

**MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO**  
**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

**ANÁLISE DO IMPACTO DO COMPORTAMENTO DE BATERIAS EM SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS AUTÔNOMOS**

**por**

**LUIS HORACIO VERA**

**Tese de Doutorado**

**Porto Alegre, Agosto de 2009**

**ANÁLISE DO IMPACTO DO COMPORTAMENTO DE BATERIAS EM SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS AUTÔNOMOS**

**por**

**Luis Horacio Vera  
Meste em Engenharia Mecânica**

**Tese submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Mecânica, PROMEC, da Escola de Engenharia da Universidade Federal do  
Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de**

**Doutor em Engenharia**

**Área de concentração: Energia**

**Orientador: Prof. Dr. Arno Krenzinger**

**Comissão de Avaliação:**

**Prof. Dr. Roberto Zilles - USP**

**Prof. Dr. Jacqueline Biancon Copetti - UNISINOS**

**Prof. Dr. Adriane Prisco Petry –UFRGS**

**Prof. Dr. Horácio Vielmo  
Coordenador do PROMEC**

**Porto Alegre, 4 de Agosto de 2009**

*Para María, mis padres y  
mi querida hija Natalia*

## AGRADECIMENTOS

Agradeço especialmente a meu orientador, Professor Arno, por suas valiosas indicações, sugestões, críticas e correções que contribuíram ao desenvolvimento e conclusão desta Tese e a meu aperfeiçoamento como pesquisador, assim como pela amizade que me outorgou.

Ao secretário do PROMEC, Paulo Kutter, pela colaboração e atenção.

À Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo apoio financeiro, e à Universidad Nacional del Nordeste (UNNE), de Argentina, pela autorização para realizar estes estudos.

Aos amigos, cujos nomes não irei citar para evitar a injustiça de não nomear a todos. Os que me acompanharam nestes quatro anos, dando sugestões, criticando, ajudando ou atrapalhando (cada um sabe em que categoria se encontra).

Aos companheiros do Laboratório de Energia Solar desta universidade: Gemma, Tiozão, Gaspar, Pascual, Cláudio, Swing, Airton, César, Alex, etc., por sua ajuda e principalmente por sua amizade.

Aos colegas de Argentina que sempre tiveram uma palavra amiga ou um conselho no momento certo.

À família de Porto Alegre que me “adoptó”: Marcos, Margaret, Daniel e Ana Paula que me fizeram sentir como em casa.

A minha família: María, Natalia, Nieves, Sebastián, Sergio, Jorge, Mariela, Karen pelo afeto, apoio que me deram em momentos difíceis e por estar sempre a meu lado.

A todos aqueles que de alguma forma ou outra, contribuíram para a realização deste trabalho.

## RESUMO

Os sistemas fotovoltaicos autônomos apresentam-se como uma alternativa adequada para a eletrificação rural. Entretanto, existem ainda problemas que devem ser resolvidos, fundamentalmente associados ao projeto do sistema e à qualidade técnica dos equipamentos, instalações e os quais influem diretamente sobre a confiabilidade.

Para determinar os fatores que incidem sobre a confiabilidade foram estudados os modos de operação e as falhas mais comuns nos sistemas fotovoltaicos autônomos. Pesquisas realizadas no Laboratório de Energia Solar da UFRGS, em conjunto com uma extensa revisão bibliográfica, mostram os problemas técnicos básicos que se produzem em cada um dos elementos da instalação e a dependência entre eles. Estes estudos, combinados com testes sobre baterias automotivas, mostraram que o sistema de acumulação é o elo mais fraco do sistema no aspecto confiabilidade e economia, devido à diminuição de sua capacidade de armazenamento. Isto motivou a considerar os elementos de armazenamento como o foco deste estudo e, através da análise do seu comportamento, apresentar um procedimento que permita dimensionar sistemas fotovoltaicos autônomos com elevada confiabilidade, configuração adequada e baixo custo.

Esta Tese tem como objetivo realizar uma análise teórica e prática do impacto das baterias sobre a confiabilidade técnica e viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos autônomos. Para atingir este objetivo, além da realização de testes experimentais, desenvolvimento e ajustes de modelos matemáticos, também foi aperfeiçoada uma ferramenta computacional denominada *PVSize*. O aperfeiçoamento deste software visa permitir o cálculo de diferentes configurações de sistemas e determinar os riscos de déficit de energia sobre as mesmas, bem como as figuras de mérito econômico-financeira associados ao projeto escolhido.

Como parte deste estudo foi instalado um sistema fotovoltaico autônomo e foram montadas bancadas de ensaio de componentes do sistema. Medições realizadas nestes sistemas permitiram verificar os modelos matemáticos que descrevem o comportamento individual de cada dispositivo e caracterizar os elementos que compõem o sistema. Através de análises experimentais e o seguimento do comportamento do banco de baterias do sistema experimental ao longo de um ano, determinou-se que a conexão de baterias em paralelo acelera o processo de degradação das baterias, e esta degradação tem impacto diferenciado sobre a perda de capacidade de cada bateria.

Como resultado deste estudo foi verificado o impacto que a perda de capacidade das baterias tem sobre a confiabilidade de um sistema fotovoltaico autônomo. Além disso, foi aperfeiçoada uma ferramenta de análise e modelagem computacional que determina o nível de confiabilidade de um sistema fotovoltaico autônomo associado à aparição de falhas e ao dimensionamento com elementos reais, à característica estocástica da radiação solar, ao perfil de consumo de energia elétrica e ao efeito de diminuição da capacidade do sistema de acumulação com o tempo.

## ABSTRACT

Stand-alone photovoltaic systems are a suitable alternative for rural electrification. However, there are still problems to be solved, mainly related to the system design and the technical quality of the equipment and facilities, which have impact on the systems reliability. To determine the factors that affect the reliability of these systems were studied the most common configurations and associated failures. The Laboratory experimental research, together with an extensive literature review, show the basic technical problems that occur to each of the elements of the installation and the dependence between them. These studies have shown that the storage system, considering system reliability and economy, is the weakest element due to the decrease of their storage capacity. This fact led to consider the storage systems as the focus of this study and, through the analysis of their behavior, to develop a procedure to size systems with high reliability, lower cost and appropriate configuration.

The goal of this Thesis is determinate the impact of batteries on the technical reliability and economic viability of photovoltaic systems. This goal was achieved through experimental testing and the development and adjustment of mathematical models. These models were implemented to preexisting software called *PVSize*. The improved software allows the calculation of different configurations of systems and to determine the loss of load probability and the figures of merit associated to the chosen economic-financial project. On this work was installed a photovoltaic system and was developed a battery testing system. The values measured in these systems allow to verify the mathematical models that describe the behavior of each device and characterize the components of the system.

Experimental analysis of the behavior of a bank of batteries along a year showed that the connection of batteries in parallel accelerates the batteries degradation process, and this degradation has differentiated impact on the loss of capacity of each battery.

This study allowed to evaluate the impact that the loss of capacity of batteries has on the reliability of an stand-alone photovoltaic system. It was also improved a software that allow to determine the level of technical reliability due to the design, the stochastic characteristic of solar radiation, the profile of electric power consumption and the effect of the accumulation loss capacity over the time.

## ÍNDICE

1.	INTRODUÇÃO.....	1
1.1.	Problema e Motivação.....	5
1.2.	Objetivo Geral.....	7
1.2.1.	Objetivos Específicos.....	7
1.3.	Metodologia.....	8
1.4.	Escopo da Tese.....	9
2.	COMPONENTES, MÉTODOS DE CÁLCULO E ÍNDICES PARA A ANÁLISE DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	11
2.1	Componentes dos Sistemas Fotovoltaicos.....	11
2.1.1	Configurações Básicas dos Sistemas Fotovoltaicos.....	12
2.2	Metodologias de Dimensionamento de SFA.....	13
2.3	Programas Computacionais de Dimensionamento e Simulação de SFA.....	14
2.3.1	Plataforma de Programação.....	16
2.4	Análise dos Programas Pesquisados.....	16
2.5	Equações de Análise do Desempenho Energético.....	19
2.5.1	Índices de Mérito.....	19
2.5.2	Trabalhos Realizados sobre Sistemas Fotovoltaicos Isolados.....	24
2.6	Aspectos Econômicos de um Projeto Fotovoltaico.....	25
2.6.1	Custos do Projeto Fotovoltaico.....	26
2.6.2	Indicadores Financeiros de Viabilidade.....	27

3.	MODELAGEM DE COMPONENTES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	32
3.1.	Radiação Solar.....	32
3.1.1.	Componentes da Radiação.....	33
3.1.2.	Dados de Radiação.....	33
3.2.	Modelagem de Variáveis Atmosféricas.....	34
3.2.1.	Método das Matrizes de Transição de Markov.....	35
3.2.2.	Método de Sintetização de Dados Horários.....	35
3.3.	Modelagem da Temperatura Ambiente.....	36
3.4.	Gerador Fotovoltaico.....	36
3.4.1.	Módulo Fotovoltaico.....	37
3.4.2.	Curva característica I-V.....	38
3.4.3.	Efeito da Temperatura e da Intensidade de Radiação.....	39
3.4.4.	Tecnologia Fotovoltaica.....	39
3.5.	Modelo do Gerador Fotovoltaico.....	41
3.5.1.	Perdas Óticas e Espectrais em Geradores FV.....	43
3.5.2.	Modelagem da Temperatura das Células FV.....	44
3.6.	Baterias ou Acumuladores.....	45
3.6.1.	Comportamento de Baterias de Chumbo-Ácido.....	46
3.6.2.	Parâmetros que Afetam o Comportamento das Baterias de Pb-ácido.....	47
3.6.3.	Classificação das Baterias.....	53
3.7.	Modelagem de Baterias de Chumbo-Ácido.....	55
3.7.1.	Modelos Matemáticos Externos.....	56
3.7.2.	Modelos Matemáticos Externos Analisados.....	57
3.8.	Perda de Capacidade de Baterias em Condições de Operação.....	62



3.8.1.	Metodologia de Determinação da Vida de Sistemas de Acumulação em SF.....	63
3.8.2.	Mecanismos de Envelhecimento ou Degradação.....	64
3.8.3.	Vinculação de Resultados Experimentais de Degradação com os <i>fe</i> .....	66
3.8.4.	Modelo <i>UMass</i> .....	68
3.9.	Diodo de Bloqueio.....	69
3.10.	Reguladores ou Controladores de Carga.....	70
3.10.1.	Modelagem do Controlador de Carga.....	72
3.11.	Inversores ou Conversores CC/CA.....	73
3.11.1.	Crítérios de Qualidade para um Inversor.....	74
3.12.	Modelo do Inversor.....	76
3.12.1.	Modelos Polinomiais.....	77
3.13.	Modelagem das Cargas.....	79
4.	DESCRIÇÃO DA INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA EXPERIMENTAL E DA BANCADA DE ENSAIOS.....	80
4.1.	Descrição da Instalação.....	80
4.1.1.	Dispositivo de Proteção contra Sobretensões e Sobrecorrentes.....	83
4.1.2.	Estrutura da Instalação dos Módulos.....	84
4.2.	Módulo Fotovoltaico.....	84
4.2.1.	Sistema para Caracterização do Painel Fotovoltaico.....	85
4.3.	Banco de Baterias.....	87
4.3.1.	Sistema para Caracterização das Baterias.....	87
4.4.	Características do Controlador de Carga.....	90
4.5.	Características dos Elementos de Consumo.....	92
4.6.	Sensores Instalados e Sistema de Monitoramento.....	93

4.6.1.	Medição de Radiação Solar.....	93
4.6.2.	Medição de Temperaturas.....	94
4.6.3.	Medição das Correntes do Sistema Experimental.....	94
4.6.4.	Medição de Tensão dos Módulos e do Banco de Baterias.....	95
4.6.5.	Medição de Velocidade e Direção do Vento Local.....	95
4.7.	Sistema de Aquisição de Dados.....	95
4.7.1.	Programa Computacional para o Monitoramento e Controle do Sistema Experimental.....	96
5.	AJUSTES DOS MODELOS MATEMÁTICOS PARA BATERIAS.....	98
5.1.	Características do Banco de Baterias.....	99
5.1.1.	Metodologia de Validação dos Modelos para Baterias.....	102
5.1.2.	Carga e Descarga à Corrente Constante.....	102
5.1.3.	Ensaio de Carga e Descarga Intermitente.....	106
5.1.4.	Comportamento das Baterias.....	112
5.2.	Metodologia para Determinar a Perda de Capacidade de Baterias de Pb-ácido....	113
5.3.	Modelo <i>UMass</i> Modificado.....	117
6.	RESULTADOS EXPERIMENTAIS E SIMULADOS.....	124
6.1.1.	Metodologia de Simulação.....	124
6.1.2.	Sistema de Geração.....	125
6.1.3.	Comportamento do Sistema de Geração.....	125
6.1.4.	Análise da Temperatura das Células.....	130
6.1.5.	Comparação entre Valores de Corrente Medidos e Calculados.....	133
6.1.6.	Comparação entre valores de tensão medidos e calculados.....	134

6.1.7.	Comparação entre Valores de Potência Medidos e Calculados.....	135
6.2.	Influência do Tempo de Operação das Baterias.....	136
6.3.	Influência da Base de Tempo de Simulação.....	148
6.3.1.	Resultados Medidos e Calculados.....	149
7.	RESULTADOS DA APLICAÇÃO DO SOFTWARE.....	154
7.1.	Programa de Simulação.....	154
7.2.	Probabilidade de Perda de Carga ( <i>LLP</i> ) .....	154
7.2.1.	Influência do Perfil de Demanda.....	156
7.2.2.	Definição do Sistema Fotovoltaico Autônomo a Simular.....	157
7.3.	Simulação e Determinação da Probabilidade de Perda de Carga no SFA.....	158
7.3.1.	Análise de Déficit e Excesso de Energia.....	164
7.3.2.	Região da Curva de <i>LLP</i> mais Adequada para o Dimensionamento.....	166
7.3.3.	Efeito da Perda de Capacidade do Sistema de Acumulação sobre a Confiabilidade e Viabilidade Econômica.....	169
7.4.	Análise do Desempenho Energético das Configurações Simuladas.....	178
7.4.1.	Metodologia de Análise do Desempenho Energético .....	176
8.	CONCLUSÕES.....	185
8.1.	Sugestões para Futuras Linhas de Pesquisa.....	189
	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	191
	ANEXO A1.....	209
	ANEXO A2.....	211
	ANEXO A3.....	225



## LISTA DE SÍMBOLOS

$a, b, c, \dots$ : Coeficientes de várias equações .....	[-]
$a_1, \dots, a_5$ : Constantes da curva de ciclos de vida.....	[-]
$A_{ger}$ : Área do gerador fotovoltaico.....	[m <sup>2</sup> ]
$Ah_{g,c}$ : Ampère hora gerado ou consumido.....	[Ah]
$ALSC$ : Ganhos anuais.....	[R\$]
$B-C$ : Relação custo- benefício.....	[-]
$C$ : Capacidade da bateria .....	[Ah]
$C_0, C_1, C_2$ : Parâmetros de ajuste da curva de eficiência do inversor.....	[-]
$C_{10}$ : Capacidade da bateria no regime de 10 horas .....	[Ah]
$C_A$ : Capacidade de geração.....	[-]
$CA$ : Corrente alternada .....	[-]
$Ca_n$ : Fluxo de caixa anual com impostos.....	[R\$]
$CC$ : Corrente contínua .....	[-]
$C_c$ : Fluxo de caixa anual .....	[R\$]
$CCA$ : Depreciação do custo inicial.....	[R\$]
$C_{capa}$ : Economias ou a renda anual da energia adicional.....	[R\$]
$C_{corr}$ : Capacidade da bateria corrigida considerando a perda de capacidade.....	[Ah]
$C_{ener}$ : Custo da energia.....	[R\$/kWh]
$CF$ : Fator de capacidade.....	[-]
$CFL$ : Ciclos de vida da bateria ajustados.....	[-]
$C_{Flife}$ : Ciclos de vida da bateria. corrigidos.....	[-]
$C_{fuel}$ : Custos anuais de combustível ou eletricidade.....	[R\$/ano]
$C_{GEE}$ : Renda associada à venda de gases de efeito estufa.....	[R\$/tCO <sub>2</sub> ]
$C_i$ : Custo inicial do projeto.....	[R\$]
$C_{life}$ : Ciclos de vida da bateria.....	[-]

$C_n$ : Capacidade nominal da bateria.....	[Ah]
$C_{O\&M}$ : Custos anuais de operação e manutenção.....	[R\$/ano]
$C_o$ : Patrimônio líquido do projeto.....	[R\$]
$C_{per}$ : Custos periódicos.....	[R\$]
$C_{prod}$ : Custo de produção de energia.....	[R\$/kWh]
$C_{RE}$ : Renda anual de energia por créditos especiais.....	[R\$/ano]
$C_{Ref}$ : Ciclos mínimos de vida para a bateria.....	[-]
$C_S$ : Capacidade de armazenamento.....	[-]
$C_U$ : Capacidade útil do acumulador.....	[-]
$C_V$ : Ciclos de vida da bateria.....	[-]
$D$ : Pagamento anual da dívida.....	[R\$]
$D_c$ : Dano acumulado na bateria.....	[-]
$D_{p,n}$ : Pagamento anual da amortização.....	[R\$]
$dV_{gass}$ : Variação da tensão de gaseificação .....	[V]
$e$ : Carga do elétron .....	[C]
EC: Estado de carga da bateria .....	[%]
$EC_{90}$ : Valor de EC de 90% ou superior.....	[%]
$E_{CC}$ : Energia elétrica na entrada do inversor.....	[kWh]
$EC_m$ : Estado de carga médio.....	[-]
$E_{cons}$ : Energia elétrica fornecida ao usuário.....	[kWh]
$E_F$ : Energia média diária produzida.....	[kWh/d]
EG: Energia anual gerada .....	[kWh]
$E_{ger}$ : Energia solar disponível para sua conversão.....	[kWh]
$E_{STD}$ : Energia instalada.....	[kWph]
$E_{total}$ : Energia potencialmente útil.....	[kWh]
$E_u$ : Energia anual útil .....	[kWh]

$E_{util}$ : Energia fornecida à bateria.....	[kWh]
$F$ : Parâmetro de ajuste da curva de ciclos de vida.....	[-]
$F_c$ : Fator de carga da bateria .....	[-]
$FC$ : Fator de correção da capacidade da bateria .....	[-]
$fd$ : Proporção entre a dívida e o capital próprio.....	[-]
$FO$ : Fator de ocupação do módulo.....	[-]
$FP$ : Fator de Potência.....	[-]
$FU$ : Fator de utilização.....	[-]
$G$ : Irradiância.....	[W/m <sup>2</sup> ]
$G_{CE}$ : Irradiância.....	[kWh/m <sup>2</sup> ]
$GEE$ : Gases de efeito estufa.....	(tnCO <sub>2</sub> )
$G_{SC}$ : Constante solar .....	[W/m <sup>2</sup> ]
$GV$ : Tempo de vida do projeto.....	[ano]
$H(\gamma,\beta)$ : Irradiância média diária.....	[kWh/m <sup>2</sup> .d]
$HSN$ : Número de horas de sol nominal .....	[h]
$I(C_i)$ : Taxa de descarga das baterias.....	[A]
$I$ : Corrente gerada por uma célula ideal.....	[A]
$i$ : Corrente nominal .....	[A]
$I_{0*}$ : Renda líquida no ano zero.....	[R\$]
$I_0$ : Corrente reversa de saturação .....	[A]
$I_{c,d}$ : Corrente de carga/descarga do sistema de acumulação.....	[A]
$I_{C20}$ : Corrente da bateria no regime de 20 h .....	[A]
$I_D$ : Corrente do diodo no escuro.....	[A]
$i_d$ : Taxa de interesse anual.....	[%]
$IG$ : Incentivos ou subsídios.....	[R\$]
$I_{gass}$ : Corrente de gaseificação.....	[A]

$I_L$ : Corrente fotogerada .....	[A]
$I_m$ : Corrente no ponto de máxima potência.....	[A]
$IM_{1\%}$ : Máxima corrente de descarga da bateria ou do sistema de acumulação.....	[Ah]
$I_{mp}$ : Corrente do módulo fotovoltaico no ponto de máxima potência .....	[A]
$I_{SC}$ : Corrente de curto-circuito da célula solar ou do módulo fotovoltaico .....	[A]
$k$ : Constante de Boltzman .....	[W/K <sup>4</sup> m <sup>2</sup> ]
$K_0$ : Coeficiente que representa o autoconsumo do inversor .....	[-]
$K_1$ : Coeficiente que representa a resistência em série com o inversor .....	[-]
$K_2$ : Coeficiente que representa a resistência em paralelo com o inversor .....	[-]
$l$ : Comprimento do condutor .....	[m]
$L$ : Energia demandada pela carga.....	[Wh]
$L_C$ : Perdas de captura.....	[h/d]
$LLP$ : Probabilidade de perda de carga.....	[%]
$LLPe$ : Probabilidade de perda de carga energética.....	[%]
$LLPt$ : Probabilidade de perda de carga temporal.....	[%]
$L_S$ : Perdas do sistema.....	[h/d]
$m$ : Fator de idealidade do diodo .....	[-]
$MA$ : Massa de ar .....	[-]
$ME$ : Erro médio.....	[-]
$MF$ : Fator de perda do sistema de geração ou <i>Matching factor</i> .....	[-]
$M_{Linear}$ : Modificador do cálculo de ciclos de vida.....	[-]
MPPT: Seguidor de ponto de máxima potência.....	[-]
$N$ Tempo de vida da instalação.....	[ano]
$N'$ : Tempo de pagamento da dívida.....	[ano]
$nb$ : Número de baterias em paralelo.....	[-]
$Nd$ : Anos de depreciação.....	[ano]



$n_e$ : Tempo em que a bateria está em um EC menor a 90%.....	[dias]
$n_i$ : Número de ciclos de vida de uma bateria para um determinado $EC_m$ .....	[-]
$N_i$ : Número de ciclos de vida de uma bateria.....	[-]
$nm$ : Número de módulos em paralelo .....	[-]
NOCT: Temperatura nominal de operação do módulo .....	[°C]
$N_{PFC}$ : Ano positivo de fluxo de caixa.....	[ano]
$N_s$ : Número de células.....	[-]
$N_V$ : Número de células da bateria.....	[-]
$P$ : Potência elétrica .....	[W]
$PB$ : Payback simples ou tempo de recuperação do capital.....	[-]
$PC$ : Ciclos parciais de carga da bateria ou do sistema de acumulação .....	[-]
$PC$ : Ciclos parciais de carga da bateria ou do sistema de acumulação .....	[-]
$P_{CC}$ : Potência elétrica na entrada do inversor.....	[kW]
$P_{cons}$ : Potência elétrica fornecida ao usuário.....	[kW]
$P_d$ : Profundidade de descarga.....	[-]
$P_m$ : Potência máxima do módulo ou arranjo fotovoltaico .....	[W]
$P_n$ : Potência nominal do inversor.....	[W]
$PR$ : Desempenho global do sistema.....	[-]
$P_{STD}$ : Potência instalada.....	[kWp]
$P_{total}$ : Potência útil disponível.....	[kW]
$P_{util}$ : Potência fornecida à bateria.....	[kW]
$R$ : Resistência elétrica .....	[ $\Omega$ ]
$r$ : Taxa anual de inflação.....	[%]
$R_c$ : Resistência do condutor elétrico .....	[ $\Omega$ ]
$R_i$ : Resistência interna da bateria .....	[ $\Omega$ ]
$RMSE$ : Erro médio quadrático.....	[-]

$r_p$ : Resistência paralela da célula fotovoltaica .....	[ $\Omega$ ]
$R_p$ : Resistência paralela do módulo fotovoltaico .....	[ $\Omega$ ]
$r_s$ : Resistência série da célula fotovoltaica .....	[ $\Omega$ ]
$R_s$ : Resistência série do módulo fotovoltaico .....	[ $\Omega$ ]
$s$ : Seção do fio .....	[mm <sup>2</sup> ]
$^s$ : Valores em condições standard.....	[ ]
SF: Sistema Fotovoltaico.....	[-]
SFA: Sistema fotovoltaico autônomo.....	[-]
$T$ : Temperatura ambiente .....	[°C]
$t$ : Tempo.....	[s,h]
$T_a$ : Temperatura ambiente.....	[°C]
$T_{ac}$ : Fator de aceleração da degradação com a temperatura da bateria ou do sistema de acumulação.....	[-]
$TAh$ : Taxa de descarga da bateria ou do sistema de acumulação.....	[-]
$Tamb_{1/2}$ : Fator de correção de ciclos de vida da bateria.....	[K]
$T_{bat}$ : Temperatura da bateria.....	[°C]
$T_c$ : Temperatura da célula.....	[K]
$te$ : Taxa de imposto de renda .....	[%]
$TEC_b$ : Tempo de EC baixo da bateria ou do sistema de acumulação.....	[dias]
$T_i$ : Temperatura interior.....	[°]
$TIR$ : Taxa interna de retorno.....	[%]
$T_m$ : Temperatura do módulo fotovoltaico.....	[K]
$TMA$ : Taxa mínima de atratividade.....	[%]
$Tmr$ : Tempo médio de recarga da bateria ou do sistema de acumulação.....	[dias]
$TMY$ : Ano meteorológico típico.....	[-]
$T_r$ : Temperatura de referência para o ensaio da bateria.....	[°C]

$V_0$ : Tensão quando $EC = 0$ .....	[V]
$V_b$ : Tensão nos terminais da bateria.....	[V]
$V_c$ : Tensão considerando gaseificação e sobrecarga.....	[V]
$V_{C,D}$ : Tensão da bateria durante a carga .....	[V]
$V_{cb}$ : Tensão de carga.....	[V]
$V_{db}$ : Tensão de descarga .....	[V]
$V_{ec}$ : Tensão em sobrecarga.....	[V]
$V_g$ : Tensão de gaseificação .....	[V]
$V_m$ : Tensão no ponto de máxima potência.....	[V]
$V_{mc}$ : Tensão da bateria de reconexão dos geradores .....	[V]
$V_{Mc}$ : Tensão na qual o controlador interrompe a carga da bateria .....	[V]
$V_{md}$ : Tensão da bateria na qual é interrompido o fornecimento de corrente .....	[V]
$V_{Md}$ : Tensão de reconexão dos consumidores .....	[V]
$V_{med}$ : Tensão da bateria.....	[V]
$V_{mp}$ : Tensão do módulo fotovoltaico no ponto de máxima potência .....	[V]
$V_{oc}$ : Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico .....	[V]
$VPL$ : Valor presente líquido.....	[R\$]
$V_r$ : Tensão da bateria em repouso .....	[V]
$V_{rc,rd}$ : Tensão da bateria em repouso para carga e descarga .....	[V]
$V_{RC,RD}$ : Tensão da bateria em repouso para carga e descarga considerando o comportamento logarítmico .....	[V]
$v_v$ : Velocidade do vento.....	[m/s]
$Y$ : Produtividade.....	[kWh/kWp]
$Y_A$ : Produtividade do gerador.....	[h/d]
$Y_F$ : Produtividade do sistema.....	[h/d]
$Y_R$ : Produtividade de referência.....	[h/d]

$\alpha$ : Coeficiente térmico relacionado à corrente de curto circuito .....	[°]
$\alpha^*$ : Inclinação da curva que representa a tensão de repouso $f(EC)$ .....	[-]
$\alpha^*$ : Coeficiente de crescimento da curva de tensão segundo o $EC$ .....	[-]
$\beta$ : Coeficiente de variação da tensão da bateria com a temperatura.....	[mV/°C]
$\beta$ : Coeficiente térmico relacionado à tensão de circuito aberto .....	[mV/°C]
$\beta^*$ : Ângulo de inclinação .....	[°]
$\delta$ : Taxa base de depreciação.....	[%]
$\Delta T$ : Diferença de temperatura .....	[°C]
$\Gamma$ : Período de operação do sistema.....	[h,dia]
$\gamma$ : Desvio azimutal.....	[°]
$\eta_{acum}$ : Eficiência de acumulação.....	[-]
$\eta_{cb}$ : Eficiência de carga da bateria.....	[-]
$\eta$ : Eficiência do gerador fotovoltaico.....	[%]
$\eta_b$ : Eficiência faradaica de carga .....	[%]
$\eta_{inv}$ : Eficiência do inversor .....	[%]
$\eta_s$ : Eficiência global do sistema.....	[-]
$\rho_e$ : Resistividade elétrica do condutor.....	[ $\Omega$ mm <sup>2</sup> /m]
$\tau$ : Tempo de carga .....	[s, h]
$\omega_i$ Incerteza.....	[-]

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Variação da temperatura sobre a superfície terrestre utilizando os valores médios do período 1940-1980 e comparados com os valores médios determinados no período 1995-2004 .....	1
Figura 1.2. Distribuição da irradiação diária média anual em kWh/m <sup>2</sup> sobre a superfície terrestre .....	3
Figura 1.3. (a) Potência fotovoltaica instalada acumulada em 18 países no período compreendido entre os anos 1992-2006 (Report IEA-PVPS T1-16, 2007), (b) Potência fotovoltaica mundial instalada acumulada no período compreendido entre os anos 1995-2007 .....	4
Figura 1.4. Participação porcentual de cada componente de um SFA considerando: (a) o investimento inicial, (b) os custos anuais de cada componente ao longo da vida útil do sistema .....	7
Figura 2.1. Componentes que são encontrados em um SFA que abastece energia para cargas que funcionam com corrente alternada.....	13
Figura 2.2. Influência da variação na configuração dos sistemas para diferentes casos de sensibilidade.....	19
Figura 2.3. Índices de desempenho para diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos analisados pelo programa IEA-PVPS (2000).....	24
Figura 2.4. Detalhe de custos para cada etapa do projeto de instalação de um sistema fotovoltaico.....	26
Figura 3.1. Evolução na eficiência das células fotovoltaicas de diferentes tecnologias.....	38
Figura 3.2. Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica para o modelo de um diodo. ....	40
Figura 3.3. Curvas de descarga e carga para uma bateria de 12 Volts, 100 Ah e a uma temperatura de 25°C. ....	42
Figura 3.4. Representação das tensões de corte dos controladores de carga, a) para carga b) para descarga. ....	49

Figura 3.5. Tipos de onda de saída de conversores CC/CA. (a) Onda quadrada, retangular e senoidal, (b) Onda senoidal e ajuste através de PWM. ....	50
Figura 3.6. Curva de eficiência do inversor. ....	52
Figura 3.7. Valores de eficiência medidos e ajustados utilizando a equação polinomial proposta. ....	52
Figura 3.8. Curva de rendimento em função da potência alternada na saída para diferentes fatores de potência.....	53
Figura 3.9. Circuito elétrico equivalente de uma bateria.....	56
Figura 3.10. Representação gráfica da matriz que relaciona os mecanismos de degradação com as condições de funcionamento de uma bateria.....	64
Figura 3.11. Estágios de carregamento de uma bateria utilizando um controlador de carga com PWM.....	72
Figura 3.12. Representação das tensões de corte dos controladores de carga, a) para carga b) para descarga.....	73
Figura 3.13. Tipos de onda de saída de conversores CC/CA. (a) Onda quadrada, retangular e senoidal, (b) Onda senoidal e ajuste através de PWM.....	75
Figura 3.14. Curva de eficiência do inversor.....	78
Figura 3.15. Curva de rendimento em função da potência alternada na saída para diferentes fatores de potência.....	78
Figura 4.1. Sistema fotovoltaico autônomo com uma potência de 500Wp, instalado no prédio anexo ao Laboratório de Energia Solar da UFRGS. ....	81
Figura 4.2. Esquema ilustrativo das ligações elétricas da instalação fotovoltaica.....	82
Figura 4.3. a) Sistema de monitoramento da instalação fotovoltaica autônoma, cargas, banco de baterias, b) caixa de conexões elétricas.....	83
Figura 4.4. Aparência de um módulo fotovoltaico modelo I-100/24.....	84
Figura 4.5. Sistema utilizado para o traçado individual da curva I-V de cada módulo e do arranjo.....	86
Figura 4.6. Sistema de ensaio de baterias desenvolvido indicando cada um dos seus componentes.....	88
Figura 4.7. Alguns dos elementos utilizados para desenvolver o sistema de caracterização de baterias e computador que na tela do monitor apresenta o entorno gráfico do programa para controlar os ensaios. ....	90

Figura 4.8. (a) Foto do dispositivo projetado para trabalhar como controlador de carga, (b) esquema do circuito elétrico básico utilizado no controlador.....	91
Figura 4.9. a) Foto do dispositivo projetado para gerenciar o acionamento das cargas, b) esquema do circuito elétrico básico utilizado no gerenciador.....	92
Figura 4.10. Equipamento de aquisição de dados junto com a placa multiplexadora.....	96
Figura 4.11. Visualização dos dados na tela do computador, monitorados a cada minuto.....	97
Figura 5.1.a) Valores de tensão medidos no banco de baterias e calculados considerando cada bateria com uma capacidade de 150 Ah, b) Valores de tensão medidos e calculados considerando cada bateria com uma capacidade de 60 Ah.....	99
Figura 5.2. Valores de temperatura do banho térmico e temperatura de ar durante o ensaio de carga de uma bateria.....	100
Figura 5.3. Curvas de tensão no processo de descarga de 5 baterias instaladas no sistema experimental, com corrente de descarga fixada em 7,5 A.....	101
Figura 5.4. Curvas de carga e descarga para os 4 modelos matemáticos e valores medidos em (a) uma bateria de 150 Ah e (b) uma bateria de 150 Ah.....	103
Figura 5.5. Curvas de carga e descarga para os 4 modelos matemáticos e valores medidos em (a) uma bateria de 36 Ah, (b) uma bateria de 36 Ah, ambas para um regime $C_{20}$ .....	104
Figura 5.6. (a) Curva de carga e (b) curvas de descarga medida para uma bateria de 150 Ah e curvas obtidas com modelos ajustados. ....	105
Figura 5.7. Valores de tensão de repouso obtidos através do ensaio de carga e descarga intermitente de uma bateria de chumbo-ácido. ....	107
Figura 5.8. Curvas de evolução da tensão de repouso após um processo de carga e descarga. ....	108
Figura 5.9. Valores de tensão medidos em um ensaio intermitente e valores de tensão calculados utilizando o modelo de Copetti e o modelo de Copetti modificado.....	111
Figura 5.10. Variação do $EC$ para ensaios intermitentes em intervalos horários.....	111
Figura 5.11. Valores de corrente e tensão medidos e calculados utilizando o modelo Copetti modificado.....	113
Figura 5.12. Curvas de índices de normalizados em função do mecanismo de degradação determinadas experimentalmente e curva calculada através dos $fe$ .....	117
Figura 5.13. (a) Pontos representativos de $C_V-Pd$ para uma bateria estacionária da marca Tudor e curva ajustada, (b) curva de correlação entre os pontos medidos e os valores calculados.....	119

Figura 5.14. (a) Curva de variação de $EC$ calculados em uma simulação de um ano, (b) ampliação da região marcada com linhas de pontos. ....	121
Figura 5.15. Cálculo do dano acumulado utilizando o valor de $Pdm$ , onde $N_i$ representa o valor de $C_{FLife}$ e $n_i$ representa o número de vezes em que se repete esta condição ao longo do tempo de simulação analisado.....	122
Figura 5.16. Diagrama de fluxo para o cálculo da perda de carga de baterias utilizando os métodos anteriormente expostos.....	123
Figura 6.1. Valores monitorados pelo sistema de aquisição da instalação experimental, de tensão do banco de baterias, de corrente gerada e consumida durante quatro dias em operação.....	124
Figura 6.2. (a) Curvas I-V dos módulos medidos trasladadas às condições padrão e a curva obtida com dados do fabricante, (b) Curvas P-V dos módulos medidos trasladadas às condições padrão e a curva obtida com dados do fabricante. ....	126
Figura 6.3. Entorno gráfico oferecido pelo Crearray para apresentar as curvas I-V dos módulos medidos ou criados utilizando os parâmetros característicos.....	127
Figura 6.4. (a) e (c) Curvas I-V do painel fotovoltaico medida, calculada com os parâmetros médios e calculada com os parâmetros ajustados para diferentes valores de irradiância. b) Curvas I-V na região de polarização do sistema de acumulação para uma radiação de $874 \text{ W/m}^2$ . (d) Curvas I-V na região de polarização do sistema de acumulação para uma radiação de $524 \text{ W/m}^2$ .....	128
Figura 6.5. Valores de temperatura medidos e calculados com os quatro modelos anteriormente apresentados em intervalos de 1 hora. ....	131
Figura 6.6. Valores de corrente medidos calculados e medidos durante seis dias no SF experimental. ....	134
Figura 6.7. Valores de tensão medidos e simulados para o banco de baterias do sistema fotovoltaico experimental.....	135
Figura 6.8. Curvas de potência medida e calculada durante seis dias.....	136
Figura 6.9. Tensão calculada e medida nos terminais do banco de baterias, para o mês de abril de 2008.....	137
Figura 6.10. Tensão calculada sem considerar a perda de capacidade do sistema de acumulação e medida nos terminais do sistema de acumulação, para o mês de outubro de 2008.....	138



Figura 6.11. Tensão calculada corrigida, considerando a perda de capacidade e de eficiência, e medida nos terminais das baterias no mês de outubro 2008.....	139
Figura 6.12. (a) Curvas de variação da tensão medida em um processo de descarga, com corrente constante ( $C_{20}$ ), para as quatro baterias instaladas no sistema experimental após um ano de operação, (b) diagrama de conexões utilizadas.....	140
Figura 6.13. Curvas de tensão medida nos terminais de cada bateria e correntes que circulavam por cada ramificação para um processo de descarga do sistema de acumulação.....	142
Figura 6.14. Tensão e corrente medida em um processo de descarga, no sistema de acumulação após um ano de operação.....	143
Figura 6.15. Tensão e corrente medida em um processo de carga, no sistema de acumulação após um ano de operação do SF experimental.....	144
Figura 6.16. Tensão e corrente medida em um processo de descarga, no sistema de acumulação após um ano de operação do SF experimental.....	145
Figura 6.17. Valores de corrente e tensão medidos minuto a minuto e seus valores médios horários ao longo de um dia.....	148
Figura 6.18. Valores monitorados pelo sistema de aquisição da instalação experimental, de tensão do banco de baterias, de corrente gerada e consumida durante seis dias em operação.....	149
Figura 6.19. Valores de corrente e tensão calculados e medidos no sistema experimental..	151
Figura 6.20. Correlação entre valores de a)corrente, b) tensão, c) potência e d) temperatura, medidos e calculados. ....	152
Figura 7.1. Perfis de carga diários escolhidos para determinar seu efeito sobre a confiabilidade de um SFA.....	157
Figura 7.2. Curvas de <i>LLP</i> temporais e energéticas para 4 perfis de demanda diários diferentes.....	160
Figura 7.3. a) Parcela de energia útil não considerada através de uma análise de <i>LLPt</i> em um processo de descarga, b) parcela de energia útil não considerada através de uma análise de <i>LLPt</i> em um processo de carga. (linha verde: <i>EC</i> , azul: energia demandada, laranja: energia gerada e linhas regulares: energia faltante ou excedente).....	163
Figura 7.4. (a) Variação do <i>EC</i> para um SFA sob demanda de energia noturna e diurna, (b,c) comportamento do <i>EC</i> (vermelho) associado à geração (amarelo) e ao consumo (verde) diurno e noturno.....	164

Figura 7.5. Curvas de energia excedente e faltante para um sistema composto por 5 baterias e diferentes quantidades de módulos, a) consumo diurno, b) consumo noturno.....	165
Figura 7.6. Curvas de <i>LLPe</i> e de custo do kWh gerado em função da capacidade de armazenamento e geração para (a) demanda diurna e (b) para demanda noturna.....	167
Figura 7.7. (a) Gráfico polar mostrando os valores de intensidade para os fatores de estresse, (b) valores de índices normalizados de degradação.....	170
Figura 7.8. (a) Gráfico polar mostrando os valores de intensidade dos fatores de estresse para o sistema com demanda diurna e (b) para demanda noturna.....	171
Figura 7.9. Curva <i>C<sub>V</sub>-Pd</i> utilizada na aplicação do método <i>BatLES</i> para determinar a perda de capacidade de sistemas com diferentes perfis de demanda.....	172
Figura 7.10. Valores de <i>EC</i> para um perfil de demanda diurno (a) no primeiro ano de simulação com e sem perda de capacidade do sistema de acumulação e (b) no quarto ano de simulação com e sem perda de capacidade.....	173
Figura 7.11. Valores de <i>EC</i> para um perfil de demanda noturno (a) no primeiro ano de simulação com e sem perda de capacidade do sistema de acumulação, (b) no quarto ano de simulação com e sem perda de capacidade e (c) ao longo dos quatro anos de simulação.....	175
Figura 7.12. Produtividade de referência e do gerador para perfil de demanda noturno e diurno.....	177
Figura 7.13. Eficiência mensal do arranjo fotovoltaico para perfil de demanda noturno e diurno.....	178
Figura 7.14. Desempenho global mensal para um perfil de demanda noturno e diurno.....	179
Figura 7.15. Perdas de sistema e de captura no sistema em função do perfil de demanda de energia.....	179
Figura 7.16. Energia elétrica média diária produzida pelos subsistemas em função da categoria dos dias típicos.....	180
Figura 7.17. Valor de desempenho global para diferentes SFA. (a) Capacidade de geração superdimensionada, (b) Capacidade de geração bem dimensionada, (c) Capacidade de geração subdimensionada.....	181
Figura 7.18. Comportamento do fator <i>MIO</i> em relação com o valor de <i>PR</i> calculado para um SFA com diferentes a configurações.....	183

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1. Parâmetros de entrada e indicadores de saída associados com a metodologia de análise implementada no software <i>PVSize</i> .....	31
Tabela 3.1. Comparação entre distintas tecnologias de acumulação de energia (++: muito bom, +: bom, *: satisfatório, -: ruim).....	46
Tabela 3.2. Descrição esquemática e designação dos sete tipos de ensaios cíclicos de baterias.....	67
Tabela 3.3. Níveis de risco de degradação para as baterias ensaiadas no PMER.....	68
Tabela 4.1. Características dos módulos fotovoltaicos Isofotón I-100/24.....	85
Tabela 4.2. Características das baterias de 150 Ah instaladas no sistema experimental.....	87
Tabela 5.1. Valores medidos e calculados para quatro baterias de Pb-ácido seladas.....	101
Tabela 5.2. Valores médios e valores médios quadráticos calculados para baterias do tipo automotivo de 150 Ah e 36 Ah para processos de carga e descarga.....	106
Tabela 5.3. Fatores de ponderação associados com os mecanismos de envelhecimento de baterias de chumbo-ácido, adaptado de Svodoba (2004).....	114
Tabela 5.4. Índices de degradação normalizados para os 7 tipos ensaios realizados no PMER.....	115
Tabela 5.5. Número de ciclos de descarga da $C_n$ que suportaram as baterias ensaiadas antes de ficar com uma capacidade residual de 70% de sua capacidade nominal.....	116
Tabela 5.6. Perda de capacidade das baterias por cada ciclo de descarga em função da sua capacidade nominal.....	116
Tabela 6.1. Valores característicos utilizados como parâmetros de entrada para o cálculo do comportamento do sistema de geração.....	126
Tabela 6.2. Erro médio, erro médio quadrático e coeficiente de correlação entre os valores medidos da curva I-V em relação à curva calculada com os parâmetros médios e à curva calculada com parâmetros médios ajustados.....	129
Tabela 6.3. Valores do erro médio quadrático e erro médio obtidos nos modelos, assim	

como os coeficientes de correlação linear entre valores medidos e calculados.....	132
Tabela 7.1. Custo dos componentes que constituem o sistema e tempo de reposição ao longo da vida útil do sistema.....	158
Tabela 7.2. Valores de <i>LLP</i> em base temporal para os valores de <i>nm</i> e <i>nb</i> marcados com linhas de traços na Figura 7.2.....	161
Tabela 7.3. Valores econômicos e energéticos determinados na simulação no ponto de equilíbrio para perfis de demanda noturnos e diurnos.....	166
Tabela 7.4. Valores econômicos e energéticos determinados para uma <i>LLP</i> igual a zero para perfis de demanda noturna e diurna.....	168

## 1. INTRODUÇÃO

O aproveitamento das fontes de energia renováveis, como a energia solar, eólica, biomassa e hidráulica é muito antigo, e seu emprego foi intenso durante toda a história até a chegada da "Revolução Industrial". Neste período, devido ao baixo preço do petróleo e sua crescente utilização nas novas máquinas, ocorreu uma substituição parcial no uso das fontes renováveis pela opção mais acessível e econômica na época.

Durante os últimos 50 anos, devido ao incremento no custo dos combustíveis fósseis e aos problemas ambientais derivados de sua exploração, houve um renascimento das energias renováveis dentro da matriz energética mundial. Um dos efeitos relacionados com os problemas ambientais que mais preocupa é o aquecimento global da superfície terrestre. Observações e modelos de simulações (IPCC, 2007) permitem prever um aumento de temperatura da Terra devido, em parte, ao aumento da concentração de gases responsáveis pelo efeito estufa na sua atmosfera, efeito proveniente da concentração de dióxido de enxofre, óxidos nítricos, compostos fluorcarbonados, metano e dióxido de carbono, alguns provenientes da queima de combustíveis fósseis. O aumento de dióxido de carbono torna a atmosfera mais opaca à radiação infravermelha de comprimento de onda longo e, conseqüentemente, parte da radiação emitida pela Terra é absorvida pela atmosfera e volta à superfície, levando a um aumento progressivo da temperatura terrestre (Figura 1.1).

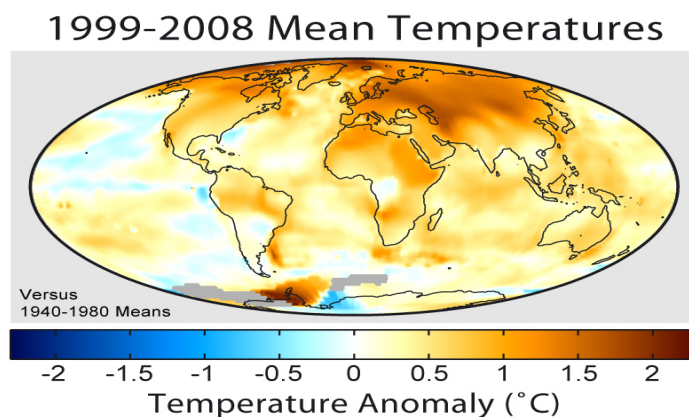


Figura 1.1. Variação da temperatura sobre a superfície terrestre utilizando os valores médios do período 1940-1980 e comparados com os valores médios determinados no período 1995-2004 (Fonte: Global Warming, 2008).

O aumento no custo dos recursos energéticos fósseis, a diminuição das reservas existentes, os problemas ambientais associados e a recompensa monetária, através de mecanismos de desenvolvimento limpo (especificado no protocolo de Kyoto, firmado em 1997) criaram um marco apropriado para que nas últimas décadas, sistemas de abastecimento de energia que utilizam recursos renováveis sejam novamente estudados e empregados. Desta forma, estes se transformaram em uma opção para o fornecimento de energia elétrica em comunidades localizadas em áreas remotas (sistemas isolados) ou em centros urbanos (sistemas conectados à rede).

Entre as diferentes formas de uso das energias renováveis no mundo, os sistemas fotovoltaicos (SF) apresentam-se como uma alternativa promissória. Destacam-se sua alta confiabilidade, possibilidade de geração descentralizada, que permite a instalação do gerador junto à carga, caráter modular que facilita a instalação e manutenção, ausência de resíduos durante a conversão de energia, renovabilidade e, do ponto de vista econômico, uma tendência à diminuição dos preços e um aumento da eficiência.

Países desenvolvidos, incluindo EUA, países da Europa e Japão, já implementam programas para utilização direta da energia solar, e para o caso particular da tecnologia fotovoltaica, principalmente, sob forma de sistemas conectados à rede elétrica existente. Nos países com economias emergentes, a energia solar tem como agente impulsionador a sua possibilidade de aplicação para suprir pequenas demandas em áreas isoladas. Com uma parcela significativa da população morando em zonas rurais e ainda sem acesso à energia elétrica e serviços sociais básicos, diversos países encontraram nesta tecnologia uma possível resposta para esta deficiência energética. O Brasil, em relação à utilização de energia solar, tem a vantagem, em comparação com os países desenvolvidos, de localizar-se numa faixa de latitude na qual a incidência de radiação solar é muito superior à verificada naqueles países (Figura 1.2).

Durante os anos 1990 e 2000, a maioria dos sistemas fotovoltaicos eram do tipo autônomo e encontravam-se instalados em lugares onde a rede elétrica de distribuição de energia não tinha cobertura. No entanto, atualmente os sistemas conectados à rede elétrica são os que ocupam a maior parcela no universo fotovoltaico e são os que especialmente impulsionaram o crescimento da indústria fotovoltaica, com taxas médias anuais próximas de 30 % considerando o período compreendido entre os anos 1997 e 2007 (Ulrich, 2008), tendo uma ascensão significativa nos últimos quatro anos. Em 2008, a indústria fotovoltaica produziu 6,85 GW, valor que representa um aumento de 3,41 GW em relação à produção no ano 2007, que foi de 3,44 GW, duplicando a produção em apenas um ano, e aumentando em 6 vezes em relação ao valor do ano 2004 (The Marketbuzz report, 2009). A taxa de crescimento dos sistemas conectados à

rede (SFCR) está principalmente associada à política de subsídios praticada por alguns países desenvolvidos (Tolmasquim, 2003). Desta forma, os países que atualmente contam com os índices mais elevados de potência fotovoltaica instalada são: Alemanha, Japão, EUA, Espanha e Itália. O crescimento na produção mundial da tecnologia fotovoltaica tem estimulado uma queda nos valores de compra de dispositivos fotovoltaicos. Nos anos 90, o valor de um sistema fotovoltaico autônomo (SFA) encontrava-se na faixa entre 20 US\$/Wp e 35 US\$/Wp (Notton, 1998), sem considerar o tipo de aplicação, enquanto, atualmente encontra-se na faixa entre 9,5 US\$/Wp e 15 US\$/Wp. Esta faixa de valores corresponde a diferentes países e tipos de instalações. O valor médio destes sistemas encontra-se próximo de 12,5 US\$/Wp (Kaizuka et al, 2007). Quando se compara com os valores investidos em um SF conectado à rede de distribuição de energia, estes valores são reduzidos em quase 50% (Shayani et al, 2006, Report IEA-PVPS T1-17, 2008).

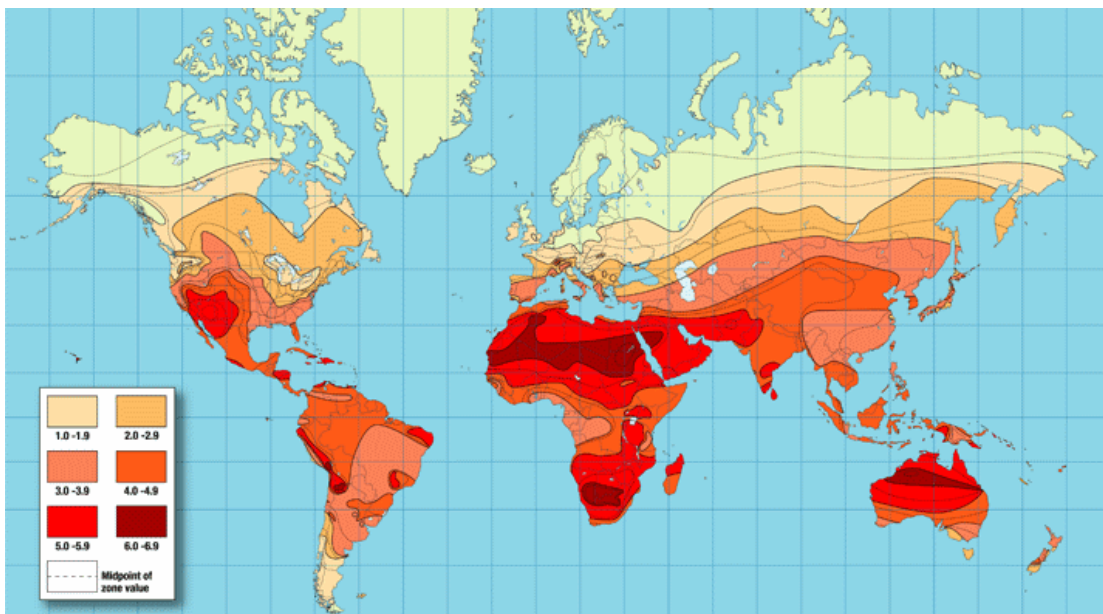


Figura 1.2. Distribuição da irradiação diária média anual em kWh/m<sup>2</sup> sobre a superfície terrestre (Fonte: BP Solar, 2008).

Entre os países da América Latina, a parcela de sistemas autônomos isolados ainda é superior à parcela de sistemas conectados à rede, sendo estes últimos principalmente instalados em universidades e centros de pesquisa, já que até o momento não existe legislação ou incentivos que estimulem sua instalação. Esta falta de incentivos econômicos impede um crescimento na demanda da tecnologia fotovoltaica como o verificado em países desenvolvidos.

Nos países latino-americanos, a potência de SFA instalada deve-se principalmente a programas de eletrificação rural, somando aproximadamente 30 MW de potência instalada

(Goswami, 2007). Este valor de potência representa uma parcela mínima (0,35%) na participação da potência mundial total instalada, que no mesmo ano encontrava-se em 10,6 GW. A finais do ano 2008 a potência mundial total instalada encontrava-se próxima de 16,4 GWp, dos quais aproximadamente 29% correspondem a SFA (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century - REN21, 2009). No entanto, a capacidade instalada de SFA tem um crescimento constante (Figura 1.3) principalmente devido aos programas de eletrificação rural que consideram os sistemas fotovoltaicos como um dos principais impulsionadores da oferta do serviço elétrico nas comunidades isoladas (Huacuz, 2003). Na Figura 1.3 (a) apresenta-se o crescimento na capacidade fotovoltaica instalada, para sistemas autônomos e conectados à rede, nos 18 países com a maior capacidade fotovoltaica instalada e na Figura 1.3 (b) apresenta-se a capacidade mundial instalada.

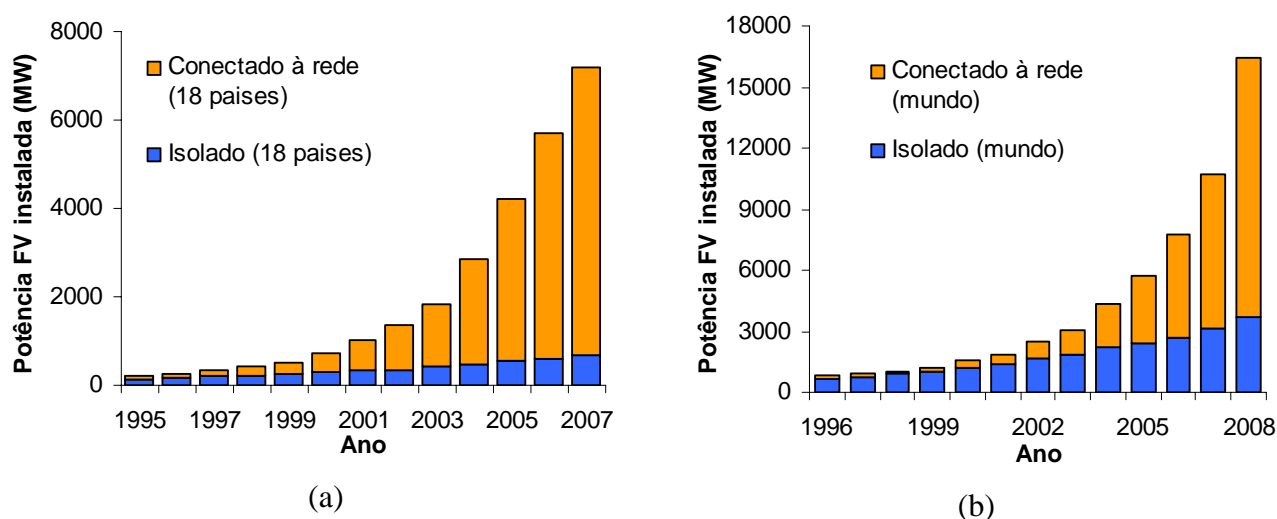


Figura 1.3. (a) Potência fotovoltaica instalada acumulada em 18 países no período compreendido entre os anos 1995-2007 (Report IEA-PVPS T1-17, 2008), (b) Potência fotovoltaica mundial instalada acumulada no período compreendido entre os anos 1996-2008 (REN21, 2009).

No processo de eletrificação utilizando SFA existem três fatores principais que incidem no seu correto funcionamento ao longo do tempo: uma adequada qualidade dos componentes, um bom dimensionamento das instalações e, quando acontecer uma falha, que uma correta e rápida manutenção seja efetuada. Se estes fatores não forem considerados, em caso de falha, a instalação deixa de cumprir sua função, provocando a insatisfação dos usuários com a conseqüente desconfiança nesta tecnologia. Problemas técnicos ainda estão presentes nas instalações (Copetti e Macagnan 2007; Sauer 2007, Jossen 2004, Fontoura 2002) mostrando que além de melhorar a qualidade individual de cada componente, deve ser considerado seu comportamento dentro das condições reais de operação durante o tempo de vida estimado.



Para determinar o correto funcionamento, e assim ter um sistema confiável, é importante analisar a experiência existente nesta área. No entanto, o monitoramento, avaliação e registro de falhas não são comuns. Esta informação além de ser insuficiente, não especifica os modos de falha, nem sua evolução temporal. Esta deficiência de dados, acompanhada pela falta de estudos sistemáticos sobre o desempenho em longo prazo dos sistemas, tem adquirido uma importância relevante devido ao incremento no número de instalações.

Estes fatores, especificamente a falta de estudos sistemáticos sobre o desempenho em longo prazo, têm levado à criação de diferentes metodologias de dimensionamento e simulação para prever o comportamento destes sistemas e assim poder garantir sua confiabilidade com o mínimo investimento.

Assim, portanto, é importante desenvolver um procedimento que permita conhecer qual é a probabilidade de não haver disponibilidade energética para o abastecimento da carga para uma determinada configuração, considerando os principais problemas técnicos ainda presentes nas instalações.

### 1.1. Problema e Motivação

No momento de realizar o dimensionamento do sistema, o tamanho do painel fotovoltaico depende da carga, que por sua vez está ligada com a capacidade e desempenho da unidade de acumulação; por isto uma boa interação entre eles é essencial. O parâmetro encarregado de vincular estes elementos é a tensão da bateria, encarregada de polarizar o painel e definir o ponto de trabalho do sistema, isto é, os dispositivos que fazem de ligação entre as cargas e o sistema de geração são as baterias. Baterias que, funcionando em instalações de laboratórios ou em sistemas implantados por diferentes programas de eletrificação rural (Gouvello e Maigne, 2003), têm mostrado uma perda prematura de capacidade ou até uma perda definitiva de sua função. Copetti e Macagnan (2007) expõem que diversos autores coincidem em que os principais agentes que levam à falta de energia nestas instalações devem-se a um imperfeito gerenciamento de carga/descarga e ausência de manutenção.

A reposição de baterias que deixaram de funcionar antes do previsto é a principal causa de insucesso potencial de alguns programas de eletrificação rurais implementados no Brasil, como os seguintes:

- No Programa ECOWATT, implantado no estado de São Paulo, foram instalados 120 sistemas residenciais, com garantia de fornecimento de energia ao longo de vinte

anos, sendo asseguradas três reposições da bateria no programa, mas as baterias antes de dois anos ficaram sem capacidade de armazenamento, essencialmente devido a freqüentes sobrecargas (Zilles et al., 2000).

- No programa COPEL, implantado no estado de Paraná, houve desativação generalizada de baterias, após um ano de uso, como resultado das condições de operação dos centros de carga de bateria e do by-pass do controlador de descarga (Santos et al, 2000).
- No PRODEEM sistemas autônomos instalados nas primeiras fases do programa, deixaram de funcionar devido à perda de capacidade das baterias após um ou dois anos de funcionamento (Copetti e Macagnan, 2007).

Por outro lado, em alguns Sistemas Individuais de Geração com Fontes Intermitentes (SIGFI's), implantados no ano 2005 em algumas cidades do Brasil, a constante manutenção, reposição de água e controle das instalações tem resultaram em sistemas que não apresentaram falhas (Mocelin e Zilles, 2007).

Estas falhas nas baterias e a necessidade de reposição antes do momento previsto têm um caráter relevante, quando é analisada a parcela de participação dos custos das baterias sobre os custos totais do sistema. Em uma primeira análise, o investimento inicial em um SFA está basicamente concentrado nos componentes de geração de energia elétrica no sistema. A Figura 1.4(a) mostra a participação percentual de cada elemento que compõe um SFA no momento do investimento inicial.

Por outro lado, realizando-se uma análise de investimento de custo do ciclo de vida anual para cada componente e considerando uma reposição do sistema de acumulação a cada quatro anos, o gasto anual em baterias é próximo às despesas realizadas com o sistema de geração, como pode ser visto na Figura 1.4(b).

Pode-se afirmar que considerando que a bateria é o elemento com menor confiabilidade e também interfere bastante sobre os custos anuais de um SFA, é necessário um apurado estudo e uma eficiente caracterização do comportamento e desempenho destes dispositivos eletroquímicos. Sendo este um ponto de alto interesse de ser estudado, analisado e modelado matematicamente.

Programas governamentais e relatórios a nível nacional e internacional mostram que as baterias são os elos mais fracos do sistema no aspecto confiabilidade e economia. Isto motiva

a uma análise das mesmas para determinar como dimensionar sistemas com elevada confiabilidade, configuração adequada e baixo custo.

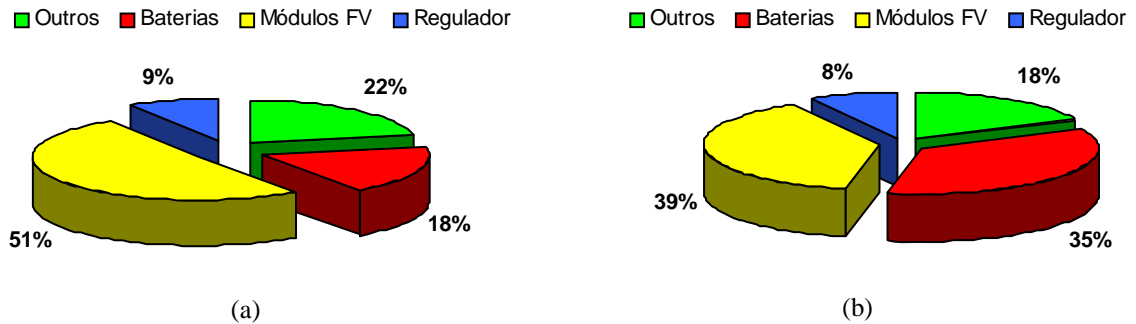


Figura 1.4. Participação percentual de cada componente de um SFA considerando: (a) o investimento inicial, (b) os custos anuais de cada componente ao longo da vida útil do sistema (Oliveira, 2005).

## 1.2. Objetivo Geral

Considerando que o aproveitamento da energia solar constitui uma solução técnica favorável para a importante problemática da eletrificação rural, e que as condições de operação do sistema de acumulação influenciam na confiabilidade de um SFA, a presente Tese tem como objetivo geral:

*Implementar algoritmos desenvolvidos ou aperfeiçoados dentro do programa de simulação PVSiz, para analisar, através de estudos experimentais e teóricos, o impacto da perda de capacidade do sistema de acumulação sobre a confiabilidade e viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos autônomos.*

### 1.2.1. Objetivos Específicos

- Expandir o programa *PVSiz* visando ampliar as capacidades do mesmo.
- Desenvolver um módulo econômico-financeiro que permita ao usuário do programa planejar os custos de uma instalação e obter uma solução otimizada.
- Projetar e instalar um sistema fotovoltaico autônomo para obter dados experimentais do seu comportamento a partir de um completo monitoramento das variáveis envolvidas.

- Aperfeiçoar os modelos matemáticos utilizados no programa para os componentes do sistema, a partir da análise dos dados obtidos com esta monitoração.
- Implementar no *PVSize* uma ferramenta computacional de análise da confiabilidade de instalações fotovoltaicas autônomas que considere a influência associada a cada componente, especialmente a degradação da bateria.
- Demonstrar, através de uma análise dos resultados obtidos em diversas simulações, a capacidade alcançada pelo programa *PVSize*, depois de aperfeiçoado, para reproduzir o comportamento global de instalações fotovoltaicas autônomas e conceder ao usuário todos os dados necessários para tomar decisões sobre o dimensionamento mais adequado para cada cenário proposto.

Para a realização dos objetivos propostos, esta Tese vincula aspectos teóricos com estudos experimentais desenvolvidos no Laboratório de Energia Solar da UFRGS (LES-UFRGS). O trabalho desenvolvido foi dividido em dois caminhos paralelos: (a) o desenvolvimento e implementação de modelos matemáticos dentro de um programa de simulação e (b) a instalação de um sistema fotovoltaico experimental, em conjunto com ensaios específicos, para verificar o comportamento dos modelos matemáticos dos componentes que constitui o sistema.

### 1.3. Metodologia

No desenvolvimento da Tese serão criados algoritmos computacionais que permitam determinar a confiabilidade de SFA considerando a degradação do sistema de acumulação. Estes algoritmos serão testados tomando como base de simulação o software *PVSize* (Vera, 2004). Sobre a plataforma do *PVSize* serão implementadas ou aperfeiçoados modelos matemáticos que descrevem o comportamento dos elementos de uma instalação e o comportamento das variáveis atmosféricas. Nesta Tese adotou-se uma metodologia numérica de simulação para analisar a confiabilidade de um SFA submetido a diferentes condições. Por sua vez, utilizando figuras de mérito de análise econômico-financeira consegue-se determinar o sistema que minimize o custo de geração para uma confiabilidade especificada.

Como parte do processo, o comportamento dos modelos será avaliado através da comparação entre valores calculados e valores medidos em uma instalação experimental, e através de ensaios específicos. Neste contexto, a presente Tese irá contribuir na análise e modelagem da confiabilidade dos SFA ao longo do tempo, e assim projetar sistemas o mais

próximo possível à realidade, evitando superdimensionar o sistema, para que não se torne oneroso, ou subdimensioná-lo, para evitar falhas constantes de energia.

Esta análise também tem como objetivo mostrar que existem diversas configurações de sistemas fotovoltaicos capazes de abastecer uma determinada demanda energética para uma mesma confiabilidade, assim como um mesmo sistema pode resultar em confiabilidades diferentes em função da energia solar ou do perfil de demanda de energia escolhido.

As etapas que descreveram como foram realizados os estudos necessários para realizar esta Tese são as seguintes:

- Implementação de modelos matemáticos dentro do *PVSize*.
- Instalação de sistema experimental e desenvolvimento de bancadas.
- Ajuste de modelos matemáticos individuais.
- Comparação da evolução dos valores das variáveis medidas e simuladas.
- Determinação do efeito da perda de capacidade nas baterias.
- Utilização do *PVSize* para determinar o efeito de perda de capacidade das baterias e a influência de diferentes perfis de demanda sobre a confiabilidade e viabilidade econômica de um SFA.

#### 1.4. Escopo da Tese

Este trabalho, além do capítulo de introdução, apresenta mais cinco capítulos descrevendo as fundamentações teóricas para seu desenvolvimento, metodologias experimentais utilizadas para atingir os objetivos, e finalmente uma comparação de resultados medidos e calculados.

O capítulo 2 descreve as características básicas dos componentes dos sistemas fotovoltaicos, bem como suas configurações. Apresentam-se softwares utilizados no dimensionamento de diferentes SFA, destacando suas principais características e aplicações. Descrevem-se também diferentes métodos de cálculo para determinar os índices econômicos e técnicos, os quais permitem comparar diferentes SFA.

O capítulo 3 apresenta uma revisão bibliográfica dos modelos matemáticos utilizados para caracterizar diferentes componentes do sistema. Coincidente com o objetivo desta tese será abordado com uma maior profundidade a descrição e caracterização do sistema de acumulação.

No capítulo 4 mostram-se as partes básicas que compõem o sistema fotovoltaico experimental e as bancadas desenvolvidas para caracterizar as baterias e os módulos

fotovoltaicos. Também é apresentado o controlador de carga, gerenciador de cargas desenvolvido, sensores instalados e sistema de monitoramento e aquisição de dados.

No capítulo 5 apresenta-se uma comparação entre os valores de tensão medidos e calculados, utilizando quatro diferentes modelos matemáticos. Estes modelos são ajustados ou modificados para representar adequadamente o comportamento da tensão das baterias com diferentes capacidades de acumulação e em diferentes condições de operação. Neste capítulo também são apresentadas duas metodologias utilizadas para calcular os principais mecanismos de perda de capacidade das baterias e ponderar seu efeito. Uma destas metodologias utiliza resultados de ensaios padronizados, os quais são correlacionados com o histórico de comportamento da bateria. A outra metodologia utiliza um modelo matemático que determina a perda de capacidade da bateria ponderando o número de ciclos de vida da bateria em função da profundidade de descarga, da ciclagem e da temperatura ambiente.

No capítulo 6 apresenta-se uma comparação entre os valores medidos e calculados, analisa-se o comportamento individual do sistema de geração e acumulação e, ajustes ou modificações são realizados nos modelos que não representam adequadamente o comportamento experimental. Realizam-se simulações com diferentes bases de tempo para determinar a adequação dos modelos matemáticos utilizados em estes casos e analisa-se o comportamento das baterias e do sistema de acumulação após um ano de operação.

No capítulo 7 apresentam-se aplicações práticas do dimensionamento de um sistema fotovoltaico. Também se analisam os indicadores financeiros básicos como: valor presente líquido, taxa interna de retorno, *payback* simples, assim como os indicadores técnicos: relação de desempenho, produtividade do sistema e do gerador, entre outros. Para finalmente abordar uma análise do efeito da degradação das baterias e sua influencia sobre a viabilidade econômica.

O capítulo 8 apresenta as conclusões sobre o trabalho desenvolvido nesta Tese. Assim como algumas sugestões para a continuação do trabalho.

Finalmente são inseridos anexos onde é apresentada uma visão geral do programa que está sendo aperfeiçoado explicando as possibilidades que proporciona, assim como a forma de trabalhar com ele e suas respectivas interfaces gráficas para a entrada de valores.

## 2. COMPONENTES, MÉTODOS DE CÁLCULO E ÍNDICES PARA A ANÁLISE DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO.

Nos sistemas fotovoltaicos autônomos (SFA) a energia flui desde a fonte (gerador FV) até um conjunto de cargas (demanda) através da bateria (dispositivo de armazenamento). No caso em que a fonte de energia não consiga suprir a carga demandada, a bateria é quem se encarrega disto. A falta de simultaneidade entre demanda e geração implica a necessidade de avaliar a melhor estratégia entre fornecimento e demanda de energia. Estes cálculos podem ser realizados, estimativamente, através de métodos simples, ou existem programas computacionais que apresentam estratégias para atingir este objetivo mediante diferentes metodologias.

Para o dimensionamento e a análise de sistemas fotovoltaicos, atualmente existe uma grande variedade de softwares, que vão desde pacotes com cálculos simples até programas sofisticados de simulação.

A seguir apresenta-se uma visão geral dos dispositivos encontrados nos sistemas fotovoltaicos (SF) e suas diferentes configurações. Descrevem-se brevemente o tipo de softwares disponíveis no mercado pra dimensionar o simular SFA, os quais são categorizados segundo sua utilização e características. Com base nesta análise, serão definidas opções de simulação convenientes para aprimorar as capacidades dos softwares de simulação de SF. Algumas destas considerações são ponderadas para aperfeiçoar o software *PVSize* (ANEXO A2).

Finalmente apresentam-se os índices de mérito utilizados para comparar técnica e economicamente diferentes sistemas. Através de uma análise dos valores destes índices é possível determinar o SFA mais apropriado frente a outros sistemas em iguais condições de operação.

### 2.1 Componentes dos sistemas fotovoltaicos

No momento de dimensionar um sistema fotovoltaico os principais parâmetros a serem considerados são: o recurso energético disponível na região em questão e a demanda de energia que deve ser alimentada com o sistema. Sendo assim, não apenas devem-se considerar os componentes do sistema, mas também a radiação solar, bem como a tensão da instalação e quantidade de energia demandada ao longo do ano.

Os sistemas FV são normalmente compostos por três partes básicas: o gerador fotovoltaico, os elementos de condicionamento de potência e proteção, e as baterias que armazenam a energia.

O sistema de geração está formado por células fotovoltaicas responsáveis pela conversão de energia solar em energia elétrica. O subsistema de condicionamento e controle de potência pode ser formado pelo controlador de carga, o inversor, e o seguidor do ponto de máxima potência (MPPT), estes elementos são encarregados de controlar a energia enviada às cargas e ao sistema de armazenamento. Este último é geralmente composto por baterias de Pb - ácido. A existência ou não de algum destes elementos depende do tipo de sistema.

### 2.1.1 Configurações Básicas dos Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em sistemas conectados à rede de distribuição de energia elétrica e sistemas independentes ou isolados. Estes últimos por sua vez podem ainda classificar-se em autônomos ou mistos (híbridos).

Sistemas autônomos isolados serão aqueles que exclusivamente utilizarem dispositivos fotovoltaicos para a geração de energia elétrica, e os sistemas híbridos os que apresentem fontes de energia complementares à geração fotovoltaica, seja uma combinação de gerador diesel, turbinas eólicas, turbinas hidráulicas ou outras.

Sistemas isolados, autônomos ou híbridos, em geral, precisam de algum tipo de armazenamento para suprir a carga nos períodos em que não há geração fotovoltaica. Este armazenamento pode ser em baterias, como energia potencial em reservatórios de água elevados, produção de hidrogênio, ar comprimido, etc.

Na Figura 2.1 apresentam-se, em forma esquemática, os componentes que são encontrados em um SFA que abastece energia para cargas que funcionam com corrente alternada.

Dependendo da aplicação, cada um dos tipos citados poderá ter configurações variadas, desde um simples módulo ou painel conectado diretamente à carga até sistemas mais complexos compostos por regulador de tensão, seguidor do ponto de máxima potência, banco de baterias e inversor. O emprego de cada uma dessas opções dependerá da aplicação, disponibilidade dos recursos energéticos e do custo de implantação do sistema.

Sistemas conectados à rede são aqueles em que a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico é entregue diretamente à rede elétrica através de um inversor. É indispensável que se utilize um inversor que assegure qualidade e segurança do sistema ao qual se liga o arranjo fotovoltaico.



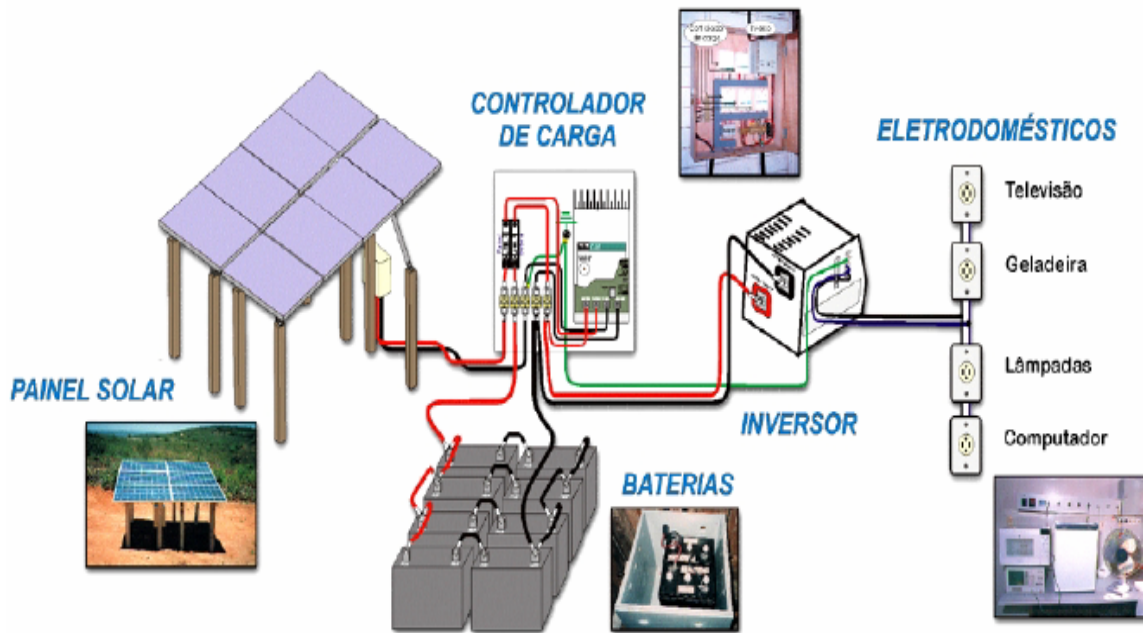


Figura 2.1. Componentes que são encontrados em um SFA que abastece energia para cargas que funcionam com corrente alternada (Fonte: CRESESB, 2007).

## 2.2 Metodologias de Dimensionamento de SFA

Como foi anteriormente exposto existem três fatores principais que incidem sobre o correto funcionamento de um SFA ao longo do tempo: uma adequada qualidade dos componentes, um bom dimensionamento das instalações, e quando acontecer uma falha, que uma correta e rápida manutenção seja efetuada. Destes fatores, tratar de realizar adequadamente o dimensionamento tem levado à criação de diferentes metodologias para prever o comportamento destes sistemas e assim poder garantir sua confiabilidade com o mínimo investimento.

Barra et al (1984) apresentaram uma solução analítica para o dimensionamento de SFA em função de dados históricos de radiação solar. Gordon (1987) apresentou uma solução analítica para o dimensionamento de SFA que calcula a viabilidade econômica do sistema a partir das condições prefixadas.

Keating (1991) propõe uma simulação numérica que utiliza valores horários de dados meteorológicos e perfis de cargas horários para simular o fluxo de energia em um SFA e prever a confiabilidade para diferentes configurações de baterias e módulos fotovoltaicos. Lasnier e Ang (1991) propõem uma simulação numérica que utiliza valores horários de dados meteorológicos e

perfis de cargas horários para simular o fluxo de energia em um SFA e prever sua confiabilidade para diferentes configurações.

Egido e Lorenzo (1992) concluem que modelos numéricos são precisos, mas complexos de aplicar, enquanto que modelos analíticos mostram uma escassa precisão. No entanto, as ferramentas informatizadas que se têm na atualidade tem diminuído consideravelmente a complexidade de aplicar modelos numéricos, facilitando seu desenvolvimento e aplicação. Notton et al (1996) apresentaram uma avaliação detalhada da sensibilidade dos métodos numéricos de dimensionamento e a influência que tem alguns parâmetros de dimensionamento.

Diferentes metodologias de dimensionamento e simulação são descritas e analisadas por Benatalliah et al (2005) e Posadillo e Luque (2008), destacando suas vantagens e inconvenientes. Posadillo e Luque (2008) apresentam também uma metodologia denominada híbrida onde utiliza métodos numéricos em conjunto com métodos analíticos para calcular a confiabilidade de um SFA.

Independente da metodologia utilizada na simulação, a confiabilidade dos resultados obtidos a partir de um programa de simulação está limitada pela qualidade dos modelos e pela disponibilidade de dados e parâmetros de entrada que representem o comportamento real dos dispositivos modelados. Uma análise mostrando a influencia dos dados de entrada e como eles afetam os resultados de simulações numéricas é apresentada por Ransome (2007).

### 2.3 Programas Computacionais de Dimensionamento e Simulação de SFA

Os programas de simulação podem ser ferramentas valiosas, já que permitem um melhor planejamento e um projeto otimizado dos sistemas fotovoltaicos, conforme as condições climáticas, características dos componentes e do perfil de demanda de energia. Desta forma, o desenvolvimento e aperfeiçoamento destes *softwares* tornaram-se uma tarefa importante para continuar com o avanço da tecnologia fotovoltaica em diferentes áreas de aplicação.

No mercado podem-se encontrar programas para simulação de sistemas fotovoltaicos autônomos, conectados à rede ou também para sistemas híbridos, desenvolvidos por empresas, laboratórios ou universidades (ANEXO A1).

Segundo a configuração e finalidade do software, estes podem ser classificados em três categorias de programas (Turcotte et al, 2001): de análise preliminar, de dimensionamento ou de simulação.

### *Programas de análise preliminar*

Uma ferramenta de análise preliminar automatiza cálculos simples e determina se um sistema FV é viável de ser implementado para uma aplicação específica, considerando a geração, consumo de energia e seu custo. Estas ferramentas são geralmente utilizadas para um dimensionamento aproximado acompanhados de uma análise financeira. As ferramentas de análise preliminar são executadas, freqüentemente, em planilhas utilizando cálculos simples e pouco trabalho iterativo.

### *Programas de dimensionamento*

As ferramentas de dimensionamento realizam um cálculo das capacidades do sistema para uma demanda de energia definida, e determinam as características de cada um dos componentes do sistema. Muitas vezes estas ferramentas são otimizadas para fins específicos, em alguns casos projetam sistemas que minimizem seu custo, enquanto outros realizam um dimensionamento que conduz a sistemas que funcionem corretamente (minimizando as probabilidades de falha). As ferramentas de dimensionamento, em geral, fornecem informações sobre os fluxos de energia entre componentes e indicam os períodos críticos ao longo do ano, apresentando interfaces gráficas projetadas para uma fácil e rápida utilização.

Os programas de dimensionamento são os softwares mais usados pelos instaladores de sistemas fotovoltaicos.

### *Programas de simulação*

Nos programas de simulação, ao contrário dos softwares de dimensionamento, o usuário deve especificar a natureza e características de cada componente. Na seqüência, através da vinculação dos modelos matemáticos utilizados para simular o comportamento dos componentes, é apresentada uma análise detalhada do comportamento do sistema. Os passos de tempo utilizados na simulação variam de um software para outro, e dependem do nível de detalhe exigido e da disponibilidade de dados de entrada. Simulações de hora em hora são comumente usadas para, com os resultados obtidos, verificar o correto dimensionamento do sistema. Isto exige que o usuário identifique corretamente as variáveis iniciais e na seqüência, através de repetidas simulações e ajuste manual das variáveis, obtenha um dimensionamento aceitável.

Um programa de simulação permite determinar o impacto da mudança da demanda, observar o desempenho do sistema sob circunstâncias atípicas (por exemplo, condições climáticas anuais diferentes das consideradas na hipótese inicial), determinar a sensibilidade do

projeto segundo a variação dos parâmetros, ou analisar o impacto das falhas ou deterioração dos componentes. As simulações podem igualmente fornecer informação a respeito das características financeiras e ambientais do sistema, tais como custo do kWh gerado e redução das emissões de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).

As ferramentas da simulação são geralmente softwares compilados e vendidos no mercado por universidades e centros de pesquisa. Atualmente, no mercado encontra-se uma grande variedade de programas de dimensionamento e simulação com diferentes linguagens de programação, características e metodologias de cálculo.

Gumerman et. al (2003) realizaram uma pesquisa dos softwares no mercado e publicaram um informe com a descrição de 52 programas classificados nas categorias anteriormente apresentadas. No ANEXO A1 é apresentada uma tabela com uma lista dos softwares para sistemas fotovoltaicos analisados.

### 2.3.1 Plataforma de Programação

Para criar um destes três tipos de programas é fundamental desenvolver uma série de rotinas, descrevendo os componentes, e contar com uma plataforma para ligar estas rotinas. Estes novos programas podem ser executados dentro de um programa comercial, em um ambiente de simulação, ou em linguagem computacional (Fortran, Matlab, C, Visual Basic, Delphi, Pascal entre outros). Os programas escritos em linguagem computacional, após sua compilação, resultam em ferramentas de dimensionamento ou de simulação.

Realizar um programa computacional implica um investimento enorme de recursos humanos e tempo até desenvolver os algoritmos a serem utilizados. Entretanto, para que uma ferramenta seja realmente útil, a interface exige freqüentemente tanto esforço, ou mais, que o desenvolvimento e a execução dos algoritmos de simulação. Ao projetar o desenvolvimento de um software de simulação, deve-se considerar que a modelagem, a concepção do algoritmo e a execução serão seguidas de um árduo trabalho de eliminação de erros e cansativa construção da interface com o usuário.

## 2.4 Análise dos Programas Pesquisados

O número, características e sofisticação dos softwares, aumentaram consideravelmente durante a última década, assim como os sistemas FV instalados. A facilidade no uso dos programas também tem aumentado, permitindo que o usuário sem profundos conhecimentos em programação ou na tecnologia destes sistemas, possa utilizar estes programas.

A pesquisa realizada mostra que a maioria destes softwares são desenvolvidos para simulação de sistemas fotovoltaicos. Há relativamente poucos programas de pré-dimensionamento e análise de viabilidade e existem bons softwares de dimensionamento, desenvolvidos por organizações de pesquisa independentes. Estes últimos, em geral, não realizam uma otimização do sistema e não apresentam uma análise de sensibilidade ou cálculo de índices de mérito, além de carecer de flexibilidade para projetar os SF ou a capacidade de ser vinculada com ferramentas de outros softwares.

Revisar a qualidade dos modelos matemáticos, muitas vezes é um trabalho difícil, devido, principalmente, à limitação de informação sobre os métodos utilizados nos programas. Alguns deles como *Hybrid2* e *PVSyst*, ao contrário oferecem uma informação completa das rotinas e algoritmos utilizados no programa.

Programas de simulação e dimensionamento estão disponíveis para sua utilização em uma versão de demonstração ou livres por um período razoável de tempo, oferecendo a possibilidade de verificar seu comportamento.

A maior parte dos programas de simulação revisada tem base de dados de irradiância e, em alguns casos, dados de temperatura ambiente também. Outra característica nestes programas é a existência de uma interface que permite importar conjuntos de dados meteorológicos, tal é o caso do programa *METEONORM* (Inechien, 2006), ou de gerar dados de irradiação horária partindo de valores médios mensais, metodologia aplicada no *PVSize*.

A maioria dos programas no mercado realiza cálculos de produção e consumo de energia em base horária, tempo considerado adequado para uma simulação.

Modelos atuais para o gerador fotovoltaico são, em geral, suficientemente exatos para a maioria das finalidades de simulação. Os componentes que precisam ser mais pesquisados são a bateria e a influência do regulador. Isto é especialmente necessário para implementar métodos que consigam prever a vida e o efeito de envelhecimento do sistema de acumulação e, desta forma, propor estratégias de controle e dimensionamento para um bom funcionamento.

Os modelos existentes de baterias não consideram, ponderando as condições de operação, mudanças na expectativa do tempo de funcionamento, apesar desta ser uma consideração chave para determinar a confiabilidade dos SFA.

Através da análise dos softwares foi confirmado que as ferramentas existentes apresentam uma deficiência ao informar o grau de confiabilidade dos cálculos realizados, sendo que, em geral, o usuário agrega um fator de segurança (que aumenta o custo do sistema). Assim como na avaliação de um novo conceito, configuração ou componentes, as limitações no software podem esconder o impacto real. Isto sugere a necessidade de uma validação do

software, ou seja, sistemas reais devem ser monitorados e os resultados devem ser comparados com a simulação. A validação permite: estabelecer a área onde as melhoras são necessárias e oferecer uma indicação da exatidão do software e, desta forma, permitir ao usuário diminuir as margens de segurança (diminuído o custo investido na implantação do sistema para igual confiabilidade).

Muitos dos softwares existentes mostram os resultados da simulação através de valores numéricos com várias casas decimais, mas nestes valores devem ser consideradas as incertezas associadas aos dados de entrada e aos desvios dos modelos dos componentes.

Alguns softwares possuem rotinas de otimização para determinar o sistema mais adequado, mas também deveriam indicar se um projeto ótimo encontra-se em uma região de baixa sensibilidade ao cambio de configuração do sistema ou se é o projeto isoladamente mais conveniente. Para o primeiro caso, os resultados serão pouco sensíveis às mudanças no projeto e modificações dos parâmetros de entrada, no segundo, diferenças no sistema causarão desvios significativos.

Estes comportamentos são apresentados na Figura 2.2 onde se observa que a variação na configuração no sistema ( $\Delta C$ ) produz apenas um pequeno afastamento ( $\Delta S_b$ ) da configuração ótima (sistema pouco sensível), e a mesma variação afeta fortemente o comportamento da instalação ( $\Delta S_a$ ) configurando um sistema com uma maior sensibilidade.

Em resumo, existem muitas considerações importantes na seleção e projeto de um software:

- Integração das tarefas (análise preliminar, dimensionamento, simulação) na mesma ferramenta;
- Facilidade de utilização;
- Flexibilidade na escolha dos componentes;
- Flexibilidade na escolha do algoritmo de controle.
- Validação da ferramenta e dos níveis de exatidão e precisão;
- Consideração da diminuição no desempenho dos componentes,
- Utilização de dados climáticos que representem não apenas um ano típico.
- Metodologia que permita observar a sensibilidade do sistema às mudanças na configuração.
- Degradação de componentes que devem ser substituídos ao longo da vida do sistema.

No programa aperfeiçoado neste trabalho incluem-se alguns algoritmos e modelos matemáticos que tem em conta os pontos anteriormente citados.

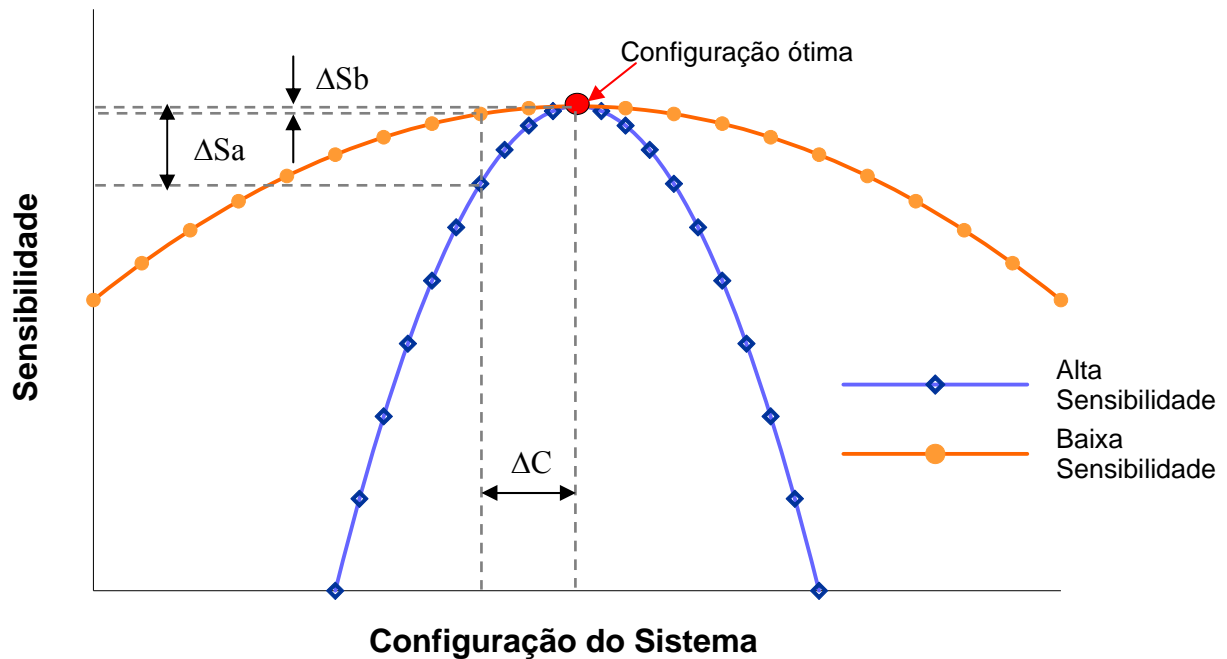


Figura 2.2. Influência da variação na configuração dos sistemas para diferentes casos de sensibilidade.

## 2.5 Equações de Análise do Desempenho Energético

Uma forma de avaliar o desempenho energético dos sistemas fotovoltaicos é através dos chamados índices de mérito. Estes índices foram utilizados pelo programa de avaliação energética da Comunidade Económica Europeia em sistemas fotovoltaicos conectados à rede (CEC – Joint Research Centre, 1993, apud Dias, 2006), e sua utilização pode ser estendida para a análise de sistemas fotovoltaicos autônomos, realizando algumas considerações sobre sua definição (Montenegro et al, 2008; Mayer e Heidenreich, 2003).

As equações para calcular os índices de mérito foram incluídas dentro do *PVSize* para analisar a performance energética dos diferentes sistemas em estudo.

### 2.5.1 Índices de Mérito

A *Eficiência Global do Sistema* ( $\eta_s$ ) representa a fração de energia solar convertida em energia elétrica entregue ao consumidor (Eq. 2.1). Este índice geralmente é apresentado e forma percentual.

$$\eta_s = \frac{E_{Cons}}{E_{ger}} = \frac{\int_{\Gamma} P_{Cons}(t) dt}{A_{ger} \int_{\Gamma} G(t) dt} \quad (2.1)$$

onde,  $E_{Cons}$  é a energia elétrica entregue ao consumidor ou usuário, em kWh;  $E_{ger}$  representa a energia solar disponível no gerador para a conversão, em kWh;  $P_{Cons}$  é a potência elétrica entregue ao consumidor ou usuário, em kW;  $G$  representa a irradiância no plano do gerador, em kW/m<sup>2</sup>;  $\Gamma$  representa o período de operação do sistema, em dia, e  $A_{ger}$  representa a área do gerador, em m<sup>2</sup>.

A *Eficiência do arranjo fotovoltaico ou de conversão* ( $\eta_{fv}$ ) representa a fração de energia solar convertida em energia elétrica entregue à bateria. Este índice (Eq. (2.2)) geralmente é expresso em forma percentual.

$$\eta_{fv} = \frac{E_{util}}{E_{ger}} = \frac{\int_{\Gamma} P_{util}(t) dt}{A_{ger} \int_{\Gamma} G(t) dt} \quad (2.2)$$

onde  $E_{util}$  representa a energia entregue à bateria, em kWh e  $P_{util}$  representa a potência que é entregue à bateria, sem considerar a energia disponível que não foi utilizada nos momentos que o sistema de gerenciamento de carga da bateria limita este processo.

A *Eficiência de armazenamento* é determinada pela Eq. (2.3) e representa a razão entre a energia elétrica entregue à bateria ( $E_{util}$ ) e a energia elétrica medida na entrada do inversor ( $E_{CC}$ ), em kWh.

$$\eta_{arm} = \frac{E_{util}}{E_{CC}} = \frac{\int_{\Gamma} P_{util}(t) dt}{\int_{\Gamma} P_{CC}(t) dt} \quad (2.3)$$

onde  $P_{CC}$  representa a potência elétrica medida na entrada no inversor, em kW.

Em sistemas fotovoltaicos com consumo em corrente contínua (CC) o valor de  $E_{CC}$  é igual ao valor de  $E_{Cons}$ .

Análises realizadas por Mayer (1999) sobre a norma IEC 61724 e as diretrizes europeias, para calcular os índices de mérito, expõe que nas normas IEC existe a intenção de



utilizar a mesma definição de índices de avaliação do desempenho de sistema para todas as fontes de energias. No entanto, para os sistemas autônomos considera-se uma modificação sobre o cálculo da energia útil devido ao efeito de acumulação da bateria. Nas diretrizes europeias o fato de carregar baterias é negligenciado.

Para sistemas autônomos, com baterias, a avaliação do desempenho usando o índice de Desempenho Global (Eq. (2.8)) dará resultados diferentes dependendo do método usado. Aplicar a norma IEC 61724 dará valores de  $PR$  mais elevados em relação ao mesmo sistema que utiliza as diretrizes europeias.

O cálculo para determinar a energia útil implementado no  $PVSize$  (Eq. (2.3)), segue a forma indicada pela norma IEC 61724.

A *Eficiência do Inversor* ( $\eta_{inv}$ ) é determinada pela Eq. 2.4 e representa a razão entre a energia elétrica medida entregue ao consumidor ( $E_{Cons}$ ) e a energia elétrica medida na entrada do inversor ( $E_{CC}$ ), em kWh. Este índice pode ser expresso em percentual, multiplicando-o por 100.

$$\eta_{inv} = \frac{E_{Cons}}{E_{CC}} = \frac{\int_{\Gamma} P_{Cons}(t)dt}{\int_{\Gamma} P_{CC}(t)dt} \quad (2.4)$$

Quando o sistema em análise consome apenas energia em CC, o valor de  $E_{CC}$  é igual ao valor de  $E_{Cons}$  resultando em uma  $\eta_{inv}$  unitária.

O *Fator de Capacidade* ( $CF$ ), representa a capacidade de gerar energia elétrica em função da energia nominal instalada considerando que o sistema opera durante as 24 horas do dia (Eq. (2.5)). Este índice geralmente é apresentado em forma percentual.

$$CF = \frac{E_{Cons}}{E_{STD}} = \frac{\int_{\Gamma} P_{Cons}(t)dt}{\int_{\Gamma} P_{STD}dt} \quad (2.5)$$

onde,  $P_{STD}$  representa a potência real instalada em [kW<sub>p</sub>],  $E_{STD}$  representa a energia real na condição padrão, expressa em kW<sub>p</sub>.h.

Em um sistema fotovoltaico a potência nominal do gerador  $P_{nom}$ , dada em kW<sub>p</sub>, é determinada na condição padrão de medida e a potência real instalada  $P_{STD}$  deriva desta última.

A *Produtividade* ( $Y$ , kWh/kW<sub>p</sub>.d) pode ser determinada tanto para o gerador quanto para o sistema. Esta representa a quantidade de energia elétrica gerada por cada kW<sub>p</sub> instalado. Pode ser expressa em h/d, e representa o número de horas no qual o sistema opera na condição padrão no período considerado.

A *Produtividade do Gerador* ( $Y_A$ , h/d) é determinada pela Eq. (2.6) e representa uma relação entre o valor médio da energia diária produzida pelo gerador e a potência  $P_{STD}$

$$Y_A = \frac{1}{P_{STD}} \left[ \frac{1}{\Gamma} \int_{\Gamma} P_{util}(t) dt \right] \quad (2.6)$$

A *Produtividade do Sistema* ( $Y_F$ , h/d) é determinada pela Eq. (2.7) e representa uma relação entre o valor médio da energia elétrica diária entregue à rede e a potência  $P_{STD}$

$$Y_F = \frac{1}{P_{STD}} \left[ \frac{1}{\Gamma} \int_{\Gamma} P_{Cons}(t) dt \right] \quad (2.7)$$

O *Desempenho Global do Sistema* ( $PR$ ) é determinado pela relação entre a energia líquida gerada pelo sistema, em um determinado período de tempo, e a energia realmente disponível no mesmo período de tempo. A Eq. (2.8) determina  $PR$  por meio da razão entre a produtividade do sistema  $Y_F$  e a produtividade de referência  $Y_R$  (Mayer,1999; Mayer e Camez, 2001; Drif, 2004).

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (2.8)$$

onde,  $Y_R = \frac{H(\gamma, \beta^*)}{G_{ce}}$  é a produtividade de referência, em (h/d) e  $G_{ce}$  é a irradiância de 1 kW/m<sup>2</sup>.

Desta forma,  $Y_R$  representa o parâmetro também conhecido com horas de sol nominal ou horas de sol pleno.

$H(\gamma, \beta^*)$  expressa a irradiação média diária no plano do gerador em kWh/m<sup>2</sup>.d, para o desvio azimutal local  $\gamma$  e inclinação em relação ao plano horizontal  $\beta^*$  (Eq. (2.9))

$$H(\gamma, \beta) = \frac{1}{\Gamma} \int_{\Gamma} G(t) dt \quad (2.9)$$

As *perdas de captura* ( $LC$ , h/d) e de sistema ( $LS$ , h/d) são utilizadas em análise comparativa de sistemas fotovoltaicos, e estas foram determinadas através das Eqs. (2.10) e (2.11) (Mayer,1999; Mayer e Camez, 2001; Drif, 2004)

$$L_C = Y_R - Y_A \quad (2.10)$$

$$L_S = Y_A - Y_F \quad (2.11)$$

A *Energia Elétrica Média Diária Entregue ao Usuário* ( $E_F$ , kWh/d) é estimada utilizando-se a Eq. (2.12).

$$E_F = \left( \frac{H(\gamma, \beta) PR}{G_{ce}} \right) P_{STD} = \left[ \frac{1}{\Gamma} \int_{\Gamma} P_{Cons}(t) dt \right] \quad (2.12)$$

Mayer (2003) propõe a introdução de parâmetros adicionais para a avaliação de sistemas autônomos e sistemas híbridos. Estes parâmetros são denominados fator de utilização ( $FU$ ), expresso pela Eq. (2.13), e fator de acoplamento ou *matching factor* ( $MF$ ), este último é apenas utilizado em sistemas híbridos, que não serão analisados neste trabalho. Neste trabalho o fator de utilização definido por Mayer será modificado e vinculado com outro fator para representar melhor o comportamento de SFA.

$$FU = \frac{E_{util}}{E_{Total}} = \frac{\int_{\Gamma} P_{util}(t) dt}{\int_{\Gamma} P_{Total}(t) dt} \quad (2.13)$$

onde  $P_{Total}$  representa a potência que o arranjo fotovoltaico tem capacidade de fornecer sem considerar a energia não aproveitada pelo sistema e  $E_{Total}$  representa a energia que o arranjo fotovoltaico tem capacidade de fornecer.

### 2.5.2 Trabalhos Realizados sobre Sistemas Fotovoltaicos Isolados

Devido à quantidade de índices existentes, em geral, o  $PR$  e o  $Y_F$  são os mais utilizados no momento de comparar o desempenho de diferentes sistemas, e são os valores que muitas vezes se encontram em relatórios que apresentam o desempenho de SF. Para análises específicas são utilizados os índices mais representativos para cada estudo.

No IEA-PVPS (Report IEA-PVPS T2-01: 2000) sistemas fotovoltaicos autônomos, híbridos e conectados à rede foram avaliados nos termos do desempenho e da confiabilidade. A Figura 2.3 mostra a distribuição dos  $PR$  para 27 sistemas híbridos autônomos e autônomos. O  $PR$  anual varia de 0,2 a 0,6 para aplicações domésticas isoladas dependendo se têm um sistema de *back-up*, e 0,05 a 0,25 para os sistemas que são super dimensionados para razões de confiabilidade (denominados sistemas profissionais).

Uma análise de sistemas autônomos nos termos da  $PR$  mostra que o este índice não reflete as condições apropriadas de operação, como no caso de SFCR. Para os sistemas híbridos, em geral, possuem valores de  $PR$  mais elevadas que sistemas FV autônomos sem apoio.

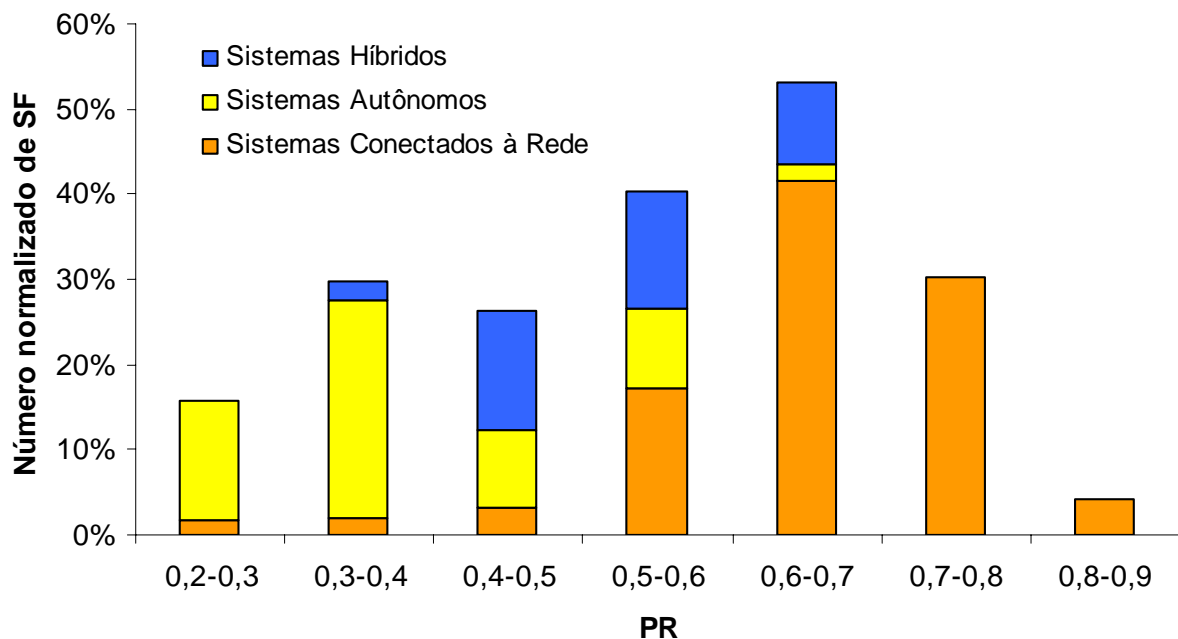


Figura 2.3. Índices de desempenho para diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos analisados pelo programa IEA-PVPS (2000).

O IEA-PVPS analisou os dados anuais de 260 sistemas fotovoltaicos e determinou a faixa de PR para os diferentes tipos de sistemas, obtendo os seguintes resultados:

- Sistemas conectados à rede PR = 0,6 – 0,8
- Sistemas Híbridos PR = 0,3 – 0,6
- Sistemas fotovoltaicos autônomos PR = 0,1 – 0,6

Os baixos valores de *PR* que apresentam os SFA muitas vezes devem-se ao fato de que por ser o único sistema de geração, estes são superdimensionados para evitar as possíveis falhas que poderão acontecer em sistemas com um dimensionamento mais conservador. Dimensionamentos “exatos” muitas vezes não consideram efeitos como: perda de capacidade das baterias, menor valor de radiação anual que os valores tomados como referência, perdas de energia no sistema de geração, gerenciamento errado da carga e descarga da bateria, etc., que são prováveis causas que levariam à falha do sistema antes do previsto.

## 2.6 Aspectos Econômicos de um Projeto Fotovoltaico

O detalhamento dos aspectos econômicos de um projeto é tão importante quanto à análise de viabilidade técnica. A definição de cada etapa e sua participação nos custos finais deve estar presente no levantamento dos encargos financeiros necessários para a análise de viabilidade do projeto.

Considerando os investimentos realizados no projeto, estes podem ser divididos em três etapas diferentes: os custos iniciais do projeto, os custos anuais de operação e manutenção e os custos periódicos de reposição de peças do sistema. À sua vez estas etapas encontram-se divididas nos subitens apresentados na Figura 2.4.

Os custos iniciais dos projetos fotovoltaicos de grande porte englobam importantes encargos em diversas etapas: estudos de viabilidade técnica, negociações e desenvolvimento, projetos de engenharia, custos de equipamento, infra-estrutura e despesas diversas. Cada uma destas etapas precisa de um detalhamento em função da importância do projeto, podendo tomar conta de uma parte importante na parcela investida ou serem desprezados (o tamanho da instalação é quem define sua importância).

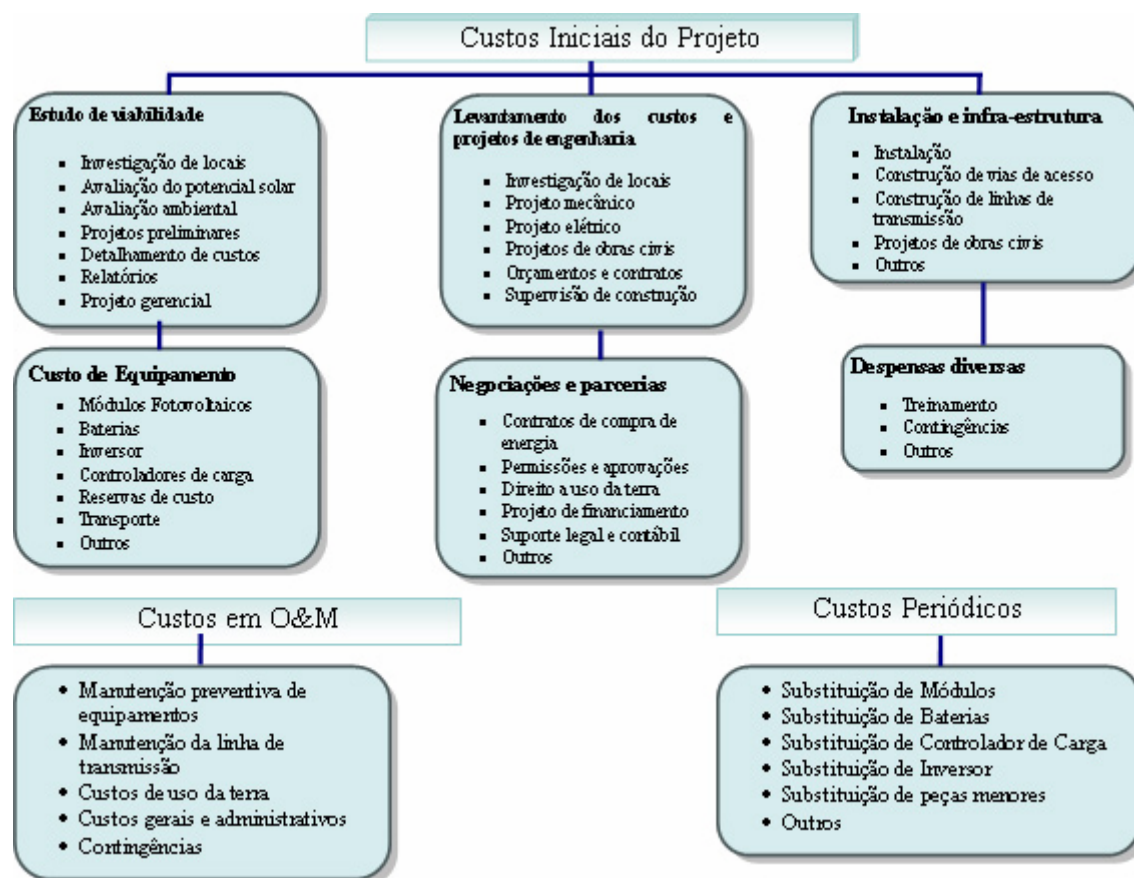


Figura 2.4. Detalhe de custos para cada etapa do projeto de instalação de um sistema fotovoltaico.

### 2.6.1 Custos do Projeto Fotovoltaico

Uma descrição simples e completa para analisar os custos associados a um projeto fotovoltaico é apresentada no programa *RETScreen International* (2005) e no *PV-Designs Pro 5.0*.

O roteiro apresentado no *RETScreen International* é utilizado como base sobre a qual foi desenvolvido o módulo de análise econômica incluído no *PVSize*.

Além dos custos descritos na Figura 2.4, exercem influência sobre o valor da eletricidade gerada os seguintes fatores:

- Horas de sol;
- Disponibilidade;
- Tempo de vida: para módulos fotovoltaicos modernos é de mais de 20 anos, não excluindo a necessidade de substituição de componentes do SFA neste período;

- Taxa de Juros;
- Subsídios e outros fatores intangíveis.

Para SFA de pequeno porte os custos associados a cada etapa e a seus estudos correspondentes variam consideravelmente, sendo os custos associados à aquisição dos equipamentos os mais importantes no cálculo total do investimento. Uma vez definidas as condições a serem considerados para a instalação de um SFA, pode-se desenvolver um modelo de análise financeira que contemple os custos descritos anteriormente.

### 2.6.2 Indicadores Financeiros de Viabilidade

Antes de iniciar a análise e comparação das diferentes oportunidades de investimento deve-se determinar qual será o custo do capital. Este custo refere-se diretamente aos riscos que o investidor irá correr ao optar por determinado investimento e, conseqüentemente, ao retorno que o mesmo irá esperar por tal ação. O custo deste capital se denomina taxa de desconto ou taxa mínima de atratividade (*TMA*).

A *TMA* pode ser definida como a taxa considerando a taxa de juros praticada no mercado e a incerteza dos valores de fluxo de caixa. Esta taxa deve refletir o custo de oportunidade dos investidores, que podem escolher entre investir no projeto que está sendo avaliado ou em outro projeto similar. A terminologia financeira utilizada é baseada na encontrada na maioria dos livros de texto financeiros, como Casarotto Filho e Kopittke (2006) ou Abreu e Stephan (1982).

Para obter os indicadores de viabilidade financeira de um projeto os principais métodos de avaliação são:

1. Método do valor presente líquido (*VPL*).
2. Método da taxa interna de retorno (*TIR*).
3. Método do tempo de recuperação do capital ou *Payback* (*PB*).

O *VPL* é a medida mais utilizada nas mecânicas de fluxo monetário, e representa a soma de despesas e benefícios. Se o *VPL* é positivo, então o projeto é financeiramente atraente, se for negativo, então seria mais proveitoso investir o dinheiro em outro projeto. Um problema deste método encontra-se em que a escolha de um valor inapropriado da *TMA* pode resultar em valores equivocados.

A *TIR*, também conhecido como o retorno do investimento, apresenta o verdadeiro rendimento do projeto ao longo de sua vida. A *TIR* para um projeto geralmente é utilizada para comparar o retorno de diferentes investimentos, já que projetos com diferentes custos iniciais e periódicos não se apresentam como adequados para ser avaliados apenas através do *VPL*.

#### *Método do Valor Presente Líquido*

O método do *VPL* calcula o valor de um projeto através da diferença entre o valor presente das entradas líquidas de caixa do projeto e o investimento inicial requerido para iniciar o mesmo (Eq. (2.14)) para o tempo de vida do projeto em  $N$  anos.

$$VPL = \sum_{n=0}^N \frac{C_c}{(1 + TMA)^n} \quad (2.14)$$

onde  $C_c$  é o fluxo de caixa líquido no ano  $n$

#### *Método da taxa interna de retorno*

O método da *TIR* requer o cálculo de uma taxa que zera o *VPL* dos fluxos de caixa do projeto. Este indicador é calculado através da Eq.(2.15).

$$0 = \sum_{n=0}^N \frac{C_c}{(1 + TIR)^n} \quad (2.15)$$

Deve-se lembrar que no ano zero,  $C_0$  representa o patrimônio líquido do projeto menos os incentivos e subsídios.

È importante ter em conta que existem diversos casos onde a *TIR* não pode ser determinada, por exemplo, quando o fluxo de caixa é positivo no ano zero ou quando a evolução econômica do projeto não atinge valores positivos.

Para decidir se o projeto é rentável ou não para a empresa, deve ser comparada a *TIR* resultante do projeto e a *TMA* desejada. Quando o valor da *TIR* é maior ou igual que o valor da *TMA* o projeto é um investimento rentável.

Para investimentos favoráveis o método do *VPL* reinveste todos os fluxos de caixa com a mesma *TMA*, por sua vez, o método da *TIR* reinveste-os segundo a própria *TIR*. Ou seja, estes métodos baseiam-se em premissas de investimentos diferentes que pode conduzir a decisões discrepantes entre si.



*Método do tempo de recuperação do capital ou Payback*

O período de *Payback* é o tempo necessário para que o valor dos fluxos de caixa previstos e acumulados (excluindo o pagamento de dívidas) seja igual ao valor inicialmente investido (Eq. ((2.16)). Ou seja, é o tempo que um projeto leva para pagar-se.

$$PB = \frac{C_i - IG}{(C_{ener} + C_{capa} + C_{RE} + C_{GEE}) - (C_{O\&M} + C_{fuel})} \quad (2.16)$$

onde  $C_i$  é o custo inicial total do projeto,  $C_{O\&M}$  representa os custos associados à operação e manutenção incorrida anualmente,  $C_{fuel}$  é o custo anual de combustível ou de eletricidade,  $C_{per}$  são os custos ou créditos periódicos do sistema,  $C_{ener}$  é a receita anual de energia,  $C_{capa}$  são as economias anuais da capacidade ou a renda da energia adicional disponível que não é absorvida pela carga e está conseqüentemente disponível para outro uso,  $C_{RE}$  é a renda anual da produção da energia renovável (*ER*),  $C_{GEE}$  considera a renda da redução de gases de efeito estufa (*GEE*) e *IG* são os incentivos e subsídios conseguidos.

A escolha de um projeto está ligada diretamente ao período de retorno do capital mínimo exigido pela empresa.

O *Payback* é um dos métodos mais simples de avaliação por proporcionar a escolha de projetos que retornam o capital investido no menor tempo, e apenas é utilizado como método complementar na análise de investimentos.

Como resumo de quando aplicar cada método pode-se inferir que o método do *VPL* é adequado para investimentos que envolvam um curto prazo, ou que se realizem em um pequeno número de períodos. O método da *TIR* permite uma maior transparência na análise de investimentos, facilitando a comparação com índices gerais ou setoriais.

Existem outros indicadores que permitem estudar o comportamento financeiro do investimento, e são detalhados a seguir:

*Ano positivo de fluxo de caixa (ou tempo de pagamento do capital)*

O ano positivo de fluxo de caixa ( $N_{PFC}$ ) é o primeiro ano que os fluxos de caixa acumulados durante o projeto são positivos. Este indicador é calculado através da Eq.(2.17)

$$0 = \sum_{n=0}^N C_c \quad (2.17)$$

*Ganhos anuais durante o ciclo de vida do projeto*

No método dos ganhos anuais durante o ciclo de vida do projeto (*GV*) as economias anuais nominais são uniformizadas para apresentar exatamente a mesma vida e valor atual líquido que o projeto. Calcula-se usando a Eq. (2.18)

$$GV = \frac{VPL}{\frac{1}{r} \left( 1 - \frac{1}{(1+r)^N} \right)} \quad (2.18)$$

onde  $r$  a taxa de inflação anual

*Relação Custo-Benefício*

A relação custo-benefício (*B-C*) é uma expressão que mostra a viabilidade relativa do projeto. Calculam-se como uma relação do valor presente líquido das receitas brutas anuais menos os custos anuais sobre o capital do projeto (Eq. (2.19)).

$$B - C = \frac{VPL + (1 - f_d)C_i}{(1 - f_d)C_i} \quad (2.19)$$

onde  $f_d$  é a proporção entre a dívida e capital próprio.

*Custos de produção de energia*

O custo de produção de energia (*C<sub>prod</sub>*) representada o valor que produz um valor presente líquido igual a zero. Este valor é obtido resolvendo a Eq. (2.20)

$$0 = \sum_{n=0}^N \frac{C_c}{(1+r)^n} \quad (2.20)$$

O modelo financeiro da análise calcula a cobertura do serviço de débito para cada ano do projeto e relata a relação mais baixa encontrada durante todo o termo do débito. Existe também a possibilidade de selecionar um tempo de carência do projeto onde não é pago o parcelamento da dívida. Na Tabela 2.1 são apresentados os parâmetros técnicos e financeiros utilizados como dados de entrada no programa e os indicadores financeiros de saída que permitem analisar o investimento.

Tabela 2.1. Parâmetros de entrada e indicadores de saída associados com a metodologia de análise implementada no software *PVSize*.

Parâmetros Técnicos e financeiros (parâmetros de entrada)	Indicadores Econômicos (Indicadores de saída)
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Balanço energético               <ul style="list-style-type: none"> <li>Custo da energia</li> <li>Crédito de produção de <i>ER</i></li> <li>Taxa de reajuste do custo da energia</li> <li>Duração do crédito de produção <i>ER</i></li> <li>Taxa de reajuste de crédito <i>ER</i></li> <li>Crédito de redução de emissões <i>GEE</i></li> <li>Duração do crédito <i>GEE</i></li> <li>Taxa de reajuste do crédito <i>GEE</i></li> <li>Proporção da dívida</li> <li>Taxa de interesse da dívida</li> <li>Inflação</li> <li>Taxa de desconto (<i>TMA</i>)</li> <li>Vida do projeto</li> </ul> </li> <li>• Análise de imposto de renda               <ul style="list-style-type: none"> <li>Taxa de imposto efetiva</li> <li>Taxa de depreciação</li> <li>Tempo de depreciação</li> </ul> </li> <li>• Isenção de impostos               <ul style="list-style-type: none"> <li>Duração de isenção de impostos</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Indicadores principais               <ul style="list-style-type: none"> <li><i>TIR</i> antes dos impostos</li> <li><i>TIR</i> depois dos impostos</li> <li><i>Payback</i> Simples</li> <li>Tempo até o fluxo de caixa positivo</li> <li><i>VPL</i> – Valor Presente Líquido</li> <li>Economias anuais</li> <li>Relação Custo-Benefício (<i>B-C</i>)</li> </ul> </li> <li>• Indicadores secundários               <ul style="list-style-type: none"> <li>Capital do projeto</li> <li>Dívida do projeto</li> <li>Pagamentos da dívida</li> <li>Cobertura da dívida</li> <li>Custo mínimo da energia</li> <li>Redução dos <i>GEE</i></li> </ul> </li> </ul>

Ao julgar as alternativas de investimento, devem ser considerados:

- a. Critérios econômicos: Rentabilidade dos investimentos.
- b. Critérios financeiros: Disponibilidade de recursos.
- c. Critérios imponderáveis: Segurança, status, beleza, localização, facilidade de manutenção, meio ambiente, qualidade, desenvolvimento social, entre outros.

No caso particular de SFA para eletrificação rural é muito importante considerar alguns dos critérios imponderáveis, já que se bem eles não entram no fluxo anual de caixa, dentro destes critérios encontram-se os principais fundamentos para a utilização da tecnologia fotovoltaica em determinadas regiões do Brasil.

### 3. MODELAGEM DOS COMPONENTES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

No momento de dimensionar um sistema fotovoltaico os principais parâmetros a serem considerados são: o recurso energético disponível na região em questão e a demanda de energia que deve ser alimentada com o sistema. Sendo assim, não apenas devem-se considerar os componentes do sistema, mas também a radiação solar, bem como a tensão da instalação e quantidade de energia demandada ao longo do ano.

Este capítulo resume, em forma de revisão bibliográfica, os principais antecedentes utilizados no desenvolvimento tanto do software *PVSize* quanto desta Tese. Como muitos dos métodos utilizados já foram amplamente descritos, os mesmos serão citados e referidos sem aprofundamento. No caso da análise do comportamento dos acumuladores, ao contrário, por formarem uma base de conhecimento necessária para o desenvolvimento da Tese, os métodos e trabalhos encontrados na literatura são analisados com mais profundidade. Uma modelagem que represente adequadamente o comportamento de cada dispositivo é a base para aperfeiçoar a ferramenta computacional considerada na presente Tese. Desta forma, neste capítulo serão apresentados os métodos utilizados para gerar dados horários de radiação solar e temperatura ambiente, e os modelos dos dispositivos utilizados nos sistemas fotovoltaicos: baterias, painéis solares, reguladores de carga, inversores e conversores de corrente.

#### 3.1. Radiação Solar

As duas características principais da radiação solar a serem consideradas para seu aproveitamento são sua intermitência e variabilidade no tempo. Estas duas características são de fundamental importância quando se deseja quantificar a radiação que incide, em um determinado período de tempo, sobre uma determinada área na superfície da Terra.

A complexidade dos fenômenos que afetam a radiação solar em seu caminho através da atmosfera é o principal problema para quantificar a disponibilidade energética. Quando a radiação solar entra na atmosfera, existem dois tipos de fenômenos que influenciam em sua trajetória através da mesma até chegar à superfície: os que dependem da geometria Sol-Terra e são função da posição relativa de ambos e do lugar na superfície terrestre considerado; e os fatores meteorológicos. Estes fatores são os responsáveis por uma atenuação na quantidade de energia que poderia chegar até a superfície terrestre e, ao contrário dos fatores geométricos, não são facilmente quantificáveis e seu efeito de atenuação deve-se aos elementos que formam a atmosfera (vapor de água, ozônio, aerossóis, nuvens, entre outros).

A radiação emitida pelo Sol que chega até a atmosfera terrestre tem pouca variação e depende da distância Sol-Terra, da declinação, da latitude do lugar considerado e do ângulo horário.

### 3.1.1. Componentes da Radiação

A radiação Solar incidente na superfície terrestre é formada por: radiação direta, que chega à Terra em linha reta e radiação difusa, gerada pelos efeitos da dispersão dos componentes da atmosfera, incluindo as nuvens. Uma superfície inclinada recebe ainda radiação refletida pelo solo ou objetos próximos. A razão entre a radiação refletida e a incidente na superfície da terra denomina-se albedo ou refletividade do solo.

A importância da estimativa exata da irradiância refletida aumenta com o ângulo de inclinação das superfícies (por exemplo, módulos FV que devam ser instalados em uma posição diferente da horizontal) já que a parcela de céu vista pela superfície inclinada diminui enquanto a parcela de solo vista pela mesma aumenta. A radiação solar global ou total que chega a uma superfície pode ser expressa como a soma destas três componentes (direta, difusa e refletida).

### 3.1.2. Dados de Radiação

No dimensionamento de sistemas fotovoltaicos é preciso determinar o fluxo de radiação direta, refletida e difusa incidente no sistema. Devido a que os fatores meteorológicos condicionam a quantidade de radiação solar que chega à superfície terrestre, não é possível determinar com antecipação quanta energia receberá o sistema.

Para projetar um sistema fotovoltaico é necessário ter dados estatísticos derivados de medidas experimentais para um longo período de tempo. De esta tarefa encarregam-se os serviços nacionais de meteorologia ou entidades similares, mediante uma diversidade de procedimentos que vão desde a medida direta da radiação (piranômetros, pirheliômetros, etc.) até a correlação com outras variáveis (horas de sol, fotografia de satélites, etc.). Posteriormente estes dados são tratados para obterem-se parâmetros representativos, os quais são publicados em bases de dados nacionais ou regionais, páginas web, etc.

A maior parte dos instrumentos de medição disponíveis atualmente no Brasil apenas mede o número de horas de insolação ou, quando muito, a radiação global no plano horizontal. Através de uma recompilação e tratamento destes dados foi criado um Mapa Solarimétrico do Brasil (Tiba et al, 2001). Martins et al (2005), utilizando dados medidos, desenvolveram modelos computacionais e técnicas para a resolução numérica da equação de transferência radiativa para

estimar o fluxo de energia solar que chega à superfície terrestre (Projeto SWERA, 2007). Estas ferramentas são importantes para aperfeiçoar técnicas de tratamento e geração de valores de radiação solar para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

O tipo de valores de radiação necessários para o dimensionamento depende da resolução desejada. Assim, haverá sistemas que podem ser dimensionados com valores médios mensais de radiação, enquanto que para outros será preciso utilizar séries de dados horários.

Os procedimentos através dos quais se realizam os cálculos para determinar as componentes da radiação sobre uma superfície plana arbitrariamente orientada foram apresentados pelo autor em Vera (2004).

### 3.2. Modelagem de Variáveis Atmosféricas

Quando o único objetivo do cálculo é obter o dimensionamento, sem avaliar o comportamento da instalação, os métodos que utilizam valores médios mensais de radiação podem ser considerados adequados. Porém, ao pretender analisar o comportamento da instalação através da simulação do sistema por computador torna-se necessário que os dados meteorológicos, em especial os dados de radiação solar, sejam compatíveis com seqüências de dados que possam ocorrer na realidade.

Existem muitos métodos para estimar a radiação solar na superfície terrestre, tais como o de Angström (1924) e suas variantes, modelos estatísticos baseados em dados obtidos de satélites e os métodos baseados em modelos físicos.

Uma possibilidade para analisar as variações efetivas das condições meteorológicas é utilizar o que se conhece como Ano Meteorológico Típico (TMY) que armazena um ano de dados em intervalos horários medidos que representam a média mensal para muitos anos.

Ainda que a utilização dos dados TMY seja uma ótima solução, existem duas limitações: são poucos os lugares que dispõem desta informação e os dados, ao representar as médias de muitos anos, não ponderam os meses que apresentam más condições meteorológicas.

Para contornar o problema da falta de seqüências de dados de radiação solar, os pesquisadores têm procurado gerar sinteticamente estes dados para que apresentem semelhantes características estatísticas (média, autocorrelação, etc.) com as séries observadas.

Neste trabalho utilizam-se modelos estocásticos baseados em Matrizes de Transição de Markov (MTM), que consideram a variação de curto tempo e a correlação dos dados. O uso desses modelos considera as componentes dos dados de radiação solar (uma componente que representa a variação da radiação segundo a época do ano e o lugar, além de uma componente aleatória que representa o comportamento aleatório do fenômeno natural).

### 3.2.1. Método das Matrizes de Transição de Markov

Este método foi proposto por Aguiar e Collares-Pereira (1988) e analisado em comparação com outros métodos por Krenzinger e Macagnan (1988) e Macagnan (1989). O método MTM possibilita a sintetização de seqüências de radiação diária tendo como único dado de entrada a série de 12 valores médios mensais de radiação. Em uma análise aplicada à simulação de sistemas fotovoltaicos, Gonçalves (1992) demonstrou que ainda que os dados sintetizados possam reproduzir fielmente a distribuição do índice de transparência diário ( $Kt$ ), em alguns lugares o número de dias em seqüência com pouco sol não refletem as seqüências reais. Ainda assim, é mais aconselhável utilizar estes dados com alguma possibilidade de que resultem com as mesmas características das seqüências originais do que considerar que todos os dias do mês são iguais ao dia médio ou com uma distribuição arbitrária.

O procedimento de geração das seqüências de radiação solar diária e horária utilizado nesta Tese é apresentado em detalhe por Vera (2004). A transformação dos dados de radiação horizontal em radiação inclinada é feita com a utilização do modelo de Perez et al (1987).

### 3.2.2. Método de Sintetização de Dados Horários

A metodologia de cálculo para os dados horários de radiação, descrita por Vera (2004), vem sendo desenvolvida há vários anos no LES-UFRGS e foi utilizada para criar um software para geração de dados sintéticos de radiação. Este programa, denominado *SeqMetBr*, é utilizado pelo *PVSize* para gerar os dados de radiação. O *SeqMetBr* foi modificado para gerar até 10 anos de radiação solar, valores que permitem considerar a variação anual de radiação ponderando a margem de incerteza das medidas. Desta forma, tem-se um software que gera cada ano um valor médio de radiação solar diferente, mas que no total de anos simulados mantém o mesmo valor médio dos 12 dados de entrada de radiação media mensal.

Com o objetivo de verificar o método de sintetização de dados horários de radiação solar Alves e Krenzinger (2007) realizaram uma comparação entre dados reais, adquiridos no Projeto *SWERA*, e dados gerados.

A verificação dos dados sintetizados foi realizada utilizando a mesma metodologia empregada para validar os dados gerados pelo programa *METEONORM* (Ineichen, 2006). Este método compara as freqüências acumuladas de radiação global horizontal de dados sintetizados

com dados reais. Desta forma, obtiveram elevadas correlações, maiores a 0,96 nos piores casos, entre valores medidos e gerados para diferentes capitais do Brasil.

É muito importante, no momento de avaliar a confiabilidade de um SFA, entender que o caráter aleatório da radiação solar representa uma fonte inevitável de incertezas que limita a precisão alcançada nos projetos. Desta forma, quando se realiza uma simulação, o cálculo da confiabilidade do sistema está diretamente relacionado com as incertezas inerentes aos valores de radiação que o são ingressados. Em alguns casos, valores mensais médios de radiação solar provenientes de base de dados de diferentes fontes de informação (todas elas de renome) apresentam diferenças de até 14 % (Lorenzo, 2006).

### 3.3. Modelagem da Temperatura Ambiente

Existem muitos modelos para sintetizar dados de temperatura. Alguns destes utilizam dados históricos de séries de temperatura observados em uma localidade que servem para gerar seqüências futuras de temperaturas.

De acordo com Lasnier e Ang (1991), a temperatura ambiente pode ser modelada por uma função senoidal considerando a máxima e mínima temperatura diária.

O modelo utilizado por Remund e Kunz (1998), no software *METEONORM* assume que a variação na amplitude da temperatura é aproximadamente proporcional à amplitude do perfil diário de radiação global.

Neste trabalho é utilizado o modelo proposto por Krenzinger e Farenzena (2003). A metodologia para gerar dados sintetizados de temperatura ambiente utiliza os valores de radiação solar horária gerada previamente. Estes dados de radiação solar são necessários como pré-requisitos porque se considerou uma relação entre a irradiância e a temperatura ambiente. A metodologia completa para o cálculo da temperatura ambiente é descrita por Vera (2004)

### 3.4. Gerador Fotovoltaico

As células fotovoltaicas, unidades básicas do sistema de geração, são dispositivos semicondutores fotossensíveis que têm a propriedade de converter parte da energia solar incidente em energia elétrica. O fenômeno físico de conversão foi descoberto por Bequerel em 1839, mas sua utilização e desenvolvimento começaram nos anos 50 conjuntamente com o período da conquista espacial.

Por ter um espectro de absorção da luz dentro da faixa de comprimentos de ondas abrangida pela radiação solar e por ter um desenvolvimento tecnológico sólido na indústria de



microeletrônica, o silício (Si) é o material semicondutor mais utilizado na fabricação de células fotovoltaicas.

Para que um material semicondutor se transforme em uma célula fotovoltaica, deve passar por uma série de processos até chegar a seu estado final (CIEMAT, 2000). As diferentes formas de realizar estes processos são as que diferenciam as distintas técnicas industriais de fabricação.

Quando uma célula FV é iluminada, os fótons que se encontram dentro da região de resposta espectral à qual a tecnologia de célula utilizada é sensível, excitam os elétrons do material, implicando em um desequilíbrio nas correntes internas. Se os terminais da célula forem ligados através de um circuito externo, circulará uma corrente elétrica e o valor desta corrente será proporcional à intensidade da luz. Este fenômeno se denomina efeito fotovoltaico e sua explicação detalhada pode ser encontrada na bibliografia especializada nesta área (Lasnier e Ang, 1991; Luque e Hegedus, 2003).

#### 3.4.1. Módulo Fotovoltaico

O módulo fotovoltaico é composto por células encapsuladas para protegê-las dos efeitos climáticos, conectadas em série ou paralelo, garantindo valores de tensão e corrente adequados para sua utilização.

O número de células conectadas em um módulo depende da tensão de utilização e da corrente elétrica desejada. É necessário o agrupamento em módulos, pois uma célula fornece pouca energia elétrica, uma tensão de aproximadamente 0,4 V no ponto de máxima potência, e uma densidade da corrente da ordem de 34 mA/cm<sup>2</sup> (Lorenzo, 2006). A conexão em série é feita unindo o terminal positivo de um módulo ao terminal negativo de outro, e assim sucessivamente.

Quando a ligação é em série, as tensões adicionam-se e a corrente será igual para todas as células. As conexões em paralelo compreendem ligações de terminais positivos entre si e terminais negativos entre si. Esta conexão produz a soma das correntes enquanto que a tensão será igual para todas as células.

Deve-se ter cuidado com as células a serem associadas, devido às suas características elétricas. A incompatibilidade destas características implica em módulos ruins, porque as células que geram mais corrente e tensão dissipam o excesso de potência nas células de desempenho inferior. Assim a eficiência global do módulo é reduzida (Rampinelli, 2006).

Para carregar baterias de 12 V, os módulos fotovoltaicos devem produzir pelo menos 16 V no ponto de máxima potência, para contemplar o efeito da temperatura e as perdas que

ocorrem nos cabos e quedas de tensão nos diodos de bloqueio. Assim, os módulos de 12 V de tensão nominal usualmente têm entre 30 e 36 células de silício.

### 3.4.2. Curva Característica I-V

A norma ABNT (NBR10899/TB-328) define a curva característica de tensão versus corrente como a “representação dos valores da corrente de saída de um conversor fotovoltaico, em função da tensão, para condições preestabelecidas de temperatura e radiação”.

A análise da curva I-V (Figura 3.1) é de fundamental importância na caracterização de um gerador fotovoltaico, pois a partir dela é possível obter os principais parâmetros que determinam sua qualidade e desempenho.

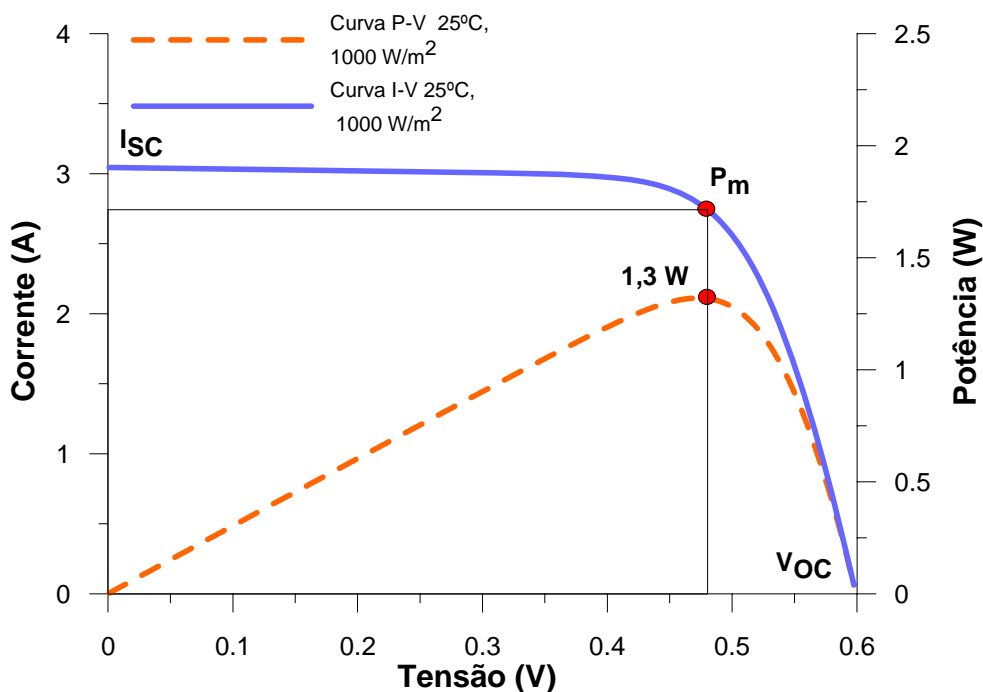


Figura 3.1. Curva característica (linha azul) e de potência (linha laranja tracejada) para uma célula fotovoltaica de 100 cm<sup>2</sup> testada no Laboratório de Energia Solar da UFRGS.

A potência máxima ( $P_m$ ) é produto da tensão ( $V_{mp}$ ) e corrente ( $I_{mp}$ ) no ponto de máxima potência. A potência nominal dos módulos é dada pela potência de pico expressa na unidade  $W_p$  que é a potência máxima medida em condições padrão, condições definidas na norma ASTM E 1036-02, que estabelecem uma irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup> com espectro AM 1,5 e temperatura de célula de 25°C.

### 3.4.3. Efeito da Temperatura e da Intensidade de Radiação

Os efeitos da temperatura e da intensidade da radiação são de fundamental importância, já que as mesmas variam continuamente devido às condições meteorológicas ao longo do tempo, alterando o comportamento dos parâmetros das células durante a geração de energia elétrica.

A curva característica de um módulo experimenta um aumento na corrente de curto circuito ( $I_{SC}$ ) proporcional à intensidade de radiação solar incidente e à tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ) aumenta de forma logarítmica com o aumento de radiação. Para valores altos de irradiância a variação de  $V_{OC}$  é pequena e cresce para valores de irradiância baixos. A variação de  $V_{OC}$  com a temperatura é mais acentuada que a de  $I_{SC}$ . Isto provoca uma nítida perda de potência com o aumento de temperatura. Valores típicos para as variações de  $I_{SC}$  e  $V_{OC}$  com a temperatura para uma célula de Si cristalino são da ordem de:

$$\beta = \frac{\partial V_{OC}}{\partial T} = -2,3 \frac{mV}{^{\circ}C} \quad (3.1)$$

$$\alpha = \frac{\partial I_{SC}}{\partial T} = 0,0006 \cdot I_{SC} \frac{1}{^{\circ}C} \quad (3.2)$$

onde  $\beta$  é o coeficiente da variação da tensão de circuito aberto com a temperatura e  $\alpha$  é o coeficiente da variação da corrente de curto circuito com a temperatura. Estes coeficientes dependem principalmente do material, resultando em valores muito próximos para módulos de tecnologia cristalina.

### 3.4.4. Tecnologia Fotovoltaica

Os principais tipos de células utilizados para construir módulos fotovoltaicos são: silício monocristalino, silício multicristalino e filmes finos. O silício amorfo encontra-se dentro da tecnologia de filmes finos e caracteriza-se por permitir a fabricação de produtos de menor custo em grande escala e permitir sua deposição sobre diferentes superfícies. Neste tipo de tecnologia também se encontram os filmes finos de telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre e índio, e disseleneto de cobre, gálio e índio (CIS e CIGS) (Rüther, 2004).

A evolução da eficiência das células para diferentes tecnologias é apresentada na Figura 3.2. O aumento de eficiência associado com a queda nos valores de aquisição de

dispositivos fotovoltaicos, em conjunto com políticas de utilização de energias limpas, têm sido os principais impulsionadores do seu crescimento no mercado energético.

Para captar maior radiação solar é preciso seguir o movimento aparente do Sol. Para realizar o seguimento utilizam-se os denominados *Solar trackers* (Madeira, 2008). Para os módulos fixos, recomenda-se determinar a melhor inclinação em cada região dependendo da latitude e do período de demanda de carga.

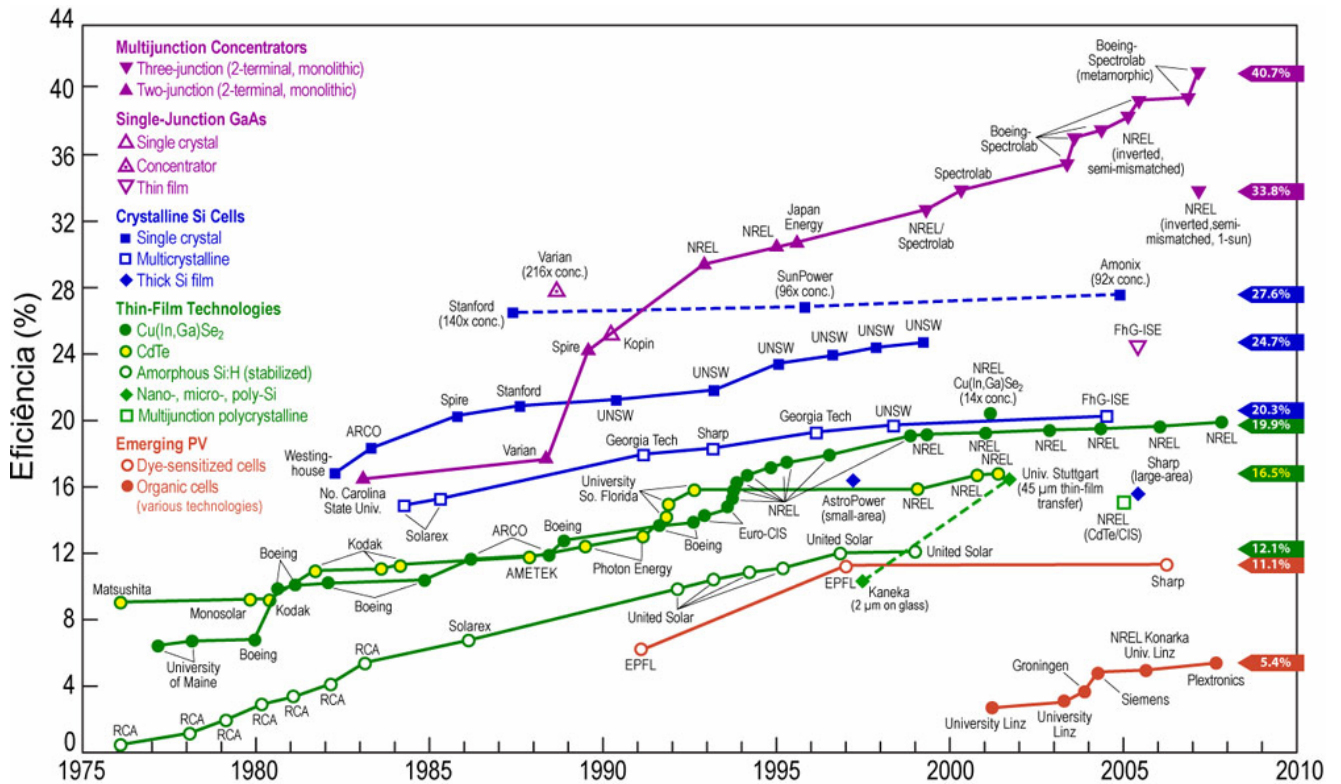


Figura 3.2. Evolução na eficiência das células fotovoltaicas de diferentes tecnologias (NREL, 2007).

Através de lentes concentradoras a células de grande eficiência, como o silício cristalino ou o arseneto de gálio, podem ser produzidos sistemas simples e eficientes de focalização e seguimento do sol. Desta forma, os raios solares são concentrados no dispositivo fotovoltaico. O aumento de intensidade de radiação produz um aumento da corrente na célula e o resultado final acaba sendo a diminuição da área da célula para igual potência gerada.

O Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL, 2008) desenvolveu células multijunção que, com concentração, atingem uma eficiência de 40,8 %. Pesquisas realizadas recentemente na Universidade de Linz (Alemanha) determinaram que é possível usar materiais orgânicos na produção de energia, envolvendo um processo semelhante ao que acontece na natureza como a fotossíntese, mas resultando em energia elétrica (células orgânicas).

### 3.5. Modelo do Gerador Fotovoltaico

Considerando a célula fotovoltaica como sendo um diodo, cuja junção P-N ao ser exposta à radiação solar gera a corrente ( $I$ ), cujo valor é obtido considerando a corrente fotogerada ( $I_L$ ) menos a corrente do diodo no escuro ( $I_D$ ).

$$I = I_L - I_D \quad (3.3)$$

onde o valor da corrente do diodo no escuro está dado pela expressão

$$I_D = I_0 \left[ \exp\left(\frac{eV}{mkT}\right) - 1 \right] \quad (3.4)$$

onde  $I_0$  é a corrente de saturação reversa,  $e$  é a carga elétrica do elétron,  $V$  é a tensão nos terminais da célula,  $m$  é o fator de idealidade do diodo,  $k$  é a constante de Boltzmann e  $T$  é a temperatura de junção da célula.

Desta forma a Eq. 3.5 expressa o valor da corrente de uma célula fotovoltaica ideal.

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp\left(\frac{eV}{mkT}\right) - 1 \right] \quad (3.5)$$

Nas células reais nem toda a corrente é entregue à carga, existem perdas devido a fugas de correntes, as quais são proporcionais ao valor da tensão. Estas perdas são representadas por resistências elétricas internas à célula, uma resistência em série e outra em paralelo. Em outras palavras, é possível representar a célula fotovoltaica por um circuito equivalente dotado de um diodo, um gerador de corrente e mais duas resistências.

Analisando o circuito equivalente da célula mostrado na Figura 3.3, a equação da corrente elétrica que ela fornece a uma carga para uma determinada tensão de polarização é:

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp\left(\frac{e(V + I r_s)}{mKT}\right) - 1 \right] - \frac{V + I r_s}{r_p} \quad (3.6)$$

A resistência série  $r_s$  é devida à própria resistência do semicondutor dopado, à resistência da grade metalizada da face frontal e à resistência dos contatos necessários para

extrair a corrente da célula. A resistência paralela  $r_p$  tem sua origem nas imperfeições da união P-N ou no material que constitui a célula, ou ainda nas bordas da mesma, e é responsável pela existência de fuga de corrente. Nesta equação existem cinco parâmetros ( $r_s$ ,  $r_p$ ,  $I_0$ ,  $I_L$  e  $m$ ) a serem determinados para uma célula, a partir dos quais se obtém a curva I-V completa.

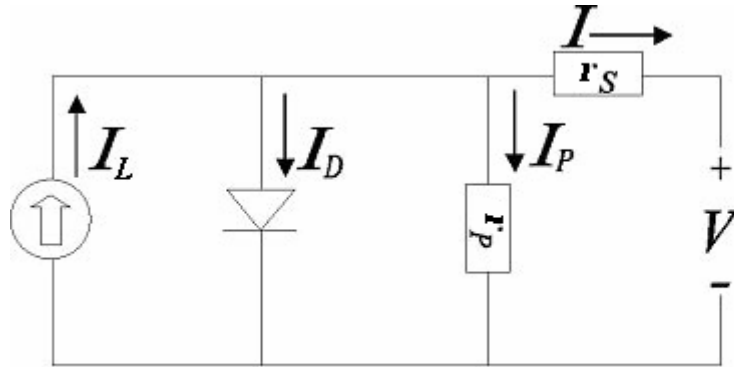


Figura 3.3. - Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica para o modelo de um diodo.

A equação característica de uma célula fotovoltaica pode ser adaptada para módulos fotovoltaicos, considerando uma associação de células. Neste ajuste, a tensão, corrente e resistência do módulo, assim como o fator  $V_t = mkT/e$  devem ser multiplicados pelo número de células associadas em série ( $N_s$ ) no mesmo. Desta forma, a equação para um módulo é representada pela Eq. (3.7). Neste modelo a corrente elétrica gerada, a partir da radiação incidente sobre a célula, é representada por um gerador responsável pela corrente  $I_L$ , sendo que um diodo faz o papel da junção PN, responsável pela corrente de saturação reversa ( $I_0$ ) e pelo fator de idealidade ( $m$ ). A resistência série representa a queda de tensão devida à resistência dos materiais nas células e nas ligações entre as mesmas, enquanto a resistência paralela representa as fugas de corrente.

$$I = I_L - I_0 \left\{ \left[ \exp \frac{V + IR_s}{V_t} \right] - 1 \right\} - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (3.7)$$

onde  $R_s$  e  $R_p$  agora representam a resistência série e paralelo correspondente ao módulo fotovoltaico.

Para a resolução da Eq. (3.7) devem-se determinar os valores das variáveis a partir de valores de fácil quantificação, como os dados especificados nos catálogos fornecidos pelos fabricantes de módulos e que geralmente são: tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ), corrente de curto

circuito ( $I_{SC}$ ), tensão no ponto de máxima potência ( $V_{mp}$ ), corrente no ponto de máxima potência ( $I_{mp}$ ). Estes parâmetros podem ser dados para condições padrão de operação ou para condições normais de operação (termos definidos na norma NBR12136/MB3477). Na condição de curto circuito, a tensão nos terminais do módulo é nula e pode-se demonstrar que  $I_{SC} \approx I_L$ , onde  $I_{SC}$  é a corrente de curto-circuito do módulo. Esta aproximação é aceita pela maioria dos autores (Rauschenbach, 1980). No caso em que o módulo fotovoltaico não está conectado a nenhuma carga, a corrente nos seus terminais é nula, desta forma a Eq. (3.8) representa o valor da tensão de circuito aberto.

$$V_{OC} = Vt \ln \left( \frac{I_L}{I_0} + 1 \right) \quad (3.8)$$

Neste trabalho a curva I-V para um módulo fotovoltaico é obtida através da metodologia proposta por Krenzinger (1993) que utiliza apenas os valores dos pontos característicos ( $V_{OC}$ ,  $I_{SC}$  e  $P_m$ ). Dados que, geralmente, são especificados nos catálogos. Uma limitação deste modelo é que não consegue reproduzir curvas de módulos fotovoltaicos com defeitos ou com curvas atípicas.

No momento de acoplar módulos em série ou paralelo o *PVSize* considera que todos os módulos têm igual comportamento elétrico, pelo que diferentes tipos de módulos não podem ser associados.

### 3.5.1. Perdas Óticas e Espectrais em Geradores FV

Quando os raios solares não incidem perpendicularmente sobre um módulo FV, há perdas angulares por reflexão. Estes efeitos angulares podem ser importantes em muitas situações práticas, ajudando na explicação dos efeitos observados experimentalmente na operação dos módulos FV, como no caso em que a incidência da irradiância solar tem ângulos de inclinação elevados (comum em geradores FV integrados com edificações).

As perdas ou ganhos espectrais, ainda que sejam fenômenos secundários se comparados com as perdas angulares, podem ser importantes para determinados tipos de tecnologias de módulos FV. O somatório das diferentes perdas de potência que um arranjo de módulos fotovoltaicos experimenta, já seja por sombreamento, acoplamento de diferentes tipos de módulos, sujeira, efeitos espectrais, etc., podem ser considerados através de sua agrupação dentro de um coeficiente de correção.

O equacionamento que considera estes efeitos, assim como o grau de sujeira que pode se depositar nos geradores FV, é apresentado por Abella (2002).

### 3.5.2. Modelagem da Temperatura das Células FV

Ao projetar um sistema fotovoltaico é necessário prever sua capacidade de produção de energia anual. Para isto, além do modelo elétrico do gerador FV, é necessário um modelo térmico que calcule a temperatura de operação do módulo baseada nas condições ambientais locais. Os parâmetros que influenciam o comportamento térmico são: irradiância solar, temperatura ambiente, velocidade e direção do vento. Existem diferentes modelos matemáticos para calcular a temperatura das células que compõem os módulos FV, entre eles encontram-se desde modelos simples até modelos que consideram o comportamento térmico de cada um dos componentes e materiais que compõem o módulo FV.

Um modelo térmico com a capacidade de modelar o desempenho de diferentes tipos de dispositivos passivos foi desenvolvido por Fuentes (1985). Este modelo é complexo, não aplicável a todas as tecnologias fotovoltaicas ou adaptáveis às condições do entorno.

Krenzinger (1987) apresentou através de correlações experimentais, uma metodologia simples para calcular o valor da temperatura das células ( $T_c$ ) do módulo correlacionando a temperatura ambiente e a radiação incidente sobre a superfície do módulo (Eq. (3.9)). Esta correlação produz resultados que concordam com a metodologia apresentada na Norma ASTM 1036/2002 onde se determina o valor de temperatura para condições normais de operação (*NOCT*). O valor de *NOCT* é fornecido geralmente nos catálogos de módulos fotovoltaicos, definida a uma temperatura ambiente de 20 °C ( $T_a$ ), irradiância de 800 W/m<sup>2</sup> ( $G$ ) e velocidade do vento ( $v_v$ ) de 1 m/s.

$$T_c = T_a + \frac{G (NOCT - 20^\circ C)}{800 \text{ W.m}^{-2}} \quad (3.9)$$

Para considerar o efeito do vento deve-se corrigir o valor da temperatura ambiente ou utilizar outras equações que considerem esta variável, como o modelo simplificado apresentado por King (2003) que utiliza um modelo térmico empiricamente determinado. Este modelo é aplicável para módulos planos montados em uma estrutura metálica aberta, para módulos planos com a superfície posterior isolada (para simular a interação com um edifício) e para módulos com concentração. King et al(2003) propõe uma equação exponencial (Eq. (3.10)) que possui 2 coeficientes ( $a$ ,  $b$ ). Os coeficientes, empiricamente determinados, são influenciados pela construção do módulo, a forma de instalação e a altura onde a velocidade de vento é medida.



$$T_c = G \exp^{(a-b v_v)} + T_a \quad (3.10)$$

Dias (2006) propõe outra correlação experimental (Eq. (3.11)) para calcular  $T_c$ , a qual foi determinada utilizando dados de radiação solar e temperatura ambiente ( $T_a$ ). A correlação desenvolvida utiliza dados medidos ao longo de um ano em um sistema FV conectado à rede. Este modelo não considera a influência da velocidade do vento.

$$T_c = (0,0332 - 0,0002 T_a)G + 0,908 T_a + 2,1 \quad (3.11)$$

Uma análise de erros entre os resultados obtidos experimentalmente e calculados com as três equações antes apresentadas é realizada no Capítulo 5.

### 3.6. Baterias ou Acumuladores

A função destes elementos nos sistemas fotovoltaicos é armazenar a energia produzida pelo gerador fotovoltaico e entregá-la à carga quando a geração for nula (como à noite), ou insuficiente (como em períodos de baixa irradiância). As baterias podem ser formadas por uma única célula eletroquímica, ou por um grupo delas, conectados em série ou em paralelo, constituindo assim um sistema de armazenamento eletroquímico completo. Os diferentes meios de acumulação de energia que podem ser encontrados até o momento são os seguintes:

- Baterias de Chumbo-ácido estacionária/automotiva (aberta ou selada).
- Baterias de Hidreto Metálico (Ni-HM).
- Baterias de Lítio/íon/polímero/metal líquido (Li).
- Acumulação de gás (hidrogênio).

Os requisitos mais importantes que sistemas de acumulação de energia devem possuir, e que são utilizados como parâmetros de avaliação, são os seguintes:

- Baixo custo.
- Alta eficiência energética.
- Baixa autodescarga.
- Longo tempo de vida.
- Baixa manutenção.
- Operação simples.

As baterias de acumulação de gás produzem hidrogênio pela eletrólise da água, e na seqüência o produto é armazenado em tanques para sua posterior utilização. Instalações deste tipo têm uma eficiência global menor que 4%, fato que diminui consideravelmente a aplicabilidade destes sistemas.

Uma comparação dos sistemas de armazenamento é apresentada na Tabela 3.1, onde se mostra que o principal inconveniente das baterias de chumbo-ácido (Pb-ácido) é sua baixa energia específica, confrontando as vantagens de um baixo custo específico e elevada capacidade de reciclagem.

Tabela 3.1. Comparação entre distintas tecnologias de acumulação de energia, onde ++: muito bom, +: bom, \*: satisfatório, -: ruim (Jossen et al, 2004).

Características	Chumbo-ácido	Ni-MH	Li
Segurança	+	*	-/*
Energia específica	-	+	++
Potência específica	+	++	+
Custos específicos	+	-	*
Reciclável	++	*	*

Uma análise entre vantagens e desvantagens entre os sistemas de armazenamento mostra que as baterias de Pb-ácido são o tipo de tecnologia mais utilizado nos SFA (Jossen et al, 2004). Conseqüentemente, será dado um enfoque específico nos acumuladores eletroquímicos de Pb-ácido.

### 3.6.1. Comportamento de Baterias de Chumbo-Ácido

Os acumuladores são compostos por um ou mais elementos denominados células eletroquímicas. A célula eletroquímica é a unidade básica de uma bateria, a qual é formada por um recipiente onde se encontram dois eletrodos, conhecidos como materiais ativos, imersos em uma solução eletrolítica. Os eletrodos se encarregam da transformação da energia química em elétrica ou o inverso de acordo ao processo que estejam realizando (carga ou descarga), produzindo-se reações químicas reversíveis.

Um dos eletrodos é o pólo positivo (ânodo) que é formado de dióxido de chumbo e o outro é de chumbo poroso puro (cátodo) sendo o pólo negativo. Ambos estão imersos em uma

solução de ácido sulfúrico dissolvido em água (eletrólito), a qual permite a condução dos elétrons.

No processo de descarga, as reações químicas entre o material dos eletrodos e do eletrólito produzem a circulação de uma corrente elétrica, o inverso ocorre no processo de carga, onde a reação se dá consumindo energia.

### 3.6.2. Parâmetros que Afetam o Comportamento das Baterias de Pb-ácido

Em regime de operação, os materiais ativos da bateria são consumidos durante a carga/descarga da bateria, e de forma mais lenta durante o armazenamento. Devido às cargas/descargas e os processos físicos que ocorrem, a vida útil destes elementos é limitada e sua capacidade diminui constantemente.

Entre os fatores que afetam o desempenho das baterias encontram-se os seguintes:

- Corrente de carga/descarga,
- Tipo de carga/descarga.
- Temperatura da bateria.
- Controle da tensão.
- Autodescarga.
- Densidade específica.

Antes de explicar os fatores que afetam o desempenho das baterias considera-se importante definir alguns parâmetros que serão utilizados na descrição destes fatores.

*Capacidade nominal (C<sub>n</sub>)*: capacidade informada pelo fabricante da bateria para uma determinada corrente e temperatura de descarga. O subscrito *n* designa a quantidade de horas utilizadas para carregar ou descarregar a bateria.

*Ampères-hora (Ah)*: quantidade de corrente, em ampères, que pode ser extraída ou inserida na bateria em uma hora.

*Estado de carga (EC)*: expressa a quantidade de Ah disponíveis em uma bateria, apresentado em forma percentual ou absoluta.

*Profundidade de descarga (Pd)*: expressa a quantidade de Ah possíveis de serem extraídos de uma bateria plenamente carregada (*EC*=100%), apresentada em forma percentual ou absoluta.

*Ciclo de vida (C<sub>v</sub>)*: expressa o número total de ciclos que uma bateria suporta em determinadas condições.

### *Eficiência*

A eficiência pode ser expressa de duas maneiras diferentes, através da *eficiência faradaica* e da *eficiência energética*. A primeira é a relação entre a quantidade de Ah retirados de uma bateria durante a descarga e quantidade necessária de Ah para restaurar o estado de carga inicial. Calcula-se como a razão entre a integral da corrente ao longo do tempo de descarga e carga. Seu valor varia entre 90 – 95 %. Por eficiência energética entende-se a relação entre a energia retirada da bateria durante o processo de descarga e a energia necessária para restaurar o estado de carga inicial. Seu valor varia entre 75 – 85 %.

### *Corrente de carga/descarga*

Baterias que trabalham em SFA estão submetidas a correntes de carga e descarga de intensidades diferentes, assim como também a uma ampla faixa de condições de operação. Estas variações devem-se à mudança de demanda efetuada pelas cargas elétricas, e porque a energia gerada pelos dispositivos fotovoltaicos está diretamente ligada com as condições climáticas no lugar de implantação do sistema.

A corrente de carga/descarga expressa o valor da corrente utilizada para carregar o descarregar a bateria, utiliza-se a expressão  $I(C_n)$ . Por exemplo, se temos uma bateria cuja capacidade de 10 Ah foi determinada na taxa  $C_{10}$  significa que foi descarregada com uma corrente de 1 A durante 10 h ( $I(C_{10})$ ).

Se a corrente de descarga é constante, a tensão decresce suavemente até a tensão de corte e a densidade do eletrólito diminui em proporção aos ampères retirados da bateria. Na Figura 3.4 está representada a curva de descarga de uma bateria automotiva de 12 V de tensão nominal.

No processo de descarga, a corrente constante, a curva de tensão-tempo pode ser dividida em três partes. Na primeira parte existe uma queda brusca da tensão, seguidamente uma diminuição quase linear da tensão com o tempo e, finalmente, uma fase em que a tensão cai rapidamente indicando que a descarga chegou ao fim. Sistemas fotovoltaicos geralmente trabalham com regimes baixos de corrente, que correspondem a taxas de descargas por mais de 100 horas ( $C_{100}$ ).

Para sistemas fotovoltaicos com acumuladores de Pb-ácido, costuma-se utilizar como a tensão de corte na descarga, o valor de 1,9 V/célula. Na Figura 3.4 verifica-se que este critério de corte corresponde ao “joelho” da curva tensão-tempo de uma bateria de 12V.

É importante ter em conta que à medida que a corrente de descarga aumenta, menor será a tensão de corte (Linden, 1995).

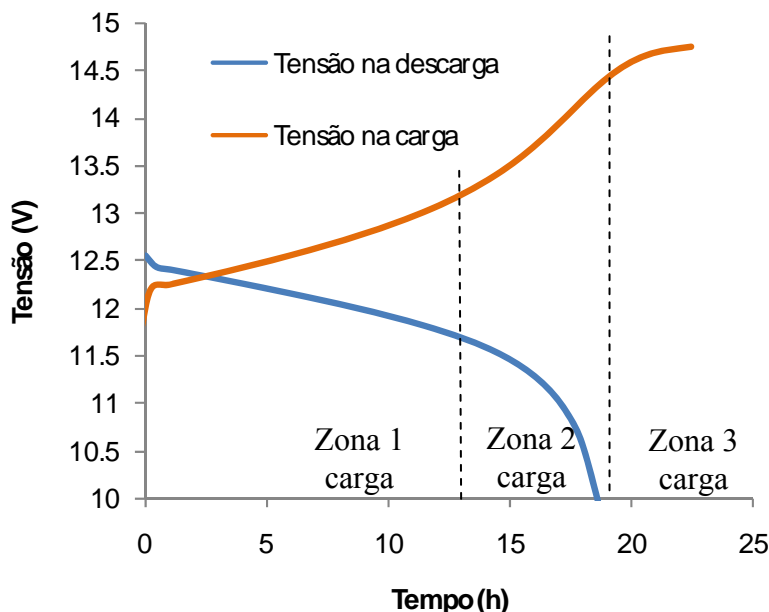


Figura 3.4. Curvas esquemáticas para carga e descarga de uma bateria de 12 Volts de tensão nominal e temperatura constante.

Analisando um processo de carga a corrente constante (Figura 3.4) podem diferenciar-se três regiões ou zonas.

**Zona 1 (Eficiente):** inicialmente manifesta-se um aumento brusco da tensão, seguidamente estabiliza-se e aumenta quase linearmente no tempo. Toda a corrente que circula através da bateria utiliza-se para restabelecer os materiais ativos. Sua eficiência varia entre 95% e 97%.

**Zona 2 (Mista):** a taxa de aumento de tensão é maior que na Zona 1. Nesta etapa existem dois processos que se apresentam simultaneamente, parte da energia é utilizada para produzir materiais ativos, e a parcela restante produz a hidrólise da água do eletrólito. Este último fenômeno se denomina gaseificação. A eficiência encontra-se entre 50% e 97% (Vela e Chenlo, 2004).

**Zona 3 (Ineficiente):** nesta última fase a tensão estabiliza-se em virtude de que os materiais ativos esgotaram-se e toda a corrente que é injetada na bateria produz a hidrólise da água. Sua eficiência varia entre 50% e 0%.

Para evoluções convencionais de carga a corrente constante pode-se observar que baterias de chumbo ácido operam dentro de uma pequena margem de tensão, aproximadamente 0,4 V por elemento, e nas descargas a margem de tensão é de aproximadamente 0,2 V por elemento.

Quando a corrente de carga/descarga aumenta as perdas por resistências ôhmicas aumentam. Correntes de descarga elevadas produzem elevadas quedas de tensão, e a vida útil da

bateria é reduzida. Com correntes baixas de carga/descarga pode-se obter maior capacidade em comparação com a capacidade obtida com correntes elevadas (Figura 3.5 (a)).

#### *Tipo de carga/descarga*

Os métodos de carga para aplicações fotovoltaicas são de difícil controle devido à variação de irradiância solar. Geralmente os métodos de carga e descarga, utilizados em laboratório são a corrente constante, variando o valor da tensão, ou a tensão constante, variando a corrente. O tipo de descarga terá significativo impacto na vida útil da bateria. As diferentes metodologias podem ser divididas em:

Carga/descarga a resistência constante: é realizada com correntes elevadas, resultando em uma vida útil mais curta.

Carga/descarga a corrente constante: a corrente e a potência são menores que para o processo de resistência constante e a vida útil da bateria é maior.

Carga/descarga a potência constante: a corrente é menor para este tipo de processo, ou seja, obtêm-se a maior vida útil da bateria.

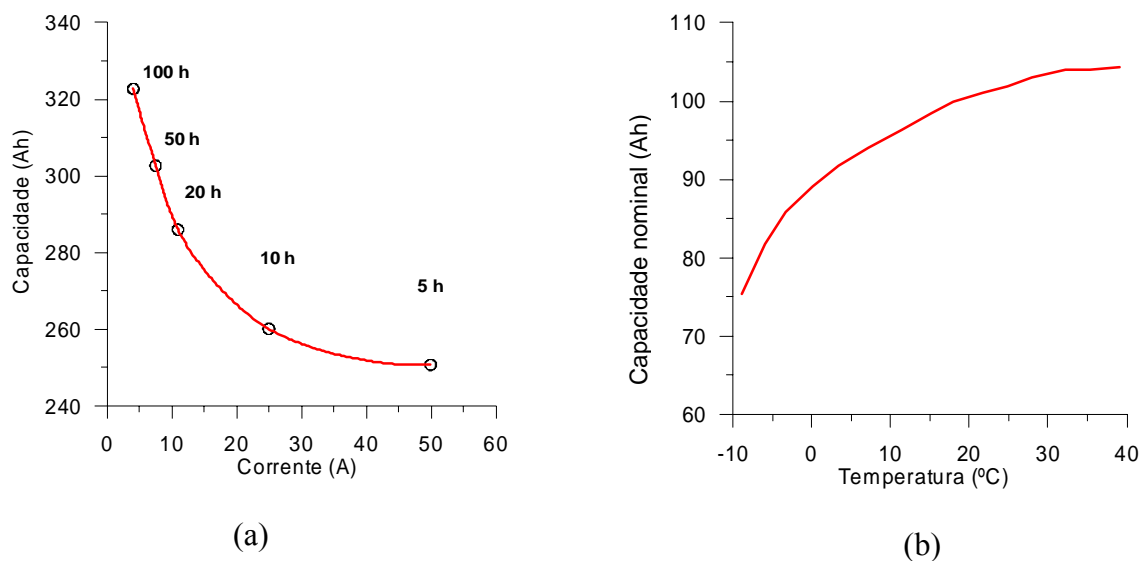


Figura 3.5. (a)Variação da capacidade da bateria com a corrente de descarga, (b) comportamento da capacidade da bateria com a variação de temperatura, (Oliveira, 1997).

#### *Temperatura da bateria*

A temperatura da bateria é um fator importante na vida útil, capacidade e valores de tensão. Para temperaturas baixas a atividade química é menor, com um correspondente aumento da resistência interna. Em geral, a temperatura ambiente recomendada para operação encontra-se entre 20 e 40° C. Para temperaturas elevadas apresenta-se uma deterioração química que pode causar perdas de capacidade e propiciam maiores taxas de autodescarga.

A variação da tensão em função da temperatura é positiva para as baterias de Pb-ácido e tem um coeficiente de temperatura que varia entre 2 a 5 mV /°C por elemento. Temperaturas baixas reduzem a capacidade e o aumento da temperatura traz um incremento da capacidade e diminuição da vida útil (Figura 3.5 (b) e Figura 3.6 (a)).

#### *Regulação de tensão*

A regulação da tensão, realizada pelo controlador de carga, influencia fortemente na capacidade e na vida útil da bateria. A escolha da faixa de operação do equipamento mais correta leva a uma maior capacidade e uma maior vida útil.

#### *Autodescarga*

Denomina-se autodescarga à perda de capacidade da bateria quando não há cargas externas aplicadas sobre ela. A taxa de autodescarga das baterias de Pb-ácido pode ser reduzida armazenando-a em lugares refrigerados ou agregando outros elementos químicos dentro da composição das placas. Aumentando a temperatura (Figura 3.6 (b)) e concentração do ácido da bateria a autodescarga também aumenta.

Baterias são dispositivos que se deterioram e até podem falhar como resultado das reações químicas que ocorrem durante longo tempo de armazenamento. As taxas de autodescarga são definidas segundo os materiais que compõem as baterias. A seguir são apresentados os valores de autodescarga para diferentes tipos de baterias (Linden, 1995)

- Pb-ácido 4% a 6% ao mês.
- Níquel Cádmio 15% a 20% ao mês.
- Níquel Hidreto Metálico 30% ao mês.
- Lítio 2% a 3% ao mês.

#### *Densidade ( $\rho$ )*

A escolha da  $\rho$  do eletrólito depende da aplicação e do serviço. A concentração do eletrólito deve ser alta para segurar uma boa condutividade iônica e para cumprir os requerimentos eletroquímicos, mas não tão elevada para causar deterioração ou corrosão de outras partes da célula, e assim diminuir a sua vida útil ou aumentar a autodescarga.

A concentração do eletrólito deve ser reduzida em climas de temperaturas elevadas. Durante a descarga a  $\rho$  decresce proporcionalmente aos Ah extraídos. Na carga,  $\rho$  aumenta proporcionalmente com os Ah aceitos pela bateria.

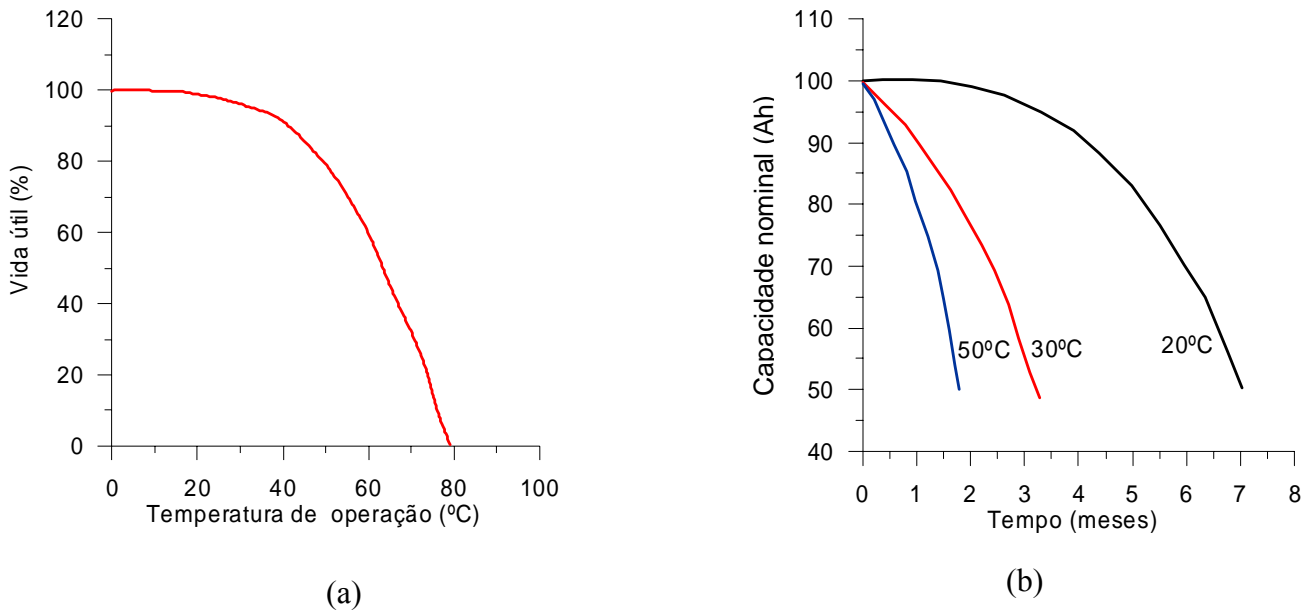


Figura 3.6. (a) Variação do tempo de vida útil da bateria em relação à temperatura de operação. (b) Autodescarga das baterias de Pb-ácido em função do tempo inoperante (Araújo et al, 1985).

#### *Relação entre $\rho$ e o Estado de Carga*

A  $\rho$  é um parâmetro usado para determinar o estado de carga da bateria. Medindo a densidade do eletrólito é possível determinar a capacidade disponível na bateria de forma bastante simples, ou seja, saber seu estado de carga (*EC*). Este método não é possível de ser aplicado para baterias seladas, ou com eletrólito sólido. No entanto, a tensão de circuito aberto nos terminais de baterias varia linearmente com o *EC* (Linden, 1995; Lasnier e Ang, 1991), fato utilizado para estimar o *EC* (Figura 3.7).

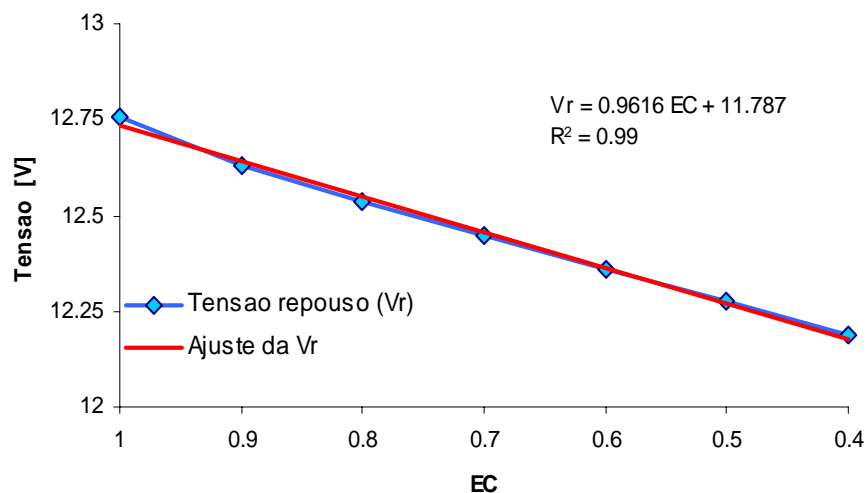


Figura 3.7. Variação da tensão de repouso de uma bateria selada de 150 Ah em função do *EC*.



### Vida útil

A vida útil é o período de tempo no qual uma bateria opera normalmente sob determinadas condições, mantendo a capacidade e o rendimento. Nas baterias de chumbo-ácido, costuma-se assumir o fim da vida como o momento em que, estando totalmente carregada, pode fornecer somente 80% de sua capacidade nominal (norma *IEEE1365*). A perda da capacidade tem a ver com o tempo, temperatura e com a ciclagem da bateria em condições de operação. Nos catálogos técnicos os fabricantes fornecem curvas que relaciona o número de ciclos de vida com a profundidade de descarga a temperatura constante. Esta informação permite determinar o ciclo produtivo da bateria operando em ciclos repetidos de carga e descarga delimitados entre o valor da máxima *Pd* e bateria totalmente carregada. Uma curva típica de ciclos de vida e *Pd* de uma bateria de chumbo-ácido é apresentada na Figura 3.8.

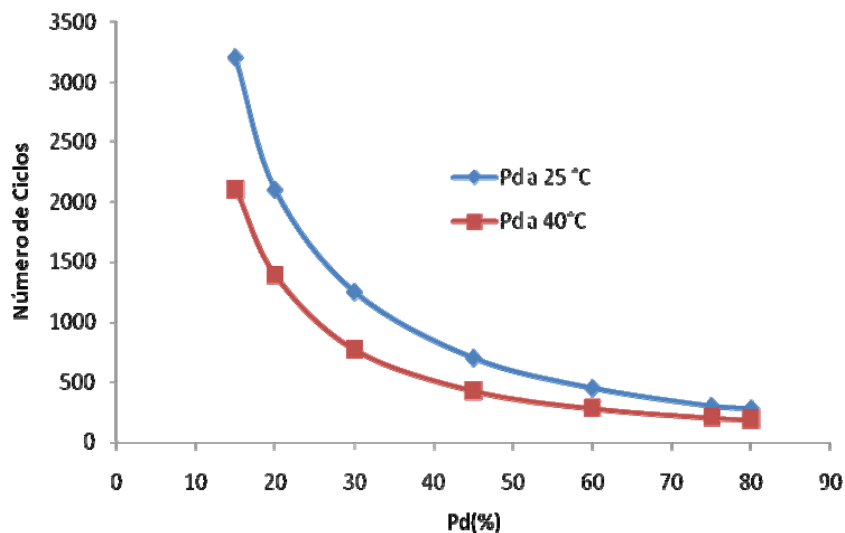


Figura 3.8. Ciclos de vida de uma bateria de chumbo-ácido em relação com a profundidade de descarga para uma temperatura de 25°C e 40°C (Baterias Tudor, 2007).

### 3.6.3. Classificação das Baterias

Os principais componentes de uma bateria de Pb-ácido são: os elétrodos, o eletrólito e os terminais. Existem muitos tipos de baterias e sua construção é adaptada segundo a aplicação específica a qual será submetida. Uma classificação das baterias é realizada segundo o tipo de aplicação.

- Tração,
- Automotivas ou SLI, do inglês *start-ligth-ignition*,

- Estacionárias.
- Solar.

As baterias de tração são indicadas para o funcionamento de aparelhos móveis elétricos e são projetadas para operar em regime de ciclos diários profundos com taxa de descarga moderada.

As baterias automotivas são projetadas para fornecer grande quantidade de corrente por um curto período de tempo. Para isto, uma bateria de carro usa placas finas para aumentar sua área de superfície.

Uma bateria estacionária é projetada para oferecer quantidade constante de corrente por um longo período de tempo. Ela pode suportar altas correntes de descarga, mas não tão frequentemente como uma bateria automotiva. Uma bateria estacionária é projetada para ser descarregada completamente várias vezes. Para conseguir isso, uma bateria estacionária possui placas mais densas. As baterias de Pb-ácido para uso automotivo ou estacionário usam exatamente a mesma química para sua operação (Linden, 1995). A diferença está na maneira como as baterias são projetadas e que as baterias automotivas têm um tempo de vida menor, levando a substituições frequentes, e comprometendo a confiabilidade do sistema.

As baterias solares fabricadas em países em desenvolvimento são em sua maioria baterias SLI modificadas, projetadas com placas mais grossas para operar nas condições que SFA demandam. Na Europa, as baterias solares são baterias estacionárias onde apenas modificam-se as placas. Portanto, quando se fala de baterias solares, fabricadas em Europa ou América Latina, precisa ser examinado com muito cuidado o que o fabricante denomina e vende como uma bateria solar.

As baterias de chumbo-ácido também podem ser classificadas segundo a construção dos eletrodos ou o tipo de eletrólito.

Os eletrodos estão compostos por uma grade onde é depositado o material ativo formando o que se conhece como placa. A finalidade da grade é distribuir a corrente e fornecer a sustentação mecânica para o material ativo. As grades apresentam várias formas e são constituídas por diferentes ligas de materiais dependendo da aplicação da bateria. As placas nas baterias estacionárias são placas lisas e grossas, placas tubulares ou em espiral. As baterias de placa lisa são as mais simples de fabricar, as baterias com placa tubular são mais robustas porque o material ativo é contido em tubos que reduz a perda de material ativo, e baterias com placas em espiral são ainda mais robustas.

Há igualmente variações do tipo de eletrólito que rotulam o tipo de bateria. Quando o eletrólito é líquido denomina-se bateria inundada, e especificamente baterias seladas com válvula de recombinação denominam-se VRLA. Quando o eletrólito é sólido pode utilizar-se uma manta de microfibras que absorve o eletrólito, denominada AGM, ou a bateria pode ter o eletrólito em forma de gel através da adição de sílica gel. A imobilização do eletrólito reduz a estratificação do ácido (condição na qual a concentração do eletrólito é mais elevada na parte inferior da bateria).

No Brasil as baterias mais difundidas são as automotivas inundadas, que devido a seu baixo custo ocupam majoritariamente o mercado e são ainda utilizadas como uma opção de armazenamento em aplicações fotovoltaicas, embora no Brasil já existam fábricas de baterias estacionárias (Baterias Tudor, 2007, Baterias Moura, 2007).

Os sistemas fotovoltaicos que estão sendo instalados no Brasil, especificamente no litoral Sul do Estado de São Paulo, utilizam baterias automotivas da marca OPTIMA com a tecnologia *Spiralcell* (Enercons, 2009). Nestas baterias os eletrodos são enrolados formando um cilindro e o separador fino reduz drasticamente a resistência interna da bateria, permitindo correntes elevadas. Em relação com as baterias automotivas de placas planas as baterias OPTIMA possuem maior desempenho, maior resistência mecânica, maior vida útil; e podem operar com descargas de ciclo profundo (Baterias OPTIMA, 2009). As vantagens antes enumeradas trazem consigo um aumento de 30% a 50% em seu valor.

Uma lista de vários tipos de baterias e suas características é apresentada no Projeto PMER (2005) e por Diaz (2003).

### 3.7. Modelagem de Baterias de Chumbo-Ácido

Analisar o comportamento das baterias dentro de SFA tem sido alvo de diferentes estudos. Uma grande parte destes tem por objetivo encontrar uma equação que represente o comportamento da tensão para diferentes condições de operação. Nestes estudos, muitas vezes, não se consideram a perda de capacidade das baterias, o que conduz a um erro na determinação da confiabilidade de SFA ao longo da vida.

Os modelos para estimar o comportamento das baterias podem ser classificados em modelos de comportamento *interno* e modelos de comportamento *externo* ou de simulação.

Modelos *externos* têm sido desenvolvidos para simular o comportamento de baterias considerando a interação entre o painel, regulador de carga e as baterias, determinando uma relação entre a tensão, a corrente e o estado de carga.

Um dos primeiros modelos externos foi desenvolvido por Shepherd (1965). Este modelo foi aperfeiçoado por Copetti e Chenlo (1993), o qual, por sua vez, foi modificado para baterias de uso automotivo por Moura (1996). Estes dois últimos modelos calculam o valor da tensão tanto para carga como descarga a corrente constante, e inclusive conseguem reproduzir o comportamento da tensão na região de sobrecarga. O modelo de Copetti e de Moura possuem um termo que corrige o efeito da temperatura e variações nas taxas de carga e descarga. Outro tipo de modelo baseado em elementos não lineares foi descrito por Salameh et al (1992).

Modelos *externos* são basicamente empíricos e os parâmetros são determinados por ajuste de equações às curvas medidas. Eles são adequados para serem introduzidos em simulações de SFA por sua simplicidade.

Os modelos *internos* tentam prever os processos físicos e químicos que ocorrem dentro das baterias como as reações químicas, o transporte do eletrólito e condução de eletricidade dentro de cada elemento. Estes modelos podem representar a evolução dos processos em uma ou duas dimensões (Gu et al, 2002). Ajustando-se aos processos dinâmicos de carga e descarga.

### 3.7.1. Modelos Matemáticos Externos

Um modelo elétrico básico para uma bateria pode ser representado através de uma fonte de tensão ideal ( $V_i$ ) e uma resistência interna (Figura 3.9). A resistência interna ( $R_i$ ) que possui a bateria tem um comportamento dinâmico ao longo dos processos de carga e descarga, assim sendo, a tensão de trabalho medida nos bornes da bateria tem um comportamento influenciado pelo sentido da corrente da bateria.

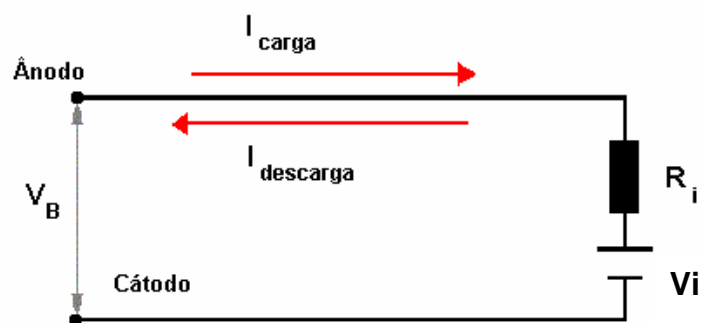


Figura 3.9. Circuito elétrico equivalente de uma bateria

Quando a bateria se encontra em repouso, isto é, em circuito aberto, ela tem uma tensão diferente à de carga ou de descarga. Vários autores fizeram diferentes ensaios mostrando

que, durante interrupções da carga e da descarga a tensão do circuito aberto ( $V_r$ ) tem uma variação linear com o estado de carga (Wagner, 1991), como foi apresentado na Figura 3.7.

A tensão de trabalho da bateria tem um comportamento diferente, dependendo do regime de corrente e se está em regime de carga ou de descarga.

Analisando o circuito da Figura 3.9 tem-se que durante a carga a tensão nos terminais da bateria encontra-se utilizando a Eq. (3.12) e para a descarga a Eq. (3.13).

$$V_b = V_r + I_c Ri \quad (3.12)$$

$$V_b = V_r - I_d Ri \quad (3.13)$$

onde  $I_c$  a corrente de carga da bateria,  $I_d$  a corrente de descarga da bateria e  $V_b$  a tensão nos terminais da bateria.

Dado que  $Ri$  não é concentrada nem constante ao longo do tempo, a Eq. (3.12) e (3.13) não é representativa do que em realidade acontece em uma bateria, sendo assim, tem apenas um valor didático.

### 3.7.2. Modelos Matemáticos Analisados

Foram escolhidos quatro modelos matemáticos de baterias para testar seu comportamento sob condições de carga e descarga com corrente constante (seguindo a norma NBR 6581). Os modelos matemáticos escolhidos foram o modelo de Copetti (1993), modelo de Moura (1996), modelo de Macomber (conforme citado em Wagner, 1991) com as modificações realizadas por Vera (2004) e o modelo utilizado no programa computacional PVSyst (2007). A escolha destes modelos baseia-se no fato que são modelos gerais que não precisam de grande quantidade de dados de entrada para calcular a tensão da bateria, que consideram a região de sobrecarga, o efeito de temperatura e são considerados modelos de referencia em outros estudos (Silvestre, 2001; Diaz, 2001; Achaibou et al, 2008).

#### *Modelo de Macomber modificado*

Para a obtenção da tensão de trabalho das baterias estudou-se o modelo proposto por Macomber que desenvolveu duas expressões que consideram a variação da resistência interna de um elemento de bateria com o estado de carga.

Nos processos de descarga a expressão proposta é a Eq. (3.14).

$$V_{db} = V_r - \frac{I_d}{C_n} N_V \left( \frac{18,9}{EC} + R_i \right) \quad (3.14)$$

onde a constante 18,9 considera o aumento da resistência interna devido à formação de sulfato de chumbo em ambas as placas.  $C_n$  é a capacidade nominal da bateria e  $R_i$  é a resistência interna dada pela Eq. (3.15)

$$R_i = 0,15 N_V (1 - 0,02 (T_a - 25)) \quad (3.15)$$

onde  $T_a$  é a temperatura ambiente e  $N_V$  o número de vasos da bateria.

Durante a carga a expressão proposta para o cálculo da tensão é dada pela Eq. (3.16).

$$V_{cb} = V_r + \frac{I_c}{C_n} N_V \left( \frac{18,9}{114,2 - \%EC} + R_i \right) \quad (3.16)$$

Macomber propõe um valor constante de  $V_r$ , Vera (2004) propõe variar este valor em função do estado de carga tomando como base os valores obtidos experimentalmente que relacionem o  $EC$  com  $V_r$ .

Para o caso em que a bateria esteja em circuito aberto, a tensão de trabalho será igual à tensão de repouso (Eq. (3.17)).

$$V_{cb} = V_{db} = V_r \quad (3.17)$$

Este modelo linear não reflete o que acontece em estado de sobrecarga. Por esta razão para o processo de carga o valor da tensão é multiplicada pela Eq. 3.18, cuja forma foi sugerida por Kaushik (1991) para calcular a eficiência de carga das baterias. Esta equação considera uma variação de natureza exponencial em função do  $EC$ .

$$\eta_{cb} = 1 - \exp \left[ - \frac{c}{d + \frac{I_c}{I_{10}}} (EC - 1) \right] \quad (3.18)$$

onde os parâmetros  $c$  e  $d$  são encontrados empiricamente.

Durante a descarga a eficiência *faradaica* é assumida como sendo de 100%, já que o estado de estabilidade termodinâmico da bateria é no processo de descarga (Linden, 1995).

A diferença entre a tensão de circuito aberto e a tensão de carga ou descarga ocorre devido à resistência ôhmica ( $R_i$ ) e à resistência de polarização da bateria

Também é realizada uma correção da capacidade ( $FC$ ) em função da taxa de descarga e temperatura (Copetti, 1993). Na legislação brasileira para baterias automotivas, a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT, NBR 5376) estipula como capacidade real a especificada em um regime de descarga de 20 horas ( $C_{20}$ ).

$$FC = \frac{a}{1 + b(I_b / I(C_i))^d} (1 + c \cdot \Delta T) \quad (3.19)$$

onde  $I(C_i)$  é o regime de corrente correspondente à capacidade  $C_i$ ,  $a$ ,  $b$ ,  $c$  e  $d$  são constantes experimentais que dependem do tipo de baterias, a fração  $I / I(C_i)$  é o regime de corrente de descarga normalizado, e  $\Delta T$  é a diferença entre a temperatura ambiente e a temperatura de referência, que para baterias automotivas e estacionárias a norma NBR 5376 define a temperatura de referência em 25°C (se aceita a hipótese de que a bateria esteja à temperatura ambiente).

#### *Modelo de Copetti e Moura*

Outro modelo utilizado para simular o comportamento da tensão para baterias de chumbo-ácido é o modelo apresentado por Copetti et al (1993), que reúne simplicidade e exatidão suficientes para representar o comportamento de baterias estacionárias com carga e descarga em regimes constantes. Moura (1996), tomando como base o trabalho de Copetti, desenvolveu um modelo com novos parâmetros para baterias automotivas, mas ainda comprovado apenas em regimes de carga e descarga constantes. Como o modelo de Copetti e Moura têm igual equacionamento, apenas diferem nos valores das constantes, apenas será apresentado o equacionamento desenvolvido por Copetti.

O modelo de Copetti é um modelo de comportamento externo e, como tal, oferece relações entre a tensão, as correntes, o estado de carga e a temperatura das baterias. Este modelo é normalizado em relação à capacidade  $C_{10}$  (10 h de descarga) fornecida pelos fabricantes de baterias estacionárias, e não precisa de parâmetros específicos para ser aplicável a baterias de diferentes capacidades.

A tensão de uma célula durante a descarga ( $V_{db}$ ) para este modelo é expressa pela Eq. (3.20).

$$V_{db} = [2,085 - 0,12 (1 - EC)] - \frac{I_d}{C_{10}} \left( \frac{4}{1 + I_d^{1,3}} + \frac{0,27}{EC^{1,5}} + 0,02 \right) \cdot (1 - 0,007 \cdot \Delta t) \quad (3.20)$$

O primeiro termo da Eq. 3.19 (entre colchetes) representa a variação da tensão com a quantidade de carga elétrica que está armazenada na célula em cada instante (concentração eletrolítica), ou seja  $V_r$  para a descarga. Os termos restantes representam a variação devido à mudança da resistência interna e da temperatura.

O comportamento da tensão no processo de carga é modelado através da Eq. (3.21):

$$V_{cb} = [2 + 0,16 EC] + \frac{I_c}{C_{10}} \left( \frac{6}{1 + I_c^{0,86}} + \frac{0,48}{(1 - EC)^{1,2}} + 0,036 \right) \cdot (1 - 0,025 \cdot \Delta T) \quad (3.21)$$

onde  $V_{cb}$  é a tensão da célula durante a carga. O primeiro termo da Eq. 3.21 (entre colchetes) representa a  $V_r$  para um processo de carga.

A Eq. 3.21 não representa o comportamento da tensão de carga para toda a faixa de trabalho das baterias. A tensão ao final da carga aumenta com a intensidade de corrente em forma logarítmica, devido aos efeitos de gaseificação e sobrecarga. Considerando este comportamento, os fenômenos que se apresentam para  $EC$  elevados podem ser representados pelas Eq. (3.22) e (3.23).

$$V_{ec} = \left[ 2,45 + 2,011 \ln \left( 1 + \frac{I_c}{C_{10}} \right) \right] \cdot (1 - 0,002 \Delta T) \quad (3.22)$$

$$V_g = \left[ 2,24 + 1,97 \ln \left( 1 + \frac{I_c}{C_{10}} \right) \right] \cdot (1 - 0,002 \Delta T) \quad (3.23)$$

As Eq. (3.22) e (3.23), incluídas em uma única equação, são vinculadas através de uma função exponencial expressada através da Eq. (3.24).

$$V_c = V_g + (V_{ec} - V_g) \left[ 1 - \exp \left( \frac{Ah_{store} - 0,95 C}{I_c \tau} \right) \right] \cdot (1 - 0,002 \Delta T) \quad (3.24)$$



onde  $Ah_{store}$  representa os ampères hora acumulados na bateria e o termo  $0,95 C$  considera o valor de tensão a partir do qual começa o processo de gaseificação. O denominador considera a corrente injetada ou extraída no tempo de operação  $\tau$ . Este tempo é inversamente proporcional à variação da intensidade de corrente e é expresso pela Eq. (3.25).

$$\tau = \frac{k_t}{1 + l \left( \frac{I_c}{C_{10}} \right)^p} \quad (3.25)$$

onde  $k_t, l$  e  $p$  são constantes empíricas.

Durante a descarga a eficiência *faradaica* é assumida como sendo de 100%.

Para o caso em que a bateria esteja em circuito aberto, a tensão de trabalho será igual à tensão de repouso, seja para carga ou descarga.

Este modelo também utiliza as Eq. (3.18) e (3.19) para calcular a eficiência de carga das baterias e para corrigir a capacidade nominal da bateria em função da taxa de descarga e temperatura.

Finalmente o novo estado de carga é determinado com a Eq. (3.26).

$$EC_t = EC_{t-1} + \eta_{cb} \frac{Ah_{g,t} - Ah_{c,t}}{C \cdot FC} \quad (3.26)$$

onde  $Ah_g$  e  $Ah_c$  representam os Ampères-hora gerados e consumidos no período de tempo  $t$ . A Eq. (3.25) é utilizada por todos os métodos para calcular o  $EC$ , parâmetro importante no cálculo da tensão.

#### *Modelo PVSystem*

Este modelo considera o tipo de tecnologia, número de elementos, capacidade nominal, resistência e eficiência *faradaica* da bateria. É um modelo suficientemente detalhado para uma simulação, o qual considera o comportamento não linear da tensão na zona de gaseificação e no fim da carga e da descarga.

Está definido como um modelo válido para baterias de Pb-ácido que calcula o valor da tensão em função do  $EC$ , da resistência interna e da temperatura.

A Eq. (3.27) expressa a forma de cálculo da tensão da bateria.

$$V_b = V_0 + \alpha \cdot EC + \beta \cdot (T_{bat} - T_r) + Ri I_b \quad (3.27)$$

onde  $V_b$  é a tensão para cada célula da bateria,  $V_0$  representa o valor da tensão para um  $EC = 0$ ,  $\alpha'$  é a inclinação da curva que representa a tensão de repouso  $f(EC)$ ,  $T_{bat}$  é a temperatura da bateria,  $T_r$  é a temperatura de referência para o ensaio da bateria (no Brasil é  $25^\circ\text{C}$ ),  $\beta'$  é o coeficiente de temperatura (varia entre - 5 a  $-6 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ ) e  $Ri$  é constante para todos os  $EC$ .

Este modelo é completado com uma série de parâmetros, cujos valores são predefinidos no software. Um destes parâmetros é o que considera o comportamento da tensão no fim da carga e da descarga. Quando a bateria aproxima-se a descarga completa, o modelo considera uma queda quadrática da tensão que parte de um  $EC$  de 30%.

Na região de sobrecarga, estabelecido seu início quando o  $EC = 80\%$ , o valor de tensão aumenta através da substituição o valor da  $I_b$  pelo valor de  $I_{gass}$  (Eq. 3.28).

$$I_{gass} = I_{0gass} e^{(\Delta dV_{gass})} \quad (3.28)$$

onde  $\Delta$  é o coeficiente da exponencial cujo valor é  $11,7 \text{ V}^{-1}$ , e  $I_{0gass}$  é o valor de  $I_c$  antes da sobrecarga.

Quando o valor da tensão medida chega a um limite predeterminado, dependendo da corrente de carga, a variação da tensão de gaseificação ( $dV_{gass}$ ) é igual a zero. Situação na qual toda a corrente que entra na bateria é usada para a dissociação das moléculas e a tensão se mantém constante. O modelo utiliza uma eficiência *faradaica* constante até o começo da gaseificação, seguidamente esta eficiência está incluída dentro da Eq. (3.28).

O efeito de autodescarga e da temperatura na capacidade da bateria é especificada por um perfil teórico predefinido que relaciona estes parâmetros.

O modelo utilizado no *PVSyst* considera a deterioração da bateria em condições de operação. Para o qual se vale da curva de ciclos de vida fornecida pelo fabricante, que relaciona a profundidade da descarga média para cada ciclo. O inconveniente encontrado no modelo de perda de capacidade é que não tem em conta a amplitude da variação do  $EC$  (só considera um valor de  $EC$  médio) para uma simulação de apenas um ano, tempo que, muitas vezes, não resulta representativo para uma análise de degradação de baterias (especialmente para baterias do tipo estacionário).

### 3.8. Perda de Capacidade de Baterias em Condições de Operação

Existem numerosos modelos de desempenho que fornecem uma estimativa da vida útil das baterias utilizando diferentes metodologias de cálculos matemáticos (Lasnier e Ang,

1991, Wenzl et al, 2005). No entanto, muitos dos métodos usados realizam várias suposições, ou não contam com uma adequada validação dos modelos utilizados.

Para determinar a vida de baterias de chumbo-ácido Sauer e Wenzl (2008) analisaram três tipos e modelos que consideram os efeitos de degradação através de diferentes caminhos. Um deles analisa os fenômenos físico-químicos que acontecem na bateria, outro os Ah que circularam pela bateria e finalmente um modelo que se baseia na predição de falhas em sistemas mecânicos (curva de Whöler). É importante destacar que em todos os modelos a precisão é limitada no que diz respeito a sua predição da vida, porque nem todos os fatores podem ser levados em consideração, e as condições de funcionamento exatas não podem ser previstas exatamente.

Analisar a perda de capacidade de sistemas de armazenamento adquire relevância em projetos onde é especificado o tempo máximo que o sistema pode deixar de fornecer energia elétrica em um determinado período de tempo. Este é o caso do programa Luz para Todos, que através da Resolução da ANEEL 83/2004, estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento de energia através de Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes (SIGFI). Esta resolução, no Art. 10, expressa que a concessionária deverá considerar que os padrões de referência de Duração de Interrupção por Unidade Consumidora (DIC) será de 216 h/mês ou 648 h/ano.

Quando esta DIC é superada, a concessionária de energia estará sujeita ao pagamento de compensação ao consumidor. Através de uma análise que considere o comportamento do sistema e a degradação da baterias a concessória terá uma ferramenta que permitirá realizar sistemas com uma elevada confiabilidade e determinar o comportamento (estatístico) mais próximo ao real.

### 3.8.1. Metodologia de Determinação da Vida de Sistemas de Acumulação em SF

Neste trabalho a metodologia de cálculo da vida da bateria utiliza uma matriz transversal, desenvolvida por um projeto de avaliação de sistemas de energia implantados no meio rural, cujo principal objetivo foi a recompilação de dados que permitem determinar o desempenho de diferentes sistemas fotovoltaicos (PEMR - Benchmarking Report ENK6-CT-2001-80576, 2005). Esta matriz (Figura 3.10) vincula um número de fatores derivados das condições de operação com os mecanismos conhecidos de degradação. Na seqüência, cada mecanismo de degradação é ponderado através de um índice de intensidade e é correlacionado com valores de intensidade de degradação de baterias ensaiadas. Desta forma, obtém-se o ensaio

com condições de operação análogas às calculadas e, em consequência, seu correspondente valor de perda de capacidade.

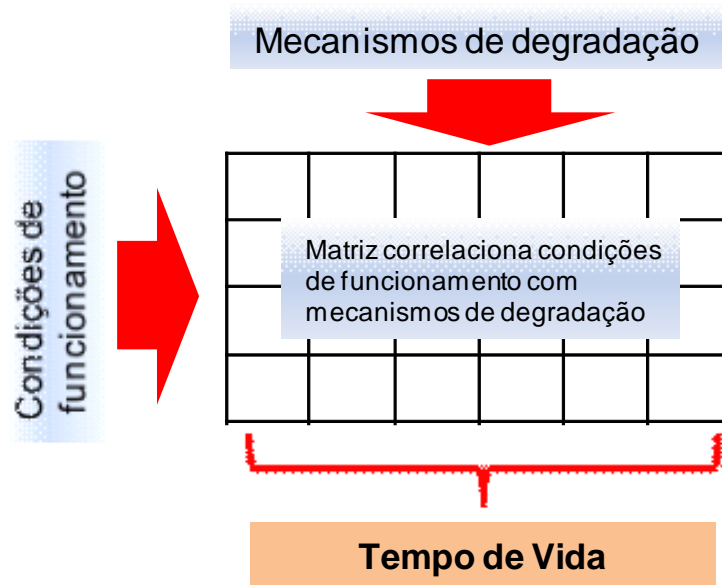


Figura 3.10. Representação gráfica da matriz que relaciona os mecanismos de degradação com as condições de funcionamento de uma bateria.

Os resultados obtidos PEMR e sua análise foram publicados e desenvolveram-se procedimentos de categorização e ensaio de baterias de chumbo-ácido. As categorias foram definidas segundo o procedimento proposto por Svoboda (2003), que considera as condições de funcionamento do sistema, as características ambientais do lugar e tipo de baterias.

No PMER também foi realizada uma distinção entre os mecanismos de degradação, que ocasionam mudanças irreversíveis nas baterias, e os fatores que agem sobre a taxa de ação dos mecanismos de degradação (fatores de estresse).

### 3.8.2. Mecanismos de Envelhecimento ou Degradação

Na reunião do PEMR em Freiburg (Svoboda, 2003) determinaram-se quais eram os principais mecanismos de envelhecimento que impactam sobre o processo de perda de capacidade das baterias. Desta forma, foram propostos dezoito parâmetros que influenciam na vida das baterias, mas como estes parâmetros possuíam certa dependência linear entre eles foram reduzidos a oito.

Estes parâmetros, que surgem segundo as condições de funcionamento do sistema, têm um forte impacto nos mecanismos de deterioração e são denominados fatores de estresse (*fe*). Os fatores de estresse manifestam-se através dos valores históricos de tensão, de corrente e da temperatura de operação da bateria.

Os fatores de estresse são parâmetros independentes entre eles e afetam de forma diferente a cada tipo de bateria. Para um determinado conjunto de fatores de estresse a taxa de envelhecimento e sua influência no desempenho da bateria dependem do tipo de bateria, seu processo de fabricação e qualidade.

Os principais fatores de estresse são:

- Fator da carga
- Taxa da descarga
- Corrente máxima de descarga
- Tempo utilizado para atingir a carga máxima
- Tempo em estado de carga baixo
- Ciclagem parcial
- Temperatura

Dos oito *fe*, dois deles ponderam o efeito de temperatura sobre a bateria, mas apenas considera-se o efeito de um destes (para condições de elevada temperatura) já que o outro fator (que considera o de congelamento do eletrólito) no território brasileiro é de muito baixa probabilidade de acontecer.

Embora a tensão de carga/descarga tem uma forte influência nos processos do envelhecimento da bateria ela não é usada como um fator de estresse porque seu valor varia com a densidade do eletrólito, tipo de bateria, temperatura, etc. Porém, os mecanismos do envelhecimento associados com valores de tensão de carga /descarga são considerados pelos outros fatores de estresse ou por uma combinação deles.

Svoboda et al (2007) apresenta a definição e forma de cálculo dos seis fatores de estresse, incluindo o fator que analisa o efeito da temperatura, responsáveis pela degradação e falha de baterias de chumbo-ácido. No ANEXO A3 apresenta-se o procedimento de cálculo de cada um destes fatores de estresse.

#### *Processo de indexação de níveis de intensidade para cada fe*

Os valores individuais dos *fe* não oferecem por si próprios uma indicação do impacto de degradação e não podem ser usados para realizar uma categorização do sistema devido à

variação dos valores e das unidades (% , dias, Ah, A, etc.). Uma função matemática é exigida para atribuir um valor numérico que representa a intensidade de cada *fe*.

Um índice do nível de intensidade é atribuído a cada fator de estresse usando critérios que foram criados por especialistas na área. Desta forma, cinco níveis de intensidade foram definidos (Tabela A3.1, ANEXO A3). Os fatores individuais do estresse e os graus de níveis de intensidade utilizados foram testados e provados em a maioria das séries de dados disponíveis do PMER (Perujo, 2003). As definições matemáticas detalhadas de divisão de cada nível de estresse assim como o efeito produzido são descritas por Wenzl et al. (2005).

É importante vincular os níveis de intensidade de graus de estresse com os mecanismos de degradação que conduzem à falha das baterias. Por esta razão é importante definir o risco de degradação associado à combinação dos parâmetros de estresse.

Os principais mecanismos de degradação, segundo Jossen et al. (2004), são:

- Corrosão das placas positivas.
- Degradação e perda da massa ativa.
- Amolecimento da massa ativa (aumento de resistência interna).
- Sulfatação irreversível.
- Perda de água.
- Estratificação do eletrólito.

O impacto que os fatores de estresse têm sobre estes seis mecanismos são apresentados no Capítulo 5.

### 3.8.3. Vinculação de Resultados Experimentais de Degradação com os *fe*

Existem diferentes maneiras de associar procedimentos de ensaios com aplicações reais como:

- Experiência baseada em ensaio padrão.
- Condições de ensaio que se assemelhem às condições de operação.
- Condições de ensaio através de mecanismos acelerados de envelhecimento.
- Ensaios que combinem as condições de operação com os fatores de estresse em determinadas aplicações.
- Ensaios que tratem de simular as combinações de mecanismos de envelhecimento de SFA.

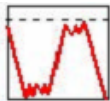
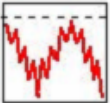
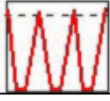

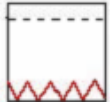
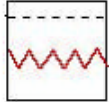
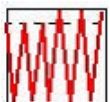
A última opção utiliza resultados de ensaios que representam a mesma combinação de efeitos de degradação que afetam os SFA em operação e será utilizada para determinar o grau de degradação e perda de capacidade das baterias. Diferentes combinações de fatores de estresse obtidas em ensaios de laboratório agem de tal forma que seu efeito final no desempenho e vida da bateria é o mesmo que em sistemas reais.

#### *Ensaio em laboratório de baterias de Pb-ácido*

Ruddell (2005) apresentou uma comparação entre sete tipos de ensaios para diferentes baterias de Pb-ácido de tipo automotivas, solar de placas planas, tubular e VRLA, determinando a perda de capacidade das baterias para cada um dos ensaios realizados.

Na Tabela 3.2 é apresentado cada um dos ensaios realizados em mais de 40 baterias de 18 fabricantes. Nesta tabela mostra-se também a evolução temporal do *EC* de cada ensaio.

Tabela 3.2. Descrição esquemática e designação dos sete tipos de ensaios cíclicos de baterias.

Nome do ensaio	Evolução do EC	Descrição
Ensaio Cíclico, norma IEC 61427 (IEC)		Ciclos de 30% de <i>Pd</i> mantendo baixo <i>EC</i> e na seqüência igual procedimento para um <i>EC</i> alto.
Ensaio Cíclico, norma NFC 58-510 (NFC)		Combinação de ciclos parciais com 20% de <i>Pd</i> e comportamento sazonal.
Ensaio Cíclico para SFA em Marroco (PPER)		Descarga profunda e na seqüência cargas com elevadas correntes
Ensaio Cíclico para o projeto Qualibat (Qualibat)		60% de <i>Pd</i> a correntes elevadas
Ensaio Cíclico no limiar dos 10% EC (10% EC)		Ciclos de 20% de <i>Pd</i> e correntes moderada entorno ao 10% <i>EC</i>
Ensaio Cíclico no limiar dos 40% EC (40% EC)		Ciclos de 20% de <i>Pd</i> e correntes moderada entorno ao 40% <i>EC</i>
Ensaio Cíclico para sistemas rurais em França (DRE)		Descarga de ciclo profundo com 5 ciclos de elevada sobrecarga e 5 ciclos com baixa sobrecarga.

Após ter realizado os ensaios especificados na Tabela 3.2, determinaram-se, através de uma análise físico química, os mecanismos de envelhecimento que apresentaram as baterias. Desta forma, os mecanismos de envelhecimento que desencadearam a degradação das baterias foram:

- Estratificação (Estr)
- Sulfatação irreversível (Sulf)
- Corrosão da grade positiva (Corr)
- Amolecimento e perda da massa ativa (MA).

Cada um destes ensaios tem um efeito em particular sobre os mecanismos de degradação encontrados. Sendo o efeito de sulfatação irreversível o fator de perda de capacidade mais comum nos ensaios.

Na seqüência, segundo os níveis de degradação corroborados, foram indexados os graus de degradação em uma escala de 0 (nenhum impacto) a 10 (impacto elevado). Os resultados desta indexação, para cada tipo de ensaio, são apresentados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3. Níveis de risco de degradação para as baterias ensaiadas no PMER (Ruddell,2005).

	IEC 61427	NFC58-	PPER	QUALIBAT	10% EC	40% EC	DRE
Corrosão	6.6	1.0	3.0	1.5	0.0	0.0	3.0
Sulfatação	4.1	6.0	6.0	5.5	7.5	5.5	5.5
Degradação MA	3.1	3.5	6.9	10.0	3.4	3.4	6.5
Estratificação	3.4	8.0	4.0	4.0	10.0	8.0	5.5
Normalização	17.2	18.5	19.9	21.0	20.9	16.9	20.5

Normalizando os valores de degradação obtidos experimentalmente (Tabela 3.3) e os calculados utilizando os  $f_e$ , a partir de uma correlação entre eles determina-se o ensaio que produz taxas equivalentes de perda de capacidade às experimentadas no sistema de acumulação analisado.

A correlação mais elevada é a que sugere uma melhor concordância entre resultados experimentais e calculados.

#### 3.8.4. Modelo *UMass*

Quando a correlação entre os índices de mecanismos de degradação, calculados após a simulação e os obtidos nos ensaios padronizados (Potteau, 2003), resulta em um valor menor



que 0,70 há uma baixa correspondência entre eles. Desta forma, os resultados de degradação da bateria obtidos nos ensaios não se adequaram às condições de operação do sistema simulado. Para obter uma correlação elevada utilizando a metodologia antes apresentada seria necessário acrescentar na matriz degradação os resultados de degradação conseguidos através de outros ensaios. Em consequência, e por não contar com informação que permitam ampliar os dados apresentados na matriz, foi utilizado um novo modelo (de apoio) para determinar o de tempo de vida das baterias. Este modelo, denominado *UMass* (Manwell et al, 2005), determinará a perda de capacidade da bateria quando a correlação entre índices de mecanismos básicos de degradação não é adequada.

O modelo *UMass* pondera o número de ciclos de vida da bateria como uma função da profundidade de descarga e da ciclagem. O mesmo utiliza como base de cálculo dados experimentais da bateria e um algoritmo que conta os ciclos de carga e descarga da bateria.

A metodologia utilizada para a contagem de ciclos denomina-se *rainflow counting method*, e é habitualmente usada para predizer a fadiga em materiais que se encontram sob esforços cíclicos (Downing e Socie, 1982).

Para calcular a degradação da bateria utiliza-se a Regra Linear de Acúmulo de Dano, onde o dano acumulado ou degradação acumulada calcula-se em função da ciclagem nas condições de operação.

### 3.9. Diodo de Bloqueio

Existe a possibilidade de que a bateria se descarregue nos períodos de escuridão, ocasionando perda de energia. Para evitar isso, pode-se colocar um dispositivo que interrompa o circuito painel-bateria, que pode ser um diodo conectado ao terminal positivo da bateria. Entretanto, este dispositivo provocará uma perda de energia gerada no painel ou uma energia consumida da bateria durante as descargas noturnas. Assim, necessitando avaliar o caso, as vezes o melhor é não colocar nenhum elemento de bloqueio (Joule-Thermie, 1998).

Atualmente, uma parcela importante dos controladores de carga desconecta o sistema de geração do sistema de acumulação para evitar a descarga noturna.

Em arranjos com maior número de módulos, quando associados em série e na seqüência em paralelo, é aconselhável utilizar um diodo de bloqueio em cada associação série evitando a circulação de corrente reversa em parte do sistema.

### 3.10. Reguladores ou Controladores de Carga

Os controladores de carga são colocados nos sistemas fotovoltaicos para proteger a bateria contra cargas e descargas excessivas, aumentando assim sua vida útil. Estes dispositivos são também conhecidos como Reguladores de Carga ou Reguladores de Tensão.

Os reguladores trabalham tomando como base os valores de tensão instantâneos nos terminais da bateria. Os fabricantes fornecem geralmente os limites de aplicação do controlador, correntes de carga, temperaturas de operação, perdas, etc.

A tensão da bateria varia lentamente em função do estado de carga e com isto, se a descarga da bateria deve ser limitada em uma determinada porcentagem, resultará difícil determinar um único valor de tensão que represente este estado de carga. A determinação deste valor será ainda mais difícil se forem considerados os efeitos de envelhecimento, temperatura, etc. Variações bruscas de corrente também produzem modificações na tensão da bateria, difíceis de prever.

Outro problema consiste em determinar o ajuste ideal do *set point* indicativo da tensão de desconexão (LVD, *low voltage disconnection*). Se o valor é fixado em uma pequena profundidade de descarga, provavelmente a vida útil da bateria se prolongará, mas frequentemente o controlador poderá interromper a energia que alimenta a carga sem que seja realmente necessário. No caso contrário, se aumentar a profundidade de descarga, poderá haver diminuição da vida útil da bateria.

#### *Reguladores tipo paralelo*

Os reguladores tipo paralelo mantém constante a tensão da bateria no estado final da carga. Estes controladores são conhecidos também como reguladores tipo *shunt*. Consistem em um dispositivo eletrônico ou relé eletromecânico que desliga ou reduz o fluxo de corrente para a bateria quando está totalmente carregada, com o qual uma fração da corrente gerada pelo arranjo é desviada através de um dispositivo conectado em paralelo com a bateria, e assim só uma pequena parte desta corrente continua carregando a bateria. Alguns também possuem um interruptor que controla a descarga da bateria.

A quantidade de corrente a desviar depende do limite de tensão da bateria. O regulador *shunt* se comporta como uma carga variável que faz manter constante o valor limite da tensão na saída do arranjo. Os controladores *shunt* são geralmente projetados para aplicações com correntes menores que 20 ampères.

### *Reguladores tipo série*

Os reguladores tipo série funcionam como um elemento de controle que desconecta o arranjo fotovoltaico quando a bateria está completamente carregada (interruptor série). Quando o estado de carga da bateria diminui, o regulador detecta e volta ao seu estado ativo.

Um bom regulador em série torna desnecessária a instalação de diodos de bloqueio, já que o interruptor série pode ser deixado aberto durante a noite, evitando as perdas da bateria durante este período. Atualmente encontram-se controladores de carga com correntes máximas entre 4 e 800 A, que podem carregar baterias, ou bancos de baterias, com tensões nominais entre 12 e 120V.

Nos últimos anos, uma tecnologia de carregamento mais eficiente, com seguidor de ponto de máxima potência (MPPT), tornou-se disponível em alguns modelos de controladores de carga. Uma das características interessantes desta tecnologia é que permite que o painel tenha uma tensão muito mais alta do que o banco de baterias, já que o controlador da carga com MPPT converte automaticamente e eficientemente a tensão mais alta para uma tensão compatível com o sistema de armazenamento.

Controladores comuns alcançam eficiências de 99,9%, enquanto a eficiência de um controlador com MPPT varia entre 92% e 98,5% (Schmela, 2007). A eficiência também depende consideravelmente do autoconsumo de energia que varia consideravelmente de um modelo para outro. Os melhores dispositivos apenas precisam de 0,12 mA, e os que apresentam os maiores valores chegam a consumir 105 mA. Se a bateria estiver com um *EC* baixo, os controladores podem utilizar a energia restante e desligar-se.

Os controladores mais avançados carregam a bateria em diferentes passos para alcançar níveis de *EC* mais altos. Para este propósito, eles continuam normalmente carregando as baterias com valores de tensão constantes. Um modo comum para manter constante a tensão é utilizar a tecnologia de modulação de largura de pulso (PWM), por meio da qual se carrega a bateria através de uma corrente pulsada com uma frequência fixa e largura variável.

Controlador com PWM, em geral, usam 4 estágios para o carregamento da bateria. Estes estágios são mostrados na Figura (3.11).

Para um carregamento contínuo a função que cada etapa é explicada a seguir.

1. Região de carga com 100% da energia solar disponível.
2. Região de regulagem de tensão constante por PWM para evitar aquecimento e o excesso de liberação de gases pela bateria. Carregamento por pulso para restaurar a capacidade total da bateria.

3. Flutuação: Após a bateria estar completamente carregada, reduz o carregamento para uma carga de flutuação ou carga por pequenos impulsos. A transição dependerá do histórico da bateria.
4. Equalização: Uma carga de reforço que depende do tempo transcorrido e do histórico da bateria. As células de baterias abertas recebem uma intensa equalização, e as baterias seladas uma equalização menor para equilibrar as células com *EC* desiguais e prolongar a vida da bateria. As células gel não são equalizadas.



Figura 3.11. Estágios de carregamento de uma bateria utilizando um controlador de carga com PWM (ProStar, 2008).

Controladores modernos incluem, além de MPPT e a possibilidade de manejar mais de uma fonte de energia, conversores que permitem transferir o excesso de energia para outra bateria ou para uma carga alternada.

Atualmente a maioria dos controladores é equipada com displays ou com LEDs que indicam sua condição de funcionamento. Com os displays é possível mostrar uma variedade de parâmetros como *setpoints*, temperatura, *EC*, corrente, entre outros.

### 3.10.1. Modelagem do Controlador de Carga

O controlador de carga está definido por duas tensões:  $V_{Mc}$  que desliga as baterias do painel se a tensão delas for maior que este valor e  $V_{mc}$  que volta a ligá-las quando a tensão da bateria é menor que este valor (Figura 3.12(a)). Estas tensões podem ser fixas ou dependentes da temperatura, sendo definida por:

$$V_{Mc} = P_1 + P_2 (T-25) \quad \text{e} \quad V_{mc} = P_3 + P_4 (T-25)$$

onde os parâmetros  $P_1$ ,  $P_2$ ,  $P_3$ , e  $P_4$  provêm dos bancos de dados ou são introduzidos pelo usuário.

O controlador de descarga está também definido por  $V_{md}$  que desliga as baterias do consumo se a tensão delas é menor que este valor, e  $V_{Md}$  que volta a ligá-las quando a tensão da bateria for maior que este valor (3.13 (b)). Também as tensões poderão ser fixas ou dependentes da temperatura, sendo definidas no programa de igual maneira que as equações do regulador de carga.

A divisão do controlador de carga em dois componentes é conveniente porque existem reguladores que não proporcionam a proteção à descarga e o controlador poderia ser definido em um sistema como um elemento de proteção do inversor ou outro elemento do sistema.

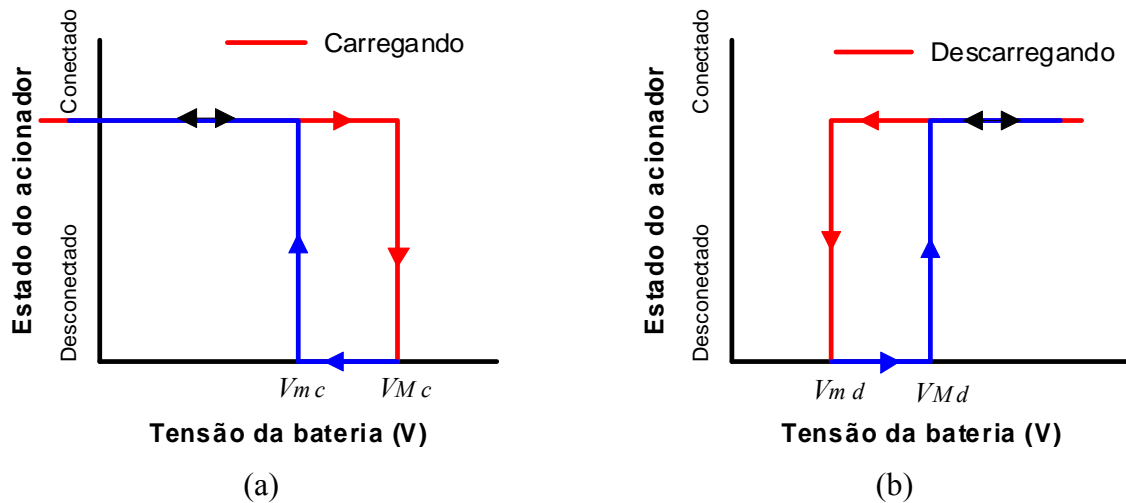


Figura 3.12. Representação das tensões de corte dos controladores de carga, a) para carga b) para descarga.

### 3.11. Inversores ou Conversores CC/CA

Atualmente existe um crescimento na potência anual instalada em SFA próxima de 10 %, sendo que mais da metade dos instalados recentemente são projetados para alimentar cargas em corrente alternada (CA), com uma tendência de crescimentos deste tipo de sistemas (Santos, 2006).

Para poder suprir as cargas que trabalham em corrente alternada em uma instalação fotovoltaica, deve-se incluir um dispositivo que converta a corrente contínua (CC) que sai do painel ou bateria em CA, tarefa realizada por um dispositivo denominado inversor.

Os inversores operam comumente com tensões de entrada de 12, 24, 48 e 120 V em CC entregando na saída tensões da ordem de 120 ou 240 V em CA. Inversores que alimentam potências elevadas podem aceitar tensões de entrada de 180 V até 360 V e sua saída pode ser monofásica ou trifásica.

Os SFA com inversores são certamente mais caros, mas tornam possível a utilização de uma variedade maior de dispositivos elétricos. Em países desenvolvidos, como os EUA, Europa, ou Austrália, sistemas com alimentação em CA têm-se tornado há muito tempo o tipo de instalação padrão para aplicações autônomas. Atualmente os países em desenvolvimento estão seguindo o mesmo caminho para a consolidação de projetos de eletrificação rural. No Brasil, o governo impulsionou um ambicioso programa de eletrificação, “Luz para Todos” (2007) que tem como objetivo instalar aproximadamente 120.000 SFA na Região Amazônica e todos os sistemas serão equipados com inversores.

Os SFA, que antigamente só forneciam energia para pequenos consumidores, estão transformando seu perfil e fornecendo energia para instalações que demandam consumos maiores, como em hospitais em locais remotos, para o funcionamento de máquinas de pequeno porte, assim como para sua instalação em mini-redes, sendo necessário inversores que forneçam potências elevadas.

### 3.11.1. Critérios de Qualidade para um Inversor

Os primeiros critérios a serem considerados são que devem ser robustos e confiáveis. Isto não apenas aplica-se ao inversor, é extensivo para os dispositivos elétricos que atuam como cargas. Considerando isto, inversores com onda de tipo senoidal pura com a baixa distorção de harmônico total é, geralmente, a melhor opção, garantindo um bom funcionamento com segurança e eficiência, evitando uma possível redução na vida útil das cargas.

Embora inversores com onda de tipo retangular, quadrada, ou onda senoidal modificada (Figura 3.13(a)) raramente são utilizados em SFA, alguns fabricantes ainda oferecem estes dispositivos procurando os clientes que buscam uma solução mais barata, e onde não seja realmente necessária uma onda tipo senoidal (cargas resistivas). Para construir inversores com onda senoidal é comum utilizar a tecnologia PWM, que utiliza dispositivos eletrônicos que trabalham modulando a largura de pulsos de uma onda quadrada obtendo assim uma seqüência que reproduz o perfil de tensões de uma onda senoidal com pequena distorção (Figura 3.13(b)). A forma da onda geralmente é uma indicação da qualidade e custo do inversor. Ela depende do método de conversão e filtragem utilizado para eliminar os harmônicos indesejáveis resultantes da conversão.

Outro aspecto importante que determina a qualidade dos inversores é a eficiência de conversão. Nos inversores a eficiência não é constante e seu valor depende da potência extraída pelos artefatos de consumo (carga). Muitos fabricantes confundem seus clientes anunciando a eficiência na carga nominal ou na máxima eficiência, mas esconde o fato que sob cargas de baixa potência seus dispositivos apresentam eficiências baixas. Inversores para SFA devem possuir uma eficiência de pelo menos de 95 % quando submetido a uma demanda igual a sua potência nominal, como também para demandas de potência baixas. Para os usuários de sistemas com necessidades variáveis de potência, altas eficiências em baixas potências são importantes.

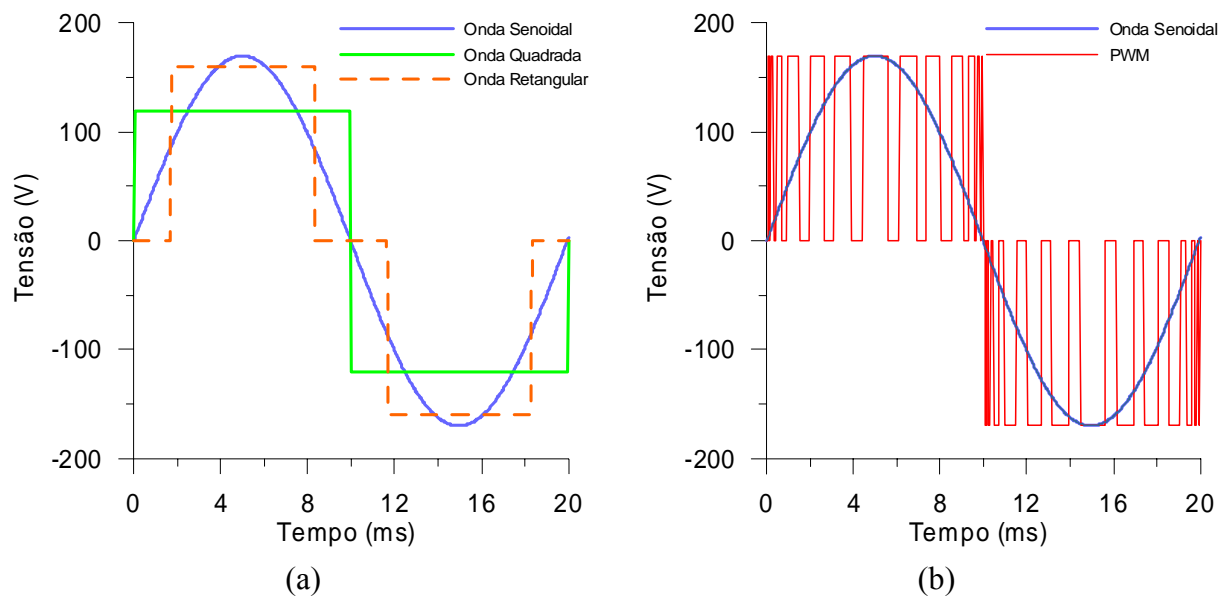


Figura 3.13. Tipos de onda de saída de conversores CC/CA. (a) Onda quadrada, retangular e senoidal, (b) Onda senoidal e ajuste através de PWM.

Outro parâmetro importante a ser considerado é a potência que o dispositivo demanda em condições de *standby*. A economia de energia em *standby* pode, no momento de dimensionar o projeto, reduzir a capacidade de geração do arranjo fotovoltaico, com a conseqüente redução de custo de vida do sistema. Alguns inversores também integram um controlador de carga que protege a bateria das prejudiciais sobrecargas o sobredescargas.

Todo inversor deve tolerar quedas de tensão provisórias abaixo das tensões mínimas. Estas condições ocorrem quando correntes de alta intensidade são demandadas instantaneamente, como quando aparelhos com motores elétricos exigem uma corrente elevada em curtos períodos de tempo antes de entrar em regime nominal de trabalho. Alguns dos modelos podem tolerar correntes instantâneas até 3,5 vezes mais altas que a nominal. A tendência do mercado é que inversores com potências nominais acima de 1500 W são projetados para trabalhar em SFA

possuam iguais características que os inversores para SFCR, incluindo a monitoração do sistema, *datalogger*, MPPT e gerenciamento inteligente da demanda. Os inversores menores ainda são relativamente simples. A razão é que o mercado de pequeno-porte é o segmento com a maior quantidade de concorrentes. Desta forma, o preço é a arma principal das companhias que lutam por clientes. A maioria dos inversores no mercado, por razões de segurança, possuem uma isolação galvânica entre a bateria e a saída em CA. Sem isolação galvânica, nos pólos da bateria poderia ter-se o mesmo potencial que na saída do inversor. Esta isolação é realizada através de um transformador, que em alguns casos utiliza uma baixa frequência (BF) de transformação ou uma alta frequência (AF). Inversores que funcionam utilizando BF custam geralmente mais porque precisam mais ferro no núcleo do transformador e mais cobre nos enrolamentos, mas geram um sinal de saída mais estável e uniforme, melhorando a reprodução da onda senoidal (Brand, 2007).

A tensão de entrada de inversores varia desde 12 V até 360 V e suas tensões de saídas podem ser 120V, 240V ou 380 V, tanto em uma como em três fases. Em alguns casos estes dispositivos possuem também a opção de trabalhar como controlador de carga e MPPT.

### 3.12. Modelo do Inversor

Os modelos de inversores procuram representar através de uma equação matemática a potência de saída em função da potência de entrada, para poder prever o rendimento do inversor em função da carga. Em geral, trata-se de modelos matemáticos que procuram associar seus parâmetros com as diferentes perdas de potência que ocorrem no inversor.

O inversor tem influência notável no rendimento e confiabilidade do sistema fotovoltaico, além de aumentar seu preço. Pode gerar interferências eletromagnéticas e distorção harmônica no sinal alternado (Abella, 2000). Entre os fatores que podem afetar o rendimento do inversor em instalações fotovoltaicas se destacam o tipo de consumo, o perfil das cargas e a temperatura de trabalho.

Nos sistemas fotovoltaicos autônomos as cargas geralmente são variáveis apresentando potências instantâneas de valores longe da potência nominal do inversor. Além disso, algumas cargas podem ter baixos valores do fator de potência (com elevado componente reativo), o que diminui notavelmente o rendimento do inversor.

Outro fator importante é a variação da tensão de entrada do inversor. Em instalações fotovoltaicas autônomas, os inversores estão alimentados por baterias cuja tensão varia segundo



o estado de carga, a temperatura e o regime de corrente de descarga, que pode ser significativamente diferente e agravar também o rendimento do inversor.

### 3.12.1. Modelos Polinomiais

Os primeiros modelos matemáticos para inversores eram modelos polinomiais, representados por equações do 2º ou 3º graus, para a potência de saída ( $P_{saida}$ ) do inversor em função da potência de entrada ( $P_{entr}$ ).

$$P_{saida} = C_0 + C_1 P_{entr} + C_2 P_{entr}^2 \quad (3.29)$$

O modelo da Eq. (3.31) representa o comportamento do inversor, bastando ajustar os parâmetros  $C_0$ ,  $C_1$  e  $C_2$  para cada inversor, sem considerar os processos que ocorrem.

O modelo proposto por Jantsch (1992) para calcular a eficiência foi adotado neste trabalho, e também é uma equação de segundo grau, mas está escrita de maneira normalizada com relação à potência nominal do inversor.

$$\eta_{inv} = \frac{P'_{saida}}{K_0 + K_1 P'_{saida} + K_2 P'_{saida}^2} \quad (3.30)$$

$$P'_{saida} = \frac{P_{saida}}{P_{nom}} \quad (3.31)$$

onde  $P_{nom}$  é a potência nominal do inversor, o termo  $K_0$  representa o autoconsumo, as quedas de tensão estão representadas por  $K_1$  e as quedas ôhmicas estão representadas por  $K_2$ . Com a variação dos parâmetros  $K$  se obtém o perfil que apresentam diferentes tipos de inversores. Na Figura 3.14 apresenta-se o formato da curva de eficiência de um inversor com as respectivas variações em seu perfil, em função dos valores de  $K_i$  adotados.

Os valores de  $K$  estão vinculados com a eficiência do inversor para 10, 50 e 100% da capacidade nominal, com os valores de eficiência para estes pontos se consegue um ajuste dos valores de  $K_i$ .  $K_0$  faz variar o formato da curva na zona do joelho,  $K_1$  faz variar o formato da curva em sua altura e  $K_2$  faz variar o formato da curva na zona final da curva.

Existem outros modelos, como o apresentado por Keating (1991), que propõe obter a eficiência do inversor através da interpolação de dados experimentais em uma ampla faixa de potências. Chivelet (1994) propõe um modelo de inversor baseado em um circuito equivalente.

Este modelo considera também o efeito que as cargas reativas produzem sobre a curva de eficiência (Figura 3.15).

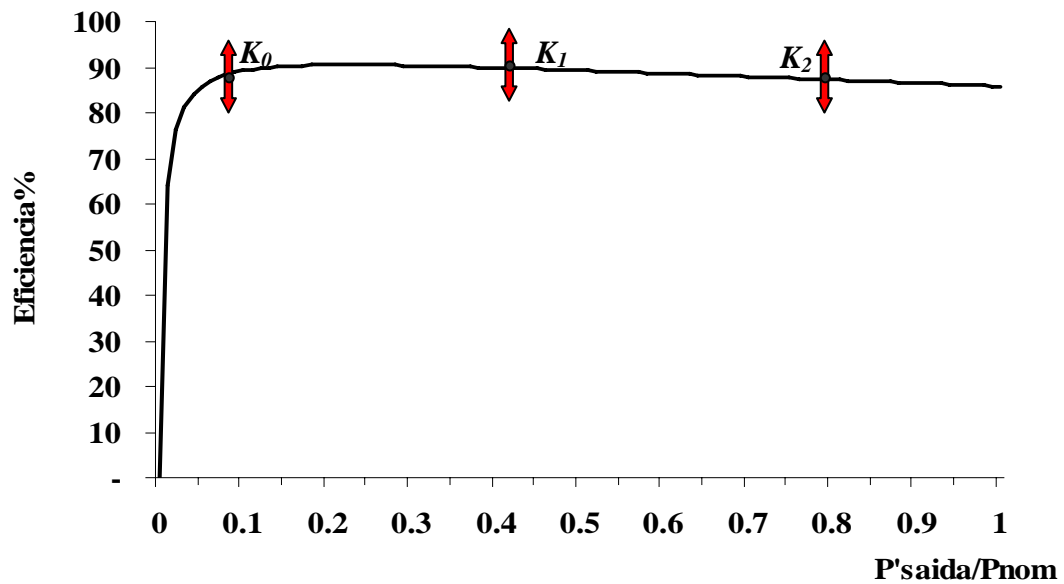


Figura 3.14. Curva de eficiência do inversor.

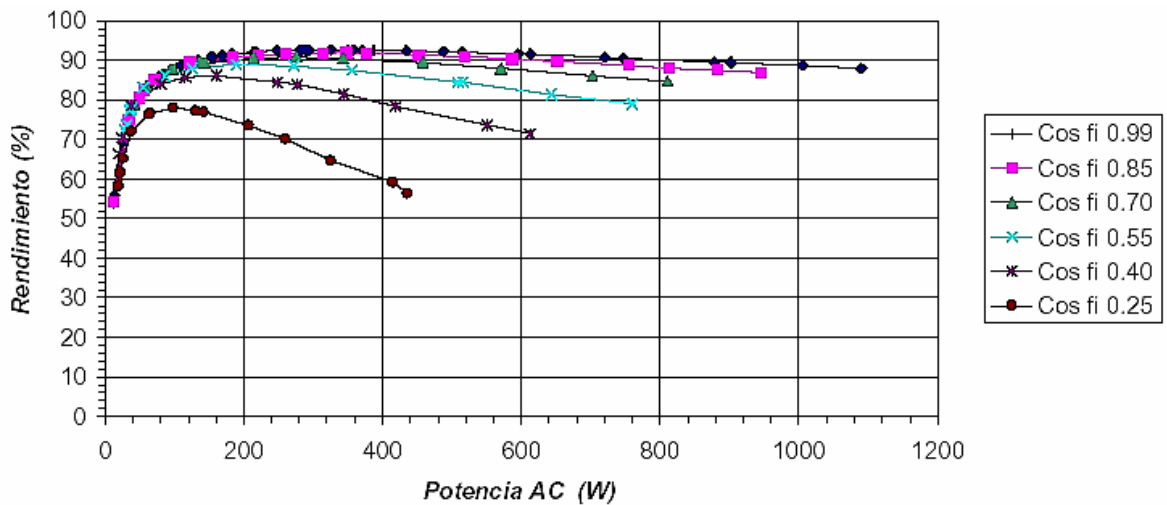


Figura 3.15. Curva de rendimento em função da potência alternada na saída para diferentes fatores de potência (fonte: Abella, 2000).

A Figura 3.15 foi obtida medindo um inversor fotovoltaico autônomo modelo S-1200 fabricado por SOLENERSA com cargas reativas para diferentes fatores de potência (Abella, 2000), pode-se observar a queda de eficiência pelos equipamentos de baixo fator de potência.

O efeito apresentado nos inversores, devido a cargas reativas, pode ser considerado dentro do modelo polinomial afetando o valor de  $K_2$  por um coeficiente que diminua seu valor em função da relação entre a componente ativa e reativa.

### 3.13. Modelagem das Cargas

Freqüentemente são considerados como componentes de uma instalação fotovoltaica os elementos receptores ou de consumo. Consideram-se assim devido a que sua caracterização energética, ou seja, potência, energia consumida, tensão de trabalho e outros parâmetros, são fatores preponderantes no momento de realizar o dimensionamento do sistema.

Resulta de muita importância o conhecimento da quantidade de energia a consumir e sua distribuição ao longo do dia, assim como as características dos equipamentos que consumirão a energia.

Chama-se perfil da carga a representação temporal da potência média (em Watt) consumida. A variação de cada faixa considerada no perfil de carga pode ser horária, diária, mensal ou sazonal. Foram desenvolvidas interfaces gráficas que permitem definir consumos em bases horárias, diárias semanais e mensais, o que facilita a definição segundo o desejo do usuário. Para cargas que trabalham em tempos menores que uma hora pode-se multiplicar a potência da carga pelo tempo de trabalho (em fração de hora), para considerar a carga corretamente, mas tendo em conta o consumo real no momento de dimensionar o inversor. Nos casos em que é difícil conhecer o perfil da carga diária, como por exemplo, no caso das instalações de eletrificação rural onde o usuário não tem hábitos prévios de consumo de energia elétrica, o instalador deverá fazer uma estimativa do consumo. Este procedimento prejudica a precisão do dimensionamento e, por conseguinte os resultados de uma simulação.

No caso das aplicações domésticas, ao determinar os perfis de consumo, deve-se levar em conta também os costumes de uso e recomenda-se estudar cada aplicação concreta.

Diferentes estudos foram levados a cabo no Brasil para estimar o tempo de consumo dos diferentes elementos que compõem uma instalação (Trigoso, 2004). Tolmasquim (2004) estimou o tempo de uso para diferentes níveis de eletrificação, para diferentes localidades no Brasil.

#### 4. DESCRIÇÃO DA INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA EXPERIMENTAL E DAS BANCADA DE ENSAIOS

A avaliação do comportamento dos modelos matemáticos será realizada por meio de simulações em computador e os resultados serão comparados com os valores obtidos em uma instalação experimental com características de um sistema isolado. A simulação necessita dos resultados medidos para validar o modelo desenvolvido. Neste capítulo apresentam-se as partes básicas de uma instalação fotovoltaica autônoma em operação montada no LES –UFRGS. Através da descrição de sua montagem, dos componentes e de seu funcionamento são apresentadas as características da instalação. A caracterização do sistema de geração e do sistema de acumulação é de suma importância para obter dados reais. Utilizar apenas valores médios de catálogos não permitiria conhecer os desvios reais entre valores calculados e medidos. Por esta razão, foi desenvolvido especificamente para esta Tese um sistema de ensaio e caracterização de baterias, e foi utilizado um sistema de levantamento da curva I-V. Este último foi desenvolvido no LES-UFRGS para aplicações de âmbito geral.

Aborda-se ainda o sistema de aquisição de dados que tem por função monitorar, ao longo do tempo, as tensões e as correntes elétricas, a irradiância no plano do gerador e no plano horizontal e a velocidade e direção do vento. Também são monitoradas as temperaturas do ar ambiente no interior e no exterior do prédio, das células de referência e de um módulo do painel.

##### 4.1. Descrição da Instalação

O sistema de geração do SFA experimental está composto por cinco módulos fotovoltaicos modelo I-100/24 de 100 Wp e 24 V. Estes dispositivos foram caracterizados eletricamente e classificados individualmente pela equipe do LES- UFRGS antes de serem instalados.

Dos cinco módulos fotovoltaicos apenas foram conectados em paralelo três deles, formando um painel de 300 Wp de potência nominal e 24 V de tensão nominal. A Figura 4.1 mostra a fachada do prédio anexo ao Laboratório de Energia Solar com os módulos fotovoltaicos instalados. Seu ângulo de inclinação ( $\beta^*$ ) é de  $30^\circ$ , em relação ao plano horizontal, e ângulo de desvio azimutal ( $\gamma$ ) de  $0^\circ$  (orientados para o norte verdadeiro). Nesta figura também se pode observar o pára-raios tipo Franklin instalado em um mastro de 8 m de altura.

Em um suporte sobre o mastro, encontram-se instalados um anemômetro e uma veleta para medir a velocidade de direção do vento, respectivamente.



Figura 4.1. Sistema fotovoltaico autônomo com uma potência de 500Wp, instalado no prédio anexo ao Laboratório de Energia Solar da UFRGS.

O sistema fotovoltaico é composto pelos módulos fotovoltaico, as baterias, o controlador de carga, o gerenciador de cargas e os pontos de consumo. Como parte integrante do sistema de aquisição de dados tem-se a unidade *Agilent 34970A*, os resistores *shunts*, a célula de referência, um piranômetro, os sensores de temperatura e o programa de aquisição de dados desenvolvido no LES-UFRGS.

Valores de radiação solar, temperatura ambiente, velocidade do vento e consumo são medidos para serem utilizados como variáveis de entrada no *PVSize*. Valores de corrente e tensão fornecida pelos módulos, assim como a tensão da bateria, são medidas para ser utilizados como parâmetros de comparação após uma simulação.

A Figura 4.2 mostra o esquema das conexões elétricas da instalação, assim como os disjuntores e controladores utilizados.

Os fios ligados ao sistema de aquisição de dados são cabos de sinal utilizados para medir a tensão das baterias e dos resistores *shunts*, a corrente do painel e da demandada, e o sinal dos sensores instalados no sistema. As conexões elétricas entre o painel fotovoltaico e o quadro de conexões são feitas utilizando cabos de cobre com área de seção efetiva de 6 mm<sup>2</sup> e com uma camada isolante de PVC.

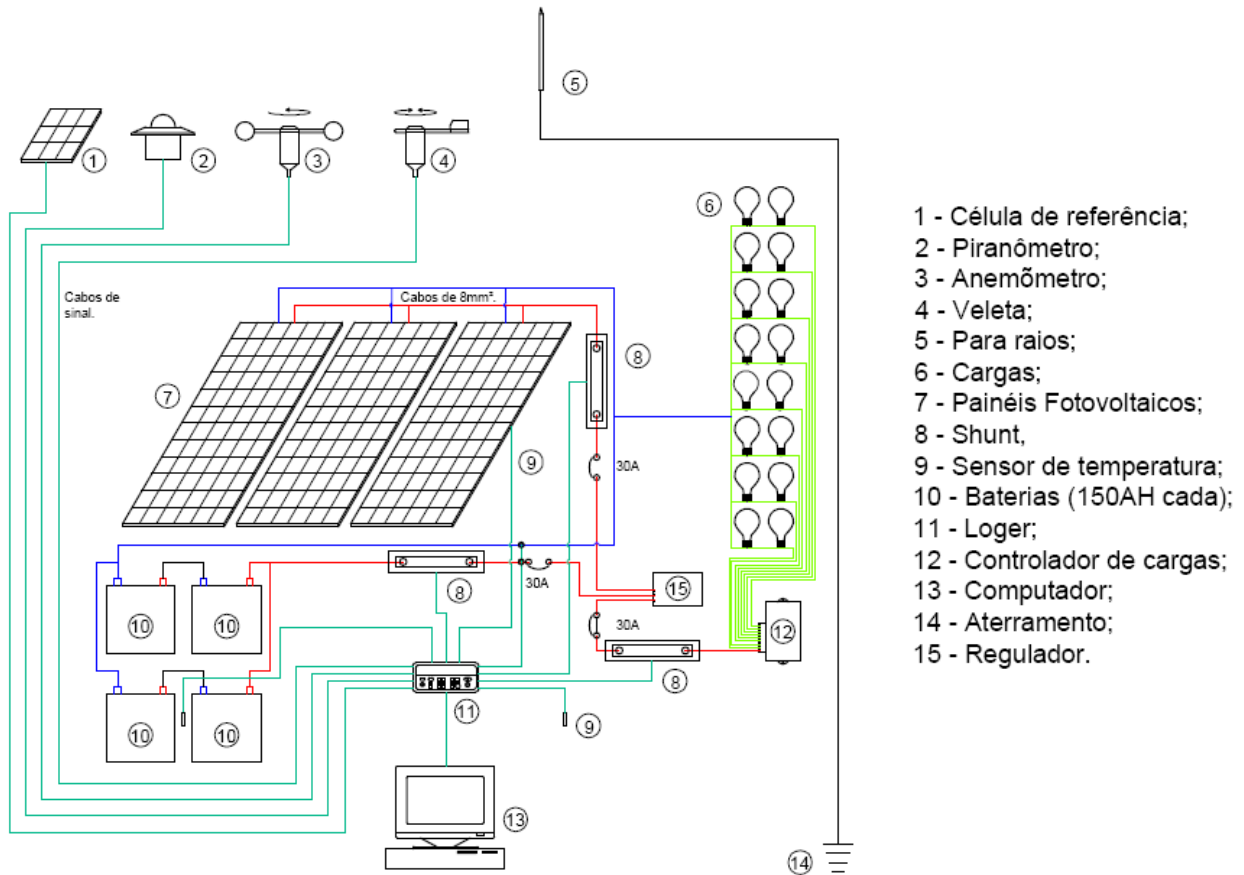


Figura 4.2. Esquema ilustrativo das ligações elétricas da instalação fotovoltaica.

As ligações entre o painel e os módulos fotovoltaicos são efetuadas em um quadro de conexões metálico, como mostra a Figura 4.3, no qual também estão instalados os disjuntores, resistores *shunts*, circuitos de controle, etc. Em um gabinete móvel, no lado esquerdo do quadro de conexões (Figura 4.3 (a)), encontra-se o sistema de aquisição de dados, formado por uma unidade *Agilent 34970A* e um computador para gerenciar esta aquisição. Na parte inferior do gabinete, junto ao *datalogger*, está instalado um *no-break* para garantir o fornecimento de energia por até 2 horas após uma falha elétrica. O circuito de geração e consumo é aberto quando o sistema de aquisição se desliga devido à falta de energia. No momento em que a energia volta, o computador é automaticamente ligado em conjunto com o sistema de aquisição, mas mantendo abertos os circuitos de geração e de consumo. Isto é realizado com o intuito de proteger o sistema de algum possível problema.

A corrente elétrica do painel é determinada a partir da queda de tensão sobre um resistor *shunt*. Os cabos de sinal de tensão e corrente elétricas são conectados aos conjuntos de terminais de PVC sobre um trilho DIN de 35 mm, de forma que as tensões possam ser medidas manualmente por um voltímetro e ser monitoradas pelo sistema de aquisição de dados ao mesmo

tempo. Além de medir a corrente fornecida pelos painéis fotovoltaicos também se mede a corrente fornecida aos elementos de consumo de energia.

Como dispositivo de proteção contra sobretensões e surtos de corrente oriundos de descargas atmosféricas, foi instalado um pára-raios tipo Franklin adequadamente aterrado.

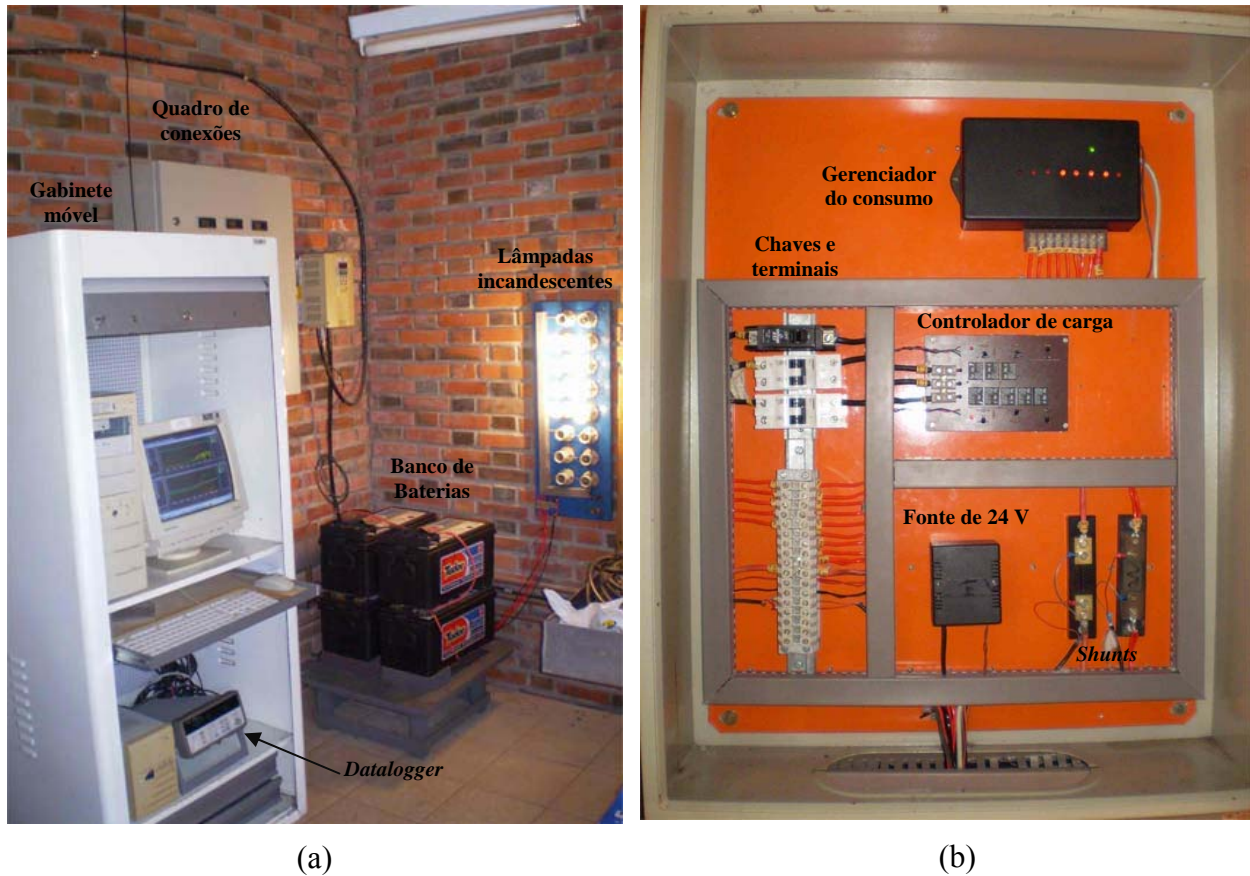


Figura 4.3. a) Sistema de monitoramento da instalação fotovoltaica autônoma, cargas, banco de baterias, b) caixa de conexões elétricas.

#### 4.1.1. Dispositivo de Proteção contra Sobretensões e Sobrecorrentes

O dispositivo de proteção contra correntes elevadas é um relé térmico e magnético unipolar de 30 A com curva de disparo tipo “C” associado em série com o painel fotovoltaico, o qual atua tanto por sobre-corrente quanto por sobretemperatura, isolando o circuito de geração do resto do sistema. Para o circuito de acumulação e de demanda também foram instalados interruptores termomagnéticos em série, com iguais características às utilizadas para o painel. Na Figura 4.3(b) podem-se ver os três dispositivos de proteção instalados no quadro de conexões.

#### 4.1.2. Estrutura da Instalação dos Módulos

O gerador fotovoltaico está instalado sobre dois suportes fixos de alumínio. Estes suportes estão colocados sobre as paredes do prédio em alturas diferentes, mas na mesma inclinação. Os módulos que compõem o gerador são fixados na estrutura mediante parafusos de aço inoxidável de ½ polegada. A estrutura metálica instalada na parte superior do prédio é vista na Figura 4.1.

#### 4.2. Módulo Fotovoltaico

O módulo fotovoltaico modelo I-100/24 da ISOFOTON (Figura 4.4), utilizado no sistema de geração é composto de 72 células de silício monocristalino (c-Si) associadas em série.

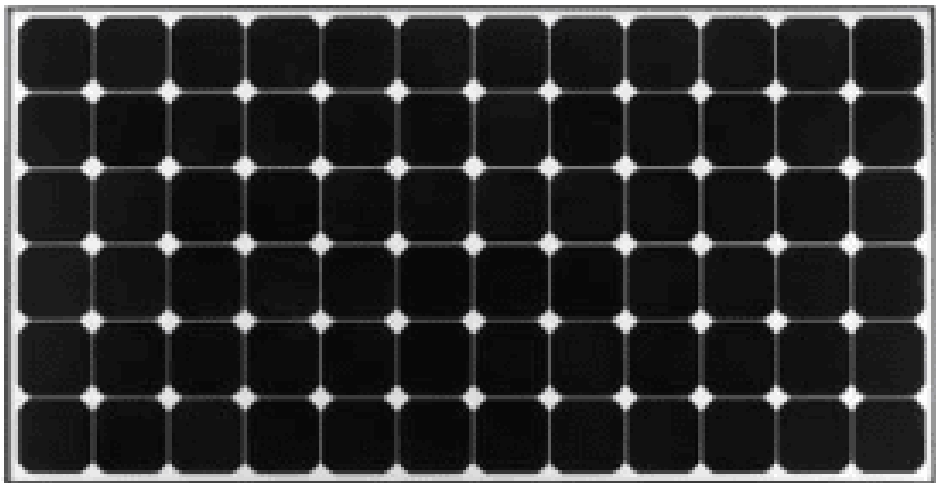


Figura 4.4. Aparência de um módulo fotovoltaico modelo I-100/24.

A potência e a tensão nominal de cada módulo na condição padrão ( $1000 \text{ W/m}^2$  e  $25^\circ\text{C}$ , AM 1,5 G) são de 100 Wp e 24 V, respectivamente. Este módulo possui células de  $10 \times 10 \text{ cm}$  o que resulta em uma área de  $100 \text{ cm}^2$ . No entanto, existe em cada vértice da célula uma pequena área recortada e, portanto, não utilizada para conversão de energia. Desta forma, a área efetiva de cada célula é de  $98,79 \text{ cm}^2$ . A área total equivalente das 72 células do módulo  $A_{CM}$  é de  $7112,88 \text{ cm}^2$  e a área total do módulo  $A$  é de  $8613 \text{ cm}^2$ . O fator de ocupação  $FO$ , determinado pela razão entre  $A_{CM}$  e  $A$ , é de 82,6 %. As características construtivas, elétricas e térmicas fornecidas pelo fabricante do dispositivo são apresentadas na Tabela 4.1



Tabela 4.1. Características dos módulos fotovoltaicos Isofotón I-100/24.

Características construtivas	
Número de células em série	72
Número de células em paralelo	1
Dimensões, mm	1310x654x39,5
Peso, kg	11,5
Parâmetros elétricos	
Tensão nominal, V	24
$P_m$ (Máxima potência), Wp	100± 10%
$I_{mp}$ (Corrente de máxima potência), A	2,87
$V_{mp}$ (Tensão de máxima potência), V	34,8
$I_{SC}$ (Corrente de curto circuito), A	3,27
$V_{OC}$ (Tensão de circuito aberto), V	43,7
Parâmetros térmicos	
TONC (temperatura nominal de operação da célula), °C	47
$\alpha$ (Coeficiente de temperatura de corrente de curto circuito), mA / °C	2,08
$\beta$ (Coeficiente de temperatura de tensão de circuito aberto), V / °C	-0,77

#### 4.2.1. Sistema para Caracterização do Painel Fotovoltaico

Para identificar as características elétricas dos módulos fotovoltaicos utilizou-se em uma primeira instância o sistema desenvolvido por Prieb (2002) para medir as curvas I-V de cada módulo em situações próximas da condição de operação. Posteriormente foram realizadas medições das curvas I-V utilizando um sistema de caracterização de módulos aperfeiçoado no LES-UFRGS e apresentado por Gasparin (2009) conforme pode ser visto na Figura 4.5. A nova medição das características deveu-se a que este último sistema tem a capacidade de medir as curvas características individuais dos módulos, assim como a curva de um painel de até 800 Wp. O sistema desenvolvido por Gasparin (2009) é composto pelos seguintes componentes:

- Uma Fonte bipolar de alta potência *KEPCO – BOP 100-10 MG*.
- Dois multímetros *Agilent 3458 A*.
- Um resistor *shunt* de manganina com uma relação de 300 mV/10 A.
- Dois multímetros *Agilent 34410 A*.

O gerenciamento do sistema é realizado por um programa desenvolvido no LES-UFRGS que envia os comandos de configuração para os equipamentos através de um conversor

*USB/GPIB*. O disparo de cada medida é feito através da entrada de *trigger* externo dos multímetros comandado pela porta paralela do computador.

De maneira sincronizada são medidos simultaneamente 1000 pares de pontos de corrente e tensão em conjunto com igual quantidade de valores de temperatura e irradiância. Utilizando os recursos oferecidos pelos equipamentos é possível fazer com que o tempo total da medida sejs de 0,2 s. Este tempo é suficientemente pequeno para garantir que não haja variações significativas de irradiância e temperatura enquanto a medida é realizada. Durante a realização do ensaio as medidas são armazenadas na memória interna dos multímetros e em seguida são transferidas para um computador.

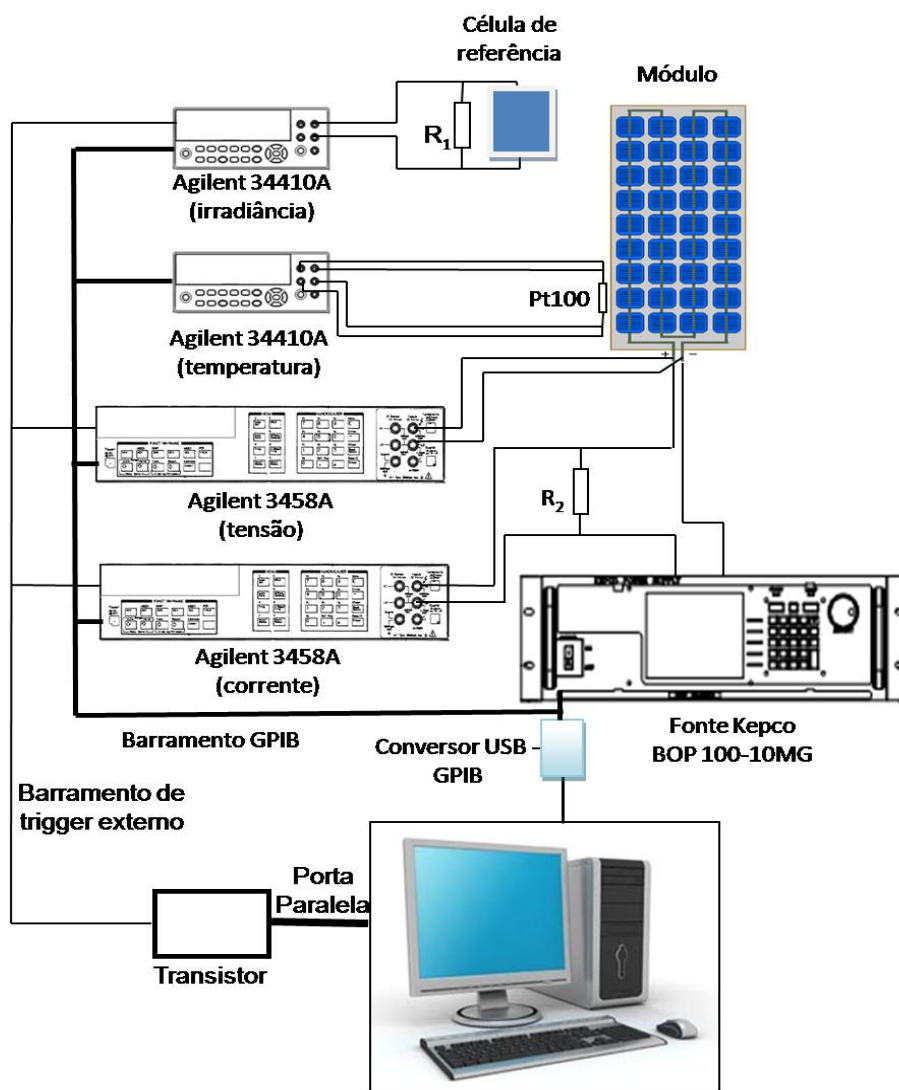


Figura 4.5. Sistema utilizado para o traçado individual da curva I-V de cada módulo e do arranjo. Fonte: Gasparin (2009)

O sistema apresentado na Figura 4.5 permite o traçado individual de cada uma das curvas I-V dos módulos instalados, assim como a curva do painel completo, permitindo a análise individual e coletiva do comportamento do sistema de geração.

#### 4.3. Banco de Baterias

O painel fotovoltaico fornece energia elétrica ao circuito de consumo através do banco de baterias. Quando o fornecimento é superior à demanda, o banco de baterias pode absorver o excedente. Se, ao contrário, a demanda é superior ao fornecido pelos geradores, o banco de baterias pode suprir o déficit. A condição para que os dois últimos casos sejam efetivamente realizados é que o estado de carga do banco de baterias esteja na faixa de operação aceita pelo controlador de carga.

As características das baterias de 150 Ah instaladas no sistema experimental são apresentadas na Tabela 4.5.

Tabela 4.2. Características das baterias de 150 Ah instaladas no sistema experimental.

Designação	12TE150
Tipo	Automotiva, selada
Tecnologia	Chumbo-ácido
Tensão nominal (V)	12 V
Capacidade (Ah)	150
Dimensões (mm)	510 x 215 x 218
Peso (kg)	46
Placas por Elemento:	23

##### 4.3.1. Sistema para Caracterização das Baterias

Devido a que um dos objetivos desta Tese é verificar o desempenho das baterias através de modelos matemáticos, e que a capacidade das baterias é um parâmetro fundamental na determinação do comportamento do sistema, foi necessário o desenvolvimento de uma bancada que permite ensaiar e determinar a capacidade real das baterias a serem instaladas no sistema (Vera e Krenzinger, 2007).

O sistema de ensaio foi desenvolvido com o objetivo de realizar todos os ensaios especificados na norma *NBR 6581*. Assim como outros ensaios desejados. Para isto, uma bancada de testes foi montada (Figura 4.6) e os elementos que a compõem são descritos a seguir:

- O sistema de corrente formado por uma fonte *Kepeco BOP 80*.
- O sistema de controle de temperatura constituído por um circuito eletrônico comparador e um sensor de temperatura.
- O sistema de aquisição de dados composto por um *datalogger* 34910A para medidas de tensão, corrente e temperatura. O *datalogger* se comunica com um microcomputador no qual um programa computacional gerencia o ensaio.

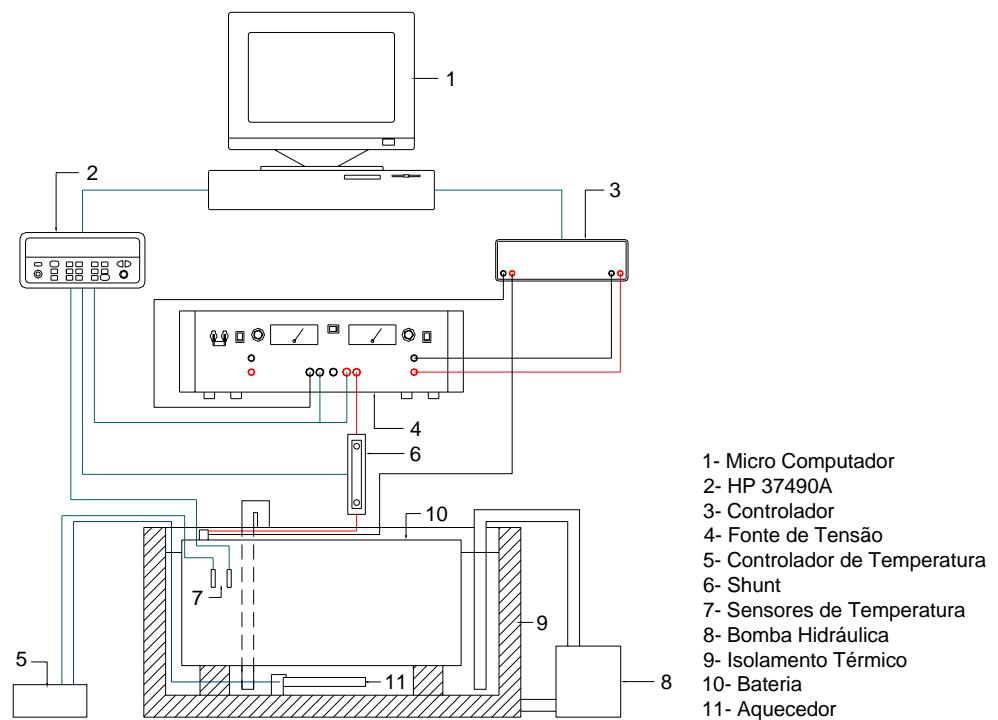


Figura 4.6. Sistema de ensaio de baterias desenvolvido indicando cada um dos seus componentes.

#### *Fonte de Corrente Constante*

Para a polarização da bateria sob teste, é utilizada uma fonte bipolar *Kepeco BOP 50-8M*, que é capaz de fornecer corrente variando de -8 a +8 A, numa faixa de tensões desde -50 até +50 V, ou seja, a fonte bipolar permite polarizar a bateria continuamente desde o primeiro quadrante (tensão positiva, corrente positiva), até o quarto quadrante (tensão positiva, corrente negativa). Esta fonte comporta-se como um amplificador operacional de potência, com alta velocidade de resposta (7,5 V/ms) e operação nos quatro quadrantes. Nos ensaios a fonte é controlada remotamente pelo sinal de tensão fornecido por um conversor digital/analógico.

### *Conversor Digital/Analógico*

O conversor digital/analógico produz um sinal de tensão regulável entre -10 e +10 V (valores compatíveis com a entrada de controle externo da fonte *Kepeco*) que permite ir de valores positivos até valores negativos de corrente. Este conversor tem uma resolução de 8 bits e é controlado por um programa em um microcomputador. O tempo mínimo que o software permite programar, para passar de um valor de corrente para outro, é de 1 min. Este conversor permite programar 128 intervalos de corrente compreendidos entre -8 A e 8 A.

### *Sistema de Controle da Temperatura*

As baterias são imersas em um banho térmico composto por um reservatório adiabático cuja capacidade é de 60 litros. A bateria é introduzida neste recipiente e se agrega água até que o topo da bateria esteja a 25 mm acima do nível da água do banho. O controle de temperatura do banho é efetuado a partir da tensão fornecida por um Pt100 encapsulado e imerso no banho. O valor de tensão é lido por um circuito eletrônico comparador que decide sobre a operação de um sistema de aquecimento ou de refrigeração da água (este último parcialmente implementado), de forma que possibilita que os experimentos sejam realizados na temperatura estipulada. O sensor foi calibrado utilizando um banho termostático de uma resolução de 0,1°C, que foi aferido com um termômetro de mercúrio de igual resolução.

O sistema de aquecimento é composto por duas resistências elétricas de 150 W, localizadas na base do reservatório adiabático. Adicionalmente, uma bomba centrífuga de 1/12 HP faz circular a água dentro do reservatório para evitar a estratificação da mesma e garantir uma temperatura uniforme dentro do banho.

### *Medição de corrente, tensão e temperatura.*

Para as medidas de tensão e corrente (tensão nos terminais da bateria e do *shunt*) foi utilizada uma unidade de aquisição de dados 34970A, fabricada pela empresa *Agilent*. Para a medida da corrente de carga ou de descarga, é utilizado um *shunt Hartmann & Braun* com relação nominal de 10 A/150 mV, com uma incerteza de 0,5 %.

O sistema de controle de temperatura do banho térmico não possuía saída para monitorar e adquirir continuamente os valores de temperatura, por esta razão, um novo Pt100 foi calibrado com o banho termostático e introduzido nas proximidades do sensor que controla a temperatura.

### *Sistema de Aquisição de Dados*

Um microcomputador gerencia o funcionamento do sistema, controlando os equipamentos de medida e armazenando os dados adquiridos. O gerenciamento é realizado através de um programa, desenvolvido no Laboratório de Energia Solar da UFRGS especialmente para esta finalidade. O programa além de recolher e gravar os dados da unidade de aquisição apresenta-os graficamente na tela do computador (Figura 4.7). O programa foi elaborado para ambiente *Windows* em linguagem de programação *Visual Basic*, possibilitando a realização das seguintes funções:

- Definição de corrente de carga e descarga.
- Programação dos canais de entrada e saída.
- Controle da tensão do banco de baterias e do período de funcionamento das cargas.
- Armazenamento e apresentação dos resultados.
- Monitoramento e visualização em tempo real.



Figura 4.7 Alguns dos elementos utilizados para desenvolver o sistema de caracterização de baterias e computador que na tela do monitor apresenta o entorno gráfico do programa para controlar os ensaios.

#### 4.4. Características do Controlador de Carga

Com a intenção de estudar a influência do estado de carga do banco de baterias no comportamento da instalação é necessária a regulação dos níveis de carga/descarga do

controlador. Por este motivo, foi desenvolvido um controlador de carga através do qual é possível a regulação dos níveis de tensão de corte, assim como de uma histerese no momento de conexão. Desta forma, existe a possibilidade de ligar e desligar as cargas, em níveis de tensões diferentes. O valor de regulação pode ser ajustado através do software que gerencia o sistema.

O controlador de carga utilizado é do tipo *on/off* e trabalha como um interruptor série para comandar a carga e descarga das baterias. Este dispositivo utiliza vários relés de 24 V e capacidade de condução de até 10 A conectados em paralelo para poder conduzir ou desconectar correntes maiores de 10 A. O comando de disparo dos relés é realizado através de transistores controlados através do programa desenvolvido especialmente para esta tarefa. O qual se comunica com o *datalogger* e confere, minuto a minuto, o valor da tensão para poder determinar o momento de sua atuação. Este dispositivo possui LEDs que informam o estado de suas entradas e saídas, ou seja, se os circuitos de geração e consumo estão abertos ou fechados.

Na Figura 4.8 pode-se observar a aparência do controlador utilizado, e na mesma figura também é apresentado o circuito elétrico simplificado deste dispositivo.

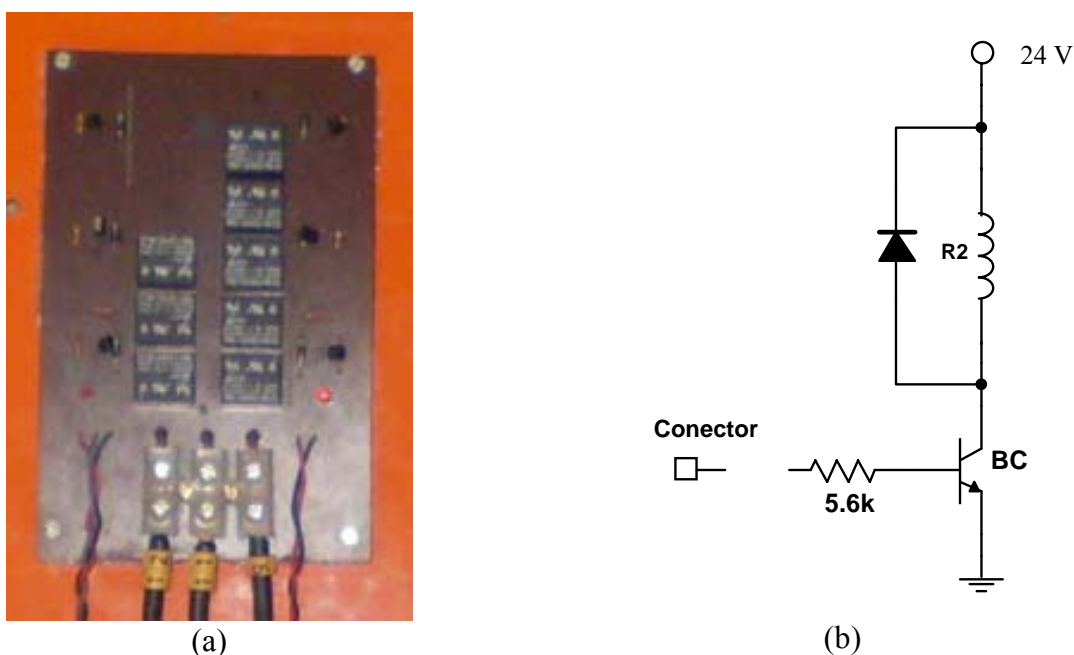


Figura 4.8. (a) Foto do dispositivo projetado para trabalhar como controlador de carga, (b) esquema do circuito elétrico básico utilizado no controlador.

A escolha por utilizar um controlador especialmente projetado para esta tarefa, e não um dos vários modelos comerciais existentes, deve-se a que este equipamento pode ser comandado através de um programa computacional, implicando em uma maior flexibilidade e

permitindo assegurar que o programa de monitoramento saiba o momento exato de acionamento dos interruptores.

#### 4.5. Características dos Elementos de Consumo

A corrente contínua está distribuída por toda a sala do prédio e possui ligação com seis lâmpadas fluorescentes de 20 W para a iluminação interna, além de um sistema que permite a instalação de até 16 lâmpadas incandescentes. Outras cargas podem ser conectadas através das várias tomadas colocadas ao longo da sala.

Para simular a demanda de instalações reais foi construído um gerenciador de cargas (Figura 4.9) que permite administrar o momento de conexão e desconexão de oito pares de lâmpadas de 12 V, em forma individual. Este procedimento é realizado através de uma interface gráfica que controla, utilizando a porta paralela do computador, um dispositivo eletrônico projetado para ligar e desligar as lâmpadas.

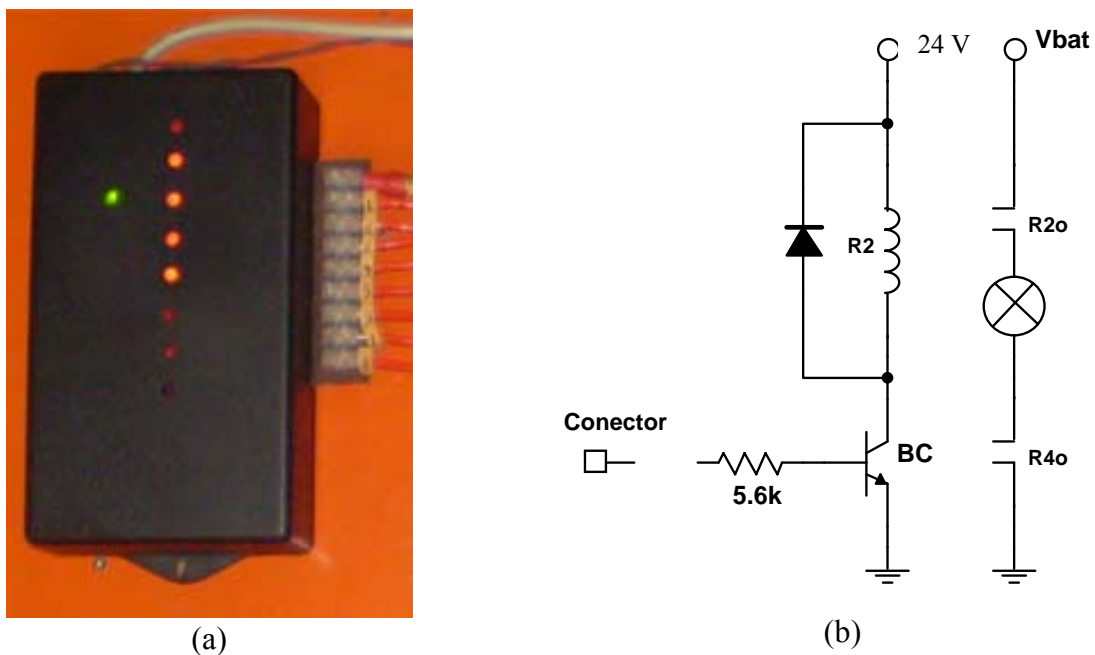


Figura 4.9. a) Foto do dispositivo projetado para gerenciar o acionamento das cargas, b) esquema do circuito elétrico básico utilizado no gerenciador.

Este sistema está composto por um arranjo de oito pares de transistores em uma configuração tipo *Darlington* implementado dentro de um *CI ULN2801A* que se encarrega de interpretar as saídas da porta paralela do computador e aciona relés de 24 V. Estes relés têm a capacidade de comutar correntes de até 10 A e conduzir tensões de 250 V. Cada um destes relés tem associado em paralelo um LED que permite uma rápida inspeção visual para determinar o



estado das saídas. Para evitar que o consumo deste dispositivo e do controlador de carga diminua o estado de carga das baterias, os mesmos são alimentados por uma fonte de tensão de 24 V conectada à rede convencional de energia elétrica.

Um programa computacional desenvolvido na linguagem de programação *Visual Basic* permite criar perfis de carga com intervalos de tempo de um minuto. Os horários de funcionamento podem ser modificados em qualquer momento, com o sistema de aquisição ligado ou desligado, permitindo, verificar seu comportamento independente do momento em que foi programada sua atuação e desta forma tem-se uma ferramenta que permite programar a ativação das cargas em diferentes horários ao longo do dia, semana ou mês.

#### 4.6. Sensores Instalados e Sistema de Monitoramento

Com o objetivo de acompanhar o funcionamento do sistema experimental foram medidas as principais variáveis que afetam seu comportamento. Para isto foi configurado um sistema de monitoramento constituído por um computador, uma unidade de aquisição de dados, sensores e um programa computacional para gerenciar o processo. Este programa acumula as tarefas de gerenciamento da aquisição dos dados, controle de carga das baterias e controle do acionamento dos elementos de consumo.

A unidade de aquisição de dados *Agilent-34970A*, permite a medição de valores de resistência elétrica, tensão, corrente e frequência. Este dispositivo possui placas multiplexadoras que gerenciam a conexão dos sensores, com uma capacidade de leitura de 120 canais.

As variáveis monitoradas foram: corrente, tensão e a temperatura do painel fotovoltaico, a tensão e corrente do banco de baterias. Também foram monitoradas a corrente consumida pelas cargas, a radiação solar sobre o plano horizontal e sobre o painel, a temperatura ambiente e a temperatura no interior do prédio, a velocidade e a direção do vento.

##### 4.6.1. Medição de Radiação Solar

A medição da radiação solar recebida pelos módulos fotovoltaicos é necessária para caracterizar este recurso e corroborar o funcionamento do painel fotovoltaico. O instrumento empregado para esta função é uma célula de referência instalada no mesmo plano do painel sobre um dos módulos que o compõe. A célula foi calibrada por comparação com uma célula fotovoltaica da mesma tecnologia calibrada no Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas de Espanha (CIEMAT).

A calibração foi realizada em dias de céu claro com os instrumentos no mesmo plano. Após a calibração, a célula foi instalada no telhado do prédio anexo do Laboratório de Energia Solar posicionada no plano do gerador, na mesma orientação dos módulos.

Um piranômetro térmico *Kipp&Zonen* modelo *CM11*, aferido por comparação com um piranômetro *Eppley* modelo *PSP*, foi montado próximo dos módulos na posição horizontal para medir a radiação global .

#### 4.6.2. Medição de Temperaturas

A temperatura do painel, a temperatura ambiente e a temperatura do recinto onde se encontram as baterias são monitoradas minuto a minuto. Para esta função serão empregados dois sensores termoresistivos (*RTD*) e um termistor (*NTC*), todos previamente calibrados (ANEXO A4). O medidor da temperatura do ar ambiente interior utiliza um sensor Pt100 classe A, instalado próximo do banco de baterias e fixado dentro de um tubo de alumínio para estar protegido da radiação térmica emitida pelas lâmpadas e o entorno. Além disso, por estar aberto nas suas extremidades existe uma circulação livre de ar sobre o sensor.

O medidor de temperatura ambiente está instalado na parte posterior do prédio anexo do LES-UFRGS (face Sul), protegido da radiação solar. O sistema que contém o medidor possui uma tripla blindagem, para evitar que a radiação solar ou a radiação térmica de objetos do entorno afetem a medição e permitir a livre circulação do ar sobre o sensor.

Para a medição da temperatura dos módulos fotovoltaicos fixou-se um sensor termorresistivo na face posterior de uma célula na região central de um dos módulos. O sensor foi fixado através de uma fita de papel e silicone sob o *Tedlar* e entre ambas as superfícies foi distribuída uma camada de pasta térmica para assegurar um bom contacto entre elas. Andrade (2008) determinou que para módulos fotovoltaicos que não apresentam problemas, como células quebradas ou outro tipo de defeito, tanto em condições de operação como em circuito aberto a distribuição de temperatura no módulo é quase uniforme. Por esta razão só foi medida a temperatura do painel em apenas uma célula.

#### 4.6.3. Medição das Correntes do Sistema Experimental

A medição da corrente foi realizada de forma indireta, através da queda de tensão em resistores (*shunts*) fabricados com manganina. A relação entre tensão e corrente é de 60 mV para 25 A, e inexatidão de 0,5 %.

Um dos resistores *shunts* foi instalado em série com o painel de módulos e o outro, em série com as lâmpadas incandescentes que atuam como cargas do sistema.

#### 4.6.4. Medição de Tensão dos Módulos e do Banco de Baterias

As tensões desses equipamentos foram medidas diretamente pela unidade de aquisição *Agilent 34970A*, utilizando um cabo blindado com um par de fios conectados na placa multiplexadora e nos terminais do banco de baterias. A tensão medida sobre os terminais das baterias é igual à tensão de polarização dos módulos menos a queda de tensão nos fios. Ambas as tensões foram medidas com a unidade de aquisição na escala de 100 V em corrente contínua.

#### 4.6.5. Medição de Velocidade e Direção do Vento Local

A velocidade e a direção do vento na área do laboratório serão monitoradas para estimar sua influência sobre a temperatura dos módulos fotovoltaicos. O ANEXO A4 apresenta a característica dos instrumentos utilizados.

#### 4.7. Sistema de Aquisição de Dados

Um *datalogger Agilent 34970A* (Figura 4.10) foi utilizado para aquisição de dados e conectado a um computador via *RS 232*. Para o sistema instalado foi utilizado um cartão de vinte canais multiplexados. Todas as conexões entre a unidade e os pontos de medidas foram feitas com cabos blindados, que possibilitaram o aterramento das malhas.

Nas medidas de temperatura os sensores Pt100 foram ligados a quatro fios. A medida da irradiância foi obtida por meio da tensão gerada no resistor *shunt* da célula padrão. A tensão do painel fotovoltaico foi medida diretamente nos terminais das baterias, enquanto que as correntes elétricas são obtidas por meio da queda de tensão sobre os resistores *shunts*.

Em uma mesma varredura existe um pequeno atraso entre a leitura de um canal e de outro (da ordem de 50 ms) e como algumas das grandezas medidas são utilizadas para determinar outra grandeza (como a tensão e a corrente para obter potência) pode ocorrer um pequeno erro devido a esta defasagem, sendo o mesmo tolerável para a análise a ser realizada.

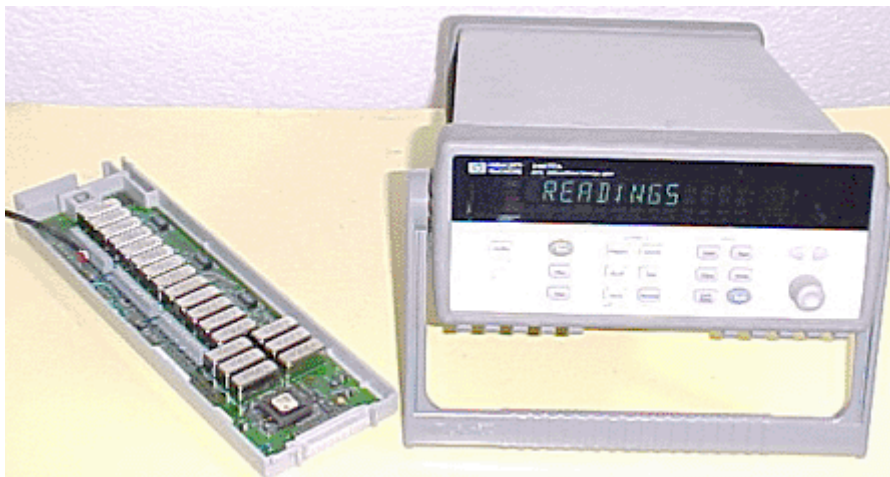


Figura 4.10. Equipamento de aquisição de dados junto com a placa multiplexadora.

#### 4.7.1. Programa Computacional para o Monitoramento e Controle do Sistema Experimental

A unidade de aquisição de dados conta com um software que permite a programação de todos os parâmetros medidos nos canais.

Como já foi comentado, o programa foi elaborado para ambiente *Windows* em linguagem de programação *Visual Basic* permitindo:

- Definição de parâmetros ou níveis de tensão do controlador de carga.
- Programação dos canais.
- Controle da carga do banco de baterias e do período de funcionamento dos elementos de consumo.
- Apresentação dos resultados e armazenamento.
- Monitoramento e visualização em tempo real (sistema tipo *SCADA*).

O programa de aquisição de dados, desenvolvido por vários participantes do LES-UFRGS, é parte integrante do sistema de aquisição de dados da instalação fotovoltaica e tem a função de gerenciar a unidade *Agilent 34970A*. A Figura 4.11 apresenta uma janela do programa, onde se observam os dados medidos em conjunto com algumas das curvas geradas com os mesmos.

O processamento das grandezas elétricas foi obtido por meio da inserção das constantes de calibração no programa, a fim de determinar a corrente elétrica nos resistores shunts, a irradiância, a potência elétrica, etc. A tensão, a corrente elétrica, a irradiância no plano

horizontal e do gerador são visualizados e atualizados a cada minuto. Também é visualizada a temperatura dos módulos e a temperatura ambiente, velocidade e direção do vento.

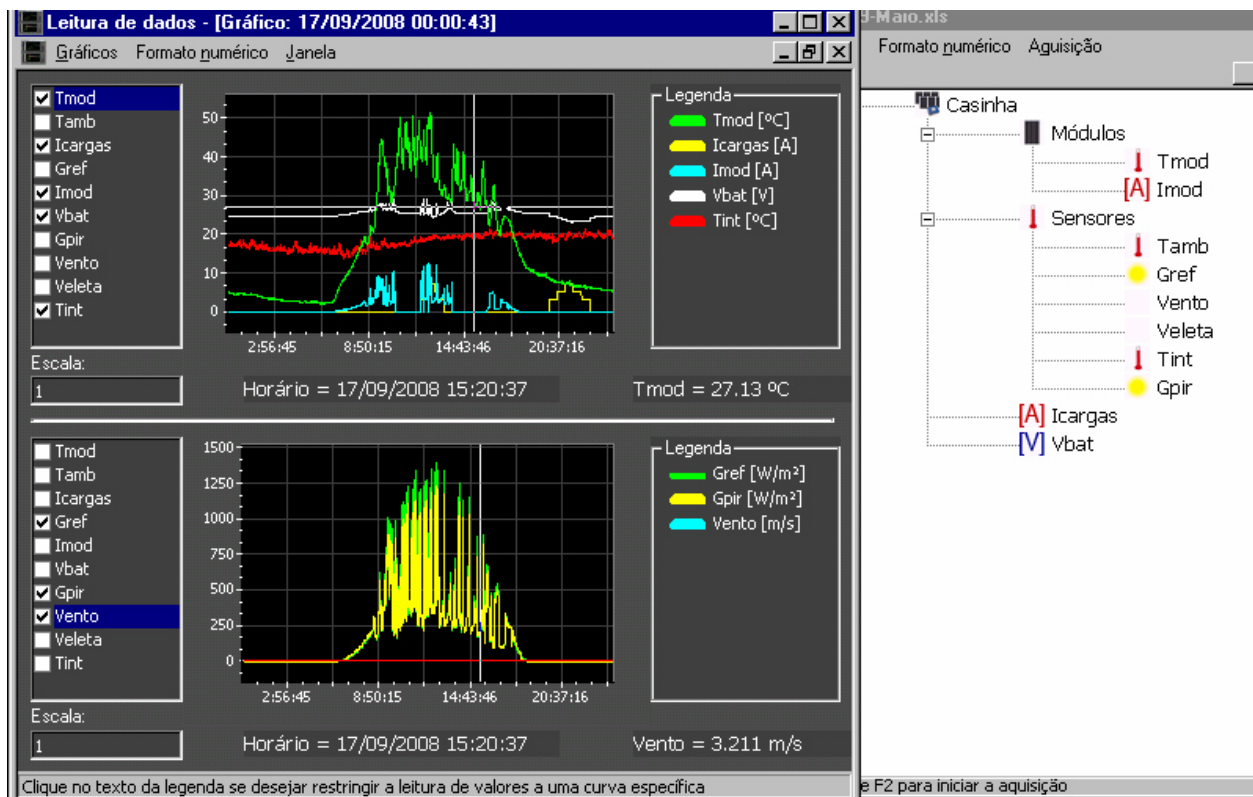


Figura 4.11. Visualização dos dados na tela do computador, monitorados a cada minuto.

## 5. AJUSTES DOS MODELOS MATEMÁTICOS PARA BATERIAS

Os dados de entrada utilizados para realizar uma simulação são fundamentais para conseguir realizar uma comparação apropriada entre os valores calculados e medidos. Dados de entrada cujos valores não representam os componentes do sistema experimental, ou as condições meteorológicas à que foi submetido, levam a uma comparação que não terá valor algum. Por esta razão, existe a necessidade de analisar os dados de saída da simulação considerando os desvios nos dados de entrada e os desvios inerentes dos próprios modelos matemáticos utilizados.

Com a bancada de ensaios para baterias foram realizados ensaios específicos que serviram para auxiliar na constatação dos modelos matemáticos utilizados para simulação de SFA. Os ensaios realizados têm como objetivo verificar o comportamento em vários intervalos de tempo, determinar o tempo ótimo de simulação, verificar os valores de tensão de repouso na carga e descarga. Como primeiro passo na análise comparou-se os valores calculados com os valores medidos, utilizando a bancada para caracterizar o comportamento das baterias. Desta forma, através da análise dos erros será realizado um estudo e validação dos modelos implementados no programa computacional.

### *Indicadores de erros*

Os indicadores estatísticos utilizados para a análise são o erro médio ( $ME$ ), e o erro médio quadrático ( $RMSE$ ), calculados utilizando a Eq. (5.1) e Eq. (5.2).

$$ME = \frac{\sum_{i=1}^{N^*} (xc_i - xm_i)}{N^*} \quad (5.1)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N^*} (xc_i - xm_i)^2}{N^*}} \quad (5.2)$$

onde  $xc$  refere-se ao valor calculado,  $xm$  ao valor medido no sistema experimental e  $N^*$  o número de dados medidos.

## 5.1. Características do Banco de Baterias

Em uma primeira instância seis baterias de chumbo-ácido de uso automotivo livres de manutenção de 150 Ah de capacidade (para um regime  $C_{20}$ ) e 12 V de tensão nominal, foram instaladas no sistema.

Como a tensão nominal do sistema é de 24 V, pares de baterias de 12 V foram conectadas em série e em paralelo, obtendo-se uma capacidade nominal total de 450 Ah. As baterias utilizadas tinham mais de um ano e seis meses desde o momento de compra, mas o tempo real de operação era de menos de 3 meses. No tempo restante, estas baterias ficaram em repouso sendo carregadas esporadicamente.

Após sua instalação, foram realizadas medições da tensão em operação, resultando em valores diferentes aos esperados e aos calculados utilizando o modelo matemático apresentado por Vera (2004). Na Figura 5.1 (a) observam-se os valores de tensão medidos e os valores calculados considerando a cada bateria com sua capacidade nominal. Contemplando uma possível perda de capacidade das baterias, foi diminuída (via software) a capacidade das baterias, até que finalmente, através de sucessivas simulações, obteve-se que a capacidade efetiva das baterias devia ser de quase um terço da capacidade nominal para que exista uma correspondência entre valores calculados e medidos (Figura 5.1 (b)).

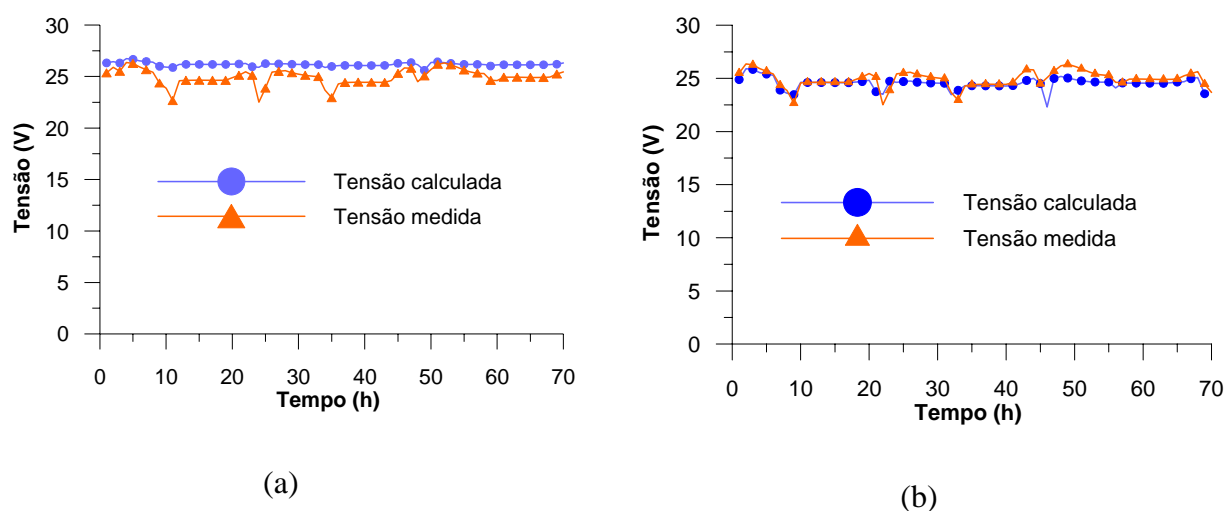


Figura 5.1.a) Valores de tensão medidos no banco de baterias e calculados considerando cada bateria com uma capacidade de 150 Ah, b) Valores de tensão medidos e calculados considerando cada bateria com uma capacidade de 60 Ah.

Devido a que a capacidade das baterias é um parâmetro fundamental na determinação do comportamento do sistema, foi utilizada a bancada descrita no Capítulo 4.3.1 para determinar a capacidade real das baterias que foram instaladas no sistema.

Com o intuito de verificar o comportamento do sistema de controle da temperatura foram medidos os valores de temperatura do banho térmico e do ar antes de realizar os ensaios (Figura 5.2). Para verificar o comportamento do controle de temperatura, a mesma foi estabelecida em 30°C, e ficou praticamente constante ao longo de 20 h, com uma variação de  $\pm 0,1^\circ\text{C}$ . Analisando os resultados, pode-se afirmar que o controle de temperatura obtido com o sistema desenvolvido é muito preciso.

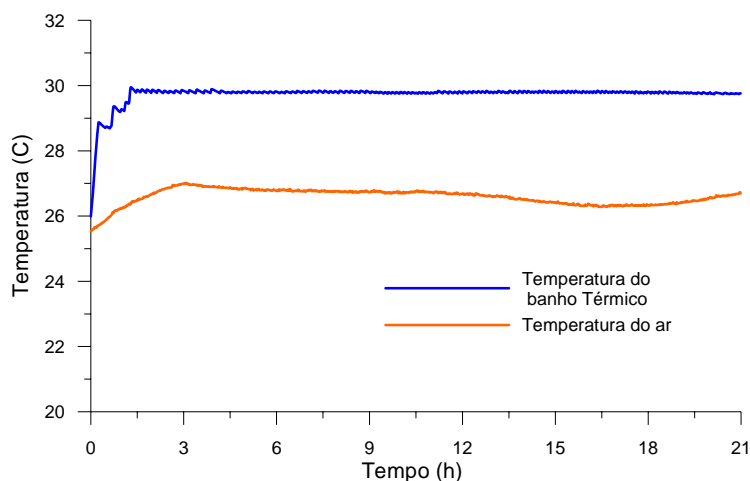


Figura 5.2. Valores de temperatura do banho térmico e temperatura de ar durante o ensaio de carga de uma bateria.

Após medir a capacidade de cada uma das 6 baterias (segundo o especificado na norma ABNT 6581) para um regime de descarga de 20 horas (correspondente a 7,5 A considerando sua capacidade nominal de 150 Ah), constatou-se uma perda de capacidade de cada bateria. Esta perda variou de 46% até 100% (Figura 5.3), ou seja, as baterias tinham perdido uma parcela importante de sua capacidade e uma delas não podia receber ou entregar carga, perdeu totalmente sua capacidade. Também foi realizado um ensaio do banco de baterias para determinar a capacidade do mesmo, resultando em uma capacidade de 145 Ah para uma corrente de descarga de 7,5 A. O estado destas baterias marcou a necessidade da compra de novas baterias a serem instaladas no sistema.

Foram adquiridas quatro baterias novas de 150 Ah de capacidade nominal, cujas características são especificadas na Tabela 4.2. Como os dispositivos de acumulação eram novos, realizarem-se, inicialmente, 3 ciclos de carga e descarga completa, como é recomendado por Vinal (1951), antes de realizar o procedimento de determinação da capacidade.



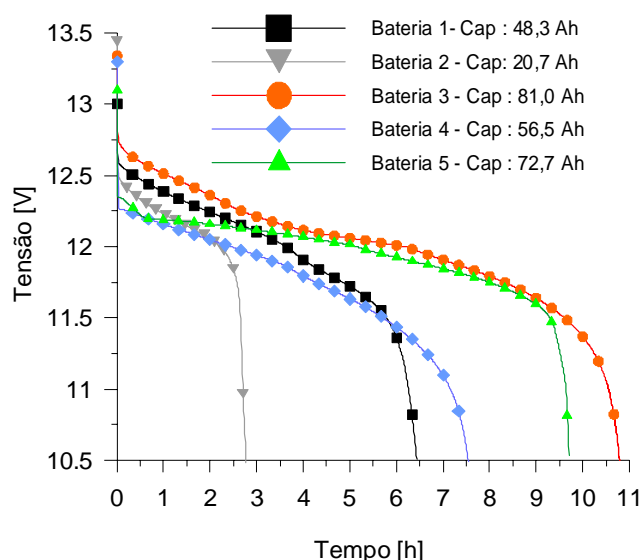


Figura 5.3. Curvas de tensão no processo de descarga de 5 baterias instaladas no sistema experimental, com corrente de descarga fixada em 7,5 A.

Na Tabela 5.1 apresentam-se valores medidos e calculados depois de realizados os ensaios de carga e descarga que permitiram determinar a capacidade de cada uma das baterias.

Tabela 5.1. Valores medidos e calculados para quatro baterias de Pb-ácido seladas.

Acumulador		Bateria 1	Bateria 2	Bateria 3	Bateria 4
Tensão nominal	[V]	12	12	12	12
Capacidade nominal ( $C_{20}$ )	[Ah]	150	150	150	150
Tensão de corte na carga	[V]	15,25	15,25	15,25	15,25
Tensão de corte na descarga	[V]	10,5	10,5	10,5	10,5
Corrente de carga/descarga ( $I_{20}$ )	[A]	7,5	7,5	7,5	7,5
Tempo de ensaio carga/descarga [h]		21,2/19,3	20,9/18,5	21,0/18,8	20,8/17,9
Capacidade medida	[Ah]	144,6	139,0	141,2	135,1
Eficiência Energética	[%]	81,7	78,3	79,6	77
Eficiência Faradaica	[%]	91,5	89,1	90,0	87,3

Os testes das quatro baterias confirmaram que os valores de capacidade medidos estavam dentro da margem de 10% de tolerância garantida pelo fabricante, e que existiam diferenças nas capacidades medidas em cada uma das baterias ensaiadas. No entanto, a máxima diferença de capacidade entre as baterias foi menor que 7%.

É importante destacar que o novo sistema de acumulação é de 300 Ah de capacidade nominal, e não de 450 Ah como foi considerado ao princípio da instalação, e por esta razão, o número de módulos fotovoltaicos do sistema de geração foi reduzido de 5 a 3 módulos conectados em paralelo, o que corresponde a um sistema de geração de 300 Wp.

### 5.1.1. Metodologia de Validação dos Modelos para Baterias

A metodologia utilizada para verificar o comportamento dos modelos matemáticos utilizados para determinar os valores de tensão das baterias foi a seguinte:

1. Utilizando os 4 modelos apresentados no Capítulo 3.7.2, com os parâmetros experimentais definidos por seus correspondentes autores, comparar os valores medidos para um processo de carga e descarga, com corrente e temperatura constante, para baterias automotivas de diferentes capacidades. Os dados experimentais de comparação correspondem a baterias de 150 Ah e de 36 Ah de capacidade nominal. Os dados de esta última bateria foram obtidos dos ensaios realizados por Moura (1996).
2. Quando os resultados dos modelos não se ajustem, realizar uma nova definição dos parâmetros experimentais para ajustar as curvas de carga e descarga. No caso do modelo não responder adequadamente, considerar eventuais modificações ou descartá-lo.
3. Escolher os dois modelos com melhor ajuste e comparar os valores calculados com os valores medidos através de ensaios intermitentes. Isto é realizado apenas para a bateria de 150 Ah.
4. Verificar o ajuste das equações entre valores calculados e medidos e, caso seja necessário, realizar um novo ajuste dos parâmetros.
5. Comparar novamente os valores de tensão medidos de carga e descarga com corrente constante com os valores calculados. No caso de um bom comportamento passar ao item seguinte.
6. Comparar os valores de tensão calculados e medidos na bancada de ensaio ao longo de vários dias utilizando um perfil de carga predeterminado.
7. Verificar o comportamento através de uma comparação entre valores medidos e calculados. Caso seja necessário, modificar parâmetros dos modelos e novamente realizar o procedimento descrito nos itens 4 e 5.

### 5.1.2. Carga e Descarga com Corrente Constante

O objetivo desta etapa é verificar os modelos mais apropriados para descrever o comportamento de baterias automotivas com diferentes capacidades, operando em condições de carga e descarga a corrente constante. Uma das baterias analisadas tem 36 Ah de capacidade nominal e a outra tem 150 Ah. As curvas apresentadas na Figura 5.4 (a) e (b) foram obtidas utilizando os modelos com os parâmetros sugeridos por cada autor. Todos os ensaios foram

realizados com uma taxa de corrente correspondente a um regime  $C_{20}$  e uma temperatura de  $25^{\circ}\text{C}$ .

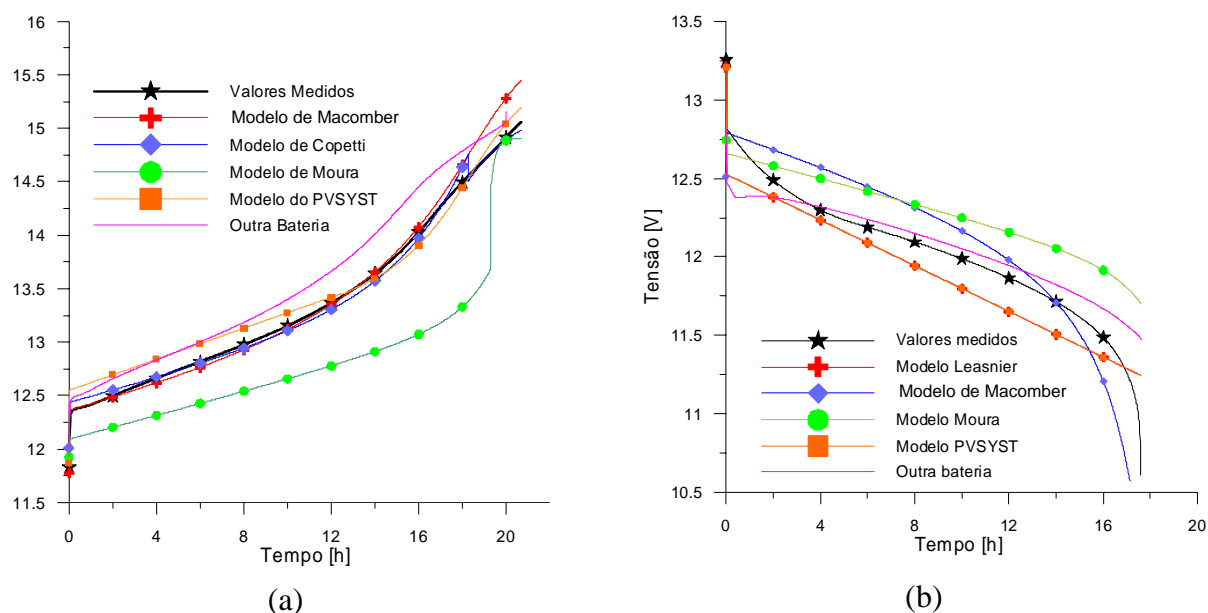


Figura 5.4. Curvas de carga e descarga para os 4 modelos matemáticos e valores medidos em (a) uma bateria de 150 Ah e (b) uma bateria de 150 Ah.

Foram ensaiadas quatro baterias de 150 Ah de capacidade nominal, com o mesmo tempo de uso e do mesmo fabricante. Os valores medidos nos ensaios de carga/descarga permitiram ver que embora as baterias tivessem iguais características e iguais condições de uso, suas curvas de carga e descarga não tinham uma total correspondência e, uma delas apresentava um comportamento um pouco diferente das outras (especificada com uma linha roxa na Figura 5.4). Esta curva é apresentada com o intuito de mostrar que o comportamento entre baterias iguais, cujo histórico de utilização seja o mesmo, têm, em alguns casos, curvas de carga/descarga diferentes. Segundo Vela (2004) uma mesma bateria ensaiada em iguais condições também tem um comportamento não repetitivo. Para a comparação foi utilizada a curva de carga/descarga que mostrou um comportamento médio entre as baterias medidas.

Utilizando os modelos, exatamente como foram definidos pelos autores, o modelo que apresentou os maiores desvios para a bateria de 150 Ah foi o modelo de Moura e o que melhor se ajustou foi o modelo de Copetti. É importante destacar que o modelo de Moura foi realizado utilizando o modelo de Copetti como base, mas foi ajustando os parâmetros experimentais para baterias automotivas abertas de 36 Ah. O mesmo procedimento foi utilizado para comparar valores de tensão na carga e descarga para uma bateria de 36 Ah. Na Figura 5.5 (a) são apresentados os valores de tensão para o processo de carga e na Figura 5.5 (b)

apresentam-se os valores de tensão para o processo de descarga. O modelo de Moura foi o que, neste caso, apresentou os menores desvios.

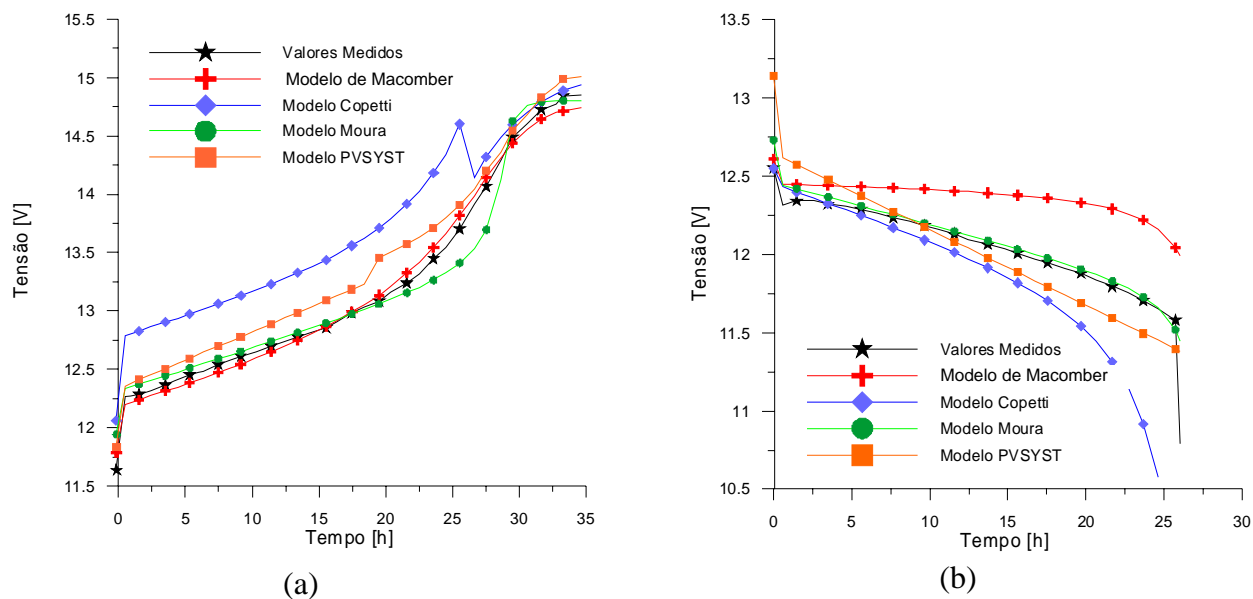


Figura 5.5. Curvas de carga e descarga para os 4 modelos matemáticos e valores medidos em (a) uma bateria de 36 Ah, (b) uma bateria de 36 Ah, ambas para um regime  $C_{20}$ .

Analisando os 4 modelos apresentados e comparando os valores de tensão calculados com os valores medidos conclui-se que devem ser realizadas modificações ou ajustes nos valores dos parâmetros experimentais em cada um dos modelos. Estes ajustes foram feitos de forma manual analisando os desvios que tinham as curvas calculadas em relação à curva experimental.

As modificações realizadas em cada modelo foram:

*Modelo Copetti:* Para baterias de 150 Ah a evolução dos valores medidos apresentam uma correlação acima de 0,95 até chegar à região definida como de sobrecarga, onde se produz uma descontinuidade. Para solucionar isto, modificou-se o valor constante que relaciona o momento da sobre carga com o  $EC$ , valor definido em 0,95 (Eq. 3.24), para 0,85. Para o processo de descarga tiveram que ser modificados os expoentes da corrente e do  $EC$  já que a queda de tensão calculada é mais acentuada que a medida. Estas mesmas modificações foram realizadas para bateria de 36 Ah de capacidade chegando-se a valores com um bom ajuste.

*Modelo Moura:* Para baterias de 150 Ah de capacidade os parâmetros que representam o comportamento antes e depois de manifestar-se o fenômeno de descarga devem ser ajustados, alcançando valores muito próximos aos apresentados no modelo de Copetti. Os valores calculados com o modelo original ajustavam-se bem ao perfil medido para carga e descarga de baterias de 36 Ah, apresentado os menores desvios em comparação com os outros modelos.

*Modelo Macomber modificado*: para a bateria de 150 Ah o valor da  $R_i$  adotada é menor que a recomendada no modelo para o processo de carga. Todos os outros parâmetros são mantidos para o processo de carga. Para o processo de descarga  $R_i$  deve ser 4 vezes maior que para o processo de carga. Além disso, o próprio valor de tensão de repouso proposto nos modelos é modificado. Com as modificações propostas para as baterias de 150 Ah obtêm-se uma boa relação entre valores medidos e calculados. As mesmas modificações permitem um bom ajuste para baterias de 36 Ah.

*Modelo PVSyst*: este modelo difere dos modelos antes apresentados pelo fato de ter que definir mais parâmetros para o cálculo da tensão da baterias. Este modelo tem como dados de entrada, além do  $EC$  inicial, corrente e temperatura, a tensão para  $EC = 0$  e a taxa de aumento de tensão na curva de carga. Também se deve definir  $R_i$ . O modelo sugere o valor da variação de tensão na carga e descarga iguais, assim como suas respectivas  $R_i$ . Para ajustar o modelo com os valores medidos, a  $R_i$  na carga deve ser maior e seu valor tem que variar inversamente em relação com a capacidade da bateria. Este é um modelo que, para ser implementado, precisa de uma base de dados que possua os parâmetros antes mencionados para ter um bom ajuste.

Utilizando os modelos ajustados para baterias de diferentes capacidades foram obtidas as curvas apresentadas na Figura 5.6.

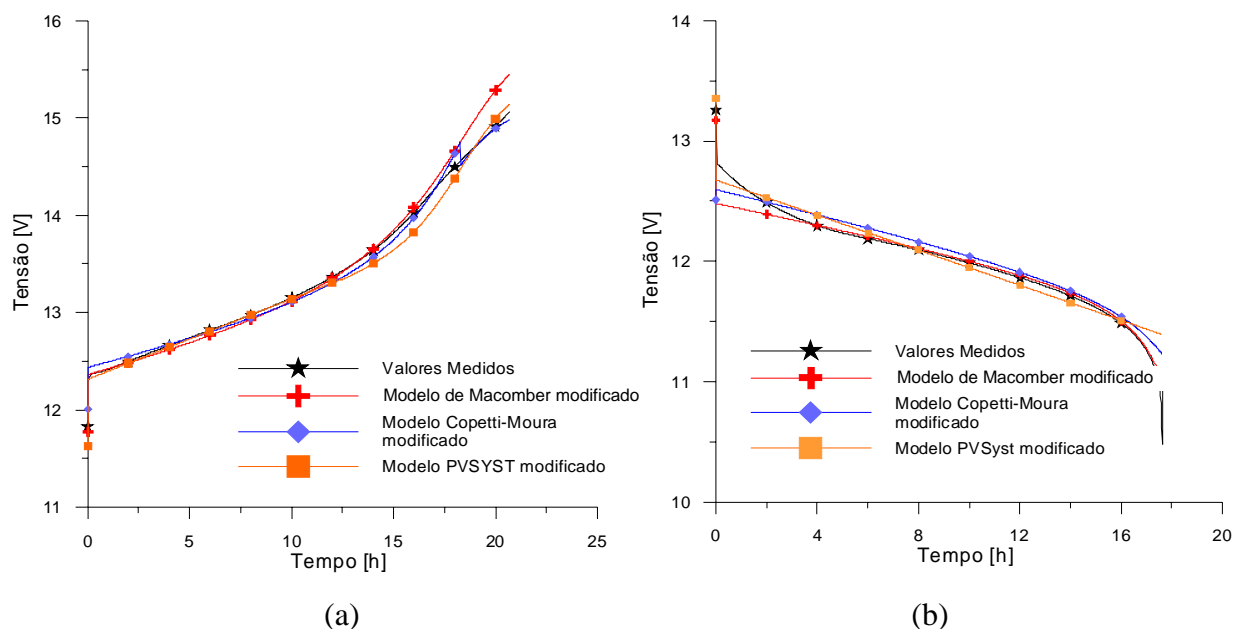


Figura 5.6. (a) Curva de carga e (b) curvas de descarga medida para uma bateria de 150 Ah e curvas obtidas com modelos ajustados.

Os ajustes nos parâmetros do modelo de Moura conduzem a valores quase idênticos que os utilizados no modelo de Copetti. Devido a este comportamento, na Figura 5.6 é

apresentada apenas a curva obtida pelo modelo de Copetti. O mesmo procedimento foi realizado para verificar o ajuste dos modelos para baterias de 36 Ah.

Após realizar os ajustes, foram calculados o erro médio e o erro médio quadrático entre os valores medidos e calculados (Tabela 5.2).

Tabela 5.2. Valores médios e valores médios quadráticos calculados para baterias do tipo automotivo de 150 Ah e 36 Ah para processos de carga e descarga.

Capacidade (Ah)	Erros (%)	Macomber modif.		Copetti		PVSyst	
		Carga	Descarga	Carga	Descarga	Carga	Descarga
150	<i>ME</i>	0,21	-0,08	-0,09	0,45	-0,36	0,14
	<i>RMSE</i>	0,83	0,71	0,41	1,24	0,64	1,20
36	<i>ME</i>	0,11	0,21	3,06	0,52	-0,31	1,02
	<i>RMSE</i>	0,65	0,83	2,85	1,16	0,75	1,74

O modelo com parâmetros modificados que apresentou o melhor comportamento para carga e descarga (para as baterias de 150 Ah e 36 Ah) foi o de Macomber modificado, seguido por aquele utilizado no software *PVSyst* e por último o modelo de Copetti. As diferenças apresentadas entre os resultados dos modelos e os valores medidos são pequenas, de forma que qualquer um dos modelos poderia ser utilizado.

Devido ao fato de que o modelo do *PVSyst* necessita maior número de dados de entrada e que muitas vezes estes dados são de difícil obtenção, este modelo não passou para a etapa seguinte de verificação do seu comportamento. Desta forma, os modelos de Copetti e de Macomber modificado ambos com os valores ajustados são utilizados para, em um ensaio de carga e descarga intermitente, verificar seu comportamento em relação aos valores medidos.

### 5.1.3. Ensaio de Carga e Descarga Intermitente

Este ensaio é realizado com o intuito de determinar o valor da tensão de repouso ( $V_r$ ) da bateria e observar o comportamento da tensão antes e depois de um processo de carga ou descarga, para, posteriormente, determinar a correspondência entre valores de tensão calculados e medidos. A determinação desta tensão é relevante considerando o fato de que tensão e estado de carga da bateria têm uma relação direta.

O procedimento para determinar esta tensão foi, após um ensaio de descarga completa, carregar a bateria durante duas horas com uma corrente de 7,5 A (regime  $C_{20}$ ) e, logo após, interromper a carga por duas horas. Repetiu-se este procedimento até que a bateria

atingisse uma tensão de 14,2 V (tensão de corte). O mesmo ensaio foi realizado para condições de descarga sendo a tensão de corte de 11,75 V. A partir dos valores de tensão da bateria, antes de fornecer energia e depois de retirar a mesma, podem ser determinados os valores de  $V_r$  para carga e descarga.

Os valores de tensão atingidos através das cargas e descargas intermitentes estão apresentados na Figura 5.7(a). Observa-se que os valores de  $V_r$  para a carga e descarga apresentam diferenças na inclinação de suas curvas. Isto se deve à variação da resistência interna da bateria e ao fato de que a energia entregue na carga é maior que a entregue na descarga (correntes iguais com tensões maiores), sendo as tensões de repouso maiores para o processo de carga para um mesmo  $EC$ . Este comportamento concorda com os resultados experimentais obtidos por Ross et al.(2000).

Na Figura 5.7(b) apresentam-se os valores de tensão para um processo contínuo de carga e descarga, em conjunto com os correspondentes valores de tensão de repouso.

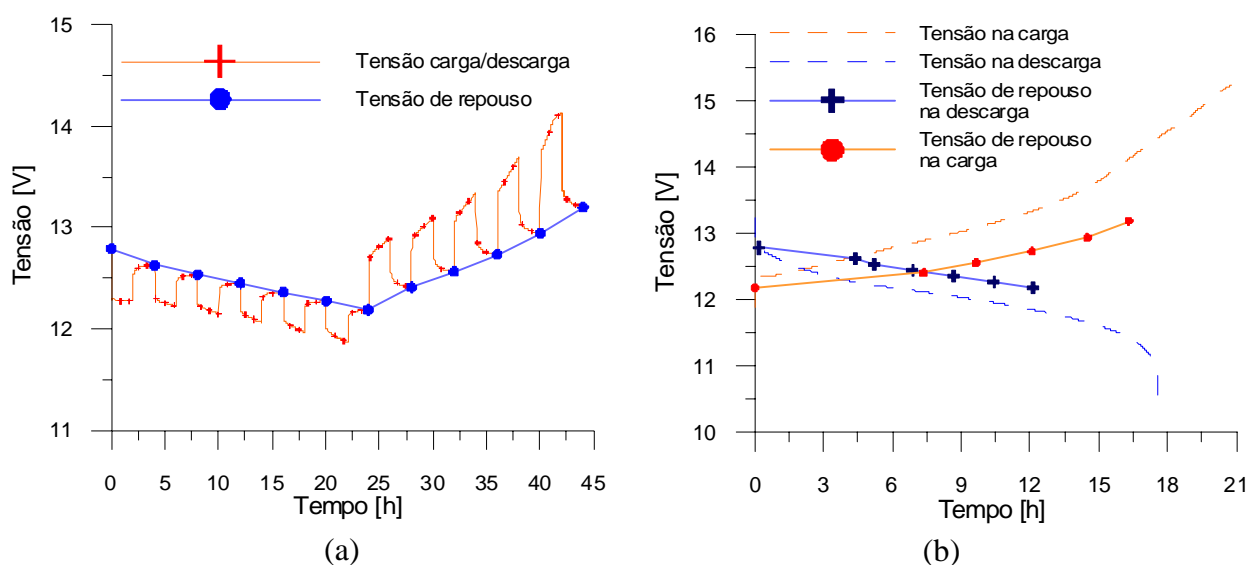


Figura 5.7. Valores de tensão de repouso obtidos através do ensaio de carga e descarga intermitente de uma bateria de chumbo-ácido.

Verificou-se que os valores de corrente para o processo de descarga tinham uma diferença de 1,0 % a mais em relação ao processo de carga devido à resolução do conversor digital analógico utilizado para o controle da fonte. Os pontos de tensão de repouso determinados depois de duas horas de repouso são corrigidos para corresponder a valores análogos de corrente durante o tempo considerado.

Este procedimento foi realizado novamente, com o tempo de carga e descarga diferente. Estes novos ensaios realizaram-se em intervalos horários de tempo, e permitiram ter um parâmetro que permita a comparação do comportamento da  $V_r$  do ensaio anterior.

Para realizar a análise temporal da  $V_r$  na carga e descarga, foi estudado o comportamento da tensão, depois de retirada a corrente de descarga em diferentes  $EC$ . Um processo similar foi realizado no processo de carga. Na Figura 5.8 são apresentadas as curvas de  $V_r$  para carga e descarga em diferentes  $EC$ .

Uma análise preliminar permite observar que a recuperação da tensão na descarga, para todos os intervalos ensaiados, teve um comportamento similar, ou seja, esta recuperação responde a uma mesma equação para diferentes  $EC$ , apresentado um deslocamento vertical em função do  $EC$ . A função que responde a este comportamento é do tipo logarítmico e é apresentada na Eq. (5.3).

$$y = a + b \ln(t) \quad (5.3)$$

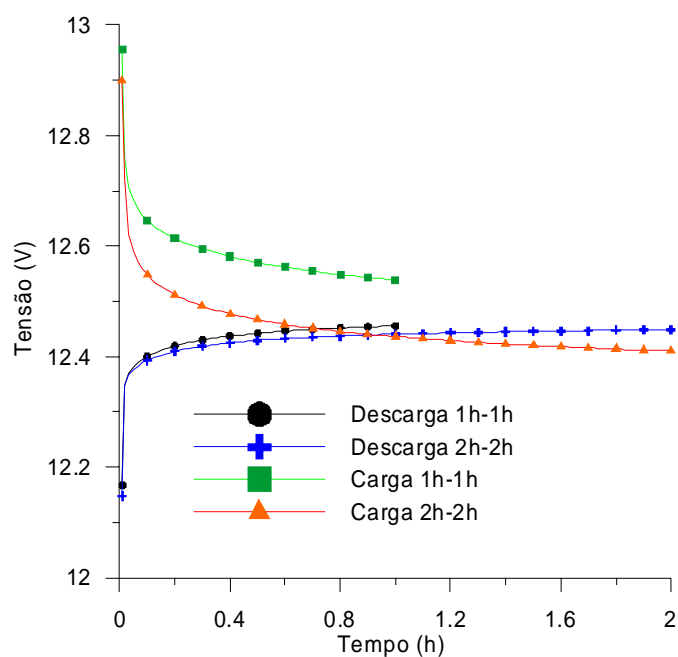


Figura 5.8. Curvas de evolução da tensão de repouso após um processo de carga e descarga.

Para os processos de carga/descarga a variável “ $a$ ” é uma função do  $EC$  e o parâmetro “ $b$ ” é constante ao longo de todo o ensaio. No entanto, “ $a$ ” é diferente para carga e descarga, ou seja, a tensão tem tempos de estabilização diferentes entre carga e descarga. As curvas da  $V_r$ , depois de um processo de carga para diferentes  $EC$ , ao serem deslocadas verticalmente, superpõem-se, corroborando o fato de que a constante de atenuação continua



sendo a mesma. Nas Eq. (5.4) e (5.5) são apresentadas as correções sugeridas neste trabalho para a  $V_r$  para descarga ( $V_{RD}$ ) e carga ( $V_{RC}$ ), respectivamente.

$$V_{RD} = V_{rd} + 0,0097 \ln(t) + \left( 0,16 \frac{I_d}{I_{Ci}} EC \right)^{0,5} \quad (5.4)$$

$$V_{RC} = V_{rc} - 0,055 \ln(t) + \left( 0,96 \frac{I_c}{I_{Ci}} EC \right)^{3,2} \quad (5.5)$$

onde  $V_{rd}$  é a tensão de repouso na descarga,  $V_{rc}$  é a tensão de repouso na carga, calculados segundo as Eq.(5.6) e (5.7)

$$V_{rc} = 2,0 + 0,126.EC \quad (5.6)$$

$$V_{rd} = 2,138 - 0,13 (1 - EC) \quad (5.7)$$

As Eqs. (5.6) e (5.7) são utilizadas para substituir o valor da  $V_r$  dos modelos de Copetti e Macomber modificado.

Utilizam-se as Eqs. (5.6) e (5.7) para determinar o valor  $V_{rc}$  e  $V_{rd}$  e considera-se que o valor de  $V_r$  real é o atingido na descarga por ser o estado de equilíbrio termodinâmico (Linden, 1995). Determinou-se assim que, para valores de  $EC$  baixos, a  $V_{rc}$  é atingida após 12 horas de suspender a descarga, e para elevados  $EC$ , a tensão demoraria mais de 100 h para atingir o valor de  $V_r$ . Os modelos matemáticos utilizados para simular a  $V_r$ , em geral, consideram valores de tensão de repouso para carga e para descarga iguais ou, em alguns casos, realizam um deslocamento de tensão de carga em relação à descarga, mas mantendo a mesma inclinação.

Não considerar o efeito de diminuição logarítmica da tensão produziria uma defasagem entre valores de tensão medidos e simulados, e quanto menor o intervalo de tempo de simulação, maior será essa defasagem.

Através de uma análise experimental e com as considerações anteriormente apresentadas, obtiveram-se as Eqs. (5.8) e (5.9) respectivamente para descarga e para carga de uma célula (considerando o modelo de Copetti).

$$V_D = \left[ V_{rd} + 0,0097 \ln(t) + \left( 0,16 \frac{I_d}{I_{C20}} EC \right)^{0,5} + \dots \right] (1 - 0,007 \Delta T) + \eta \frac{I_d}{C_{20}} \left( \frac{ed}{1 + I_d^{fd}} + \frac{gd}{EC^{ed}} + jd \right) \quad (5.8)$$

$$V_C = \left[ \begin{array}{l} V_{rc} - 0,055 \ln(t) + \left( 0,96 \frac{I_c}{I_{C20}} EC \right)^{3,2} - \dots \\ - \eta_c \frac{I_d}{C_{20}} \left( \frac{ec}{1 + I_d^{fc}} + \frac{gc}{(1 - EC)^{hc}} + jc \right) \end{array} \right] (1 - 0,0025 \Delta T) \quad (5.9)$$

onde  $ed\dots jd$  e  $ec\dots jc$  são constantes determinadas experimentalmente.

Os primeiros três termos das Eqs. (5.8) e (5.9) representam a variação da tensão com a quantidade de carga elétrica que está armazenada na célula em cada instante (concentração eletrolítica) e os seguintes a variação devida à mudança da resistência interna. Nos primeiros três termos da Eqs. (5.8) e (5.9) está incluído um termo que considera a variação da tensão de repouso.

O comportamento da tensão devido aos efeitos de gaseificação e sobrecarga é considerado pela Eq. (3.26), substituindo o valor de 0,95 por 0,85. Os valores de capacidade e de corrente, para este modelo, não utilizam um regime de referência constante, considera o regime de descarga especificado pelo fabricante.

Outro objetivo dos ensaios foi determinar a autodescarga. Para isto, foram carregadas totalmente as quatro baterias ensaiadas e foi monitorado seu valor de tensão ao longo de um mês. Durante este intervalo de tempo, mantendo suas temperaturas em valores de  $28 \pm 3$  °C, a queda de tensão nas baterias varia de 0,015V até 0,020V o que representa uma autodescarga mensal da ordem de 2% (considerando que a amplitude da  $V_r$  é de aproximadamente um V). Esta diminuição de tensão teve um comportamento logarítmico. O fenômeno de autodescarga afeta o valor da tensão após uma carga, fato que já é considerado pela Eq. (4.8). Após um processo de descarga o valor da  $V_r$  aumenta até que se estabiliza, para na seqüência começar a decrescer devido ao fenômeno de autodescarga. Segundo experiências realizadas no LES-UFRGS para um regime  $C_{20}$ , o tempo que demora o efeito de autodescarga para produzir uma inversão de comportamento de  $V_r$  é de aproximadamente 15 h. O valor da tensão desde o momento de deter a descarga até que se apresenta a inversão na tendência de crescimento da tensão apresenta uma variação de tensão da ordem de 0,06V (Vera e Krenzinger, 2007).

#### *Comparação dos resultados calculados e medidos no ensaio intermitente*

Os ensaios de carga e descarga intermitentes (Figura 5.9) foram realizados com o objetivo de obter a tensão que a bateria atinge em repouso para distintos  $EC$ . Analisando o comportamento da  $V_r$ , observou-se que as tensões de repouso atingidas após uma hora e após duas horas são levemente diferentes na carga e na descarga. Desta maneira, para determinar qual

é o estado de carga real associado a um valor de tensão, deve-se analisar o comportamento da tensão considerando o tempo de desconexão.

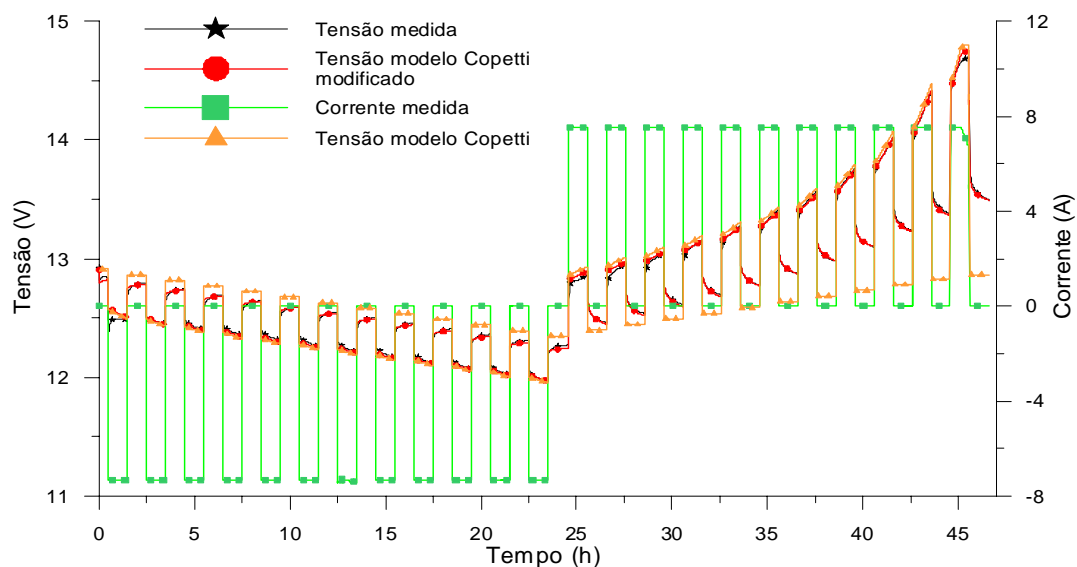


Figura 5.9. Valores de tensão medidos em um ensaio intermitente e valores de tensão calculados utilizando o modelo de Copetti e o modelo de Copetti modificado.

Na Figura 5.10 observa-se a variação do estado de carga e tensão da bateria em processos de carga e descarga intermitentes. Nesta figura verifica-se que valores de tensão de repouso diferentes têm iguais valores de estado de carga.

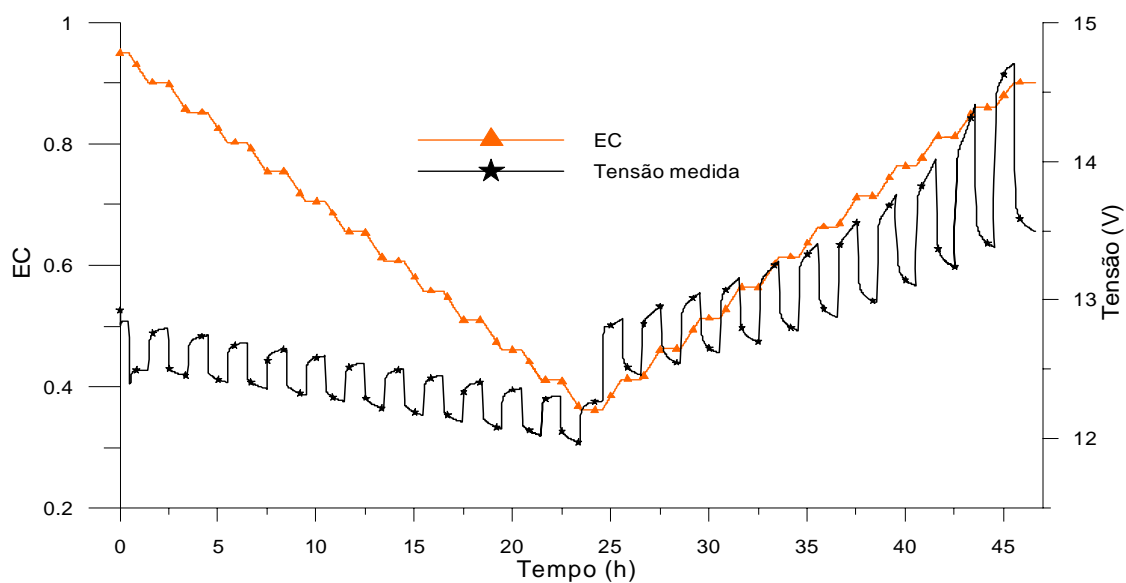


Figura 5.10. Variação do EC para ensaios intermitentes em intervalos horários.

Com os modelos de Copetti e Macomber modificado ajustados e considerando a componente logarítmica de estabilização da tensão foram calculados os valores de tensão em um ensaio de carga e descarga intermitente. O modelo Copetti foi o que ajustou melhor seu comportamento com os valores medidos, antes e depois da modificação logarítmica.

Com as modificações realizadas chegou-se a um modelo matemático com capacidade de calcular a tensão de uma bateria automotiva de 150 Ah com um elevado coeficiente de correlação (0,997) e pequenos desvios (menores de 0,5%).

#### 5.1.4. Comportamento das Baterias

Para verificar a consistência do equacionamento discutido nas seções anteriores, foi utilizada a bancada para carregar e descarregar a bateria a diferentes correntes, e por diferentes intervalos de tempo. Este ensaio resultou em um gráfico de evolução de tensão mostrado na Figura 5.11.

O perfil de carga e descarga que foi definido, o qual é apresentado através da linha verde na Figura 5.11, pode ser dividido em três regiões diferentes. Na região 1 tem-se um perfil de consumo de energia noturno e na região 2 tem-se um perfil de demanda e geração ao longo de um dia de céu limpo. Nesta região considera-se que existe um consumo de energia em taxas de correntes diferentes, fato que provoca uma diminuição no valor da tensão.

A região 3 representa um dia com muitas nuvens e por isso tem-se um perfil de demanda/geração com cristas e vales, finalizando com um processo de descarga (típico de consumo noturno).

Analisando os valores de tensão determinou-se que existem desvios entre os valores medidos e calculados. Estes desvios encontram-se dentro de uma faixa considerada aceitável para uma simulação em intervalos horários de tempo. Os máximos desvios calculados são da ordem de 6%, em relação aos valores reais.

Os valores de tensão calculados são suficientemente próximos aos valores medidos como para garantir que a atuação do controlador de carga não cause importantes diferenças na probabilidade de perda de carga (Kaldellis, 2004) ou na quantidade de energia não aproveitada.

Os maiores desvios ocorrem principalmente quando existem passos discretos de aumento e diminuição de corrente sobre a bateria e quando a corrente de carga/descarga tem um valor baixo. O modelo responde bem antes e depois de passar de um estado de carga para um estado de repouso e vice-versa. Como será verificado posteriormente, os desvios para condições de operação, medidos no sistema experimental, são menores que os obtidos utilizando degraus de corrente para carga e descarga. Conclui-se que é necessária a realização de uma modificação no

controle da fonte de potência para permitir programar perfis de cargas contínuos e não apenas perfis discretos.

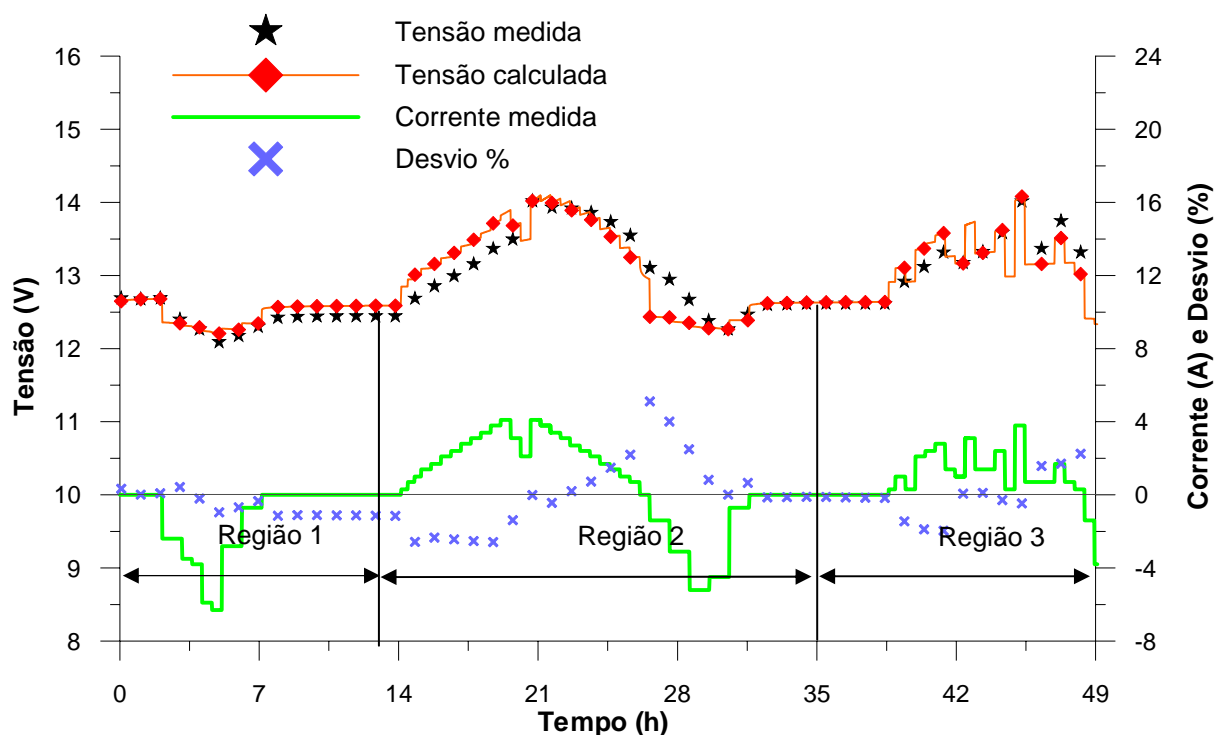


Figura 5.11. Valores de corrente e tensão medidos e calculados utilizando o modelo Copetti modificado.

## 5.2. Metodologia para Determinar a Perda de Capacidade de Baterias de Pb-ácido

Como foi exposto no Capítulo 3, no *PVSize* foi implementado um algoritmo computacional que determina os fatores de estresse ( $fe$ ) e calcula um índice que pondera a intensidade com que estes fatores atuam sobre a bateria. Por sua vez, estes  $fe$  e sua intensidade têm um vínculo com cada um dos principais mecanismos de perda de capacidade das baterias. Os fatores de ponderação que permitem calcular o índice de degradação que cada mecanismo causa sobre a perda de capacidade das baterias são apresentados na Tabela 5.3.

Pode-se destacar que nesta tabela foi incrementada uma indexação que pondera numericamente o peso de cada um dos fatores de estresse sobre o risco de surgirem os mecanismos de degradação. Esta indexação foi realizada em uma escala de 1 a 5 (segundo a mesma escala utilizada para indexar os  $fe$ ), onde o valor 1 representa um baixo impacto do fator de estresse sobre o mecanismo de envelhecimento em questão e o nível 5 um elevado impacto. A metodologia utilizada para realizar esta indexação teve como base as considerações realizadas através da análise de resultados do PMER (2005). Dos 6 mecanismos apresentados na Tabela 5.3

o efeito da perda de água tem uma relação direta com a periodicidade da manutenção, que é um fator de difícil controle, sendo assim, foi considerado que existe uma contínua reposição de água, o que leva a desconsiderar seu efeito. Além disto, o efeito de *softening* (amolecimento) e de perda de massa ativa foi agrupado em apenas um fator porque existe uma forte interação entre ambos. Considerando o exposto, os 6 mecanismos de degradação foram reduzidos a 4, permitindo a comparação direta com os mecanismos de apresentados nos ensaios realizados no PMER (2005).

Tabela 5.3. Fatores de ponderação associados com os mecanismos de envelhecimento de baterias de chumbo-ácido, adaptado de Svoboda (2003).

	Corrosão da placa positiva	Sulfatação irreversível	Amolecimento	Perda de água	Degradação da massa ativa	Estratificação do eletrólito
$IM_{1\%}$	Impacto indireto (3)	Alto impacto (4)	Baixo impacto (2)	Nenhum (0)	Impacto médio (3)	Baixo impacto (2)
$TEC_b$	Impacto indireto (2)	Forte impacto. (5)	Sem impacto direto (1)	Nenhum impacto (0)	Nenhum impacto (0)	Impacto indireto. (2)
$TAh$	Sem impacto (0)	Sem impacto direto (1)	Alto impacto (4)	Sem impacto direto (1)	Impacto médio (3)	Forte impacto: (5)
$FC$	Sem impacto direto (2)	Alto impacto (-4)	Forte impacto (5)	Forte impacto (5)	Sem impacto direto (1)	Forte impacto (5)
$Tmr$	Alto impacto negativo (-4)	Forte impacto (5)	Impacto negativo, (-3)	Impacto negativo (-3)	Sem impacto direto (1)	Alto impacto (4)
$PC$	Impacto médio (3)	Impacto médio (3)	Sem impacto direto. (2)	Sem impacto direto (2)	Sem impacto direto (3)	Impacto médio (3)
$T_{ac}$	Forte impacto (5)	Baixo impacto negativo e positivo. (±2)	Sem impacto direto (1)	Alto impacto (4)	Baixo impacto (2)	Sem impacto direto (1)

Relacionando a intensidade de cada  $fe$  com os fatores apresentados na Tabela 5.3 obtiveram-se as Eq. (5.10),(5.11),(5.12) e (5.13). Estas equações permitem calcular os valores dos índices dos 4 principais mecanismos de degradação.

Cada equação foi dividida pelo valor máximo de cada  $fe$  amplificado pelos valores da matriz de degradação e, finalmente, multiplicado por 5.

$$Corr = \frac{(3.IM_{1\%} + 2.TEC_b + 2.FC - 4.Tmr + 3.PC + 5.T_{ac}).5}{60} \quad (5.10)$$

$$Sulf = \frac{(4.IM_{1\%} + 5.TEC_b - 4.FC + 5.Tmr + 3.PC + 2.T_{ac} + TAh).5}{80} \quad (5.11)$$

$$AM_d = \frac{(2.IM_{1\%} + TEC_b + 5.FC - 3.Tmr + 2.PC + T_{ac} + 4.TAh).5}{60} \quad (5.12)$$

$$Estr = \frac{(2.IM_{1\%} + 2.TEC_b + 5.FC + 4.Tmr + 3.PC + T_{ac} + 5.TAh).5}{110} \quad (5.13)$$

onde *Corr* expressa o índice normalizado que pondera o efeito de corrosão, *Sulf* expressa o índice normalizado que pondera o efeito de sulfatação, *AM<sub>d</sub>* expressa o índice normalizado que pondera o efeito de amolecimento e perda de massa ativa das placas e *Estr* expressa o índice normalizado que pondera o efeito estratificação do eletrólito.

As Eq. (5.10), (5.11), (5.12) e (5.13) permitem calcular os índices analíticos de degradação que, através de uma análise estatística de correlação, serão associados com os índices experimentais determinados com os 7 ensaios especificados na Tabela (3.2). O uso de uma análise estatística da correlação (Vuolo, 1996) conduz a resultados que são independentes da unidade de medida e, conseqüentemente, independentes dos efeitos da degradação, produzem taxas equivalentes de perda de capacidade. Esta análise inicia normalizando os graus de risco de acordo com a soma dos riscos individuais.

Na Tabela 5.4 são apresentados os índices experimentais determinados através da normalização dos valores apresentados na Tabela (3.3).

Tabela 5.4. Índices de degradação normalizados para os 7 tipos ensaios no PMER (Ruddell,2005).

Mecanismos de degradação	IEC	NFC	PPER	Qualibat	10% Soc	40% Soc	DRE
<i>Corr</i>	0,384	0,05	0,15	0,07	0,00	0,00	0,15
<i>Sulf</i>	0,238	0,32	0,30	0,26	0,36	0,33	0,27
<i>AM<sub>d</sub></i>	0,180	0,19	0,35	0,48	0,16	0,20	0,32
<i>Estr</i>	0,198	0,43	0,20	0,19	0,48	0,47	0,27

Com este procedimento, e através de uma correlação entre os índices da Tabela 5.4 e as equações de mecanismos de degradação (Eqs. 5.10, 5.11, 5.12 e 5.13), determina-se qual é o tipo de ensaio que simula uma degradação equivalente à que será experimentada pelo sistema em análise.

Para relacionar cada ensaio com um valor de perda de capacidade foram utilizados os resultados de Potteau (2003) e o estudo apresentado no Report IES PVPS (2002) em conjunto com os gráficos apresentados por Bach et al. (2004), através dos quais se determinou a

quantidade de ciclos de descarga da capacidade nominal que suportaram as baterias até atingir 70% de sua capacidade residual (Tabela 5.5).

Por sua vez, os resultados apresentados nesta última tabela foram relacionados com uma equação de primeiro grau para vincular o número de ciclos de vida com a perda de capacidade cíclica. Na Tabela 5.6 apresenta-se o coeficiente angular para ajustar o número de ciclos de descarga com uma função linear.

Tabela 5.5. Número de ciclos de descarga da  $C_n$  que suportaram as baterias ensaiadas antes de ficar com uma capacidade residual de 70% de sua capacidade nominal.

Tipo de bateria	IEC	NFC	PPER	Qualibat	10% EC	40% EC	DRE
Tub. Estac.	(450 a 750)	(220 a 350)	(60 a 180)	(250 a 400)	(300 a 400)	(320 a 450)	(160 a 220)
Automotiva	(60 a 180)	(60 a 140)	(10 a 95)	(70 )	(60 a 180)	(80 a 120)	(20 a 70)
Solar	(70 a 210)	(80 a 110)	(90 a 95)	(40 a 340)	(120 a 200)	(280 a 380)	(75 a 125)
VRLA	-	-	-	(80 a 350)	(250 a 300)	(250 a 280)	(125 a 140)

Desta maneira, a modo de exemplo, uma bateria automotiva de 100 Ah submetida a uma condição de operação que resulte em uma elevada correlação com o ensaio IEC, experimentará uma perda de capacidade de 0,00167 a 0,005 por ciclo. Se a mesma bateria fosse submetida a 100 ciclos de descarga de sua  $C_n$  a capacidade perdida estaria entre 16,7 Ah e 50 Ah.

Tabela 5.6. Perda de capacidade das baterias por cada ciclo de descarga em função da sua capacidade nominal.

Tipo de bateria	IEC	NFC	PPER	Qualibat	10% EC	40% EC	DRE
Tub. Estac.	(0,04 a 0,067)%	(0,086 a 0,136)%	(0,167 a 0,5)%	(0,075 a 0,12)%	(0,075 a 0,1)%	(0,0674 a 0,094)%	(0,136 a 0,187)%
Automotiva	(0,167 a 0,5)%	(0,214 a 0,5)%	(0,4 a 3,0)%	(0,429)%	(0,167 a 0,5)%	(0,273 a 0,375)%	(0,428 a 1,5)%
Solar	(0,143 a 0,428)%	(0,273 a 0,375)%	(0,33 a 0,4)%	(0,088 a 0,75)%	(0,15 a 0,25)%	(0,079 a 0,107)%	(0,24 a 0,4)%
VRLA	-	-	-	(0,086 a 0,375)%	(0,1 a 0,12)%	(0,107 a 0,12)%	(0,214 a 0,24)%

Na Figura 5.12 apresentam-se, a modo de exemplo, os índices normalizados para cada mecanismo de degradação determinados experimentalmente por Potteau (2003), para os 7 diferentes tipos de ensaios, e os índices calculados utilizando os  $f_e$  após simular uma SFA. Realizando correlações entre os índices, para ambos os casos, observa-se que o ensaio NFC



apresenta o coeficiente de correlação mais elevado e, em conseqüência, é o que tem uma taxa de perda de capacidade equivalente à condição calculada. Desta forma, pode ser associada a perda de capacidade achada no ensaio NFC com a perda de capacidade que sofrerá a bateria analisada.

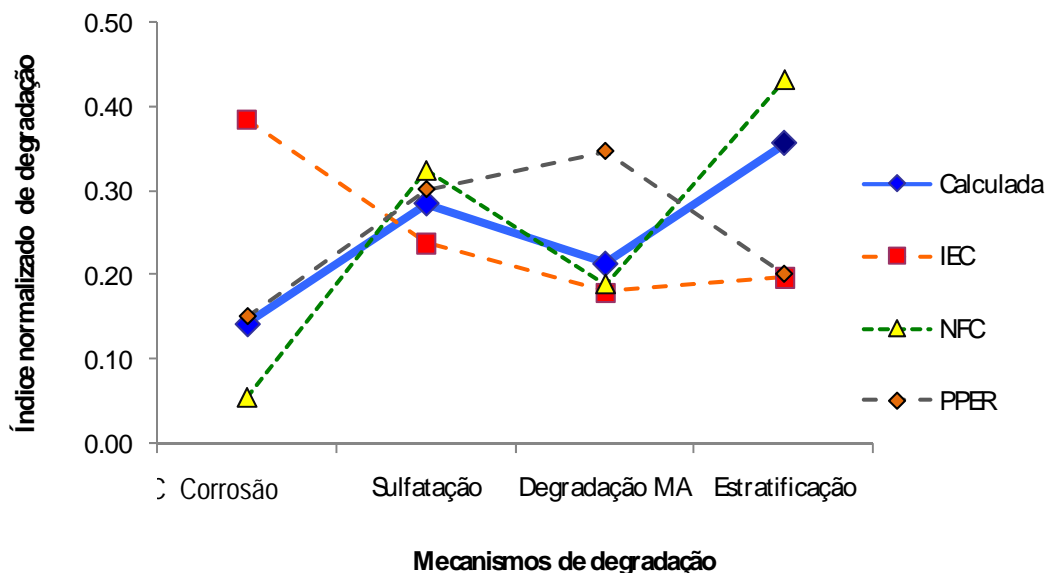


Figura 5.12. Curvas de índices de normalizados em função do mecanismo de degradação determinadas experimentalmente e curva calculada através dos  $f_e$ .

### 5.3. Modelo *UMass* modificado

Quando a correlação entre os índices de mecanismos de degradação calculados após a simulação e os obtidos nos ensaios padronizados resulta em um valor menor que 0,70, há uma baixa correspondência entre eles. Em conseqüência, foi proposto no Capítulo 3 utilizar o modelo *UMass* (Manwell et al, 2005) para calcular os ciclos de vida de baterias.

O modelo *UMass* foi modificado porque o modelo original utiliza dados que muitas vezes não estão disponíveis e porque considera uma degradação do tipo linear para qualquer  $Pd$  e amplitude do ciclo. Este fato não é correto e induz a um erro que é acentuado para amplitudes elevadas. Além disso, adicionou-se um termo que considera o efeito da temperatura ambiente sobre o tempo de vida da bateria.

Desta forma, foi desenvolvido um novo modelo, denominado *BatLES*, que determina a perda de capacidade da bateria em condições de operação quando a correlação entre índices de mecanismos básicos de degradação não seja adequada.

Este novo modelo pondera o número de ciclos de vida da bateria como uma função da profundidade de descarga, da ciclagem e da temperatura ambiente. Utilizando como base de

cálculo dados fornecidos pelo fabricante da bateria e um algoritmo que conta os ciclos de carga e descarga da bateria.

O modelo *BatLES* utiliza uma curva exponencial dupla (Eq. (5.14)) para ajustar a curva  $C_V$ - $Pd$ . Para gerar esta curva utiliza-se, como dados de entrada, o número de ciclos de vida para uma  $Pd$  de 20% ( $C_{V20}$ ) e o número de ciclos de vida para uma  $Pd$  de 80% ( $C_{V80}$ ). A razão de utilizar estes valores de  $Pd$  como parâmetros de entrada é que catálogos de baterias possuem, em geral, pelo menos estes dados  $C_V$  (Aichberger, 2003).

$$C_{Life} = (a_1 + a_2 \cdot e^{a_3 \cdot Pd} + a_4 \cdot e^{a_5 \cdot Pd}) T_{amb_{1/2}} \quad (5.14)$$

onde  $C_{Life}$  representa os ciclos de vida da bateria de acordo com dados do fabricante,  $a_1 \dots a_4$  representam constantes de ajuste da curva que foram determinadas através de curvas experimentais de diferentes baterias,  $T_{amb_{1/2}}$  representa o efeito da temperatura ambiente sobre os ciclos de vida da bateria, expressa através da Eq. (5.15).

$$T_{amb_{1/2}} = e^{\left(\frac{\ln 2}{10}\right)(T_a - T_r)} \quad (5.15)$$

onde  $T$  é a temperatura ambiente média durante o ciclo de simulação analisado (°C),  $T_r$  é a temperatura ambiente de referencia na qual foi ensaiada a bateria (°C).

A temperatura de referência para baterias fabricadas em Brasil é 25°C, enquanto para baterias fabricadas na União Européia é 20°C.

Na Figura 5.13 (a) apresentam-se os valores de  $C_V$ - $Pd$  para uma bateria da empresa Tudor (2007) de tipo estacionaria (pontos vermelhos) e a curva ajustada a estes valores utilizando a Eq. (5.14). A Figura 5.13 (b) apresenta graficamente a correlação obtida entre os valores calculados e fornecidos pelo fabricante, onde o valor da correlação é elevado ( $R^2 = 0,99$ ) e se observam pequenos desvios. Também para uma bateria da marca Moura (2005) verificou-se uma correlação elevada e pequenos desvios.

Posteriormente a Eq. (5.14) foi modificada, introduzindo um parâmetro que limita o valor mínimo de ciclos de vida, estipulado para a condição de  $Pd$  de 80%, e um coeficiente que considera o tipo de bateria utilizada. Desta forma, obtém-se a Eq. (5.16) que considera estas modificações.

$$C_{Life} = F(C_{Life} - C_{Ref}) - C_{Ref} \quad (5.16)$$

onde  $C_{Ref}$  é um parâmetro de entrada expresso pela quantidade de ciclos que tolera a bateria para uma  $Pd$  de 80% (dado de entrada obtido do catálogo do fabricante),  $F$  é um parâmetro de ajuste cujo valor varia de 0,6 a 0,9 dependendo do tipo de bateria analisada. Os valores do parâmetro  $F$  é  $F = 0,9$  para bateria estacionaria,  $F = 0,8$  para bateria solar,  $F = 0,7$  para bateria AGM e  $F = 0,6$  para bateria automotiva.

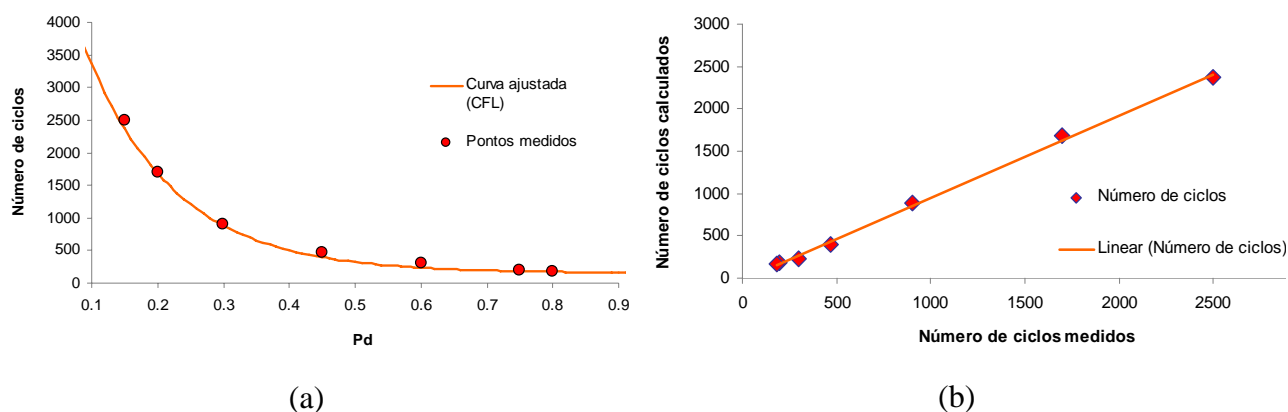


Figura 5.13. (a) Pontos representativos de  $C_V$ - $Pd$  para uma bateria estacionaria da marca Tudor e curva ajustada, (b) curva de correlação entre os pontos medidos e os valores calculados.

Analisando o  $EC$  do sistema de acumulação após simular um SFA, ou após analisar dados experimentais, tem-se um histórico de carga e descarga que conduz a valores de  $EC$  que não seguem um padrão de ciclagem (Figura 5.14(a)). Ou seja, não existe apenas um valor de  $Pd$  que permita valer-se da curva  $C_V$ - $Pd$  para determinar os ciclos de vida do sistema de acumulação. Por esta razão, é utilizado um algoritmo que conta os ciclos (*rainflow counting*) e possibilita identificar as condições de operação das baterias, permitindo a extração de informações importantes para a previsão da vida. Por outro lado, para determinar a profundidade de descarga utilizada para um dimensionamento simples, sempre se faz a simplificação de considerar que diariamente o sistema de acumulação cumpre um ciclo de carga e descarga, e que a  $Pd$  é a mesma durante todos os ciclos. Desta forma, podem-se definir dois valores de  $Pd$ , um deles utilizado para dimensionamento onde se considera (para fins de cálculo dos  $C_V$ ) que os ciclos de carga/descarga são iguais todos os dias, e outro utilizado para simular SFA onde é considerado o efeito real que cada ciclo de carga/descarga produz sobre o sistema de acumulação.

A técnica de contagem de ciclos transforma o histórico randômico em categorias equivalentes de ciclos de amplitude constante, possibilitando a comparação com as informações da curva  $C_V$ - $Pd$  e conseqüentemente, a aplicação da regra de Palmgren-Miner (Mott, 2006). Esta

teoria, também denominada como Regra Linear de Acúmulo de Dano, tem como princípio básico a hipótese de que determinado valor de corrente aplicado durante um ciclo de carga ou descarga contribui, em certa quantidade, na degradação do componente. Esta regra linear assume que a relação entre o número de ciclos de carga ou descarga e o número total de ciclos de vida necessário para causar a falha fornece a fração da vida consumida da bateria.

O dano acumulado ( $D_C$ ) é expresso através da Eq. (5.17).

$$D_C = \sum_{i=1}^n \frac{n_i}{N_i} \quad (5.17)$$

Se  $n_i$  é o número de ciclos correspondente ao  $i$ -ésimo bloco de amplitude de  $Pd$  constante na seqüência de  $n$  blocos, e se  $N_i$  é o número de ciclos para a falha para igual  $Pd$ , então a regra de dano de Palmgren-Miner estabelece a ocorrência da falha, quando o acúmulo das razões de ciclos atinge 1,0.

A metodologia de contagem linear deve ser corrigida já que, como se observa claramente na Figura 5.13 (a), o comportamento dos ciclos de vida em função da  $Pd$  não tem um comportamento linear. Desta forma, a Eq (5.18) apresenta o cálculo de um modificador ( $M_{Linear}$ ) que transforma a regra linear em uma regra não linear de acúmulo de dano. O expoente desta equação considera a relação entre a quantidade de ciclos que a bateria suporta para uma  $Pd$  de 20% e 80%. Esta expressão é multiplicada por um coeficiente determinado empiricamente através do comportamento de diferentes tipos de baterias (dentro deste intervalo de  $Pd$ ).

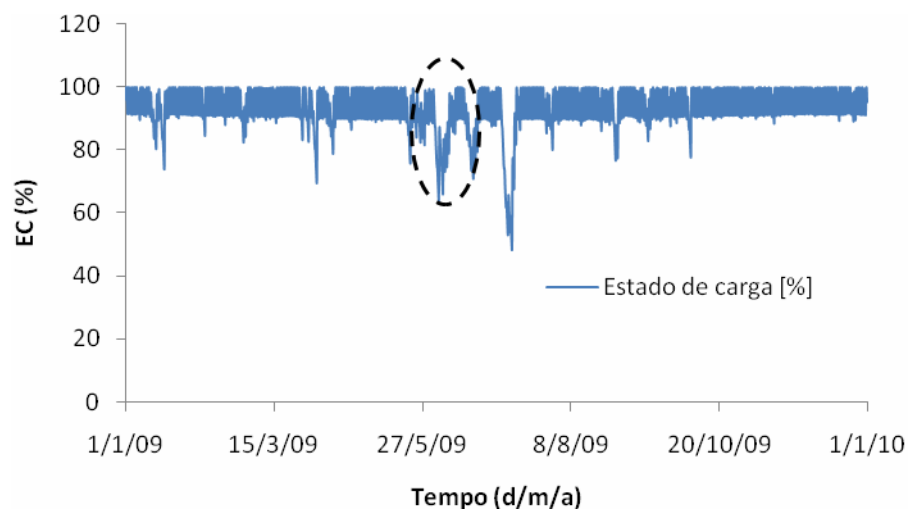
A Eq. (5.18) apresenta um comportamento que amplifica o efeito da ciclagem e sua amplitude para pequenas  $Pd$ .

$$M_{Linear} = Pd^{-\left(\frac{C_{V20} - 1}{C_{V80} - 56}\right)} \quad (5.18)$$

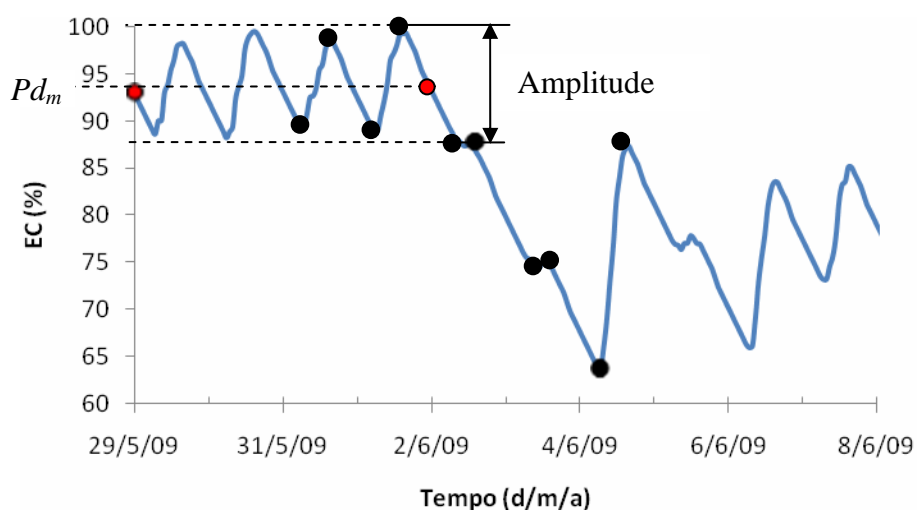
A metodologia utilizada para aplicar a regra de Miner consta em, primeiramente, identificar os valores de  $EC$  máximos e mínimos para cada ciclo (crestas e vales dentro da evolução do  $EC$  da bateria), seguidamente se estabelecem quais destes máximos e mínimos correspondem a um mesmo ciclo (Figura 5.14(b)).

Após esta determinação, os ciclos são agrupados em categorias segundo o valor do  $EC$  médio ( $ECm$ ).

Os ciclos são contados e organizados, com um passo entre uma e outra categoria de  $0,02 EC$ , em uma matriz cujos valores são as amplitudes dos ciclos e seus valores médios de  $EC$  (equivalente à  $Pd$  média,  $Pdm = 1 - ECm$ ).



(a)



(b)

Figura 5.14. (a) Curva de variação de  $EC$  calculados em uma simulação de um ano, (b) ampliação da região marcada com linhas de pontos.

Considerando o efeito da amplitude média dos ciclos de carga e descarga, o cálculo do número dos ciclos e vida corrigido ( $C_{FLife}$ ) é realizado utilizando a Eq (5.19).

$$C_{FLife} = C_{Life} - (C_{Life} - C_{FL}) \left( \frac{1 - \frac{Ampl}{2}}{1 - Ampl} \right) M_{Linear} \quad (5.19)$$

onde  $Ampl$  é a amplitude dos ciclos de carga e descarga, expresso como a diferença entre o estado de carga máximo e mínimo pra um ciclo.

Finalmente o cálculo do dano acumulado é realizado aplicando a regra de Palmgren-Miner modificada (Eq. (5.20)) substituindo  $N_i$  pelo valor  $C_{FLife}$  e  $n_i$  pelas vezes que se repete esta condição sobre o tempo analisado (Figura 5.15).

$$D_C = \sum_{i=1}^n \frac{n_i}{C_{FLife}} \quad (5.20)$$

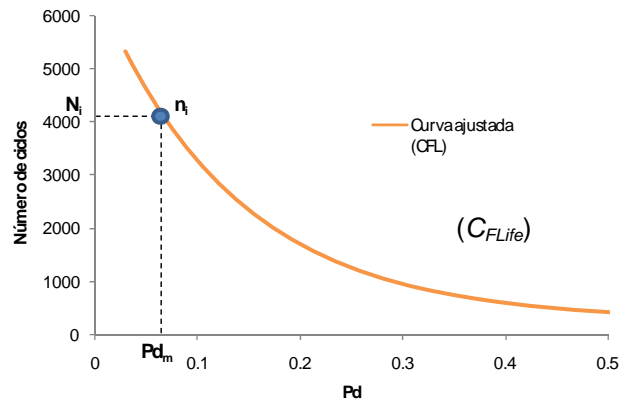


Figura 5.15. Cálculo do dano acumulado utilizando o valor de  $Pd_m$ , onde  $N_i$  representa o valor de  $C_{FLife}$  e  $n_i$  representa o número de vezes em que se repete esta condição ao longo do tempo de simulação analisado.

Para aplicar este método são assumidas as seguintes considerações:

- Os dados de  $C_V$ - $Pd$  fornecidos no catálogo das baterias são a base para o cálculo da vida da bateria.
- Existe uma degradação diária constante.
- A bateria chega ao final de sua vida quando atinge um 50% da capacidade nominal.

Desta forma, a perda de capacidade diária será determinada através da Eq (5.21) e quando este valor for 0,5 de  $C_n$ , será considerada uma capacidade de acumulação igual a 1% de

$C_n$ . Este valor de capacidade é utilizado para permitir que a simulação continue e a bateria siga sendo o parâmetro de polarização do sistema de geração.

$$Perda\ diaria\ de\ C_n = \frac{0,5 \cdot C_n \cdot D_c}{dias.\ de\ simulação} \text{ (Ah/dia)} \tag{5.21}$$

Na Figura 5.16 apresenta-se o diagrama de fluxo para o cálculo da perda de carga de baterias utilizando os métodos anteriormente expostos.

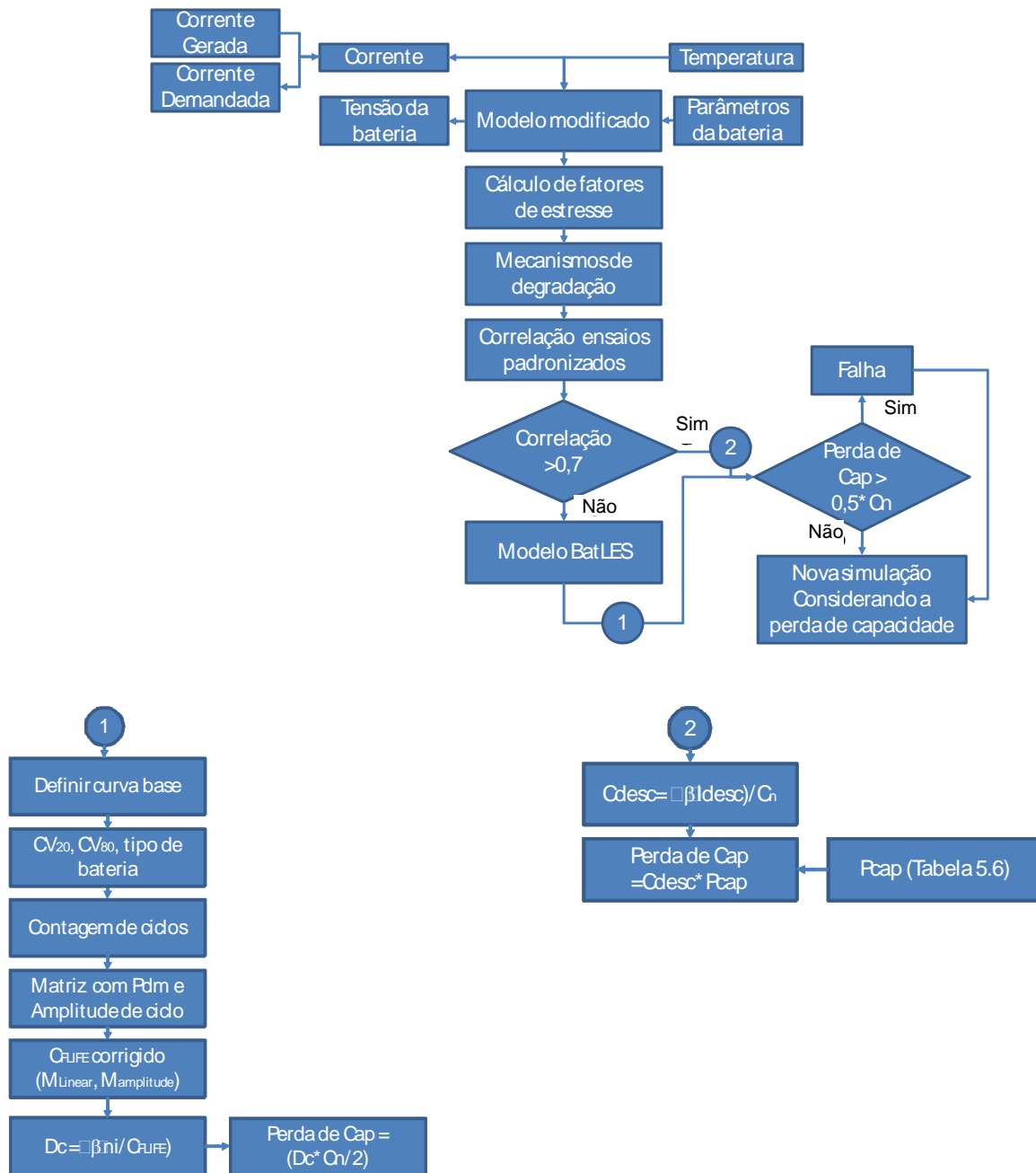


Figura 5.16. Diagrama de fluxo para o cálculo da perda de carga de baterias utilizando os métodos anteriormente expostos.

## 6. RESULTADOS EXPERIMENTAIS E SIMULADOS

Para verificar o comportamento dos algoritmos implementados no *PVSize* os valores medidos no sistema experimental foram comparados com os valores calculados através de uma simulação.

Para ampliar e melhorar as capacidades do software foram ajustados ou modificados os modelos matemáticos, assim como foi ampliada sua base de dados, desenvolveram-se novas rotinas que consideram o desempenho das baterias e implementou-se a possibilidade de realizar simulações para um período maior que um ano.

### 6.1.1. Metodologia de Simulação

O método de simulação utilizado baseia-se em balanços energéticos horários ao longo de um ano, com a finalidade de calcular, em função da quantidade de módulos e de baterias, a probabilidade de que aconteça um déficit de energia.

Na Figura 6.1 mostram-se os valores medidos de tensão da bateria, corrente gerada e energia consumida ao longo de quatro dias. A aquisição de dados foi realizada de minuto em minuto e logo foram calculados os valores médios horários dos dados.

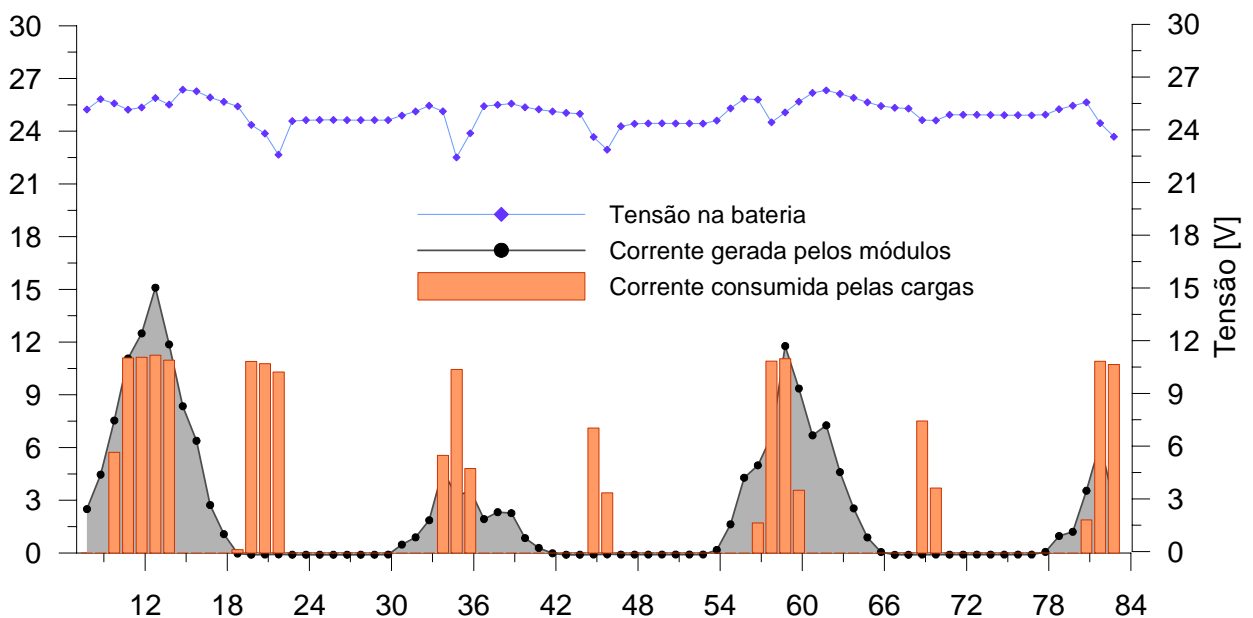


Figura 6.1. Valores monitorados pelo sistema de aquisição da instalação experimental, de tensão do banco de baterias, de corrente gerada e consumida durante quatro dias em operação.

Os resultados da Figura 6.1 têm por objetivo mostrar o funcionamento integrado dos diversos componentes do sistema experimental a partir das relações entre geração e demanda,



considerando o papel do banco de baterias. Em qualquer dos períodos analisados, a energia demandada pela carga é sempre satisfeita, ou pela energia fornecida exclusivamente pelo gerador, ou pela extração de parte da energia do banco de baterias, como acontece após as 19 h.

Comprova-se que a corrente da bateria flui em um ou outro sentido, segundo a relação entre a potência demandada pelos aparelhos e a fornecida pelo gerador, aumentando ou diminuindo a energia armazenada e a capacidade disponível do banco de baterias, de modo a satisfazer o balanço energético do sistema.

#### 6.1.2. Sistema de Geração

Com o intuito de comparar os valores de corrente gerados e medidos, foi criada a curva I-V de um módulo com os valores característicos fornecidos pelo fabricante e, através de um algoritmo próprio do *PVSize*, determinaram-se os pontos de trabalho do mesmo.

Para a simulação, os valores medidos de radiação, temperatura ambiente e velocidade do vento são integrados a cada hora para obter seu valor médio e são inseridos como valores iniciais no programa. Estas grandezas são imprescindíveis, pois representam as variáveis primárias que determinam o funcionamento do painel fotovoltaico. O consumo da instalação também foi reduzido a valores médios horários, para operar o sistema simulado com o mesmo perfil de carga com que funcionou o sistema experimental. Observaram-se desvios menores que 6% entre os valores de corrente calculados e medidos no sistema experimental. Estes desvios, em um primeiro momento, foram atribuídos às diferenças entre as curvas características de cada módulo fotovoltaico e este fato levou a um estudo individual e conjunto do sistema de geração.

#### 6.1.3. Comportamento do Sistema de Geração

O modelo matemático utilizado no *PVSize* para gerar a curva I-V emprega apenas os parâmetros elétricos característicos do módulo ( $I_{SC}$ ,  $V_{OC}$  e  $P_m$ ), por esta razão idealizou-se um módulo fotovoltaico com as características médias dos três módulos estudados. As características médias são obtidas a partir das médias aritméticas dos pontos característicos dos módulos utilizados. Os valores médios são utilizados como dados de entrada para caracterizar o denominado *módulo médio*.

Para determinar os parâmetros característicos dos módulos fotovoltaicos instalados no sistema experimental, foi caracterizado eletricamente cada um dos módulos através da medição de sua curva I-V. As curvas individuais foram transladadas ponto a ponto às condições padrão, utilizando a metodologia de Krenzinger (2004). Como resultado, observou-se que os três

módulos apresentavam diferenças entre suas curvas características. Uma delas apresentava um “degrau” perto da região de curto circuito (observado através de uma ampliação dessa região), e outra apresentava uma importante queda de corrente até o valor correspondente ao ponto de máxima potência. Por sua vez, estes módulos apresentaram menores valores de corrente e potência gerada que os determinados utilizando os dados fornecidos pelo fabricante (Figura 6.2).

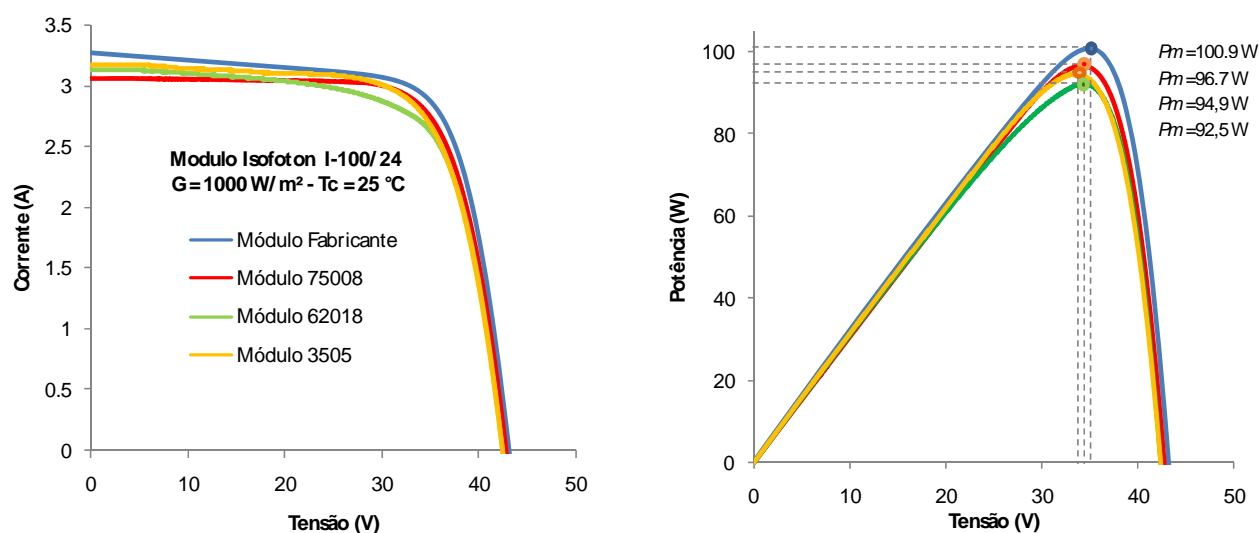


Figura 6.2. (a) Curvas I-V dos módulos medidos trasladadas às condições padrão e a curva obtida com dados do fabricante, (b) Curvas P-V dos módulos medidos trasladadas às condições padrão e a curva obtida com dados do fabricante.

Na Tabela 6.1 são apresentados os valores dos pontos característicos medidos das curvas I-V trasladados para condições padrão. Na última linha desta tabela apresentam-se os valores médios aritméticos utilizados como parâmetro de entrada no *PVSize* para obtenção da curva I-V a ser utilizada na simulação.

Tabela 6.1. Valores característicos utilizados como parâmetros de entrada para o cálculo do comportamento do sistema de geração.

Parâmetro	$V_m^s$ (V)	$I_m^s$ (A)	$V_{oc}^s$ (V)	$I_{sc}^s$ (A)	$P_m^s$ (W)
Módulo 1	33,57	2,82	42,40	3,17	94,73
Módulo 2	34,38	2,69	42,40	3,19	92,36
Módulo 3	34,19	2,83	42,76	3,08	96,65
Média	34,05	2,78	42,52	3,15	94,58

O superíndice “s” indica valores em condições padrão.

Aproveitando a capacidade do sistema de caracterização elétrica dos módulos fotovoltaicos, foi medida a curva I-V do arranjo em diferentes condições de operação e os resultados foram comparados com as curvas determinadas analiticamente.

A seguir foram carregadas dentro do programa *Crearray* (Krenzinger e Adams, 1999) as curvas medidas de cada módulo, assim como o resultado de seu acoplamento em paralelo. O *Crearray* é um programa que tem a capacidade de determinar a resultante de associações em série ou paralelo de módulos fotovoltaicos utilizando suas curvas medidas, ou seus valores característicos.

A

Figura 6.3 apresenta o entorno gráfico oferecido pelo *Crearray* apresentando as curvas I-V dos módulos medidos individualmente e do arranjo. Nesta figura observa-se a curva do painel medido, a curva do painel criado utilizando os valores médios apresentados na Tabela 6.1 e a curva de um painel gerada utilizando os valores dos pontos característicos fornecidos pelo fabricante. O ajuste alcançado pelo módulo calculado com parâmetros médios apresenta uma elevada correlação e baixos desvios em relação aos valores medidos, enquanto a curva obtida utilizando os dados do fabricante apresenta consideráveis desvios em relação aos valores medidos (todos em condições padrão).

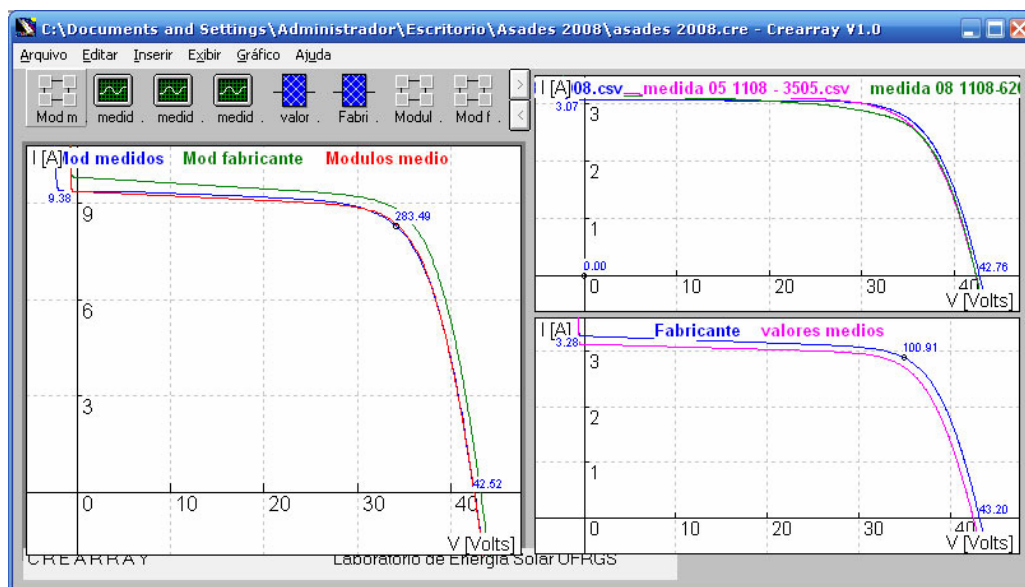


Figura 6.3. Entorno gráfico oferecido pelo *Crearray* para apresentar as curvas I-V dos módulos medidos ou criados utilizando os parâmetros característicos.

Observou-se que, devido as imperfeições que apresentam as curvas de dos módulos (degrau e queda importante da corrente até a  $P_m$ ), o valor de  $R_p$  calculado é um pouco menor

que o valor que seria calculado se os módulos não apresentassem esses defeitos. Isto não influencia visivelmente o ajuste da curva I-V em condições padrão (Figura 6.4), mas à medida que diminui o valor de irradiância o efeito de  $R_p$  começa a ganhar importância, produzindo valores de correntes menores do que os que são medidos.

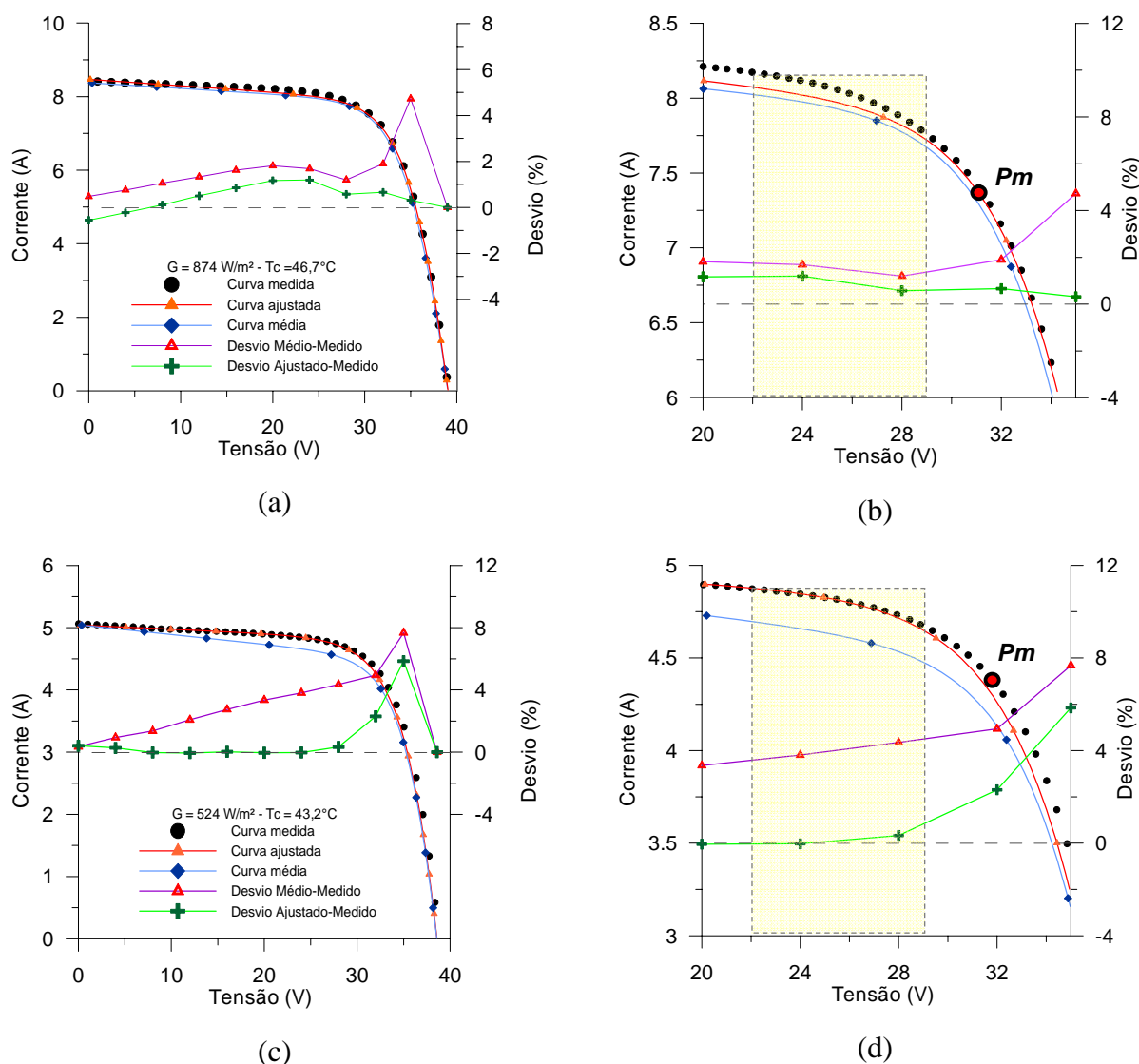


Figura 6.4. (a) e (c) Curvas I-V do painel fotovoltaico medida, calculada com os parâmetros médios e calculada com os parâmetros ajustados para diferentes valores de irradiância. b) Curvas I-V na região de polarização do sistema de acumulação para uma radiação de 874 W/m<sup>2</sup>. (d) Curvas I-V na região de polarização do sistema de acumulação para uma radiação de 524 W/m<sup>2</sup>.

O valor de  $I_{SC}$  poderia ser modificado para que o valor de  $R_p$  aumente, mas este ajuste (na medida em que a irradiância diminui) produz novos desvios na região correspondente

ao ponto de máxima potência. Para diminuir os desvios apresentados com o *módulo médio* realizaram-se modificações nos valores médios de  $I_{SC}$  e  $I_m$ , variando seus valores na ordem de centésimos de ampère (a mais para  $I_m$  e a menos para  $I_{SC}$ ) e mantendo constantes os valores de  $V_{OC}$  e  $V_m$ . Estas pequenas variações, que causam alterações quase imperceptíveis nas condições padrão, produzem importantes diferenças no comportamento para valores de irradiância menores. Este comportamento pode ser observado na Figura 6.4, onde apresentam-se as curvas características para diferentes condições de radiação e temperatura utilizando os valores medidos, valores calculados com parâmetros médios e valores calculados com parâmetros médios ajustados. Destaca-se em cor amarela e linhas de traços a região de trabalho (entre 22 V e 29 V) de um sistema de acumulação cuja tensão nominal corresponde a 24 V.

Os desvios entre a curva gerada com parâmetros médios e gerada com parâmetros médios ajustados apresentam grandes variações depois da região de máxima potência. Este fato principalmente se deve a que pequenas variações de tensão correspondem a grandes variações de corrente. De todas as formas, sistemas fotovoltaicos autônomos poucas vezes estarão trabalhando nesta região, excetuando os módulos auto-regulados (Vera, 2004), e quando isto acontece existe uma baixa geração, por conseguinte, um pequeno aporte energético.

Os desvios e correlações obtidas para valores altos e médios de radiação solar para a curva gerada com parâmetros médios e gerada com parâmetros médios ajustados são apresentados na Tabela 6.2. Nesta tabela confirma-se que os desvios aumentam à medida que a radiação diminui e que a curva média, em relação com a ajustada, apresenta desvios médios até quatro vezes maiores.

Tabela 6.2. Erro médio, erro médio quadrático e coeficiente de correlação entre os valores medidos da curva I-V em relação à curva calculada com os parâmetros médios e à curva calculada com parâmetros médios ajustados.

	Médios (874 W/m <sup>2</sup> )	Ajustados (874 W/m <sup>2</sup> )	Médios (524 W/m <sup>2</sup> )	Ajustados (524 W/m <sup>2</sup> )
ME (%)	1,54	0,46	2,97	0,73
RMSE (%)	1,70	0,62	3,36	1,50
R <sup>2</sup>	0,99	0,98	0,99	0,99

Este fato leva a concluir que para considerar o efeito de diferenças nas curvas I-V quando se acoplam módulos (até de igual modelo e fabricante) é necessário, em caso de possuir

as curvas individuais, analisar seu comportamento em um programa especializado como o *Crearray* ou considerar um índice que pondere a redução de potência por este efeito.

A comparação entre a curva obtida com os valores característicos fornecidos pelo fabricante e a curva medida mostrou que existe um desvio constante nos valores de corrente gerada. Sendo assim, para a zona de trabalho em torno de 24 V, os valores de corrente para a curva do fabricante, em condições padrão, apresentara desvios de até 6% enquanto utilizando *valores médios* será menor de 1,6% e com valores ajustados será menor de 0,5%. Estas diferenças nos valores reais e valores fornecidos pelo fabricante são, em parte, as causas da superestimação de energia anual produzida apresentada nos resultados de algumas simulações de SFA.

#### 6.1.4. Análise da Temperatura das Células

Para a caracterização térmica dos módulos fotovoltaicos utilizou-se um sensor termorresistivo que foi fixado na face posterior de uma célula na região central de um dos módulos. O sensor fixou-se usando uma fita de papel e silicone e, entre a superfície posterior do módulo e o sensor, foi distribuída uma camada de pasta térmica para assegurar um bom contacto entre elas. Foi assumido que a temperatura medida sobre o Tedlar® era igual à temperatura da célula (Andrade, 2008).

No SFA experimental instalado no LES-UFRGS mediram-se, minuto a minuto durante 12 meses, os valores de velocidade do vento, temperatura ambiente, temperatura dos módulos, direção do vento e radiação solar recebida pelos módulos. Estes valores foram utilizados para determinar, através de uma regressão linear realizada com programa MatLab (Mathworks, 2007), a Eq. (6.1) que permitiu correlacionar  $T_c$ ,  $G$  e  $v_v$ .

$$T_c = 1,2479.T_a + 0,0323.G - 0,5248.v_v - 7,98 \quad (6.1)$$

As médias dos valores horários de irradiância solar, temperatura ambiente, e a velocidade de vento são usadas no modelo térmico para estimar a temperatura de operação do módulo fotovoltaico.

Observou-se que existe um desvio constante entre os valores de temperatura medidos e calculados durante horários noturnos, excetuando a temperatura calculada com o modelo de regressão linear (Figura 6.5). Os modelos apresentados no Capítulo 3.5.2 não consideram a troca radiante que os módulos FV realizam com o céu durante a noite. Implicando em uma diferença constante entre os valores de temperaturas medidas e calculadas. Os desvios da temperatura

nestes horários não são significantes, já que não existe conversão de energia solar em eletricidade.

Na Figura 6.5 apresentam-se os valores médios horários de temperatura medidos, comparados com as temperaturas calculadas com os modelos térmicos. Para uma simulação com base de tempo horário, as variações rápidas de radiação são absorvidas pelo comportamento médio geral, o que resulta em pequenos desvios entre os valores medidos e simulados (máximos de 7°C). Os transientes térmicos causados por nuvens e a capacidade térmica do módulo produzem influências na temperatura do módulo, mas estes efeitos são minimizados utilizando valores médios horários.

Os modelos de King e o baseado na NOCT fornecem a temperatura prevista do módulo com um desvio médio próximo de  $\pm 1^\circ\text{C}$ . Estes desvios resultam em um efeito em média menor que 1,2% na potência de saída do módulo e como máximo de 7% para casos especiais quando existem rajadas de vento ou em dias com muitas nuvens.

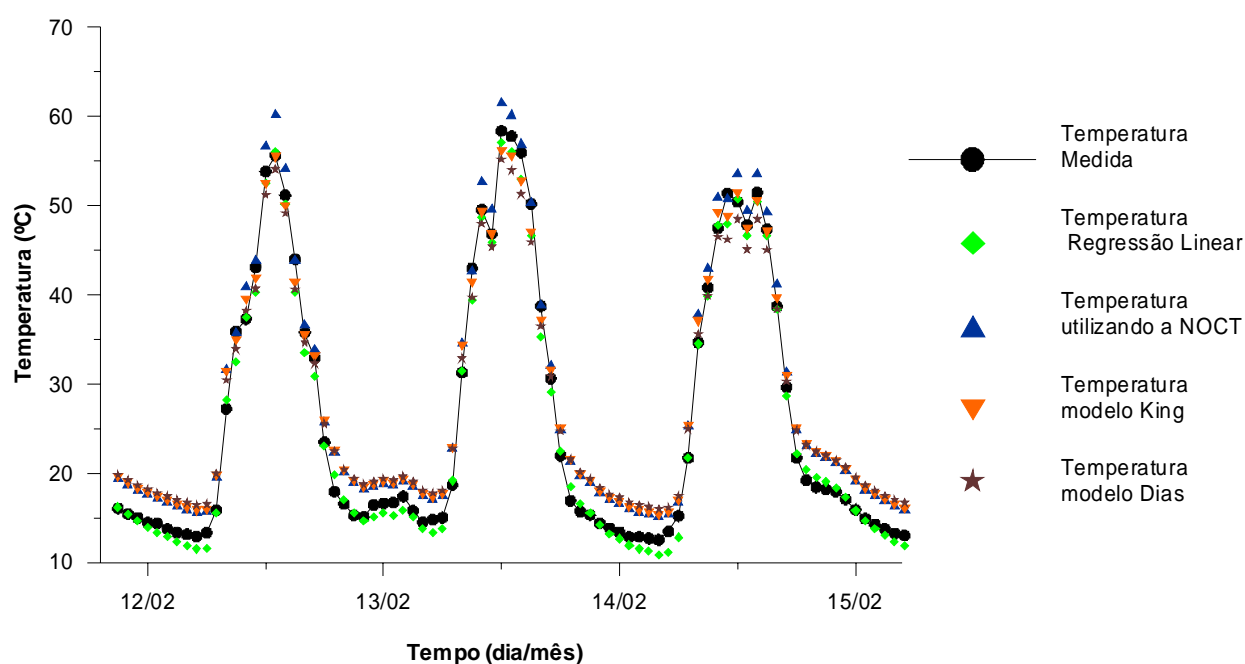


Figura 6.5. Valores de temperatura medidos e calculados com os quatro modelos anteriormente apresentados em intervalos de 1 hora.

Uma análise das diferenças entre os resultados obtidos experimentalmente e calculados, utilizando os modelos apresentados no Capítulo 3.5.2 e a Eq. (6.1), mostra que o modelo que melhor se ajusta ao comportamento medido foi o obtido utilizando a equação de regressão linear. Esta equação tem o inconveniente que foi desenvolvida na base de apenas um sistema experimental e não pode ser de uso geral, podendo apresentar maiores desvios para outro

tipo de módulos ou para instalações em outras condições. Para criar uma expressão geral seria necessário comparar a equação de regressão linear com o comportamento térmico de outros sistemas e, desta forma, determinar se estas correlações podem ser aplicadas em outros casos ou desenvolver correções para que se adaptem a outras tecnologias e circunstâncias.

Na Tabela 6.3 apresentam-se os desvios entre valores de temperatura medidos no módulo fotovoltaicos e os calculados com os diferentes modelos.

Tabela 6.3. Valores do erro médio quadrático e erro médio obtidos nos modelos, assim como os coeficientes de correlação linear entre valores medidos e calculados.

	Regressão	NOCT	King	Dias
ME (°C)	0,004	2,74	2,03	1,13
RMSE (°C)	2,69	3,91	3,58	4,02
R <sup>2</sup>	0,92	0,91	0,90	0,74

Devido às baixas velocidades de vento medidas no entorno da instalação experimental, os modelos que consideram o efeito desta variável e os que não consideram atingem valores similares. Tanto o modelo de Dias (2006) como o NOCT não consideram a velocidade do vento nem a disposição dos módulos, desta forma não utilizam outro parâmetro a não ser a radiação e temperatura ambiente, evitando o problema de selecionar parâmetros que possam derivar em resultados errôneos.

Analisando os resultados obtidos utilizando o modelo de King (Eq. (3.15)) observou-se que o comportamento deste modelo tem uma forte dependência nos valores dos coeficientes  $a$  e  $b$ . Pequenas variações destes parâmetros influenciam fortemente nos valores calculados, o que pode levar a superestimar ou subestimar a temperatura calculada para o módulo. Os valores obtidos pelo modelo de King e os resultados obtidos pelo modelo baseado na NOCT são próximos, ou seja, a utilização de um modelo ou outro é equivalente quando as velocidades de vento são baixas. No sistema experimental, os valores de velocidade de vento máximos foram de 7 m/s com um valor médio menor que 1,5 m/s, considerando valores horários médios.

O modelo baseado na NOCT além de ser o mais simples, necessitando apenas o valor da NOCT (geralmente fornecido nos catálogos dos módulos fotovoltaicos), da irradiância e da temperatura ambiente para o cálculo da temperatura da célula, apresenta-se como uma alternativa apropriada a ser utilizada em uma simulação horária. O efeito do vento é considerado agregando uma pequena correção da temperatura ambiente em função da velocidade do vento. Esta



correção é realizada através dos valores apresentados na norma ASTM 1036-02, sendo importante apenas para velocidades de vento acima de 2,0 m/s.

A direção do vento tem uma influência pequena na temperatura de operação do módulo e incorporar seu efeito aumenta a complexidade do modelo térmico, por esta razão não foi considerada.

Os quatro modelos utilizados produzem desvios que têm pouca influência nos resultados de uma simulação em base horária. Modelos sofisticados alcançam valores mais próximos dos reais, mas a complexidade e necessidade de definir parâmetros que considerem os materiais dos módulos e como eles são montados levam à utilização de modelos mais simples, e cujos resultados em sistemas fotovoltaicos autônomos sem seguidor de ponto de máxima potência, têm pouca influência no cálculo da potência. Quando são realizadas simulações para intervalos de tempo menores, esta afirmação já não é tão certa.

Para simulações em menores intervalos de tempo, como minuto a minuto, as variações rápidas de radiação solar não conseguem ser seguidas pelos modelos térmicos anteriormente apresentados, mostrando diferenças importantes (valores de até 18°C foram corroborados comparando dados calculados e medidos no sistema experimental). Para simulações realizadas em uma base de tempo de um minuto é necessário utilizar modelos mais precisos.

#### 6.1.5. Comparação entre Valores de Corrente Medidos e Calculados

Utilizando como dados de entrada os valores médios ajustados o sistema de geração composto por três módulos resultam em valores de corrente medidos e calculados que apresentam uma elevada correlação. Esta concordância entre valores medidos e simulados observa-se na Figura 6.6 onde, além dos pontos medidos, mostram-se os valores de corrente obtidos mediante uma simulação usando os parâmetros característicos fornecidos pelo fabricante e os parâmetros característicos médios ajustados. Na parte superior da Figura 6.6 são apresentadas as diferenças entre valores medidos e simulados. Foi designado como "Corrente Simulada 1" os resultados obtidos com os dados do fabricante e "Corrente Simulada 2" os resultados obtidos com o módulo médio corrigido. Pode-se observar que enquanto os máximos desvios absolutos para a Corrente Simulada 2 foram de 0,08 A, os desvios absolutos encontrados com a Corrente Simulada 1 foram de 0,55A (quando a corrente de geração era de 8,8 A). Desta forma, verificou-se que os valores de corrente gerada para uma simulação horária utilizando o modelo implementado alcançam uma elevada correlação com os valores medidos. Também se

verificou que utilizar dados que os fabricantes fornecem pode ocasionar diferenças entre valores de energia gerada devido a que eles representam apenas a média do comportamento de uma grande quantidade de módulos.

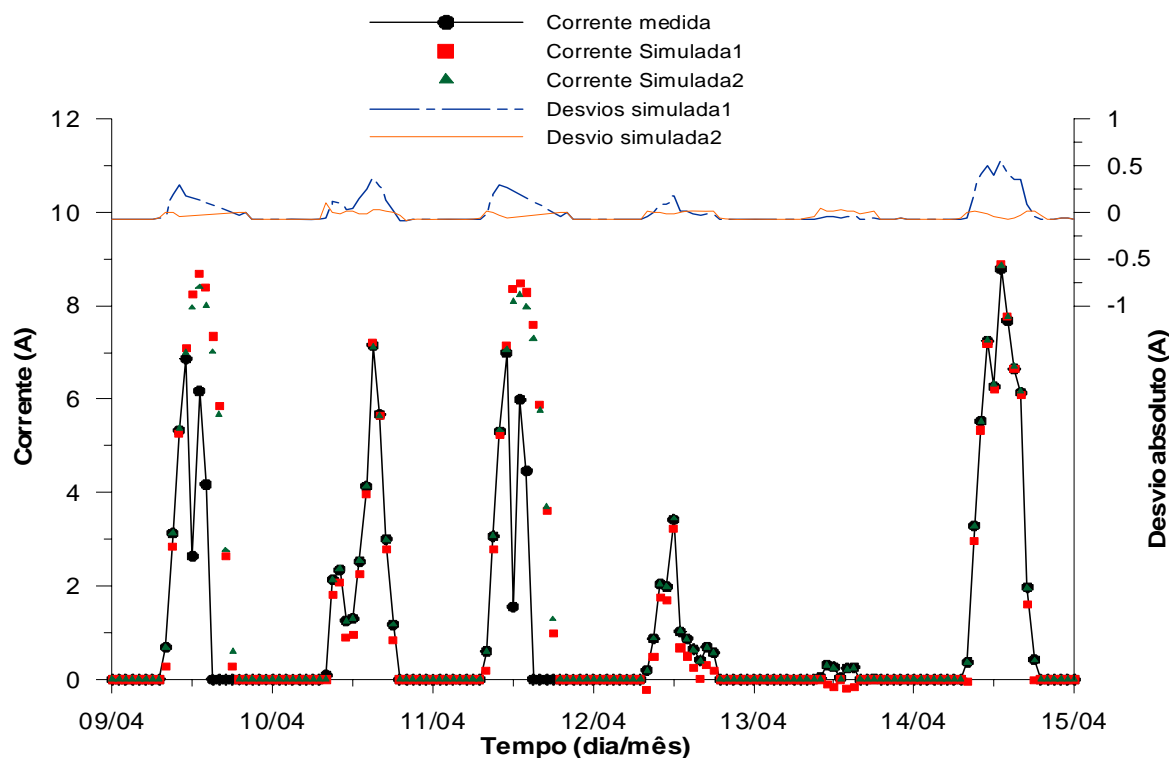


Figura 6.6. Valores de corrente medidos calculados e medidos durante seis dias no SF experimental.

Na Figura 6.6 apresentam-se os valores de corrente que realmente foram aproveitados pelo sistema de acumulação em conjunto com os valores de corrente que seriam aproveitadas se não existissem cortes de carga devido à atuação do controlador de carga.

#### 6.1.6. Comparação entre Valores de Tensão Medidos e Calculados

Ao Analisar o comportamento do sistema de acumulação, formado por quatro baterias de 150 Ah, em condições de operação (Figura 6.7), observa-se que a comparação entre valores medidos e calculados, em uma base de tempo horária, mostra um bom comportamento com desvios máximos da ordem de 3,5% e um coeficiente de correlação  $R^2=0,9$ .

Através de uma análise dos desvios entre valores medidos e calculados, determinou-se que estas diferenças ocorrem principalmente quando existem passos discretos de aumento e diminuição de corrente sobre a bateria e quando a corrente de carga/descarga tem um valor baixo. O modelo responde bem antes e depois de passar de um estado de carga para um estado de

repouso e vice-versa, ou quando passa de um estado de descarga para um estado de repouso e vice versa.

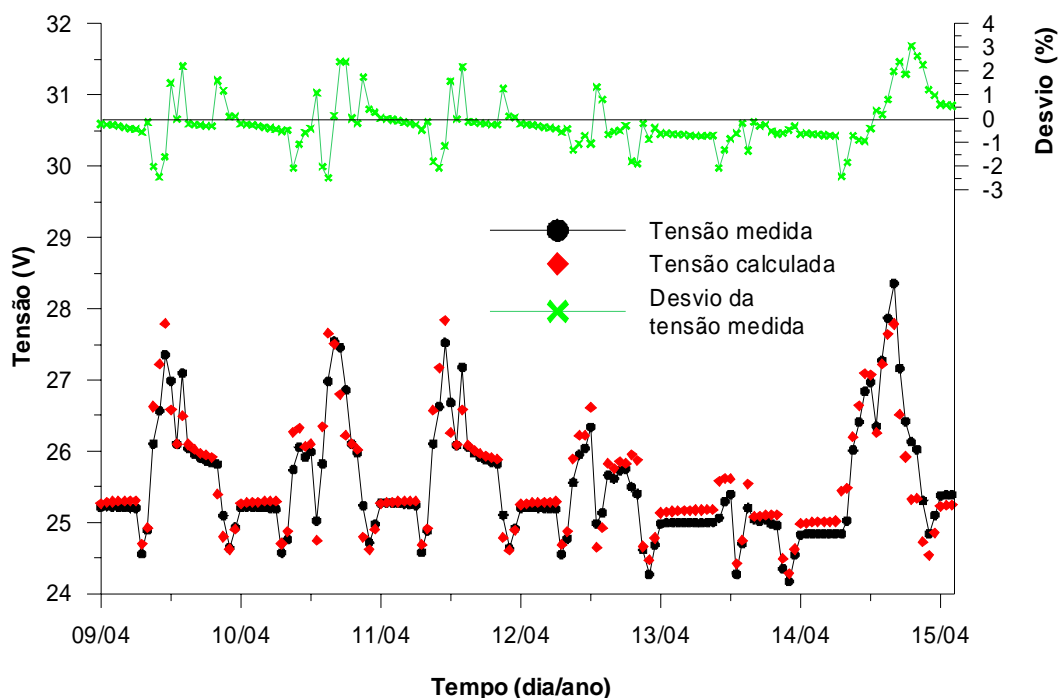


Figura 6.7. Valores de tensão medidos e simulados para o banco de baterias do sistema fotovoltaico experimental.

#### 6.1.7. Comparação entre Valores de Potência Medidos e Calculados

A análise do comportamento do sistema de geração e de acumulação permite a comparação entre a potência gerada e os valores de potência estimados através dos cálculos.

Para realizar esta verificação foi calculada a potência horária gerada no sistema e na sequência foi determinada a potência obtida com os algoritmos anteriormente apresentados. Na

Figura 6.8 são apresentados os valores medidos, os valores calculados e os desvios que existem entre ambos. Analisando esta figura pode-se observar que existe uma elevada correlação ( $R^2 = 0,996$ ) e desvios máximos de 7 W (aproximadamente 4%), permitindo concluir que os modelos utilizados são apropriados para uma simulação em uma base horária de tempo e, por consequência, para determinar a confiabilidade de SFA ao longo do tempo.

Nos dias 9 e 11 de abril, o controlador de carga atuou porque a tensão no banco de baterias superou o limiar estabelecido como máxima tensão de carga. O efeito de corte de carga das baterias produz uma perda energética, já que parte da energia que disponibiliza o sistema de geração não é aproveitada. Especificamente para os dias compreendidos entre 8 e 16 de abril calculou-se que a energia total que o sistema de geração podia entregar era de 9,97kWh,

enquanto a energia realmente utilizada foi de 6,36 kWh. Desta forma, perdeu-se 36% da energia disponível.

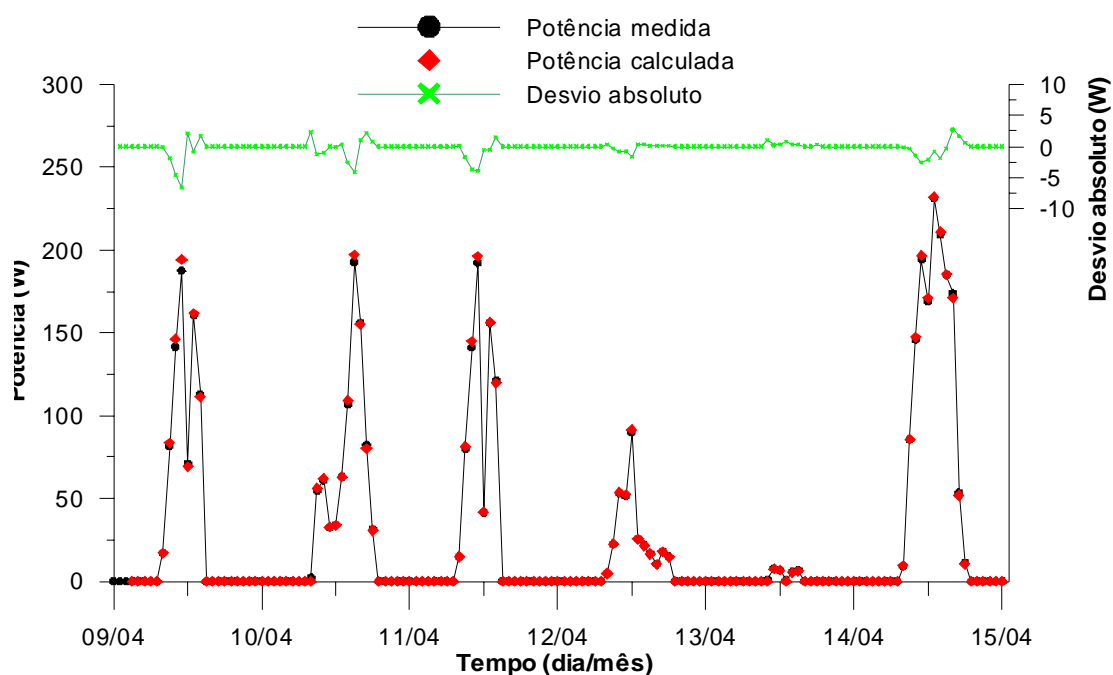


Figura 6.8. Curvas de potência medida e calculada durante seis dias.

## 6.2. Influência do Tempo de Operação das Baterias

Os valores de tensão medidos nas baterias e calculados mostraram uma elevada correlação e pequenos desvios para um período de tempo de seis dias. Estes valores foram determinados após quatro meses de estar o sistema experimental em operação (mês de abril de 2008). Considerando que podia apresentar-se uma defasagem (desvio crescente) entre valores de tensão medidos e simulados para um período maior de tempo, também foi calculado o valor horário de tensão ao longo de todo o mês de abril de 2008. Os valores de tensão obtidos na simulação, em conjunto com os valores medidos e correspondentes desvios, são apresentados na Figura 6.9. Nesta figura observa-se que não existe um desvio crescente entre valores simulados e medidos ao longo de 30 dias. O modelo de simulação apresentou uma boa correlação ( $R^2=0,88$ ), com desvios máximos da ordem de 3,8% e desvios médios da ordem de -0,1%, ou seja, ao longo de um mês de simulação o modelo matemático para o cálculo da tensão mostrou-se adequado, não apresentou o efeito de defasagem e os desvios calculados são de ordem similar aos encontrados no Item 6.1.6.

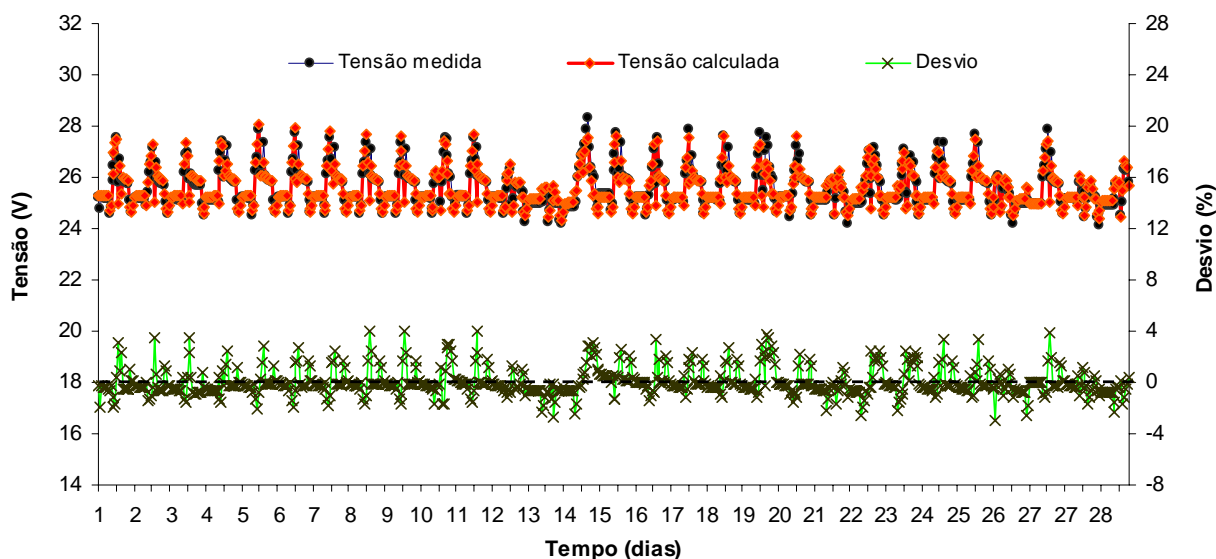


Figura 6.9. Tensão calculada e medida nos terminais do banco de baterias, para o mês de abril de 2008.

Previendo que o efeito de acumulação de danos nas baterias, devido às próprias condições de operação, levaria a uma possível perda de capacidade do sistema de acumulação, nos meses subsequentes continuou-se monitorando o comportamento do sistema experimental. Logo, foi realizada uma análise similar à que fora realizada no mês de abril, mas para o mês de outubro do mesmo ano.

Como as condições de operação nos seis meses anteriores a esta nova simulação influenciam diretamente o *EC*, no começo da simulação o valor do *EC* foi ajustado para que os valores de tensão medidos coincidisse com os simulados. A comparação entre dados medidos e simulados ao longo do ano 2008 não foi realizada devido a que fatores externos impediram a medição contínua do sistema experimental (roubo da fiação, faltou energia elétrica por períodos de tempo acima da capacidade do *no-break*, desligaram o sistema, etc.).

Na Figura 6.10 apresentam-se os valores de tensão medidos e simulados durante o mês de outubro de 2008. Os resultados medidos e calculados mostram uma clara defasagem entre os valores de tensão, estes desvios podem ser associados à perda de capacidade das baterias. Além da defasagem, também existe uma diferença entre as amplitudes nos valores de tensão medida e calculada (tanto no processo de carga e descarga), devido à perda de capacidade do sistema de acumulação. Na Figura 6.10, analisando os desvios, corrobora-se a defasagem e as diferenças nas amplitudes no valor da tensão.

Nesta simulação encontrou-se um coeficiente de correlação  $R^2=0,62$ , consideravelmente menor que o encontrado para o mês de abril, desvios máximos da ordem de 10,0% e desvios médios da ordem de -1,2%.

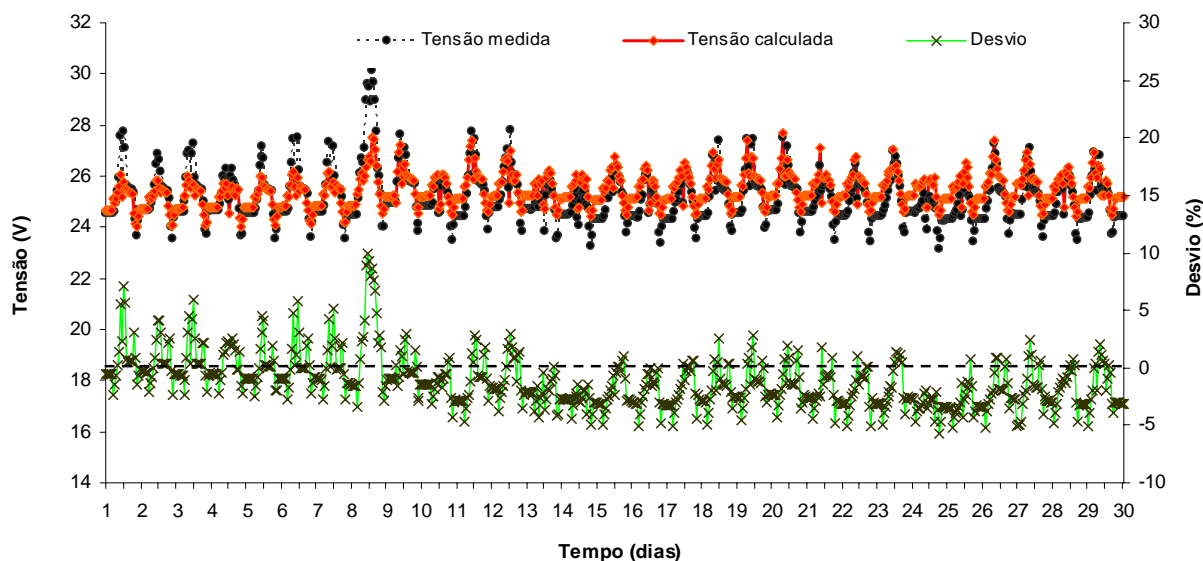


Figura 6.10. Tensão calculada sem considerar a perda de capacidade do sistema de acumulação e medida nos terminais do sistema de acumulação, para o mês de outubro de 2008.

Uma nova simulação foi realizada partindo do mesmo estado de carga inicial e considerando uma perda mensal de capacidade de 3%, o que levou a começar a simulação com uma capacidade da bateria de aproximadamente 100 Ah (3 % mensal em 9 meses). Esta perda foi calculada utilizando a metodologia apresentada no Capítulo 5.2. Nesta nova simulação conseguiu-se diminuir as diferenças entre amplitudes dos valores máximos e mínimos de tensão, mas não se conseguiu contra-restar o efeito da defasagem nos valores de tensão de repouso. Para corrigir este efeito deve ser considerada uma diminuição na eficiência de carga e descarga causada por uma ação conjunta dos mecanismos de degradação que diminuem a capacidade do sistema de acumulação de aceitar e entregar energia.

Desta forma, foi alterada a equação que calcula a eficiência de carga da bateria considerando o efeito da perda de capacidade. A eficiência no processo de descarga, que anteriormente considerou-se de 100%, foi modificada para que diminua considerando as condições de operação precedentes.

É importante destacar que os ajustes foram realizados seguindo o comportamento medido nas baterias automotivas ensaiadas, ajustes que são expressos como uma relação entre a capacidade nominal e corrigida, pelo que alguns dos parâmetros ponderados poderiam ter que ser revisto para outros casos. Desta forma, a Eq. (6.2) e a Eq. (6.3) apresentam as novas expressões para o cálculo da eficiência na carga e na descarga da bateria, respectivamente. Estas modificações não introduzem efeito nenhum sobre o cálculo quando o sistema de acumulação não sofre degradação.

$$\eta_{cb} = 1 - \exp \left[ \frac{c \left( \frac{C_{corr}}{C_n} \right)}{d + \frac{I_c}{I_{20}}} (1 - EC) \right] \quad (6.2)$$

$$\eta_{db} = 1 - \left( 1 - \frac{C_{corr}}{C_n} \right)^{0,16} \quad (6.3)$$

No entanto, com estas modificações não se chegou ao resultado esperado, e ainda constatou-se uma defasagem e diferentes amplitudes de tensão. Para conseguir um ajuste adequado, o valor da capacidade foi reduzido a 1/3 da capacidade nominal, valor maior que o determinado segundo o cálculo de degradação, e a perda de capacidade para o mês de outubro atingiu um valor de 10% (do valor de capacidade corrigido). Após estas modificações obtiveram-se os valores de tensões apresentados na Figura 6.11.

Nesta última simulação encontrou-se um coeficiente de correlação  $R^2=0,80$ , menor que o encontrado para o mês de abril, mas maior que o calculado sem realizar a correção de capacidade e eficiência, desvios máximos da ordem de 5% e desvios médios da ordem de -0,25%.

Para os meses de novembro e dezembro acharam-se comportamentos similares aos obtidos no mês de outubro, mas com uma maior perda de capacidade.

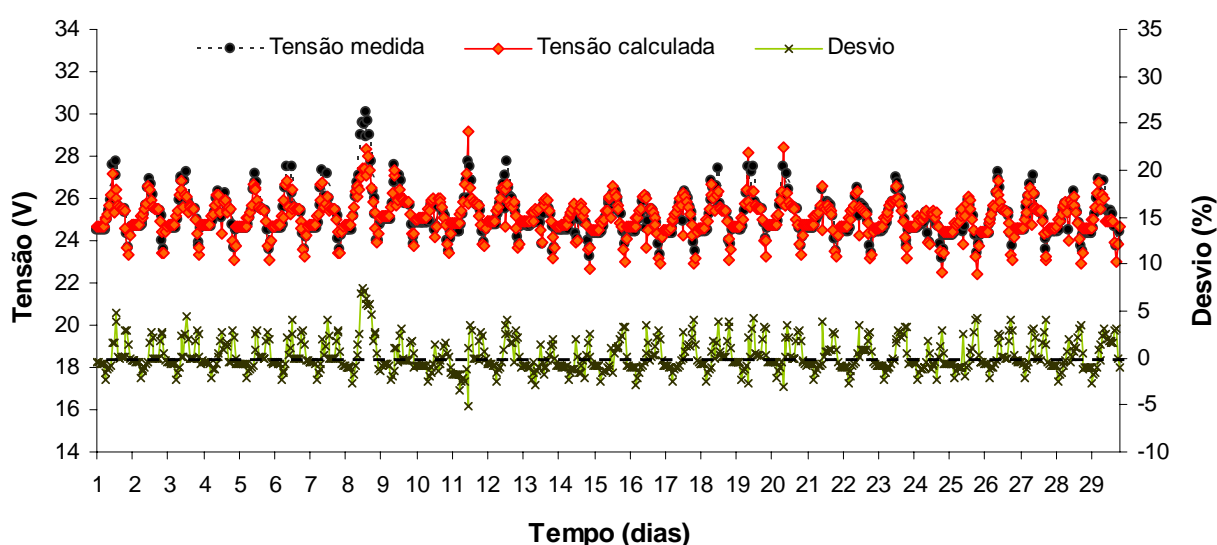


Figura 6.11. Tensão calculada corrigida, considerando a perda de capacidade e de eficiência, e medida nos terminais das baterias no mês de outubro 2008.

Para interpretar este inesperado comportamento nos valores de tensão e compreender as grandes modificações que devem ser realizadas para conseguir um adequado ajuste, foi realizada uma avaliação das baterias para ver se realmente poderiam ter perdido 1/3 de sua capacidade e, desta forma, explicar porque o modelo matemático utilizado na simulação, com todas as considerações realizadas, não se ajustava aos valores medidos. Por tanto, foram caracterizadas novamente cada uma das baterias, que estavam em operação no SFA experimental, utilizando a bancada de ensaios para baterias apresentada na seção 4.4.2.

Os resultados de capacidade obtidos, determinados segundo as normas ABNT 6581, são apresentados na Figura 6.12 (a). Na Figura 6.12 (b) apresenta-se a posição das quatro baterias instaladas no sistema com sua correspondente designação.

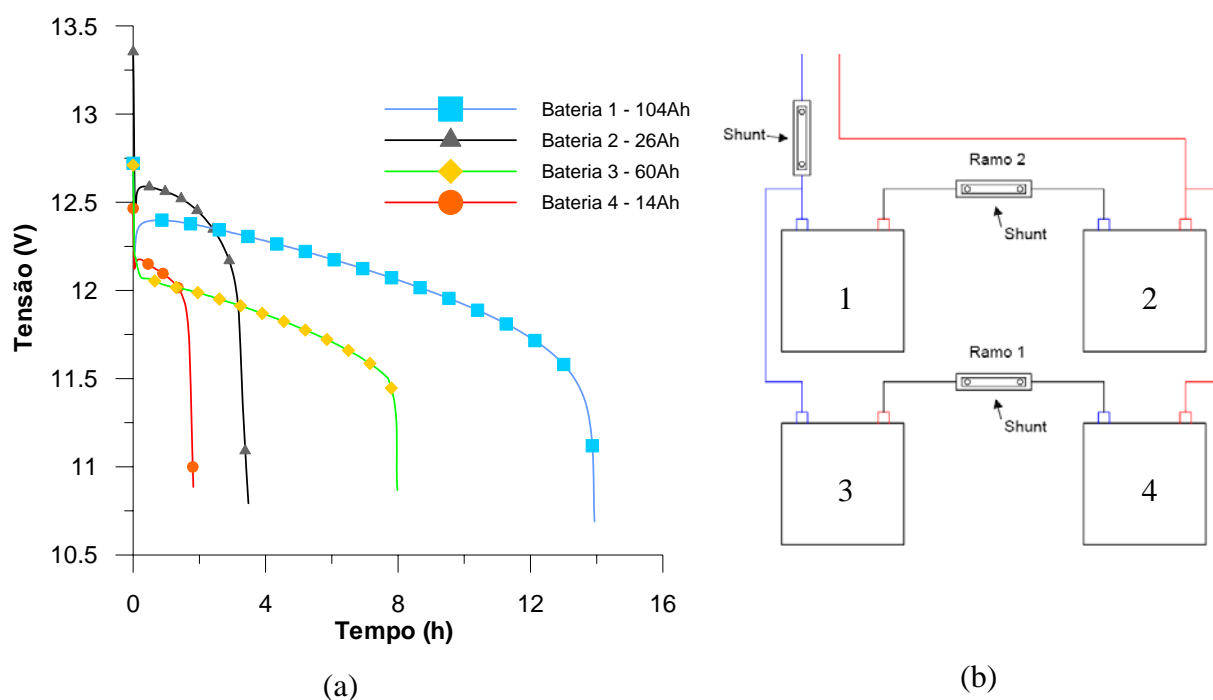


Figura 6.12. (a) Curvas de variação da tensão medida em um processo de descarga, com corrente constante ( $C_{20}$ ), para as quatro baterias instaladas no sistema experimental após um ano de operação, (b) diagrama de conexões utilizadas.

Como se observa na Figura 6.12 (a) ocorreu uma grande perda de capacidade em todas as baterias, principalmente nas baterias 2-4, duas baterias instaladas em ramificações paralelas (Figura 6.12 (b)).

Para determinar o efeito da diferença de capacidade de cada bateria sobre a tensão do sistema de acumulação foi realizado um novo ensaio de carga e descarga, medindo a tensão e corrente do banco, a tensão nos terminais de cada bateria e a corrente de cada ramo do sistema de



acumulação (Figura 6.12 (b)). Para realizar este ensaio a bancada para caracterizar baterias foi modificada, agregando novos elementos e configurando o programa de aquisição de dados para conseguir medir as novas variáveis.

Antes de realizar este ensaio o banco de baterias foi equalizado e deixado em repouso durante um dia (com as baterias ligadas eletricamente entre elas) para que as tensões do sistema se equilibrem. Durante este processo verificou-se uma circulação de correntes entre elas e enquanto as tensões de umas baterias subiam as das outras diminuía. De todos os modos, as correntes de circulação foram relativamente elevadas apenas no começo do processo (da ordem de meio ampère), com o tempo foram caindo até atingir valores da ordem de milésimos de ampères. Na seqüência, realizou-se um ensaio de descarga com uma corrente de 7,5A e um controle para interromper o ensaio quando o banco de baterias atingisse o valor de 21 V. Desta forma, analisado o tempo transcorrido até chegar ao valor antes especificado, pode-se calcular a capacidade remanescente do banco após um ano de operação.

Durante o ensaio foram registradas as correntes de cada ramo do circuito e tensões individuais das baterias. Após 2h de ensaio a tensão da bateria 2 apontava um valor de tensão abaixo do mínimo para cada bateria (Figura 6.13), ou seja, apresentava uma tensão abaixo da metade do valor estipulado para deter a descarga do banco. Por esta razão o ensaio foi interrompido, embora o banco de baterias não tivesse atingido seu valor de corte (21 V). Analisando os resultados do ensaio (Figura 6.13) observa-se um comportamento bem diferenciado entre as baterias 1 e 3 e as baterias 2 e 4. Enquanto a tensão nas baterias 1 e 3 não sofreram grandes variações durante a descarga e mantiveram-se com uma tensão superior a 12,3 V, a bateria 2 atinge a tensão limite de descarga e a bateria 4 teve a mesma tendência, mas sem atingir um valor de tensão tão baixo. Além disto, as baterias 1 e 3 sofreram uma inversão no seu comportamento após 1h 30 min. do início do ensaio, enquanto nas baterias 2 e 4 apresentaram curvas de tensão de descarga com degraus. Este comportamento pode ser explicado, em parte, pela corrente que circula em cada ramo. Observa-se que os valores de corrente para cada ramo não são iguais; enquanto pelas baterias 1 e 2 circulam correntes da ordem de 1A, nas outras duas baterias a corrente que circula é da ordem de 6,5A. Este comportamento se mantém por aproximadamente 1h e 30 min., após o qual é verificada uma inversão da tendência das correntes de cada ramo, ocasionando um efeito similar sobre os valores de tensão das baterias 1 e 3 (fenômeno também medido por Wu et al, 2006). O fato de circular correntes diferentes se traduz em resistências diferentes e em *EC* diferentes. Vinculando os valores de tensão com valores de *EC* fica claro que as baterias 2 e 4 estão quase totalmente descarregadas (sofrendo o efeito de sulfatação nas suas placas) enquanto as outras duas baterias apenas têm entregado uma pequena

parcela de sua carga. Assim sendo fica claro que em cada ramo existem baterias que foram mais prejudicadas, afetando fortemente sua capacidade de reter carga.

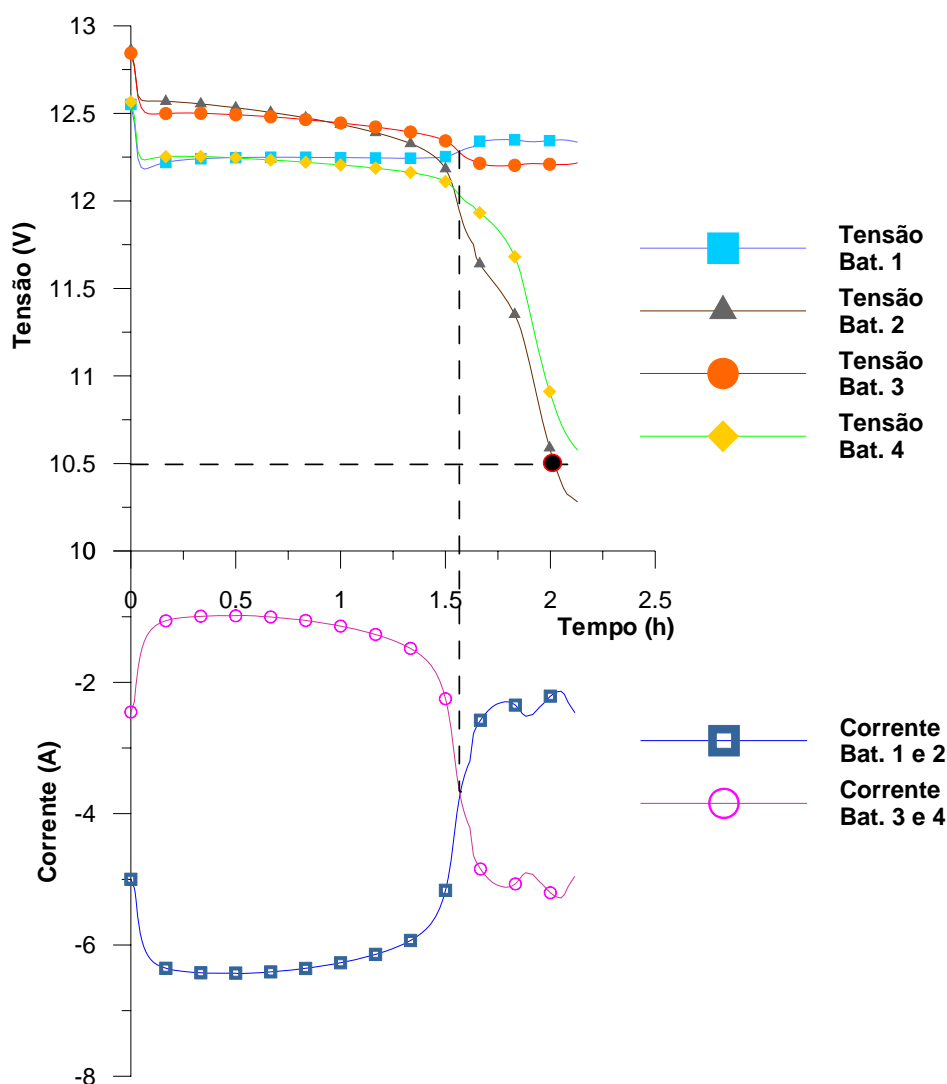


Figura 6.13. Curvas de tensão medida nos terminais de cada bateria e correntes que circulavam por cada ramificação para um processo de descarga do sistema de acumulação.

O desempenho individual de cada bateria se traduz em um comportamento como o apresentado na

Figura 6.14 para o banco, onde no momento de interrupção da descarga a tensão era de 22,9 V. Observa-se nesta figura que a corrente de descarga foi constante durante todo o ensaio e que o comportamento individual das baterias se traduz em uma curva de tensão de descarga do banco com um perfil com degraus. A tendência da curva de tensão na descarga assume um comportamento análogo ao da bateria que apresentou os menores valores de tensão, produzindo uma redução notável na capacidade do banco e deformações no perfil da curva de descarga.

Desta forma, a capacidade do banco medida foi de 15 Ah. Poder-se-ia continuar com o processo de descarga até chegar ao valor de corte estipulado, mas com esta ação seria afetado fortemente o desempenho e vida das baterias com menor tensão.

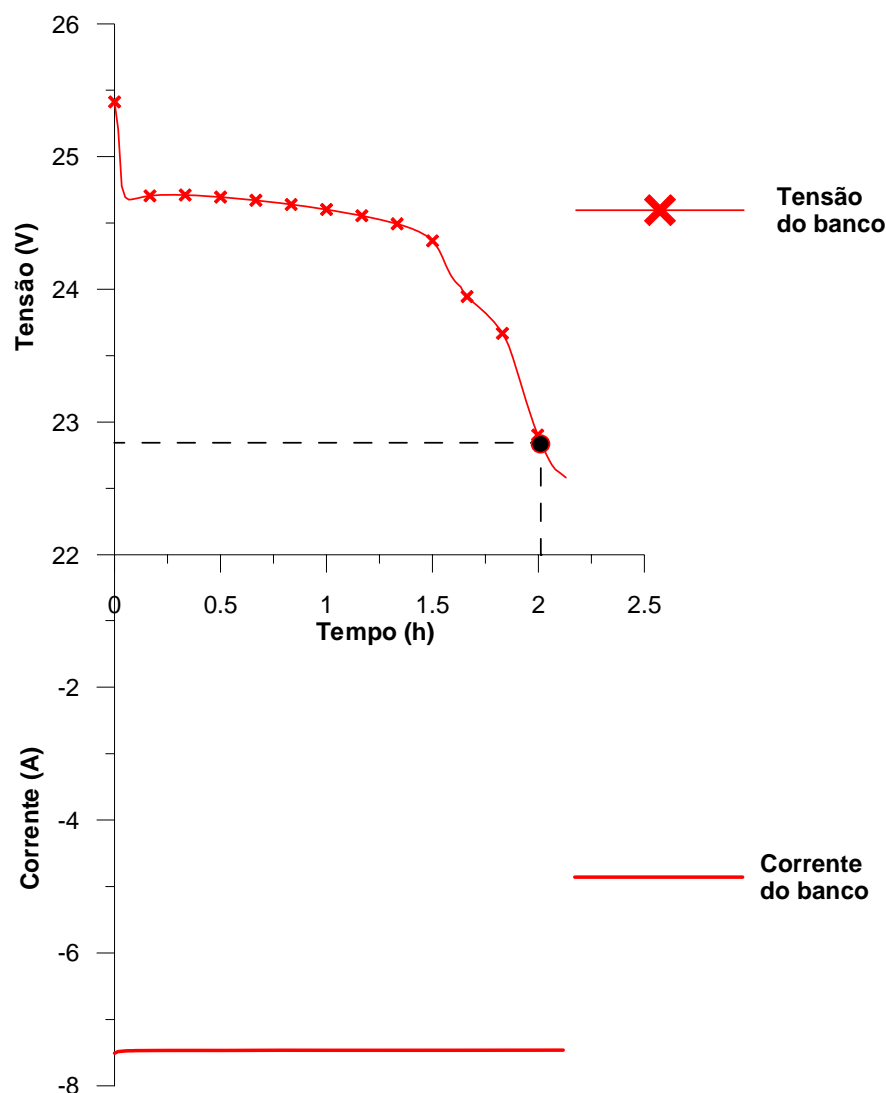


Figura 6.14. Tensão e corrente medida em um processo de descarga, no sistema de acumulação após um ano de operação.

No sistema experimental a tensão de corte da associação de baterias na descarga foi definida em 22,4 V, valor que o sistema várias vezes atingiu durante os meses de novembro e dezembro de 2008. Nestas condições as baterias com menor tensão (2 e 4) estavam em condições de serem fortemente influenciadas no seu desempenho pelos efeitos de degradação. Este fato explica em parte a grande perda de capacidade e, por conseguinte, sua defasagem com os valores simulados.

O comportamento experimental não pode ser seguido na simulação tendo em vista que o efeito de degraus não é considerado por nenhum dos modelos matemáticos. Para acoplar

baterias de diferentes capacidades e conseguir simular seu comportamento teria que ser realizado uma nova modelagem que permita representar individualmente cada bateria e posteriormente realizar sua soma em paralelo ou em série segundo o tipo de conexão desejada.

Para o processo de carga também se analisaram individual e conjuntamente os comportamentos da tensão e da corrente do sistema de acumulação. Estes valores são apresentados na Figura 6.15. Os valores de tensão tiveram também comportamentos anômalos, sem seguir o comportamento da curva de carga tradicional.

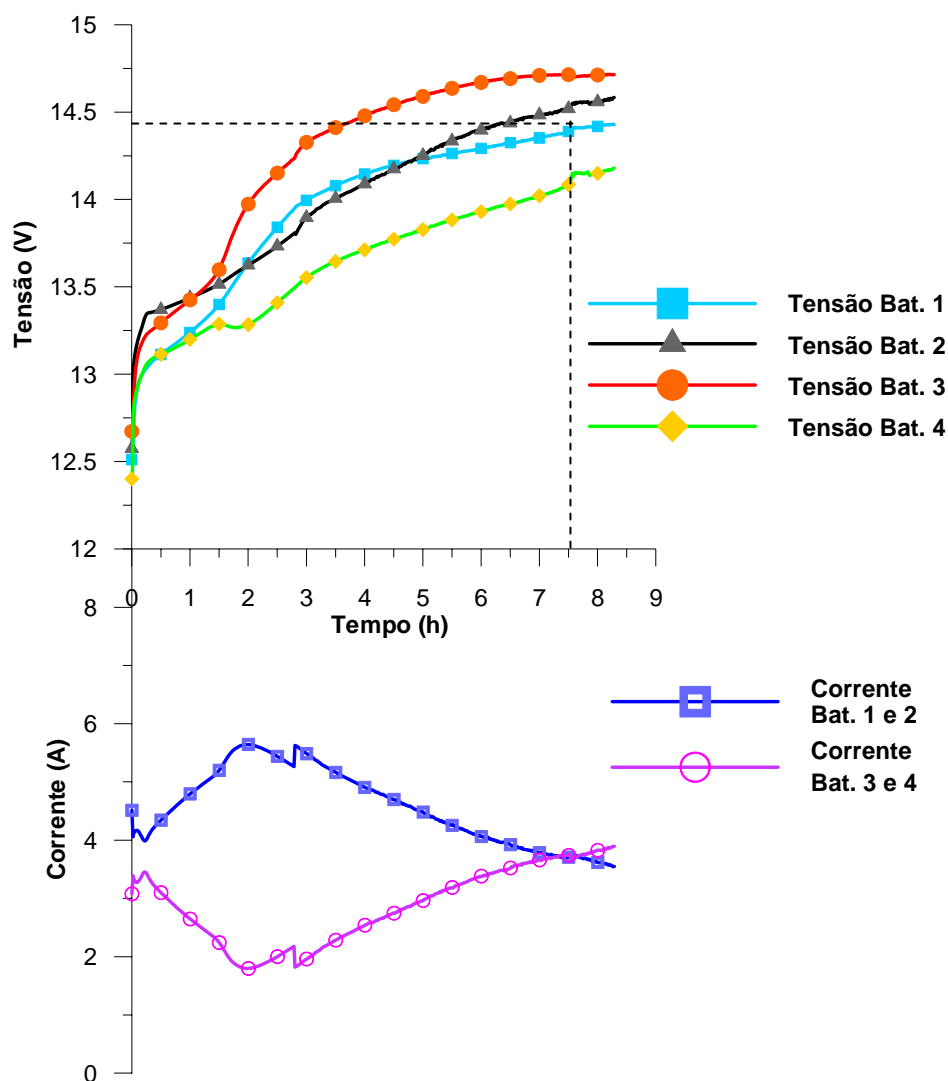


Figura 6.15. Tensão e corrente medida em um processo de carga, no sistema de acumulação após um ano de operação do SF experimental.

Analisando as curvas de tensão, não foi possível determinar claramente pares de baterias com igual comportamento, mas pode-se dizer que o perfil de evolução de tensão da baterias 2 e 4 seguiram uma tendência enquanto a 1 e 3 outra. Analisando os valores das

correntes observou-se que novamente existiram valores diferentes de corrente para cada ramo, diferenças que se refletem no comportamento da tensão.

A curva de tensão no processo de carga do banco de baterias é apresentada na

Figura 6.16 onde, através de uma corrente de carga constante de 7,5A, após 8 h de ensaio atingiu-se o valor de tensão de corte de carga, estipulado em 28,8 V, e mostra que a eficiência faradaica do sistema de acumulação é menor que 35%. Analisando a Figura 6.15 observa-se que as baterias 2 e 3 superaram o valor de 14,4 V considerado como corte de carga para cada bateria (onde acontecem fenômenos de corrosão), enquanto as baterias restantes não atingiram este valor. Novamente esta distribuição diferenciada de correntes leva a uma curva de tensão na carga do banco que não conseguem ser seguidas adequadamente pelo modelo de simulação implementado.

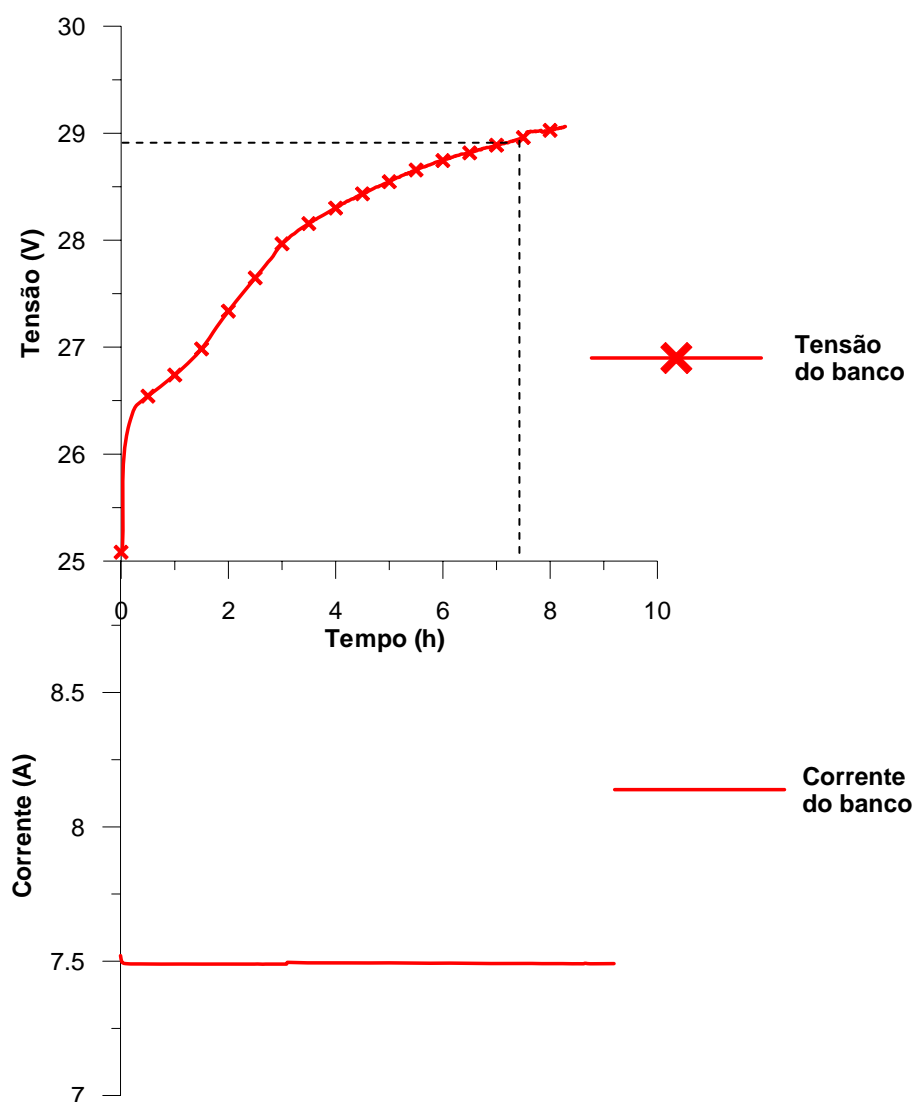


Figura 6.16. Tensão e corrente medida em um processo de descarga, no sistema de acumulação após um ano de operação do SF experimental.

Para explicar a perda prematura de capacidade das baterias não é válida a hipótese de que esta se deve à conexão em série de baterias com capacidades muito diferentes, pois as baterias tinham capacidades quase iguais no momento de por em funcionamento o SF. Assume-se então que estas pequenas diferenças de capacidades produzem pequenas diferenças nas  $R_i$ , e por esta razão em processos de carga e descarga (durante as condições de operação) a bateria de menor resistência interna entregava e recebia mais carga, levando a mesma a trabalhar em ciclos mais profundos de carga e descarga. Isto reduz continuamente sua vida útil e cria um desequilíbrio de capacidades entre as baterias que compõem o sistema de acumulação.

Quando todas as baterias conectadas em série possuem características similares, a corrente que circula por cada uma delas é igual à corrente que passa por todas elas e a tensão do sistema será igual à soma das tensões individuais. Em baterias de iguais características ligadas em paralelo a corrente é equilibrada e igualmente distribuída em cada ramo do circuito. Se as capacidades das baterias são diferentes a situação é mais complexa. Teoricamente cada bateria apresenta a mesma tensão, mas como se distribuem as correntes por cada ramo é um fenômeno de difícil determinação. Neste caso já não é possível considerar que a corrente que circula por cada ramo será a metade da corrente demandada.

Quando duas baterias com capacidades diferentes são conectadas em série, existe uma clara possibilidade de que a de menor capacidade encontre-se, várias vezes durante a operação do sistema, em um estado de sobre descarga. Em baterias que operam em sobre descarga a sua resistência interna aumenta, o processo de sulfatação aumenta e a sua capacidade diminui, afetando o desempenho e tempo de vida da bateria e do banco. Esta situação não pode ser detectada através do valor de tensão do conjunto de baterias.

Em um sistema com baterias conectadas em série, a falha de uma delas, por estar trabalhando em prolongado período em sobre descarga, prejudica seriamente o desempenho do sistema, situação que deve ser evitada.

A corrente distribuída entre os ramos paralelos de baterias com diferentes capacidades mostra que, embora o sistema seja descarregado com uma corrente constante, as correntes que circulam por cada ramo não são constantes, não são iguais e não tem uma relação proporcional com as capacidades das baterias em cada ramo. Os valores de corrente que circulam por cada ramo variam durante a descarga (assim como o valor de tensão). Existe um período em que se estabilizam os valores de corrente que circula por cada ramo, após o começo e antes do fim do ensaio. Nesta última etapa observa-se uma grande variação no valor da corrente que circula em cada ramo.

A combinação de conexões de baterias em série e paralelo resulta em uma soma de efeitos prejudiciais, tanto de sobre descarga nas baterias conectadas em série como de amplificação deste último efeito, devido a correntes elevadas circulando pelo ramo com menor resistência.

Pelo exposto, é importante destacar que se deseja aumentar a capacidade de um sistema de acumulação, conectando baterias em paralelo, deve ser considerado que pequenas diferenças nas capacidades das baterias ou um possível defeito em alguma delas pode ocasionar uma perda acelerada na capacidade do sistema. Em uma simulação, determinar quando aparece o efeito de aceleração de perda de capacidade é muito difícil, já que é um fenômeno que não é fácil de prever. Sugere-se que para a simulação continue sendo considerada uma degradação linear, mas quando tem baterias em paralelo considere-se que podem aparecer diferenças nas correntes que circulam que podem ocasionar uma aceleração no processo de degradação. Para ponderar este efeito pode ser utilizado um fator que aumenta o processo de degradação das baterias ou pode-se considerar que as baterias têm uma menor vida útil.

Em sistemas experimentais, uma forma de evitar este efeito (perda prematura de capacidade e possível falha do sistema) é monitorar a tensão individual de cada bateria e, dessa forma, quando exista uma importante diferença entre tensões, e uma delas esteja perto do valor mínimo de desconexão, deter a descarga do sistema de acumulação. Da mesma forma é possível controlar um processo de carga adequadamente.

Outro elemento que deve ser monitorado é a corrente em cada ramo do circuito de conexão de baterias, tendo em vista que diferenças entre correntes é uma clara demonstração de que existem diferenças de capacidade entre as baterias, o que fará que trabalhem em *EC* diferentes.

Em resumo, em simulações por computador o efeito de diferenças no comportamento individual e suas conseqüências ao longo do tempo são de difícil determinação, já que existem muitos fatores aleatórios que afetam o comportamento, mas em um sistema experimental seria possível ser levado em conta através de uma medida individual das tensões e correntes de cada ramo. Desta forma pode-se determinar o momento de trocar uma bateria ou o conjunto de baterias.

Assim, existe a necessidade de definir um novo parâmetro que considere a perda acelerada de capacidade devido à conexão em paralelo de baterias. Este parâmetro afetará o cálculo da perda de capacidade e ao cálculo da eficiência de carga e descarga.

### 6.3. Influência da Base de Tempo de Simulação

Em geral as simulações para determinar o comportamento de SFA são realizadas em uma base de tempo horária, devido que os dados de radiação solar e temperatura são encontrados, nos melhores dos casos, com esta cadencia temporal. Métodos para gerar sinteticamente estes dados são também criados e verificados com esta base de tempo.

Nos pontos tratados anteriormente foi analisado o comportamento de um SFA utilizando simulações horárias. Com o intuito de corroborar se o equacionamento desenvolvido é apropriado para simulações com base de tempo menores, ao longo de seis dias, foram realizadas simulações que calculam o comportamento do sistema minuto a minuto.

Com uma instalação experimental em funcionamento efetuaram-se testes que determinam o comportamento dos parâmetros fundamentais para cada minuto. Na Figura 6.17 apreciam-se as diferenças que existem nos valores de corrente gerada e tensão considerando valores médios horários em comparação a dados adquiridos a cada minuto.

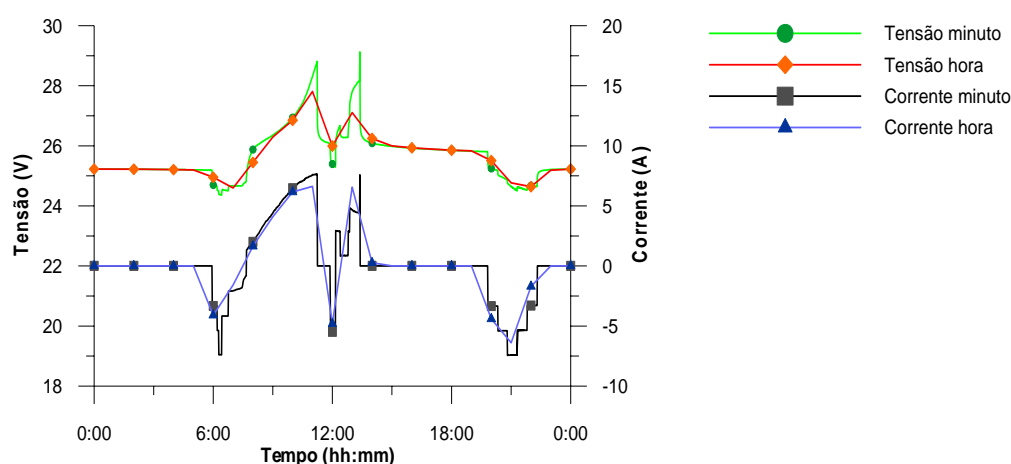


Figura 6.17. Valores de corrente e tensão medidos minuto a minuto e seus valores médios horários ao longo de um dia.

Estas variações afetam dinamicamente o comportamento de carga e descarga da bateria, fato que deve ser avaliado em uma simulação detalhada.

Na Figura 6.17 a aquisição de dados foi realizada de minuto a minuto e foram calculados os valores médios horários dos dados, sendo que ambos são apresentados. Observa-se que valores médios horários conseguem um bom seguimento do comportamento, mas no momento de analisar o comportamento dinâmico (em menores intervalos de tempo) para grandes variações de radiação ou de consumo, valores de tensão e corrente possuem valores superiores aos valores médios. Este comportamento modifica o valor de tensão no sistema de



armazenamento, fazendo com que valores horários nunca atinjam valores que são selecionados para interromper a carga das baterias através de controlador. Desta forma, em simulações horárias, não é possível simular a atuação do controlador de carga considerando o valor médio horário da tensão, já que a carga da bateria não seria limitada. Por esta razão para simulações em base de tempo horário deveria ser utilizado o *EC* para que atue no corte de carga.

### 6.3.1. Resultados Medidos e Calculados

Para verificar o comportamento dos modelos matemáticos foi realizada uma comparação dos resultados calculados frente aos obtidos na instalação fotovoltaica experimental apresentada no Capítulo 4.

No sistema experimental, para este estudo em particular, foram escolhidos perfis de consumo que estão distribuídos ao longo do dia, entre as 6:00 h e 14:00 h, e de noite entre as 20:00 h e 22:30 h.

Na Figura 6.18 mostram-se os valores medidos de tensão da bateria, corrente gerada pelos módulos e energia consumida pelas cargas, ao longo de seis dias de aquisição. Nesta figura observa-se como a variação na corrente gerada, diretamente relacionada com a irradiância incidente no painel, afeta o comportamento do valor da tensão do sistema de acumulação. Esta última é quem determina o ponto de trabalho dos módulos fotovoltaicos. Também se pode apreciar que nos dias 8, 9 e 11 de abril, o controlador da carga interrompeu a carga das baterias quando a tensão das mesmas alcançou o valor de 28,8 V (valor selecionado no controlador de carga). A atuação do controlador de carga aconteceu em dias de céu limpo (sem nuvens).

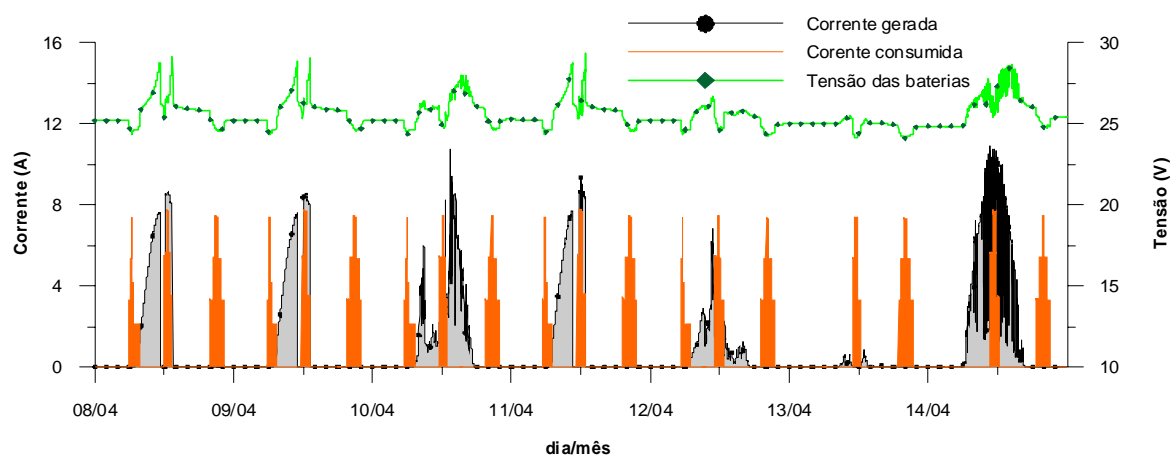


Figura 6.18. Valores monitorados pelo sistema de aquisição da instalação experimental, de tensão do banco de baterias, de corrente gerada e consumida durante seis dias em operação.

Analisar como as variações dos parâmetros medidos afetam o desempenho do sistema é importante no momento de avaliar os problemas que podem surgir em simulações em menores intervalos de tempo. Demandas de corrente de várias vezes o valor da corrente para um regime  $C_{20}$  em intervalos pequenos de tempo (ligação de um motor) podem ocasionar tensões abaixo do valor mínimo de corte do controlador de carga, efeito que em simulações em intervalos horários não seriam computados, assim como simulações que atuam segundo o valor de  $EC$  do sistema de armazenamento. Situação similar, mas oposta, pode acontecer quando existem elevadas correntes de carga em pequenos intervalos de tempo, como as verificadas para dias com muitas nuvens devido ao efeito de concentração que estas produzem (como sucedeu no dia 10 e 14 de abril onde foram medidos valores de irradiância de  $1250 \text{ W/m}^2$ ).

Os valores medidos e mostrados na Figura 6.18 têm por objetivo observar o funcionamento integrado dos diversos componentes do sistema experimental, a partir das relações entre o gerador e sua energia primária, somado ao papel do banco de baterias para garantir a satisfação da demanda. Em qualquer dos períodos analisados, a energia demandada pela carga é sempre satisfeita, ou pela energia fornecida pelo gerador exclusivamente, ou pela extração de parte da energia necessária do banco de baterias, como acontece após as 19 h.

Comprova-se que a corrente da bateria flui em um ou outro sentido, segundo a relação entre a potência demandada pelos aparelhos e a fornecida pelo gerador, aumentando ou diminuindo a energia armazenada e a capacidade disponível do banco de baterias, de modo a satisfazer o balanço energético do sistema.

Para a simulação do comportamento do sistema experimental, os valores de radiação e temperatura ambiente são formatados e utilizados no programa como valores iniciais. Estas grandezas são imprescindíveis, pois representam as energias primárias que determinam o funcionamento do painel fotovoltaico e sistema de armazenamento. O consumo da instalação também foi introduzido para operar dentro do sistema simulado com o mesmo perfil de carga com que funcionou o sistema experimental. As características das baterias obtidas experimentalmente (Vera e Krenzinger, 2008) foram inseridas como dados de entrada. Para este estudo em particular não foi considerado o efeito da velocidade do vento medida.

Na Figura 6.19 apresentam-se os valores de corrente gerados pelo painel fotovoltaico medidos e os calculados, assim como os valores de tensão. Desta forma, obtém-se uma comparação gráfica entre os valores medidos e calculados durante seis dias.

Analisando a Figura 6.19 observa-se que existe um desvio entre os valores medidos e simulados de corrente e estas diferenças são principalmente apreciadas para valores de irradiância baixos e elevados, mas em termos gerais, o comportamento da simulação é

satisfatório, apresentando desvios máximos na ordem de 2%. Os desvios entre os valores de tensão medidos e simulados são principalmente evidenciados quando existem grandes variações de irradiância, mas em termos gerais, o comportamento da simulação também é satisfatório, apresentando desvios máximos da ordem de 6%. A tensão das baterias em processos de carga e descarga apresentado na Figura 6.19, para baterias com um *EC* inicial igual a 0,9, pode ser analisada segundo a condição de carga ou descarga. Para dias limpos, com poucas nuvens, os valores de tensão calculados apresentam desvios baixos. Para dias com muitas nuvens o seguimento não é tão consistente. No entanto, após um período de repouso, os valores calculados novamente apresentam um melhor ajuste, ou seja, períodos de repouso cortam defasagens nos valores de tensão que aparecem em dias com muitas nuvens.

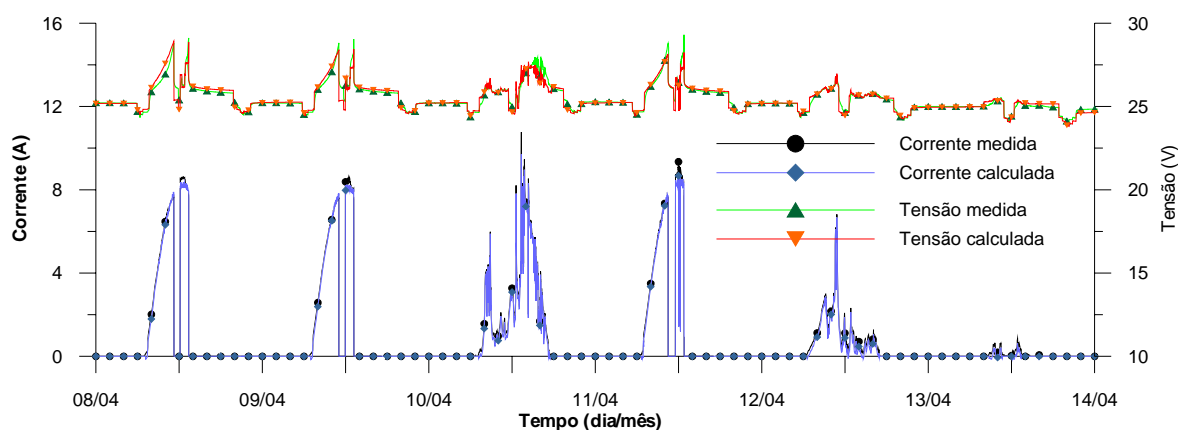


Figura 6.19. Valores de corrente e tensão calculados e medidos no sistema experimental.

Pode-se observar na Fig. 6.19 que o ajuste apresenta um desvio entre os valores medidos e calculados, estes desvios estão dentro de uma faixa considerada aceitável. Os valores calculados são suficientemente próximos para evitar que os cortes do controlador de carga, entre valores medidos e simulados, não coincidam e, por conseguinte apresentem uma diferente probabilidade de perda de carga ou distinta quantidade de energia não utilizada no sistema. Para os valores de corrente injetada na bateria calculados, procuraram-se erros menores tendo em vista a que esta corrente é a que governará o comportamento da tensão e *EC* da bateria. Por outro lado, a tensão da bateria determinará o ponto de polarização dos módulos.

Os valores medidos e calculados de tensão e corrente do sistema experimental foram correlacionados e apresentados na Figura 6.20. Nesta figura pode-se observar que existe uma elevada correlação entre os valores de corrente e, como foi exposto anteriormente, os principais desvios são experimentados para valores de irradiância maiores de  $900 \text{ W/m}^2$ , para dias com muitas nuvens e para valores abaixo de  $150 \text{ W/m}^2$ . Analisando a correlação existente entre valores de tensão (Figura 6.20 (b)) observa-se que existe uma dispersão mais acentuada que para

o cálculo da corrente, mas como ambos trabalham em conjunto e o valor de corrente depende da tensão, estes desvios para um sistema polarizado diretamente pela tensão das baterias permitem obter uma elevada correlação na potência útil (Figura 6.20 (c)).

Através de uma análise dos desvios entre valores medidos e calculados determinou-se que estas diferenças ocorrem principalmente quando existem passos discretos de aumento ou diminuição de corrente sobre a bateria, ou seja, o modelo tem uma boa resposta antes e depois de passar de um estado de carga para um estado de repouso e vice-versa. Também tem um bom comportamento quando passa de um estado de descarga para um estado de repouso e vice-versa. (para os quais o modelo de Copetti foi modificado para ter um melhor ajuste).

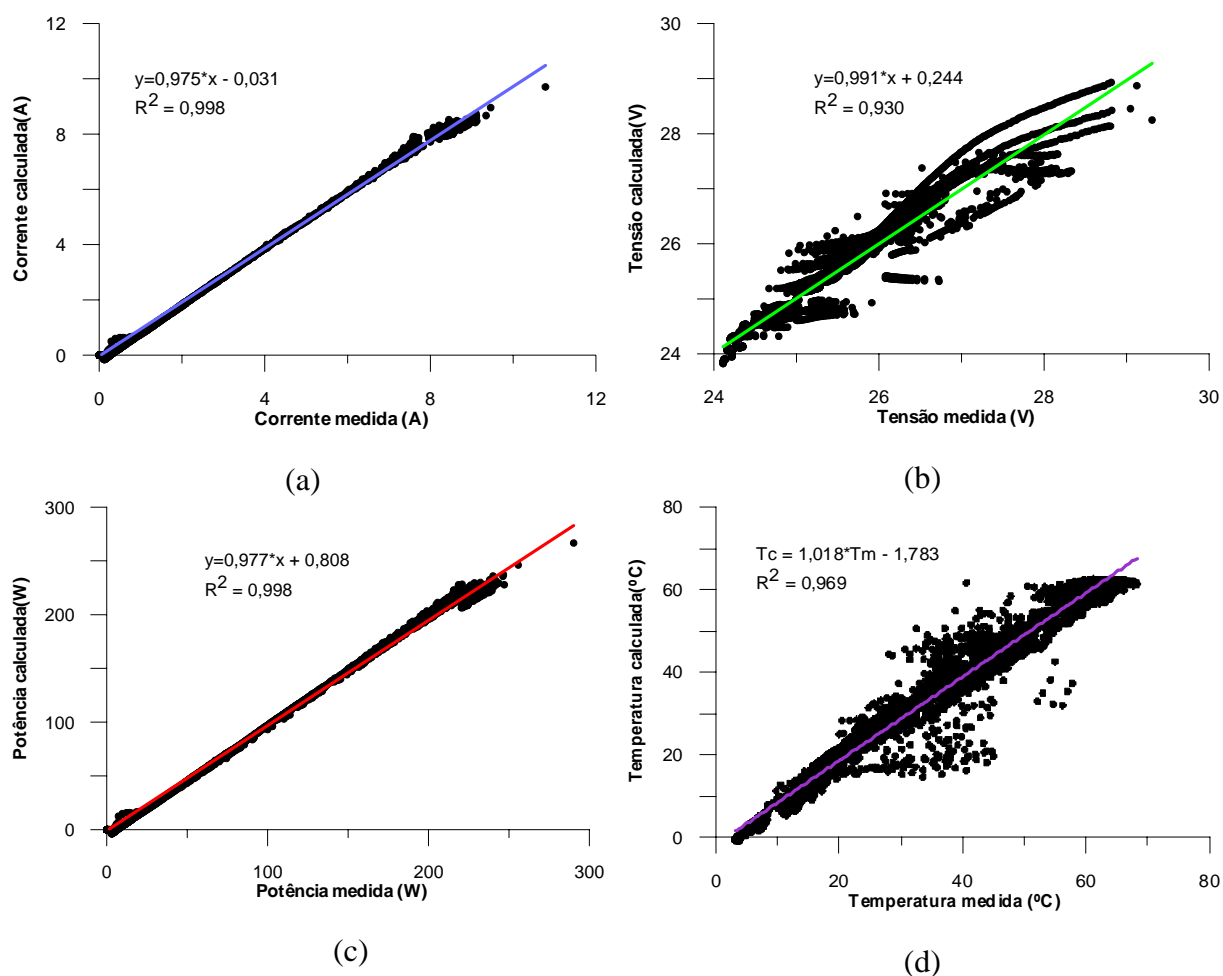


Figura 6.20. Correlação entre valores de a) corrente, b) tensão, c) potência e d) temperatura, medidos e calculados.

É importante destacar que o modelo de Copetti foi idealizado para condições quase estáticas. O estudo permitiu analisar a importância de desenvolver um modelo que se ajuste a condições de correntes variáveis e não apenas considerar modelos de carga e descarga para condições estáticas (correntes constantes).

A proposta para futuramente ainda melhorar o ajuste da equação de Copetti para condições dinâmicas é modificar os parâmetros aqui considerados constantes para que eles adquiram valores diferentes em função da condição anterior de carga ou descarga. Estes novos valores devem considerar as variações de corrente e sua correspondente tensão permitindo ao modelo responder a condições de operação de um SFA.

## 7. RESULTADOS DA APLICAÇÃO DO SOFTWARE

No momento de avaliar a instalação de um sistema fotovoltaico autônomo, os principais requisitos que estes sistemas devem satisfazer são: ser técnica e economicamente viáveis e assegurar o fornecimento contínuo de energia, ou seja, devem ser confiáveis. Para atingir estas metas é necessária uma apropriada determinação do comportamento deste tipo de sistemas.

Através de uma simulação é possível estimar o desempenho do sistema sob diversas condições de funcionamento, variando parâmetros que em tempo real poderiam corresponder a anos de operação. Os métodos de simulação numérica oferecem a possibilidade de melhorar o sistema incorporando modelos mais completos permitindo assim analisar aspectos adicionais, como por exemplo: a inclusão de novos elementos no sistema; informação sobre o funcionamento futuro da instalação, confiabilidade do sistema, etc.

### 7.1. Programa de Simulação

Para o dimensionamento e simulação dos sistemas, os elementos que compõem o mesmo geralmente são divididos em uma série de blocos para seu estudo individual. Estes elementos integrados, aplicando a metodologia apropriada, permitem obter um programa completo de dimensionamento e simulação. Em uma simulação de SF por computador são usados modelos de fluxo energético que mostram como os componentes do sistema interagem entre eles, produzindo, através de balanços de energia ao longo do tempo, os pontos de operação em cada instante. Estes pontos permitem conhecer o desempenho do sistema.

### 7.2. Probabilidade de Perda de Carga (LLP)

Após ter mostrado que os algoritmos apresentados representam corretamente o comportamento de um SFA, para analisar a confiabilidade do mesmo será utilizado o conceito de probabilidade de perda de carga, o qual está definido de duas formas diferentes: a primeira (Narvarte e Lorenzo, 1996) expressa como a relação entre o déficit e a demanda de energia durante o tempo de funcionamento da instalação (Eq. (7.1)) e a segunda (Ibrahim, 1995) definida como a relação entre o tempo em que se apresentaram estes déficits e o tempo de funcionamento da instalação (Eq. (7.2)).

$$LLPe = \frac{\int_0^{\Gamma} \text{Deficit de Energia}}{\int_0^{\Gamma} \text{Demanda de Energia}} \quad (7.1)$$

$$LLPt = \frac{\int_0^{\Gamma} \text{Tempo sem energia}}{\int_0^{\Gamma} \text{Tempo de funcionamento}} \quad (7.2)$$

O cálculo da *LLP* facilita a otimização energética da instalação, permitindo trabalhar o conceito da confiabilidade energética.

A *LLP* energética do sistema (*LLPe*) obtém-se contabilizando o déficit de energia ao que foi submetido o sistema para cada hora do dia, por um determinado período de tempo ( $\Gamma$ ), e dividindo-lo pela energia total demandada. A *LLP* temporal do sistema (*LLPt*) obtém-se contabilizando as falhas às quais o sistema foi submetido para cada hora do dia, por um determinado período de tempo, e dividindo-lo pelo tempo total que existiu demanda de energia.

É importante salientar que o tempo de funcionamento refere-se ao tempo em que energia foi demandada pelo sistema e não ao tempo total de funcionamento. No caso de considerar o tempo total de funcionamento, sistemas que só consumissem uma hora de energia ao dia teriam sempre uma *LLP* baixa, mesmo que nunca funcionassem.

O número de falhas dependerá da capacidade do gerador ( $C_A$ ) e a capacidade de acumulação ( $C_S$ ). As capacidades de geração e de acumulação são definidas pela Eq. (7.3) e (7.4) respectivamente.

$$C_A = \frac{\int_0^{\Gamma} \text{Energia gerada}}{\int_0^{\Gamma} \text{Energia consumida}} = \frac{\eta c Pnom HSN nm}{L} \quad (7.3)$$

$$C_S = \frac{\text{Capacidade da Bateria}}{\frac{1}{t} \int_0^{\Gamma} \text{Energia consumida}} = \frac{CVn nb}{L} \quad (7.4)$$

onde  $Pnom$  é a potência nominal de cada módulo fotovoltaico,  $\eta c$  é o coeficiente de correção da eficiência de conversão real do módulo em relação à nominal,  $HSN$  a irradiância solar diária em

media anual expressa em horas nominais de Sol,  $nm$  o número de módulos,  $nb$  o número de baterias,  $Vn$  tensão nominal do sistema e  $L$  a demanda diária de energia.

A capacidade de geração do sistema pode ser expressa através de  $C_A$  ou de  $nm$ , assim como o sistema de acumulação pode expressar-se utilizando  $C_S$  ou  $nb$ .

Um valor unitário de  $C_A$  significa que a energia fotovoltaica produzida é igual à demanda de energia durante o período de tempo em questão. Por outro lado, um valor unitário de  $C_S$  significa que o sistema de armazenamento supre a demanda de carga durante o período de tempo em questão. Porém, um valor de  $C_A$  unitário não significa necessariamente que a energia fotovoltaica possa satisfazer a demanda de carga completamente. Isto se deve aos descasamentos na produção e demanda de energia. O aumento na capacidade armazenamento das baterias em um sistema fotovoltaico reduz este problema.

O valor de  $C_A$  depende das condições climáticas do lugar da instalação, ou seja, é possível ter diferentes pares de valores de  $C_A$  e  $C_S$  que levam ao mesmo valor de  $LLP$ . Com o intuito de determinar o valor de  $LLP$  para diferentes combinações de  $C_A$  e  $C_S$  e de perfis de carga foram realizadas simulações com o programa *PVSize*.

### 7.2.1. Influência do Perfil de Demanda

Métodos baseados nos resultados obtidos através de softwares de simulação numérica, em geral, são só aplicados para perfis de carga específicos (Celik, 2007). No entanto, o grau de confiabilidade encontra-se influenciado por sua distribuição temporal, principalmente porque os perfis de carga em SFA variam significativamente dependendo da sua aplicação.

Para analisar o efeito de diferentes perfis de carga em SFA escolheram-se quatro tipos de distribuições de consumos diários de 10 kWh/dia. Os perfis escolhidos são apresentados na Figura 7.1.

O valor de 10 kWh dia não considera o efeito da eficiência do inversor, fato que revela que a carga real demandada é maior. Este aumento na demanda estará diretamente associado ao ponto de trabalho do inversor. Considerando a eficiência do inversor, a demanda energética diária é de aproximadamente 11 kWh/dia, produzindo um consumo anual de energia de aproximadamente 4000 kWh.



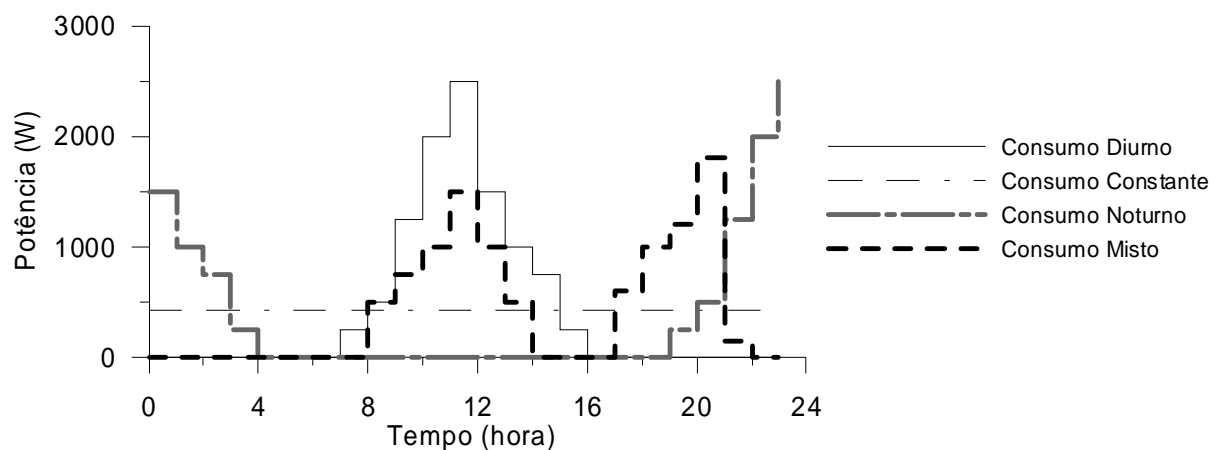


Figura 7.1. Perfis de carga diários escolhidos para determinar seu efeito sobre a confiabilidade de um SFA.

### 7.2.2. Definição do Sistema Fotovoltaico Autônomo a Simular

A instalação a ser analisada encontra-se na Floresta Nacional de Caxiuanã (Latitude: 1,67°N, Longitude: 50,44°O), a 350 km a oeste de Belém (estado de Pará). Este lugar foi escolhido para esta simulação devido à existência de SFA instalados nesta região como alternativa para minimizar gastos com combustível de grupos geradores a diesel e por encontrar-se em uma região onde o programa governamental Luz para Todos está realizando a instalação de SFA nas comunidades ribeirinhas.

Na Tabela 7.1 são apresentados os custos dos elementos do sistema considerando um valor do sistema completo de 13US\$/Wp e o tempo de substituição de cada componente durante a vida do projeto.

Todas as simulações foram realizadas com um inversor de 3 kW, baterias automotivas seladas de 100 Ah de capacidade com um *EC* inicial igual a 100% e módulos fotovoltaicos de 54 Wp orientados para o norte geográfico e inclinados 10° em relação da horizontal.

Todos os componentes utilizados na simulação (Tabela 7.1) foram modelados segundo dados do próprio fabricante. Para o caso particular do controlador de carga utilizou-se na descarga uma tensão de corte correspondente a um valor de estado de descarga da bateria de 50% e para o corte por sobrecarga o valor adotado foi de 96%.

O custo inicial (*CI*) é a soma dos valores investidos no sistema de geração, armazenamento e gerenciamento do sistema.

Tabela 7.1. Custo dos componentes que constituem o sistema e tempo de reposição ao longo da vida útil do sistema.

Componentes	Custo	Reposição (anos)	Tipo
Gerador FV (R\$/Wp)	13,8	-	Kyocera KC50T
Inversor (R\$/W)	2,75	10	Isoverter 3000
Baterias (R\$/Ah)	2,8	4	Automotivas 100Ah
Regulador (R\$/A)	27,3	10	Tristar 60
Instalação (%CI)	7,0	-	-
O&M (%CI)	1,0	1	-
Acessórios (%CI)	5,0	2	-

Os parâmetros empregados para realizar a análise financeira são: 25 anos de vida, custo de venda da energia gerada de 2,0 R\$/kWh (Nascimento et al, 2003), 9,6 % de reajuste anual no custo da energia, 6% de inflação anual e 10% de taxa mínima de atratividade (*TMA*). Os valores considerados de inflação e reajuste anual no valor da energia representam a média dos valores dos últimos 10 anos no Brasil, a *TMA* depende da política de investimento e o valor do kWh. A taxa tributária considerada no cálculo é de 35%, sendo que 60% dos custos iniciais investido serão depreciados em 10 anos de forma linear.

### 7.3. Simulação e Determinação da Probabilidade de Perda de Carga no SFA

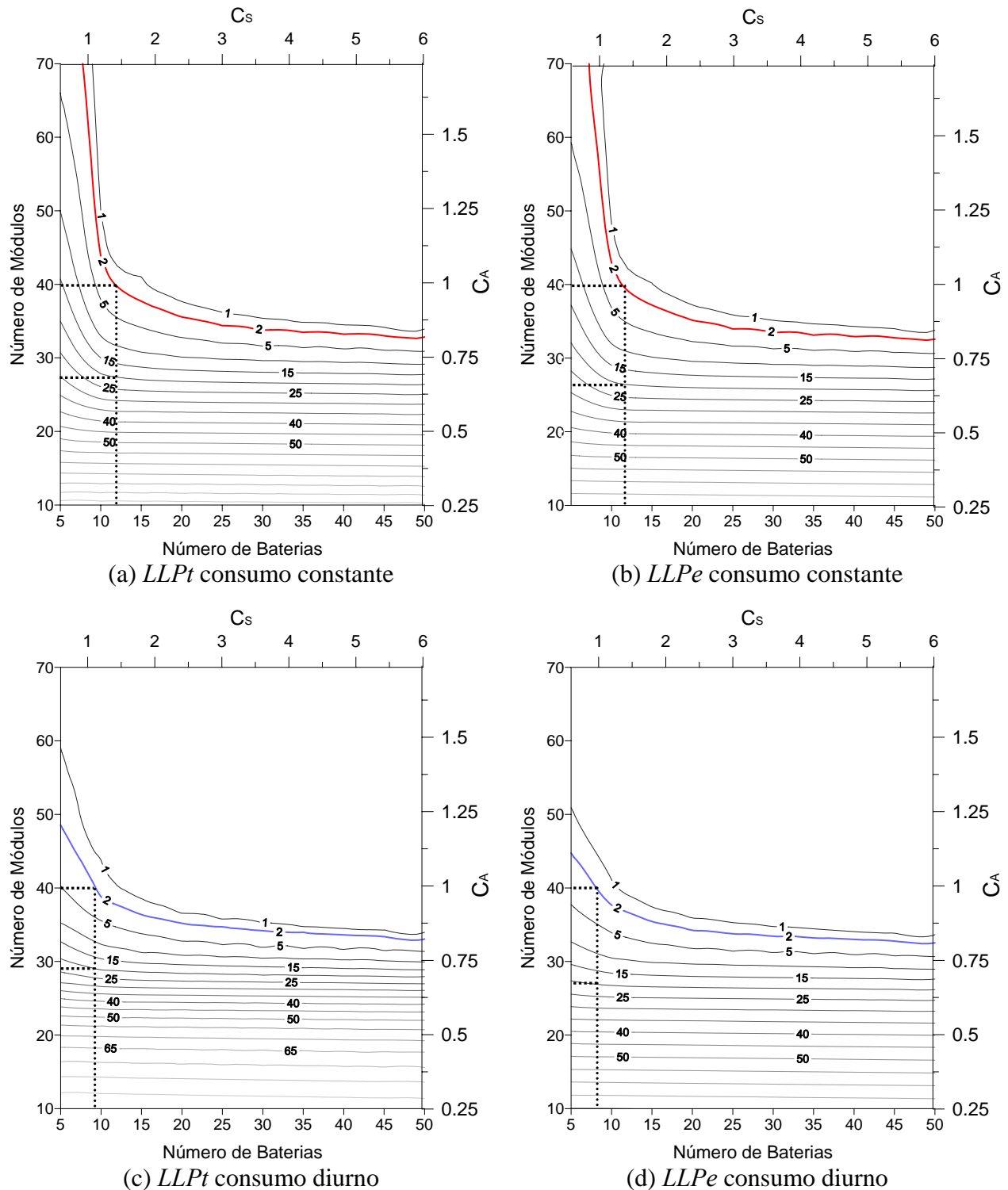
Os valores do estado de carga são limitados a intervalos entre a máxima profundidade de descarga da bateria (*Pd*) e o máximo *EC*. Se ocorrer que o estado de carga seja menor que *Pd*, o valor de tensão nos pólos da bateria será constante até que o *EC* aumente 3% (associado ao valor de tensão fixado no regulador). Assim sendo, haverá um déficit de energia e o sistema fotovoltaico não estará em condições de entregar toda a energia necessária nesse instante, resultando então em uma falha.

Neste estudo é considerado apenas o número de módulos e baterias conectados em paralelo. Para sistemas com uma tensão diferente de 12 V, os valores do número de módulos e o número de baterias devem ser multiplicados pela relação entre a tensão do sistema em CC e a tensão nominal dos componentes. Neste estudo devem ser multiplicados por dois porque a tensão do sistema é de 24V, e assim ter o número total de módulos e baterias necessários.

As simulações foram realizadas variando a capacidade de geração em passos de potência iguais à potência nominal de um módulo fotovoltaico, e variando a capacidade de acumulação em passos de potência equivalentes à capacidade de 5 baterias. Com esta metodologia e utilizando os resultados da simulação foram criadas oito matrizes de 900 elementos que contém os valores de: *LLPt*, horas de falha, horas de energia excedente, horas sem

demanda de energia,  $LLPe$ , energia excedente, déficit de energia e energia total gerada. O passo unitário de módulos foi definido porque o efeito da capacidade de geração é mais importante sobre a LLP que o efeito da capacidade individual de acumulação.

Na Figura 7.2 são apresentadas as isolinhas de  $LLPt$  e  $LLPe$  em base horária para os perfis de carga considerados. Nesta figura as linhas de igual probabilidade de perda de carga são apresentadas em formato percentual.



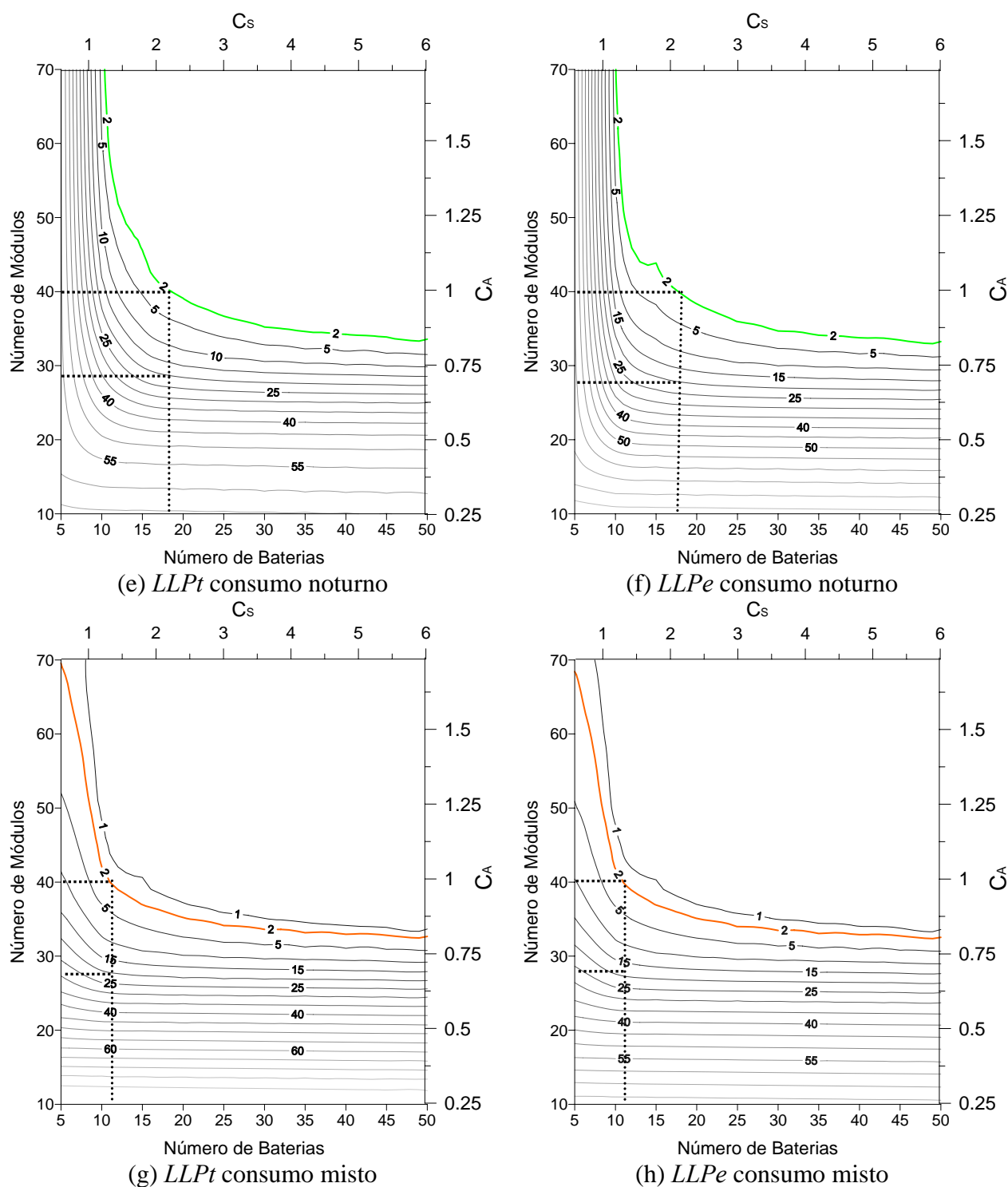


Figura 7.2. Curvas de *LLP* temporais e energéticas para 4 perfis de demanda diários diferentes

As curvas apresentadas foram realizadas utilizando o programa computacional *Golden Software Surfer 8.0*, utilizando as matrizes geradas pelo *PVSize*. O programa *Surfer* permite representar graficamente variáveis em 2 e 3 dimensões e que tem a capacidade de interpolar valores aplicando um Processo Gaussiano de Regressão (predição linear que considera que os pontos próximos tendem a ter valores mais parecidos do que pontos mais afastados).

Através de linhas de traços é demarcado o valor da quantidade de módulos e baterias necessárias para obter uma *LLP* de 2% e de 20% para cada um dos perfis de demanda estudados. Observa-se que para manter uma *LLP* de 2% deve ser duplicada a quantidade de módulos para que com um consumo noturno (Fig. 7.2 (e) e (f)) atinja-se a mesma confiabilidade obtida quando existe um consumo diurno (Fig 7.2 (c) e (d)). À medida que se aumenta o número de baterias, a quantidade de módulos necessários para manter a confiabilidade fica quase constante. À medida que se diminui o número de baterias, e se deseja manter a confiabilidade, as diferenças entre capacidades de geração para os diferentes perfis de demanda acentuam-se.

Os valores de *LLP* para o perfil de consumo constante (Fig. 7.2 (a) e (b)) e misto (Fig. 7.2 (g) e (h)) têm comportamentos similares, ou seja, para atingir um determinado valor de confiabilidade, a capacidade de geração e armazenamento é similar (para qualquer um destes perfis). Entre estes dois perfis apresentam-se desvios consideráveis somente quando o número de baterias é menor que 10 unidades. A quantidade de módulos e baterias necessários para *LLPe* de 2% e 20% são apresentadas na Tabela 7.2, assim como os correspondentes valores de  $C_A$  e  $C_S$ .

Tabela 7.2. Valores de *LLP* em base temporal para os valores de *nm* e *nb* marcados com linhas de traços na Figura 7.2.

Consumo diário	<i>LLP</i> (%)	<i>nm</i>	$C_A$	<i>nb</i>	$C_S$
Constante	2	40	1	12	1,44
	20	28	0,69	12	1,44
Diurno	2	40	1	9	1,08
	20	29	0,72	9	1,08
Noturno	2	40	1	18	2,16
	20	29	0,72	18	2,16
Misto	2	40	1	11	1,32
	20	29	0,72	11	1,32

As diferenças encontradas entre as curvas de *LLP* temporal e energético são apresentadas a seguir:

*Perfil misto e constante LLP = 2%*

Ambos os perfis apresentam um comportamento similar quando comparados balanços energéticos e temporais para capacidades de acumulação maiores que 1,2, apresentando desvios quando a capacidade de acumulação diminui. De forma geral, o comportamento da curvas de *LLP* de 2% é similar para os 2 tipos de balanços para capacidades de armazenamento maiores a 2 dias. Quando a capacidade de armazenamento é pequena,  $C_S < 2$ , existem grandes

diferenças (temporais e energéticas) na configuração dos sistemas para manter igual confiabilidade.

*Perfil diário com  $LLP=2\%$*

A confiabilidade é menor para os balanços horários e a diferença na capacidade de acumulação entre  $LLP$  energético e horário aumenta para capacidades de acumulação ( $C_S$ ) menores que 1,2.

*Perfil noturno  $LLP=2\%$*

Para este caso é necessário um número maior de baterias e módulos quando se realiza um balanço horário. Na região de baixa capacidade de armazenamento, a quantidade de módulos deve ser aumentada drasticamente para manter a confiabilidade. Na região do joelho da curva de  $LLP$  existe um aumento proporcional entre a capacidade de geração e acumulação.

Para instalações com demanda diurna de energia e capacidades de armazenamento iguais ou menores que um dia obtém-se  $LLP$  menores de 2%, já quando uma instalação de iguais características é submetida a uma demanda noturna não é possível atingir valores tão baixos de  $LLP$  para um dia de armazenamento.

Vera e Krenzinger (2008) concluíram que através de balanços temporais cometem-se erros na determinação da confiabilidade do sistema. Em balanços temporais em base horária quando se determina uma falha, em geral, existe uma parcela de energia gerada utilizada que não foi suficiente para suprir a totalidade da carga demandada nesse intervalo de tempo e que não é considerada. Embora apenas faltasse energia em uma pequena parcela do tempo considerado, em balanços horários considera-se uma hora completa de falha.

Quando o  $EC$  supera um determinado valor o carregamento da bateria é interrompido e será computada uma hora sem fornecimento de energia, embora em parte desta hora a energia gerada fosse utilizada. A Figura 7.3 mostra graficamente estas duas situações.

Em um balanço energético consideram-se os valores de energia efetivamente aproveitados, mas não se tem informação sobre quando ou tempo em que ocorreram estas falhas. Por esta razão uma análise detalhada precisa da determinação da confiabilidade energética acompanhada dos dias e quantidade de horas em que aconteceram as falhas.

Uma análise dos resultados obtidos permite concluir que realizar balanços temporais resulta em valores de confiabilidade que não coincidem com os valores de confiabilidade alcançados em balanços energéticos. As diferenças são produzidas por desconsiderar a parcela de

energia aproveitada dentro do intervalo de tempo em que atuou o controlador de carga. Desta forma, a simulação horária oculta a *LLP* real resultando em valores maiores que as reais.

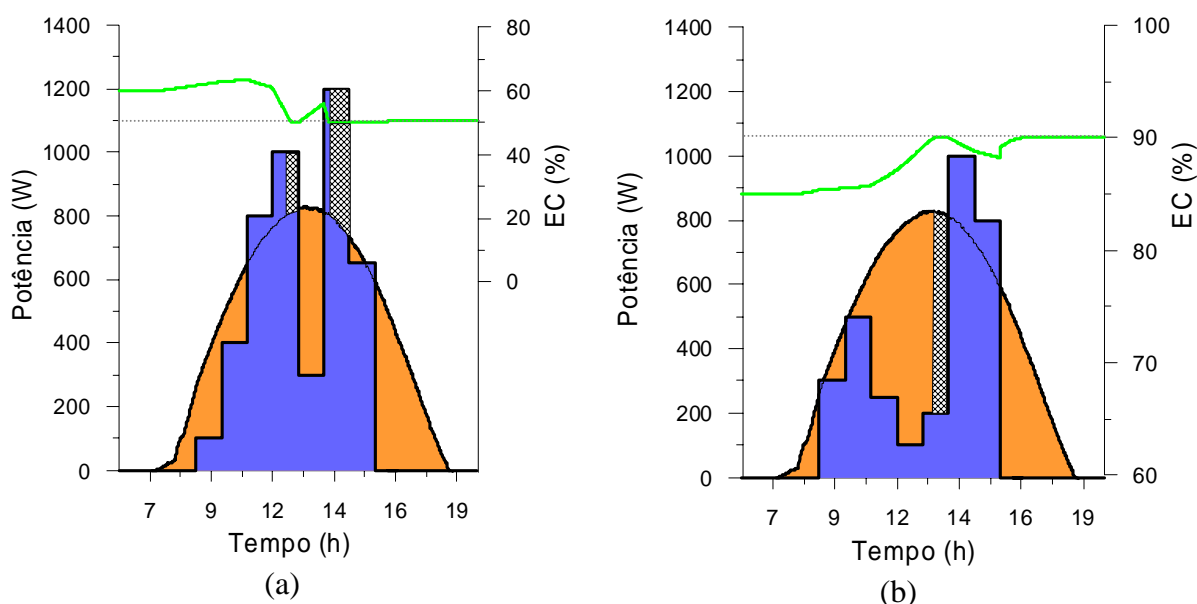


Figura 7.3. a) Parcela de energia útil não considerada através de uma análise de *LLPt* em um processo de descarga, b) parcela de energia útil não considerada através de uma análise de *LLPt* em um processo de carga. (linha verde: EC, azul: energia demandada, laranja: energia gerada e hachurado: energia faltante ou excedente).

Os perfis de carga, independente do tipo de análise, afetam a *LLP* dos sistemas implicando em sistemas com diferentes níveis de confiabilidade. Na Figura 7.4 (a) apresenta-se a variação do *EC* para um sistema submetido a demandas de energia diurnas e noturnas. Nesta figura pode-se observar que quando existe consumo noturno, o *EC* apresenta grandes variações de amplitude de um dia para outro, enquanto que para um consumo diurno estas variações são moderadas. Pode-se observar também que o consumo noturno é o que apresenta maior número de falhas e a demanda diurna apresenta mais horas de energia em excesso. Na Figura 7.4 (b) e (c) são apresentadas as energias gerada e consumida durante 5 dias detalhando o comportamento do *EC* no sistema com diferentes perfis de consumo.

Este estudo permite concluir que realizar análises temporais resulta em valores de *LLP* que não coincidem com os valores de *LLP* energéticos, sendo a análise energética a mais adequada para determinar a confiabilidade. Também é importante informar as horas de falhas, já que ambos dados complementam o entendimento do comportamento da instalação. Uma análise temporal, com intervalos de simulação em tempos menores, levaria a reduzir as diferenças entre os valores de *LLP* temporais e energéticos.

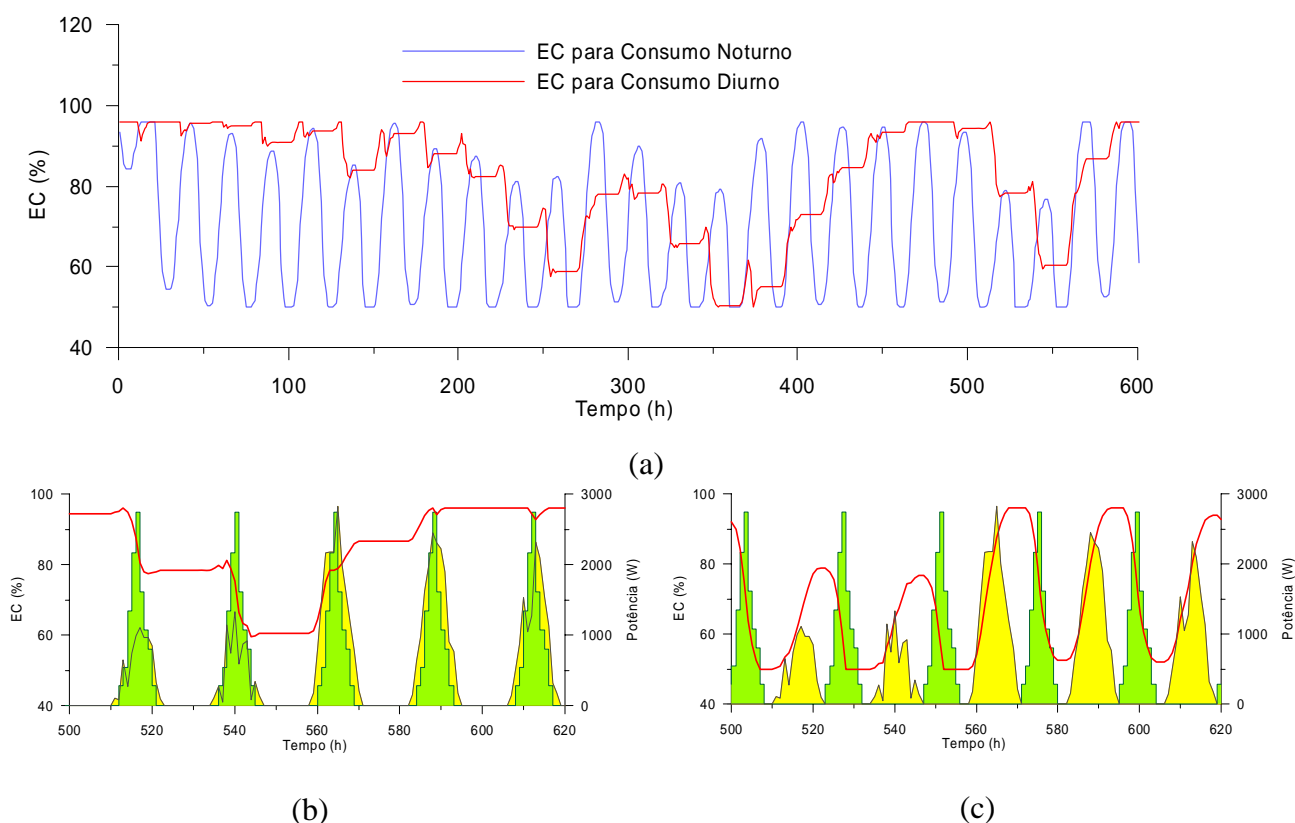


Figura 7.4. (a) Variação do *EC* para um SFA sob demanda de energia noturna e diurna, (b,c) comportamento do *EC* (vermelho) associado à geração (amarelo) e ao consumo (verde) diurno e noturno.

Determinou-se que há entre os perfis dois casos extremos (demanda diurna e noturna) entre os quais se encontram o comportamento dos outros dois perfis de demanda (perfil constante e misto). Por esta razão e por simplificação na apresentação de figuras apenas serão analisados a confiabilidade associada a parâmetros e indicadores econômicos para estes dois perfis extremos e para *LLPe*.

### 7.3.1. Análise de Déficit e Excesso de Energia

Ao longo de um ano de simulação os diferentes perfis de demanda têm apresentado déficits e excessos de energia em relação direta com sua capacidade de geração e de armazenamento. A energia excedente apresenta valores elevados quando existe uma grande capacidade de geração e diminui exponencialmente à medida que se reduz esta capacidade, enquanto que o déficit de energia tem um comportamento oposto. Devido a este comportamento existem pontos de interseção nos quais a energia anual faltante é igual à energia anual excedente (ponto de equilíbrio).



Para cada perfil e configuração do sistema, o valor energético no ponto de equilíbrio varia consideravelmente, assim como o valor de confiabilidade neste ponto. Para SFA com baixa capacidade de armazenamento (menor que um dia), os valores de energia perdida, horas de falha e de *LLPe* associados a este ponto, são maiores que os apresentados quando a capacidade de armazenamento aumenta. O incremento na capacidade de acumulação desloca o ponto de equilíbrio para uma menor capacidade de geração, reduzindo o valor *LLPe*, da energia faltante e em correspondência o número de horas de falha.

Para capacidades de armazenamento maiores que 3 dias, a variação na *LLPe* é menor, e seus valores para demandas noturnas e diurnas são muito próximos. Para todas as simulações realizadas, a confiabilidade no ponto de equilíbrio nunca atingiu 100% (*LLPe* = 0). Desta forma, utilizar ou não o ponto de interseção para dimensionar o sistema depende da confiabilidade que se pretenda que o sistema possua.

Na Figura 7.5 são apresentados os valores de energia excedente e insuficiente normalizado pelo valor de energia anual demandada.

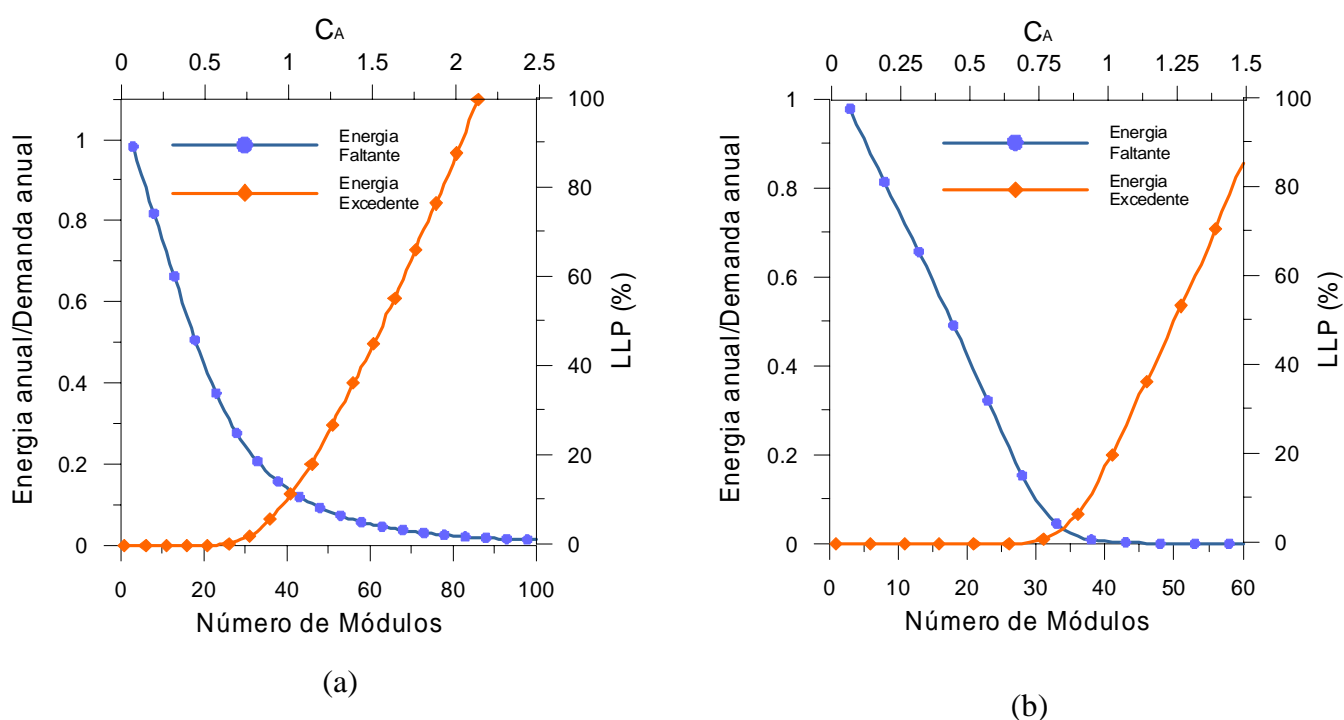


Figura 7.5. Curvas de energia anual excedente e faltante normalizadas segundo a energia anual demandada para um sistema com 5 baterias e diferentes quantidades de módulos, a) consumo diurno, b) consumo noturno.

Na Tabela 7.3 são apresentados os valores energéticos e econômicos associados a simulações realizadas com 4 capacidades diferentes de acumulação para o ponto de equilíbrio,

sendo  $E_t$  a energia total que pode gerar o sistema fotovoltaico e  $E_u$  a energia que realmente é utilizada ao longo de um ano.

Tabela 7.3. Valores econômicos e energéticos determinados na simulação no ponto de equilíbrio para perfis de demanda noturnos e diurnos.

Perfil	$C_A$	$C_S$	$E_t$ (MWh)	$E_u$ (MWh)	TIR (%)	PB (anos)	Custo (R\$/kWh)	CI (R\$)	$LLPe$ (%)	Falhas (hora)
Dia	0,82	0,6	4,075	3,751	17,17	8,8	1.116	69015	9.58	473
	0,79	1,8	3,952	3,782	14,52	9,7	1.427	73395	5.63	274
	0,79	2,4	3,952	3,799	13,32	10,2	1.575	76399	4.5	218
	0,77	6	3,828	3,752	5,48	13,2	2.574	92793	4.1	191
Noite	1,27	0,6	6,298	1,760	4,58	32,5	3,42	98249	60.33	1829
	0,94	1,8	4,693	3,499	11,67	12,6	1,75	83155	3,29	126
	0,89	2,4	4,446	3,599	11,26	12,2	1,82	82905	2,41	93
	0,82	6	4,075	3,794	5,47	13,5	2,59	96046	1,82	70

O ponto de equilíbrio entre a energia não aproveitada e a não suprida no momento de existir demanda não permite obter em conjunto sistemas otimizados economicamente e com elevada confiabilidade. O aumento de confiabilidade é obtido incrementado a capacidade de acumulação, mas esta solução resulta em um afastamento do ponto de equilíbrio. Desta forma, utilizar o ponto de equilíbrio de um determinado SFA não permite obter ao mesmo tempo um sistema confiável e econômico.

### 7.3.2. Região da Curva de LLP mais Adequada para o Dimensionamento

Observações feitas por vários autores indicam que o ponto ótimo de dimensionamento para obter a melhor opção econômica para um determinado valor de  $LLPe$  encontra-se na região do joelho das curvas de  $LLPe$ , razão que levou à análise dos indicadores econômicos nesta região da curva.

Efetivamente, como foi determinado por outros autores, para valores de  $LLPe$  de 2%, o menor custo por kWh gerado encontra-se na região do joelho da curva de  $LLPe$ . À medida que se consideram sistemas com menor confiabilidade (maior  $LPP$ ), o ponto economicamente mais rentável desloca-se para a região de menor capacidade de acumulação e por consequência menor capacidade de geração. À medida que  $LLPe$  aumenta, as curvas que representam este parâmetro transformam-se em retas horizontais com um valor constante para qualquer capacidade de acumulação e, em consequência, o sistema mais econômico será o que possuir menor quantidade de baterias.

O menor custo de kWh gerado foi determinado para demanda diurna. Isto ocorre porque a energia que o sistema utiliza para o consumo diurno é maior que para o noturno, ou seja, este último necessita maiores quantidades de energia, ou de capacidade de acumulação, para obter o mesmo valor de  $LLPe$ . Considerando que o sistema se paga através da energia utilizada, o sistema que aproveite uma maior quantidade de energia será o que apresentar melhor retorno do capital investido no período analisado, embora as vezes o custo inicial do sistema possa ser maior. Para a análise realizada com estes dois perfis de demanda calculou-se que para um sistema de demanda diurna o custo por kWh gerado é menor.

Sendo assim, determina-se, considerando que se vende a energia gerada, que o sistema com consumo diurno, em geral, apresenta uma condição financeira e econômica favorável quando comparada com um sistema que consome energia em horários noturnos. No entanto, dependendo da relação entre  $C_A/C_S$  pode-se encontrar uma condição financeira favorável em um sistema com consumo diurno, mas com uma viabilidade econômica adversa.

Na Figura 7.6 observa-se como se correlacionam os valores de  $LLPe$  e o custo de kWh gerado para diferentes capacidades de geração e armazenamento quando um mesmo sistema é submetido a demandas energéticas noturnas e diurnas.

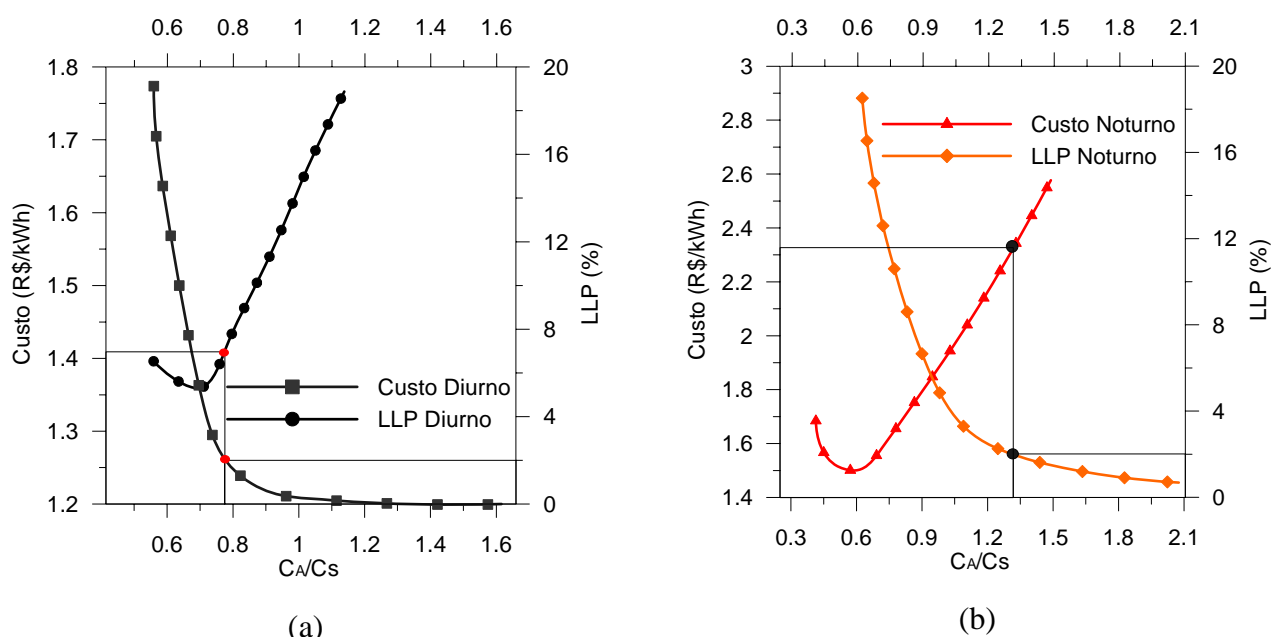


Figura 7.6. Curvas de  $LLPe$  e de custo do kWh gerado em função da capacidade de armazenamento e geração para (a) demanda diurna e (b) para demanda noturna.

As curvas da Figura 7.6 foram realizadas para um sistema com capacidade de acumulação de 1,2 dias e capacidade de geração variável. Para determinar o custo de geração para uma demanda diurna, primeiramente escolhe-se o valor de confiabilidade desejado ( $LLPe$

de 2%) no eixo secundário das ordenadas, e determina-se o valor da relação  $C_A/C_S$ . Com este valor intercepta-se a curva de custo de kWh gerado (Figura 7.6 (a)) e desta forma obtém-se um custo de 1,41 R\$/kWh. Na seqüência é realizado este procedimento para o perfil de demanda noturno (Figura 7.6 (b)) determinando-se um custo de 2,33 R\$/kWh. Nesta figura observa-se que para igual  $LLPe$  o consumo noturno precisa quase o dobro de capacidade de geração e em conseqüência um maior custo inicial.

O custo por kWh para uma determinada capacidade de geração e armazenamento, tem um ponto onde seu valor é mínimo, este mínimo dependerá da capacidade e a  $LLPe$  desejada. À medida que aumenta a confiabilidade do sistema têm-se valores kWh gerado maiores e deve-se aumentar a capacidade de armazenamento. Para atingir uma  $LLPe$  de 0% com demanda diurna de energia é necessário um sistema com uma relação  $C_A/C_S$  de 1,24. Entretanto, o menor valor por kWh gerado obtém-se para um sistema com maior capacidade de armazenamento ou menor capacidade de geração ( $C_A/C_S = 0,7$ ), mas a confiabilidade do sistema diminui. Para o sistema com  $C_S = 1,2$  e demanda noturna não é possível atingir uma  $LLP$  igual a zero. Apenas com  $C_S = 1,8$  consegue-se este valor de confiabilidade, mas com um elevado custo inicial.

Na Tabela 7.4 são apresentadas quatro configurações diferentes de SFA submetidos a demandas noturnas e diurnas e seus correspondentes indicadores financeiros e econômicos para uma  $LLPe$  igual a zero.

Tabela 7.4. Valores econômicos e energéticos determinados para uma  $LLP$  igual a zero para perfis de demanda noturna e diurna.

Perfil	$C_A$	$C_S$	$Eu$ (MWh)	TIR (%)	VPL (R\$)	PB (anos)	Custo R\$/kWh	CI (R\$)
Diurno	1,94	1,2	3,921	8,8	-15.317	20,4	2,252	145.216
	1,17	1,8	3,861	11,41	13.224	13,5	1,779	97.795
	1,09	2,4	3,818	10,73	66.32	13,4	1,888	95.918
Noturno	-	1,2	-	-	-	-	-	-
	2,53	1,8	2,846	3,14	-88.296	39,4	4,00	187.259
	1,66	2,4	3,032	5,89	-47.033	24,7	3,00	133.330
	<b>1,12</b>	<b>3,0</b>	<b>3,321</b>	<b>7,76</b>	<b>-19.132</b>	<b>16,4</b>	<b>2,37</b>	<b>100.548</b>
	1,12	3,6	3,034	5,87	-37.111	18,7	2,79	103.552

Na Tabela 7.4 podem-se apreciar as grandes diferenças entre as energias anuais necessárias para manter o mesmo  $LLP$  resultando em custos iniciais mais elevados para um consumo noturno. Para ambos os tipos de consumo existe um valor de capacidade de

armazenamento onde o valor de geração é mínimo. Para um consumo diurno este valor é próximo de 1,78 R\$/kWh, para consumo noturno este valor é próximo de 2,37 R\$/kWh. É importante destacar que para o caso de consumos diurnos, os custos iniciais para um sistema com uma confiabilidade de 2% podem chegar a ter um valor 50% menor que para um sistema com consumo noturno e igual confiabilidade.

A análise econômica apresentada é realizada desde o ponto de vista de um investidor interessado em contemplar a viabilidade de venda de energia utilizando a tecnologia fotovoltaica. No caso particular do investimento ser analisado por pessoas vinculadas a processos de eletrificação rural dentro de entidades governamentais, o tipo de análise é diferente. Para este último caso, é mais importante a análise de custos iniciais, custos de operação e manutenção e tempo de *payback*, devido a que estes tipos de projetos são geralmente subsidiados ou com investimento a fundo perdido (*TMA* nula).

### 7.3.3. Efeito da Perda de Capacidade do Sistema de Acumulação sobre a Confiabilidade e Viabilidade Econômica

Considerando os resultados apresentados na Tabela 7.4, observa-se que um sistema com uma capacidade de geração de 1,12 e de acumulação de 3,0 responde a um grau de confiabilidade de 100%, para ambos os perfis de demanda, apresentando o menor custo inicial e menor valor por kWh gerado para uma demanda noturna. Pelo exposto, esta configuração de sistema será simulada para perfis de carga diurna e noturna para, na seqüência, determinar a perda de capacidade utilizando as metodologias apresentadas no Capítulo 5.

Em um primeiro momento, para determinar os valores de perda de capacidade do sistema de acumulação foi utilizada a metodologia que utiliza o coeficiente de correlação para comparar os resultados simulados com ensaios padronizados.

Utilizando o histórico do comportamento do sistema após um ano de simulação, para o caso particular de consumo diurno, obtiveram-se os fatores de estresse ponderados segundo seu índice de intensidade. Estes resultados foram utilizados para calcular a perda de capacidade que cada mecanismo de degradação (corrosão, sulfatação, degradação de massa ativa e estratificação) produz no sistema de acumulação. Na Figura 7.7 (a) apresenta-se em um gráfico polar o valor de intensidade de cada um dos fatores de estresse, e na Figura 7.7 (b) apresentam-se graficamente os índices normalizados de cada um dos mecanismos de degradação que foram calculados, conjuntamente com alguns dos índices normalizados apresentados na Tabela 5.4 (índices de referencia para realizar a correlação). Cada índice calculado é relacionado com os índices de

cada um dos ensaios. A relação que resulte com um maior valor de coeficiente de correlação determinará a perda de capacidade do sistema de acumulação estudado.

O coeficiente de correlação mais elevado foi de 0,8 e correspondeu a os ensaios cíclicos nomeados como Qualibat. Uma vez determinado o ensaio, e sabendo o tipo de bateria utilizado, da Tabela 5.6 obtém-se o valor de perda de capacidade por ciclo de descarga que sofreu o sistema de acumulação durante o período de operação analisado (cada ciclo e determinado quando os Ah extraídos em um processo de descarga é igual à capacidade nominal do banco de baterias). A quantidade de ciclos ao que foi submetido o sistema de acumulação foi de 185, e a perda de capacidade por ciclo foi de 0,429 A. Analisando os valores da Tabela 5.6 observa-se que a perda de capacidade apresenta os valores máximos, médios e mínimos de diminuição das capacidades para cada tipo de bateria ensaiada, assim como a faixa de perda de capacidade de cada tecnologia em relação com os Ah extraídos, para definir o valor que será utilizado considera-se a somatória das intensidades de degradação. Na medida em que o valor desta soma é mais elevado a perda de capacidade a ser utilizada estará mais próxima ao valor máximo. Este procedimento é realizado já que um aumento nos índices de degradação representa uma maior perda de capacidade.

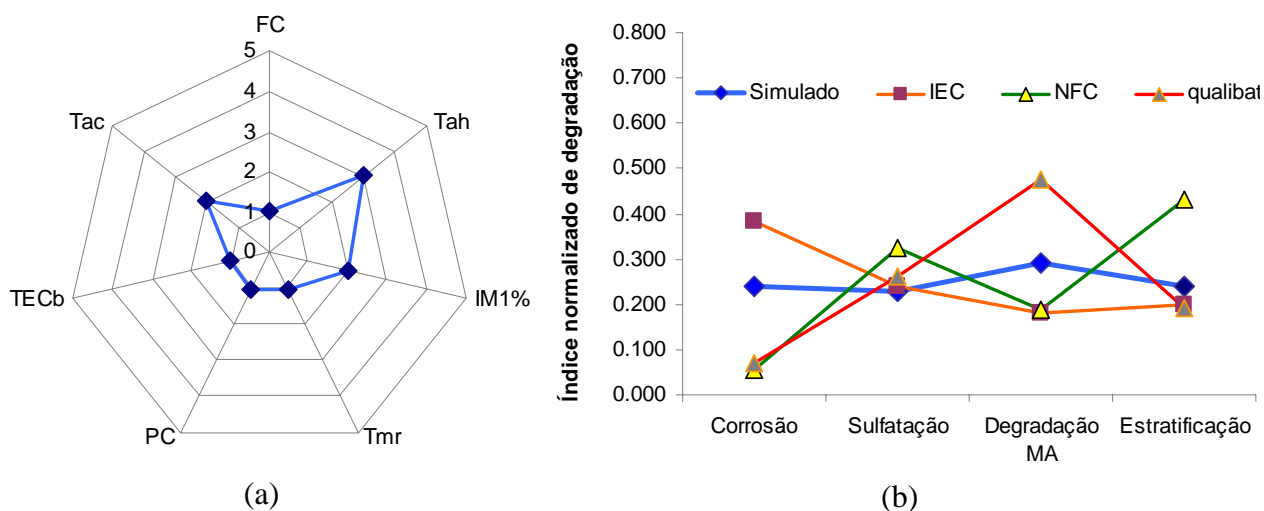


Figura 7.7. (a) Gráfico polar mostrando os valores de intensidade para os fatores de estresse, (b) valores de índices normalizados de degradação.

O valor de perda de capacidade anual calculado foi de 79,4 Ah, o que representa uma perda do 6,4% da capacidade útil do sistema de acumulação.

Para configurações de sistema que se encontrem dentro da região de custo inicial baixo e menores valores de kWh gerado, utilizando um perfil de carga noturno, não foi

encontrado um coeficiente de correlação maior que 0,3. Este fato mostra claramente a necessidade de ampliar a base de dados de perda de capacidade, utilizando resultados obtidos de ensaios que considerem outros perfis de ciclagem.

Por esta razão, decidiu-se utilizar a modelo *BatLES* para calcular a perda de capacidade para ambos os perfis de demanda, para uma configuração de sistemas com  $C_A = 1,12$  e  $C_S = 3,0$ .

Embora os resultados da metodologia de coeficiente de correlação não tenham sido utilizados para o cálculo da perda de carga do sistema de acumulação, os mesmos permitiram ponderar (em uma escala de 1 a 5) o efeito que cada fator de estresse tem sobre a perda de capacidade da bateria (produzida por algum dos mecanismos de degradação). Na Figura 7.8 (a) e (b) são apresentados em um gráfico de radar os valores de intensidade dos fatores de estresse calculados para cada um dos perfis analisados. Esta distribuição de fatores de estresse produz no sistema de acumulação uma degradação moderada para ambos os perfis, mas para consumo noturno a maior amplitude da ciclagem produz uma maior degradação devido a abrandamento e perda de massa ativa. Esta maior degradação aumenta a taxa de perda de capacidade.

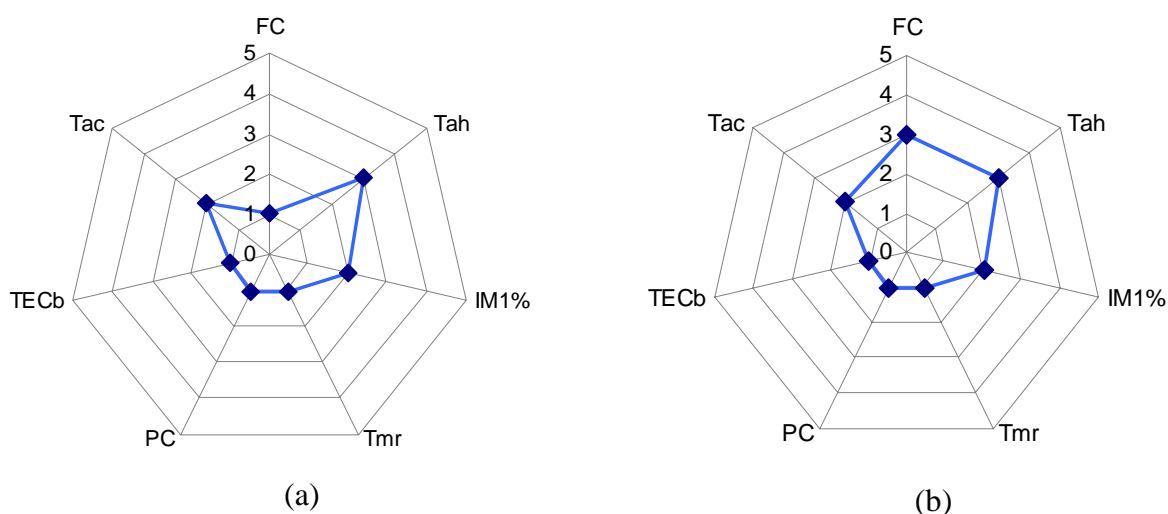


Figura 7.8. (a) Gráfico polar mostrando os valores de intensidade dos fatores de estresse para o sistema com demanda diurna e (b) para demanda noturna.

Um dado importante a ser considerado no momento de realizar o cálculo da perda de capacidade com o método *BatLES* são os valores da curva de ciclos de vida em relação à profundidade de descarga ( $C_V-Pd$ ). Por esta razão, se fez contato com diferentes fabricantes de baterias automotivas no Brasil para solicitar informação sobre a curva  $C_V-Pd$  de seus produtos, apenas o representante das baterias Tudor respondeu, mas informando que não contava com estes dados.

Finalmente optou-se por utilizar valores médios de ciclos de vida apresentados por Nickoletatos e Tselepis (2003) e corroborar estes valores através dos dados informados na pesquisa de mercado sobre baterias (Aichberger, 2003). Desta forma, para baterias automotivas, consideraram-se um  $C_V = 810$  para  $Pd$  de 20% e um  $C_V = 200$  para  $Pd$  de 80% (Figura 7.9).

Analisado o histórico de  $Pd$  e amplitudes de valores de carga/descarga, durante um ano para cada uma das configurações, determinaram-se os valores de perda de capacidade. Para consumo noturno a perda de capacidade foi de 0,065 A/h e para consumo diurno a perda foi de 0,0027 A/h. Estes valores representam uma perda anual de 22,9% da capacidade útil para demanda noturna e de 9,6% para demanda diurna.

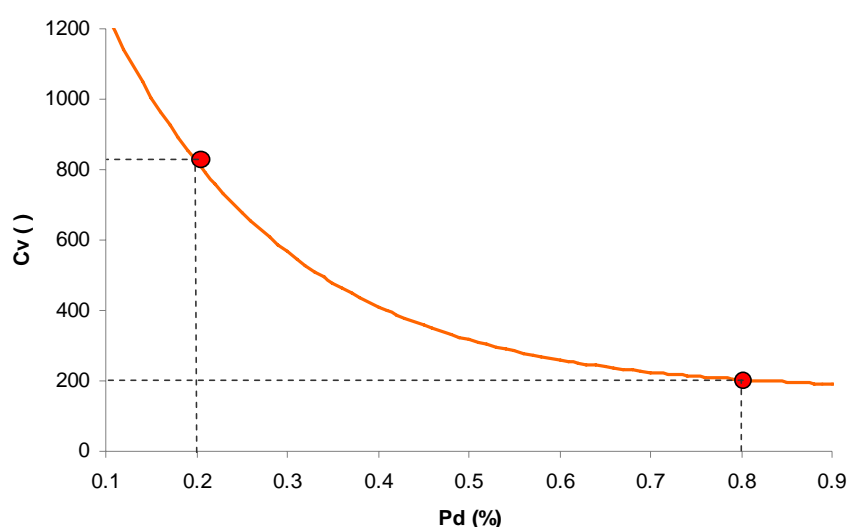


Figura 7.9. Curva  $C_V$ - $Pd$  utilizada na aplicação do método *BatLES* para determinar a perda de capacidade de sistemas com diferentes perfis de demanda.

As perdas de capacidade, que podem ser calculadas por um método ou outro, em geral, podem apresentar diferenças (em alguns casos importantes diferenças). Esta discrepância está principalmente associada a que o método da correlação considera o comportamento geral de determinado tipo de baterias cujos valores de perda de capacidade têm uma considerável dispersão nos resultados obtidos para baterias até de igual tecnologia. Este comportamento deve-se as diferenças existentes entre a liga das placas, composição da massa ativa, processo de fabricação, geometria da célula, entre outros. Enquanto o método *BatLES* tem uma relação direta com a curva  $C_V$ - $Pd$  utilizada, curva que também apresentará diferenças entre baterias de igual tecnologia.

Após determinar os valores de perda de capacidade para cada perfil de demanda procedeu-se a simular os sistemas para um período de tempo de 4 anos. Na seqüência, foram comparados os resultados de *EC* obtidos para sistemas com e sem variação de capacidade do



sistema de acumulação, para o período de 1 ano e para 4 anos (tempo de substituição do sistema de acumulação).

Na Figura 7.10 apresentam-se as curvas que representam os valores de EC para perfil de demanda diurno considerando ou não a perda de capacidade do sistema de acumulação. Observa-se na Figura 7.10 (a) que existem diferenças entre os perfis de EC simulados com e sem perda de capacidade para o primeiro ano de análise. Estas diferenças devem-se a que a metodologia de geração de dados de irradiância utiliza uma componente aleatória que produz uma variação entre uma e outra geração de dados meteorológicos (mantendo os valores médios de irradiância). Analisando os valores médios de EC antes e depois de considerar a perda de capacidade obtiveram-se valores muito próximos, 95,8% com uma amplitude média da ordem de 6,7%, e 96% com uma amplitude média da ordem de 7%, respectivamente.

Para ambos os casos não foram registradas falhas no sistema para o primeiro e segundo ano de simulação. Para o terceiro e quarto ano de simulação foram registradas algumas falhas. Na Figura 7.10 (b) apresentam-se os valores de estado de carga do sistema de acumulação após 4 anos de operação considerando e sem considerar a perda de capacidade. Para o quarto ano, considerando a perda de capacidade, obteve-se um EC médio de 95% e uma amplitude média de 8,8%, ou seja, o estado de carga médio quase não se alterou e a amplitude teve um aumento de 20%.

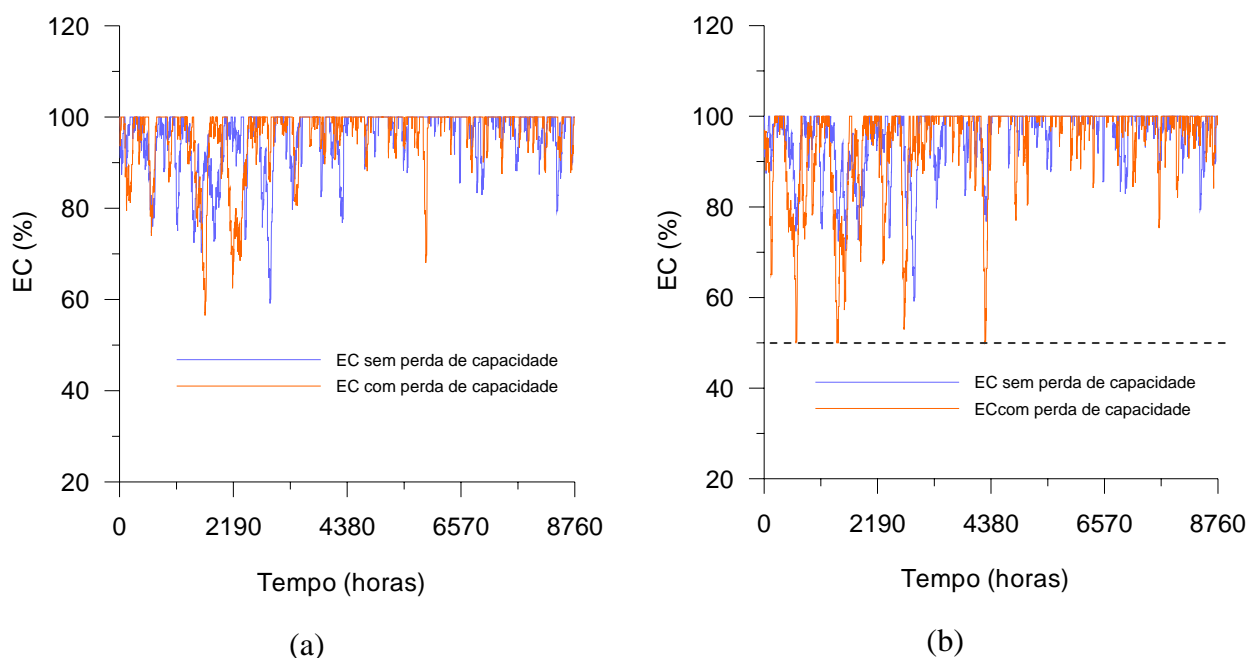


Figura 7.10. Valores de EC para um perfil de demanda diurno (a) no primeiro ano de simulação com e sem perda de capacidade do sistema de acumulação e (b) no quarto ano de simulação com e sem perda de capacidade.

Na Figura 7.10 (b) com linha de traços está sinalado o *EC* onde atua o controlador de carga e sobre sua atuação são contabilizadas as falhas. Ao longo de quatro anos de operação várias vezes foram verificadas falhas no sistema, contabilizando-se 34 horas de falha durante 4 dias, e a *LLPe* do sistema foi de 0,19%.

Em resumo, para a configuração analisada e perfil de carga diurno a perda de capacidade moderada do sistema de acumulação, ao longo dos quatro anos de operação analisados, não afetaram consideravelmente a confiabilidade do sistema. Desta forma, o tempo estipulado para a substituição das baterias ao final do quarto ano de operação mostrou-se adequado para o caso estudado.

Na Figura 7.11 apresentam-se as curvas que representam os valores de *EC* considerando ou não a perda de capacidade do sistema de acumulação para uma demanda noturna. Analisando os valores de *EC* médio no primeiro ano de simulação, antes e depois de utilizar o fator que considera a perda de capacidade, obtiveram-se valores de *EC* médio próximos, 90,1% e 90,7% respectivamente, e a amplitude média foi da ordem de 7%. Para ambos os casos não foram registradas falhas no sistema para o primeiro ano de simulação. Para o segundo e terceiro ano de simulação foram registradas sucessivas falhas considerando a perda de capacidade. Na Figura 7.11 (b) apresentam-se os valores de estado de carga com e sem considerar a perda de capacidade, após quatro anos de operação do sistema de acumulação. Para o quarto ano obteve-se um *EC* médio de 82,4% e uma amplitude média de 14,7%, ou seja, tanto o estado de carga médio como as amplitudes tiveram variações consideráveis quando considerado o efeito de perda de capacidade. O valor da amplitude no quarto ano teve um aumento de 100%.

É importante destacar que no último ano de operação a perda de capacidade do sistema de acumulação superou 50%. Quando este acontecimento ocorre estipulou-se que o sistema de acumulação atingiu seu limite de vida útil, e a nova capacidade do sistema foi levada a ter 15 % de sua capacidade nominal. Este último valor foi escolhido devido a que resultados da análise do sistema experimental (apresentados no Capítulo 6) mostraram que embora a capacidade individual das baterias permita considerar uma capacidade do sistema de acumulação com 50% de sua capacidade nominal, o efeito que produz a bateria que teve a perda de capacidade mais acentuada, faz que o controlador de carga atue em forma prematura (no sistema experimental foi verificado um valor próximo de 15% da capacidade nominal). O valor estipulado para o final da vida útil do sistema de acumulação pode ser modificado segundo seja o caso em estudo.

Na Figura 7.11 (b), com linha de traços, está sinalado o *EC* onde são contabilizadas as falhas. Observa-se nesta figura que repetidas vezes foram verificadas falhas no sistema. Ao longo de quatro anos foram contabilizadas 1629 horas de falha durante 298 dias, o que representa uma *LLPe* 14,8%.

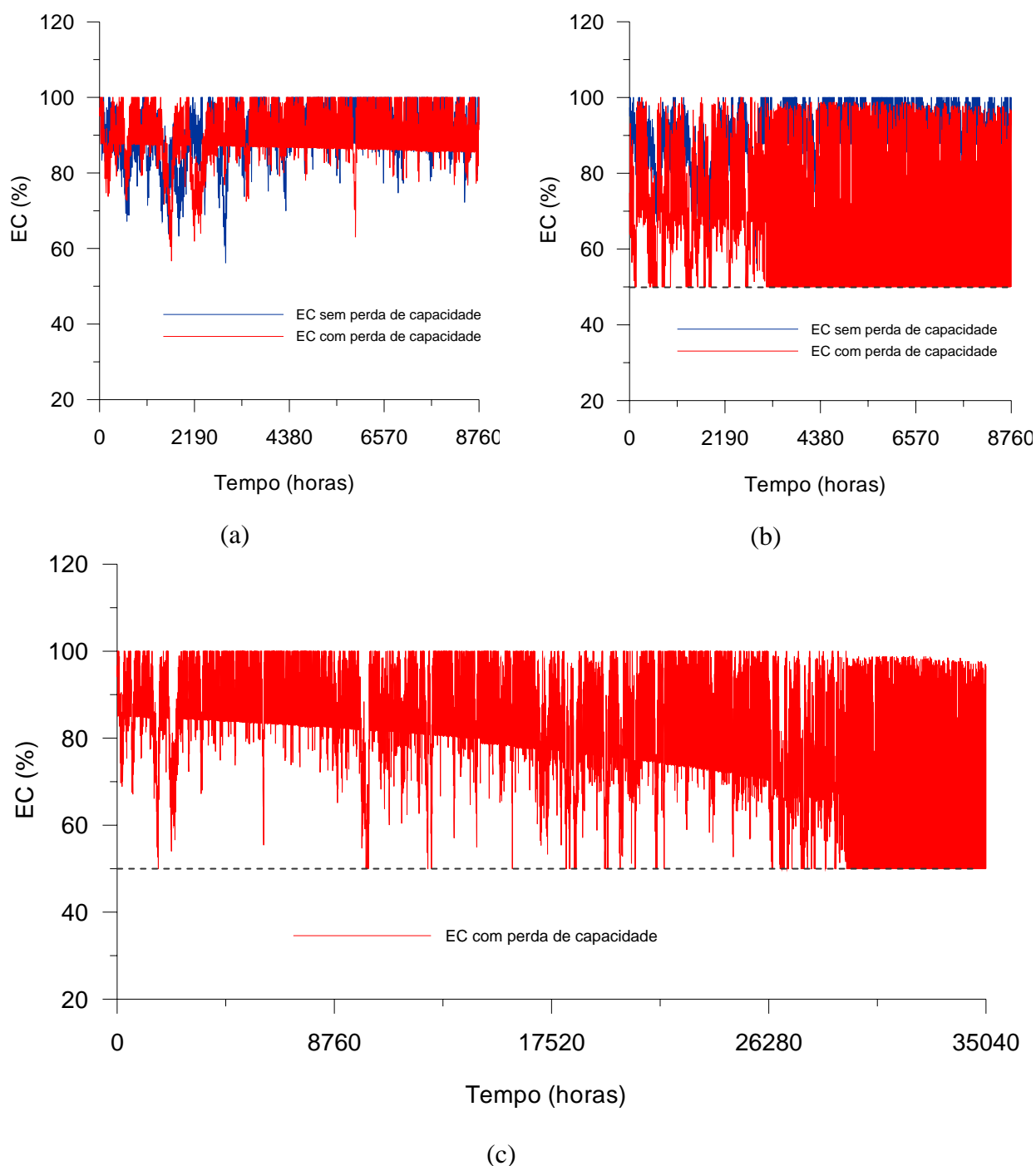


Figura 7.11. Valores de *EC* para um perfil de demanda noturno (a) no primeiro ano de simulação com e sem perda de capacidade do sistema de acumulação, (b) no quarto ano de simulação com e sem perda de capacidade e (c) ao longo dos quatro anos de simulação.

Na Figura 7.11 (c) apresenta-se a variação do estado de carga do sistema de acumulação durante os 4 anos de operação. Nesta figura observa-se claramente que a perda de carga produz uma queda contínua do valor de EC e um aumento das amplitudes para ciclos de carga/descarga

Em resumo, para a configuração analisada e perfil de carga noturno a perda de capacidade teve um importante efeito no sistema de acumulação, ao longo dos quatro anos de operação analisados, afetando consideravelmente a confiabilidade do sistema.

Para um sistema que tenha um perfil noturno de demanda seria necessária a substituição das baterias ao final do terceiro ano, onde a quantidade de falhas ainda é menor a 2% e a capacidade residual do sistema de acumulação é maior que 50% da capacidade inicial. Com esta substituição o custo inicial do sistema e tempo de retorno se mantém, mas o custo por kWh gerado atingira o valor de R\$ 2,61 e o VPL será de R\$ -31.203.

À medida que o sistema de acumulação perde capacidade a energia útil também diminui. Para o caso específico do último ano de consumo noturno a energia útil cai a valores menores que a metade (1402 kWh) da energia produzida no primeiro ano de operação (3321 kWh). Na análise econômica foi considerado o valor médio de energia útil produzido durante os quatro anos de operação.

Deve ser destacado que nestas simulações foi considerado um sistema com uma confiabilidade de 100% para o perfil de demanda mais adverso (noturno), qualquer outro perfil de demanda com igual configuração, encontrar-se-á dentro destes valores ficando mais próximo à configuração diurna ou noturna segundo o perfil utilizado.

Quando se troca a localidade ou a configuração é necessária uma nova simulação para determinar a melhor configuração entre capacidade de geração e armazenamento. Na seqüência pode ser realizada uma série de simulações para achar os valores econômicos e técnicos desejados.

#### 7.4. Análise do Desempenho Energético das Configurações Simuladas

A análise do desempenho energético de uma instalação mostra de uma forma geral o comportamento energético. Nesta avaliação foram utilizados os índices de mérito técnicos, revisados no Capítulo 2, visando com isso analisar o comportamento do sistema e verificar os resultados das simulações para igual configuração e diferentes perfis de demanda (como o estudo realizado no item anterior).

Entre estes índices encontram-se as perdas de captura  $L_C$  e de sistema  $L_S$ , as quais têm uma forte relação com as perdas de energia na entrada e saída das baterias.

#### 7.4.1. Metodologia de Análise do Desempenho Energético

A metodologia de análise do desempenho energético teve como ponto fundamental realizar uma avaliação utilizando os índices de mérito, e os resultados obtidos utilizam os dados do primeiro ano de simulação sem considerar a perda de capacidade. Desta forma, podem ser comparados com os resultados do comportamento geral para cada perfil de demanda, e determinar como eles influenciam nestes índices. Nesta análise não foram consideradas as perdas de carga porque a intenção foi apenas mostrar se os índices de mérito técnico permitem caracterizar adequadamente um SFA.

A Figura 7.12 mostra as produtividades mensais de referência ( $Y_R$ ) e do gerador ( $Y_A$ ). A produtividade do sistema ( $Y_F$ ) não é apresentada porque ao ser a demanda igual para cada um dos perfis o valor de  $Y_F$  também será igual, e tem um valor 2,25 h/dia . Este fato deve-se a que em sistemas onde não há falhas, a energia que é demandada é totalmente suprida já seja pelo sistema de geração o pelo sistema de acumulação.

O subscrito  $n$  nas legendas faz referencia a valores calculados com perfis noturnos e o subscrito  $d$  a perfis diurnos.

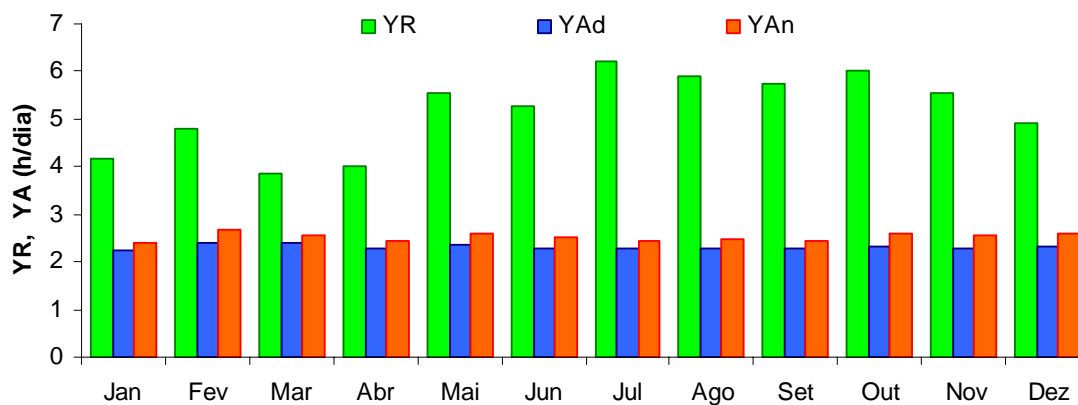


Figura 7.12. Produtividade de referência e do gerador para perfil de demanda noturno e diurno.

Verifica-se na Figura 7.12 que a produtividade do gerador apresenta pequenas diferenças entre os valores calculados com diferentes perfis. Analisando os valores de produtividade do gerador para consumo noturno observa-se um valor maior de  $Y_F$ . Isto ocorre porque quando existe um descasamento entre demanda e geração de energia (como quando se consome energia de noite) a bateria passa a ser o elemento que vincula a passagem de energia e está passagem encontra-se afetada pela eficiência da bateria. Nesta circunstancia é necessário fornecer mais energia que a que realmente é demandada. Por outro lado, quando existe um

casamento (energético e temporal) entre a energia demandada e gerada, a bateria faz o papel de dispositivo de polarização para o sistema de geração, sem que sua eficiência afete a passagem de energia. Por esta razão, um sistema com demanda noturna utiliza mais energia que um sistema com demanda diurna e, em consequência, a produtividade do arranjo fotovoltaico passa a ser maior.

O exposto anteriormente serve também para explicar porque a eficiência do arranjo  $\eta_{fv}$  para demanda noturna é maior, como mostra a Figura 7.13. O valor da eficiência global  $\eta_s$  e o desempenho global ( $PR$ ) para ambos os casos é igual devido a que à energia gerada e demandada são iguais. A eficiência global média do sistema tem um valor de 5,8% enquanto a eficiência do arranjo para consumo diurno é de 6% e para consumo noturno de 6,5%.

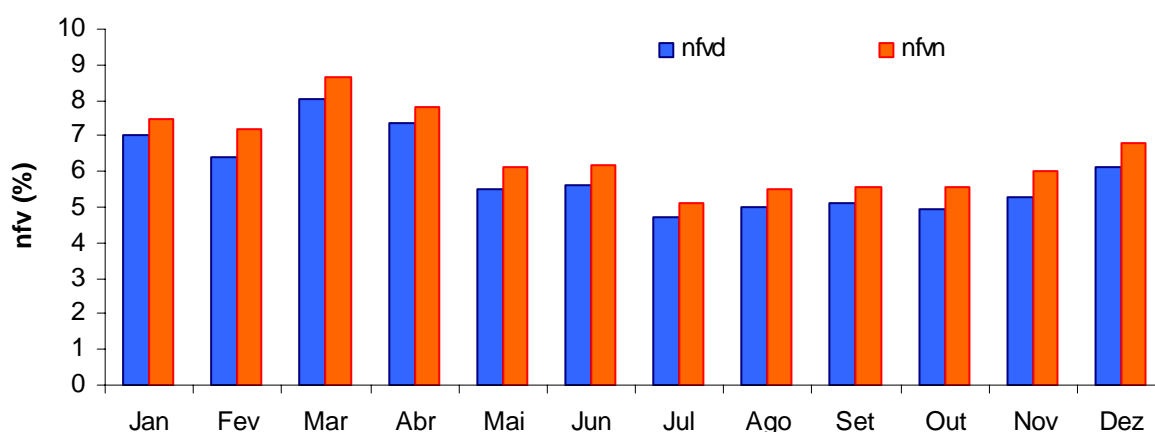


Figura 7.13. Eficiência mensal do arranjo fotovoltaico para perfil de demanda noturno e diurno.

Na Figura 7.14, é apresentado o desempenho global mensal para cada categoria de perfil e observa-se que o  $PR$  tem um valor médio anual da ordem de 45%.

As perdas de sistema e de captura são apresentadas na Figura 7.15. Estas perdas ilustram em cada dia quantas horas a energia é desperdiçada.

Na Figura 7.15 observa-se que as perdas de captura são expressivas e apresentam uma pequena diferença entre os diferentes tipos de perfis analisados, enquanto as perdas de sistema são apresentadas uma menor magnitude, e estão associadas às diferenças entre a energia que entra e sai da bateria.

Observando os gráficos anteriormente apresentados, observa-se que eles não têm a capacidade de caracterizar adequadamente sistemas fotovoltaicos autônomos, devido a que os resultados ficam ligados com as características e desempenho do sistema de acumulação, o qual

não é considerado em nenhum dos índices analisados. Este fato indica a necessidade de determinar quais são os principais indicadores técnicos que permitem caracterizar o desempenho de um SFA.

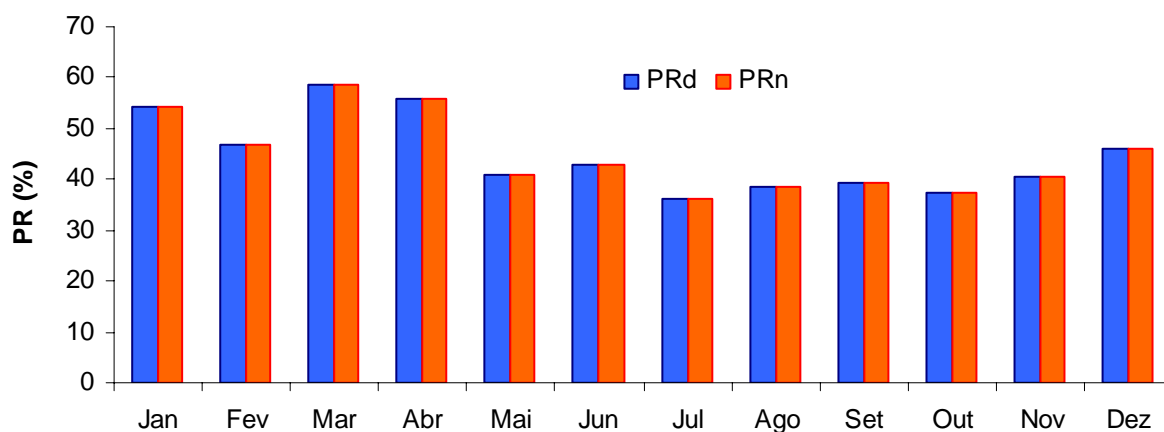


Figura 7.14. Desempenho global mensal para um perfil de demanda noturno e diurno.

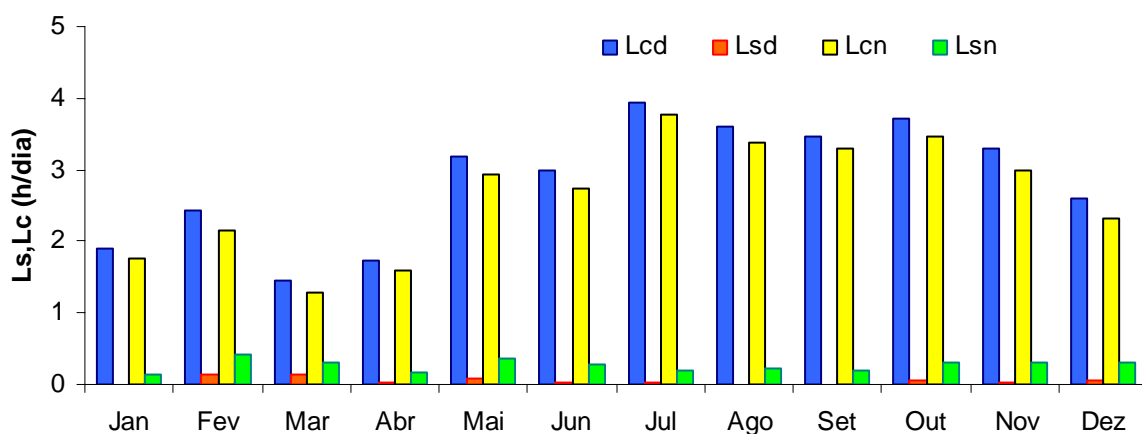


Figura 7.15. Perdas de sistema e de captura no sistema em função do perfil de demanda de energia.

Um índice que relaciona a energia circulante que entra e sai da bateria pode ser calculado através da relação de  $Y_F/Y_A$  e permite determinar o sistema que aproveita melhor a energia que sai do sistema de geração. Na Figura 7.16 apresenta-se a relação entre os índices de produtividade. Nesta figura observa-se que a maior relação é obtida quando o sistema é submetido a um perfil de demanda diurno, atingindo um valor médio anual de 98%, enquanto para o mesmo sistema submetido a uma demanda noturna o valor desta relação apresentou um valor anual médio de 89%. Analisando este valor em conjunto com a confiabilidade pode-se

determinar o sistema com a configuração mais adequada. Para sistemas com igual confiabilidade (como neste estudo) pero com diferentes valores de  $Y_F/Y_A$ , o sistema que apresente um maior valor desta última relação será o mais adequado.

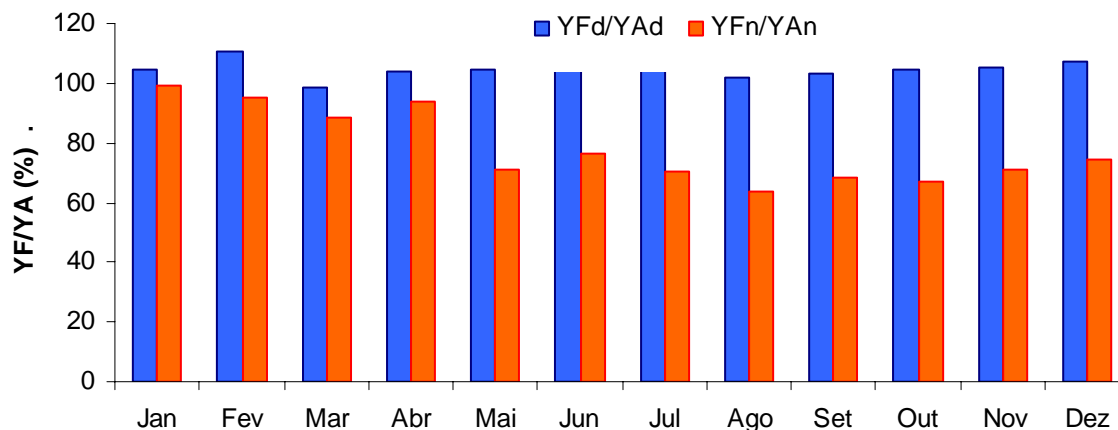


Figura 7.16. Energia elétrica média diária produzida pelos subsistemas em função da categoria dos dias típicos.

Esta análise é correta quando o sistema de armazenamento não está superdimensionado, neste caso o valor desta relação pode superar o valor de 100%, o que indica a necessidade de examinar se algum outro índice pode prever esta situação.

O desempenho global é utilizado para caracterizar a operação de diferentes sistemas fotovoltaicos, principalmente em sistema fotovoltaicos conectados à rede, e representa a energia que realmente é utilizada no sistema em relação à energia do sistema em condições padrão.

Um  $PR$  elevado significa que o sistema maximiza a potência utilizada. Um  $PR$  baixo significa que existem perdas de captação ou de aproveitamento da energia gerada, já seja por problemas técnicos o de projeto do sistema.

Para um sistema de geração superdimensionado, repetidas vezes a bateria alcançará seu valor de  $EC$  limite. Nesta situação, o sistema de acumulação não pode aceitar mais carga e o sistema desaproveita a energia disponível. Esta circunstância reduz o valor de  $PR$  do sistema.

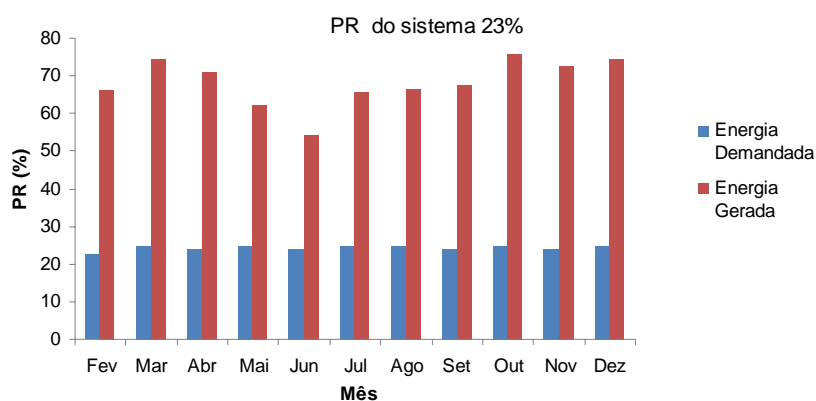
Em um sistema fotovoltaico autônomo um  $PR$  elevado nem sempre caracteriza um sistema que opera em boas condições. Se o sistema de acumulação e geração fossem subdimensionados o sistema fotovoltaico autônomo (SFA) apresentaria um valor elevado de  $PR$ , mas existiram falhas durante a operação do sistema.

Desta forma, analisar o desempenho de SFA utilizando apenas o valor de  $PR$  não reflete, desde o ponto de vista técnico, a condição real de operação de sistemas fotovoltaicos. Para SFA o valor de  $PR$  tem uma forte dependência com a demanda de energia, efeito que não

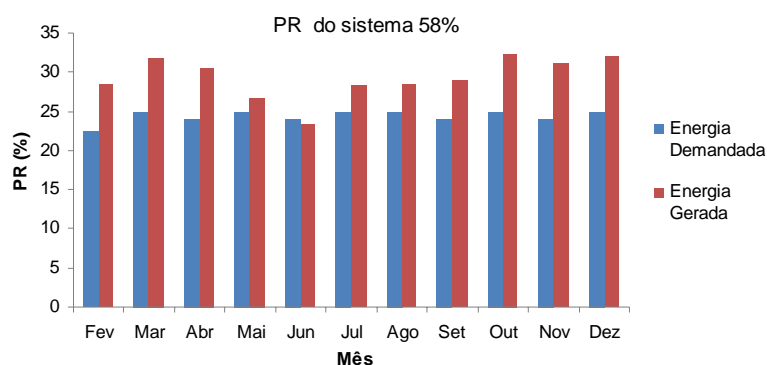


afeita o desempenho dos SFCR. Um SFA que não opera de forma apropriada pode mostrar um *PR* baixo, mas o recíproco não é certo, ou seja, um SFA que apresenta um elevado *PR* não indica que o sistema trabalhe em forma apropriada (Mayer, 2001).

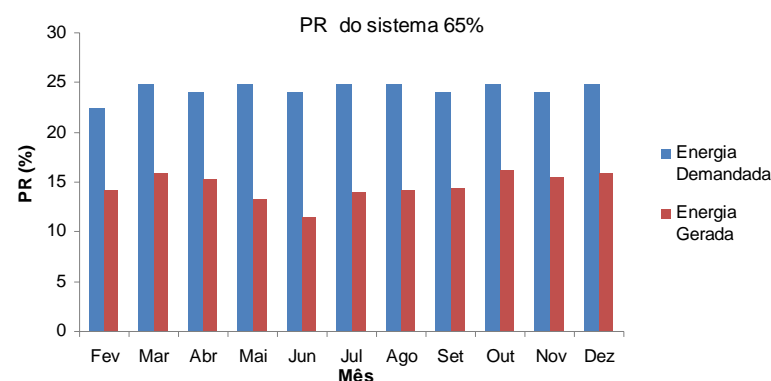
Na Figura 7.17 apresentam-se três gráficos de barras com o valor de *PR* calculado para diferentes configurações de SFA com igual demanda de energia.



(a)



(b)



(c)

Figura 7.17. Valor de desempenho global para diferentes SFA. (a) Capacidade de geração superdimensionada, (b) Capacidade de geração bem dimensionada, (c) Capacidade de geração subdimensionada.

Na Figura 7.17 (a) apresenta-se a energia demandada e fornecida através de uma determinada configuração de SFA, neste caso a capacidade de geração esta superdimensionada, fato que se verifica confrontando a magnitude da potencial energia mensal gerada e demandada. Esta configuração faz que o  $PR$  do sistema seja baixo e atinja um valor de 23%. Modificando a relação entre geração e demanda chega-se à Figura 7.17 (b), onde se confere que a relação entre a energia potencial de geração e a demandada tem valores próximos e se tem um valor de  $PR$  mais elevado que para a primeira configuração. Uma análise do sistema utilizando apenas o valor de  $PR$  permitiria concluir que o segundo sistema teria uma melhor configuração. Analisando a Figura 7.17 (c) confere-se que, para um sistema no qual a energia mensal gerada é menor que a energia demandada,  $PR$  alcança um valor mais elevado (65%). Utilizando apenas o parâmetro  $PR$  para analisar a qualidade do sistema induziria a concluir que este último SFA, no qual se verificou que existiam falhas, é o que apresenta a melhor configuração.

Para considerar a aparição de falhas no sistema deve ser utilizado um segundo fator de análise. Este novo fator origina-se de uma relação entre dois índices, um primeiro índice denominado fator de utilização ( $FU$ ) que foi definido no Capítulo 2 e considera a energia aproveitada pelo sistema de acumulação e a energia recebida pelo sistema de geração. O segundo índice denomina-se fator de demanda ( $FD$ ) e considera a energia demanda e a energia que não foi suprida.

$$UF = \frac{E_{util}}{E_{deman}} = \frac{\int_{\Gamma} P_{Cons}(t) dt}{\int P_{dema}(t) dt} \quad (7.5)$$

onde  $P_{deman}$  representa a potência demandada pelo usuário menos a potência que o sistema não foi capaz de fornecer e  $E_{deman}$  representa a energia demandada pelo usuário menos a energia que o sistema não foi capaz de fornecer.

Relacionando estes dois índices obtém-se um modificador do índice de operação ( $MIO$ ) que permite relacionar a energia que realmente foi fornecida com a que foi consumida.

$$MIO = UF.FU \quad (7.6)$$

Um sistema com um  $PR$  e  $MIO$  elevado representa um sistema com uma boa configuração, que aproveitará adequadamente o potencial instalado de geração fotovoltaica e que não apresentará falhas. Desta forma, combinando estes dois fatores através de um gráfico (Figura 7.18) pode-se determinar rapidamente se o sistema apresenta problemas técnicos ou problemas

de desenho. É importante destacar que no ponto máximo de uma curva *MIO-PR* o sistema possui falhas, ou seja, a confiabilidade não é 100%.

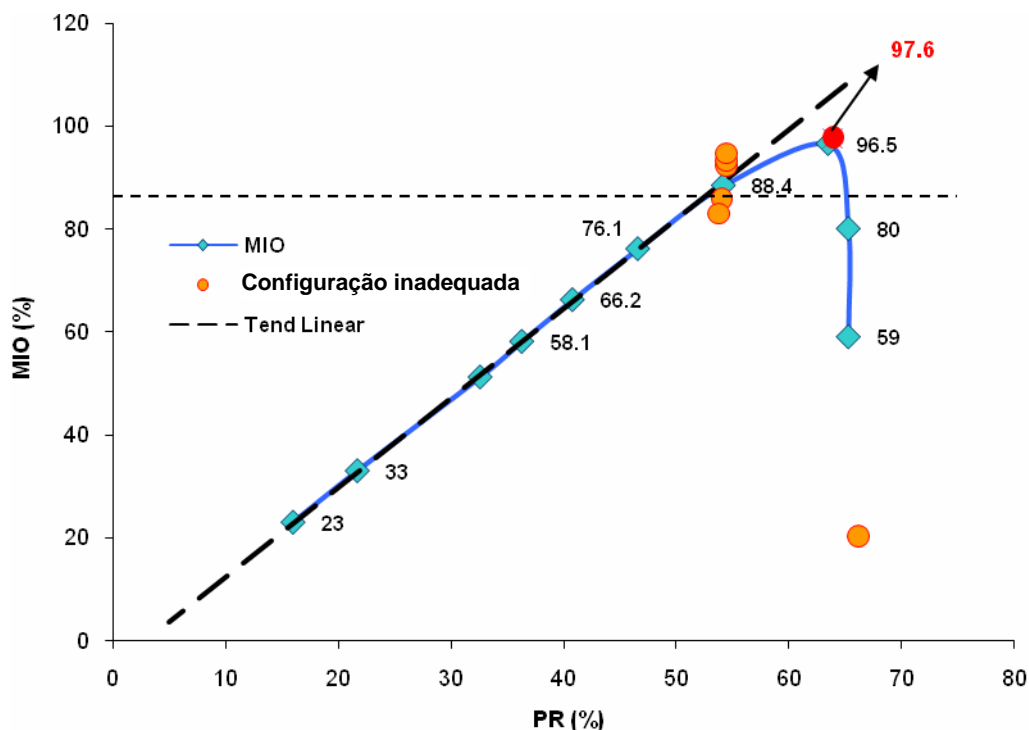


Figura 7.18. Comportamento do fator *MIO* em relação com o valor de *PR* calculado para um SFA com diferentes a configurações.

Para obter a Figura 7.18 foi realizada uma sucessão de simulações de um SFA com diferentes relações de capacidade de geração e acumulação. Com a configuração que se atingiu o valor máximo do *MIO* resultou em 214 horas de falta de fornecimento energia (*LLPh* de 2,5 %) e um valor *PR x MIO* de 50,2%.

A quantidade de horas de falhas que o sistema apresenta na região onde o indicador de operação (*MIO*) é máximo é menor que as 648 horas de tempo máximo de “Duração de Interrupções por Unidade Consumidora” (*DIC*) definida na Resolução Normativa N° 83/2004 da ANNEL. Dentro desta *DIC* considera-se também o tempo transcorrido entre a notificação da falha técnica (não apenas por atuação do controlador de carga) e a volta a um correto funcionamento do sistema.

Considerando que as falhas que um programa de simulação determina devem-se à falta de energia por atuação do controlador de carga, é necessário que a simulação calcule uma quantidade menor de horas de falha que as estipuladas na Resolução Normativa para considerar o tempo transcorrido até solucionar possíveis problemas técnicos de outra natureza.

Sistemas altamente confiáveis são obtidos para valores de *MIO* menores que 85% e valores de *PR* abaixo de 50 %.

Simulando sistemas com diferentes configurações e diferentes perfis de demanda corroboram-se pequenas variações na inclinação da curva dentro da região de comportamento linear (Figura 7.18). O resto da curva tem um comportamento similar.

Quando uma determinada configuração de SFA estiver fora da região de máximo, é porque existiram perdas na captação da energia, perdas na transmissão de energia ou existiram falhas recorrentes no sistema.

Configurações de SFA com relações anômalas entre o sistema de acumulação e de geração podem resultar em valores de *PR* e *MIO* muito próximos aos encontrados na região ótima, mas eles têm uma propensão a sair da tendência da curva mostrada na Figura 7.18. De todas as formas, para configurações que estão fora dos padrões considerados adequados, uma análise econômica auxilia na determinação da viabilidade das mesmas.

Analisar o valor de *PR* associado com a probabilidade de perda de carga também ajuda a determinar uma configuração confiável e tecnicamente correta, mas quando o sistema de acumulação é superdimensionado podem-se obter elevadas confiabilidades e altos *PR*.

Uma análise que considere os valores de *PR*, *LLP*, *TIR* e *MIO*, permite-levar em conta todas as possíveis variações que a configuração do sistema possa experimentar e assim determinar a melhor configuração técnica e econômica.

## 8. CONCLUSÕES

Os sistemas fotovoltaicos autônomos apresentam-se como uma alternativa adequada para a eletrificação rural. No entanto, existem ainda problemas que devem ser resolvidos, fundamentalmente associados à qualidade técnica dos equipamentos, instalações e seu adequado projeto, para contar com sistemas confiáveis diminuir.

Alguns destes problemas, ou uma parte deles, podem ser reduzidos através de uma análise dos resultados obtidos em simulação computacional que consiga uma adequada reprodução do comportamento dos elementos que conformam o sistema.

Pelo exposto, esta Tese teve como objetivo aperfeiçoar uma ferramenta computacional, denominado *PVSize*, que ajuda na determinação da qualidade técnica e econômica de sistemas fotovoltaicos autônomos. Um dos pontos fundamentais para atingir este objetivo foi a implementação de modelos matemáticos para determinar a degradação de baterias de chumbo-ácido e como esta degradação afeta na sua capacidade de acumulação e, em consequência, a confiabilidade do sistema.

Para determinar como as diferentes configurações e sua perda de carga afetam a viabilidade econômica do sistema, uma ferramenta computacional, que permite o cálculo dos principais índices econômicos (VPL, TIR, *Payback*, etc.), foi desenvolvida. Para o caso específico da análise econômica a interface criada permite entrar com dados dos parâmetros financeiros, custos iniciais do projeto, despesas periódicas e anuais e, após a simulação, apresenta graficamente o comportamento do fluxo de anual de caixa e realiza uma análise de sensibilidade da viabilidade do projeto para diferentes cenários.

Foi implementada no software outra ferramenta para calcular os índices de mérito técnicos de sistema fotovoltaicos, com sua correspondente-interface gráfica. As bases de dados de equipamentos que já existiam no *PVsize* foram ampliadas e criadas novas interfaces gráficas.

Uma condição indispensável para verificar o comportamento da simulação é verificar se os resultados reproduzem o comportamento de um sistema fotovoltaico real. Por isto foi projetado e instalado nas dependências do LES-UFRGS um sistema fotovoltaico autônomo experimental. A caracterização e monitoramento do sistema experimental permitiram a quantificação dos desvios entre valores calculados e medidos.

Além do sistema experimental, também foi utilizada uma bancada que permitiu caracterizar o sistema de geração, e foi desenvolvida uma bancada que permitiu a caracterização do sistema de acumulação.

Utilizando as bancadas de ensaio determinou-se que os módulos fotovoltaicos instalados no sistema fotovoltaico experimental apresentavam diferenças tanto entre suas curvas características como em relação à curva fornecida pelo fabricante e que, quando os dados de entrada representam adequadamente os parâmetros característicos dos módulos fotovoltaicos, o modelo matemático implementado no *PVSize* reproduz adequadamente o comportamento do painel fotovoltaico em diferentes condições de operação.

Em concordância com os objetivos desta Tese, e considerando como foco de estudo o comportamento das baterias, foi realizada uma análise minuciosa do comportamento das baterias. Abordou-se este exame desde um marco teórico e empírico utilizando a bancada de testes para baterias. Os dados extraídos de ensaios das baterias auxiliaram no desenvolvimento de uma equação que considera o processo de difusão dentro da bateria e permite reproduzir adequadamente o comportamento da tensão de repouso antes e depois de um processo de carga/descarga. Esta equação foi inserida dentro de um modelo matemático que, através de uns ajustes, conseguiu representar adequadamente o comportamento da tensão de baterias em processos e carga e descarga. Desta forma, obteve-se um modelo que consegue reproduzir de forma consistente o comportamento da tensão de baterias de chumbo ácido. Os valores de tensão medidos mostraram a importância de determinar o comportamento da tensão em função de taxas variáveis de corrente para diferentes *EC*, e não apenas conseguir um perfeito ajuste da tensão para uma descarga e carga com corrente constante. Para uma simulação e uma base de tempo horária recomenda-se que a atuação do controlador de carga seja efetuada segundo o *EC*, porque valores de tensão integrados ao longo de uma hora às vezes ocultam os valores máximos e mínimos alcançados em um sistema real, os quais podem superar os limites de atuação controlador de carga. Este fato já não afeta as simulações realizadas de minuto em minuto.

Comparando os valores medidos no sistema experimental com os calculados, nos primeiros meses de operação, verificou-se que os resultados simulados se aproximam em grande medida aos resultados medidos, demonstrando a eficácia dos modelos empregados e a utilidade integradora da ferramenta computacional para a simulação de sistemas fotovoltaicos autônomos (para diferentes bases de tempo).

Foi verificado que após um ano de operação existiu uma perda acelerada e desigual da capacidade de acumulação das baterias instaladas no sistema experimental, muito superior a perda de capacidade calculada com o *PVSize*. Esta perda de capacidade deveu-se as pequenas diferenças existentes entre a capacidade das baterias conectadas em serie no momento de sua instalação que amplificou-se devido à combinação de conexões de baterias em paralelo. Esta situação resultou em uma soma de efeitos prejudiciais, tanto de sobrecarga nas baterias

conectadas em série como de amplificação de este último efeito devido a correntes elevadas circulando pelo ramo com menor resistência (maior capacidade). Pelo exposto, conclui-se que quando se deseja aumentar a capacidade de um sistema de acumulação (conectando baterias em paralelo) pode existir uma amplificação no efeito de degradação pelo que se recomenda considerar um fator que pondere o efeito de uma degradação acelerada, ou determinar a características de cada bateria antes de serem instaladas e agrupar elas adequadamente (visando uma conexão de baterias em serie e paralelo com iguais capacidades).

Estas grandes perdas de capacidade mostram uma clara defasagem e uma diferença entre as amplitudes nos valores de tensão medidos e calculados (tanto no processo de carga e descarga), levando a considerar, além do efeito de ter baterias em paralelo que acelera a degradação, uma modificação nas equações para o cálculo da eficiência de carga das baterias e considerar que a eficiência de descarga é diferente de 100%.

Em sistemas experimentais, uma forma de evitar a perda prematura de capacidade, e possível falha do sistema, é monitorar a tensão individual de cada bateria e, dessa forma, quando exista uma importante diferença entre tensões, e uma delas esteja perto do valor mínimo de desconexão, deter a descarga do sistema de acumulação. Sugere-se proceder de igual forma para um processo de carga ou identificar o problema.

Outro elemento que deve ser monitorado é a corrente em cada ramo do circuito de conexão de baterias, devido a que diferenças entre correntes são uma clara mostra de que existem diferenças de capacidade entre as baterias, o que fará que trabalhem em *EC* também diferentes.

Uma vez que o software foi munido das novas ferramentas de cálculo e verificado seu comportamento foram realizadas simulações, através das quais se determinou que a confiabilidade de um SFA varia consideravelmente quando este é submetido a perfis de carga diferentes, especialmente quando as capacidades de armazenamento são pequenas. Quando a capacidade de armazenamento aumenta, o efeito do perfil de carga na confiabilidade do sistema se reduz.

A probabilidade de perda de carga obtida, comparando uma metodologia energética e temporal, mostrou diferenças de até 10 %, sendo a metodologia energética a mais apropriada para determinar a confiabilidade do sistema.

Determinou-se que entre os perfis de demanda de energia há dois casos extremos (demanda diurna e noturna) entre os quais se encontram o comportamento dos outros dois perfis de demanda. O perfil de carga noturno foi o que apresentou as maiores probabilidades de perda de carga e custos iniciais mais elevados, custos altamente dependentes do correto

dimensionamento da capacidade de armazenamento. Por outro lado, o perfil de carga diurno, com seus consumos máximos nos horários de zênite solar, foi o que apresentou os menores valores nos custos iniciais para atingir uma confiabilidade de 100%. Uma análise financeira para uma simulação considerando 25 anos de operação mostrou que para os quatro perfis de demanda o sistema com consumo noturno apresenta a pior condição financeira e viabilidade econômica.

Foi verificado que o ponto de equilíbrio entre a energia não aproveitada e a não suprida (no momento de existir demanda) não permite obter em conjunto sistemas otimizados economicamente e com elevada confiabilidade.

Simulando ao longo dos quatro anos uma configuração de sistema que tanto para consumo noturno e diurno apresenta uma confiabilidade de 100% observou-se que para um perfil de carga diurno existe uma perda de capacidade moderada do sistema de acumulação, perda que não afeta-consideravelmente a confiabilidade do sistema. Desta forma, o tempo estipulado para a substituição das baterias ao final do quarto ano de operação mostrou-se adequado para este caso.

Quando a configuração analisada opera com um perfil de carga noturno, a perda de capacidade tem um importante efeito no sistema de acumulação, apresentando uma consideravelmente queda na confiabilidade do sistema. À medida que o sistema de acumulação perde capacidade a energia útil diminui, em conseqüência, a probabilidade de falha aumenta.

Para um sistema que tenha um perfil noturno de demanda será necessária a substituição das baterias ao final do terceiro ano para ainda ter um sistema com elevada confiabilidade. Com esta substituição mantém-se o custo inicial e tempo de retorno, mas o custo por kWh gerado aumenta e a viabilidade econômica do sistema diminui.

Analisando os valores dos índices de mérito, observa-se que eles não caracterizam adequadamente os sistemas fotovoltaicos autônomos, devido a que os resultados ficam ligados com as características e desempenho do sistema de acumulação, e este elemento não é considerado em nenhum dos índices analisados.

Para considerar a influência do sistema de acumulação sobre o desempenho da instalação deve ser realizada uma análise que vincule o desempenho global, a probabilidade de perda de carga e um novo fator denominado modificador do índice de operação.

Finalmente, foram atingidos os objetivos desta Tese ao aperfeiçoar-se um programa computacional onde modelos matemáticos foram ajustados, modificados e validados, assim como novas rotinas que consideram o desempenho das baterias em simulações realizadas para um período de até 10 anos. Entre os resultados da simulação encontram-se a probabilidade de perda de carga, os índices de mérito técnico e econômico.



### 8.1. Sugestões para Futuras Linhas de Pesquisa

Esta última seção da Tese não se emprega como uma seção que finaliza este estudo, ao contrário, propõe os diversos temas que, segundo a visão do autor, são linhas de pesquisa para futuros trabalhos.

- Implementar no PVSize a possibilidade de realizar simulações em um intervalo de tempo de um minuto e, desta forma, explorar o modelo para o cálculo da tensão e sua relação com o comportamento do controlador de carga. Para isto, será necessário reformular a correlação de temperatura de módulo incluindo as características térmicas dos seus componentes.
- Analisar o comportamento de outros sistemas de acumulação com baterias conectadas em série e em paralelo de maneira de ampliar amostragem e conseguir generalizar os resultados do estudo. Além disto, analisar se a conexão de baterias em paralelo, em forma cruzada, consegue diminuir a aceleração de perda de capacidade.
- Desenvolver um modelo matemático para o conversor CC/CA que considere como o efeito da temperatura e do tipo de demanda influencia na sua eficiência, e não somente da potência instalada em sua entrada e na saída.
- Alguns sistemas fotovoltaicos simulados foram submetidos a condições de operação onde não foi encontrado um coeficiente de correlação maior que 0,3. Este fato mostra claramente a necessidade de ampliar a base de dados que determinam a perda de capacidade das baterias através de correlações com valores de perda de carga determinados em ensaios padronizados. Para o caso específico do método *BatLES* encontra-se o inconveniente de não contar com curvas de ciclos de vida em função da profundidade de descarga das baterias comercializadas no Brasil, ou em caso de existir são de duvidosa veracidade. Este fato limita a confiabilidade dos resultados calculados usando este método. Pelo exposto, observa-se a necessidade de realizar diferentes tipos de ensaios cíclicos de baterias e analisar sua perda de capacidade.
- Para ainda melhorar o ajuste da equação de Copetti para condições dinâmicas propõe-se modificar os parâmetros constantes para que eles adquiram valores diferentes em função da condição anterior de carga ou descarga. Estes novos valores devem considerar as variações de corrente e sua correspondente tensão permitindo ao modelo responder a condições de operação de um SFA.

- Determinar o valor da resistência interna ôhmica de baterias, após sucessivos ensaios de carga e descarga, e associar o valor desta resistência com a diminuição de capacidade de acumulação. Isto permitiria ter uma metodologia rápida para determinar a perda de capacidade de baterias instaladas em sistemas fotovoltaicos.
- Determinar o efeito do tipo de atuação do controlador de carga e implementar um fator que considere sua influência sobre a perda de capacidade das baterias.
- Explorar a capacidade de dimensionamento e simulação do *PVSize* para realizar um mapa de confiabilidade técnica e viabilidade econômica que atendam as especificações estabelecidas na resolução N° 83/2004 da ANEEL para sistemas individuais de geração de energia elétrica com fontes intermitentes.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Abella, M., 2002. Medida y Evaluación de Productos para el Mercado Fotovoltaico: Sistemas de Bombeo Fotovoltaico. Tesis de Doctorado, Universidad Politécnica de Madrid, España.

Abella, M.; Romero, F. C., 2000. Medida del inversor fotovoltaico autónomo modelo S-1200. CIEMAT, Departamento de Energías Renovables, Madrid, España.

ABNT, 1988. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR10899 Conversão Fotovoltaica de Energia Solar**. Rio de Janeiro.

ABNT, 1989. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 6581-Bateria Chumbo-ácido de partida – Verificação das características elétricas e mecânicas**, Rio de Janeiro.

ABNT, 1991. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR12136/MB3477 Módulos fotovoltaicos - Determinação de características fotoelétricas**, Rio de Janeiro.

ABNT, 1991. Associação Brasileira de Normas Técnicas. Norma Brasileira **NBR 5376 - Acumuladores elétricos**, Rio de Janeiro.

ABNT, 1997. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR-5410 Instalações elétricas de baixa tensão**, Rio de Janeiro.

Abreu, P.; Stephan, C 1982. Análise de Investimentos. Campus, Rio de Janeiro, 280p.

Achaibou N., Haddadi M., Malek A., 2008. Lead acid batteries simulation including experimental validation. **Journal of Power Sources**, vol. 185, pp 84-1491.

Aguiar R. J., Collares-Pereira, M.; Conde, J. P., 1988. A Simple Procedure for the Generation of Sequences of Daily Radiation Values Using Markov Transition Matrices. **Solar Energy**, n 40, 3, pp 269 - 279.

Aichberger S., 2003. Market survey on solar batteries. Photon International Magazine. Solar Verlag GmbH.

Alves P.; Krenzinger A., 2007. Desenvolvimento de Software para Sintetização de Dados Meteorológicos. XIX Salão de Iniciação Científica e XVI Feira de Iniciação Científica da UFRGS, Porto Alegre, Brasil.

Andrade A, 2008. Estudo da Distribuição de Temperaturas em Módulos Fotovoltaicos. Tese Doutorado em Engenharia Mecânica. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil.

ANEEL, Agência Nacional De Energia Elétrica, 2004. **Resolução Normativa N° 83**. [On line] Disponível em: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)

Angström, A, 1924, Solar and Terrestrial Radiation, Quart. J. R. Meteorological Society, vol. 50, pp 121-128.

Araújo, G.L., Cuevas, A., 1985. Electricidad Solar Fotovoltaica: Sistemas Fotovoltaicos Autónomos. Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, España.

Armenta-Deu, C., 2003. Prediction of battery behaviour in SAPV applications. **Renewable Energy**, 28(11), pp 1671-1684.

ASTM. American Society for Testing and Materials, 2002. ASTM E 1036-02. Standard Test Methods for Electrical Performance of Non-Concentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Arrays Using Reference Cells.

Bach, O., Desmettre D, Mattera F, Malbranche P., 2004. Results and Comparisons of Seven Cycling Test Procedures for PV batteries. GENEC, France.

Barra L., Catalanotti S., Fontana F. and Lavorante F, 1984. An analytical method to determine the optimal size of a photovoltaic plant. **Solar Energy**, Volume 33, pp. 509-514.

Baterias Moura. 2007. Fábrica de Baterias de Pb-ácido. [On line] Disponível em: [www.moura.com.br](http://www.moura.com.br).

Baterias OPTIMA, 2009. Fábrica de Baterias. [On line] Disponível em: [www.bateriasoptima.com.br](http://www.bateriasoptima.com.br)

Baterias Tudor, 2007. Fábrica de Baterias de Pb-ácido. [On line] Disponível em: [www.tudor.com.br](http://www.tudor.com.br)

Benatiallah A. Mostefaoui R., Boubekri M., 2005. A Comparison of Simplified and Statistical Methods of Sizing Photovoltaic Installation for a Remote Dwelling in the Saharan Region. **Journal of the Human-Environmental System**.

Benchetrite, D., Le Gall, M., Bach, O., Perrin, M., Mattera F., 2005. Optimization of charge parameters for lead–acid batteries used in photovoltaic systems. **Journal of Power Sources**, 144, (2), 15, pp 346-351.

Brand B., 2007. Market survey on off-grid PV inverters. Photon International Magazine. Solar Verlag GmbH, pp152-167.

Casarotto Filho N., Kopittke B. H., 2006. Análise de investimentos. 9 ed. 458 p. Editorial Atlas, São Paulo.

Celik A., 2007. Effect of different load profiles on the loss-of-load probability of stand-alone photovoltaic systems. **Renewable Energy** 32, 2096–2115.

CIEMAT, 2000. Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica. CIEMAT, Departamento de Energías Renovables, Madrid, España.

Copetti, J., Lorenzo, E., Chenlo, F., 1993. General Battery Model for PV System Simulation. **Progress in Photovoltaics**, 1(4), pp. 283-292.

Copetti, J.; Maccagnan, M., 2007. Baterias em sistemas solares fotovoltaicos. I CBENS - I Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza, CE.

Couto, M. B., 2000. Ensaio de Elementos de Consumo em Sistemas Fotovoltaicos. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Brasil.

Creder, H., 1984. Instalações Elétricas. 9º Ed. Livros Técnicos e Científicos Editora S. A., Rio de Janeiro.

CRESESB; 2007. [On line] Disponível em: [www.cresesb.cepel.br](http://www.cresesb.cepel.br)

Chivelet, N., Chenlo, F., Alonso, M.C., 1994. Modelado y Fiabilidad de Inversores para Instalaciones Fotovoltaicas Autónomas a Partir de Medidas con cargas Resistivas y Reactivas. VII Congreso Ibérico de Energía Solar, España, pp. 463-468.

David J. Spiers D.J, Rasinkoski A. D, 1995. Predicting the service lifetime of lead/acid batteries in photovoltaic systems. **Journal of Power Sources**, Vol 53, pp. 245-253.

Dias, J., 2006. Instalação Fotovoltaica Conectada à Rede. Estudo Experimental para a Otimização do Fator de Dimensionamento. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil.

Diaz, P., 2003. Confiabilidad de los sistemas fotovoltaicos autónomos: aplicación a la electrificación rural. Tesis de Doctorado, Universidad Politécnica de Madrid, España.

Díaz, P., Muñoz, J., 2001. SHS Battery Modeling. Definition, tests and validation. 17th Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, pp. 619-622.

Dieese, 2007. As tarifas de energia elétrica no Brasil: sistemática de correção e evolução dos valores. Departamento Intersindical de Estatísticas e Estudos Socioeconômicos, Nota Técnica, p 14

Downing, S., Socie, D., 1982. Simple rainflow counting algorithms. **International Journal of Fatigue**, vol 4, pp. 31-40.

Drif, M. et al., 2004. Análisis de Cuatro Años de Funcionamiento del Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red de 200 kW<sub>p</sub>. Proyecto Univer. **XII Congreso Ibérico y VII Congreso Iberoamericano de Energía Solar**, Vigo, España, Vol. 2, p.1025 – 1030.

Egido M.; Lorenzo E., 1992. The Sizing of Stand Alone PV-Systems: a Review and a Proposed New Method. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, Nº 26, pp 51–69.

ENERCONS, 2009. [On line] Disponível em: [www.enercons.com.br/noticias-view.php?id=42&PHPSESSID=b57d47a14ac2326425c6321b3cc9f58a](http://www.enercons.com.br/noticias-view.php?id=42&PHPSESSID=b57d47a14ac2326425c6321b3cc9f58a)

Fontoura P., 2002. A qualidade do fornecimento de energia elétrica por meio de sistemas fotovoltaicos no processo de universalização do atendimento na Bahia. Dissertação de mestrado, Programa de Pos-graduação em Engenharia. Universidade Salvador, Bahía.

Frohlich, C., 1977. Contemporary Measures of Solar Constant. The Solar Output and its Variation. O. R. White, ed., Colorado Associated University Press.

Fuentes M. K., 1985. A Simplified Thermal Model of Photovoltaic Modules. Sandia National Laboratories Report, SAND85-0330.

Galdino M., Lima G., 2003. PRODEEM - Programa Nacional de Eletrificação Rural Baseado em Energia Solar Fotovoltaica. Coletânea de Artigos, Energia Solar e Eólica Vol.1. CRESESB, Rio de Janeiro, Brasil.

Gasparin F., 2009. Desenvolvimento de um Traçador de Curvas Características de Módulos Fotovoltaicos. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil.

Gonçalvez S., 1992. Comparação entre Métodos de Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos por Simulação. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil.

Gordon J., 1987. Optimal sizing of stand alone photovoltaic solar power systems, **Solar Cells** **20**, p. 295.

Goswami Y., 2007. Survey of Energy Resources. World Energy Council, London, United Kingdom.

Gouvello, C, Maigne, Y, 2003. Eletrificação Rural Descentralizada. CRESESB- CEPEL Rio de Janeiro, Brasil.

Gu W. B., Wang G., Wang C., 2002. Modeling the overcharge process of VRLA batteries. **Journal of Power Sources**, vol. 108, pp. 174-184.

Gumerman, E., Bharvirkar, R., Hamachi, K., Marnay, C., LaCommare, 2003. Evaluation Framework and Tools for Distributed Energy Resources. Lawrence Berkeley National Laboratory. [On line] Disponível em: [www.eetd.lbl.gov/ea/EMS/EMS\\_pubs.html#RE](http://www.eetd.lbl.gov/ea/EMS/EMS_pubs.html#RE)

Hegedus, S., Okubo, N. (2005). Real bos and system costs of off-grid pv installations in the US: 1987-2004. N. Okubo (ed.), Photovoltaic Specialists Conference, 2005. Conference Record of the Thirty-first IEEE, pp. 1651–1654.

Hernandez, F., 2004. Análise experimental e simulação de sistemas híbridos Eólicos-Fotovoltaico, Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre, Brasil.

Holman, J.P., 1971. Experimental Methods for Engineering. 7ª ed. Ed. McGraw-Hill, New York.

Huacuz M., 2003. Overview of Renewable Energy Sources in Latin America International Electrical Research Exchange. Central American Forum. San José Costa Rica.

IBGE, Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. 2008. Anuário Estatístico do Brasil, Secretaria de Planejamento, Orçamento e Coordenação, Rio de Janeiro, Brasil.

Ibrahim, O., 1995. Sizing Stand-Alone Photovoltaic Systems for Various Locations in Sudan. **Applied Energy**, N° 52, pp. 133-140.

**IEC 61427** Secondary cells and batteries for photovoltaic energy systems (PVES) – General requirements and methods of test.

Ineichen P., 2006. Meteorology validation on measurements from Geneva, AIE Task 36, Denver meeting.

**IPCC**, 2007. Summary for Policymakers. Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

Iqbal, M. An introduction to solar radiation. New York: Academic Press, 1983. pp. 387.

Jantsch, M., Schmidt, H., Schmid, J., 1992. Results of the Concerted Action on Power Conditioning and Control. 11 E. C. Photovoltaic Solar Energy Conference, Montreux, Suiza, pp 1589-1593.

Jossen, A., Garche, J., Sauer, D., 2004. Operation conditions of batteries in PV applications. **Solar Energy**, 76(6), pp 759-769.

**JOULE - THERMIE**, 1998. Universal Technical Standard for Solar Home Systems. European Commission, Belgium.

Kaizuka I., Watt G., Hüßler P., Cowley P., 2007. Trends In Photovoltaic Applications– Latest Results From The IEA PVPS Programme Surveys, 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, Milan, Italy.

Kaldellis, J. K., Koronakis P., Kavadias, K., 2004. Energy balance analysis of a stand-alone photovoltaic system, including variable system reliability impact. **Renewable Energy**, 29(7), pp. 1161-1180



Kaushik R., Mawston I. G., 1991. Coulombic efficiency of lead/acid batteries, particularly in remote-area power-supply (RAPS) systems. **Journal of Power Sources**, vol. 35, pp. 377-383.

Keating W., 1991. Computer Simulation and Expert Systems for Photovoltaic Applications. Tese de Doutorado, University College Cork, Ireland.

King, D., Boyson, W., Kratochvil J. (2003). Photovoltaic Array Performance Model. Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM 87185, Draft.

Knaupp, W., 2003. Optimizing System Planning. Photon International. Magazine. Solar Verlag GmbH.

Krenzinger A., 2004. Programa de Pós-Processamento de Dados para Ensaio de Módulos Fotovoltaicos. Libro de Actas del XII Congreso Ibérico e VII Congreso Iberoamericano de Energia Solar, v. 2, p. 763-768, Vigo, Espanha.

Krenzinger A., Adams T., 1999. Crearray-Software para Calcular Curvas Características de Arranjos Fotovoltaicos, PROMEC, UFRGS, Porto Alegre, Brasil.

Krenzinger, A., 1997. SolarCad: Sistema de Simulação de Instalações de Energia Solar. Egatea: Revista da Escola de Engenharia, Vol 25, pp. 15-21.

Krenzinger, A., 1987. Contribución al diseño de sistemas fotovoltaicos con paneles bifaciales en combinación con reflectores difusos de carácter general. Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Madrid, E.T.S.I. de Telecomunicación. Madrid, España.

Krenzinger, A., 1993. Desenvolvimento de Modelos para Simulação de Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica. Relatório de pós-doutorado. Universidad Politécnica de Madrid, E.T.S.I. de Telecomunicación. Madrid, España.

Krenzinger, A., 1994. Modelos Matemáticos para la Simulación de Sistemas Fotovoltaicos por Ordenador. Congreso Latinoamericano sobre Energías Alternativas, Córdoba, Argentina.

Krenzinger, A., 1994. Sequências Horárias de Radiação Solar. Proceedings V Encontro Nacional de Ciências Térmicas -V ENCIT, São Paulo, Brasil.

Krenzinger, A., 1998. RADIASOL - Programa para determinação da radiação solar sob superfícies com diferentes ângulos de inclinação. Laboratório de Energia Solar, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

Krenzinger, A., Farenzena, D., 2003, Synthesizing Sequences of Hourly Ambient Temperature Data. 17th International Congress of Mechanical Engineering - 17 COBEM, São Paulo, Brasil.

Krenzinger, A., Macagnan, M., 1988. Estudo Comparativo de diferentes Modelos de Geração de Séries de Radiação Solar. Anais do II Encontro Nacional de Ciências Térmicas, Águas de Lindóia, SP, pp. 389-392.

Krenzinger, A., Rauter, R., 1998. Correlação entre a Distribuição de Radiação Solar Horária e Radiação Solar Diária. Feira e Congresso de Ar Condicionado, Refrigeração, Aquecimento e Ventilação do Mercosul- MERCOFRIO 98, Porto Alegre, Brasil.

Krenzinger, A., Wagner, J., et al., 1992. Computer simulation of stand-alone pv systems for developing countries. 11th E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference, pp 1411-1415.

Lasnier, F.; Gag Ang, T., 1991. Photovoltaic Engineering Handbook. Adam Hilger.

Lazou A., Papatsoris A., 2000. The economics of photovoltaic stand-alone residential households. A case study for various European and Mediterranean locations. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, 62 pp. 411-427.

Linden, A, 1995. Batteries Handbook. Wiley and Sons, Philadelphia, EUA.

Lorenzo E., 1995. Electricidad Solar, Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos. Editorial Progensa. Madrid, España.

Lorenzo E., 2006. Radiación Solar y Dispositivos Fotovoltaicos. Progensa, Espanha, pg. 87.

Luque A., Hegedus S., 2003. Handbook of Photovoltaic Science and Engineering. John Wiley & Sons, England, pp. 359-411.

LUZ PARA TODOS, 2007. Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – Luz para Todos. Ministério de Minas e Energia - Eletrobrás, Brasília.

Macagnan, M., 1989. Estudo de Modelos de Sintetização de Dados de Radiação Solar. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil.

Madeira M., 2008. Análise do Desempenho de Um Gerador Fotovoltaico com Seguidor Solar Azimutal. Dissertação de Mestrado em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil.

Mai C., 2008. Meeting the Gigawatt challenge. Focus International Renewable Energy Magazine, Elsevier Ltd., UK.

Manwell, J., McGowan, J., Abdulwahid, U., Wu, K., 2005. Improvements to the Hybrid Battery Model. Renewable Energy Research Laboratory, Department of Mechanical and Industrial Engineering, University of Massachusetts, Amherst, Massachusetts. American Wind Energy Association Windpower Conference.

Martins F., Pereira E., Abreu S., Colle S., 2005. Mapas de irradiação solar para o Brasil – Resultados do Projeto SWERA. Anais XII Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto, Goiânia, Brasil, pp. 3137-3145.

MATLAB, 2007. [On line] Disponível em: [www.mathworks.com](http://www.mathworks.com)

Mayer, D., 1999. Analyse des Performances des Systèmes Photovoltaïques: Recommandation sur le Dimensionnement. **IEA - International Energy Agency**, PVPS Task2.

Mayer, D., Camez C., 2001. Analyse des Performances des Systèmes Photovoltaïques: Recommandation sur le Dimensionnement. **IEA - International Energy Agency**, PVPS Task2.

Mayer, D., Heidenreich, M., 2003. Performance Analysis of Stand Alone PV Systems from A Rational Use Of Energy Point Of View. 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, Japan.

Mellit A., 2007. Sizing of photovoltaic systems: a review. **Revue des Energies Renouvelables**, Vol. 10, N°4, pp. 463 – 472.

MINIPA INSTRUMENTS, 2006. [On line] Disponível em: [www.minipa.com.br](http://www.minipa.com.br)

Ministério de Minas e Energia – Brasil. [On line] Disponível em: [www.mme.gov.br/luzparatodos/](http://www.mme.gov.br/luzparatodos/)

Mocelin, A.R., Zilles, R., Morante, F., 2007. Resultados Operacionais da Implantação de Sistema Fotovoltaicos Domiciliares. I CBENS - I Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza – Ceará, Brasil.

Montenegro, A.; Monteiro, C.; Borges, E.; Klaus, W.; Schwab, T.; Urbanetz Jr.; Nascimento, L.; Ruther, R., 2008. Análise de dados de monitoramento de sistemas fotovoltaicos domiciliares instalados no Acre. Anais do II Congresso Brasileiro de Energia Solar ABENS & III Conferencia Latinoamericana da International Solar Energy Society. Florianopolis, v.1. P.1-12.

Mott, R., 2004. Machine Elements in Mechanical Design. 4th ed. Prentice Hall New Jersey, USA. Pp 944.

Moura, J., 1996. Caracterização de baterias automotivas para uso solar fotovoltaico. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil.

Narvarte, L.; Lorenzo, E., 1996. On the Sizing of Solar Home Systems. EUROSUN'96, Freiburg, Germany.

Nascimento M., Soares G., Barrozo W., Novo S., Guimarães A., Simão L, 2003. Atendimento Energético às Comunidades Ribeirinhas Utilizando Sistemas Fotovoltaicos Vinculados á Taxas de Serviço - Estado do Amazonas. Coletânea de Artigos, Energia Solar e Eólica Vol.1. CRESESB, Rio de Janeiro.

Nickoletatos J. e Tselepis S., 2003. Deliverable D1.4 of the Benchmarking project, Survey about lifetime expectancy of components, in particular the energy storage systems in existing RES applications, [www.benchmarking.eu.org/Publications/Publications.htm](http://www.benchmarking.eu.org/Publications/Publications.htm)

Notton G. Muselli, M. Poggi P. e Louche, A., 1996. Autonomous photovoltaic systems: Influences of some parameters on the sizing: Simulation timestep, input and output power profile. **Renewable Energy**, vol 7, nº 4, 353-369.

Notton, G. Muselli, M. Poggi P.; Louche, A, 1998. Sizing reduction induced by the choice of electrical appliances options in a stand-alone photovoltaic production. **Renewable Energy**, vol 15, Nº 4, pp 581-584.

NREL, 2008. [On line] Disponível em: [www.nrel.gov/pv/](http://www.nrel.gov/pv/).

NREL,2007. [Online] Disponível em: [www.nrel.gov/ncpv/thin\\_film/docs](http://www.nrel.gov/ncpv/thin_film/docs).

Oliveira S., 2002. Geração Distribuída de Eletricidade: Inserção de Edificações Fotovoltaicas Conectadas à Rede no Estado de São Paulo. Tese de Doutorado, PIPGE - EP/FEA/IEE/IF, USP.

Oliveira, L., 2005. Estratégia de Controle de Carga e Descarga em Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares. Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, Brasil.

Oliveira, S., 1997. Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos: Ênfase na Eletrificação de Residências de Baixo Consumo. Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, Brasil.

PEMR, Benchmarking Final Publishable Report-ENK6-CT-2001-80576, 2005. Development of test procedures for benchmarking components in RES applications, in particular energy storage systems. Project funded by the European Community under the 5th Framework Programme (1998-2002).

Perez, R., Seals, R., Ineichen, P., Stewart, R., Menicucci, D., 1987. A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. **Solar Energy**, vol 39, Nº4, pp. 221-231.

PERMER, 2006. [On line] Disponível em: [www.energia.mecon.gov.ar/permer](http://www.energia.mecon.gov.ar/permer)

Perujo, A., Kaiser, R., Sauer, D., Wenzl, H., Baring-Gould, I., Wilmot, N., Mattera, F., Tselepis, S., Nieuwenhout, F., Rodrigues, C., Ruddell, A., Lundsager, P., Svoboda, V., 2003. Standardised evaluation of renewable energy systems. Joint Res. Center, Inst. for Environ. & Sustainability, Italy. Photovoltaic Energy Conversion, Proceedings of 3rd World Conference, vol. 3, pp. 2173- 2176.

Posadillo R., López Luque R, 2008. Approaches for developing a sizing method for stand-alone PV systems with variable demand. **Renewable Energy** 33, 1037–1048.

Potteau, E., Desmettre, D., Mattera, F., Bach, O., Martin, J., Malbranche, P. 2003. Results and comparison of seven accelerated cycling test procedures for the photovoltaic application. **Journal of Power Sources**, vol 113, 27, pp. 408-413.

Power , H. C., 2001. Estimating Clear-Sky Beam Irradiation from Sunshine Duration. **Solar Energy**, Vol 71, Nº 4, pp.217-224.

Prieb, C. W., 2002. Desenvolvimento de um Sistema de Ensaio de Módulos Fotovoltaicos. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil.

Projeto SWERA, Solar and Wind Energy Resource Assessment, 2007. [On line] Disponível em: <http://swera.unep.net/>

PROSTAR, 2006. [On line] Disponível em: [www.morningstarcorp.com](http://www.morningstarcorp.com)

PVSyst, Programa Computacional Para Dimensionamento E Simulação de Sistemas Fotovoltaicos, 2007. University of Geneva. [On line] Disponível em: <http://www.pvsyst.com>

Rampinelli, G.; Krenzinger, A., 2006. Efeito do Sombreamento em Células de uma Associação de Módulos Fotovoltaicos Conectados à Rede. **Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente**, v. 10, pp. 04.17-04.24.

Ransome S., 2007. How Well do PV Modelling Algorithms Really Predict Performance?. 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, Milan, Italy.

Rauschenbach, H. S., 1980. Solar Cell Array Design Handbook, Van Nostrand - Reinhold Co, New York.

Remund, J., Knuz, S., 1998. On the Generation of Hourly Shortwave Radiation Data on Tilted Surfaces. **Solar Energy**, vol 62, N° 5, pp.331-344.

REN21, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2009. Renewables Global Status Report 2009 update. Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH.

Report IEA PVPS T1-17, 2008. Report: Trends in photovoltaic applications. Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2007.

Report IEA PVPS T2-01, 2000. Analysis of photovoltaic systems. Institut für Solarenergieforschung GmbH (ISFH), Emmerthal, Germany.

Report IEA PVPS T3-11, 2002. Testing of batteries used in stand-alone PV power supply systems. Test procedures and examples of test results.

RetScreen International, 2005 RETScreen Engineering & Cases Textbook-entire e-Textbook. [On line] Disponível em: [www.etscreen.net/fr/home.php](http://www.etscreen.net/fr/home.php)

RETScreen, 2005. Clean Energy Project Analysis. 3Th. Edition, Minister of Natural Resources, Canada.

Ross, J., Markvart, T., He, W., 2000. Modelling battery charge regulation for a stand-alone photovoltaic system. **Solar Energy**, 69(3), pp. 181-190.

Ruddell, A., 2005. Test Procedures For Operating Categories. Benchmarking Project ENK6-CT2001-80576, Germany.

Rüther R., 2004. Edifícios Solares Fotovoltaicos, LABSOLAR, Florianópolis, Brasil.

Salameh Z., Casacca A, Lynch W., 1992. A mathematical model for lead-acid batteries. Transaction on Energy Conversion, IEEE, Vol 7, pp. 93-98.

Santos, N. M., 2006. A eletrificação rural na Bahia: entraves e programas. Revista Conjuntura e Planejamento, Salvador, Brasil, n.148, p.30-36

Santos, R.; Zilles, R., 2000. Eletrificação de localidades isoladas: centros fotovoltaicos de carga de bateria e sistemas fotovoltaicos domiciliares. AGRENER, Encontro de Energia no Meio Rural, Campinas, Brasil.

Sauer D. U, Garche J, 2001. Optimum battery design for applications in photovoltaic systems - theoretical considerations. **Journal of Power Sources**, Vol 95, Issues 1-2, pp. 130-134.

Sauer D., Karden E., Fricke B., Blanke H, 2007. Charging performance of automotive batteries—An underestimated factor influencing lifetime and reliable battery operation. **Journal of Power Sources**, Volume 168, pp. 22-30

Sauer D.U e Wenzl H, 2008. Comparison of different approaches for lifetime prediction of electrochemical systems—Using lead-acid batteries as example. **Journal of Power Sources**, Vol 176, Issue 2, pp. 534-546.

Schmela M., 2007. Between the module and battery: Market survey on charge controllers. Photon International Magazine. Solar Verlag GmbH, pp. 100-109.

Shayani R, Oliveira M., Camargo I., 2006. Comparação do Custo entre Energia Solar Fotovoltaica e Fontes Convencionais. V Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Brasília.

Shepherd C. M., 1965. Design of Primary and Secondary Cells. **Journal of Electrochemical Society** 112, pp 657.

Silvestre, S., Guasch, D., Goethe, U., Castañer, L., 2001. Improved PV battery modelling using Matlab. 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, pp. 609-612.

Svoboda, V., 2003. Categorization of batteries in RES applications. Benchmarking Project ENK6-CT-80576, Germany.

Svoboda, V., Wenzl, H., Kaiser, R., Jossen, A., Baring-Gould, I., Manwell, J., Lundsager, P., Bindner, H., Cronin, T., Norgard, P., Ruddell, A., Perujo, A., Douglas, K., Carlos Rodrigues, Joyce, A., Mattera, F., et al, 2007. Operating conditions of batteries in off-grid renewable energy systems. **Solar Energy**, vol 81, pp. 1409-1425.

The Marketbuzz, TM Report 2009. [On line] Disponível em: [www.solarbuzz.com/Marketbuzz2009-intro.htm](http://www.solarbuzz.com/Marketbuzz2009-intro.htm)

Tiba, C.; Fraidenraich, N., 2001. Atlas Solarimétrico do Brasil. Recife, Brasil.

Tolmasquim M et ali, 2004. Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil. Relume Dumará, Rio de Janeiro, Brasil.

Tolmasquim, M., 2003. Fontes Renováveis de Energia no Brasil. Interciência, v. 1. 1ed. Rio de Janeiro, Brasil, pp. 515.

Trigoso, F., Zilles, R. 2004. Principais fatores que influenciam a demanda e o consumo de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos domiciliares. Encontro de Energia no Meio Rural AGRENER, Campinas. CD-ROM

Turcotte D., Ross M., Sheriff F., 2001. Photovoltaic Hybrid System Sizing and Simulation Tools. Status and Needs. Proceedings of PV Horizon. Workshop on Photovoltaic Hybrid Systems, Montréal.

Ulrich C, 2008. Meeting the Gigawatt Challenge. Renewable Energy Focus Magazine, Elsevier Ltd., United Kingdom.



Vela N, Chenlo C., 2004. Comportamento não repetitivo de baterias. XII Congreso IBÉRICO e VII Congreso Iberoamericano de Energia Solar, Vigo, Espanha, v. 2, pp. 819-824.

Vera, L., 2004. Programa para Dimensionamento e Simulação de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil.

Vera, L.; Andrade, A.; Krenzinger, A., 2006. Metodologia para Analisar a Uniformidade da Iluminação. Anais do Congresso Mercosul. Porto Alegre ASBRAV, 2006. CD-ROM.

Vera, L.; Prieb, C. W.; Krenzinger, A., 2006. Comparação do Desempenho de Módulos Fotovoltaicos Após Seis Anos de Operação. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, Argentina, v. 10, pp. 25-32.

Vera, L.; Krenzinger, A., 2007. Comparação entre Valores Simulados e Medidos para um Sistema Fotovoltaico Autônomo. Anais do I Congresso Brasileiro de Energia Solar. ABENS Fortaleza, Recife, Brasil. CD-ROM.

Vera, L.; Krenzinger, A., 2007. Comportamento de baterias automotivas seladas sob diferentes condições de operação. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, Argentina, v. 11, pp. 04.33-04.40.

Vera, L.; Krenzinger, A. 2008. Efeitos de diferentes perfis de carga sobre a confiabilidade de sistemas fotovoltaicos autônomos. XIV Congreso Ibérico y IX Congreso Iberoamericano de Energía Solar, Vigo, España, vol.2, pp. 865-870.

Vinal. G., 1955. Storage Batteries John Wiley & Sons. New York, USA.

VISUAL BASIC 5.0, 1997. Crystal Reports. Microsoft Corporation, USA.

VISUAL BASIC 5.0, 1997. Guia de Ferramentas Componentes. Microsoft Corporation, USA.

VISUAL BASIC 5.0, 1997. Guia do Programador. Microsoft Corporation, USA.

Vuolo J, 1996. Fundamentos da Teoria de Erros. 2ª Edição, Edgard Blücher, São Paulo, Brasil.

Wagner J., 1991. Simulação de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil.

Wenzl H, Baring-Gould I, Kaiser R, Liaw B, Lundsager P, Manwell J, Ruddell A, Svoboda V, 2005. Life prediction of batteries for selecting the technically most suitable and cost effective battery. **Journal of Power Sources**, Vol 144, Issue 2, pp. 373-384.

Wenzl, H., Sauer, D., 2008. Comparison of different approaches for lifetime prediction of electrochemical systems, using lead-acid batteries as example. **Journal of Power Sources**, vol. 176, pp 534-546.

WMO, World Meteorological Organization, 1985. Commission for Instruments and Methods of Observation. Publication WMO no.9 (fifth edition), Geneva Switzerland.

Wu, M., Lin, Ch., Wang, Y., Wan, Ch., Yang, C., 2006. Numerical simulation for the discharge behaviors of batteries in series and/or parallel-connected battery pack. **Electrochimica Acta**, vol 52, pp. 1349-1357.

Zilles R.; Morante F.; Fedrizzi M., 2000. Avaliação dos sistemas fotovoltaicos instalados nas residências dos moradores da Ilha do Cardoso. AGRENER, Encontro de Energia no Médio Rural. Campinas, Brasil.

## PUBLICAÇÕES REALIZADAS

Vera, L.; Krenzinger, A., 2008. Determinação da Confiabilidade de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos a Partir de Simulações Numéricas. II Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferência Regional Latino-Americana da ISES, Florianópolis, Brasil.

Vera, L.; Krenzinger, A., 2008. Modelo Matemático para Baterias Automotivas Operando em Sistemas Fotovoltaicos Autônomos. III Conferência Regional Latino-Americana da ISES, Florianópolis, Brasil.

Vera, L.; Krenzinger, A., 2008. Resultados Simulados e Medidos em um Sistema Fotovoltaico Autônomo. XXXI Congresso de ASADES y XVII Reunión de IASEE, Mendoza, Argentina.

Vera, L.; Krenzinger, A. 2008. Efeitos de diferentes perfis de carga sobre a confiabilidade de sistemas fotovoltaicos autônomos. Libro de Actas del XIV Congreso Ibérico y IX Congreso Iberoamericano de Energía Solar. Norgráfica, Vigo, España, v. 2. pp. 865-870.

Vera, L.; Krenzinger, A. 2007. Comportamento de baterias automotivas seladas sob diferentes condições de operação. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, Argentina, v. 11, pp. 04.33-04.40.

Buhler, A.; Vera, L.; Krenzinger, A., 2007. Determinação de Coeficientes Fotovoltaicos sob Ausência de Iluminação. Anais do I Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza, Recife, Brasil.

Vera, L.; Krenzinger, A. 2007. Comparação entre Valores Simulados e Medidos para um Sistema Fotovoltaico Autônomo. Anais do I Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza, Recife, Brasil.

Krenzinger, A., Prieb, C.; Dias, J.; Blauth, Y.; Silvério, W.; Vera, L.; Garcia, F., 2007. Simulação Computacional de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede. Anais do I Congresso Brasileiro de Energia Solar. Recife, Brasil.

Vera, L.; Prieb, C.; Krenzinger, A., 2006. Comparação do Desempenho de Módulos Fotovoltaicos Após Seis Anos de Operação. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, Argentina, v. 10, p. 25-32.

Krenzinger, A.; Vera, L., 2006. Desenvolvimento de Software de Pós-Processamento de Imagens Termográficas. ENCIT 2006, Proceedings of the 11th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering, Curitiba, Brasil.

Vera, L.; Andrade, A.; Krenzinger, A., 2006. Metodologia para Analisar a Uniformidade da Iluminação. Anais do Congresso Mercofrio 2006, Porto Alegre, ASBRAV. CD-ROM.

## PRODUÇÃO TÉCNICA

Krenzinger, A.; Neis, P.; Vera, L., 2006. Programa para Análise de Imagens Termográficas - PROIR.

Krenzinger, A.; Vera, L.; Adams, T.; Peroto, F.; Macagnan, M.; Borne, L.; Farenzena, D., 2004. Programa para Simulação de Sistema Fotovoltaicos Autônomos - PVSIZÉ.

## ANEXO A1

### A1 Programas disponíveis no mercado

Esta seção apresenta algumas das ferramentas mais comuns encontradas no mercado para a análise de SFA. Um resumo das principais características de alguns dos quatro tipos de softwares pesquisados foi extraído da publicação feita por Knaupp, W. (2003) e Turcotte et al (2001).

Na Tabela A1.1 apresenta-se uma breve descrição das principais características dos programas mais reconhecidos e utilizados, os quais podem ser baixados da internet ou adquiridos e que continuamente são atualizados.

Tabela A1.1. Principais características dos programas pesquisados. Os preços correspondem a valores orçados no mês de julho de 2008.

Nome	Foco do programa	Idioma	Preço US\$	Passo de Tempo	B. D. Componentes	Internet
DASTPVPS 5.3	SB	I	287	A, M, D	M, I, C	<a href="http://www.ibom.de">www.ibom.de</a>
HOMER 2.0	SFVA, SFVC, SFVH	I	Free	A, M, D, H	B, E, G	<a href="http://analysis.nrel.gov/homer/">http://analysis.nrel.gov/homer/</a>
HYBRID2 1.3	SFVA, SFVH	I	800	S/I	S/I	<a href="http://www.ceere.org/rerl/projects/software/hybrid2">http://www.ceere.org/rerl/projects/software/hybrid2</a>
InselD 7.0	*1	I, A, E	2.336 +taxas	A, M, D, S, H	M, G, B, I, CC, C, D	<a href="http://www.inselDi.com">www.inselDi.com</a>
PV-DesignPro 6.0	SFVA, SFVC, SFVH	I, E	249+taxas	A, M, D, H	M, E, G, B, I, C	<a href="http://www.mauisolarsoftware.com/">http://www.mauisolarsoftware.com/</a>
PV*SOL set 3.0	SFVA, SFVC, SFVH	I, A, E, F	1081	A, M, D, S, H	M, G, B, I, CC, C	<a href="http://www.valentin.de">www.valentin.de</a>
PVSYST 4.31	SFVA, SFVC, SFVH	I	862	A, M, D, H	M, G, EA, B, I, CC, C	<a href="http://www.pvsyst.com">www.pvsyst.com</a>
RETScreen	SFVA, SFVC, SFVH	I, F	Free	D	G	<a href="http://www.retscreen.net/">http://www.retscreen.net/</a>
SolarPro 3.0	SFVA, SFVC,	I, J	1900	A, M, D, H	M, G	<a href="http://www.lapsys.co.jp/english">www.lapsys.co.jp/english</a>

Nome	Foco do programa	Idioma	Preço US\$	Passo de Tempo	B. D. Componentes	Internet
Fdim 1.0	SFVA, SFVC	E	S/I	A	G	msidrach@ctima.uma.es
Nome	Foco do programa	Idioma	Preço US\$	Passo de Tempo	B. D. Componentes	Internet
FV-Expert	SFVA, SFVC, SFVH	E	S/I	A	G	www.censolar.com
PV F-CHART	SFVA	I	600	H	G	http://www.fchart.com/
PVSize	SFVA	P	Free	A, M, D, S, H	M, G, T, B,I,CC,C	http://www.solar.ufrgs.br

### *Idioma*

I: Inglês, A: Alemão, E: Espanhol, F: Francês, It: Italiano, J: Japonês, P: Português.

### *Passo de tempo*

A: ano, M: mês, S: semana, D: dia, H: hora.

### *Foco do programa:*

SFVA: sistema fotovoltaico autônomo, SFVC: sistema fotovoltaico conectado à rede, SFVH: sistema híbrido, SB: sistemas de bombeamento, 1\*: sistemas térmicos e fotovoltaicos em geral, 2\*: dados meteorológicos.

### *Base de dados de componentes:*

M: módulos, G: irradiância e temperatura, B: bateria, I: inversor, CC: controlador de carga, C: consumo, E: gerador eólico, D: gerador diesel, CS: coletores solares, BM: biomassa, A: gerador hidráulico, EA: energia auxiliar.

## ANEXO A2

### A2. Programa *PVSize*

O *PVSize* é um dos componentes de um pacote de softwares para projeto assistido por computador de sistemas de energia solar, abrangendo tanto sistemas térmicos quanto fotovoltaicos (*SolarCad*). O *PVSize* foi idealizado como uma ferramenta prática que facilitaria a concepção de sistemas fotovoltaicos autônomos (Figura A2.1).

O programa desenvolvido visa o dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos autônomos com cargas em corrente contínua assim como alternada.

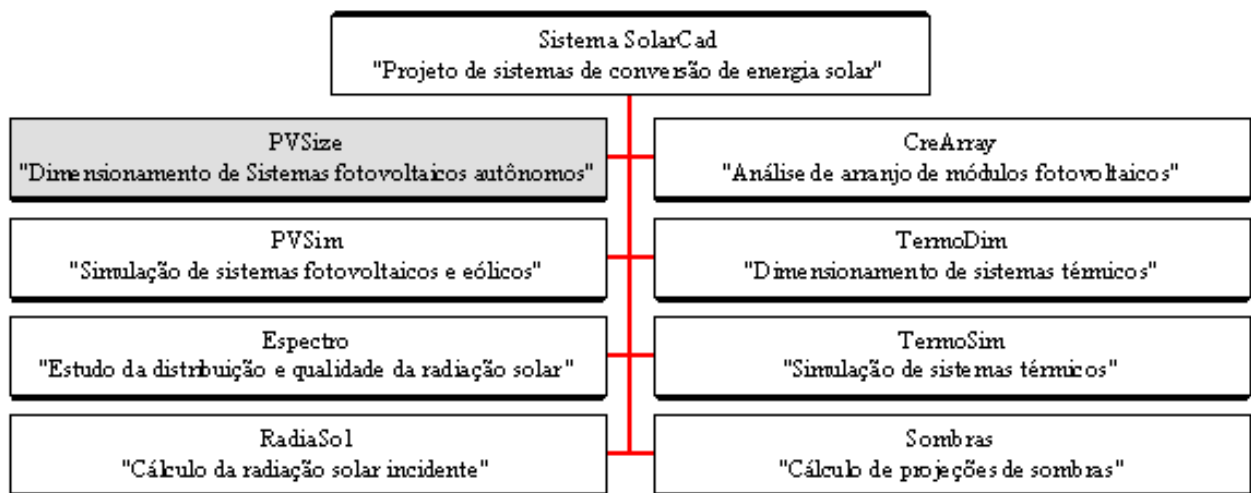


Figura A2.1. Diagrama de blocos dos componentes do Sistema *SolarCad*, destacando-se em cinza o programa desenvolvido.

#### A2.1 Utilizando o *PVSize*

O *PVSize* pode ser visto como um programa dividido em blocos, onde dados de entrada específicos são manuseados através de modelos para produzir como saída os resultados da simulação.

Os dados de entrada requeridos para começar a simulação são:

- Esquema do circuito elétrico
- Seleção do módulo
- Seleção do inversor
- Seleção da bateria

- Seleção do controlador de carga
- Localidade

#### A2.1.1 Definição do projeto e da demanda de energia

Este bloco destina-se a permitir a correta identificação do projeto em uma janela que aparece automaticamente ao abrir um novo projeto. Na Figura A2.2 o operador pode informar o nome do projeto, localização, responsável, tipo de instalação, data, etc. Define-se também a corrente e tensão do sistema com as quais se vai trabalhar. Por sua simplicidade, dispensa maiores explicações.

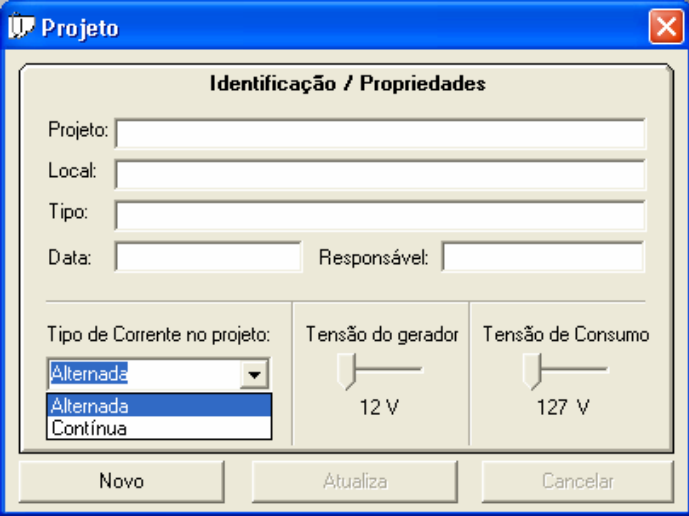


Figura A2.2. Tela para a identificação da instalação.

Após preencher a tela de dados de identificação, o usuário é levado à tela do esquema do circuito de consumo (Figura A2.3), onde se encontram definidos aparelhos de consumo típicos e a área para realizar as conexões elétricas.

Na janela do esquema do circuito existem três terminais que permitem a criação de três circuitos independentes. Estes terminais não podem ser removidos ou deslocados. As propriedades que eles possuem são tensão, a qual adota o valor da tensão definido anteriormente para o sistema, e queda de tensão máxima admitida desde este ponto ao consumo mais afastado, definida pelo usuário em valor absoluto.

Uma vez determinadas as cargas, definem-se as características da fiação a utilizar.



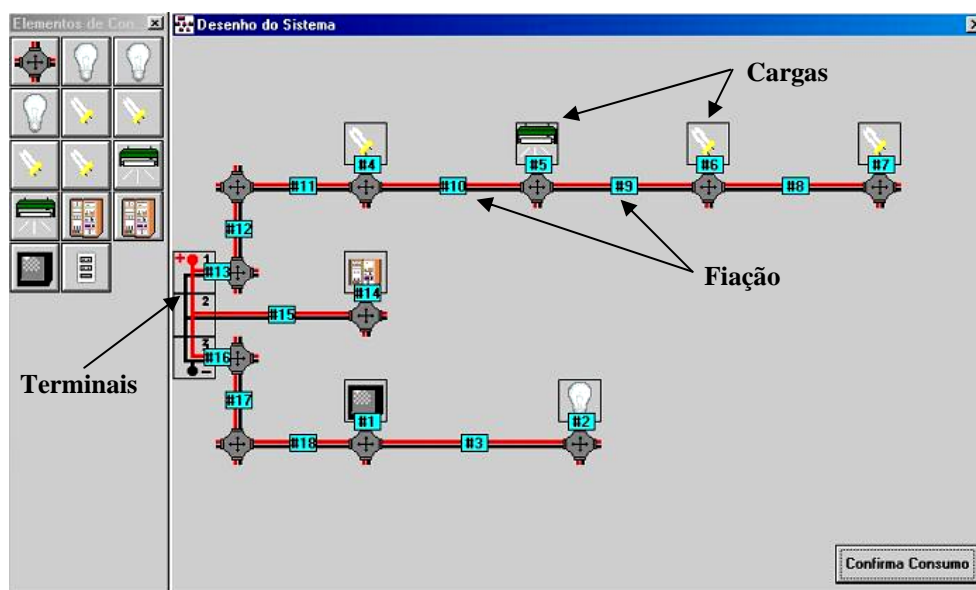


Figura A2.3. Projeto esquemático de uma instalação elétrica em CC.

Pelo método exposto, uma instalação elétrica pode ser projetada esquematicamente, com um, dois ou três circuitos independentes (Figura A2.3). Esta opção visa permitir um projeto mais equilibrado, evitando ligar cargas de elevada potência só em um circuito.

Completado o esquema, devem ser fornecidas as características de cada carga e de cada fio.

#### A2.1.2 Características das cargas

Conforme a escolha e utilizando a opção consumo, o operador pode aceitar um perfil predeterminado ou modificá-lo (Figura A2.4).

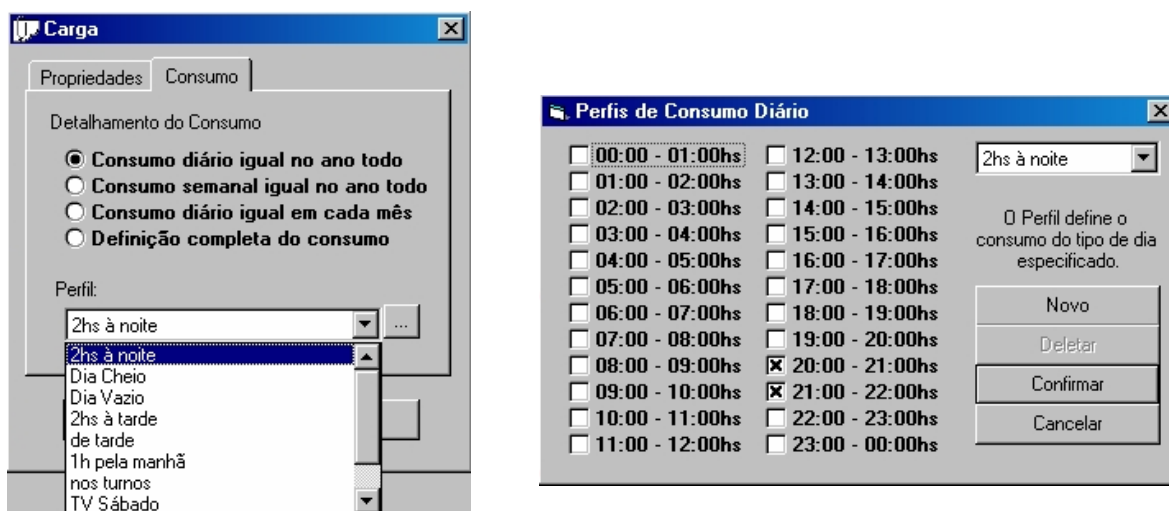


Figura A2.4. Definição do horário de consumo de energia.

Este perfil pode ser definido hora-a-hora, dia-a-dia, semana-a-semana ou mensalmente. Estas alterações de dias e de meses podem ser repetidas tantas vezes quanto necessárias, conforme o caso.

Desta forma, podem ser consideradas variações sazonais e de finalidade (tipo de instalação) para cada carga. Como auxílio visual, o perfil correntemente indicado é mostrado através do ícone “Consumo” na barra de ferramentas do menu principal.

Para conferir o perfil de consumo especificado, utiliza-se uma ferramenta gráfica que permite visualizar os consumos.

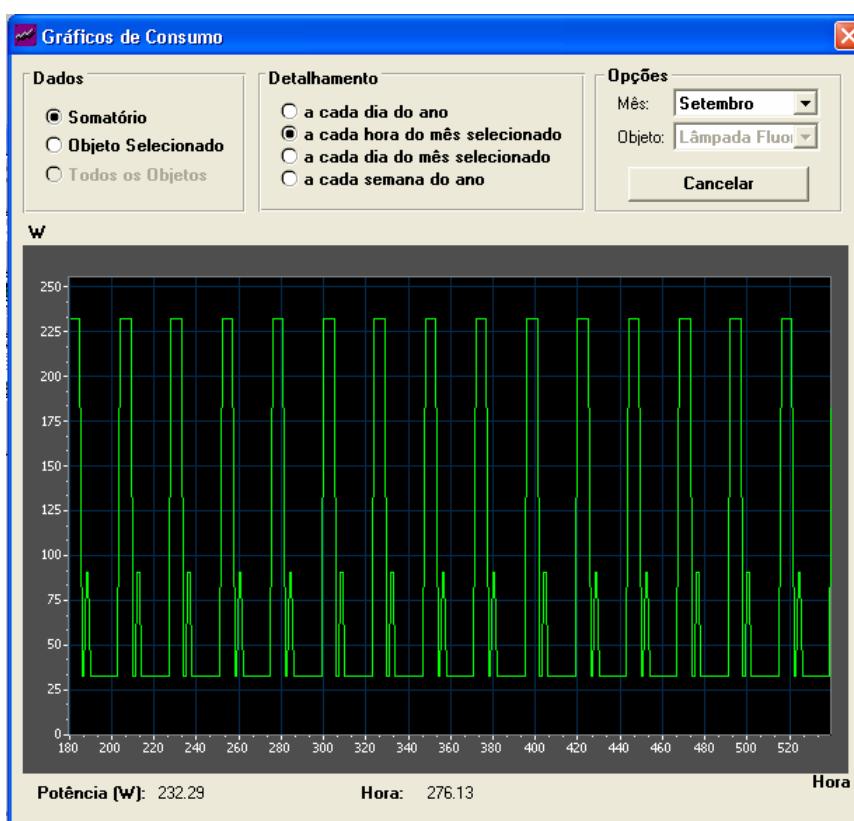


Figura A2.5. Tela de visualização do perfil de consumo.

### A2.1.3 Características dos Fios

Os valores das correntes máximas que são conduzidas por cada fiação, com os quais se determinam as seções dos fios na instalação (segundo as Normas ABNT-NBR 5410), assim como a proteção no circuito principal (o que sai das terminais de conexão), são apresentados em forma de tabela (Figura A2.6).

Uma vez confirmado o consumo, o software libera o acesso aos elementos do sistema através de vínculos que se encontram nos desenhos dos componentes, ou através do comando visualizar que se encontra na barra de menu desta janela.

No caso de seleccionar uma instalação de CC aparece a imagem da Figura A2.7, na qual o inversor e consumo de CA não estão habilitados, e para o caso de CA não está habilitado o consumo em CC.

Dimensionamento dos Condutores												
Circuito 1				Circuito 2				Circuito 3				
Fio	Compr (m)	Corrente (A)	Secção (mm <sup>2</sup> )	Fio	Compr (m)	Corrente (A)	Secção (mm <sup>2</sup> )	Fio	Compr (m)	Corrente (A)	Secção (mm <sup>2</sup> )	
# 4	1	000.58	1.5	# 13	1	005.00	4	# 1	1	005.83	6	
# 5	1	001.17	1	# 14	5	005.00	4	# 2	1	001.17	4	
# 6	1	000.67	2.5					# 3	6	001.17	4	
# 7	1	000.58	2.5					# 15	1	007.00	6	
# 8	12	000.58	2.5					# 16	1	007.00	6	
# 9	3	001.25	2.5					# 17	5	007.00	6	
# 10	1	002.42	2.5									
# 11	2.5	003.00	2.5									
# 12	1	003.00	2.5									

Secção Recomendada: <input type="text" value="2.5"/> mm <sup>2</sup>	Secção Recomendada: <input type="text" value="4"/> mm <sup>2</sup>	Secção Recomendada: <input type="text" value="6"/> mm <sup>2</sup>
Fusível ou Disjuntor: <input type="text" value="5"/> A	Fusível ou Disjuntor: <input type="text" value="5"/> A	Fusível ou Disjuntor: <input type="text" value="10"/> A

Figura A2.6. Janelas de características dos fios da instalação.

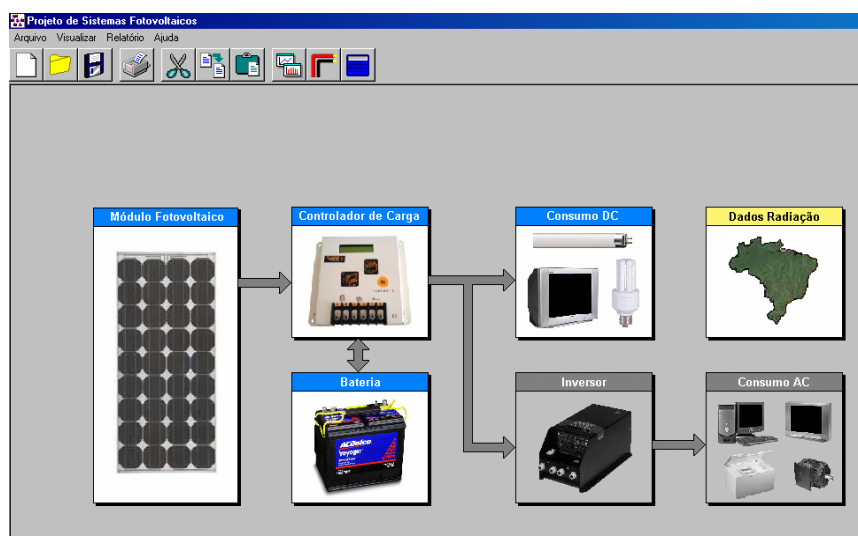


Figura A2.7. Tela principal para a seleção dos elementos que compõem o sistema fotovoltaico.

## A2.2 Bloco de Seleção dos Módulos Fotovoltaicos

Escolhendo a opção “Módulo” nos componentes do menu visualizar, ou clicando no desenho de um módulo fotovoltaico, resulta no formulário mostrado na Figura A2.8. O usuário pode modificar ou agregar manualmente um novo módulo. Os dados apresentados no formulário são para módulos sob as condições *standard* de operação (temperatura e irradiância constantes a 25°C e 1000W/m<sup>2</sup> respectivamente).

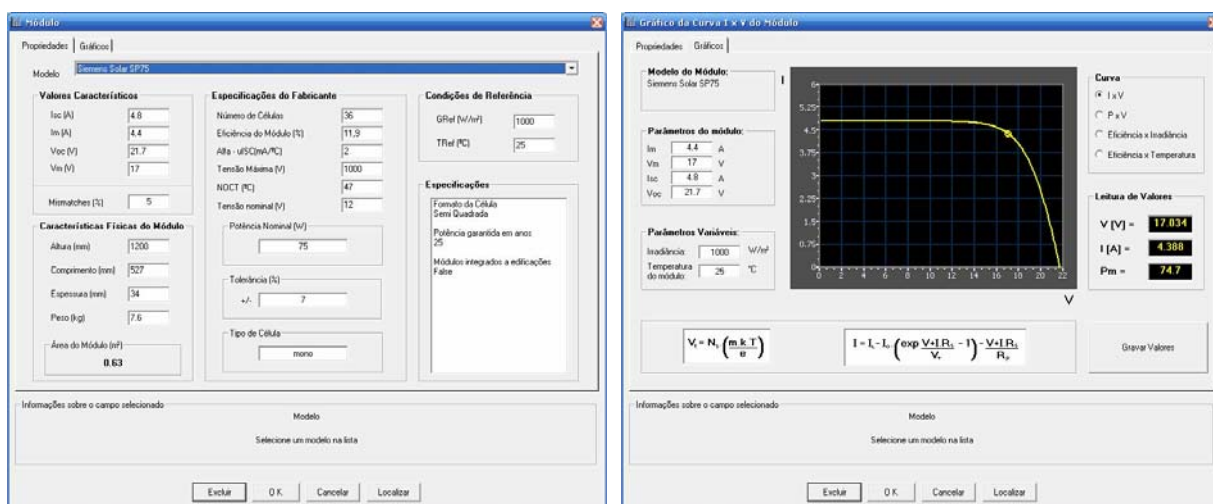


Figura A2.8. Tela para a seleção do módulo fotovoltaico e curva característica do módulo.

O programa tem uma série de sub-rotinas que, para valores de duvidosa validade ou errados, sugerem correções. Considera-se para o dimensionamento que o arranjo está formado por um ou mais módulos com iguais características que o selecionado.

### A2.3 Bloco de Seleção da Bateria

No formulário mostrado na Figura A2.9 o usuário pode selecionar ou inserir a bateria que utilizará no sistema.

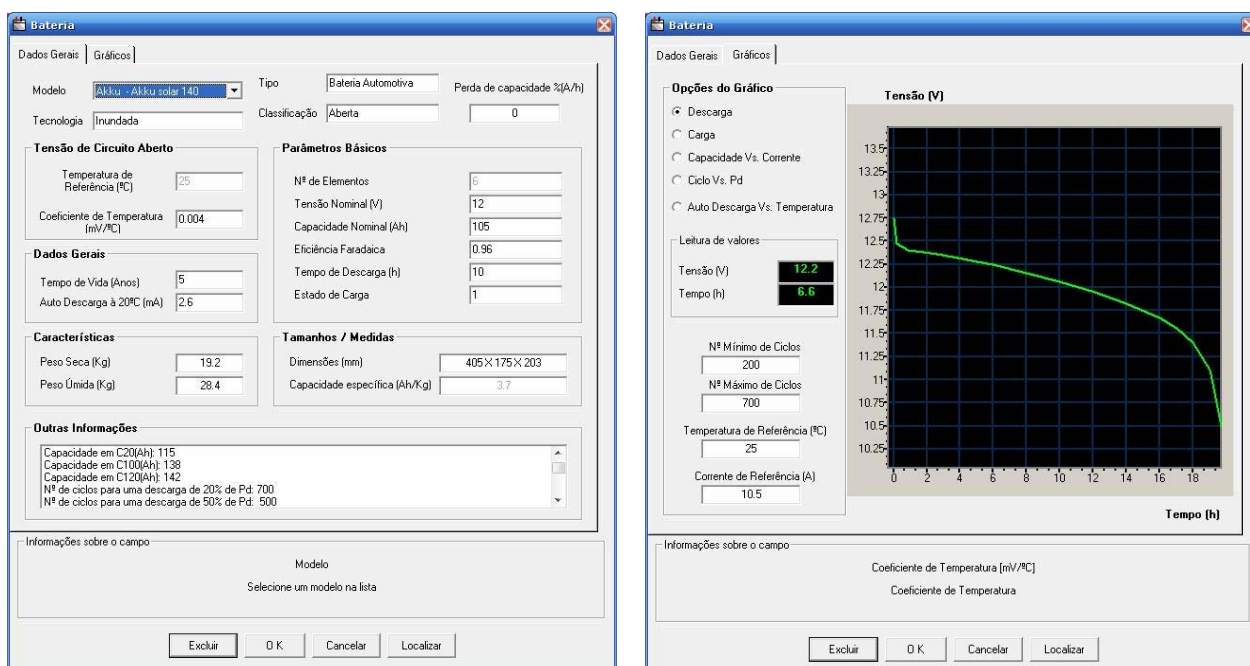


Figura A2.9. Tela para a seleção da bateria e curva de descarga .

O usuário tem acesso a uma base de dados, que permite selecionar a bateria em interesse, modificar seus valores, ou agregar manualmente uma nova bateria no caso de não achar na base de dados o modelo desejado.

#### A2.4 Bloco de Seleção do Inversor

Escolhendo a opção “Inversor” nos componentes do menu visualizar, ou clicando no desenho do inversor, resulta no formulário mostrado na Figura A2.10.

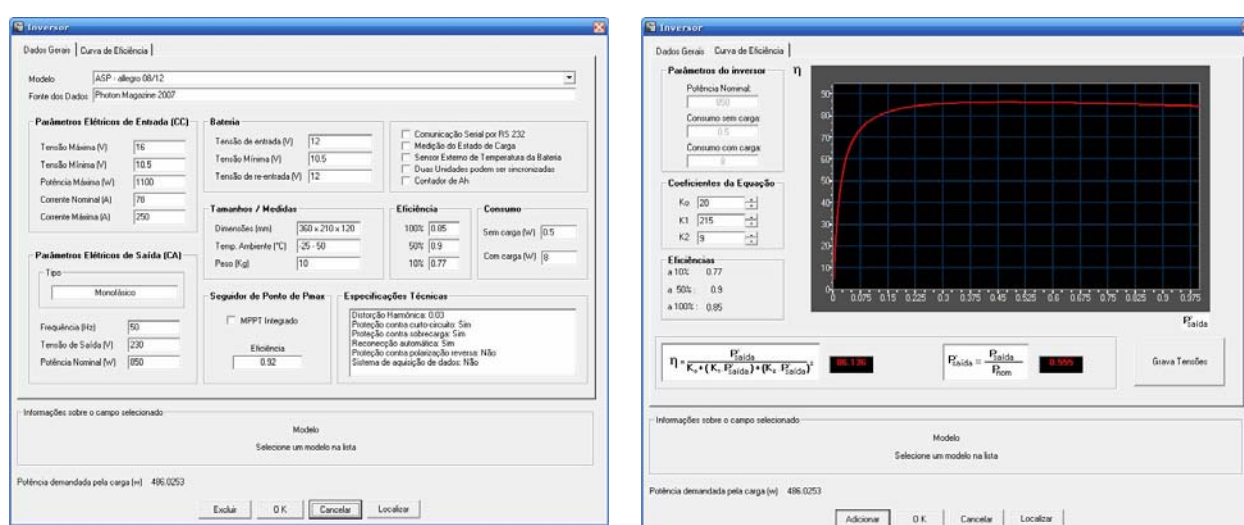


Figura A2.10. Tela para a seleção do inversor e curva de eficiência.

O usuário tem então acesso a uma base de dados, que permite selecionar o inversor em interesse, modificar seus valores, ou agregar manualmente um novo inversor no caso de não achar na base de dados o modelo desejado.

#### A2.5 Bloco de Seleção do Controlador de Carga

Escolhendo a opção “Controlador de carga” nos componentes do menu visualizar, ou clicando na imagem do controlador de carga, resulta em um formulário onde o usuário pode selecionar ou descrever o controlador de carga que utilizará no sistema (ver Figura A2.11).

Aqui o usuário tem acesso a uma base de dados, que permite selecionar o controlador de carga em interesse, modificar seus valores, ou agregar manualmente um novo controlador de carga.

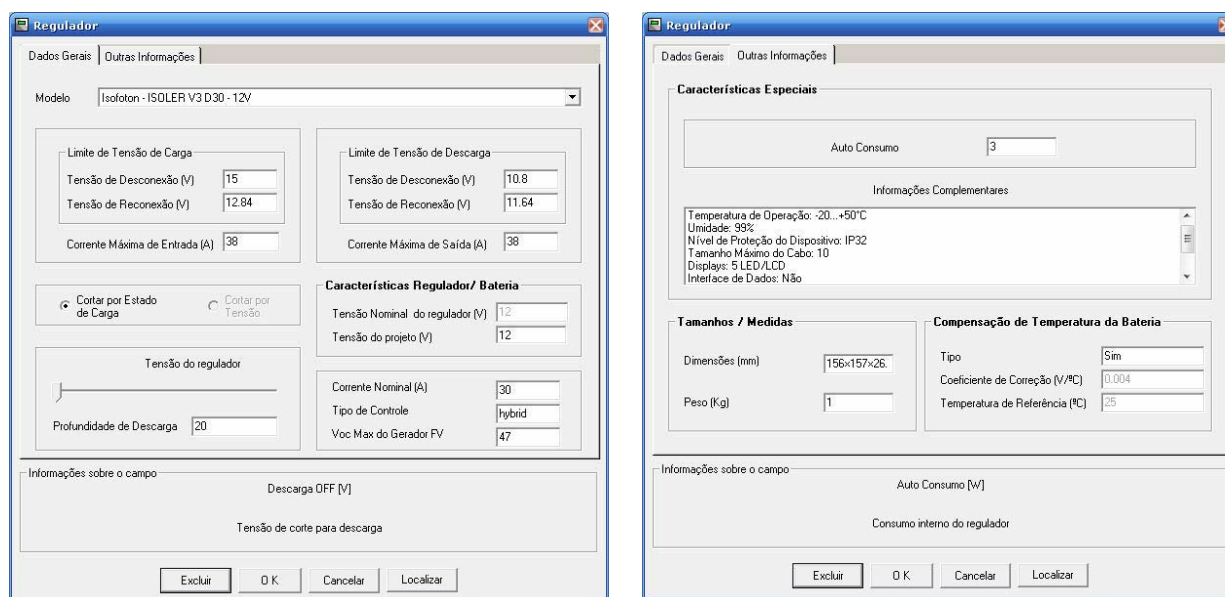


Figura A2.11. Tela para selecionar o controlador de carga das baterias.

## A2.6 Bloco de geração de irradiância e temperatura

O programa *PVSize* incorpora um gerador de dados meteorológicos desenvolvido neste laboratório, o qual é acessado escolhendo a opção “Localização” nos componentes do menu visualizar, ou clicando no desenho do mapa do Brasil. Abre-se o formulário mostrado na Figura A2.12.

Os dados climáticos mensais utilizados para cada gerar seqüências de dados meteorológicos horários, são:

- Temperatura média
- Média das temperaturas máximas diárias
- Média das temperaturas mínimas diárias
- Umidade relativa média
- Média da radiação solar diária horizontal

O banco de dados incorporado foi construído a partir da integração de informações oriundas de outros bancos de dados disponíveis. Algumas cidades contém apenas dados de radiação solar (Tiba e Fraidenraich, 2001 e Olade, 1987) e outros incluem alguns ou todas as variáveis.

Além dos dados mostrados através de gráficos de barras localizados nas laterais ao mapa, a interface possui um sexto gráfico que mostra a radiação inclinada, a qual é calculada em função dos dados inseridos para radiação horizontal e do valor dado para a inclinação dos módulos.

O programa incorpora uma matriz (invisível ao usuário) construída a partir da extração das informações das cores dos Mapas Climáticos do INMET. A informação da radiação solar é obtida pela conversão dos dados originais de insolação em radiação por regressão linear aplicando a equação de Prescott (Power, 2001).

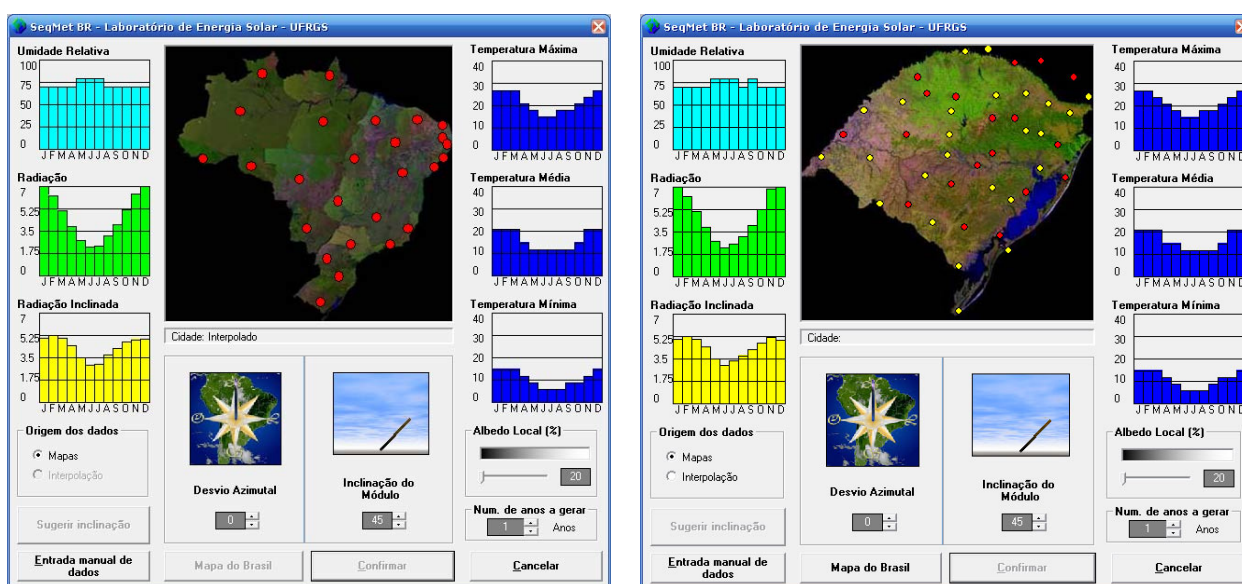


Figura A2.12. Tela apresentada para selecionar o Estado e localidade no Brasil para gerar dados de radiação e temperatura.

Selecionada a forma de interpolação, o cálculo dos valores dos dados climáticos é feito pela média ponderada dos valores que existem nas localidades pertencentes ao banco de dados.

Esta média é feita utilizando apenas as três localidades mais próximas ao ponto representado pelo mouse e de forma que o peso seja inversamente proporcional à distância. Cada variável é tratada de forma separada. Assim, os dados de uma variável climática podem ser o resultado de um conjunto de 3 cidades que não necessariamente sejam as mesmas consideradas para outro dado.

Para inserir uma estação nova no banco de dados do programa PVSize, primeiro deve-se selecionar o Estado, depois ingressar em entrada manual de dados.

**Entrada Manual de Dados - Alterando**

Entre com os dados da localização do sistema:

Latitude: Longitude: Nome:

-30.02 51.22 Porto Alegre

Mês	Radiação*	Umidade Relativa	Temp. Máxima	Temp. Média	Temp. Mínima
Janeiro	5.97	71	30.7	24.7	20.1
Fevereiro	5.50	74	30.1	24.5	20.1
Março	4.67	75	29.0	23.3	18.8
Abril	3.86	77	25.3	19.7	15.5
Maio	2.92	81	22.3	17.1	12.9
Junho	2.42	84	20.0	14.9	11.0
Julho	2.83	81	19.6	14.0	9.9
Agosto	3.33	78	20.9	15.4	10.9
Setembro	4.08	78	21.8	16.2	12.8
Outubro	5.25	75	24.2	19.2	14.9
Novembro	6.03	71	27.0	21.4	16.5
Dezembro	6.50	69	29.4	23.2	18.4

Salvar Cancelar Excluir

\* Radiação em kWh/m<sup>2</sup>-dia

Figura A2.13. Tela para realizar a entrada manual de dados meteorológicos.

## A2.7 Simulação

Ao finalizar a seleção dos elementos que compõem o sistema, se procede à simulação para determinar seu dimensionamento. No caso de se proceder à simulação sem que sejam selecionados os elementos, existe uma predefinição dos mesmos sob o nome de usuário, os quais serão utilizados. Aqui o usuário se encontra com a janela mostrada na Figura A2.14.

Existe a possibilidade de escolher entre dois tipos de simulações: simular pela corrente máxima, onde para encontrar a energia horária gerada se considera que a corrente é a de ponto de máxima potência, corrigida pela radiação incidente, e a tensão é a nominal do sistema, ou simular pela curva do módulo onde se considera o valor da tensão da bateria, com o qual, tendo a curva I-V do módulo para as condições de radiação e temperatura do momento, se determina o valor da corrente real. Este último método é mais demorado na realização dos cálculos.

O próprio usuário pode selecionar a quantidade de baterias e módulos desejados e depois simular o sistema, podendo assim determinar uma *LLP* que ele ache aceitável.

Para analisar os valores obtidos pela simulação do sistema, tem-se uma ferramenta gráfica que permite visualizar os resultados atingidos. Esta é mostrada quando se clica o botão “Gráfico” (Figura A2.15).



**Dimensionamento do Sistema**

**Dados do Sistema**

Cidade: **Breves,**

Consumo médio: **2069.9 Wh/dia**

Módulo: **Siemens Solar SP75**

Bateria: **105 Ah**

Regulador: **Usuário**

Inversor: **Usuário**

**Configuração de Simulação**

**Módulos**

N° de Módulos em Paralelo: **12**

N° de Módulos em Série: **1**

**Baterias**

N° de Baterias em Paralelo: **10**

N° de Baterias em Série: **1**

**Tipo de Simulação**

Pela Corrente Máxima

Pela Curva do Módulo

**Resultados da Simulação**

**Cálculos**

**Temporais**

Horas de Falha durante o período: **105** em **49** dias

Probabilidade de Perda de Carga: **1.199** %

**Energético**

Probabilidade de Perda de Carga: **05.47** %

Demanda Não Atendida: **41.35** kWh/ano

Variáveis	Janeiro / 1	Fevereiro / 1	Março / 1
LLP Energético [%]	0	20.786	30.39
Energia Total Gerada [kWh]	56.266	51.619	57.47
Energia Excedente [kWh]	10.E-3	0	0
Demanda Não Atendida [kWh]	0	12.047	19.5
Tempo com Consumo [horas]	744.	672.	744.
Tempo de Energia Excedente [horas]	1.	0	0
Horas de Falhas no mês [horas]	0	31.	51.
LLP Energético com MPPT [%]	0	0	0
Energia Total Gerada com MPPT [kWh]	0	0	0
Energia Excedente com MPPT [kWh]	0	0	0
Demanda Não Atendida com MPPT [kWh]	0	0	0
Horas de Falhas no mês com MPPT [horas]	0	0	0
Energia Demandada no mês [kWh]	64.165	57.956	64.165

**Simulando 100%**

Gráficos Horários | Índices de Mérito | Cálculo Econômico

Confirmar/Salvar | Cancelar

Figura A2.14. Tela para realizar o dimensionamento e simulação.

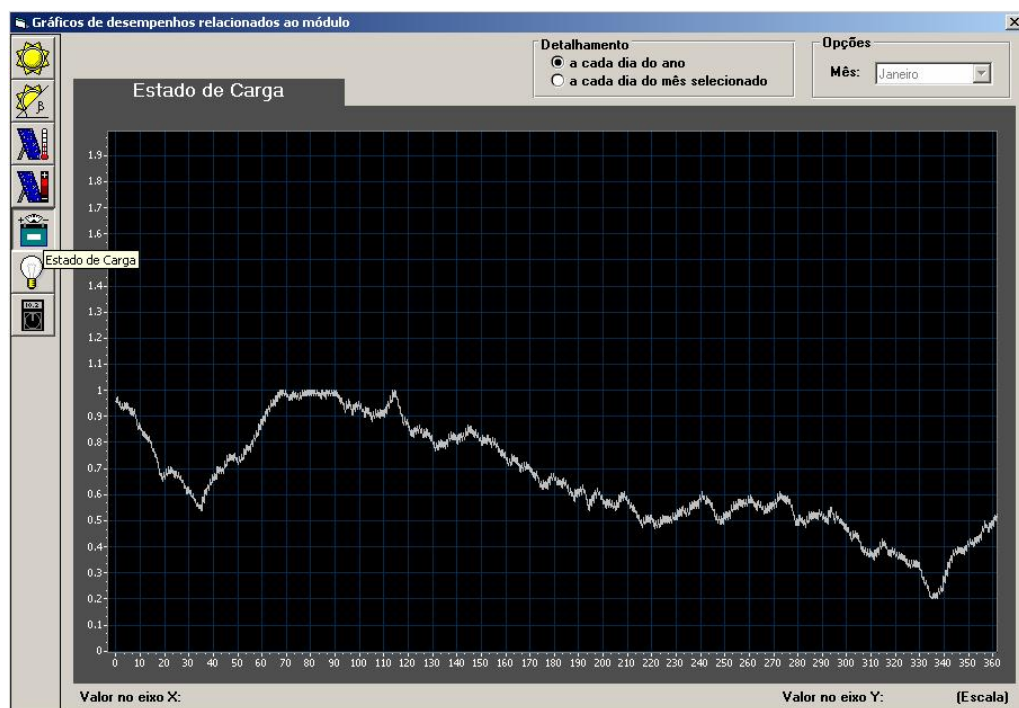


Figura A2.15. Visualização do estado de carga ao longo do ano para a instalação dimensionada.

Uma vez na janela de resultados da simulação do sistema, podem ser analisados os valores obtidos de um acompanhamento horário ao longo do ano da radiação solar horizontal, radiação solar inclinada, temperatura do módulo, energia virtualmente disponível, estado de carga, consumo, tensão da bateria e energia útil.

Todas as ferramentas gráficas apresentadas, clicando com o botão direito do mouse sobre elas, dão acesso a uma série de opções como Zoom, deslocamento e leitura do valor da curva traçada.

Após a simulação pode ser observado (Figura A2.16) o resultado do cálculo da perda de capacidade do sistema de acumulação, com os correspondentes fatores de estresse calculados. Também se podem observar os índices de mérito que caracterizam o comportamento do sistema.

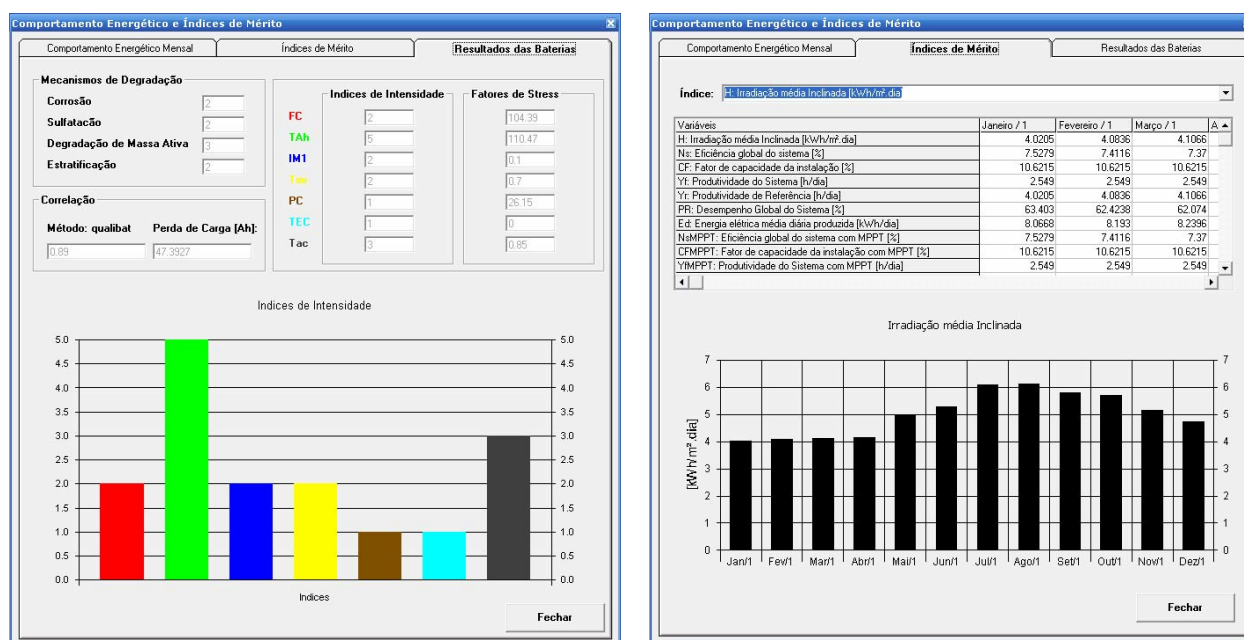


Figura A2.16. (a) Visualização dos fatores de estresse e da perda de capacidade do sistema de acumulação. (b) Índices de mérito do sistema simulado.

Após a simulação é possível realizar um cálculo econômico que permite determinar a viabilidade do projeto. Na Figura A2.17 (a) apresenta-se a interface gráfica que permite entrar com os dados de custos iniciais, gastos periódicos e anuais. Na Figura A2.17 (b) apresenta-se o entorno gráfico onde é mostrada a sensibilidade econômica do projeto quando varia-se algum dos parâmetros financeiros.

**Análise de Custos - Viabilidade do Projeto**

Arquivo

**Dados**

Nome do Projeto: Breves, Energia Produzida [MWh]: 2.906  
Localidade do Projeto: Breves, Redução de GEE [tCO2/ano]: 0

**Custos Iniciais**

Estudos de Viabilidade R\$ 0 0%  
Desenvolvimento R\$ 0 0%  
Engenharia R\$ 2154,2 4,8%  
Equipamentos R\$ 40297,28 90,3%  
Balanco da Instalação R\$ 2154,2 4,8%  
Outros R\$ 0 0%  
Incentivos/Subsídios R\$ 0  
Tempo de Vida do Projeto: 25  
Custos Iniciais - Total: R\$ 44605,76

**Custos Anuais**

Operação e Manutenção R\$ 2154,2 4,8%  
Combustível/Eletricidade R\$ 0 0%  
Prestação de dívida R\$ 1079,227  
Custos anuais - Total: R\$ 5432,467

**Ingressos Anuais**

Prospecção de energia ou rendimento: R\$ 5812,147  
GEE produção de rendimento: R\$ 0  
Poupanças anuais - Total: R\$ 5812,147

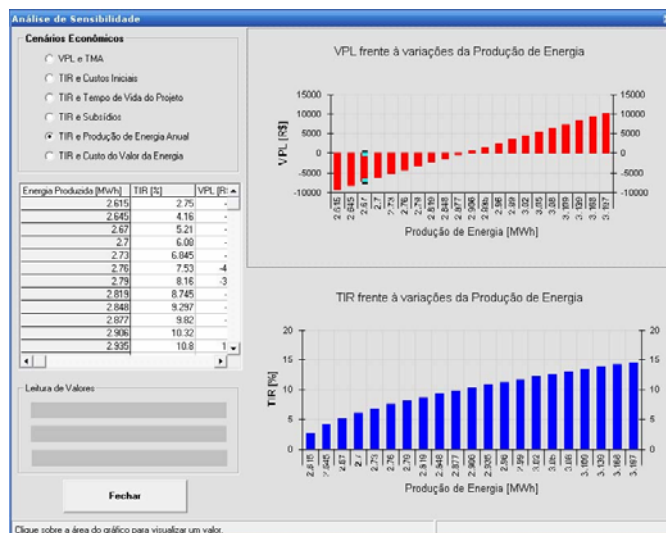
**Custos Recorrentes**

Módulos	Tempo de Substituição (anos)	Nº de Subst. ao Longo da Vida	Subst. (t)	Valor (R\$)
25	1	1	100	3000
Inversores	10	2	100	3000
Baterias	4	5	100	3000
Controlador de Carga	10	2	100	1000
Outros	2	10	100	200,20

**Pré-levantamentos Financeiros**

Sumário Financeiro  
Gráficos  
Redução de GEE  
Sair

(a)



(b)

Figura A2.17. (a) Entorno gráfico para a entrada de parâmetros financeiros (b) Gráficos e sensibilidade do fluxo de caixa em relação aos indicadores financeiros.

Na Figura A2.18 apresenta-se o entorno gráfico que mostra o valor de fluxo de caixa anual ao longo da vida do projeto, em conjunto com a distribuição dos custos iniciais e a parcela correspondente a cada elemento do sistema.

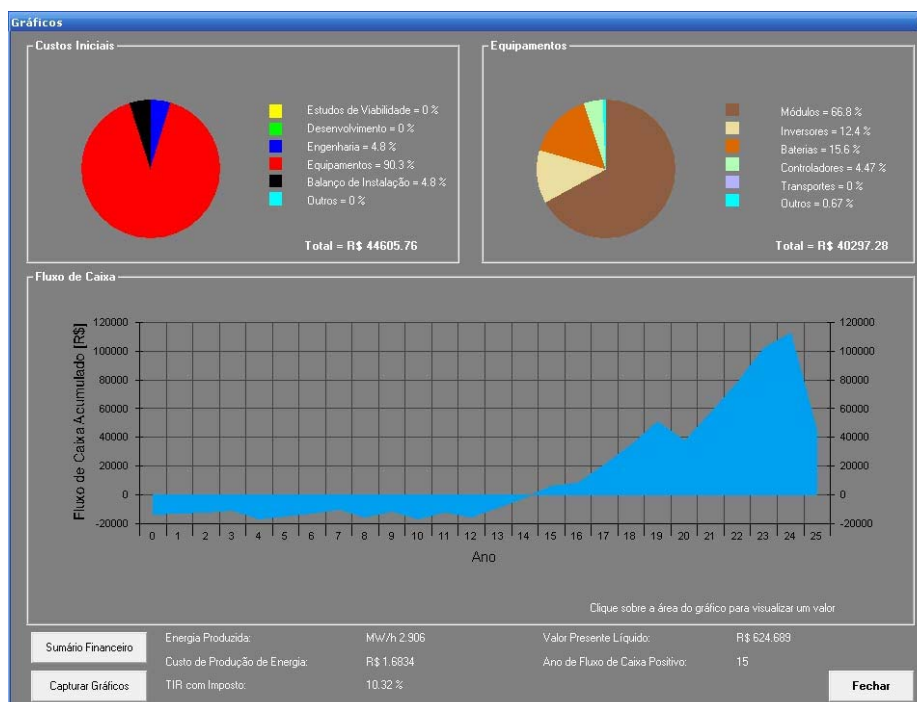


Figura A2.18. Visualização do fluxo anual de caixa e distribuição de custos

## A2.8 Relatório

Clicando na opção “Relatório” da tela principal apresenta-se um resumo das características gerais da instalação, assim como dos resultados obtidos da simulação, com possibilidade de imprimir o mesmo. Uma versão futura poderá também imprimir os gráficos resultantes da simulação e tabela de valores correspondentes.

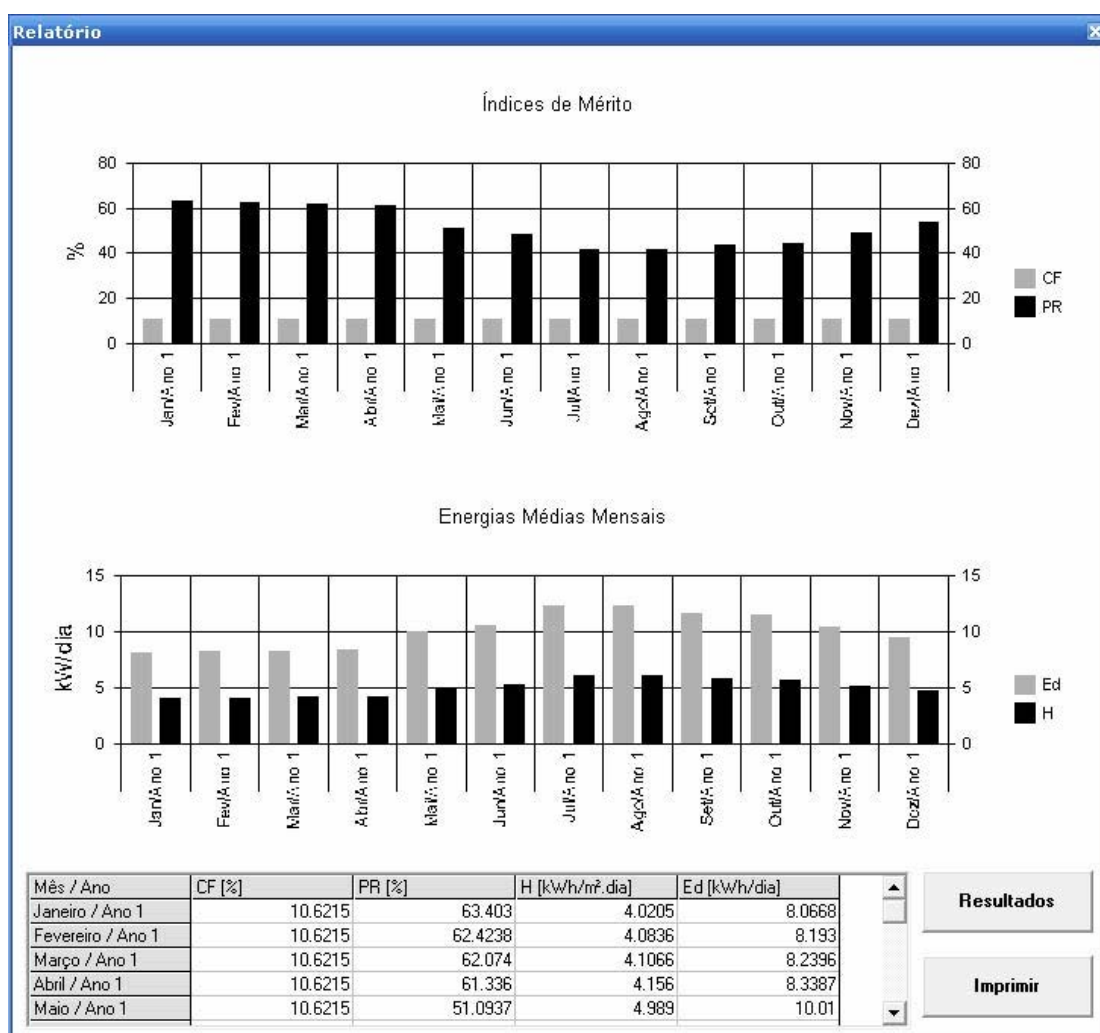


Figura A2.19. Visualização do relatório gerado pelo programa

## ANEXO A3

### A3.1 Fatores de estresse

O impacto que os fatores de estresse têm sobre os mecanismos de degradação tem taxas de degradação diferentes dependendo das circunstâncias de funcionamento. Os principais fatores de estresse são:

- Fator da carga
- Taxa da descarga
- Corrente máxima de descarga
- Tempo utilizado para atingir a carga máxima
- Tempo em estado de carga baixo
- Ciclagem parcial
- Temperatura

Dos oito fatores de esforço escolhidos, dois deles consideram o efeito de temperatura sobre a bateria, efeito que pode ser separado dos fatores de esforço restantes e ser considerado como uma grandeza independente (Sauer et al, 1997). Destes dois fatores, apenas considera-se o efeito de um destes parâmetros (para condições de elevada temperatura), já que o outro fator (que considera o de congelamento do eletrólito) no território brasileiro é de muito baixa probabilidade de acontecer.

Embora a tensão de carga/descarga tem uma forte influência nos processos do envelhecimento da bateria, ela não é usada como um fator de estresse porque seu valor varia com a densidade do eletrólito, tipo de bateria, temperatura, etc. No entanto, os mecanismos do envelhecimento associados com valores de tensão de carga /descarga são considerados pelos outros fatores de estresse ou por uma combinação deles.

A seguir apresentam-se as definições dos seis fatores de estresse, incluindo o fator que analisa o efeito da temperatura, responsáveis pela degradação e falha de baterias de chumbo-ácido.

*Fator de carga (Fc):* O fator de carga pode ser interpretado como um parâmetro inverso ao de eficiência faradaica e indica, indiretamente, o tipo de operação da bateria (Eq.(A3.1)).

$$Fc = \frac{\int I_{car} dt}{\int I_{desc} dt} \quad (A3.1)$$

onde  $I_{car}$  representa a quantidade de corrente que entrou no sistema de acumulação e  $I_{desc}$  a quantidade de corrente que saiu.

Para cada condição de operação existe um  $Fc$  ótimo. Se o  $Fc$  está abaixo deste valor ótimo, alguns dos mecanismos de envelhecimento aparecem de forma prematura (sulfatação, estratificação do eletrólito, diferenças no comportamento entre as células eletroquímicas). Se o  $FC$  está acima do valor ótimo, outros mecanismos de envelhecimento surgem antes do esperado (perda de rigidez ou amolecimento da massa ativa, perda de água e corrosão). Em sistemas reais o  $Fc$  varia entre 1,02 e 1,30 (Svodoba, 2004)

*Taxa de descarga (TAh):* Este fator é obtido através da relação entre os Ah acumulados durante o processo de descarga e a capacidade nominal do banco de baterias. A taxa de descarga é definida pela Eq.(A3.2).

$$TAh = \frac{\int I_{desc} dt}{C_n} \quad (A3.2)$$

onde  $C_n$  representa a capacidade nominal da bateria expressa em Ah

Este fator indica o tipo de operação ao qual foi submetido o sistema de armazenamento. Um valor elevado aumenta o efeito de envelhecimento devido ao amolecimento, perda da massa ativa e estratificação do eletrólito. Para determinar qual destes três fatores tem maior influência, a  $TAh$  deve ser vinculada com os valores do ciclo parcial do estado de carga e com o tempo em que a bateria ficou com um estado de carga baixo.

Em instalações reais a taxa de descarga varia entre 10 e 100.

*Corrente máxima de descarga ( $IM_{1\%}$ ):* Este fator representa as máximas correntes de descarga onde 1% da corrente acumulada no tempo de operação é extraída. Para calcular este fator é utilizada a Eq. (A3.3) que emprega uma função de distribuição de correntes de descarga que é dividida em 100 grupos ordenados por amplitudes de corrente, e o grupo onde se encontram as maiores correntes de descarga é utilizado para o cálculo da  $IM_{1\%}$ .

$$\sum_{i=1}^n I_i \cdot t_i = 0,01.TAh.C_N \quad (A3.3)$$

onde  $I_i$  e  $t_i$  correspondem às correntes e tempos associados ao grupo das máximas correntes.

A Eq. (A3.4) calcula o valor de  $IM_{1\%}$ , que é normalizado pelo valor da corrente para uma taxa de descarga ( $I_{taxa}$ ) relativo ao valor de capacidade nominal da bateria.

$$IM_{1\%} = \frac{0,01.TAh.C_N}{I_{taxa} \sum_{i=n-x}^n t_i} \quad (A3.4)$$

Este fator é utilizado para indicar os requisitos de potência que a bateria deve suportar. No entanto, as correntes que os sistemas de acumulação em SFA são submetidos, em geral, são baixas e não superam o valor de corrente de descarga para um regime  $I_{10}$ . Este fator tem um baixo impacto nos processos de envelhecimento e uma impacto indireto na estratificação do eletrólito e ganha importância quando é combinado com outros fatores de estresse.

*Tempo médio de recarga (Tmr):* Este fator representa o tempo médio, em dias, que o sistema de acumulação demora para chegar a um valor de  $EC$  de 90 %. O fator  $Tmr$  é definido pela Eq.(A3.5).

$$Tmr = \frac{\int t(EC_{90}) dt}{n_e} \quad (A3.5)$$

onde o numerador calcula os dias que a bateria demora para atingir o valor de 90% do estado de carga (após uma descarga abaixo deste valor) e o denominador representa uma contagem de número de vezes que o estado de carga esteve abaixo de 90 %.

Este valor de 90% é escolhido devido à variação de comportamento que tem algumas baterias nesta região e porque SFA, em geral, trabalham com este limite de estado de carga máximo (excetuando os casos em que por problemas no controlador de carga isto não se cumpra). A seleção deste valor de  $EC$  deve ser considerada no momento de interpretar os valores calculados.

Quando o tempo transcorrido para levar uma bateria a seu estado de máximo estado de carga é muito longo, cristais de sulfato começam a crescer adquirido um tamanho suficientemente grande para que quando se volte a carregar a bateria não seja possível converter

novamente em material ativo. Em caso de variações sazonais podem ser encontrados valores mensais bem diferentes de  $Tmr$ . Valores típicos deste fator encontram-se entre 0,7 e 10 dias.

*Ciclos parciais de carga (PC)*: Este fator é obtido considerando a energia acumulada (expressa em Ah) acumulados durante o processo de descarga em faixas específicas de  $EC$ . As faixas de  $EC$  são definidas a seguir:

A: 100 – 85 %  $EC$

B: 85 – 70 %  $EC$

C: 70 – 55 %  $EC$

D: 55 – 40 %  $EC$

E: 40 – 0 %  $EC$

A Eq. (A3.6) apresenta a forma de cálculo do  $PC$  para a faixa A.

$$A = \frac{\int I_{desc}(EC_A) dt}{\int I_{desc} dt} \cdot 100 \quad (A3.6)$$

onde  $EC_A$  representa a corrente de descarga acumulada durante o tempo de análise que se encontra na faixa definida como A.

As outras faixas são calculadas de forma similar e o valor final de  $PC$  é calculado utilizando a Eq. (A3.7), onde cada faixa está associada a um valor numérico que pondera seu efeito sobre o envelhecimento da bateria:

$$PC = \frac{A.1 + B.2 + C.3 + D.4 + E.5}{5} \quad (A3.7)$$

A escala linear de ponderação mostra que ciclagens a elevados  $EC$  afetam menos o desempenho da bateria que ciclagens para  $EC$  baixos.

Valores elevados de  $PC$  refletem um sistema de acumulação que trabalha em um  $EC$  baixo acelerando o processo de sulfatação irreversível, perda de massa ativa e estratificação do eletrólito. Valores de  $PC$  elevados podem expressar que a bateria está trabalhando com ciclos superficiais de carga (flutuação) onde o fenômeno de sulfatação é evitado. Na Figura A3.1 apresenta-se a evolução anual do  $EC$  de um SFA com duas configurações de sistema de



acumulação e geração diferentes. Na Figura A(a) apresenta-se um sistema que durante um ano de simulação manteve um EC alto e, por consequência um PC baixo (23%) enquanto na Figura A (b) acontece o oposto, e consequentemente o PC é mais alto (40%).

Os valores encontrados em SFA em operação variam entre 20% e 70%

*Tempo de EC baixo ( $TEC_b$ ):* Este fator é obtido considerando os Ah durante o tempo no qual o EC do sistema de acumulação encontra-se abaixo de 35%. A Eq. (A3.8) permite calcular o valor deste fator.

$$TEC_b = \frac{\int t(EC_{35}) dt}{\int dt} \cdot 100 \quad (A3.8)$$

onde  $TEC_b$  faz referência ao tempo que a bateria ficou com um EC inferior a 35%.

Quando o sistema de acumulação é submetido a um tempo consideravelmente longo com um EC baixo o processo de sulfatação irreversível é acelerado. A diferença com ao fator PC e o  $TEC_b$  é que este último fator considera o tempo e o PC a carga que foi extraída nesse tempo. O  $TEC_b$  tem grande relevância na aceleração de mecanismos de degradação em baterias de chumbo-ácido.

Valores de  $TEC_b$  encontrados em SFA variam entre 0% e 50%.

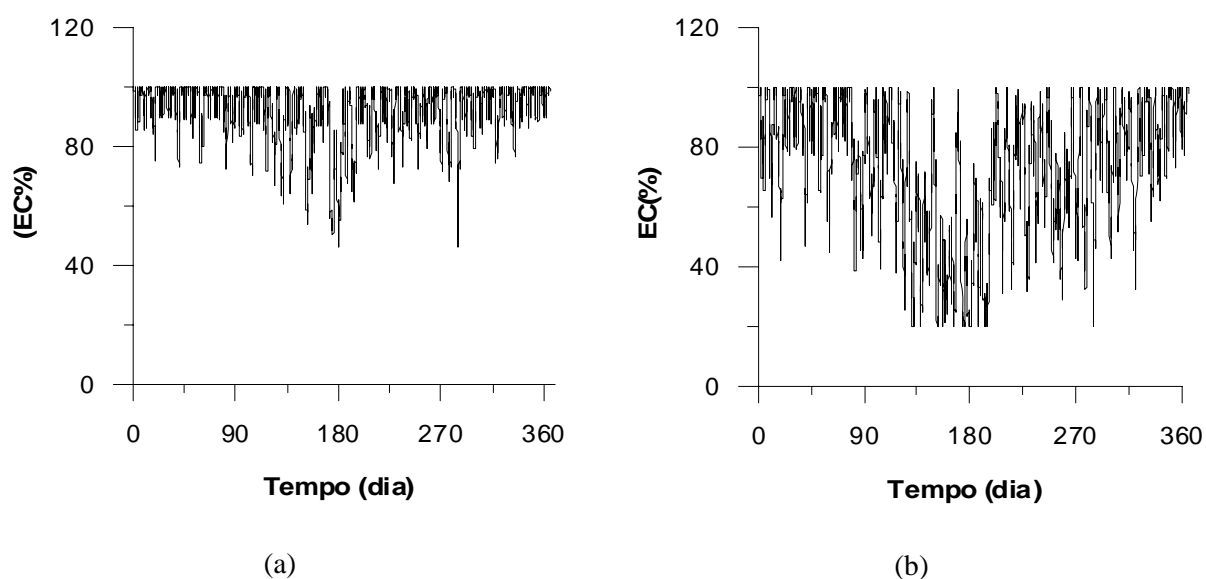


Figura A3.1. a) Estado de carga ao longo de um ano de simulação para um SFA com um PC de 26%, b) estado de carga ao longo de um ano de simulação para um SFA com um PC de 40%.

*Fator de aceleração por temperatura ( $T_{ac}$ ):* Este fator considera a influência da temperatura no ciclo de vida da bateria relacionando-o com o tempo de vida de uma bateria que opera a uma temperatura de referência de 20°C. A Eq. (A3.9) permite calcular o valor deste fator considerando que a vida da bateria se reduz em 50% para cada 10°C acima do valor da temperatura de referência (Spiers e Rasinkosi, 1996).

$$T_{ac} = \frac{\int e^{\frac{\ln(2)}{10} \cdot (T - T_r)} dt}{\int dt} \quad (\text{A3.9})$$

Valores de  $T_{ac}$  encontrados em SFA variam entre 0,38 e 1,9.

Estes sete fatores de estresse possuem unidades e intervalos de ação diferentes e devem ser unificados para poder vincular o valor numérico com o grau de degradação. Por esta razão é definida uma escala que descreve as condições de funcionamento utilizando índices de nível de intensidade do fator de estresse analisado.

### A3.2 Processo de indexação de níveis de intensidade para cada $fe$

Na **Tabela A3.1** são apresentados os fatores de estresse com os respectivos valores de intensidade para diferentes faixas de valores resultantes das Eq. (A3.1) até (A3.8).

Tabela A3.1. Relação entre os fatores de estresse e nível de intensidade segundo as condições de operação.

Fator de estresse ( <i>fe</i> )	Nível de intensidade	Observações
FATOR DE CARGA	(%) 5: muito alta >130 4: alta (115 ; 130) 3: media (108 ; 115) 2: baixa (102 ; 108) 1: muito baixa <=102	Um nível de intensidade 5 tem associada grande possibilidades de corrosão e, em baterias VRLA perda de água. Baixas intensidades estão associadas com baterias que nunca estão totalmente carregadas o que leva a uma severa sulfatação.
TAXA DE DESCARGA	(%) 5: muito alta >100 4: alta (70 ; 100) 3: media (40 ; 70) 2: baixa (10 ; 40) 1: muito baixa <= 10	Parâmetro que alcança representatividade quando analisado em conjunto com outros <i>fe</i> .
CORRENTE MÁXIMA DE DESCARGA	(-) 5: muito alta >1,7 4: alta (1,4 ; 1,7) 3: media (0,5 ; 1,4) 2: baixa (0,1 ; 0,5) 1: muito baixa <=0,1	Intensidades elevadas representam elevadas taxas de descarga.
TEMPO MÉDIO DE RECARGA	(dia) 5: muito alta >8 4: alta (2,5 ; 8) 3: media (1,2 ; 2,5) 2: baixa (0,7 ; 1,2) 1: muito baixa <=0,7	Intensidades muito altas denotam longos tempos de operação com EC < 90% e intensidades baixas denotam uma operação com freqüentes EC > 90%.
CICLOS PARCIAIS DE CARGA	(%) 5: muito alta >70 4: alta (50 ; 70) 3: media (40 ; 50) 2: baixa (30 ; 40) 1: muito baixa <= 30	Um valor elevado significa altas taxas de descarga para faixas de EC baixas, condição de operação que propicia o efeito de sulfatação.
TEMPO DE EC BAIXO	(%) 5: muito alta >25 4: alta (15,5 ; 25) 3: media (4,5 ; 15,5) 2: baixa (1 ; 4,5) 1: muito baixa <= 1	Tempo que a bateria permanece em um EC <35%.
ACELERAÇÃO POR TEMPERATURA	(-) 5: muito alta >1,6 4: alta (1,15 ; 1,6) 3: media (0,85 ; 1,15) 2: baixa (0,4 ; 0,85) 1: muito baixa <= 0,4	Intensidades altas representam elevadas temperaturas de operação, e baixas intensidades representam baixas temperaturas de operação.

A Tabela A3.1 mostra a escala de valores numéricos sugeridos por Svoboda (2007) para a atribuição de níveis de intensidade para os fatores de estresse. Deve-se ressaltar que um nível de intensidade elevado não significa necessariamente que as condições de funcionamento sejam as mais desfavoráveis, e um nível de intensidade baixa que as condições de funcionamento sejam

boas. Sempre deve ser levada em consideração a combinação de níveis de intensidade e exigem uma análise aprofundada para interpretar o valor numérico.

Com o procedimento especificado e utilizando as relações apresentadas na Tabela. 1, Svoboda (2007) dividiu em 6 categorias 164 SF analisados. Estas 6 categorias de sistemas foram associados a graus de estresse e seu correspondente índice de intensidade e agrupados em conjuntos com graus de degradação similares criando um vetor de intensidades de estresse que representa cada tipo de categoria. Uma análise similar foi realizada por Sauer (2001) que determinou 4 tipos de categorias analisando valores de tensão de operação do sistema, de correntes, de estado de carga e de temperatura.

## ANEXO A4

### A4.1. Calibração de Célula de Referência

Para constatar que os valores de irradiância fornecidos pela célula de referência são confiáveis e fazer com que os valores medidos de irradiância sejam também confiáveis, é necessário encontrar as constantes que relacionem os valores medidos.

Como procedimento de calibração, duas células e um piranômetro térmico da *Kipp&Zonen* modelo CM11 e *Eppley* PSP foram situadas sobre uma plataforma no plano horizontal sobre o telhado do LES-UFRGS. Estes dispositivos foram localizados a uma altura de 10 m com o intuito de minimizar os efeitos da reflexão dos objetos locais.

Um piranômetro térmico foi instalado no sistema experimental para confirmar o comportamento dos resultados obtidos pelos algoritmos que são utilizados no software quando os valores de irradiância medidos na horizontal são transladados para o ângulo do painel. Devido à necessidade de confirmar a sensibilidade do piranômetro, o instrumento foi calibrado por comparação com um piranômetro *Eppley PSP (Precision Spectral Pyranometer)* disponível no Laboratório e considerado pela Organização Meteorológica Mundial como um padrão secundário (WMO, 1985).

Medidas de irradiância foram adquiridas simultaneamente a cada minuto durante um dia completo utilizando as duas células, os piranômetros térmicos *Kipp&Zonen* e *Eppley*. A Figura A4.1 mostra as duas curvas obtidas com os valores adquiridos pelo piranômetro *Kip&Zonen* e a célula a ser calibrada.

O piranômetro utilizado possui as características apresentadas na Tabela A4.1. (*Kipp&Zonen*, 2003).

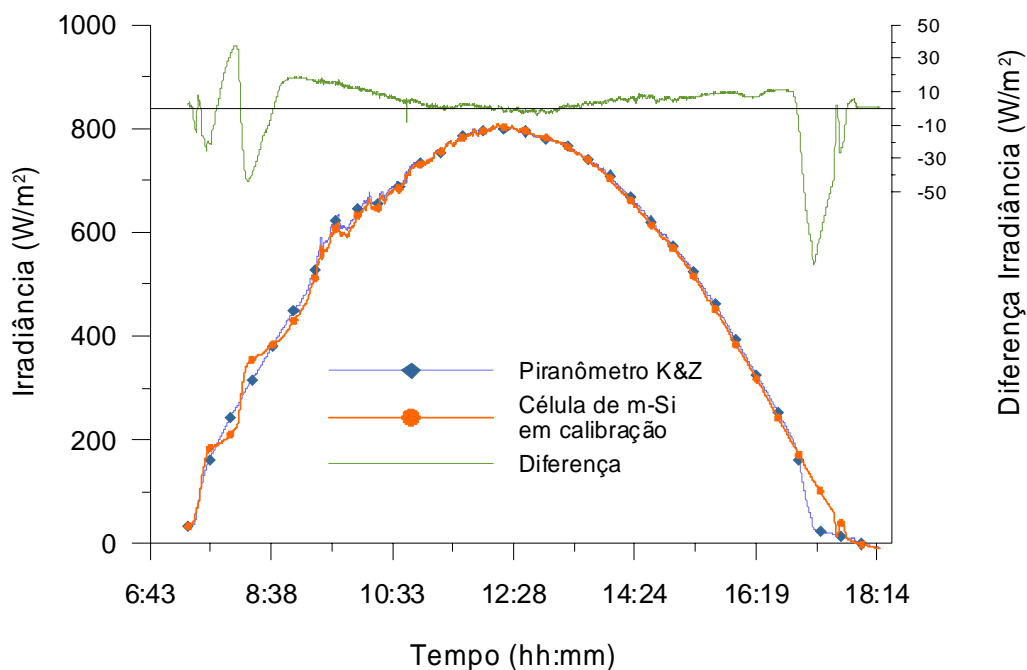


Figura A4.1 Irradiância medida com um piranômetro *Kipp&Zonen* CM11 confrontado com os valores obtidos da célula.

A constante de calibração do piranômetro *Kipp&Zonen* foi de  $4,87 \mu\text{V}/\text{W}^{-1}\text{m}^2$ .

Tabela A4.1. Principais características do piranômetro CM11

Tempo de resposta (95%)	< 12 s
Desvio do zero (offset)	< 7 W/m <sup>2</sup>
Não linearidade	± 0,6 %
Resposta cosseno	± 1 %
Resposta à inclinação (-80° a +80°)	± 0,25 %
Resposta à temperatura ambiente (-10 °C a 40 °C)	± 1 %

A célula de referência usada para a calibração da célula a ser instalada no sistema possui as seguintes características:

- Célula solar ISOFOTON
- Tecnologia Si monocristalino (igual à dos módulos)
- Constante de calibração na condição padrão  $K_R = 124 \text{ mV}/1000 \text{ W}/\text{m}^2$
- Incerteza  $\omega K_R = 4 \mu\text{V}/\text{W}^{-1}\text{m}^2$

Ambas as células possuem um resistor shunt, Hartmann & Braun com relação nominal de 5 A / 60 mV, instalado na sua face posterior, Os valores de tensão dos *shunts* foram medidos com uma unidade de aquisição de dados Agilent 34970 A.

O valor encontrado para a constante de calibração da célula em ensaio foi  $KC = 0,123 \text{ V/W}^{-1}\text{m}^2$ . A Figura A4.2 ilustra as curvas de irradiância medida com a célula de referência e com a célula sob calibração.

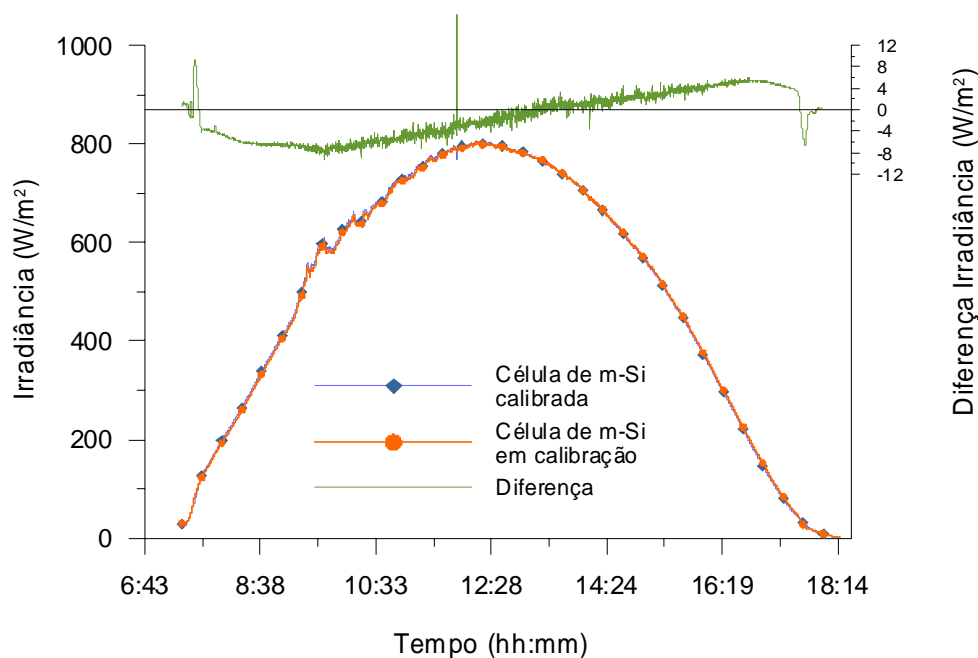


Figura A4.2. Curvas de irradiância medida nas células após a calibração e diferença entre os valores obtidos.

#### A4.2. Medição de Temperaturas

PT100 são sensores termoresistivos formados por um resistor de platina cuja resposta pode ser considerada linear na faixa de temperatura de operação de módulos fotovoltaicos (compreendida entre  $10 \text{ }^\circ\text{C}$  e  $70 \text{ }^\circ\text{C}$ ). Para as medidas das temperaturas do módulo fotovoltaico e do ar ambiente foram utilizados PT100 classe A. Os sensores utilizados, segundo dados do fabricante, apresentam uma resistência de  $99,98 \text{ ohm}$  quando sua temperatura é igual a  $0 \text{ }^\circ\text{C}$ , e um coeficiente de variação linear da resistência  $\alpha^*$  que, na faixa de temperatura de  $0 \text{ }^\circ\text{C}$  até  $100 \text{ }^\circ\text{C}$ , é igual a  $0,003851 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ .

O valor de  $\alpha^*$  é definido pela Eq. (A4.4)

$$\alpha^* = \frac{R - R_0}{R_0(T - T_0)} \quad \text{A4.1}$$

onde,  $R_0$  é a resistência elétrica na temperatura  $T_0 = 0 \text{ }^\circ\text{C}$  e  $R$  é a resistência elétrica para uma temperatura  $T$ .

O sensor utilizado para medir a temperatura do ar externo é um NTC (*negative temperature coeficiente*) fabricado de material semicondutor, onde sua resistência decresce com o aumento da temperatura segundo a Eq. A4.2.

$$R = R_0 \cdot \exp \left( \alpha \left( \frac{1}{T} - \frac{1}{T_0} \right) \right) \quad (\text{A4.2})$$

Os sensores de temperatura foram calibrados utilizando um banho termostático MGM Lauda M3 (Figura A4.3), o equipamento permite a calibração dos sensores com uma resolução de 0,1 °C, o qual foi aferido com o uso de um termômetro de mercúrio de  $\pm 0,05$  °C de resolução.

Os sensores foram calibrados dentro da faixa compreendida entre 20°C e 50°C. Uma peça de alumínio é colocada dentro do banho termostático de calibração e sobre elas são fixadas os sensores a serem calibrados. Isto é realizado com o intuito de equalizar as temperaturas. Para ter certeza de um correto contato entre o sensor e a peça de alumínio, uma camada de pasta térmica foi colocada entre eles.

A peça de alumínio, com os sensores fixados nela, é imersa dentro do banho térmico e são escolhidos 10 diferentes temperaturas onde, após o equilíbrio térmico a uma dada temperatura para a qual o banho foi ajustado, o processo de calibração se inicia. Após cada estabilização da temperatura no valor selecionado, são registrados os valores de temperatura de cada um dos sensores. Este procedimento foi repetido 10 vezes.



Figura A4.3. Foto do banho termostático MGM Lauda M3 junto com um termômetro de mercúrio utilizado na calibração dos sensores de temperatura.

Os valores fornecidos pelos sensores foram medidos 3 vezes a cada 30 s, sendo considerado o valor médio obtido. Desta forma obtiveram-se as curvas de calibração



apresentadas na Figura A4.4, utilizadas para corrigir os valores de temperatura em condições de operação.

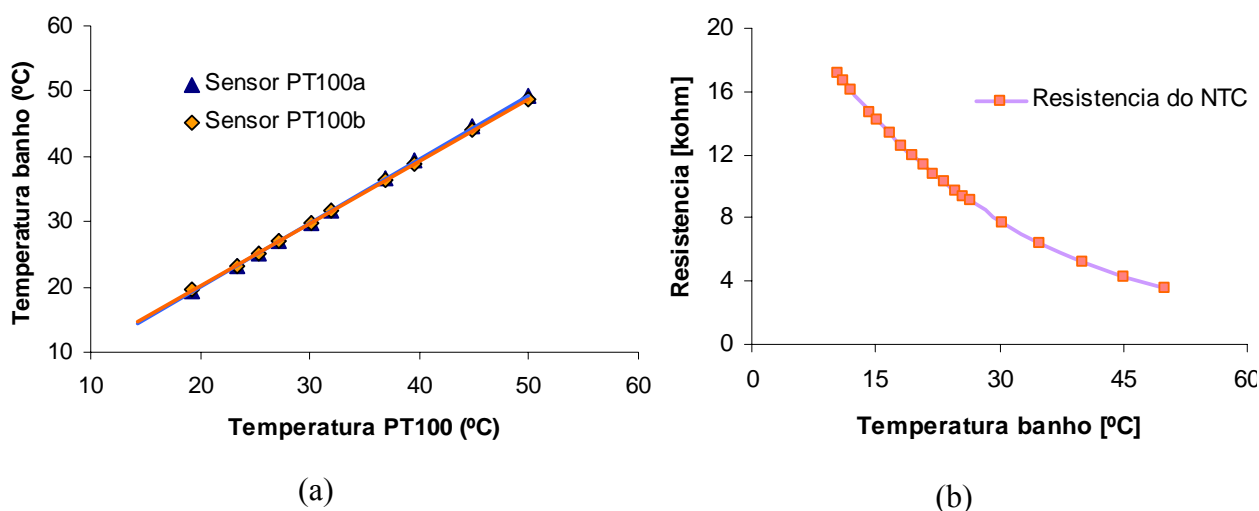


Figura A4.4. Curvas de calibração dos sensores de temperatura a) sensores PT100, b) sensor NTC.

As incertezas associadas ao procedimento de calibração são da ordem de  $0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ , mas as incertezas em cada aplicação dependerão das diferenças entre as temperaturas efetivas dos sensores, os quais estarão sujeitos a regimes transientes de transferência de calor e a temperatura dos elementos testados.

#### A4.3. Medição de Velocidade e Direção do Vento Local

O sensor de velocidade do vento do sistema (Figura A4.5 (a)) consta de um rotor de 4 pólos que gira junto com as conchas e um enrolamento fixo, no qual é induzido um sinal elétrico (senoidal). O sinal manifesta dois ciclos a cada rotação e sua frequência ( $f$ ) tem uma relação linear com a velocidade do vento ( $V_v$ ). A Tabela A4.2 mostra algumas das características do sensor de conchas utilizado.

Tabela A4.2. Características do anemômetro de conchas

<i>Magnitude</i>	<i>Valor</i>
Frequência	0 – 60 Hz
Tensão	0 – 2 V (CA)
Velocidade do vento	0 – 45,82 m/s
Velocidade de início	0,78 m/s

O sensor de direção do vento é uma veleta, acoplada mecanicamente a um potenciômetro de precisão.



Figura A4.5. a) Anemômetro de conchas modelo NGR#40, b) Veleta modelo NGR#200, utilizados no sistema experimental (Fonte: NGR, 2006).

O sensor de direção do vento, mostrado na Figura A4.5 (b), é uma veleta perfeitamente balanceada, acoplada mecanicamente a um potenciômetro de precisão. Suas características elétricas são mostradas na Tabela A4.3.

Como o potenciômetro cobre apenas 352° de giro, é preciso um artifício para que a entrada do canal não fique sem sinal, pois em tal caso obter-se-iam valores aleatórios. Este problema soluciona-se através de um tratamento dos dados adquiridos utilizando o programa de gerenciamento e aquisição desenvolvido.

Tabela A4.3. Características elétricas do sensor de direção do vento

<i>Magnitude</i>	<i>Valor</i>
Resistência ( $R_n$ )	11 k $\Omega$
Curso angular	352°
Excitação ( $V_{cc}$ )	1 – 15 V
Saída	0 V (0°) – $V_{cc}$ (352°)

Como os sensores de velocidade e direção do vento estiveram instalados durante um período considerável de tempo na intempérie, foi decidido aferir seu funcionamento utilizando o túnel de vento do LES-UFRGS. Foi medida a velocidade de vento em uma determinada seção do túnel utilizando um anemômetro tipo turbina, Minipa MDA-10. Após realizar esta medição, foi instalado o anemômetro de conchas (NGR#40) na mesma seção. Obteve-se a equação que corresponde à velocidade de vento medida pelo anemômetro.

$$V_v = 0,798 f + 0,39 \quad (\text{A4.3})$$

#### A4.4. Incertezas nas Medidas

A análise de incertezas aplica-se segundo a dependência da variável em estudo, já que algumas delas apenas dependem da incerteza do instrumento de medição, enquanto que em outras devem ser consideradas as incertezas de cada variável dependente envolvida (propagação de erros). Para tal caso será empregado o método de Kline e McClintock (Holman, 1971), definido pela Eq.A4.7:

$$\omega_Y = \pm \sqrt{\left(\frac{\partial Y}{\partial x_1} \omega_1\right)^2 + \left(\frac{\partial Y}{\partial x_2} \omega_2\right)^2 + \dots + \left(\frac{\partial Y}{\partial x_n} \omega_n\right)^2} \quad (\text{A4.4})$$

onde  $Y$  é a função da variável analisada, dependente das variáveis  $x_1, x_2, \dots, x_n$ , e suas respectivas incertezas  $\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_n$ .

Na propagação de erros, cada variável  $Y$  é descrita pela especificação de seu valor medido seguido de um intervalo de incerteza  $\omega$ . Quando a exatidão do instrumento é dada em % do fundo de escala, ao máximo valor de desvio de qualquer leitura soma-se esse valor, o qual é associado a todas as leituras (Vuolo, 1996).

Na Tabela A4.4 são apresentadas as variáveis medidas pelo sistema de aquisição de dados.

Tabela A4.4. Variáveis medidas no sistema experimental

	Variável	Unidade da medição
1	Tensão do banco de baterias	V
2	Corrente do painel fotovoltaico	V
3	Corrente fornecida às cargas de CC	V
4	Temperatura ambiente	$\Omega$
5	Temperatura dos módulos (3)	$^{\circ}\text{C}$
6	Temperatura interna	$^{\circ}\text{C}$
7	Radiação solar no plano inclinado	V
8	Radiação solar no plano horizontal	V
9	Velocidade do vento no local	Hz
10	Direção do vento no local	V

Visto que o principal instrumento do sistema de medidas é a unidade de aquisição de dados Agilent 34970A, a Tabela 4.5 mostra sua exatidão para as grandezas monitoradas no sistema experimental.

Tabela 4.5. Incertezas da unidade de aquisição de dados segundo o tipo de medição.

Grandeza	Escala	Exatidão
Tensão CC	100 mV	$\pm (0,0050\% \text{ da leitura} + 0,0040\% \text{ do FE})$
Tensão CC	1 V	$\pm (0,0040\% \text{ da leitura} + 0,0007\% \text{ do FE})$
Tensão CC	10 V	$\pm (0,0035\% \text{ da leitura} + 0,0005\% \text{ do FE})$
Tensão CC	100 V	$\pm (0,0045\% \text{ da leitura} + 0,0006\% \text{ do FE})$
Temperatura	-	$\pm (0,1) \text{ }^\circ\text{C}$
Resistência elétrica	1 k $\Omega$ e 100 k $\Omega$	$\pm (0,010\% \text{ da leitura} + 0,001\% \text{ do FE})$
Frequência elétrica	-	$\pm (0,10\% \text{ da leitura})$

FE: Fundo de Escala

A seguir são apresentados os valores de incertezas para cada uma das variáveis apresentadas na Tabela 4.5.

#### *Incerteza da tensão CC*

A leitura considerada para a tensão é a nominal do sistema de acumulação, sendo a mesma de 24 V, desta forma, para calcular a incerteza na medida utilizam-se as especificações da Tabela 4.3.

Erro de leitura da unidade *Agilent*:  $\pm(0,0045 \% \text{ de } 24 \text{ V}) = \pm 0,0011 \text{ V}$

Erro fundo de escala da unidade *Agilent*  $\pm (0,0006\% \text{ de } 100 \text{ V}) = \pm 0,0006 \text{ V}$

A incerteza na medida da tensão do será  $\omega_V = 0,0017 \text{ V}$

#### *Incerteza da corrente elétrica no shunt*

Medida da tensão sobre o *shunt* quando *Imp* circular pelo mesmo = 129,15 mV

Erro de leitura da unidade *Agilent*:  $\pm(0,0050 \% \text{ de } 129,15 \text{ mV}) = \pm 0,0052 \text{ mV}$

Erro fundo de escala da unidade *Agilent*:  $\pm (0,0007 \% \text{ de } 1000 \text{ mV}) = \pm 0,007 \text{ mV}$

Incerteza da unidade *Agilent*  $\omega_{Ag} = (0,0052 \text{ mV} + 0,007 \text{ mV}) = 0,0122 \text{ mV}$ ,

Considerando o FE do *shunt* que corresponde a 150 mA, tem-se a incerteza na medida da corrente no *shunt*  $\omega_I = 0,5 \% = 50 \text{ mA}$ .

Aplicando as incertezas  $\omega_I$  e  $\omega_V$  obtém-se a incerteza combinada na medida da potência em corrente contínua no ponto de máxima potência

$$\frac{\partial P_{PMP}}{\partial V_{PMP}} = I_{PMP} \quad \text{e} \quad \frac{\partial P_{PMP}}{\partial I_{PMP}} = V_{PMP} \cdot$$

$$\omega_{PCC} = \left( \left( \frac{\partial P_{PMP}}{\partial I_{PMP}} \omega_I \right)^2 + \left( \frac{\partial P_{PMP}}{\partial V_{PMP}} \omega_V \right)^2 \right)^{\frac{1}{2}}$$

$$\omega_{PCC} = \left( (24 * 0,0017)^2 + (8,67 * 0,050)^2 \right)^{\frac{1}{2}} = 0,43W$$

Medida da potência em corrente contínua: (PCC ± 0,43) W

*Incerteza na medida da temperatura do ar ambiente e módulo*

A incerteza na medida da temperatura do ar ambiente foi determinada utilizando a incerteza do sensor  $\omega_{Pt100}$  determinada na calibração realizada. Desta forma tem-se que:

Medida da temperatura do ar ambiente exterior: ( $T_a \pm 0,2$ ) °C

Medida da temperatura de célula: ( $T_c \pm 0,2$ ) °C

Medida da temperatura do ar ambiente interior: ( $T_i \pm 0,2$ ) °C

*Incerteza na medida da irradiância com a célula de referência  $\omega_G$*

Para a incerteza na medida da irradiância  $\omega_G$  foi considerada a incerteza  $\omega_{K1}$  da célula de referência que é de 4 mV/1000 W/m<sup>2</sup>. Este valor corresponde a 32 W/ m<sup>2</sup>, em relação a 1000 W/m<sup>2</sup>.

Cabe salientar que a medida da irradiância solar realizada com células fotovoltaicas é uma boa referência para comparação entre sistemas fotovoltaicos, mas o erro na medida da irradiância verdadeira, principalmente quando o ângulo de incidência da radiação direta for grande, pode ser maior que 32 W/m<sup>2</sup>.

*Incerteza na medida da velocidade do vento  $\omega_{ven}$*

Para contrastar o anemômetro utilizado na instalação experimental *NGR40440* (NRG, 2002) foram realizadas 15 medições da velocidade em um túnel de vento utilizando como referência um anemômetro *Minipa 2020* tipo turbina, com resolução de 0,1 m/s e incerteza, na faixa compreendida entre 5 e 25 m/s, de ± 3% (Minipa, 1996).

O anemômetro *NGR 4040* mede a velocidade de vento em função da frequência do sinal que ele emite, com uma incerteza de ± 1,3 %. Deste modo, foi considerada a incerteza da velocidade do vento local  $\omega_{ven}$  de 0,1 m/s.