

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

USP

Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia

PIPGE

(EP/FEA/IEE/IF)

**ANÁLISE DO FATOR DE DIMENSIONAMENTO DO
INVERSOR APLICADO A SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS À REDE**

Wilson Negrão Macêdo

São Paulo

2006

WILSON NEGRÃO MACÊDO

**ANÁLISE DO FATOR DE DIMENSIONAMENTO DO
INVERSOR APLICADO A SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS À REDE**

Tese apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Escola Politécnica/ Faculdade de Economia e Administração/ Instituto de Eletrotécnica e Energia/ Instituto de Física) para obtenção do Título de Doutor em Energia.

Orientador: Prof. Dr. **Roberto Zilles**
Co-orientador: Prof. Dr. **João Tavares Pinho**

São Paulo

2006

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Macêdo, Wilson Negrão

Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede / Wilson Negrão Macêdo; orientador Roberto Zilles; co-orientador João Taveres Pinho. São Paulo, 2004.

183p.: il.: 29,7cm

Tese (Doutorado - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo) - EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1. Conexão à rede 1. Geração distribuída 2. Sistema fotovoltaico 4. Energia solar

DEDICATÓRIA

Aos meus pais e a minha mãe avó, pelos anos de luta a mim dedicados, as minhas tias Ana e Lana e ao meu tio Belo pela acolhida durante oito anos desde os preparativos para o vestibular até o final de meu mestrado, aos meus irmãos pelo carinho, orientações e apoio e a Gê, por sua serenidade, por seu respeito e carinho.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus, por todas as oportunidades que tem me dado, guiando-me por caminhos de lutas, que me ajudaram a crescer como pessoa e alcançar os meus objetivos de vida.

Ao meu orientador, Professor Roberto Zilles, pelos incentivos, pelas oportunidades, pela compreensão, dedicação e paciência nas horas de difíceis entendimentos de assuntos abordados nesta tese e por suas orientações de vida.

Aos funcionários do Instituto de Eletrotécnico e Energia pelo apoio no desenvolvimento deste trabalho e pelos momentos de descontração.

Ao professor Pinho, por sua co-orientação e disponibilidade.

De maneira muito especial, aos meus pais Georgina e Admir, a minha avó Risoleta, às minhas tias Lana e Ana e ao meu tio Belo, pois estes foram a base onde me apoiei durante toda a minha caminhada e aos quais não só eu, mas todos os meus familiares, temos muito a agradecer.

A todos os membros do Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos (LSF), que participaram ativamente no desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus amigos, Alaan, Luis, Federico, André e Joaquim, pela convivência madura, segura e alegre.

Aos meus irmãos, simplesmente por serem meus irmãos.

A Gê, por sempre me fazer companhia apesar da distância.

Ao CNPq, pelo apoio financeiro.

BANCA EXAMINADORA:

Titulares

Prof. Dr. Roberto Zilles - PIPGE/USP

Prof. Dr. Adnei Melges de Andradse – EP/USP

Prof. Dr. João Tavares Pinho - UFPA

Prof^a Dr^a Antonia Sônia Alves Cardoso Diniz - PUC/MG

Prof. Dr. Ricardo Rütther - UFSC

Suplentes

Prof. Dr. Arno Krenziager - UFRGS

Prof. Dr. Murilo Tadeu Werneck Fagá - PIPGE/USP

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE TABELAS	xv
RESUMO	xvi
ABSTRACT	xvii
INTRODUÇÃO	1
1 CONCEITOS BÁSICOS SOBRE SISTEMAS FOTO-	
VOLTAICOS CONECTADOS À REDE (SFCR)	7
1.1 Sistemas conectados à rede	7
1.1.1 Grandes centrais	8
1.1.2 SFCR em edificações	10
1.2 Interação com a rede elétrica	11
1.2.1 Evolução dos inversores para conexão à rede elétrica	12
1.2.2 Configurações e componentes	15
1.2.3 Conexão com a rede elétrica - ponto de conexão	18
1.3 Estratégias de operação e conexão de inversores usados em SFCR	22
1.3.1 Inversor comutado pela rede	25
1.3.2 Conexões monofásica, bifásica e trifásica	27
2 QUESTÕES IMPORTANTES PARA REGULAMENTAÇÃO	
DE SFCR NO BRASIL	34
2.1 Regulamentação	34
2.2 Necessidade de padrões	36
2.3 Questões administrativas dos SFCR	37
2.4 Especificações técnicas de interconexão e exigências	38
2.4.1 Questões no lado CC	38
2.4.2 Questões no lado CA	40
2.4.3 Operação ilhada	40
2.5 Outras características	41
2.5.1 Estabilidade da rede	41
2.5.1.1 Regulação de tensão	41
2.5.1.2 Distorção da forma de onda - <i>Total Harmonic Distortion (THD)</i>	42

		vii
2.5.2	Proteção quanto a falha ou defeito	42
2.5.3	Fator de potência (FP)	43
2.6	A experiência internacional	44
2.7	A experiência do IEE/USP	44
3	MODELOS DE SISTEMAS INDIVIDUAIS E SIMULAÇÕES	46
3.1	Ferramenta matemática	46
3.2	Geradores fotovoltaicos	47
3.2.1	Ponto de máxima potência (PMP)	48
3.2.2	Temperatura da célula	53
3.3	Inversor	54
3.3.1	Eficiência e potência de saída do inversor	54
3.4	Método utilizado (Energia Anual)	57
3.5	Figuras de mérito	59
3.5.1	Fator de capacidade (FC)	59
3.5.2	Energia específica (EE)	60
3.5.3	Rendimento global (<i>Performance Ratio - PR</i>)	61
3.5.4	Custo da energia	62
3.6	Dados meteorológicos e localizações	63
3.6.1	Disponibilidade anual do recurso solar	67
3.7	Simulações e resultados	68
3.7.1	FDI para as regiões brasileiras	70
3.7.2	Perdas por limitação e perdas totais	73
3.7.3	Análise econômico-financeira	77
3.8	Condições necessárias para o sobredimensionamento	81
4	ESTUDO DE CASO: O SFCR DO IEE/USP	85
4.1	Descrição da instalação	85
4.1.1	Considerações de pré-dimensionamento	87
4.1.2	Localização e posicionamento	87
4.1.3	Geradores fotovoltaicos	88
4.1.3.1	Modificações nos geradores fotovoltaicos	91
4.1.4	Inversor	94
4.1.5	Diagrama unifilar das partes constituintes do SFCR do IEE/USP	97
4.1.6	Segurança	100

	viii
4.1.6.1	Desconexão da rede elétrica 100
4.1.6.2	Falta para terra ou falha de aterramento 101
4.1.6.3	Requisitos mínimos necessários para uma conexão segura . . . 102
4.1.7	Sistema de aquisição de dados 103
4.1.7.1	Aperfeiçoamento na aquisição dos dados 105
4.1.7.2	Monitoramento 106
4.1.8	Medidores eletrônicos de grandezas elétricas 109
5	ESTUDO DE CASO: DADOS EXPERIMENTAIS E ANÁLISE DA OPERAÇÃO
	DO SISTEMA 112
5.1	Resultados da produção de eletricidade do SFCR 112
5.2	Análise do desempenho dos geradores fotovoltaicos 115
5.2.1	Determinação da potência real dos geradores fotovoltaicos 115
5.2.2	Eficiência dos geradores 118
5.2.3	Produtividades e perdas de captura dos geradores fotovoltaicos. 121
5.3	Análise operacional dos inversores 123
5.3.1	Seguimento do PMP 123
5.3.2	Eficiência energética 130
5.3.3	Limitação de potência 139
5.4	Análise da influência do tamanho relativo inversor-gerador (FDI) 148
	CONCLUSÕES 157
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 160
	ANEXOS 168

LISTA DE FIGURAS

1.1	Configurações de SFCR centralizados com um (a) ou vários inversores (b).	8
1.2	Primeiro sistema fotovoltaico centralizado.	9
1.3	Diagrama esquemático de uma central fotovoltaica.	9
1.4	Diagrama funcional de um SFCR descentralizado.	10
1.5	Inversor com transformador de alta freqüência.	13
1.6	Inversor com transformador de baixa freqüência.	13
1.7	Inversor sem transformador.	14
1.8	SFCR utilizando transformador de baixa freqüência.	14
1.9	Utilização de transformador de alta freqüência em aplicações fotovoltaicas.	15
1.10	Classificação dos tipos de sistemas monofásicos de processamento de energia fotovoltaica. Topologias com: (a) único estágio inversor, não-isolado; (b) único estágio inversor, isolado; (c) múltiplos estágios de conversão, não-isolada; (d) múltiplos estágios de conversão, isolada.	16
1.11	Vista das partes frontal e posterior de um módulo CA.	17
1.12	Conceitos básicos de projeto para SFCR: (a) Sistemas com uma única combinação gerador-inversor centralizada; (b) Sistemas com várias combinações gerador-inversor descentralizadas (<i>string-configuration</i>); (c) Módulos CA; (d) Sistemas com várias combinações de gerador e um único inversor centralizado (<i>multi-string-configuration</i>).	18
1.13	Configuração de um SFCR em localidades sem incentivos.	20
1.14	Configuração de um SFCR em localidades da Espanha.	20
1.15	Configuração de um SFCR em localidades onde a conexão é feita obrigatoriamente no quadro geral da edificação e somente o excedente é beneficiado com incentivo.	21
1.16	Configuração de SFCR em localidades onde toda a energia produzida é beneficiada com incentivos, independentemente do ponto de conexão.	21
1.17	Curva característica de potência dos geradores fotovoltaicos.	23
1.18	Inversor <i>VSI</i> monofásico.	23
1.19	Exemplo de configuração do circuito de controle de um inversor tipo fonte de tensão com esquema de controle por corrente.	25
1.20	Inversor tiristorizado comutado pela rede.	26
1.21	Diagrama de blocos de um inversor <i>LCI</i>	27
1.22	Esquema simplificado de um inversor trifásico.	28
1.23	Sistema de distribuição trifásico usando múltiplos inversores monofásicos.	29

1.24	Esquema simplificado e diagrama fasorial para conexão de múltiplos inversores à rede elétrica trifásica.	30
1.25	Fachada do prédio do Laboratório de Energia Solar da UFRGS com os módulos instalados.	31
1.26	Esquema ilustrativo das ligações elétricas do sistema.	31
1.27	Exemplo de configurações de inversores sem transformador de isolamento: (a) Inversor <i>VSI</i> trifásico; (b) Inversor <i>VSI</i> monofásico; (c) Inversor <i>CSI</i> trifásico. . . .	32
2.1	Resistência do corpo humano e exemplo da corrente que percorre o mesmo quando submetido a uma tensão de 40 Volts CC.	39
2.2	Operação isolada: O gerador referente ao consumidor 3 continua operando e alimentando os consumidores de 1 a 3, após a rede elétrica de distribuição principal ter sido desconectada.	40
2.3	Dois sistemas de supervisão independentes para segurança contra operação isolada	43
3.1	Diagrama simplificado de um SFCR e parâmetros utilizados nas simulações. . . .	47
3.2	Coeficiente de temperatura de máxima potência para um módulo Siemens de silício monocristalino como função da radiação solar e temperatura.	52
3.3	Coeficiente de temperatura de máxima potência para um módulo Solarex de silício amorfo como função da radiação solar e temperatura.	52
3.4	Curvas de eficiência calculada e medida, para um inversor operando em paralelo com a rede elétrica.	56
3.5	Posição das 2.686 estações encontradas em METEONORM (1999). As estações estão distribuídas sobre o globo terrestre.	66
3.6	Mapa de localização de dados fornecido pelo METEONORM (1999) e localidades para onde foram extraídos os dados nas várias regiões brasileiras.	66
3.7	Curvas de eficiência para alguns inversores comerciais usados em SFCR.	69
3.8	Produtividade de SFCR (Y_F) em função do tamanho relativo do inversor (FDI), para sete inversores comerciais.	70
3.9	Produtividade do sistema (Y_F). Nestas simulações usam-se valores com resolução de 5 minutos em comparação com os valores horários, a partir de dados medidos no IEE/USP.	72
3.10	Perdas percentuais de energia em função do FDI, obtidas para as localidades referentes à figura 3.8. Perdas características do método empregado, ao considerar como potência limite a potência máxima de saída do inversor ($P_{Inv}^{lim} = P_{Inv}^{max}$). . . .	74

3.11	Perdas percentuais de energia em função do FDI, obtidas para as localidades referentes à figura 3.8. Perdas totais (perdas por limitação + perdas de conversão no inversor).	75
3.12	Distribuição anual da potência entregue ao inversor pelo gerador fotovoltaico, normalizada com relação à potência nominal, e curva de eficiência do inversor <i>SMA1100</i> (São Paulo-SP).	76
3.13	Distribuição anual da potência entregue ao inversor pelo gerador fotovoltaico, normalizada com relação à potência nominal, e curva de eficiência do inversor <i>SMA1100</i> (Belém-PA).	77
3.14	Custo da energia produzida pelo SFCR referente às localidades com maior e menor disponibilidade do recurso solar, Caso 1.	78
3.15	Custo da energia produzida pelo SFCR referente às localidades com maior e menor disponibilidade do recurso solar, Caso 2.	79
3.16	Custo da energia produzida pelo SFCR referente às localidades com maior e menor disponibilidade do recurso solar, Caso 3.	79
3.17	Custo da energia produzida pelo SFCR referente às localidades com maior e menor disponibilidade do recurso solar: comparação entre os três casos (inversor <i>SMA1100</i>).	80
4.1	Planta baixa e diagrama elétrico do SFCR instalado no prédio da administração do IEE/USP.	86
4.2	Vistas da fachada norte do prédio da administração com os geradores fotovoltaicos integrados a esta: (a) Vista lateral superior e (b) Vista frontal.	87
4.3	Vista lateral inferior com detalhes da montagem da estrutura utilizada para alojar os módulos fotovoltaicos.	88
4.4	Configuração original da associação elétrica dos módulos fotovoltaicos em cada gerador (<i>c-Si</i> e <i>mc-Si</i>).	88
4.5	Configuração da associação elétrica dos módulos fotovoltaicos para os geradores N1 e N2 (figura 4.1): <i>mc-Si</i> (1.007 Wp ou FDI = 0,99) e <i>c-Si</i> (975 Wp ou FDI = 1,02).	91
4.6	Configuração da associação elétrica dos módulos fotovoltaicos para os geradores N3 e N4 (figura 4.1): <i>mc-Si</i> (1.940 Wp ou FDI = 0,52) e <i>c-Si</i> (1.800 Wp ou FDI = 0,56).	92
4.7	Configuração da associação elétrica dos módulos fotovoltaicos para o gerador N5 (figura 4.1): <i>c-Si</i> (1.650 Wp ou FDI = 0,61).	92
4.8	Configuração da associação elétrica dos módulos fotovoltaicos para o gerador N6 (figura 4.1): <i>mc-Si</i> (1.540 Wp ou FDI = 0,65).	93

4.9	Configuração da associação elétrica dos módulos fotovoltaicos para os geradores N7 e N8 (figura 4.1): <i>c-Si</i> (1.200 W _p ou FDI = 0,83) e <i>mc-Si</i> (1.295 W _p ou FDI = 0,77).	93
4.10	Corrente de entrada em função da tensão de entrada para o inversor <i>SB1100</i> .	95
4.11	Curva de eficiência do inversor <i>SB1100</i> .	96
4.12	Vista dos inversores instalados em uma das salas do prédio da administração do IEE/USP.	97
4.13	Diagrama unifilar do SFCR do IEE/USP original.	98
4.14	Diagrama unifilar do SFCR do IEE/USP com as oito configurações de FDI analisadas experimentalmente.	99
4.15	Detalhes das caixas de conexões CC e CA.	103
4.16	Descrição esquemática da estratégia de transmissão de dados <i>PLC</i> .	104
4.17	Canal de comunicação típico e forma de comunicação.	104
4.18	Esquema elétrico do filtro passa-baixas incorporado ao sistema e o ponto de coleta dos dados.	105
4.19	Foto com detalhes do filtro incorporado ao sistema.	106
4.20	Vista inferior do sensor de radiação solar (célula de referência) instalado na mesma inclinação e orientação dos geradores fotovoltaicos, e detalhes da fixação dos termopares usados para obtenção da temperatura de costa do módulo fotovoltaico.	107
4.21	Variáveis de entrada e saída do sistema e seus dispositivos de aquisição de dados.	107
4.22	Caixa de interface entre termopares e sensor de radiação solar e o <i>Sunny Data Control Plus</i> .	108
4.23	Vista dos equipamentos instalados internamente ao prédio da administração do IEE/USP.	109
4.24	<i>Display</i> externo, entrada do prédio da ADM/IEE/USP, instalado para fins de demonstração e acompanhamento do funcionamento do SFCR.	109
4.25	Etapas da instalação dos equipamentos utilizados no processos de medição das grandezas elétricas.	110
4.26	Diagrama esquemático do SFCR e medidores de grandezas elétricas.	111
5.1	Produção de energia elétrica diária referente ao ano de 2004.	114
5.2	Instrumentação utilizada no procedimento de medida dos geradores fotovoltaicos.	116
5.3	Exemplos de curvas I-V de um módulo padrão e um módulo de teste, obtidas com a aplicação do procedimento descrito.	118

5.4	Tempo de operação e energia acumulada em função da temperatura do módulo (janeiro de 2004), grupos N3 e N4.	119
5.5	Tempo de operação e energia acumulada em função da temperatura do módulo (junho de 2004), grupos N3 e N4.	119
5.6	Variação sazonal da temperatura média dos módulos e a eficiência média de conversão dos geradores fotovoltaicos para cada grupo.	120
5.7	Variação das eficiências dos geradores fotovoltaicos e da temperatura ao longo do dia.	121
5.8	Variação da potência CC calculada (P_{mp}) e medida (P_{FV}) entregue ao inversor ao longo do dia, pelos grupos N1 a N8.	125
5.9	Variação da eficiência de seguimento do ponto de máxima potência em função da potência CC (P_{FV}) extraída dos geradores fotovoltaicos e variação da tensão CC ao longo do dia, grupos N1 a N4.	126
5.10	Variação da eficiência de seguimento do ponto de máxima potência em função da potência CC (P_{FV}) extraída dos geradores fotovoltaicos e variação da tensão CC ao longo do dia, grupos N5 a N8.	127
5.11	Variação da tensão CC ao longo do dia e sua comparação com os valores calculados para dias com diferentes perfis de irradiância.	129
5.12	Eficiências medida e calculada com as correspondentes perdas nos inversores referentes aos grupos N1 a N4.	132
5.13	Eficiências medida e calculada com as correspondentes perdas nos inversores referentes aos grupos N5 a N8.	133
5.14	Distribuição da tensão de operação (V_{CC}) e potência de perdas (P_{Perdas}), bem como a perda acumulada ao longo do ano de 2004 (Grupos N1 a N4).	135
5.15	Distribuição da tensão de operação (V_{CC}) e potência de perdas (P_{Perdas}), bem como a perda acumulada ao longo do ano de 2004 (Grupos N5 a N6).	136
5.16	Comparação entre os valores de eficiência calculados com os parâmetros levantados pelo Instituto de Energia Solar (IES) e pelo Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos (LSF) do IEE/USP e seus respectivos erros percentuais referentes aos valores de eficiências reais obtidos.	137
5.17	Variação da tensão de entrada CC e eficiência do inversor <i>SB1100</i> ao longo de um dia de funcionamento (geradores com 13 (N1) e 16 (N8) módulos de mc-Si conectados em série).	138

5.18	Comportamento típico da eficiência do inversor <i>SB1100</i> para um dia de céu claro: (a) - Geradores de mc-Si e (b) - Geradores de c-Si.	139
5.19	Esquema ilustrativo do procedimento de limitação de potência do inversor quando a potência disponível do gerador fotovoltaico excede a entrada limite do inversor. .	140
5.20	Caracterização do processo de limitação de potência do inversor (grupos N3, N4 e N5).	141
5.21	Saída de potência dos inversores, limitação da potência em 1.100 W CA e irradiância ao longo do dia: (a) - Geradores de <i>mc-Si</i> e (b) - Geradores de <i>c-Si</i> . . .	143
5.22	Potência CC entregue ao inversor e temperatura média dos módulos em função da irradiância incidente no plano do gerador.	144
5.23	Potência entregue pelo inversor ($P_{Saída}$) em função da irradiância incidente no plano do gerador fotovoltaico ($H_{(t,\beta)}$), correspondente aos grupos com maior potência instalada.	144
5.24	Distribuições de frequência e tempo acumulado em função da potência entregue pelo inversor ($P_{Saída}$) referente ao ano de 2004.	146
5.25	Distribuições de frequência e energia acumulado em função da potência entregue pelo inversor ($P_{Saída}$) referente ao ano de 2004.	147
5.26	Variação sazonal do rendimento global (PR), fator de capacidade (FC) e produtividade (Y_F) de cada grupo e do sistema como um todo, ao longo do ano de 2004.	149
5.27	Energia média diária produzida por cada grupo (dados referentes ao ano de 2004).	150
5.28	Curvas ajustadas aos pontos levantados experimentalmente: (a)- geradores de c-Si e (b)- geradores de mc-Si.	151
5.29	Curvas ajustadas aos pontos levantados experimentalmente, considerando todo o sistema.	152
5.30	Variação dos valores mínimos (a) e máximos (b) de produção diária de cada grupo, inversor-gerador, ao longo do ano (2004).	153
5.31	Distribuição dos kWh produzidos diariamente por cada grupo no ano de 2004 e a correspondente energia acunulada (N1 a N4).	154
5.32	Distribuição dos kWh produzidos diariamente por cada grupo no ano de 2004 e a correspondente energia acunulada (N5 a N8).	155
5.33	Produtividade em função do tamanho relativo gerador-inversor: (a)- Geradores de mc-Si e (b)- Geradores de c-Si.	156

LISTA DE TABELAS

1.1	Diferenças entre os esquemas de controle por tensão e corrente de um VSI.	24
3.1	Coefficientes de temperatura para módulos comerciais medidos ao ar livre sem isolamento da superfície posterior.	50
3.2	Parâmetros elétricos e Coeficiente de Temperatura do Ponto de Máxima Potência (γ_{mp}) de alguns módulos da tabela 3.1.	51
3.3	Localização e disponibilidade anual do recurso solar no plano de inclinação ótima do gerador fotovoltaico para as localidades analisadas nas simulações.	68
3.4	Dados utilizados para a análise do custo da energia produzida em função do FDI.	78
4.1	Características elétricas fornecidas pelos fabricantes dos módulos fotovoltaicos.	89
4.2	Potência máxima individual de placa para cada grupo de módulos.	90
4.3	Características fornecidas pelo fabricante.	95
5.1	Produção mensal de eletricidade, porcentagem da demanda suprida pelo sistema fotovoltaico, irradiação solar, rendimento global e temperatura média do módulo fotovoltaico.	113
5.2	Potência dos geradores fotovoltaicos, dados de placa e resultados das medidas.	115
5.3	Tamanho relativo do inversor (FDI), produtividade anual do gerador (Y_A) e perdas por captura (L_C) para cada um dos geradores referentes aos oito grupos analisados.	122
5.4	Parâmetros característicos, autoconsumo, rendimento anual médio e eficiência europeia	130
5.5	Parâmetros característicos, autoconsumo e <i>eficiência europeia</i>	131
5.6	Produção, rendimento global, fator de capacidade e produtividade, referentes ao ano de 2004, para cada grupo inversor-gerador.	148

RESUMO

Macêdo, W. N. **Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. 2006. 183p. Tese de Doutorado**

Esta tese apresenta a análise de resultados teóricos, correspondentes a simulações numéricas para várias localidades brasileiras, e experimentais, relativos ao sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFCE), de 11,07 kW_p, instalado na fachada do prédio da administração do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo (IEE/USP), enfatizando-se a influência da capacidade relativa entre o inversor e o gerador fotovoltaico, também conhecido como Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI). Apesar das diferentes localidades estudadas e dos diferentes tamanhos dos geradores fotovoltaicos, constatou-se que, para uma determinada faixa de FDI, as produtividades anuais obtidas em kWh/kW_p não diferem significativamente, indicando que o cuidado com a escolha de bons equipamentos torna-se mais relevante em termos energéticos do que a própria relação FDI.

Palavras-chave: conexão à rede, geração distribuída, sistemas fotovoltaicos, energia solar.

ABSTRACT

Macêdo, W. N. **Analysis of the Sizing Factor of the Inverter applied to grid-connected photovoltaic system.** 2006. 183p. PhD Thesis

This thesis presents the analysis of theoretical results, corresponding to numeric simulations for several locations in Brazil, and experimental results, relative to the grid-connected photovoltaic system (GCPVS) of 11.07 kW_p, installed in the facade of the administration building of the Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo (IEE/USP), emphasizing the influence of the relative size between the inverter and the photovoltaic generator, also known as Sizing Factor of the Inverter (SFI). In spite of the different location studied and of the different sizes of the photovoltaic generators, it was verified that for a SFI's certain range, the annual yields obtained in kWh/kW_p do not differ significantly, indicating that the care with the choice of good equipment, becomes more important in terms of energy production than the relation SFI itself.

key-words: grid-connection, distributed generation, photovoltaic systems, solar energy.

INTRODUÇÃO

O grande potencial hidroelétrico do Brasil torna seu sistema elétrico muito particular. O uso de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica (SFCR) em aplicações residenciais e industriais pode ser um dos caminhos para a diversificação da produção de eletricidade no país. Em termos estritamente econômicos, a inserção de sistemas fotovoltaicos na rede elétrica só se justifica se o custo da energia produzida por estes for comparável ao das fontes de energia convencionais, o que não é o caso no momento. Por outro lado, outros motivos como pesquisa, preocupação pelo futuro do fornecimento de energia, redução de emissão de poluentes, etc., têm dado origem à implementação de inúmeros programas de apoio à aplicação de SFCR em algumas regiões do mundo, de modo a torná-los um setor importante do mercado da tecnologia fotovoltaica.

É importante mencionar que mesmo que os SFCR ainda enfrentem uma barreira econômica consideravelmente alta, eles são de fundamental importância do ponto de vista estratégico da disseminação de utilização de fontes descentralizadas. Uma das principais vantagens da utilização desses sistemas é a possibilidade de integrá-los à arquitetura das edificações, possibilitando o aproveitamento do recurso solar disponível para geração de eletricidade no próprio local de consumo.

Com base nessa linha de atuação, o Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo (LSF/IEE-USP) tem executado projetos para avaliar esse tipo de aplicação. Dentre os objetivos desses projetos pode-se mencionar a avaliação do potencial da utilização da energia solar para geração de eletricidade a partir dos SFCR e a operação de diferentes configurações.

Os SFCR constituem a aplicação da energia solar fotovoltaica que maior expansão tem experimentado em vários locais do mundo. Já a experiência brasileira com a aplicação de SFCR é bem recente e limitada. Para se ter uma idéia, estão funcionando atualmente 19 sistemas, dos quais 17 estão localizados em instituições de pesquisa e apenas 2 encontram-se no setor privado. Porém, vale ressaltar que o número dessas aplicações no país vem aumentando gradativamente, o que implicará, mais cedo ou mais tarde, no desenvolvimento de pesquisas que forneçam mais detalhes sobre suas configurações, bem como o funcionamento dos SFCR na topologia de rede e nas características particulares do Brasil.

Apesar da quase totalidade dos sistemas estar localizada em instituições de pesquisa, poucos são os trabalhos que tentam retratar de maneira mais detalhada o funcionamento das diversas partes que constituem o sistema fotovoltaico conectado à rede (BURGER

& RÜTHER, 2006; GALDINO, 2004; JARDIM et al., 2004; KREZNINGER et al., 2004; MACÊDO & ZILLES, 2003).

Devido principalmente ao número reduzido de instalações, o dimensionamento de SFCR no Brasil é um problema ainda pouco estudado. Quando comparado às aplicações isoladas dos sistemas fotovoltaicos, que necessitam de armazenamento para um melhor casamento entre a geração e a carga, o dimensionamento dos SFCR é mais direto, uma vez que a rede elétrica age como um sistema de armazenamento, além de suprir os picos solicitados pela carga. Devido a essa maior flexibilidade no dimensionamento, o processo adotado se resume à escolha de módulos e inversor CC/CA para constituir o sistema, sem definição sobre a relação entre a capacidade do inversor (P_{Inv}^0) e a capacidade do gerador fotovoltaico (P_{FV}^0).

Segundo alguns autores, o dimensionamento da capacidade do inversor inferior à capacidade do gerador fotovoltaico usualmente conduz a um melhor funcionamento do sistema, principalmente em climas com pouca irradiação, onde a duração dos valores de pico da radiação solar é curta e, dessa forma, o limite máximo do inversor é pouco utilizado (DECKER et al., 1992; KELLER & AFFOLTER, 1995; KIL & WEIDEN, 1994; LOUCHE et al., 1994; PEIPPO & LUND, 1994b,a; SCHALKWIJK et al., 1997). Além disso, a eficiência e os níveis de distorção harmônica de corrente do inversor variam com o carregamento e são tipicamente menos adequados quanto operam abaixo de 50 % da potência nominal.

Com o propósito de obter a máxima energia de saída do SFCR, a potência nominal do gerador deve ser adequada à potência nominal do inversor. Em outras palavras, a potência nominal do gerador fotovoltaico, que é definida em condições especiais de teste, denominadas de condições padrão (*Standard Test Conditions - STC*: irradiância de 1.000 W/m², temperatura de célula de 25 °C e Massa de Ar (*AM*) de 1,5), e a potência nominal do inversor, que é geralmente a potência útil CA máxima que ele pode fornecer continuamente, devem ser dimensionados de modo a não subutilizar e nem sobrecarregar o inversor.

De acordo com várias pesquisas (BURGER & RÜTHER, 2006; PHOTON, 2004; KELLER & AFFOLTER, 1995; LORENZO, 2005; LOUCHE et al., 1994; MACAGNAN & LORENZO, 1992; NOFUENTES & ALMONACID, 1998; PEIPPO & LUND, 1994b,a; SCHALKWIJK et al., 1997), a questão da relação entre as potências do gerador e do inversor está sempre em evidência. Porém, segundo esses resultados, a relevância energética dessa relação não é tão grande quanto se supõe. Por outro lado, a diferença entre a potência de placa dos painéis e a potência que esses realmente fornecem, juntamente com o fato de quase sempre o gerador fotovoltaico trabalhar fora das condições padrão de teste, tornam-se argumentos geralmente utilizados como justificativa para o aumento da potência do gerador fotovoltaico

com relação à potência do inversor (PHOTON, 2004; MARTÍN, 1998). Contudo, alerta-se que a diferença entre os dados da potência nominal e a potência real vem a cada dia diminuindo (Photon, 2004). Por essa razão, as pesquisas desenvolvidas recentemente pelo *Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (FISES)* recomendam que a potência do inversor, nos SF CR, deva estar próxima da potência nominal dos geradores fotovoltaicos.

O que acontece é que, na prática, um gerador fotovoltaico raramente entrega sua potência nominal máxima. Por outro lado, obviamente, não há sempre um céu claro e livre de obstáculos e, assim sendo, o gerador fotovoltaico nem sempre tem disponível em seu plano a máxima quantidade de irradiância. Além do mais, a luz do sol nem sempre atinge o plano do gerador fotovoltaico no melhor ângulo e a célula solar aquece, atingindo valores de temperatura, em muitas ocasiões, bem superior aos 25 °C. Esses fatos fazem com que a potência fornecida pelo gerador fotovoltaico seja geralmente inferior ao valor nominal.

Apesar das questões levantadas anteriormente sobre o gerador fotovoltaico, não se pode esquecer que a eficiência de conversão de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA) é um parâmetro importante no dimensionamento de SF CR. Atualmente, os conversores de energia elétrica podem atingir rapidamente altos valores de eficiência, com um crescimento de 10 a 20 % da potência nominal CC disponível na entrada do mesmo. Inversores com transformadores possuem maiores perdas e, como conseqüência, a curva de eficiência tem uma evolução mais lenta à medida que a potência CC de entrada do inversor vai aumentando. Portanto, operar o inversor com valores muito abaixo da potência nominal, principalmente quando este possui uma evolução lenta em sua curva de eficiência, pode resultar em redução na eficiência média e no acréscimo do custo da energia, além de menor qualidade da energia fotogerada.

De acordo com os argumentos apresentados até então, originou-se, entre os planejadores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, a seguinte discussão: se o gerador fotovoltaico raramente fornece sua potência nominal de placa e o inversor não deve operar em baixa carga, então, porque não utilizar um inversor com potência menor que a do gerador? Isso pode ter um efeito positivo na quantidade de energia elétrica produzida pelo SF CR, uma vez que o inversor trabalhará mais freqüentemente na faixa mais apropriada de carregamento.

Nesse sentido, o sub-dimensionamento do inversor foi identificado no início da década de 1990 como uma possibilidade para reduzir o custo de um SF CR, uma vez que se utiliza um inversor menor, reduzindo assim o custo do kWp instalado, com um mínimo de alteração na produtividade (KIL & WEIDEN, 1994).

A maioria das publicações disponíveis sobre esse assunto baseia-se apenas em

cálculos e simulações. Porém, os estudos que utilizam ao mesmo tempo as ferramentas da engenharia de sistemas fotovoltaicos para simulações numéricas e dados experimentais ainda são poucos, especialmente no cenário brasileiro. Em ambos os casos, simulações e experimentos, a caracterização dos SFCR pode ser quantificada por intermédio de um parâmetro adimensional denominado de Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI), que nada mais é que a relação entre a potência nominal do inversor (P_{INV}^0) e a potência nominal do gerador fotovoltaico (P_{FV}^0).

Para localidades do norte, centro e sul da Europa, por exemplo, têm-se proposto respectivamente, as seguintes faixas de FDI: (0,65 - 0,8), (0,75 - 0,9) e (0,85 - 1) (MARTÍN, 1998). Estes valores diferem substancialmente quando comparados com outros valores existentes na literatura. Por exemplo, resultados experimentais obtidos para Portugal e Holanda, indicam que o inversor pode ser sub-dimensionado em, pelo menos, 67 % e 65 % da potência nominal do gerador fotovoltaico, respectivamente, sem qualquer perda de energia significativa (KIL & WEIDEN, 1994).

Infelizmente, encontram-se poucos trabalhos com resultados experimentais de sistemas operando com diferentes capacidades relativas de inversor. O mais comum é encontrar resultados de desempenho em termos de kWh/kWp, sem mencionar a relação entre o tamanho do inversor e o tamanho do gerador (JAHN & NASSE, 2004; MOORE, 2005; OTANI, 2004). Nesse contexto ainda se verifica a carência de resultados experimentais de sistemas operando com diferentes relações de FDI.

Ressalta-se, ainda, que ao comparar diferentes sistemas instalados no mundo encontram-se diferentes resultados em termos de kWh/kWp. Essas diferenças estão associadas a alguns fatores muitas vezes não esclarecidos com detalhes em suas origens (diferentes orientações, sistemas com seguimento solar, diferenças de disponibilidade do recurso solar, sombreamentos, etc.), o que, de certo modo, acaba gerando incertezas sobre suas causas. Daí a importância de divulgar a cada momento as experiências, comparando-as com as demais existentes em outras localidades, de modo que as distintas situações experimentadas possam contribuir para a construção do conhecimento das causas que proporcionam essas diferenças de resultados.

Olhando sob o ponto de vista das questões levantadas até o momento, existem várias razões que justificam o desenvolvimento desta tese. Primeiramente, o assunto aqui abordado foi pouco estudado considerando as peculiaridades brasileiras, seja de maneira teórica, tal como aborda Burger & Rüther (2006), ou muito menos associando dados teóricos e experimentais, onde destaca-se o trabalho desenvolvido por Dias (2006). Em segundo lugar,

destaca-se a dispersão nas faixas usadas para a relação entre as potências nominais do inversor e do gerador fotovoltaico, sendo que, em alguns casos, os valores propostos se contradizem quando comparados com valores extraídos de outras referências. Finalmente, considerando-se que em várias regiões do Brasil, têm-se números significativos de ocorrências da radiação solar acima de 1.000 W/m^2 , o que implica no aumento da probabilidade do gerador fotovoltaico fornecer a potência nominal, surge a seguinte questão: Quais FDI são mais adequados às particularidades brasileiras?

Com base nas diversas questões levantadas até então e na pergunta feita no parágrafo anterior, formulou-se a seguinte hipótese: As faixas de FDI utilizadas nas distintas regiões da Europa não são adequadas às particularidades brasileiras. A otimização de SFCR no Brasil se obtém com valores de FDI inferiores a 0,80.

De acordo com essa hipótese, propõe-se, nesta pesquisa, analisar os fatores que envolvem o tamanho do inversor com relação ao gerador fotovoltaico (FDI), aplicado aos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) no Brasil, bem como o estudo experimental de um sistema instalado no Instituto de Eletrotécnica e Energia (IEE) da Universidade de São Paulo, onde se pretende fundamentar os resultados.

Tentando preencher parte da lacuna existente nessa área do conhecimento, o objetivo desta tese é possibilitar a identificação de valores mais adequados da relação FDI para as particularidades brasileiras, bem como adquirir informações mais detalhadas sobre a utilização desse tipo de sistema no país. Para isso, este trabalho mostra dados operacionais de um SFCR de 11,07 kWp, composto por 8 grupos de inversor-gerador com diferentes relações de FDI, utilizando-se inversores de 1 kW. Esses dados foram coletados utilizando um sistema de aquisição que armazena médias em intervalos de 5 minutos. Objetiva-se também que a presente pesquisa possa servir como uma referência para a inserção de posteriores sistemas similares, esclarecendo aspectos relativos à influência do FDI na operação de SFCR.

As análises propostas aqui tiveram como instrumentos fundamentais, além da parte experimental, simulações numéricas que utilizam as ferramentas existentes na engenharia de sistemas fotovoltaicos, tendo como entrada de dados, dentre outras variáveis, as médias horárias de irradiância e suas correspondentes médias de temperatura ambiente, representativas de um ano de dados. Ressalta-se que a opção por dados horários está associada a maior disponibilidade dessa informação quando comparada às informações com intervalos de integração menores, como por exemplo, médias de 1 minuto, que, embora mais precisas, são também muito mais difíceis de serem disponibilizadas.

O trabalho encontra-se organizado da seguinte forma: No Capítulo 1 são apresen-

tados os principais conceitos básicos sobre SFCR, necessários ao aprofundamento do funcionamento dessa aplicação. No Capítulo 2 são apresentadas algumas particularidades importantes sobre a regulamentação da aplicação no país. No Capítulo 3, que constitui o início do foco principal da pesquisa, abordam-se algumas ferramentas existentes na engenharia de sistemas fotovoltaicos que são importantes na análise da sensibilidade do Fator de Dimensionamento do Inversor para cada localidade em particular, bem como os resultados obtidos para algumas regiões brasileiras, onde dados horários são utilizados como entrada em simulações numéricas. No Capítulo 4, faz-se uma descrição detalhada do SFCR instalado no Instituto de Eletrotécnica e Energia, da Universidade de São Paulo, o qual constitui o estudo de caso de onde informações práticas são extraídas, contribuindo para o entendimento do funcionamento dos SFCR. Finalmente, no Capítulo 5 apresentam-se as análises dos resultados obtidos a partir do sistema descrito no Capítulo 4, resultados estes que permitem caracterizar todo o sistema em termos do desempenho das diversas partes que o constituem, enfatizando a influência da capacidade relativa entre o inversor e o gerador fotovoltaico (relação FDI) e conclui-se a pesquisa com base nos resultados experimentais e simulações.

CAPÍTULO 1

CONCEITOS BÁSICOS SOBRE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE (SFCR)

Um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) pode ser definido como um conjunto de equipamentos que permitem transformar energia solar em energia elétrica e intercambiar essa energia com a rede elétrica de alta ou baixa tensão, dependendo da aplicação. Esses sistemas são constituídos basicamente por:

- Módulo(s) fotovoltaico(s): responsáveis pela captação e transformação de energia solar em energia elétrica CC;
- Sistema de condicionamento de potência: responsável pela transferência da energia CC produzida pelo(s) módulo(s) à rede elétrica CA, e pela operação adequada do sistema com a rede elétrica;
- Rede elétrica: responsável pelo transporte da energia produzida pelo sistema fotovoltaico e outras fontes aos centros de consumo ou carga, funcionando como uma espécie de sistema de armazenamento com capacidade infinita;
- Carga elétrica: utiliza a energia elétrica produzida pelos geradores, podendo também afetar o funcionamento do SFCR.

Dependendo da aplicação requerida e dos componentes utilizados, os SFCR têm algumas diferenças que são abordadas a seguir.

1.1 Sistemas conectados à rede

Dois tipos de instalações fotovoltaicas conectadas à rede são apresentadas nesta seção; grandes centrais fotovoltaicas e uma forma alternativa de geração distribuída em unidades localizadas diretamente no ponto de consumo.

1.1.1 Grandes centrais

Uma grande central fotovoltaica fornece a potência à rede elétrica instantaneamente por meio de um ou mais inversores e transformadores (figura 1.1). Esses sistemas utilizam inversores comutados pela rede para evitar a operação isolada e, em geral, são equipados com seguidor de ponto de máxima potência (SPMP).

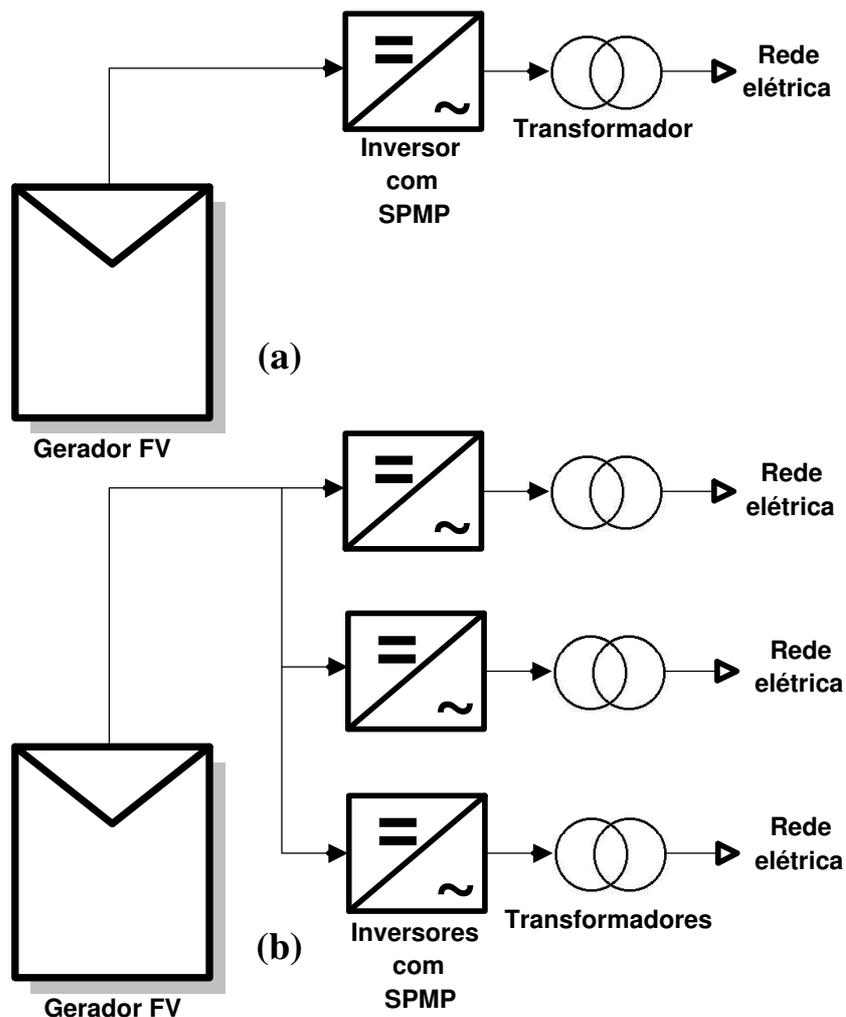


Figura 1.1: Configurações de SFCR centralizados com um (a) ou vários inversores (b).

Fonte: Markvart (1994).

A figura 1.2 mostra a primeira central fotovoltaica de 1 MW de potência nominal em módulos de silício cristalino, montados em sistema de seguimento em dois eixos, em um deserto próximo a Hysperia, no sul da Califórnia (MARKVART, 1994). Essa instalação foi construída em 1982, próximo a uma subestação e, segundo Strong & Scheller (1993), levou menos de nove meses para ser concluída, suprindo cerca de 100 MWh/mês à rede elétrica de transmissão de alta tensão da concessionária, com poucas interrupções.



Figura 1.2: Primeiro sistema fotovoltaico centralizado.

Fonte: Markvart (1994).

Grandes centrais fotovoltaicas conectadas à rede, como a mencionada anteriormente, têm a desvantagem de, por ocuparem grandes áreas, estarem geralmente afastadas do centro de consumo, necessitando de sistema de transmissão e distribuição até o ponto de consumo. Na figura 1.3 ilustra-se a configuração básica desse tipo de aplicação.

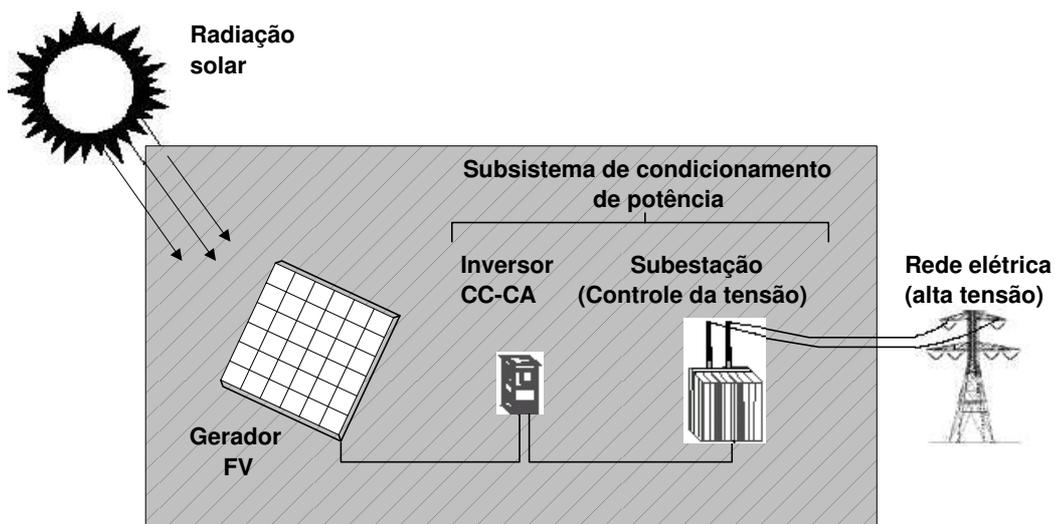


Figura 1.3: Diagrama esquemático de uma central fotovoltaica.

Apesar das grandes centrais fotovoltaicas terem potência muito inferior quando comparadas com as grandes centrais hidroelétricas, nucleares, etc., não há nenhuma barreira técnica ou qualquer restrição quanto à confiabilidade desses sistemas.

1.1.2 SFCR em edificações

Os SFCR em edificações são essencialmente constituídos por um gerador fotovoltaico, um conversor CC/CA (inversor) e as cargas CA locais. Essa configuração, além de aliviar a demanda da rede durante o dia, permite um intercâmbio de energia entre o SFCR e a rede elétrica, proporcionando um atendimento continuado, sem a necessidade de baterias.

No diagrama de um SFCR descentralizado (monofásico ou bifásico) da figura 1.4, mostram-se as funções que precisam ser satisfeitas para otimização da interface entre a potência proveniente do gerador fotovoltaico (lado CC) e a potência da rede (lado CA).

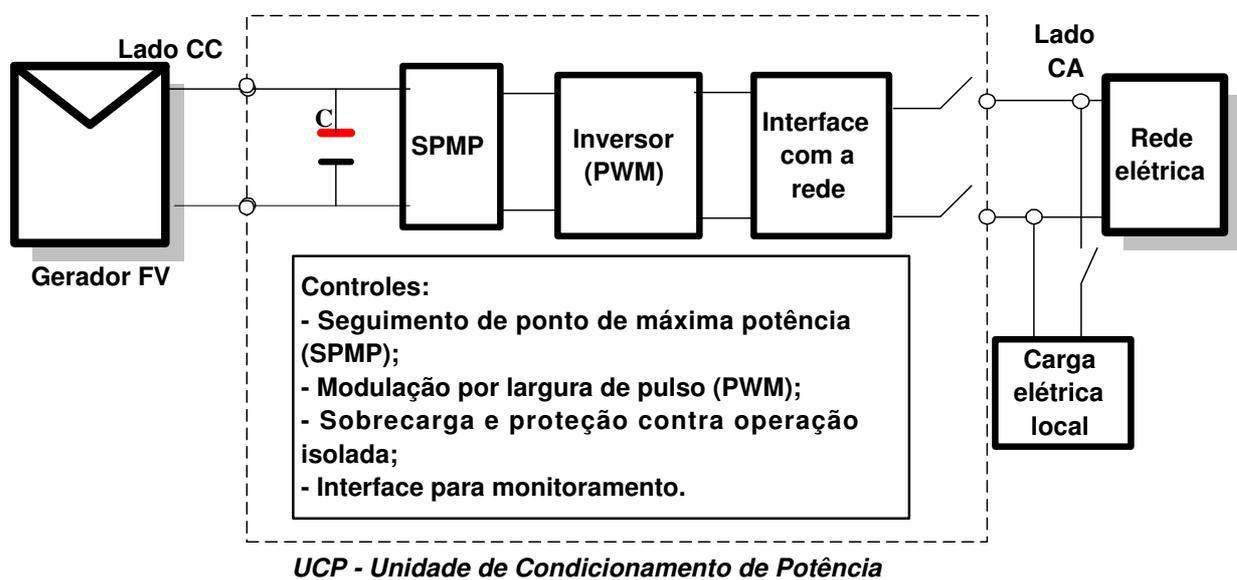


Figura 1.4: Diagrama funcional de um SFCR descentralizado.

Como o gerador fotovoltaico fornece potência CC em função da radiação solar no plano do gerador ($H_{t,\beta}$) e da temperatura da célula (T_C), para otimizar a produção é necessário seguir o Ponto de Máxima Potência (PMP) do gerador fotovoltaico com a maior precisão possível.

O inversor é responsável pela conversão da potência CC em CA com Fator de Potência (FP) o mais próximo da unidade e a maior eficiência possível. Um inversor equipado com Modulação por Largura de Pulso (*Pulse Width Modulation - PWM*) e transformador de alta frequência é frequentemente utilizado.

Uma vez que a carga demandada flutua instantaneamente, um pequeno armazenamento (capacitor C) é necessário para balancear essas flutuações, mantendo pequenas as flutuações (ondulações) da tensão CC. Isso se baseia no fato de que em um sistema monofásico ou bifásico a potência instantânea oscila em duas vezes a frequência da linha. A oscilação da potência CA também causa uma oscilação (*ripple*) de duas vezes a frequência da rede na

tensão e na potência do lado CC do gerador fotovoltaico (CALAIS, 1998).

O retângulo pontilhado da figura 1.4 representa a Unidade de Condicionamento de Potência (UCP), que liga o lado CC com o lado CA. O sistema pode ser constituído de uma UCP única para todo o gerador fotovoltaico, ou tantas UCP's quantos forem os módulos que constituem o sistema de produção.

1.2 Interação com a rede elétrica

Nos SFCR, o elemento que condiciona a potência fotovoltaica para sua posterior injeção na rede elétrica é o inversor. O inversor utilizado em um SFCR difere daquele utilizado em unidades isoladas (Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares - SFD) pelo fato de que, na maioria das aplicações, ele só funciona quando ligado à rede elétrica. As estratégias de operação dos SFCR estão estritamente associadas à configuração utilizada e mais ainda ao tipo de inversor empregado.

Nesse tipo de aplicação o inversor não funciona somente como um sistema de condicionamento da potência de saída do gerador fotovoltaico, mas atua como controle do sistema e como meio através do qual a potência elétrica gerada flui para a rede elétrica da concessionária de distribuição ou transmissão. Esse equipamento geralmente utiliza a tensão e a frequência da rede elétrica como parâmetros de controle, para assegurar que a saída do SFCR esteja totalmente sincronizada com a tensão da rede elétrica. Em alguns inversores mais sofisticados utilizados em SFCR, a impedância de entrada da rede, no ponto de conexão, também é incorporada como parâmetro de controle; em outras palavras, o monitoramento da rede é feito pela determinação da impedância de entrada da mesma. Isso permite conectar o inversor em um maior número de pontos, facilitando significativamente a instalação.

Uma questão que merece ser ressaltada está relacionada aos SFCR residenciais, onde o período de pico da geração fotovoltaica raramente coincide com o pico de carga da residência. Assim sendo, dependendo da relação entre a capacidade de geração dos SFCR e da carga instalada no local, pode ocorrer que a produção seja muito maior que o consumo nesse período. Esse aspecto pode se tornar um problema em alimentadores que possuam muitos SFCR com excedente de produção, causando elevações de tensão que podem superar os limites admissíveis, tal como os estabelecidos pela Resolução N^o 505¹ da ANEEL (2001).

Uma das grandes vantagens do SFCR é que os inversores utilizados nesse tipo de sistema são construídos sem a preocupação de suportar surtos muitas vezes requeridos pelas

¹Faixa de valores adequados das Tensões de Leitura (TL) em relação à Tensão Nominal (220/127 Volts):(201≤TL≤ 231)/ (116≤TL≤ 133).

cargas, tal como acontece nos SFD. Isso se deve ao fato de que a rede elétrica atenderá qualquer surto de carga solicitado; contudo, um bom dimensionamento dos inversores é de fundamental importância nesse tipo de aplicação. O inversor deve ser cuidadosamente especificado em função da saída do gerador fotovoltaico e dos parâmetros que fazem a interface com a rede elétrica.

De um modo geral, do ponto de vista dos componentes individuais, uma instalação de um SFCR é bastante parecida com a de um sistema isolado. Porém, existem diferenças fundamentais na interação interna dos componentes, particularmente com respeito ao inversor. Ou seja, um SFCR não pode ser confundido com um sistema isolado sem baterias; uma abordagem sucinta sobre esse aspecto pode ser encontrada em Strong & Scheller (1993).

Nas aplicações de SFCR em edificações, onde o inversor é referenciado como o condicionador de potência, a potência CC de saída do gerador fotovoltaico é convertida para CA com a qualidade exigida pela carga e a rede elétrica. Assim, dependendo da potência gerada pelo SFCR e da demanda flutuante da edificação, a potência CA poderá fluir para a carga, para a rede, ou para ambas.

O SFCR, em geral, não pode operar sem a presença do sinal da rede elétrica. Portanto, nos casos em que se deseje utilizar a potência CC produzida pelo SFCR durante períodos em que a rede elétrica estiver fora de operação, faz-se necessária a instalação de um segundo inversor, capaz de operar de maneira isolada, ou a utilização de um inversor capaz de trabalhar com e sem a rede elétrica. Contudo, para garantir a segurança frente aos eventuais serviços de operação e manutenção, as concessionárias requerem que o SFCR desconecte-se imediatamente da rede elétrica, sempre que ela falhe.

1.2.1 Evolução dos inversores para conexão à rede elétrica

Num primeiro momento, somente inversores com potência nominal superior a 1 kW eram fabricados para conexão à rede elétrica. Esses, por sua vez, necessitavam de geradores constituídos de várias associações série-paralelo, e cada ramo série com muitos módulos.

Os inversores trifásicos eram geralmente comutados pela rede e usavam tiristores. Inversores monofásicos de pequeno porte eram comumente projetados como um dispositivo autocomutado com separação galvânica feita por um transformador de alta frequência (Trafo de AF). Esse último conceito de inversor necessita de um número significativo de componentes, tal como ilustra a figura 1.5, o que, de certa forma, comprometia a confiabilidade desse equipamento.

Dessa forma, os novos projetos ressurgiram retomando novamente o conceito de

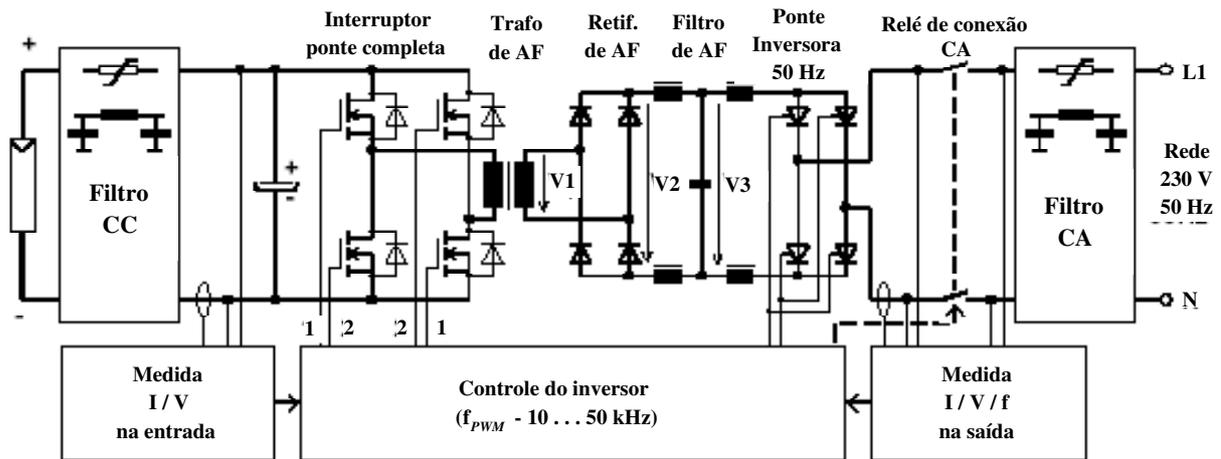


Figura 1.5: Inversor com transformador de alta frequência.

Fonte: Modificado de Haeberlin (2001).

transformadores de baixa frequência. A figura 1.6 mostra o diagrama de circuito de um desses inversores utilizados comercialmente.

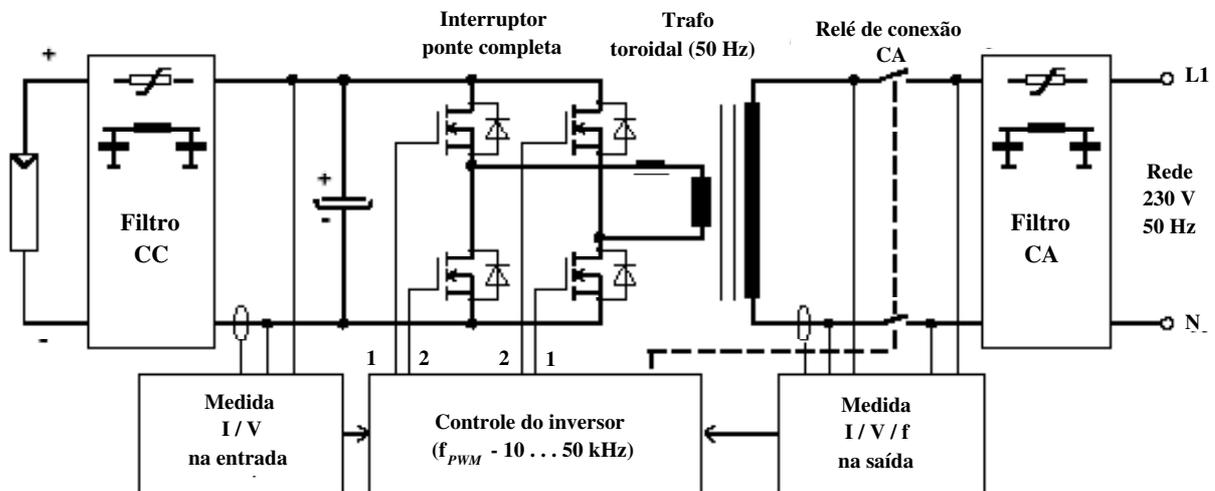


Figura 1.6: Inversor com transformador de baixa frequência.

Fonte: Modificado de Haeberlin (2001).

Logo depois, surgiram no mercado os inversores trifásicos autocomutados com modulação *PWM*. Poucos anos depois, com o propósito de reduzir custos e problemas de segurança causados pela maior complexidade do gerador do lado CC, novos conceitos tais como o de *string* e módulos CA surgiram no mercado. Mais detalhes sobre essas configurações são abordados em tópicos subsequentes.

Dentre todos os aspectos mencionados anteriormente, um dos processos mais importantes na evolução dos inversores usados em SFCR sempre esteve relacionado às perdas de conversão CC-CA. Uma importante fonte de perdas nesse tipo de equipamento está associada ao transformador. Vários estudos revelaram que a retirada do transformador, sob as mesmas condições, pode proporcionar um incremento na eficiência de até 2% (BONN, 2002; JIMÉNEZ, 2005; HAEBERLIN, 2001; SET, 2002). Por volta de 1995, novos inversores sem transformador surgiram no mercado. A figura 1.7 mostra um diagrama de circuito de um desses inversores.

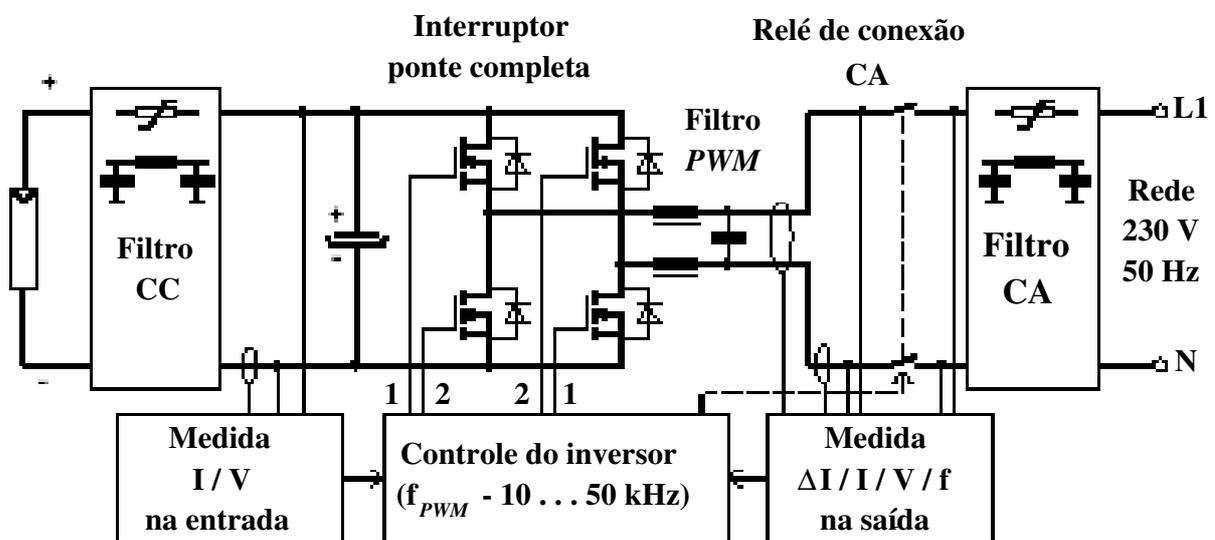


Figura 1.7: Inversor sem transformador.

Fonte: Modificado de Haeberlin (2001).

Atualmente, dada a crescente utilização dos SFCR em muitos países, uma regulação restrita tem se desenvolvido para os equipamentos de conexão à rede. Como reflexo, para o uso em grande escala dessa aplicação, se requer que o sistema que realiza a conversão CC/CA tenha uma alta densidade de potência, seja rápido, e apresente alto rendimento. A figura 1.8 mostra um diagrama de blocos de um SFCR convencional, o qual utiliza um transformador de baixa frequência para obter isolamento elétrico entre o gerador fotovoltaico e a rede.



Figura 1.8: SFCR utilizando transformador de baixa frequência.

Nesse caso, o transformador impede que o sistema possa reduzir seu tamanho e peso, dado que a baixa frequência de operação implica em uma baixa densidade de potência. Para resolver este problema, vários métodos utilizando transformadores de alta frequência e menor tamanho têm sido objeto de estudos (JIMÉNEZ, 2005).

No diagrama da figura 1.9, o tamanho do transformador é reduzido utilizando-se um inversor em alta frequência (JIMÉNEZ, 2005). No entanto, faz-se necessário utilizar dois circuitos de controle com diferentes processos de comutação, ocasionando perdas mais elevadas devido à conexão em cascata das etapas de processamento de potência de alta frequência, além de que a energia reativa não flui pelo retificador.

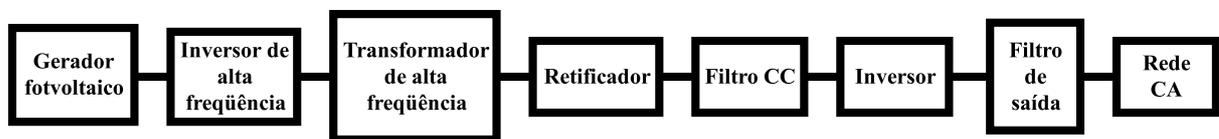


Figura 1.9: Utilização de transformador de alta frequência em aplicações fotovoltaicas.

1.2.2 Configurações e componentes

Existem diversas configurações de sistemas monofásicos de processamento da energia produzida por SFCR, empregando as mais diversas topologias de conversores estáticos, operando com chaveamento em baixa ou em alta frequência. Podem-se dividir essas configurações, basicamente, em quatro grupos:

1. Topologias com um único estágio inversor (não-isoladas);
2. Topologias com um único estágio inversor (isoladas);
3. Topologias com múltiplos estágios de conversão (isolados);
4. Topologias com múltiplos estágios de conversão (não-isolados).

Uma abordagem mais detalhada sobre essas topologias pode ser encontrada em Rodrigues et al. (2003). A figura 1.10 mostra os diagramas de bloco representativos de cada uma dessas topologias. Vale ressaltar que o isolamento galvânico entre o lado CC e CA facilita o processo de utilização de proteções, como é o caso do aterramento do lado CC. Em vários SFCR, por motivos de diminuição de custos e de complexidade, o isolamento galvânico do lado CC não é utilizado, o que traz dificuldades em relação ao aterramento.

Uma outra classificação ainda mais abrangente, associada às diversas formas de se conceberem os SFCR, no que se refere à topologia do inversor utilizado, ou às configurações

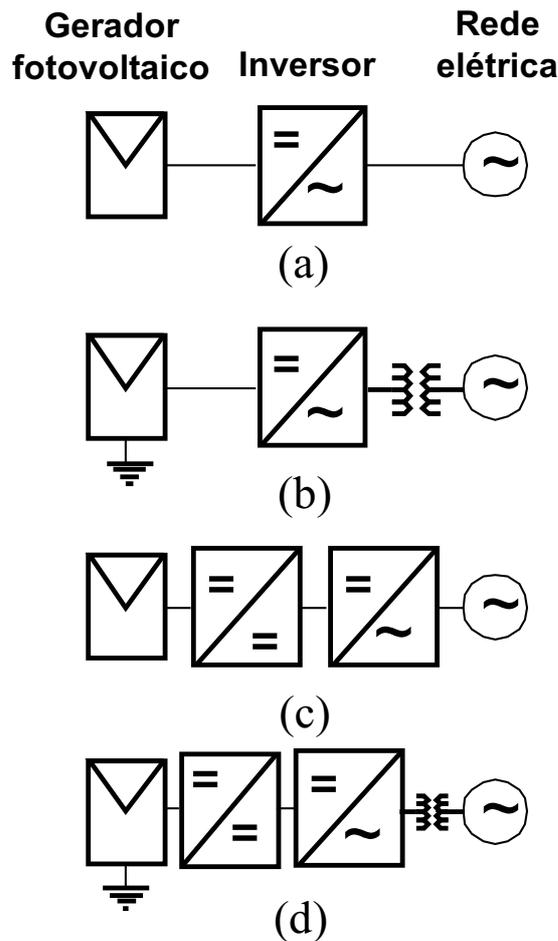


Figura 1.10: Classificação dos tipos de sistemas monofásicos de processamento de energia fotovoltaica. Topologias com: (a) único estágio inversor, não-isolado; (b) único estágio inversor, isolado; (c) múltiplos estágios de conversão, não-isolada; (d) múltiplos estágios de conversão, isolada.

de gerador-inversor, ou ainda ao emprego de módulos CA, também é bastante utilizada como segue:

1. Sistemas com uma única combinação gerador-inversor centralizada;
2. Sistemas com várias combinações gerador-inversor descentralizadas (*string-configuration*);
3. Módulos CA;
4. Sistemas com várias combinações de gerador e um único inversor centralizado (*multi-string-configuration*).

Sistemas com uma única configuração gerador-inversor centralizada são comumente usados em instalações fotovoltaicas de grande escala (grandes centrais), com faixa de potência de 20 - 400 kW (ABELLA & CHENLO, 2004).

Atualmente, sistemas menores utilizam o conceito de *strings*. Segundo Abella & Chenlo (2004), esse conceito foi introduzido no mercado europeu em 1995, quando a SMA² lançou o inversor *SWR 700*. Com base na característica modular do gerador fotovoltaico, cada gerador é conectado a um inversor na faixa de potência entre 1 e 3 kW, fornecendo energia à rede elétrica na qual estão conectados. Vale ressaltar que algumas instalações em grande escala também têm utilizado esse conceito. Atualmente há um número maior de sistemas que utilizam o conceito de *String* do que o de sistemas centralizados.

Uma terceira classificação está associada à utilização de módulos CA. Um módulo CA, é uma combinação de um módulo fotovoltaico e um inversor. O inversor converte a potência CC do módulo em potência CA e a injeta na rede elétrica convencional. O controle no inversor monitora continuamente a tensão e a frequência da rede e inibe o funcionamento do inversor se os parâmetros da rede estiverem fora dos valores predeterminados.

O inversor é instalado junto ao encapsulamento e na parte posterior do módulo, ou sobre a estrutura de suporte, próximo do mesmo. Isto é ilustrado na figura 1.11.

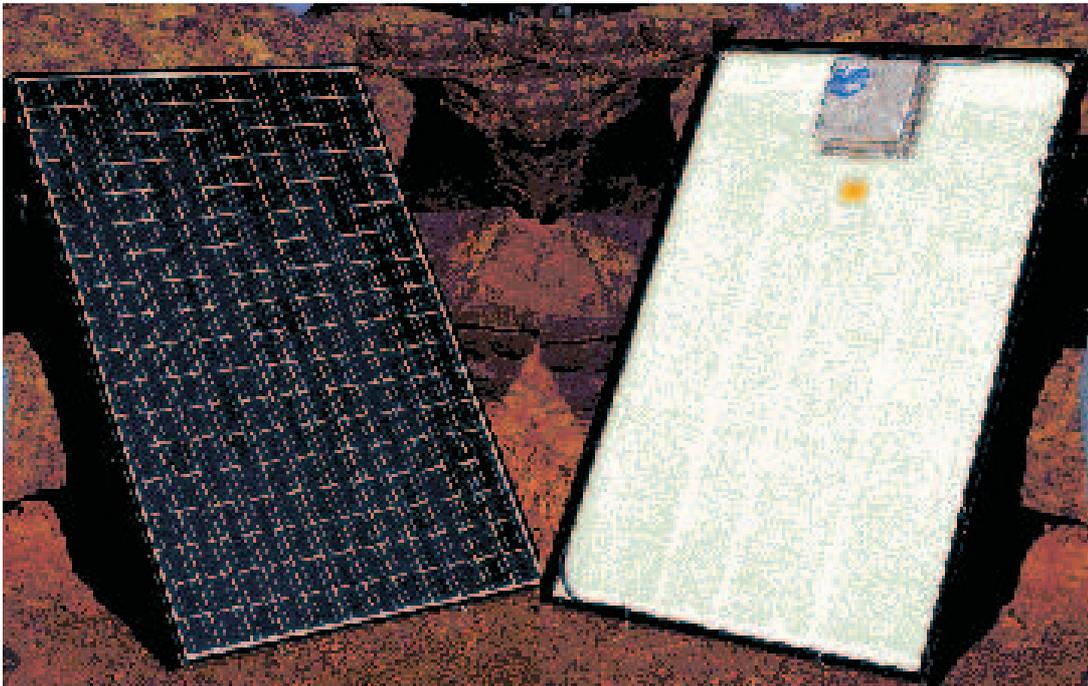


Figura 1.11: Vista das partes frontal e posterior de um módulo CA.

Recentemente, o conceito de sistemas com vários geradores e um único inversor central (em inglês, *multi-string-configuration*) entrou no mercado e é entendido por alguns autores como uma aproximação intermediária entre os sistemas que utilizam o conceito de *String* e os módulos CA. A figura 1.12 permite visualizar as configurações mencionadas anteriormente.

²Empresa alemã fabricante de equipamentos eletrônicos-microprocessados.

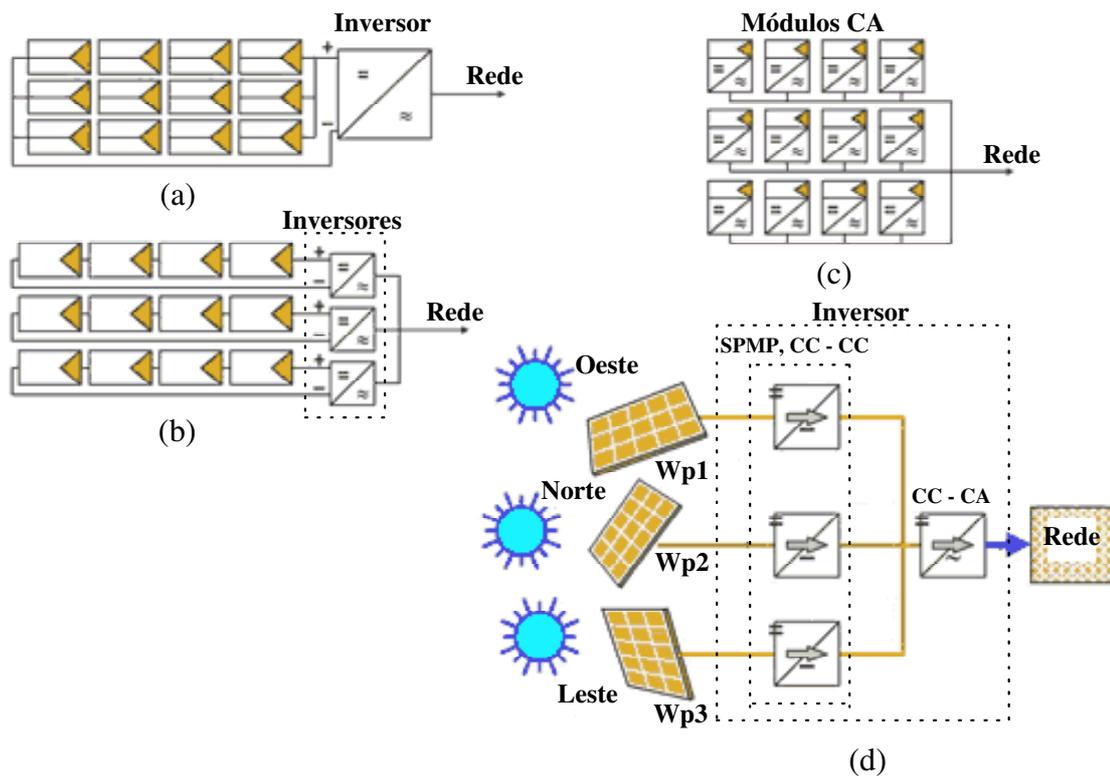


Figura 1.12: Conceitos básicos de projeto para SFCR: (a) Sistemas com uma única combinação gerador-inversor centralizada; (b) Sistemas com várias combinações gerador-inversor descentralizadas (*string-configuration*); (c) Módulos CA; (d) Sistemas com várias combinações de gerador e um único inversor centralizado (*multi-string-configuration*).

Fonte: Modificado de Abella & Chenlo (2004).

1.2.3 Conexão com a rede elétrica - ponto de conexão

O uso de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica era, até pouco tempo, influenciado pelas topologias dos inversores utilizados e dos padrões de conexão exigidos pela concessionária local. No entanto, a disseminação dessa aplicação por meio de políticas de incentivos faz com que as particularidades desses sistemas, assim como sua interação com a rede elétrica, possibilitassem uma série de configurações que implicaram em várias formas de controle e conexão com a rede. Em consequência, surgiram várias formas de se computar os fluxos para efeito de faturamento ou não.

Na atualidade, a tendência para a utilização da configuração baseada no conceito de *string* implica em uma certa padronização no que se refere à combinação gerador fotovoltaico mais inversor, principalmente quando se fala nas aplicações em edificações. No entanto, a conexão e a consequente interação com a rede elétrica dependem também do tratamento dado a essa alternativa de geração de eletricidade, em cada localidade específica.

As configurações e componentes abordados no tópico anterior são importantes para a definição de projetos de SFCR. Porém, ressalta-se que as configurações desses sistemas não se limitam apenas à topologia do conversor estático ou inversor, à combinação gerador-inversor, ou mesmo ao tipo de módulo empregado, mas também aos demais componentes que constituem o sistema. Os elementos básicos que constituem um SFCR podem ser considerados, para fins de análise dos fluxos de potência, tal como segue:

- Gerador fotovoltaico: responsável pela transformação da energia do Sol em energia elétrica CC;
- Quadros de proteção: podem conter alarme ou não, além de disjuntores, fusíveis e outras proteções;
- Inversor: transforma a corrente contínua (CC) produzida pelo gerador fotovoltaico em corrente alternada (CA);
- Contadores ou medidores de energia: medem a energia produzida e consumida;
- Rede elétrica: meio físico pelo qual a energia elétrica flui.

Com base nesses elementos básicos, várias são as possibilidades ou configurações que podem ser implementadas para que uma instalação fotovoltaica seja efetivamente conectada à rede elétrica de baixa tensão. Essas configurações são muitas vezes definidas de acordo com a existência ou não de regulamentações e incentivos. A seguir, são abordadas algumas configurações que possibilitam um melhor entendimento da relevância dessas questões no desenvolvimento da aplicação fotovoltaica.

Nos SFCR, o fornecimento de energia à rede elétrica (ponto de conexão) pode ser realizado através de um medidor que registra o fluxo de potência em ambos os sentidos (*net-metering*). De acordo com a abordagem realizada por Roberto (2002), esta forma de tarifação permite ao consumidor compensar seu consumo de eletricidade com a sua geração própria num período determinado (geralmente um ano), sem levar em consideração o período de consumo ou geração de energia. A figura 1.13 mostra um diagrama esquemático dessa configuração, onde o medidor 1 permite que o proprietário da instalação monitore o quanto de energia está fluindo para a rede, enquanto o medidor 2 faz o balanço entre o que flui da edificação para a rede elétrica e da rede para a edificação, permitindo dessa forma que a energia excedente produzida pelo SFCR seja descontada.

Essa configuração torna-se interessante para localidades onde não há nenhum incentivo a esse tipo de produção de energia, como é o caso brasileiro, e o único retorno é a

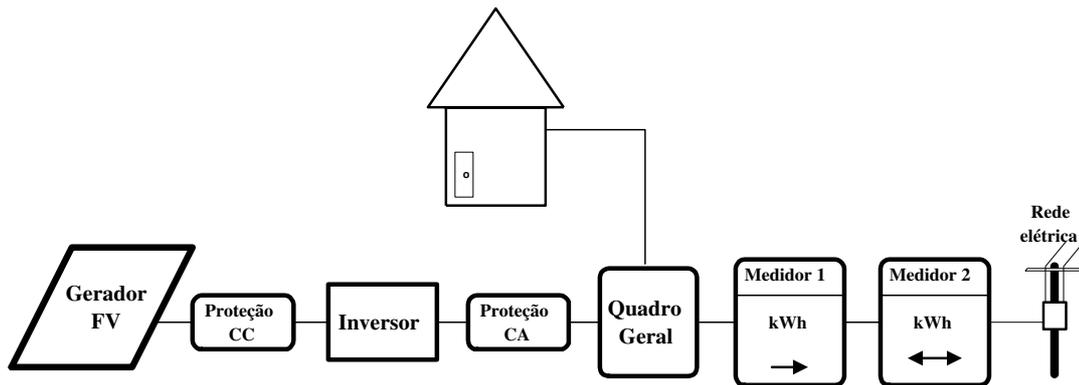


Figura 1.13: Configuração de um SFCR em localidades sem incentivos.

redução do consumo interno da edificação onde o mesmo está instalado. Por outro lado, em locais onde há demanda social a favor da energia fotovoltaica, torna-se propício o estabelecimento de normativas que valorizem a eletricidade fotogerada, tal como acontece na Espanha com o Real Decreto 2818, de 1998, posteriormente revisado em 2004 (ME, 2004), onde a retribuição obtida pelos produtores com a transferência de energia elétrica à rede dá-se através de uma premiação estipulada de acordo com a potência instalada. A configuração adotada na Espanha é representada na figura 1.14.

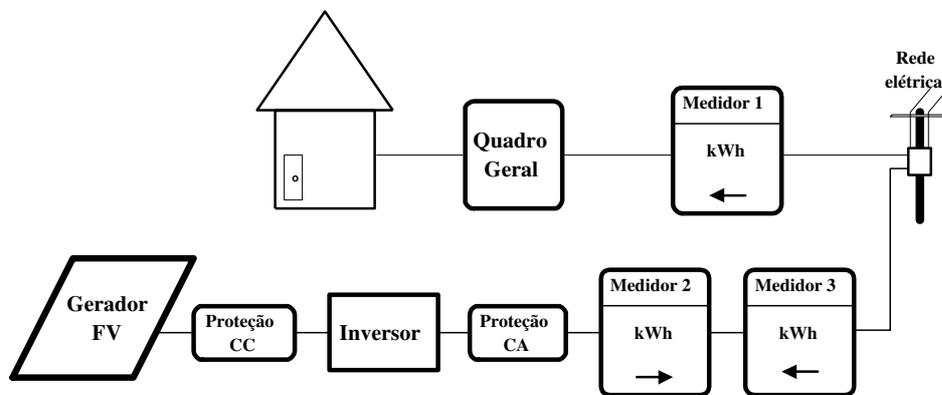


Figura 1.14: Configuração de um SFCR em localidades da Espanha.

Na configuração acima, o medidor 2 mede a energia produzida (que neste caso corresponde à energia que é enviada à rede elétrica), para que possa ser faturada à companhia nos preços autorizados, enquanto que um contador secundário, medidor 3, mede os pequenos consumos dos equipamentos que constituem o SFCR para descontá-los da energia produzida. O medidor 1 mede o consumo da edificação tarifada conforme valor específico.

Nota-se que o faturamento da energia gerada por um SFCR pode ser efetuado de várias formas, implicando em diferentes pontos e formas de conexão. Essas questões podem ser melhor ilustradas com base em exemplos representativos de uma determinada localidade. Supondo-se que em uma determinada região os SFCR tenham obrigatoriamente que ser conec-

tados no quadro geral da edificação e que somente o excedente que é fornecido à rede elétrica seja beneficiado com incentivos, a configuração da figura 1.15 pode ser utilizada como padrão.

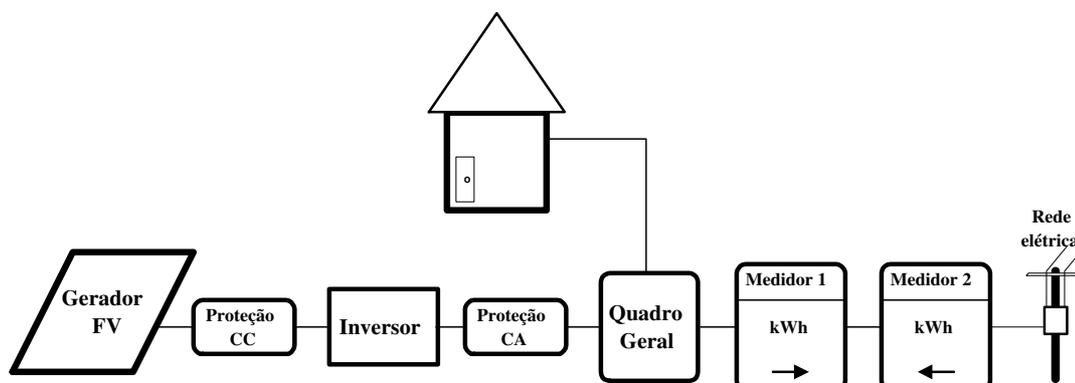


Figura 1.15: Configuração de um SFCR em localidades onde a conexão é feita obrigatoriamente no quadro geral da edificação e somente o excedente é beneficiado com incentivo.

Por outro lado, se toda a energia produzida pelo SFCR, instalado na região mencionada no parágrafo anterior, for beneficiada com incentivos, independentemente do ponto de conexão, permitindo também que o excedente seja descontado no consumo final, a configuração da figura 1.16 torna-se a mais interessante.

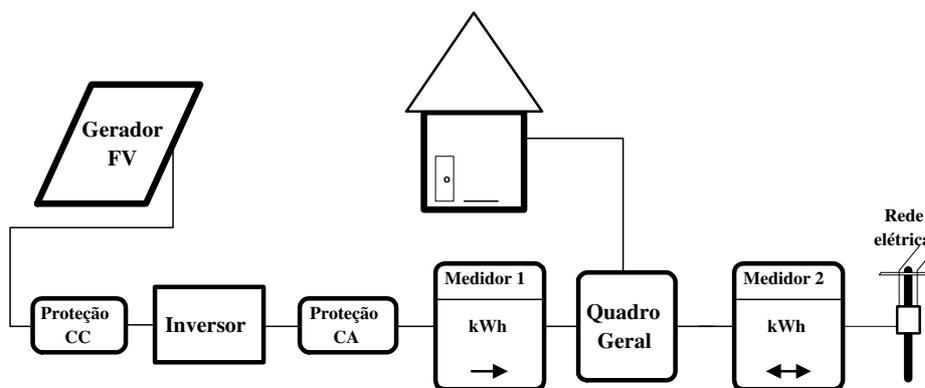


Figura 1.16: Configuração de SFCR em localidades onde toda a energia produzida é beneficiada com incentivos, independentemente do ponto de conexão.

Através das duas últimas análises, é possível observar alguns aspectos interessantes. Na primeira situação (figura 1.15), o benefício dado pelo excedente provavelmente levaria o proprietário ou responsável da edificação na qual o SFCR está instalado, a reduzir o seu consumo para vender mais excedente à rede elétrica, beneficiando-se duplamente. Isso se torna ainda mais provável de acontecer quando se trata de sistemas residenciais, nos quais há maior facilidade em administrar a carga. Na segunda situação (figura 1.16), além da redução das perdas (carga localizada no ponto de conexão), essa configuração permite também a redução do consumo pelo sistema *Net-Metering*, permitindo ao proprietário administrar o seu consumo, beneficiando-se também desse aspecto.

No caso específico do Brasil, onde a situação atual em termos de incentivos e regulamentação relacionados a essa aplicação é desfavorável, as configurações apresentadas nas figuras 1.13 e 1.16 tornam-se as mais apropriadas para disseminação desses sistemas.

1.3 Estratégias de operação e conexão de inversores usados em SFCR

As estratégias de operação dos SFCR estão estritamente associadas à configuração utilizada e, mais ainda, ao tipo de inversor empregado. Os inversores usados nos SFCR podem ser divididos basicamente em dois grupos: os comutados pela rede elétrica, ou *LCI* (*Line-Commutated Inverter*), e os autocomutados, ou *SCI* (*Self-Commutated Inverter*). Os primeiros, por questões de segurança e sincronismo são os mais utilizados, enquanto que os autocomutados são usados em aplicações menores, em particular, quando se quer manter o atendimento durante o período de ausência da rede elétrica.

Esses equipamentos normalmente operam automaticamente, sem interação com o usuário, desconectando-se da rede elétrica quando a geração fotovoltaica não é mais possível (como por exemplo, à noite) e reiniciando sua interação com a rede elétrica no dia seguinte, uma vez que o nível da radiação solar seja suficiente para alimentar o sistema de controle e a conexão com a rede. Em algumas situações, são incorporados controles que permitem mudar o ponto de operação do inversor empregado em um SFCR. Essa última função pode ser muito importante em situações onde a potência de saída do gerador é maior do que a potência máxima CC permitida pelo fabricante do inversor, permitindo limitar a potência de entrada do equipamento através da mudança do ponto de operação.

Uma outra forma de classificação para os inversores usados em SFCR inclui os tipos fonte de tensão, *VSI* (*voltage-source inverter*), e fonte de corrente, *CSI* (*current-source inverter*). O inversor *VSI* é um sistema no qual o lado CC é uma fonte de tensão, podendo ser obtida do lado CA uma forma de onda de tensão de amplitude constante e largura variável. Já o tipo fonte de corrente é um sistema no qual o lado CC é uma fonte de corrente e uma forma de onda de corrente de amplitude constante e largura variável pode ser obtida do lado CA.

No caso particular dos SFCR, a saída CC do gerador fotovoltaico já é uma fonte de tensão, e por essa razão, um inversor tipo fonte de tensão é freqüentemente empregado. Abordando o desempenho dinâmico dos inversores empregados em SFCR, Hübner et al. (1994) menciona o fato de que o gerador fotovoltaico opera melhor com um circuito intermediário de tensão, devido a sua característica não linear próximo ao ponto de máxima potência.

Para uso de um circuito intermediário de corrente a estabilização é complicada, por causa da variação acentuada na característica da curva de potência do gerador fotovoltaico, tal como mostra a figura 1.17. Contudo, a principal desvantagem da utilização direta de inversores *VSI* é a necessidade de vários painéis fotovoltaicos em série, a fim de manter a tensão no barramento CC maior que o pico de tensão da rede elétrica (RODRIGUES et al., 2003).

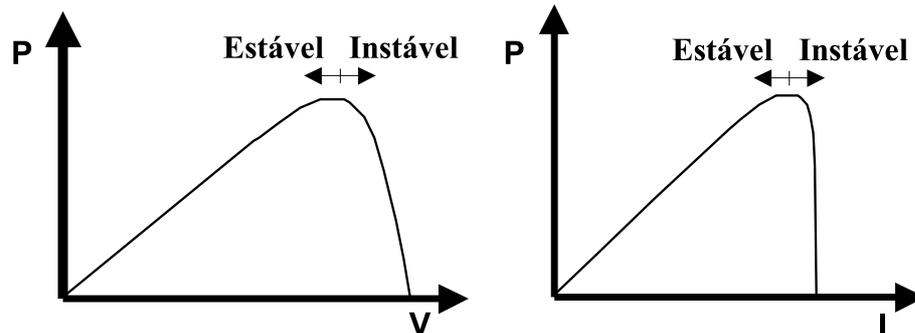


Figura 1.17: Curva característica de potência dos geradores fotovoltaicos.

O inversor tipo fonte de tensão, ou *VSI*, quando observado do lado CA, pode ser operado tanto como fonte de tensão quanto como fonte de corrente, somente mudando seu esquema de controle. Quando o controle do inversor é realizado como fonte de tensão (esquema de controle por tensão), o valor de tensão a ser entregue é usado como referência e o controle é realizado para obter a forma de onda de tensão correspondente ao valor de referência. A figura 1.18 mostra o circuito de um inversor *VSI* associado a técnicas de modulação por largura de pulso (*PWM*) utilizando chaveamento em alta frequência.

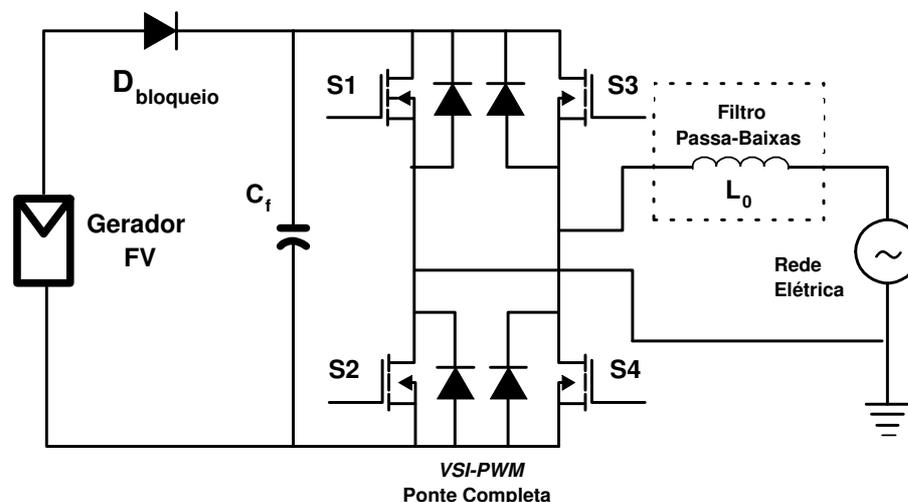


Figura 1.18: Inversor *VSI* monofásico.

Através de controle *PWM* para a forma de onda, esse sistema determina o tempo de chaveamento comparando a forma de onda senoidal a ser entregue na saída com a forma

de onda triangular da onda de alta frequência, conduzindo a pulsos de amplitude constante e de diferentes larguras. Nessa configuração, uma forma de onda contendo menos componentes harmônicas de baixa ordem pode ser obtida.

Por outro lado, quando o controle é realizado como fonte de corrente (esquema de controle por corrente), a forma de onda da corrente instantânea a ser entregue na saída é utilizada como valor de referência. O dispositivo de chaveamento é ligado ou desligado, variando a tensão de saída e ao mesmo tempo fazendo com que a corrente de saída se assemelhe com o valor de referência da corrente dentro de certa tolerância. A tabela 1.1 mostra as diferenças entre os esquemas de controle por tensão e corrente.

Tabela 1.1: Diferenças entre os esquemas de controle por tensão e corrente de um VSI.

Circuito principal do inversor	Esquema de controle por tensão	Esquema de controle por corrente
Objeto de controle	Tensão CA	Corrente CA
Corrente de curto-circuito	Alta	Baixa
Operação isolada	Possível	Impossível

Fonte: Ishikawa (2002)

O esquema de controle por corrente é extensivamente usado em inversores empregados em SFCR, pois um alto fator de potência pode ser obtido, através de um circuito de controle relativamente simples, além de permitir a supressão da corrente transiente proveniente de qualquer perturbação, tal como mudanças de tensão que ocorrem no sistema elétrico de potência da concessionária. A figura 1.19 mostra um exemplo de configuração do circuito de controle de um inversor *VSI* com esquema de controle por corrente.

Uma outra característica importante, relacionada à estratégia de operação utilizada por esses equipamentos, está associada ao fato de que a conexão com a rede elétrica só é efetuada quando os parâmetros da rede são verificados e considerados como aceitáveis para o fornecimento de eletricidade, iniciando-se a partir de então o monitoramento constante da rede elétrica.

Depois de efetuada a conexão com a rede elétrica, qualquer variação acentuada de alguns dos parâmetros da rede (tensão, frequência) poderá caracterizar uma falha. Alguns inversores detectam falhas com base em valores da impedância de entrada da rede elétrica, que não são aceitáveis para a conexão. Essas falhas geralmente podem ser evitadas aumentando-se a bitola dos cabos utilizados para a conexão em CA.

Vale ressaltar que a desconexão e o desligamento ou chaveamento do inversor, no caso de interrupção da rede elétrica, deve ser assegurada. Se a distribuidora de eletricidade

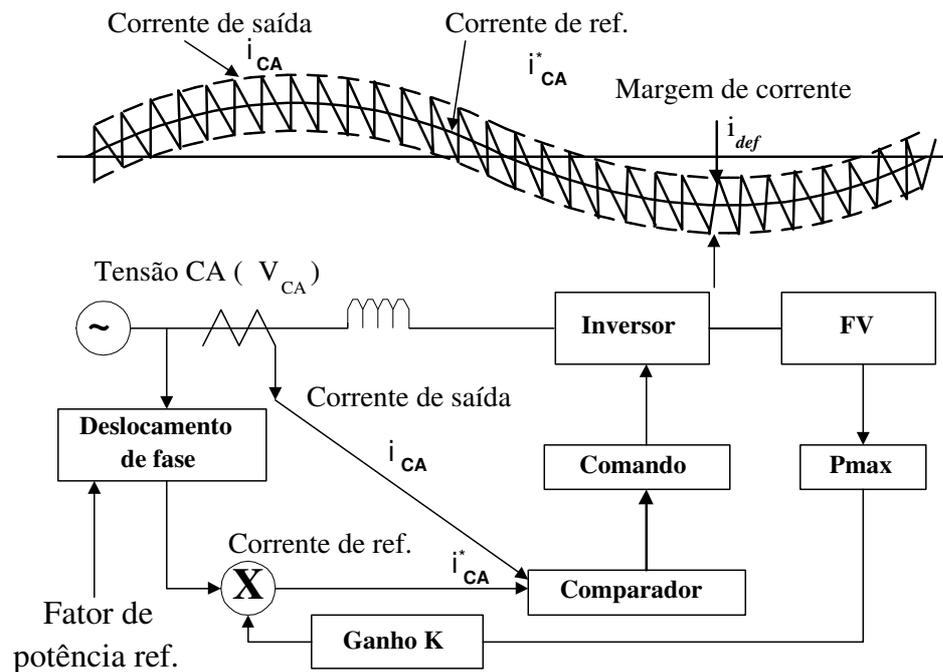


Figura 1.19: Exemplo de configuração do circuito de controle de um inversor tipo fonte de tensão com esquema de controle por corrente.

Fonte: Modificado de Ishikawa (2002)

desconecta parte de sua rede elétrica, por exemplo, para alguma manutenção, esta deve ter a garantia de que nenhum SFCR está atuando sobre a mesma.

1.3.1 Inversor comutado pela rede

Como o inversor comutado pela rede elétrica, também conhecido como *Line-Commutated Inverter (LCI)*, é amplamente utilizado em SFCR, torna-se necessário detalhar algumas de suas características mais importantes. Esse tipo de inversor é projetado para operar somente quando a rede elétrica estiver em funcionamento, para garantir uma desconexão e desligamento do inversor de maneira segura, além de evitar sua operação isolada.

A complexidade desses inversores aumenta de acordo com as exigências da regulação nos países em que esses são fabricados. Atualmente esses equipamentos monitoram a qualidade da rede elétrica, verificando constantemente a frequência, a tensão e a impedância da mesma. Sistemas de detecção de operação isolada mais antigos somente avaliavam a tensão das fases da rede elétrica.

De acordo com a abordagem sobre as várias topologias de inversores monofásicos utilizados em SFCR feita por Rodrigues et al. (2003), no final da década de 1980, a maioria

dos sistemas de processamento de potência fotovoltaica eram baseados em inversores *CSI* tiristorizados, comutados pela rede, como mostra a figura 1.20. Suas principais vantagens são: robustez, simplicidade e alta eficiência. Entretanto, tais sistemas apresentam um baixo fator de potência, injetando na rede uma corrente com elevada distorção harmônica e alto fator de deslocamento, o que precisa ser compensado através de filtros.

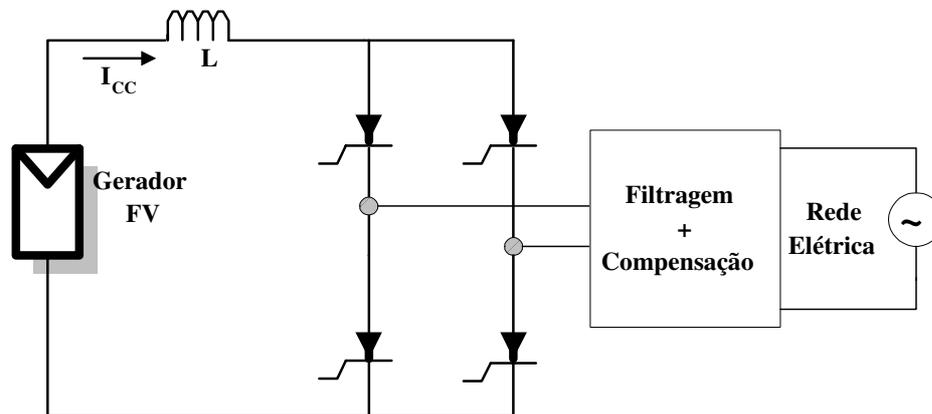


Figura 1.20: Inversor tiristorizado comutado pela rede.

Muitos conceitos de inversores comutados pela rede são usados, principalmente no que se refere às aplicações monofásicas de pequeno porte. Alguns deles combinam um sinal de referência e a sincronização com a tensão da rede, usando a forma de onda de tensão da própria rede como sinal de referência. Nesse caso, se a tensão da rede estiver distorcida, o sinal de referência também estará “poluído” e, como consequência, o laço de controle do inversor “poluirá” a corrente de saída do mesmo.

A figura 1.21 mostra um diagrama de blocos de um inversor *LCI* monofásico, atualmente empregado em SFCR. Esse inversor é baseado em uma unidade de potência que opera com frequência elevada. Uma ponte à base de *IGBT* converte a tensão CC vinda do gerador fotovoltaico para um circuito secundário CA de alta frequência (16 kHz). A potência é então injetada na rede, após ser processada por um transformador de corrente de núcleo toroidal, devidamente filtrado.

É importante mencionar que o capacitor de saída do inversor pode ser o principal responsável pela configuração do circuito ressonante junto com a reatância da rede elétrica (reatâncias do transformador e cabo). Esses efeitos não são detectados ou reduzidos pela corrente do laço de controle do inversor, se essa não for otimizada para isso. Os aspectos mencionados a seguir contribuem para a distorção da corrente de saída do inversor, quando este interage com uma rede elétrica, cuja forma de onda de tensão já é em si distorcida:

- O sinal de referência é uma cópia da tensão da rede;

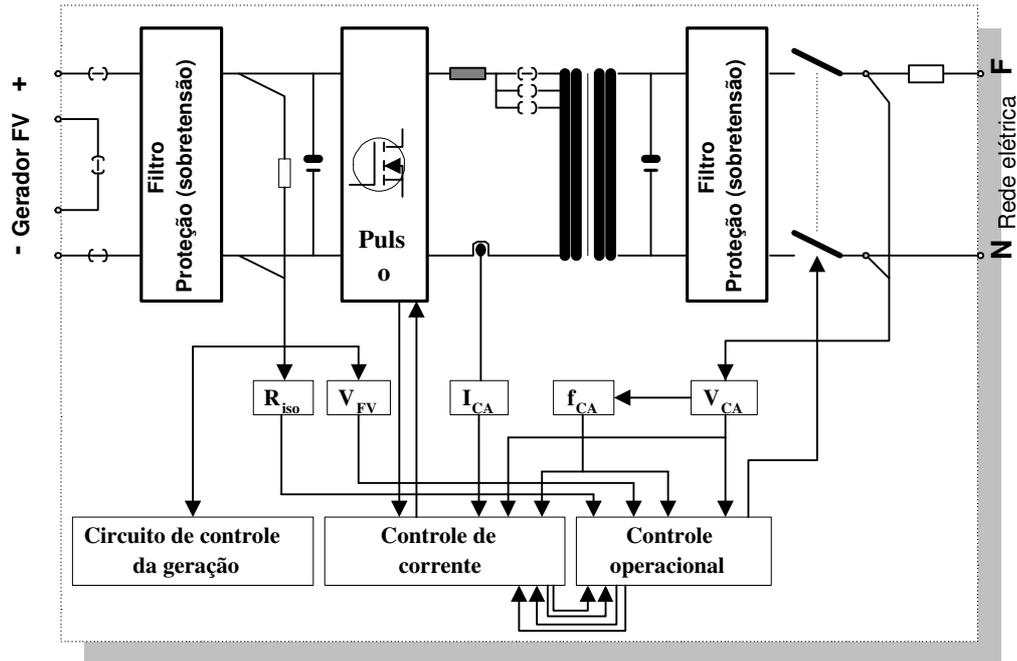


Figura 1.21: Diagrama de blocos de um inversor *LCL*.

Fonte: Modificado de SMA (2002).

- A impedância de saída é baixa;
- A capacitância de saída é alta.

Por outro lado, para minimizar a distorção de corrente de saída do inversor, as seguintes estratégias podem ser utilizadas:

- O processamento do sinal de referência deve ser feito de modo a se ter uma senóide;
- A impedância de saída deve ser elevada;
- Uma baixa capacitância de saída deve ser usada como filtro.

1.3.2 Conexões monofásica, bifásica e trifásica

Neste tópico faz-se uma breve abordagem sobre os tipos de conexões utilizadas pelos SFCR, os quais estão, mais uma vez, associados ao tipo de inversor usado, bem como à topologia da rede elétrica local. Nesta abordagem é dada uma maior ênfase aos sistemas trifásicos. No entanto, ela pode ser aplicada a sistemas de distribuição monofásicos ou bifásicos, quando necessário.

Tipicamente, SFCR com mais de 10 kW são conectados a um sistema de distribuição trifásico. Grandes instalações fotovoltaicas conectadas à rede elétrica têm histori-

camente utilizados inversores trifásicos. Porém, nos últimos anos tem-se observado o aumento significativo do emprego de configurações de sistemas que utilizam o conceito de várias combinações de gerador-inversor descentralizadas, para todos os tamanhos de SFCR.

Alguns fabricantes de inversores defendem a tese de que a utilização de várias combinações de gerador-inversor descentralizadas (*string-configuration*) para conexão à rede elétrica é mais simples que combinar um único gerador de módulos fotovoltaicos conectado a um inversor central. Isso se deve ao fato de que a utilização de um inversor central, associado a um grande gerador fotovoltaico, exige mais cuidado no cabeamento CC e pode acarretar mais perdas. Esse circuito deve trabalhar com uma tensão nominal CC elevada (por exemplo, 600 V), conter proteção contra sobre-corrente para cada um dos ramos de circuito individual de módulos em série que constituem o gerador, e um barramento CA exclusivo para o único circuito de saída do inversor central. Esses grandes centros de coleta são mais difíceis de serem construídos, possuem custos elevados, além de muitos não estarem listados no *UL 1741*³.

A figura 1.22 ilustra o circuito simplificado de um inversor trifásico de 10 kW existente no mercado, o qual está em concordância com a *UL 1741*, bem como com a prática recomendada para conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica (*IEEE-929*)⁴.

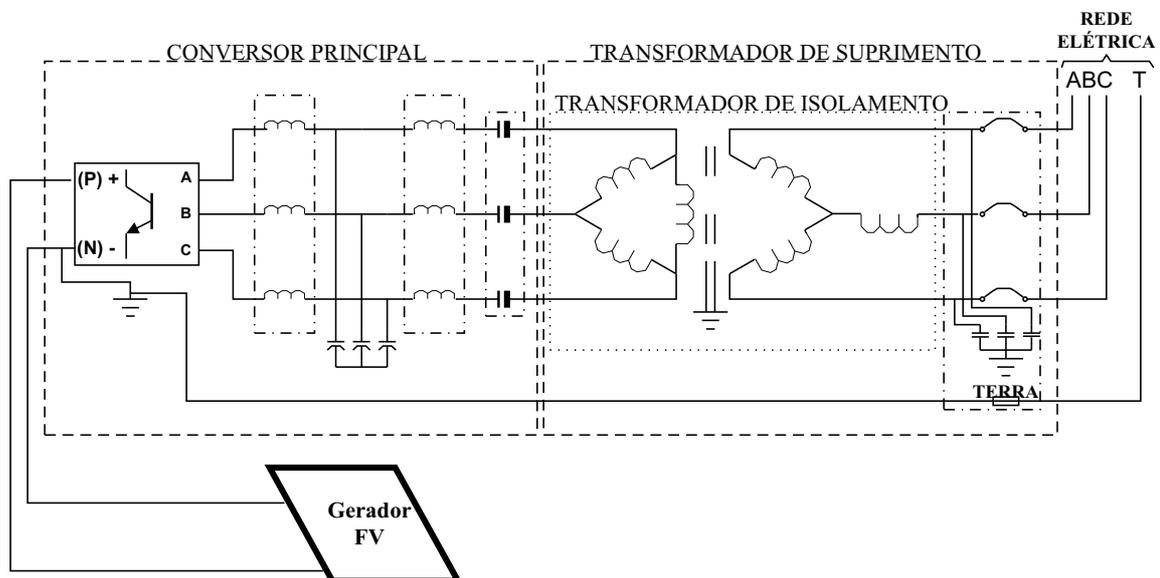


Figura 1.22: Esquema simplificado de um inversor trifásico.

Fonte: Modificado de Xantrex/Trace (2001).

³É o procedimento de testes desenvolvido pelo *Underwriters Laboratories (UL)* para inversores e controladores de carga usados em sistemas fotovoltaicos; esses testes verificam se as recomendações da norma *IEEE-929* estão ou não sendo cumpridas.

⁴Promove regulamentação relacionada a equipamentos e funções necessárias para assegurar a operação compatível de sistemas fotovoltaicos que estão conectados em paralelo com a rede elétrica

No que se refere à utilização de inversores monofásicos (ou bifásicos), a solução mais simples para a conexão das saídas de múltiplos inversores em um único ponto do sistema de distribuição é feita geralmente através de um quadro de distribuição dedicado ao SFCR, tal como indica a figura 1.23. Esse quadro pode ser instalado próximo aos inversores de modo a minimizar a distância de vários pares de fiação.

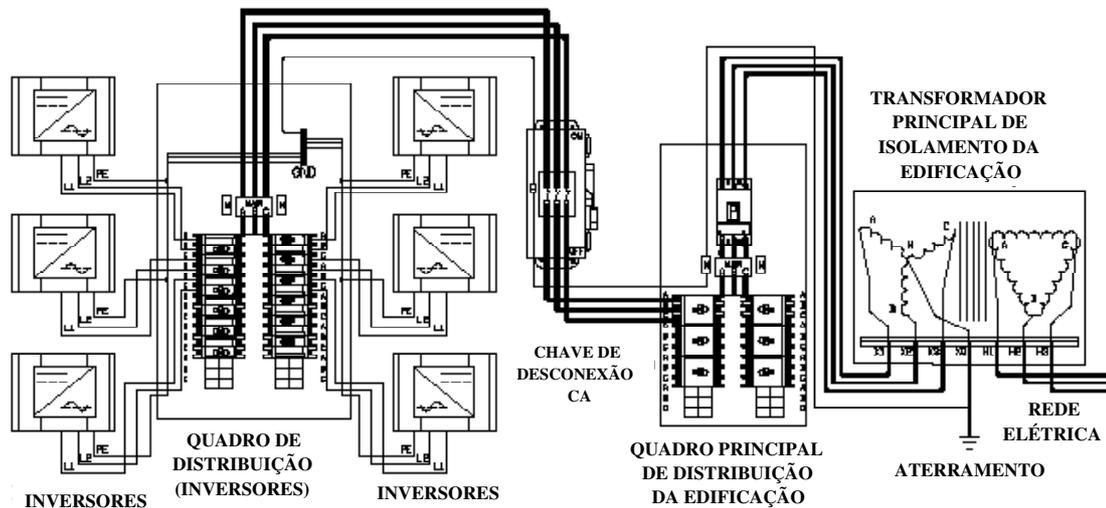


Figura 1.23: Sistema de distribuição trifásico usando múltiplos inversores monofásicos.

Fonte: Modificado de Sheldon (2002).

Nessa forma de instalação, deve-se dar a devida importância para o balanceamento da conexão dos inversores pelas três fases do sistema de distribuição. Além disso, cada inversor deve conter sua própria proteção contra sobre-corrente. Isso pode ser solucionado através da utilização de circuitos de proteção bipolares ou fusíveis instalados em ambas as fases do inversor.

Para calcular o tamanho do quadro de distribuição trifásico dedicado ao SFCR, deve-se primeiramente calcular a corrente por fase. A figura 1.24 ilustra uma configuração possível com três inversores instalados em um sistema de distribuição trifásico, bem como o diagrama fasorial a ser considerado no cálculo das correntes de fase.

A instalação de um inversor monofásico no sistema de distribuição trifásico brasileiro é relativamente simples, uma vez que a maioria desses inversores é importada, e geralmente fabricada de forma a fornecer tensões que variam entre 190 a 250 V_{CA} , permitindo a instalação entre duas fases, na maior parte do sistema de distribuição existente no país (127 V_{CA} , fase-neutro e 220 V_{CA} , fase-fase). Além do mais, a maioria desses equipamentos é munida de um transformador de isolamento interno. Esse transformador permite que o inversor

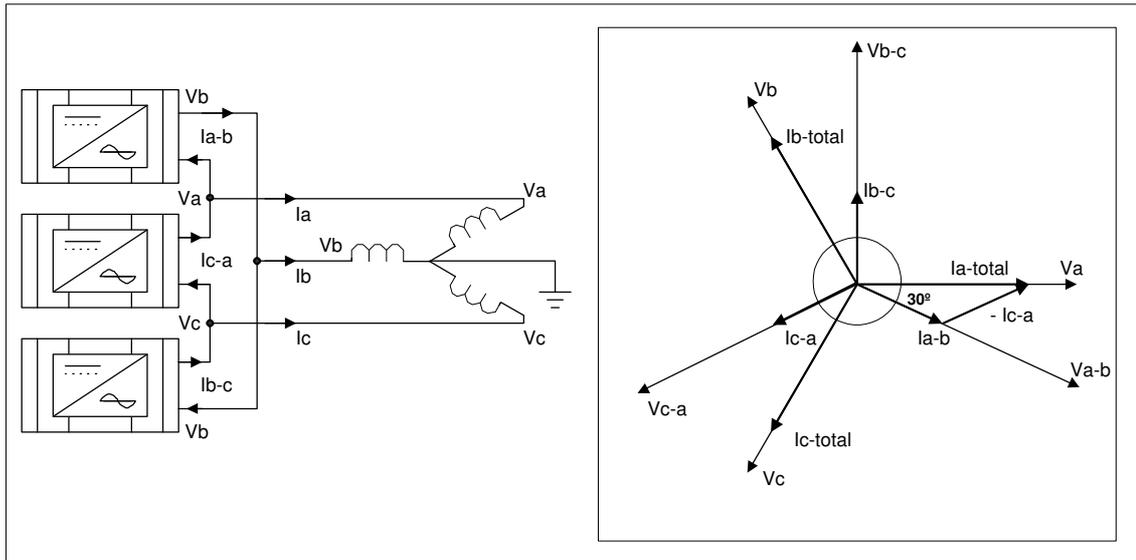


Figura 1.24: Esquema simplificado e diagrama fasorial para conexão de múltiplos inversores à rede elétrica trifásica.

Fonte: Modificado de Sheldon (2002).

trabalhe com qualquer configuração de sistema de distribuição (aterrado ou em flutuação).

Como já mencionado, a maior parte dos inversores são fabricados para fornecer corrente fase-fase, e, portanto, só podem ser conectados a um sistema de distribuição trifásico de forma equilibrada na configuração delta. A conexão fase-fase possui a vantagem de eliminar a corrente de neutro originada do desequilíbrio causado pela conexão de inversores monofásicos ao neutro do sistema de distribuição CA. Além do mais, em muitas situações o sistema de detecção de operação isolada pode ser ativado em caso de um desequilíbrio excessivo entre as fases do sistema.

Portanto, um balanceamento adequado do número de inversores conectados ao sistema de distribuição é um fator importante para uma operação adequada dos SFCR, assegurando que todos os condutores do sistema de distribuição possuam o mesmo carregamento, ou seja, uma quantidade equivalente de corrente. Essa característica dos sistemas bifásicos é extremamente importante quando comparado a aplicações que utilizam inversores monofásicos, uma vez que estes podem causar um desbalanceamento excessivo de tensão, devido a valores elevados de corrente em qualquer uma das fases. As figuras 1.25 e 1.26 ilustram, respectivamente, a fachada do Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), e o esquema elétrico do sistema de 4,8 kWp ligado em delta instalado na (UFRGS).

Muitos dos inversores disponíveis comercialmente para a aplicação em SFCR in-



Figura 1.25: Fachada do prédio do Laboratório de Energia Solar da UFRGS com os módulos instalados.

Fonte: Krenzinger et al. (2004).

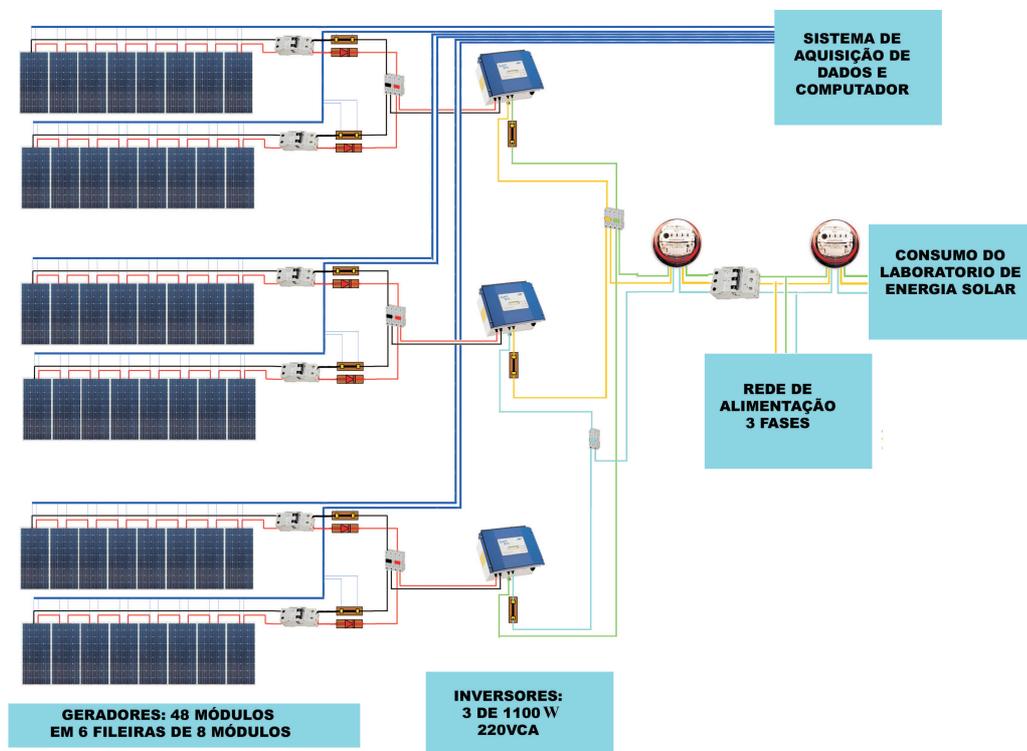


Figura 1.26: Esquema ilustrativo das ligações elétricas do sistema.

Fonte: Krenzinger et al. (2004).

cluem um transformador de isolamento no seu circuito interno. Esse componente possibilita a seleção de uma tensão CC aceitável, compatível com os componentes que constituem o SFCR, além de evitar a realimentação através da terra entre o gerador fotovoltaico e a rede elétrica.

A eliminação do transformador permite a conexão galvânica entre a rede elétrica e o gerador fotovoltaico e, como conseqüência, correntes de fuga podem fluir através da capacitância entre o gerador fotovoltaico e a terra, tal como ilustra a figura 1.27.

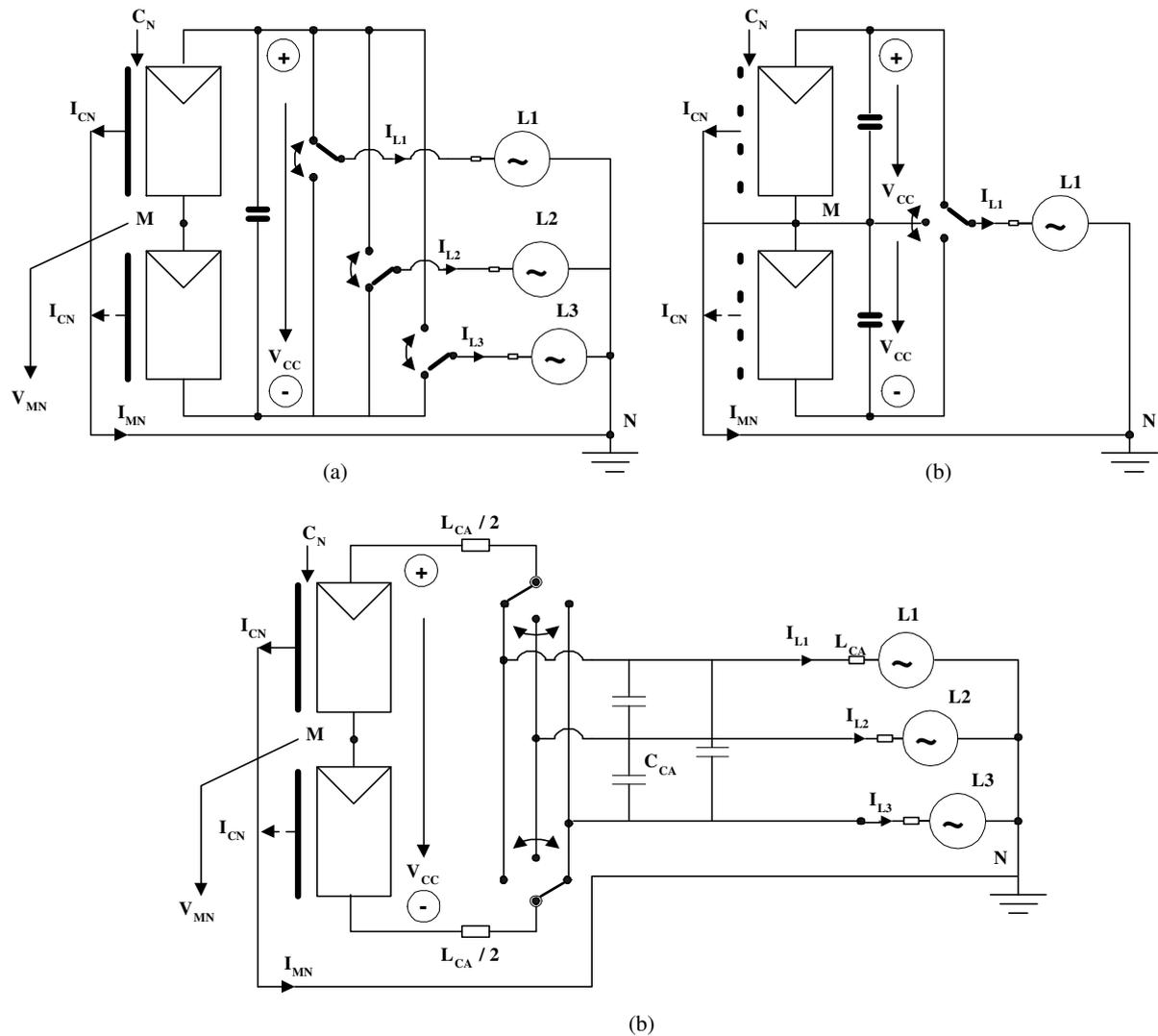


Figura 1.27: Exemplo de configurações de inversores sem transformador de isolamento: (a) Inversor *VSI* trifásico; (b) Inversor *VSI* monofásico; (c) Inversor *CSI* trifásico.

Fonte: Modificado de Sheldon (2002).

Nota-se que a eliminação do transformador de isolamento interno torna os inversores mais simples de serem implementados, mas dificulta o aterramento da parte CC junto à parte CA. No entanto, se a concessionária local exigir o isolamento galvânico entre as partes CC e CA, haverá a necessidade de utilização de um transformador externo. Por outro lado,

os SFCR que utilizam inversores com transformador de isolamento interno só necessitarão de um transformador externo, se a tensão CA da rede elétrica local for incompatível com a saída CA do inversor. Por exemplo, se o sistema de distribuição da rede elétrica local trabalha com tensão de $380 V_{CA}$ entre fases, um transformador é necessário para adequar a tensão de trabalho do inversor, se essa for, por exemplo, $220 V_{CA}$.

Com o propósito de ilustrar algumas questões relacionadas às influências inerentes da existência ou não de políticas de incentivo para a aplicação dos SFCR, dos cenários apresentados neste capítulo observou-se que esses, além de influenciarem no perfil de consumo da edificação, implicam em formas e pontos de conexão diferenciados, bem como em distintas formas de registros dos fluxos de energia elétrica para efeito de faturamento, ou simplesmente para se fazer o balanço entre o excedente injetado na rede elétrica e a energia consumida da mesma.

Percebe-se que a conexão de um SFCR pode ser feita tanto por inversores mono, bi ou trifásicos, dependendo do nível de potência envolvido em cada aplicação específica, do inversor empregado e da topologia da rede elétrica local. Ressalta-se, também, que existem duas maneiras de se conceber uma conexão trifásica ao sistema de distribuição (usando um único inversor trifásico centralizado ou múltiplos inversores monofásicos ou bifásicos). A opção por uma configuração dependerá do tipo de inversor existente no mercado, da topologia da rede elétrica local, bem como do nível de potência envolvido na instalação.

CAPÍTULO 2

QUESTÕES IMPORTANTES PARA REGULAMENTAÇÃO DE SFCR NO BRASIL

O sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) pode ser submetido a uma variedade de aplicações, incluindo grandes centrais e sistemas descentralizados, como os instalados em prédios comerciais, prédios administrativos e residências individuais. Há a necessidade de padrões específicos para encaminhar as diferentes formas de inserção dos SFCR no Brasil. Internacionalmente, muitos países estão atentos para o desenvolvimento de normas que integrem edifícios e residências dentro do sistema elétrico (padrões do lado CC e de conexão à rede).

O objetivo deste capítulo é alertar para a necessidade de se discutirem as condições técnicas que devem reunir as instalações fotovoltaicas, formadas à base de painéis fotovoltaicos e inversores, que são conectadas à rede de distribuição em baixa tensão no Brasil, com o propósito de fomentar debates que promovam a padronização da interconexão. São considerados nesta discussão quais os possíveis aspectos técnicos e administrativos que podem ser trabalhados, de modo a se preencher a lacuna existente no setor elétrico brasileiro no que diz respeito à regulamentação desse tipo de aplicação.

2.1 Regulamentação

Nos últimos anos, observa-se uma tendência crescente, no contexto internacional, de inclusão de unidades de geração distribuída com SFCR. No Brasil, essa tendência ainda não se faz presente de forma significativa, mas já existem iniciativas que sinalizam um aumento da importância desse tipo de aplicação. Até o momento foi possível registrar a instalação de 19 sistemas, que juntos totalizam 81 kWp, podendo-se constatar atualmente a operação, sendo a maioria em caráter experimental, de 18 sistemas fotovoltaicos conectados à rede no país, com a perspectiva de ampliação de mais três sistemas, que juntos somam mais 56,6 kWp de potência instalada. A experiência pioneira foi implementada na sede da Companhia Hidroelétrica do

São Francisco (CHESF), na cidade de Recife (OLIVEIRA, 2002). Esse sistema fotovoltaico operou durante um ano e devido a problemas com as unidades de condicionamento de potência encontra-se atualmente fora de operação.

No Brasil, pouco se sabe sobre as características operacionais de SFCCR trabalhando em paralelo com a rede elétrica de distribuição. Portanto, frente ao crescimento das aplicações conectadas à rede, faz-se necessário o aprofundamento sistemático das questões pendentes sobre o uso da geração distribuída cujo ponto de entrega se dá em baixa tensão.

Dada a necessidade de um estudo mais detalhado da geração distribuída com SFCCR, juntamente com a ausência de propostas de regulamentação nessa área (e em sistemas similares com grandes perspectivas futuras, como é o caso das células a combustível), aliada com a experiência pioneira desenvolvida pela CHESF e a experiência acumulada pelo Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo na operação e avaliação desses sistemas, entende-se que o momento é favorável para abordar as particularidades da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos.

Com a disseminação de sistemas fotovoltaicos no Brasil, mesmo que ainda seja de maneira lenta e pontual, detecta-se a necessidade de ampliar a discussão sobre os aspectos regulatórios e de segurança envolvidos.

Não há atualmente no Brasil nenhuma regulamentação para SFCCR. Há apenas recomendações de engenharia; porém, estas não são específicas para a aplicação com SFCCR. É necessário experiência para desenvolver e aplicar uma regulamentação própria. Regulamentações em outros países (tal como nos Estados Unidos, por exemplo) são claras e mais úteis do que as recomendações de engenharia, que são muitas vezes adaptadas de normas técnicas vigentes no Brasil. Esses países vêm trabalhando por longos anos; logo, é de se esperar que a iniciativa de uma regulamentação para SFCCR no Brasil deva partir de regulamentações desenvolvidas em outros países, juntamente com o aproveitamento das experiências práticas que estão sendo aqui desenvolvidas.

O SFCCR é uma nova tecnologia que aos poucos vem sendo agregada à rede elétrica de distribuição e, como consequência, apresentando-se como uma nova questão para as concessionárias no Brasil, que não têm experiência de interconexão de SFCCR e não sabem como enfrentar a situação, devido à falta de regulamentação. Isso faz com que, em muitas situações, a decisão de se ter ou não um SFCCR dentro do sistema elétrico de distribuição seja uma decisão única e exclusiva das concessionárias.

Em qualquer SFCCR é fundamental garantir uma boa qualidade de energia, com mínimo de harmônicos e fator de potência dentro de padrões aceitáveis. A distribuidora

ou concessionária de energia elétrica dita as exigências para conexão de sistemas de geração distribuída como o SFCR, podendo esta impor um único conjunto de exigências. Os principais critérios de interface com a rede que devem ser verificados com a concessionária são:

- Regulação de tensão e frequência;
- Distorção Harmônica na faixa de operação com carga:
 - Distorção harmônica total de corrente;
 - Taxa de distorção harmônica individual;
 - Distorção harmônica total de tensão;
- Fator de potência;
- Critérios de operação e proteção:
 - Critérios de desconexão do inversor;
 - Critérios de conexão do inversor;
 - Proteção quanto à operação isolada.

2.2 Necessidade de padrões

De um modo geral, a falta de uma padronização dificulta o desenvolvimento da tecnologia, retardando sua disseminação em maior escala e permitindo instalações ruins. Tais situações causam a impressão de que se trata de uma aplicação com tecnologia não consolidada.

Essa perda de tempo e os conseqüentes gastos, muitas vezes desnecessários, resultam em uma desconfiança por parte do usuário, além de uma má reputação no mercado. Dessa forma, há a necessidade de padrões específicos para a aplicação dos SFCR em função de suas particularidades. Ao contrário da rede elétrica convencional aqui no Brasil, os SFCR não possuem uma alta capacidade de curto-circuito inerente, mas possuem uma dependência acentuada das variações da fonte primária. Um outro aspecto muito importante está relacionado à conexão de vários painéis fotovoltaicos associados em série, o que proporciona uma tensão CC potencialmente perigosa (100 a 1.000 V).

Por outro lado, o SFCR é uma forma de geração distribuída, interagindo com a rede por meio de um conversor estático, inversor CC/CA. Isso implica em uma característica diferente dos sistemas de geração eletromecânicos.

Futuramente, inversores para conexão à rede elétrica terão que prevenir sobrecargas, à medida que a contribuição à matriz energética for se tornando significativa. Em SFCR, esse controle de potência pode ser facilmente realizado deslocando-se a tensão de entrada CC do ponto de máxima potência (PMP), de tal forma que o gerador fotovoltaico reduza a produção de potência a níveis desejáveis. Para possibilitar tal controle, o operador da rede elétrica deve ser capaz de se comunicar com esses subsistemas. Nota-se que à medida em que as coisas vão evoluindo, aumenta-se significativamente a complexidade dos sistemas e as necessidades de novos aspectos normativos que regulamentem tal aplicação. Por isso, é importante a utilização das poucas aplicações existentes no país para se iniciar o aprendizado e a evolução de uma regulamentação bem estruturada.

A utilização de inversores de alta qualidade permitirá melhorar a qualidade da energia por meio do ajuste do fator de potência (FP), da redução da distorção harmônica total (*THD*), e pelo controle do fluxo de potência. Para realizar essas funções, regulamentações apropriadas e bem elaboradas precisam ser estabelecidas.

Sabe-se que as concessionárias de energia elétrica são responsáveis pela segurança e qualidade do fornecimento aos seus consumidores finais. A indústria fotovoltaica deve estar consciente desses aspectos, de modo a suprir essas necessidades, conduzindo assim a uma maior aceitação da tecnologia, não só pelos usuários, mas também pelas empresas concessionárias. Por essas razões e também pela lenta, mas crescente aplicação dos SFCR no Brasil, uma padronização deve ser desenvolvida de maneira cautelosa, aproveitando as experiências já existentes no país.

O crescimento da quantidade da produção de eletricidade de forma distribuída requer novos debates a respeito da operação do sistema, de acordo com a tecnologia aplicada. A inserção em grande escala de SFCR pode levar a uma mudança no sentido do fluxo na rede elétrica, reduzindo a efetividade dos esquemas de proteção existentes, exigindo uma avaliação das proteções existentes e adoção de novas proteções. Isso faz da proteção do sistema elétrico a parte mais crítica no que se refere às novas soluções, tanto do ponto de vista técnico quanto regulatório.

2.3 Questões administrativas dos SFCR

São aspectos contratuais envolvidos, entre produtor de energia elétrica a partir do SFCR e o sistema de distribuição. As relações entre os produtores de energia elétrica e as concessionárias devem ser regidas por meio de contratos entre ambos. Nesses contratos, há de se esclarecer, dentre outros aspectos, ao titular da instalação do SFCR, quais as características

e condições técnicas da rede à qual vai se conectar. A concessionária deverá receber do produtor o projeto ou memória técnica do SFCR que deverá ser conectado à rede. Por isso, interagir com a concessionária local faz-se necessário e é de suma importância.

A questão envolve proprietário ou consumidor, instalador e concessionária. Assim, esta última deve estar acessível à negociação dos aspectos que envolvam essas instalações, uma vez que será a principal afetada pela operação dos SFCR.

2.4 Especificações técnicas de interconexão e exigências

As condições técnicas, de uma maneira geral, estão relacionadas com o fato de que o funcionamento dos SFCR em paralelo com a rede não deve provocar danos a esta, redução nas condições de segurança, nem alterações superiores às admissíveis pelas normas já existentes e que afetem os demais usuários que estão conectados à mesma rede de distribuição. Outros aspectos relacionados à segurança, são de extrema importância, pois uma vez que a rede elétrica de distribuição possui um SFCR, este não deverá funcionar quando a rede elétrica estiver fora de operação. Ademais, as formas de conexão devem ser fixadas de acordo com a potência instalada, prevenindo efeitos prejudiciais às cargas mais sensíveis.

Nota-se que as questões levantadas anteriormente dependem de experiências práticas e que podem ser trabalhadas através de pesquisas que aproveitem as experiências das aplicações no país, que apesar de serem poucas, vêm se tornando mais frequentes, permitindo o amadurecimento de uma regulamentação nacional.

2.4.1 Questões no lado CC

Vários são os aspectos técnicos a serem discutidos relacionados à forma de conexão CC (fiação, proteções, etc.). Neste trabalho, porém, será mencionado apenas o aspecto de segurança que deve ser priorizado. Mais detalhes sobre os aspectos técnicos da segurança, no que concerne ao lado CC da instalação, podem ser encontrados em Spooner & Harbidge (2001).

Por serem os painéis fotovoltaicos fontes de geração em CC, geralmente são conectados em série para se obterem tensões elevadas, acima de 120 Volts CC. A proteção de humanos contra choque elétrico torna-se mais delicada devido a própria característica da fonte. A figura 2.1 dá um exemplo da corrente que percorre o corpo humano quando submetido a uma tensão de 40 Volts CC.

Ao passar pelo corpo humano a corrente elétrica pode danificar os tecidos comprometendo o sistema nervoso central, podendo também levar à parada respiratória. Uma

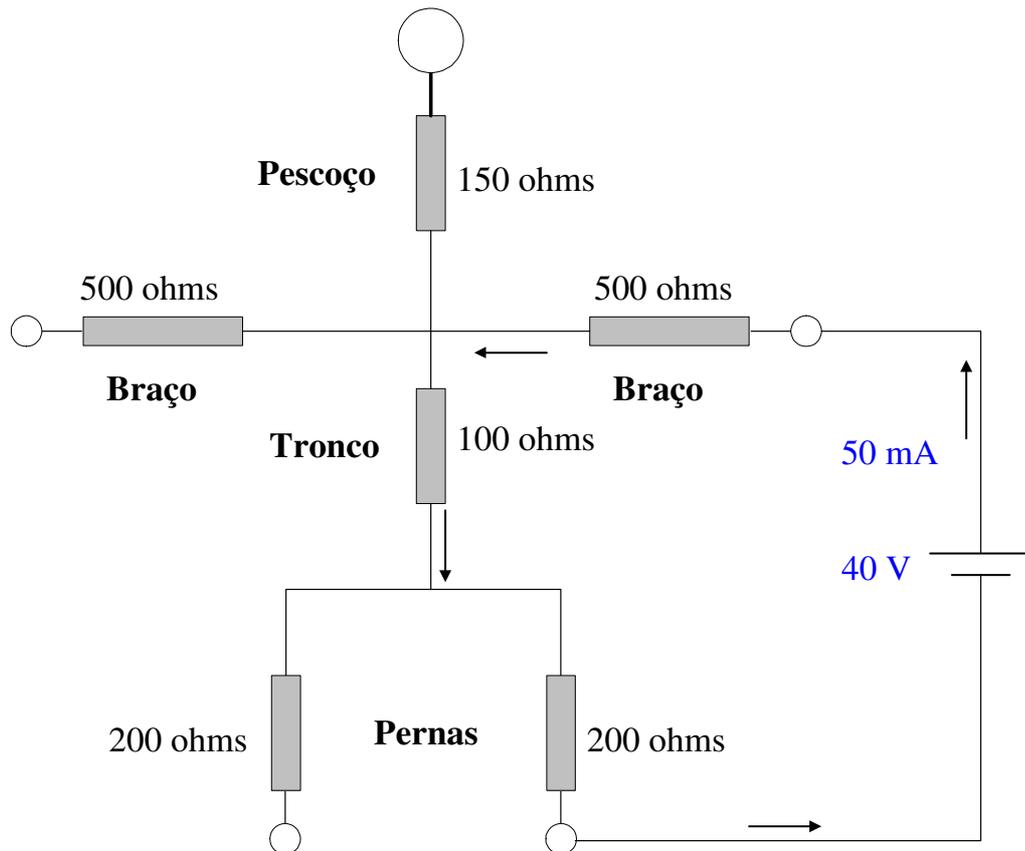


Figura 2.1: Resistência do corpo humano e exemplo da corrente que percorre o mesmo quando submetido a uma tensão de 40 Volts CC.

situação de grande risco é quando uma corrente elétrica entra pela mão da pessoa e sai pela outra. Nesse caso, atravessando o tórax, ela tem grande chance de afetar o coração e a respiração. O valor mínimo de corrente que uma pessoa pode perceber é 1 mA. Com uma corrente de 10 mA, a pessoa perde o controle dos músculos, sendo difícil abrir as mãos para se livrar do contato. Valores superiores a 10 mA podem levar à morte.

Normalmente, a resistência elétrica da pele humana é grande e limita o estabelecimento de uma corrente elétrica caso a tensão aplicada não seja muito alta. Com a pele seca, por exemplo, não percebe-se nenhuma corrente se as mãos forem submetidas à tensão de 12 V, mas se a pele estiver úmida a resistência elétrica pode cair muito de modo a originar uma corrente consideravelmente perigosa.

Percebe-se que a segurança é uma das áreas de maior prioridade, particularmente no lado CC, onde tensões acima de 120 V estão se tornando cada vez mais comuns. Logo, questões como tipo de isolamento, fusíveis, aterramento, sinais de advertência, montagem de equipamento, acesso limitado, devem ser os primeiros aspectos a serem debatidos em busca de uma padronização.

2.4.2 Questões no lado CA

No que se refere ao lado CA, assim como no lado CC, padrões na área da segurança também devem ser tomados como prioridade. Porém, inúmeros são os aspectos na área da interface à rede. Spooner & Harbidge (2001) ressaltam que as questões mais difíceis estão relacionadas com a operação isolada e que, segundo os autores, parece haver muitas perguntas a serem respondidas.

2.4.3 Operação ilhada

Esta é uma das mais significativas questões relacionada à segurança em se tratando dos SFCR e outros tipos de sistemas conectados à rede elétrica. A operação ilhada refere-se à possibilidade de que um pequeno sistema de geração esteja fornecendo potência a um determinado trecho da rede elétrica de distribuição quando ela estiver fora de operação. A figura 2.2 exemplifica essa situação.

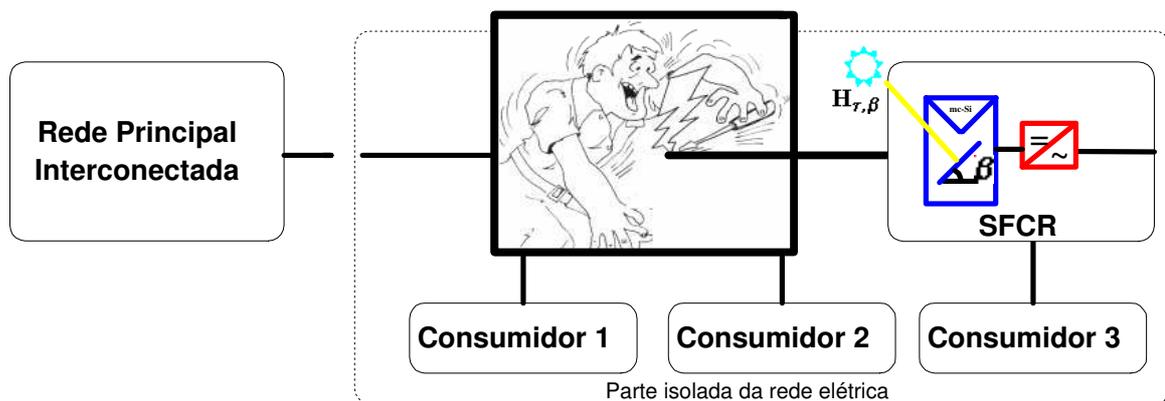


Figura 2.2: Operação isolada: O gerador referente ao consumidor 3 continua operando e alimentando os consumidores de 1 a 3, após a rede elétrica de distribuição principal ter sido desconectada.

Após a rede elétrica principal ter sido desconectada, a parte isolada da rede pode continuar operando, se a potência instantânea fornecida pelo gerador pertencente ao consumidor 3 for igual à potência instantânea solicitada pela soma das cargas dos três consumidores. Assim, esse pequeno sistema trabalhando de maneira isolada continuará energizando a rede pela fonte solar no caso dos SFCR. Se a desconexão da rede foi deliberada por motivos de manutenção, então um risco crescente de acidentes existirá.

Métodos diferenciados para prevenção da operação ilhada são correntemente usados. Segundo Haeberlin & Graf (1998), monitoramentos passivos de parâmetros essenciais da linha, como tensão e frequência (harmônicos também, em alguns casos), não são suficientes. Dessa forma, métodos ativos, como por exemplo, deslocamento de frequência, monitoramento

contínuo da impedância da linha, ou variações de potência, são mais apropriados. Este último método é executado por meio de injeções de picos de potência, que não correspondem à frequência fundamental (60 ou 50 Hz), por parte do inversor na rede elétrica e monitoramento de sua influência na forma de onda da tensão. Segundo Luque & Hegedus (2003), esse método é correntemente aceito pelo código de segurança alemão, aplicado para SFCR monofásicos menores que 5 kW, que solicita a desconexão da rede se a impedância da mesma excede 1,75 ohms, ou se uma variação superior a 0,5 ohm ocorrer.

No que se refere ao circuito de testes dos inversores, esses são muitos e diferenciados, cabendo uma iniciativa de estudá-los com o intuito de se preencher o vazio existente a respeito da padronização das aplicações com SFCR. Além disso, esforços devem ser realizados no estudo das condições e probabilidades de operação isolada de SFCR.

2.5 Outras características

A natureza de distúrbios na rede elétrica está geralmente relacionada à capacidade de curto-circuito, que corresponde a uma medida da impedância interna, que depende da configuração da rede, impedâncias de seus componentes, potências geradas, etc. Dependendo da capacidade de geração do SFCR, do ponto do sistema elétrico onde ele é conectado, e dos aspectos de qualidade da própria rede, a inserção desse tipo de aplicação pode contribuir para melhorar ou deteriorar a qualidade da energia.

2.5.1 Estabilidade da rede

A própria natureza variável do recurso solar acarreta variações na potência produzida pelos SFCR, o que fatalmente implicará em variações instantâneas de potência em um dado alimentador, dependendo da capacidade de produção fotovoltaica. Também, problemas podem ocorrer no sistema da rede de distribuição, se a conexão for realizada em uma parte fraca da rede elétrica. Geradores usados na interconexão com a rede elétrica têm uma frequência natural de ressonância. Do ponto de vista das fontes alternativas, como a solar fotovoltaica, onde sabe-se que esta produz flutuações de potência devido as características da fonte, há a possibilidade de que essas fontes causem ressonâncias que levem a flutuações de tensão. Vale ressaltar que isto é um problema comprovado quando se trata de turbinas eólicas.

2.5.1.1 Regulação de tensão

A Variação de Tensão de Longa Duração (VTLD) é caracterizada pela manutenção do valor eficaz da tensão acima ou abaixo dos limites admissíveis por um período de tempo

superior a 1 minuto. A produção de eletricidade por SFCR pode afetar positivamente ou não a tensão em regime permanente, impactando os usuários finais. Quando a produção melhora a regulação de tensão, geralmente denominado de “suporte de tensão”, essa é comumente citada como um dos benefícios da utilização desse tipo de aplicação. Entretanto, o “suporte de tensão” não é de forma nenhuma garantido, uma vez que o recurso solar pode ser até certo ponto previsível, mas não controlado. Uma avaliação da operação característica em sistemas com múltiplas interconexões de SFCR pode ser encontrada em Ishikawa et al. (2002), onde se discute a necessidade da incorporação, junto ao inversor, de funções para regulação do nível da tensão.

Um aspecto importante está relacionado ao tipo de conexão (monofásica ou trifásica). Sistemas trifásicos não causam aumentos significativos no desequilíbrio de tensão entre as fases da rede. Entretanto, à medida que os SFCR monofásicos se tornarem comuns, problemas de balanceamento entre as fases também se tornarão o que ficará a cargo da empresa de distribuição solucionar, muito mais por carregamento da rede elétrica do que por cargas adicionais.

Em relação aos conversores de potência, estes também respondem de forma negativa ao desequilíbrio de tensão terminal, gerando harmônicos não característicos, podendo estar sujeitos a desconexões indesejáveis.

2.5.1.2 Distorção da forma de onda - *Total Harmonic Distortion (THD)*

As principais tecnologias de geração distribuída conectadas através de conversores, tais como os SFCR, também contribuem para injeção de harmônicos no sistema elétrico. Novas tecnologias de conversão eletrônica baseadas em chaveamento em alta frequência podem reduzir substancialmente os valores das correntes harmônicas de frequências mais baixas. Na abordagem feita por Ribeiro et al. (2005), sobre geração distribuída e impacto na qualidade de energia, tem se verificado uma tendência internacional de se aumentar os valores permitidos das distorções harmônicas de tensão na rede elétrica. A *IEEE 519*, em revisão, deve adotar valores semelhantes às normas *IEC*, aumentando o valor da distorção total de tensão (THD_V) de 5 % para 8 % para tensões abaixo de 1 kV.

2.5.2 Proteção quanto a falha ou defeito

A falha ou defeito na rede não deve resultar em danos para o SFCR. Dessa forma, os equipamentos de proteção devem assegurar uma desconexão do sistema. De maneira análoga, uma falha ou defeito no SFCR deve ser localizada pelo equipamento dessa instalação e não

afetar outros consumidores no sistema elétrico de distribuição. Os equipamentos que constituem o SFCR devem ser capazes de desconectar rapidamente o sistema, em caso de perda do sinal da rede elétrica, para assegurar que quando a rede for conectada novamente, ambos não sejam conectados fora de fase.

Adicionalmente ao monitoramento da impedância de entrada, desvios de frequência $\pm 0,2$ Hz ou tensão (-15 % ou +10 %) também devem conduzir à desconexão do sistema da rede. Para isso, muitos inversores utilizam sistemas de monitoramento e chaveamento redundantes, que estão sendo consultados constantemente. Um dos dois sistemas deve atuar em uma chave mecânica, por exemplo um relé, enquanto no segundo sistema, os semicondutores, internos ao próprio inversor, atuam abrindo e fechando as pontes de saída. A figura 2.3 ilustra essa configuração.

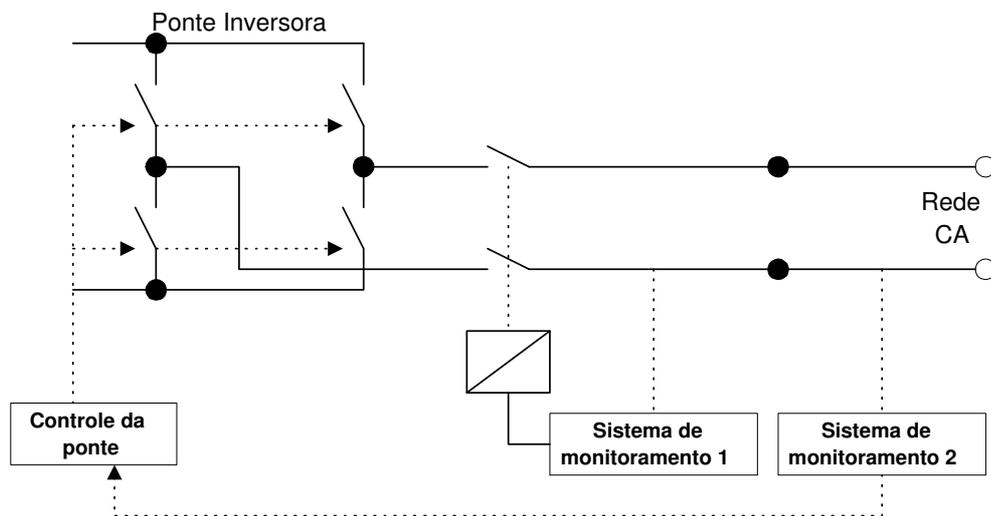


Figura 2.3: Dois sistemas de supervisão independentes para segurança contra operação isolada

Fonte: Modificado de Luque & Hegedus (2003).

2.5.3 Fator de potência (FP)

O FP é geralmente especificado pela concessionária. Porém, vale ressaltar que nada disso é específico ou regulamentado para as aplicações com SFCR no Brasil. Além do mais, a maioria dos inversores monofásicos empregados em SFCR trabalha com um fator de potência (FP) próximo à unidade quando operando na potência nominal, o que implica em suprimento basicamente de potência ativa. Isso diminui a demanda de potência ativa da rede elétrica por parte da edificação. Por essa razão, se o ponto de conexão do SFCR for internamente à edificação, pode acontecer de que o FP da entrada da edificação, visto pela concessionária

local, seja muito inferior à unidade, implicando em possíveis penalidades ao consumidor.

2.6 A experiência internacional

Não é novidade que uma das crescentes áreas de aplicação para as energias renováveis no cenário internacional é o SFCR. As concessionárias estão solicitando o desenvolvimento de padrões para os equipamentos que constituem esses sistemas, para assegurarem segurança e confiabilidade de operação da rede. Tais padrões estão sendo desenvolvidos em muitos países (por exemplo, *EUA*, Japão, Alemanha, Austrália). Na Austrália, a *Electricity Supply Association of Australia (ESAA)* está patrocinando o desenvolvimento da *Australian Guidelines for Grid Connection of Energy Systems via Inverters (AGGCEI)*, enquanto a *Western Power* tem desenvolvido *The Requirements for Energy Systems Connected to the low voltage Network via Inverters (RESCLVN)*. Ambos os documentos estão em forma já bastante avançada e em todos os padrões desenvolvidos os objetivos básicos são parecidos.

2.7 A experiência do IEE/USP

A experiência do Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos pertencente ao Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo (LSF/IEE/USP) com a utilização de SFCR, que iniciou em 1998 com a implantação de um sistema demonstrativo de 750 W_p e que hoje foi ampliado para 12,3 kW_p, demonstra que a produção de eletricidade com SFCR pode proporcionar tanto benefícios locais para o proprietário quanto para o gerenciador da rede elétrica local.

Os estudos experimentais com essa aplicação permitiram ao LSF/IEE/USP entender aspectos importantes referentes às particularidades dos SFCR, que ajudam a identificar as necessidades de regulamentações referentes à comercialização da energia produzida, bem como as alternativas associadas às adaptações a nível de distribuição ou até mesmo de transmissão, conseqüentes de uma disseminação em larga escala. Ressalta-se que esses aspectos não são exclusividade dos SFCR, mas também de outras formas de geração distribuída.

O entendimento de como os SFCR são projetados, interconectados e operados contribui com aspectos chave para esclarecer o efeito dessa forma de geração distribuída na rede elétrica e na operação dessa, além de ajudar na elaboração de normas e soluções técnicas que proporcionem confiabilidade e manutenção da distribuição.

Como fruto da experiência adquirida pelo LSF/IEE/USP, pode-se citar a pesquisa desenvolvida por Oliveira (2002), que destaca aspectos referentes às políticas de incentivos e à

inserção dos SFCR no Brasil. Apesar dessa contribuição, muitas questões ainda necessitam ser trabalhadas de forma mais profunda, pois vários são os efeitos da disseminação em larga escala desse tipo de aplicação, principalmente no que se refere à nova configuração do sistema elétrico. A presente pesquisa tenta suprir subsídios que permitam preencher parte dessa deficiência.

CAPÍTULO 3

MODELOS DE SISTEMAS INDIVIDUAIS E SIMULAÇÕES

Neste capítulo são abordados os modelos representativos de cada parte que compõe um SFCR, com o intuito de utilizá-los como ferramentas em simulações numéricas, que permitam analisar a sensibilidade do fator de dimensionamento do inversor (FDI), diante das particularidades brasileiras. Com essa finalidade, são apresentadas algumas figuras de mérito usadas para avaliar a operação desses sistemas e os efeitos do sobredimensionamento da potência do gerador com relação à potência do inversor. Dessa forma, é possível calcular a potência média de saída do SFCR por meio de simulações numéricas envolvendo valores horários de radiação solar e temperatura ambiente. Essas simulações permitem avaliar o efeito da relação FDI em termos energéticos e financeiros.

3.1 Ferramenta matemática

As ferramentas que auxiliam na presente avaliação foram obtidas através de estudos dos modelos existentes na engenharia de sistemas fotovoltaicos. Esses modelos permitem simular a configuração de um SFCR, tomando como entrada de dados, basicamente, a radiação solar incidente no plano do gerador fotovoltaico e a temperatura ambiente. Ou seja, pode-se simular os efeitos do FDI em função das características de um determinado inversor, para diferentes potências nominais do gerador fotovoltaico (P_{FV}^0). A figura 3.1, mostra de maneira simplificada as diversas partes que compõem o sistema, bem como as variáveis envolvidas no dimensionamento do mesmo.

Nota-se que a otimização desse tipo de aplicação requer um conhecimento detalhado das diversas partes do sistema. A seguir descrevem-se os modelos representativos de cada uma das partes do sistema.

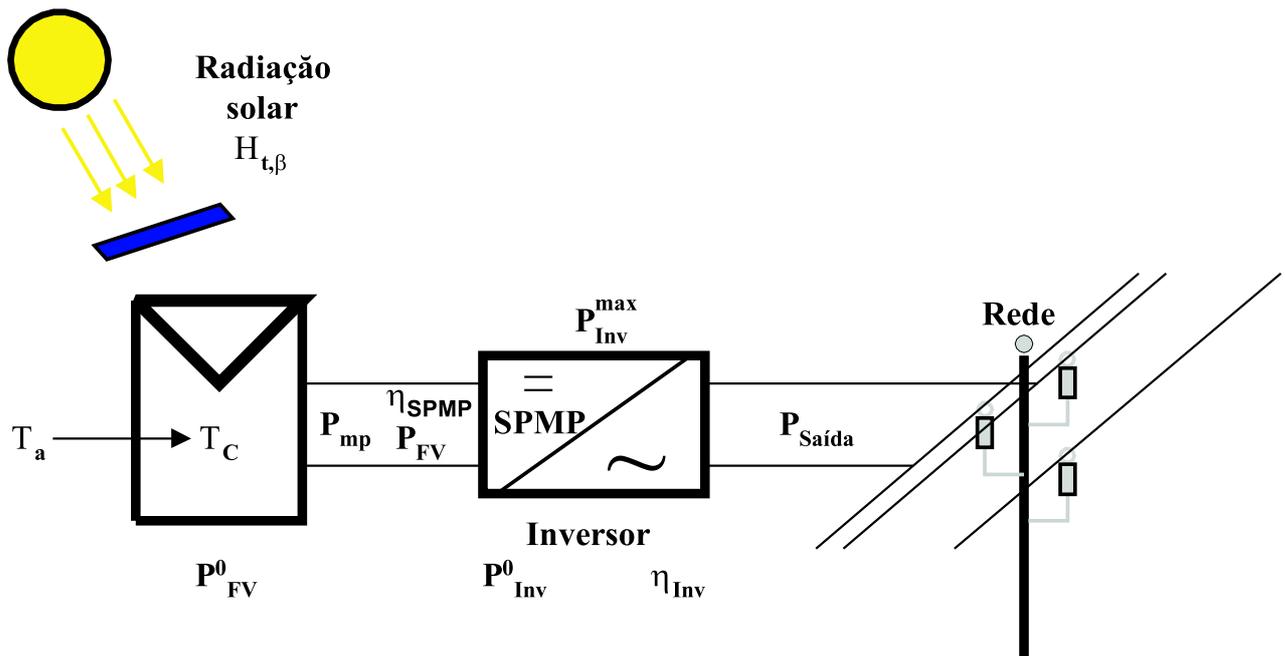


Figura 3.1: Diagrama simplificado de um SFCR e parâmetros utilizados nas simulações.

3.2 Geradores fotovoltaicos

A simulação de um SFCR envolve uma série de etapas. Uma das primeiras é determinar como será a saída de potência dos módulos fotovoltaicos individualmente, e a partir de então, entender como será o comportamento dos mesmos ao reuni-los dentro de um gerador em operação. Os modelos utilizados para descrever o comportamento dos módulos fotovoltaicos (e conseqüentemente dos geradores) sob as mais diversas condições, geralmente se baseiam na relação entre corrente e tensão. Essa relação, por sua vez, pode ser trabalhada de diversas formas, que variam desde as mais simples, que utilizam aproximações que permitem a determinação dos parâmetros característicos dos módulos fotovoltaicos (LORENZO, 1994), às mais sofisticadas, através de equações não lineares, que precisam de métodos iterativos para sua solução (LANSIER & ANG, 1990), ou através de modelos obtidos através da avaliação de sistemas fotovoltaicos usando dados coletados continuamente e modelo de regressão simples (WHITAKER et al., 1997).

Contudo, não é foco deste tópico o detalhamento de cada um desses modelos. O que se pretende aqui é descrever um modelo que permita estimar a potência de saída do gerador fotovoltaico, em condições reais de operação, com uma boa relação de compromisso entre simplicidade, praticidade e precisão.

3.2.1 Ponto de máxima potência (PMP)

A potência produzida pelo módulo ou gerador fotovoltaico e entregue à rede elétrica depende de muitos fatores. Dois dos fatores mais importantes são: a radiação solar incidente no plano do módulo, ou gerador fotovoltaico, e a temperatura de operação das células que constituem os módulos. Outros fatores adicionais estão associados às perdas na fiação e devido às diferenças entre as células individuais que constituem um módulo, ou módulos individuais que constituem um gerador fotovoltaico. A característica corrente-tensão (I-V) descreve o comportamento elétrico nos terminais do módulo ou gerador fotovoltaico sob influência desses fatores.

Por outro lado, a potência CC de entrada de um inversor empregado em SFCR depende, além dos fatores mencionados no parágrafo anterior, do ponto da curva I-V em que o gerador fotovoltaico está operando. Idealmente falando, o inversor deve sempre operar no ponto de máxima potência (PMP) do gerador fotovoltaico, o qual varia ao longo do dia, principalmente em função das condições ambientais tais como: radiação solar e temperatura ambiente. Dessa forma, os inversores atualmente usados em SFCR vêm incluindo em sua estrutura de condicionamento de potência algoritmos para seguir o PMP, maximizando a transferência de potência. Segundo Abella & Chenlo (2004), em alguns países o número de sistemas com Seguidor de Ponto de Máxima Potência SPMP vem crescendo consideravelmente, e para exemplificar esse crescimento os autores mencionam que quase metade da capacidade instalada na Espanha, com potência nominal inferior a 5 kW, é dotado de uma estratégia de SPMP. Atualmente o uso do SPMP é um requisito básico dos inversores empregados em SFCR.

Com base nessa realidade, as simulações realizadas neste capítulo consideram a operação do gerador fotovoltaico com SPMP e, para se determinar a potência de saída do mesmo, que efetivamente é aproveitada pelo inversor, dois parâmetros importantes são utilizados. O primeiro deles é conhecido como “Coeficiente de Temperatura” e será abordado com mais detalhes adiante. O segundo é a própria eficiência de seguimento de máxima potência do inversor (η_{SPMP}), para a qual, de acordo com dados experimentais publicados por alguns autores (ABELLA & CHENLO, 2004; HAEBERLIN, 2004; HAEBERLIN et al., 2005; HOHM & ROOPP, 2003), valores em torno de 98 % são facilmente encontrados para potências CC superiores a 20 % da potência nominal. Para valores de potência CC inferiores a 20 % da potência nominal, a eficiência η_{SPMP} varia de 95 a 50 %, dependendo do fabricante e da configuração em termos da tensão de operação.

Segundo Haeberlin et al. (2005), em baixa potência muitos inversores trabalham em

um nível de tensão constante, como conseqüência de interferências causadas pela freqüência de chaveamento interna (*PWM*), que afeta o reconhecimento do baixo sinal de corrente, dificultando a localização do PMP. Para esses valores de potência adotou-se um valor de eficiência de SPMP de 93 % como uma boa relação de compromisso para dias nublados. Uma vez que o maior número de ocorrências se dá nesses dias, essas considerações permitem obter resultados mais realísticos e sem comprometer as análises aqui apresentadas.

No que diz respeito ao “Coeficiente de Temperatura”, historicamente, o desempenho de células e módulos fotovoltaicos tem sido associado às condições de teste comumente chamadas de condições padrão (*Standard Test Conditions - STC*), ou seja, nível de irradiância de 1.000 W/m², distribuição espectral correspondente a $AM=1,5^1$ e temperatura de célula de 25 °C. Estas condições podem, em certa medida, representar as condições de operação em um dia típico de céu claro. Entretanto, a temperatura considerada para operação da célula, 25 °C, não representa satisfatoriamente a operação em campo, uma vez que a operação em campo freqüentemente resulta em temperaturas próximas a 50 °C. Infelizmente, a diferença entre as temperaturas obtidas em campo e a temperatura das condições padrão proporciona também uma diferença entre a potência entregue pelo módulo fotovoltaico e a potência nominal.

O termo “Coeficiente de Temperatura” vem sendo aplicado a vários parâmetros diferentes que descrevem o desempenho do módulo fotovoltaico, incluindo tensão, corrente e potência. Os coeficientes de temperatura permitem analisar a taxa de variação com respeito à temperatura de diferentes parâmetros relacionados aos módulos fotovoltaicos.

Ao contrário do que é usual aplicar, a taxa de variação da potência máxima com a temperatura não é constante para um dado nível de radiação solar. A potência máxima, P_{mp} , é o produto de dois fatores, I_{mp} e V_{mp} , e ambos variam com a temperatura e radiação solar e também de módulo para módulo, tal como indicam os resultados da tabela 3.1.

Na tabela 3.1, os coeficientes de temperatura estão normalizados (1/°C) com relação aos valores obtidos nas condições padrão (1.000 W/m², $AM=1,5$ e 25 °C). Esses coeficientes normalizados são mais práticos de se aplicar nas diferentes configurações de geradores fotovoltaicos com diferentes combinações série-paralelo de módulos.

É importante observar nos resultados da tabela 3.1, que os coeficientes de tensão circuito aberto ($\frac{dV_{OC}}{dT} \cdot \frac{1}{V_{OC}}$) e máxima potência ($\frac{dV_{mp}}{dT} \cdot \frac{1}{V_{mp}}$), são aproximadamente iguais e que a diferença mais notável é observada nos coeficientes de corrente, curto circuito ($\frac{dI_{SC}}{dT} \cdot \frac{1}{I_{SC}}$) e de máxima potência ($\frac{dI_{mp}}{dT} \cdot \frac{1}{I_{mp}}$), onde valores bem distintos entre uma tecnologia e outra são observados.

¹A massa de ar, AM , é definida como sendo o caminho percorrido pela radiação solar desde sua incidência na atmosfera até atingir a superfície terrestre.

Tabela 3.1: Coeficientes de temperatura para módulos comerciais medidos ao ar livre sem isolamento da superfície posterior.

Módulo	$\frac{dI_{SC}}{dT} \cdot \frac{1}{I_{SC}} (1/^\circ C)$	$\frac{dI_{mp}}{dT} \cdot \frac{1}{I_{mp}} (1/^\circ C)$	$\frac{dV_{OC}}{dT} \cdot \frac{1}{V_{OC}} (1/^\circ C)$	$\frac{dV_{mp}}{dT} \cdot \frac{1}{V_{mp}} (1/^\circ C)$
<i>ASE300, mc-Si</i>	0,00091	0,00037	-0,0036	-0,0047
<i>AP8225, Si-Film</i>	0,00084	0,00026	-0,0046	-0,0057
<i>M55, c-Si</i>	0,00032	-0,00031	-0,0041	-0,0053
<i>SP75, c-Si</i>	0,00022	-0,00057	-0,0039	-0,0049
<i>MSX64, mc-Si</i>	0,00063	0,00013	-0,0042	-0,0052
<i>SQ-90, c-Si</i>	0,00016	-0,00052	-0,0038	-0,0048
<i>MST56, a-Si</i>	0,00099	0,0023	-0,0041	-0,0039
<i>UPM880, a-Si</i>	0,00082	0,0018	-0,0038	-0,0037
<i>US32, a-Si</i>	0,00076	0,0010	-0,0043	-0,0040
<i>SCI50, CdTe</i>	0,00019	-0,0012	-0,0037	-0,0044
$\pm U_{95}(\%)$	10	12	5	7

Fonte: Modificado de King et al. (1997)

Uma outra questão importante é que os resultados da tabela 3.1 indicam que o erro cometido em se corrigir as curvas I-V obtidas em diferentes condições de operação para as condições padrão, está associado ao uso de valores típicos para os coeficientes de temperatura de tensão e corrente para diferentes tecnologias. Contudo, nota-se que para uma mesma tecnologia esses valores podem ser considerados praticamente constantes, e assim então, procedimentos que utilizam esses coeficientes típicos, podem ser usados sem comprometimento de seus resultados. Em Lorenzo & Zilles (1994a) é encontrado um procedimento para efetuar a medida da curva característica I-V de um módulo fotovoltaico exposto à radiação solar. Esse tipo de procedimento é de fundamental importância, pois permite que empresas e instituições dedicadas à instalação de módulos fotovoltaicos tenham ao seu alcance um método para classificar módulos com uma boa precisão.

Uma alternativa para se calcular a taxa de variação ou “Coeficiente de Temperatura do Ponto de Máxima Potência (γ_{mp})” de um dado módulo fotovoltaico é dada pela equação 3.1:

$$\gamma_{mp} = \frac{dP_{mp}}{dT} \cdot \frac{1}{P_{mp}} = \left(\frac{dV_{mp}}{dT} \cdot \frac{1}{V_{mp}} + \frac{dI_{mp}}{dT} \cdot \frac{1}{I_{mp}} \right). \quad (3.1)$$

A tabela 3.2 mostra valores de γ_{mp} para alguns módulos comerciais, obtidos substituindo os coeficientes da tabela 3.1 na equação 3.1. É possível observar valores compreendidos entre -0,4 e -0,6 %/°C para módulos de silício cristalino e multicristalino, valores interessantes, que merecem ser comparados com outros resultados existentes na literatura.

Observa-se que a equação 3.1 permite calcular o coeficiente γ_{mp} de tal forma que os valores obtidos são bastante satisfatórios quando comparados tanto a valores típicos, tais como os mencionados por Martín (1998), onde as potências elétricas geradas por células de

Tabela 3.2: Parâmetros elétricos e Coeficiente de Temperatura do Ponto de Máxima Potência (γ_{mp}) de alguns módulos da tabela 3.1.

Módulo	I_{SC} (A)	I_{mp} (A)	V_{OC} (V)	V_{mp} (V)	γ_{mp} (1/°C)
<i>ASE300, mc-Si</i>	6,20	5,60	60,00	50,50	-0,0050
<i>AP8225, Si-Film</i>	5,74	5,18	19,87	16,34	-0,0059
<i>M55, c-Si</i>	3,45	3,15	21,70	17,40	-0,0056
<i>SP75, c-Si</i>	4,80	4,40	21,70	17,00	-0,0055
<i>MSX64, mc-Si</i>	4,00	3,66	21,30	17,50	-0,0053
<i>US32, a-Si</i>	2,55	2,05	21,3	15,6	-0,0041

c-Si e *mc-Si* decrescem de 0,4 a 0,5 % por cada °C de aumento das temperaturas das mesmas, enquanto células *a-Si* decrescem entre 0,1 a 0,2 %/°C, quanto a investigações experimentais em várias células de silício, como por exemplo as realizadas por Radziemska & Klugmann (2002), que revelam uma influência da temperatura na potência de saída da célula da ordem de -0,65 %/°C. Ressalta-se ainda que, segundo esses autores, os valores mencionados para γ_{mp} podem ser considerados constantes na faixa típica das condições de trabalho dos módulos fotovoltaicos.

Com base nas informações anteriores e considerando o número de parâmetros envolvidos na equação 3.1, dos quais dois deles não são usualmente fornecidos pelos fabricantes de módulos fotovoltaicos, optou-se pela utilização de um valor intermediário aos valores apresentados anteriormente para ambos os módulos de *c-Si* e *mc-Si*. Dessa forma, um valor de -0,6 %/°C para γ_{mp} foi adotado, sem comprometer a validade dos cálculos aqui efetuados.

King et al. (1998) alertam que a prática de se utilizar um único coeficiente de temperatura de máxima potência deve ser evitada. No entanto, a utilização de outros métodos torna-se, na maioria das vezes, muito trabalhosa e com um número muito grande de variáveis que na prática não são disponibilizadas. Além do mais, resultados apresentados por King et al. (1997) demonstram que os valores de coeficientes de potência podem ser considerados praticamente constantes na maior parte da faixa de operação dos módulos, tal como ilustram os resultados das figuras 3.2 e 3.3, obtidas para dois módulos comerciais.

De posse do parâmetro que relaciona a variação do ponto de máxima potência com a temperatura, pode-se calcular o ponto de máxima potência do módulo e, conseqüentemente, do gerador fotovoltaico, a partir da equação 3.2 (MARTÍN, 1998; GERGAUD et al., 2002):

$$P_{mp} = P_{FV}^0 \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} [1 - \gamma_{mp} (T_C - T_{C,ref})], \quad (3.2)$$

onde P_{mp} é a potência máxima na condição de medida; $H_{t,\beta}$ é a irradiância incidente no plano do gerador; T_C é a temperatura equivalente de operação das células, e o sub-índice *ref* indica

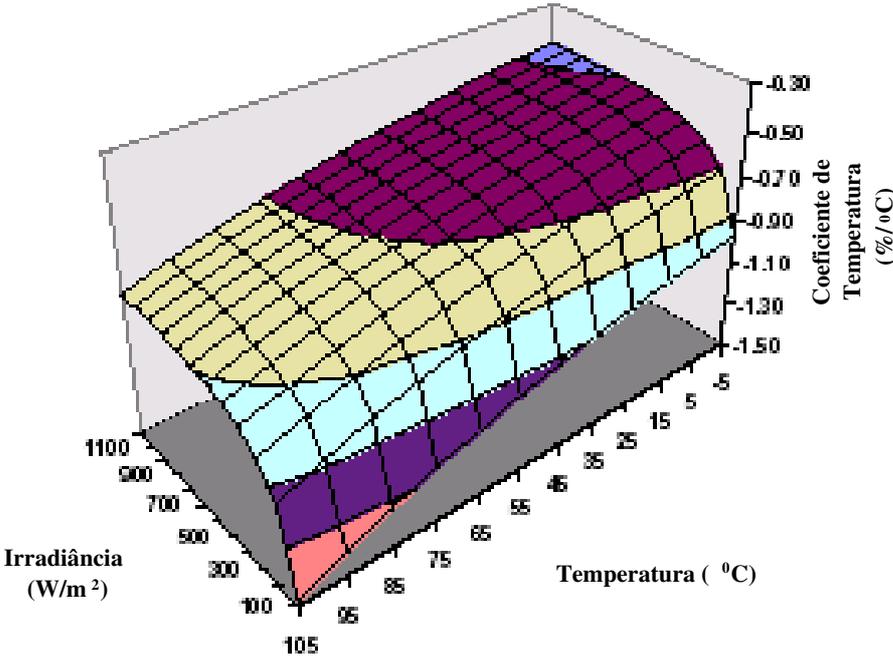


Figura 3.2: Coeficiente de temperatura de máxima potência para um módulo Siemens de silício monocristalino como função da radiação solar e temperatura.

Fonte: King et al. (1997).

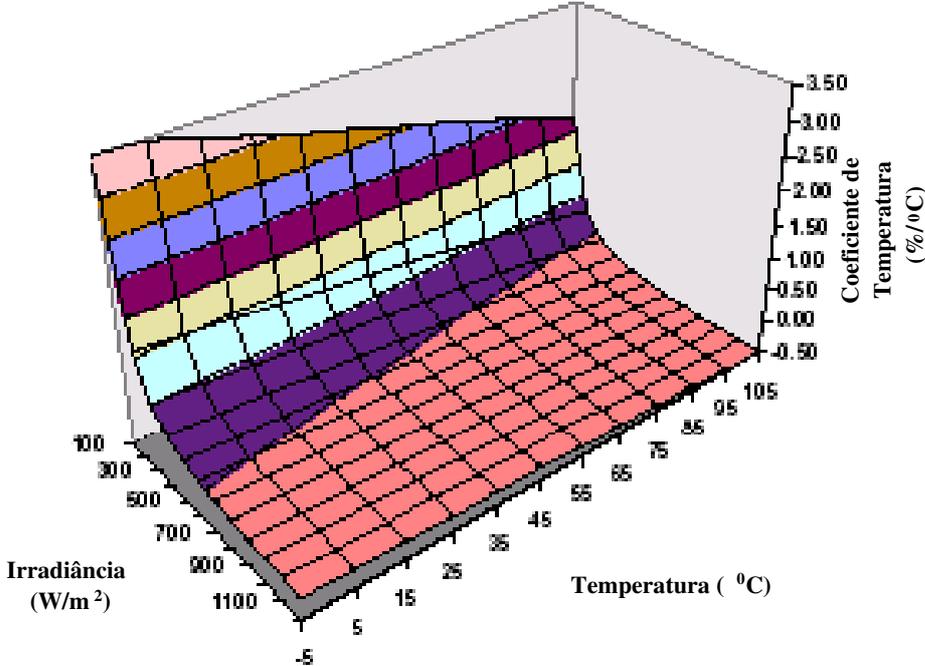


Figura 3.3: Coeficiente de temperatura de máxima potência para um módulo Solarex de silício amorfo como função da radiação solar e temperatura.

Fonte: King et al. (1997).

as condições de referência, que neste caso são as condições padrão (1.000 W/m², 25 °C e $AM=1,5$).

Esse modelo simplificado permite calcular a máxima potência fornecida pelo gerador fotovoltaico em um dado nível de radiação solar e temperatura do módulo. Isso é feito a partir das características do módulo fotovoltaico geralmente disponíveis e um parâmetro constante, que aos poucos vem sendo adotado pelos fabricantes de módulos fotovoltaicos. É importante ressaltar que o valor obtido pela equação 3.2 corresponde ao valor teórico ideal e não leva em consideração as perdas no processo de rastreamento do PMP, representado pelo parâmetro η_{SPMP} ; ou seja, o valor mais realístico de potência CC entregue ao inversor é obtido pela equação 3.3.

$$P_{FV} = P_{FV}^0 \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} [1 - \gamma_{mp} (T_C - T_{C,ref})] \eta_{SPMP}. \quad (3.3)$$

Em Gergaud et al. (2002), são apresentados e comparados dois modelos elétricos encontrados na literatura, bem como um modelo polinomial obtido a partir de dados experimentais. Enquanto nenhum dos modelos apresentou diferenças significativas em termos da energia gerada no ponto de máxima potência, o modelo polinomial é considerado mais adequado pela sua velocidade de simulação. Assim, com base nos resultados existentes na literatura e considerando as demais perdas envolvidas, o modelo proposto na equação 3.2 foi selecionado para a subsequente utilização na predição do desempenho de módulos ou geradores fotovoltaicos.

3.2.2 Temperatura da célula

A energia solar que é absorvida pela célula ou pelo módulo é convertida parcialmente em energia térmica e parcialmente em energia elétrica, sendo que esta última é removida da célula pelo circuito externo. A energia térmica deve ser dissipada através da combinação de mecanismos de transferência de calor.

A determinação da temperatura da célula fotovoltaica, segundo a análise de Duffie & Beckman (1991), é baseada em um balanço de energia na célula. Semelhante às análises convencionais feitas para os coletores solares, a equação 3.4 representa esse balanço para uma unidade de área de uma célula ou módulo fotovoltaico.

$$(\tau\alpha)H_{t,\beta} = \eta_{FV}H_{t,\beta} + U_L(T_c - T_a) \quad (3.4)$$

onde τ é a transmitância da cobertura que está sobre a célula, α é a fração da radiação incidente na superfície da célula que é absorvida, $H_{t,\beta}$ é a irradiância global instantânea no

plano da célula ou módulo, e η_{FV} é a eficiência da célula em converter a radiação incidente em energia elétrica. O coeficiente de perda U_L inclui perdas por convecção e radiação da parte superior e inferior da célula fotovoltaica e por condução através da estrutura que contém os módulos, considerando uma temperatura ambiente T_a .

Por convenção, a “temperatura nominal de operação da célula” ($TNOC$) é definida como a temperatura que é atingida quando as células estão operando a um nível de irradiância de 800 W/m^2 (incidência normal), uma velocidade de vento de 1 m/s , uma temperatura ambiente de $20 \text{ }^\circ\text{C}$, e sem nenhuma carga em operação (com $\eta_{FV} = 0$). Dessa forma, com base em medidas da temperatura da célula, temperatura ambiente e radiação solar, a equação 3.4 pode ser usada para determinar a razão $\tau\alpha/U_L$ de acordo com a equação 3.5.

$$\frac{\tau\alpha}{U_L} = \frac{(TNOC(^{\circ}\text{C}) - 20(^{\circ}\text{C}))}{800(\text{W.m}^{-2})}. \quad (3.5)$$

A temperatura em qualquer outra condição, considerando $\tau\alpha/U_L$ como sendo constante, é então calculada pela equação 3.6,

$$T_c = T_a + \left(H_{t,\beta} \frac{\tau\alpha}{U_L} \right) \left(1 - \frac{\eta_{FV}}{\tau\alpha} \right). \quad (3.6)$$

Seguindo a recomendação de Duffie & Beckman (1991), um valor estimado de 0,9 pode ser usado no último termo da equação 3.6, sem introduzir erros significativos, visto que o termo $\eta_{FV}/(\tau\alpha)$ é geralmente pequeno em relação à unidade. Com isso, no que diz respeito à determinação da temperatura das células, a equação 3.7 proporciona um bom compromisso entre facilidade de utilização e precisão.

$$T_c = T_a + H_{t,\beta}(\text{W.m}^{-2}) \left(\frac{TNOC(^{\circ}\text{C}) - 20(^{\circ}\text{C})}{800(\text{W.m}^{-2})} \right) 0,9. \quad (3.7)$$

3.3 Inversor

3.3.1 Eficiência e potência de saída do inversor

Para calcular a potência de saída dos inversores, utilizou-se o modelo de eficiência de conversão do inversor, o qual depende da potência de saída do conversor CC/CA. Em Schmidt et al. (1992), mostrou-se que a eficiência de conversão é uma função dependente do autoconsumo e do carregamento. Com base nos efeitos físicos envolvidos, representados por k_0 , k_1 e k_2 , propôs-se a equação 3.8:

$$\eta_{Inv}(p_{Saída}) = \frac{P_{Saída}}{P_{Entrada}} = \frac{P_{Saída}}{(P_{Saída} + P_{Perdas})} = \frac{p_{Saída}}{p_{Saída} + k_0 + k_1 p_{Saída} + k_2 p_{Saída}^2} \quad (3.8)$$

onde $p_{Saída} = P_{Saída} / P_{Inv}^0$ é a potência de saída normalizada com a relação à potência nominal do inversor.

As perdas independentes do carregamento do inversor, ou seja, independentes da potência de operação (perdas de autoconsumo) são representadas pelo parâmetro k_0 , e são atribuídas basicamente a perdas no transformador de saída, dispositivos de controle e regulação, medidores e indicadores, dispositivos de segurança que operam permanentemente, etc. Vale ressaltar que essas perdas afetam a eficiência, especialmente quando o inversor trabalha em níveis baixos de seu fator de carga ($p_{Saída} \leq 0,5$), que são frequentemente comuns na operação de SFCR. Segundo Martín (1998), valores típicos para os inversores atualmente utilizados estão em uma faixa de 1 - 4 %, sendo que um bom inversor se caracteriza por perdas de autoconsumo inferiores a 1 %.

Contudo, em um SFCR a potência de entrada do inversor é determinada a partir da irradiância no plano do gerador fotovoltaico. Assim, dependendo das características do inversor, a desconexão do mesmo para valores de potência de saída inferiores à de autoconsumo é recomendada e pode incrementar significativamente a eficiência energética.

No que se refere às perdas linearmente dependentes da potência de operação (coeficiente de queda de tensão: diodos, dispositivos de comutação, etc.) e as que dependem do quadrado da potência de operação (coeficiente de perdas ôhmicas: cabos, bobinas, resistências, etc.), estas são representadas pelos parâmetros k_1 e k_2 , respectivamente.

Para descrever o efeito do desligamento devido ao não carregamento do inversor, o conceito de autoconsumo de *stand by* (k'_0) é utilizado. O autoconsumo de *stand by* nada mais é do que o valor para o qual o autoconsumo de operação (k_0) é reduzido durante o período em que não há potência CC suficiente para alimentar os elementos que constituem o inversor ($0 \leq k'_0 \leq k_0$). Para um desligamento completo têm-se $k'_0 = 0$, enquanto que, para operação completa, porém sem carregamento, ou seja, sem potência de operação, $k'_0 = k_0$. Porém, vale ressaltar que a dificuldade de se mensurar k'_0 , aliada com a magnitude da precisão acrescentada com esta consideração (geralmente desprezível), fez com que se optasse pela utilização de valores fixos para k_0 , calculados tal como segue.

Para se determinar valores dos parâmetros característicos k_0 , k_1 , e k_2 , utilizam-se na prática as seguintes expressões (MARTÍN, 1998):

$$k_0 = \frac{1}{9} \frac{1}{\eta_{Inv1}} - \frac{1}{4} \frac{1}{\eta_{Inv0,5}} + \frac{5}{36} \frac{1}{\eta_{Inv0,1}}; \quad (3.9)$$

$$k_1 = -\frac{4}{3} \frac{1}{\eta_{Inv1}} + \frac{33}{12} \frac{1}{\eta_{Inv0,5}} - \frac{5}{12} \frac{1}{\eta_{Inv0,1}} - 1; \quad (3.10)$$

$$k_2 = \frac{20}{9} \frac{1}{\eta_{Inv1}} - \frac{5}{2} \frac{1}{\eta_{Inv0,5}} + \frac{5}{18} \frac{1}{\eta_{Inv0,1}}. \quad (3.11)$$

Onde $\eta_{Inv0,1}$, $\eta_{Inv0,5}$ e η_{Inv1} são os valores de eficiência instantânea correspondentes à operação do inversor, respectivamente a 10, 50 e 100 % da potência nominal. Estes valores podem ser obtidos da curva de eficiência do inversor. Esses ajustes podem, em alguns casos, conduzir a valores negativos para alguns dos parâmetros, o que contradiz o sentido físico descrito anteriormente. Esse aspecto é inerente ao método experimental em particular, porém não tem efeito sobre as estimações energéticas. A figura 3.4 mostra dados calculados com o modelo descrito anteriormente e dados medidos para um inversor de 1 kW fabricado em de 2003.

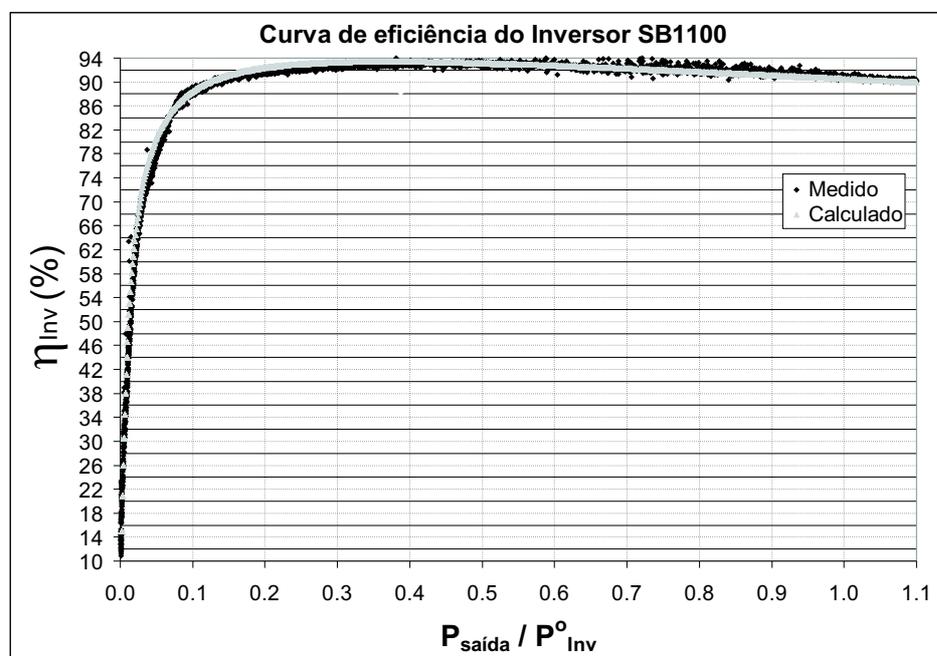


Figura 3.4: Curvas de eficiência calculada e medida, para um inversor operando em paralelo com a rede elétrica.

Pode-se encontrar atualmente vários modelos que descrevem a eficiência dos inversores. Neste trabalho, utilizou-se o modelo proposto por Schmidt, que é descrito de maneira detalhada por Martín (1998), onde se destaca o excelente compromisso entre precisão e complexidade apresentado por esse modelo, o que pode ser observado na figura 3.4.

Convém mencionar que além dos parâmetros característicos (k_0 , k_1 , e k_2), outros parâmetros influenciam na eficiência energética do inversor, dentre os quais podem-se citar: a capacidade e a característica do gerador fotovoltaico utilizado e as condições de operação, que dependem, dentre outras coisas, do perfil da carga local. Aspectos como esses só podem ser identificados a partir de dados experimentais confrontados com os valores obtidos a partir das simulações, tal como se propõe no presente estudo.

Como o valor de eficiência do inversor, η_{Inv} , depende das perdas envolvidas no mesmo, para um melhor entendimento do modelo aqui mencionado, há a necessidade de equacionar essas perdas, tal como representado na equação 3.12.

$$P_{Perdas} = P_{FV} - P_{Saída}. \quad (3.12)$$

Normalizando-se as perdas com relação à potência nominal do inversor (P_{Inv}^0) obtém-se:

$$p_{Perdas} = p_{FV} - p_{Saída} = (k_0 + k_1 p_{Saída} + k_2 p_{Saída}^2), \quad (3.13)$$

e, finalmente, reorganizando-se algebricamente a equação 3.13, obtém-se:

$$p_{FV} = \frac{P_{Saída}}{\eta_{Inv}} = p_{Saída} + (k_0 + k_1 p_{Saída} + k_2 p_{Saída}^2). \quad (3.14)$$

A equação 3.14 é utilizada para calcular a potência de saída, de acordo com o método descrito a seguir.

3.4 Método utilizado (Energia Anual)

Para se analisar a questão de qual o FDI mais adequado para as particularidades brasileiras, dada a inexistência de estudos nessa área aqui no Brasil, optou-se pela determinação da relação FDI a partir de dois critérios: o que permite a maior produção anual de energia e conseqüentemente a melhor eficiência do sistema (maior kWh/kWp); e o que fornece o menor custo da energia produzida (menor custo em US\$/kWh).

Em ambos os casos, primeiramente a radiação horária global no plano do coletor é determinada a partir da radiação solar no plano horizontal usando-se valores medidos já existentes, ou então, modelos estatísticos. Na segunda etapa, usando-se a equação 3.2, descrita por Martín (1998), e os dados horários de radiação solar e temperatura ambiente, o ponto de máxima potência do gerador fotovoltaico é calculado e, então, o tamanho ótimo de FDI é determinado utilizando-se o modelo do inversor proposto por Schmidt et al. (1992).

Considerando-se o gerador fotovoltaico e o inversor representados pelos modelos descritos anteriormente, calcula-se a potência máxima de saída do gerador fotovoltaico a partir da radiação solar e da temperatura ambiente e, posteriormente, a potência de saída do inversor, $P_{Saída}$, utilizando-se as equações 3.15, 3.16 e 3.17.

$$P_{Saída} = P_{Inv}^{max} \dots\dots\dots se P_{Saída} \geq P_{Inv}^{max}; \quad (3.15)$$

$$P_{Saída} = 0 \dots\dots\dots se P_{FV} \leq k_0 P_{Inv}^0; \quad (3.16)$$

$$P_{Saída} = p_{Saída} P_{Inv}^0 \dots\dots\dots se k_0 P_{Inv}^0 < P_{Saída} < P_{Inv}^{max}. \quad (3.17)$$

O parâmetro $P_{Saída}$ é obtido pela solução da equação 3.12, que, para uma melhor compreensão, é reescrita tal como mostra a equação 3.18:

$$k_0 - p_{FV} + (1 + k_1)p_{Saída} + k_2 p_{Saída}^2 = 0, \quad (3.18)$$

onde p_{FV} e $p_{Saída}$, são os valores de saída de potência do gerador fotovoltaico e do inversor, normalizados com relação à potência nominal do inversor P_{Inv}^0 , respectivamente.

Nota-se que na metodologia utilizada supõe-se que o inversor limita a potência de saída em sua potência máxima CA fornecida pelo fabricante. Esta consideração é confrontada com valores experimentais no estudo de caso. Vale ressaltar que em algumas situações, utiliza-se como potência limitante a própria potência nominal do inversor. Essa consideração se faz necessária em situações onde não se dispõem de informações a respeito dos valores máximos permissíveis para o funcionamento do inversor estudado, sem prejudicar sua integridade física, ou em questões de estudos comparativos entre se utilizar P_{Inv}^0 ou P_{Inv}^{max} como potência limite admissível.

Uma outra questão importante a ser levantada está associada ao fato de que as perdas por limitação podem ser minimizadas, quando são previstas na etapa de projeto e dimensionamento do sistema. Isso é possível, pois os inversores atuais possuem internamente algoritmos de controle necessários para manter a potência CC máxima de entrada. Esse controle é geralmente realizado afastando-se a potência de entrada do ponto de máxima potência (PMP) nos casos em que a potência entregue pelo gerador fotovoltaico é superior ao valor máximo de potência de entrada permitida para o inversor.

Com base nas ferramentas apresentadas até o momento, calcula-se para vários pares (inversor- gerador) a energia elétrica CA produzida pelo SFCR, que permite determinar a melhor configuração (P_{Inv}^0 , P_{FV}^0), tanto do ponto de vista da energia gerada (maior produção anual), quanto do ponto de vista econômico (menor custo do kWh gerado), sendo que a última figura de mérito é obtida através da utilização das ferramentas existentes na matemática financeira.

É importante mencionar que, além das perdas de operação dos módulos devido à temperatura e às perdas no inversor, outros tipos de perdas foram incluídos nestes cálculos com o intuito de torná-los o mais próximo possível do real. Perdas na fiação, dispersão entre os módulos e diodos foram incluídas através da utilização de valores típicos existentes na literatura. Por exemplo, de acordo com dados experimentais, estima-se que as perdas devidas à dispersão entre os módulos girem em torno dos 3 % (DECKER, 1992), podendo

chegar a 5,7 % em se tratando de grandes centrais (RADZIEMSKA & KLUGMANN, 2002), enquanto que para outras perdas, tais como as ocorridas em diodos, cabos, fusíveis, proteções e contadores, também tanto do lado CC quanto do lado CA, valores típicos entre 2 a 3 % são considerados.

3.5 Figuras de mérito

Neste tópico, considera-se oportuno abordar, de maneira sucinta, algumas figuras de mérito difundidas para descrever o desempenho de sistemas fotovoltaicos destacando suas vantagens e desvantagens, com o intuito de que essas possam servir como ferramentas de caráter prático e que possam ser de grande utilidade na análise de engenharia de SFCR. Essas figuras de mérito permitem analisar o funcionamento de um SFCR com base na produção de energia, recurso solar, perdas e custos.

3.5.1 Fator de capacidade (FC)

Para o estudo do desempenho de usinas de geração de eletricidade, tais como hidroelétricas, termoeletricas, eólicas e outras, é comum adotar-se o conceito de Fator de Capacidade (FC), que relaciona a energia gerada em um determinado intervalo de tempo ($t_2 - t_1$) com a energia que poderia ser gerada na potência nominal de saída das máquinas, tal como indica a equação 3.19.

$$FC = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{Saída} dt}{P_G^0 (t_2 - t_1)}, \quad (3.19)$$

onde, $P_{Saída}$ é a potência instantânea gerada e P_G^0 é a soma das potências nominais de geração das máquinas que constituem o sistema.

Esse conceito tem sido usado também em sistemas que utilizam como fonte primária de energia as energias solar e eólica (ZILLES & OLIVEIRA, 1999; MACÊDO, 2002). No caso específico da energia solar fotovoltaica, essa adaptação se dá, fazendo a potência nominal do gerador usado nas grandes usinas hidroelétricas (ou termoeletrica) igual à potência nominal do gerador fotovoltaico ($P_G^0 = P_{FV}^0$). Porém, segundo alguns autores, esse parâmetro não representa efetivamente a qualidade da energia entregue por esses sistemas, uma vez que essas fontes não podem ser consideradas uma fonte de energia firme convencional. Por essa razão, alguns autores preferem adotar o conceito de Energia Específica (EE) para estudar a qualidade dos sistemas que utilizam fontes intermitentes de energia.

Nota-se da equação 3.19, que o conceito de FC pode ser aplicado para qualquer intervalo de tempo, permitindo uma análise sazonal da operação do sistema.

3.5.2 Energia específica (EE)

Existem várias formas de se definir Energia Específica (EE) dependendo do contexto da análise que se pretende fazer. Portanto, esse parâmetro pode ser dado em várias unidades. Por exemplo, a EE pode ser utilizada para calcular o tempo de retorno da energia gasta para produção dos módulos fotovoltaicos, também conhecido como *Energy Payback Time (EPBT)*. Ou seja, a energia específica necessária para produção de módulos fotovoltaicos é expressa em kWh/kWp, onde kWh representa o kilowatt-hora elétrico. Segundo Knapp & Jester (2000), essa escolha de unidade é conveniente e intuitiva pois representa algo físico: o número de Horas de Sol Pleno (HSP²) necessárias para recuperar a energia gasta na sua produção (EPBT). Para converter esse valor em anos, basta dividi-lo pela irradiação anual, usualmente expressa em kWh/m²/ano e corrigir para qualquer mudança de desempenho com relação ao nominal, seja devido às perdas do sistema ou à temperatura de operação dos módulos.

Para tornar possível uma simples e correta compreensão e comparação entre SFCR de diferentes tamanhos, a EE é dada em kWh/kWp (HAEBERLIN & BEUTLER, 1997). No caso dos SFCR, esse parâmetro pode relacionar a energia gerada em determinado intervalo de tempo tanto com a potência quanto com a área do gerador fotovoltaico.

Sistemas com a mesma potência nominal apresentam diferentes valores de energia específica. Isso é um bom procedimento, que permite determinar a qualidade dos diferentes sistemas com equipamentos de diferentes fabricantes, da mesma forma que o FC, porém de pontos de vistas diferenciados.

Nota-se que a EE difere do FC pelo fator tempo existente no denominador da equação 3.19. Isso significa dizer que se tratam de figuras de mérito que dizem basicamente a mesma coisa, porém com formas diferentes de visualização do desempenho de SFCR.

Em resumo, a EE tem por objetivo permitir a comparação da produção de energia de SFCR de tamanhos e localizações diferentes. No que se refere à aplicação solar fotovoltaica, é comum a utilização do termo *Final Yield (Y_F)* ou Produtividade do Sistema, para expressar a EE em kWh/kWp. O entendimento desse conceito é muito importante para a definição da próxima figura de mérito abordada aqui.

²É o número de horas de sol em média diária a uma intensidade de 1.000 W/m². Esse parâmetro é equivalente à energia total diária incidente sobre a superfície do gerador em kWh/m²

3.5.3 Rendimento global (*Performance Ratio - PR*)

Para que se entenda esse conceito, é necessário entender primeiro o conceito de Produtividade do Sistema (Y_F). Denomina-se de Produtividade do Sistema em um determinado intervalo de tempo ($t_2 - t_1$), Y_F , a relação entre a energia entregue à carga e a potência nominal do gerador, equação 3.20.

$$Y_F = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{Saída} dt}{P_{FV}^0} \quad (3.20)$$

Nota-se que Y_F se expressa em kWh/kWp ou simplesmente em horas. Tal como enfatizado em Lorenzo (1994), em um sistema totalmente livre de perdas, e cujo gerador operasse sempre com as células à temperatura de 25 °C e no ponto de máxima potência, o valor de Y_F expresso em kWh/kWp coincidiria numericamente com o valor da energia solar incidente sobre o gerador fotovoltaico no intervalo de tempo $\Delta t = t_2 - t_1$, $\int_{t_1}^{t_2} H_{t,\beta} dt$ em kWh/m².

Um aspecto fundamental no entendimento da equação 3.20 está relacionado à vantagem da utilização da potência nominal do gerador fotovoltaico (P_{FV}^0) em vez de outro parâmetro como por exemplo a potência nominal em CA (P_{Inv}^0), ou até mesmo outras condições de teste do gerador fotovoltaico, que não sejam as condições padrão ou *STC*. Essa vantagem consiste na diferenciação entre sistemas com diferentes eficiências de conversão CC/CA ou diferentes formas de montagem dos geradores fotovoltaicos, que acabam resultando em diferentes temperaturas de operação da célula.

Para esclarecer melhor esse aspecto, torna-se conveniente a utilização de alguns exemplos práticos. Supondo-se que o desempenho do SFCR em termos de Y_F é avaliado com respeito à potência nominal em CA, então, dois sistemas podem apresentar o mesmo Y_F , porém seus inversores podem apresentar diferenças significativas em termos de suas eficiências de conversão CC/CA. Da mesma forma, se o desempenho for avaliado com relação a outra condição de operação, tal como *PTC*³, por exemplo, dois sistemas podem apresentar o mesmo Y_F e contudo ter diferenças significativas em termos das temperaturas de operação de seus geradores, conseqüentes do tipo de montagem realizado (montados ou integrados a edificação), o que fatalmente implicará em perdas bastante distintas devido ao maior ou menor aquecimento da célula.

Entendido o conceito de Y_F e de sua importância na análise de desempenho de

³*PTC* conhecido como *PVUSA Test Condition* ($H_{t,\beta}=1.000 \text{ W/m}^2$, $T_a=20 \text{ °C}$ e $V=1 \text{ m/s}$), difere das *STC* no aspecto de que a temperatura e a velocidade de vento adotadas resultarão em uma temperatura de célula de aproximadamente 50 °C, ao invés de 25 °C fornecido pelas *STC* (MARION et al., 2005).

SFCR, define-se outro parâmetro bastante difundido nas aplicações com sistemas fotovoltaicos de uma maneira geral, conhecido como Rendimento Global do Sistema (em inglês, Performance Ratio - PR). O PR considera todas as perdas envolvidas em um SFCR (seja no gerador ou no sistema de condicionamento e no resto do sistema) e é definido de acordo com a relação dada pela equação 3.21.

$$PR = \frac{Y_F}{\frac{\int_{t_1}^{t_2} H_{t,\beta} dt}{H_{ref}}} \quad (3.21)$$

Observa-se que Y_F pode ser interpretado como o tempo de operação com a potência nominal do gerador fotovoltaico, de modo a produzir a mesma quantidade de energia entregue à carga. Analogamente, o denominador da equação 3.21, também conhecido como *Reference Yield* (Y_R), é interpretado como o número de horas na irradiância de 1.000 W/m^2 .

Constata-se que os parâmetros abordados até então estão intimamente ligados à potência nominal do gerador fotovoltaico, o que torna indispensável a utilização de valores o mais próximo possível da realidade. Daí a importância de metodologias confiáveis, que permitam a inspeção desses valores a sol real. Com esse objetivo, foi montada uma carga capacitiva para caracterização de geradores fotovoltaicos, que juntamente com a metodologia descrita no Capítulo 5, permitiu avaliar os valores de potência de cada um dos geradores aqui analisados.

3.5.4 Custo da energia

De acordo com Costa & Attie (1990), em geral, o problema de aplicação de capital é de longo prazo, ou seja, o tempo necessário para que se realizem os benefícios do projeto (na maioria das vezes essas aplicações são feitas pela implementação de projetos) é grande, normalmente de alguns anos. No caso particular dos SFCR, onde muitos fatores não são considerados, em função de serem difíceis de serem mensurados, a decisão de “aplicar capital” é aqui estudada num sentido restrito: identificar o custo do kWh e relacioná-lo com o FDI usado em SFCR, com o intuito de verificar a sensibilidade entre esses dois parâmetros.

Existem várias razões para o tratamento do uso de capital de forma separada, dentre as quais pode-se destacar em particular o fato de que por não serem simultâneas todas as conseqüências da decisão de aplicação de capital, cria-se uma particularidade na sua metodologia de análise, e é necessário que haja um mecanismo para se levar em conta essas defasagens. Esse mecanismo é obtido através da utilização das ferramentas existentes na matemática financeira.

O custo do kWh gerado por qualquer sistema de geração de eletricidade é obtido

combinando custos de capital ou investimento inicial com os gastos subseqüentes: operação, manutenção, etc. Para o caso da geração fotovoltaica, o custo da energia produzida deve-se unicamente à amortização do capital e à operação e manutenção. A equação 3.22, permite a consideração desses parâmetros mencionados anteriormente, considerando o valor do dinheiro no tempo (ZILLES & OLIVEIRA, 1999).

$$C = \left[\frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} + OM \right] \frac{II}{87,6FC}, \quad (3.22)$$

onde:

C, é custo de geração anualizado em US\$/kWh;

FC, é fator de capacidade em %;

OM, é a porcentagem anual do capital inicial necessário para operação e manutenção;

II, é o investimento inicial em US\$/kWp;

r, é a taxa anual de desconto;

n, é o horizonte de planejamento em anos.

Como ferramenta para auxílio na análise econômico-financeira, utiliza-se uma representação gráfica dos movimentos de dinheiro ao longo do tempo, conhecida como “diagrama de fluxo de caixa (DFC)”. Porém, não cabe detalhar aspectos relacionados a análise de projetos de investimentos; no entanto, ressalta-se que a equação acima reflete satisfatoriamente o custo da energia produzida por SFCR, considerando o horizonte de planejamento (n) bem como a remuneração paga pelo direito de usar o dinheiro (r).

3.6 Dados meteorológicos e localizações

O próximo passo para se quantificar a energia anual produzida por um SFCR consiste na obtenção dos dados horários referentes ao recurso solar e temperatura ambiente para as localidades de interesse, a partir de fontes confiáveis, e o posterior acoplamento entre esses dados e os modelos de desempenho do gerador fotovoltaico e inversor, segundo a metodologia descrita anteriormente.

Valores de radiação solar horária no plano inclinado são muito úteis em cálculos de engenharia de sistemas fotovoltaicos. Porém, em muitas localidades, quando existem, somente valores de radiação solar global no plano horizontal são disponibilizados.

Para se calcular a radiação solar global no plano do gerador fotovoltaico, a partir dos valores disponíveis na horizontal, vários modelos matemáticos envolvendo uma ou mais correlações se encontram disponíveis (DUFFIE & BECKMAN, 1991; LORENZO, 1994; NOT-

TON et al., 2004; SEN, 2004). Entretanto, o objetivo deste tópico não é o desenvolvimento de um novo modelo para o cálculo da radiação solar global no plano do gerador, mas a análise das fontes e ferramentas disponíveis que já tenham esses modelos incorporados em sua estrutura, de tal modo que a confiabilidade e a praticidade de manipulação dessas informações apresentem uma boa relação de compromisso na obtenção dos dados necessários para as simulações numéricas aqui apresentadas.

A maneira mais prática de se estudar a radiação solar incidente na superfície da Terra é utilizando-se da medida direta realizada por meio de piranômetros, e outros equipamentos, colocados na superfície da mesma. O Atlas Solarimétrico Brasileiro (ASB) é a fonte mais comum para esse tipo de informação no Brasil. A base de dados disponibilizada pelo ASB, publicado por Tiba & Fraidenraich (2000), apresenta uma compilação de grande valor científico e que disponibiliza valores históricos de medidas de horas de insolação e irradiância global, direta e difusa em localidades espalhadas em todo o território brasileiro. Apesar da grande importância das informações contidas no ASB, essas não estão suficientemente sistematizadas para obtenção de maneira prática dos valores de irradiância no plano do gerador e temperatura ambiente necessários às simulações numéricas a partir de médias horárias.

Os piranômetros fornecem medidas pontuais com grande exatidão, mas, além de apresentarem custo elevado para grandes extensões territoriais, como é o caso do Brasil, produzem resultados com elevado grau de incerteza, devido aos processos de interpolação e extrapolação entre estações de superfície distribuídas de forma esparsa e muito heterogênea. A alternativa é a aplicação de modelos computacionais que estimam a radiação solar incidente na superfície terrestre através da parametrização dos processos radiativos no sistema Terra-Atmosfera. Esta é uma solução que fornece resultados bastante confiáveis a custo relativamente baixo em comparação à implantação e operação de redes de estações.

Dessa forma, uma outra alternativa aos dados do ASB, que julga-se bastante satisfatória para a finalidade desta pesquisa, são os dados disponibilizados através do projeto *SWERA* (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*), financiado pela Divisão de Ambiente Global (*GEF*), através do Programa das Nações Unidas para o Ambiente (*UNEP*), obtidos com o auxílio do modelo Brasil-SR, que está sendo empregado no mapeamento do potencial energético solar e eólico da América Latina (MARTINS et al., 2004).

O objetivo principal do *SWERA* é compilar e tornar disponível para acesso público informações confiáveis sobre os recursos solar e eólico em diversas partes do mundo em desenvolvimento. Nesse sentido, o Laboratório de Energia Solar (LABSOLAR), pertencente à Universidade Federal de Santa Catarina, está colaborando com o Instituto Nacional de Pesquisas

Espaciais (INPE) e com o Laboratório Nacional de Energias Renováveis (*National Renewable Energy Laboratory - NREL*) na produção de avaliações solares para o Brasil. Três produtos estão em desenvolvimento:

1. Um mapa solar do Brasil em alta resolução (10 km) elaborado pelo LABSOLAR/INPE;
2. Um mapa solar da América do Sul em média resolução (40 km) elaborado pelo LABSOLAR/INPE em conjunto com o *NREL*.
3. Geração de séries temporais.

Maiores informações sobre o projeto *SWERA* e os resultados da etapa de interoperação de modelos podem ser obtidas em <http://www.dge.inpe.br/swera/swera-home.html>.

Uma segunda alternativa aos dados do ASB, utilizada mundialmente, encontra-se em METEONORM (1999). Essa última alternativa é um banco de dados climatológicos para aplicações em energia solar, onde constam informações de várias localidades espalhadas pelo mundo, além de um programa computacional, baseado em modelos desenvolvidos a partir de projetos de pesquisa. Esses modelos permitem calcular os valores médios horários a partir de médias mensais obtidas de séries históricas ou da interpolação de estações das zonas climatológicas mais próximas. Com essa ferramenta é possível obter a radiação solar em uma superfície com orientação arbitrária, além da temperatura ambiente para a localidade de interesse.

Em termos de qualidade dos dados extraídos do METEONORM, os dados medidos e interpolados fornecem precisões similares e, para o cálculo da irradiância no plano inclinado, o modelo horário é mais preciso e, dessa forma, preferido. Com o intuito de avaliar a confiabilidade dos dados obtidos, ressaltou-se que para várias localidades brasileiras, compararam-se dados medidos provenientes de algumas estações, juntamente com os dados fornecidos pelo Brasil-SR, onde se constatou uma coerência bastante satisfatória entre as três fontes. Por essa razão, e pela amigável interface e facilidade de manipulação dos dados, optou-se pela utilização dos dados provenientes de METEONORM (1999). A figura 3.5 mostra a interface gráfica fornecida pelo programa, com o mapeamento dos dados disponibilizados ao redor do mundo.

A partir dessa interface é possível identificar as localidades e o tipo de informação, estação ou interpolado, auxiliando na obtenção das variáveis de interesse, ou seja, na obtenção dos dados horários de irradiância na orientação desejada e de temperatura ambiente. Ressalta-se que os dados utilizados nas simulações aqui apresentadas correspondem todos à inclinação ótima de cada localidade em particular.

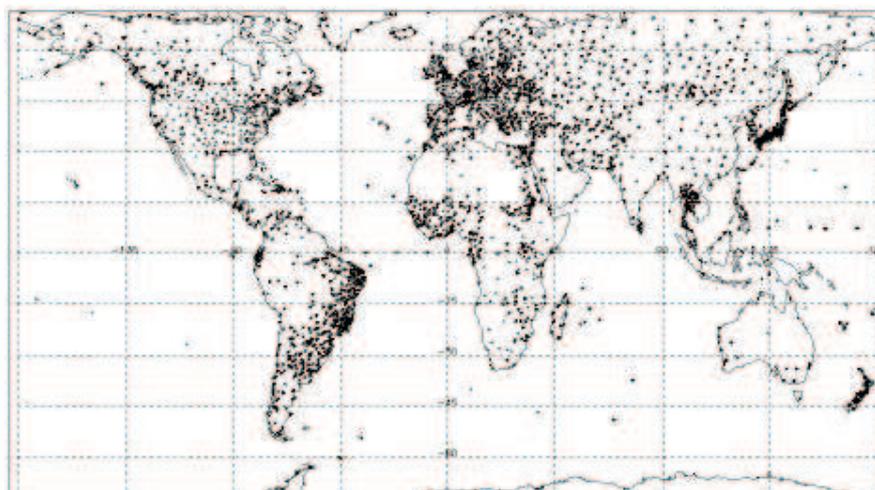


Figura 3.5: Posição das 2.686 estações encontradas em METEONORM (1999). As estações estão distribuídas sobre o globo terrestre.

Como critério de prioridades, optou-se primeiramente pelos dados horários provenientes de séries históricas de estações espalhadas pelo Brasil e, nas localidades onde estas não existiam, utilizaram-se então os dados obtidos a partir de interpolações, dependendo do número de estações. Na figura 3.6 estão indicados, em verde, os dados correspondentes às estações, e em azul e vermelho, os dados provenientes de interpolações, enquanto que as setas indicam as localidades analisadas.

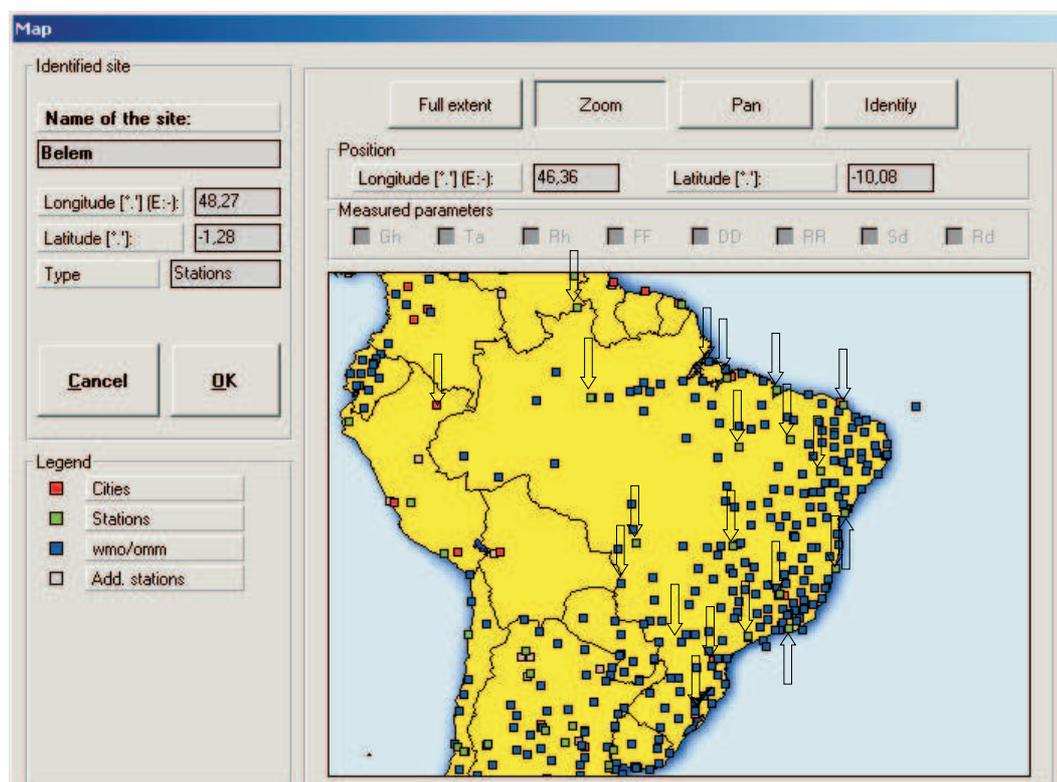


Figura 3.6: Mapa de localização de dados fornecido pelo METEONORM (1999) e localidades para onde foram extraídos os dados nas várias regiões brasileiras.

Segundo informações do próprio METEONORM, em geral, o modelo horário tende a subestimar a radiação total na superfície inclinada. A diferença, quando comparada com os valores medidos, é de $\pm 3 \%$ para meses individuais no verão + 10% no inverno. Como a radiação solar é bem inferior no inverno, isso tem apenas um pequeno efeito na média anual, erro em torno de 2% . É importante mencionar que o banco de dados e os modelos computacionais utilizados apenas aproximam a situação real. Além do mais, as variações entre as medidas da radiação total entre um ano e outro são geralmente maiores que a imprecisão dos modelos geralmente empregados para estimativa do recurso solar.

Observa-se que a região norte do país apresenta uma carência maior de estações necessárias para manipulação de dados meteorológicos. Por essa razão, duas das localidades apresentadas na figura 3.6, que não pertencem ao território brasileiro foram consideradas como representativas das localidades brasileiras mais próximas, tal como se menciona no tópico seguinte.

3.6.1 Disponibilidade anual do recurso solar

O Brasil, por ser um país localizado na sua maior parte na região inter-tropical, possui grande potencial de energia solar durante todo ano. Na tabela 3.3 constam a disponibilidade anual do recurso solar, no plano de inclinação ótima do gerador fotovoltaico, em kWh/m^2 , para cada uma das localidades analisadas nas simulações.

As localidades de Santa Elena e Iquitos foram consideradas como representativas das localidades brasileiras na fronteira do extremo norte do estado de Roraima com a Venezuela e do oeste do estado do Amazonas com o Peru. Complementando a tabela 3.3, utilizaram-se também os dados disponíveis do projeto *SWERA* para a localidade de Boa Vista, também no estado de Roraima, com intuito de preencher a lacuna referente à disponibilidade de dados para aquela região. Observa-se que, com exceção de Iquitos, os melhores níveis de incidência do recurso solar encontram-se no nordeste brasileiro. Contudo, nota-se uma boa disponibilidade dessa fonte de energia de norte a sul do país.

Tabela 3.3: Localização e disponibilidade anual do recurso solar no plano de inclinação ótima do gerador fotovoltaico para as localidades analisadas nas simulações.

Localidade	Latitude [°]	Longitude [°]	Altitude [m]	Energia [kWh/m ² .ano]
Santa Elena	4,36	-61,03	907	1.785
Boa Vista	2,83	-60,70	140	1.922
Macapa	-0,02	-50,03	15	1.838
Belém	-1,28	-48,27	24	1.849
São Luiz	-2,32	-44,17	51	1.798
Manaus	-3,08	-60,01	72	1.804
Fortaleza	-3,46	-38,36	27	2.039
Iquitos	-3,50	-73,06	106	2.134
Florianópolis	-6,46	-43,02	123	2.005
Carolina	-7,20	-47,28	183	1.870
Petrolina	-9,23	-40,3	370	1.976
Salvador	-13,01	-38,31	51	1.946
Cuiabá	-15,33	-56,07	179	1.928
Brasília	-15,47	-47,56	1158	1.897
Caravelas	-17,44	-39,15	4	1.823
Corumbá	-19,05	-57,3	130	1.962
Belo Horizonte	-19,56	-43,56	915	1.678
Rio de Janeiro	-22,55	-43,10	5	1.795
Londrina	-23,23	-51,11	566	1.540
São Paulo	-23,30	-46,37	792	1.529
Curitiba	-25,32	-49,35	900	1.560
Porto Alegre	-30,01	-51,13	47	1.609

3.7 Simulações e resultados

A utilização das ferramentas existentes na engenharia de sistemas fotovoltaicos apresenta um papel importante no processo de análise de desempenho e projeto de SFCR. Essas ferramentas permitem automatizar e analisar várias situações de orientação e disponibilidade do recurso, auxiliando no processo de decisão dos projetos desses sistemas. Como observado em tópicos anteriores, as figuras de mérito mencionadas anteriormente, geralmente utilizadas para a análise dos SFCR, dependem de vários aspectos: orientação do gerador, características ambientais do lugar, características do inversor, etc., e também da relação entre as potências nominais do gerador e inversor. Neste tópico em particular, restringir-se-á a análise de SFCR do ponto de vista da produtividade anual do sistema, perdas percentuais e custo da energia produzida por estes, considerando a orientação ótima.

Para isso faz-se necessária a identificação de alguns inversores existentes no mercado e suas características em termos de suas eficiências de conversão. A figura 3.7 apresenta as curvas de eficiência de sete inversores comerciais, utilizados nas análises aqui apresentadas, bem como suas respectivas potências limites. As curvas referentes aos modelos *SMA1100*,

GT3.0E e *SMA5000* foram obtidas a partir dos manuais fornecidos pelos fabricantes, enquanto que as demais foram extraídas do banco de dados existente no programa de simulação *INSEL 7.0*. Ressalta-se que nenhum desses inversores utiliza transformador externo de isolamento na saída. Contudo, alguns inversores adquiridos no mercado são fornecidos com ou sem transformador externo de isolamento. A utilização de transformador externo de isolamento fatalmente alterará a curva de eficiência do inversor, uma vez que as perdas existentes no transformador terão que ser incluídas no processo.

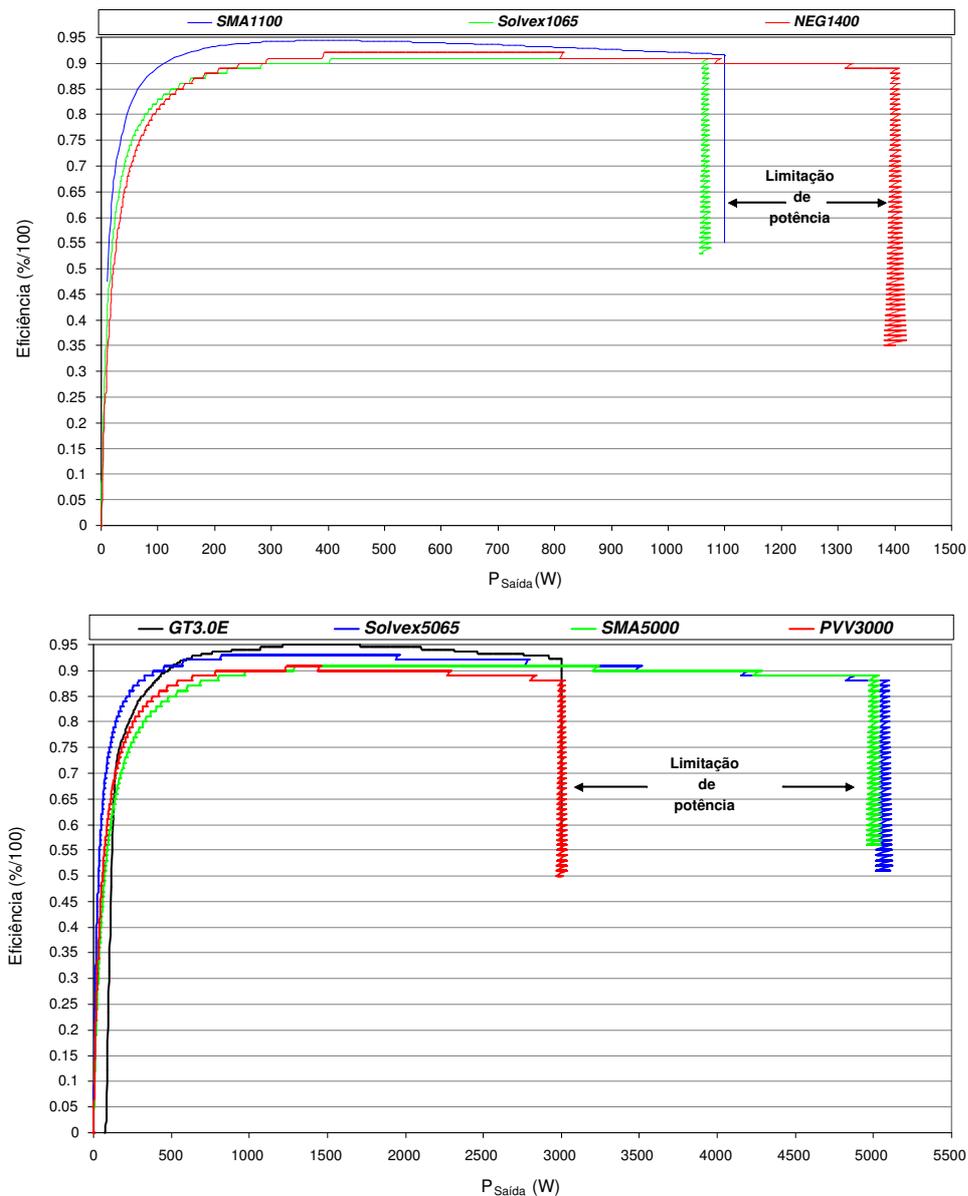


Figura 3.7: Curvas de eficiência para alguns inversores comerciais usados em SFCR.

Fonte: Manuais dos fabricantes e INSEL (2005).

3.7.1 FDI para as regiões brasileiras

O princípio básico de análise consiste em: Para cada par (gerador, inversor), a energia elétrica CA produzida por um SFCR é computada, permitindo identificar a configuração mais adequada (P_{FV}^0 , P_{Inv}^0), do ponto de vista da produtividade anual do sistema, para cada um dos inversores apresentados na figura 3.7. A figura 3.8 mostra esses resultados para quatro das localidades apresentadas na tabela 3.3, onde se constatou os melhores (Iquitos e Fortaleza) e piores (São Paulo e Porto Alegre) índices referentes à incidência do recurso solar.

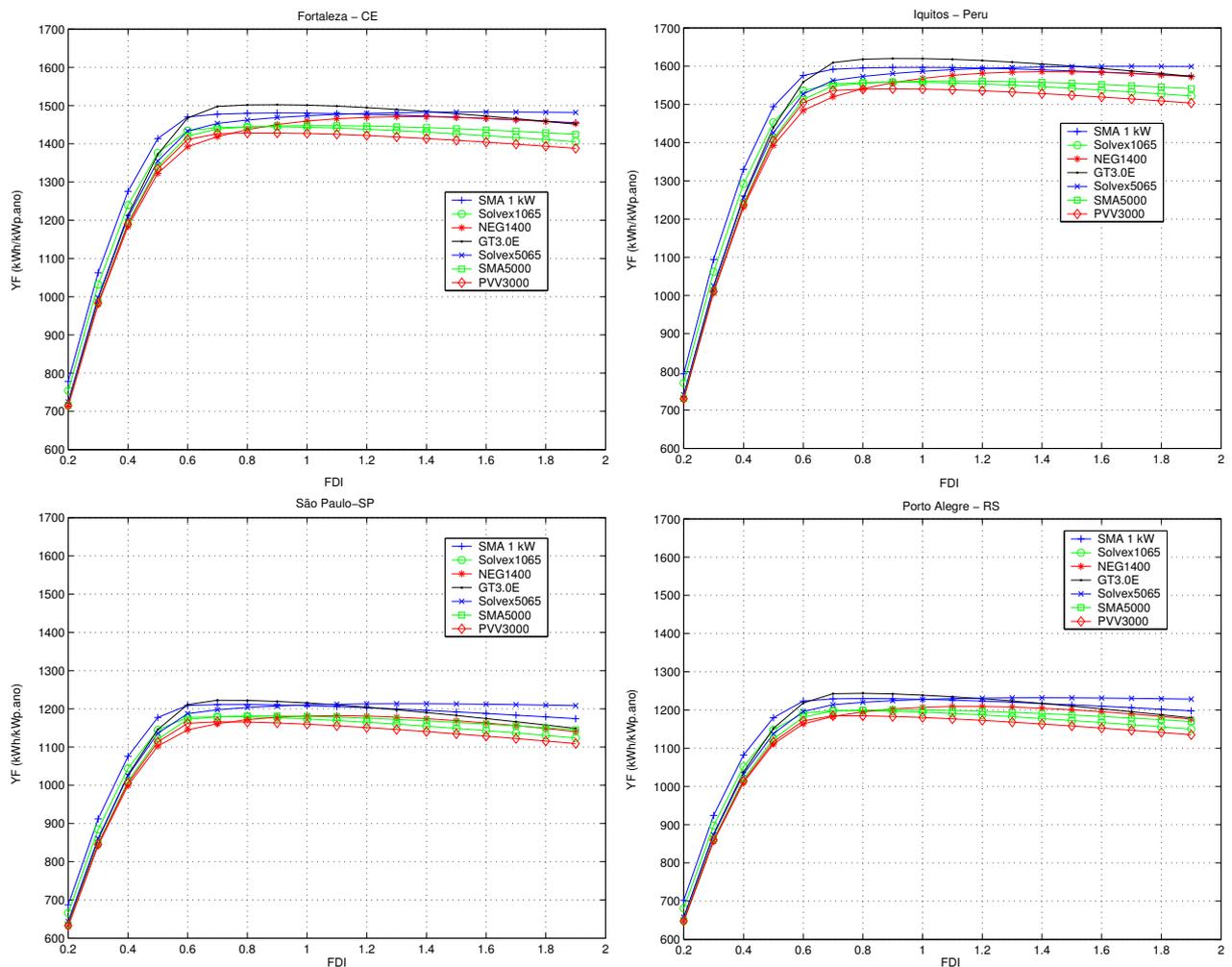


Figura 3.8: Produtividade de SFCR (Y_F) em função do tamanho relativo do inversor (FDI), para sete inversores comerciais.

Observa-se que a diferença em termos de produtividade anual, para FDI superiores a 0,55 e para um mesmo inversor, é pequena, geralmente inferior a 50 kWh/kWp.ano. Uma diferença maior é observada quando se compara, para um mesmo valor de FDI, os diferentes modelos de inversor, obtendo-se valores de até 100 kWh/kWp.ano, o que torna a escolha do equipamento mais interessante que a escolha da relação FDI propriamente dita. Porém, outros aspectos, que não podem ser visualizados nesse tipo de simulação, mostram que o so-

redimensionamento do gerador fotovoltaico pode melhorar o funcionamento do sistema, mais particularmente do inversor, em dias nublados ou no nascer e pôr do sol, forçando o equipamento a entregar uma energia de melhor qualidade o que não ocorre para baixos níveis de potência. Por outro lado, o sobredimensionamento excessivo fatalmente submeterá o inversor a níveis prolongados de temperatura mais elevada, que devem reduzir a vida útil do equipamento. Os resultados referentes às outras localidades apresentadas na tabela 3.3 encontram-se disponíveis no anexo A.

É importante ressaltar que os valores mencionados no parágrafo anterior são verdadeiros para dados de irradiância na base horária. A utilização de bases com intervalos de tempo inferiores, como por exemplo, 1 minuto, certamente darão resultados mais precisos com perdas de produtividades mais elevadas, principalmente para FDI inferiores 0,6.

É possível constatar que a produtividade é ligeiramente afetada mesmo quando se utilizam valores para a relação FDI maiores que a unidade, o que significa dizer que a potência de pico do gerador fotovoltaico não necessariamente deva ser maior que a potência máxima do inversor para se ter um bom desempenho energético.

O casamento mais adequado entre as potências do gerador e inversor depende, dentre outros aspectos, da curva de eficiência do inversor. Porém, constata-se que para alguns inversores a produtividade ótima pode ser atingida para uma faixa relativamente grande de valores de FDI, como por exemplo nos inversores, *Solvex5065*, *SMA1100* e *SMA5000*. Contudo, nota-se que perdas de produtividade, para um mesmo inversor, só aumentam de maneira significativa para valores de FDI inferiores a 0,6, onde o processo de limitação de potência passa a ser mais significativo.

Para o dimensionamento da relação FDI, a partir da radiação solar global incidente no plano do gerador fotovoltaico, comumente se utilizam valores médios mensais ou horários. Porém, segundo Burger & Rüther (2006), em muitas situações, como no caso dos projetos de SFCR, esses valores não são suficientes, pois eles não proporcionam uma idéia precisa do recurso solar em termos de distribuição de frequência, para divisão da energia nas diferentes classes de densidade de potência em kW/m^2 . Isso se deve ao fato dos valores médios de irradiância serem sempre inferiores aos valores de pico realmente atingidos, podendo originar médias horárias de 1.000 W/m^2 , por exemplo, quando valores de pico superiores a 1.200 W/m^2 foram atingidos nesse mesmo intervalo de tempo.

Em outras palavras, trabalhando-se com médias horárias, torna-se o processo de cálculo mais rápido, mas também menos preciso. Contudo, há a necessidade de uma relação de compromisso entre precisão, disponibilidade de informação e velocidade de cálculo, o que

torna as médias horárias bastante satisfatórias, dependendo da localidade e do regime da distribuição da irradiância.

Com o intuito de avaliar a magnitude dessa imprecisão, apresentam-se alguns resultados comparativos. A figura 3.9 mostra simulações com diferentes intervalos de integração.

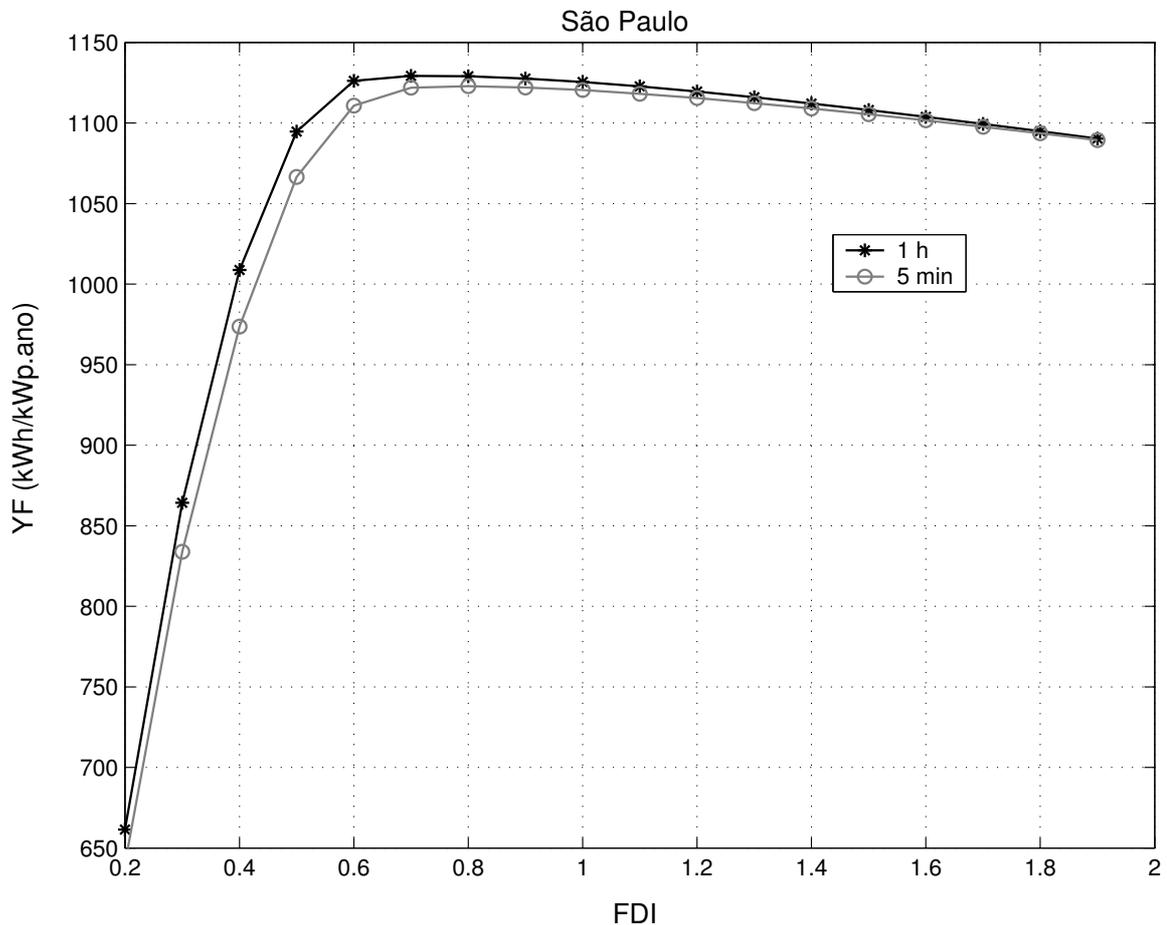


Figura 3.9: Produtividade do sistema (Y_F). Nestas simulações usam-se valores com resolução de 5 minutos em comparação com os valores horários, a partir de dados medidos no IEE/USP.

É possível constatar, das curvas de produtividade para intervalos de integração de 5 minutos e 1 hora, que as diferenças são pequenas quando se observa valores de $FDI \geq 0,6$. Já para valores de FDI inferiores a 0,6, percebe-se que os intervalos horários tendem a fornecer uma maior produtividade devido ao fato de que as diferenças entre os picos e as médias em intervalos de 5 minutos são menores que as diferenças em intervalos horários, o que implica em menos perdas por limitação no processo de cálculo quando se usam médias horárias. Contudo, constata-se que até mesmo na faixa de $0,5 \leq FDI \leq 0,6$, para o caso particular da cidade de São Paulo, o erro associado utilizando-se médias horárias não compromete a validade dos cálculos apresentados. Porém, isso não pode ser generalizado para as demais regiões brasileiras onde os valores de pico da irradiância são mais freqüentes.

No entanto, a utilização de um FDI inferior a 0,6 só se justifica se essa decisão agregar algum benefício significativo em termos operacionais ou econômicos, o que implica na análise de cada caso em particular, de acordo com o perfil e disponibilidade do recurso solar de cada região.

3.7.2 Perdas por limitação e perdas totais

Além da produtividade do sistema, Y_F , calcularam-se também as perdas percentuais de energia devido ao processo de limitação do inversor, também conhecidas como perdas CC no inversor, bem como as perdas totais, tal como indicado pelas equações 3.23 e 3.24, respectivamente. Ressalta-se que no cálculo dessas perdas não se leva em consideração o processo de limitação por temperatura, que ocorre em dias ensolarados, tal como mostram os dados experimentais apresentados no Capítulo 5.

$$P_{Perdas_{CC}} = 100 \cdot \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{Perdas_{CC}} dt}{\int_{t_1}^{t_2} P_{mp} dt} \quad (3.23)$$

$$P_{Perdas} = 100 \cdot \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{Perdas} dt}{\int_{t_1}^{t_2} P_{Pmp} dt} \quad (3.24)$$

Nota-se dos resultados apresentados no tópico anterior, que a produtividade anual do sistema (Y_F) tem o seu máximo valor, para um FDI compreendido entre 0,6 - 1,1. Ressalta-se também que Y_F tem uma fraca influência do FDI, quando este é superior a 1,1, o que se reflete em perdas de no máximo 5%, quando comparadas com a melhor situação e para um mesmo inversor. Contudo, vale ressaltar que essa pequena variação na produtividade pode ter um significado importante em termos econômicos.

Esse aspecto pode ser melhor visualizado através das figuras 3.10 e 3.11, onde são apresentadas as variações percentuais das perdas como uma função do FDI. As figuras 3.10 e 3.11 fornecem as perdas por limitação e totais para as localidades referentes à figura 3.8, onde nota-se que as perdas por limitação tendem a zero para valores de FDI superiores a 0,6, enquanto que as perdas totais tendem primeiramente, à diminuir e a medida que o FDI se torna maior que a unidade, ela tende a aumentar. Mais uma vez é importante mencionar que esses resultados foram obtidos para uma resolução horária, e que para uma situação real deve-se esperar o aumento dessas perdas (BURGER & RÜTHER, 2006).

É possível observar da figura 3.10 que o fator de dimensionamento do inversor, FDI, a partir do qual a limitação de potência começa a ocorrer, encontra-se em torno de 0,6 para qualquer dos inversores analisados.

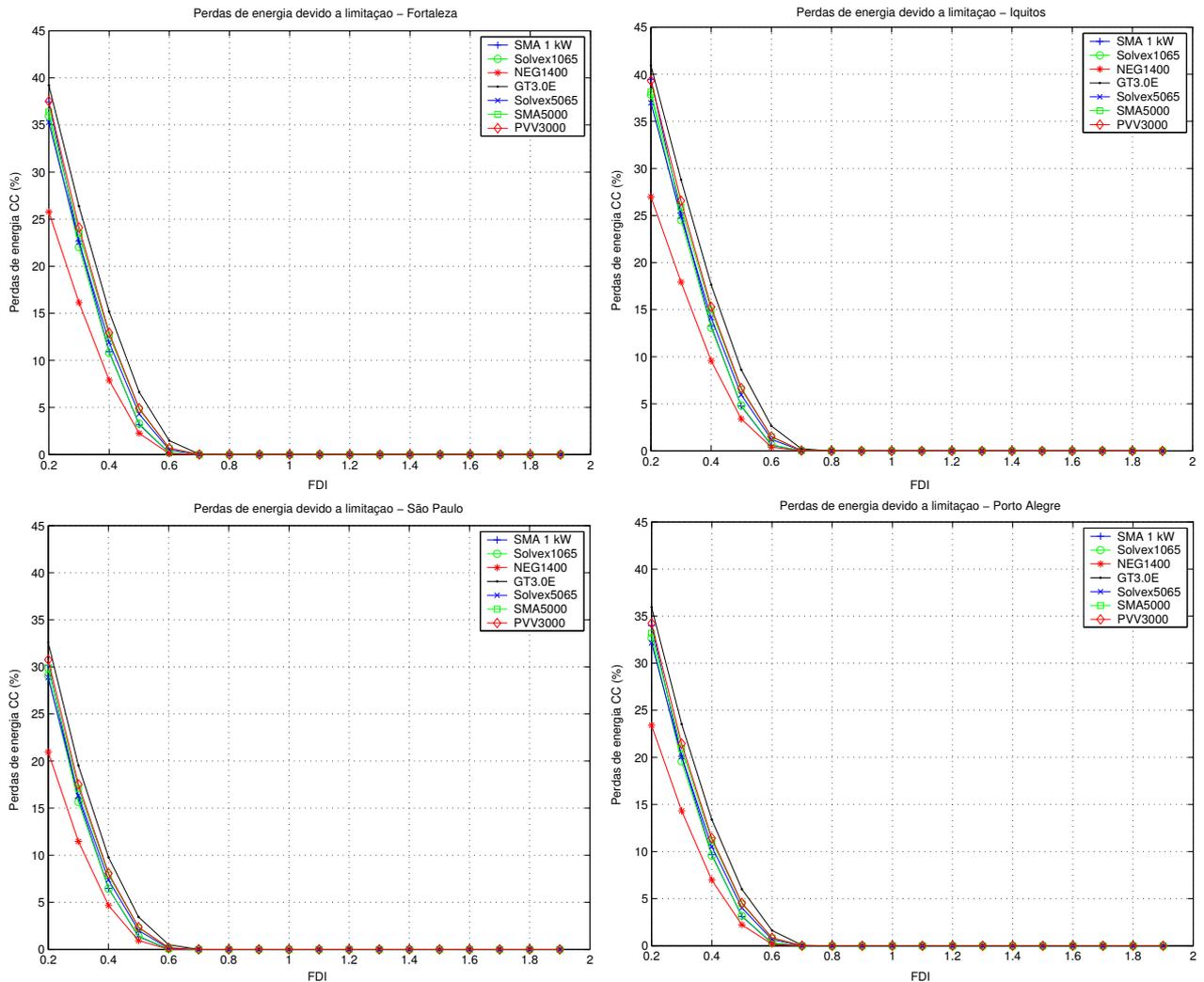


Figura 3.10: Perdas percentuais de energia em função do FDI, obtidas para as localidades referentes à figura 3.8. Perdas características do método empregado, ao considerar como potência limite a potência máxima de saída do inversor ($P_{Inv}^{lim} = P_{Inv}^{max}$).

Nota-se também que as perdas por limitação, ao considerar que o inversor limita na potência máxima de saída admissível para o equipamento, tendem a zero à medida que a relação FDI se aproxima dos valores correspondentes às maiores produtividades, independentemente do inversor utilizado. Observa-se também, através da figura 3.11, o aumento das perdas totais para valores elevados de FDI, devido basicamente à operação em baixo carregamento dos inversores. Esse último aspecto pode ser mais ou menos significativo, de acordo com as características do inversor utilizado, da localidade em análise, e do tamanho do gerador.

Ainda com relação às perdas devidas à limitação imposta pelo inversor, é possível identificar que estas são inferiores a 10 % para valores de $FDI = 0,5$, independentemente da localidade e do inversor, e inferiores a 3% para valores de $FDI = 0,6$. Esse aspecto permite mostrar a conveniência do sobredimensionamento, uma vez que para um dimensionamento cauteloso e otimizado, a potência máxima de saída do inversor (P_{Inv}^{max}) dificilmente é atingida.

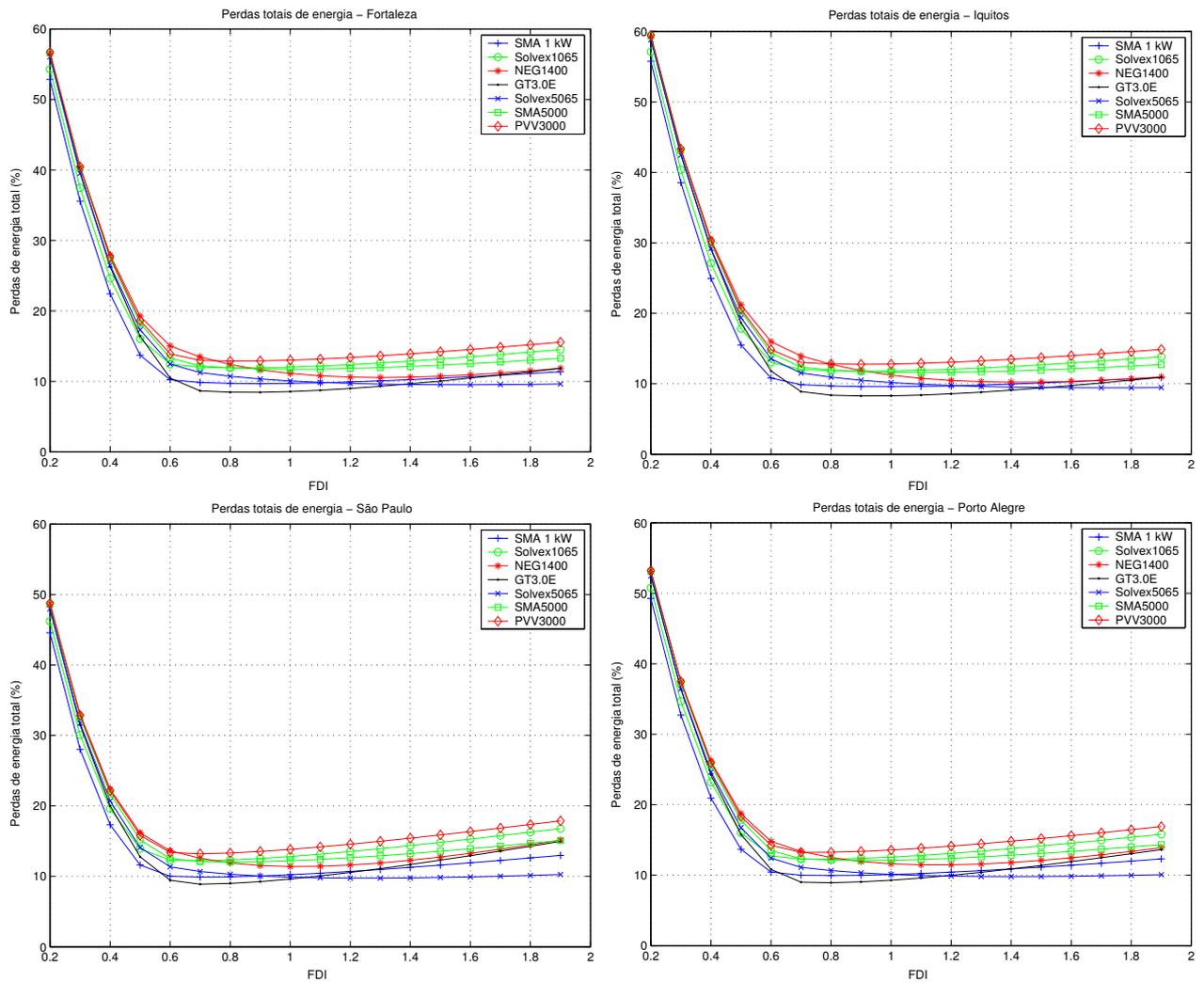


Figura 3.11: Perdas percentuais de energia em função do FDI, obtidas para as localidades referentes à figura 3.8. Perdas totais (perdas por limitação + perdas de conversão no inversor).

Isso pode ser visualizado de maneira mais clara a partir da análise da figura 3.12, onde são ilustradas a fração da potência nominal entregue pelo gerador fotovoltaico ao inversor, em função da percentagem das horas do ano em que se tem incidência de radiação solar, e a curva de eficiência do inversor *SMA1100*, em função da potência de saída normalizada.

Com base nessas curvas, o seguinte exercício prático pode ser realizado: Tomando-se como base o ponto ilustrado na figura 3.12, que corresponde a dizer que durante 10 % das horas do ano em que a radiação solar é diferente de zero (1,2 hora/dia em média), o gerador fotovoltaico estaria entregando ao inversor um valor entre 70 - 80 % da sua potência nominal. Considerando um gerador de 1.663 Wp, o que corresponde a um valor de FDI de aproximadamente 0,6, um dos casos a serem estudados experimentalmente, então ter-se-ia que durante 1,2 hora por dia o gerador fotovoltaico estaria entregando uma potência entre 1.164 - 1.330 W CC.

Analisando-se de outra forma, quando se converte a potência de saída máxima

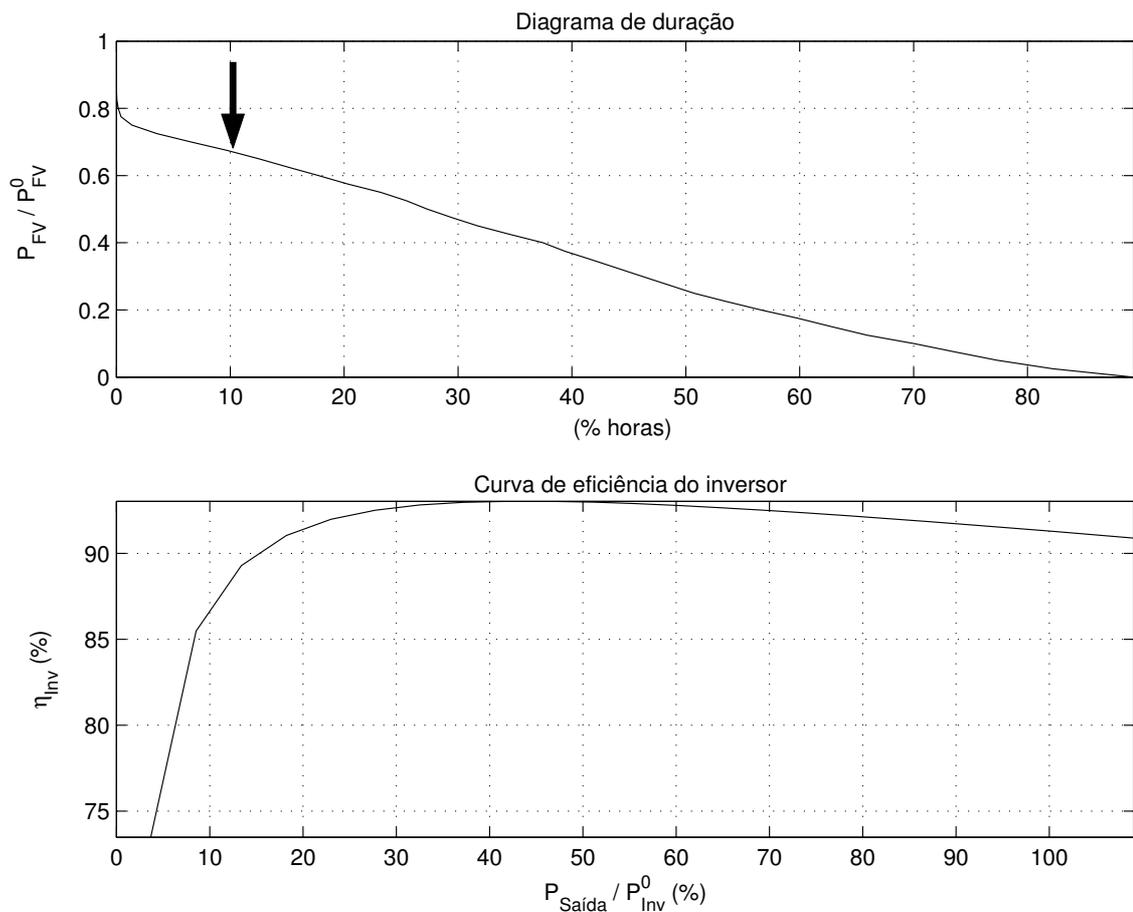


Figura 3.12: Distribuição anual da potência entregue ao inversor pelo gerador fotovoltaico, normalizada com relação à potência nominal, e curva de eficiência do inversor *SMA1100* (São Paulo-SP).

admissível do inversor *SMA1100* ($P_{Inv}^{max} = 1.100 \text{ W CA}$) para o lado CC, com o auxílio da curva de eficiência do mesmo, de onde se pode extrair uma eficiência de 91% na potência máxima, encontra-se para o lado CC o valor de aproximadamente 1.200 W, que é o valor que o inversor suportaria sem limitar ou comprometer sua integridade. Nota-se que este último valor é cerca de 3 % superior ao valor mínimo obtido no parágrafo anterior e 10 % inferior ao máximo obtido no mesmo parágrafo, o que significa dizer que o inversor trabalha com segurança na primeira situação e com riscos de uma possível queima ou limitação na segunda. Além disso, nota-se da figura 3.12 que, à medida que a potência entregue pelo gerador fotovoltaico se aproxima de 80 % da sua potência nominal, a duração dessas ocorrências tende a zero, o que torna esse risco pouco provável. Contudo, em outras localidades do país, isso pode não ser verdadeiro, e o processo de limitação de potência pode ser mais intenso, tal como abordado a seguir.

A figura 3.13 foi obtida a partir de dados medidos no plano horizontal, pelo Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE) da Universidade Federal do Pará, na localidade de Praia Grande, próxima a Belém.

De maneira análoga à análise feita para o caso de São Paulo (figura 3.12), chega-se,

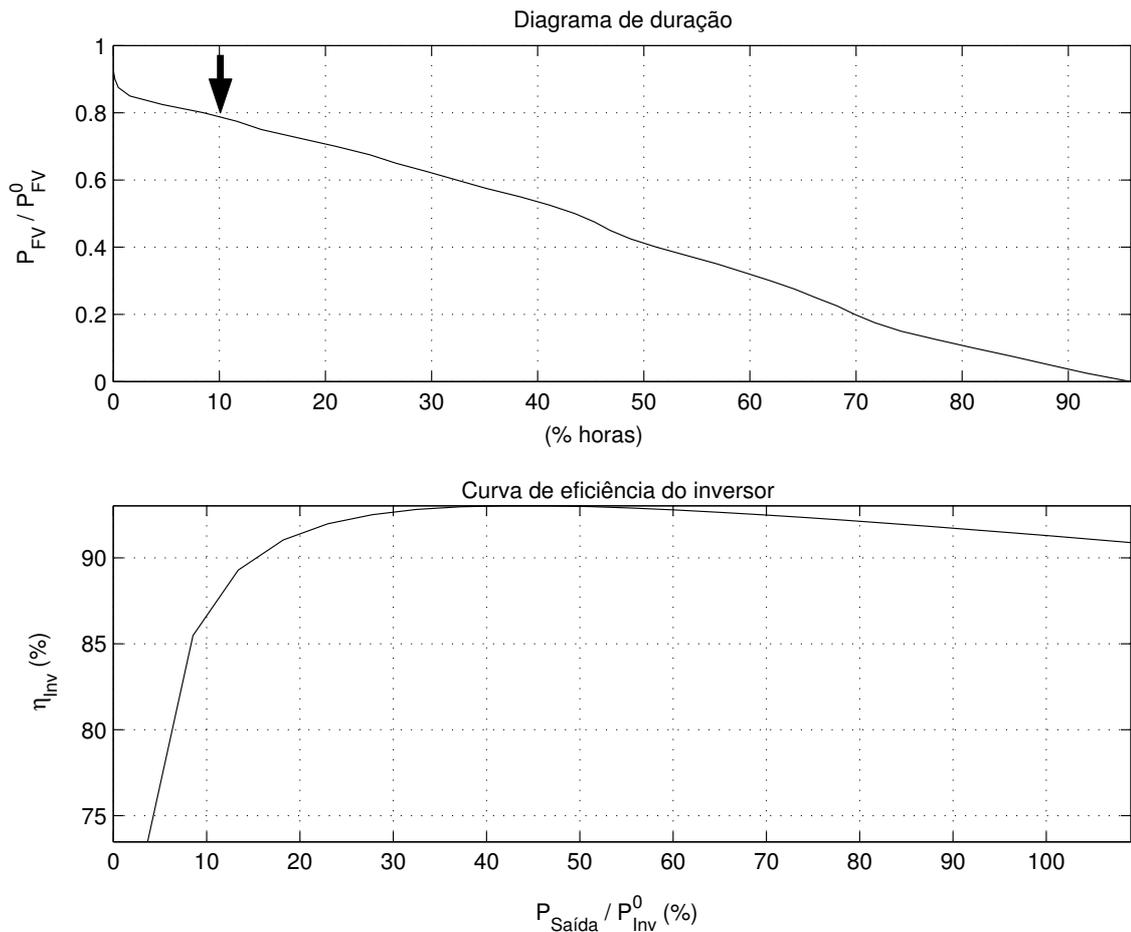


Figura 3.13: Distribuição anual da potência entregue ao inversor pelo gerador fotovoltaico, normalizada com relação à potência nominal, e curva de eficiência do inversor *SMA1100* (Belém-PA).

para o ponto em evidência na figura 3.13, a um valor de potência CC entregue ao inversor de aproximadamente 1.330 W ($1.663 \times 0,80$), o que supera o valor máximo admissível em CC (1.200 W) em cerca de 10 %, com um agravante de que a duração das ocorrências só tende a zero para valores de potência entregue pelo gerador fotovoltaico próximos a 100 % da potência nominal.

3.7.3 Análise econômico-financeira

Outro aspecto importante está relacionado às componentes de custo dos SFCR. Mostra-se mais adiante, que o sobredimensionamento pode ser uma alternativa para redução do custo da energia produzida.

As informações utilizadas para o cálculo do custo da energia produzida estão resumidas na Tabela 3.4, onde três cenários foram analisados, variando-se basicamente o custo do W_p , uma vez que esta componente de custo é efetivamente a mais relevante. Ressalta-se ainda que o custo associado ao inversor refere-se ao custo por kW aqui no Brasil segundo consultas

realizadas junto a alguns representantes existentes no país⁴.

Tabela 3.4: Dados utilizados para a análise do custo da energia produzida em função do FDI.

Dados de custo	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Módulos FV (US\$/W _p) – CW _p	3,50	5,00	6,50
Suportes, Cabos, etc. (US\$/W _p) – OD	1,50	1,50	1,50
Inversor (US\$/kW) - C _{inv}	1.600,00	1.600,00	1.600,00
Taxa de desconto - r	12 %	12 %	12 %
Vida útil em anos - n	25	25	25
Operação Manutenção - OM	2 %	2 %	2 %

Após as considerações anteriores e utilizando-se a equação 3.22, calculou-se o custo do kWh produzido, como função do FDI. Esses cálculos resultaram em um preço mínimo do kWh produzido para um FDI situado entre 0,5 - 0,7, para todos os casos, com uma variação mais significativa quando comparado ao custo do kWh produzido por SFCR com $FDI \geq 1.0$. As figuras 3.14, 3.15 e 3.16 mostram os resultados obtidos para as quatro localidades da figura 3.8.

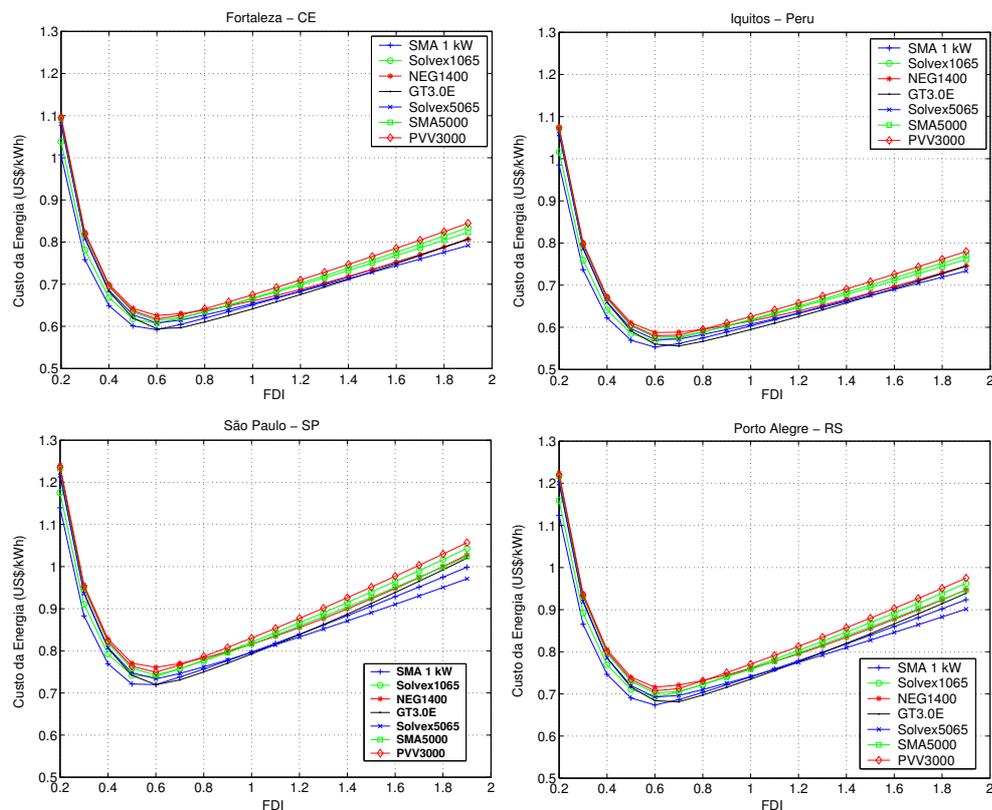


Figura 3.14: Custo da energia produzida pelo SFCR referente às localidades com maior e menor disponibilidade do recurso solar, Caso 1.

Nota-se que o custo da energia produzida não é muito sensível a variações ao redor do ponto de menor custo, o que implica em flexibilidade com respeito ao dimensionamento

⁴Dólar cotado a 2,285, em dezembro de 2005, de acordo com Banco Central.

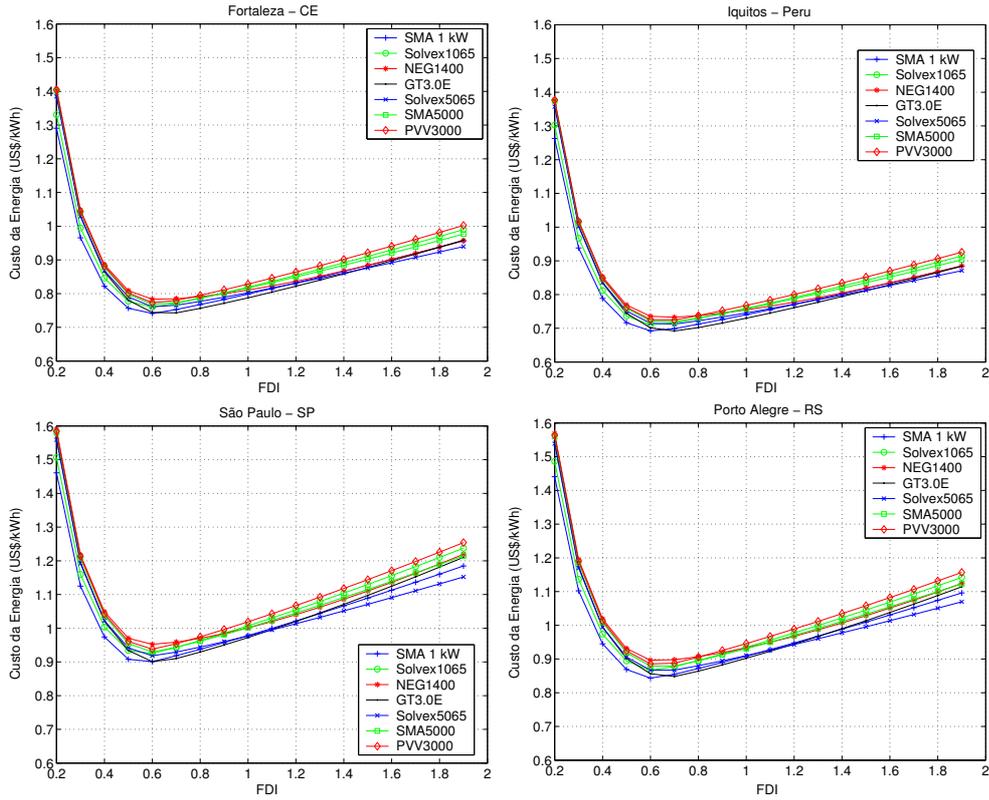


Figura 3.15: Custo da energia produzida pelo SFCR referente às localidades com maior e menor disponibilidade do recurso solar, Caso 2.

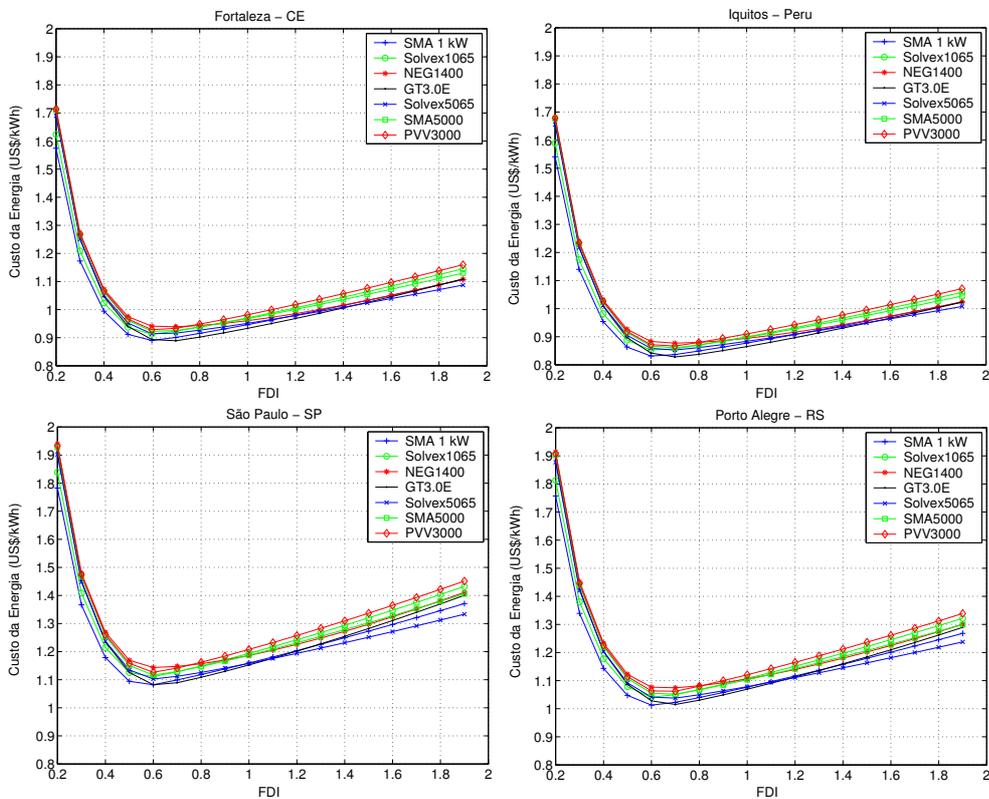


Figura 3.16: Custo da energia produzida pelo SFCR referente às localidades com maior e menor disponibilidade do recurso solar, Caso 3.

do sistema no que se refere aos valores práticos e teóricos dos Wp encontrados no mercado. Contudo, ressalta-se que as diferenças entre os custos do kWh, para os diferentes valores de FDI, dependem das componentes de custo do sistema e tendem a ser maiores à medida que a componente de custo referente ao inversor aumenta.

Um outro aspecto interessante de se observar refere-se ao deslocamento do FDI entre os pontos de menor custo e de maior produtividade energética. Com isso, ressalta-se a diferença entre o valor do FDI obtido a partir do custo ótimo e o valor obtido a partir da produção ótima dentre os critérios utilizados para o dimensionamento de SFCR, que apesar de não apresentarem uma diferença significativa em termos de produtividade nos casos aqui analisados, são critérios que existem e podem ser utilizados.

Ressalta-se ainda que o custo do kWh para as demais localidades brasileiras possui um valor intermediário aos valores apresentados nas figuras 3.14, 3.15 e 3.16, onde na melhor das situações obteve-se um custo de cerca de 0,55 US\$/kWh (Caso 1, Iquitos - Peru). A figura 3.17, apresenta uma comparação entre os três casos analisados com base apenas no inversor *SMA1100*, onde nota-se praticamente a mesma tendência, variando basicamente a magnitude do custo da energia produzida de acordo com as componentes de custos e do recurso solar.

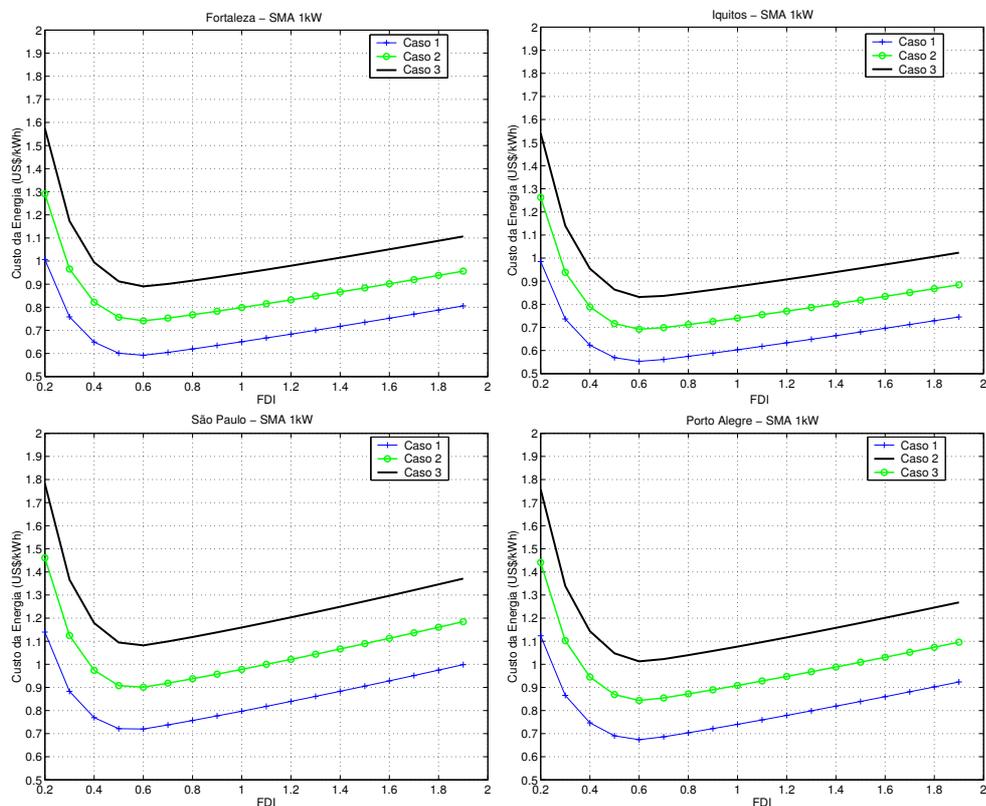


Figura 3.17: Custo da energia produzida pelo SFCR referente às localidades com maior e menor disponibilidade do recurso solar: comparação entre os três casos (inversor *SMA1100*).

3.8 Condições necessárias para o sobredimensionamento

No que se refere à aplicação dos SFCR, sobredimensionar a potência do gerador fotovoltaico em relação à potência nominal do inversor ($FDI < 1$) pode ser um artifício interessante do ponto de vista de retorno do investimento, principalmente em localidades onde os incentivos tarifários são uma realidade. Contudo, as seguintes condições têm de ser satisfeitas para o sobredimensionamento do gerador fotovoltaico em relação à potência do inversor:

1. Dados precisos da radiação solar incidente devem estar disponíveis, para possibilitar a execução de cálculos;
2. A característica eficiência versus potência do inversor tem de ser conhecida. O sobredimensionamento é aconselhado principalmente com inversores que apresentam baixa eficiência quando trabalhando com baixa potência;
3. O inversor deve ser adaptado para o sobredimensionamento, o que significa que deve ser capaz de:
 - Limitar a potência rapidamente, sem interrupção e sem danificar nenhum dispositivo que constitui o equipamento;
 - Limitar a potência no valor máximo permitido pelo equipamento de maneira continuada, desde que sua temperatura de operação não exceda o valor máximo adequado para o seu funcionamento.

Uma outra condição difundida na literatura é que o custo do inversor deve corresponder a aproximadamente 25 % do custo total da instalação (KELLER & AFFOLTER, 1995). No entanto, apesar do sobredimensionamento do gerador com relação ao inversor ter sido utilizado primeiramente com o intuito de reduzir os custos da energia gerada por SFCR, existem outras características que podem fazer do mesmo um artifício importante e necessário, dentre as quais podem-se citar a baixa eficiência de alguns modelos de inversor quando operando em baixa potência e uma melhor qualidade da energia fotogerada entregue à rede elétrica. Contudo, ressalta-se que no futuro, se o custo do W_p dos módulos fotovoltaicos diminuir de maneira mais acelerada que o custo do inversor, a porcentagem do custo do sistema referente ao inversor com relação ao custo total da instalação pode aumentar e, com isso, a contribuição do sobredimensionamento na redução do custo da energia produzida por esses sistemas pode se tornar significativa.

Procedimentos de testes para a determinação da qualidade dos módulos fotovoltaicos utilizados em SFCR também são importantes para se ter uma maior precisão no dimensionamento e estudo de desempenho. No entanto, na prática isso geralmente não acontece e o que usualmente considera-se são os parâmetros de potência nominal e tolerância fornecidos pelos fabricantes.

Para complementar os aspectos abordados até então, alguns critérios básicos, porém não menos importantes, devem também ser considerados na etapa de dimensionamento de um SFCR. A pergunta mais comum é: quantos módulos utilizar? No entanto existem pelo menos três critérios básicos que necessitam ser respeitados para que esta pergunta seja corretamente respondida.

- Primeiramente, cada conjunto de módulos em série que constitui o gerador fotovoltaico deve ter uma tensão de circuito aberto (V_{oc}) menor que a máxima tensão de entrada permitida para o inversor; esse parâmetro varia de acordo com a potência do inversor e também de fabricante para fabricante. É importante ressaltar que, uma vez que a V_{oc} dos módulos fotovoltaicos tende a crescer à medida que a temperatura de operação dos módulos diminui, é importante considerar a V_{oc} do gerador fotovoltaico para a menor temperatura que o mesmo irá experimentar durante a luz do dia;
- Em segundo lugar, é preciso assegurar que a tensão de máxima potência do gerador fotovoltaico (V_{mp}) seja igual ou superior ao menor valor especificado pelo fabricante do inversor, que por sua vez dependerá em parte da tensão da rede elétrica local. Assim sendo, o equipamento será capaz de garantir uma tensão compatível com a da rede. Esse aspecto é extremamente importante para que o inversor possa seguir o ponto de máxima potência do gerador fotovoltaico. É importante alertar que a V_{mp} do gerador decresce com o aumento da temperatura de operação dos módulos que o constituem; logo, valores de V_{mp} muito próximos ao limite inferior podem causar um mau funcionamento do inversor;
- Finalmente, faz-se necessário analisar se a corrente de saída do gerador fotovoltaico no ponto de máxima potência (I_{mp}) é inferior à corrente de entrada máxima CC permitida para o inversor a ser utilizado.

Nota-se que, de acordo com as características listadas anteriormente, alguns módulos, dependendo de suas características, são mais apropriados para um dado inversor que para outros. Por isso, é importante analisar várias configurações. Há uma consideração

especial quando se deseja utilizar módulos de silício amorfo (a-Si). Para as primeiras semanas de operação (8 a 10 semanas) a V_{oc} de alguns desses módulos pode superar em até 11 % o valor de tensão publicado pelo fabricante. Logo, faz-se necessário considerar essa tensão adicional na etapa de dimensionamento do inversor, de modo a não exceder o valor máximo admissível do lado CC.

Atualmente, inversores utilizados em SFCR permitem a utilização de grandes geradores ($P_{FV}^0 \cong 2P_{Inv}^0$), desde que não excedam a tensão e a corrente de entrada máximas permitidas pelo equipamento. No entanto, o inversor limitará a potência de saída no valor máximo permitido, deslocando o ponto de operação para um região da curva I-V diferente da região de máxima potência e também dissipando a potência adicional na forma de calor. O aquecimento causado pela energia dissipada, pode causar perdas de eficiência e redução da vida útil do equipamento. Dessa forma, sobredimensionar demais o inversor poderá reduzir o fluxo de potência CA gerada pelo SFCR e, conseqüentemente, aumentar o custo da energia elétrica gerada.

Um outro aspecto interessante está relacionado ao fato de que a maioria dos inversores para conexão à rede elétrica possuem suas eficiências máximas entre 40 a 80% da potência nominal de saída e, por essa razão, é melhor operá-los a maior parte do tempo nessa região.

Observa-se que o sobredimensionamento correto do gerador fotovoltaico com relação ao inversor requer um bom conhecimento dos equipamentos utilizados (módulo e inversor basicamente), além do conhecimento do recurso solar. Contudo, são poucos os fabricantes que disponibilizam manuais detalhados sobre os seus equipamentos.

Para um cálculo mais realístico da energia total entregue por um SFCR, todas as perdas contidas no sistema devem ser consideradas; daí a importância de se modelar melhor o parâmetro η_{SPMP} , que nesta pesquisa foi considerado com valores constantes por faixa de potência, obtendo-se resultados mais condizentes com a prática. Apesar dos resultados obtidos serem mais realísticos, ressalta-se que produtividades compreendidas entre 1.100 - 1.620 kWh/kWp.ano são facilmente encontradas, dependendo da região brasileira, mesmo considerando as devidas perdas no processo de cálculo.

No que se refere ao limite superior de 1.620 kWh/kWp.ano, é importante mencionar que valores dessa ordem, em muitas localidades do mundo, estão próximos a valores obtidos com sistemas de seguimento azimutal. Um exemplo prático dessa constatação pode ser encontrado em Lorenzo (2005), onde se faz referência a um sistema de 6,25 kWp, que está integrado à central solar fotovoltaica de Árguedas, na Espanha, e que no ano de 2004

apresentou uma produtividade de 1.745 kWh/kWp.ano.

Com base nos resultados preliminares e nas características do inversor *SMA1100*, foram definidas quatro relações de FDI a serem estudadas para cada tecnologia. Essas relações foram obtidas associando-se os módulos de tal forma que a soma das potências nominais dos módulos constituintes de cada gerador, associada à potência do inversor, proporcionasse valores de FDI o mais próximo possível dos valores: 0,55, 0,60, 0,80 e 1,00. Dessa forma, os seguintes valores da relação FDI foram alvo de estudos experimentais no desenvolvimento desta tese: 0,99, 0,77, 0,65 e 0,52 para o *mc-Si* e 1,02, 0,83, 0,61, 0,55 para *c-Si*. No que se refere às etapas de montagem dos diversos geradores, uma descrição detalhada encontra-se disponível no Capítulo 4.

CAPÍTULO 4

ESTUDO DE CASO: O SFCR DO IEE/USP

Este capítulo apresenta uma descrição detalhada do sistema original de 12,3 kWp conectado à rede elétrica do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo (IEE/USP), bem como as modificações realizadas para se obter as configurações e os dados experimentais apresentados nesta pesquisa (sistema de 11,07 kWp).

Para facilitar a compreensão do leitor, as instalações dos equipamentos de geração, controle, e sistema de aquisição de dados são apresentados através de esquemas e fotos, que ilustram as diversas etapas percorridas até a conclusão da instalação do SFCR do IEE/USP.

4.1 Descrição da instalação

A primeira fase da implementação do SFCR deu-se em 2001, com a implantação de um sistema de 6,3 kWp, instalado na fachada do prédio da administração do IEE/USP, Brasil (ZILLES & OLIVEIRA, 2001). A segunda etapa do projeto, que é detalhada aqui, juntamente com as modificações realizadas para a finalidade da pesquisa, se resume na ampliação, aperfeiçoamento da conexão com a rede elétrica e instalação de equipamentos para aquisição de dados.

Após a ampliação, o sistema ficou composto de aproximadamente 12,3 kWp, preenchendo quase que completamente a fachada norte do prédio da administração do IEE/USP. O sistema é constituído de 80 módulos de silício cristalino (*c-Si*) e 80 módulos de silício multicristalino (*mc-Si*). A área ocupada pelos módulos fotovoltaicos é de aproximadamente 128 m². Os módulos estão associados em 8 conjuntos geradores, 4 de *mc-Si* e 4 de *c-Si*, sendo que cada gerador é formado por 2 conjuntos de 10 módulos em série, e estes, por sua vez, conectados em paralelo a um inversor de 1 kW, instalado internamente à edificação. Na figura 4.1 é possível visualizar a disposição dos geradores em relação aos inversores, assim como o ponto de conexão com a rede elétrica de baixa tensão. Os inversores estão conectados

4.1.1 Considerações de pré-dimensionamento

Com base nos resultados preliminares obtidos no capítulo anterior e nas características do inversor aqui utilizado, foram definidas quatro relações de FDI a serem estudadas para cada tecnologia (*c-Si* e *mc-Si*). Essas relações foram obtidas associando-se os módulos de tal forma que a soma das potências nominais de placa dos módulos constituintes de cada gerador, associada à potência do inversor, proporcionasse valores de FDI o mais próximo possível dos valores propostos no capítulo anterior. Dessa forma, os seguintes valores da relação FDI foram passíveis de estudos experimentais no desenvolvimento desta tese: 0,99; 0,77; 0,65 e 0,52 para o *mc-Si* e 1,02; 0,83; 0,61 e 0,55 para o *c-Si*.

4.1.2 Localização e posicionamento

A instalação está localizada em São Paulo nas coordenadas 23° 32' 36" S e 46° 37' 59" O. Os geradores estão instalados faceando o norte, tal como ilustra a figura 4.1, protegendo as janelas da incidência direta da radiação solar. Com esse procedimento simplificado, reduziu-se a carga térmica da edificação e, conseqüentemente, o uso de aparelhos de ar-condicionado. A figura 4.2 permite visualizar a fachada norte do prédio da administração, com todos os geradores já instalados.

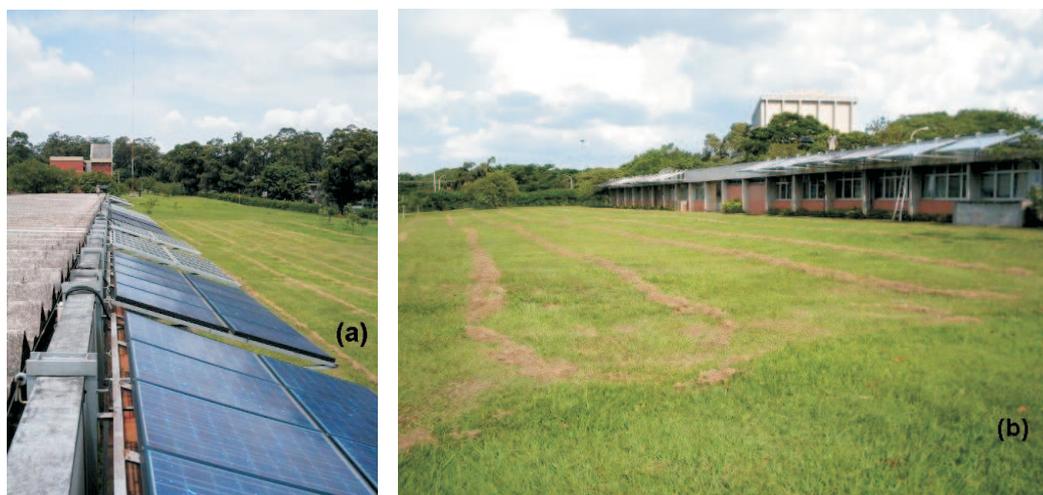


Figura 4.2: Vistas da fachada norte do prédio da administração com os geradores fotovoltaicos integrados a esta: (a) Vista lateral superior e (b) Vista frontal.

Para integração dos geradores fotovoltaicos à fachada, devido a restrições impostas pela administração da universidade, foi necessário o desenvolvimento de estrutura que pudesse ser facilmente instalada sem nenhuma mudança na estrutura da edificação. Para satisfazer essa imposição, uma estrutura que se adequasse ao perfil da edificação teve de ser projetada. Na figura 4.3 mostram-se detalhes do perfil dessa estrutura e do processo de instalação, onde se

observa o ângulo de inclinação, que nesse caso corresponde à latitude local, além dos geradores já montados como elemento de sombreamento.



Figura 4.3: Vista lateral inferior com detalhes da montagem da estrutura utilizada para alojar os módulos fotovoltaicos.

4.1.3 Geradores fotovoltaicos

Cada gerador fotovoltaico, com 20 módulos, está eletricamente conectado segundo o esquema da figura 4.4. Essa configuração foi adotada como uma relação de compromisso entre a segurança e a tensão necessária para o funcionamento do inversor, bem como a potência a ele associada.

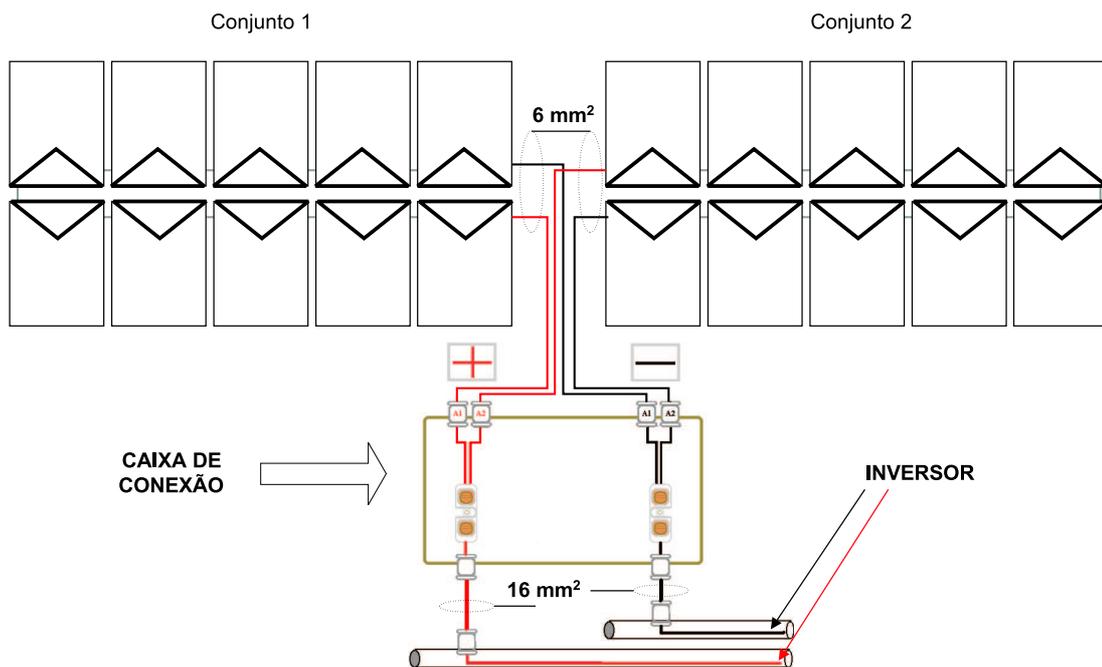


Figura 4.4: Configuração original da associação elétrica dos módulos fotovoltaicos em cada gerador (*c-Si* e *mc-Si*).

Como já mencionado, são utilizadas neste sistema duas tecnologias, sendo que os 80 módulos de policristal da *SOLAREX* estão subdivididos em: 20 módulos *MSX70*, 20 módulos *MSX77* e 40 módulos *MSX83*, enquanto que os módulos de monocristal da *ATERSA* são todos de 75 Wp. A tabela 4.1 mostra as características de cada um dos modelos utilizados. Segundo os fabricantes, esses dados representam o desempenho dos módulos por meio de valores medidos nos seus terminais de saída, de acordo com as normativas: - *ASTME 1036*¹ e *EN 61215*².

Tabela 4.1: Características elétricas fornecidas pelos fabricantes dos módulos fotovoltaicos.

Parâmetro	<i>MSX70</i>	<i>MSX77</i>	<i>MSX83</i>	<i>A-75</i>
P_{mp} [W]	70	77	83	75
V_{mp} [V]	16	16,9	17,1	17
I_{mp} [A]	4,55	4,56	4,85	4,4
V_{oc} [V]	20,5	21	21,2	21
I_{sc} [A]	4,97	5,0	5,27	4,8
λ_{mp} [%/°C]	0,5±0,05	0,5±0,05	0,5±0,05	0,5±0,05
<i>NOCT</i> [°C]	47±2	47±2 °C	47±2 °C	47±2
Fonte: (SOLAREX, 1999)				

Nota: - P_{mp} é a máxima potência; - V_{mp} é a tensão de máxima potência; I_{mp} é a corrente de máxima potência, V_{oc} é Tensão de circuito aberto; I_{sc} é a corrente de curto-circuito e λ_{mp} é o coeficiente de potência com a temperatura.

Esses métodos de teste levam em consideração o desempenho elétrico de módulos fotovoltaicos e geradores sob a luz natural do sol, usando uma célula calibrada, ou através de simuladores. Quando submetida às condições climáticas reais, a célula no módulo opera com um temperatura maior que a ambiente. Para se indicar essa diferença utiliza-se um outro parâmetro conhecido como *NOCT* (do inglês - *Nominal Operating Cell Temperature*), que é a temperatura da célula quando submetida às condições de temperatura ambiente de 20 °C, irradiância de 800 W/m² e velocidade de vento de 1 m/s. Vale ressaltar, segundo informações dos fabricantes, que essas especificações não incluem o efeito da degradação induzida pela incidência da radiação solar, a qual pode chegar a aproximadamente 3 % de redução na saída após a exposição do módulo a luz do sol (SOLAREX, 1999).

Uma outra questão importante está associada à diferença entre os dados fornecidos pelo catálogo do equipamento e os dados de placa, que no caso dos módulos modelo A-75 são todos iguais, enquanto que para os módulos, *MSX70*, *MSX77* e *MSX83* essa última afirmação

¹Standard Test Methods for Electrical Performance of Nonconcentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Arrays Using Reference Cells.

²Corresponde às especificações nas condições padrão ou *Standard Test Conditions (STC)*: Irradiância de 1 kW/m²; a uma distribuição espectral *AM 1.5* e temperatura de célula de 25 °C

não é verdadeira. A tabela 4.2 mostra a distribuição dos Wp para os geradores indicados na figura 4.1, onde nota-se a dispersão de valores de placa fornecidos pelo fabricante dos módulos *MSX*.

Tabela 4.2: Potência máxima individual de placa para cada grupo de módulos.

Grupo	Ramo 1		Ramo 2		Grupo	Ramo 1		Ramo 2	
N1 (<i>MSX-77</i>)	77,8	77,8	77,0	81,8	N5 (<i>A-75</i>)	75.0	75.0	75.0	75.0
	76,7	79,2	78,3	79,3		75.0	75.0	75.0	75.0
	76,6	73,3	76,6	79,9		75.0	75.0	75.0	75.0
	77,8	78,5	75,8	77,9		75.0	75.0	75.0	75.0
	76,9	76,7	76,8	79,2		75.0	75.0	75.0	75.0
N2 (<i>A-75</i>)	75.0	75.0	75.0	75.0	N6 (<i>MSX-70</i>)	76,3	74,5	76,1	76,4
	75.0	75.0	75.0	75.0		76,6	77,7	73,0	76,3
	75.0	75.0	75.0	75.0		76,8	76,6	76,7	79,3
	75.0	75.0	75.0	75.0		78,3	75,8	76,5	76,9
	75.0	75.0	75.0	75.0		77,6	81,8	76,5	77,3
N3 (<i>MSX-83</i>)	80,2	80,8	81,2	80,8	N7 (<i>A-75</i>)	75.0	75.0	75.0	75.0
	82,5	81,1	81,6	81,2		75.0	75.0	75.0	75.0
	80,2	81,7	81,0	82,9		75.0	75.0	75.0	75.0
	80,0	87,1	81,8	81,1		75.0	75.0	75.0	75.0
	81,1	81,1	80,7	80,9		75.0	75.0	75.0	75.0
N4 (<i>A-75</i>)	75.0	75.0	75.0	75.0	N8 (<i>MSX-83</i>)	84,8	80,4	80,5	80,6
	75.0	75.0	75.0	75.0		81,5	81,5	81,6	80,5
	75.0	75.0	75.0	75.0		83,3	80,1	80,6	80,8
	75.0	75.0	75.0	75.0		80,5	80,2	81,4	80,3
	75.0	75.0	75.0	75.0		83,0	80,2	80,0	82,1

Abordagens, tal como a realizada por Lorenzo & Zilles (1993), mostram que a obtenção dos parâmetros operativos, curva I-V do módulo fotovoltaico, além de necessária para homologação do mesmo, é muito útil para dimensionamento de instalações fotovoltaicas, uma vez que com estes dados torna-se possível otimizar a associação de módulos, associando os mais parecidos entre si no que se refere à característica I-V e, dessa forma, diminuir as perdas devido à dispersão dos parâmetros operativos.

O procedimento para medir células e módulos e o procedimento para medir geradores expostos diretamente à radiação solar são basicamente os mesmos. Não obstante, margens de erros podem ser maiores quando se medem geradores, pois a dispersão de parâmetros ambientais e técnicos num gerador fotovoltaico é mais elevada, o que aumenta o erro introduzido pela extrapolação. Porém, isso não compromete os resultados obtidos, se alguns cuidados forem tomadas no momento da medida (ZILLES et al., 1995).

Para facilitar a análise dos dados experimentais apresentados mais adiante, foram obtidas as curvas (I-V) para cada um dos geradores fotovoltaicos apresentados anteriormente, permitindo dessa forma a comparação com os dados de placa fornecidos pelos fabricantes. Os resultados obtidos são apresentados na análise da operação do sistema, no Capítulo 5.

4.1.3.1 Modificações nos geradores fotovoltaicos

Para se obter os dados experimentais, modificações nos geradores que constituem o sistema foram realizadas, de modo a se obterem as relações de FDI aqui analisadas. Essas modificações constituem-se basicamente na associação de módulos em série e paralelo, de tal modo a se obterem os valores de FDI próximos dos valores especificados anteriormente. Assim, foram obtidas 5 configurações de geradores, distribuídas de acordo com os esquemas das figuras 4.5 a 4.9.

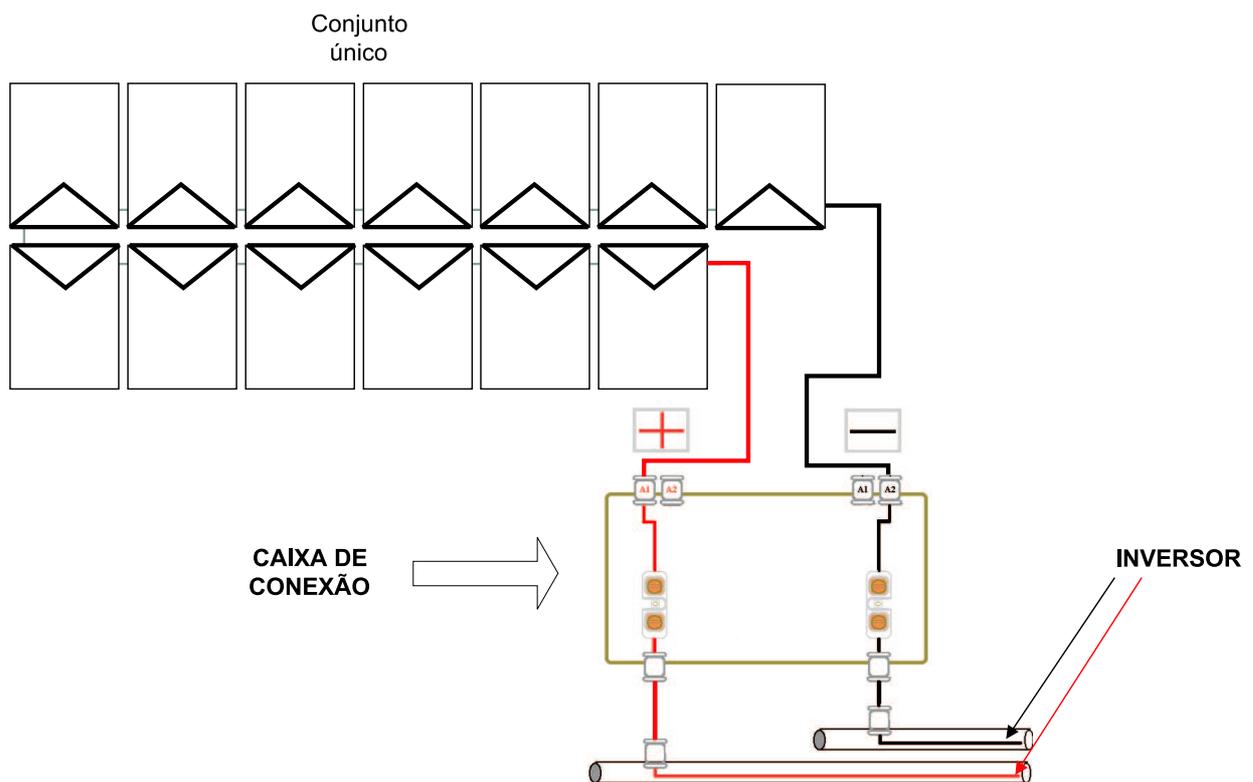


Figura 4.5: Configuração da associação elétrica dos módulos fotovoltaicos para os geradores N1 e N2 (figura 4.1): *mc-Si* (1.007 Wp ou FDI = 0,99) e *c-Si* (975 Wp ou FDI = 1,02).

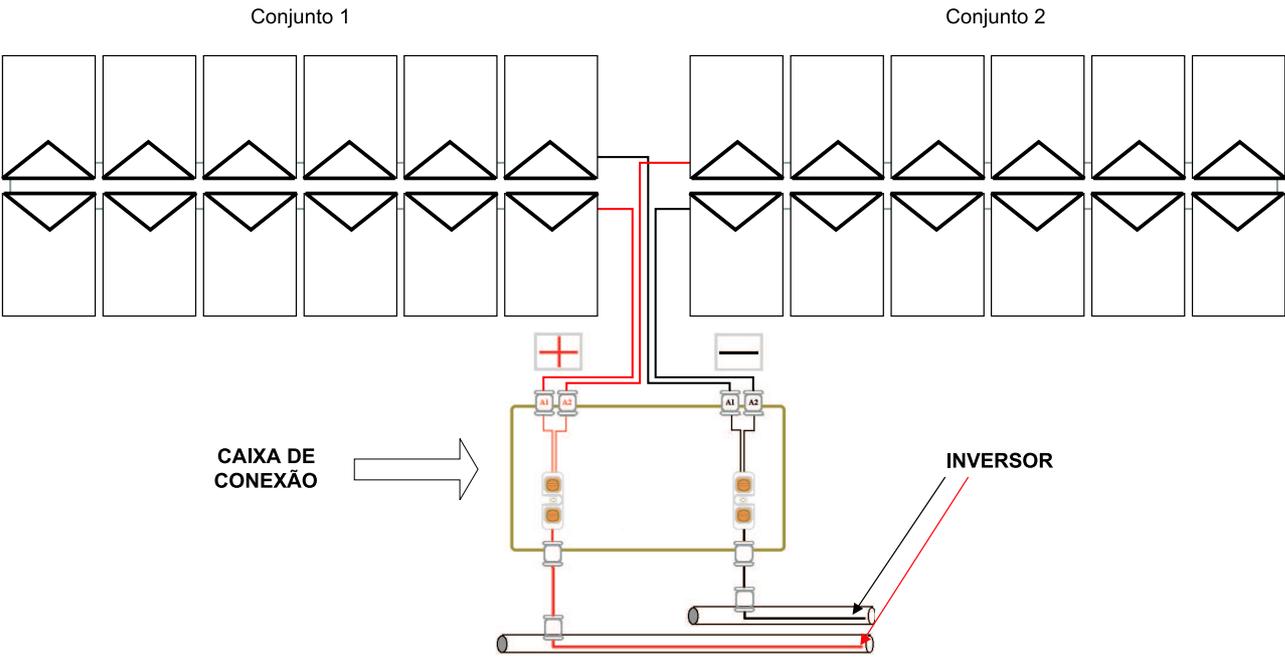


Figura 4.6: Configuração da associação elétrica dos módulos fotovoltaicos para os geradores N3 e N4 (figura 4.1): *mc-Si* (1.940 Wp ou FDI = 0,52) e *c-Si* (1.800 Wp ou FDI = 0,56).

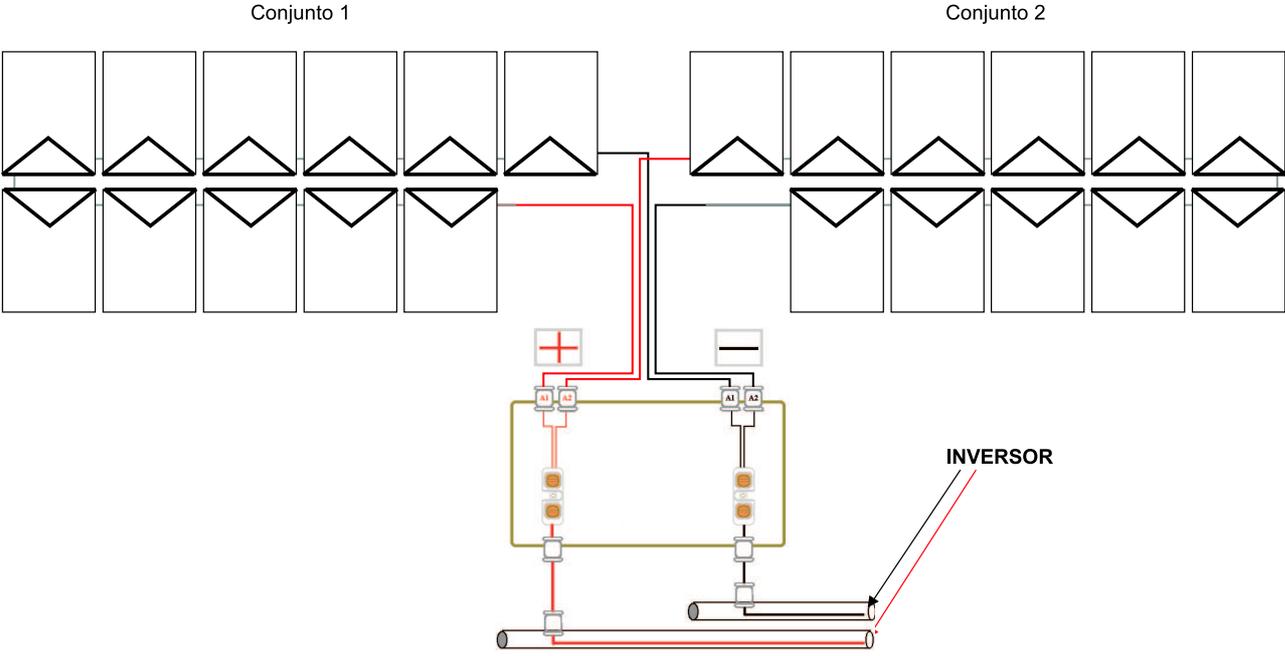


Figura 4.7: Configuração da associação elétrica dos módulos fotovoltaicos para o gerador N5 (figura 4.1): *c-Si* (1.650 Wp ou FDI = 0,61).

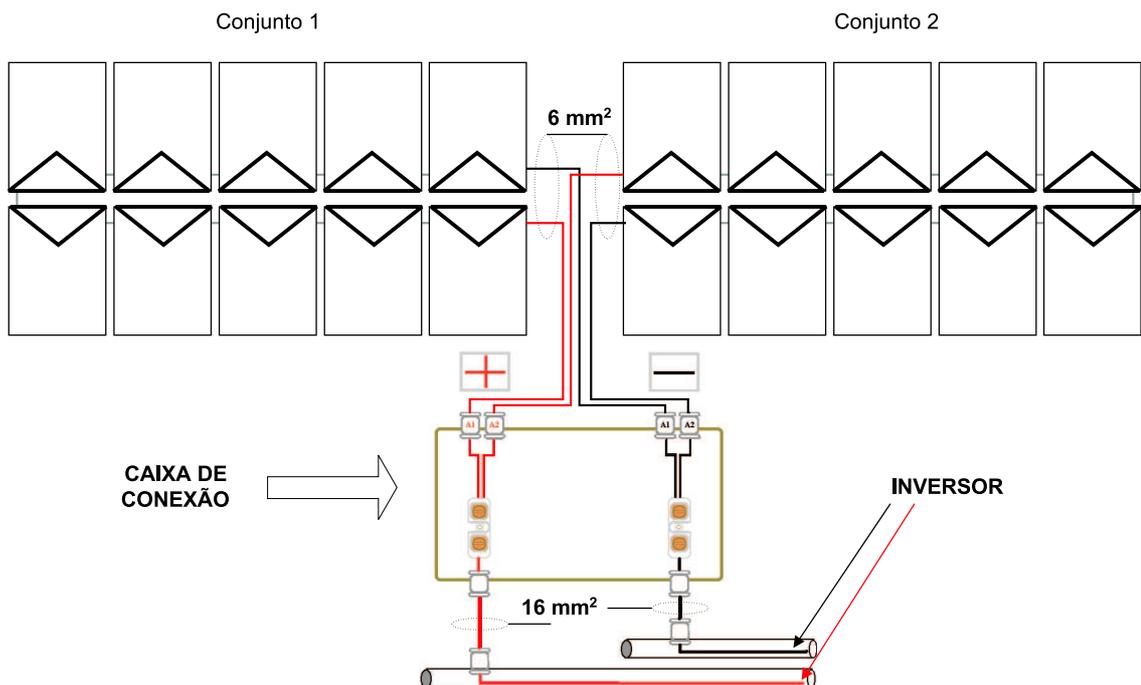


Figura 4.8: Configuração da associação elétrica dos módulos fotovoltaicos para o gerador N6 (figura 4.1): *mc-Si* (1.540 Wp ou FDI = 0,65).

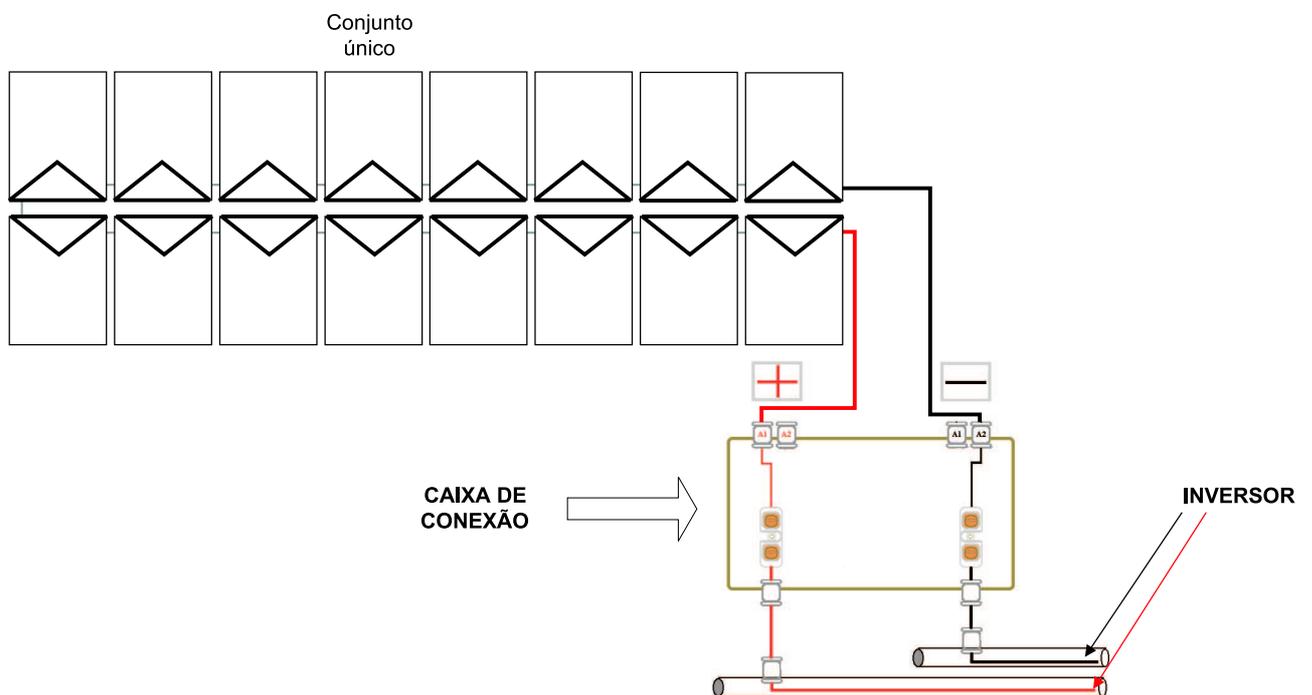


Figura 4.9: Configuração da associação elétrica dos módulos fotovoltaicos para os geradores N7 e N8 (figura 4.1): *c-Si* (1.200 Wp ou FDI = 0,83) e *mc-Si* (1.295 Wp ou FDI = 0,77).

Nas instalações de sistemas fotovoltaicos utilizam-se condutores de cobre, Cu, material que a 20 °C apresenta uma resistividade $\rho(20^{\circ}\text{C}) = 0,01724 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ e coeficiente de variação com a temperatura de $\alpha = 0,0039 \Omega/^{\circ}\text{C}$, que permite determinar a influência da temperatura na resistividade dos materiais através da equação 4.1.

$$\rho(T) = \rho(20^{\circ}C)(1 + \alpha(T - 20^{\circ}C)), \quad (4.1)$$

Utilizando-se a equação 4.1 para considerar o efeito da temperatura, é possível determinar a seção mínima de condutor necessária para uma determinada instalação, por meio da equação 4.2.

$$S(mm^2) = \rho \left(\frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \right) \frac{d(m)I(A)}{\Delta V(V)}, \quad (4.2)$$

onde S e d são respectivamente a seção e o comprimento do condutor, I é a corrente que passa pelo condutor e $\Delta V(V)$ a correspondente queda de tensão no mesmo.

Nesse sentido, é importante que os cabos e fios utilizados nessas instalações estejam preparados para suportar as mais adversas condições climáticas, pois, estarão expostos ao calor e frio por um longo período de tempo.

No estudo de caso em questão, os geradores possuem entre 10 e 16 módulos em série e são conectados ao inversor por cabos de cobre de 16 mm² protegidos por eletrodutos de PVC. A maior distância entre o gerador e o correspondente inversor é de aproximadamente 72 m (Grupo N8 , figura 4.1).

É importante mencionar que, o distanciamento entre os geradores e os correspondentes inversores se deu em função da opção de projeto, priorizando condicionar os inversores dentro de um mesmo compartimento, juntamente com os equipamentos de aquisição e visualização de dados, evitando atenuação do sinal de transmissão das informações de interesse, além de facilitar eventuais manutenções.

Entretanto, nada impediria que os inversores fossem instalados próximo aos geradores fotovoltaicos diminuindo a queda de tensão em CC, que nessa instalação em particular, considerando-se uma temperatura de operação do condutor de 50 °C, implica perdas inferiores 1,5 %, de acordo com as equações 4.1 e 4.2.

4.1.4 Inversor

Como mencionado anteriormente, o inversor usado é de 1 kW de potência nominal e trabalha numa ampla faixa de tensão CC de entrada. A figura 4.10 mostra a variação da corrente de entrada em função da tensão de entrada do inversor *SB1100* enquanto que a tabela 4.3 resume as principais características do inversor.

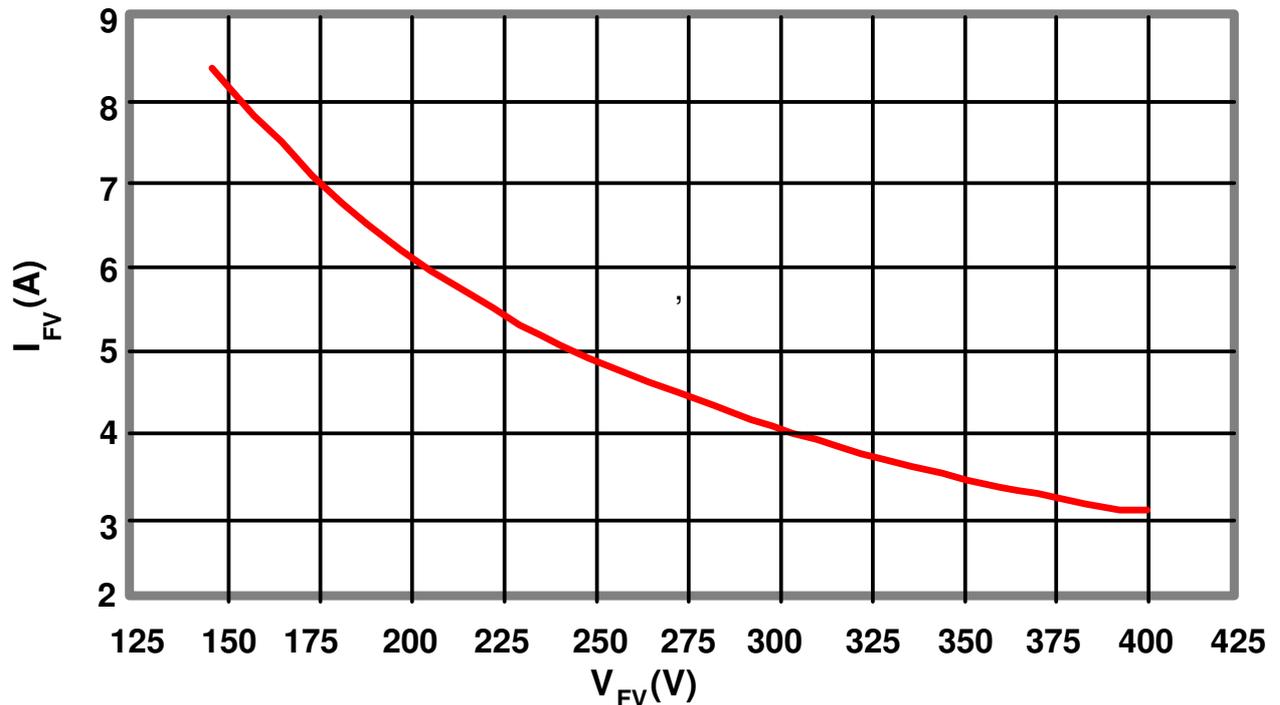


Figura 4.10: Corrente de entrada em função da tensão de entrada para o inversor *SB1100*.

Fonte: Modificado de SMA (2002).

Tabela 4.3: Características fornecidas pelo fabricante.

INVERSOR SUNNY BOY - MODELO SB1100	
Entrada CC (gerador fotovoltaico)	
Faixa de tensão de entrada: V_{FV} ou V_{CC}	(140 - 400) V
Corrente máxima de entrada: I_{FVmax}	8,5 A
Saída CA (rede elétrica)	
Potência nominal: P_{Inv}^0	1.000 W
Potência máxima: P_{Inv}^{max}	1.100 W
Distorção Harmônica de Corrente (THD_I)	$\leq 4\%$
Faixa de tensão (rede): V_{CA}	(196 - 253) \bar{V}_{RMS}
Faixa de frequência (rede): f_{CA}	(59,8 - 60,2) HZ
Eficiência	
Máxima: η_{max}	$\geq 93\%$
Na potência nominal (P_{Inv}^0): $\eta_{P_{Inv}^0}$	$\geq 91,3\%$
Consumo de Potência	
Consumo em operação	≤ 4 W
Consumo em <i>stand-by</i>	$\leq 0,1$ W

Fonte:(SMA, 2002)

É importante notar da tabela 4.3 que o fabricante coloca certas restrições quanto à qualidade da rede elétrica à qual o inversor será conectado, de modo a garantir o bom funcionamento do equipamento (exemplo, $(THD_I) \leq (4\%)^3$). Um outro aspecto interessante é que a faixa de tensão de saída na qual o inversor trabalha é bastante ampla, podendo trabalhar em paralelo com a rede elétrica mesmo que esta apresente tensões acima dos valores admissíveis.

Uma outra curva, tão importante quanto a curva corrente-tensão de entrada, é a curva de eficiência do inversor. As informações contidas nesta última curva são fundamentais para a otimização dos sistemas, pois permitem visualizar onde se encontra a faixa de operação do inversor, na qual ele trabalha com melhor desempenho. A figura 4.11 mostra essa característica para o inversor *SB1100*.

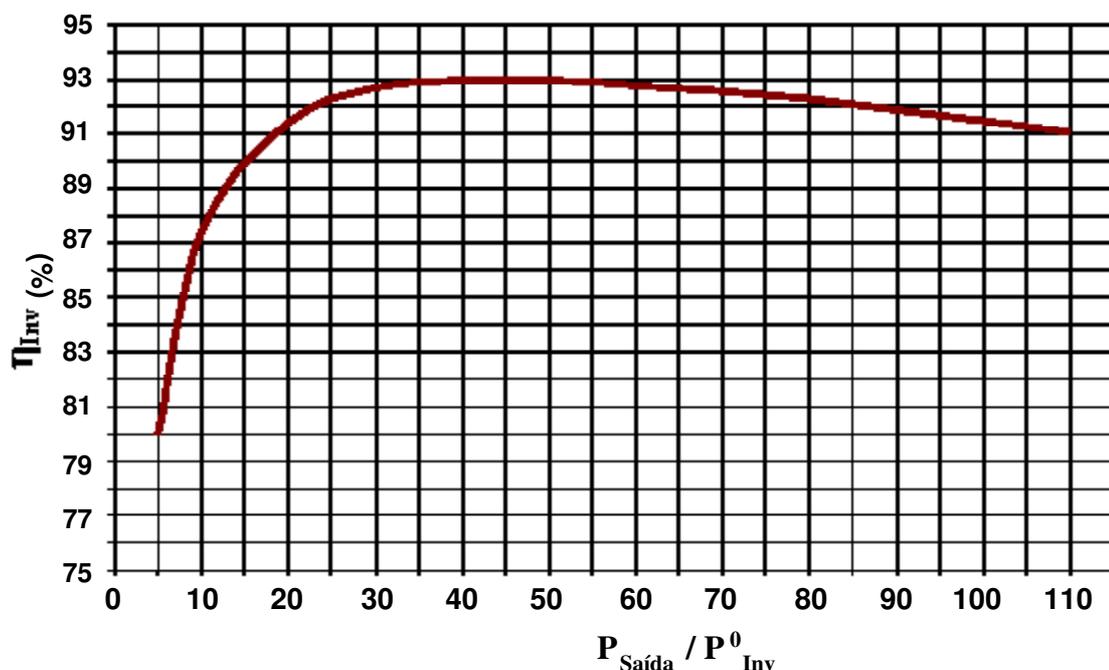


Figura 4.11: Curva de eficiência do inversor *SB1100*.

Fonte: Modificado de SMA (2002).

Nota-se que a máxima eficiência se encontra entre 40 a 50 % da potência nominal e que há uma queda significativa na eficiência para valores de potência normalizada ($P_{Saída}/P_{Inv}^0$) inferiores a 20 %.

³Valor garantido pelo fabricante do inversor desde que a distorção harmônica da tensão da rede elétrica local ($THD_{V_{rede}}$) seja inferior a 2% e a potência de saída do inversor ($P_{Saída}$) seja superior a 50% da potência nominal (P_{Inv}^0).

Como mencionado anteriormente, os inversores estão alojados internamente à edificação, tal como mostra a figura 4.12. Nessa figura é possível visualizar também a interface CC, que é de fundamental importância, tanto no aspecto de segurança como no de manutenção.

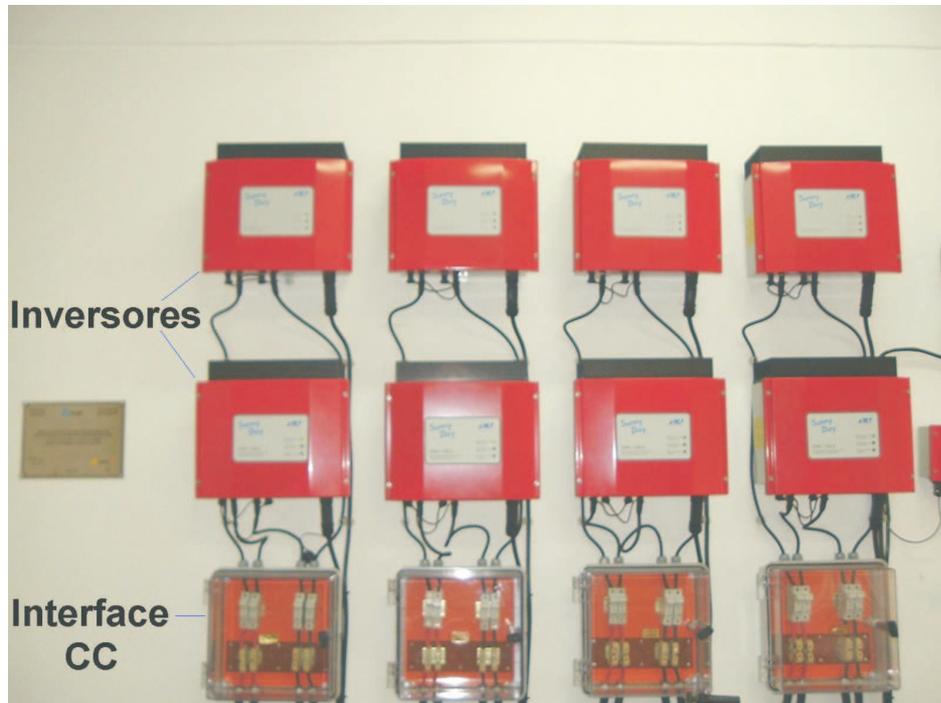


Figura 4.12: Vista dos inversores instalados em uma das salas do prédio da administração do IEE/USP.

4.1.5 Diagrama unifilar das partes constituintes do SFCR do IEE/USP

As figuras 4.13 e 4.14 ilustram os diagramas unifilares do SFCR, com os geradores e suas respectivas potências. A figura 4.13 representa o sistema original, enquanto que a figura 4.14 representa o sistema após as modificações mencionadas anteriormente.

É possível observar que todos os grupos inversor-gerador estão conectados em paralelo a um barramento de $220 V_{CA}$, compatível com a saída do inversor. Contudo, uma configuração mais adequada se consolidaria através de uma configuração trifásica equilibrada, tal como descrito no Capítulo 1. Porém, isso só seria possível com o acréscimo de mais uma combinação inversor-gerador tornando possível a conexão de três combinações em cada duas fases que constituem o sistema trifásico, ou retirando-se duas das combinações existentes, de modo que somente duas pudessem ser conectadas a cada duas fases. Além do mais, isso só seria possível se o número de Wp por cada duas fases do sistema fosse aproximadamente o mesmo, o que estaria fora de cogitação pelo propósito da pesquisa.

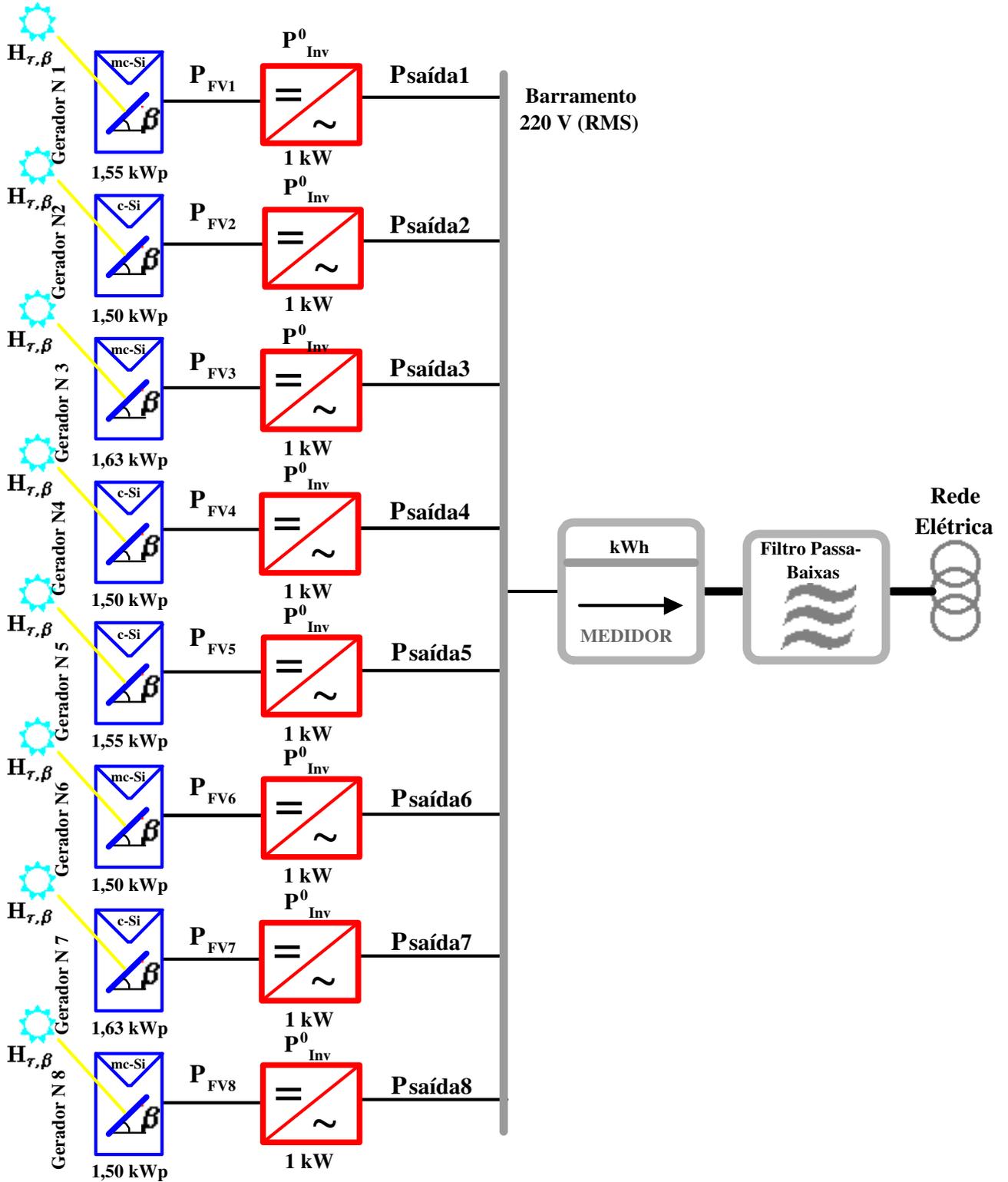


Figura 4.13: Diagrama unifilar do SFCR do IEE/USP original.

Nota: Os valores em Wp indicados na figura correspondem aos valores de placa.

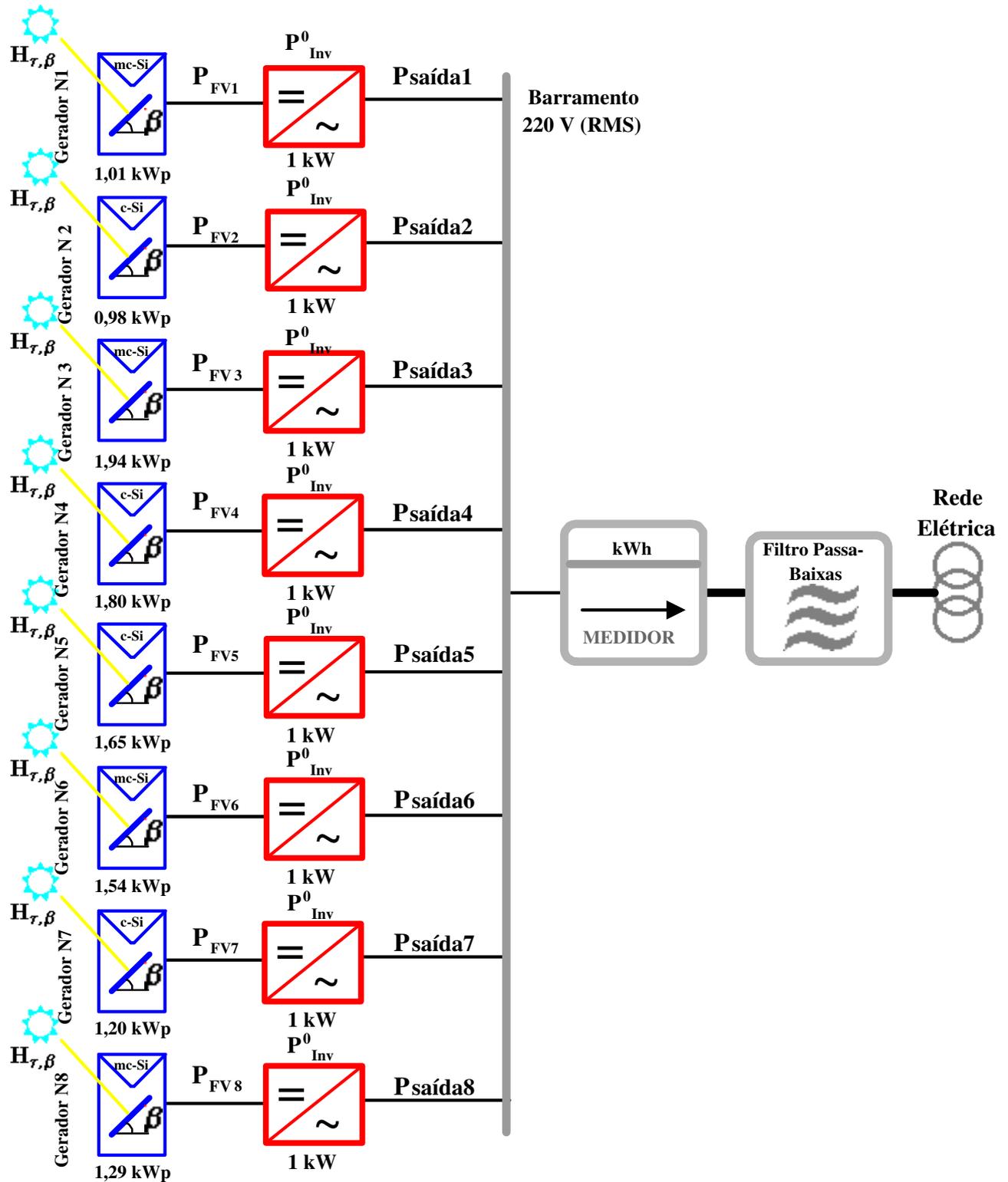


Figura 4.14: Diagrama unifilar do SFCR do IEE/USP com as oito configurações de FDI analisadas experimentalmente.

Nota: Os valores em Wp indicados na figura correspondem aos valores de placa.

4.1.6 Segurança

Apresenta-se nesta seção alguns aspectos relacionados à segurança dos SFCR, enfatizando as características dos equipamentos utilizados e discutindo tanto aspectos do lado CA quanto CC.

4.1.6.1 Desconexão da rede elétrica

Um dos aspectos mais discutidos na aplicação de SFCR é a operação isolada, ou seja, como realizar a desconexão e desligamento do inversor, de forma segura, quando a rede elétrica deixa de operar. Se a distribuidora de energia elétrica desconectar parte de sua rede para uma eventual manutenção, esta tem que ter a certeza de que nenhum dispositivo está trabalhando em paralelo com a rede elétrica. Segundo informações do fabricante, o inversor utilizado foi projetado para operar somente interagindo com a rede elétrica, garantindo uma desconexão segura em caso de desligamento da rede elétrica, evitando assim a operação isolada do SFCR. Esse equipamento, como muitos dos inversores existentes atualmente no mercado, é equipado com um dispositivo de desconexão independente chamado de *MSD* (do inglês -*Main monitoring with allocated Switching Devices*).

Para uma maior segurança esse dispositivo de desconexão automática independente consiste de dois *MSD* conectados em série. Cada um deles monitora constantemente a qualidade da rede elétrica, observando a frequência, a tensão e a impedância da mesma.

Como já mencionado anteriormente, os inversores empregados em SFCR são microprocessados e geralmente submetidos a padrões rigorosos de segurança, para que finalmente possam ser liberados para a conexão à rede, garantindo que em caso de qualquer perturbação (falha da rede, sub e sobretensões, variações de frequência, etc) estes desconectem-se automaticamente da mesma. As condições que causam a desconexão automática do inversor contra perturbações elétricas podem ser resumidas da seguinte forma:

- Impedância da Rede - O inversor não se conecta à rede se a impedância da mesma (Z_{CA})⁴ no ponto de conexão for superior a $1,25 \Omega$. Além do mais, ele é desconectado da rede dentro de 5 s se a impedância crescer drasticamente em um curto intervalo de tempo ($\Delta Z_{CA} \geq 0,5 \Omega$) ou se ela atingir um valor elevado ($Z_{CA} \geq 1,75 \Omega$);
- Tensão da Rede - A tensão da rede pode estar situada na faixa entre -15 % e +10 % da

⁴O valor da impedância da rede monitorada pelo inversor é o total constituído da impedância total da rede elétrica mais a impedância do cabo na edificação (do quadro de distribuição até o inversor). Logo, é bom ter a consciência de que o cabo entre o inversor e o quadro de distribuição aumenta a impedância Z_{CA} .

tensão nominal da rede para a qual o inversor foi projetado ⁵. Uma vez que a tensão CA da rede exceda essa faixa (196 a 253 Volts) ocorre o desligamento automático dentro de 200 ms;

- Freqüência da Rede - A freqüência da rede pode situar-se na faixa de $\pm 0,2$ Hz da freqüência nominal (f_N). O desligamento automático ocorrerá dentro de 200 ms se a freqüência sair da faixa especificada (59,8 a 60,2 Hz);
- Fuga de Corrente - O inversor desliga automaticamente caso detecte fuga de corrente CC do gerador fotovoltaico para a terra;
- Operação Isolada (ou Ilhamento, do inglês - *Islanding*) - Proteção baseada na tensão e freqüência CA de acordo com *UL1741*⁶.
- Curto-Circuito - Detecção baseada no valor da corrente CA.

Uma outra precaução está relacionada ao fato de que a combinação de vários módulos em série proporciona tensões em CC relativamente elevadas e, conseqüentemente, riscos à segurança pessoal das pessoas envolvidas na instalação e na edificação. Por essa razão, as instalações desses sistemas devem ser feitas por pessoal capacitado e dotado de equipamentos de proteção adequados.

4.1.6.2 Falta para terra ou falha de aterramento

Nos Estados Unidos, o Código Nacional de Eletricidade, conhecido como *NEC* (*National Electrical Code*), exige o aterramento de todas as instalações com tensões acima de 50 V CC. Dispositivos de proteção contra faltas para terra são usados para medir a corrente de fuga, com o intuito de eliminar a ocorrência de faltas eventuais. Perdas devidas à corrente de fuga podem ser uma questão sensível desse tipo de proteção e merecem um pouco mais de atenção.

Geradores flutuantes, ou seja, sem sistemas de aterramento, associados a inversores com transformadores de isolamento são comumente usados na Europa. Sistemas fotovoltaicos com tensões CC inferiores a 50 V CC podem ser consideradas intrinsecamente seguros contra choques eventuais, porém não limita o número de ramos em paralelo, o que pode implicar em

⁵Na presente pesquisa, utiliza-se um inversor projetado para uma rede de tensão nominal (V_N) igual a 230 Volts fase e neutro.

⁶*UL* (*Underwriters Laboratories*) - Padrão que testa a segurança elétrica do inversor. Segurança elétrica inclui estar de acordo com as exigências do *IEEE 929*, que é o padrão para interconexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica.

custos extras resultantes do uso de condutores com bitolas maiores, à medida que a potência da aplicação aumenta.

Segundo informações do fabricante, do lado CC o inversor *SB1100* é equipado com varistores que são termicamente monitorados (pólos + e - com proteção para terra). Eles são incorporados para prevenir o inversor de ser danificado por surtos de tensão (campos elétricos gerados por descargas atmosféricas). Cada dispositivo é um circuito série de um varistor e um termo-fusível.

4.1.6.3 Requisitos mínimos necessários para uma conexão segura

Como em todo e qualquer sistema de geração de energia elétrica, alguns requisitos mínimos devem ser satisfeitos. Como o elemento de interface entre o SFCR e a rede é o inversor, ele deverá incorporar algumas proteções gerais que, como mínimo, podem ser resumidas nas seguintes:

- Dispositivos automáticos de corte e interconexão, sobre os quais atuam os relés de mínima e máxima tensão, que controlam as fases da rede de distribuição às quais está conectado o inversor.
- Dispositivo de proteção contra operação isolada, próprio do inversor, que deve evitar, de forma redundante, a possibilidade de funcionamento quando houver falhado o fornecimento de energia elétrica ou seu sinal de tensão estiver abaixo de um determinado valor mínimo.
- Limitador de tensão máxima e mínima.
- Limitador de frequência máxima e mínima, com margem indicada de 2%.
- Proteção contra contatos diretos.
- Proteção contra sobrecarga.
- Proteção contra curto-circuito.
- Baixos níveis de gerações de harmônicos.
- Isolamento galvânico.

Além das proteções indicadas anteriormente, alguns dispositivos de proteção externos podem ser associados ao sistema, tanto do lado CC quanto do lado CA. Esses dispositivos

são muito importantes para facilitar o processo de instalação e manutenção. Como exemplo desses equipamentos auxiliares, a figura 4.15 mostra detalhes das caixas de conexão das interfaces CC e CA do inversor com o gerador fotovoltaico e a rede elétrica.

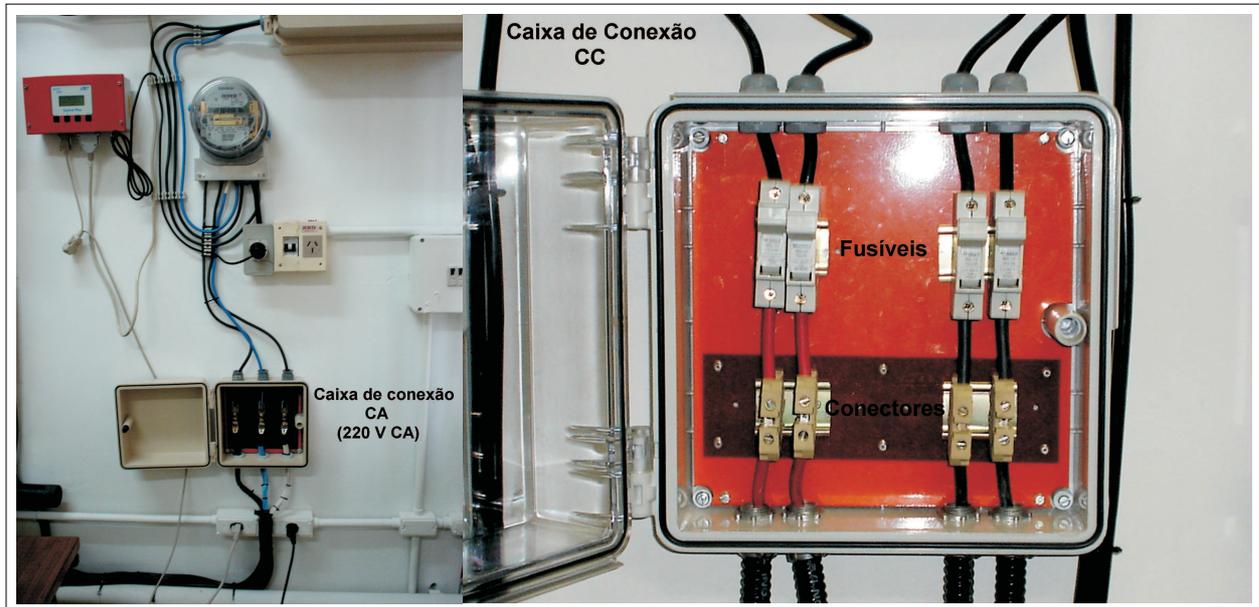


Figura 4.15: Detalhes das caixas de conexões CC e CA.

4.1.7 Sistema de aquisição de dados

Para fins de avaliação de desempenho, extremamente importante no aprendizado de como funcionam os SFCR, faz-se necessária a utilização de subsistemas de aquisição de dados, para a obtenção das variáveis de interesse do desenvolvimento da pesquisa. Nesta situação em particular, a aquisição dessas variáveis é feita pela própria rede elétrica, por meio de um protocolo de comunicação conhecido como *Power-line Communication (PLC)*.

A comunicação dos inversores utilizando a própria linha de distribuição de potência é baseada na alteração da frequência conhecida como *FSK* (do inglês - *Frequency Shift Keying*⁷), isto é, informação digital codificada por mudança da frequência. Nesta aplicação em particular, a frequência da portadora para *PLC* é de 132,45 kHz⁸ (SMA, 2002). A figura 4.16 ilustra simplificada o princípio em que se baseia a estratégia *PLC*.

A principal vantagem de se utilizar uma estratégia de transmissão e recepção de dados com *PLC* é o uso de uma infra-estrutura já existente, ou seja, os fios que constituem os circuitos de cada edificação conectada à rede elétrica. Esse tipo de comunicação é baseado em

⁷Nessa forma de modulação, a frequência da onda portadora é variada por meio de um canal de entrada binário. Como o sinal de entrada binário muda da lógica “0” para lógica “1” e vice-versa, a saída *FSK* muda entre duas frequências. Em outras palavras, a técnica de modulação *FSK* transporta um sinal digital em um sinal senoidal que pode ter dois valores de frequência diferentes, um para o valor lógico alto do sinal digital e outro para o sinal lógico baixo

⁸O valor médio dos dois tons é a frequência da portadora

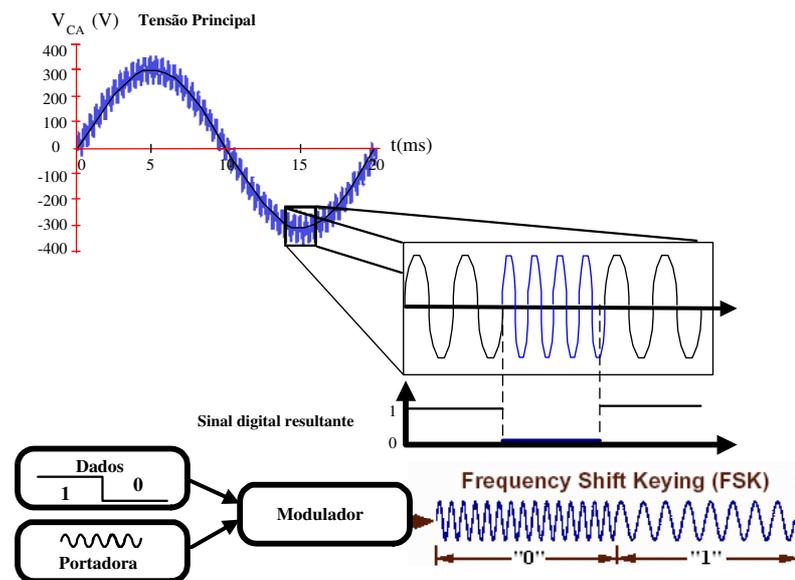


Figura 4.16: Descrição esquemática da estratégia de transmissão de dados *PLC*.

Fonte: Modificado de SMA (2002).

sinais elétricos, contendo informações, propagando sobre o meio físico destinado à distribuição de potência, no caso o condutor. Um canal de comunicação, pode ser definido como um caminho físico entre dois nós de comunicação no qual o sinal de comunicação é propagado. Na rede elétrica de baixa tensão há muitos canais diferenciados, devido às diferentes características e qualidade de cada circuito em particular. A figura 4.17 dá uma idéia de um canal de comunicação típico e de como o sinal pode chegar atenuado e/ou distorcido ao nó de recepção, dependendo da qualidade do circuito utilizado como canal de comunicação de dados.

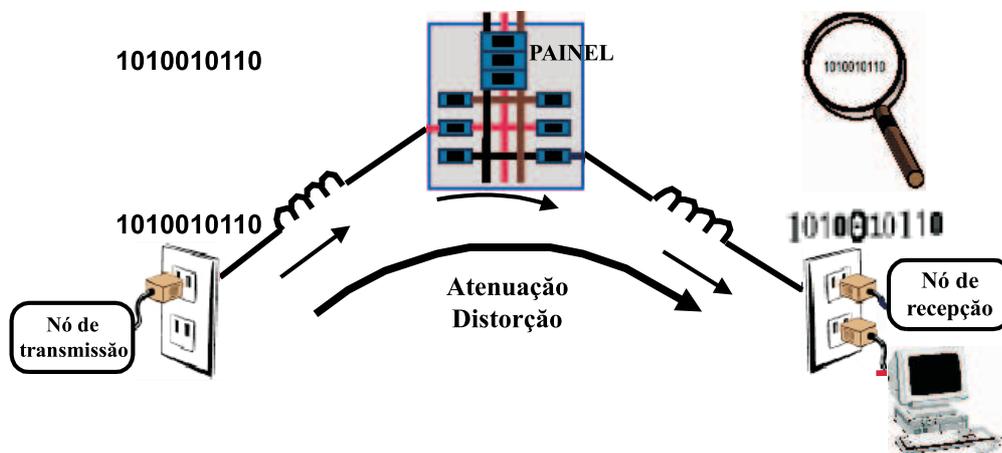


Figura 4.17: Canal de comunicação típico e forma de comunicação.

Percebe-se que, nesse tipo de comunicação de dados, a qualidade é principalmente uma função do nível de perturbações no receptor, distorção e atenuação do sinal elétrico em

diferentes frequências. Na rede elétrica de baixa tensão essas perturbações são geradas por todas as cargas conectadas à mesma. A atenuação é uma função do comprimento físico do canal e da constituição da impedância da rede (divisores de tensão: indutância do condutor, carregamento do painel de distribuição, etc.). Dessa forma, algumas providências têm que ser tomadas para melhorar o processo de aquisição de dados das variáveis de interesse.

4.1.7.1 Aperfeiçoamento na aquisição dos dados

Tendo em vista que a aquisição dos dados é feita via *PLC*, que por sua vez trabalha através da transmissão de sinais de dados em alta frequência (132,45 kHz) por meio do mesmo circuito utilizado para distribuição de potência elétrica às cargas, e considerando o grande número de cargas não lineares existentes no prédio, houve a necessidade de instalação de um filtro passa-baixas (50/60 Hz), para eliminar ruídos que flutuam no sistema e preservar a plena aquisição dos dados a serem analisados. A figura 4.18 ilustra o esquema elétrico com a disposição do filtro incorporado ao sistema, tal como mostra o diagrama da figura 4.14.

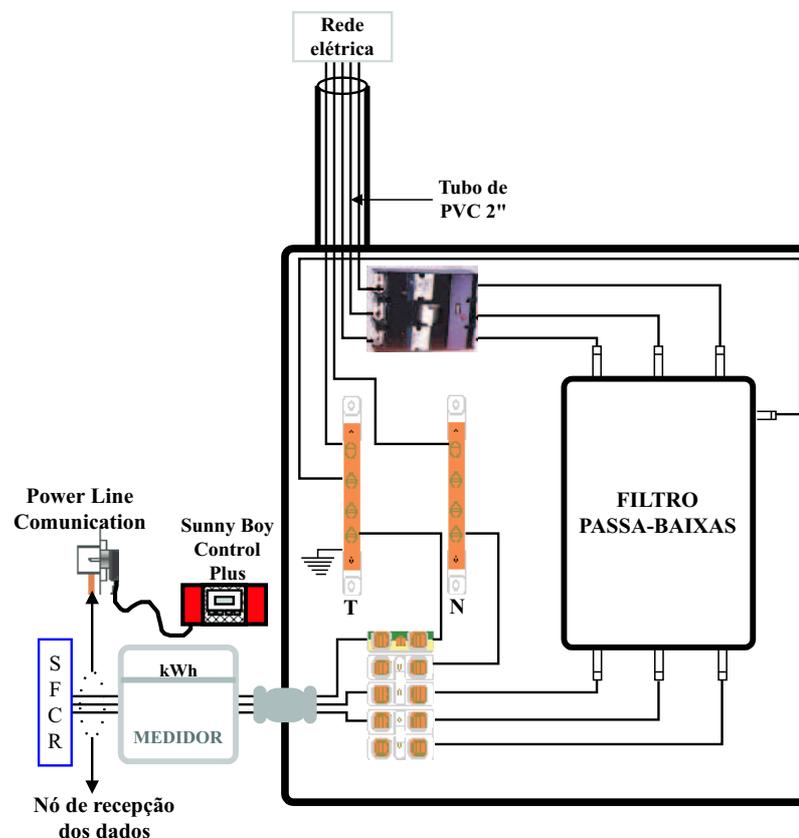


Figura 4.18: Esquema elétrico do filtro passa-baixas incorporado ao sistema e o ponto de coleta dos dados.

Nessa situação, optou-se por um filtro trifásico, para proporcionar uma maior flexibilidade na ampliação do sistema, no que diz respeito às fases a serem utilizadas para a conexão à rede elétrica, e também no que se refere ao nível de potência de trabalho, permitindo, dessa

forma, a conexão dos grupos de geradores e inversores entre as fases mais carregadas do sistema, bem como a possibilidade de se utilizar futuramente uma configuração trifásica com uma melhor distribuição entre as fases. A figura 4.19 mostra o filtro já integrado ao sistema, juntamente com o disjuntor de conexão e desconexão da parte CA.

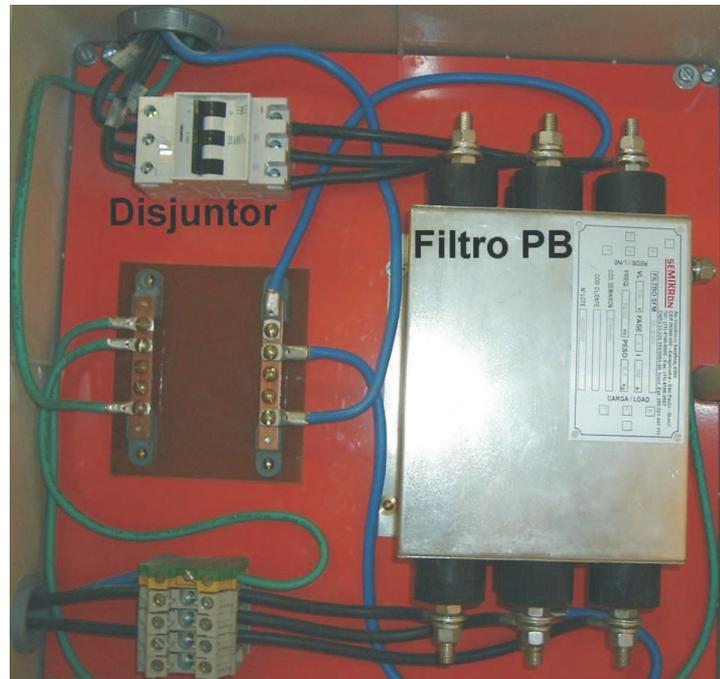


Figura 4.19: Foto com detalhes do filtro incorporado ao sistema.

4.1.7.2 Monitoramento

O sistema de monitoramento consiste de um conjunto de sensores, um *Sunny Data Control Plus (SDCP)* e um computador que coleta e permite visualizar os dados medidos. No que se refere ao conjunto de sensores, foram utilizados dois termopares tipo T para avaliar o desempenho de cada uma das tecnologias de módulos, c-Si e mc-Si, com a temperatura. Além disso, uma célula de referência para medida da radiação solar incidente no plano dos geradores foi instalada na mesma estrutura em que se encontram os módulos, tal como mostra a figura 4.20.

Os dados provenientes dos termopares são transmitidos ao *SDCP* por meio de transmissores de temperatura a dois fios, com tensão de saída 0-10 V, de comportamento linear em relação à temperatura medida pelo sensor selecionado. No que se refere ao sinal de radiação solar, este é transferido diretamente ao *SDCP*, assim como os demais parâmetros estudados. A figura 4.21 ilustra um diagrama esquemático com as variáveis de entrada e saída monitoradas pelo sistema, bem como todos os equipamentos utilizados para a aquisição e visualização das variáveis de interesse.

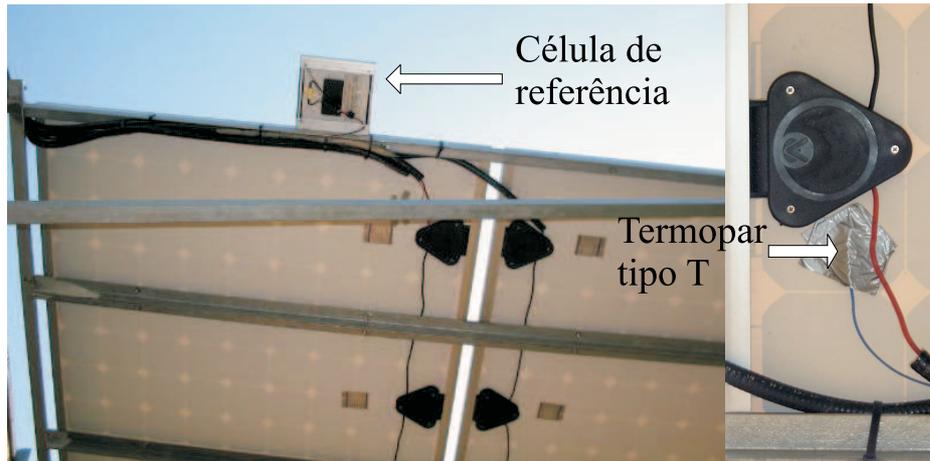


Figura 4.20: Vista inferior do sensor de radiação solar (célula de referência) instalado na mesma inclinação e orientação dos geradores fotovoltaicos, e detalhes da fixação dos termopares usados para obtenção da temperatura de costa do módulo fotovoltaico.

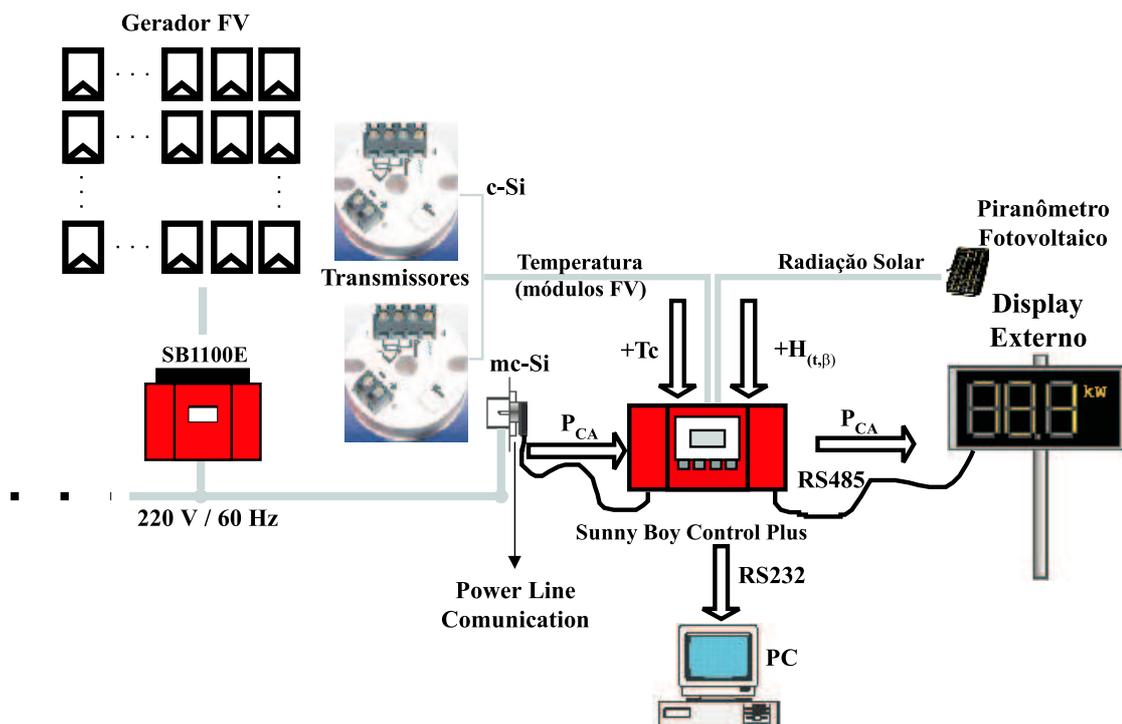


Figura 4.21: Variáveis de entrada e saída do sistema e seus dispositivos de aquisição de dados.

No sistema de monitoramento, os seguintes parâmetros são medidos:

- Parâmetros elétricos:
 - Tensão CC e CA;
 - Corrente CC e CA;
 - Potência CA;
 - Energia CA acumulada entregue à rede;

- Produção de energia CA diária;
- Freqüência.
- Parâmetros meteorológicos e térmicos:
 - Irradiância no plano dos geradores fotovoltaicos (célula de referência ou piranômetro fotovoltaico, $+H_{(t,\beta)}$);
 - Temperatura dos módulos das tecnologias que compõem o sistema (termopar tipo T, transmissor de temperatura, $+T_c$).

Para receber os sinais de irradiância e temperatura dos módulos através da entrada analógica, utilizou-se uma interface RS para conector Sub D de 25 pinos. Essa interface permite a interligação de dois equipamentos com sistemas de conexão diferentes, permitindo uma redução do tempo de montagem e uma melhor conexão dos sensores. Isso permite o uso de diferentes circuitos para condicionar os sinais de entrada ou saída e a conexão *SDCP*. A figura 4.22 mostra a caixa com os equipamentos de interface entre os sensores de radiação solar e temperatura e o *SDCP*.

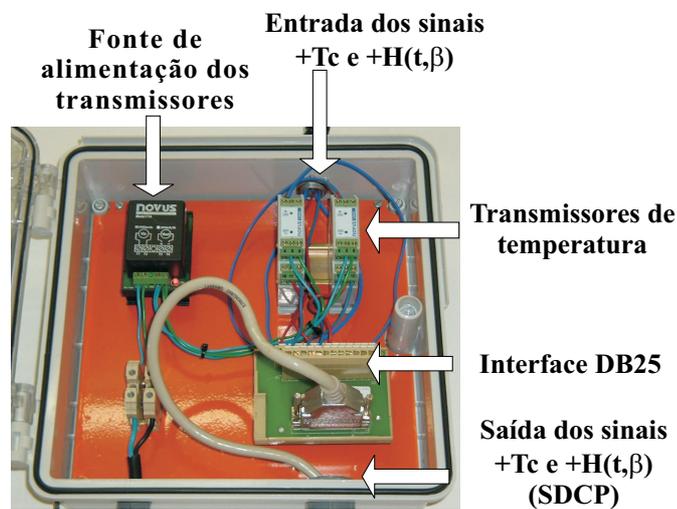


Figura 4.22: Caixa de interface entre termopares e sensor de radiação solar e o *Sunny Data Control Plus*.

Com relação aos parâmetros elétricos, esses são obtidos através de um sistema de aquisição de dados acoplado internamente aos inversores (*Power-line Communication*). Como mencionado anteriormente, todos os sinais são enviados ao *SDCP*, instalado juntamente com os inversores internamente à edificação. Os dados medidos representam médias de 5 minutos e são armazenados na memória interna de controle. No final do dia, os dados são transmitidos ao computador e armazenados no disco rígido do mesmo. Vale ressaltar que é possível visualizar os dados *on-line* na tela do computador, ou através de um display externo, instalado na

entrada da edificação. A figura 4.23 mostra todos os equipamentos (inversores, sistema de aquisição de dados, etc.) condicionados internamente à edificação, e a figura 4.24 mostra o *display* externo que informa instantaneamente os seguintes parâmetros: potência instantânea e energia diária produzida.

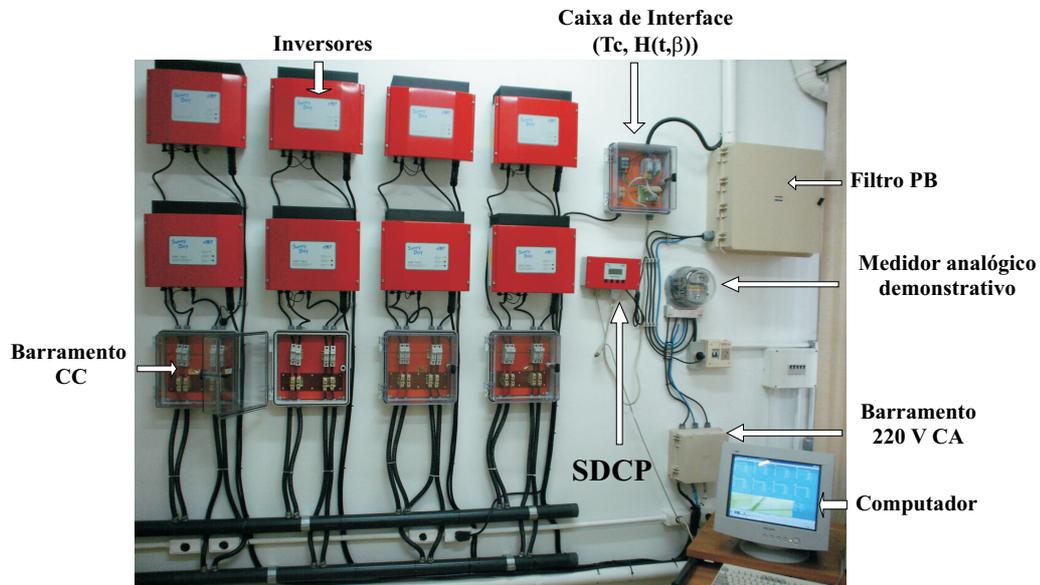


Figura 4.23: Vista dos equipamentos instalados internamente ao prédio da administração do IEE/USP.



Figura 4.24: *Display* externo, entrada do prédio da ADM/IEE/USP, instalado para fins de demonstração e acompanhamento do funcionamento do SFCR.

4.1.8 Medidores eletrônicos de grandezas elétricas

Diante do interesse em se definir o perfil de consumo de energia elétrica de um prédio público, para fins de análise de viabilidade de utilização de fontes alternativas no suprimento parcial ou total dessas edificações, e com o objetivo de avaliar o comportamento do sistema em

termos de seu fluxo de potência CA, foram instalados dois medidores de memória de massa, sendo o Medidor 1 destinado a monitorar o balanço entre o que entra e o que sai da edificação, e o Medidor 2 utilizado para o registro do fluxo proveniente do SFCR.

Essa etapa consiste na instalação de dois medidores eletrônicos de grandezas elétricas, conectados em série (Medidor 1) e paralelo (Medido 2) com a medição externa, com possibilidade de leitura remota através de um computador, via Internet. O modelo dos medidores utilizados é o *IDM 144/ABB*, com as seguintes características:

- Medição de energia ativa;
- Medição de energia reativa;
- Medição de tensão nas três fases;
- Medição de corrente nas três fases;
- Medição de fator de potência;
- Memória de massa cumulativa para armazenamento dos registros por até 37 dias consecutivos.

A instalação dos medidores, com respectivos acessórios para a medição (linha telefônica, transformadores de corrente, ou TC's, etc.) foi efetuada em cima (medidores) e dentro (TC's) do quadro geral da edificação, tal como mostra a figura 4.25.



Figura 4.25: Etapas da instalação dos equipamentos utilizados no processo de medição das grandezas elétricas.

A figura 4.25 mostra ainda detalhes dos 4 TC's instalados para condicionamento do sinal a ser lido pelos medidores, bem como o ponto de conexão do sistema com a rede elétrica local. Sendo a alimentação da edificação trifásica e o SFCR monofásico, foram utilizados 3 TC's de relação 100/5 A, compatíveis com o consumo da edificação, e somente 1 TC de relação

50/5 A, adequado ao SFCR. Esta última medida deu-se em função da corrente fornecida pelo SFCR, uma vez que ela é a mesma em ambos os condutores no trecho que liga o SFCR à rede elétrica, além de que esse pode ser interpretado pelo medidor como se fosse um sistema monofásico com tensão entre fase-neutro 220 V CA. Dessa forma, o diagrama esquemático da figura 4.26 representa de maneira ilustrativa a configuração envolvendo o SFCR, a rede elétrica, a carga e os medidores eletrônicos de grandezas elétricas.

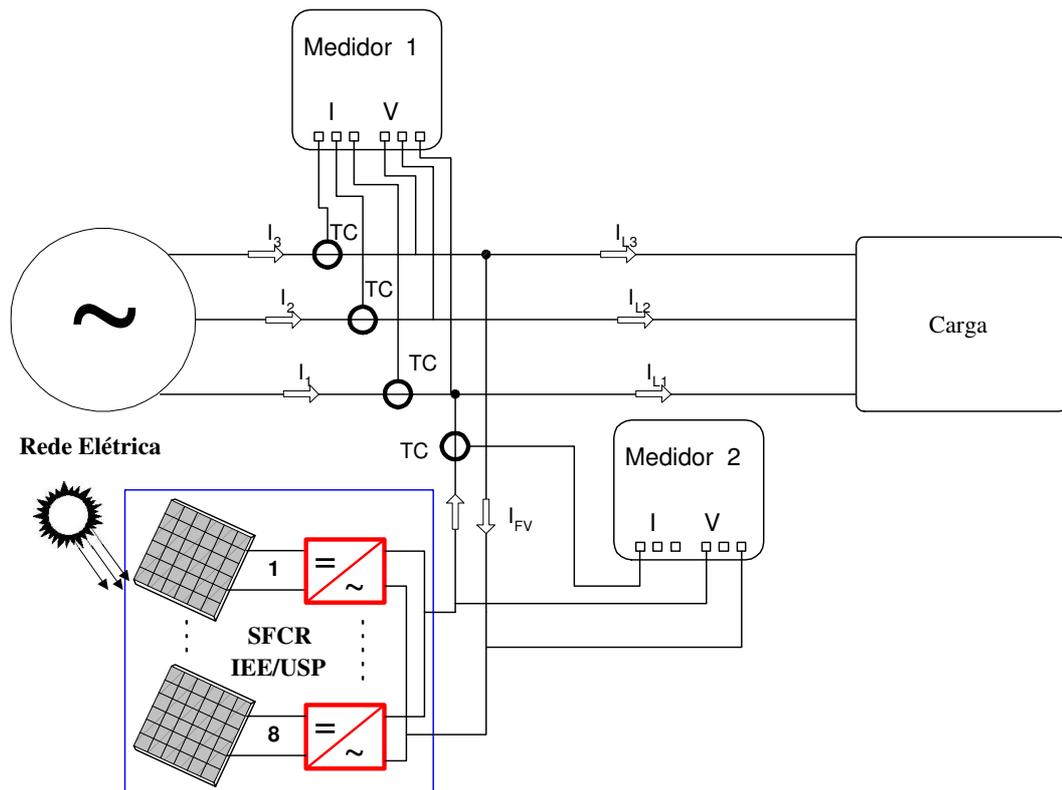


Figura 4.26: Diagrama esquemático do SFCR e medidores de grandezas elétricas.

CAPÍTULO 5

ESTUDO DE CASO: DADOS EXPERIMENTAIS E ANÁLISE DA OPERAÇÃO DO SISTEMA

Este capítulo apresenta a análise dos resultados experimentais do sistema descrito no Capítulo 4, enfatizando a influência do tamanho relativo entre o inversor e o gerador fotovoltaico (FDI). Apesar da disponibilidade de dois anos de dados, 2004 e 2005, utilizou-se o ano de 2004 como base para as análises mais detalhadas no que se refere ao funcionamento dos diversos grupos inversor-gerador, devido ao número muito grande de análises pontuais que necessitavam ser realizadas, à medida em que se obtinham as informações sobre o funcionamento do sistema. Contudo, os dados de produção referentes ao ano de 2005 são apresentados em termos de valores mensais.

5.1 Resultados da produção de eletricidade do SFCR

Uma das primeiras perguntas que se faz quando se analisa um SFCR é: qual a contribuição energética no consumo médio da edificação? Os dados apresentados a seguir tentam responder essa pergunta com base nos valores mensais de produção de eletricidade monitorados durante os anos de 2004 e 2005 e no consumo médio mensal apresentado no período de agosto a dezembro de 2005.

De 1 de janeiro de 2004 a 31 de dezembro de 2005 foram produzidos 23.714 kWh. Considerando que a demanda média mensal de eletricidade da edificação é de 1.800 kWh, valor obtido dos dados medidos, têm-se os resultados de contribuição da produção solar mostrados na tabela 5.1.

Tabela 5.1: Produção mensal de eletricidade, porcentagem da demanda suprida pelo sistema fotovoltaico, irradiação solar, rendimento global e temperatura média do módulo fotovoltaico.

Mês	2004					2005				
	PS [kWh]	CMC [%]	IS [kWh/m ²]	PR [%]	T _C [°C]	PS [kWh]	CMC [%]	IS [kWh/m ²]	PR [%]	T _C [°C]
Janeiro	944	52,5	127,4	67,4	30,9	947	52,6	123,9	69,0	30,7
Fevereiro	985	54,0	131,4	67,6	31,6	1.118	62,0	147,6	68,5	34,6
Março	1.058	59,0	139,7	68,5	31,9	989	55,0	129,7	68,9	33,4
Abril	1.007	46,0	129,8	70,3	32,3	*890	49,4	113,4	70,8	32,2
Maio	778	43,0	98,2	71,8	25,8	1.018	56,5	128,0	71,8	30,6
Junho	827	46,0	103,0	72,2	27,2	1.034	57,4	130,0	71,9	30,3
Julho	880	49,0	107,4	74,1	26,5	999	55,5	120,0	75,5	28,5
Agosto	1.194	66,0	146,0	74,0	31,0	1.200	66,6	146,0	74,2	32,8
Setembro	1.268	70,0	158,0	72,5	35,0	773	43,0	98,3	71,0	27,0
Outubro	983	55,0	123,3	72,0	29,0	803	45,0	105,0	69,0	30,8
Novembro	1.118	62,0	144,0	70,2	31,4	1.034	57,4	135,4	69,0	31,0
Dezembro	1.030	57,0	133,3	69,7	31,1	837	46,5	106,1	71,2	33,4
Total Anual	12.072	56,0	1.541,4	71,0	30,3	11.642	54,0	1.483,4	71,0	31,3

Notas: - PS é a produção solar; - CMC é a contribuição mensal ao consumo; - IS é a irradiação solar incidente;- * Este valor não inclui os dias 7, 8, 9 e parte do dia 10 de abril de 2004, pois não houve registros de dados durante esse período.

Observa-se que nos meses de janeiro a dezembro de 2004, durante os quais o sistema operou todos os dias, e de janeiro a dezembro de 2005 a contribuição da produção solar ao consumo mensal do prédio é, em todos os meses, superior a 40 %, chegando a 70 % no mês de setembro de 2004, resultando em uma contribuição média anual de aproximadamente 55 %.

Para explicitar melhor a influência da nebulosidade, na tabela 5.1, constam também os valores de irradiação solar incidente no plano do gerador fotovoltaico, rendimento global do sistema e temperatura média do módulo fotovoltaico. Observa-se que a nebulosidade tem uma influência significativa na captação do recurso e conseqüentemente na produção de eletricidade por parte do SFCR; a aleatoriedade associada a esse fenômeno implica em variações significativas na produção de eletricidade de um ano para outro. No caso particular da cidade de São Paulo, um exemplo expressivo desse último aspecto pode ser observado entre os meses de setembro de 2004 e setembro de 2005, onde uma variação de aproximadamente 40 % foi constatada. As figuras 5.1(a) a 5.1(m) apresentam a produção diária para cada um dos meses referentes ao ano de 2004.

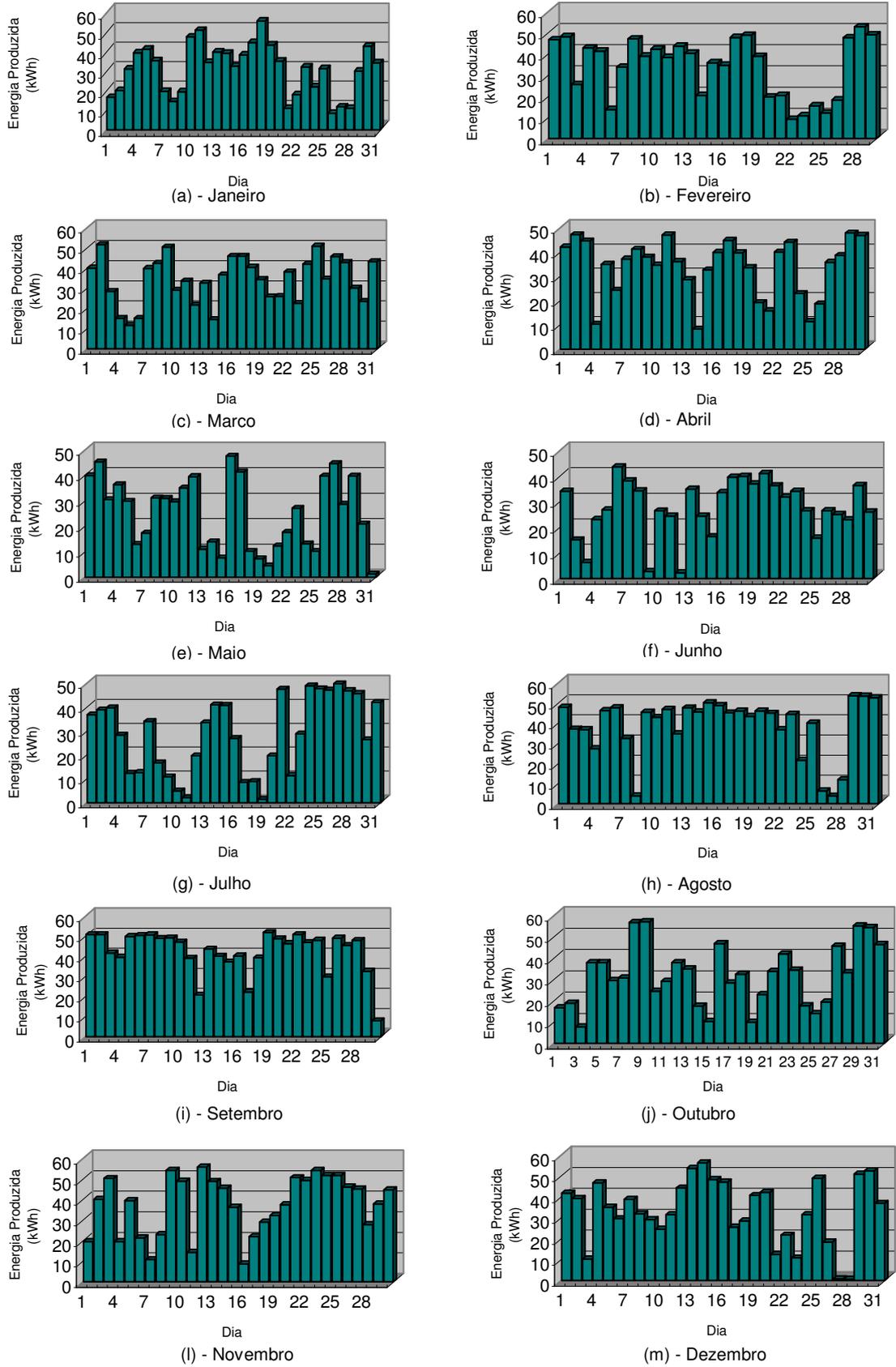


Figura 5.1: Produção de energia elétrica diária referente ao ano de 2004.

5.2 Análise do desempenho dos geradores fotovoltaicos

5.2.1 Determinação da potência real dos geradores fotovoltaicos

A caracterização elétrica individual dos geradores fotovoltaicos permitiu conhecer a potência realmente instalada em cada um dos oito grupos aqui estudados e, conseqüentemente, sua diferença com relação aos dados de placa fornecidos pelo fabricante. A tabela 5.2 apresenta os resultados obtidos e as diferenças com relação aos dados fornecidos pelo fabricante.

Observa-se que essas diferenças são mais significativas nos geradores fotovoltaicos dos grupos N1, N3, N6 e N8, sendo que esse último apresentou a maior diferença, 7,3 % inferior aos dados fornecidos pelo fabricante.

Tabela 5.2: Potência dos geradores fotovoltaicos, dados de placa e resultados das medidas.

Grupo	N1	N2	N3	N4	N5	N6	N7	N8
Placa, STC [Wp]	1007	975	1940	1800	1650	1538	1200	1295
VMS, STC [Wp]	940	962	1738	1725	1592	1446	1129	1143
VML, STC [Wp]	978	1002	1802	1757	1663	1477	1188	1201
DPS[%]	-6,7	-1,4	-10,4	-4,1	-3,5	-6,0	-5,9	-11,8
DPL[%]	-2,9	2,2	-7,1	-2,4	0,8	-3,9	-1,0	-7,3

Notas: - VMS é o valor medido com o gerador fotovoltaico sujo e extrapolado para as condições padrão; - VML é o valor medido com o gerador fotovoltaico limpo e extrapolado para as condições padrão; - DPS é a diferença percentual obtida para o gerador fotovoltaico sujo, com respeito aos dados de placa; - DPL é a diferença percentual obtida para o gerador fotovoltaico limpo, com respeito aos dados de placa.

Constatou-se também que dois geradores fotovoltaicos, grupos N2 e N5, apresentaram as menores diferenças percentuais, além de possuírem potência um pouco superior com relação ao indicado pelo fabricante. Nota-se também que as perdas devidas à sujeira são em média 3,6 %, chegando, em alguns geradores, próximo aos 5 %, sendo que o intervalo de tempo entre uma limpeza dos geradores fotovoltaicos e outra variava de 3 a 4 meses.

Detalhes da metodologia utilizada para caracterização individual dos geradores fotovoltaicos podem ser consultados em Lorenzo & Zilles (1994b), González (1994), Díez (1994) e Caamaño et al. (1999). Trata-se de um procedimento bastante consolidado e utilizado, mas para que a confiabilidade do resultado não seja comprometida ao realizar as medidas, algumas condições devem ser satisfeitas.

A) Para que a extrapolação seja válida:

- . Os canais para aquisição de dados de corrente e tensão devem estar sincronizados;

- . O dispositivo de referência para medir a irradiância e o gerador fotovoltaico devem estar coplanares (ou em planos paralelos) e próximos;
- . A irradiância, medida com o dispositivo de referência, tem de ser maior que 600 W/m^2 ;
- . A componente difusa da irradiância incidente deve ser inferior a 20 %;
- . A velocidade do vento a 5 m sobre o nível do solo, deve ser inferior a 5 m/s;
- . Deve-se comprovar a estabilização da tensão de circuito aberto da unidade de prova;

B) Para que a calibração com o módulo padrão seja válida:

- . O módulo padrão deve ser da mesma tecnologia que a unidade de prova;
- . O módulo padrão e a unidade de prova devem estar coplanares (ou em planos paralelos) e próximos;
- . O tempo transcorrido entre a medida da unidade de prova e o módulo padrão não deve ser superior a 3 minutos;
- . A variação máxima da irradiância no período que inclui a realização das duas provas deve ser inferior a 10 %.

A figura 5.2 mostra os equipamentos utilizados para realização das medidas dos geradores fotovoltaicos que constituem cada grupo, sendo que detalhes construtivos e de funcionamento da carga capacitiva utilizada podem ser encontrados no Anexo B.

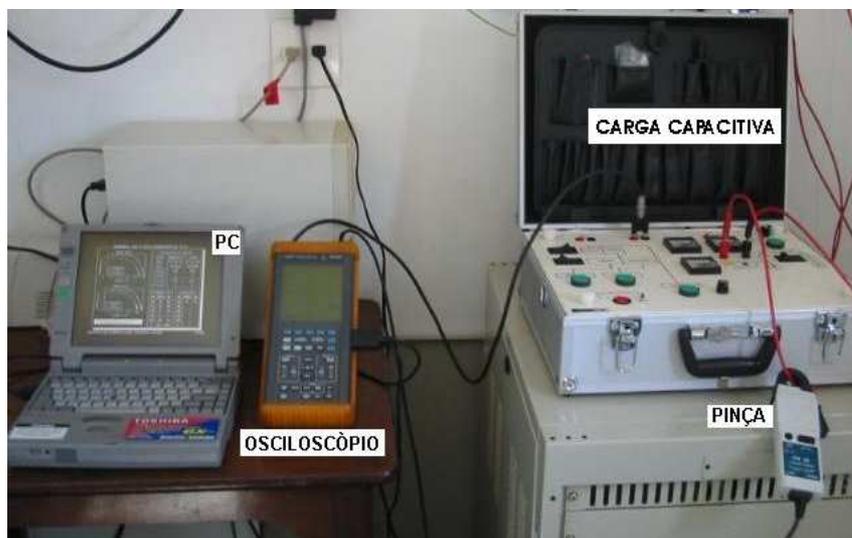


Figura 5.2: Instrumentação utilizada no procedimento de medida dos geradores fotovoltaicos.

O procedimento consiste em medir sucessivamente um padrão e uma ou várias unidades de prova, cujos dados são corrigidos posteriormente com a medida do padrão associado, sempre que se cumpram as condições mencionadas anteriormente¹. Cada medida se realiza de acordo com os seguintes passos:

1. Conectar o gerador objeto da medida à carga capacitiva;
2. Escolher o condensador apropriado para a medida (ver Anexo B);
3. Disparar a carga e a aquisição de dados ambientais, simultaneamente;
4. Nomear o arquivo no qual se armazenará a medida;
5. Desconectar o gerador;
6. Descarregar o condensador da carga capacitiva, preparando-a para a próxima medida.

Ambas as curvas I-V são extrapoladas para as condições padrão (*STC*). Esse procedimento fornece dois valores de máxima potência medidos, correspondentes à unidade de prova P_{UM} e ao módulo padrão P_{PM} . De posse desses valores, a calibração com o padrão se dá segundo a equação 5.1:

$$P_{UC} = P_{UM} \frac{P_{PC}}{P_{PM}}. \quad (5.1)$$

O valor aceito para a unidade de prova (P_{UC}) corresponde então ao valor calibrado com relação à potência previamente calibrada do módulo padrão (P_{PC}).

A figura 5.3 mostra um exemplo de medida obtida para um módulo padrão e um módulo de teste, de acordo com o procedimento e com o auxílio da instrumentação apresentada na figura 5.2. As medidas das curvas I-V obtidas para cada um dos geradores e que deram origem à tabela 5.2 encontram-se listadas no Anexo C.

¹Nunca se medem simultaneamente o padrão e a unidade de teste, uma vez que os mesmos são medidos com o mesmo equipamento. O cumprimento das condições anteriores assegura que o erro introduzido por possíveis variações das condições ambientais resulta amplamente compensado pelos benefícios da calibração na redução de erros instrumentais do modelo teórico e do método.

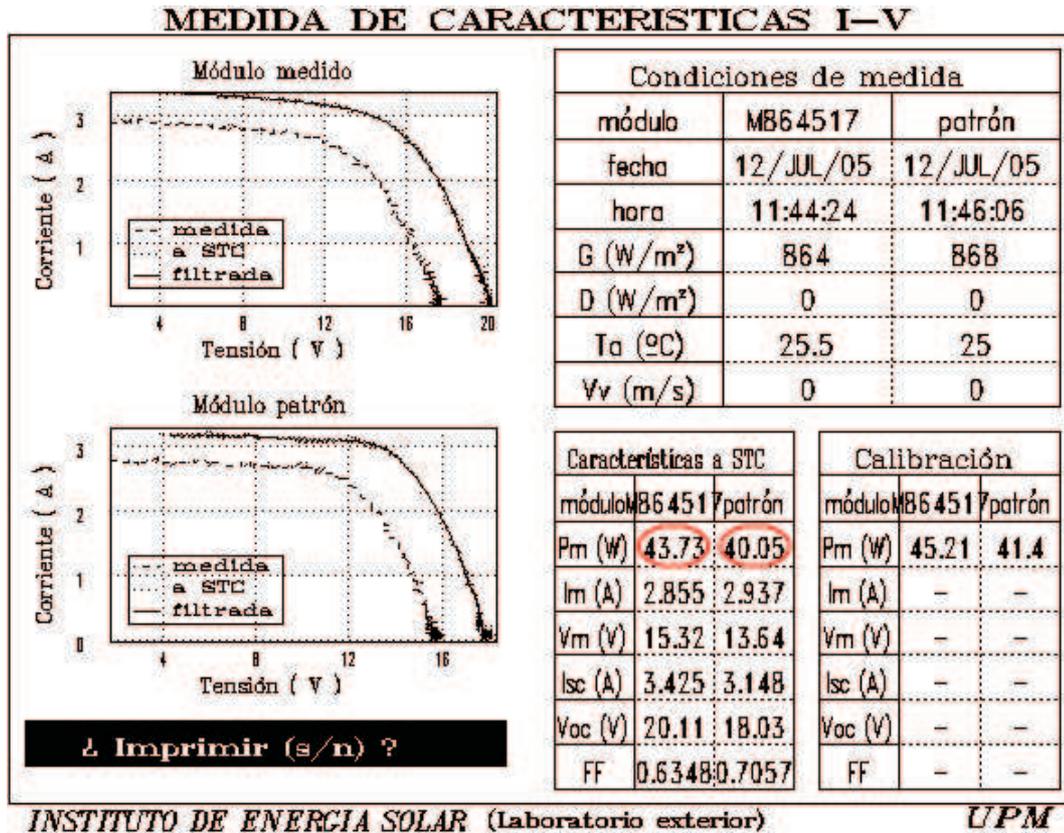


Figura 5.3: Exemplos de curvas I-V de um módulo padrão e um módulo de teste, obtidas com a aplicação do procedimento descrito.

5.2.2 Eficiência dos geradores

Como a potência de saída do sistema não pode ser avaliada com base somente nas condições padrão (*STC*), é importante analisar com cuidado qual a influência da temperatura do módulo na energia produzida pelo SFCR. Para isso, são apresentadas algumas análises, com o objetivo de esclarecer melhor essas influências. Devido à grande quantidade de dados coletados, essas análises foram restringidas aos dados do mês de janeiro, tomado como representativo de um mês quente, e o mês de junho, como representativo de um mês frio, para os geradores fotovoltaicos pertencentes aos grupos N3 e N4, que são os grupos com maior potência instalada e nos quais se encontram instalados os sensores de temperatura.

As figuras 5.4 e 5.5 ilustram como se comportam as distribuições de frequência e as energias acumuladas em função da temperatura dos módulos pertencentes aos grupos mencionados no parágrafo anterior, onde observa-se a concentração do tempo de operação nas temperaturas de 20 e 25 °C.

Apesar da concentração do tempo de operação em temperaturas mais baixas (20 ou 25 °C) nota-se da distribuição cumulativa da energia, que cerca de 61 % e 44 % da energia total produzida no mês de janeiro por cada grupo, N3 e N4, respectivamente, encontra-se na

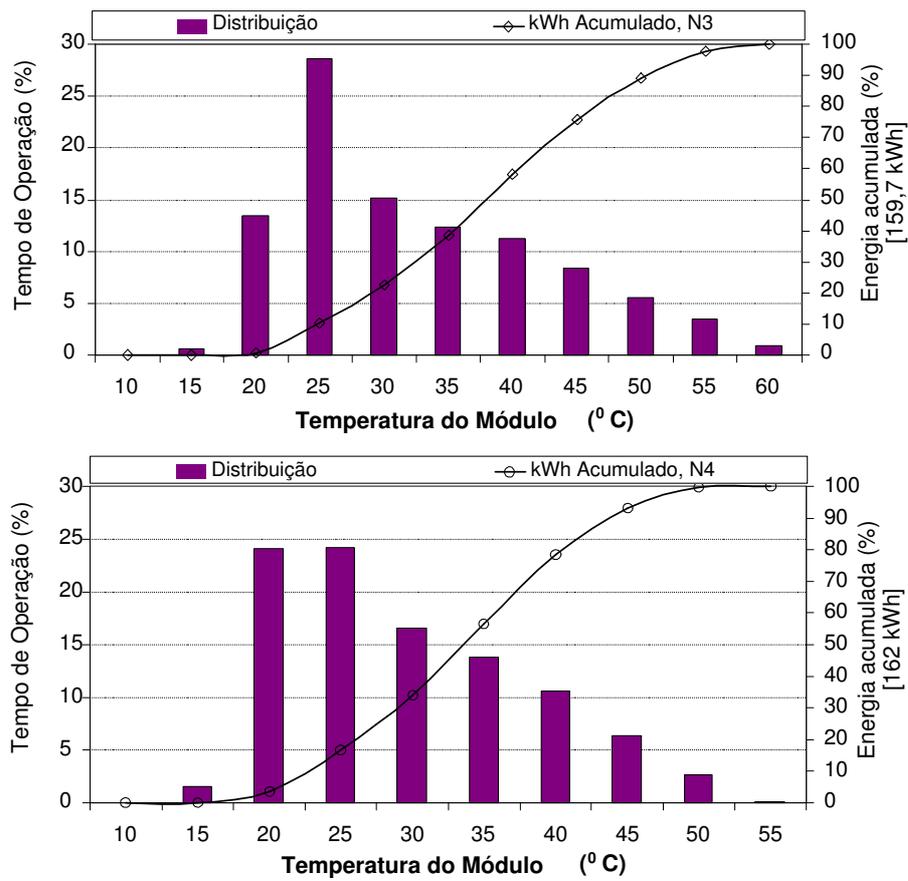


Figura 5.4: Tempo de operação e energia acumulada em função da temperatura do módulo (janeiro de 2004), grupos N3 e N4.

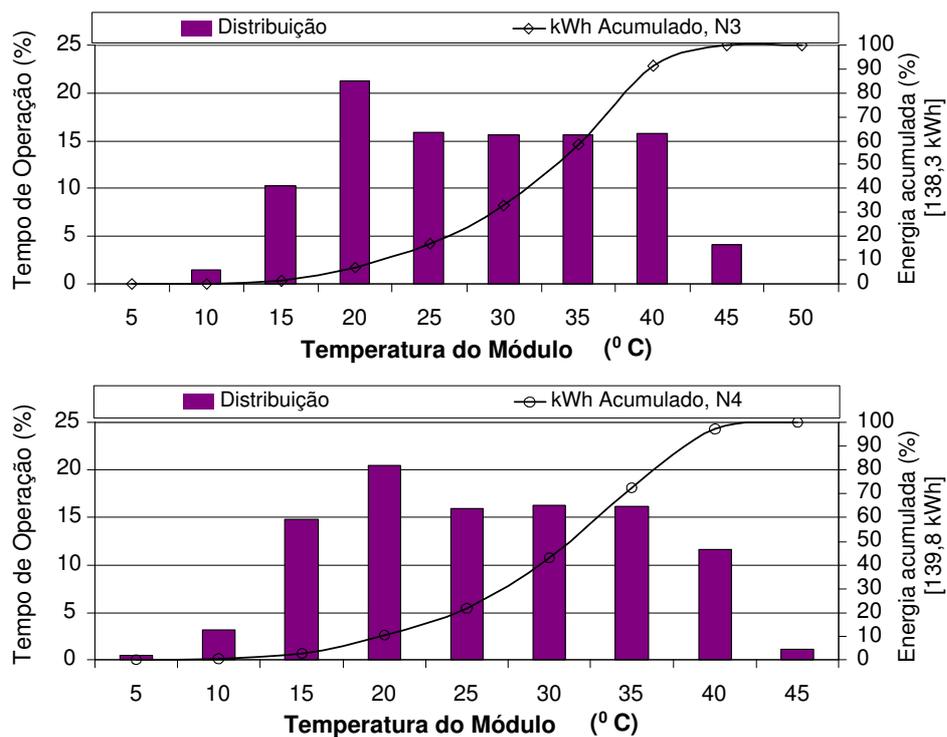


Figura 5.5: Tempo de operação e energia acumulada em função da temperatura do módulo (junho de 2004), grupos N3 e N4.

faixa de temperatura superior aos 35 °C, enquanto que para o mês de junho, 42 % (N3) e 28 % (N4) da energia total são produzidos na mesma faixa de temperatura. No que se refere aos valores de temperatura de operação dos módulos ≤ 25 °C, 11 % e 17 % da energia referente ao mês de janeiro e 17 % e 22 % da energia referente ao mês de junho foram produzidos nessa faixa de temperatura pelos geradores N3 e N4.

A figura 5.6 mostra a variação da temperatura média mensal do módulo para as duas tecnologias, *c-Si* e *mc-Si*, além da variação da eficiência de conversão de cada gerador fotovoltaico. As temperaturas médias máximas foram de 36 °C (*mc-Si*) e 33 °C (*c-Si*) em setembro de 2004, enquanto que as médias mínimas foram de 27,7 °C (*mc-Si*) e 25,3 °C (*c-Si*) no mês de julho do mesmo ano.

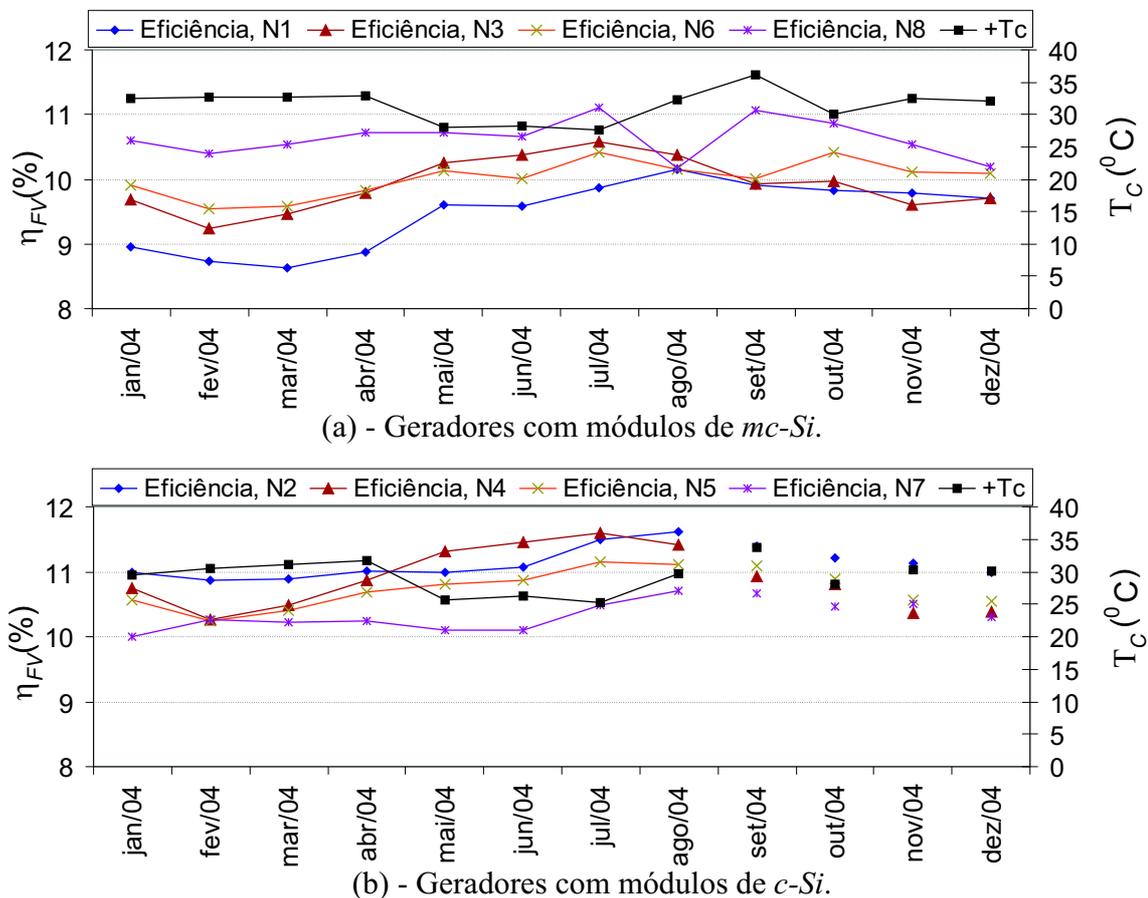


Figura 5.6: Variação sazonal da temperatura média dos módulos e a eficiência média de conversão dos geradores fotovoltaicos para cada grupo.

É conhecido que a eficiência do módulo fotovoltaico decresce quando a temperatura do mesmo aumenta. No entanto, nota-se que para o caso em questão os módulos trabalham em uma faixa de variação da temperatura (ao longo do ano) relativamente estreita (≤ 10 °C), o que implica em pouca variação na eficiência dos geradores fotovoltaicos em comparação com outras localidades do mundo, onde variações sazonais superiores a 35 °C são facilmente atingidas².

²O clima da cidade de São Paulo possui a característica de que os meses mais frios (maio, junho, julho e

Uma análise sobre a influência da temperatura no módulo frente às variações sazonais da temperatura ambiente pode ser encontrada em Nishioka et al. (2003). É importante mencionar que as diferenças entre as eficiências dos geradores devem-se também a influência da operação do inversor próximo ao PMP.

Observa-se da figura 5.6 que todos os geradores apresentam uma variação na eficiência média mensal inferior a 1,5 %, sendo que o gerador pertencente ao grupo N1 é o que apresenta a maior variação na eficiência. Isso pode ser explicado pelo fato de que nos primeiros meses de funcionamento do sistema esse gerador em particular sofria um pequeno sombreamento pela parte da manhã, que posteriormente foi solucionado. É importante ressaltar que apesar da influência da temperatura do módulo não ser muito grande em termos de variações médias mensais, o mesmo não se pode afirmar para as variações ao longo do dia, as quais podem ser bem mais significativas. A figura 5.7 mostra a variação da eficiência de dois dos geradores fotovoltaicos ao longo de um determinado dia, bem como a variação da temperatura ao longo desse dia.

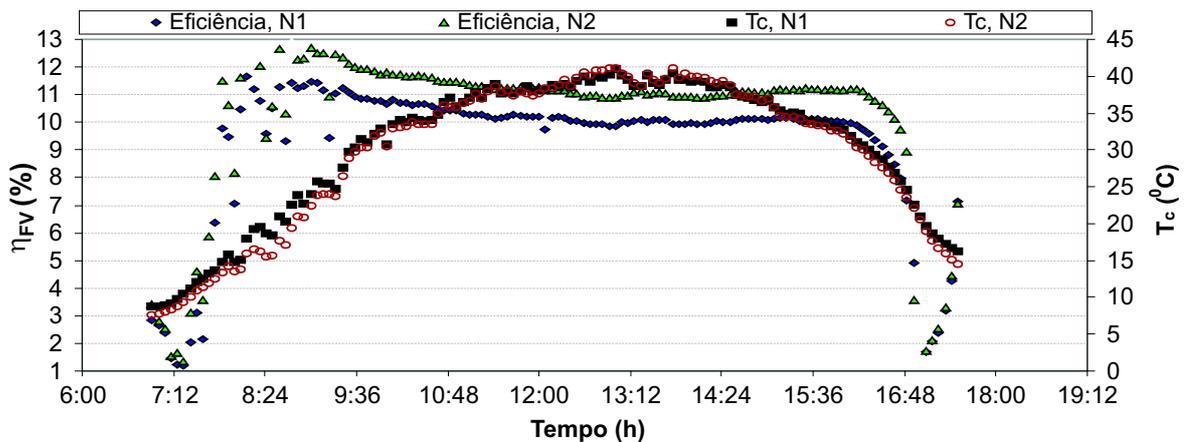


Figura 5.7: Variação das eficiências dos geradores fotovoltaicos e da temperatura ao longo do dia.

5.2.3 Produtividades e perdas de captura dos geradores fotovoltaicos.

Neste tópico são apresentados dois parâmetros importantes e bastante utilizados para avaliar o gerador fotovoltaico. O primeiro deles é a produtividade anual do gerador, também conhecida como *Array Yield*, Y_A , que caracteriza a produtividade do gerador e calcula-se segundo a equação 5.2

$$Y_A = \frac{E_{CC}}{P_{FV}^0} \quad (5.2)$$

agosto) são também os de maiores índices de nebulosidade e, portanto, menor radiação solar (ROSA, 2003).

Esse parâmetro representa o número de horas que o gerador fotovoltaico necessita operar, na potência nominal, para fornecer a mesma quantidade de energia produzida E_{CC} . As unidades são em h ou kWh/kWp, sendo a última preferida pela maioria dos autores.

O outro parâmetro, conhecido como produtividade de referência ou *Reference Yield*, Y_R , é dado pela irradiação solar total incidente no plano do gerador dividida pela irradiância de referência (1.000 W/m²). Este último representa um número equivalente de horas na irradiância de referência, ou seja, ele representa o recurso solar disponível para o sistema fotovoltaico e pode ser calculado pela equação 5.3.

$$Y_R = \frac{\int_{t_1}^{t_2} H_{t,\beta} dt}{1.000} \quad (5.3)$$

Nota-se que a produtividade de referência Y_R , que tem a unidade em h, é numericamente igual à energia disponível no plano do gerador fotovoltaico em kWh/m². No caso do sistema do IEE/USP, o valor de Y_R , para ano de 2004, correspondeu a 1.541 h/ano ou 4,22 h/dia. Essa produtividade, juntamente com a produtividade do gerador, permite calcular as perdas de captura, ou *Capture Losses*, L_C , que são perdas exclusivas do gerador fotovoltaico e podem ser calculadas pela equação 5.4.

$$L_C = Y_R - Y_A \quad (5.4)$$

As perdas de captura estão associadas a vários fatores, tais como: operação das células fora das condições padrão, quedas de tensão na fiação e diodos de proteção, sujeiras, sombreamentos parciais, dispersão de parâmetros, tensão de operação fora da tensão de máxima potência, espectro e orientação. Percebe-se que muitos dos aspectos mencionados não podem ser totalmente representados em termos de simulações. Só através do auxílio de dados experimentais é possível notar a magnitude das perdas envolvidas nesses sistemas, para o posterior aperfeiçoamento das previsões realizadas na etapa de projeto. A tabela 5.3 mostra os valores de Y_A e L_C obtidos para cada um dos geradores aqui analisados.

Tabela 5.3: Tamanho relativo do inversor (FDI), produtividade anual do gerador (Y_A) e perdas por captura (L_C) para cada um dos geradores referentes aos oito grupos analisados.

Grupo	N1	N2	N3	N4	N5	N6	N7	N8
FDI [%]	102,0	99,8	55,5	57,0	60,0	68,0	84,2	83,0
Y_A [h/ano]	1.146,0	1.234,0	1.197,0	1.234,0	1.182,0	1.231,0	1.211,0	1.188,0
Y_A [h/dia]	3,13	3,37	3,28	3,37	3,23	3,36	3,31	3,25
L_C [% Y_R]	25,6	20,0	22,3	20,0	23,3	20,1	21,4	22,90

Percebe-se que as maiores produtividades observadas em termos anuais foram as referentes aos geradores dos grupos N2 e N4. No entanto, esses valores não estão muito

distantes dos demais, o que se reflete em produtividades diárias relativamente próximas. Conseqüentemente, perdas de captura bem semelhantes podem ser observadas, chegando a 25,6 % de Y_R no grupo N1, que corresponde ao gerador com maior influência de sombreamento e 20 % de Y_R , nos geradores pertencentes aos grupos N2 e N4, resultando em diferenças entre as perdas apresentadas pelos diferentes geradores fotovoltaicos sempre inferiores 6 %, com uma perda de captura média igual a 22 % de Y_R .

5.3 Análise operacional dos inversores

5.3.1 Seguimento do PMP

Tal como mencionado no Capítulo 1, o ponto chave nos projetos de inversores usados para conexão à rede elétrica sempre foi, durante todo o seu processo de evolução até os dias de hoje, a eficiência de conversão CC-CA, η_{Inv} . Entretanto, com a disseminação em grande escala dos SFCR, um outro aspecto do funcionamento do inversor tornou-se tão importante quanto a eficiência de conversão. Esse aspecto está relacionado à capacidade do mesmo de seguir o Ponto de Máxima Potência (PMP). Isto significa que um bom sistema de Seguimento de Ponto de Máxima Potência (SPMP) torna-se indispensável para a aplicação em SFCR, evitando perdas significativas.

A dificuldade de se avaliar esse aspecto do inversor está associada tanto à sua dependência de fatores internos ao inversor, como por exemplo seu algoritmo de SPMP, quanto aos fatores externos tais como: gerador fotovoltaico, radiação solar e temperatura. Em outras palavras, além das características do próprio inversor, a potência CC de entrada depende do ponto da curva corrente-tensão (I-V) no qual o gerador fotovoltaico está operando, que depende das características do gerador, que por sua vez dependem do módulo fotovoltaico utilizado para compô-lo, das perdas em CC e, principalmente, das condições ambientais ao qual está submetido (basicamente a irradiância e a temperatura ambiente).

Sendo o ponto de máxima potência variável ao longo do dia, os inversores conectados diretamente ao gerador fotovoltaico geralmente possuem um algoritmo de SPMP para maximizar a energia transferida para o lado CA. No entanto, alguns desses algoritmos muitas vezes acabam deslocando o ponto de operação como um artifício de proteção da integridade física do inversor, quando esses são submetidos a sobredimensionamentos excessivos ou temperaturas excessivas. Na maioria dos inversores, o parâmetro utilizado como indicativo de que o inversor pode danificar-se, se continuar operando na condição de sobrecarga, é a temperatura de operação do mesmo. Logo, quando esses equipamentos são submetidos a sobredimensionamentos excessivos da potência do gerador fotovoltaico com relação à potência do

inversor, aumenta significativamente a probabilidade de sobre-aquecimentos e, conseqüentemente, a de limitação da potência de saída.

Ressalta-se também que ambientes com temperatura elevada ou fluxo de ar restrito podem também levar o inversor a proteger-se contra aquecimentos excessivos, diminuindo ainda mais sua potência de operação, de modo a obter o nível necessário para proteger seus componentes eletrônicos.

O parâmetro geralmente utilizado para avaliar o funcionamento do inversor próximo ao PMP é a eficiência de SPMP, η_{SPMP} . Esse parâmetro pode ser definido como a razão entre a energia obtida pelo inversor, de um dado gerador fotovoltaico, e a energia que poderia ser obtida desse mesmo gerador se o inversor fosse munido de um sistema de SPMP ideal. Então, para um determinado intervalo de tempo, η_{SPMP} pode ser escrita tal como mostra a equação 5.5:

$$\eta_{SPMP} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{FV} dt}{\int_{t_1}^{t_2} P_{mp} dt}, \quad (5.5)$$

onde P_{FV} é a potência CC de operação do inversor e P_{mp} é a potência CC ideal, se o inversor estivesse operando no PMP.

Considerando como potência máxima ideal o valor calculado pela equação 3.2, é possível determinar os valores de η_{SPMP} para cada um dos intervalos de 5 minutos monitorados. Para isso utilizou-se como base de dados os valores medidos de irradiância, temperatura na parte posterior dos módulos (como representativa da temperatura da célula) e potência CC de operação do inversor P_{FV} . Todos esses valores foram obtidos pelo sistema de aquisição de dados descrito anteriormente.

A figura 5.8 mostra os valores de potência calculados (P_{mp}) e medidos (P_{FV}) ao longo de um dia, enquanto que as figuras 5.9 e 5.10 mostram a variação de η_{SPMP} com a potência CC entregue ao inversor ao longo do mesmo dia, para cada um dos oito grupos analisados. É possível observar o efeito da limitação de potência, principalmente nos grupos N3 e N4, e sua influência no processo de SPMP.

A partir dos dados experimentais, tal como mostram as figuras 5.9 e 5.10, foi possível constatar que os inversores trabalham, em quase a totalidade do tempo, com η_{SPMP} na faixa de 70 - 98 %. Além disso, percebe-se também que existem diferenças entre os valores de η_{SPMP} obtidos pela parte da manhã e os obtidos pela parte da tarde, sendo que o limite superior de η_{SPMP} é geralmente atingido no período da manhã, na faixa de potência correspondente a 200 - 400 W CC.

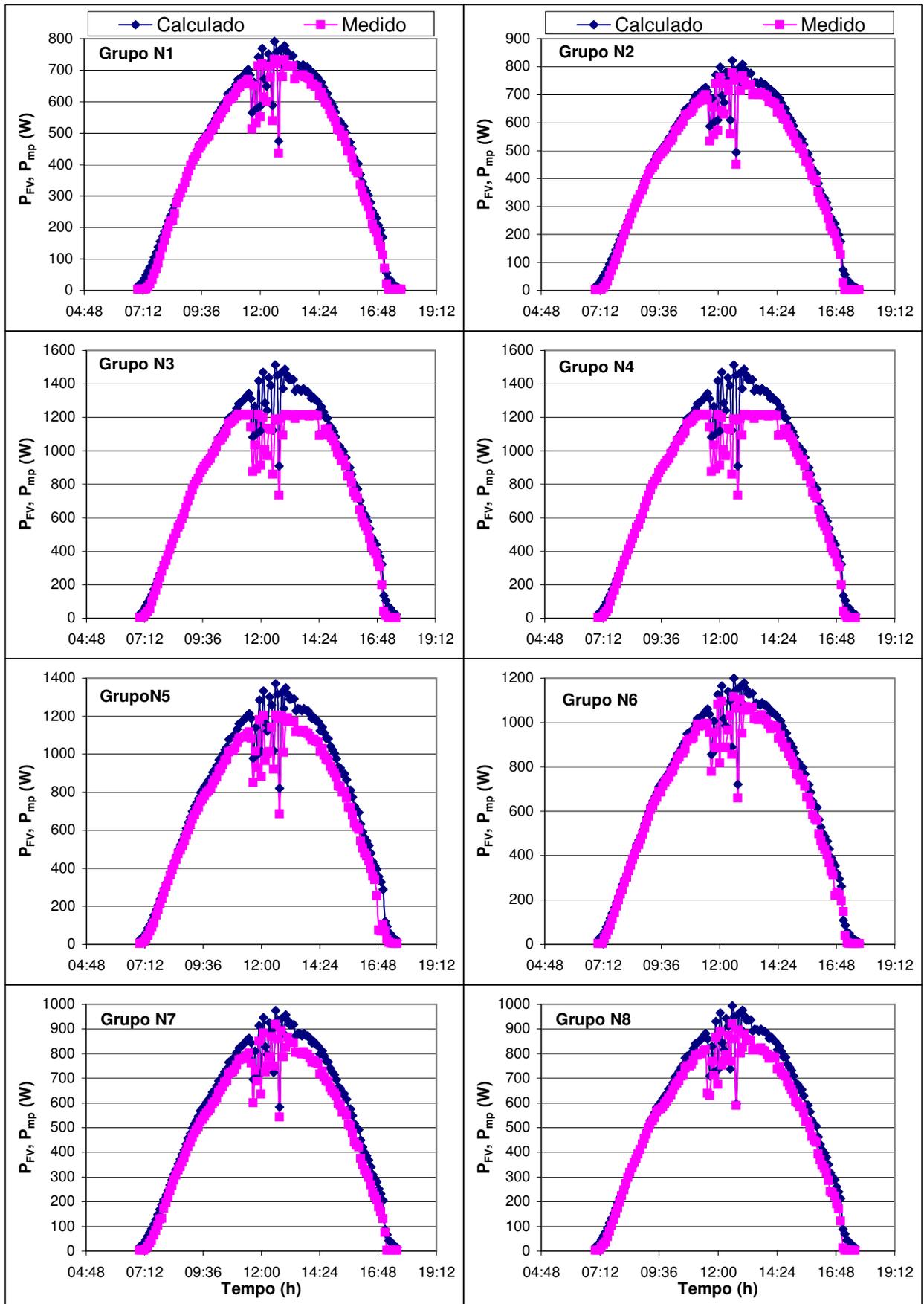


Figura 5.8: Variação da potência CC calculada (P_{mp}) e medida (P_{FV}) entregue ao inversor ao longo do dia, pelos grupos N1 a N8.

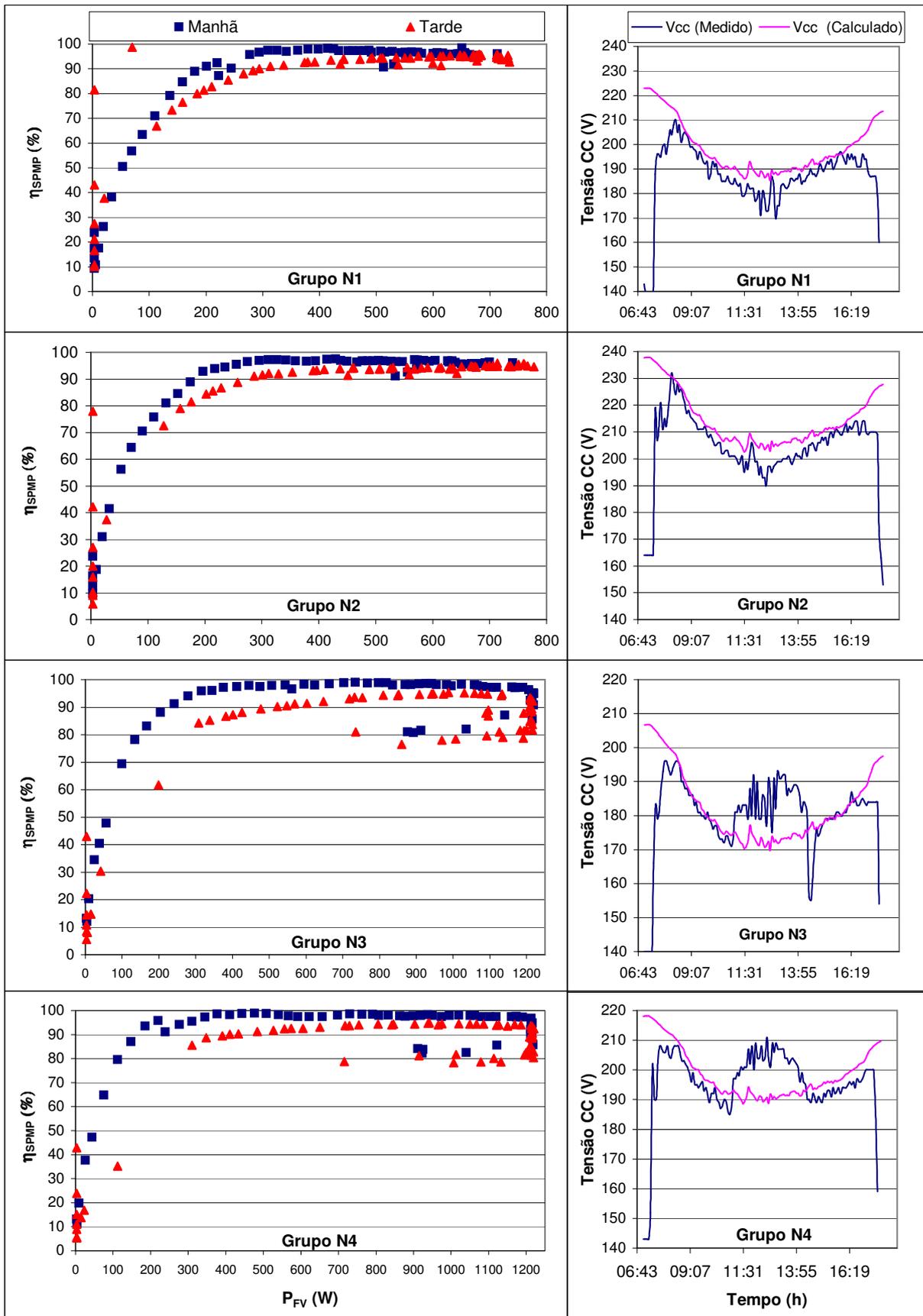


Figura 5.9: Variação da eficiência de seguimento do ponto de máxima potência em função da potência CC (P_{FV}) extraída dos geradores fotovoltaicos e variação da tensão CC ao longo do dia, grupos N1 a N4.

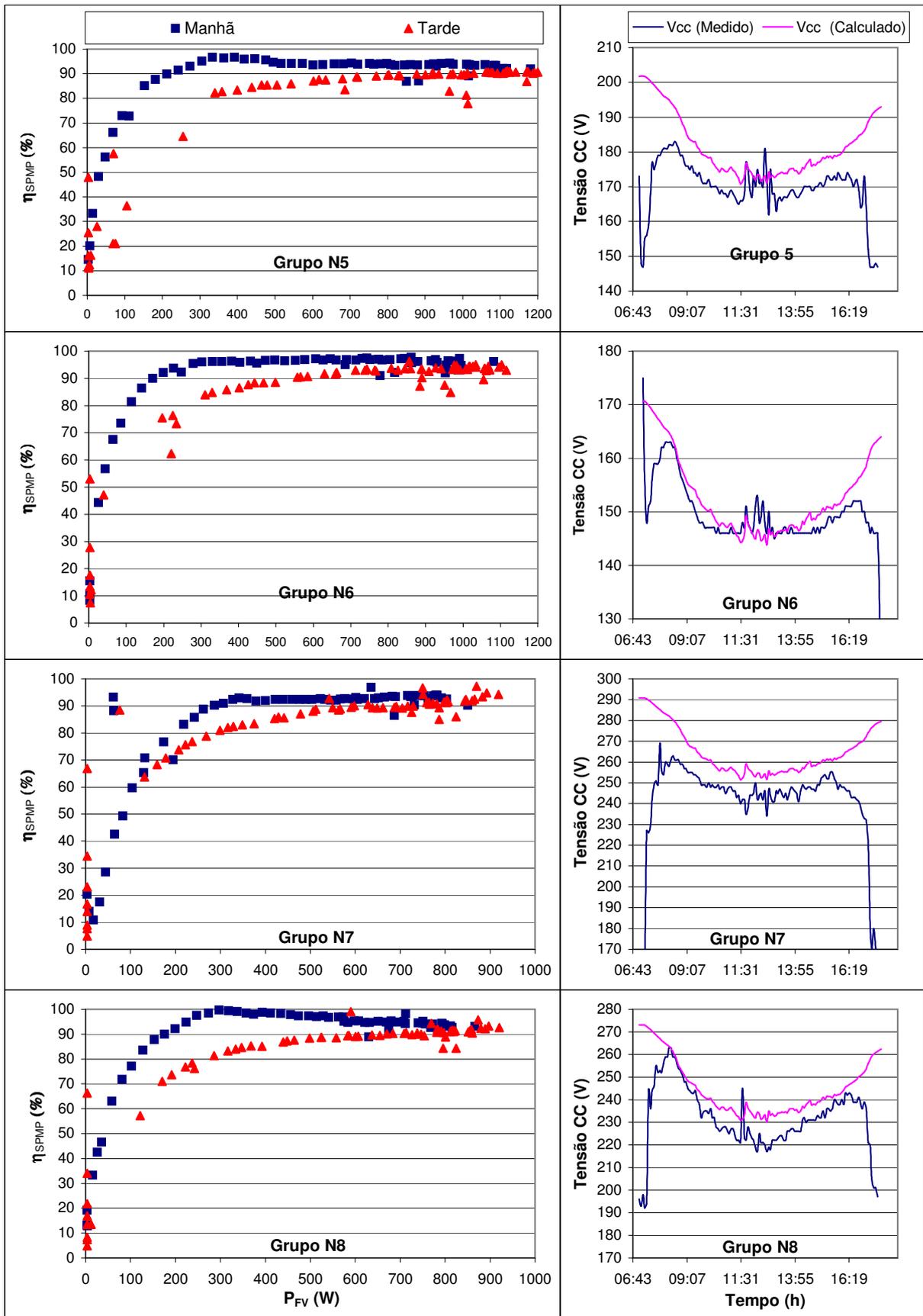


Figura 5.10: Variação da eficiência de seguimento do ponto de máxima potência em função da potência CC (P_{FV}) extraída dos geradores fotovoltaicos e variação da tensão CC ao longo do dia, grupos N5 a N8.

O fato é que a potência CC na entrada do inversor depende de seu SPMP, que por sua vez depende da temperatura do inversor e da configuração do gerador fotovoltaico em termos de tensão e corrente de operação. Dessa forma, as diferenças nos valores obtidos para η_{SPMP} , em parte, estão associadas às diferenças de temperatura do inversor entre a parte da manhã, quando o equipamento está mais frio, e a parte da tarde, quando está mais quente.

Independentemente da configuração utilizada, percebem-se valores baixos de η_{SPMP} em níveis baixos de irradiância (geralmente, nascer e pôr do sol), quando é difícil para os algoritmos de seguimento de PMP identificarem com maior exatidão qual o valor ótimo para a tensão de máxima potência. Isso pode ser melhor ilustrado através da comparação da tensão CC real de operação e a tensão CC de máxima potência calculada, como ilustram as figuras 5.9 e 5.10.

É importante lembrar que os inversores trabalham conectados a geradores formados por 10 a 13 módulos em série, grupos N1 a N6, e 16 módulos em série, grupos N7 e N8, que equivalem a uma faixa de operação que vai de 140 Volts a aproximadamente 280 Volts CC.

Segundo Abella & Chenlo (2004), nos últimos anos tem havido uma tendência na Europa para utilização de tensões de operação CC cada vez mais elevadas. Atualmente, muitos inversores que utilizam a tecnologia de *string* possuem a faixa da tensão de entrada CC projetada para operar com mais de 16 módulos fotovoltaicos com 36 a 40 células cada.

Constata-se também, que a escolha de um bom inversor para uma determinada instalação não se traduz somente na qualidade de sua eficiência de conversão, mas também no bom desempenho de seu algoritmo de SPMP, uma vez que a utilização de equipamentos com um algoritmo que necessite de melhorias consideráveis pode causar perdas significativas de energia. Daí a importância de trabalhos práticos que ajudem a entender o funcionamento e identificar quais as vantagens e desvantagens de tais equipamentos.

No caso do SFCR analisado, embora não haja efeito significativo em termos energéticos, já que as eficiências médias encontradas são consideradas relativamente boas (η_{SPMP} entre 90 a 93 %, dependendo da configuração), ressalta-se que η_{SPMP} depende do perfil da irradiância, onde valores médios diários da ordem de 85% foram encontrados. Isso se deve ao fato de que o algoritmo de SPMP opera pior para baixos níveis de irradiância, que ocorrem durante o nascer e o pôr do sol, ou em dias nublados com grandes variações do nível da irradiância incidente no plano do gerador fotovoltaico. A figura 5.11 ilustra de maneira mais nítida esses aspectos.

Existem vários algoritmos que são implementados para fazer o seguimento do PMP.

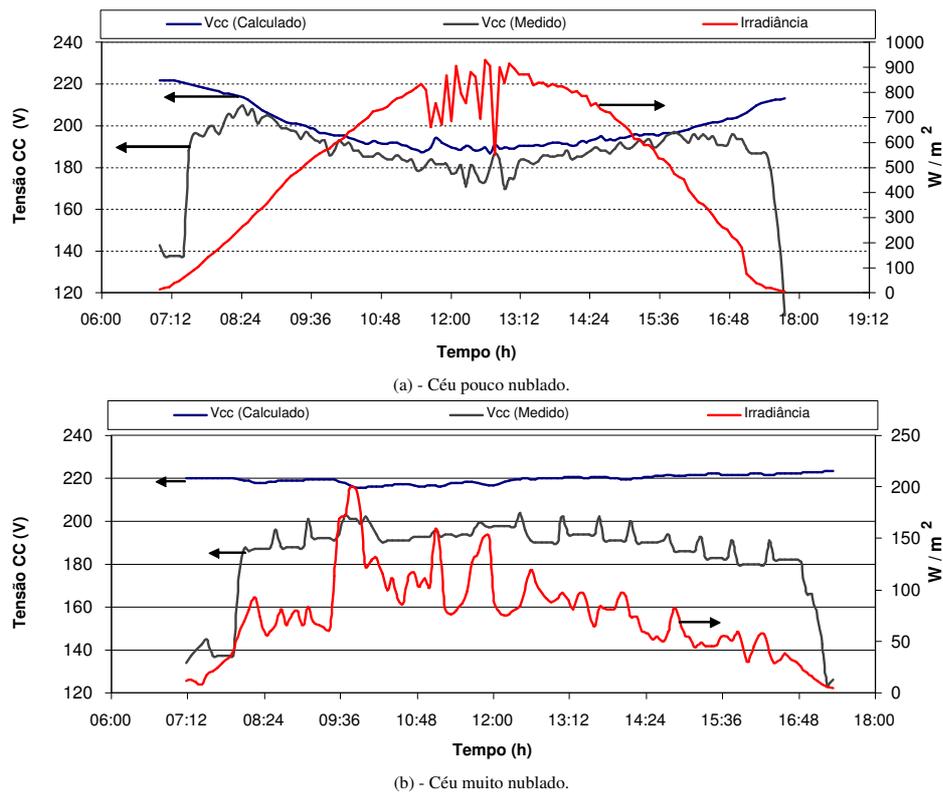


Figura 5.11: Variação da tensão CC ao longo do dia e sua comparação com os valores calculados para dias com diferentes perfis de irradiância.

Esses algoritmos utilizam como base, dentre outros parâmetros, o incremento da condutância, a capacitância parasita, a tensão, constante ou corrigida com a temperatura, e até mesmo controle usando lógica *fuzzy*.

Apesar das várias estratégias de controle existentes para a elaboração dos algoritmos de SPMP, aqueles que são concebidos a partir da observação do comportamento do inversor frente às variações de alguns parâmetros são os mais comumente empregados, devido a sua facilidade de implementação. Dentre esses, algoritmos baseados na perturbação da tensão de operação do gerador fotovoltaico (pequeno incremento ou decremento, ΔV) e a observação conjunta da variação de potência (ΔP) conseqüente dessa perturbação são geralmente os mais usados. Esses últimos são idealizados na seguinte estratégia: se após um incremento de tensão, ΔV , ΔP for positivo, então segue-se incrementando; por outro lado, se ΔP for negativo, passa-se a decrementar ΔV .

Entretanto, apesar da facilidade de implementação, esse tipo de algoritmo pode conter algumas limitações, e essas, por sua vez, podem reduzir a eficiência do SPMP em certas condições de operação. Por exemplo, em níveis muito baixos de irradiância, durante o nascer e o pôr do sol, onde a curva de potência se torna muito plana, o que torna muito difícil de distinguir a verdadeira localização do PMP. Outro fator importante está relacionado com a

impossibilidade de definir o exato PMP, uma vez que ΔP oscila próximo a esse ponto. Por essa razão, o algoritmo de SPMP pode exibir comportamento errôneo sob variações bruscas dos níveis de irradiância. Sombreamentos parciais também podem influenciar no comportamento do algoritmo de SPMP.

5.3.2 Eficiência energética

De acordo com o modelo utilizado no Capítulo 3, as perdas de potência no inversor podem ser interpretadas pela soma de três componentes, que são: as perdas de autoconsumo, P_{auto} [W]; as perdas lineares com a corrente (quedas de tensão nos semicondutores), $K_1 P_{Saída}$, e as perdas proporcionais ao quadrado da corrente (perdas ôhmicas), $K_2 P_{Saída}^2$. Dessa forma, as perdas em Watts são dadas pela equação 5.6.

$$P_{Perdas} = P_{auto} + K_1 P_{Saída} + K_2 P_{Saída}^2. \quad (5.6)$$

Dividindo-se a equação 5.6 pela potência nominal do inversor (P_{Inv}^0), lembrando-se que $p_{Saída} = P_{Saída} / P_{Inv}^0$ e considerando $k_0 = P_{auto} / P_{Inv}^0$, $k_1 = K_1$ e $k_2 = K_2 P_{Inv}^0$, obtém-se a equação 5.7:

$$p_{Perdas} = k_0 + k_1 p_{Saída} + k_2 p_{Saída}^2. \quad (5.7)$$

A grande vantagem desta equação é que ela possibilita caracterizar completamente o comportamento das perdas no inversor e, conseqüentemente, a eficiência energética do mesmo, com base em apenas três parâmetros adimensionais, k_0 , k_1 e k_2 , que podem ser determinados experimentalmente, tais como os mostrados na tabela 5.4, onde constam os parâmetros característicos associados a cada um dos grupos analisados experimentalmente. Observa-se que esses valores também refletem a influência de fatores como tamanho e características do gerador fotovoltaico, bem como as condições de operação do sistema.

Tabela 5.4: Parâmetros característicos, autoconsumo, rendimento anual médio e eficiência européia

Grupo	k_0 [%]	k_1 [%]	k_2 [%]	P_{auto} [W]	η_{Inv} [%]	η_{EUR} [%]
N1	0,81	4,23	4,00	8,1	91,4	-
N2	0,79	4,11	5,00	7,9	91,5	-
N3	0,95	2,32	7,00	9,5	91,3	91,7
N4	0,98	2,23	7,00	9,8	91,3	91,7
N5	0,97	2,35	7,00	9,7	91,3	91,6
N6	0,81	3,29	6,00	8,1	91,5	91,6
N7	0,82	3,97	5,00	8,2	91,3	91,4
N8	0,86	3,72	6,00	8,6	91,2	91,4

Outros parâmetros importantes que podem ser obtidos da tabela 5.4 são a eficiência energética anual do inversor, η_{Inv} , e a “ eficiência européia”, η_{EUR} , sendo que esta última eficiência corresponde a um valor calculado combinando os valores de eficiência correspondentes a alguns valores de potência de saída do inversor, tal como mostra a equação 5.8.

$$\eta_{EUR} = 0,2\eta_{10} + 0,6\eta_{50} + 0,2\eta_{100}, \quad (5.8)$$

onde η_{10} , η_{50} e η_{100} correspondem aos valores de eficiência a 10 %, 50 % e 100 % da potência nominal do inversor. Os valores de η_{EUR} referentes aos grupos N1 e N2 não constam na tabela 5.4, pois estes sempre operaram com potências inferiores a 100 % da potência nominal do inversor, impossibilitando o uso da equação 5.8.

Segundo Lorenzo (2005), a motivação de quem propôs tal conceito foi a de encontrar um método rápido para estimar o rendimento anual do inversor, mesmo que esse não possa ser utilizado diretamente no cálculo da energia que produz um sistema, representando uma indicação razoável da qualidade energética do equipamento.

A tabela 5.5 mostra alguns dados experimentais, obtidos para um inversor com as mesmas características do inversor aqui estudado, para três valores de tensão de entrada.

Tabela 5.5: Parâmetros característicos, autoconsumo e *eficiência européia*.

V_{CC} [V]	k_0 [%]	k_1 [%]	k_2 [%]	P_{auto} [W]	η_{EUR}
150	1,1	0,4	6,4	11	92,2
250	1,3	2,4	4,8	13	91,7
330	1,5	4,3	3,6	15	91,3

Fonte: IES-LS-I-0511 (2005)

As principais diferenças entre os parâmetros das duas últimas tabelas devem-se à maneira como elas foram originadas. A tabela 5.5 foi obtida a partir de dados extraídos de ensaios em uma bancada, utilizando-se uma fonte de alimentação CC para fixar a tensão de entrada à medida que se variava a potência de operação. Já a tabela 5.4 foi obtida a partir de dados reais de operação, médias de 5 minutos, de cada um dos grupos N1 a N8, considerando um número muito maior de situações em termos das tensões e condições de operação, incluindo os valores extremos de irradiância que se refletem em valores baixos e altos de potência de operação. No entanto, é possível observar que ambas as situações originaram resultados muito semelhantes no que diz respeito ao parâmetro η_{EUR} .

As figuras 5.12 e 5.13 mostram a variação das perdas em função da potência de saída em Watts, para cada um dos inversores, com suas respectivas linhas de tendência, a partir das quais se extraíram os parâmetros da tabela 5.4.

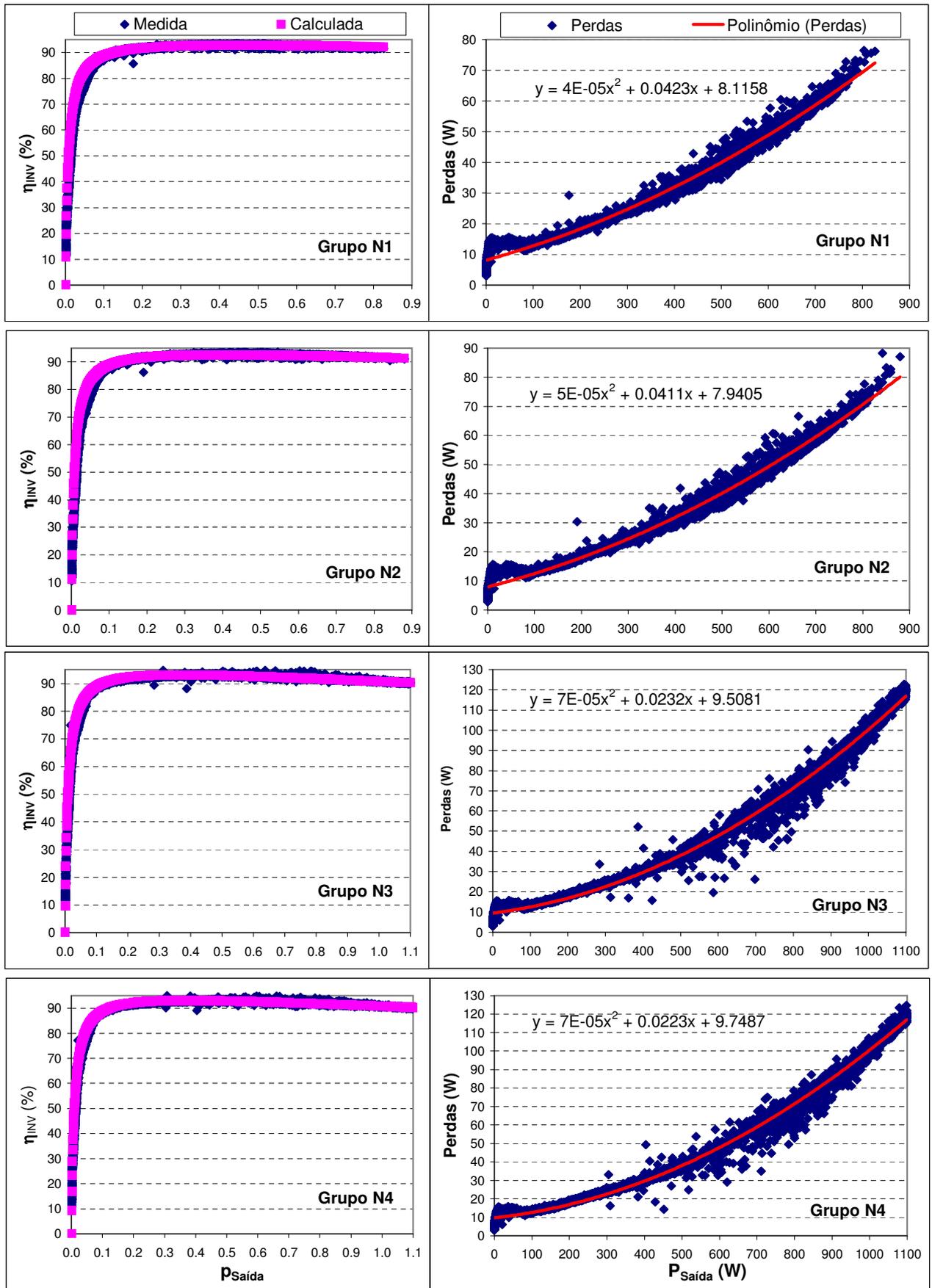


Figura 5.12: Eficiências medida e calculada com as correspondentes perdas nos inversores referentes aos grupos N1 a N4.

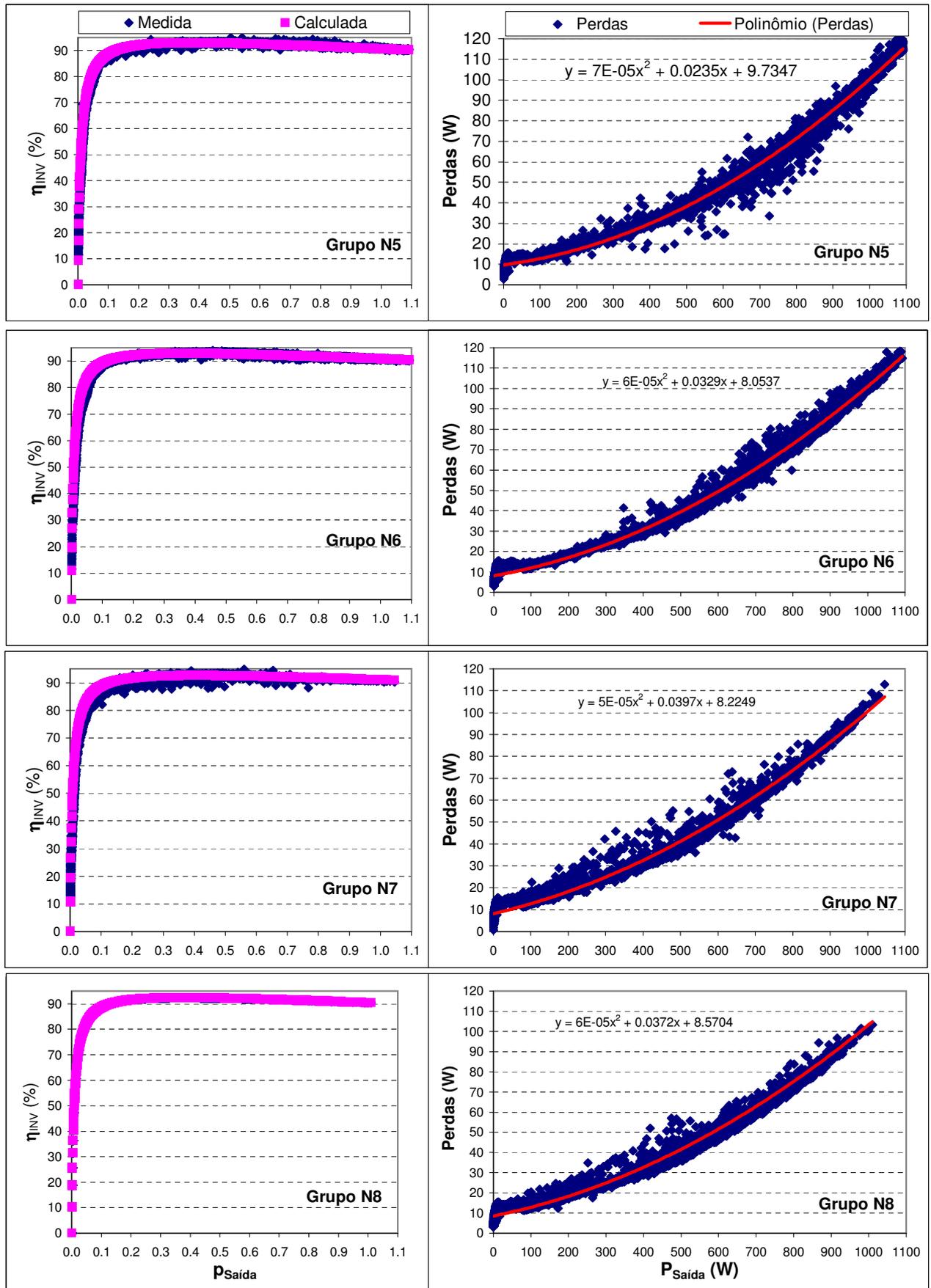


Figura 5.13: Eficiências medida e calculada com as correspondentes perdas nos inversores referentes aos grupos N5 a N8.

Além das perdas, é possível observar das duas últimas figuras a comparação entre os valores de eficiência medidos e calculados com os parâmetros característicos. Nota-se que os valores calculados de eficiência do inversor se ajustam muito bem aos valores medidos e que os valores de potência de perdas (P_{perdas}) chegam a 120 W, nos grupos com maior potência instalada.

Constata-se ainda que, para um mesmo valor de potência de saída, têm-se diferentes valores de perdas de conversão CC/CA. Isso pode estar associado à sensibilidade de cada inversor a variação de temperatura de operação ao longo do dia e das características do gerador fotovoltaico a ele associado.

Testar o inversor à tensão constante não reflete totalmente a realidade, uma vez que, dependendo do gerador fotovoltaico, o inversor trabalhará numa faixa mais ampla de tensão de entrada (V_{CC}), tal como mostram as distribuições das figuras 5.14 e 5.15, onde são acrescentadas também as distribuições da potência de perdas (P_{perdas}) e as respectivas perdas acumuladas.

Observa-se das figuras 5.14 e 5.15 que os grupos N5 e N6, por apresentarem um menor número de módulos em série, têm uma distribuição mais concentrada com um destaque maior para o grupo N6 que apresenta 10 módulos em série. As tensões de operação desses grupos em particular estão mais próximas do valor mínimo necessário para o inversor entrar em operação (134 V_{CC} para 220 V_{CA}). Nota-se que aproximadamente 80 % do tempo de operação do inversor pertencente ao grupo N6 está na tensão de 150 V_{CC} , implicando também em praticamente 90 % das perdas acumuladas a esse nível de tensão de operação em particular.

É importante observar também que o formato da distribuição da potência de perdas (P_{Perdas}) é semelhante em todos os grupos, com uma pequena diferença nos grupos com maior potência instalada, onde se verificam as ocorrências de potência de perdas com valores mais elevados. Esses resultados mostram que além da tensão de operação, a relação FDI também interfere nos parâmetros característicos do inversor.

Verificando-se a relevância da utilização de um parâmetro ou outro, calculou-se a eficiência η_{Inv} utilizando-se os parâmetros da tabela 5.5, referentes aos níveis de tensão de 150 e 250 V_{CC} e comparou-se com os valores calculados utilizando-se os parâmetros da tabela 5.4, referentes aos grupos N6 e N7, que operam respectivamente nas tensões citadas. Estes dois grupos foram selecionados por apresentarem em suas distribuições um número significativo de ocorrências de tensões próximas a 150 e 250 V_{CC} , tal como mostra a figura 5.15. Como subproduto dessa análise, foram extraídos os erros relativos aos valores reais obtidos experimentalmente.

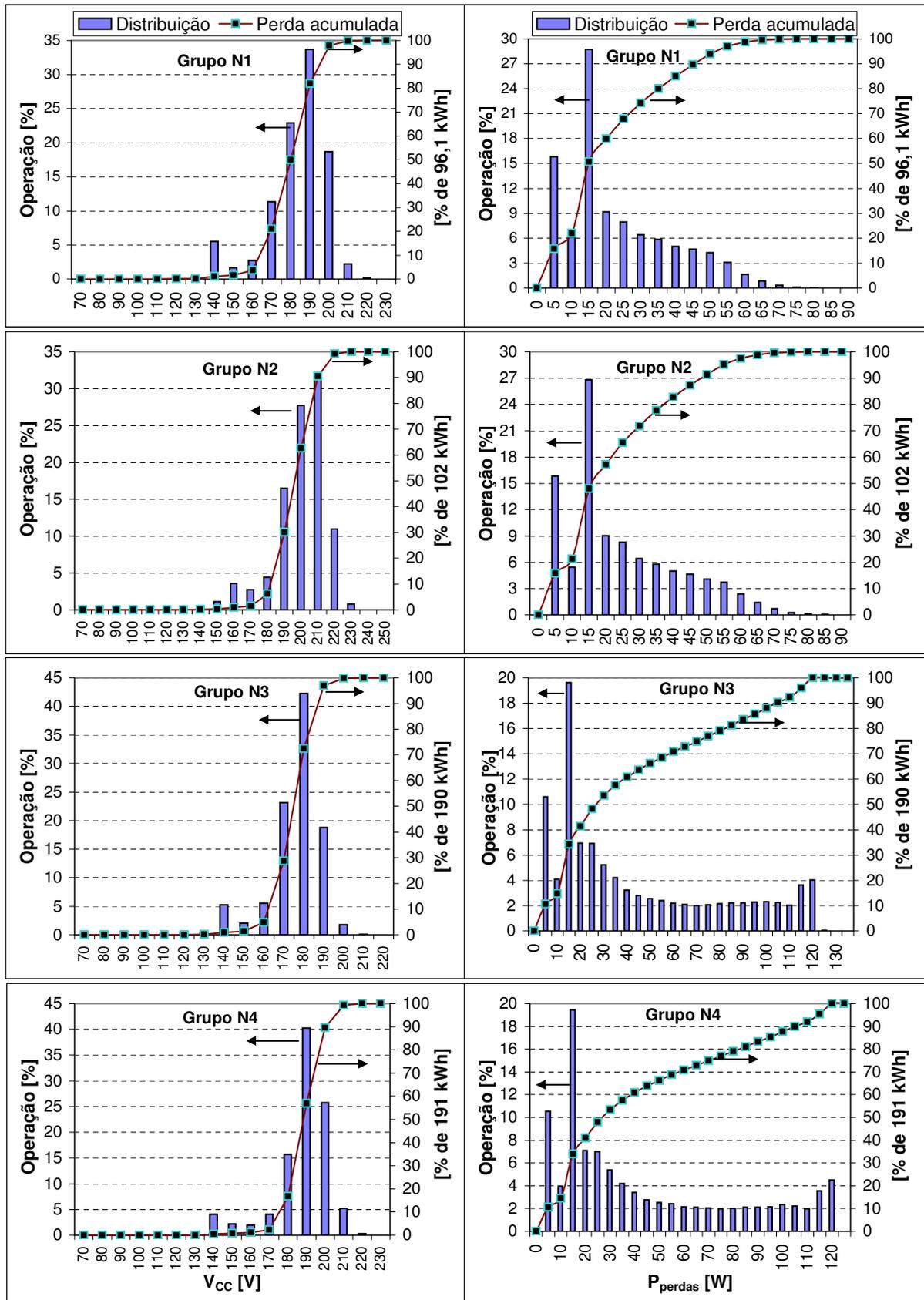


Figura 5.14: Distribuição da tensão de operação (V_{CC}) e potência de perdas (P_{Perdas}), bem como a perda acumulada ao longo do ano de 2004 (Grupos N1 a N4).

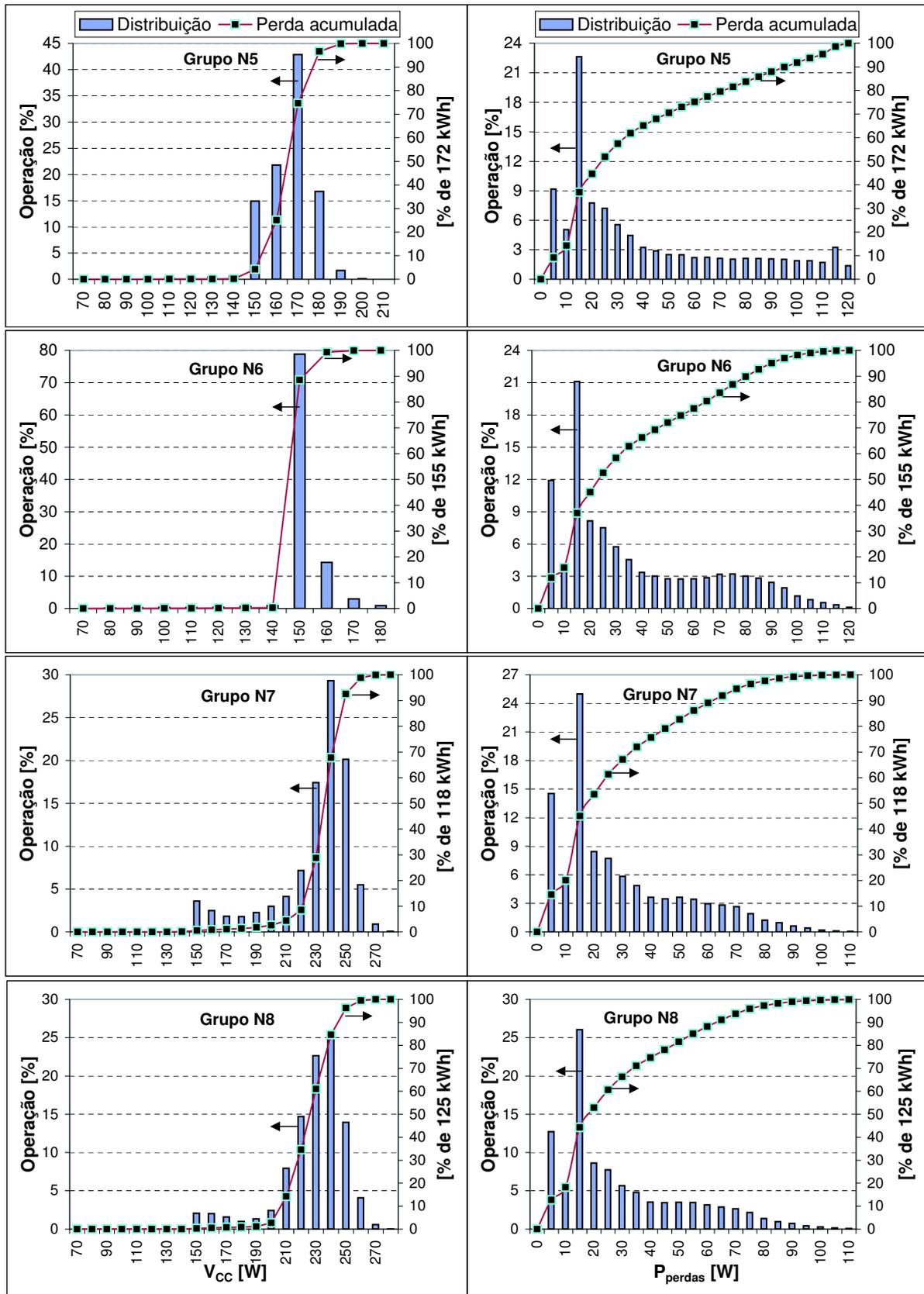


Figura 5.15: Distribuição da tensão de operação (V_{CC}) e potência de perdas (P_{Perdas}), bem como a perda acumulada ao longo do ano de 2004 (Grupos N5 a N6).

A figura 5.16 resume essa análise, onde se observa, para ambos os casos, erros relativos bastante elevados para valores de potência de saída inferiores a 10 % da potência nominal do inversor, e que erros inferiores a 5 % são encontrados para potências superiores a 50 % da potência nominal do inversor.

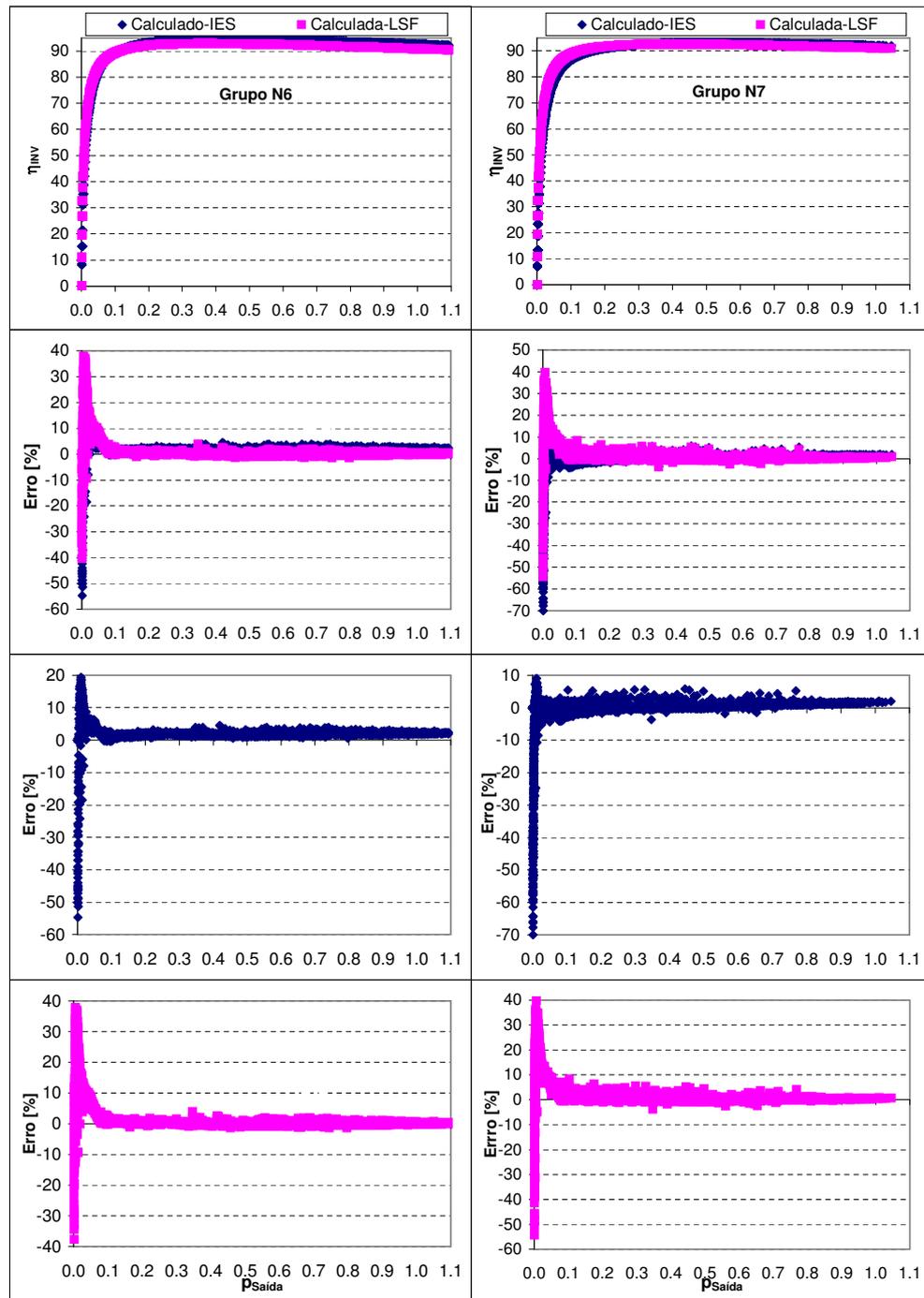


Figura 5.16: Comparação entre os valores de eficiência calculados com os parâmetros levantados pelo Instituto de Energia Solar (IES) e pelo Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos (LSF) do IEE/USP e seus respectivos erros percentuais referentes aos valores de eficiências reais obtidos.

Nota-se que ambos os parâmetros se ajustam bem à curva de eficiência do inversor, o que implica dizer que qualquer um deles representa de maneira satisfatória seu comportamento.

Atualmente, os inversores introduzidos no mercado podem operar em uma grande faixa de tensão CC e potência CC sem alterar significativamente sua eficiência de conversão. Dessa forma, as variações que ocorrem ao longo do dia na entrada do inversor têm uma suave influência na eficiência de conversão CC-CA. Esse aspecto pode ser melhor observado a partir de dados experimentais, tal como mostra a figura 5.17.

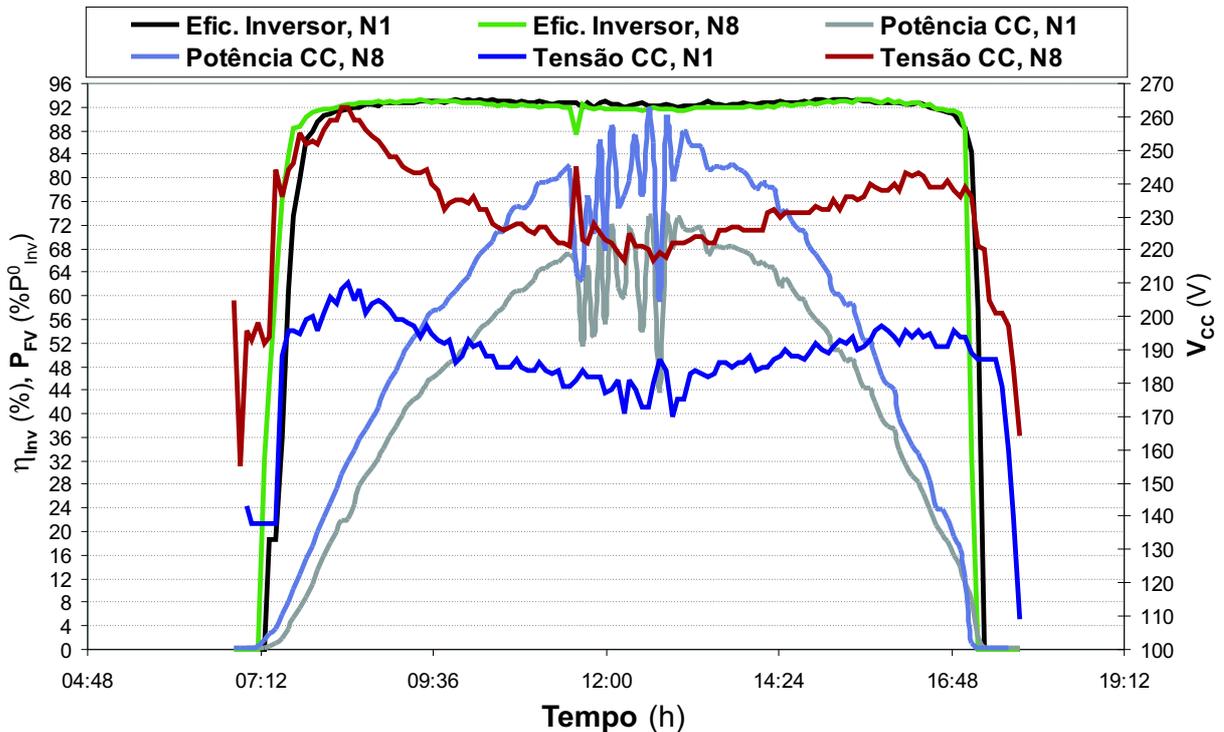


Figura 5.17: Variação da tensão de entrada CC e eficiência do inversor *SB1100* ao longo de um dia de funcionamento (geradores com 13 (N1) e 16 (N8) módulos de mc-Si conectados em série).

A figura 5.17 mostra a operação de um inversor conectado a geradores fotovoltaicos que trabalham com tensões e potências de entradas que variam ao longo do dia, onde é possível observar que, para valores de potência CC superiores a 10 % da potência nominal do inversor, a influência dessas variações na eficiência de conversão CC-CA é, salve algumas exceções, inferior a 1%.

Mais do que as variações no lado CC ao longo do dia, a eficiência de conversão pode ser afetada pelo tamanho do gerador fotovoltaico em relação à potência nominal do inversor. Inversores com um FDI menor (maior quantidade de Wp) aquecem mais rapidamente, devido à maior disponibilidade de potência CC, implicando em perdas de eficiência de conversão CC/CA e perdas devido à alteração do PMP. A figura 5.18 ilustra como se comporta a eficiência do inversor ao longo do dia, para os diferentes valores de FDI analisados.

Observa-se a partir da figura 5.18 que a diferença máxima de eficiência no período de pico da irradiância não supera os 3 % quando se comparam as diferentes relações de FDI.

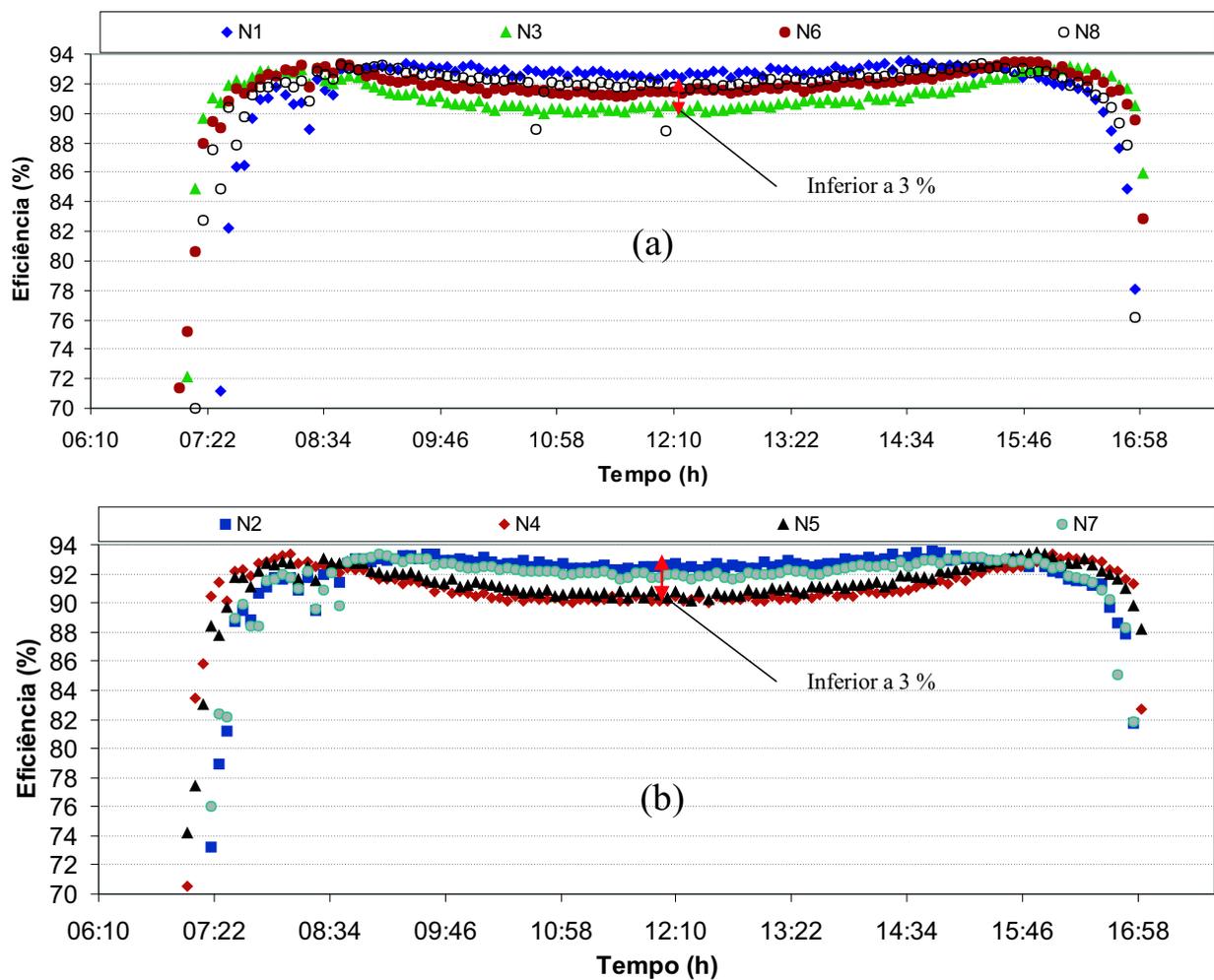


Figura 5.18: Comportamento típico da eficiência do inversor *SB1100* para um dia de céu claro: (a) - Geradores de mc-Si e (b) - Geradores de c-Si.

Porém, como já mencionado anteriormente, a maior contribuição de perdas está associada ao deslocamento do PMP, que é mais crítico nos geradores com mais W_p instalados, devido à limitação de potência e ao conseqüente sobre-aquecimento do inversor.

5.3.3 Limitação de potência

A diferença entre a potência nominal de placa, fornecida pelos fabricantes de módulos fotovoltaicos, e a potência real de operação é muitas vezes utilizada como argumento para sobredimensionar o gerador fotovoltaico, o que, por conveniência, acaba forçando os fabricantes de inversores para SFCR a munirem seus equipamentos com sistemas de proteção que impeçam que a potência CC (P_{FV}) de entrada do mesmo supere o valor máximo permitido, protegendo a integridade física do equipamento. Porém, é importante ressaltar que tal controle implica em perdas por limitação de potência, que, de acordo com o grau de sobredimensionamento e do recurso solar disponível em cada local, podem se tornar bastante significativas.

Tais perdas podem ser minimizadas, se consideradas nas etapas de dimensionamento do sistema ou por meio de algoritmos internos do inversor. Esses algoritmos, por sua vez, atuam na entrada do inversor, alterando o ponto de operação na curva I-V e, conseqüentemente, a potência de saída do gerador fotovoltaico.

No modo de limitação de potência, o inversor aumenta sua tensão de operação para reduzir a potência entregue pelo gerador fotovoltaico (P_{FV}). A figura 5.19 ilustra, de maneira bem prática, o que acontece com o PMP quando o inversor passa a limitar.

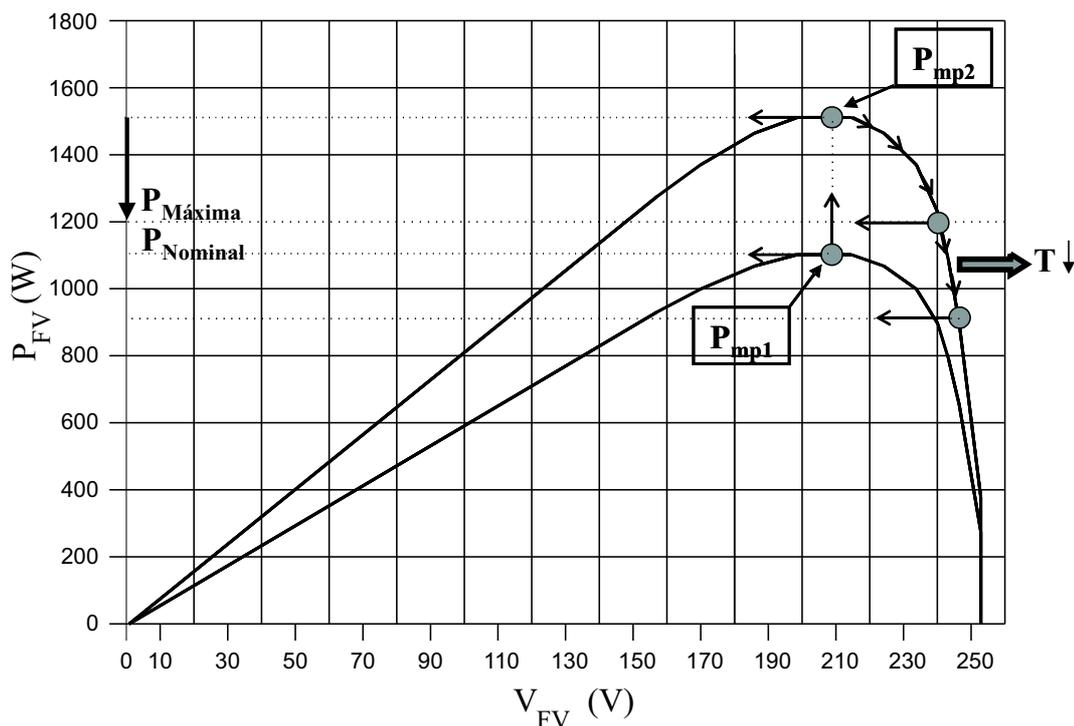


Figura 5.19: Esquema ilustrativo do procedimento de limitação de potência do inversor quando a potência disponível do gerador fotovoltaico excede a entrada limite do inversor.

Uma das principais recomendações por parte do fabricante do inversor aqui utilizado é limitar o tamanho (em watts pico STC) da potência do gerador fotovoltaico, com relação à potência nominal de saída do inversor, entre 112 % a 120 %. Ou seja, a máxima potência recomendada para o gerador fotovoltaico associado a um *SB1100* está entre 1.230 Wp e 1.320 Wp. Apesar da recomendação, nada impede que um gerador com potência maior que 1.320 Wp seja conectado ao mesmo, tal como se fez na presente pesquisa, desde que não se exceda a máxima tensão ou corrente de entrada do equipamento. Contudo, isso pode provocar a limitação da potência de saída em 1.100 W (equivalente a aproximadamente 1.200 W CC), deixando-se de aproveitar o excedente disponível. A figura 5.20 mostra um exemplo desse processo de limitação para os grupos N3, N4 e N5, correspondentes aos de maior potência instalada e onde esse processo é mais crítico.

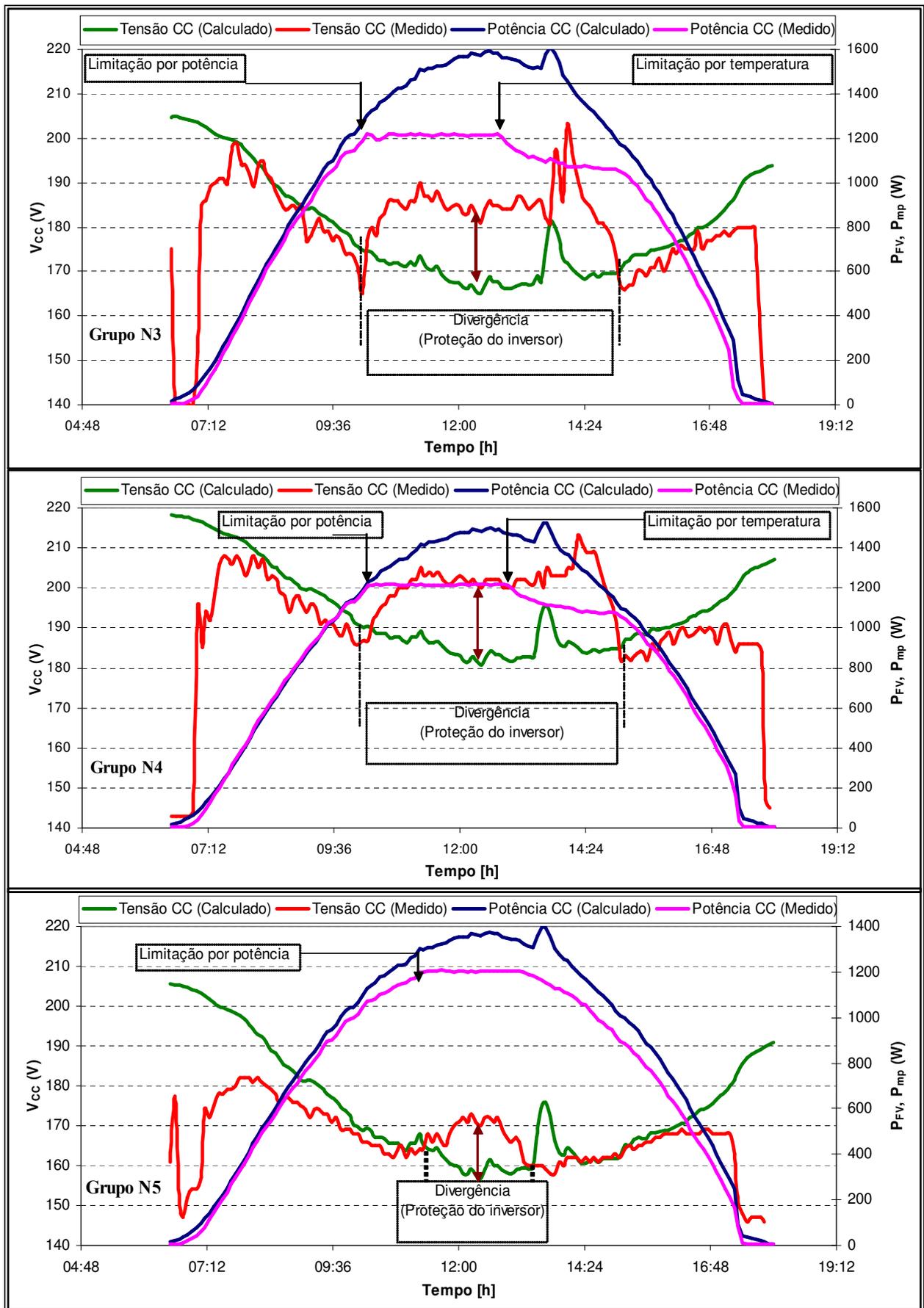


Figura 5.20: Caracterização do processo de limitação de potência do inversor (grupos N3, N4 e N5).

Da figura 5.20 observa-se que a limitação é caracterizada pelo distanciamento do PMP do gerador fotovoltaico (tensão no PMP) como uma função da potência de entrada e/ou temperatura do inversor.

Nota-se que quando a potência CC de entrada do inversor alcança um determinado valor (aproximadamente 1.200 W), o inversor passa a limitar a potência nesse valor. Após algum tempo de operação nessa condição, a temperatura do inversor aumenta, e um outro processo para manter a temperatura em um valor constante máximo permitido se faz necessário.

Percebe-se que o controle para limitação da potência de operação pode ser consolidado por meio de diferentes procedimentos, que estão de alguma forma inter-relacionados (manter a temperatura na ponte inversora, potência de trabalho abaixo de um valor máximo, valores predefinidos). A operação do inversor em valores mais elevados de potência faz com que ele aqueça mais rapidamente, obrigando-o a mudar seu ponto de operação de modo a evitar o seu aquecimento excessivo, tal como mencionado anteriormente. Contudo, quando isso ocorre, a potência de saída é progressivamente reduzida de seu valor máximo (no caso 1.100 W) até atingir a condição térmica aceitável, ver figura 5.20. Logo, a instalação de geradores muito grandes, pode reduzir a produtividade e também aumentar o custo da energia gerada, dependendo do perfil do recurso solar em cada localidade em particular.

É importante ressaltar que problemas como sobre-aquecimento e defeitos de *software*, podem implicar no fato de que o inversor nunca alcance a potência nominal CA, tal como constatado por Keller & Affolter (1995). Apesar de não ser o caso no experimento em particular, observa-se nos grupos N3, N4 e N5, onde se tem 1.802 W_p, 1.757 W_p e 1663 W_p para cada inversor de 1 kW, respectivamente, que em dias de céu claro, tal como ilustra a figura 5.20, as perdas por limitação chegam a 12 %, 10 % e 4 % da energia disponível, respectivamente. A figura 5.21 dá um outro exemplo do processo de limitação de potência, para um outro dia também com um bom nível de irradiação solar, onde se mostra a variação do recurso solar juntamente com a variação da potência entregue pelo inversor para as oito configurações de inversor-gerador monitoradas nesta pesquisa. Nota-se que nessa outra situação só há limitação por parte dos grupos N3 e N4, ou seja, aqueles com FDI < 60 %.

Para ajudar a entender melhor esse processo, é interessante avaliar o comportamento da operação do sistema com a irradiância. A figura 5.22 tem por objetivo auxiliar nesse aprendizado, de onde é possível observar uma regressão linear de coeficiente angular positivo da potência CC com relação à irradiância incidente ($H_{(t,\beta)}$) no plano dos geradores fotovoltaico. Constata-se que o início da operação se situa em torno de 30 W/m² (Grupos N3

e N4) e 50 W/m^2 (Grupos N1 e N2), dependendo do gerador.

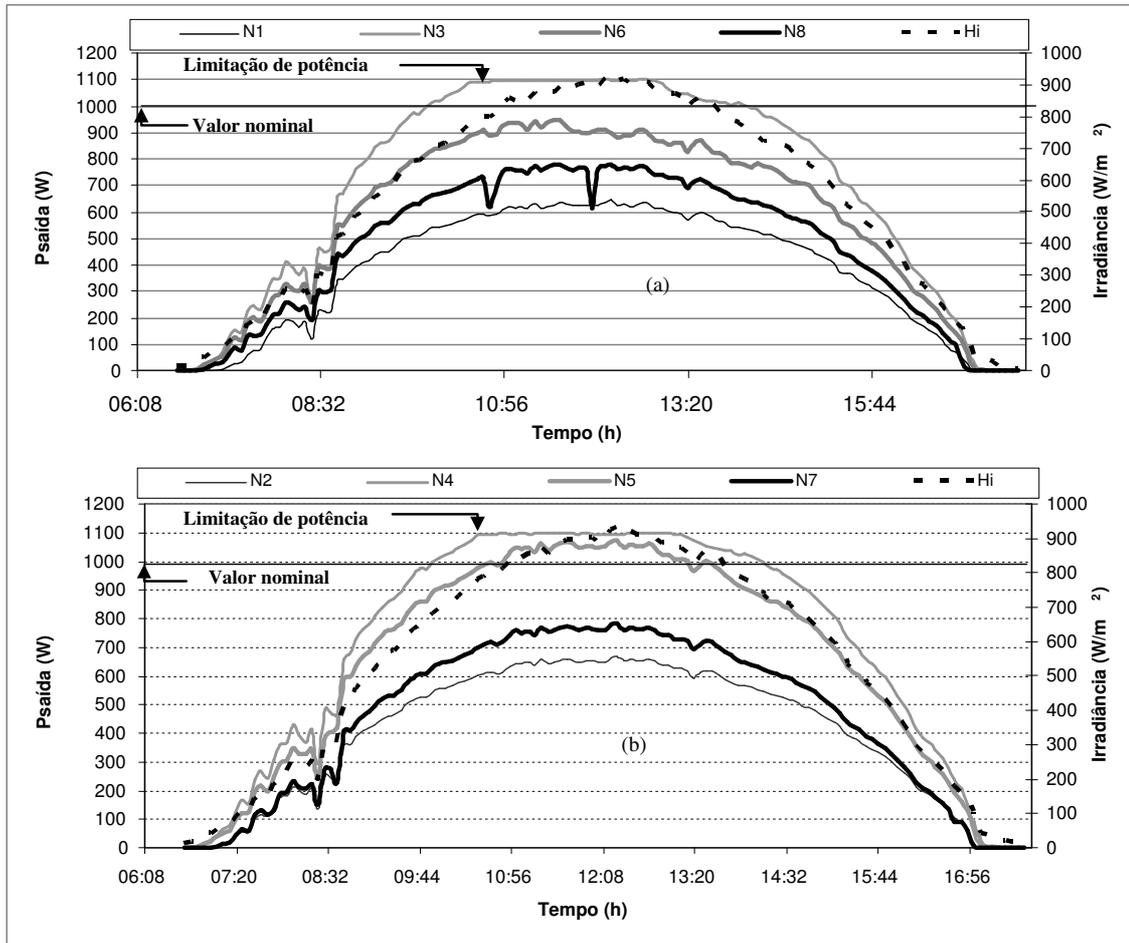


Figura 5.21: Saída de potência dos inversores, limitação da potência em 1.100 W CA e irradiância ao longo do dia: (a) - Geradores de *mc-Si* e (b) - Geradores de *c-Si*.

Esses valores, portanto, coincidem com o valor mínimo de irradiância que permite o funcionamento do sistema (conexão à rede elétrica por parte do inversor), aqui denominados de irradiâncias críticas e representados por $H_{(t,\beta)_C}$. Por outro lado, nota-se que para valores bem mais elevados de irradiância o processo de limitação de potência se faz presente nos grupos N3 e N4. Como consequência do aquecimento do inversor e das células que constituem os geradores fotovoltaicos, é possível observar valores inferiores de potência CC no período da tarde com relação aos valores da manhã, correspondentes aos mesmos valores de irradiância.

A figura 5.22 é representativa dos grupos correspondentes aos que possuem menos (N1 e N2) e mais (N3 e N4) Wp instalados, respectivamente. Os grupos cujos geradores possuem uma potência instalada intermediária, apresentam comportamentos semelhantes aos demais e com irradiância crítica ($H_{(t,\beta)_C}$) situada entre 30 W/m^2 e 50 W/m^2 .

Ainda analisando-se do ponto de vista dos valores de irradiância, outro parâmetro importante está relacionado à irradiância de limitação, $H_{(t,\beta)_L}$, que é o valor de irradiância

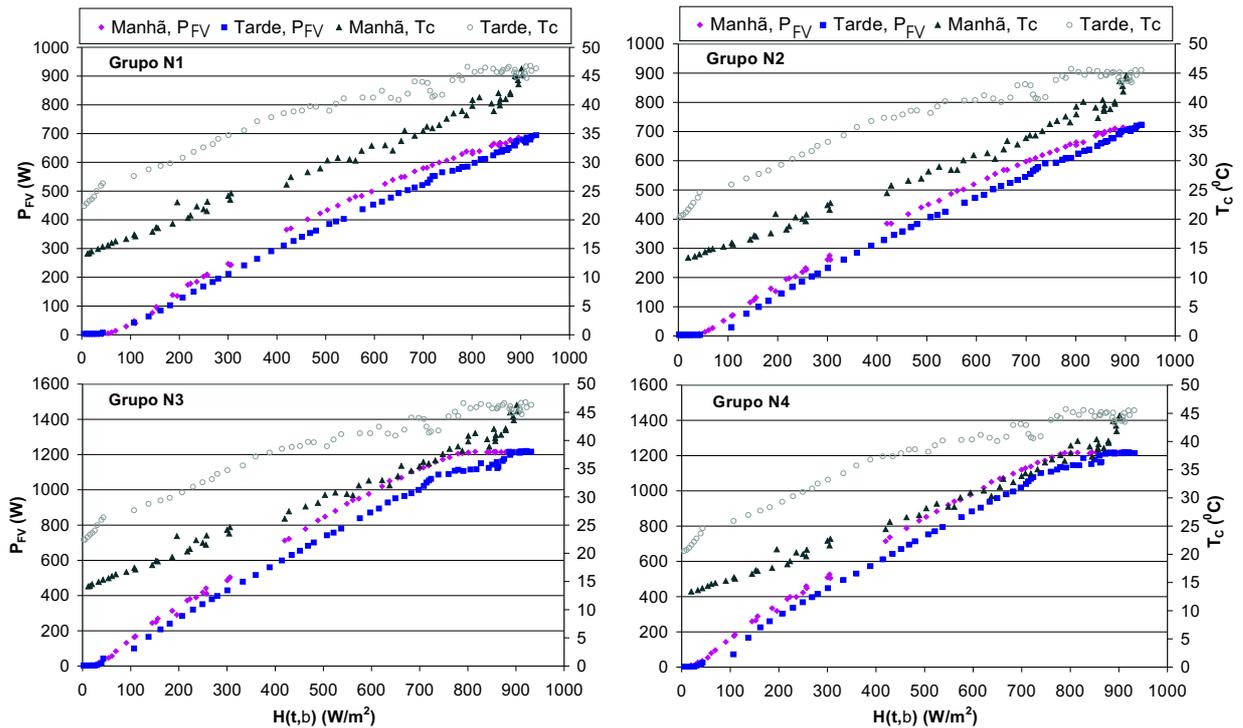


Figura 5.22: Potência CC entregue ao inversor e temperatura média dos módulos em função da irradiância incidente no plano do gerador.

a partir do qual o inversor inicia o efeito de limitação de potência. Esse parâmetro assume valores diferentes de acordo com o tamanho do gerador, tal como pode ser observado na figura 5.23.

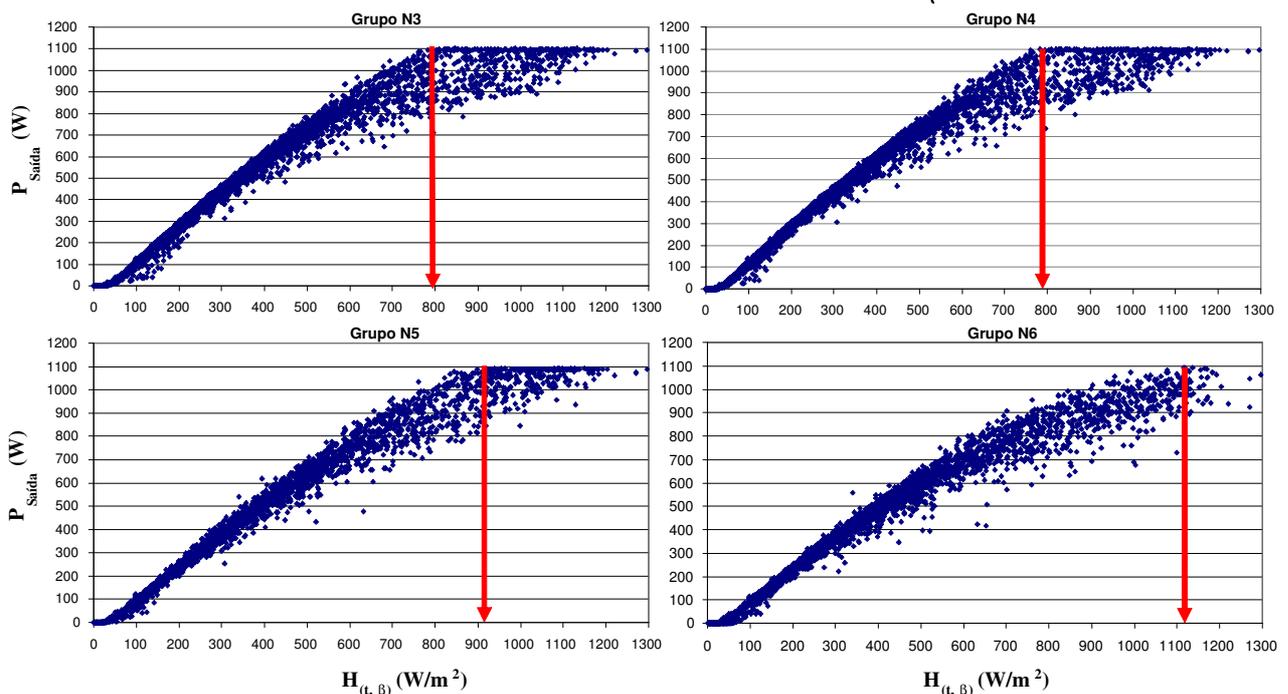


Figura 5.23: Potência entregue pelo inversor ($P_{Saída}$) em função da irradiância incidente no plano do gerador fotovoltaico ($H_{(t,\beta)}$), correspondente aos grupos com maior potência instalada.

A figura 5.23 reproduz a figura 5.22, substituindo-se a potência CC fotogerada P_{FV} pela potência CA de saída do inversor ($P_{Saída}$) e incluindo-se todos os dias referentes ao mês de janeiro. Nessa figura constam somente os sistemas nos quais o processo de limitação de potência foi observado, ou seja, aqueles com maior potência instalada.

É importante notar que, para um mesmo valor de $H_{(t,\beta)}$, observa-se valores diferentes de potência de saída ($P_{Saída}$) e que essa diferença é tão mais acentuada quanto mais próxima de $H_{(t,\beta)_L}$ estiver a irradiância. Isso pode estar associado aos seguintes aspectos:

- Efeito da temperatura nos módulos fotovoltaicos;
- Redução de η_{Inv} ;
- Deslocamento do ponto de operação por parte do inversor, afastando-se do PMP e, conseqüentemente, reduzindo η_{SPMP} (limitação de potência).

Para os grupos N3 e N4, onde os geradores fotovoltaicos foram excessivamente sobredimensionados, percebe-se um número significativo de ocorrências em que P_{FV} atinge o valor limite do inversor. A figura 5.24 mostra, para o ano de 2004, a distribuição de frequência da potência de saída entregue pelos inversores referentes aos grupos com as maiores potências instaladas.

Para os grupos N3, N4 e N5 observa-se que há uma percentagem significativa de ocorrências de $P_{Saída}$ em torno 1.100 W CA; no entanto, o efeito da limitação de potência não se restringe somente a esses valores, pois pode se prolongar até aos valores próximos a 900 W CA, em conseqüência do sobreaquecimento do inversor. Esses aspectos afetam significativamente a eficiência do gerador fotovoltaico em dias ensolarados, pois este é obrigado pelo inversor a trabalhar fora de seu PMP.

A figura 5.24 mostra também a distribuição acumulada da potência de saída, de onde é possível inferir que cerca de 501, 540, 350 e 75 horas por ano os inversores referentes aos grupos N3, N4, N5 e N6 trabalharam, respectivamente, acima da potência nominal (1.000 W CA).

Tendo em vista que o tempo não é o único parâmetro de interesse neste tipo de análise, é adequado avaliar também a percentagem da energia em função da potência de saída de cada grupo da figura 5.24, pois mais importante do que o tempo pelo qual cada inversor opera em cada condição é quanta energia ele entrega a rede elétrica naquela condição. Nesse sentido, a figura 5.25 apresenta essas distribuições de onde é possível constatar que cerca de 30, 31, 22 e 6 % da energia disponibilizada a rede elétrica, respectivamente pelos grupos N3, N4, N5 e N6, encontram-se na faixa de potência de saída maior ou igual a 1.000 W.

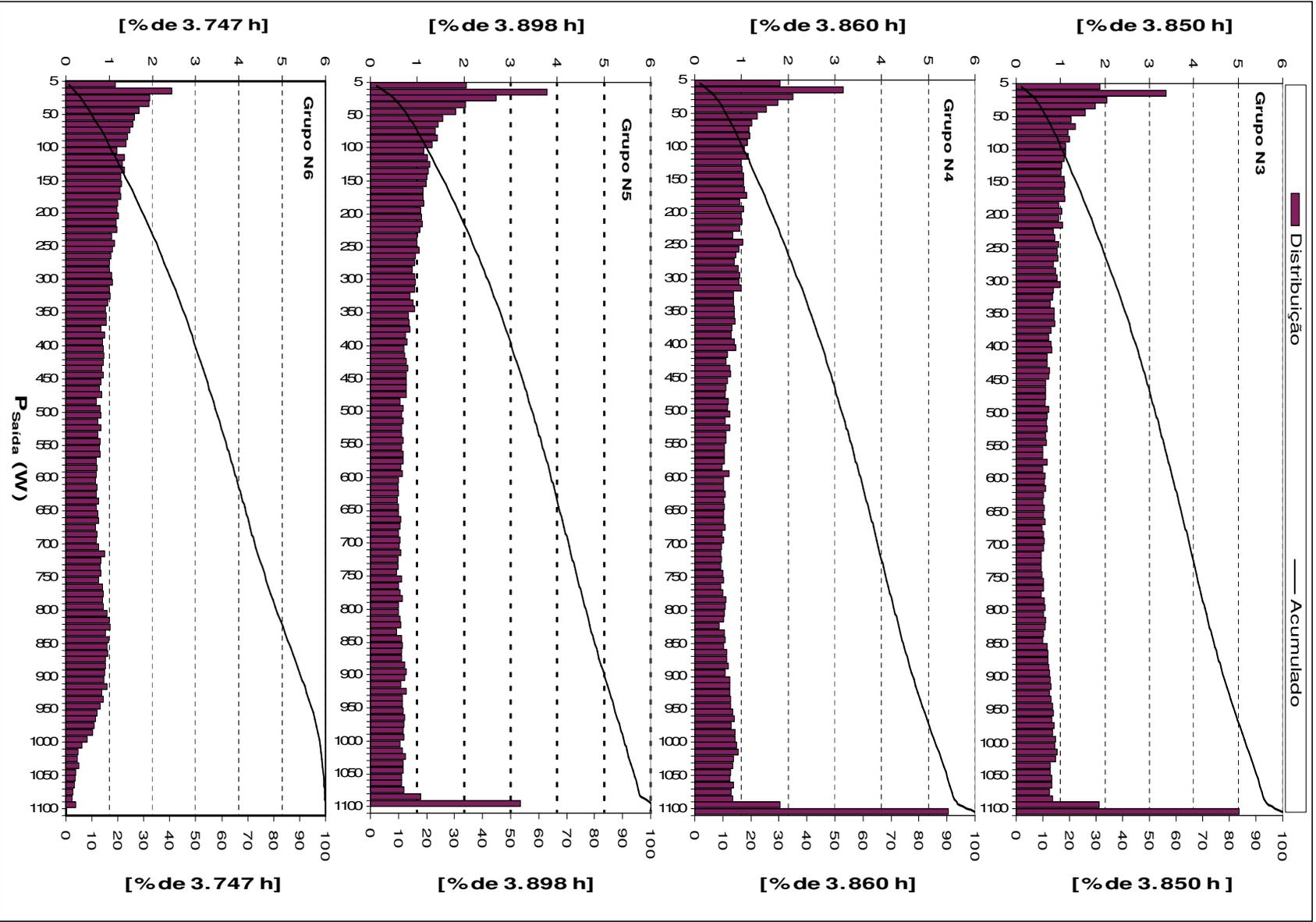


Figura 5.24: Distribuições de frequência e tempo acumulado em função da potência entregue pelo inversor (P_{Saida}) referente ao ano de 2004.

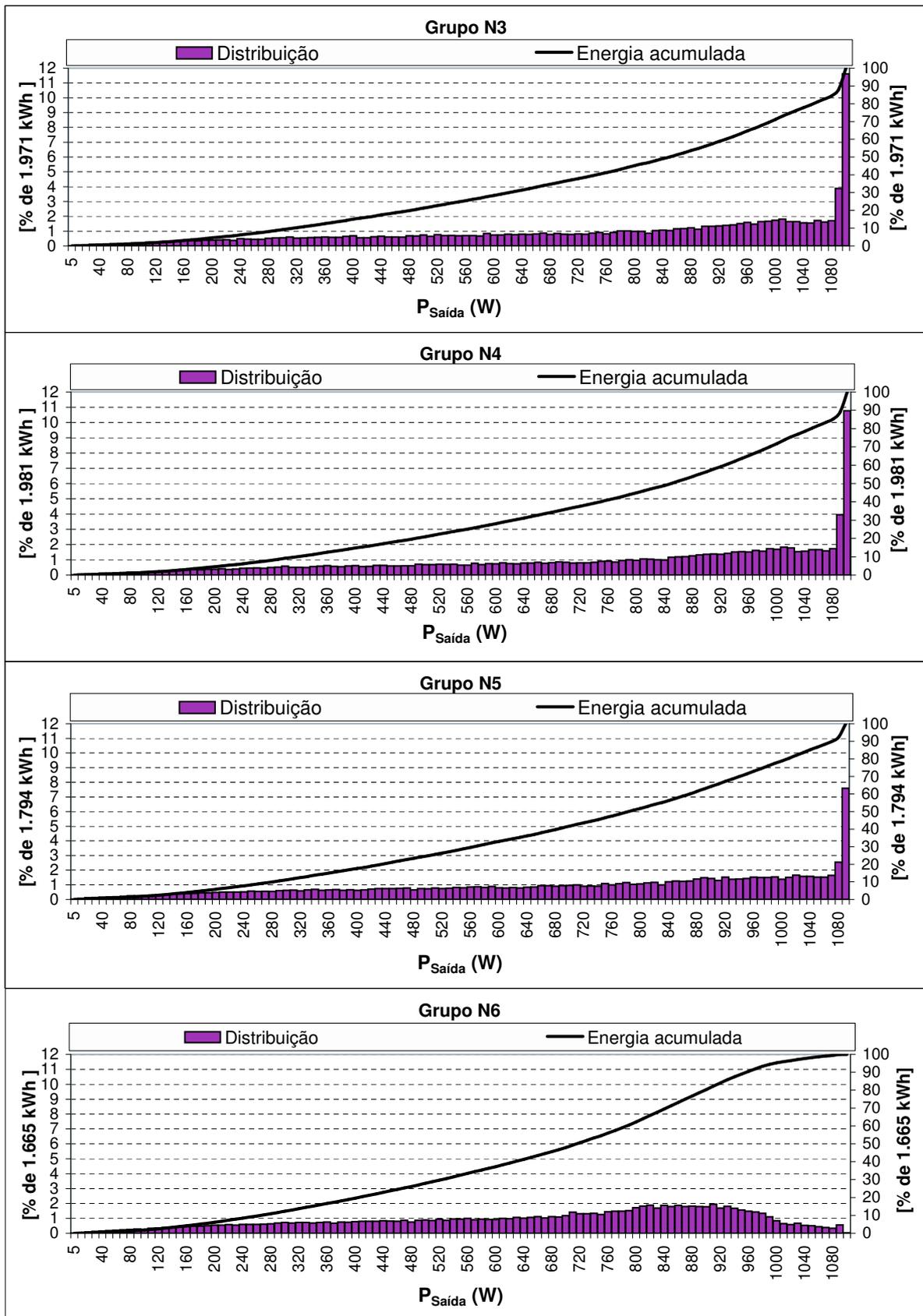


Figura 5.25: Distribuições de frequência e energia acumulado em função da potência entregue pelo inversor ($P_{Saída}$) referente ao ano de 2004.

5.4 Análise da influência do tamanho relativo inversor-gerador (FDI)

A produção anual, para o ano de 2004, por cada grupo inversor-gerador com distintas relações de FDI pode ser visualizada na tabela 5.6. Esta tabela apresenta, dentre outros, os valores medidos da potência de cada gerador fotovoltaico e as correspondentes produtividades anuais de cada grupo.

Tabela 5.6: Produção, rendimento global, fator de capacidade e produtividade, referentes ao ano de 2004, para cada grupo inversor-gerador.

Grupo	N1	N2	N3	N4	N5	N6	N7	N8	SFCR
VM [kWp]	0,977	1,002	1,802	1,757	1,665	1,447	1,118	1,201	11,069
P_{INV} [kW]	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	8,0
FDI [%]	102	99,8	55,5	56,9	60,1	67,7	89,4	83,3	72,5
PA [kWh]	1.026	1.106	1.971	1.981	1.794	1.665	1.228	1.301	12.072
PR [%]	68,1	71,6	71,0	73,2	70,0	74,6	71,2	70,3	71,0
FC [%]	11,9	12,6	12,5	12,9	12,3	13,1	12,5	12,4	12,5
Y_F [kWh/kWp]	1.050	1.104	1.094	1.127	1.077	1.150	1.098	1.083	1.090

Notas: - VM é o valor medido dos geradores fotovoltaicos e extrapolado para as condições padrão; - PA é a produção anual.

Com base na irradiação solar anual incidente (1.541 kWh/m^2) e no valor medido (VM) da potência de cada gerador fotovoltaico, calculou-se o rendimento global (PR), o fator de capacidade (FC) e a produtividade anual (Y_F) para cada configuração inversor-gerador obtendo-se os valores apresentados na tabela 5.6. De acordo com a produtividade de cada configuração, observa-se que as diferenças entre uma e outra produtividade anual (Y_F) decorrente das diferentes realações FDI não é significativa, mantendo-se sempre inferiores a 100 kWh/kWp no ano de 2004. Esse aspecto é muito importante, pois proporciona um elevado grau de liberdade na etapa de projeto, facilitando significativamente o mesmo.

Os parâmetros PR , FC e Y_F são tipicamente reproduzidos, em uma base anual, tal como apresentados na tabela 5.6, ou mensal de acordo com a figura 5.26, onde estão representadas as variações sazonais desses parâmetros.

Valores obtidos para intervalos menores, como semanais e diários, podem ser úteis na identificação de falhas, o que não é o caso em questão. Observa-se que sazonalmente os parâmetros FC e Y_F são os mais influenciados por causa da dependência desses parâmetros com o recurso solar, sendo que seus valores normalmente situam-se entre 8 - 17 % e 65 - 117 kWh/kWp , respectivamente. No que se refere a PR , nota-se que os valores tendem a ser maiores no inverno que no verão e situam-se entre 60 - 80 %, com um valor médio anual,

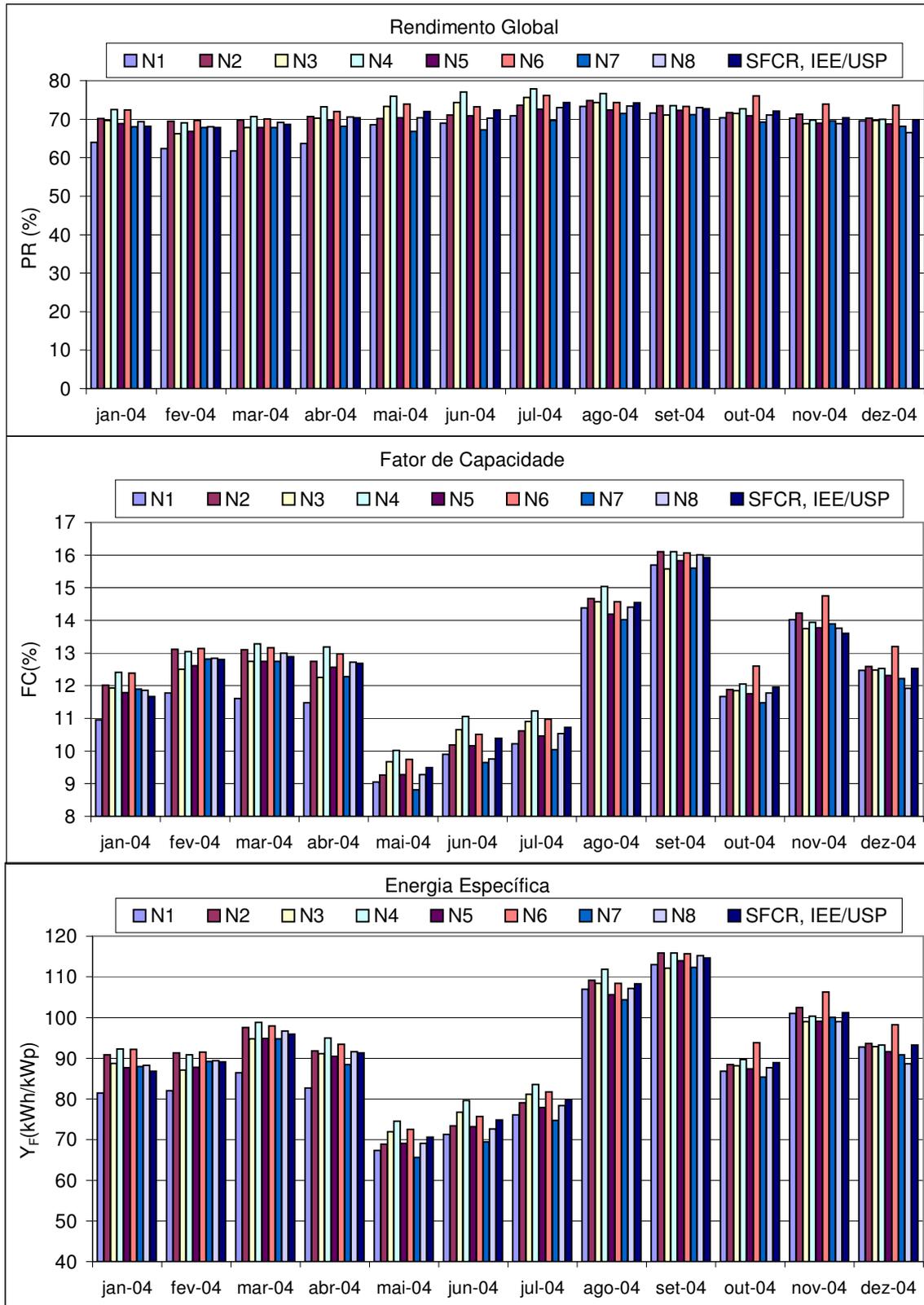
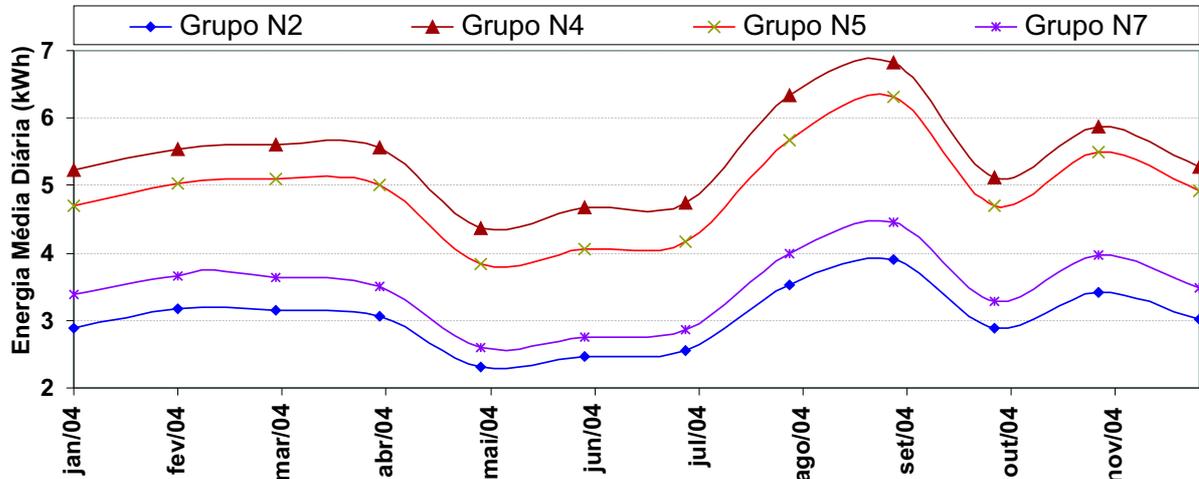


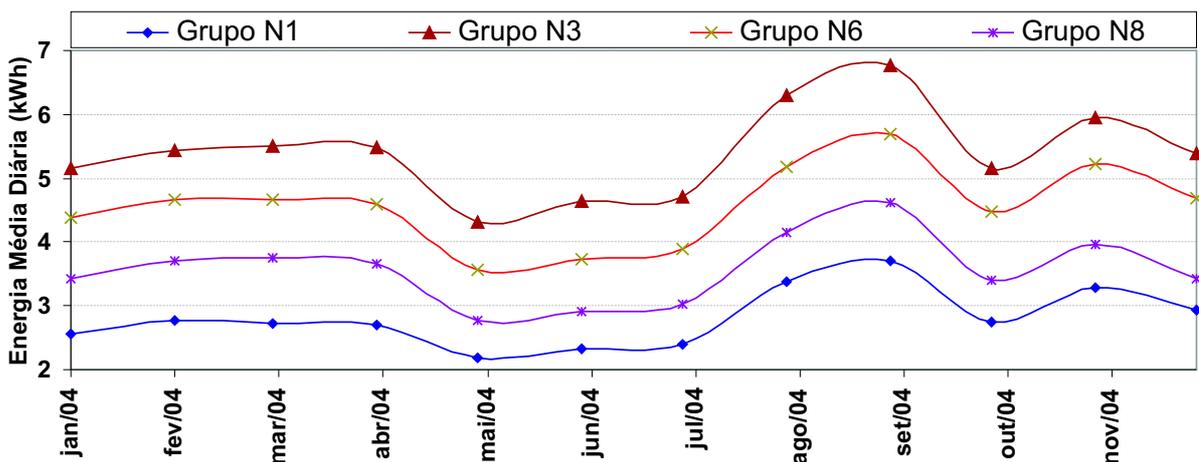
Figura 5.26: Variação sazonal do rendimento global (PR), fator de capacidade (FC) e produtividade (Y_F) de cada grupo e do sistema como um todo, ao longo do ano de 2004.

obtido para o SFCR como um todo, de aproximadamente 71 %. Constata-se também, que PR é menos influenciado pelas variações sazonais, uma vez que esse parâmetro é normalizado com respeito ao recurso solar.

A figura 5.27 mostra a energia média produzida por cada grupo durante o ano de 2004. Como pode ser observado, no meio do ano há uma redução do recurso solar e, conseqüentemente, um favorecimento do sobredimensionamento do gerador fotovoltaico.



(a) - Grupos cujos geradores são constituídos com módulos de c-Si.



(b) - Grupos cujos geradores são constituídos com módulos de *mc-Si*.

Figura 5.27: Energia média diária produzida por cada grupo (dados referentes ao ano de 2004).

Com base no conjunto de dados coletados em intervalos de 5 minutos durante todo o ano de 2004 é possível obter as correlações apresentadas nas figuras 5.28 (a) e (b) e 5.29. Elas relacionam a energia produzida por cada grupo e pelo sistema como um todo com a disponibilidade do recurso diário em kWh/m².

Essas equações são importantes para auxiliar na previsão mais realista da produção de eletricidade dos SFCR, baseando-se em dados medidos de radiação solar. Porém, ressalta-se que essas são muito particulares e mudam de acordo com a configuração, potência instalada, perfil da radiação solar incidente, etc. Como exemplo prático dessa variação, a figura 5.29 ilustra a correlação representativa do SFCR do IEE/USP como um todo. Um outro exemplo desse tipo de correlação, obtida para um sistema de 16,3 kWp, instalado no CEPEL³ é apresentado

³CEPEL - Centro de Pesquisa de Energia Elétrica - Ilha do Fundão, Rio de Janeiro.

por Galdino (2004), onde se propõe a equação: $Y = -0,984 * x^2 + 21,956 * x - 8,499$.

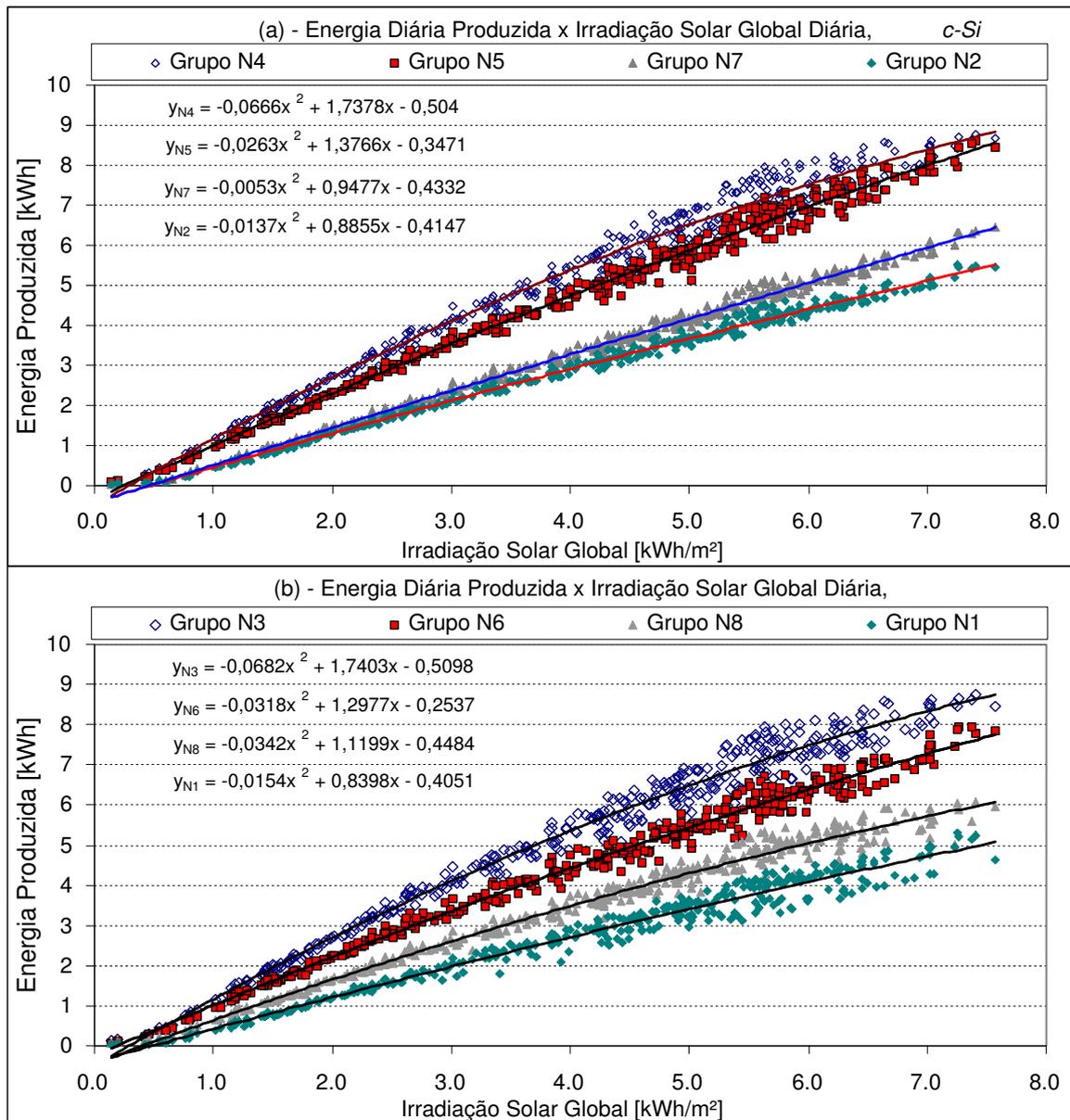


Figura 5.28: Curvas ajustadas aos pontos levantados experimentalmente: (a)- geradores de *c-Si* e (b)- geradores de *mc-Si*.

A correlação quadrática permite caracterizar o processo de limitação de potência. Contudo, o coeficiente do termo quadrático só terá uma influência significativa para os grupos com o $FDI \leq 0,7$ e para dias com irradiação solar superior 5 kWh/m^2 , onde processo de limitação de potência tem uma maior probabilidade de ocorrer. Já o coeficiente do termo proporcional à irradiação solar, que indica quanto mais inclinada é a parte linear da curva, está mais intimamente ligado ao tamanho do SFCR e das condições de operação. No que se refere ao termo independente da equação, este está relacionado à quantidade de irradiação solar global diária a partir da qual se tem geração diferente de zero que por sua vez, depende de cada configuração em particular. É importante mencionar que, nos grupos N1, N2, N7 e

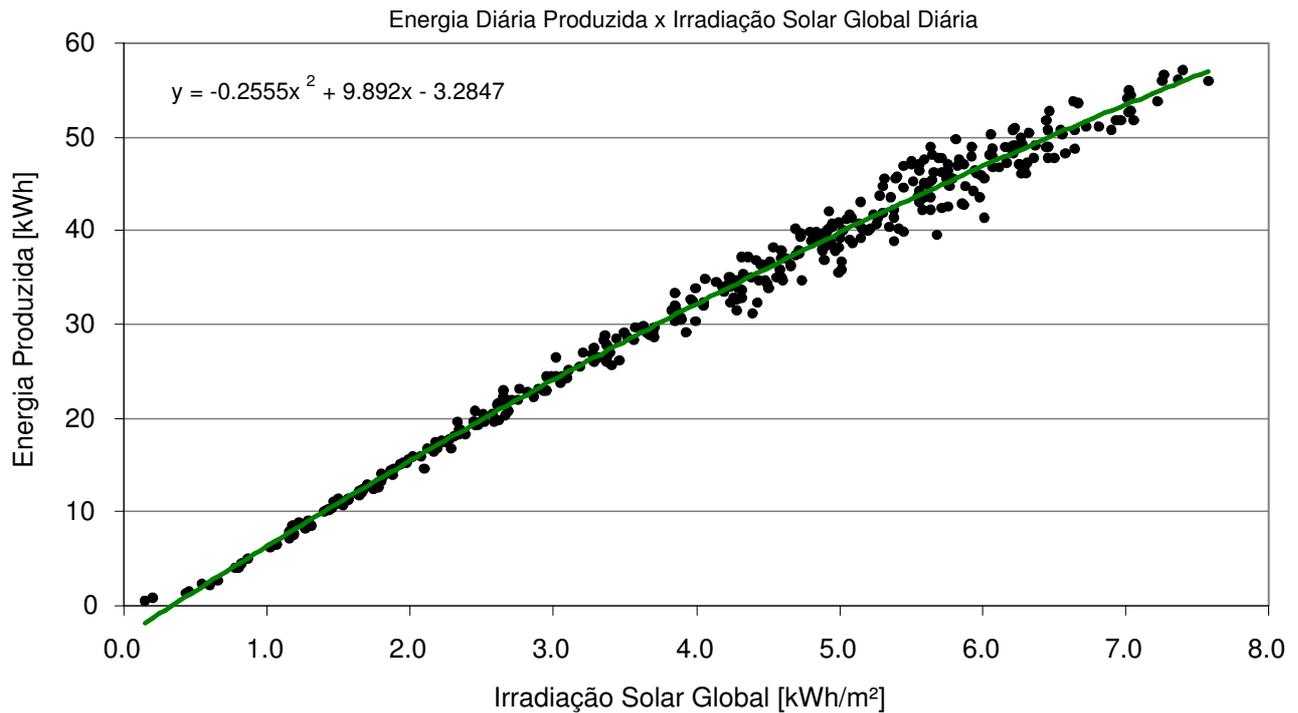


Figura 5.29: Curvas ajustadas aos pontos levantados experimentalmente, considerando todo o sistema.

N8, onde não se observou a ocorrência do processo de limitação de potência, uma equação linear tornar-se-ia mais apropriada devido à sua simplicidade sem diferir muito dos resultados obtidos com a equação quadrática.

As figuras 5.30 (a) e (b) mostram a mínima e a máxima energia produzida para cada um dos grupos (N1 a N8), onde se observa que no pior dia de geração dos meses de maio, junho, julho e dezembro nenhum dos grupos chega a produzir 500 Wh, caracterizando dias bastante nublados.

Como a potência do gerador pertencente ao grupo N8 (1,201 kW) é superior à potência apresentada pelo gerador pertencente ao grupo N7 (1,118 kW), percebe-se, que em dias nublados, há uma tendência do grupo N8 apresentar sempre uma melhor produção que o grupo N7. Por outro lado, quando se observam os valores máximos de produção diária obtidas por cada grupo, percebe-se que em dias bastante ensolarados, onde os módulos esquentam mais devido à maior incidência de irradiação solar, há uma tendência de que o grupo N7 tenha um melhor desempenho que o grupo N8, devido ao maior aquecimento dos módulos de *mc-Si* que constituem o gerador N8.

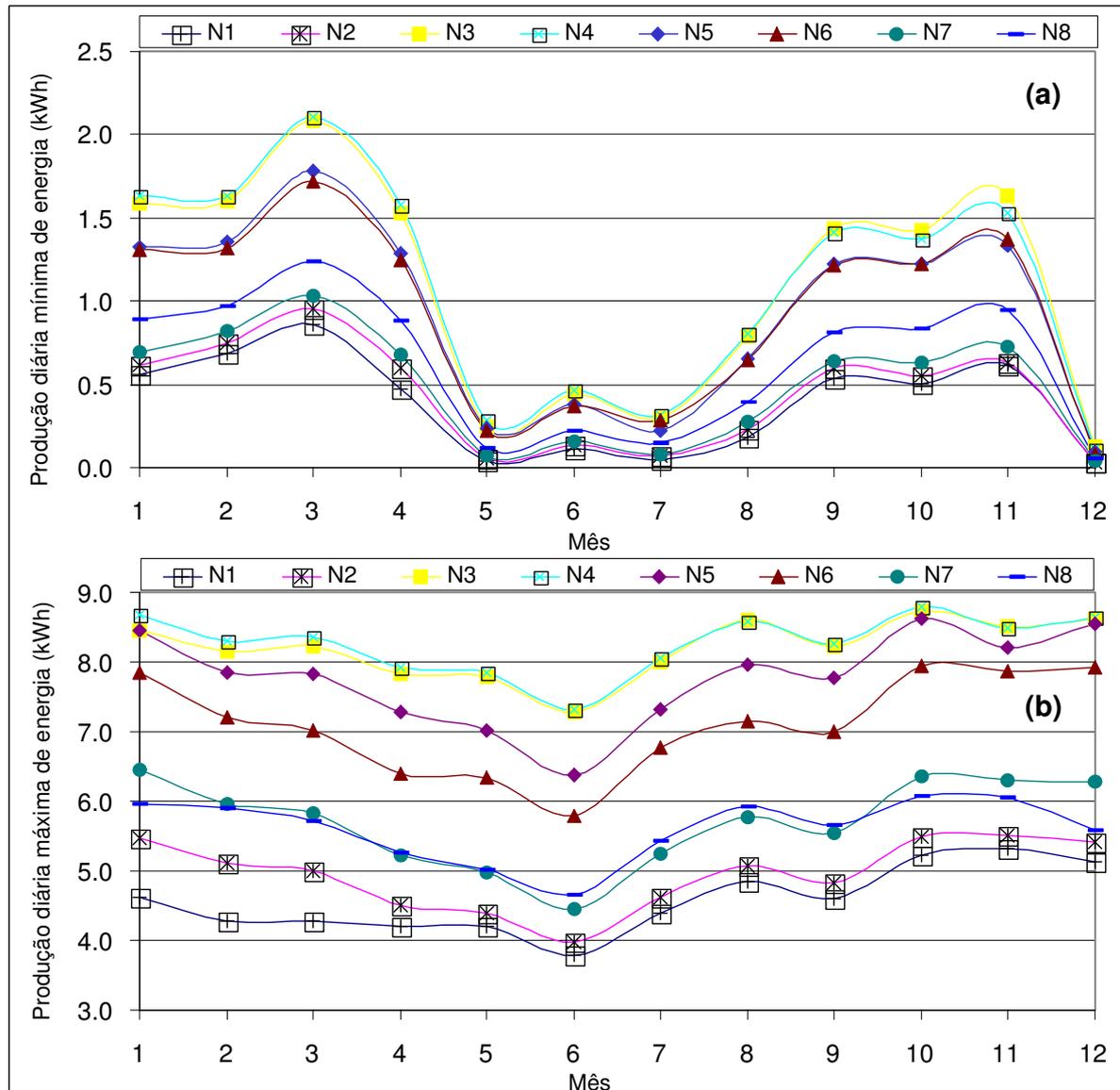


Figura 5.30: Variação dos valores mínimos (a) e máximos (b) de produção diária de cada grupo, inversor-gerador, ao longo do ano (2004).

Complementando os resultados anteriores, as figuras 5.31 e 5.32 mostram a distribuição dos kWh produzidos diariamente para cada grupo em particular. Acrescenta-se também a esta, a distribuição acumulada da energia total produzida no ano de 2004. Cada coluna vertical representa um incremento de 0,1 kWh, sendo que para os valores referentes à coluna de 0 kWh, consideraram-se os dias em que a produção foi inferior a 50 Wh. Como pode ser observado, apenas os grupos N1, N2 e N7 tiveram dias de produção inferior aos 50 Wh. A maior produção para um dia simples foi de 8,7 kWh atingida por ambos os grupos N3 e N4, com vários dias seguindo próximo a esse valor.

Outro aspecto importante de se observar é que para os grupos com maior capacidade de geração, correspondentes aos grupos N3, N4, N5 e N6, 90 % da energia total produzida durante o ano de 2004 foi proveniente da contribuição de produções diárias superiores a 3 kWh.

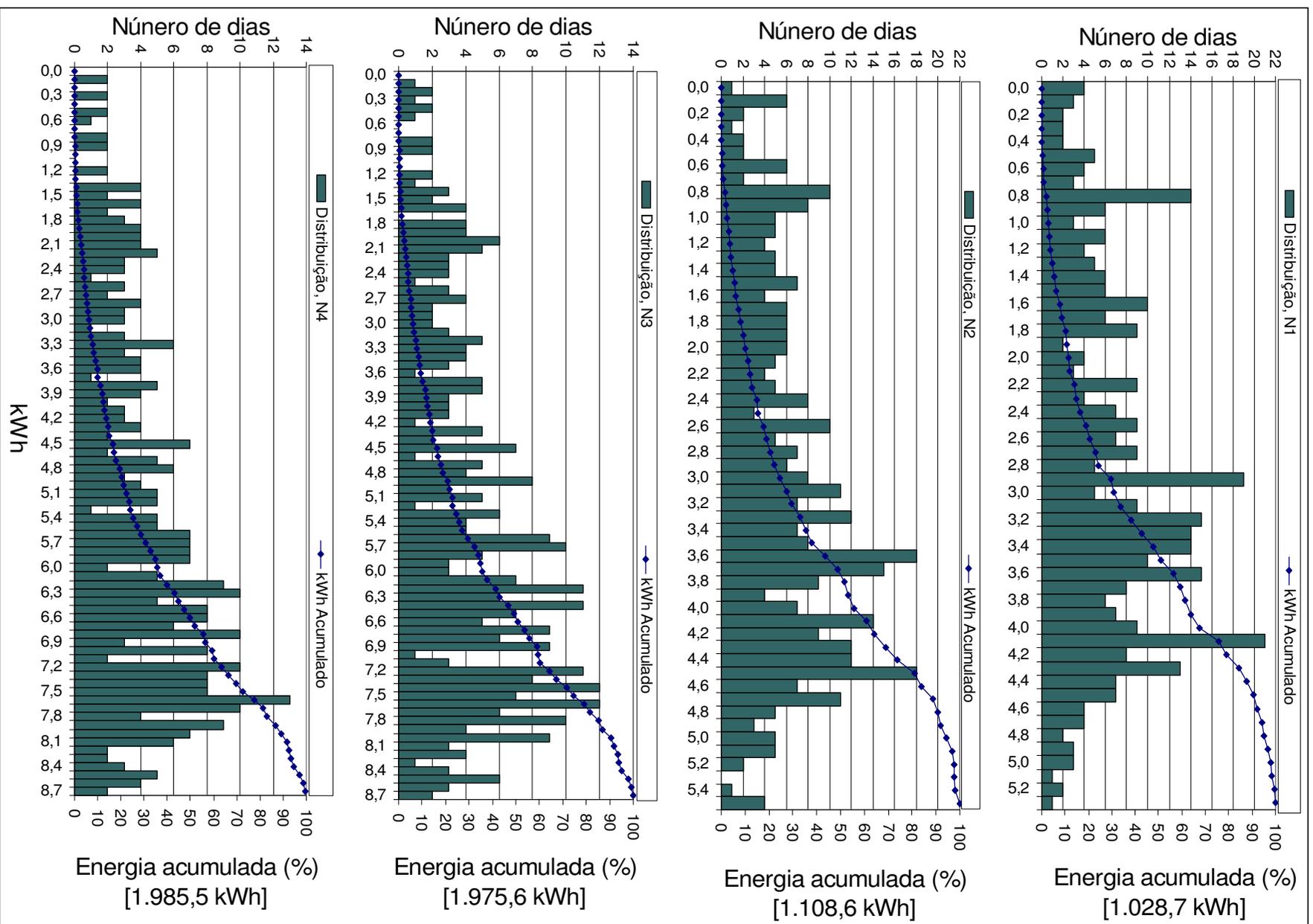


Figura 5.31: Distribuição dos kWh produzidos diariamente por cada grupo no ano de 2004 e a correspondente energia acumulada (N1 a N4).

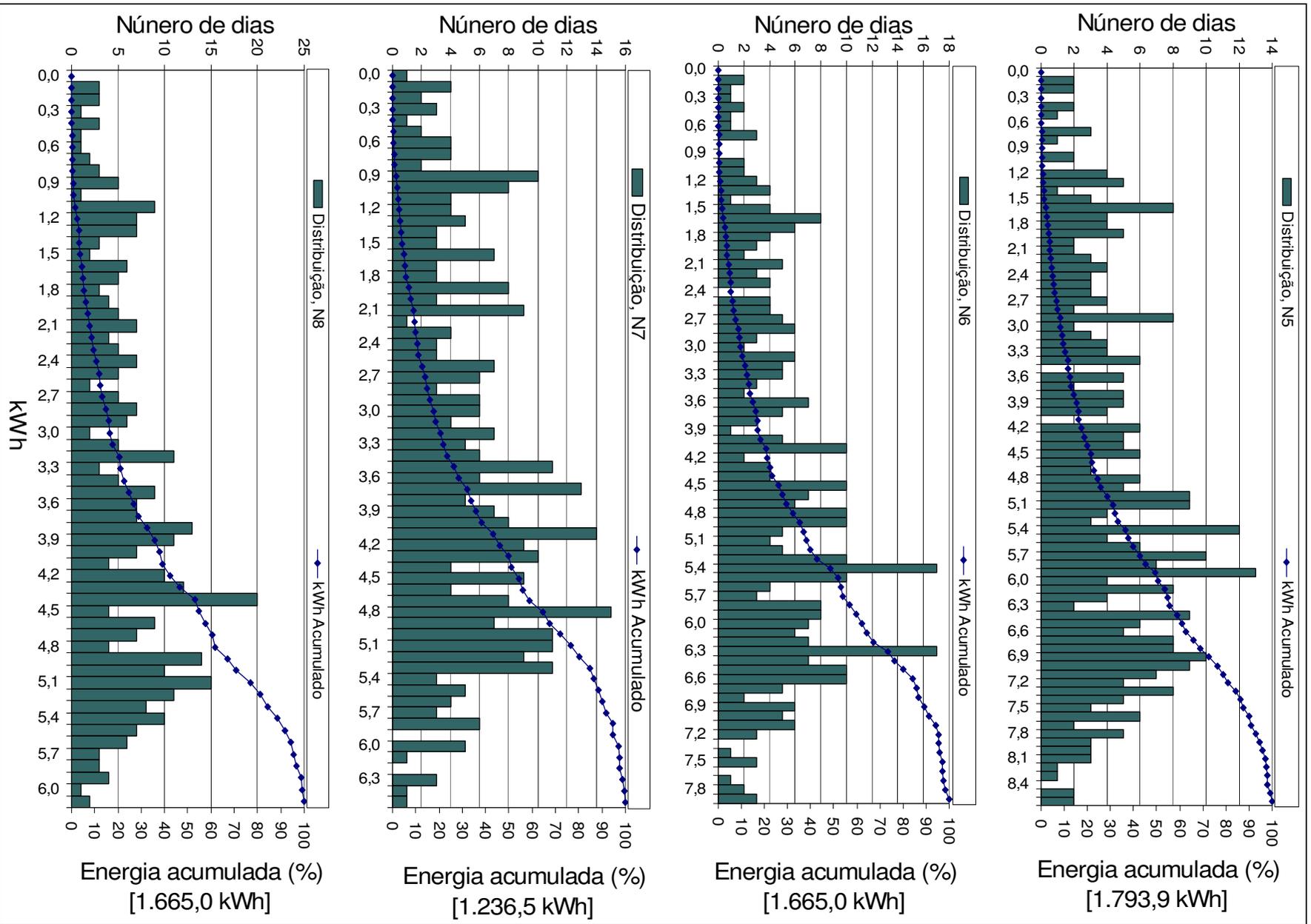


Figura 5.32: Distribuição dos kWh produzidos diariamente por cada grupo no ano de 2004 e a correspondente energia acumulada (N5 a N8).

Para finalizar este tópico, são apresentadas nas figuras 5.33 (a) e (b) as produtividades médias mensais obtidas para cada um dos grupos, em ordem crescente de tamanho percentual do gerador com relação ao inversor (FDI^{-1}) e de onde é possível observar que, mesmo nos meses em que cresce a incidência da irradiação solar, as produtividades dos grupos mais sobredimensionados, N3 e N4, não diferem significativamente quando comparadas às dos grupos com menor potência instalada, N1 e N2, sendo que as diferenças de produtividade entre os vários grupos é sempre inferior a 10 kWh/kWp por mês.

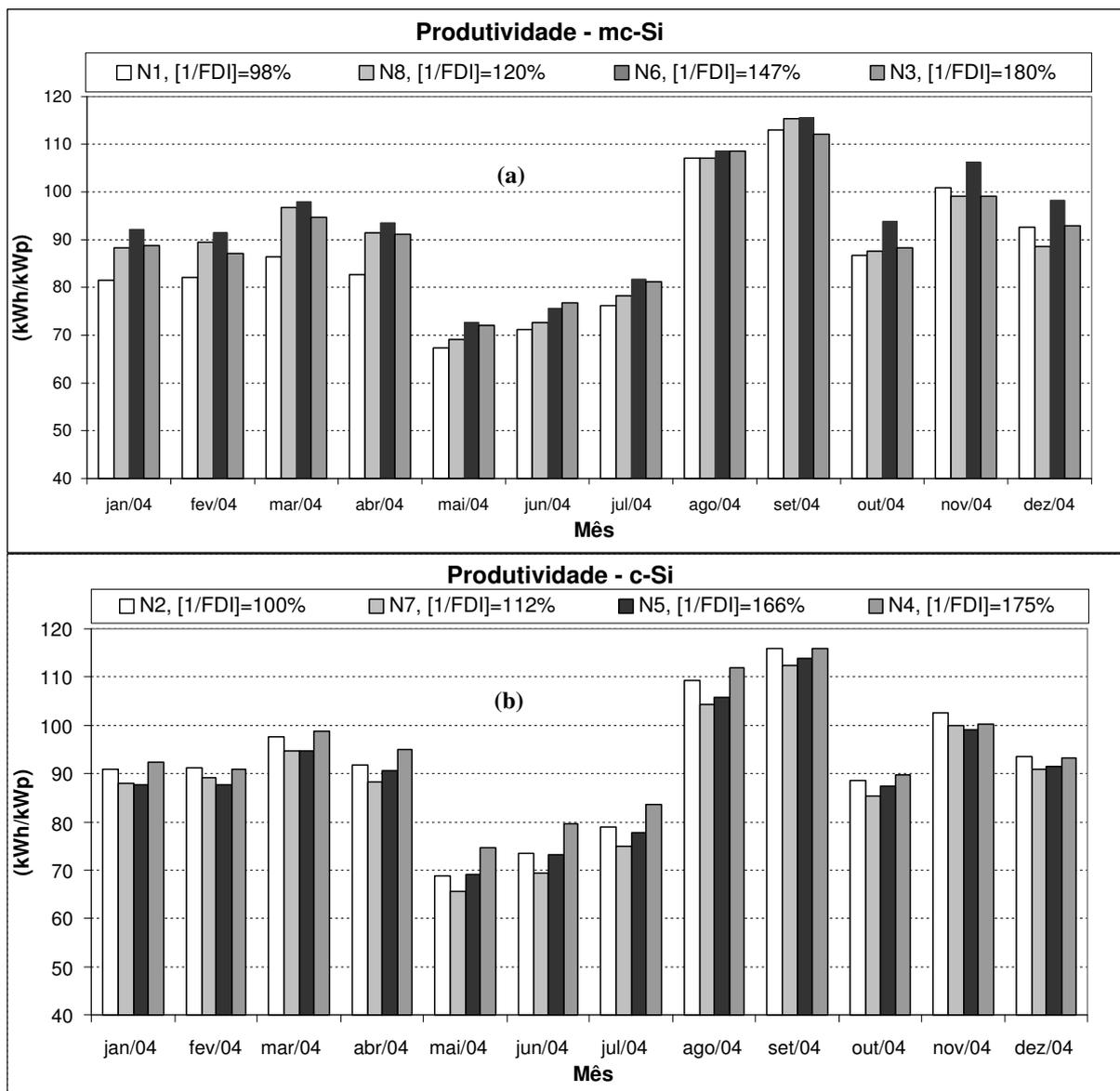


Figura 5.33: Produtividade em função do tamanho relativo gerador-inversor: (a)- Geradores de mc-Si e (b)- Geradores de c-Si.

CONCLUSÕES

Esta pesquisa apresenta alguns procedimentos teóricos e experimentais de caracterização e avaliação de SFCR, tendo como foco principal o fator de dimensionamento do inversor, FDI, que corresponde a relação entre a potência nominal do inversor e a potência real do gerador fotovoltaico, sendo esta última obtida por meio de medidas. O trabalho não encerra a discussão, mas dá subsídios, por meio de resultados práticos, que ajudam a entender e avaliar os efeitos do sobredimensionamento do gerador fotovoltaico com relação ao inversor em SFCR.

O objeto principal do trabalho foi a avaliação do fator de dimensionamento do inversor, FDI, nas condições climatológicas do Brasil, com a avaliação experimental de um sistema de 11.07 kWp instalado no IEE/USP. Como hipótese de partida considerou-se que o FDI deveria ser inferior a 0,8, independentemente da região do país. Contudo, dos resultados obtidos, tanto por meio de simulações como por dados experimentais, verifica-se que há uma margem flexível quanto a sua utilização.

A conclusão é que as potências dos geradores fotovoltaicos analisados para conexão à rede elétrica nas várias localidades mencionadas na tabela 3.3 podem ser sobredimensionados consideravelmente. Observou-se que para geradores com até 167 % da potência nominal do inversor, equivalente a valores de $FDI \geq 0,6$, não se afeta significativamente a produtividade do sistema, desde que se satisfaçam as condições necessárias para o sobredimensionamento, apresentadas no final do Capítulo 3. Sobredimensionar o inversor é um artifício interessante para redução do custo da energia produzida e melhora de desempenho dos SFCR sempre que esse artifício for usado com bom senso, onde a avaliação das condições climáticas de cada local, tipo de instalação e características dos equipamentos empregados são imprescindíveis.

O casamento adequado do inversor com a potência de pico do gerador fotovoltaico depende da escolha do inversor e de sua curva de eficiência. Nota-se que os inversores analisados no Capítulo 3 apresentam praticamente a mesma faixa ótima para o FDI, situada entre 0,7 e 1,0, com exceção dos inversores *NEG1400* e *Solvex1065*, onde percebe-se o deslocamento dessa faixa para a direita, apresentando um melhor desempenho entre 1,0 e 1,6. Isso se deve basicamente ao perfil das curvas de eficiência apresentadas por esses equipamentos.

Constata-se ainda que os melhores resultados em termos de produtividade anual do sistema, obtidos nas simulações referentes às várias localidades brasileiras, não estão distantes de desempenhos obtidos para sistemas com seguimento solar em alguns locais do mundo, tal como exemplificado no Capítulo 3.

Percebe-se também que o comportamento do inversor determina o funcionamento

do SFCR e, por essa razão, há o interesse em se conhecer com detalhe a sua eficiência de conversão, o grau de aproveitamento que se obtém do gerador fotovoltaico e a qualidade da energia produzida. De acordo com os dados experimentais apresentados é possível avaliar a importância das eficiências de conversão (η_{Inv}) e de seguimento do ponto de máxima potência (η_{SPMP}) do inversor, sendo η_{SPMP} um parâmetro que merece ser modelado adequadamente e incluído nas ferramentas de previsão da energia produzida por SFCR, possibilitando a obtenção de resultados mais realistas.

No caso particular da cidade de São Paulo, dados experimentais mostraram que valores de FDI de até 0,55 não apresentam diferenças significativas de produtividade quando comparados às demais relações de FDI estudadas. Em outras palavras, conclui-se, em termos práticos, que a adoção de um bom inversor permite a utilização de uma larga faixa de FDI, tal como mostram os dados apresentados, onde grupos com geradores de potência próxima a 180 % da potência nominal do inversor foram estudados sem nenhuma diferença relevante no desempenho energético anual, tanto em ganho como em perda de eletricidade. Esses resultados demonstram a importância de se avaliar pontualmente as particularidades associadas aos elementos que constituem os SFCR e as características de cada local.

Até então, só se fez menção à avaliação do FDI em termos de produtividade anual do sistema, sem mencionar a questão do custo da energia produzida pelos SFCR. A forma utilizada de valoração da energia produzida pelos SFCR, embora não leve em consideração outros benefícios indiretos, permite avaliar a ordem de grandeza dos diferentes custos associados aos diferentes FDI.

Os cálculos apresentados mostram que sub-dimensionar a potência do inversor com relação à potência do gerador não é tão efetiva na redução do custo da energia produzida por SFCR. Teoria e prática mostram que com o uso de bons inversores, onde níveis de eficiência de 90 % são atingidos com 20 % do carregamento do mesmo, a redução no custo da energia é inferior 0,1 US\$/kWh, para FDI entre 0,5 e 1,0. Contudo, para um FDI maior que unidade, percebe-se que o incremento no custo da energia é superior a 9 % do menor custo obtido, demonstrando que a subutilização do inversor pode implicar em aumentos significativos no custo final da energia produzida.

Assim têm-se duas estratégias de otimização. Uma que fornece a maior quantidade de energia por kWp instalado, e outra que permite obter o menor custo possível para a energia elétrica produzida pelos SFCR. As estratégias apresentadas podem acarretar sistemas bastante distintos com relação ao FDI, à medida que a contribuição do custo do inversor no custo total do sistema é mais significativa.

Dos resultados obtidos para o caso particular da cidade de São Paulo, pode se dizer, com relação ao problema da configuração, que a escolha da qualidade do inversor pode ser um fator muito mais importante do que a escolha do tamanho do gerador fotovoltaico. Ou seja, de acordo com os dados experimentais, uma vez que se tome o cuidado de que o gerador não seja extremamente grande com relação à capacidade do inversor utilizado, a qualidade do inversor, indicada em termos de suas eficiências (η_{Inv} e η_{SPMP}), é muito mais relevante que seu tamanho.

No que diz respeito à variação das eficiências mencionadas no parágrafo anterior, ressalta-se que essas dependem não só do fator de dimensionamento do inversor (FDI), mas também da configuração do gerador, uma vez que fatores como a tensão e corrente de operação do gerador estão intimamente relacionados com a potência CC entregue ao inversor e ao funcionamento do mesmo.

Como sugestão de trabalhos para seguir ampliando o conhecimento da operação dos SFCR destacam-se:

- análise da influência da operação acima da potência nominal, na vida útil do inversor;
- análise das relações FDI para sistemas com seguimento solar e para orientações não otimizadas em termos de azimute e inclinação;
- estudo do FDI para inversores com controle de potência reativa;
- estudo do processo de limitação de potência do inversor em diferentes situações (clima, localização, instalação, etc.).
- estudo do impacto da aplicação dos SFCR na rede elétrica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABELLA, M. A.; CHENLO, F. Choosing the right inverter for grid-connected PV systems. **Renewable Energy**, v.March-April, 2004.

ANEEL. **RESOLUÇÃO N^o 505 - Estabelece de forma atualizada e consolidada, as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente.** Brasília, Brasil: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2001.

BONN, R. H. Developing a next generation of PV inverter. **Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEE**, p.1352–1355, 2002.

BURGER, B.; RÜTHER, R. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. **Solar Energy**, v.80, p.32–45, 2006.

CAAMAÑO, E.; LORENZO, E.; ZILLES, R. Quality Control of Wide Collections of PV Modules: Lessons Learned from the IES Experience. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v.7, n.2, p.137–149, 1999.

CALAIS, M. A ripple-based maximum power point tracking algorithm for a single-phase, grid-connected photovoltaic system. **Solar Energy**, v.63, n.5, p.277–282, 1998.

COSTA, P. H. S.; ATTIE, E. V. **Análise de Projetos de Investimentos.** Rio de Janeiro, RJ: Fundação Getulio Vargas, 1990.

DECKER, B.; JAHN, U.; RINDELHARDO, U.; VAABEN, W. The German 1000 - Roof-Photovoltaic-Programme: System Design and Energy Balance. 11nd **E. C. Photovoltaic Solar Energy Conference, Montreux, Switzerland**, 1992.

DÍEZ, I. L.-B. **Caracterización eléctrica de campos fotovoltaicos.** Espanha: Projeto Fim de Carrera da E.T.S.I. Telecomunicación, Universidade Politécnica de Madrid, 1994.

DIAS, J. B. Instalação Fotovoltaica Conectada à Rede: Estudo Experimental para a Otimização do Fator de Dimensionamento. Porto Alegre, 2006. Tese (Doutorado) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

DUFFIE, J.; BECKMAN, W. **Solar Engineering of Thermal Processes**. New York, USA, 2ª edição: John Wiley and Sons, 1991.

GALDINO, M. A. Um ano e meio de operação do sistema fotovoltaico conectado à rede do Cepel. **X CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA**, v.IV, p.1837–1849, 2004.

GERGAUD, O.; MULTON, B.; AHMED, H. B. Analysis and Experimental Validation of Various Photovoltaic System Models. **7nd International ELECTRIMACS Congress**, Montréal, 2002.

GONZÁLEZ, J. D. L. **Determinación de la curva I-V de un generador fotovoltaico**. Espanha: Projeto Fim de Carrera da E.T.S.I Telecomunicación, Universidade Politécnica de Madrid, 1994. 1-50p.

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

HAEBERLIN, H. A New Approach for Semi-Automated Measurement of PV Inverters, Especially MPP Tracking Efficiency. **19nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, Paris, France**, 2004.

HAEBERLIN, H.; BEUTLER, C. Yield of Grid Connected PV Systems In Burgdorf: Considerably higher than average yield in Switzerland. **14nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona, Spain**, 1997.

HAEBERLIN, H.; BORGNA, L.; KAEMPFER, M.; ZWAHLEN, U. Total Efficiency - A New Quantity for Better Characterisation of Grid-Connected PV Inverters. **20nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona, Spain**, 2005.

HAEBERLIN, H.; GRAF, J. Islanding of grid-connected PV inverters. **Proc. 2nd World Conf. on Photovoltaic Energy Conversion, Vienna, Austria.**, 1998.

HÜBERT, M.; ORTJOHANN, E.; VOGES, B.; VOB, J. Dynamic Performance of Grid-Connected PV Inverters. **12 th Europe Photovoltaic Solar Energy Conference, Amsterdam, Netherlands**, p.1655–1658, 1994.

HOHM, D. P.; ROPP, M. E. Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v.11, n.1, p.47–62, 2003.

IES-LS-I-0511. **Informe de inversores SUNNY BOY 1100/SMA Technologie**. Universidade Politécnica de Madrid: Instituto de Energia Solar, 2005.

INSEL. **Block Reference INSEL 7.0**. www.inselDi.com: Doppelintegral GbR, 2005.

ISHIKAWA, T. **Grid-connected photovoltaic power systems: Survey of Inverter and Related Protection Equipments**. Japan: International Energy Agency Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems (IEA PVPS), 2002.

ISHIKAWA, T.; KUROKAWA, K.; OKADA, N.; TAKIGAWA, K. Evaluation of operation characteristics in multiple interconnection of PV system. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, p.1–8, 2002.

JAHN, U.; NASSE, W. Operation performance of grid-connected PV systems on buildings in Germany. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v.12, p.441–448, 2004.

JARDIM, C. S.; SALAMONI, I.; RÜTHER, R.; DINIZ, A. S. C. O potencial dos sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica em áreas urbanas: dois estudos de caso. **X Congresso Brasileiro de Energia (CBE), Rio de Janeiro, Brasil**, v.III, p.1217–1230, 2004.

JIMÉNEZ, J. A. B. Inversores Bidireccionales con aislamiento en alta frecuencia para aplicaciones de energía renovables. Catalunya, 2005. Tese (Doutorado) - Universitat Politècnica de Catalunya.

KELLER, L.; AFFOLTER, P. Optimizing the panel area of a photovoltaic system in relation to the static inverters - Practical Results. **Solar Energy**, v.55, n.1, p.1–7, 1995.

KIL, A. J.; WEIDEN, T. C. J. V. D. Performance of modular grid connected PV systems with undersized inverters in Portugal and The Netherlands. **1st WCPEC-IEE, Hawaii**, 1994.

KING, D. L.; KRATOCHVIL, J. A.; BOYSON, W. E. Temperature coefficients for PV modules and arrays: measurements methods, difficulties, and results. **26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Anaheim, California**, 1997.

KING, D. L.; KRATOCHVIL, J. A.; BOYSON, W. E.; BOWER, W. I. Field with a new performance characterization procedure for photovoltaic arrays. **2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, Austria, 1998.**

KNAPP, K. E.; JESTER, T. L. An Empirical Perspective on the Energy Payback Time for Photovoltaic Modules. **Solar Conference, Madison, Wisconsin, 2000.**

KRENZINGER, A.; DIAS, J. B.; PRIEB, C. W. M. Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede no Sul do Brasil. **XII Congresso Ibérico y VII Congresso Ibero Americano de Energia Solar, Vigo, Espanha, p.14–18, 2004.**

LASNIER, F.; ANG, T. G. **Photovoltaic Engineering Handbook.** Bristol and New York: Adam Hilger, 1990. 69-82;171-197p.

LORENZO, E. **Eletricidad Solar - Ingenieria de Los Sistemas Fotovoltaicos.** Universidad Politécnica de Madrid, 1^a edição: Instituto de Energía Solar, 1994.

LORENZO, E. Retratos de la Conexión Fotovoltaica a la Red (V): DE LA AIE A LOS INVERSORES. **Era Solar**, v.XXIII, n.126, p.52–58, 2005.

LORENZO, E.; ZILLES, R. An analytical model for mismatch losses in PV arrays. **Solar Energy**, v.XIII, n.2, p.121–133, 1993.

LORENZO, E.; ZILLES, R. Medidas *outdoor* da característica I-V de módulos fotovoltaicos. **Congresso Brasileiro de Energia**, p.171–180, 1994a.

LORENZO, E.; ZILLES, R. PV modules and arrays test at 1 MW Toledo PV Olant. **12nd EC Photovoltaic Solar Energy Conference, Amsterdam**, p.807–809, 1994b.

LOUCHE, A.; NORTTON, G.; POGGI, P.; PERI, G. Global approach for an optimal grid connected PV system sizing. **12nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, Amsterdam, Netherlands**, p.1638–1641, 1994.

LUQUE, A.; HEGEDUS, S. **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering.** New York, USA: John Wiley and Sons, 2003. 900-901;171-197p.

MACAGNAN, M. H.; LORENZO, E. On the optimal size of inverters for grid connected PV systems. **11nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, Montreux, Switzerland**, p.1167–1170, 1992.

MACÊDO, W. N. Estudo de Sistema de Geração de Eletricidade Utilizando as Energias Solar Fotovoltaica e Eólica. Belém, 2002. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará.

MACÊDO, W. N.; ZILLES, R. Qualidade de Energia da Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede na USP: Avaliação dos parâmetros de suprimento. **V Congresso Latino Americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CLAG-TEE), São Pedro, Brasil**, 2003.

MARION, B.; ADELSTEIN, J.; BOYLE, K. Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems. **NREL/CP-520-37358**, 2005.

MARKVART, T. **Solar Electricity**. New York, USA: John Waley and Sons Ltd, 1994.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; DE SOUZA ECHER, M. P. Levantamento dos recursos de energia solar no Brasil com o emprego de satélite geoestacionário - o Projeto Swera. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, v.26, n.2, p.145–159, 2004.

MARTÍN, E. C. Edifícios Fotovoltaicos Conectados a la Red Eléctrica: Caracterización e Análisis. Madrid, 1998. Tese (Doutorado) - Universidad Politécnica de Madrid.

ME. **REAL DECRETO 436-2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial**. Espanha: Ministerio de Economía - Boletín Oficial Del Estado BOE N^o 75, 2004.

METEONORM. **Global Meteorological Database for Solar Energy and Applied Climatology, Versão 4.0**. <http://www.meteotest.ch/en/firma>: Swiss Federal Office of Energy, 1999.

MOORE, L.; HAYDEN, H.; CANADA, S.; NARANG, D. Photovoltaic power plant experience at Arizona Public Service: A 5-year assessment. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v.13, p.353–363, 2005.

NISHIOKA, K.; HATAYAMA, T.; URAOKA, Y.; FUYUKI, T.; HAGIHARA, R.; WATANABEC, M. Field-test analysis of PV system output characteristics focusing on module temperature. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, , n.75, p.665–671, 2003.

NOFUENTES, G.; ALMONACID, G. An approach to the selection of the inverter for architecturally integrated photovoltaic grid-connected systems. **Renewable Energy**, v.15, p.487–490, 1998.

NOTTON, G.; CRISTOFARI, C.; MUSELLI, M.; POGGI, P. Calculation on an hourly basis of solar diffuse irradiations from global data for horizontal surfaces in Ajaccio. **Energy Conversion and Management**, v.45, p.2849–2866, 2004.

OLIVEIRA, S. H. F. Geração distribuída de eletricidade; inserção de edificações fotovoltaicas conectadas à rede no estado de São Paulo. São Paulo, 2002. Tese (Doutorado) - Universidade de São Paulo.

OTANI, K.; KATO, K.; TAKASHIMA, T.; YAMAGUCHI, T.; SAKUTA, K. Field experience with large-scale implementation of domestic PV systems and with large PV systems on buildings in Japan. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v.12, p.449–459, 2004.

PEIPPO, K.; LUND, P. D. Optimal sizing of grid-connected PV-systems for different climates and array orientations: a simulation study. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v.35, p.445–451, 1994a.

PEIPPO, K.; LUND, P. D. Optimal sizing of solar array and inverter in grid connected photovoltaic systems. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v.32, p.95–114, 1994b.

PHOTON. A little more won't hurt-In the past, inverters were often designed too small. **PHOTON International-The Photovoltaic Magazine**, v.Setembro, p.62–67, 2004.

RADZIEMSKA, E.; KLUGMANN, E. Thermally affected parameters of the current-voltage characteristics of silicon photocell. **Energy Conversion and Management, Munich, Germany**, v.Outubro de 2001, n.43, p.1889–1900, 2002.

RIBEIRO, P.; FERREIRA, F.; MEDEIROS, F. Geração distribuída e impacto na qualidade de energia. 4nd **Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica (SBQEE), Belém, Brasil.**, , n.4, 2005.

ROBERTO, C. Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: O caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. Campinas, 2002. Dissertação (Mestrado) - Comissão de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas.

RODRIGUES, M.; TEIXEIRA, E. C.; BRAGA, H. A. C. Uma Visão Topológica Sobre Sistemas Fotovoltaicos Monofásicos Conectados à Rede de Energia Elétrica. **Fifth Latin-American Congress: Electricity Generation and Transmission. São Pedro, SP, Brazil**, v.November, 2003.

ROSA, D. J. M. CARACTERIZAÇÃO DA RADIAÇÃO SOLAR: O Caso da Cidade Universitária/USP e da Ilha do Cardoso/Cananéia. São Paulo, 2003. Dissertação (Mestrado) - Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia PIPGE-USP (EP/FEA/IEE/IF).

SCHALKWIJK, M. V.; KIL, A. J.; WEIDEN, T. C. J.; PAES, P. S. Undersizing of inverters: modeling and monitoring results of 15 PV/Inverter units in Portugal and Netherlands. **14nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona**, p.2229–2232, 1997.

SCHMIDT, H.; JANTSCH, M.; SCHMD, J. Results of the concerted action on power conditioning and control. **11nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, Montreux, Switzerland**, 1992.

SEN, Z. Solar energy in progress and future research trends. **Progress in Energy and Combustion Science**, v.30, p.367–416, 2004.

SET. Sustainable Energy Technologies. Efficient Power Inverters Discussion. **Photovoltaics Bulletin**, , n.8, p.6, 2002.

SHELDON, K. **Connecting Multiple Sunny Boy Inversters to a Three Phase Utility**. www.sma.de: SMA America, 2002.

SMA. **String Inverter Sunny Boy 1100E: The new Generation of PV System Technology (Technical Description)**. www.sma.de: SMA, 2002.

SOLAREX. **MSX-77 and MSX-83 Photovoltaic Modules**. 630 Solarex Court, Frederick, MD 21703 USA • PHONE (301) 698-4200 • FAX (301) 698-4201 • www.solarex.com • info@solarex.com: SOLAREX, 1999.

SPOONER, E. D.; HARBIDGE, G. Review of international standards for grid connected photovoltaic systems. **Renewable Energy**, v.22, p.235–239, 2001.

STRONG, S. J.; SCHELLER, W. G. **The Solar Electric House**. Massachusetts: Still River, 1993.

TIBA, C.; FRAIDENRAICH, N. **Atlas Solarimétrico do Brasil - Banco de Dados Terrestre**. Recife, Brasil: Editora Universitária da UFPE, 2000.

WHITAKER, C. M.; TOWNSEND, T. U.; NEWMILLER, J. D.; KING, D. L.; BOYSON, W. E.; KRATOCHVIL, J. A.; COLLIER, D. E.; OSBORN, D. E. Application and Validation of a New PV Performance Characterization Method. **26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Anaheim, California, 1997.**

XANTREX/TRACE. **Operation and Maintenance Manual for Model PV-10208 10 kW Grid-Tied Photovoltaic Inverter.** Xantrex Technologies Inc. and Trace Technologies Corp., 2001.

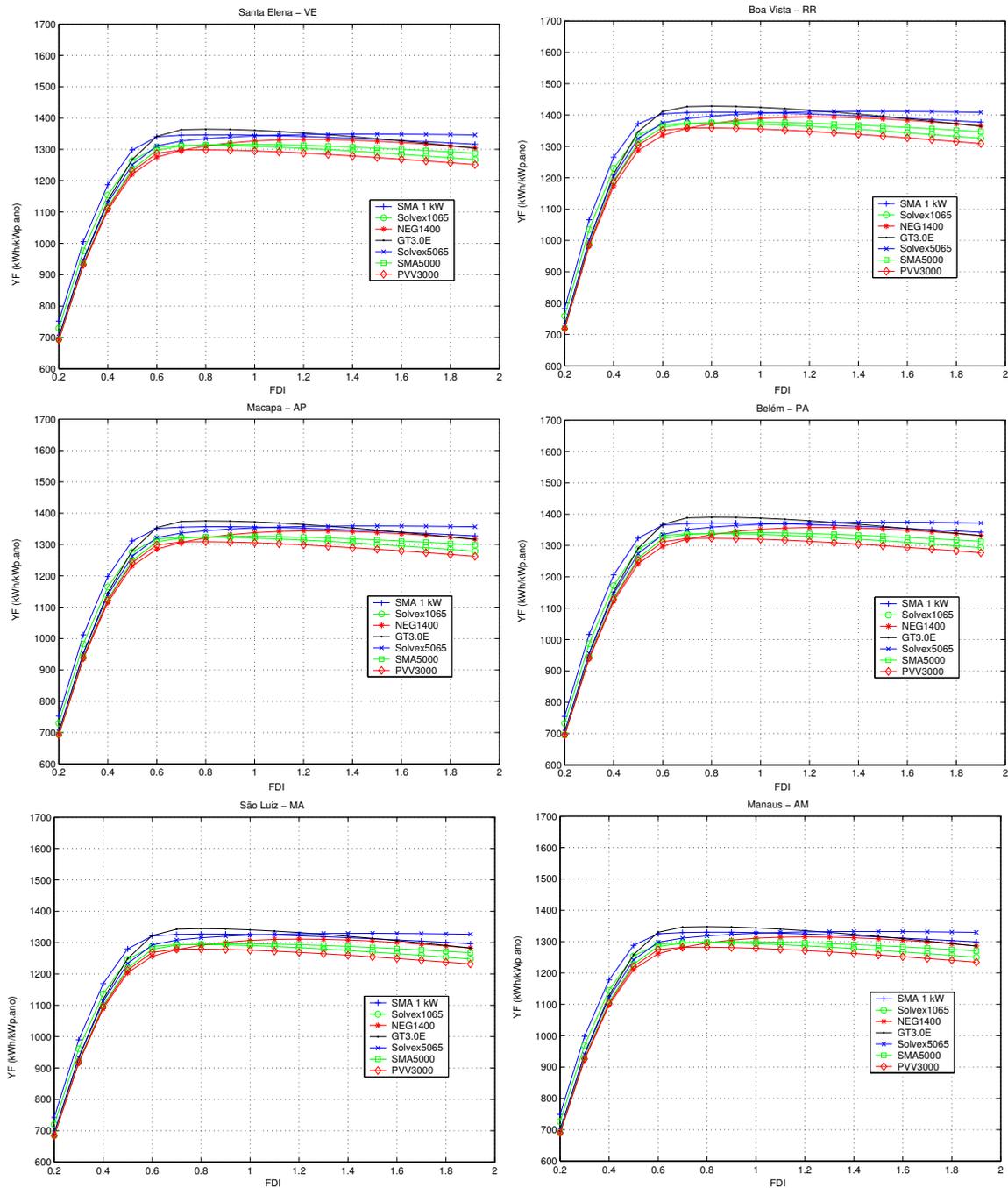
ZILLES, R.; LORENZO, E.; BRAVO, I. L.; LLORENS, J. D. Power Rating and Photovoltaic Modules Measurements. **ISES Solar Energy Congress, Harare, 1995.**

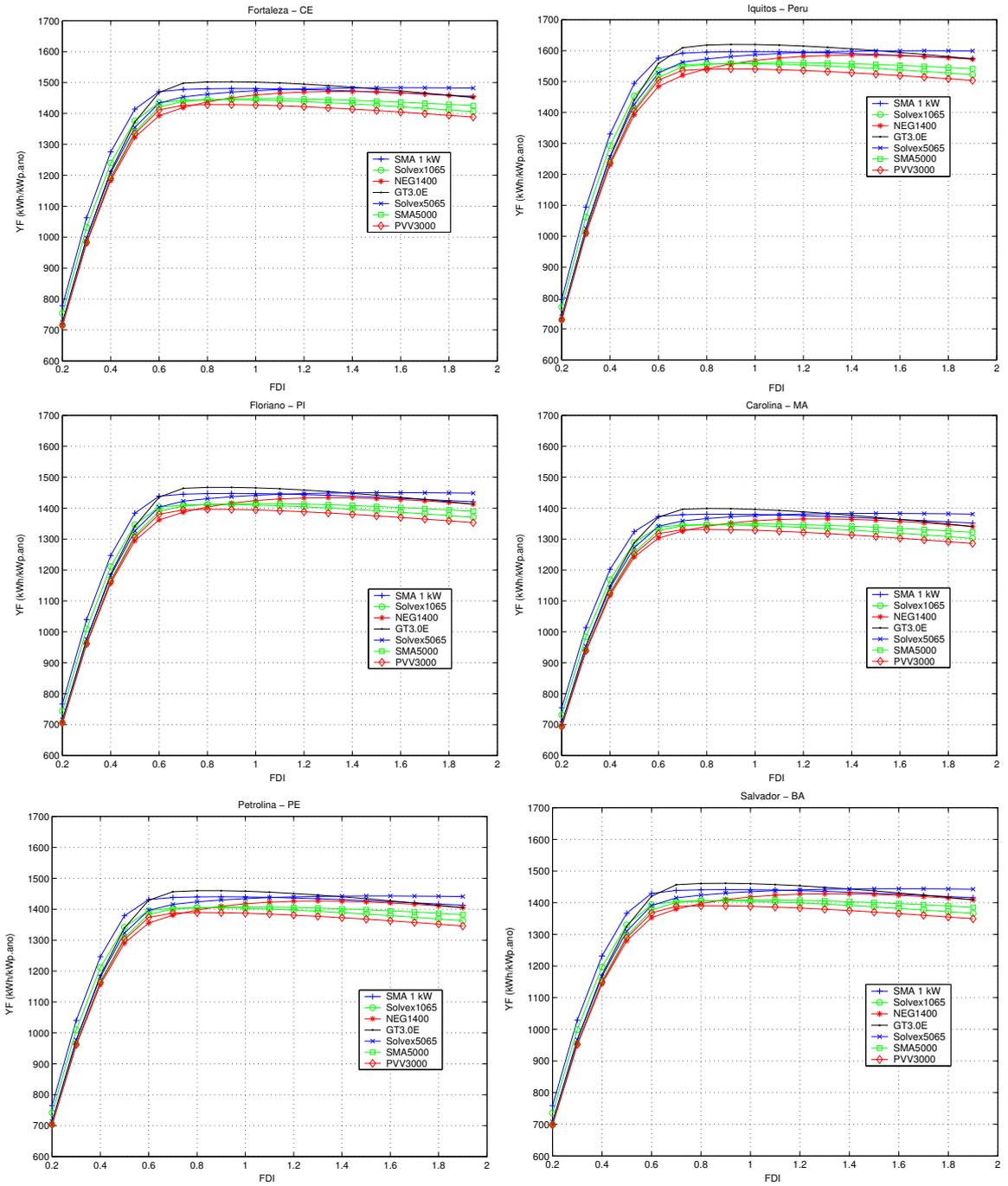
ZILLES, R.; OLIVEIRA, S. H. F. Preço do Wp e o custo do kWh fornecido por sistemas interligados à rede elétrica. **Congresso Brasileiro de Energia (CBE), Rio de Janeiro, Brasil, 1999.**

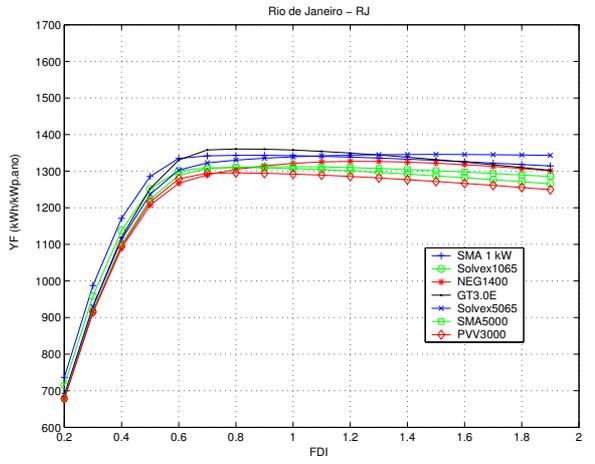
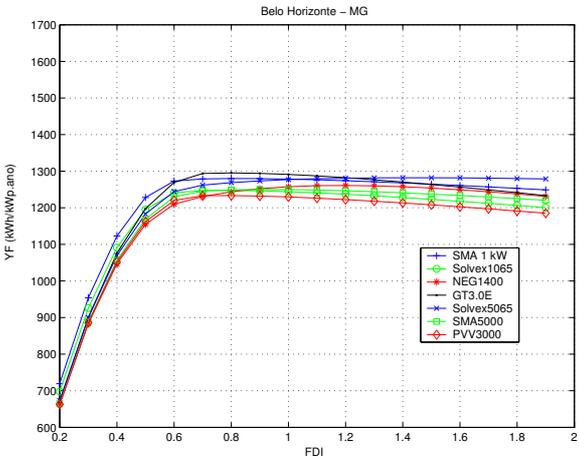
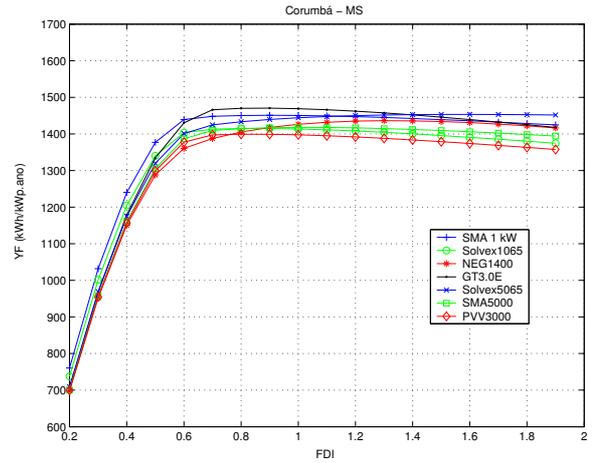
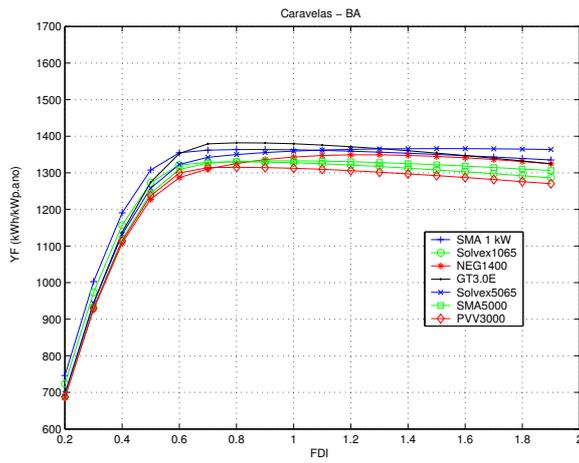
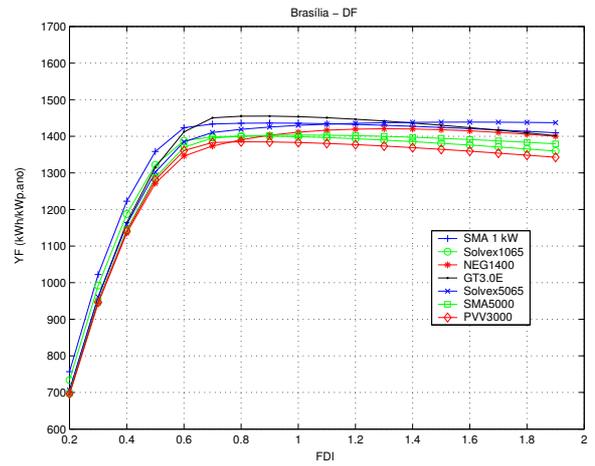
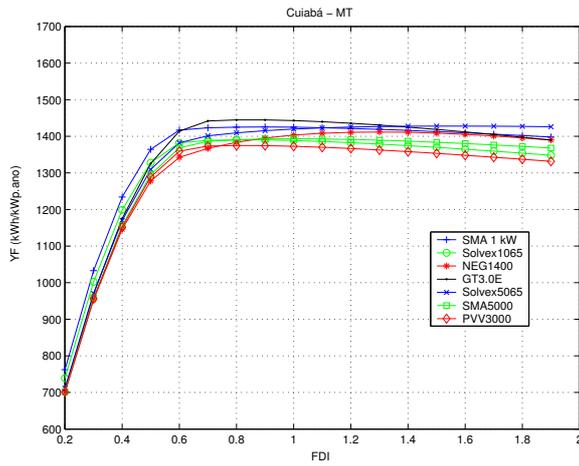
ZILLES, R.; OLIVEIRA, S. H. F. 6,3 Photovoltaic Building Integration at São Paulo. **17nd EPSEC, 2001.**

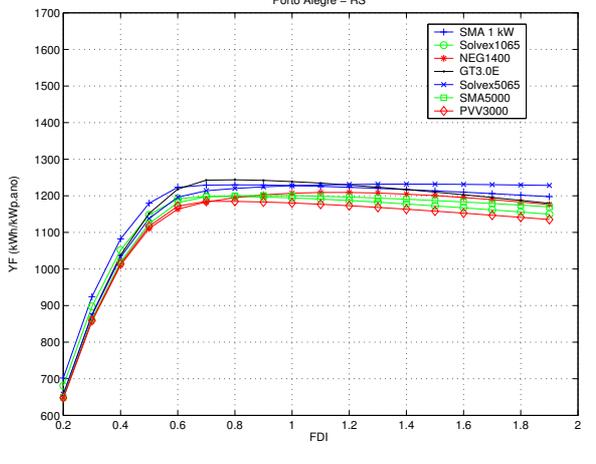
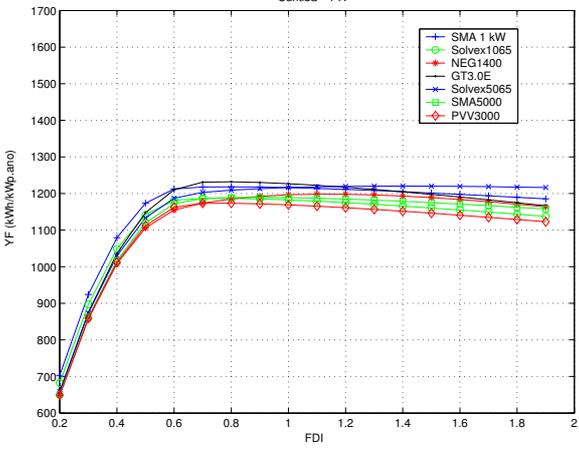
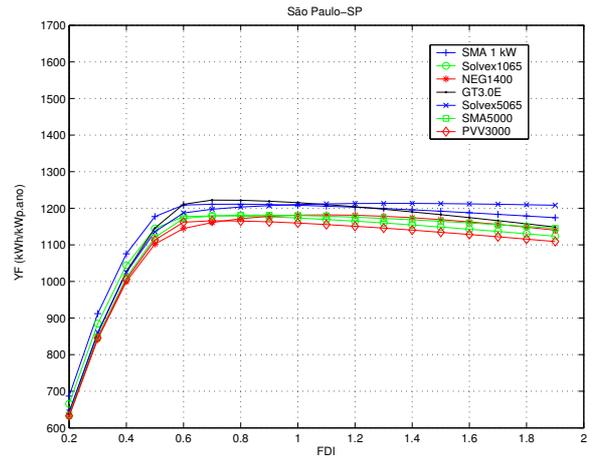
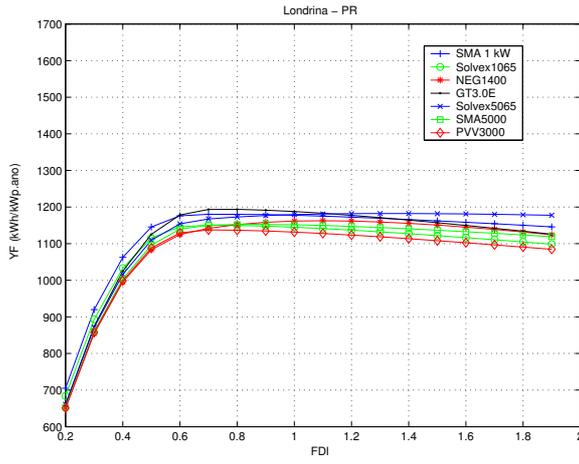
ANEXOS

ANEXO A - Produtividade anual em função do Fator de Dimensionamento do Inversor, FDI , para algumas localidades brasileiras





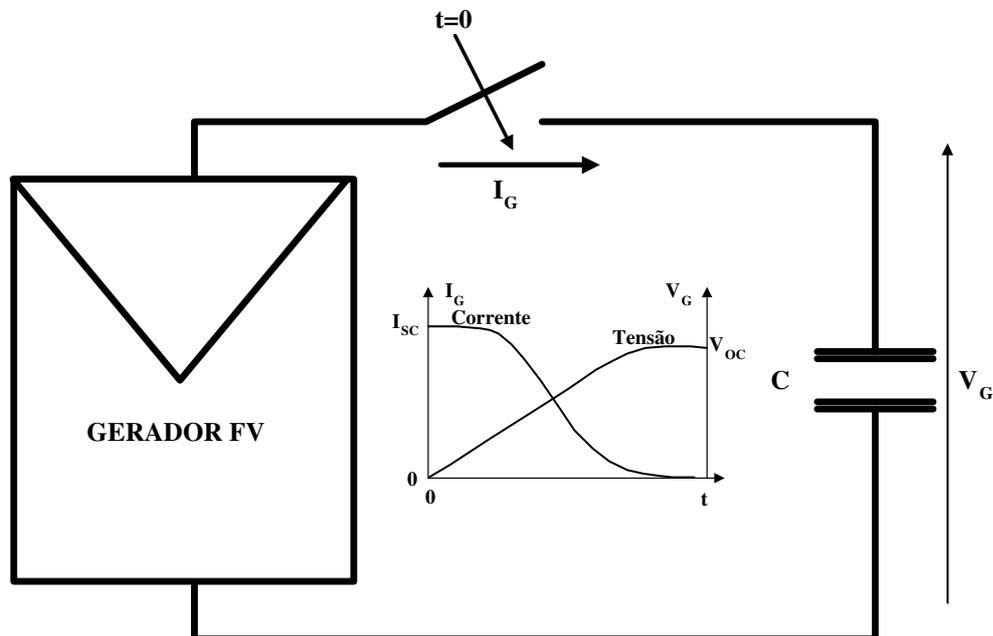




ANEXO B - Carga Capacitiva com IGBTs para a Caracterização de Geradores Fotovoltaicos: Princípio de Funcionamento e Equipamentos Utilizados

Este anexo descreve o princípio de funcionamento de uma carga capacitiva e as características de uma carga implementada a partir de adaptações de um projeto experimental com IGBTs, desenvolvido pelo Instituto de energia Solar da Universidade de Madrid, utilizada para caracterização dos geradores fotovoltaicos instalados no prédio da administração do IEE/USP.

O princípio de funcionamento de uma carga capacitiva baseia-se na carga de um condensador que é conectada ao gerador fotovoltaico, tal como mostra a figura B.1.



B.1: Esquema básico de uma carga capacitiva formada por um condensador e um interruptor, bem como a evolução da tensão e da corrente do gerador fotovoltaico depois de fechado o interruptor.

Supondo que o condensador está inicialmente descarregado, no momento em que o interruptor é fechado ($t=0$) a tensão do gerador, V_G , é nula, e a corrente, I_G , é igual a sua corrente de curto-circuito, I_{sc} . Conforme o gerador fornece corrente, aumenta a carga e a tensão do condensador, varrendo toda a curva I_G-V_G do gerador desde o ponto de curto-circuito até alcançar a tensão de circuito aberto, V_{oc} . Ressalta-se que para registrar as curvas $I_G(t)$ e $V_G(t)$ durante o período transitório da carga do condensador, deve-se combinar com um equipamento de medida (osciloscópio digital, *datalogger*, etc.). Representando a primeira em função da segunda obtém-se a medida da curva I_G-V_G . A figura B.2 mostra a carga usada para obtenção da curva $I-V$.



B.2: Carga usada para obtenção da curva I-V.

Para dimensionar o capacitor, considera-se que o gerador fotovoltaico se comporta como um gerador ideal de corrente. Dessa forma, a tensão do capacitor aumenta linearmente até alcançar a tensão de circuito aberto em um tempo de carga, t_C , que pode ser calculado pela equação B.1:

$$V_G(t) = \frac{I_{sc}t}{C} \Rightarrow V_G(t = t_C) = V_{OC} = \frac{I_{sc}t_C}{C} \Rightarrow t_C = \frac{V_{OC}C}{I_{sc}}. \quad \text{B.1}$$

Onde C é a capacitância do capacitor e a relação V_{OC}/I_{sc} é conhecida como a resistência específica do gerador. Na realidade, a corrente diminui com o aumento da tensão, o que implica que o tempo de carga será superior ao calculado pela equação B.1. Contudo, o erro causado por essa aproximação não compromete a etapa de projeto da carga, uma vez que o tempo de carga depende da resistência específica de cada gerador fotovoltaico e, para o propósito de dimensionamento, aconselha-se adotar valores compreendidos entre 20 e 100 ms.

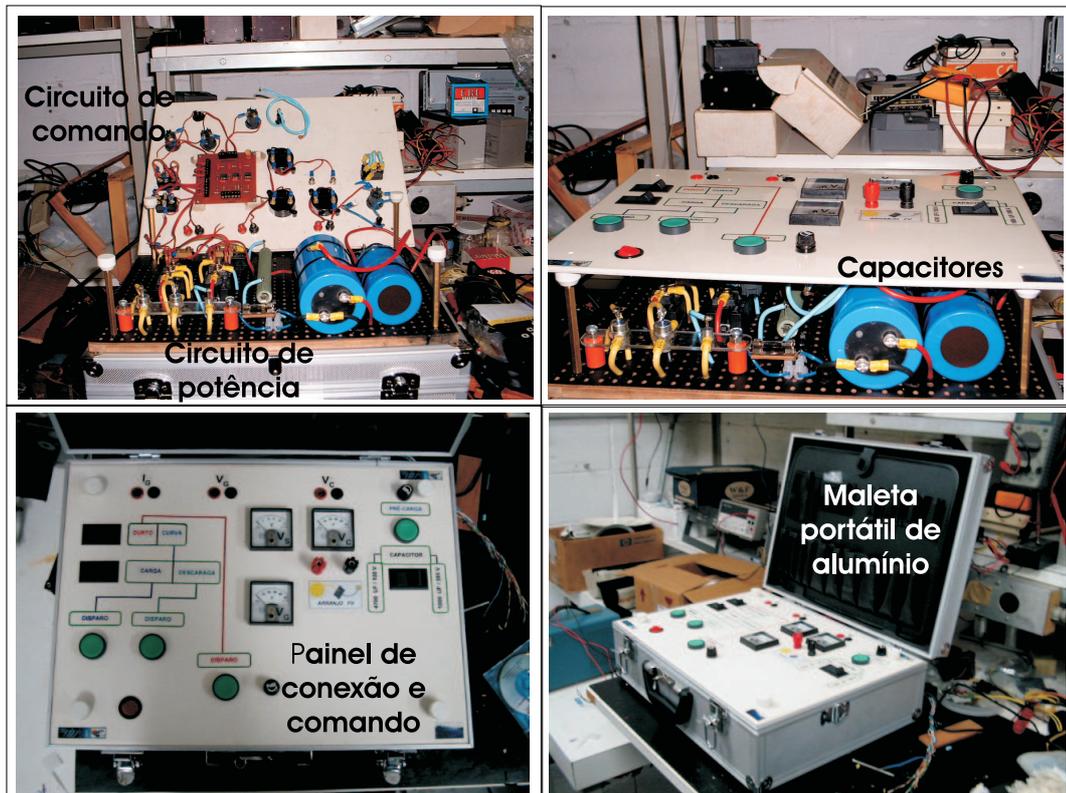
Com o intuito de dimensionar uma carga que pudesse medir todos os geradores fotovoltaicos estudados, além do módulo padrão, dimensionou-se uma carga com dois capacitores: um de $1.000 \mu\text{F}$, utilizado para medir geradores, e outro de $4.400 \mu\text{F}$ usado para medir o módulo padrão. Não obstante, o segundo valor de capacitância também pode ser utilizado para medir geradores. A tabela B.1 dá uma idéia da ordem de magnitude dos geradores que podem ser medidos com a carga, em função de cada uma das capacitâncias e da corrente de curto-circuito.

Tabela B.1: Tempo de carga (t_C) em função da tensão de circuito aberto (V_{OC}) e da corrente de curto-circuito (I_{SC}) do gerador fotovoltaico para cada uma das opções de capacitância disponíveis na carga capacitiva.

C	1.000 μF - 385 V				4.400 μF - 300 V			
t_C	[ms]	[ms]	[ms]	[ms]	[ms]	[ms]	[ms]	[ms]
V_{OC}/I_{SC}	5A	10A	15A	20A	5A	10A	15A	20A
20 V	4	2	1	1	18	9	6	4
80 V	16	8	5	4	70	35	23	18
160 V	32	16	11	8	141	70	47	35
200 V	40	20	13	10	176	88	59	44
280 V	56	28	19	14	246	123	82	62
300 V	60	30	20	15	-	-	-	-
360 V	72	36	24	18	-	-	-	-

Além do mais, o capacitor deve ser selecionado para que sua tensão nominal seja superior à tensão de circuito aberto do gerador fotovoltaico e de tal forma que seu tempo de carga seja o mais adequado para fazer a medida, tal como indicam os valores em negrito da tabela B.1.

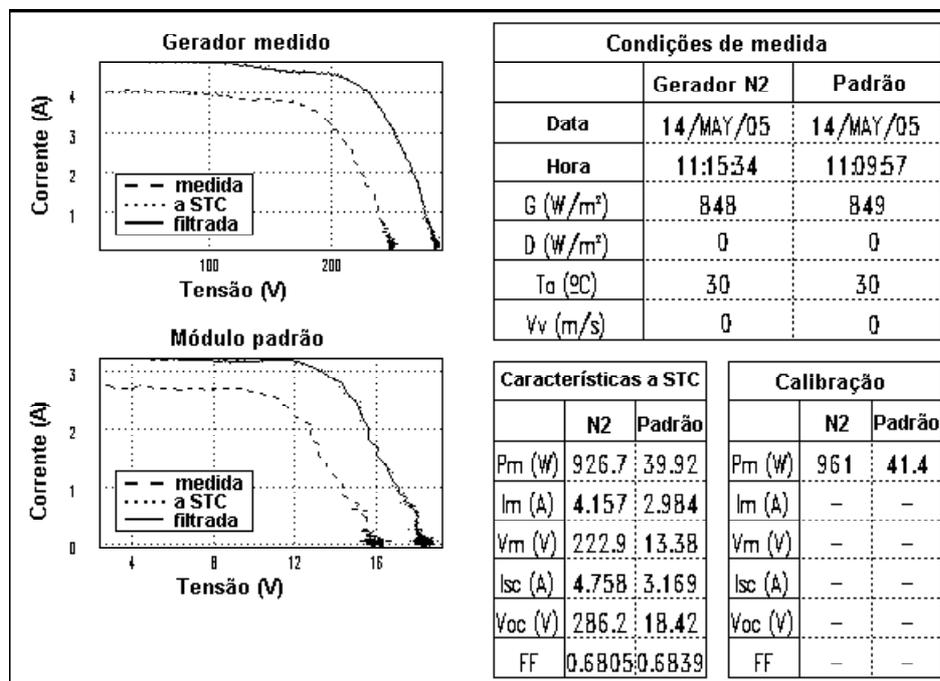
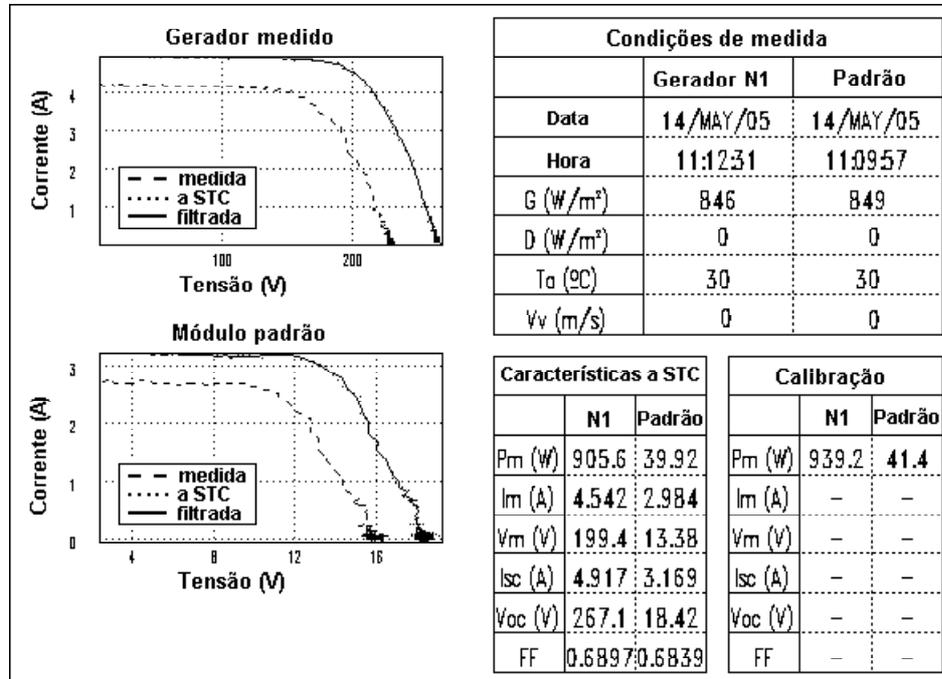
Para facilitar o transporte, a carga foi montada em uma maleta de alumínio com isolamento interno, onde estão acondicionados tanto o circuito de comando quanto o circuito de potência com os capacitores de carga. A figura B.3 mostra detalhes da etapa de montagem da carga capacitiva.

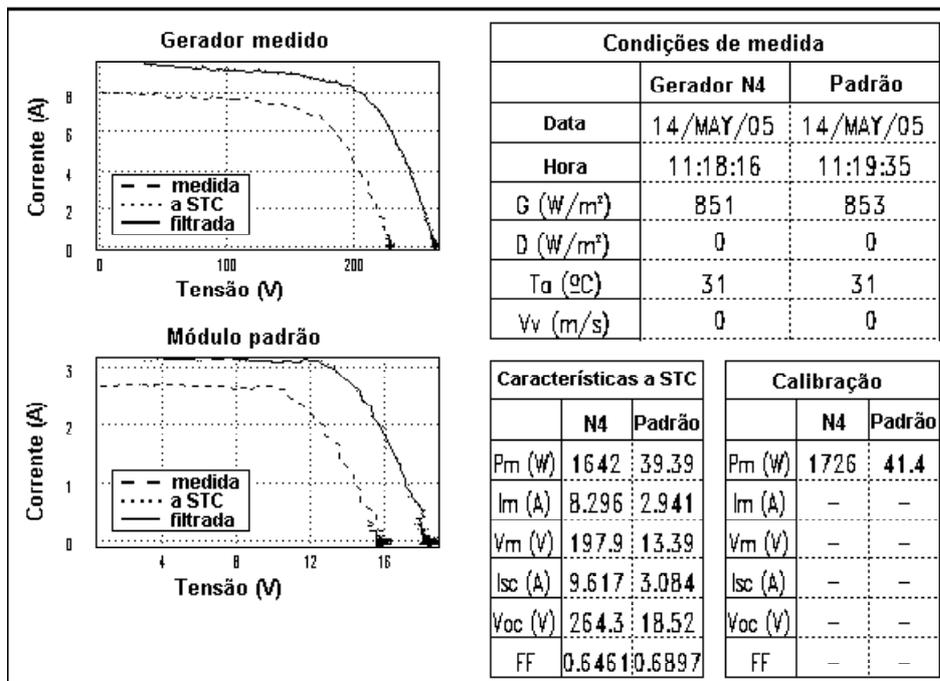
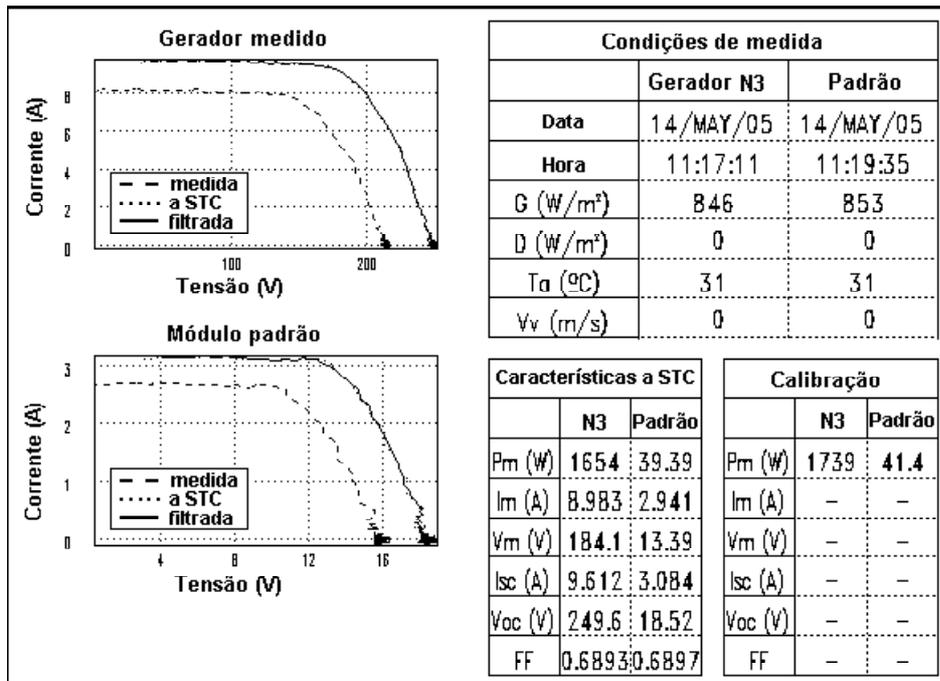


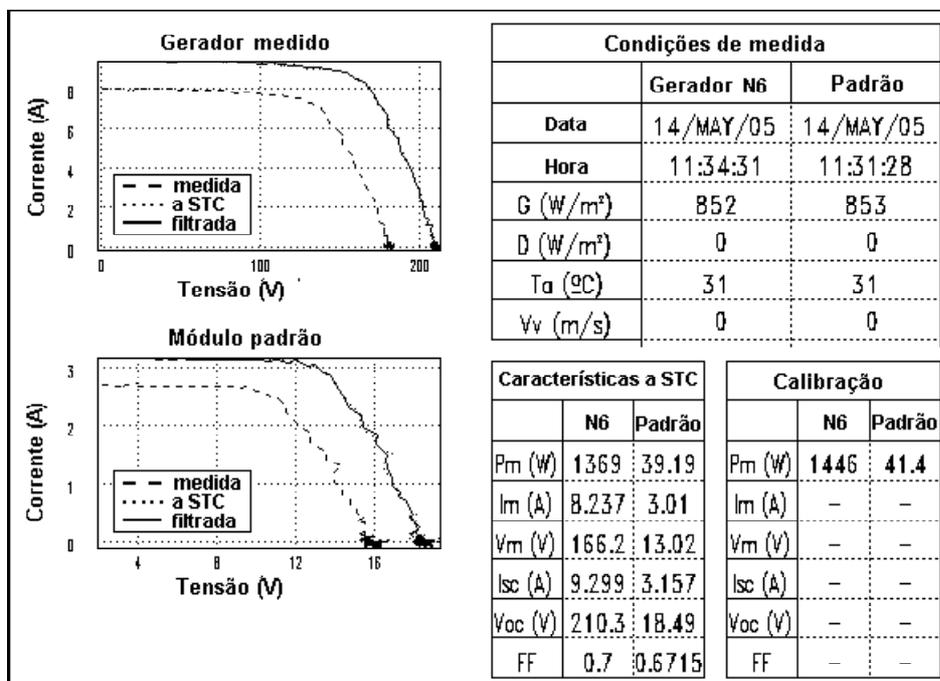
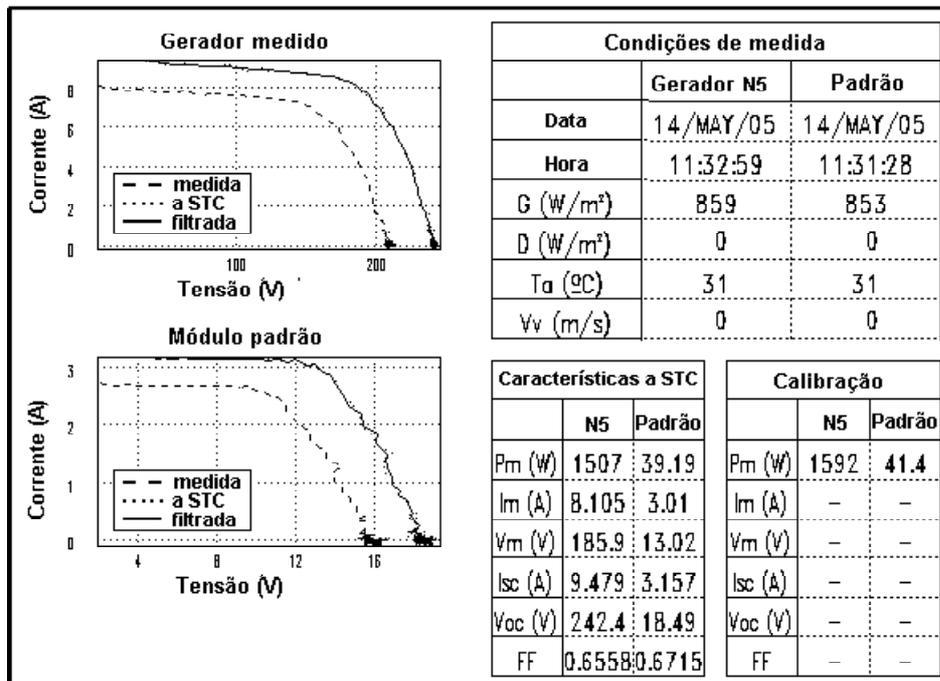
B.3: Etapas de montagem da carga capacitiva.

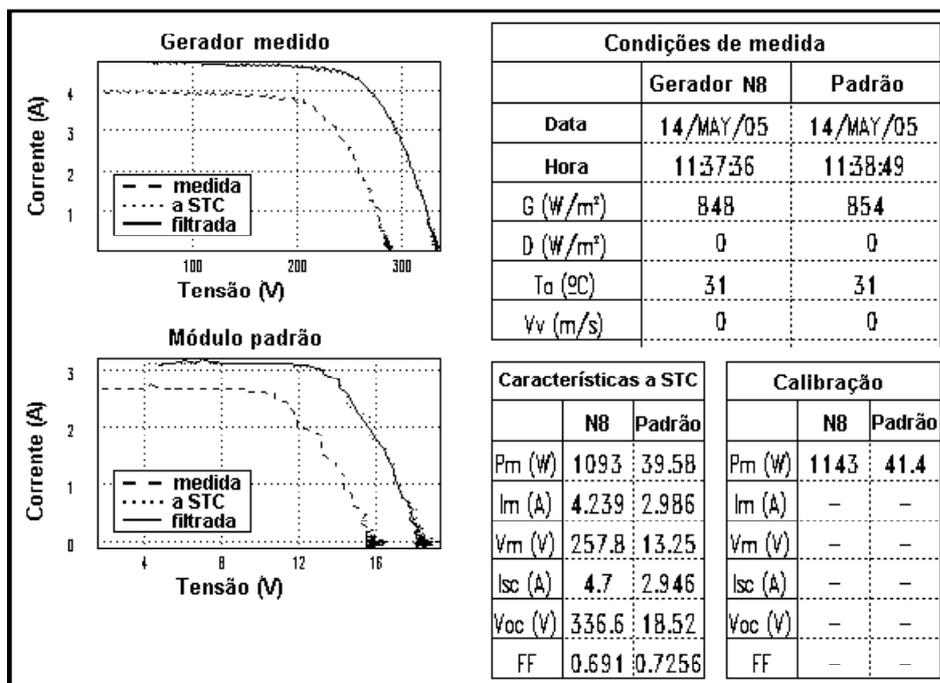
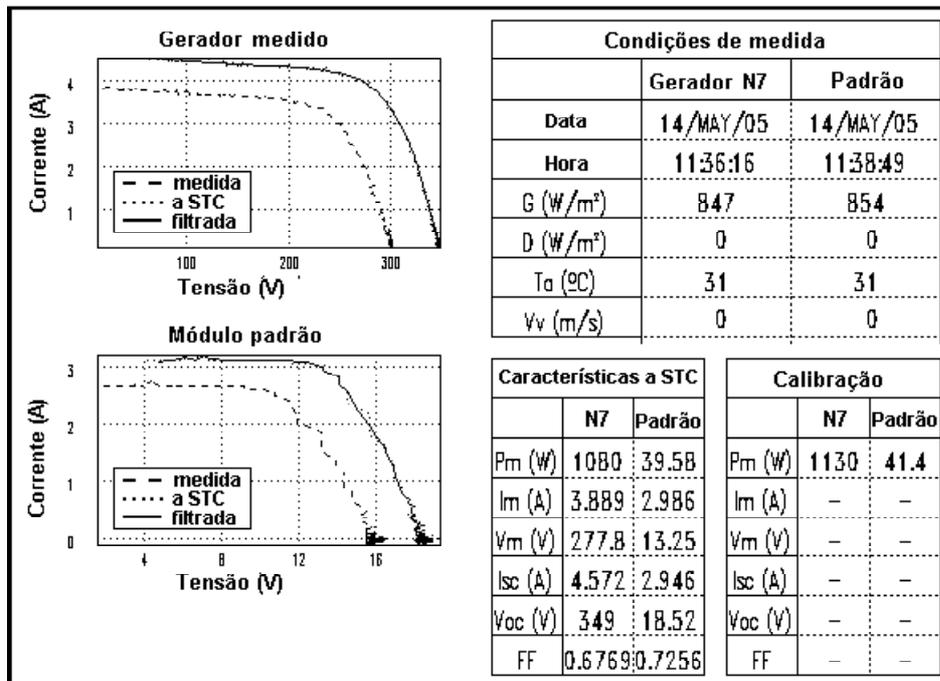
ANEXO C - Medidas de Características I-V

1 - Geradores fotovoltaicos sujos









2 - Geradores fotovoltaicos limpos

