGY. **Enphase microinverter model M215 (M215-60-230)**. Installation and operation manual. Petaluma, 2013. Disponível em:

<[http://enphase.com/eu/files/2012/12/M215\\_Installation\\_Manual\\_EN.pdf](http://enphase.com/eu/files/2012/12/M215_Installation_Manual_EN.pdf)>. Acesso em: 15 mai. 2014.

ENPHASE ENERGY. **Reliability of Enphase microinverters**. 2009. Disponível em:

<[http://enphase.com/global/files/Enphase\\_WhitePaper\\_Reliability\\_of\\_Enphase\\_Microinverters.pdf](http://enphase.com/global/files/Enphase_WhitePaper_Reliability_of_Enphase_Microinverters.pdf)>. Acesso em: 05 nov. 2014.

FAIMAN, D.; BERMAN, D.; HELD E.; OLDENKAMP, H. **Study of AC-module inverters under extreme desert conditions**. Solar Energy Materials & Sollar Cells, Israel, 2002.

FERNANDES, N. F. M. **Microinversor para ligação à rede elétrica de painel fotovoltaico**. Portugal. 2013. 82 fl. Dissertação de Mestrado -Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2013.

FLUKE. **Power quality analyzer Fluke 43B**. User's manual. 2 rev. Netherlands, 2005.

Disponível em: < [http://assets.fluke.com/manuals/43b\\_\\_\\_\\_\\_umeng0200.pdf](http://assets.fluke.com/manuals/43b_____umeng0200.pdf)>. Acesso em: 24 jun. 2014.

FORERO, N.; HERNÁNDEZ, J.; GORDILLO G. **Development of a monitoring system for a PV solar plant**. Energy Conversion and Management, Bogotá, 2006.

GREEN, M. A.; EMERY, K.; HISHIKAWA, Y.; WARTA, W.; DUNLOP, E. D. **Solar cell efficiency tables (version 41)**. Progress in Photovoltaics : Research and Applications, v. 21, 2013. p. 1-11.

HAEBERLIN, H. **Evolution of Inverters for Grid connected PV-Systems from 1989 to 2000**. In *17th European Photovoltaic Solar Energy Conference*. Munich, Germany, 2001.

HAMAD, A. A.; ALSAAD, M. A. **A software application for energy flow simulation of a grid connected photovoltaic system**. Energy Conversion and Management. Jordan, 2009.

HASSAINE, L.; OLIAS, E.; QUINTERO, J.; SALAS, V. **Overview of power inverter topologies and control structures for grid connected photovoltaic systems**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Algeria, p. 797-806, 2013.

HUANG H. S.; JAO J. C.; YEN K. L.; TSAI C.T. **Performance and availability analyses of PV generation systems inTaiwan**. Engineering and Technology, vol. 54, 2011.

ICEL. **Multímetro digital modelo MD-6110**. Manual de instruções do multímetro digital modelo MD-6110. Manaus, 2008. Disponível em: < <http://www.icel-manau.com.br/download/MD-6110%20Manual%20jan-08.pdf>>. Acesso em: 3 nov. 2015.

INSTITUTE OF ELECTRIC AND ELECTRONIC ENGINEERS (IEEE). **IEEE 929:2000-Recommended Practice For Utility Interface of Photovoltaic Systems**. Disponível:< <http://wenku.baidu.com/view/95c89cfbfab069dc502201a2.html>>. Acesso em: 06 jul. 2014.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **IEC 61724:1998-Photovoltaics System Performance Monitoring-Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis**.

Disponível:<<https://archive.org/stream/gov.in.is.iec.61724.1998/is.iec.61724.1998#page/n3/mode/2up>>. Acesso em: 13 jun. 2014.

ISLAM, S.; WOYTE, A.; BELMANS, R.; HESKES, P.; ROOIJ, P. M.; HOGEDOORN, R. **Cost effective second generation AC-modules: Development and testing aspects**. Energy, vol. 31, pp 1897 – 1920, 2006.

JAHN, U.; MAYER, D.; HEIDENREICH, M.; DAHL, R.; CASTELLO, S.; CLAVADETSCHER, L.; FRÖLICH, A.; GRIMMIG, B.; NASSE, W.; SAKUTA, K. **“International Energy Agency PVPS Task 2: Analysis of the operational performance of IEA Database PV systems,” in 16th EUPVSEC**. Glasgow, United Kingdom, 2000, pp 2673-2677.

JAHN, U.; NASSE, W. **Operational performance of grid-connected PV systems on buildings in Germany**. Progress in Photovoltaics: research and applications. Hannover, Germany, 2004, pp. 441 – 448.

JAHN, U.; NASSE, W.; NORDMANN, T.; CLAVADETSCHER, L.; MAYER, D. **Achievements of task 2 of IEA PV power systems programme: final results on PV system performance**. In *19th EUPVSEC*, Paris, France, 2004, pp. 2813 – 2816.

KAGAN, A. **Excel by example: a Microsoft excel cookbook for electronics enginners**. 1. ed. United States. Elsevier, 2004. 364p.

KLINE, S. J.; MCCLINTOCK, F.A. **Describing Uncertainties in Single-Sample Experiments**. Mechanical Engineering, 75, pp. 3-8. 1953.

LELOUX, J.; NARVARTE, L.; TRESBOC, D. **Review of the performance of residential PV systems in Belgium**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 16, no. 1, p 178 – 184, jan. 2012.

LELOUX, J.; NARVARTE, L.; TRESBOC, D. **Review of the performance of residential PV systems in France**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 16, no. 2, pp 1369 – 1376, 2012.

LUQUE, A.; HEGEDUS, S. (Ee.) **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. 2. ed. United Kingdom: Wiley, 2011.

MACÊDO, W. N.; TORRES, P. F.; PONTES, S. S. N.; JÚNIOR, W. B.; CAVALCANTE, R. L.; GALHARDO, M. A. B.; PINHO, J. T. Análise da eficiência de um microinversor conectado à rede elétrica. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR - CBENS, 5, 2014, Recife. **Anais eletrônicos...** São Paulo.

MATURI, L. **Building skin as energy supply: Prototype development of a wooden prefabricated BiPV wall.** Italy. 2013. University of Trento, Department of Civil, Environmental and Mechanical Engineering, Doctoral School in Environmental Engineering.

MAU, S.; JAHN, U. **Performance analysis of grid-connected PV systems.** In *21th EUPVSEC*, p 2676 – 2680, Dresden, Germany, 2006.

MEINHARDT, M.; CRAMER, G.; BURGER B.; ZACHARIAS, P. **Multi-string-converter with reduced specific costs and enhanced functionality.** Solar Energy Germany, 2000, p. 217-227.

MICHELI, D.; ALESSANDRINI, S.; RADU R.; CASULA, I. **Analysis of the outdoor performance and efficiency of two grid connected photovoltaic systems in northern Italy.** Italy, 2014.

MORENO, H. **Harmônicas nas instalações elétricas.** Instituto Brasileiro do Cobre, 65p. São Paulo, 2001.

MÜLLER, B.; REISE, C.; HEYDENREICH, W.; KIEFER, K. **Are yield certificates reliable? A comparison to monitored real world results.** In *22th EUPVSEC*, Milano, Italy, 2007.

NOTTE, F. V. **The Micro-Inverter.** 2011. Disponível em: <<http://www.esf.edu/outreach/spare/documents/TheMicro-Inverter.ppt>>. Acesso em: 2 nov. 2014.

OLDENKAMP, H.; DEJONG, I. **Next generation of AC module inverters.** In *2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion*, Vienna, 1998.

OLDENKAMP, H. Power electronics and electrical requirements of micro inverters, history 1994 and state-of-the-art. In: CONFERÊNCIA ANUAL DA IEEE SOCIEDADE DA INDÚSTRIA ELETRÔNICA – IECON, 39, 2013, Vienna, AT.

OLIVEIRA, R. A.; QUITO, T. M. **Projeto e análise de um filtro passivo de correntes harmônicas para um computador de uso pessoal.** 2006. 139f. Trabalho de Conclusão de Curso (Monografia) – Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2006.

ORTEGA, M. J.; HERNÁNDEZ, J. C.; GARCÍA, O. G. **Measurement and assessment of power quality characteristics for photovoltaic systems: Harmonics, flicker, unbalance and slow voltage variations.** Electric Power Systems Research. Spain, 2012.

PADMAVATHI, K.; DANIEL, S. A. **Performance analysis of a 3MWp grid connected solar photovoltaic power plant in India.** Energy for Sustainable Development, India, 2013.

PIETRUSKZO, S.M.; GRADZKI, M. **Performance of a grid connected small PV system in Poland.** Applied Energy, 2002.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. (Org.) **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** Rio de Janeiro, mar. 2014. 529p.

PINTO, A.; ZILLES, R. **Reactive power excess charging in grid-connected PV systems in Brazil.** Renewable Energy, São Paulo, Brasil, 2013.

RAMPINELLI, G. A.; KRENZIGER A.; PRIEB C. W. M.; BÜHLER A. J. **Mercado fotovoltaico no Brasil: implantação de políticas governamentais e marcos regulatórios.** In XXXVI Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente. Argentina. Vol. 1, pp.04.17-04.23, 2013.

RAUSCHMAYER, H.; GALDINO, M. A. Os impactos da regulamentação ANEEL/482 e da legislação tributária no retorno financeiro de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR - CBENS, 5, 2014, Recife. **Anais eletrônicos...** São Paulo.

REICH, N. H.; MUELLER, B.; ARMSBRUSTER, A.; VAN SARK, W. G. J. H. M.; REISE, C. **Performance ratio revisited: is PR > 90 % realistic?** In 26th EUPVSEC, Hamburg, Germany, 2011.

SHER, H. A.; ADOOWEESH, K. E. **Micro-inverters Promising solutions in solar photovoltaics.** Energy for Sustainable Development, Saudi Arabia, 2012, p. 389-399.

SISTEMAS de geração fotovoltaica. [S.I.], 2013. Disponível em:  
< <http://www.cresesb.cepel.br/content.php?cid=381>>. Acesso em: 01 dez. 2014.

SPERTINO, F.; CORONA, F. **Monitoring and checking of performance in photovoltaic plants. A tool for design, installation and maintenance of grid-connected systems.** Renewable Energy, Italy, 2013. p. 722-732.

SUNMASTER 130. [S.I.], 2011. Disponível em:  
<<http://www.zonnepanelen.wouterlood.com/index.php/kleine-omvormers/734-micro-omvormers-de-sunmaster-130>> Acesso em: 20 set. 2014.

TECNOLOGIA Energia Solar Fotovoltaica, [S.I.]. Disponível em:  
<<http://www.viridian.com.br/tecnologia/energia+solar+fotovoltaica/4>>. Acesso em: 23 abr. 2014.

TRILLO-MONTERO, D.; SANTIAGO, I.; LUNA-RODRIGUEZ, J. J.; REAL-CALVO R. **Development of a software application to evaluate the performance and energy losses of grid-connected photovoltaic systems.** Energy Conversion and Management, Spain, 2014.

VALE, S. F. M. **Microinversor para painel fotovoltaico.** Portugal. 2012. 94 fl. Dissertação de Mestrado -Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2012.

VERHOEVE, C. W. G.; FRUMAU, C. F. A.; HELD, E.; SINKE, W. C. **Recent test results of AC module inverters.** Netherlands Energy Research Foundation ECN, 1997

VUOLO, J. H. **Fundamentos da Teoria de Erros.** 2. ed. São Paulo: Edgar Blücher, 1996. 240p.

SHER, H. A.; ADOOWEESH, K. E. **Micro-inverters Promising solutions in solar photovoltaics.** Energy for Sustainable Development, Saudi Arabia, 2012, p. 389-399.

WEG. Manual para correção do fator de potência. 37p. 2009. Disponível em : <  
<http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-correcao-do-fator-de-potencia-958-manual-portugues-br.pdf>> Acesso em : 15 nov. 2014.

WENHAM, S. R.; GREEN, M.A.; WATT, M. E.; CORKISH, R. (Ee.). **Applied Photovoltaics.** 2. ed. London: Earthscan, 2007. 323p.

WOYTE, A.; RICHTER, M.; MOSSER, D.; MAU, S.; REICH, N.; JAHN, U. **Monitoring of photovoltaic systems: good practices and systematic analysis.** In *28th PV Solar Energy Conference and Exhibition*, Paris, France, 2013.

ZEHNER, M.; FRITZE, P.; SCHLATTERER, M.; GLOTZBACH, T.; SCHULZ, B.; VODERMAYER, C.; MAYER, M.; WOTRUBA, G. **One year round robin testing of irradiation sensors measurement results and analyses.** In *24th EUPVSEC*, Hamburg, Germany, 2009.

ZHANG, P.; LI, W.; LI, S.; WANG, Y.; XIAO, W. **Reliability assessment of photovoltaic power systems: Review of current status and future perspectives.** Applied Energy, Connecticut, 2013, p. 823-831.

## APÊNDICE A – LISTA DE MATERIAIS E ESQUEMA ELÉTRICO DO SISTEMA

Apresenta-se aqui relação resumida dos materiais utilizados neste trabalho, como mostra a Tab. (A.1).

Tabela A.1 - Lista de materiais para montagem e monitoramento do sistema FV montado.

Quant.	Componente	Função
1	Módulo fotovoltaico 255 W <sub>p</sub>	Gerador fotovoltaico
1	Microinversor fotovoltaico 215 W	Conversor fotovoltaico
1	Shunt 10 A em 60 mV	Medição de corrente (módulo)
1	Shunt 1 A em 60 mV	Medição de corrente (microinversor)
1	Disjuntor bipolar 2 A	Proteção de sobre corrente
2	Protetores de surto	Proteção de sobre tensão
1	Piranômetro	Medição da irradiância
1	Transformador acoplador	Acoplamento à rede
2	Sensores Pt100	Medição de temperatura (módulo e inversor)
1	Unidade de aquisição <i>Agilent 34970A</i>	Aquisição de dados
1	Analizador de energia <i>Fluke 43B</i>	Aquisição de dados
1	Alicate amperímetro <i>Fluke i200s</i>	Medição de corrente
1	Computador	Aquisição de dados

A Fig. (A.1) mostra o esquema elétrico do sistema onde o funcionamento dos componentes já foi descrito no Capítulo 3.

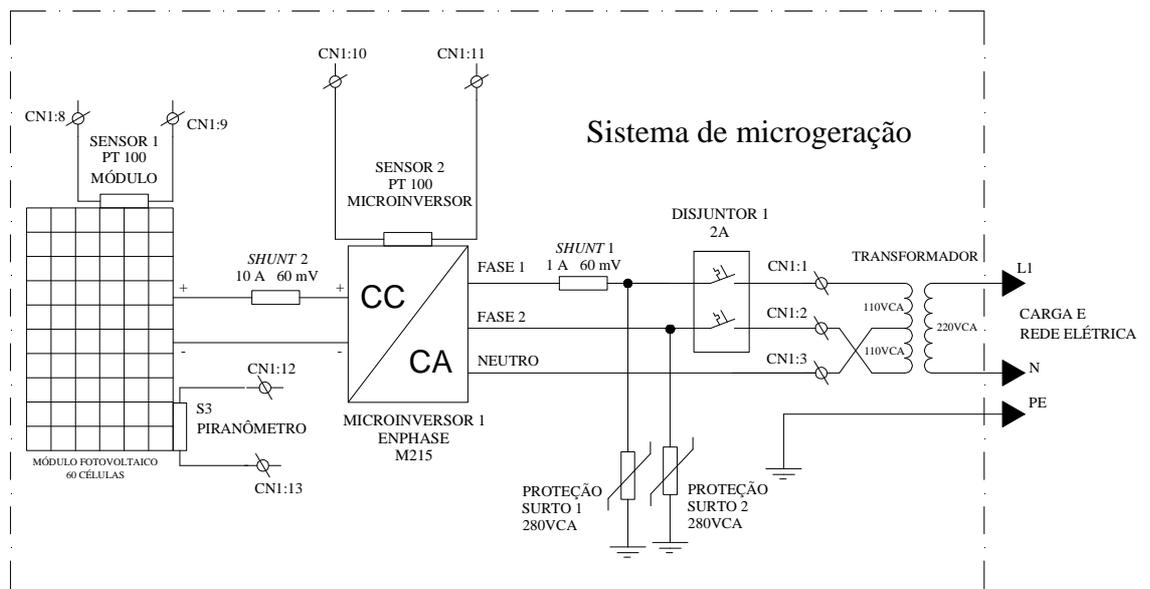


Figura A.1- Esquema elétrico do sistema montado.

## APÊNDICE B – INCERTEZAS DOS EQUIPAMENTOS

A Tab. (B.1) apresenta os valores da exatidão representadas pelos limites de erros segundo manual do *Agilent* para as seguintes condições: unidade de aquisição com 1 ano de operação à uma temperatura de  $23\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 5\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Tabela B.1 - Exatidão do *Agilent* 34970A.

Fundo de escala	Exatidão
0,1 $V_{CC}$	$\pm (0,005\% \text{ leitura} + 0,004\% \text{ fundo de escala})V_{CC}$
100 $V_{CC}$	$\pm (0,0045\% \text{ leitura} + 0,0006\% \text{ fundo de escala})V_{CC}$
0,1 $V_{CA}$	$\pm (0,06\% \text{ leitura} + 0,04\% \text{ fundo de escala})V_{CA}$
300 $V_{CA}$	$\pm (0,06\% \text{ leitura} + 0,08\% \text{ fundo de escala})V_{CA}$
RTD	$\pm 0,06\text{ }^{\circ}\text{C}$

Fonte: AGILENT TECHNOLOGIES, (2012).

A Tab. (B.2) mostra a exatidão de leitura do analisador de energia *Fluke* 43B.

Tabela B.2 - Exatidão do *Fluke* 43B.

Grandeza	Exatidão
Potência c.a. ativa	$\pm 4\%$ da leitura
Potência reativa	$\pm 4\%$ da leitura
Potência aparente	$\pm 4\%$ da leitura
Distorção harmônica	$\pm 3\%$ da leitura
Tensão c.a. (60 Hz)	$\pm 1\%$ da leitura
Corrente c.a. (60 Hz) Ponteira Alicate i200s	$\pm 2\%$ da leitura

Fonte: FLUKE, (2005).

A Tab. (B.3) mostra os valores da exatidão do multímetro MD6110 ICEL utilizado no teste de conexão à rede pelo microinversor em bancada.

Tabela B.3 - Exatidão do multímetro MD6110 ICEL.

Fundo de escala	Exatidão
Tensão c.c. 200 V	$\pm 0,5\%$ da leitura
Corrente c.c. 20 A	$\pm 2\%$ da leitura
Tensão c.a. 750 V	$\pm 1,2\%$ da leitura
Corrente c.a. 20 A	$\pm 3\%$ da leitura

Fonte: ICEL, (2008).

De posse das exatidões dos manuais dos fabricantes calculou-se as incertezas combinadas conforme equações 3.2, 3.3 e 3.4.